

MP Eletrobras

Análise dos impactos do texto aprovado na
Câmara dos Deputados

Introdução

- Os principais impactos aos consumidores no texto da MP 1.031/21 aprovado na Câmara se refere **a incorporação de obrigações de contratação de energia regionais** que contrariam as necessidades sistêmicas apontadas pelos órgãos de planejamento e operação, **prorrogam política energética** e criam **reservas de mercado**.
- A análise se concentrou na comparação entre a MP original e o PLV aprovado na Câmara.
- Os valores apresentados neste estudo buscam quantificar as ineficiências quanto à construção de gasodutos para interiorização do gás natural e construção de linhas de transmissão para escoamento da geração produzida até o centro de carga.
- Os dispositivos de redução do impacto tarifário (percentual do Valor Adicionado), ou mesmo para redução de custos setoriais (excedente econômico de Itaipu) estão sujeitos a estratégia adotada para comercialização da energia sob nova modalidade de concessão no primeiro e disponibilidade de recursos no segundo.
- A avaliação destes impactos considerou a ordem de grandeza destas contratações comparando com alternativas de contratação mais eficientes do ponto de vista econômico.
- A contratação compulsória pode produzir outros impactos sistêmicos significativos como a contratação de **mais capacidade térmicas para suprimento de potência**, aumento do **custo do risco hidrológico**, custos com **deslocamento hidráulico** e **restrições para o escoamento de geração eólica no Nordeste**.

Principais Dispositivos

MP original

- *Revitalizações & Amazônia Legal (Art. 5, 6, 7 & 8)*
- Créditos CCC para Eletrobras (Art. 5)
- “Descotização” 3 a 10 anos (Art. 5)
- *Entrega de Energia PISF (Art. 5 & 6)*
- Nova Estatal ou aumento de escopo Eletronuclear (Art. 9)

Dispositivos Incorporados ou alterados no PLV Câmara

- Contratação de 6 GW de termelétricas (Art. 1 & 19)
- Prorrogação Proinfa (Art. 1 & 22)
- Reserva de mercado PCHs (Art. 1 & 20)
- Manutenção Cepel (Art. 3 & 5)
- *Revitalizações & Amazônia Legal (Art. 5, 6, 7 & 8)*
- 50% valor adicionado CDE ACR (Art.4)
- *Entrega de Energia PISF (Art. 5 & 6)*
- Recursos P&D para CEPEL (Art. 14)
- Recursos FEN e FESC para CDE ACR (Art. 17)
- Chamada Pública de GD com preço por fonte de geração (Art. 16)
- Eventual excedente econômico da revisão do Anexo C para CDE (Art. 21)

Contratação de Termelétricas

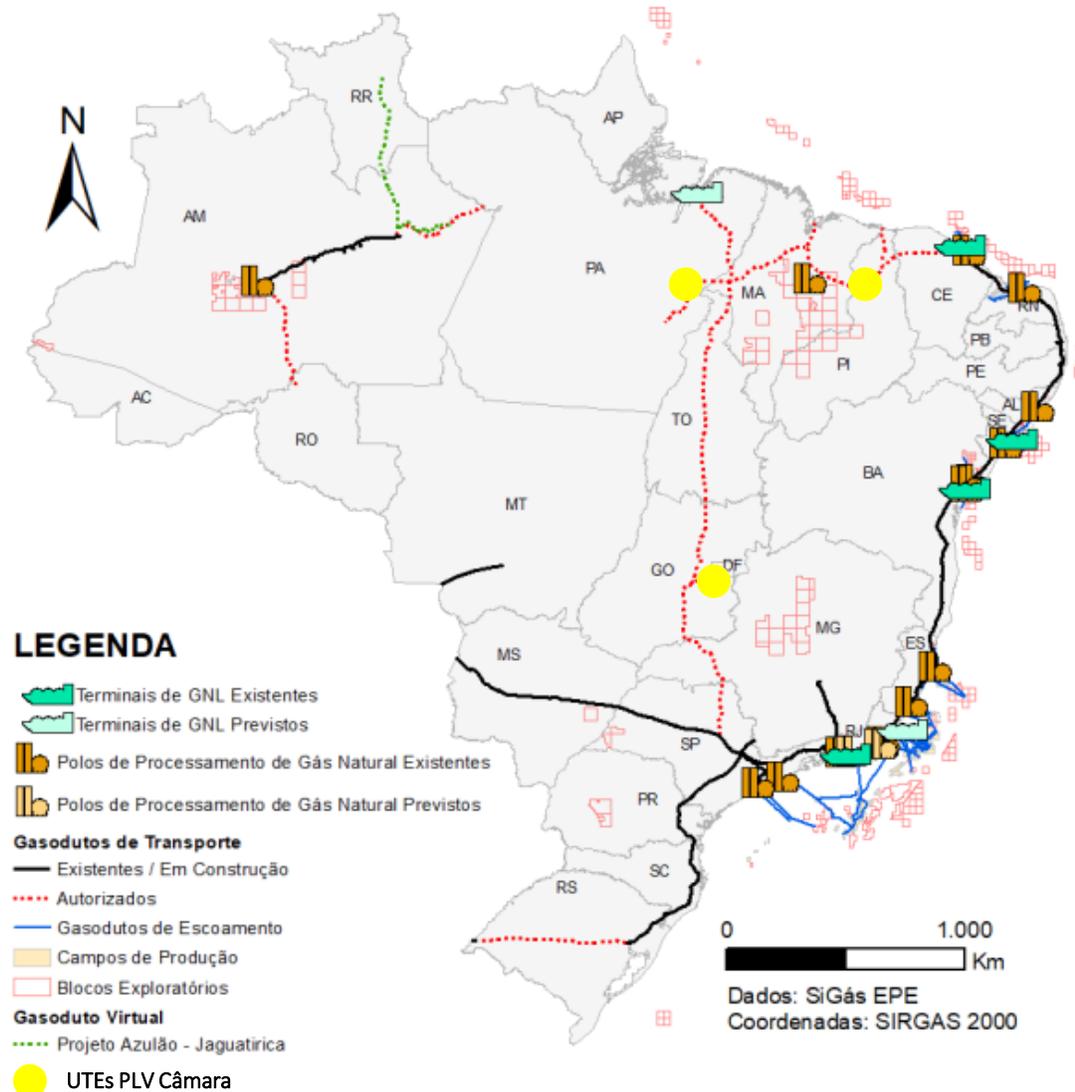
O texto da MP 1031 aprovado na Câmara (PLV Câmara) prevê a contratação de 6 GW de termelétricas à gás natural por meio de Leilão de Reserva de Capacidade com as seguintes reservas de mercado:

- 1 GW no Nordeste em estado sem suprimento de Gás Natural
- 5 GW no Norte e Centro-Oeste
- Fator de capacidade 70%

Usinas com alto fator de capacidade privilegiam a entrega de energia em detrimento de maior velocidade para atendimento de variações de carga ou geração. Tanto o órgão **EPE**, quanto **ONS**, sinalizam a **necessidade de maior flexibilidade do sistema** por meio do atendimento rápido de variações de potência de fontes renováveis não despacháveis e pelas eventuais limitações do suprimento deste serviço pelas hidrelétricas. Não evitariam, portanto, o uso de outras soluções para atendimento do déficit de potência.

Adicionalmente, seriam **necessárias longas linhas de transmissão para escoamento** da energia produzida por estas fontes. Ainda sobre a infraestrutura necessária, destacam-se os **investimentos em infraestrutura de gás natural** para fornecimento de molécula e transporte para as termelétricas.

A estimativa do custo adicionado pelo PLV Câmara se refere ao custo adicionado à energia produzida por estas usinas relativas ao custo da interiorização do gás natural (gasodutos) e escoamento da energia produzida até o centro de carga. Para atendimento dos dispositivos regionais da PLV Câmara utilizou-se como base a introdução de 1.000 MW em Teresina-PI (NE), 2.500 MW em Marabá-PA (N) e 2.500 em Brasília-DF (CO).



Contratação de Termelétricas

Para suprimento de gás natural, considerou-se o atendimento por uma mesma fonte de molécula (gás do pré-sal) que utilizaria a malha atual até o ponto de saída de São Carlos (SP) para a termelétrica de Brasília. Para as termelétricas de Teresina e Marabá, o ponto de saída da malha atual seria Pecém (CE). A partir destes pontos de saída foram utilizados traçados de projetos de gasodutos autorizados.

Para estimativa dos investimentos, utilizou-se valores típicos de investimento em gasodutos para distâncias e vazões adequadas aos empreendimentos termelétricos. Para estimativa do custo de transporte de cada trecho utilizou-se WACC de 8%, vida útil de 20 anos, câmbio USD/BRL de R\$ 5,3, sem custo com ociosidade.

Gasoduto	Percurso (km)	Vazão (MMm3/dia)	Custo de Transporte (US\$/MMBtu)
São Carlos - Brasília	893	10	1,6
Pecém – Teresina	855	14	1,5
Teresina- Imperatriz	458	10	0,8
Imperatriz - Marabá	204	10	0,4

Para conversão do custo de transporte utilizou-se poder calorífico de 6,319 MMBtu/MWh, característico de térmicas com ciclo combinado. E para obtenção do acréscimo de Receita Fixa correspondente ao custo de transporte utilizou-se fator de perdas e consumo interno de 5% e alíquotas de PIS/COFINS (9,25%), ICMS (12%) e P&D (1%).

Para estimativa do custo da infraestrutura de transporte foi considerado o fator de capacidade de 90% (Ship-or-Pay). VPL do Custo adicionado @ 8% para os 15 anos de operação de R\$ 33,2 bi.

Termelétrica	Operação	Transporte (US\$/MMBtu)	Acréscimo de Receita Fixa (R\$/MWh)	Custo Infraestrutura GN (R\$ milhões/ano)
Teresina	2026	1,5	68	533
Brasília	2027	1,6	72	1.411
Marabá	2028	2,7	121	2.379

Para o escoamento da energia a ser produzida nestas localidades utilizou-se valores típicos de custos de linhas de transmissão de acordo com a distância e potência a ser transportada. VPL do Custo adicionado @ 8% para os 30 anos de concessão de R\$ 6 bi.

Termelétrica	Percurso (km)	RAP (R\$ milhões/ano)
Teresina	2.314	184
Brasília	792	N/A
Marabá	2.061	409

Custo adicionado pelo texto da Câmara aos consumidores

R\$ 39,2 bi (VPL @ 8%)

Reserva de Mercado PCHs

O PLV Câmara prevê a reserva de mercado de 50% da demanda nos leilões de energia nova até atingir 2 GW contratados de usinas hidrelétricas até 50 MW (PCHs e CGHs) ao preço teto do leilão A-6/2019 (R\$ 310/MWh IPCA). Após a contratação deste montante, mantém-se reserva de mercado de 40% da demanda em leilões de energia nova realizados até 2026.

Com base nas informações da EPE sobre habilitação nos leilões de energia, nota-se que a **oferta de PCHs pode ser inferior à reserva de mercado** prevista em lei. Com isto, o processo de licitação pode trazer resultados ineficientes (menor redução de preço).

MW	A-6/2018	A-6/2019
Potência Habilitada (CGH+PCH)	978	1.006

Para estimar a ineficiência utilizou-se o **CME médio (energia e potência) R\$187/MWh**. Esta reserva de mercado pode fazer com que a energia de PCHs seja contratada com um deságio reduzido em comparação com um cenário mais amplo e competitivo. Esta reserva de mercado pode ainda produzir efeitos nocivos à expansão de fontes mais competitivas e que apresentam os mesmos atributos ambientais que as PCHs.

A estimativa de **ineficiência** para os 2 GW propostos no texto (que pode ser maior se surgirem novos projetos), considerando fator de capacidade de 55%, ao longo de 6 anos de leilões de energia nova e o preços adotados de R\$ 253/MWh nos dois primeiros anos e R\$ 282/MWh nos anos restantes.

Custo adicionado pelo texto da Câmara aos consumidores cativos

R\$ 7,5 bi (VPL @ 8%)

Valor Adicionado à Concessão

A principal fonte de recursos tanto da União, quanto para os consumidores no processo de capitalização é o valor adicionado à concessão. A estimativa de valores, no entanto, tem despesas fixas que podem abater a disponibilidade final. O cenário da simulação considerou **preços de venda de R\$ 155/MWh (2022 a 2029) e R\$ 167/MWh (2030 a 2051).**

R\$ bilhões	A-6/2018
Estimativa	61,25
Revitalizações	- 8,75
Crédito CCC	- 3,5
Cepel	- 0,375
PISF	- 1,2
Outorga	47,2
50/50 União ACR	23,6

A inclusão de PISF (diferença de R\$ 155/167 e R\$ 80/MWh) e o limite de Créditos da CCC previsto na MP já **podem reduzir em R\$ 1,9 bi** a expectativa de recebimento da outorga para a União e Consumidores.

Ainda há incerteza quanto à revisão da garantia física das usinas. O valor adicionado depende da venda a energia, atualmente comercializada por meio de cotas às distribuidoras, passando em um **período de 3 a 10 anos para o regime de PIE, de forma gradual.**

Por outro lado, a venda da energia a longo prazo acaba concorrendo com novos projetos a preços mais baixos que o do cenário de simulação. A EPE indica o Custo Marginal de Expansão de Energia médio em R\$ 106/MWh. Uma redução da ordem de **5% nos preços reduzem o valor que iria aos consumidores cativos (e igual montante para a União) em R\$ 1,5 bi.**

No PLV Câmara houve ainda a inclusão dos recursos acumulados no Fundo de Energia do Nordeste (FEN) e Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste (FESC) que acumulou recursos da venda de energia para consumidores livres. Os recursos teriam como objetivo a revitalização de bacias, e na proposta da Câmara serão destinados à CDE dos consumidores cativos. Segundo demonstrações financeiras de Furnas e Chesf (1º tri/21) os **recursos deste fundos chegam a R\$ 445 milhões** (montante total, sem descrição do comprometimento que pode reduzir disponibilidade total).

Um grande impacto adicionado foi a destinação de recursos da CDE, que iriam para todos os consumidores, ACR e ACL, que contribuíram para a formação do capital da Eletrobras e para o desenvolvimento de projetos. Na Câmara houve a destinação exclusivamente para o ACR. A medida **cria mais distorções entre os ambientes de contratação e deixa um legado que pode dificultar a modernização do setor.**

Receita adicionada pelo texto da Câmara aos consumidores cativos

R\$ 445 milhões + R\$ 7,7 bi

Receita retirada pelo texto da Câmara dos consumidores livres

R\$7,7 bi

Excedentes Econômicos de Itaipu

O PLV Câmara adicionou a previsão de destinação de recursos de excedente econômico da revisão do Anexo C ao Tratado de Itaipu Binacional. Destaque para a **incerteza quanto aos montantes disponíveis, já sinalizados no texto como eventual excedente.**

Estes possíveis excedentes teriam como destino a CDE com benefícios aos dois ambientes de contratação. **De 2023 a 2032, 75% dos recursos irão para a CDE e após 2033, 50% para CDE.**

Após a amortização das dívidas em 2023, o custo de Itaipu pode ser reduzido. Para estimar o custo de operação, adota-se o valor de US\$ 1,1 bi/ano, conforme informações de Itaipu. Este custo equivale a R\$ 86/MWh para Garantia Física total no CG. Considerando ainda os custos de conexão e custos do sistema de transmissão (R\$ 2,7 bi/ano equivalente a R\$ 47/MWh), hoje assumidos pelas distribuidoras cotistas, o custo de operação chegaria a R\$ 133/MWh.

Desconsiderou-se as receitas de Itaipu no MRE, bem como percentual para risco hidrológico. A premissa de preços de venda foi de R\$ 155/MWh (2023 a 2029) e R\$ 167/MWh (2030 a 2053). Utilizou-se o volume de garantia física da parte brasileira, abatido de perdas da RB (3,8 GW méd).

Do ponto de vista de governança há o desafio do tratamento da aferição de excedente econômico em um modelo baseado na tarifa pelo custo. Ainda há o risco no âmbito das Relações Exteriores na assunção de novas obrigações estabelecidas por Notas Reversais que podem aumentar o custo de O&M.

Receita adicionada pelo texto da Câmara aos consumidores

R\$ 5,1 bi (VPL @ 8%)

Balanço das Alterações

Segue análise comparativa das alterações do PLV Câmara vs. MP original aos consumidores.

R\$ bilhões	Todos	ACR (70%)	ACL (30%)
Térmicas	-39,2	-27,5	-11,8
PCHs		-7,5	
Descotização + FEN & FESC		8,1	-7,7
Itaipu	5,1	3,6	1,5
Total		-23,3 (63%)	-17,9 (37%)

As obrigações e ineficiências dos dispositivos incorporados no PLV da Câmara, fazem com que o custo alocado aos consumidores seja de R\$ 41 bi, isto é, quase 2/3 do valor de mercado da Eletrobras (R\$ 65 bi).

Os valores alocados aos consumidores são ainda superiores a perspectiva de ganho da União no processo de capitalização da Eletrobras (R\$ 26 bi).