

RESULTADOS CONSOLIDADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2016

Informações contábeis intermediárias consolidadas revisadas pelos auditores independentes de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (IFRS).

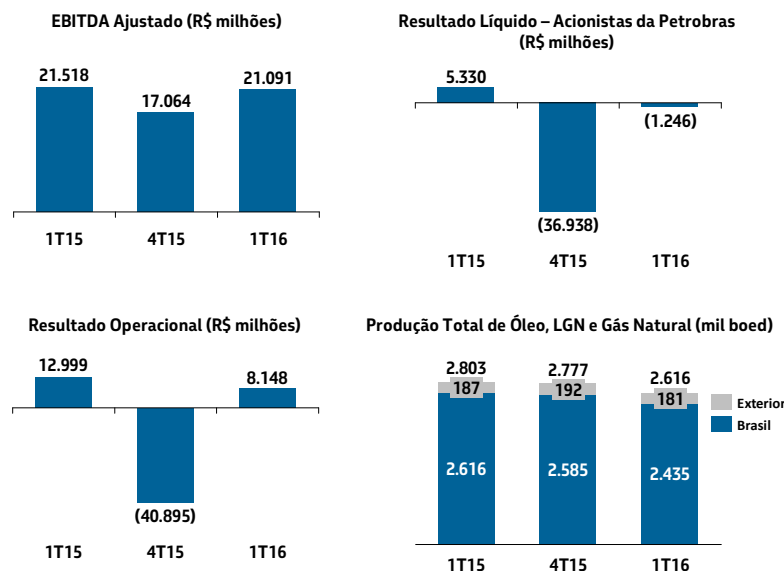
Rio de Janeiro, 12 de maio de 2016

Principais destaques do resultado (1T-2016 x 1T-2015):

- Prejuízo de R\$ 1.246 milhões, determinado por:
 - maiores despesas de juros e variações monetárias e cambiais negativas, que atingiram R\$ 9.579 milhões;
 - redução de 7% da produção de petróleo e gás natural (Brasil e exterior);
 - queda de 8% na venda de derivados no mercado doméstico;
 - aumento dos custos com depreciação; e
 - maiores gastos com ociosidade de equipamentos, principalmente de sondas.
- EBITDA ajustado de R\$ 21.091 milhões no 1T-2016, ante um resultado de R\$ 21.518 milhões no 1T-2015. A margem EBITDA foi de 30% no 1T-2016.
- Fluxo de caixa livre positivo no montante de R\$ 2.381 milhões no 1T-2016 (negativo em R\$ 1.253 milhões no 1T-2015), em função das maiores margens de diesel e gasolina no mercado interno, menores gastos com participações governamentais e importações, bem como redução dos investimentos.
- Decréscimo de 9% no endividamento bruto em reais (R\$ 42.834 milhões), de R\$ 492.849 milhões em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 450.015 milhões.
- Aumento de 3% no endividamento líquido em dólares quando comparado ao saldo em 31 de dezembro de 2015 (para US\$ 103.821 milhões).
- O índice dívida líquida sobre LTM EBITDA ajustado recuou de 5,31 em 31 de dezembro de 2015 para 5,03 em 31 de março de 2016 e a alavancagem reduziu de 60% para 58%.

Principais destaques operacionais (1T-2016 x 1T-2015):

- A produção total de petróleo e gás natural da Petrobras atingiu 2.616 mil barris de óleo equivalente por dia (boed), uma redução de 7%.
- A produção de derivados no Brasil ficou estável, totalizando 1.958 mil barris por dia (bpd), enquanto as vendas no mercado doméstico atingiram 2.056 mil bpd.
- Aumento de 14% das exportações de petróleo e derivados (56 mil bpd) e recuo de 37% do preço médio do *Brent* (para US\$ 33,89/bbl).
- Redução de 21% no custo de extração sem participações governamentais no Brasil (para US\$ 10,49/bbl).



www.petrobras.com.br/ri

Para mais informações:
 PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS | Relacionamento com Investidores
 e-mail: petroinvest@petrobras.com.br / acionistas@petrobras.com.br
 Av. República do Chile, 65 - 1002 B - 20031-912 - Rio de Janeiro, RJ
 Tel.: 55 (21) 3224-1510 / 9947 | 0800-282-1540



Este documento pode conter previsões segundo o significado da Seção 27A da Lei de Valores Mobiliários de 1933, conforme alterada (Lei de Valores Mobiliários), e Seção 21E da lei de Negociação de Valores Mobiliários de 1934, conforme alterada (Lei de Negociação) que refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. 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 ou incertezas previstos ou não pela 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.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Principais itens e indicadores econômicos consolidados

R\$ milhões					
1º Trimestre			Resultados, valor de mercado e investimentos	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
70.337	74.353	(5)	Receita de vendas	85.103	(17)
21.008	22.410	(6)	Lucro bruto	26.849	(22)
8.148	12.999	(37)	Lucro (Prejuízo) operacional	(40.895)	120
(8.693)	(5.621)	(55)	Resultado financeiro líquido	(4.928)	(76)
(1.246)	5.330	(123)	Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	(36.938)	97
(0,10)	0,41	(123)	Lucro líquido (Prejuízo) por ação ¹	(2,83)	97
125.890	125.807	-	Valor de mercado (Controladora)	101.316	24
21.091	21.518	(2)	EBITDA ajustado ²	17.064	24
30	30	-	Margem bruta (%)	32	(2)
12	17	(5)	Margem operacional (%) ³	(48)	60
(2)	7	(9)	Margem líquida (%)	(43)	41
15.593	17.843	(13)	Investimento total	20.826	(25)
13.770	14.846	(7)	. E&P	17.330	(21)
952	1.926	(51)	. Abastecimento	2.138	(55)
292	655	(55)	. Gás e Energia	617	(53)
99	188	(47)	. Distribuição	285	(65)
271	5	5320	. Biocombustível	94	188
209	223	(6)	. Corporativo	362	(42)

R\$ milhões					
1º Trimestre			Resultado operacional por área de negócio	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
11.495	9.273	24	. Abastecimento	3.236	255
(773)	5.154	(115)	. E&P	(36.089)	98
1.094	1.613	(32)	. Gás e Energia	(1.995)	155
(47)	912	(105)	. Distribuição	(2.257)	98
(138)	(45)	(207)	. Biocombustível	(249)	45
(3.992)	(3.935)	(1)	. Corporativo	(6.028)	34

R\$ milhões					
1º Trimestre			Indicadores	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
231,68	221,25	5	Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	239,36	(3)
132,00	155,12	(15)	Brent (R\$/bbl)	167,86	(21)
33,89	53,97	(37)	Brent (US\$/bbl)	43,69	(22)
Preço de venda - Brasil					
28,88	43,40	(33)	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	33,50	(14)
30,22	40,76	(26)	. Gás natural (US\$/bbl)	32,47	(7)
3,90	2,87	36	Dólar médio de venda (R\$)	3,84	2
3,56	3,21	11	Dólar final de venda (R\$)	3,90	(9)
(8,9)	20,8	(30)	Variação - Dólar final de venda (%)	(1,7)	(7)
14,15	12,19	2	Selic - Taxa média (%)	14,15	-
2.067	2.249	(8)	Produção total de Petróleo e LGN (mil barris/dia)	2.214	(7)
549	554	(1)	Produção total de Gás natural (mil barris/dia)	563	(2)
2.616	2.803	(7)	Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)	2.777	(6)
3.439	3.708	(7)	Volume total de vendas (mil barris/dia)	3.872	(11)
Preço de venda - Internacional					
41,59	58,40	(29)	. Petróleo (US\$/bbl)	49,28	(16)
23,27	22,40	4	. Gás natural (US\$/bbl)	19,80	18

¹ Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

² Somatório do EBITDA, participações em investimentos, *impairment* e baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

³ Margem operacional calculada com base no lucro (prejuízo) operacional, excluindo do cálculo a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

⁴ Média dos preços de exportação e preços internos de transferência da área de E&P para a área de Abastecimento.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Resultados do 1T-2016 x 1T-2015*:

Lucro Bruto

O lucro bruto caiu 6% em relação ao 1T-2015, atingindo R\$ 21.008 milhões. Houve redução na receita de vendas, em função da queda de 8% na demanda de derivados no mercado doméstico, parcialmente compensada pelas maiores margens de diesel e gasolina e pelo maior volume de exportações de petróleo e derivados (14%). Também contribuíram para a menor receita de vendas o decréscimo nos preços das exportações de petróleo e derivados, o menor volume vendido de gás natural, a redução da geração de energia - devido à menor demanda do setor termelétrico - além do recuo nos preços de energia elétrica.

Foram registrados menores custos com importações e participações governamentais no Brasil e aumento da participação de petróleo nacional na carga processada (apesar da queda de 8% na produção de petróleo e LGN no Brasil). Porém, houve aumento da depreciação devido à redução das estimativas de reservas (em decorrência, principalmente, da queda dos preços de petróleo), parcialmente compensada pelo menor saldo de ativos em função das perdas por *impairment* em 2015.

Lucro Operacional

O lucro operacional atingiu R\$ 8.148 milhões, uma redução de 37% em comparação com o 1T-2015. Esse resultado reflete a redução do lucro bruto, os maiores gastos com ociosidade de equipamentos (sondas) e o *impairment* nos campos de Bijupirá e Salema. Houve maior despesa com planos de pensão e saúde devido ao aumento da taxa de juros nominal aplicada sobre o maior saldo de obrigação atuarial líquida. Adicionalmente, o 1T-2015 foi beneficiado pela reversão de perdas com recebíveis do setor elétrico.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 8.693 milhões, registrando uma despesa líquida adicional de R\$ 3.072 milhões em relação ao 1T-2015. Contribuíram para este resultado o maior efeito de variação cambial (informações adicionais no Apêndice 5), a maior reclassificação do *hedge accounting* para o resultado e o acréscimo nas despesas com juros, refletindo o maior endividamento e o efeito da depreciação do real frente ao dólar.

Resultado Líquido

A Companhia apresentou prejuízo de R\$ 1.246 milhões no 1T-2016, em função, principalmente, das maiores despesas com juros e variação cambial negativa, redução da produção de petróleo e gás natural, queda das vendas de derivados no mercado doméstico, aumento dos custos com depreciação e maiores gastos com ociosidade de equipamentos.

EBITDA Ajustado e Fluxo de Caixa Livre

O EBITDA ajustado recuou 2% em relação ao 1T-2015, somando R\$ 21.091 milhões. A margem EBITDA foi de 30% no 1T-2016. Pelo quarto trimestre consecutivo, a Companhia apresentou fluxo de caixa livre positivo, totalizando R\$ 2.381 milhões, em função das maiores margens de diesel e gasolina no mercado interno, menores gastos com participações governamentais no Brasil e importações, bem como redução dos investimentos. Esse resultado representa um importante esforço para o objetivo de desalavancagem da Companhia.

* Informações adicionais sobre o resultado das operações do 1T-2016 x 1T-2015, vide Apêndice 8.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Resultados do 1T-2016 x 4T-2015*:

Lucro Bruto

O lucro bruto caiu 22% em relação ao 4T-2015, atingindo R\$ 21.008 milhões. Houve redução na receita de vendas em função do decréscimo de 5% na venda de derivados no mercado doméstico. Também contribuíram para essa queda a menor receita de gás natural - devido à menor demanda do setor termelétrico - e a redução na receita de exportações de petróleo e derivados, assim como o decréscimo nos preços da nafta, QAV e óleo combustível e a diminuição da geração e do preço de energia, decorrente da melhora nas condições hidrológicas.

Foram registrados menores custos com importações e participações governamentais no Brasil e menores gastos com insumos para produção de petróleo e derivados no exterior, além do aumento da depreciação devido à redução das estimativas de reservas (em decorrência, principalmente, da redução nos preços de petróleo), parcialmente compensado pelo menor saldo de ativos em função das perdas por *impairment* em 2015.

Lucro Operacional

O lucro operacional atingiu R\$ 8.148 milhões, ante um prejuízo de R\$ 40.895 milhões no 4T-2015, devido ao *impairment* de ativos registrados naquele trimestre. Adicionalmente, contribuíram para o lucro operacional as menores despesas de vendas, tributárias e com contingências judiciais, além do recuo nas despesas com baixa de ativos, devolução de campos à ANP e abandono de áreas ocorridos no 4T-2015. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores gastos com ociosidade de equipamentos (sondas).

Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 8.693 milhões (76% acima ao registrado no 4T-2015), em função do maior efeito de variação cambial (informações adicionais no Apêndice 5) e da menor receita financeira.

Resultado Líquido

A redução do prejuízo em relação ao 4T-2015 é explicada pelas menores perdas com *impairment* de ativos.

EBITDA Ajustado e Fluxo de Caixa Livre

O EBITDA ajustado da Companhia subiu 24% em comparação ao do 4T-2015, enquanto o fluxo de caixa livre foi 67% inferior.

* Informações adicionais sobre o resultado das operações do 1T-2016 x 4T-2015, vide Apêndice 9.

ANÁLISE DE RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

A Petrobras é uma Companhia que opera de forma integrada, sendo a maior parte da produção de petróleo e gás natural transferida da área de Exploração e Produção para outras áreas de negócio da Companhia. Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e entre empresas do Sistema Petrobras, além das transferências entre áreas de negócio valoradas por preços internos definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado.

Em 28 de abril de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou os ajustes estatutários de acordo com a nova estrutura organizacional da companhia e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital. O novo modelo de gestão não prevê a descontinuidade de negócios da Companhia, porém envolve unificação de atividades.

Considerando as adequações ao novo modelo de gestão, a estrutura de informações segmentadas poderá ser reavaliada, caso entenda-se necessária, a fim de fornecer aos gestores informações suficientes para avaliação do desempenho dos negócios, bem como, para a tomada de decisão sobre a alocação de recursos e /ou investimentos.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

1º Trimestre			R\$ milhões	
2016	2015	2016 x 2015 (%)	Resultado líquido	
(605)	3.413	(118)		
				4T-2015
				1T16 X 4T15 (%)
				(24.567)
				98

(1T-2016 x 1T-2015): O prejuízo foi ocasionado pelo declínio das cotações internacionais da *commodity* (37%) e pelo menor volume de produção de petróleo e LGN (8%) no Brasil e no exterior. Adicionalmente, influenciaram o resultado o aumento dos custos com depreciação e dos gastos com ociosidade de sondas, compensados em parte por menores gastos com participações governamentais no Brasil.

(1T-2016 x 4T-2015): A redução do prejuízo decorreu de menores despesas operacionais, principalmente *impairment* nos campos de produção no país e no exterior reconhecido no 4T-2015, parcialmente compensadas pelo recuo na receita de petróleo ocasionada pelo declínio das cotações internacionais da *commodity* (22%) e pelo menor volume de produção de petróleo e LGN (7%) no Brasil e no exterior.

1º Trimestre			Produção no Brasil (mil barris/dia) (*)	
2016	2015	2016 x 2015 (%)		
1.980	2.149	(8)	Petróleo e LGN ⁵	2.117
455	467	(3)	Gás natural ⁶	468
2.435	2.616	(7)	Total	2.585
				1T16 X 4T15 (%)
				(6)
				(3)
				(6)

(1T-2016 x 1T-2015): A produção de petróleo e LGN reduziu 8% devido à realização de paradas para manutenção nas unidades P-35 (Marlim), FPSO Cidade de Vitória (Golfinho), FPSO Capixaba (Cachalote / Baleia Franca) e P-53 (Marlim Leste), atenuada pela entrada/*ramp-up* de novos sistemas, com destaque para FPSO Itaguaí (Iracema Norte), P-58 (Parque das Baleias) e FPSO Mangaratiba (Iracema Sul).

A produção de gás natural reduziu 3% devido às paradas programadas mencionadas anteriormente.

(1T-2016 x 4T-2015): A produção de petróleo e LGN reduziu 6% devido à realização de paradas para manutenção nas unidades P-58 (Parque das Baleias), P-35 (Marlim), FPSO Cidade de Vitória (Golfinho), FPSO Capixaba (Cachalote / Baleia Franca) e P-53 (Marlim Leste). Esses fatores foram atenuados pela entrada/*ramp-up* dos novos sistemas, com destaque para FPSO Maricã (Lula Alto) e FPSO Cidade de São Paulo (Sapinhoá).

A produção de gás natural reduziu 3% devido às paradas programadas mencionadas anteriormente.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁵ LGN – Líquido de gás natural.

⁶ Exclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

1º Trimestre			Produção no exterior (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
62	69	(10)	Produção no exterior consolidada	68	(9)
94	87	8	Petróleo e LGN	95	(1)
156	156	-	Gás natural	163	(4)
25	31	(19)	Total	29	(14)
181	187	(3)	Produção no exterior não consolidada	192	(6)
			Produção total no exterior		

(1T-2016 x 1T-2015): A produção de petróleo e LGN reduziu 10% em função, principalmente, da venda dos campos da Bacia Austral e da devolução de campo à província de La Pampa, ambos na Argentina em 2015. A produção não consolidada de petróleo e LGN reduziu 19% em função, principalmente, da parada programada no campo de Akpo, na Nigéria.

Houve crescimento de 8% na produção de gás devido à entrada em produção do campo de Hadrian South, nos EUA.

(1T-2016 x 4T-2015): A produção de petróleo e LGN consolidada reduziu 9% em função, principalmente, da parada programada na plataforma de Lucius, nos Estados Unidos. A produção não consolidada reduziu 14% em função, principalmente, da parada programada no campo de Akpo, na Nigéria.

1º Trimestre			Lifting cost ⁷ no Brasil ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
			US\$/barril:		
10,49	13,27	(21)	·· sem participação governamental	10,58	(1)
13,43	20,05	(33)	·· com participação governamental	15,23	(12)
			R\$/barril:		
39,80	38,13	4	·· sem participação governamental	39,78	-
50,89	58,73	(13)	·· com participação governamental	57,10	(11)

Lifting Cost sem participações governamentais – US\$/barril

(1T-2016 x 1T-2015): Menores gastos com intervenções em poços na Bacia de Campos e aumento da participação da produção do pré-sal com custo unitário menor.

(1T-2016 x 4T-2015): Indicador manteve-se estável.

Lifting Cost com participações governamentais – US\$/barril

(1T-2016 x 1T-2015): Menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência da queda no preço do petróleo.

(1T-2016 x 4T-2015): Menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência da queda no preço do petróleo.

1º Trimestre			Lifting Cost no exterior (US\$/barril) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
5,62	8,86	(37)		8,90	(37)

(1T-2016 x 1T-2015): Venda dos campos da Bacia Austral, na Argentina, com custos operacionais mais elevados, e entrada em operação do campo de Hadrian South, nos EUA, com custos operacionais relativamente mais baixos.

(1T-2016 x 4T-2015): Menores custos de apoio marítimo nos EUA e desvalorização da moeda argentina.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁷ Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

ABASTECIMENTO

R\$ milhões					
1º Trimestre			Resultado líquido	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
7.976	6.183	29		2.317	244

(1T-2016 x 1T-2015): O maior lucro líquido decorreu dos menores custos com aquisição/transferência de petróleo devido à redução das cotações internacionais da *commodity*, menor participação de óleo importado na carga processada, menor participação de derivados importados no *mix* das vendas e maiores margens de diesel e gasolina.

A redução da demanda por derivados no mercado interno, em função do menor nível de atividade econômica, compensou em parte esses fatores.

(1T-2016 x 4T-2015): O lucro líquido foi maior, principalmente, devido ao *impairment* de ativos reconhecido no 4T-2015, à menor participação de óleo importado na carga processada e à redução dos custos com aquisição/transferência de petróleo, compensados, em parte, pela redução da demanda por derivados no mercado interno.

1º Trimestre			Indicadores Operacionais de Refino no Brasil (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
1.958	1.964	-	Produção de derivados	1.955	-
2.176	2.176	-	Carga de referência ⁸	2.176	-
84	86	(2)	Fator de utilização do parque de refino (%) ⁹	85	(1)
1.836	1.879	(2)	Carga fresca processada - país ¹⁰	1.857	(1)
1.870	1.922	(3)	Carga processada - país ¹¹	1.897	(1)
89	86	3	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	88	1

(1T-2016 x 1T-2015): A produção de derivados manteve-se estável, apesar da retração do mercado, reduzindo a participação de importados no *mix* de vendas. Isso foi decorrente do aumento da participação de diesel no total produzido, principalmente pela melhoria da eficiência operacional na RNEST.

(1T-2016 x 4T-2015): A carga processada diária reduziu 1%, devido, principalmente, à parada programada na REPLAN. Esta redução foi parcialmente compensada pela retomada da operação da RPBC, que passou por parada programada, no 4T-2015.

1º Trimestre			Indicadores Operacionais de Refino no exterior (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
140	127	10	Carga total processada	146	(4)
144	155	(7)	Produção de derivados	152	(5)
230	230	-	Carga de referência	230	-
57	54	3	Fator de utilização do parque do refino (%)	61	(4)

(1T-2016 x 1T-2015): A carga processada aumentou 10% devido ao retorno à operação, após parada programada, da refinaria de Pasadena em março de 2015, parcialmente compensada pela interrupção do processamento da refinaria de Okinawa, em abril de 2015.

(1T-2016 x 4T-2015): A carga processada reduziu 4% devido à sazonalidade do mercado atendido pela refinaria de Pasadena.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁸ Carga de referência ou capacidade instalada de processamento primário – carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, no final do período, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e órgãos ambientais.

⁹ Fator de utilização do parque de refino (%) – relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

¹⁰ Carga fresca processada – volume de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino.

¹¹ Carga processada – volumes de petróleo e LGN processados no país.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

1º Trimestre			Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
199	277	(28)	Importação de petróleo	215	(7)
287	345	(17)	Importação de derivados	150	91
486	622	(22)	Importação de petróleo e derivados	365	33
307	281	9	Exportação de petróleo ¹²	387	(21)
146	116	26	Exportação de derivados	145	1
453	397	14	Exportação de petróleo e derivados	532	(15)
(33)	(225)	85	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	167	(120)

(1T-2016 x 1T-2015): Menor importação de petróleo devido à redução na carga processada e ao aumento da participação do petróleo nacional no *mix*.

Redução da demanda interna de derivados refletindo em menores importações e aumento das exportações.

(1T-2016 x 4T-2015): Redução na carga processada e aumento da participação do petróleo nacional no *mix* implicando em menor importação de petróleo.

Maiores importações de derivados em função da adequação dos níveis de estoques realizada no 4T-2015.

Menores exportações de petróleo devido à menor produção e à ocorrência de embarques em andamento ao final do 1T-2016.

1º Trimestre			Custo de refino no Brasil ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
2,27	2,84	(20)	Custo de refino (US\$/barril)	2,26	-
8,73	8,16	7	Custo de refino (R\$/barril)	8,63	1

(1T-2016 x 1T-2015): Aumento de 7% em reais devido, principalmente, aos maiores gastos com pessoal, pelo reajuste salarial concedido pelo Acordo Coletivo de Trabalho 2015/2016, e pela redução da carga processada, que eleva o custo unitário.

(1T-2016 x 4T-2015): Aumento de 1% em reais devido, principalmente, à redução da carga processada, em função de parada programada, elevando o custo unitário.

1º Trimestre			Custo de refino no exterior (US\$/barril) ^(*)	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
4,01	3,90	3		4,09	(2)

(1T-2016 x 1T-2015): Aumento de 3% devido a maiores gastos de operação e manutenção na Refinaria de Pasadena, parcialmente compensados pelo efeito da desvalorização da moeda argentina, impactando a Refinaria Bahia Blanca.

(1T-2016 x 4T-2015): Redução de 2% devido à desvalorização da moeda argentina, impactando a Refinaria Bahia Blanca, parcialmente compensada por maiores gastos com reposição de materiais e produtos químicos na Refinaria de Pasadena.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹² Volumes de exportação de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

GÁS & ENERGIA

1º Trimestre			R\$ milhões		
2016	2015	2016 x 2015 (%)	Resultado líquido		
757	1.087	(30)			
				4T-2015	
				1T16 X 4T15 (%)	
				(1.482)	151

(1T-2016 x 1T-2015): O lucro líquido foi inferior pelo fato do 1T-2015 ter sido beneficiado pela reversão de provisão para perdas com recebíveis do setor elétrico (R\$ 1.295 milhões). Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução nos custos de aquisição de gás importado (GNL e boliviano) e maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização no 1T-2016, bem como por perdas referentes a contingência tributária de ICMS sobre aquisição de gás natural (R\$ 516 milhões) ainda no 1T-2015.

(1T-2016 x 4T-2015): O lucro líquido refletiu a redução no volume de vendas para o mercado térmico no país, a menor margem de comercialização do gás natural e um recuo na geração de energia elétrica no 1T-2016. O prejuízo do 4T-2015 decorreu do *impairment* de ativos e perdas com recebíveis do setor elétrico.

1º Trimestre			Indicadores físicos e financeiros (*)		
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
863	911	(5)	Vendas de energia elétrica (ACL) ¹³ - MW médio	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
3.172	3.263	(3)	Vendas de energia elétrica (ACR) ¹⁴ - MW médio	800	8
2.832	5.110	(45)	Geração de energia elétrica - MW médio	3.058	4
69	387	(82)	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹⁵	4.099	(31)
74	113	(35)	Importação de GNL (mil barris/dia)	192	(64)
194	208	(7)	Importação de Gás Natural (mil barris/dia)	82	(10)
				193	1

(1T-2016 x 1T-2015): A redução de 5% no volume de vendas de energia no ambiente de contratação livre (ACL) ocorreu devido ao término de contratos.

O recuo de 3% nas vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) decorreu do término de Leilão de Energia (205 MW médio).

O menor volume gerado de energia (45%) e o decréscimo do PLD (82%) refletem a melhoria nas condições hidrológicas, destacadamente no Sudeste.

A redução de 35% na importação de GNL e de 7% na importação de gás natural boliviano foi devido à menor demanda termelétrica no período.

(1T-2016x 4T-2015): O aumento de 8% no volume de vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) decorreu da sazonalidade nos contratos de venda.

O acréscimo de 4% nas vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) decorreu da entrada de novo Leilão de Energia (114 MW médio).

A redução no volume gerado de energia de 31% e no PLD de 64% foi reflexo da melhoria nas condições hidrológicas e da decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de não despachar usinas com custo variável unitário superior a R\$ 250/MWh em março.

O recuo de 10% na importação de gás natural liquefeito foi devido à menor demanda termelétrica no período.

A importação de gás natural boliviano ficou estável em relação ao 4T-2015.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹³ ACL - Ambiente de Contratação Livre.

¹⁴ ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

¹⁵ PLD - Preços semanais ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do submercado.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

DISTRIBUIÇÃO

R\$ milhões					
1º Trimestre			Resultado líquido	4T-2015	
2016	2015	2016 x 2015 (%)		4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
(25)	609	(104)		(1.393)	98

(1T-2016 x 1T-2015): O prejuízo refletiu a redução do volume de vendas no Brasil em função do menor nível de atividade econômica, bem como as maiores perdas com recebíveis do setor elétrico e com contingências fiscais, compensados, em parte, pelo resultado positivo no exterior.

(1T-2016x 4T-2015): A redução do prejuízo refletiu as menores perdas com recebíveis do setor elétrico, o recuo das despesas tributárias e das contingências fiscais e o resultado positivo no exterior, além do fato do 4T-2015 ter sido onerado pelo *impairment* de ativos.

Esses fatores foram compensados parcialmente pela redução do volume de vendas no Brasil.

R\$ milhões					
1º Trimestre			Market Share - Brasil ^{(*) 16}	4T-2015	
2016	2015	2016 x 2015 (%)		4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
32,6%	36,4%	(4)		33,5%	(1)

(1T-2016 x 1T-2015): A redução do *market share* é explicada principalmente pelo decréscimo de 59% nas vendas de diesel e óleo combustível para o setor de térmicas, combinado com a menor representatividade do mercado de óleo combustível (onde a BR é majoritária) no mercado total. Adicionalmente, parte da queda de *market share* é reflexo do reposicionamento das margens, privilegiando a rentabilidade das vendas.

(1T-2016 x 4T-2015): Perda de *market share* devido, principalmente, à redução de 37% nas vendas de óleo combustível para as térmicas, em função do menor despacho térmico. Adicionalmente, parte da queda de *market share* é reflexo do reposicionamento das margens, privilegiando a rentabilidade das vendas.

BIOCOMBUSTÍVEL

R\$ milhões					
1º Trimestre			Resultado líquido	4T-2015	
2016	2015	2016 x 2015 (%)		4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
(48)	(49)	2		(503)	90

(1T-2016 x 1T-2015): O prejuízo decorreu do registro de perda com investimentos no setor de etanol, aliado aos maiores custos de matéria prima e metanol, impactado pelo câmbio.

(1T-2016 x 4T-2015): A redução no prejuízo deve-se ao fato do 4T-2015 ter sido onerado pelo reconhecimento de perdas com investimentos no setor de etanol e biodiesel, devido à piora nas condições de mercado, bem como o *impairment* das usinas de biodiesel.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁶ A partir de 2015, o cálculo do *market share* foi revisado para não mais contemplar as vendas entre distribuidoras. Adicionalmente, passamos a atualizar o indicador em aderência à revisão dos valores históricos efetuados pela ANP e Sindicom. Os trimestres anteriores foram recalculados pelo novo critério, para fins de comparação.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Volume de vendas – mil barris/dia (*)

1º Trimestre				4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
798	907	(12)	Diesel	907	(12)
564	573	(2)	Gasolina	562	-
80	119	(33)	Óleo combustível	97	(18)
111	124	(10)	Nafta	102	9
218	223	(2)	GLP ¹⁷	226	(4)
107	113	(5)	QAV ¹⁸	108	(1)
178	171	4	Outros	169	5
2.056	2.230	(8)	Total de derivados	2.171	(5)
111	115	(3)	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	126	(12)
360	448	(20)	Gás natural	416	(13)
2.527	2.793	(10)	Total mercado interno	2.713	(7)
455	397	15	Exportação de petróleo, derivados e outros	534	(15)
457	518	(12)	Vendas internacionais	625	(27)
912	915	-	Total mercado externo	1.159	(21)
3.439	3.708	(7)	Total geral	3.872	(11)

(1T-2016 x 1T-2015): O volume de vendas no mercado interno foi 10% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 12%):
 - menor nível de atividade econômica;
 - aumento das vendas por terceiros; e
 - menor geração pelas termelétricas a diesel do SIN (Sistema Interligado Nacional).
 Esses fatores suplantaram o crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV).
- Óleo combustível (redução de 33%): menores entregas para demanda térmica em vários estados;
- Nafta (redução de 10%): menor demanda do setor petroquímico, principalmente Braskem; e
- Gás natural (redução de 20%): redução da demanda do setor termelétrico.

(1T-2016 x 4T-2015): O volume de vendas no mercado interno foi 7% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 12%):
 - sazonalidade do consumo, tendo em vista a menor atividade econômica no início do ano;
 - aumento das vendas por terceiros; e
 - menor geração pelas termelétricas a diesel do SIN (Sistema Interligado Nacional).
- Óleo combustível (redução de 18%): menores entregas para demanda térmica em vários estados; e
- Gás natural (redução de 13%): menor demanda do setor termelétrico.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁷ GLP – Gás liquefeito de petróleo.

¹⁸ QAV – Querosene de aviação.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

1º Trimestre			
2016	2015		4T-2015
100.887	68.946	Disponibilidades ajustadas no início do período ¹⁹	104.236
(3.042)	(24.707)	Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no início do período	(4.366)
97.845	44.239	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870
17.307	16.427	Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.274
(14.518)	(21.331)	Recursos utilizados em atividades de investimento	(14.574)
(14.926)	(17.680)	Investimentos em área de negócios	(17.971)
11	516	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967
397	(4.167)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430
2.789	(4.904)	(=) Fluxo de caixa líquido	10.700
(17.505)	(10.306)	Financiamentos líquidos	(11.347)
7.215	3.735	Captações	6.109
(24.720)	(14.041)	Amortizações	(17.456)
-	-	Dividendos pagos a acionistas	-
146	396	Participação de acionistas não controladores	(72)
(5.497)	5.025	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)
77.778	34.450	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845
2.743	33.732	Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no fim do período	3.042
80.521	68.182	Disponibilidades ajustadas no fim do período ¹⁹	100.887

Em 31 de março de 2016, o saldo de caixa e equivalentes de caixa era R\$ 77.778 milhões e as disponibilidades ajustadas¹⁹ totalizavam R\$ 80.521 milhões. As principais aplicações de recursos no 1T-2016 foram destinadas ao cumprimento do serviço da dívida no período e financiamento dos investimentos em áreas de negócio. Esses recursos foram parcialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 17.307 milhões e captações de R\$ 7.215 milhões. O saldo de disponibilidades ajustadas foi impactado negativamente no 1T-2016 pelo efeito da variação do câmbio sobre as aplicações no exterior.

A geração operacional de caixa de R\$ 17.307 milhões foi principalmente motivada pelas maiores margens de diesel e gasolina, redução dos gastos com participações governamentais no Brasil e importações de petróleo e derivados, além da maior participação do petróleo nacional na carga processada. Estes efeitos foram compensados parcialmente por menores preços das exportações de petróleo e recuo no volume de vendas no Brasil em função da retração da atividade econômica.

Os investimentos nos negócios da Companhia foram de R\$ 14.926 milhões no 1T-2016, um recuo de 16% em relação ao ano anterior, sendo 88% dos investimentos na área de exploração e produção.

O fluxo de caixa livre²⁰ foi positivo pelo quarto trimestre consecutivo, totalizando R\$ 2.381 milhões no 1T-2016.

De janeiro a março de 2016 a Companhia realizou uma operação de *sale and leaseback* com o *Industrial and Commercial Bank of China* (ICBC) no valor de US\$ 1 bilhão, além de captações de curto prazo para amortização no período. Em 31 de março de 2016, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 7,04 anos (7,14 anos em 2015).

As amortizações de juros e principal somaram R\$ 24.720 milhões no 1T-2016 e o fluxo nominal (visão caixa) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	Consolidado							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.03.2016	31.12.2015
Principal	36.036	41.912	59.040	82.568	57.131	178.081	454.768	497.289
Juros	17.774	22.567	20.960	17.358	12.708	117.502	208.869	230.531
Total	53.810	64.479	80.000	99.926	69.839	295.583	663.637	727.820

¹⁹ A medida disponibilidades ajustadas inclui investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *time deposits* de instituições financeiras de primeira linha com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, a medida disponibilidades ajustadas não deve ser base de comparação com as disponibilidades ajustadas de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

²⁰ Fluxo de caixa livre corresponde aos recursos gerados pelas atividades operacionais subtraídos dos investimentos em áreas de negócio.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	31.03.2016	31.12.2015	Δ%
Endividamento curto prazo ²¹	62.126	57.382	8
Endividamento longo prazo ²²	387.889	435.467	(11)
Total	450.015	492.849	(9)
Disponibilidades	77.778	97.845	(21)
Títulos públicos federais e Time Deposits (vencimento superior a 3 meses)	2.743	3.042	(10)
Disponibilidades ajustadas	80.521	100.887	(20)
Endividamento líquido ²³	369.494	391.962	(6)
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	58%	60%	(2)
Passivo total líquido ²⁴	778.639	799.248	(3)
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	66%	68%	(2)
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado ²⁵	5,03	5,31	(5)

	U.S.\$ milhões		
	31.03.2016	31.12.2015	Δ%
Endividamento curto prazo ²¹	17.456	14.695	19
Endividamento longo prazo ²²	108.991	111.521	(2)
Total	126.447	126.216	-
Endividamento líquido ²³	103.821	100.379	3
Prazo médio da dívida (anos)	7,04	7,14	(0,10)

	R\$ milhões		
	31.03.2016	31.12.2015	Δ%
Informações sumarizadas sobre financiamentos:			
Por taxa			
Indexados a taxas flutuantes	231.186	243.293	(5)
Indexados a taxas fixas	218.630	249.354	(12)
Total	449.816	492.647	(9)
Por moeda			
Reais	81.086	80.269	1
Dólar	325.436	365.354	(11)
Euro	31.616	33.909	(7)
Outras moedas	11.678	13.115	(11)
Total	449.816	492.647	(9)
Por vencimento			
2016	46.877	57.333	(18)
2017	47.882	44.505	8
2018	53.436	62.827	(15)
2019	76.781	88.231	(13)
2020	55.956	60.670	(8)
2021 em diante	168.884	179.081	(6)
Total	449.816	492.647	(9)

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais reduziu 6% em relação a 31.12.2015, principalmente em decorrência da apreciação cambial de 8,9%.

²¹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 50 milhões em 31.03.2016 e R\$ 48 milhões em 31.12.2015).

²² Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 149 milhões em 31.03.2016 e R\$ 154 milhões em 31.12.2015).

²³ A medida endividamento líquido não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

²⁴ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

²⁵ Com a finalidade de alinhar às melhores práticas de mercado, salientamos que, a partir do 2T-2015, a Companhia passou a adotar a soma dos últimos 12 meses do EBITDA Ajustado (*Last Twelve Months* - LTM EBITDA Ajustado), em substituição a anualização anteriormente adotada, com base na repetição da média mensal para o restante do ano.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Demonstração do Resultado – Consolidado

1º Trimestre			R\$ milhões
2016	2015		4T-2015
70.337	74.353	Receita de vendas	85.103
(49.329)	(51.943)	Custo dos produtos e serviços vendidos	(58.254)
21.008	22.410	Lucro bruto	26.849
(3.751)	(1.724)	Vendas	(6.428)
(2.652)	(2.710)	Gerais e administrativas	(2.803)
(1.147)	(983)	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.830)
(503)	(564)	Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(294)
(542)	(753)	Tributárias	(1.470)
(4.265)	(2.677)	Outras receitas (despesas), líquidas *	(54.919)
(12.860)	(9.411)		(67.744)
8.148	12.999	Lucro (Prejuízo) operacional	(40.895)
886	734	Receitas financeiras	1.652
(6.146)	(3.691)	Despesas financeiras	(5.890)
(3.433)	(2.664)	Var. monetárias e cambiais	(690)
(8.693)	(5.621)	Resultado financeiro líquido	(4.928)
388	173	Resultado de participações em investimentos	(1.339)
(157)	7.551	Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(47.162)
(224)	(3.023)	Imposto de renda e contribuição social	11.580
(381)	4.528	Lucro líquido (Prejuízo)	(35.582)
		Atribuível aos:	
(1.246)	5.330	Acionistas Petrobras	(36.938)
865	(802)	Acionistas não controladores	1.356
(381)	4.528		(35.582)

(*) Inclui perdas no valor de recuperação de ativos (impairment) no valor de R\$ 46.390 milhões no 4T-2015, R\$ 294 milhões no 1T-2016 e R\$ 3 milhões no 1T-2015.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	31.03.2016	31.12.2015
Circulante	146.243	169.581
Caixa e equivalentes de caixa	77.778	97.845
Títulos e valores mobiliários	2.729	3.047
Contas a receber, líquidas	18.865	22.659
Estoques	29.098	29.057
Impostos e contribuições	10.612	10.732
Ativos classificados como mantidos para venda	31	595
Outros ativos circulantes	7.130	5.646
Não Circulante	712.917	730.554
Realizável a L. Prazo	67.617	74.879
Contas a receber, líquidas	13.841	14.327
Títulos e valores mobiliários	348	342
Depósitos judiciais	10.142	9.758
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.206	23.490
Impostos e contribuições	10.920	11.017
Adiantamento a fornecedores	6.142	6.395
Outros ativos realizáveis a longo prazo	10.018	9.550
Investimentos	14.216	13.772
Imobilizado	619.224	629.831
Intangível	11.860	12.072
Total do Ativo	859.160	900.135

PASSIVO	R\$ milhões	
	31.03.2016	31.12.2015
Circulante	107.458	111.572
Fornecedores	20.755	24.913
Financiamentos	62.126	57.382
Impostos e contribuições	10.803	13.549
Salários, férias, encargos e participações	4.871	5.085
Planos de pensão e saúde	2.717	2.556
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	488
Outras contas e despesas a pagar	6.186	7.599
Não Circulante	485.319	530.633
Financiamentos	387.889	435.467
Imposto de renda e contribuição social diferidos	812	906
Planos de pensão e saúde	48.994	47.618
Provisão para desmantelamento de áreas	35.604	35.728
Provisão para processos judiciais	9.798	8.776
Outras contas e despesas a pagar	2.222	2.138
Patrimônio Líquido	266.383	257.930
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	57.234	49.299
Participação dos acionistas não controladores	3.717	3.199
Total do passivo	859.160	900.135

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

R\$ milhões			
1º Trimestre			
2016	2015		4T-2015
(381)	4.528	Lucro líquido (Prejuízo) do período	(35.582)
17.688	11.899	(+) Ajustes	60.856
12.649	8.516	Depreciação, depleção e amortização	11.569
8.751	6.294	Variações cambiais e monetárias e encargos sobre financiamentos e outras	7.961
(388)	(173)	Resultado de participações em investimentos	1.339
503	(863)	Perdas em créditos de liquidação duvidosa	3.075
102	(404)	Resultado com alienações, baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	1.859
(1.413)	2.044	Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(11.735)
579	576	Baixa de poços secos e/ou subcomerciais	1.503
294	3	Perda na recuperação de ativos - Impairment	46.386
1.176	287	Ajuste ao valor de mercado dos estoques	664
2.005	1.684	Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	1.333
(1.673)	(1.024)	Varição dos estoques	2.573
3.584	73	Varição de contas a receber	(1.768)
(383)	(438)	Varição depósitos judiciais	(848)
(3.775)	(2.275)	Varição de fornecedores	(1.488)
(438)	(415)	Varição de planos de pensão e de saúde	(766)
(2.220)	944	Varição de impostos, taxas e contribuições	(1.004)
(271)	(621)	Imposto de renda e contribuição social pagos	(214)
(1.394)	(2.309)	Varição de outros ativos e passivos	417
17.307	16.427	(=) Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.274
(14.518)	(21.331)	(-) Recursos utilizados em atividades de investimento	(14.574)
(14.926)	(17.680)	Investimentos em área de negócios	(17.971)
11	516	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967
397	(4.167)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430
2.789	(4.904)	(=) Fluxo de caixa líquido	10.700
(17.359)	(9.910)	(-) Recursos gerados pelas atividades de financiamento	(11.419)
7.215	3.735	Captações	6.109
(17.098)	(8.441)	Amortizações de principal	(12.014)
(7.622)	(5.600)	Amortizações de juros	(5.442)
146	396	Participação de acionistas não controladores	(72)
(5.497)	5.025	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)
(20.067)	(9.789)	(=) Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no período	(2.025)
97.845	44.239	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870
77.778	34.450	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 1T-2016

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	23.675	53.085	9.391	228	25.231	-	(41.273)	70.337
Intersegmentos	22.988	15.557	2.130	219	379	-	(41.273)	-
Terceiros	687	37.528	7.261	9	24.852	-	-	70.337
Custo dos produtos e serviços vendidos	(20.837)	(39.099)	(7.563)	(248)	(23.291)	-	41.709	(49.329)
Lucro bruto	2.838	13.986	1.828	(20)	1.940	-	436	21.008
Despesas	(3.611)	(2.491)	(734)	(118)	(1.987)	(3.992)	73	(12.860)
Vendas, gerais e administrativas	(508)	(2.155)	(634)	(25)	(1.691)	(1.481)	91	(6.403)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(1.147)	-	-	-	-	-	-	(1.147)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(209)	(68)	(21)	(2)	-	(203)	-	(503)
Tributárias	(62)	(143)	(170)	(2)	(38)	(127)	-	(542)
Outras receitas (despesas), líquidas	(1.685)	(125)	91	(89)	(258)	(2.181)	(18)	(4.265)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(773)	11.495	1.094	(138)	(47)	(3.992)	509	8.148
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(8.693)	-	(8.693)
Resultado de participações em investimentos	(99)	375	56	43	7	6	-	388
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(872)	11.870	1.150	(95)	(40)	(12.679)	509	(157)
Imposto de renda e contribuição social	263	(3.908)	(372)	47	16	3.904	(174)	(224)
Lucro líquido (prejuízo)	(609)	7.962	778	(48)	(24)	(8.775)	335	(381)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(605)	7.976	757	(48)	(25)	(9.636)	335	(1.246)
Acionistas não controladores	(4)	(14)	21	-	1	861	-	865
	(609)	7.962	778	(48)	(24)	(8.775)	335	(381)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 1T-2015²⁶

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA *	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	27.037	56.115	10.993	156	27.158	-	(47.106)	74.353
Intersegmentos	26.029	18.735	1.689	150	503	-	(47.106)	-
Terceiros	1.008	37.380	9.304	6	26.655	-	-	74.353
Custo dos produtos e serviços vendidos	(20.006)	(44.670)	(9.249)	(164)	(24.818)	-	46.964	(51.943)
Lucro bruto	7.031	11.445	1.744	(8)	2.340	-	(142)	22.410
Despesas	(1.877)	(2.172)	(131)	(37)	(1.428)	(3.935)	169	(9.411)
Vendas, gerais e administrativas	(469)	(1.721)	627	(27)	(1.457)	(1.558)	171	(4.434)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(983)	-	-	-	-	-	-	(983)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(220)	(95)	(43)	(6)	(1)	(199)	-	(564)
Tributárias	(52)	(184)	(719)	-	(33)	235	-	(753)
Outras receitas (despesas), líquidas	(153)	(172)	4	(4)	63	(2.413)	(2)	(2.677)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	5.154	9.273	1.613	(45)	912	(3.935)	27	12.999
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(5.621)	-	(5.621)
Resultado de participações em investimentos	20	65	100	(20)	8	-	-	173
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	5.174	9.338	1.713	(65)	920	(9.556)	27	7.551
Imposto de renda e contribuição social	(1.752)	(3.153)	(549)	16	(310)	2.734	(9)	(3.023)
Lucro líquido (prejuízo)	3.422	6.185	1.164	(49)	610	(6.822)	18	4.528
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	3.413	6.183	1.087	(49)	609	(5.931)	18	5.330
Acionistas não controladores	9	2	77	-	1	(891)	-	(802)
	3.422	6.185	1.164	(49)	610	(6.822)	18	4.528

²⁶ Para efeito de comparação, as demonstrações contábeis do 1T-2015 foram ajustadas para contemplar a realocação do resultado das atividades no exterior, conforme divulgado no exercício de 2015, quando os ajustes organizacionais da transferência da gestão dessas atividades foram finalizados.

* Para efeito de comparação, o lucro líquido do 1T-2015 considera a despesa de ICMS sobre aquisição de gás natural, anteriormente classificada na área Corporativa (R\$ 516 milhões).

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1T-2016

	R\$ milhões							CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.979)	(36)	(32)	-	-	(4)	-	(2.051)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(1.239)	-	(1.239)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(35)	(35)	(6)	(1)	(354)	(715)	-	(1.146)
Perda na Recuperação de Ativos - Impairment	(294)	-	-	-	-	-	-	(294)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(7)	(5)	-	-	(10)	(216)	-	(238)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(36)	(30)	(39)	1	6	-	-	(98)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(18)	(17)	(6)	-	-	(38)	-	(79)
Perdas s/Multas Aplicadas	(1)	(14)	-	-	-	(39)	-	(54)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(30)	-	24	-	5	-	-	(1)
Subvenções e Assistências Governamentais	4	22	8	-	-	1	-	35
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	546	-	-	-	-	-	-	546
Outros	165	(10)	142	(89)	95	69	(18)	354
	(1.685)	(125)	91	(89)	(258)	(2.181)	(18)	(4.265)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1T-2015

	R\$ milhões							CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(626)	(251)	(58)	-	-	(6)	-	(941)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(947)	-	(947)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(48)	(86)	20	-	(10)	(709)	-	(833)
Perda na Recuperação de Ativos - Impairment	(3)	-	-	-	-	-	-	(3)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(19)	(17)	(1)	-	(20)	(324)	-	(381)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	202	192	14	-	2	(4)	-	406
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(17)	(10)	(5)	-	(1)	(38)	-	(71)
Perdas s/Multas Aplicadas	-	(106)	-	-	-	(167)	-	(273)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(3)	(5)	(15)	(2)	-	(1)	-	(26)
Subvenções e Assistências Governamentais	4	1	-	-	-	1	-	6
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	141	-	-	-	-	-	-	141
Outros	216	110	49	(2)	92	(218)	(2)	245
	(153)	(172)	4	(4)	63	(2.413)	(2)	(2.677)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.03.2016

	R\$ milhões							CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ativo	474.829	174.694	73.292	2.226	21.016	126.597	(13.494)	859.160
Circulante	15.454	32.691	8.306	194	9.314	92.491	(12.207)	146.243
Não circulante	459.375	142.003	64.986	2.032	11.702	34.106	(1.287)	712.917
Realizável a longo prazo	25.369	9.357	4.882	12	3.539	25.608	(1.150)	67.617
Investimentos	6.339	4.264	1.796	1.667	127	23	-	14.216
Imobilizado	419.329	127.749	57.092	353	7.233	7.605	(137)	619.224
Em operação	303.533	111.594	48.928	351	6.152	6.503	(137)	476.924
Em construção	115.796	16.155	8.164	2	1.081	1.102	-	142.300
Intangível	8.338	633	1.216	-	803	870	-	11.860

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2015

	R\$ milhões							CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ativo	483.396	177.631	76.023	1.885	20.588	154.065	(13.453)	900.135
Circulante	14.215	35.247	10.398	176	8.979	112.715	(12.149)	169.581
Não circulante	469.181	142.384	65.625	1.709	11.609	41.350	(1.304)	730.554
Realizável a longo prazo	25.250	9.309	5.303	12	3.355	32.792	(1.142)	74.879
Investimentos	7.054	3.431	1.781	1.339	134	33	-	13.772
Imobilizado	428.447	128.982	57.300	358	7.296	7.610	(162)	629.831
Em operação	310.761	112.470	47.611	317	6.175	5.798	(162)	482.970
Em construção	117.686	16.512	9.689	41	1.121	1.812	-	146.861
Intangível	8.430	662	1.241	-	824	915	-	12.072

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 1T-2016

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	(609)	7.962	778	(48)	(24)	(8.775)	335	(381)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	8.693	-	8.693
Imposto de renda/Contribuição social	(263)	3.908	372	(47)	(16)	(3.904)	174	224
Depreciação, depleção e amortização	9.656	1.923	714	11	148	197	-	12.649
EBITDA	8.784	13.793	1.864	(84)	108	(3.789)	509	21.185
Participação em investimentos	99	(375)	(56)	(43)	(7)	(6)	-	(388)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	294	-	-	-	-	-	-	294
EBITDA ajustado	9.177	13.418	1.808	(127)	101	(3.795)	509	21.091

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 1T-2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	3.422	6.185	1.164	(49)	610	(6.822)	18	4.528
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	5.621	-	5.621
Imposto de renda/Contribuição social	1.752	3.153	549	(16)	310	(2.734)	9	3.023
Depreciação, depleção e amortização	5.667	1.860	643	7	135	204	-	8.516
EBITDA	10.841	11.198	2.356	(58)	1.055	(3.731)	27	21.688
Participação em investimentos	(20)	(65)	(100)	20	(8)	-	-	(173)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	3	-	-	-	-	-	-	3
EBITDA ajustado	10.824	11.133	2.256	(38)	1.047	(3.731)	27	21.518

APÊNDICE

1. Reconciliação do EBITDA Ajustado

1º Trimestre				4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2015 X 2014 (%)			
(381)	4.528	(108)	Lucro líquido (Prejuízo)	(35.582)	99
8.693	5.621	55	Resultado Financeiro Líquido	4.928	76
224	3.023	(93)	Imposto de renda e contribuição social	(11.580)	102
12.649	8.516	49	Depreciação, depleção e amortização	11.569	9
21.185	21.688	(2)	EBITDA	(30.665)	169
(388)	(173)	(124)	Resultado de participações em investimentos	1.339	(129)
294	3	9.700	Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	46.390	(99)
21.091	21.518	(2)	EBITDA ajustado	17.064	24
30	29	1	Margem do EBITDA ajustado (%) ²⁷	20	10

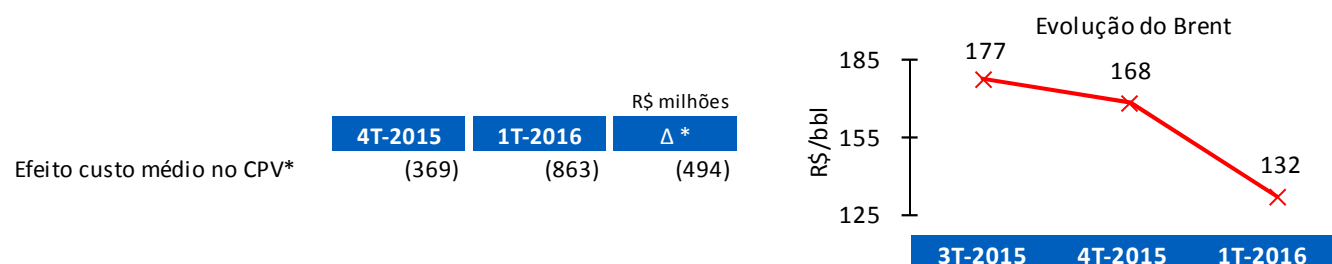
A Companhia divulga o EBITDA ajustado conforme Instrução CVM n.º 527 de 4 de outubro de 2012, calculado como sendo o resultado líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização, além da participação em investimentos e do *impairment*.

A divulgação do EBITDA ajustado tem como objetivo proporcionar informação suplementar sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, de realização e manutenção de seus investimentos e de cobrir sua necessidade de capital de giro. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

2. Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)

Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio, sobre as importações e as participações governamentais, não influenciam integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente.

O quadro abaixo demonstra a estimativa dos efeitos no custo das vendas:



* Assim como no trimestre anterior, o CPV do 1T-2016 foi influenciado negativamente pelo efeito do custo médio dos estoques.

²⁷ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

APÊNDICE

3. Participações Governamentais

R\$ milhões					
1º Trimestre				4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
			Brasil		
1.913	2.529	(24)	Royalties	2.608	(27)
199	1.764	(89)	Participação Especial	999	(80)
47	43	9	Retenção de área	39	21
2.159	4.336	(50)	Subtotal País	3.646	(41)
274	218	26	Exterior	354	(23)
2.433	4.554	(47)	Total	4.000	(39)

(1T-2016 x 1T-2015): A redução nas participações governamentais, no Brasil, em 50%, deve-se, principalmente à redução de 21% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$ 99,47/bbl (US\$ 25,54/bbl) no 1T-2016, contra R\$ 126,33/bbl (US\$ 43,96/bbl), no mesmo período do ano anterior, alinhado às cotações internacionais de petróleo e à menor produção.

(1T-2016 x 4T-2015): A redução nas participações governamentais, no Brasil, em 41%, deve-se, principalmente às menores cotações internacionais de petróleo e à redução da produção.

4. Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

R\$ milhões					
1º Trimestre				4T-2015	1T16 X 4T15 (%)
2016	2015	2016 x 2015 (%)			
21.480	(30.141)	171	Varição Monetária e Cambial Total	6.052	255
(22.013)	28.301	(178)	Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	(3.847)	(472)
(2.900)	(824)	(252)	Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(2.895)	-
(3.433)	(2.664)	(29)	Varição Monetária e Cambial, Líquidas	(690)	(398)

O aumento da reclassificação da despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no 1T-2016 (R\$ 2.900 milhões) em relação ao 1T-2015 (R\$ 824 milhões) refletiu as realizações de exportações, protegidas por dívidas em dólares, com maior *spread* de taxa de câmbio (R\$/US\$) entre as datas iniciais das designações e as datas das respectivas exportações. Adicionalmente, R\$ 734 milhões foram reconhecidos no resultado devido às exportações que deixaram de ser previstas ou realizadas, principalmente em função do recuo nos preços do petróleo. Em relação ao 4T-2015, manteve-se no mesmo patamar.

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do PNG 2015-2019, indicaria a necessidade de reclassificação de aproximadamente R\$ 783 milhões do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de março de 2016 é a demonstrada a seguir:

	Consolidado									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2027	Total
Expectativa de realização	(7.183)	(11.245)	(11.626)	(9.225)	(7.345)	(6.819)	(7.189)	(4.394)	1.620	(63.406)

APÊNDICE

5. Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cujas principais exposições brutas são do real em relação ao dólar norte-americano e do dólar norte-americano em relação ao euro. A partir de meados de maio de 2013 a Companhia estendeu a contabilidade de *hedge* para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

A Companhia designa relações de *hedge* entre exportações e obrigações em dólares norte-americanos para que os efeitos da proteção cambial natural existentes entre essas operações sejam reconhecidas simultaneamente nas demonstrações contábeis. Com a extensão da contabilidade de *hedge*, ganhos ou perdas provocados por variações cambiais são acumulados no patrimônio líquido, somente afetando o resultado na medida em que as exportações são realizadas.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de empresas controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais.

Em 31 de março de 2016, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva.

ITENS	R\$ milhões	
	31.03.2016	31.12.2015
Ativo	58.585	67.040
Passivo	(327.433)	(350.695)
Hedge Accounting	223.596	240.222
Total	(45.252)	(43.433)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	31.03.2016	31.12.2015
Real/ Dólar	(2.209)	2.881
Real/ Euro	(191)	(8.687)
Real/ Libra esterlina	(61)	(73)
Dólar/ Iene japonês	(2.126)	(2.180)
Dólar/ Euro	(31.485)	(24.988)
Dólar/ Libra esterlina	(9.126)	(10.241)
Peso/ Dólar	(54)	(145)
Total	(45.252)	(43.433)

R\$ milhões						
1º Trimestre			Variação monetária e cambial	4T-2015	1T16 X 4T15 (%)	
1T-2016	1T-2015	2016 x 2015 (%)				
(1.443)	2.270	(164)	Variação cambial Dólar x Euro	493	(393)	
623	(3.811)	116	Variação cambial Real x Dólar	327	91	
326	241	35	Variação cambial Dólar x Libra Esterlina	249	31	
(2.900)	(824)	(252)	Reclassificação do hedge accounting do Patrimônio Líquido para o Resultado	(2.895)	-	
(258)	(450)	43	Variação cambial Real x Euro	377	(168)	
219	(90)	343	Outros	759	(71)	
(3.433)	(2.664)	(29)	Variação Monetária e Cambial, Líquidas	(690)	(398)	

APÊNDICE

6. Itens especiais

R\$ milhões				
1º Trimestre			Item do Resultado	4T-2015
2016	2015			
(544)	1.171	Perdas com recebíveis do setor elétrico	Despesa de vendas	(2.509)
(297)	(516)	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	Outras receitas (despesas)	(1.885)
(294)	(3)	Impairment de ativos e de investimentos	Diversos	(48.295)
(51)	-	Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT	Diversos	(428)
-	-	REFIS	Diversos	(116)
-	-	Programa de incentivo ao desligamento voluntário	Outras receitas (despesas)	(307)
-	464	Ganhos/(Perdas) com alienação de ativos	Outras receitas (despesas)	-
(1.186)	1.116	Total		(53.540)

Detalhamento do efeito do impairment de ativos e de investimentos nos diversos itens de resultado:

(294)	(3)	Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(46.390)
-	-	Resultado de participações em investimentos	(1.905)
(294)	(3)	Impairment de ativos e investimentos	(48.295)

Detalhamento do efeito da adesão aos Programas de Anistias Estaduais e ao Programa de Redução de Litígios Tributários (PRORELIT) nos diversos itens do resultado:

(42)	-	Despesas tributárias	(308)
(9)	-	Despesas financeiras - Juros	(120)
(51)	-	Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT	(428)

Detalhamento do efeito da adesão ao REFIS nos diversos itens do resultado:

-	-	Despesas tributárias	(63)
-	-	Despesas financeiras - Juros	(53)
-	-	REFIS	(116)

No julgamento da Administração, os itens especiais apresentados acima, embora relacionados aos negócios da Companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.

APÊNDICE

7. Informações por atividade no exterior

Demonstração do Resultado - 1T-2016

Receita de vendas
Intersegmentos
Terceiros
Lucro Bruto
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
1.466	2.886	558	3.184
842	2.208	31	2
624	678	527	3.182
480	(118)	101	314
268	(219)	84	79
111	(210)	112	72
756	(152)	98	114

EBITDA Ajustado

Demonstração do Resultado - 1T-2015

Receita de vendas
Intersegmentos
Terceiros
Lucro Bruto
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
1.320	3.295	355	3.104
732	834	24	3
588	2.461	331	3.101
417	149	58	288
393	17	41	75
352	5	69	63
735	54	56	102

EBITDA Ajustado

Ativo em 31.03.2016

Ativo em 31.12.2015

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
28.488	4.756	1.526	2.813
31.683	5.459	1.577	3.057

APÊNDICE

8. Resultado das operações do 1T-2016 x 1T-2015 (informações adicionais):

Receita de vendas de R\$ 70.337 milhões, 5% inferior ao 1T-2015 (R\$ 74.353 milhões), ocasionadas por:

- Redução de 8% na demanda de derivados no mercado interno, em função do menor nível de atividade econômica no Brasil e do recuo do consumo de óleo combustível e de gás natural para geração térmica;
- Maiores preços médios dos derivados no mercado interno;
- Redução da geração e do preço de energia elétrica decorrente da melhora nas condições hidrológicas;
- Menores preços das exportações de petróleo e derivados, acompanhando a redução das cotações internacionais; e
- Maior volume de exportações de petróleo e derivados (14%).

Custo dos produtos vendidos de R\$ 49.329 milhões, 5% inferior ao 1T-2015 (R\$ 51.943 milhões), refletindo, além da redução de 8% na demanda de derivados no mercado interno:

- Menores custos com importações de petróleo, derivados e gás natural, bem como com participações governamentais no Brasil;
- Redução no processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas como resultado da menor demanda de derivados no mercado doméstico; e
- Aumento dos custos com depreciação pelo método de unidades produzidas devido à redução das estimativas de reservas, atenuada pelo menor saldo de ativos em função das perdas por *impairment* reconhecidas em 2015.

Despesas de vendas de R\$ 3.751 milhões, 118% superior ao 1T-2015 (R\$ 1.724 milhões), devido à reversão de perdas com recebíveis do setor elétrico no 1T-2015 (R\$ 1.295 milhões), além dos maiores gastos com fretes, reflexo da depreciação cambial e do maior volume de exportação.

Despesas gerais e administrativas de R\$ 2.652 milhões, no mesmo patamar do 1T-2015 (R\$ 2.710 milhões), refletindo os menores gastos com serviços de terceiros, compensados pelos maiores gastos com pessoal devido ao reajuste salarial concedido no Acordo Coletivo de trabalho 2015 (ACT 2015).

Despesas com pesquisa e desenvolvimento tecnológico de R\$ 503 milhões, 11% inferior ao 1T-2015 (R\$ 564 milhões), devido à redução dos gastos obrigatórios mínimos decorrente da menor receita bruta dos campos de petróleo e gás natural.

Despesas tributárias de R\$ 542 milhões, 28% inferior ao 1T-2015 (R\$ 753 milhões), em função das menores despesas de imposto de renda sobre remessa de juros de financiamentos ao exterior, compensadas em parte pela adesão aos Programas de Anistias Estaduais.

Outras despesas operacionais de R\$ 4.265 milhões, 59% superior ao 1T-2015 (R\$ 2.677 milhões), influenciadas por:

- Maiores despesas com paradas não programadas, principalmente com ociosidade de sondas (R\$ 1.110 milhões);
- *Impairment* de ativos, principalmente nos campos de Bijupirá e Salema, após o cancelamento da venda desses ativos (R\$ 294 milhões); e
- Aumento da despesa com planos de pensão e saúde com assistidos devido ao acréscimo da taxa de juros nominal aplicada sobre maior saldo de obrigação atuarial líquida (R\$ 292 milhões).

Despesas financeiras líquidas de R\$ 8.693 milhões, 55% superior ao 1T-2015 (R\$ 5.621 milhões), em razão de:

- Acréscimo nas despesas com juros, refletindo o maior endividamento e o efeito da depreciação da cotação média do real frente ao dólar (R\$ 2.124 milhões, líquido de encargos financeiros capitalizados);
- Variação cambial negativa de R\$ 3.713 milhões decorrente da depreciação de 4,7% do dólar sobre a exposição passiva líquida em euro no 1T-2016 (apreciação cambial de 11,6% no 1T-2015);
- Variação cambial positiva de R\$ 4.434 milhões devido à apreciação de 8,9% do real sobre a exposição passiva líquida em dólar no 1T-2016 (depreciação cambial de 20,8% no 1T-2015); e
- Maior reclassificação da variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de *hedge*, bem como pelas exportações designadas que deixaram de ser previstas ou realizadas (R\$ 2.076 milhões).

Despesas com imposto de renda e contribuição social de R\$ 224 milhões, 93% inferior ao 1T-2015 (R\$ 3.023 milhões), devido, principalmente, ao menor resultado antes dos impostos.

Participação dos acionistas não controladores negativa em R\$ 865 milhões (positiva em R\$ 802 milhões no 1T-2015), refletindo, principalmente, o comportamento do câmbio, nos respectivos períodos, sobre o endividamento em dólar das entidades estruturadas.

APÊNDICE

9. Resultado das operações do 1T-2016 x 4T-2015 (informações adicionais):

Receita de vendas de R\$ 70.337 milhões, 17% inferior ao 4T-2015 (R\$ 85.103 milhões), influenciada por:

- Menor demanda de derivados no mercado interno (5%), principalmente de diesel (12%), devido à menor atividade econômica no início do ano;
- Redução da receita de exportação de petróleo e derivados em razão do declínio do *Brent* (21% em reais) e menor volume exportado;
- Redução da receita de gás natural devido à menor demanda termelétrica no período;
- Decréscimo nos preços da nafta, QAV e óleo combustível no mercado interno, refletindo o recuo nas cotações internacionais; e
- Redução da geração e do preço de energia elétrica decorrente da melhora nas condições hidrológicas.

Custo dos produtos vendidos de R\$ 49.329 milhões, 15% inferior ao 4T-2015 (R\$ 58.254 milhões), refletindo, além da redução de 5% na demanda de derivados no mercado interno:

- Menores custos com importações de petróleo, derivados e gás natural, bem como com participações governamentais no Brasil;
- Menores gastos com insumos para produção de petróleo e derivados no exterior, refletindo a redução do *Brent*; e
- Aumento dos custos com depreciação pelo método de unidades produzidas devido à redução das estimativas de reservas, atenuada pelo menor saldo de ativos em função das perdas por *impairment* reconhecidas em 2015.

Despesas de vendas de R\$ 3.751 milhões, 42% inferior ao 4T-2015 (R\$ 6.428 milhões), devido à menor provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa, principalmente relacionados aos recebíveis do setor elétrico (R\$ 1.965 milhões);

Despesas gerais e administrativas de R\$ 2.652 milhões, 5% inferior ao 4T-2015 (R\$ 2.803 milhões), refletindo os menores gastos com serviços de terceiros.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás natural de R\$ 1.147 milhões, 37% inferior ao 4T-2015 (R\$ 1.830 milhões), em decorrência, principalmente, dos menores gastos com baixas de poços secos e/ou subcomerciais no exterior.

Despesas tributárias de R\$ 542 milhões, 63% inferior ao 4T-2015 (R\$ 1.470 milhões), em função das menores despesas com adesão aos Programas de Anistias Estaduais e com imposto de renda sobre remessa de juros de financiamentos ao exterior, além do reconhecimento de PIS e COFINS sobre receitas financeiras.

Outras despesas operacionais de R\$ 4.265 milhões, 92% inferior ao 4T-2015 (R\$ 54.919 milhões), ocasionadas, principalmente, por:

- *Impairment* de ativos no 4T-2015 (R\$ 46.390 milhões);
- Despesas com baixas de ativos, devolução de campos à ANP e abandono de áreas no 4T-2015 (R\$ 2.256 milhões);
- Menores despesas com contingências judiciais, principalmente com processos tributários e trabalhistas (R\$ 1.451 milhões); e
- Gastos com desmobilização da refinaria Nansei Sekiyu K.K. no 4T-2015 (R\$ 352 milhões).

Despesas financeiras líquidas de R\$ 8.693 milhões, 76% superior ao 4T-2015 (R\$ 4.928 milhões), em razão de:

- Variação cambial negativa de R\$ 1.936 milhões pela depreciação de 4,7% do dólar sobre a exposição passiva líquida em euro no 1T-2016 (apreciação de 2,5% no 4T-2015); e
- Variação cambial negativa de R\$ 635 milhões pela depreciação de 3,1% do real sobre a exposição passiva líquida em euro em janeiro de 2016, tendo em vista a liquidação da exposição nesse mês (apreciação de 4,2% no 4T-2015).

Resultado positivo com participações em investimentos de R\$ 388 milhões (resultado negativo de R\$ 1.339 milhões no 4T-2015) devido ao *impairment* de investimentos no 4T-2015, principalmente no exterior.

Despesas com imposto de renda e contribuição social de R\$ 224 milhões (receita de R\$ 11.580 milhões no 4T-2015) em razão, principalmente, do efeito fiscal positivo sobre o *impairment* de ativos em dezembro de 2015.