



Consulta Pública nº34 de 07/ 07/2017

Título: Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Assunto Resumido: Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Número Processo: 48360-000007/2017-15

Em 06/07/2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou Portaria Nº 259/GM, a qual divulga, para Consulta Pública, o relatório “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”, assim como notas técnicas, informações correlatas e arquivos eletrônicos.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE2026) é o principal instrumento de planejamento da expansão futura de energia do país, que incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de energia, de forma a sinalizar a realizações dos Leilões de Energia e de Transmissão. Elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em consonância com o MME, com abrangência de 10 anos.

O Departamento de Planejamento da Expansão da Geração e Transmissão (EMPE), juntamente com o Departamento de Engenharia Eletromecânica da Geração (EEGE) da Eletrobras Eletronorte trazem neste documento as principais contribuições metodológicas e de forma e conteúdo, sob a ótica dos seus Colaboradores, especialmente para os Capítulos 03 e 04 do documento, respectivamente relacionados à Geração de Energia Elétrica e a Transmissão de Energia Elétrica.

As contribuições dos interessados para o aprimoramento do relatório, das notas técnicas e das informações de que trata a Portaria, serão recebidas pelo MME, por meio do Portal de Consultas Públicas, até o dia 18 de agosto de 2017.

ÍNDICE

1. CONSIDERAÇÕES METODOLÓGICAS	3
A. Consideração sobre Demanda de Energia.....	3
B. Expansão para a Energia Hidráulica	5
C. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas Existentes	7
D. Expansão para a Energia Térmica	8
E. Expansão para a Energia Solar Fotovoltaica	8
F. Armazenamento de Energia	9
G. Integração Energética com Países Vizinhos	11
H. Discretização Temporal dos Modelos de Planejamento e Operação.....	13
2. CONSIDERAÇÕES DE FORMA E CONTEÚDO	14
A. Premissas Gerais.....	14
B. Demanda de Energia	14
C. Geração de Energia Elétrica.....	14
D. Transmissão de Energia Elétrica	15
3. EQUIPE TÉCNICA.....	17

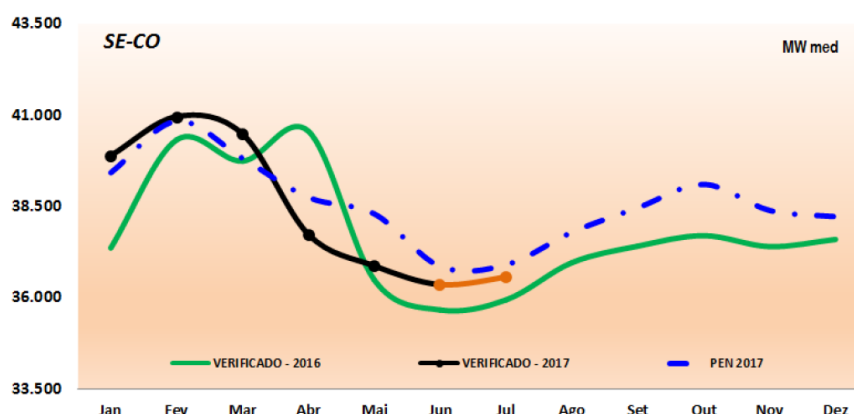
1. CONSIDERAÇÕES METODOLÓGICAS

A. Consideração sobre Demanda de Energia

Com a finalidade de reduzir as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, o PDE apresenta 8 cenários, considerados como visões de futuro para o setor.

No entanto, nenhum cenário apresentado considera uma demanda mínima que reflita um crescimento médio inferior aos 3,7% ao ano adotado para o cenário de referência. Esta consideração se faz necessária tendo em vista o grande número de empresas distribuidoras de energia cujo consumo de energia vem diminuindo ao longo dos últimos dois anos, conforme apresentado na última reunião da Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica – COPAM. Nas apresentações feitas pelo ONS, em parceria com as distribuidoras de energia do país é possível verificar a diminuição da carga apurada no primeiro semestre de 2017 em relação à carga prevista, em diversas regiões do país, conforme mostra a Figura abaixo.

Acompanhamento Mensal da Carga – SE/CO



SE/CO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan - Jul
VERIFICADO - 2016	37.363	40.324	39.743	40.563	36.490	35.668	35.943	36.964	37.415	37.703	37.402	37.599	37.991
VERIFICADO - 2017	39.895	40.962	40.485	37.737	36.877	36.363	36.570						38.390
CRESC. (2017/2016)	6,8%	1,6%	1,9%	-7,0%	1,1%	1,9%	1,7%						1,0
PEN 2017	39.428	40.842	39.820	38.751	38.298	36.857	36.907	37.800	38.470	39.109	38.392	38.224	38.678
DESVIO (VERIF. 2017/ PEN)	1,2%	0,3%	1,7%	-2,6%	-3,7%	-1,3%	-0,9%						-0,7
CRESC. ECONÔMICO (2017/2016)	4,2%	1,6%	1,7%	-2,4%	0,4%								-0,4

É necessário que o PDE também considere nos seus estudos de expansão os prováveis leilões de desconstrução de energia de reserva que serão realizados pela Aneel. Nestes leilões poderão participar empreendimentos de geração eólica, solar e hidráulica, onde o agente de geração apto a participar do leilão deverá ofertar lance de prêmio (R\$/MWh) para cada empreendimento que deseje desconstruir energia.

Foram disponibilizados no site da EPE os seguintes arquivos:

- Deck PDE2026 Referência.zip – deck do Newave para o cenário de Mercado de Referência.
- Cap3_Dados.xlsx - Dados em Excel para a preparação dos Gráficos do Capítulo 3 do PDE2026 – Geração de Energia Elétrica.

Considerações:

1. O mercado apresentado no deck **PDE2026 Referência.zip** não é o mesmo apresentado no **Gráfico 25** do Cap3_Dados.xlsx Carga de Energia (MWmed).
2. O mercado de energia médio anual líquido do deck Referência apresenta-se bastante inferior aos valores apresentados na Carga de Energia (MWmed) do arquivo Cap3_Dados.xls, conforme apresentado na Tabela abaixo.

Gráfico 25. Projeção de Carga			
A	B	C	D
SIN	Carga de Energia (MWmed)	Mercado Médio Anual Líquido (MWmed)	Diferença (MWmed) (B-C)
2017	67.309	56.563	10.746
2018	69.271	56.683	12.588
2019	71.439	57.526	13.912
2020	73.982	59.076	14.906
2021	77.277	61.113	16.165
2022	80.621	63.200	17.421
2023	83.584	64.778	18.806
2024	86.474	66.284	20.190
2025	89.428	67.852	21.576
2026	92.447	69.488	22.959

3. Solicitamos avaliar a correção do relatório ou disponibilizar o deck compatível com as informações do relatório.

B. Expansão para a Energia Hidráulica

A Tabela abaixo, constante do Capítulo 03 do PDE apresenta a lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência, com a respectiva potência instalada e provável data de entrada em operação. Adicionalmente, inseriram-se colunas referentes ao curso d'água, estágio dos estudos e sua data de entrega.

Nome	Rio	Potência Instalada Total (MW)	Estágio Atual	Data de Entrega do EVTE	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	Tibaji	118	EVTE Aceito	-	2023
Tabajara	Ji-Paraná	350	EVTE Aceito	-	2024
Apertados	Piquiri	139	EVTE Aceito	-	2025
Ercilândia	Piquiri	87	EVTE Aceito	-	2025
Foz do Piquiri	Piquiri	93	EVTE Aceito	-	2025
Castanheira	Arinos	140	EVTE Aceito	-	2026
Porto Galeano	Sucuriú	81	EVTE em Elaboração	15/07/2017	2026
Bem Querer	Branco	709	EVTE em Elaboração	02/04/2020	2026
Itapiranga	Uruguai	725	EVTE em Elaboração	16/06/2020	2026

Fonte: ANEEL - Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas – Ago/2017

Considerando que os empreendimentos hidrelétricos listados encontram-se com Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) em fase de execução ou entregue a Aneel para análise, e considerando que os Leilões de Energia destinados à estes empreendimentos serão A-5, acredita-se que o planejamento para este tipo de fonte é extremamente otimista, o que provavelmente não se concretizará no horizonte do plano.

Como exemplo basta analisarmos o período dispendido pela Poder Concedente, Aneel e EPE, desde a data de aceitação do EVTE do AHE Sinop na Aneel (09/2010), passando pela sua aprovação (08/2011), em seguida pela data do Leilão (06/2013) e sua expectativa de entrada em operação (01/2018), perfazendo um período total de 7 anos e 8 meses.

Ademais, a exceção do AHE Porto Galeano, os demais aproveitamentos hidrelétricos já tinham sido elencados nos Planos Decenais de Expansão 2022, 2023 e 2024 sem terem sido viabilizados, conforme apresenta lista abaixo.

Telêmaco Borba (PDE 2022-2023-2024)
 Tabajara (PDE 2022-2023-2024)
 Apertados (PDE 2022-2023)
 Ercilândia (PDE 2022-2023-2024)
 Foz do Piquiri (PDE 2022-2023-2024)
 Castanheira (PDE 2022-2023-2024)
 Bem Querer (PDE 2022-2023-2024)
 Itapiranga (PDE 2022-2023-2024)

No VI Seminário sobre Matriz e Segurança Energética, realizado pela FGV Energia (Rio de Janeiro, 01/12/2016), o CEO da EPE destacou a promessa de retomada da expansão hidrelétrica no planejamento setorial. Informou que, sob a perspectiva da EPE, que as hidrelétricas de médio porte apresentavam maior facilidade para viabilização, deixando as da região Amazônica temporariamente em segundo plano.

Destacou-se ainda que, na hipótese de insucesso da expansão hídrica, a EPE avaliaria de imediato outra alternativa de geração que possa suprir a inserção das renováveis, no caso, termelétricas a gás.

O AHE Tabajara (400MW; RO), cujo EVTE foi entregue a Aneel em fevereiro de 2017, parece ser o único projeto com perspectivas de viabilização, devendo aguardar a decisão do Governo Federal sobre sua inclusão em futuro leilão de geração.

Questionamento: Tendo em vista o histórico de inclusão nos PDE anteriores, mas sem conseguir viabilização para os leilões de energia, qual a motivação de considerar novamente esses aproveitamentos hidrelétricos no portfolio de expansão identificado pela EPE para viabilização até 2026?

Recomenda-se, desta forma, que a EPE considere datas mais realistas para a entrada em operação dos empreendimentos listados na Tabela 8, que deve estar postergados em pelo menos 2 anos em relação às datas apresentadas.

C. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas Existentes

Conforme considerado no PDE, a ampliação/repotenciação de Usinas Hidrelétricas existentes configura como alternativa de geração para ampliação da capacidade de atendimento a ponta do Sistema Interligado Nacional (SIN), com confiabilidade e custos competitivos.

Estas ampliações apresentam inúmeras vantagens socioambientais, técnicas de infraestrutura, de linhas de transmissão e de conexão, que associadas, reduz o custo marginal de expansão e diminui sobremaneira os impactos ambientais.

É sabido que estes empreendimentos não necessitarão de ampliações dos seus reservatórios, salvo alguns diques, não carecerão de áreas para povoação e para o assentamento de operários, a questão fundiária já se encontra equacionada, tornando-se extremamente atrativas. Todas estas vantagens convergem positivamente para a redução do custo do novo MWh gerado (modicidade tarifária), em um tempo reduzido de obras.

Neste contexto, a EPE realizou um estudo específico sobre a viabilidade técnica e econômica para algumas usinas hidrelétricas, publicado na NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0, contendo as usinas, com a estrutura pronta, com grande avanço do concreto primário e com um *block out* aguardando somente a instalação das novas unidades hidrogeradoras, conforme mostra a Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Ampliações de Usinas Hidrelétricas Avaliadas

<i>Agente</i>	<i>Usinas</i>	<i>Poços preparados para novas unidades geradoras</i>	<i>Potência disponível nos poços [MW]</i>
CEMIG	São Simão	4	1075
CEMIG	Três Marias	2	123
CEMIG	Jaguara	2	213
CESP	Porto Primavera	4	440
CHESF	Luiz Gonzaga	4	1000
Copel	Gov. Bento Munhoz	2	838
Duke	Taquaruçu	1	105
Duke	Rosana	1	89
Eletronorte	Curuá - Una	1	10
Endesa	Cachoeira Dourada	1	105
Tractebel	Salto Santiago	2	710

No entanto, existem outras usinas prontas que apresentam uma capacidade de expansão, apenas construindo o novo Circuito Hidráulico de Geração (Tomada D'água, Adução/Conduto Forçado, Casa de Força e Canal de Fuga), tais como: 2ª Casa de Força da UHE Coaracy Nunes e 4ª Unidade da UHE Curuá-Una.

Recomenda-se uma avaliação mais detalhada destas oportunidades de expansão do sistema, que a um custo reduzido e com início das obras o mais rápido possível, poderão gerar energia nova com pouquíssimos impactos sociais e ambientais, além de gerarem novas oportunidades de empregos.

D. Expansão para a Energia Térmica

O PDE informa que as térmicas a gás natural serão localizadas nas regiões NE, SE e SUL. As regiões NE e SE já possuem terminais de regaseificação (Pecém, Aratu e Rio de Janeiro), com previsão para outras instalações no NE para atendimento a UTE Porto de Sergipe I (1.505MW; A-5/2014; SE) e para a UTE Novo Tempo (1.238MW; A-5/2014; PE), esta, do Grupo Bolognesi. Entretanto, a decisão de transferir esse último projeto para o Porto de Açu (São João da Barra/RJ), inviabilizou a implantação de um terminal de regaseificação no Porto de Suape.

Em julho de 2017, foi definido o cronograma de liberação da licença ambiental para a Planta de Gaseificação de GNL em Rio Grande, associado à implantação da UTE Rio Grande (1.238MW; A-5/2014; PE), também do Grupo Bolognesi.

Questionamento: A localização de uma expansão a gás natural na região Sul está associada à implantação do terminal de regaseificação do projeto da UTE Rio Grande?

A EPE considera também a alternativa de modernização das termelétricas a carvão nacional, de menor eficiência energética, por termelétricas tecnologicamente mais modernas e de menor emissão de particulados.

Com relação ao financiamento, alguns fundos soberanos (p.ex: Noruega) estão deixando de incluir em suas carteiras, projetos baseados em fontes de geração mais poluentes. No Brasil, a Engie colocou a venda a UTE Pampa Sul (340MW; carvão nacional), que vendeu energia em leilão, dentro da orientação de “limpar” sua matriz energética.

Questionamentos:

Essa modernização incluirá também a substituição do carvão nacional, com elevado teor de enxofre e cinzas, pelo carvão importado?

Nesse caso, como a EPE avalia o impacto social sobre a atividade de mineração nos estados da região Sul, maior produtora de carvão mineral, com a opção do carvão importado?

Ainda que o uso de novas tecnologias para redução da emissão de gases do efeito estufa esteja sendo considerado, incluindo a captura e armazenamento de carbono (CCS), os custos associados poderão impactar a competitividade da geração a carvão, ainda que importado?

Embora apresente qualidade e poder calorífico superior ao do carvão nacional, como a EPE avalia a competitividade da utilização do carvão sob os aspectos de volatilidade cambial e custo do frete?

E. Expansão para a Energia Solar Fotovoltaica

O PDE 2026 destaca a indicação na Configuração de Referência da expansão uniforme da oferta solar fotovoltaica de 1.000 MW/ano a partir de 2020. Considera também na Configuração 4 a expansão com redução no custo de investimento da opção fotovoltaica a partir de 2023, quando o mercado de referência passa para um nível de 1.900 MW/ano.

No entanto, o PDE não sinaliza as regiões do país onde estas expansões ocorrerão como sinalizadas para a expansão de usinas eólicas. Sugerimos, desta forma que na versão final deste documento estas regiões preferenciais sejam explicitadas, com vias a inclusive melhorar e sinalizar o planejamento da transmissão associada.

F. Armazenamento de Energia

O Armazenamento químico de energia elétrica também é considerado como alternativa para a ampliação da capacidade de ponta do sistema, devido principalmente ao crescimento expressivo das fontes renováveis solares e eólicas (geração intermitente), praticamente em todos os cenários de expansão da geração apresentados no PDE.

O cenário de Expansão de Referência (Tabela 14) apresenta o crescimento da fonte eólica, associado ao crescimento da geração distribuída fotovoltaica e biogás e às usinas hidrelétricas existentes a fio d'água, onde se conclui que será necessária a implantação de armazenamento de energia expressivo, a ser disponibilizado no SIN para compensar a grande variabilidade dos fluxos de potência. Estas variações foram inclusive estudadas pela EPE em 2014 e apresentadas no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, realizado na Eletronorte em Brasília, a Figura abaixo apresenta estas variações.

DESAFIOS: COMPENSAR AS VARIAÇÕES INSTANTÂNEAS DOS FLUXOS DE POTÊNCIA NO SISTEMA INTERLIGADO DAS SEGUINTE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

✓ SOLAR (EPE – 2014)



De experiências anteriores referentes às chamadas para P&D estratégico 021/2016 (Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro) da ANEEL e especialmente a Chamada Pública estratégica 005/2016 (Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro) da Eletronorte, para o armazenamento de energia, conclui-se que o armazenamento de médios e grandes pacotes de energia por intermédio de baterias de lítio ainda são demasiadamente dispendiosos. Por exemplo, para armazenar 5 MW, por 24 horas, ou seja, 120 MWh (muita energia para o sistema de baterias de lítio e pouca energia considerando a expansão das intermitentes no setor elétrico e pouca energia quando se considera a capacidade de armazenamento das Usinas Hidrelétricas Reversíveis) o custo deste banco de baterias de lítio, em 2016, foi da ordem de R\$ 500 milhões.

Considerando o Workshop sobre Armazenamento de Energia, realizado pela ANEEL em março de 2016 e a apresentação técnica proferida pela Empresa Inglesa PARKER, o maior armazenamento de energia no mundo se dá por intermédio de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (com vida útil superior a 40 anos), totalizando uma potência instalada de 177.000 MW. As empresas especialistas no assunto consideram que os sistemas mais adequados e de melhor custo-benefício para armazenamento de grandes e médios pacotes de energia, com vidas úteis longas e que poderão manter o fornecimento de energia de forma contínua por até 24 horas são, principalmente, os que contemplam Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Ar Comprimido e Gás Natural.

Questionamento: Além da falta de regulamentação, como a EPE avalia a eventual dificuldade para o licenciamento ambiental dos dois reservatórios necessários por usina?

Considerando que o crescimento das Usinas Hidrelétricas com Reservatórios de Regularização (estes reservatórios ecológicos podem ser utilizados para: piscicultura, lazer e turismo, irrigação, controle de cheias, fornecimento de água potável e também para armazenar energia) no horizonte do PDE é inexpressível (< 1%), sugere-se que sejam concentrados esforços no sentido de se realizar estudos de viabilidade, nos próximos 5 anos, com a implantação de projetos pilotos para o armazenamento de energia, para se evitar a utilização de sistemas emergenciais termelétricos a diesel, que funcionam a um custo bem elevado, principalmente considerando a evolução da alta do preço do petróleo.

Ainda sobre as usinas hidrelétricas com capacidade de regularização sugere-se que a EPE resgate os estudos apresentados na Nota Técnica EPE-DEA-DEE-RE-0012015-R0, que trata da Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização. Neste estudo a EPE lista um grupo de empreendimentos que não apresentam interferências ambientais significativas (Grupo 1), dos quais apenas os AHEs Maranhão Baixo e Porteiras 2 são considerados na cesta de oferta de UHE do MDI. Percebe-se, no entanto que existem mais 7 aproveitamentos com Eixo Disponível para registro ativo na Aneel que poderiam ser estudados pela EPE e agregariam juntos 5.581MW médios de energia armazenável no sistema, aumentando assim a capacidade de armazenamento do SIN, como apresentado na Tabela abaixo retirada da Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos 2017-07-19 da Aneel.

Tipo	Empreendimento	POT [MW]	Curso D'Água	UF	STATUS
UHE	Taboca	35,80	Indaiá	MG	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Ponte Indaiá	51,40	Indaiá	MG	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Serra Azul	37,91	Verde	GO	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Angueretá	53,90	Paraopeba	MG	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Floresta	37,79	Verde	GO	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Peixe Bravo	45,96	Paraopeba	MG	EIXO DISPONÍVEL
UHE	Doresópolis	60,00	São Francisco	MG	EIXO DISPONÍVEL

G. Integração Energética com Países Vizinhos

Embora o PDE considere a integração energética com países vizinhos como uma oportunidade para atendimento, os projetos citados apresentam dificuldades relevantes para sua viabilização, além de considerar o Brasil como único importador de energia.

Projeto Arco Norte

Na visão do BID, o intercâmbio potencial de energia em 2028 era representado pela Alternativa 4 (3.000 MW), com investimentos estimados em US\$ 9,4 bilhões em geração e transmissão. O BID destacou que em todas as cinco alternativas avaliadas o Brasil é um importador de eletricidade e a Guiana exportadora. No caso do Suriname e da Guiana Francesa isso dependeria da alternativa.

Destacamos ainda a necessidade identificada pelo BID de um novo inventário do potencial hidrelétrico na Guiana e os custos associados, além da indefinição da LT500kV Manaus-Boa Vista, uma das “pontas” do Arco Norte considerada para escoar energia para o SIN através do Estado de Roraima.

A conclusão das hidrelétricas do Madeira, a motorização em curso de Belo Monte, a futura entrada em operação de São Manoel e Sinop, além dos cerca de 8GW de eólicas em construção representam uma considerável oferta de energia para o SIN dentro do cenário atual de recessão na economia nacional e de redução no consumo de energia em alguns setores estratégicos.

Questionamentos:

1. Ainda que esse quadro se reverta, e implique a retomada dos leilões de energia nova, a EPE entende que haveria perspectiva para importação desses 3GW?
2. A LT 500kV Manaus-Boa Vista, dentro das alternativas estudadas, tem uma capacidade de escoamento de cerca de 1.000MW, e problemas no licenciamento ambiental que inviabilizaram sua construção e sua entrada em operação contratual em janeiro de 2015. Com a dificuldade ambiental vigente para implantar um circuito duplo em 500kV que foi leiloado, como a EPE avalia o escoamento do potencial hidrelétrico da Guiana, além do limite que foi estudado para a interligação Manaus-Boa Vista ?

Projeto Brasil-Bolívia

O Memorando de Entendimento (MOU) assinado em 16/12/2016 entre a Eletrobras e o Consórcio Energia Sustentável do Brasil-ESBR/UHE Jirau (Engie, Eletrosul, Chesf e Mizha Participações S.A., subsidiária da Mitsui & CO., LTD) destina-se a um futuro acordo de cooperação para estudos de projeto hidrelétrico Brasil-Bolívia em Guajará-Mirim (RO), totalizando 3.000MW a um custo estimado em R\$ 15 bilhões, sem fonte de financiamento identificada.

Através desse MOU, a Eletrobras daria suporte a ENDE (Empresa Nacional de Electricidad, estatal elétrica boliviana) nos estudos de Projeto Básico (engenharia e ambiental), objetivando sua realização no menor prazo.

Como benefícios então destacados, a criação de malha hidroviária navegável de 4.200km e a estabilização da cota da UHE Jirau, que poderia agregar 280MW médios ao SIN sem custos ambientais adicionais.

O MOU também destaca que o futuro acordo com a Bolívia seria nos moldes do Tratado de Itaipu, que representa um elevado dispêndio para o Brasil, em virtude da incapacidade financeira do Paraguai.

Questionamento: Da mesma maneira que para o Arco Norte, o montante representado pelos empreendimentos de geração que entraram em operação recentemente, outros que estão em processo de motorização e aqueles que venderam energia em leilões e estão sendo iniciados ou em construção, a EPE entende que haveria perspectiva para importação desses 3GW da Bolívia?

Projeto Brasil-Argentina

A Eletrobras (www.eletrobras.com) decidiu suspender temporariamente os estudos de viabilidade técnica e ambiental do AHE Garabi, enquanto aguarda os desdobramentos de processo judicial relacionado ao AHE Panambi. Os estudos para Panambi foram suspensos por liminar da 1ª Vara Federal de Santa Rosa, por ação pública do Ministério Público Federal da região, mantida pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF4).

Determinações judiciais:

- Não podem ser feitos estudos ambientais para Panambi na cota 130m, altura máxima do barramento ao nível do mar, uma vez que os estudos iniciais de inventário hidrelétrico identificaram impactos no Parque Estadual Rio Turvo (PERT), área de preservação ambiental integral.
- O Ibama não pode conceder a licença ambiental desse empreendimento.

Os estudos de Inventário e os Tratados firmados entre Brasil e Argentina apontaram os AHE de Garabi (cota 89m) e Panambi (cota 130m) como os melhores do ponto de vista de aproveitamento energético e de menores impactos ambientais.

Além desse impasse jurídico, existem manifestações contrárias ao empreendimento, destacadas em Audiência Pública promovida em fevereiro de 2015 pelo Ministério Público Federal em Porto Mauá (RS), na qual ambientalistas manifestaram preocupação sobre o comprometimento da capacidade de suporte do rio Uruguai, que já possui barramentos de seis hidrelétricas construídas nas últimas décadas (Itá, Machadinho, Barra Grande, Foz do Chapecó, Campos Novos e Garibaldi, além de médias e pequenas centrais hidrelétricas).

Na opinião dos ambientalistas, a construção de Panambi (1.048MW) deve impactar um trecho de mais de 100 quilômetros do rio Uruguai. Segundo estimativa do Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), o AHE Panambi atingiria diretamente cerca de 20 mil pessoas em mais de 90 mil hectares de áreas alagadas, além de afetar diretamente agricultores e pescadores que vivem às margens do rio Uruguai.

No Brasil, o reservatório de Garabi atingirá áreas dos municípios de Garruchos, Santo Antônio das Missões, São Nicolau, Pirapó, Roque Gonzales, Porto Vera Cruz, Porto Lucena e Porto Xavier. Já o reservatório Panambi terá impactos nos municípios de Alecrim, Doutor Maurício Cardoso, Novo Machado, Porto Mauá, Santo Cristo, Tucunduva, Tuparendi, Crissiumal, Derrubadas, Esperança do Sul e Tiradentes do Sul.

Questionamento: Dentro desse cenário de dificuldades jurídicas e ambientais, qual a perspectiva da EPE para esse empreendimento?

H. Discretização Temporal dos Modelos de Planejamento e Operação

O PDE ressalta a inserção de novas fontes que fornecem maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas não agregam energia ao sistema tais como, as baterias recarregáveis, as térmicas de partida rápida ou as UHEs reversíveis, gera a necessidade dos modelos computacionais apresentarem discretização horária ou até mesmo sub-horária para que sejam computados os seus benefícios. A discretização horária implica em diversas informações na mesma base, por exemplo:

- Série de vazões horárias;
- Histórico de vazões horárias para subsídio de modelos de previsão de vazões horárias;
- Níveis de armazenamento em base horária;
- Explicitar a geração eólica em base horária, que atualmente é abatida do mercado;
- Explicitar a geração solar em base horária, que atualmente é abatida do mercado;
- Explicitar a geração de Pequenas Centrais Elétricas, que atualmente é abatida do mercado;
- Informação da demanda horária em cada subsistema;
- Gerações hidráulicas e térmicas, bem como paradas para manutenção em base horária;

Em contrapartida, tem-se a necessidade de alteração das regras de contratação que contemplem as alternativas de Ponta. Atualmente os modelos do Planejamento e da Operação do Setor Elétrico constituem-se de:

Newave: base mensal, até 10 anos, reservatório equivalente e 3 a 5 patamares de carga.

Decomp: base mensal e semanal, até 1 ano, usinas individualizadas e 3 a 5 patamares de carga.

Dessem: base diária, até 1 semana, usinas individualizadas e 3 a 5 patamares de carga.

Questionamentos:

1. Qual a previsão para se trabalhar com discretização horária face às indefinições regulatórias e atualização de séries de vazão horária?
2. Como solucionar a maldição da dimensionalidade com tantas variáveis horárias na solução do PL?
3. Sabe-se que quando se quer detalhar mais um parâmetro do modelo, por exemplo, usinas individualizadas, perde-se de outro lado para um pequeno horizonte de 1 semana em base diária, como seria com a base horária? Uma nova cadeia de programas?
4. Quando se quer trabalhar com horizontes maiores perde-se a individualização das usinas e os patamares de carga?

2. CONSIDERAÇÕES DE FORMA E CONTEÚDO

A. Premissas Gerais

- Perspectivas Sociodemográficas

Segundo parágrafo, pag19 (EPE,2015) – os *links* para as referências deverão ser melhorados;

Quarto parágrafo, pag20 EPE(2017) – idem anterior;

B. Demanda de Energia

- Consolidação por Setor

Pontos Principais do Capítulo, pag49

~~“ Na demanda total de energia do setor de transporte...~~

O quarto parágrafo está repetido assim, deve ser eliminado.

C. Geração de Energia Elétrica

- 3.1 Metodologia pag54;

Os textos estão grudados dificultando a leitura.

- 3.1.1 Modelo de Decisão de Investimentos (MDI);

Primeiro parágrafo da pag56.

No caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e está relacionada a um **percentil ou percentual(?)** da potência instalada calculado a partir da base de dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE.

- 3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA. REPOTENCIAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES - NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0 pag67;

O Relatório citado não se encontra disponível no site da EPE.

- 3.5.1 Gráfico 30. Expansão Indicativa de Referência: alterar os valores da expansão hidráulica apresentados na tabela que acompanha o gráfico para:

Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	118	350	319	1.655

- 3.5.2.5 Caso 6:Cenário de Restrição Hídrica no Nordeste: pag89

O Gráfico 42 apresenta (...), conforme apresentado da Tabela 10. (Verificar a referência cruzada desta tabela, pois a Tabela 10 apresenta as UHE indicativas – Mercado Alternativo diferente do que está dito neste parágrafo.

- BOX3.5(cont.) pag95 último parágrafo:”... incluindo especialistas em geração de energia elétrica **mesma forma...**”??? O texto não está claro.

D. Transmissão de Energia Elétrica

➤ 4.1.2 EXPANSÃO DO SIN: INTEGRAÇÃO DE USINAS DE GRANDE PORTE E DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS INTEGRAÇÃO DO AHE BELO MONTE

Primeiro parágrafo...."Uma ilustração esquemática do sistema de conexão e de escoamento do AHE Belo Monte é apresentada a seguir (qual a Figura 10 - Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste?)".

➤ Comentário sobre o anexo LT_SE por UF, disponibilizado no endereço eletrônico: <http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>, referentes a descrição obras de Linha de Transmissão e Subestações, separadas por unidades da federação.

Estado do Pará

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 800 kV CC Xingu - Estreito	LINHA CC 800 KV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2140 km	2018
LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio	LINHA CC 800 KV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2439 km	2019

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 800 kV CC Xingu	CONVERSORA 4000 MW, 800 KV CC	2018
SE 800 kV CC Xingu	CONVERSORA 4000 MW, 800 KV CC	2020

Questionamento: Qual a justificativa da Conversora do 2º Bipolo está defasada da Linha de 1 ano?

Estado do Maranhão

Subestações

SE 500/230 kV Miranda II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2022
--------------------------	-----------------------------------	------

Autorizado a Eletrobras Eletronorte pela RA nº6219 de 07.03.2017 para 2019;

Estado do Tocantins

LT 500 kV Miracema - Gurupi, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE Miracema	2019
---------------------------------	--	------

Autorizado a Eletrobras Eletronorte pela RA nº6502 de 18.07.2017 para 2020;

Estado do Piauí

SE 230 kV Ribeiro Gonçalves	2º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2021
-----------------------------	--------------------------------	------

Questionamento: Por que a obra não consta no Anexo PDE 2026, já que está indicada no "Estudo de Suprimento as Regiões Sul do Maranhão, Nordeste do Tocantins e Sudoeste do Piauí – Relatório EPE/GET – NE-R1-003.2007?"

Estado do Acre

SE 230/138 kV SE Rio Branco	3° ATF 230/138 kV 1x55 MVA 3Φ	2020
-----------------------------	-------------------------------	------

Questionamento : Por que a obra não consta no Anexo PDE 2026, já que está indicada no “Estudo de atendimento elétrico ao sistema de transmissão da região de Rio Branco - Relatório EPE- DEE – RE – 017/2016 – rev1 de 27.06.2016”?

Estado do Mato Grosso**Linha de Transmissão**

SECC LT 230 kV Nobres - Coxipó, C1, na SE CPA-Cuiabá Norte	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 10 km	2020
SECC LT 230 kV Nobres - Cuiabá, C1, na SE CPA-Cuiabá Norte	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,2 km	2020

Subestações

SE 230/138 kV CPA Cuiabá Norte	1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ	2020
SE 230/138 kV CPA-Cuiabá Norte	1° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Nobres	1° ATF 230/138 kV, 3 x 50 100 MVA 3Φ	2024
SE 500/230 kV Jauru	3° ATF 500/230 kV – 750 MVA	2021 (*)

Informamos que a SE CPA, atualmente se chama SE Cuiabá Norte

Questionamento: Por que a obra não consta no Anexo PDE 2026, já que está indicada no “Relatório EPE-DEE-RE-053/2013 – rev2 – Reforços no sistema Acre – Rondônia e Mato Grosso para escoar as máquinas adicionais da UHE Sto. Antônio”?

Questionamento Para a SE Nobres 230/138 kV a modulação do autotransformador é de 100MVA trifásico, não a indicada no Anexo PDE 2026.

3. EQUIPE TÉCNICA

Coordenação Geral:

Superintendência de Meio Ambiente e Planejamento– EMP
Jader Fernandes de Jesus

Coordenação técnica:

Departamento de Planejamento da Expansão da Geração e Transmissão– EMPE
Rafael Lewergger Meireles Piccirili

Equipe Técnica:

Carlos da Costa Ferreira
Carmo Gonçalves
Isabela dos Reis Costalonga
Jorge Curi Sadi
Marinete da Rocha Quintanilha
Vanderlei Guimarães Machado