


## ENC: Carta G10 para Senadores

Marcelo de Almeida Frota

seg 07/06/2021 08:41

Para: Jacqueline de Souza Alves da Silva <JACQUES@senado.leg.br>;

 2 anexos

MP Eletrobras - Impactos - 29\_05\_2021 - versão executiva.pdf; Considerações sobre o Projeto de Lei de Conversão da MP 1.031-2021 VF....pdf;

---

**De:** Sen. Rodrigo Pacheco

**Enviada em:** quarta-feira, 2 de junho de 2021 14:35

**Para:** Marcelo de Almeida Frota <MFROTA@senado.leg.br>

**Assunto:** ENC: Carta G10 para Senadores

---

**De:** Marcela Rodrigues [<mailto:marcela@abiape.com.br>]

**Enviada em:** terça-feira, 1 de junho de 2021 22:35

**Para:** Marcela Rodrigues <[marcela@abiape.com.br](mailto:marcela@abiape.com.br)>

**Assunto:** Carta G10 para Senadores

Prezado Senador,

Em nome das Associações vinculadas ao setor elétrico: ABDAN, ABEEOLICA, ABEMI, ABIAPE, ABRACE, ABRACEEL, ABRADDEE, ABSOLAR, ANACE e APINE, encaminho, em anexo, nossas considerações a respeito do texto da MP 1031/2021, aprovado pela Câmara dos Deputados.

Estamos à disposição de Vossa Excelência para qualquer esclarecimento que se faça necessário, ao tempo que informamos estar em contato com seu Gabinete para agendamento de reunião que nos dará oportunidade de apresentarmos, com maiores detalhes, nossos argumentos.

Atenciosamente,



Mário Luiz **Menel** da Cunha  
Presidente

☎ (61) 9.8123-9801

menel@abiape.com.br

(61) 3326-7122

www.abiape.com.br

O conteúdo da presente mensagem eletrônica é confidencial e foi enviado para uso exclusivo do(s) destinatário(s). Caso a mensagem tenha sido recebida por engano, favor contatar o remetente e apagá-la. The content of this e-mail is confidential and has been sent for the sole use of the intended recipient(s). If this message has been received in error, please notify the sender and delete it immediately.

## CONSIDERAÇÕES SOBRE O PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO DA MP 1.031/2021

O Projeto de Lei de Conversão da Medida Provisória 1.031/2021, que objetiva a desestatização da Eletrobras, introduziu preocupantes disposições, não relacionadas com esse objetivo, no texto original enviado pelo Governo ao Congresso. Entre essas disposições mencionamos duas que consideramos mais graves e que preocupam as 10 associações setoriais signatárias.

A primeira disposição é a contratação como Reserva de Capacidade de 6000 MW de usinas termelétricas com inflexibilidade elevada, localizando essas usinas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Essa contratação exigirá a implantação de novos gasodutos de grande extensão para levar o gás até as usinas termelétricas fósseis, bem como de custosos reforços no sistema de transmissão para trazer a energia elétrica por elas gerada de volta ao centro de carga, já que o sistema de transmissão existente não tem essa capacidade disponível.

Certamente a localização remota dessas termelétricas implicará grande sobrecusto para os consumidores de energia elétrica, quando comparado com localizá-las próxima aos pontos de chegada do gás dos campos *offshore* no continente, que como é sabido se situam no centro de carga do sistema elétrico.

Além disso, não é recomendável determinar a construção de 6000 MW de novas usinas termelétricas de elevada inflexibilidade como reserva, sem um processo competitivo com outras opções que podem exercer essa função, como termelétricas flexíveis, motorização adicional de usinas hidrelétricas, entre muitas alternativas.

A segunda disposição é a contratação de percentuais entre 50% e 40% das necessidades de energia nova, declaradas pelas distribuidoras, com usinas hidrelétricas de até 50 MW, nos leilões A-5 e A-6 a serem realizados até 2026.

Essa obrigação de compra de energia de uma fonte definida criaria uma reserva de mercado que contraria o princípio da livre competição entre fontes e usinas, com base nos seus atributos e preços de energia, frustrando uma expansão de menor custo para a sociedade e para os consumidores.

Mesmo considerando que as mencionadas usinas hidrelétricas, por possuírem certa flexibilidade operativa, podem contribuir para atender a modulação da carga, é importante observar que o preço da energia dessas usinas é bem maior do que o de usinas de outras fontes.

Dessa forma, não é justo alocar energia de preço mais elevado, a despeito de seus atributos, exclusivamente no ACR, fazendo com que os consumidores regulados assumam ainda mais custos em função da confiabilidade eletroenergética do suprimento, notadamente em um momento em que existe o firme propósito de alocar esses custos de forma isonômica nos ambientes de mercado livre e regulado.

Acresce-se a essas considerações a obrigação de prorrogação dos contratos do PROINFA, que mesmo sem impacto econômico significativo, criaria outra reserva de mercado.

Propomos, então, que tais questões sejam levadas em consideração no processo em análise nesse Senado Federal e que se avalie a opção de retornar ao texto original, sem as disposições incluídas no texto pela Câmara dos Deputados.

ABDAN, ABEEOLICA, ABEMI, ABIAPE, ABRACEEL, ABRACE, ABRADDEE, ABSOLAR, ANACE e APINE

Anexo: Análise dos impactos do texto aprovado na Câmara dos Deputados

# MP Eletrobras

Análise dos impactos do texto aprovado na  
Câmara dos Deputados

29 de maio 2021

# 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

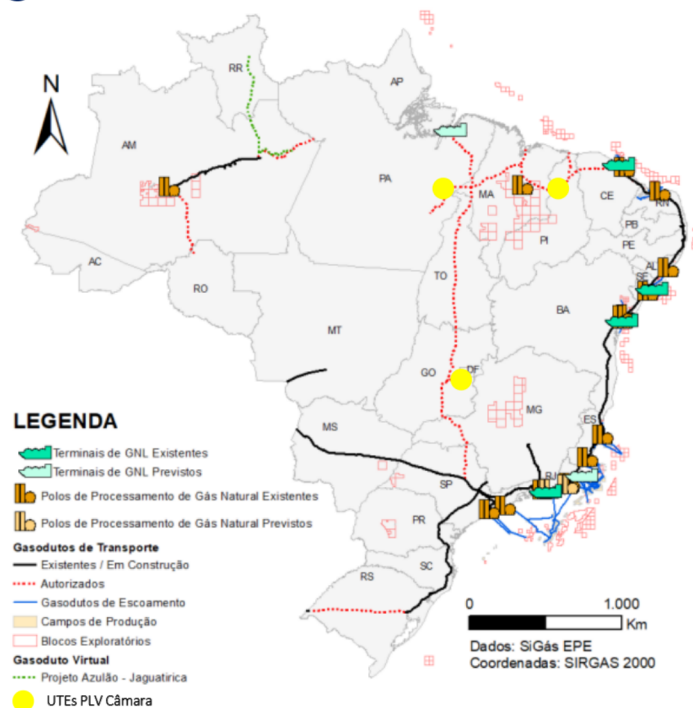
O texto da MP 1031 aprovado na Câmara (PLV Câmara) prevê a contratação de 6 GW de termelétricas à gás natural por meio de Leilão de Reserva de Capacidade com as seguintes reservas de mercado:

- 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**, **signalizam 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).

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%)**

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.

# 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).



SENADO FEDERAL  
Secretaria-Geral da Mesa

DESPACHO Nº 77/2021 – ATRSGM/SGM

Juntem-se à página oficial de tramitação das proposições legislativas as cópias eletrônicas das manifestações externas contidas nos documentos abaixo listados:

1. PL 1052/2020 – Documento SIGAD nº 00100.040986/2021-65;
2. PL 918/2021 – Documento SIGAD nº 00100.040983/2021-21;
3. PL 5595/2020 – Documento SIGAD nº 00100.041969/2021-45;
4. MPV 1031/2021 – Documento SIGAD nº 00100.056591/2021-84;
5. PL 2564/2020 – Documento SIGAD nº 00100.057922/2021-01;
6. PL 2564/2020 – Documento SIGAD nº 00100.057909/2021-44;
7. PL 2564/2020 – Documento SIGAD nº 00100.086625/2021-65;
8. PL 2510/2019 – Documento SIGAD nº 00100.059737/2021-43;
9. PL 2337/2021 – Documento SIGAD nº 00100.073849/2021-15;
10. VET 16/2021 – Documento SIGAD nº 00100.041009/2021-85;
11. PL 315/2021 – Documento SIGAD nº 00100.062988/2021-13;
12. PL 591/2021 – Documento SIGAD nº 00100.070689/2021-44;
13. PL 591/2021 – Documento SIGAD nº 00100.077977/2021-20;
14. VET 44/2021 – Documento SIGAD nº 00100.084514/2021-14.

Encaminhem-se a cada comissão as cópias eletrônicas das manifestações externas contidas nos documentos abaixo listados:

1. CAS – Documento SIGAD nº 00100.034144/2021-74;
2. CRA – Documento SIGAD nº 00100.047993/2021-98;
3. CMA – Documento SIGAD nº 00100.081738/2021-74;
4. CMA – Documento SIGAD nº 00100.079322/2021-96-1 (ANEXO: 001);



5. CDH – Documento SIGAD nº 00100.087382/2021-82;
6. CAS – Documento SIGAD nº 00100.087088/2021-71.
7. CMO – Processo SIGAD nº 00200.018505/2021-15;
8. CTFC – Processo SIGAD nº 00200.018505/2021-15;
9. CAE – Processo SIGAD nº 00200.018505/2021-15;
10. CTFC – Processo SIGAD nº 00200.016076/2021-33;
11. CI – Processo SIGAD nº 00200.016076/2021-33.

Publique-se no Diário do Senado Federal a cópia eletrônica da manifestação externa contida no Documento SIGAD nº 00100.068312/2021-25.

Secretaria-Geral da Mesa, 9 de dezembro de 2021.

*(assinado digitalmente)*

**JOSÉ ROBERTO LEITE DE MATOS**  
Secretário-Geral da Mesa Adjunto

