



SENADO FEDERAL

COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA

PAUTA DA 23ª REUNIÃO - SEMIPRESENCIAL

(2ª Sessão Legislativa Ordinária da 57ª Legislatura)

**20/08/2024
TERÇA-FEIRA
às 09 horas**

Presidente: Senador Confúcio Moura

Vice-Presidente: Senadora Augusta Brito



Comissão de Serviços de Infraestrutura

**23ª REUNIÃO, EXTRAORDINÁRIA - SEMIPRESENCIAL, DA 2ª SESSÃO
LEGISLATIVA ORDINÁRIA DA 57ª LEGISLATURA, A REALIZAR-SE EM**

23ª REUNIÃO, EXTRAORDINÁRIA - SEMIPRESENCIAL

terça-feira, às 09 horas

SUMÁRIO

1ª PARTE - DELIBERATIVA

ITEM	PROPOSIÇÃO	RELATOR (A)	PÁGINA
1	PL 528/2020 - Não Terminativo -	SENADOR VENEZIANO VITAL DO RÊGO	10

2ª PARTE - AUDIÊNCIA PÚBLICA INTERATIVA

FINALIDADE	PÁGINA
Instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022”.	109

COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA - CI

PRESIDENTE: Senador Confúcio Moura

VICE-PRESIDENTE: Senadora Augusta Brito

(23 titulares e 23 suplentes)

TITULARES			SUPLENTE	
Bloco Parlamentar Democracia(MDB, UNIÃO)				
Jayme Campos(UNIÃO)(2)	MT 3303-2390 / 2384 / 2394	1 André Amaral(UNIÃO)(2)(26)	PB 3303-5934 / 5931	
Soraya Thronicke(PODEMOS)(2)	MS 3303-1775	2 Alan Rick(UNIÃO)(2)(5)(10)	AC 3303-6333	
Rodrigo Cunha(PODEMOS)(2)	AL 3303-6083	3 Jader Barbalho(MDB)(2)(6)(5)(10)	PA 3303-9831 / 9827 / 9832	
Eduardo Braga(MDB)(2)	AM 3303-6230	4 Fernando Farias(MDB)(2)(5)(10)	AL 3303-6266 / 6273	
Veneziano Vital do Rêgo(MDB)(2)	PB 3303-2252 / 2481	5 Marcelo Castro(MDB)(2)(10)	PI 3303-6130 / 4078	
Confúcio Moura(MDB)(2)	RO 3303-2470 / 2163	6 Zequinha Marinho(PODEMOS)(2)(10)(14)	PA 3303-6623	
Carlos Viana(PODEMOS)(2)	MG	7 Cid Gomes(PSB)(2)(10)	CE 3303-6460 / 6399	
Weverton(PDT)(2)	MA 3303-4161 / 1655	8 Alessandro Vieira(MDB)(2)(10)	SE 3303-9011 / 9014 / 9019	
Marcos Rogério(PL)(24)(2)	RO 3303-6148	9 Randolfe Rodrigues(PT)(2)(10)	AP 3303-6777 / 6568	
Bloco Parlamentar da Resistência Democrática(PSB, PT, PSD)				
Daniella Ribeiro(PSD)(4)	PB 3303-6788 / 6790	1 Irajá(PSD)(4)	TO 3303-6469 / 6474	
Vanderlan Cardoso(PSD)(4)	GO 3303-2092 / 2099	2 Sérgio Petecão(PSD)(4)(11)(13)	AC 3303-4086 / 6708 / 6709	
Lucas Barreto(PSD)(4)	AP 3303-4851	3 Margareth Buzetti(PSD)(4)(17)(19)(20)(16)	MT 3303-6408	
Otto Alencar(PSD)(4)(8)(21)(20)	BA 3303-3172 / 1464 / 1467	4 Omar Aziz(PSD)(4)	AM 3303-6579 / 6581	
Augusta Brito(PT)(4)	CE 3303-5940	5 Humberto Costa(PT)(4)	PE 3303-6285 / 6286	
Teresa Leitão(PT)(4)	PE 3303-2423	6 Rogério Carvalho(PT)(4)	SE 3303-2201 / 2203	
Beto Faro(PT)(4)	PA 3303-5220	7 Fabiano Contarato(PT)(4)	ES 3303-9054 / 6743	
Chico Rodrigues(PSB)(4)	RR 3303-2281	8 Jorge Kajuru(PSB)(4)	GO 3303-2844 / 2031	
Bloco Parlamentar Vanguarda(PL, NOVO)				
Rosana Martinelli(PL)(25)(1)(12)(15)	MT 3303-6219 / 3778 / 3772 / 6209 / 6213 / 3775	1 Jaime Bagattoli(PL)(1)	RO 3303-2714	
Wilder Moraes(PL)(1)	GO 3303-6440	2 Jorge Seif(PL)(23)(1)(18)	SC 3303-3784 / 3756	
Eduardo Gomes(PL)(1)	TO 3303-6349 / 6352	3 Astronauta Marcos Pontes(PL)(1)	SP 3303-1177 / 1797	
Bloco Parlamentar Aliança(PP, REPUBLICANOS)				
Castellar Neto(PP)(28)(1)	MG 3303-3100 / 3116	1 Laércio Oliveira(PP)(1)	SE 3303-1763 / 1764	
Luis Carlos Heinze(PP)(22)(1)(27)	RS 3303-4124 / 4127 / 4129 / 4132	2 Esperidião Amin(PP)(1)	SC 3303-6446 / 6447 / 6454	
Cleitinho(REPUBLICANOS)(1)	MG 3303-3811	3 Mecias de Jesus(REPUBLICANOS)(1)	RR 3303-5291 / 5292	

- (1) Em 07.03.2023, os Senadores Wellington Fagundes, Wilder Moraes, Eduardo Gomes, Tereza Cristina, Luis Carlos Heinze e Cleitinho foram designados membros titulares, e os Senadores Jaime Bagattoli, Jorge Seif, Astronauta Marcos Pontes, Laércio Oliveira, Esperidião Amin e Mecias de Jesus membros suplentes, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda, para compor a Comissão (Of. 53/2023-BLVANG).
- (2) Em 07.03.2023, os Senadores Jayme Campos, Soraya Thronicke, Rodrigo Cunha, Eduardo Braga, Veneziano Vital do Rêgo, Confúcio Moura, Carlos Viana, Weverton e Izalci Lucas foram designados membros titulares; e os Senadores Efraim Filho, Alan Rick, Randolfe Rodrigues, Jader Barbalho, Fernando Farias, Marcelo Castro, Oriovisto Guimarães, Cid Gomes e Alessandro Vieira, membros suplentes, pelo Bloco Parlamentar Democracia, para compor a Comissão (Of. 07/2023-BLDEM).
- (3) Em 08.03.2023, a Comissão reunida elegeu o Senador Confúcio Moura Presidente deste colegiado.
- (4) Em 07.03.2023, os Senadores Daniella Ribeiro, Vanderlan Cardoso, Lucas Barreto, Sérgio Petecão, Augusta Brito, Teresa Leitão, Beto Faro e Chico Rodrigues foram designados membros titulares, e os Senadores Irajá, Dr. Samuel Araújo, Margareth Buzetti, Omar Aziz, Humberto Costa, Rogério Carvalho, Fabiano Contarato e Jorge Kajuru, membros suplentes, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática, para compor a Comissão (Of. 03/2023-BLRESDEM).
- (5) Em 10.03.2023, os Senadores Jader Barbalho, Alan Rick e Randolfe Rodrigues foram designados membros suplentes, pelo Bloco Parlamentar Democracia, para compor a Comissão (Of. 08/2023-BLDEM).
- (6) Em 15.03.2023, o Senador Alan Rick deixou de compor a comissão, como membro suplente, pelo Bloco Parlamentar Democracia (Of. 09/2023-BLDEM).
- (7) Em 20.03.2023, os Partidos PROGRESSISTAS e REPUBLICANOS passam a formar o Bloco Parlamentar PP/REPUBLICANOS (Of. 05/2023-BLPPP).
- (8) Em 23.03.2023, o Senador Otto Alencar foi designado membro titular, em substituição ao Senador Sérgio Petecão, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática, para compor a comissão (Of. 22/2023-BLRESDEM).
- (9) Em 21.03.2023, a Comissão reunida elegeu a Senadora Augusta Brito Vice-Presidente deste colegiado (Of. nº 29/2023-CI).
- (10) Em 16.05.2023, os Senadores Alan Rick, Jader Barbalho, Fernando Farias, Marcelo Castro, Oriovisto Guimarães, Cid Gomes, Alessandro Vieira e Randolfe Rodrigues tiveram suas posições como suplentes modificadas na Comissão, pelo Bloco Parlamentar Democracia (Of. nº 44/2023-BLDEM).
- (11) Vago em 11.06.2023, em razão do retorno do titular.
- (12) Em 05.07.2023, o Senador Marcos Rogério foi designado membro titular, em substituição ao Senador Wellington Fagundes, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda, para compor a Comissão (Of. nº 123/2023-BLVANG).
- (13) Em 15.08.2023, o Senador Sérgio Petecão foi designado membro suplente, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática, para compor a Comissão (Of. nº 87/2023-BLRESDEM).
- (14) Em 21.09.2023, o Senador Zequinha Marinho foi designado membro suplente, em substituição ao Senador Oriovisto Guimarães, pelo Bloco Parlamentar Democracia, para compor a comissão (Of. nº 145/2023-BLDEM).
- (15) Em 10.11.2023, o Senador Wellington Fagundes foi designado membro titular, em substituição ao Senador Marcos Rogério, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda (Of. nº 176/2023-BLVANG).
- (16) Em 22.11.2023, o Senador Carlos Fávaro foi designado membro suplente, em substituição à Senadora Margareth Buzetti, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática (Of. nº 121/2023-BLRESDEM).
- (17) Em 28.11.2023, a Senadora Margareth Buzetti foi designada membro suplente, em substituição ao Senador Carlos Fávaro, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática (Of. nº 123/2023-BLRESDEM).
- (18) Em 29.11.2023, o Senador Carlos Portinho foi designado membro suplente, em substituição ao Senador Jorge Seif, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda (Of. nº 182/2023-BLVANG).
- (19) Em 13.12.2023, o Senador Carlos Fávaro foi designado membro suplente, em substituição à Senadora Margareth Buzetti, 1ª suplente da chapa, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática (Of. nº 132/2023-RESDM).

- (20) Em 21.12.2023, a Senadora Eliziane Gama foi designada membro titular, em substituição ao Senador Otto Alencar, e a Senadora Margareth Buzetti, membro suplente, em substituição ao Senador Carlos Fávaro, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática, para compor a comissão (Of. nº 138/2023-BLRESDEM).
- (21) Em 02.02.2024, o Senador Otto Alencar foi designado membro titular, em substituição à Senadora Eliziane Gama, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar da Resistência Democrática (Of. nº 02/2024-BLRESDEM).
- (22) Em 10.04.2024, o Senador Irenéu Orth foi designado membro titular, em substituição ao Senador Luis Carlos Heinze, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Aliança (Of. nº 14/2024-BLALIAN).
- (23) Em 09.05.2024, o Senador Jorge Seif foi designado membro suplente, em substituição ao Senador Carlos Portinho, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda (Of. nº 22/2024-BLVANG).
- (24) Em 22.05.2024, o Senador Marcos Rogério foi designado membro titular, em substituição ao Senador Izalci Lucas, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Democracia (Of. nº 42/2024-BLDEM).
- (25) Em 13.06.2024, a Senadora Rosana Martinelli foi designada membro titular, em substituição ao Senador Wellington Fagundes, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Vanguarda (Of. nº 31/2024-BLVANG).
- (26) Em 21.06.2024, o Senador André Amaral foi designado membro suplente, em substituição ao Senador Efraim Filho, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Democracia (Of. nº 66/2024-BLDEM).
- (27) Em 07.08.2024, o Senador Luis Carlos Heinze foi designado membro titular, em substituição ao Senador Irenéu Orth, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Aliança (Of. nº 44/2024-BLALIAN).
- (28) Em 12.08.2024, o Senador Castellar Neto foi designado membro titular, em substituição à Senadora Tereza Cristina, que deixa de compor a comissão, pelo Bloco Parlamentar Aliança (Of. nº 51/2024-GABLID/BLALIAN).

REUNIÕES ORDINÁRIAS: TERÇAS-FEIRAS 9:00 HORAS
SECRETÁRIO(A): THALES ROBERTO FURTADO MORAIS
TELEFONE-SECRETARIA: 61 3303-4607
FAX: 61 3303-3286

TELEFONE - SALA DE REUNIÕES: 3303-4607
E-MAIL: ci@senado.gov.br



SENADO FEDERAL
SECRETARIA-GERAL DA MESA

2ª SESSÃO LEGISLATIVA ORDINÁRIA DA
57ª LEGISLATURA

Em 20 de agosto de 2024
(terça-feira)
às 09h

PAUTA

23ª Reunião, Extraordinária - Semipresencial

COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA - CI

1ª PARTE	Deliberativa
2ª PARTE	Audiência Pública Interativa
Local	Anexo II, Ala Senador Alexandre Costa, Plenário nº 13

Retificações:

1. Inclusão do Requerimento nº 74

Confirmação da presença do Sr. Guilherme Jorge Velho- Diretor Presidente da Apine

Confirmação da presença do Sr. Edvaldo Luís Riss da ABRAGET,

Confirmação da presença do Sr. Paulo Pedrosa, Presidente da ABRACE ENERGIA (13/08/2024 18:42)

2. Confirmação da presença do Sr. Daniel Antunes, Gerente-Executivo do IBP (14/08/2024 15:49)

3. inclusão de parte deliberativa. (14/08/2024 20:54)

4. Audiência tornada semipresencial. (15/08/2024 12:18)

5. Confirmação de presença do Sr. Marcos Aurélio Madureira da Silva - ABRADÉE (15/08/2024 13:10)

6. Incluído os convidados Roberta Mora (GWEC) E Marcello Cabral(aBEEÓLICA) solicitados por meio dos Requerimentos 75/2024 e 76/2024-CI (15/08/2024 14:24)

7. Inclusão de representante da ABRAGEL e da ABEGÁS. (15/08/2024 16:24)

8. Inclusão do Requerimento 77/2024. (15/08/2024 18:29)

9. Confirmação da presença de Fernando Luiz Zancan, da ABCS, e de Charles Lenzi, da Abragel (16/08/2024 10:00)

10. Confirmação da presença de Luiz Carlos Folador, Prefeito de Candiota (RS) (16/08/2024 11:11)

11. Confirmação da presença do Sr. Marcelo Mendonça, Diretor Técnico-Comercial da ABEGÁS. (16/08/2024 17:11)

12. Confirmação da presença de Roberta Mora Cox (GWEC) (19/08/2024 08:36)
13. Confirmação da presença de Luiz Eduardo Barata - Presidente da Frente Nacional dos Consumidores de Energia (19/08/2024 12:10)
14. Apresentação de novo relatório pelo Senador Veneziano Vital do Rêgo (20/08/2024 08:23)
15. Confirmação de presença (Marcelo Cabral, representante da Abeeólica) (20/08/2024 08:47)

1ª PARTE**PAUTA****ITEM 1****PROJETO DE LEI Nº 528, DE 2020****- Não Terminativo -**

Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.

Autoria: Câmara dos Deputados

Relatoria: Senador Veneziano Vital do Rêgo

Relatório: Pela aprovação do projeto com as emendas que apresenta, com aprovação da emenda nº 5, aprovação parcial das emendas nº 6, 8, 9, 11 e 13 e rejeição das demais emendas

Observações:

1. Em 09/04/2024, o Senador Chico Rodrigues apresentou a emenda nº 1
2. Em 24/04/2024, o Senador Astronauta Marcos Pontes apresentou a emenda nº 2
3. Em 29/04/2024, o Senador Mecias de Jesus apresentou a emenda nº 3
4. Em 09/05/2024, a Senadora Tereza Cristina apresentou a emenda nº 4, posteriormente retirada pela autora
5. Em 16/05/2024, o Senador Cid Gomes apresentou a emenda nº 5
6. Em 06/06/2024, o Senador Carlos Viana apresentou a emenda nº 6
7. Em 07/06/2024, o Senador Mecias de Jesus apresentou a emenda nº 7
8. Em 10/06/2024, o Senador Laércio Oliveira apresentou a emenda nº 8
9. Em 11/06/2024, o Senador Fernando Farias apresentou a emenda nº 9
10. Em 12/06/2024, o Senador Astronauta Marcos Pontes apresentou a emenda nº 10
11. Em 18/06/2024, a Senadora Tereza Cristina apresentou a emenda nº 11
12. Em 03/07/2024, o Senador Irajá apresentou a emenda nº 12
13. Em 14/08/2024, o Senador Beto Faro apresentou a emenda nº 13
14. Em 16/04, 25/04 e 21/05/2024 foram realizadas audiências públicas de instrução da matéria
15. Em 20/08/2024, o Senador Veneziano Vital do Rêgo apresentou novo relatório
16. Votação simbólica

Textos da pauta:[Relatório Legislativo \(CI\)](#)[Avulso inicial da matéria](#)[Emenda 1 \(CI\)](#)[Emenda 2 \(CI\)](#)[Emenda 3 \(CI\)](#)[Emenda 5 \(CI\)](#)[Emenda 6 \(CI\)](#)[Emenda 7 \(CI\)](#)[Emenda 8 \(CI\)](#)[Emenda 9 \(CI\)](#)[Emenda 10 \(CI\)](#)[Emenda 11 \(CI\)](#)[Emenda 12 \(CI\)](#)[Emenda 13 \(CI\)](#)

2ª PARTE

Audiência Pública Interativa

Assunto / Finalidade:

Instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022”.

Observações:

A reunião será interativa, transmitida ao vivo e aberta à participação dos interessados por meio do portal e-cidadania, na internet, em senado.leg.br/ecidadania ou pelo telefone da ouvidoria 0800 061 22 11.

Requerimentos de realização de audiência:

- [REQ 59/2024 - CI](#), Senador Zequinha Marinho
- [REQ 67/2024 - CI](#), Senador Esperidião Amin
- [REQ 70/2024 - CI](#), Senador Jayme Campos
- [REQ 74/2024 - CI](#), Senador Weverton
- [REQ 75/2024 - CI](#), Senador Weverton
- [REQ 76/2024 - CI](#), Senador Weverton
- [REQ 77/2024 - CI](#), Senador Marcos Rogério

Reunião destinada a instruir a seguinte matéria:

- [PL 576/2021 \(Substitutivo-CD\)](#), Câmara dos Deputados

Convidados:

Marcos Madureira

Presidente Executivo da Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

Presença Confirmada

Daniel Antunes

Gerente-Executivo de Relações Governamentais do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás)

Presença Confirmada

Paulo Pedrosa

Presidente da Abrace (Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia)

Presença Confirmada

Edvaldo Luís Risso

Consultor de Relações Institucionais da Abraget (Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas)

Presença Confirmada

Guilherme Jorge Velho

Diretor-Presidente da Apine (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica)

Presença Confirmada

Fernando Luiz Zancan

Presidente da ABCS (Associação Brasileira do Carbono Sustentável)

Presença Confirmada

Charles Lenzi

Presidente Executivo Abragel (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa)

Presença Confirmada

Luiz Carlos Folador

Prefeito de Candiota (RS)

Presença Confirmada

Marcelo Mendonça

Diretor Técnico-Comercial da Abegás (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado)

Presença Confirmada

Roberta Mora Cox

Diretora de Políticas do GWEC (Conselho Global de Energia Eólica)

Presença Confirmada

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Presidente da FNCE (Frente Nacional de Consumidores de Energia)

Presença Confirmada

Marcello Cabral

Diretor de Novos Negócios da ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica)

Presença Confirmada

1ª PARTE - DELIBERATIVA

1

PARECER Nº , DE 2024

Da COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA, sobre o Projeto de Lei nº 528, de 2020, do Deputado Jerônimo Goergen, que *dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.*

Relator: Senador **VENEZIANO VITAL DO RÊGO**

I – RELATÓRIO

Vem para análise desta Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) o Projeto de Lei (PL) nº 528, de 2020, de autoria do Deputado Federal Jerônimo Goergen, que *dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.*

Ao PL nº 528, de 2020, de autoria do Deputado Federal Jerônimo Goergen, a Câmara dos Deputados apensou as seguintes matérias: PL nº 3314, de 2021, de autoria do Deputado Marcelo Brum; PL nº 4025, de 2021, de autoria do Deputado Delegado Pablo; PL nº 4196, de 2023, de autoria do Deputado Alceu Moreira; PL nº 4516, de 2023, de autoria do Poder

Executivo, conhecido como PL do “Combustível do Futuro”; e o PL nº 5216, de 2023, de autoria do Deputado Otto Alencar Filho.

O projeto remetido para revisão do Senado Federal, portanto, é fruto da consolidação de várias proposições e baseado, principalmente, no PL nº 4516, de 2023, de autoria do Poder Executivo, conhecido como PL do “Combustível do Futuro”, epíteto herdado pelo PL nº 528, de 2020, ora em análise.

O PL nº 528, de 2020, é composto por 36 artigos e está dividido em sete capítulos, conforme segue:

O Capítulo I trata das disposições gerais e abrange os arts. 1º a 3º. O art. 1º indica o objeto da Lei e o respectivo âmbito de aplicação. O art. 2º estabelece diversas definições relativas a termos do arcabouço normativo do setor de biocombustíveis. E o art. 3º estabelece diretrizes para a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e do ProBioQAV.

O Capítulo II, em seus arts. 4º a 6º, trata da Mobilidade Sustentável de Baixo Carbono. O art. 4º estabelece que, para promover a mobilidade sustentável de baixo carbono, deverão ser integrados os programas RenovaBio, Programa Mobilidade Verde e Inovação (chamado Programa MOVER), e Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV). O parágrafo único estabelece que essa integração entre RenovaBio, PBEV, e Programa MOVER será feita pela adoção da metodologia de análise de ciclo de vida do poço à roda até 31 de dezembro de 2031, e do berço ao túmulo a partir de 1º de janeiro de 2032, com o objetivo de mitigar as emissões de CO₂.

O art. 5º dispõe que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) estabelecerão os parâmetros para a definição e a apuração das metas do Programa MOVER.

E o art. 6º determina a divulgação, aos consumidores, dos dados relativos às emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e ao consumo energético de cada veículo, dentro do PBEV.

O Capítulo III trata do ProBioQAV por meio dos arts. 7º a 11. O art. 7º estabelece os objetivos do ProBioQAV, dentre eles o de incentivar o uso de combustíveis sustentáveis de aviação, conhecidos pela sigla SAF

(*Sustainable Aviation Fuel*), definidos como combustíveis alternativos ao combustível aeronáutico de origem fóssil, produzidos a partir de quaisquer matérias-primas e processos que atendam a padrões de sustentabilidade.

O art. 8º atribui à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a tarefa de definir os valores de emissões totais equivalentes para cada rota tecnológica de produção de SAF, para fins de contabilizar a descarbonização em relação ao querosene de aviação fóssil.

O art. 9º estabelece diretrizes para a comercialização, logística e uso do SAF no país.

O art. 10 define as metas de redução de emissões de GEE para as empresas aéreas em suas operações domésticas por meio da utilização do SAF. Conforme disposto no Anexo do PL, a meta será de 1% em 2027, 1% em 2028, e aumenta de um em um por cento por ano até chegar a 10% em 2037. Os parágrafos do art. 10 definem como será aferida a obrigação dos operadores e atribuem à Agência Nacional de Aviação Civil (Anac) a tarefa de estabelecer a metodologia de cálculo associada à meta de redução e fiscalização do cumprimento das obrigações.

O art. 11, por sua vez, permite a extensão da obrigatoriedade disposta no art. 10 a operadores aéreos internacionais com passagem pelo território nacional, com base no princípio da reciprocidade, caso outros países imponham outras obrigações aos operadores aéreos nacionais.

O Capítulo IV trata do Programa Nacional de Diesel Verde – PNDV e abrange os arts. 12 e 13. O art. 12 apresenta os objetivos do PNDV, dentre eles o de incentivar o uso do diesel verde na matriz energética brasileira.

O art. 13 atribui competência ao CNPE para determinar a participação volumétrica mínima obrigatória de diesel verde em relação ao diesel comercializado para o consumidor final. Essa participação mínima será definida para cada ano, até 2037, de forma agregada no território nacional. Os parágrafos do art. 13 informam como deverá ser definida a participação mínima obrigatória, que não poderá exceder o limite de 3%, e atribuem à ANP a tarefa de definir o percentual de adição obrigatória de diesel verde ao diesel comercializado ao consumidor final para garantir a participação mínima obrigatória de forma agregada definida pelo CNPE.

O Capítulo V trata do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNBio) e abrange os arts. 14 a 25. Os arts. 14 e 16 apresentam os objetivos do PNBio, dentre eles o de incentivar a produção e o consumo do biometano e do biogás na matriz energética brasileira, com vistas à descarbonização do setor de gás natural. O art. 15 elenca as diretrizes do PNBio, dentre elas o reconhecimento da importância do aproveitamento do biometano e do biogás produzidos e utilizados no País para o cumprimento de compromissos internacionais de descarbonização.

O art. 17 estabelece que a meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural, a ser cumprida por meio da participação do biometano no consumo do gás natural, nos termos de futuro regulamento, será definida pelo CNPE. O parágrafo 1º deste artigo dispõe que a meta de redução de emissões de GEE entrará em vigor em 1º de janeiro de 2026, com percentual inicial de 1%, e não poderá exceder 10%. Esse percentual poderá ser alterado por decisão do CNPE, inclusive para valor inferior a 1%, por motivo justificado de interesse público ou quando o volume de produção de biometano impossibilitar o cumprimento da meta. O percentual original deverá ser reestabelecido após a normalização das condições que motivaram a sua alteração. O parágrafo 4º elenca parâmetros que deverão ser observados pelo CNPE na definição da meta anual de redução de emissões de GEE, tais como: disponibilidade de biometano, preservação da competitividade do biometano e do gás natural, proteção dos interesses do consumidor quanto ao preço, à qualidade e à oferta de produtos, entre outros. O parágrafo 3º do art. 17 dispõe que a meta de redução de emissões de GEE poderá ser comprovada pela compra ou utilização de biometano ou pela aquisição de Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB). E os parágrafos 5º e 6º tratam da comercialização do CJOB pelos produtores e importadores de gás natural.

O art. 18 atribui à ANP a tarefa de estabelecer a metodologia de cálculo para verificação da redução de emissões associadas à utilização do biometano, definir os agentes obrigados, excluindo os pequenos produtores e importadores de gás natural, de forma a garantir que a redução ocorra com o melhor custo-efetividade, e fiscalizar o cumprimento das obrigações de redução.

Os arts. 19, 20 e 21 dispõem que o regulamento tratará da emissão, vencimento, intermediação, custódia, escrituração, negociação, rastreabilidade, transparência, entre outros aspectos dos CGOB.

O art. 22 informa que o CGOB, quando negociado no mercado de capitais, será valor mobiliário sujeito ao regime da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, que dispõe sobre o mercado de valores mobiliários e cria a Comissão de Valores Mobiliários.

Os arts. 23 e 24 estabelecem regras aplicáveis aos tributos federais, ao imposto sobre a renda e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) relativos ao ganho decorrente da alienação do CGOB.

E o art. 25 estabelece penalidade de multa para o produtor ou importador de gás natural pelo descumprimento da meta anual de redução de GEE. Essa multa pode alcançar R\$ 50 milhões.

O Capítulo VI trata das atividades da indústria da Captura e da Estocagem Geológica de Dióxido de Carbono e abrange os arts. 26 a 29. O art. 26 estabelece que a ANP irá autorizar o exercício das atividades de captura, transporte por meio de dutos e estocagem geológica de CO₂. Seus parágrafos 1º, 2º e 3º detalham os critérios para autorização dessas atividades, que ocorrerão por conta e risco do interessado e pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis por igual período, podendo o Executivo alterar esse prazo por relevante interesse público. Já o parágrafo 4º excepciona da autorização disposta no *caput* a atividade de injeção e armazenamento de CO₂ para fins de recuperação avançada de hidrocarbonetos de reservatório geológico sob contrato para exploração e produção de hidrocarbonetos sob regime de concessão, de partilha de produção e de cessão onerosa.

O art. 27 estabelece as diretrizes para a execução das atividades de captura e estocagem geológica de CO₂, e o art. 28 atribui à ANP a regulação dessas atividades, conforme disposto em seus parágrafos. Por fim, o art. 29 elenca diversas obrigações do operador de estocagem geológica de CO₂.

O Capítulo VII apresenta as disposições finais e transitórias e abrange os arts. 30 a 36.

O art. 30 altera e acrescenta dispositivos à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que instituiu o CNPE e a ANP, com o intuito de: (i) incluir as matérias relacionadas ao biometano, ao biogás, ao SAF, aos combustíveis sintéticos e à atividade de captura e estocagem geológica de CO₂ dentre as competências do CNPE e da ANP, e (ii) autorizar a Petrobras a incluir no seu objeto social as atividades vinculadas à energia, bem como as atividades relacionadas à movimentação e estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e economia de baixo carbono.

O art. 31 altera e acrescenta dispositivos à Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, que dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis, para elencar as atividades relativas à indústria dos combustíveis sintéticos e da captura e estocagem geológica de CO₂ dentre aquelas fiscalizadas pela ANP e passíveis de multa.

O art. 32 altera a Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, que dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores, para aumentar de 22% para 27% o percentual obrigatório de adição de álcool etílico anidro à gasolina em todo o território nacional, sendo que o Poder Executivo poderá elevar esse percentual até 35%, caso seja viável tecnicamente, ou reduzi-lo a 22%.

O art. 33 altera e acrescenta dispositivos à Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, que dispõe sobre a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, para estabelecer cronograma de metas de adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em todo o território nacional, começando com 15% a partir de 1º de março de 2025, e chegando a 20% a partir de 1º de março de 2030. Conforme o texto proposto, caberá ao CNPE avaliar a viabilidade dessas metas e fixar o percentual obrigatório de adição de biodiesel entre os limites de 13% (treze por cento) e 25% (vinte e cinco por cento), sendo que o estabelecimento de percentual superior a 15% dependerá de viabilidade técnica.

O art. 34 revoga dispositivos da Lei nº 13.033, de 2014, que preveem adição de biodiesel ao óleo diesel em concentrações diferentes das previstas neste projeto de lei.

O art. 35 estabelece que os arts. 10, 13 e o Anexo do PL, que tratam do mandato para o SAF e para o diesel verde, terão vigência até 31 de dezembro de 2037.

E o art. 36 informa que a vigência da Lei se dará na data de sua publicação.

Na Exposição de Motivos ao PL nº 4516, de 2023, encaminhado pelo Poder Executivo e apensado ao Projeto de Lei que aqui relatamos, temos que o objetivo maior do Programa Combustível do Futuro é descarbonizar a matriz energética de transporte nacional, por meio da promoção do uso de biocombustíveis, inclusive para contribuir para o atendimento de compromissos assumidos pelo País no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Os aprimoramentos promovidos pela Câmara dos Deputados, por sua vez, conforme exposto pelo respectivo Relator, foram motivados pela necessidade de acelerar a redução de emissões de GEE e o desenvolvimento da economia nacional.

No Senado Federal, o PL nº 528, de 2020, foi encaminhado para exame desta Comissão de Serviços de Infraestrutura, onde fui designado Relator.

Foram realizadas quatro Audiências Públicas na CI e na Frente Parlamentar de Recursos Naturais e Energia a respeito do PL nº 528, de 2020, em 16 e 25 de abril, em 21 de maio e em 4 de junho de 2024. Ao todo, foram mais de 10 horas de debates, com mais de 30 expositores.

Na CI, foram apresentadas treze emendas, sendo que a Emenda nº 4 foi retirada.

A Emenda nº 1, do Senador Chico Rodrigues, busca garantir a oferta de gasolina com adição máxima de etanol anidro em percentual compatível com o funcionamento dos veículos que não estejam preparados para elevações acima de 27%, e de óleo diesel com adição máxima de biodiesel em percentual compatível com o funcionamento dos veículos que não estejam preparados para elevações acima de 15%.

A Emenda nº 2 foi apresentada pelo Senador Astronauta Marcos Pontes e determina que o Poder Executivo revise os limites de emissões veiculares estabelecidos pelo Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve) para incorporar em sua metodologia de cálculo os efeitos ambientais do uso de biocombustíveis no conceito poço à roda, em harmonia com a política de ampliação do uso desses combustíveis e seu consequente impacto nas emissões.

A Emenda nº 3, do Senador Mecias de Jesus, visa adicionar ao PL a fixação do limite máximo do percentual de adição de etanol anidro na gasolina premium em 25%, valor vigente atualmente. A justificação do Senador é garantir a compatibilidade com a frota de veículos existente.

A Emenda nº 5, do Senador Cid Gomes, determina que os limites de emissões veiculares estabelecidos pelo Proconve deverão reconhecer e incorporar em sua metodologia de cálculo os efeitos ambientais do uso de biocombustíveis no conceito poço à roda, devendo estar harmonizados com a política de ampliação do uso desses combustíveis e seu consequente impacto nas emissões.

A Emenda nº 6, do Senador Carlos Viana, busca estabelecer como um dos objetivos do PNBio incentivar a fabricação, a comercialização, a aquisição e a utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a biometano.

A Emenda nº 7, do Senador Mecias de Jesus, visa suprimir o Programa Nacional de Diesel Verde do PL, sob o argumento de que esse biocombustível ainda apresenta desafios técnicos e logísticos significativos, e que seria prematura a imposição de uma participação obrigatória sem uma avaliação completa dos impactos ambientais, sociais e econômicos associados.

A Emenda nº 8, do Senador Laércio Oliveira, promove diversas alterações no Programa do Biometano, dentre elas: a consideração do mercado voluntário de biometano já existente como forma complementar de atingimento da meta de redução de GEE pelo setor de gás natural; a exclusão dos volumes de gás natural autoproduzido, autoimportado e aquele vendido ao segmento termelétrico da definição das metas de redução de emissões; e o condicionamento da emissão do CGOB à incorporação do atributo ambiental no inventário de gases de efeito estufa seguindo os padrões nacional e internacionais.

A Emenda nº 9, do Senador Fernando Farias, apresenta comando para que o Poder Executivo implemente mecanismos para garantir que os biocombustíveis fabricados a partir de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar tenham participação prioritária assegurada.

A Emenda nº 10, apresentada pelo Senador Astronauta Marcos Pontes, busca direcionar 20% dos recursos aplicados pela indústria do

petróleo em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) para fontes renováveis de energia e bioprodutos.

A Emenda nº 11, apresentada pela Senadora Tereza Cristina, busca estabelecer que os produtores ou importadores de diesel serão os responsáveis pela mistura de diesel verde ao óleo diesel, e que o CNPE será o responsável pela definição da participação volumétrica mínima e do percentual de adição obrigatória de diesel verde.

A Emenda nº 12, apresentada pelo Senador Irajá, altera a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que trata da microgeração e minigeração distribuída, para estender o prazo, de 12 para 30 meses, para o início da injeção de energia por minigeradores de fonte solar e, consequentemente, manter a isenção de pagamento pelo custo das redes de transmissão e distribuição de energia até 2045.

Por fim, a Emenda nº 13, apresentada pelo Senador Beto Faro, cria alternativa ao pagamento de multa em caso de descumprimento das metas de redução de GEE relativas ao Programa de Biometano. Pela proposta, o infrator poderá realizar o pagamento do valor da multa, com desconto, ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Industrial e Tecnológico (FNDIT), administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), criado no âmbito da Lei nº 14.902, de 27 de junho de 2024, que instituiu o Programa MOVER. Pela proposta, o desconto seria estabelecido em regulamento e definido pelo Conselho Diretor do FNDIT.

II – ANÁLISE

Conforme o art. 104 do Regimento Interno do Senado Federal (RISF), compete à CI opinar sobre questões relacionadas *a transportes de terra, mar e ar, obras públicas em geral, minas, recursos geológicos, serviços de telecomunicações, parcerias público-privadas e agências reguladoras pertinentes e outros assuntos correlatos*. Portanto, há pertinência do objeto da proposição aos temas de competência desta Comissão. Isso posto, passamos à análise de constitucionalidade, juridicidade, regimentalidade, adequação orçamentária e financeira, técnica legislativa e mérito do PL.

Quanto à constitucionalidade do PL nº 528, de 2020, não se verificam óbices do ponto de vista material ou formal, pois a União tem competência privativa para legislar sobre energia, transporte, jazidas, minas,

outros recursos minerais e metalurgia, conforme determina o art. 22, incisos IV, XI e XII da Constituição Federal (CF) e cabe, segundo o *caput* do art. 48 da CF, ao Congresso Nacional, mediante sanção do Presidente da República, dispor sobre as matérias que são de competência da União. Ademais, não se trata de matéria de competência privativa do Presidente da República para iniciar o processo legislativo, conforme define o art. 61, § 1º, combinado com o art. 84, inciso III, ambos da CF.

Quanto à juridicidade da proposição, existe inovação do ordenamento jurídico vigente, compatibilidade e alinhamento da norma com o ordenamento legal, bem como observação do atributo de generalidade. Além disso, a espécie normativa utilizada é adequada, pois a matéria não é reservada à lei complementar. A exceção a tal quesito é o art. 30 proposto no PL, que acrescenta o art. 61-A à Lei nº 9.478, de 1997, para autorizar a inclusão, no objeto social da Petrobrás, das “*atividades vinculadas à energia, bem como as atividades relacionadas à movimentação e estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e economia de baixo carbono*”. Já existe, no entanto, autorização para a Petrobras incluir em seu objeto social as atividades vinculadas a energia, dada pelo art. 26 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Para sanar a referida injuridicidade, sem qualquer alteração de mérito, ao invés de alterar a proposta de texto para o art. 61-A, o ideal é revogar o art. 26 da Lei nº 10.438, de 2002, de forma que as matérias afetas à Petrobras fiquem consolidadas na Lei nº 9.478, de 1997, conforme recomenda o art. 13 da Lei Complementar nº 95, de 1998.

Em relação à adequação orçamentária e financeira, a proposição não cria despesa pública. Os arts. 23 e 24, que tratam da sistemática de tributação do ganho decorrente da alienação do CGOB, não geram perdas de receita para o setor público em relação à situação atual da tributação de ganhos obtidos com a alienação de ativos intangíveis.

Em termos de regimentalidade, o andamento da matéria está de acordo com o disposto no RISF. Quanto à técnica legislativa, conforme preceitua a Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, recomendamos corrigir a referência contida no inciso VI do art. 29 do PL nº 528, de 2020, que deve apontar para o art. 26, e não para o art. 21.

Quanto ao mérito, o PL nº 528, de 2020, é extremamente oportuno para criar oportunidades de desenvolvimento para o Brasil dentro da nova economia do século XXI, por meio da descarbonização de setores de

alta intensidade de emissão de gases do efeito estufa, da transição energética, e da promoção de combustíveis modernos e aderentes ao acordo do clima.

Durante os meses de abril, maio e junho de 2024, tivemos a oportunidade de ouvir durante quatro Audiências Públicas que promovemos nesta Comissão de Serviços de Infraestrutura e na Frente Parlamentar de Recursos Naturais e Energia mais de 30 expositores de diversos segmentos da sociedade. Compareceram representantes do Governo Federal, da academia e de segmentos dos setores de combustíveis e de biocombustíveis, incluindo transporte, distribuição e consumo. Enfim, as audiências deram voz a todos os segmentos da sociedade afetados pela matéria ora em discussão. Agradecemos muito a cada um dos que nos brindaram com suas apresentações.

Pois bem, de forma objetiva, o projeto cria ou amplia adições obrigatórias dos seguintes combustíveis: (i) biodiesel; (ii) diesel verde; (iii) álcool etílico anidro; (iv) SAF (neste caso, o mandato é para redução das emissões de GEE, podendo ser admitidos meios alternativos para o cumprimento da meta de redução); e (v) biometano (neste caso também, o mandato é para redução das emissões de GEE pelo setor de gás natural, mas por meio da adição de biometano). Além disso, regulamenta as atividades da indústria de captura e estocagem geológica de CO₂ e busca promover a integração entre o RenovaBio, o Programa MOVER, e o PBEV.

O PL nº 528, de 2020, irá incentivar o crescimento da indústria relacionada aos combustíveis renováveis, principalmente na área de transportes, beneficiando produtores de etanol, biodiesel, diesel verde, biometano, SAF, além de toda a cadeia produtiva a montante, especialmente o setor agrícola, fonte de insumos para os biocombustíveis. A proposição se preocupa em trazer previsibilidade e segurança para os investimentos necessários no setor agrícola e de biocombustíveis, bem como no setor automotivo, que poderá se preparar adequadamente ao novo cenário que se vislumbra.

Em termos sociais, a proposição irá contribuir com a redução da emissão de gases de efeito estufa e, com isso, mitigar o aquecimento global, beneficiando toda a sociedade, em linha com os compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris. Trata-se de tema urgente e que deve ser foco permanente das discussões aqui no Congresso Nacional, em vista dos efeitos deletérios das mudanças climáticas em nosso país e que, recentemente, castigaram o Estado do Rio Grande do Sul.

O Brasil é o sexto¹ maior emissor global de gases de efeito estufa. O setor de transporte é responsável por pouco mais de 9% do total de emissões do país, mas representa quase metade das emissões antrópicas. No mundo, o setor de transporte responde por 16,2% do total de emissões². Nesse contexto, o setor de biocombustíveis brasileiro tem potencial de contribuir para a descarbonização do mundo, trazendo também desenvolvimento e gerando emprego e renda para o nosso País.

Não se ignora o fato de que a concessão de incentivos a setores econômicos pode gerar impactos no preço final dos produtos. Diversos expositores que participaram das Audiência Públicas deixaram clara essa preocupação. Observa-se, por outro lado, que tais incentivos são de necessidade vital ao crescimento de setores ainda incipientes, notadamente no âmbito da almejada transição energética mundial. Ciente dessa situação, o PL em análise, sabidamente, confere ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a tarefa de sopesar os custos e os benefícios para cada caso, em vista do cenário econômico e produtivo aplicável, como veremos adiante.

Atualmente, a gasolina comercializada ao consumidor final no país possui 27% de álcool anidro, e o óleo diesel possui 14% de biodiesel, com previsão de incremento para 15% a partir de 1º de março de 2025. Tanto no caso da adição de álcool anidro à gasolina, quanto de biodiesel ao óleo diesel, a elevação dos percentuais de adição, em relação ao que já está previsto atualmente, somente poderá ser levada a efeito após constatada sua viabilidade técnica.

Destaca-se que esse foi um aprimoramento bastante saudável promovido pela Câmara dos Deputados após ouvir o clamor dos setores preocupados com a compatibilidade dos motores, especialmente aqueles movidos à óleo diesel, com a perspectiva de aumento da adição de biodiesel. Quanto a esse aspecto, foram apresentadas as Emenda nº 1 e 3, que buscam resguardar o pleno funcionamento de veículos que eventualmente não estejam preparados para a elevação nos percentuais de biocombustíveis. Friso, no entanto, que a elevação dos percentuais de adição obrigatória de biocombustíveis deverá ser precedida de análise da viabilidade técnica pelo Poder Executivo. Avalio que a oferta de mais de uma variedade de um mesmo combustível pode lançar uma sombra sobre PL e tornar ineficaz a indução do desenvolvimento do setor de biocombustíveis rumo a transição energética no

¹ Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2024/01/SEEG-RELATORIO-ANALITICO-11.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2024.

² Disponível em: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>. Acesso em 20 de junho de 2024.

País. No entanto, sensível às preocupações nos nobres Senadores, penso que o Senado Federal pode contribuir nesse aspecto e consignar que as análises de viabilidade técnica não poderão ser feitas a portas fechadas, mas deverão contar com ampla participação dos atores interessados, conforme emendas que apresento ao final do voto.

Em relação ao diesel verde, trata-se de produto substituto do diesel fóssil, sem óbices ou problemas no motor (atributo chamado de “*drop-in*”), mas ainda não produzido no Brasil. A primeira biorrefinaria de diesel verde está sendo construída em Manaus e tem previsão para início de operação em 2025. Conforme proposto no PL, o CNPE vai definir, a cada ano, qual deve ser a participação mínima obrigatória de diesel verde em relação ao óleo diesel de forma agregada em todo o território nacional. Essa definição deverá observar as condições de oferta desse biocombustível, incluindo a disponibilidade de matéria-prima, a capacidade, localização da produção nacional, além do impacto no preço final do combustível ao consumidor.

A respeito do diesel verde, foram oferecidas as Emendas nº 7 e 11. Com relação à Emenda nº 7º, comungo as preocupações do nobre Senador, especialmente em relação ao impacto no preço do óleo diesel ao consumidor final. No entanto, destaco que o projeto traz consigo salvaguardas importantes nesse aspecto, como a previsão de que o CNPE deverá observar o impacto no preço final ao consumidor quando for definir a participação obrigatória de diesel verde na matriz do óleo diesel. Assim, não acolho essa emenda.

Quanto à Emenda nº 11, que trata da definição dos produtores e importadores de óleo diesel como responsáveis pela mistura do diesel verde ao óleo diesel, julgo bastante oportuna. O trabalho e esforço de fiscalização relativa ao cumprimento da Lei será facilitado por essa sugestão da nobre Senadora, tendo em vista o número reduzido de produtores e importadores em comparação à quantidade de distribuidores de combustíveis. Em vista de outras alterações a serem promovidas nos mesmos dispositivos tratados pela Emenda nº 11, a acolho parcialmente na forma das emendas que proponho ao final do voto.

Com relação ao combustível sustentável de aviação, conhecido como SAF, o PL vem contribuir com a descarbonização do setor de transporte aéreo, com metas de redução de emissões a partir de 2027. Mundialmente, esse setor já se organizou e estabeleceu meta própria de descarbonização,

chamada de CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), aplicável a voos internacionais. De acordo com o CORSIA, a partir de 2027, toda emissão superior aos níveis verificados em 2020 deve ser compensada. Nessa perspectiva, o PL, além de incentivar a descarbonização da aviação no Brasil, irá contribuir para o cumprimento das metas internacionais pelas empresas de aviação que operam no País. Nesse ponto, penso não haver razões para que a “aviação não regular” em nosso país, como são designados os serviços de táxi aéreo, não sejam contemplados pelo PL Combustível do Futuro. Todos podem, e devem, contribuir para a descarbonização do setor aéreo.

Conforme proposto no PL, as obrigações de adição de diesel verde ao óleo diesel e de redução de emissões do setor aéreo por meio de SAF terão vigência até 31 de dezembro de 2037. Penso que não há garantia de que esse prazo seja suficiente para o planejamento, o desenvolvimento e a implantação de novas indústrias que promovam competitividade a esses biocombustíveis. Além disso, a definição em lei de término do incentivo pode, por si só, minuar o próprio incentivo que se pretende. O ideal é que a política pública seja reavaliada pelo Congresso Nacional quando houver indicação de que seus incentivos já não sejam mais necessários ou oportunos ou, ainda, caso não sejam suficientes. Assim, proponho emendas ao projeto para que não haja previsão de que tais políticas cessem em 2037.

Relativamente ao biometano, o PL prevê a criação de um programa com metas anuais de redução de emissões de gases de efeito estufa no mercado de gás natural, a serem definidas pelo CNPE. As metas deverão ser cumpridas por meio da participação do biometano no consumo de gás natural. Trata-se de tema objeto de bastante controvérsia do âmbito da tramitação do PL na Câmara dos Deputados, mas que logrou chegar a bom termo. A aflição da indústria produtora de gás natural, bem como dos setores consumidores, era de que a falta do biocombustível e o impacto no preço do gás natural ao consumidor final pudessem debilitar o mercado de gás natural, que encontra dificuldades de crescer mesmo depois da promulgação da Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134, de 2021.

Para compor as expectativas dos setores envolvidos, a Câmara flexibilizou a trajetória de adição de biometano ao gás natural e facultou ao CNPE reduzir as metas por motivo justificado de interesse público ou quando o volume de produção de biometano impossibilitar o seu cumprimento. Além disso, na definição das metas, o CNPE deverá observar a proteção dos

interesses do consumidor quanto ao preço do gás natural e seu impacto na competitividade da indústria nacional.

Avaliamos que esta é uma das matérias mais importantes do PL do Combustível do Futuro, e, sendo assim, o Senado Federal não pode ignorar o que diversos expositores nos trouxeram nas Audiências Públicas promovidas nessa comissão. A maior preocupação, sem dúvida nenhuma, refere-se ao impacto que a política para o biometano poderá causar no preço do gás natural, principalmente quando utilizado como matéria-prima na indústria.

Quanto a esse ponto, destacamos que, na audiência pública da Frente Parlamentar de Recursos Naturais e Energia sobre o PL Combustível do Futuro, o representante do Ministério de Minas e Energia informou que o impacto relativo à meta de 1% de redução de emissões será de 0,47% no preço do gás natural. Penso que não é objetivo da política para o biometano prejudicar o desenvolvimento saudável do mercado de gás natural, uma vez que dele será dependente e que compartilham o mesmo mercado consumidor.

A respeito da nova política para o biometano, a Emenda nº 8 trouxe diversas sugestões de aprimoramento. Avaliamos que, no intuito de evoluir relativamente ao tema e contribuir para o desenvolvimento do mercado de biometano juntamente com o de gás natural, algumas dessas sugestões são extremamente oportunas.

A primeira delas seria o dever de realização de Análise de Impacto Regulatório pelo CNPE previamente à definição da meta de redução de GEE pelo mercado de gás natural. De outro modo, definir tais metas sem uma avaliação ampla de seus efeitos no setor seria, no mínimo, imprudente. Sob essa mesma perspectiva, acrescento aprimoramento para facultar ao CNPE reduzir as metas não apenas quando o volume de produção de biometano impossibilitar que tais metas sejam cumpridas, mas também quando o seu cumprimento se tornar um fardo para a indústria consumidora de gás natural.

A segunda sugestão que acolho é para definir de forma mais clara qual será a base para o cálculo da meta de redução de emissões. Da forma como está redigida a política, e considerando as operações realizadas no mercado de gás natural, há margem para que ocorra dupla contagem do volume comercializado na hora da definição da meta.

Outra sugestão que julgo meritória trata da própria previsibilidade de demanda que o PL busca oferecer ao setor de biometano. A meta a ser estabelecida será dependente do volume de oferta de gás natural de origem nacional ou importada. Essa oferta, no entanto, pode ser bastante variável, a depender da necessidade de utilização de gás natural pelas usinas termelétricas do país. Apenas para se ter uma ideia, nos anos de 2019, 2020, 2022 e 2023, a demanda total de gás natural variou entre 63 e 77 milhões de m³/dia. Já no ano de 2021, ano de crise hídrica, a demanda total foi de 94 milhões de m³/dia, 33% a mais do que a média dos outros anos. Avalio que tal nível de volatilidade não é salutar para um mercado, como o de biometano, que busca previsibilidade de demanda para sustentar novos investimento. Assim, aproveito parte da sugestão apresentada na Emenda nº 8 para excetuar da base de cálculo da meta de redução de GEE o consumo flexível de gás natural das usinas termelétricas do Sistema Interligado Nacional.

Uma última sugestão contida na Emenda nº 8 que é de bom alvitre acatar diz respeito à emissão do CGOB. Essa emissão, conforme sugerido, não deve considerar a queima de biometano em *flares* ou a ventilação.

Pensamos que esses aprimoramentos trazem maior previsibilidade ao desenvolvimento do setor de biometano e maior segurança do setor de gás natural. Assim, acolho parcialmente a Emenda nº 8, na forma das emendas que proponho ao final do Voto.

Os demais pontos trazidos pela Emenda nº 8 dizem respeito à instrumentos alternativos de descarbonização, ao mercado voluntário de comércio de biometano já existente, à exclusão dos volumes autoproduzidos e autoimportados de gás natural da base de cálculo da meta, e ao CGOB. Quanto aos três primeiros aspectos, avalio que podem conduzir à definição pelo CNPE de metas muito singelas e que não terão o potencial de induzir novos investimentos em biometano. Já em relação aos condicionantes propostos para a emissão do CGOB, penso que a regulamentação desse certificado pelo Poder Executivo será o melhor momento para esse tipo de definição. Estabelecer na Lei que o CGOB deverá seguir os padrões nacionais e internacionais pode despi-lo da flexibilidade necessária para a transição energética brasileira. De toda forma, enfatizo que, conforme previsão do Poder Executivo, a estimativa de impacto é de 0,47% no preço do gás natural caso a meta seja de redução de 1% das emissões de GEE. Além disso, será facultado ao CNPE reduzir a meta caso seu cumprimento seja excessivamente oneroso à indústria consumidora.

O PL nº 528, de 2020, também visa regulamentar a atividade de estocagem geológica de CO₂, conhecida pela sigla CCS (do inglês *Carbon Capture and Storage*), importante aliada na transição energética e que pode beneficiar especialmente o setor de produção de etanol. Quando combinada com o CCS, a cadeia de valor do etanol pode se tornar negativa em termos de emissão de carbono, ou seja, irá absorver CO₂ ao invés de emití-lo.

Quanto a esse tema, discutimos recentemente nesta Comissão de Serviços de Infraestrutura o Projeto de Lei nº 1425, de 2022, que buscava de forma pormenorizada trazer à legislação pátria um arcabouço jurídico-legal para a captura permanente de carbono.

A proposta que faço, dado que já havíamos aprovado no Senado Federal proposta similar, é aprimorar a proposta remetida pela Câmara dos Deputados, incorporando mecanismos do PL nº 1425, de 2022, quais sejam: definição de que a utilização do subsolo nacional, bem da União, ocorra por meio de contrato específico que proteja, ao mesmo tempo, os empreendedores e o País; processo competitivo para cessão do bem da União; e mecanismo de responsabilidade de longo prazo, com período mínimo de vinte anos de monitoramento após o fim da injeção de CO₂ na formação geológica.

Passo a analisar adiante as demais emendas apresentadas perante essa Comissão.

Quanto às Emendas nº 2 e 5, as julgo extremamente oportunas, pois buscam incentivar ainda mais a redução das emissões de GEE por veículos automotores. O Proconve cuida da emissão de poluentes pelos veículos, visando a promoção do desenvolvimento tecnológico automotivo. Assim, integrar o Proconve aos objetivos do PL Combustível do Futuro para incorporar àquele programa os efeitos ambientais do uso de biocombustíveis no conceito poço à roda, nos parece um caminho natural. Ademais, destaco que o Programa MOVER visa estabelecer requisitos obrigatórios para a comercialização de veículos novos produzidos no País e para a importação de veículos novos no que diz respeito à eficiência energética veicular no ciclo do tanque à roda e à emissão de CO₂ (eficiência energético-ambiental) no ciclo do poço à roda. Em razão disso, resolvemos acolher o mérito das Emendas nº 2 e 5, na forma da Emenda nº 5, tendo em vista que elas se diferenciam apenas em sua redação.

Quanto à Emenda nº 6, que trata dos incentivos à fabricação, à comercialização, à aquisição e à utilização de veículos pesados e máquinas

agrícolas e de outros veículos movidos à biometano, ela jogou luz sobre um importante ajuste a ser feito no texto do PL. O biometano nada mais é do que a denominação dada ao metano proveniente de fontes renováveis. Assim, motores compatíveis com metano também são, por certo, com biometano. Com o intuito de evitar interpretações indevidas aos dispositivos da proposição, proponho ajustar o texto do inciso II do art. 16 de modo alternativo ao proposto pela Emenda nº 6, mas mantendo o intuito original.

Quanto à Emenda nº 9, me alinho aos seus propósitos. A promoção da agricultura familiar é um fim extremamente nobre a ser perseguido por quaisquer políticas relativas a biocombustíveis no Brasil, tendo em vista nosso potencial de produção. Com vistas a trazer maior dinamicidade a proposta, acolho essa emenda na forma de outra que apresento.

Em relação à Emenda nº 10, para melhor entendimento relativo ao tema, trago o panorama de investimentos realizados pela indústria de óleo e gás em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) de biocombustíveis. Em 2021, foram investidos R\$ 85 milhões, conforme dados da ANP. Em 2022, R\$ 129 milhões. Em 2023, R\$ 327,6 milhões. Em 2024, até o momento, R\$ 253 milhões. Extrapolando para todo o ano de 2024, podemos estimar mais de R\$ 500 milhões a serem investidos. Já a Empresa de Pesquisa Energética, a EPE, fez um levantamento mais abrangente no âmbito do estudo sobre "O papel do Setor de Petróleo e Gás Natural na Transição Energética", e concluiu que, em 2022, 24% dos recursos de PD&I dessa indústria foram destinados a tecnologias não ligadas aos combustíveis fósseis, tais como hidrogênio, células a combustível, energias renováveis, armazenamento, eficiência energética e outras. Vejam que o montante investido pelo setor em novas energias é crescente. E é natural que isso esteja ocorrendo, em vista do movimento mundial em prol da redução da emissão de GEE. As empresas têm buscado diversificar seus parques industriais em vista das incertezas a respeito da demanda por combustíveis fósseis nas próximas décadas. Nesse cenário de contínuo e crescente volume de investimentos aplicados em biocombustíveis, avalio que o melhor caminho é deixar a alocação dos recursos relativos a PD&I permaneça sendo feita de forma otimizada pelos próprios agentes. Assim, não acolho a Emenda nº 10.

Quanto à Emenda nº 12, entendo não ser oportuna sua aprovação, em vista dos efeitos que ela pode provocar de aumento dos subsídios e consequentemente aumento das tarifas de energia elétrica de todo País, em contrapartida ao estímulo a uma fonte de energia que já está plenamente

desenvolvida. Além disso, não há pertinência temática com o tema do projeto de lei.

Por fim, quanto à Emenda nº 13, a reputamos muito oportuna como forma de prover mais recursos para programas e projetos de desenvolvimento industrial, científico e tecnológico, por meio do Fundo Nacional de Desenvolvimento Industrial e Tecnológico (FNDIT), criado pela Lei nº 14.902, de 2024, que instituiu o Programa MOVER. Destacamos que este importante Programa ladeia o PL Combustível do Futuro no sentido de descarbonizar a matriz de transportes brasileira, promovendo os biocombustíveis e aprimorando a eficiência energética dos motores. Pelo texto proposto, será facultado àqueles que descumprirem as metas de redução de GEE no âmbito do Programa do Biometano aportar o valor referente à respectiva multa no FNDIT, com desconto a ser definido em regulamento. Fazemos apenas uma ressalva quanto ao texto para suprimir o parágrafo 4º proposto pela Emenda, facultando ao regulamento a forma de definição do desconto a ser aplicado. Além disso, merece reparo o § 3º da Emenda para fazer referência ao § 2º e não ao § 1º.

III – VOTO

Pelo exposto, opinamos pela constitucionalidade, juridicidade, regimentalidade e boa técnica legislativa, com ajuste, do PL nº 528, de 2020, e das emendas apresentadas, e, no mérito, votamos pela **aprovação** do PL nº 528, de 2020, com as emendas a seguir, pela **aprovação** da Emenda nº 5, pela **aprovação parcial** das Emendas nº 6, 8, 9, 11 e 13 na forma das emendas apresentadas adiante, e pela **rejeição** das demais emendas.

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Acrescente-se os incisos II-1 e X-1 ao art. 2º do Projeto de Lei nº 528, de 2020, nos termos a seguir:

“Art. 2º:
.....

II-1 – Bloco de Armazenamento: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, em que são desenvolvidas atividades de armazenamento;

.....

X-1 – Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂: contrato administrativo celebrado entre operador de estocagem geológica de dióxido de carbono e União para atividade econômica de injeção e estocagem permanente de CO₂ em reservatórios geológicos de Bloco de Armazenamento em território sob jurisdição brasileira;

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se nova redação ao inciso XVI do art. 2º do Projeto de Lei nº 528, de 2020, nos termos a seguir:

“**Art. 2º**

.....

XVI – operador aéreo: empresa constituída que explora ou se propõe a explorar aeronaves para prestação dos serviços públicos de transporte aéreo regular e não regular;

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se nova redação ao art. 10 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, nos termos a seguir:

“**Art. 10.** Os operadores aéreos ficam obrigados a reduzir as emissões de GEE em suas operações domésticas por meio do uso de SAF, conforme os seguintes percentuais mínimos de redução:

- I – 1% (um por cento), a partir de 1º de janeiro de 2027;
- II – 2% (dois por cento), a partir de 1º de janeiro de 2029;
- III – 3% (três por cento), a partir de 1º de janeiro de 2030;
- IV – 4% (quatro por cento), a partir de 1º de janeiro de 2031;
- V – 5% (cinco por cento), a partir de 1º de janeiro de 2032;
- VI – 6% (seis por cento), a partir de 1º de janeiro de 2033;
- VII – 7% (sete por cento), a partir de 1º de janeiro de 2034;
- VIII – 8% (oito por cento), a partir de 1º de janeiro de 2035;
- IX – 9% (nove por cento), a partir de 1º de janeiro de 2036; e
- X – 10% (dez por cento), a partir de 1º de janeiro de 2037.

.....

§ 3º O CNPE poderá alterar os percentuais de que trata o *caput* deste artigo, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público, e, após a normalização das condições que motivaram a alteração, os referidos percentuais serão reestabelecidos.

.....”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

2020: Dê-se a seguinte redação ao art. 13 do Projeto de Lei nº 528, de

“**Art. 13.** O CNPE estabelecerá, a cada ano, a participação volumétrica mínima obrigatória de diesel verde, produzido a partir de matérias-primas exclusivamente derivadas de biomassa renovável, em relação ao diesel comercializado ao consumidor final, de forma agregada no território nacional, cuja adição será de responsabilidade dos produtores e importadores de óleo diesel devidamente autorizados pela ANP.

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se ao inciso II do caput do art. 16 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, a seguinte redação:

“**Art. 16.**

.....

II – incentivar a fabricação, a comercialização, a aquisição e a utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a metano, bem como a conversão de veículos movidos a outros combustíveis para metano e a substituição de motor a diesel usado em veículo por motor novo movido a metano homologado pelos órgãos certificadores;

.....”

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se nova redação aos arts. 17 e 19 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, nos termos a seguir:

“**Art. 17.**

.....

§ 2º O CNPE poderá, excepcionalmente, alterar o percentual anual de redução de emissões de GEE, inclusive para valor inferior a 1% (um por cento), por motivo justificado de interesse público ou quando o volume de produção de biometano impossibilitar ou onerar excessivamente o cumprimento da meta, e deverá reestabelecer esse valor após a normalização das condições que motivaram a sua alteração.

.....

§ 4º Na determinação da meta anual compulsória de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural, o CNPE deverá realizar análise de impacto regulatório, conforme disposto na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, observando:

.....

§ 7º Para fins da definição da meta disposta no *caput* será considerada a oferta de gás natural oriunda de produção nacional e importação, excetuando-se os volumes referentes ao consumo flexível de usinas termelétricas conectadas ao Sistema Interligado Nacional.”

“**Art. 19.** O CGOB será emitido ao produtor ou ao importador de biometano que atender individualmente aos parâmetros definidos em regulamento, condicionado a oferta do referido biometano no mercado nacional, incluído o consumo próprio, excluída a queima em *flares* ou a ventilação.”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Acrescente-se os §§ 2º e 3º ao art. 25 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, com a seguinte redação:

“**Art. 25.**.....:

.....

§ 2º Por opção do autuado a multa aplicada conforme estabelecido no caput poderá ser convertida em depósito no Fundo Nacional de Desenvolvimento Industrial e Tecnológico - FNDIT, administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, em valor a ela equivalente, com desconto estabelecido em regulamento.

§ 3º Para efeito do disposto no § 2º, o depósito dos recursos no FNDIT deverá ser feito pelo infrator e seguirá o padrão de encargos da multa original.”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se a seguinte redação ao art. 26 do Projeto de Lei nº 528, de 2020:

“**Art. 26.** A atividade econômica da indústria de estocagem geológica de dióxido de carbono e das etapas de captura e transporte por meio de dutos serão disciplinadas por esta lei e pela regulação da ANP.

§ 1º Para a finalidade de que trata o *caput*, a ANP disciplinará a captura de CO₂ proveniente de fontes estacionárias diversas, incluindo captura direta, e o transporte por meio de dutos.

§ 2º As atividades de que trata o § 1º serão realizadas mediante autorização da ANP.

§ 3º As atividades de armazenamento permanente de que trata o *caput* serão exercidas mediante Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂ para exploração de reservatórios geológicos em Bloco de Armazenamento.

§ 4º O contrato de que trata o § 3º terá prazo de até 30 anos, prorrogável por igual período na hipótese do cumprimento dos condicionantes nele estabelecidos e das diretrizes do CNPE.

§ 5º Não está sujeita ao disposto no *caput* a atividade de injeção e armazenamento de dióxido de carbono para fins de recuperação avançada de hidrocarbonetos de reservatório geológico sob contrato para exploração e produção de hidrocarbonetos sob regime de concessão, de partilha de produção e de cessão onerosa.

§ 6º A ANP editará normas sobre a habilitação dos interessados para:

I – o exercício das atividades de que trata o *caput*;

II – as condições para a autorização;

III – as condicionantes para o Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂; e

IV – a transferência da titularidade.

§ 7º As atividades a que se refere o *caput*, incluindo o descomissionamento, o encerramento da infraestrutura de injeção de dióxido de carbono e o monitoramento pós fechamento, serão reguladas e fiscalizadas pela ANP, de acordo com as diretrizes do CNPE.

§ 8º Na hipótese de impossibilidade de desenvolvimento simultâneo da estocagem de que trata o *caput* em Bloco de Armazenamento e das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos e de mineração objeto de contrato ou autorização celebrado anteriormente, será deliberada, pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, quanto ao uso prioritário, ouvidas as partes interessadas.

§ 9º O exercício das atividades de que trata o *caput* ocorrerão por conta e risco do interessado.”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se ao § 1º do art. 28 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, a seguinte redação:

“Art. 28.

§ 1º O operador de estocagem geológica de dióxido de carbono terá o contrato de que trata o art. 26 revogado no caso de descumprimento de normas estabelecidas pela ANP.

.....”

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se a seguinte redação ao art. 29 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, com nova redação ao inciso IV e acréscimo do parágrafo único, que segue:

“Art. 29.

.....

IV – manter em banco de dados, por tempo determinado pela ANP, registros devidamente validados por profissional competente de todos os relatórios emitidos relacionados à operação de armazenamento permanente de dióxido de carbono, inclusive os componentes do plano de monitoramento e do plano de contingência;

.....

VII -

Parágrafo único. O certificado de crédito de carbono de que trata a alínea c do inciso V deste artigo poderá ser objeto de contrato de longo prazo, conforme regulamento.”

EMENDA Nº - CI (REDAÇÃO)

(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se a seguinte redação ao inciso VI do art. 29 do Projeto de Lei nº 528, de 2020:

“Art. 29.

VI – realizar o monitoramento das atividades de que trata o *caput* do art. 26 desta Lei conforme o disposto no regulamento;

.....”

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Acrescente-se ao Capítulo VI do Projeto de Lei nº 528, de 2020, os seguintes arts. 29-1 e 29-2:

“Art. 29-1. O operador da atividade de injeção de CO₂ poderá requerer Bloco de Armazenamento para fins Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂ por meio de empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, individualmente ou em consórcio.

§ 1º O requerimento de que trata o *caput* deverá ser encaminhado à ANP, nos termos da regulamentação, contendo o mínimo de:

I – indicação do operador, na hipótese de constituição de consórcio, responsável pela condução das atividades de operação da infraestrutura de injeção, sem prejuízo da responsabilidade solidária dos demais consorciados;

II – bloco pleiteado para o armazenamento;

III – comprovação de regularidade fiscal, jurídica, de qualificação técnica e econômico-financeira para suportar a atividade;

IV – plano de operação para desenvolvimento da atividade;

V – plano de monitoramento para o período de realização da atividade de armazenamento de CO₂;

VI – plano de contingência, nos termos da regulamentação;

VII – garantias financeiras compatíveis com os ônus e riscos envolvidos;

VIII – documentos comprobatórios de capacidade de armazenamento do Bloco de Armazenamento, caso necessário.

§ 2º Comprovadas a capacidade econômico-financeira, a viabilidade técnica, e as demais obrigações estabelecidas pela ANP, o Bloco de Armazenamento objeto de requerimento de contrato será submetido a processo de chamamento público para manifestação de interesse de demais agentes.

§ 3º Após 15 (quinze) dias do processo de que trata o § 2º, caso não haja outro interessado, será celebrado Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂ entre a União e o requerente de que trata o § 1º.

§ 4º Caso haja mais de um interessado no Bloco de Armazenamento, na hipótese de inviabilidade de compatibilização da demanda entre os requerentes, a ANP deverá priorizar propostas mais vantajosas de:

I – capacidade de remoção de CO₂;

II – capacidade de descarbonização de suas atividades;

III – demais critérios a serem estabelecidos pelo CNPE, inclusive financeiros.

Art. 29-2. As atividades de monitoramento e gestão do armazenamento permanente de CO₂ deverão ser mantidas por período que contemple toda vigência do Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂, e, no mínimo, 20 (vinte) anos após a cessação permanente da atividade, em conformidade com o Planos de Monitoramento e de Contingência.

§ 1º O operador de estocagem geológica de dióxido de carbono deve manter inventário de injeção atualizado de CO₂, identificando a quantidade e origem do CO₂ injetado durante todo o período de vigência do Contrato de Permissão para Estocagem de CO₂.

§ 2º A ANP deverá estabelecer os condicionantes necessários para a transferência de ativos sob monitoramento definitivo à União, após o período de que trata o *caput*.

§ 3º A ANP poderá reduzir o período de monitoramento de que trata o *caput* por até 10 (dez) anos caso sejam atendidos requisitos que garantam estabilidade do CO₂ injetado na formação geológica, conforme regulamento.”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se nova redação ao § 1º do art. 9º da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, na forma proposta pelo art. 32 do Projeto; e ao § 2º do art. 1º da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, na forma proposta pelo art. 33 do Projeto, nos termos a seguir:

“Art. 32

‘Art. 9º

§ 1º O Poder Executivo poderá reduzir o percentual referido no *caput* deste artigo até o limite de 22% (vinte e dois por cento), ou elevá-lo a 35% (trinta e cinco por cento), desde que constatada a sua viabilidade técnica, assegurada a participação de interessados no processo, na forma do regulamento.

.....’ (NR)”

“Art. 33

‘Art. 1º

§ 2º Poderá ser estabelecido percentual obrigatório de adição de biodiesel superior a 15% (quinze por cento) desde que constatada sua viabilidade técnica, assegurada a participação de interessados no processo na forma do regulamento.

.....’ (NR)”

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Acrescente-se ao Capítulo VII do Projeto de Lei nº 528, de 2020, o seguinte art. 33-1:

“Art. 33-1. O Poder Executivo poderá estabelecer mecanismos para incentivar a participação de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar na produção dos biocombustíveis de que trata esta Lei.”

EMENDA Nº - CI

(ao PL nº 528, de 2020)

Dê-se ao art. 34 do PL nº 528, de 2020, a seguinte redação:

“**Art. 34.** Ficam revogados:

I – os arts. 1º-A e 1º-B da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014; e

II – o art. 26 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.”

EMENDA Nº - CI
(ao PL nº 528, de 2020)

Suprima-se o art. 35 e o Anexo do Projeto de Lei nº 528, de 2020.

Sala da Comissão,

, Presidente

, Relator



SENADO FEDERAL

PROJETO DE LEI Nº 528, DE 2020

Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.

AUTORIA: Câmara dos Deputados

DOCUMENTOS:

- [Texto do projeto de lei da Câmara](#)
- [Legislação citada](#)
- [Projeto original](#)

http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1862689&filename=PL-528-2020



[Página da matéria](#)

Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis n°s 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 1º Esta Lei:

I - institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano;

II - altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina C comercializada ao consumidor final e do teor de mistura de biodiesel ao diesel comercializado ao consumidor final;

III - dispõe sobre a regulamentação e a fiscalização das atividades de captura e de estocagem geológica de dióxido de carbono e de produção e comercialização dos combustíveis sintéticos;

IV - integra iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do

Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover) e do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV).

Art. 2º Para fins desta Lei, considera-se:

I - agente certificador de origem: organismo ou empresa credenciada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para realizar a certificação do produtor de biometano com vistas à emissão do Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB);

II - avaliação do ciclo de vida: metodologia abrangente e padronizada internacionalmente para quantificar todas as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e o consumo de energia de produto ou serviço, incorporados todos os recursos relevantes consumidos e os impactos gerados até a utilização do produto ou serviço produzido;

III - captura de dióxido de carbono: processo físico-químico ou biológico de remoção de dióxido de carbono da atmosfera e de fontes estacionárias de emissão;

IV - Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB): certificado de rastreabilidade lastreado em volume de biometano produzido e comercializado pelo produtor de biocombustível, emitido por agente certificador de origem credenciado pela ANP, que atesta as características do processo produtivo e que deve incluir, pelo menos, a origem do insumo para produção do biometano e a localização da produção, além de outros itens dispostos em regulamento;

V - ciclo de vida: estágios consecutivos e encadeados de um sistema de produto usado para a mobilidade, desde a produção da matéria-prima ou de sua geração a partir de recursos naturais até sua disposição final;

VI - ciclo do poço à queima: ciclo de vida que contabiliza as emissões de GEE oriundas dos processos de cultivo e extração de recursos e da produção dos combustíveis líquidos ou gasosos ou da energia elétrica, sua distribuição e utilização em aeronaves;

VII - ciclo do poço à roda: ciclo de vida que contabiliza as emissões de GEE oriundas dos processos de cultivo e extração de recursos e da produção dos combustíveis líquidos ou gasosos ou da energia elétrica, sua distribuição e utilização em veículos leves e pesados de passageiros e comerciais;

VIII - ciclo do berço ao túmulo: ciclo de vida que considera as emissões de GEE incorporadas no ciclo do poço à roda, acrescidas daquelas geradas desde a extração de recursos e na fabricação de autopeças, na montagem e no descarte dos veículos leves e pesados de passageiros e comerciais;

IX - ciclo do tanque à roda: ciclo de vida que contabiliza consumo energético envolvido no uso de veículos leves e pesados dentro de um ciclo de uso padronizado;

X - consumo energético: relação entre a energia medida no ciclo do tanque à roda despendida para deslocar um veículo por uma distância definida, expressa em megajoule por quilômetro (MJ/km) para veículos leves ou em megajoule por tonelada transportada por quilômetro (MJ/t.km) para veículos pesados;

XI - emissão de CO₂e no ciclo do poço à roda veicular: relação entre a quantidade de GEE medidos em CO₂e no ciclo do poço à roda emitida por um veículo ao se deslocar por uma

distância de 1 km (um quilômetro), expressa em gramas de dióxido de carbono equivalente por quilômetro (gCO₂e/km);

XII - estocagem geológica de dióxido de carbono: processo de injeção de dióxido de carbono em reservatórios geológicos;

XIII - dióxido de carbono equivalente (CO₂e): GEE expressos na base de gás carbônico equivalente;

XIV - gases de efeito estufa (GEE): constituintes gasosos, naturais ou antrópicos, que absorvem e reemitem radiação infravermelha na atmosfera e colaboram para o aumento da temperatura média global;

XV - Intensidade de Carbono da Fonte de Energia (ICE): relação entre a emissão de GEE, com base em avaliação do ciclo de vida, computada no processo produtivo do combustível ou fonte energética e seu uso, expressa em gramas de dióxido de carbono equivalente por megajoule (gCO₂e/MJ);

XVI - operador aéreo: empresa constituída que explora ou se propõe a explorar aeronaves para prestação dos serviços públicos de transporte aéreo regular;

XVII - operador de estocagem geológica de dióxido de carbono: pessoa jurídica que realiza as atividades de injeção de dióxido de carbono em formação geológica ou sua retirada para reaproveitamento.

Art. 3º São diretrizes para promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e do ProBioQAV:

I - integração das políticas públicas para incremento da eficiência de produção dos combustíveis líquidos ou gasosos ou da energia elétrica e dos dispositivos de geração

de potência como motores a combustão, elétricos, turbinas e células a combustível;

II - valorização do potencial nacional de oferta de fontes energéticas renováveis e de baixo carbono;

III - uso da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono para reduzir a intensidade média de carbono das fontes de energia;

IV - manutenção do reconhecimento da liderança do País no tema Transição Energética no Diálogo de Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia;

V - cumprimento das diretrizes para uma Estratégia Nacional para Neutralidade Climática apresentadas pelo País na Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas;

VI - alinhamento das metas de redução de CO₂ e no ciclo de vida aplicável no transporte por veículos leves e pesados aos compromissos internacionais assumidos pelo País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima; e

VII - fortalecimento do desenvolvimento tecnológico nacional, com aproveitamento econômico dos insumos disponíveis, do conhecimento científico e da sua aplicação.

CAPÍTULO II DA MOBILIDADE SUSTENTÁVEL DE BAIXO CARBONO

Art. 4º As iniciativas e as medidas adotadas no âmbito do RenovaBio, do Programa Mover e do PBEV deverão ocorrer de forma integrada a fim de promover a mobilidade sustentável de baixo carbono.

Parágrafo único. A integração entre o RenovaBio, o Programa Mover e o PBEV será feita pela adoção da metodologia de análise de ciclo de vida com objetivo de mitigar as emissões de CO₂e com melhor custo-benefício, empregados os conceitos de:

I - ciclo do poço à roda até 31 de dezembro de 2031;
e

II - ciclo do berço ao túmulo a partir de 1º de janeiro de 2032.

Art. 5º Para fins de apuração do cumprimento das metas do Programa Mover, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) fixará os valores de ICE e a participação dos combustíveis líquidos ou gasosos ou da energia elétrica.

§ 1º O Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços definirá as metas do Programa Mover do consumo energético em MJ/km e da emissão de CO₂e no ciclo de vida corporativo em CO₂e/km e fiscalizará o seu cumprimento, com base nos valores de ICE, nos termos do *caput* deste artigo.

§ 2º Os fabricantes e os importadores de veículos não poderão ser responsabilizados pelo não cumprimento de suas metas devido a divergências entre os valores de ICE médio e de participação dos combustíveis líquidos ou gasosos ou da energia elétrica, de que trata o *caput* deste artigo, e aqueles observados de maneira efetiva ao longo do período para o qual as metas foram definidas.

§ 3º Para efeito de cálculo das metas do Programa Mover, novas espécies de combustíveis somente poderão ser consideradas após a certificação das emissões no ciclo de vida aplicável.

Art. 6º O PBEV divulgará as informações para o consumidor das emissões de GEE de cada veículo com base na análise do ciclo de vida aplicável e no consumo energético com base no ciclo do tanque à roda, por veículo.

Parágrafo único. As informações de que trata o *caput* deste artigo deverão utilizar unidades de medidas que facilitem o entendimento do consumidor.

CAPÍTULO III DO PROGRAMA NACIONAL DE COMBUSTÍVEL SUSTENTÁVEL DE AVIAÇÃO (PROBIOQAV)

Art. 7º O ProBioQAV tem como objetivo incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso energético, na matriz energética brasileira, do combustível sustentável de aviação (*Sustainable Aviation Fuel* - SAF), de que trata o inciso XXXI do *caput* do art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 8º A ANP estabelecerá os valores das emissões totais equivalentes por unidade de energia computados no ciclo do poço à queima de cada rota tecnológica de produção de SAF, para fins de contabilizar a descarbonização em face do querosene de aviação fóssil.

Parágrafo único. Além do disposto na RenovaBio, a ANP deverá observar as seguintes diretrizes na elaboração da análise do ciclo do poço à queima:

I - reconhecimento da importância do aproveitamento de SAF produzido e utilizado no País para o cumprimento de compromissos internacionais de descarbonização pelos operadores aéreos; e

II - busca pelo alinhamento metodológico à Organização de Aviação Civil Internacional em relação aos requisitos de elegibilidade e de certificação para o SAF.

Art. 9º A comercialização, a logística e o uso energético de SAF no País serão regidos pelas seguintes diretrizes:

I - otimização logística na distribuição e no uso de SAF; e

II - busca pela adoção de mecanismos baseados em mercado.

Art. 10. A partir de 2027, os operadores aéreos ficam obrigados a reduzir as emissões de GEE em suas operações domésticas por meio do uso de SAF, nos termos do Anexo desta Lei.

§ 1º A base de cálculo sobre a qual serão computadas as obrigações de redução de emissões a que se refere o *caput* deste artigo será dada pelo volume das emissões decorrentes das operações domésticas realizadas pela empresa aérea no ano correspondente, supondo que todas as operações tenham utilizado combustível fóssil.

§ 2º Poderão ser admitidos meios alternativos para cumprimento da meta de que trata o *caput* deste artigo, nos termos do regulamento.

§ 3º O CNPE poderá alterar os percentuais de que trata o Anexo desta Lei, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público, e, após a normalização das condições que motivaram a alteração, os referidos percentuais serão reestabelecidos.

§ 4º O interesse público referido no § 3º deste artigo será monitorado por meio de metodologia, de periodicidade e de publicidade estabelecidas pelo CNPE, observadas a efetividade ambiental e a eficiência econômica do ProBioQAV.

§ 5º Caberá à Agência Nacional de Aviação Civil (Anac), no exercício da competência prevista no inciso X do *caput* do art. 8º da Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005:

I - estabelecer a metodologia de cálculo de verificação da redução de emissões associadas ao uso de SAF e de outros meios alternativos a que se refere o § 2º deste artigo; e

II - fiscalizar o cumprimento das obrigações previstas neste artigo pelos operadores aéreos.

§ 6º A Anac poderá dispensar do cumprimento da obrigação prevista no *caput* deste artigo as operadoras aéreas:

I - com emissões anuais inferiores à definida em regulação da Anac;

II - sem acesso a SAF em nenhum dos aeroportos em que operem.

§ 7º O disposto neste artigo não gera prejuízo ou cumulatividade aos acordos setoriais ou regulamentos específicos que disponham sobre outras metas de redução de emissões de GEE.

Art. 11. Em caso de imposição, por outros países ou conjunto de Estados estrangeiros, de obrigações relativas ao uso de SAF aos operadores aéreos nacionais, a obrigatoriedade de que trata o art. 10 desta Lei, ou obrigação similar à imposta por aqueles, poderá ser estendida a voos de operadores

aéreos internacionais com passagem pelo território nacional, com base no princípio da reciprocidade, mediante determinação do CNPE e posterior regulamentação da Anac.

Parágrafo único. O disposto no *caput* deste artigo não se aplica aos casos em que obrigações e outras medidas relativas ao uso de SAF sejam adotadas como parte da implementação de normas, de padrões ou de acordos estabelecidos no âmbito do regime multilateral da aviação civil.

CAPÍTULO IV DO PROGRAMA NACIONAL DE DIESEL VERDE (PNDV)

Art. 12. O Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) tem como objetivo incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso energético do diesel verde, estabelecido em regulamento da ANP, na matriz energética brasileira.

Art. 13. O CNPE estabelecerá, a cada ano, até 2037, a participação volumétrica mínima obrigatória de diesel verde, produzido a partir de matérias-primas exclusivamente derivadas de biomassa renovável, em relação ao diesel comercializado ao consumidor final, de forma agregada no território nacional.

§ 1º A participação volumétrica mínima obrigatória de diesel verde em relação ao diesel comercializado ao consumidor final não poderá exceder o limite de 3% (três por cento), permitida adição voluntária de diesel verde superior a esse limite, e o interessado deverá comunicar seu uso à ANP.

§ 2º Para a definição da participação volumétrica mínima obrigatória de diesel verde, o CNPE observará:

I - as condições de oferta de diesel verde, incluídas a disponibilidade de matéria-prima, a capacidade e a localização da produção;

II - o impacto da participação volumétrica mínima obrigatória no preço ao consumidor final; e

III - a competitividade nos mercados internacionais do diesel verde produzido internamente.

§ 3º Caberá à ANP definir o percentual de adição obrigatória de diesel verde, em volume, ao diesel comercializado ao consumidor final para garantir a participação mínima obrigatória de forma agregada.

§ 4º Na definição do percentual de adição obrigatória de diesel verde, em volume, ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, a ANP deverá observar as seguintes diretrizes:

I - otimização logística na distribuição e no uso do diesel verde; e

II - busca pela adoção de mecanismos baseados em mercado.

CAPÍTULO V

DO PROGRAMA NACIONAL DE DESCARBONIZAÇÃO DO PRODUTOR E IMPORTADOR DE GÁS NATURAL E DE INCENTIVO AO BIOMETANO

Art. 14. O Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano tem como objetivo incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com vistas à descarbonização do setor de gás natural.

Art. 15. São diretrizes do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano:

I - reconhecimento da importância do aproveitamento do biometano e do biogás produzidos e utilizados no País para o cumprimento de compromissos internacionais de descarbonização;

II - reconhecimento da metodologia de avaliação de ciclo de vida como a mais acurada para mensurar a redução de emissões de GEE e os benefícios ambientais de cada rota tecnológica, quantificando o impacto ambiental associado desde a produção dos seus insumos até o seu descarte e reciclagem ou reúso, quando aplicável.

Art. 16. São objetivos do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano:

I - estimular a produção e o consumo do biometano e do biogás por meio de projetos relacionados à cadeia de produção do biometano e do biogás;

II - incentivar a fabricação, a comercialização, a aquisição e a utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a metano, bem como a conversão de veículos movidos a outros combustíveis para metano e a substituição de motor a diesel usado em veículo por motor novo movido a biometano homologado pelos órgãos certificadores;

III - fomentar projetos de infraestrutura que permitam a conexão de plantas de produção de biometano com as

redes de distribuição e transporte de gás natural, desde que sejam economicamente viáveis.

Art. 17. O CNPE definirá meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural, a ser cumprida por meio da participação do biometano no consumo do gás natural, nos termos do regulamento.

§ 1º A obrigação de que trata o *caput* deste artigo entrará em vigor em 1º de janeiro de 2026, com valor inicial de 1% (um por cento) e não poderá exceder a 10% (dez por cento) de redução das emissões.

§ 2º O CNPE poderá, excepcionalmente, alterar o percentual anual de redução de emissões de GEE, inclusive para valor inferior a 1% (um por cento), por motivo justificado de interesse público ou quando o volume de produção de biometano impossibilitar o cumprimento da meta, e deverá reestabelecer esse valor após a normalização das condições que motivaram a sua alteração.

§ 3º A obrigação de que trata o *caput* deste artigo será comprovada pela compra ou utilização de biometano no ano civil ou pelo registro anual da aquisição de CGOB, em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

§ 4º Na determinação da meta anual compulsória de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural, o CNPE deverá observar:

I - a disponibilidade, atual ou futura, de biometano, de biogás e de CGOB;

II - a capacidade das infraestruturas e das instalações de produção e movimentação de biometano necessárias ao longo do tempo;

III - as emissões de GEE decorrentes do transporte e da distribuição de biometano;

IV - os benefícios da descarbonização a partir do biometano e demais fontes alternativas de redução das emissões de GEE;

V - a preservação da competitividade do biometano e do gás natural em comparação com outros combustíveis;

VI - a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, a qualidade e a oferta de produtos;

VII - o impacto do preço do gás natural e do biometano na competitividade da indústria nacional;

VIII - a evolução do consumo nacional de gás natural, de biogás e de biometano;

IX - os compromissos internacionais de redução de emissões de GEE assumidos pelo Brasil e as ações setoriais no âmbito desses compromissos;

X - a integração e a compatibilidade do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador do Gás Natural e de Incentivo ao Biometano com as demais políticas e iniciativas direcionadas à redução das emissões de GEE, em especial com a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), de que trata a Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, e o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), ou outro que venha a substituí-lo.

§ 5º O CGOB adquirido nos termos deste artigo poderá ser comercializado livremente até sua aposentadoria, mas

somente poderá ser utilizado para fins de cumprimento da meta de que trata o *caput* deste artigo uma única vez.

§ 6º A aposentadoria do CGOB é facultativa ao produtor e importador de gás natural e poderá ser efetuada por qualquer agente interessado na incorporação do atributo ambiental ao seu produto ou processo.

Art. 18. Caberá à ANP, no exercício de suas competências:

I - estabelecer a metodologia de cálculo de verificação da redução de emissões associadas à utilização do biometano;

II - definir os agentes obrigados com base no volume total de gás natural comercializado, de modo a garantir que a redução de GEE ocorra com o melhor custo-efetividade;

III - fiscalizar o cumprimento das obrigações previstas no art. 17 desta Lei pelos produtores ou importadores de gás natural.

Parágrafo único. No exercício da competência prevista no inciso II do *caput* deste artigo, deverão ser excluídos da obrigação os pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural, nos termos da regulamentação da ANP.

Art. 19. O CGOB será concedido ao produtor ou ao importador de biometano que atender individualmente aos parâmetros definidos em regulamento.

Art. 20. A regulamentação do CGOB deverá garantir rastreabilidade, transparência, credibilidade e fungibilidade com outros certificados, quando couber, garantida a não ocorrência de dupla contagem do atributo ambiental.

Art. 21. O regulamento disporá sobre a emissão, o vencimento, a intermediação, a custódia, a escrituração, a negociação, a aposentadoria e os demais aspectos relacionados ao CGOB.

Art. 22. O CGOB, quando negociado no mercado de capitais, é valor mobiliário sujeito ao regime previsto na Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976.

Art. 23. O ganho decorrente da alienação de CGOB será tributado pelo imposto sobre a renda de acordo com as regras aplicáveis:

I - ao regime em que se enquadra o contribuinte, nos casos das pessoas que inicialmente emitiram tais ativos;

II - aos ganhos líquidos, quando auferidos em operações realizadas em bolsas de valores, de mercadorias e de futuros e em mercados de balcão organizado; e

III - aos ganhos de capital, nas demais situações.

§ 1º Poderão ser deduzidas da base de cálculo do Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) com apuração no lucro real as despesas administrativas ou financeiras necessárias à emissão, à escrituração, ao registro e à negociação do CGOB.

§ 2º No caso de alienante pessoa jurídica com apuração no lucro real, o ganho de que trata o inciso III do *caput* deste artigo será computado na base de cálculo do IRPJ.

§ 3º No caso de alienante pessoa jurídica com apuração no lucro presumido ou lucro arbitrado enquadrado no inciso III do *caput* deste artigo, o ganho de capital será computado na base de cálculo do IRPJ na forma do inciso II do *caput* do art. 25, do inciso II do *caput* do art. 27 ou do inciso

II do *caput* do art. 29 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

§ 4º O disposto neste artigo aplica-se à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no caso de pessoa jurídica com apuração no lucro real, presumido ou arbitrado.

Art. 24. Não produzirão efeitos na apuração de tributos federais as eventuais diferenças decorrentes dos métodos e dos critérios contábeis previstos na legislação comercial em relação às situações objeto desta Lei.

Art. 25. O não atendimento da meta anual de redução de GEE a que se refere o *caput* do art. 17 desta Lei sujeitará o agente que produza ou importe gás natural à multa superior ao benefício auferido com o descumprimento, sem prejuízo das demais sanções administrativas e pecuniárias previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e de outras de natureza civil e penal cabíveis.

Parágrafo único. A multa a que se refere o *caput* deste artigo poderá variar, nos termos do regulamento, entre R\$ 100.000,00 (cem mil reais) e R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).

CAPÍTULO VI

DAS ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DA CAPTURA E DA ESTOCAGEM GEOLÓGICA DE DIÓXIDO DE CARBONO

Art. 26. O exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.

§ 1º Empresas ou consórcios de empresas constituídas sob leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão

requerer autorização para o exercício das atividades de que trata o *caput* deste artigo, que ocorrerão por conta e risco do interessado.

§ 2º A ANP editará normas sobre a habilitação dos interessados para o exercício das atividades de que trata o *caput* deste artigo e as condições para a autorização e para a eventual transferência da titularidade da autorização.

§ 3º A autorização de que trata o *caput* deste artigo terá prazo de 30 (trinta) anos, prorrogável por igual período na hipótese do cumprimento das condicionantes estabelecidas no termo celebrado entre as partes, podendo o Executivo alterar esse prazo em razão de relevante interesse público.

§ 4º Não está sujeita ao disposto no *caput* deste artigo a atividade de injeção e armazenamento de dióxido de carbono para fins de recuperação avançada de hidrocarbonetos de reservatório geológico sob contrato para exploração e produção de hidrocarbonetos sob regime de concessão, de partilha de produção e de cessão onerosa.

Art. 27. A execução das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica e sua estocagem deverá observar as seguintes diretrizes:

- I - eficiência e sustentabilidade econômicas;
- II - adoção de métodos, de técnicas e de processos que considerem as peculiaridades locais e regionais e as melhores práticas da indústria; e
- III - integração das infraestruturas, dos serviços e das informações geológicas e geofísicas para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade.

Art. 28. Compete à ANP regular as atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e sua estocagem geológica.

§ 1º No caso de áreas sob contrato, a ANP ouvirá o detentor de direitos de exploração e produção antes de conceder a autorização a que se refere o *caput* do art. 26 desta Lei.

§ 2º O descumprimento das normas estabelecidas pela ANP sujeitará os infratores à cassação da autorização a que se refere o *caput* do art. 26 desta Lei, sem prejuízo das demais sanções cabíveis, nos termos da regulação.

§ 3º A ANP dará acesso aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares brasileiras aos interessados para análise, estudos e identificação de áreas com potencial para estocagem geológica de dióxido de carbono.

Art. 29. São obrigações do operador de estocagem geológica de dióxido de carbono:

I - garantir que o armazenamento do dióxido de carbono ocorra de forma segura e eficaz, seguidos todos os parâmetros definidos em plano de monitoramento e em plano de contingência ou no licenciamento ambiental pertinente às operações de armazenamento;

II - identificar, alertar e agir de forma adequada em caso de eventos não desejáveis, incluídos quaisquer sinais de vazamento potencial, de modo a iniciar medidas preventivas e corretivas;

III - manter calibrados, aferidos e em estado operacional quaisquer ferramentas e equipamentos capazes de identificar e de prevenir eventos não desejáveis;

IV - manter em banco de dados, por tempo determinado pela autoridade reguladora competente, registros devidamente validados por profissional competente de todos os relatórios emitidos relacionados à operação de armazenamento permanente de dióxido de carbono, inclusive os componentes do plano de monitoramento e do plano de contingência;

V - realizar inventário de armazenamento e de vazamento de dióxido de carbono, comparando as quantidades de armazenamento e de vazamento previstas e realizadas, para:

- a) aferir a eficácia do projeto aprovado;
- b) garantir o cumprimento das obrigações previstas;

e

c) obter certificação de crédito de carbono, na hipótese de acordos internacionais e de legislação nacional que assim permitam;

VI - realizar o monitoramento das atividades de que trata o *caput* do art. 21 desta Lei conforme o disposto no regulamento;

VII - permitir e dar suporte à realização de auditorias e fiscalização de suas instalações de pesquisa, das instalações e atividades de injeção, da infraestrutura essencial para realização das atividades, dos registros de monitoramento realizados ou de outros documentos solicitados.

CAPÍTULO VII DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 30. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações, numerado o parágrafo único do art. 7º como § 1º:

"Art. 1º

.....

XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono." (NR)

"Art. 2º

.....

IV - estabelecer diretrizes e metas, quando aplicáveis, para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica, do biogás, do biometano e da energia proveniente de outras fontes alternativas;

.....

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica;

XIV - estabelecer diretrizes para o suprimento de gás natural nas situações caracterizadas como de contingência, nos termos previstos em lei;

XV - estabelecer diretrizes para a regulação e a fiscalização da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono; e

XVI - definir diretrizes para a aquisição de biometano por comercializadores e importadores de gás natural para assegurar o cumprimento da adição obrigatória de biometano ao gás natural.

....." (NR)

"Art. 6º

.....

XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável, tal como biodiesel, etanol, biometano e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP, que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil;

.....

XXX - Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, que tem como principal componente o álcool etílico, que pode ser utilizado, diretamente ou mediante alterações, em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou em indústria petroquímica, podendo ser obtido por rotas tecnológicas distintas, conforme especificado em regulamento;

XXXI - Combustível Sustentável de Aviação (*Sustainable Aviation Fuel* - SAF): combustível alternativo ao combustível aeronáutico de origem fóssil, produzido a partir de quaisquer matérias-primas e processos que atendam a padrões de sustentabilidade, conforme definição da Organização de Aviação Civil Internacional (*International Civil Aviation Organization* - ICAO), que possa ser utilizado puro ou em mistura com o combustível de origem fóssil, conforme as especificações técnicas das normas aplicáveis, e que promova benefícios ambientais quando considerado o seu ciclo de vida completo;

XXXII - Biogás: gás bruto que na sua composição contém metano obtido de matéria-prima renovável ou de resíduos orgânicos;

XXXIII - Biometano: biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás;

XXXIV - Combustível Sintético: combustível sintetizado a partir de rotas tecnológicas a exemplo de processos termoquímicos e catalíticos e que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil;

XXXV - Área Não Contratada: área que não é objeto de contrato de concessão, de contrato de cessão onerosa ou de contrato de partilha de produção; e

XXXVI - Área sob Contrato: bloco ou campo objeto de um contrato de concessão, de contrato de cessão onerosa ou de contrato de partilha de produção.” (NR)

“Art. 7º

§ 1º A ANP tem sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

§ 2º A ANP atuará ainda como órgão regulador da indústria dos combustíveis sintéticos e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono.” (NR)

“Art. 8º A ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono e lhe cabe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, de gás natural, de combustíveis e de biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, de gás natural e seus derivados, de combustíveis sintéticos e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, a qualidade e a oferta dos produtos;

.....

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente, nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor), ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono e aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

.....

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e de uso racional do petróleo, do gás natural, dos seus derivados, dos combustíveis sintéticos e dos biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

.....

XI - organizar e manter o acervo das informações e dos dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono;

.....

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, do gás natural e seus

derivados, dos combustíveis sintéticos e dos biocombustíveis;

.....

XXXV - estabelecer princípios básicos para a elaboração dos códigos de condutas e práticas de acesso aos terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e às infraestruturas de escoamento, de tratamento e de processamento de gás natural; e

XXXVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à captura e à estocagem geológica de dióxido de carbono.

.....”(NR)

“Art. 61-A. Fica a Petrobras autorizada a incluir no seu objeto social as atividades vinculadas à energia, bem como as atividades relacionadas à movimentação e à estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e à economia de baixo carbono.”

Art. 31. A Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º Será realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a fiscalização:

I - das atividades relativas às indústrias:

a) do petróleo, do gás natural e dos seus derivados;

b) dos combustíveis sintéticos;

c) dos biocombustíveis; e

d) da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono;

II - do abastecimento nacional de combustíveis; e

III - do adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e do cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

.....

§ 5º A fiscalização de que trata o *caput* deste artigo também poderá ser realizada por órgãos da administração pública direta e indireta da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, mediante celebração de convênio pela ANP.”(NR)

“Art. 3º

I - exercer atividade relativa à indústria do petróleo, dos combustíveis sintéticos, dos biocombustíveis e da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono, ao abastecimento nacional de combustíveis, ao Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e ao Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, sem prévio registro ou autorização exigidos na legislação aplicável:

.....

VI - não apresentar, na forma e no prazo estabelecidos na legislação aplicável ou, na sua ausência, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, os documentos comprobatórios da captura e da estocagem

geológica de dióxido de carbono e os documentos de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de petróleo, de gás natural, de seus derivados, de combustíveis sintéticos e de biocombustíveis:

.....

VIII - deixar de atender às normas de segurança previstas para o comércio ou a estocagem de combustíveis e para a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono, colocando em perigo direto e iminente a vida, a integridade física ou a saúde, o patrimônio público ou privado, a ordem pública ou o regular abastecimento nacional de combustíveis:

.....

XVIII - não dispor de equipamentos necessários à verificação da qualidade e da quantidade estocada e comercializada dos produtos derivados de petróleo, do gás natural e dos seus derivados, dos combustíveis sintéticos e dos biocombustíveis;

....." (NR)

Art. 32. O art. 9º da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 9º É fixado em 27% (vinte e sete por cento) o percentual obrigatório de adição de álcool

etílico anidro combustível, em volume, à gasolina em todo o território nacional.

§ 1º O Poder Executivo poderá elevar o percentual referido no *caput* deste artigo até o limite de 35% (trinta e cinco por cento), desde que constatada a sua viabilidade técnica, ou reduzi-lo a 22% (vinte e dois por cento).

.....

§ 3º O Poder Executivo estabelecerá critérios para consideração do percentual de adição de álcool etílico anidro à gasolina vigente no cálculo de informações de desempenho energético divulgadas pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV).” (NR)

Art. 33. Os arts. 1º e 1º-C da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, passam a vigorar com as seguintes alterações, numerado o parágrafo único do art. 1º como § 1º:

“Art. 1º São estabelecidas as seguintes metas de percentuais de adição obrigatória, em volume, de biodiesel produzido por meio de processos exclusivamente dedicados para tal fim ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional:

I - 15% (quinze por cento), a partir de 1º de março de 2025;

II - 16% (dezesseis por cento), a partir de 1º de março de 2026;

III - 17% (dezesete por cento), a partir de 1º de março de 2027;

IV - 18% (dezoito por cento), a partir de 1º de março de 2028;

V - 19% (dezenove por cento), a partir de 1º de março de 2029;

VI - 20% (vinte por cento), a partir de 1º de março de 2030.

§ 1º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) avaliará a viabilidade das metas de que trata o *caput* deste artigo e fixará o percentual obrigatório de adição de biodiesel, em volume, ao óleo diesel comercializado em todo o território nacional entre os limites de 13% (treze por cento) e 25% (vinte e cinco por cento).

§ 2º Poderá ser estabelecido percentual obrigatório de adição de biodiesel superior a 15% (quinze por cento) desde que constatada sua viabilidade técnica.

§ 3º Fica instituído o sistema de rastreabilidade para os combustíveis do ciclo diesel com registro de todas as transações da cadeia produtiva com a finalidade de assegurar a qualidade desses combustíveis, conforme regulamentação." (NR)

"Art. 1º-C São facultados a adição voluntária de biodiesel ao óleo diesel em quantidade superior ao percentual obrigatório e o uso voluntário da mistura no transporte público, no transporte ferroviário, na navegação interior e marítima, em frotas cativas, em equipamentos e veículos destinados à extração mineral e à geração

de energia elétrica, em tratores e nos demais aparelhos automotores destinados a puxar ou arrastar maquinaria agrícola ou a executar trabalhos agrícolas, devendo o interessado comunicar sua utilização à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).”(NR)

Art. 34. Ficam revogados os arts. 1º-A e 1º-B da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014.

Art. 35. Os arts. 10 e 13 e o Anexo desta Lei terão vigência até 31 de dezembro de 2037.

Art. 36. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, de março de 2024.

ARTHUR LIRA
Presidente

ANEXO
PERCENTUAL ANUAL MÍNIMO DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE
EFEITO ESTUFA (GEE) EM OPERAÇÕES DOMÉSTICAS PELOS OPERADORES
AÉREOS

Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Percentual mínimo de redução das emissões de GEE	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%



CÂMARA DOS DEPUTADOS

Of. nº 35/2024/SGM-P

Brasília, 19 de março de 2024.

A Sua Excelência o Senhor
Senador RODRIGO PACHECO
Presidente do Senado Federal

Assunto: **Envio de PL para apreciação**

Senhor Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, a fim de ser submetido à apreciação do Senado Federal, nos termos do caput do art. 65 da Constituição Federal combinado com o art. 134 do Regimento Comum, o Projeto de Lei nº 528, de 2020, da Câmara dos Deputados, que “Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014”.

Atenciosamente,



ARTHUR LIRA
Presidente

LEGISLAÇÃO CITADA

- Lei nº 6.385, de 7 de Dezembro de 1976 - Lei da CVM; Lei da Comissão de Valores Mobiliários; Lei do Mercado de Valores Mobiliários - 6385/76
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1976;6385>
- Lei nº 8.078, de 11 de Setembro de 1990 - Código de Defesa do Consumidor - 8078/90
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1990;8078>
- Lei nº 8.176, de 8 de Fevereiro de 1991 - LEI-8176-1991-02-08 - 8176/91
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1991;8176>
 - art4
- Lei nº 8.723, de 28 de Outubro de 1993 - LEI-8723-1993-10-28 - 8723/93
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1993;8723>
 - art9
- Lei nº 9.430, de 27 de Dezembro de 1996 - Lei do Ajuste Tributário - 9430/96
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1996;9430>
 - art29_cpt_inc2
- Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997 - Lei do Petróleo; Lei da ANP; Lei da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Lei de Petróleo e Gás - 9478/97
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1997;9478>
 - art6_cpt_inc31
- Lei nº 9.847, de 26 de Outubro de 1999 - Lei do Abastecimento Nacional de Combustíveis - 9847/99
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:1999;9847>
- Lei nº 11.182, de 27 de Setembro de 2005 - Lei da Agência Nacional de Aviação Civil - 11182/05
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:2005;11182>
 - art8_cpt_inc10
- Lei nº 12.187, de 29 de Dezembro de 2009 - LEI-12187-2009-12-29 - 12187/09
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:2009;12187>
- Lei nº 12.783, de 11 de Janeiro de 2013 - LEI-12783-2013-01-11 - 12783/13
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:2013;12783>
 - art8
- Lei nº 13.033, de 24 de Setembro de 2014 - LEI-13033-2014-09-24 - 13033/14
<https://normas.leg.br/?urn=urn:lex:br:federal:lei:2014;13033>
 - art1
 - art1-1
 - art1-2
 - art1-3



CONGRESSO NACIONAL

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Dê-se nova redação ao Projeto nos termos dos itens 1 e 2 a seguir.

Item 1 – Dê-se nova redação ao *caput* do § 1º do art. 9º; e acrescentem-se incisos I e II ao § 1º do art. 9º, todos da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, na forma proposta pelo art. 32 do Projeto, nos termos a seguir:

“**Art. 9º**

§ 1º O Poder Executivo poderá reduzir o percentual referido no *caput* deste artigo até o limite de 22% (vinte e dois por cento) ou elevá-lo a 35% (trinta e cinco por cento), desde que:

I – constatada a sua viabilidade técnica mediante a realização de testes prévios que avaliem, no mínimo, o impacto sobre:

a) o preço final ao consumidor;

b) o consumo de combustível pelos veículos;

c) os danos potenciais a veículos que não estejam preparados para a elevação dos percentuais de que dispõem o *caput* e o § 1º; e

II – garantida a oferta, ao consumidor final, de gasolina com adição máxima de álcool etílico anidro combustível definida em regulamento, em percentual compatível com o funcionamento de veículos que não estejam preparados para as elevações dos percentuais de que dispõem o *caput* e o § 1º.

.....” (NR)

Item 2 – Dê-se nova redação ao § 2º do art. 1º; e acrescentem-se incisos I e II ao § 2º do art. 1º, todos da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, na forma proposta pelo art. 33 do Projeto, nos termos a seguir:

“**Art. 1º**

.....



§ 2º Poderá ser estabelecido percentual obrigatório de adição de biodiesel superior a 15% (quinze por cento) desde que:

I – constatada sua viabilidade técnica mediante a realização de testes prévios que avaliem, no mínimo, o impacto sobre:

- a) o preço final ao consumidor;
- b) o consumo de combustível pelos veículos;
- c) os danos potenciais a veículos que não estejam preparados para a elevação dos percentuais de que dispõem o caput os §§ 1º e 2º; e

II – garantida a oferta, ao consumidor final, de óleo diesel com adição máxima de biodiesel definida em regulamento, compatível com o funcionamento de veículos que não estejam preparados para a elevação dos percentuais de que dispõem o caput e os §§ 1º e 2º.

.....” (NR)

JUSTIFICAÇÃO

Apesar de louvável o intuito do Projeto de Lei do Combustível do Futuro de incentivar a indústria de biocombustíveis do Brasil e, com isso, reduzir a emissão de gases de efeito estufa pelo setor de transportes, é preciso assegurar a oferta mínima de gasolina e óleo diesel com os teores compatíveis de biocombustíveis para consumidores cujos veículos não sejam flex.

O projeto de lei busca aumentar os percentuais de mistura de etanol na gasolina dos atuais 22% a 27% para até 35%. Aumentos para o percentual de biodiesel no diesel também estão previstos no texto.

O objetivo da presente emenda é resguardar o direito desses consumidores que adquiriram veículos antes da aprovação do Projeto de Lei do Combustível do Futuro, muitos dos quais não são flex, não foram projetados para suportar percentuais maiores de biocombustível e podem sofrer danos mecânicos mais frequentes com a nova mistura, o que poderá gerar prejuízo recorrente a esses consumidores. Caberá ao regulamento dispor sobre o percentual adequado de biocombustível com o objetivo de preservar o funcionamento dos veículos potencialmente afetados.



Em entrevista ao Auto Esporte, o Diretor de combustíveis da Associação Brasileira de Engenharia Automotiva (AEA), Rogério Gonçalves, afirmou que “muitos veículos antigos foram calibrados para rodar com 22% de etanol na mistura da gasolina e elevar a proporção a 35% vai exigir cautela, até mesmo sobre emissões. A solução apontada pelo especialista é, como propusemos na presente emenda, “disponibilizar aos donos de carros antigos um combustível com mais gasolina na mistura”, uma vez que “a gasolina premium é mais cara”.

Lembramos ainda que até mesmo veículos híbridos novos importados podem sofrer danos, uma vez que são movidos à gasolina e motores elétricos. Como afirmou o Diretor da AEA, tanto os veículos antigos como os novos importados, os danos podem envolver “ataques a materiais e corrosões de borrachas e elastômeros e falhas dos próprios sensores, que não reconhecem o combustível”.

Além disso, o especialista destaca que os testes existentes com percentuais de etanol superiores a 27,5% são de 2015 e precisam ser atualizados, uma vez que “os veículos antigos daquela época não são os veículos antigos de hoje e não abarcam os veículos importados a gasolina modernos, com sistemas diferenciados, turboalimentados, que não existiam naquela época”.

Desta forma, espera-se com a presente emenda que sejam ofertados gasolina e óleo diesel com teores compatíveis de biocombustível ao funcionamento desses veículos, de forma a garantir alternativas aos consumidores. Trata-se de garantia ao direito do consumidor, conforme preceituam os artigos 18 e 22 do Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078 de 1990):

Art. 18. Os fornecedores de produtos de consumo duráveis ou não duráveis respondem solidariamente pelos vícios de qualidade ou quantidade que os tornem impróprios ou inadequados ao consumo a que se destinam ou lhes diminuam o valor, assim como por aqueles decorrentes da disparidade, com a indicações constantes do recipiente, da embalagem, rotulagem ou mensagem publicitária, respeitadas



as variações decorrentes de sua natureza, podendo o consumidor exigir a substituição das partes viciadas.

[...]

Art. 22. Os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais, contínuos.

Parágrafo único. Nos casos de descumprimento, total ou parcial, das obrigações referidas neste artigo, serão as pessoas jurídicas compelidas a cumpri-las e a reparar os danos causados, na forma prevista neste código.

Dito de outra forma, o consumidor não pode ser penalizado por ter adquirido um veículo que se tornará incompatível com a mistura de combustível ofertada nas bombas decorrentes de decisões posteriores à aquisição.

Além disso, cabe destacar que até mesmo os proprietários de veículos flex sofrerão impactos, uma vez que um dos efeitos imediatos do aumento do teor de etanol na gasolina será o aumento do consumo dos veículos, o que atingirá diretamente o bolso dos consumidores e é necessário cautela até mesmo em relação a redução das emissões. Por isso, a emenda também propõe que, antes da alteração dos percentuais de biocombustíveis, sejam realizados estudos técnicos prévios capazes de avaliar, no mínimo, a viabilidade da medida quanto ao impacto sobre o preço final nas bombas e sobre o consumo dos veículos. A realização de novos testes é uma necessidade reconhecida tanto pelos especialistas como por setores do Governo.



Pelas razões ora expostas, peço apoio dos Senadores e Senadoras para aprovação desta emenda.

Sala da comissão, de de .

Senador Chico Rodrigues
(PSB - RR)





CONGRESSO NACIONAL

Gabinete do Senador Astronauta Marcos Pontes

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Dê-se nova redação ao § 4º do art. 9º da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, na forma proposta pelo art. 32 do Projeto, nos termos a seguir:

“Art. 9º

.....

§ 4º O Poder Executivo revisitará os limites de emissões veiculares estabelecidos pelo Programa de controle de emissões veiculares (Proconve) de forma a reconhecer e incorporar em sua metodologia de cálculo os efeitos ambientais do uso de biocombustíveis no conceito poço à roda, devendo estar harmonizados com a política de ampliação do uso desses combustíveis e seu consequente impacto nas emissões.” (NR)

JUSTIFICAÇÃO

O Projeto de Lei do Combustível do Futuro traz grandes avanços na priorização da utilização de biocombustíveis na matriz energética brasileira, trazendo harmonização legal e regulatória no sentido da priorização da descarbonização associada a esse tipo de combustível.

Entretanto, uma legislação mais antiga e que se refere ao mesmo tema não foi incluída no mesmo racional, trata-se do Programa de controle de emissões veiculares (Proconve), que busca também reduzir as emissões veiculares, mas que possuía uma métrica distinta.



Desta forma entendo que devemos incluir esta outra política pública na mesma linha de pensamento, trazendo a harmonização entre as diversas políticas públicas que compõe esse ecossistema.

Sala da comissão, 24 de abril de 2024.

Senador Astronauta Marcos Pontes
(PL - SP)





CONGRESSO NACIONAL

Gabinete do Senador Mecias de Jesus

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Dê-se nova redação ao *caput* do art. 9º e ao *caput* do § 1º do art. 9º; e acrescentem-se incisos I e II ao *caput* do art. 9º, todos da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, na forma proposta pelo art. 32 do Projeto, nos termos a seguir:

“**Art. 9º** São estabelecidos os seguintes percentuais obrigatórios de adição de álcool etílico anidro combustível, em volume, à gasolina em todo o território nacional:

I – 27% (vinte e sete por cento) na gasolina comum; e

II – 25% (vinte e cinco por cento) na gasolina premium.

§ 1º O Poder Executivo poderá elevar o percentual referido no inciso I do *caput* deste artigo até o limite de 35% (trinta e cinco por cento), desde que constatada a sua viabilidade técnica, ou reduzi-lo a 22% (vinte e dois por cento), o que é permitido também no caso do percentual definido no inciso II do *caput* deste artigo.

.....
” (NR)

JUSTIFICAÇÃO

O Projeto de Lei (PL) nº 528, de 2020, almeja descarbonizar a matriz energética do setor de transportes no Brasil por meio do aumento do teor de álcool etílico anidro na composição da gasolina comercializada, no entanto, existe a necessidade de garantir a compatibilidade com a frota de veículos existentes.



Ainda que a maioria dos veículos comercializados no Brasil atualmente sejam flex, ou seja, funcionem com qualquer proporção de álcool etílico e gasolina, ainda existem muitos veículos antigos movidos apenas a gasolina. Além desses, alguns motores, principalmente importados, são projetados para usar gasolina premium, de alto desempenho, com taxas de compressão mais elevadas, e que não são projetados para lidar com altos níveis de álcool etílico.

Considerando que atualmente o teor de álcool etílico anidro na composição da gasolina C premium é de 25%, conforme disposto na Portaria MAPA nº 75, de 5 de março de 2015, o PL nº 528, de 2020, como proposto, irá aumentar imediatamente o percentual de adição para 27% sem nenhuma análise prévia de viabilidade técnica.

Desta forma, a presente visa manter em 25 % o percentual de adição de álcool etílico anidro combustível, em volume, à gasolina premium.

Ante o exposto, considerando a relevância da temática proposta, esperamos contar com o apoio de nossos Pares a sua aprovação.

Sala da comissão, 26 de abril de 2024.

Senador Mecias de Jesus
(REPUBLICANOS - RR)



EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Dê-se nova redação ao inciso IV do caput do art. 1º e ao caput do art. 4º; e acrescente-se § 2º ao art. 4º do Projeto, nos termos a seguir:

“Art. 1º.....

.....

IV – integra iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).”

“Art. 4º As iniciativas e as medidas adotadas no âmbito do RenovaBio, do Programa Mover, do PBEV e do Proconve deverão ocorrer de forma integrada a fim de promover a mobilidade sustentável de baixo carbono.

.....

§ 2º Os limites de emissões veiculares estabelecidos pelo Proconve deverão reconhecer e incorporar em sua metodologia de cálculo os efeitos ambientais do uso de biocombustíveis no conceito do poço à roda, devendo estar harmonizados com a política de ampliação do uso desses combustíveis e seu consequente impacto nas emissões.”

JUSTIFICAÇÃO

O Combustível do Futuro é um projeto que chega ao Senado Federal com grandes avanços na descarbonização no que diz respeito à matriz energética ligada ao transporte.

A priorização da utilização de biocombustíveis é um desses avanços. Entretanto é necessário incluir a harmonização da legislação vigente para que essa descarbonização ocorra de fato.



Nesse sentido, apesar de a Câmara dos Deputados ter promovido avanços relevantes, com a harmonização do RenovaBio, do Mover e do PBEV, não abordou a política pública de controle de emissões veiculares (Proconve). Essa última deve ser incorporada a esse processo de harmonização a fim de evitarmos descompassos entre os objetivos perseguidos por este Parlamento.

Dessa forma, apresento esta emenda com o objetivo de garantir que todas as políticas públicas referentes ao setor estejam em sincronia.

Sala da comissão, 15 de maio de 2024.

Senador Cid Gomes
(PSB - CE)





CONGRESSO NACIONAL
SENADOR CARLOS VIANA

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Dê-se ao inciso II do *caput* do art. 16 do Projeto a seguinte redação:

“**Art. 16.**

.....

II – incentivar a fabricação, a comercialização, a aquisição e a utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a biometano;

.....”

JUSTIFICAÇÃO

O apoio à fabricação, à comercialização, à aquisição e à utilização de veículos pesados e máquinas agrícolas e de outros veículos movidos a biometano, já contempla os diferentes modelos de negócio, seja ele o veículo original de fábrica ou modificado. Cada modelo de negócio deverá atender a legislação vigente e a regulação adequada para cumprimento das exigências de emissões, homologações e certificações. Sendo a ação de maior impacto da redução das emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), a renovação da frota deve ser promovida, especialmente nos veículos pesados.

Por isso, é importante identificar passos de renovação acessível, para a redução de consumo de combustível, aumento de durabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa ou de poluentes, deve-se ser considerado o apoio à troca de motores.

A troca de motor usado por motor novo é um fator crucial. Nessa modalidade é possível inclusive se considerar a troca de combustível por outro de



menor pegada de carbono, o que obviamente pede adaptação do veículo para esse novo combustível e as respectivas homologações nos órgãos competentes.

Um exemplo é a troca de um motor diesel em um caminhão ou ônibus por um motor a gás (GNV ou Biogás/Biometano). Essa troca representa cerca de 25% de redução das emissões de CO₂ quando utilizado gás natural ou 95% quando utilizado o biometano.

Este é um mecanismo capaz de ser eficiente na transição energética, já que o gás natural, mesmo estando na categoria de combustíveis fósseis, é uma energia com pegada de carbono menor em relação ao diesel. E, se utilizado o biometano, a redução de gases de efeito estufa e de particulado é ainda maior.

Para que este processo seja seguro e eficiente, é necessário que haja um processo homologado pelos órgãos certificadores (INMETRO e IBAMA – Certificado Ambiental para o Uso do Gás Natural em Veículos Automotores–CAGN, por exemplo).

O que se propõe, além de reduzir emissões, também permitirá maior demanda para uma economia circular, na busca por utilizar dejetos de animais e resíduos do agronegócio para a produção de combustível sustentável, no caso o biometano, como fonte energética para a frota circular, seja no campo ou nas cidades, para caminhões ou ônibus.

Diante dos argumentos trazidos alhures, contamos com o apoio dos nobres pares para a aprovação dessa emenda.

Sala da comissão, 6 de junho de 2024.

Senador Carlos Viana
(PODEMOS - MG)





CONGRESSO NACIONAL

Gabinete do Senador Mecias de Jesus

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Suprimam-se os artigos 12 e 13 do Projeto de Lei 528/2020

JUSTIFICAÇÃO

A obrigatoriedade de adicionar uma porcentagem mínima de diesel verde (HVO) ao diesel comercializado resultará em um aumento considerável dos custos de produção e distribuição. Isso se deve à necessidade de desenvolver infraestruturas e tecnologias específicas, o que poderia elevar o preço ao consumidor final e afetar a competitividade do produto nacional no mercado global. Estimativas apontam que o diesel verde (HVO) é comercializado por cerca de 9 reais o litro, um preço significativamente mais alto em comparação com o diesel fóssil, que é comercializado pela Petrobras a aproximadamente 3,02 reais por litro, e até mesmo superior ao biodiesel, que custava em média 6,40 reais por litro.

É importante destacar também os desafios técnicos e logísticos significativos na implementação de um programa de diesel verde (HVO) em larga escala, que incluem o desenvolvimento tecnológico e a logística para sua distribuição e comercialização.

Embora o diesel verde (HVO) tenha sido aprovado para uso no mercado brasileiro há cerca de três anos, não parece provável que seu consumo engrene no mercado nacional no curto prazo. Mesmo com a barreira regulatória removida, esse novo biocombustível ainda enfrenta um longo caminho pela frente para conseguir reduzir a distância que separa seus preços daqueles cobrados pelo diesel fóssil ou pelo biodiesel.



Dessa forma, consideramos prematura a imposição de uma participação obrigatória de diesel verde (HVO) sem uma avaliação completa dos impactos ambientais, sociais e econômicos associados.

Ante o exposto, considerando a relevância da temática proposta, esperamos contar com o apoio de nossos Pares a sua aprovação.

Sala da comissão, 7 de junho de 2024.

Senador Mecias de Jesus
(REPUBLICANOS - RR)





CONGRESSO NACIONAL
Gabinete do Senador Laércio Oliveira

EMENDA Nº
(ao PL 528/2020)

Dê-se nova redação ao *caput* do art. 17, aos §§ 3º e 4º do art. 17, ao parágrafo único do art. 18 e ao art. 19; acrescentem-se §§ 7º e 8º ao art. 17 e parágrafo único ao art. 20; e suprima-se o parágrafo único do art. 25 do Projeto, nos termos a seguir:

“**Art. 17.** O CNPE definirá meta anual de redução de emissões de GEE **para o** gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural, a ser cumprida por meio da **aquisição** do biometano, **de Certificados de Garantia de Origem de Biometano - CGOBs, ou outros instrumentos alternativos de descarbonização,** nos termos do regulamento.

.....
§ 3º A obrigação de que trata o *caput* deste artigo será comprovada pela compra ou utilização de biometano no ano civil ou pelo registro anual da aquisição de CGOB, **de forma complementar ao já cumprido no mercado voluntário**, em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

§ 4º Na determinação da meta anual compulsória de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural, o CNPE **deverá realizar Análise de Impacto Regulatório, conforme Lei 13.874/2019, observando:**

.....
§ 7º A redução de emissões de GEE alcançadas pelo mercado voluntário de biometano ou de CGOBs deverá ser contabilizada para fins do cumprimento da meta de que trata o *caput* deste artigo e o § 1º.

§ 8º Para fins da definição da meta disposta no *caput* será considerada a oferta de gás natural fruto de produção nacional e importação,



excetuando-se os volumes referentes à autoprodução, autoimportação e as vendas ao segmento termelétrico.”

“Art. 18.

Parágrafo único. No exercício da competência prevista no inciso II do *caput* deste artigo, deverão ser excluídos **da base de cálculo da meta prevista no art. 17** e da obrigação os pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural, nos termos da regulamentação da ANP.”

“Art. 19. O CGOB será concedido ao produtor ou ao importador de biometano que atender individualmente aos parâmetros definidos em regulamento, **condicionada ao pleno consumo do referido biometano em processos produtivos, sendo vedado a queima em flares ou a ventilação.**”

“Art. 20.

Parágrafo único. A emissão do CGOB estará condicionada à incorporação do atributo ambiental no inventário de gases de efeito estufa seguindo os padrões nacional e internacionais.”

“Art. 25.

Parágrafo único. (Suprimir)”

JUSTIFICAÇÃO

A redação aprovada pela Câmara dos Deputados ao Capítulo V do Projeto de Lei nº 528, de 2020, contemplou alterações muito relevantes para equalizar a viabilidade e a sustentabilidade futura do agora denominado “Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano”. Não obstante, apresenta-se aqui algumas modificações para melhor adequar a proposta ao seu objetivo final e preservar a segurança jurídica na produção, importação e comercialização do gás natural, assim como minimizar os impactos no preço deste insumo tão relevante para a reindustrialização e o crescimento social e econômico do país.



Quanto ao caput do artigo 17, cabe frisar que produtores e importadores de gás natural analisam diversas alternativas para a redução de suas emissões e adotam aquela, ou aquelas, que se mostrem mais eficientes para determinado modelo de negócio. A utilização de uma alternativa em detrimento de outra(s) mais eficiente(s) pode ter como resultado um custo maior de descarbonização para a empresa, refletindo-se na sociedade como um todo.

Há que se destacar, também, que produtores e importadores de gás natural não possuem qualquer controle sobre a “participação do biometano no consumo” de gás natural, razão pela qual qualquer obrigação nesse sentido se mostra temerária, sugerindo-se, assim, a substituição pelo termo “aquisição” no caput do artigo 17.

É importante salientar que já há um mercado voluntário de biometano, ou seja, há clientes que adquirem ou que desejam adquirir espontaneamente o biometano para descarbonizar suas operações. Seria muito negativo se o mandato obrigatório de que trata o Capítulo 5, retirasse disponibilidade deste mercado voluntário. Portanto, a alteração do §3º do artigo 15 e a inclusão do §8º visam deduzir da meta de redução de GEE e de aquisição mandatória de biometano, os volumes de biometano já comercializados no mercado voluntário.

Alertamos também para o problema de uma possível dupla contagem na definição da base de cálculo do volume de gás natural de referência, uma vez que a mesma molécula pode ser comercializada várias vezes ao longo da cadeia. Por esse motivo, a inclusão do §7º visa definir claramente a base sobre a qual incidirá a obrigação, contabilizando a oferta advinda de produção ou de importação.

Outro fator relevante se refere à abrangência das obrigações dispostas neste dispositivo, que devem ser direcionadas exclusivamente ao gás natural



comercializado pelos produtores e importadores e entregues às distribuidoras de gás ou consumidores livres. Entende-se que há necessidade de ajuste no texto para exclusão da obrigação imposta ao gás natural autoproduzido e auto importado, uma vez que esses projetos são muito específicos e muito sensíveis a custos adicionais que não terão como ser repassados ao consumidor final. A exclusão dos volumes de gás vendido ao segmento termoeletrico se deve a extrema variabilidade e falta de previsibilidade deste volume, que pode ser quase nulo em alguns anos e em outros (quando há alto despacho das termelétricas) vir a dobrar o volume de referência. Essa mesma variabilidade e imprevisibilidade se refletiria no volume de biometano a ser produzido para o mercado mandatório.

Outro ponto de extrema relevância, relacionado ao §4º do artigo 17, consiste nos diferentes conteúdos de gases de efeito estufa (GEEs) contidos no gás natural produzido e importado de diferentes fontes. O biometano não é neutro em emissões de GEEs no seu ciclo de produção e comercialização, havendo variação de conteúdo desses gases em razão de sua origem e logística. Por essa razão, recomenda-se que o CNPE realize uma Análise de Impacto Regulatório e estudo de mercado aprofundados, que considerem as emissões de GEEs ao longo da cadeia de valor do biometano e do gás natural, considerando, também, os impactos sobre as tarifas de energia elétrica.

Quanto ao parágrafo único do artigo 18, que já garante a exoneração da obrigação para os pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural, é necessário que os volumes produzidos ou importados por esses agentes sejam também excluídos da base de cálculo da meta.

Em relação ao caput do artigo 19, a alteração visa garantir que os CGOBs sejam concedidos ao produtor de biometano unicamente quando o biometano é usado plenamente em processos produtivos, e desta forma se transforma em redução de emissões de GEEs. Por outro lado, caso uma parte do biometano produzido seja meramente ventilado ou queimado em *flares*, não



aferindo nenhuma vantagem em redução de emissões, essa parte não deve poder se traduzir em CGOBs.

No que tange à regulamentação de certificados de biometano disposta no caput do artigo 20, é necessário que fique claro que esses instrumentos só terão validade e aplicabilidade plena se condicionados a atributo ambiental, visto que ainda não são reconhecidos a nível internacional para o fim de incorporação de benefícios ambientais no inventário de gases de efeito estufa.

Por fim, no que concerne à penalidade disposta no *caput* do artigo 25, é importante que se deixe aberta a possibilidade de aplicação de outras penalidades, além das multas, observando-se uma dosimetria que leve em conta os princípios da razoabilidade e proporcionalidade, os quais ensinam que toda penalidade deve observar a relevância da ação ou omissão, a extensão do dano e a conduta do agente, sugerindo-se, assim, a supressão do parágrafo único desse artigo.

Sala das sessões, 7 de junho de 2024.

Senador Laércio Oliveira
(PP - SE)





CONGRESSO NACIONAL
Gabinete do Senador Fernando Farias

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Acrescente-se art. 33-1 ao Projeto, com a seguinte redação:

“Art. 33-1. O Poder Executivo estabelecerá mecanismos para assegurar a participação prioritária, na comercialização dos biocombustíveis de que trata esta Lei, daqueles fabricados a partir de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar.”

Os dispositivos acima propostos e adjacentes deverão ser devidamente renumerados no momento da consolidação das emendas ao texto da proposição pela Redação Final.

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, que trata da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado com o consumidor final, diz o seguinte em seu art. 3º: “O biodiesel necessário à adição obrigatória ao óleo diesel deverá ser fabricado preferencialmente a partir de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar, e caberá ao Poder Executivo federal estabelecer mecanismos para assegurar sua participação prioritária na comercialização no mercado interno”. Comando similar já constava da Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005, que dizia “O biodiesel necessário ao atendimento dos percentuais mencionados no caput deste artigo terá que ser processado, preferencialmente, a partir de matérias-primas produzidas por agricultor familiar, inclusive as resultantes de atividade extrativista”.



A partir dos citados permissivos legais, o Poder Executivo estabeleceu a obrigatoriedade de que 80% do biodiesel adicionado ao óleo diesel deve ser proveniente de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar.

Assim, para que não haja desequilíbrio entre os biocombustíveis, e visando o fortalecimento cada vez maior da agricultura familiar, é importante que os outros biocombustíveis incentivados pelo PL do Combustível do Futuro, e não apenas o biodiesel, contribuam para o desenvolvimento da agricultura familiar.

Nesse sentido, peço apoio dos nobres Senadores e Senadoras à emenda que proponho para munir o Poder Executivo das ferramentas necessárias para tanto. Destaco que, com essa medida, não buscamos conferir benefício fiscal aos biocombustíveis, mas a priorização da agricultura familiar.

Sala da comissão, de de .

Senador Fernando Farias
(MDB - AL)





CONGRESSO NACIONAL

Gabinete do Senador Astronauta Marcos Pontes

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

O artigo 30 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“

Art.8º

.....

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias nas áreas de exploração, produção, transporte, refino e processamento, e na área de fontes renováveis de energia e seus sistemas associados de transmissão e distribuição, assim como melhores práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

.....

Art. 23.....

.....

§4º Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os contratados serão obrigados a realizar despesas qualificadas como pesquisa, desenvolvimento e inovação em montante equivalente a 1% (um por cento) do valor bruto da produção de cada campo, sendo 20% (vinte por cento) desse montante destinados a fontes renováveis de energia e bioprodutos.” (NR)



JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabelece como atribuição da ANP o estímulo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Para tanto, a partir de 1998, a ANP incluiu nos contratos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural uma Cláusula de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Esta cláusula estabelece para as empresas petrolíferas contratadas a obrigação de aplicar recursos em atividades qualificadas como PD&I, em montante que varia de 0,5% a 1% da receita bruta de produção, conforme as disposições específicas de cada modalidade de contrato (concessão, partilha de produção ou cessão onerosa).

A Lei do Petróleo, em seu Artigo 1º, inciso XVII, traça como objetivo “fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável”; porém, ao analisarmos os dados de destinação dos recursos da Cláusula de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), observamos que esse objetivo é timidamente atendido.

Entre 2016 e 2022, o valor total da obrigação de investimentos em PD&I foi de R\$ 16,6 bilhões, sendo que, desse valor, apenas R\$ 331 milhões foram gastos com biocombustíveis, ou seja, apenas 2,36% dos recursos nesse período foram utilizados no desenvolvimento de pesquisas em biocombustíveis.

Em paralelo, o governo brasileiro se comprometeu, por meio de sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDCs), a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 48% até 2025 e em 53% até 2030, com o objetivo de alcançar emissão líquida zero em 2050.

Para atingir esses objetivos, a matriz energética precisará ampliar suas fontes renováveis, em especial os biocombustíveis, que têm um papel fundamental para descarbonizar o setor de transporte.

Nesse sentido, o atual texto do Programa Combustível do Futuro, em análise agora pelo Senado, instituiu uma série de medidas de desenvolvimento da indústria de biocombustíveis, dando destaque ao Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação – ProBioQAV, Programa Nacional de Diesel



Verde – PNDV, o Programa Nacional de Biometano e altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de biodiesel ao diesel comercializado ao consumidor final.

Importante destacar que o parecer, em seu Art. 3º, traz diretrizes para promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e do ProBioQAV, em destaque o inciso VII, “o fortalecimento do desenvolvimento tecnológico nacional, com aproveitamento econômico dos insumos disponíveis, do conhecimento científico e de sua aplicação”. Para que essa diretriz seja cumprida, é necessário a aplicação de aporte de recursos em pesquisa, desenvolvimento e inovação, tendo em vista os desafios presentes em cada biocombustível previsto na lei.

Ainda sobre o ProBioQAV, de acordo com dados do estudo intitulado “Análise Econômica de Diferentes Rotas de Produção de Combustíveis Sustentáveis de Aviação”, coordenado pela Agência de Cooperação Alemã (GIZ), Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, e o Ministério de Minas e Energia, estimou-se que o impacto nas passagens seria no intervalo de 2 a 20%, aproximadamente, dependendo da rota tecnológica e matéria-prima utilizadas, para reduzir 10% das emissões dos combustíveis de aviação.

Sendo assim, somente com o investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica, será possível reduzir os custos de produção dos combustíveis sustentáveis de aviação e reduzir seu impacto ao consumidor final.

A mesma lógica pode ser empregada para outros biocombustíveis, em destaque os biocombustíveis avançados lignocelulósicos, como etanol de segunda geração, que possui um custo em média 20% superior ao etanol de primeira geração, conforme dados da “Avaliação das Condições Técnicas e Econômicas para a Produção em Larga Escala de Etanol de Segunda Geração” produzido pelo Subcomitê de Etanol de Segunda Geração do Comitê de Ciclo Otto e coordenado pela ABBI.

O mesmo relatório indica que as áreas estratégicas de produção de etanol de segunda geração necessitam grande aporte de recursos em PD&I para reduzir os custos de produção ao consumidor final, sendo biologia sintética,



enzimas, desenvolvimento de novas cepas de microrganismos adaptados às indústrias e escalonamento industrial.

Em paralelo, o Governo Federal busca ajustar as contas públicas, reduzindo o déficit fiscal para zero, ou seja, reduzir o déficit primário de R\$ 230 bilhões ocorrido em 2023, para zero em 2024. Para que a meta fiscal seja alcançada e os objetivos do programa combustível do futuro sejam atendidos, sem impactar nos custos da União, os investimentos em PD&I devem vir do setor privado, em especial do setor fóssil nacional.

Por essa razão, a destinação dos recursos da Cláusula de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) deve ser ampliada para atender às diretrizes do Combustível do Futuro, sem impactar no orçamento público federal.

Neste sentido, sugiro a ampliação da participação das energias renováveis na Cláusula de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), acrescidos os bioprodutos na cobertura de áreas de pesquisa.

Sala da comissão, 12 de junho de 2024.

Senador Astronauta Marcos Pontes
(PL - SP)





SENADO FEDERAL
Gabinete da Senadora **TEREZA CRISTINA**

EMENDA Nº - CI
(ao PL 528/2020)

Art. 1º Dê-se, ao art. 13 do Projeto de Lei nº 528, de 2020, a seguinte redação.

“Art. 13. O CNPE estabelecerá, a cada ano, até 2037, o volume mínimo obrigatório de diesel verde, produzido a partir de matérias-primas exclusivamente derivadas de biomassa renovável, sendo o volume mínimo obrigatório obtido em relação ao volume total de diesel consumido, de forma agregada no território nacional, com os produtores ou importadores, devidamente autorizados pela ANP, como os responsáveis pelo cumprimento da obrigação elencada.

§ 1º O volume mínimo obrigatório de diesel verde em relação ao diesel consumido não poderá exceder o limite de 3% (três por cento), permitida adição voluntária de diesel verde superior a esse limite, e o interessado deverá comunicar seu uso à ANP.

§ 2º Para a definição do volume mínimo obrigatório de diesel verde, o CNPE observará:

I - as condições de oferta de diesel verde, incluídas a disponibilidade de matéria-prima, a capacidade e a localização da produção;

II - o impacto da participação volumétrica mínima obrigatória no preço ao consumidor final; e

III - a competitividade nos mercados internacionais do diesel verde produzido internamente.

§ 3º Na definição do percentual do volume obrigatório de diesel verde em relação ao óleo diesel comercializado, o CNPE deverá observar as seguintes diretrizes:



- I - otimização logística na distribuição e no uso do diesel verde;
e
II - busca pela adoção de mecanismos baseados em mercado.

JUSTIFICAÇÃO

O Diesel Verde é um combustível produzido por processos químicos derivados de matérias-primas renováveis, como gorduras de origem vegetal e animal, cana-de-açúcar, resíduos e outras biomassas, de modo que possibilita uma descarbonização ao longo de sua cadeia produtiva - quando comparado ao diesel tradicional e obtido por fontes fósseis.

Sendo assim, a política nacional prevista no PL do Combustível do Futuro busca garantir essa descarbonização. No entanto, a atual redação do Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) não define qual o elo da cadeia produtiva e de consumo será responsável por garantir esse mandato mínimo de mistura para posterior comercialização.

Esse ponto é especialmente importante do ponto de vista do custo de fiscalização e eficiência administrativa, além de segurança jurídica. Ao considerar que a cadeia produtiva fica cada vez mais pulverizada em um elo mais próximo do consumidor final, há um aumento na quantidade de partes que devem ser fiscalizadas acerca da mistura volumétrica de Diesel Verde e Diesel Fóssil e, portanto, um aumento dos custos administrativos envolvidos nesse sentido.

Para exemplificar essa situação, utiliza-se dados do Anuário Estatístico da ANP, referente aos dados de 2021, que demonstra que o número de produtores e concessionários ligados à atividade de produção petrolífera foi de 62 empresas. Ao se considerar o número de distribuidoras, especificamente em relação ao mercado de óleo diesel, esse valor salta para 136.

Tais dados corroboram que a adoção de uma fiscalização em um elo posterior ao de produção indicaria um aumento de custos para controle e inspeção das autoridades públicas, o que contraria o Princípio da Eficiência, sedimentado no art. 37 da Constituição Federal e jurisprudência dos Tribunais.



Por essas razões ora expostas, peço apoio dos nobres pares para aprovação desta emenda.

Sala da comissão,

Senadora **TEREZA CRISTINA**
(PP - MS)



PL 528/2020
00012

EMENDA Nº – CI
(ao PL nº 528, de 2020)

SF/24167.41598-07

Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, 13.033, de 24 de setembro de 2014, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Modifique-se o Projeto de Lei nº 528, de 2020, com modificação da Ementa, do Art. 1º e acréscimo, onde couber, de dispositivo modificativo da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022:

“Art. 1º

.....

V – iguala o prazo de 30 (trinta) meses para que os minigeradores iniciem a injeção de energia, independentemente qualquer fonte.”

Art. XX O Art. 26, da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.

.....

§3º

I – 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;

II – 30 (trinta) meses para minigeradores, independentemente da fonte.

.....”



Assinado eletronicamente, por Sen. Irajá

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/5042573916>

JUSTIFICAÇÃO

Não faz sentido a previsão de prazos para início da injeção de energia pela central geradora de minigeradores, de acordo com a fonte.

Nos termos previstos atualmente no texto da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, os pretendentes a minigeradores de energia solar são desprivilegiados e desestimulados a realizar investimentos, pois o prazo reduzido de 12 (doze) meses para a modalidade pode inviabilizar o atendimento da exigência legal e, conseqüentemente, trazer prejuízos a eles.

Independentemente da fonte, são necessários projetos, investimentos e contratações de executores de serviços, o que, no mais das vezes, demanda tempo e frequentes ajustes. Portanto, é mais do que justo que o prazo razoável e racional de 30 (trinta) meses para as demais modalidades de minigeração seja estendido para a energia solar.



Assinado eletronicamente, por Sen. Irajá

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/5042573916>

EMENDA Nº
(ao PL 528/2020)

Acrescentem-se §§ 2º a 4º ao art. 25 do Projeto, com a seguinte redação:

“Art. 25.

.....

§ 2º Por opção do autuado a multa aplicada conforme estabelecido no *caput* poderá ser convertida em depósito no Fundo Nacional de Desenvolvimento Industrial e Tecnológico - FNDIT, administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, em valor a ela equivalente, com desconto estabelecido em regulamento.

§ 3º Para efeito do disposto no §1º, o depósito dos recursos no FNDIT deverá ser feito pelo infrator e seguirá o padrão de encargos da multa original.

§ 4º Compete ao Conselho Diretor do FNDIT definir o percentual de desconto sobre o montante equivalente à multa aplicada para fins de depósito dos recursos no referido fundo”

Os dispositivos acima propostos e adjacentes deverão ser devidamente renumerados no momento da consolidação das emendas ao texto da proposição pela Redação Final.

JUSTIFICAÇÃO

O Fundo Nacional de Desenvolvimento Industrial e Tecnológico – FNDIT teve autorização para ser constituído pelo BNDES no Artigo 29º da Lei 14.902, de 27 de Junho de 2024, que institui o Programa de Mobilidade Verde e Inovação – MOVER. O FNDIT tem a finalidade de captar recursos oriundos de políticas industriais para a utilização em apoio financeiro aos programas e aos projetos prioritários de desenvolvimento industrial, científico e tecnológico, sendo instituído como um fundo de natureza privada a ser administrado pelo Banco. Seguirá diretrizes definidas em regulamentação a ser expedida por ato do MDIC e pelo seu Conselho Diretor a ser designado.



A vantagem de centralizar fontes advindas de contrapartidas de P,D&I ou multas associadas a incentivos fiscais relacionadas à diferentes instrumentos de política industrial é diversa para os diferentes atores das políticas públicas:

a) na ótica do Governo Federal, maior facilidade para gerir os recursos e apoiar projetos estruturantes, evitando-se pulverizações excessivas que inibem o potencial de impacto no apoio governamental; também facilita a prestação de contas e transparência uma vez que a totalidade dos recursos terá um só administrador;

b) na ótica do BNDES, a possibilidade de obter fontes para operações não reembolsáveis ou crédito com condições incentivadas permitirá o casamento com as necessidades de projetos de P,D&I que, dado seu risco, não encontram apoio adequado nas linhas de crédito ordinárias;

c) na ótica das empresas, cria-se uma opção para o cumprimento das obrigações oriundas da contrapartida de incentivos que recebem em cada política pública, com recursos que irão retornar para o desenvolvimento da própria indústria, facilitando sua execução.

No caso do PL do Combustível do Futuro, a inclusão do FNDIT permitirá a possibilidade de depósito no Fundo de eventuais multas associadas, que serão revertidas para apoio financeiro de projetos de combustíveis mais sustentáveis. Esses recursos não serão contingenciados por ser um fundo de natureza privada e poderiam ser aplicados, portanto, na sua integralidade nas prioridades do PL de combustível do futuro. Em adição, a proposta prevê a possibilidade de desconto sobre o valor original das multas devidas, o que tornará o FNDIT uma opção financeiramente interessante aos eventuais devedores.

A destinação de recursos ao FNDIT será uma fonte constante e perene para contribuir com o desenvolvimento sustentável e a descarbonização da economia. O Brasil tem potencial de liderar a agenda de sustentabilidade e para isso é essencial que se crie fontes de financiamento reembolsáveis e não reembolsáveis adequados a essa aspiração. O Brasil pode liderar a agenda de transição energética e, com recursos disponíveis e adequados, poderá fazer isso de forma mais robusta.



Sala das sessões, 13 de agosto de 2024.



Assinado eletronicamente, por Sen. Beto Faro

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/8671779633>



SENADO FEDERAL

PROJETO DE LEI Nº 576, DE 2021 (SUBSTITUTIVO DA CÂMARA DOS DEPUTADOS)

Disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

AUTORIA: Câmara dos Deputados

DOCUMENTOS:

- [Texto do substitutivo da Câmara dos Deputados a projeto de lei do Senado](#)

DESPACHO: À Comissão de Serviços de Infraestrutura



[Página da matéria](#)

Substitutivo da Câmara dos Deputados ao Projeto de Lei nº 11.247 de 2018 do Senado Federal (PLS nº 484/17 na Casa de origem), que "Dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica localizada nas águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva e da geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica".

Dê-se ao projeto a seguinte redação:

Disciplina o aproveitamento de potencial energético *offshore*; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre o aproveitamento de bens da União para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*.

§ 1º As atividades de que trata esta Lei estão inseridas na Política Energética Nacional, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 2º O disposto nesta Lei não se aplica às atividades de geração de energia hidrelétrica e aos potenciais de recursos minerais.

Art. 2º O direito de uso de bens da União para aproveitamento de potencial para geração de energia elétrica

a partir de empreendimento *offshore* será objeto de outorga pelo Poder Executivo, mediante autorização ou concessão, nos termos desta Lei, bem como da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no que couber.

Art. 3º Para os fins desta Lei, consideram-se:

I - *offshore*: ambiente marinho localizado em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental;

II - prisma: prisma vertical de profundidade coincidente com o leito subaquático, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde poderão ser desenvolvidas atividades de geração de energia;

III - extensão da vida útil: troca de equipamentos do empreendimento com vistas a estender o tempo de operação e a vida útil regulatória;

IV - repotenciação: obras que visam ao ganho de potência da central geradora *offshore*, pela redefinição da potência nominal originalmente implantada ou pela elevação da potência máxima de operação, comprovadas no projeto originalmente construído;

V - descomissionamento: medidas executadas para promover o retorno de um sítio ao estado mais próximo possível de seu estado original, após o fim do ciclo de vida do empreendimento;

VI - Declaração de Interferência Prévia (DIP): declaração emitida pelo Poder Executivo com vistas a identificar a existência de interferência do prisma em outras instalações ou atividades;

VII - cessão de uso: contrato administrativo, por prazo determinado, firmado entre a União e o interessado no uso de área *offshore* para exploração de geração de energia elétrica.

Parágrafo único. As expressões "mar territorial", "plataforma continental" e "zona econômica exclusiva" constantes do inciso I do *caput* deste artigo abrangem as áreas a que se referem os incisos V e VI do *caput* do art. 20 da Constituição Federal e correspondem às disposições da Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993, bem como da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar.

Art. 4º São princípios e fundamentos da geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial *offshore*:

- I - desenvolvimento sustentável;
- II - geração de emprego e renda no País;
- III - racionalidade no uso dos recursos naturais com vistas ao fortalecimento da segurança energética;
- IV - estudo e desenvolvimento de novas tecnologias de energia renovável a partir do aproveitamento da área *offshore*, incluído seu uso de modo a viabilizar a redução de emissões de carbono durante a produção de energia, como na extração de hidrogênio resultante da utilização de energia elétrica produzida de empreendimento *offshore*;
- V - desenvolvimento local e regional, preferencialmente com o investimento em infraestrutura e na indústria nacional, bem como com ações que reduzam a desigualdade e promovam a inclusão social, a diversidade, a

evolução tecnológica, o melhor aproveitamento das matrizes energéticas e sua exploração;

VI - harmonização do conhecimento, da mentalidade, da rotina, dos modos de vida e usos tradicionais e das práticas marítimas com o respeito às atividades que tenham o mar e o solo marinho como meio ou objeto de afetação, bem como demais corpos hídricos sob domínio da União;

VII - proteção e defesa do meio ambiente e da cultura oceânica;

VIII - harmonização do desenvolvimento do empreendimento *offshore* com a paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

IX - transparência; e

X - consulta livre, prévia e informada aos povos e comunidades afetadas pelo empreendimento *offshore*.

Art. 5º A cessão de uso de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore* nos termos desta Lei poderá ser ofertada de acordo com os seguintes procedimentos, conforme o regulamento:

I - oferta permanente: procedimento no qual o poder concedente delimita prismas para exploração a partir da solicitação de interessados, na modalidade de autorização;

II - oferta planejada: procedimento no qual o poder concedente oferece prismas pré-delimitados para exploração conforme planejamento espacial do órgão competente, na modalidade de concessão, mediante procedimento licitatório.

§ 1º O regulamento disporá sobre:

I - a definição locacional prévia de setores em que poderão ser definidos prismas a partir de sugestão de interessados ou por delimitação planejada própria;

II - o procedimento para apresentação por interessados, a qualquer tempo, de sugestões de prospectos de prismas, exigida a apresentação de estudo preliminar da área, com definição locacional, análise do potencial energético e avaliação preliminar do grau de impacto socioambiental;

III - o procedimento de solicitação de DIP relativa a cada prospecto de prisma sugerido, incluídos taxas e prazos pertinentes;

IV - as sanções e as penalidades aplicáveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga.

§ 2º Caso a avaliação de prospectos a que se refere o inciso II do § 1º conclua pela inviabilidade de seu atendimento conjunto na delimitação ou redefinição dos prismas energéticos, sua oferta dar-se-á nos termos do inciso II do *caput* deste artigo.

Art. 6º Compete ao Poder Executivo, na definição dos prismas a serem ofertados em processos de outorga, observar a harmonização das políticas públicas dos órgãos da União, de forma a evitar ou a mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas, bem como as vedações previstas no § 1º deste artigo.

§ 1º É vedada a constituição de prismas em áreas coincidentes com:

I - blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, no período de vigência dos contratos e respectivas prorrogações;

II - rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea;

III - áreas protegidas pela legislação ambiental;

IV - áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

V - áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

VI - áreas designadas como Termo de Autorização de Uso Sustentável (Taus) no mar territorial.

§ 2º Poderão ser constituídos prismas coincidentes com blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, desde que haja compatibilidade entre as atividades, nos termos do regulamento.

§ 3º O operador das áreas a que se refere o § 2º deste artigo deverá ser ouvido previamente à outorga do direito de uso de que trata esta Lei, e caberá a ele demonstrar a incompatibilidade entre as atividades.

§ 4º O operador da área a que se refere o § 2º deste artigo terá preferência para receber a outorga de que trata esta Lei, nos termos do regulamento.

§ 5º As áreas pertinentes aos incisos II, III, IV e V do § 1º deste artigo deverão ser estabelecidas pelo Poder Executivo.

§ 6º O Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP nos prospectos para definição de prisma energético, conforme o regulamento.

§ 7º Os prismas sob outorga na forma desta Lei poderão ser objeto de outorga para outras atividades, caso haja compatibilidade do uso múltiplo com o aproveitamento do potencial energético, atendidos os requisitos e os condicionantes técnicos, de segurança e ambientais das atividades pretendidas.

§ 8º O direito de comercializar créditos de carbono, ou ativos congêneres reconhecidos no âmbito de instrumentos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, oriundos da área outorgada poderá ser incluído no objeto da outorga, nos termos do regulamento.

§ 9º O licenciamento ambiental dos prismas outorgados pela União deverá observar os resultados do Planejamento Espacial Marinho (PEM).

Art. 7º Os prismas sob oferta permanente serão outorgados mediante manifestação por parte de interessados.

§ 1º O regulamento disporá sobre estudos e demais requisitos a serem exigidos para embasar as manifestações de interesse, inclusive quanto à disponibilidade de ponto de interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

§ 2º Recebida manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente deverá:

- I - publicá-la em extrato, inclusive na internet; e
- II - promover a abertura de processo de chamada pública, com prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, para identificar a existência de outros interessados, os quais, para fins de participação na chamada pública, deverão apresentar qualificação obrigatória mínima, conforme disposto no art. 8º desta Lei.

§ 3º Se houver apenas uma manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente poderá outorgar autorização nos termos do art. 8º desta Lei, desde que o interessado atenda aos requisitos de qualificação obrigatória mínima disciplinados no regulamento.

§ 4º Se houver mais de uma manifestação de interesse em determinado prisma que se sobreponha total ou parcialmente, o poder concedente deverá submetê-lo à oferta planejada.

Art. 8º O regulamento definirá os requisitos obrigatórios de qualificação técnica, econômico-financeira e jurídica e de promoção da indústria nacional a serem cumpridos pelo interessado em prisma energético resultante de oferta permanente e de oferta planejada.

§ 1º Caberá ao poder concedente definir o valor das respectivas participações governamentais no termo de outorga de cada prisma.

§ 2º Caberá ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, ouvido o Ministério de Minas e Energia, propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os parâmetros de promoção da indústria nacional.

Art. 9º A outorga de prisma sob oferta planejada será precedida de processo licitatório.

§ 1º O poder concedente realizará os estudos ambientais pertinentes para definição e delimitação dos prismas e observará os instrumentos de planejamento e de políticas, planos e programas ambientais aplicáveis.

§ 2º Para efeito de habilitação dos participantes, deverão ser exigidas qualificações técnicas, econômico-financeiras e jurídicas que assegurem a viabilidade de

cumprimento do contrato, com vistas à efetiva implantação e operacionalização do empreendimento de aproveitamento energético *offshore*, nos termos do edital.

§ 3º O edital será acompanhado da minuta básica do respectivo termo de outorga e indicará, obrigatoriamente:

I - o prisma objeto da outorga;

II - as instalações de conexão ao SIN, incluídos as ampliações e os reforços na rede básica que terão sua execução sob responsabilidade da central de geração;

III - as participações governamentais referidas no art. 13 desta Lei;

IV - as obrigações e as garantias financeiras de descomissionamento;

V - os critérios de julgamento e respectivos fatores de ponderação;

VI - os requisitos de promoção da indústria nacional;
e

VII - as sanções e as penalidades cabíveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga.

§ 4º No julgamento, será considerado como critério, além de outros que o edital expressamente estipular, o maior valor ofertado a título de participações governamentais, nos termos do art. 13 desta Lei, conforme disposto em edital.

§ 5º As instalações de conexão ao SIN de que trata o inciso II do § 3º deste artigo, desde que classificadas como de interesse restrito, poderão ser atualizadas por solução tecnicamente equivalente, a pedido do outorgado e a critério do Poder Executivo.

§ 6º O Poder Executivo poderá impor a necessidade de revisão das instalações de conexão ao SIN de que trata o inciso II do § 3º deste artigo na etapa de contratação do uso do sistema, caso o cronograma habilitado no processo licitatório para os empreendimentos de aproveitamento de potencial energético sob modalidade de outorga não seja cumprido.

§ 7º O Poder Executivo estabelecerá o procedimento para integração ao SIN dos empreendimentos de aproveitamento de potencial energético sob outorga e a obrigatoriedade de que os custos de interligação, bem como das ampliações e reforços necessários ao escoamento da energia, sejam de responsabilidade da central geradora.

§ 8º Os custos referidos no § 7º deste artigo poderão ser rateados por mais de uma central que vier a compartilhar as instalações, nos termos do regulamento que deverá assegurar o pleno custeio das instalações de conexão ao SIN e as eventuais ampliações e reforços para escoamento da energia.

§ 9º O disposto nos §§ 7º e 8º deste artigo não se aplica aos empreendimentos *offshore* destinados exclusivamente à autoprodução de energia, desde que não exista necessidade de conexão ao SIN ou ao sistema de distribuição de energia elétrica no continente.

Art. 10. A outorga do direito de uso de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore* será feita por meio de autorização ou de concessão, que deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas obrigatórias:

I - a definição do prisma objeto da outorga;

II - as obrigações do outorgado quanto ao pagamento das participações governamentais, conforme o disposto no art. 13 desta Lei;

III - a obrigatoriedade de fornecimento à Aneel, pelo outorgado, de relatórios, de dados e de informações relativos às atividades desenvolvidas;

IV - o direito de o outorgado assentar ou alicerçar as estruturas destinadas à geração e à transmissão de energia elétrica no leito subaquático, desde que atendidas as normas da autoridade marítima e emitida a licença ambiental pelo órgão competente, observadas as disposições regulamentares;

V - a definição do espaço do leito aquático e do espaço subaquático do mar territorial, da plataforma continental, da zona econômica exclusiva e de outros corpos hídricos sob domínio da União, ou de servidões, que o outorgado venha a utilizar para passagem de dutos ou cabos, bem como o uso das áreas da União necessárias e suficientes ao seguimento do duto ou cabo até o destino final, sem prejuízo, quando subterrâneos, da destinação da superfície para outros usos, incluído espaço para sinalizações, desde que os usos concomitantes sejam compatíveis;

VI - o prazo da outorga, as metas do projeto, a duração de cada fase e os requisitos e procedimentos para sua renovação, cumpridas todas as obrigações da outorga original;

VII - as condições para extinção da outorga;

VIII - os requisitos de promoção da indústria nacional;

IX - as sanções e as penalidades cabíveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga; e

X - as demais obrigações do outorgado.

§ 1º É permitida a transferência do termo de outorga mediante prévia e expressa autorização do poder concedente, desde que o novo outorgado atenda aos requisitos técnicos, econômico-financeiros e jurídicos de que tratam o *caput* do art. 8º e o § 2º do art. 9º desta Lei.

§ 2º A autorização ou a concessão a que se refere o *caput* deste artigo não confere direito à exploração do serviço de geração de energia elétrica pelo cessionário, que dependerá de autorização outorgada pela Aneel conforme o disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Art. 11. O contrato de cessão de uso deverá prever 2 (duas) fases, a de avaliação e a de execução.

§ 1º Na fase de avaliação, deverão ser realizados os seguintes estudos para determinação da viabilidade do empreendimento:

I - análise de viabilidade técnica e econômica;

II - estudo prévio de impacto ambiental, a ser realizado para a análise da viabilidade ambiental do empreendimento no procedimento de licenciamento ambiental, nos termos do inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal;

III - avaliação das externalidades dos empreendimentos, bem como de sua compatibilidade e integração com as demais atividades locais, inclusive quanto à segurança marítima, fluvial, lacustre e aeronáutica;

IV - informações georreferenciadas sobre o potencial energético do prisma, incluídos dados sobre velocidade dos ventos, amplitude das ondas, correntes marítimas e outras

informações de natureza climática e geológica, conforme o regulamento.

§ 2º As informações de que trata este artigo integrarão o banco de dados do inventário brasileiro de energia *offshore*, de acesso público, admitida a definição de prazo de confidencialidade para sua divulgação, conforme o regulamento.

§ 3º Antes da conclusão do prazo definido no contrato de cessão de uso para a fase de avaliação, o outorgado apresentará declaração de viabilidade acompanhada de metas de implantação e operação do empreendimento, conforme o regulamento.

§ 4º A não apresentação da declaração de viabilidade no prazo de duração da fase de avaliação implicará a extinção da outorga em relação ao respectivo prisma, e o outorgado não fará jus a reembolso ou a ressarcimento de qualquer valor adimplido a título de participações governamentais, de indenização ou de benfeitorias.

§ 5º Na fase de execução, serão realizadas as atividades de implantação e operação do empreendimento de aproveitamento de potencial energético *offshore* no respectivo prisma.

Art. 12. O outorgado fica obrigado a:

I - adotar as medidas necessárias para a conservação do mar territorial, da plataforma continental e da zona econômica exclusiva, com destaque para o objeto da outorga e dos respectivos recursos naturais, para a segurança da navegação, das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - realizar projeto de monitoramento ambiental do empreendimento em todas as suas fases, conforme o regulamento;

III - garantir o descomissionamento das instalações em conformidade com o art. 15 desta Lei;

IV - comunicar à ANP ou à Agência Nacional de Mineração (ANM), imediatamente, a descoberta de indício, sudação ou ocorrência de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos ou minerais de interesse comercial ou estratégico, conforme o regulamento;

V - comunicar ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) a descoberta de bem considerado patrimônio histórico, artístico ou cultural, material ou imaterial;

VI - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar o dano decorrente das atividades de implantação do empreendimento *offshore* de geração e transmissão de energia elétrica objeto da outorga, com ressarcimento à União dos ônus que esta venha a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do outorgado;

VII - adotar as melhores práticas internacionais do setor elétrico e das operações *offshore*, bem como obedecer às normas e aos procedimentos ambientais, técnicos e científicos pertinentes.

Art. 13. O instrumento convocatório e o termo de outorga dele resultante disporão sobre as seguintes participações governamentais obrigatórias:

I - bônus de assinatura, que terá seu valor estabelecido no edital e no respectivo termo de outorga e

corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da outorga;

II - taxa de ocupação da área, calculada em real por quilômetro quadrado (R\$/km²), cujo pagamento será realizado anualmente;

III - participação proporcional, que será paga mensalmente, a partir da data de entrada em operação comercial, correspondente a percentual, a ser estabelecido no edital, do valor da energia gerada pelo empreendimento, calculado conforme o regulamento.

§ 1º O regulamento disporá sobre a apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais devidas pelos outorgados.

§ 2º O pagamento do valor correspondente ao bônus de assinatura deverá constar do edital ou do ato convocatório.

Art. 14. A distribuição das participações governamentais previstas no art. 13 desta Lei será feita conforme os seguintes critérios:

I - para o bônus de assinatura e para a taxa de ocupação da área, o valor será destinado à União;

II - para a participação proporcional, o valor será distribuído na seguinte proporção:

a) 50% (cinquenta por cento) para a União;

b) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Estados confrontantes nos quais estão situadas as retroáreas de conexão ao SIN e eventuais reforços necessários para o escoamento da energia;

c) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Municípios confrontantes nos quais estão situadas as

retroáreas de instalações para conexão ao SIN e eventuais reforços necessários para o escoamento da energia;

d) 10% (dez por cento) para os Estados e o Distrito Federal, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE);

e) 10% (dez por cento) para os Municípios, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Municípios (FPM);

f) 5% (cinco por cento) para projetos de desenvolvimento sustentável e econômico habilitados pelo Poder Executivo da União, destinados e repartidos de maneira justa e equitativa às comunidades impactadas nos Municípios confrontantes, conforme o regulamento.

Parágrafo único. Os valores recebidos pela União decorrentes da taxa de ocupação da área deverão ser aplicados prioritariamente em ações destinadas a pesquisa, desenvolvimento e inovação associadas a energia e indústria.

Art. 15. Todos os atos de outorga dos projetos de geração *offshore* deverão conter cláusulas com disposições sobre o respectivo descomissionamento, nos termos do regulamento.

§ 1º O abandono ou o reconhecimento da caducidade não desobrigam da realização de todos os atos previstos para descomissionamento nem do pagamento dos valores devidos pelas participações.

§ 2º A remoção das estruturas do empreendimento considerará o impacto ambiental na formação e na manutenção de recifes artificiais, conforme o regulamento.

Art. 16. As outorgas para finalidades previstas nesta Lei e anteriores à sua entrada em vigor são válidas pelo prazo fixado no termo de outorga.

Art. 17. O CNPE deverá estabelecer as diretrizes necessárias para o cumprimento do disposto no § 1º do art. 5º, no § 4º do art. 6º e no art. 8º desta Lei e determinar a adoção das medidas necessárias para a regulamentação do aproveitamento de geração de energia elétrica *offshore*, com indicação de prazo, agências reguladoras e demais entidades competentes do Poder Executivo, entre outras disposições.

Art. 18. Aplicam-se subsidiariamente ao aproveitamento de potencial energético *offshore*, no que não forem conflitantes com esta Lei, as Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 14.133, de 1º de abril de 2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos).

Art. 19. O *caput* do art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido dos seguintes incisos XIX e XX:

“Art. 1º

.....

XIX - promover o aproveitamento econômico racional e sustentável do potencial para geração de energia elétrica no mar territorial, na plataforma continental, na zona econômica exclusiva ou em outros corpos hídricos sob domínio da União; e

XX - incentivar a geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial energético *offshore*.” (NR)

Art. 20. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar acrescida do seguinte art. 27-A:

“Art. 27-A. Cabe ao órgão competente do Poder Executivo coordenar os leilões de energia elétrica para empreendimentos de geração localizados no mar territorial, na plataforma continental, na zona econômica exclusiva ou em outros corpos hídricos sob domínio da União, bem como os leilões de transmissão para interconexão com a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).”

Art. 21. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.

.....

§ 1º-D Para novos empreendimentos de geração hidrelétricos e termelétricos que utilizam biomassa, biogás, biometano e resíduos sólidos urbanos como fonte de combustível, com potência instalada de até 30 MW (trinta megawatts), os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, contados da data de publicação deste parágrafo.

.....

§ 1º-K Fica garantido aos empreendimentos a que se referem os incisos I e II do § 1º-C prazo adicional de 36 (trinta e seis) meses para a entrada em operação de todas as suas unidades geradoras,

mantido o direito aos percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo.

§ 1º-L Após a entrada em operação de todas as unidades geradoras referidas nos incisos I e II do § 1º-C, a contabilização da redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo será feita retroativamente a partir da data de entrada em operação de cada unidade geradora.

.....”(NR)

Art. 22. A Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

§ 1º A desestatização da Eletrobras será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio da subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, e serão realizadas a outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura dos novos contratos referidos no *caput* deste artigo, e a contratação pelo poder concedente de geração termelétrica movida a gás natural, na modalidade de contratação de reserva de capacidade, com inflexibilidade de, no mínimo, 70% (setenta por cento), com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do

Leilão A-6 de 2019, considerado na composição do preço de geração a ser calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o valor da molécula de gás entregue na central de geração, o qual será obtido mediante chamada pública a ser realizada pelos governos estaduais, por meio de sua distribuidora de gás local, no montante de 1.250 MW (mil duzentos e cinquenta megawatts) na Região Nordeste, nas regiões metropolitanas das unidades federativas ou na Região Integrada de Desenvolvimento (Ride), constituída de agrupamento de Municípios abrangidos por diferentes unidades federativas, que não possuam na sua capital ponto de suprimento de gás canalizado na data de publicação desta Lei, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Norte distribuídos nas capitais dos Estados ou na região metropolitana ou na Ride, constituída de agrupamento de Municípios abrangidos por diferentes unidades federativas, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Centro-Oeste nas capitais dos Estados ou na região metropolitana ou na Ride, constituída de agrupamento de Municípios que não possuam ponto de suprimento de gás canalizado na data de publicação desta Lei, abrangidos por diferentes unidades federativas, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Sudeste, divididos igualmente no Triângulo Mineiro e em região atendida pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), além da prorrogação dos contratos de Pequenas Centrais

Hidrelétricas (PCHs), centrais a biomassa e centrais eólicas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 (vinte) anos, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração da fonte específica do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, bem como a contratação até 2025 de reserva de capacidade e energia associada proveniente de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) no montante de 3.000 MW (três mil megawatts) na Região Centro-Oeste, 1.500 MW (mil e quinhentos megawatts) nas Regiões Sul e Sudeste e 400 MW (quatrocentos megawatts) nas Regiões Norte e Nordeste, com período de suprimento de 25 (vinte e cinco) anos, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração da fonte específica do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, respeitado o estabelecido no art. 23 desta Lei.

.....

§ 12. A contratação a ser feita na forma do art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá considerar a disponibilidade de potência e o custo do combustível adquirido para a flexibilidade requerida.

§ 13. A potência instalada de novas térmicas que serão contratadas na Região Centro-

Oeste deverá ser dividida igualmente entre o Estado de Goiás e o Distrito Federal, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), com contratação no primeiro semestre de 2025, para entrega até 1º de janeiro de 2031, e as novas térmicas que serão contratadas na Região Nordeste deverão garantir 500 MW (quinhentos megawatts) ao Estado do Piauí e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Maranhão, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), com contratação no segundo trimestre de 2024, para entrega até 1º de janeiro de 2030 no Estado do Maranhão e até 1º de janeiro de 2031 no Estado do Piauí, e as novas térmicas que serão contratadas na Região Norte deverão garantir 250 MW (duzentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Amapá, com contratação até o segundo semestre de 2024, e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Amazonas, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), para entrega de energia até 1º de janeiro de 2027 no Estado do Amazonas e para entrega até 1º de janeiro de 2030 no Estado do Amapá.

§ 14. A contratação de 3.000 MW (três mil megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Centro Oeste será inicialmente de 2.000 MW (dois mil megawatts) até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e de 1.000 MW (mil megawatts) até o primeiro

trimestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030, a contratação de 1.500 MW (mil e quinhentos megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Sul e Sudeste será inicialmente de 1.000 MW (mil megawatts), até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e de 500 MW (quinhentos megawatts) até o primeiro trimestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030, e a contratação de 400 MW (quatrocentos megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Norte e Nordeste será realizada até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029.

§ 15. Adicionalmente às disposições previstas no § 1º deste artigo, também deverão ser contratados 250 MW (duzentos e cinquenta megawatts) de energia proveniente do hidrogênio líquido a partir do etanol na Região Nordeste até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e 300 MW (trezentos megawatts) de energia proveniente de eólicas na Região Sul até o segundo semestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030.

§ 16. Caso os montantes definidos neste artigo não sejam contratados integralmente nos anos previstos por inexistência de oferta, as diferenças deverão ser contratadas nos anos subsequentes até

que seja atingido o valor total de capacidade definido para cada objetivo, postergada a data de entrega da energia por igual prazo, e os montantes já contratados até a entrada em vigor deste parágrafo deverão ser abatidos do total estabelecido para a unidade federativa.”(NR)

“Art. 4º

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, recursos que deverão ser utilizados prioritariamente no pagamento da Conta-covid e da Conta Escassez Hídrica;

.....”(NR)

“Art. 7º

.....

§ 6º Os recursos previstos no *caput* deste artigo poderão ser utilizados para modicidade tarifária em busca de redução de impactos tarifários sobre as concessionárias de distribuição.”(NR)

“Art. 23.

I - consideradas as manifestações de concordância já protocoladas pelos geradores contratados de PCHs, centrais a biomassa e centrais eólicas, os seus contratos poderão ser prorrogados pelo prazo de 20 (vinte) anos, contado da data de

vencimento do contrato atual, desde que haja concordância do gerador com as condições apresentadas;

II – os atos de outorga, caso ocorra a prorrogação dos contratos de que trata o inciso I deste *caput*, deverão ser estendidos pelo órgão competente, assegurada a manutenção do mecanismo estabelecido no art. 1º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, pelo mesmo período de vigência dos contratos prorrogados, não impedindo o exercício pelo gerador, após essa extensão, da prorrogação onerosa estabelecida no art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

III – a aceitação da prorrogação prevista no inciso I deste *caput* implicará a alteração do preço atual para o preço-teto do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, corrigido pelo IPCA desde a data do leilão até a assinatura do aditivo, mantido esse índice ou outro que vier a substituí-lo durante o novo contrato;

IV – os empreendimentos referidos no inciso I deste *caput* que aderirem à prorrogação dos contratos existentes não terão direito aos descontos previstos no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

V – (revogado);

VI – o gerador poderá reduzir, a seu critério, montante de energia do contrato original,

devendo para isso informar o total de energia a ser contratado antes da assinatura do aditivo.” (NR)

Art. 23. O art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar acrescido dos seguintes §§ 4º e 5º:

“Art. 3º-A

.....

§ 4º A contratação de reserva de capacidade de que trata o *caput* deste artigo será feita na forma de energia de reserva e deverá contemplar:

I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;

II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigentes em 31 de dezembro de 2022 e com previsão de término de CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.

§ 5º A contratação de que trata o § 4º deste artigo:

I - terá seu termo final em 31 de dezembro de 2050;

II - terá início:

a) a partir de 1º de janeiro de 2025, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do § 4º deste artigo; e

b) no quinto mês subsequente ao mês do término do CCEAR, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do § 4º deste artigo;

III - terá inflexibilidade contratual de 70% (setenta por cento) da capacidade instalada de cada usina ou em valor que possibilite quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional de que tratam os incisos I e II do § 4º deste artigo;

IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:

a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R\$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-5/2021, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;

b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:

1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as

termelétricas alcançadas pelo inciso II do § 4º deste artigo; e

2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do § 4º, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do § 4º deste artigo;

c) receita variável, que terá o valor unitário, em R\$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-5/2021, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.

§ 6º As usinas contratadas na forma do inciso I do § 4º deste artigo deixarão de fazer jus ao reembolso de que trata o inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.”(NR)

Art. 24. O § 3º do art. 26 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.
.....

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do *caput* deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de

assinatura do Contrato de Uso do Sistema de
Distribuição (CUSD):

.....

II - 24 (vinte e quatro) meses para
minigeradores de fonte solar; ou

....." (NR)

Art. 25. Esta Lei entra em vigor na data de sua
publicação.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, de dezembro de 2023.

SÓSTENES CAVALCANTE
2º Vice-Presidente no exercício da Presidência

Substitutivo da Câmara dos Deputados ao Projeto de Lei nº 11.247 de 2018 do Senado Federal (PLS nº 484/17 na Casa de origem), que "Dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica localizada nas águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva e da geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica".

Dê-se ao projeto a seguinte redação:

Disciplina o aproveitamento de potencial energético *offshore*; e altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre o aproveitamento de bens da União para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*.

§ 1º As atividades de que trata esta Lei estão inseridas na Política Energética Nacional, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 2º O disposto nesta Lei não se aplica às atividades de geração de energia hidrelétrica e aos potenciais de recursos minerais.

Art. 2º O direito de uso de bens da União para aproveitamento de potencial para geração de energia elétrica

a partir de empreendimento *offshore* será objeto de outorga pelo Poder Executivo, mediante autorização ou concessão, nos termos desta Lei, bem como da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no que couber.

Art. 3º Para os fins desta Lei, consideram-se:

I - *offshore*: ambiente marinho localizado em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental;

II - prisma: prisma vertical de profundidade coincidente com o leito subaquático, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde poderão ser desenvolvidas atividades de geração de energia;

III - extensão da vida útil: troca de equipamentos do empreendimento com vistas a estender o tempo de operação e a vida útil regulatória;

IV - repotenciação: obras que visam ao ganho de potência da central geradora *offshore*, pela redefinição da potência nominal originalmente implantada ou pela elevação da potência máxima de operação, comprovadas no projeto originalmente construído;

V - descomissionamento: medidas executadas para promover o retorno de um sítio ao estado mais próximo possível de seu estado original, após o fim do ciclo de vida do empreendimento;

VI - Declaração de Interferência Prévia (DIP): declaração emitida pelo Poder Executivo com vistas a identificar a existência de interferência do prisma em outras instalações ou atividades;

VII - cessão de uso: contrato administrativo, por prazo determinado, firmado entre a União e o interessado no uso de área *offshore* para exploração de geração de energia elétrica.

Parágrafo único. As expressões "mar territorial", "plataforma continental" e "zona econômica exclusiva" constantes do inciso I do *caput* deste artigo abrangem as áreas a que se referem os incisos V e VI do *caput* do art. 20 da Constituição Federal e correspondem às disposições da Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993, bem como da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar.

Art. 4º São princípios e fundamentos da geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial *offshore*:

I - desenvolvimento sustentável;

II - geração de emprego e renda no País;

III - racionalidade no uso dos recursos naturais com vistas ao fortalecimento da segurança energética;

IV - estudo e desenvolvimento de novas tecnologias de energia renovável a partir do aproveitamento da área *offshore*, incluído seu uso de modo a viabilizar a redução de emissões de carbono durante a produção de energia, como na extração de hidrogênio resultante da utilização de energia elétrica produzida de empreendimento *offshore*;

V - desenvolvimento local e regional, preferencialmente com o investimento em infraestrutura e na indústria nacional, bem como com ações que reduzam a desigualdade e promovam a inclusão social, a diversidade, a

evolução tecnológica, o melhor aproveitamento das matrizes energéticas e sua exploração;

VI - harmonização do conhecimento, da mentalidade, da rotina, dos modos de vida e usos tradicionais e das práticas marítimas com o respeito às atividades que tenham o mar e o solo marinho como meio ou objeto de afetação, bem como demais corpos hídricos sob domínio da União;

VII - proteção e defesa do meio ambiente e da cultura oceânica;

VIII - harmonização do desenvolvimento do empreendimento *offshore* com a paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

IX - transparência; e

X - consulta livre, prévia e informada aos povos e comunidades afetadas pelo empreendimento *offshore*.

Art. 5º A cessão de uso de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore* nos termos desta Lei poderá ser ofertada de acordo com os seguintes procedimentos, conforme o regulamento:

I - oferta permanente: procedimento no qual o poder concedente delimita prismas para exploração a partir da solicitação de interessados, na modalidade de autorização;

II - oferta planejada: procedimento no qual o poder concedente oferece prismas pré-delimitados para exploração conforme planejamento espacial do órgão competente, na modalidade de concessão, mediante procedimento licitatório.

§ 1º O regulamento disporá sobre:

I - a definição locacional prévia de setores em que poderão ser definidos prismas a partir de sugestão de interessados ou por delimitação planejada própria;

II - o procedimento para apresentação por interessados, a qualquer tempo, de sugestões de prospectos de prismas, exigida a apresentação de estudo preliminar da área, com definição locacional, análise do potencial energético e avaliação preliminar do grau de impacto socioambiental;

III - o procedimento de solicitação de DIP relativa a cada prospecto de prisma sugerido, incluídos taxas e prazos pertinentes;

IV - as sanções e as penalidades aplicáveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga.

§ 2º Caso a avaliação de prospectos a que se refere o inciso II do § 1º conclua pela inviabilidade de seu atendimento conjunto na delimitação ou redefinição dos prismas energéticos, sua oferta dar-se-á nos termos do inciso II do *caput* deste artigo.

Art. 6º Compete ao Poder Executivo, na definição dos prismas a serem ofertados em processos de outorga, observar a harmonização das políticas públicas dos órgãos da União, de forma a evitar ou a mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas, bem como as vedações previstas no § 1º deste artigo.

§ 1º É vedada a constituição de prismas em áreas coincidentes com:

I - blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, no período de vigência dos contratos e respectivas prorrogações;

II - rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea;

III - áreas protegidas pela legislação ambiental;

IV - áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

V - áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

VI - áreas designadas como Termo de Autorização de Uso Sustentável (Taus) no mar territorial.

§ 2º Poderão ser constituídos prismas coincidentes com blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, desde que haja compatibilidade entre as atividades, nos termos do regulamento.

§ 3º O operador das áreas a que se refere o § 2º deste artigo deverá ser ouvido previamente à outorga do direito de uso de que trata esta Lei, e caberá a ele demonstrar a incompatibilidade entre as atividades.

§ 4º O operador da área a que se refere o § 2º deste artigo terá preferência para receber a outorga de que trata esta Lei, nos termos do regulamento.

§ 5º As áreas pertinentes aos incisos II, III, IV e V do § 1º deste artigo deverão ser estabelecidas pelo Poder Executivo.

§ 6º O Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP nos prospectos para definição de prisma energético, conforme o regulamento.

§ 7º Os prismas sob outorga na forma desta Lei poderão ser objeto de outorga para outras atividades, caso haja compatibilidade do uso múltiplo com o aproveitamento do potencial energético, atendidos os requisitos e os condicionantes técnicos, de segurança e ambientais das atividades pretendidas.

§ 8º O direito de comercializar créditos de carbono, ou ativos congêneres reconhecidos no âmbito de instrumentos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, oriundos da área outorgada poderá ser incluído no objeto da outorga, nos termos do regulamento.

§ 9º O licenciamento ambiental dos prismas outorgados pela União deverá observar os resultados do Planejamento Espacial Marinho (PEM).

Art. 7º Os prismas sob oferta permanente serão outorgados mediante manifestação por parte de interessados.

§ 1º O regulamento disporá sobre estudos e demais requisitos a serem exigidos para embasar as manifestações de interesse, inclusive quanto à disponibilidade de ponto de interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

§ 2º Recebida manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente deverá:

- I - publicá-la em extrato, inclusive na internet; e
- II - promover a abertura de processo de chamada pública, com prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, para identificar a existência de outros interessados, os quais, para fins de participação na chamada pública, deverão apresentar qualificação obrigatória mínima, conforme disposto no art. 8º desta Lei.

§ 3º Se houver apenas uma manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente poderá outorgar autorização nos termos do art. 8º desta Lei, desde que o interessado atenda aos requisitos de qualificação obrigatória mínima disciplinados no regulamento.

§ 4º Se houver mais de uma manifestação de interesse em determinado prisma que se sobreponha total ou parcialmente, o poder concedente deverá submetê-lo à oferta planejada.

Art. 8º O regulamento definirá os requisitos obrigatórios de qualificação técnica, econômico-financeira e jurídica e de promoção da indústria nacional a serem cumpridos pelo interessado em prisma energético resultante de oferta permanente e de oferta planejada.

§ 1º Caberá ao poder concedente definir o valor das respectivas participações governamentais no termo de outorga de cada prisma.

§ 2º Caberá ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, ouvido o Ministério de Minas e Energia, propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os parâmetros de promoção da indústria nacional.

Art. 9º A outorga de prisma sob oferta planejada será precedida de processo licitatório.

§ 1º O poder concedente realizará os estudos ambientais pertinentes para definição e delimitação dos prismas e observará os instrumentos de planejamento e de políticas, planos e programas ambientais aplicáveis.

§ 2º Para efeito de habilitação dos participantes, deverão ser exigidas qualificações técnicas, econômico-financeiras e jurídicas que assegurem a viabilidade de

cumprimento do contrato, com vistas à efetiva implantação e operacionalização do empreendimento de aproveitamento energético *offshore*, nos termos do edital.

§ 3º O edital será acompanhado da minuta básica do respectivo termo de outorga e indicará, obrigatoriamente:

I - o prisma objeto da outorga;

II - as instalações de conexão ao SIN, incluídos as ampliações e os reforços na rede básica que terão sua execução sob responsabilidade da central de geração;

III - as participações governamentais referidas no art. 13 desta Lei;

IV - as obrigações e as garantias financeiras de descomissionamento;

V - os critérios de julgamento e respectivos fatores de ponderação;

VI - os requisitos de promoção da indústria nacional;
e

VII - as sanções e as penalidades cabíveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga.

§ 4º No julgamento, será considerado como critério, além de outros que o edital expressamente estipular, o maior valor ofertado a título de participações governamentais, nos termos do art. 13 desta Lei, conforme disposto em edital.

§ 5º As instalações de conexão ao SIN de que trata o inciso II do § 3º deste artigo, desde que classificadas como de interesse restrito, poderão ser atualizadas por solução tecnicamente equivalente, a pedido do outorgado e a critério do Poder Executivo.

§ 6º O Poder Executivo poderá impor a necessidade de revisão das instalações de conexão ao SIN de que trata o inciso II do § 3º deste artigo na etapa de contratação do uso do sistema, caso o cronograma habilitado no processo licitatório para os empreendimentos de aproveitamento de potencial energético sob modalidade de outorga não seja cumprido.

§ 7º O Poder Executivo estabelecerá o procedimento para integração ao SIN dos empreendimentos de aproveitamento de potencial energético sob outorga e a obrigatoriedade de que os custos de interligação, bem como das ampliações e reforços necessários ao escoamento da energia, sejam de responsabilidade da central geradora.

§ 8º Os custos referidos no § 7º deste artigo poderão ser rateados por mais de uma central que vier a compartilhar as instalações, nos termos do regulamento que deverá assegurar o pleno custeio das instalações de conexão ao SIN e as eventuais ampliações e reforços para escoamento da energia.

§ 9º O disposto nos §§ 7º e 8º deste artigo não se aplica aos empreendimentos *offshore* destinados exclusivamente à autoprodução de energia, desde que não exista necessidade de conexão ao SIN ou ao sistema de distribuição de energia elétrica no continente.

Art. 10. A outorga do direito de uso de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore* será feita por meio de autorização ou de concessão, que deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas obrigatórias:

I - a definição do prisma objeto da outorga;

II - as obrigações do outorgado quanto ao pagamento das participações governamentais, conforme o disposto no art. 13 desta Lei;

III - a obrigatoriedade de fornecimento à Aneel, pelo outorgado, de relatórios, de dados e de informações relativos às atividades desenvolvidas;

IV - o direito de o outorgado assentar ou alicerçar as estruturas destinadas à geração e à transmissão de energia elétrica no leito subaquático, desde que atendidas as normas da autoridade marítima e emitida a licença ambiental pelo órgão competente, observadas as disposições regulamentares;

V - a definição do espaço do leito aquático e do espaço subaquático do mar territorial, da plataforma continental, da zona econômica exclusiva e de outros corpos hídricos sob domínio da União, ou de servidões, que o outorgado venha a utilizar para passagem de dutos ou cabos, bem como o uso das áreas da União necessárias e suficientes ao seguimento do duto ou cabo até o destino final, sem prejuízo, quando subterrâneos, da destinação da superfície para outros usos, incluído espaço para sinalizações, desde que os usos concomitantes sejam compatíveis;

VI - o prazo da outorga, as metas do projeto, a duração de cada fase e os requisitos e procedimentos para sua renovação, cumpridas todas as obrigações da outorga original;

VII - as condições para extinção da outorga;

VIII - os requisitos de promoção da indústria nacional;

IX - as sanções e as penalidades cabíveis em caso de não cumprimento das obrigações da outorga; e

X - as demais obrigações do outorgado.

§ 1º É permitida a transferência do termo de outorga mediante prévia e expressa autorização do poder concedente, desde que o novo outorgado atenda aos requisitos técnicos, econômico-financeiros e jurídicos de que tratam o *caput* do art. 8º e o § 2º do art. 9º desta Lei.

§ 2º A autorização ou a concessão a que se refere o *caput* deste artigo não confere direito à exploração do serviço de geração de energia elétrica pelo cessionário, que dependerá de autorização outorgada pela Aneel conforme o disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Art. 11. O contrato de cessão de uso deverá prever 2 (duas) fases, a de avaliação e a de execução.

§ 1º Na fase de avaliação, deverão ser realizados os seguintes estudos para determinação da viabilidade do empreendimento:

I - análise de viabilidade técnica e econômica;

II - estudo prévio de impacto ambiental, a ser realizado para a análise da viabilidade ambiental do empreendimento no procedimento de licenciamento ambiental, nos termos do inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal;

III - avaliação das externalidades dos empreendimentos, bem como de sua compatibilidade e integração com as demais atividades locais, inclusive quanto à segurança marítima, fluvial, lacustre e aeronáutica;

IV - informações georreferenciadas sobre o potencial energético do prisma, incluídos dados sobre velocidade dos ventos, amplitude das ondas, correntes marítimas e outras

informações de natureza climática e geológica, conforme o regulamento.

§ 2º As informações de que trata este artigo integrarão o banco de dados do inventário brasileiro de energia *offshore*, de acesso público, admitida a definição de prazo de confidencialidade para sua divulgação, conforme o regulamento.

§ 3º Antes da conclusão do prazo definido no contrato de cessão de uso para a fase de avaliação, o outorgado apresentará declaração de viabilidade acompanhada de metas de implantação e operação do empreendimento, conforme o regulamento.

§ 4º A não apresentação da declaração de viabilidade no prazo de duração da fase de avaliação implicará a extinção da outorga em relação ao respectivo prisma, e o outorgado não fará jus a reembolso ou a ressarcimento de qualquer valor adimplido a título de participações governamentais, de indenização ou de benfeitorias.

§ 5º Na fase de execução, serão realizadas as atividades de implantação e operação do empreendimento de aproveitamento de potencial energético *offshore* no respectivo prisma.

Art. 12. O outorgado fica obrigado a:

I - adotar as medidas necessárias para a conservação do mar territorial, da plataforma continental e da zona econômica exclusiva, com destaque para o objeto da outorga e dos respectivos recursos naturais, para a segurança da navegação, das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - realizar projeto de monitoramento ambiental do empreendimento em todas as suas fases, conforme o regulamento;

III - garantir o descomissionamento das instalações em conformidade com o art. 15 desta Lei;

IV - comunicar à ANP ou à Agência Nacional de Mineração (ANM), imediatamente, a descoberta de indício, sudação ou ocorrência de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos ou minerais de interesse comercial ou estratégico, conforme o regulamento;

V - comunicar ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) a descoberta de bem considerado patrimônio histórico, artístico ou cultural, material ou imaterial;

VI - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar o dano decorrente das atividades de implantação do empreendimento *offshore* de geração e transmissão de energia elétrica objeto da outorga, com ressarcimento à União dos ônus que esta venha a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do outorgado;

VII - adotar as melhores práticas internacionais do setor elétrico e das operações *offshore*, bem como obedecer às normas e aos procedimentos ambientais, técnicos e científicos pertinentes.

Art. 13. O instrumento convocatório e o termo de outorga dele resultante disporão sobre as seguintes participações governamentais obrigatórias:

I - bônus de assinatura, que terá seu valor estabelecido no edital e no respectivo termo de outorga e

corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da outorga;

II - taxa de ocupação da área, calculada em real por quilômetro quadrado (R\$/km²), cujo pagamento será realizado anualmente;

III - participação proporcional, que será paga mensalmente, a partir da data de entrada em operação comercial, correspondente a percentual, a ser estabelecido no edital, do valor da energia gerada pelo empreendimento, calculado conforme o regulamento.

§ 1º O regulamento disporá sobre a apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais devidas pelos outorgados.

§ 2º O pagamento do valor correspondente ao bônus de assinatura deverá constar do edital ou do ato convocatório.

Art. 14. A distribuição das participações governamentais previstas no art. 13 desta Lei será feita conforme os seguintes critérios:

I - para o bônus de assinatura e para a taxa de ocupação da área, o valor será destinado à União;

II - para a participação proporcional, o valor será distribuído na seguinte proporção:

a) 50% (cinquenta por cento) para a União;

b) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Estados confrontantes nos quais estão situadas as retroáreas de conexão ao SIN e eventuais reforços necessários para o escoamento da energia;

c) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Municípios confrontantes nos quais estão situadas as

retroáreas de instalações para conexão ao SIN e eventuais reforços necessários para o escoamento da energia;

d) 10% (dez por cento) para os Estados e o Distrito Federal, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE);

e) 10% (dez por cento) para os Municípios, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Municípios (FPM);

f) 5% (cinco por cento) para projetos de desenvolvimento sustentável e econômico habilitados pelo Poder Executivo da União, destinados e repartidos de maneira justa e equitativa às comunidades impactadas nos Municípios confrontantes, conforme o regulamento.

Parágrafo único. Os valores recebidos pela União decorrentes da taxa de ocupação da área deverão ser aplicados prioritariamente em ações destinadas a pesquisa, desenvolvimento e inovação associadas a energia e indústria.

Art. 15. Todos os atos de outorga dos projetos de geração *offshore* deverão conter cláusulas com disposições sobre o respectivo descomissionamento, nos termos do regulamento.

§ 1º O abandono ou o reconhecimento da caducidade não desobrigam da realização de todos os atos previstos para descomissionamento nem do pagamento dos valores devidos pelas participações.

§ 2º A remoção das estruturas do empreendimento considerará o impacto ambiental na formação e na manutenção de recifes artificiais, conforme o regulamento.

Art. 16. As outorgas para finalidades previstas nesta Lei e anteriores à sua entrada em vigor são válidas pelo prazo fixado no termo de outorga.

Art. 17. O CNPE deverá estabelecer as diretrizes necessárias para o cumprimento do disposto no § 1º do art. 5º, no § 4º do art. 6º e no art. 8º desta Lei e determinar a adoção das medidas necessárias para a regulamentação do aproveitamento de geração de energia elétrica *offshore*, com indicação de prazo, agências reguladoras e demais entidades competentes do Poder Executivo, entre outras disposições.

Art. 18. Aplicam-se subsidiariamente ao aproveitamento de potencial energético *offshore*, no que não forem conflitantes com esta Lei, as Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 14.133, de 1º de abril de 2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos).

Art. 19. O *caput* do art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar acrescido dos seguintes incisos XIX e XX:

“Art. 1º

.....

XIX - promover o aproveitamento econômico racional e sustentável do potencial para geração de energia elétrica no mar territorial, na plataforma continental, na zona econômica exclusiva ou em outros corpos hídricos sob domínio da União; e

XX - incentivar a geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial energético *offshore*.” (NR)

Art. 20. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar acrescida do seguinte art. 27-A:

"Art. 27-A. Cabe ao órgão competente do Poder Executivo coordenar os leilões de energia elétrica para empreendimentos de geração localizados no mar territorial, na plataforma continental, na zona econômica exclusiva ou em outros corpos hídricos sob domínio da União, bem como os leilões de transmissão para interconexão com a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN)."

Art. 21. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 26.

.....

§ 1º-D Para novos empreendimentos de geração hidrelétricos e termelétricos que utilizam biomassa, biogás, biometano e resíduos sólidos urbanos como fonte de combustível, com potência instalada de até 30 MW (trinta megawatts), os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, contados da data de publicação deste parágrafo.

.....

§ 1º-K Fica garantido aos empreendimentos a que se referem os incisos I e II do § 1º-C prazo adicional de 36 (trinta e seis) meses para a entrada em operação de todas as suas unidades geradoras,

mantido o direito aos percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo.

§ 1º-L Após a entrada em operação de todas as unidades geradoras referidas nos incisos I e II do § 1º-C, a contabilização da redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo será feita retroativamente a partir da data de entrada em operação de cada unidade geradora.

.....”(NR)

Art. 22. A Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

§ 1º A desestatização da Eletrobras será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio da subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, e serão realizadas a outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura dos novos contratos referidos no *caput* deste artigo, e a contratação pelo poder concedente de geração termelétrica movida a gás natural, na modalidade de contratação de reserva de capacidade, com inflexibilidade de, no mínimo, 70% (setenta por cento), com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do

Leilão A-6 de 2019, considerado na composição do preço de geração a ser calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o valor da molécula de gás entregue na central de geração, o qual será obtido mediante chamada pública a ser realizada pelos governos estaduais, por meio de sua distribuidora de gás local, no montante de 1.250 MW (mil duzentos e cinquenta megawatts) na Região Nordeste, nas regiões metropolitanas das unidades federativas ou na Região Integrada de Desenvolvimento (Ride), constituída de agrupamento de Municípios abrangidos por diferentes unidades federativas, que não possuam na sua capital ponto de suprimento de gás canalizado na data de publicação desta Lei, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Norte distribuídos nas capitais dos Estados ou na região metropolitana ou na Ride, constituída de agrupamento de Municípios abrangidos por diferentes unidades federativas, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Centro-Oeste nas capitais dos Estados ou na região metropolitana ou na Ride, constituída de agrupamento de Municípios que não possuam ponto de suprimento de gás canalizado na data de publicação desta Lei, abrangidos por diferentes unidades federativas, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Sudeste, divididos igualmente no Triângulo Mineiro e em região atendida pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), além da prorrogação dos contratos de Pequenas Centrais

Hidrelétricas (PCHs), centrais a biomassa e centrais eólicas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 (vinte) anos, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração da fonte específica do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, bem como a contratação até 2025 de reserva de capacidade e energia associada proveniente de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) no montante de 3.000 MW (três mil megawatts) na Região Centro-Oeste, 1.500 MW (mil e quinhentos megawatts) nas Regiões Sul e Sudeste e 400 MW (quatrocentos megawatts) nas Regiões Norte e Nordeste, com período de suprimento de 25 (vinte e cinco) anos, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração da fonte específica do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, respeitado o estabelecido no art. 23 desta Lei.

.....

§ 12. A contratação a ser feita na forma do art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá considerar a disponibilidade de potência e o custo do combustível adquirido para a flexibilidade requerida.

§ 13. A potência instalada de novas térmicas que serão contratadas na Região Centro-

Oeste deverá ser dividida igualmente entre o Estado de Goiás e o Distrito Federal, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), com contratação no primeiro semestre de 2025, para entrega até 1º de janeiro de 2031, e as novas térmicas que serão contratadas na Região Nordeste deverão garantir 500 MW (quinhentos megawatts) ao Estado do Piauí e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Maranhão, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), com contratação no segundo trimestre de 2024, para entrega até 1º de janeiro de 2030 no Estado do Maranhão e até 1º de janeiro de 2031 no Estado do Piauí, e as novas térmicas que serão contratadas na Região Norte deverão garantir 250 MW (duzentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Amapá, com contratação até o segundo semestre de 2024, e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) ao Estado do Amazonas, mantida a inflexibilidade de 70% (setenta por cento), para entrega de energia até 1º de janeiro de 2027 no Estado do Amazonas e para entrega até 1º de janeiro de 2030 no Estado do Amapá.

§ 14. A contratação de 3.000 MW (três mil megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Centro Oeste será inicialmente de 2.000 MW (dois mil megawatts) até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e de 1.000 MW (mil megawatts) até o primeiro

trimestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030, a contratação de 1.500 MW (mil e quinhentos megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Sul e Sudeste será inicialmente de 1.000 MW (mil megawatts), até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e de 500 MW (quinhentos megawatts) até o primeiro trimestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030, e a contratação de 400 MW (quatrocentos megawatts) de capacidade e energia associada de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts) na Região Norte e Nordeste será realizada até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029.

§ 15. Adicionalmente às disposições previstas no § 1º deste artigo, também deverão ser contratados 250 MW (duzentos e cinquenta megawatts) de energia proveniente do hidrogênio líquido a partir do etanol na Região Nordeste até o segundo semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029, e 300 MW (trezentos megawatts) de energia proveniente de eólicas na Região Sul até o segundo semestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030.

§ 16. Caso os montantes definidos neste artigo não sejam contratados integralmente nos anos previstos por inexistência de oferta, as diferenças deverão ser contratadas nos anos subsequentes até

que seja atingido o valor total de capacidade definido para cada objetivo, postergada a data de entrega da energia por igual prazo, e os montantes já contratados até a entrada em vigor deste parágrafo deverão ser abatidos do total estabelecido para a unidade federativa.”(NR)

“Art. 4º

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, recursos que deverão ser utilizados prioritariamente no pagamento da Conta-covid e da Conta Escassez Hídrica;

.....”(NR)

“Art. 7º

.....

§ 6º Os recursos previstos no *caput* deste artigo poderão ser utilizados para modicidade tarifária em busca de redução de impactos tarifários sobre as concessionárias de distribuição.”(NR)

“Art. 23.

I - consideradas as manifestações de concordância já protocoladas pelos geradores contratados de PCHs, centrais a biomassa e centrais eólicas, os seus contratos poderão ser prorrogados pelo prazo de 20 (vinte) anos, contado da data de

vencimento do contrato atual, desde que haja concordância do gerador com as condições apresentadas;

II – os atos de outorga, caso ocorra a prorrogação dos contratos de que trata o inciso I deste *caput*, deverão ser estendidos pelo órgão competente, assegurada a manutenção do mecanismo estabelecido no art. 1º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, pelo mesmo período de vigência dos contratos prorrogados, não impedindo o exercício pelo gerador, após essa extensão, da prorrogação onerosa estabelecida no art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

III – a aceitação da prorrogação prevista no inciso I deste *caput* implicará a alteração do preço atual para o preço-teto do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, corrigido pelo IPCA desde a data do leilão até a assinatura do aditivo, mantido esse índice ou outro que vier a substituí-lo durante o novo contrato;

IV – os empreendimentos referidos no inciso I deste *caput* que aderirem à prorrogação dos contratos existentes não terão direito aos descontos previstos no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

V – (revogado);

VI – o gerador poderá reduzir, a seu critério, montante de energia do contrato original,

devendo para isso informar o total de energia a ser contratado antes da assinatura do aditivo.”(NR)

Art. 23. O art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar acrescido dos seguintes §§ 4º e 5º:

“Art. 3º-A

.....

§ 4º A contratação de reserva de capacidade de que trata o *caput* deste artigo será feita na forma de energia de reserva e deverá contemplar:

I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;

II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigentes em 31 de dezembro de 2022 e com previsão de término de CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.

§ 5º A contratação de que trata o § 4º deste artigo:

I - terá seu termo final em 31 de dezembro de 2050;

II - terá início:

a) a partir de 1º de janeiro de 2025, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do § 4º deste artigo; e

b) no quinto mês subsequente ao mês do término do CCEAR, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do § 4º deste artigo;

III - terá inflexibilidade contratual de 70% (setenta por cento) da capacidade instalada de cada usina ou em valor que possibilite quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional de que tratam os incisos I e II do § 4º deste artigo;

IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:

a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R\$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-5/2021, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;

b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:

1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as

termelétricas alcançadas pelo inciso II do § 4º deste artigo; e

2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do § 4º, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do § 4º deste artigo;

c) receita variável, que terá o valor unitário, em R\$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-5/2021, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.

§ 6º As usinas contratadas na forma do inciso I do § 4º deste artigo deixarão de fazer jus ao reembolso de que trata o inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.”(NR)

Art. 24. O § 3º do art. 26 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.
.....

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do *caput* deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de

assinatura do Contrato de Uso do Sistema de
Distribuição (CUSD):

.....

II - 24 (vinte e quatro) meses para
minigeradores de fonte solar; ou

....." (NR)

Art. 25. Esta Lei entra em vigor na data de sua
publicação.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, de dezembro de 2023.

SÓSTENES CAVALCANTE
2º Vice-Presidente no exercício da Presidência



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, a realização de audiência pública, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022”.

Proponho para a audiência a presença dos seguintes convidados:

- representante Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE;
- representante Presidente da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia - ABRACE;
- representante Presidente da Frente Nacional de Consumidores de Energia - FNCE;
- representante Presidente da Associação dos Geradores de Energia-ABRAGE.

JUSTIFICAÇÃO

O projeto das eólicas offshore, importante marco para a transição energética, saiu do Senado como Casa original e sofreu mudanças relevantes na Câmara dos Deputados. Diversas entidades e associações foram a público para alertar sobre possíveis custos aos consumidores de energia do Brasil.



Dados indicam que se o projeto for aprovado como veio da Câmara, pode representar aumento médio de 11% na conta dos consumidores de energia. Pelos motivos apontados, consideramos necessários mais debates dentro desta Casa para entender melhor os efeitos do projetos e das mudanças colocadas pelos nobres deputados.

Sala da Comissão, 4 de julho de 2024.

Senador Zequinha Marinho
(PODEMOS - PA)





SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador Esperidião Amin

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do REQ 59/2024 - CI, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022” sejam incluídos os seguintes convidados:

- o Senhor FERNANDO LUIZ ZANCAN, Presidente da Associação de Carbono Sustentável (ABCS);
- o Senhor LUIZ CARLOS FOLADOR, Prefeito de Candiota - RS;
- representante da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET).

Sala da Comissão, 6 de agosto de 2024.

Senador Esperidião Amin
(PP - SC)





SENADO FEDERAL

Esta página foi gerada para informar os signatários do documento e não integra o documento original, que pode ser acessado por meio do QRCode

Aditamento ao REQ 59/2024 - CI AP PL 576/2021 aproveitamento de potencial energético offshore

Assinam eletronicamente o documento SF242073347198, em ordem cronológica:

1. Sen. Esperidião Amin
2. Sen. Luis Carlos Heinze



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 58, § 2º, II, da Constituição Federal e do art. 93, II, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do RQS 59/2024 seja incluído o seguinte convidado:

- o Senhor Guilherme Velho, Diretor-presidente da APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

Sala da Comissão, 13 de agosto de 2024.

Senador Jayme Campos
(UNIÃO - MT)





SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do REQ 59/2024 - CI, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022” seja incluído o seguinte convidado:

- o Senhor Roberto Furian Ardenghy, Diretor-Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP.

Sala da Comissão, 13 de agosto de 2024.

Senador Weverton
(PDT - MA)



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do REQ 59/2024 - CI, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022” seja incluído o seguinte convidado:

- o Senhor Marcello Cabral, Diretor de Novos Negócios da ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica.

Sala da Comissão, 15 de agosto de 2024.

Senador Weverton
(PDT - MA)



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do REQ 59/2024 - CI, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022” seja incluída a seguinte convidada:

- a Senhora Roberta Mora Cox, Diretora de Políticas do GWEC – Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica).

Sala da Comissão, 15 de agosto de 2024.

Senador Weverton
(PDT - MA)



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE - CI

Senhor Presidente,

Requeiro, nos termos do art. 93, I, do Regimento Interno do Senado Federal, que na Audiência Pública objeto do RQS 59/2024, com o objetivo de instruir o PL 576/2021 (Substitutivo-CD), que “disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 14.182, de 12 de julho de 2021, 10.848, de 15 de março de 2004, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022” sejam incluídos os seguintes convidados:

- o Senhor Charles Lenzi- Presidente Executivo ABRAGEL;
- o Senhor Augusto Salomon- Presidente Executivo ABEGÁS.

Sala da Comissão, 15 de agosto de 2024.

Senador Marcos Rogério
(PL - RO)