

CONTRIBUIÇÕES DA BROOKFIELD PARA A AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 034/2017

A Brookfield Energia Renovável apresenta suas contribuições para a Audiência Pública no 34/2017, cujo objetivo é obter subsídios para o aprimoramento da proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – PDE 2026.

O PDE 2026, colocado em consulta pública pela empresa de pesquisa energética (EPE), traz importantes avanços na metodologia de projeção da expansão da oferta ao incorporar um modelo matemático de Decisão de Investimentos como apoio para a indicação da expansão ótima do sistema com a minimização dos custos totais de investimentos e de operação. Essa nova metodologia incorpora importantes benefícios para a sociedade ao fazer a otimização da expansão com a minimização dos custos e serve como importante diretriz para a indústria na elaboração do seu plano estratégico de expansão.

No nosso entendimento é muito importante que haja uma política energética com diretrizes claras e transparentes, principalmente alinhada com a operação do sistema, caso contrário esta se tornará ineficaz e até mesmo inócua. Há no planejamento do PDE 2026 um incisivo desenvolvimento de fontes eólicas e solar em comparação as demais fontes. Entretanto, as características intrínsecas de ambas as fontes na questão da intermitência e seus complexos impactos sobre a operação do sistema (visto que ainda não há nenhum projeto viável economicamente de estocagem de energia), deveriam ser melhor mensurados e precificados. Parece haver uma imposição à EPE para que a mesma inclua essas fontes em detrimentos das demais, mesmo tendo atualmente todo um contexto restritivo de transmissão que pode vir a se agravar ainda mais com a adição dessas fontes.

Dessa forma, o enfoque dessa contribuição será demonstrar as vantagens para o sistema e para a sociedade de uma maior expansão das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e a necessidade de aprimoramento do atual modelo de precificação das diversas fontes nos leilões.

As contribuições estão estruturadas em capítulos, conforme descrito a seguir.

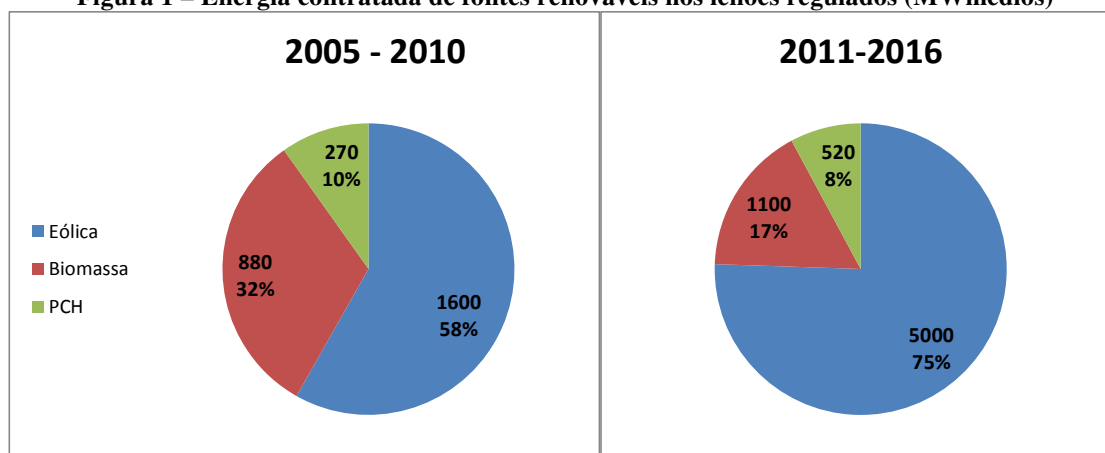
1. Panorama atual das PCHs

Conforme indicado na Tabela 14 do PDE 2026, descrita no Anexo I do Capítulo III, no ano de 2016 as PCHs detinham uma participação de apenas 3,9% sobre o montante total de potência instalada no SIN no ano de 2016. Quando se considera apenas as fontes renováveis (PCH, eólica, biomassa e solar), este percentual representa apenas 20,2% da potência instalada desse segmento.

Ao avaliar a evolução da sua capacidade instalada ao longo dos últimos anos, no período de 2011 a 2016, verifica-se que as PCH apresentaram a menor taxa de crescimento médio anual entre as fontes renováveis, equivalente a 4,3% ao ano. No mesmo período, as usinas eólicas observaram uma taxa

média anual de 51,6%, enquanto que as usinas a biomassa observaram uma taxa de 10,4%¹. Estas taxas ilustram claramente a distorção ocorrida na expansão das fontes renováveis nos últimos anos, quando houve uma contratação elevada de fontes eólicas, em detrimento das PCHs, especialmente no período de 2011 a 2016, conforme ilustra o gráfico abaixo.

Figura 1 – Energia contratada de fontes renováveis nos leilões regulados (MW médios)



Fonte: CCEE, Brookfield

Estes resultados refletem as dificuldades que vem sendo enfrentadas pelos investidores em PCHs, e que decorrem principalmente de distorções na elaboração do planejamento energético de longo prazo e na realização dos leilões regulados de energia. A correção dessas distorções passa, obrigatoriamente, pela correta precificação dos benefícios que as PCHs proporcionam ao sistema, pela equalização dos benefícios concedidos às demais fontes de energia (muitas vezes ocultos) e pela maior agilidade no processo de licenciamento ambiental.

Os próximos itens desse documento irão detalhar cada um desses pontos. Acreditamos que a solução das questões apresentadas nesse documento é imprescindível para haja concorrência isonômica entre as fontes nos próximos processos licitatórios para contratação de energia.

2. Distorções na competitividade entre as fontes de energia

Neste item são avaliadas as diversas distorções econômicas, fiscais e obrigações setoriais que são impostas às PCHs. Estas distorções, observadas ao longo de diversos anos no passado, tem imposto perdas de competitividade às PCHs e favorecendo a expansão de outras fontes renováveis (não necessariamente mais baratas), conforme já fora abordado no item anterior.

¹ Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração – Julho 2017 – ANEEL – Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>

Ao longo da análise proposta neste item torna-se evidente a necessidade de equacionar as distorções atualmente existentes, a fim de que sejam identificados os reais custos de implantação das fontes de produção de energia elétrica.

a. Incentivos fiscais

É notória e amplamente discutida a elevada carga tributária existente no Brasil, principalmente sobre produtos e equipamentos. Nesse sentido, estímulos para o desenvolvimento da indústria nacional serão sempre bem vindos, seja por meio de benefícios fiscais concedidos pelas esferas de governo a nível federal, estadual e municipal, seja pela criação de programas de desenvolvimento regionais.

No entanto, segundo estudo realizado pela empresa de consultoria Rolland Berger (2012), a concessão de incentivos fiscais não tem sido isonômica para as fontes incentivadas, conforme ilustra a figura abaixo.

Figura 2 – Incidência de impostos por fonte de energia

	ICMS	IPI	II	Impacto no custos com o fim dos benefícios fiscais 4)
 PCH	> Turbinas e equip. hidráulicos 2-18 ¹⁾	> Turbinas e geradores 0 > Equip. hidromecânicos 5	> Turbinas hidráulicas 14	+3%
 EOL	> Aerogeradores, torres e pás 0	> Aerogeradores, torres e pás 0	> Aerogeradores, torres e pás 2) 14	+10%
 BIO ³⁾	> Todos os bens de capital 0	> Caldeiras 0 > Turbinas à vapor 5	> Caldeiras e turbinas à vapor 14	+10%

1) Aliquota depende do estado e não do equipamento 2) Entre 2006-2009 havia isenção de II, hoje somente aerogeradores de pot. > 1,5MW podem ser importados 3) Foram considerados incentivos fiscais do Estado de SP 4) Estimativa com base no impacto dos impostos nos custos de instalação médios dos empreendimentos

Fonte: ANEEL, CONFAP, Entrevistas, Rolland Berger Strategy Consultants

Fonte: Rolland Berger (2012)

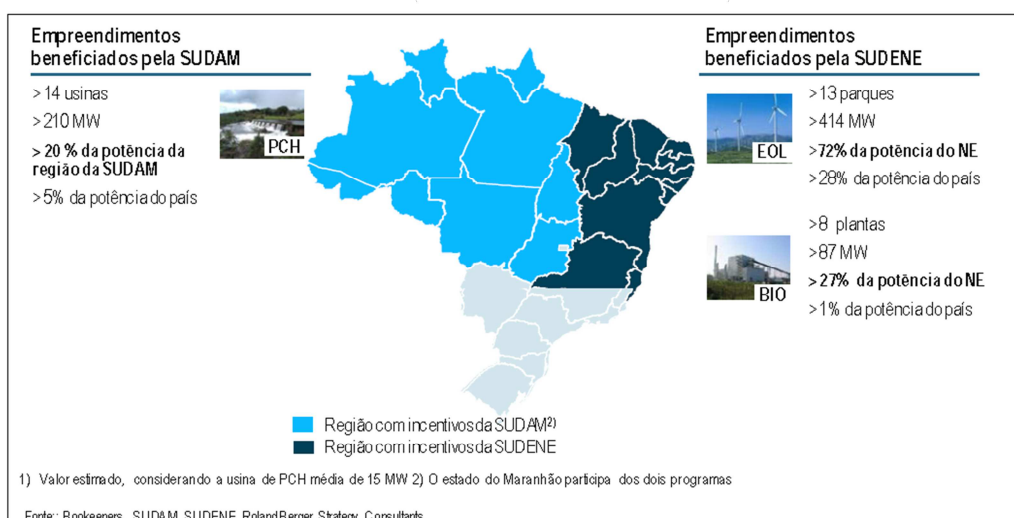
O mesmo o estudo indica que as fontes incentivadas são beneficiadas por importantes programas de desenvolvimento regional, realizados pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE e pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM, conforme listado abaixo.

- Redução de 75% do Imposto de Renda (IR) para novos empreendimentos a construir até 2015, durante 10 anos e com exigência de reinvestimento da poupança de impostos em equipamentos, no mesmo parque eólico;
- Isenção do PIS/COFINS e benefício de depreciação acelerada - depois de adquirido o benefício de 75% na redução no IR;

- Isenção do IOF de 6,4% nas operações de câmbio para pagamento de bens importados, até ao final 2015;
- Desconto de até 40% no AFRMM (Adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante) no transporte de bens.

No entanto, conforme ilustra a figura abaixo, as maiores beneficiárias dos supracitados programas de incentivo fiscal são as fontes eólicas, em grande parte devido a elevada participação dessas fontes na região Nordeste.

Figura 3 – Abrangência dos programas da SUDENE e SUDAM nos empreendimentos de energia renovável (dados acumulados até 2021)



Fonte: Rolland Berger (2012)

Os dados ilustrados neste item demonstram claramente que há uma falta de isonomia na alocação de benefícios fiscais para as fontes incentivadas, com maior favorecimento as fontes eólicas. Esta ausência de isonomia termina por se refletir na oferta de energia para os leilões regulados, onde é clara a predominância das usinas eólicas, em detrimento da participação das PCHs.

b. Subsídios a grandes empreendimentos e sua desconstrução

A Abragel realizou recentemente, em decorrência da Consulta Pública MME nº33/2017, uma análise dos subsídios indiretos auferidos pelos grandes empreendimentos hidráulicos², em especial aqueles classificados como projetos estruturantes. A referida análise considerou como exemplo a

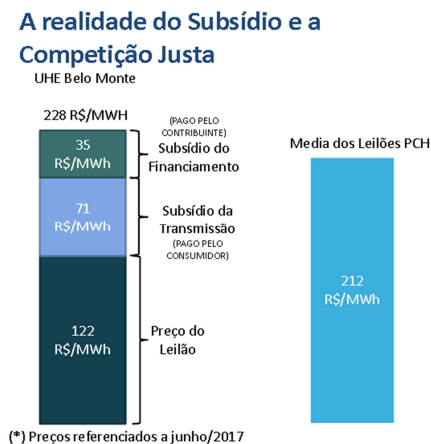
² Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=E1QDDimf&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_objId=809&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadParticipacao

UHE Belo Monte, que apresentou um preço de venda para o leilão regulado quase 100 R\$/MWh menor que o preço médio praticado pelas PCHs nos leilões regulados anteriores.

Ocorre que o reduzido preço de venda praticado pela UHE Belo Monte somente foi alcançado porque foram concedidos diversos benefícios fiscais e econômicos, muitos deles não facilmente identificáveis, tais como: (i) custeio das longas linhas de transmissão de energia arcado pelos usuários do sistema de transmissão de energia; (ii) condições diferenciadas de financiamento do empreendimento, concedidas pelo BNDES e (iii) antecipação da garantia física alocada às unidades geradoras, atingindo a garantia física total da casa de força principal do empreendimento já na oitava unidade geradora (total de 18 unidades geradoras).

Caso os subsídios (i) e (ii) fossem removidos, haveria uma apreciação no preço de venda de energia da UHE Belo Monte, dos atuais R\$ 122/MWh (preço do leilão corrigido) para R\$ 228/MWh. Para fins de comparação, o valor médio da energia negociada pelas PCHs nos leilões regulados foi de R\$ 212/MWh. A figura abaixo ilustra a decomposição do preço de venda da UHE Belo Monte, em comparação com o preço médio de energia praticado pelas PCHs (sugiro pegarmos a memória de cálculo. Pablo, a Brasil PCH ficou de enviar não foi? Quero ter certeza que o numero está ok. De todas as maneiras a Carol poderia calcular esse impacto).

Figura 4 – Comparação entre preços de leilão e subsídios: Belo Monte vs PCH



Fonte: Abragel (2017)

Verifica-se, portanto, que distorções na aplicação de benefícios fiscais e econômicos não se restringem apenas ao universo das fontes incentivadas. Ao permitir que grandes hidrelétricas tenham acesso a benefícios diferenciados, acentua-se a situação desfavorável atualmente enfrentada pelas PCHs.

Fica claro, portanto, que deve-se buscar a isonomia entre as fontes de geração de energia elétrica, tanto por uma questão de transparência para o mercado, quanto por uma questão de modicidade tarifária para os consumidores de energia.

Além das distorções citadas, deve-se ressaltar que as grandes hidrelétricas apresentam possíveis impactos ambientais em escala muito superior àquela que seria encontrada na implantação de uma PCH. Nesse sentido, os potenciais prejuízos para a sociedade também devem ser considerados, ainda que no momento tais prejuízos não possam ser adequadamente precificados nos leilões regulados.

c. Tempo de licenciamento

Outra questão que afeta diretamente o retorno esperado dos investimentos em PCHs, com consequente reflexo sobre a competitividade perante às demais fontes, são os longos prazos observados para regularização dos processos regulatórios e de licenciamento ambiental destas usinas.

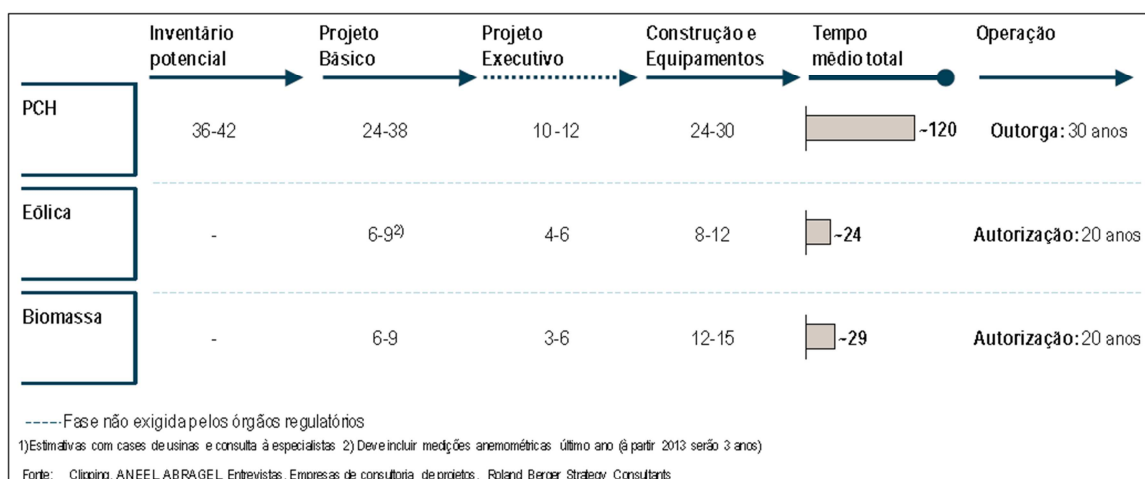
Ainda de acordo com os estudos realizados pela empresa de consultoria Rolland Berger (2012), existem diversas exigências que são impostas apenas aos projetos de PCHs, ocasionando em uma discrepância significativa de tempo para regularização de seus processos, quando comparado a outras fontes de geração.

Figura 5 – Etapas de licenciamento



Fonte: Rolland Berger (2012)

Figura 6 – Tempo médio de cada etapa do licenciamento



Fonte: Roland Berger (2012)

Tais fatores resultam um prazo para início de operação comercial 4 a 5 vezes superior ao observado nas demais fontes de geração. Embora as PCHs possuam um prazo de outorga superior ao das demais fontes, tal prazo não é suficiente pra compensar os custos de oportunidade do capital investido durante o longo período de tempo necessário para a conclusão do processo de licenciamento ambiental e obtenção de outorga para início de operação comercial. Este é apenas mais um dos fatores que comprometem a competitividade das PCHs perante as demais fontes de energia.

Os pontos mais críticos nos processos de licenciamento ambiental e outorga das PCHs são:

- Necessidade de elaboração do inventário de potencial de produção de energia da fonte geradora utilizada, no caso os rios. Esta exigência impõe o mesmo rito processual aplicável para grandes usinas hidrelétricas, perfazendo um período de avaliação que compreende de 36 a 42 meses.
- Elevado nível de detalhamento das obras civis, equipamentos e cronograma de execução, ainda que necessários para a construção do empreendimento. O cumprimento dessas obrigações demanda, em média, um prazo de 24 a 38 meses. Para efeito de comparação, o mesmo processo quando aplicado para as usinas eólicas e à biomassa demandam prazos entre 6 e 9 meses.
- Exigência de obtenção da Outorga de Direito de Uso de Recurso Hídrico, emitida pelo órgão estadual com competência no gerenciamento deste recurso. Nesse caso, caso a área de influência do empreendimento cruze mais de um Estado, é possível que seja necessário a participação de duas entidades regulatórias distintas.
- A construção do empreendimento e a aquisição dos equipamentos, que possuem suas complexidades técnicas características, exigem prazos que variam de 24 e 30 meses, já incluído o tempo necessário para a obtenção da Licença de Instalação e da Licença de

Operação, emitida pelos Órgãos Reguladores Ambientais. Tais prazos são bastante superiores as demais fontes de geração, que se situam entre 8 e 15 meses, em virtude das suas características construtivas mais simplificadas.

Observa-se, portanto, que o longo prazo demandando para desenvolvimento de um empreendimento de PCH, desde o início da avaliação econômica do projeto até o início de sua operação comercial, impõe um custo financeiro significativo para estes empreendimentos. Consequentemente, há um retardo no início da geração de receita desses empreendimentos, o que eleva os riscos e as incertezas dos investidores que optem por esta fonte.

3. Benefícios para o sistema

Neste item serão avaliados os benefícios proporcionados pelas PCHs para o sistema interligado nacional, contemplando suas características de atendimento a demanda de ponta do sistema, maior confiabilidade e uso reduzido dos sistemas de transmissão de energia.

É necessário que tais benefícios sejam reconhecidos durante o processo de precificação de sua energia para o correto planejamento do setor energético que se propõe realizar este PDE.

a. Atendimento a demanda de ponta

Apesar do sistema elétrico brasileiro estar atravessando um momento atípico de folga no balanço de energia, em decorrência da forte recessão econômica que o país enfrenta desde meados de 2014, deve-se avaliar a evolução das necessidades de atendimento a demanda do sistema no horizonte futuro, quando o balanço de energia alcançar novamente seu equilíbrio.

Neste sentido, cabe ressaltar que as PCHs se apresentam como uma excelente alternativa para atendimento da demanda de ponta do sistema, visto possuírem características de produção firme de energia e capacidade de regularização horária de geração. Tal característica, que não é observada nas demais fontes renováveis com produção de energia intermitente, possibilita o menor acionamento das usinas térmicas, com consequente redução dos custos operativos e menor dependência da variação dos custos de combustíveis fósseis.

b. Custos de Transmissão

Como é de conhecimento, as PCHs podem ser construídas perto dos grandes centros de carga, o que acarreta em menor investimento para a rede de transmissão e maior confiabilidade de suprimento, visto que a energia não necessita ser transportada por longas distâncias desde o ponto de produção até o ponto de entrega, fator crítico nos últimos anos para expansão do setor elétrico. No entanto, essa característica positiva das PCHs não tem sido adequadamente identificada e valorizada no processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

Quando se avalia a situação das linhas de transmissão que conectam os mais importantes empreendimentos de geração do país, observa-se um histórico de atrasos nesses empreendimentos, com destaque para os ativos de Abengoa e Isolux. Tal situação acarreta no contingenciamento de áreas aptas a receber novos empreendimentos, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, além do estado do Rio Grande do Sul³. Nestas regiões está concentrado o maior número de potenciais empreendimentos eólicos a serem leiloados no curto e médio prazo e na região Norte a maioria dos grandes empreendimentos hidráulicos leiloados nos últimos anos que, por conseguinte, demandam longas linhas de transmissão para escoar a sua produção de energia.

Figura 7 – Áreas afetadas pelas obras da Abengoa

Figura 2-1: Destaque para as obras da ABENGOA em 500 kV nas Regiões Norte e Nordeste

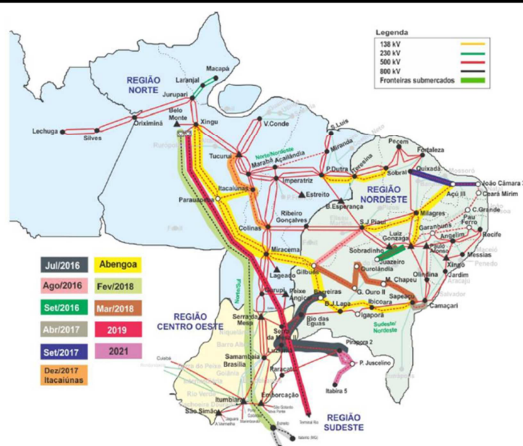
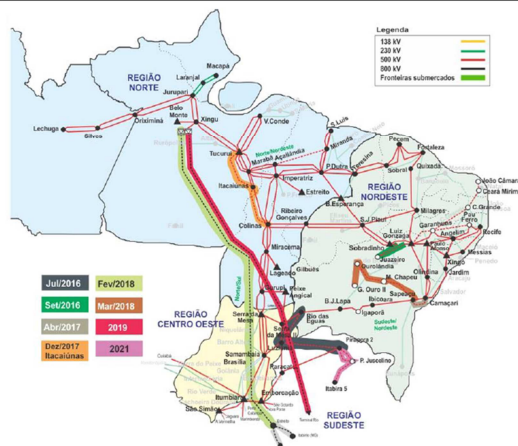


Figura 3-1: Configuração sem as obras da ABENGOA em 500 kV nas Regiões Norte e Nordeste



Fonte: ONS

Apesar do grave contexto de atraso nos cronogramas de transmissão e restrição para o escoamento de energia, o PDE 2026 apresenta em seu cenário base uma expressiva expansão da produção de energia com base em fontes eólica e solar em seu cenário de referência, conforme cronograma indicado abaixo:

- Indicação de expansão de 1.000 MW apenas de oferta eólica em 2020, sendo 800 MW na região Nordeste e 200 MW na região Sul;
- Indicação de expansão de mais 1.000 MW de oferta solar fotovoltaica em 2020;
- Indicação de uma expansão uniforme de oferta eólica partir de 2021, sendo 80% na região Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão uniforme de no mínimo 1.000 MW/ano de oferta solar fotovoltaica a partir de 2021;

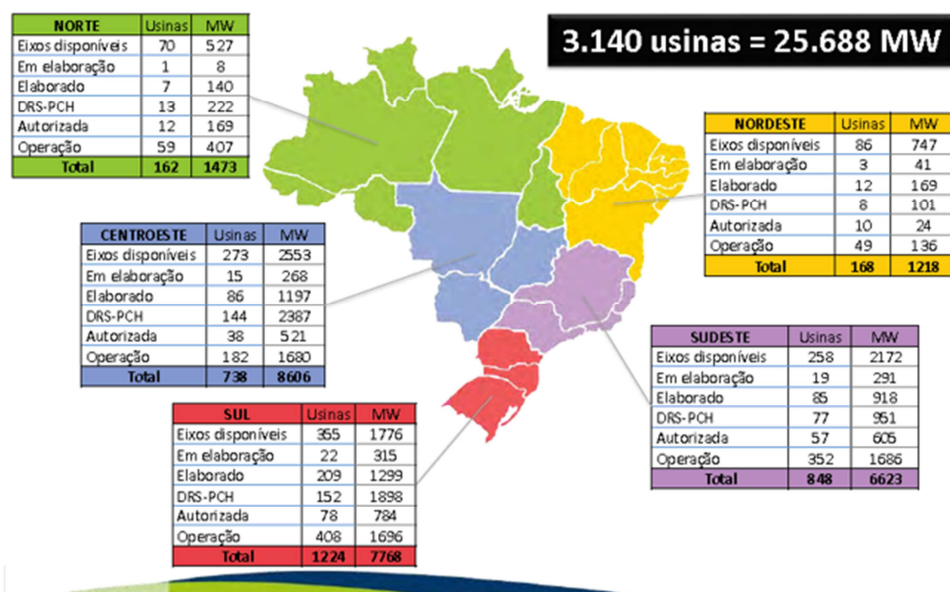
³ Nota Técnica nº 121/2016 - 2ºLER/2016: Quantitativos de capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG.

Segundo a avaliação do PDE 2026, os ativos de transmissão da empresa Abengoa entrariam em operação em 2026, respectivamente o último ano do horizonte do plano decenal, embora a recomendação da ANEEL encaminhada recentemente ao MME seja pela caducidade dos 9 contratos de concessão concedidos à Abengoa. Em relação aos atrasos observados na empresa Isolux, não há menção específica em relação ao prazo.

Mesmo que o cronograma de obras da transmissão indicado no PDE seja efetivamente implantado, persistiriam severas restrições de transmissão na região Nordeste, em contradição com a expressiva expansão de usinas eólica e solar fotovoltaica indicadas pelo PDE para essa região. Caso essa premissa de planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro seja continuada, haverá um sério comprometimento ao cumprimento do cronograma de início de operação comercial dessas usinas, motivada por restrições de transmissão, acarretando em encargos financeiros elevados para os consumidores de energia, conforme já verificado no passado.

Por outro lado, conforme ilustra a figura abaixo disponibilizada pela Abragel, grande parte do potencial de expansão das PCHs está concentrada nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, fora do bioma amazônico, regiões que atualmente não observam restrições de transmissão. Mesmo diante desse cenário contraditório, o volume de expansão de PCHs indicado no PDE 2026 no mesmo horizonte equivale a cerca de 300 MW por ano no cenário de referência, muito abaixo da expansão prevista para as fontes eólica e solar fotovoltaica.

Figura 8 – Potencial hidráulico e em operação - PCHs



Fonte: Abragel

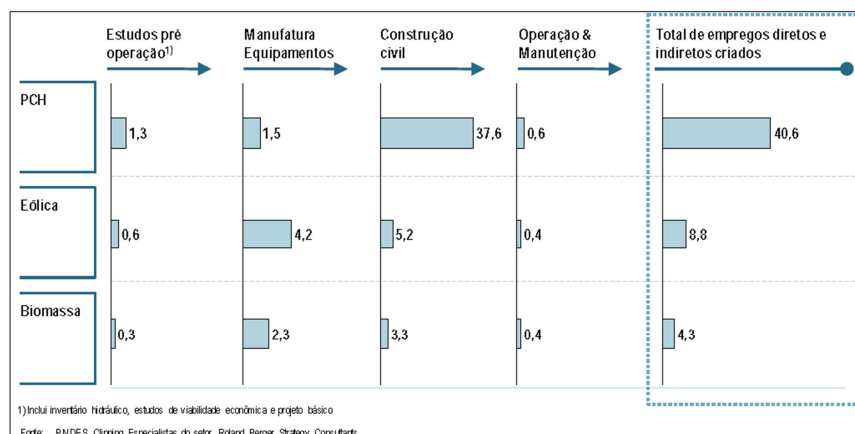
São questionáveis os motivos que levaram a priorização das fontes eólica e solar no PDE 2026, em detrimento das PCHs, face às sérias restrições de escoamento de energia verificadas na região Nordeste. Nesse sentido, é válido realizar uma revisão nas premissas utilizadas para modelagem, principalmente no que concerne a questão locacional da implantação das usinas, conferindo maior transparência e possível redução de custos para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

4. Contribuição para o desenvolvimento da economia nacional

Um benefício indireto trazido pelas PCHs, que muitas vezes não é adequadamente identificado, é a sua contribuição para a economia nacional, por meio do desenvolvimento da economia local das regiões onde o empreendimento encontra-se instalado.

Na avaliação da empresa de consultoria Rolland Berger (2012), a implantação de PCHs resulta na criação de 41 empregos (diretos e indiretos) por MW instalado, contra 9 empregos por MW instalado de fontes eólicas e 4 de fontes à biomassa.

Figura 9 – Total de empregos criados por MW instalado/ano

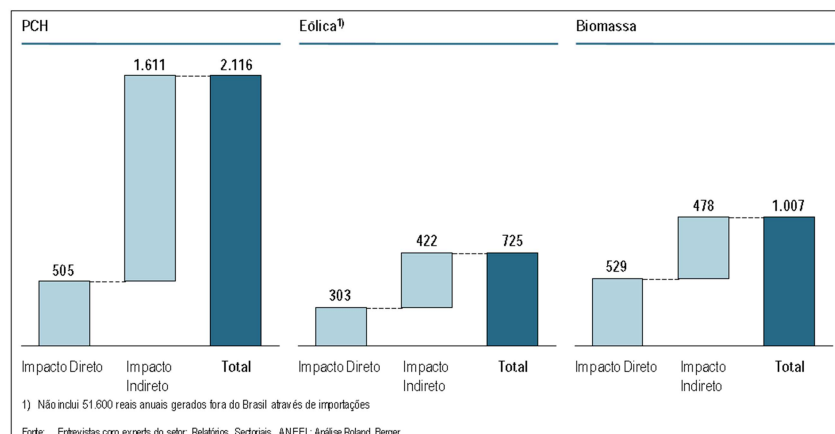


Fonte: Rolland Berger (2012)

Os resultados obtidos no mesmo estudo ainda indicam que a PCH é a fonte que possui o maior impacto positivo para a formação do PIB⁴, na comparação por MW instalado com outras fontes incentivadas. Como pode ser observado na Figura 12 abaixo, o impacto positivo observado na formação do PIB em decorrência da implantação de uma PCH é da ordem de R\$ 2 mil por MW instalado, enquanto que fontes à biomassa contribuem com R\$ 1 mil e fontes eólicas com R\$ 0,7 mil.

⁴ A metodologia utilizada foi a da ótica da oferta, em que o impacto no PIB é equivalente ao valor acrescentado bruto (VAB) gerado pelo projeto. O VAB corresponde à diferença entre o valor da produção e os consumos intermédios de cada empresa. Assim, para capturar o impacto no PIB de cada projeto é necessário calcular o VAB gerado diretamente pelo projeto, isto é, o valor criado pela venda de energia, e VAB indireto gerado através da criação de riqueza pelos fornecedores de bens e serviços diretamente relacionados com o projeto.

Figura 10 – Impacto anual de 1 MW instalado por PIB (R\$ mil)



Fonte: Rolland Berger (2012)

Grande parte desta contribuição positiva para o PIB é observada durante a fase de construção da PCH, em face da necessidade de execução de obras civis para a implantação do empreendimento. No entanto, as contribuições permanecem gerando resultados positivos ao longo da operação da usina, especialmente em decorrência do atendimento as condicionantes ambientais e sociais, que indiscutivelmente favorecem as comunidades e a sociedade próximas.

5. Conclusão

As PCHs tem perdido competitividade ao longo dos anos, em detrimento ao avanço de outras fontes renováveis, como eólicas e solar fotovoltaicas. Conforme indicado nesse documento, a origem dessa perda de competitividade das PCHs reside no desequilíbrio atualmente existente na concessão de benefícios econômicos e fiscais auferidos pelas demais fontes renováveis.

Soma-se a essa questão os elevados desafios regulatórios e ambientais impostos para as PCHs, tanto no momento da obtenção de sua outorga quanto durante o processo de emissão de sua licença ambiental. Os prazos demandados nesses processos, em comparação com aqueles observados para outras fontes renováveis, não é compensado pelo maior prazo de outorga conferido às PCHs.

Por outro lado, as PCHs apresentam benefícios para o sistema elétrico brasileiro que não estão sendo devidamente capturados durante o processo de planejamento da expansão. Uma das virtudes das PCHs é a possibilidade de se instalar próxima aos centros de carga, reduzindo a necessidade de expansão da rede de transmissão. No entanto, de forma totalmente equivocada, o PDE 2026 tem indicado uma expansão expressiva de fontes eólicas e solar fotovoltaicas, instaladas principalmente na região Nordeste do país, que já conta com sérias restrições de transmissão para escoamento da produção de energia.

Cabe ressaltar que as PCHs possuem uma capacidade superior a 7 GW em projetos disponíveis para implantação no país. Para que essa capacidade disponível se torne realidade, é necessário que as distorções apresentadas acima sejam destravadas, além da indicação clara no planejamento da expansão do sistema sobre a expectativa de implantação desses empreendimentos, visto a sua colaboração positiva para o desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro.

Por todos os pontos discutidos acima, a Brookfield Energia Renovável acredita que deveria haver uma revisão nos volumes previstos de expansão da geração no Plano Decenal de Expansão 2026, principalmente no que tange a expansão da capacidade instalada de novas PCHs.

Apreciamos a elaboração do Plano Decenal pela EPE e acreditamos que esse novo horizonte de planejamento sirva realmente como a base para a expansão, que os volumes previstos de cada fonte sejam respeitados, a fim de que os próximos certames tenham maior previsibilidade quanto aos produtos a serem ofertados. Deve-se evitar os erros cometidos no passado, quando se presenciou a existência de uma dicotomia entre o planejamento da expansão e os projetos ofertados para os leilões.

A assunção deste compromisso favorece as decisões de investimento futuras em novos empreendimentos de geração, garantindo uma expansão eficiente, segura e ao menor custo possível para o setor elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ROLLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS – Estudo da competitividade das PCHs no Brasil – São Paulo, Agosto 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - 2º LER/2016: QUANTITATIVOS DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIN PARA ESCOAMENTO DE GERAÇÃO PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG – Outubro de 2016 – Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20de%20Energia%20de%20Reserva%202016/Nota%20T%C3%A9cnica%20EPEONSAneel.pdf>