

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: (em negrito) Matérias que citam o Ministro Bento Albuquerque ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: Valor Econômico.....	2
Título: Aneel calcula 'bônus tarifário' que pode trazer alívio de mais de R\$ 20 bi na conta	2
Título: Argentina Pecom estreia em campos maduros no Brasil	4
Título: BP embolsa US\$ 5 bi com venda da área petroquímica	6
Título: Chesapeake pede proteção contra credores nos EUA.....	7
Título: Dow usará energia solar gerada pela Atlas Energy.....	10
Título: EDP busca reverter danos da crise e mira novas oportunidades	12
Título: Transpetro pretende cortar 8,5% dos empregados.....	13
Título: Lucro líquido do Grupo São Martinho subiu 67% no 4º tri da safra 2019/20	14

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 30/06/2020****Seção: Brasil****Autor: Rafael Bitencourt — De Brasília****Título: Aneel calcula 'bônus tarifário' que pode trazer alívio de mais de R\$ 20 bi na conta**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) está mobilizada para calcular o novo desconto nas contas de luz que beneficiará os consumidores de energia em, ao menos, R\$ 20 bilhões, com o fim de uma briga judicial que durou mais de dez anos. O “bônus tarifário” decorre de derrota em 217 do governo federal no Supremo Tribunal Federal (STF) que excluiu o ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins.

A decisão da corte, de repercussão geral, provocou efeito em cascata em julgamentos nas demais instâncias, mas, só agora, começa a gerar resultado prático no setor elétrico. Parte das ações chega neste ano à reta final de análise no Judiciário, já com trânsito em julgado. Com isso, inicia-se a liberação de recursos de depósitos judiciais ou crédito tributário em favor do contribuinte - neste caso, os clientes das distribuidoras.

Um integrante da diretoria da Aneel disse ao **Valor** que cerca de R\$ 20 bilhões certamente vão retornar ao caixa das distribuidoras, o que deve ser convertido em desconto na fatura. Este montante já supera os R\$ 16,1 bilhões da “conta covid”, mecanismo criado para socorrer o setor e atenuar a alta nas tarifas durante a crise da pandemia.

Outra autoridade do governo, ouvida pela reportagem, considerou conservadora a estimativa de R\$ 20 bilhões. Ela avalia que o valor deve facilmente chegar em R\$ 25 bilhões, pois a soma dos valores considerados na reta final de julgamento já chega a R\$ 30 bilhões.

Na semana passada, o diretor da Aneel Efrain da Cruz tentou incluir parte do crédito tributário no cálculo do reajuste anual da Cemig. O diretor sugeriu que R\$ 800 milhões fossem convertidos em desconto na tarifa.

A Cemig, em estágio mais avançado de liberação dos créditos, reconheceu que já recebeu de volta R\$ 6,08 bilhões em depósitos judiciais. Para a companhia, R\$ 4,19 bilhões, relativos ao créditos dos últimos dez anos, seriam de direito do consumidor.

O desconto proposto por Efrain foi barrado pelos demais colegas da diretoria. Eles acharam melhor não tratar casos isolados. A ideia é definir um cronograma

e uma metodologia geral de repasse dos créditos tributários. O processo administrativo inclusive já foi instaurado tendo o próprio Efrain como relator.

Se o desconto definido para a tarifa da Cemig fosse aplicado, os 8,5 milhões de clientes de 774 municípios mineiros contariam com uma redução média de 0,51%, em vez do aumento médio de 4,27%, aprovado na última semana.

Na apuração dos créditos, Efrain enviou carta aos presidentes das distribuidoras solicitando informações sobre os valores e o estágio de tramitação dos processos. As respostas, acessadas em parte pelo **Valor**, dão a noção do impacto financeiro do desfecho de processo sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins.

O ofício enviado pela distribuidora Enel SP (Eletropaulo) mostrou que os créditos totalizam R\$ 7,3 bilhões. Segundo a empresa, a maior parte (R\$ 5,04 bilhões) já foi habilitada na Receita para a devolução. Duas distribuidoras coligadas, a Enel RJ e a Enel GO, não precisaram o valor dos créditos, apenas indicaram que deve ficar entre R\$ 2 bilhões e R\$ 3 bilhões para cada uma. Os valores não foram definidos por decisão dos tribunais.

O posicionamento da Copel também indicou que os consumidores paranaenses devem contar com um desconto expressivo na conta de luz, diante do total de créditos de R\$ 5,7 bilhões. A distribuidora da Bahia, a Coelba, informou à Aneel que discute na Justiça a devolução R\$ 2,7 bilhões, ainda pendentes de decisão.

Em ofício, o Grupo Equatorial, com distribuidoras em quatro Estados, indicou o montante de R\$ 2,4 bilhões a receber em nome do consumidor, mas ainda sem data para julgamento. Já a distribuidora catarinense Celesc indicou o crédito tributário de R\$ 1,5 bilhão, na mesma situação.

Questionada, a Aneel reconheceu que já concluiu a tomada de subsídios com as distribuidoras, mas não informou o valor total que deve ser convertido em desconto de tarifa. De acordo com a agência, o próximo passo é a abertura de consulta pública no segundo semestre para discutir com o setor a minuta de resolução - com critérios e prazo para conceder o benefício - e o estudo de impacto regulatório.

Nos ofícios enviado à Aneel, a Enel SP destacou que “qualquer repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pelas companhias ante a Receita Federal”. A Cemig, que até recebeu os créditos, solicitou que o ressarcimento aos consumidores fosse dividido em três montantes iguais, nos ciclos de reajuste tarifário de 2020, 2021 e 2022.

Antes de definir o mecanismo de desconto, o comando da agência deve responder a questões como o não pagamento de créditos tributários

questionados há mais de dez anos, conforme pedido da Cemig. Além disso, será preciso avaliar se os consumidores que moveram ações individuais, possivelmente aqueles de maior porte (como os industriais), também serão beneficiados pelo desconto linear oferecido.

Procurada, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) informou que não se pronunciaria, pois as concessionárias estão tratando individualmente do assunto.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho — Do Rio

Título: Argentina Pecom estreia em campos maduros no Brasil

A Pecom, empresa 100% controlada pelo tradicional grupo argentino Perez Companc e que fornece bens e serviços para o setor energético, está expandindo suas operações no Brasil e quer fazer do país o principal vetor de seu plano de internacionalização. A companhia iniciou há um mês as suas primeiras atividades de operação e manutenção de campos maduros de óleo e gás no mercado brasileiro, por meio de um contrato com a 3R Petroleum - empresa que estreia como produtora, depois de comprar o polo Macau (RN), junto à Petrobras, e optou por terceirizar parte da operação do ativo.

O presidente da Pecom, Javier Cordero, conta que empresa já operava no Brasil, como fornecedora de bombas mecânicas para produção de petróleo, por meio da Bolland - companhia argentina adquirida em 2018. A ideia, agora, é diversificar os negócios no mercado brasileiro, a começar pelo segmento de operação e manutenção de campos maduros, atividade que conhece bem, desde os tempos em que o Grupo Perez foi o principal produtor privado do país vizinho, nos anos 1990, antes de abandonar o negócio petrolífero por pouco mais de uma década.

“No nosso plano estratégico para 2020-2029, o grande vetor de crescimento consiste em irmos à região [da América do Sul], internacionalizarmo-nos”, afirmou o executivo ao **Valor**. Segundo ele, a ideia é crescer em volume de negócios. Num segundo momento, no futuro, a Pecom cogita abrir o seu capital na Bolsa, na Argentina.

Cordero destaca que o Brasil é o principal mercado a ser explorado pela companhia, nessa nova investida na América do Sul. Atualmente, a Argentina responde por 95% nos negócios da Pecom, que fechou 2019 com um faturamento de US\$ 514 milhões. A empresa quer explorar novas

oportunidades nos vizinhos sul-americanos, como o Brasil, Colômbia e Peru, para elevar a participação do segmento internacional da empresa para 50% de seus negócios. Segundo o executivo, o plano estratégico passa por um *delay*, devido à pandemia de covid-19, mas está mantido em sua essência, que é crescer por meio da internacionalização.

No Brasil, a ideia é expandir ainda mais a carteira de bens e serviços oferecidos. Além do fornecimento de bombas e de serviços de operação e manutenção, a Pecom vê potencial para desenvolver, no país, negócios como o de químicos para estimulação de poços e engenharia e construção de infraestrutura (como unidades de tratamento e dutos). “Nessa linha estamos armando, passo a passo, nossa companhia no Brasil para atender a todos esses serviços”, comentou.

Segundo Cordero, a empresa cogita inclusive construir no Brasil, no longo prazo, uma unidade para produção de químicos, se a atividade decolar. No setor de operação e manutenção de campos maduros, a Pecom aposta na entrada de novos produtores em terra e águas rasas, em meio aos desinvestimentos da Petrobras. A atividade é uma vocação que a Pecom traz desde os anos 1960, quando a Perez Companc se estabeleceu como uma petroleira. O grupo chegou a ser, nos anos 1990, o segundo maior produtor da Argentina, atrás apenas da YPF, até decidir sair do negócio para se concentrar em alimentos e no agronegócio.

Em 2002, a companhia vendeu a unidade de óleo e gás para a Petrobras, por US\$ 1,02 bilhão. O negócio chegou a entrar, anos mais tarde, nas investigações da Lava-Jato, quando em 2016 o ex-diretor da estatal brasileira, Nestor Cerveró, citou que a transação envolveu uma propina de US\$ 100 milhões ao governo FHC, sem esclarecer quem recebeu. “Nunca fomos chamados pelas autoridades [a prestar nenhum tipo de esclarecimento]”, disse Cordero.

A volta da Pecom ao mercado de óleo e gás se deu em 2015, dessa vez não mais como produtora, mas sim prestadora de serviços, ao comprar a Skanska na Argentina. Nos últimos anos, essa reaproximação com o setor de energia foi reforçada pelas aquisições da Bolland e da TEL 3 (de engenharia e construção). O grupo Perez Companc, por sua vez, atua nos setores de energia, por meio da Pecom e Conuar (nuclear); de alimentos, com a Molinos; e no agronegócio, com a Molinos Agro e a Goyaíke.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 30/06/2020****Seção: Empresas****Autor: Financial Times, de Londres****Título: BP embolsa US\$ 5 bi com venda da área petroquímica****Negócio foi fechado com a também britânica Ineos e vai ajudar atingir sua meta de desinvestimento de US\$ 15 bilhões, um ano antes do planejado**

O diretor financeiro da BP, Brian Gilvary, que está de saída, deixou um presente de US\$ 5 bilhões na mesa de seu sucessor. Nesta segunda-feira, a companhia petrolífera anunciou a venda de seus negócios no setor petroquímico para a Ineos. Para o novo diretor financeiro, Murray Auchincloss, o dinheiro deve ser bem-vindo. A transação significa que a BP atingirá sua meta de desinvestimento de US\$ 15 bilhões um ano antes do planejado. O preço de suas ações subiu 3% com a divulgação da notícia.

Note-se que a BP e a Royal Dutch Shell caminham em direções diferentes no setor petroquímico. O executivo-chefe da Shell, Ben van Beurden, levou seu grupo a se comprometer com a expansão nessa área, por acreditar que as emissões de CO2 de produtos químicos são mais baixas (no ciclo completo) do que a perfuração e a queima de petróleo e gás. Essa avaliação provavelmente não leva em conta as grandes quantidades de calor e energia necessárias para o funcionamento de uma unidade de produção petroquímica.

A Ineos já comprara outras instalações petroquímicas da BP. Em 2005, a BP vendeu grande parte de seus negócios de produtos químicos a granel para o grupo privado, que é controlado pelo quinto homem mais rico do Reino Unido, Sir Jim Ratcliffe. O que restou foram seus produtos de ácido tereftálico purificado (PTA) e de acetil, que são utilizados em tudo, desde têxteis e plásticos até produtos farmacêuticos. Agora a Ineos adquiriu 15 instalações ao redor do mundo, na Ásia, na América e na Europa, por cerca de 8 vezes seu ebitda (lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização) histórico, de acordo com a BP. O Berenberg declara que é um pouco menos do que isso. Não importa - o valor ainda parece um múltiplo decente quando comparado com seus pares petroquímicos mais diversificados e de capital aberto.

Para a BP, o dinheiro deve cortar o equivalente a um décimo de sua dívida líquida. Boas notícias, dada a recente redução das estimativas de reservas por

produtores de petróleo, porque ao reduzir seu valor de mercado, eleva seu coeficiente de alavancagem líquida. Outra possibilidade é que os recursos possam ser destinados à proteção do dividendo, que consumiu US\$ 7 bilhões do fluxo de caixa em 2019. Há dúvidas sobre sua sustentabilidade, como mostra o alto retorno do dividendo da BP, de 10%.

A venda é um presente em mais de um sentido. É relativamente fácil separar as divisões petroquímicas do restante da BP, pois houve pouca integração. Os acionistas devem estar satisfeitos com a estrutura mais simplificada e com a proteção extra em dinheiro para pagamentos resultantes disso.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Empresas

Autor: Derek Brower e Myler McCormick — Financial Times, de Londres

Título: Chesapeake pede proteção contra credores nos EUA

A Chesapeake Energy, uma das pioneiras da revolução do xisto americana, apresentou um pedido de proteção contra credores no domingo. Torna-se, assim, a maior produtora americana a sucumbir ao colapso dos preços do petróleo que está devastando o setor energético do país.

Após deixar de realizar pagamentos de juros neste mês, e com bônus vencendo neste ano que da última vez estavam sendo negociados por apenas US\$ 0,05 por dólar de valor de face, previa-se um pedido de proteção judicial pelo Capítulo 11 mais cedo ou mais tarde.

Bônus de US\$ 25 milhões foi pago à diretoria dias antes de a empresa advertir sobre os riscos de uma concordata

Mas a quebra de uma empresa que liderou o avanço revolucionário que foi o xisto mais de dez anos atrás, ajudando os EUA a se tornarem o maior produtor mundial de petróleo e gás, causará, no entanto, abalos secundários em um setor que passa por seu pior colapso de várias décadas.

“Estamos redefinindo fundamentalmente a estrutura de capital e os negócios da Chesapeake a fim de enfrentar nossas fragilidades financeiras mais antigas e capitalizar nossos significativos pontos fortes operacionais”, disse Doug Lawler, o executivo-chefe da Chesapeake.

A empresa informou que obteve a anuência da maioria de seus credores para eliminar US\$ 7 bilhões de dívidas e que garantiu US\$ 925 milhões de

financiamento a fiel depositário a fim de continuar operando ao longo do regime de concordata.

A direção da Chesapeake, que recentemente compartilhou de um “bônus de retenção” de US\$ 25 milhões que foi anunciado apenas alguns dias antes de a empresa advertir os investidores de que poderia pedir recuperação judicial, deverá continuar atuando durante a reestruturação.

A empresa pediu recuperação judicial no Tribunal de Falências dos EUA do Distrito Sul do Texas. Como parte da reestruturação, os bancos concordaram em princípio em fornecer US\$ 2,5 bilhões em financiamento quando a empresa sair da falência, constituído de uma linha de crédito rotativo e de um empréstimo de US\$ 750 milhões a prazo. As instituições, além disso, vão respaldar uma oferta de direitos preferenciais de subscrição de US\$ 600 milhões quando a empresa deixar o regime falimentar.

Estão entre os assessores da Chesapeake no pedido de recuperação judicial o escritório de advocacia Kirkland & Ellis, a Alvarez & Marsal como assessoria em reestruturação e os bancos de investimento Rothschild e Intrepid Financial Partners.

Analistas disseram que o pedido de concordata da empresa provavelmente abrirá as comportas para outras, em um segmento de xisto que já estava perdendo força neste ano mesmo antes que o pior colapso dos preços do petróleo de décadas atingisse o setor. No fim de maio, 18 empresas americanas de prospecção e produção tinham pedido recuperação judicial este ano, de acordo com o escritório de advocacia Haynes and Boone.

Apesar da alta registrada pelo mercado de petróleo a partir do recorde de baixa alcançado pelos preços em abril - quando o referencial dos EUA foi negociado, por pouco tempo, a preços inferiores a zero -, o petróleo americano está sendo transacionado abaixo dos US\$ 45 ou mais que alguns produtores mais fracos precisam para se manter adimplentes.

“O setor não está morto, e os EUA vão se beneficiar por vários anos ainda do recurso natural de baixo custo que a Chesapeake contribuiu para encontrar”, disse Andrew Gillick, um dos diretores-executivos da consultoria RS Energy Group. “Mas a empolgação em torno do xisto morreu oficialmente com o pedido da Chesapeake.”

Fundada em 1989, a Chesapeake abriu o capital em 1993, mas só a partir da década de 2000 que o grande momento da empresa deu mostras de ter chegado, quando a fratura hidráulica e a prospecção horizontal liberaram amplo

volume de novas reservas de gás de xisto aprisionadas do Texas até a Pensilvânia.

Sob a direção de seu carismático fundador e então executivo-chefe Aubrey McClendon, a Chesapeake acumulou uma enorme posição em terras em todas as bacias de xisto americanas, comprometendo-se a abrir milhares de poços.

Ela se tornou a segunda maior produtora americana de gás natural e a obsessão por prospecção contribuiu para impulsionar uma revolução do xisto que, em uma década, tornaria os EUA o maior produtor mundial de petróleo.

O valor de mercado da Chesapeake superou US\$ 35 bilhões em 2008. McClendon usou seu patrimônio - ele foi, por certo período, o executivo-chefe mais bem-remunerado dos EUA - e o da empresa para transformar Oklahoma City, a cidade de origem da Chesapeake. Ajudou a comprar um time da Associação Nacional de Basquete americana e lançou restaurações imobiliárias próximas ao ultramoderno campus da empresa.

McClendon morreu em 2016, um dia depois de ter sido indiciado por acusações de manipulação de licitações de direitos de prospecção. Na sexta-feira, o valor de mercado da empresa era de apenas US\$ 116 milhões.

As enormes dívidas acumuladas por McClendon para construir seu império de gás natural tolheram os esforços de Lawler de transformar a empresa que assumiu em 2013. As vendas de ativos reduziram o passivo à metade, para US\$ 12 bilhões, no primeiro trimestre deste ano - mas o total de ativos da empresa valia, na época, apenas US\$ 8 bilhões.

A Chesapeake não conseguiu manter seus gastos restritos aos limites do fluxo de caixa e, em 2018, um oneroso esforço para produzir mais óleo, em vez de gás, com uma aquisição no Texas e uma campanha de prospecção em Wyoming, revelou ter sido empenhado em mau momento, diante da lenta queda dos preços do petróleo bruto no ano passado e seu colapso final no segundo trimestre deste ano. “A Chesapeake se parece com muitas das outras empresas que seguiram seus passos - assumiu um volume de dívidas grande demais e nunca gerou fluxo de caixa livre”, disse o analista-sênior John Thieroff, da Moody’s Investors Service.

A Chesapeake produziu quase 500.000 barris equivalentes de petróleo no primeiro trimestre, a partir de seus ativos no depósito de xisto de Marcellus, na Bacia dos Apalaches, bem como no Texas e em Wyoming. Mas anos de preços baixos de gás natural, em parte causados pela escalada da oferta que a Chesapeake contribuiu para criar e o eterno problema dos elevados

pagamentos de juros deixaram a Chesapeake vulnerável quando a pandemia e a guerra de preços arrasaram o mercado de energia neste ano.

Analistas dizem que novas falências são inevitáveis, mesmo se os preços do petróleo e do gás subirem gradualmente nas próximas semanas. O colapso causou danos demais a empresas já frágeis, e mais dívidas começam a vencer. “Haverá, sem dúvida, outras pedindo proteção judicial no curto prazo, num momento em que o setor tenta sair de baixo do grande volume de dívidas que assumiu durante o surto de crescimento”, disse Thieroff.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Empresas

Autor: Stella Fontes e Leticia Fucuchima — De São Paulo

Título: Dow usará energia solar gerada pela Atlas Energy

Uma das maiores empresas químicas do mundo, a Dow segue firme no propósito de ampliar a participação de fontes renováveis na operação global, reduzindo a pegada de carbono. Em mais um passo nessa direção, que também proporciona custos de energia mais competitivos, a subsidiária brasileira acaba de firmar um primeiro contrato de longo prazo para compra de energia solar no país, com a Atlas Renewable Energy.

Por meio do acordo que tem prazo de 15 anos, a Atlas fornecerá, a partir do primeiro semestre do ano que vem, um terço da energia consumida pelo complexo industrial de poliuretanos da Dow em Aratu (BA), único produtor de óxido de propeno e propileno glicol na América Latina.

O PPA (contrato de energia) prevê fornecimento anual de mais de 440 gigawatts-hora (GWh), gerados em uma nova usina solar operada pela Atlas, com capacidade instalada de 187 megawatts-pico (MWp). Equipado com mais de 450 mil módulos, o parque terá potência suficiente para atender a uma cidade de 750 mil habitantes.

De acordo com o presidente da Dow na América Latina, Javier Constante, o PPA representa um marco importante para a operação local e vem no momento em que a corporação estabeleceu novas metas globais de sustentabilidade: de 2020 a 2030, o plano é reduzir em 15% as emissões anuais de gás carbônico, chegando à neutralidade em 2020, e, até 2025, utilizar 750 megawatts (MW) a partir de fontes renováveis. Hoje, essa marca já está em 600 MW.

Não está nos planos da Dow tornar-se autoprodutora de energia, embora a operação química seja de natureza eletrointensiva. “Estamos focados na conversão para energia renovável”, diz o executivo. Segundo Constante, a

multinacional buscará ativamente novas oportunidades e impacto social é um dos fatores que são avaliados na escolha de futuros parceiros. “Por isso a parceria com a Atlas é importante. Dividimos os mesmos valores”.

Além do acordo com a Atlas no Brasil, a Dow acaba de anunciar outros três PPAs em energia renovável, com a Kentucky Utilities e a First Solar nos Estados Unidos e com a Central Puerto na Argentina. No ano passado, cerca de 13% do consumo total de eletricidade da multinacional veio de fontes renováveis.

No próprio complexo de Aratu, a Dow já utiliza energia gerada a partir de biomassa de eucalipto, por meio de um contrato de longo prazo firmado com a Energias Renováveis do Brasil (ERB) e, agora, passa a usar também a fonte solar. O valor do investimento no parque na Bahia não é revelado. Mas a nova usina, apelidada de Jacarandá, ficará próxima a outro projeto solar da Atlas, também na cidade de Juazeiro. O investimento será feito integralmente pela Atlas.

O acordo prevê que a Atlas fornecerá energia 24 horas para o complexo da Dow, o que exigiu uma estrutura inovadora para viabilizá-lo, uma vez que as plantas solares só geram durante o dia. Para contornar a intermitência, a Atlas desenhou o parque solar para gerar bem mais do que o necessário enquanto há recurso disponível. O excedente será vendido para parceiros, como geradoras eólicas, cujo perfil de geração costuma ser noturno. "Fazemos esse swap para que possamos providenciar uma solução de 24h", afirma Carlos Barrera, presidente da Atlas Renewable Energy.

Fundada em 2017, a Atlas Renewable Energy faz parte do Energy Fund IV, da gestora britânica Actis. A companhia desenvolve, constrói e opera projetos de energia renovável na América Latina e tem hoje um portfólio de 2 gigawatts (GW) de projetos contratados em diferentes fases, que quer expandir em mais 4 GW nos próximos anos. No Brasil, detém quatro empreendimentos solares, localizados na Bahia e no Ceará: São Pedro (67 MW), Sertão Solar Barreiras (117 MW), Engenheiro Manoel de Andrade (167 MW) e Sol do Futuro (81 MW).

O PPA corporativo com a Dow é o segundo firmado pela Atlas no país. O primeiro foi assinado em março com a mineradora Anglo American, e prevê o fornecimento de 9 terawatt-horas (TWh) ao longo de 15 anos, iniciando em 2022. A energia será gerada numa planta em Minas Gerais, com capacidade instalada de 330 megawatts (MW) e mais de 800 mil módulos.

Segundo a Atlas, os PPAs com a Dow e a Anglo American dobrarão sua capacidade instalada no Brasil, chegando a 1 GW até o fim de 2022. "Vemos que o mercado livre de energia continua ganhando força entre as companhias, com preocupações voltadas à redução de custos e da pegada de carbono. Acreditamos que há uma grande oportunidade aí", avalia Barrera. Ainda de

acordo com o executivo, a companhia não descarta participar de futuros leilões no mercado regulado, e também avalia oportunidades de eventuais aquisições. “Temos flexibilidade nas estratégias de atuação no mercado e estamos muito bem capitalizados”.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Empresas

Autor: Letícia Fucuchima — De São Paulo

Título: EDP busca reverter danos da crise e mira novas oportunidades

Após o susto inicial provocado pela pandemia, que levou a empresa a tomar uma série de medidas para proteger o caixa, a EDP Brasil entrou numa fase “moderadamente otimista”. A avaliação é de que os impactos da crise ao setor elétrico, como a redução de mercado e o aumento da inadimplência, levarão inevitavelmente a uma piora dos resultados no segundo trimestre, mas foram menos severos do que se antecipava.

“Num primeiro momento, tivemos cautela e nos retraímos, mas agora estamos num momento moderadamente otimista. Temos os pés no chão e vamos tentar aproveitar algumas oportunidades”, afirmou Miguel Setas, presidente da companhia, em conversa com o **Valor**.

Para fazer frente à crise, a EDP realizou um reforço de caixa de cerca de R\$ 3 bilhões, através de captações, redução de custos e investimentos, corte de dividendos e cancelamento de negócios em andamento, como a aquisição de uma linha de transmissão. Segundo Setas, as ações prepararam a empresa para “o pior dos cenários”, mas a realidade trouxe índices relativamente melhores do que se previa inicialmente.

O executivo não comenta números específicos das duas distribuidoras de energia da EDP, mas a tendência de melhora, ainda que não totalmente consolidada, pode ser observada em dados de mercado. Do lado do consumo de energia, o acompanhamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) mostrou que as quedas mensais têm diminuído de intensidade, atingindo 6% em junho (no acumulado até o dia 19), após terem alcançado índices negativos de 12,1% e 10,9% nos meses de abril e maio, respectivamente. Já a inadimplência de curto prazo evoluiu para quase 6% em março, atingiu o pico

de 10,2% em abril, caiu para 4,6% em maio, e encontra-se em 0,95% em junho, diz o monitoramento do Ministério de Minas e Energia.

O presidente da EDP Brasil observa que as distribuidoras tendem ainda a ter um alívio com o empréstimo que está sendo negociado pelo BNDES em conjunto com um 'pool' de bancos, a chamada "Conta Covid". "O auxílio vem com custo mais baixo e com uma maturidade de dívida mais longa, hoje não conseguimos esses prazos no mercado".

Setas salienta que a companhia ainda tenta reverter os efeitos da crise sobre o Ebitda e o cronograma do ano, mas já está de olho em oportunidades que surgiram, como no mercado secundário. Segundo ele, a movimentação nesse mercado vem sobretudo de empresas menores, que estão com o caixa pressionado. Além disso, não descarta a participação da companhia num eventual leilão de transmissão no fim do ano, embora reconheça que os últimos certames têm atraído muito competição, o que reduz os retornos dos projetos.

A EDP Brasil mantém a aposta de crescimento por meio dos segmentos de transmissão, distribuição e novos negócios, como a geração solar e a mobilidade elétrica. Nesse contexto, Setas afirma que a companhia não estuda entrar no setor de saneamento, que também compõe o pacote de "utilities" e tem atraído a atenção de uma série de investidores após a aprovação do novo marco legal. "Há muito a fazer no setor de energia, com a migração para o smart grid e a 'agenda verde' que vem ganhando força".

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho — Do Rio

Título: Transpetro pretende cortar 8,5% dos empregados

PDV na subsidiária de logística da Petrobras estima adesão de 557 empregados

A Transpetro, braço da Petrobras na área logística, pretende cortar cerca de 8,5% de seu quadro pessoal, com o novo programa de desligamento voluntário (PDV) exclusivo para os empregados da subsidiária. A estimativa é que o PDV conte com a adesão de 557 empregados.

Segundo a estatal, o programa visa a reduzir custos e adequar o efetivo marítimo da Transpetro às ações de gestão ativa da frota, em momento em que

ensaia reduzir o número de navios sob sua operação. Segundo o relatório anual da subsidiária, a companhia estuda a viabilidade econômica e técnica para antecipar a alienação dos navios com pior performance operacional da frota.

A Transpetro encerrou 2019 com uma frota de 59 navios, com capacidade para transporte de 4,8 milhões de toneladas de porte bruto. A companhia fechou o ano de 2019 com um efetivo de 6.475 funcionários, sendo 42% deles alocados nas atividades em mar.

A Petrobras estima que o retorno (custo evitado de pessoal menos o desembolso com indenizações) até 2025 será de R\$ 552 milhões. Os desligamentos deverão ocorrer entre setembro de 2020 e julho de 2021.

A Transpetro é o braço de transporte e logística da Petrobras e concentra suas atividades de transporte marítimo de petróleo e derivados e na operação de 15 mil quilômetros de oleodutos e gasodutos e 47 terminais e do transporte marítimo.

O corte de pessoal da companhia se dá num momento em que ela se prepara para as transformações decorrentes da abertura do refino e da logística no Brasil. A redução de custos é um dos pilares do plano estratégico da companhia, que está atrelado ao reposicionamento da própria Petrobras - de se concentrar em exploração e produção e no refino e logística no Sudeste.

A estratégia de longo prazo da Transpetro é diversificar a sua carteira de clientes para além da Petrobras e se consolidar como alternativa logística para qualquer cliente. O objetivo é permanecer na operação dos ativos logísticos envolvidos no plano de desinvestimento da estatal.

Além disso, a empresa quer diversificar o portfólio de serviços ao mercado, comercializando soluções de transporte e logística não só para novos entrantes no refino, como também para petroleiras, no escoamento e suporte da produção de petróleo offshore.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 30/06/2020

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos — De São Paulo

Título: Lucro líquido do Grupo São Martinho subiu 67% no 4º tri da safra 2019/20

Apesar de a pandemia ter paralisado as negociações de etanol no fim do quarto trimestre da safra 2019/20, as vendas de açúcar e os preços do biocombustível comercializado nas semanas anteriores levaram o Grupo São Martinho a

encerrar o período com lucro de R\$ 142,6 milhões, 67% maior que entre janeiro e março do ano passado.

Dessa forma, a companhia encerrou a temporada 2019/20 com novo lucro recorde, de R\$ 639 milhões, e agora propõe a maior remuneração aos acionistas de sua história - de R\$ 187 milhões. O montante já inclui R\$ 120 milhões pagos em juros sobre capital próprio no fim do ano passado e acrescenta R\$ 68 milhões de dividendos adicionais.

A remuneração aos acionistas só não deverá ser maior porque a companhia segue cautelosa ante as incertezas globais. Assim, o valor a ser distribuído, que representará 28% do lucro da São Martinho, deve ficar abaixo do nível que prevê a política de distribuição de dividendos, de 40% do lucro caixa. “Mas podemos ter uma distribuição complementar conforme a [nova] safra for avançando”, afirmou Fabio Venturelli, CEO da companhia.

A pandemia gerou poucos impactos nos resultados da São Martinho do último trimestre. Mesmo com uma redução de 22,8% no volume de etanol vendido, a empresa obteve preços melhores do etanol vendido no período e registrou ganhos maiores com as vendas de açúcar, sobretudo para exportação. No etanol, a redução mais forte das vendas foi de anidro (misturado à gasolina), de 34%, diante do rompimento de contratos por parte de distribuidoras por força maior.

A receita líquida da companhia cresceu 2%, para R\$ 1,1 bilhão no trimestre, e totalizou R\$ 2,2 bilhões em toda a temporada. O lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) ajustado do trimestre avançou 13,7%, para R\$ 580 milhões, e chegou a R\$ 1,9 bilhão no ciclo. Assim, a margem Ebitda ficou em 50,5% no trimestre, ante 45,3% um ano antes.

Para o início da safra 2020/21, a São Martinho carregou oito vezes mais etanol hidratado em seus estoques do que um ano antes, ou 54 milhões de litros. Os estoques ainda tinham 33 milhões de litros de etanol anidro, 74% mais na mesma comparação. Para carregar mais produto, a companhia buscou um capital de giro de R\$ 125 milhões.

O maior impacto na dívida, porém, veio da variação cambial. Apenas esse fator gerou um impacto de R\$ 480 milhões na dívida líquida, que encerrou o trimestre em R\$ 2,879 bilhões, alta de 20%. Mas Venturelli ressaltou, que descontados a variação cambial, a remuneração aos acionistas e o capital de giro para estoques - que serão vendidos esta safra -, a dívida cairia para R\$ 2,1 bilhões.

A pandemia não afetou os planos de investimentos da São Martinho. O grupo se prepara para colocar uma nova caldeira em sua planta de cogeração em sua usina em Pradópolis (SP) para atender o leilão A-6, vencido no ano passado e pelo qual deve começar a entregar energia em 2025. E os aportes no campo e na indústria (incluindo manutenção), de R\$ 1,27 bilhão, foram mantidos.

No caso do plano para uma usina de etanol de milho anexa à Usina Boa Vista (GO), a companhia aguarda uma validação de um benefício fiscal do governo estadual. Segundo Felipe Vicchiato, diretor financeiro do grupo, o aporte está sendo reavaliado após a mudança de conjuntura do mercado, mas ainda não há nenhuma decisão. Enquanto isso, o detalhamento do projeto segue em andamento.

MME / ASCOM .