

A glowing lightbulb held in a person's hands, with the year "2018" printed inside it. The background is a dark blue with a network of white lines and dots, and a blurred image of a person in a suit.

NOTAS DOS
ENCONTROS DOS
COMERCIALIZADORES
DE ENERGIA DO
RIO DE JANEIRO **2018**

The background is a grayscale image of a person in a suit holding a glowing lightbulb. The lightbulb has the year '2018' written inside it. To the left of the person is a complex network of white lines and dots, resembling a data network or a molecular structure. The overall tone is professional and futuristic.

**NOTAS DOS
ENCONTROS DOS
COMERCIALIZADORES
DE ENERGIA DO
RIO DE JANEIRO** **2018**



ELABORAÇÃO

Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Paulo Cesar Fernandes da Cunha

Sílvia Maria Matos

Vanderlei Affonso Martins

Coordenação

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Oliveira

Projeto Gráfico e diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Índice

01	Consolidação da consulta pública 33.....	7
02	Aprimoramento na metodologia de cálculo do PLD	17
03	Aprimoramento da regulamentação sobre a micro e minigeração distribuída - MMGD	25
04	Ambiente de Contratação Livre e expansão da oferta de energia	35
05	Os desafios do novo governo e as incertezas no cenário externo	41

INTRODUÇÃO

Em 2018 a comercialização de energia esteve no centro das discussões que visaram ao aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Assim, o Grupo dos Comercializadores de Energia do Rio de Janeiro, constituído pela FGV Energia e integrado pelas empresas de comercialização sediadas nessa cidade deu continuidade ao seu bem sucedido programa de encontros temáticos com o intuito de aproximar os profissionais para a discussão dos assuntos de interesse comum, visando ao desenvolvimento da atividade. Da mesma forma, os encontros buscaram a articulação entre a academia e a indústria, imprescindível para os estudos e propostas voltadas à formulação de políticas e ao aprimoramento regulatório.

Destacados líderes setoriais participaram dos encontros aportando suas expertises nas apresentações e debates, os quais propiciaram o aprofundamento e a difusão de relevantes conteúdos. As discussões também colaboraram para o desenvolvimento da pesquisa e da produção acadêmica.

Patrocinado pelas empresas Energisa, Eneva, Neoenergia e Solenergias, o Grupo dos Comercializadores de Energia do Rio de Janeiro é integrado pelas empresas, Brasil, Brookfield, Celer, Diferencial, Enel, Furnas, Hydro, Light, Petrobras, Rio Energy, Statkraft, Ternium e Voltalia.

Ao longo do ano importantes temas foram apresentados e discutidos durante os encontros, conforme segue:

Temas e palestrantes

- **CONSOLIDAÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA 33 MME**

Rafael Ferreira

Assessor da Presidência da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

- **APRIMORAMENTOS NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DO PLD**

Roberto Castro

Conselheiro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE

- **APRIMORAMENTO DA REGULAMENTAÇÃO SOBRE A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tiago de Barros Correia

Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

- **FINANCIAMENTO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Carla Primavera

Superintendente para a área de Energia do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

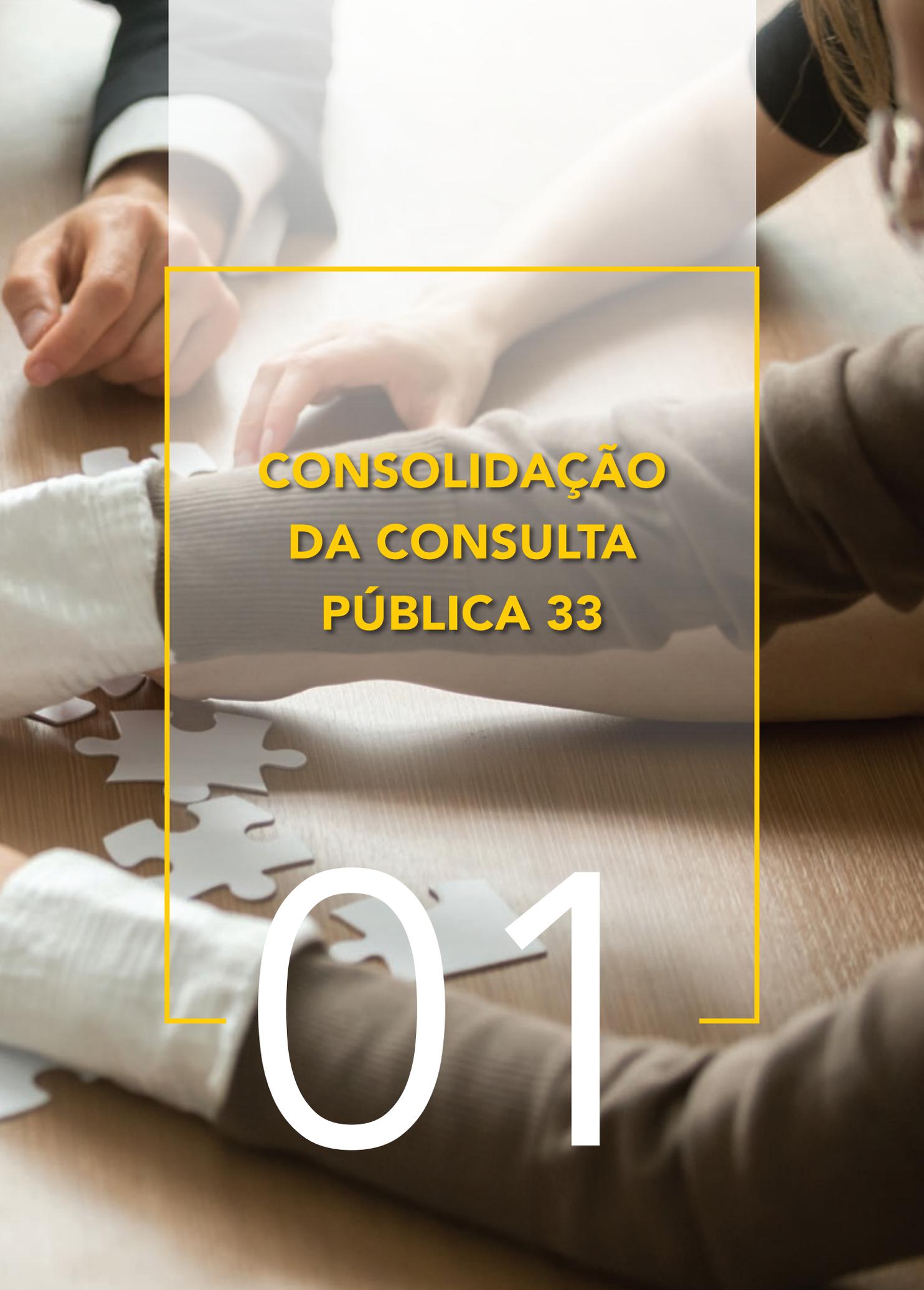
- **OS DESAFIOS DO NOVO GOVERNO E AS INCERTEZAS NO CENÁRIO EXTERNO**

Samuel Pessoa

Chefe do Centro de Crescimento Econômico do Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getulio Vargas - IBRE

Inspirados nas discussões que tiveram lugar nos encontros, pesquisadores da FGV produziram artigos que abordam os temas suscitados.





**CONSOLIDAÇÃO
DA CONSULTA
PÚBLICA 33**

01

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O setor elétrico mundial está em constante evolução e busca maior eficiência para incorporar as novas tecnologias que modificaram a forma de gerar, transmitir e distribuir eletricidade. Mudanças significativas no padrão de consumo dos bens, introdução de geração distribuída, maior mobilidade elétrica, medição a partir de redes mais automatizadas com a era da digitalização e cidades inteligentes estão entre os aspectos que irão modificar o comportamento da sociedade com a energia elétrica.

Colabora também no processo de mudança estrutural do setor elétrico, a transição energética para uma economia de baixo carbono, na qual há maior participação em diversos países das fontes intermitentes de energia renovável, como a eólica e a solar. Ao longo dos últimos anos, graças as políticas de incentivo e aumento da capacidade instalada mundial, estas fontes apresentaram redução significativa em seus custos de produção.

Dessa forma, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) encontra-se em um momento de necessidade crescente de incorporação dessas novas tecnologias e suas interações, que são tendências que surgem

tanto do lado da oferta como do lado da demanda por eletricidade.

Assim, a CP 33 buscou o aperfeiçoamento do atual modelo adotado pelo SEB, por meio do apoio da sociedade e dos agentes do setor para realizar as modificações necessárias na legislação. A consulta contou com mais de 2.000 interações e 209 contribuições, garantindo transparência e previsibilidade ainda maiores à reforma pretendida, com a divulgação dos resultados alcançados. Após o seu encerramento, o Ministério de Minas e Energia encaminhou a proposta para o congresso.

Principais pontos

Abaixo são destacados 13 pontos principais na proposta do Ministério de Minas e Energia apresentada ao congresso nacional.

1. Desagregação entre Atacado e Varejo

Uma das propostas da CP33 contempla a definição e distinção entre dois tipos de consumidores: varejista e atacadista.

Sendo assim, a ANEEL iniciará em 01 de janeiro de 2021 que os consumidores com carga inferior a 1.000 kW serão considerados varejistas e representados pelos agentes varejistas, responsáveis pela migração da eletricidade. A ANEEL ainda definirá os papéis de atuação

Dessa forma, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) encontra-se em um momento de necessidade crescente de incorporação dessas novas tecnologias e suas interações, que são tendências que surgem tanto do lado da oferta como do lado da demanda por eletricidade.

do agente varejista, entretanto deverão incorporar capacidade financeira compatível com o volume de energia representada na CCEE e obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela agência.

2. Ampliação do Mercado e da Concorrência

A abertura do mercado na alta tensão ocorrerá com a redução progressiva do requisito mínimo de carga.

Tabela 1 Evolução da Abertura do mercado de alta tensão por requisito mínimo de carga.

REQUISITO MÍNIMO DE CARGA	DATA
a partir de 3.000 kW	Na publicação da Lei
a partir de 2.000 kW	1º de janeiro de 2020
a partir de 1.000 kW	1º de janeiro de 2021
a partir de 500 kW	1º de janeiro de 2022
a partir de 300 kW	1º de janeiro de 2024
Toda Alta Tensão (>2,3 kV)	1º de janeiro de 2026

Fonte: MME, 2018.

Espera-se que até 2026, sejam incluídos todos os consumidores com carga superior a 2,3kV, ou seja, atendidos em alta tensão.

No que diz respeito a abertura do mercado na baixa tensão (BT), o governo deverá apresentar até 31 de dezembro de 2022 plano de ação e eliminação das barreiras existentes para migração dos consumidores. Entre as medidas que deverão compor a proposta estão: atividades de comunicação dos agentes do setor elétrico com os consumidores; introdução de aperfeiçoamento da medição e desenvolvimento de redes inteligentes; segregação dos serviços de fio, comercialização de energia e suprimento emergencial.

3. Bolsa de Valores: Energia Elétrica

A partir da aprovação da regulação pelo Banco Central e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), até 31 de dezembro de 2020 a ANEEL deverá propor aprimoramentos no arranjo de mercado visando o desenvolvimento e sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais criadas no ambiente privado.

4. Encargos

A proposta propõe a criação de dois encargos para os consumidores do mercado livre:

- a) **Operações financeiras ACR:** ao decidir migrar para o ambiente de contratação livre (ACL), os consumidores oriundos

do ambiente de contratação regulado (ACR) deverão pagar os custos residuais das operações financeiras já contratadas para atender a sua demanda, pagamento que será realizado mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo, com vistas a manutenção da modicidade tarifária.

- b) **Sobrecontratação das Distribuidoras:** os consumidores livres e cativos deverão pagar ou receber, por meio de encargo tarifário também cobrado na proporção do consumo, a eventual sobrecontratação involuntária das distribuidoras decorrentes da migração de consumidores.

5. Precificação

A ANEEL deverá até 30 de junho de 2020 propor pesquisas específicas para criar diferentes cenários de precificação, considerando as práticas anticompetitivas e os mecanismos de monitoramento do mercado.

Está vedada a aplicação da oferta de diferentes preços antes do período de 01 de janeiro de 2022 e também é obrigatória a realização de testes em período não inferior a um ano.

O novo sistema de preços deverá ocorrer pelo mecanismo de intervalo horário ou inferior. A proposta prevê a licitação de compra

de modelos computacionais para formação de preços e cálculo do lastro da energia.

6. Mercado de Curto Prazo (MCP)

Com relação ao mercado de curto prazo de energia elétrica, a sua liquidação ocorrerá em base semanal ou inferior. As garantias financeiras destinadas a mitigar as inadimplências do MCP poderão prever: (i) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; (ii) chamada de margens diárias.

7. Separação Lastro e Energia

O governo lançará cronograma de contratação do lastro separado da energia até 30 de junho de 2020 e a sua criação não poderá ocorrer após a abertura do mercado para os consumidores com carga mínima de 1.000 kW prevista para início de 2021. Será responsável pela contratação do lastro uma centralizadora de contratos que poderá ser a CCEE.

As contratações ocorrerão com a diferenciação entre as fontes primárias e valoração de atributos, como exemplo os empreendimentos híbridos e com armazenamento. As diretrizes de contratação do lastro ainda serão definidas, entretanto serão apartados os riscos de comercialização da energia. Cabe destacar que os custos de gestão dos contratos serão cobrados por meio de encargo tarifário, definido em regulamento e proporcional ao consumo de energia.

8. Comercialização de Excedentes na Distribuição

Este item aperfeiçoa a Lei nº 13.360/2016 e cria a possibilidade de venda dos excedentes das concessionárias de distribuição em mecanismo centralizado para comercializadoras, consumidores, geradoras e autoprodutoras.

Dessa forma, o resultado negativo ou positivo do excedente de energia deverá ser sinalizado no encargo de sobrecontratação decorrente de migração.

9. Descontratação no ACR

A CP 33 também possibilita a descontratação de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) a partir de mecanismos competitivos determinados pela ANEEL e MME, executados por meio da CCEE.

Além da avaliação técnica da EPE, para descontratação é necessária a análise de pelo menos um dos seguintes indicadores: os volumes máximos por submercado ou áreas definidas por restrição operativa.

Para participação deste processo, o MME será responsável pela definição dos requisitos operativos e classificação dos empreendimentos, considerando os custos e benefícios da rescisão dos contratos junto ao ACR.

10. Mercado de Carbono

O governo prevê a criação de mercado de carbono com o objetivo de valorizar os benefícios dos recursos energéticos com baixa emissão de carbono. Este mercado deverá ser implementado a partir de 01 de janeiro de 2021 e também, serão utilizados para substituir os descontos das fontes renováveis no fio pela valorização destas fontes.

11. Término do Regime de Cotas

No caso de privatização, esta medida modifica o contrato das usinas em regime de cotas para produção independente. Além disso, extingue a opção de renovação, prorrogação ou licitação de usinas hidrelétricas neste regime e também, o envio compulsório da geração ao ACR. Assim, o risco da hidrologia no empreendimento passa a ser alocada no gerador.

12. P&D

Além do P&D regulado pela ANEEL, as concessionárias do setor elétrico poderão destinar percentual do recurso aos projetos relacionados anualmente pelo MME. Nesse sentido, o governo também poderá definir percentual mínimo a ser aplicado em estudos para abertura total do mercado, oferta de preços, contratação de lastro, mercado de carbono e criação de bolsas no mercado.

13.O MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

Como as usinas hidrelétricas vem produzindo costumeiramente abaixo de sua garantia física, a diferença entre a energia comercializada e a efetivamente produzida precisa ser adquirida no mercado de curto prazo, muitas das vezes a elevados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD), gerando assim custos adicionais significativos. Neste cenário, muitas usinas recorreram à justiça para evitar prejuízos, gerando outros custos não esperados e atrasos no fechamento da contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Dessa forma, a CP 33 também prevê modificações na compensação dos participantes do MRE, que serão balizados pelo PLD pelos seguintes atributos: geração fora da ordem de mérito desde 01 de janeiro de 2013; antecipação de garantia física outorgada a projetos estruturantes; restrição de escoamento desses empreendimentos estruturantes em função de atraso na transmissão ou entrada em operação de instalações de transmissão em condição técnica insatisfatória.

A compensação dos empreendimentos será realizada mediante renúncia da ação judicial e como contrapartida ocorrerá extensão do prazo de outorga, limitada a sete anos.

1.2. OUTROS DESTAQUES

Além dos pontos anteriores, outros estão sendo discutidos para possíveis mudanças no setor:

- a) Até 31 de dezembro de 2023 será realizado o término da cobrança por unidade de energia (R\$/MWh) da TUSD_FIO de consumidor com geração própria de qualquer porte;
- b) Perspectiva de introdução das tarifas do tipo TOU – “time-of-use”, que são determinadas por horário, além do serviço de pré-pagamento da eletricidade;
- c) Estabelecimento de condutas para sinalização locacional nas tarifas, por meio da incorporação dos benefícios da geração próxima da carga nos sistemas de transmissão e distribuição;
- d) Permitir a aquisição de imóveis rurais destinada à geração, transmissão e distribuição por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou jurídica estrangeira;
- e) Possibilidade de exigência de contrapartida dos beneficiários de descontos das CDE;

1.3. PERSPECTIVAS

Independentemente do processo político decorrente das eleições majoritárias, os temas que interessam ao setor elétrico necessitam ser priorizados, de modo a permitir os avanços e aperfeiçoamentos necessários. O rico processo de elaboração e discussão das propostas proporcionou uma excelente oportunidade para a sociedade se posicionar quanto suas escolhas e buscar a coerência regulatória na indústria da energia.

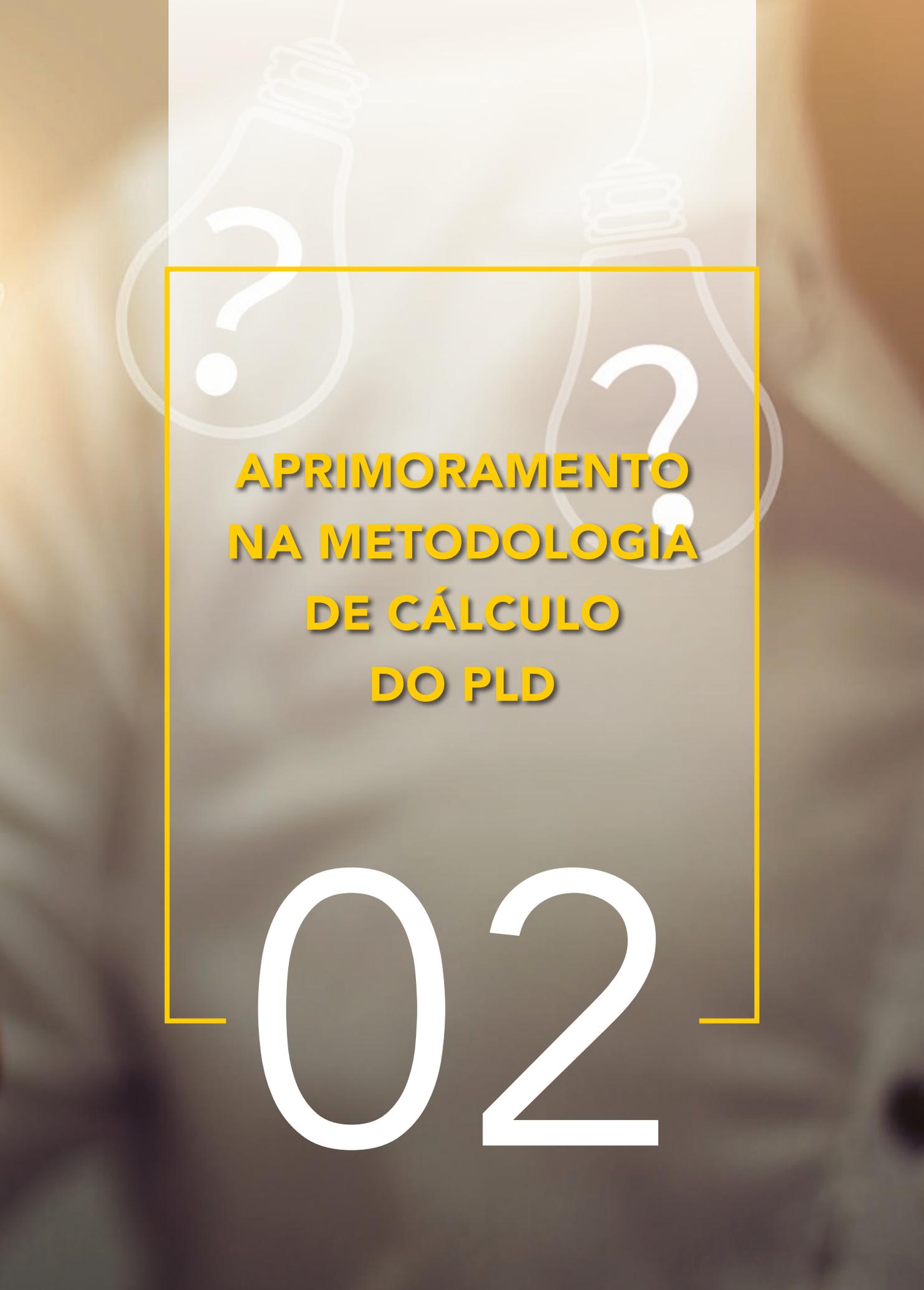
Espera-se o acatamento e aperfeiçoamento dos principais pontos da proposta e o encaminhamento de um maduro processo de implementação das opções consolidadas.

Entre os benefícios, pode-se apontar a redução da judicialização, a diminuição da centralização, o aprimoramento na formação dos preços, a ampliação do mercado livre, como o alinhamento do setor com os avanços tecnológicos que no momento estão revolucionando a indústria da energia.

Um novo marco regulatório resultante dessas propostas tem como objetivo inserir o Brasil na fronteira da evolução do setor elétrico mundial e torná-lo mais atrativo para investimentos privados. Isso será possível a partir de regras harmônicas e estáveis, bem como um modelo de mercado com formação de preços críveis e transparentes, capazes de aumentar a confiança dos investidores.

Um novo marco regulatório resultante dessas propostas tem como objetivo inserir o Brasil na fronteira da evolução do setor elétrico mundial e torná-lo mais atrativo para investimentos privados. Isso será possível a partir de regras harmônicas e estáveis, bem como um modelo de mercado com formação de preços críveis e transparentes, capazes de aumentar a confiança dos investidores.



The background features a blurred image of a person's face on the right side. Overlaid on this are two faint, white line-art lightbulbs, each containing a question mark. A yellow rectangular border frames the central text.

**APRIMORAMENTO
NA METODOLOGIA
DE CÁLCULO
DO PLD**

02

A evolução da formação de preço é a base para a implantação das principais propostas previstas pela Consulta Pública MME nº 33/2017 para o aprimoramento do desenho de mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A modernização do setor elétrico tem por objetivo oferecer um ambiente seguro, transparente, dinâmico e confiável para a comercialização de energia.

O preço de curto prazo no mercado de energia é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o qual deve refletir, a cada período, o custo marginal da energia no sistema e sinalizar também o uso eficiente de recursos, valorando assim os atributos de cada fonte e a correspondente contribuição. Um mercado de curto prazo (MCP) eficiente e com liquidez é fundamental para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. No mercado brasileiro, o preço de curto prazo é utilizado em diversos parâmetros estabelecidos para o planejamento, operação e comercialização no âmbito do MCP, do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Desde a concepção do mercado atacadista de energia elétrica, a formação de preço do MCP previa a utilização dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, nos horizontes de médio, curto e curtíssimo

prazo. Estes modelos também foram previstos para planejamento e programação da operação do sistema pelo ONS. Atualmente, ambos os despacho técnico-econômico e o despacho comercial utilizam os modelos NEWAVE e DECOMP homologados pela ANEEL.

Todavia, como a composição da oferta e do perfil de carga do SIN vêm sofrendo alterações importantes em suas características, os atuais patamares de carga semanais não são suficientes para valorar adequadamente os atributos de cada fonte geradora necessários para atendimento à demanda, principalmente no horário de pico de consumo.

Nesse contexto, de forma a permitir o máximo acoplamento entre a operação e a formação de preços, a adoção de preços horários integrou as propostas apresentadas na CP nº 33/2017. Inicialmente, foi proposto a adoção de preços horários para o MCP até 2020, independente da opção de despacho (por custo ou por oferta de preços).

A adoção da formação de preços horária em base diária, permitirá dentre outros benefícios, a representação dos requisitos de reserva operativa e restrições operativas como rampa de acionamento e desligamento das termelétricas. Adicionalmente, espera-se que o sinal de preço no MCP

tenha uma credibilidade ainda maior com a redução das incertezas na previsão das variáveis como afluências, vento, insolação, disponibilidade de geração e transmissão e do perfil da curva de carga. Embora a volatilidade do mercado brasileiro (103% entre 2013 e 2017) não seja alta em relação aos demais países (como EUA 236%, Canadá 493%, Nova Zelândia 354%), o objetivo é aprimorar os modelos para que ela seja cada vez menor.

Em linha com as diretrizes da CP MME nº 33/2017, em dezembro de 2017, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), determinou a realização de uma operação sombra para avaliação dos impactos da adoção do preço horário considerando o modelo DESSEM na operação, contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e no mercado. A CPAMP determinou ainda que a operação



Um mercado de curto prazo (MCP) eficiente e com liquidez é fundamental para o desenvolvimento da indústria de eletricidade.



sombra considere, para o cálculo do preço horário, a disponibilização de casos com e sem a rede elétrica conjuntural, para subsidiar a tomada de decisão quanto a este tema.

Em abril de 2018, a CCEE começou a operação sombra, com cálculo e publicação diária do PLD do dia seguinte e em base horária. A iniciativa visa dar mais dinamismo e

aproximar a precificação da operação. Os preços para cada hora do dia seguinte são divulgados diariamente no site da CCEE e no aplicativo mobile, como mostra a Figura 1. No aplicativo, os agentes de mercado poderão fazer comparações com gráficos, que permitem visualizar o valor oficial (PLD semanal por patamar) e o preço horário com e sem rede elétrica calculado.

Figura 1 Operação sombra

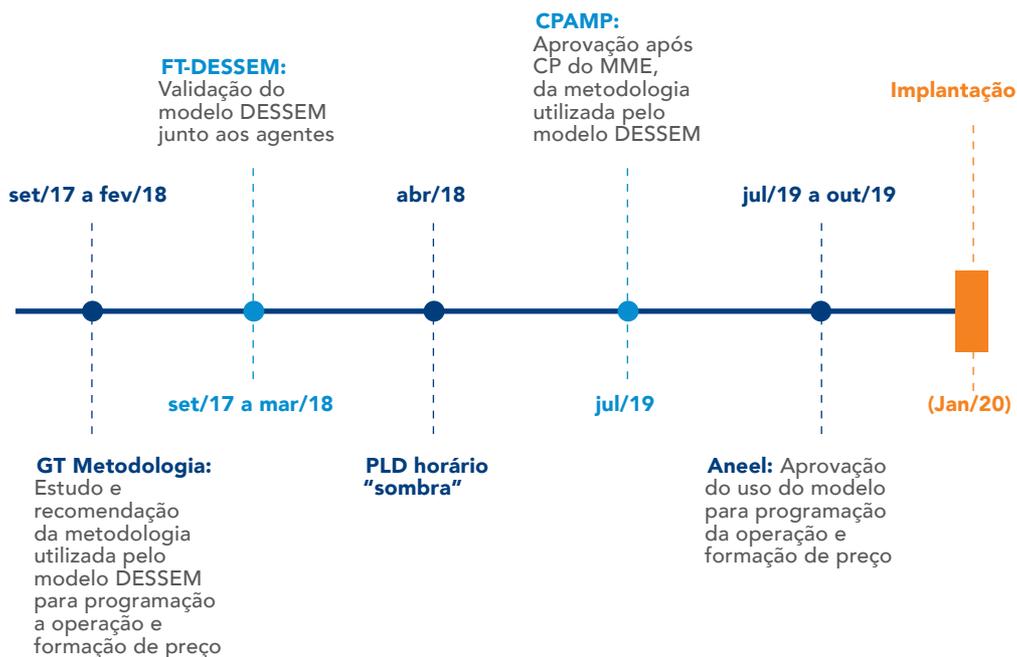


Fonte: Roberto Castro (2018), encontro dos comercializadores – FGV.

Seguindo o cronograma definido pela CPAMP, a implementação oficial do preço horário deverá ocorrer em janeiro de 2020. No período de abril de 2018 até a efetiva implementação do preço horário, paralelamente ao cálculo oficial do PLD em base semanal, a CCEE também realizará a “Operação Sombra”. O preço horário divulgado na operação sombra não é oficial, permanecendo vigente o PLD semanal por patamar, divulgado pela CCEE toda sexta-feira.

As informações da operação sombra são apresentadas apenas para análise e avaliação do mercado. Neste período, os agentes poderão avaliar o impacto da inserção do preço horário em seus negócios, se preparando para a mudança futura. A iniciativa tem como principal objetivo antecipar os eventuais impactos da adoção do preço horário, sendo este preço calculado pelo modelo DESSEM. As Figuras 2 e 3 apresentam os principais marcos do projeto.

Figura 2 Implantação do preço horário – Cronograma CPAMP



Fonte: Roberto Castro (2018), encontro dos comercializadores – FGV.

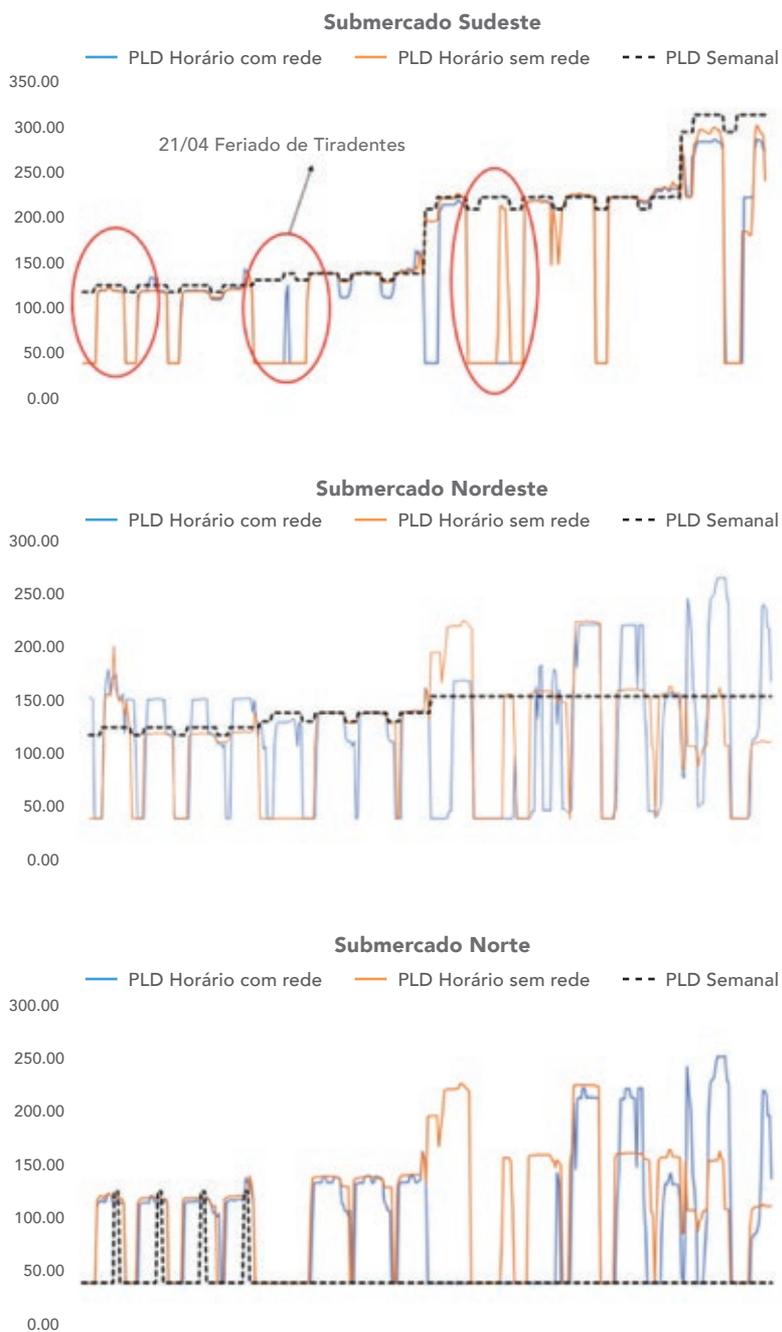
Em dezembro de 2017, a CPAMP priorizou os estudos do modelo DESSEM nas etapas da programação diária da operação e de formação de preços, com objetivo de implantar os preços horários de curto prazo em base diária em 2019. A Figura 3 apresenta os resultados preliminares para os preços obtidos para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, utilizando este modelo com e sem a consideração da rede elétrica, para um mês da operação sombra. De uma forma geral, observou-se que quanto maior o valor médio semanal calculado pelo DECOMP, maior foi a variabilidade do preço ao longo do dia, maior o descolamento entre

submercados e maior diferença de resultados dos casos com e sem rede calculados pelo modelo DESSEM.

Espera-se que com a atual modernização do SEB, obtenhamos preços críveis, com regras transparentes, e mais aderentes à realidade operativa no Brasil. Nesse sentido, a adoção de preços horários mostra-se como uma estratégia inicial fundamental para esse fim. No futuro, quando o processo e o mercado estiverem mais maduros poderá ser avaliada a possibilidade de consideração de um mecanismo de oferta de preços, para fins de despacho e formação de preços.

Espera-se que com a atual modernização do SEB, obtenhamos preços críveis, com regras transparentes, e mais aderentes à realidade operativa no Brasil.

Figura 3 Resultado da operação sombra - 17/4/18 a 6/5/18



Fonte: Roberto Castro (2018), encontro dos comercializadores – FGV.



A worker in safety gear is kneeling on a roof, working on the installation of solar panels. The background shows a clear blue sky with some clouds. The entire image has a warm, golden-yellow overlay.

**APRIMORAMENTO DA
REGULAMENTAÇÃO
SOBRE A MICRO
E MINIGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA - MMGD**

03

3.1. O MARCO REGULATÓRIO DA MMD: A RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 482/2012.

A resolução normativa n° 482/2012 permitiu a disseminação da geração distribuída a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada no Brasil, por meio do sistema de compensação de créditos de energia “netmetering”. Nesse sistema, a energia injetada por unidade consumidora é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de eletricidade.

No caso dos consumidores conectados na baixa tensão (grupo B), mesmo que a energia gerada seja superior ao consumo, será cobrado o pagamento referente ao custo de disponibilidade, o equivalente ao valor em reais de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

No caso dos consumidores da alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

Além da geração na própria unidade consumidora, atualmente há o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e as múltiplas unidades consumidoras.

3.2. OS AVANÇOS DA MMGD E A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687 ANEEL

Em 2015, após passados 3 anos da resolução normativa nº 482, apesar de todos os benefícios da GD, apenas 1.765 consumidores aderiram ao sistema. Dessa forma, a ANEEL apresentou uma nova proposta regulatória com a resolução normativa nº 687 para corrigir falhas de mercado e melhorar o ambiente de negócios da MMGD. Entre as principais alterações, destaque para:

- a) A extensão no prazo para os consumidores fazerem uso dos créditos da distribuidora, passando de 36 para 60 meses.
- b) A redução do tempo de espera para a aprovação do pedido de solicitação de instalação do sistema de geração junto à concessionária, de 82 para 34 dias.
- c) A alteração dos limites de capacidade instalada de MMGD, onde passou a ser definido que:

Tabela 1 Alteração dos limites de capacidade instalada da micro e minigeração distribuída pela Resolução Normativa da ANEEL nº 687/2015.

CAPACIDADE INSTALADA	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687/2015
Microgeração	<= 100 kW	<= 75 kW
Minigeração	> 100 kW, <= 1 MW	> 75 kW, <= 5 MW
Hidráulica	> 100 kW, <= 1 MW	> 75 kW, <= 3MW

Fonte: ANEEL, 2018.

Na microgeração, ocorreu distinção entre geração hidráulica limitada a projetos de 3 MW, enquanto as demais fontes renováveis a capacidade instalada máxima ficou em 5MW.

Outro ponto foi a criação de novas modalidades de consumo para incentivar o mercado de GD. Além da geração na própria unidade consumidora, atualmente há o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e as múltiplas unidades consumidoras.

Com relação aos recursos energéticos distribuídos, o mais difundido é a tecnologia solar fotovoltaica entre 99% dos consumidores, representando 81,3% da capacidade instalada total desses sistemas.

Na tabela 2, pode-se avaliar a participação das diferentes modalidades de consumo na operação da MMGD no país.

Nesse sentido, destaque para o autoconsumo remoto, no qual ainda que o número de conexões represente apenas 11% do total, em capacidade instalada já corresponde a 26,7%.

Com relação aos recursos energéticos distribuídos, o mais difundido é a tecnologia solar fotovoltaica entre 99% dos consumidores, representando 81,3% da capacidade instalada total desses sistemas. Atualmente, já representa 538 MW e conta com mais de 43 mil conexões.

Tabela 2 Capacidade Instalada e Número de Conexões de Geração Distribuída por modalidades de consumo.

Modalidades de Consumo	Potência (kW)	%	Nº de Conexões	%
Autoconsumo Remoto	143.804	26,7%	5.050	11,6%
Geração Compartilhada	16.457	3,1%	181	0,4%
Geração na Própria UC	377.522	70,1%	38.437	88,0%
Múltiplas UC	558	0,1%	26	0,1%
TOTAL	538.341		43.694	

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 3 Capacidade Instalada e Número de Conexões de Geração Distribuída por fonte energética.

Recursos Energéticos	Potência (kW)	%	Nº de Conexões	%
Solar Fotovoltaico	437.551	81,3%	43.456	99,5%
Hidráulico	55.219	10,3%	60	0,1%
Biomassa	16.895	3,1%	10	0,02%
Biogás	14.533	2,7%	108	0,2%
Eólico	10.314	1,9%	57	0,1%
Gás Natural	3.829	0,7%	3	0,01%
TOTAL	538.341		43.694	

Fonte: ANEEL, 2018.

3.3. A CONSULTA PÚBLICA Nº 010/2018 E O APRIMORAMENTO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM 2019.

A partir da expansão do limite de capacidade instalada, das novas linhas de financiamento com taxas de juros reduzidas e das novas modalidades de consumo, a MMGD poderá gerar impactos mais relevantes sobre a remuneração do serviço de distribuição e também os demais consumidores.

Assim, esses fatores contribuirão para reflexão do regulador sobre a melhor forma de compensação da energia excedente. Logo, a ANEEL deseja analisar se as mudanças realizadas na GD equilibram todas as componentes da tarifa (Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD), ou se deve adotar outras formas de remuneração dos custos da distribuição.

Para isso, a agência estabeleceu um calendário de preparação na mudança do marco regulatório - vide tabela 4.

Tabela 4 Calendário Regulatório Resolução Normativa nº 482/2018.

ATIVIDADES	PREVISÃO
Lançamento da Consulta Pública nº 010/2018 da ANEEL	1º Semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR	2º Semestre de 2018
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	1º Semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	2º Semestre de 2019
a partir de 300 kW	1º de janeiro de 2024
Toda Alta Tensão (>2,3 kV)	1º de janeiro de 2026

Fonte: ANEEL, 2018.

Neste ano ocorreu a Consulta Pública nº 10/2018, na qual os agentes do setor elétrico e a sociedade encaminharam ao órgão regulador suas considerações a respeito do tema.

Ainda não foi publicado o relatório de Análise de Impacto Regulatório com as alternativas avaliadas, entretanto a expectativa é do aperfeiçoamento na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) com a tarifação do tipo binômia.

Os clientes da baixa tensão são cobrados por meio de uma tarifa monômia, cujas componentes são calculadas em R\$/kWh, e, portanto, não necessitam contratar demanda junto à distribuidora – o que, no caso de um sistema de geração distribuída, reduz consideravelmente o tempo de retorno do investimento.

Logo, a compensação de energia em consumidores da baixa tensão que possuem geração distribuída se dá em todas as componentes tarifárias (TUSD + TE), enquanto nos consumidores do Grupo A (da média e alta tensão) ocorre apenas na componente de energia da tarifa (componentes em R\$/kWh).

Nesse sentido, para os clientes da baixa tensão há 6 cenários de remuneração do fio e custos de distribuição em análise na ANEEL, vide figura 1.

Este processo ajudará na avaliação das óticas da distribuição e do consumidor, com o objetivo de determinar o seu ponto de equilíbrio e o retorno sobre o seu investimento em geração distribuída.

Figura 1 Funções de Custos, Componentes Tarifários e potenciais cenários de cobrança tarifário na geração distribuída.



Fonte: ANEEL, 2018.

Além da mudança tarifária, vale ressaltar a oportunidade de ampliação desse mercado via comercialização dessa energia, oriunda dos créditos de geração acumulados ao longo do tempo e que hoje não podem ser vendidos.

Cabe destacar o papel da ANEEL neste processo para encontrar o equilíbrio deste

mercado, de forma que o negócio de GD continue sendo vantajoso para os consumidores, incentivando as fontes renováveis de energia, principalmente a solar fotovoltaica. Por outro lado, que a distribuidora possa otimizar sua operação, balizando os custos e benefícios da MMGD na sua área de concessão, de forma que não constitua ônus aos demais consumidores.

Cabe destacar o papel da ANEEL neste processo para encontrar o equilíbrio deste mercado, de forma que o negócio de GD continue sendo vantajoso para os consumidores, incentivando as fontes renováveis de energia, principalmente a solar fotovoltaica. Por outro lado, que a distribuidora possa otimizar sua operação, balizando os custos e benefícios da MMGD na sua área de concessão, de forma que não constitua ônus aos demais consumidores.





**AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE
E EXPANSÃO DA
OFERTA DE ENERGIA**

04

A comercialização de energia pode ser realizada em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR podem participar as distribuidoras, as comercializadoras e as geradoras. Este mercado tem como principal característica o fato da comercialização de energia ocorrer por meio de leilões. Além disso, nesse mercado os contratos são regulamentados pela ANEEL. Já no ACL, os agentes podem negociar livremente seus contratos, sendo o preço unicamente determinado pelas forças econômicas de oferta e demanda. Neste mercado podem atuar as geradoras, as comercializadoras, os consumidores livres, os consumidores especiais, as importadoras e as exportadoras.

Os termos nos quais os contratos são firmados nesses dois ambientes geralmente são diferentes, i.e, prazo, volume e preços. Dessa forma, essas diferenças acabam por influenciar a forma na qual expansão da oferta de energia ocorre nesses dois mercados.

Geralmente, a construção de uma nova usina está associada aos Leilões de Energia Nova, que acontecem dentro do ACR. Neste caso, a usina ao ser contratada já tem uma confiável estimativa sobre suas receitas, no caso de um leilão por quantidade, uma vez que os contratos geralmente são longos (20-30 anos). Isto reduz sobremaneira a incerteza do investidor e seus credores.

Os leilões são, sem sombra de dúvida, eficientes para viabilizar grandes empreendimentos que demandam volumosos investimentos, uma vez que os contratos perduram por longos períodos. Atualmente, a maior parte da expansão da oferta de energia é guiada pelo ACR. Dessa forma, o investidor, ao planejar o empreendimento, viabiliza seu projeto basicamente atrelando-o ao mercado regulado. Boa parcela de sua energia é vendida no ACR enquanto que o restante é negociado no ACL.

Por outro lado, no ACL, pelo fato dos contratos geralmente serem de curto prazo, existem riscos adicionais que fazem com que o investidor seja mais cauteloso ao planejar seu empreendimento exclusivamente com este mercado. Como os contratos são de curto prazo, há uma incerteza muito grande sobre a sustentabilidade de um empreendimento cuja amortização ocorre em décadas, principalmente em decorrência a escassez de financiamentos de longo prazo.

Embora haja demanda por energia no ACL, o financiamento de longo prazo é dificultado pelo fato dos empreendedores não disporem de contratos com garantia de fluxo de caixa por mais do que alguns anos.

Dessa forma, com o objetivo de facilitar o apoio a projetos novos de geração envolvendo contratos de curto prazo através de maior acesso aos recursos disponibilizados, o BNDES estabeleceu um novo modelo de



Os leilões são, sem sombra de dúvida, eficientes para viabilizar grandes empreendimentos que demandam volumosos investimentos, uma vez que os contratos perduram por longos períodos. Atualmente, a maior parte da expansão da oferta de energia é guiada pelo ACR.



financiamento para projetos no ACL, visando o incentivo a esse perfil de contratação. As principais mudanças foram: alteração do custo financeiro, ampliação dos prazos, redução dos spreads e modificação da metodologia para cálculo do total financiável. Um ponto importante está na alteração da expectativa de preço da energia descontratada que deixou de ser baseada no PLD mínimo, o que diminuía a alavancagem do projeto, e agora passa a considerar a expectativa de preços de longo prazo como a média desse indicador com base em análises do banco em relação aos últimos anos.

O novo modelo diz que o custo financeiro dos financiamentos destinados aos setores da energia elétrica, independentemente de qual seja, não mais são referenciados pela TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), aplicada pelo BNDES a partir da Lei 9.635 desde 1994 e definida de acordo com a meta de inflação e um prêmio de risco estabelecido pelo Conselho Monetário Nacional. A nova taxa a referenciar o custo financeiro é a TLP (Taxa de Longo Prazo), já utilizada em empréstimos do BNDES a partir de 2017 pela Lei 13.483. Em suma, a TLP é estipulada com base na taxa média trimestral dos leilões de títulos do governo federal, ou seja, tem determinação pelo mercado e viabiliza uma concorrência entre as instituições financeiras. Além disso, o custo financeiro passa a poder ser também referenciado no IPCA (Índice

Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) para empreendimentos que visem a expansão ou a modernização da infraestrutura de geração e de transmissão da energia elétrica.

Em relação aos prazos dos financiamentos, estes sofreram ampliação para operações com agentes de todos os segmentos do setor elétrico. O setor de distribuição sofreu a maior alteração, podendo o novo prazo se estender até 20 anos ao se considerar a concessão. Com a ampliação, os setores de geração e transmissão podem dispor de prazos de até 24 anos. Já projetos destinados a promoção da eficiência energética, geração distribuída ou redes inteligentes contam com um novo prazo de até 20 anos de financiamento.

Já os spreads cobrados em todos os segmentos do setor elétrico sofreram redução em relação ao 1,7% fixo anterior. Para os financiamentos destinados à geração, transmissão e distribuição, os spreads foram reduzidos para 1,3% ao ano, enquanto financiamentos destinados especificamente à geração por energia solar ou a partir de resíduos sólidos, assim como os destinados à promoção da eficiência energética e/ou redes inteligentes, sofreram redução nos spreads para 0,9% ao ano.

Também sofreu alteração a metodologia para o cálculo do total a ser financiado pelo BNDES. A antiga metodologia adotava como limite para os valores financiáveis até

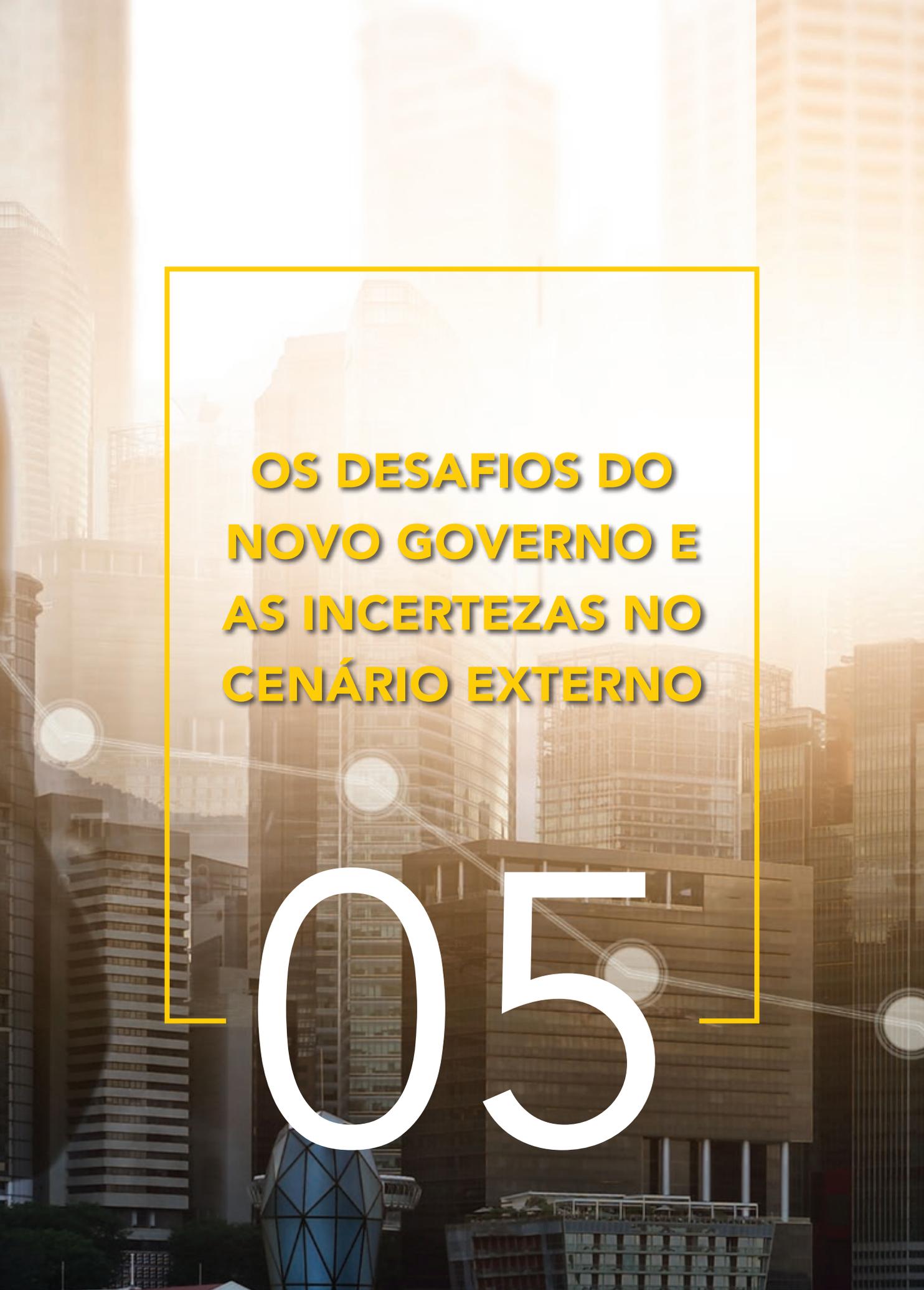
Os objetivos da proposta são o de atrair investimentos e tornar este mercado mais eficiente, de forma a reduzir custos de energia elétrica e aumentar a competitividade da economia brasileira.

80% do valor total dos itens financiáveis e, a partir da alteração, a nova metodologia passa a adotar como referência o valor total do investimento previsto para o empreendimento, podendo o empréstimo ser equivalente a até 80% desse valor do investimento total. No entanto, apesar do financiamento passar a ser em relação ao investimento, o valor dos itens financiáveis ainda é levado em consideração. Essa foi uma tentativa do banco de se alinhar a forma de trabalho do mercado.

Dessa forma, com o novo modelo de financiamento do BNDES, a expectativa é a ampliação do mercado livre de energia, aumentando assim a competitividade e eficiência com resultados nos custos de energia.

Os objetivos da proposta são o de atrair investimentos e tornar este mercado mais eficiente, de forma a reduzir custos de energia elétrica e aumentar a competitividade da economia brasileira.



The background is a cityscape at sunset, with a warm orange and yellow glow. A yellow rectangular border frames the central text. At the bottom, a large white number '05' is superimposed over the city buildings.

**OS DESAFIOS DO
NOVO GOVERNO E
AS INCERTEZAS NO
CENÁRIO EXTERNO**

05

O cenário internacional ainda permanece incerto e não podemos descartar novas rodadas de pessimismo. Em primeiro lugar, o FED deve continuar apertando a política monetária, pois o crescimento tem se mantido em ritmo forte, com taxa de desemprego em queda e salários subindo.

Apesar do elevado ritmo de crescimento no curto prazo, houve piora nas condições financeiras, com redução nos preços dos ativos, como a queda da bolsa e uma abrupta redução dos preços do petróleo. O principal motivo é a expectativa de uma forte desaceleração da economia nos próximos meses, o que se refletiu num *sell-off* no mercado acionário. Ainda não está claro como será o cenário de crescimento e inflação nos EUA no próximo ano. Se a desaceleração econômica de fato ocorrer, os riscos inflacionários diminuem e os juros não deveriam subir de acordo com a expectativa do FED. A ver.

Ao mesmo tempo, o ritmo de crescimento da área do euro também mostrou desaceleração, com as perspectivas bem desfavoráveis para a economia italiana.

Ou seja, o crescimento global deverá ser mais baixo em 2019. Além disso, os efeitos da guerra comercial e da contraposição geopolítica entre Estados Unidos e China têm potencial disruptivo sobre os preços relativos e podem afetar

o comportamento do crescimento em prazos mais longos via canais comercial e financeiro. Ainda que possa ocorrer uma trégua no curto prazo, a pendenga de fundo entre os dois países permanecerá e será vetor importante na próxima década.

Também há muitos desafios em vários países emergentes. Na América Latina o principal destaque é a Argentina, pois o país está passando por uma severa recessão, com elevada vulnerabilidade tanto na situação fiscal como na conta corrente. Se o país persistir nas reformas, o cenário pode ser mais favorável no ano que vem. Porém, a incerteza eleitoral ainda está muito elevada, e a reeleição do presidente Macri não está garantida.

Mesmo nesse cenário externo mais turbulento, o real não se desvalorizou no período. De fato, o risco país CDS de 5 anos, após recuar muito nos meses de setembro e outubro, tem permanecido ao redor de 200-210 pontos-base em novembro. Mas é importante ressaltar que esse patamar está bem acima do observado no início do ano, de 145 pontos-base. Sem dúvida, a avaliação positiva sobre o novo governo contribuiu para esse movimento de estabilidade do real.

Com relação à atividade econômica, revisamos ligeiramente a previsão de crescimento do PIB para 2018 de 1,5% para 1,4%. Para 2019, a previsão para o crescimento é de 2,4%.

Nossos problemas estruturais persistem e são extremamente desafiadores para qualquer governo eleito democraticamente.

Sem dúvida, o cenário para o ano que vem ainda é de muita incerteza. Nosso principal desafio do ponto de vista macroeconômico é a grave situação fiscal. O sucesso do novo governo vai depender da capacidade de reverter essa situação, com uma profunda reforma da previdência, com imposição de idade mínima, desvinculação dos benefícios ao salário mínimo e fim dos regimes diferenciados de aposentadoria. Apenas um forte ajuste fiscal vai restaurar a solidez fiscal.

Temos preocupação com certos desequilíbrios microeconômicos que afetam o crescimento potencial. Avanços recentes na agenda microeconômica levaram a uma

melhora brasileira nos rankings globais de facilidade de negócios (*Doing Business*), mas nossa posição relativa continua sendo decepcionante. Da mesma forma, gargalos em transporte e energia (tanto em produção como em transmissão) são riscos importantes ao desempenho no horizonte considerado. Ou seja, será necessária uma retomada no investimento em infraestrutura, fundamental para que o crescimento seja sustentável.

Mesmo com realizações políticas favoráveis, é uma agenda que levará anos para trazer efeitos materiais. Nossos problemas estruturais persistem e são extremamente desafiadores para qualquer governo eleito democraticamente.

Anotações

Anotações

Anotações

Patrocinadores



Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:





www.fgv.br/energia

Patrocinadores



Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia: