



# ANÁLISE ABRACE

## ENERGIA ELÉTRICA

28 de novembro de 2023



# PROJETO DE LEI Nº 11.247/2018: APROVEITAMENTO ENERGÉTICO OFFSHORE

## Sumário executivo

O aproveitamento de potencial energético offshore entrou em discussão no âmbito legislativo por meio do Projeto de Lei (PL) nº 576, de 2021, que disciplina a outorga de autorizações para aproveitamento desses empreendimentos. O projeto foi apresentado pelo Senador Jean Paul Prates (PT/RN) e aprovado em 17 de agosto de 2022 no Senado Federal, definindo regras para a exploração de energia localizadas em área do Mar Territorial, Plataforma Continental, da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou de outros corpos de águas sob domínio da União.

Ao ser encaminhado à Câmara dos Deputados, o Projeto foi apensado ao PL nº 11.247, de 2018, sob a relatoria do Deputado Zé Vitor (PL/MG), trazendo no novo texto, apresentado recentemente, diversos trechos adicionais estranhos ao texto base, incluindo alterações na Lei da Eletrobras, no Marco Legal de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e das regras que disciplinam o desconto nas tarifas de transporte de geradores renováveis.

**Esta análise foi elaborada com base nas propostas apresentadas no Parecer de Plenário nº 2, de 26 de novembro de 2023.**

As alterações propostas no novo texto impactam diretamente os consumidores de energia elétrica, por meio da instituição de reservas de mercados na contratação de fontes específicas de energia e ampliação de subsídios.

Dentre as propostas, é inserida a obrigação de contratação de 9.700 MW de energia, que corresponde a 5% da potência instalada no Brasil atualmente, sendo divididas entre térmicas a gás natural, com alteração do critério de preço do combustível, usinas hidrelétricas de até 50 MW, eólicas na região sul e hidrogênio líquido, que repercutirá em elevadíssimos custos aos consumidores de energia elétrica a partir de 2027, podendo chegar a 2031 em um custo anual, estimado preliminarmente pela ABRACE, superior a **R\$ 28 bilhões de reais por ano**.

Além disso, ainda foi incluída a ampliação de subsídios a geradores renováveis (PCH, biomassa, biometano, biogás e RSU) por meio de desconto na tarifa de transporte e o aumento de benefícios relacionados ao faturamento de consumidores que fazem parte do sistema de MMGD, que são custeados pelos consumidores por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o que repercutirá em custos ainda mais elevados nos próximos anos. Desse modo, a presente Análise busca elucidar os principais pontos contidos no PL e uma avaliação ABRACE acerca do tema.





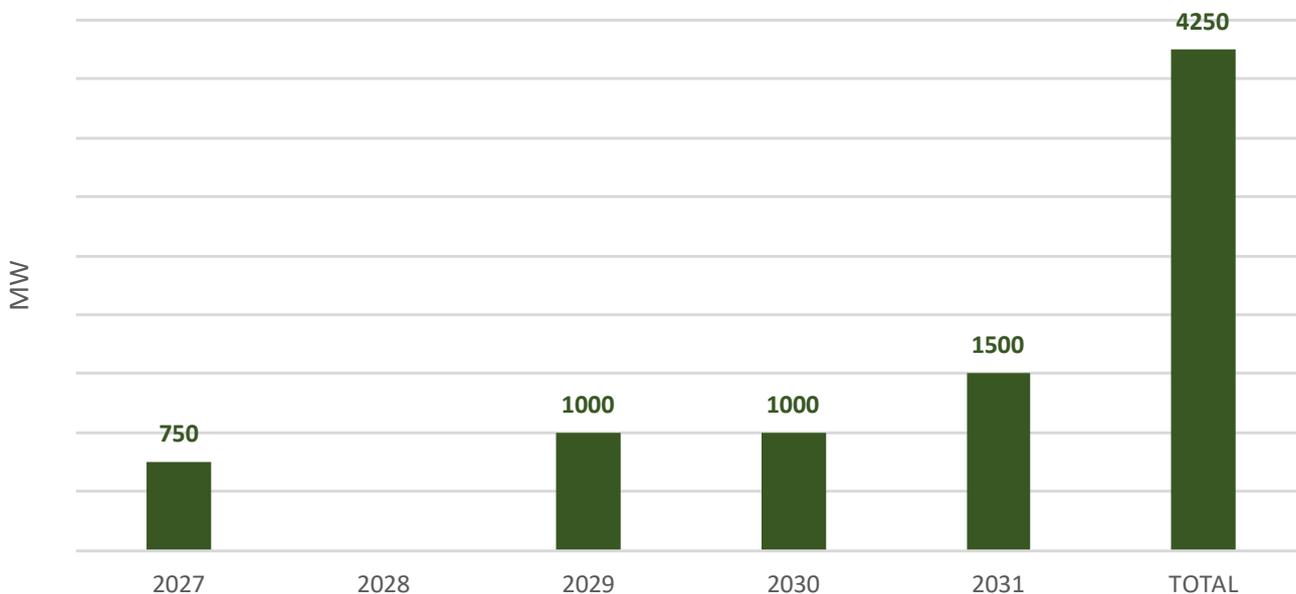
## Alterações propostas na Lei da Eletrobrás

O texto apresentado busca inserir no Projeto das Eólicas Offshore alterações na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, que dispõe acerca da desestatização da Eletrobras. Inicialmente, cabe lembrar que a Lei, na sua concepção, contou com diversos trechos que não tinham relação direta com a proposta original, sendo responsável por imputar custos adicionais aos consumidores de energia elétrica, como a contratação de 8.000 MW de potência proveniente de usinas térmicas a gás natural, reservas de mercado nos leilões de energia para PCHs, sendo no mínimo 50% da demanda declarada das distribuidoras, além da renovação do Programa de Incentivo à Fontes Alternativas (PROINFA) pelo prazo de 20 anos.

### Usinas térmicas

Nessa nova versão, foram alterados montantes de contratação dessas usinas térmicas, somando agora 4.250 MW, com período de suprimento de 15 anos, com discriminação do montante específico a ser contrato por região e estado<sup>1</sup>, sendo excluída apenas a região Sul, com previsão de início das contratações no 1º semestre de 2024 e início da entrega da energia entre 2027 e 2031. O gráfico 1 apresenta o início de operação das usinas térmicas, cabendo pontuar que para a Região Sudeste não foi especificada data de contratação ou entrega de potência e, para melhor elucidar o cenário, foi considerada a data prevista na Lei nº 14.182/2021, que é o ano de 2029.

**Gráfico 1:** Previsão de entrega de usinas térmicas a gás em MW, por ano



<sup>1</sup>Foram especificados os montantes de contratação para os seguintes estados: PI, MA, AP, AM, GO e DF.





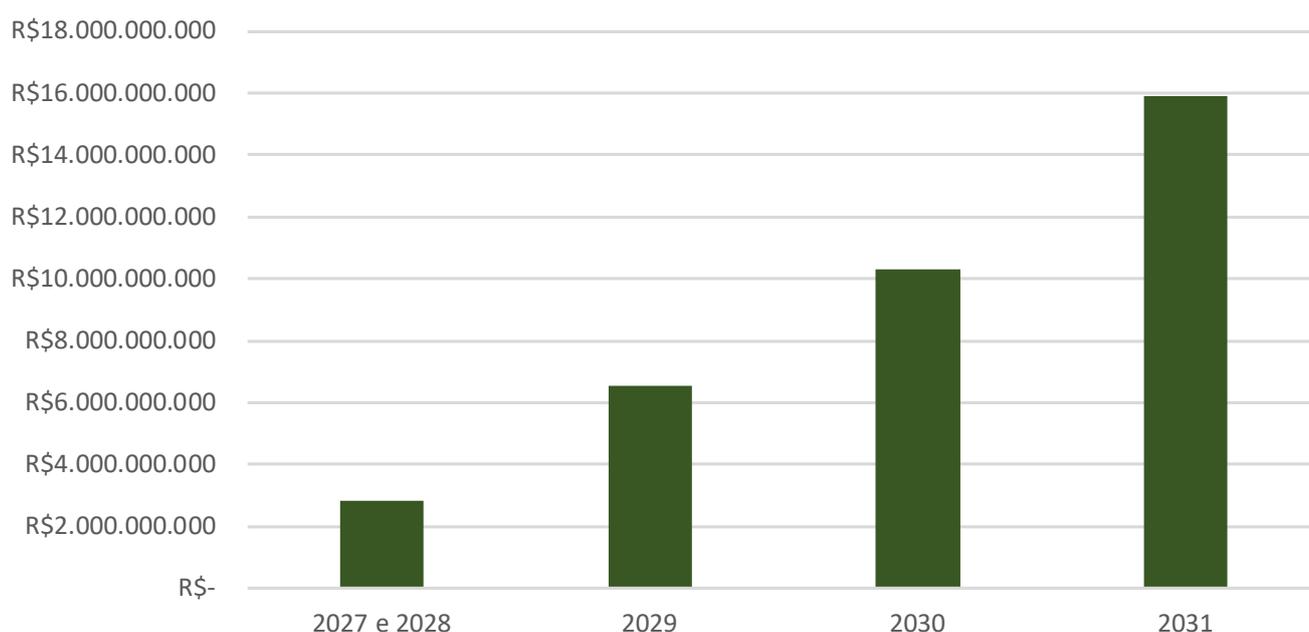
Apesar do montante ser inferior ao texto original da Lei, foram alterados trechos que potencializam o impacto dessa medida. O primeiro deles é o valor de contratação do megawatt (MW), que atualmente tem como referência o preço-teto do leilão A-6 de 2019 com correção do valor até o edital, seguindo mesmo critério de correção desse leilão. No novo texto, é inserido que a composição do valor da molécula de gás entregue na central de geração, incluídos seus próprios critérios de reajuste, será objeto de chamada pública pelo governo estadual, por meio das distribuidoras de gás, potencializando o custo dessa contratação, pois acaba por possibilitar que o custo do transporte se viabilize através da tarifa dos consumidores.

Outro ponto inserido é que, caso o montante não seja contratado integralmente, as diferenças deverão ser repassadas para contratação nos anos seguintes até atingir o valor total. Esse entendimento se aplica não somente às usinas térmicas, mas a todas as fontes especificadas no texto.

Em relação aos impactos dessa contratação aos consumidores de energia, a ABRACE considerou os critérios estabelecidos no Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022, que regulamentou a Lei da Eletrobras e indicou que cerca de 40% do preço-teto deve ser corrigido pelo fator de correção da parcela fixa, que depende da variação do IPCA e da taxa de câmbio, presumindo que essa será a referência de preço-teto desvinculada do combustível para o leilão.

Em relação custo do combustível, foi considerado o valor associado à usina térmica a gás natural Mauá 3 como referência para parâmetros técnicos de consumo de combustível, custo de transporte e margem de distribuição. Como referência para o preço da molécula, adotamos o valor contratado pelas térmicas que utilizam gás suprido pelo mesmo gasoduto que Mauá 3. A partir dessas premissas, se obteve um preço-teto de **R\$ 610,46/MWh**, que somados representam o impacto em 2031, de **R\$ 15,9 bilhões** ao ano aos consumidores, conforme o Gráfico 2.

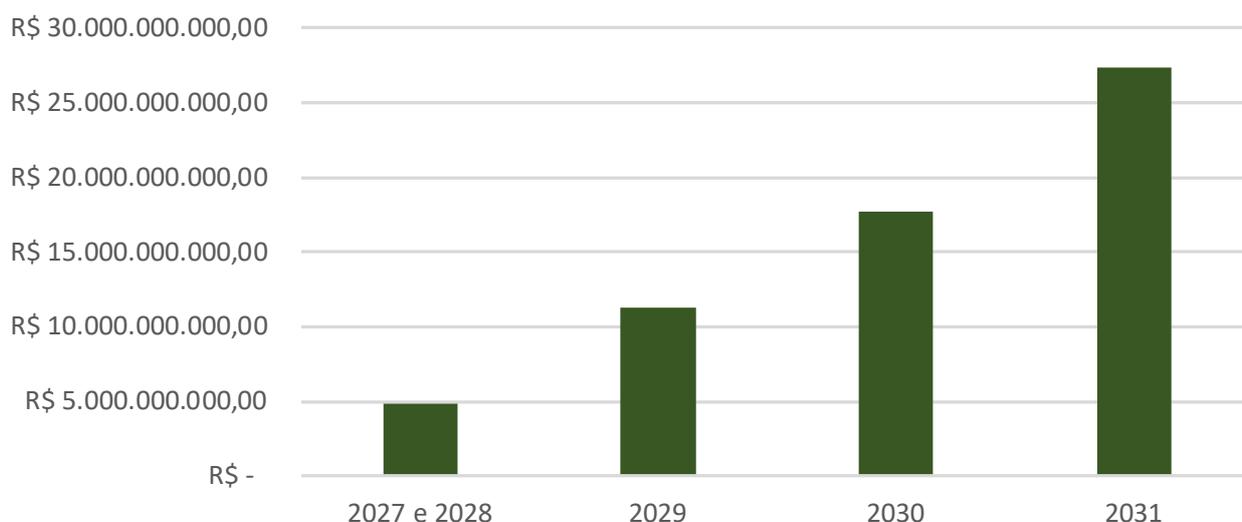
**Gráfico 2:** Custo anual da geração inflexível das usinas térmicas (Cenário base)





Já no cenário pessimista, consideramos as mesmas premissas de custo da parcela associada à correção pelo fator fixo. Para a parcela associada ao custo do combustível, consideram-se as mesmas premissas para a composição das parcelas de transporte, margem de distribuição e tributos que no cenário base, porém a commodity foi referenciada ao preço médio de compra das distribuidoras de gás, o que eleva o preço teto para **R\$ 1.050,84/MWh**. Neste cenário, o impacto anual, a partir de 2031, atinge **R\$ 27,38 bilhões**.

**Gráfico 3:** Custo anual da geração inflexível das usinas térmicas (Cenário pessimista)



### Usinas hidrelétricas

Em relação as usinas hidrelétricas de até 50 MW, o texto original instituiu obrigatoriedade de contratação nos leilões A-5 e A-6 de, no mínimo, 50% da demanda declarada pelas distribuidoras, ao preço-teto estabelecido para PCH no leilão de 2019. Na nova versão, esse trecho foi excluído, mas alternativamente a ele foi inserida a contratação obrigatória de 4.900 MW dessas usinas, no formato de reserva de capacidade, com prazo de 25 anos.

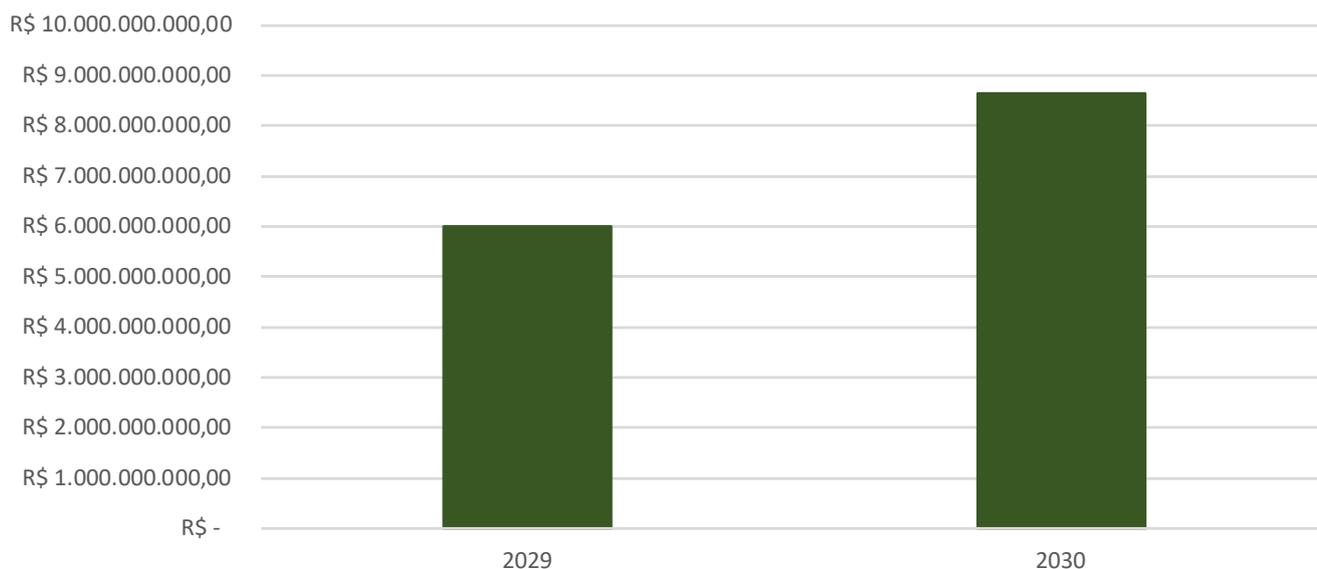
Cabe ainda ressaltar que, apesar do parágrafo 1º indicar o montante total, no parágrafo 14º, onde foi inserida a especificação do cronograma de contratação e entrega da energia, para a região Sudeste é observado um incremento de 500 MW, totalizando dessa forma não mais 4.900 MW, mas sim 5.400 MW, com previsão de contratação em cada região do país a partir do 1º trimestre de 2024, com entrega entre 2029 e 2030. Assim, considerando essa divergência, foi considerado na análise o montante de 4.900 MW.





Acerca dos impactos dessa contratação para os consumidores de energia, se considerou como premissa o preço-teto do leilão A-6 de 2019 atualizado para PCH, de **R\$ 366,17/MWh**, com fator de capacidade de 55%, resultando em um custo anual estimado de **R\$ 8,64 bilhões** ao ano em valores atuais, a partir de 2030, conforme Gráfico 3.

**Gráfico 4:** Custo anual de geração das usinas hidrelétricas de até 50 MW



### Usinas eólicas

Uma outra inovação do PL foi inserir a obrigatoriedade de contratação de 300 MW de energia proveniente de usinas eólicas na Região Sul, com contratação no 2º semestre de 2025, com entrega a partir de dezembro de 2030. Com isso, para estimar o impacto dessa nova medida aos consumidores de energia, se considerou três cenários de preço para essas fontes. São eles:

**Base:** Preço máximo atualizado de eólicas negociadas nos últimos LEN, desde 2020, com preço de **R\$ 203,07/MWh**.

**Otimista:** Preço médio atualizado(R\$/MWh) de eólicas negociadas nos últimos LEN, desde 2019, com preço de **R\$ 151,60/MWh**.

**Pessimista:** Preço teto do A-6 de 2019, atualizado até outubro de 2023, com preço de **R\$ 242,83/MWh**.





Como resultado, se estima que a contratação dessa fonte pode alcançar um impacto de até **R\$ 638 milhões**, conforme tabela 1.

**Tabela 1:** Custo anual estimado de contratação de usinas eólicas no Sul, a partir de 2030

Custo anual estimado (R\$)	
cenário otimista	R\$ 398.411.366,01
cenário base	R\$ 533.658.741,28
cenário pessimista	R\$ 638.150.942,66

### Energia proveniente de hidrogênio líquido a partir do etanol na Região Nordeste

Além das alterações citadas nos tópicos anteriores, o PL ainda inseriu a obrigatoriedade de contratação de hidrogênio líquido a partir do etanol na Região Nordeste, com contratação até o 2º semestre de 2024 e entrega até o mês dezembro de 2029. Sob esse ponto, a ABRACE ainda avalia qual seu impacto para os consumidores, visto que os projetos de hidrogênio no país se encontram em fase bastante incipiente, não havendo a comercialização dessa fonte para geração de energia atualmente, o que deixa o alerta quanto à criação de reservas de mercado para viabilização de um projeto, como é o caso do hidrogênio a partir dessa fonte específica.

Apesar da incerteza mencionada, fizemos o exercício de estimar o impacto deste item a partir da premissa de que as usinas dessa modalidade terão preço teto de R\$ 1.510/MWh e fator de capacidade de 90%, o que leva a um custo anual de R\$ 2,98 bilhões por ano.

Desse modo, se somados, os impactos provenientes dessas contratações podem alcançar mais de **R\$ 28 bilhões de reais ao ano, a partir de 2031**, de acordo com as estimativas apresentadas.

### Demais alterações

Ainda sobre as alterações na Lei da Eletrobras, foi inserida a possibilidade de destinação do aporte da Eletrobras, previsto na Lei vigente para redução dos custos da energia na região da Amazônia Legal e para garantia da navegabilidade dos rios Madeira e Tocantins, que soma cerca de R\$ 295 milhões anuais, para redução de impacto tarifário de concessionárias com reajuste superiores a 15%.

Além disso, ainda é prevista a destinação do pagamento pela Eletrobras à CDE, prioritariamente, nas componentes CDE Covid e CDE Escassez Hídrica, pagas por consumidores livres e regulados, de acordo com a alocação de cada distribuidora, em vez de destinar esse recurso apenas para a modicidade tarifária dos consumidores cativos.





## Alterações propostas para os descontos tarifários

No que trata dos descontos tarifários a serem aplicados nas tarifas de distribuição e transmissão para fontes renováveis, a lei nº 14.120, de 1º março de 2021, estendeu o benefício para PCHs, com potência de até 30 MW, mantendo os descontos em 50% por 5 anos adicionais e em 25% por outros 5 anos, contados a partir da data da lei.

De forma adicional, o PL em análise alterou esse parágrafo incluindo, além das PCHs, empreendimentos termelétricos que utilizam biomassa, biogás, biometano e resíduos sólidos urbanos, dando o mesmo prazo, no entanto, com ele iniciando a partir da publicação no novo parágrafo, para todas as fontes citadas. Sob esse ponto, cabe ressaltar que os descontos concedidos a geradores renováveis são custeados pelos consumidores de energia, por meio da CDE, e a postergação desse prazo impactará diretamente o custo da energia.

## Alteração no rateio da CDE e outras mudanças na Lei nº 10.438/2002

A alteração de maior relevância nesta lei ocorre no art. 13, § 3-D, para acabar, a partir de janeiro de 2023, com as diferenças de cotas unitárias da CDE por nível de tensão – atualmente, está em curso uma regra de transição para que, em 2030, as cotas unitárias dos consumidores de alta tensão correspondam a 1/3 da dos consumidores atendidos em baixa tensão, e as cotas dos consumidores atendidos em média tensão correspondam a 2/3 da cota unitária dos consumidores de baixa tensão.

Com esta alteração, a partir de 2024, considerando o valor total das cotas de CDE-Uso propostas na Consulta Pública nº 41/2023, da ANEEL, de R\$ 30,87 bilhões, **poderia levar a um aumento deste item em 77% para os consumidores de AT localizados nas regiões N/NE e de 58% para os consumidores de AT localizados nas regiões S/SE/CO.** A tabela abaixo detalha os impactos previstos:

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh) - CDE USO				
		2023	2024 CP 41	Δ	2024 PL	Δ
N/NE	AT	22,92	25,80	12,6%	40,48	77%
	MT	32,97	38,95	18,1%	40,48	23%
	BT	40,21	48,68	21,1%	40,48	1%
S/SE/CO	AT	48,82	49,28	0,9%	77,32	58%
	MT	70,23	74,39	5,9%	77,32	10%
	BT	85,65	92,98	8,6%	77,32	-10%





## Encargo de sobrecontratação das distribuidoras para consumidores do mercado livre

O art. 21 do PL altera a Lei nº 9.074/95.

A primeira alteração preocupante deste artigo diz respeito à inserção do art. 16-C, que determina a alocação, **exclusivamente aos consumidores do mercado livre, na proporção do consumo de energia**, dos resultados associados à sobrecontratação involuntária das distribuidoras por migração de seus consumidores ao mercado livre e à atuação da distribuidora como supridora de última instância. Ressalta-se que este custo recairá sobre todos os consumidores que participam do mercado livre, inclusive aqueles que optaram por migrar antes da vigência da alteração.

Na visão da ABRACE, esta medida é prejudicial pois distorce os riscos a que estão expostos os consumidores que estão no Mercado Livre, principalmente para os que não são consumidores regulados há muito tempo, em alguns casos a décadas, tendo em vista que sua carga não integra o planejamento de portfólio da distribuidora e que estes consumidores são responsáveis por gerir o risco da própria contratação.

## Custos de Itaipu, Angra e empreendimentos estruturantes para o Mercado Livre

Ainda no art. 21 do PL, altera-se a redação do § 3º do art. 15 para condicionar a redução dos limites de carga e tensão para acesso ao mercado livre à alocação de quaisquer custos e encargos relativos à confiabilidade e segurança do sistema ao ACL.

Nesta definição, a nova redação engloba os custos de Itaipu, das centrais nucleares, dos empreendimentos estruturantes e dos custos de CDE escassez hídrica e COVID, além de qualquer custo que o MME classificar como vinculado à segurança sistêmica.

Novamente, não há nenhuma ressalva quanto a esse dispositivo se aplicar apenas aos consumidores que optarem pela migração apenas após a publicação da lei, desta forma que entendemos que este custo poderá recair sobre todos os consumidores livres, inclusive aqueles que tomaram a decisão de migrar há muito tempo e precisaram, por exemplo, gerir o próprio risco de contratação durante o período de crise hídrica, custo que foi postergado apenas para os consumidores regulados por meio da CDE escassez hídrica.





## Alterações propostas no Marco Legal da MMGD

A proposta de alteração incluída para a Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022, que trata do Marco Legal da MMGD, trata dos critérios de faturamento de consumidores do Grupo A, como grupo B optante, removendo a obrigatoriedade desses consumidores em contratar a parcela de demanda e pagamento da TUSDg.

Acerca das regras de faturamento de consumidores de MMGD do grupo A, a legislação em vigor estabeleceu que unidades consumidoras (UCs) com geração local cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B (ou seja, até 112,5 kVA) podem optar pela aplicação da tarifa do Grupo B. Dessa forma, no regulamento publicado, a ANEEL entendeu que tal regra se aplica a todos os usuários, sendo eles novos ou antigos, dando prazo para que as UCs que já haviam optado por esse regime no passado pudessem se adequar as novas regras, voltando às tarifas do grupo A caso não se enquadrem nos critérios mencionados.

Diante de tal fato, o objetivo do texto do PL é alterar esse entendimento, estendendo o benefício desse formato de faturamento a um conjunto mais amplo de UCs que aderiram ao Sistema de Compensação de Energia (SCEE) até 06 de janeiro de 2022. Para essas UCs, poderão aderir também às tarifas do Grupo B aquelas que tenham geração **local ou remota**, desde que se enquadrem em um dos critérios a seguir:

- (i) soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora menor ou igual a 112,5 kVA;
- (ii) soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora menor ou igual a 1.125 kVA se a UC for uma cooperativa de eletrificação rural;
- (iii) atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo;
- (iv) carga instalada da UC corresponder a pelo menos 2/3 destinado a refletores em locais de práticas de atividades esportivas ou parque de exposição agropecuárias.

Outra alteração relevante no marco legal da GD está na possibilidade de transferência de excedentes e créditos a outras UC. Considerando que não é permitida a comercialização da energia produzida por GD, a legislação atual permite a transferência apenas do excedente, que corresponde ao montante de geração não consumido na UC de produção no ciclo de faturamento. Caso esse excedente não seja utilizado, constituirá um crédito para uso futuro na mesma UC. Com a alteração proposta, será permitido transferir também os créditos, o que facilita a comercialização irregular da energia produzida por GD.

Se tratando das UCs da Classe Rural que recebem descontos, a compensação da MMGD deve observar a relação entre o horário em que a energia foi gerada e as componentes tarifárias após desconto. Ademais, ainda foi inserido no novo trecho da lei, a instituição de obrigação da ANEEL regulamentar critérios de divisão de central geradora.





Em se tratando da avaliação desse ponto, a alteração proposta relacionada ao faturamento dessas unidades, tem como objetivo abrir espaço para ampliação de benefícios ao setor de geração distribuída, por meio de aumento de prazos e isenção de pagamento de componentes tarifárias, indo em desencontro com o amplo debate já realizado acerca do tema, tanto no estabelecimento do Marco Legal, como na regulamentação realizada pela ANEEL. Importante lembrar também que o custo relacionado a esse sistema é arcado pelos consumidores de energia elétrica, tanto de forma implícita na tarifa de todos, quanto na componente relacionada à CDE, paga pelos consumidores cativos.

## Do aproveitamento energético offshore

Por fim, passando para a análise do objetivo inicial do PL, que trata do aproveitamento de bens da União para transformação de energia proveniente de empreendimentos offshore, o texto do PL 11.247 pouco difere do que foi aprovado pelo Senado Federal.

Em linhas gerais, o aproveitamento dessas áreas se dará por meio de outorga de autorização por parte do Poder Público, sendo observada a harmonização de políticas públicas entre os órgãos da União, de forma a evitar ou mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas, sendo vedada a constituição de prismas energéticos<sup>2</sup> em áreas de proteção ambiental, rotas de navegação marítima e de blocos licitados de produção de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos, sendo essa autorizada somente em caso de anuência desses empreendimentos.

Os prismas serão ofertados aos interessados das seguintes formas:

**Oferta permanente:** Quando o poder concedente delimita os prismas para exploração, na forma de autorização, a partir da solicitação de interessados.

**Oferta planejada:** Quando o poder concedente oferece prismas pré-delimitados, conforme planejamento espacial, na modalidade de autorização, por meio de leilão.

No caso da oferta permanente, após manifestação de interesse, o poder concedente deve abrir Chamada Pública, no prazo de 120 dias, para identificar a existência de outros interessados no mesmo prisma. Caso haja apenas um interessado, será dada a autorização a ele, no entanto, caso haja mais de um, deverá ser buscada a possibilidade de composição entre interessados ou redefinição de áreas e, não havendo acordo, então deverá ser realizado o processo de outorga na modalidade de oferta planejada.

Em relação a oferta planejada, serão realizados estudos ambientais pelo poder público, além de exigência de qualificação técnica, financeira e jurídica por parte dos empreendedores interessados. No julgamento do leilão, serão levados em consideração critérios, como: i) o maior valor ofertado a título de bônus de assinatura; ii) o maior valor ofertado a título de participação proporcional.

<sup>2</sup>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;





A concessão ou autorização será dada por meio de um termo de outorga aos empreendedores, sendo dividido na fase de avaliação e a de execução. Na fase de avaliação serão realizados estudos técnicos e ambientais para atestar a viabilidade do empreendimento e, na fase de execução, a atividade de implantação e operação do potencial energético offshore. O termo ainda disporá sobre as participações governamentais, que serão distribuídas: a) bônus de assinatura será destinado à União; b) participação proporcional, de 50% da União e o restante distribuídos entre Estados, municípios e projetos de desenvolvimento sustentável.

Por fim, no texto do PL 512/21 havia sido inserida a possibilidade de realização de leilões específicos para contratação de energia offshore e leilões de transmissão para interconexão desses empreendimentos, a critério do Poder Executivo, quando indicado em estudos de planejamento da EPE, além de conexão das eventuais usinas ao SIN, no caso em que a sua viabilização dependesse disso. De forma contrária, a nova proposta suprimiu o parágrafo que previa a realização de leilão específico, além de incluir que as instalações de conexão ao Sistema serão de responsabilidade da central de geração, especificando que custos de interligação e reforços necessários são de responsabilidade dela.

Sob esse ponto, a avaliação da ABRACE é de que essa mudança no texto é benéfica aos consumidores de energia, pois se entende que a proposta apresentada para aproveitamento de potencial energético offshore, não devem constituir obrigação em realizar leilões exclusivos para fontes de energia elétrica offshore tanto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, quanto Leilões de Energia de Reserva ou Reserva de Capacidade para compra de energia a ser produzida por esse modelo de empreendimento.

Se ressalta que, apesar das tecnologias associadas ao desenvolvimento desse tipo de fonte estarem em constante evolução e conseqüente redução de custos, ela ainda é uma fonte com custo mais elevado e que, se comparada as demais disponíveis para o SIN, não demonstra competitividade, no cenário atual. Desse modo, a eventual contratação centralizada dessas fontes para abastecimento do país deve se dar de forma competitiva, sem subsídios que impactem a tarifa dos consumidores, sempre com foco na redução de custos da energia.

## Próximos passos

A equipe da ABRACE está acompanhando ativamente a tramitação da matéria e trabalhará para sensibilizar os parlamentares sobre os impactos negativos que as propostas estranhas ao marco legal das eólicas offshore trarão aos consumidores de energia elétrica brasileiros. Caso sejam feitas alterações no texto do PL, recalcularemos os impactos e manteremos os associados informados.



**Victor Iocca**

Diretor de Energia Elétrica  
victor@abrace.org.br  
61 3878 3514



**Talyta Viana**

Analista de Energia Junior  
talyta@abrace.org.br  
61 3878 3522



**Natália M. de Oliveira**

Analista de Energia  
natalia@abrace.org.br  
61 3878 3500



 [www.abrace.org.br](http://www.abrace.org.br)



**Este é um material exclusivo para empresas associadas à ABRACE.**

Se este documento por acaso chegou até você e sua empresa quer ter acesso a análises e estudos produzidos para os grandes consumidores de energia, associe-se!

Entre em contato: [abrace@abrace.org.br](mailto:abrace@abrace.org.br).

