

COMPILAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA 34/2017
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA - PDE 2026

Núm	Data/hora envio	Responsável	Instituição
1	07/jul/17 12:13	Eduardo Castro	ECastro Automação
2	11/jul/17 11:37	João Antonio Moreira Patusco	Ministério de Minas e Energia
3	12/jul/17 11:25	Thiago Quirino da Costa	Sistema Solar Fotovoltaico
4	13/jul/17 16:57	Adriano Lisboa	Gaia Soluções em Engenharia Ltda
5	17/jul/17 18:41	Roberto Lobo Miranda	Autonomo
6	18/jul/17 14:22	Marília Carvalho Medeiros	Logum Logística S.A.
7	25/jul/17 11:16	Benedito Mário Lázaro	Reflore MS
8	25/jul/17 11:21	Benedito Mário Lázaro	Reflore MS
9	25/jul/17 18:02	ABIOVE	Assoc. Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais
10	28/jul/17 10:44	Alexandre Uhlig	Instituto Acende Brail
11	31/jul/17 16:00	Pedro Telles	Greenpeace Brasil
12	04/ago/17 10:19	Julian David Hunt	Stanhope Brasil Energia
13	04/ago/17 16:53	Ana Paula Hauffe Torquato	WEG Equipamentos Elétricos
14	15/ago/17 10:21	Adelino Esparta	USP
15	15/ago/17 16:55	Robson Coelho	TBG
16	17/ago/17 14:31	Leonam dos Santos Guimarães	Eletrobras Eletronuclear
17	17/ago/17 15:32	Brenda Julianny Soares Fonseca	Grupo Equatorial Energia (CELPA/CEMAR)
18	17/ago/17 16:01	Walter Muller	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
19	17/ago/17 16:54	ABRAGEL	Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa
20	17/ago/17 18:02	Sergio Beltrão	União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene
21	18/ago/17 7:23	Fernando Luiz Zancan	ABCM
22	18/ago/17 9:28	ABRAGET - Felipe Lamm	ABRAGET
23	18/ago/17 10:51	Assessoria de Regulação da Geração	ELETROBRAS / DIRETORIA DE GERAÇÃO
24	18/ago/17 11:26	IBP - Secretaria	IBP
25	18/ago/17 13:34	Joilson Costa	Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil
26	18/ago/17 15:06	FURNAS	FURNAS
27	18/ago/17 15:46	Daniel Stilpen	IVIG/COPPE/UFRJ
28	18/ago/17 15:47	Luís Fernando de A. M. Nogueira	CESP
29	18/ago/17 16:42	Fabiana Magalhães Antonini	CEMIG
30	18/ago/17 17:15	Romulo Florentino	Eneva
31	18/ago/17 17:43	Carlos Eduardo Rodrigues Pereira	Conselheiro de Administr. Representante dos Empregados da Eletrobrás

Núm	Data/hora envio	Responsável	Instituição
32	18/ago/17 17:52	Dean William Carmeis	Petrobras
33	18/ago/17 18:53	Thiago	Elektro Redes S.A.
34	18/ago/17 18:59	Emerson Luiz Vilanova Domanski	SAESA
35	18/ago/17 20:11	Danilo Augusto Salgado	Voith Hydro Ltda
36	18/ago/17 20:16	Grupo de Direitos Humanos e Empresas	Fundação Getulio Vargas
37	21/ago/17 15:21	Luiz Otávio Koblitz	Koblitz Energia Ltda
38	22/ago/17 11:32	Celso Cunha	Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares
39	23/ago/17 9:50	Luiz Prado	Orion Assessoria Empresarial
40	24/ago/17 11:50	Marcela de Oliveira Mazzoni	EMBRAPII
41	25/ago/17 12:50	APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Eletrica
42	25/ago/17 15:31	Pablo Motta Ribeiro	Brookfield Energia Renovável
43	25/ago/17 17:05	Ariane Klingelfus	TRADENER
44	25/ago/17 17:06	Paulo Milton Sássi Junior	Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo
45	25/ago/17 17:30	Pedro George Prescott Ferraz	ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprod. de Energia
46	25/ago/17 17:50	ABRACE	ABRACE
47	25/ago/17 18:08	Zilmar José de Souza	UNICA
48	25/ago/17 19:36	CPFL Energia	CPFL Energia
49	25/ago/17 19:37	Larissa Biasotto	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
50	25/ago/17 23:57	Leonardo Santos Caio Filho	COGEN
51	26/ago/17 10:57	Luiz Guilherme Barbosa Marzano	CEPEL
52	26/ago/17 12:36	Enio Fonseca	Forum de Meio Ambiente do Setor Elétrico
53	26/ago/17 23:50	Viveka Kaitila	GE
54	27/ago/17 10:26	Joilson Costa	Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil
55	27/ago/17 13:45	Donato da Silva Filho	EDP
56	27/ago/17 14:43	Gabriel Brito	Particular
57	27/ago/17 17:50	Roberto Brandao	Gesel-UFRJ
58	27/ago/17 18:40	Carlos Alexandre F. Evangelista	Associação Brasileira de Geração Distribuída
59	27/ago/17 20:05	ABIOGÁS	Associação Brasileira de Biogás e Biometano
60	27/ago/17 20:20	Diretoria Técnica	ABEEólica
61	27/ago/17 21:42	Roberto Brandao	Gesel-UFRJ
62	27/ago/17 23:35	Dr. Rodrigo Lopes Sauaia	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
63	27/ago/17 23:40	ABRAPCH	ABRAPCH

Os arquivos reunidos neste documento são os a seguir nominados e ordenados por data/hora de envio.

 07071213_ecastro.pdf	331 KB	 08180928_abraget.pdf	451 KB	 08251705_tradener.pdf	489 KB
 07111137_joao-patusco.pdf	354 KB	 08181051_elektrobras.pdf	482 KB	 08251706_sem-sp.pdf	845 KB
 07121125_thiago-costa.docx	11 KB	 08181126_ibp.pdf	750 KB	 08251730_abiape.pdf	256 KB
 07131657_gaia.pdf	23 KB	 08181334_joilson-costa.pdf	117 KB	 08251750_abrace.pdf	486 KB
 07171841_roberto-miranda.pdf	145 KB	 08181506_furnas.doc	1.234 KB	 08251808_unica.pdf	189 KB
 07181422_logum.pdf	39 KB	 08181546_ufrj.pdf	209 KB	 08251936_cpfl.pdf	457 KB
 07251116_reflore.pdf	1.847 KB	 08181547_cesp.pdf	77 KB	 08251937_larissa-biasotto.pdf	1.550 KB
 07251121_reflore-ms.pdf	37 KB	 08181642_cemig.pdf	18 KB	 08252357_cogen.pdf	386 KB
 07251802_abiove.pdf	184 KB	 08181715_eneva.pdf	675 KB	 08261057_cepel-marzano.pdf	529 KB
 07281044_acende.pdf	111 KB	 08181743_elektrobras.pdf	494 KB	 08261236_fmase.pdf	153 KB
 07311600_greenpeace.pdf	339 KB	 08181752_petrobras.pdf	99 KB	 08262350_ge.pdf	118 KB
 08041019_stanhope.pdf	922 KB	 08181853_elektro.pdf	181 KB	 08271026_icv_gtlInfraestrutura.pdf	811 KB
 08041653_weg.pdf	21 KB	 08181859_saesa.pdf	262 KB	 08271345_edp-donato.pdf	1.502 KB
 08151021_usp.pdf	124 KB	 08182011_voith.pdf	281 KB	 08271443_gabriel-brito.pdf	325 KB
 08151655_tbg.pdf	12 KB	 08182016_fgv.pdf	824 KB	 08271750_gesel-madeira.pdf	290 KB
 08171431_eletronuclear.pdf	184 KB	 08211521_koblitz.pdf	1.093 KB	 08271840_abdg.pdf	867 KB
 08171532_celpe-cemar.pdf	50 KB	 08221132_abdan.pdf	37 KB	 08272005_abiogas.pdf	99 KB
 08171601_eletronorte.pdf	1.338 KB	 08230950_orion.pdf	698 KB	 08272020_abeolica.pdf	383 KB
 08171654_abragel.pdf	837 KB	 08241150_embraii.pdf	112 KB	 08272142_gesel-ponta.pdf	114 KB
 08171802_ubrabo.pdf	143 KB	 08251250_apine.pdf	507 KB	 08272335_absolar.pdf	1.906 KB
 08180723_abcm.doc	352 KB	 08251531_brookfield.pdf	2.202 KB	 08272340_abrapch.pdf	4.294 KB

ECastro Automação

Eduardo Castro

07/07/2017 12:13

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Contribuição para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

07071213_ecastro au

INTERESSADO: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ASSUNTO: Contribuição Pública

1. Introdução

A lógica de geração, transmissão, distribuição e consumo é a mesma desde que a cadeia de fornecimento de energia foi concebida pela primeira vez, há mais de 100 anos atrás.

A incorporação de modernas tecnologias de informação no processo de fornecimento da energia mudou não só a forma como usufruímos este recurso, mas também a forma como socialmente o encaramos.

Os consumidores de energia que já podem vender energia para uma distribuidora local, e também devem poder comercializar energia entre si em pequena escala através da geração própria, pagando menos do que a energia fornecida pela distribuidora.

A tomada não é uma fonte misteriosa de energia.

A energia que utilizamos é gerada na sua maior parte por usinas de grande capacidade que muitas vezes estão distantes do ponto de consumo. Essa energia é transmitida por longas linhas de transmissão, assim como implicam em uma cadeia de subestações quando em corrente alternada, e conversores quando transmitidas em corrente contínua.

Ambas as soluções são de alto custo, e possuem vantagens e desvantagens.

As distribuidoras recebem a energia das linhas de transmissão e, disponibilizam para os consumidores através das redes de distribuição.

Os grandes consumidores podem se conectar diretamente a rede básica de transmissão, e podem operar como consumidores livres, sem necessidade das redes de distribuição.

Os consumidores residenciais, e pequenos consumidores comerciais, rurais são cativos das redes de distribuição e de suas operadoras, possuem nenhuma liberdade para comprar sua energia.

2. Pequenos Consumidores

No Brasil, já é possível trocar energia com a rede da distribuidora e a tarifa diferenciada já está disponível para o usuário que quiser optar por esta forma de tarifação, porém completamente incipiente e longe de abranger a população.

Os pequenos consumidores que quando somados representam milhões de pontos de consumo, estão limitados aos painéis solares em suas casas, ou utilizar biodigestores no meio rural. Porém a comercialização da venda da energia produzida por eles é injusta, pois a compra da energia é realizada pagando todos os impostos, e a venda não considera nenhum imposto, e, portanto gerando um desequilíbrio nesta relação de compra e venda.

A conta deveria ser mais bem equilibrada por valores finais idênticos tanto na compra, como na venda.

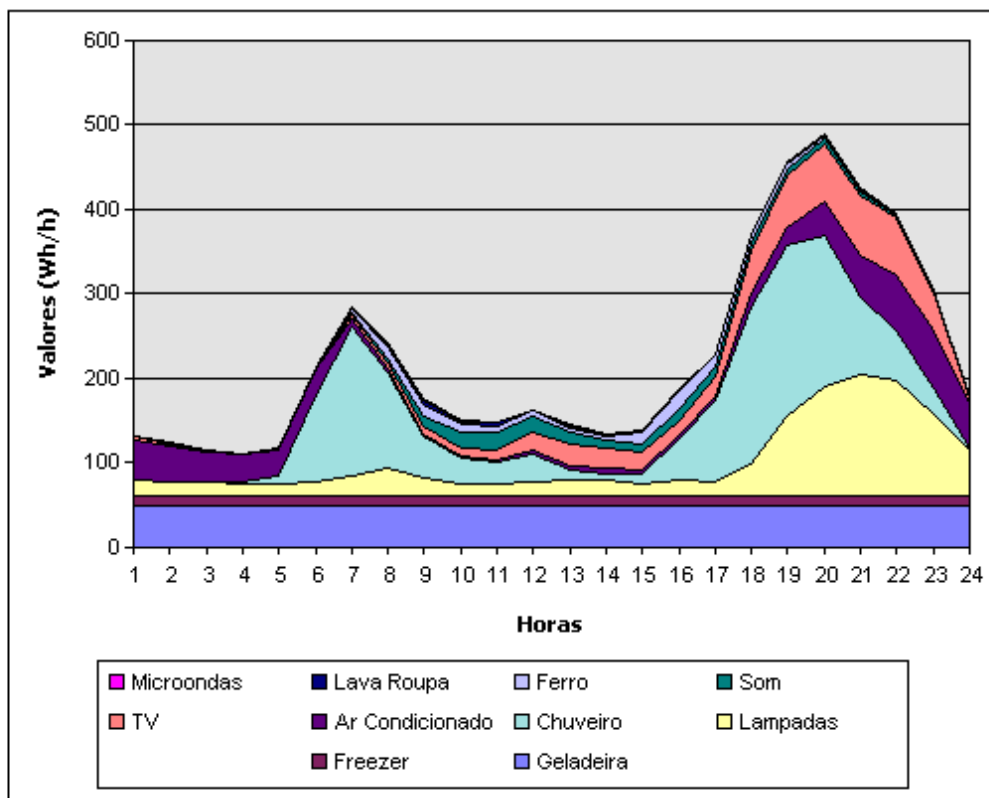
3. Horários de Pico

O processo de fornecimento de energia, da forma como é realizado atualmente, não é feito de forma “otimizada”.

Além das perdas ocorridas através das longas linhas de transmissão, uma característica relevante é o fato de que a energia é utilizada de maneira diferenciada ao longo do dia.

O perfil típico de consumo é caracterizado por um pico que normalmente acontece no período entre às 18 e 21h, pico conhecido como Hora de Ponta. Neste período, o consumo máximo chega a superar em quatro vezes o consumo médio ao longo do dia.

Logo, dado que a rede é dimensionada para atender a demanda em qualquer instante, tem-se que toda a rede de energia é superdimensionada para atender ao consumo em cerca de 12% das horas do dia, período corresponde ao horário de ponta.



4. Proposta

A cadeia de fornecimento de energia do futuro não deveria ser uma cadeia, mas um ecossistema de trocas energéticas.

Por que chamamos a cadeia de fornecimento de energia do futuro de ecossistema?

A resposta é que chegamos ao fim da cadeia linear e hierárquica de suprimento de energia.

Estamos evoluindo para um ecossistema vivo de trocas, sendo que vários novos players estão surgindo para otimizar a utilização deste recurso.

Todo o mercado de energia elétrica está evoluindo para colocar o usuário de energia no centro deste ecossistema e essa talvez seja a principal disruptura deste novo modelo.

O futuro do mercado de energia tem como principal objetivo inserir o usuário de maneira ativa em todas as fases do processo e este é apenas o primeiro passo para criar um ecossistema que seja realmente distribuído, autônomo e voltado para a sociedade.

Em suma, existe uma infraestrutura imensa que pode ter sua utilização maximizada por novas aplicações, não só diminuindo as perdas no transporte da energia como também aumentando a taxa de utilização das redes de distribuição de energia já existentes.

Recursos Energéticos Distribuídos: o usuário em primeiro plano

Promover a participação efetiva do usuário no processo de fornecimento é uma alternativa bastante interessante – e viável – de equalizar a oferta com a demanda de energia de maneira menos onerosa, aumentando a eficiência do processo e diminuindo a necessidade de explorar novos pontos de geração que, na sua maioria, geram enorme impacto ao meio ambiente, além de demandar montantes elevados de recursos financeiros.

Muito tem sido veiculado sobre a microgeração distribuída de energia e como as fontes de geração alternativa irão possibilitar o acesso deste recurso ao usuário de uma maneira mais próxima.

A microgeração é uma alternativa muito interessante pois diminui os problemas das perdas de energia no processo de transporte pelas linhas de transmissão. No entanto, mais do que a geração, existe uma família de recursos que também podem ser utilizados de forma distribuída, aumentando a eficiência do uso da rede de energia.

Os recursos energéticos distribuídos ou, em inglês, Distributed Energy Resources (DERs), constituem um conjunto de soluções que são implementadas por toda a rede de energia de forma distribuída, visando otimizar a operação desta rede.

Esta classe pode ser subdividida em quatro aplicações ou soluções fundamentais:

- (i) eficiência energética, que consiste na implementação de equipamentos mais eficientes, que realizam a mesma tarefa que os antigos, mas consomem menos energia;

- (ii) controle de demanda, que consiste na aplicação de equipamentos de gestão de consumo dos equipamentos e programas de incentivo para promover um consumo consciente de energia pelo usuário;
- (iii) geração distribuída, que, como já falado, possibilita ao usuário gerar a sua própria energia; e
- (iv) armazenamento distribuído, que consiste na implementação de soluções como bancos de baterias ou carros elétricos para reter uma determinada quantidade de energia a ser utilizada quando o usuário precisar.

O ponto principal a ser evidenciado é que, além do caráter distribuído, todas estas soluções possuem o usuário como principal ponto de contato.

Em síntese, o consumidor, que antes era tratado apenas como mero demandante e sempre esteve na ponta da cadeia, pode assumir uma posição ativa já que dispõe de uma série de equipamentos que conferem um maior grau de liberdade e nível de consciência na utilização do recurso.

Neste novo cenário, o usuário tem capacidade de gerar e armazenar a própria energia, além de possuir sistemas de gerenciamento, que o ajudam a controlar o seu próprio consumo e comandar os equipamentos da casa de forma programada.

Estes sistemas de gerenciamento estarão conectados a programas de incentivos que funcionarão como gatilhos externos para que o consumo de energia ocorra da forma mais eficiente possível, seja gerando mais ou consumindo menos nos horários em que o sistema apresenta pico de demanda.

Um destes mecanismos é a tarifa diferenciada de energia, que impõe um custo mais alto pela energia comprada da distribuidora nos horários em que o sistema está em sobrecarga, como o horário de ponta.

Todas estas inovações surgem para tornar o sistema de fornecimento de energia mais inclusivo, de modo que podemos esperar que surja no usuário a tão desejada consciência de consumo, entendida aqui como algo mais amplo que somente consumir o mínimo possível.

O que se espera é despertar um sentimento de inclusão do consumidor que passa agora a se sentir inserido no contexto de aproveitamento deste recurso.

Usuários como Energy Traders: As construções energeticamente inteligentes

A aplicação dos recursos energéticos distribuídos ao longo da rede de energia possibilita o surgimento de um novo conceito de rede de energia, que envolve aspectos tecnológicos, sociais e que possui um grande potencial de inovação em modelos de negócios neste setor.

Fazendo um paralelo, podemos comparar esta evolução do mercado de energia com a revolução do mercado de comunicação com o surgimento da internet.

No passado, a disseminação de informação e conteúdo pela sociedade era extremamente monopolista e hierárquica, o que mudou radicalmente com o advento da internet na medida em que esta possibilitou qualquer usuário produzir, gerir, acessar e compartilhar qualquer tipo de conteúdo de forma nunca antes imaginada. Desta forma, podemos dizer que estamos evoluindo para uma internet da energia.

Com toda a sociedade migrando para modelos mais distribuídos de organização, a rede de energia do futuro surge como um suporte para que os espaços urbanos sejam energeticamente sustentáveis.

Dispondo dos recursos energéticos distribuídos, as construções do futuro poderão aproveitar de diversas maneiras os recursos energéticos disponíveis.

Em vez de apenas demandantes de energia, neste novo contexto, os usuários terão uma conexão bilateral com a rede, ou seja, eventualmente o usuário pode também inserir na rede o excedente de energia produzido pelo seu sistema de microgeração.

Neste ponto, vale a pena ressaltar que a melhor solução não é ser energeticamente independente da distribuidora.

A melhor solução, do ponto de vista de eficiência do sistema, é sempre otimizar a utilização do recurso em rede, principalmente se pensarmos que grande parte das fontes limpas de energia são intermitentes, ou seja, variam de acordo com a disponibilidade do recurso, seja ele o brilho do sol ou a força do vento.

Os sistemas de microgeração irão transformar recursos naturais renováveis como a irradiação solar e a força dos ventos para produzir a energia necessária e, sempre que a geração exceder a demanda por energia, o excedente pode ser armazenado para um uso posterior.

Carros elétricos serão utilizados como formas dinâmicas de transporte de energia, os Bancos de Baterias serão utilizados para armazenar energia para uso em situações de emergência ou para que esta seja inserida na rede em momentos de maior conveniência para estabilidade da rede, e por conveniência financeira.

O mercado de energia do futuro funcionará para os consumidores como uma bolsa de valores, pois no limite trata-se de uma Commodity.

Os usuários terão acesso aos preços horários de compra e venda de energia e sistemas autônomos irão operar os sistemas elétricos para que estas maximizem os seus resultados em longo prazo.

Novos modelos de negócios no ecossistema

A evolução de um modelo estritamente centralizado e monopolista de fornecimento de energia para outro completamente distribuído e colaborativo possibilita o surgimento de diversas novas tecnologias e novos modelos de negócios que podem operar neste ecossistema.

Novos modelos já estão trabalhando com os recursos energéticos distribuídos para criar grandes disrupturas neste mercado, mudando completamente a forma como os negócios são feitos neste setor.

Da mesma forma que, do ponto de vista energético, este sistema está caminhando para um modelo distribuído, startups estão surgindo com diversas novas soluções para o mercado, quebrando a cadeia de fornecimento em diversos players que nunca haviam sido pensados no modelo antigo.

Nesta bolsa de valores de energia, o uso energeticamente inteligentes atuarão como Traders de energia, identificando tendências de preço do mercado e decidindo a cada instante o que fazer com o seu excedente de energia gerado.

Neste novo mundo, cada nó de conexão da rede possui autonomia para operar de forma independente, quando observaremos a formação de uma rede de consumidores, agora transformado em usuários: que consomem, geram, gerenciam e compartilham energia de forma similar ao avanço ocorrido com a disponibilização de conteúdo na internet.

Desta forma, teremos efetivamente uma internet da energia dando suporte a um modelo mais ecossistêmico e conectado de sociedade.

Observação: Grande parte deste texto foi retirado da publicação do Engenheiro Heider Berlink no site: ofuturodascoisas.com

Sou Engenheiro Elétrico com mais de 35 anos de experiência no setor elétrico para fornecimento de sistemas de automação de redes.

Ministério de Minas e Energia

João Antonio Moreira Patusco

11/07/2017 11:37

Plano Decenal de Expansão de Energia

Está sendo enviado arquivo com os comentários de não conformidades

07111137_ministério

Análise dos dados do PDE2026

Resumo das não conformidades:

1. A Oferta Interna de Energia Elétrica da tabela 36 do PDE2026, de 646 TWh em 2016, é muito superior à do Balanço Energético Nacional, de 619,7 TWh
2. O consumo final de energia elétrica da tabela 36 do PDE2016, de 516 TWh em 2016, é inferior ao valor do BEN, de 520 TWh
3. A geração do SIN da tabela 39, de 809 TWh em 2026, somada ao APE clássico, de 94 TWh, resulta em 903 TWh, valor superior ao valor da oferta
4. A geração de 2026 da tabela 39 e a oferta da tabela 36 tornam o Brasil exportador de energia elétrica, contrariando os resultados da tabela
5. Na tabela 46, Centrais Elétricas Públicas, a eficiência térmica (exclusive nuclear, hidro, solar e eólica) está dando 51%, valor considerado alto.
6. Os dados de autoprodução da tabela 3 não são aderentes com os dados da tabela 39.
7. As renováveis de 2016 da tabela 37 do PDE2026 estão com 46%, contra o valor de 43,5% do BEN.
8. Alguns dados de 2016 do PDE estão muito distantes dos valores do BEN, mesmo que se diga que à época dos estudos do PDE ainda não estavam disponíveis.

Análise de dados do PDE 2026 - TWh									
Temas	2016	2021	2026						
Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE									
Balanço Energético Nacional	619,7			3,77	% aa 2026/16 com dados BEN e PDE				
PDE tabela 36	646	746	897	3,34	% aa 2026/16. Esta taxa sobre BEN 2016 reduz a OIEE de 2026				
Diferença (BEN - PDE)	-26,3								
Consumo Final de Energia Elétrica - CFEE									
Balanço Energético Nacional	520								
PDE tabela 36	516	609	741	3,69					
Diferença (BEN - PDE)	4				Parcela de consumo próprio de usinas adicionada no BEN				
Carga do SIN									
Balanço Energético Nacional	560								
PDE tabela 4	566	666	799		Inclui 8 TWh de APE clássico				
CCEE FTperdas	568				Inclui 8 TWh de APE clássico				
Geração do SIN									
BEN	522								
PDE tabela 39	522	677	809						
PDE matriz 2026			809						
APE clássico e GD									
BEN	56,5								
PDE tabela 3	56	70	87		Deveria ser reduzido de 8 TWh em 2016, incluídos na carga do SIN acima				
PDE tabela 39	58	71	94		Deveria ser reduzido de 8 TWh em 2016, incluídos na carga do SIN acima				
Perdas (OIEE-CFEE)/ OIEE (%) - calculado									
BEN	16,1								
PDE	20,1	18,4	17,4						
PDE com o dado da OIEE do BEN	16,7								
Comércio Externo de EE. Se positivo=import.									
BEN	40,8								
PDE tab 4 e tab 39	44	-11	-10		O Brasil passa a exportador				
% Rendimento geração térmica (exclui nuclear)									
BEN	39,4				Somente serviço público				
PDE matriz 2026			51		Muito alto				

Sistema Solar Fotovoltaico

Thiago Quirino da Costa

12/07/2017 11:25

Expansão da Energia Renovável - Sistema Solar Fotovoltaico

Caminhos financeiros visando o cidadão poder instalar será a melhor forma de expansão

07121125_sistema so

Assim como na Alemanha, EUA, Suécia, Japão, etc

No Brasil a preocupação principal deveria ser:

Como fazer com que o cidadão, a pessoa, Física e até mesmo Jurídica mas (MEI, e Pequenos Empresas) possam participar, ser inclusos, na Expansão Energética mais especificamente Gerar a Própria Energia – SSFV.

E isso só através do FINANCEIRO, seja por Financiamentos – Hoje só existe linhas boas para Pessoa Jurídica (FCO, BNDES por exemplos) MAS muito, muito difíceis de se conseguir principalmente pelos Bancos Públicos ou Banco do Brasil.

Então primeira coisa é rever, e passar para Bancos privados poderem realizar FCO por exemplo. E taxas especiais para pessoas físicas também.

Desconto no IPTU por exemplo.

E claro, quem gera própria Energia, poder vender ou para a Concessionária ou Vizinhos.

Não apoiar só Meia Dúzia de Empresas. E grandes. Está na hora de mudarmos um pouco o país.

Gaia Soluções em Engenharia Ltda

Adriano Lisboa

13/07/2017 16:57

Disponibilidade de dados

Sugiro que os dados utilizados para fazer o plano sejam disponibilizados de forma a permitir validação e estudos por outros meios. Esse tipo de iniciativa tende a enriquecer a discussão em torno do tema.

07131657_gaia soluç

Disponibilidade de dados

Adriano LISBOA, PhD

Sugiro que os dados utilizados para fazer o plano sejam disponibilizados de forma a permitir validação e estudos por outros meios. Esse tipo de iniciativa tende a enriquecer a discussão em torno do tema.

Autonomo

ROBERTO LOBO MIRANDA

17/07/2017 18:41

3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

A indicação de 300 MW (ceca de 180 MW médios)por ano para PCH é totalmente frustante diante do potencial e da segurança que esta fonte pode oferecer ao sistema. Peço analisar cuidadosamente a elevação dessa fonte para próximo de 500 MW nominais por ano.

07171841_autonomo

Anexos dispensados

Logum Logística S.A.

Marília Carvalho Medeiros

18/07/2017 14:22

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Proposta de revisão do texto pertencente ao item Logística - referente à Logum
Logística S.A.

07181422_logum logí

Proposta de revisão do texto do PDE 2026 (páginas 204 e 205 – capítulo 8 – Oferta de Biocombustíveis, item 8.1 Etanol, subitem referente à Logística)

O Projeto da Logum Logística S.A., prevê a construção de uma longa extensão de dutos próprios e a utilização de existentes, atravessando 4 estados e 87 municípios. O valor total estimado para o projeto é de 5,2 bilhões de reais, dos quais 1,7 bilhões já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação.

A capacidade de armazenagem estática do projeto completo será de 650 mil m³, sendo que os dutos possuirão capacidade de movimentação de 13 milhões m³/ano e extensão de 1.430 km.

Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são: (i) Próprios: Ribeirão Preto (SP)-Paulínia (SP) e Uberaba (MG)-Ribeirão Preto (SP) e (ii) Subcontratados: Paulínia (SP)-Barueri (SP), Paulínia (SP)-Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP)-Guarulhos (SP). Em Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação de 4 milhões m³/ano e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, há um terminal de capacidade de 2 milhões m³/ano e armazenagem de 25 mil m³.

Em 2016 o Sistema Logum já movimentou 2,3 milhões m³, o que representou a substituição de 280 viagens rodoviárias/dia e evitou em torno de 362 tCO₂ equiv./dia. E para 2030, estima-se uma movimentação acima de 12 milhões m³/ano, que corresponderá uma substituição de 1.500 viagens rodoviárias/dia o que equivalerá a uma redução de emissões da ordem de 2,2 mil tCO₂ equiv./dia.

Reflore MS

Benedito Mário Lázaro

25/07/2017 11:16

Contribuição da Reflore MS

Segue anexo as nossa contribuições para o assunto

07251116_reflore ms



**MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
CONSELHO DO AGRONEGÓCIO
CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS - CSFN**

Gramado, 05 de abril de 2017

Ofício 001/2017/CSFP

**À Sua Excelência
O Senhor Blairo Maggi
Ministro de Estado da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
Esplanada dos Ministérios, Bloco D, Edifício Sede, 8º Andar
Brasília-DF 70.043-900**

Assunto: *Pleito da Câmara Setorial da Cadeia Produtiva de Florestas Plantadas referente à tratativa de biomassa de florestas plantadas para produção de energia.*

Excelentíssimo Senhor Ministro,

1. A Câmara Setorial da Cadeia Produtiva de Florestas Plantadas – CSFP, durante a 34ª Reunião Ordinária, ocorrida em 05.04.2017, durante a 6ª Feira da Floresta, em Gramado/RS, deliberou, por unanimidade, apresentar a Vossa Excelência o resultado final consensuado pelo Grupo Técnico “Florestas Energéticas”, criado no âmbito desta CSFP, para requerer a V. Exa. a revisão do tratamento conferido à biomassa de florestas plantadas pelo Ministério de Minas e Energia – MME para fins de contratação de energia nos Leilões de Energias promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
2. Este pleito visa, tão somente, obter o reconhecimento das diversas vantagens dessa fonte de energia e permitir que ela possa competir, em condições adequadas, com as demais fontes energéticas, podendo, então, se tornar um componente importante para a matriz energética nacional.
3. A biomassa oriunda de florestas plantadas, ou seja, reflorestamento dedicado à exploração comercial – no Brasil, especialmente formado por plantios de eucalipto e pinus – possui qualidades que nenhuma outra fonte energética apresenta em sua totalidade.

Benefícios da biomassa de florestas plantadas para produção de energia elétrica:



**MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
CONSELHO DO AGRONEGÓCIO**

CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS - CSFN

- A biomassa de florestas plantadas é uma fonte renovável de energia;
- A produção de madeirano é sazonal e, adequadamente planejada, independe de oscilações climáticas, como vento e luz solar, sem prejuízo à qualidade do combustível – biomassa;
- Não há intermitência na geração de energia elétrica, problema enfrentado atualmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- Capacidade de geração de energia também no horário de ponta;
- A produção florestal pode ocorrer de maneira dispersa, permitindo geração de energia próxima aos mercados consumidores, reduzindo custos e perdas de transmissão;
- O custo da energia com esse combustível pode ser bastante competitivo, desde que as condições de geração sejam também adequadas aos aspectos intrínsecos da cadeia do combustível, ou seja, inflexibilidade no despacho implica em custos menores;
- Há grande base florestal disponível que, adequadamente utilizada, permitiria ao país regular os níveis de seus reservatórios, minimizando riscos futuros de desabastecimento energético por escassez hídrica.

I Benefícios Ambientais e Climáticos

- O Brasil assumiu formalmente, perante o Acordo de Paris, a obrigação de reduzir suas emissões de Gases do Efeito Estufa – GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025. A redução das emissões no cenário nacional, necessariamente, requererá revisão das fontes de energia utilizadas na matriz energética;
- A geração de energia a partir de biomassa de florestas plantadas contribui para a neutralização das emissões de GEE, visto que o cultivo de florestas é capaz de sequestrar e estocar CO_2 . Ao se plantar em uma área degradada, é estabelecido um estoque de madeira e, portanto, de carbono, o qual permanecerá relativamente estável caso a operação florestal seja manejada de forma sustentável, ou seja, com plantios e colheitas cíclicas para garantir a produção de energia.

II Aspectos Econômicos e Sociais

- A instalação de usinas movidas a biomassa de florestas plantadas impulsionaria o setor florestal, pela criação de um novo mercado consumidor, e o setor industrial, com o fornecimento de máquinas e equipamentos, tanto para as atividades de produção florestal quanto para as usinas geradoras. Destaca-se que, para projetos de até 50 MW, a totalidade dos equipamentos é produzida nacionalmente, incluindo caldeiras e grupos geradores;
- A atividade florestal gera para o país em torno de 3,8 milhões de empregos, diretos e indiretos, segundo a Indústria Brasileira de Árvores – Ibá (2016);



**MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
CONSELHO DO AGRONEGÓCIO**

CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS - CSFN

- Em geral, a produção florestal no Brasil ocorre em áreas com pouca aptidão agrícola para outras culturas, tornando-se uma alternativa de desenvolvimento regional.

III Viabilidade e requisitos para utilização de cavaco de madeira

Além de todos os benefícios citados, a produção florestal tem características específicas que devem ser observadas para proposição de um projeto sustentável, e de longo prazo, de forma que o Ministério de Minas e Energia – MME leve em consideração a cadeia produtiva do combustível na concepção de uma termoeletrica movida à biomassa de florestas plantadas, e também os seguintes aspectos:

- Longo prazo: o ciclo produtivo é de, aproximadamente, 7 anos para plantios de eucalipto e 15 anos para plantios de pinus;
- Atividade intensiva em capital: estima-se que o investimento em uma Usina Termoeletrica – UTE movida a biomassa de florestas plantadas seja acima de R\$ 5 milhões por MW/h. A produção florestal sustentável para produzir 1MW/h demandaria uma área plantada de, aproximadamente, 390 ha, o que corresponde a investimentos florestais entre R\$ 1,7 milhões e R\$ 2,5 milhões. Ou seja, analisando o projeto integralmente – produção de combustível e unidade geradora – aproximadamente 30% dos recursos do projeto serão consumidos na formação da base florestal, que ocorre muito antes do início da construção da unidade geradora;
- Pela representatividade dos custos incorridos para preparação do combustível (cavaco), justificada pela necessidade de uma estrutura pesada de elevado custo fixo – equipamentos caros, treinamento de operadores, alto consumo de combustível, comboio de apoio, caminhões, motoristas – qualquer ociosidade na operação impactará diretamente o custo final do cavaco e, conseqüentemente, pode inviabilizar a geração da energia elétrica.

4. Em função das características da cadeia produtiva florestal acima apresentadas, e de forma que os benefícios mencionados possam ser apropriados pelo sistema energético nacional, esta Câmara Setorial solicita a garantia dos requisitos mínimos abaixo propostos, sem os quais não há viabilidade na geração de energia elétrica a partir de biomassa de florestas plantadas de maneira competitiva e sustentável:

- a) Tratamento de biomassa de florestas plantadas como energia estruturante, pois ela possui todas as características das fontes térmicas assim também consideradas, com expressivas vantagens ambientais.



**MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
CONSELHO DO AGRONEGÓCIO**

CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS - CSFN

- b) Inflexibilidade de 100%, ou seja, garantia de compra da totalidade da energia gerada, de forma que seja possível operacionalizar a produção do combustível (biomassa de florestas plantadas) com uma estrutura otimizada e de baixo custo. Não há como o setor absorver riscos de mercado após realizar a colheita do produto. Entende-se que o modelo atual em que biomassa participa dos Leilões de reserva permitem indicar 0% de flexibilidade, mas também é sabido que isso é, praticamente, um fator excludente na metodologia de comparação das ofertas durante o leilão.
- c) No cenário atual o preço deveria enquadrar-se entre R\$ 380 a 420/MWh, sendo o preço mínimo entre R\$ 330 e 350/MWh, o qual permitirá remunerar toda cadeia produtiva, incluindo o produtor da floresta e o investidor da planta de geração. Nesse aspecto, esta Câmara reforça que não se trata do preço teto do leilão, mas sim um preço abaixo do qual haverá grande probabilidade de problemas futuros no abastecimento.
- d) Enquadramento de biomassa em leilões A-3 e A-5 durante os próximos 5 anos, com reavaliação posterior das condições para inclusão de A-7, o que permitiria a participação de investidores que não tenham ainda áreas plantadas.

5. Isto posto, esta Câmara Setorial vem requerer a V. Exa. que atue junto ao MME para rever os critérios adequados de qualificação em Leilões com participação de fonte oriunda de biomassa de florestas plantadas, de forma a obter um resultado satisfatório no que diz respeito a preço e performance do novo contrato. Com isso, torna-se fundamental:

- a) Que a Empresa de Pesquisa Energética – EPE implemente melhorias nos processos de verificação da disponibilidade de combustível e comprovação desta disponibilidade, uma vez que o foco são os projetos florestais dedicados à produção de energia. Um projeto abastecido com biomassa de florestas plantadas com despacho A-3 deveria demonstrar a existência de plantios com idade entre 1 e 4 anos, totalizando 4/7 (quatro sétimos) da área necessária para o abastecimento sustentado. No caso de projetos A-5, a área comprovadamente plantada deveria ser de, no mínimo, 2/7 (dois sétimos) do total do projeto.
- b) Utilização de procedimentos técnicos, tais como inventário florestal e geotecnologias para comprovar a existência do recurso florestal já implantado e comprovação dos investimentos realizados.
- c) A obrigatoriedade do participante do leilão comprovar que o direito de uso do imóvel rural está garantido pelo prazo do contrato, seja através de comprovação da propriedade, contrato de arrendamento, contrato de parceria florestal, contrato de direito de superfície ou outro instrumento similar válido;



**MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
CONSELHO DO AGRONEGÓCIO**

CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS - CSFN

paraos casos de contratos de fornecimento de madeira, a obrigação deve ser estendida ao fornecedor. Esses mecanismos garantirão que o preço ofertado pelo participante no leilão esteja ajustado com os custos de frete inerentes à operação de transporte de madeira, evitando que na execução do projeto esse fator se altere sensivelmente.

- d) A obrigatoriedade de comprovação da capacidade técnica e financeira para concluir a implantação do projeto florestal.
- e) Procedimentos de comprovação semestral dos investimentos realizados na implantação e manutenção do maciço florestal.

6. Estaremos sempre empenhados e à disposição de V. Exa. para responder a quaisquer dúvidas e parcerias que contribuam – de alguma forma – com o fortalecimento do setor florestal e energético do país.

Respeitosamente,


WALTER VIEIRA REZENDE
Presidente

Reflore MS

Benedito Mário Lázaro

25/07/2017 11:21

Documento - Reflore MS

Segue comentario da Reflore para contribuir com a consulta Pública

07251121_reflore ms

Prezados Organizadores da Consulta Pública – PDE 2026.

A Associação Sul-mato-grossense de Produtores e Consumidores de Florestas Plantadas – REFLORE MS, entidade que representa 70% da área plantada no estado de Mato Grosso do Sul, que atualmente tem um milhão de hectares plantados com eucaliptos, vem através desse pleito, corroborar com o documento em anexo, elaborado pela Câmara Setorial de Florestas Plantadas do Ministério da Agricultura – MAPA, onde o referido documento constitui de pontos de favorabilidade para a produção de Energia a base de Biomassa oriunda de florestas Energéticas. O Documento entregue ao senhor Ministro de Minas e Energia é autoexplicativo e não deixa dúvidas, que a produção de energia com florestas energéticas é perfeitamente possível, é competitiva e mais barata que muitas fontes que hoje são produzidas, fonte de origem limpa e que traz enormes benefícios ao nosso país. **Informo ainda que o Estado de Mato Grosso do Sul pode sim produzir essa energia de Florestas energéticas já a partir do ano de 2020 em escalas consideráveis, basta o Ministério de Minas e Energia definir as bases e atender ao documento em anexo. O Estado de Mato Grosso do Sul já tem licenciado 13 Usinas Termo Elétricas a base de Florestas Energéticas, habilitadas a participarem dos próximos leilões. Salientamos que estamos prontos a contribuir a qualquer momento caso haja necessidade.**

Dito Mario – Diretor Executivo

ABIOVE

Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais

25/07/2017 18:02

**Sugestões da ABIOVE para aperfeiçoamento do documento “Plano Decenal
de Expansão de Energia 2026”**

Sugestões para a minuta em consulta pública

07251802_abiove

Entidade: Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais – ABIOVE.

Data: 25 de julho de 2017.

Assunto: sugestões para aperfeiçoamento do documento “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”.

Documento: Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – minuta para consulta pública.

Texto	Sugestões
Pág. 17 – “Os percentuais de mistura ao diesel fóssil variarão de 7% a 10%, conforme a legislação em vigor até 2025, quando este teor se elevará a 11%, visando o atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris.”	1. Adequar o texto para o disposto na Lei 13.623/2016, os percentuais de mistura obrigatória de biodiesel no diesel comercial são de 8% em março de 2017, 9% em março de 2018 e 10% em março de 2019. Os textos indicados sugerem que pode haver redução do teor de mistura de biodiesel entre 7% e 10% até 2025. <u>A sugestão da ABIOVE é esclarecer o aumento gradativo da mistura e que esta terá o percentual mínimo de 10% a partir de 2019.</u>
Pág. 37 – “A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 7,0%, em 2016, para 11,0%, em 2026.”	2. Também está em discussão avançada no Conselho Nacional de Política Energética a antecipação da mistura de B10 para março de 2018. <u>A sugestão da ABIOVE é considerar um cenário em que o B10 entre em vigor a partir de março de 2018.</u>
Pág. 168 – “Assim, adotou-se como premissa um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de 7% até 11% no período de 2017 a 2026, conforme apresentado no Capítulo II e, em seguida, discutido no Capítulo VIII.”	3. Também está em discussão a implementação de aumentos graduais da mistura obrigatória de B11 a B15 de 2019 a 2025. <u>A sugestão da ABIOVE é que seja considerado um cenário que contemple esses aumentos da mistura obrigatória do biodiesel.</u>

Instituto Acende Brail

Alexandre Uhlig

28/07/2017 10:44

Inclusão de informações

Parabéns pelo excelente trabalho. Sugiro: a) incluir na tabela 13, pg 97, além do investimento a diferença do custo para a expansão em R\$/MWh. b) incluir nas tab. 15 a 21 as emissões de GEEs para cada cenário.

07281044_instituto

Parabéns pelo excelente trabalho.

Sugiro:

a) incluir na tabela 13, pg 97, além do investimento a diferença do custo para a expansão em R\$/MWh.

b) incluir nas tab. 15 a 21 as emissões de GEEs para cada cenário.

Greenpeace Brasil

Pedro Telles

31/07/2017 16:00

**Contribuições do Greenpeace Brasil para aprimoramento da proposta
apresentada para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026**

Contribuições do Greenpeace Brasil para aprimoramento da proposta apresentada
para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026

07311600_greenpeace

São Paulo, 26 de julho de 2017

Ao Ministério de Minas e Energia

REF.: Contribuições do Greenpeace Brasil para aprimoramento da proposta apresentada para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026

Em resposta à Consulta Pública nº 34 de 07/07/2017, referente ao processo número 48360.000007/2017-15, o Greenpeace Brasil apresenta aqui pontos para aprimoramento da proposta apresentada para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026.

Antes de dar início à análise de pontos específicos, gostaríamos de elogiar o fato do documento deste ano estar notavelmente melhor estruturado do que o de anos anteriores. Isso traz maior clareza sobre o que está em jogo, e contribui para o fortalecimento do debate.

Segue abaixo nosso posicionamento sobre os aspectos que, da nossa perspectiva, carecem de revisão:

1. Hidrelétricas

O documento não explicita quais grandes hidrelétricas são consideradas no cenário de expansão de referência, e traz poucos detalhes sobre pequenas centrais hidrelétricas. Contudo, são mencionadas cinco possíveis novas grandes hidrelétricas na região da Amazônia: Tabajara, Castanheira, Bem Querer, Porto Galeano e Tapajós. A usina de Tapajós em específico fica sugerida para depois de 2026, caso entraves socioambientais sejam superados.

Inúmeros estudos demonstram que, na realidade, é impossível superar entraves socioambientais de hidrelétricas na Amazônia - porque não há como construir qualquer hidrelétrica na região sem ir contra a preservação desse importante bioma e os direitos dos povos indígenas e comunidades tradicionais que lá habitam. Ademais, o impacto das mudanças climáticas no regime de chuvas, já visto como significativo e com potencial de se agravar significativamente nas próximas décadas, torna o investimento em hidrelétricas cada vez mais questionável.

Tendo isso em vista, não vemos como aceitável a construção de nenhuma hidrelétrica adicional na Amazônia, e o PDE 2026 deveria refletir isso. É plenamente possível cobrir a lacuna que seria deixada com uma maior expansão de outras fontes renováveis, como o Greenpeace mostra ser viável em seu estudo [Revolução Energética - Cenário Brasileiro 2016](#).

2. Carvão mineral

Vemos como positiva a indicação de que a capacidade instalada do carvão mineral é reduzida no decênio, o que não acontecia em PDEs anteriores, bem como o reconhecimento de que há grandes dificuldades de viabilizar essa fonte energética financeiramente. Contudo, o plano ainda aponta para a manutenção da sua existência no médio e longo prazo.

Considerando a pequena participação do carvão mineral na matriz energética brasileira, seu enorme impacto ambiental com emissão de poluentes e gases de efeito estufa (muito superior à sua participação na matriz), e a perspectiva de contínua queda de preços de alternativas renováveis, não faz sentido trabalhar para manter essa fonte na matriz. O PDE 2026 deveria apresentar um plano de transição para descontinuar seu uso na geração de eletricidade ainda na próxima década, como o Greenpeace mostra ser viável em seu estudo [Revolução Energética - Cenário Brasileiro 2016](#).

3. Energia nuclear

Usinas nucleares são objeto de grande controvérsia no Brasil e no mundo desde seu surgimento, dado o elevado risco que oferecem à segurança do meio ambiente e da população. Para além dos problemas inerentes à fonte, a usina de Angra 3 tem histórico problemático com sucessivos atrasos na obra e repetidas elevações no orçamento. Recentemente, [números do próprio governo](#) indicaram que seria mais barato descontinuar essa usina (R\$12 bilhões) do que concluir sua construção (R\$17 bilhões). Tanto pela perspectiva econômica, quanto pela perspectiva socioambiental, a decisão correta seria a de tirar Angra 3 e quaisquer planos de novas usinas nucleares do planejamento energético.

4. Energia eólica e energia solar

A capacidade instalada de energia eólica prevista para 2026 no cenário de expansão de referência, na casa dos 28GW, é excelente. Contudo, o número previsto para energia solar poderia ser maior: está na casa dos 10GW em 2026, e poderia chegar aos 15GW se contratados 1,5 GW por ano em leilões, uma meta plenamente exequível.

Especificamente sobre geração distribuída de energia solar, vale destacar que a Aneel traça um cenário mais favorável [em estudo recente](#), levantando o potencial de chegar a 3,2GW instalados até 2024, contra 3,3GW previstos no PDE para 2026 – números praticamente equivalentes, mas com uma distância de dois anos, indicando a possibilidade do PDE ser mais ambicioso.

5. Petróleo e gás

Como observado em anos anteriores, petróleo e gás seguem concentrando cerca de 70% dos investimentos previstos para o decênio, o que é absolutamente incompatível com os esforços de descarbonização que o país deveria apresentar - especialmente após a ratificação do Acordo de Paris. É urgente mudar esse quadro priorizando cada vez mais as novas energias renováveis, começando por suspender a abertura de novas fronteiras em áreas de alta relevância ambiental como a Bacia da Foz do Amazonas.

Agradecemos pela atenção, e nos colocamos à disposição para discutir os pontos acima em mais detalhes.

Stanhope Brasil Energia

Julian David Hunt

04/08/2017 10:19

Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais

Incluir as usinas hidrelétricas reversíveis sazonais no PDE 2026. As UHRS tem o objetivo de armazenar energia durante o período úmido e gerar eletricidade durante o período seco, diminuindo a sazonalidade da geração hidráulica e do CMO (Gráfico 32).

08041019_stanhope b

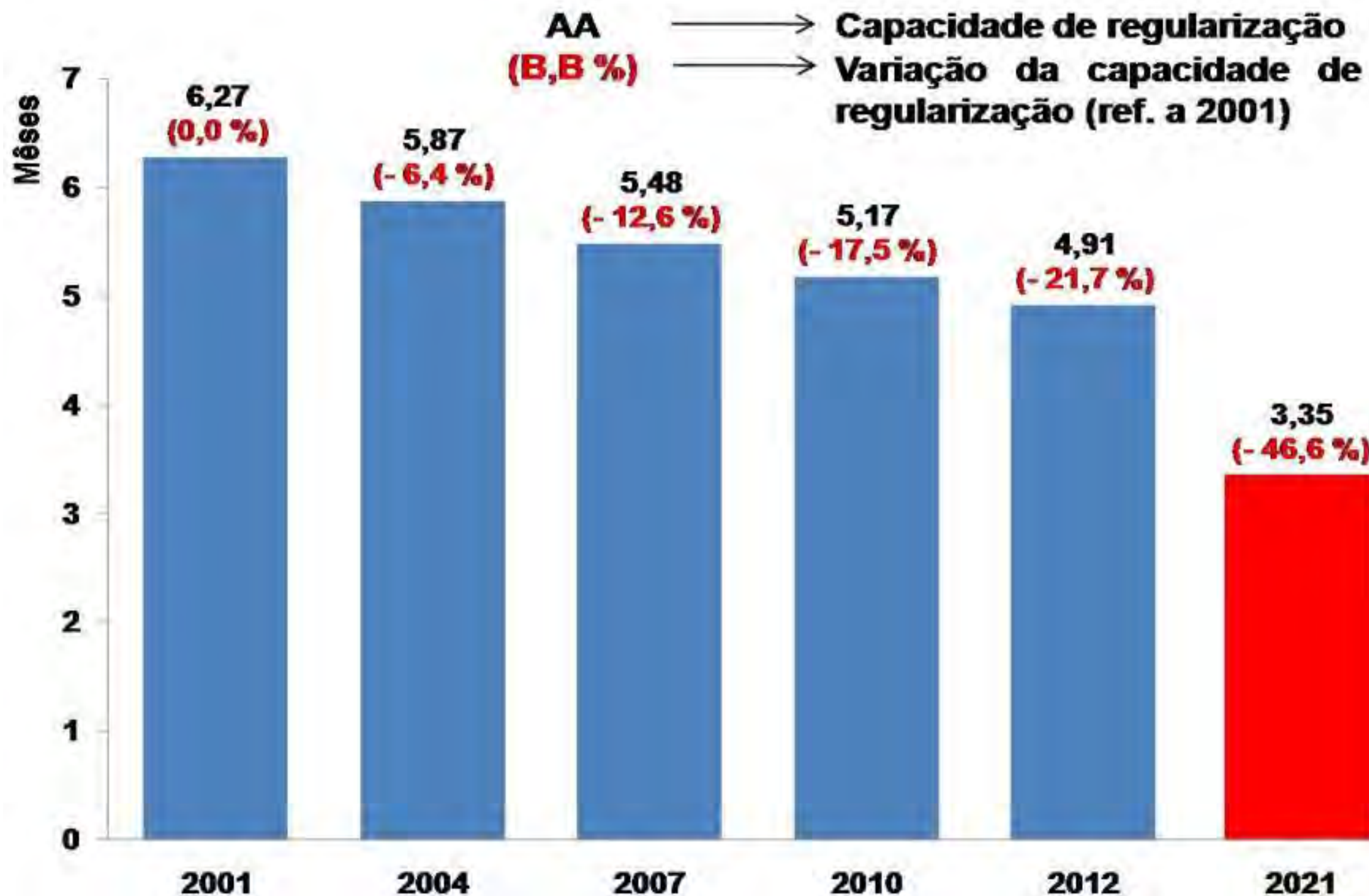
Consulta Pública para o PDE 2026:

Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais

no Brasil

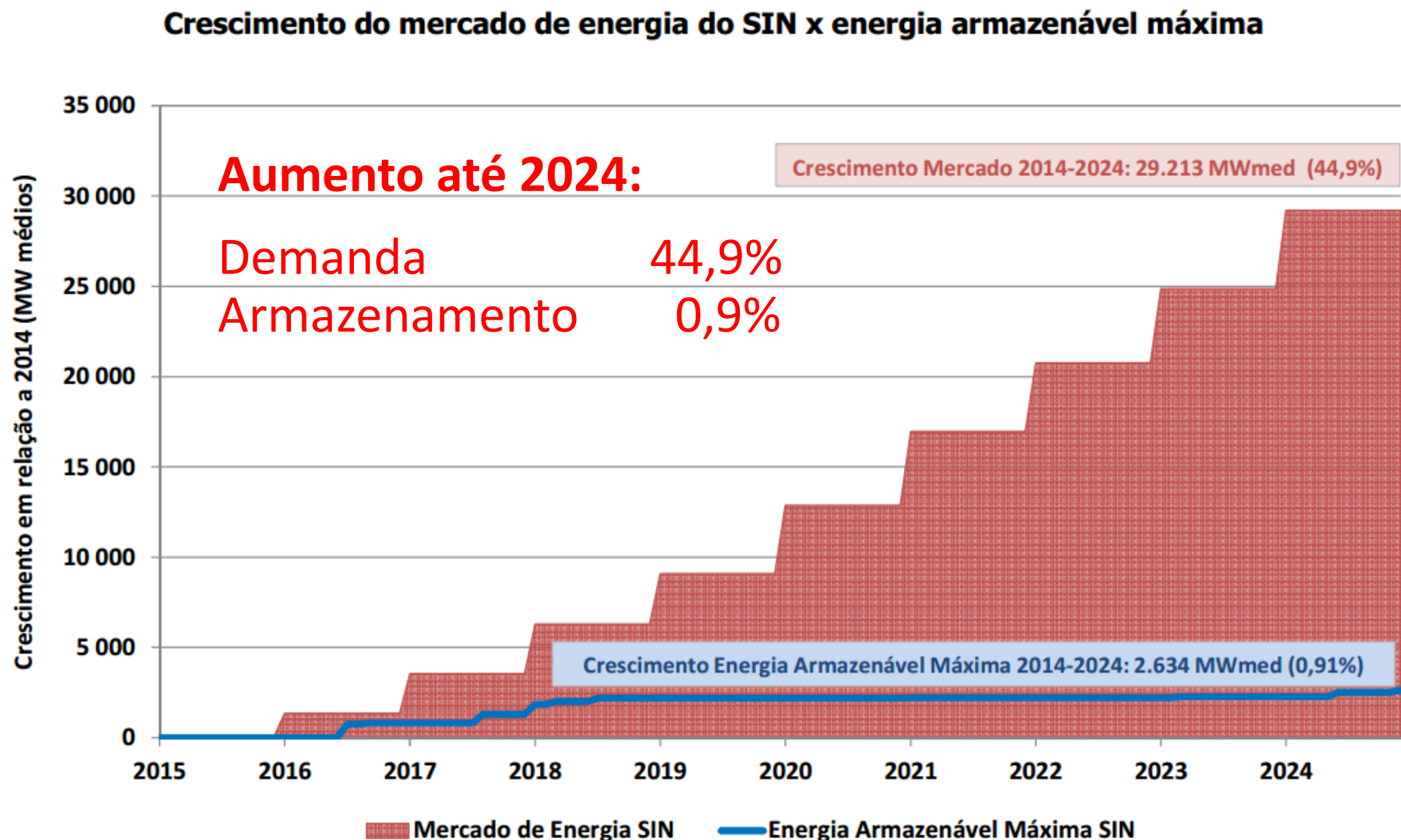
Dr. Julian Hunt

Evolução da Capacidade de Regularização do SIN Reduzindo



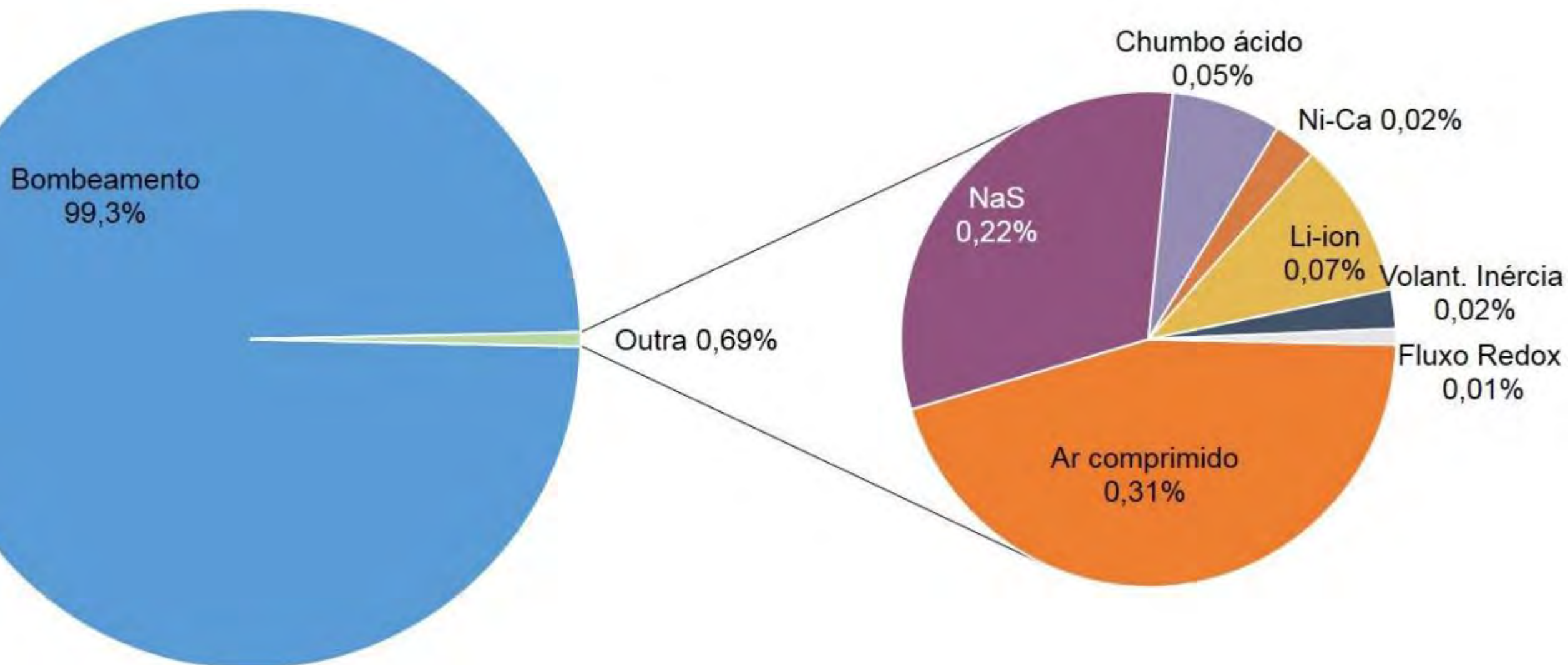
PDE 2024 Sinaliza Escassez de Armazenamento

“..., embora seja inegável a necessidade de aumentar a capacidade de armazenamento.”



Capacidade de Armazenamento Energético no Mundo

143 GW



Fonte: IEA

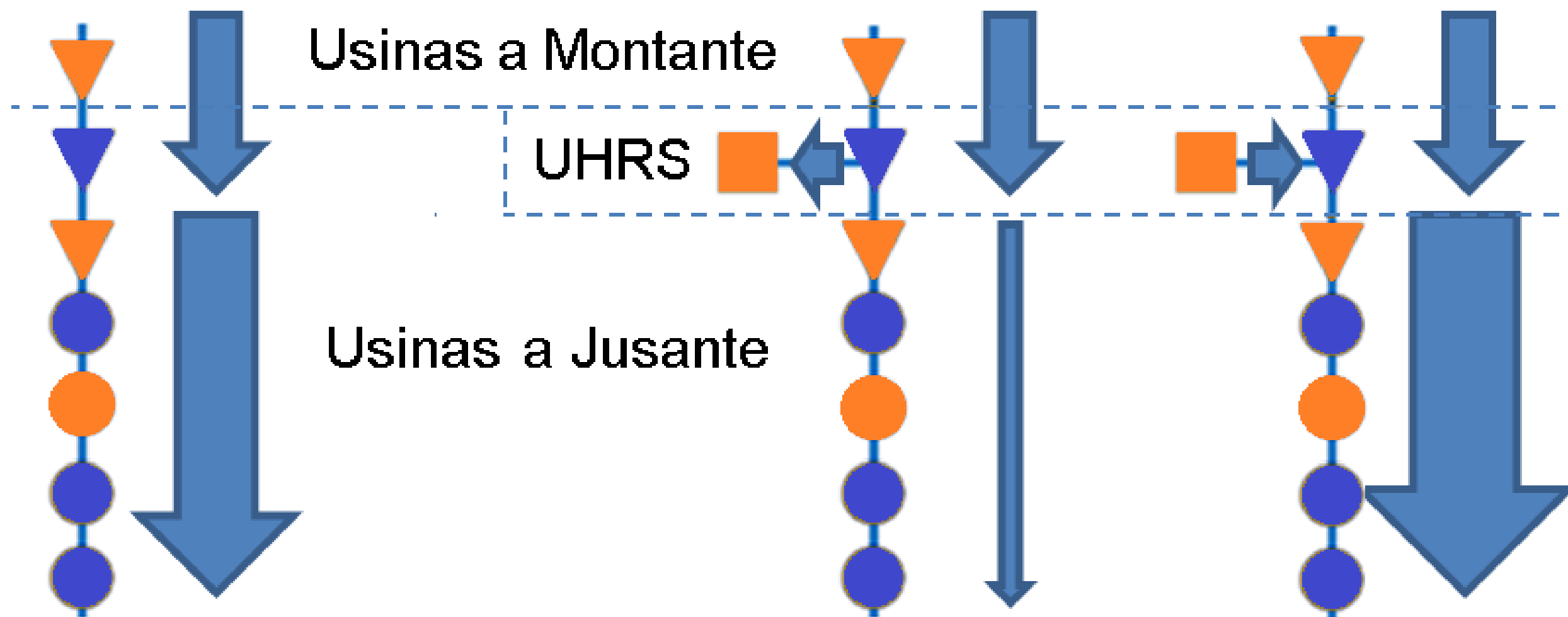
Operação da Usina Hidrelétrica Reversível Sazonal (UHRS)



Cascata Convencional

Cascata com UHRS
Armazenando
Período Úmido

Cascata com UHRS
Gerando
Período Seco



UHRS proposta



Reservatório existente



Reservatório proposta



Fluxo do Rio



Fio d'Água existente



Fio d'Água proposta

Regulação Sazonal da Geração Hídrica

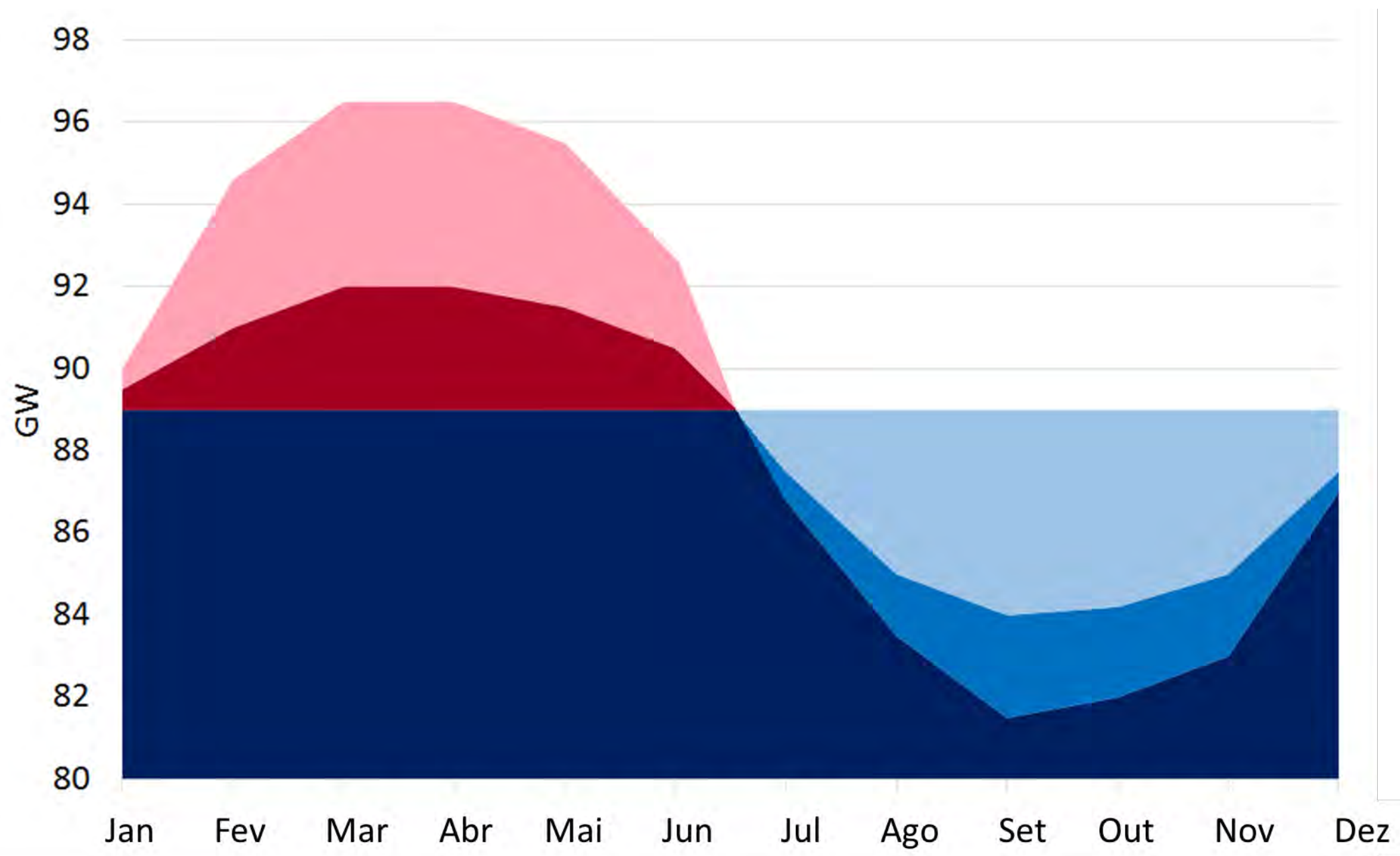


Geração Hídrica Esperada em 2023 (PDE 2023)



Regulação Sazonal da Geração Hídrica

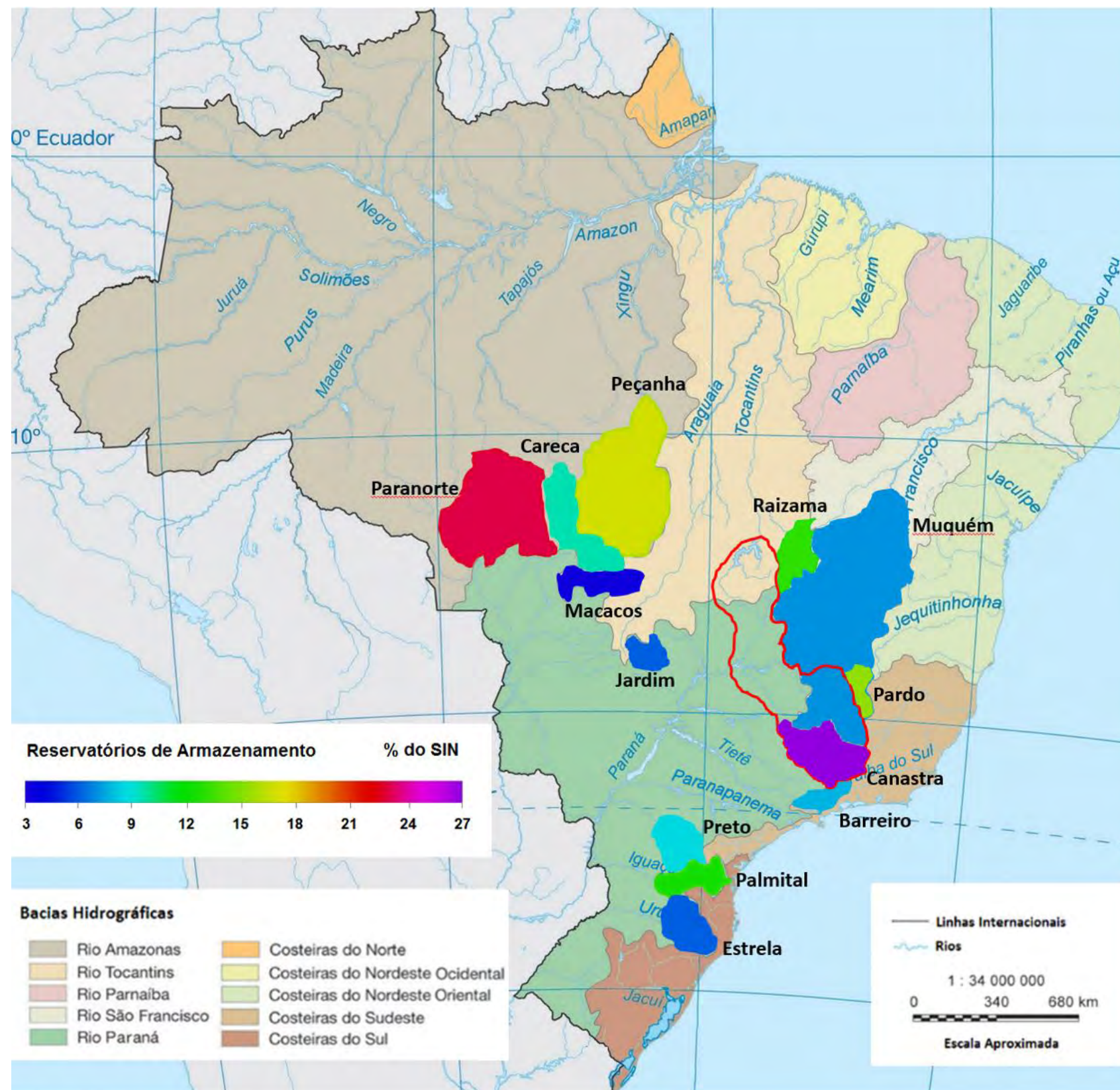
Implementação de 3 GW de UHRS no Cenário 2023 do PDE



Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais no Brasil

Localização das áreas de captação de diversos projetos de UHRs

- Aumentam o potencial de armazenamento energético.
- Descentralizam o potencial de armazenamento energético do Brasil, aumentando segurança energética e reduzindo o risco de racionamento.



Detalhes dos Projetos



Nome	Rio	Volume Útil (hm³)	Área Alagada (km²)	Índice (GWmed/ km²)	Barragem (m)	Tubo (km)	Cota (m) Mínima/ Máxima	Cota Inferior (m)	Vazão de Bomb. (m³/s)	Armaz. (GWmed/% do SIN)	Área de Drainagem (km²)	Eficiência (%)
Palmital	Iguaçu	13.700	177	0,187 (7)	220	4	850/1.000	742	868,8	33,1 / 11,4	30.100	111%
Estrela	Uruguai	5.100	85	0,124 (5)	190	12 / 10	800 / 900	647	323,4	10,5 / 3,6	27.300	119%
Preto	Ivaí e Tibagi	7.280	104	0,176 (7)	250	40	900/1.000	430 / 475	461,7	18,3 / 6,3	34.500	137%
Raizama	Paranã	12.130	286	0,121 (5)	100	14	830 / 870	386	769,3	34,7 / 11,9	31.245	128%
Jardim	Verde e Claro	5.551	61	0,164 (7)	155	13 / 11	700/830	560/550	352,0	10,0 / 3,4	15.700	123%
Canastra	Grande	28.110	168	0,482 (19)	300	12	1050/1250	660	1782,7	80,9 / 27,7	59.500	92%
Barreiro	Paraíba do Sul	4.000	29	0,548 (22)	260	12	1200/1450	460	253,7	15,89 / 5,5	13.400	89%
Muquém	São Francisco	7.800	52	0,267 (11)	230	9	550 / 700	411	494,7	13,9 / 4,8	326.000	95%
Pardo	Velhas	16.500	150	0,283 (11)	175	10	950/1100	540	1046,4	42,5 / 14,5	19.000	92%
Peçanha	Xingu	36.400	615	0,077 (3)	122	9	440 / 530	260	2314,8	47,2/16,6	169.000	129%
Careca	Teles Pires	21.390	508	0,045 (2)	102	17	350 / 420	302/292	1368,8	22,7 / 7,8	37.400	125%
Paranorte	Tapajós	61.250	875	0,078 (3)	100	14	350 / 450	217	3938,4	68,2/23,3	156.000	128%
Macacos	Mortos	8.400	204	0,055 (2)	100	9	550 / 620	480	540,1	11,2 / 3,9	16.000	115%
Total		215.493	3314	0,123 (5)						409 / 140	935.145	

Custo de Investimento & Custo de Geração



Custo de Investimento

- US\$ 2.000/kW e 3.000/kW para construir a UHRS.
- O Custo final de Armazenamento reduz para com as usinas em cascata **US\$ 1.000/kW - US\$ 1.500/kW.**

Custo de Geração

- Armazenando o excedente de geração no período úmido: **R\$ 80-120/MWh.**
- Armazenando a geração hidrelétrica da Amazônia:
UHE Amazônia (R\$120/MWh) + UHRS (R\$80-120/MWh) = R\$ 200-240/MWh.

OBS: UHRS não só armazenam eletricidade, mas também reduzem gargalos de transmissão, aumentam a segurança energética, geram na ponta, etc.

Alternativas para Geração no Período Seco



Solução Atual - Leilão de 2014

- **3 GW** de Térmica a GNL custou **R\$ 20 Bilhões**.

Solução com UHRS

- 1 projeto de UHRS com 2 GW aumenta a geração no período seco em **5 GW** por **R\$ 11 bilhões**.

Benefícios de UHRS



Benefícios ao Setor Elétrico

- Aumentar a capacidade de armazenamento energético do Brasil.
- Viabilizar a construção de novas cascatas.
- Reduzir o vertimento e evaporação na cascata.
- Reduzir a intermitência da geração eólica e solar.
- Eficiência de armazenamento chegando até 120%.
- Reduzir custos de transmissão de UHEs na Amazônia.
- Viabilizar a construção de novas usinas na Bacia Amazônica.
- Relação entre área alagada e energia armazenada mais favorável.
- Aumentar a disponibilidade hídrica para os usos múltiplos da água.
- Descentralizar o armazenamento energético do Brasil (Segurança Energética).

WEG Equipamentos Elétricos

Ana Paula Hauffe Torquato

04/08/2017 16:53

Consulta Pública sobre Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Comentários da WEG constam no arquivo anexo

08041653_weg equipa

Consulta Pública MME 34/2017 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Identificação do Proponente:

Nome: Ana Paula Hauffe Torquato

Empresa ou Entidade: WEG Equipamentos Elétricos S.A.

Telefone: (47) 3276-4068

E-mail: anapaulah@weg.net

Comentário 1:

No que diz respeito à energia hidráulica, observamos que o relatório foca em UHEs, refere-se muito pouco em PCHs e não considera as CGHs.

Complementamos sobre a importância de que o plano contemple também a energia gerada a partir de CGHs.

Comentário 2:

Aumentar o foco nos sistemas de geração com biomassa, especificamente para a geração a partir dos resíduos sólidos urbanos (RSU) ou geração a partir do lixo.

Após a retirada dos materiais possíveis de reciclagem, o lixo urbano ainda pode ser transformado em combustível através de diferentes métodos (gaseificação, compostagem, biodigestão, etc).

Esse combustível é um dos mais viáveis que existem, haja visto que o lixo é material abundante nas cidades, além de darmos um destino adequado a este material, minimizando os impactos ambientais que existem em função do processamento e depósito indevido do lixo.

Entendemos que essa fonte de geração não está sendo devidamente inserida no PDEE 2026, pois se fala muito pouco nesta forma de geração, que poderia ser instalada praticamente em qualquer cidade de porte médio a grande.

Hoje já existe cadeia produtiva e tecnologia nacional necessária para todos os equipamentos e materiais necessários a essa geração.

2. Demanda de Energia

Pg.28:

"A eficiência energética, aliada a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia, leva a uma redução gradual da intensidade energética ao longo da década."

Pg 42:

"Sob influência da eficiência energética e de uma nova distribuição setorial econômica, nota-se também uma queda da intensidade energética dos tempos atuais até 2026."

Pg. 49:

"O consumo final de energia cresce à taxa média de 1,9% anuais entre 2016 e 2026. A intensidade energética reduz no período, graças à eficiência energética e a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia."

Comentário 3:

O Brasil tem indicadores inferiores se comparado a outras economias globais, no que diz respeito à intensidade energética. Além de projeções, para que possamos reverter este quadro, torna-se necessário fomentar a discussão de metas e planejamento para obtenção das mesmas.

3. Geração de Energia Elétrica

Pg.100:

“Diferentemente das edições passadas do PDE, no PDE 2026 utilizou-se o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza a expansão ótima do sistema, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo de expansão (custo de investimento mais custo de operação), sujeito à garantia de atendimento à demanda máxima de potência, em complemento aos tradicionais critérios de risco e economicidade definidos pelo CNPE. A utilização do modelo permite a criação de um critério técnico, objetivo, reproduzível e de benchmarks para a comparação entre os custos de planos de expansão alternativos.”

9.1 Eficiência Energética

Pg.215

“A energia elétrica conservada em 2026, 32TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a uma UHE de Itaipu (parte Brasileira). Especificamente no ano de 2025, o montante estimado de eficiência energética corresponde a aproximadamente 4% da demanda elétrica,”

Comentário 4:

Sugere-se incluir na decisão de investimentos também a eficiência energética, pois há notadamente projetos de eficiência energética, com respeito à relação de investimento/ MWh disponibilizado, muito mais atrativos. Há ainda os benefícios de produtividade, a não necessidade de investimento em transmissões e melhoria da intensidade energética. 4% é uma parcela considerável e pode ser maior se eficiência energética for tratada com mais ênfase.

9.1 Eficiência Energética

Pag. 219

“Alguns setores apresentam problemas específicos. No setor público, por exemplo, há barreiras de cunho fiscal e financeiro, além de entraves na política de compras/licitações públicas. Na indústria, os investimentos em eficiência energética não são priorizados, por causa do menor peso do custo da energia na maioria dos segmentos, pela falta de uma cultura industrial que dê importância a EE e dificuldade em medir os resultados. Já no setor de transportes há problemas graves de institucionalidade e coordenação de ações em âmbito local, estadual e federal, além de impedimentos de ordem burocrática, falta de conhecimento de tomadores de decisão e má alocação de investimentos que impedem progressos nesse setor. E nas edificações, faltam requisitos mínimos nos códigos municipais e normas de desempenho mínimo para prédios, e há conflitos de interesse entre quem constrói (que quer o menor custo) e quem ocupa os prédios (que vai pagar pelo consumo).”

Comentário 5:

No Brasil, há bastante espaço para trabalhos de melhoria da produtividade, especialmente na indústria, que tem ficado para trás se comparado a indicadores mundiais. A cultura de se medir e buscar melhoria nos indicadores é insipiente no Brasil, as ações direcionadas de eficiência energética vão também contribuir no fomento aos investimentos e para a renovação do parque fabril que, segundo estimativas internas, possui média de 17 anos de idade – mais do que o dobro dos países desenvolvidos.

9.1 Eficiência Energética

Pag.223

“Na indústria, a conservação de energia representará 5% da demanda de energia final prevista em 2026. Já a conservação de eletricidade representará 4%, equivalente ao consumo atual dos setores da mineração e pelotização.”

Comentário 6:

PEE pelo modelo de performance, e todas as suas exigências características, é pouco atrativo às indústrias pelos custos envolvidos e prazos usuais. Prioritário de bônus de motores se mostrou bastante alinhado, mas são necessários ajustes assegurando um modelo simplificado e reedição em um momento mais propício, pois ocorreu justamente quando as empresas restringiram investimentos pela condição da economia.

USP

Adelino Esparta

15/08/2017 10:21

**Centro de Pesquisa para Inovação em Gás (Research Center for Gas
Innovation, RCGI) da Universidade de São Paulo**

A presente contribuição é uma coletânea de comentários de pesquisadores do
RCGI, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do RCGI ou da
Universidade de São Paulo.

08151021_usp

Contribuição à consulta pública – Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE2026)

Publicação no DOU em 07/07/2017 // Prazo: 07/07/2017 à 06/08/2017

Número Processo: 48360.000007/2017-15

Área responsável: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Contribuição do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás (Research Center for Gas Innovation, RCGI) da Universidade de São Paulo¹ (contato: A. R. J. Esparta, esparta@iee.usp.br).

-/-/-

1. Considerações gerais

Saudamos a possibilidade de comentar uma versão preliminar do PDE2026, em especial a disponibilização dos dados expostos em gráficos, ainda que somente na página da EPE. Isso permite que boa parte dos resultados do plano sejam reproduzidos, validados e discutidos amplamente, acrescentando solidez ao processo e, conseqüentemente, ao PDE. Idealmente sugiro a publicação da forma mais transparente possível de todas as premissas adotadas nas modelagens e simulações dos cenários futuros, permitindo que cenários alternativos sejam produzidos a partir do PDE (cenário de referência) e, dessa forma, auxiliando a EPE, os formuladores de políticas energéticas e, finalmente, toda a sociedade, a tomar as decisões com a melhor informação disponível e com tendo acesso a uma ampla variedade de opções.

Um plano decenal idealmente deve:

- Considerar as utilizações reais energéticas, de energia útil, os equipamentos e processos em operação;
- Avaliar os efeitos da renovação dos equipamentos, das substituições inter-energéticas, das evoluções tecnológicas, sobre os empregos e saúde;
- Considerar os meios de armazenagens operacionais e estratégicos;
- Considerar os custos reais da energia e das consequências das emissões e perdas;
- Considerar a evolução das rendas dos setores da população e da disponibilidade de financiamento para melhorar a eficiência e a racionalização;
- Sobreretudo, a reforma da educação para incluir os princípios da sustentabilidade, a saber, gestão energética, gestão ambiental, gestão econômica;

Sobre a realidade que temos:

- Milhões de chuveiros elétricos não deveriam ser supridos pelos painéis solares?
- 40% da energia térmica, consumidos pelo setor industrial, gerados com resistências elétricas, que podem ter a eletricidade consumida por novas usinas térmicas a gás;
- 15 % da compressão do ar comprimido nas indústrias gerada por motores elétricos que pode ser substituída por cogeração “força motriz + calor”;
- Indicar previsão de plano de inspeção dos caminhões e ônibus para limitar as emissões;
- Indicar previsão de meios de controle e fiscalização da poluição urbana.

¹ A presente contribuição é uma coletânea de comentários de pesquisadores do RCGI, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do RCGI ou da Universidade de São Paulo.

Especificamente sobre a papel do gás natural no Plano Decenal de Expansão de Energia:

- A Petrobras prevê redução dos investimentos em gás, logo tudo indica que as projeções do MME/EPE para o GN estão sendo menos realistas, ou seja, mais otimistas que as do último PDE;
- O “Gás para Crescer” foi muito pouco comentado e explorado em suas principais diretrizes, ainda que preliminares;
- Os investimentos em GNL que vêm sendo estudados pela Abraget (geradores termelétricos) podem favorecer o cenário de crescimento do GN e devem ser levados em consideração;
- A previsão de gás pode estar superestimada no PDE porque: (a) envolve ainda reservatórios ‘possíveis’ de se encontrar; (b) não menciona as obras necessárias; (c) não menciona o nível de preço, ainda que aproximado ou numa faixa; nem (d) a viabilidade econômica da extração e do transporte;
- A exigência de produção com conteúdo local pode representar uma barreira a mais para os pequenos entrantes e as incertezas quanto às regras também podem se traduzir em desincentivo à entrada de pequenos produtores/investidores;
- O incentivo ao aumento dos agentes/players é necessário. Assim, deve-se sinalizar com a atualização do marco regulatório, dos mecanismos de estabilidade tributária, de repasse de custos e de estabilidade de regras para estimular novos entrantes. O pico de gás em 2026 pode não acontecer se isso não se realizar. Em suma, a projeção parece estar muito otimista;
- O Gasbol representa ainda uma grande incógnita: o contrato será finalizado em 2019 e deverá ser renovado, porém não há sinalizações sobre quais serão as condições de entrega nem considerações sobre o risco político inerente à Bolívia.

2. Página 28

Como estão associados/relacionados os indicadores macroeconômicos com a demanda de energia? No período 2016-2026 a intensidade energética brasileira deve diminuir de 0,065 para 0,062 tep/10³R\$ [2010]. Caberia um comparativo com a situação histórica do Brasil e de países que evoluíram a partir de um patamar como o nosso atual.

3. Página 30

Espera-se que o crescimento industrial ocorra nas indústrias de alimentos e bebidas, papel e celulose. Somente esses? Quais os riscos e consequências em sustentar um PIB crescendo em 2,5% a.a.?

4. Página 30-31

Texto: “Em termos de consumo de energia, espera-se que o setor industrial cresça à taxa de 2,2% anuais, alinhada com a perspectiva de valor adicionado, atingindo o montante de 101 milhões de tep em 2026.”

Comentário: O capítulo sobre o setor da Indústria faz breve avaliação da previsão do comportamento da demanda energética de alguns segmentos energo-intensivos porém não apresenta o racional adotado para estimar a participação de cada segmento

Sugestão: Incluir o racional adotado para projetar a participação de cada um dos segmentos industriais

5. Página 33

O PDE é bastante conservador quanto à entrada de veículos elétricos, mas poderia (1) considerar um cenário de introdução em um box, como fez para o PIB otimista; (2) chamar

atenção para o fato de que veículos elétricos não são só “plug-in”, mas também híbridos; (3) equilibrar o conservadorismo com a penetração de veículos elétricos com otimismo para veículos movidos a etanol (um biocombustível muito vulnerável a questões climáticas).

6. Página 35

Esclarecer/revisar o texto “Nesse contexto, o consumo de energia elétrica no setor residencial 3,9% ao ano.” O gráfico 13 poderia esclarecer quais seriam os consumos elétricos médios específicos por equipamento, dados agregados não permitem uma análise mais detalhada.

7. Página 37

A mistura de biodiesel no diesel cresce de 7% para 11% no período. Como isso ocorrerá? Quais serão as fontes?

Prevê-se um forte aumento na participação do etanol na matriz de transportes. Espera-se, então, que os investimentos na cadeia sucroenergética sejam proporcionalmente maiores que aqueles nas áreas de diesel e gasolina. Contudo, a tabela 45 na página 252 não indica isso.

8. Página 46

O cenário alternativo de carga de energia não menciona veículos elétricos.

9. Página 54

A metodologia é citada, mas praticamente impossível de avaliar/replicar.

10. Página 59-63

Quais são as indicações de expansão de eólica, solar e gás natural? Se houver mais adiante, sugiro fazer referências cruzadas.

11. Página 64-70

Diante de um cenário de transformação global o plano adota um estilo de livro-texto, sem indicações sobre o que deverá ocorrer quanto a repotenciação, redes inteligentes, estocagem de energia e integração (se houver considerações mais adiante favor desconsiderar este comentário, mas incluir referências cruzadas).

12. Página 74

O Cenário 2, demanda alternativa, considera um crescimento maior do PIB e uma maior entrada de fontes alternativas. É isso? Caso sim, não seria melhor separar uma coisa da outra? Talvez fosse bom ilustrar graficamente esses cenários, caso contrário o leitor terá dificuldades em entender as premissas.

13. Página 87

Cenário (Caso) 3. Por que a eólica tem uma expansão abaixo daquela em ciclo combinado?

Caso 4. A expansão da energia solar prejudicaria somente a eólica? Caso não, como as demais seriam reduzidas? Acharia interessante um quadro com as capacidades instaladas e custos unitários envolvidos.

14. Página 88

Caso 5. Por que a restrição total às UHEs implicaria a entrada das UTEs a carvão sem CCS e gaseificação? Qual o impacto na NDC brasileira?

Caso 6. O cenário de restrição hídrica (no NE e em outras bacias) não deveria permear todos os outros casos (uma vez que o Plano é conservador na demanda)? Em todo caso, o Box 3.5 explica muito bem o assunto, creio que seus resultados numéricos deveriam lá constar.

15. Página 97

A tabela mostra que a opção sem UHEs e com carvão possui o menor dos custos de investimento entre as alternativas. Algum comentário deveria ser feito a respeito, uma vez que pode haver custos não considerados nessa opção (CCS, por exemplo).

16. Página 103-106

As tabelas são interessantes ao mostrar o que saiu das modelagens. Qual delas o plano sugere adotar? Referência? Caberia um comentário ao final. Será que não daria para definir a partir daí uma trajetória híbrida, uma nova referência?

17. Página 149

Os preços do barril não influenciam a produção de petróleo?

18. Página 155

O pré-sal acaba de ultrapassar o pós-sal na produção de petróleo. Recomenda-se ajustar o Gráfico 55.

19. Página 149-161

O Capítulo não fala em opções de mitigação como o aproveitamento de GN associado e CCS.

20. Página 167

Diesel e gasolina de baixo teor de enxofre: parece um excesso de conservador (ou falta de ambição) manter S500 e gasolina 50 ppm no horizonte do Plano. Isso é abordado no Box 6.2, bastando para tal uma referência cruzada.

21. Página 215-219

Eficiência energética. Salvo os gráficos 89 e 93 há pouca informação sobre consumos específicos. Dados agregados de eficiência são difíceis de interpretar e, consequentemente, de comentar. O setor de transportes, por exemplo, mereceria um maior detalhamento. Tecnologias de produção industrial em setores energo-intensivos também, inclusive com percentuais de penetração.

22. Página 220-222

Não caberia um cenário ambicioso de GD no PDE?

23. Página 224-235

A análise ambiental está um tanto genérica. Sugeriria boxes com hotspots e temas críticos localizados (ex. poluição urbana)

24. Página 233

Texto: Tabela 33. Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Comentário: Na página 93 a 94 (Box 3.5) é levantada a questão sobre a vulnerabilidade do sistema elétrico em relação às mudanças climáticas, na nota 41 são apresentados valores sobre a variabilidade das condições hidrológicas e como estas impactam nas emissões de GEE previstas para 2026. No entanto não é explicitado se os cenários extremos consideram apenas dados históricos, ou se já incluem modelagens climáticas que levam em consideração o aquecimento médio da temperatura global.

Sugestão: Explicitar se a previsão de emissões de GEE do SIN, consideram cenários climáticos, ou se são baseadas em dados históricos.

25. Página 235

O Acordo de Paris tem mecanismos de restrições progressivas (global stocktake ratcheting system) que podem trazer considerável pressão sobre o setor energético nacional. O discurso desenvolvimentista dessa página deveria ser ajustado a essa nova realidade

26. Página 236

O Brasil pode alocar suas emissões entre os setores, mas há limites na mitigação possível em uso do solo e agricultura. O setor energético ocupa uma fatia muito alta desse estoque.

27. Página 236, BOX 10.6 – ENTENDA A META DO BRASIL

O terceiro parágrafo o texto afirma que o “país seria capaz de chegar a 2025 como emissões totais (todos os setores) da ordem de 1,3 GtCO₂e (MMA, 2015).” É importante esclarecer que o valor total de 1,3 GtCO₂e (GWP100; IPCC AR5) é indicativo e considerou total de emissões em 2005 (37% de redução sobre 2,1 GtCO₂e) de Comunicação Nacional que foi posteriormente revisada. As emissões totais em 2005 passaram para ~2,8 GtCO₂e (MCTI, 2016), assim os 37% de redução resultarão em emissões totais de ~1,8 GtCO₂e em 2025 (37% a mais do que o valor inicialmente indicado). É preciso esclarecer de maneira inequívoca qual o valor absoluto da meta será perseguido nas NDC em 2025, o indicativo apresentado na proposta original de INDC (1,3 GtCO₂e) ou o posteriormente revisado (~1,8 GtCO₂e).

28. Página 236, BOX 10.6 – ENTENDA A META DO BRASIL

Uma parte considerável, se não toda, das contribuições brasileiras determinadas nas NDC provavelmente será atingida devido à frustração do crescimento previsto no período. Nesse sentido é muito relevante:

- Mencionar essa possibilidade
- Avaliar/quantificar a extensão da redução de emissões devida ao crescimento econômico menor que o previsto
- Indicar se as medidas/ações de mitigação previstas podem levar a um melhor desempenho (maiores reduções) das contribuições determinadas.

29. Página 236, PROJEÇÕES

O texto diz que ações para redução de emissões de GEE nos setores de transporte e industrial são consideradas. Menciona substituição de combustível e medidas de aumento de eficiência energética. Idealmente todas as ações consideradas e resultados (ou indicar onde essa informação estará disponível) deveriam ser divulgados.

30. Página 237

A Tabela 33 vale para o cenário de referência? E para os demais, quais são as faixas de emissão?

31. Página 239

O texto cita: “Tomando como base o segundo inventário brasileiro de emissões (2010).” Esse documento foi revisado, há uma nova versão com resultados significativamente diferentes de 2016. NO meu melhor entendimento após a revisão submetida à UNFCCC o inventário publicado em 2010 não é mais aplicável/válido. É importante explicar qual será utilizado e porquê.

32. Página 240 – BOX 10.8 – É POSSÍVEL IR ALÉM?

Dado que o PDE é considerado para efeito da regulamentação da Política Nacional sobre Mudança do Clima (Decreto 7390, 9-Dez-2010) é de suma importância que as medidas de mitigação já consideradas no PDE2026 sejam explicitadas e detalhadas (ou que nesse item seja feita a referência a documento com esse detalhamento).

TBG

Robson Coelho

15/08/2017 16:55

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Contribuição para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

08151655_tbg

TBG - COMENTÁRIOS E SUGESTÕES – PDE 2016-2026

CONSULTA PÚBLICA

Tema/ Trecho do PDE	Dúvida/Sugestão	Justificativa
<u>Capítulo 7: Oferta de Gás Natural</u> 7.2 Projeções de Preços de Gás Natural Gráfico 7.1: Faixa de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição	- Abrir a base de dados; - Disponibilizar maior detalhamento das justificativas para a evolução dos preços apresentada; - Verificar o impacto da tarifa média de transporte e impostos incidentes sobre os dois combustíveis substitutos (gás natural e óleo combustível)	- Não ficou clara a evolução da curva GNL spot/ GNL a termo. - Ao retirar impostos e tarifas de transporte, a comparação entre óleo combustível ex-refinaria e gás natural pode ficar ligeiramente alterada
<u>Capítulo 7: Oferta de Gás Natural</u> <u>7.5 Simulação da malha integrada de transporte</u> Figura 27: Condições de Contorno (oferta potencial e demanda máxima) para simulação em 2017 e 2026 do GASBOL e GASUP	-Disponibilizar a planilha completa de demanda de gás natural por estado/ano da projeção apresentada.	- Porque a demanda máxima calculada para o GASBOL em 2017 foi de 21,9 MM m³/d? Porque a demanda máxima calculada para o GASBOL em 2026 foi de 25,9 MM m³/d?
<u>Capítulo 7: Oferta de Gás Natural</u> <u>Trecho:</u> <u>Pontos Principais do Capítulo</u> A oferta potencial projetada da malha integrada passa de cerca de 43 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 59 milhões de m³/dia em 2026.	O volume estimado de 43 milhões de m³/dia em 2017 parece inferior ao previsto, frente aos dados disponíveis no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.	De acordo com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (nº 123), a média de maio/2017 da oferta nacional já foi de 52,78 milhões de m³/d (malha interligada).
<u>Capítulo 7: Oferta de Gás Natural</u> <u>7.5 Simulação da malha integrada de transporte</u> <u>MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL</u>	Algumas alternativas para a eliminação das restrições de atendimento no final do trecho sul do GASBOL estão associadas à: (i) à instalação de terminais de GNL na região Sul; (ii) ao aumento da capacidade de transporte, seja pela duplicação dos trechos com restrições ou pela introdução de novas estações de compressão; (iii) à interconexão com um novo gasoduto q ser construído entre Rio Grande – RS e Triunfo. Esta última solução, no entanto, está atrelada à entrada em operação das UTE e do terminal de regaseificação de Rio Grande. No momento, este empreendimento enfrenta incertezas quanto a sua viabilidade relativas à obtenção de licenciamento em tempo hábil e	O trecho Sul do GASBOL possui várias alternativas de ampliação. A melhor alternativa em termos de sua economicidade e perspectiva de longo prazo será revelada a partir dos interesses de oferta e demanda dos agentes a ser ratificada no próximo processo de chamada pública.

	quanto à comprovação de viabilidade do projeto (incluindo acordos de suprimento de gás), que podem ocasionar atrasos ou cancelamento deste projeto. Estas alternativas poderão ser testadas quanto á sua viabilidade econômico financeira, a partir da manifestação de interesse dos agentes na chamada pública da capacidade que se fará disponível ao término do contrato TCQ Brasil, previsto para 2019.	
<u>Capítulo 7: Oferta de Gás Natural</u> <u>7.5 Simulação da malha integrada de transporte</u> Figura 26: Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 da malha Sudeste	Disponibilizar os dados de oferta e demanda por estado.	Maior robustez ao balanço da simulação da malha integrada.

Eletrobras Eletronuclear

Leonam dos Santos Guimarães

17/08/2017 14:31

Eletronuclear: Contribuições ao PDE 2026

Angra 3: Data de Entrada em Operação Comercial

08171431_eletrobras

1. Preâmbulo

Com relação ao Processo 48360.000007/2017-15 - Consulta Pública N°34, referente às contribuições para a proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2016, emitido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a Eletrobras Eletronuclear tece os comentários seguintes, com o intuito de aprimorar as premissas elencadas no aludido documento.

Enfatize-se, principalmente, que a manutenção da data adotada para a entrada em operação de Angra 3, conforme a proposta para o PDE 2026, trará prejuízos de grande monta para a Eletronuclear e para sua controladora Eletrobras e elevará sobremaneira os custos da energia a ser gerada pela UTN.

2. Data de Início de Operação Comercial da UTN Angra 3, segundo a Proposta para o PDE 2026

O item 3.2 (Diretrizes e Premissas) da proposta assume janeiro de 2026 como premissa para a entrada em operação comercial da UTN Angra 3, sob a argumentação que:

"Para empreendimentos de grande porte considerados "sem previsão" (grifo nosso) para entrada em operação comercial foram adotadas as seguintes premissas:"

- ***UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026.***

3. Data de Início de Operação Comercial da UTN Angra 3, segundo Planejamento da Eletrobras Eletronuclear

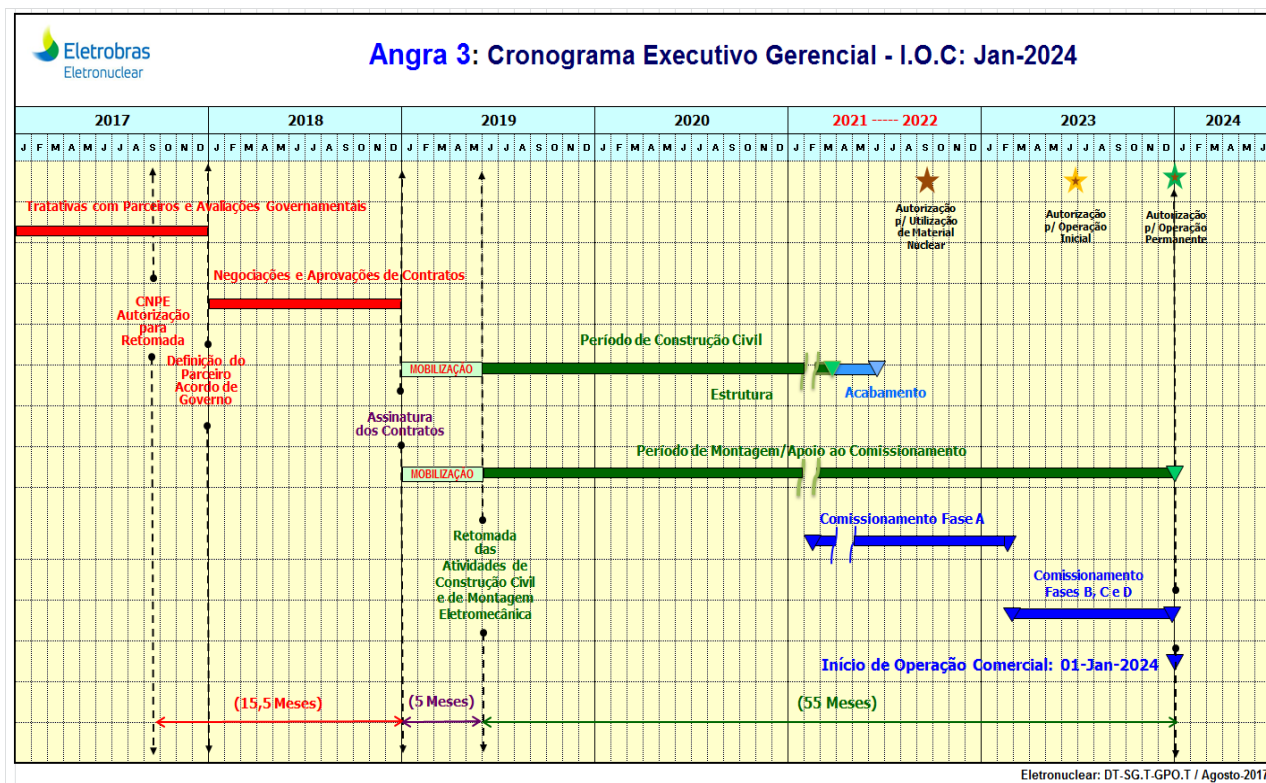
Gostaríamos de chamar atenção para o lapso da assertiva transcrito na proposta para o PDE 2026 em considerar Angra 3 como um "empreendimento sem previsão para entrada em operação comercial", tendo em vista que o atual planejamento da Eletrobras Eletronuclear estabelece claramente, para este evento, a data **01 de janeiro de 2024**.

Observe-se que, a despeito de o empreendimento Angra 3 estar no momento "virtualmente interrompido", a data 01 de janeiro de 2024, como marco para entrada em operação comercial da usina, está consolidada em todos os estudos e documentos que estão sendo gradualmente submetidos pela Eletronuclear à

sua empresa controladora (Eletrobras), ao Ministério de Minas e Energia e a outros organismos para, posteriormente, serem apreciados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão responsável pelo pronunciamento final sobre a continuidade do empreendimento.

O cronograma seguinte mostra, de forma simplificada, as principais atividades a serem cumpridas para o alcance da meta estabelecida para que início de operação de Angra 3 se dê em 01 de janeiro de 2024. Os principais marcos desse cronograma são:

- **Segundo semestre de 2017:**
Autorização do CNPE para Retomada do Empreendimento
- **Janeiro de 2018:**
Início de Negociações de Contratos
- **Junho de 2019**
Retomada da Construção Civil e da Montagem Eletromecânica
- **01 de Janeiro de 2024**
Entrada em Operação Comercial
Cronograma Executivo de Construção: 55 Meses



Enfatize-se que para a elaboração do Cronograma Executivo de Construção de 55 meses, a Eletronuclear contratou os serviços de especialista da empresa francesa Areva, com larga experiência em construção de usinas nucleares, para desenvolvimento de estudos específicos e cujas conclusões estão consolidadas no relatório ETN-GPO.T-004-2016, estando este à disposição para consultas da EPE, caso se julguem pertinentes.

4. Prejuízos advindos de uma Eventual Confirmação de Janeiro de 2026 como a Data de Entrada em Operação Comercial de Angra 3

Todos os estudos atualmente em curso versando sobre a retomada do empreendimento Angra 3, tanto pela Eletronuclear quanto por sua controladora Eletrobras, consideram 01 de janeiro de 2024 como a data de Entrada em Operação Comercial de Angra 3.

Os referidos estudos englobam avaliações e tratativas com diversos organismos nacionais e internacionais, aí incluídos um novo modelo de negócio para o empreendimento, uma nova estrutura de capital para os financiamentos, as alterações necessárias no contrato de comercialização de energia, as implicações legais e societárias, caso se concretize uma parceria com empresa internacional privada com reconhecida experiência na construção e operação de usinas nucleares e, principalmente, as avaliações de cenários para o cálculo do Preço de Equilíbrio de Venda de Energia.

Há que se reconhecer que, tendo em vista que as atividades para implantação de Angra 3 se encontram, no momento, “virtualmente paralisadas”, quaisquer postergações na data de entrada em operação comercial da usina, indubitavelmente introduzirão custos adicionais de grande monta ao empreendimento e, por consequência, no preço de venda de energia, necessário para garantir a modicidade tarifária, considerando uma rentabilidade satisfatória para a Eletronuclear e sua controladora Eletrobras, bem como para potenciais parceiros privados que eventualmente se agregarão ao empreendimento.

Ressalte-se que uma eventual postergação de dois anos na data de entrada em operação comercial da usina (janeiro de 2024 para janeiro de 2026), acrescentará ao empreendimento os custos adicionais necessários para a

preservação das instalações e estruturas civis já edificadas e dos equipamentos, componentes e materiais já adquiridos e ora estocados nos almoxarifados da Eletronuclear, que deverão se somar aos onerosos encargos e juros referentes às linhas de financiamento já contraídas junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e à Caixa econômica Federal – CEF.

Observe-se que os encargos referentes aos financiamentos já estão penalizando em demasia o fluxo de caixa da Eletronuclear, sendo esta uma das razões pela quais a empresa vem dedicando seus melhores esforços para viabilizar o reinício da construção de Angra 3 na maior brevidade possível.

5. Conclusão e Sugestão da Eletronuclear

Devido ao exposto, sugere-se que quando da emissão da versão final do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026, a data de Entrada em Operação Comercial de Angra 3 seja adequadamente revisada para **01 de janeiro de 2024**, considerando que tal data é de alcance tecnicamente viável, bem como para minimizar os custos adicionais oriundos de postergações na data de término da implantação da usina.

Grupo Equatorial Energia (CELPA/CEMAR)

Brenda Julianny Soares Fonseca

17/08/2017 15:32

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Envio de contribuição do Grupo Equatorial Energia (CELPA/CEMAR)

08171532_grupo equa

Inicialmente, cabe ressaltar que as Distribuidoras do Grupo Equatorial Energia entendem que é de extrema relevância promover esta consulta pública para discussão acerca de aprimoramentos necessários do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Nesse sentido, em consonância ao exposto, o Grupo Equatorial Energia serve-se da presente contribuição para manifestar, a seguir, itens que visam contribuir para a elaboração do referido plano:

No subitem 4.5.1 “Região Norte” do item 4.5 “Sistemas Regionais de Transmissão”, em seu parágrafo quarto, transcrito a seguir (pág. 129):

“Para garantir o suprimento de energia elétrica às regiões metropolitana de Belém e nordeste do Pará, foi recomendado um novo ponto de suprimento, SE Marituba 500/230/69 kV, licitado na 2ª etapa do Leilão de Transmissão 013/2015, realizado em 28/10/2016. Além desse novo ponto de suprimento, fazem parte da solução de planejamento a LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1 e a LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4, que deverão ser licitadas ainda em 2017. A partir da implantação dessas obras, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Pará apresentará desempenho satisfatório durante o horizonte deste Plano Decenal”.

O grupo equatorial comunica que, se faz necessário, realizar a atualização das informações referentes a LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4, visto que essa linha já foi licitada no Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado no dia 24/04/2017.

O subitem 4.5.1 “Região Norte” do item 4.5 “Sistemas Regionais de Transmissão”, em seu parágrafo sétimo, transcrito a seguir (pág. 129):

“Para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV nessa localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Norsk Hydro Brasil. Visando o atendimento ao critério “N-1” para este novo ponto de suprimento, foi recomendada a implantação da segunda LT 230 kV entre as SE Vila do Conde e Tomé-Açu. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Paraense de Energia LTDA como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido ao não cumprimento das obrigações estipuladas no contrato de concessão, recentemente foi decretada a caducidade da concessão dessas obras. O empreendimento foi relicitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado em abril de 2017, sagrando-se vencedor o Consórcio Pará. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos foram considerados como estando em operação a partir de 2023”

O grupo equatorial comunica que, se faz necessário, realizar a atualização das informações incluindo o novo ponto de suprimento Castanhal 230/138 kV também licitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, e arrematado pelo consórcio OMNIUM ENERGY.

O subitem 4.5.1 “Região Norte” do item 4.5 “Sistemas Regionais de Transmissão”, em seu parágrafo décimo, transcrito a seguir (pág. 130):

“Adicionalmente, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo, propiciando o suprimento às cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, esses empreendimentos ainda não foram iniciados, fato esse que torna incerta a data para a interligação dessas localidades

ao SIN. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023”.

O grupo equatorial comunica que, se faz necessário, realizar a atualização das informações incluindo o novo ponto de suprimento Jurupari 230/69 kV, que propiciará o atendimento as cargas da sede do município de Almeirim.

No subitem 4.5.1 “Região Norte” do item 4.5 “Sistemas Regionais de Transmissão”, texto referente ao Estado do Maranhão, transcrito a seguir (pág. 131):

“Para suprimento às cargas da região de Caxias, foi indicada uma nova SE 230/69 kV no município de Caxias, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto. Essas obras também deverão ser licitadas ainda esse ano, tendo 2021 como a data mais provável para a sua entrada em operação”.

O grupo equatorial comunica que se faz necessário realizar a atualização das informações acerca do novo ponto de suprimento Caxias II 230/69 kV também licitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, e arrematado pela ARTEON Z ENERGIA.

No subitem 4.5.1 “Região Norte” do item 4.5 “Sistemas Regionais de Transmissão”, texto referente ao Estado do Maranhão, transcrito a seguir (pág. 131):

“Com o objetivo de permitir o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” na SE Encruzo Novo, faz-se necessária a realização de um estudo de planejamento para a região noroeste do estado do Maranhão. Adicionalmente, foi solicitada recentemente pela CEMAR a verificação quanto à possibilidade/necessidade de indicação de novos pontos de suprimento para as regiões de Perizes e Buriticupu. A data de início desses estudos dependerá da priorização das atividades relacionadas à região Norte, a ser definida em conjunto com as empresas”.

O grupo equatorial comunica que se faz necessário realizar a complementação da informação no que diz respeito à necessidade de novos pontos de suprimento no estado do Maranhão. A possibilidade/necessidade de indicação inclui as regiões de Açailândia, Buriticupu e Perizes.

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A

WALTER MULLER

17/08/2017 16:01

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Contribuição da Eletrobras Eletronorte

08171601_centrais e



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

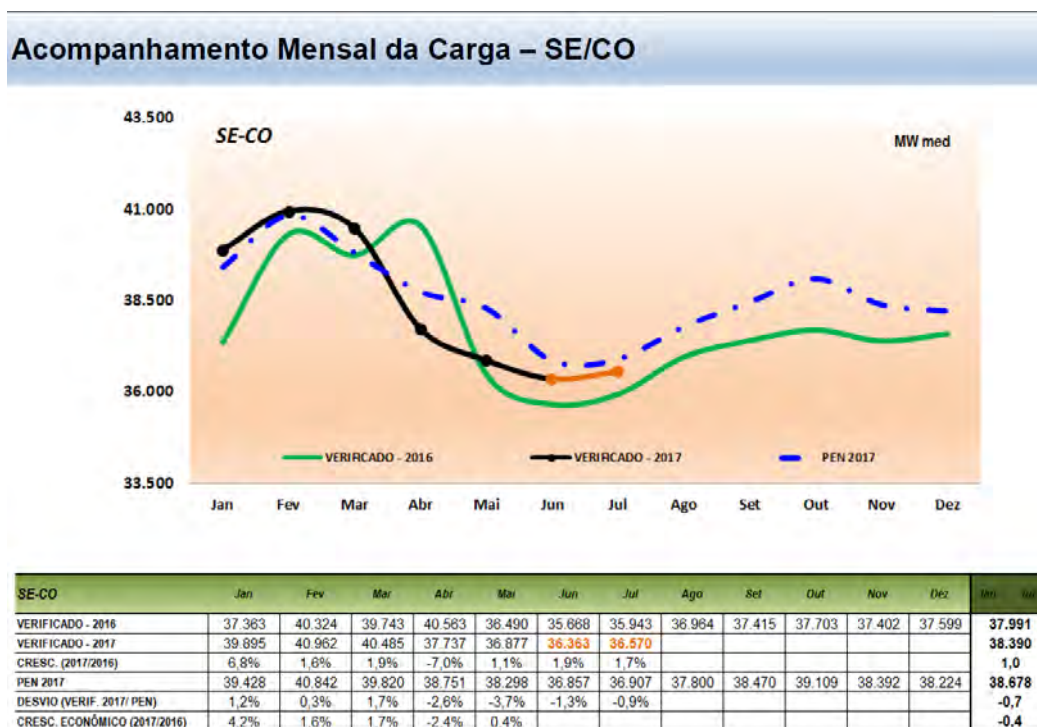
1. CONSIDERAÇÕES METODOLÓGICAS	3
A. Consideração sobre Demanda de Energia.....	3
B. Expansão para a Energia Hidráulica	5
C. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas Existentes	7
D. Expansão para a Energia Térmica	8
E. Expansão para a Energia Solar Fotovoltaica	8
F. Armazenamento de Energia	9
G. Integração 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.



É necessário que o PDE também considere nos seus estudos de expansão os prováveis leilões de descontração 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 descontratar 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 Piccirilli

Equipe Técnica:

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

ABRAGEL

Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa

17/08/2017 16:54

Contribuições da ABRAGEL à CP 034/2017

Plano Decenal de Expansão - PDE 2026

08171654_abragel

CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA MME nº 034/2017

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – PDE 2026

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, na qualidade de representante de 271 (duzentos e setenta e um) dentre os mais expressivos agentes de geração de energia elétrica no segmento de Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e Usinas Hidrelétricas – UHEs até 50 MW, vem pela presente apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 034/2017, relativas à proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 que foi disponibilizado através da Portaria MME nº 259, publicada no Diário Oficial da União de 07 de julho de 2017, com prazo para contribuições até 06 de agosto de 2017.

Destaque-se a evolução metodológica trazida no presente ciclo de planejamento, com a introdução de metodologia de planejamento ótimo da expansão, a partir de modelo computacional de decisão de investimentos (MDI) “clássico”, desenvolvido na própria EPE. Cabe ressaltar, ainda, o esforço de aperfeiçoamento metodológico realizado para avaliação de atendimento à ponta do sistema. Entendemos, entretanto, que cabem aperfeiçoamentos, os quais submetemos à sua apreciação, conforme a seguir.

Ressalte-se que grande parte das considerações aqui contidas foram também objeto das contribuições encaminhadas pela ABRAGEL em outubro de 2014, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023 e também em outubro de 2015, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024.

Em sua página 61, o Relatório traz a seguinte informação:

“O aproveitamento hidrelétrico ainda representa um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na região Norte e traz com ele uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O planejamento se propõe o objetivo de identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste.

Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”. (Grifo nosso)

O item **3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta**, dá destaque às fontes renováveis de energia, com grande potencial de expansão na região Norte, porém onde se verifica *“uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica”*. Ainda cita as PCHs como proporcionadora de um grande potencial, *“com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitado e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo”*. Para as fontes renováveis, a Tabela 15 (pág. 103) mostra um incremento no decenal de 13 GW de eólicas, 7 GW de solar, 3,2 GW de biomassa e apenas 1,5 GW de PCH¹.

Ora, ressalte-se que, atualmente, as PCHs contam com um potencial de 20.000 MW para expansão, com 7.287 MW já disponíveis para participarem de leilões de energia, sendo que desse total, 5.559 MW estão condicionados à obtenção de licença ambiental e DRDH (DRS-PCH).

Ou seja, fica claro que a previsão contida na proposta do PDE 2026 destoa sensivelmente da quantidade de projetos disponíveis dessa fonte.

E ainda, na página 239, o relatório apresenta, através de simulações realizadas, os resultados da oferta de energia elétrica, onde é verificado que, em 2026, 90% dessa oferta será proveniente de fontes renováveis, *“sobretudo em função do aumento de geração a partir das energias **eólica, solar e biomassa**”*. (Grifo nosso).

Ressalte-se que a baixa participação das PCHs nos leilões regulados dos últimos anos deve-se muito mais ao reflexo do mecanismo de contratação dos certames – onde a seleção das fontes de energia para a matriz é feita com base no menor preço de geração – do que a outras questões como, por exemplo, licenciamento ambiental. Como cada fonte possui a sua peculiaridade e o preço mínimo que a viabiliza, observa-se que o histórico de preços teto praticados para as PCHs até 2016 não se conseguiu atingir o patamar mínimo necessário para viabilizar e estimular essa importante fonte renovável, de geração limpa e distribuída. O preço médio dos leilões de energia nova para PCHs, atualizado pelo IPC-A é de R\$ 211,78, ou seja, ainda muito baixo para viabilização desses empreendimentos.

Importante destacar que os benefícios e impactos que cada fonte provoca no sistema elétrico precisam estar adequadamente precificados ou considerados no processo dos leilões regulados, que estavam levando em conta, na competição entre fontes de energia elétrica, somente o preço de geração, ignorando os demais efeitos sobre o sistema. Esse destaque aos benefícios e externalidades é afirmado pelo próprio Ministério em sua Nota Técnica nº 05/2017 AEREG/SE, que também está disponibilizada para Consulta Pública.

Mesmo que implique na quebra de paradigmas, é benéfico para o sistema elétrico que sejam adotadas medidas governamentais eficazes no horizonte do planejamento decenal emitindo um sinal para a efetiva viabilização das PCHs e, por conseguinte, para propiciar um aumento significativo da participação dessa importante fonte nos próximos leilões regulados.

¹ O PDE 2024 havia previsto entre 2013 e 2023 um acréscimo de 19 GW de eólicas, 7 GW de solar, 7 GW de biomassa e apenas 3 GW de PCH.

No curto prazo, considerando a atual conjuntura econômica do país, o aumento da taxa de juros e a restrição das condições de financiamento dos projetos, entende-se que o próximo Leilão “A-6”, que será realizado no final de 2017 (Portaria nº 293/2017), deva apresentar um **preço teto de R\$290,0/MWh** para as PCHs, de forma a estimular e atrair investimentos e consolidar o ressurgimento dessa importante fonte na matriz elétrica nacional.

As PCHs apresentam características que as destacam das demais fontes, tais quais:

- Geração limpa e renovável;
 - o Baixo impacto ambiental devido às obras de menor porte (geralmente em áreas já antropizadas), com pequenos reservatórios, reduzida emissão de CO₂ (sendo a de menor emissão dentre as fontes renováveis em seu ciclo de vida completo), conservação do meio ambiente pela criação obrigatória de Áreas de Proteção Permanente – APPs, fundamental na conservação das matas ciliares;
- A vida útil dos empreendimentos de geração é muito importante para o esforço de investimento futuro da nação. Fazendo um comparativo entre as quatro principais fontes renováveis, temos:
 - o PCH – vida útil de 105 anos, o Canadá e EUA consideram esse tempo, no Brasil já há mais antigas, que continuam funcionando. Com 60 anos se faz necessário um retrofit de 30% do investimento, troca de gerador e partes da turbina, para completar os 105 anos.
 - o Biomassa - Vida útil de 40 anos. Após esse período, se faz necessário um retrofit de 60% do investimento, troca de caldeira, turbina e gerador, para mais 40 anos.
 - o Eólica – Vida útil de 20 anos. Após esse período se faz necessário um retrofit de 80% no parque, troca das torres com hélice e geradores, para mais outro período de 20 anos.
 - o Solar – Vida útil de 20 anos. Após esse período se faz necessário um retrofit de 60%, para troca de todas as placas solares, para mais um período de 20 anos.

O preço dos próximos leilões deve sempre considerar essa enorme vantagem no horizonte futuro!

- É a fonte com maiores benefícios, gerando o maior volume de receitas, criando maior número de empregos (mais de 40 empregos por MW) e contribuindo com o maior montante de impostos para o Estado de sua instalação (uma vez que conta com a menor desoneração fiscal das fontes renováveis);
- A fonte hidráulica é a única, por aproveitar um bem público, a queda d'água, que após 35 anos de concessão, o empreendimento é revertido para o Estado, que através de uma licitação reduz o custo da energia gerada, pois o conjunto estará já amortizado, e entrega essa diferença de 2/3 do preço aos consumidores;
- Geração distribuída, próxima aos centros de carga, cujo investimento em transmissão é arcado pelo próprio empreendedor (o que evita ou posterga investimentos pelo sistema), diminuindo as perdas elétricas e contribui para a melhoria da estabilidade do sistema elétrico;

- Assim como a biomassa, não trás para o SIN nenhuma intermitência, sendo que a PCH é a que traz os maiores benefícios ao sistema elétrico quanto à necessidade de despacho das termelétricas fora da ordem de mérito, reduzindo custos com combustíveis, encargos e tarifas;
- Apresentam maior segurança, confiabilidade e previsibilidade de fornecimento de energia em relação às outras fontes, pois além do largo histórico de dados operativos, têm sua garantia física fiscalizada de forma sistemática pelo Poder Concedente;
- Fator de capacidade real médio é o melhor dentre as fontes renováveis, o que se traduz em uso mais eficiente dos recursos de transmissão e distribuição, reduzindo o custo total para o consumidor final; e
- Promovem uma cadeia de valor e conhecimento técnico de conteúdo praticamente 100% nacional, inclusive com exportação de tecnologia para outros países.

Conforme mostrado na Tabela 15 (pág. 103), a proposta do PDE 2026 considerou o acréscimo de apenas 1.500 MW de PCHs nos próximos 10 anos, ou seja, 300 MW/ano, contando de 2022 a 2026. Há uma sensível desproporcionalidade do crescimento previsto, por exemplo, das PCHs em relação às eólicas, solar e biomassa, conforme pode ser observado abaixo, na tabela extraída do Gráfico 39, página 84.

Gráfico 39. Expansão Indicativa - Mercado Alternativo

Capacidade (MW)							
Anos	Alternativa para Ponta	BIO	EOL	Hidráulica	PCH	SOL	Térmica
2017	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	1.000	0	0	1.000	0
2021	3.064	467	4.121	0	0	2.000	0
2022	6.451	935	7.241	0	300	3.000	0
2023	8.466	1.502	10.362	118	600	4.000	1.500
2024	12.077	2.070	13.483	577	900	5.000	2.222
2025	17.364	2.637	16.604	845	1.200	6.000	2.222
2026	17.679	3.204	19.724	1.519	1.500	7.000	3.110

Por outro lado, conforme também já relatado, os números das PCHs em estoque e estudo na ANEEL são bem mais expressivos e, portanto, incompatíveis com a previsão da proposta do PDE 2026. Estamos falando em nada menos que cerca de 12,3 GW de PCHs, distribuídos conforme tabela a seguir.

Estágio das PCHs	Quant.	MW
Autorizadas	195	2.103
DRS-PCH emitido pela ANEEL	394	5.559
Projetos elaborados	399	3.723
Projetos em elaboração	60	923
Total	1.048	12.308

Fonte: ANEEL

Se considerarmos que apenas 70% do estoque de PCHs da ANEEL (12,3 GW) reunirão as condições de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para agregar capacidade instalada ao parque gerador nacional, teríamos um montante de 8,6 GW dessa fonte nos próximos 10 anos. Para fins de arredondamento, sugere-se considerar, no mínimo, 10 GW de acréscimo de PCHs no horizonte decenal, ou seja, 1.000 MW/ano.

Ainda que o PDE tenha um caráter indicativo, torna-se importante balizador de políticas públicas e indicador de tendências para os investidores, de forma geral. Assim, apesar do reconhecimento da importância da participação das PCHs na matriz energética brasileira, conforme apresentado na página 60 do atual PDE, tal informação não é adotada como premissa na proposta da expansão, sendo preterida por um programa explícito de incremento de fontes eólicas e solares, da ordem de 1.000MW/ano cada a partir de 2020, conforme relatado na página 58 desse PDE. Recomendamos, portanto, a reavaliação de tais premissas, permitindo a participação de um volume maior das PCHs no ciclo do PDE, de forma a explicitar os benefícios que essa fonte agrega para o Setor Elétrico, bem como para a sociedade brasileira, assim como conferir sinal adequado à importância da PCH para o sistema no horizonte decenal.

Brasília, 17 de agosto de 2017.



Leonardo Sant'Anna
Presidente Executivo

União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene - UBRABIO

Sergio Beltrão

17/08/2017 18:02

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - Biodiesel

Contribuição da Ubrabio para o PDE 2026.

08171802_união bras

CONTRIBUIÇÕES DA UBRABIO AO PDE 2026

“As prospecções que contemplam a participação do biodiesel para os próximos 10 anos consideram o atendimento à mistura mandatória, para o que será necessária a produção de volumes crescentes do biocombustível. Os percentuais de mistura ao diesel fóssil variarão de 7% a 10%, conforme a legislação em vigor até 2025, quando este teor se elevará a 11%, visando o atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.” Pg 17

Esse texto está desatualizado. Desde Março/2017, o percentual de biodiesel no diesel é de 8%. Além disso, de acordo com a LEI 13. 263 de 2016 chegaremos a B15 até 2023. Inexplicável a indicação de apenas 11% de mistura de biodiesel no diesel em 2015. Com o advento do Renovabio e da participação brasileira no NDC, o teor médio de biodiesel considerado para 2026 deve ser, no mínimo, de 16% a 18% (B16 a B18). Consequentemente, o Gráfico 12 da Página 32, Gráfico 15 da Página 36 precisam ser corrigidos. Corrigir também na página 17, 37, 166, e 168 onde insiste que teremos apenas B11 em 2026.

O texto de Biodiesel que inicia-se na página 205 deve ser totalmente modificado face o equívoco grosseiro da premissa de B11 para 2026.

Além disso, as páginas 232 e 238 falam em B10 em 2019. Visto os anúncios do Ministro de Minas e Energia sobre a antecipação do B10 para março de 2018, alterar a data. Revisar também valores de investimentos no setor de biodiesel, nas tabelas do final do texto (página 244 a 247).

ABCM

fernando luiz zancan

18/08/2017 07:23

Contribuições da Associação Brasileira do carvão Mineral

Seguem as contribuições da cadeia produtiva do carvão mineral, empresas
mineradoras e geradores de energia a base de carvão mineral ao PDE 2026

08180723_abcm



Of. Nº 26/17-ABCM

Rio de Janeiro/RJ, 17 de agosto de 2017.

Ministério de Minas e Energia

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Consulta Pública 034/2017 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º Andar

CEP 70065-900

Brasília – DF

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 034, QUE TRATA DA PROPOSTA DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026 - CONTRIBUIÇÕES DA ABCM - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO CARVÃO MINERAL

Primeiramente, congratulamos o Ministério de Minas e Energia por submeter tema de grande relevância a consulta pública, numa demonstração clara de abertura ao diálogo com vistas ao recebimento de novos pontos de vista a respeito do **Plano Decenal De Expansão de Energia 2026** que permitam uma construção sustentável da expansão da geração de energia elétrica no Brasil.

A ABCM – Associação Brasileira do Carvão Mineral vem apresentar suas contribuições que considera relevantes e adequadas ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, como seguem:

Página 30

A cerca do parágrafo “Sob a ótica do consumo por fonte, o gás natural é a única fonte fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. As demais fontes fósseis, notadamente o carvão mineral e derivados, além dos derivados de petróleo, têm redução de importância no período em análise”.

Comentário ABCM. Quanto ao uso industrial. Todas fábricas de revestimentos cerâmicos através do processo de via úmida estabelecidas na região de Criciúma utilizam carvão mineral nos seus spray driers. Apenas a Cerâmica Elizabeth faz uso de coque de petróleo. A Portobello ainda não usa o carvão, devido ao valor do frete.

Neste processo de secagem da massa cerâmica, é gasto cerca de 35% do consumo total de calor destas fábricas. Para cada m² de revestimento cerâmico são consumidos 2,1 a 2,7 kg de carvão mineral, dependendo do tipo de produto (azulejos ou porcelanatos, respectivamente). A produção brasileira de revestimentos no processo via úmida é de cerca 23 milhões de m² mensais. Algumas indústrias no interior de SP e NE utilizam coque verde de petróleo. Portanto no setor industrial, o gás natural competirá com as fontes domésticas e locais, como é o caso do carvão mineral. Como há limitações de fornecimento gás natural no sul do Brasil, a produção gás sintético a partir do carvão deveria ser considerada no período de planejamento do PDE, pois existem projetos em desenvolvimento de produção de gás de síntese no Rio Grande do Sul que poderiam atender o mercado ceramista e industrial regional de forma competitiva.

Página 49

Comentário ABCM. Adicionar que é a substituição ao carvão vegetal na passagem “... Destacam-se o crescimento do GLP em função da substituição parcial da lenha e do carvão **vegetal**, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural o gás natural que deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas”.

Página 63

Quanto à passagem “Em relação ao carvão mineral nacional, o aproveitamento para novas plantas esbarra nas dificuldades ambientais e na falta de financiamentos, notadamente o proveniente do BNDES. Outros tipos de financiamento certamente tenderão a aumentar os custos de implantação, reduzindo significativamente a atratividade econômica desta opção de expansão”.

Comentário ABCM. A política de financiamento do BNDES poderá ser alterada, face ao apoio ao desenvolvimento regional, geração de empregos e renda. As restrições ambientais, não devem se aplicar somente ao carvão, visto que o gás natural também emite gases de efeito estufa. Analisando a cadeia do gás com usinas de ciclo aberto as emissões podem ser próximas a usinas de carvão supercríticas com uso de biomassa.

Por outro lado, a sinalização do PDE, em privilegiar o GNL, não leva em consideração aspectos econômicos como o custo de transações correntes na economia brasileira.

Página 88

- i) Com relação à “No entanto, esse tipo de usina vem sofrendo aumento das restrições ambientais e possui dificuldades de financiamento (especialmente nacional) ”.

Comentário ABCM. Não existem restrições ambientais formais - legais, ao uso do carvão mineral. A política mudanças climáticas nas NDCs não prevê limitação de estoque de carbono para o setor elétrico. Nem limitações a fontes energéticas, pois trata-se de ações "economic wide". Portanto não entendemos que deva ser citado que há restrições ambientais ao uso do carvão. A política de financiamento do BNDES foi uma decisão unilateral do banco e, portanto, pode ser alterada. Citar isso como dificuldade para implantar usinas pode consolidar uma postura contra o carvão do governo brasileiro, algo que não é uma verdade e está em modificação neste momento.

- ii) Em relação a “... apresentando custo de investimento (CAPEX) estimado atual de cerca de R\$ 9.000/kW e CVU estimado em R\$ 100/MWh”.

Comentário ABCM. Entendemos que os valores de CAPEX devam ser da ordem de R\$ 7.500/KW e o CVU médio de R\$120,00 MWh, tendo regiões, como Candiota, com cerca de R\$ 60 a 70/MWh.

Página 102

Comentário ABCM. A capacidade instalada das usinas termelétricas a carvão em 2016 deve ser menor, dado o fechamento da UTE Charqueadas. Em 2017 e 2018 devemos ter 2.672 MW com o encerramento das fases A e B da UTE Presidente Médici. Em 2019 devemos ter 3.012 MW. Portanto a tabela deve ser revista,

Página 217

Comentário ABCM. Adicionar que é o consumo de carvão vegetal em “No setor residencial, destacam-se os consumos de eletricidade, GLP, gás natural, lenha e carvão vegetal, sendo que a eletricidade é a fonte que mais contribuirá para a conservação de energia nos domicílios entre 2016 e 2026.”.



Finalmente, parabenizamos a EPE e o MME pela citação de “espaço para um programa de modernização do parque termelétrico brasileiro” e enfatizamos vem ao encontro com uma política moderna mundial de melhoria de eficiência econômica e ambiental. A ABCM vem discutindo com as entidades responsáveis pelo gerenciamento e política do setor elétrico brasileiro a necessidade premente da implantação desse programa de modernização visando, principalmente manter a indústria de produção de combustível que seria severamente afetada caso esse programa não seja efetivado em tempo hábil, face aos desafios do fim da CDE e das demandas ambientais.

X

Fernando Luiz Zancan
Presidente da ABCM

ABRAGET

ABRAGET

18/08/2017 09:28

Contribuições da ABRAGET a CP 034

Contribuições da ABRAGET ao Plano Decenal de Expansão - PDE 2026

08180928_abraget



Rio de Janeiro, 18 de agosto de 2017.

Ministério de Minas e Energia

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Consulta Pública 034/2017 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º Andar.

CEP 70065-900.

Brasília – DF.

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar suas contribuições que considera relevantes e adequadas ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Capítulo 1 - Premissas Gerais

Ao analisar o Plano Decenal 2026 elaborado pela EPE, observam-se aperfeiçoamentos em relação aos planos decenais anteriores quanto à forma de considerar incertezas na construção do plano através de análises de sensibilidade.

Capítulo 2 - Demanda de Energia

De acordo com a página 39 do PDE 2026, que apresenta considerações quanto ao consumo final de gás natural por setor ao longo do horizonte do estudo, observa-se uma elevação da participação do setor industrial, que se consolida como principal consumidor com 44,2% de participação no consumo de gás natural em 2026, elevando sua participação em 5,9 p.p. entre 2016 e 2026, em especial no primeiro quinquênio, devido à esperada retomada da atividade econômica.

Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.

A ABRAGET acredita que às observações apresentadas acima estão em ordem inversa ao que se espera do despacho das termelétricas no período de análise.

Existe um potencial relevante associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.

Neste contexto, é importante garantir a expansão da oferta de Gás Natural. A ABRAGET apresentou suas preocupações e recomendações no Programa Gás para Crescer, principalmente no Subcomitê 08 – Harmonização entre os Setores de Gás Natural e Energia Elétrica.

Nas propostas foram destacados os principais aspectos físicos e comerciais referentes ao suprimento de gás natural para a termoeletricidade, considerando seus riscos e suas limitações.

As condições atuais do setor elétrico impõem riscos aos supridores de gás natural e agentes termelétricos, sobretudo em razão das incertezas de despacho decorrentes de um sistema hidrotérmico tal como no Brasil.

Observa-se o agravamento das incertezas e o indicativo da maior necessidade de requisitos atribuídos a UTEs movidas a gás natural, considerando-se que já está em curso uma maior diversificação da, já elevada, participação das fontes renováveis na matriz elétrica e, de forma concomitante, a expansão com base em usinas hidrelétricas que não possuem reservatórios de acumulação (usina a fio d'água).

Conforme citado no anexo V do relatório técnico do Gás para Crescer, “O setor elétrico brasileiro, diante das suas necessidades de segurança de suprimento e de despachabilidade, tem buscado uma contratação de geração termelétrica de forma

“flexível”, o que traz complexidade para o suprimento do gás e tem provocado intensas discussões sobre a forma mais equilibrada de conciliação dos dois setores”.

Esta contratação de forma flexível de gás natural impõe riscos relevantes aos agentes da cadeia de suprimento de diferentes maneiras, considerando as características da indústria de gás natural no Brasil, marcada por produção de gás associado, pela alta concentração de mercado, pela presença de contratos de longo prazo com compromissos de volume (Take or Pay – ToP) e reserva de capacidade de transporte (Ship or Pay – SoP), pela baixa liquidez de transações e inexistência de referências de preços de curto prazo.

Adicionalmente, no que tange ao modelo de expansão do setor, a exigência, nos leilões de energia, de lastro de gás para despacho máximo ao longo de todo o horizonte de contratação, sem a contrapartida de contratação de um volume mínimo (ToP) e a contratação da movimentação do gás (SoP), faz com que o suprimento de gás a partir de fontes locais (associado e não associado) se torne de difícil viabilização.

Nesse contexto, o GNL tem sido a principal fonte de suprimento para as termelétricas nos últimos anos, sobretudo por ser uma fonte capaz de compatibilizar as incertezas de demanda decorrentes do sistema hídrico do país. Contudo, alguns aspectos críticos merecem atenção, no que tange à alocação de riscos e ao equacionamento do suprimento de forma sustentável, e dificultam o suprimento de gás para o segmento termelétrico no Brasil, ainda que através de GNL.

Capítulo 3 - Geração de Energia Elétrica

Metodologia:

A ABRAGET reconhece o esforço da EPE para a obtenção do Custo Marginal da Expansão (CME) mais coerente com as decisões de investimentos, através da utilização do Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo total de expansão (custo de investimento mais custo de operação) com uma restrição de confiabilidade.

Entretanto, em razão do ferramental ainda inadequado para realmente simular a operação do SIN, a ABRAGET acredita que os recursos de oferta termelétrica não puderam ser contemplados adequadamente neste PDE.

Diretrizes e Premissas:

Com relação às premissas adotadas para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial, a ABRAGET entende da necessidade de maiores esclarecimentos quanto às UTEs Novo Tempo e Rio Grande.

Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta:

Seguem à seguir, as considerações da ABRAGET quanto a necessidade de maiores recursos termelétricos neste PDE.

UTEs a Gás Natural:

Até o final da década de 90 o Setor Elétrico Brasileiro possuía mais de 80% da capacidade instalada de fonte hidráulica. No início do século 21, mesmo com o

desenvolvimento do Programa Prioritário Termelétrico, as UHEs correspondiam a 78% da capacidade instalada total.

Devido a esta predominância, as hidrelétricas eram responsáveis pela flexibilidade operativa do sistema, modulando, por exemplo, a carga ao longo do dia. A regulamentação do setor também foi calcada nesta flexibilidade operativa, por exemplo, com obrigação de contratação focada no atendimento energético, sem destaque para o atendimento à demanda de ponta.

Com o aumento das restrições socioambientais a tendência é a redução desta participação hidrelétrica, atingindo aproximadamente 62% da capacidade instalada em 2021. Além desta redução na participação hidráulica, as últimas usinas construídas e as planejadas são a fio d'água, reduzindo a capacidade de regularização do sistema.

A consequência desta redução de capacidade de regularização do sistema é a necessidade indiscutível de montantes adequados de geração térmica, no sentido de prover serviços fundamentais ao SIN, quais sejam: segurança energética, estabilidade do sistema, flexibilidade para atendimento a intermitências de outras fontes, atendimento à ponta, reserva girante, controle de tensão e frequência, dentre outros. Soma-se a este fenômeno o aumento da penetração de energia eólica, cuja variabilidade na produção horária tem aumentado a necessidade de despacho termelétrica em algumas horas do dia. Na região Nordeste este tema é ainda mais delicado devido às restrições de defluência mínima que reduzem a flexibilidade operativas das usinas hidrelétricas.

Neste contexto, a fonte termelétrica a gás natural pode recompor a capacidade de regularização do sistema e a estabilidade elétrica do sistema, através de:

- ✓ Despacho termelétrico na base, reduzindo a demanda aparente que deve ser atendida pelos reservatórios e com isso aumentando a capacidade de regularização do sistema. Necessidade de termelétricas com inflexibilidade $\geq 70\%$;
- ✓ Termelétrica flexível com partida rápida que faria parte da reserva girante do sistema para compensar a intermitência eólica.

UTES a Carvão:

A oferta com base no carvão mineral é pouco explorada no PDE 2026, embora se considere a mesma como uma alternativa a possibilidade de que novas usinas possam vir a fazer parte da expansão do sistema, dentro do horizonte decenal, na hipótese de substituição das usinas existentes por usinas mais modernas e, portanto, mais eficientes energeticamente.

O PDE aponta algumas dúvidas sobre a disponibilidade de gás natural para geração térmica, e é razoável que o carvão deve compor de forma objetiva uma parcela da expansão.

Com a premissa de que o desenvolvimento de novas usinas a carvão somente será viável após o horizonte decenal, o PDE 2026 não incentiva os investidores que possuam interesse no desenvolvimento da geração com carvão e devem aplicar previamente algum esforço financeiro para o desenvolvimento de futuros projetos.

UTES Óleo Combustível:

Segundo o PDE 2026, em sua página 29, as usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, foram retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos.

Sob este aspecto a ABRAGET recomenda que estas UTEs não sejam retiradas do sistema uma vez que as mesmas representam efetivamente a Energia de Reserva para o Sistema, principalmente para a contingência de atendimento a ponta em caso de falta de maiores recursos para este fim.

Expansão para a Energia

O Gráfico 29, apresentado no PDE 2026 em sua página 74, indica o aumento do risco de déficit de potência na expansão para o atendimento apenas à carga de energia, chegando a 100% em 2025, o que demandaria termelétricas para atendimento a ponta.

No entanto, não há neste PDE um estudo referente à presença intensiva da fonte eólica no Nordeste e como isto afetará a operação do sistema em razão da variabilidade da referida geração. Problemas operativos do sistema deveriam ser mais bem analisados no PDE com o objetivo de aprimorar a indicação das melhores alternativas que para a expansão da matriz de geração do SIN de forma mais confiável.

Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Comandos legais (Lei 10.848/2004) definem a qualidade do sinal econômico da tarifa de transmissão (“quem usa mais paga mais”), porém interpretações divergentes e dificuldades recorrentes de correção de rota prejudicam a metodologia tarifária.

A sinalização da TUST não é aderente à situação do balanço energético verificado das térmicas próximas aos centros de carga.

Os valores da TUST para as térmicas apresentam o mesmo problema de sempre – a metodologia nodal não captura o melhor uso da rede pelas térmicas próximas ao centro de consumo.

Capítulos 5, 6 e 7 – Produção de Petróleo e Gás Natural; Abastecimento de Derivados de Petróleo; e Oferta de Gás Natural.

A monetização da cadeia de gás natural através do mercado termelétrico está relacionada diretamente à capacidade deste mercado em proporcionar a remuneração necessária, de forma a viabilizar a estrutura da cadeia, além dos demais custos da usina. Um descasamento entre a necessidade de remuneração da estrutura de gás e a capacidade de pagamento pelo setor elétrico poderia causar uma redução de mercado em um grande volume nos próximos anos.

A insuficiência da correta remuneração implicaria em: (i) uma desmobilização desnecessária de recurso existente e disponível no sistema elétrico; (ii) um menor volume a ser comercializado em um mercado de gás em formação/desenvolvimento; e (iii) um menor mercado para ratear custos de infraestrutura existente.

Para o setor elétrico, caso as usinas existentes descontratadas não façam mais parte do mercado, provocará uma redução na disponibilidade de usinas para o setor e, conseqüentemente, um aumento nos preços de energia de curto prazo, além da redução na confiabilidade de atendimento à demanda.

Para o setor de gás, uma menor participação do mercado termelétrico decorrente da nova conformação do mercado, após a implantação do programa Gás para Crescer, pode levar a uma menor atratividade perante os agentes interessados em ingressar neste mercado.

Além disso, conforme citado anteriormente, o menor volume de consumo pode levar a uma elevação da tarifa de transporte, que pode caracterizar uma maior barreira econômica para que o mercado se desenvolva.

Depreende-se dos problemas apresentados que as condições de existência de um mercado de gás natural sem uma proposta adequada para a termelétricidade, principalmente para a energia existente, podem ensejar na criação de um mercado precário, ou mesmo inviável.

Neste contexto a ABRAGET é favorável que os leilões de energia nova sejam por tipo de fonte e por submercado, concorrendo entre si empreendimentos novos e existentes descontratados.

As contribuições aqui sugeridas procuram auxiliar o PDE 2026 a melhor estruturar o plano de expansão de acordo com a ótica dos agentes de mercado. Buscando acima de tudo, evidenciar conceitos e expectativas, contribuindo de forma construtiva e transparente para o desenvolvimento equilibrado do setor ao garantir o equilíbrio entre oferta, demanda e transmissão de energia. Sempre com foco na busca pela modicidade tarifária, excelência na prestação dos serviços e segurança para o SIN.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Diretor Presidente

ELETROBRAS / DIRETORIA DE GERAÇÃO

Assessoria de Regulação da Geração

18/08/2017 10:51

Contribuições da Eletrobras - CP 34/2017

Eletrobras / Diretoria de Geração

08181051_eletrobras



Eletrobras

Consulta Pública MME nº 034, de 07/07/2017
"Plano Decenal de Expansão de Energia 2026"

Contribuições da Eletrobras

16/08/2017

Sumário

1	Introdução.....	3
2	Demanda de Energia.....	4
3	Geração de Energia	6

1 Introdução

No dia 07 de julho de 2017 foi aberta a Consulta Pública Nº034/2017 que trata do Plano Decenal de Energia de 2026 elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

De maneira Geral, o plano apresenta uma nova roupagem e novas abordagens metodológicas para a avaliação da expansão da oferta de energia, considerando, nestes aspectos, mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica, e diversos cenários de oferta de energia elétrica.

Ao PDE 2026 foram anexadas mais quatro notas técnicas que apresentam os aspectos metodológicos utilizados na elaboração do Plano. São elas:

- "No EPE-DEE-RE-27/2017 – r0": Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2017
- "No EPE-DEE-RE-28/2017 – r0": Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN - Considerando Incertezas
- "No EPE-DEE-NT-035/2017 – r0": Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência
- "NOTA TÉCNICA DEA 015/17": Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026

Além disso, foram disponibilizados os decks do Newave para os cenários de referência e alternativo mais as planilhas com os dados dos gráficos apresentados no Relatório em consulta do PDE 2026:

- Planilha de dados do Capítulo 3: Cap3_Dados.xlsx;
- Planilha da geração de pequenas usinas:
 - "Geracao Novas Renov Ref -SubSis.xlsx"
 - "Geracao Novas Renov Alt -SubSis.xlsx "
 - "Geracao Novas Renovaveis Ref.xlsx"
 - "Geracao Novas Renovaveis Alt.xlsx"

Diante desta nova estrutura e mudanças metodológicas apresentadas na confecção do PDE, foram levantadas algumas sugestões/questões para o Capítulo 2 "Demanda de Energia" e o Capítulo 3 "Geração de Energia Elétrica" do relatório em consulta pública.

2 Demanda de Energia

➤ Considerações de forma e conteúdo:

- Na tabela 4 da página 44, intitulada "SIN e Subsistema: Carga de energia", verifica-se que há divergências entre os valores do PDE 2026 e os valores constantes no deck Newave, do mercado de referência. Seria interessante que a EPE explicasse as razões para tais diferenças de projeção do deck em relação ao PDE 2026. Nota-se que já em 2016 existe uma diferença de 22 MWmédios.

Abaixo, são expostas as diferenças da carga de energia em cada período:

Carga de Referência da EPE (PDE 2026):

2016 – 64.636 MWmédios;

2021 – 76.000 MWmédios;

2026 – 91.160 MWmédios.

Deck Newave (Carga de energia cenário de referência):

2016 – 65.829 MWmédios (diferença : 1.193 MWmédios);

2021 – 77.752 MWmédios (diferença : 1.752 MWmédios);

2026 – 92.416 MWmédios (diferença : 1.256 MWmédios).

Mesmo após a retirada dos valores relativos ao mercado da Itaipu/ANDE da carga de referência, encontraram-se divergências nos valores apresentados no PDE em relação aos verificados no arquivo do Deck do Newave, como mostrados abaixo.

Deck Newave (Carga de energia cenário de referência sem Itaipu/ANDE):

2016 – 64.614MWmédios (diferença absoluta : 22 MWmédios);

2021 – 75.912 MWmédios (diferença absoluta : 88 MWmédios);

2026 – 90.624 MWmédios (diferença absoluta : 536 MWmédios).

Comentário: Tendo em vista os valores expostos acima, sugerimos verificar/esclarecer os motivos das diferenças mencionadas.

- Outra questão é que no Plano Decenal 2026 é prevista a interligação de Boa Vista somente em 2023. Nas páginas 60 e 67 da Nota Técnica "Projeção de Demanda DEA NT001/17" – tabelas 17 – "Subsistema Norte - Consumo de eletricidade na rede (GWh)" e 24 – "SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MW médio)", respectivamente, indicam na nota de rodapé "Nota: considera a interligação de Boa Vista a partir de Janeiro/2023". Entretanto, ao analisar os valores incrementais, observa-se que os maiores acréscimos na carga ocorrerão nos anos de 2021 e 2022, subentendendo-se que a interligação estaria ocorrendo nesse período. Este detalhamento não consta no PDE 2026 de forma clara, apenas é informado na página 44, que o aumento da carga do SIN é explicado em parte pela influência da interligação do Sistema Boa Vista.

Comentário: Solicita-se esclarecimento sobre o conflito entre o acréscimo da carga e a interligação do Sistema Boa Vista, ocorridos em períodos divergentes.

- No caso do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE existe, ao final do presente documento, uma lista de referência. Observa-se, porém, no caso das informações sobre demanda de energia elétrica (sintetizadas de forma incompleta no cap. 2 do PDE 2026), que as referências utilizadas não estão citadas em tal lista. São elas: Nota Técnica DEA 001/17 e Nota Técnica DEA 009/17 da série Estudos Econômicos da EPE, intituladas, respectivamente, "Projeções da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 Anos (2017-2026)" e "Caracterização do Cenário Econômico para os Próximos 10 Anos (2017-2026)".

Comentários:

- ✓ Seria interessante detalhar, nos seus capítulos, tais referências.
- ✓ Da forma como se encontra, o PDE 2026 para consulta pública está muito resumido, dificultando o aprofundamento na compreensão de algumas explicações sobre a evolução de indicadores e cenários.
- Na página 42, gráfico 21, referente à Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção Decenal existe uma não conformidade no resultado da elasticidade para o período de 1980-1990, onde se lê 3,75, a conta resultaria em 3,69. Acredita-se que seja em função de arredondamentos.

Comentário: Solicita-se explicitar o número de casas decimais utilizadas de forma que se possa reproduzir o que está apresentado como resultado na figura.

- Na página 49 há repetição entre o 3º e 4º parágrafos.
- Na página 44 do PDE, indica uma taxa média de crescimento do SIN, no período 2016-2026, para o cenário de referência, no valor de 3,5%, contudo na página 83, Capítulo 3 – Geração, item 3.5.2.1 – "Expansão para o cenário alternativo de demanda" - a taxa de crescimento para o mesmo período é de 3,7% ao ano para o referido cenário.

Comentário: Não são apresentadas no PDE as informações detalhadas do Cenário Alternativo de Demanda. Solicita-se apresentar maiores explicações de como se chegou a este cenário.

- Página 44 do PDE, os subsistemas SE/CO, S e SIN para o ano 2016, estão diferente do valor exibido na Nota técnica Projeção de Demanda NT001/17, para as tabela 22 – Carga de Energia 2015-2016, por subsistema (MWmédio), página 64 e tabela 23 – SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio), página 67.

3 Geração de Energia

Neste item são apresentadas as análises referentes às quatro notas técnicas supracitadas, assim como o Capítulo 3 do PDE 2026.

➤ **Nova Abordagem metodológica para a expansão de oferta de energia e cálculo do Custo Marginal de Expansão**

O PDE apresenta uma nova roupagem e novas abordagens metodológicas para a avaliação da expansão da oferta de energia. Até o PDE 2024, a política de expansão era definida através de simulações do modelo de planejamento da operação (NEWAVE) seguindo o critério de cálculo da expansão da oferta de energia elétrica ótima, considerando a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME. Esse critério foi definido pela Resolução do CNPE Nº 9, de 28 de julho de 2008.

No plano em análise, esta política foi alterada com a inclusão do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) que sinaliza a expansão ótima do sistema através da minimização dos custos totais de investimento e operação sob condições de incertezas. Diferentemente dos anos anteriores, o CME é um dos subprodutos obtidos da otimização do MDI para um cenário de referência definido pelo planejador, como premissa.

Apoia-se a iniciativa de melhoria da política de expansão de oferta do plano decenal de energia, visto que era necessário rever a metodologia, adotada pela EPE, para o cálculo do custo marginal de expansão, que até o último plano, era um valor pré-fixado com base em preço de leilões de energia anteriores, e em custos médios previstos para usinas hidrelétricas indicativas. De fato, considerar uma expansão do sistema respeitando a igualdade entre CMO e o CME, sendo este último um valor baseado em preço de leilões (que incorpora além do custo de investimento, o risco do investidor, entre outros aspectos) introduzia distorções na previsão da expansão ótima e não retratava a evolução do custo da expansão da geração.

Considera-se como um aspecto positivo da nova metodologia o resgate do caráter indicativo do PDE a partir da disponibilização de diversos cenários de oferta para os próximos leilões, uma vez que se observou nos últimos leilões uma falta de aderência com a expansão única indicativa dos planos anteriores. Adicionalmente, entende-se como válida a aplicabilidade de uma metodologia para nortear o planejamento de expansão da geração em um horizonte de curto prazo (10 anos), como o PDE, baseada em modelos aplicados em planejamento de longo prazo (como o MELP, por exemplo, que foi utilizado no PNE 2030).

Entretanto, o critério de planejamento em vigor, que busca a igualdade entre o CMO e o CME, não é atendido com a nova metodologia. Para evidenciar o que foi colocado, pode-se citar os valores de CMO apresentados na página 86, caso de referência, que são muito

inferiores ao CME de energia definido, de R\$ 170/MWh, o que indica uma sobreoferta de energia.

Entende-se que seria importante que, na fase denominada "Ajuste da Expansão e Simulação da Operação", utilizando o modelo Newave, fosse realizado um efetivo ajuste da expansão da oferta pela igualdade entre o CMO e o CME.

Além disso, cabe ressaltar a importância da análise, a priori, da nova modelagem matemática (modelo MDI) e suas premissas aplicadas para a expansão do PDE. A divulgação detalhada desta modelagem e o respectivo modelo deveriam ter sido apreciados via Consulta Pública específica, previamente à Consulta do PDE. Ainda que tenha sido apresentada uma nota técnica sobre o MDI, esta ferramenta ainda não se encontra difundida e validada entre os agentes do setor.

Dessa forma, assim como a necessidade de disponibilização de todos os decks do Newave (9 decks), destaca-se a importância da disponibilização do modelo MDI e da base de dados utilizada, para uma melhor avaliação pelos agentes.

Considerações Adicionais:

A configuração atual do parque gerador do SIN é de desequilíbrio estrutural, o que leva ao deplecionamento rápido dos reservatórios de acumulação devido à insuficiência de usinas térmicas de base (nuclear) e de usinas térmicas complementares à operação hidrotérmica. Este desequilíbrio leva à redução drástica do tempo de esvaziamento para o qual as usinas foram dimensionadas, de 90 meses - equivalente ao período crítico do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, de junho de 1949 a novembro de 1956 - o que também resulta em dificuldade de reenchimento. Esse fato também tem séria repercussão na capacidade de atendimento da ponta do sistema, principalmente no período seco de cada ano.

O incentivo do PROINFA às fontes alternativas impulsionou a entrada crescente de fontes intermitentes, adicionando mais um fator de agravamento à situação operacional do sistema, demandando cada vez mais reserva girante.

A necessidade de se ampliar o parque térmico, para evitar o desequilíbrio estrutural do parque gerador do sistema, foi verificada e estudada na década de 2000 e, como consequência, o MME regulamentou esta matéria através de Portarias onde definia metas de participação térmica na matriz elétrica (como por exemplo, a Portaria MME nº 43, de 25 de fevereiro de 2000, que colocava como meta se chegar a 2014 com 20% de participação térmica). No entanto, devido à falta de disponibilidade de gás natural esta meta nunca pôde ser alcançada e certamente novos estudos levarão a metas de participação térmica superiores a 20%.

O Cenário de Referência definido para este PDE apresenta uma participação térmica na matriz elétrica de 14,1% em 2016, 13,5% em 2021 e 17,0% em 2026, portanto, bastante aquém da participação desejável a uma operação equilibrada do sistema. Agrava-se a isso o crescimento da participação das fontes intermitentes, passando de 6,8% em 2016 para 17,1% em 2026, que impõe ao sistema a necessidade de expandir a capacidade instalada para atendimento das necessidades de flexibilidade operativa. Cabe ressaltar que, nessa participação térmica prevista, já estão contabilizadas as térmicas indicativas para atendimento de ponta, e mesmo assim, a participação térmica ainda é muito baixa.

Diante do panorama atual seria muito importante que o planejamento buscasse corrigir esse desequilíbrio estrutural que vem se agravando a cada ano, incluindo nas suas

premissas de cenários de oferta a entrada de volumes de térmicas necessários ao equilíbrio do sistema. Para tanto, seria interessante a realização de estudos em conjunto com o ONS para se determinar os montantes necessários, incluindo-se ainda as necessidades de reserva girante extra, importante para suportar o impacto das fontes intermitentes na configuração atual.

Para o retorno do equilíbrio estrutural do sistema atual e para sua manutenção futura, os leilões precisarão refletir os cenários de oferta, ou seja, deverão ser leiloados os montantes correspondentes aos percentuais de participação de cada fonte na matriz elétrica indicada.

Sendo o Brasil detentor de grandes reservas de combustível nuclear, é de se lamentar que os entraves para viabilizar a expansão dessa fonte não estejam sendo solucionados, o que agregaria energia de base, tão importante ao sistema brasileiro.

➤ **Premissas do Planejamento da Expansão**

Em relação às premissas consideradas no modelo de decisão de investimento, alguns pontos a comentar:

- Consideração das fontes renováveis: Opção Eólica

Texto extraído do PDE:

"...A opção eólica já apresenta um patamar de preço que a torna extremamente competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao se ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia enfrenta-se desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido a sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção"
(p. 62)

Comentários: A afirmação que a opção é uma fonte extremamente competitiva comparada às outras fontes candidatas requer a análise da incorporação do custo de investimento requerido ao sistema, devido à necessidade de potência complementar necessária para a flexibilidade operativa e, portanto, para a confiabilidade do sistema, conforme exposto no próprio parágrafo supracitado. Portanto, verifica-se um desequilíbrio na competição entre as fontes dado que o módulo de investimento não contabiliza estes custos indiretos para as fontes intermitentes.

- Cenário de demanda baixa:

Diante a atual conjuntura política e econômica do país considera-se importante a projeção de um cenário de baixo crescimento da demanda.

- Utilização do CVaR

Considera-se o mecanismo de aversão ao risco, CVaR, um procedimento operativo conjuntural e, portanto, não deve ser considerado no planejamento da expansão da oferta, que é estrutural.

➤ **Discretização em Base Horária**

Texto extraído do PDE:

"O estudo de atendimento horário, realizado externamente e após a execução das simulações mensais com o Newave, realça a necessidade de aperfeiçoamento das atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico. Modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica. Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

Para a adequada avaliação deste novo perfil operativo, é desejável a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal horária ou mesmo sub-horária." (p. 58)

Comentários:

O planejamento da expansão da oferta deve indicar, de uma maneira macro, a matriz elétrica necessária ao atendimento do equilíbrio estrutural do sistema para o futuro. Cabe ao operador do sistema, ONS, realizar as análises em base horária e assim também identificar os volumes de oferta adicional necessária para manter o equilíbrio operacional do sistema, uma vez que este detém o conhecimento profundo da configuração atual e da futura, até 5 anos à frente. Inclusive, o operador, há muito, vem sinalizando sobre a necessidade dessa oferta adicional para corrigir esse desequilíbrio estrutural.

Com esse conhecimento, para subsidiar o planejamento, o operador poderá sinalizar a relação entre os montantes por tipo de fonte intermitente e compensatória, necessária a manter o equilíbrio operacional do sistema. Naturalmente, esta relação vai se alterando no tempo devido à própria evolução da configuração do sistema interligado. De posse dessa informação, o planejador poderá indicar a expansão de forma adequada e respeitar, nos leilões, essas relações.

Entendemos ser desnecessário e inadequado um planejamento em base horária, além de que essa discretização implicaria em inúmeras informações na mesma base, levando a uma enorme complexidade na execução desses estudos.

➤ **Metodologia do Modelo MDI**

- **Construção dos cenários de geração hidrelétrica:**

Texto extraído da nota técnica do MDI:

"Os trabalhos anteriores (Machado Junior, 2000), (Lisboa, et al., 2003) e (Gandelman, 2015) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico.

No entanto, sabe-se que este tipo de simulação simplifica a representação do sistema brasileiro, muito embora tenha sido adotada oficialmente em certas aplicações, na qual se destaca a repartição do bloco hidráulico em cálculos e revisões de garantia física de usinas hidrelétricas.

Na aplicação supracitada, existe a garantia de que o bloco total teria sido calculado por uma simulação hidrotérmica, com todos os mecanismos e parâmetros mais atuais possíveis: aversão a risco pela medida CVaR, função de custo de déficit, representação das fontes renováveis, entre outras.

Entretanto, para o presente trabalho, a simples adoção da simulação para cálculo de energia, na geração de cenários, não permite que seja considerado qualquer uma dessas relevantes características do sistema (aversão a risco, custo de déficit, geração térmica e fontes renováveis). Portanto, de forma a aprimorar a representação do sistema brasileiro no presente trabalho, propôs-se adotar, em substituição à simulação para cálculo de energia firme, a simulação hidrotérmica do sistema com o modelo SUISHI (simulador a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados)." (p. 13)

Comentários:

- A capacidade de geração de uma usina hidrelétrica é independente da configuração do sistema, da aversão ao risco, do custo de déficit, da geração das térmicas e das fontes renováveis. Ela é tão somente dependente das suas características físico-operativas determinadas no seu projeto. As usinas hidrelétricas têm vida útil longa e são dimensionadas utilizando-se as séries históricas de vazões.
- A geração das hidrelétricas obtida a partir da operação de um modelo de otimização está atrelada à configuração considerada que é variável no tempo, e não representa a capacidade de geração dessas usinas.
- Recomendamos, dessa forma, a adoção da Energia Firme e Energia Média como cenários de geração a serem considerados no modelo MDI. Ressalta-se que a Energia Firme representa a geração de cada usina no pior período do histórico de vazões, tendo-se considerado na determinação do período crítico todo o potencial hidrelétrico brasileiro. Portanto, a Energia Firme é um valor robusto e simples de ser obtido.

Texto extraído da nota técnica do MDI:

"A definição das séries hidrológicas do presente trabalho adotou o seguinte procedimento:

- 1. Definir uma oferta de referência, na qual são consideradas plenamente motorizadas todas as usinas hidrelétricas candidatas a expansão. Além destas deve-se considerar um conjunto de usinas termelétricas e renováveis compatíveis, isto é, já definido por uma simulação prévia do modelo de decisão de investimento;*
- 2. Realizar simulações estáticas da configuração de referência com o modelo NEWAVE, variando-se o mercado de energia a ser atendido, até que o CMO médio anual se igual ao CME, neste caso 193 R\$/MWh, conforme Portaria MME 103/2016;*
- 3. Simular o caso convergido no modo de simulação hidrotérmica do modelo SUISHI, versão 12, utilizando séries históricas de vazões;*
- 4. A partir da última simulação obtém-se as séries de produção hidrelétrica para cada usina individualmente.*

O procedimento descrito acima gerou 84 séries hidrológicas, no entanto para permitir uma boa representação estatística sem onerar muito o tempo computacional, foram escolhidos dois subconjuntos de cinco séries, sendo um para representar as hidrologias críticas e outro para representar todas as hidrologias. A escolha desses subconjuntos foi feita a partir da distribuição dos custos totais de operação em cada cenário hidrológico, da forma mais uniformemente distribuída possível." (p. 14)

Comentários:

- Entende-se que não há sentido nem significado na metodologia utilizada, além de tornar complexo algo muito simples.

• **Atendimento de Ponta e a entrada das Fontes Intermitentes**

Texto extraído do relatório do PDE:

"Vale ressaltar também que, pelos resultados do estudo, a expansão da Alternativa de Ponta é sinalizada primordialmente na região Sudeste e em menor escala na região Sul. No entanto existem aspectos não capturados pela representação do sistema no MDI que podem justificar alterações na localização de parte significativa dessas usinas, principalmente se a implantação for feita por meio de termelétricas de partida rápida. O desenvolvimento maciço da expansão eólica pode fazer com que uma parcela dessa expansão tenha de ser localizada na região Nordeste visando suprir o sistema nas situações de variabilidade dos ventos. Para isso, são necessários estudos detalhados de transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel, transmitindo a oferta eventualmente alocada na região Sudeste pelo uso da interconexão Sudeste-Nordeste. Esses estudos já estão sendo realizados na EPE e espera-se que os resultados sejam obtidos oportunamente." (p. 77)

Comentários:

- Sugere-se, como aprimoramento, que o modelo, ao alocar uma expansão de fonte intermitente em um dado submercado, deva obrigatoriamente alocar uma expansão conjunta de geração térmica no mesmo submercado, com o objetivo de compensar a intermitência inserida. Deve-se avaliar a relação entre os montantes das fontes intermitentes e das térmicas (por exemplo, o ONS avaliou que, para o sistema atual, para 10.000 MW de fonte eólica é necessário 4.000 MW de térmica para atender à intermitência).
- Para resolver a questão da transmissão, foi iniciado, em 2005/2006, um estudo para a construção de uma ferramenta de suporte para o modelo MELP, um "Sistema Especialista", com o objetivo de prover soluções de expansão da transmissão e seus respectivos custos associados, para todas as possíveis configurações da oferta. Sugere-se realizar estudos no sentido de se desenvolver uma ferramenta desse tipo, utilizando o estado da arte atual, com o intuito ser utilizada em apoio às decisões do MDI.

- **Factibilidade da Indústria em atender a Expansão da Oferta**

Outro ponto a ser destacado, conforme apresentado em um dos cenários de sensibilidade, é a incompatibilidade entre a oferta de geração ótima apresentada pelo modelo e a factibilidade de implementação dessa oferta. O modelo não consegue indicar uma oferta de energia de forma distribuída ao longo do tempo para fontes renováveis (eólica, solar e biomassa), de modo que o mesmo concentra uma grande quantidade de oferta de uma única fonte de forma pontual.

O planejador deve desenvolver, para cada fonte, estudos/levantamentos necessários para identificar a capacidade atual da indústria para atender à expansão da oferta indicada, bem como sua capacidade de crescimento e sua capacidade mínima, que permita sua permanência no mercado, a fim de evitar um colapso na indústria, como ocorreu no passado, com a perda da indústria de turbinas e geradores assim como equipamentos para a indústria térmica. A partir dos resultados obtidos, o planejador poderá inserir no modelo as devidas restrições que reflitam a capacidade e a permanência da indústria.

➤ **Considerações gerais:**

- "CAP III - Anexo II: Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2020-2026), considerando saídas do MDI":
 - Os Títulos das tabelas devem ser alterados de "Evolução..." para "Acréscimo..." uma vez que essas tabelas apresentam os acréscimos anuais de expansão indicativa dos cenários analisados;

- A Tabela 16 apresenta valores dos acréscimos anuais de expansão hidrelétrica incompatíveis com os montantes apresentados na tabela 8 da página 76 (que estão de acordo com os dados do deck Newave). Os valores corretos seriam os seguintes (considerando a capacidade total da usina no ano indicado pelo MDI):

	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Hidrelétrica		118	350	319	1.655	2.442

- Sugere-se fazer a mesma verificação nas outras tabelas
-
- Representação das pequenas usinas: sugere-se a representação das pequenas usinas, por subsistema, por fonte e patamar, já disponível na versão do Newave, versão 23, utilizada para as simulações dos cenários de expansão.
 - Com relação à geração das fontes renováveis, verifica-se diferenças entre os valores apresentados nas planilhas disponibilizadas e os valores contidos nos decks Newave. Sugere-se verificação dos valores apresentados.
 - Solicita-se a disponibilização do modelo MDI e base de dados de todos os cenários analisados (9 cenários).
 - Solicita-se a disponibilização dos decks Newave de todos os cenários analisados (9 decks).
 - Solicita-se a disponibilização dos decks do Newave e Suishi que foram utilizados na construção dos cenários de geração hidrelétrica.
 - A Tabela 13, da página 97, apresenta os custos de investimento para os 7 cenários de sensibilidade proposto pelo PDE 2026. Entende-se que a mesma deveria apresentar, adicionalmente, os custos totais (operação e investimento) de forma a se ter uma melhor visualização das diferenças obtidas entre os cenários, dado que o texto destaca sempre a diferença entre os custos totais obtidos.

IBP

IBP

18/08/2017 11:26

Comentários IBP à Consulta Pública nº 34 de 07072017_PDE 2026

Arquivo em anexo

08181126_ibp

GN-011/2017

Rio de Janeiro, 18 de agosto de 2017

Ao Ministério de Minas e Energia

Referência: Consulta Pública nº 34 de 07/07/2017
Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Prezados Senhores

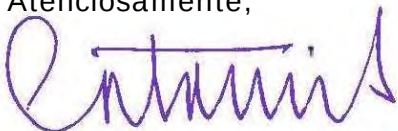
Inicialmente parabenizamos o MME e a EPE pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Informações como as que fazem parte do PDE são importantes para o planejamento não só das empresas produtoras de energia, mas também para que o mercado consumidor possa, através desse cenário, avaliar a melhor forma de suprimento de energia para o desenvolvimento de suas atividades.

Nossos comentários, em anexo, foram validados por nossos associados exclusivamente no que diz respeito a área de gás natural, sendo analisados os temas:

- I. Premissas Macroeconômicas e Projeção de Demanda de Gás Natural
- II. Projeção da Produção Doméstica de Gás Natural
- III. Análise da Oferta não Doméstica de Gás Natural
- IV. Projeção do Balanço de Oferta e Demanda
- V. Análise da Simulação de Transporte
- VI. Análise da Geração de Energia Elétrica

Esperamos com isso contribuir com o aprimoramento do PDE, que conforme mencionado anteriormente, tem papel relevante nos debates sobre o cenário energético brasileiro.

Atenciosamente,



Luiz Costamilan
Secretário Executivo de Gás Natural

Anexo

I. Avaliação das Premissas Macroeconômicas e Projeção de Demanda de Gás Natural

Historicamente, as projeções de consumo de gás natural ou energia elétrica são realizadas com base nas perspectivas de evolução do PIB.

Os percentuais de crescimento do PIB considerados pela EPE não sugerem o exagero otimista de outros tempos.

Em consulta que fizemos a agentes econômicos que participam da pesquisa do Banco Central, a projeção majoritária no horizonte 2025 está na casa de 2,5%.

Sensibilidade EPE para o PIB

Taxa de Crescimento do PIB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Referência	0,5%	1,8%	2,1%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%
Sucesso	1,7%	2,8%	3,1%	3,2%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%

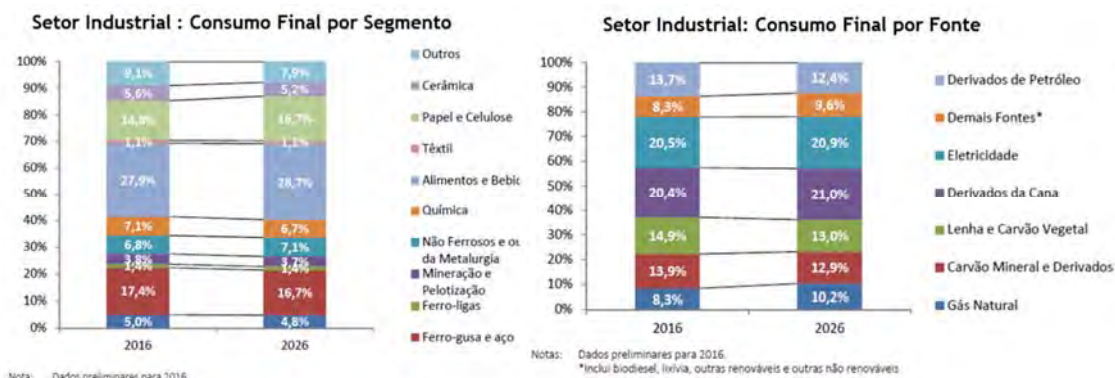
Expectativa mais atual do Mercado – Relatório Focus

- 2017 = 0,3% 2018 = 2% Longo Prazo = até 2,5%

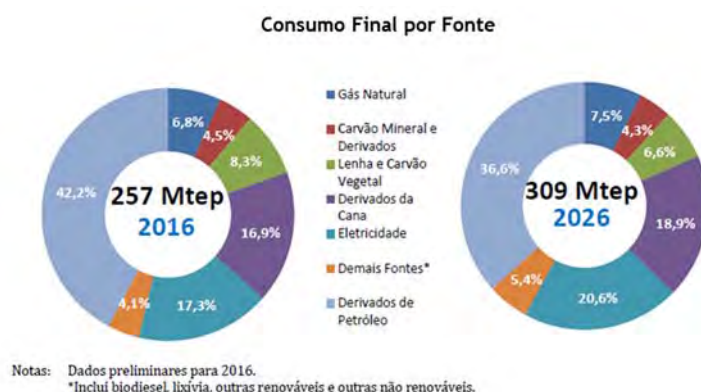
Concordamos com a média de crescimento esperado para o período que é de 2,5% ao ano, o que confere razoabilidade ao número apresentado no PDE 2026.

Para o setor industrial, o PDE 2026 aposta no crescimento relativo dos setores de papel e celulose, alumínio, fertilizantes e alimentos e bebidas. Os números não são acompanhados, entretanto, por referências explícitas quantitativas – a análise é eminentemente qualitativa. A análise poderia detalhar algumas premissas para esclarecer o aumento de volume como por exemplo: consumo ligado a retomada do crescimento econômico, números de clientes e expansão da malha de distribuição.

Abaixo, alguns dos resultados apresentados no PDE:

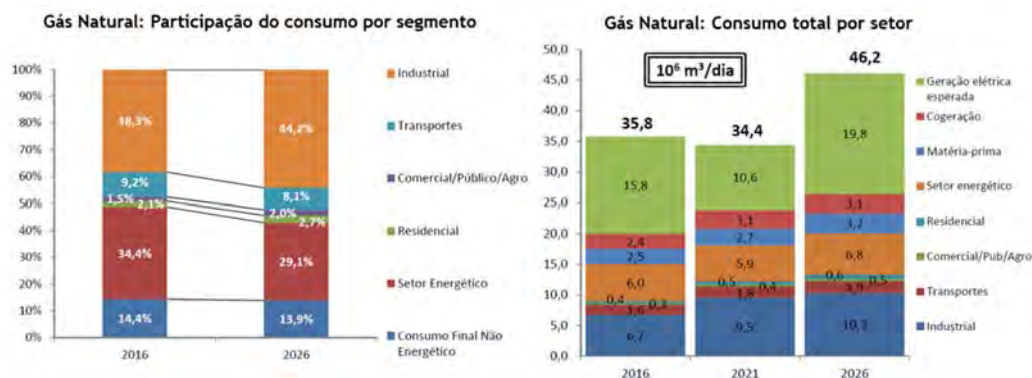


A elevação da participação relativa do gás na matriz energética tem relação com o consumo não térmico, que aumentaria justamente no setor industrial. A relevância do gás natural na matriz elétrica, em contrapartida, diminuiria no horizonte decenal, em virtude da “(...) expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos”.



Para voltar a crescer na matriz, o plano decenal sugere que o caminho para o gás natural estaria na geração de energia elétrica para atendimento da demanda nos horários de ponta, com despacho flexível. Em si, como será mais bem debatido no item que apresenta e discute a expansão projetada de geração térmica, a conclusão preliminar a que chega a EPE poderia ser analisada com mais profundidade, pois o incremento do consumo flexível parece ser pouco sustentável.

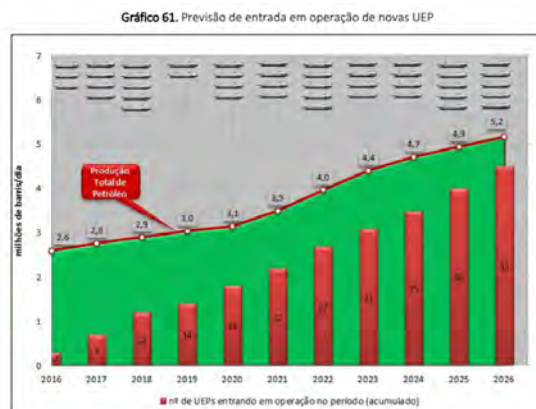
As curvas que consolidam as perspectivas de demanda de gás natural em 2021 e 2026 – disposta abaixo, deixam dúvidas quanto aos seus valores. Por exemplo, o dado de consumo total por setor apresentado para 2016 está bastante distante de avaliações que levam em consideração dados da Abegás, ANP, ONS e TAG/NTS. De acordo com essas fontes, os valores deveriam ser pelo menos o dobro, naquele ano.



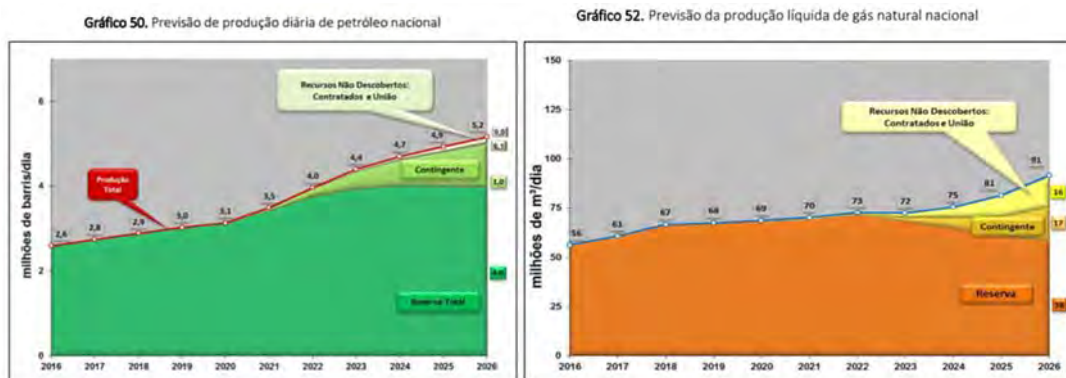
Se as premissas utilizadas para o estabelecimento desses valores fossem explicitadas poderíamos avaliar a razão das diferenças apontadas acima. Importante mencionar ainda que os volumes utilizados no histórico do balanço de oferta e demanda apresentado pelo PDE, citados mais à frente dispõe um nível de consumo diferente daquele apresentado acima.

II. Análise da Projeção de Produção Doméstica de Gás Natural

Apesar da curva de produção de óleo apresentada no PDE indicar uma elevação considerável no período da análise, dobrando de valor até 2026, alcançando 5,2 milhões de barris por dia, conforme gráfico abaixo, a projeção de gás natural divulgada não acompanha o mesmo ritmo de crescimento (Gráfico 52).



Existe uma incompatibilidade entre o crescimento da produção de óleo e da produção de gás que sugerimos verificar, conforme apresentado nos gráficos abaixo.



Mais uma vez propomos que seja apresentado um maior detalhamento das variáveis utilizadas no modelo de projeção da oferta de gás natural. O detalhamento das premissas adotadas quanto aos níveis de reinjeção, capacidade e *ramp-up* das plataformas, além da localização de cada novo sistema, facilitariam muito o entendimento das projeções do PDE.

Da mesma forma é importante se explicitar o detalhamento de como se dá a projeção da oferta doméstica após 2021, último ano previsto no atual plano de negócios da Petrobras, o qual a EPE tomou como base. Por exemplo, poderia ser apontado se a produção de campos como Pão de Açúcar ou Carcará foi incluída, pois são campos com grandes reservas de gás.

III. ANÁLISE DA OFERTA NÃO DOMÉSTICA DE GÁS NATURAL

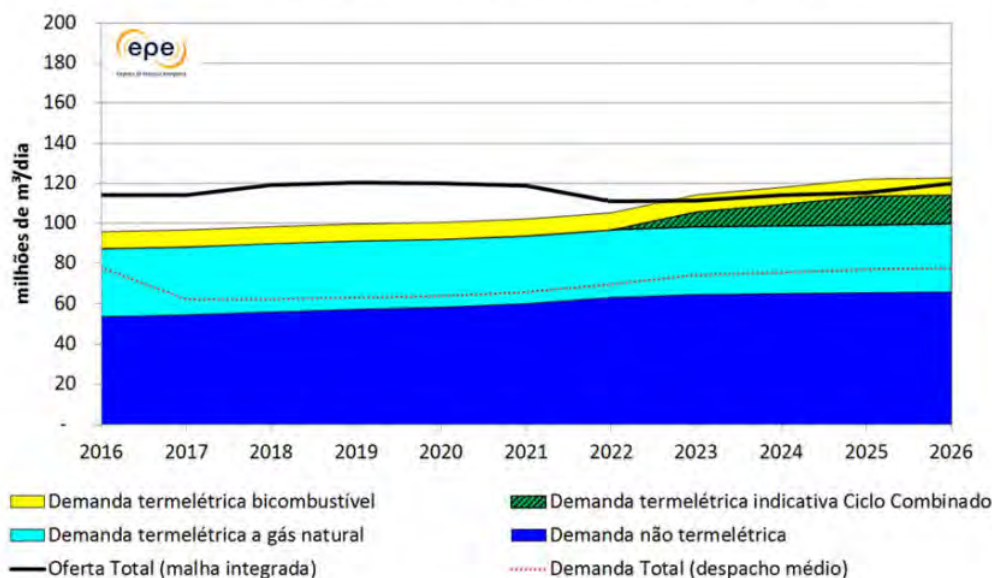
O cenário de importação da Bolívia considera redução do volume de importação apenas após 2021, sob a premissa de que a diminuição da quantidade importada nos próximos anos acumulou um volume a ser recuperado por conta da cláusula de *make up*, o qual sustentaria o nível de importação de 30 milhões de m³/dia por mais 2 anos após o término do contrato TCQ. Sugerimos reavaliar essa projeção, que nos parece otimista.

Em relação à importação de gás natural liquefeito, analisar a conveniência de incluir os projetos que foram recentemente anunciados, como o venda dos PPAs da UTE Novo Tempo a Gás Natural Açú e conseqüente migração do projeto para São João da Barra, e o projeto da Celse - Centrais Elétricas do Sergipe, empresa constituída pela EBrasil Energia e pela Golar Power, responsável pela construção da termelétrica Porto do Sergipe.

IV. ANÁLISE DO BALANÇO OFERTA E DEMANDA

O Gráfico 74 do PDE 2026 consolida a oferta e a demanda projetadas:

Gráfico 74. Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Conforme comentado na seção 2, análise de projeção da produção doméstica, os volumes apresentados para a oferta são conservadores se considerarmos o calendário de leilões de áreas para E&P de petróleo e gás.

Da mesma forma como sugerimos nos comentários sobre oferta, um detalhamento das premissas facilitaria o entendimento das projeções de demanda, por exemplo, mencionando se foram considerados ou não projetos como a refinaria do Comperj ou o 2º trem da Rnest, por exemplo.

Adiante serão apresentados comentários acerca da geração térmica.

V. ANÁLISE DA SIMULAÇÃO DA MALHA DE TRANSPORTE

Diante do cenário conservador de oferta e demanda projetado pelo PDE, nenhum gargalo de infraestrutura de transporte foi encontrado. Entendemos que uma forma de agregar valor ao PDE na avaliação do desenvolvimento de infraestrutura, seria elaborar cenários otimistas para apontar a partir de qual nível de demanda seriam necessários investimentos em nova infraestrutura, como por exemplo no transporte.

Como a EPE menciona no relatório, o mercado de gás poderia sofrer uma evolução radical durante o período do estudo. Destacamos que em dez anos, os efeitos conjugados dos desinvestimentos da Petrobras e do movimento de liberalização e de abertura do mercado, promovidos inicialmente pela iniciativa *Gás para Crescer*, poderiam criar condições de operação do sistema nacional de gás completamente diferentes do modelo atual de integração vertical com um incumbente.

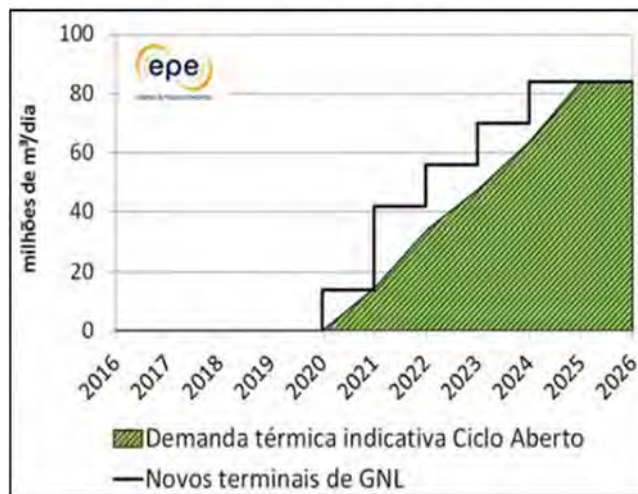
Em um modelo com pluralidade de agentes atuando no setor, o mercado de gás brasileiro encontraria novos desafios, especialmente em termos de continuidade/segurança de fornecimento e no balanceamento da rede. De fato, o incumbente não será mais responsável por otimizar todo sistema, transferindo essa responsabilidade para o mercado.

Nesse contexto, poderia ser elaborado mais um cenário, considerando por exemplo o impacto do aumento da oferta de gás na malha existente, á partir das novas Rodadas de Licitações e novos projetos de GNL, apontando necessidades ou não de expansão dessa infraestrutura.

VI. Análise da Geração de Energia Elétrica

O PDE sinaliza com a escolha de contratação flexível de gás natural para cobertura das necessidades de potência do sistema nos horários de ponta, com térmicas de ciclo aberto. Caso 100% da necessidade mapeada e apresentada nesse PDE fosse suprida por gás, o consumo adicional chegaria 84,2 MMm³/d entre 2020 e 2026. A mesma EPE indica que tal elevação implicaria na necessidade de investimento em seis novos terminais de regaseificação de GNL (14 MMm³/d cada).

Gráfico 75. Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



Entendemos que seria positivo para todo sistema energético brasileiro que fosse feita uma avaliação do custo dessa geração flexível, somente na ponta, versus o custo da geração na base, considerando toda cadeia de valor do gás natural. Os custos que a geração flexível traz ao sistema devem considerar, entre outros aspectos, a ociosidade de toda infraestrutura necessária para disponibilização desse gás, desde sua produção ou importação.

O volume de gás projetado pela EPE sinaliza ao setor elétrico ausência de capacidade de contratação competitiva junto à produção doméstica. A sociedade como um todo estaria melhor preparada para suas próprias tomadas de decisão caso outros cenários de suprimento e preços fossem testados.

Seria importante se considerar a possibilidade de estocagem subterrâneo como alternativa ao GNL.

VII. Análise da Projeção de Preços

Em função da volatilidade dos preços de gás natural e das variações que estão associadas a sua formação e do tempo limitado, não foi possível ao IBP realizar uma avaliação mais aprofundada das projeções do PDE.

Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil

Joilson Costa

18/08/2017 13:34

Contribuição ao PDE 2026 - Joilson Costa

Sugestão de melhoria na apresentação da estimativa de investimentos para a expansão do parque gerador de energia elétrica.

08181334_frente por

**Contribuição à versão preliminar do relatório:
"Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026"**

*Consulta Pública MME nº 34 de 07/07/2017
Processo no. 48360.000007/2017-15*

Prezados/as,

Ao saudar o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética pela elaboração do PDE 2026, apresento-vos uma simples, mas acredito que oportuna, sugestão: voltar a apresentar no Plano a síntese de estimativa de investimentos para a expansão da geração tal como era apresentada até o PDE 2024 (figura abaixo).

Tabela 47 – Estimativa de investimentos em geração de energia

TIPO DE FONTES	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%
HIDRO	18,3	17,6	54,8	33,2	73,1	27,2
PCH + BIOMASSA + EÓLICA+SOLAR	59,3	57,3	96,5	58,5	155,8	58,1
TERMELÉTRICA	26,0	25,1	13,6	8,3	39,6	14,7
Nuclear	11,0	10,6	-	-	11,0	4,1
Gás natural	12,7	12,3	13,6	8,3	26,3	9,8
Carvão	2,3	2,2	-	-	2,3	0,8
Óleo combustível/diesel	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0
TOTAL	103,6		164,9		268,5	

Notas: Os investimentos abrangem as parcelas de desembolso que ocorrem no período decenal.
Data base: Maio/2015.
Fonte: EPE.

Fonte: PDE 2024.

Particularmente acredito que a forma como foi apresentada a síntese no PDE 2026 (Tabela 45 – Síntese das estimativas de investimentos, pág. 252) seja insuficiente para que a sociedade tenha uma noção dos recursos (em grande parte públicos) que estão sendo aplicados ou previstos para cada uma das fontes de nosso parque gerador.

Além disso, tal como cheguei a fazer em uma contribuição de outro PDE, recomendo que a estimativa tal como apresentada na tabela acima seja melhorada e desagregue as fontes PCH, Biomassa, Eólica e Solar, uma vez que é importante acompanhar a evolução de recursos para cada uma destas fontes.

Sendo isto para o momento, despeço-me com votos de estima.

Cordialmente,

Joilson Costa
Engenheiro Eletricista
São Luís - MA

FURNAS

FURNAS

18/08/2017 15:06

**Contribuições à Consulta Pública MME nº 34/2017 - Plano Decenal de
Expansão de Energia 2026**

Contribuições de FURNAS ao PDE 2026

08181506_furnas

ELETROBRÁS FURNAS

Consulta Pública – Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026

Agosto de 2017

A empresa Furnas Centrais Elétricas S.A. vem, respeitosamente apresentar suas contribuições com referência à Consulta Pública da proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026, de acordo com a Portaria Nº 259/GM, de 06 de julho de 2017.

Ressaltamos que a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia é de suma importância para o Setor Elétrico Brasileiro direcionando o seu contínuo aperfeiçoamento e crescimento de forma a impulsionar o desenvolvimento do país, demandando esforço e tempo preciosos da equipe técnica responsável.

Nesta oportunidade aproveitamos para solicitar a este Ministério que sejam criados procedimentos, de forma a facultar aos agentes do Setor Elétrico maior participação em todas as fases do planejamento, agregando aos estudos um vasto conhecimento, que se encontra parcialmente desaproveitado.

No sentido de colaborar e agregar a este trabalho seguem abaixo nossos comentários e sugestões.

I) Comentários e Sugestões sobre a Metodologia Empregada

1. Os resultados apresentados sugerem uma sobre oferta de empreendimentos de geração e de interligação entre os subsistemas. A sobre oferta de geração é percebida quando são previstos novos projetos indicativos de geração ao mesmo tempo em que os valores de CMO e de riscos de déficit apresentam-se abaixo dos valores de referência. Caso seja decidido pela manutenção dos empreendimentos previstos no PDE 2026, sugere-se incluir no relatório justificativas para a consideração de tais empreendimentos.

2. Determinadas indicações dos cenários “what if” são de difíceis realizações, e podem, portanto, fornecer sinalizações irreais aos agentes do setor envolvidos na expansão. Geram dúvidas sobre o que realmente se pretende indicar como caminho a ser seguido para a expansão do parque gerador. Exemplos: cenários sem nenhuma expansão hidrelétrica; cenários com expansão de mais de 6000 MW/ano de eólica; cenários com cerca de 2000 MW/ano de fotovoltaica.

O PDE deveria se limitar a apontar, no máximo, um cenário de referência (Caso 1) e um indicativo no cenário alternativo de demanda (Caso 2).

3. De modo que a sociedade tenha uma maior participação nas análises apresentadas para indicação da expansão sugerimos a disponibilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), com a abertura do seu código fonte.

II) Comentários e Sugestões sobre as Premissas e Redação do Relatório

4. Sugerimos acrescentar no capítulo “3.2 Diretrizes e Premissas” a diretriz de política energética para PCHs conforme considerado para as demais fontes de energia.

5. Como é sabido, e destacado no próprio PDE 2026, há uma grande preocupação para atendimento à demanda de ponta no Sistema Elétrico Brasileiro, principalmente no Sudeste. Observando o crescimento da expansão indicado nos casos apresentados verifica-se uma elevada participação de eólicas e de projetos fotovoltaicos. Estas fontes além de mais caras, contribuem muito pouco no atendimento a ponta além de dificultar a operação e otimização do sistema. Outro ponto a ser considerado é a capacidade fabril de atender esta demanda pelos fabricantes destes tipos de fontes. Apesar de restrições socioambientais para algumas usinas hidrelétricas ainda há um enorme potencial hidráulico a ser explorado e uma indústria já consolidada. Sugerimos uma maior participação de hidrelétricas na expansão, pois poderia acarretar em redução de custos da energia, facilitaria a operação conjunta e seria mais eficaz no atendimento à demanda de ponta.

6. Dentre as usinas hidrelétricas consideradas na cesta de projetos do MDI, em função da situação atual de desenvolvimento dos projetos, sugerimos as seguintes modificações quanto às datas mais cedo de entrada em operação:

- a. UHE Buriti Queimado: antecipar de 2026 para 2025
- b. UHE Maranhão: antecipar de 2026 para 2024

7. Com relação a UHE Tabajara, tendo em vista o estágio do projeto e prazo de construção, nossa visão é de que esta poderia entrar em operação até 2023, um ano antes da data definida no plano de expansão de referência.

8. Algumas usinas hidrelétricas com Estudo de Viabilidade aprovado não foram consideradas na expansão ou no MDI, são elas: Estreito Parnaíba, Cambuci, Barra do Pomba, Castelhana e Cachoeira. No nosso entendimento, com base no status destes projetos, estas usinas deveriam estar contempladas no plano de expansão.

9. Solicitamos que seja acrescentada explanação dos critérios utilizados pelo MDI para definição da expansão na oferta de referência. Quais foram os valores utilizados nos parâmetros de entrada deste modelo? Existem usinas de porte similar, porém com a data de entrada mais cedo anterior a outras que não foram nem mesmo incluídas na expansão final. O que levou a esta inversão?

10. Sugerimos que seja apresentado no capítulo III um Balanço de Energia Elétrica, no qual são confrontadas a demanda e a oferta de energia. Entendemos que este balanço é um importante instrumento para avaliação do equilíbrio entre a oferta e demanda no horizonte do PDE 2026.

11. Item 3.2 (bullet 6, p.60)

Onde se lê:

"Indicação de uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal [biomassa florestal] limitada a 100 MW/ano a partir de 2023;"

Leia-se:

"Indicação de uma expansão de usinas termelétricas alimentadas por biomassa florestal [biomassa florestal] limitada a 100 MW/ano a partir de 2023, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima florestal baseado em planos de manejo florestal;"

12. Item 3.3 (11º parágrafo p.62/63)

Onde se lê:

"Dentre outras formas de biomassa, o PDE apresenta explicitamente empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem mostrado dificuldades para serem viabilizados."

Leia-se:

"Dentre outras formas de biomassa, o PDE apresenta explicitamente empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem mostrado dificuldades para serem viabilizados, seja por questões ambientais ou por questões de caráter técnico-operacional"

13. Item 3.5.1: Caso 1 - Expansão de Referência com Atendimento a ponta

- Sugerimos acrescentar tabelas e gráficos com os valores dos Custos Marginais de Operação do SIN e por Subsistema, expansão hidráulica além da disponibilização do deck do NEWAVE.
- Parágrafo 1, pag 75

"A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI com restrição de atendimento à demanda máxima, e ajustando as datas para início do enchimento dos reservatórios, considerando a motorização das..."

A frase precisa ser complementada.

- Gráfico 30 – Expansão Indicativa de Referência – A expansão de hidrelétricas não corresponde ao apresentado na Tabela 16 do Anexo II.
- Último Parágrafo, pag 78

"Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia. A Expansão de Referência apresenta um aumento na energia armazenável máxima do SIN inferior a 1% entre 2017 e 2026. Isso faz com que o sistema passe a operar com uma característica sazonal marcante, definida pela disponibilidade dos recursos naturais e com enorme dificuldade de estocar nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez. Essa característica traz novos desafios para a operação do sistema, mas também traz maior previsibilidade sobre as necessidades de despacho termelétrico."

O parágrafo acima vem corroborar com o comentário do item 5 em que a participação hidrelétrica não deve ser subaproveitada em relação às demais fontes, inclusive estranhamos não haver um Cenário Indicativo de Trajetória Futura de Expansão do MDI considerando uma forte expansão hidráulica, dado a diversidade de cenários apresentados.

Apenas como demonstrativo segue tabela com o Potencial Hidráulico Brasileiro disponibilizado no sitio da ELETROBRAS, em 15 de agosto de 2017.

Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica (valores em MW) Dezembro de 2016 (Fonte: SIPOT Eletrobras)							
Bacia	Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Rio Amazonas	32.976	38.369	774	949	1.503	22.074	96.645
Rio Tocantins	1.875	8.056	3.738	120	0	13.245	27.033
Atlântico Norte e Nordeste	707	871	466	50	0	812	2.905
Rio São Francisco	1.561	3.896	6.140	234	32	10.751	22.615
Atlântico Leste	1.423	5.796	665	822	71	5.394	14.170
Rio Paraná	5.100	9.524	1.896	2.241	457	43.439	62.658
Rio Uruguai	416	4.054	292	451	152	6.359	11.723
Atlântico Sudeste	2.031	1.880	2.218	325	40	3.755	10.248
Totais	46.087	72.445	16.189	5.192	2.255	105.829	247.997

14. Item 3.5.2.1: Caso 2 - Expansão para o Cenário Alternativo de Demanda

- O Gráfico 40 e 41 apresentam os Custos Marginais de Operação apenas para a região Sudeste/Centro-Oeste. Sugerimos acrescentar tabelas e gráficos com os valores dos Custos Marginais de Operação do SIN e por Subsistema, expansão hidráulica além da disponibilização do deck do NEWAVE.
- Não fica claro como foi definido o crescimento da demanda para este caso. Sugerimos um detalhamento maior sobre esta definição.
- Verifica-se neste caso uma expansão de cerca de 3.100MW/ano de energia eólica. Atenta-se para o fato de a cadeia de fornecimento dessa indústria apresentar gargalos quanto ao atendimento a esta demanda. Novamente vemos a necessidade de ser realizada uma maior distribuição quanto à diversificação da matriz energética.

15. Caso este MME opte pela manutenção dos Casos de 3 a 8, temos os seguintes comentários:

- Sugerimos acrescentar tabelas e gráficos com os valores dos Custos Marginais de Operação do SIN e por Subsistema, expansão hidráulica além da disponibilização do deck do NEWAVE, para todos os casos analisados.

a. Item 3.5.2.2: Caso 3 - Expansão sob Incerteza da Demanda

- A tabela com a evolução da expansão para este caso não é apresentada no Anexo II. Sugerimos acrescentá-la ao documento.

b. Item 3.5.2.3: Caso 4 - Expansão Considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica

- Parágrafo 2, pag 87

"Admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2023, seu custo de implantação cairia para aproximadamente US\$ 800/kW. Embora pouco provável, esse valor corresponderia ao patamar no qual esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções."

Conforme destacado no nosso comentário 2, e confirmado no parágrafo aqui em destaque, apresentado no PDE 2026, alguns cenários são muito pouco prováveis de efetivação, inclusive este tendo um fator relevante da falta de maturidade da cadeia de fornecimento da fonte fotovoltaica. Posto isto, sugerimos não apresentar este cenário neste documento.

c. Item 3.5.2.4: Caso 5 - Expansão com Restrição Total para UHE

- Parágrafo 1, pag 88

"Para avaliar uma situação extrema de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal, foi elaborado um novo cenário restringindo a entrada de todas UHE até 2028."

Conforme destacado no nosso comentário 2, e confirmado no parágrafo aqui em destaque, apresentado no PDE 2026, este é um cenário com baixa probabilidade de efetivação. Posto isto, sugerimos não apresentar este cenário neste documento.

d. Item 3.5.2.5: Caso 6 – Cenário com Restrição Hídrica no Nordeste

- A tabela com a evolução da expansão para este caso não é apresentada no Anexo II. Sugerimos acrescentá-la ao documento.
 - e. Item 3.5.2.6: Caso 7 – Efeito das Políticas Energéticas sobre o Custo de Expansão Total do Sistema
- Conforme já comentado alguns cenários são muito pouco prováveis de efetivação, inclusive este tendo um fator relevante da grande probabilidade de não haver capacidade fabril para atender a demanda eólica proposta (cerca 6.000 MW/ano). Posto isto, sugerimos não apresentar este cenário neste documento.

III) Considerações Finais

Novamente, enalteçamos a importância do Plano Decenal de Expansão, e o excelente esforço e contribuição da EPE em atualizar e melhorar as metodologias utilizadas até então na elaboração deste documento.

Gostaríamos de observar também que os agentes do setor devem ter maior poder de participação nessas mudanças de forma a juntarmos esforços que não sejam desperdiçados pela falta de diálogo.

Neste contexto reforçamos a sugestão de um maior debate sobre as entradas e mecanismos adotados no Modelo de Decisão de Investimento, disponibilização do modelo, disponibilização dos decks do NEWAVE para todos os cenários além de uma maior discussão sobre a sugestão de adoção de ferramentas de discretização horária para o planejamento de médio e longo prazo.

Além disso, uma mudança drástica na Matriz Energética somada a uma possível mudança nas características da demanda, através do seu modo de utilização de energia, deve ser tratada com mais suavidade em sua implantação, para que o resultado, por melhor que seja a intenção, não seja traumático para a sociedade e demais agentes do setor elétrico.

IVIG/COPPE/UFRJ

Daniel Stilpen

18/08/2017 15:46

Dúvidas e sugestões para a consulta pública do PDE 2026

O Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais (IVIG/COPPE/UFRJ) envia
suas contribuições para o PDE 2026.

08181546_ivig/coppe

Contribuições para a consulta pública do PDE 2026

Consideração inicial:

Inicialmente vale registrar que a versão preliminar do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026, atualmente em fase de consulta pública no site do Ministério de Minas e Energia, apresenta maior transparência metodológica que as edições anteriores.

É perceptível no texto do documento um maior grau de abertura das premissas setoriais que fundamentam cada capítulo, bem como algumas limitações encontradas na construção dos cenários referência e alternativo.

Em suma, a opção pela maior clareza metodológica no PDE 2026 foi um notável acerto da EPE e representa um progresso no conteúdo do estudo, uma vez que facilita a compreensão dos leitores e permite que a sociedade contribua de forma mais efetiva em pontos específicos e eventuais lacunas.

Sugestões e dúvidas:

Capítulo 1 – Premissas Gerais

- Página 22: no gráfico 5 (box 1.1) seria mais interessante que o ano base adotado fosse 2016, ao invés de 2015.
- Página 24: no gráfico 6 o ano referência (patamar 100) deveria ser 2016 e não 2006. Ou seja, ainda que seja apresentada a evolução dos PIB setoriais desde 2006, seria muito mais interessante que as curvas fossem construídas considerando 2016 = 100.
- Página 26: para o gráfico 8 repete-se a sugestão do item anterior.

Capítulo 2 – Demanda de Energia

- Página 28: revisar os dados para a coluna 2016 da tabela 1, para que sejam compatíveis com os apresentados na versão final do BEN 2017 (ano base 2016). Essa sugestão serve para todo o PDE 2026, em todos os gráficos, tabelas e parágrafos onde estejam citados dados de 2016.
- Página 29: a seção 2.1 apresenta a demanda de energia por setor no cenário referência. Seria interessante apontar qual seria o acréscimo de consumo para cada segmento, caso ocorra o cenário alternativo.
- Página 35: em relação à evolução na posse de geladeiras (tabela 2), qual a explicação para o indicador ser maior que 1,00? Será que estão considerados também frigobares?
- Página 35: o gráfico 13 é apresentado em função dos equipamentos que representarão maior consumo elétrico em 2026. Sugere-se que o gráfico seja ordenado em relação ao consumo estimado para o ano 2016.
- Página 35: “...o gás natural deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas e crescerá 6,3% ao ano”. Considerando os dados da matriz energética de 2016, o percentual médio de crescimento no horizonte decenal é ligeiramente inferior, de 6,0% ao ano.
- Página 35: em relação ao uso final aquecimento de água no segmento residencial, qual o cenário de crescimento para a área instalada de aquecedores solares térmicos?
- Página 36: uma vez que o setor agropecuário é aquele que apresenta melhor desempenho econômico no horizonte do PDE (vide gráfico 6, página 24), é importante criar um tópico no capítulo 2 para explicar como está sendo projetado o crescimento dos segmentos agricultura e pecuária até 2026.

Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica

- Página 144: no trecho a seguir, sobre o estado do Paraná, “...*Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido ao longo de 2018, a fim de solucionar problemas elétricos da região Oeste do estado*”, pede-se os seguintes esclarecimentos:
 - i) Os problemas identificados na região oeste do Paraná se referem, majoritariamente, à rede de distribuição ou de transmissão?
 - ii) O estudo abordará a questão da qualidade do fornecimento (indicadores de continuidade na área rural x área urbana dos municípios)?
 - iii) Qual instituição realizará tal estudo: EPE, ONS ou Copel?

Capítulo 7 – Oferta de Gás Natural

- Página 180: na figura 24 recomenda-se aumentar a diferenciação visual entre a infraestrutura existente e aquela que será construída até 2026 (por exemplo, linha tracejada, no caso de gasodutos, ou ícones de cores diferentes, no caso dos terminais de GNL e polos de processamento).

Capítulo 9 – Eficiência Energética e Geração Distribuída

- Página 215 até página 219: a maioria dos gráficos da seção 9.1 é de difícil compreensão, em razão das cores escolhidas e da fonte pequena. Sabendo-se da limitação de espaço para aumento da fonte (restrições de diagramação), sugere-se adotar cores de maior contraste entre si, primárias e secundárias, ao invés de se utilizar a variação de tons de uma única cor.
- Página 215 até página 219: ao contrário do restante do PDE 2026, o item 9.1 (Eficiência Energética) não apresenta claramente as premissas e consumos específicos em cada setor, que justificariam os potenciais de conservação apresentados nos gráficos. Portanto, a solicitação é que o texto da seção 9.1 siga o mesmo padrão de transparência metodológica do restante do PDE.
- O cenário alternativo de PIB causaria qual impacto na eficiência energética? Aumentaria, diminuiria ou a proporção seria mantida?

- Página 220: o texto de geração distribuída aponta 300 MW a partir de biogás em 2026. Qual a origem do biogás para esses empreendimentos (RSU, esgotos, resíduos agrícolas, da pecuária, etc)?
- Página 221: no gráfico 98 parece haver um erro no total. Se em 2026 a parcela fotovoltaica será de 3,3 GWp e a de biogás será de 0,3 GWp, a soma destas não seria 3,6 GWp, ao invés de 3,9 GWp?

Capítulo 10 – Análise Socioambiental

- Página 240: no Box 10.8 é mencionada a necessidade de estudos que identifiquem opções de mitigação não apenas no setor de energia, considerando múltiplos benefícios (econômicos, energéticos e ambientais). Nesse contexto, o PDE 2026 apresenta o aproveitamento de biogás em apenas duas unidades sucroalcooleiras. Já a cadeia produtiva de proteína animal (especialmente no Paraná e em Santa Catarina), que apresenta um potencial enorme de geração de biogás e aproveitamento em diferentes usos térmicos e elétricos, foi totalmente ignorada no PDE 2026.

CESP

Luís Fernando de A. M. Nogueira

18/08/2017 15:47

Contribuições CESP relativas ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Contribuições relativas ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - Portaria
MME nº 259/GM, de 06 de julho de 2017

08181547_cesp

CONTRIBUIÇÕES DA CESP RELATIVAS À CONSULTA PÚBLICA SOBRE O PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA - PDE 2026

Portaria MME nº 259/GM, de 06 de julho de 2017

www.mme.gov.br Portal de Consultas Públicas

1. Comentários relativos ao item 3 – Geração de Energia Elétrica

“Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação...” (página 53).

Comentário

Não há como deixar de registrar o notável aprimoramento na elaboração do PDE, com o emprego de metodologias e critérios já consagrados, bem como com a adoção de ferramental inovador no auxílio da elaboração do plano de expansão, fato que possibilitou a elaboração sistemática de cenários futuros, atendendo a um pleito recorrente em ciclos passados. Observa-se também o cuidado com a apresentação do documento, divulgação de tabelas em formato de planilhas e dos arquivos de entrada do modelo Newave em conjunto com o texto. Nessa linha encontra-se a utilização do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para o apoio na indicação do montante e da composição de fontes para a expansão da oferta de energia elétrica, cuja função objetivo é minimizar o custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima instantânea.

A incorporação dessa ferramenta na elaboração do plano traz ao mesmo tempo isenção e maior precisão na elaboração do plano indicativo, pois a expansão tem sua principal orientação dada pela lógica matemática e menor interferência do planejador, portanto, alinhada com a necessária neutralidade na proposição de um plano de expansão.

Sendo assim, e por se tratar de um ferramental até então não utilizado para elaboração de um plano com a abrangência e alcance como o PDE, torna-se importante o detalhamento e a discussão das premissas e dos dados de entrada utilizados, tais como, custo de equipamentos, restrições ambientais consideradas, cenários de aflúências e outros elementos norteadores da expansão. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-028/2017 descreve os critérios e parâmetros para a utilização do MDI e entende-se que seria adequado um maior detalhamento do procedimento adotado para a obtenção e definição das séries hidrológicas adotadas (críticas e demais séries), eventualmente ilustrando-as por meio de gráficos ou tabelas, o mesmo valendo para os limites de intercâmbio considerados.

Extrapolando-se o conceito adotado, encaminhamentos futuros poderiam se desenvolver no sentido do aumento do número de subsistemas (garfos) e suas interligações, de forma que o sistema de transmissão possa ter maior peso na determinação de alocação da oferta não somente de forma temporal, mas também espacial. O benefício almejado seria de captura do benefício de alocação de fontes próximas aos centros de carga e também do

sistema de transmissão já existente ou previsto. Na mesma vertente, os garfos poderiam conter informações geográficas adicionais sobre a rede elétrica, disponibilidade de gás, malha de transporte de gás, disponibilidade de outros energéticos por meio de integração com mapas de recursos (biomassa, eólico e solar, por exemplo), de forma que se tenha a sinalização regional de expansão associada a uma determinada fonte. Outra funcionalidade apreciável de um modelo desse porte seria da indicação de expansão de transmissão para aquelas em que a restrição torna-se ativa com maior frequência.

Por fim, de forma que o modelo (MDI) possa ser melhor compreendido pelo setor de energia elétrica, seria conveniente seu detalhamento, não somente por meio da formulação, como apresentada, mas por meio de diagramas funcionais, pseudocódigos, ou mesmo a sua divulgação em fóruns apropriados com a participação dos agentes do setor.

Item 3.1.3 – DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO: ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA E HORÁRIA – BOX 3.3

“Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta..” (página 58).

Comentário

Adicionalmente às fontes indicadas para incremento da flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, sugere-se a inclusão de unidades geradoras suplementares em UHEs existentes que dispõe de condições físicas para instalação. Segundo levantamento da Abrage há um potencial de 5.913 MW distribuídos por doze usinas do sistema interligado, em sua maioria no sistema SE/CO.

O texto enfatiza a necessidade de desenvolvimento de uma ferramenta computacional com maior discretização temporal que, de fato, mostra-se necessária para tratar, em médio prazo, a transformação da matriz elétrica atualmente em curso. Dentre o ferramental oficialmente utilizado no setor de energia elétrica, não há um modelo homologado¹ que trate de forma integrada e dinâmica a topologia da rede elétrica e seu estado operativo, as condições energéticas e um mínimo de predição (eventualmente probabilística) de variáveis estocásticas (sazonais e intermitentes). Está, portanto, aberta uma nova frente de pesquisa para o setor mas, acredita-se que deva ser acompanhada pelo desenvolvimento de políticas adequadamente desenhadas e imbuídas de disciplina regulatória para que esse novo produto (potência) situe-se adequadamente no ambiente comercial.

Nesse sentido cita-se a proposta registrada na NT nº 5/2017/AEREG/SE, vinculada à CP MME nº 33, em que há sinalização de um possível encaminhamento separando-se a *commodity* em lastro e energia. Ressalta-se que, pela natureza e pela experiência de outros mercados, entende-se ser necessária a revisão e a ampliação dos serviços atualmente considerados como ancilares (REN nº 697/2015), especialmente no tocante a serviços de reserva (rápida, fria, capacidade, operativa, lenta e *spot*). Deve-se também

¹ Com uso autorizado por resolução da ANEEL

delinear e considerar a natureza de cada serviço, havendo necessidade de complementação da regulação em função da forma de provimento e despacho, que também pode variar quanto ao intervalo de discretização.

Item 3.2.1 – PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

“O crescimento médio anual da carga do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.700 MW médios, representando uma taxa média de 3,5% ao ano...” (página 60).

Comentário

A projeção do crescimento médio do PIB mundial está alinhada com as estimativas elaboradas pelo FMI, que aponta elevação média de 3,7% a.a., entre os anos 2017 e 2021, e 3,9% a.a., para o período entre 2022 e 2026. Esse crescimento é sustentado pelas economias emergentes, principalmente China e Índia, que atualmente apresentam crescimentos na ordem de 6 % a 7 % a.a. e terão, em 2022, conforme as previsões, participação na produção mundial de 21% e 10%, respectivamente. Em 1990 a participação dos dois países na produção mundial era de 8%, sendo 4% para cada um.

A estimativa do crescimento da economia da China é relevante nas premissas, pois, atualmente, a China é o destino de, aproximadamente, 21 % das exportações dos produtos brasileiros. Cabe destacar que a economia brasileira possui uma correlação elevada (beta elevado) em relação à economia mundial, principalmente em momentos de estresses financeiros (crises). O crescimento da economia brasileira é fortemente afetado quando ocorrem crises econômicas mundiais.

O crescimento médio do PIB brasileiro considerado no PDE 2026 foi de 2,5 % a.a. no período decenal, sendo 0,5 % para o ano de 2017 e 1,8 % para o ano de 2018. Os valores para os anos de 2017 e 2018 estão alinhados com a expectativa do mercado, apresentado no relatório Focus. Para os demais anos é incerto fixar um crescimento em torno de 3 %, pois quanto maior o horizonte da previsão, maiores são as incertezas em relação ao cenário político brasileiro e transformações nas relações geopolíticas e econômicas entre os países.

Intuitivamente, o crescimento do consumo de energia está diretamente relacionado ao crescimento do PIB. A EPE projeta um crescimento médio anual da carga de energia de aproximadamente 2.700 MW médios, correspondendo à taxa média de 3,5 % ao ano, resultando em uma elasticidade-renda de 1,4. Esse indicador apresenta uma dimensão coerente ao compararmos com a elasticidade obtida dos últimos 10 anos, que foi de 1,33. Entretanto, ao comparar a taxa média de crescimento anual da carga prevista com a verificada dos últimos 10 anos, de 2,64%, nota-se que o valor de 3,5% ao ano é bastante otimista, ainda mais se acrescentarmos que o PDE prevê, nesse horizonte de expansão, a entrada de mecanismo que poderá auxiliar no controle da demanda, modelos de base horária, e de eficiência energética.

Item 3.3 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

“...de PCH, disponíveis a partir de 2022. Admite-se que os projetos estejam disponíveis para fazer parte da expansão em lotes contínuos de 100 MW, ... a oferta total de desenvolvimento de PCH posta à disposição do MDI é de 1.500 MW no período de 2022 a 2026, ou seja, de 300 MW candidatos por ano.” (página 61).

Comentário

Sob a ótica da regulação vigente, as PCHs compõe um conjunto de empreendimentos considerados como de energias incentivadas, que usufruem de desconto não inferior a 50 % aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/1996 com redação dada pela Lei nº 13.360/2016), além da possibilidade de transacionar energia com consumidores especiais e livres.

Segundo informações disponíveis publicamente, há um conjunto de 10.880 MW referentes a projetos de PCHs passíveis de implementação, paralisados e aprovados. A título didático, o Estado de São Paulo conta com um potencial hidrelétrico remanescente de 1.888 MW associado a PCHs, segundo levantamento realizado pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, no ano 2013. Com isso é possível vislumbrar que usinas com essas características são uma opção atraente para a composição da matriz de eletricidade, especialmente se consideradas suas vantagens ambientais e geográficas, porém carecem do adequado estímulo dado por meio de políticas para que recuperem a competitividade diante de outras fontes.

Atenção deve ser dada para a consideração de cenários elaborados no PDE com o MDI para a proposta atualmente apresentada na NT nº 5/2017/AEREG/SE, vinculada à CP MME nº 33. Há indicação de impacto sobre os consumidores especiais, em função da possibilidade de extinção da modalidade de energia incentivada e pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida em empreendimento incentivado. Esse fato poderá provocar o desequilíbrio do cenário proposto para recursos disponíveis e também afetar de forma direta os cenários considerados na avaliação de sensibilidade. Nesse ponto observa-se que a adoção de um caso que considere restrição na expansão associada a PCH+EOL+BIO+SOL poderia ser melhor apreciado quando em comparação com o Caso 5, por exemplo, que considera restrição total de UHEs.

Item 3.3.1 – ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA

“atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo.” (página 64).

Comentário

A implementação de fontes com as características citadas é relevante para assegurar robustez do sistema diante da crescente penetração de fontes de elevada variabilidade (não controláveis), no entanto, o texto faz menção apenas à necessidade de “ajustes nas

regras para contratação e remuneração de empreendimentos”, mas não cita mecanismos e nem propostas de políticas específicas para o incentivo ao desenvolvimento dessas fontes e prestação desse serviço (ancilar) ao sistema, mesmo que indicativos.

Item 3.5 – Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

“Tendo em vista as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, o PDE 2026 apresentará algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de sensibilidade do tipo what-if, visando sinalizar seus efeitos na expansão...” (página 74).

“Aprimoramentos na definição dos parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos podem ser necessárias para a internalização completa dos benefícios relativos ao suprimento da demanda máxima de potência do sistema, dentre outros fatores relevantes para o sistema.” (página 75).

Comentário

Não restam dúvidas quanto ao benefício para o planejamento da expansão a consideração de cenários alternativos nos estudos. O presente trabalho propõe sete cenários alternativos ao cenário de referência e considera apropriadamente a avaliação da redução da oferta, da demanda, variação da velocidade de penetração da fonte solar, vazão no NE, efeito do armazenamento de maio e, como extremamente válido, o cenário livre de direcionamentos, com alto valor indicativo para o planejamento. A adoção de cenários futuros é um campo aberto para proposições e possibilidades mas, do ponto de vista ainda de uma matriz elétrica essencialmente hidráulica, considerar a restrição total de UHEs talvez não seja um cenário tão significativo quanto a restrição associada a PCH+EOL+BIO+SOL, percentual mais elevado da expansão, restrição que poderia afetar ao menos uma parte dos 59% relacionados a esse segmento. Adicionalmente, o cenário 5 considera como alternativa à expansão hidrelétrica, o incremento da fonte termelétrica a carvão nacional. Sabe-se da baixa qualidade do carvão e o próprio texto cita que “esse tipo de usina vem sofrendo aumento das restrições ambientais e possui dificuldades de financiamento... e novas tecnologias ambientalmente sustentáveis para o carvão mineral... poderão estar mais maduras e competitivas após o horizonte decenal”. Observação similar pode ser feita para a consideração da expansão de usinas termelétricas, uma vez que o próprio texto traz em seu item 3.5.1 maior destaque para as usinas termelétricas, com a redução da capacidade de regularização do sistema energético.

A expansão da ponta indicada representa 31% da indicação de referência, sinal absolutamente em sintonia com o planejamento indicativo, porém, não há, no presente, um sinal regulatório ou política energética com indicação para expansão de dessa modalidade.

A relação entre os cenários, tabelas de expansão e representação nos arquivos Newave não está clara, constando-se diferenças consideráveis de potência instalada de origem hidráulica ao se comparar a Tabela 8 com a representação de usinas não existentes, para o cenário de referência, por exemplo.

Item 3.5.1 – CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

“Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia.” (página 78).

Comentário

O sistema de geração de base hidrelétrica é composto por usinas que possuem reservatórios com diferentes características, dependendo de sua capacidade de regularização, que podem ser de compensação ou de acumulação. O primeiro tipo tem volume somente para regularização de descargas semanais ou diárias e são também chamadas de usinas a fio d'água. As usinas com reservatório de acumulação têm capacidade para regularizar vazões de um mês, um ano, ou até vários anos.

Tendo-se como base a oferta exclusivamente hidrelétrica, verifica-se que do total de 134 usinas existentes no início do horizonte, 65 são do tipo a reservatório de acumulação, totalizando 44.208 MW instalados, e as demais 69 são usinas a fio d'água (compensação), representando 42.218 MW. Com isso, conclui-se que no início do período de estudo, as usinas a fio d'água representam aproximadamente 51 % do total de usinas existentes e 49 % da capacidade instalada.

A Figura 1.1 ilustra o plano de expansão da oferta para a fonte hidrelétrica considerado, em que estão indicados os montantes relacionados aos empreendimentos existentes, a expansão e o cenário futuro, considerando as usinas agrupadas em reservatório de acumulação e a fio d'água.

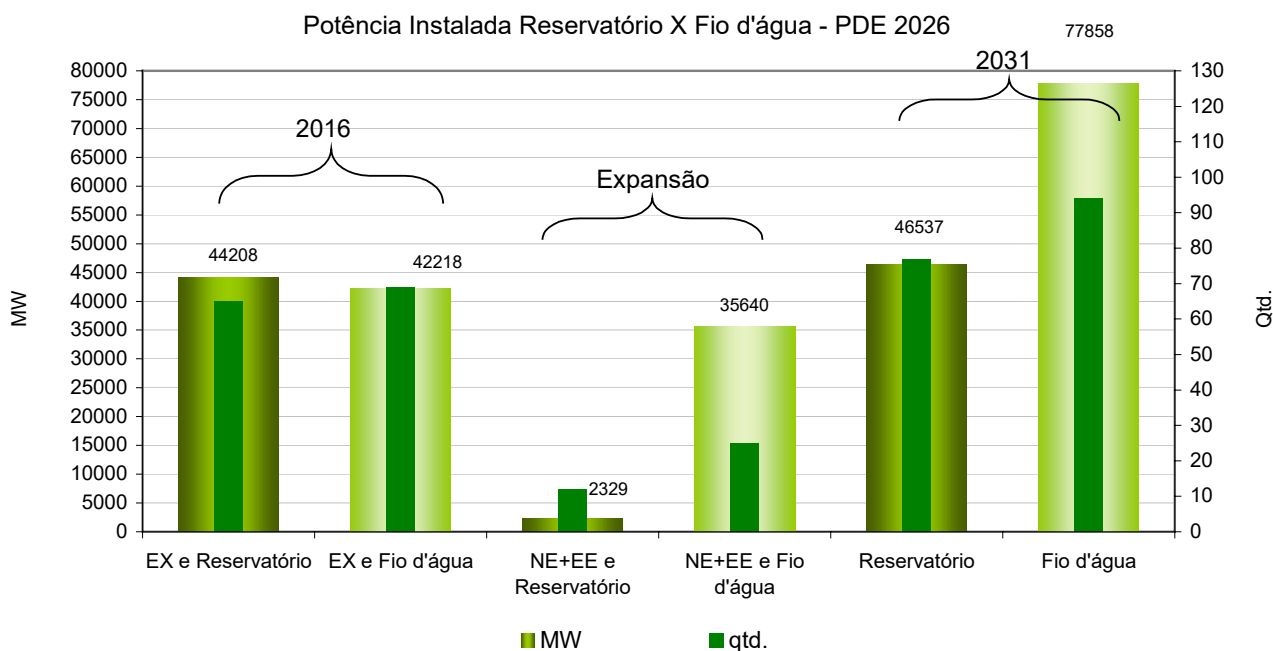


Figura 1.1 Para o PDE 2026, Potência Instalada por Tipo de Reservatório

Observando-se o cenário de expansão, nota-se claramente a diferença entre os dois grupos, especialmente quanto à potência instalada. Empreendimentos a fio d'água considerados na expansão (NE+EE) correspondem a 35.640 MW ou 94 % da oferta hidráulica considerada. Com isso, ao final do horizonte, o cenário de referência passará a ter a seguinte composição referente à usinas hidrelétricas: 77 usinas com reservatório de acumulação e 94 a fio d'água, totalizando 46.537 MW para o primeiro grupo e 77.858 MW para o segundo grupo.

Diante dessa nova configuração indicativa, nota-se que o montante associado à usinas a fio d'água evoluiu de 49 % para aproximadamente 63 % da potência instalada associada à fonte hidrelétrica. Esse fato poder trazer implicações negativas diversas para o sistema eletro-energético, desde a perda de capacidade de regularização do sistema (sinalizada no Plano), até o aumento da complexidade operativa do sistema de transmissão, com consequente redução da robustez e estabilidade, potencializada pelo crescente aumento da penetração de fontes não controláveis.

Uma análise mais detalhada revela que apenas 14 % das novas usinas hidráulicas representam 28.399 MW, ou 75 % da expansão prevista, cujo montante está associado a usinas do tipo fio d'água.

Ressalta-se que a operação a fio d'água de novos empreendimentos está, na maioria das vezes, relacionada a restrições ambientais e custo de implantação, sendo que as de elevada potência instalada encontram-se distantes dos principais centros consumidores, fato que implica na construção de sistemas de transmissão longos e com níveis de tensão elevados, provocando um grande impacto nos sistemas receptores, com reflexos nos sistemas de tensão mais baixa.

A crescente presença de usinas que operam com regime a fio d'água implica em perda sistemática de capacidade de armazenamento do sistema, estimando-se que o maior impacto esteja associado à Região Sudeste, por sua característica de maior armazenamento do sistema. Dessa forma, em determinadas circunstâncias, a geração de usinas dessa região deverá ser reduzida drasticamente para que seja possível a absorção dos elevados montantes dos novos grandes empreendimentos, fato que poderá resultar em maior vulnerabilidade do sistema interligado.

A expansão da oferta hidráulica deveria preservar (e não abdicar) sua exclusividade de elevar a capacidade de regularização do sistema, de forma que seja minimizada a tendência de redução da flexibilidade operativa. A política energética merece revisão e ampliação conceitual, inclusive como recurso para acomodação da crescente dificuldade de previsão de chuvas (afluências) e como contraponto para inevitável aumento da penetração de fontes não controláveis. Pode-se avaliar em um contexto ampliado, como por exemplo análise do ciclo de vida da energia (LCA) ou emissões de GEE, os reais impactos associados à necessidade de implantação de fontes de base termelétrica frente ao rompimento do paradigma ambiental que envolve usinas a fio d'água e a reservatório de acumulação, para assimilação dos efeitos de intermitência em relação à alteração da matriz de eletricidade.

Em função do exposto, registra-se a urgente necessidade de mudança de enfoque no aproveitamento dos recursos remanescentes, e até a reavaliação dos já inventariados.

Item 3.5.2.1 EXPANSÃO PARA O CENÁRIO ALTERNATIVO DE DEMANDA

“Essa maior participação termelétrica faz com que os CMOs médios anuais desse novo cenário sejam superiores aos da Expansão de Referência. O Gráfico 40 apresenta a comparação desses valores (Os valores entre os anos de 2017 a 2019 não são apresentados, pois não refletem a situação conjuntural da operação do sistema) e do risco de não atendimento à carga.” (página 85).

Comentário

Em 2008, a EPE propôs alteração da metodologia para cálculo de Garantia Física (GF) por meio do relatório EPE-DEE-RE-099/2008, com abrangência sobre novos empreendimentos de geração e planejamento da expansão da oferta de energia elétrica para usinas geradoras despachadas centralizadamente, eólicas, UTEs inflexíveis ou de custo variável, metodologia consolidada pela Portaria MME nº 258, de 2008, atualmente substituída pela Portaria MME nº 101/ 2016.

A proposta teve como diferencial o critério de convergência, que passou a contar com mais uma restrição, ou critério econômico, atendendo à igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME), além do estabelecido na Resolução CNPE 1, Art. 2º, de 17 de Novembro de 2004, ou seja, limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não superior a 5 %.

De acordo com os critérios de análise estabelecidos no Plano, em consulta, coexistem os critérios econômico e de segurança operativa, sendo o primeiro associado à igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME e, o segundo, relacionado ao máximo risco de déficit de 5 %, considerando todos cenários hidrológicos.

Partindo-se das informações do gráfico 40, nota-se que os riscos de déficit do subsistema SE/CO (poderiam ser indicados os demais subsistemas) encontram-se em patamares inferiores a 1,5 % para o período apresentado, notando-se uma faixa considerável entre o CMO e o CME de expansão considerado (R\$217/MWh). Do comportamento temporal dessas duas variáveis, evidencia-se o quesito segurança de abastecimento, mas também a relativa folga observada em relação aos critérios (econômico e de segurança), sugerindo que a oferta considerada ainda possa ser melhor avaliada, com reflexos sobre a modulação de custos de expansão, em especial com relação à usinas térmicas e, eventualmente, sobre o segmento PCH+EOL+BIO+SOL..

Item 3.5.2.5 CASO 6: CENÁRIO DE RESTRIÇÃO HÍDRICA NO NORDESTE

“...um sinal de alerta é dado ao processo de planejamento da expansão: o sistema terá condições de suprir à demanda caso cenários como o atual venham a se repetir? O atendimento à região Nordeste poderá ser feito dentro dos critérios de segurança?.” (página 89).

Comentário

De fato consideram-se pertinentes os esforços no sentido de identificação das questões associadas aos desvios entre resultados de modelos e dados realizados com o objetivo de

identificar possíveis discrepância que hora se manifestam de forma mais pronunciada sobre o sistema NE, oferecendo indícios de comprometimento da garantia de segurança do suprimento. O texto identifica fatores sistêmicos passíveis de reavaliação e estudos com necessidade de maior profundidade, tais como: usos consuntivos; a suspeita de que o atual histórico de vazões poderia não estar adequado para a geração de cenários futuros; ajuste do modelo PAR(p); curvas cota x volume; produtibilidade das UHE; representação das usinas não despachadas centralizadamente (geração eólica em especial); dentre outros. Entende-se que alguns desses fatores possam ter maiores efeitos sobre o sistema NE, mas afetam todo o sistema interligado. Sugere-se, portanto, que um item de considerações gerais seja criado, separadamente ao Caso 6, para contemplar os fatores apontados. Especificamente com relação à vulnerabilidade apontada nesse cenário, o próprio texto indicou uma solução para a questão, na página 93. A expansão de referência contemplou na oferta uma UTE inflexível em 2023. Estudos anteriores internos já realizados pela CESP indicaram a redução em até 10% do risco de déficit no subsistema NE com a inserção de 2.000 MW de UTE flexível. Essa solução poderia ter sua viabilização por meio de políticas energéticas direcionadas para a região nordeste (eventualmente leilão regional), com a incorporação de características específicas para suporte à crescente participação de fontes não controláveis na região.

CEMIG

Fabiana Magalhães Antonini

18/08/2017 16:42

Contribuição CEMIG CP 34/2017

Contribuição CEMIG CP 34/2017

08181642_cemig

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública MME nº 034/2017

EMENTA: Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

CONTRIBUIÇÕES CEMIG

Pg 138

Substituir:

De:

Para solucionar o problema de sobretensões que ocorrem no período de carga leve/mínima no cenário de geração térmica elevada na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, provocando redução considerável no carregamento do sistema de Rede Básica do estado de Minas Gerais, foram indicados reatores de barra nas SEs Irapé, Pirapora 2 e São Gonçalo do Pará, de modo a se evitar o desligamento de linhas de transmissão nesse cenário específico.

Para:

Para solucionar o problema de sobretensões que ocorrem no período de carga leve/mínima no cenário de geração térmica elevada na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, provocando redução considerável no carregamento do sistema de Rede Básica do estado de Minas Gerais, foram indicados reatores de barra nas SEs Irapé, Pirapora 2, São Gonçalo do Pará e São Gotardo 2, de modo a se evitar o desligamento de linhas de transmissão nesse cenário específico.

Substituir:

De:

Barreiros

Para:

Barreiro

De:

Além das obras citadas, existem outras sendo concebidas em estudos atualmente em andamento. Destacamos que, em função do potencial de energia solar na região norte do estado de Minas Gerais, está em desenvolvimento um estudo prospectivo para a definição dos reforços da Rede Básica necessários para escoamento desse potencial.

Para:

O estudo de escoamento do potencial solar na região Norte de Minas foi concluído e indicou como solução a construção da SE Jaíba – 230 kV e da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

De:

Além das obras recomendadas, e daquelas que serão indicadas a partir dos estudos em elaboração, será necessário iniciar um estudo para o atendimento a região de Cássia e do Jequitinhonha devido a problemas no sistema de distribuição local. Esse estudo avaliará a viabilidade econômica para extensão da Rede Básica a essas regiões.

Para:

Além das obras recomendadas, e daquelas que serão indicadas a partir dos estudos em elaboração, será necessário iniciar um estudo para o atendimento a região de Passos e do Jequitinhonha devido a problemas no sistema de distribuição local. Esse estudo avaliará a viabilidade econômica para extensão da Rede Básica a essas regiões.

De:

Outro estudo em andamento analisa a possibilidade de extensão da Rede Básica para atendimento à região da Zona da Mata Mineira e da Mantiqueira (região de Viçosa, Ponte Nova e Carangola) que apresentam esgotamento da rede Distribuidora local.

Para:

Outro estudo em andamento analisa a possibilidade de extensão da Rede Básica para atendimento à região da Zona da Mata Mineira e da Mantiqueira (região de Viçosa, Ponte Nova, Carangola, Cataguases, Muriaé e Ubá) que apresentam esgotamento da rede das Distribuidoras CEMIG D e Energisa.

Eneva

Romulo Florentino

18/08/2017 17:15

Contribuição ENEVA - PDE 2026

Contribuição ENEVA - PDE 2026

08181715_eneva



Rio de Janeiro, 18 de agosto de 2017

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Processo nº. 48360.000007/2017-15

Referência: Consulta Pública nº 34, de 07/07/2017

Ilmo. Sr. Secretário,

Referenciamos o processo de Consulta Pública nº 34/2017 (“Consulta Pública”), lançado no dia 07 de julho de 2017 por este Ministério, com o objetivo de colher contribuições dos interessados para aprimoramento do relatório Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (“PDE 2026”), assim como notas técnicas e informações correlatas.

Como é de conhecimento de V.Sa., a ENEVA S.A. (“ENEVA” ou “Companhia”) é uma companhia integrada de energia elétrica e produção de gás natural, atuando simultaneamente nos setores de Geração e de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“E&P”) através do modelo pioneiro denominado *reservoir-to-wire*¹.

No setor de Geração, a ENEVA detém a concessão de usinas que totalizam 2,2 GW² de capacidade instalada, correspondendo a 11% da capacidade de geração a gás e a 19% da capacidade de geração a carvão do Brasil³.

No E&P, a Companhia é a maior operadora privada de gás natural, com 5% da produção nacional⁴. Em 2016, a ENEVA produziu 1,9 bilhão de metros cúbicos de gás, o equivalente a 22% de toda a produção terrestre e a 100% da produção de hidrocarbonetos no Estado do Maranhão.

¹ Esse modelo caracteriza-se pela geração de usinas próximas aos poços produtores de gás, o que permite a modicidade tarifária com custos variáveis menores, através da sinergia entre as atividades.

² Gás natural: UTE Maranhão III (519 MW); UTE Maranhão IV (338 MW); UTE Maranhão V (338 MW); UTE MC2 Nova Venécia 2 (178 MW); UTE Parnaíba IV (56 MW), totalizando 1,4 GW (“Complexo do Parnaíba”). Carvão: UTE Porto Pecém II (365 MW) e UTE Porto do Itaqui (360 MW), totalizando 725 MW. Solar: UFV Tauá (1 MW de potência fiscalizada; 5 MW de potência outorgada).

³ Dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG, ANEEL), de 17 de maio de 2017.

⁴ Dados estatísticos da ANP, 2016. Se somadas, a produção das operadoras ENEVA (representada por sua subsidiária Parnaíba Gás Natural) e Petrobras correspondem a 99% da produção nacional de gás natural.



Considerando que o “*gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica*”⁵, conforme PDE 2026, é com entusiasmo que a Companhia vem, pelo presente, formular suas contribuições à Consulta Pública a partir das experiências adquiridas em ambos os setores.

Nesse sentido, as contribuições da ENEVA serão concentradas nos capítulos 3 (“Geração de Energia Elétrica”), 5 (“Produção de Petróleo e Gás Natural”) e 7 (“Oferta de Gás Natural”) do PDE 2026, a partir de dados gráficos e referências que demonstram a importância da geração termelétrica no parque gerador brasileiro, especialmente a gás natural, como explicitado pelos estudos de expansão do sistema.

Ademais, a presente contribuição dará ênfase à produção nacional terrestre de hidrocarbonetos, em linha com as iniciativas de revitalização das atividades de E&P em terra promovida por este Ministério, tais como o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (“REATE”), o Programa Gás para Crescer e a Resolução CNPE nº 17/2017 (“Nova Política de E&P”), que estabelece, dentre suas diretrizes: (i) o incentivo à exploração de bacias sedimentares de nova fronteira; (ii) à exploração e lavra terrestre; (iii) a descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes – como as observadas na Bacia do Parnaíba; e (iv) ao aumento de participação de pequenos e médios operadores⁶.

Contribuições

As propostas da ENEVA são apresentadas abaixo, por capítulo (3; 5; 7), referenciando as páginas e itens/subitens a que se referem as menções ou compartilhamento de informações que poderão enriquecer o PDE 2026.

I. Capítulo 3 – Geração de Energia Elétrica

a) Empreendimentos de transmissão: interligação de Roraima ao subsistema Norte e restrições elétricas (Pág. 59 – Item 3.2 – “Diretrizes e Premissas”)

- A ENEVA possui 1,8 GW de capacidade instalada no subsistema Norte, o que corresponde a **52%** de toda a potência térmica daquele subsistema⁷. Questões tais como

⁵ Página 63 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

⁶ Art. 3º, incisos de IV a VII, da diretriz

⁷ Informativo Preliminar Diário de Operação do ONS, agosto de 2017. 78% da capacidade térmica da ENEVA no subsistema Norte é a gás natural e 22% a carvão.



interligações de redes, restrições elétricas e inclusão de novos consumidores ao SIN, com as políticas de universalização de acesso, são importantes no planejamento dos geradores termelétricos desse subsistema.

- Não obstante, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 da EPE, Roraima correspondeu a apenas **2,6% do consumo elétrico do subsistema Norte**, com 883 GWh em 2015. Trata-se da única unidade federativa ainda não interligada ao SIN e a com menor consumo de eletricidade (0,2% do total nacional).

- O PDE 2026 adota a entrada em operação dos empreendimentos de energia com base no acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Nesse sentido, a interligação Manaus-Boa Vista é listada como um dos projetos “sem previsão”, com início de operação previsto para janeiro de 2024.

- A adoção do cenário supramencionado denota uma postura mais conservadora da expansão, uma vez que a *LT 500 kV Eng. Lechuga - Equador - Boa Vista, SE Equador e SE Boa Vista (T2012-033-A)*, responsável pela interligação AM-RR, tem operação comercial prevista para novembro de 2019 (i.e., 4 anos antes da operação prevista pelo PDE 2026), conforme Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), de 11 de agosto de 2017⁸.

- Com relação aos empreendimentos da Abengoa, o PDE 2026 estima que o início de operação ocorra em janeiro de 2023. Nessa linha, conforme entendimento da ANEEL ao MME, expedido em 26 de abril de 2017 sobre a matéria, “*torna-se inevitável avaliar a possibilidade de operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) sem as instalações de transmissão em questão, no mínimo, até 2022, ou até mesmo por período mais longo, o que, sem dúvida, pode comprometer a segurança do SIN*”. Neste caso específico, observa-se melhor casamento das expectativas.

b) Preços do gás natural para as UTEs (Pág. 63 – Item 3.3 – “Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta”)

- O PDE 2026 explicita que “*a opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usi-*

⁸ Muito embora não se deva negligenciar o fato de que PDE 2026 tenha utilizado como referência a reunião de setembro de 2016 do DMSE, em que não havia previsão para conclusão do licenciamento ambiental (sem data-tendência), o descolamento de prazos é perceptível.



nas". Mais adiante, "a oferta termelétrica foi estabelecida considerando projeções de preço de combustível e disponibilidade para as usinas no momento de implantação das mesmas".

• Em relação aos preços, formados a partir dos custos, recordamos o estudo do Plano de Expansão da Malha Dutoviária de Gás Natural ("PEMAT"), realizado pela EPE/MME em 2014, que estimou o custo de produção de gás no Brasil por cada tipo de projeto, conforme Tabela 1 abaixo⁹. O custo de produção de gás natural em terra, seja associado (US\$ 0,56/MMBTU) ou não associado (US\$ 1,13/MMBTU), é muito mais competitivo que o verificado na lavra marítima. No caso de produção de campos com reservatórios de gás não associado, o custo de um projeto típico estimado pelo MME equivale a:

- o Mar: 24% do custo do gás não associado – pós sal;
- o Mar: 23% do custo do gás associado – pós sal;
- o Mar: 15% do custo do gás associado – módulo 1 do Pré-Sal;
- o Mar: 20% do custo do gás associado – módulo 2 do Pré-Sal; e
- o Mar: 22% do custo do gás associado – módulo 3 do Pré-Sal.

Tabela 1 – Custos de produção em projetos típicos de gás no Brasil (US\$/MMBTU)

Gás Não Associado – Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado – Campos em Terra	0,56
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulo de produção	5,59
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulo de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra	6,00

Fonte: MME e EPE, 2014.

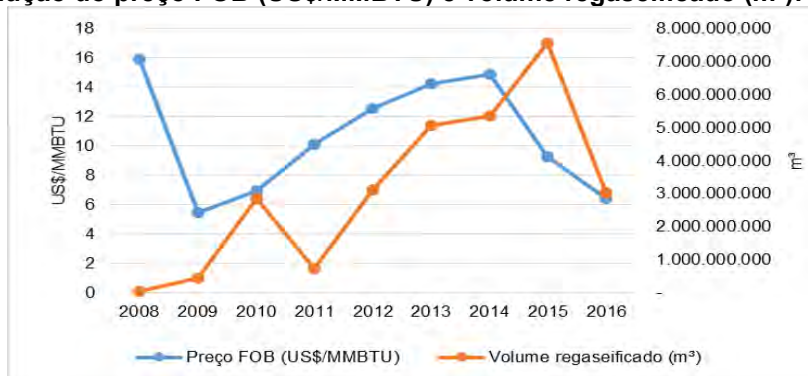
• No tocante ao GNL importado, de acordo com o Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME¹⁰, entre 2008 e 2016, o preço FOB ponderado¹¹, que não inclui frete e seguro, foi de US\$ 11,03/MMBTU. O Gráfico 1 demonstra a evolução do preço FOB do GNL e do volume de gás regaseificado, de forma que o aumento do preço foi acompanhado pelo aumento da demanda por GNL no período.

⁹ Esses dados foram reproduzidos no estudo "Gás Natural em Terra: uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor", de elaboração do Grupo de Economia da Energia/UFRJ para a Confederação Nacional da Indústria ("CNI"), 2015.

¹⁰ Edição nº 122, de abril de 2017.

¹¹ O cálculo do preço ponderado foi realizado a partir do volume regaseificado, isto é, o volume de gás natural que, em fase gasosa, equivalente ao volume de GNL. Os valores são calculados considerando a massa específica do GNL igual a 456 kg/m³ e a razão de conversão volume gasoso-líquido igual a 600:1, conforme adoção do MME.

Gráfico 1 – Evolução do preço FOB (US\$/MMBTU) e volume regaseificado (m³): 2008-2016



Fonte: MME (2017)

• Considerando o princípio da modicidade tarifária do setor elétrico, a origem do gás (nacional, importado) como recurso de geração é basilar para o preço do combustível de usinas térmicas. Em 2015, observa-se que a geração elétrica foi responsável por 47% da demanda total (Tabela 2), ao passo que a participação do GNL na oferta (17%) ultrapassou a participação do gás nacional em terra (12%). O gás natural terrestre possui preços mais módicos para a geração, com custos variáveis menores, como demonstrado no caso do Complexo Termelétrico do Parnaíba (“Complexo Parnaíba”, 1,4 GW). Vale destacar que a importação de GNL possui forte correlação com o consumo de gás natural por geração elétrica ($\rho = 0,9$)¹².

Tabela 2 – Participação da geração elétrica na demanda e do GNL/Gás em Terra na oferta: 2012-2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Participação da Geração – Demanda Total de Gás Natural, Balanço Nacional	31%	44%	47%	47%	37%
Participação do GNL – Oferta Total de Gás Natural, Balanço Nacional	11%	15%	19%	17%	5%
Participação do Gás em Terra – Oferta Total de Gás Natural, Balanço Nacional	16%	13%	12%	12%	15%

Fonte: MME (2017) e ANP (2017)

• Destaca-se, ainda, que o Brasil foi o primeiro país do mundo a importar GNL de *shale* dos Estados Unidos, em caminho diverso à sua autossuficiência energética¹³.

• Como já mencionado, a ENEVA desenvolveu um modelo de geração elétrica através da adoção do *reservoir-to-wire*, modelo do qual foi pioneira. Esse modelo caracteriza-se pela geração de usinas próximas aos poços produtores de gás, permitindo a modicidade

¹² Correlação calculada entre o período entre as matrizes mencionadas na Tabela 2.

¹³ The American Interest. 25 de fevereiro de 2016.



tarifária com custos variáveis menores no Estado do Maranhão, em um dos maiores parques térmicos do Brasil¹⁴.

- Com base nesse entendimento, este Ministério recentemente divulgou, em seu relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“Relatório E&P”), de abril de 2017 que **“espera que o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma célere e responsável”**.

- O PDE 2026 destaca que **“na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou cenários mais restritivos para os aproveitamentos hidrelétricos, a opção pelo carvão mineral possa se apresentar como solução alternativa de expansão”** (pág. 63).

- Sobre essa temática, o mesmo Relatório E&P supramencionado esclarece que **“há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”**, visão suportada pela ENEVA.

- O Relatório de E&P explicita ainda que **“historicamente, o patamar de dependência externa do Brasil em gás natural tem sido em torno de 50% e este, apenas para fins de comparação, também é o nível atual de dependência externa de gás natural na Europa. Diante desse nível de dependência externa em gás natural no Brasil, que pode aumentar com a construção dos novos terminais de regaseificação de GNL, impõe-se uma reflexão sobre a segurança energética do fornecimento de gás natural, inclusive em relação aos impactos econômicos devido à volatilidade dos preços internacionais do gás natural (exposição a choques de preços internacionais e a variações cambiais)”**.

- Questões relacionadas à produção e oferta de gás natural serão melhor elaboradas nas análises dos capítulos seguintes (5;7).

c) **Previsibilidade de Despacho Térmico (Págs. 78, 80 – Item 3.5.1 – “Caso 1: Expansão de Referência”)**

¹⁴ As UTEs do Complexo Parnaíba são as primeiras na ordem de mérito no subsistema Norte, classificadas dentre as com menores Custos Variáveis Unitários – CVUs do Brasil, conforme dados do ONS (IPMO).



- Sobre previsibilidade de despacho térmico, ressaltam-se as seguintes conclusões do PDE 2026 no cenário de referência, questão significativa aos geradores de UTEs no SIN:

- i. Expansão por usinas hidrelétricas a fio d'água elevarão a energia armazenável máxima do SIN em menos de 1% entre 2017 e 2026. O SIN deverá operar com característica sazonal marcante, com “enorme dificuldade de estocar [água] nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez” – “traz maior previsibilidade de despacho termelétrico”. Essa tendência tem sido observada já no ano de 2017.
- ii. Apesar da tendência de redução dos vertimentos, os valores se mantêm elevados, sinalizando a “baixa probabilidade de o sistema exigir geração termelétrica, por razões energéticas, nesses meses”. Aqui, cabe mencionar que as UTEs servirão cada vez mais para manter o nível dos reservatórios antes de findos os períodos chuvosos, em suporte de maior importância para as UHEs de menor regularização. Vale relacionar que a inflexibilidade sazonal declarada pré-leilão para UTEs, conforme Portaria MME nº 318/2017, está em linha com “a previsibilidade das características do sistema” aqui mencionadas.
- iii. Considerando a demanda máxima, observa-se a necessidade de geração complementar para o atendimento firme do suprimento, após entrada expressiva de fontes intermitentes e da redução de capacidade de regularização dos reservatórios. Segundo o PDE 2026, essa complementação será **“realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta”**. Conforme reconhecido pelo PDE 2026, as UTEs para operação na ponta são aquelas de partida rápida. **Para atendimento em algum patamar único de carga, é necessário que haja remuneração adequada desses empreendimentos (nos períodos de rampa, especialmente) para não comprometer a viabilidade econômica da geração complementar no decênio.**
- iv. O atendimento da geração complementar à demanda máxima, conforme mencionado, deverá ser realizado pelas UTEs existentes, devendo “ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril” – trata-se de grande parte do período úmido dos subsistemas, que deveriam aproveitar a geração hidrelétrica na ótica de previsibilidade de despacho termelétrico. Ademais, os vertimentos nos momentos de menor demanda horária (madrugada, conforme simulação) requerem a necessidade de complementação da oferta [incluída a térmica, dada a flexibilidade operacional] nos instantes de demandas mais elevadas.

d) Mitigação e adaptação (Pág. 94 – Box 3.5 – “Mudanças Climáticas e Geração de Eletricidade”)

- O PDE 2026 relaciona diretamente a necessidade de separar as dimensões de **mitigação** e de **adaptação** a mudanças climáticas, especialmente considerando a vocação hidrelétrica da matriz brasileira. Para tanto, cita diversos estudos, listados na Tabela 12 do relatório: (i) dois trabalhos que estudaram o sistema brasileiro: Marangon et al (2014) e Schaeffer et al (2008); e (ii) outros dois trabalhos que estudaram o sistema colombiano: UPME (2015) e UPME (2013).

- Ressalta-se, no entanto, que foi omitido o Relatório “*Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas*”, de maio 2015 (mais recentes que os demais estudos mencionados), elaborado pela UFRJ e PSR, por solicitação da Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (“SAE”). No referido estudo, são adotados dois cenários:

- o **Cenário RCP 8.5**, que propõe um SIN sem preocupação explícita com a mitigação dos gases do efeito estufa (“GEE”), com o mundo de forçamento radiativo de 8.5 w/m² em 2100; e
- o **Cenário RCP 4.5**, que propõe um SIN com **medidas de mitigação** dos efeitos climáticos, sendo que o Brasil seria membro integrante do esforço de combate ao forçamento radiativo, passando para 4.5 w/m² em 2100.

- Com relação aos modelos, foram rodados o SDDP, da PSR, e o MESSAGE-Brasil, da COPPE/UFRJ, bem como a adoção de projeções hidrológicas do INPE/FUNCEME, através do HADGEM2-ES e MIROC5, de utilização internacional consagrada.

- O referido documento aponta para uma tendência significativa de redução das vazões médias das principais UHEs brasileiras. Na adoção do HADGEM2-ES (RCP 8.5), por exemplo, é projetada uma descontinuidade das vazões históricas e as projetadas pelo INPE/FUNCEME com redução entre 38% e 57% das vazões naturais das UHEs de Furnas, Sobradinho, Itaipu e Tucuruí, sendo necessárias medidas de adaptação para evitar déficits energéticos. Tais **medidas de adaptação** são endereçadas por modelagens e poderiam ser utilizadas para avaliação técnica da EPE.

II. Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural e Capítulo 7 – Oferta de Gás Natural

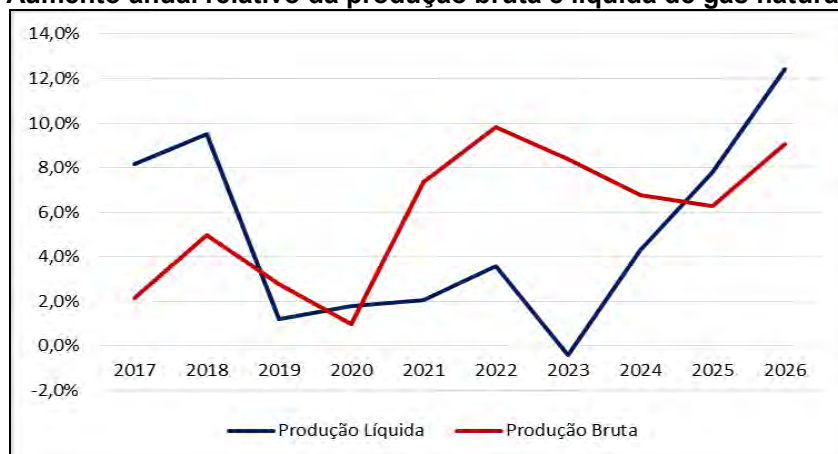
e) Razão produção líquida/produção bruta (Pág. 151 – Item 5.2 – “Previsão de Produção de Gás Natural”)

• A análise da produção líquida de gás natural prevista para o decênio sugere um aumento inferior ao observado para a produção bruta, explicação provável para uma elevação dos níveis de reinjeção nos reservatórios com a entrada em operação de ativos do Pré-Sal. Tal situação compromete, em parte, o gás disponível para a oferta de suprimento (Gráfico 2). Segundo dados deste Ministério¹⁵, apenas 53,2% da produção nacional de gás natural é aproveitada para a composição da oferta nacional (média até abril de 2017). A reinjeção corresponde a 26,1% da produção, seguida pelo consumo nas unidades de E&P (12,7%), absorção em UPGNs (4,4%) e queimas/perdas (3,6%).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção Líquida (Δ%)	8,2%	9,5%	1,2%	1,8%	2,0%	3,6%	-0,4%	4,3%	7,8%	12,4%

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção Bruta (Δ%)	2,1%	5,0%	2,8%	1,0%	7,4%	9,8%	8,4%	6,8%	6,3%	9,1%

Gráfico 2 – Aumento anual relativo da produção bruta e líquida de gás natural (2017/2026)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do PDE 2026

• A partir de 2023, observa-se uma inversão dessa tendência, especialmente pela produção de “recursos não-descobertos contratados”, que terá um aproveitamento líquido próximo a 85% do valor bruto (provavelmente com a produção de ativos terrestres já contratados pela União). Na Bacia do Parnaíba, em que a ENEVA é a única operadora com produção de hidrocarbonetos, o gás disponível de 2016 (descontando queimas, perdas, consumo próprio) representou 99,4% da produção total, o que corrobora diretamente com os objetivos da Política Energética Nacional (Lei nº 9.478/1997)¹⁶.

¹⁵ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição nº 122, de abril de 2017.

¹⁶ Essa situação é ainda mais crítica se considerado que, de acordo com o PDE 2026, observa-se no decênio a necessidade de geração complementar para atendimento da ponta. Esse suprimento poderá ser realizado por usinas térmicas a gás natural em ciclo combinado, conforme Box 7.1. Com o atendimento da demanda termelétrica de ponta, partir do ano de 2023, parte das termelétricas bicomcombustíveis terá que operar com o combustível substituto que não o gás natural, haja vista a restrição da oferta disponível (pág. 187).

f) Pág. 151 – Item 5.2 (“Previsão de Produção de Gás Natural”) – produção de recursos não convencionais de gás

• O PDE prevê a produção de 3 Mm³/d de gás não convencional, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação de concessionários. Outrossim, atentamos no Esquema 1 para o potencial volume recuperável de gás não convencional em outras bacias sedimentares brasileiras, conforme entendimentos da ANP (2012), do MME (2012) e da *Energy Information Administration* (Estados Unidos, 2015).

Esquema 1 – Estimativas de volumes recuperáveis de não convencionais (TCF)

Estimativas da ANP

Bacia	Volume recuperável de gás (TCF)
Parnaíba	64
Parecis	124
Recôncavo	20
São Francisco	80
Total	288

Fontes:

- 1) Magda Chambriard, 2012, **ANP**: “Perspectivas para o Gás Natural e o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP”
- 2) Olavo Colela, 2012, **ANP**: “Reservas Brasileiras de gás convencional e potencial para gás não convencional”
- 3) Symone Araújo, 2012, **MME**: “Seminário Gás Não Convencional”

Estimativas da EIA (US)

Bacia	Volume recuperável de gás (TCF)
Paraná	80,5
Solimões	64,6
Amazonas	99,9
Total	245

Fonte:

- U.S. Energy Information Administration (**EIA**), 2015: “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil”

Total estimado (ANP + EIA) = 533 TCF



De acordo com a SDP/ANP (BAR), em 2015, o Brasil possuía:

Reservas provadas de gás: **15 TCF**
Reservas totais de gás: **26 TCF**

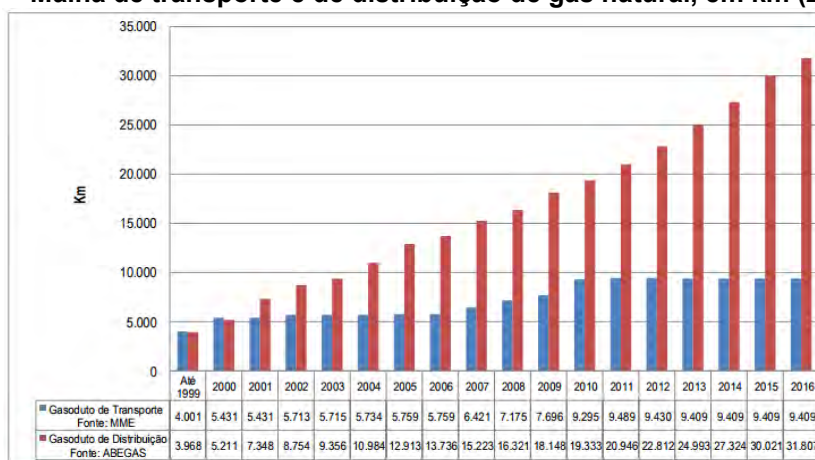
g) Pág. 179 – Item 7.1 (“Infraestrutura”) – aumento da malha de transporte

• Registra-se que, conforme explicitado no PDE 2026, a malha de transporte no Brasil é composta por 9.409 km de gasodutos. Conforme observado no Gráfico 3 que segue, em 2011, dois anos após a promulgação da Lei nº 11.909/2009 (“Lei do Gás”), a malha brasileira era composta por 9.489 km. A extensão dos gasodutos permanece a mesma há mais de quatro anos, após a verificada redução de quilometragem, o que compromete a capacidade de infraestrutura para monetização do gás natural. O Complexo Parnaíba (1,4 GW; capacidade de processamento máxima de 8,8 Mm³/d) torna-se, portanto, um empreendimento que viabiliza o aproveitamento comercial do gás natural dada a infraestrutura



incipiente de transporte até os centros consumidores, conforme entendimento já exarado por este Ministério¹⁷.

Gráfico 3 – Malha de transporte e de distribuição de gás natural, em km (2000-2016)



Fonte: MME (2017)

• Com relação aos investimentos previstos em bacias sedimentares de nova fronteira exploratória, o PDE 2026 aponta que a construção de UPGNs nas bacias de (i) Parecis/MT, (ii) Parnaíba/MA, (iii) São Francisco/MG, (iv) Acre-Madre Dios/AC, (v) Foz do Amazonas/AP e (vi) Amazonas/AM deverá processar uma oferta potencial de 8 Mm³/d nos sistemas isolados, o que representaria R\$ 7 bilhões em investimentos (pág. 193). A oferta potencial praticamente dobraria a capacidade de processamento do Parque dos Gaviões, já existente na Bacia do Parnaíba e responsável por 5% da produção nacional de gás natural.

Sendo o que nos prestava para o momento, reiteramos a importância dessa Consulta Pública e nos mantemos a disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

ENEVA S.A.

¹⁷ “Neste cenário, seria interessante que a oferta de áreas para exploração e produção de hidrocarbonetos busque estimular atividades em bacias terrestres com vocação de ocorrência de jazidas de gás natural. De fato, a ampliação e a diversificação geográfica, da oferta de gás natural em bacias terrestres podem contribuir para a expansão e integração da infraestrutura necessária, criando um círculo virtuoso para a consolidação da indústria e do mercado de gás natural. A ampliação da oferta de gás natural em diversas bacias terrestres pode incentivar ainda o desenvolvimento regional.

Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“Relatório E&P”), de abril de 2017.

Conselheiro de Administração Representante dos Empregados da Eletrobras

Carlos Eduardo Rodrigues Pereira

18/08/2017 17:43

Contribuição sobre a necessidade de representação mais granular de recursos em modelagem de planejamento

Contribuição com base em tese de doutorado de empregado da Eletrobras.

08181743_conselheir

Contribuição para a Consulta Pública nº 34/2017 do MME

1. Introdução

O texto de que trata o documento intitulado “BOX 3.3 – A NECESSIDADE DE REPRESENTAÇÃO MAIS GRANULAR DE RECURSOS EM MODELOS DE PLANEJAMENTO” é a melhoria das ferramentas para estudos de geração e carga tipo Newave, em face da introdução das novas fontes de energia principalmente eólica e fotovoltaica.

A preocupação é extremamente válida principalmente considerando a abundância dessas fontes de energia no Brasil. Fala-se de 300 GW de eólica e muito mais que isso de fotovoltaica.

Também é oportuna no tempo. Atualmente a participação da eólica ainda é pequena, cerca de 5 GW num sistema com mais de 100 GW instalados, o que ainda vai permitir por alguns anos que a variabilidade dessa fonte seja coberta pela manutenção de uma “Reserva de Potencia” clássica no Brasil, entre 5 e 10% da carga.

Nos itens seguintes vou tentar dividir as sugestões para o problema em dois:

- Melhorias no *Newave*, mantendo o horizonte de 5 anos e os degraus mensais
- Nova ferramenta, complementar, com horizonte de meses e degraus horários

2. Um resumo de “para que serve o *Newave*”

O *Newave* tal como está concebido atualmente, é um modelo de simulação energética e dimensionamento do sistema de potência que parte do princípio de que se deve tentar **atender a totalidade da carga**.

O *Newave* serve para dimensionar, energeticamente, o sistema de potencia, em termos de planejamento, com um horizonte de 5 anos a frente, em degraus de 1 mês.

O *Newave* tradicional é usado para determinar a capacidade de geração hidráulica e térmica necessárias para atender um determinado nível de carga do SIN com uma determinada confiabilidade. A confiabilidade é expressa em porcentagem dos casos de afluência onde a totalidade da carga não consegue ser atendida. Uma confiabilidade de 95% significa que em 5% das séries de afluições simuladas não foi possível atender a carga integralmente. O *Newave* trabalha com uma incerteza hidrológica enorme: para ele todas as séries de afluições podem ocorrer, desde as muito molhadas até as muito secas.

O *Newave* parte da ideia que no último mês do último ano os reservatórios equivalentes de cada região do sistema estarão cheios. O *Newave* inicia simulando o sistema regressivamente, do futuro para o presente. O tempo todo ele está verificando o balanço energético geração carga e verificando o nível dos reservatórios. Para cada curva de afluência, se o nível dos reservatórios cai muito, ele aumenta a geração térmica e recomeça a simulação até que, ou ele chegue ao tempo de hoje, ou ele conclua que não há capacidade de geração térmica e/ou

de armazenamento suficiente para atender a carga integralmente. Uma incerteza na ocorrência da carga pode ser acrescentada simulando algumas alternativas de séries sintéticas de curvas de carga que sejam plausíveis de ocorrer no horizonte de 5 anos, tais como carga para uma economia em recessão, estável ou em crescimento.

O importante é entender que na fase de estudos energéticos plurianuais, as plantas eólicas e as fotovoltaicas podem ser tratadas como sendo eminentemente fontes de energia (MW mês), embora com uma variabilidade extremamente forte. A sequência de despachos em cada simulação de uma série sintética seria a seguinte:

- Primeiro despachar, alocando na base da curva de carga, todas as nucleares, porque elas não têm capacidade de seguir carga.
- A seguir despachar toda a energia eólica disponível evitando desperdiçá-la o máximo possível;
- A seguir despachar toda a energia fotovoltaica disponível cuja variabilidade é supostamente um pouco menor do que a eólica.
- A seguir despachar a hidráulica tentando verter o mínimo possível.
- E por fim se necessário, complementar com geração térmica tentando gerar o mínimo possível para atingir o nível e armazenamento desejado, o que resulta então no custo mínimo de operação.

3. O que seria necessário acrescentar ao *Newave* para ele ficar atualizado

Aceitando como válido o procedimento descrito acima, a ferramenta *Newave* precisa apenas pequenas adaptações para poder incorporar com mais precisão as novas fontes de geração, eólica e fotovoltaica. Do mesmo modo que para a energia hidráulica, as disponibilidades de energia eólica e fotovoltaicas deveriam ser expressas em termos de séries sintéticas de valores médios mensais para os 5 anos de simulação.

Como já foi dito antes, no *Newave* não há qualquer mecanismo de precificação geração x carga que possa atuar na curva de carga fazendo com que ela suba ou desça em função do preço da geração. Qualquer esforço nesse sentido (por exemplo, racionamento de energia) ocorre em situações extremamente raras, não regulamentadas no sistema brasileiro e se for necessário, tem que ser feito por fora do *Newave* atuando nas séries de curvas de carga a serem simuladas. No entanto, caso seja instituído no Brasil um mecanismo de controle de carga baseado em precificação da geração, é possível automatizar esse mecanismo no *Newave*, atuando nas séries de carga a serem simuladas.

4. Nova ferramenta, complementar, para variabilidade eólica e fotovoltaica

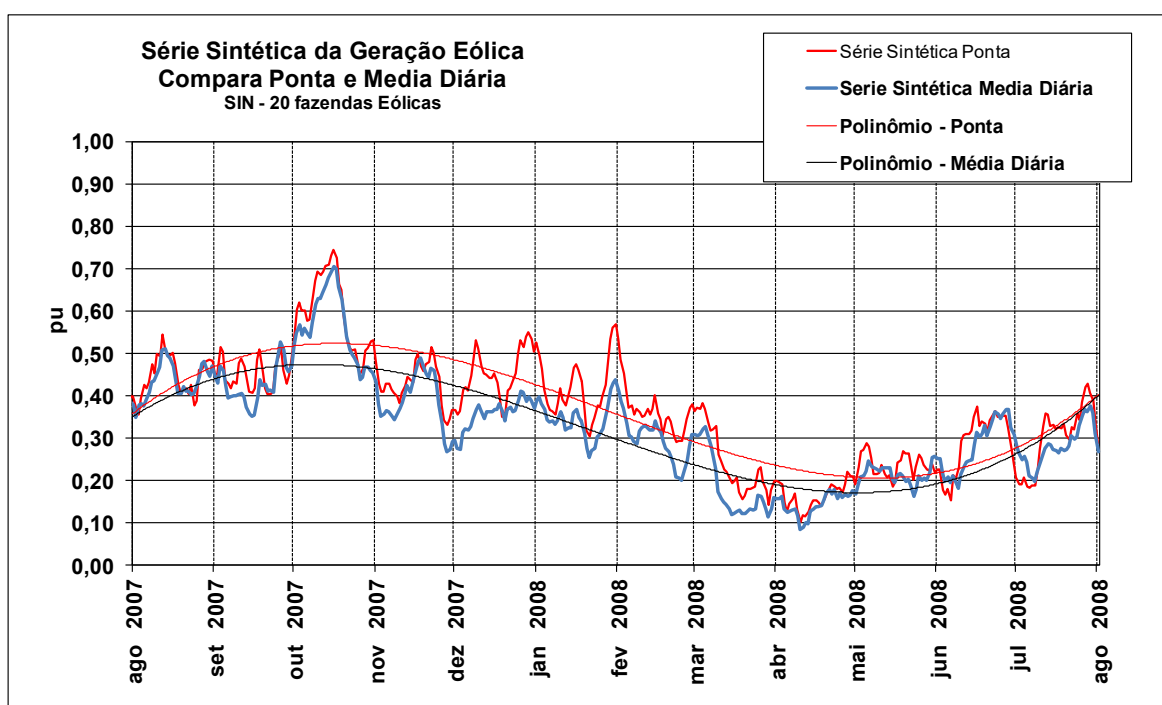
A experiência disponível é apenas para geração eólica que aparentemente tem variabilidade maior do que a fotovoltaica. Foi desenvolvida experimentalmente simulando o período de agosto de 2007 até agosto de 2008, apenas para a geração média e geração de ponta porque eram as únicas que tinham dados disponíveis.

Uma descrição mais detalhada dos textos que se seguem está disponível na tese de doutorado “Integração em Larga Escala de Geração Eólica em Sistemas Hidrotérmicos”¹ de 2012 por Johann Michael Steinberger, empregado da Eletrobras.

Foram selecionados trechos do texto da tese que ressaltam a variabilidade da geração eólica e que resumem um algoritmo de simulação. O objetivo é que eles possam servir de sugestão embrionária para a nova ferramenta pretendida.

4.1 Entendendo a variabilidade eólica

O gráfico abaixo ilustra o comportamento de uma série sintética de geração eólica para todo o sistema interligado brasileiro. As gerações estão em pu, de modo a ressaltar o efeito da variabilidade.



É importante ressaltar que

- Os menores valores de geração eólica média diária e o menor valor de ponta de ponta ocorreram em abril de 2008 e são da ordem de grandeza de 0,1 pu.

¹ Tese disponível em <http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2012092401.pdf>

- Os maiores valores ocorreram em outubro de 2007, justamente quando ocorre a afluência mais baixa.

4.2 Visão geral do algoritmo de simulação

O para estudar a expansão do SIN através da inserção de eólicas em larga escala o sistema é simulado através de diversos algoritmos determinísticos. No entanto é sabido da natureza randômica das afluências e eventualmente também dos ventos. Para conciliar a simulação de fenômenos randômicos com algoritmos determinísticos serão escolhidos cenários que sejam significativos na determinação das condições mais importantes de funcionamento do SIN.

O cenário de afluência baixa vai indicar que a disponibilidade eólica é suficiente para garantir o suprimento de determinada carga mesmo em condições consideradas adversas. O cenário de afluência crítica vai indicar que a disponibilidade eólica é suficiente para suprir determinada carga mesmo que ocorram situações extremamente adversas. Embora não esteja contemplado neste trabalho, também se poderia pensar em um cenário de condições extremamente favoráveis onde haveria excesso de disponibilidade de energia hidráulica e eólica simultaneamente.

Cada algoritmo usa como elementos básicos três balanços:

- O balanço de potência média diária produz como resultado principal a geração hidráulica necessária para equilibrar dia a dia o balanço carga X geração.
- O balanço de energia hidráulica nos reservatórios recebe como dado de entrada a geração hidráulica calculada no balanço anterior e produz como resultado principal o nível de armazenamento no reservatório resultante dessa geração.
- O balanço de ponta produz como resultado os valores de geração hidráulica, térmica e eólica necessários para atender à carga na hora da ponta.

A formulação das equações pode ser encontrada no texto da tese.

Petrobras

Dean William Carneis

18/08/2017 17:52

Contribuição da Petrobras para a Consulta Pública 034/2017

Segue documento contendo as contribuições da Petrobras

08181752_petrobras

Consulta Pública Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**Comentários Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.**

A Petrobras encaminha suas contribuições ao documento “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”, por meio da Consulta Pública nº 34, de 07/07/2017, promovida pelo Ministério de Minas e Energia.

Primeiramente, a Petrobras congratula o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), instrumento de grande relevância para o processo de planejamento energético do Brasil. Neste sentido, as contribuições apresentadas pela Petrobras têm por objetivo contribuir para o refinamento das projeções e análises apresentadas no PDE 2026, participando, desta forma, da construção deste importante elemento no processo de formulação de políticas públicas e de tomada de decisão por agentes privados e novos investidores.

No que diz respeito ao Capítulo 2 - Demanda de Energia, a Petrobras sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem impactos sobre o consumo de gás natural a partir da implantação do programa “Gás para Crescer”.

Adicionalmente, foi observado que a projeção de carga de energia elétrica do cenário de Referência, dado o seu cenário econômico, apresenta-se em linha com a projeção elaborada pela Petrobras no seu planejamento. Sugere-se, contudo, a elaboração de cenários para diferentes premissas de ganhos de eficiência e de participação da geração distribuída, conforme feito no cenário Alternativo para o crescimento econômico.

Quanto à demanda energética do setor industrial, o PDE destaca (página 30) que “ganham participação fontes¹ com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa. O único grupo de fontes renováveis que perde espaço até 2026 é o de lenha e carvão vegetal”. Contudo, tem-se observado nos últimos anos uma maior penetração da biomassa no mercado industrial, principalmente, de cavaco de madeira de eucalipto. Esse energético está sendo considerado na lenha ou nas demais fontes (outras renováveis)? Se sim, justificar os fatores que levariam a inflexão desta tendência.

Com relação ao Capítulo 3 - Geração de Energia Elétrica, observa-se que, na página 58, o PDE destaca como premissa o “Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio com crescimento de 1% ao ano até 2020, de acordo com recomendação de uso para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e crescimento de 6% ao ano após 2021”. Sugere-se maiores esclarecimentos que justifiquem o crescimento de 6% no período após 2021, visto que até 2020 foi considerado 1% de crescimento e que a renegociação do Tratado de Itaipu será somente em 2023 (possibilidade de venda do excedente energético paraguaio para terceiros). Ademais, sugere-se acrescer alguma consideração sobre os possíveis impactos da revisão do Tratado de Itaipu após 2023.

Outro ponto importante é que, tanto no caso base quanto nas sensibilidades adotadas, as projeções de CMO trazem valores abaixo das estimativas de CME apresentadas na Nota Técnica da EPE anexa ao PDE 2026. Embora seja reconhecível a evolução da metodologia de cálculo do CME e a consideração das alternativas para ampliação da capacidade de potência, as curvas de CMO não parecem um bom indicativo de preços para os agentes.

Com relação à geração térmica, o PDE 2026 (página 59) considera que todas as termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel serão retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos. Nesse ponto, propõe-se que em cenários alternativos seja considerada a manutenção das usinas térmicas, que poderiam ser consideradas como mais

¹ São elas: a eletricidade, os derivados da cana e as demais fontes, em especial a lixívia obtida no processo produtivo da celulose.

uma ‘Alternativa de Ponta’, caso as demais não se tornem viáveis técnica e/ou economicamente.

Quanto ao Armazenamento de Energia, dentro do tópico ‘3.3.1 Alternativas para ampliação da capacidade de potência’, na página 69, afirma-se a respeito dos sistemas de baterias para armazenamento de energia que “é esperado que os preços sofram uma queda expressiva nos próximos anos, caindo pela metade nos próximos 5 anos”. Mais adiante, no item ‘3.5.2.3 Caso 4: Expansão Considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica’, na página 87, não fica claro se essa redução de custo de bateria foi considerada, pois a análise aborda somente o custo do CAPEX para instalação do módulo fotovoltaico.

Adicionalmente, foi citada na página 89 uma Tabela 10 que apresentaria cenários de geração, porém a mesma não se encontra no documento². Sendo assim, propõe-se ajuste nesse ponto.

A Petrobras sugere ainda reduzir o período a ser utilizado no histórico das ENAs dos quatro subsistemas, que são utilizados nos modelos de planejamento e operação do setor elétrico. Verifica-se que as vazões estão em desacordo com as médias históricas atuais, especialmente no submercado Nordeste.

Quanto ao Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural, a Petrobras sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem outros fatores além dos apresentados no Box 5.1³, destacando-se (i) a regulação do mercado offshore no Brasil para o decênio, considerando o calendário de rodadas de licitação, diferentes regimes de contratação e níveis de exigências de conteúdo nacional; (ii) uma possível concorrência que o país enfrentará de outros atores, como o México e os EUA (Golfo do México), pelos investimentos das *International Oil Companies* no segmento offshore; (iii) o impacto de gastos requeridos para o descomissionamento de campos maduros offshore considerando uma situação de restrição de CAPEX; e (iv) diferentes taxas médias de declínio dos campos offshore.

Para o Capítulo 6 - Abastecimento de Derivados de Petróleo, a Petrobras observa que suas projeções para o mercado até o ano de 2026, horizonte do PDE, apontam para uma recuperação da demanda de derivados para os patamares observados em 2014. De forma complementar ao assinalado anteriormente, os volumes apresentados no PDE 2026 para a produção interna de diesel estão significativamente abaixo do esperado pela Petrobras. Da mesma forma, os balanços de QAV apresentados indicam a necessidade de importações do produto em patamar superior ao esperado.

Pelo lado da oferta e, considerando a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em dezembro/2014, associada à busca de parcerias para a finalização de suas obras, conforme apresentado no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras para o período 2017-21, a Petrobras sugere que a EPE aprofunde seus estudos no que diz respeito à indicação de existência de espaço para a construção de novas refinarias até 2026⁴. Corroborando com a afirmação anterior, a disponibilidade de infraestrutura logística no país para a importação dos principais derivados, como complemento à produção local.

² A Tabela 10 que aparece na página 85 trata de data de entrada em operação de hidrelétricas.

³ O Box 5.1 (“e se houver atraso na entrada dos módulos destinados à produção do Pré-sal? Qual o impacto na produção de petróleo e de gás natural?”) apresenta um exercício do impacto na produção futura devido a atrasos na entrada em operação de novas UEPs em decorrência de complicações advindas do cumprimento de exigências de conteúdo local e de desafios tecnológicos.

⁴ Pag. 164 do documento em consulta pública: “O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2026, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período.”.

É apresentada no documento em consulta pública a indicação de implantação de novas unidades de hidrotreatamento em refinarias do Sistema Petrobras⁵. Sobre este ponto, a Petrobras esclarece que está permanentemente buscando alternativas para a otimização do seu parque de refino e, conseqüentemente, avaliando a realização de investimentos em suas unidades. No momento, a Petrobras está avaliando sua carteira de investimentos para o horizonte 2018-22.

Quanto às perspectivas de preços de petróleo e derivados, a Petrobras sugere a realização de exercícios de sensibilidade em um cenário de preços de petróleo mais baixos, considerando menores investimentos em projetos de produção de petróleo e diferentes taxas médias de declínio para os campos produtores *offshore*.

Outro ponto apresentado no Capítulo 6 diz respeito à introdução da nova especificação do bunker a partir de 2020, conforme proposto pela Organização Marítima Internacional. Considerando a relevância do tema para a indústria de refino, a Petrobras sugere a inclusão de análises quantitativas no PDE 2026, complementando as análises qualitativas já apresentadas.

No que se refere ao Capítulo 7 - Oferta de Gás Natural, a Petrobras considera otimista a visão apresentada sobre o volume de gás a ser importado da Bolívia frente às dificuldades já existentes para atendimento do mercado interno daquele país e demandas por importação do Brasil e Argentina. Diante do exposto, a Petrobras sugere a revisão dos números apresentados, podendo-se, inclusive, utilizar valores diferentes para os períodos até 2021 e após 2022, ou a realização de exercícios prospectivos que contemplem a visão apresentada. Quanto à importação de GNL, a Petrobras sugere a inclusão de exercício prospectivo que considere a desmobilização do terminal de Pecém para a atividade de regaseificação de gás natural.

No Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis, a Petrobras sugere a inclusão de cenários alternativos para a oferta de etanol no Brasil no PDE 2026, partindo, particularmente, das incertezas advindas do mercado mundial de açúcar e da qualidade da cana de açúcar produzida no país. Ressalta-se que a oferta de açúcar por outras regiões, como Europa e Tailândia, e o ritmo de aumento de consumo com o crescimento econômico e urbanização de economias emergentes são variáveis que impactam diretamente o mercado internacional de açúcar e, conseqüentemente, a oferta de etanol no Brasil. Da mesma forma, há indefinições quanto à taxa de reforma dos canaviais nos próximos anos.

Em complemento ao exposto no parágrafo anterior, a Petrobras reforça que a construção de visões alternativas para a oferta de etanol, identificando os direcionadores de trajetórias distintas, é instrumento de suma importância na formulação de uma nova política de biocombustíveis para o país.

Ainda com relação à oferta de biocombustíveis, a Petrobras corrobora com as projeções apontadas no PDE 2026 para mandatos de biodiesel, ressaltando que essas são aderentes às suas projeções e estão alinhadas com as tendências mundiais, considerando a produção pelas rotas de transesterificação.

Adicionalmente, a Petrobras sugere uma revisão nos números apresentados para a demanda de gás natural no ano base do PDE (2016), além de outras pequenas verificações de consistência⁶.

⁵ Página 173 do documento em consulta pública: “Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do bunker, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S 1800 até 2026, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino, em especial na Reduc (RJ) e na RLAM (BA), nas quais se evidencia mais fortemente limitações na capacidade das unidades de hidrotreatamento (HDT) de derivados médios.”

⁶ No gráfico 20 da página 36, cabe revisar a unidade mencionada (106 m³/d). Segundo dados do Boletim de Gás Natural, publicação do MME, o consumo total de gás natural em 2016 de 80,26 milhões m³/d, diferentemente dos 35,8 milhões m³/d apresentados. Da mesma forma, os dados divulgados no balanço de gás natural seco para o ano de 2016 estão diferentes dos dados divulgados no BEN 2017 (As principais diferenças estão no consumo final não energético, no setor energético e no industrial). Nos gráficos 22 e 23, para estar de acordo com os dados, a unidade a ser referenciada deveria ser GW médio.

Elektro Redes S.A.

Thiago

18/08/2017 18:53

ATRASSO EM OBRAS ENERGÉTICAS

A contribuição relata o atraso de obras energéticas além de solicitar ampliação no prazo para contribuição mais aprofundada.

08181853_elektro re



CONTRIBUIÇÕES CONSULTA PÚBLICA 034/2017

ELEKTRO REDES S/A

Plano de Expansão de Energia 2026

1. VISÃO GERAL

O Plano de Expansão de Energia é um dos direcionadores de planejamento mais relevantes no âmbito do setor elétrico, responsável por apresentar uma visão integrada da expansão da oferta e da demanda do setor energético por 10 anos. É um balizador de expectativas, contribuindo explicitamente para o desenvolvimento setorial.

É imperioso que este Plano de Expansão seja elaborado de forma transparente e clara, para que os agentes possam basear suas expectativas nas melhores estimativas possíveis.

Aplauda-se o rito da Empresa de Pesquisa Energética de revisar anualmente o Plano, por meio de uma Consulta Pública que garante clareza, ampla participação e transparência no processo.

Neste cenário, trazemos aqui considerações que julgamos importantes ser consideradas no planejamento dos próximos 10 anos.

2. DO PRAZO

Primeiramente, cabe registrar que um documento tão relevantes e que contém tantos detalhamentos deve ser examinado extensivamente. Assim, destacamos a insuficiência do prazo concedido para análise e apresentação de eventuais contribuições ao PDE. Trata-se de trabalho extremamente técnico, complexo e extenso, havendo dados que



demandam o estudo aprofundado para a construção de considerações seja efetivas. Ressalta-se o exposto na Lei nº 9.784/1999 (grifou-se):

*Art. 31. Quando a matéria do processo envolver **assunto de interesse geral**, o órgão competente poderá, mediante despacho motivado, abrir período de consulta pública para manifestação de terceiros, antes da decisão do pedido, se não houver prejuízo para a parte interessada.*

*§ 1o A abertura da consulta pública será objeto de divulgação pelos meios oficiais, a **fim de que pessoas físicas ou jurídicas possam examinar os autos**, fixando-se prazo para oferecimento de alegações escritas.*

*§ 2o O comparecimento à consulta pública não confere, por si, a condição de interessado do processo, mas **confere o direito de obter da Administração resposta fundamentada**, que poderá ser comum a todas as alegações substancialmente iguais.*

É claro, portanto, que a Lei previu como dever da Administração Pública dar conhecimento à sociedade quando envolver assunto de interesse geral, proporcionando aos administrados ofertar contribuições à consulta pública. Entretanto, não basta a abertura da consulta pública, mas sim que haja tempo suficiente para conhecer o material em análise, sem o qual sua finalidade estará prejudicada.

Por tais razões, a Elektro entende que o prazo para análise e construção de eventuais contribuições – apesar de prorrogado em 12 dias - foi insuficiente para a plena análise do PDE 2026, haja vista a matéria envolvida, sendo razoável a abertura de novo prazo para futuras contribuições.

Alternativamente, poder-se-ia pensar em um mecanismo em que os agentes possam fazer contribuições ao longo do estudo de maneira a tornar o documento mais cooperativo.



3. DO ATRASO EM OBRAS ENERGÉTICAS

Atualmente, o setor elétrico apresenta atrasos crônicos de obras. Apesar disso, o Plano não aborda tal tema, senão marginalmente. Entende-se que o setor elétrico apresenta, constantemente, relações simbióticas nas quais uma grande obra tem sua efetividade prejudicada sem a existência de obras auxiliares.

Tais atrasos atualmente são passíveis de punição aplicadas pela ANEEL, que visam incentivar a assertividade dos agentes em relação aos cronogramas de obras. Contudo, mesmo com as punições, os atrasos em obras de grande porte continuam acontecendo de forma recorrente. Nesse sentido, o planejamento setorial precisa ser feito observando as inter-relações entre as obras, buscando a realização das licitações em prazos adequados para a implantação dos empreendimentos de modo sistêmico, de forma a minimizar as chances de atrasos que comprometam a segurança de suprimento..

Observa-se que o problema nos atrasos de obras é generalizado, afetando, inclusive, empresas que empreendem todos os esforços necessários para o cumprimento do cronograma. Esses atrasos são causados tanto por problemas de planejamento quanto por questões alheias a gestão dos agentes.

Um dos exemplos mais emblemáticos a ser destacado é o dos empreendimentos sob responsabilidade Abengoa. Em decorrência de dificuldades financeiras da matriz da companhia, que culminaram em processo de recuperação judicial, a empresa não foi capaz de cumprir os prazos acordados no contrato de concessão. Uma análise conservadora do setor indicou que tais empreendimentos, atualmente, têm conclusão prevista apenas para 2023, prazo que representa entraves de escoamento de energia para o sistema como um todo.

Uma das causas para os atrasos citados acima é o licenciamento ambiental. Para esse tema, deverá ser revista a forma de atuação quanto



às licitações dos empreendimentos sem uma análise prévia detalhada. Paralelamente, deve ser reforçado o relacionamento com todos os órgãos competentes envolvidos no processo, de modo a agilizar a obtenção dos licenciamentos necessários para construção dos empreendimentos.

Finalmente, propõe-se um mapeamento das obras com relações de dependência direta entre si, ou seja, obras cujo atraso impediria ou afetaria significativamente a operação de outra obra. Além disso, reforçamos a necessidade de realização das licitações com prazos adequados e de acompanhamentos/fiscalizações durante toda a fase de construção dos empreendimentos, de forma a diminuir a ocorrência dos atrasos.

SAESA

Emerson Luiz Vilanova Domanski

18/08/2017 18:59

Contribuição SAE - CP MME 034_2017 - PDE 2026

Contribuição SAE para o PDE 2026

08181859_saesa

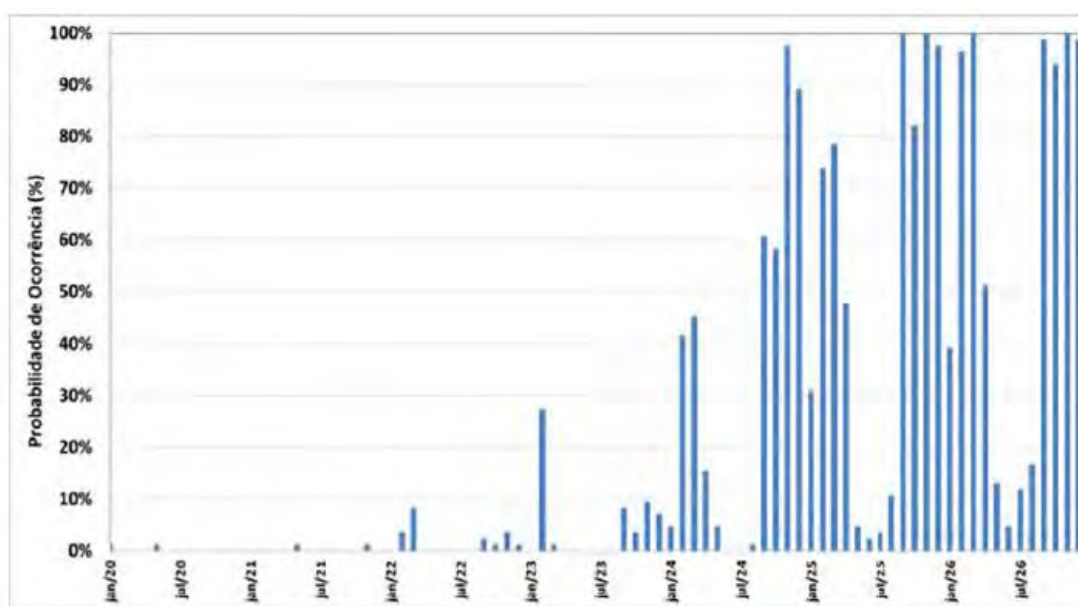
Contextualização

A Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”), com o intuito de contribuir para o aprimoramento e o desenvolvimento do Setor Elétrico na proposta do Plano Decenal de Energia 2026, objeto da Consulta Pública MME nº 34/2017 (“CP34”), apresenta abaixo e em maior detalhe os pontos que julga merecer maior atenção.

1. Expansão da oferta predominantemente por fontes intermitentes, efeitos e riscos para as usinas hidráulicas

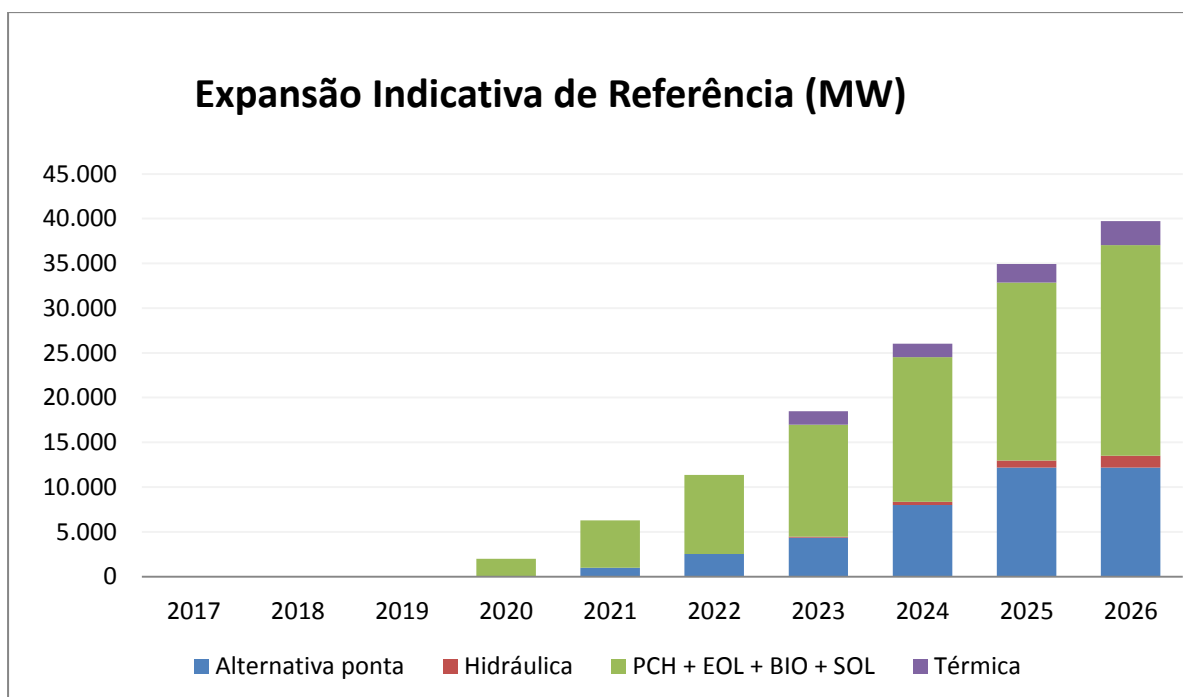
Nos preocupa muito saber que a expansão indicada por essa EPE está baseada em fontes intermitentes, visto que tais fontes reconhecidamente não são capazes de fornecer a robustez que o sistema necessita.

Conforme indicado pela própria EPE na minuta do Plano, através do gráfico abaixo, é de conhecimento que teremos sérios problemas para atendimento da demanda de potência a partir do 2º semestre de 2024.



Tais problemas deverão ser agravados se não for feito um redirecionamento dos investimentos. Um país com tamanho potencial hídrico como o brasileiro não deveria prescindir desse privilégio, expondo-se a riscos de confiabilidade e de elevação da volatilidade dos preços.

Conforme podemos observar no gráfico exposto na página seguinte, dos quase 40 GW previstos para a expansão neste plano apenas 1,3 GW são de UHEs. Estamos falando de menos de 5% da oferta total projetada, o que indica uma involução em termos de confiabilidade.



Na mesma linha da contribuição ofertada à Consulta Pública MME nº 33/2017, cabe também destacar os problemas que as usinas hidráulicas vêm enfrentando nos últimos anos.

Por exemplo, o reconhecimento apenas da GFOM como parcela do deslocamento hidrelétrico não é correto. **Deve ser considerado o deslocamento provocado pelas fontes renováveis intermitentes não controláveis (solar, eólica, biomassa, etc.),** que tem contribuído para o acentuamento do GSF nos últimos tempos devido ao tratamento inadequado por parte do Poder Concedente.

Adicionalmente, a política operativa do ONS, onde a geração hidráulica não gera prioritariamente na base, introduziu uma distorção relevante na percepção de risco dos empreendedores em geração hidráulica, demandando uma correção estrutural do MRE (**saneamento de tudo que não seja risco hidrológico**), sob pena de inviabilidade dos atuais e futuros empreendimentos.

Aliado a isso, fatores como (i) elevado número de Leilões de Energia Reserva dos últimos anos basicamente com fontes intermitentes (fonte eólica e solar) na modalidade de contratação por disponibilidade; (ii) restrições na transmissão em que muitas vezes existem condições plenas de geração de energia hidráulica, mas que não ocorrem devido aos limites de escoamento; (iii) o papel do submercado SE/CO como provedor da reserva operativa da região Nordeste, dado que isto atualmente causa enorme prejuízo aos geradores hidráulicos; não atrelados à hidrologia impactam severamente o GSF.

Outro ponto que foi levantado na minuta no Plano foi a necessidade de compatibilização dos modelos atualmente empregados para formação de preço. Temos hoje os preços dados ex-ante, base semanal, e a EPE entende que o desejável é que as ferramentas consigam ter maior granularidade temporal, se possível horária.

Aproveitando esta mesma discussão, não seria pertinente questionarmos a viabilidade da manutenção do modelo de formação de preços marginalista?

Tal pergunta é posta pelo fato de o Brasil ter uma matriz ainda predominantemente hidráulica, ou seja, geração fortemente baseada em custos fixos. No entanto, o que vemos atualmente são usinas térmicas que contribuem incrementalmente para o suprimento, porém afetam drasticamente o custo de operação do sistema. Talvez seria apropriado realizar um estudo quantitativo e qualitativo visando identificar os benefícios de um sistema baseado em custo médio e com menor volatilidade, fator este que afugenta investimentos de longo prazo e diminui a atratividade do Setor Elétrico Brasileiro.

2. Reserva operativa do sistema

Conforme manifestações da SAE junto à ANEEL e ao ONS quanto as políticas que vem sendo adotadas para Reserva de Potência Operativa – RPO, cabe destacar os impactos decorrentes da metodologia que se propõe para a Reserva de Potência Operativa – RPO.

Pontua-se os seguintes itens que impactam comercialmente os geradores hidráulicos:

- A SAE entende o desafio do Operador relacionado ao dimensionamento e à alocação da Reserva de Potência Operativa para garantia da segurança sistêmica face à expansão da fonte eólica na matriz energética brasileira.
- Destaca-se que a metodologia proposta com aumento para 5% de RPO acentuará ainda mais o deslocamento hidráulico, aprofundando ainda mais o GSF. Este fato ocorre principalmente devido a alocação de folga e reserva de geração para suprir a alta variabilidade das eólicas como RPO, diminuindo assim a geração hidráulica, visto que são justamente essas usinas hidráulicas que atuam na estabilidade do sistema com Controle Automático da Geração (CAG), ocasionado pela intermitência da fonte eólica e oscilações na carga. Assim, o Operador preserva a geração hidráulica com o intuito de que numa

eventual necessidade de CAG haverá disponibilidade para atuação dessas usinas.

- Além disso, ocorre redução das sobras do Excedente Financeiro, que nas Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é denominada TAJ, conforme explanado em detalhes pela APINE junto a ANEEL. Com as usinas hidráulicas reservadas para a operação do CAG não há sobras financeiras suficientes para cobertura das possíveis exposições residuais. As regras estabelecem que na ocorrência dessa situação, mesmo que o objetivo dessa RPO seja a garantia da estabilidade da rede, os custos vinculados são arcados pelos geradores pertencentes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mesmo estes atuando quase que exclusivamente para alcançar o objetivo proposto da RPO. Os valores de TAJ de Janeiro de 2016 à Junho 2017 causaram um impacto financeiro de aproximadamente R\$ 32 milhões somente para a UHE Santo Antônio.

Considerando o exposto, a SAE solicita que sejam tomadas medidas para expurgar tais impactos comerciais na contabilização e liquidação dos agentes de geração participantes do MRE, uma vez que se tratam de riscos não gerenciáveis pelos geradores e não hidrológicos.

Voith Hydro Ltda

Danilo Augusto Salgado

18/08/2017 20:11

Contribuições da Voith Hydro Ltda à Consulta Pública no 34 do MME

Contribuições da Voith Hydro Ltda à Consulta Pública no 34 do MME

08182011_voith hydr

Consulta Pública MME nº34 de 07.07.2017
Plano Decenal de Expansão de Energia 2026
Contribuições Voith Hydro Ltda.

Em relação ao item 3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA, a Voith Hydro Ltda faz os seguintes comentários:

Texto PDE2026:

“USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

As usinas hidrelétricas reversíveis se apresentam como uma alternativa bastante atraente para o atendimento a ponta. Sua operação se caracteriza pelo bombeamento da água de um reservatório inferior para um reservatório elevado, em períodos de menor demanda, fornecendo potência ao sistema durante os períodos de maior demanda. Entretanto, o balanço energético dessas usinas é negativo, ou seja, a energia gerada corresponde a cerca de 80% da energia consumida para bombear. O dimensionamento dessas usinas depende do número desejado de horas dos ciclos de geração, bem como o desnível entre os reservatórios superior e inferior e o volume disponível para armazenamento da água, a depender das condições topográficas.

Estudos elaborados nas décadas de 70 e 80 indicam que o Brasil dispõe de elevado potencial para desenvolvimento de usinas reversíveis, inclusive na região Sudeste. É importante, dessa forma, atualizar e aperfeiçoar os estudos para identificação dos sítios mais atrativos para implantação de usinas reversíveis, além de aprofundar os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental.”

Comentário Voith Hydro:

A crescente inserção de fontes intermitentes no sistema resultará na necessidade de armazenamento de energia. Nas últimas décadas, a expansão das hidrelétricas foi feita com projetos a fio d'água, sem capacidade de armazenamento relevante. As usinas hidrelétricas reversíveis poderiam compensar este fato ao incrementar a energia armazenável do sistema.

Energia Armazenável nos Reservatórios que representam ¼ do armazenamento do SIN, em GW.mês

Fonte: Volume Útil dos Principais Reservatórios (ONS). Análise Voith Hydro.

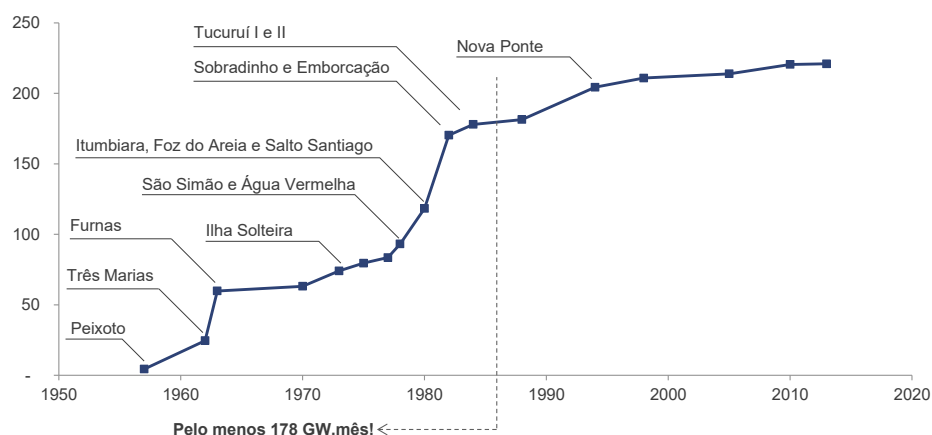


Figura - Os reservatórios das antigas usinas são a garantia do nosso sistema

O texto cita que as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) operam bombeando água nos períodos de menor demanda e turbinando nos períodos de maior demanda. O texto está correto, mas trata-se de uma visão clássica, pois a tecnologia das usinas hidrelétricas reversíveis avançou significativamente nos últimos anos.

Por exemplo, a usina hidrelétrica reversível pode passar pelo ciclo bombeamento-turbinamento dezenas de vezes durante o dia. Além disso, com tecnologias como o “curto-circuito hidráulico” pode-se mudar de modo operativo em poucos segundos, uma flexibilidade que permite subtrair ou adicionar potências da ordem de GWs à rede elétrica muito rapidamente, favorecendo a estabilidade de frequência do sistema.

O texto também menciona que a eficiência da usina é de cerca de 80%, mas hoje, com máquinas de velocidade variável (duplamente excitadas) é possível garantir elevados rendimentos para amplas faixas de vazões e queda. Esta tecnologia permite que a faixa de variação dos níveis dos reservatórios seja muito maior, reduzindo a área alagada para um mesmo volume armazenado do que uma tecnologia mais antiga.

Os estudos realizados nas décadas de 70 e 80 já identificaram muitos aproveitamentos e alguns deles já foram extensivamente estudados, mas que ainda não foram viabilizados por falta de incentivo regulatório, pois não é prevista remuneração específica para o armazenamento de energia.

Entendemos que seria muito relevante para o setor elétrico brasileiro que o PDE2026 já considerasse uma lista de projetos reversíveis de caráter indicativo (assim como ocorre para as UHEs convencionais) e que o incentivo regulatório fosse estruturado.

Texto PDE2026:*“REPOTENCIAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES*

Com relação à repotenciação e motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes, a viabilidade técnica e econômica das alternativas deve ser avaliada caso a caso, pois as condições podem variar imensamente. Nesse caso também é possível obter algum benefício energético, em função de redução de eventuais vertimentos, ocasionando algum ganho na garantia física da usina. Para a efetiva quantificação da contribuição dessas usinas é fundamental que se ateste a disponibilidade hídrica, além de verificar se a ampliação não acarretaria violação de restrições operativas, tais como vazão máxima defluente, vazão mínima defluente, taxa máxima de variação da vazão defluente, nível máximo e nível mínimo. Nesse contexto, a EPE realizou estudo sobre a viabilidade técnica e econômica para algumas UHE, publicado na NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0.

Especialmente no caso de instalação de unidades geradoras adicionais, os custos variam muito entre as UHE candidatas. Usinas que já tenham blocos construídos em condições de receber as novas unidades geradoras podem resultar em projetos mais atrativos, enquanto outros casos demandam obras de maior complexidade e custos.”

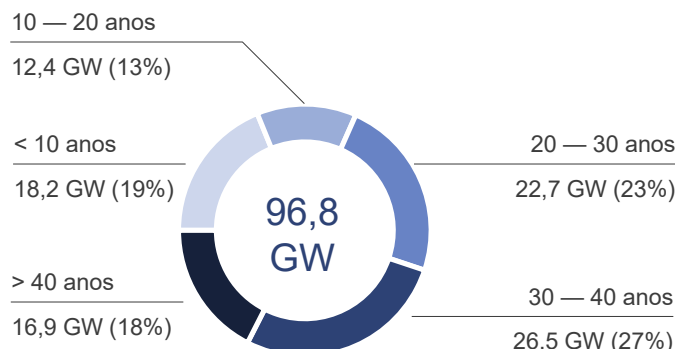
Comentário Voith Hydro:

Os ganhos de geração baseados somente em energia firme podem não ser suficientes para a viabilidade econômica de projetos de modernização, ampliação e motorização de usinas hidrelétricas existentes, afetados primariamente pelo tempo de retorno do investimento. Sugere-se a quantificação e subsequente inserção deste potencial energético oriundo de modernizações com ganhos de rendimento e/ou potência no PDE2026, garantindo assim a contribuição otimizada das usinas existentes que podem incrementar a produção de energia do sistema.

O parque hidrelétrico brasileiro, instalado em boa parte nas décadas de 60 e 70, ainda não foi modernizado em sua totalidade. Usinas que somam cerca 25 GW de capacidade instalada poderiam ser atualizadas tecnologicamente em curto prazo, incrementando suas potências e rendimentos médios aumentando sua produção de energia.

Idade das Usinas Brasileiras, em anos

Fonte BIG (ANEEL). Análise Voith Hydro.

**Figura: Metade do parque hidrelétrico brasileiro já está em idade de modernizar**

A motorização adicional em usinas existentes, isto é, a instalação de máquinas novas em poços existentes onde não foi instalada uma unidade geradora quando da construção da usina é outro recurso não explorado em sua totalidade que poderia contribuir para:

- Aumento da oferta de energia disponível ao sistema ao turbinar um volume de água que seria vertido (desperdiçado) em momentos de abundância hidrológica e ao otimizar o despacho dos outros recursos energéticos do sistema;
- Aumento da potência instalada e da flexibilidade operativa do sistema, que contribuiria para amenizar a variabilidade de outras fontes renováveis, garantir o atendimento à demanda de ponta e fornecer serviços ancilares para regulação de tensão e frequência do sistema.

Cerca de 5 GW poderiam ser instalados em usinas que permitiriam a modulação de carga. Para análise de viabilidade técnica, deve-se considerar opções possíveis que consigam contribuir ao sistema, mas ao mesmo tempo respeite as restrições particulares de cada usina, como mencionado na nota técnica da epe. Para isso, aconselhamos alterações no *set-up* das máquinas (potência e/ou vazão) que não necessariamente necessitem ser as mesmas das unidades já instaladas, dependendo de cada usina a ser avaliada.

Geração Distribuída

Em relação ao item 3.3 do PDE2026 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta – poderia ser considerado que no Brasil há um grande número de barragens, canais de irrigação e outras infraestruturas existentes que não tiveram seus potenciais hidrelétricos aproveitados pela ausência de tecnologia eficiente para baixíssimas quedas (menores que 8 metros) à época. Atualmente há tecnologia disponível também para estes casos, mas falta mecanismo regulatório que incentive sua aplicação.

Fundação Getulio Vargas

Grupo de Direitos Humanos e Empresas da Fundação Getulio Vargas

18/08/2017 20:16

Comentários ao Plano Decenal de Energia 2026

comentários em anexo

08182016_fundação g

Seção 1 - Introdução

A implantação de empreendimentos elétricos para geração e transmissão de energia no Brasil vem sendo acompanhada de uma série de impactos nos direitos das comunidades locais¹. Em parte, isso ocorre pela falta de uma abordagem baseada na proteção dos direitos humanos e ante a ausência de mecanismos capazes de assegurar a efetiva participação das comunidades impactadas em todas as fases de planejamento, instalação e operação de grandes empreendimentos em geral.

Esse tema vem sendo objeto de uma série de pesquisas desenvolvidas pelo Grupo de Pesquisa Aplicada em Direitos Humanos e Empresas (“GDHeE”) da Fundação Getúlio Vargas (“FGV”), criado em 2013 com o objetivo de desenvolver pesquisas aplicadas para informar as políticas públicas e as práticas empresariais sobre os impactos adversos dos negócios nos direitos humanos, especialmente projetos de infraestrutura.

Em razão disso, e apesar da amplitude de temas e questões que envolvem o planejamento energético brasileiro, o foco dos nossos comentários será a relevância de que o Plano Decenal de Energia 2016 seja capaz de orientar e garantir que a tomada de decisão envolvendo a geração e o fornecimento de energia de energia, em relação às obras e empreendimentos para sua consecução, não coloque em risco ou viole direitos humanos e, para isso, garanta que a tomada de decisão envolvendo energia considere uma abordagem voltada à proteção de direitos, assim como a participação.

Os resultados das pesquisas do GDHeE embasam este documento, que compreende comentários relativos à análise socioambiental integrada e de cada fonte energética do Plano Decenal de Energia 2026 (“PDE”).

¹ Nesse sentido ver:

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil**, 2008.

INSTITUTO SOCIOAMBIENTAL. **Nota Técnica: estado de cumprimento das condicionantes socioambientais da UHE Belo Monte**, 2013, disponível em: http://www.socioambiental.org/sites/blog.socioambiental.org/files/nsa/arquivos/nota_tecnica_final.pdf

AMAZONWATCH, **Brazil's Belo Monte Dam Sacrificing the Amazon and its Peoples for Dirty Energy**, disponível em <http://amazonwatch.org/work/belo-monte-dam>

Conselho de Defesa dos Direitos da Pessoa Humana, **relatório da Comissão Especial “Atingidos por Barragens”** Resoluções nos 26/06, 31/06, 01/07, 02/07, 05/07, 2011

FGV.GDHeE, **Challenges for the protection of the rights of communities impacted by infrastructure projects in Brazil**, 2015, Disponível em: https://direitosp.fgv.br/sites/direitosp.fgv.br/files/arquivos/working_paper_challenges_for_the_protection_of_the_rights_of_communities_impacted_by_infrastructure_projects_in_brazil_1.pdf

ONU, **Relatório sobre a visita do Grupo de Trabalho Sobre Empresas e Direitos Humanos, “Brazil must move forward on business and human rights”** 2016, disponível em: <http://www.ohchr.org/EN/NewsEvents/Pages/DisplayNews.aspx?NewsID=20125&LangID=E>.

Este documento é organizado em 4 Seções, incluindo esta introdução. A Seção 2 apresenta o primeiro comentário ao PDE, tratando sobre a relevância de uma abordagem de direitos na matriz energética brasileira. A Seção 3 apresenta o segundo comentário ao PDE, abordando a necessidade de participação efetiva, transparente e informada no processo de tomada de decisão de empreendimentos energéticos. A Seção 4 conclui o documento.

Os comentários aqui contidos são apresentados ao Ministério de Minas e Energia (“MME”) e à Empresa Pública de Energia (“EPE”) no âmbito da consulta pública do PDE, aberta entre 07 de julho e 18 de agosto de 2017.

Seção 2 - Comentário 1

Não há dúvidas que o PDE reconhece a relevância de os impactos socioambientais serem considerados no planejamento do setor energético brasileiro. Logo no início do PDE, por exemplo, é afirmado que “a expansão da oferta energética deve ser feita com acesso a toda população brasileira, e **considerando seriamente os aspectos socioambientais**”² (g.n.).

Não obstante, o PDE adota uma abordagem orientada somente pelo conceito de sustentabilidade³, sem esclarecer e assegurar que os direitos humanos também precisam ser considerados como dimensão da sustentabilidade das decisões e projetos dele decorrentes.

É necessário que o PDE adote também uma abordagem de direitos, ou *rights-based approach* em inglês. Trata-se de uma metodologia que busca identificar, por um lado, os riscos a direitos humanos oriundos de determinada decisão, quem são os titulares dos direitos humanos devidos em determinada situação e quais são suas demandas e, por outro lado, quais e de quem são as obrigações frente a esses direitos. Dessa forma, a metodologia permite não somente identificar as vulnerabilidades locais, como também esclarece quais as obrigações e responsabilidades relacionadas aos direitos humanos.⁴

Em um PDE, isso significa conhecer a fundo os impactos adversos das decisões a serem tomadas ou dos empreendimentos a serem realizados nos direitos das comunidades locais e levar a sério a adoção de medidas preventivas à violações desses direitos e mitigatórias quando necessárias.

A abordagem de direitos, assim, é útil ao mapeamento dos impactos em direitos humanos. Isso não significa, entretanto, que todos os impactos mapeados poderão ser efetivamente enfrentados, uma vez que há uma limitação material e temporal para tanto. Por isso, é preciso

² PDE, 2017, p. 12.

³ Idem, p. 224.

⁴ OFFICE OF THE UNITED NATIONS HIGH COMMISSIONER FOR HUMAN RIGHTS. **Frequently asked questions on a human rights-based approach to development cooperation.** Available at: <http://www.ohchr.org/Documents/Publications/FAQen.pdf> Último acesso em ago. 2017.

que ações e direitos sejam priorizados. Dois critérios podem ser úteis para orientar a tomada de decisão: a severidade do impacto e a vulnerabilidade dos detentores de determinado direito.

Por meio do critério de severidade, evita-se que uma resposta tardia torne uma situação irremediável. Fatores que podem auxiliar a endereçar a severidade dos impactos em direitos humanos são:

- A escala do impacto, ou seja, quantas pessoas são atingidas;
- A gravidade do dano causado à comunidade impactada; e
- Se o dano é irremediável ou não, ou seja, se será possível restaurar o status anterior ao impacto ou não⁵.

Por meio do critério de vulnerabilidade, por sua vez, maior atenção é dada aos grupos mais vulneráveis, uma vez que o impacto nos seus direitos pode ter mais consequências negativas do que o mesmo impacto em grupos menos vulneráveis⁶.

Como é possível notar, a abordagem de direitos implica na identificação de cenários, a efetiva consideração dos riscos a direitos humanos de cada alternativa e um estudo profundo do território em que o empreendimento será instalado. Isso porque a efetividade de qualquer medida preventiva adotada a partir dela depende da capacidade da medida de responder às particularidades de cada situação.

Nesse mesmo sentido foi a recomendação do TCU que apurou a correlação entre a ineficiência dos empreendimentos energéticos planejados e em fase de instalação e a ausência de estudos prévios abrangentes e capazes de identificar riscos socioambientais, o quê teriam levado ao atraso das obras e à falta de coordenação entre, por exemplo, usinas e linhas de transmissão. Após trabalho de auditoria realizado no período de 2008 a 2011 com o objetivo de avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico para garantir o abastecimento do mercado nacional de energia elétrica, com segurança, eficiência e sustentabilidade, a decisão do TCU no Acórdão 1.171/2014-TCU (e decisão TCU 184/2014 - Plenário, que cobra as exigências constantes na decisão 1.171/2014-TCU), concluiu sobre a relevância da realização de "estudos de custo/benefício econômico e socioambiental referentes à escolha por tecnologias de geração de energia no Brasil. Além do esclarecimento à sociedade, o objetivo da medida pelo TCU é a identificação clara dos fundamentos da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.). Segundo o relator do processo, "o estudo determinado deve demonstrar o custo/benefício econômico, social e ambiental sistêmico da utilização de

⁵ GDHeE. **Avaliação de impacto em direitos humanos. O que as empresas devem fazer para respeitar os direitos de crianças e adolescentes?**. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, 2017, p. 83.

⁶ Idem.

cada tecnologia no caso brasileiro e, com isso, fundamentar a tomada de decisão técnica e política direcionadora do planejamento. “

A alta taxa de judicialização a que vêm sendo submetidos esses empreendimentos também são um sinal de que os direitos das comunidades locais não são considerados pelo planejamento energético brasileiro e por todas as fases subsequentes ao planejamento, incluindo o licenciamento ambiental de empreendimentos energéticos. Pesquisa realizada pelo GDHeE entre os anos 2014 e 2015 mostrou que grande parte das ações coletivas propostas contra as usinas hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte dizem respeito a demandas sociais e focam sobretudo na incompletude dos estudos realizados para sua implantação⁷ Isto posto, **reitera-se a necessidade de que o PDE utilize uma abordagem de direitos ao tratar de impactos de projeto de infraestrutura energética nos direitos humanos das comunidades locais.**

Seção 3 - Comentário 2

A participação da comunidade local em todo o processo de tomada de decisão, desde o planejamento até a operação, de qualquer projeto de infraestrutura, inclusive os energéticos, é essencial.

Há um evidente déficit de participação social no processo decisório envolvendo o planejamento energético brasileiro e também às obras e empreendimentos que visam lhe dar concretude; seja porque os mecanismos de participação disponíveis ocorrem tardiamente e, portanto, em um momento no qual as demandas da população dificilmente podem ser incorporadas; seja porque não são capazes de efetivamente envolver a sociedade e mais especificamente as comunidades impactadas.

Em geral, os mecanismos disponíveis para efetivar essa participação concentram-se no licenciamento ambiental e são os pedidos de informação, as consultas e as audiências públicas, os quais visam tratar do projeto a ser licenciado especificamente e não discutem planejamento energético ou do território que receberá o empreendimento de energia.

Assim, um dos motivos para que os mecanismos de participação disponíveis não sejam capazes de verdadeiramente incorporar as demandas da população é que eles ocorrem tardiamente.

Esse é um problema que se pode observar no caso das audiências públicas realizadas no âmbito do licenciamento ambiental. Estudo realizado pelo Banco Mundial⁸ apontou que a

⁷ SCABIN, F.S. PEDROSO-JUNIOR, N.N. CRUZ, J.C. 2015. Judicialização de Grandes Empreendimentos no Brasil: impactos da instalação de usinas hidrelétricas sobre comunidades locais na Amazônia. Revista Pós Ciências Sociais (REPOCS) – Dossiê Sociedade Ambiente e Governança, 22

⁸ BANCO MUNDIAL. Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil, 2008.

primeira audiência pública no âmbito do licenciamento ocorre, na média, 852 dias após o início do processo de licenciamento. Isto é, elas são realizadas em um momento no qual as demandas da população dificilmente podem ser incorporadas ao projeto. Neste momento do processo de tomada de decisão, não é surpreendente que as audiências em geral funcionem mais como espaço de manifestações daqueles que se opõem ao projeto do que como oportunidade de discussão das medidas mitigadoras pela comunidade afetada, tal qual como apontado pela ABEMA (2013).

Por essa razão, diversos atores percebem a audiência pública como um instrumento de baixa efetividade. Estudo realizado pelo GDHeE em 2014⁹ entrevistou 70 atores (representantes do governo, empresas e sociedade civil) e identificou diversos fatores que explicariam a baixa efetividade das audiências pública, dentre os quais destacam-se a sua realização tardia e o acesso e a qualidade da informação disponibilizada acerca dos projeto. Esses mesmos atores apontam a ausência de avaliação setorial e/ou estratégica como um dos principais gargalos para a efetiva consideração de decisões e medidas que sejam capazes de proteger o meio ambiente e aos direitos das comunidades locais.

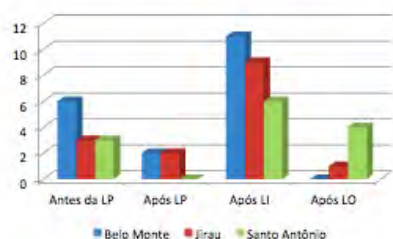
Além de constituir um canal de diálogo com a comunidade, possibilitando a incorporação das demandas da comunidade ao projeto, mecanismos efetivos de participação também aumentam a qualidade de avaliações de impacto e de planos de mitigação. No entanto, como as audiências públicas, em geral, não têm logrado alcançar estes fins, o Judiciário tem funcionado como única instância de solução de controvérsias. Interessante destacar que, em sua pesquisa sobre o setor hidroelétrico, o Banco Mundial apontou como um dos desafios do licenciamento ambiental brasileiro a frequente judicialização dos conflitos ambientais, sem que haja alternativas para resolvê-los (2008).

Neste sentido, a pesquisa “Desafios e oportunidades para o aprimoramento dos sistemas de licenciamento ambiental no Brasil: uma análise jurídica e institucional”, realizada pela FGV Direito SP, analisou todas as ações civis públicas contra as usinas de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. A análise demonstrou que, embora a maioria das ações tenha sido iniciada durante a implementação do projeto (dado que esta é a fase em que os impactos começam a ser sentidos de modo mais nítido), **elas se referiam a etapas anteriores do projeto, e em particular a fases de planejamento, questionando especialmente a ausência de participação e escuta dos impactados.** Ou seja, caso durante estas fases houvesse acontecido diálogo efetivo com a população, é possível que as demandas houvessem sido incorporadas, diminuindo a judicialização. (FGV Direito SP 2014).

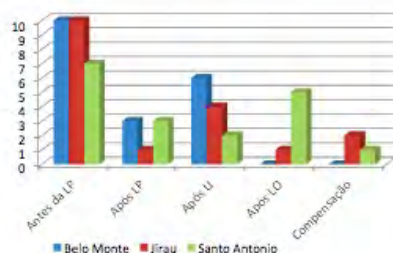
⁹ SCABIN, Flávia; PEDROSO-JUNIOR, Nelson; CRUZ, Julia. **Judicialização de grandes empreendimentos no Brasil: impactos da instalação de usinas hidrelétricas sobre comunidades locais na Amazônia.** IN: Revista Pós Ciências Sociais (REPOCS) - Dossiê Sociedade Ambiente e Governança, 2014.

Gráfico – Momentos da Judicialização

Ações Civis Públicas propostas contra Jirau, Santo Antônio e Belo Monte entre 2008 e 2014



✓ Momento do licenciamento em que ocorre a proposição das ACPs



✓ Momentos do processo de licenciamento aos quais as demandas das ACP se referem

Fonte: FGV Direito SP 2014.

Disponível em: <http://www.periodicoseletronicos.ufma.br/index.php/rpcsoc/article/view/3418>

Além do momento em que ocorre a participação, também devem ser consideradas as condições em que se dá a participação. Na pesquisa citada, em todas as ações que questionaram a participação, foram apontados também como obstáculos à participação a dificuldade sobre acesso à informação, a falta de transparência, a não consideração da condição indígena, quilombola ou tradicional da comunidade impactada.

Correlacionando esses fatores e a partir de lições que podem ser aprendidas do licenciamento ambiental, é possível inferir que a ausência da participação na etapa de planejamento energético poderia garantir o respeito aos direitos assim como a eficiência do PDE, a medida que seria capaz de evitar riscos a direitos humanos e, com isso, reduzir os altos índices de judicialização a que geralmente são expostos.

O PDE por diversas vezes reconhece a relevância da participação da comunidade local no desenvolvimento dos projetos de infraestrutura energética. Destaca-se o seguinte trecho:

“O desafio da gestão adequada dos temas socioambientais prioritários deve ser enfrentado por meio da construção de um diálogo que possa subsidiar e

integrar o planejamento de diferentes setores e possibilite a participação, em diferentes graus, das diversas entidades envolvidas direta e indiretamente no processo de planejamento, implantação e operação dos empreendimentos energéticos. **O diálogo antecipado com as partes interessadas pode fornecer informações importantes para o planejamento e a tomada de decisão, além de minimizar futuros conflitos e resolver questões que sobrecarregam o processo de licenciamento dos empreendimentos planejados.**¹⁰ (g.n.)

O PDE, entretanto, não vai além desse reconhecimento. **É necessário que o PDE reforce que a participação da comunidade impactada precisa ser efetiva, informada e transparente. A criação de espaços de diálogo, sejam eles no âmbito do licenciamento ambiental ou não, deve assegurar que as demandas das comunidades impactadas serão ouvidas e consideradas para a tomada de decisão do empreendimento. Enquanto política de planejamento setorial, cabe ao PDE orientar o setor energético nesse sentido e, atualmente, ele não o faz.**

Seção 4 - Conclusão

O presente documento teve por objetivo expor dois comentários sobre a análise socioambiental integrada e de cada fonte energética do PDE.

O primeiro comentário apontou que o PDE adota uma abordagem de sustentabilidade sem, no entanto, estabelecer que a sustentabilidade também precisa ser considerada em atenção aos direitos das comunidades que podem ser impactadas pelas decisões e projetos dele decorrentes. Uma abordagem baseada em direitos e capaz de diferenciar alternativas energéticas e locais também em vista dos riscos oferecidos às comunidades impactadas poderia efetivamente evitar e reduzir violações a direitos humanos, as quais vêm sendo apontado por uma série de relatórios e documentos oficiais¹¹.

¹⁰ Nota análise socioambiental do PDE, 2017, p. 243.

¹¹ Nesse sentido ver:

INSTITUTO SOCIOAMBIENTAL. Nota Técnica: estado de cumprimento das condicionantes socioambientais da UHE Belo Monte, 2013, disponível em:

http://www.socioambiental.org/sites/blog.socioambiental.org/files/nsa/arquivos/nota_tecnica_final.pdf

AMAZONWATCH, Brazil's Belo Monte Dam Sacrificing the Amazon and its Peoples for Dirty Energy, disponível em <http://amazonwatch.org/work/belo-monte-dam>

Conselho de Defesa dos Direitos da Pessoa Humana, relatório da Comissão Especial "Atingidos por Barragens" Resoluções nos 26/06, 31/06, 01/07, 02/07, 05/07, 2011

FGV.GDHeE, Challenges for the protection of the rights of communities impacted by infrastructure projects in Brazil, 2015, Disponível em:

O segundo comentário, por sua vez, demonstrou que não é suficiente dizer que a participação das comunidades impactadas é necessária. É preciso delinear que essa participação precisa ser efetiva, informada e transparente, adotando-se indicadores de processo que possam aferir a legitimidade dos mecanismos de participação colocados em prática; além de se dar em todos os momentos de tomada de decisão dos empreendimentos, desde o planejamento até a operação. O PDE, enquanto política de planejamento setorial, constitui momento propício para isso.

https://direitosp.fgv.br/sites/direitosp.fgv.br/files/arquivos/working_paper_challenges_for_the_protection_of_the_rights_of_communities_impacted_by_infrastructure_projects_in_brazil_1.pdf

ONU, Relatório sobre a visita do Grupo de Trabalho Sobre Empresas e Direitos Humanos, "Brazil must move forward on business and human rights" 2016, disponível em:
<http://www.ohchr.org/EN/NewsEvents/Pages/DisplayNews.aspx?NewsID=20125&LangID=E>.

Koblitz Energia Ltda

Luiz Otávio Koblitz

21/08/2017 15:21

Contribuições CP 34/2017

Contribuições ao PDE 2026 - Koblitz

08211521_koblitz en

CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA MME nº 034/2017

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – PDE 2026

A **KOBLITZ ENERGIA LTDA – KOBLITZ** pessoa jurídica de direito privado, na qualidade de empresa atuante no setor de geração de energia elétrica, com 42 anos de experiência em projetos e construção de usinas hidrelétricas, biomassa, gás de alto forno e cogeração com gás natural, vem pela presente apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 034/2017, relativas à proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 que foi disponibilizado através da Portaria MME nº 259, publicada no Diário Oficial da União de 07 de julho de 2017, com prazo para contribuições até 18 de agosto de 2017.

1. CONCEITUAÇÃO

As diretrizes da Matriz Elétrica Brasileira, deverão ser emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que é presidido pelo ministro do Ministério de Minas e Energia – MME. Este Conselho multidisciplinar representa a sociedade brasileira e formulará políticas orientando o MME e os demais entes do setor energético a seguirem os caminhos escolhidos que algumas vezes poderão até mesmo limitar e/ou proibir uso de uma determinada fonte. São muitas facetas de interesse da sociedade que irão ponderar as decisões, tais como custo da energia, aspectos ambientais, balança comercial, formação de empregos, vocações específicas de um país tropical, podendo dar preferência às fontes de grande vida útil para que, em futuro próximo, não necessitemos investir na expansão do sistema simultaneamente ao refazimento de fontes cuja vida útil se extingue rapidamente, entre outros aspectos.

- De posse da política formulada pelo CNPE, o MME dará início a execução do planejamento, se apoiando na Empresa de Pesquisa Energética – EPE e no não menos importante, Operador Nacional do Sistema – ONS. O MME/EPE assumem a posição de um médico, que ministrará os remédios, e por isso precisa ouvir detalhadamente o paciente que é o ONS, que por operar o Sistema Interligado Nacional – SIN sabe exatamente suas dificuldades operacionais, que a expansão do sistema deve levar em consideração.

O resumo é muito simples, a Matriz Energética Brasileira será definida pelo MME/EPE obedecendo de um lado, as diretrizes do CNPE e do outro lado, ouvindo detalhadamente as necessidades e dificuldades do ONS que opera o SIN.

2. CONSIDERAÇÕES RELEVANTES

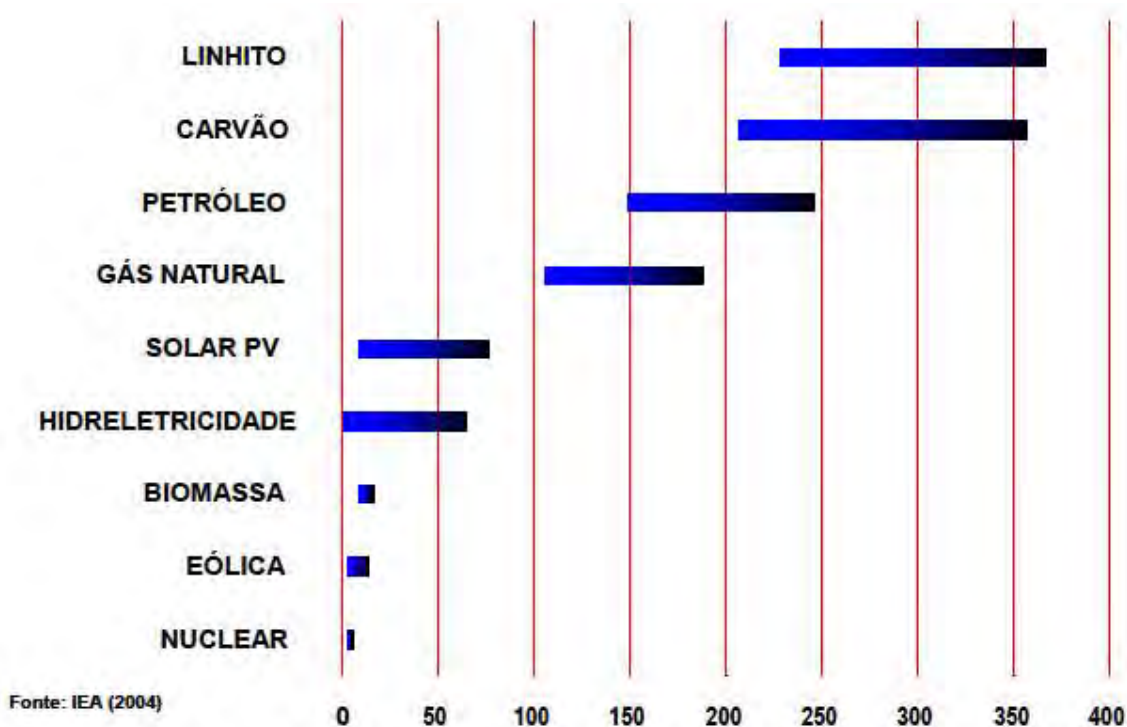
- Emissões de gases de efeito estufa

Considerando ser o Brasil um país de grande extensão territorial e tropical, as oportunidades de geração de energia elétrica através de fontes renováveis são enormes. Temos em grandes quantidades as quatro fontes renováveis conhecidas: hidráulica, biomassa, eólica e solar. Por meritocracia a melhor fonte para o Brasil é a hidráulica, segundo lugar a biomassa, terceiro lugar a solar em GD, enquanto que a eólica e a solar em grandes parques, viriam depois, sobretudo pelos problemas que causam ao SIN, notadamente a intermitência. Países desenvolvidos e frios, já aproveitaram todo o seu potencial hidrelétrico e precisam de seis vezes mais tempo para formar uma árvore do que o Brasil, logo a biomassa nunca será seu forte e por isso eles são obrigados a se abraçarem com as fontes eólica e solar, se quiserem ter energia limpa. As fontes fósseis no Brasil deveriam passar a ser exceções à regra.

O consumidor mundial cada vez mais inclui na sua decisão de compra de um produto o aspecto ambiental, ou seja, a pegada de carbono equivalente que aquele produto deixou no nosso planeta terra. Se assim o Brasil proceder, os grandes fabricantes globais terão neste atributo, energia limpa, um elemento positivo para tomada de decisão de instalação de indústrias em nosso território.

O gráfico abaixo elaborado International Energy Agency – IEA e divulgado pelo próprio MME, deveria ser fixado numa parede das salas do MME/EPE nos setores que trabalhem diretamente na elaboração de nossa matriz elétrica.

Emissões de gases de efeito estufa (gramas de carbono equivalente/kWh) (*)



* Considerando as emissões em todo o ciclo de vida, desde a fabricação dos equipamentos

- Perdas no SIN

Há muitos anos foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL visando a conservação de energia elétrica no âmbito dos consumidores. Esse programa teve um grande êxito, mas foi auxiliado por duas crises, os racionamentos de energia no Sul e Nordeste do Brasil em 1987, e um outro em todo o território nacional em 2001, fazendo consumidores desesperados trocarem lâmpadas e equipamentos elétricos, para que pudessem reduzir 20% do seu histórico de consumo para atender o racionamento.

Se tivemos sucesso do lado do consumo, não podemos dizer o mesmo do lado da transmissão e distribuição – T&D. Observem no gráfico abaixo da EnerData / MIT, onde o Brasil ocupa a 49ª posição dentre 53 países, no que tange as perdas totais nos sistemas de transmissão e distribuição. O Brasil está com 15,1% de perdas totais, sendo 10,5% de perdas técnicas e 4,6% de perdas não técnicas, dados da ANEEL.

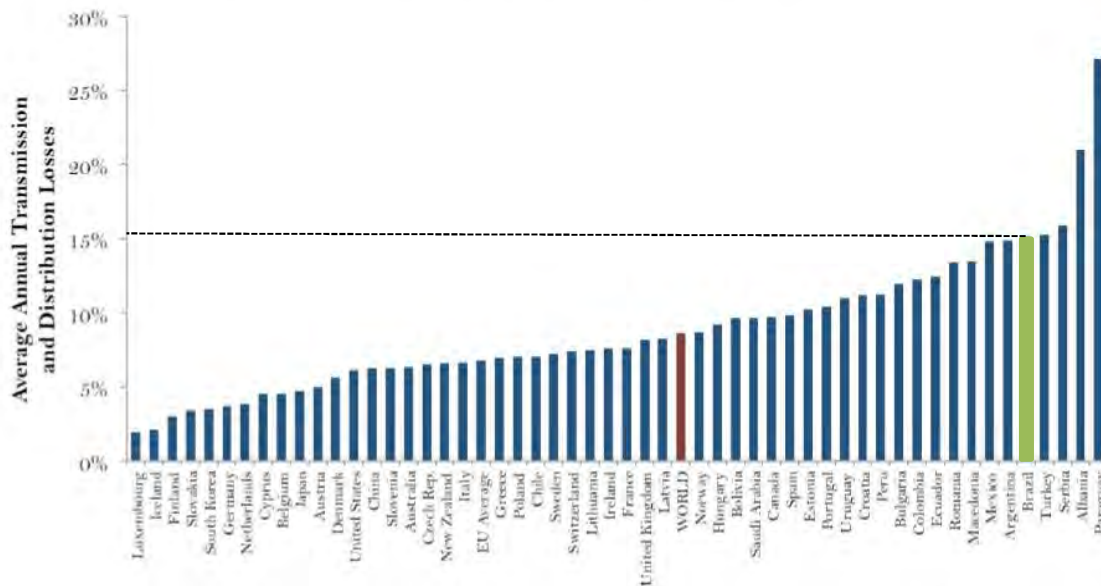
Enquanto a nossa perda técnica na T&D é de 10,5% da energia gerada, a média mundial é de 8% nas perdas totais, e nas perdas técnicas, para efeito de comparação, no máximo seriam 6,5%, ou seja, perdemos **60% a mais, 4 pontos percentuais a mais que a média mundial**. Países grandes como o Brasil, tipo os Estados Unidos e China têm respectivamente 7% e 7,5% de perdas totais, e seguramente estão abaixo de 6% nas perdas técnicas.

Se trabalharmos para o atingimento da média mundial de perda técnica de 6,5%, teremos um potencial de 4% de energia que hoje é gerada e desperdiçada sob forma do calor no sistema.

No Brasil hoje, o consumo é em média de 64.300MW médios, 4% seriam 2.570MW médios, ou 6.120MW instalados, que custariam cerca de R\$ 37 bilhões, além de não ser necessário se gastar R\$ 1,3 bilhão por ano de O&M. O resgate desse excesso de perdas, deve nortear a decisão de se colocar mais Geração Distribuída.

Por se tratar de média, a nova geração precisa ser mais radicalmente distribuída, ou seja, propiciando perdas técnicas menores que 6,5 %, para que gradativamente possamos fazer o abatimento dos atuais 10,5% até pelo menos 6,5%, expandindo o sistema e recuperando os custos acima mencionados, transformando essas perdas em expansão.

Figure 8.2: Average Annual 2014 Transmission and Distribution Losses in Select Countries



Source: EnerData (2015)

- A falsa ideia de que as hidrelétricas precisam muito de fontes complementares

4

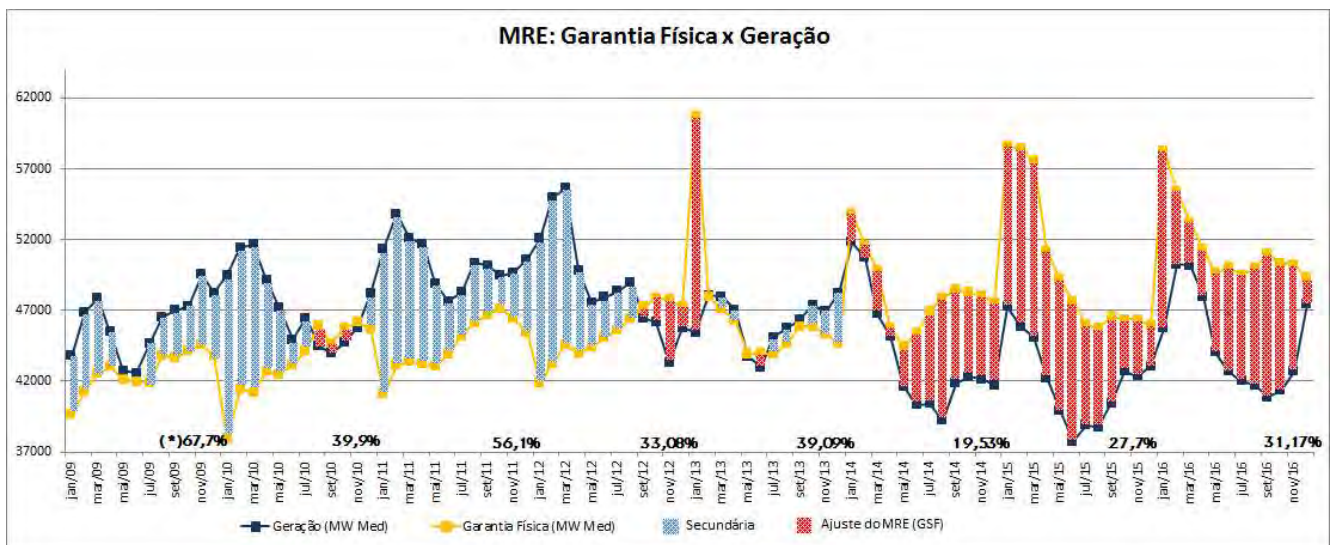
A dificuldade hídrica que estamos enfrentando há cerca de seis anos no Brasil, passou a falsa impressão de que o nosso glorioso sistema hídrico estaria necessitando de fontes complementares para que pudesse auxiliar os reservatórios que guardam excedentes de água do período úmido para ser usado no período seco.

Aparentemente ficou tudo muito claro, os reservatórios foram deplecionados a níveis baixíssimos, ficando impossibilitados de produzir a sua Garantia Física contratada, fazendo o Brasil conhecer o Generator Scaleton Factor – GSF (déficit de energia), oposto ao que sempre ocorreu, a energia secundária (superávit de energia).

Analisando o gráfico abaixo entre janeiro/2009 e dezembro/2016, podemos observar a evolução das curvas Garantia Física em amarelo e energia efetivamente fornecida em azul escuro. Entre janeiro/2009 e meados de 2012, o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE forneceu muito mais energia (energia secundária) do que a sua garantia física, que no gráfico está representado pela área azul claro. No mesmo gráfico podemos observar que o nível destes reservatórios demonstravam que não havia espaço para o fornecimento desta energia secundária. Essa falta de coerência com a realidade se explica tão somente porque o planejamento da Matriz Elétrica Brasileira, em anos anteriores a 2012, indicou nos diversos PDEs e executou a compra de fontes de elevado Custo Variável Unitário – CVU para serem complementares e não emergenciais. Os reservatórios foram deplecionados indevidamente porque não se teve a coragem de despachar essas fontes compradas equivocadamente, pois os seus altos custos seriam automaticamente repassados para os consumidores. Preferiu-se na época, acreditar que não se avizinhava um período seco que é normal na climatologia. A partir de meados de julho de 2012, quando os reservatórios foram esgotados, não para atender as necessidades do MRE de cumprir o seu contrato, mas as necessidades político-financeiras de não se despachar fonte cara com ciclo diesel, finalmente essas fontes caras foram despachadas para não apagar o Brasil, mas gerando um grande prejuízo. A situação do MRE se inverteu, deixando de cumprir o seu contrato e ao invés de vender a energia secundária, passou a ter que comprar o seu déficit, GSF (área em vermelho). Ao detectar a falta de água, o valor



do Mercado Spot (Preço da Liquidação das Diferenças – PLD) foi para seu valor teto. A partir desse momento, os participantes do MRE foram obrigados a pagar o déficit (GSF) por um preço elevado do PLD.



Não faltou água! Faltou geração economicamente viável.

O balanço energético do MRE de Jan/2009 a Dez/2016 é negativo em apenas 9.408.994 MWh, ou seja, nesse período o MRE entregou 99,71% do seu contrato. Considerando que se vendeu barato a energia secundária e se comprou caro a energia faltante (GSF), o preço resultante pago pelos 0,29% da energia não gerada foi de R\$ 52,3 bilhões, ou ainda R\$ 5.609,12/MWh, enquanto que a média da tarifa vendida é de R\$ 145,00/MWh.

Na verdade, nem esse pequeno déficit de 0,29% teria havido, se os reservatórios tivessem sido utilizados corretamente, pois as usinas com reservatório de início de cascata não teriam sido deplecionadas tão rapidamente perdendo queda prematuramente e como tal gerando menos.

Além do mais, as Garantias Físicas de algumas usinas estão superestimadas, e o processo de reavaliação para redução das mesmas, que já se iniciou, sendo que a primeira revisão para as UHEs levou a uma redução de cerca de 1.500MW médios. Essas revisões vão continuar e o potencial de redução ainda é grande, fortalecendo o MRE.

O planejamento da Matriz Elétrica Brasileira não precisa contratar mais fontes flexíveis, que ficam mais caras que se compradas em base, quer seja a gás natural ou floresta energética, visando complementar o sistema hídrico brasileiro responsável por 75% do consumo, pois o mesmo se auto complementa com os reservatórios existentes. Desde que esses reservatórios não sejam usados para correção de equívocos e/ou omissões no planejamento da Matriz. A Média de Longo Termo – MLT, repõem 30% dos reservatórios até o final do período úmido. Por esse motivo, a operação tem que ter dois objetivos, iniciar o período seco em maio com 90% do reservatório e terminar o período seco em novembro com 60% do reservatório. Se vier um período seco prolongado, o sistema estará preparado para suportar alguns anos. Adicionalmente precisamos incluir rapidamente na Matriz um grande potencial de reservatório virtual para o futuro próximo, que virá da contratação dos 3/4 que faltam do potencial existente nas usinas de açúcar e etanol, conforme melhor explicado abaixo.

3. SUGESTÃO DE MATRIZ

Baseado no que dissemos nos tópicos **CONCEITUAÇÃO** e **CONSIDERAÇÕES RELEVANTES** acima, entendemos que precisamos fazer foco em energia de fonte renovável e distribuída.

- Fonte hidráulica

Essa será ainda a principal fonte para expansão do Sistema Elétrico Brasileiro por muitos anos. Temos que esquecer por hora, os potenciais existentes no bioma amazônico, que além de aumentar as nossas perdas, pois os consumidores não estão por lá, teremos muita dificuldade no licenciamento ambiental. Nas regiões Sudeste, Sul, Centro-Oeste e Nordeste, mesmo sem considerar a parte do Mato Grosso e Maranhão que estão no bioma amazônico, ainda temos cerca de 50.000 MW de potencial, sendo que somente as PCHs e UHEs até 50MW correspondem a 18.000MW. Estas últimas estão sempre próximas aos consumidores e como tal, além de renováveis, são distribuídas.

- Biomassa resultante de um processo industrial

O principal potencial desse tipo de biomassa é o bagaço de cana proveniente do processo de açúcar e etanol, e as pontas e palhas quando da colheita dessa cana recolhidas no campo. O Brasil conta hoje com 700 milhões de toneladas de cana por ano e como tal tem o potencial de geração de energia elétrica de 12.000MW médios. Considerando que 3.000MW médios já estão a serviço do SIN, se contratarmos os 9.000MW médios restantes vamos obter uma energia geograficamente distribuída, além de aumentarmos virtualmente a capacidade dos nossos reservatórios em 37% adicionando 108.000 MW médios/mês, graças a sazonalidade desta fonte, que opera somente no período seco brasileiro quando estamos deplecionando os nossos reservatórios.

- Biomassa de florestas energéticas

O Brasil necessita fazer valer a sua condição de país do trópico e aproveitar a fantástica capacidade de fotossíntese que tem. É claro que não vamos poder copiar esta estratégia dos países mais desenvolvidos que estão, quase que na sua totalidade, situados em regiões de clima temperado.

As florestas energéticas têm no Brasil um crescimento notável, se abatendo as árvores entre cinco e seis anos. Além do mais, esses projetos podem ser de 10MW até 150MW com média de 50MW, sendo que o planejamento pode determinar a sua localização, ou seja, em regiões que haja carência de energia. É uma fonte segura, não intermitente, que pode funcionar durante 8.200h/ano a plena carga. Constituído-se, portanto, numa grande ferramenta para diminuição das perdas no SIN.

Para que possamos ter a dimensão desta fonte, apenas como exemplo, se toda energia hoje do Brasil fosse substituída por florestas energéticas, ocuparíamos apenas 2,2% do território nacional. A nossa sugestão seria se implantar ao longo de 20 anos 20.000MW médios, 26.000 MW instalados, plantando ao todo 6 milhões de hectares, apenas 0,7% do território nacional. Lembramos que atualmente 8% é ocupado com agricultura e 19% com pecuária. Seriam em média implantados 1.000MW médios por ano ou 1.300MW instalados.

Atualmente o Brasil possui 10 milhões de hectares de florestas plantadas, sendo que 2 milhões estão sendo subutilizados.

- Gás natural

Existe atualmente três tipos de origem para o gás natural. O produzido no Brasil, o importado por gasoduto e um terceiro tipo importado liquefeito por processo criogênico. O terceiro tipo deveria ser evitado, pois é comprado numa fórmula paramétrica influenciada por uma cesta de moeda e por um índice de procura e oferta praticado no porto da Louisiana de Henry Hub. A energia no Brasil, com exceção de Itaipu que é em dólar, é reajustada em IPCA e os contratos mais antigos em IGPM. É claro que passaremos a assumir um risco por 25 anos de duas variáveis não controladas por nós. Lembro que sobretudo o índice de Henry Hub é de alto risco, pois se de um lado a Ásia (Japão, Coréia do Sul, Indonésia e China) necessita fortemente atender suas promessas na COP 21 reduzindo o consumo de carvão, o canal do Panamá há menos de um ano atrás foi reinaugurado sendo que hoje os navios que podem passar por lá transportando GNL são 10 vezes maiores que os que passavam há um ano atrás. A Ásia irá sugar nos próximos anos o gás do golfo do México, fazendo esse índice disparar.



O segundo tipo tem contrato em dólar e é basicamente importado da vizinha Bolívia. No nosso entender, o contrato deveria ser no máximo mantido e se possível barateado.

Devemos nos concentrar, sobretudo no gás nacional, com preços em Reais, além é claro, de ser nosso. Considerando o aspecto ambiental e de perdas elétricas, devemos direcionar esse gás para cogeração industrial e comercial, e com isso termos dois ganhos: o ambiental, pois a eficiência energética da cogeração é superior a de um grande ciclo combinado, diminuindo as emissões, além de ser geração distribuída, pois ela acontece no local do consumo.

Após o levantamento minucioso do nosso potencial de cogeração, aí sim, deve-se destinar o restante do nosso gás natural para geração de energia através de ciclo combinado. Esse combustível fóssil apesar de sujar a matriz, deve ser admitido somente por ser de produção nacional. Construir ciclos combinados para trabalhar com GNL, importando o gás e máquinas, sujando a matriz e não sendo distribuído, não faz sentido, pois a geração com florestas energéticas é totalmente feita no Brasil, é limpa, distribuída e mais barata que a geração a GNL.

- Eólica

As eólicas atualmente estão sendo subsidiadas pelos consumidores e por outros agentes que mitigam a sua intermitência sem pagar por isso. Como os parques são de grandes potências e estão junto de outros, formando grandes blocos, não se trata de geração distribuída, não contribuindo para a diminuição das nossas perdas no SIN e seguramente ajudando a aumentá-las. Abaixo estamos descrevendo como na prática ocorrem esses custos:

- ✓ Muitos equipamentos importados, afetando balança comercial e empregos;
- ✓ Fonte complementar que precisa ser complementada devido à intermitência;
- ✓ Não se deve terceirizar a solução com outras fontes, há custos envolvidos;
- ✓ Parte do problema é resolvido com reserva girante de UHE, porém:
- ✓ Turbina hidráulica em carga parcial gasta mais água;
- ✓ A perda de água diminui geração e faturamento da UHE;
- ✓ Além de diminuir o GSF do MRE;
- ✓ Exposição residual do MRE pela diferença de PLD entre sub mercados, para atender intermitência;
- ✓ Ambientalmente e financeiramente, parte da energia da eólica deveria ser creditada à UHE.
- ✓ A segunda parte do problema é resolvida com usina a diesel /GN, porém:
 - Diesel/GN é a opção mais cara para o consumidor;
 - Ao complementar com diesel /GN, a geração eólica já não é tão limpa;
 - Rampas de partida diárias depreciam o motor e aumentam o consumo de diesel/GN.
- ✓ A melhor solução para a intermitência são as baterias, porém:
 - É necessário cerca de 25% da potência do parque em baterias;
 - Aumentam o custo real da energia gerada perdendo competitividade;
- ✓ Outros problemas da fonte eólica:
 - Baixo GD² - dificulta regulação da frequência;
 - Baixa corrente de curto circuito – dificulta seletividade das proteções;
 - Injeção de harmônicas – necessidade de instalação de filtros.



O problema é relevante: atualmente, há 11,1 GW instalados e 6,8 GW sendo instalados.

Faremos mais leilões de compra sem resolver os problemas existentes, mantendo esses subsídios às eólicas que estão sendo repassados aos consumidores e a outros agentes, sem incorporar as soluções necessárias nos novos certames?

- Solar

A Solar GD (Geração Distribuída) deve ser difundida e ampliada pois ajuda na redução das perdas do SIN por estar no local do consumo. Já os Parques Solares de grande porte, irão gerar problemas semelhantes aos da eólica, apesar de ter uma intermitência um pouco mais amigável. Abaixo estamos descrevendo como na prática irão ocorrer esses custos se continuarmos instalando os grandes parques sem baterias:

- ✓ Muitos equipamentos importados, afetando balança comercial e empregos;
- ✓ Fonte complementar que precisa ser complementada devido à intermitência;
- ✓ Não se deve terceirizar a solução com outras fontes, há custos envolvidos;
- ✓ Parte do problema é resolvido com reserva girante de UHE, porém:
 - Turbina hidráulica em carga parcial gasta mais água;
 - A perda de água diminui geração e faturamento da UHE;
 - Além de diminuir o GSF do MRE;
 - Exposição residual do MRE pela diferença de PLD entre sub mercados, para atender intermitência.
 - Ambientalmente e financeiramente, parte da energia solar deveria ser creditada à UHE.
- ✓ A segunda parte do problema é resolvida com usina a diesel /GN, porém:
 - Diesel/GN é a opção mais cara para o consumidor;
 - Ao complementar com diesel /GN, a geração solar já não é tão limpa;
 - Rampas de partida diárias depreciam o motor e aumentam o consumo de diesel/GN.
- ✓ A melhor solução para a intermitência são as baterias, porém:
 - É necessário cerca de 50% da potência do parque em baterias;
 - Aumentam o custo real da energia gerada perdendo competitividade;
- ✓ Outros problemas da fonte solar:
 - $GD^2 = 0$ – dificulta regulação da frequência;
 - Baixa corrente de curto circuito – dificulta seletividade das proteções;
 - Injeção de harmônicas – necessidade de instalação de filtros.
- ✓ Todo leilão de parque solar deverá ser associado a cerca de 50% da potência instalada em baterias;

O custo da implantação aumenta com as baterias, porém, não tanto, pois inversores, subestação e linhas de transmissão serão de menor potência;

Graças às baterias, o parque solar poderá posicionar toda sua energia nos horários de carga média e pesada, valorizando, então, a energia gerada. Não gerar na carga leve é um benefício ao SIN.

- Nossa Proposta

Levando em consideração o acima exposto, sugerimos as seguintes modificações na tabela 14 (Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para Expansão de Referência) conforme a seguir:

FONTE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	125.445	134.711	143.886	148.212	150.548	153.093	156.806	160.896	165.633	170.173	174.802
HIDRO (b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
IMPORTAÇÃO (c)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.085	47.656	51.628	56.132	60.236	64.336
PCH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.558	8.258	8.558	8.858
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	18.568	20.372	22.176	23.980	25.784	27.584
BIOMASSA (d)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	16.234	17.234	18.234
SOLAR	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	22.947	23.538	23.566	23.906	25.427	25.427	25.427	26.734	25.750	24.852	26.634
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL (h)	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL (f)	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL (f)	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INICIADA DE PONTA (g)						994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
TOTAL	148.392	158.249	167.452	172.118	175.975	179.514	184.765	191.964	199.385	207.223	213.634

Notas:

- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
- (b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHEs.
- (c) Montante de capacidade instalada da UHE Itaipu (50%) que não é destinada ao sistema elétrico paraguaio.
- (d) Inclui a capacidade instalada em Biomassa Florestal.
- (e) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (f) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (g) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento de demanda.
- (h) Considerando que não temos o detalhamento, nem da procedência do GN e nem da sua utilização na geração ou cogeração, deixamos duas sugestões: 1) Não usar em geração GNL importado, a menos que seja uma ponte para substituição pelo gás nacional. 2) Priorizar a utilização desse gás em cogeração antes de destiná-lo para geração.

Finalmente gostaríamos de registrar o nosso entendimento de que a Matriz Elétrica Brasileira precisa ser determinada pelo Poder Concedente, sintonizada de um lado com as diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, respeitando as suas orientações e limitações, e do outro lado afinando as escolhas de fontes, regionalizações e outros detalhamentos, ouvindo o Operador Nacional do Sistema – ONS que é quem realmente tem o conhecimento das dificuldades de operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Somente depois de **determinada** pelo MME/EPE e traduzida no PDE a cada ano, a Matriz Elétrica Brasileira deve ser entregue às forças do mercado para sua implementação, quer seja através de leilões de energia nova para o ACR, quer seja para o mercado livre no ACL.

Recife, 18 de agosto de 2017.



Luiz Otávio Gomes Koblitiz

**ABDAN - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA PARA DESENVOLVIMENTO DE
ATIVIDADES NUCLEARES**

CELSO CUNHA

22/08/2017 11:32

Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Anexo

08221132_abdan - as

1. Preâmbulo

Referente ao Processo 48360.000007/2017-15 - Consulta Pública Nº34, referente às contribuições para a proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2016, emitido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a ABDAN – Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares apresenta os comentários seguintes, com o objetivo de acrescentar melhorias ao documento de planejamento energético para o Brasil.

2. Da Abrangência do Documento

O documento analisa com profundidade adequada, ao nível do documento, as demandas e necessidades energéticas por categoria (setor de consumo) e fontes disponíveis (componentes geradoras). Estabelece cenários condizentes com a realidade brasileira e realiza extrapolações em alguns casos especiais (nível de otimismo). Estabelece também algumas análises da variância das variáveis para casos específicos.

3. Da Geração de Energia Elétrica

Claramente o documento dá ênfase à geração de energias renováveis. Alguns dados, a nosso ver, contêm valores um pouco otimistas na progressão de seus valores. Salienta-se a perspectiva de melhoria da eficiência da energia solar (fotovoltaica) e o aumento do parque de geração eólica. Entendemos que são realmente promissores esses dois componentes geradores e que contam com incentivo governamental em políticas renováveis. Entretanto, existem ainda pontos que requerem melhor definição como melhoria de eficiência e estabilidade do sistema, temas atuais de relevância.

Com relação à energia nuclear ela é praticamente deixada de lado no planejamento. É considerada como incerta no seu único componente de aumento (Angra 3) e colocada como uma contribuição única para 2026, inserida na rubrica de energia térmica. Menciona-se aqui a data fixada pela Eletrobras de 2024 para entrada de Angra 3, que não foi considerada.

Entendemos que uma usina nuclear, por seu longo tempo de implantação, tem seu efeito minimizado num planejamento de 10 anos.

Por sua vez, na geração térmica é enfatizada a componente de geração a gás, que entendemos ser de rápida implementação. Entretanto, o estudo deveria brindar uma análise de custos para as diversas térmicas e possíveis ganhos de eficiência nas existentes.

4. Conclusão e Sugestão

A assertiva da data adotada para a entrada em operação de Angra 3, conforme a proposta para o PDE 2026, pode ir a impactar os investidores e players do setor nuclear energético para a década em análise 2016-2026. Pode ser visto como uma mensagem de que decisões no setor são incertas, o planejamento oficial não conta com essa contribuição e sua participação se reduz ao parque atual das duas centrais em operação.

A de salientar também que no PDE-2026 seria interessante ter uma seção das tecnologias e projetos que devam ser desenvolvidos ou contratados nesse período para contemplar planos mais longos como de 30 ou 50 anos. A geração nuclear, assim como outras de longa maturação, certamente teriam seus projetos mencionados nessa seção para fornecimento em demandas além dos 10 anos considerados.

Orion Assessoria Empresarial

LUIZ PRADO

23/08/2017 09:50

**Custos da energia solar - Um erro grave do Plano Decenal - US\$ 1 / W em
2017 nos EUA**

No item 3.5.2.3, há uma referência ao preço praticados nos EUA para a energia solar é de US\$ 1.490 kW. O preço do solar em escala das concessionárias nos EUA já caiu para US\$ 1.000/kW em 2.017.

08230950_orion asse

SunShot \$1 per Watt Solar Cost Goal: Mission Accomplished, Years Ahead of Schedule



U.S. utility fixed-tilt system pricing is below \$1.00 per watt. How crucial was the DOE in reaching this milestone?

by Eric Wesoff

January 25, 2017

•

•

•

•

With the advent of \$1.00-per-watt (DC) pricing for utility fixed-tilt PV systems, the solar industry has crushed the SunShot Program's \$1.00-per-watt goal for 2020 three years early.

In early 2011, Steven Chu, Secretary of the U.S. Department of Energy (and a scientist), along with Dick Swanson, founder of SunPower, christened the DOE's SunShot initiative. Swanson cited DOE's early support of SunPower as a factor in SunPower's success.

At the time, \$1.00 per watt seemed more aspirational than real -- but one needs a North Star. The intrepid analysts at GTM Research were tracking utility solar at close to \$4.00 per watt in early 2011.

The SunShot initiative hoped to reduce the total costs of PV solar energy systems by about 75 percent so that they were cost-competitive with other forms of energy without subsidies before 2020. Chu said that SunShot would work to bring down the cost of solar -- by focusing on four main pillars:

- Technologies for solar cells and arrays
- Power electronics to optimize the performance of the installation
- Improvements in solar manufacturing processes
- Installation, design and permitting for solar energy systems

In fact, steep reductions in system pricing have stemmed not just from modules, but also from price reductions in inverters, trackers and even labor costs. It's only stubborn soft costs such as customer acquisition that have actually risen.

•

MOST POPULAR

MOST COMMENTS

•



An Illustrated Guide to the Growing Size of Wind Turbines



How Two Bankrupt Companies Are Threatening Tens of Thousands of American Solar Jobs



APS Buys Energy Storage From AES for Less Than Half the Cost of a Transmission Upgrade

White Papers

The Financial Impact of Net Energy Metering 2.0 Policy

[DOWNLOAD NOW](#)

Could Renewables Be The Majors' Next Big Thing?

[DOWNLOAD NOW](#)

And so here we are -- SunShot mission accomplished. However, MJ Shiao, director of research at GTM, recently pointed out on The Interchange that these are EPC prices, and "in many cases, there is still an asset developer's margin on top of this."

Shiao notes that the drop in module pricing from 60 cents per watt last year to 30 cents per watt this year represents "a huge reduction for the utility sector, supported by other reductions in the cost stack," adding that foreign inverter companies and new tracker companies continue to bring "aggressive" pricing to the market. Shiao also observed that that developers and EPCs are "thinking more about overall system costs, rather than just buying the cheapest component." (Tracker systems at 1,500 volts will average \$1.08 per watt by the second half of 2017, according to GTM Research.)

Shayle Kann, GTM's SVP of research, said that what "astounded" him is that there is still 30 cents per watt in the cost stack devoted to non-labor soft costs. Shiao noted that the biggest chunk is overhead and margin, along with permitting, engineering and design. Shiao said that there is "a case to be made that some of these additional costs will be hard to squeeze out."

A question to ask in 2017, with renewable energy and efficiency personnel departing from the DOE, is this: How crucial was the SunShot program in reaching this seemingly unachievable goal? Could this have happened without a DOE effort?

GTM Research solar analyst Ben Gallagher acknowledges that it was "pure market forces" such as "scaling in China" and, more recently, "global macro supply-demand imbalances" that have forced a drastic drop in the solar system cost stack.

But Gallagher emphasized that the signals, monetary and otherwise, that SunShot sent to investors and entrepreneurs "made the market more efficient." He said that SunShot helped accelerate this industry and allowed vendors and customers to be able to tolerate a bit more risk.

Gallagher said, in a previous interview, that given the "dramatic" downward price trend, "even renewable energy skeptics" would have to acknowledge solar's increasing cost-competitiveness.

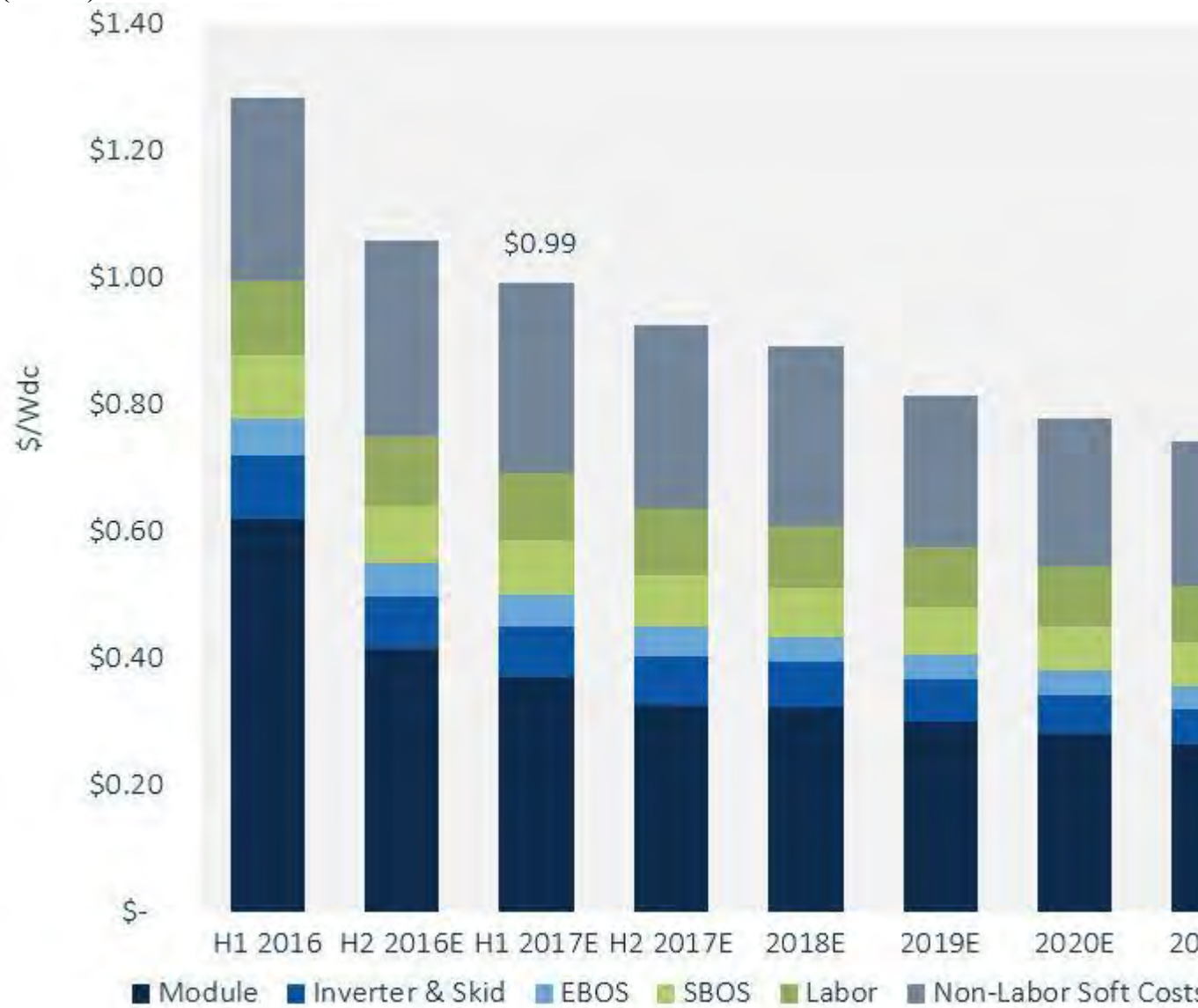
The U.S. Department of Energy loans program, it could be argued, was more responsible for solar's cost drop than SunShot. The loan program let SunPower and First Solar build the first enormous solar plants with lower costs of capital.

Cylindrical CIGS aside, the program was, by any objective measure, a booming success. The loan program has a loss ratio of 2.33 percent on \$32 billion in commitments -- a fail rate better than most banks, according to former program head Peter Davidson, as reported by GTM's Julia Pyper.

According to Bloomberg, not only has the program's loan portfolio generated about \$1.65 billion in interest payments to date, but its mission to support major energy projects fits into Trump's goal of stimulating investment in the U.S., said Jonathan Silver, a former head of the loan programs office. "The President-elect was talking directly about significant investments in infrastructure," Silver said in a Bloomberg interview. The program is intended to support not just clean-energy projects, but also industries Trump championed during the campaign, including coal, among other advanced fossil fuels. "This is infrastructure. It doesn't get any more infrastructure-ish than this."

The loan program cannot be voided by Trump alone -- only Congress can end the program by passing new legislation. But Bloomberg notes that the new Energy Secretary nominee Rick Perry could effectively kill the program by refusing to sign off on any new loans.

FIGURE: U.S. Utility PV Fixed-Tilt Turnkey EPC System Pricing, H1 2016-2021E
 (\$/Wdc)



Source: U.S. PV System Pricing H2 2016

Want access to the full 65-slide deck and all of GTM Research's solar reports?
 Contact solarsubscription@gtmresearch.com for more information.

Addendum: List of 2011 SunShot Awards

ADVANCED SOLAR TECHNOLOGY AWARD SELECTIONS FOR THE SUNSHOT INITIATIVE - By Project Category

Sept. 1, 2011

Category 1: Extreme Balance of System Hardware Cost Reductions

Awardee Name	City	State	Award Amount	Brief Project Description
Amonix	Seal Beach	CA	\$4,474,000	Project will develop new dual-axis tracking systems specifically for concentrating PV systems.
Carlisle Construction Materials Incorporated	Carlisle	PA	\$4,558,980	Project will develop low-cost, high-efficiency, flexible, building-integrated PV solar cells on roofing membranes.
Cascade Engineering	Grand Rapids	MI	\$802,623	Project will develop an innovative racking system for commercial rooftops, using polymers.
The Dow Chemical Company	Midland	MI	\$12,800,000	Project will develop a building-integrated PV application that includes high power density with an efficiency target as high as 30%, integrated schemes for heat management and recovery, and integrated power electronics.
GE Global Research	Niskayuna	NY	\$1,575,985	Project will develop innovative components that simplify and reduce the cost of both the mechanical and electrical portions of the installation. Innovations include prewired, mechanically interconnected, foldable strings of PV modules.
Georgia Tech	Atlanta	GA	\$2,871,214	Project will develop reengineered, whole system designs to include module mounting, integration, materials, and wire management.
Raymond Tinnerman Manufacturing	Rochester Hills	MI	\$1,570,000	Project will develop an innovative bracket system for commercial rooftop installations.
Solexel and Owens Corning	Milpitas Granville	CA OH	\$12,967,200	Project will develop a building-integrated PV roofing shingle and installation accessories for residential sloped-roof applications.
Zep Solar	San Rafael	CA	\$919,626	Project will develop innovative structural components for ground-mount applications as an extension of their work in mounting hardware for commercial PV systems.

Category 2: Foundational Program to Advance Cell Efficiency

Awardee Name	City	State	Award Amount	Brief Project Description
Astro Wafi	Austin	TX	\$1,500,000	Project will research high-efficiency, thin silicon-based PV cells.
Colorado State University	Fort Collins	CO	\$1,500,000	Project will develop barrier layers in cadmium-telluride PV devices. The research provides a path to increase PV cell efficiency while also being applicable to manufacturing processes.
Georgia Institute of Technology	Atlanta	GA	\$1,500,000	Project will research high-efficiency PV cells based on thin wafer silicon.
Oak Ridge National Laboratory	Oak Ridge	TN	\$1,500,000	Project will develop technologies that will overcome the open-circuit-voltage limitation in cadmium-telluride solar cells by understanding and controlling the grain boundaries (i.e., the bounding surface between crystals).
Ohio State University	Columbus	OH	\$1,500,000	Project will advance the integration of high-efficiency semiconductor materials with silicon in a PV cell. The proposed approach provides a path to reduce the cost and increase the efficiency of concentrating PV cells.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$6,240,942	Project will research high-efficiency PV cells based on CIGS (copper indium gallium diselenide) in order to reduce related cost barriers. Areas of focus are to benchmark the project partners' PV devices, address the buffer and transparent conducting oxide layers, and broaden the approach to processing CIGS cells.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$3,500,000	Project will research high-efficiency concentrating PV cells based on high-efficiency materials; the goal is to approach the cells' photovoltage limit.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$1,500,000	Project will research high-efficiency cadmium-telluride PV cells on flexible glass with roll-to-roll processing.
North Carolina State University	Raleigh	NC	\$1,000,000	Project will develop a multiple-junction PV cell capable of very high solar concentration (as high as 2,000 times the energy of sunlight falling on the cell). This research will advance concentrating PV technologies and lead to higher-efficiency solar panels.
Old Dominion University	Norfolk	VA	\$1,117,402	Project will research high-efficiency, ultra-thin, CIGS PV cells.
Solar World Industries America	Hillsboro	OR	\$4,636,633	Project will research the use of laser processing techniques to develop advanced device architectures leading to thin-silicon PV cells with higher efficiency.

Category 3: Solar Energy Grid Integration Systems: Advanced Concepts				
Awardee Name	City	State	Award Amount	Brief Project Description
Advanced Energy	Bend	OR	\$3,100,000	Project will develop, demonstrate, and commercialize technologies designed to reduce the impacts of distributed PV systems and enable a high penetration of PV installations.
Alencon	Plymouth Meeting	PA	\$3,000,000	Project will develop, demonstrate, and commercialize a drastically cost-reduced, large-scale PV system. The planned system features a centralized, 100-megawatt inverter and a network that harvests high-voltage energy.
Delphi	Kokomo	IN	\$1,900,000	Project will develop and demonstrate a PV inverter with a modular architecture designed to lower manufacturing costs and increase inverter reliability and serviceability.
Electric Power Research Institute	Knoxville	TN	\$4,400,000	Project will develop, implement, and demonstrate smart grid-ready PV inverters that include grid-support functionality and the utility communication and control link needed to capture the full value of distributed PV assets.
General Electric	Niskayuna	NY	\$2,100,000	Project will demonstrate a cost-reduction approach for an alternating-current (AC) PV module that is driven by innovations in the microinverter design, module integration and packaging, and integration with a new intelligent circuit breaker.
SatCon	Boston	MA	\$3,000,000	Project will develop and demonstrate a control architecture for PV inverters that virtually eliminates the impacts of voltage variation caused by PV generation variability.
SolarBridge	Austin	TX	\$2,300,000	Project will develop an innovative AC-PV module that consists of an integrated "universal dock" and a high-reliability, low-cost, high-efficiency microinverter to substantially reduce the system- and distribution-level impacts of distributed PV systems.
University of Hawaii	Honolulu	HI	\$6,100,000	Project will develop and demonstrate utility-controlled, smart grid-enabled PV inverters at two utilities—one on the Island of Maui and the other, Oklahoma Gas and Electric, on the mainland. This technology has the potential to significantly reduce the system- and distribution-level impacts of distributed PV systems and facilitate their broader adoption at lower cost.

Category 4: Transformational PV Science and Technology: Next Generation Photovoltaics II				
Awardee Name	City	State	Award Amount	Brief Project Description
Bandgap Engineering	Woburn	MA	\$750,000	Project will develop silicon-nanowire arrays that will be used to create a new type of solar cell. The goal is to achieve a 36%-efficient solar cell using silicon only.
California Institute of Technology	Pasadena	CA	\$750,000	Project will develop a flexible, low-cost, wire-array solar cell. Layers of high-efficiency semiconductor materials will be used to form dual- and triple-junction PV devices.
Colorado School of Mines	Golden	CO	\$1,484,364	Project will develop new approaches to create nanocrystalline-silicon materials to explore and exploit hot carrier collection (which creates high-energy electrons) as a way of significantly boosting the efficiency of nanoscale PV films.
Massachusetts Institute of Technology	Cambridge	MA	\$1,500,000	Project will research next-generation, tin-sulfide materials via systematic defect engineering.
Massachusetts Institute of Technology	Cambridge	MA	\$750,000	Project will develop thin-film, crystalline-silicon solar cells with a thickness of less than 10 microns and efficiencies greater than 20%.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$750,000	Project will develop a system for thin-film PV applications using Earth-abundant materials. Properties of the new PV cell will be tunable over a wide range to enable high-volume, low-cost manufacturing of PV modules.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$750,000	Project will develop technology that will allow amorphous silicon and organic materials-based PV technologies to break the Shockley-Queisser limit (i.e., a fundamental limiting factor to increasing solar cell efficiency), thereby dramatically improving solar conversion efficiency.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$750,000	Project will develop new copper-nitride PV cell layers based solely on Earth-abundant elements. Such elements are widely available and low in cost, providing excellent potential to reduce the cost of PV systems.
National Renewable Energy Laboratory	Golden	CO	\$750,000	Project will modify a copper-oxide base material through alloying with materials such as sulfur, zinc, and magnesium, thereby tailoring the band structure properties to match the solar spectrum and leading to the development of a new PV cell layer material.
PLANT PV	Berkeley	CA	\$750,000	Project will study the feasibility of using cadmium selenide as the top cell and silicon as the bottom cell in a tandem architecture.

Princeton University	Princeton	NJ	\$1,476,609	Project will develop organic molecules and polymers with appropriate parameters, deposit them onto silicon, characterize the fundamental properties of the interface, and then incorporate these silicon/organic interfaces into solar cells to create high efficiencies.
Purdue University	West Lafayette	IN	\$750,000	Project will develop inks based on copper, zinc, tin, and sulfur for deployment of low-cost PV cells.
Sandia National Laboratories	Livermore	CA	\$749,853	Project will develop a new class of PV material, crystalline nanoporous frameworks, which will allow detailed control of key interactions at the nanoscale.
Stanford University	Stanford	CA	\$1,380,470	Project will develop an efficient upconverting material (one that can increase the energy of a stream of light) for incorporation into commercial solar cells using computational and experimental techniques.
University of California, Berkeley	Berkeley	CA	\$1,500,000	Project will grow high-quality microstructures of high-efficiency semiconductors on low-cost substrates.
University of California, Los Angeles	Los Angeles	CA	\$1,500,000	Project will identify and develop a new high-efficiency material system for solar cells via experimental analysis supported by modeling.
University of California, Irvine	Irvine	CA	\$1,422,130	Project will develop a 10%-efficient prototype solar cell made from nontoxic, inexpensive, and Earth-abundant iron pyrite (also known as fool's gold), which offers a clear pathway to 20% PV module efficiency.
University of Chicago	Chicago	IL	\$1,500,000	Project will develop new nanocrystal-based materials for next-generation solar cells. The nanocrystals will be fabricated by very inexpensive and scalable wet chemistry, which will allow combining the advantages of conventional inorganic semiconductors with inexpensive fabrication.
University of Delaware	Newark	DE	\$1,279,110	Project will develop new low-symmetry gratings for next-generation, thin crystalline silicon and CIGS (copper indium gallium diselenide) PV cells.
University of Michigan	Ann Arbor	MI	\$1,500,000	Project will develop the next generation of organic PV technology using small-molecule systems incorporated into a tandem architecture.
University of Minnesota	Minneapolis	MN	\$1,500,000	Project will develop tandem cells based on CIGS technology. The project addresses all three of the major barriers to tandem CIGS through the use of new materials and processes.
University of Wisconsin-Madison	Madison	WI	\$462,508	Project will develop nanostructures of a pyrite semiconductor to overcome the material's bottlenecks and enable its application in high-performance solar PV devices. Pyrite is the most abundant sulfide mineral in the Earth's crust.

Category 5: Reducing Market Barriers and Non-Hardware Balance of System Costs				
Awardee Name	City	State	Award Amount	Brief Project Description
Boise State University	Boise	ID	\$2,820,154	Project will develop an open-source, project planning tool based on geographic information systems that optimizes siting for utility-scale solar developments. The tool will enable users to assess sites based on quantifiable physical characteristics and constraints of the natural resource as well as military, land use, solar resource, water resource, and public acceptance factors.
Clean Power Finance	San Francisco	CA	\$3,000,000	Project will develop an open-source, online information technology (IT) platform that will consist of a database of PV permitting requirements by the authorities that have jurisdiction, in addition to complementary turnkey IT solutions for installers and electric utility companies.
Illinois State University	Normal	IL	\$850,000	Project will design, populate, and maintain a comprehensive national database of utility rates and rate design.
Hawaii Department of Business, Economic Development and Tourism	Honolulu	HI	\$750,000	Project will provide technical assistance to the state Public Utilities Commission as it sets statewide technical reliability standards through the form of a technical and policy-solution roadmap to resolve grid-reliability issues and to reduce commercial business concerns around the integration of renewables, specifically solar, onto the transmission and distribution systems.
Interstate Renewable Energy Council	Albany	NY	\$3,000,000	Project will focus on removing technical and administrative barriers to cost-effective interconnection and transmission, expanding market opportunities for solar PV by enabling the availability of net metering, community solar, and solar in wholesale power markets, and incorporating high-penetration PV scenarios into utility planning and operations management.
Rocky Mountain Institute	Boulder	CO	\$683,692	Project will accelerate large-scale adoption of solar PV through the creation and adoption of innovative approaches to utility regulation, rate design, and business models that enable high penetration of solar PV onto the utility grid.
SolarTech	San Jose	CA	\$2,500,000	Project will develop a scalable national platform to develop model codes, standards, rules, and processes that will enable reduced time frames for PV installations and deployment at lower cost.

- **GTM RESEARCH**
- **SOLAR**
- **SUNSHOT PROGRAM**

•



Eric Wesoff

Editor-at-Large
Greentech Media

Eric Wesoff is Editor-at-Large at Greentech Media. Prior to joining GTM, Eric Wesoff founded Sage Marketing Partners in 2000 to provide sales and marketing consulting services to venture-capital firms and their portfolio companies in the alternative energy and telecommunications sectors. Mr. Wesoff has become a well-known, respected authority and speaker in these fields.

His expertise covers solar power, fuel cells, biofuels and advanced batteries. His strengths are in market research and analysis, business development and due diligence for investors. He frequently consults for energy startups and Silicon Valley's premier venture capitalists.



08.23.17 RESIDENTIAL SOLAR

Back From the Dead: Sungevity Reappears After Solar Spectrum and Horizon Merge



08.22.17 GRID EDGE

4 Trends Reshaping the Power Sector



08.22.17 REGULATION & POLICY

A Snapshot of the US Gigawatt-Scale Non-Wires Alternatives Market

Sign-Up for our Newsletter

EMBRAPII

Marcela de Oliveira Mazzoni

24/08/2017 11:50

**Contribuições da EMBRAPII para o Plano Decenal de Expansão de Energia
2026 - Importância do incentivo a Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
(PD&I)**

Provocar a reflexão sobre a importância do incentivo a Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) na construção das diretrizes que irão orientar o setor ao longo da próxima década

08241150_embrapii

Contribuições da EMBRAPII para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – Importância do incentivo a Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I)

O setor de energia elétrica vem passando por grandes mudanças no mundo. A busca por novas fontes de insumos, o desenvolvimento de novas tecnologias e o crescimento das demandas ambientais e de sustentabilidade estão mudando o mercado. Esse novo ambiente ao mesmo tempo em que é um desafio, também amplia as oportunidades para o surgimento de inovações. O investimento em atividades tecnológicas se torna o caminho para sobreviver e para se diferenciar frente aos competidores.

Essa dinâmica também é positiva para o país e para os consumidores. Novos produtos, com maior eficiência, menos poluição e menor custo representam ganhos significativos para toda a sociedade. São por essas externalidades que diversos governos oferecem incentivos e apoiam as atividades inovadoras.

Ao abrir para consulta pública o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, o Ministério de Minas e Energia (MME) permite que sejam discutidos com a sociedade a estratégia que deverá orientar a atuação das políticas públicas para o setor ao longo da próxima década. E surpreende que a importante discussão sobre os investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I) não estejam presentes no Plano.

Atualmente, uma das regras para que as empresas atuem no setor elétrico no Brasil é a obrigatoriedade do investimento em atividades de P,D&I - 1% do faturamento anual das geradoras e das empresas que atuam na transmissão da energia deve ser aplicado em pesquisas e inovação. Outra parte da obrigatoriedade é que parte desse investimento seja realizado em parceria com instituições de ciência e tecnologia (ICTs). O objetivo de estimular a atuação em conjunto com esses centros é permitir maior complexidade das pesquisas e trazer mais um importante ator nas atividades de ciência e tecnologia (C&T) para o desenvolvimento de novos produtos e processos. Em grande medida, os desenvolvimentos tecnológicos envolvem novos conhecimentos e a sua incorporação demanda muito investimento em atividades de P,D&I.

O Plano Decenal deveria ser a oportunidade de debater para onde o setor e o país querem caminhar nos próximos anos, a partir da reflexão dos resultados obtidos com os investimentos feitos em atividades tecnológicas. O texto apresentado pouco menciona a realização de P,D&I por parte das empresas do setor como elemento fundamental para a expansão da oferta e fornecimento de energia. O desenvolvimento de novas tecnologias que melhorem e criem processos ou produtos parece não estar na atenção do MME na próxima década.

**Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Eletrica -
Apine**

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Eletrica - Apine

25/08/2017 12:50

**Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica -
Apine**

Contribuições da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia
Elétrica – APINE para a Consulta Pública do MME nº 034/2017

08251250_associação

Contribuições da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE para a Consulta Pública do MME nº 034/2017

Inicialmente, a APINE enfatiza a importância da elaboração do PDE, que possibilita uma melhor compreensão de como dará o desenvolvimento do suprimento energético do país, bem como apresenta uma síntese da política energética a ser adotada nos próximos anos. O PDE é fonte de dados de suma importância, constantemente utilizado como referência para pesquisas acadêmicas, instituições financeiras e investidores nacionais e estrangeiros.

Visando contribuir para o aprimoramento do plano apresentado na CP 034, bem como os futuros, a APINE apresenta a seguir algumas contribuições para cada um dos assuntos abordados no PDE 2026.

1. Premissas Gerais e Demanda de Energia

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,5% aa no cenário de referência e 4,3% aa no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial. Na segmentação do mercado, os incrementos das classes comercial e residencial devem apresentar crescimentos mais brandos em relação à indústria, que deverá crescer com mais vigor, se aproveitando da alta capacidade ociosa atual, e com forte expansão de consumo atendido via autoprodução.

A APINE considera factível as premissas macroeconômicas e de crescimento da carga consideradas no plano em questão, incluindo as projeções futuras, ainda que se mostrem bastante conservadoras, refletindo a dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

Por fim, como sugestão de apresentação, a parte descritiva e metodológica dos estudos de resposta da demanda e modelagem do atendimento da demanda máxima poderiam estar neste capítulo, ainda que estes temas sejam utilizados no capítulo “Geração de Energia Elétrica”.

2. Geração de Energia Elétrica

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. Para melhor orientação dos investidores sugere-se que o PDE estabeleça um valor mínimo de perspectiva de expansão futura para cada uma das

fontes e que o mesmo seja revisado a cada 2 anos devido as incertezas envolvidas em qualquer visão de futuro.

O relatório traz novas abordagens para a avaliação da oferta de energia elétrica, com destaque à utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta.

Outra evolução apresentada no PDE é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, avaliando se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, caso não tenha, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga.

O desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para guiar a expansão do parque gerador é de suma importância para garantir a qualidade dos estudos de planejamento. Entretanto, acreditamos que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas e o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão.

O PDE não detalha tais custos, motivo pelo qual a APINE sugere esse detalhamento. Além disso, na eventualidade desses custos não terem sido considerados, recomenda-se aprimorar os futuros PDEs para que passem a incorporá-los.

Nesta mesma linha de estudo integrado das alternativas de expansão da oferta de geração, é importante o casamento dos estudos de oferta de combustíveis, em especial a oferta de gás natural.

Em relação aos resultados apresentados, iniciamos a discussão com as informações da tabela 13 do relatório, onde são apresentados os custos de investimentos das alternativas de expansão analisadas. Estes valores indicam o custo de implantação das alternativas de expansão, no entanto, ao longo do relatório não encontramos as métricas de custo operativo das alternativas de expansão.

Com relação aos diversos cenários analisados, não fica claro no relatório se os valores de investimentos se referem a valores nominais ou presentes.

Outro ponto de dúvida está relacionado ao cenário com restrição total para UHE. Como pode ser verificado na Tabela 13 do relatório, o investimento em geração previsto nesse cenário apresenta o menor valor de todos, dando a falsa impressão que essa seria a melhor alternativa econômica para expandir a geração. Para maior clareza deveria ser indicado o custo referente à operação do sistema elétrico que pode ser menor na opção de investimento mais elevado.

Ainda neste cenário, também é citado que a condição de restrição total de UHE foi considerada por causa da dificuldade de licenciamento ambiental. Por outro lado, os resultados do MDI para a alternativa apresentada neste cenário é o incremento de térmicas a carvão, que contraditoriamente apresentam elevado impacto ambiental. No entendimento da APINE, a princípio, seria mais adequado considerar térmicas a gás do que a carvão.

Adicionalmente, gostaríamos de solicitar os decks de entrada do modelo Newave para os casos de expansão avaliados, além do caso de referência e de demanda alternativa que já foram disponibilizados.

3. Transmissão de Energia Elétrica

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração, nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto os possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor depara-se com certa dificuldade de vincular as premissas de expansão da geração vis a vis a proposta de expansão da rede. Carece também, no capítulo da transmissão, um resumo das alternativas avaliadas com os incrementos de capacidade de transmissão em mapa e tabela, se possível vinculada com os cenários de expansão da oferta apresentados.

Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUST), que considera os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. Desta forma, reforça-se mais ainda a necessidade de maior clareza na definição do cenário de referência de transmissão baseada na referência da expansão da geração, uma vez que tais dados impactam fortemente a definição dos valores das TUST.

4. Produção de Petróleo e Gás Natural, Abastecimento de Derivados de Petróleo e Oferta de Gás Natural

Com relação aos assuntos referidos no título deste item, a APINE opta por apresentar uma contribuição única para todos, uma vez que são bem correlacionados entre si.

As associadas da APINE atuam, direta ou indiretamente, em todos os segmentos do setor elétrico, com predominância no segmento de geração. Algumas associadas, por sua vez, pelo fato de possuírem usinas térmicas, também participam mais diretamente do segmento de petróleo e gás.

No início deste capítulo, é citada que a produção nacional de petróleo deve aumentar 100% no período de 2016 a 2026. A princípio, tal número pode parecer um tanto quanto otimista, uma vez que podem ocorrer atrasos na implantação dos novos poços, principalmente pelo fato de vários deles estarem localizados em águas ultraprofundas. Também deve ser considerada uma produção aquém da estimada, principalmente no início de operação dos poços.

A preocupação da APINE com relação à produção de petróleo e, principalmente de gás, passa pela disponibilidade dessas *commodities* mas principalmente pelo seus valores, que podem alterar significativamente os custos do setor elétrico.

Uma maior oferta de petróleo e de gás nacionais pode dar um indicativo de redução de preço, embora tais preços tenham suas variações apuradas predominantemente com base na variação internacional.

Como sabido, mantendo-se as atuais regras do setor elétrico, a redução do preço dos derivados do petróleo e gás pode provocar a redução do CVU de diversas térmicas, implicando um maior despacho dessa fonte por parte do ONS, o que afetaria o custo de operação do sistema.

Uma maior disponibilidade destes insumos energéticos, também, pode contribuir para que novos empreendimentos térmicos a gás, eventualmente, aloquem menor risco relacionado à falta deste combustível, o que contribui para redução do preço da energia comercializada em futuros leilões.

Embora o Capítulo 3 – Geração de Energia Elétrica deste plano já contemple várias premissas relacionadas à geração térmica, a APINE sugere que fossem elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás. Os resultados dessas análises serviriam para apurar os custos de operação do sistema elétrico, considerando as térmicas que remanescerão no sistema, e também os custos de expansão de geração térmica que, na visão da APINE, deve ser prioritariamente com base em usinas a gás.

Considerando o término de alguns contratos de venda de energia em 2023, a APINE também sugere que seja avaliado o custo de manter as térmicas a gás já existentes no sistema elétrico nacional, como alternativa de atendimento à ponta ou, eventualmente, para compensar a variação de geração de fontes intermitentes, uma vez que tais usinas se encontram depreciadas, porém para continuar operando faz-se necessário a realização alguns investimentos de melhorias, logo importante que seja sinalizado no planejamento as alternativas possíveis de remuneração, dado que a atual forma de comercialização em leilão de energia existente inviabiliza a continuidade de alguns ativos hoje existentes.

Como abordado neste PDE, até o momento dispositivos de armazenamento de energia não se fazem presentes no setor elétrico nacional, motivo pelo qual devem ser estudados e desenvolvidos.

Com relação ao abastecimento de derivados de petróleo, o entendimento da APINE é que poderiam ser detalhadas as obras necessárias para este setor, incluindo respectivos investimentos, possibilitando melhor análise por parte dos possíveis investidores

A APINE entende que a iniciativa “Gás para Crescer”, proporcionará ganhos sistêmicos ao setor de petróleo e gás, bem como trará impactos positivos para o setor elétrico. A premissa do projeto é impor o *unbundling* das atividades de exploração e produção (E&P), transporte e distribuição, o que deve atrair um número maior de agentes para o setor de gás natural.

De acordo com o que foi proposto, a Petrobras deve focar sua atividade no setor de E&P, não devendo atuar em outros segmentos. Tal diretriz acelerará seu processo de descapitalização, colocando à venda uma série de ativos que, uma vez geridos pela iniciativa privada, poderão ter seu desenvolvimento acelerado.

É o caso, por exemplo, do segmento de transporte. Uma empresa, diferente da Petrobrás, recebeu autorização para realizar o transporte do gás e pretende realizar investimentos para expandir a malha de gasodutos, proporcionando o acesso ao gás natural para regiões pouco exploradas do interior dos Estados das regiões Sudeste/Sul.

Além disso, a Petrobras já demonstrou interesse em colocar à venda seus terminais de regaseificação. Tal medida facilitará a entrada de gás natural liquefeito (GNL) no país.

Por fim, destaca-se que, desde que foi estabelecido o limite máximo de queima de gás, a Petrobras possui dois destinos para o gás natural: (i) reinjeção nos poços de petróleo ou; (ii) destinação do gás no mercado nacional. Devido à elevada produtividade dos campos do pré-sal, é esperado um aumento do volume de gás que será disponibilizado para o mercado interno.

Este quadro, uma vez concretizado, deve contribuir para redução dos preços de gás, aumentando a viabilidade de projetos de usinas térmicas, na base do sistema, que atuariam como projetos âncoras, garantindo uma produção fixa e estável, minimizando o impacto econômico das cláusulas *ship-or-pay* ou *take-or-pay*, viabilizando a contratação de volumes maiores de gás natural.

Este cenário descrito acima exemplifica apenas um conjunto de medidas que estão sendo discutidos no âmbito do projeto “Gás para Crescer” e que podem se tornar realidade em um período inferior a 10 anos. Além destas, uma série de outras medidas que estão sendo estudadas podem ser mais enfatizadas nos próximos Planos Decenais de Energia.

Assim, como contribuição, sugere-se: (i) análise de cenário avaliando os impactos do projeto “Gás para Crescer”; (ii) estudo detalhado sobre como integrar os setores de gás natural e energia elétrica, de maneira mais produtiva, analisando os benefícios do estabelecimento de térmicas de base que utilizam gás natural.

5. Eficiência Energética e Geração Distribuída

O tema poderia ser melhor explorado no relatório, em especial a questão da GD voltada a consumidores residenciais, com foco nos conceitos e a evolução normativa para incentivo destas fontes de geração. Os estímulos à geração distribuída (geralmente localizada próxima aos centros de carga) justificam-se pelos potenciais benefícios que estas fontes podem proporcionar ao sistema elétrico: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros, concorrem em alternativa de expansão frente às demais formas de atendimento do mercado consumidor brasileiro.

A APINE sugere uma análise da influência do quadro regulatório, na expansão da GD. Além disto, de forma complementar, seria interessante a elaboração de cenários para avaliar os diferentes ritmos de expansão da GD.

6. Análise Socioambiental

Uma preocupação é com relação à dificuldade de licenciamento ambiental de empreendimentos de geração e transmissão. Neste PDE, inclusive, foi elaborado um cenário no qual foi considerado a condição de restrição total de hidrelétricas, em função das dificuldades de licenciamento.

Assim, a APINE novamente sugere que os empreendimentos de transmissão já sejam leiloados com o devido licenciamento ambiental, se possível junto com os empreendimentos de geração. Podendo, nesta situação, ser reduzido o prazo para início de operação comercial.

7. Considerações finais

Em linhas gerais o texto do PDE 2026 traz informações pertinentes que possibilita à sociedade inferir as diretrizes do planejamento energético nacional. As inovações apresentadas nesta edição como o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e incorporação do atendimento da demanda máxima na expansão do parque gerador mostram o engajamento da EPE em investir na qualidade e confiabilidade dos estudos técnicos bem como o compromisso de capacitação profissional de excelência do seu

corpo técnico, iniciativa que conta com o total apoio da Apine e merece o reconhecimento da dedicação e do compromisso da EPE em conduzir um processo de melhoria contínua desta instituição.

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados. Também foram considerados vários cenários referentes ao setor elétrico, principalmente com relação à geração de energia elétrica.

Em função da importância de tais dados, a APINE sugere que, para os próximos anos, a EPE organize um seminário de apresentação com o termo de referência do PDE. O objetivo deste seminário é discutir com a sociedade as premissas a serem consideradas no estudo e também os temas preliminares dos capítulos antes da divulgação do documento completo para submissão de consulta pública. Assim, a sociedade e agentes podem contribuir e/ou validar tais dados, antes da elaboração do relatório detalhado. Neste sentido, faz-se necessário o estabelecimento de um cronograma indicativo da elaboração do PDE, considerando estas etapas preliminares de discussão com a sociedade, confecção da minuta de relatório, divulgação da consulta pública e publicação do texto final.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência da evolução da estrutura tarifária e o sinal de preço de energia em granularidade horária.

Em referência ao desenvolvimento e utilização de novas ferramentas de apoio à elaboração do PDE, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI, que subsidiou a elaboração do plano em questão, a APINE é plenamente favorável à utilização de ferramentas computacionais que possam otimizar o tempo de trabalho, bem como contribuir para uma melhor precisão das informações e resultados. Contudo nessa situação, sugerimos a realização de uma apresentação da nova ferramenta e a abertura de canal de comunicação com a sociedade, institutos de pesquisa e agentes do setor para contribuir com o avanço metodológico destas ferramentas.

A APINE também sugere que o PDE apresente o resultado da intersecção mínima de todos os cenários analisados no relatório. Além disso, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração sobre o atendimento da demanda máxima, deveriam ser apresentadas diferentes alternativas de escolha de fontes para atendimento desta demanda.

Embora exista a preocupação por parte da EPE que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

A última sugestão de caráter geral da APINE é com relação ao formato do material. Como citado anteriormente, o PDE é um trabalho detalhado e abrangente, de suma importância para a sociedade. Por se tratar de um material extenso e muito complexo, a APINE sugere um Sumário Executivo como primeiro capítulo do PDE, onde as premissas, principais análises e resultados finais seriam apresentados, podendo contemplar também a Síntese dos Resultados. O Sumário Executivo também contemplaria as referências para o detalhamento de cada assunto, que seriam apresentados nos capítulos seguintes do PDE.

Brookfield Energia Renovável

Pablo Motta Ribeiro

25/08/2017 15:31

Contribuições Brookfield para o Plano Decenal de Energia

Contribuições Brookfield para o Plano Decenal de Energia

08251531_brookfield

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.

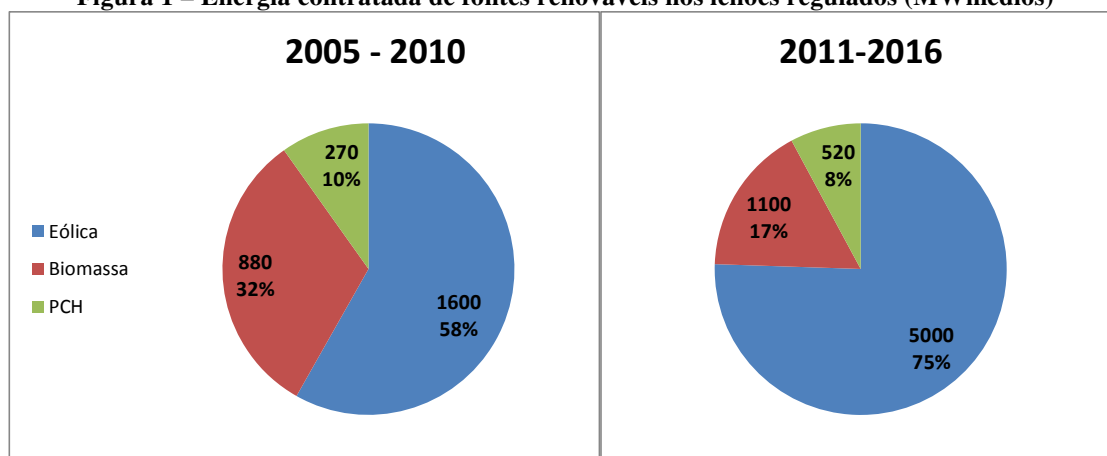
1. Panorama atual das PCHs

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 2-18¹⁾	> 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%
 BIO³⁾	> Todos os bens de capital 0	> Caldeiras 0 > Turbinas a vapor 5	> Caldeiras e turbinas a vapor 14	+10%

1) Alíquota 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, CONFAZ, 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.

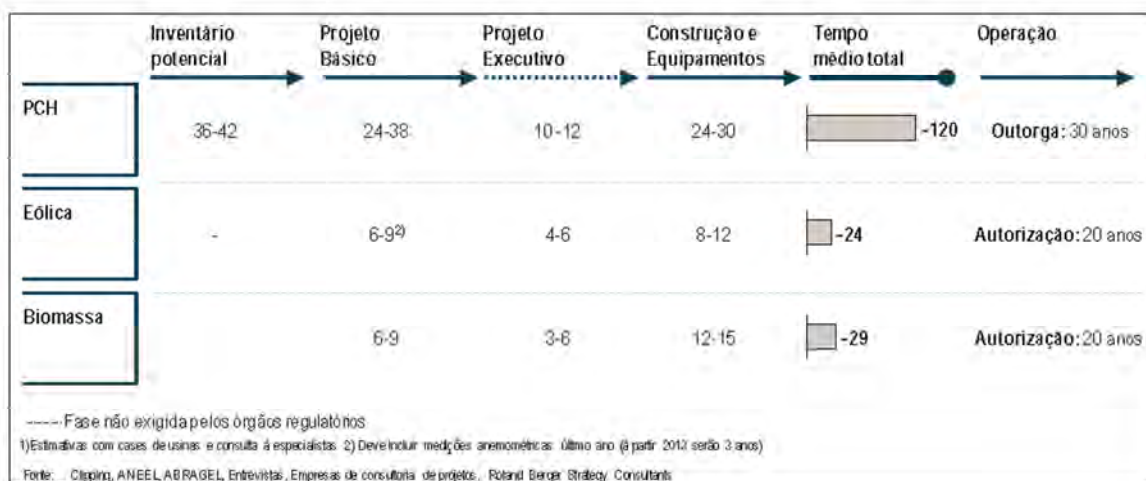
Ainda de acordo com os estudos realizados pela empresa de consultoria Rolland Berger (2012), existem diversas exigências que são impostas apenas aos projetos de PCHs, ocasionando em uma discrepância significativa de tempo para regularização de seus processos, quando comparado a outras fontes de geração.

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.

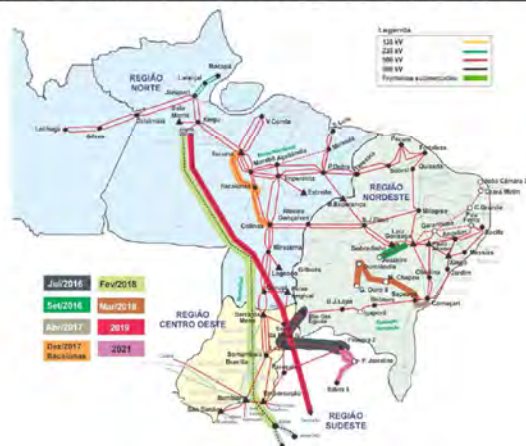
Quando se avalia a situação das linhas de transmissão que conectam os mais importantes empreendimentos de geração do país, observa-se um histórico de atrasos nesses empreendimentos, com destaque para os ativos de Abengoa e Isolux. Tal situação acarreta no contingenciamento de áreas aptas a receber novos 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

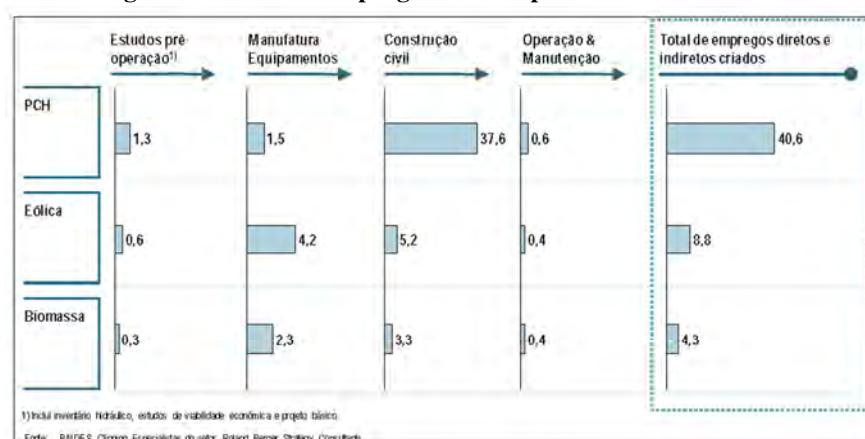
São questionáveis os motivos que levaram a priorização das fontes eólica e solar no PDE 2026, em detrimento das PCHs, face às sérias restrições de escoamento de energia verificadas na região Nordeste. Nesse sentido, é válido realizar uma revisão nas premissas utilizadas para modelagem, principalmente 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

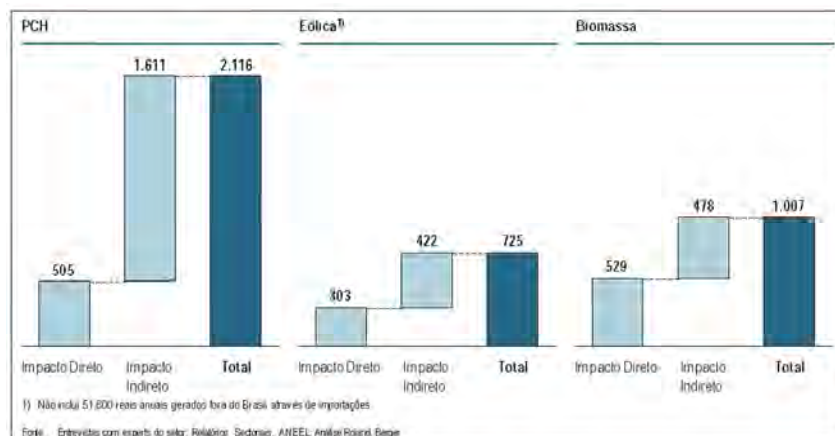


Fonte: Rolland Berger (2012)

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: Roland 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>

TRADENER

ARIANE KLINGELFUS

25/08/2017 17:05

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026

Contribuição - Consulta Pública MME - PDE 2026 - Comentários sobre: Transmissão
e CME

08251705_tradener

Análise do Plano Decenal de Expansão – PDE 2026 – Cap 4. Transmissão de Energia Elétrica

1. Interligação Belo Monte

O plano não mostra uma análise sobre o escoamento da energia da usina de Belo Monte nem um plano para mitigação para os possíveis atrasos que poderão acontecer nas linhas CC previstas para fev/18 e fev/19. Estas linhas estão com várias etapas atrasas e já constituem boa possibilidade de atraso, veja o anexo I.

No 1º Bipolo consta um atraso de 6 meses nas fundações das obras civis, sendo esta etapa primordial para as demais é pouco factível que a previsão de entrada em operação (fev/18) seja concretizada.

No 2º Bipolo constam vários atrasos em etapas que impactam significativamente as demais necessárias para a conclusão da obra, fazendo com que a previsão inicial de operação (fev/19) fique severamente comprometida. Fontes do mercado asseguram que esse atraso será de no mínimo 3 anos.

2. Linhas de Abengoa

O plano menciona a questão que envolve as linhas de Abengoa, contudo não demonstra os impactos relacionados a incerteza de implantação destes projetos. A análise apenas comenta que algumas obras foram priorizadas para mitigar o atraso das linhas, mas não mostra a eficácia destas medidas. Como por exemplo, qual a é gravidade da restrição de intercâmbio entre subsistema e do escoamento de energia para as usinas estas linhas causariam.

3. Cenários

Independente do cronograma do DMSE e tendo em vista a fiscalização da ANEEL apresentar possíveis cenários de atrasos de linhas de transmissão, sugerimos que a EPE não fique totalmente subordinada aos dados oficiais do DMSE.

Empreendimento:		LT 800 kV XINGU/ESTREITO C-1 PA/MG E ESTAÇÕES CONVERSORAS CA/CC 800 KV JUNTO ÀS SES XINGU E ESTREITO					Código:		T2014-071		
CRONOGRAMA											
	Cronograma de Eventos	%	Ato Legal		Prevista		Conclusão Efetiva		Situação		
			Início	Conclusão	Início	Conclusão	Início	Conclusão			
1	Projeto Básico	96	16/06/2014	29/09/2014	16/06/2014	15/08/2017	16/06/2014		Atrasado		
2	Assinatura de Contratos		16/06/2014	31/07/2014							
2.1	Estudos, projetos, construção	100	16/06/2014	31/07/2014	16/06/2014	11/02/2015	12/12/2014	11/02/2015	Concluído		
2.3	Contrato de Compartilhamento de Instalação CCI	100	16/06/2014	31/07/2014	02/02/2015	28/10/2015	02/02/2015	28/10/2015	Concluído		
2.4	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão	100	16/06/2014	31/07/2014	16/06/2014	15/09/2014	16/06/2014	15/09/2014	Concluído		
3	Declaração de Utilidade Pública - DUP		16/06/2014	16/01/2015							
3.1	Solicitação	100	16/11/2014	16/01/2015	16/11/2014	15/06/2015	27/01/2015	15/06/2015	Concluído		
3.2	Obtenção	100	16/11/2014	16/01/2015	31/03/2015	04/08/2015	31/03/2015	04/08/2015	Concluído		
4	Licenciamento Ambiental		16/06/2014	30/06/2015							
4.1	Termo de Referência TR	100	16/06/2014	16/07/2014	16/06/2014	16/07/2014	16/06/2014	16/07/2014	Concluído		
4.2	EIA/RIMA ou RAS	100	16/06/2014	28/11/2014	16/06/2014	22/12/2014	16/06/2014	22/12/2014	Concluído		
4.3	Licença Prévia LP	100	16/10/2014	16/02/2015	23/12/2014	18/05/2015	23/12/2014	20/05/2015	Concluído		
4.4	Licença de Instalação LI	100	16/02/2015	30/06/2015	20/05/2015	17/11/2016	20/05/2015	17/11/2016	Concluído		
4.5	Autorização de Supressão Vegetal ASV	100	16/02/2015	16/06/2015	01/03/2015	17/11/2016	01/03/2015	17/11/2016	Concluído		
4.6	Licença de Operação LO	50	16/07/2017	16/12/2017	16/07/2017	31/10/2017	14/06/2017		Adiantado		
5	Projeto Executivo	93	30/09/2014	16/12/2017	15/03/2015	11/02/2018	15/03/2015		Atrasado		
6	Aquisição de Equipamentos e Materiais		16/06/2014	16/03/2017							
6.1	Pedido de Compra	100	16/06/2014	16/05/2015	16/12/2014	12/09/2016	16/12/2014	12/09/2016	Concluído		
6.2	Estruturas	100	16/06/2014	16/11/2016	15/07/2015	16/06/2017	15/07/2015	30/04/2017	Concluído		
6.3	Cabos e Condutores	100	16/03/2016	16/03/2017	15/11/2015	30/07/2017	15/11/2015	01/08/2017	Concluído		
6.4	Equipamentos Principais (TR e CR)	96	16/06/2014	16/09/2014	15/06/2015	16/08/2017	15/06/2015		Atrasado		
6.5	Demais Equipamentos (DJ, Seco, TC, TP, PR)	99	16/06/2014	16/09/2014	15/06/2015	16/08/2017	15/06/2015		Atrasado		
6.6	Painel de Proteção, controle e automação	81	16/06/2014	16/09/2014	15/06/2015	16/08/2017	15/06/2015		Atrasado		
7	Obras Cíveis		16/06/2014	16/06/2017							
7.1	Canteiro de Obras	100	16/06/2015	16/04/2017	03/11/2015	15/04/2016	03/11/2015	15/04/2016	Concluído		
7.2	Fundações	96	16/06/2015	16/06/2017	15/02/2016	16/12/2017	21/02/2016		Atrasado		
8	Montagem		16/06/2014	16/09/2017							
8.1	Estruturas	87	16/02/2016	16/09/2017	29/04/2016	16/10/2017	29/04/2016		Atrasado		
8.2	Cabos e Condutores	84	16/09/2016	16/11/2017	01/01/2017	30/10/2017	10/08/2016		Adiantado		
8.3	Equipamentos Principais	80	16/02/2016	16/09/2017	30/10/2016	16/09/2017	06/11/2016		Normal		
8.4	Demais Equipamentos	80	16/02/2016	16/09/2017	26/09/2016	16/09/2017	26/09/2016		Normal		
8.5	Painel de Proteção, controle e automação	60	16/02/2016	16/09/2017	30/04/2017	16/09/2017	30/04/2017		Normal		
9	Comissionamento	25	16/04/2017	12/02/2018	16/04/2017	12/02/2018	16/04/2017		Normal		
10	Desenvolvimento Físico	87	16/06/2014	16/12/2017							
11	Desenvolvimento Geral	96	16/06/2014	12/02/2018							
12	Operação Comercial		16/06/2014	12/02/2018		12/02/2018			Normal		
Observação											
LI para Estações Conversoras e Canteiros Principais da Linha de Transmissão obtida em 14/10/2015; LI para Linha de Transmissão obtida em 04/01/2016; OS LT emitida em 06/01/2016; LI Eletrodo + Linha do Eletrodo emitida em 17/11/2016; Canteiros operacionais. LO protocolada em 14/06/2017											

Fonte: Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão da ANEEL, 11/08/2017.

Empreendimento:		LT 800 kV XINGU/TERMINAL RIO PA/RJ E ESTACOES CONVERSORAS CA/CC 800 KV					Código:		T2016-018	
CRONOGRAMA										
	Cronograma de Eventos	%	Ato Legal		Prevista		Conclusão Efetiva		Situação	
			Início	Conclusão	Início	Conclusão	Início	Conclusão		
1	Projeto Básico	100	22/10/2015	22/02/2016	22/10/2015	19/04/2016	22/10/2015	20/04/2016	Concluído	
2	Assinatura de Contratos		22/10/2015	22/10/2015						
2.1	Estudos, projetos, construção	98	22/10/2015	22/02/2016	22/10/2015	30/09/2017	22/10/2015		Atrasado	
2.3	Contrato de Compartilhamento de Instalação CCI	91	22/12/2015	22/08/2016	22/12/2015	30/09/2017	22/12/2015		Atrasado	
2.4	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão	100	22/10/2015	22/06/2016	22/10/2015	22/11/2016	22/10/2015	31/10/2016	Concluído	
3	Declaração de Utilidade Pública - DUP		22/10/2015	22/10/2015						
3.1	Solicitação	92	22/12/2015	22/04/2016	22/12/2015	30/11/2017	22/12/2015		Atrasado	
3.2	Obtenção	76	22/12/2015	22/04/2016	22/04/2016	30/01/2018	20/04/2016		Atrasado	
4	Licenciamento Ambiental		22/10/2015	22/10/2015						
4.1	Termo de Referência TR	100			24/07/2015	22/10/2015	19/08/2015	11/11/2015	Concluído	
4.2	EIA/RIMA ou RAS	100	22/10/2015	22/08/2016	22/10/2015	29/08/2016	22/10/2015	24/03/2016	Concluído	
4.3	Licença Prévia LP	100	22/08/2016	22/12/2016	01/09/2016	28/02/2017	25/03/2016	23/02/2017	Concluído	
4.4	Licença de Instalação LI	90	22/12/2016	22/04/2017	01/02/2017	11/08/2017	24/02/2017		Atrasado	
4.5	Autorização de Supressão Vegetal ASV	90	22/12/2016	22/04/2017	01/02/2017	11/08/2017	24/02/2017		Atrasado	
4.6	Licença de Operação LO	0	22/04/2017	22/12/2019	01/07/2019	01/12/2019			Adiantado	
5	Projeto Executivo	60	22/01/2016	22/09/2019	01/02/2016	01/09/2019	01/02/2016		Adiantado	
6	Aquisição de Equipamentos e Materiais		22/10/2015	22/10/2015						
6.1	Pedido de Compra	100	22/11/2015	22/05/2019	22/11/2015	22/05/2019	22/11/2015	01/08/2017	Concluído	
6.2	Estruturas	35	22/03/2016	22/05/2019	01/04/2016	30/12/2018	22/11/2015		Adiantado	
6.3	Cabos e Condutores	20	22/04/2016	22/05/2019	05/05/2016	30/12/2018	22/11/2015		Adiantado	
6.4	Equipamentos Principais (TR e CR)	40	22/11/2017	22/07/2019	22/12/2017	22/07/2019	08/01/2016		Normal	
6.5	Demais Equipamentos (DJ, Seco, TC, TP, PR)	40	22/10/2018	22/02/2019	22/11/2018	22/02/2019	11/01/2016		Normal	
6.6	Painel de Proteção, controle e automação	15	22/02/2019	22/06/2019	22/02/2019	22/06/2019	06/01/2016		Normal	
7	Obras Cíveis		22/10/2015	22/10/2015						
7.1	Canteiro de Obras	0	22/04/2017	22/06/2017	10/09/2017	09/12/2017			Atrasado	
7.2	Fundações	0	22/06/2017	22/02/2019	01/10/2017	02/03/2019			Atrasado	
8	Montagem		22/10/2015	22/10/2015						
8.1	Estruturas	0	22/08/2017	22/05/2019	01/11/2017	30/05/2019			Atrasado	
8.2	Cabos e Condutores	0	22/12/2017	22/06/2019	01/04/2018	30/06/2019			Atrasado	
8.3	Equipamentos Principais	0	22/11/2018	22/08/2019	07/07/2018	31/08/2019			Atrasado	
8.4	Demais Equipamentos	0	22/11/2018	22/08/2019	25/08/2018	31/08/2019			Atrasado	
8.5	Painel de Proteção, controle e automação	0	22/11/2018	22/08/2019	13/07/2018	31/08/2019			Atrasado	
9	Comissionamento	0	22/06/2019	02/12/2019	01/06/2019	01/12/2019			Adiantado	
10	Desenvolvimento Físico	0	22/10/2015	22/10/2015						
11	Desenvolvimento Geral	15								
12	Operação Comercial		22/10/2015	02/12/2019		02/12/2019			Normal	
Observação										

Fonte: Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão da ANEEL, 11/08/2017.

Análise do Plano Decenal de Expansão – PDE 2026 – Cap 3. Custo Marginal de Expansão (CME)

Utilizar como valor do CME o preço médio dos leilões de energia (como era feito até 2016) pode até se aproximar da realidade, porém é um método puramente empírico e, portanto, a iniciativa da EPE em propor uma nova metodologia para o cálculo do CME no PDE 2026, utilizando o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), justifica em tese por ser um método analítico que permite acompanhar a dinâmica da expansão do SIN.

O MDI tem como objetivo minimizar o valor esperado do custo total da expansão o que consideramos ser uma boa estratégia, porém precisamos destacar que o atual critério de expansão ótima, definido pelas resoluções nº1/2004 e nº9/2008 do CNPE, o qual determina que a probabilidade de ocorrência de déficits de energia não pode ser maior do que 5% e que o planejamento deve buscar a igualdade entre Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME), precisa ser questionado.

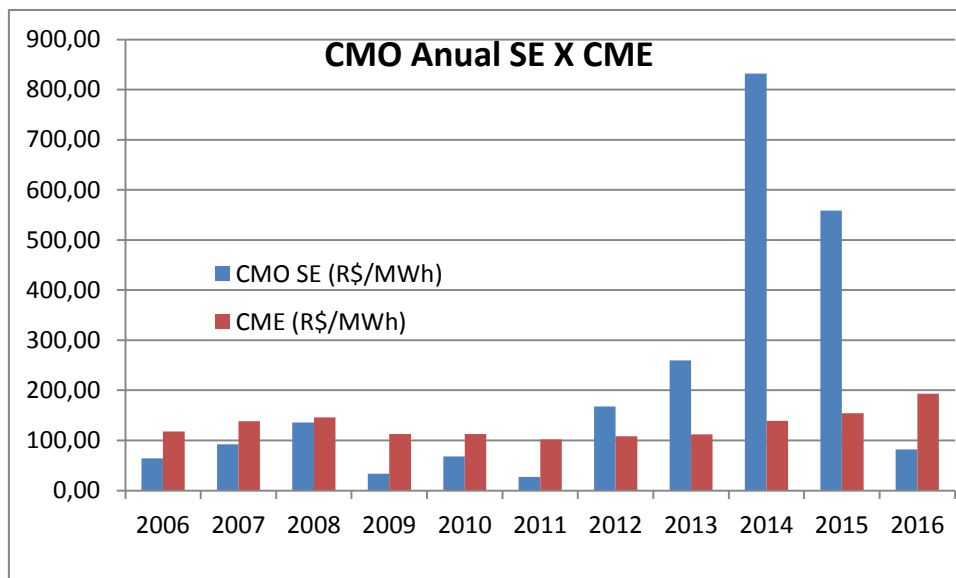
Tomar decisões do planejamento da expansão baseado no cálculo de políticas resultantes de um modelo estocástico é típico das decisões de operação. Enquanto afirmamos que a utilização de um modelo determinístico que contemple o critério de risco bem definido e estratégias de desenvolvimento da matriz energética é muito mais adequado para a tomada de decisão do planejamento da expansão.

Utilizando o critério de igualdade entre CMO e CME, calculamos o critério de expansão baseado na visão da operação. Dessa maneira, o CME fica dissociado da realidade levando a um plano distorcido de expansão do SIN e isso não nos assegura uma expansão eficiente.

Essa situação estrutural distorcida está amplamente comprovada nos dias atuais, visto que mesmo passando por uma hidrologia desfavorável, níveis baixos dos reservatórios e vivenciando o auge de uma recessão econômica, estamos sempre no limite do atendimento crítico, o que nos faz perceber que o planejamento do modo como é efetuado até os dias de hoje se apresenta de forma ineficiente. O que nos parece é que existe um vício do critério de expansão em seguir a visão do operador do SIN.

Dessa forma nos próximos anos operativos a variabilidade da hidrologia vai provar essa distorção mencionada, já que, mesmo diante de tanta incerteza política e econômica, é utilizado somente um cenário de carga de referência no cálculo do CME que pode ser insuficiente para representar corretamente a expansão.

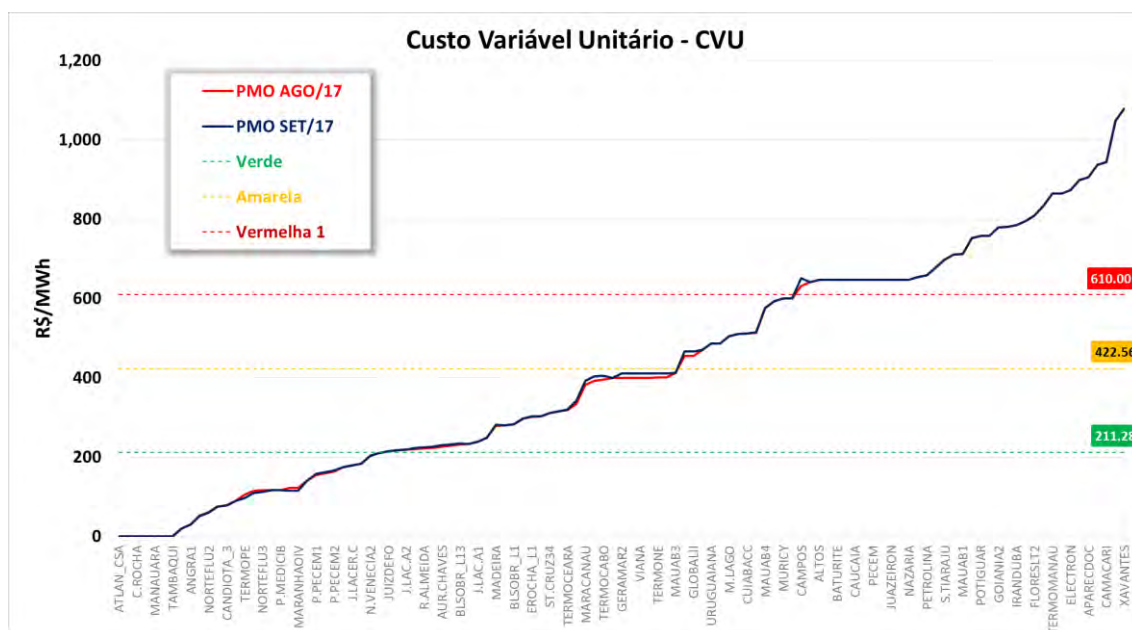
Por definição, o Custo Marginal de Operação (CMO) é a variação do custo operativo necessário para atender 1 MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes. Considerando que igualdade $CMO=CME$ não está acontecendo ao longo do tempo, então a teoria do custo marginal se torna inadequada para ser utilizada como critério de expansão. O gráfico a seguir apresenta os valores de CMO e CME definidos desde 2006, onde podemos observar que nos anos de 2013 a 2015 o CMO foi maior que o CME.



Fonte: Tradener

Outras razões de que a igualdade $CMO=CME$ não deveria ser indicada como sinal de expansão:

- Como a capacidade de armazenamento evoluiu muito pouco com relação à demanda, o CMO vem convergindo, há bastante tempo, para o CVU unitário das térmicas (ver gráfico abaixo sobre CVU das térmicas do SIN). E esse fato não mudará por bastante tempo, já que não há previsão de entrada de reservatórios significativos no SIN;

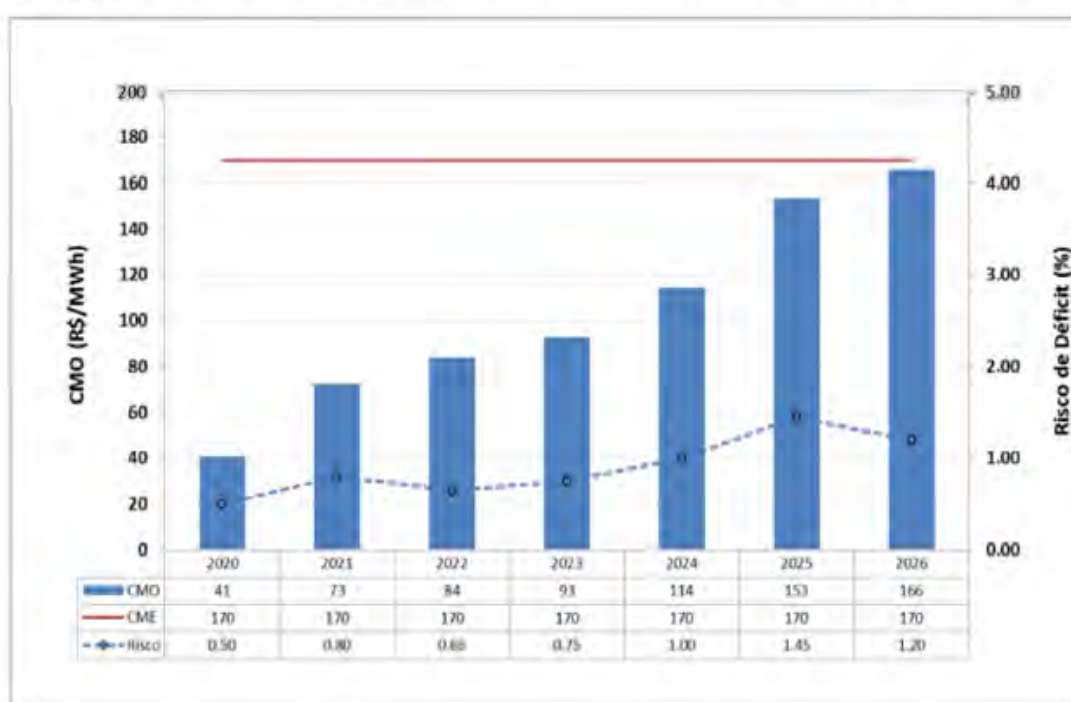


Fonte: PMO Set/2017

- O CVaR está longe de ser a metodologia definitiva para o cálculo do CMO, visto que a CPAMP está estudando a Superfície de Aversão ao Risco (SAR) e outros métodos que deixem os modelos de preços mais aderentes à realidade, além de apresentar uma total discricionariedade no ajuste dos parâmetros alfa e lambda.

Analisando os resultados de CMO's obtidos no PDE 2026, segundo gráfico abaixo, podemos observar que os custos marginais obtidos, apresentam tendência valores baixos o que inibe a demanda por investimentos em fontes termoeletricas. A maior prova disso são os preços teto dos Leilões de Energia Nova, nos últimos anos, em média ultrapassam R\$200,00/MWh, valor este acima do CME do PDE 2026 que é de R\$170,00/MWh.

Gráfico 28. Custo Marginal de Operação da Expansão para Atendimento apenas à Carga de Energia



Fonte: PDE 2026

Se o CME é menor do que o teto dos Leilões de Energia Nova há um sinal de que a expansão não é necessária, ou seja, mais uma prova de que o critério adotado para expansão do SIN não está sendo eficiente.

Outra consequência é no cálculo da Garantia Física, que também utiliza a igualdade CMO e CME como critério de convergência e, portanto fornece um resultado de baixa confiabilidade uma vez que é obtido através de um CME distorcido.

Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo

Paulo Milton Sássi Junior

25/08/2017 17:06

Plano Decenal de Energia 2026

Contribuições da SEM-SP para a Consulta Pública MME 34-2017

08251706_secretaria



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

Contribuições da Secretaria de Energia e Mineração

**Consulta Pública MME nº 34, de 07/07/2017, referente ao
Processo nº 48360.000007/2017-15, que trata do aprimoramento do
relatório "Plano Decenal de Expansão de Energia 2026", assim como notas
técnicas e informações correlatas.**

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 é um documento indicativo das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte até 2026. Tal expansão é analisada a partir de uma visão integrada para os diversos energéticos. São resultados do PDE, entre outros: análise da segurança energética do sistema; balanço de oferta e demanda de garantia física; disponibilidade de combustíveis, em particular do gás natural; cronograma dos estudos de inventário de novas bacias hidrográficas; e recursos e necessidades identificados pelo planejador para o atendimento à demanda. Em que pese seu caráter indicativo, o PDE fundamenta diretrizes específicas dos órgãos executivos federais e consequentemente vincula investimentos de interesse estratégico para os estados.

A Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo – SEM-SP, responsável pelo planejamento e execução do Plano Paulista de Energia, apresenta as contribuições que seguem com vistas ao aprimoramento do PDE 2026, objeto da Consulta Pública caracterizada em epígrafe.

3. Geração de Energia Elétrica

A análise do Plano Decenal de Expansão 2017-2026 mostra que houve uma evolução significativa da metodologia no sentido de otimizar a expansão, em contraste com planos anteriores nos quais se tinha como premissa implícita a equalização entre os custos marginais de operação e expansão. Apresenta um portfólio de opções de oferta bastante completo considerando as diversidades regionais. Foram incluídas diversas tecnologias de geração, tais como:

- ✓ Projetos de usinas hidrelétricas (PCH e UHE);
- ✓ Usinas termelétricas ciclo combinado gás natural com 3 níveis de flexibilidade;
- ✓ Usinas termelétricas ciclo aberto gás natural totalmente flexível;
- ✓ Usinas nucleares;



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

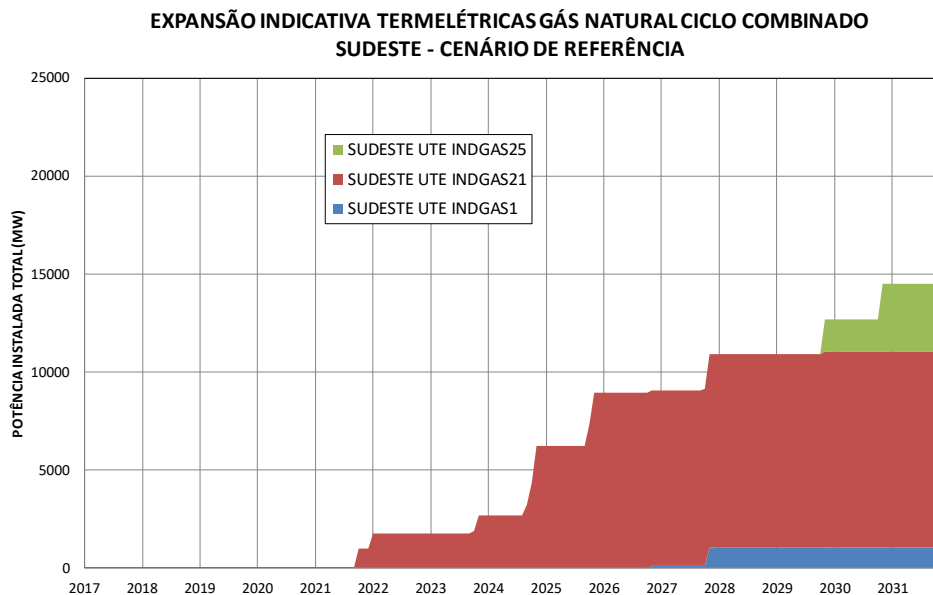
- ✓ Usinas termelétricas carvão mineral nacional;
- ✓ Usinas eólicas;
- ✓ Usinas fotovoltaicas;
- ✓ Usinas à biomassa com CVU nulo.

Destaca-se o caso das usinas termelétricas a gás natural por seu interesse estratégico à política energética paulista.

Composição das parcelas do CVU para o ano de 2016

Inflexibilidade	US\$/MMBTU			CVU (R\$/MWh)
	115%	Parcela_DC	Preço do gás na UTE	
CC - 100%	3,25	4,30	7,55	246,00
CC - 0%	3,25	6,50	9,75	311,00
CC - 50%	3,25	5,15	8,40	271,00
CC - 80%	3,25	4,52	7,77	252,00
Motor Baixa Rot.	3,25	6,50	9,75	381,00
TG Aeroderiv.	3,25	6,50	9,75	407,00
TG HD	3,25	6,50	9,75	447,00

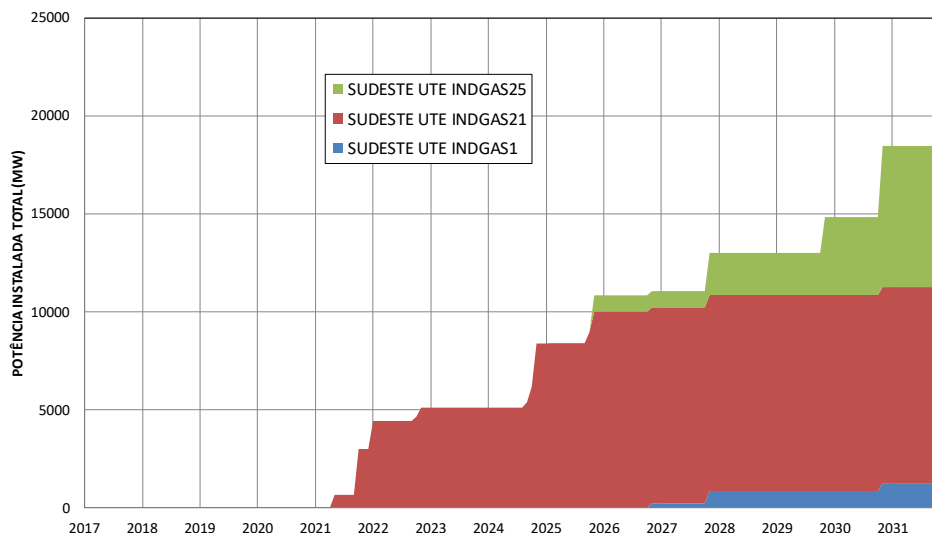
Como resultado o modelo selecionou a seguinte expansão indicativa no Sudeste:





GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

**EXPANSÃO INDICATIVA TERMELÉTRICAS GÁS NATURAL CICLO COMBINADO
SUDESTE - CENÁRIO DE ALTERNATIVO**



Apesar de terem sido ofertados diversas opções de grau de inflexibilidade das térmicas a gás natural, o modelo indicou para o Sudeste apenas UTEs totalmente flexíveis.

Dentro deste conjunto de térmicas estão incluídas as de interesse do Estado de São Paulo. Por isso é necessário examinar com mais detalhe os critérios utilizados principalmente cruzando o Grau de Inflexibilidade x Opções de Abastecimento e Custo do Combustível x Segurança Energética.

Para as demais regiões o modelo também selecionou termelétricas indicativas a gás natural, para o horizonte 2031 totalizando 6.450 MW no Sul e 1.856 MW no Nordeste, para o Cenário de Referência. Para o Cenário Alternativo os valores são de 7.270 MW e 2.941 MW respectivamente para o Sul e Nordeste. O total para a Região Sul inclui a UTE Rio Grande que até o momento não foi viabilizada apesar de ter sua energia vendida em leilão. No total da Região Nordeste não está incluída a UTE Porto de Sergipe, de aproximadamente 1.500 MW.

Outra alteração metodológica importante foi a separação do Custo Marginal de Expansão (CME) em Custo Marginal de Expansão de Energia (CMEE) e Custo Marginal de Expansão de Potência (CMEP). Esta alteração já está alinhada com a proposta contida na nova Modelagem do Setor Elétrico que propõe a separação do lastro da energia.

Os valores calculados pela EPE estão indicados a seguir:



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

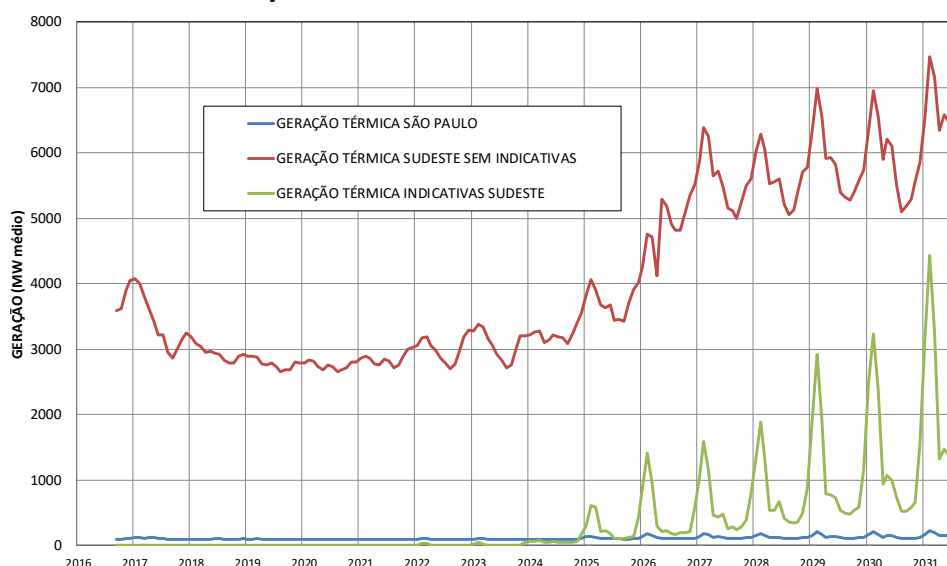
Custos Marginais de Expansão

	CME Energia	CME Potência	CME Expansão
Ano	R\$/MWh	R\$/kW/ano	R\$/MWh
2022	R\$ 89,51	R\$ 549,93	R\$ 178,89
2023	R\$ 99,54	R\$ 553,47	R\$ 189,50
2024	R\$ 116,51	R\$ 605,75	R\$ 214,96
2025	R\$ 152,48	R\$ 730,69	R\$ 271,23
2026	R\$ 147,04	R\$ 524,59	R\$ 232,30
Média	R\$ 121,02	R\$ 592,89	R\$ 217,38

Posicionamento da SEM-SP:

A Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo propõe que a distribuição das Térmicas Indicativas no Sudeste priorize o Estado de São Paulo tendo em vista os resultados das simulações dos cenários do PDE 2026 apresentados no gráfico a seguir com a Geração Térmica do Sudeste sem incluir a biomassa.

PDE 2026 - GERAÇÃO TERMELETRICA NO SUDESTE - CENÁRIO DE REFERÊNCIA



A geração das térmicas existentes no Estado tem contribuição praticamente desprezível em relação à geração térmica do Sudeste. Assim, sob o ponto de vista de segurança energética, São Paulo, que paulatinamente vai dependendo cada vez mais de energia produzida por usinas localizadas a longa distância, necessita de um parque térmico expressivo que garanta de forma adequada o atendimento de sua carga.

Além deste aspecto, a SEM-SP propõe que a EPE revise os critérios de despacho destas térmicas indicativas, visando ampliar a operação na base, garantindo desta forma que elas cumpram adequadamente sua função de aumentar à segurança energética do Sistema Interligado Nacional e em especial a



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Secretaria de Energia e Mineração

segurança do Estado de São Paulo. Este procedimento é necessário face aos problemas ocasionados pela redução da capacidade de acumulação dos reservatórios do SIN em relação à carga o que pode ser comprovado pelos eventos verificados nos últimos anos.

Com relação aos Custos Marginais de Expansão de Energia e Potência a SEM-SP propõe que os mesmos sejam calculados por subsistema incorporando parâmetros que contemplem as diferenças regionais.

4. Transmissão de Energia Elétrica

Todos os empreendimentos para melhoria do desempenho e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN são estudados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, através de informações apresentadas pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em especial o Estado de São Paulo conta com um grupo específico, Grupo de Estudos da Transmissão – GETSP, para tratar desses assuntos, coordenado pela EPE, onde a Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo tem participação efetiva.

Os empreendimentos para o Estado de São Paulo, informados no PDE 2026, já vem sendo monitorados pela SEM-SP através do Grupo de Trabalho – GTSP, coordenado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Em análise do PDE 2026 verifica-se a tendência de aumento da TUST. Esse aumento deve impactar no valor dos próximos empreendimentos, vista a relação Receita Anual Permitida – RAP e o investimento nos empreendimentos.

O Ministério de Minas e Energia – MME publicou no dia 05/07/2017, a consulta pública MME nº 33 sobre o “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico”. A Nota Técnica nº 05/2017 apresenta propostas de medidas que viabilizem o setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo. Nesse aprimoramento há abertura, conforme Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas no item 3.102. As alterações se prestam a estabelecer diretrizes para a consideração de sinal locacional também na distribuição e consideração de eventuais benefícios da geração próxima da carga. Essas são formas de racionalizar a remuneração de externalidades, eliminando subsídios cruzados que não manifestam adequadamente os incentivos para inserção virtuosa das alternativas de suprimento energético.

Os prazos para implantação de novos empreendimentos vêm crescendo devido a problemas fundiários, sociais, ambientais entre outros. Essas dificuldades acarretam atrasos na entrada em operação bem como a antecipação da recomendação de reforços no sistema elétrico. Os critérios para avaliação e análise econômica de alternativas para o sistema de transmissão de energia elétrica são de 2002, com documentos do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, hoje extinto.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

Posicionamento da SEM-SP:

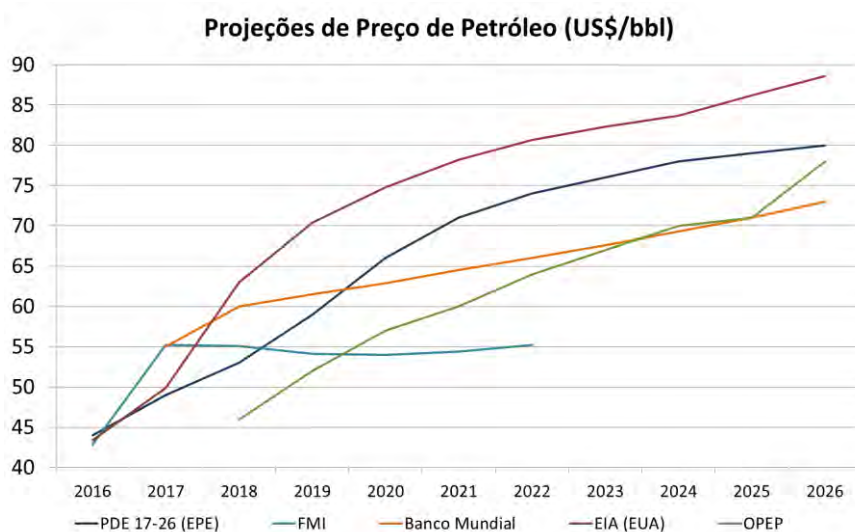
É necessário contemplar a adequação dos critérios de planejamento estratégico à configuração atual do SIN, integrando os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com vistas a garantir a segurança energética a grandes centros de carga e locais de difícil acesso. Esse planejamento deve promover o equilíbrio entre as dimensões socioambientais, econômicas e financeiras da sustentabilidade. Isso implica direcionar a implantação de unidades de geração de forma a reduzir significativamente as perdas nas linhas de transmissão e acelerar a implantação de empreendimentos junto aos centros de carga.

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

5.1 Previsão de Produção de Petróleo

Não fica claro no documento em Consulta se os volumes de produção previstos incluem os líquidos de gás natural produzidos em conjunto com o petróleo, assim como o quanto foi considerado do novo Plano Plurianual de Rodadas de Licitação, aprovadas pelo CNPE em 2017, ainda que sob incertezas quanto a quais das áreas ofertadas serão contratadas.

Como o nível de investimentos nas atividades de Exploração e Produção depende diretamente do preço do barril de petróleo, estimativas mais otimistas de crescimento do PIB mundial podem conduzir a projeções de preços de petróleo mais elevados, atraindo maior volume de investimentos, com reflexos nas curvas de produção. As projeções de preço de petróleo da EPE estão acima daquelas previstas pelo Banco Mundial e da OPEP, como ilustrado a seguir:



A resenha das páginas 162-163 apresenta divergência na quantidade de UEPs que entrarão em operação no período 2017-2026. A curva de produção projetada (superdimensionada) não apresenta equivalência aos 36 módulos de produção considerados pela EPE que entrarão em produção no período. Há



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Secretaria de Energia e Mineração

inconsistência nestas projeções, pois mesmo que cada módulo tivesse capacidade de produção de 100 mil barris/d (quando o usual é 150 mil barris/d), seriam adicionados no horizonte 3,6 milhões de barris/d, o que conflita com o incremento de 2,6 milhões de barris/dia projetados.

As recentes discussões na ANP acerca das possíveis isenções das cláusulas de cumprimento das obrigações de Conteúdo Local podem implicar no destravamento ou aceleração de vultosos investimentos pelas operadoras, os quais podem afetar a curva de produção esperada.

Posicionamento da SEM-SP:

A EPE deve apresentar o conjunto dos projetos mais significativos (pré-sal) de exploração e produção que entrarão em operação no decênio 2017-2026, uma vez que os volumes de produção aparentemente estão superdimensionados.

Propõe-se que a EPE avalie possíveis efeitos das cláusulas de conteúdo local nas curvas esperadas de produção.

PETRÓLEO

Propõe-se ajustes nas estimativas de produção de petróleo a um patamar mais coerente inclusive quanto à consistência das projeções da Petrobras e ANP.

Os dados e projeções apresentados sugerem incertezas e riscos quanto à produção projetada dos operadores privados dada a ausência recente de investimentos em esforços exploratórios. Isto pode comprometer os volumes de produção previstos. Propõe-se que a EPE explicita se está considerando que no 1º quinquênio do Plano (2017-2021) haverá manutenção da atual participação da Petrobras na produção nacional de petróleo e líquidos ou se prevê a entrada de áreas operadas por outras empresas.

Tal segurança nas projeções pode ser obtida pela disponibilização dos dados desagregados anualmente para cada regime de produção, campos e sistemas pela EPE.

GÁS NATURAL

Não foi previsto um cenário com as possíveis mudanças jurídico-regulatórias resultantes da iniciativa Gás para Crescer.

Preocupa persistirem incertezas quanto à produção de petróleo, uma vez que a maior parte do gás a ser produzido é associado, principalmente nas áreas com maior potencial, como é caso do pré-sal e da cessão onerosa.

A EPE deve indicar onde a diferença entre a produção bruta de gás e a oferta disponibilizada ao mercado será utilizada (E&P, FAFENs, Geração de Energia pelo produtor ou, principalmente, em reinjeção), pois é prevista a manutenção do quadro atual em que metade da produção de gás é ofertada ao mercado. Este cenário está em desalinho com os esforços do Governo em ampliar a competitividade e o número de agentes na indústria de gás.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Secretaria de Energia e Mineração

Faltam detalhamentos e justificativas quanto à premissa do Plano que nos primeiros anos praticamente a totalidade do gás natural produzido em Libra será reinjetada, quando era esperado que o Plano apresentasse indicações de estruturas ou o horizonte a partir do qual volumes adicionais da produção de Libra poderiam ser disponibilizados ao mercado.

Propõe-se que sejam apresentadas medidas concretas quanto à efetiva realização dos investimentos necessários para que estes recursos sejam disponibilizados ao mercado neste curto prazo, de modo a contribuir com o crescimento do país e da economia e cadeia produtiva de São Paulo.

5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

A relação R/P de petróleo e gás parece não ser sustentável no PDE e apresenta comportamento incerto, faltando justificativas para o declínio das reservas no final do horizonte decenal.

A segurança a respeito dos dados e projeções é pré-condição para a realização das rodadas e atração dos investidores.

Posicionamento da SEM-SP:

Propõe-se a realização de rodadas anuais permanentes de licitações de novas áreas para manutenção ou ampliação das reservas provadas.

Os dados apresentados no Plano mostram que ainda não estão consideradas medidas discutidas ou encaminhadas pelo Gás para Crescer, sendo necessária a integração dos esforços e ações que vem sendo discutidos pelo Governo Federal.

5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Posicionamento da SEM-SP:

Os investimentos previstos entre 2017-2026 na área de E&P de petróleo e gás natural (entre US\$ 280 a 300 bilhões) não apresentam correspondência com o PN 2017-2021 da Petrobras e, portanto, devem ser explicitadas as razões e as áreas que justificam as previsões de tais investimentos.

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

6.1 Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados

A iniciativa Federal “Combustível Brasil” apontou para o surgimento de uma nova perspectiva nacional de abastecimento de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo, cujo impacto deve ser estimado e exposto de forma clara e evidente nas projeções apresentadas.

Posicionamento da SEM-SP:



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Secretaria de Energia e Mineração

Propõe-se a elaboração de um cenário adicional, onde seja estimada a influência das medidas que serão adotadas pelo Governo Federal nos próximos anos, com o objetivo de atender aos eixos estratégicos da iniciativa “Combustível Brasil”:

- ✓ Fomento a novos investimentos no setor de abastecimento, especialmente no refino.
- ✓ Estímulo à competitividade crescente nos mercados de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo.
- ✓ Redesenho do cenário de abastecimento de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo frente ao novo papel da Petrobras.
- ✓ Regras de acesso e desenvolvimento das infraestruturas portuárias e terminais de abastecimento de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo.

Esta análise tende a aumentar a confiança dos investidores e, conseqüentemente, potencializar a concretização de investimentos em áreas de interesse, contribuindo, entre outros, na redução das importações de gasolina A e principalmente de óleo diesel.

No médio prazo, o crescimento econômico está associado ao aumento do consumo de diesel no Brasil, contudo as projeções da EPE indicam que a produção nacional de óleo diesel será deficitária no horizonte decenal. A apresentação desse cenário adicional contribui para que Unidades da Federação, como São Paulo, ampliem os esforços em cursos para o aumento da capacidade de refino.

7. Oferta de Gás Natural

No horizonte decenal, os preços previstos para a molécula do gás natural são crescentes na faixa US\$ 3,2 – 6,0/MMBtu (sem impostos), em oposição a necessidade de preços competitivos para a retomada do crescimento econômico.

A demanda não termelétrica (distribuidoras) permanece praticamente constante em todo o horizonte, o que parece incongruente com o cenário de expansão da oferta de gás natural na Bacia de Santos e os resultados esperados da iniciativa Gás para Crescer. Cabe mencionar a decisão do Governo do Estado de São Paulo de ampliar a participação do gás natural na matriz energética paulista e fomentar novos usos na indústria, termelétricas e demais segmentos consumidores, a partir de um robusto Plano de Metas de Expansão da malha de distribuição de gás natural, que prevê investimentos na rede de distribuição em novos municípios e atendimento de novos consumidores, com efeitos diretos na ampliação da demanda estadual de gás natural diretamente atendida pelas distribuidoras de São Paulo.

A alternativa de expansão utilizando termoeletricas de partida rápida para o atendimento da demanda de ponta é incompatível com a política de eficiência e racionalização energética e com as melhores práticas da indústria e dos setores de



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

energia elétrica e gás natural. A consideração de que 6 novos terminais de GNL serão construídos até 2026, acrescentando 84,2 MMm³/dia de oferta gás, não contempla avaliação dos aspectos tributários envolvidos e apresenta riscos adicionais quanto à capacidade ociosidade dessa infraestrutura, inviabilizando tal alternativa.

Posicionamento da SEM-SP:

O Plano não apresenta estimativas quanto à expansão da capacidade de processamento das UPGNs existentes e nem aponta possíveis gargalos na infraestrutura de escoamento da produção no horizonte decenal. É imperioso que esta questão seja analisada e incluído eventual comentário à respeito.

A oferta de gás natural no período pode ser insuficiente para o atendimento e operação de termelétricas operando na Base e, portanto, é necessário integrar os instrumentos de planejamento da expansão, da produção e da operação com vistas a evitar sobressaltos na política de gás natural a ser estabelecida para o país (ex: no cenário de maior despacho, as termelétricas bicomcombustíveis indicativas podem ter que operar com o combustível substituto por insuficiência de gás).

O documento não explicita o impacto das projeções de preço do gás no consumo, especialmente do mercado convencional ligado às distribuidoras.

É importante que o Plano contemple alternativas para o atendimento da ponta do sistema elétrico, além das termelétricas bicomcombustíveis.

É preciso avaliar os reflexos dos aspectos tributários envolvendo a importação de gás natural, seja por gasoduto ou via GNL, que representam entrave e tem impedido a viabilização do swap de gás natural, e podem comprometer as projeções de oferta de gás.

8. Oferta de Biocombustíveis

Posicionamento da SEM-SP:

A Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo propõe o alinhamento da projeção da oferta de biocombustíveis com as ações governamentais propostas nos Programas RenovaBio e Rota 2030.

9. Eficiência Energética e Geração Distribuída

9.1 Eficiência Energética

As metas apresentadas para redução de consumo relacionadas às medidas de eficiência energética – MEE (7%) serão alcançadas devido a implantação de metodologias de gestão da iluminação nas prefeituras e o incentivo para adoção de práticas de consumo mais eficientes, por meio da atuação em rede e implementação de projetos de eficiência energética e hidráulica, além de melhorias nas metodologias de gestão energética.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
Secretaria de Energia e Mineração

Posicionamento da SEM-SP:

O planejamento estratégico deve promover o equilíbrio entre as dimensões socioambientais, econômicas e financeiras da sustentabilidade. Isso implica direcionar a implantação de unidades de geração de forma a reduzir significativamente as perdas nas linhas de transmissão e acelerar a implantação de empreendimentos junto aos centros de carga.

Com a entrada dos clientes especiais observa-se que desde 2016 houve grande migração do mercado cativo para o mercado livre, cujos agentes são isentos da obrigatoriedade de aplicação de recursos em eficiência energética. Desta forma haverá diminuição dos recursos destinados à Eficiência Energética oriundos da receita operacional líquida – ROL das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Deve-se estabelecer um mecanismo que garanta a isonomia de tratamento entre agentes de cada segmento da cadeia de valor, incluindo o segmento de consumo. A isonomia deve ser observada tanto para regras aplicáveis a agentes já atuantes (concessionárias) como a potenciais entrantes (livres) incluindo os agentes do ambiente de comercialização livre.

9.2 - Geração Distribuída

Segundo o cenário de referência do PDE 2026, com a capacidade já contratada e a contratar, até 2026, a fonte eólica acrescentará 18.446 MW à sua atual capacidade instalada, a fonte solar fotovoltaica 9.639 MW, a de biomassa 4.055 MW e as pequenas centrais hidrelétricas têm previsão de expansão de 2.337 MW.

No momento em que se procura estabelecer uma política estruturante, como o Renovabio e o Rota 2030, para que o setor sucroenergético possa expandir a participação de seus produtos sustentáveis na matriz energética brasileira e sinalizar aos potenciais investidores interessados em expandir a indústria de bioeletricidade, a previsão de expansão de cerca de 436 MW/ano, somente a partir de 2023, contraria essa sinalização.

Atribuir essa pequena expansão da bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica ao seu restrito potencial não contempla uma análise adequada da capacidade da fonte biomassa. Segundo a própria EPE, até 2026, o Brasil estará utilizando menos de 20% do potencial técnico da exportação de energia elétrica pela biomassa, considerando as diversas possibilidades produtivas (aproveitamento eficiente do bagaço, palha e pontas e do biogás da vinhaça/torta de filtro).

A expansão da rede de distribuição de gás, por meio do aumento da produção de gás natural na Bacia de Santos, permitirá a inserção do biometano na rede e a potencialização da capacidade instalada para geração de energia elétrica, através de usinas híbridas (gás natural e biomassa) e a biogás.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Secretaria de Energia e Mineração

Extraído da vinhaça e com potencial estimado em mais de nove milhões de metros cúbicos por dia, o biogás é capaz de produzir mais 18 mil GWh ano, cerca de 20% do consumo paulista.

Essa “complementaridade energética” tem grande benefício sistêmico. A distribuição geográfica dessas usinas híbridas térmicas, com grande disponibilidade dentro do centro de carga do sistema elétrico nacional, reduzirá os custos em reforços nas redes de transporte de energia.

Posicionamento da SEM-SP:

Propõe-se que o PDE passe a contemplar em capítulos específicos, o planejamento das políticas estaduais de energia, principalmente, na abordagem da geração distribuída e questões de competência estadual, como a distribuição de gás canalizado e políticas para o desenvolvimento do biogás, biometano e resíduos sólidos.

Propõe-se que a previsão de expansão de Geração Distribuída seja superior aos montantes previstos (436 MW/ano) e, se possível, antes de 2023.

CONSIDERAÇÕES FINAIS: DESAGREGAÇÃO DE DADOS

Considerando a necessidade de desagregar dados regionalizados, capazes de permitir uma análise mais pormenorizada dos rebatimentos do PDE 2026 nas unidades da federação, a Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo manifesta interesse em receber **detalhamento dos dados da região Sudeste e, em particular, os dados do Estado de São Paulo**, a fim de subsidiar estudos e cenários, respeitando suas correspondentes participações, em consonância com as projeções oficiais da EPE.

Dentre essas desagregações, são necessários:

- ✓ Expansão da geração elétrica, de fonte hidráulica, gás natural e de biomassa da cana de açúcar;
- ✓ Expansão prevista da malha de transmissão para o Estado de São Paulo e suas interligações com o SIN;
- ✓ Expansão da geração distribuída;
- ✓ Expansão das fontes renováveis de energia solar, biodiesel, biogás, PCHs, entre outras;
- ✓ Expansão da produção e fornecimento de Gás Natural para o Estado e gasodutos previstos;
- ✓ Expansão do refino e distribuição de derivados de petróleo, considerando parcelas de exportação e importação dos mesmos.

ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia

Pedro George Prescott Ferraz

25/08/2017 17:30

Contribuição da ABIAPE para o PDE 2026

ABIAPE

08251730_abiape - a

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 034/2017

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições para a Consulta Pública (CP) do MME nº 034/2017 que visa obter subsídios ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026.

A. Considerações iniciais

O PDE é uma ferramenta que auxilia não somente a adequação de longo prazo do ponto de vista do Planejador, mas também as análises de decisões do próprio mercado. As expectativas de matriz, sistema de transmissão e custos/preços é sinalizador para diversos agentes. Nesse sentido, enaltece-se a importância da seriedade e da representatividade do plano, ainda que não seja possível estimar algumas das premissas com exatidão e nem prever a execução do planejamento indicativo.

Nesse sentido, o desenvolvimento de novas metodologias, a exemplo do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), são recebidas com elogios pelo mercado. No entanto, os estudos de expansão parecem exigir modelos adicionais, assim como a prática da melhoria contínua. Nesse contexto, a ABIAPE explicita o seu apoio para o aprimoramento ferramental para que o Planejador possa exercer suas atividades com plenitude e modernidade que sua responsabilidade exige.

A Associação sugere ainda que a EPE avalie quais ferramentas e *decks* poderiam ser oferecidas ao mercado, de modo que agentes interessados possam realizar suas próprias análises de sensibilidade e melhor projetar sua posição em relação ao planejamento indicativo.

B. Viabilidade dos Investimentos

Ainda que indicativo para a oferta de energia, o planejamento da expansão tem compromisso com a realidade. Nesse sentido, destacam-se a avaliação da viabilidade econômico-financeira dos projetos e dos efeitos do PDE sobre as receitas (em especial no Mercado de Curto Prazo) das usinas antigas.

Efeito econômico-financeiro – fluxo de caixa

O conceito da comparação das projeções do CMO com o mínimo valor da energia necessário para viabilizar um dos empreendimentos é válido em ambientes liberalizados sob qualquer mecanismo de expansão. Nesse sentido, a ABIAPE sugere que tal comparação seja sempre realizada a fim de avaliar a real factibilidade da implantação de cada uma das usinas elencadas no PDE. Para tanto, a ABIAPE recomenda o uso de modelos econômico-financeiros e não

modelos simplificados somente baseados em custo¹, uma vez que estes são tão somente simplificações do primeiro e devem ter seu uso limitado a estudos específicos que não exigem exatidão.

Adicionalmente, tais ferramentas são de extremo valor na análise dos efeitos na expansão decorrentes de inúmeros fatores externos: variáveis econômicas, políticas setoriais, taxas de juros de financiamento, taxa mínima de atratividade (podendo representar riscos físicos, legais e regulatórios), incentivos fiscais, descontos em tarifas, dentre outros.

Riscos de receitas – usinas antigas

Uma perda na expectativa de receita (*missing money*) pelo gerador pode ocorrer por redução nos cenários de preço, de produção de energia ou ainda de um efeito combinado das duas variáveis². Faz-se importante a EPE monitorar tal questão, uma vez que o risco de perdas de receita resulta em perda de interesse de investidores, elevados *spreads* de risco e judicialização.

C. Interligações

Reforço das interligações

O plano indica³ desperdícios energéticos por meio de vertimentos turbináveis e energia não aproveitada de fontes não despacháveis no cenário de referência. A existência de interligações robustas resulta em menor perdas energéticas, maior confiabilidade no atendimento das cargas e maior liquidez no mercado. Com o acréscimo de fontes não despacháveis, torna-se cada vez mais importante o reforço nas interligações no SIN. Sugere-se realizar análises específicas visando avaliar a expansão das interligações, como a apresentação dos custos marginais de interligações.

Outro aspecto que merece ser estudado é que, mesmo com o aumento dos custos com transmissão (TUST), ainda existem muitas restrições elétricas no sistema. Ou seja, o aumento da RAP das transmissoras deveria ser inversamente proporcional ao montante dos encargos de serviço do sistema de caráter elétrico, diferentemente da incoerência que ocorre atualmente onde os dois custos são crescentes.

¹ Por exemplo, os modelos ditos “puramente econômicos” que calculam o custo de investimento pela razão da soma de custos (anualização do CAPEX/JDC, operação e manutenção e encargos/impostos) com a energia gerada anualmente.

² Por exemplo, a Energia de Reserva tem os efeitos de i) reduzir os preços de curto prazo (pois costuma ter custo variável nulo) e; ii) o montante de geração dos demais geradores (os quais podem ter compromissos de entrega de quantidade de energia associada ao lastro).

³ Na seção 3.5.2, item “Análise detalhada em base horária”.

Nova interligações ao SIN

Nos últimos anos, quatro capitais de Estados brasileiros foram interligadas ao SIN: Porto Velho (2009), Rio Branco (2009), Manaus (2013) e Macapá (2013). Os estudos iniciais costumam projetar grande economia na interligação de áreas isoladas ao SIN. No entanto, na prática surgiram custos significativos devido aos atrasos em obras de transmissão, distribuição e despacho termelétrico local como *backup* (apesar da interligação).

O PDE 2026 prevê a interligação de Boa Vista, a última capital de Estado isolada do SIN. Considerando os problemas e as discrepâncias observadas entre os custos esperados e os realizados como as últimas interligações de sistemas isolados ao SIN, a ABIAPE recomenda atenção no planejamento. Deve-se, ao máximo, adequar o planejamento à realidade do sistema isolado, para que os resultados não sejam frustrados. Também deve-se ponderar cenários de sensibilidade em relação à expansão de referência, incluindo atrasos nos cronogramas de expansão ou outras eventualidades.

D. Custo Marginal de Expansão (CME)

Importância

O Custo Marginal de Expansão representa uma importante informação do valor da energia no longo prazo, sendo considerada por projetistas, investidores e financiadores em suas decisões. A credibilidade do CME faz-se essencial, mesmo que os agentes tenham outras bases para subsidiar suas decisões.

Tradicionalmente, o Custo Marginal de Dimensionamento (CDM) era a informação de valor de energia utilizado na otimização de parâmetros de usinas, em especial hidrelétricas, a saber: níveis mínimo e máximo dos reservatórios, potência instalada e, algumas vezes, o canal de adução. Por alguns anos o CMD deixou de ser publicado, sendo que projetistas passaram a utilizar o CME como substituto.

Sendo que em algumas ocasiões, por razões metodológicas, o CME indicou valores abaixo das expectativas de preço de energia, possivelmente algumas usinas hidrelétricas foram subdimensionadas, resultando em perdas virtualmente irreversíveis de potência, energia e regularização.

Nesse sentido, sugere-se estimar custos (ou preços, usando modelos econômico-financeiros) marginais referentes à expansão do horizonte do PDE.

Uso no cálculo da Garantia Física

O uso do CME obtido pela nova metodologia⁴ para os mais variados fins deve ser avaliado com cautela. Nesse contexto, a ABIAPE recomenda uma discussão ampla sobre o novo CME para fins do cálculo da Garantia Física de novas usinas ou da revisão desta para as usinas existentes.

E. Cenários de sensibilidade do PDE

Os sete cenários de sensibilidade, além do cenário de referência, formulados neste PDE mostram a preocupação por parte da EPE em reconhecer incertezas e avaliar suas possíveis repercussões. A ABIAPE parabeniza a EPE pelo estudo, julgando-o importante para transparência e avaliação de riscos.

Em 2016 o Brasil ratificou o Acordo de Paris (COP21), o qual poderá implicar em custos adicionais para o mercado de energia elétrica. Sugere-se realizar uma avaliação de sensibilidade do PDE considerando tal acordo, de modo que sociedade brasileira conheça seus prováveis impactos.

F. Mecanismo de desenvolvimento de projetos

Ainda que seja um tema não diretamente relacionado ao PDE, o mecanismo de desenvolvimento de projetos tem elevada importância para a expansão. Diante da reduzida oferta de projetos hidrelétricos nos leilões de concessão, a ABIAPE identificou três questões que merecem discussão e avaliação:

Continuidade do desenvolvimento da fonte hidráulica:

Se no passado buscava-se grandes usinas, com barramentos altos e reservatórios de regularização plurianual, hoje esse tipo de arranjo se tornou menos viável diante das manifestações socioambientais, muitas vezes desconhecedoras das relações custo/benefício energético e ambiental.

Contudo, o Brasil poderia melhor aproveitar as condições de regularização proporcionadas pelas barragens existentes, geralmente nas cabeceiras dos principais rios, e adotar um modelo similar ao que existe nos rios Danúbio e Reno, com usinas de baixa e baixíssima quedas (*ultra low head*) e potências médias (até 500 MW), próximas às redes de transmissão. São usinas sem reservatório, que aproveitam a regularização de montante e, em alguns casos, com a utilização de diques (baixos) nas margens do rio para evitar áreas inundadas.

O país tem vários rios que oferecem essa condição, como o próprio rio São Francisco entre a UHE Três Marias e a UHE Sobradinho.

⁴ Formado por CME energia + CME potência (inclui o requisito de demanda de potência).

Assim, não se pode simplesmente descartar uma fonte sem oferecer outros tipos de aproveitamento hidráulico e renovável.

Responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos:

A abertura do mercado de energia pela Constituição Federal de 1988, em especial a criação do produtor independente, posteriormente, pela Lei nº 9.074/1995, criou um problema para o planejamento com relação à responsabilidade pelo desenvolvimento de projetos hidrelétricos.

Se por um lado, o empreendedor que desenvolve o projeto que irá para leilão tem informações privilegiadas para vencer o certame, por outro a contratação de projetos hidrelétricos pela EPE, por licitação e pelo critério de menor preço, vem apresentando dificuldades e reduzindo a oferta de bons aproveitamentos.

O país necessita de um modelo para viabilizar a elaboração de projetos de usinas hidrelétricas que garantam isonomia de informação nos leilões e que sejam desenvolvidos com qualidade à altura da importância e do vulto do investimento.

Responsabilidade pelo licenciamento ambiental dos projetos:

Não há dúvida que a obrigação de licenciar os projetos hidrelétricos antes dos leilões trouxe segurança ao investidor. Nos leilões de concessão realizados de 1996 a 2002, do total de 54 usinas leiloadas, 13 não obtiveram sucesso no licenciamento ambiental e foram abandonadas/alteradas.

Entretanto, enquanto o licenciamento (obtenção de LP) é conduzido pelo empreendedor, as exigências e condicionantes socioambientais são duramente questionadas (até judicialmente), pois podem representar redução de receita ou até a inviabilização do projeto.

Quando o projeto é conduzido pela EPE, o setor desconhece o empenho para a obtenção da licença e se, ao encontrar resistência do órgão licenciador, a EPE assume a supracitada postura do empreendedor.

Diante do exposto, é necessária ampla discussão sobre o assunto para que o país continue fazendo uso de fontes renováveis, com benefícios à operação do SIN e ao mercado de energia, considerando a devida segurança. A ABIAPE se coloca à disposição da EPE para contribuir e tratar do tema.

ABRACE

ABRACE

25/08/2017 17:50

Contribuição da ABRACE para Consulta Pública nº 34/2017

Contribuição da ABRACE sobre o PDE 2026

08251750_abrace

Considerações iniciais

Esta edição do PDE traz aprimoramentos importantes em relação a edições anteriores, principalmente ao passar a considerar alguns cenários alternativos ao cenário de referência. Assim, as contribuições da ABRACE são complementares aos aprimoramentos já incorporados neste PDE.

A evolução do crescimento econômico para a economia nacional, apresentada pela EPE, tem como base projeções macroeconômicas relativamente otimistas, se comparadas às apresentadas por outras entidades. No PDE 2026 as perspectivas de crescimento do Produto Interno Bruto brasileiro estão na ordem de 2,5% a.a. em média para o decênio. Em relação à taxa de investimento espera-se que se estabeleça em torno de 21% do PIB na segunda metade do decênio. Em 2016, este percentual era próximo de 15%.

Diante do contexto atual, considerando o desafio econômico de solucionar os inúmeros gargalos estruturais – necessidade de expressivos investimentos em infraestrutura – somado à instabilidade política que reduz o nível de confiança dos investidores e à necessidade de aumentar a poupança de longo prazo e melhorar o equilíbrio fiscal governo, principalmente dos estados que, como o próprio documento menciona, passam por uma situação complicada de ajuste e renegociação de suas dívidas com a União, parece superestimado o crescimento econômico estimado pela EPE, ao mesmo tempo em que não parecem fortes suficientes os argumentos apresentados para justificar um percentual tão elevado.

Nos últimos seis anos (2011-2016) a economia brasileira teve, em média, um crescimento econômico de 0,33% a.a. Enquanto o PDE estima um crescimento médio de 2,5% a.a. ao longo do horizonte de análise, as estimativas do Fundo Monetário Internacional¹ indicam que entre os anos de 2017-2022 haverá um crescimento médio do PIB brasileiro de 1,7% a.a. percentual bastante inferior à projeção da EPE. O Banco Central² projeta um percentual próximo de 2% a.a para o mesmo período.

Ademais, tão importante quanto as expectativas de investimento do setor privado estão as perspectivas em relação à evolução da produtividade econômica e das contas pública, notadamente o resultado primário e a evolução da dívida bruta que também são indicadores econômicos relevantes para estimar a evolução da economia de um país. Estes indicadores não foram considerados na análise das premissas gerais elaborada pela EPE.

¹ World Economic Outlook. Gross Domestic Product (GDP). Real GDP Growth. April 2017. Acesso em 02 de agosto de 2017. Link de acesso: http://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOWORLD/CHN/BRA

² Sistema de Expectativa de Mercado. Séries de Estatística Consolidadas. Acesso em 02 de agosto de 2017. Link de acesso: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/?wicket:interface=:6:9:::>

Cabe mencionar também que, dadas as incertezas envolvidas nas estimativas de premissas econômicas, seria prudente que o PDE contemplasse análises de sensibilidade, considerando os possíveis eventos que podem levar tanto a um crescimento econômico maior ou menor ao cenário base. O PDE sinaliza brevemente um cenário de sucesso, que considera uma possível melhoria do mercado de trabalho e da confiança dos investidores, caso houvesse redução da instabilidade política e realização das reformas econômicas. Mas, ressoa-se de maior aprofundamento da análise dos dados que levaram à estimativa de crescimento do PIB em 3,2% a.a ao longo do decênio.

Por fim, as Perspectivas Econômicas Setoriais indicam um crescimento superior ao PIB Nacional para os setores agropecuário e da indústria, que cresceram respectivamente, 3,1% a.a e 2,6% a.a, enquanto é esperado um crescimento médio anual de 2,3% para o setor de serviços. Especificamente em relação ao crescimento da atividade industrial há grande relevância da indústria extrativista que crescerá em média 4,8% a.a. Neste contexto, tanto o setor agropecuário como o da indústria extrativista são influenciados fortemente pela evolução econômica internacional, que deve considerar também a competitividade relativa da indústria brasileira. No entanto, o PDE não apresenta qualquer indicador de eficiência produtiva que possa ter sido considerado nesta estimativa e a projeção cambial.

Dados do Banco Central (2017-2022) indicam uma desvalorização da taxa cambial de 9% em termos absolutos, o que denota o risco de as projeções contempladas no PDE 2026 não se realizarem. Dado a sensibilidade do câmbio a quaisquer movimentos e o limitado efeito do mesmo sobre a competitividade da indústria exportadora, seria desejável que a EPE considerasse cenários de sensibilidade, apresentando projeções alternativas para que o plano de expansão pudesse estar mais próximo à realidade, cujo referencial muitas vezes é distinto dos números oficiais oferecidos pelos órgãos de governo.

Demanda de Energia

O Cenário Econômico de referência considera a elasticidade-renda do consumo de energia em 0,76, e a elasticidade-renda do consumo de eletricidade em 1,51 (média para o horizonte decenal). Assim, considerando o crescimento do PIB indicado pela EPE, 2% a.a e 2,9% a.a, para o 1º e 2º quinquênio, respectivamente, percebe-se que há consistência na projeção ao estimar o crescimento de eletricidade em proporção maior ao PIB: 3,4% a.a e 4% a.a. neste mesmo período. Já para a elasticidade-preço da demanda, não há qualquer estimativa.

De modo geral, nota-se que a demanda projetada no cenário de referência se baseia em premissas econômicas já comentadas na seção anterior e que podem levar a estimativas de demanda distorcidas se não estiverem bem calibradas.

Além disso, dado que a estimativa de demanda de energéticos é incerta e que é necessário garantir a segurança do abastecimento, é razoável supor que os estudos de planejamento adotem algum mecanismo para evitar que a demanda seja subestimada. No entanto, não há nenhuma referência explícita a esse aspecto. Por isso, caso exista alguma margem de segurança adotada na previsão da demanda, pedimos que o PDE explicitasse esse parâmetro.

Nota-se que a seção dedicada a estimar a demanda apresenta projeções por setor e por combustível, no entanto, algumas das premissas adotadas nestas estimativas não são apresentadas.

Por exemplo, destaca-se o aumento da participação do etanol na matriz energética, combustível cuja competitividade está fortemente ligada aos preços da gasolina, combustível substituto para uma parte importante da frota de veículos leves. No entanto, o PDE não apresenta estimativas de elasticidade-preço cruzada da demanda entre esses energéticos substitutos.

As projeções de demanda para o gás natural também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade. Mesmo a EPE considerando uma banda de preços para o gás, variando entre o preço de disponibilização – que por sua vez leva em consideração o risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado – e os preços do GNL não há o detalhamento das premissas e metodologias que foram utilizadas para estimar a curva de demanda apresentada. O gás natural é um energético que pode substituir ou ser substituído por outros, então a análise de competitividade entre o gás e outros energéticos faz-se relevante para a projeção da demanda. Sendo assim, seria desejável que a EPE apresentasse maior detalhamento da metodologia e dos dados que foram utilizados para estimar a demanda por gás natural no horizonte considerado.

Do mesmo modo ressamte-se de maiores detalhes sobre as considerações da EPE em relação à redução da geração térmica esperada para o horizonte de análise. Como o despacho térmico é impactado por variáveis difíceis de prever, como as condições hidrológicas, mesmo para um horizonte de análise de curto/médio prazo, seria desejável que a EPE apresentasse cenários de sensibilidade para a demanda térmica, considerando estas variações.

Além disso, a demanda de gás natural para geração termoelétrica se restringe à geração para complementar a ponta. Esta premissa parece ir na contramão do que se espera a partir da entrada cada vez maior de fontes de geração intermitentes, o que demandaria mais geração na base de térmicas nos próximos anos, principalmente a gás na regularização do sistema.

Ademais, o gráfico que ilustra a projeção do consumo não parece estar coerente com a projeção do balanço entre oferta e demanda de gás natural apresentado no Capítulo 7. Enquanto no Gráfico 20 a EPE ilustra um consumo total de 46,2 MMm³/dia para 2026, no Gráfico 74 a demanda esperada – considerando o despacho médio – é próxima de

70 MMm³/dia. Sendo assim, seria desejável que a EPE esclarecesse a razão desta diferença, divulgando a base de dados utilizadas no cálculo da previsão de consumo de cada setor.

Nas previsões de demanda por energia elétrica, chama a atenção a premissa adotada pelo PDE de que no primeiro quinquênio do horizonte as perdas se manterão constantes devido a uma dificuldade de realização de investimentos para combatê-las. Considerando que a regulação setorial é desenhada para que as concessionárias de distribuição invistam no combate às perdas e que em algumas distribuidoras as perdas verificadas estão muito acima das perdas regulatórias, seria coerente prever redução de perdas ao longo de todo o horizonte decenal. A adoção de premissa de perdas constantes ao longo dos cinco primeiros anos parece sinalizar que é necessário adotar um tratamento regulatório mais rigoroso com as perdas, especialmente as não técnicas, para garantir uma efetiva trajetória de redução enquanto existirem distribuidoras que não atendem os níveis estabelecidos.

Outro ponto em que as premissas poderiam ter sido melhor detalhadas está na projeção de demanda de energia elétrica da indústria: o PDE destaca alguns setores industriais que devem liderar a retomada da atividade econômica, mas não detalha qual foi o critério para estimar a evolução de cada setor – esta informação é relevante para avaliar a projeção de demanda apresentada. Ademais, considerando que a energia elétrica é um insumo que representa um custo importante para vários setores industriais, seria interessante apresentar estimativa de elasticidade-preço da energia elétrica para o setor industrial.

Geração de energia elétrica

O Plano Decenal, no capítulo que trata da Geração de Energia Elétrica, é inovador ao utilizar nas suas análises o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a indicação da evolução da expansão da oferta. Aparentemente a utilização deste modelo permite a criação de um critério técnico, objetivo e reprodutível por todos os agentes, transparência fundamental no planejamento da expansão, por isso parabenizamos a EPE por esta iniciativa.

Fica evidente que o PDE 2026 segue priorizando a expansão da geração por meio de fontes renováveis de energia como eólica, solar e biomassa e entendemos que é importante manter a matriz energética brasileira limpa. Entretanto, considerando o grande potencial hídrico do Brasil, que é um fator diferencial para competitividade da nossa indústria, contribuimos para que o Ministério de Minas e Energia (MME) tenha

uma atuação ativa para destravar novos investimentos em usinas hidroelétrica de grande e médio porte e, quando possível, com reservatório de regularização.

Há ainda um ponto importante a ser destacado com relação ao impacto socioambiental das usinas hidrelétricas sobre o dimensionamento dos reservatórios. O Governo optou nos últimos anos por construir usinas hidrelétricas a fio d'água, não viabilizando qualquer UHE em razão do impacto que os reservatórios poderiam trazer ao meio ambiente. Entendemos que esta premissa não é sustentável, pois é fundamental observar que tal decisão não considera o fato de que a construção de hidrelétricas com reservatórios mínimos - que, conseqüentemente, têm menor potencial de regularização - vem acompanhada da necessidade de despacho cada vez maior de usinas termelétricas, gerando impactos possivelmente maiores ao meio ambiente, dentre outras razões, pela emissão de gases de efeito estufa. Importante considerar também os maiores custos de geração inerentes à atual opção.

Neste contexto, mantemos nossa contribuição anterior, para que o Plano contemple também análises comparativas entre a construção de usinas a fio d'água ou a construção de usinas com barragem, pontuando aspectos positivos e negativos, tanto qualitativos quanto quantitativos, tais como as estimativas dos custos de operação do sistema sob as duas possibilidades ou os níveis de emissão de gases de efeito estufa nos dois cenários.

Tais informações poderiam contribuir para que a sociedade decida sobre qual deveria ser a prioridade do país no que se refere à expansão do sistema elétrico brasileiro.

Ainda, o plano prioriza uma expansão através de usinas renováveis, algumas intermitentes, sem regularização ou muito sazonais como Eólicas, Solar, PCH e Biomassa. Entretanto, não há expansão compatível de fontes despacháveis, assim provocando uma preocupação a mudança do perfil de geração do SIN, que tem apresentado uma redução no nível de regularização das usinas hidroelétricas conjuntamente com uma maior participação dessas fontes. É muito importante que o plano contemple uma análise comparativa econômico-ambiental-financeira quando da maior inserção de usinas eólicas contra usinas hidráulicas (com e sem reservatório) e usinas térmicas a gás e a carvão mineral.

Considerando o atual planejamento, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) perde cada vez mais uma vantagem competitiva ímpar com relação a seus concorrentes no comércio global. Conseqüentemente, teremos uma energia com preços mais elevados, impactando negativamente todos os consumidores brasileiros.

Em adição, o Plano contempla em suas estimativas a indicação de um volume reduzido de usinas termoeletricas a gás natural no SEB para os próximos anos, entretanto, devido a um maior volume de hidráulicas a fio d'água e a entrada de grande volume de eólicas, é intuitivo supor que a operação do sistema necessitará cada vez mais de usinas termoeletricas para sua correta operação. Assim, questiona-se: considerando a previsão de crescimento da carga e a entrada expressiva de fontes intermitentes na matriz, qual

o volume de geração firme será demandado para uma operação mais segura do sistema, tanto com relação aos aspectos energéticos quanto de estabilidade elétrica?

Em comparação com os Planos anteriores, o PDE 2026 apresenta uma análise mais detalhada com relação ao atendimento a ponta e tenta quantificar este custo, assim como os riscos de não atendimento. Primeiramente, parabenizamos a equipe da EPE por este aprimoramento tão importante para a evolução do SEB. A Abrace entende ser fundamental a implantação de mecanismos mitigadores deste risco, como a resposta pelo lado da demanda que poderá contribuir para redução desta restrição, assim como garantir uma redução no custo estrutural da expansão.

O aprimoramento dos modelos de otimização, com a evolução para uma discretização em períodos inferiores, no mínimo horária, devem contribuir diretamente para uma melhor sinalização do custo da energia em tempo real, assim como viabilizar novas alternativas como as termoeletricas de partida rápida.

Finalmente, consideramos que um plano transparente, que explicita todas políticas públicas é fundamental para dar maior previsibilidade de custos e também segurança jurídica aos agentes de mercado. Desta forma, contribuimos para que todo custo com a expansão e operação do sistema elétrico seja feito seguindo um modelo “livre”, em que não exista nenhuma imposição ou reserva de mercado para determinada fonte de energia, salvo o necessário bom senso técnico para garantir a segurança energética e elétrica do nosso sistema.

Transmissão de energia elétrica

Interligação de Sistemas Isolados

O PDE menciona a interligação de diversos sistemas isolados durante o horizonte de estudo: Manaus – Boa Vista, Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul e Oriximiná – Juruti – Parintins. Entre os benefícios destas interligações, é citada a economia resultante da eliminação da geração térmica a diesel, de custo elevado para a sociedade como um todo.

De fato, a geração em sistemas isolados impõe um custo a todos os consumidores de energia elétrica, por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que subsidia a geração de energia nos sistemas isolados. No entanto, a interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) não se traduz em redução imediata da CCC. Isto porque, segundo previsão do art. 3º, §5º, da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, os reembolsos da CCC perduram enquanto estiverem vigentes os contratos de compra de energia elétrica e potência para atendimento aos sistemas isolados, mesmo após a interligação ao SIN.

Como o PDE não menciona explicitamente que este aspecto da legislação foi considerado na análise de custo-benefício das interligações, a ABRACE sugere que a EPE monte o cronograma de interligações de sistemas isolados em datas compatíveis com o fim dos contratos vigentes, de modo a levar a uma efetiva redução de custos para a sociedade. Caso contrário, corre-se o risco de onerar duplamente o consumidor de energia elétrica – por meio da CCC e de aumento das tarifas de transmissão.

Previsão de novos investimentos

Segundo o PDE, em um horizonte de seis anos, entre 2020 e 2026, espera-se aumento expressivo de tarifas de transmissão, superior a 150% para o segmento consumo, e de cerca de 100% para o segmento geração. Este comportamento das tarifas é justificado pela EPE pela elevação da relação RAP/Investimentos verificada nos últimos leilões de transmissão, realizados em 2016. Uma consequência desta premissa é que estratégias equivocadas de expansão serão mais custosas para o usuário do sistema de transmissão.

Diante deste novo cenário, torna-se ainda mais importante o equilíbrio entre o planejamento proativo da transmissão, que antecipa os investimentos necessários em um contexto de incerteza sobre a expansão da geração de energia elétrica, e a cautela para evitar investimentos que mais tarde se mostrem prescindíveis.

Diante deste dilema, e dado o caráter determinativo do planejamento da transmissão, a ABRACE solicita que a EPE esclareça como o planejamento da transmissão pode manter a flexibilidade necessária para lidar com diferentes cenários de expansão da geração, em especial geração distribuída, eficiência energética e possibilidade de armazenamento e com os reflexos de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda – por exemplo, a depender do sucesso de programas de resposta da demanda nos próximos anos, pode haver potencial para postergação de alguns investimentos em transmissão.

Outro tema de preocupação na previsão de novos investimentos está no tratamento dado a obras atrasadas e ainda sem previsão de conclusão – o caso da Abegoa é emblemático neste aspecto. A solução apontada pelo PDE está em adotar medidas corretivas, que podem envolver, por exemplo, a antecipação de obras já previstas, mas que não seriam imediatamente necessárias caso não houvesse atraso nas obras licitadas.

Considerando que os investimentos associados às medidas corretivas citadas podem se tornar redundantes quando a questão das obras atrasadas estiver resolvida, a ABRACE pede que a EPE detalhe quais são os custos associados às medidas corretivas e em que medida esses custos poderiam ser evitados caso não houvesse atraso nas obras. Além disso, caso haja nova licitação desses ativos, pedimos que seja feita uma reavaliação a respeito do momento em que os investimentos serão necessários, de modo a reduzir o prejuízo aos usuários do sistema de transmissão.

Produção de Gás Natural

O Capítulo 5 trata das perspectivas de produção do gás natural para o próximo decênio e apresenta a significativa contribuição das reservas do Pré-sal neste contexto. Entretanto, as primeiras análises indicam que, apesar da curva de óleo apresentada indicar uma elevação considerável no período de análise, a projeção de gás natural divulgada não acompanha o mesmo ritmo de crescimento.

Diante do exposto, percebe-se que as estimativas para perdas, queimas e, sobretudo, reinjeção mantêm-se elevadas no horizonte de análise, mantendo-se acima de 40% do volume total produzido. E, a partir de 2023, mais da metade do gás natural produzido não se traduzirá em oferta ao mercado. Considerando que a produção brasileira cada vez mais será relevante ao abastecimento do mercado nacional – dada a esperada redução das importações bolivianas e o uso dos terminais de GNL para suprir a flexibilidade da demanda térmica, a ABRACE sugere, que maiores detalhes e justificativas técnicas sejam contempladas neste PDE. Do mesmo modo seria desejável que a EPE também informasse quais medidas para uma política energética voltada às especificidades econômicas e tecnológicas seriam necessárias para melhorar o aproveitamento do gás natural, incluindo a monetização de reservas onshore, para que a oferta ao mercado possa ser potencializada.

O PDE é um documento que define o planejamento energético e orienta as expectativas de investimentos no setor. Como a evolução dos indicadores da indústria de petróleo e gás natural envolve incertezas, é importante que o documento também contemple cenários de análises que destaquem os riscos envolvidos e possíveis mudanças na conjuntura econômica e geopolítica, que afetarão as condições de oferta e demanda e o nível dos preços. Em que pese a EPE ter informado a curva de produção, bruta e líquida, para o gás natural e dos preços futuros para diversos tipos de óleos, ressam-se de análises de sensibilidade, conforme descrito acima. É importante considerar que a indicação de cenários de preços serve como um importante parâmetro para a projeção da produção nacional de petróleo e gás natural. Assim, a ABRACE sugere que sejam incluídos cenários de sensibilidade na curva de preço futuro e também de oferta para petróleo e gás natural.

No entanto, vale a pena destacar a inclusão do cenário alternativo neste PDE, que mostra um ajuste na produção de gás, decorrente das dificuldades dos cumprimentos das exigências de conteúdo local, soluções tecnológicas específicas à produção de Libra, no Pré-sal, e atraso na contratação dos excedentes da Cessão Onerosa.

A comparação entre as edições 2021, 2022, 2023, 2024 e 2026 (tabela abaixo) mostra que as novas perspectivas são mais otimistas em curto/médio prazo e moderadamente mais pessimistas em longo prazo. Entretanto, não são apresentadas considerações

detalhadas sobre este tópico. Apesar das incertezas e dificuldades em se realizar essas projeções, a ABRACE solicita que os estudos do PDE apresentem justificativas mais detalhadas e as premissas utilizadas para se resultarem em essas mudanças tão significativas na projeção de potencial de produção de gás natural entre este PDE e o PDE 2024, tanto bruta quanto líquida. Também seria desejável que o PDE discriminasse a produção prevista de reservas *onshore* e *offshore*.

Tabela: Comparativo entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional bruta de gás natural classificada por tipo e nível de incerteza de recursos

PDE 2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	0	0	0,82	2,98	4,2	5,1	5,8	6,1	6,6	6,9					
GNA - RND	0	0	0	0	0	8,5	17,3	28,3	30,5	28,8					
GA - RD	51,0	51,6	60,6	69,7	81,9	102,3	119,9	127,5	131,1	134,2					
GNA - RD	32,6	37,6	38,9	41,2	50,5	50,5	54,2	54,5	52,4	50,6					
Total	83,6	89,2	100,4	113,9	136,6	166,4	197,1	216,4	220,6	220,5					
PDE 2022	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	0	0,00	0,70	2,0	2,8	3,7	4,2	4,9	5,9	6,7					
GNA - RND	0	0	0	0	0,0	7,5	18,3	23,4	24,3	22,1					
GA - RD	53,5	58,0	64,5	70,8	88,2	110,2	118,9	129,4	135,8	132,6					
GNA - RD	27,2	37,9	37,7	38,1	40,0	38,5	37,5	36,7	40,4	42,6					
Total	80,8	95,9	102,9	110,8	131,0	159,9	179,0	194,4	206,4	204,0					
PDE 2023	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2023														
GNA - RND															
GA - RD			63,4	71,5	78,0	89,3	108,8	118,0	129,5	138,4	141,7	136,8			
GNA - RD			31,7	30,6	32,2	33,0	35,6	35,9	40,2	43,1	43,7	42,8			
Total (Tabela 105, pág. 221)			95,1	102,0	110,2	122,6	145,3	156,3	178,1	196,7	206,5	205,7			
PDE 2024	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2024														
GNA - RND															
GA - RD				59,1	62,5	63,4	77,8	83,9	97,2	103,5	110,1	119,3	124,4		
GNA - RD				25,8	27,1	27,7	24,8	23,1	24,1	24,3	22,8	21,4	19,1		
Total (Tabela 104, pág. 244)				84,9	89,5	91,1	102,6	107,3	124,1	131,8	138,6	159,9	171,7		
PDE 2026	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2026														
GNA - RND															
GA - RD	Informações não disponíveis no PDE 2026														
GNA - RD															
Total					104,0	106,0	111,0	114,0	115,0	124,0	136,0	147,0	157,0	167,0	182,0

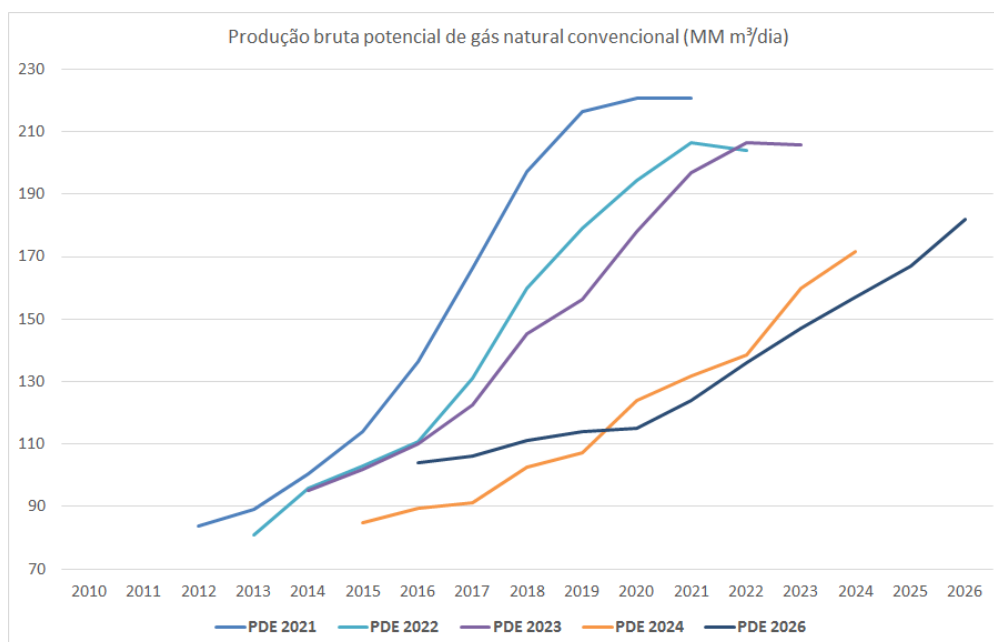
Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Tabela: Comparativos entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional líquida de gás natural

PDE 2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido	57,7	62,9	70,3	76,6	96,3	115,2	138,0	152,7	160,1	164,3					
PDE 2022	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido		55,8	67,1	68,7	76,7	88,0	105,7	120,3	137,7	148,4	149,8				
PDE 2023	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido			62,7	66,0	73,1	78,0	93,2	98,9	118,1	129,0	135,3	134,3			
PDE 2024	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido				53,3	59,0	58,4	61,4	60,0	73,0	76,4	79,7	93,4	99,2		
PDE 2026	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido					56,0	61,0	67,0	68,0	69,0	70,0	73,0	72,0	75,0	81,0	91,0

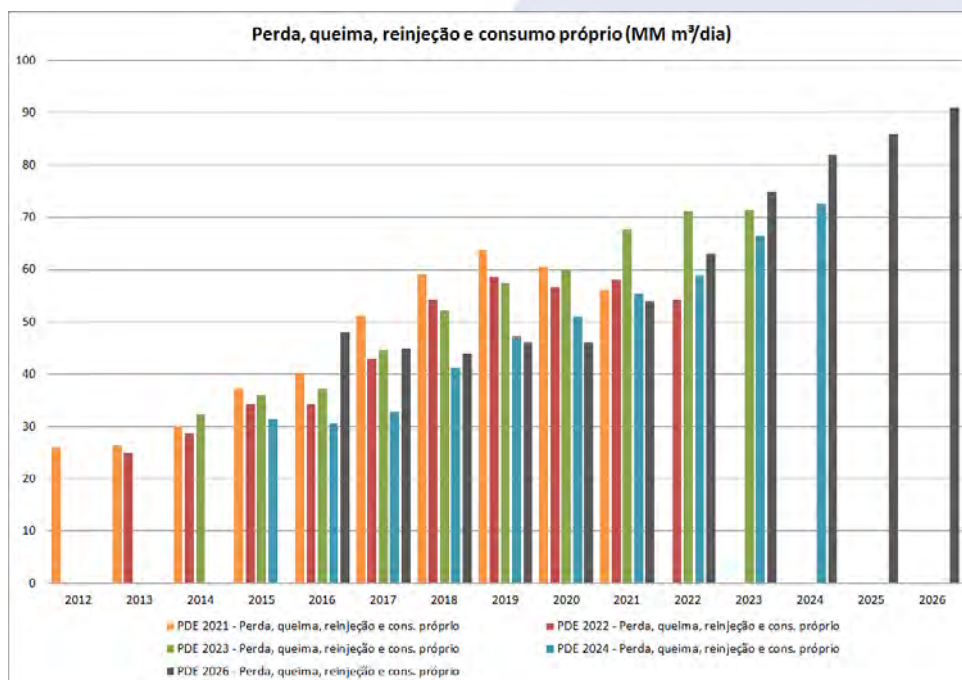
Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da previsão de perdas, queima, reinjeção e consumo próprio bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Em consideração aos recursos não convencionais, nesta minuta, a expectativa é de uma produção bruta bem menos significativa dessa fonte, de aproximadamente 3 MM m³/dia, com início estimado para o fim do decênio. Já o PDE 2024 estimou que a expectativa de produção deste recurso se iniciaria em 2022, e não há justificativa aparente para a postergação deste período, sequer maiores explicações sobre os cálculos e premissas utilizadas. Assim, a ABRACE solicita que os estudos do PDE apresentem justificativas mais detalhadas para este tipo de mudanças.

Por fim, verificou-se que o detalhamento das informações disponibilizadas sobre produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre produção de gás não-convencional, a segmentação geográfica da produção e a faixa de incertezas. A ABRACE sugere que o detalhamento das informações siga o apresentado no PDE 2024.

Oferta de Gás Natural

O PDE 2026 traz uma breve análise da trajetória futura dos preços do gás natural para o mercado nacional. Segundo a EPE, apesar das discussões de aprimoramento do marco regulatório do setor, apoiado pela iniciativa do governo – Gás para Crescer, os energéticos substitutos assim como as condições de negociação do GNL no mercado internacional ainda exercerão forte influência na dinâmica dos preços do gás comercializado no mercado brasileiro.

Assim, as estimativas contempladas no PDE levam em consideração uma faixa de preços para o gás natural com base na precificação do gás produzido nacionalmente; das contratações internacionais de GNL, tanto negociados no mercado *spot* como a termo (contratos de longo prazo); e do óleo combustível, considerado o energético substituto direto do gás natural. No entanto, ressaltando maiores detalhes em relação à metodologia e as condições conjunturais e estruturais que foram utilizadas para realizar tal projeção. De certo, esse tipo de análise naturalmente agrega grandes incertezas, pela falta de transparência na precificação do gás comercializado internamente e pela transição para um mercado mais competitivo que poderá se estabelecer neste horizonte de análise.

No Brasil os segmentos não-térmicos estão inseridos em uma dinâmica distinta do mercado global de GNL, uma vez que são abastecidos pela produção doméstica e pelas importações da Bolívia. Em ambas as fontes, os contratos de fornecimento estão indexados a uma cesta de óleos combustíveis internacionais, que por sua vez, possui forte correlação com a evolução dos preços do petróleo. Portanto, não sofrem influência direta dos preços de GNL e, pelo menos no curto/médio prazo, não se vislumbra mudanças neste sentido.

Mesmo assim, a evolução dos preços de GNL estimada pela EPE, em comparação com dados divulgados por instituições internacionais, parece estar superestimada. Por exemplo, segundo informações da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – autoridade regulatória dos Estados Unidos – em junho de 2017, por um cálculo *netback*, o preço do GNL internalizado no terminal do Rio de Janeiro estaria próximo de US\$ 5/MMBtu³. O preço estimado pela EPE, contrato a termo, gira em torno de US\$ 8/MMBtu no curto-prazo. Assim, seria desejável que a EPE disponibilizasse maiores informações sobre a base de dados e as premissas que foram utilizadas nesta análise.

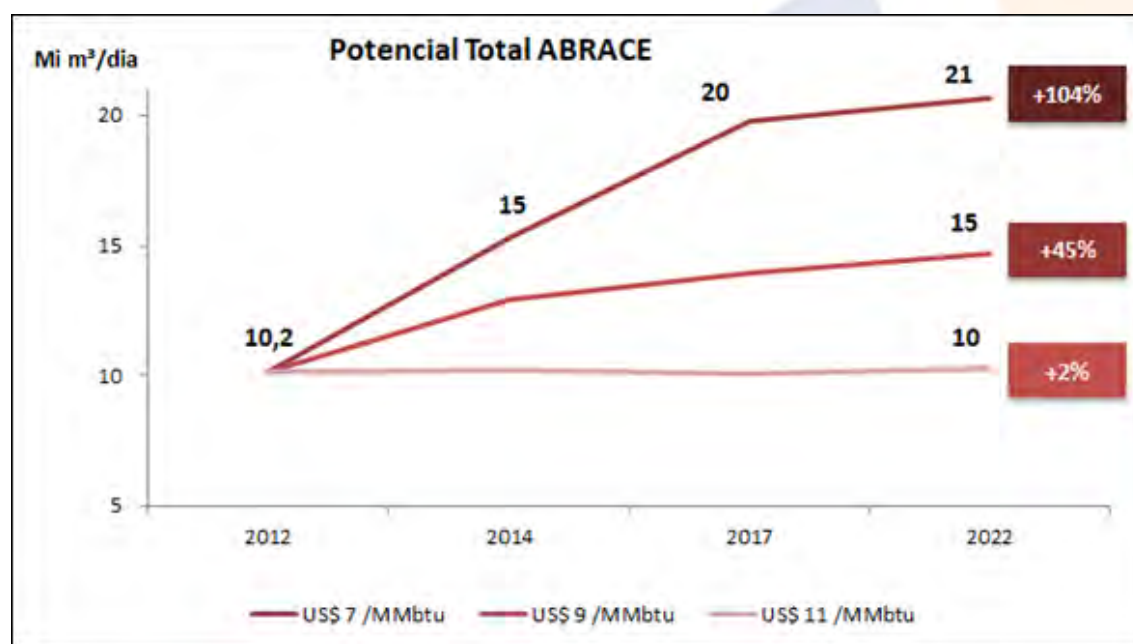
Para o gás natural produzido nacionalmente, a EPE estima o *break-even* dos projetos, e para o preço de disponibilização considera o custo de oportunidade do capital, risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado. Mas não há o

³ Prices are the monthly average of the weekly landed prices for the listed month. Segundo o departamento de energia norte-americano (DOE): “prices for LNG imports are reported as ‘landed’, received at the terminal, or ‘tailgate’, after regasification at the terminal. Generally the reporting of LNG import prices varies by point of entry, and the average prices are calculated from a combination of both types of prices”.

detalhamento da metodologia e das premissas que subsidiaram a análise. Também não ficou claro se a EPE ainda considera a metodologia atual, indexada no preço do petróleo, para todo o horizonte de análise ou se há alguma análise para competição gás-gás, tendo em vista a esperada diversificação da oferta com a redução da participação da Petrobras no mercado de gás, conforme sinalização da própria empresa e das discussões entre os agentes no âmbito do Gás para Crescer.

Também é desejável que a EPE disponibilize análises de sensibilidade da demanda por gás natural em relação ao preço final estimado. Esse ponto é muito sensível, principalmente para a demanda industrial, e tem impactos em todas as etapas da cadeia da Indústria de Gás Natural do país. Para exemplificar a importância desta informação, a Abrace realizou uma pesquisa junto a alguns de seus associados e constatou uma relação muito forte entre preço e demanda, como demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico: Potencial total de crescimento da demanda de dez grandes consumidores industriais (em milhões de m³/dia)



Fonte: ABRACE

Como relata a EPE, desde o último Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 – está sendo utilizada uma nova metodologia para cálculo da oferta de gás natural, que diferentemente da anterior, a qual considera o perfil histórico de processamento, leva em consideração as características e composição do gás a ser processado assim como as tecnologias que serão utilizadas nas UPGNs. No entanto, embora tenha sido publicada uma nota técnica específica para ilustrar esta metodologia, ressen-te-se de maior detalhamento em relação às informações que foram apresentadas nesta seção do PDE, sobretudo em relação à base de dados e premissas utilizadas.

Ademais, como mencionado anteriormente, a produção e a oferta de petróleo e de gás natural apresentam incertezas, tanto relativas ao mercado interno como ao mercado externo e, por isso, seria desejável que fossem apresentados também cenários de sensibilidade que levem em consideração os efeitos que podem afetar a curva de oferta no horizonte de análise. Do mesmo modo, a projeção de cenários de competitividade de preços poderia enriquecer a análise de evolução das condições de oferta e demanda de gás natural, tanto para o segmento térmico como não-térmico.

Vale a pena destacar, ainda, que apesar de a EPE considerar investimentos em novas unidades de consumo, principalmente em usinas térmicas adicionais, não há qualquer análise em relação às condições operacionais dos gasodutos de transporte, isto é, se haveria necessidade de investimentos em ampliação ou expansão em pontos específicos da rede para garantir a entrega deste montante num cenário de hidrologia desfavorável, além do atendimento à capacidade térmica atual. Do mesmo modo, o PDE não inclui a análise das possíveis implicações da interligação de pontos de oferta e consumo do sistema isolado ao sistema integrado de transporte, como exemplo, o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a térmica Porto Sergipe I.

A demanda de gás natural pelo segmento termelétrico representa um indicador importante para o planejamento do sistema de transporte, tendo em vista que pode estimular o desenvolvimento da demanda de outros mercados, sobretudo em áreas em que a demanda de gás é ainda incipiente. Sobre esta ótica, seria desejável que os projetos termelétricos fossem planejados de forma indicativa e integrada, considerando tanto as condições estruturais do mercado de gás natural como o de energia elétrica. Este tema foi amplamente discutido em subcomitê específico, instituído no âmbito do Programa Gás para Crescer.

Por fim, embora tenha sido apresentado, em um capítulo específico, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas para a malha integrada de transporte, não foram apresentados maiores detalhes sobre este tópico. Hoje, a capacidade de transporte, em base firme, está totalmente contratada pelo carregador incumbente e não há informações detalhadas que possibilite a identificação, pelos agentes do setor, da ociosidade da malha e se esta ociosidade é suficiente para atender a evolução das condições de oferta e demanda, e a disponibilidade de capacidade para contratação futura, tendo em vista o término dos contratos de transporte existentes. Sendo assim, seria desejável que o PDE contemplasse análise mais detalhada dos fluxos e da operação da rede, atual e futura, bem como a fonte de dados utilizada para a análise.

Oferta de Biocombustíveis

A expansão da oferta de etanol para atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil envolve três fatores base: o ambiental,

devido à crescente procura por combustíveis limpos que podem contribuir ainda mais para uma matriz energética limpa; o tecnológico, referente ao desenvolvimento de novas tecnologias de motores à combustão interna que consigam ser mais eficientes com combustível etanol, bem como o investimento no etanol de segunda geração que se mostra essencial para o aumento da produção sem aumentar a área plantada; e por último, a segurança energética, ao se diversificar a oferta competitiva do etanol frente à gasolina, que é um combustível instável tanto economicamente como em relação à sua produtividade.

A tecnologia do etanol de primeira geração já está consolidada e consegue suprir todos os gargalos tecnológicos da indústria. O que realmente falta é a existência de um mercado sólido e estável que permita que o etanol combustível se desenvolva e se torne competitivo. Com a necessidade de se definir regras de comercialização que tragam menor risco para o setor de biocombustíveis, induzindo ao aumento da sua produção, que está estagnada, já que o segmento do agronegócio brasileiro tem enfrentado condições adversas de mercado, relacionadas a preço de produto substituto distorcidos ou a questões tributárias.

A necessidade de investimento em etanol de segunda geração representa na realidade uma nova alternativa para uso energético da biomassa, levando a vantagens tanto ambientais, quanto sociais e econômicas, por ser produzido a partir de resíduos de origem vegetal já disponíveis. A biomassa de cana é a mais promissora, pelo volume e pelo menor custo de transporte da celulose em relação às demais fontes de biomassa, bem como pela natureza da produção de cana próxima às usinas. É estimado que o etanol celulósico aumentasse a produção de etanol a partir da mesma tonelada de cana em até 42% de acordo com o programa de governo Renovabio.

A combinação das rotas de primeira e segunda geração na produção de etanol permitirá obter uma maior quantidade de combustível sem aumentar o volume de matéria-prima cultivada. Além do emprego da cogeração de energia na indústria, transformando a indústria sucroenergética totalmente conectada.

Para o comércio internacional, mesmo que a capacidade de produção de etanol seja viabilizada, este só existirá se não houver barreiras logísticas, tanto no Brasil quanto no exterior. Para tanto, a infraestrutura de transporte, de armazenamento e de embarque no Brasil deve ser construída de sorte a não impor restrições físicas ou econômicas à comercialização.

Há a necessidade também da redução de barreiras tarifárias, a definição de especificações para o etanol combustível e a criação de condições para que tal produto seja aceito e tratado como *commodity* no mercado internacional.

A padronização é importante para a consolidação de um mercado futuro para esse combustível para comercialização internacional. Isso permitirá a realização de operações financeiras que possam assegurar aos agentes do mercado menores riscos associados à variabilidade de preços. Para o etanol ser considerado uma *commodity*

mundial, é necessário que haja um consenso entre compradores e vendedores sobre uma especificação mais racional para o etanol anidro, com características realmente importantes para a mistura na gasolina.

Entende-se que primeiramente o setor tem que se recuperar do grande endividamento existente para assim poder realizar as sugestões aqui citadas e as já listadas no Plano Decenal de Energia 2016 para assim contribuir para a expansão da oferta de etanol.

Para a expansão da oferta de biodiesel, um mercado que ainda está crescendo lentamente no Brasil, mais investimentos em novos empreendimentos e nos existentes são necessários. Também a necessidade do desenvolvimento de programas governamentais que incentivem pesquisas em relação à utilização de outras matérias-primas, além da soja, para produção do biodiesel.

Eficiência Energética

A versão 2026 do PDE 2026 trouxe a seção de eficiência energética com maior detalhamento, permitindo maior exploração dos resultados por parte da sociedade e contribuições mais pontuais e contundentes.

A utilização do consumo específico como índice de acompanhamento da eficiência energética é pouco robusta, pois compara apenas a intensidade energética dos setores industriais brasileiros. Entretanto, os indicadores com o padrão energia/produção negligenciam fatores como redução de produção para adequação à realidade macroeconômica ou produtos com maior qualidade, por exemplo, fatos que distorcem a interpretação do índice, podendo provocar conclusões equivocadas.

Para lidar com as diversas variáveis que podem impactar a análise de desempenho da indústria, existem algumas metodologias utilizadas internacionalmente que propõem a normalização dos indicadores a fim de torná-los comparáveis e permitir o acompanhamento da evolução ao longo do tempo.

Pode-se citar como exemplo o Energy Efficiency Index (EEI). Esse índice é calculado por planta industrial e compara a intensidade energética da produção e compara com o limite superior teórico do processo.

Outra metodologia bastante robusta e utilizada amplamente no Brasil, inclusive pela Agência Nacional de Energia Elétrica para elaboração de benchmarking das distribuidoras é o Data Enveloping Analysis (DEA). Essa metodologia permite a criação de uma curva de eficiência máxima utilizando insumos e produtos, permitindo reduzir influências particulares no cálculo do índice.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos disponibiliza gratuitamente um software chamado de Energy Performance Indicator Tool. Apesar de ter sido pensado para realidade de um país bastante diferente, esse software permite simular o impacto de alterações de cada variável relevante para o consumo de energia do processo

produtivo. O software utiliza dados meteorológicos e macroeconômicos a fim de eliminar a influência dessas variáveis no cálculo do indicador de performance, permitindo assim uma comparação mais confiável.

De forma mais simples também é possível usar combinação de indicadores, como número de medidas de eficiência adotadas, resultados qualitativos obtidos, identificação de oportunidades de eficiência de forma voluntária e diagnóstico energético e obter mais detalhamento sobre eficiência energética além da simples intensidade energética.

A Associação entende que para estimular o mercado de eficiência energética algumas ações de destravamento são necessárias. Preferencialmente soluções de mercado e voluntárias são um pilar fundamental para políticas duradouras e eficientes. A experiência da indústria energointensiva brasileira também aponta a relevância de programas de treinamento para qualificação de mão de obra, nacionalização de métodos e conhecimento a partir de análises de benchmark e compreensão acerca dos desafios da indústria são essenciais para que as políticas desenhadas alcancem todo o seu potencial.

A EPE entende que um dos desafios atuais está na comunicação e direcionamento único das frentes de trabalho relacionados à Eficiência Energética no Brasil, de acordo com o apontado no box 9.1. A Abrace concorda que iniciativas difusas são menos eficientes, a canalização desses esforços e concentração de medidas de destravamento do mercado de eficiência poderiam ser adotadas pela EPE que já está liderando a discussão em vários aspectos.

UNICA

Zilmar José de Souza

25/08/2017 18:08

Contribuição da UNICA para o PDE 2026

Contribuição da UNICA para o PDE 2026

08251808_unica

Presi 092/2017.
São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Consulta Pública nº 34
Ministério de Minas e Energia - MME
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º andar
CEP 70065-900, Brasília – DF

Ref.: Contribuições da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) - Consulta Pública nº 34 referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026

Prezados(as) Senhores(as)

A União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA), associação que representa mais de 120 indústrias produtoras de açúcar, etanol e de bioeletricidade, com o intuito de contribuir para o planejamento energético nacional e o desenvolvimento das políticas públicas associadas, apresenta suas considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), conforme disposição a seguir.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento direcionado para toda a sociedade, com uma indicação das perspectivas de expansão futura da matriz de energia brasileira, num horizonte de dez anos. Por ser considerado um relatório construído inicialmente na ótica do Governo Federal, a UNICA entende que acaba sendo um documento importante para influenciar a tomada de decisões por parte dos potenciais investidores no setor de energia. Desta forma, é relevante avaliar como é descrita a perspectiva para as fontes renováveis, em especial a bioeletricidade no PDE 2026.

A variável central para se estimar o potencial da bioeletricidade sucroenergética, e sua evolução, é a projeção de oferta de cana-de-açúcar e da respectiva biomassa residual. A partir disto, segundo o PDE 2026, pode-se realizar dois estudos para estimativa da oferta de bioeletricidade: (1) o cálculo do potencial técnico; e (2) a construção da curva de exportação de bioeletricidade baseada no comportamento histórico do setor. A seguir, apresentamos nossas considerações sobre cada um dos estudos supracitados apresentados no PDE 2026, além de considerações sobre a expansão indicativa de referência, a contratar de 2020 até 2026, para a fonte biomassa.

1. Cálculo do potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética

A partir dos coeficientes técnicos de exportação de bioeletricidade para a rede em função de cada combustível, porém, considerando cenários distintos para a moagem de cana-de-açúcar, a UNICA aponta o potencial técnico para a bioeletricidade, a seguir, com base em pressupostos da própria EPE e da Associação.

1.1. Principais pressupostos

- **Potencial do bagaço:** considerado a eficiência média de geração das usinas vencedoras dos leilões regulados, apontado pela EPE em 71,8 kWh exportado/tc, extrapolado para toda a moagem de cana-de-açúcar estimada pela UNICA.
- **Potencial de palhas e pontas:** considerado o fator médio de exportação de bioeletricidade apontado pela EPE por tonelada de palha e pontas (787,5 kWh exportado / tonelada de palha), extrapolado para toda a moagem de cana-de-açúcar estimada pela UNICA.

- **Potencial do biogás:** considerado o fator médio de exportação de biogás deduzido a partir de dados da EPE por tonelada de cana (32 kWh exportado / tonelada de cana), extrapolado para toda a moagem de cana-de-açúcar estimada pela UNICA.

- **Cana-de-açúcar processada:** estimativas apontadas pela UNICA, conforme dois cenários mencionados abaixo:

- **Estagnação:** as práticas atuais se manteriam com o incentivo a combustíveis fósseis e sem uma política clara sobre o papel da energia renovável na matriz energética brasileira; e
- **Expansão:** haveria políticas públicas de incentivo a energias renováveis, com valorização do setor sucroenergético na agenda do governo.

Em ambos cenários, até 2021, a oferta de cana-de-açúcar é considerada "dada". Depois de 2021, a moagem resulta da necessidade de cana-de-açúcar para as produções estimadas de açúcar e etanol em cada cenário. Os resultados são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1: Cenários para o volume de cana-de-açúcar processada, EPE e UNICA (2016, 2021 e 2026)

Ano	Moagem (milhões tc)			Diferença % entre cenários		
	EPE	Estagnação	Expansão	Estag/EPE	Exp/EPE	Exp/Estag
2016	671	635	635	-5%	-5%	0%
2021	763	688	688	-10%	-10%	0%
2026	820	701	777	-15%	-5%	11%

Fonte: EPE e UNICA (2017). Elaboração: UNICA (2017).

- **Resultados - potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética:** a partir dos pressupostos, calcula-se o potencial técnico da bioeletricidade abaixo, que variará em função dos cenários distintos adotados pela EPE e UNICA para a moagem de cana-de-açúcar.

Tabela 2: Potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética, cenários EPE e UNICA (2016, 2021 e 2026)

Ano	Potencial da bioeletricidade (GW médio)			Diferença % entre cenários		
	EPE	Estagnação	Expansão	Estag/EPE	Exp/EPE	Exp/Estag
2016	17,3	16,4	16,4	-5%	-5%	0%
2021	19,7	17,7	17,7	-10%	-10%	0%
2026	21,1	18,1	20,0	-15%	-5%	11%

Fonte: EPE e UNICA (2017). Elaboração: UNICA (2017).

No cenário de expansão admitido pela UNICA, o potencial da bioeletricidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN) diminui em 5% relativamente ao cenário da EPE, e redução de 15% quando o cenário é de estagnação comparado ao da EPE.

Mesmo com a redução de moagem em cada cenário, o potencial da bioeletricidade ainda permanece bastante significativo até 2026, continuando o equivalente a quase duas vezes a geração da Usina Itaipu em 2016 no cenário da EPE, 1,5 no cenário de estagnação e 1,7 no cenário de expansão estimado pela UNICA.

Considerando que a geração efetiva do setor sucroenergético para o SIN foi de 2,4 GW médios em 2016, de acordo com a CCEE (2017), observa-se que, independentemente do cenário a ser admitido, o hiato entre o potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética e a efetiva geração é muito significativo, conforme se observa na Figura 1.

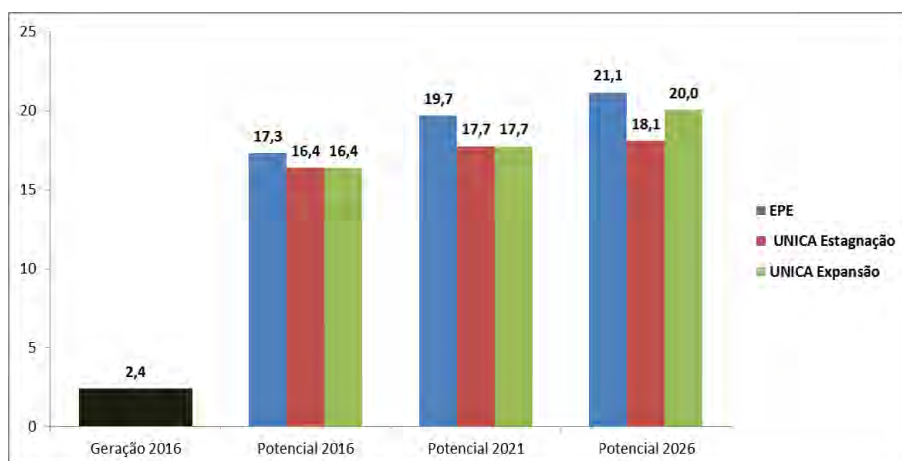


Fig. 1. Potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética e a efetiva geração para o SIN, cenários EPE e UNICA, em GW médios (2016, 2021 e 2026)

Fonte: EPE (2017). Elaboração: UNICA (2017).

Independentemente do cenário a ser adotado, UNICA ou EPE, observa-se que, em 2016, aproveitou-se menos de 15% do potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética. Este potencial subaproveitado demonstra a oportunidade de se estruturar um programa de *retrofit* do parque existente e de aproveitamento da palha e do biogás, na linha do que poderia ser chamado de “Expansão Dirigida”¹, na qual se incorporam políticas energéticas relativas ao desenvolvimento de determinada fonte de geração.

2. Curva de exportação de bioeletricidade baseada no comportamento histórico do setor

A EPE entende que, considerando o fator de exportação baseado no histórico, a exportação de bioeletricidade para o SIN aumentará 44% entre 2016 e 2026, conforme se observa na Tabela 3.

Tabela 3: Exportação de bioeletricidade sucroenergética e aproveitamento do potencial técnico, cenários EPE e UNICA, em GW médios (2016, 2021 e 2026)

Variável	Ano			Variação 2016-2026	
	2016	2021	2026	GW me	%
A) Curva baseada no histórico (GW me)	2,8	3,6	4,1	1,3	44%
B) Potencial Técnico (GW me)					
B1) EPE	17,3	19,7	21,1	3,8	22%
B2) UNICA Estagnação	16,4	17,7	18,1	1,7	10%
B3) UNICA Expansão	16,4	17,7	20,0	3,7	22%
Aproveitamento do potencial (%)					
EPE (A/B1 em %)	16%	18%	19%		
UNICA Estagnação (A/B2 em %)	17%	20%	23%		
UNICA Expansão (A/B3 em %)	17%	20%	20%		

Enquanto a oferta para o SIN poderá aumentar em 44% até 2026, o potencial técnico calculado pela EPE cresce em apenas 22% no período.

A UNICA entende que isto ocorre porque a curva de exportação de bioeletricidade, baseada no comportamento histórico do setor sucroenergético, depende do incremento da cogeração com base na expansão oferta de cana e, também, do incremento da cogeração – independentemente da cana – com o aproveitamento principalmente da palha e do bagaço, com programas de eficiência energética, *retrofit* do parque já instalado e avanço do biogás na matriz elétrica.

¹ Expressão empregada na proposta de PDE 2026 (pág. 74), indicando uma abordagem alternativa em relação à “Expansão de Referência”.

Tal análise reforça a real oportunidade de uma política setorial que promova uma expansão dirigida e mais robusta da bioeletricidade no horizonte do PDE 2026.

3. Considerações sobre a expansão indicativa de referência a contratar de 2020 até 2026

De acordo com o PDE 2026, as fontes renováveis representarão um incremento já contratado, entre 2017 e 2021, próximo à capacidade a ser instalada pela Usina Belo Monte, quando estiver em plena motorização (11,2 mil MW). A liderança absoluta na expansão contratada virá da fonte eólica, que representa 60% do incremento no referido período, seguida pela fonte fotovoltaica, que detém 24% da expansão contratada. A fonte biomassa e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) representarão cada uma apenas 8% do incremento de capacidade contratado entre 2017 e 2021, considerando o levantamento da EPE até 2016, demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Expansão contratada até 2016, cenário EPE, incremento anual de capacidade (MW)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	Total
PCH	232	218	123	264	-	837
Eólica	2.818	2.755	1.048	-	-	6.621
Fotovoltaica	940	1.029	670	-	-	2.639
Biomassa	129	172	324	71	155	851
Total	4.119	4.174	2.165	335	155	10.948

Fonte: EPE (2017). Elaboração: UNICA (2017).

Em 2010, de acordo com a ANEEL (2017), a fonte biomassa chegou a instalar 1.750 MW (equivalente a 12,5% de uma do porte da Usina Hidrelétrica Itaipu) em capacidade instalada nova, resultado de decisões de investimentos antes de 2008, quando o cenário era estimulante à expansão do setor sucroenergético. Este valor recorde de 2010 contrasta com o montante de apenas 851 MW contratados entre 2017 e 2021 para a fonte biomassa.

A fonte biomassa construiu e opera um parque industrial genuinamente nacional, que chegou a acrescentar quase 2 mil MW à matriz elétrica brasileira em apenas um ano. Isto reforça que uma “Expansão Dirigida” para a biomassa poderia revitalizar um parque industrial existente e de rápida resposta como é o da bioeletricidade.

Contudo, olhando para o futuro, a expansão indicada para a fonte biomassa, no cenário de referência do PDE 2026, aponta um valor bastante abaixo do que poderia ser considerada uma meta mínima capaz de induzir à revitalização/expansão do parque industrial da bioeletricidade. A Tabela 5 mostra o incremento anual de capacidade a contratar para as fontes renováveis, a partir de 2020, conforme o cenário indicativo de referência no PDE 2026.

Tabela 5: Expansão indicativa de referência a contratar de 2020 até 2026, cenário EPE, incremento anual de capacidade (MW)

Fonte	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
PCH	-	-	300	300	300	300	300	1.500
Eólica	1.000	1.805	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	11.825
Fotovoltaica	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000
Biomassa*	-	467	467	568	568	566	568	3.204
Total	2.000	3.272	3.571	3.672	3.672	3.670	3.672	23.529

* Do total da biomassa, está inclusa também uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal (biomassa florestal) de 100 MW/ano a partir de 2023.

Fonte: EPE (2017). Elaboração: UNICA (2017).

Quando se observa a contratação indicativa no futuro, a liderança cabe à fonte eólica, com 50% do incremento de capacidade a contratar de 2020 a 2026, no cenário de referência do PDE 2026. A fonte fotovoltaica responderá por 30% do volume de capacidade a contratar, a biomassa com 14% e as PCHs com 6% da capacidade a contratar até 2026.

Segundo o cenário de referência do PDE 2026, com a capacidade já contratada e a contratar, até 2026, a fonte eólica chegará a 28,5 mil MW, a biomassa atingirá quase 17 mil MW, a fotovoltaica terá 9,7 mil MW e as PCHs ficarão com 8,1 mil MW, conforme detalha a Figura 2.

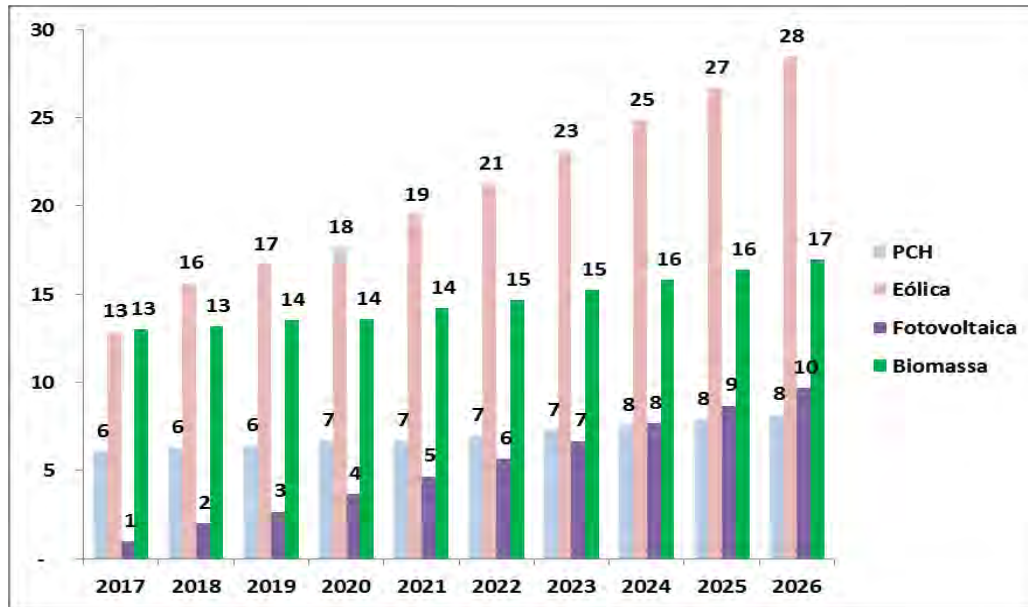


Fig. 2. Capacidade instalada por fonte de geração renovável para a expansão de referência, cenário EPE, 2017-2026 (GW)

Fonte: EPE (2017). Elaboração: UNICA (2017).

Entre 2017 e 2026, somando-se a capacidade já contratada e a contratar, o PDE 2026 indica que a fonte biomassa terá um acréscimo inferior a 4 mil MW, no cenário de referência da EPE. O valor médio anual de acréscimo para a biomassa, entre 2017 e 2026, será de apenas 436 MW. Para a eólica, o valor médio de acréscimo será de 1,7 mil MW, fotovoltaica quase 1 mil MW/ano e PCH ficará com 234 MW de acréscimo médio anual entre 2017 e 2026.

No cenário de expansão de referência do PDE 2026, as fontes eólica e fotovoltaica liderarão o crescimento das renováveis por conta de algumas premissas, dentre elas a indicação de uma expansão uniforme da fonte eólica em mais de 1,8 mil MW a partir de 2021 e de 1 mil MW para a fotovoltaica a partir de 2020.

Em um momento no qual se procura desenhar uma política robusta e estruturante para que o setor sucroenergético possa expandir a participação de seus produtos sustentáveis na matriz de energia do país, indicar um acréscimo de meros 436 MW/ano para fonte biomassa, até 2026, é algo extremamente tímido e que pouco favorece a sinalização que precisamos dar aos potenciais investidores interessados em revitalizar/expandir o parque industrial da bioeletricidade, ou melhor, sucroenergético como um todo.

Atribuir a pequena expansão da bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica ao seu restrito potencial não parece ser uma análise adequada da capacidade da fonte biomassa. Segundo a própria EPE, até 2026, estaremos utilizando menos de 20% do potencial técnico da exportação de energia elétrica pela biomassa, considerando as diversas possibilidades produtivas (aproveitamento eficiente do bagaço, palha e pontas e do biogás da vinhaça/torta de filtro).

Ainda que ressalvado seu caráter indicativo, o PDE contribui, por exemplo, para influenciar a tomada de decisões por investidores no setor de energia e no desenho dos leilões regulados de energia. Nesta linha, o PDE acaba tendo papel importante em aproximar a produção efetiva de bioeletricidade de seu potencial técnico e, portanto, dado o potencial subaproveitado da bioeletricidade, esperamos que essa fonte renovável e sustentável tenha reconhecida uma maior participação relativa no PDE 2026.

De todo o exposto, entendemos que as observações e sugestões apresentadas neste documento são fundamentais para o adequado planejamento do mercado brasileiro da bioeletricidade e sua expansão na matriz elétrica brasileira.

Certos de que teremos a melhor acolhida, colocamos desde já nossa equipe técnica à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais sobre as contribuições apresentadas.

Cordialmente,

Elizabeth Farina

Presidente Executiva da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA)

CPFL Energia

CPFL Energia

25/08/2017 19:36

Contribuição do Grupo CPFL Energia para a Consulta Pública 34

Contribuicao CPFL Energia

08251936_cpfl energ

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA	3
2.1	PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA.....	3
2.2	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	4
2.3	TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.4	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL.....	7
2.5	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	8
2.6	MOBILIDADE ELÉTRICA.....	10
2.7	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	14
3.	CONCLUSÕES.....	14

1. INTRODUÇÃO

O Grupo CPFL Energia reconhece o mérito e o interesse do MME na abertura da Consulta Pública nº 034/2017, cujo objetivo é obter subsídios para o aprimoramento do plano decenal de expansão de energia. Começamos reforçando a importância de uma discussão ampla sobre o futuro do setor elétrico brasileiro. Em linhas gerais o texto do PDE 2026 traz informações pertinentes que possibilita à sociedade inferir as diretrizes do planejamento energético nacional. As inovações apresentadas nesta edição como o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e incorporação do atendimento da demanda máxima na expansão do parque gerador mostram o engajamento da EPE em investir na qualidade e confiabilidade dos estudos técnicos, bem como o compromisso de capacitação profissional de excelência do seu corpo técnico. Esse tipo de iniciativa que conta com o total apoio da CPFL e merece o reconhecimento da dedicação e do compromisso da EPE em conduzir um processo de melhoria contínua dos estudos apresentados por esta instituição.

A discussão técnica do PDE é crítica para um papel cada vez mais determinístico do plano decenal para fins da expansão da matriz, algo defendido pela CPFL inclusive na Consulta Pública #33. Esse caráter mais determinístico traria vantagens para o mercado ao sinalizar a expansão de cada fonte de energia.

2. CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA

2.1 PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados.

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,5% a.a. no cenário de referência e 4,3% a.a. no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial.

Essas taxas envolvem expectativa de retomada da atividade econômica, sendo, portanto, cenários prudentes para fins de planejamento do setor, apesar da dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

Em função da importância de tais dados, a CPFL sugere, alinhada com a APINE, que, para os próximos anos, a EPE organize um seminário de apresentação com o termo de referência do PDE. O objetivo deste seminário é discutir com a sociedade as premissas a serem consideradas no estudo e também os temas preliminares dos capítulos antes da divulgação do documento completo para submissão de consulta pública. Assim, a sociedade e agentes podem contribuir e/ou validar tais dados, antes da elaboração do relatório detalhado.

Adicionalmente, entendemos que, dada a importância do PDE para os agentes, faz-se necessário o estabelecimento de um cronograma indicativo da elaboração do PDE, a ser divulgado antecipadamente, considerando estas etapas preliminares de discussão com a sociedade, confecção da minuta de relatório, divulgação da consulta pública e publicação do texto final.

2.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. O relatório traz novas abordagens para a avaliação da oferta de energia elétrica, com destaque à utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta.

A CPFL é favorável à utilização de ferramentas computacionais que contribuem para uma melhor precisão das informações e resultados, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI. Contudo nessa situação, sugerimos a realização de uma apresentação e disponibilização da nova ferramenta e a abertura de canal de comunicação com a sociedade, institutos de pesquisa e agentes do setor para contribuir com o avanço metodológico destas ferramentas.

Outra evolução apresentada no PDE é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, avaliando se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, caso não tenha, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga. A CPFL entende que avaliar a demanda contribui para um planejamento mais robusto da matriz.

O desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para guiar a expansão do parque gerador é de suma importância para garantir a qualidade dos estudos de planejamento. Entretanto, acreditamos que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas, o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão, que poderiam ser incorporados ao custo operativo do sistema.

O PDE não detalha tais custos, motivo pelo qual a sugerimos esse detalhamento. Além disso, na eventualidade desses custos não terem sido considerados, recomenda-se aprimorar os futuros PDEs para que passem a incorporá-los.

Nesta mesma linha de estudo integrado das alternativas de expansão da oferta de geração, é importante o casamento dos estudos de oferta de combustíveis, em especial a oferta de gás natural.

Em relação aos resultados apresentados, iniciamos a discussão com as informações da tabela 13 do relatório, onde são apresentados os custos de investimentos das alternativas de expansão analisadas. Estes valores indicam o custo de implantação das alternativas de expansão, no entanto, ao longo do relatório não são apresentadas as métricas de custo operativo das alternativas de expansão. Neste caso não fica claro nesta tabela se o valor de investimento é apenas referente ao CAPEX dos empreendimentos ou se engloba o custo de operação do parque, ou seja, o OPEX das novas usinas.

Com relação aos diversos cenários analisados, não fica claro no relatório que os valores de investimentos se referem a valores presentes líquidos (VPL).

Outro ponto de dúvida está relacionado ao cenário com restrição total para UHE. Como pode ser verificado na Tabela 13 do relatório, o investimento em geração previsto nesse cenário apresenta o menor valor de todos, dando a falsa impressão que essa seria a melhor alternativa econômica para expandir a geração. Para uma avaliação correta deve ser considerada o custo referente à operação do sistema elétrico que pode ser menor na opção de investimento mais elevado.

Ainda neste cenário, também é citado que a condição de restrição total de UHE foi considerada por causa da dificuldade de licenciamento ambiental. Por outro lado, os resultados do MDI para a alternativa apresentada neste cenário é o incremento de térmicas a carvão, que

contraditoriamente apresentam elevado impacto ambiental. No entendimento da CPFL, a princípio, seria mais adequado considerar térmicas a gás com tecnologia eficiente do que a carvão.

Em nossa opinião, a falta de informações relacionadas aos custos de operação do sistema, de perdas, do investimento na transmissão associada e restrições ambientais levam a tal conclusão, motivo pelo qual reforça a necessidade de detalhes tais informações. Além disso, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para “alternativa de ponta”, não fica claro, nos cenários de expansão da geração, os tipos de fonte que seriam contemplados para atendimento desta demanda. Entendemos que maior clareza de participação desse item na matriz.

Embora exista a preocupação por parte da EPE que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável (“determinativa”) do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

Adicionalmente, gostaríamos de solicitar os decks de entrada do modelo Newave para os casos de expansão avaliados, além do caso de referência e de demanda alternativa que já foram disponibilizados.

2.3 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração, nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto os possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor depara-se com certa dificuldade de vincular as premissas de expansão da geração vis a vis a proposta de expansão da rede. Carece também, no capítulo da transmissão, um resumo das alternativas avaliadas com os

incrementos de capacidade de transmissão em mapa e tabela, se possível vinculada com os cenários de expansão da oferta apresentados. Não sendo possível essa cenarização, deve-se indicar a qual cenário de geração a expansão da transmissão se refere.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência da evolução da estrutura tarifária e o sinal de preço de energia em granularidade horária.

Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUST), que considera os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. Desta forma, reforça-se mais ainda a necessidade de maior clareza na definição do cenário de referência de transmissão baseada na referência da expansão da geração, uma vez que tais dados impactam fortemente a definição dos valores das TUST.

2.4 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL

A observamos que com relação à produção de petróleo e, principalmente de gás, passa pela incerteza na disponibilidade dessas commodities, principalmente pelos seus valores, que podem alterar significativamente os custos do setor elétrico.

Uma maior oferta de petróleo e de gás nacionais pode dar um indicativo de redução de preço, embora tais preços tenham suas variações apuradas predominantemente com base na variação internacional.

Como sabido, mantendo-se as atuais regras do setor elétrico, a redução do preço dos derivados do petróleo e gás pode provocar a redução do CVU de diversas térmicas, implicando um maior despacho dessa fonte por parte do ONS, o que traria impactos para o custo de operação do sistema e, conseqüentemente, para os consumidores.

Por outro lado, uma maior disponibilidade destes insumos energéticos pode contribuir para que novos empreendimentos térmicos a gás, eventualmente, aloquem menor risco relacionado à falta deste combustível, o que contribui para redução do preço da energia comercializada em futuros leilões.

Embora o Capítulo 3 – Geração de Energia Elétrica deste plano já contemple várias premissas relacionadas à geração térmica, sugerimos que fossem elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás. Os resultados dessas análises serviriam para apurar os custos de operação do sistema elétrico, considerando as térmicas que remanescerão no sistema, e também os custos de expansão de geração térmica que, na visão da CPFL, deve ser prioritariamente com base em usinas a gás.

Adicionalmente, sugerimos que seja avaliado o custo de manter as térmicas já existentes no setor elétrico nacional como alternativa de atendimento à ponta ou, eventualmente, para compensar a variação de geração de fontes intermitentes, uma vez que tais usinas se encontram bastante depreciadas. Assim, uma usina a óleo combustível ou diesel já existente poderia ser bastante competitiva em um eventual leilão de atendimento à ponta do sistema.

2.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

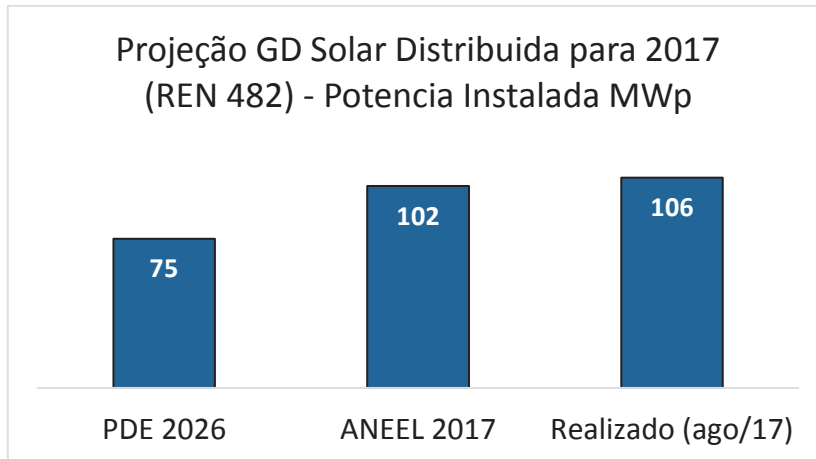
O tema poderia ser melhor explorado no relatório, em especial a questão da GD voltado a consumidores residenciais, com foco nos conceitos e a evolução normativa para incentivo destas fontes de geração. Os estímulos à geração distribuída (geralmente localizada próxima aos centros de carga) justificam-se pelos potenciais benefícios que estas fontes podem proporcionar ao sistema elétrico: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros, concorrem em alternativa de expansão frente às demais formas de atendimento do mercado consumidor brasileiro.

A CPFL sugere uma análise da influência do quadro regulatório, especificamente com relação à tarifa binômia, na expansão da GD. Além disto, de forma complementar, seria interessante a elaboração de cenários para avaliar os diversos impactos.

Em relação ao volume esperado para o futuro para geração distribuída fotovoltaica, vale notar que temos números cada vez mais expressivos no Brasil e atingiu 106 MWp de potência instalada e 13,2 mil unidades consumidoras até o dia 16/08/2017, conforme consulta no banco de dados disponível no site da ANEEL.

Apesar do PDE 2026 levar em consideração a tendência de crescimento exponencial da geração fotovoltaica distribuída, as suas projeções estão pessimistas quando comparamos com os dados

realizados. O gráfico abaixo nos mostra que os números projetados para o final de 2017 já estão abaixo do realizado até o dia 16 de agosto que por sua vez já representam 84% do número esperado no PDE para o final de 2018.



Fonte: PDE, ANEEL, Análise CPFL

Mesmo quando comparamos a projeção da ANEEL que considera apenas as classes comercial e residencial (baixa tensão), os números do PDE estão conservadores.

Outro ponto relevante que merece destaque é a queda expressiva nos preços das placas fotovoltaicas e consequentemente no custo dos sistemas de geração no último ano. Esse movimento fez com que a solução ganhasse competitividade com relação aos preços do mercado cativo e impulsionou o número de fornecedores e provedores de serviços ao longo da cadeia de forma significativa.

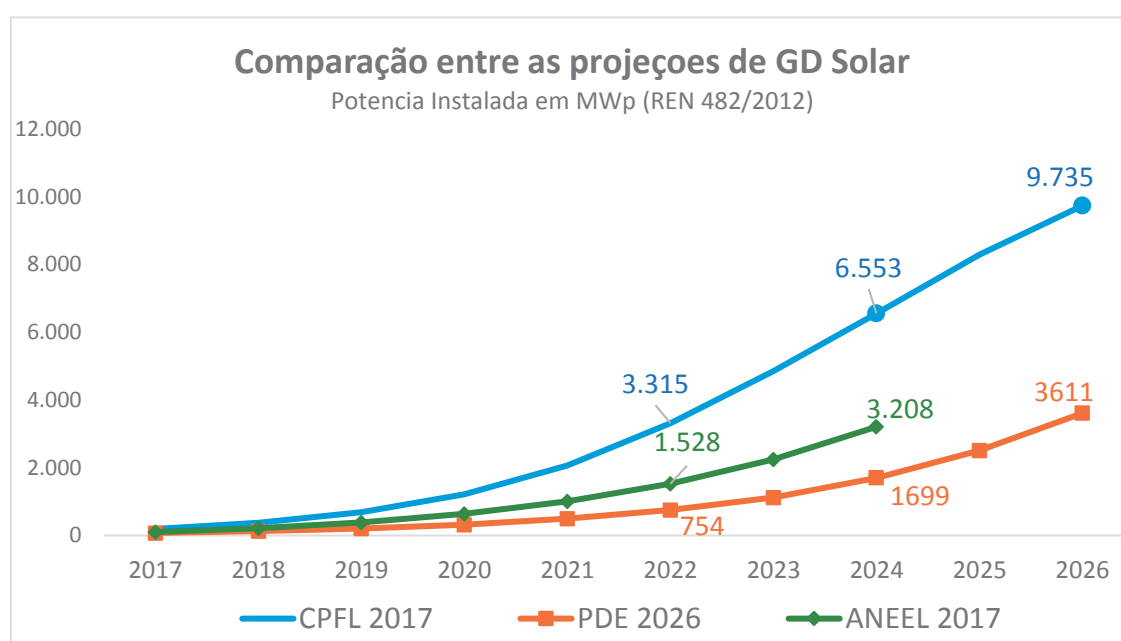
Adicionalmente, se faz necessário a construção de cenários alternativos que considerem a tendência de redução nos preços dos sistemas de geração fotovoltaica e permitam capturar o potencial de disseminação de tecnologias disruptivas no mercado competitivo.

Dado o exposto, sugerimos que a projeção para a geração distribuída solar fotovoltaica seja atualizada, de modo a refletir o cenário atual para a tecnologia. Com esse objetivo, compartilhamos uma simulação considerando a seguinte metodologia.

Com o objetivo de construir um cenário que incorpore as atualizações mais recentes de mercado, preço e viabilidade dos sistemas, a CPFL realizou uma simulação da geração fotovoltaica distribuída para o Brasil por classe de consumo. Para isso, utilizamos a metodologia de Fisher-Pry, bastante semelhante a metodologia de BASS, contudo, apresenta uma

formulação que pode ser linearizada e estimada por meio de modelos regressivos. Essa característica permite que os parâmetros do modelo sejam obtidos diretamente do mercado da tecnologia no Brasil, sem necessitar da adoção de premissas baseadas em outros mercados.

Os resultados mostram que em um cenário básico de preço a capacidade instalada deve chegar a 9,7 GWp em 2026, um número bastante superior ao apresentado no PDE. Cabe ressaltar que nessa modelagem não foram incluídas as facilidades implementadas pela nova resolução, que incluem compartilhamento de geração, o que torna o valor do sistema ainda mais barato devido ao ganho de escala.



Fonte: PDE, ANEEL, Análise CPFL

2.6 MOBILIDADE ELÉTRICA

Em linhas gerais, a mobilidade elétrica desponta, no contexto internacional, como uma mudança de paradigma para o transporte público e privado. Tem sido impulsionada pela relevância de problemas ambientais que se agravam, seja no âmbito global ou local, bem como pela necessidade de melhoria da eficiência energética, questões essas bastante impactadas pelo setor de transportes rodoviário, muito dependente de produtos derivados do petróleo.

No Brasil, a matriz de geração de energia elétrica é predominante hidráulica, com uma participação cada vez maior de fontes renováveis como a eólica e a solar. Desse modo, a disseminação de veículos elétricos no país passa a ser importante alternativa para a solução daqueles problemas, e de outros, como a dependência externa para o fornecimento de combustíveis derivados do petróleo, a diminuição de emissões de gases oriundos da queima de combustível (nocivos ao meio ambiente), bem como redução dos custos com a saúde pública oriundos de problemas associados às emissões de poluentes, principalmente em regiões metropolitanas.

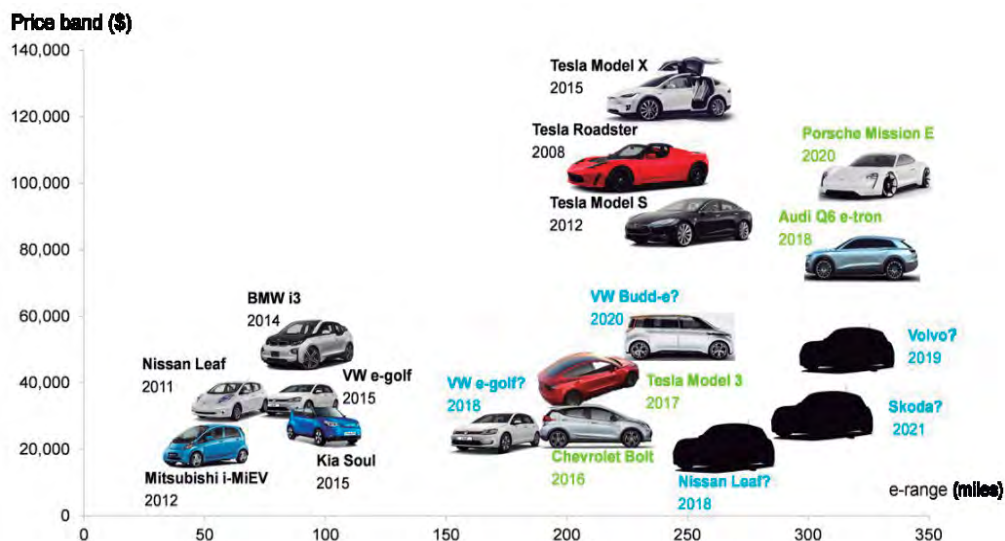
Levantamentos recentes apontam para investimentos sistemáticos e crescentes no desenvolvimento, produção e difusão de VEs (Veículos Elétricos) em diversos países, tornando-se cada vez mais eficientes e aumentando a sua autonomia. As vendas de veículos elétricos no mundo, atingiram um novo recorde em 2016, com mais de 750 mil vendas. Com uma participação de mercado de 29%, a Noruega obteve incontestavelmente a implantação mais bem-sucedida de carros elétricos em termos de participação de mercado, globalmente. Seguem-se os Países Baixos, com um market share de 6,4%, e a Suécia com 3,4%. A China, França e o Reino Unido têm participações de mercado próximas de 1,5% cada. Em 2016, a China era, de longe, o maior mercado de automóveis elétricos, representando mais de 40% dos veículos elétricos vendidos no mundo e mais do dobro do valor vendido nos Estados Unidos. Todos estes países estão altamente comprometidos com a inserção de fontes renováveis na sua matriz energética e no desenvolvimento da mobilidade elétrica. Destaca-se também a visão de longo prazo que prevê e estimula a substituição integral da frota de veículos a combustão por VEs, exatamente pela proibição de sua comercialização: Holanda a partir de 2025, Alemanha a partir de 2030, França a partir de 2040 e, mais recentemente o Reino Unido a partir de 2040.

No caso brasileiro, em contraste, apesar do avanço da inserção das fontes renováveis em sua matriz, o estágio de evolução dos VEs, ainda é bastante incipiente, estando em busca de respostas a questões básicas para seu desenvolvimento. Porém, mesmo em um cenário adverso, onde os veículos híbridos e elétricos puros no país ainda respondem por uma parcela muito pequena da frota total, algumas políticas públicas de estímulo a essa tecnologia, bem como de incentivos para maior inserção desses veículos, já estão sendo implementadas. Há uma série de projetos de lei em andamento no congresso, visando incentivar o uso deste novo tipo de mobilidade, o que nos dá a certeza que um grande desenvolvimento neste mercado está próximo a acontecer.

Neste cenário, assim como a EPE, entendemos que a massificação do uso do veículo elétrico envolve mais do que aspectos financeiros. Baixa autonomia e rede de recarga, por exemplo, ainda incipiente são hoje igualmente inibidores dessa tecnologia no mercado brasileiro, limitando a venda a algumas poucas unidades, principalmente para projetos ou entusiastas.

Entretanto, entendemos que esses dois entraves devem ser superados em poucos anos, tendo em vista os progressos atingidos em mercados mais maduros como a contabilização de mais de 30 mil postos de recarga nos Estados Unidos em 2016 e a popularização de carros com autonomia acima de 350 km (Bolt, Tesla, etc) nos próximos anos.

Preços X autonomia



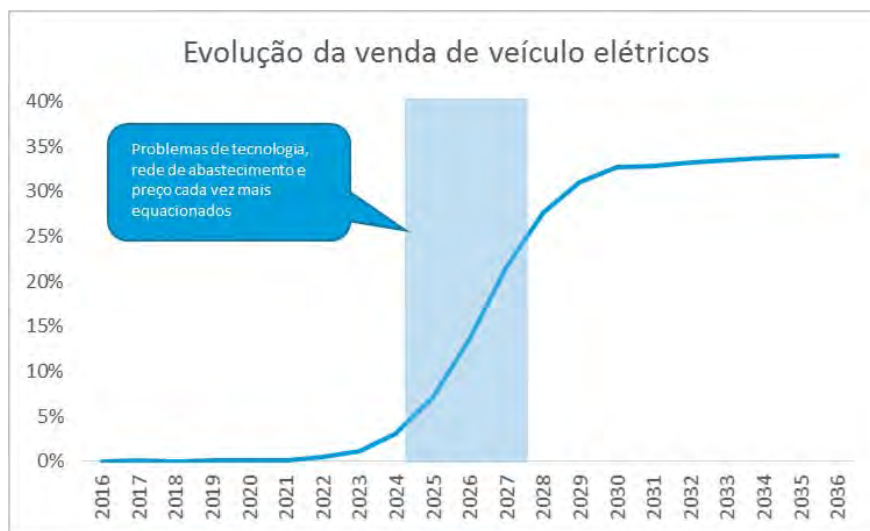
Fonte: Bloomberg

Assim, concordamos que uma frota de 1% de carros elétricos em 2026 (quase 600 mil unidades em circulação) parece bastante factível, entretanto não partilhamos da ideia de que apenas a plataforma para veículo híbrido passará a ser relevante nesse horizonte. Muitos países estão hoje com políticas agressivas para veículo elétrico a bateria e plug-in (98% das vendas estão atualmente em países com esse tipo de ação) e acreditamos que o Brasil não ficará de fora desse mercado, aproveitando, junto com os demais, do barateamento da tecnologia e dos diferenciais competitivos desta tecnologia frente a veículos à combustão e híbridos.

O argumento de que o uso de etanol na matriz de transporte seja uma vantagem na luta contra as mudanças climáticas não invalida, ao nosso ver, a importância da inserção dos carros elétricos. Ainda que haja vantagens ambientais na utilização do etanol frente ao uso da gasolina,

a matriz elétrica brasileira majoritariamente renovável garante que a troca da tecnologia a combustão (etanol ou gasolina) para a tecnologia elétrica seja sim mitigadora de emissões, além de promover redução significativa da quantidade de poluentes emitidos.

No mais, aproveitamos para alertar que, ainda que o PDE compreenda o horizonte 2026, entendemos que logo após essa data- quando aspectos tecnológicos serão superados e a paridade de preço com veículos à combustão deve ser atingida - a tecnologia deve passar a ser bastante relevante no mercado alcançando, segundo nossas projeções, mais de 30% das vendas de veículos em 2036 no Brasil (ano em que a frota mundial de carro elétrico superará 100 milhões de unidades segundo estimativas da IEA, 2016).



Fonte: Análise CPFL

Por esse motivo julgamos fundamental a EPE olhar sim para 2026 (horizonte do PDE) mas com especial atenção à construção da década seguinte. Por se tratar de uma tecnologia disruptiva, a “invasão” do mercado deve acontecer rapidamente (tomando-se por base a curva de aprendizagem) necessitando uma adequação correta da oferta para que se garanta não só o sucesso da tecnologia como também a mitigação de qualquer risco de desabastecimento. Dessa forma, recomendamos a análise de um cenário mais otimista para a frota de veículos elétricos, para que a tecnologia não seja inviabilizada por escassez de oferta de eletricidade. Em eventos disruptivos a história mostra que em poucos anos o cenário tecnológico e de preço pode ser totalmente diferente.

2.7 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Uma preocupação é com relação à dificuldade de licenciamento ambiental de empreendimentos de geração e transmissão. Neste PDE, inclusive, foi elaborado um cenário no qual foi considerado a condição de restrição total para a EPE, em função das dificuldades encontradas.

Assim, sugerimos que os empreendimentos de geração hidrelétricos e de transmissão já sejam leiloados com o devido licenciamento ambiental. Podendo, nesta situação, ser reduzido o prazo para início de operação comercial.

3. CONCLUSÕES

Em primeiro lugar, o Grupo CPFL Energia enaltece a importância da postura proativa do Governo, liderado pelo MME, em colocar em discussão o plano decenal de expansão de energia.

Destacamos que é notável o aprimoramento do plano em termos de metodologias visando melhores visões para o futuro do setor. Ainda assim é possível elencar contribuições citadas ao longo do item 2. Na nossa visão, essas contribuições tornarão o plano ainda mais robusto e relevante para o futuro do setor.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)

Larissa Biasotto

25/08/2017 19:37

**Contribuição sobre impactos ambientais causados por linhas de transmissão
de energia**

A ausência de impactos ambientais no planejamento da expansão da rede
energética repercute negativamente nas fases posteriores de licenciamento.

<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/158243>

08251937_universida

RESUMO

A crise na biodiversidade tem se agravado como resultado das atividades humanas. Identificar os efeitos ecológicos causados por empreendimentos, como linhas de transmissão de energia elétrica (LTs), é essencial para o planejamento dessas estruturas e para melhor informar seu processo de tomada de decisão. A Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) é um importante instrumento para a minimização de impactos na biodiversidade. No entanto, uma das maiores deficiências para a mitigação de impactos está na ausência da antecipação dos mesmos na fase de planejamento das estruturas. Um dos objetivos deste estudo foi listar e descrever os potenciais efeitos ambientais causados pelas LTs, sua natureza e os componentes bióticos afetados. A partir de uma abordagem de revisão sistemática, a síntese dos estudos mostrou que as interações das linhas com a biodiversidade têm sido investigadas em uma grande amplitude de organismos, abordando doze diferentes efeitos no ambiente. No entanto, é notável a ausência de estudos relacionados a grupos funcionais de menor mobilidade e sobre efeitos como a perda de habitat. Além de listar e descrever os efeitos das LTs, este trabalho estruturou um modelo conceitual para auxiliar na definição do escopo das AIAs. Nós acreditamos que o reconhecimento antecipado do espectro de potenciais impactos, além de ser importante para a compreensão das cadeias causais pelas quais as ações de cada empreendimento conduzem efeitos, auxilia na qualificação do processo de licenciamento, direcionando os estudos para impactos prioritários. Como a forma mais efetiva de evitamento de impactos, nós recomendamos fortemente que iniciativas de espacialização dos mesmos sejam desenvolvidas para a futura incorporação no planejamento da expansão da rede de transmissão de energia.

Palavras-chave: Linhas de alta tensão, impactos, Análise de Impacto Ambiental, licenciamento ambiental, fase de escopo.

ABSTRACT

The biodiversity crisis has worsened in the last decades, as a result of human activities. Identifying the ecological effects caused by infrastructure developments, such as electric power transmission lines (TLs), is essential for planning these developments and for better informing the decision-making process. Environmental Impact Assessment (EIA) is an important instrument to ensure the minimization of impacts on biodiversity. However, one of the major shortcomings for mitigation of impacts is the lack of anticipation in the planning phase of these developments. One of the objectives of this study was to list and describe the potential environmental effects caused by TLs, their nature and the affected biotic components. From a systematic review approach, the synthesis of the studies reveal that line interactions with biodiversity have been investigated over a wide range of organisms, addressing twelve different effects on the environment. However, the absence of studies related to functional groups of lower mobility and other effects, such as habitat loss, is notable. In addition to listing and describing the effects of LTs, this work structured a conceptual model to help define the scope of EIAs. We believe that the early recognition of the spectrum of potential impacts, in addition to being important for understanding the causal chains through which the actions of each undertaking have effects, helps in the qualification of the licensing process, directing the studies to priority impacts. As the most effective way of avoiding impacts, we strongly recommend that spatial analysis and investigation should be developed and incorporated in planning the expansion of the power transmission network.

Key-words: High voltage lines, impacts, Environmental Impact Assessment, environmental licensing, scoping.

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	iv
Abstract.....	v
Lista de figuras	2
Lista de tabelas	3
Introdução Geral	4
ARTIGO: “Interações entre linhas de transmissão e a biodiversidade: uma revisão sistemática dos efeitos induzidos por esses empreendimentos”	9
Introdução.....	9
Métodos	12
Revisão Sistemática – abordagem geral.....	12
Estratégia de busca por literatura.....	13
Análise dos artigos publicados.....	14
Resultados.....	17
Síntese e padrões gerais dos artigos científicos.....	17
Descrição dos efeitos encontrados.....	22
Discussão.....	32
Referências.....	35
Material Suplementar.....	45
Considerações Finais.....	65
Referências.....	67

LISTA DE FIGURAS

Introdução Geral

Figura 1. Representação do trajeto percorrido pela energia, partindo da geração até os consumidores finais.....5

Figura 2. Esquema ilustrando a área diretamente afetada (onde há corte raso e seletivo) e a área indiretamente afetada pela instalação e manutenção da faixa de servidão de linhas de transmissão de energia.....6

Artigo

Figura 1. Fluxograma mostrando as etapas executadas na Revisão Sistemática de acordo com a estrutura recomendada por CEE (2013)16

Figura 2. Número de artigos publicados por ano sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia17

Figura 3. Distribuição do número de artigos publicados por país sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia18

Figura 4. Número de artigos sobre efeitos de LTs envolvendo cada grupo de organismos18

Figura 5. Efeitos ambientais encontrados nos artigos científicos da revisão sistemática. A linha preta representa o número de artigos para cada efeito (escala da direita). Barras (escala da esquerda) representam a porcentagem de estudos em cada efeito que revelaram, segundo os autores originais, impactos negativos (preto), positivos (cinza escuro), neutros (hachurado) ou inconclusivos (branco)19

Figura 6. Modelo conceitual dos efeitos ambientais e impactos na biota encontrados na Revisão Sistemática relacionados com as respectivas fases e principais ações causais. (*) indicam os efeitos e impactos retirados da literatura cinza.....21

LISTA DE TABELAS

Artigo

Tabela 1. Critérios utilizados para o enquadramento dos efeitos ambientais descritos nos artigos analisados.....	15
---	-----------

Material Suplementar

Tabela S1. Enquadramento de efeitos e impactos de linhas de transmissão de energia dos artigos obtidos na revisão bibliográfica	45
Tabela S2. Estudos de Impactos Ambiental utilizados para análise dos efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia.....	64

INTRODUÇÃO GERAL

A população mundial continua crescendo assim como seu consumo por recursos naturais, o que contribui para o agravamento da crise na biodiversidade (WWF 2016). A atual era do Antropoceno é acompanhada por um processo de homogeneização biótica, onde a diminuição na abundância de muitas espécies e extinção de algumas é simultânea ao aumento na abundância de outras (Benítez-López et al. 2010).

Concomitante ao crescimento populacional humano, a necessidade de expandir o setor energético para garantia do acesso universal a esse serviço também avança. Além de alterações oriundas da geração de energia, a demanda por eletricidade exige modificações nas paisagens que incluem a instalação de novas linhas de transmissão de energia (LTs). De acordo com a NRG Expert (2013), no ano de 2011 o total de linhas de energia no mundo atingiu 69,5 milhões de km, e foi previsto que até 2016 essa rede aumentaria cerca de 4,7 milhões de km. Segundo a International Energy Outlook 2016 (IEO 2016), há um crescimento estimado de 48% no aumento do consumo mundial de energia previsto para os próximos 26 anos, com consequente expansão do sistema de transmissão.

A energia chega até os consumidores finais através de uma extensa rede de transmissão e distribuição de energia. As LTs são segmentos lineares de cabos e torres que transportam energia das usinas de geração até as subestações, que transformam a tensão energética (Figura 1). Distintas em relação às linhas de distribuição, as LTs são responsáveis por suportarem maiores tensões (variando de 69kV até 800kV), possuem grandes extensões e geralmente estão localizadas em ambientes mais afastados dos centros urbanos, ocupando locais menos alterados (Araneo et al. 2014).

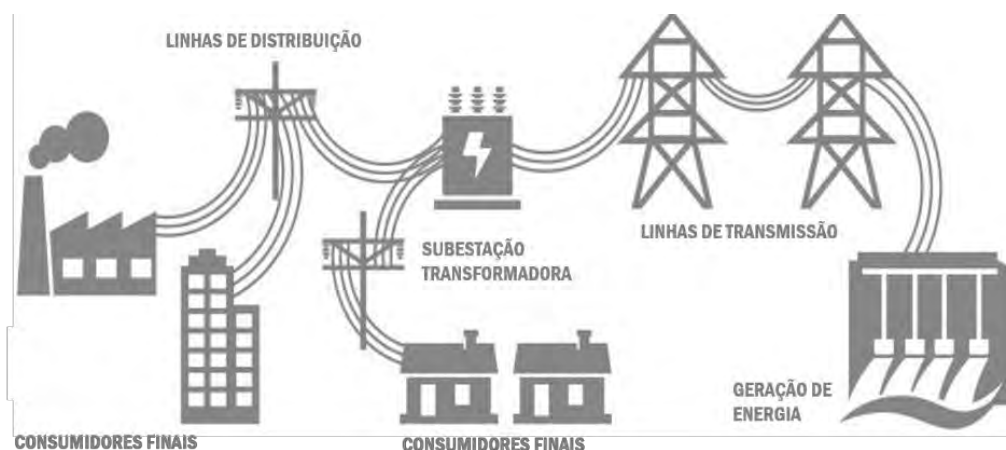


Figura 1. Representação do trajeto percorrido pela energia, partindo da geração até os consumidores finais (adaptado de www.energypro-site.com).

Além da presença de cabos e torres que transportam a energia, estes empreendimentos interagem com o ambiente através da faixa de servidão, i.e. a área aberta exigida para a instalação dessas estruturas, que varia a largura conforme a tensão, podendo atingir mais de 100 metros (BMTE 2015). A vegetação presente nessa área pode ser suprimida de duas formas: por meio do corte raso da vegetação (supressão de todos os indivíduos lenhosos) logo abaixo dos cabos e através do corte seletivo, onde é suprimida somente a vegetação que oferece risco futuro às estruturas da linha (Figura 2). Para a permanência dessa faixa, é prevista a manutenção nessa servidão a cada quatro anos, aproximadamente.

Embora esses corredores formados sejam relativamente estreitos, a extensão das redes de transmissão pode dar uma perspectiva da dimensão das transformações no ambiente. Na Europa, a malha de transmissão possui cerca de 300 mil km (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2012), no Canadá e Estados Unidos a extensão chega a 230 mil e 250 mil km, respectivamente (Rioux et al. 2013; U.S. EIA 2016). Na Noruega, embora o comprimento total de linhas de energia seja a metade do que o total de rodovias, devido à dimensão da faixa de servidão, a área ocupada é 20% maior em relação à malha viária (Bartzke et al. 2014). Para o Brasil, até 2020 estima-se que 142 mil km de LTs estarão operando (Cardoso Jr et al. 2014).



Figura 2. Esquema mostrando a área diretamente afetada (onde há corte raso e seletivo) e a área indiretamente afetada pela instalação e manutenção de linhas de transmissão de energia (adaptado de www.electricalpowerenergy.com).

As avaliações ambientais, tais como os Estudos de Impacto Ambiental (EIA), a compensação ambiental e os planos de conservação, são geralmente planejadas para identificar e descrever a gama de impactos ambientais previstos para diferentes empreendimentos (Raiter et al. 2014). Contudo, apesar da popularidade dessas avaliações e de algumas melhorias substanciais ao longo do tempo, sua eficácia permanece questionável (Pope et al. 2013).

A principal motivação que nos levou a fazer uma revisão sobre os impactos causados pelas linhas de transmissão de energia é a forma como essas estruturas, causadoras de impactos significativos, têm sido licenciadas. Usamos como exemplo o cenário de licenciamento aplicado no setor elétrico brasileiro. Atualmente, esse tema é acompanhado de grandes debates públicos e envolve incertezas sobre o planejamento futuro da geração e transmissão de energia no Brasil (Cardoso Jr et al. 2014), principalmente depois que essas atividades tiveram seus licenciamentos desunificados, ou seja, a atividade de transmissão de energia é licenciada à parte da atividade de geração, embora na prática sejam indissociáveis.

Especificamente em relação à transmissão de energia, uma das principais críticas é o tempo transcorrido para licenciar os projetos. No Sistema de Transmissão Madeira,

por exemplo, o processo de licenciamento teve início em 2009, porém, a licença de instalação foi concedida somente em 2011 (Cardoso Jr et al. 2014). Ainda que erroneamente atribuída a questões ambientais, a morosidade e parte dos conflitos referentes ao licenciamento dessas estruturas se dá também pela fragilidade nos procedimentos de definição do trajeto das linhas e pela não consideração de atributos ambientais vinculados aos seus principais impactos ainda na fase de planejamento. Por exemplo, no Brasil a proposta do corredor principal para os trajetos das linhas de transmissão acontece anteriormente à caracterização dos impactos ambientais que poderão ser causados por sua implantação (Cardoso Jr 2014). Esse procedimento é inverso à lógica de busca do menor impacto e é contrário à hierarquia de mitigação, na qual evitar impactos é a primeira medida que deveria ser considerada no planejamento de qualquer empreendimento, seguida da minimização, restauração e compensação (CEQ 2000). Primeiramente deveríamos ter uma previsão dos impactos que serão causados pela implantação das LTs e, com base nessa análise, tomar a decisão da escolha da melhor rota (Soderman 2006).

Além disso, os Termos de Referência (TR) utilizados para avaliar os projetos de LTs, tanto na fase de licença prévia, quanto no monitoramento durante a licença de operação continuam perpetuando a “abordagem do taxonomista ocupado” (Sánchez 2008), exigindo a amostragem de variáveis totalmente desvinculadas dos potenciais impactos desses empreendimentos e com desenhos amostrais inadequados. Certamente há inúmeras razões para a manutenção dessa prática, mas suspeitamos que a ausência de uma compilação e descrição dos potenciais impactos presentes na literatura científica contribui parcialmente para essa tradição. Para aprimorar a integração da biodiversidade no planejamento de infraestruturas, modelos conceituais (*frameworks*) são indicados para serem aplicados na fase de definição do escopo dos estudos ambientais. Em geral

os *frameworks* são quadros que promovem uma compreensão abrangente das cadeias causais pelas quais as atividades conduzem impactos (dependendo da abordagem os impactos podem ser bióticos, sociais, físicos ou ambos) (Slootweg & Kolhoff 2003).

Motivados pelo cenário exposto nosso objetivo foi listar e descrever os potenciais efeitos ambientais causados pelas linhas de transmissão, sua natureza e os componentes bióticos afetados, além de estruturar um modelo conceitual em uma sequência de ação – efeito – impacto que possa apoiar o processo de definição do escopo dos estudos e, conseqüentemente, contribuir para sua qualificação bem como das decisões tomadas durante o licenciamento de LTs. A dissertação foi organizada em forma de um artigo a ser submetido para a revista *Environmental Impact Assessment Review*.

INTERAÇÕES ENTRE LINHAS DE TRANSMISSÃO E A BIODIVERSIDADE: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DOS EFEITOS INDUZIDOS POR ESSES EMPREENDIMENTOS

Larissa D. Biasotto^{1,*} & Andreas Kindel ¹

¹ Programa de Pós-graduação em Ecologia, Instituto de Biociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Avenida Bento Gonçalves 9500, Prédio 43422, 91501-970 Porto Alegre, RS, Brasil.

*Autor correspondente: larissabiasotto@hotmail.com

1. Introdução

O crescimento do setor energético e a garantia do acesso universal a esse serviço demandam modificações nas paisagens que incluem a instalação de novas linhas de transmissão de energia (LTs). Segundo a International Energy Outlook 2016 (IEO 2016), há um crescimento estimado de 48% no consumo mundial de energia previsto para os próximos 26 anos, com consequente expansão do sistema de transmissão.

Em virtude da distância entre as fontes geradoras de energia e os centros de consumo, a energia chega até os consumidores finais através de uma extensa rede de transmissão e distribuição. Distintas em relação às linhas de distribuição, as LTs são responsáveis por suportarem maiores tensões (variando de 69kV até 800kV), possuem grandes extensões e geralmente estão localizadas em ambientes menos alterados, passando com frequência por locais de interesse para a conservação da natureza (Söderman 2006; Bagli et al. 2011; Araneo et al. 2014).

A interação mais óbvia destes empreendimentos com o ambiente se dá através da faixa de servidão, zona que deve ter a vegetação suprimida e manejada de tal forma a

promover a menor interferência e risco para as linhas. A faixa de servidão varia conforme a voltagem, com linhas de maior voltagem exigindo corredores de maior largura. Por exemplo, no Brasil, as faixas das LTs podem alcançar mais de 100 metros (BMTE 2015). Embora as faixas de servidão sejam relativamente estreitas, a extensão das redes de transmissão fornece uma dimensão das transformações delas oriundas, sendo o corredor formado, sua manutenção e a presença da própria linha os fatores direcionadores dos principais impactos ambientais dessas infraestruturas.

A necessidade de considerar os impactos na biodiversidade no planejamento e na tomada de decisões de infraestruturas tem sido enfatizada em diversos marcos legais como na Diretiva da União Européia 85/337/CEE, atual Diretiva 2014/52/EU e na Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB, Artigo 14). Linhas de transmissão podem causar significativos impactos no ambiente tanto na sua fase de instalação quanto na sua fase de operação (Bagli et al. 2011), o que ressalta a necessidade da viabilidade desses empreendimentos passar por uma análise criteriosa em seus licenciamentos. Apesar da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) ser um importante instrumento para a minimização de impactos ambientais, alguns autores defendem a adoção de avaliações que antecipem o licenciamento de projetos individuais, como uma Avaliação Ambiental Estratégica para empreendimentos do setor energético (Jay 2010).

No cenário atual é possível notar deficiências no processo referente à AIA de linhas de transmissão. As questões ambientais têm sido previstas e tratadas de forma superficial, em geral, com foco somente nos impactos diretos e na presença de algumas espécies (Thompson et al. 1997; Söderman, 2006). Segundo Khera & Kumar (2010), as principais limitações nas práticas atuais estão na falta de representação dos níveis (habitat, espécies e genética) e formas de mensuração (composição, estrutura e função) da biodiversidade, na previsão de impacto, bem como nas propostas de medidas de

mitigação e planos de monitoramento. Outras deficiências reconhecidas estão na apresentação das alternativas locacionais, estabelecimento de rotas, e na participação pública no processo de tomada de decisão (Söderman 2005; 2006; Sánchez 2008).

O principal desafio para contornar as limitações indicadas no processo de licenciamento ambiental se concentra na fase de definição do escopo dos estudos dos empreendimentos. As falhas na previsão de impactos e na proposta de mitigação e planos de monitoramento poderiam ser contornadas se houvesse uma boa compreensão antecipada das consequências ambientais do projeto. O sucesso da avaliação ambiental é resultado do estabelecimento de perguntas que deveriam constituir a espinha dorsal da avaliação que apoiará a decisão final, primeiramente na definição de “por que amostrar” para então progredir para “o que amostrar” e por fim de “como amostrar” (Ferraz 2012).

O uso de evidências científicas para fundamentar decisões políticas é uma aspiração compartilhada por instituições públicas e privadas, fortemente defendida pela comunidade científica (Dicks et al. 2014). No entanto, estudos recentes mostram que a informação científica ainda não é amplamente utilizada na política e na prática ambiental (Juntii et al. 2009; Arlettaz et al. 2010). Mesmo com a evidência a respeito das alterações ambientais causadas pelas linhas de transmissão, não há uma revisão abrangente sobre os potenciais impactos causados que possa auxiliar no processo de definição do escopo dos estudos e consequentemente na tomada de decisão. As revisões bibliográficas existentes sobre esse tema se restringem a determinados tipos de impactos e apenas para um grupo taxonômico, como é o caso da mortalidade de aves causadas pelas linhas (Bevanger 1998; Erickson et al. 2005; Rubolini et al. 2005; Jenkins et al. 2010; Walters et al. 2014).

Usando uma abordagem de revisão sistemática nosso objetivo foi listar e descrever os potenciais efeitos ambientais causados pelas linhas de transmissão, sua

77 natureza e os componentes bióticos afetados. Além disso, estruturamos um modelo
78 conceitual em uma sequência de ação – efeito – impacto para auxiliar na definição do
79 escopo das avaliações de impacto ambiental.

80 Para estruturar o modelo conceitual que ilustra a interação entre LTs e suas
81 consequências no ambiente nós utilizamos uma abordagem semelhante à utilizada por
82 Karlson et al. (2014), que também reconhece a sequência de ação, efeito e impacto. Em
83 nosso trabalho “Ação” significa a atividade ou atributo do empreendimento que induz as
84 mudanças no ambiente. O “Efeito” representa uma mudança ligada ao ambiente
85 abiótico, uma alteração química ou física, já o “Impacto” descreve as consequências
86 bióticas resultantes de tais alterações, que neste último caso ainda foram divididas em
87 respostas em nível de indivíduo, população e assembleia. Ao fazermos essa adaptação
88 do sistema adotado por Karlson et al. (2014), procuramos separar de forma mais clara,
89 hierarquicamente, a sequência de alterações produzidas pela interação das LTs com a
90 biodiversidade.

92 2. Métodos

93 2.1 Revisão Sistemática – abordagem geral

94 Conduzimos uma revisão sistemática segundo diretrizes propostas pelo
95 protocolo *Collaboration for Environmental Evidence* (CEE 2013) com quatro etapas:
96 identificação do problema e objetivo do estudo, estratégia de pesquisa, definição de
97 critérios de exclusão e inclusão de trabalhos e síntese e análise dos estudos segundo o
98 tipo de informação abordada. Procuramos desenvolver um procedimento sistemático
99 capaz de ser replicável e que capturasse todos os possíveis efeitos e impactos causados
100 pelas linhas de transmissão de energia. Primeiramente focamos a revisão nos artigos
101 publicados em revistas científicas internacionais e depois complementamos com

literatura cinza, no caso, Estudos de Impacto Ambiental desenvolvidos no Brasil. A revisão foi elaborada e executada por dois pesquisadores e considerou a literatura dos últimos 20 anos (período entre janeiro de 1996 e fevereiro de 2016).

2.2 Estratégia de busca por literatura

Usamos duas bases de dados eletrônicas para a busca de literatura científica: Scopus © e ISI Web of Science ©. Os termos de pesquisa utilizados foram inseridos nas categorias “título, resumo e palavras-chave” e “Tópico” (TS). A busca baseou-se em seis conjuntos de palavras-chaves, igualmente aplicados às duas bases de dados. O conjunto principal foi referente às variações nos termos de exposição (estrutura estudada) e incluiu "Power line*" OR "power-line*" OR "powerline*" OR “transmission line*” OR “high voltage line*” OR “transmission system*”. O conjunto principal foi cruzado separadamente com outros cinco conjuntos referentes ao objeto de estudo (ambiente) por meio do operador booleano AND: (“habitat*” OR “environment*”); ("landscape*" OR "terrestrial*" OR "soil*" OR "water bod*"); (“bio*diversity” OR “population*” OR “community” OR “specie*”); (“*vertebrate*” OR “avian” OR “bird*” OR “mammal*” OR “amphibian*” OR “reptile*” OR "wild*life" OR "human*"); (“vegetation*” OR “plant*” OR “grassland*” OR “*forest*” OR “wetland*” OR "artificial*land*" OR "agricultur*”). Restringimos nossa busca a artigos publicados somente em língua inglesa, pelas áreas de assunto de interesse (e.g. ciência ambiental; ciência, tecnologia e meio ambiente) e literatura publicada até 17 de fevereiro de 2016, data de execução da busca.

Para complementar a lista de potenciais efeitos, buscamos por Estudos de Impacto Ambiental (EIAs) através da biblioteca digital do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (IBAMA), órgão responsável pelo licenciamento de LTs de maior extensão e que afetam mais de um estado no Brasil. Seleccionamos os últimos

10 EIAs de projetos de linhas de transmissão disponíveis até a data de execução da revisão (<http://licenciamento.ibama.gov.br>) (Material Suplementar, Tabela S2). Analisamos especificamente a sessão de Identificação e Avaliação de impactos.

2.3 Análise dos artigos publicados

Através das buscas, compilamos uma lista com 5547 títulos únicos, ou seja, sem sobreposição de trabalhos, obtidos nas bases de dados Scopus © e ISI Web of Science. Com base nessa lista realizamos a primeira triagem a partir do título e resumos, excluindo trabalhos com conteúdo não correspondente aos objetivos de pesquisa. Os critérios de exclusão estão especificados no modelo esquemático das etapas realizadas na revisão (Figura 1). É importante ressaltar que não consideramos os impactos na população humana (e.g. poluição visual).

Após a primeira triagem obtivemos uma lista com 597 trabalhos. A segunda fase de triagem consistiu na análise do documento completo dos estudos e exclusão daqueles trabalhos que não conseguimos acesso, mesmo após entrar em contato com os respectivos autores. Seleccionamos apenas os artigos que avaliavam os impactos causados pelas linhas de transmissão excluindo, por exemplo, estudos sobre o campo eletromagnético envolvendo experimentos em ambientes controlados, estudos que tratavam de danos nas estruturas das linhas mesmo que fossem causados por organismos (ou seja, com inversão de sentido do impacto) e àqueles que tratavam especificamente sobre métodos de manutenção do corredor de servidão das linhas. Nas duas fases de triagem a inclusão e exclusão de artigos foi estabelecida pela congruência entre os dois autores.

Após a segunda triagem obtivemos 203 estudos que avaliaram os efeitos e/ou impactos causados pelas linhas. Assim como em Kabisch et al. (2014), também aplicamos o método *snowballing*, verificando as referências e citações de 100 estudos

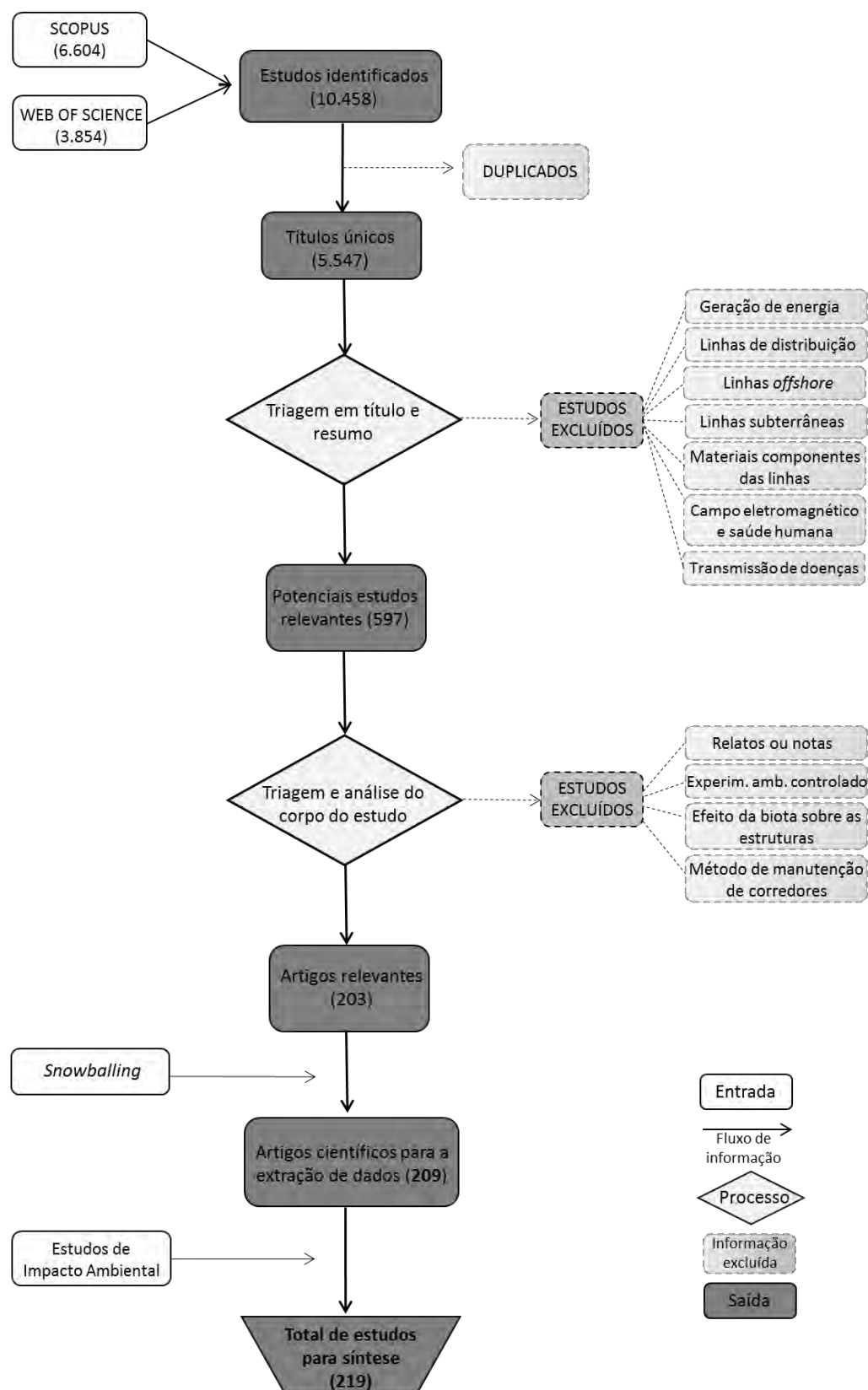
mais recentes do conjunto de artigos obtidos, acrescentando seis artigos adicionais na revisão.

No total, obtivemos 209 artigos científicos dos quais sintetizamos o ano e país no qual o estudo foi desenvolvido, a resposta biótica estudada (impacto ambiental), o grupo faunístico envolvido, se havia foco em espécie ameaçada e a natureza do impacto abordado (negativo, positivo, neutro ou inconclusivo) baseada na interpretação dos autores originais, independente da adequação ou não do método empregado para gerar as inferências.

A partir do levantamento da resposta biótica estudada, enquadrámos cada um dos estudos dentro de um efeito ambiental (Tabela 1) e também dentro de uma possível ação geradora referente à fase de instalação ou operação da linha. Alguns artigos podem estudar mais de um efeito (e.g. ao estudar fragmentação também podem ser avaliados o efeito barreira e perda de habitat) e também mais de um impacto. Nesses casos o estudo foi contabilizado em cada uma das categorias avaliadas.

Tabela 1. Critérios utilizados para o enquadramento dos efeitos ambientais descritos nos artigos analisados. (LT, linha de transmissão).

Efeito	Enquadramento
Efeito Barreira	LT como um obstáculo físico para indivíduos (colisão de aves) ou resposta dos indivíduos à presença da LT com uma alteração no comportamento. Morte da fauna por atropelamento nas estradas de acesso
Linha como recurso	Uso das estruturas da linha como recurso para espécies (eletrocussão)
Criação de novos habitats	Aumento da área/abundância de organismos ou colonização por novas espécies no local
Fragmentação	Reconhecemos que os autores entendem a fragmentação com diferentes definições, portanto, consideramos fragmentação quando o autor usou o termo
Efeito de borda	Reconhecemos que o efeito de borda pode ter diferentes definições e pode ser avaliado no nível de mancha de habitat ou paisagem, portanto, consideramos efeito de borda quando o autor usou o termo
Campo eletromagnético	Respostas em organismos em relação à exposição dos mesmos ao campo eletromagnético
Efeito corredor	Movimentação de indivíduos ao longo do corredor formado para trânsito entre habitats remanescentes ou dispersão
Perda de habitat	Redução da quantidade e/ou qualidade de habitat para um determinado organismo
Risco de incêndio	Incêndio causado durante a operação da linha
Poluição Sonora	Resposta de organismos ao ruído causado pela instalação ou operação de LTs



Resultados

3.1 Síntese e padrões gerais dos artigos científicos

O número de artigos sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia vem crescendo ao longo do período estudado. Nos últimos anos avaliados foram publicados cinco vezes mais artigos do que no primeiro ano do estudo (Figura 2).

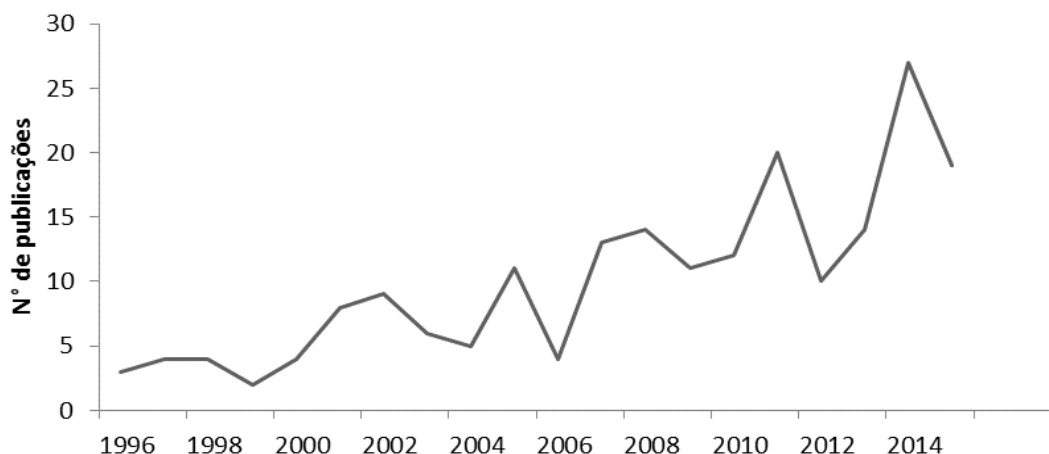


Figura 2. Número artigos publicados sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia.

Como esperado a avaliação de efeitos de linhas de transmissão está fortemente concentrada no hemisfério norte (Figura 3). Esse viés pode ser parcialmente consequência da estratégia de busca utilizada, que filtrou somente literatura em inglês. A grande maioria dos artigos (75,6%) se concentra apenas nos continentes Europeu e América do Norte. América do Sul foi o continente com menor número de publicações ($n = 4$). Excluindo as revisões bibliográficas, os países com maior investigação sobre o tema foram: Estados Unidos ($n = 65$), Espanha ($n = 29$), Noruega ($n = 16$), Canadá ($n = 11$) e África do Sul ($n = 10$) (Figura 3).

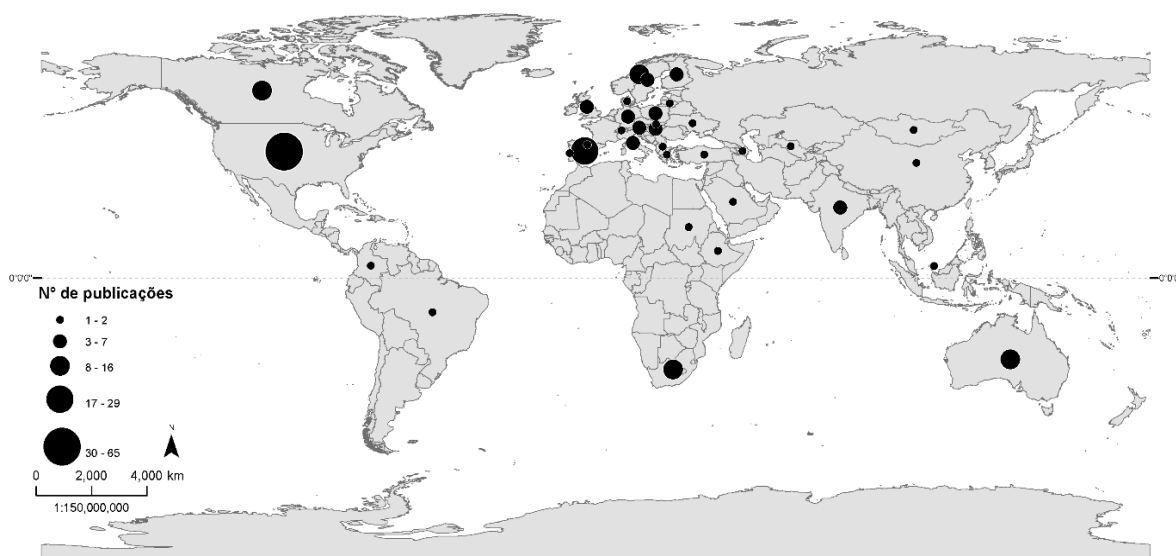


Figura 3. Distribuição do número de artigos publicados por país sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia com localização da área de estudo.

Os componentes bióticos afetados ou não pelas LTs abrangeram, além de plantas, os mais variados grupos faunísticos como invertebrados (e.g., Gastropoda, Araneae, Hymenoptera, Coleoptera, Lepidoptera, Orthoptera) predominando, porém os vertebrados, sobretudo as aves (Figura 4). Impactos ambientais sobre espécies com algum grau de ameaça foram avaliados em 30,1% dos artigos ($n = 63$), na sua maioria focados em aves.

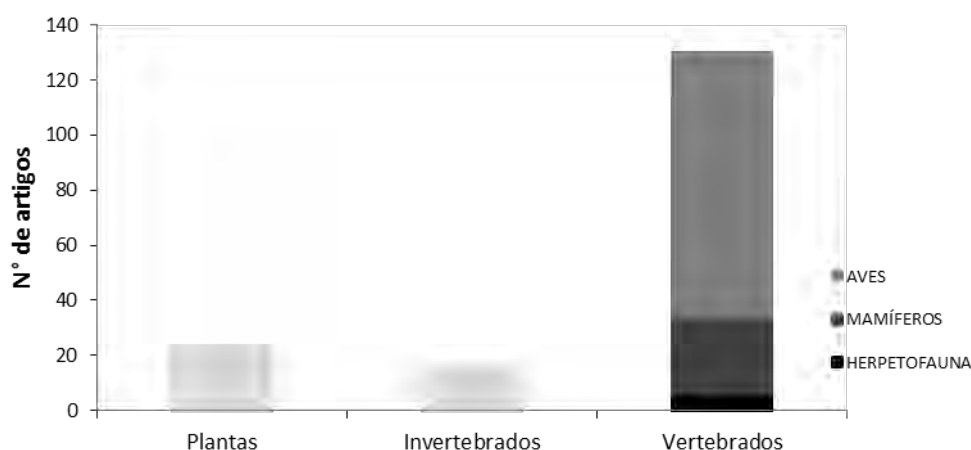


Figura 4. Número de artigos sobre impactos de LTs envolvendo cada grupo de organismos.

Dos dez efeitos encontrados nos artigos científicos houve predominância da avaliação do “efeito barreira”, do “uso da linha como recurso” e da “criação de novos habitats” (Figura 5). Nesses mesmos artigos encontramos 26 diferentes impactos ambientais (respostas bióticas) resultantes dos dez efeitos elencados. A proporção das diferentes categorias de natureza do impacto variou entre os efeitos (Figura 5), predominando impactos negativos para a maioria dos efeitos exceto “criação de novos habitats” e “efeito corredor” nos quais um maior número de artigos descreveu impactos positivos. De maneira geral 59% das respostas bióticas descreveram resultados negativos, 21,6% positivos, 12,4% neutros e 7% inconclusivos.

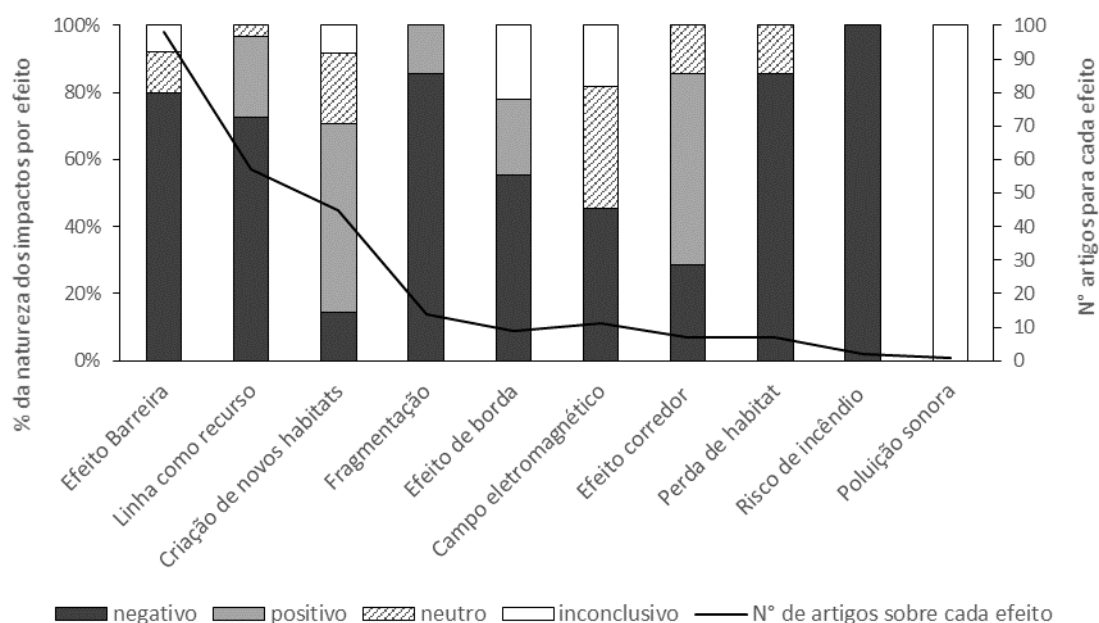


Figura 5. Efeitos encontrados nos artigos científicos da revisão sistemática. A linha preta representa o número de artigos para cada efeito (escala da direita). Barras (escala da esquerda) representam a porcentagem de estudos em cada efeito que revelaram, segundo os autores originais, impactos negativos (preto), positivos (cinza escuro), neutros (hachurado) ou inconclusivos (branco).

Os impactos foram estudados em nível de organismos, população e assembleia (Figura 6). A síntese dos efeitos e impactos ambientais resultante das diferentes atividades associadas a cada uma das etapas (construção e operação) de linhas de

222 transmissão está ilustrada no nosso modelo conceitual (Figura 6). Na elaboração do
223 modelo evitamos ligar os diferentes impactos aos efeitos, pois são múltiplas as ligações
224 possíveis o que poluiria demasiadamente o modelo.

225 Quatro efeitos ambientais foram acrescentados à lista a partir da consulta dos
226 Estudos de Impacto Ambiental, todos eles referentes à fase de instalação da LT e
227 relacionados com a ação de “abertura de acessos e instalação das estruturas” (Figura 6).
228 Na lista de impactos foram adicionadas a morte da fauna por atropelamento e a
229 exploração ilegal da fauna e flora silvestres do local (Figura 6).



Figura 6. Modelo conceitual dos efeitos ambientais e impactos na biota encontrados na Revisão Sistemática relacionados com as respectivas fases e principais ações causais. (*) indicam os efeitos e impactos retirados da literatura cinza.

3.2 Descrição dos efeitos encontrados

Efeito barreira

A presença de uma nova estrutura na paisagem, como uma linha de transmissão, pode representar um obstáculo físico para determinados organismos (Colman et al. 2012), como é o caso das colisões das aves com as linhas de energia. Em nossa revisão, 27% dos artigos (n = 56) trataram sobre o tema das colisões das aves. Desses trabalhos, 32 estavam interessados no declínio populacional de espécies focais, sendo que 20 apontaram a colisão dos indivíduos com as linhas como uma das principais causas de declínio, incluindo espécies com algum grau de ameaça de extinção (Material Suplementar, Tabela S1). Mesmo com a ênfase recente no estudo da viabilidade populacional das espécies, segundo Tere & Parasharya (2011) os efeitos cumulativos das linhas e outras fontes de mortalidade pode se manifestar apenas décadas depois, dificultando a reversão da tendência de extinção populacional.

Os indivíduos também podem responder à presença da barreira com uma alteração em seu comportamento, por exemplo, evitando cruzar uma zona na paisagem. A mudança no comportamento de voo em aves que se aproximavam de linhas de energia foi observada por Pruet et al. (2009a) e Raab et al. (2011), indicando que as aves perceberam a linha como uma barreira e reagiram evitando ela. Embora esse comportamento possa reduzir o risco de colisão com LTs, é muito provável que tenha consequências para o deslocamento das aves em toda a paisagem (Raab et al. 2011). Segundo Gillan et al. (2013), aves da espécie *Centrocercus urophasianus* evitaram ambientes com linhas de energia a uma distância de 0,6 km e indivíduos de *Tympanuchus cupido* evitaram a 0,5 km (Pruet et al. 2009b). No entanto, Walters et al. (2014) não encontrou evidência da influência de estruturas altas - entre elas LTs - no comportamento de evitação das aves. Outra forma de evitamento foi evidenciada no

estudo de Milson et al. (2000), que demonstrou que a probabilidade de nidificação de aves migratórias diminuiu em locais com linhas de energia. Silva et al. (2010) e Santiago-Quesada et al. (2014) demonstraram que a distância de linhas de transmissão é o fator que mais influencia na escolha do local de reprodução e descanso, influenciando o deslocamento de aves migratórias e até mesmo agindo como barreira às populações.

Vários estudos sugerem que para mamíferos ungulados a faixa de servidão das linhas de energia, particularmente em combinação com estradas, pode afetar substancialmente a distribuição e densidade dos animais. Esse resultado pode ser causado pela maior exposição ao risco de predação, redução das condições de forrageio e deslocamento e diminuição da qualidade de seus habitats (e.g. Nellemann et al. 2003; Riceau et al. 2009; Bartzke et al. 2014). No entanto, alguns trabalhos encontraram resultados neutros e inconclusivos a respeito do evitamento de áreas e mudanças comportamentais sobre esse grupo na presença de LTs (e.g. Colman et al. 2015; Eftestøl et al. 2015; Bartzke et al. 2015).

Nos estudos de Wilson et al. (2007) e Asari et al. (2010) houve efeito negativo do corredor da linha sobre o deslocamento de pequenos mamíferos arborícolas, impedindo a movimentação de alguns indivíduos. Segundo Cecala et al. (2014), a perturbação de linhas e outras estruturas sobre pequenos riachos e ambientes de mata riparia podem ter potencial de limitar a conectividade populacional de salamandras. Em um estudo com répteis, Latch et al. (2011) demonstrou, no entanto, que as linhas de energia não fazem parte das variáveis que influenciam a perda de fluxo gênico.

O atropelamento da fauna nas estradas de acesso para a implantação das linhas é causado pelo aumento do fluxo de automóveis e maquinário de obras e é um impacto mencionado apenas nos EIAs. Contudo, em nenhum dos estudos consultados a magnitude e as potenciais consequências para as populações foram estimadas.

Linha como recurso

A presença do conjunto de estruturas de uma linha de transmissão – cabos e torres – pode servir de recurso para algumas espécies de aves. É comum o registro de aves que utilizam as estruturas da LT como poleiro para forrageio e/ou reprodução, ampliando suas áreas de vida e trazendo benefícios para o indivíduo, população e comunidade (Morelli et al. 2014; Mainwaring 2015).

Infante & Peris (2003), Arkumarev et al. (2014), Janiszewski et al. (2015) e Mainwaring (2015) demonstraram o uso de torres para a nidificação de várias espécies de aves, inclusive ameaçadas de extinção, enquanto Narayana et al. (2014) e Morelli et al. (2015) observaram o uso da linha como poleiro para forrageio de *Lanius collurio* e *Dicrurus macrocercus*, respectivamente. Para algumas espécies de aves foi evidenciado o aumento da área de vida (Phipps et al. 2013) ou aumento populacional (e.g. Dixon et al. 2013; Howe et al. 2014), inclusive para espécies de aves de áreas rurais em declínio populacional (Tryjanowski et al. 2014).

Entre as respostas negativas está a eletrocussão resultante do uso das torres pelas aves, na maioria dos casos observada em rapinantes (e.g. Lehman 2007; Tintó et al. 2010; Guil et al. 2011). Dos 38 estudos que abordam a morte da avifauna por eletrocussão, em 12 esses eventos foram uma das principais causas de declínio populacional (Tabela S1). Para espécies raras, como *Aquila fasciata*, mesmo em frequências muito baixas, a eletrocussão pode levar uma população local à extinção (Hernández-Matías et al. 2015).

Criação de novos habitats

A supressão da vegetação na fase de instalação e manutenção da faixa de servidão durante a operação, sobretudo em formações florestais, representa uma oportunidade de colonização para espécies de formações abertas. No estudo de Nekola

(2012) a redução de espécies florestais dentro do corredor foi compensada pelo estabelecimento de espécies vegetais ainda mais raras, e de acordo com Hollmen et al. (2008), a faixa de servidão correspondeu a um habitat de sucessão inicial para coleópteros.

Além de proporcionar novos habitats, a faixa de servidão pode ampliar a área de vida e o habitat de algumas espécies como observado em Smallidge et al. (1996) e Berg et al. (2010) para borboletas e em King & Byers (2002) para aves. Segundo Shine et al. (2002), as faixas de servidão das LTs além de prolongarem o limite do habitat para répteis, também podem modificar a estrutura genética e demográfica das populações. Além desses impactos, nove estudos evidenciaram mudanças na composição biótica e aumento na riqueza e abundância de espécies (Tabela S1).

Um caso especial resultante da criação de novos habitats é a colonização de espécies vegetais exóticas invasoras, avaliado por sete trabalhos em nossa revisão (Tabela S1). Dubé et al. (2011) mostraram que as faixas de servidão da linha de energia são eficientes corredores de dispersão de espécies nativas e invasoras em turfeiras e Lampinen et al. (2015) observaram que a invasão por espécies exóticas é mais provável nas faixas de servidão com maior incidência de luz, solos produtivos e cercados por áreas urbanas. Além das faixas de servidão, as torres de energia podem desempenhar um papel importante como refúgio para invasoras como *Prunus serotina* em paisagens agrícolas (Manier et al. 2014).

Fragmentação

A literatura sobre a fragmentação do habitat é diversa, com diferentes autores medindo a fragmentação de maneiras distintas e, conseqüentemente, extraindo conclusões divergentes quanto à magnitude e direção de seus impactos (Fahrig 2003). Por exemplo, para With et al. (1997) fragmentação é uma interrupção na conectividade

de paisagem, enquanto que para Collinge (2009) consiste na divisão de uma determinada área em manchas menores, porém com controle na mudança da quantidade de habitat. Segundo Fahrig (2003), o processo de fragmentação pode resultar em impactos menos evidentes sobre a biodiversidade, com natureza positiva ou negativa.

A fragmentação pode ser resultante da abertura de acessos e da faixa de servidão para a instalação de LTs. Öster et al. (2007) demonstraram que, conforme a heterogeneidade do ambiente aumentou pela presença de linhas de transmissão, a diversidade vegetal de áreas de pastagens também cresceu. De acordo com Willyard & Tikalsky (2008), as servitudes das linhas de energia não parecem ter grandes impactos negativos para fauna e flora, porém, os efeitos benéficos, além de ser espécie-específicos, são estreitamente localizados, ou seja, não podem ser extrapolados para outras espécies em outras localidades.

A maior parte dos estudos sobre fragmentação abordou impactos negativos (Tabela S1). Asari et al. (2010) verificaram mudanças no deslocamento de pequenos mamíferos florestais da espécie *Petaurus gracilis* enquanto que Nellemann et al. (2003) e Skarin et al. (2015) observaram o mesmo para mamíferos ungulados e Silva et al. (2010); Hovick et al. (2015) para aves. O Isolamento e diminuição populacional foram impactos encontrados no estudo de Paten et al. (2005) e Cecala et al. (2014) para aves e anfíbios, respectivamente.

Efeito de borda

O efeito de borda tem como causa as ações de supressão da vegetação para abertura (fase de implantação) e manutenção (fase de operação) da faixa de servidão. A exposição dos limites das manchas florestais tem o potencial de aumentar gradientes microclimáticos e influenciar a biota em diferentes direções. Os resultados de Pohlman

et al. (2009) indicaram que as clareiras de infraestruturas de linhas de alta tensão e rodovias podem reduzir a disponibilidade de habitat de interior de matas.

Em relação aos impactos positivos causados pelo efeito de borda, Berg et al. (2011) observou que os corredores da LT juntamente com suas bordas florestais são importantes habitats para borboletas, viabilizando melhores condições de recurso para polinizadores. Ao analisar o efeito de borda na abundância e nidificação de aves, King et al. (2009) encontraram que as bordas serviram de habitat para espécies de borboletas ameaçadas que ocorrem na fase de sucessão inicial. Deng & Gao (2003) verificaram aumento da predação e menor sucesso reprodutivo de aves da espécie *Emberiza cioides* em bordas abruptas de corredores de linhas de transmissão. Segundo os resultados de Evans & Gates (1997), a abundância média de aves da espécie *Molothrus ater*, parasita de ninhos de outras espécies, foi maior em bordas da faixa de servidão da linha do que quando comparada com bordas de rodovias e das manchas com vegetação arbustiva.

Prieto et al. (2014) verificaram que, mesmo sem um aumento na riqueza de espécies, a criação de clareiras relacionada às linhas de transmissão causou efeitos de borda que afetaram significativamente as comunidades de sub-bosque em um remanescente de floresta atlântica. No estudo de Reznik et al. (2012) os resultados indicaram influência do efeito de borda na fenodinâmica de frutificação de espécies zoocóricas, o que sugere que faixas de servidão das linhas de transmissão afetam também a dinâmica temporal de disponibilidade de frutos.

Efeitos do Campo eletromagnético

Os impactos das ondas eletromagnéticas sobre os organismos ainda permanecem incertos. No entanto, alguns autores suspeitam que a exposição contínua ao campo eletromagnético possa gerar alterações comportamentais, repercutindo no sucesso

reprodutivo e na sobrevivência dos indivíduos (Ferne & Reynolds 2005), além de causar alterações “silenciosas” em processos bioquímicos.

Nossa revisão resultou em 11 estudos que trataram do efeito do campo eletromagnético em diferentes organismos (Tabela S1). Burda et al. (2009) estudaram mudanças no comportamento de ruminantes próximos a linhas de alta tensão e verificaram diferenças no alinhamento do corpo de indivíduos que se encontravam dentro da área de abrangência do campo. Reduções no sucesso reprodutivo de indivíduos de aves da espécie *Iridoprocne bicolor* que se encontravam sob linhas de alta tensão foram observadas por Doherty & Grubb (1998). O tamanho da ninhada e o volume dos ovos da espécie *Parus major* aumentaram quando encontrados sob o efeito do campo eletromagnético, indicando a necessidade de um maior investimento em sucesso reprodutivo para essa espécie (Tomás et al. 2012). Contudo, Costantini et al. (2007) e Dell'Omo et al. (2009) testaram diferenças na fisiologia reprodutiva de *Falco tinnunculus* e seus resultados quanto ao efeito do campo sobre algumas variáveis foram considerados neutros em ambos os casos.

Impactos do campo eletromagnético sobre a fisiologia de plantas também foram observados por Mahmood et al. (2013) com alterações na atividade enzimática e por Aksoy et al. (2010) com aumento de mutações genéticas. Com relação ao crescimento de plantas, os resultados foram inconclusivos (Soja et al. 2003) ou neutros (Demir 2010).

Efeito corredor

A faixa de servidão da linha de transmissão pode servir como um conector entre áreas, sendo utilizado como passagem pela fauna. No estudo de Smith et al. (2008), grandes carnívoros exibiram forte preferência no deslocamento pelas faixas de servidão

das LTs, pelo fato de serem livres de obstruções. O mesmo resultado foi encontrado por Paquet & Callaghan (1996), para o lobo *Canis lupus*.

De acordo com Bartzke et al. (2014) a presença do corredor de linhas de transmissão pode facilitar o acesso de caçadores e predadores de ungulados. Além do aumento no risco de predação, o corredor pode diminuir a qualidade do habitat, dificultando a locomoção de *Odocoileus virginianus* em algumas situações, como por exemplo, quando há acúmulo de neve (Riceau et al. 2009).

Nos Estudos de Impacto Ambiental foi indicada a possibilidade do uso da faixa de servidão da linha como corredor de deslocamento para humanos. O corredor permite maior acesso ao interior dos remanescentes, sobretudo florestais, viabilizando práticas de caça e exploração ilegal da flora silvestre. Esse impacto não foi avaliado nos estudos, aparecendo apenas como uma hipótese.

Perda do habitat

A perda de habitat foi considerada como redução da quantidade e/ou qualidade de habitat para um determinado organismo, sendo que a menor capacidade do ambiente em sustentar determinadas populações revela impactos negativos desse efeito sobre a biodiversidade (Fahrig 2003). Poucos estudos foram realizados sobre a perda de habitat através da presença das LTs e os impactos encontrados foram todos referentes às aves (Tabela S1).

Segundo Lorant & Vadasz (2014), as linhas de energia reduzem a extensão de locais adequados para a reprodução de *Otis tarda* na Hungria. Outros impactos descritos incluem, a diminuição do número de nidificações de aves no solo pela presença de linhas de transmissão (Orłowski 2010) e a correlação negativa do número de filhotes de *Lanius collurio* com o número de LTs (Goławski & Meissner 2008). Os modelos de Krüger et al. (2015) indicam fortemente a influência de linhas de transmissão no

abandono de territórios por indivíduos da *Gypaetus barbatus*, com a probabilidade de ocupação inversamente proporcional ao aumento na densidade de LTs. No estudo de Walker et al. (2007) os resultados indicam que linhas de energia têm efeito negativo na permanência populacional de *Centrocercus urophasianus*. Contudo, segundo Dunkin et al. (2009) houve impacto neutro quanto à presença de LTs a distância inferiores a 250 metros na população de *Colinus virginianus*.

Risco de incêndio

A inserção da linha de transmissão em uma paisagem além de fazer com que o ambiente fique mais vulnerável a ações antrópicas pode facilitar a dispersão do fogo (Cho et al. 2015). É importante ressaltar que a probabilidade de incêndios pode aumentar como consequência da transmissão da energia, por exemplo, pela morte de aves por eletrocussão (Lehman & Barret 2002). Rodrigues et al. (2014) observaram a presença de linhas de transmissão como um dos fatores de aumento de risco de incêndio florestal na Espanha.

Efeito sonoro

A ação eólica pode produzir ruídos por causar vibrações nos cabos e, segundo Straumann (2011), descargas energéticas também podem produzir o efeito de corona, que resulta em estalos ou pulsos de ruídos. Os impactos decorrentes desse efeito ainda são pouco estudados. Apenas um artigo sobre esse tema foi publicado e nele análises de audiograma sugeriram que renas ouvem o ruído do efeito de corona de linhas de energia (300 e 420 kV) a uma distância de até 79 metros (Flydal et al. 2003). Entretanto, a real influência do ruído permanente no comportamento desses organismos ainda permanece incerta.

Alguns EIAs inferem que poderá ocorrer o afugentamento da fauna por influência dos ruídos durante a fase de construção da LT. Os resultados de Colman et al.

(2015) indicam que as linhas podem não ser uma perturbação permanente na causa da evasão de ungulados selvagens, contudo, as atividades de construção têm potencial de induzir uma redução temporária no uso da área por esses animais.

Poluição do ar

A poluição do ar aparece como possível efeito na maioria dos EIAs. Está associada principalmente à fase de instalação da linha, relacionada com a suspensão de poeira e emissões atmosféricas por fontes móveis (parque de obras e estradas de acesso para instalação das torres). Embora o resultado desse efeito seja muito provavelmente local e temporário, não há nenhuma avaliação da consequência dessa alteração sobre a biodiversidade local.

Alteração na qualidade do solo e dos recursos hídricos

As alterações na qualidade do solo e dos recursos hídricos são efeitos abordados em todos os Estudos de Impacto Ambiental. Podemos esperar que os processos erosivos e de contaminação sejam resultado das intervenções no solo necessárias para abertura dos acessos, supressão da vegetação e implantação da faixa de servidão e praças de construção da LT. Essas mesmas ações têm influência sobre a dinâmica do escoamento superficial das águas, onde a velocidade e o volume tendem a aumentar. O escoamento de detritos e material particulado para dentro de corpos d'água, além de potencialmente causar o assoreamento dos canais fluviais, também altera a qualidade da água pelo aumento da turbidez. Os efeitos sobre qualidade do solo e dos recursos hídricos refletem aspectos técnicos de análise obrigatória para a implantação das linhas. No entanto, não há estimativa da consequência dessas alterações sobre organismos nos EIAs e também não encontramos literatura científica sobre o tema.

4. Discussão

Nossa revisão é a primeira revisão sistemática que abrange todos os potenciais impactos conhecidos causados pela instalação e operação de linhas de transmissão de energia. Um dos nossos maiores desafios nessa revisão foi sintetizar de maneira consistente e visualmente eficiente em um modelo conceitual a sequencia hierárquica de acontecimentos resultantes da implantação e operação de LTs, reconhecendo os vários níveis biológicos em que os impactos podem se manifestar e podem ser estudados. O sistema de ação-efeito-impacto adotado por Karlson et al. (2014) foi o que melhor se enquadrou a nossa proposta, com uma pequena adaptação. Efeito e impacto com frequência são utilizados como sinônimos (IAIA 2009) e, mesmo no esquema de Karlson et al. (2014), com a definição adotada pelo autor, pelo fato de qualquer intervenção gerar uma cadeia de alterações, o enquadramento em efeito ou impacto poderia ser confuso. No nosso esquema, as variáveis de interesse último são bióticas (mudanças na condição de indivíduos, populações ou comunidades) e o seu estado dependerá das mudanças promovidas nas condições ambientais (abióticas) desencadeadas pelas atividades do empreendimento. Julgamos que essa delimitação condiz melhor com a sequência de eventos observados e permite um enquadramento consistente, condição importante na elaboração de sínteses ou comparações entre estudos ou tipologias de empreendimentos.

A lista de impactos obtida nesta revisão possivelmente não é completa e pode ser expandida indefinidamente se adotarmos categorias de impactos mais específicas. Como existe uma cadeia de repostas bióticas vinculadas (diretas, indiretas e assim por diante), a lista de impactos é influenciada pelo grupo de organismos e/ou nível de vida abordado, certamente envolvendo inúmeros *trade-offs* dependendo das interações

280 avaliadas, afetando inclusive a natureza da resposta (e.g. impacto negativo sobre
281 espécies predadoras pode resultar em impacto positivo em espécies presa).

282 No conjunto, as interações das linhas com a biodiversidade têm sido
283 investigadas em estudos envolvendo uma grande amplitude de organismos, porém, com
284 elevada concentração de pesquisas em aves. Além da perda e fragmentação de seus
285 habitats, efeitos que potencialmente afetam todos os organismos, as aves estão expostas
286 ao risco de mortalidade direta com essas estruturas (Loss et al. 2015). Em virtude disso,
287 os impactos mais estudados envolveram o efeito barreira (devido às colisões das aves
288 com os cabos) e linha como recurso (devido às eletrocussões), havendo poucos estudos
289 sobre perda de habitat, por exemplo. É notável a ausência de estudos relacionados a
290 grupos funcionais de menor mobilidade ou mais sensíveis às alterações físicas (e.g.
291 microclimáticas) associadas às faixas de servidão, como anfíbios, por exemplo.

292 É importante ressaltar que o número de trabalhos que avaliou cada efeito não é
293 uma medida da sua intensidade ou relevância. Nossa revisão buscou sintetizar e mostrar
294 o que está sendo estudado a respeito dos impactos causados pelas LTs e não fizemos
295 uma avaliação da forma como esses estudos têm sido realizados. Possivelmente uma
296 metanálise será capaz de evidenciar os efeitos e impactos prioritários (Haddaway et al.
297 2015) para comporem o escopo de Avaliação de Impacto Ambiental de projetos
298 individuais ou de programas de expansão da rede de transmissão. Contudo, mesmo as
299 metanálises devem ser vistas com cautela em virtude da eventual ausência de estudos de
300 impactos crípticos (Raiter et al. 2014) e vieses na publicação de artigos, como o uso do
301 inglês como língua global da ciência (Amano et al. 2016) e a tendência de publicação de
302 resultados significativos (Martínez-Abraín 2013). Nós procuramos diminuir essas
303 eventuais ausências e vícios em nossa revisão pela complementação com literatura

cinza, cuja revisão contribuiu com a inclusão de dois efeitos adicionais de um total de doze.

Estudos de Impacto Ambiental (EIAs) deveriam ser planejados para identificar, descrever e prever a gama de impactos previstos nos empreendimentos propostos (Raiter et al. 2014). No entanto, essa ferramenta do licenciamento costuma ser criticada por sua baixa qualidade e eficácia (Pope et al. 2013; Jaeger 2015). A maior parte dos EIAs negligencia os efeitos em longo prazo na biodiversidade, ignorando os impactos indiretos e cumulativos ao longo da operação das infraestruturas (Slootweg & Kolhoff 2003, Söderman 2005). Nossa listagem de possíveis efeitos e impactos ambientais evidencia que grande parte deles perdura pela fase de operação das LTs, necessitando ser monitorados ao longo dessa fase.

Concluindo, a fase de escopo é reconhecida como o passo fundamental para o reconhecimento dos impactos potenciais prioritários, sendo uma das atividades essenciais do processo de AIA (IAIA 1999). O resultado dessa fase é sintetizado em um Termo de Referência (TR), o documento que orienta a elaboração do EIA com a definição do seu conteúdo, abrangência e métodos (Sánchez 2008). A qualidade dos TRs e por consequência dos EIAs dependerá da clara identificação de perguntas prioritárias que apoiarão a decisão final, ou seja, principalmente do “por que amostrar?” e “o que amostrar?” (Ferraz 2012). Nosso modelo conceitual foi elaborado no intuito de aprimorar a integração da biodiversidade no planejamento de infraestruturas de transmissão de energia e para ser aplicado na fase de definição do escopo dos EIAs, direcionando os estudos para avaliação dos potenciais impactos e quebrando com a lógica dos diagnósticos baseados na abordagem exaustiva (Sánchez 2008) ainda vigente nos EIAs, pelo menos no Brasil (Freitas et al. no prelo).

5. Referências

- Aksoy, H.; Unal, F.; Ozcan, S. 2010. Genotoxic effects of electromagnetic fields from high voltage power lines on some plants. *Int. J. of Environ. Res.*, 4(4): 595-606.
- Amano, T.; González-Varo, J.P.; Sutherland, W.J. 2016. Languages Are Still a Major Barrier to Global Science. *PLoS Biol* 14(12): e2000933.
- Araneo, R.; Martirano, L.; Celozzi, S.; Vergine, C. 2014. Low-environmental impact routeing of overhead power lines for the connection of renewable energy plants to the Italian. In: *14th Int. Conf. Environ. And Electr. Eng.*, p. 386:391.
- Arkumarev, V.; Dobrev, V.; Abebe, Y.D.; Popgeorgiev, G.; Nikolov, S.C. 2014. Congregations of wintering Egyptian Vultures *Neophron percnopterus* in Afar, Ethiopia: present status and implications for conservation. *Ostrich*, 85, 139–145.
- Arlettaz, R.; Schaub, M.; Fournier, J.; Reichlin, T.S.; Sierro, A.; Watson, J.E.M.; Braunisch, V. 2010. From publications to public actions: when conservation biologists bridge the gap between research and implementation. *Bioscience* 60, 835–842.
- Asari, Y., C.N.; Johnson, M.; Parsons & J. Larson. 2010. Gap-crossing in fragmented habitats by mahogany gliders (*Petaurus gracilis*). Do they cross roads and powerline corridors? *Australian Mammalogy* 3: 10–15.
- Bagli S.; Geneletti D.; Orsi F. 2011. Routeing of power lines through least-cost path analysis and multicriteria evaluation to minimise environmental impacts. *Environmental Impact Assessment Review*, v.31, p.234:239.
- Bartzke G.S.; May R; Bevanger K.; Stokke, S. & Roskaft, E. 2014. The effects of power lines on ungulates and implications for power line routing and rights-of-way management. *Int J Biodivers Conserv* 6(9):647–662.
- Bartzke, G.S., May, R., Solberg, E.J., Rolandsen, C.M. & Roskaft, E. 2015. Differential barrier and corridor effects of power lines, roads and rivers on moose (*Alces alces*) movements. *Ecosphere*, 6, art67.
- Belo Monte Transmissora de Energia (BMTE). 2015. *Relatório de Impacto Ambiental Linha de Transmissão 800 kV Xingu/Estreito*. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT-800-kV-Xingu-Estreito>. Acesso em: 07 de fevereiro de 2017.

- Berg, A, Ahrné K, Öckinger E, Svensson R, Söderström B. 2011. Butterfly distribution and abundance is affected by variation in the Swedish forest-farmland landscape. *Biol Conserv.* 144(12):2819-2831.
- Bevanger, K. 1998. Biological and conservation aspects of bird mortality caused by electricity power lines: a review. *Biological Conservation* 86: 67-76.
- Burda H, Begall S, Červený J, Neef J, Němec P. 2009. Extremely low-frequency electromagnetic fields disrupt magnetic alignment of ruminants. *Proc Natl Acad Sci USA* 106: 5708–5713.
- Cecala, K.K., W.H. Lowe, and J.C. Maerz. 2014. Riparian disturbance restricts in-stream movement of salamanders. *Freshwater Biology* 59:2354–2364.
- Cho, M. A., Malahlela, O., & Ramoelo, A. 2015. Assessing the utility WorldView-2 imagery for tree species mapping in South African subtropical humid forest and the conservation implications: Dukuduku forest patch as case study. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 38, 349–357.
- Collaboration for Environmental Evidence. 2013. *Guidelines for Systematic Review and Evidence Synthesis in Environmental Management*. Version 4.2. Environmental Evidence:
www.environmentalevidence.org/Documents/Guidelines/Guidelines4.2.pdf
- Collinge, S. K. 2009. *Ecology of Fragmented Landscapes*. Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Colman, J.E.; Eftestøl, S.; Tsegaye, D.; Flydal, K.; Mysterud A. 2012. Is a wind-power plant acting as a barrier for reindeer *Rangifer tarandus tarandus* movements? *Wildl Biol* 18:439–445.
- Colman, J.E.; Tsegaye, D.; Flydal, K.; Rivrud, I.M.; Reimers E, Eftestøl S. 2015. High-voltage power lines near wild reindeer calving areas. *Eur J Wildlife Res* 61:881–893.
- Costantini, D., Casagrande, S., Dell’Omo, G. 2007. MF magnitude does not affect body condition, pro-oxidants and anti-oxidants in Eurasian kestrel (*Falco tinnunculus*) nestlings. *Environ. Res.* 104, 361–366.
- Dell’Omo, G.; Costantini, D.; Lucini, V.; Antonucci, G.; Nonno, R.; Polichetti, A. 2009. Magnetic fields produced by power lines do not affect growth, serum melatonin, leukocytes and fledging success in wild kestrels. *Comp. Biochem. Physiol. C* 150, 372–376.

- Demir, Z. 2010. Proximity effects of high voltage electric power transmission lines on ornamental plant growth", *African Journal of Biotechnology*, Vol. 9, 6486-6491.
- Deng, W.H.; Zheng, G.M.; Gao, W. 2003. Nesting success of the Meadow Bunting along habitat edges in northeastern China. *Journal of Field Ornithology* 74 (1), 37–44.
- Dicks, L.V.; Walsh, J.C.; Sutherland, W.J. 2014. Organising evidence for environmental management decisions: a '4S' hierarchy. *Trends Ecol. Evol.* 29, 607–613.
- Dixon, A.; Purev-Ochir, G.; Galtbalt, B.; Batbayar, N. 2013. The use of power lines by breeding raptors and corvids in Mongolia: Nest-site characteristics and management using artificial nests. *Journal of Raptor Research*, 47(3):282-291.
- Doherty Jr.; P.F., Grubb Jr. T.C., 1998. Reproductive success of cavity-nesting birds breeding under high-voltage powerlines. *Am. Midl. Nat.* 140, 122–128.
- Dubé, C.; S. Pellerin & M. Poulin. 2011. Do power line rights-of-way facilitate the spread of nonpeatland and invasive plants in bogs and fens? *Botany*, 89: 91-103.
- Dunkin, S.W.; Guthery, F.S.; Demaso, S.J.; Peoples, A.D.; Parry, E.S. 2009. Influence of anthropogenic structures on northern bobwhite space use in western Oklahoma. *Journal of Wildlife Management*. 73: 253–259.
- Eftestøl, S.; Tsegaye, D.; Flydal, K. & Colman J.E. 2015. From high voltage (300 kV) to higher voltage (420 kV) power lines: reindeer avoid construction activities. *Polar Biology*: 1-11.
- Erickson, W.P.; Johnson, G.D. & Young, D.P.Jr. 2005. A summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions. *Department of Agriculture Forest Service General Technical Report* 191:1029–1042.
- Evans, D. R. & J. E. Gates. 1997. Cowbird selection of breeding areas: The role of habitat and bird species abundance. *Wilson Bulletin* 109:470–480.
- Fahrig, L. 2003. Effects of habitat fragmentation on biodiversity. *Annu. Rev. Ecol. Evol. Syst.*, 34:487-515.
- Fernie, K.J. & Reynolds, S.J. 2005. The effects of electromagnetic fields from power lines on avian reproductive biology and physiology: a review. *J. Toxicol. Environ. Health B Crit. Rev.* 8:127-140.
- Ferraz G. 2012. Twelve guidelines for biological sampling in environmental licensing studies. *Natureza Conserv, Braz J Nat Conserv* 10(1):20–26.

- Flydal, K.; Kilde, I.R.; Enger, P. S.; Reimers, E. 2003. Reindeer (*Rangifer tarandus tarandus*) perception of noise from power lines. *Rangifer*, 23 (1): 21-24.
- Freitas, K.A.; Gonçalves, L.O.; Kindel, A.; Teixeira, F.Z. 2017. Road effects on wildlife in Brazilian environmental 3 licensing. *Oecologia Australis* In Press.
- Gillan, J. K.; E. K. Strand; J. W. Karl, K. P. Reese & T. Laninga. 2013. Using spatial statistics and point-pattern simulations to assess the spatial dependency between greater sage-grouse and anthropogenic features. *Wildlife Society Bulletin* 37:301–310.
- Golawski, A. & Meissner, W. 2008. The influence of territory characteristics and food supply on the breeding performance of the red-backed shrike (*Lanius collurio*) in an extensively farmed region of eastern Poland. *Ecological Research* 23, 347– 353.
- Guil, F.; Fernández-Olalla M.; Moreno-Opo R.; Mosqueda I.; Gómez ME, et al. 2011. Minimizing mortality in endangered raptors due to power lines: the importance of spatial aggregation to optimize the application of mitigation measures. *PLoS ONE* 6: e28212
- Haddaway, N.R.; P. Woodcock, B.; Macura & A. Collins. 2015. Making literature reviews more reliable through application of lessons from systematic reviews. *Conservation Biology*. 29, No. 6, 1596–1605
- Hernández-Matías, A.; Real, J.; Pares, F. & Pradel, R. 2015. Electrocution threatens the viability of populations of the endangered Bonelli's eagle (*Aquila fasciata*) in Southern Europe. *Biological Conservation*, 191: 110- 116.
- Hollmen A.; Välimäki P.; Itämies J.; Oksanen J. 2008. The value of open power line habitat in conservation of ground beetles (Coleoptera: Carabidae) associated with mires. *J Insect Conserv* 12: 163–177.
- Hovick, T.J.; Dahlgren, D.K.; Pape, M.; Elmore, R.D. & Pit-man, J.C. 2015. Predicting Greater Prairie-Chicken lek site suitability to inform conservation actions. *PLoS ONE*, 10, e0137021.
- Howe, K. B.; P. S. Coates.; & D. J. Delehanty. 2014. Selection of anthropogenic features and vegetation communities by nesting Common Ravens in the sagebrush ecosystem. *The Condor: Ornithological Applications* 116:35–49.
- IAIA - International Association for Impact Assessment. 1999. *Principles of Environmental Impact Assessment best practice*. Disponível em: <http://www.iaia.org/best-practice.php>. Acesso em: 10 de fevereiro 2017.

- IAIA - International Association for Impact Assessment. 2009. *Whats is Impact Assessment?* Disponível em: http://www.iaia.org/uploads/pdf/What_is_IA_web.pdf. Acesso em: 10 de fevereiro 2017.
- Infante, O.; Peris, S. 2003. Bird nesting on electric power supports in northwestern Spain. *Ecol. Eng.* 20, 321–326.
- IEO. International Energy Outlook. 2016. *World energy demand and economic outlook*. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/world.cfm>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2017.
- Jaeger, J. A. G. 2015. *Improving Environmental Impact Assessment and Road Planning at the Landscape Scale*. In: R. van der Ree, D. J. Smith, & C. Grilo (Eds.), *Handbook of Road Ecology*. pp. 32–42.
- Janiszewski, T.; Minias, P. & Wojciechowski, Z. 2014. Selective Forces Responsible for Transition to Nesting on Electricity Poles in the White Stork *Ciconia ciconia*. *Ardea* 103(1):39-50.
- Jay, S. 2010. Strategic environmental assessment for energy production. *Energy Policy*. 38, 3489 – 3497.
- Jenkins, A.R.; Smallie, J.J. & Diamond, M. 2010. Avian collisions with power lines: a global review of causes and mitigation with a South African perspective. *Bird Conservation International* 20:263-278.
- Juntti, M.; Russel, D.; Turnpenny, J. 2009. Evidence, politics and power in public policy for the environment. *Environmental Science and Policy* Vol. 12, pp. 207-215.
- Kabisch, N.; Quereshi, S.; Haase, D. 2015. Human-environment interactions in urban green spaces – A systematic review of contemporary issues and prospects for future research. *Environmental Impact Assessment Review* 50, 25-34.
- Karlson, M.; Mortberg, U.; Balfors, B. 2014. Road ecology in environmental impact assessment. *Environ. Impact Assess. Rev.* 48, 10e19.
- Khera, N., Kumar, A. 2010. Inclusion of biodiversity in environmental impact assessment (EIA): a case study of selected EIA reports in India. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 28: 189-200.
- King, D. I.; & B. E. Byers. 2002. An evaluation of powerline rights-of-way as habitat for early-successional shrubland birds. *Wildl. Soc. Bull.* 30:868– 874.

- King, D.I.; Chandler, R.B.; Collins, J.M.; Petersen, W.R.; Lautzenheiser, T.E. 2009. Effects of width, edge and habitat on the abundance and nesting success of scrub-shrub birds in powerline corridors. *Biol. Conserv.* 142, 2672–2680.
- Kruger, S.; Simmons, R.E. & Amar, A. 2015. Anthropogenic activities influence the abandonment of Bearded Vultures (*Gypaetus barbatus*) territories in southern Africa. *Condor*, 117, 94–107.
- Lampinen J.; Ruokolainen K.; Huhta A.-P. 2015. Urban power line corridors as novel habitats for grassland and alien plant species in South-Western Finland. *PLoS ONE* 10:e0142236.
- Latch EK.; Boarman WI.; Walde A, Fleischer RC. 2011. Fine-Scale Analysis Reveals Cryptic Landscape Genetic Structure in Desert Tortoises. *PLoS ONE* 6: e27794.
- Lehman, R.N. & J.S. Barrett. 2002. Raptor electrocutions and associated fire hazards in the Snake River Birds of Prey National Conservation Area. *Idaho Bureau of Land Management, Technical Bulletin* No. 02-7, Boise, ID U.S.A.
- Lehman, R.N.; Kennedy, P.L.; Savidge, J.A. 2007. The state of the art in raptor electrocution research: a global review. *Biol. Conserv.* 136:159–74.
- Loránt, M. & Vadász, Cs. 2014. The effect of aboveground medium voltage power lines on displaying site selection of the Great Bustard *Otis tarda* in Central Hungary. – *Ornis Hungarica* 22(2): 42–49.
- Loss, S. R.; T. Will; & P. P. Marra. 2015. Direct mortality of birds from anthropogenic causes. *Annual Review of Ecology, Evolution, and Systematics* 46:99–120.
- Mahmood, M.; Bee OB.; Mohamed, M.T.M.; Subramaniam S. 2013. Effects of electromagnetic field on the nitrogen, protein and chlorophyll content and peroxidase enzyme activity in oil palm (*Elaeis guineensis* Jacq.) leaves. *Emir J Food Agric* 25(6):471–482.
- Mainwaring, M.C. 2015. The use of man-made structures as nesting sites by birds: A review of the costs and benefits. *J. Nat. Conserv.* 25, 17–22.
- Manier, D. J., Aldridge, C. L., & Schell, S. J. 2014. Human infrastructure and invasive plant occurrence across rangelands of southwestern Wyoming, USA. *Rangeland Ecology & Management*, 67, 160–172.
- Martínez–Abraín A. 2013. Why do ecologists aim to get positive results? Once again, negative results are necessary for better knowledge accumulation. *Anim Biodivers Conserv.* 36:33–6.

- Milsom, T.P.; Langton, S.D.; Parkin, W.K.; Peel, S.; Bishop J.D.; Hart, J.D. & Moore, N.P. 2000. Habitat models of bird species distribution: an aid to the management of coastal grazing marshes. *Journal of Applied Ecology*, 37, 706–728.
- Morelli, F.; Beim, M.; Jerzak, L.; Jones, D.; Tryjanowski, P. 2014. Can roads, railways and related structures have positive effects on birds? a review. *Transp. Res. Part D Transp. Environ.* 30, 21e31.
- Morelli, F.E.; Mróz, F.; Pruscini, R.; Santolini, A.; Goławski & P. Tryjanowski. 2016. Habitat structure, breeding stage and sex affect hunting success of breeding Red-backed Shrike (*Lanius collurio*), *Ethology Ecology & Evolution*, 28:2, 136-147.
- Narayana, B.L.; Rao, V.V.; Reddy, V.V. 2014. Foraging behavior of black drongo (*Dicruis macrocercus*) in Nalgonda District of Andhra Pradesh, India. *The Bioscan* 9: 467- 471.
- Nekola, J.C. 2012. The impact of a utility corridor on terrestrial gastropod biodiversity. *Biodiversity Conservation*, 21, 781–795.
- Nellemann, C.; Vistnes, I.; Jordhøy, P.; Strand, O.; Newton, A. 2003. Progressive impact of piecemeal infrastructure development on wild reindeer. *Biol. Conserv.* 113, 307–317.
- Orłowski G. 2010. Effect of boundary vegetation and landscape features on diversity and abundance of breeding bird community of abandoned crop fields in south-western Poland. *Bird Study* 57: 175–182.
- Öster, M. et al. Sara A. O. Cousins, Ove Eriksson. 2007. Size and heterogeneity rather than landscape context determine plant species richness in semi-natural grasslands. *J. Veg. Sci.* 18, 859–868.
- Patten, M. A.; Wolfe, D. H.; Shochat, E.; and Sherrod, S. K. 2005. Habitat fragmentation, rapid evolution and population persistence. *Evolutionary Ecology Research* 7, 235–249.
- Paquet P.C.; Callaghan C. 1996. *Effects of linear developments on winter movements of gray wolves in the Bow River Valley of Banff National Park, Alberta*. See Ref. 33, pp. 51–73.
- Phipps, W.L., Wolter, K., Michael, M.D., MacTavish, L.M., Yarnell, R.W. 2013. Do power lines and protected areas present a catch-22 situation for cape vultures (*Gyps coprotheres*)? *PLoS ONE* 8, e76794.

- Pohlman, C.L., Turton, S.M., Goosem, M. 2009. Temporal variation in microclimatic edge effects near powerlines, highways and streams in Australian tropical rainforest, *Agr. For. Meteor.* 149, 84–95.
- Pope J, Bond A, Morrison-Saunders A, Retief F. 2013. Advancing the theory and practice of impact assessment: Setting the research agenda. *Environmental Impact Assessment Review*. 41: 1-9.
- Prieto PV.; Sansevero J.B.B.; Garbin, M.L.; Braga J.M.A.; Rodrigues, P.J.F.P. 2014. Edge effects of linear canopy openings on understorey communities in a lowland Atlantic tropical forest. *Applied Vegetation Science* 17: 121-128.
- Pruett, C.L., Patten, M.A., Wolfe, D.H., 2009a. Avoidance behavior by prairie grouse: implications for development of wind energy. *Conserv. Biol.* 23, 1253–1259.
- Pruett, C.L., Patten, M.A., Wolfe, D.H., 2009b. It is not easy being green: wind energy and a declining grassland bird. *Bioscience* 59, 257–262.
- Raab, R., Spakovszky, P., Julius, E., Schütz, C. and Schulze, C. H. 2011. Effects of power lines on flight behaviour of the WestPannonian Great Bustard *Otis tarda* population. *Bird Conserv. Internatn.* 21: 142–155.
- Raiter, K. G., Possingham, H. P., Prober, S. M. & Hobbs, R. J. 2014. Under the radar: mitigating enigmatic ecological impacts. *Trends Ecol. Evol.* 29, 635–644.
- Reznik G., Pires J. P. A. & Freitas L. 2012. Effect of linear edges in the phenology of animal dispersed tree species in a remnant of Atlantic Forest. *Acta Bot. Bras.* 26, 65–73.
- Rieucan, G.; W. L. Vickery; & G. J. Doucet. 2009. A patch use model to separate effects of foraging costs on giving-up densities: an experiment with white-tailed deer (*Odocoileus virginianus*). *Behavioral Ecology and Sociobiology* 63:891– 897.
- Rodrigues, M., de la Riva, J., Fotheringham, S., 2014. Modeling the spatial variation of the explanatory factors of human-caused wildfires in Spain using geographically weighted logistic regression. *Appl. Geogr.* 48, 52e63.
- Rubolini, D.; Bustin, M.; Bogliani, G. & Garavaglia, R. 2005. Birds and powerlines in Italy: an assessment. *Bird Conservation Internacional* 15:131-145.
- Sánchez, L.E. 2008. *Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos*. São Paulo, Oficina de Textos, 495p.
- Santiago-Quesada, F., Masero, J.A., Albano, N., Sánchez-Guzmán, J.M. 2014. Roost location and landscape attributes influencing habitat selection of migratory waterbirds in rice fields. *Agric. Ecosyst. Environ.* 188, 97–102.

- Shine, R., E. G. Barrott, and M. J. Elphick. 2002. Some like it hot: effects of forest clearing on nest temperatures of montane reptiles. *Ecology* 83:2808–2815.
- Skarin A, Nellemann C, Rönnegård L, Sandström P, Lundqvist H. 2015. Wind farm construction impacts reindeer migration and movement corridors. *Landsc Ecol* 30:1527–1540.
- Silva, J.P., Santos, M., Queirós, L., Leitão, D., Moreira, F., Pinto, M., Leqoc, M. & Cabral, J.A. 2010. Estimating the influence of overhead transmission power lines and landscape context on the density of little bustard *Tetrax* breeding populations. *Ecological Modelling*, 221, 1954-1963
- Slootweg, R. & Kolhoff A. 2003. A generic approach to integrate biodiversity considerations in screening and scoping for EIA. *Environ. Impact Assess. Rev.*, v.23, p.657:681.
- Slootweg, R. 2005. Biodiversity assessment framework: Making biodiversity part of corporate responsibility. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 23(1): 37-46.
- Smallidge, P. J., D. J. Leopold, and C. M. Allen. 1996. Community characteristics and vegetation management of Karner blue butterfly (*Lycaeides melissa samuelis*) habitats on rights-of-way in east-central New York, USA. *Journal of Applied Ecology* 33:1405–1419.
- Smith, M.B., Aborn, D.A., Gaudin, T.J. & Tucker, J.C. 2008. Mammalian predator distribution around a transmission line. *Southeast. Nat.* 7(2): 289–300.
- Söderman, T. 2005. Treatment of biodiversity issues in Finnish environmental impact assessment. *Impact Assess Proj Apprais*, 22 (2), pp. 87–99.
- Söderman T. 2006. Treatment of biodiversity issues in impact assessment of electricity power transmission lines: A Finnish case review. *Environmental Impact Assessment Review*, v.26, p.319:338.
- Soja G.; Kunsch B.; Gerzabek M.; Relchenauer T.; Soja AM.; Rippar G.; Bolhar-Nordenkampf HR. 2003. Growth and yield of winter wheat (*Triticum aestivum* L.) and corn (*Zea mays* L.) near a high voltage transmission line. *Bioelectromagnetics* 24:91– 102.
- Straumann, U. 2011. Mechanism of the tonal emission from ac high-voltage overhead transmission lines, *J. Phys. D Appl. Phys.* 44 075501.
- Tere, A. & Parasharya, B. M. 2011. Flamingo mortality due to collision with high tension electric wires in Gujarat, India. *J. Threatened Taxa* 3: 2192– 2201.

- Tintó A, Real J, Mañosa S. 2010. Predicting and correcting the electrocution of birds in mediterranean areas. *J Wildl Manage* 74: 1852–1862.
- Tomás, G., Barba, E., Merino, S. & Martínez, J. 2012. Clutch size and egg volume in great tits (*Parus major*) increase under low intensity electromagnetic fields: a long-term field study. *Environ. Res.* 118: 40–46.
- Thompson, S.; Treweek, J.R.; Thurling, D.J. 1997. The Ecological Component of Environmental Impact Assessment: A Critical Review of British Environmental Statements. *Journal of Environmental Planning and Management*, v. 40,p.157: 17.
- Tryjanowski, P., Sparks, T.H., Jerzak, L., Rosin, Z.M., Skórka, P., 2014. A paradox for conservation: electricity pylons may benefit avian diversity in intensive farmland. *Conserv. Lett.* 7, 34–40.
- Walker, B. L., D. E. Naugle, and K. E. Doherty. 2007. Greater sage-grouse population response to energy development and habitat loss. *Journal of Wildlife Management* 71:2644–2654.
- Walters, K., Kosciuch K., and Jones, J.. 2014. Can the effect of tall structures on birds be isolated from other aspects of development: *Wildlife Society Bulletin*, vol. 38, p. 250–256.
- Willyard CJ, Tikalsky SM. 2004. Research Gaps Regarding the Ecological Effects of Fragmentation Related to Transmission-Line Rights-of-Way. *Environment Concerns in Rights-of-Way Management 8th International Symposium Pages* 521-527.
- Wilson, R.F. et al. 2007. Importance of canopy connectivity for home range and movements of the rainforest arboreal ringtail possum (*Hemibelideus lemuroides*). *Wildl. Res.* 34, 177–184
- With K.A., Gardner R.H., Turner M.G. 1997. Landscape connectivity and population distributions in heterogeneous environments. *Oikos* 78:151–69

Material Suplementar

Tabela S1. Enquadramento de efeitos e impactos de linhas de transmissão de energia dos artigos obtidos na revisão bibliográfica.

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	aumento da predação / evitamento da área	Rieucan et al. (2007)	10.1139/Z07-062
BARREIRA	mudança de comportamento/ evitamento da área	Pruett et al. (2009)	10.1111/j.1523-1739.2009.01254.x
BARREIRA	mudança de comportamento	Barrios & Rodríguez (2004)	10.1111/j.1365-2664.2004.00876.x
BARREIRA	aumento da predação / evitamento da área	Walters et al. (2014)	10.1002/wsb.394
BARREIRA	mudança de comportamento	Kumpula et al. (2007)	Annales Zoologici Fennici 44(3):161-178
BARREIRA	alterações na migração	Reimers et al. (2007)	10.1016/j.biocon.2006.08.034
BARREIRA	mudança de comportamento / evitamento da área / alterações na migração	Vistnes et al. (2004)	10.2193/0022-541X(2004)068[0101:EOIOMA]2.0.CO;2
BARREIRA	evitamento da área	Flydal et al. (2009)	10.1155/2009/340953
BARREIRA	mudança de comportamento / alterações na migração	Raab et al. (2011)	10.1017/S0959270910000432
BARREIRA	evitamento da área	Larsen & Madsen (2000)	10.1023/A:1008127702944
BARREIRA	menor fluxo gênico	Latch et al. (2011)	10.1371/journal.pone.0027794
BARREIRA	isolamento populacional	Wilson et al. (2007)	10.1071/WR06114

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	mudança de comportamento	Colman et al. (2012)	10.2981/11-116
BARREIRA	mudança de comportamento / evitamento da área	Pruett et al. (2009)	10.1525/bio.2009.59.3.10
BARREIRA	abandono da área	Panzacchi et al. (2013)	10.1007/s10980-012-9793-5
BARREIRA	menor sucesso reprodutivo	Pitman et al. (2005)	10.2193/0022-541X(2005)069[1259:LASOLP]2.0.CO;2
BARREIRA	mudança de comportamento/ alterações na migração	Eftestøl et al. (2014)	10.1007/s10344-013-0779-7
BARREIRA	mudança de comportamento	Deng & Frederick (2001)	Waterbirds 24(3):419-424.
BARREIRA	evitamento da área	Santiago-Quesada et al. (2014)	10.1016/j.agee.2014.02.019
BARREIRA	diminuição populacional	Messmer et al. (2013)	Human-Wildlife Interactions 7(2):273-298
BARREIRA	evitamento da área	Gillan et al. (2013)	10.1002/wsb.272
BARREIRA	evitamento da área	Eftestøl et al. (2015)	10.1007/s00300-015-1825-6
BARREIRA	evitamento da área	Lane et al. (2001)	Journal of Applied Ecology 38: 193–203
BARREIRA	evitamento da área	Colman et al. (2015)	10.1007/s10344-015-0965-x

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	evitamento da área	Hovick et al. (2014)	10.1111/1365-2664.12331
BARREIRA	mudança de comportamento	Vistnes & Nellemann (2002)	10.2307/3803040
BARREIRA	mudança de comportamento /alterações na migração	Nixon et al. (2012)	Transactions of the Illinois State Academy of Science 105:129-143
BARREIRA	abandono da área	Vistnes et al. (2001)	10.1007/s003000100253
BARREIRA	evitamento da área	Nellemann et al. (2001)	10.1016/S0006-3207(01)00082-9
BARREIRA / CORREDOR	uso do corredor para deslocamento / isolamento populacional	Storm & Choate (2012)	10.1894/0038-4909-57.4.385
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	evitamento da área	Silva et al. (2010)	10.1016/j.ecolmodel.2010.03.027
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	evitamento da área	Skarin et al. (2015)	10.1007/s10980-015-0210-8
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	isolamento populacional /alterações na migração	Asari et al. (2010)	10.1071/AM08017
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	isolamento populacional	Cecala et al. (2014)	10.1111/fwb.12439
BARREIRA	mudança de comportamento / morte por colisão	Savereno et al. (1996)	Wildlife Society Bulletin 24(4):636-648
BARREIRA / NOVOS HABITATS / CORREDOR	evitamento da área / uso do corredor para deslocamento / aumento predação	Bartzke et al. (2014)	10.5897/IJBC2014.0716

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA / PERDA DE HABITAT	mudança do comportamento / menor sucesso reprodutivo / evitamento da área	Lorant & Vadasz (2014)	10.2478/orhu-2014-0017
BARREIRA / PERDA DE HABITAT	diminuição populacional - colisão	Krüger et al. (2015)	10.1650/CONDOR-14-121.1
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	evitamento da área	Nellemann et al. (2003)	10.1016/S0006-3207(03)00048-X
BARREIRA / CORREDOR	evitamento da área/ uso dos corredores para deslocamento	Rieucan et al. (2009)	10.1007/s00265-009-0732-7
BARREIRA / CORREDOR	mudança de comportamento / evitamento da área	Bartzke et al (2015)	10.1890/ES14-00278.1
BARREIRA/ LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Burnside et al. (2015)	Sandgrouse 37: 161-168
BARREIRA / FRAGMENTAÇÃO	diminuição populacional - colisão	Patten et al. (2005)	Evolutionary Ecology Research 7: 235–249
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Henderson et al. (1996)	10.1016/0006-3207(95)00144-1
BARREIRA	morte por colisão	Erickson et al. (2005)	U S Forest Service General Technical Report PSW
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Janss & Ferrer (2000)	Wildlife Society Bulletin 28(3):675-680
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Mañosa & Real (2001)	Wildlife Society Bulletin 35 (3):247-252
BARREIRA	morte por colisão	Jenkins et al. (2010)	10.1017/S0959270910000122

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	morte por colisão	Rioux, Sebastien; Savard, Jean-Pierre L.; Gerick, Alyssa A.	10.5751/ACE-00614-080207
BARREIRA	morte por colisão	Bevanger & Brøseth (2001)	10.1016/S0006-3207(00)00217-2
BARREIRA	morte por colisão	Barrett & Weseloh (2008)	10.1016/b978-044453223-7.50052-6
BARREIRA	morte por colisão	Drewitt & Langston (2008)	10.1196/annals.1439.015
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Schaub & Pradel (2004)	10.1890/03-0012
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Bevanger & Brøseth (2004)	Animal Biodiversity and Conservation 27(2):67-77
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Richkus et al. (2005)	10.2193/0022- 541X(2005)069[0574:SACMOF]2.0.CO;2
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Beck et al. (2006)	10.2193/0091- 7648(2006)34[1070:MASOJG]2.0.CO;2
BARREIRA	morte por colisão	Quinn et al. (2011)	10.3808/jei.201100194
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Martín et al. (2007)	10.1111/j.2007.0908-8857.03811.x
BARREIRA	morte por colisão	Barrientos et al. (2011)	10.1111/j.1523-1739.2011.01699.x.
BARREIRA	morte por colisão	Heiss (2015)	10.1017/S095927091500009X

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	morte por colisão / mudança de comportamento	De La Zerda & Rosselli (2002)	SEVENTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENVIRONMENTAL CONCERNS IN RIGHTS-OF-WAY-MANAGEMENT p.395-402
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Frost (2008)	Conservation Evidence 5, 83-91
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Wright et al. (2009)	Prairie Naturalist 41:116–12
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Shaw et al. (2010)	10.1111/j.1474-919X.2010.01039.x
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Rollan et al. (2010)	10.1017/S0959270910000250
BARREIRA	morte por colisão	Antal (2010)	10.2989/00306525.2010.517921
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Anika & Parasharya (2010)	Journal of Threatened Taxa 3(11): 2192–2201
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Stumpf et al. (2011)	Marine Ornithology 39(1):123-128
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Mackinnon & Kennedy (2011)	Canadian Field-Naturalist 125(1): 41–46
BARREIRA	morte por colisão	Janss & Ferrer (1998)	Journal of Field Ornithology 69(1):8-17
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Li et al. (2011)	10.5122/cbirds.2011.0028

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Wisdom et al. (2011)	10.1525/california/9780520267114.003.0019
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Raab, R et al. (2012)	10.1017/S0959270911000463
BARREIRA	diminuição populacional - colisão	Silva et al. (2014)	10.1016/j.biocon.2013.12.026
BARREIRA	morte por colisão	Barrientos et al. (2012)	10.1371/journal.pone.0032569
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Bevanger (1998)	10.1016/S0006-3207(97)00176-6
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Janss (2000)	10.1016/S0006-3207(00)00021-5
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Stumberger & Veleviski (2002)	Acrocephalus 23(112):67-74
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Xirouchakis (2004)	VI World Conference on Birds of Prey and Owls, Budapest, Hungary, 18-23
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Manville (2005)	U S Forest Service General Technical Report PSW
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Rubolini et al. (2005)	10.1017/S0959270905000109
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Garrido & Fernández-Cruz (2003)	Journal of Arboriculture 50(2): 191-200
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Haas et al. (2005)	Council of Europe Nature and Environment Series

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Sundar & Choudhury (2005)	10.1017/S0376892905002341
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Martínez et al (2006)	10.1017/S0959270906000402
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	González et al. (2007)	10.1017/S0030605307414119
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Margalida et al. (2008)	10.1017/S0959270908000026
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Margalida et al. (2008b)	10.1017/S0959270908000026
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Shaw et al. (2010)	10.2989/00306525.2010.488421
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Shobrak (2012)	10.1080/09397140.2012.10648962
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Calvert et al. (2013)	10.5751/ACE-00581-080211
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Fanke et al. (2011)	10.7589/0090-3558-47.3.627
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Galarza & Garcia (2012)	Munibe Ciencias Naturales (60):191-200
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Martínez-Abraín et al. (2013)	10.1111/j.1469-1795.2012.00599.x
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Loss et al. (2014)	10.1371/journal.pone.0101565

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Tobolka (2014)	10.3161/104.062.0403
BARREIRA / LINHA COMO RECURSO	morte por colisão e eletrocussão	Martínez et al. (2016)	10.1007/s10344-015-0981-x
LINHA COMO RECURSO	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Tryjanowski et al. (2014)	10.1111/conl.12022
LINHA COMO RECURSO	ampliação na área de vida / maior sucesso reprodutivo	Infante & Peris (2003)	10.1016/S0925-8574(03)00013-2
LINHA COMO RECURSO	aumento populacional	Morelli et al. (2014)	10.1016/j.trd.2014.05.006
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Dwyer (2006)	10.3356/0892-1016(2006)40[193:ESIIAH]2.0.CO;2
LINHA COMO RECURSO	ampliação na área de vida / maior sucesso reprodutivo	Arkumarev et al. (2014)	10.2989/00306525.2014.971450
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	Dwyer et al. (2007)	10.3356/0892-1016(2007)41[259:PREIAU]2.0.CO;2
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	Lehman et al. (2007)	10.1016/j.biocon.2006.09.015
LINHA COMO RECURSO	ampliação na área de vida / maior sucesso reprodutivo	Morelli et al. (2015)	10.1080/03949370.2015.1022907
LINHA COMO RECURSO	aumento da predação / evitamento da área	Coates et al. (2014)	10.1650/CONDOR-13-126.1
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	Tintó et al. (2010)	10.2193/2009-521

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	PÉrez-García et al. (2011)	10.1017/S0959270911000062
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	Guil et al. (2011)	10.1371/journal.pone.0028212
LINHA COMO RECURSO	aumento da predação	Degregorio et al. (2014)	10.1002/ece3.1049
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Kaluga et al. (2011)	10.1111/j.1755-263X.2011.00203.x
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	López-López et al. (2011)	10.1371/journal.pone.0017196
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Boschoff et al. (2011)	10.1017/S095927091100013X
LINHA COMO RECURSO	aumento populacional	Howe et a. (2014)	10.1650/CONDOR-13-115-R2.1
LINHA COMO RECURSO	maior sucesso reprodutivo	Janiszewski et al. (2015)	10.5253/arde.v103i1.a4
LINHA COMO RECURSO	ampliação na área de vida / diminuição populacional - eletrocussão	Phipps et al. (2013)	10.1371/journal.pone.0076794
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Angelov et al. (2013)	10.1017/S0959270912000123
LINHA COMO RECURSO	aumento populacional / ampliação na área de vida	Dixon et al. (2013)	10.3356/JRR-12-00020.1

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
LINHA COMO RECURSO	ampliação na área de vida e e/ou locais de reprodução	Mainwaring (2015)	10.1016/j.jnc.2015.02.007
LINHA COMO RECURSO	aumento populacional / ampliação na área de vida	Vaitkuviene & Dagys (2015)	10.3906/zoo-1402-44
LINHA COMO RECURSO	morte por eletrocussão	Dwyer et al. (2014)	10.1111/cobi.12145
LINHA COMO RECURSO	aumento do habitat / maior sucesso reprodutivo	Cunningham et al. (2016)	10.1111/ddi.12381
LINHA COMO RECURSO	aumento do habitat / maior sucesso reprodutivo	Narayana et al. (2014)	Bioscan 9(2): 467-471
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional/ extinção populacional / morte por eletrocussão	Hernández-Matías et al. (2015)	10.1016/j.biocon.2015.06.028
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Guil et al. (2015)	10.1016/j.gecco.2015.01.005
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Chevallier et al. (2015)	10.1111/1365-2664.12476
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Pérez-García et al. (2016)	10.1016/j.ecolind.2015.07.020
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Coates et al. (2014)	10.1016/j.jaridenv.2014.08.004
LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional - eletrocussão	Chevallier et al. (2013)	10.1111/j.1469-1795.2012.00584.x

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica	Yahner et al. (2001)	Journal of Arboriculture 27(4):215-221
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Bramble et al. (1997)	Journal of Arboriculture 23(5) 196:206
NOVOS HABITATS	ampliação na área de vida / maior sucesso reprodutivo	King & Byers (2002)	Wildlife Society Bulletin 30(3): 868-874
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Yahner et al. (2001)	Journal of Arboriculture 27(1): 24-28
NOVOS HABITATS	mudança de comportamento	Neumann et al. (2013)	10.1016/j.landurbplan.2013.02.002
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Yahner et al. (2002)	Journal of Arboriculture 28(3):123-130
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica	Yahner et al. (2003)	Journal of Arboriculture 29(3):156-164
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Russell et al. (2005)	10.1016/j.biocon.2005.01.022
NOVOS HABITATS	diminuição populacional	Bramble et al. (1999)	Journal of Arboriculture 25(6):302-310
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Confer et al. (2008)	Environment Concerns in Rights-of-Way Management 8th International Symposium
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Fortin & Doucet (2008)	Environment Concerns in Rights-of-Way Management 8th International Symposium 429-437

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica - invasão de exóticas	Kurek et al. (2015)	10.1016/j.actao.2014.11.005
NOVOS HABITATS	aumento do habitat	Morelli et al. (2014)	10.3161/104.062.0214
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica - invasão de exóticas	Manier et al (2014)	10.2111/REM-D-12-00056.1
NOVOS HABITATS	menor sucesso reprodutivo	Marshall & Vandruff (2002)	10.1007/s00267-002-2641-7
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Sheridan et al. (1999)	Sixth International Symposium on Environmental Concerns in Rights of way p.451-460
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Davis et al. (2002)	Castanea 67(1):1-12
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Forrester et al. (2005)	10.1111/j.1526-100X.2005.00061.x
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica	Yahner & Yahner (2007)	Arboriculture & Urban Forestry 33(6):433– 434
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica	Clarke & White (2008)	10.1016/j.landurbplan.2008.04.009
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Clarke & White (2008b)	International Symposium on Environmental Concerns in Rights-of-Way Management (8th : 2004 : Saratoga Springs, N.Y.) p.467-477

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Berg et al. (2013)	10.1111/icad.12019
NOVOS HABITATS	ampliação na área de vida e/ou locais de reprodução	Shine et al. (2002)	10.2307/3072017
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica - invasão de exóticas	Searcy et al. (2006)	10.3119/04-16.1
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Wagner et al. (2014)	10.1603/AN14001
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Marshall & VanDruff (2008)	10.1016/B978-044453223-7.50038-1
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica	Bazelet & Samways (2011)	10.1007/s10980-010-9557-z
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Hollmen et al. (2008)	10.1007/s10841-007-9076-7
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Lensu et al. (2011)	10.1016/j.jenvman.2011.05.019
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Buffum et al. (2011)	10.1016/j.foreco.2011.07.024
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica - invasão de exóticas	Bradley (2010)	10.1111/j.1600-0587.2009.05684.x
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica / estabelecimento de novas espécies / invasão de exóticas	Stiles & Jones (1998)	10.1023/A:1008073813734

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica / estabelecimento de novas espécies	Nekola (2012)	10.1007/s10531-011-0216-8
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies	Komonen et al. (2013)	10.1111/icad.12009
NOVOS HABITATS	estabelecimento de novas espécies / mudança na composição biótica	Wagner et al. (2014)	10.1016/j.foreco.2014.04.026
NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica / estabelecimento de novas espécies / invasão de exóticas	Lampinen et al. (2015)	10.1371/journal.pone.0142236
NOVOS HABITATS	aumento do habitat	Smallidge et al. (1996)	10.2307/2404780
NOVOS HABITATS	maior sucesso reprodutivo	Meehan & Hass (1997)	Virginia Journal of Science 48(4): 259-264
NOVOS HABITATS	alteração fluxo gênico	Collins & Foré (2009)	10.3159/09-RA-030.1
NOVOS HABITATS	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Berg et al. (2011)	10.1016/j.biocon.2011.07.035
NOVOS HABITATS / LINHA COMO RECURSO	aumento da predação / evitamento da área	Dinkins et al. (2014)	10.1650/CONDOR-13-163.1
NOVOS HABITATS / LINHA COMO RECURSO	diminuição populacional / morte por eletrocussão / abandono de território	Dinkins et al. (2014b)	10.1139/cjz-2013-0263
FRAGMENTAÇÃO	mudança na composição biótica	Powell & Lindquist (2011)	10.1656/058.010.0103

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
FRAGMENTAÇÃO	mudança na composição biótica	Rosselli & De La Zerda (2002)	SEVENTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENVIRONMENTAL CONCERNS IN RIGHTS-OF-WAY-MANAGEMENT p.363-372 10.1071/WR96063
FRAGMENTAÇÃO	mudança na composição biótica	Goosem & Marsh (1997)	10.1071/WR96063
FRAGMENTAÇÃO	evitamento da área	Hovick et al. (2015)	10.1371/journal.pone.0137021
FRAGMENTAÇÃO	estabelecimento de novas espécies / redução da área de vida / isolamento populacional	Willyard & Tikalsky (2008)	10.1016/B978-044453223-7.50062-9
FRAGMENTAÇÃO	aumento na riqueza e/ou diversidade e ou composição	Öster et al. (2007)	10.1111/j.1654-1103.2007.tb02602.x
FRAGMENTAÇÃO	mudança na composição biótica	Rich et al. (1999)	10.1046/j.1523-1739.1994.08041109.x
FRAGMENTAÇÃO / RISCO DE INCÊNDIO	invasão de exóticas / risco de incêndio	Cho et al. (2015)	10.1016/j.jag.2015.01.015
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica	Prieto et al. (2014)	10.1111/avsc.12043
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica	Eldegard et al. (2015)	10.1111/1365-2664.12460
EFEITO DE BORDA	alterações em processos biológicos / menor sucesso reprodutivo vegetal	Reznik et al. (2012)	10.1590/S0102-33062012000100008

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica	Goldingay & Whelan (1997)	10.1071/WR96116
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica	Evans & Gates (1997)	Wilson Bulletin 109(3):470-480
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica - alterações microclimáticas	Pohlman et al. (2007)	10.1111/j.1744-7429.2006.00238.x
EFEITO DE BORDA	mudança na composição biótica - alterações microclimáticas	Pohlman et al. (2009)	10.1016/j.agrformet.2008.07.003
EFEITO DE BORDA	menor sucesso reprodutivo	Deng & Gao (2003)	10.1648/0273-8570-74.1.37
EFEITO DE BORDA / NOVOS HABITATS	aumento do habitat / maior sucesso reprodutivo	King et al. (2009)	10.1016/j.biocon.2009.06.016
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	mudança na composição biótica	Prokopenko (2015)	10.1515/vzoo-2015-0009
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alteração de processos biológicos	Tomás et al. (2012)	10.1016/j.envres.2012.07.007
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alteração bioquímica vegetal	Mahmood et al. (2013)	10.9755/ejfa.v25i6.15583
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	mudança de comportamento	Burda et al. (2009)	10.1073/pnas.0811194106
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alteração bioquímica vegetal	Aksoy et al. (2010)	International Journal of Environmental Research 4(4):595-606

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alterações de processos biológicos	Soja et al. (2003)	10.1002/bem.10069
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alterações de processos biológicos	Dell'Omo et al. (2009)	10.1016/j.cbpc.2009.06.002.
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alterações de processos biológicos	Costantini et al. (2007)	10.1016/j.envres.2007.02.006
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alteração bioquímica vegetal	Demir (2010)	African Journal of Biotechnology 9(39): 6486-6491
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alteração de processos biológicos	Doherty (1998)	10.1674/0003-0031(1998)140[0122:RSOCNB]2.0.CO;2
CAMPO ELETROMAGNÉTICO	alterações de processos biológicos	Fernie & Reynolds (2005)	10.1080/10937400590909022
CORREDOR / NOVOS HABITATS	mudança na composição biótica - invasão de exóticas	Dubé et al. (2011)	10.1139/B10-089
CORREDOR	uso do corredor para deslocamento	Smith et al. (2008)	10.1656/1528-7092(2008)7[289:MPDAAT]2.0.CO;2
CORREDOR	uso do corredor para deslocamento	Paquet & Callaghan (1996)	Trends in Addressing Transportation Related Wildlife Mortality, Proceedings of the Transportation Related Wildlife Mortality Seminar. 33: 51–73
PERDA DE HABITAT	diminuição populacional	Milsom et al. (2000)	10.1046/j.1365-2664.2000.00529.x

Efeito	Impacto estudado	Autor	DOI/Resvista
PERDA DE HABITAT / BARREIRA	diminuição na área de vida	Dunkin et al. (2009)	10.2193/2008-212
PERDA DE HABITAT	diminuição populacional / aumento da predação / abandono de território	Walker et al. (2007)	10.2193/2006-529
PERDA DE HABITAT	menor sucesso reprodutivo	Goławski & Meissner (2008)	10.1007/s11284-007-0383-y
PERDA DE HABITAT	menor sucesso reprodutivo / evitamento da área	Orłowski (2010)	10.1080/00063650903449946
RISCO DE INCÊNDIO	mudança na composição biótica	Rodrigues et al. (2014)	10.1016/j.apgeog.2014.01.011
EFEITO SONORO	mudança de comportamento	Flydal et al. (2003)	10.7557/2.23.1.310

Tabela S2. Estudos de Impactos Ambiental utilizados para análise dos efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia. Acesso em fevereiro de 2016.

Empreendimento	Ano	Link do EIA
Sistema de Transmissão Xingu Rio	2016	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/Sistema%20de%20Transmiss%C3%A3o%20Xingu%20Rio/
Linha de Transmissão 500 kV Gilbués II – Ourolândia II	2015	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/500%20KV%20GILBUES%20II%20-%20OUROLANDIA%20II/
Linha de Transmissão CC ±800 kV Xingu / Estreito e Instalações Associadas	2015	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT-800-kV-Xingu-Estreito/
Linha de Transmissão/LT 500 kV Estreito_Fernão Dias	2015	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20500%20kV%20Estreito_Fern%C3%A3o%20Dias/EIA%20-RIMA%20&%20Mapas%201/
Linha de Transmissão 138 kV Santo Cristo- Vacaria	2015	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20138kV%20Santo%20Cristo%20-%20Vacaria/EIA%20-%20RIMA%20-%20LT%20Santo%20Cristo-Vacaria/
Linha de Transmissão Araraquara 2-Itatiba, Araraquara 2–Fernão Dias, Itatiba	2014	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LTs%20Itatiba-Bateias%20Araraquara%20II-Itatiba%20e%20Araraquara%20II-Fern%C3%A3o%20Dias%20e%20Subesta%C3%A7%C3%B5es/
Linha de Transmissão 500 KV - SELuzitânia - SE Brasília Leste, c1 E c1	2014	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20500kV%20-%20Luzi%C3%A2nia%20-%20Bras%C3%ADlia%20-%20Leste/EIA_RIMA/
Linha de Transmissão Manaus - Boa Vista	2014	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20Manaus%20-%20Boa%20Vista/
Linha de Transmissão 525 Kv Nova Santa Rita - Ita - Salto Santiago	2012	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20Nova%20Santa%20Rita%20-%20Ita%20-%20Salto%20Santiago/
Linha de Transmissão/LT Coletora Porto Velho Araraquara 2/EIA NORTE - 600 kv 2010	2010	http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20Coletora%20Porto%20Velho%20%20Araraquara%202/

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Embora se reconheça a importância e a necessidade da expansão do setor energético, a instalação de linhas para a transmissão de energia é causadora de efeitos significativos no ambiente. Este estudo é uma importante contribuição para a compreensão das consequências ecológicas geradas pelas LTs, servindo como apoio na tomada de decisões de futuros projetos de linhas de alta tensão e planos de expansão da rede de transmissão de energia.

De forma geral, a síntese dos estudos mostrou que o número de artigos sobre os efeitos ambientais causados por linhas de transmissão de energia vem crescendo nas duas últimas décadas e que essa avaliação está fortemente concentrada no hemisfério norte. As interações das linhas com a biodiversidade têm sido investigadas em uma grande amplitude de organismos, porém, claramente com ênfase em aves. Em virtude disso, os efeitos mais estudados foram sobre efeito barreira (devido às colisões das aves com os cabos) e linha como recurso (devido às eletrocussões). Entretanto, é importante ressaltar que o número de trabalhos que avaliou cada efeito não é uma medida da sua intensidade ou relevância. É notável a ausência de estudos relacionados a grupos funcionais de menor mobilidade e sobre efeitos como a perda de habitat.

O reconhecimento *a priori* do espectro de potenciais impactos junto ao modelo conceitual apresentado, além de ser importante para a compreensão das cadeias causais pelas quais as ações de cada empreendimento conduzem efeitos, é um subsídio para a qualificação do processo de Análise de Impacto Ambiental, pois, acreditamos que a ausência de uma compilação e descrição dos potenciais impactos descritos na literatura científica contribui para a tradição de deficiências reconhecidas no licenciamento ambiental.

Embora a importância da fase de escopo seja reconhecida há mais de 30 anos (Beanlands & Duinker 1983), um dos maiores obstáculos para a mitigação dos impactos está na falta da antecipação dos mesmos na fase de planejamento das estruturas. Ao reconhecer os potenciais impactos prioritários é possível incorporá-los na decisão da rota dos empreendimentos através da devida espacialização de cada um.

Apesar da abordagem espacial ser um desafio, Karlson & Mörtberg (2015) mostraram que essa ferramenta pode ser útil nas avaliações ambientais de rodovias pelo reconhecimento de áreas sensíveis à fragmentação e degradação do habitat e Pérez-García (2014) pela identificação em grande escala de áreas prioritárias para proteção de aves frente à eletrocussão em linhas de energia. Dentro do que propõe a hierarquia de mitigação (CEQ 2000), esse exercício possibilitaria o evitamento dos impactos (primeira medida que deveria ser tomada no planejamento de qualquer empreendimento), seguido da minimização, restauração e compensação nas outras etapas do licenciamento. Nós recomendamos fortemente que iniciativas de espacialização dos impactos sejam desenvolvidas para a incorporação dos mesmos no planejamento das futuras linhas de transmissão de energia como a forma mais efetiva de evitamento de impactos.

REFERÊNCIAS

- Araneo, R.; Martirano, L.; Celozzi, S.; Vergine, C. 2014. Low-environmental impact routing of overhead power lines for the connection of renewable energy plants to the Italian. In: 14th Int. *Conf. Environ. And Electr. Eng.*, p. 386:391.
- Bartzke, G. S., May, R., Bevanger, K., Stokke, S. & Røskraft, E. 2014. The effects of power lines on ungulates and implications for power line routing and rights-of way managment. *Academic Journals*, 6 (9): 647-662.
- Beanlands, G. E., & Duinker, P. N. 1983. An ecological framework for environmental impact assessment in Canada. Institute for Resource and Environmental Studies, Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia, and Federal Environmental Assessment Review Office, Hull, Quebec, 132 pp.
- Benítez-López, A., Alkemade, R. & Verweij, P. A. 2010. The impacts of roads and other infrastructure on mammal and bird populations: a meta-analysis. *Biol. Conserv.* 143, 320 1307–1316.
- Belo Monte Transmissora de Energia (BMTE). 2015. *Relatório de Impacto Ambiental Linha de Transmissão 800 kV Xingu/Estreito*. Disponível em: [http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT-800-kV-Xingu](http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT-800-kV-Xingu-Estreito) Estreito. Acesso em: 07 de fevereiro de 2017.
- Cardoso Junior. R.A.F. 2014. *Licenciamento Ambiental de sistemas de transmissão de energia elétrica no Brasil: Estudo de caso do sistema de transmissão do Madeira*. Tese de Doutorado – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 178p.
- Cardoso Junior, R. F., A., Magrini, A., da Hora, A.F. 2014. Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis: Case study of the Madeira transmission system. *Energy Policy*, 67, p. 281-289.
- CEQ (Council on Environmental Quality). 2000. Protection of the environment (under the National Environment Policy Act). Washington, DC: Council on Environmental Quality. Report No 40 CFR 1500-1517.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity. 2012. Excel attachment “YS & AR 2012 Table 1 operational data 2012” of: Yearly Statistic & Adequacy Retrospect 2012. Report from ENTSOE, Brussels, Belgium. 62 p.
- Pérez-Garcís, J.M. *Modelos predictivos aplicados a la corrección y gestión del impacto de la electrocución de aves en tendidos eléctricos*. Tese de Doutorado. Universidade Miguel Hernández, Elche. 176 pp.

- IEO. International Energy Outlook. 2016. *World energy demand and economic outlook*. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/world.cfm>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2017.
- Karlson M & Mörtberg U. 2015. A spatial ecological assessment of fragmentation and disturbance effects of the Swedish road network. *Landsc Urban Plan* 134:53–65.
- NRG Expert Energy Intelligence. 2013. Electricity T&D White Paper. Disponível em: <http://www.nrgexpert.com/energy-news/>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2017.
- Pope J, Bond A, Morrison-Saunders A, Retief F. 2013. Advancing the theory and practice of impact assessment: Setting the research agenda. *Environmental Impact Assessment Review*. 41: 1-9.
- Raiter, K. G., Possingham, H. P., Prober, S. M. & Hobbs, R. J. 2014. Under the radar: mitigating enigmatic ecological impacts. *Trends Ecol. Evol.* 29, 635–644.
- Rioux S, Savard JPL, Gerick AA. 2013. Avian mortalities due to transmission line collisions: a review of current estimates and field methods with an emphasis on applications to the Canadian electric network. *Avian Conserv Ecol* 8: 7.
- Sánchez, L.E. 2008. *Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos*. São Paulo, Oficina de Textos, 495p.
- Slootweg, R., Kolhoff, A. 2003. A generic approach to integrate biodiversity considerations in screening and scoping for EIA. *Environ. Impact Assess.* 23, 657–681.
- Söderman T. 2006. Treatment of biodiversity issues in impact assessment of electricity power transmission lines: A Finnish case review. *Environmental Impact Assessment Review*, v.26, p.319:338.
- U.S. EIA. U.S. Energy Information Administration. 2016. *U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities*. Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2017.
- WWF. 2016. Living Planet Report 2016. *Risk and resilience in a new era*. WWF International, Gland, Switzerland, 144p.

COGEN

Leonardo Santos Caio Filho

25/08/2017 23:57

Contribuição COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia

Contribuição para a Consulta Pública 034/2017 - Plano Decenal de Expansão de
Energia 2026

08252357_cogen

São Paulo, 25 de agosto de 2017

Excelentíssimo Senhor,
Luiz Augusto Nobrega Barroso
Presidente da Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: **Contribuição para a Consulta Pública 034/2017 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**

Excelentíssimo Senhor Presidente,

Em atendimento a possibilidade concedida a Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN, entidade que representa 98 associados, atuando desde 2003 no desenvolvimento da GD e da cogeração de energia, vimos respeitosamente apresentar-lhes as nossas contribuições frente a Consulta Pública 034/2017, referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Neste particular, fazemos referência ao plano de desenvolvimento da expansão da geração por biomassa apresentada na tabela 14, no anexo I, do capítulo III, "Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência".

Levando em consideração as perspectivas de expansão de geração de biomassa a partir do bagaço da cana de açúcar, vimos solicitar sua análise e reconsideração dos MWs a ser instalados nos próximos 10 anos, tendo em vista a implantação do programa do RenovaBio atualmente sendo concebido pelo MME.

Como se sabe, em função dos acordos internacionais assinados pelo país, há a perspectiva da elevação da produção do etanol no país, que deverá passar dos atuais 26 bilhões de litros para 52 bilhões de litros até 2030. Em uma análise superficial podemos constatar que para atingirmos essa produção, algo em torno de 250 milhões de toneladas de cana de açúcar serão processadas adicionalmente por safra.

Assim sendo, frente as atuais 600 milhões de toneladas de cana processada anualmente no país, a produção de bagaço da cana de açúcar será incrementada em cerca de 40%, proporcionando um expressivo aumento do potencial da cogeração de energia elétrica a partir desta biomassa.

Baseado no exposto acima, entendemos que o setor sucroenergetico possa contribuir de forma mais condizente com as expectativas de incremento da produção do bagaço da cana de açúcar, fato este que motivaria a revisão dos atuais 400 MW adicionais por ano de biomassa, previstos na minuta do PDE 2026.

Com os protestos de estima de consideração, nos colocamos a sua disposição para eventuais esclarecimentos.

Cordialmente,



Newton Duarte
Presidente Executivo

CEPEL

LUIZ GUILHERME BARBOSA MARZANO

26/08/2017 10:57

Contribuições CEPEL

Contribuições CEPEL

08261057_cepel

As contribuições do CEPEL aqui apresentadas referem-se às:

- (1) Nota técnica EPE-DEE-RE-28/2017 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN considerando Incertezas;
- (2) Nota técnica EPE-DEE-RE-035/2017- Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo-2017;
- (3) Capítulo 2 do PDE 2026.

(1) Nota técnica EPE-DEE-RE-28/2017 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN considerando Incertezas

(a) No primeiro parágrafo do Capítulo 3 ("Aspectos do Modelo", página 7), encontra-se a seguinte citação em relação ao modelo MELP:

"No início da década passada, (Machado Junior 2000) propôs outra metodologia, na qual se baseou o MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) descrito por (Lisboa, et al. 2003)."

Com o intuito de contribuir para maior clareza **sugerimos a seguinte forma de referência ao modelo MELP:**

"O modelo MELP, desenvolvido pelo CEPEL e utilizado como ferramenta computacional de apoio aos estudos do Plano Nacional de Energia 2030, teve sua versão original (1) modificada por aquela descrita em (2), em que a solução do problema é obtida sem recorrer à técnica de decomposição de Benders originalmente utilizada, para melhor desempenho computacional".

(1) Machado Junior, Z. S. "Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2000.

(2) Lisboa, M. L., Melo, A. C., Maceira, M. E., Sabóia, C. H., Jusan, F. C., Sagastizabal, C., et al. "MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos". V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro, SP, Brasil, 2003.

(b) No segundo parágrafo da página 8 é mencionado que *"a EPE adota este modelo como uma melhoria metodológica em relação ao que se dispunha até então"*. **Sugerimos que sejam mais bem explicitadas as vantagens do modelo MDI em relação à metodologia empregada pelo MELP, além de uma comparação dos principais aspectos técnicos dos dois modelos, que tenham motivado o uso do MDI no processo de elaboração do PDE 2026.** Ressaltamos que o modelo MELP inclui as restrições de atendimento à demanda de energia em base trimestral e por patamar de carga, além da restrição à demanda de ponta (ponta máxima) e inclui a representação do sistema de gás natural.

(c) Na última frase do Capítulo 3: *"O problema de expansão é então resolvido através de técnicas de programação inteira mista utilizando o IBM ILOG CPLEX"*, seria recomendável **detalhar as dimensões do problema inteiro misto considerado, que possibilitou a resolução do problema inteiro-misto utilizando diretamente o referido pacote computacional, sem a necessidade de estratégias de decomposição.** Neste sentido, seria útil indicar as eventuais limitações do modelo MDI para horizontes de mais longo prazo (por exemplo, 30 anos).

(d) No primeiro parágrafo da seção 3.4.1. "Construção dos cenários de geração hidrelétrica", **sugerimos a supressão da frase** "*Os trabalhos anteriores (Machado Junior, 2000), (Lisboa, et al., 2003) e (Gandelman, 2015) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico*", de vez que pode confundir o leitor com relação às premissas, às metodologias e aos dados de entrada dos modelos MELP e MDI, já que ambos os modelos consideram a energia média do cenário de hidrologia crítica para um sistema hidrotérmico.

Mais especificamente, no modelo MELP são considerados dois cenários hidrológicos, a saber, crítico e médio, e para cada cenário hidrológico estão associados valores esperados de energia das usinas hidrelétricas e termelétricas, calculados com base em uma simulação do sistema hidrotérmico. Destaca-se que os conceitos de energia média e crítica de usinas hidrelétricas é estendido, no modelo MELP, para as usinas termelétricas, através de fatores de participação térmica. Na função objetivo é valorada apenas a operação associada ao cenário de hidrologia média, visto que este cenário inclui todas as séries hidrológicas, inclusive a crítica.

No modelo MDI são considerados 10 cenários hidrológicos, incluindo o cenário crítico e, de maneira análoga ao MELP, são calculados valores esperados de energia para cada cenário hidrológico. Porém, no modelo MDI, a operação do sistema elétrico para cada cenário hidrológico está considerada na função objetivo ponderada por uma correspondente probabilidade. No modelo MELP, não se utilizam probabilidades, e uma solução robusta é implicitamente obtida pela restrição de déficit nulo na restrição de atendimento à demanda no cenário de hidrologia crítica.

Ressaltamos que não é apresentado de forma detalhada o procedimento específico para a escolha dos dez cenários hidrológicos, nem são mostrados os valores de produção hidrelétrica e termelétrica para cada um dos dez cenários hidrológicos considerados e correspondentes probabilidades, o que consideramos importante para a reprodução da metodologia desenvolvida pela EPE bem como dos resultados obtidos.

e) Na página 14, no terceiro parágrafo, é descrito um procedimento referenciado para definição de séries hidrológicas: "**A definição das séries hidrológicas** do presente trabalho adotou o seguinte procedimento...". No entanto, no item 4 da descrição deste procedimento, a frase "A partir da última simulação obtém-se as séries de **produção hidrelétrica** para cada usina individualmente." leva a entender que foram calculados valores de produção hidrelétrica para cada série hidrológica. Já no parágrafo seguinte cita "O procedimento descrito acima gerou **84 séries hidrológicas**" o que pode levar a confundir o leitor, visto que "série hidrológica" não é o mesmo que "série de produção hidrelétrica". Pelo exposto neste documento, foram utilizadas as 84 séries históricas existentes. **Sugerimos reescrever as frases citadas para maior clareza do texto e do procedimento adotado.**

f) Para maior compreensão do modelo MDI, sugerimos um melhor detalhamento das premissas utilizadas (por exemplo, custo de investimento em parcelas mensais), assim como uma descrição matemática mais rigorosa do modelo e uma descrição conceitual de cada restrição e da função objetivo, para melhor compreensão por parte do leitor.

Ressalta-se que, conforme descrito no próprio texto do PDEE 2026, uma inovação é o uso de um Modelo matemático de Decisão de Investimento (MDI). Neste sentido, **recomendamos que o modelo de decisão de investimento proposto seja submetido a um processo de validação no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas**

Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. Conforme descrito na Portaria MME Nº 47, de 19 de Fevereiro de 2008, a CPAMP tem a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no que concerne, entre outras, atividades de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, comercialização de energia, definição e cálculo da garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração, e elaboração das diretrizes para a realização de Leilões de Compra de Energia Elétrica.

(2) Nota técnica EPE-DEE-RE-035/2017-Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo-2017

Seguem algumas considerações com relação à metodologia proposta para cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME).

No que concerne ao problema de expansão do parque gerador e dos troncos de interligação do sistema elétrico brasileiro, caso a cesta de projetos fosse composta apenas por projetos de pequeno porte, poder-se-ia imaginar que uma modelagem do problema com base em variáveis de decisão contínuas seria adequada, resultando num problema de programação linear. Neste caso, o Custo Marginal de Expansão poderia ser definido pelos valores das variáveis duais das restrições de atendimento à demanda. Entretanto, a cesta de projetos para o problema de expansão do sistema elétrico brasileiro para a próxima década inclui inúmeros projetos de geração de grande porte (ex: usinas hidrelétricas e nucleares) e novos troncos de interligação de grande capacidade. Sendo assim, consideramos que a modelagem através de programação linear torna-se pouco adequada.

Neste aspecto, a modelagem dos projetos de investimento através de variáveis binárias, conforme proposto no modelo MDI, e também adotada no modelo MELP, é aquela que este Centro de Pesquisas acredita ser a mais adequada. Desta forma, consideramos que o cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME) como subproduto desses modelos é um importante avanço em relação à modelagem existente, e uma abordagem inovadora no Setor.

Entretanto, existem na literatura diversas abordagens que poderiam ser utilizadas (Pachova, E, (1); Wolsey, L.A. (2)) para calcular sensibilidades em programação inteira visando a estimação do Custo Marginal de Expansão. Uma discussão do sentido econômico de problemas duais em programação inteira é apresentada em Williams, H.P., (3). Adicionalmente, no manual do modelo TIMES (4), desenvolvido pela Agência Internacional de Energia, é comentado que os valores das variáveis duais obtidos pela relaxação linear do problema inteiro com a solução inteira fixada através de igualdades representam apenas o preço condicionado a um plano de expansão fixo.

Tendo em vista esta inovação, recomendamos uma avaliação da robustez da metodologia proposta na NT para cálculo de Custo Marginal de Expansão.

Em vista do exposto acima, **recomendamos que a metodologia proposta para cálculo do CME seja submetida para discussão no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, antes de seu uso como sinalizador econômico oficial.**

- (1) Elena V, Pachova, "*Duality in MIP - Generating Dual Price Functions Using Branch-and-Cut*", Advanced Modeling and Optimization, Volume 7, No.2, 2005.
- (2) L. A. Wolsey, "*Integer Programming Duality: Price Functions and Sensitivity Analysis*", Mathematical Programming, Volume 20, págs 173-195, 1981.
- (3) H.P. Williams, Integer programming and pricing revisited, IMA Journal of Mathematics Applied in Business & Industry, 8, 1997.
- (4) IEA/ETSAP, Documentation for the TIMES model/Part I, Seção 7.2: "*Important Remark on the MIP dual solution-shadow prices*", disponível em: <https://iea-etsap.org>, 2004.
-

(3) Capítulo 2 - Documento PDE 2026

Página 53

A primeira frase do primeiro parágrafo diz: "*Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta...*". Sugerimos **incluir o horizonte de estudo ao qual o texto se refere, visto que modelos de expansão da geração do sistema elétrico brasileiro já foram desenvolvidos e utilizados em estudos oficiais de longo prazo**, como o DESELP, nos planos nacionais de energia elaborados pela ELETROBRAS, e o MELP, no Plano Nacional de Energia 2030 elaborado pela EPE.

Desta forma, **sugerimos a redação: "... para a indicação da evolução da expansão da oferta no horizonte decenal."**

Forum de Meio Ambiente do Setor Elétrico

Enio Fonseca

26/08/2017 12:36

Contribuição FMASE Plano Decenal

Contribuição FMASE Plano Decenal

08261236_forum de m



Contribuições para a consulta pública 34 Plano Decenal

- 1) Necessidade de incluir de forma inequívoca nos documentos do Plano Decenal e outros da EPE, além daqueles gerados dentro dos agentes públicos do SEB, como a ANEEL, MME, das hidrelétricas como geradoras renováveis.

Justificativa: Tanto as CGHs, PCHs, Eólicas, Solares quanto as unidades de geração de grande porte são renováveis, e essa eventual separação dentro de documentos oficiais cria oportunidades para alguns atores sociais argumentem que hidrelétricas são não renováveis.

Justificativa:

- 2) Necessidade de reavaliar o indicar área x potência nos estudos feitos pela EPE para qualificar empreendimentos de geração de energia, em especial as hidrelétricas, observado o fato que atualmente a relação que trabalha com reservatórios de grande porte implica em avaliação pior para esse empreendimento

Justificativa: O País necessita retomar a reservação dentro de seus reservatórios, situação demonstrada pela avaliação de desempenho da geração nos últimos anos, quando observado aspectos climáticos e de consumo de energia.

A reavaliação desse parâmetro permitirá na análise de viabilidade institucional a possibilidade de melhor ranqueamento das usinas potenciais.

Como contribuições adicionais incluímos algumas que foram objeto de sugestões já feitas pelo FMASE na consulta 33.

- 3) Os empreendimentos de geração e de transmissão serão licitados pelo poder concedente após obtidas as respectivas licenças prévias ambientais.

Justificativa:

Essa iniciativa objetiva o incremento da Segurança Regulatória dos Leilões de Novos Empreendimentos de Transmissão.

No contexto do setor elétrico brasileiro, o processo de licenciamento ambiental foi definido e estruturado a partir do ano de 1986, com a edição da Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA nº. 001/86, tendo sido devidamente elucidado e normatizado pelas Resoluções CONAMA nº 06/87 e nº 237/97. Tais resoluções definiram e tornaram obrigatória a obtenção da Licença Prévia – LP, Licença de Instalação – LI e Licença de Operação – LO.

Esses diplomas devem ser precedidos da apresentação e aprovação de documentos técnicos específicos, consubstanciados respectivamente no Estudo de Viabilidade Técnico e Socioambiental – EVTA, Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA e Projeto Básico Ambiental – PBA. No modelo vigente, existe a obrigação de obtenção da LP antes dos leilões das concessões de empreendimentos do setor elétrico no segmento de geração. A mesma exigência não ocorre no segmento da transmissão, onde os empreendimentos são leiloados apenas com o Relatório R3 aprovado que, conforme pode ser observado na abaixo, estaria cumprindo, para este segmento, papel análogo ao dos Estudos de Inventário para os empreendimentos hidrelétricos. Observa-se a necessidade de aprimoramento da elaboração dos Relatórios R3 para que possam cumprir este papel.

A assimetria de tratamento entre o segmento de geração e transmissão no modelo atual, tem causado sérios prejuízos ao setor elétrico e aos consumidores de energia, tendo em vista que, diversas vezes, os empreendimentos de geração alcançam a condição de plena operação comercial sem que haja conexão disponível no segmento de transmissão, devido ao prazo estabelecido para obtenção da LP e da LI, muitas vezes não compatível com as exigências decorrentes do licenciamento ambiental desses empreendimentos.

Esta proposição consiste na obrigatoriedade da existência da Licença Prévia – LP para que se possa efetuar os leilões no segmento de transmissão, a qual deverá ser viabilizada pelo Poder Concedente, devendo, neste caso, ser avaliada a possibilidade da obtenção da LP ficar sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ou outro agente do SEB designado.

A definição dos procedimentos para a realização dos estudos necessários para a obtenção da LP no contexto do segmento de transmissão, após a implantação desta proposição, certamente passará por uma interlocução entre os diversos atores envolvidos com a questão não se privando, certamente, da participação dos empreendedores interessados, nos mesmos moldes hoje praticados pelo segmento de geração.

- 4) Otimização dos prazos de análise dos empreendimentos de utilidade pública vinculados aos Sistemas de Geração e de Transmissão, com emissão das licenças ambientais de forma concomitante (LP, LI+LO), e definição de potenciais poluidores a cargo dos entes do Sisnama, em alinhamento com os conceitos e porte das instalações vigentes no setor elétrico

Enio Fonseca
Presidente FMASE

GE

Viveka Kaitila

26/08/2017 23:50

**Contribuições da General Electric do Brasil ao Plano Decenal de Expansão de
Energia 2026**

Carta ao Mininstro e Contribuições GE ao PDE 2026

08262350_ge



GE
Av. Magalhães de Castro, 4.800
Torre Continental – 10º andar
05676-120 - São Paulo - SP -Brasil

T 11 3067-8437
F 11 3067-8040

São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Vsa.Exa. Sr. Fernando Coelho Filho
Ministro de Estado
Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios – Bloco U, 8º andar
Brasília – DF
70065-900

Estimado Ministro Fernando Coelho,

Ao cumprimentá-lo, gostaríamos de saudar a iniciativa deste Ministério, no sentido de revisar e melhorar o regramento institucional do sistema elétrico brasileiro, através da consulta pública #34 sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Acreditamos que a General Electric tem muito a contribuir para este esforço, não somente como fornecedora de equipamentos de alta tecnologia e serviços para toda a cadeia de geração e transmissão, mas também por meio de nossa experiência regulatória nos mais de 180 países em que atuamos.

Presente no Brasil há 98 anos, a GE tem equipamentos voltados à geração eólica, solar, hídrica, turbinas para geração térmica a gás e carvão, armazenamento com baterias e soluções híbridas, que respondem hoje por mais de um terço de toda a energia produzida no país.

Nesse sentido, gostaríamos de oferecer este documento como uma contribuição para a revisão do referido PDE 2026, nos seus diversos capítulos, bem como em relação às alternativas para a ponta do sistema.

Recomendamos que o PDE 2026 tenha caráter determinístico e garanta aderência entre o planejamento e a execução da expansão do sistema. Isso traria maior previsibilidade ao mercado, possibilitando à indústria melhores condições de planejamento, espaço para otimização, e ambiente propício ao surgimento de inovações.

Acreditamos também na possibilidade de que este seja um instrumento de aferição do atingimento dos diversos indicadores socioeconômicos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e das correspondentes metas assumidas pelo Brasil – como o Acordo de Paris de 2015.



Manifestamos também nossa concordância com relação ao novo método de análise e planejamento da expansão da oferta, que passou a levar em conta o atendimento da demanda máxima e o perfil de geração de cada uma das fontes. O referido método continua a apresentar oportunidades de aperfeiçoamento e de desenvolvimento de novas ferramentas computacionais, conforme apontado no próprio texto desta Consulta Pública, mas é claramente um avanço.

O resultado desta evolução será tão mais crível e aderente à realidade do país, quão mais próxima estiver a Empresa de Planejamento Energético (EPE) dos agentes do setor elétrico durante o seu desenvolvimento. Transparência e publicidade serão fundamentais.

Agradecemos ainda a atenção dispensada em nosso último encontro, em 14/08 passado, e reafirmamos nosso apoio às políticas do setor.

Atenciosamente,

Viveka Kaitila
CEO da GE do Brasil Ltda.

C/C enviada ao sr. Luiz Augusto Barroso, presidente da Empresa de Planejamento Energético – EPE



Contribuições da General Electric do Brasil ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

1. Térmica

1.1 Gás Natural

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 ("PDE 2026") contempla o aumento da fonte térmica a gás natural. É fundamental que esta iniciativa seja adequadamente vinculada ao Programa "Gás para Crescer", mencionado no documento do PDE, principalmente no que tange às soluções de ponta. Estas exigirão uma sintonia muito fina com o novo desenho do setor de gás natural, especialmente nas questões referentes ao modelo de *"take or pay"*.

A cogeração a gás natural, sobretudo aquela conectada com a indústria, precisa figurar de forma relevante nos leilões de contratação de energia. Hoje, o cliente industrial tem acesso a preços mais convidativos no mercado livre para contratos de médio prazo. Esta energia gerada pela cogeração a gás, embora possa ser menos competitiva do que aquela no mercado livre, é ainda bastante competitiva quando comparada com os preços ofertados para as novas adições ao sistema.

Assim, para estimular a cogeração, é necessário o estabelecimento dos instrumentos adequados para que esta fonte participe do leilão, levando-se em conta suas características particulares de inflexibilidade. Mercados vizinhos, como a Argentina, por exemplo, já estão realizando leilões de cogeração com um desenho de preços mais adequado, permitindo o aumento de uma fonte de energia que é mais eficiente (80%) do que as térmicas 'convencionais' (60-62%).

Esta energia, embora mais cara do que aquela disponível no mercado livre – considerando-se o mix atual do sistema elétrico brasileiro –, é mais barata em comparação com os preços ofertados para as novas adições de energia ao sistema em leilão. Um veículo adequado, que permita a exportação da energia de cogeração para o sistema, e que capture este potencial nos leilões de compra de energia, poderá viabilizar diversos projetos de cogeração no país.

1.2 Carvão

É fundamental a modernização do parque térmico a carvão existente, através da substituição por usinas não poluidoras e mais eficientes, bem como o aproveitamento das jazidas existentes de carvão nacional para instalação de novas usinas com alta eficiência



energética. O atual estado da arte das tecnologias GE para plantas térmicas de queima de combustíveis sólidos – como o carvão brasileiro – possibilita índices de eficiência elétrica acima de 40% na geração de energia, já descontados os consumos internos da planta.

Para a melhor utilização do carvão nacional, a GE sugere a utilização dos ciclos a vapor denominados de supercríticos, onde a qualidade do vapor gerado maximiza a performance da planta e minimiza as emissões ambientais – como CO², entre outros – com os menores índices possíveis de CO²/kWh gerado.

Associado à elevada eficiência elétrica, a GE dispõe ainda de tecnologias de controle ambiental, com sistemas de limpeza de gases da combustão, oferecendo baixos índices de emissão de poluentes produzidos por este tipo de tecnologia e atendendo aos níveis estabelecidos pela legislação brasileira e internacional, bem como das instituições financeiras de fomento, investidores nacionais e internacionais.

O preço do carvão nacional oferece ainda uma solução econômica viável e atrativa para a implantação de térmicas utilizando este combustível para compor o mix de geração termelétrica, principalmente na região Sul do país.

2. Hidráulica

O PDE 2026 contempla uma grande quantidade de projetos entre 70 e 250MW de capacidade, porém devem ser observadas as tarifas a serem sugeridas, a fim de atrair o interesse dos investidores. Grande parte destas usinas já possuem estudos de impacto ambiental aprovados, o que traz vantagens do ponto de vista da viabilidade. Estes projetos poderiam também ser categorizados pela sua flexibilidade de conexão à rede – empreendimentos que estão próximos às cargas (nas regiões Sul e Sudeste) deveriam ser valorizados pela sua capacidade de disponibilizar energia sem perdas de transmissão.

O potencial hidráulico deve ser explorado para projetos de grande porte, não só para ampliar a energia de base, mas também para fomentar a indústria de equipamentos, que é parte integrante da política industrial, garantindo que este setor permaneça sustentável e investindo em inovações tecnológicas. A modernização do parque hídrico existente poderá também trazer novo estímulo ao setor, ao estimular a incorporação de novos equipamentos nas usinas. Alguns projetos de grande importância para aumentar a reserva de capacidade poderiam ser contemplados, como: Marabá, Santa Isabel e São Jerônimo, entre outros.



3. Renováveis

3.1 Eólica

A energia eólica foi a fonte que mais contratou desde 2009, respondendo por quase 50% do total de MW contratados, incluindo Belo Monte. O sucesso de contratação da eólica se deveu a uma combinação de ambiente comercial claro e estruturado, agentes com capacidade de medir riscos e empreender, e o preço competitivo da fonte. Mesmo com o aumento da nacionalização a partir de 2013, a indústria eólica rapidamente respondeu, continuando sua trajetória de sucesso.

De fato, o sucesso do setor elétrico depende, na origem, da fabricação, entrega e instalação eficiente dos correspondentes equipamentos de G, T e D. A indústria leva tempo e demanda elevado investimento para se estabelecer e somente se viabiliza com volume, cujo único originador é o próprio setor elétrico. Portanto, há uma simbiose indiscutível entre o setor elétrico e a respectiva indústria. Um não sobrevive sem o outro.

Neste sentido, destacamos que o Caso 1 - Expansão de Referência do PDE (Tabela 16, p. 102), apesar de refletir corretamente o atual cenário de projeção de demanda, apresenta situação desafiadora para a indústria eólica, com 2018 e 2019 sem novas instalações, 2020 com apenas metade do nível sustentável de instalações, e a retomada do histórico patamar de 2GW/ano somente a partir de 2021.

Preocupa-nos sobremaneira o Caso 7 – Cenário Livre, onde mais de 20GW de eólica estariam concentrados entre 2023 e 2026, sem nenhum novo contrato ou instalações de 2018 a 2022. Por ter sido uma das principais desenvolvedoras da cadeia de fornecimento eólico, o entendimento da GE é de que a capacidade competitiva e a sustentabilidade da indústria ficam comprometidas neste cenário.

O PDE 2026 indica clara busca por flexibilidade operativa, que possibilite ao sistema elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maior demanda e reduzir a geração nos momentos de carga leve. O conjunto hidro-eólico-térmico brasileiro tem potencial para exercer esta flexibilidade, desde que o sistema de preços e a operação do sistema estejam preparados para lidar com duas fontes estocásticas e complementares (hidro e eólica) e uma fonte determinística (termo).

Nesse sentido, o PDE apresenta uma evolução, ao utilizar o MDI e o real perfil de geração de cada fonte. No entanto, esta evolução, para surtir efeito prático, tem de atingir também a operação em tempo real do setor, com a devida adaptação dos modelos computacionais e da filosofia de despacho.



No caso específico da eólica, é inegável que possui perfil de geração variável. No entanto, há previsibilidade nesta variação, de forma que é possível planejar a operação para conviver com a variabilidade e até tirar proveito dela. Por exemplo, dada a necessidade de expansão para atendimento à demanda de potência, a associação de UHEs existentes, mesmo a fio d'água, a repotenciação/motorização de UHEs com a geração eólica, e a complementação térmica flexível pode trazer alívio ao sistema, caso a sua operação privilegie o armazenamento hídrico nos momentos de alto vento e utilize a geração hídrica nos momentos em que for necessário complementar a demanda / oferta de ponta.

De fato, do ponto de vista energético, a eólica presta grande serviço, pois sua safra anual coincide justamente com a entre-safra da hidro. A energia exportada pelo Nordeste foi consumida em outras partes do país. É correto afirmar que se turbinou menos hídrica e/ou despachou-se menos térmica. Em uma situação de precificação perfeita, este fenômeno seria maximizado e os agentes seriam remunerados adequadamente pelo que se entende como operação energética ótima do sistema.

A variabilidade da geração eólica pode ser ainda amortecida por uma estratégia de hibridização *in loco* com solar e/ou com baterias. O perfil diário de geração da solução híbrida, em várias áreas do Nordeste, é cerca de 20% mais “flat” do que a eólica pura.

A recém publicada portaria que indica a realização de leilões A-4 e A-6 ainda em 2017 traz alívio bem-vindo à indústria. No entanto, o abandono da contabilização quadrienal e o reforço nas penalizações anuais aumenta a percepção de risco, especialmente pelos agentes financiadores. Isso retira provavelmente parte da competitividade da fonte. Também seriam necessários esclarecimentos quanto ao tratamento da energia existente e da descotização. Em especial, como estes pontos afetarão a demanda por novos empreendimentos e as projeções do PDE 2026.

Nossa contribuição principal no quesito inserção eólica é salientar que o aproveitamento pleno do farto recurso primário brasileiro vai exigir alterações no modelamento, precificação e operação do sistema elétrico. O perigo de não se romper com as formas tradicionais de análise é continuar acessando soluções padrão, impedindo a inovação, culpabilizando-se as fontes renováveis e adotando tecnologias defasadas do *mainstream* mundial.

3.2 Solar

No terceiro cenário do PDE 2026, é apresentada a visão de que esta fonte de energia enfrenta mais desafios do que aqueles considerados nos outros cenários. No entanto, deve ser levada em consideração a vocação desta fonte para hibridização com a fonte eólica, melhorando assim a curva de potência dos empreendimentos.



3.3 PCHs

A participação das PCHs na matriz energética brasileira deve ser ainda mais relevante, já que esta fonte, além de contribuir para o desenvolvimento energético, beneficia as comunidades em seu entorno, tem baixo impacto ambiental, e facilidade de conexão à rede sem necessidade de investimento em transmissão, por sua proximidade aos centros de carga.

Consideramos muito conservadora a proposta de contratação de 300MW médios anuais para as PCHs. Existem hoje em torno de 7GW de PCHs outorgadas ou em outorga. Assim, acreditamos que o crescimento de 700MW ao ano seria mais adequado para permitir o desenvolvimento desta fonte. Também seria interessante ampliar a definição de PCH para até 50MW, a fim de atrair mais investimentos e propiciar o desenvolvimento de novas tecnologias e produtos.

Além disso, é possível compensar o período de secas nas PCHs através da adição de painéis solares no reservatório, aumentando o fator de carga destas usinas e tornando-as híbridas, sem aumento da transmissão associada.

3.4 Biomassa

O atual estado da arte das tecnologias GE para as plantas de biomassa permite uma oferta firme de soluções de alta eficiência elétrica, da ordem de 40% NET, criando assim a possibilidade de aumentar a participação desta fonte na matriz brasileira.

Atualmente, a GE sugere a utilização do ciclo a vapor supercríticos também para as plantas de biomassa, nos quais a qualidade do vapor gerado maximiza a performance da planta e minimiza as emissões ambientais de CO₂, com os menores índices possíveis de CO₂/kWh gerado.

Alguns estudos de viabilidade técnico-econômico dos projetos de biomassa, promovidos pelos investidores do setor de energia, já consideram blocos de geração na faixa de 100 a 150MW por unidade geradora. Estes blocos são configurados com a utilização de caldeiras do tipo CFB ou de queima tangencial, turbinas a vapor e geradores de alto rendimento, utilizando ciclos térmicos adequados e configurados para este nível de eficiência. Portanto, sugerimos a inclusão no PDE de usinas de biomassa maiores do que 100MW.



4. Alternativas para a ponta

Com relação ao tema de alternativas para atendimento à ponta de carga do sistema, ficamos satisfeitos em verificar que o tema foi contemplado nesta edição do PDE. Concordamos que o crescimento da geração através de fontes intermitentes, aliado à expectativa de vertimentos turbináveis em determinadas épocas do ano, confere ao sistema interligado nacional a oportunidade de utilização de fontes específicas para entregar energia somente durante a ponta de carga do sistema. Entretanto, ressaltamos alguns aspectos com relação ao tema.

Dentre as alternativas para atendimento à ponta, deve também ser considerada a utilização de tecnologias híbridas de geração de energia, como baterias conectadas diretamente a parques eólicos ou solares. A utilização desta tecnologia tem se demonstrado bastante eficaz justamente para atenuar os efeitos da intermitência, ou ainda alterar o perfil de geração de um determinado parque, de forma que a geração líquida se aproxime daquela mais adequada para atender à demanda de um determinado local do sistema, permitindo a utilização otimizada dos recursos energéticos existentes no país. Ainda, considerando-se que parte da justificativa para utilização destas alternativas refere-se à atenuação dos efeitos de fontes intermitentes, esta pode ser uma alternativa para já contemplar investimentos em armazenamento diretamente relacionados a projetos de geração com característica intermitente.

A necessidade de novos modelos de contratação das alternativas à ponta foi colocada de maneira pertinente no PDE. Entretanto, o tema necessita ser discutido de maneira mais aprofundada no texto, indicando alternativas. Mercados de capacidade vêm sendo extremamente profícuos em alguns lugares do mundo, como nos casos da Califórnia e Inglaterra. Mas em outros países, como a Austrália, os custos de energia vêm aumentando devido à modelagem inadequada das formas de remuneração destas tecnologias. No PDE 2026, está prevista a entrada dessas alternativas já a partir de 2021, ou seja, em apenas quatro anos, tempo muito curto frente à necessidade de criação de novos mecanismos de mercado para a correta monetização destes recursos pelos investidores.

Adicionalmente, em função da possibilidade de utilização das tecnologias híbridas supracitadas, arranjos específicos de mercado também devem ser considerados, como um mercado para os serviços anciliares, entre outros. Deste modo, alternativas para estes mecanismos de mercado precisam ser colocadas neste momento, a partir da ótica do planejador, para que o mercado possa se preparar de maneira adequada.

Reforçamos também o nosso alinhamento com o PDE no sentido de que o planejamento mais adequado de fontes para atendimento à ponta virá somente com a utilização de modelos e ferramentas computacionais com discretização temporal horária. Desta forma, a representação das fontes de geração pode ser realizada considerando as características



técnicas de cada uma das fontes no processo de planejamento. Conforme a descrição do PDE 2026, entendemos que o desenvolvimento destes modelos está no *roadmap* da Empresa de Planejamento Energético (EPE) para as próximas edições do Plano Decenal.

O PDE 2026 poderia contemplar de forma mais específica, conforme a Nota Técnica nº 026/2011, ampliações disponíveis em usinas em operação, como São Simão, 3 Marias, Porto Primavera, entre outras. Este potencial de ampliação é da ordem de 5GW, que, se utilizados em despacho de ponta, ou para suprir as ocasionais intermitências de outras fontes, permitiria maior flexibilidade ao sistema, pois estas usinas já se encontram conectadas ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Desse modo, não haveria necessidade de novos investimentos em transmissão, tornando esta opção bastante competitiva, tanto em termos de custo – não há necessidade de construção de barragens – como em termos de tempo de implantação – apenas o prazo necessário para a construção dos equipamentos. Além destas ampliações, sugerimos também a iniciativa de motorizar os espaços disponíveis nas usinas, com o uso de novas máquinas.

Existe um espaço significativo na nova matriz elétrica para contratações de energia que correspondem a alternativas de ponta. É fundamental que o planejador indique de forma mais detalhada as características requeridas pelo Sistema Elétrico Brasileiro, em termos de tamanho dos projetos, tecnologia utilizada, sub-regiões contempladas, entre outros, de modo que os investidores possam desenvolver projetos adequados a estas necessidades.

Por fim, é importante considerar o potencial para uso de usinas híbridas PCH/Solar e Eólica/Solar, que permitiriam a regulação de fontes intermitentes, dando flexibilidade ao sistema sem aumento na transmissão.

São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Elaboração: equipe de Energia da General Electric do Brasil Ltda.

Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil

Joilson Costa

27/08/2017 10:26

Contribuição ao PDE 2026 - Redes da Sociedade Civil

Contribuição que o GT Infraestrutura, a Frente por uma Nova Política para o Brasil e diversas outras redes e organizações da civil oferecem para a melhoria do PDE 2026.

08271026_frente por

Contribuições à versão preliminar do relatório: “Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026”

*Consulta Pública MME nº 34 de 07/07/2017
Processo no. 48360.000007/2017-15*

O Grupo de Trabalho de Infraestrutura (GT-Infra) e a Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil (FNPE) - em conjunto com o Fórum Mudanças Climáticas e Justiça Social (FMCJS), a Aliança dos Rios da Panamazônia e o Observatório do Clima (OC) - redes que congregam diversas organizações da sociedade civil, vêm por meio deste, apresentar contribuições para a versão preliminar do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), submetida à consulta pública pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Em particular, este documento destaca questões referentes a um desafio já assinalado na versão preliminar do PDE 2026: incorporar efetivamente a dimensão socioambiental no planejamento do setor energético brasileiro, seguindo princípios de eficiência, equidade e sustentabilidade. Com esta iniciativa, esperamos tomar um passo adiante na construção de um diálogo aberto e participativo entre o governo e a sociedade sobre aspectos fundamentais da política energética brasileira.

O documento foi organizado da seguinte forma: inicialmente, são apresentadas considerações gerais, seguidas por observações sobre a metodologia utilizada para a definição de cenários futuros de demanda por energia elétrica. Posteriormente, são apresentadas análises e propostas sobre a eficiência energética, e, na sequência, sobre as opções de fontes de geração para o atendimento da demanda de eletricidade: solar, eólica, hídrica, térmica (biomassa e combustíveis fósseis) e nuclear. Na sequência, o documento traz breves observações sobre a expansão petrolífera, e por fim, considerações finais.

Cabe ressaltar que as observações apresentadas aqui sobre o PDE 2026 dialogam em vários aspectos com as temáticas das consultas públicas do MME sobre princípios para a reorganização do setor elétrico (Consulta Pública no. 32 de 03/07/2017) e aprimoramento do marco legal do setor elétrico (Consulta Pública no. 33 de 05/07/2017). Ademais, diversas questões abordadas no presente documento sobre o PDE são relevantes para debates sobre o planejamento energético no longo prazo, no âmbito do Plano Nacional de Energia (PNE), a implementação da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira do Acordo de Paris no âmbito da Convenção da ONU sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) e contribuições brasileiras para alcançar as metas de desenvolvimento sustentável da ONU (SDGs) no horizonte temporal de até 2030 - iniciativas estratégicas que devem guardar sintonia conceitual e operacional entre si.

Conforme acordado em reunião com a EPE em 17/07/2017, entendemos que, na sequência desta etapa de consulta pública, o presente documento será objeto de diálogos mais aprofundados com nossas redes sobre temas específicos aqui abordados.

1. Considerações Gerais

Houve mudanças positivas na versão preliminar do PDE 2026 em relação a edições anteriores do Plano, a exemplo do reconhecimento da necessidade de aprimoramento da maneira pela qual a dimensão social e ambiental é incorporada no planejamento, desde as etapas iniciais de constituição e análise dos portfólios. Vale ressaltar ainda como avanços a apresentação de diferentes cenários de demanda e opções para o seu atendimento, a integração mais efetiva entre o planejamento da oferta e as características de cada uma das tecnologias de geração e os sistemas de transmissão.

No que tange à dimensão social e ambiental, acreditamos que os esforços aqui reconhecidos são indicativos adicionais e reforçam a necessidade de avançar e melhorar esta incorporação no planejamento do setor energético. Avalia-se que o momento é propício para este aprofundamento necessário.

A recente consulta pública do MME sobre princípios para a reorganização do setor elétrico, abordando aspectos de eficiência, equidade e sustentabilidade, é outra iniciativa positiva, que possibilita um melhor embasamento estratégico do PDE e outros instrumentos de planejamento. No entanto, observa-se que alguns princípios são abordados de maneira insuficiente e outros até mesmo da forma equivocada, o que podemos externar na continuidade do diálogo.

Tais avanços indicam esforços conjuntos da EPE e outras esferas do MME com o objetivo de dar uma posição mais estratégica ao PDE, reforçando seu caráter indicativo pela apresentação de diferentes possibilidades, e também de criar uma via de comunicação com a sociedade. Com isso, o PDE pode caminhar no sentido de tornar-se um instrumento de subsídio à formulação de políticas públicas sustentáveis para o setor de energia.

1.1 Transparência e Participação Pública

O PDE e outros instrumentos de planejamento do setor elétrico precisam apresentar propostas mais efetivas para garantir a **transparência e participação pública** no setor elétrico brasileiro, abordando questões fundamentais como:

- a) Instrumentos para facilitar o acesso público a informações de interesse da sociedade no planejamento do setor energético, com transparência sobre critérios utilizados na realização de avaliação de cenários de demanda e opções para o seu atendimento;
- b) Participação paritária da sociedade civil e dinamização do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como espaço de planejamento estratégico;
- c) Realização periódica de uma Conferência Nacional de Energia, a fim de possibilitar uma ampla discussão participativa entre a sociedade e instâncias governamentais acerca de tão importante tema.
- d) Viabilização de estratégias descentralizadas de planejamento participativo do setor elétrico brasileiro, que dialogam com estratégias de desenvolvimento territorial local e regional sustentável.

Além disso, se o PDE pretende avançar no sentido de se configurar como uma *“ferramenta de análise dos impactos de decisões de políticas públicas e regulação, auxiliando no desenho de sinais econômicos e políticas públicas que evoquem decisões privadas condizentes com o bem-estar social”*, como descrito na página 48 do PDE 2026, é preciso caminhar também na direção de se explicitar, como conteúdo deste Plano, as ações em andamento no âmbito das instituições públicas do setor elétrico que, de forma direta e indireta, contribuem para o fortalecimento do planejamento setorial.

Uma recomendação que se faz é deixar explícita a complementaridade que existe entre o planejamento energético e os projetos apoiados pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (P&Ds estratégicos) em andamento sob a tutela da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por exemplo, no item 3.3.1, na página 65 do PDE 2026, inicia-se a explanação sobre as diferentes alternativas de complementação na ponta, incluindo-se o armazenamento, que depois é detalhado na página 69. Sabe-se que a ANEEL está coordenando o P&D estratégico “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”. O PDE ganhará muito em transparência e avançará em seu objetivo de se tornar uma ferramenta de subsídio à tomada de decisão de política pública na medida em que explicitar como os resultados de P&Ds estratégicos como esse, ainda que preliminares, estão servindo para as análises da EPE e de outras instâncias do MME em relação a essa temática.¹

E não só. Além de explicitar a complementaridade entre as análises feitas no PDE e os P&Ds estratégicos, o PDE poderia deixar mais transparente outras ações em curso, no âmbito da EPE, no sentido de avançar com o planejamento do setor elétrico. Este é o caso das ações em eficiência energética. Desde o ano passado, a EPE tem conduzido uma série de seminários, workshops, reuniões técnicas e estudos com o objetivo de traçar medidas e ações para alavancar a meta de eficiência energética prevista no compromisso nacionalmente determinado (NDC) de mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), estabelecido no âmbito do Acordo de Paris. Porém, nada disso é comentado no PDE. Para quem não acompanha essa discussão, ler o capítulo sobre eficiência pode passar a impressão distorcida de que pouco ou nada tem sido feito a esse respeito.

Um último exemplo diz respeito à proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico colocada em consulta pública na mesma época que o PDE, que poderá modificar de forma bastante significativa a dinâmica do setor elétrico. À primeira vista, falta articulação entre a atualização do PDE e esta iniciativa. Recomenda-se que, na versão final do PDE, sejam incorporadas considerações sobre os impactos da reforma do marco regulatório sobre cenários de evolução da demanda de energia e fontes alternativas para o seu atendimento, à luz de prioridades estratégicas. Isso sim seria dar um passo mais significativo no caminho de se transformar o PDE numa ferramenta de subsídio à tomada de decisão de política pública.

¹ O mesmo se diz sobre os demais P&Ds estratégicos em andamento, conforme dispostos na página eletrônica da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/pt/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-d/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fpt%2Fprograma-de-p-d%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_ahiml6B12kVf%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3.

Todos os exemplos dados corroboram a sugestão de que dar transparência ao PDE é reconhecê-lo como instrumento de planejamento não apenas da EPE, mas do setor energético como um todo. Portanto, o PDE deve refletir as ações em andamento dos demais órgãos, e, mais do que isso, deve apontar como estas ações estão sendo integradas, sob uma ótica estratégica, desde o nível do planejamento.

Dois últimos aspectos que merecem aprimoramento referem-se ao fato de que os prazos de consulta pública devem considerar a dinâmica social e os debates que necessitam ocorrer na sociedade. Cabe lembrar que muitos grupos sociais, inclusive populações atingidas por grandes empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, não possuem acesso à internet e, portanto, são previamente excluídas de processos de consulta pública conduzidos virtualmente.

As consultas públicas precisam contemplar a oportunidade de que a sociedade possa, previamente aos estudos, contribuir com os termos de referência que irão compor as análises desenvolvidas pela EPE. No primeiro caso, vale lembrar que até alguns dias atrás havia duas consultas públicas abertas: esta, sobre o PDE 2026, e outra sobre o novo marco legal; cada uma delas com relevância e impactos significativos para os diferentes tecidos sociais. Neste sentido, cabe ressaltar que ao propor consultas públicas concomitantes e com prazo restritos, o MME perde a oportunidade de criar ambiente propício e mais favorável à participação e democratização do setor. Portanto, propõe-se que o período de contribuição das consultas públicas sejam maiores do que os atuais.

Quanto ao segundo caso, avalia-se que dada a complexidade dos estudos que o envolvem, o PDE poderia sopesar junto à sociedade os assuntos que necessitariam de maior aprofundamento previamente ao início da confecção e análise do PDE. Tal medida orientaria esforços da EPE e tornaria o processo mais transparente e democrático. Sabemos que tal recomendação elevaria a carga de trabalho da EPE, porém tal medida poderia ser implementada de maneira paulatina, contando com o estabelecimento de parcerias com outras instituições de pesquisa (p.ex. IPEA, FGV).

1.2 Incorporação da Dimensão Socioambiental

No que se refere ao desafio fundamental de incorporar, de forma efetiva, a dimensão socioambiental no planejamento energético, cabe ressaltar as seguintes necessidades, relacionadas a princípios norteadores para a reorganização do setor energético, contemplando o PDE e outros instrumentos de política pública sob a coordenação do MME/EPE:

- a. Ampliação e desenvolvimento de critérios e indicadores de sustentabilidade socioambiental para diferentes subsetores, contemplando aspectos como emissões de gases de efeito estufa (GEE) e vulnerabilidade e adaptação climática, biodiversidade, utilização da água, manutenção da integridade de ecossistemas e respeito aos direitos humanos, inclusive em termos de segurança alimentar, especificidades de povos indígenas e populações tradicionais e questões de gênero;
- b. Compatibilização do planejamento de empreendimentos elétricos com outras políticas setoriais e territoriais, referentes, por exemplo, a gestão integradas de bacias hidrográficas, áreas protegidas, sócio-biodiversidade e direitos de povos indígenas, populações tradicionais e outros grupos sociais locais;

- c. Maior articulação entre as instituições do setor energético (Aneel, MME, EPE, etc.) e demais instituições públicas (MMA/IBAMA/ICMBio, FUNAI, IPHAN, etc.) sobretudo quanto aos estudos de inventários e de viabilidade;
- d. Viabilização de instrumentos de planejamento estratégico, com metodologias participativas, capazes de avaliar riscos e impactos cumulativos e sinérgicos de empreendimentos, bem como alternativas, no marco da Resolução CONAMA no. 01/86, a exemplo da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

Os indicadores ambientais atualmente apresentados no plano não permitem a representação e avaliação efetiva dos impactos decorrentes dos empreendimentos planejados. Além disso, os mesmos são incompletos para a dimensão social, e subestimam a complexidade presente e os problemas associados a impactos cumulativos e danos às populações tradicionais.

Cabe assinalar a necessidade de melhor utilização de mecanismos de estímulo a investimentos setoriais e inter-setoriais de pesquisa e desenvolvimento que possam aprimorar o nível de informação e melhorar os diversos indicadores sociais e ambientais. Melhorias no nível de informação disponível permitiriam avaliar consistentemente as decisões setoriais e, mais especificamente, a qualidade daquelas que envolvem impactos socioambientais de empreendimentos, inclusive em espaços territoriais como ecossistemas aquáticos.

1.2.1 Incorporação dos Direitos Humanos

O PDE e outros instrumentos orientadores do planejamento energético brasileiro precisam incorporar, de forma efetiva, os **direitos humanos** como elemento fundamental, considerando o marco legal nacional e os acordos internacionais dos quais o Brasil faz parte. Assim, o MME precisa demonstrar como o planejamento vem incorporando e utilizando mecanismos para garantir os direitos dos povos indígenas, extrativistas, ribeirinhos, quilombolas, pescadores e outros grupos locais ameaçados e impactados por empreendimentos do setor elétrico; destacando-se o respeito aos direitos territoriais, com seus sistemas de conhecimento e estratégias de vida, e ao direito à consulta e consentimento livre, prévio e informado.

Embora o PDE 2026 mencione a **consulta livre, prévia e informada** e instrumentos como a Convenção 169 da OIT (p. 231), o documento sugere, de forma equivocada, que a falta de regulamentação desse instrumento seria um impedimento para a sua adoção, quando existe amplo entendimento, no âmbito do Ministério Público Federal (MPF) e outros órgãos públicos, como a FUNAI, e na jurisprudência internacional, de que a Convenção é autoaplicável. Vale ressaltar que a Corte Interamericana de Direitos Humanos já emitiu sentença com o entendimento de que a consulta e consentimento livre, prévio e informado é necessário para projetos com significativos impactos sobre os modos de vida, territórios e reprodução socio-cultural de povos indígenas e outras populações tradicionais que habitam regiões afetadas.² Além disso, acordos internacionais como a Convenção 169 da OIT e a Declaração da ONU sobre os Direitos dos Povos Indígenas (UNDRIP) estabelecem que a consulta prévia deve ser realizada desde a fase de planejamento (a exemplo dos inventários de bacia no planejamento de

² Veja decisão da Corte no caso do povo indígena Kichwa de Sarayaku vs. Ecuador (junho de 2012): http://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_245_esp.pdf

hidrelétricas, aprovados pela Aneel) e não apenas na etapa de licenciamento ambiental de projetos individuais, após a tomada de decisões políticas.

Cabe ressaltar as crescentes iniciativas de elaboração de ‘protocolos de consulta’, por povos indígenas e outras populações tradicionais, indicando procedimentos para processos de consulta livre, prévia e informada de boa-fé, tendo em vista suas especificidades culturais e processos de tomada de decisão, o que facilita muito a aplicação de instrumentos como a Convenção 169 da OIT.

É importante salientar ainda que as decisões sobre a necessidade de realização de processos de consulta, livre, prévia informada devem ser embasadas em critérios transparentes, que levem em conta os riscos socioambientais de empreendimentos que se estendem além da área imediata de instalação de obras, a exemplo dos impactos a jusante de barragens sobre ecossistemas aquáticos, cuja integridade é fundamental para os meios de vida e direitos de povos indígenas e outras populações ribeirinhas.

No que se refere a empreendimentos que implicam no deslocamento de populações locais, o MME precisa reconhecer padrões internacionais de proteção dos direitos humanos, a exemplo dos princípios da ONU e as salvaguardas do Banco Mundial sobre deslocamentos involuntários em projetos de desenvolvimento. Ademais, cabe lembrar que a própria Constituição Federal veda a remoção dos povos indígenas de seus territórios.

Por fim, o PDE deve fazer referência explícita a elementos-chave dos padrões nacionais e internacionais referentes a direitos humanos e conduta empresarial responsável, a exemplo dos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos, as Diretrizes sobre Empresas Multinacionais da OCDE e a Declaração Tripartite sobre Empresas Multinacionais e Política Social da OIT e os padrões de desempenho da *International Finance Corporation*.

Ressaltamos que direitos humanos e proteção ambiental estão intimamente relacionados e são interdependentes de maneira que não há possibilidade de análises analíticas e considerações parciais no âmbito dos projetos.

1.2.2 Processos de tomada de decisão e incorporação de critérios de restrição na formação dos portfólios

O histórico do setor elétrico é repleto de exemplos de danos irreversíveis e não compensáveis causados a populações tradicionais e a ecossistemas. Neste sentido, caberia aos planejadores reconhecer que, no que tange a dimensão socioambiental, existem danos que não podem ser mitigados ou compensados, devido a sua característica incomensurável. A não consideração desta realidade tem causado conflitos distributivos e danos irreparáveis a populações locais (especialmente povos indígenas e comunidades tradicionais) e a ecossistemas. Avalia-se que a consideração prévia de **zonas de exclusão** e de **critérios de restrição**, entre outros ganhos sociais e ambientais, ampliaria a melhoria do ambiente de negócios, pois reduziria de maneira significativa os riscos tanto aos investidores quanto às populações tradicionais.

O processo de formação e desenvolvimento de portfólios de projetos de energia deve reunir, desde as etapas iniciais de estudos e planejamento, critérios sociais e ambientais que devem ser incorporados no

processo de tomada de decisão. Ou seja, **é necessário que o plano incorpore e indique aos diversos agentes do mercado territórios onde projetos de energia não devem ser desenvolvidos** devido à presença de restrições sociais e ambientais que devem ser conservadas e preservadas. Este plano poderia orientar os agentes de mercado provendo indicações e análises territoriais que tenham por objetivo adotar critérios socioambientais que possam, em alguns casos, indicar a inviabilidade da implantação de projetos em áreas onde os mesmos não podem ser atendidos.

Por um lado, a avaliação prévia de critérios de restrição socioambiental excluiria áreas de maior sensibilidade social e ambiental, a exemplo de rios e territórios ocupados por povos indígenas e outras populações tradicionais, e unidades de conservação. Por outro lado, indicaria áreas com maior potencialidade para a implantação de projetos sustentáveis, onde os riscos de conflito e danos sociais e ambientais seriam menores. Avalia-se que esta condição estaria aliada ao papel do plano que é de gerar sinalizações de mercado para, a partir de seu caráter indicativo, favorecer a expansão do sistema elétrico.

2. Identificação de Cenários de Demanda

Existem poucos setores que expressam numericamente suas visões de futuro e, por necessidade e tradição, o setor energético é um deles. É frequente o uso dos PDEs e PNEs por setores que pouco têm a ver com o setor energético pela simples falta de outros cenários governamentais. A EPE é, senão o único, um dos pouquíssimos entes governamentais que necessariamente realiza projeções da evolução da economia e da sociedade para dimensionar a demanda de energia no futuro. É sabido que a EPE tenha buscado dialogar com associações de indústrias eletro-intensivas e com o setor financeiro ao traçar cenários macroeconômicos. Entretanto, percebe-se claramente a falta de um projeto nacional de desenvolvimento sustentável, do qual derivaria, por exemplo, os planos energéticos. Avalia-se como necessária a ampliação de estudos de demanda de âmbito nacional, onde poderiam existir não apenas diferentes projeções do produto interno bruto (PIB), mas situações em que poderiam ser discutidas e tratadas mudanças estruturais, ora em curso, nos setores industriais, residenciais, etc. Além disso, há espaço para que se possa avançar na análise de como diferentes taxas de penetração tecnológica podem afetar a demanda.

Se o PDE 2026 inova ao propor cenários de sensibilidade entre fatores que afetem a viabilidade de alternativas da oferta de energia, poderia avançar na análise de cenários de sensibilidade da demanda, considerando as implicações de diferentes trajetórias de desenvolvimento, inclusive oportunidades e desafios para a eficiência energética e a conservação de energia (vide item 03, abaixo).

Na página 30, o PDE faz referência ao crescimento da demanda especificamente por três setores caracterizados pelo uso intensivo de energia (fertilizantes, celulose e alumínio). Há que se avaliar se o pressuposto de uma oferta ilimitada de energia para atendimento da demanda gerada por setores de baixíssima agregação de valor, nível reduzido de geração de emprego e elevados impactos sociais e ambientais deve continuar sendo o objetivo do planejamento do setor de energia. Cabe ressaltar ainda que os grupos ligados aos setores eletro-intensivos tipicamente exigem baixos preços de energia para não perder “competitividade”, aumentando a pressão por subsídios governamentais insustentáveis e

por fontes de energia marcadas pela forte ‘externalização’ de danos socioambientais, a exemplo de hidrelétricas na Amazônia. (Fearnside, 2015; Campos, 2014).

3. Eficiência Energética e Conservação de Energia

O capítulo sobre eficiência energética apresentado na versão preliminar do PDE 2026 não apresenta avanços em relação a edições anteriores do plano, revelando-se falho e omissivo quanto a informações necessárias que devem constar no plano e análises marcadas pela superficialidade. Trata-se de fator preocupante num contexto em que a eficiência energética ganha relevância, tanto no âmbito nacional como internacional, não apenas do ponto de vista ambiental e social, como também de competitividade econômica.

Em primeiro lugar, o PDE 2026 não apresenta quais as economias de energia por tipo de medida e/ou mecanismo de eficiência energética (mesmo com efeitos de sobreposição); os montantes e fontes de recursos por tipo de medida e/ou mecanismo; a alavancagem de recursos; os mecanismos de medição, avaliação e verificação.

Em segundo lugar, a demanda retirada na ponta não aparece em lugar algum como resultado, seja geral ou setorialmente. E é a demanda na ponta que dá a linha de corte para o dimensionamento dos sistemas de distribuição, transmissão e de geração.

Também não há comparação entre o custo de economizar energia e retirar demanda na ponta através de diferentes tecnologias com os custos de expansão da geração e da rede (uma parte do que se entende por planejamento integrado de recursos). E isso fica visível, particularmente, quando na seção sobre geração distribuída o planejador trata as duas coisas como separadas e não como ações integradas: maior eficiência no consumidor pode significar sistemas fotovoltaicos menores.

As premissas e tecnologias adotadas são praticamente inexistentes; parece mais do mesmo em relação aos PDEs anteriores. Por exemplo, para o caso do aquecimento d’água para banho no setor residencial, fica bastante evidente a falta de ações para promover os sistemas de aquecimento solar (SAS), embora o planejador não explicita dessa forma. Avalia-se a inexistência de vontade política e até de visão dos tomadores de decisão, que não visualizam no SAS (1) uma das medidas mais importantes para a redução da demanda no horário de ponta no setor residencial, (2) das contas de eletricidade dos consumidores e (3) do barateamento dos sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração dado que parcela importante da eletricidade do sistema de “net metering” serve para compensar o consumo dos chuveiros elétricos. Tal fato também requer a manutenção de sistemas de distribuição particularmente sobre-dimensionados nos demais horários para atender esses chuveiros no período da ponta.

É sintomático de uma cultura focada no suprimento e avessa a medidas no lado da demanda que o PDE 2026 em geral apresente “cenários” diferentes e análises de sensibilidade para a geração de eletricidade, mas não apresente o mesmo para a eficiência energética. Essa prioridade do lado da oferta é bastante visível quando se compara a riqueza dos capítulos referentes à geração com o da eficiência energética; ou da geração com o de demanda de energia.

Entendemos que eficiência energética deve ser considerada como um recurso energético, com potencial de demanda e energia evitadas e custos associados calculados de acordo com a vida útil das medidas propostas.

Há estudos recentes que indicam que a eficiência energética é o recurso energético mais barato e que tem papel fundamental para redução dos custos de transição energética (PSR, 2016).

4. Alternativas para a Geração de Energia Elétrica

4.1 Energia Solar e Energia Eólica

A capacidade instalada de energia eólica prevista para 2026, no cenário de expansão de referência do PDE, na casa dos 28 GW, é bastante positiva. Contudo, o número previsto para energia solar poderia ser maior: está na casa dos 10 GW em 2026, e poderia chegar aos 15 GW se contratados 1,5 GW por ano em leilões, uma meta plenamente exequível.³

Especificamente sobre geração distribuída de energia solar, vale destacar que a ANEEL traça um cenário mais favorável em estudo recente, levantando o potencial de chegar a 3,2 GW instalados até 2024, contra 3,3 GW previstos no PDE para 2026 – números praticamente equivalentes, mas com uma distância de dois anos, indicando a possibilidade do PDE ser mais ambicioso.

No entanto, observamos que fica difícil manter uma expectativa otimista com iniciativas como o Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, a ser realizado no próximo dia 28 de agosto pela ANEEL⁴. Acreditamos que este não seja o caminho para que estas fontes avancem na matriz elétrica – em especial a solar, que ainda precisa se consolidar.

O processo pelo qual passam os empreendimentos do setor elétrico para se habilitarem para concorrer em um leilão aparenta ser muito rígido, de modo que fica difícil acreditar em “erros de previsões” para que tais empreendimentos não se consolidem. Mesmo que alegadamente haja uma sobreoferta de energia no sistema atualmente, devido à retração econômica, a viabilização destes empreendimentos representaria a possibilidade em médio prazo de poder se contar com elas no ‘mix’ de geração e deslocar a utilização de outras fontes, por exemplo. Ademais, a invenção de tal mecanismo também parece contradizer a própria visão do documento em afirmar que o consumo de energia elétrica retomará o crescimento em médio prazo.

Outra observação que vale registrar é que, diferente da referida nota técnica da ANEEL, a estimativa do PDE já considera a contratação de energia solar fotovoltaica através de chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras de energia, modelo de negócio que ainda precisa ser concretizado. Esse tipo de

³ Para uma análise mais aprofundada sobre o potencial das fontes eólica e solar na matriz energética brasileira, veja: (R)evolução Energética: Rumo a um Brasil com 100% Renováveis, Greenpeace Brasil - <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2015/Dezembro/2016/Revolução%20Energética%202016.%20Greenpeace%20Brasil.pdf> (outubro de 2016)

⁴ Veja a notícia no site da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovado-edital-para-descontratacao-de-energia-de-reserva/656877?inheritRedirect=false

contratação com certeza somará aos esforços que já vêm sendo feitos para a expansão do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mas tal consideração deixa mais evidente ainda o excessivo conservadorismo adotado pelo PDE para a expansão da mini e micro-geração distribuída.

Sugerimos que tal estimativa seja revista, uma vez que os números do PDE podem contribuir para um direcionamento de recursos para este setor.

4.2 Hidrelétricas

O atual modelo de planejamento, licenciamento e implantação de hidrelétricas em regiões de elevada vulnerabilidade socioambiental, como na Amazônia, tem-se caracterizado por problemas crônicos:⁵

- Processos de planejamento centralizado, marcados pela falta de transparência e participação de populações afetadas, que têm sistematicamente sobre-estimado benefícios socioeconômicos e subestimado consequências socioambientais, chegando ao ponto de *invisibilizar* populações como povos indígenas, pescadores artesanais e ribeirinhos, cujos meios de vida dependem da integridade de ecossistemas de água doce, com nascentes, rios e lagos saudáveis.
- Desconsideração de impactos cumulativos sinérgicos de cascatas de hidrelétricas, e entre barragens e projetos associados de exploração mineral, hidrovias, rodovias, e do agronegócio em grande escala, ignorando a Resolução no.01 do CONAMA e o Princípio da Precaução.
- Violação dos direitos humanos das populações locais, inclusive o direito à consulta livre, prévia e informada dos povos indígenas e outras populações tradicionais, contrariando a legislação brasileira e acordos internacionais, como a Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT).
- Incompatibilidades com a legislação referente a políticas setoriais e territoriais que tratam de áreas protegidas, proteção da biodiversidade, conservação de bacias hidrográficas e desenvolvimento local sustentável, entre outras.
- Condicionantes e outras medidas paliativas que têm sido inconsistentes e inconsequentes para mitigar e compensar danos irreparáveis entre populações locais⁶;
- Na fase de operação de hidrelétricas, a falta de sistemas de gestão voltados para compatibilizar a produção de energia com a manutenção de serviços ambientais associados à sazonalidade

⁵ Para uma análise mais aprofundada no caso da bacia do Tapajós, veja: *Ocekadi : hidrelétricas, conflitos socioambientais e resistência na Bacia do Tapajós* / Daniela Fernandes Alarcon, Brent Millikan e Mauricio Torres, organizadores. -- Brasília, DF : International Rivers Brasil ; Santarém, PA : Programa de Antropologia e Arqueologia da Universidade Federal do Oeste do Pará, 2016

⁶ Veja: *Barragens e Povos Indígenas no Rio Teles Pires: Características e Consequências de Atropelos no Planejamento, Licenciamento e Implantação das UHs Teles Pires e São Manoel*, Dossiê do Forum Teles Pires, junho de 2017; <https://drive.google.com/file/d/0BxegCOKfSr5-ek9wZENfR21jckE/view>

Ocekadi : hidrelétricas, conflitos socioambientais e resistência na Bacia do Tapajós / Daniela Fernandes Alarcon, Brent Millikan e Mauricio Torres, organizadores. -- Brasília, DF : International Rivers Brasil ; Santarém, PA : Programa de Antropologia e Arqueologia da Universidade Federal do Oeste do Pará, 2016. https://www.internationalrivers.org/sites/default/files/attached-files/tapajos_digital.pdf

natural na vazão dos rios, como a integridade de igapós essenciais para a alimentação e reprodução de peixes, e preocupações com a segurança de populações a jusante.⁷

Ademais, as grandes hidrelétricas têm se caracterizado por problemas crônicos de atrasos de construção e de sobrepreço, com fortes implicações em termos de modicidade tarifária e segurança energética. Trata-se de entraves tipicamente observados na construção de grandes barragens em diversos lugares do mundo. Em média, grandes barragens envolvem custos excedentes de 96% em relação a seus orçamentos, além de prazos de construção que ultrapassam o previsto numa média de 44%. Em comparação, projetos eólicos e solares podem ser construídos muito mais rapidamente e envolvem, em média, custos excedentes de menos de 10%.⁸

Cabe salientar que os problemas crônicos de atrasos e sobrepreço, assim como atropelos da legislação ambiental e direitos humanos, tem se relacionado a outro problema crônico: grandes esquemas de corrupção, na construção de hidrelétricas como Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, envolvendo empreiteiras, grupos políticos e alguns dirigentes do setor elétrico do governo, conforme demonstrado por investigações no âmbito da Operação Lava Jato.

O PDE 2026 não explicita quais grandes hidrelétricas são consideradas no cenário de expansão de referência, e traz poucos detalhes sobre pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e os processos recentes de expansão destes aproveitamentos que têm ocorrido em algumas bacias hidrográficas. Contudo, são mencionadas cinco possíveis novas grandes hidrelétricas na região da Amazônia: Tabajara, Castanheira, Bem Querer, Porto Galeano e São Luiz do Tapajós.

Com essa indicação, o plano mantém aberta, lamentavelmente, a possibilidade da volta à cena da polêmica barragem de São Luiz do Tapajós, para depois de 2026, caso “entraves socioambientais” sejam superados. Entretanto, inúmeros estudos demonstram que, na realidade, é impossível superar determinados entraves socioambientais de hidrelétricas na Amazônia – tendo em vista problemas inerentes de comprometimento da preservação da integridade de ecossistemas e do bioma, e dos direitos dos povos indígenas e comunidades tradicionais que lá habitam.

De fato, as consequências adversas na vida de povos indígenas e outras populações tradicionais, provocadas por barragens construídas recentemente na Amazônia, como no caso de Belo Monte e uma sequência de quatro represas no rio Teles Pires, continuam inabaladas, comprometendo modos de vida e seus direitos, frequentemente sob os protestos dessas coletividades.

Em contraste com as determinações da Convenção 169 e outros instrumentos legais, grandes hidrelétricas previstas no PDE 2026, como as UHEs Castanheira e Tabajara, não passaram pelo devido processo de consulta livre, prévia e informada, junto aos povos indígenas e outras populações tradicionais locais. No caso da UHE São Luiz do Tapajós, cabe lembrar que o empreendimento alagaria diretamente a Sawré Muybu, território do povo indígena Munduruku, o que é inconstitucional.

⁷ Veja, “A Morte de Domingos Montagner e os Índios do Xingu” Intercept – Brasil, Setembro de 2016, <https://theintercept.com/2016/09/16/a-morte-de-domingos-montagner-e-os-indios-da-bacia-do-xingu/>

⁸ Veja: Ansar, A., et al., “Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. Energy Policy” (2014); Veja também: Sovacool, Benjamin, Alex Gilberta, Daniel Nugenta “An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure”, Energy Research & Social Science 3 (2014) 152–160

Ademais, o impacto das mudanças climáticas no regime de chuvas, já visto como significativo e com potencial de se agravar nas próximas décadas, torna o investimento em hidrelétricas cada vez mais questionável, sob a ótica de sua viabilidade econômica e comprometimento da disponibilidade hídrica para outras finalidades. Sorribas et al. (2016) mostram grande diminuição na vazão dos principais rios amazônicos previstos para barragens.⁹

Considerando o exposto, **não vemos como viável e aceitável a construção de nenhuma hidrelétrica adicional na Amazônia**. É plenamente possível cobrir a lacuna que seria deixada pela ausência destes projetos com maior expansão de outras fontes renováveis e exploração do potencial de eficiência energética e gerenciamento da demanda. O Greenpeace mostra ser viável em seu estudo *Revolução Energética - Cenário Brasileiro 2016*.

Há duas questões específicas que precisam ser melhor equacionadas para aprimorar o processo decisório de incluir ou não alternativas hidrelétricas em qualquer bioma do território nacional no PDE:

1) Qual a abordagem metodológica adequada para avaliar efetivamente os impactos socioambientais cumulativos de várias hidrelétricas (UHEs, PCHs) e até outros empreendimentos associados (p.ex. hidrovias) numa mesma bacia hidrográfica? Como incorporar efetivamente questões socioambientais na fase de inventário, garantindo que o ‘melhor cenário’ assegure o equilíbrio entre as dimensões econômica e socioambiental?;

2) Como tratar a falta de informação sobre questões complexas, porém fundamentais, como características de ecossistemas aquáticos e potenciais impactos individuais ou cumulativos na condição desses ecossistemas, com consequências diretas para os locais de residência e as rotas de migração das principais espécies de peixes amazônicos e indiretas para as populações que dependem da pesca como fonte proteica muitas vezes única?

No primeiro caso, a abordagem do atual instrumento utilizado pelo setor elétrico, a Avaliação Ambiental Integrada - AAI não se propõe, como se esperaria de um instrumento de avaliação de impactos cumulativos, a descartar projetos do melhor cenário econômico para que o impacto cumulativo socioambiental remanescente fique dentro de um parâmetro de equilíbrio das dimensões econômica e socioambiental. Tampouco reconhece que existem casos, como na Amazônia, de rios cujas características socioculturais e ambientais exigem a sua manutenção, em caráter permanente, como rios livres de barragens.

Em contraste, a abordagem existente se propõe simplesmente a trabalhar condições de contorno de um ‘cenário futuro desejável’, sobre as quais o ‘melhor cenário econômico de aproveitamento do potencial hidrelétrico’, definido unilateralmente pelo setor elétrico e parceiros do setor privado, se materializaria em um contexto ideal que supostamente minimizaria a mitigação e/ou compensação de impactos do seu desenvolvimento.

⁹ Vale frisar que as alterações hidrológicas associadas a mudanças climáticas globais que afetam negativamente as hidrelétricas são agravadas pelo desmatamento acelerado, a perda de matas ciliares e a erosão provocada por práticas inadequadas no uso do solo.

As diretrizes e recomendações das AAls não são mandatórias, não se reportam a qualquer governança criada para sua efetivação e não são objeto de qualquer esforço de articulação institucional, planejamento e alocação de recursos para esse fim. Ou seja, com o passar do tempo tendem a se tornar cada vez mais inócuas.¹⁰

Isto posto, **a metodologia de elaboração do inventário e da AAI precisa ser revisitada e aprimorada**; entende-se que para isto é preciso contar com o apoio de organizações não-governamentais e instituições acadêmicas/institutos de pesquisa que se preocupam com a conservação do patrimônio natural, o bem-estar das populações e a riqueza cultural que marcam os biomas brasileiros, como aquelas que fazem parte do GT de Infraestrutura e da Frente por uma Nova Política Energética para o Brasil.

Para o segundo questionamento, a principal indagação que se faz é até que ponto decisões mal informadas, que ignoram o Princípio da Precaução, interessam ao setor elétrico brasileiro no longo-prazo e qual seria a alternativa para endereçar os vazios de informação mencionados no caso da ictiofauna na Amazônia, em especial, a questão das rotas migratórias de peixes.

Embora não haja consenso quanto aos métodos de quantificação das emissões de metano provenientes dos reservatórios de hidrelétricas, não há controvérsia quanto à sua existência, sobretudo em regiões de floresta tropical. Entretanto o plano não menciona a necessidade de aprofundar estes estudos e levar em conta esta característica, apesar de evidências científicas divulgadas em jornais científicos terem sugerido um alto potencial de emissões de metano para hidrelétricas na Amazônia, inclusive para usinas listadas no plano atual (Fearnside, 2016) .

No PDE 2026 há três projetos hidrelétricos em bacias amazônicas, as UHEs Bem-querer, Tabajara e Castanheira, que foram incluídos e que barram rios que hoje correm livremente, no caso o Rio Branco em Roraima, Machado em Rondônia e o Rio Arinos no Mato Grosso, que ilustram decisões tomadas a despeito da precariedade de informação sobre eventuais impactos dessas usinas na migração de peixes (mesmo considerando a possibilidade de mecanismos de transposição de peixes que até o momento carecem de comprovação de sua efetividade em rios amazônicos). No caso da hidrelétrica do Bem Querer, a maior hidrelétrica indicada no PDE/2016 na Amazônia, também chama atenção a baixa eficiência do projeto, com alagamento de 560 km² para 708 MW, ou 80 hectares por megawatt gerado (Hydros Engenharia, 2011)¹¹.

4.3 Termelétricas a biomassa

O PDE 2026 considerou a expansão de 4.052 MW de potência instalada para o horizonte de análise para as termelétricas a biomassa, sendo que 850 MW já estão contratados e 3.202 MW tiveram caráter indicativo.

¹⁰ Veja, por exemplo: “Características de uma fase inicial e decisiva do planejamento de hidrelétricas na bacia do Tapajós”, in: Ocekadi : hidrelétricas, conflitos socioambientais e resistência na Bacia do Tapajós, International Rivers - Brasil e UFOPA (2016), pp. 11-142

¹¹ Estudos de Inventário Hidrelétrico da bacia hidrográfica do rio Branco, Relatório Final, p. 165

O aproveitamento de biomassa para geração de energia elétrica, além de renovável, apresenta comportamento diverso ao das outras fontes renováveis variáveis, pois, apesar de ter características sazonais, ela é uma fonte controlável e que pode facilitar a integração dessas últimas.

Dentre as opções de biomassa que mais se destacam no país está a biomassa proveniente do bagaço e da palha de cana-de-açúcar. Parte desta facilidade no aproveitamento está associada ao elevado autoconsumo das próprias usinas que já geram energia para atendimento de suas necessidades.

Avaliações realizadas indicam que o potencial de exportação é ainda significativo e deveria ser mais bem explorado (IEMA, 2017). A estimativa realizada indicou que, apenas a partir das usinas de cana-de-açúcar instaladas e atualmente operando no país, é possível ampliar a oferta de energia elétrica por meio de melhor aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar hoje disponível e do recolhimento de cana-de-açúcar. Foram desenvolvidas 25 configurações considerando geração de energia elétrica durante 5000 e 7920 horas, uso de bagaço e palha e diferentes tamanhos de usinas de 1,5Mt Cana a 5,5 Mt cana. O potencial técnico identificado foi de 5,43 a 8,28 GWmed em função de diferentes taxas de penetração no sistema. Os investimentos e custos nivelados de energia calculados indicaram elevado grau de competitividade desta fonte comparando com tecnologias similares de origem fóssil.

Uma outra opção de biomassa é a implantação de usinas termelétricas com biomassa plantada (IEMA, 2017). As análises de disponibilidade de terras indicaram aproximadamente 54 milhões de hectares adequados para este fim. Tal análise excluiu áreas com baixa disponibilidade hídrica, precipitação abaixo de 1200 mm, estiagem maior do que 4 meses, áreas protegidas, etc. Além disso limitou a análise a áreas próximas de linha de transmissão, distando no máximo 50Km.

Para esta rota de aproveitamento energético, avalia-se que além da geração de energia elétrica, seria possível analisar outras possibilidades para maximizar os benefícios sociais e ambientais. Ganha força neste sentido a necessidade de ampliar as ferramentas para gestão e ordenamento territorial de maneira a priorizar áreas onde há maiores benefícios.

Comparando-se os valores indicados no PDE 2026, pode-se avaliar que há potencial para maior participação da bioeletricidade de bagaço e palha de cana-de-açúcar e floresta plantada do que o indicado. Considera-se a necessidade de maior aprofundamento para, se possível, ampliar o potencial e participação de biomassa no sistema elétrico nacional. Isso porque há elevado potencial de sinergia com o atendimento de outros compromissos descritos na NDC brasileira.

No entanto, ambas as alternativas energéticas não são isentas de impactos ambientais que devem ser mais bem estudados para que os benefícios gerados não sejam acompanhados de problemas e impactos mal equacionados e tratados. Por exemplo, tanto as usinas de açúcar e etanol, quanto as usinas de biomassa plantada necessitam evaporar água em sistema de resfriamento de maneira a condensar o vapor das unidades termelétricas. Esta demanda pode competir com outros usos e agravar situações de estresse e restrição hídrica. As plantações de florestas energéticas necessitam seguir normas e padrões de certificação e causar o menor impacto na paisagem e, quando possível, ampliar os ganhos de tal atividade. Enfim, tais alternativas também devem atender a padrões de controle ambiental e devem ser implantadas onde possam gerar maiores benefícios sociais e ambientais.

Além disso, a expansão dos plantios de cana e de florestas pode competir por área com outras culturas, estimulando a ocupação de novas áreas para a produção de alimentos e o desmatamento nos diferentes biomas, há que se avaliar criteriosamente esta dinâmica de maneira a evitar vetores de desmatamento.

Um último ponto, refere-se à necessidade de ampliar o aproveitamento de resíduos para produção de eletricidade. Avalia-se a necessidade de que a EPE amplie estes estudos para aprimorar o aproveitamento destes recursos.

4.4 Térmicas com combustível fóssil

Com relação às usinas termelétricas (UTES) movidas a combustível fóssil, mostra-se importante garantir que elas utilizem as melhores tecnologias disponíveis e alcancem eficiência elevada, tenham bom controle de poluição do ar e que se localizem em regiões em que não há restrições hídricas (quantitativas e qualitativas), ainda mais se tratando de fontes que possibilitam uma certa flexibilidade locacional.

Nesse ponto é importante que o PDE avance na incorporação de aspectos socioambientais relacionados às térmicas fósseis, passando a considerar impactos significativos desse tipo de geração, como o elevado consumo de água e qualidade do ar. Quanto a esse impacto, apesar de citar ao longo do texto da nota técnica sobre a análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026 que o uso de água é um impacto das térmicas fósseis, no mesmo texto afirma-se que *“as usinas termelétricas são largamente empregadas e apresentam características técnicas desejáveis, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, o que traz ganhos de confiabilidade ao sistema, aumentando a segurança energética do país”* (pg. 19). É de se lamentar essa afirmação em um contexto de mudanças climáticas e secas, como a que ocorreu no Ceará no início de 2017 e que prejudicou a operação de duas usinas a carvão no Porto de Pecém, a ponto de o estado começar a cobrar uma taxa emergencial pelo uso da água, aumentando assim o custo da água utilizada no sistema de resfriamento¹².

Usinas térmicas como a de Pecém I no Ceará chegam a consumir o equivalente a uma cidade de 200 mil habitantes devido à evaporação que ocorre em seus sistemas de resfriamento, conforme levantado pelo estudo do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)¹³. Tal consumo de água é significativo e indicadores como esse deveriam ser levados em consideração na análise socioambiental realizada. O IEMA também mostra em sua Plataforma de Energia¹⁴ que grande parte das UTES fósseis no Brasil estão localizadas em regiões de escassez hídrica, segundo classificação da Agência Nacional de Águas (ANA), o que ressalta a importância do cruzamento de informações territoriais e ambientais para a escolha de um melhor local para a instalação de usinas térmicas.

Para além do impacto quantitativo do uso de água, é preciso considerar também o impacto na qualidade dos corpos hídricos nos quais a usina irá descartar seus efluentes. Outro impacto muito

¹² Ver matéria do Estadão: EDP e Eneva vão à Justiça contra cobrança de taxa emergencial por seca. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,edp-e-eneva-va-o-a-justica-contr-a-cobranca-de-taxa-emergencial-por-seca,10000099833>

¹³ Ver publicação: Uso de água em termelétricas. Disponível em: <http://www.energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/11/IEMA-AGUA.pdf>.

¹⁴ Disponível em: www.usinas.energiaeambiente.org.br.

importante e que muitas vezes é ignorado é a interferência em ecossistemas devido a elevada temperatura da água descartada por alguns sistemas de resfriamento, o que é mais frequente em usinas que utilizam resfriamento direto com água do mar. Como o PDE 2026 considera usinas a gás natural na costa do país, é de extrema importância que esse fator seja incorporado nas análises socioambientais. Vale consultar o estado da Califórnia, nos Estados Unidos, que, em 2010, fez uma regulação para banir esse tipo de resfriamento em UTEs localizadas na costa devido aos impactos associados.

Outro ponto a ser levantado é que, ao longo do texto, diversos impactos desse tipo de geração são citados, mas os impactos considerados mais relevantes para o decênio ficam reduzidos a apenas qualidade do ar e resíduos (para a geração nuclear). E, ainda, ao elencar os indicadores ambientais, apenas a emissão de GEE é considerada. É importante que a análise socioambiental incorpore indicadores de outros impactos ambientais importantes como as emissões de NOx, SOx e Material Particulado, além do uso de água já citado¹⁵.

Por fim, vemos como positiva a indicação de que a capacidade instalada do carvão mineral é reduzida no decênio, o que não acontecia em PDEs anteriores, bem como o reconhecimento de que há grandes dificuldades de viabilizar essa fonte energética financeiramente. Contudo, o plano ainda aponta para a manutenção da sua existência no médio e longo prazo.

Considerando a pequena participação do carvão mineral na matriz energética brasileira, seu enorme impacto ambiental com emissão de poluentes e gases de efeito estufa (muito superior à sua participação na matriz), e a perspectiva de contínua queda de preços de alternativas renováveis, não faz sentido trabalhar para manter essa fonte na matriz. O PDE 2026 deveria apresentar um plano de transição para descontinuar seu uso na geração de eletricidade ainda na próxima década, como o Greenpeace mostra ser viável em seu estudo *Revolução Energética - Cenário Brasileiro 2016*.

4.5 Energia Nuclear

Usinas nucleares são objeto de grande controvérsia no Brasil e no mundo desde seu surgimento, dado o elevado risco que oferecem à segurança do meio ambiente e da população. Para além dos problemas inerentes à fonte, a usina de Angra 3 tem histórico problemático com sucessivos atrasos na obra e repetidas elevações no orçamento. Recentemente, números do próprio governo indicaram que seria mais barato descontinuar essa usina (R\$12 bilhões) do que concluir sua construção (R\$17 bilhões). Tanto pela perspectiva econômica, quanto pela perspectiva socioambiental, a decisão que defendemos é a de **retirar Angra 3 e quaisquer planos de novas usinas nucleares do planejamento energético**.

5. Expansão Petroleira

Por seu histórico de violações de direitos humanos e passivo ambiental, é extremamente preocupante a expansão da indústria petroleira sobre os territórios tradicionais e áreas de grande biodiversidade em todo o Brasil.

¹⁵ Ver publicação: Geração termoeletrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle. Disponível em: <http://www.energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/11/IEMA-EMISSOES.pdf>.

O aumento da extração de óleo e gás, do transporte, do refino e do uso de combustíveis fósseis não aponta para um necessário horizonte de transição energética. Ao contrário, a exploração do pré-sal aprofunda a *petrodependência* da economia e da matriz energética brasileira.

O novo Plano Decenal de Energia deve apresentar metas claras de redução da prioridade dos combustíveis fósseis, adequadas aos acordos internacionais sobre mudanças climáticas e a biodiversidade. Neste sentido, torna-se fundamental que o documento incorpore esta discussão e apresente quais avanços estão sendo e serão realizados nesta direção.

6. Considerações Finais

Conforme assinalado no início desse documento, verifica-se a existência de avanços significativos na versão preliminar do PDE 2026 em relação a edições anteriores. Entretanto, a nossa análise do relatório revelou um conjunto de necessidades de aprimoramento do relatório, referente a questões como a análise de cenários de evolução da demanda por energia elétrica, melhorias de eficiência energética e conservação de energia, e métodos para a avaliação de opções para o atendimento de demandas, incorporando a dimensão socioambiental de modo a valorizar questões essenciais, como o respeito aos direitos humanos e as oportunidades de geração distribuída.

Assim, entendemos que críticas e recomendações apontadas no presente documento, na atual fase de consulta pública, devem ser objeto de diálogos mais aprofundados com nossas redes sobre temas específicos abordados, de forma articulada a abordagem de iniciativas afins, como o Plano Nacional de Energia (PNE), o componente de energia da NDC brasileira, no âmbito do Acordo de Paris, e as consultas públicas do MME sobre princípios para a reorganização do setor elétrico (CP 32 de 03/07/2017) e aprimoramento do marco legal do setor elétrico (CP 33 de 05/07/2017).

Nestas discussões, um assunto que merece atenção especial é o caráter dos instrumentos de planejamento plurianual do setor energético (PDE, PNE) e suas correlações com outros instrumentos de planejamento e execução, a exemplo dos inventários de bacia e leilões. Se instrumentos como o PDE possuem o objetivo de avançar na direção de uma política energética à altura dos desafios do século XXI, a exemplo da internalização da dimensão socioambiental no planejamento, enquanto mantém um caráter indicativo, é necessário que os demais instrumentos de planejamento e operacionalização, sob a responsabilidade do MME e instituições vinculadas (EPE, Eletrobras, ANEEL) sigam no mesmo rumo.

Conforme o exposto acima, há longo caminho a perseguir em relação à análise e incorporação da dimensão socioambiental do plano. Em nossa avaliação, há diversos aspectos de aprimoramento que merecem aprofundamento e que podem evitar problemas futuros para a sociedade em geral. Avaliamos que o PDE pode ampliar seu caráter estratégico e se tornar uma plataforma que consolide todas as ações em desenvolvimento nas diversas esferas do setor energético e teça avaliação concatenada, ampliando o diálogo e participação da sociedade. Neste sentido, estamos abertos ao diálogo propositivo e aguardamos movimentação por parte do Ministério de Minas e Energia.

EDP

Donato da Silva Filho

27/08/2017 13:45

Contribuição EDP ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Consulta Pública MME n 034/2017

08271345_edp

Sumário

Sumário	2
Introdução	3
Premissas Econômicas e Demanda	5
Geração de Energia Elétrica	8
Transmissão de Energia Elétrica	25
Oferta de Gás Natural	28
Eficiência Energética e Geração Distribuída	30
Conclusão	36

Introdução

No dia 07 julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União a Portaria nº 259/GM/2017, que divulgou a Consulta Pública 034/2017, cujo objetivo é apresentar uma visão indicativa da evolução da oferta e demanda de energia ao longo dos próximos 10 anos.

No dia 02 de agosto de 2017, foi publicada a Portaria nº 289/GM/2017, que prorrogou o prazo da Consulta Pública até 18 de agosto de 2017.

No dia 18 de agosto de 2017, foi publicada a Portaria nº 326/GM/2017, que prorrogou, novamente, o prazo da Consulta Pública até 27 de agosto de 2017.

No âmbito da Consulta Pública, o MME divulgou o Plano Decenal de Energia (PDE) 2026, onde foram abordados os seguintes itens: (i) demanda, geração e transmissão de energia elétrica; (ii) produção e oferta de petróleo e gás natural; (iii) abastecimento de derivados de petróleo; (iv) oferta de biocombustíveis; (v) eficiência energética e geração distribuída; e (vi) análise socioambiental.

A elaboração do PDE é de suma importância para orientar os agentes do setor sobre a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para os próximos 10 anos.

Para se identificar as necessidades do sistema elétrico sob diferentes realizações de futuro, destacam-se os aprimoramentos implementados para a elaboração deste documento:

- Representação de incertezas associadas às fontes não controláveis quanto à produção de energia associada e à probabilidade de ocorrência;
- Visão crítica quanto às datas de entrada em operação dos projetos contratados de geração e transmissão;
- Premissa de descomissionamento de usinas termoeletricas caras;
- Planejamento ótimo da expansão, por meio da utilização de um modelo matemático de decisão de investimento que minimiza os custos totais de investimento e operação com restrição de confiabilidade;
- Avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea e adequação das metas mensais ao atendimento horário;
- Obtenção do valor do Custo Marginal de Expansão (CME) como subproduto do processo de planejamento, representando o custo marginal das restrições de

atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência.

Além disso, o documento é construído utilizando uma abordagem centrada na construção de uma trajetória de referência e em um conjunto de análises de sensibilidade (chamadas de cenários *what-if*), o que possibilita avaliar a evolução do setor de energia considerando suas incertezas.

O presente documento contém as contribuições da EDP – Energias do Brasil S.A. (“EDP”), cujas análises ora apresentadas foram embasadas nos dados e informações disponibilizados pelo MME, em seu sítio na internet.

Premissas Econômicas e Demanda

Premissas

Os cenários econômicos descritos no PDE 2026 se mostram realistas e coerentes com as expectativas de mercado e estão, de maneira geral, alinhados com os resultados dos estudos realizados pela EDP.

Com relação ao cenário econômico mundial, o momento é de grande incerteza devido a alguns fatores como a política internacional norte-americana, a instabilidade na zona do Euro após a saída da Grã-Bretanha da União Europeia, a desaceleração do crescimento da China, entre outras questões.

Já com relação ao mercado brasileiro, o cenário político e econômico atravessa um período instável, com elevada taxa de desemprego, deterioração da renda per capita e desinvestimentos em setores estratégicos.

Demanda

É aderente supor que a elasticidade-renda da demanda da energia apresente elevação ao longo do tempo, como foi o observado no PDE.

No curto prazo, pode existir certa rigidez no consumo em setores de infraestrutura, devido às transformações que devem ser feitas para se elevar rapidamente o consumo. No entanto, de forma um pouco diferente da EPE, a EDP entende que a maior eficiência energética pode fazer com que a elevação da renda não se traduza em elevação de consumo com a velocidade proposta pela EPE.

No que diz respeito ao consumo de energia pelo setor Industrial, a EPE destaca que o gás natural é o único combustível fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. No entanto, pode-se questionar como o consumo de gás natural poderia crescer tendo em vista que, pelas projeções do PDE 2026, os principais setores de consumo do gás natural, Cerâmica e Ferro-gusa, estão com consumo declinante.

Pela Figura 1, observa-se que esses dois setores, juntamente com Química, correspondem aos segmentos que mais demandam gás natural. Química, no entanto, tem tido consumo declinante entre 2011 e 2016, deixando o crescimento a cargo especialmente do setor de Ferro-gusa. Nesse contexto, sugere-se que a EPE considere a introdução do gás

natural nos demais setores em expansão, como Papel e Celulose, que ainda apresentem valores incipientes de consumo de gás.

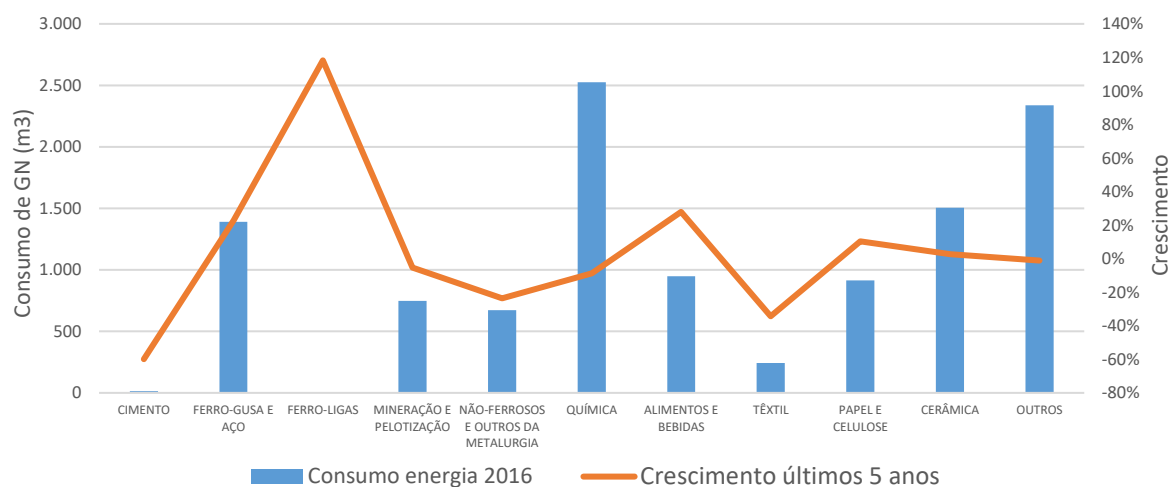


Figura 1 – Consumo de gás natural por setor industrial – m³ e percentual do último quinquênio Fonte: BEN (2016).

Na matriz energética do segmento de Transportes, a eletricidade se mantém com baixa participação segundo as projeções do PDE 2026, embora esteja reconhecido que o modal ferroviário assumirá participação crescente na matriz de atividade de cargas, passando de 27,2% para 31,4% no período de projeção. A EDP considera que o crescimento do transporte ferroviário de passageiros, o qual é eletro-intensivo, deveria ser incluído nas projeções.

Segundo estudo da CNT (2016)¹, as regiões metropolitanas no Brasil têm um déficit de 850 km de malha de metrô e trens de passageiros. Apenas no Estado de São Paulo, entre 2017 e 2018, está previsto um acréscimo de 23 km de rede de malha de metrô. A partir de dados de consumo disponibilizados pela ANEEL na área de concessão do metrô paulistano², cada 1 km de linha consome 10 GWh ao ano. Dessa forma, poderia ser adicionado na previsão do PDE 230 GWh apenas em 2018. Se considerado o suprimento de todo o déficit da malha, de 850 km, até 2026, se deveria acrescentar 8,5 TWh ao consumo de eletricidade no período, possivelmente alterando a participação da eletricidade na matriz energética do setor de Transportes.

Em contrapartida, entende-se que, de forma diferente à apresentada no PDE, a participação dos Transportes no segmento de gás natural pode ser declinante. Iooty et al

¹ CNT (2016). Malha de trens e metrô precisa crescer 80%. Disponível em http://cms.cnt.org.br/Imagens%20CNT/PDFs%20CNT/Release_Metroferroviario.pdf.

² SPARTA AES Eletropaulo 2016.

(2009) identificaram que o gás natural nos Transportes no Brasil se comporta como um bem inferior. Quanto maior a renda do consumidor, menos ele consome gás natural. Portanto, era de se esperar, dada a previsão de PIB crescente contida no PDE, uma redução do consumo de gás natural nos Transportes.

Por fim, a EDP entende que com a convergência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) paga entre as Regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, além da divergência entre níveis de tensão (AT/MT/BT), é possível que haja estímulo adicional para a indústria do Sudeste ampliar seu consumo. Assim, ao invés do Sul/Sudeste perderem participação no consumo, como esperado pela EPE, a convergência da CDE entre Regiões e a divergência entre tensões podem ter efeito neutralizador.

A EDP sugere revisitação das premissas de demanda para que:

A velocidade de elevação da elasticidade-renda leve em conta a redução do consumo derivada de maior eficiência energética até 2026;

Se especifique o avanço do consumo de gás natural nos segmentos Industriais de consumo crescente;

Seja considerado o aumento de consumo de energia elétrica na matriz de Transportes com o aumento dos km de rede de metrô e trens de passageiros;

Seja revisto o impacto do crescimento no PIB sobre o consumo de gás natural no segmento de Transportes, sendo o gás natural veicular um bem inferior;

Se considere os efeitos da CDE sobre o consumo das Regiões.

Geração de Energia Elétrica

Os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica devem observar critérios de segurança energética e economicidade. Do ponto de vista de segurança sistêmica, há o estabelecimento de limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia em 5% dos cenários hidrológicos. E para que critérios econômicos direcionem a expansão do sistema, busca-se a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), bem como os leilões são formatados de modo que os empreendimentos vencedores são aqueles que ofertam energia ao menor preço possível. Assim, nos moldes atuais, os Leilões priorizam o atendimento apenas à demanda de energia ao menor custo, sem preconizar o atendimento às variações instantâneas para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

Para as usinas hidroelétricas, a competição nos leilões é direta, pois o preço de oferta no leilão (base do processo de competição) corresponde ao valor em R\$/MWh que efetivamente será pago pelos consumidores finais de energia. Para as demais usinas, incluindo termoelétricas convencionais, a biomassa, eólica, solar, para que a competição ocorra simultaneamente entre todas as fontes, a sistemática dos leilões baseia-se em um Índice Custo Benefício (ICB) que considera as parcelas de investimento (Receita Fixa requerida pelo empreendedor), e Custo Esperado de Operação (COP) somado ao Custo Esperado das Exposições no Mercado de Curto Prazo (CEC). Em artigo publicado no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) de 2009, a EDP mostrou a artificialidade de preços introduzida por esse mecanismo de precificação.

Isto em vista, o PDE 2026 apresenta importantes avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) no horizonte decenal.

A análise horária representa um destes avanços, à medida em que é avaliada flexibilidade operativa do sistema, de forma a elevar sua capacidade de atendimento nos períodos de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, respeitando ou redefinindo, seja por despacho térmico adicional, seja por redução na energia armazenada, as médias mensais de geração e custo marginal de operação associado, por cenário hidrológico.

A EDP defende os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com granularidade temporal preferencialmente sub-horária e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração das fontes não controláveis, restrições das fontes controláveis, tempos de trânsito de vazões entre

centrais hidrelétricas, etc. Tais ferramentas são de suma importância para o planejamento da expansão no Sistema Elétrico Brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita.

Desta forma, a modalidade de contratação que valoriza apenas o benefício energético mostra-se insuficiente para remunerar e valorar os serviços prestados de forma adequada, bem como suscitar a eficiência na operação.

Não obstante os aprimoramentos observados, a EDP acredita que alguns estudos ainda devem ser realizados.

1 O papel do Plano Decenal de Expansão e a Nova Forma de Expandir a Geração

A EPE caracterizou o papel do PDE como indicativo, uma vez que o montante e a composição tecnológica da expansão de capacidade de geração não determinam diretamente os investimentos que serão feitos no sistema de geração, dado que as decisões atuais de expansão são determinadas por decisões de agentes em ambiente de mercado, seja por meio dos leilões de energia, seja pela contratação da expansão no mercado livre.

Deste modo, as funções do plano seriam as de facilitar o acesso à informação e subsidiar a tomada de decisão dos agentes e das instituições quanto à execução dos leilões, além de integrar o planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, como o de transmissão e gás, e sobre políticas públicas orientadas ao setor elétrico.

Entretanto, a necessária evolução para um modelo que possibilite que a expansão seja custeada de forma isonômica por todas as classes de consumidores, em contexto de maior abertura do mercado livre, promoverá a reformulação de mecanismos que assegurem a sustentabilidade e financiabilidade da expansão da oferta.

A separação de lastro e energia pode se configurar como uma solução que promova os níveis de confiabilidade e adequabilidade desejados e mitigue riscos potenciais, por compartilhar a responsabilidade pela expansão da oferta de energia das fontes adequadas entre todos os seus beneficiários.

Os aspectos desejáveis para a adequabilidade do suprimento podem ser obtidos por meio da:

- Garantia de suprimento: o lastro é contratado de maneira a garantir que a capacidade estrutural de suprimento de energia será maior ou igual à demanda;

- Garantia de tempo ótimo para construção: o produto lastro é negociado anos à frente em um leilão centralizado, para permitir a construção de nova capacidade a tempo de atender a demanda;
- Garantia de *mix* ótimo: a precificação do produto lastro leva em consideração os diferentes atributos das fontes, como por exemplo a capacidade de despacho, variabilidade da produção, atendimento à ponta, etc.

Neste sentido, a contratação de lastro torna-se centralizada, de forma a determinar as fontes prioritárias para a expansão segundo as necessidades sistêmicas. A distinção entre o valor da confiabilidade e o valor da energia permitirá ainda uma alocação consistente de custos e riscos.

Para tal, é necessário garantir:

- I. Reconhecimento dos diferentes atributos por fontes e respectivos benefícios para o sistema;
- II. Alocação isonômica de custos e riscos entre todos os agentes do setor;
- III. Definição das eventuais regras de transição a serem aplicadas para as usinas e contratos existentes; e
- IV. Estabelecimento de governança do processo de contratação de lastro.

É esperado neste modelo que alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como hidroelétricas repotencializadas ou reversíveis, baterias de armazenamento ou termoelétricas de partida rápida, tenham seus benefícios adequadamente capturados e se mostrem competitivas para a expansão da oferta.

Com a separação proposta entre lastro e energia, como resultado do Plano Decenal de Expansão dar-se-á a definição das fontes associadas aos projetos que serão leiloados, assim como dos atributos que serão valorizados, que passará a ter importância estratégica na formação da matriz energética brasileira.

As metodologias e os sistemas necessários para a precificação dos atributos das fontes e para identificação das necessidades sistêmicas devem ser transparentes e passar por processo formal de contestação via Consulta Pública.

Sugere-se que um conselho superior deve ser constituído por agentes setoriais, para possibilitar a avaliação do planejamento central indicativo e garantir que sejam priorizadas as fontes e os projetos que melhor atendam às necessidades sistêmicas segundo critérios de segurança, continuidade e economicidade.

A eficácia do planejamento deve ser medida através de um conjunto de indicadores que envolva as dimensões de custo de operação, impactos ambientais, confiabilidade do suprimento e qualidade da energia elétrica.

Nos leilões para a contratação do produto lastro, identifica-se, de início, duas formas de realização:

- Leilão sem segmentação explícita da fonte:
 - o Seria disponibilizada uma lista de serviços necessários para o funcionamento adequado do sistema elétrico em determinada região;
 - o Os agentes interessados em desenvolver projetos para prestar os serviços anunciado apresentariam ofertas de receita fixa anual para adquirir o direito de construir, operar e manter as usinas.
- Leilão com diferenciação por atributos:
 - o Os serviços a serem prestados caracterizam-se como mais complexos;
 - o Diferentes tipos de usinas realizariam ofertas para serem avaliadas em conjunto, determinando-se a receita dos geradores com base nos atributos das fontes.

Em ambos os formatos, são necessários mecanismos para a avaliação de desempenho de modo a permitir a aplicação de bônus ou penalidades em função da capacidade da usina prestar o serviço contratado.

A valoração adequada da contribuição de cada empreendimento permitirá que um gerador tenha acesso a diferentes tipos de remuneração em função da sua importância sistêmica. Assim, além da receita auferida em suas negociações de energia, será possível complementar seu fluxo de caixa de forma coerente com suas funcionalidades.

Desta maneira, ao remunerar os atributos de forma explícita, eliminam-se estruturas de incentivo disfuncionais, proporciona-se racionalidade para a valoração de externalidades dos empreendimentos e permite-se a definição de produtos de diferentes tecnologias.

A EDP defende que, uma vez definidas as necessidades sistêmicas e as metodologias de valoração dos atributos, o **planejamento deva ser determinativo** no que diz respeito aos requisitos de lastro.

No que se refere ao desenho de políticas públicas, deve ser definido de forma clara e transparente o objetivo a que pretende atingir, de forma a não comprometer o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica mais eficiente e consistente com a lógica econômica.

2 Necessidade de Opções de Expansão para Atendimento a Demanda de Potência

De acordo com a EPE, a partir de 2021, será considerada “a entrada de fontes cujo principal serviço prestado é o de atendimento à demanda de potência do sistema. As alternativas candidatas à expansão neste PDE para esse tipo de serviço são: as termelétricas de partida rápida, a motorização adicional em UHE, as usinas reversíveis, as baterias e a resposta pelo lado da demanda.”

Atualmente, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta.

Assim, de acordo a EPE, “as evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação”. Neste sentido, será necessário realizar alterações nos modelos de contratação de energia.

A EDP defende que, além do atendimento de ponta, a EPE considere relevante a valoração de outros atributos como:

- Confiabilidade;
 - Velocidade de respostas às decisões de despacho;
 - Contribuição para redução das perdas;
 - Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição;
 - Capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo;
 - Capacidade de regulação de tensão e de frequência;
 - Custos variáveis de produção baixos;
 - Reduzidos impactos ambientais.
-

Na realidade, deve ser considerado uma reformulação de todo o mercado de serviços ancilares.

Segundo a Resolução Normativa 697/2015 da ANEEL, os Serviços Ancilares estão divididos em três grandes grupos:

- Atendimento às condições normais de operação (controle de frequência, acompanhamento da carga e serviços especiais de proteção).
- Atendimento às contingências do sistema de transmissão ou de geração (reservas girante, não girante e suplementar;
- Manutenção da qualidade e segurança (controle de tensão e *black start*).

A prestação desses serviços acarreta em custos adicionais como, por exemplo: (i) desgaste dos equipamentos; (ii) consumo extraordinário de combustíveis; (iii) custos com arranques e paradas de máquinas térmicas; (iv) perda de eficiência por operar fora da condição nominal; e (v) custo de oportunidade da venda da energia, a qual é renunciada para a prestação do serviço.

Parte desses serviços ancilares é provida de forma obrigatória, como o controle de frequência primária e o controle de tensão, enquanto outros são contratados bilateralmente. Os geradores são ressarcidos segundo valores previamente regulados, por ano, de modo que tais recursos são alocados na tarifa final dos consumidores via Encargos Setoriais no valor da energia.

A Figura 2 ilustra o cenário atual do mercado de serviços ancilares no Brasil.



Fonte: ANEEL, Entrevistas com experts do mercado

Figura 2 – Mercado de Serviços Ancilares no Brasil.

Com a evolução da matriz energética e a intensificação da necessidade desse tipo de serviço, a EDP acredita ser importante uma reestruturação do mercado de serviços ancilares para que os geradores despacháveis tenham uma remuneração compatível com os serviços prestados.

Pode-se citar o que está ocorrendo atualmente em função da intermitência da produção eólica na Região Nordeste:

- I. Usinas termoeletricas de alto custo variável, não despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar de 3 a 5 horas diárias, no período de pico de carga, arcando com os seus próprios custos de partida e de desligamento.

- II. Usinas termoeletricas de baixo custo variável, despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar a dois terços de suas capacidades para haver máquinas sincronizadas que possam atender a reduções repentinas de produção eólica, com perda de eficiência na produção térmica custeada pelos próprios agentes proprietários das usinas.
- III. Usinas hidroelétricas que têm produzido aquém do despacho ótimo, deixando espaço nos sistemas de transmissão, para que oscilações na produção eólica sejam compensadas. Essa operação traz custos extraordinários ao MRE, pagos pelos geradores hidroelétricos ou pelos consumidores cativos (cotas e usinas com repactuação do risco hidrológico).

Pode-se perceber que o atendimento à exigência de confiabilidade do sistema implica em medidas operativas que certamente elevam o custo de operação.

A estruturação de um mercado de serviços ancilares é importante para que, a partir de sinais de preço, as necessidades sistêmicas sejam atendidas de forma sustentável, alocando custos e riscos aos agentes que demandam pelo serviço.

Ademais, a EDP acredita que o mercado de serviços ancilares poderia ser iniciado com mecanismos cuja oferta ocorra com um dia de antecedência, assim como com uma hora de antecedência, abrindo caminho para o seu desenvolvimento.

Os custos determinados a partir da oferta de preço e volume seriam alocados parcialmente aos consumidores – que se beneficiam do baixo custo de produção das fontes intermitentes – e aos agentes causadores da intermitência, criando-se, assim, mecanismos que devem estimular a eficiência dos agentes que demandam ou proveem os respectivos serviços ancilares.

Fixação de tarifas com sinais de demanda e energia diferenciados e preços horários

Para garantir o uso eficiente das fontes de produção e da rede com a efetiva participação consciente e responsável por parte do mercado de consumidores, ao mesmo tempo, torna-se necessário que o Setor Elétrico conte com tarifas de rede dinâmicas, associadas a preços horários de energia. A ponderação entre esses sinais deve determinar, para além do despacho eficiente do parque gerador e uso eficiente das redes, a indispensável e consciente racionalidade do uso da energia elétrica por parte do mercado de consumidores.

Com a implantação de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, pode-se conduzir a reduções das necessidades de alternativas de ponta. Nesse sentido, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, decorrente, principalmente, pela busca dos empreendedores em disponibilizar para despacho no sistema maior oferta de energia nos horários de carga máxima e maior cuidado

dos empreendedores nos programas de manutenção das usinas de modo a reduzir as taxas de falha e a coincidência dos períodos de manutenção com as horas de maior necessidade de potência.

Gerenciamento Pelo Lado Da Demanda

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, o PDE aborda a questão de estudar tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento a qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, é destacado o gerenciamento pelo lado da demanda.

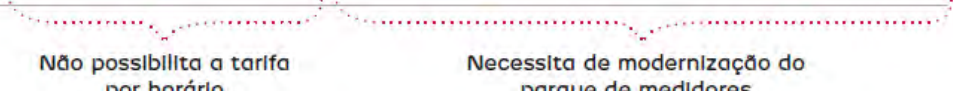
No horizonte de estudo do PDE, *“a introdução dos medidores inteligentes e da tarifação dinâmica possuem potencial para a criação de redes inteligentes — ou smart grids — que irão alterar o planejamento da expansão do Brasil”*.

A EPE acredita que *“a resposta pela demanda poderá ser uma das principais vertentes do protagonismo do consumidor no mercado energético (...). Portanto, a resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos”*.

Contudo, para que mecanismos de gerenciamento de demanda sejam estabelecidos, é mandatório uma modernização do parque de medição brasileiro. Tal medida caracteriza-se como um elemento estrutural para prover mecanismos de eficiência ao sistema elétrico e agregar valor aos consumidores.

A Figura 3 apresenta as principais diferenças entre os medidores convencionais, medidores eletromecânicos e os medidores digitais.

	Medidores mecânicos (disjuntores)	Medidores eletromecânicos	Medidores digitais (smart meters)
Descrição	Acumuladores da energia medida, em que a medição se dá pela diferença entre períodos Maioria dos medidores atuais	Similar aos medidores mecânicos, porém podem ser adaptados para armazenar e comunicar intervalos de dados	Medidores capazes de medir e gravar intervalos de dados e enviar tais dados para uma localização remota para ser integrado a um sistema de medição avançado
Armazenagem de dados	✗	✓	✓
Comunicação de dados	✗	✓	✓
Facilidade de instalação	✓	✓	✓
Custo do capital	Baixo	Baixo	Médio-Alto
Avaliação geral			



Não possibilita a tarifa por horário Precisa de modernização do parque de medidores

Figura 3 – Possíveis sistemas de medição.

Os medidores mecânicos exigem baixo custo de capital, são de fácil instalação e se encontram instalados na grande maioria das unidades consumidoras do Brasil, contudo, não armazenam dados, não contam com sistema de comunicação e não conseguem transmitir sinais de preço aos consumidores.

Já os medidores eletromecânicos, podem armazenar dados ou se comunicarem, desde que tenham embarcados equipamentos adicionais.

E os medidores digitais conseguem transmitir os sinais de preço, permitem embarcar equipamentos adicionais, incluindo infraestrutura de comunicação e facilitam a gestão do consumo. Na realidade, conforme apresentado na Figura 4, estes medidores proporcionam uma série de benefícios ao Setor Elétrico.

Categoria	Benefício	Descrição/Premissas
Economias do consumidor	Gestão do consumo de energia	Mudanças nos padrões de consumo em resposta ao preço dinâmico (mudando o uso de energia de períodos de pico para períodos de menor consumo)
Benefícios de engenharia	Redução nas perdas de linhas	Identificação nas perdas de linhas e análise dos fatores de potência para otimizar circuitos, e instalação de sensores de rede
	Baixo custo de CVR (redução da conservação de voltagem)	Medidores devem fornecer os verdadeiros níveis de voltagem a serem usados nas análises de configurações de capacitores e reguladores
Aumento da receita	Redução de problemas com registro	Medidores eletromecânicos apresentam uma queda no registro a cada ano, resultando em queda da receita
	Redução de fraudes	Medição em tempo real permite que roubo de energia seja detectado mais facilmente
Economias de O&M	Falhas eletromecânicas	Outros medidores apresentam falhas em uma taxa mais elevada
	Leitura do medidor	Redução do custo de leitura do medidor
	Restauração de interrupção	Economias com mão de obra com a redução do tempo gasto em identificação de interrupções; redução de frota de veículos e custos de O&M
	Conexão remota	Economias de custos associadas com a redução de pedidos do consumidor relacionados à conexão

Figura 4 – Benefícios da Medição Eletrônica.

A EDP entende que a modernização da infraestrutura de medição inteligente caracteriza-se como fundamental e inadiável para promover ganhos de eficiência a todos os agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Não obstante as vantagens, algumas barreiras têm impedido a adoção massiva de medidores inteligentes, tais como os riscos tecnológico, de preço e de performance, sem contar a perspectiva de ônus para as distribuidoras decorrentes da substituição de ativos ainda não totalmente depreciados.

No Brasil, o emprego dos medidores digitais ainda é incipiente no que diz respeito à quantidade de unidades consumidoras que contam com a sua instalação. Porém, é relevante quanto ao volume de carga e energia medido, dado que as unidades consumidoras com fornecimento em alta e média tensão, assim como os de baixa tensão, com medição indireta, na sua grande maioria, já são contempladas com tais equipamentos.

Atualmente, o custo de uma medição inteligente para uma unidade consumidora é de cerca de R\$ 3 mil, considerando instalação e substituição de equipamentos, comunicação e adaptações sistêmicas. Este fator, associado à necessidade de robustos sistemas de comunicação, tem se caracterizado como o principal entrave para a instalação massiva.

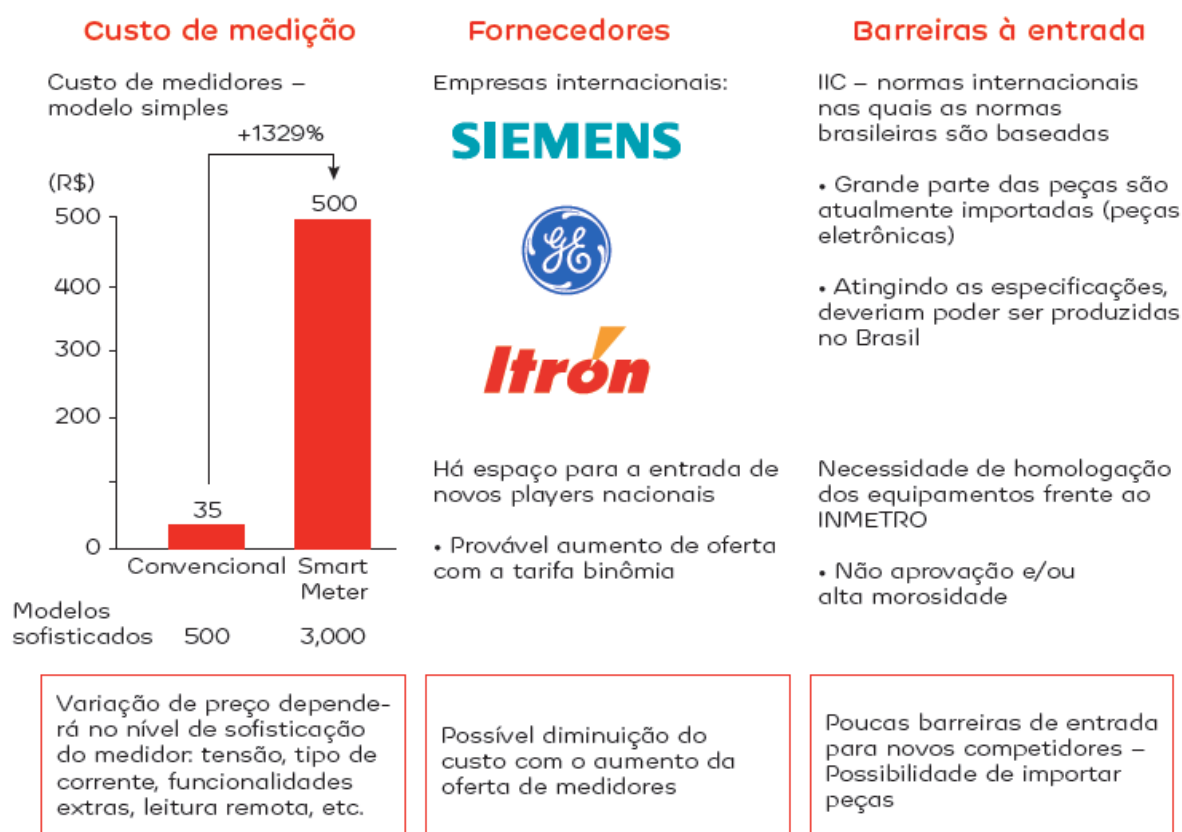


Figura 5 – Visão Geral do Mercado Brasileiro de Medidores.

Na realidade, previamente ao estabelecimento de tarifas volumétricas, um primeiro avanço seria o estabelecimento de tarifação binômia para todos os consumidores.

Assim, a modernização do parque de medidores deve ser realizada como parte de uma política pública a ser construída no Setor Elétrico.

O cerne do desafio refere-se à disponibilidade dos recursos necessários para a viabilização de uma tarifa locacional horária e binômia, ao prazo para a troca de medidores e ao rateio dos custos entre os agentes beneficiados. Há que ser considerado, também, o valor envolvido com a baixa de ativos não totalmente depreciados, uma vez que, atualmente, o parque de medição instalado no Brasil conta com aproximadamente 70 milhões de unidades, das quais cerca de 60% ainda estão em fase de amortização.

Nesse contexto, é condição preliminar que a Legislação aborde a questão da modernização do parque de medidores de forma abrangente, envolvendo:

- Que o sistema de custeio do medidor inteligente não se limite aos critérios atuais de remuneração e gestão de ativos, estabelecendo, principalmente, um critério para o rateio de custos entre todos os beneficiários (consumidores, comercializadoras, distribuidoras e geradoras).

- Ampliação do escopo de atuação das distribuidoras, para que a infraestrutura de comunicação possa ser explorada pela própria concessionária.
- Avanços na metrologia de maneira a estabelecer um padrão compatível com as exigência e capacidade de absorção pelos agentes e sociedade, não se limitando à equiparação de exigências nacionais aos padrões internacionais.
- Abertura de mercado para barateamento dos medidores e alargamento das opções existentes.

A EDP defende a necessidade de uma política nacional de Governo para a implantação da medição inteligente e o necessário arcabouço legal robusto para a evolução dos sistemas de medição atrelados à capacidade de transmissão de dados, com o objetivo de promover a eficiente utilização do sistema elétrico da geração ao consumo

3 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Conforme já mencionado, a EPE desenvolveu e utilizou um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) para sinalizar a expansão ótima da oferta de energia elétrica, cujo objetivo é minimizar os custos de investimento e operação do sistema, dado um critério de confiabilidade explícito.

Diferentemente s planos anteriores, em que o CME era considerado como dado de entrada, obtido com base em estimativa das fontes e seus respectivos custos calculados como média dos preços dos projetos contratados em leilões, no PDE 2026, o CME é obtido como um subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, sendo o custo marginal das equações de atendimento de energia e potência.

A avaliação da expansão da oferta de energia elétrica é realizada através da apresentação de diferentes visões de futuro, ao invés de apenas um cenário indicativo.

Tem-se o estabelecimento de um cenário padrão “Caso 1: Expansão de Referência” e, posteriormente, a análise de outros 7 cenários adicionais:

- Caso 2 - Expansão para o Cenário Alternativo de Demanda;
- Caso 3 - Expansão sob Incerteza da Demanda;
- Caso 4: Expansão considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica;
- Caso 5: Expansão com Restrição Total para UHE;
- Caso 6: Cenário de Restrição Hídrica no Nordeste;
- Caso 7 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre;
- Caso 8 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Expansão Dirigida.

A EDP acredita que poderia ser realizado um cenário adicional:

- Caso 9 - Expansão Incentivando UTE de Base

Ainda, há que se avaliar que a inviabilização de projetos hidroelétricos por restrições sócio-ambientais implica em se recorrer a fontes que podem promover maiores danos ao ambiente, principalmente no que diz respeito às emissões de gases causadores do efeito estufa, como as termoelétricas a carvão, uma vez que o atributo de flexibilidade operativa e a necessidade de potência complementar tornam-se imprescindíveis em cenário de expansão maciça de fontes não controláveis. Tal compensação torna-se incoerente, logo é necessário sanar o impasse entre segurança operativa e restrições sócio-ambientais advindas da construção de novas hidroelétricas ou termoelétricas, impreteríveis na matriz energética brasileira que se configura.

Caso 9: Expansão Incentivando UTE de Base

Desde 2005, os Leilões de Energia Nova resultaram na construção e instalação de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional.

Essas usinas foram contratadas mediante a celebração de contratos por disponibilidade, firmados entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Este regime de contratação prevê uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado, sendo destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema. Além disso, quando despachado, o agente gerador recebe também uma parcela variável, referente ao custo variável unitário (CVU), sendo destinado à cobertura dos custos de operação e de combustível.

O objetivo dos contratos por disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico. Caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis, como em períodos secos, essas usinas podem ser solicitadas a despachar sua energia, reduzindo o risco do *déficit* de oferta do sistema como um todo. Ao contrário, quando as condições hidrológicas são favoráveis, essas usinas permanecem em *stand-by*.

Ou seja, como essas usinas termoelétricas foram contratadas considerando despachos em momentos pontuais, privilegiaram-se usinas com baixo custo fixo, porém elevado custo variável.

Tal fato é comprovado ao analisar as usinas contratadas, onde verifica-se que 55% das usinas possuem CVU acima de R\$ 200/MWh, conforme apresentado:

- 45% referem-se a usinas de baixo CVU (inferior a R\$200/MWh);
- 27% referem-se a usinas de CVU moderado (entre R\$200/MWh e R\$500/MWh);

- 28% referem-se a usinas de CVU elevado (superior a R\$500/MWh).

Contudo, desde 2012, as usinas térmicas vêm sendo acionadas de maneira rotineira. Conforme ilustrado na figura abaixo, é possível observar intensa geração das usinas de CVU elevado.

Geração de usinas com CVU > PLD Teto (MWm)

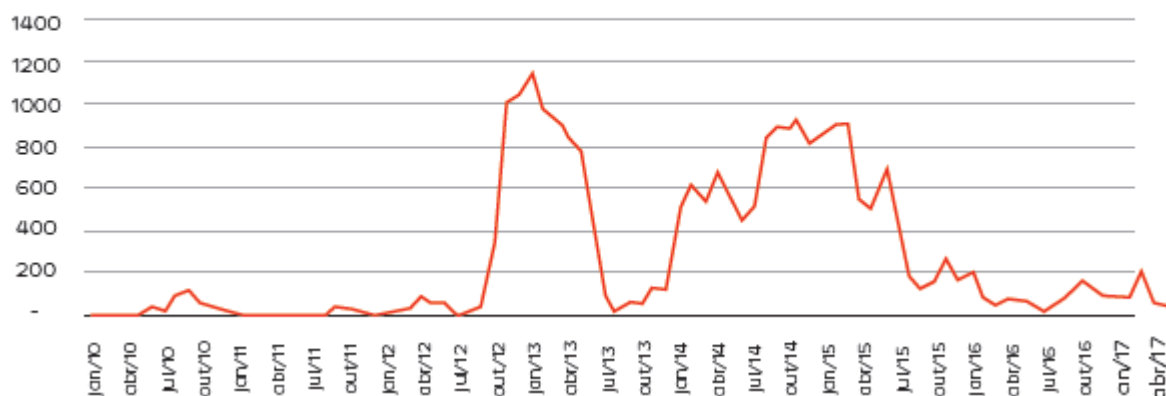


Figura 6 – Montante de geração de usinas com CVU acima do Preço de Liquidação de Diferença (PLD) teto nos últimos anos

Ademais, atualmente a expansão da oferta está fortemente alicerçada por fontes intermitentes (plantas eólicas) e por centrais hidroelétricas sem capacidade de regularização (usinas a fio d'água). Assim, em situações de adversidade hidrológica relativamente modesta já se tem que recorrer ao despacho intenso do parque termoeletrico.

A EDP acredita que o despacho intenso das termoeletricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência.

A EDP, em parceria com a Universidade de São Paulo representada pelo Prof. Dorel Soares Ramos e a MRTS Consultoria, realizou um estudo para comprovar os benefícios da inserção de térmicas de base.

A Figura 7 apresenta o cenário atual, com usinas térmicas despacháveis com CVU máximo em torno de R\$ 1.200,00/MWh e custo anual máximo próximo a R\$ 63 milhões.

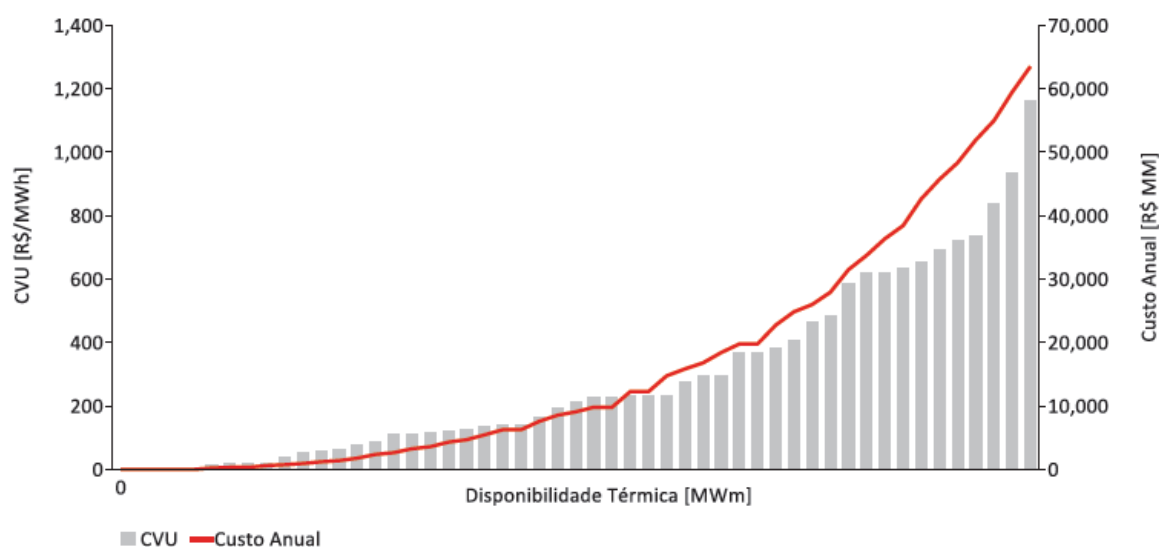


Figura 7 – Parque termoelétrico atual

A premissa do estudo era avaliar o impacto de substituir todas as termoelétricas de elevado CVU (aproximadamente 9,6 GWm) por termoelétricas de CVU máximo R\$250/MWh.

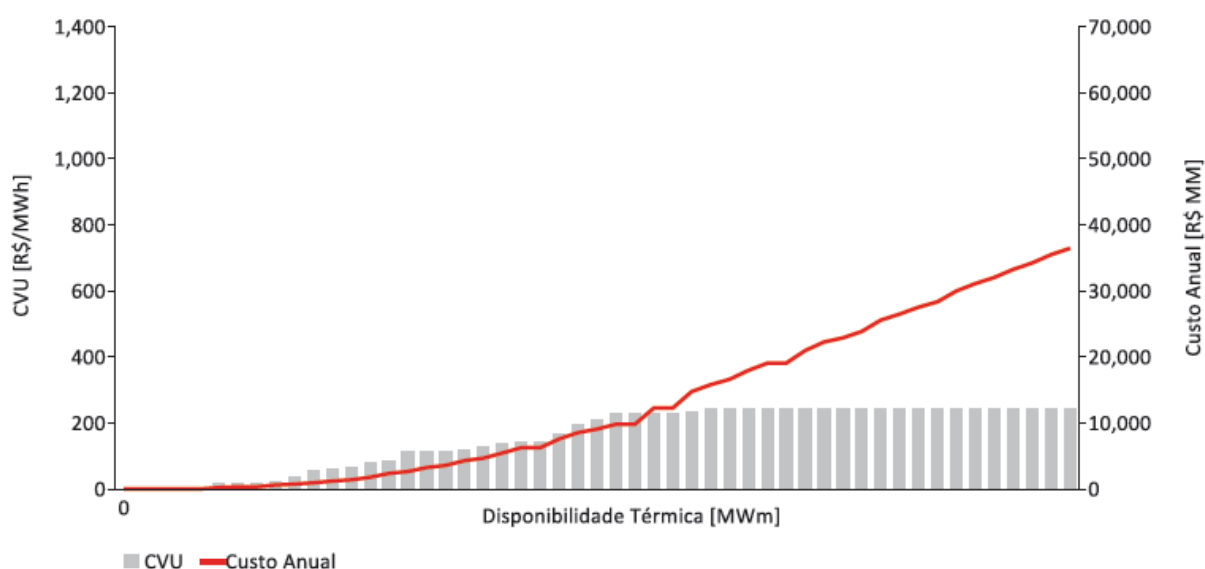


Figura 8 – Parque termoelétrico com UTEs de Base

Conforme pode ser observado ao comparar a Figura 7 e Figura 8, ao considerar a inserção de térmicas operando de maneira inflexível, o custo anual máximo é reduzido para R\$ 36 Bilhões.

Além disso, foram realizadas uma série de simulações para avaliar o impacto da inserção das termoeletricas de base nos diversos indicadores que avaliam o desempenho do Setor Elétrico.

A Figura 9 apresenta os dados relacionados ao custo térmico (R\$ Bi/Ano) e ao déficit (MWh).

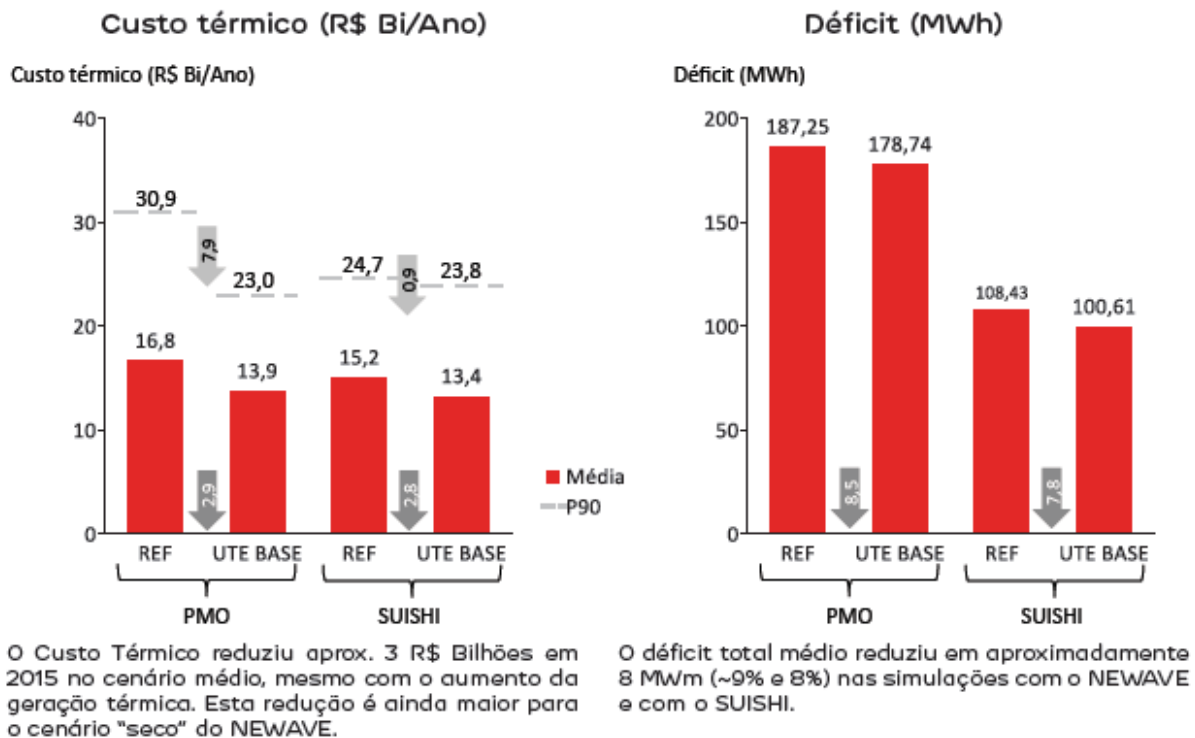


Figura 9 - Impacto no Custo Térmico e Déficit - 2015.

Além disso, também foi analisando qual seria o impacto no Preço de Liquidação de Diferença (PLD) ao considerarmos a viabilidade de térmicas de base. Assim, na simulação realizada, a volatilidade do PLD foi calculada em cada série sintética do NEWAVE e posteriormente foram obtidas a média e o percentil 90 destes 2.000 valores, considerando os casos com e sem térmicas de base.

Conforme pode ser observado nas figuras abaixo, as termoeletricas de base determinaram:

- Redução de aproximadamente 6 p.p. na volatilidade média e de aproximadamente 11,5 p.p. nas séries com maior variabilidade (P90);
- Melhoria do perfil de armazenamento no primeiro ano (2015) em que a conjuntura se encontra desfavorável e redução do armazenamento no final do horizonte nas séries médias e P90;
- Redução do custo térmico em aproximadamente R\$ 2,8 Bilhões no primeiro ano de operação.

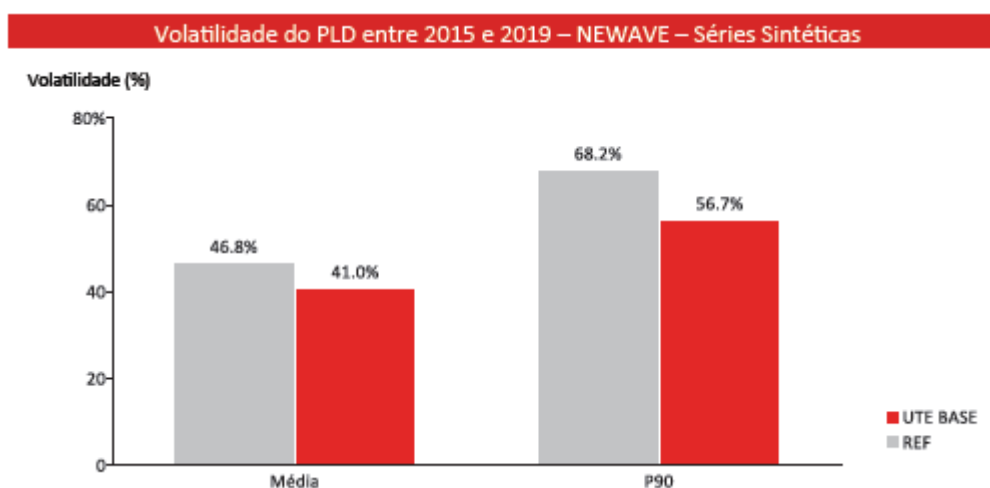


Figura 10 - Volatilidade do PLD – 2015 - 2019

Ademais, conforme ilustrado na Figura 11, avaliou-se também, de forma qualitativa, o impacto das termoeletricas de base nos diversos agentes do setor.



Figura 11 – Resumo dos impactos nos agentes

Diante do exposto, a EDP defende que a EPE deve avaliar o impacto de considerar a inserção de termoeletricas operando na base do sistema, com baixa inflexibilidade.

Transmissão de Energia Elétrica

Os leilões para os segmentos de geração e transmissão são promovidos de forma independente, embora com prazos de obras planejados sincronizadamente, de modo que as obras das linhas de transmissão e das usinas (hidroelétricas, termoeletricas, eólicas, solares, etc.) sejam concluídas praticamente ao mesmo tempo.

No que diz respeito às usinas hidroelétricas, um descasamento dos prazos configura-se uma situação em que, apesar da usina concluída, resta inexistente o necessário sistema de transmissão, ou seja, o sistema existente está com capacidade limitada para escoar a energia conforme programado. Tal situação traz impactos físicos e comerciais, uma vez que a utilização do recurso energético fica comprometida e o fato de uma unidade geradora ser considerada como “Em Operação Comercial”, sua garantia física passa a participar do MRE, contudo não se verifica a correspondente produção de energia em razão da incapacidade do sistema de transmissão promovida pelo atraso das obras conforme planejadas. Esse efeito reduz o GSF, consequentemente provoca custos ao MRE. Assim, é fundamental que os avanços na Transmissão devam estar alinhados com o planejamento de expansão da Geração. A discretização horária das análises de planejamento energético, bem como análises puramente elétricas devem ser contempladas na definição de novos troncos de transmissão e reforços no sistema.

De acordo com o disposto no PDE, as novas usinas hidrelétricas apresentadas na Tabela 1 podem compor a Geração até 2026.

Tabela 1 – Novas UHEs no PDE 2026

UHE	Estado	Potência (MW)	Data programada
Apertados	PR	139	2023
Castanheira	MT	140	2023
Comissario	PR	140	2023
Davinópolis	GO	74	2023
Ercilândia	PR	87	2023
Tabajara	PR	350	2023
Telemaco Borba	PR	118	2023
Foz do Piquiri	PR	93	2024
São Miguel	PA/MT	58	2025
Bem Querer	RR	708	2026
Buriti Queimado	TO	142	2026

UHE	Estado	Potência (MW)	Data programada
Itapiranga	SC/RS	725	2026
Maranhao Baixo	GO	125	2026
Porteiras 2	GO/MA	86	2026
Porto Galeano	MS	81	2026

Fonte: PDE 2026.

Assim, conforme apresentado na Figura 12, observa-se forte concentração de novas usinas na Região Sul, em especial, no Paraná, estado que concentra 927 MW do total previsto de 3.066 MW, a serem instalados até 2026.

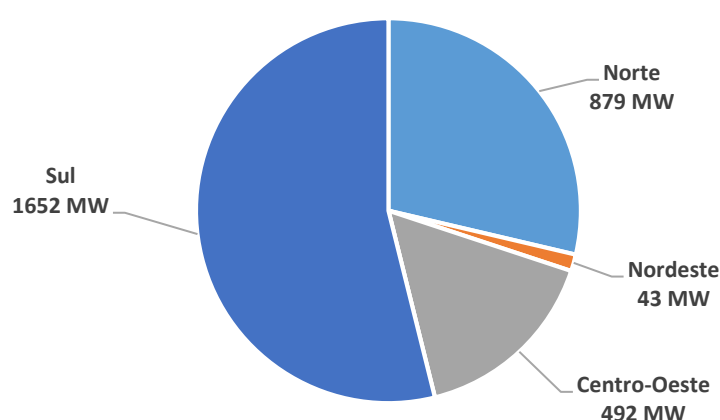


Figura 12 – Participação das Regiões nas Novas UHEs

Sendo assim, a EDP entende que possam ser adequadas as linhas referentes às localidades dispostas a seguir.

Maranhão

No que se refere ao Estado do Maranhão, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Porteiras, entre os estados de Goiás e Maranhão. O empreendimento terá 86 MW e poderá requerer reforços na rede.

Goiás

No Estado de Goiás, não está considerada na Transmissão a operação de três usinas:

- A UHE Davinópolis, com entrega prevista para 2023, de 74 MW;
- A UHE Maranhão de Baixo, prevista para 2026, de 125 MW; e
- A UHE Porteiras, previstas para 2026, com 86 MW.

São 285 MW acrescidos na rede atual, podendo requerer investimentos de rede para acomodar a nova geração.

Mato Grosso

No Estado do Mato Grosso, não está considerada na Transmissão a operação de duas usinas:

- A UHE Castanheira, com entrega prevista para 2023, de 140 MW; e
- A UHE São Miguel, com entrega prevista para 2025, de 58 MW.

As usinas totalizam quase 200 MW acrescidos na rede, podendo requerer também investimentos.

Mato Grosso do Sul

No que se refere ao Estado do Mato Grosso do Sul, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Porto Galeano, no município de Pouso Alto. O empreendimento terá 81 MW e poderá requerer reforços na rede.

Santa Catarina/Rio Grande do Sul

Na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Itapiranga. O empreendimento terá 725 MW e poderá requerer investimentos importantes na rede.

Paraná

No que diz respeito ao Estado do Paraná, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2023 e 2024 das UHEs Apertados, Castanheira, Comissário, Davinópolis, Ercilândia, Tabajara, Telemaco Borba, Foz do Piquiri e Porto Galeano. Os empreendimentos totalizam 927 MW e também poderão requerer investimentos importantes na rede.

A EDP defende que sejam considerados os devidos reparos e investimentos na rede de Transmissão oriundos das novas hidrelétricas previstas no PDE. De forma complementar, sugere-se o estudo da licitação da Linhas de Transmissão de forma conjunta com as Usinas Hidroelétricas.

Oferta de Gás Natural

Conforme avançam o processo de desinvestimentos da Petrobras e as políticas discutidas no âmbito da iniciativa Gás Para Crescer, é esperada uma maior abertura no mercado de gás natural, com o compartilhamento das infraestruturas existentes (gasodutos, terminais de regaseificação, UPGNs, etc) e consequente atração de novos players para o setor.

Com relação à iniciativa Gás para Crescer, o MME, em parceria com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a EPE, objetiva aprimorar as diretrizes e o arcabouço legal e regulatório do setor. As propostas apresentadas trazem avanços fundamentais para o desenvolvimento do setor de gás natural, que é um importante energético para o crescimento econômico do país e competitividade da economia.

Em face do caráter desafiador da maioria das propostas, criaram-se 8 subcomitês distintos a fim de aprofundar as discussões:

- escoamento, processamento e regaseificação (coordenado pela EPE);
- Transporte/estocagem (tendo como um dos relatores a EPE);
- Distribuição;
- Comercialização;
- Aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural;
- Gás natural como matéria prima;
- Aproveitamento do gás natural da União (tendo como um dos relatores a EPE);
- Integração entre os setores de gás natural e energia elétrica (coordenado pela EPE).

Como aspectos abordados neste projeto são temas relevantes, de impacto direto nas análises do PDE 2026 e, considerando que a EPE contribui ativamente em 4 dos 8 subcomitês do projeto, era esperado que as análises apresentadas no PDE englobassem mais amplamente as propostas discutidas nesta iniciativa.

É senso comum que muitas das frentes da iniciativa são desafiadoras e acarretam na necessidade de alteração de legislações e regulamentações vigentes. Portanto, se faz relevante a avaliação do desenvolvimento do setor de gás natural de maneira integrada, no horizonte decenal, considerando possíveis frustrações e atrasos das medidas propostas na iniciativa, consequentemente demonstrando o caráter vital de tais reformas na evolução dos diferentes setores energéticos do país.

Por exemplo, na página 194 é mencionado *“Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL”*.

Considerando a dependência da expansão do consumo de gás no Brasil em relação à importação e regaseificação de GNL, inclusive pela diminuição da importação via GASBOL, a EPE poderia desenvolver, com mais detalhes, este racional, abordando os impactos de uma abertura do acesso aos terminais de regaseificação da Petrobras *versus* uma continuação do *status quo* do setor.

Além disso, carece também de uma análise mais profunda da necessidade de armazenamento de gás natural em regiões estratégicas da malha, para que se mantenha a segurança do transporte de gás natural, principalmente em casos de contingência.

A maior dependência em relação ao GNL traz uma maior vulnerabilidade da matriz energética brasileira aos preços internacionais de combustíveis, portanto é fundamental a avaliação dos riscos da dependência do GNL nos preços finais da energia elétrica e os mecanismos mitigadores.

Como o PDE é um dos poucos documentos oficiais que aborda temas relacionados ao setor de energia elétrica e de gás natural, seria importante uma análise mais detalhada sobre como integrar estes dois setores de maneira mais produtiva, evidenciando possíveis benefícios, inclusive, do estabelecimento de térmicas de base utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta com as usinas hidrelétricas, o que mudaria completamente o panorama inicial.

Por fim, é importante ressaltar que, com relação à expansão malha de gasodutos, é essencial considerar também uma atualização do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária (PEMAT).

A EDP acredita que uma avaliação mais minuciosa de riscos e cenários alternativos é necessária, em virtude da crescente dependência da matriz energética brasileira em relação ao gás natural. Deve ser estudado o estabelecimento de térmicas de base, utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta de consumo de energia elétrica às usinas hidroelétricas.

Eficiência Energética e Geração Distribuída

Eficiência Energética

O PDE 2026 apresenta a projeção do consumo final de energia incorporando os ganhos de eficiência energética, tomando como base o ano de 2016. Os números projetados para 2026 indicam uma conservação de energia de 17 milhões de tep adicionais, equivalente a 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.

As bases metodológicas e a memória de cálculo não foram disponibilizadas de modo que fosse possível compreender o mecanismo utilizado para estabelecer a projeção da energia conservada no período. Por este motivo, a EDP passa a apresentar diversos aspectos que influenciam a quantificação dos ganhos de eficiência energética que, caso não considerados ou não modelados adequadamente, deveriam ser objeto de análise de sensibilidade e, se comprovada a sua relevância, incorporados aos modelos utilizados.

O cálculo dos resultados de ações de eficiência energética não é trivial, uma vez que depende de uma quantidade elevada de parâmetros técnicos e operacionais que, em geral, são de difícil mensuração e de alto custo. Por este motivo, um grupo de especialistas se organizou por meio de uma instituição denominada *Efficiency Valuation Organization – EVO*³ e desenvolveram o Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance – PIMVP, que padroniza e propõe as melhores práticas para a mensuração dos resultados de ações de eficiência energética em instalações elétricas.

Conforme o próprio protocolo indica, cada avaliação de resultado incorre em custos para a sua quantificação que são crescentes com relação à sua acurácia. Evidentemente, o PIMVP indica as melhores práticas para otimizar o custo de medição e verificação, considerando cada implementação em particular. Contudo, haverá sempre um erro na avaliação, que precisa ser reconhecido segundo uma margem previamente aceita.

A fim de ilustrar a dificuldade de se determinar o ganho energético, podem-se citar alguns:

- Desvio entre o consumo específico nominal e o real;

³ <https://evo-world.org/en/>

- Variação das condições de operação dos equipamentos, que alteram o seu consumo específico;
- Diminuição do desempenho do equipamento ao longo do tempo de utilização;
- Norma técnica de desempenho, que atesta o desempenho do equipamento, preconizam testes sob condições padrão diferentes daquelas encontradas na operação;
- Complexidade do sistema energético envolvido na produção ou consumo;
- Interferências na operação dos equipamentos quando integrados com outros sistemas energéticos da instalação, que afetam o seu desempenho individual;
- Alteração do comportamento dos usuários ou operadores;
- Não linearidade do comportamento energético dos equipamentos;
- Alteração do ciclo de carga nominal ou específico;
- Erros de medição e propagação de erros;
- Utilização inadequada dos equipamentos ou sistemas, que passam a operar em condições fora da região nominal;
- Alteração da qualidade dos insumos energéticos.

Não bastasse a extensa lista de desafios para a mensuração dos resultados, a complexidade do tema exige profissionais de elevada competência, inclusive com certificação profissional específica. Cabe registrar que o Brasil ainda não conta com extensa e dedicada atividade de certificação das ações de eficiência energética que possa ser utilizada como referência precisa para mensuração e projeção da energia conservada.

É evidente, e o protocolo demonstra este fato, que a simples utilização da diferença entre os valores nominais de eficiência entre os equipamentos substituídos não podem simploriamente ser utilizados para calcular o montante de energia conservada, sob risco de assumir elevados erros de estimação.

Portanto, conclui-se que a projeção da energia conservada, como resultado da inserção de equipamentos mais eficientes no mercado, é de difícil e complexa mensuração, e requer uma projeção conservadora quando se objetiva indicar o seu efeito sobre o consumo final de energia do país.

Adicionalmente à dificuldade intrínseca de estimar o ganho de eficiência energética, é necessário atentar aos seguintes aspectos que também influenciam o consumo final de energia:

- (i) Demanda reprimida: os valores de intensidade energética e a experiência empírica do mercado de distribuição indicam a existência de uma demanda reprimida do consumidor, de modo que os eventuais ganhos de eficiência energética acabam sendo capturados pelo aumento do seu consumo;

- (ii) Elasticidade: costuma-se atribuir maior elasticidade aos consumidores com maior consumo, contudo há indícios que o mercado "reprimido", que busca encontrar um equilíbrio entre benefício no uso da energia e disponibilidade a pagar, apresente sensibilidade ao custo do insumo igual ou até maior que os energointensivos;
- (iii) Perdas: a migração do consumo regular para irregular impõe um outro perfil de consumo, de modo que, aliado à condição socioeconômica e ao custo da energia, anulam o potencial de redução do mercado pela inserção de equipamentos mais eficientes;
- (iv) Uso consciente: no Brasil ainda há poucos dados estatísticos sobre o impacto e perenidade das ações de conscientização do uso da energia, que incluem ações de efficientização e combate ao desperdício.

Com relação à projeção do mercado, em particular do efeito da autoprodução clássica, cabe observar que a simples estimativa matemática com base no crescimento histórico poderá sofrer significativo desvio a depender do resultado da Consulta Pública nº 33 do MME. Segundo se propõe, seria mantida a isenção dos encargos setoriais sobre a carga própria do autoprodutor, dentre as quais os valores significativos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, que coloca o regime de autoprodução num patamar mais atrativo que o período anterior utilizado para a projeção.

Pelos motivos expostos anteriormente, compreende-se que a projeção do mercado com posterior redução resultante de ações de eficiência energética precisa ser realizada em bases conservadoras, até que existam dados suficientemente confiáveis estatisticamente para incorporar na trajetória do PDE.

Como consideração final, é importante observar que o modelo regulatório atual, sobretudo o tarifário, pressupõe consumo crescente e remunera, inclusive, o segmento de distribuição de energia – que é uma indústria de rede – com base no consumo. Assim, a EPE deveria considerar nas ações de eficiência energética os efeitos positivos que uma regulação baseada em receita fixa para as distribuidoras traria, incentivando as concessionárias a serem indutoras da redução de consumo, e evitando assim investimentos expressivos nos sistemas de produção e transporte de energia.

Geração Distribuída

O PDE 2026 apresenta a projeção da geração distribuída também como um vetor de redução do consumo final de energia, com efeito semelhante aos ganhos de eficiência energética. Os números projetados para 2026, majoritariamente representados pelos sistemas fotovoltaicos, indicam uma quantidade total de 770 mil instalações, que somam 3,3 GWp, que deverão atender 0,6% do mercado de energia elétrica nacional.

A EDP aprova o estabelecimento de uma seção específica para a microgeração no PDE, alocando juntamente com o tema de eficiência energética e não com o tema de geração de energia elétrica, uma vez que a análise prospectiva ainda corresponde à lógica do consumidor que pretende diminuir sua conta de luz e não à lógica do empreendedor que busca vender a energia gerada.

A EDP também concorda que as projeções, assim como outros países, são atualmente mais dependentes dos critérios regulamentares (subsídios, isenção tributária, permuta ou compensação de energia, preço/tarifa, etc.) do que dos critérios de mercado (custo do equipamento, financiamento, acesso à tecnologia, etc.). A incerteza do ambiente regulatório impõe, por consequência, grande incerteza à projeção ora apresentada.

Não obstante, a despeito da baixa representatividade atual do mercado de geração distribuída com relação ao mercado total, cabe apresentar algumas considerações para a melhor caracterização dos efeitos futuros sobre o mercado de energia, a seguir descritos.

A inserção da tecnologia de geração distribuída, em especial da fotovoltaica, tem perfil incontestavelmente exponencial, conforme a evolução observada no Brasil e em outros países, tais como nos Estados Unidos, principalmente quando se observa a expectativa de redução de custos de instalação no longo prazo, conforme pode ser observado na Figura 13.

Custo de instalação da tecnologia solar fotovoltaica

(US\$/kW; média ponderada global)

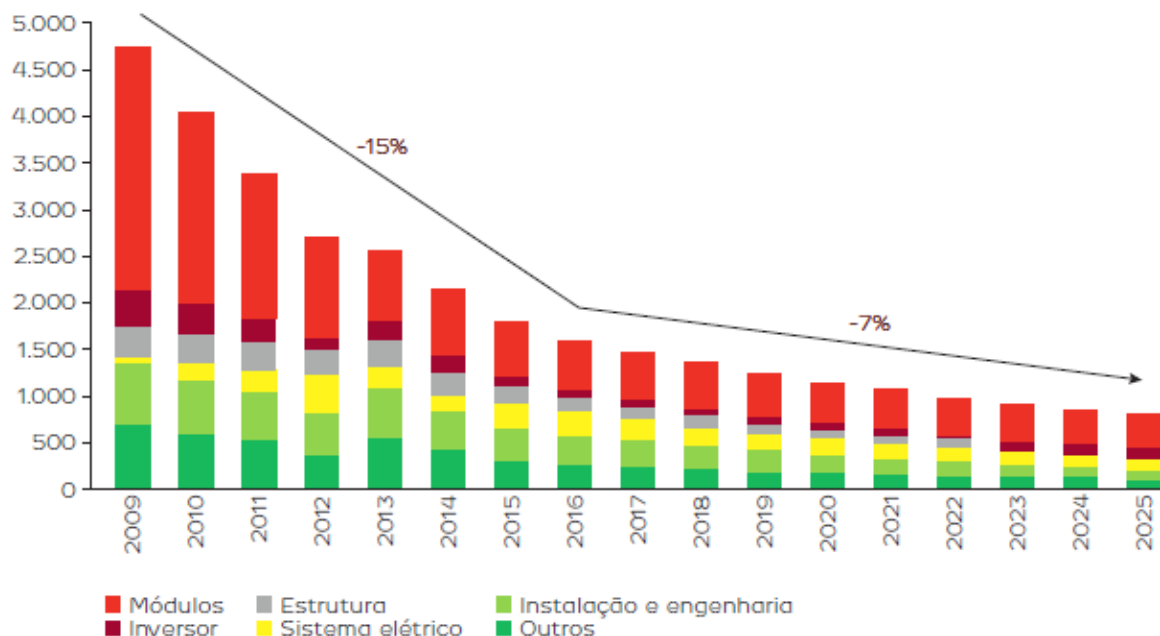


Figura 13 - Evolução do custo de instalação da tecnologia fotovoltaica nos EUA.

Por outro lado, a "agressividade" da curva observada nessas geografias varia com relação aos incentivos tributários e regulatórios. Ademais, é evidente que o comportamento

do mercado deverá encontrar, em algum momento, forças contrárias à sua evolução, que irão impor uma redução na velocidade da geração distribuída. Entretanto, no Brasil os números estão longe de indicar um arrefecimento evolutivo, o que caracteriza uma constatação empírica de um mercado exponencial.

Além da atratividade intrínseca da geração distribuída, adstrita ao custo do equipamento e custo da energia, há também outros aspectos que potencializam a viabilidade da tecnologia, que precisam ser incorporados nas projeções.

O primeiro aspecto diz respeito à evolução conjunta dos modelos de negócios focados em tecnologias integradas. Por exemplo, esquemas de aluguel remoto que contam com um conjunto de instalações que disponham de geração distribuída, armazenamento de energia e recarga para veículos elétricos, comercializados no âmbito de um comercializador varejista, deverão potencializar a atratividade conjunta devido aos seus efeitos sinérgicos e às oportunidades de gestão do risco do insumo energético.

O segundo aspecto está atrelado aos novos sinais econômicos que deverão influenciar o mercado em breve, tais como a tarifação dinâmica. Opções como a tarifa branca, resposta de demanda e tarifas/preços locais e horários, deverão trazer nova dinâmica ao mercado.

O terceiro aspecto é atribuído à dinâmica de viabilização das instalações com relação ao seu porte. Os projetos de menor potência se viabilizam mais rapidamente, o que se pode observar pelo aumento da potência instalada. Os projetos que envolvem instalações para o atendimento de um conjunto de unidades consumidoras dos grupos empresariais comuns, que foram viabilizadas por meio da Resolução ANEEL 687 de 2015, representam potências da ordem de 1 a 5 MW, ainda estão em fase de maturação, viabilização e contratação. Quando tais projetos entrarem em operação, deverão alterar substancialmente a curva de evolução observada até então, majoritariamente baseadas em potências menores que 10 kW.

Com relação às fontes de geração distribuída, o PDE indica predominância da fonte solar e alguma participação do biogás (menos de 10%). Todavia, pelos mesmos motivos apresentados anteriormente, destacamos que os projetos de aproveitamento hídricos, que também passaram a ficar mais atrativos após 2015, deverão ser paulatinamente acrescentados ao *deck* de geração distribuída, cobrindo parcialmente o mercado atualmente restrito às Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGHs.

Finalmente, com relação à inserção dos veículos elétricos, também de natureza exponencial, apesar de ocorrer posteriormente à tecnologia de microgeração fotovoltaica, representa um mercado energético potencialmente maior devido à sua natureza substitutiva. A viabilização econômica do veículo elétrico tem a capacidade de transformar o mercado rapidamente, bastando passar a vida útil dos veículos a combustão remanescentes no mercado. No caso da microgeração, mesmo após a sua viabilização econômica, deverá ganhar

espaço numa velocidade menor, de modo a acompanhar a desmobilização das grandes instalações de energia do país.

Portanto, as incertezas são tamanhas que não justificam ainda a utilização de mecanismos mais refinados para a projeção do impacto da geração distribuída no consumo de energia, no entanto, sabendo que carecerão de ajustes nas próximas edições.

Conclusão

O PDE 2026 apresentou uma série de aperfeiçoamentos com relação às edições anteriores. A EDP reconhece a evolução metodológica e acredita que premissas adicionais poderiam ser incorporadas às análises já realizadas e, além disso, outros estudos também poderiam ser contemplados no documento.

Com relação às premissas econômicas e de demanda, a EDP sugere revisitação de algumas premissas a fim de: (i) a velocidade de elevação da elasticidade-renda leve em conta a redução do consumo derivada de maior eficiência energética até 2026; (ii) se especifique o avanço do consumo de gás natural nos segmentos Industriais de consumo crescente; (iii) seja considerado o aumento de consumo de energia elétrica na matriz de Transportes com o aumento dos km de rede de metrô e trens de passageiros; (iv) seja revisto o impacto do crescimento no PIB sobre o consumo de gás natural no segmento de Transportes, sendo o gás natural veicular um bem inferior; e (v) considerem-se os efeitos da CDE sobre o consumo das Regiões.

Ademais, é primordial incorporar no PDE 2026 o impacto dos aprimoramentos do modelo do Setor Elétrico apresentados no âmbito da Consulta Pública nº 33 do MME. A EDP entende que, uma vez implementadas as propostas discutidas, principalmente com relação à separação de lastro e energia e a realização de leilões centralizados para contratação de lastro, o PDE terá um caráter determinístico ao invés do indicativo com relação à geração de energia elétrica.

A EDP acredita também que o despacho intenso das termoeletricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência. Assim, é primordial a realização de uma análise de cenário adicional, considerando a viabilidade de térmicas de base.

A EPE discute alternativas para atendimento de ponta. Contudo, é essencial abordar também outros atributos como: (i) confiabilidade; (ii) velocidade de respostas às decisões de despacho; (iii) contribuição para redução das perdas; (iv) economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição; (v) capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo; (vi) capacidade de regulação de tensão e de frequência; dentre outros.

Com relação ao gerenciamento pela demanda, a EPE aborda a importância da medição horária. A análise horária representa um grande avanço à medida em que é avaliada a flexibilidade operativa do sistema, de forma a elevar sua capacidade de atendimento nos

períodos de maior demanda e reduzir a geração nos momentos de carga leve, respeitando ou redefinindo, seja por despacho térmico adicional, seja por redução na energia armazenada, as médias mensais de geração e custo marginal de operação associado, por cenário hidrológico.

A EDP entende que a modernização da infraestrutura de medição inteligente caracteriza-se como fundamental e deve promover ganhos de eficiência a todos os agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Particularmente, em estudo realizado no Reino Unido, fica evidente que o maior impacto positivo promovido pela medição inteligente refere-se justamente à redução da necessidade de expansão da oferta no sistema. O estudo faz parte da contribuição da EDP à Consulta Pública nº 033, desse MME.

Contudo, é necessária como condição precedente, o estabelecimento de uma política nacional de Governo para a questão da medição inteligente, materializada em uma legislação abrangente, envolvendo: (i) critérios para o rateio de custos entre todos os beneficiários (consumidores, comercializadoras, distribuidoras e geradoras); (ii) ampliação do escopo de atuação das distribuidoras, para que a infraestrutura de comunicação possa ser explorada pela própria concessionária; (iii) avanços na metrologia de maneira a estabelecer um padrão compatível com as exigência e capacidade de absorção pelos agentes e sociedade, não se limitando à equiparação de exigências nacionais aos padrões internacionais; e (iv) abertura de mercado para barateamento dos medidores e alargamento das opções existentes.

Já com relação ao segmento de transmissão, a EDP defende que sejam considerados os devidos reparos e investimentos na rede de transmissão oriundos das novas hidrelétricas previstas no PDE.

E, com relação ao segmento de gás natural, deve ser realizada uma avaliação mais minuciosa de riscos e cenários alternativos em virtude da crescente dependência da matriz energética brasileira em relação ao gás natural. Ademais, devem ser incorporados, com mais detalhes, os tópicos abordados no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer”.

No tocante às análises referentes à eficiência energética, a EDP entende que a projeção do mercado com posterior redução resultante de ações de eficiência energética precisa ser realizada em bases conservadoras, até que existam dados suficientemente confiáveis estatisticamente para incorporar na trajetória do PDE.

E, por fim, com relação às projeções referentes à geração distribuída e aos veículos elétricos, a EDP entende que ainda não há justificativas para a utilização de mecanismos mais refinados para a projeção do impacto destas variáveis no consumo de energia, no entanto, a EPE deve considerar que, nas próximas edições, ajustes deverão ser realizados.

Particular

Gabriel Brito

27/08/2017 14:43

Contribuição Particular

Informações para Sociedade

08271443_particular

EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR - OPÇÕES

Em apresentação em São Paulo, o presidente da EPE Luiz Barroso expôs que a expansão da geração deverá ser realizada sem contemplar grandes UHEs com reservatórios de regularização.

Ressalva feita que não foram analisados os documentos disponibilizados na Consulta Pública 34/2017 e que esta contribuição é feita pensando no público em geral (Sociedade), entendemos que a opinião pública e associações de defesa do meio ambiente são as responsáveis pela exclusão dessa opção na elaboração do plano (como na grande mobilização em torno da construção UHE Belo Monte, que na reta final teve uma manifestação importante pelos alunos da UNICAMP, defendendo o empreendimento).

Daí a presente contribuição: se a opinião pública é o principal fator contra a opção de UHEs com grandes reservatórios, e a EPE desenvolveu sistemas próprios para comparação de custo entre as opções, essas informações deveriam ser levadas a esse público, comparando não apenas os custos em reais de grandes reservatórios e térmicas (em razão da necessidade de 'despachabilidade'), mas também comparando as emissões de CO₂ (inclusive a própria UHE Belo Monte poderia ser utilizada como caso prático, analisando o resultado das opções passadas. As conferências climáticas, inclusive, podem representar uma oportunidade para essa discussão (a esse propósito, caso nossa impressão de que grandes reservatórios são melhores opções [que UTEs] em vista das mudanças climáticas, talvez o IEE-USP [professor Oswaldo Lucon] poderia ser um apoiador para talvez relacionar a questão no relatório sobre aquecimento global do IPCC da ONU).

Temos a impressão de que as informações técnicas objetivas (fatos) são incontestáveis e poderiam levar a uma mudança da opinião pública, neutralizando sua influência negativa nas opções do planejamento.

Gabriel Brito

P.S.: esperamos que nossa contribuição na CP 32/2017 tenha sido recebida e analisada, apesar de não ter sido listada no site.

Gesel-UFRJ

Roberto Brandao

27/08/2017 17:50

**Integração elétrica com a Bolívia via construção de UHE Binacional no rio
Madeira**

Integração elétrica com a Bolívia representa possibilidade de expansão da geração
hídrica

08271750_gesel-ufrj



**Contribuição do GESEL-UFRJ ao PDE:
Integração Elétrica com a Bolívia via construção de UHE
Binacional no rio Madeira.**

Nivalde José de Castro

Rubens Rosental

Roberto Brandão

Gabriel Hidd

I- Introdução

O GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico – da UFRJ estuda o tema Integração Elétrica (IE) na América do Sul desde 2009, conforme indicado pela vasta e diversificada referencia bibliográfica de artigos, textos de discussão, livros, dissertações de mestrado e relatórios técnicos indicadas na última parte desta contribuição.

Esta linha de pesquisa do GESEL parte do pressuposto de que a Integração Elétrica oferece, viabiliza e dinamiza maior relação econômica e política entre os países ao se firmar em projetos de infraestrutura que envolvem investimentos vultosos, de longo prazo de maturação e de “custos afundados”. Por outro lado, permitem gerar fluxo de divisas firmes e seguros entre os países, em especial quando estão assignados em tratdos internacionais, dando-lhes segurança jurídica fundamental para dar a viabilidade econômica e financeira.

Dois projetos de integração merecem ser destacados por serem considerados como paradígmicas de sucesso:

1. A UHE de Itaípu; e
2. Gasoduto Brasil-Bolívia.

Estes projetos permitiram a ampliação da oferta de energia ao Brasil, bem como a diversificação da matriz elétrica brasileira. Além disto, aprofundaram a integração econômica com o Paraguai e Bolívia, e o pagamento em moeda forte em volumes muito elevados em relação ao PIB destes países deram-lhes condições econômicas de estabilidade e crescimento econômico acima da média dos países da América do Sul, bem como estabilidade política.

Nestes termos, a presente contribuição tem como objetivo central propor que seja incluída nos estudos de planejamento da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica e da rede de transmissão, a possibilidade de construção de UHE binacional com a Bolívia, no rio Madeira, considerando também o Programa de Desenvolvimento do SE da Bolívia que prevê construir UHE no território boliviano para exportação ao mercado elétrico brasileiro, como é o caso da UHE de Cachoeira Esperança, no rio Beni, afluente do rio Madeira.

II- Justificativas

O mercado de energia elétrica brasileiro apresenta um crescimento médio e histórico da demanda de energia elétrica elevado em termos absolutos, ou seja, em MW. Esta magnitude é ainda mais reforçada quando comparado com a capacidade instalada e crescimento dos mercados de energia dos países vizinhos, configurando uma assimetria de mercado muito expressiva, que

favorece em muito o processo de Integração Elétrica. Por exemplo, a capacidade de exportação de energia elétrica do Uruguai para o Brasil de 500 MW, dado pela linha de transmissão que conecta e integra os sistemas elétricos dos dois países é muito para o Uruguai e muito pouco para o Brasil.

A prioridade política energética definida pelo MME é de manter e ampliar a capacidade produtiva de energia elétrica em fontes renováveis, com ênfase nos aproveitamentos hidroelétricos, a fim de garantir a manutenção da matriz elétrica brasileira entre uma das melhores do mundo neste requisito de economia verde. A possibilidade de exploração do potencial hidroelétrico nacional enfrenta dificuldades crescentes em função da legislação ambiental e do fato da maioria do potencial estar localizado na região Amazônica que é relativamente plana.

Nestes termos, projetos hidroelétricos são e serão sempre prioritários, respeitando a legislação ambiental e as necessidades determinadas pelo crescimento da demanda de energia elétrica.

Nesta estratégia, e esta é a base da contribuição do GESEL-UFRJ à Consulta Pública nº 34 de 07/07/2017 do MME do PDE 2026, deve-se considerar as possibilidades e alternativas de atingir estes objetivos da política energética brasileira, definida pelo MME, através da Integração Elétrica com a Bolívia.

Nesta direção, merece ser destacado com a devida ênfase que desde 2008-2009, o governo boliviano, através do Ministério de Hidrocarburo e Energia, da Corporación ENDE e seu corpo técnico, vêm desenvolvendo grandes esforços na estruturação de um ambicioso e consistente plano de desenvolvimento de longo prazo para a ampliação da capacidade de produção de energia elétrica em 12.000 MW com os objetivos de:

- 1- Atender a crescente demanda interna derivada de consistente crescimento do PIB, diretamente influenciado pelas exportações de gás natural para Argentina e principalmente o Brasil, via gasoduto.

- 2- Mudar a composição da matriz elétrica revertendo a relação entre fontes não renováveis e renováveis, notadamente hidroeletricidade; e
- 3- Transformar a Bolívia em grande exportador de energia elétrica para países vizinhos, em especial para o maior mercado elétrico que é o Brasil.

Face a consistência desta política energética da Bolívia e deste planejamento estratégico, o governo da Bolívia criou o Ministério da Energia em fevereiro de 2017 a fim de acelerar este processo dando-lhe, ao mesmo tempo, maior importância política.

Destacam-se também três fatores determinantes deste processo:

- 1- Cerca de 90% das águas de todos os rios da Bolívia deságuam na Bacia do rio Madeira;
- 2- O processo de integração elétrica com a Bolívia já foi iniciado com a construção das UHE d Santo Antônio e Jirau que ficam a jusante do local onde se poderá construir a UHE binacional
- 3- A Bolívia detém um potencial hidroelétrico de mais de 40 mil MW, tendo aproveitado deste potencial algo como 1%

A possibilidade de construir uma UHE Binacional na fronteira entre o Brasil e Bolívia na bacia do Rio Madeira oferece, de imediato, uma alternativa positiva e factível em função do conhecimento técnico e científico derivado da construção de duas grandes UHE - Jirau e Santo Antonio -, especialmente no que se refere aos estudos de impactos ambientais, econômicos e sociais.

Outro vetor que justifica a construção da usina binacional é a oportunidade de viabilizar a integração logística das duas economias e em especial o acesso ao Oceano Atlântico através de uma hidrovía, garantindo a oportunidade de exportação de boa parte da produção mineral e do agrobusiness. Com a

construção da eclusa da usina binacional, só restaria a construção das eclusas nas UHE de Jirau e Santo Antonio, já tendo os projetos prontos, para garantir o acesso à hidrovia de mais de 4 mil km que sai de Porto Velho na direção do Oceano Atlântico.

Nota-se que esse projeto hidroelétrico pode ser um vetor de desenvolvimento da região fronteira, uma área extremamente importante para a atuação da usina. Dessa forma, uma obra dessa magnitude, com políticas de desenvolvimento regional bem formulada, internalizando nas regiões afetadas investimentos em educação, saúde, agricultura e navegabilidade dos rios, pode assistir essas localidades e alavancar um crescimento sustentável.

Vale assinalar que o setor produtivo brasileiro dispõe dos meios e capacitação técnica para liderar a gestão empresarial e financeira de projetos dessa envergadura, incluindo obviamente a participação de empresas do país vizinho, dentro de uma concepção estratégica de integração econômica. Em contraparte, a imprescindível participação estatal se concentraria na esfera do planejamento estratégico, apoiado em políticas energéticas específicas, com destaque e ênfase para a configuração e interações para criar marco regulatório específico para viabilizar a Integração Elétrica.

III- Contexto

As tratativas entre os dois países apresentaram forte assimetria e descompasso até 2015. Por um lado, o governo da Bolívia se mostrou ativo e interessado em acelerar este processo complexo. Da parte do MME e do Itamaraty as negociações não evoluíram de forma rápida e consistente, por razões que não cabem aqui explicar, somente destacando-se que a Bolívia avançou bastante haja visto o Planejamento Estratégico desenvolvido, estruturação da

Corporação ENDE como grupo verticalizado e integrado e a própria criação do Ministério de Energia.

Revertendo esta posição passiva e inerte do governo brasileiro, em 2015, foi assinado um aditivo ao Memorando de Entendimento. E em abril de 2016 a Eletrobrás e a ENDE assinaram acordo preliminar para a realização de estudos de inventário e viabilidade de uma Central Binacional no Rio Madeira. Em 7 de novembro de 2016, o Ministro Fernando Coelho participou de reunião com o Presidente Evo Morales em Santa Cruz de la Sierra dando um passo decisivo no processo de IE com a assinatura entre ENDE, Eletrobras e Corporação Andina de Fomento (CAF) para contratação de estudos de viabilidade para a construção da UHE Binacional. Já em janeiro de 2017 a CAF junto com a ENDE e Eletrobras lançaram a licitação pública internacional para a realização dos estudos de inventário hidrelétrico na Bacia do Rio Madeira.

Em 25 de agosto de 2017, o Ministro de Energia da Bolívia participou de reunião na FIRJAN a convite do Conselho Internacional, estando presentes representantes do MME e da EPE, onde de forma clara e objetiva expôs os objetivos e metas do Planejamento Estratégico da expansão da capacidade instalada do setor elétrico da Bolívia, onde está prevista a possibilidade de construção da UHE binacional e outros empreendimentos hidroelétricos que só se justificam com a sua integração com o mercado elétrico brasileiro.

Para garantir este processo relacionado especificamente à UHE Binacional é necessário viabilizar a operação da UHE de Jirau em Cota Constante, trazendo não só benefícios de novos conhecimentos técnicos, mas econômicos para os dois países dada a possibilidade de ampliar a geração de energia elétrica em cerca de 250 a 300 MW médios, sem necessidade de nenhum investimento.

IV - Conclusão

Nestes termos, a relevância proposta de contribuição à CP 34 do MME, referente ao PDE 2026, de incorporar no PDE sugestões de estudo mais detalhado sobre Integração Elétrica do Brasil com a Bolívia, tendo como passo primeiro a construção de uma UHE binacional no rio Madeira estão assentes nas seguintes premissas:

1. Possibilitar o atendimento da demanda futura de energia elétrica de fonte renovável focada no maior mercado de energia elétrica: Brasil.
2. Contribuir para o desenvolvimento econômico e social do Brasil e da Bolívia;
3. Ampliar a integração e relações econômicas e geo-políticas entre os dois países; e
4. Contribuir para a construção de outros empreendimentos hidroelétricos que fortaleçam ainda mais a integração econômica e elétrica.
5. Viabilizar interação e integração técnica entre a EPE, ONS, Aneel com o Ministério de Energia da Bolívia e a ENDE

Tendo em vista a importância estratégica deste empreendimento para o Setor Elétrico Brasileiro, acreditamos, e assim sugerimos, que estudo sobre UHE Binacional Brasil-Bolívia devam fazer parte do planejamento do setor através do PDE 2026.

Referências Bibliográficas:

CASTRO, N. J.; BIATO, Marcel; ROSENTHAL, Rubens. **Condicionantes e Perspectiva da Integração Energética na América do Sul**, X CBPE (Congresso Brasileiro de Planejamento Energético), 26 a 28 de setembro de 2016, Gramado – RS.

CASTRO, N. J.; DORADO, P; MAGALHÃES, M. A; ROSENTHAL, R. **“Integração elétrica Bolívia – Brasil: Um vetor de desenvolvimento regional econômico e**

social". Texto de Discussão do Setor Elétrico do Setor Elétrico n. 63. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, Julho 2015.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, Roberto; ROSENTAL, Rubens; DORADO, Paola. **Integração elétrica internacional do Brasil: Antecedentes, situação atual e perspectivas**. Texto de Discussão do Setor Elétrico do Setor Elétrico n. 64. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, Agosto 2015.

FRANÇA, C.A. "**Integração Elétrica Bolívia-Brasil. O encontro no Rio Madeira**". Fundação Alexandre de Gusmão. Brasília, 2015.

CASTRO, N. J., BARA NETO, P., BRANDÃO, R., & DANTAS, G. d. (Maio de 2012). *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica*. Texto de Discussão do Setor Elétrico do Setor Elétrico n. 50. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, Maio 2012.

CASTRO, N. J.; LEITE, André Luis da Silva; ROSENTAL, Rubens. **Integração Energética: Uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 48. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2012.

CASTRO, N. J.; BIATO, Marcel. **Integração Regional na América do Sul e o Papel da Energia Elétrica**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n.32. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2011.

CASTRO, N. J. **O Papel do Brasil no Processo de Integração do Setor Elétrico na América do Sul**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 23. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010b.

CASTRO, N. J.; ROSENTAL, Rubens; GOMES, Victor José Ferreira. **A Integração do Setor Elétrico na América do Sul: Características e Benefícios**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 10. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2009.

CURIHUMENTRO, Sebastian Gonzalo Novoa. **Análise Regulatória de Casos de Implementação de Usinas Hidrelétricas Binacionais: Levantamento Histórico e Projeções Para o Futuro**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

CASTRO, N. J; DORADO, P. **O Brasil e o processo de integração elétrica na América do Sul**. In: *Integração Energética Regional: Desafios geopolíticos e climáticos*. Rio de Janeiro, Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015.

GOITIA, P. S. D. **O Impacto da Exportação de Energia Elétrica das Usinas Hidrelétricas Binacionais no Crescimento Econômico do Paraguai no Período de 1995 a 2013**. 114 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, N. J.; Rosental, R. (Orgs.). **Integração e Segurança Elétrica na América Latina**, Editora Oficina de Livros, Rio de Janeiro, 2016.

CASTRO, N. J.; Rosental, R. **Integración eléctrica entre Brasil y Bolivia**, La Razón (Edición Impresa), 08 de julio de 2017. Disponível em: http://www.la-razon.com/opinion/columnistas/Integracion-electrica-Brasil-Bolivia_0_2741725863.html

CASTRO, N. J. *et all.* **Análise dos Arranjos Institucionais e de Governança**, In: Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais, Relatório Técnico, Itaipu, 2016.

CASTRO, N. J. *et all.* **Comercialização e Formação de Preços**, In: Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais, Relatório Técnico, Itaipu, 2016.

CASTRO, N. J. *et all.* **Estrutura de Financiamento** In: Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais, Relatório Técnico, Itaipu, 2016.

CASTRO, N. J. *et all.* **Análise dos Modelos de Regulação**, In: Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais, Relatório Técnico, Itaipu, 2016.

Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD

Carlos Alexandre Frosini Evangelista

27/08/2017 18:40

Contribuições com abordagem sob o foco de Geração Distribuída

"Não é a direção do vento que diz para onde vamos e sim como dispomos as velas".

08271840_associação

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026

Situando a Geração Distribuída na proposta

À guisa de introdução imperioso ressaltar que a primeira citação à Geração Distribuída se deu somente no PDE 2012/2021, e ainda assim como decorrente de uma das possibilidades de geração de matriz solar, igualmente estreante. O tema veio a lume na categoria de “expansão de outras fontes renováveis” em face do “Parque gerador planejado”.

Com elevação de *status*, no PDE 2013/2022, a Geração Distribuída aparece coadjuvando a Eficiência Energética, em meio aos Aspectos de Sustentabilidade, sob a seguinte justificativa: *a inclusão da análise mais detalhada acerca da geração distribuída decorre da crescente importância que a mesma deverá desempenhar nos próximos anos. De fato, o país tem caminhado na direção de incentivar a penetração da geração distribuída de pequeno porte, por exemplo, com a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL, que, entre outras, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica. Ademais, também este capítulo explicita melhor a contribuição de setores que tradicionalmente já investem em alternativas de geração distribuída de grande porte, como as grandes indústrias, citando-se como exemplos, as produções siderúrgica, química, celulose e papel e de açúcar e álcool.*

No próprio Capítulo adota-se definição de Geração Distribuída como sendo *aquela geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.*

E continua: *Nesse sentido, a geração distribuída pode ser classificada por tamanho: grande porte e o agrupamento de médio/pequeno porte, de modo a tratar empreendimentos com lógica similar do ponto de vista do investimento, modo de operação e barreiras à implementação: enquanto, em geral, as unidades de grande porte estão associadas fortemente à lógica industrial, a geração distribuída de menor porte apresenta uma lógica mais vinculada à realidade das residências e do setor comercial.*

De outra sorte, na proposta para o PDE 2017/2026, o tema foi retomado, porém de forma apequenada, na medida em que tratado **exclusivamente** pelo viés da micro e mini geração, em detrimento de sua real amplitude, e mais do que isto, seu real impacto no Parque Gerador. Além de ter sido tratado basicamente a partir de uma única fonte, qual seja, a solar fotovoltaica.

RETOMANDO CONCEITOS

Daí que imperioso lembrar alguns conceitos:

Geração Distribuída:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor. (Resolução Normativa ANEEL nº 674/2015)

Sistema de distribuição ou sistema elétrico de distribuição

Conjunto de linhas, subestações e demais equipamentos associados, necessários à interligação elétrica entre o Sistema de Transmissão ou Geração e as instalações dos consumidores finais. (Resolução Normativa ANEEL nº 674/2015)

Linha de Distribuição

Linha elétrica destinada exclusivamente à interligação de subestações e de circuitos de distribuição de energia elétrica em níveis de tensão menores que 230 kV. (Resolução Normativa ANEEL nº 674/2015)

Conceitos técnicos estes que, todavia, sofreram algum impacto de aplicação prática, a partir de circunscrições normativas, das quais se destacam:

LEI Nº 10.848/2004.

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

II - proveniente de:

*a) **geração distribuída**, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;*

DECRETO Nº 5.163/2004.

Art. 13. No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

III - proveniente de:

a) **geração distribuída**;

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:¹

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de **geração distribuída** será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

§ 2º Não será incluído no limite de que trata o § 1º deste artigo o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de **geração distribuída** de que trata o § 2º do art. 70.

§ 3º O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de **geração distribuída** deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

§ 4º As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica referida no §3º deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

¹ Vide, ainda, Portaria nº 538/2015 do MME

§ 5º A ANEEL definirá os limites de atraso e de indisponibilidade de que trata o §3º, considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos, a partir dos quais aplicar-se-á o previsto nos arts. 5º, 6º, 7º e 8º.

§ 6º O lastro para a venda da energia elétrica proveniente dos empreendimentos de **geração distribuída** será definido conforme o estabelecido nos §§ 1º e 2º do art. 2º.

Bem como, neste passo, importante retomar o conteúdo da proposta lançada na Consulta Pública MME nº 32, a título de princípios:

1.2. Eficiência estática e dinâmica

Deve-se garantir a eficiência no funcionamento do setor elétrico tendo em vista não apenas o momento atual, mas também as perspectivas de evolução no longo prazo. A eficiência deve ser observada tanto em condições estruturais quanto conjunturais.

Para tal, o sistema normativo não deve limitar as opções dos agentes quanto à inovação tecnológica e aos modelos de negócio, e sim, estimular a competitividade, o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias que levem à redução do custo para a sociedade. A inovação em resposta a pressões competitivas em segmentos desregulados ou a incentivos regulatórios em segmentos de monopólio natural é um vetor importante de eficiência dinâmica.

Além disso, é importante que qualquer mecanismo legal ou regulatório seja avaliado tendo em vista não apenas os impactos imediatos no funcionamento do setor, mas também impactos futuros. Avaliações de impactos inter-geracionais podem ser requeridas para intervenções acerca de mecanismos como políticas de emissões ou similares.

A CRÍTICA

Postas estas questões o ponto que releva atenção é a forma estreita como a Geração Distribuída vem alocada na proposta do Plano de Decenal de Expansão, o que traduz um sinal negativo para possibilidades reais, e que de fato têm as melhores condições de alavancar a expansão da geração, aliando incremento da oferta a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;² baixo impacto ambiental;³ menor tempo de implantação;⁴ redução no carregamento das redes; redução de

² Na Geração Distribuída eventuais reforços de infraestrutura contam com financiamento privado, integral ou parcial.

³ Em regra, a Geração Distribuída, principalmente em regime de produção a partir de necessidades próximas de consumo, se encontra em ambientes já antropizados, e, portanto, para além da menor incidência de danos, denota menor desforço, privado e público, para a concessão de licenciamento.

⁴ E, conseqüentemente, maior agilidade no incremento da oferta, mormente em face de necessidades imediatas, decorrentes de crescimentos inesperados (não planejados pela Distribuidora) da demanda/carga.

perdas; melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada; provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição; e diversificação da matriz energética.

Se de fato a Geração Distribuída, pela amplitude de seus conceitos, mesmo que limitados para fins de Chamadas Públicas, não é compreendida pelo ente planejador, e assim elevada como instrumento de expansão, não terão nem o mercado, nem os próprios atores públicos, a devida e necessária atenção para esta que se entende seja a melhor alternativa para a expansão de oferta. Ressalte-se, melhor, e não maior; e não restrita a possibilidades de micro e minigeração, desta ou daquela fonte.

Previstas as Chamadas Públicas para aquisição de energia elétrica, via Geração Distribuída, desde 2004 a não evolução desta sistemática pode ter tido como uma de suas causas justamente a não sinalização em Planos anteriores.

Daí que, objetivamente, o que se acredita possa e deva ser um ponto de incremento para este, ou futuros Planos, é a inclusão da Geração Distribuída dentre os temas tratados no tópico da “Geração de Energia Elétrica”⁵, resguardando tão somente a micro e minigeração para a temática “gerenciamento pelo lado da demanda”.

Aliás, como visto no Plano Nacional de Expansão, consoante Nota Técnica DEA 13/2015, e no estudo sobre a Demanda de Energia para 2050, visto à Nota Técnica DEA 13/2014.

INCOERÊNCIA DO PDE COM DEMAIS ESTUDOS

Abrindo um parêntesis torna-se necessário aprofundar a visão da Geração Distribuída sob o viés do Plano Nacional de Expansão, pela não efetiva consonância pelo que apresentado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Inicialmente a Geração Distribuída é vista como elemento indissociável do impacto do papel do consumidor final como agente do mercado de energia, de forma a dificultar a compreensão e planejamento do crescimento da demanda.

De outro lado, é efetivamente destacada e alocada como elemento e ferramenta atinente à Expansão da Oferta, e portanto, vista como efetiva Geração, e não Gerenciamento (pelo lado da demanda), como ainda proposto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Essa diferenciação de tratamento, equivocada, em nosso sentir, na proposta ora sob análise, traduz-se em algo que efetivamente vai ao contrário do que se pretende com o estabelecimento de um Plano, ou seja, se em planos complementares um mesmo elemento é visto de formas diferentes é porque o planejador não tem segurança sobre o tema, e consequentemente, não está dando o sinal orientativo pretendido com a clareza necessária.

⁵ Expansão da Oferta de forma descentralizada.

Na mesma linha segue a Nota Técnica DEA 13/2014, que tratando da projeção da Demanda de Energia para 2050 pontua no item cinco:

5 OFERTA DESCENTRALIZADA DE ENERGIA

5.1 Considerações iniciais

O atendimento da demanda de energia, a custos sócio, ambiental e economicamente viáveis, é o problema núcleo do planejamento energético e, historicamente, esse problema vem sendo resolvido através da expansão da oferta centralizada de energia. Isso é consequência principalmente das economias de escalas alcançadas com os grandes projetos.

Contudo, a questão da perda de capacidade de investimento do estado, das grandes quantidades de recursos necessários para os grandes projetos centralizados, da introdução do gerenciamento da demanda, da maior concentração populacional em grandes centros urbanos, das fontes renováveis de menores escalas e, a integração cada vez maior dos sistemas de energia aumenta a perspectiva de uma maior participação da oferta descentralizada de energia no atendimento da demanda.

Isso indica que o problema núcleo do planejamento energético, a definição da oferta viável para o atendimento da demanda, precisa da descrição de mais uma premissa: a Oferta Descentralizada de Energia.⁶

A questão da renovação e mudança de infraestrutura urbana também indica um maior grau de descentralização dos sistemas energéticos. Edificações cada vez mais integradas, seguindo conceitos dos ZEB (“Zero Energy Buildings”) ou NZEB (“Net Zero Energy Buildings”), indicam um alto grau de eficiência e grande penetração de tecnologias de geração distribuída. A penetração de outras tecnologias de mobilidade, como os veículos elétricos, também aumenta o grau de descentralização, introduzindo elementos de armazenamento no sistema de maneira distribuída.

Como consequência, a modernização das redes de energia elétrica é inevitável, a maior introdução de tecnologias de comunicação também será necessária e permitirá melhor gestão de recursos, em uma linha tendencial às redes inteligentes.

No que tange os sistemas dos outros energéticos, excluindo a eletricidade, a expansão das redes de gás, o aumento do rigor das legislações ambientais para mitigar impactos locais e globais, estruturam um cenário para um maior aproveitamento energético de resíduos orgânicos, principalmente gasosos.

Neste cenário, o biogás apresenta uma série de vantagens pois é um energético flexível tanto no uso, podendo ser convertido em eletricidade, injetado

⁶ Duas variáveis podem ser descritas nesse problema: a demanda de energia e a oferta de energia, com as respectivas caracterizações gerenciamento da demanda, e a oferta descentralizada de energia.

na rede de gás após tratamento ou usado como combustível, como na produção, podendo ser produzido a partir de resíduos rurais, urbanos e industriais. Essa característica sinaliza um grau de descentralização na produção e uso de combustíveis que introduz um fator de inovação no setor energético.

Por fim, o contexto de longo prazo dos sistemas energéticos cada vez mais sinaliza para uma maior integração de diferentes sistemas, sejam estes energéticos ou não, como a integração de redes de gás e redes de energia elétrica, redes de energia elétrica e comunicações, redes de utilidades⁷ e unidades geradoras. Essa integração necessariamente passa pela integração de elementos planejados, projetados e operados de maneira descentralizada, o que evidencia a importância da análise da Oferta Descentralizada de Energia no longo prazo.

A questão então que releva e conseqüentemente denota revisão é a forma como se apresenta a questão da Geração Distribuída, ou Oferta Descentralizada de Energia, no Plano de Expansão Decenal, mormente em face da maneira mais próxima do ideal, do que se faz em outros estudos.

DA CRÍTICA AO MODELO ATUAL

A modo de exemplificação absolutamente pertinentes as críticas aviadas pela ABRAPCH, veiculadas no artigo *A Necessária Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – A Energia que Precisamos e Merecemos*⁸, as quais, todavia, podem ser lidas sem o viés de proteção a esta ou aquela fonte, senão pela via da Geração Distribuída, das quais se destaca:

Hoje, após o acúmulo de decisões equivocadas ao longo de quase 20 anos, nossa energia elétrica é a 5ª mais cara do mundo (dado da IEA), as emissões de gases de efeito estufa do SEB cresceram estratosféricos 700% (dado da SEEG), nosso meio ambiente se deteriorou, vivemos preocupados com o risco de desabastecimento, houve um processo de enorme concentração de renda no SEB (prejudicando micros, pequenos e médios empreendimentos), muitas das grandes empresas do setor estão em situação financeira crítica (apesar dos benefícios conseguidos) e precisando de socorro financeiro e, com a exceção de poucos segmentos “eleitos” beneficiados por subsídios e favorecimentos, os empreendedores estão tendo prejuízos ou retornos irrisórios.

...

Nos últimos 15-20 anos, a expansão da geração se deu via contratação de energia em grandes ondas de fontes específicas.

⁷ Redes de vapor, frio, ar comprimido, entre outros.

⁸ <http://www.abrapch.org.br/artigos/10/a-necessaria-reestruturacao-do-setor-eletrico-brasileiro-a-energia-que-precisamos-e-merecemos>

A 1ª onda de contratação foi de Usinas Termelétricas Fósseis (UTES). Entre 2005 e 2016 foram contratados 23.689MW de UTES movidas principalmente à diesel, à óleo combustível, à gás (GN e GNL). Muitas destas UTES não chegaram a ser construídas, nem seus acionistas pagaram a totalidade das multas e penalidades previstas em contrato.

As justificativas para contratação destas fontes caras e altamente poluentes, foi a de que: (i) as UTES fariam o papel desempenhado pelos reservatórios das hidrelétricas com vantagens, (ii) seriam o “seguro” do SEB e (iii) estas UTES teriam um custo/benefício melhor que as hidrelétricas.

Chegou-se a desprezar o preço em R\$/MWh e a se criar um Índice de Custo Benefício (ICB) que, de acordo com seus criadores, refletiria melhor o custo-benefício de cada usina.

Pelo critério de ICB, algumas UTES que hoje estão custando ao país mais de R\$900/MWh se sagraram vencedoras em leilões com UHEs que ofereciam energia abaixo de R\$180/MWh.

A 2ª onda de contratação foi o das chamadas UHEs Estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte em 2007, 2008 e 2010, respectivamente). Estas 3 UHEs somaram aproximadamente 17.900 MW de potência instalada e foram licitadas a tarifas baixas (valor atualizado para 06/2017 entre R\$123/MWh e R\$142/MWh).

O mercado reconhece que as tarifas destas UHEs são baixas mas que não refletem o custo real da energia destas usinas, tendo em vista que: (i) não incluem o custo das linhas de transmissão de milhares de quilômetros, que teriam custado valores próximos aos das usinas e tiveram seus custos rateados entre todos os consumidores e geradores do Brasil, (ii) não incluem diversos subsídios e benefícios, como por exemplo, os financiamentos de 30 anos do BNDES, PSI a juros de 2,5% a.a., injeção de capital por parte de fundos de pensão estatais à juros abaixo de mercado, etc. e (iii) estas usinas estariam gerando muito abaixo de suas garantias físicas e gerando enormes déficits no MRE.

A 3ª onda de contratação foi o das Eólicas. Entre 2009 e 2015, foram contratados mais de 15.000 MW de eólicas.

Os principais argumentos para sua contratação eram que seu custo seria baixo, seu impacto ambiental mínimo e que sua construção reduziria as emissões de gases efeito estufa do SEB. Não foi o que se verificou na prática.

Não se levaram em conta: (i) os problemas técnicos e os custos de cobertura de sua intermitência horária, (ii) os custos de construção dos linhões de milhares de quilômetros ao longo do litoral do Nordeste e interior da Bahia rateados entre os consumidores e geradores do país, (iii) os custos de se manter UTES fósseis caras e poluentes em operação para cobrir sua intermitência, (iv) os custos de se

manter hidrelétricas a disposição para estabilizar as perturbações causadas pela geração intermitente na frequência das redes, além de também cobrirem a intermitência em si.

À título comparativo, de 2005 a 2016 foram contratados apenas 1.704 MW de CGHs e PCHs (142MW/ano), sendo que em 2008, 2011 e 2012 não se contratou um único MW de CGHs nem de PCHs, apesar de todos os seus inúmeros benefícios.

Carece, assim, a proposta de Plano Decenal de Expansão de uma visão, e projeção, de incremento da oferta de energia elétrica a partir da Geração Distribuída, independente de fonte, mas pelos benefícios específicos desta sistemática.

Por oportuno as palavras do Ministro Fernando Coelho:

O ministro falou ainda de como espera que o setor se desenvolva nos próximos anos. Acredita que o segmento de distribuição sofrerá uma grande transformação em função de mudanças tecnológicas e de comportamento dos consumidores.

No segmento de geração, por conta dos desafios socioambientais, ele não acredita que grandes hidrelétricas serão desenvolvidas no médio prazo. Para ele, a expansão da matriz elétrica se dará por meio de fontes renováveis, com pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e térmicas a gás na base para dar segurança na operação do sistema.

Em sua avaliação, as mudanças propostas para o setor elétrico permitirão com que os investidores se libertem do BNDES, em função da correta alocação de custos e redução dos subsídios. “No médio e longo prazo, se essas medidas forem implementadas e a gente conseguir lançar essas bases para esse setor, a gente vai ter um setor elétrico mais estável do que tem hoje.”⁹

DA PROPOSTA

Sob este viés seria interessante que o Plano tivesse tópico tratando a Geração Distribuída, de grande, médio e pequeno porte, de modo a permitir uma melhor análise de alocação atual e possibilidades de expansão. Mormente para fins de estabelecimento de políticas públicas voltadas ao incentivo e facilitação de empreendimentos desta natureza, com escalabilidade de incentivos proporcionais aos benefícios direcionados à rede.

Enfim, ressentem-se o Setor da Geração Distribuída de uma efetiva orientação de política pública destinada a se traduzir em um progresso induzido para este segmento de geração, e seu norte de expansão.

⁹ https://www.canalenergia.com.br/noticias/53030880/governo-quer-iniciar-mudancas-do-setor-eletrico-em-setembro-diz-ministro?utm_source=Assinante+CanalEnergia&utm_campaign=abbb47cb75-NewsDiaria&utm_medium=email&utm_term=0_e9f71adea7-abbb47cb75-153765045

À guisa de orientação, ainda, o Plano Decenal de Expansão prevê até 2026 até 1.500 MW de oferta via PCHs. A ABRAPCH, por sua vez, acena no sentido de existirem já 7.000 MW em projetos aprovados pela ANEEL, à espera de leilões¹⁰.

De outra sorte, nos limites para CGHs, a ANEEL reconhece haver mais de 2.500 MW inventariados, porém sem registros.¹¹

Em paralelo a Abiogás sustenta que a produção já existente de biogás seria suficiente para fazer frente a 24% do consumo do Brasil.¹²

De sua vez, segundo a própria EPE, existe um potencial de geração de 164 GW de energia fotovoltaica, considerando-se somente telhados de residências.

Sob estes parâmetros parece incipiente o único destaque dado à Geração Distribuída, constante da Tabela 39:

Tabela 39. Geração Total de Eletricidade

Geração Centralizada	2016		2021		2025		2026	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	377	65	513	69	554	64	556	62
Gás Natural	45	8	20	3	35	4	37	4
Carvão	16	3	10	1	14	2	15	2
Nuclear	16	3	15	2	15	2	26	3
Biomassa	23	4	30	4	38	4	40	4
Eólica	33	6	75	10	104	12	111	12
Solar (centralizada)	0	0	10	1	19	2	21	2
Outros	11	2	4	0	4	0	4	0
Subtotal (atend. Carga)	522	90	677	90	783	90	809	90
Autoprodução & Geração Distribuída	2016		2021		2025		2026	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	27	5	37	5	43	5	44	5
Solar	0	0	1	0	3	0	5	1
Hidráulica	4	1	4	1	5	1	5	1
Não renováveis	27	5	30	4	38	4	40	4
Subtotal (autoprod. & GD)	58	10	71	10	89	10	94	10
Total	580	100	748	100	872	100	903	100

Certamente, sob nosso ponto de vista, mereceria o Plano de Expansão Decenal, em consonância com outros estudos, que a Geração Distribuída, ou Oferta Descentralizada de Energia, viesse apresentada com maior destaque, inclusive, por escala de produção (grande, média e pequena), e por fonte.

Isto, a fim de dar o devido sinal e orientação para a formação de políticas públicas, e investimentos, para esta que é, sem sombra de dúvidas, o “melhor” viés para a expansão da oferta.

¹⁰ <http://www.abrapch.org.br/artigos/12/o-potencial-das-pequenas-geradoras>.

¹¹ http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/037/apresentacao/1_aneel_-_davi.pdf.

¹² <https://www.abiogas.org.br/producao-ritmo-acelerado>.

Relembrando, parcela do Setor que propicia incremento da oferta a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; baixo impacto ambiental; menor tempo de implantação; redução no carregamento das redes; redução de perdas; melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada; provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição; e diversificação da matriz energética.

Importante relembrar que a Aneel projeta um cenário mais avançado e favorável no seu estudo (Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/**ANEEL**), prevendo o potencial de chegar a 3,2 GW instalados até o ano de 2024, contra os 3.3 GW previstos no PDE para 2026. Os números, apesar de próximos, referem-se a 2024 e 2026 respectivamente, ou seja, dois anos de diferença (20%), indicando que o plano PDE está extremamente tímido referente a previsão de Geração Distribuída e também muito aquém do estudo da **BNEF** (Bloomberg New Energy Finance ¹³), publicado recentemente (New Energy Outlook 2017) abordando projeções mundiais do setor, para a América Latina e Brasil.

¹³ <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

Associação Brasileira de Biogás e Biometano

Associação Brasileira de Biogás e Biometano

27/08/2017 20:05

Contribuições da Associação Brasileira de Biogás e Biometano

Contribuições ao PDE 2026 da Associação Brasileira de Biogás e Biometano

08272005_associação

Ofício 009/2017

São Paulo, 27 de agosto de 2017

Ministério de Minas e Energia (MME)

Referência: **Consulta Pública nº 34/2017**

A Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás) vem por meio deste, inicialmente, saudar a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pelo grande trabalho apresentado em tempo recorde e por permitir a contribuição de toda a sociedade, em um processo democrático de construção do setor energético. Ainda, seguem algumas sugestões para a o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, que está em Consulta Pública.

O objetivo das proposições aqui citadas é, especialmente, sensibilizar as entidades envolvidas no PDE 2026 sobre a importância do biogás dos mais diversos setores para o setor de energia elétrica e biocombustíveis, tendo em vista não somente seu grande potencial de produtividade, geração de empregos e crescimento econômico aliados à destinação final adequada de resíduos orgânicos, mas também os últimos avanços do Governo Federal em relação às Políticas de incentivo às fontes renováveis, incluindo o biogás.

Para que sejam possíveis previsões quanto à sua expansão de produção, tanto para fins de energia elétrica quanto combustível, se sugere a separação dos termos **biomassa** e de **biogás**, especialmente pelas externalidades desse energético e das barreiras tecnológicas ainda existentes.

Por biomassa, se compreende a matéria de origem orgânica, disponível em base renovável. Biomassa inclui madeira, resíduos da agricultura, resíduos sólidos urbanos, entre outros; que tradicionalmente podem ser queimados para a geração de energia. No Brasil já há uma grande base instalada para processos de conversão de biomassa através da queima, especialmente para cavaco de madeira e bagaço, sendo que o primeiro não pode ser convertido em biogás.

O **biogás**, por sua vez, é um combustível avançado, de alta tecnologia de conversão¹, que utiliza como substrato a biomassa. Dessa forma, compreende-se que, apesar de o biogás ter origem na biomassa, nem toda biomassa pode ser convertida em biogás. Ainda, a **curva de conhecimento** de conversão de biomassa em biogás no país ainda não chegou a seu ápice, diferente de outras tecnologias de conversão energética da biomassa, demandando, portanto, um grau de inovação, investimento e risco maior do que outras tecnologias mais consolidadas, para que se possa chegar à realidade de

¹ Por ser um processo biológico, a produção de biogás demanda de maior tecnologia envolvida, com mecanismos de controle de processo (pH, temperatura, agitação, composição, entre outros) rigorosos, que garantam a máxima eficiência de conversão. Os processos de queima, por sua vez, demandam de menor controle e investimento em monitoramento.

países como a Alemanha, que possui mais de 4 mil MW de capacidade instalada em biogás.

No Brasil, o biogás representa um potencial de geração de 115 mil GWh/ano, ou 14 GW médios, de energia elétrica ou 28,5 bilhões de m³/ano de um biocombustível limpo e renovável, distribuído nas cinco regiões brasileiras. No entanto, a capacidade instalada atual é de somente 118,6 MW, portanto, a separação desses dois conceitos pode vir a ser benéfica para reconhecimento das externalidades e necessidades desse energético.

A inclusão do biogás dentro do termo biomassa resulta na perda da contribuição de outros setores vitais e de enorme potencial. Atualmente, o Brasil conta com diversos projetos de energia elétrica a partir de biogás de aterro – como o caso de Caieiras, com capacidade instalada de 30 MW – e o potencial para crescimento nesse setor se destaca, uma vez que a destinação sustentável dos resíduos sólidos urbanos é pauta de outros setores, como saúde e saneamento.

No setor de alimentos, por sua vez, os Estados da região sul e centro-oeste apresentam grande potencial de biogás a partir de resíduos da agropecuária. Tendo isso em vista, os Estados, a exemplo de Santa Catarina, têm anunciado iniciativas estaduais de grande impacto na geração de energia a partir do biogás, que devem deverão ser propulsoras desse energético em diversas escalas.

Por fim, ressaltamos que o potencial do biogás a partir do setor sucroenergético não se dá somente a partir da vinhaça e da torta de filtro, mas também do bagaço e da palha, como demonstra o case de sucesso da Geoenergética.

Reforça-se ainda que o biogás pode gerar entorno de dois empregos por MW instalado, trazendo desenvolvimento de mão-de-obra especializada, qualidade ambiental e sustentabilidade financeira para diversos setores da economia.

Tendo em vista as alterações pleiteadas no setor de energia elétrica, presentes na Consulta Pública nº 33/2017, o biogás possui todos os atributos citados para a contratação de novos empreendimentos. Sendo:

1. O biogás pode ser armazenado ou despachado continuamente para a geração, que pode ocorrer sem qualquer prejuízo para as redes de distribuição e com possibilidade de atendimento da demanda nos horários de maior consumo de energia elétrica;
2. Alta velocidade de resposta ao acionamento para despacho;
3. O biogás apresenta flexibilidade operacional, podendo produzir energia elétrica, térmica e/ou combustível em uma mesma unidade. Assim, o transporte da energia tanto pode se dar pelas redes elétricas de transmissão,

quanto, depois de purificado a biometano, através de caminhões-feixe ou ainda pela injeção na rede de gás natural, sendo essas possibilidades já regulamentadas pelas respectivas agências (ANEEL e ANP);

4. Projetos de energia elétrica a partir do biogás se viabilizam nas mais diversas escalas, ou seja, microgeração, minigeração e de grande escala, especialmente de maneira descentralizada;
5. Sua alta qualidade resulta em uma energia de disponibilidade firme, reduzindo riscos de racionamento e injetando energia na base, o que o torna uma excelente opção para a segurança energética;
6. A estrutura de custos é previsível, e os preços transacionados em Reais, sem exposição aos mercados internacionais de commodities e ao câmbio;
7. Possui potencialidade elevada de mitigação de impactos ambientais, uma vez que transforma passivos ambientais em ativos energéticos. Todas as atividades que produzem resíduos orgânicos que servem como substratos para a produção de biogás/biometano precisam encontrar soluções de sustentabilidade e as energias elétrica, térmica e combustível geradas com biogás representam ativos econômicos importantes para viabilizar os investimentos em sustentabilidade.

Portanto, o biogás é um energético estratégico para se alcançar os objetivos do planejamento energético do Governo Federal a curto e médio prazo.

Biometano

O setor de biocombustíveis vem passando por diversas transformações que não somente tornam o biometano extremamente competitivo frente à outros combustíveis como regulamentam e estimulam sua produção.

Exemplo dessas transformações são a atual regulamentação da injeção de biometano proveniente do saneamento na rede de distribuição de gás natural, através da Resolução Normativa da ANP nº 685/2017, Regulação do percentual mínimo de biometano no gás natural comercializado em São Paulo, Marco Legal do Biogás em Santa Catarina, leilão de aquisição de biometano pela Sulgás, dentre outras iniciativas Estaduais mas, especialmente, o Programa Renovabio.

Uma vez que o biometano é o único energético com possibilidade de pegada negativa de carbono, há grande estímulo para seu crescimento e consolidação nos próximos anos. Assim, dentro do Programa Renovabio a ABiogás propôs metas para produção de biometano de 10,7 milhões de metros cúbicos por dia em 2025. Portanto, sugere-se a inclusão deste número, que representa um total de 156 plantas com produção média

diária de 65 mil metros cúbicos, sendo que esse valor se representa 12,5% do potencial total de biometano que país possui.

A sustentabilidade dos ciclos de vida dos produtos é ainda um grande desafio no Brasil e o biogás pode ser uma ferramenta para se alcançar esse objetivo.

Diante do apresentado, a ABiogás coloca seu corpo técnico e diretivo à disposição desse Ministério para sanar quaisquer dúvidas.



Alessandro V. Arco Gardemann
Presidente ABiogás

ABEEólica

Diretoria Técnica

27/08/2017 20:20

Contribuições ABEEólica - PDE 2026

Contribuições da ABEEólica a CP nº 034/2017 - PDE 2026

08272020_abeeólica

São Paulo, 25 de agosto de 2017

Ao MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Ref.: Contribuição da ABEEólica a Consulta Pública nº 034/2017 que trata do PDE 2026

A Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, que congrega mais de 100 empresas da Indústria de Energia Eólica, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa cadeia no Brasil, tendo como foco de atuação as instituições que fazem a política, regulação e o desenho de mercado do setor, e vem, respeitosamente, solicitar o que refere conforme exposição abaixo.

Gostaríamos de congratular a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), junto ao Ministério de Minas e Energia (“MME”) pela abertura de mecanismo público para discussão das importantes mudanças contempladas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Importa frisar que apesar da descontinuidade ocorrida com a não publicação do PDE 2025, reconhecemos que tal janela foi necessária com intuito de amadurecer os diversos aperfeiçoamentos contemplados no presente documento.

Inicialmente, cabe ressaltar a importância da execução de um bom planejamento de longo prazo que seja executado por meio da elaboração de horizontes críveis, com o desenho detalhado dos instrumentos a serem utilizados e ações necessárias para atingi-lo. Então, entendemos que o PDE deveria ser utilizado com fins determinísticos, a fim de sinalizar os “drivers” que balizarão a expansão do Setor Elétrico Brasileiro, sempre buscando aderência entre o planejamento e a execução da expansão, que culminarão na operação ótima e coordenada do sistema. Nesse sentido nossa principal contribuição é solicitar que o PDE 2026 seja utilizado como instrumento de Estado, para nortear a expansão da capacidade instalada e o atingimento dos diversos indicadores socioeconômicos, além das metas assumidas pelo Brasil (como o Acordo de Paris 2015 – COP 21) que trarão o desenvolvimento sustentável almejado pelos Brasileiros.

Contribuindo com o aprimoramento do planejamento dos investidores, bem como de toda cadeia produtiva do setor, nossa sugestão é que o PDE estabeleça um valor mínimo de perspectiva de expansão futura para cada uma das fontes, sendo este montante determinativo e

não indicativo, e que o mesmo seja revisado a cada 2 anos devido as incertezas envolvidas em qualquer visão de futuro.

Adicionalmente, visando aumentar as características de planejamento de longo prazo do estudo, sugerimos que o “Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE” seja convertido para “Plano de Expansão de Energia – PEE”, cuja projeção de dados seria realizada para os 20 anos posteriores. Outra sugestão relacionada a periodicidade do plano é que sua atualização seja realizada bianualmente, buscando intensificar sua eficácia e a acurácia com a qual são apresentadas as informações.

A seguir, gostaríamos de nos ater aos estudos realizados especificamente para o PDE 2026 e apresentar o parecer da ABEEólica sobre:

- Demanda de Energia

- Premissas da Oferta

- Demanda de Energia

Os desafios de conjuntura econômica que vem sendo enfrentados pelo Brasil colocam-nos defronte a realidade de que os dados de crescimento de carga que vinham sendo apresentados até o PDE 2024 estariam demasiadamente conservadores. Por esta razão entendemos como positivo o cenário de referência traçado para o PDE 2026, cuja carga é 1,9 GW inferior a carga apresentada no PDE 2024. Se considerarmos o cenário alternativo (mais otimista que o de referência) ainda é possível visualizar a racionalidade adotado, já que a carga permanece abaixo da estimada no PDE 2024.

Gráfico 22. PDE 2026 x PDE 2024: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



- Premissas de Oferta

Em linha com o proposto na Consulta Pública MME nº 033/2017, que teve como objetivo aprimorar o Marco Regulatório do Setor Elétrico, apoiamos a previsão do PDE 2026 de não considerar “as usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findando no horizonte da simulação” do plano.

Neste sentido, a ABEEólica solicita que os cenários previstos de suprimento da oferta tomem como base os compromissos assumidos pelo Brasil de redução da emissão de gases que provocam o efeito estufa, bem como a competitividade trazida pelas fontes renováveis e assim, entendemos que o cenário previsto na Tabela 16 do capítulo 3 do PDE 2026 é aquele que apresenta o ajuste mais adequado para atendimento a expansão do mercado, considerando o horizonte pós 2023.

Tabela 16. Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1

Fontes	MW							Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	-	118	669	-	1 844	2 631
PCH	-	-	300	300	300	300	300	1 500
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2 804
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400
Eólica Sul	200	361	361	361	361	361	361	2 365
Eólica NE	800	1 443	1 443	1 443	1 443	1 443	1 443	9 460
Fotovoltaica	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	7 000
GN Flexível SE ^(b)	-	-	-	-	-	-	112	112
GN Flexível Sul ^(b)	-	-	-	-	-	584	470	1 054
GN CC Sazonal NE ^(b)	-	-	-	1 500	-	-	-	1 500
Alternativa de Ponta Sul	-	-	767	882	126	1 296	-	3 070
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	184	-	184
Alternativa de Ponta SE	-	994	771	920	3 543	2 715	-	8 944
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	0
TOTAL	2 000	4 265	5 110	7 091	8 010	8 450	6 098	41 024

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Apesar disso, entende que o plano deve refletir a realidade ao considerar possíveis expansões dirigidas, que são em algum momento necessárias, desde que transparente aos consumidores, conforme realizado neste PDE.

Gesel-UFRJ

Roberto Brandao

27/08/2017 21:42

Avaliação de alternativas de atendimento da demanda máxima e horária

O texto apresenta metodologias para avaliar alternativas para aumento da potência controlável do sistema, destinada a compensar o crescimento da geração não controlável.

08272142_gesel-ufrj



Contribuição do GESEL-UFRJ ao PDE: Avaliação de alternativas de atendimento da demanda máxima e horária.

Nivalde José de Castro

Roberto Brandão

Houve um grande avanço metodológico na modelagem econômica da expansão da geração no PDE 2026. A economicidade da expansão do parque gerador não era captada corretamente pela metodologia anterior, que se limitava a minimizar os custos variáveis e de déficit, sem computar os custos fixos embutidos na contratação de nova capacidade. A nova metodologia minimiza o somatório de custos fixos e variáveis da expansão da geração e é claramente mais aderente à realidade da contratação de energia no Brasil, que se dá através de contratos de longo prazo, com fortes componentes de pagamentos fixos aos geradores.

Com esta nova metodologia é possível colocar e resolver problemas de grande importância na atual fase de transição para uma matriz de geração mais diversificada e com presença relevante de usinas com geração não controlável, sobretudo eólicas, solares e hídricas a fio d'água. Entre estes problemas estão a valoração da potência, a tomada de decisões que impliquem em acoplar a operação do sistema ao planejamento da expansão, a valoração da flexibilidade hídrica e a valoração da flexibilidade da geração térmica.

Todos estes problemas estão associados a uma das principais questões levantadas no PDE 2026 e que ainda merece estudos complementares, qual seja, como viabilizar da forma mais econômica o atendimento da demanda horária em um sistema com forte presença de geração não

controlável. O texto que se segue discorre sobre os problemas citados e tem o intuito de contribuir com o aprofundamento das pesquisas sobre a economicidade do atendimento da demanda horária. Os argumentos são derivados do projeto de P&D da Aneel *Regulação Econômica da Geração Termoeletrica: contratação e remuneração variável*, desenvolvido em parceria pela ENEVA e pelo Gesel-UFRJ.

Valoração da potência

O PDE 2026 detecta a necessidade de dispor de maior volume de recursos com potência controlável para permitir o atendimento à demanda horária frente à variabilidade da geração de fontes renováveis. As modelagens apresentadas mostram claramente que com o crescimento da carga, o sistema pode ter déficits de potência, seja no horário de ponta, seja em outros horários.

Uma forma simplificada de valorar a potência é apurar o custo de uma instalação de geração dedicada exclusivamente a complementar a capacidade de geração existente no atendimento à demanda horária. Se, por exemplo, a tecnologia marginal para este uso for uma planta a gás operando em ciclo aberto, movida a GNL, o valor da potência será a soma dos custos fixos (da planta em si, da parcela dos custos fixos do terminal de GNL associados a ela e do custo para manter GNL em estoque no terminal para uso eventual) e dos custos variáveis, no caso, o custo esperado de combustível para geração térmica destinada a atendimento de ponta. Dado o baixo fator de capacidade esperado para tais plantas, é de se esperar que no valor da potência tenha maior peso os custos fixos relacionados às instalações de geração e liquefação e à manutenção de estoques de GNL.

O valor da potência hídrica existente

Apurado o valor de um acréscimo de capacidade instalada dedicada ao atendimento da demanda horário, a primeira linha de investigação deve ser avaliar se o sistema atual pode ser operado de forma a evitar custos com expansão destinados à contratação de potência adicional. A lógica operativa atualmente adotada consiste em minimizar o somatório dos custos variáveis esperados e de eventuais custos com déficit de suprimento. Mas as rotinas de otimização simplesmente desconsideram

quaisquer custos fixos e, por isso, nada garante que a estratégia operativa com menores custos variáveis seja a solução de menor custo total.

O planejador pode estar visualizando a uma necessidade de expansão de capacidade instalada dedicada a prover potência controlável ao sistema, mas a solução mais econômica talvez seja adotar uma estratégia operativa alternativa, com custos variáveis esperados superiores à indicada pelos modelos computacionais tradicionais, mas que implique em menor custo global, via redução de custos fixos.

Um exemplo pode ser elucidativo deste ponto. Uma parte das situações de déficit de potência pode ser evitada se os reservatórios das hidroelétricas forem mantidos mais cheios. Hoje em dia, ocorre grande perda de potência hídrica durante o período seco de todos os anos com a progressiva queda do nível dos reservatórios ao longo do segundo semestre.

A maior perda individual de potência por deplecionamento ocorre na UHE Tucuruí. A usina tem capacidade instalada de 8.370MW e queda nominal de 60,5m. O nível máximo operativo da usina é na cota 74 e o seu mínimo operativo é na cota 51,6 – uma expressiva variação total de 22,4m. A perda principal de potência não se dá, porém, pela redução da queda e sim pelo progressivo desligamento das usidades geradoras: na cota 62 as primeiras turbinas são desligadas e na cota 60,5 toda a casa de força 2, com seus 4.125MW de capacidade instalada, é desligada. Ora, uma estratégia operativa em que a casa de força 2 de Tucuruí nunca seja desligada, mantendo o reservatório cheio durante boa parte do período úmido, reduziria significamente a necessidade de investimentos em nova capacidade. A avaliação econômica desta alternativa é simples: o que é mais barato, manter Tucuruí sempre acima da cota 62 ou contratar mais capacidade de geração de ponta?

O problema consiste em avaliar o custo da energia necessária para manter Tucuruí acima da cota 62, apurar o acréscimo real de potência disponível trazido por esta estratégia operativa e comparar o custo incorrido estabelecer um nível mínimo de armazenamento ao custo da expansão evitada. Uma alternativa seria o ONS manter alto o nível de Tucuruí despachando mais intensamente as termoeletricas existentes. Mas para simplificar o problema é possível comparar o custo da contratação de uma nova termoeletrica de base capaz de gerar, durante o período seco,

toda a energia ainda estocada na cota 62. Ora, o reservatório de Tucuruí tem uma capacidade total para estocar 7.750Mwmes. Como à cota 62 ainda restam cerca de 2.300Mwmes no reservatório, seria preciso contratar uma térmica de base capaz de gerar pouco menos de 330Mwmes durante sete meses para compensar a energia hídrica que deixará de ser usada. O custo da energia necessária deve ser comparado aos custos evitados em termos de contratação de termoeletricas de ponta.

É bem possível que se mostre mais barato aumentar a potência disponível do sistema aumentando a geração térmica de base e não aumentando a geração de ponta. Essa hipótese não foi levantada no PDE 2016, mas deve ser avaliada com cuidado.

A mesma abordagem pode ser empregada para outras hidroelétricas com reservatório: a forma mais econômica de aumentar a potência controlável disponível para o sistema talvez seja mantendo níveis relativamente altos de armazenamento. E, assim, a forma mais barata de aumentar a geração controlável talvez seja reforço na geração de base, seja usando mais intensamente as termoeletricas existentes, seja contratando novas termoeletricas destinadas à geração de base.

Valoração da flexibilidade operativa térmica

Outro ponto que merece ser estudado é a conveniência de maximizar a flexibilidade operativa do parque gerador termoeletrico brasileiro, incluindo aí as usinas existentes, inclusive aquelas com perfil de geração de base. As termoeletricas são hoje contratadas em um regime comercial que é compatível com a operação no regime de back-up de geração de base, isto é, alternando períodos de ociosidade, quando a hidrologia é boa, e períodos de despacho na base, quando a hidrologia se mostra desfavorável. As usinas têm Custo Variável Unitário (CVU) único e não há previsão de remuneração adicional por uma geração em um padrão mais flexível, com partidas frequentes e eventualmente com operação fora do ponto de rendimento ótimo.

Do ponto de vista técnico, algumas usinas têm condições de operar de forma mais flexível, modulando a geração ao longo dos dias. Outras usinas precisam realizar investimentos adicionais para tornar a geração mais flexível, viabilizando, por exemplo, partidas mais rápidas. Mas o fato é que as modalidades atuais de contratação e a regulação econômica

da geração não só desincentivam tais investimentos, como induzem os agentes a declararem uma flexibilidade operativa menor do que sua realidade técnica a fim de evitarem incorrer em custos que não serão remunerados. Para reverter este quadro é preciso demonstrar que vale a pena incorrer em custos adicionais para obter maior flexibilidade das termoeletricas.

Há duas formas não excludentes de valorar a flexibilidade térmica. A primeira delas consiste em apurar a remuneração adicional necessária para viabilizar uma geração em regime mais flexível (seja na forma de remuneração dos investimentos em ativos fixos, de pagamento unitaditional por um maior número de partidas ou pela geração fora do ponto de rendimento ótimo) e compará-la à economia esperada com o pagamento de geração flexível (por exemplo, custos evitados com combustíveis com eventuais paradas em horário de carga leve para acomodar uma maior geração eólica).

A segunda forma de valorar a flexibilidade térmica é apurar o custo dos os investimentos evitados em nova capacidade de geração flexível e compará-lo com a remuneração adicional necessária para viabilizar maior flexibilidade da geração existente.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR

Dr. Rodrigo Lopes Sauaia

27/08/2017 23:35

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR

Contribuições da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR
para a CP MME 34/2017

08272335_associação



Consulta Pública MME nº34 – Plano Decenal de Expansão da Energia

Contribuição da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR

Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta audiência pública:

Primeiramente, a ABSOLAR cumprimenta o MME pela positiva e bem-vinda iniciativa de abrir a Consulta Pública nº 34 referente ao Plano Decenal de Expansão da Energia 2026 (PDE 2026), com a proposta de planejamento da expansão do setor de energia brasileiro no próximo horizonte decenal. Cumprimentamos também a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pela evolução desta nova versão de seu estudo, que incorporou inúmeras inovações positivas em sua forma e conteúdo. Na visão da ABSOLAR, e do setor de energia solar fotovoltaica, o PDE 2026 representa um aprimoramento significativo em relação ao PDE 2024, com a indicação de expansão anual sob diferentes cenários indicativos, incluindo um programa estruturado para a ampliação da oferta de geração centralizada da fonte solar fotovoltaica para o cenário de referência, bem como um cenário específico com aceleração da adoção da geração centralizada solar fotovoltaica, em função do ganho de competitividade da tecnologia ao longo do horizonte decenal.

A ABSOLAR apoia o fato do PDE 2026 manter o fundamental destaque para as fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, indicando uma participação das renováveis de 81,7%¹ da capacidade instalada nominal ao final de 2026. No entanto, o fato do Brasil já ter uma matriz elétrica altamente renovável não significa que já esgotou seu vasto potencial de aproveitamento de recursos naturais disponíveis, muito menos que deva comparar o seu nível de compromisso com as fontes renováveis com outros países menos avançados neste aspecto. É mais adequado, portanto, avaliar as ambições brasileiras para a expansão das fontes renováveis na

¹ Referência Tabela 14 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência



matriz elétrica do país pela ótica de uma evolução histórica nacional, bem como levando em consideração os compromissos assumidos pelo país para avançar, de forma estruturada, na diversificação de seu portfólio renovável de geração de energia elétrica e para reduzir as emissões de gases de efeito estufa de sua matriz elétrica.

Cabe destacar que o Brasil possui elevado potencial para a expansão da geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, a citar: hídrica, solar, eólica, biomassa, entre outras. Desse modo, a ABSOLAR recomenda que o planejamento energético e elétrico seja mais ambicioso na composição do portfólio de fontes renováveis da matriz e na incorporação de tecnologias que possibilitem uma maior integração destas fontes renováveis na operação da matriz elétrica nacional, combinando o papel das renováveis como geradoras não apenas de energia elétrica, mas também promotoras de segurança energética e flexibilidade operativa, com ganhos adicionais na esfera ambiental e no desenvolvimento sustentável do país rumo a uma economia de baixas emissões de gases de efeito estufa. A ABSOLAR considera plenamente possível que o Brasil seja um dos primeiros países do mundo a caminhar para uma matriz elétrica com mais de 90% de fontes renováveis em sua composição de capacidade instalada nominal dentro de um horizonte de 15 a 20 anos, fazendo uso da sinergia e complementariedade suas fontes renováveis. Tal premissa poderia fazer parte de um dos compromissos nacionais junto às futuras edições da Conferência das Partes (COP) e colocaria o país em posição de destaque frente às demais nações de porte equivalente ao brasileiro.

Nesta consulta pública, a ABSOLAR tem como objetivo contribuir para o aprimoramento do PDE 2026 destacando o papel da fonte solar fotovoltaica e seu potencial, ainda pouco explorado no Brasil, como agregadora de benefícios múltiplos em favor do desenvolvimento da matriz elétrica brasileira. Juntamente com outras fontes de energia elétrica e tecnologias auxiliares (armazenamento, gestão da demanda, intercâmbio elétrico, geração flexível etc.), a fonte solar fotovoltaica tem função estratégica na garantia do suprimento de energia elétrica limpa, segura, de qualidade e de baixo custo à sociedade brasileira.



Com o objetivo de fornecer maior clareza sobre os cenários no relatório em consulta pública, recomendamos que o cenário de referência do PDE 2026 seja organizado em dois segmentos complementares de planejamento: (1) expansão com base em uma política energética de inserção de renováveis, de caráter determinativo, que leve em consideração as potencialidades geográficas regionais, o desenvolvimento econômico, social e ambiental, o desenvolvimento de cadeias produtivas estratégicas ao país, o alinhamento com as demais políticas transversais do Governo Federal e a diversificação do portfólio de fontes renováveis do país; e (2) expansão de suporte, voltada a promover a segurança elétrica e operativa necessária para o adequado balanceamento entre a expansão renovável e o suprimento complementar da demanda, com base nas premissas de livre mercado. O primeiro eixo aqui mencionado tem como objetivo solidificar a proposta de incorporar no relatório do PDE 2026 o papel do MME como instituição governamental planejadora e executora de políticas energéticas, reconhecendo o papel transversal e integrado do setor elétrico brasileiro (SEB) na economia nacional. O segundo eixo, por sua vez, reforça o conceito de incorporação de novas tecnologias para atendimento.

Nesse contexto, a ABSOLAR recomenda que o MME se posicione estrategicamente com uma política energética objetiva e integrada, com metas e compromissos específicos do MME junto a esta e outras políticas do Governo Federal. Há a necessidade de as autoridades agirem com transversalidade no planejamento energético e elétrico, em alinhamento com os demais Ministérios, possibilitando maximizar o papel estruturante do SEB para o desenvolvimento econômico e sustentável do país. Portanto, seria equivocado considerar o SEB como um ambiente isolado do restante da realidade nacional, de modo que a interação e transversalidade são características fundamentais do setor. Por isso, as políticas energética, elétrica, industrial, de desenvolvimento, de mercado e a operação do setor não devem ser isoladas das demais políticas nacionais, sob risco de prejuízo à representatividade destes temas na agenda nacional. A performance de cada um desses fatores é relevante ao desempenho aprimorado do SEB, sendo que as autoridades envolvidas devem trabalhar de maneira integrada para garantir adequada sinergia das políticas e metas, em favor do aprimoramento e evolução do SEB e da agenda de desenvolvimento do país.



Um exemplo comum de política energética integrada às demais políticas de desenvolvimento está relacionada à financiabilidade e à bancabilidade dos projetos de geração de energia elétrica. Tais características são dependentes de uma sólida política econômica e industrial associada às prioridades de infraestrutura, diretrizes de mercado, segurança jurídica proporcionada pelo marco legal e regulatório, sinalização governamental de planejamento para os anos vindouros, bem como fatores exógenos ao SEB, como o ambiente macroeconômico, a variação cambial, entre inúmeros outros.

Outro exemplo de integração das responsabilidades de diferentes áreas para desenvolvimento de uma política energética robusta, refere-se à segurança energética, onde apenas com políticas integradas de desenvolvimento tecnológico, industrial e de infraestrutura pode-se minimizar a dependência de importação de energia elétrica, combustíveis e equipamentos. Adicionalmente, na área de responsabilidade socioambiental, o histórico do SEB indica que a total separação das atribuições não tem beneficiado a performance do setor. O atraso de obras de infraestrutura e de geração por conta de complexidades nos procedimentos de licenciamento ambiental e falta de encadeamento entre contratos de expansão da transmissão e contratos de energia, aponta uma carência de gestão integrada das políticas de planejamento energético e meio ambiente, gerando gargalos, insegurança, atrasos, ineficiências que resultam em custos para todos os agentes e, em consequência, para os consumidores e a sociedade brasileira.

Por fim, outro exemplo de política integrada em benefício do aprimoramento do setor de energia, e em particular o SEB, é o positivo engajamento do MME/EPE/ONS no diálogo sobre a Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC) e seus instrumentos de atuação, como o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas (FBMC). Em especial, a participação do MME/EPE/ONS no planejamento do setor energético e elétrico do país é fundamental para o cumprimento e superação dos compromissos assumidos pelo Brasil junto ao Acordo de Paris (NDC).



Desse modo, a ABSOLAR recomenda ao MME trabalhar a governança de forma a esclarecer e trazer maior transparência para as responsabilidades de cada instituição do SEB e, simultaneamente, promover a sinergia e atuação integrada como princípio de atuação tanto intrasetorial quanto intersetorial junto às demais instâncias do governo, a citar: MMA, MDIC, MCTIC, MPOG, MF, entre outros.

Esperamos que as sugestões apresentadas nesta contribuição sejam de valia para o aprimoramento do planejamento da expansão energética e elétrica do Brasil, em especial, proporcionando uma adequada participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, de modo que o país possa usufruir, cada vez mais, de seus benefícios elétricos, econômicos, ambientais e sociais.

Por fim, a ABSOLAR parabeniza o MME e a EPE pela qualidade do trabalho desenvolvido e agradece aos profissionais pelos esclarecimentos e discussões enriquecedoras ao longo do processo de formulação destas contribuições.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Dr. Rodrigo Lopes Sauaia

Presidente Executivo, em representação à Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)

Item: 3.2 Diretrizes e Premissas Página: 59

Redação do documento: Indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica de 1.000 MW em 2020;	Redação proposta: Indicação de um programa de expansão da oferta de geração centralizada solar fotovoltaica de no mínimo 2.0001.000 MWac em 2020;
Redação do documento: Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano a partir de 2021;	Redação proposta: Indicação de um programa de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de geração centralizada solar fotovoltaica de no mínimo 2.0001.000 MWac/ano a partir de 2021.
Justificativa / Comentários: A sinalização de que haverá expansão da capacidade com periodicidade anual é bem-vinda pela ABSOLAR e extremamente relevante para o adequado desenvolvimento do setor solar fotovoltaico brasileiro. A sinalização de continuidade na contratação da fonte é pilar fundamental para o crescimento sustentável da mesma no Brasil, proporcionando maior previsibilidade e menor percepção de risco para a atração de investidores em todos os elos da cadeia produtiva solar fotovoltaica brasileira. Tal medida está alinhada com as recomendações que têm sido emitidas pela ABSOLAR sobre o tema em nome do setor solar fotovoltaico nacional. A ABSOLAR concorda com a premissa adotada pelo MME de realizar um programa expansão da oferta de geração centralizada solar fotovoltaica em 2020, especialmente relevante ao considerarmos que a fonte solar fotovoltaica foi prejudicada no passado, ao ser deixada de fora de importantes programas estruturantes para as fontes renováveis, como ambas as fases do PROINFA, considerado um propulsor histórico para o desenvolvimento das fontes eólica, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Para que esta premissa seja devidamente cumprida, é fundamental que o MME realize, ainda em 2017 ou no início de 2018, um leilão específico para a fonte solar fotovoltaica, com entrega da energia elétrica no final do ano de 2020, medida ainda não divulgada pelo governo.	

Esta sinalização aponta para a efetiva percepção do MME e da EPE do vasto potencial técnico e estratégico da fonte solar fotovoltaica como opção capaz de contribuir de forma relevante para o desenvolvimento da matriz elétrica brasileira e da economia nacional, bem como para a redução de custos da matriz elétrica nacional e aumento da competitividade dos setores produtivos do país. Com efeito, a fonte solar fotovoltaica contribui para a diversificação do portfólio de geração de energia elétrica do Brasil, sendo uma emergente e promissora fonte renovável do país. Ao ser incorporada na matriz elétrica nacional, a fonte solar fotovoltaica aumenta a segurança de suprimento do sistema elétrico nacional, complementando, com sinergia, a geração a partir de hidrelétricas, eólicas, biomassa e demais fontes. Neste sentido, cabe destacar a excelente correlação complementar entre os recursos renováveis do país. Em períodos de seca, com baixa precipitação e hidrologia desfavorável, existe grande disponibilidade de radiação solar para a geração de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica. Simultaneamente nos horizontes diário, mensal, anual e plurianual, existe marcante complementariedade entre o potencial eólico e o potencial solar nacionais, especialmente na região do interior dos estados do Nordeste, conforme identificado pelo ONS e por pesquisas em andamento no interior do Estado da Bahia.

Por todos estes motivos e considerando que ainda existe conhecimento heterogêneo e pouco difundido da sociedade brasileira sobre as características, benefícios e vantagens da fonte solar fotovoltaica, a ABSOLAR recomenda ao MME trazer, em local oportuno do PDE 2026, uma caixa de texto específica sobre a fonte solar fotovoltaica, explicando, de forma clara e objetiva, as sólidas razões que levam o MME e a EPE a estabelecer uma política energética estruturada para a incorporação da fonte ao país. Segue abaixo uma sugestão de texto para tal argumentação:

“Os Benefícios da Fonte Solar Fotovoltaica ao Brasil

A energia solar fotovoltaica se constitui em estratégico instrumento de política transversal para o desenvolvimento do Brasil. Além de possuir amplo apoio de mais de 85% da população brasileira e despertar grande interesse de empresários e líderes do poder público, ela incorpora aspectos socioeconômicos, estratégicos, energéticos e ambientais, através uma das mais abundantes, versáteis e disponíveis fontes renováveis em todo o território nacional. Por este motivo, a fonte solar fotovoltaica traz uma série de contribuições relevantes para as metas do Governo Federal, em diversas áreas prioritárias, bem como auxilia no processo de democratização do acesso à energia elétrica para a população brasileira.

No âmbito socioeconômico, a fonte solar fotovoltaica se destaca como uma grande geradora de empregos, adicionando aproximadamente 30 novos empregos diretos para cada MW instalado por ano, uma das maiores taxas de emprego do setor elétrico. Segundo dados atualizados da Agência

Internacional de Energias Renováveis (International Renewable Energy Agency – IRENA), a fonte solar fotovoltaica é a principal empregadora dentre as fontes renováveis, sendo responsável por mais de 3 milhões do total de 9,8 milhões de empregos renováveis existentes no mundo ao final de 2016. Exemplo notório deste potencial é encontrado nos Estados Unidos da América (EUA), país que registrou um recorde histórico em 2016, ultrapassando a marca de 260 mil empregos no setor solar fotovoltaico, montante superior aos empregos nos segmentos de extração de petróleo, gás natural, carvão mineral, bioenergia e biocombustíveis, energia eólica, energia nuclear e energia hidrelétrica do mesmo país. Nos EUA, um em cada 50 novos empregos do país é gerado no setor solar fotovoltaico e este setor cresce 17 vezes mais rápido que a média de economia dos EUA. Ainda no âmbito socioeconômico, por gerar energia elétrica de forma cada vez mais competitiva, a fonte solar fotovoltaica proporciona economia para a população, empresas e poder público. Complementarmente, a fonte promove o desenvolvimento de uma nova cadeia produtiva nacional de alta tecnologia, atraindo novos investimentos privados ao país e contribuindo para o aquecimento das economias locais, regionais e nacional.

Nos âmbitos estratégico e energético, a fonte solar fotovoltaica contribui para a diversificação do portfólio de geração de energia elétrica do Brasil, sendo uma emergente e promissora fonte renovável do país. Ao ser incorporada na matriz elétrica nacional, a fonte solar fotovoltaica aumenta a segurança de suprimento de nosso sistema elétrico, complementando, com sinergia, a geração a partir de hidrelétricas, eólicas e biomassa. Em períodos de seca, com baixa precipitação e hidrologia desfavorável, existe grande disponibilidade de radiação solar para a geração de energia elétrica. Com isso, a energia solar fotovoltaica contribui para a preservação dos recursos hídricos do país, aumentando a disponibilidade de água para usos nobres, como consumo humano, agricultura e agropecuária, bem como preservando os reservatórios das hidrelétricas em períodos de baixa hidrologia. De maneira similar, na região Nordeste, onde a fonte eólica apresenta perfil de geração matutino (primeiras horas da manhã) e noturno, a fonte solar fotovoltaica representa complemento estratégico à matriz elétrica, uma vez que gera energia elétrica ao longo do período diurno, em especial no meio do dia. Com a inclusão de geração solar fotovoltaica na região, teremos um perfil de geração mais estável ao longo do dia. Com isso, o país terá condições de reduzir o despacho de termelétricas onerosas que é atualmente acionado para complementar a geração de energia elétrica no Nordeste, trazendo maior economia aos consumidores e segurança para a operação da matriz elétrica nacional. Adicionalmente, por gerar energia de forma distribuída e próximo aos centros de consumo, a fonte solar fotovoltaica alivia os picos de demanda diária e reduz os gastos com o despacho de termelétricas nos demais centros de carga ao redor do país. Esta geração local também beneficia o país ao reduzir as perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e postergar a necessidade de novos investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica.

Já no âmbito ambiental, a energia solar fotovoltaica é reconhecida internacionalmente como uma fonte renovável, limpa e sustentável, de alta durabilidade e robustez, com baixos impactos ambientais, baixas emissões de gases de efeito estufa, que não produz resíduos ou ruídos durante a sua operação e de fácil instalação, sendo necessários menos de dois anos (em alguns casos internacionais, apenas alguns meses) para que uma usina solar fotovoltaica seja

projetada, construída e entre em operação. Por estas características, a fonte solar fotovoltaica contribui para o atingimento das metas nacionais de redução das emissões de gases de efeito estufa, em sintonia com o compromisso brasileiro apresentado frente à COP 21 (NDC), durante o Acordo de Paris, que prevê uma redução de 37% até 2025 e 43% até 2030 nos níveis de emissões de gases de efeito estufa, em relação às emissões de 2005.

A fonte solar fotovoltaica possui o maior potencial técnico dentre todas as fontes do país. Conforme levantamento disponível no livro “Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica”, lançado em 2016 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o potencial técnico da geração centralizada solar fotovoltaica ultrapassa os 28.519 GW, equivalente a mais de 190 vezes a potência total da matriz elétrica brasileira de 2017 e superior à somatória do potencial de todas as demais fontes do país. Já o potencial técnico da geração distribuída equivale a mais de 164 GW apenas em telhados de residências, sendo suficiente para abastecer mais de duas vezes toda a demanda de energia elétrica residencial do país.

Além da geração centralizada, a energia solar fotovoltaica possui um imenso potencial em sistemas de geração distribuída, em especial na microgeração e minigeração estabelecida pela Resolução Normativa Nº 482/2012 (REN 482/2012) da ANEEL e aprimorada pela Resolução Normativa Nº 687/2015 (REN 687/2015) da ANEEL. Segundo a Nota Técnica DEA 019/2014 “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos”, da EPE, só o potencial dos telhados residenciais do país representa pelo menos 2,3 vezes todo o consumo residencial de energia elétrica do Brasil no ano de 2013. Ainda segundo dados da EPE, com o adequado fomento por parte do governo brasileiro, a geração distribuída solar fotovoltaica poderá atingir uma capacidade instalada entre 78 GW e 118 GW até 2050, suprimindo entre 6% e 9% de toda a demanda de energia elétrica do país, tornando-se um importante componente da matriz elétrica nacional e contribuindo fortemente para geração de empregos e movimentação econômica do Brasil.

Na geração distribuída, sistemas solares fotovoltaicos podem ser instalados, de forma competitiva, em grande parte das residências, comércios, indústrias, empreendimentos rurais e edifícios públicos do país, com investimentos realizados diretamente pela população brasileira. A energia solar fotovoltaica, quando instalada como geração distribuída, pode representar uma importante oportunidade de redução de gastos com energia elétrica, especialmente para clientes em baixa tensão. É o caso de clientes residenciais, comerciais, prédios ou repartições da administração pública, creches, escolas, universidades, hospitais, museus, bibliotecas, parques, delegacias entre outros. Considerando o aumento gradual nas tarifas de energia elétrica ao redor do país, a geração distribuída está se tornando cada vez mais atrativa e viável para a sociedade brasileira.

Por operar conectada à infraestrutura já existente de distribuição de energia elétrica, a geração distribuída solar fotovoltaica complementa os projetos de geração centralizada do país (usinas de grande porte), possuindo menor dependência dos cronogramas de projetos de transmissão de energia elétrica. Isso dará maior autonomia ao governo no planejamento do atendimento aos principais centros de demanda. Adicionalmente, a geração distribuída solar fotovoltaica pode ser aplicada na complementação de geração de energia em regiões isoladas atendidas por termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

Com esta medida, reduz-se o consumo de combustíveis, a emissão de poluentes e o preço final da energia elétrica ao consumidor, contribuindo para os pilares do setor elétrico de garantia da segurança do suprimento elétrico, modicidade tarifária e universalização do acesso à energia elétrica, agregando aos projetos um benefício adicional na esfera socioambiental. A geração distribuída solar fotovoltaica contribui, também, para a geração de novos empregos locais e de qualidade ao redor do país, fomentando a estruturação de novas cadeias produtivas e novas atividades de prestação de serviços de projeto, instalação e manutenção de sistemas, contribuindo, para dinamizar e aquecer as economias de Municípios, Estados e da União.

Pelos motivos acima apresentados, o Ministério de Minas e Energia considera o estabelecimento de uma política energética estruturada para a incorporação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira uma medida de interesse estratégico ao país. Tal diretriz está refletida neste PDE, por meio de um programa de expansão anual para a fonte, por meio da contratação anual de usinas de geração centralizada solar fotovoltaica ao longo do horizonte decenal."

Em relação ao volume proposto de 1.000 MW por ano como base de referência para a expansão da fonte solar fotovoltaica no Brasil, a ABSOLAR traz as seguintes considerações relevantes:

1. Primeiramente, é importante esclarecer que a meta de contratação direta a que se refere o item de energia solar fotovoltaica trata-se de projetos de geração centralizada solar fotovoltaica, ou seja, usinas solares fotovoltaicas (UFVs) contratadas por meio de leilões do Governo Federal. É importante que estes volumes sejam referenciados ao segmento de mercado ao qual correspondem (geração centralizada solar fotovoltaica) ao longo de todo o documento do PDE 2026, de modo a melhor informar os leitores e a sociedade brasileira sobre o segmento a que se refere este volume de contratação da fonte solar fotovoltaica. Tal medida evitará também interpretações equivocadas sobre a contabilização da participação da fonte na matriz elétrica brasileira, que possui dois segmentos distintos e igualmente importantes: geração centralizada e geração distribuída solar fotovoltaica.
2. Para que os investimentos no setor tenham sucesso é fundamental que o PDE 2026 mantenha sinais claros e bem alinhados de demanda por energia solar fotovoltaica ao longo dos próximos anos, fomentando o estabelecimento de um setor solar fotovoltaico nacional sólido, duradouro e competitivo. Por isso, a ABSOLAR recomenda a realização de pelo menos 02 (dois) leilões por ano contemplando a contratação de energia solar fotovoltaica, por meio de produto específico para a fonte solar, com uma **meta de contratação de pelo menos 2.000 MWac por ano em usinas solares fotovoltaicas de geração centralizada**. Em levantamento interno realizado pela ABSOLAR junto aos seus associados, considerando o segmento de geração centralizada, bem como os diferentes elos da cadeia produtiva, o setor encontrou amplo consenso e apresenta recomendação do estabelecimento de um volume mínimo de referência de 2.000 MWac por ano para um crescimento sustentável da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, de

maneira a trazer benefícios técnicos, elétricos, energéticos, econômicos, sociais e ambientais notáveis ao SIN. Este volume permitirá assegurar um desenvolvimento sustentável e cada vez mais competitivo da fonte, do setor e do mercado fotovoltaico brasileiro, fomentando a atração ao país de novos investimentos, geração de empregos locais e de qualidade, geração de renda, bem como estabelecimento e ampliação de fabricantes dos principais componentes de uma usina solar fotovoltaica, em alinhamento com o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP) estabelecido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Com base nestas premissas e valores recomendados, sugerimos um realinhamento das metas de contratação de energia solar fotovoltaica com as recomendações do setor solar fotovoltaico brasileiro. Tal ajuste deveria ser realizado tanto no Plano Decenal de Energia (PDE) 2026, objeto desta Consulta Pública, quanto no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, ainda em fase de desenvolvimento pela EPE e pelo MME, de modo a confirmar e consolidar a decisão estratégica do governo brasileiro de desenvolver a fonte solar fotovoltaica no país. Em levantamento interno junto a seus associados, considerando o segmento de geração centralizada, bem como os diferentes elos da cadeia produtiva, o setor apresenta recomendação do estabelecimento de um volume mínimo de referência para um crescimento sustentável da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, de maneira a trazer benefícios técnicos, elétricos, energéticos, econômicos, sociais e ambientais notáveis ao SIN, no seguinte montante: **contratação de no mínimo 2.000 MWac (potência injetada em corrente alternada), equivalentes a aproximadamente 500 MWmédio**, ao ano da fonte solar fotovoltaica no período decenal até 2026. Com relação ao segmento de geração distribuída solar fotovoltaica, a ABSOLAR acredita que o PDE também pode ser mais ambicioso, dados os amplos benefícios advindos da adoção da fonte solar fotovoltaica de forma distribuída no SIN, bem como alinhando o planejamento do PDE 2026 ao grande interesse dos setores produtivos de comércio, serviços, agronegócios e indústria, das instituições públicas e, principalmente, da sociedade civil, na adoção desta tecnologia para a redução de seus gastos com energia elétrica, com contribuição simultânea para a preservação do meio ambiente e o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Adicionalmente, a ABSOLAR propõe uma atualização da meta agregada de capacidade instalada em usinas solares fotovoltaicas de grande porte no PDE 2026, a ser publicado neste ano, para **pelo menos 15 GWac de geração centralizada solar fotovoltaica até 2026**, bem como uma meta agregada, e não apenas uma projeção, de **pelo menos 5 GWac de geração distribuída solar fotovoltaica até 2026**, totalizando 20 GWac da fonte solar fotovoltaica até 2026. Adicionalmente, recomendamos o estabelecimento de uma **meta de longo prazo de pelo menos 30 GW para a fonte solar fotovoltaica até 2030**, incluindo neste caso ambos os segmentos de geração centralizada (20 GW) e geração distribuída (10 GW). Esta ação estratégica resultará em uma redução na percepção de risco de investimento na fonte solar fotovoltaica no Brasil, levando a uma maior facilidade em atrair ao país novos investimentos nacionais e internacionais, contribuindo para fixar os diferentes elos da cadeia produtiva no país e viabilizando um maior número de empreendedores participantes dos leilões de energia do Governo Federal. Tal meta poderia fazer parte das análises de cenários do PNE 2050, em desenvolvimento.

Em resumo, a ABSOLAR propõe que seja incorporada ao PDE 2026 uma trajetória de expansão para atingimento das seguintes metas:

- Meta anual de adição de pelo menos **2.000 MWac** (equivalentes a **500 MWmédios**) de geração centralizada solar fotovoltaica operacionais no horizonte de 2020 até 2026, incluindo estes anos.
- Meta agregada de pelo menos **15.000 MWac** (equivalentes a **3,75 MWmédio**) de geração centralizada solar fotovoltaica operacional até 2026.
- Meta agregada de pelo menos **5.000 MWac** de geração distribuída solar fotovoltaica operacional até 2026.
- Metas específicas de **1 milhão de sistemas instalados até 2025** e de **2 milhões de sistemas instalados até 2030**.
- Para além do escopo decenal, estabelecimento de uma política energética de longo prazo para a fonte solar fotovoltaica, com metas agregadas de pelo menos **20.000 MWac** em capacidade instalada da fonte solar fotovoltaica (somando geração centralizada e geração distribuída) até 2026 e de **30.000 MWac** até 2030.

Tabela 1. Recomendações da ABSOLAR para planejamento do crescimento da fonte solar fotovoltaica no Brasil entre os anos de 2016 e 2030.

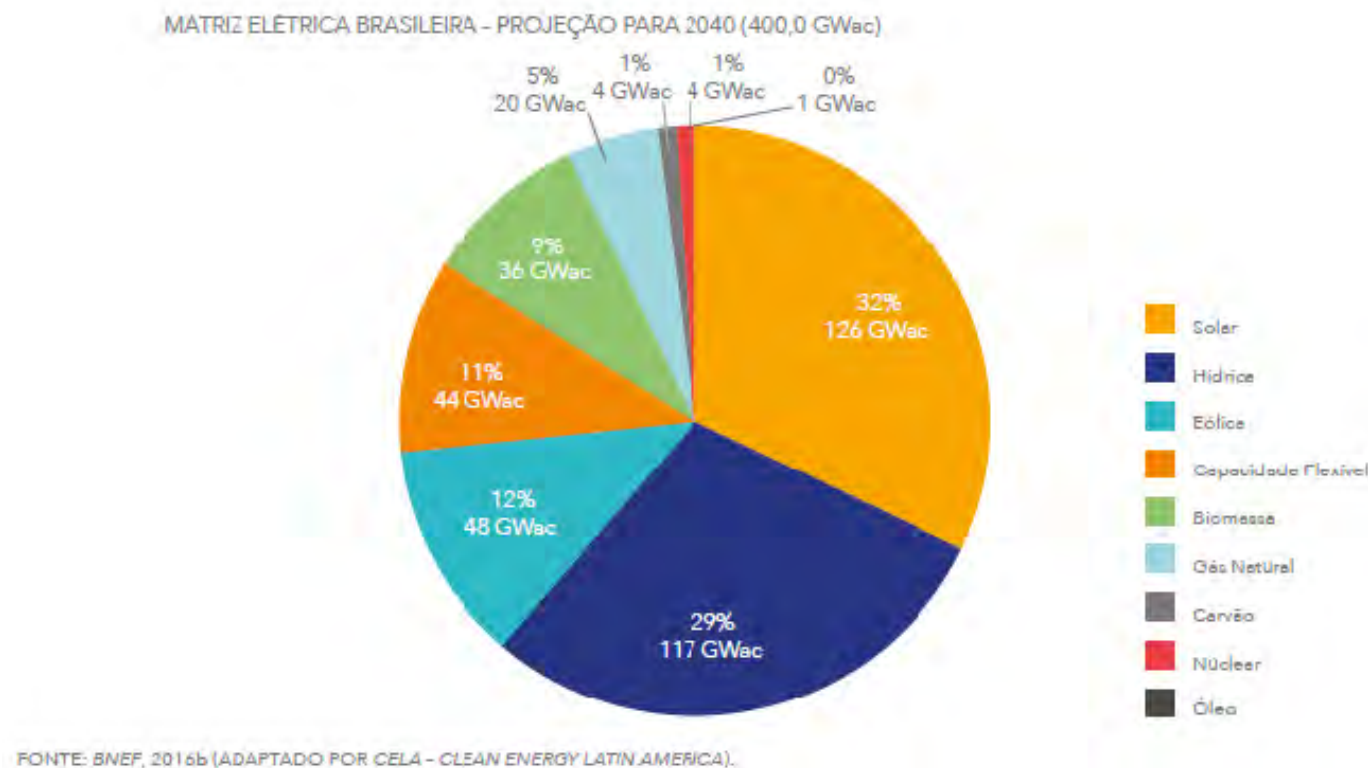
Fonte Solar Fotovoltaica	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Geração Centralizada (MWac)	21	1.000	2.000	3.000	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000
Geração Distribuída (MWac)	43	150	300	500	800	1.300	1.900	2.600	3.400	4.300	5.300	6.400	7.600	8.800	10.000
Total	64	1.150	2.300	3.500	4.800	7.300	9.900	12.600	15.400	18.300	21.300	24.400	27.600	30.800	34.000

Com relação à participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, cabe apontar referências complementares à projeção da EPE, para fins de comparação e reflexão do papel da fonte na matriz em um horizonte superior ao do PDE. A Bloomberg New Energy Finance (BNEF)², por exemplo, projeta a matriz elétrica brasileira de 2040 com uma participação de 32% de energia solar fotovoltaica, equivalente a 126 GWac (potência injetada em corrente alternada), demonstrando a possibilidade de avaliações mais audaciosas para o papel e a participação das fontes renováveis na matriz elétrica

² Bloomberg New Energy Finance, 2017. New Energy Outlook 2017

nacional, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 1. O principal motivo que leva a BNEF e outras instituições internacionais a realizarem projeções agressivas para a fonte solar fotovoltaica está em fundamentos econômicos: projeta-se que a fonte solar fotovoltaica experimentará uma redução de preço de 66% até 2040.

Figura 1. Projeção da BNEF para a matriz elétrica brasileira em 2040 (400 GWac). (Fonte: BNEF, adaptado por CELA – Clean Energy Latin America)



De forma similar, em seu estudo “*The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*”, publicado em junho de 2016, a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) projeta uma redução de 59% no preço médio global da fonte solar fotovoltaica de 2015 até 2025, trazendo os preços da fonte para uma faixa entre US\$ 50,00 e 60,00/MWh, conforme apresentado na Figura 2. Uma vez que o Brasil possui recursos solares muito superiores à média mundial, evidencia-se que os preços médios da energia solar fotovoltaica possuem as condições técnicas necessárias para se tornarem ainda menores que estes valores médios globais projetados.

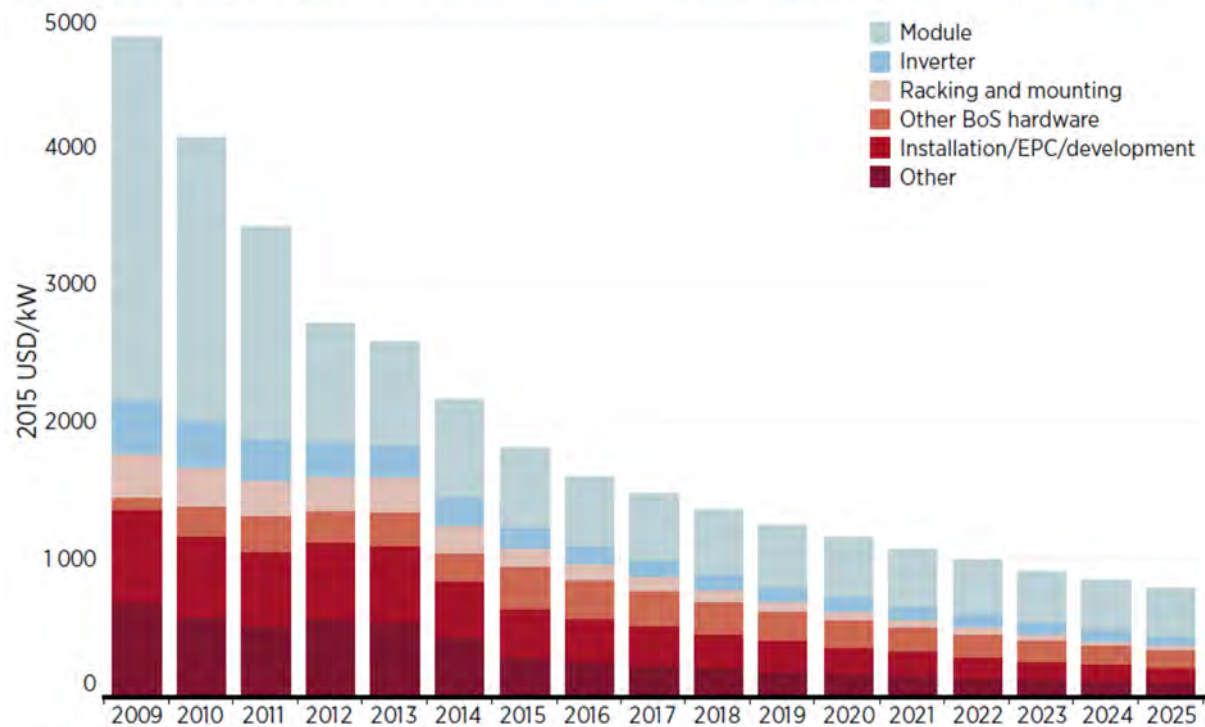
Figura 2. Detalhamento do custo total médio ponderado global de um sistema solar fotovoltaico de geração centralizada entre 2009 e 2025. (Fonte: IRENA)



ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

FIGURE 8: GLOBAL WEIGHTED AVERAGE TOTAL SYSTEM COSTS BREAKDOWN OF UTILITY-SCALE SOLAR PV SYSTEMS, 2009-2025



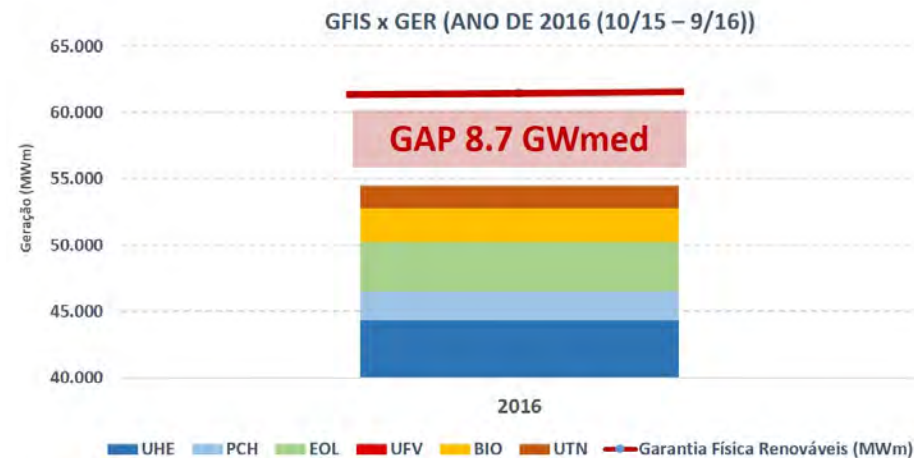
Source: IRENA analysis and Photon Consulting, 2016.

Diante do cancelamento do 2º LER de 2016 e da publicação da Nota Técnica EPE-DEE-RE-105/2016-r0, com o objetivo de avaliar a situação da geração efetiva das usinas e a necessidade de contratação de energia de reserva, a ABSOLAR contratou um estudo no início de 2017³ que concluiu que há um

³ Engenho. Balanço Energético e Energia de Reserva, 2017.

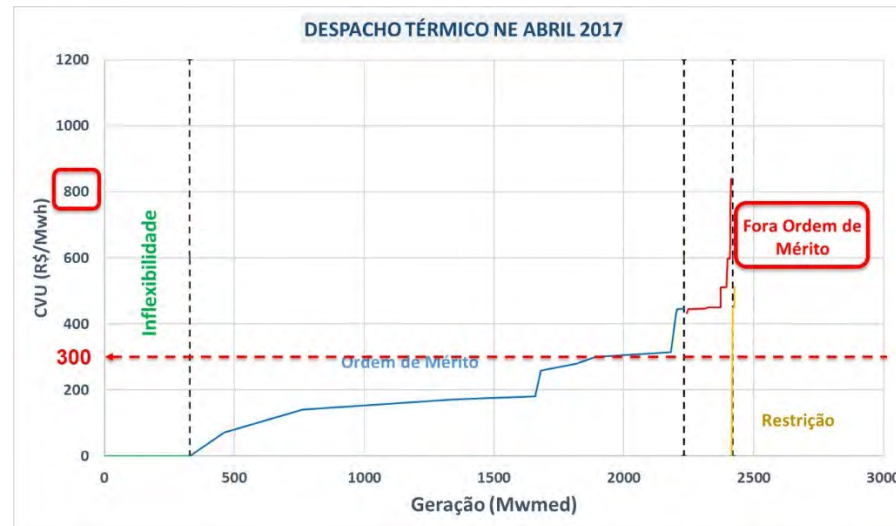
déficit de garantia física de 8,7 GWmédios de fontes renováveis, trabalho devidamente apresentado às lideranças da EPE, MME e ANEEL, conforme apresentado na Figura 3 a seguir:

Figura 3. Comparação entre a garantia física contratada e a geração de energia elétrica real de todos os projetos de fontes renováveis no período de um ano, entre 10/2015 e 09/2016. (Fonte: Engenho Consultoria, com base em dados reais de operação obtidos via ONS)



Parte deste déficit pode ser coberto com o acionamento de termelétricas, conforme apresentado na Figura 4, em montante equivalente a 795 MWmédios de geração termelétrica complementar a partir de usinas de ponta, planejadas para operar apenas em condições emergenciais, dados seus elevados preços de energia elétrica e maior perfil de emissões de gases de efeito estufa e material particulado.

Figura 4. Despacho termelétrico da região Nordeste para o mês de abril de 2017. (Fonte: Engenho Consultoria, com base em dados reais de operação obtidos via ONS)



Tal acionamento evita o déficit de energia elétrica, mas traz custos adicionais à sociedade brasileira (financeiros e ambientais, além de custos à saúde da população). O estudo conclui que, mantidas as condições atuais pelo horizonte de 2017 a 2020, projeta-se o acionamento de termelétricas com CVUs superiores a R\$ 300/MWh – mais caras que a energia solar fotovoltaica, cujo preço médio de venda no 2º LER de 2015 foi de R\$ 297/MWh. Isso significa que o déficit de garantia física não coberto pelas usinas termelétricas a serem acionadas, ou seja, com CVU superior ao valor de referência definido pela EPE/ONS, representa uma necessidade de energia de reserva. Tal energia contribuiria para desonerar o consumidor, evitando o acionamento de termelétricas mais caras e reduzindo os impactos ambientais e à saúde. Complementarmente, a energia solar fotovoltaica contribui para a preservação dos recursos hídricos do país, aliviando a pressão sobre este recurso de usos múltiplos, aumentando a disponibilidade de água para usos nobres, como consumo humano, agricultura e agropecuária, bem como preservando os reservatórios das hidrelétricas em períodos de baixa hidrologia.

De maneira similar, no interior dos estados da região Nordeste, onde a fonte eólica apresenta perfil de geração matutino (primeiras horas da manhã) e noturno, a fonte solar fotovoltaica representa complemento estratégico à matriz elétrica, uma vez que gera energia elétrica ao longo do período diurno, em especial no momento em que a geração eólica diminui devido ao regime de ventos, conforme apresentado na Figura 5. Desse modo, a inserção da fonte solar fotovoltaica na região Nordeste contribuirá de forma expressiva para reduzir o despacho termelétrico que atualmente se observa no período diurno, dada a redução da geração eólica nestas horas do dia. Este efeito sinérgico entre as fontes solar fotovoltaica e eólica, presente em diferentes regiões do interior do Nordeste brasileiro, é conhecido como efeito portfólio entre fontes, ou efeito portfólio de projetos híbridos. Cabe destacar que o efeito portfólio observado entre a fonte solar fotovoltaica e outras fontes (eólica, hídrica, biomassa, entre outras) contribui com uma série de benefícios técnicos, elétricos, energéticos, ambientais e sociais para o desenvolvimento do país. Estes projetos não precisam ser necessariamente desenvolvidos no mesmo local, podendo fazer parte de um portfólio regional mais amplo, dadas as características particulares de nosso SIN, capaz de realizar intercâmbios elétricos entre diferentes localidades do território nacional.

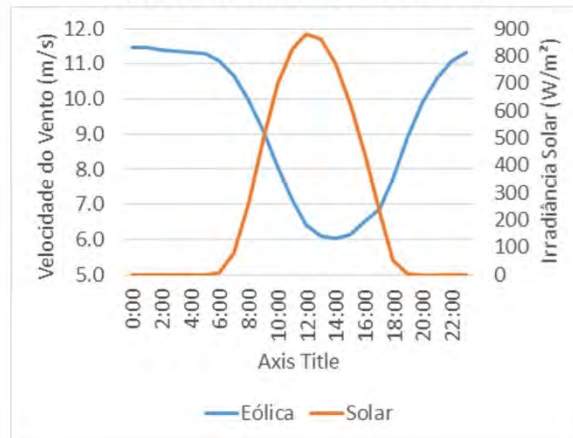
Figuras 5 e 6. Efeito portfólio entre projetos híbridos solar-eólico (esquerda) e efeito portfólio locacional intra-fonte de projetos solares fotovoltaicos distribuídos geograficamente na região sul do Estado da Califórnia, EUA (direita).



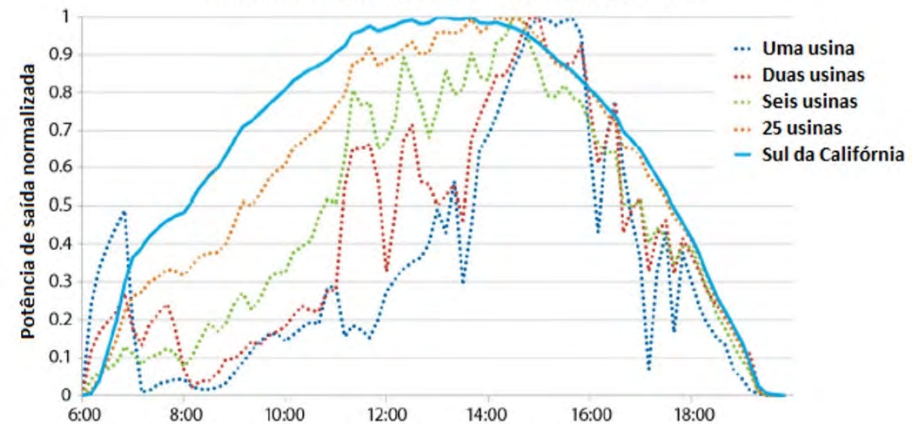
ABSOLAR

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

Efeito Portfólio de Projetos Híbridos



Efeito Portfólio Locacional Intra-Fonte



Com a inclusão de geração solar fotovoltaica na região Nordeste, teremos um perfil de geração mais estável ao longo do dia. Com isso, o país terá condições de reduzir o despacho de termelétricas onerosas que é atualmente acionado para complementar a geração de energia elétrica no Nordeste, trazendo maior economia aos consumidores e segurança para a operação da matriz elétrica nacional. Cabe destacar a situação crítica atualmente vivenciada na região Nordeste, que passa por mais de cinco anos consecutivos de crise hídrica, com restrições significativas na disponibilidade de água para geração de energia elétrica. Esta restrição afeta não apenas a geração a partir de usinas hidrelétricas, mas ameaça também a operação de termelétricas localizadas no Nordeste do país. Por isso, ampliar a diversidade de fontes de geração de energia elétrica operando na região Nordeste, por meio da inclusão da fonte solar fotovoltaica, ainda não presente na região de forma contundente, contribuirá para aliviar a pressão sobre as usinas já existentes.

Adicionalmente, cabe destacar que existe também um relevante efeito portfólio intra-fonte entre os projetos solares fotovoltaicos, efeito este observado quando analisamos a distribuição geográfica de projetos da fonte em áreas maiores, como estados ou regiões. Exemplo didático deste efeito pode ser

observado na Figura 6 acima, que apresenta dados da geração solar fotovoltaica no estado norte americano da Califórnia, EUA⁴. Podemos notar pela Figura 6 que quanto maior o número de usinas solares fotovoltaicas distribuídas em um estado ou região, mais estável se torna a sua produção de energia elétrica. Isso ocorre, pois a variabilidade na geração solar fotovoltaica, provocada por nuvens, está restrita geograficamente aos locais sombreados por tais nuvens. Quando distribuímos de forma mais dispersa o parque gerador solar fotovoltaico, o impacto da passagem de nuvens sobre as usinas torna-se mais limitado, uma vez que as nuvens passam por cima de uma quantidade cada vez menor de projetos simultaneamente. Isso aumenta significativamente a robustez da geração solar fotovoltaica e aprimora a capacidade de planejamento e operação do sistema ao qual as usinas estão conectadas. Trata-se de uma estratégia inteligente para aprimorar a integração da fonte em matrizes elétricas de países e que deve ser levada em consideração pelo Brasil, tanto pela ótica do MME, quanto do ONS e EPE.

Para melhor compreender os benefícios da inclusão da fonte solar fotovoltaica no curto prazo na matriz elétrica nacional, a ABSOLAR contratou um estudo complementar em 2017⁵, que analisou os impactos econômicos e ambientais da inclusão de empreendimentos da fonte solar fotovoltaica na região Nordeste, visando minimizar o despacho de termelétricas fósseis. Foi simulada a instalação de 4 GW de usinas fotovoltaicas na Bahia, equivalentes a uma geração média de 795 MW médios, para substituição da geração térmica no mesmo submercado. A escolha do local e do submercado devem-se às condições propícias: a complementariedade é muito forte e a localização no Nordeste é estratégica para o portfólio eólico/solar. Vale notar que outras localizações podem ser testadas e poderiam provavelmente oferecer vantagens expressivas. A simulação foi realizada entre 2013 e 2017 a preços variando de R\$ 200/MWh a R\$ 320/MWh, e constatou-se que uma economia seria proporcionada entre 3 e 8 bilhões de reais em cinco anos e uma economia ambiental de aproximadamente 17 MtCO₂ em emissões evitadas de gases de efeito estufa, conforme descrito na Tabela 2.

Tabela 2. Ganhos econômicos com a inserção da energia fotovoltaica (contabilização de 2017 apenas até maio). (Fonte: Engenho Consultoria)

⁴ LEW et al., 2013.

⁵ Engenho. A Inserção da Energia Fotovoltaica no Sistema Brasileiro – Ganhos e Sinergias. 2017.

	Economia Esperada pela Substituição das Térmicas pelo Fotovoltaico - (R\$ milhões)						
Preço Corte (R\$/MWh)	200	220	240	260	280	300	320
2013	2,117	1,981	1,845	1,708	1,482	1,346	834
2014	2,608	2,473	2,338	2,202	2,060	1,924	1,708
2015	2,193	2,050	1,907	1,765	1,605	1,457	1,202
2016	793	650	508	365	53	-97	-716
2017	272	231	191	150	64	21	-157
TOTAL	7,981	7,384	6,788	6,191	5,263	4,651	2,870

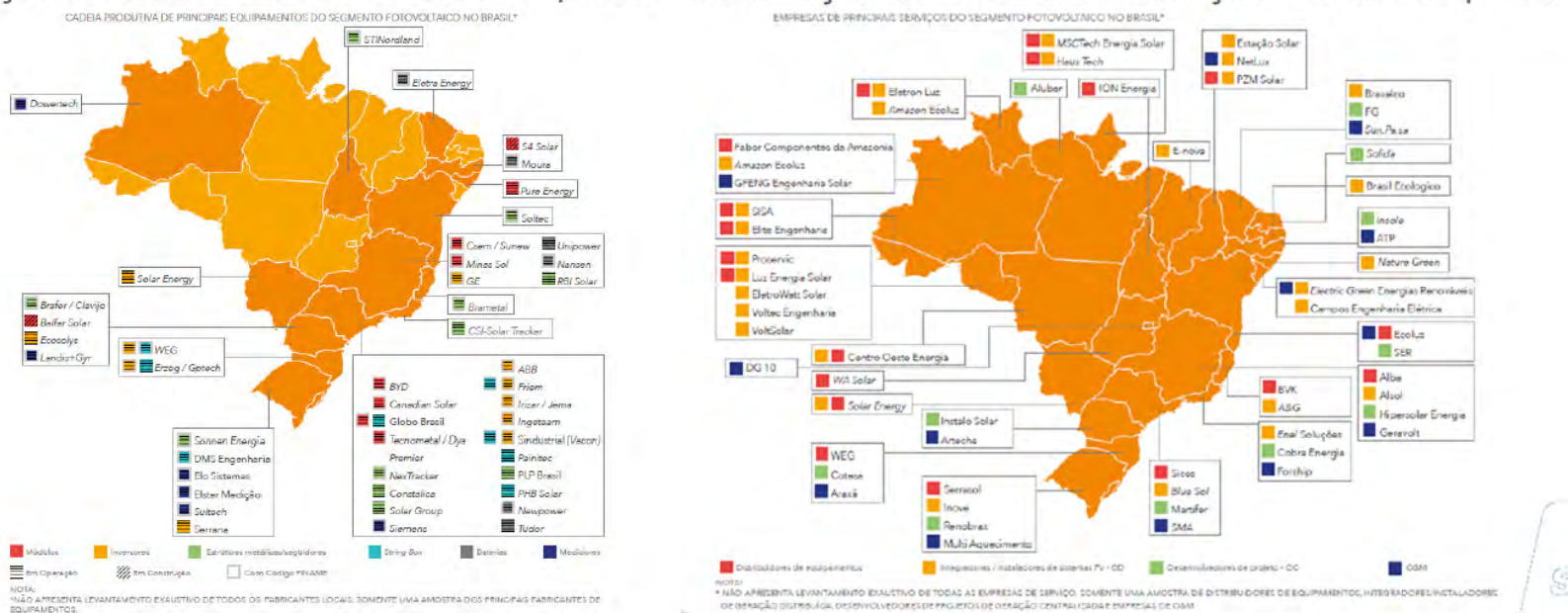
Adicionalmente, por possibilitar a geração de energia de forma distribuída e próxima dos centros de consumo, a fonte solar fotovoltaica alivia os picos de demanda diária e reduz os gastos com o despacho de termelétricas fósseis nos demais centros de carga ao redor do país, trazendo economia aos consumidores e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa e de materiais particulados. Esta geração local também beneficia o país ao reduzir as perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e postergar a necessidade de novos investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica.

Um crescimento sustentável para a fonte requer o estabelecimento de uma demanda de base suficiente para reduzir incertezas de mercado que possam provocar insegurança e percepção de risco aos investidores. O sinal de continuidade resultante desta demanda para a fonte permite que a mesma reduza preços de mercado e amplie sua competitividade. Adicionalmente, a combinação dos sinais de periodicidade e volume adequados de demanda no médio e longo prazos contribui para o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional, na medida em que reduz a percepção de risco de fabricantes, cujo planejamento para o estabelecimento ou ampliação de suas fábricas é comumente realizado em um horizonte de longo prazo. Cabe destacar que o Brasil possui atualmente

número representativo de fabricas de componentes e equipamentos fotovoltaicos no país, conforme dados apresentados nas Figuras 7 e 8 a seguir⁶, porém estes empreendedores encontram-se sob constante incerteza, dada a falta de regularidade de contratação da fonte e os prejudiciais cancelamentos dos dois leilões de energia solar fotovoltaica inicialmente previstos para 2016.

Figuras 7 e 8. Distribuição de empresas na cadeia de bens do setor solar fotovoltaico (esquerda) e na cadeia de serviços do setor solar fotovoltaico (direita).

Distribuição da Cadeia de Bens: +400 empresas Distribuição da Cadeia de Serviços: +1.000 empresas



⁶ SEBRAE. A Cadeia Produtiva da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, 2017.

Para que investimentos destas magnitudes, estimados em centenas de milhões de reais, tenham sucesso e continuidade é fundamental que o Governo Federal mantenha sinais claros e bem alinhados de demanda por energia solar fotovoltaica ao longo dos próximos anos, fomentando o estabelecimento de uma cadeia produtiva nacional sólida e duradoura.

Para além de uma visão restrita ao SEB e levando em consideração as demais diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do país, o estabelecimento e o adensamento desta emergente cadeia produtiva solar fotovoltaica no Brasil proporciona benefícios abrangentes, associados às áreas de desenvolvimento industrial, tecnológico, científico, social, econômico, regional e local, bem como contribuindo para a melhoria da balança comercial brasileira e proporcionando um potencial estratégico de exportação dos bens produzidos no país para demais países da América do Sul, América Central e África. Tais dimensões, diretamente relacionadas ao escopo de atuação do Governo Federal, deveriam compor parte do interesse imediato das políticas públicas integradas do país, em especial as políticas energéticas definidas nos eixos transversais do governo relacionados ao Ministério de Minas e Energia.

Item: 3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta Página: 62

Redação do documento:

A tecnologia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de implantação não competitivos, embora os patamares de preço no Brasil venham caindo com uma velocidade surpreendentemente alta. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos de implantação reduzam em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, podendo chegar até a 40%, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional.

Redação proposta:

A tecnologia solar fotovoltaica, ~~ainda~~ apresenta atualmente custos de ~~implantação cada vez mais não~~ competitivos no mundo, ~~embora~~ e os patamares de preço no Brasil ~~venham caindo com uma velocidade surpreendentemente alta~~ os custos vêm reduzindo a uma velocidade surpreendentemente alta, apesar de ainda mais elevados que a média internacional, em especial devido à carga tributária desproporcionalmente elevada incidente sobre a fonte solar fotovoltaica no país. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos de implantação reduzam em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, podendo chegar até a 40%, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, especialmente se houver uma diretriz de isonomia tributária aplicada ao setor solar fotovoltaico por parte do Governo Federal.

Justificativa / Comentários:

Diferentemente do que mencionado pela EPE, a fonte solar fotovoltaica já é competitiva no mundo. Existem diversas referências⁷ que evidenciam a alta competitividade da tecnologia solar fotovoltaica frente às demais fontes de energia elétrica e o custo cada vez menor de sua energia elétrica. A energia solar fotovoltaica vem quebrando inúmeros recordes de redução de preços⁸, tanto em mercados tradicionais quanto em mercados emergentes, como EUA, México, Chile, Peru, Arábia Saudita, Índia, Emirados Árabes Unidos, entre outros. Adicionalmente, as perspectivas de redução de preços futuros destas tecnologias permanecem significativas, com estudos projetando redução média de 57% nos preços da energia solar fotovoltaica até 2025⁹.

Vale ressaltar que, a categorização como uma fonte não competitiva também demonstra uma visão subjetiva, na medida em que ignora o potencial custo-benefício de inserção da fonte solar fotovoltaica na matriz. Conforme exemplificado no item 3.2 Diretrizes e Premissas, simulações feitas pela ABSOLAR constataram que se houvesse geração de energia solar fotovoltaica na Bahia, entre 2013 e 2017, a preços variando de R\$ 200/MWh a R\$ 320/MWh, uma economia seria proporcionada entre 3 e 8 bilhões de reais em cinco anos e uma economia obtida de aproximadamente 17 MtCO₂.

Principalmente, atualmente a energia solar fotovoltaica não possui condições de competição equivalentes às demais fontes renováveis da matriz elétrica brasileira. Em especial, a fonte solar fotovoltaica ainda não recebeu o mesmo tratamento tributário (isenções e desonerações) em relação ao IPI, PIS, COFINS e ICMS. Como consequência disso, a energia solar fotovoltaica acaba onerada por uma carga tributária desproporcionalmente elevada, que prejudica a competitividade da energia solar fotovoltaica no país. Aplicando-se a isonomia tributária à tecnologia para promover um nivelamento e equilíbrio em relação às outras fontes renováveis, seria possível reduzir sensivelmente o preço da energia solar fotovoltaica, tornando-a mais acessível à sociedade brasileira. Desse modo, é fundamental que este obstáculo seja destacado no PDE 2026 como uma das principais causas responsável pela diferença de preço entre a energia elétrica gerada pela fonte solar fotovoltaica no Brasil em comparação com outros países. Trata-se de uma prioridade que precisa ser adequadamente trabalhada, com o apoio e participação do Governo Federal e seus Ministérios e entidades, buscando a aplicação de uma diretriz de isonomia tributária para a fonte solar fotovoltaica frente às demais fontes renováveis já em situação de maturidade no país.

⁷ Bloomberg. World Energy Hits a Turning Point: Solar That's Cheaper Than Wind, 2016. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-15/world-energy-hits-a-turning-point-solar-that-s-cheaper-than-wind>

⁸ PV Magazine. Renewables sweep Chile's electricity market and set historic low prices. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2016/08/17/renewables-sweep-chiles-electricity-market-and-set-historic-low-prices_100025801/

⁹ IRENA, 2016. The power to change. Solar and wind cost reduction potential to 2025. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

Item: 3.3.1 Alternativas para Ampliação da Capacidade de Potência **Página: 64**

Redação do documento:

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis.

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento a qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).

Redação proposta:

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis, **e no decorrer do próximo semestre, serão publicadas notas técnicas específicas para avaliar no próximo horizonte decenal cada uma das alternativas possíveis para atendimento à demanda máxima, de modo que a sociedade brasileira reconheça os custos e benefícios envolvidos em cada uma das opções disponíveis ao setor elétrico brasileiro.**

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover **a adequada previsibilidade dos recursos renováveis (sol, vento, água, biomassa etc.), a flexibilidade e a complementariedade** necessárias para o atendimento a qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).
- vi. **Desenvolvimento de empreendimentos híbridos, combinando diferentes fontes em uma mesma localidade;**
- vii. **Aproveitamento do efeito portfólio inter-fontes (complementariedade entre empreendimentos de diferentes fontes distribuídos geograficamente de forma sinérgica) e intra-fontes (complementariedade entre diferentes**

empreendimentos de uma mesma fonte distribuídos geograficamente de forma sinérgica);
viii. Ampliação do intercâmbio elétrico entre as diferentes regiões do país.

Justificativa / Comentários:

A ABSOLAR recomenda que seja fornecido ao setor e à sociedade brasileira maiores informações e análises mais abrangentes sobre as diferentes opções de atendimento à ponta cogitadas pelo MME para o planejamento energético, bem como a inclusão de opções estratégicas adicionais que não estavam apresentadas no escopo desta versão preliminar do PDE 2026. Planejar o suporte flexível da geração de energia elétrica de maneira a permitir a adequada operação do SIN é fundamental e uma premissa que deve sempre permear os trabalhos do MME, EPE, ONS e demais atores do setor, inclusive dos agentes privados que participam deste mercado.

No entanto, a ABSOLAR sugere que anteriormente à priorização de fontes termelétricas fósseis¹⁰ para equalizar tal necessidade, conforme apontado pela versão preliminar do PDE 2026, sejam também analisadas com maior aprofundamento alternativas baseadas em fontes renováveis de energia elétrica (hidrelétricas, portfólio de renováveis e armazenamento), conforme itens propostos em nossa sugestão de texto. Dessa forma, recomenda-se que o PDE 2026 detalhe opções adicionais de atendimento de ponta, utilizando uma combinação de fontes renováveis, solução que poderia contribuir para maior flexibilidade e complementariedade e segurança do suprimento, sem resultar em novos investimentos privados em fontes termelétricas, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e minimizando tanto as emissões de gases de efeito estufa, quanto de material particulado prejudicial à saúde da população, alternativas ainda não mencionadas no PDE 2026. Para tanto, faz-se necessário que o PDE 2026 aborde os seguintes temas complementares:

- Cronograma de implementação de melhorias no ferramental de modelagem e de previsão dos recursos renováveis (sol, vento, água, biomassa etc.), garantindo a robustez de séries históricas, medições em tempo real e modelos computacionais. Este esforço pode ser desenvolvido em conjunto com os setores produtivos e os agentes atuantes nas fontes em questão, acelerando o cronograma de implementação destas medidas, em favor de uma matriz cada vez mais robusta e previsível em sua geração renovável, facilitando sua operação junto ao SIN.
- Cronograma de implementação de contratação de projetos de portfólio híbrido renovável. É necessário valorizar a complementariedade sinérgica entre as fontes renováveis, incentivando portfólios híbridos de projetos de geração (solar, eólica, hídrica, biomassa, térmicas). A ideia do aproveitamento do portfólio envolve tanto a concepção de contratação de empreendimentos híbridos renováveis, ou seja, combinação de diferentes fontes de energia renovável em um mesmo local ou distribuídos geograficamente de maneira a obter o máximo aproveitamento das condições regionais e disponibilidade

¹⁰ Nas páginas 63/64, menciona-se “na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou cenários mais restritivos para os aproveitamentos hidrelétricos, a opção pelo carvão mineral possa se apresentar como solução alternativa de expansão”.

de recursos de cada localidade. A dispersão geográfica de projetos é uma vantagem para a complementariedade entre as fontes e traz maior robustez na previsão de geração do parque de cada fonte renovável, pois minimiza o efeito de alterações locais e microclimáticas dos recursos renováveis.

- Cronograma de inserção soluções de armazenamento de energia para previsão da inserção desta tecnologia, bem como curvas de custo das diferentes tecnologias de armazenamento de energia disponíveis nos mercados nacional e internacional.
- Aprimoramento do intercâmbio elétrico: é necessário maior detalhamento para aproveitamento da larga amplitude do SIN, que posiciona o Brasil em lugar de destaque ante a possibilidade de balanceamento elétrico por meio do intercâmbio energético entre diferentes regiões do país. Buscar o fortalecimento das infraestruturas de transmissão e distribuição e aprimoramentos na operação, para otimizar o intercâmbio entre as diferentes regiões elétricas do SIN. Incluir expectativas de investimentos para a aplicação desta medida, tanto em infraestrutura física, quanto em capacidade computacional (hardware e software) para melhorar a operação do SIN.

É importante ressaltar que a tratativa destes temas neste documento é fundamental para que seja dada continuidade nas versões do PDE nos próximos anos e para que os agentes, consumidores e sociedade brasileira tenham maior ciência das opções e custos disponíveis na implementação de cada uma das medidas disponíveis ao SEB.

Item: BOX 3.4 – ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA E FLEXIBILIDADE OPERATIVA Página: 65

Redação do documento:

De fato, a EPE ainda não detém ferramental de análise quantitativa que subsidie a indicação inequívoca de geração flexível com estas características. Para tal, seriam necessárias ferramentas computacionais que subsidiem os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com elevada granularidade temporal (preferencialmente sub-horária) e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração de renováveis de tecnologia eólica e solar fotovoltaica, restrições de unit commitment, tempos de trânsito de vazões entre centrais hidrelétricas, etc.

Redação proposta:

De fato, a EPE ainda não detém ferramental de análise quantitativa que subsidie a indicação inequívoca de geração flexível com estas características. Para tal, seriam necessárias ferramentas computacionais que subsidiem os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com elevada granularidade temporal (preferencialmente sub-horária) e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração de renováveis de tecnologia eólica e solar fotovoltaica, restrições de unit commitment, tempos de trânsito de vazões entre centrais hidrelétricas, etc.

Essas ferramentas se tornam mais importantes para o planejamento da expansão no sistema elétrico brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita.

Essas ferramentas se tornam mais importantes para o planejamento da expansão no sistema elétrico brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita. Dessa forma, como parte do PDE, apresenta-se a seguir um plano de ação e cronograma de implementação de medidas por parte do MME/EPE, visando o aprimoramento das ferramentas computacionais de planejamento e operação da matriz elétrica nacional:

Medida	2017	2018	...

Justificativa / Comentários:

A ABSOLAR gostaria de parabenizar a transparência da EPE/MME quanto à exposição das limitações das ferramentas computacionais atualmente utilizadas para a modelagem de planejamento e operação. Com o objetivo de fornecer maior credibilidade e confiabilidade dos dados e informações retratadas no planejamento energético, a ABSOLAR reforça a importância do PDE 2026 incluir um cronograma detalhado das medidas necessárias para aprimoramento das ferramentas computacionais utilizadas para realizar a modelagem, se possível incluindo também o orçamento necessário para a efetiva implementação das mesmas.

Conforme mencionado no *BOX 3.3 – A NECESSIDADE DE REPRESENTAÇÃO MAIS GRANULAR DE RECURSOS EM MODELOS DE PLANEJAMENTO* e por diversas vezes ao longo do documento do PDE 2026, as ferramentas utilizadas atualmente não são capazes de captar os benefícios do perfil de geração das fontes renováveis e tecnologias de suporte ao balanço energético e elétrico. O reconhecimento desta limitação, no entanto, não soluciona o desnivelamento que sua ausência causa, prejudicando a percepção de benefícios trazidos pelas fontes renováveis ao SIN e ao SEB. Em particular, para a geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica, cujo perfil é diurno, benefícios como a contribuição para o atendimento de ponta durante o dia não são percebidos e não estão sendo capturados economicamente, prejudicando significativamente a competitividade desta fonte, em especial ao se considerar sua contribuição para o atendimento de ponta como nula, valor seguramente inferior à realidade. Por outro lado, a ABSOLAR reconhece que ainda existe um volume limitado de dados reais de operação de usinas solares fotovoltaicas disponíveis na base de dados do SEB, dada a pequena participação da fonte na matriz elétrica brasileira até o presente momento. Com a entrada em operação de usinas contratadas a partir dos leilões de 2014 e 2015, esta situação deverá começar a mudar já a partir de 2017. Portanto, recomendamos que a partir de 2018 já seja realizada uma avaliação com dados reais de operação das usinas solares fotovoltaicas disponíveis no SIN, de modo que seja realizada uma avaliação real da contribuição das mesmas para o atendimento de ponta e um aprimoramento na valoração de suas qualidades elétricas e energéticas ao SIN.

Por estes motivos, aprimoramentos devem ser implementados para a aumentar a previsibilidade, a quantificação das incertezas, e a granularidade temporal e espacial dos modelos computacionais. Portanto, faz-se necessário um desmembramento detalhado das melhorias e ações práticas que serão implementadas pela EPE/MME, sob a forma de plano de ação e cronograma para contornar as limitações computacionais para o planejamento energético.

Adicionalmente, sugerimos que uma análise das necessidades de aprimoramento das ferramentas seja considerada como um item permanente de aprimoramento da EPE, dentro ou fora do PDE (conforme oportuno), porém de forma explícita e transparente ao SEB, sendo atualizado anualmente, de modo a dar continuidade às melhorias que constantemente serão requisitadas para incorporar inovações tecnológicas e novas soluções sistêmicas, conforme as possibilidades e disponibilidades técnicas e orçamentárias.

Item: 3.5.2.3 CASO 4: EXPANSÃO CONSIDERANDO REDUÇÃO DO CUSTO DE INVESTIMENTO PARA SOLAR FOTOVOLTAICA Página: 66

Redação do documento:

O valor utilizado para o CAPEX da opção fotovoltaica na avaliação da expansão da oferta é de US\$ 1.300/kW, baseado nos valores ofertados nos últimos leilões de energia no Brasil. Esse valor é inferior aos preços praticados em 2016 nos Estados Unidos, que alcançam algo da ordem de US\$ 1.490/kW de acordo com NREL (2016). Desse valor do CAPEX, a parcela do Módulo Fotovoltaico responde por US\$ 640/kW. Uma redução em seu custo pode, efetivamente, se refletir em um menor valor para o custo de implantação da fonte fotovoltaica.

Admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2023, seu custo de implantação cairia para aproximadamente US\$ 800/kW. Embora pouco provável, esse valor corresponderia ao patamar no qual esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções.

Redação proposta:

O valor utilizado para o CAPEX da opção fotovoltaica na avaliação da expansão da oferta é de US\$ 1.300/kW, baseado nos valores ofertados nos últimos leilões de energia no Brasil. Esse valor é inferior aos preços praticados em 2016 nos Estados Unidos, que alcançam algo da ordem de US\$ 1.490/kW de acordo com NREL (2016). Desse valor do CAPEX, a parcela do Módulo Fotovoltaico responde por US\$ 640/kW. Uma redução em seu custo pode, efetivamente, se refletir em um menor valor para o custo de implantação da fonte fotovoltaica.

Admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2023, seu custo de implantação cairia para aproximadamente US\$ 800/kW. Embora pouco provável, esse valor corresponderia ao patamar no qual esta fonte passaria a ser competitiva

Considerando essa redução no custo de investimento da opção fotovoltaica a partir de 2023, a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 1.900 MW/ano, ficando assim superior ao limite mínimo considerado, confirmando uma maior atratividade econômica.

Adicionalmente reduz-se a contribuição da opção eólica a partir de 2021 que passa de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 1.500 MW/ano na alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica.

Com o aumento da participação fotovoltaica (que não contribui para o atendimento a ponta) e redução na expansão eólica (que contribui para a ponta, mesmo que com valores inferiores à sua geração média mensal), a alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica apresenta uma elevação de cerca de 400 MW na expansão para atendimento a ponta, alcançando 12.600 MW em 2026 contra 12.200 MW na Alternativa de Referência.

frente às demais opções. A análise de paridade econômica mencionada neste relatório será publicada em nota técnica pela EPE.

Para atingir o patamar de custo desejado no Brasil, a fonte solar fotovoltaica necessita ter acesso ao mesmo tratamento tributário e fiscal já aplicados a outras fontes renováveis, de modo a garantir uma isonomia de tratamento tributário que não discrimine e prejudique a competitividade da fonte em território nacional. Exemplos de políticas incluem isenções e desonerações em tributos como IPI, PIS, COFINS e ICMS.

Com um equilíbrio da carga tributária incidente sobre os equipamentos e componentes da fonte solar fotovoltaica, é possível reduzir sensivelmente os custos dos equipamentos necessários, tornando-a mais acessível à sociedade brasileira. O aprimoramento do tratamento tributário faz parte de uma política integrada entre o setor energético, industrial e econômico, visando benefícios sistêmicos, com o objetivo de não somente reduzir carga tributária, como também de prover melhores condições de financiamento e um ambiente regulatório estável.

Analogamente, para melhorar a sua competitividade, a fonte solar fotovoltaica precisa ter acesso à isenção de IPI, PIS e COFINS sobre insumos, componentes e equipamentos que atualmente já é concedida para outras fontes renováveis.

Considerando essa redução no custo de investimento da opção fotovoltaica a partir de 2023, a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 1.900 MW/ano, ficando assim superior ao limite mínimo considerado, confirmando uma maior atratividade econômica.

	Adicionalmente reduz-se a contribuição da opção eólica a partir de 2021 que passa de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 1.500 MW/ano na alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica. Com o aumento da participação fotovoltaica (que não contribui para o atendimento a ponta) e redução na expansão eólica (que contribui para a ponta, mesmo que com valores inferiores à sua geração média mensal), a alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica apresenta uma elevação de cerca de 400 MW na expansão para atendimento a ponta, alcançando 12.600 MW em 2026 contra 12.200 MW na Alternativa de Referência.
Justificativa / Comentários: Atualmente a energia solar fotovoltaica não possui condições de competição equivalentes às demais fontes renováveis da matriz elétrica brasileira. Em especial, a fonte solar fotovoltaica ainda não recebeu o mesmo tratamento tributário (isenções e desonerações) em relação ao IPI, PIS, COFINS e ICMS. Como consequência disso, a energia solar fotovoltaica acaba onerada por uma carga tributária desproporcionalmente elevada, que prejudica a competitividade da energia solar fotovoltaica no país. Aplicando-se a isonomia tributária à tecnologia para promover um nivelamento e equilíbrio em relação às outras fontes renováveis, seria possível reduzir sensivelmente o preço da energia solar fotovoltaica, tornando-a mais acessível à sociedade brasileira. Desse modo, é fundamental que este obstáculo seja destacado no PDE 2026 como uma das principais causas responsável pela diferença de preço entre a energia elétrica gerada pela fonte solar fotovoltaica no Brasil em comparação com outros países. Trata-se de uma prioridade que precisa ser adequadamente trabalhada, com o apoio e participação do Governo Federal e seus Ministérios e entidades, buscando a aplicação de uma diretriz de isonomia tributária para a fonte solar fotovoltaica frente às demais fontes renováveis já em situação de maturidade no país. Para que o setor solar fotovoltaico conheça as premissas da EPE/MME para a avaliação de um cenário de redução de custos de implementação da fonte, a ABSOLAR solicita a publicação de nota técnica contendo as referências para: • A hipótese de queda do custo de instalação de 40% para a fonte solar fotovoltaica. • A avaliação da probabilidade de ocorrência desta queda de preços. • A análise de paridade econômica cujo patamar de custo de implantação de US\$ 800/kW daria à fonte solar fotovoltaica competitividade frente à outras fontes.	

Adicionalmente, fazemos proposta de trecho para inclusão ao PDE em complementação ao cenário de redução de custo da fonte solar fotovoltaica, adicionando os fatores necessários para que ocorra uma redução do custo significativa, de modo a trazer maior clareza aos agentes e à sociedade brasileira sobre os motivos que atualmente causam a diferença de nivelamento de preços entre a fonte solar fotovoltaica no mundo (altamente competitiva) e no Brasil (competitividade ainda crescente, mas diferente do patamar internacional).

Item: 9.2 Geração Distribuída Página: 220

Redação do documento:

Em 2026, estimam-se cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da REN 482, totalizando 3,3 GWp, suficiente para atender 0,6% do consumo total nacional. A evolução das plantas a biogás é menor, com a perspectiva de aproximadamente 300 MW no final do horizonte do Plano.

Em relação ao PDE 2024, houve uma melhora do cenário, o que alterou as projeções positivamente. Dentre as mudanças, destacam-se principalmente quatro fatores: (i) alteração da REN 482/2012, que amplia as possibilidades de negócios em geração distribuída, permitindo a adoção por uma maior parcela da população; (ii) isenções tributárias, de PIS/COFINS e ICMS (em 20 unidades federativas) sobre a energia compensada pela unidade consumidora, o que aumenta a viabilidade financeira do investimento; (iii) reajuste das tarifas de eletricidade acima da inflação nos últimos dois anos; (iv) redução no preço dos sistemas fotovoltaicos.

Redação proposta:

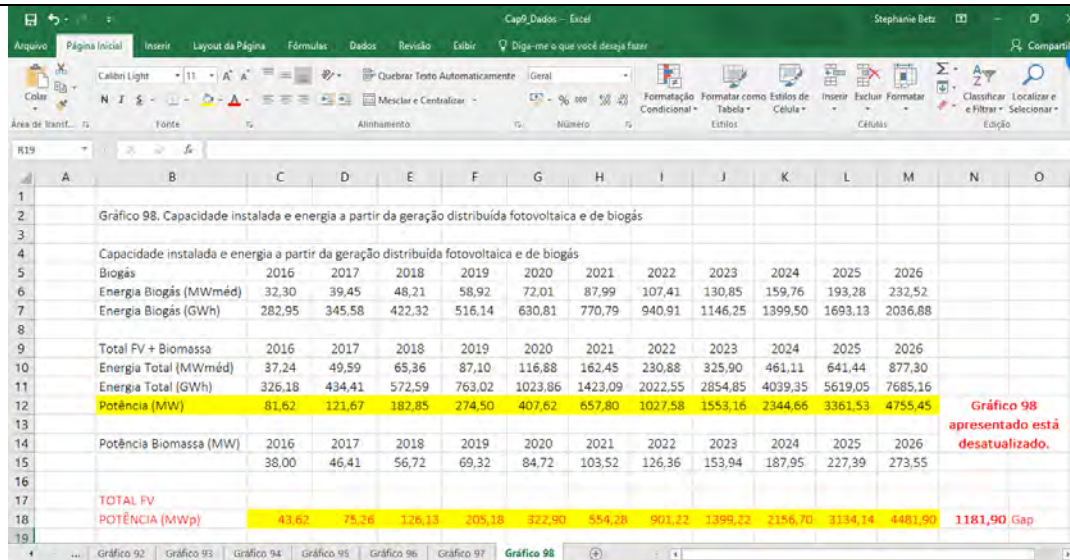
Em 2026, estimam-se cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da REN 482, totalizando ~~3,3~~ 4,5 GWp, suficiente para atender 0,6% do consumo total nacional. A evolução das plantas a biogás é menor, com a perspectiva de aproximadamente 300 MW no final do horizonte do Plano.

Em relação ao PDE 2024, houve uma melhora do cenário, o que alterou as projeções positivamente. Dentre as mudanças, destacam-se principalmente quatro fatores: (i) alteração da REN 482/2012, que amplia as possibilidades de negócios em geração distribuída, permitindo a adoção por uma maior parcela da população; (ii) ~~isenções tributárias~~ aprimoramento da cobrança dos tributos PIS/COFINS e ICMS no consumo líquido de energia elétrica de consumidores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, (em ~~20~~ 23 unidades federativas) ~~sobre a energia compensada pela unidade consumidora~~, o que aumenta a viabilidade financeira do investimento; (iii) reajuste das tarifas de eletricidade acima da inflação nos últimos dois anos; (iv) redução no preço dos sistemas fotovoltaicos.

Justificativa / Comentários:

No capítulo 9 - Eficiência Energética e Geração Distribuída, apresenta-se uma projeção da geração distribuída solar fotovoltaica de 3,3 GWp de potência instalada em 2026, com cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da Resolução Normativa ANEEL Nº 482 de 2012, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). Vale pontuar aqui que em projeção recentemente publicada pela ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, projeta-se em número de consumidores residenciais e comerciais participantes do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), ou seja, que receberiam os créditos de energia elétrica, em 2024, um total de 886.723 unidades consumidoras entre residências e estabelecimentos comerciais. Em termos de potência instalada, a ANEEL projeta em 2024, um total de 3.209 GW de potência instalada, dos quais 2.425 MW estariam no setor residencial e 784 MW. Sabendo que a ANEEL em sua análise contabiliza apenas sistemas de microgeração distribuída de fonte solar fotovoltaica, há o risco da análise feita pela EPE/MME estar subestimada. Nossa recomendação é que seja feita uma análise comparativa das premissas utilizadas pela ANEEL e EPE/MME para referência.

Além disso, gostaríamos de apontar uma incoerência nos dados do Gráfico 98 com o valor mencionado no texto de 3,3 GWp de potência instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. Nos dados relativos ao Gráfico 98 expostos nas planilhas de apoio publicadas pela EPE, conforme imagem a seguir, detectamos que os valores de potência instalada para a energia solar fotovoltaica totalizam em 2026 o equivalente a 4.481 MWp de potência instalada, representando um adicional de 1.182 MWp ao valor mencionado no texto de 3.300 MWp. Na tabela, não há valores específicos para a fonte solar fotovoltaica, apenas agregados para as fontes solar e biomassa, apesar do Gráfico 98 não mencionar biomassa. O valor de 4.481 MWp foi então calculado pela diferença entre os totais de FV + Biomassa e potência instalada de Biomassa como destacado na planilha em amarelo. Dessa forma, solicita-se a revisão do Gráfico 98 para incorporar os valores como calculados na planilha.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Capacidade instalada e energia a partir da geração distribuída fotovoltaica e de biogás											
Biogás	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Energia Biogás (MWmed)	32,30	39,45	48,21	58,92	72,01	87,99	107,41	130,85	159,76	193,28	232,52
Energia Biogás (GWh)	282,95	345,58	422,32	516,14	630,81	770,79	940,91	1146,25	1399,50	1693,13	2036,88
Total FV + Biomassa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Energia Total (MWmed)	37,24	49,59	65,36	87,10	116,88	162,45	230,88	325,90	461,11	641,44	877,30
Energia Total (GWh)	326,18	434,41	572,59	763,02	1023,86	1423,09	2022,55	2854,85	4039,35	5619,05	7685,16
Potência (MW)	81,62	121,67	182,85	274,50	407,62	657,80	1027,58	1553,16	2344,66	3361,53	4755,45
Potência Biomassa (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	38,00	46,41	56,72	69,32	84,72	103,52	126,36	153,94	187,95	227,39	273,55
TOTAL FV											
POTÊNCIA (MWp)	43,62	75,26	126,13	205,18	322,90	554,28	901,22	1398,22	2156,70	3134,14	4481,90
											1181,90 Gap

Por fim, corrigimos o número de unidades federativas de 20 para 23, as quais concedem o benefício de ICMS para microgeração e minigeração distribuída pelo Convênio nº 16/2015 até o momento desta consulta pública. São essas: Acre, Alagoas, Amapá, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal. A lista de adesões pode ser verificada aqui: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15.

Item: 10. Análise Socioambiental Página: 224

Justificativa / Comentários:

A ABSOLAR cumprimenta a EPE pela excelente iniciativa de incluir em seu PDE 2026 uma análise socioambiental integrada, buscando melhor avaliar os impactos globais decorrentes das decisões de planejamento decenal para a matriz elétrica brasileira. No entanto, evidencia-se pelos resultados apresentados uma importante incompletude no tema em questão, na medida em que não foram incorporados ao material os impactos socioambientais positivos decorrentes

da expansão da matriz elétrica brasileira, apenas um conjunto de impactos negativos. Primeiramente, cabe destacar que a expansão da matriz elétrica brasileira congrega muito mais do que impactos socioambientais negativos ao país, uma vez que a energia elétrica é fator fundamental e imprescindível para o desenvolvimento e qualidade de vida das Nações e seus habitantes. Estes fatores podem ser adequadamente caracterizados através de uma seleção representativa de impactos socioambientais positivos, resultando em uma avaliação mais transversal, integrada e abrangente do papel e da relevância estratégica da política energética e expansão da matriz elétrica nacional para o desenvolvimento do país. Com base nesta perspectiva e buscando melhor conscientizar a sociedade brasileira da importância do setor elétrico para o Brasil, a ABSOLAR recomenda fortemente que a análise socioambiental do PDE 2026 incorpore também os benefícios sociais e ambientais advindos da expansão planejada, incluindo ao menos os seguintes fatores sociais complementares:

- Projeção da geração média de empregos a partir cada fonte de geração de energia elétrica e uma estimativa dos empregos gerados a partir das decisões de planejamento do PDE 2026, com a adequada diferenciação destes empregos entre: (i) diretos e indiretos; (ii) temporários e permanentes; (iii) locais e nacionais; e (iv) qualificados (níveis técnico e superior) e sem qualificação. Justificativas: dado o volume significativo de investimentos em infraestrutura decorrentes do PDE 2026, o setor energético e elétrico brasileiro desempenha papel inequívoco como indutor de desenvolvimento social por meio da geração de empregos no país, fator de relevância estratégica para a economia nacional e para a gestão macroeconômica do Governo Federal, capaz de contribuir sensivelmente para a empregabilidade, a distribuição de renda e a qualidade de vida da população brasileira. Deixar de incorporar este fator ao PDE 2026 poderia desmerecer a relevância do setor e das decisões a ele relacionadas frente ao planejamento do Governo Federal e de seus diferentes Ministérios, o que poderia ocultar a importante sinergia e transversalidade do setor, desvalorizando seu protagonismo para o desenvolvimento social do país.
- Projeção de investimentos financeiros decorrentes das decisões de planejamento do PDE 2026, com a adequada diferenciação da distribuição destes investimentos em cada região do país. Justificativas: dado o volume significativo de investimentos em infraestrutura decorrentes do PDE 2026, o setor energético e elétrico brasileiro desempenha papel inequívoco como indutor de desenvolvimento nacional, regional e local do país, capaz de contribuir significativamente para o aquecimento das economias nacional, estaduais e municipais, bem como para o desenvolvimento social e econômico de cada região do país, aproveitando suas potencialidades e recursos específicos, em benefício de sua população.

ABRAPCH

ABRAPCH

27/08/2017 23:40

ABRAPCH - Contribuições para Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

PDE 2026

08272340_abrapch

I. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1. A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétrica – ABRAPCH, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por cooperativas, órgãos e empresas públicas e privadas, desenvolvedoras de projetos, fornecedores de serviços e equipamentos, geradores de energia, associações, entidades de defesa do meio ambiente, entidades estudantis, instituições de ensino e pesquisa, profissionais autônomos e estudantes universitários que sejam apoiadores no aumento sustentável da utilização pelo Brasil de geração de energia elétrica por meio das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e das Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs.

2. A ABRAPCH tem como objetivo unir as autoridades interessadas nos projetos de geração de energia através das PCHs e CGHs, sempre representando seus associados, defendendo seus direitos, interesses e aspirações coletivas, assim como protegendo o meio ambiente, a ordem econômica, a livre concorrência e atuando em sintonia e em conjunto com outras Associações na defesa dos interesses das PCHs e CGHs.

3. A presente consulta, formulada para o atendimento dos interesses da ABRAPCH, tem como escopo subsidiar esse Ministério de Minas e Energia – MME nos termos da Consulta Pública nº 34/2017, cujo objetivo é o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

4. A ABRAPCH considera fundamental a inclusão de atributos ambientais e sociais à valoração da energia elétrica, de modo a representar de forma mais correta e completa a relevância da energia elétrica para o desenvolvimento do país. Isso inclui emissões de gases de efeito estufa, potencial poluidor (inclusive no descarte dos equipamentos degradados), impactos na saúde, geração de empregos, papel estratégico no incentivo à expansão das cadeias produtivas nacionais e aprimoramento das tecnologias nacionais de ponta, entre outros aspectos de alta relevância para a agenda transversal do Governo Federal e que passam, obrigatoriamente, pelo setor elétrico brasileiro.

5. Com este escopo, a expansão da geração deve priorizar as fontes renováveis de energia elétrica não intermitentes, porquanto as fontes intermitentes, como eólica e solar fotovoltaica (sem baterias), causam custos adicionais com despacho de energia gerada por usinas termoeletricas, substancialmente

mais caras e poluentes do que as energias renováveis.

6. Neste sentido, deve-se considerar os custos financeiros e socioambientais das fontes renováveis intermitentes (eólica e solar fotovoltaica) na expansão da matriz energética, especialmente em razão dos objetivos a serem cumpridos na 21ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – COP21, em que o Brasil é signatário das metas para conter o aquecimento global, em razão da aprovação do Congresso Nacional e sanção do Presidente da República.¹

7. A *Nationally Determined Contributions – NDC*, que se refere à Contribuição Nacionalmente Determinada para o Brasil, aderente ao acordo de combate ao aquecimento global, estabelece meta de redução de 37% da emissão de gases, até 2025, podendo se estender a 43%, até 2030, tendo como parâmetro aos níveis de emissão verificados em 2005. Tais objetivos serão também alcançados através da priorização na implementação de PCHs e CGHs na expansão da oferta.

8. A ABRAPCH concorda com grande parte do diagnóstico dos problemas do Setor Elétrico Brasileiro (“SEB”) feito pelo Ministro, em seu artigo de 11/08/2017, em especial com as afirmações de que o setor “serviu ao patrimonialismo, ao fisiologismo e ao corporativismo”, “incubava a doença do intervencionismo”, está com um “ambiente de negócios quase insustentável” e que precisa do “fim das escolhas dos vencedores, dos privilégios, dos subsídios [...] das proteções e direitos de alguns em detrimento de muitos”.

9. Estas práticas mencionadas pelo Ministro de Estado tiveram como consequência a destruição de boa parte dos imensos benefícios que o SEB oferecia à Nação, e causaram enormes danos ao meio ambiente, à indústria nacional e à economia brasileira como um todo, dado que a energia é insumo básico essencial para a eficiência de qualquer economia moderna.

10. Entre os anos de 2000 a 2017, o SEB:

a) Passou da posição de energia elétrica mais barata do mundo, para a 6ª mais cara do mundo;

¹Ministério do Meio Ambiente. Acordo de Paris. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>> Acesso em: 28 jul. 2017.

- b) Multiplicou suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por 8x. Segundo dados do IPCC/ONU, as Mudanças Climáticas estão ocorrendo em função de um aumento na concentração de GEE de 40% em 200 anos, sendo que o SEB aumentou suas emissões em 700% em apenas 16 anos, quando deveria ter reduzido as emissões de 2005 em 35% para honrar os compromissos assumidos na COP 21;
- c) Teve a saúde financeira de seus agentes muito prejudicada, especialmente a dos micro, pequenos e médios empreendedores de CGHs e PCHs;
- d) Passou a depender de tecnologia, insumos e equipamentos importados, quando poderia utilizar tecnologia e equipamentos hidráulicos 100% nacionais;
- e) Destruiu empregos no Brasil e exportou empregos para Europa, EUA e Ásia;
- f) Perdeu confiabilidade, flexibilidade, segurança, qualidade, etc.

11. Parte significativa dos problemas acima tiveram, como principal causa, a redução na participação das hidrelétricas na matriz de ~85%-90%, em 2000, para ~60%- 70%, em 2016.

12. Também concordamos que o SEB está sendo chamado a pagar o “preço dos banquetes do passado”, senão vejamos”

- a) Entre 2005 e 2016, foram contratados aproximadamente 23.689MW de UTEs fósseis, algumas custando atualmente até R\$ 1.200/MWh;
- b) Entre 2007 a 2010, foram contratados 17.900 MW de UHEs “Estruturantes”, à custa de enorme quantidade de subsídios e favorecimentos, como a transferência dos custos de milhares de quilômetros de linhas de transmissão aos usuários (geradores e consumidores), financiamentos subsidiados de até 30 anos, *equity* subsidiado de fundos de pensão e de empresas estatais, etc.;
- c) Entre 2009 e 2016, foram contratados aproximadamente 15.000 MW de Eólicas com custos de cobertura de intermitência, ICGs e linhas de transmissão de milhares de quilômetros custeados pelos geradores e consumidores, renúncias fiscais, financiamentos subsidiados, etc.;

13. De 2005 a 2016, foram, contratados apenas 1.704 MW de PCHs e CGHs (R\$ 142 MW/ano), com tarifas entre R\$ 145/MWh e R\$ 220/MWh, sem os subsídios e favorecimentos acima mencionados.

14. Em função de não terem sido beneficiadas pelos subsídios e favorecimentos do passado, terem sido obrigadas a pagar parte dos subsídios e favorecimentos concedidos a terceiros e de terem sido submetidas a concorrência em condições de desigualdade com as fontes favorecidas, o setor de PCHs e CGHs foi o mais prejudicado do SEB, não tem condições e nem considera justo participar de rateios adicionais de custos e privilégios de terceiros.

15. A ABRAPCH destaca a necessidade de se obedecer as seguintes diretrizes (estabelecidas inclusive por este Ministério no âmbito da Consulta Pública nº 33/2017) para o Plano Decenal: **(i)** isonomia entre as fontes de geração, **(ii)** racionalidade econômica, **(iii)** meritocracia, **(iv)** competição em condições de igualdade; e **(v)** sustentabilidade.

16. A ABRAPCH também concorda que a melhor forma de se evitar a repetição dos erros do passado é a migração do atual sistema “intervencionista” para um sistema de mercado, em que cada agente passe a ser remunerado pelos serviços que efetivamente preste à sociedade, com seus atributos valorados e remunerados de forma justa e eficiente, conferindo incentivos econômicos corretos para a expansão do SEB.

II. EXPANSÃO EFICIENTE DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

17. Apesar da expansão de oferta apresentada pelo PDE ser indicativa, sabe-se que seus efeitos repercutem no planejamento da produção de equipamentos e no direcionamento de investimentos, o que, inexoravelmente, influencia na decisão do investidor no aporte de capital para esta ou aquela fonte de geração.

18. Nestes termos, a Administração Pública deve pautar-se pela eficiência em todos os seus atos administrativos (princípio implícito do art. 37 da Constituição Federal de 1988), especialmente no que condiz com a elaboração, correção e publicação desse PDE 2026, devendo primar pela coerência na

apresentação de indicativos técnicos, segundo parâmetros de custo-benefício (*cost benefit analysis*), sob pena de trazer prejuízos a toda uma cadeia de produção ao emitir sinal econômico indesejado, aumentando-se assim o risco / custo regulatório do país.

19. As CGHs e PCHs são uma fonte de energia limpa, barata, renovável, confiável, flexível, sem intermitência horária, de alta qualidade e que tem enorme impacto positivo no desenvolvimento socioambiental e econômico do Brasil.

20. De todas as renováveis, as únicas com capacidade de armazenar energia são as CGHs/PCHs, na forma de água em seu reservatório, e as usinas a biomassa, através de resíduos florestais, agrícolas, principalmente bagaço de cana-de-açúcar, e urbanos.

21. Para que um sistema elétrico funcione de forma econômica e eficiente, é necessária uma solução de estocagem de energia, especialmente após a inserção das fontes com intermitência horária, sendo este o principal desafio técnico e econômico para garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico segundo os critérios de análise de custo-benefício na tomada de decisão.

22. As tecnologias de armazenamento por baterias têm evoluído, mas ainda são comercializadas a preços elevados e possuem elevado impacto ambiental, pois são constituídas de metais pesados, têm vida útil curta e geram significativa quantidade de resíduos tóxicos, que, para serem descartados corretamente, geram ainda mais custos e riscos para o meio ambiente.

23. Outra forma de se estocar energia é armazenando combustíveis fósseis (gás, diesel, óleo, carvão, etc.), mas os custos destes combustíveis são bastante elevados, seus contratos de fornecimento, em geral, não permitem interrupção (as petroleiras não arcam com os custos de manter o poço de petróleo, a refinaria e a estrutura de transporte parados à disposição das termoeletricas) e as emissões de gases de efeito estufa (GEE) variam de 116 vezes mais (gás natural) a 250 vezes mais (carvão) que as emissões das CGHs e PCHs.

24. As CGHs e PCHs agregam confiabilidade, segurança e estabilidade ao Sistema Elétrico Interligado (SIN) em função de sua flexibilidade e estabilidade operativa.

25. O aumento da inserção das fontes eólica e solar, que tem por característica técnica uma elevada intermitência horária, gerou uma série de custos e problemas técnicos e ambientais para cobertura desta intermitência.
26. Segundo o ONS, a geração eólica no Nordeste tem apresentado oscilações horárias de até 4.000 MW, o que demanda que o ONS mantenha 4.000 MW em usinas disponíveis em espera para entrar em operação imediatamente e cobrir eventuais quedas na geração das eólicas.
27. Os seguintes gráficos extraídos do Boletim Mensal de Geração Eólica, de junho de 2017, elaborado pelo ONS, apresentam as variações da geração horária, em MW médios, de janeiro a junho de 2017, nos subsistemas NE e Sul. A oscilação da geração horária apresenta volatilidade extrema com oscilações de 1.100 MWmed a 5.900 MWmed no NE e de zero a 1.600 MWmed no subsistema Sul.

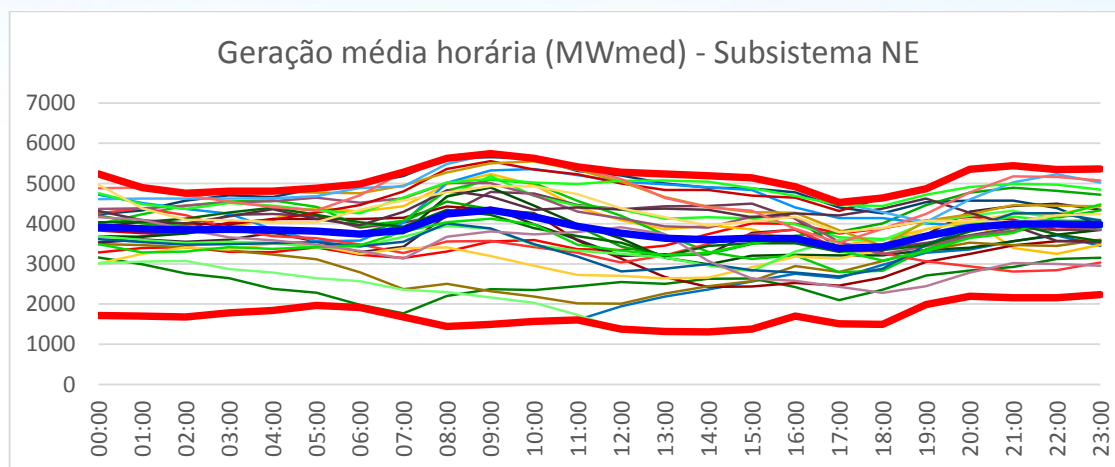


Figura 29 - Geração eólica no subsistema Nordeste em base horária para todos os dias do mês. Em destaque, é mostrada a geração mínima, máxima e média para cada hora.

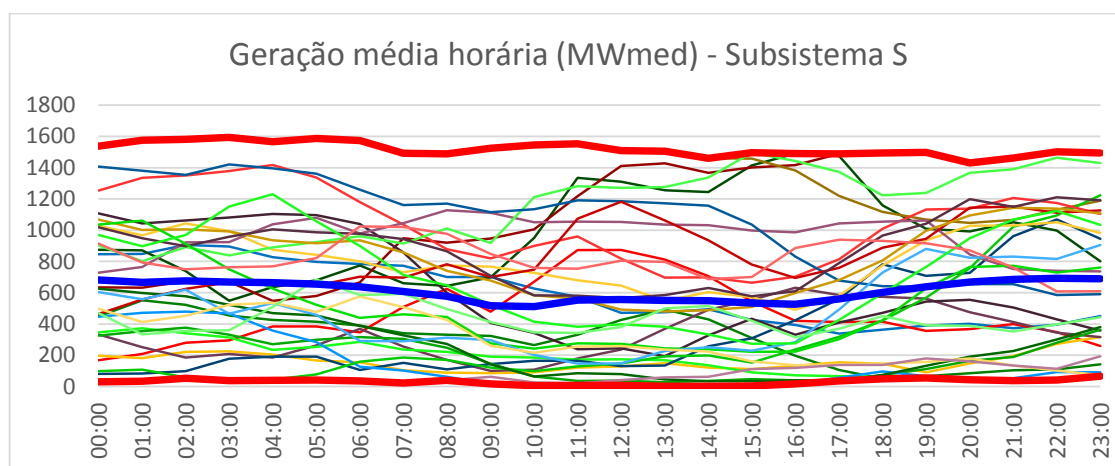


Figura 30 - Geração eólica no subsistema Sul em base horária para todos os dias do mês. Em destaque, é mostrada a geração mínima, máxima e média para cada hora.

28. Os seguintes gráficos extraídos do Boletim Mensal de Geração Eólica, elaborado pelo ONS, de junho de 2017, apresentam as variações da geração média diária, em MWmed, de abril a junho de 2017, nos subsistemas NE e Sul. A oscilação da geração média diária também apresenta volatilidade alta com oscilações de 1.000 MWmed a 5.000 MWmed no subsistema NE e de 40 MWmed a 1.540 MWmed no subsistema Sul.

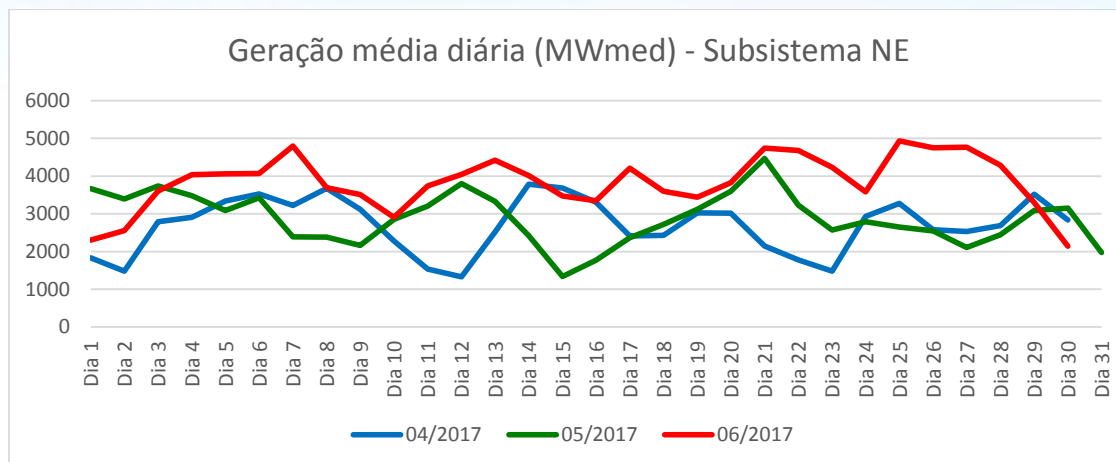


Figura 25 - Geração eólica média nos últimos 3 meses em periodicidade diária no subsistema Nordeste.

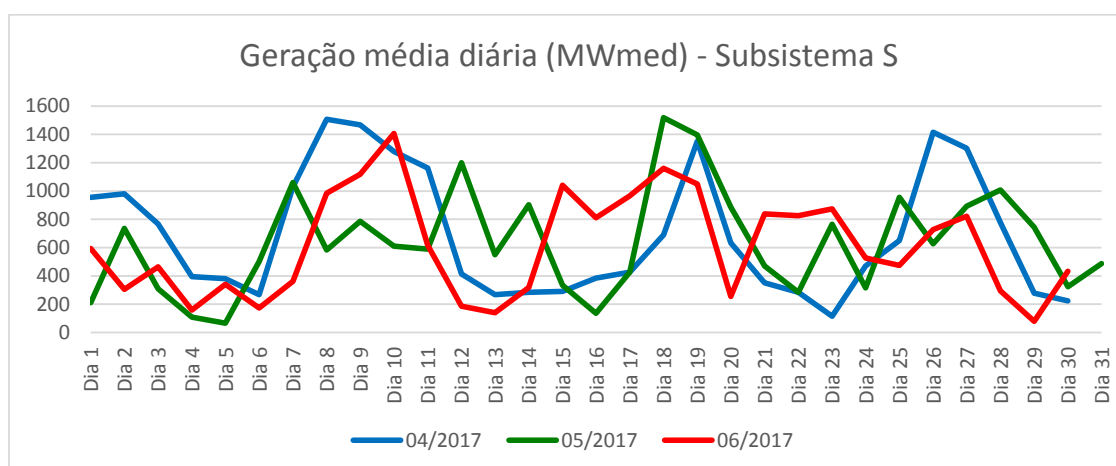


Figura 26 - Geração eólica média nos últimos 3 meses em periodicidade diária no subsistema Sul.

29. Esta enorme intermitência horária, diária e sazonal, é uma característica técnica inexorável das fontes eólica e solar que insere vultuosas oscilações de tensão, frequência e outras perturbações nos subsistemas regionais e no SIN, além da necessidade de cobertura da geração em si, para que o abastecimento ao consumidor não sofra interrupções nem picos que possam causar danos e prejuízos financeiros ao sistema e aos bens dos consumidores.

30. A cobertura da geração intermitente e dos problemas técnicos decorrentes acima tem sido alocada sem remuneração compensatória às UTEs fósseis e Hidrelétricas. São elas que estão tendo que absorver energia reativa, prover reserva girante, estabilizar a tensão e a frequência nos subsistemas, deplecionar seus reservatórios quando não deveriam (e arcar com GSF que não ocorreria se estivessem despachando para cobrir apenas o risco hidrológico).

31. A necessidade de reforços na rede, instalações e enorme quantidade de conversores síncrono, entre outros, tem sido bancada pelos consumidores e geradores, na medida em que os custos de rede são rateados entre eles.

32. O modelo utilizado pela EPE para elaborar o PDE não levou em conta a intermitência das eólicas e solares, nem os problemas deles decorrentes, tampouco os custos correspondentes. O principal objetivo de um modelo matemático sofisticado como este é dar suporte à decisão da melhor alternativa possível para a Nação Brasileira. Para que isto seja possível, o modelo precisa refletir a realidade da forma mais detalhada e fidedigna possível, de forma que as projeções sejam também o mais precisas possível. Somente assim conseguiremos fazer com que as decisões sejam tomadas de forma a produzir os efeitos projetados desejados.

33. Simplificações como a exclusão de variáveis de efeito desprezível são aceitáveis mas este não é, de forma alguma, o caso da intermitência, que é um problema enorme, que gera custos vultuosos para todos os demais usuários do SEB, fere os princípios da isonomia, racionalidade, equidade, transparência e outros propostos pelo MME na CP nº 33/2017.

34. Não levar em consideração esta característica básica das eólicas e solares leva à transferência indevida de recursos entre agentes privados (o que é vedado pela Constituição Brasileira) e leva à repetição de tomadas de decisão de matriz equivocadas como as das equipes anteriores, que este Governo tanto tem se esforçado para combater e corrigir.

35. Sendo assim, é fundamental inserir no modelo o cálculo da intermitência das eólicas e solares de forma precisa, quantificar os custos decorrentes e rever o PDE do SEB à partir do modelo já com a inserção destes cálculos. Não fazê-lo resultará em um volume de contratação de eólicas e solares superestimados na matriz, na geração de custos globais muito superiores ao de outras alternativas de mix de geração mais eficientes, prejudicando todos os usuários, a economia e a sociedade brasileira.

36. Nos últimos 15 anos os efeitos de decisões equivocadas já custaram ao SEB um aumento de tarifa equivalente a 3x a inflação, um crescimento de 700% nas suas emissões de gases efeito estufa,

uma crise financeira aguda na Eletrobras, nas CGHs, PCHs, UTEs (fósseis e à Biomassa), distribuidoras, etc. Não podemos voltar a cometer erros semelhantes de planejamento.

37. A fonte que reúne as melhores características técnicas, ambientais e de custo para cobrir esta intermitência são as CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral, desde que devidamente remuneradas.

38. Para acionar uma hidrelétrica, basta abrir o distribuidor e aguardar alguns minutos. Para acionar uma térmica, por outro lado, é necessário respeitar o tempo de aquecimento e resfriamento dos motores, sob pena de comprometer as juntas de dilatação, trincar caldeiras, etc.

39. Resta, portanto, equacionar a questão de alocação do custo da intermitência.

40. Para poder contar com 1 MW médio de fonte intermitente, é preciso, em regra, manter uma outra usina de 1 MW parada e de prontidão, para ser acionada e cobrir eventuais desligamentos da intermitente. Isto tem um custo elevado para o sistema, que precisa ser corretamente alocado à própria intermitente, sob pena de se emitir sinal econômico equivocado para a expansão das fontes intermitentes, sem a devida análise efetiva de custo benefício ideal para o sistema como um todo.

41. Até por uma questão de gestão de ativos, resta óbvio que construir 2 MW para poder usufruir de 1 MW não faz sentido econômico, especialmente quando há uma alternativa disponível melhor que é construir uma hidrelétrica de 1 MW e usufruir de 1 MW (seja através do gerenciamento do reservatório, seja via transferência do custo de cobertura da sazonalidade para o MRE ou outros).

42. Outra alternativa é deixar que cada fonte cubra sua própria intermitência comprando energia no mercado e correndo o risco de variações nos preços.

43. A ABRAPCH não é contrária a nenhuma fonte de energia. O que combatemos são os mecanismos atuais do SEB, que resultaram em decisões irracionais, caras, ineficientes, nocivas ao meio ambiente, na transferência de recursos de um agente privado para outro, de forma injusta e contrária ao princípio constitucional de livre mercado e livre concorrência (art. 170, da Constituição Federal de 1988) e que levou o SEB à difícil situação que se encontra hoje, com dificuldades de investimento e a

6ª tarifa mais cara do mundo.

44. O quadro abaixo apresenta o resumo de um estudo, realizado pela Engenho Consultoria, acerca dos custos diretos das principais fontes de energia, de 2005 a abril/2017, com levantamento de quantos Reais cada fonte recebeu por ano (líquido de ajustes), dividindo-se pelo número de MWh entregues por cada fonte no mesmo período.

45. Esta metodologia permite apurar o custo real do MWh efetivamente entregue de cada fonte, líquido de qualquer intercorrência, como por exemplo: (i) geração abaixo da garantia física de hidrelétricas; (ii) eólicas sem conexão que receberam sem conseguir entregar energia por um período, ou geraram abaixo da garantia física ou dos montantes comercializados; e (iii) parcela fixa e variável de térmicas, entre outras variáveis.

	Custo Energia Entregue (R\$/MWh)								
	Fontes Renováveis					Fontes Não-Renováveis			
	Hidráulica	Hidráulica PCH + CGH	Outros (Resíduos)	Eólica	Biomassa	Carvão	Gas + GNL	Oleo	Diesel
2005	94					224	516	1.106	
2006	122					248	699	683	
2007	126					224	993	683	
2008	130					224	430	773	
2009	135					224	534	2.250	
2010	129	248	289		332	243	220	881	
2011	126	251	162		331	420	263	960	
2012	130	239	176	556	315	357	219	785	
2013	152	222	614	501	452	262	313	606	858
2014	149	180	294	360	790	216	409	474	827
2015	190	186	230	286	464	215	399	508	1.032
2016	181	234	251	197	444	221	374	654	5.953
2017	191	243	302	362	397	220	432	1.052	6.017
MÉDIA	143	225	290	377	441	254	446	878	2.937

Fonte: Engenho Consultoria Ltda

Observações: (i) não inclui tributos e encargos, (ii) líquido de GSF, (iii) não inclui ACL nem PROINFA

46. O custo médio realizado das CGHs/PCHs foi de apenas R\$ 225/MWh, enquanto que o das demais fontes renováveis ficaram bem acima deste patamar; as eólicas em R\$ 377/MWh (67,5% mais caras), biomassa em R\$ 441/MWh (96% mais cara), e os resíduos urbanos em R\$ 290/MWh (28,9% mais caras).

47. Importante ressaltar que o referido estudo não contempla efeitos de subsídios diretos, nem indiretos de nenhuma fonte, como por exemplo: **(i)** desoneração fiscal das eólicas; **(ii)** parcela do desconto do fio de renováveis, sem a contrapartida de a usina arcar com os custos da construção e operação de sua própria linha de transmissão, como o fazem as CGHs e PCHs; **(iii)** rateio entre todos os consumidores e geradores das linhas de transmissão de bilhões de Reais das UHEs “estruturantes”, intermitência das eólicas das Regiões Nordeste e Sul; **(iv)** rateio das perdas elétricas de 18% incorrida nestas longas linhas de transmissão entre todos os usuários e não somente entre os usuários que deram causa as perdas; e **(v)** rateio dos custos da cobertura da intermitência de eólicas e solares fotovoltaicas entre todos os agentes e não apenas entre aqueles que apresentaram intermitência, entre outras alocações indevidas de custos.

48. Caso os custos dos subsídios acima fossem considerados nesta conta, as vantagens das CGHs e PCHs para o consumidor seriam muito maiores e seu custo muito próximo e até inferior ao das UHEs em alguns casos.

49. O enorme crescimento da contratação de fontes intermitentes sugerido no PDE, sem se levar em conta a intermitência, seus efeitos e custos correspondentes, acarreta o risco da repetição em escala muito maior de equívocos de planejamento ocorridos no passado.

50. Importante ressaltar que, apesar de o volume de energia solar instalada ainda ser muito pequeno e não ter permitido calcular qual foi o custo real efetivo da fonte para inserção no quadro acima, o leilão de descontração marcado para 28/07/17 se deu para atender pedidos vindos principalmente das demandas solares, que haviam vendido energia a um custo direto de aproximadamente R\$ 260/MWh nos leilões de 2014 e 2015 e que não estavam conseguindo viabilizar seus projetos. Estes valores, corrigidos para julho/17, equivalem a pouco menos de R\$ 300/MWh, desconsiderando eventualidades nem custos indiretos associados. Sobre este ponto, a ABRAPCH já se posicionou com proposta alternativa de realização de Leilão de Cessão de Contratos em julho/16 e por ocasião da AP do Leilão de Descontração. Maiores informações a respeito estão disponíveis em nossa contribuição.

51. Neste íterim, grife-se que o PDE trouxe os seguintes apontamentos:

Identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade – considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste. Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo. (Item 3.3, pag. 61)

52. A despeito de todos os benefícios supracitados, o PDE aponta que existem 837 MW de potência instalada de projetos de PCHs contratados, e uma projeção, de 2022 a 2026, de implementação de apenas 1.500 MW de potência instalada, ou seja, 300 MW de potência instalada por ano.

53. Por outro lado, priorizou-se equivocadamente fontes intermitentes no planejamento da expansão da oferta, em que existem 6,6 GW de potência instalada de usinas eólicas contratadas até 2019, e uma perspectiva de acréscimo de contratação de 11,8 GW até 2026, totalizando 18,4 GW de potência instalada.

54. E para a fonte solar, foi apontado já haver 2,6 GW de potência instalada de usinas fotovoltaicas contratadas até 2019, e uma perspectiva de acréscimo de contratação de 6,3 GW até 2026, totalizando 9,6 GW de potência instalada.

55. A despeito da EPE reconhecer que as PCHs possuem o potencial contribuir significativamente para a questão da intermitência do sistema, problema que tem sido recorrente na operação e planejamento do sistema, causado principalmente pelas fontes eólica e solar fotovoltaica, há no Brasil uma disponibilidade de 7 GW de PCHs aprovadas na ANEEL, parte com licenciamento ambiental e prontas para serem contratadas². São aproximadamente 600 projetos aprovados na ANEEL, totalizando

² Canal Energia. PDE 2026 agrada novas renováveis, mas desaponta PCHs. Wagner Freire. São Paulo, 14 jul. 2017.

7.300 MW de potência instalada, aptos para participar dos leilões até 2022 e mais 11.000 MW em análise na ANEEL que deverão estar aprovadas e licenciadas nos próximos 2-4 anos.

56. O setor de CGHs e PCHs tem um potencial remanescente total estimado em aproximadamente 32.400 MW de potência instalada, conforme o quadro abaixo, dos quais, conforme dito, 7.300 MW estão aptos a participar de leilões até 2021 e mais 8.300 MW poderiam ser contratados de 2022 a 2027.

57. O setor de CGHs e PCHs foi bastante fragilizado ao longo dos últimos 15-20 anos em função dos enormes problemas que teve que enfrentar como: a demonização das hidrelétricas por motivos muito além dos ambientais (em um setor que movimenta bilhões como o SEB, não se pode desprezar os enormes interesses econômicos envolvidos), manutenção de tarifas inexequíveis por mais de 10 anos, alocação de riscos e custos que não eram de sua responsabilidade, etc. Em função dos efeitos dos inúmeros mau tratos, equívocos e injustiças do passado, o setor não vai conseguir aumentar seus investimentos de forma significativa no curto prazo.

58. O setor está empenhado para habilitar o maior volume possível de projetos no leilão de dezembro de 2017 em curto espaço de tempo (pouco mais de 30 dias), dado entre a publicação da Portaria que instituiu o leilão e a data limite para habilitação técnica (13/09/17), mas não acredita que conseguirá habilitar volume significativo. A partir de 2018, poderiam ser contratados 800 MW, 1.000 MW em 2019, 1.200 em 2019, 1.400 MW em 2020, e 1.800 em 2021.

59. Veja-se o seguinte quadro, cujas informações foram extraídas da ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL:

Estatísticas PCHs + CGHs no Brasil - Estudadas e Estimadas			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
Operação	1.045,00	5.522,48	14,6%
Construção	32,00	378,83	1,0%
Construção não iniciada	165,00	1.659,63	4,4%
DRI	65,00	873,24	2,3%
DRS/PB Aprovado	581,00	6.308,37	16,6%
Em Análise	245,00	2.474,06	6,5%
Eixos Disponíveis	967,00	5.921,58	15,6%
Est. Potencial Remanescente	2.450,00	14.800,00	39,0%
Total	5.550,00	37.938,19	100,0%

Fonte: ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL.

60. As CGHs e PCHs apresentam, inegavelmente, inúmeros benefícios para o SEB e para toda a sociedade brasileira, conforme segue abaixo:

- fonte mais barata de geração de energia elétrica (após as UHEs), mesmo desconsiderando na comparação os subsídios, incentivos, desonerações fiscais, deslocamentos de custos para terceiros, etc.;
- menor “Pegada de Carbono” do setor;
- impacto ambiental baixo e quase todo reversível;
- únicas fontes obrigadas por lei a realizar enormes investimentos em melhorias ambientais;
- não exigem investimentos pesados em transmissão e distribuição por estarem mais próximas da carga;
- potencial para reduzir as perdas do SIN em até 9% (18% para 9%);
- contribuem para estabilizar as redes do SIN;
- tecnologia 100% nacional;
- participação de micros, pequenos e médios empreendedores nacionais, setor este que responde por 60% a 70% dos empregos do país e que reinveste seus lucros no Brasil;
- geram o maior número de empregos por MW/instalado do SEB (101/MW), empregos estes de melhor qualidade e inteiramente nacional;

61. Ao contrário das eólicas e solares situadas na Região Nordeste, que atualmente enfrentam problemas técnicos de escoamento e transporte que não devem se resolver antes de 2021-2023, e demandarão investimentos bilionários em reforços de linhas de transmissão, as CGHs e PCHs não

possuem restrições severas de escoamento, nem demandam elevados investimentos em transmissão. Estes custos também precisariam ser considerados e corretamente alocados as fontes intermitentes na avaliação da adequabilidade da expansão intermitente dos próximos 4 anos no SEB.

62. Apesar de todos os benefícios que apresentam, as CGHs e PCHs foram a fonte menos contratada do setor de 2005 a 2017, com apenas 1,82% do total, violando-se a racionalidade econômica de custo-benefício, causado por incentivos de fontes intermitentes sem considerar os sobrecustos de implementação e operação do sistema elétrico.

III. DIRETRIZES E PREMISSAS

63. Na seção Diretrizes e Premissas, o PDE afirma nas páginas 58 e 59 que:

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados, as seguintes diretrizes de política energética foram consideradas como dados de entrada na construção da expansão de referência:

- Indicação de um programa de expansão da oferta eólica de 1.000 MW em 2020, sendo 800 MW na região Nordeste e 200 MW na região Sul;
- Indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica de 1.000 MW em 2020;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2021, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano a partir de 2021;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa (CVU nulo) a partir de 2021 limitada, em cada ano, pelo potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.
- Indicação de uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal (biomassa florestal) limitada a 100 MW/ano a partir de 2023;
- Indicação, para o ano de 2023, de UTE a gás natural na região Nordeste, com 50% de inflexibilidade. Para melhor ajustar a inflexibilidade às características operativas do sistema, ela foi representada de modo sazonal;
- Indicação da UHE Tabajara para 2024, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento.
- Indicação da UHE Castanheira para 2026, já que este projeto, mesmo com estudos a nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

64. Em outras palavras, o PDE já “nasce” com a obrigatoriedade de expansão de toda esta oferta.
65. Não faz sentido haver esta obrigatoriedade de contratação de todo este volume de eólicas e fotovoltaicas (que tem se mostrado mais caras, tem enormes custos indiretos, etc.) sem se estabelecer obrigatoriedade de volumes superiores de PCHs que inclusive possuem pegada de carbono inferior.
66. Considerando-se que: (i) a intermitência horaria das eólicas tem sido de aproximadamente 40% da sua capacidade instalada, (ii) que as solares tem intermitência estimada em 70% e que (iii) cobrir a intermitência das eólicas e solares com térmicas fósseis é danosos para o meio ambiente (assim como a inserção do carro elétrico quase nada contribui para a preservação do meio ambiente se a geração da energia que consome for gerada à partir de fontes fósseis), o correto seria projetar o crescimento da matriz de forma que a intermitência das eólicas e solares fosse coberta com outras renováveis, em especial as PCHs, CGHs e UHEs. Para cada 100 MW de intermitentes contratadas, deveriam ser contratados 40 MW de PCHs, CGHs e UHEs e mais 30 MW de outras renováveis.
67. Não faz sentido se estabelecer todas estas obrigatoriedades de contratação acima que inclui biomassa com CVU nulo e termelétricas a biomassa florestal, ao mesmo tempo em que não se estabelece qualquer obrigatoriedade de contratação de PCHs e CGHs. Isto fere, entre outros, os princípios da isonomia, racionalidade e equidade.
68. Nota-se também a previsão de se contratar UTEs a gás no NE com inflexibilidade de 50%, possivelmente para “cobrir” a falta de geração eólica ao longo do dia, compensando a variabilidade natural dos ventos. Questiona-se se esta seria a melhor opção.
69. Assim, requer-se que a EPE reveja o cenário avaliando a possibilidade de se atingir o mesmo objetivo cobrindo parte desta intermitência com CGHs, PCHs, Biomassa.
70. Solicita-se também que a EPE informe quais foram as razões destas premissas, os motivos pelos quais as PCHs e CGHs foram a única fonte não contemplada e requer-se seja inserida no PDE uma contratação mínima obrigatória de pelo menos 1.000 MW de PCHs e CGHs.

IV. ATENDIMENTO A PONTA

71. O PDE afirma, em suas páginas 63, 3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA, o seguinte:

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis.

72. Pergunta-se: porque somente foi considerada esta opção, se a própria EPE entende que outras opções podem ser possíveis? Muitas PCHs podem ser destinadas ao atendimento à ponta, e poderiam desempenhar este papel.

73. Também consta na página 63 do PDE:

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).

74. Novamente, as PCHs são uma opção limpa, econômica e eficiente para o atendimento à ponta e deveriam ser consideradas dentre as opções possíveis.

V. ATENDIMENTO A PONTA

75. Complementando aspecto abordado em seção anterior, sabe-se que os modelos atuais se baseiam em médias mensais, e não contemplam importantes características da variabilidade diária. Este

é um aspecto importante, que pode levar a configurações frágeis, inadequadas e incapazes de atender à demanda ao longo do dia.

76. A própria EPE reconhece este fato ao longo do relatório, e particularmente nas págs. 80 e 82:

Fazendo o uso das metodologias atualmente disponíveis para avaliação do atendimento à demanda máxima e horária, desenvolvidas internamente na EPE, é possível identificar e qualificar pontos que exijam avanços metodológicos e regulatórios para o setor. No entanto, devido às limitações das ferramentas computacionais atualmente disponíveis, notadamente a ausência de discretização horária da representação do sistema, não é possível fazer um maior detalhamento das diversas alternativas de atendimento a ponta.

[...]

Ou seja, além das avaliações sobre as características operativas obtidas em análises médias mensais, a análise horária captura os vertimentos intradiários que podem ocorrer. Além disso, esse tipo de análise também identifica que a necessidade de geração complementar ocorre não apenas nos momentos de demanda máxima, mas também em diversas horas por dia. Isso faz com que as metas mensais de geração possam não ser mantidas, ou seja, os custos de operação e níveis esperados de armazenamento ao final de cada mês não sejam os resultantes da simulação mensal. Conclui-se, dessa forma, que, para a adequada avaliação do sistema futuro, é fundamental a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal preferencialmente horária.

77. O PDE chega a propor novos modelos de contratação de energia, valorando melhor a modulação horária e a ponta, nos seguintes termos:

As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação. Atualmente, o único item valorado nos leilões é o produto energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Essa nova modalidade de contratação deve garantir que o sistema atenda não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, mas também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

78. No entanto, novamente, a EPE considera que somente térmicas ou baterias podem realizar esta modulação, deixando de lado a contribuição das PCHs. É importante que a valoração e a expansão não obedeçam pré-conceitos, deixando que todos os projetos se candidatem ao suprimento específico, selecionando os melhores e mais eficientes, sem tendências ou restrições.

79. Mais ainda, é importante notar que o simples fato da obrigatoriedade de expansão eólica/solar, a 1.000 MW/ano, implica na necessidade de complementação (neste caso, térmica) que acarretará,

seguramente, um custo adicional. É possível que o relaxamento desta restrição – deixando o planejamento mais livre para encontrar as melhores soluções – levasse a uma expansão mais barata, com fontes mais flexíveis e adequadas ao perfil de nossa carga. Em outras palavras, *as restrições iniciais de obrigatoriedade de expansão eólica/solar/térmica* podem levar a uma configuração mais cara e não necessariamente mais segura.

VI. A TRANSMISÃO

80. Os estudos de transmissão buscam adequar a rede à geração sintetizada. No entanto, a expansão é calculada separadamente – em outras palavras, primeiro é definida a geração e posteriormente a rede a ela adequada. Um planejamento conjunto poderia usar geração localizada (por exemplo, PCHs) para mitigar riscos e custos de transmissão, com a vantagem da redução das perdas e do aumento da confiabilidade local.

VII. OS RESULTADOS

81. As expansões resultantes mostram uma expansão tímida das PCHs (aproximadamente 300 MW anuais), tolhida pela inserção obrigatória das demais fontes (principalmente eólicas, solares, térmicas). A própria EPE reconhece, em sua pág. 76, que a penetração das PCHs é subestimada, senão vejamos:

A expansão indicada da opção PCH mostra que, de acordo com os custos informados e com sua contribuição de energia e potência, o potencial de 300 MW pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados.

82. Recomenda-se que estes resultados sejam efetivamente revistos, e que o potencial das PCHs seja melhor explorado, servindo à sociedade e ao Brasil.

VIII. BASES CONCEITUAIS PARA EXPANSÃO DA OFERTA

83. Na modelagem apresentada pelo PDE, não se contempla, inicialmente, a variabilidade das fontes, calculando-se a expansão das eólicas, por exemplo, sem considerar o “vácuo” de geração ao longo do dia. Este vácuo é posteriormente “preenchido” com outras fontes (inclusive térmicas), o que

leva a um reforço na expansão com incrementos desnecessários de custos. O mesmo ocorre para os vertimentos horários, causados por “excesso de geração” eólica. A própria EPE admite que os modelos possuem falhas metodológicas que levam a estes problemas (pág. 81).

84. Tendo em vista o referido “vácuo”, recomenda-se a utilização fontes mais estáveis, que não necessitariam de reforço e garantam uma expansão menos onerosa, mediante a redução da expansão das eólicas e incentivo à expansão através de PCHs e CGHs, seja através de leilões individualizados por fontes, seja através da desoneração fiscal.

85. O custo marginal da expansão foi calculado em R\$ 170/MWh. Neste contexto, praticamente nenhuma fonte seria inserida no sistema. Há inconsistências neste prognóstico, principalmente em comparação com os atuais custos marginais da operação (CMO), na ordem de R\$ 500/MWh, que justificariam a entrada de qualquer fonte.

86. O modelo também considera que as restrições hidráulicas desaparecerão a partir do próximo verão, o que é uma hipótese bastante arriscada.

87. O resultado é que a participação das PCHs na expansão da oferta é absurdamente tímida: 300 MW de potência instalada anuais, contra 1.000 MW de potências instalada de fontes fotovoltaicas e mais 1.000 MW de potência instalada de eólicas, que possuem tais atributos unicamente em razão de uma política de desoneração fiscal.

88. Outra questão que merece revisão é a premissa de que as térmicas seriam a única alternativa de geração localizada para atendimento à ponta. As PCHs/CGHs podem entregar produtos com estes requisitos, de forma mais barata, limpa e sem as incertezas que a própria EPE afirma haver sobre a disponibilidade ou importação de GNL.

89. O aumento do preço do gás natural representa enorme risco ao consumidor dado que: (i) os preços do milhão de BTUs no Henry Hub (principal mercado do mundo) encontra-se em seu ponto mais baixo da história; (ii) questiona-se muito a sustentabilidade da exploração do gás de folhelo, principal responsável pela queda histórica dos preços do gás; e (iii) rumores de que a China estaria

negociando para absorver todo este excesso de gás existente no mercado, dada a redução nos custos de transporte abertos com a entrada em operação do Canal do Panamá ampliado, o que traria os preços do gás de volta a patamares históricos. Ainda que o gerador assumisse o risco de variação do risco em Dólares do gás, e o risco cambial durante a vida do seu contrato (20-30 anos?), o custo seria muito superior ao das PCHs, o impacto ambiental muito maior e as emissões do SEB continuariam a subir de forma acentuada.

90. O planejamento da transmissão não considera a possibilidade de redução ou adiamento de investimentos a partir do uso de fontes locais, como as PCHs e CGHs, que poderiam auxiliar na mitigação das perdas elétricas e incrementar confiabilidade sistêmica localizada.

IX. PEDIDOS

91. Em razão do exposto, a ABRAPCH requer que o PDE seja revisto, para que a contratação térmica seja revertida para energias renováveis, principalmente PCHs e CGHs, capazes de cumprir as funções das usinas térmicas propostas e com a vantagem da sustentabilidade socioeconômica e ambiental.

92. A ABRAPCH concorda e solicita que o volume de contratação obrigatória anual de CGHs e PCHs seja pelo menos equiparada a eólicas e solares, e que o volume de projetado total de contratação planejado seja escalonado da seguinte forma:

- a) 2018: 800 MW de potência instalada;**
- b) 2019: 1.000 MW de potência instalada;**
- c) 2020: 1.200 MW de potência instalada;**
- d) 2021 a 2016: 1.400 MW de potência instalada;**

93. Acompanha a presente contribuição, com o objetivo de corroborar as informações apresentadas, o artigo intitulado “A Necessária Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – A Energia que Precisamos e Merecemos”, publicado por mim no Canal Energia, em 25 de julho de 2017.

94. Destarte, a ABRAPCH se coloca à inteira disposição para prestar esclarecimentos e renova votos de grande estime e consideração.

Brasília-DF, 27 de agosto de 2017.



Paulo Fernando Sivieri Arbex
Presidente da Diretoria Executiva
ABRAPCH

A Necessária Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – A Energia que Precisamos e Merecemos

O que o setor de CGHs e PCHs espera das medidas de aprimoramento do SEB é que resultem em um sistema mais justo e eficiente, com isonomia, igualdade de oportunidades e onde cada um de seus agentes seja remunerado de acordo com os benefícios que gerar para a sociedade brasileira, não em função da eficiência de seu lobby e de sua propaganda

A decisão do governo federal de submeter à audiência pública, a proposta de aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é louvável, bem como a decisão de se cercar de técnicos competentes no comando de todos os órgãos, autarquias e estatais e a disposição em enfrentar os inúmeros problemas do setor, herdados de gestões anteriores.



ARTIGO
PAULO ARBEX, DA ABRAPCH

O que o setor de Centrais de Geração Hidrelétrica (CGHs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) espera das medidas de aprimoramento do SEB é que resultem em um sistema mais justo e eficiente, com isonomia, igualdade de oportunidades e onde cada um de seus agentes seja remunerado de acordo com os benefícios que gerar para a sociedade brasileira, não em função da eficiência de seu lobby e de sua propaganda.

A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRACPH) é uma associação jovem, com aproximadamente 200 associados, na maioria Micros, Pequenos e Médios Empreendedores (MPMEs).

São empresários que superam grandes dificuldades para empreender, mas não esmorecem e honram seus compromissos, respeitando as comunidades e o meio ambiente em que atuam, sem qualquer tipo de favorecimento.

As CGHs/PCHs são uma fonte de energia limpa, barata, renovável, confiável, flexível, sem intermitência horária, de alta qualidade e que tem enorme impacto positivo no desenvolvimento socioambiental e econômico do Brasil.

O setor possui mais de 600 projetos aprovados na ANEEL, com energia média em torno de 4.000MW (7.300MW de potência instalada), aptos para participar dos leilões dos próximos 6 anos, sendo 600MW médios prontos para o leilão deste ano e o restante para os leilões dos 5 anos seguintes.

São mais de R\$60 bilhões em investimentos e mais de 700.000 empregos que poderiam ser viabilizados com a contratação anual média de 667MW médios de uma energia que nos últimos anos foi a 2ª mais barata, a que menos emitiu gases de efeito estufa, que menos gerou custos indiretos para o consumidor e que, paradoxalmente, foi a menos contratada (142MW/ano).

Neste momento em que se inicia a audiência pública, é fundamental uma profunda reflexão sobre o nosso SEB, para que o aprimoramento tenha efeitos positivos e duradouros.

Até o ano 2.000, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tinha uma matriz 85% – 90% hídrica e produzia a energia elétrica mais barata, mais limpa, mais confiável e de melhor qualidade do planeta.

Tínhamos empresas saudáveis (que geravam centenas de milhares de empregos e reinvestiam seus lucros na expansão do setor), engenharia nacional de ponta e a melhor tecnologia hidrelétrica do mundo. O SEB era motivo de orgulho para os brasileiros e de admiração do mundo todo.

A tarifa de energia elétrica era tão baixa que ninguém se preocupava com seu custo. A possibilidade de “apagões” e “apaguinhos”, sequer passava pela cabeça das pessoas, de tão absurda que parecia a hipótese de faltar energia.

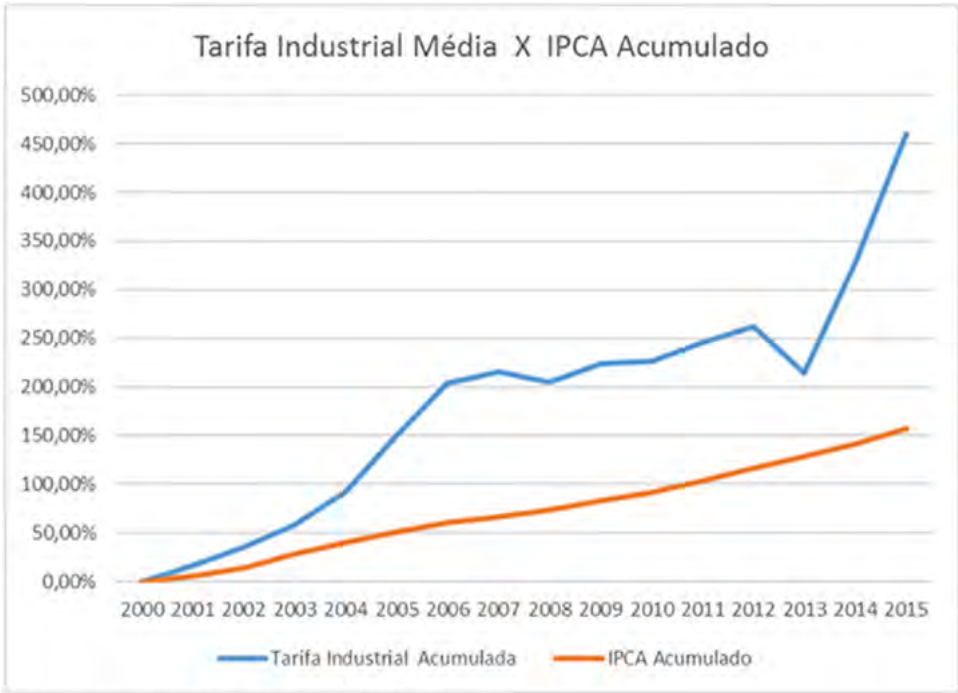
Hoje, após o acúmulo de decisões equivocadas ao longo de quase 20 anos, nossa energia elétrica é a 5ª mais cara do mundo (dado da IEA), as emissões de gases de efeito estufa do SEB cresceram estratosféricas 700% (dado da SEEG), nosso meio ambiente se deteriorou, vivemos preocupados com o risco de desabastecimento, houve um processo de enorme concentração de renda no SEB (prejudicando micros, pequenos e médios empreendimentos), muitas das grandes empresas do setor estão em situação financeira crítica (apesar dos benefícios conseguidos) e precisando de socorro financeiro e, com a exceção de poucos segmentos “eleitos” beneficiados por subsídios e favorecimentos, os empreendedores estão tendo prejuízos ou retornos irrisórios.

Se o Brasil não estivesse passando pela maior recessão econômica de sua história em séculos, com queda do PIB de 7,2% em 3 anos, estaria faltando energia.

O quadro abaixo dá uma visão comparativa interessante da situação no ano 2.000 e no ano 2.016:

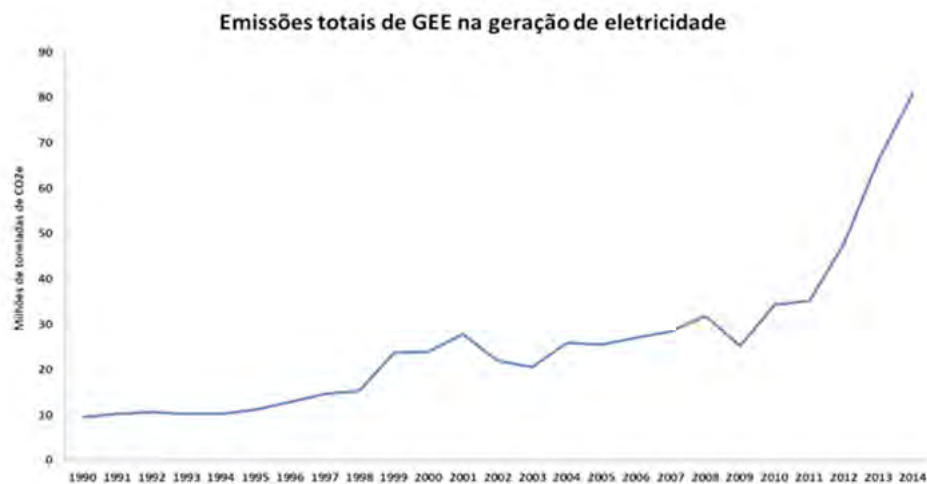
SITUAÇÃO COM 85%-90% HIDRO (~2000):	SITUAÇÃO COM 60%-70% HIDRO (~2016):
➤Energia Elétrica mais barata do Mundo;	➤5ª mais cara do mundo (2016);
➤Energia Elétrica mais limpa e renovável do mundo;	➤Emissões do setor cresceram 700% de 1995 a 2015;
➤Empresas saudáveis reinvestiam lucros na expansão do SEB;	➤Empresas em crise financeira pedem socorro financeiro;
➤Energia era fator de competitividade e atração de investimentos;	➤Fator de desvantagem, desindustrialização, perda de investimentos;
➤Energia abundante, estável e confiável;	➤Operação no limite, "apaguinhos", intermitência, oscilações;
➤Gerava 100% dos empregos no Brasil;	➤Exporta boa parte dos empregos para Ásia, Europa e EUA;
➤Tecnologia 100% nacional da fonte consumida;	➤Dependente de importação de tecnologia;
➤Exportava máquinas, equipamentos, tecnologia e serviços;	➤Importa máquinas, equipamentos, tecnologia, serviços;
➤Transferência de tecnologia por acesso ao mercado brasileiro;	➤Abertura do nosso mercado sem transferência de tecnologia;
➤Reservatórios capacidade para 3-5 <u>anos</u> de seca;	➤Hoje: reservatórios para 4 - 5 <u>meses</u> de seca;
➤Décadas de ouro (1950, 60 e 70);	➤Maior crise da história (2014-1) - PIB caiu 7,20% em 3anos!;

O que ocorreu no SEB foi um desastre de proporções bíblicas. Os gráficos e tabelas abaixo ilustram e quantificam alguns destes problemas:



Fonte: (dados da ANEEL e IBGE, gráfico da ABRAPCH)

De 2.000 a 2.015, com a redução da participação das hidrelétricas na geração de 83% para 66%, as tarifas ao consumidor explodiram (subiram 450%, 3 vezes mais que a inflação de 150% do período).



Fonte: SEEG – Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa

As emissões do SEB cresceram **700%** (de 10 milhões de ton. em 1995 para 80 milhões de ton. em 2014). Importante ressaltar que o maior crescimento ocorreu de 2009 a 2014, justamente o período de maior crescimento da energia eólica por dois motivos: (i) a intermitência horária das eólicas não tem sido coberta integralmente pelas hidrelétricas, mas por um mix de térmicas fósseis caras e poluentes (UTES), e (ii) decidiu-se contratar um volume de hidrelétricas muito abaixo do necessário e um volume de UTES muito acima do que nossas metas de emissões suportavam.

Para se ter uma ideia da gravidade deste crescimento, é importante ressaltar que, de acordo com o IPCC, o que causou as mudanças climáticas que estamos vivendo, foi um aumento de apenas **40%** na concentração de CO₂ na atmosfera **em 200 anos!**

Outra informação importante é que o compromisso assumido pelo Brasil na COP 21 foi o de reduzir as emissões em 37% do nível registrado em 2.005 até 2.025 (1,85%/ano de redução).

Como o SEB vai conseguir reduzir suas emissões em 37% até 2025 se nos 19 anos encerrados em 2014 aumentou em 700%?

O SEB vai pedir para outros setores reduzirem o aumento de 700% nas suas emissões? Que setores poderiam reduzir suas emissões e a que custo social e econômico? A Agricultura? A Pecuária? O setor de Óleo e Gás?

O SEB não sairá desta enorme crise sem uma profunda reforma, que não será duradoura se (i) não criarmos um modelo que tenha mecanismos de ajuste de mercado a longo prazo e (ii) não blindarmos o SEB dos problemas que o levaram a situação atual.

As CGHs e PCHs podem contribuir de forma relevante para a recuperação do SEB.

O Que Levou o SEB à Situação Atual?

As principais causas dos problemas atuais do setor foram: (i) contratação de alternativas de geração caras e com altos custos indiretos adicionais (transmissão, cobertura de intermitência, etc.), em desrespeito ao critério do melhor custo/benefício global, e do menor impacto ambiental consolidado, (ii) a pesada campanha contra as hidrelétricas e de defesa emocional das fontes intermitentes, que travou o processo das CGHs e PCHs, mas não conseguiu barrar as UHEs “estruturantes”, (iii) defesa muito tímida da necessidade de se construírem as CGHs, PCHs e reservatórios e (iv) o SEB cedeu à força da propaganda e lobby de alguns segmentos, quando deveria ter optado pelas melhores opções técnicas e econômicas.

Nos últimos 20 anos, foram muito mais bem-sucedidos os segmentos do SEB que tiveram um lobby e uma propaganda mais eficiente, do que os segmentos que apresentavam melhor eficiência técnica, econômica, financeira e operacional. Hoje o custo destas escolhas passadas está sendo cobrado, é muito elevado.

Confiamos que este governo assegure que estes custos sejam pagos pelos que os criaram e não transferidos para os pequenos, como costuma acontecer em nosso país.

Nem as hidrelétricas (em especial as CGHs e PCHs) têm todos os impactos que a elas se atribuem, nem eólicas, solares e biomassa são desprovidas de impactos negativos. Os posicionamentos ambientais do passado parecem ter sido influenciados pelo apelo emocional da propaganda, quando deveriam ter sido tomados por critérios estritamente científicos e mensuráveis.

Se um projeto hidrelétrico de 7.000 MW é inviabilizado, mais de R\$55 bilhões de encomendas se deslocam da cadeia produtiva hidrelétrica para cadeias de outras fontes.

Se 900 CGHs e PCHs, que juntas trariam potência superior a 10.000MW, atrasam ou não se viabilizam, ocorre um deslocamento ainda mais grave de mais de R\$80 bilhões de pequenos e médios empreendedores hidrelétricos para fontes de grandes grupos.

Nos últimos 15-20 anos, a expansão da geração se deu via contratação de energia em grandes ondas de fontes específicas.

A 1ª onda de contratação foi de Usinas Termelétricas Fósseis (UTES). Entre 2005 e 2016 foram contratados 23.689MW de UTES movidas principalmente à diesel, à óleo combustível, à gás (GN e GNL). Muitas destas UTES não chegaram a ser construídas, nem seus acionistas pagaram a totalidade das multas e penalidades previstas em contrato.

As justificativas para contratação destas fontes caras e altamente poluentes, foi a de que: (i) as UTES fariam o papel desempenhado pelos reservatórios das hidrelétricas com vantagens, (ii) seriam o “seguro” do SEB e (iii) estas UTES teriam um custo/benefício melhor que as hidrelétricas.

Chegou-se a desprezar o preço em R\$/MWh e a se criar um Índice de Custo Benefício (ICB) que, de acordo com seus criadores, refletiria melhor o custo-benefício de cada usina.

Pelo critério de ICB, algumas UTES que hoje estão custando ao país mais de R\$900/MWh se sagraram vencedoras em leilões com UHEs que ofereciam energia abaixo de R\$180/MWh.

A 2ª onda de contratação foi o das chamadas UHEs Estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte em 2007, 2008 e 2010, respectivamente). Estas 3 UHEs somaram aproximadamente 17.900 MW de potência instalada e foram licitadas a tarifas baixas (valor atualizado para 06/2017 entre R\$123/MWh e R\$142/MWh).

O mercado reconhece que as tarifas destas UHEs são baixas mas que não refletem o custo real da energia destas usinas, tendo em vista que: (i) não incluem o custo das linhas de transmissão de milhares de quilômetros, que teriam custado valores próximos aos das usinas e tiveram seus custos rateados entre todos os consumidores e geradores do Brasil, (ii) não incluem diversos subsídios e benefícios, como por exemplo, os financiamentos de 30 anos do BNDES, PSI a juros de 2,5% a.a., injeção de capital por parte de fundos de pensão estatais à juros abaixo de mercado, etc. e (iii) estas usinas estariam gerando muito abaixo de suas garantias físicas e gerando enormes déficits no MRE.

A 3ª onda de contratação foi o das Eólicas. Entre 2.009 e 2.015, foram contratados mais de 15.000 MW de eólicas.

Os principais argumentos para sua contratação eram que seu custo seria baixo, seu impacto ambiental mínimo e que sua construção reduziria as emissões de gases efeito estufa do SEB. Não foi o que se verificou na prática.

Não se levaram em conta: (i) os problemas técnicos e os custos de cobertura de sua intermitência horária, (ii) os custos de construção dos linhões de milhares de quilômetros ao longo do litoral do Nordeste e interior da Bahia rateados entre os consumidores e geradores do país, (iii) os custos de se manter UTES fósseis caras e poluentes em operação para cobrir sua intermitência, (iv) os custos de se manter hidrelétricas a disposição para estabilizar as perturbações causadas pela geração intermitente na frequência das redes, além de também cobrirem a intermitência em si.

À título comparativo, de 2005 a 2016 foram contratados apenas 1.704 MW de CGHs e PCHs (142MW/ano), sendo que em 2008, 2011 e 2012 não se contratou um único MW de CGHs nem de PCHs, apesar de todos os seus inúmeros benefícios.

A fonte solar, que ingressou nos leilões regulados do Brasil apenas em 2014, já teve contratação de 1.724 MW em 2014 e 2015. Em apenas 2 anos, as solares tiveram contratação superior ao que as CGHs e PCHs tiveram em 12 anos.

Importante ressaltar que esta contratação se deu a tarifas mais altas, em contratos com riscos menores para o empreendedor e com os custos de cobertura da intermitência solar transferidos para o sistema.

Apesar de todos estes benefícios, um volume significativo destes projetos, contratados a tarifas de aproximadamente R\$260/MWh (~R\$300/MWh a valores de 06/2017), aparentemente não serão construídos e poderão ser rescindidos com isenção parcial de multas e penalidades caso o Leilão de Descontratação (atualmente em Audiência Pública), seja aprovado.

A ABRAPCH renovou em junho/17, na AP do Leilão de Descontratação, proposta feita inicialmente em julho/2016 para que, ao invés de realizar o Leilão de Descontratação, se fizesse um Leilão de Cessão de Direitos, dando a possibilidade de as CGHs e PCHs assumirem os contratos de empreendedores solares e eólicos inadimplentes, com recomposição do prazo de construção.

A ABRAPCH entende que o governo desenvolveu o leilão de descontratação com a boa intenção de acelerar o processo de encerramento dos contratos e de abrir espaço para novas contratações das **fontes não contempladas, que estão adimplentes com seus contratos e que sofreram pesados prejuízos por terem seu mercado ocupado em vão, por 3 anos por fontes que inadimpliram.**

O que não consideramos justo é que esta energia seja recontratada das mesmas fontes que não cumpriram os contratos anteriores. Equivaleria a premiar a fonte que inadimpliu ao invés de restituir os prejuízos causados às fontes adimplentes.

A matriz elétrica ideal de um país é aquela que assegura à sociedade como um todo, ao menor custo global possível, os seguintes benefícios: (i) eficiência e custo, (ii) capacidade de armazenamento, confiabilidade, (iii) segurança, (iv) independência de insumos e tecnologias importadas e (v) sustentabilidade socioambiental.

As CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral possuem uma série de características técnicas e econômicas que as tornam quase imbatíveis, por oferecerem todos os benefícios acima.

Vantagens Comparativas das CGHs e PCHs – Eficiência e Custo:

A fonte hidrelétrica é a forma mais eficiente de se gerar energia elétrica, com índice de conversão de 86,5%. Motores a combustão, por exemplo, tem eficiência entre 35% e 45%.

Em termos de custos diretos, são a 2ª fonte mais barata, superadas apenas pelas usinas hidrelétricas de grande porte (UHEs).

O quadro abaixo apresenta o resumo de um estudo, feito pela Engenho Consultoria, dos custos diretos das principais fontes de energia de 2005 a abril/2017. A metodologia utilizada foi levantar quantos Reais cada fonte recebeu por ano (líquido de ajustes) e dividir pelo número de MWh entregues por cada fonte no mesmo período.

Esta metodologia permite apurar o custo real do MWh efetivamente entregue de cada fonte, líquido de qualquer intercorrência, como por exemplo: (i) geração abaixo da garantia física de hidrelétricas, (ii) eólicas sem conexão que receberam sem conseguir entregar por um período, ou geraram abaixo do valor comercializado, (iii) parcela fixa e variável de térmicas, etc.

	Custo Energia Entregue (R\$/MWh)								
	Fontes Renováveis					Fontes Não-Renováveis			
	Hidráulica	Hidráulica PCH + CGH	Outros (Resíduos)	Eólica	Biomassa	Carvão	Gas + GNL	Óleo	Diesel
2005	94					224	516	1.106	
2006	122					248	699	683	
2007	126					224	993	683	
2008	130					224	430	773	
2009	135					224	534	2.250	
2010	129	248	289		332	243	220	881	
2011	126	251	162		331	420	263	960	
2012	130	239	176	556	315	357	219	785	
2013	152	222	614	501	452	262	313	606	858
2014	149	180	294	360	790	216	409	474	827
2015	190	186	230	286	464	215	399	508	1.032
2016	181	234	251	197	444	221	374	654	5.953
2017	191	243	302	362	397	220	432	1.052	6.017
MÉDIA	143	225	290	377	441	254	446	878	2.937

Fonte: Engenho Consultoria Ltda

Observações: (i) não inclui tributos e encargos, (ii) líquido de GSF, (iii) não inclui ACL nem PROINFA

O custo médio realizado das CGHs/PCHs foi de apenas R\$225/MWh. Os das outras fontes renováveis ficaram bem acima disto. As eólicas ficaram em R\$377/MWh (67,5% mais caras), a biomassa ficou em R\$441/MWh (96% mais cara), e os resíduos urbanos, com R\$290/MWh (28,9% mais caras).

O estudo não contempla efeitos de subsídios diretos, nem indiretos de nenhuma fonte como por exemplo: (i) desoneração fiscal das eólicas, (ii) parcela do desconto do fio de renováveis sem a contrapartida de a usina arcar com os custos da construção e operação de sua própria linha, como fazem as CGHs e PCHs, (iii) rateio entre todos os consumidores e geradores das linhas de transmissão de bilhões de Reais das UHEs “estruturantes”, eólicas do litoral do Nordeste, eólicas do interior da Bahia, etc., (iv) rateio das perdas elétricas de 18% incorrida nestas longas linhas entre todos e não entre os que deram causa as perdas, (v) rateio dos custos da cobertura da intermitência de eólicas e solares entre todos os agentes e não apenas aqueles que apresentaram intermitência, entre outros.

Caso os custos dos subsídios acima fossem considerados nesta conta, a vantagem das CGHs e PCHs para o consumidor ficariam muito maiores e seu custo muito próximo ou até inferior ao das UHEs.

Capacidade de Armazenamento:

De todas as renováveis, as únicas com capacidade de armazenar energia são as CGHs/PCHs (na forma de água em seu reservatório) e as Usinas a Biomassa (bagaço de cana, cavaco, etc.).

Nenhum sistema elétrico funciona sem uma solução de estocagem de energia, especialmente após a inserção das fontes com intermitência horária. A dificuldade de armazenamento é o principal problema técnico da energia elétrica e sua cobertura tem um custo enorme.

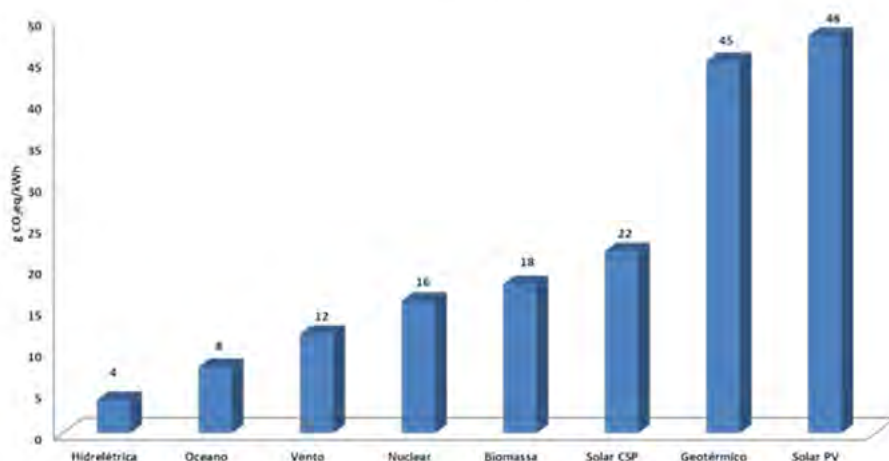
As tecnologias de armazenamento via bateria tem evoluído, mas ainda são muito caras e possuem impacto ambiental muito danoso. São feitas de metais pesados, altamente tóxicos e poluentes, tem vida útil curta e geram grande quantidade de lixo tóxico que, para ser descartado corretamente, geram ainda mais custos e mais riscos para o meio ambiente.

Outra forma de se estocar energia é armazenando combustíveis fósseis (gás, diesel, óleo, carvão, etc.), mas os custos destes combustíveis são enormes, seus contratos de fornecimento em geral não permitem interrupção (as petroleiras não arcam com os custos de manter o poço de petróleo, a refinaria e a estrutura de transporte parados à disposição das termoeletricas) e as emissões variam de 116 vezes mais (gás natural) a 250 vezes mais (carvão) que as emissões das CGHs e PCHs.

Enfim, a forma mais barata, limpa, eficiente e segura de se estocar energia é acumulando água nos reservatórios das CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral.

Segundo o IPCC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – organismo independente vinculado a ONU), as CGHs e PCHs são a fonte de geração de energia com as menores emissões do mundo, com apenas 4gCO₂eq/kWh (menor “pegada de carbono”).

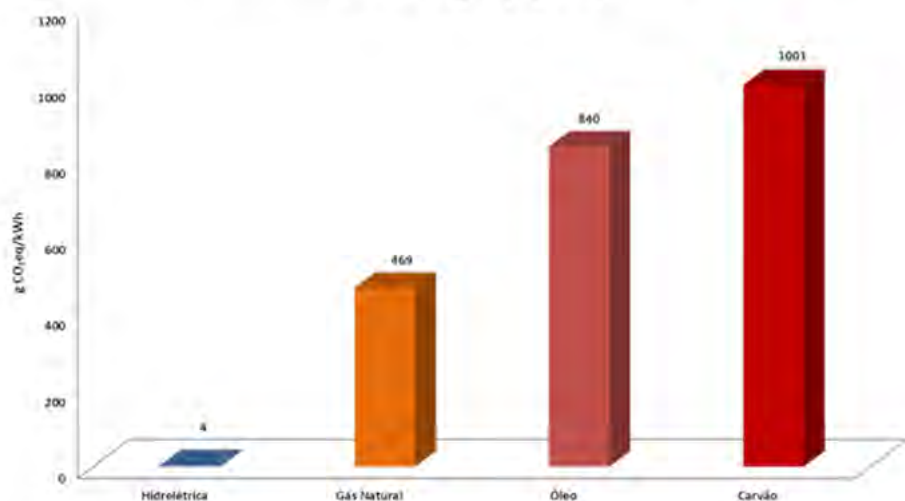
**Intensidade de carbono na geração de energia
Renovável - (g CO₂eq/kWh)**



Fonte: IPCC - Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

As emissões das CGHs/PCHs não chegam nem a 34% das emissões das eólicas, nem a 9% das emissões das solares fotovoltaicas.

**Intensidade de carbono na geração de energia
Renovável - (g CO₂eq/kWh)**



Fonte: IPCC - Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

Quando comparadas às fontes fósseis, os benefícios são gigantescos. As emissões das térmicas a gás são 117 vezes maiores que as das CGHs e PCHs, enquanto as térmicas a carvão chegam a 250 vezes mais.

Uma maior participação das CGHs e PCHs na matriz elétrica brasileira reduziria muito as emissões, contribuiria para combater o aquecimento global e para preservar o meio ambiente.

No aspecto socioambiental, é muito importante frisar também que as CGHs e PCHs são a fonte que mais gera emprego por MW instalado no Brasil, em especial os empregos mais nobres e bem remunerados.

Por ter tecnologia 100% nacional e não precisar importar 1 parafuso sequer para construir suas usinas, as CGHs e PCHs geram 100% dos seus empregos no Brasil, uma vantagem muito relevante em relação a outras fontes renováveis, que tem conteúdo importado entre 20% e 50%.

Priorizar e favorecer com subsídios, fontes com alto conteúdo importado, em detrimento das 100% nacionais é usar recursos do trabalhador brasileiro e do contribuinte brasileiro para exportar empregos para Ásia, Europa e América do Norte.

Neste momento em que o Brasil luta para reduzir o número de desempregados (próximo a 15 milhões), não há como justificar a priorização de fontes com conteúdo importado de 20% a 50%, em detrimento das CGHs/PCHs 100% nacionais.

Vale lembrar que o setor de micros, pequenos e médios empreendedores (MPMEs), no mundo todo, responde por 60% a 70% dos empregos.

Ao contrário do que se imagina, as CGHs e PCHs não consomem uma gota de água sequer, apenas aproveitam a passagem da água dos rios em suas turbinas, para gerar energia. Cada gota de água que passa pelos nossos rios desagua no mar. Aproveitar sua passagem para produzir energia, antes que vire água salgada, imprópria para consumo humano, foi uma grande ideia da humanidade.

Somos a única fonte obrigada a criar e manter Áreas de Proteção Ambiental Permanentes (APPs), monitorar e manter a qualidade da água, flora, fauna, peixes, etc.

Somos também a fonte que mais emprega profissionais da área ambiental.

Centenas de milhares de biólogos, botânicos, ictiólogos (especialistas em peixes), engenheiros florestais, engenheiros ambientais, arqueólogos, etc. trabalham e continuam trabalhando na elaboração de nossos estudos ambientais, projetos de manejo, monitoramento da qualidade da água, da fauna e da flora, no plantio de árvores e mais uma infinidade de atividades de proteção e recuperação ambiental que as CGHs e PCHs realizam, em cumprimento de suas obrigações socioambientais.

Só questionamos porque não se exige de outras fontes, que consomem água, ocupam áreas muito maiores que as nossas para gerar a mesma energia e que tem emissões e impactos ambientais bem mais relevantes, os mesmos cuidados e investimentos na área ambiental que exigem de nós.

Além de injusto com o meio ambiente, é também injusto com os nossos trabalhadores e empreendedores, que são forçados a competir em desigualdade de condições, com empresas que investem proporcionalmente, muito menos no meio ambiente.

Confiabilidade, Flexibilidade e Segurança:

As CGHs e PCHs agregam confiabilidade, segurança e estabilidade ao Sistema Elétrico Interligado (SIN) em função de sua flexibilidade e estabilidade.

O aumento da inserção das fontes eólica e solar, que tem por característica técnica uma elevada intermitência horária, gerou uma série de custos e problemas técnicos para cobertura desta intermitência.

Segundo o ONS, a geração eólica no Nordeste tem apresentado oscilações horárias de até 4.000 MW, o que demanda que o ONS mantenha 4.000 MW em usinas disponíveis em espera para entrar em operação imediatamente e cobrir eventuais quedas na geração das eólicas.

A fonte com as melhores características técnicas, ambientais e de custo para cobrir esta intermitência são as CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral.

Para acionar uma hidrelétrica, basta abrir o distribuidor e aguardar alguns minutos. Para acionar uma térmica, é necessário respeitar o tempo de aquecimento e desaquecimento dos motores, sob pena de comprometer as juntas de dilatação, trincar caldeiras, etc.

Resta equacionar a questão de alocação do custo da intermitência. Para poder contar com 1 MW médio de fonte intermitente, é preciso manter uma outra usina de 1 MW parada e de prontidão, para ser acionada e cobrir eventuais desligamentos da intermitente.

Isto tem um custo elevado para o sistema, que precisa ser corretamente alocado à própria intermitente, sob pena de se dar estímulo econômico para uma expansão artificial das fontes intermitentes, além do ponto de custo/benefício ideal para o sistema como um todo.

Outra alternativa é deixar que cada fonte cubra sua própria intermitência comprando energia no mercado e correndo o risco de variações nos preços.

Não somos contra nenhuma fonte de energia. O que combatemos são os mecanismos atuais do SEB, que resultaram em decisões irracionais, caras, ineficientes, nocivas ao meio ambiente, na transferência de recursos de um agente privado para outro (de forma injusta e contrária aos princípios básicos do Direito) e que levou o SEB à difícil situação que se encontra hoje.

O setor de CGHs e PCHs tem um potencial remanescente total estimado em aproximadamente 32.400MW (quadro abaixo), dos quais 7.300MW aptos a participar de leilões nos próximos 4 anos e mais 8.300MW que poderiam participar do 5º ao 10º ano.

Deste total, aproximadamente 1.000MW poderiam ser contratados este ano, 1.200MW em 2018, 1.500 em 2019, 1.800MW em 2020, e 1.800 em 2021.

Estatísticas PCHs + CGHs no Brasil - Estudadas e Estimadas			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
Operação	1.045,00	5.522,48	14,6%
Construção	32,00	378,83	1,0%
Construção não iniciada	165,00	1.659,63	4,4%
DRI	65,00	873,24	2,3%
DRS/PB Aprovado	581,00	6.308,37	16,6%
Em Análise	245,00	2.474,06	6,5%
Eixos Disponíveis	967,00	5.921,58	15,6%
Est. Potencial Remanescente	2.450,00	14.800,00	39,0%
Total	5.550,00	37.938,19	100,0%

Fonte: ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL.

Conclusão:

As CGHs e PCHs apresentam inúmeros benefícios para o SEB e a sociedade brasileira. Enumeramos abaixo os principais:

- 1) são a fonte mais barata de geração de energia elétrica (após as UHEs), mesmo desconsiderando na comparação os subsídios, incentivos, desonerações fiscais, deslocamentos de custos para terceiros, etc.;
- 2) tem a menor "Pegada de Carbono" do setor,
- 3) tem impacto ambiental baixo e quase todo reversível;
- 4) são as únicas obrigadas por lei a realizar enormes investimentos em melhorias ambientais,
- 5) por estarem próximo a carga, não exigem investimentos pesados em transmissão e distribuição;
- 6) tem potencial para reduzir as perdas do Sistema Interligado Nacional em até 9% (18% para 9%);
- 7) contribuem para estabilizar as redes do SIN,
- 8) são 100% nacionais;
- 9) tem DNA de micros, pequenos e médios empreendedores nacionais, setor que responde por 60% a 70% dos empregos do país e que reinveste seus lucros no Brasil;
- 10) geram o maior número de empregos por MW/instalado do SEB (101/MW), empregos estes de melhor qualidade e 100% no Brasil.

Ao contrário das eólicas e solares do Nordeste, que atualmente enfrentam problemas técnicos de escoamento e transporte que não devem se resolver antes de 2.021/23, com investimentos bilionários em reforços de redes, as CGHs e PCHs acima não possuem restrições severas de escoamento, nem demandam investimentos altos em rede.

Apesar de todos os benefícios que apresentam, as CGHs e PCHs foram a fonte menos contratada do setor de 2005 a 2017, com apenas 1,82% do total.

Por todos os fatores acima, o setor reivindica:

1. que parte da contratação térmica do PDE 2026 reverta-se em contratação de energias renováveis, principalmente as PCHs e CGHs, capazes de cumprir as funções das usinas térmicas propostas com a vantagem da sustentabilidade.
2. que o PDE 2026 aumente o volume projetado de contratação de CGHs e PCHs nos próximos 10 anos de 2.338MW médios para pelo menos 6.000MW médios e que esta contratação realmente se realize;
3. que as CGHs e PCHs passem a receber tratamento isonômico com todas as outras fontes renováveis, incluindo, mas não se limitando à:
 - a. acesso aos mesmos subsídios, incentivos e demais medidas de desoneração fiscal;
 - b. mesmas facilidades de conexão;
 - c. mesma alocação de riscos de geração abaixo do projetado/contratado;
 - d. que, ou as exigências ambientais das CGHs e PCHs sejam reduzidas para se igualarem as das outras renováveis, ou que passe a ser exigido das outras renováveis as mesmas obrigações ambientais que se exige das CGHs e PCHs, incluindo, mas não se limitando à: constituição de APPs, mesmos processos de aprovação ambiental, mesmas exigências, mesma rigidez na destinação de seu lixo sólido e líquido, etc.;
4. que os custos de transmissão e distribuição passem a ser cobrados de acordo com sua utilização, de forma que os agentes paguem pelos custos a que deram causa, de forma a não se transferir renda entre agentes privados e dar o correto sinal econômico para que os agentes busquem a solução mais eficiente, ao invés de buscar a brecha na regra que os favoreçam;

O crescimento do setor de CGHs e PCHs vai ao encontro aos interesses do SEB, do consumidor de energia elétrica, do trabalhador brasileiro, da indústria nacional e da sociedade brasileira e precisa ser promovido pelas autoridades.

Paulo Arbex é presidente da Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Central Geradora Hidrelétrica (AbraPCH)