

# CLIPPING ENERGIA

18/2019  
23 de Maio de 2019

## EMPRESAS

- CPFL quer comprar fatia da State Grid na CPFL Renováveis
- Engie e EDP Renováveis lançam joint venture para setor eólico offshore
- Engie coloca à venda usinas solares no Rio Grande do Norte
- Neoenergia começa ciclo de apresentações para IPO
- EDP Brasil lança nova marca para vender serviços e energia solar a clientes

## FINANÇAS

- Em busca de um valor de mercado de R\$18,4 bi, Neoenergia inicia investor education nesta semana
- Cemig negocia outorga de R\$ 850 milhões pela Gasmig
- CPFL Energia terá política de dividendo que prevê distribuir ao menos 50% do lucro

## GÁS

- Alvo Petro construirá unidade de processamento de gás natural na Bahia
- Governo prevê para junho pacote de medidas para abrir mercado de gás
- Especialista diz que é difícil prever queda do gás no país
- Brasil quer atrair investidores com mercado mais previsível

## REGULATÓRIO

- CCEE e Aneel propõem regras mais rígidas para comercializadoras
- Cenário 'emperra' mudanças no setor elétrico
- Aneel aprova aumento de tarifas nas bandeiras da conta de luz
- Consumo de energia sobe 1,8% em abril, diz ONS
- O papel essencial das distribuidoras de energia
- Light anuncia destituição de diretores comercial e de gestão empresarial



## CPFL quer comprar fatia da State Grid na CPFL Renováveis

A CPFL Energia informou nesta terça-feira que assinou um memorando de entendimentos vinculante com a sua controladora State Grid, da China, para a compra da totalidade da participação que a chinesa detém na CPFL Energia Renováveis. A CPFL Energia é controladora indireta da CPFL Energias Renováveis.

A operação tem como objetivo a criação de potenciais sinergias entre a CPFL Energia e suas controladas e faz parte de uma possível reestruturação mais ampla que permitiria que todas as ações da CPFL Energias Renováveis, com exceção das detidas pelos minoritários, sejam detidas pela CPFL Energia.

Segundo o comunicado desta terça, isso eliminaria a necessidade da CPFL Energia emitir novas ações numa potencial consolidação futura envolvendo o braço de energias renováveis para cumprir com o regulamento do Novo Mercado. O memorando prevê algumas condições para a efetivação da operação, como a conclusão “bem sucedida” da oferta subsequente de ações da CPFL Energia, uma vez que os recursos seriam usados para financiar a aquisição, diz o comunicado.

Outra condição é que o valor a ser pago pelos papéis que hoje estão com a State Grid seja negociado e determinado de maneira independente. Conforme o comunicado, o grupo chinês já declarou que aceita vender as ações ao preço de R\$ 16,85 por papel. O banco UBS foi contratado para a produção do laudo de avaliação.

A CPFL Energia diz ainda que seu conselho aprovou o início de um programa de integração com a CPFL Energias Renováveis envolvendo a implementação de ações para a reestruturação e fortalecimento das atividades administrativas da controlada.

**Fonte: Valor | 21.05**

## Engie e EDP Renováveis lançam joint venture para setor eólico offshore

A EDP Renováveis e a Engie assinaram nesta terça-feira (21) um memorando de entendimento estratégico para criar uma joint venture controlada em partes iguais no setor eólico offshore.

Ambas as companhias combinarão seus ativos eólicos offshore e os projetos em desenvolvimento, iniciando a nova empresa com 1,5 gigawatt (GW) em construção e 4 GW em desenvolvimento.

O objetivo é atingir de 5 GW a 7 GW de projetos em operação ou construção até 2025, com outros 5 GW a 10 GW em desenvolvimento avançado.

Em nota, as empresas afirmaram que a joint venture terá como alvo prioritário os mercados da Europa, Estados Unidos e Ásia. Os investimentos serão autofinanciados e respeitarão os critérios da Engie e da EDP para desembolsos.

“Para a EDP e a Engie, a energia eólica offshore se tornará uma parte essencial da transição energética global, conduzindo ao rápido crescimento do mercado e ao aumento da competitividade”, diz a nota das empresas.

Em nota, o presidente da EDP Renováveis, António Mexia, disse estar confiante de que a parceria vai reforçar a posição da companhia no segmento, “nos permitindo acelerar o ritmo no setor eólico offshore, um dos principais vetores de crescimento na próxima década”.

**Fonte: Valor | 21.05**

## Engie coloca à venda usinas solares no Rio Grande do Norte

A francesa Engie vai colocar à venda um grupo de usinas de energia solar no Brasil, apurou o Valor. A companhia multinacional contratou o Goldman Sachs para realizar o negócio.

Conforme antecipado ontem pelo Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor, o processo, que está em etapa inicial, prevê a venda parcial ou integral dos complexos de Floresta, de 86 megawatts (MW) de capacidade, e de Assu V, de 30 MW, ambos instalados no Rio Grande do Norte.

Existe também a possibilidade de venda do complexo solar de Paracatu, em Minas Gerais, de 133 MW.

Os projetos pertenciam inicialmente à Solairedirect, empresa desenvolvedora e operadora de instalações solares adquirida pelo grupo francês em 2015.

Na ocasião, a Engie comprou 95% da empresa por € 200 milhões.

O objetivo da Engie, apurou o Valor, é buscar um sócio para administrar os projetos em parceria, ou se desfazer dos ativos, que já estão em operação. A estratégia faz parte do modelo de negócio do grupo que envolve a construção de projetos para vendê-los após concluídos, eventualmente mantendo a prestação do serviço de operação e manutenção (O&M), conhecido como "build and sell". Procurados, Engie e Goldman Sachs não comentaram o assunto.

A venda dos ativos faz parte da gestão de portfólio da companhia francesa.

O investimento no setor de energia solar, contudo, continua sendo uma das prioridades do grupo francês, inclusive no Brasil, dentro da estratégia de descarbonização e descentralização da companhia. Maior gerador privado de energia do Brasil, a Engie recentemente assinou contrato para adquirir 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG), da Petrobras, junto com o fundo canadense Caisse Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), por US\$ 8,6 bilhões. A expectativa é que a operação seja concluída entre maio e junho.

O grupo francês continua estudando novas oportunidades nas áreas de energia elétrica e gás natural. No mercado de gás, a companhia também tem interesse no segmento de distribuição. No setor elétrico, as atenções são voltadas para as áreas de geração e transmissão, podendo participar de leilões de novos projetos ou negociando a aquisição de ativos já em construção ou operacionais.

**Fonte: Valor | 21.05**

## Neoenergia começa ciclo de apresentações para IPO

A Neoenergia iniciará nesta semana as apresentações aos investidores – no jargão de mercado, o “investor education” – para sua oferta inicial de ações (IPO, na sigla em inglês). Será nesse momento que a companhia baterá o martelo sobre o preço que buscará emplacar em seu IPO.

No momento, a intenção é lançar a companhia com valor de mercado de R\$ 18,4 bilhões. A perspectiva é de que a oferta fique para o fim do próximo mês, cronograma mantido, até aqui, mesmo com o aumento da volatilidade no mercado. O histórico da participação em leilões de transmissão e a disputa para a aquisição da Eletropaulo, são apontados como fatores que devem pesar na avaliação. No entanto, fontes defendem que a empresa é disciplinada em sua alocação de capital.

No sapato. A atenção do mercado também está no “re-IPO” da CPFL, ou o relançamento da companhia na Bolsa, que deve trazer forte competição para a emissão da Neoenergia. A CPFL, da chinesa State Grid, deve lançar sua oferta no início de junho, ou seja, antes da concorrente. A favor da CPFL está o fato de já ser listada, apesar de ter hoje pouca liquidez, e apenas um controlador, ao contrário da Neoenergia.

Experiência. Quando tentou abrir seu capital em dezembro de 2017, a Neoenergia não foi flexível no preço almejado para seu IPO e a oferta não emplacou. Na época pesou contra, ainda, a disputa com outras duas ofertas, a da BR Distribuidora e a do Burger King, que tiveram elevada demanda.

Procurados, BB e Neoenergia não comentaram.

**Fonte: Estadão | 19.05**

## EDP Brasil lança nova marca para vender serviços e energia solar a clientes

O grupo português EDP pretende avançar no cada vez mais cobiçado setor de serviços em energia do Brasil com uma nova marca, que reunirá diversas soluções da companhia para clientes residenciais e empresas –um cardápio que envolve desde instalações de geração solar e eficiência energética até seguros.

A criação da chamada EDP Smart vem em meio a uma visão da EDP Brasil de que o setor de eletricidade passará por mudanças aceleradas no médio e longo prazos, com uma maior liberalização e digitalização, o que deverá impactar os modelos de negócio das elétricas, disse à Reuters o vice-presidente de Estratégia e Novos Negócios da empresa, Carlos Andrade. A iniciativa segue-se a apostas de outras grandes empresas no segmento –a francesa Engie, por exemplo, realizou aquisições recentes de negócios em serviços de energia no Brasil, enquanto a AES Tietê, da norte-americana AES, e a italiana Enel lançaram empresas focadas nesse nicho –a AES Ergos e a Enel X.

"É um mercado para o qual o setor elétrico está caminhando. Obviamente, não vamos deixar de ter usinas, negócios de transmissão, distribuição, mas existe um movimento muito forte em direção aos serviços, e a EDP já está muito avançada com isso na Europa", afirmou Andrade.

As atividades reunidas na EDP Smart somaram uma geração de caixa (Ebitda) de 180 milhões de reais em 2018, ou cerca de 6% do total da EDP Brasil, uma fatia que poderá praticamente dobrar nos próximos anos.

"Temos algumas ambições quanto à participação desse negócio no grupo... estamos falando em de 10% a 12% do Ebitda em 2023", apontou o executivo.

Ele lembrou que o mercado elétrico em Portugal, sede da companhia, já foi totalmente liberalizado, o que significa que os consumidores podem escolher diretamente seus fornecedores de energia.

No Brasil, os clientes são atendidos pelas distribuidoras, mas aqueles com maior demanda, como indústrias, podem entrar no chamado mercado livre de eletricidade para escolher seu fornecedor.

Mas esse mercado ainda poderá crescer significativamente, uma vez que o governo do presidente Jair Bolsonaro tem discutido uma reforma regulatória na indústria de energia que deve envolver uma gradual redução das exigências para que consumidores operem no mercado livre, abrindo mais esse nicho, que poderá chegar em algum momento até os clientes residenciais. Segundo Andrade, a EDP Smart também atuará no mercado livre, mas com foco nas vendas de energia a empresas de pequeno e médio portes, uma modalidade conhecida no mercado como "comercialização varejista", que visa simplificar a adesão a esse mercado para os consumidores. "Em Portugal, a EDP já oferece venda de energia junto com venda de serviços há alguns anos, e aqui no Brasil esse é um setor emergente", explicou ele.

## MICROGERAÇÃO E SEGUROS

Outro dos nichos em que a EDP Smart atuará é a chamada geração distribuída de energia a instalação de sistemas para atender diretamente à demanda de clientes, geralmente com placas solares.

A EDP Brasil já tem construído soluções de geração distribuída para grandes consumidores comerciais e industriais, mas a nova marca buscará levar a tecnologia para residências e empresas de menor porte.

Andrade disse que nesse mercado a EDP Smart testará dois modelos de atuação --a instalação de painéis solares em telhados ou terrenos de empresas para aos clientes de maneira direta e a construção de "fazendas" de geração solar de maior porte, que poderão vender a produção a um grande número de consumidores, de forma pulverizada.

"Vamos atuar nas duas frentes. No caso dos tetos solares, nós instalamos para o cliente e bancos financiam a compra dos painéis.

Na solução das 'fazendas', a gente faz um sistema solar e o cliente adquire cotas, como se fosse um pedaço daquela usina. Aí é um modelo de aluguel, ele não precisa comprar", explicou Andrade.

"Precisamos testar um pouco a demanda e ver o que o consumidor quer.

Vamos oferecer os dois modelos", acrescentou ele, lembrando que em Portugal a EDP é líder nesse mercado, com mais de 13 mil sistemas fotovoltaicos já instalados.

Além desses negócios, diretamente ligados à indústria elétrica, a EDP Smart oferecerá ainda alguns produtos na área de seguros e serviços residenciais.

De um lado, esses produtos envolverão seguros diversos --como proteção a residências, contra incêndios e serviços de assistência emergencial, além de coberturas contra perda de renda por desemprego involuntário, morte acidental e outras, com direito a participação em sorteios.

De outro lado, a empresa oferecerá serviços --avulsos ou reunidos no chamado pacote Facilita EDP --envolvendo atendimento 24 horas de utilidades como eletricitista, encanador, chaveiros e reparos.

"Esses produtos permitem estabelecer uma relação de longo prazo com o cliente", afirmou Andrade.

**Fonte: DCI | 20.05**

## Em busca de um valor de mercado de R\$18,4 bi, Neoenergia inicia investor education nesta semana

A Neoenergia iniciará na próxima semana as apresentações aos investidores – no jargão de mercado, o “investor education” – para sua oferta inicial de ações (IPO, na sigla em inglês). A empresa tenta emplacar no IPO um valor de mercado de R\$ 18,4 bilhões. Será nesse momento que a companhia baterá o martelo sobre o preço que tentará emplacar seu IPO. A intenção é de que a oferta fique para o fim do próximo mês, cronograma mantido, até aqui, mesmo com o aumento da volatilidade no mercado.

**Retrovisor.** O histórico da participação da Neoenergia em diversos leilões de transmissão, e o fato de ter entrado na guerra de preço para a aquisição da Eletropaulo no ano passado, são apontados entre potenciais investidores como fatores que devem pesar na avaliação da companhia. No entanto, fontes próximas da operação defendem que a empresa é disciplinada em sua alocação de capital, e exatamente por isso não seguiu em frente na briga pela Eletropaulo quando o preço atingiu um nível mais elevado. Além disso, participou dos leilões respeitando a rentabilidade de cada ativo. A avaliação, ainda, é de que o fato dos investidores pedirem à empresa a realização de uma oferta primária, que é aquela em que o dinheiro vai para o caixa, prova que há confiança em relação à alocação de capital pela companhia.

**No sapato.** A atenção do mercado também está no “re-IPO” da CPFL, ou o relançamento da companhia na Bolsa, que deve trazer forte competição para a emissão da Neoenergia. A CPFL, da chinesa State Grid, deve lançar sua oferta no início de junho, ou seja, antes da concorrente. A favor da CPFL está o fato de já ser listada, apesar de ter hoje pouca liquidez, e apenas um acionista controlador, ao contrário da Neoenergia.

**Experiência.** Quando tentou abrir seu capital em dezembro de 2017, a Neoenergia não foi flexível no preço almejado para seu IPO e a oferta não emplacou. Na época pesou contra, ainda, a disputa que enfrentou com outras duas ofertas, a da BR Distribuidora e a do Burger King, que tiveram elevada demanda no mercado. Procurados, Banco do Brasil e Neoenergia não comentaram.

**Fonte: Estadão | 20.05**





## Cemig negocia outorga de R\$ 850 milhões pela Gasmig

A Cemig poderá pagar uma outorga de R\$ 852 milhões ao governo mineiro pela renovação da concessão da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), um dos ativos incluídos no plano de desestatização do grupo.

O valor seria repassado à tarifa dos consumidores de gás, segundo o diretor de finanças e relações com investidores da Cemig, Maurício Fernandes Leonardo Junior.

A renovação do contrato até 2053 havia sido acertada em 2014, em troca da construção de um gasoduto, que exigiria investimentos de cerca de R\$ 2 bilhões.

Como o empreendimento não se concretizou, o governo de Minas pede uma nova contrapartida, em forma de outorga.

"Está se chegando a um valor aceitável, de R\$ 850 milhões, totalmente refletido na tarifa, que seria ainda inferior do que se tivesse sido feito o investimento de R\$ 2 bilhões", disse o diretor a analistas, em teleconferência sobre o balanço do primeiro trimestre, divulgado na manhã de ontem. A extensão do prazo do contrato é essencial para viabilizar a venda da companhia de gás. já que a concessão da Gasmig, a princípio, venceria em 2023.

"Não faz sentido vender faltando três anos", afirmou o diretor da companhia elétrica.

Uma vez confirmada a renovação, a elétrica já poderá vender 49% da Gasmig. Para uma desestatização completa da companhia, seria preciso a realização de um referendo popular ou a alteração da Constituição do Estado.

Em relação à venda da usina hidrelétrica de Santo Antônio, outro ativo importante na lista de desestatizações da Cemig, o executivo diz que as negociações com o grupo chinês State Power Investment Corp (SPIC) estão paralisadas.

"Recebemos uma proposta que não atende à Cemig e aos outros dois acionistas. Lembrando que é uma proposta para adquirir o controle [da usina]", disse ele. "Diria que, neste momento, a negociação está parada."

Além da Cemig, a usina tem como acionistas Furnas, o FIP Amazônia Energia (controlado pelo FI-FGTS), a Odebrecht Energias do Brasil e a Saag Investimentos (da Andrade Gutierrez).

Na teleconferência, o diretor ainda comemorou o "resultado recorrente bastante sólido" e "muito acima das previsões dos analistas". A empresa registrou, no período, uma alta de 72% no lucro líquido, chegando a R\$ 797 milhões, e uma receita líquida de R\$ 5,91 bilhões, 20% maior que no mesmo período de 2018.

**Fonte: Valor | 17.05**

## CPFL Energia terá política de dividendo que prevê distribuir ao menos 50% do lucro

A elétrica CPFL Energia, controlada pela chinesa State Grid [STGRD.UL], disse que seu conselho de administração aprovou a adoção de uma política de dividendos que estabelece a distribuição anual de no mínimo 50% do lucro líquido ajustado, segundo comunicado nesta terça-feira.

Entre os fatores que influenciarão no valor de dividendos a serem distribuídos, a CPFL destacou que estarão "a condição financeira da companhia, suas perspectivas futuras, as condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento", entre outros fatores considerados relevantes pelo conselho ou acionistas.

A empresa acrescentou que a política também prevê que certas obrigações constantes de contratos financeiros poderão limitar o valor dos dividendos ou juros sobre capital próprio que poderão ser distribuídos.

A companhia afirmou ainda que a política aprovada "possui natureza meramente indicativa", e busca passar uma sinalização ao mercado, sem caráter vinculante.

**Fonte: DCI | 21.05**

## Alvopetro construirá unidade de processamento de gás natural na Bahia

A petroleira Alvopetro recebeu nesta quarta-feira (22) o aval da Agência Nacional de Petróleo (ANP) para construção de uma unidade de processamento de gás natural na Bahia. A companhia assinou contrato de fornecimento com a Bahiagás, distribuidora local.

A UPGN terá capacidade para processar até 500 mil metros cúbicos diários (m<sup>3</sup>/dia) e também já conta com a licença ambiental do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA), da Bahia, para a construção das tubulações e outras instalações de produção de gás no campo de Caburé.

A Alvopetro pretende construir um gasoduto de 11 quilômetros ligando o campo de Caburé, na bacia do Recôncavo, à UPGN. A expectativa da petroleira é começar a vender o gás de Caburé para a Bahiagás no início de 2020.

A UPGN, localizada em Mata de São João (BA), processará o gás produzido nos campos de Caburé, Caburé Leste e Cardeal Nordeste.

**Fonte: Valor | 22.05**

## Governo prevê para junho pacote de medidas para abrir mercado de gás

O governo espera publicar em junho um pacote de medidas para abrir o mercado de gás natural, disse o secretário especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério de Economia, Carlos da Costa.

Segundo ele, uma das propostas em estudo é abrir a capacidade ociosa dos gasodutos para outras empresas. Hoje, a Petrobras é dona dos contratos de transporte para uso dessas tubulações, com períodos de exclusividade em muitos deles, mas não usa parte da capacidade. A estimativa é que cerca de 40% da capacidade de transporte dos gasodutos esteja ociosa hoje.

Costa destacou que a intenção é abrir a capacidade ociosa tanto dos gasodutos de transporte como dos gasodutos de escoamento e as unidades de processamento de gás. "Será de ponta a ponta", disse o secretário, à imprensa, durante o evento CWC World Gás Series.

Segundo o secretário, as medidas de abertura devem injetar cerca de 50 milhões de metros cúbicos diários (m<sup>3</sup>/dia) de gás no mercado até 2024, ajudando a reduzir os preços do gás natural em até 50% nesse período.

Costa afirmou que o governo tem mantido conversas "amigáveis" com a Petrobras sobre a abertura do mercado de gás, notando que a empresa pode se beneficiar com a iniciativa já que pode proporcionar um aumento da demanda pelo gás. A previsão é concluir essas conversas em 60 dias.

**Fonte: Valor | 21.05**

## Especialista diz que é difícil prever queda do gás no país

A abertura do mercado de gás natural em estudo pelo governo pode acarretar em redução de custos para o consumidor final, principalmente as indústrias, ampliando a competitividade delas, porém não é possível precisar que essa queda será de 50%, como quer o Ministério da Economia, de acordo com a avaliação de Ashley Brown, especialista em regulação de infraestrutura e diretor executivo da Harvard Electricity Policy Group (HEPG).

Segundo ele, a quebra de um monopólio como o da Petrobras trará eficiências que possibilitarão a redução de custos.

Por outro lado, o preço do gás, por si só, é volátil e a alocação de riscos deixará de ser de um ente público para ser assumido por investidores privados, que precificarão esse fator em seus cálculos.

"Não é algo que você consegue prever. Se eu fosse arriscar, diria que os preços vão cair porque hoje temos um mercado ineficiente.

Mas dizer que será de 50%, não tem como saber", afirmou o especialista, que esteve este mês no Brasil, para uma série de compromissos acadêmicos, em parceria com o Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (Ceri/FGV), no Rio. Ex-integrante da agência reguladora de serviços públicos de Ohio, nos Estados Unidos, e ex-consultor da agência reguladora de gás da Argentina (Enargas), Brown diz que o Brasil precisa realmente fazer uma reforma no mercado de gás para tornar o país mais competitivo.

"O preço do gás no Brasil é mais de três vezes o preço no mercado dos Estados Unidos. Há razões para justificar um preço mais alto, mas três vezes mais?"

Defensor da instalação de um mercado "spot" (à vista) de gás natural, o especialista acredita que a medida traria a liquidez necessária para o mercado e para a comercialização do produto para termelétricas, cujo funcionamento é flexível, ou seja, quando há menos água nos reservatórios hidrelétricos ou menos produção de energia eólica e solar.

Brown é contra a ideia de contratação de térmicas "na base", jargão do setor para a operação contínua dessas usinas, para justificar a comercialização do gás. Para ele, isso seria um subsídio cruzado. "Não pode jogar o custo [da logística e fornecimento do gás] nas costas da termelétrica. Basicamente, você estaria usando o setor elétrico para subsidiar outros usos do gás natural. Não acho que faria muito sentido. O [mercado de] gás natural deveria ser autossuficiente", completou.

**Fonte: Valor | 06.03**

## Brasil quer atrair investidores com mercado mais previsível

### **Governo deverá anunciar pacote de medidas para fomentar competitividade e reduzir o custo do insumo diante da expectativa de aumento de produção**

O plano de abertura do mercado de gás espera atrair investimentos garantindo maior previsibilidade ao setor. Hoje, o acesso à malha de distribuição é maior entrave para entrada de novos players ao País.

“Independente de qualquer medida, o importante é uma sinalização de qual será o ambiente de mercado para precificar o risco e dar confiança aos agentes na tomada de decisão”, afirma o sócio-diretor da Gas Energy, Rivaldo Moreira Neto. A expectativa é que em junho o governo anuncie detalhes do programa Novo Mercado de Gás Natural, elaborado pelos ministérios da Economia e de Minas e Energia. O diretor de estratégia e mercado da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), Marcelo Mendonça, explica que a ideia é trabalhar com uma série de medidas junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). “Não seria uma alteração na legislação, mas na regulação.”

A proposta é aproveitar o potencial de produção do pré-sal para baratear o custo do insumo, reduzindo os gastos da indústria com energia. “A indústria já abraçou o gás, investiu para consumir. A redução de custo traria um grande ganho de competitividade”, avalia Neto.

A projeção do governo é que, aumentando a oferta de gás e a concorrência neste mercado, o custo do insumo cairia em até 50%.

“Atualmente, o preço do gás no Brasil é um dos mais caros do mundo, cerca de US\$ 12/MMBtu [milhão de unidades térmicas britânicas],” afirma a diretora da Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim), Marina Mattar.

Para efeito de comparação, ela aponta que na Europa o valor é de US\$ 8/MMBtu. “Estima-se que com esse programa, o gás passe a custar US\$ 5/MMBtu e a distribuição pode ficar entre US\$8 e US\$ 9/MMBtu, dentro dos patamares internacionais e atrativo para investimentos.”

Marina aponta o exemplo dos Estados Unidos como a ampliação do mercado de gás pode impactar o setor industrial. “Há 15 anos, o preço do gás era 50% mais alto do que no Brasil e hoje é um terço. Com o shale gas, voltou-se a investir no setor químico, que até então passava por dificuldades, com empresas deixando o País”, detalha.

### **Monopólio**

A diretora da Abiquim entende que os principais pontos do programa serão a integração do setor elétrico com a indústria, o compartilhamento da infraestrutura logística e maior transparência e regulação. “Objetivo é fomentar a concorrência e aproveitar o melhor o gás do pré-sal, que deve triplicar a produção nos próximos dez anos.”

Para Mendonça, o principal entrave para abertura do mercado é a falta de acesso aos terminais e à malha de gasodutos da Petrobras. “As distribuidoras tem um único ofertante e, mesmo que outros players produzam gás na costa, é preciso permitir que eles aproveitem a infraestrutura de escoamento e possam concorrer nesse setor.”





Ele assinala que, embora 20% da produção nacional seja realizada por outros agentes, o gás acaba vendido para a Petrobras por falta de acesso aos gasodutos. “A capacidade de transporte é 100% contratada pela Petrobras.”

Em abril, a Petrobras acertou a venda de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG), que opera rede de gasodutos nas regiões Norte e Nordeste, para a elétrica francesa Engie. Em 2016, a estatal já havia feito operação semelhante com a Nova Transportadora do Sudeste (NTS).

**Fonte: DCI | 17.05**

## CCEE e Aneel propõem regras mais rígidas para comercializadoras

Os novos critérios para registro de comercializadoras de energia, que serão submetidos à audiência pública e discutidos para serem implementados a partir de 2020, devem valer também para as comercializadoras existentes, que terão prazo ainda a ser determinado para sua implementação.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) promoveu ontem, com participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), um fórum de debates para apresentar as propostas de aprimoramento do mercado livre, que incluem as regras mais rígidas para habilitação de novas comercializadoras.

Entre as mudanças propostas, contudo, não está o aumento do capital social mínimo exigido de comercializadoras, hoje em cerca de R\$ 1 milhão. "Não temos proposta definida sobre isso, trouxemos agora o que dá para fazer para janeiro de 2020", disse Rui Altieri, presidente do conselho da CCEE, em conversa com jornalistas depois de participar do evento. A questão foi levantada por agentes durante o fórum.

Isso não significa que seja impossível fazer a alteração para o ano que vem, mas a CCEE não incluiu a questão na nota técnica que será publicada até 31 de maio, por não ter tido tempo suficiente para estudar o tema. Hoje, há pouco menos de 300 comercializadoras habilitadas, muitas com capital social próximo do mínimo. O problema é que não há limite para alavancagem dos agentes, que fazem operações não condizentes com seus portes.

Altieri admitiu que uma potencial mudança na exigência pode reduzir o número de comercializadoras habilitadas, já que as empresas existentes serão revalidadas pelas novas regras, mas isso vai depender do grau da exigência. "Outra abordagem seria determinar que capital social pequeno tem acesso a operação pequena, capital social grande tem acesso a operação grande", disse Altieri, completando que o assunto ainda está "em construção."

Segundo André Pepitone, diretor-geral da Aneel, a B3 também participa das discussões sobre o tema. A resolução 461 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que disciplina mercados regulamentados de valores mobiliários, será referência para as novas regras a serem definidas. Entre as mudanças, está a exigência de publicação de balanços auditados, além da divulgação de informações amplas sobre o histórico de cada um, se há relacionamento direto ou indireto com agentes em monitoramento, e um diagrama do grupo econômico em modelo a ser estabelecido.

De acordo com Altieri, hoje, a CCEE não tem instrumentos para monitorar se os responsáveis pelas comercializadoras em desligamento por inadimplência podem partir para novas comercializadoras no futuro. "Não temos mecanismos para evitar isso, e é o que perseguimos", afirmou.

**Fonte: Valor | 23.05**





## Cenário 'emperra' mudanças no setor elétrico

Em meio a crises políticas e o foco da equipe econômica na reforma da Previdência, o setor elétrico vem perdendo terreno dentro das prioridades do governo, apesar dos esforços da equipe do ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, de acordo com a avaliação do mercado de energia.

Mesmo com a decisão do almirante de manter boa parte dos técnicos da pasta, o que foi considerado acertado por executivos e especialistas do setor, os três pontos mais aguardados da agenda de energia elétrica - a solução para o impasse relacionado ao risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês), a capitalização da Eletrobras e a reforma do setor elétrico - estão sem previsão de solução no curto prazo e, muito provavelmente, ficarão para 2020. Tida como a prioridade do ministro, a solução para o impasse do GSF, que gera uma inadimplência de R\$ 7,1 bilhões no mercado de curto prazo, esbarra mais uma vez no Congresso. O novo capítulo da novela, que já dura seis anos, foi a inclusão no texto do projeto de lei 10.985/2018, sobre a repactuação do risco hidrológico, da criação do polêmico Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e Escoamento da Produção, o "Brasduto". "Apesar de ser uma matéria de consenso, e que o governo entende ser positiva, colocaram 'jabutis' na legislação, como essa questão do Brasduto. Isso é misturar os interesses, é querer pegar carona na solução de um problema.

Acabou não solucionando a questão do GSF para fazer lobby para um grupo de interesses específicos", afirmou um executivo do setor elétrico, sob condição de anonimato.

O presidente do Instituto Acende Brasil, Cláudio Sales, concorda com essa avaliação. "A inclusão de um projeto bastante controverso está atrapalhando", disse. Para ele, a solução para o impasse do GSF está na "na marca do pênalti".

"Mas tudo depende do tratamento que o governo vai dar", completou.

Na última liquidação do mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), referente ao mês de março, dos R\$ 9,6 bilhões contabilizados, a inadimplência chegou a R\$ 7,7 bilhões, sendo R\$ 7,12 bilhões referentes às liminares sobre o risco hidrológico. Para ter uma ideia, um credor comum da liquidação recebeu apenas 4% do valor a que tinha direito.

A solução específica para o impasse do GSF e que já tem consenso no governo e no mercado é a proposta de extensão do prazo de concessão de usinas hidrelétricas desde que seus respectivos donos abram mão das liminares que os protegem do pagamento das despesas do GSF. Caso aprovado e sancionado pelo presidente Jair Bolsonaro, o projeto de lei prevê um prazo para que os agentes avaliem se vão aderir ou não à proposta. Por esse motivo, muitos no mercado já trabalham com o efeito prático da solução do GSF apenas em 2020.

É com esse mesmo horizonte que as empresas consideram a capitalização da Eletrobras e a reforma do marco legal do setor elétrico. Em relação ao plano de capitalização da companhia, o Valor apurou que o Ministério da Economia tem influência nas discussões.

A meta do ministro de Minas e Energia é divulgar ao mercado o novo modelo de capitalização ainda em junho. O presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Júnior, tem sinalizado internamente que confia no avanço da iniciativa.

Tanto o executivo quanto o ministro Albuquerque acreditam na possibilidade de realizar a capitalização ainda neste ano.

Nos bastidores, no entanto, esse cenário é dado como improvável. O próprio vice-presidente Hamilton Mourão indicou, em recente reunião com representantes sindicais ligados à Eletrobras, que o assunto deve ficar para 2020, após ampla discussão com sociedade e Congresso.

Além da decisão da pasta de rever o plano anterior de capitalização da Eletrobras, definido ainda no governo Temer e que garantia a privatização da empresa, com um pagamento de bônus de R\$ 12 bilhões à União referente à mudança no regime de concessão de um conjunto de hidrelétricas da companhia, outra ameaça à medida é a proposta alternativa do Ministério da Economia. O plano prevê faturamento e venda em separado das grandes subsidiárias da estatal. Mas, com essa fórmula, não há garantia de mudança do regime regulatório das hidrelétricas.

Sobre a reforma do setor, a preocupação do mercado é com relação ao prazo para a sua implementação. Havia uma expectativa de que o Ministério de Minas e Energia desse continuidade ao trabalho que foi feito na chamada pública 33/2017, amplamente discutida com diversos segmentos do mercado. A pasta, no entanto, recuou e criou, em abril, um grupo de trabalho para "aprimorar propostas de modernização do setor elétrico". Apesar da disposição do governo em tratar do assunto, o grupo de trabalho terá um prazo até outubro. Considerando o trâmite normal do Congresso, é difícil imaginar a implementação de alguma medida ainda neste ano.

Outros pontos da agenda avançam mais depressa. É o caso do plano de solução para atendimento energético à Roraima, único Estado isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além de realizar um leilão no fim deste mês para contratar energia para o Estado com edital inovador, o governo priorizou o licenciamento ambiental da linha de transmissão que ligará Boa Vista a Manaus, conectando Roraima ao SIN.

Também pode ser incluída no grupo das pautas que avançaram a solução para a retomada das obras da usina nuclear de Angra 3. Após receber contribuições de potenciais interessados, o governo prevê lançar no início do segundo semestre o edital da concorrência internacional e definir até o fim do ano o parceiro para a conclusão das obras. A expectativa é retomar a construção da terceira usina nuclear brasileira até 2021. A previsão é que Angra 3 inicie a operação em janeiro de 2026.

**Fonte: Valor | 22.05**



## Aneel aprova aumento de tarifas nas bandeiras da conta de luz

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou nesta terça-feira o aumento das faixas de acionamento das bandeiras tarifárias. Com isso, a partir de 1º de junho, o acréscimo máximo da bandeira vermelha patamar 2 passará de R\$ 5,00 a cada 100 quilowatts-hora (KWh) consumidos para R\$ 6,00. Houve aumento em todas as faixas de bandeira tarifária. A amarela passou de R\$ 1,00 a cada 100 KWh para R\$ 1,50. Já a vermelha patamar 1 passou de R\$ 3,00 para R\$ 4,00 a cada 100 KWh consumidos.

Segundo a Aneel, a mudança se deu a fim de ajustar a metodologia do risco hidrológico (medido pelo fator GSF, na sigla em inglês) considerado no cálculo. A alteração, segundo a agência, fará com que o efeito do risco hidrológico seja retratado com maior precisão aos consumidores.

As bandeiras tarifárias refletem as condições hidrológicas, uma vez que, quando estas são desfavoráveis, as distribuidoras têm despesas adicionais não cobertas pelas tarifas, como compra de energia de termelétricas mais caras. Esses gastos, por sua vez, são reembolsados às concessionárias, mas apenas no próximo reajuste tarifário, e as empresas acabam fazendo financiamentos para cobrir o descasamento de caixa.

### **Redução de tarifas só em 2020**

De acordo com cálculos da consultoria Thymos Energia, os novos valores das bandeiras tarifárias devem ajudar a conta de luz a ter uma redução de até 5% em 2020.

Em nota, o consultor Anton Schwyter disse que, “se a arrecadação das bandeiras for suficiente para cobrir a maior parte dessa despesa, ela evita que a distribuidora precise fazer empréstimos, pagar juros e etc, e o impacto final será menor”.

Considerando os percentuais atuais das bandeiras tarifárias, a Thymos já contava com uma redução média de 4% ano que vem.

Outro benefício citado pelo especialista é que a mudança vai deixar a metodologia mais eficiente e realista, ao refletir de forma mais exata o déficit de geração das hidrelétricas.

“A metodologia atual não está conseguindo capturar as reais condições do sistema, 2019 iniciou com cenário hídrico ruim, o preço da energia no mercado de curto prazo esteve alto e, simultaneamente, a bandeira estava verde”, disse Schwyter.

**Fonte: Valor | 21.05**

## Consumo de energia sobe 1,8% em abril, diz ONS

A carga ou consumo de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu 68.713 megawatts médios em abril, alta de 1,8% frente a igual mês do ano passado. Na série com ajuste, que exclui o efeito de fatores fortuitos e não econômicos sobre a carga, o aumento na mesma comparação foi de 0,5%.

Na comparação com março deste ano, no entanto, houve queda de 0,7%. No acumulado em 12 meses, a alta é de 2% frente aos 12 meses imediatamente anteriores. Os dados constam do Boletim de Carga Mensal, divulgado nesta terça-feira pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Ao detalhar o desempenho, o operador informou que a ocorrência de temperaturas atípicas para o período, principalmente nas regiões Sudeste, Centro Oeste, Sul e Nordeste, ao longo de abril, provocou incremento da carga de refrigeração – o que explica taxa de crescimento apresentada pela carga no referido mês.

Entretanto, o ONS admitiu que a alta no consumo, na série ajustada, foi de pequena magnitude.

“Ressalta-se que o desempenho da carga tem sido impactado pelo baixo dinamismo da atividade econômica, e a variação positiva de apenas 0,5% apresentada pela carga ajustada do SIN corrobora com essa afirmação, indicando que os fatores fortuitos, não econômicos, contribuíram positivamente com 1,3%”, detalhou o operador, em seu comunicado.

Três dos quatro subsistemas apresentaram aumento de consumo em abril ante abril do ano passado.

Ao detalhar por regiões, o ONS informou que, em abril deste ano, apenas o consumo do subsistema Sul, de 11.699 megawatts médios, mostrou recuo de 1,3% na comparação com igual mês de ano anterior.

Em relação a abril de 2018, foram observadas altas de 2,1% no consumo do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO), para 40.406 megawatts médios em abril deste ano; de 1,3% no consumo do subsistema Norte, para 5.461 megawatts médios; e de 4,6% no subsistema Nordeste, para 11.147 megawatts médios. Porém na comparação de abril ante março deste ano, não foram registradas altas. Foram detectados recuos de 0,4% no consumo do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO); de 2,3% no subsistema de Sul; e de 0,9% no subsistema Norte. Já o subsistema Nordeste mostrou estabilidade, em abril ante março.

**Fonte: Valor | 21.05**

## O papel essencial das distribuidoras de energia

### ***É fundamental calibrar bem incentivos e punições para garantir uma prestação adequada dos serviços***

Estão em discussão algumas propostas para uma possível redução de tarifas do gás natural e da energia elétrica, além da busca por mais transparência nos preços dos combustíveis e do botijão de gás. Neste processo, é possível perceber um viés negativo com relação ao papel das distribuidoras, como se elas fossem as principais responsáveis por tarifas e preços altos. Alguns, de forma irresponsável, chegam a chamar essas empresas de atravessadoras.

É preciso explicar qual é efetivamente o papel das distribuidoras de energia elétrica, gás natural e combustíveis e mostrar por que são essenciais para que os consumidores sejam atendidos com qualidade e segurança. Deve-se, ainda, fazer uma reflexão a respeito da alocação dos riscos neste segmento da cadeia e esclarecer qual parcela das tarifas ou preços fica com as distribuidoras.

No caso das distribuidoras de energia elétrica e de gás natural, é importante mencionar que o mercado em que elas operam são monopólios naturais, ou seja, suas receitas são reguladas por agências que criam mecanismos virtuais de competição, buscando a modicidade tarifária. Sendo assim, essas empresas atuam em setores regidos por tarifas reguladas, enquanto as de combustíveis têm suas receitas definidas por preços livremente pactuados, num ambiente de mercado competitivo.

É de responsabilidade das distribuidoras a arrecadação e o repasse de todos os tributos e encargos entre os elos da cadeia, concentrando o risco de inadimplência.

Em última instância, elas também são o termômetro de qualidade da prestação dos serviços perante o consumidor final. Além disso, as distribuidoras exercem atividades de alto risco, como manutenção de redes em linha viva (sem desligamento da energia elétrica), além de corte e religamento de redes que possam ter sofrido intempéries por causas naturais (descargas elétricas) ou antrópicas (ataques a dutos para roubo de combustível).

Cabe destacar que, pela característica continental do território brasileiro, prover um serviço de qualidade requer um planejamento comercial e logístico complexo. As distribuidoras também arcam com o risco de capital de giro setorial. Em relação à discussão sobre o valor das tarifas ou preços, está claro que não se deve atribuir essa responsabilidade às distribuidoras. Enquanto as reguladas têm participação de 15% a 20% no preço final, a margem para distribuidores e revendedores de combustíveis é de 13%. Os gastos com compra de energia – para os quais as distribuidoras não têm ganhos no repasse – representam cerca de 28% e 46% das contas de luz e gás natural, respectivamente. Já no setor de combustíveis, 40% dos preços finais correspondem a encargos e tributos, valor que pode chegar a 55% da conta final no setor elétrico.

Recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica publicou excelente Nota Técnica (NT n.º 27/2019), no âmbito da Consulta Pública n.º 3, em que analisou o desempenho das distribuidoras de eletricidade nos últimos 20 anos.



De acordo com a NT, a participação da distribuição na tarifa caiu 52% entre 2001 e 2017, passando de R\$ 208 para R\$ 99 por MWh, como resultado “dos substanciais ganhos de eficiência das distribuidoras”.

O setor de energia precisa de distribuidoras prestando um serviço adequado para reduzir a sonegação de tributos e encargos em todas as esferas de governo. Apesar do julgamento se as tarifas e os preços estão justos, é essencial mostrar o papel que as distribuidoras cumprem no País e entender que é importante garantir retornos condizentes com os riscos do negócio e evitar populismos e artificialismos, pois distribuidoras saudáveis significam setores saudáveis.

Por isso, é fundamental calibrar de forma correta incentivos e punições para garantir uma prestação adequada dos serviços. Prometer reduções de preços ou tarifas antes de um diagnóstico preciso pode sair caro, como no episódio da Medida Provisória 579/12 para o setor elétrico, um caso clássico de que o barato sai caro. Infelizmente, quem paga essa conta é sempre o consumidor, mas a culpa não pode ser atribuída às distribuidoras.

**Fonte: Estadão | 18.05**

## Light anuncia destituição de diretores comercial e de gestão empresarial

A elétrica Light, controlada pela estatal mineira Cemig, informou que seu conselho de administração decidiu destituir dois diretores da companhia, que é responsável pela distribuição de eletricidade no Rio de Janeiro e tem ativos de geração.

Foram destituídos o diretor Comercial, Marco Antonio Vilela de Oliveira, e o diretor de Gente e Gestão Empresarial, Fábio Amorim da Rocha, disse a Light em comunicado na noite de terça-feira.

A companhia acrescentou que a presidente-executiva, Ana Marta Horta Veloso, assumirá interinamente as áreas até que o conselho eleja novos membros para ocupar os cargos.

A Light tem passado por uma reestruturação no comando neste ano, em processo desencadeado por decisões da Cemig, que também passou por uma reformulação de sua cúpula em meio a uma mudança de comando no governo mineiro depois das eleições do ano passado.

A movimentação incluiu a troca do comando da Light, com Ana Marta Hora Veloso eleita para o cargo no final de abril, em substituição a Luis Fernando Paroli.

**Fonte: DCI | 22.05**