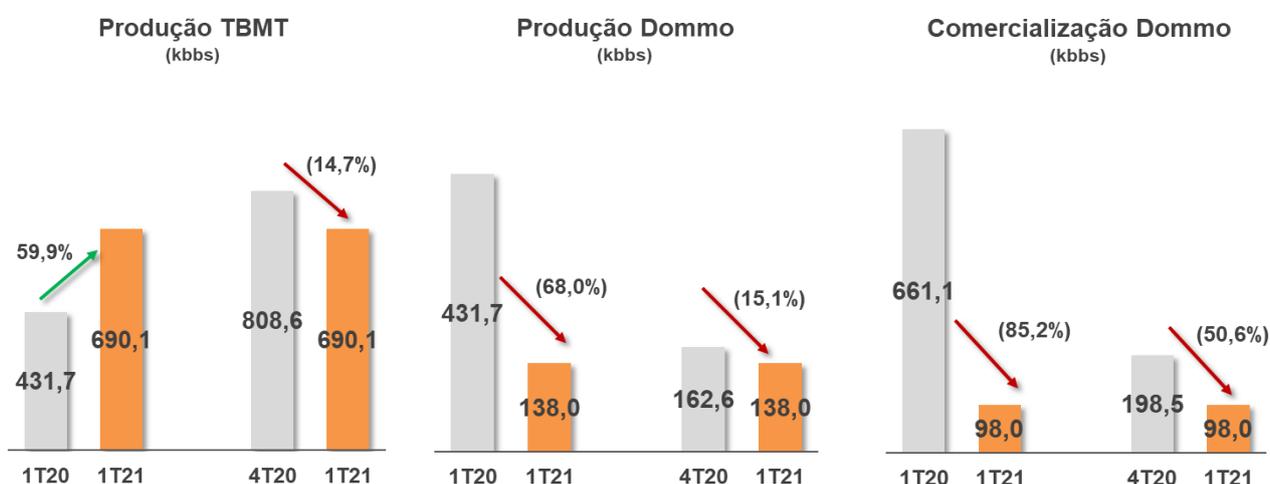


RESULTADOS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2021

A Administração da Dommo Energia S.A. (“Dommo Energia” ou “Companhia”), em atendimento às disposições legais e estatutárias, apresenta seu resultado referente ao 1º trimestre de 2021 (“1T21”), bem como eventos subsequentes relevantes ao mercado. Os dados contidos neste relatório referem-se ao período do 1T21, comparados ao 1T20, exceto quando especificado de forma diversa.

DESTAQUES DO TRIMESTRE

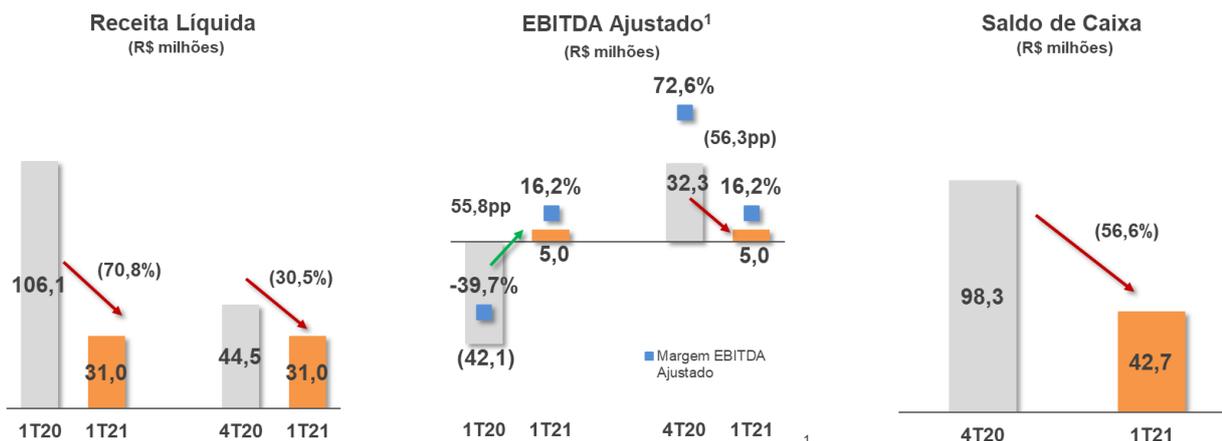
Os destaques da Companhia para o primeiro trimestre de 2021, não são diretamente comparáveis aos períodos anteriores, uma vez que a partir de 3 de agosto de 2020, a participação da Companhia no campo de Tubarão Martelo (“TBMT”) foi reduzida de 100% para 20%.



O volume produzido no 1T21 pelo campo TBMT de 690,1 mil barris de petróleo representa um aumento na produção do campo de 59,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, e é resultado da operação de 5 poços produtores no 1T21, comparado a 3 poços produtores durante o 1T20.

O volume referente a participação da Companhia em TBMT foi de 138,0 mil barris de petróleo no 1T21. Este dado não é diretamente comparável com o volume de 431,7 mil barris de petróleo do 1T20, uma vez que no 1T20 a Companhia detinha 100% dos direitos de produção do TBMT.

Pela mesma razão acima exposta, o volume comercializado pela Companhia no 1T21 de 98,0 mil barris de petróleo não é diretamente comparável ao volume comercializado no 1T20 de 661,1 mil barris de petróleo.



A retração da receita no 1T21 é compatível com a retração do volume comercializado, que por sua vez está alinhado com o menor percentual sobre os direitos de produção em relação aos períodos precedentes.

O EBITDA Ajustado do 1T21 de R\$ 5,0 milhões (margem de 16,2%), captura os efeitos da transação de *farm-out* do TBMT, representados principalmente pelo custo operacional (“OpEx”) de US\$ 840,0 mil por mês. O resultado do 1T21 não é diretamente comparável com o 1T20, uma vez que as condições dos períodos são materialmente diferentes, dificultando a comparação dos períodos.

A queda no Saldo de Caixa de R\$55,6 milhões é decorrente do cumprimento de obrigações e acordos perante fornecedores e de pagamentos de acordos arbitrais (conforme descritos abaixo).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Os desafios enfrentados desde 2018 no retorno à normalidade, assim como no gerenciamento de passivos fiscais e regulatórios de períodos anteriores, não se dissiparam e devem ser diligentemente considerados pelos potenciais investidores e acionistas atuais. Atenção especial é chamada para as Notas 1.3 (Continuidade), 15 (Fornecedores), 16 (Provisões) e 18 (Contingências), onde os investidores podem encontrar mais detalhes.

Conforme destacado na Nota 1.3 a Companhia e as subsidiárias apresentam capital circulante líquido negativo consolidado de R\$156,2 milhões. O passivo circulante é formado em grande parte pelo saldo em aberto de R\$140,7 milhões referente a acordos assinados entre a Companhia e seus fornecedores que estenderam o prazo de pagamentos devidos. Adicionalmente, conforme descrito nas Notas 16 e 18, a Companhia tem: i) Provisões Diversas, na grande maioria relacionadas a questões de abandono, regulatórias e ambientais no valor de R\$359,3 milhões; e ii) Contingências não provisionadas, na grande maioria fiscais, no valor de R\$2,214 bilhões.

¹ Vide Anexo I para cálculo do EBITDA Ajustado

Deve-se notar também que, desde dezembro de 2018, o balanço patrimonial da Companhia é caracterizado por patrimônio líquido negativo, atualmente R\$758 milhões, e, portanto, o valor das obrigações da Companhia é atualmente superior ao valor de seus ativos. Como sempre, a Administração continuará a se empenhar na defesa dos interesses da Dommo Energia e de seus acionistas.

Por fim destacamos as incertezas recorrentes e os desafios decorrentes dos fundamentos da indústria, que sofreram mudanças significativas nos padrões de oferta e demanda de energia, resultado da pandemia do COVID-19, que levou a material retração na demanda de óleo e produtos derivados de óleo, e pelo cenário incerto a respeito do volume diário ofertado pela OPEP e OPEP+, que tem se traduzido em forte volatilidade das cotações do petróleo, e consequentemente em maior risco para a indústria.

CAMPO EM PRODUÇÃO

A Companhia atualmente detém uma participação de 20% em um campo produtivo (TBMT), e não atua como operadora de nenhum campo.

CAMPO DE TUBARÃO MARTELO

O TBMT estende-se pelas áreas dos contratos de concessão dos blocos exploratórios BM-C-39 e BM-C-40 e está situado na Bacia de Campos, em profundidade d'água de 110 metros, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

Em 3 de agosto de 2020, a ANP conferiu vigência e eficácia ("Aprovação") à Transação TBMT, com a PetroRio. Com a Aprovação, a Companhia passou a ter participação de 20% na concessão do campo e deixou de ser operadora. A Transação TBMT prevê ainda, a interligação ("*Tieback*") entre os campos de Polvo e TBMT, que gerará sinergias significativas.

Na tabela a seguir, destacamos as fases da Transação TBMT e os principais efeitos esperados para a Companhia:

Alterações para Dommo	ANTES da aprovação ANP	ANTES <i>Tieback</i>	APÓS <i>Tieback</i>
Vida útil TBMT	Esperado 2 a 3 anos	Estimado: 10 anos	Estimado: 10 anos
Concessão TBMT	100% Dommo	20% Dommo	20% Dommo
Afretamento FPSO	US\$ 47,2 milhões / ano	Zero	Zero
CapEx TBMT	100% Dommo	Zero	Zero
OpEx TBMT	100% Dommo	US\$ 840 mil por mês	Zero
AbEx TBMT	100% Dommo R\$ 408,1 milhões ¹	Zero	Zero
Direitos	100% do petróleo de TBMT	20% do petróleo de TBMT	5% do petróleo de TBMT + Polvo; 4% do petróleo após 30 milhões de barris produzidos

¹ em 30 de junho de 2020

Atualmente a Transação TBMT está na fase “ANTES *Tieback*”. Até que seja concluída essa fase, a Companhia terá direito a 20% do óleo produzido e comercializado por TBMT, e o OpEx, correspondente a sua participação no TBMT, equivalente a US\$ 840,0 mil por mês. A PetroRio arcará com a totalidade dos custos relacionado ao afretamento (“Afretamento”) do FPSO Bravo (nova denominação da FPSO OSX-3) e de futuros investimentos (“CapEx”) no campo, incluindo o *Tieback*. Adicionalmente, a PetroRio assumiu a parcela de 20% da Companhia referente ao custo de abandono (“AbEx”) do TBMT.

A PetroRio informou que iniciou o projeto de conexão dos campos de Polvo e TBMT em agosto de 2020 e, também, de conexão do poço TBMT-10H-RJS.

Após a conclusão do *Tieback*, estimada pela PetroRio para meados de 2021, a Companhia terá direito a 5% do óleo total produzido em conjunto pelos Campos de Polvo e TBMT até os primeiros 30 milhões de barris, e 4% do óleo após 30 milhões de barris produzidos. A PetroRio, por sua vez, assumirá 100% do OpEx e continuará responsável por 100% do Afretamento, CapEx e AbEx do TBMT.

OUTROS – CAMPOS DESATIVADOS OU NOS QUAIS A COMPANHIA NÃO TEM MAIS PARTICIPAÇÃO

CAMPO DE TUBARÃO AZUL

A produção de petróleo foi iniciada em janeiro de 2012, no TBAZ, o qual permaneceu em produção até meados de 2015, tendo sido extraídos, aproximadamente, 6,5 milhões de barris de petróleo. Considerando que não se encontrou alternativa economicamente viável para continuar as atividades no TBAZ, a devolução da concessão foi solicitada à ANP, conforme fato relevante divulgado em 20 de setembro de 2016. A Companhia, na condição de operadora, iniciou em 2017 o processo de descomissionamento do campo e abandono dos poços, tendo concluído esta última atividade no primeiro trimestre de 2018. O processo de descomissionamento do campo encontra-se em andamento.

ATLANTA E OLIVA (BLOCO BS-4) – ACORDOS CELEBRADOS COM OS GRUPOS ENAUTA E BARRA ENERGIA - CAMPOS BAIXADOS EM DECORRÊNCIA DE PROCESSO ARBITRAL

A Companhia, em conjunto com suas subsidiárias Dommo Netherlands Holding B.V. e Dommo Netherlands B.V., celebrou acordos de quitação com Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. e FR Barra 1 S.À R.L. (em conjunto “Grupo Barra”) e com Enauta Energia S/A e QGEP Netherlands B.V (em conjunto “Grupo Enauta”), no qual desistiram as partes mutuamente de prosseguir com os litígios arbitrais e judiciais, conexos à participação em disputa no Bloco BS-4 (“BS-4”) entre a Companhia e os Grupos Barra e Enauta, e outorgaram quitação.

Em razão dos acordos acima, ficou avençado que os direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco BS-4 ficam transferidos à Enauta Energia S/A desde 11 de outubro de 2017, na proporção de 20%. Os demais 20% de participação da Dommo, foram transferidos à Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. desde 11 de outubro de 2017. As ações da companhia Atlanta Field B.V., detidas pela Dommo Netherlands B.V, também ficam transferidas na mesma proporção para a FR Barra 1 S.À.R.L e QGEP Netherlands B.V.

As Partes avençaram que todas as disputas em andamento serão encerradas, incluindo a disputa em relação à aprovação da Diretoria da ANP sobre a transferência da participação da Dommo em BS-4.

DISCLAIMER

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. Em nenhuma hipótese a Companhia ou seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos indiretos, lucros cessantes ou afins. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações ou análise das diferenças entre as afirmações e os resultados reais. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias a uma completa avaliação de investimento na Companhia. Cada investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento. Os valores informados para o período corrente em diante são estimativas ou metas. Adicionalmente, esta apresentação contém alguns indicadores financeiros que não são reconhecidos pelo BR GAAP ou IFRS. Esses indicadores não possuem significados padronizados e podem não ser comparáveis a indicadores com descrição similar utilizados por outras companhias. Nós fornecemos estes indicadores porque os utilizamos como medidas de performance da companhia; eles não devem ser considerados de forma isolada ou como substituto para outras métricas financeiras que tenham sido divulgadas em acordo com o BR GAAP ou IFRS.

ANEXO I – RECONCILIAÇÃO EBITDA AJUSTADO

R\$ milhões

Reconciliação de contas	1T20	1T21	Δ	4T20
Receita líquida	106,1	31,0	-70,8%	44,5
Lucro (prejuízo) líquido	(397,5)	(15,6)	-96,1%	77,2
Ajustes				
Resultado financeiro	125,5	29,2	-76,7%	4,1
Receita financeira	(0,6)	(0,1)	-85,2%	(0,1)
Despesa financeira	10,8	12,0	11,0%	25,0
Variação cambial líquida	115,3	17,4	-84,9%	(20,7)
Depreciação CPV	13,6	0,5	-96,2%	0,3
Depreciação e amortização	5,9	6,1	4,5%	6,0
EBITDA conforme Inciso I do Art 3º da CVM 527	(252,5)	20,3	-108,0%	87,7
Outros ajustes				
IFRS 16	(8,9)	0,1	-101,4%	(0,0)
Provisões (estorno) sem efeito caixa não ligadas a operação TBMT	0,2	18,0	8900,0%	16,6
Provisão para perda de estoques	21,8	-	-100,0%	-
PIS e COFINS sobre resultado financeiro ^(a)	121,9	83,6	-31,4%	(76,9)
Impairment ^(b)	38,1	(1.127,0)	-3054,8%	(1,2)
Provisão para perda em investimentos	-	(223,3)	n.a.	-
Workover	37,3	-	-100,0%	6,1
Realização perda Atlanta Field B.V.	-	158,4	n.a.	-
Perda na baixa BS-4 (não caixa)	-	1.074,8	n.a.	-
EBITDA Ajustado	(42,1)	5,0	-111,9%	32,3
Margem EBITDA Ajustado	-39,7%	16,2%	56 p.p.	72,6%