

Anotações sobre o estudo da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) “Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada” – 2018

- *Repotenciar. Ações voltadas para melhorar os parâmetros de uma usina hidrelétrica, ampliando sua capacidade de geração, eficiência e evitando quebras que levam a perda na produção de energia.*

- *O Estudo lista 56 usinas como passíveis de repotenciação, 32 delas (57%) estão na Bacia do rio Paraná, bacia que, por seu turno, é responsável por mais de 60% da geração hidrelétrica no Brasil.*

Preliminares.

O tema “repotenciação” é complexo e espinhoso, tratado sempre por especialistas e os responsáveis pela construção das políticas públicas da área de energia, mas não tendo nenhuma dessas ‘qualidades’, fiz a aproximação possível do tema. A razão maior é a necessidade de sociedade munir-se de elementos para confrontar o ‘produtivismo’ na área de energia, principalmente o relacionado à construção de novas barragens na Amazônia ou a utilização das geradoras de energia movidas a gás ou óleo. Se as atuais barragens podem ser renovadas por diferentes meios, oferecendo mais energia para as residências, comércios e indústrias, por que não incluir essa perspectiva nos Planos governamentais?*

Estudo anterior, de 2018, do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) trata do tema pelo viés do envelhecimento e as consequentes quebras de equipamentos, levando a paralização de unidades geradoras. A partir do estudo BID elaborei o texto [“Envelhecimento das usinas hidrelétricas no Brasil reduz capacidade de produção de energia”](#), no qual é mostrado que as interrupções no funcionamento das turbinas estão aumentando, provocando perdas na produção de energia. A quantidade de energia perdida devido a desligamentos forçados dobrou nos últimos 10 anos. O valor da energia não gerada entre 2007 e 2018 devido a desligamentos programados dos turbogeradores foi de aproximadamente 4 bilhões de dólares. Entre 2007 e 2018 deixaram de ser gerados 208.963 GWh de energia por paradas forçadas, o equivalente a 12,762 bilhões de dólares pelo valor dos “leilões anuais de energia existente”.

Um aspecto fundamental e não considerado tanto no Estudo da EPE quanto o do Banco Interamericano de Desenvolvimento foi o da produção da água que passará pelas turbinas, ou considerado de forma equivocada no caso da EPE. No Capítulo 7 do documento está fixado que ***“as hidrelétricas, por terem a água como força motriz, têm, conceitualmente, o custo de insumo de valor nulo”***. Com o atual estágio de degradação ambiental, sabemos que a disponibilidade é condicionada pelo clima e também por ações humanas diretas como desmatamento e o mau uso do solo, com o

consequente assoreamento dos cursos d'água, vias abastecedoras dos lagos das represas. A chamada "Crise Hídrica" de 2021 – a anterior foi logo antes, em 2014-15 -, concentrada na bacia do rio Paraná, onde está a maior parte das unidades para geração elétrica de fonte hídrica, é um exemplo claro que a equação deve ser completa, garantindo antes a produção de água, mesmo frente a eventos climáticos extremos.

Repontencia-se, com custos altos, mas o abastecimento hídrico estará garantido? Aqui deve prevalecer uma política essencial: a restauração ambiental, com recuperação das microbacias. O Programa **Cultivando Água Boa (CAB)** da binacional Itaipu é um **modelo**. Em dezembro de 2021 completou o plantio de 24 milhões de árvores, dentre outros ganhos para a região.

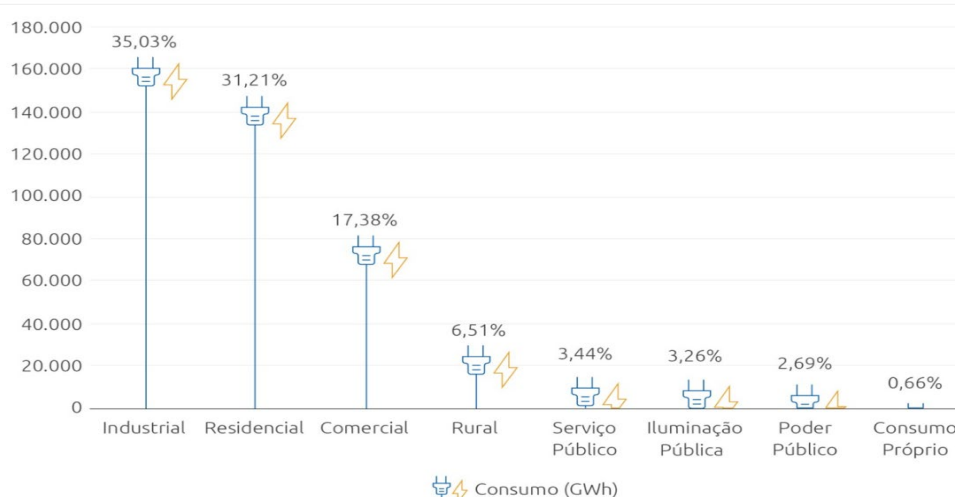
Apesar de importante, este documento da EPE tem seu centro no "economicamente viável" para os operadores privados. A equação Brasil pode ser distinta.

**'Produtivismo' na área de energia entendo como seguir criando cada vez mais meios de geração elétrica sem que se cuide de questões fundamentais como o desperdício e a eficiência energética e mesmo a garantia de produção de água.*

As anotações principais.

- 1) Estimativas do setor hidrelétrico mundial indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica instalada terá passado por repotenciação ou modernização de suas instalações;
- 2) Nos USA, entre 2006 e 2016, 70% do crescimento líquido da capacidade hidrelétrica (1.435 MW), foi por repotenciação. Entre 2007 e 2017 investiram US\$ 8,9 bilhões;
- 3) Em dezembro de 2018, a capacidade instalada das usinas hidráulicas no Brasil alcançou o total de 107.768 MW;
- 4) O consumo por setor no Brasil (não está no documento da EPE).

agência de notícias da indústria



- 5) Usinas selecionadas para repotenciação, no estudo da EPE¹, foram as com potência instalada superior a 100 MW e com vida operativa de pelo menos 25 anos;
- 6) O total identificado como passível de repotenciação, distribuídos em 56 usinas em todos os “submercados” foi de **49.973 MW** de potência;
- 7) Definições adotadas no Estudo:
 - Restauração/Reabilitação/Retrofit – promoção de intervenções no maquinário no intuito de recuperação da performance original do projeto.
 - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas
 - Repotenciação/Recapacitação/Reprojeto/Recondicionamento – promoção de intervenções no maquinário das usinas que resultem em aumento de potência instalada e/ou aumento na eficiência das máquinas.
 - Modernização - promoção de intervenções que resultem em aumento de produtividade e eficiência; podendo trazer aumento de potência instalada, recuperação da capacidade original dos equipamentos, ou exclusivamente, melhorias nos equipamentos de controle e automatização da usina, melhorando os índices de disponibilidade de geração.
 - Ampliação – compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação visando aumento da capacidade de geração.
- 8) Considerando exclusivamente os ganhos energéticos de energia firme², para algumas usinas, a repotenciação seria suficientemente atrativa para remunerar os investimentos estimados. Porém, o estudo considera que “somente estudos individualizados e aprofundados de viabilidade técnica poderão assegurar o incremental de capacidade possível e economicamente viável.”
- 9) Com relação ao rendimento, promove dois tipos de ganhos: restauração, referente à recuperação da performance original do conjunto turbogerador e, o outro, por incremento de eficiência, por se ter um equipamento tecnicamente melhor projetado.
- 10) Reduziria em aproximadamente 6% a “necessidade de investimentos quando comparadas com as demais fontes disponibilizadas dedicadas ao mesmo fim”.
- 11) Aumento da capacidade instalada e redução de custos operativos do SIN³;
- 12) Expectativa de Resultados:

Disponibilizar informações técnicas para o setor elétrico que possam promover e estimular:

 - Uso do potencial incremental da geração hidrelétrica para o SIN;
 - Expansão da geração hidrelétrica utilizando os sítios existentes;
 - Otimização operativa do suprimento;
 - Renovação dos equipamentos;
 - Incremento de geração por ganhos de eficiência na energia e de capacidade instalada;
 - Aumento da produtividade hidrelétrica;
 - Elevação dos índices de disponibilidade das unidades geradoras.

- Discussão regulatória para realização da repotenciação de hidrelétricas.

13) - Ações de repotenciação pós-marco regulatório de 2004 mostra número reduzido de concessionários com interesse “o que é compreensível”, pois a remuneração não justifica “o investimento”;

14) Ganhos.

A Figura 1 ilustra o efeito do desgaste das máquinas sobre a geração de energia ao longo dos anos, os ganhos de geração trazidos pelo progresso tecnológico e os efeitos que ações de restauração e de repotenciação promovem em uma usina hidrelétrica.

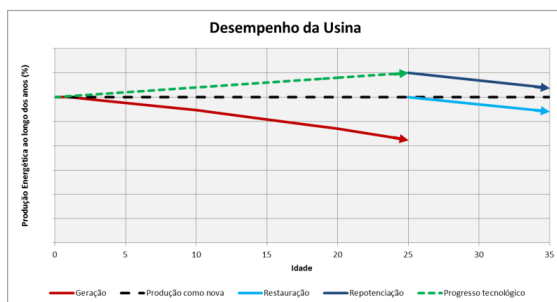


Figura 1 – Ilustração da performance de geração ao longo do tempo.

15) O Parque.

Observação: das 56 usinas listadas como passíveis de repotenciação, 32 (57%) estão na Bacia do rio Paraná, bacia que, por seu turno, é responsável por mais de 60% da geração hidrelétrica no Brasil.

As hidrelétricas com marcação  são as da Bacia do Paraná.

5. O Parque Hidrelétrico Brasileiro: potencial para Repotenciação.

O Banco de Informações da Geração da ANEEL - BIG¹⁴ contabilizou, em dezembro de 2018 o potencial instalado outorgado de 167.052.141 kW, dos quais 107.768.027 kW, 64%, são de origem hidrelétrica.

Tabela 1 – Empreendimentos em Operação em dezembro de 2018. BIG, (2018).

Empreendimentos em Operação ¹⁵				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	693	694.130	693.724	0,4
CGU	1	50	50	0
EOL	558	13.765.439	13.742.643	8,5
PCH	428	5.194.029	5.171.384	3,2
UFV	2.265	1.619.578	1.612.778	1
UHE	217	101.879.868	97.673.848	60,7
UTE	2.992	41.909.047	40.051.389	24,9
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,2
Total	7.156	167.052.141	160.935.816	100

Tabela 5– Conjunto inicial de UHEs (≥ 25 anos e ≥ 100 MW).

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Ilha dos Pombos	1924	94	187.169	Paraíba do Sul
Henry Borden	1926	92	889.000	Pedras
Fontes Nova	1940	78	131.988	Pirai
Nilo Peçanha	1953	65	380.030	Pirai
Salto Grande	1956	62	102.000	Santo Antônio/ Guanhães
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	1957	61	476.000	Grande
Cachoeira Dourada	1959	59	658.000	Paranaíba
Euclides da Cunha	1960	58	108.800	Pardo
Paulo Afonso II	1961	57	443.000	São Francisco
Jacuí	1962	56	180.000	Jacuí
Jurumirim (Armando Avellanai Laydner)	1962	56	100.956	Parapanema
Pereira Passos	1962	56	99.900	Lajes
Três Marias	1962	56	396.000	São Francisco
Barra Bonita	1963	55	140.760	Tietê
Furnas	1963	55	1.216.000	Grande
Paulo Afonso I	1964	54	180.001	São Francisco
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	1969	49	143.100	Tietê
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1969	49	1.050.000	Grande
Ibitinga	1969	49	131.490	Tietê
Jupia (Eng ^o Souza Dias)	1969	49	1.551.200	Paraná
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	1970	48	237.300	Paranaíba
Chavantes	1970	48	414.000	Parapanema
Funil	1970	48	216.000	Paraíba do Sul
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	1971	47	260.000	Capivari e Cachoeira
Jaguara	1971	47	424.000	Grande
Paulo Afonso III	1971	47	794.200	São Francisco
Ilha Solteira	1973	45	3.444.000	Paraná
Mascarenhas	1973	45	198.000	Doce
Passo Fundo	1973	45	226.000	Passo Fundo
Passo Real	1973	45	158.000	Jacuí
Porto Colômbia	1973	45	320.000	Grande
Volta Grande	1974	44	380.000	Grande
Marimbondo	1975	43	1.440.000	Grande
Promissão (Mário Lopes Leão)	1975	43	264.000	Tietê
Salto Osório	1975	43	1.078.000	Iguaçu
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	1977	41	400.000	São Francisco
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	1977	41	619.000	Parapanema
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	1978	40	1.396.200	Grande
São Simão	1978	40	1.710.000	Paranaíba
Itaúba	1979	39	500.400	Jacuí
Paulo Afonso IV	1979	39	2.462.400	São Francisco
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz de Areia)	1980	38	1.676.000	Iguaçu

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Itumbiara	1980	38	2.082.000	Paranaíba
Salto Santiago	1980	38	1.420.000	Iguaçu
Emborcação	1982	36	1.192.000	Paranaíba
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	1982	36	347.400	Tietê
Sobradinho	1982	36	1.050.300	São Francisco
Tucuruí	1984	34	8.535.000	Tocantins
Rosana	1987	31	354.000	Paranapanema
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1988	30	1.479.600	São Francisco
Balbina	1989	29	249.750	Uatumã
Itaipu (Parte Brasileira)	1989	29	7.000.000	Paraná
Samuel	1989	29	216.750	Jamari
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1992	26	1.260.000	Iguaçu
Taquaruçu (Escola Politécnica)	1992	26	525.000	Paranapanema
Três Irmãos	1993	25	807.500	Tietê
TOTAL de 56 usinas			53.702.194	

15) O estudo da EPE informa que não foi considerado o registrado a seguir:

- Aumento na queda líquida (hlíq);
- Aumento na vazão turbinada (Q) e
- Aumento nas taxas de disponibilidade (fd).

“É interessante observar que ao longo das décadas os avanços tecnológicos, de materiais e de concepção de projeto refletiram em crescimento do rendimento nominal médio das usinas instaladas.”

16) Destaca-se que, considerando a sinalização do *Plano Decenal de Energia 2027 referente à necessidade de contratação complementar de potência*, a contribuição das repotenciações de UHE poderia atender parte dessa demanda. Dentre os benefícios trazidos por essa opção está a oferta de potência com *uma fonte cujo custo marginal de operação é nulo*.

17) Caso Paulo Afonso.

Paulo Afonso II teve o isolamento do estator das unidades UG 01 e 02 substituídos da classe B para a classe F. Concluída a recapitação dos geradores, a potência disponível passou de 69,52 MVA para 83 MVA, *aumento nominal de 19%*.

18) Oportunidade de rápida disponibilização de oferta de potência.

Trata-se da *motorização de poços das usinas existentes* que foram construídos com vistas à futura utilização. Esse potencial foi mapeado em estudos da EPE de 2012, onde se contabilizou **7.240 MW possíveis de implantação**.

Tabela a seguir mostra do potencial por UHE.

Nível construtivo	Item	UHE	Acréscimo Previsto		
			QT	Pot. Unitária (MW)	Pot. Total (MW)
A	1	Salto Santiago	2	355,0	710,0
	2	Foz do Areia	2	418,5	837,0
	3	Três Irmãos	3	161,5	484,5
	4	Porto Primavera	4	110,0	440,0
	5	Rosana	1	88,3	88,3
	6	Taquaruçu	1	105,2	105,2
	7	Itaparica	4	246,5	986,0
	TOTAL				3.651
B	8	Jaguara	2	106,0	212,0
	9	São Simão	4	285,0	1.140,0
	TOTAL				1.352,0
C	10	Xingó	4	500,0	2.000,0
	11	Três Marias	2	66,0	132,0
	12	Cachoeira Dourada	1	105,0	105,0
	TOTAL				2.237,0

Tabela 14

19) No capítulo 7 são apresentados “os casos desenhados para simulações no modelo de operação de sistemas hidrotérmicos de longo prazo e os resultados das simulações realizadas. No aspecto de capacidade será avaliada a expansão do parque gerador considerando oferta de potência originária de recapacitação das usinas. Observa-se que os ganhos podem ter origem tanto no aumento da oferta de energia, devido ao ganho de eficiência quanto de uma maior disponibilidade de potência. O SIN é operado de forma otimizada visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e aversão a risco definidos. **As hidrelétricas, por terem a água como força motriz, têm, conceitualmente, o custo de insumo de valor nulo**, contudo, como o sistema é operado em perspectivas de longo prazo e de forma conjugada a outras fontes energéticas, a matriz elétrica deve ser de origem diversificada, inclusive com a adição de fontes despacháveis com CVU⁴ diferente de zero.

20) Dos resultados das simulações para cinco casos da simulação estática ajustada tem-se:

- A degradação do rendimento do parque hidrelétrico é uma condição danosa ao SIN, exige geração substituta e resulta em uma menor carga crítica atendida;
- A consideração da degradação das máquinas no modelo de longo prazo pode sinalizar a necessidade de contratação de geração adicional suplementar, tomando-se por base: custos, segurança e confiabilidade no atendimento ao SIN;

- O aumento da eficiência da geração hidrelétrica tem o comportamento de reduzir os impactos dos custos da operação termelétrica do SIN; e
- A repotenciação torna a geração hidrelétrica mais eficiente tanto individual quanto sistemicamente;
- Os ganhos resultantes mostram a expansão da geração hidráulica sem avanço sobre novos sítios.

21) A inclusão destes conjuntos de projetos de modernização refletiu em uma redução de aproximadamente **6% do custo global do SIN**, incluindo os custos de investimento e de operação até o ano de 2029 em relação ao valor estimado no PDE⁵ 2029.

Tabela 27 - Comparação com PDE2029

Fonte/Tecnologia	PDE 2029	PDE2029+ Repotenciação de UHEs	ΔP
UHEs	1.674	6.456	4.782
PCH	2.100	2.100	0
Biomassa	1.860	1.860	0
Carvão Nacional	293	0	-293
Eólica - Nordeste	16.800	16.342	-458
Eólica - Offshore	0	0	0
Eólica - Sul	4.200	4.085	-115
Fotovoltaica	7.000	7.000	0
Gás Flexível CA	10.414	5.718	-4.696
Gás Flexível CC	9.292	9.143	-149
Gás Inflexível	0	0	0
Term Int	6.787	6.787	0
GN Pré-sal	1.000	1.000	0
Total Geral	61.419	60.491	-928

1 – Empresa de Pesquisa Energética;

2 - Energia firme – A quantidade de energia que pode ser produzida por determinada usina hidrelétrica, sem risco de não fornecimento;

3 – SIN – Sistema Interligado Nacional;

4 – Custo Variável Unitário;

5 - Plano Decenal de Expansão de Energia.