

RESULTADOS CONSOLIDADOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2015

Auditados pelos auditores independentes de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016

- **Prejuízo de R\$ 34.836 milhões em 2015 e de R\$ 36.938 milhões no 4T-2015, ocasionado por :**
 - impairment* de ativos e de investimentos, principalmente em função do declínio dos preços do petróleo e incremento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento (R\$ 49.748 milhões); e
 - despesas de juros e perda cambial (R\$ 32.908 milhões).
- **Redução de R\$ 8.931 milhões no prejuízo operacional em 2015 (R\$ 21.322 milhões em 2014 e R\$ 12.391 milhões em 2015).**
- **EBITDA ajustado de R\$ 73.859 milhões em 2015, 25% superior a 2014 pelos maiores preços de diesel e gasolina, além da redução dos gastos com participações governamentais e importações de petróleo e derivados.**
- **Fluxo de caixa livre positivo de R\$ 15.626 milhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo de R\$ 19.554 milhões em 2014.**
- **Endividamento líquido de US\$ 100.379 milhões em 31.12.2015, 5% inferior em relação a 31.12.2014.**
- **Aumento do prazo médio da dívida de 6,10 anos em 31.12.2014 para 7,14 anos em 31.12.2015.**
- **Investimentos de R\$ 76.315 milhões, 12% inferior a 2014 (R\$ 10.825 milhões).**

Exercício			R\$ milhões			
2015	2014	2015 x 2014 (%)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(34.836)	(21.587)	(61)	(36.938)	(3.759)	(883)	(26.600)
(12.391)	(21.322)	42	(41.026)	5.813	(806)	(32.826)
73.859	59.140	25	17.064	15.506	10	20.057

Destaques do exercício de 2015:

- Crescimento de 4% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Menores gastos com importações de petróleo e derivados;
- Redução dos gastos com participações governamentais;
- Redução de 9% na demanda de derivados no mercado doméstico (224 mil barris/dia); e
- Aumento de 55% das exportações de petróleo (128 mil barris/dia).

Destaques do 4T-2015:

- *Impairment* de ativos, principalmente de exploração e produção (R\$ 46.390 milhões);
- Redução de 1% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Redução 5% na demanda de derivados no mercado doméstico (111 mil barris/dia);
- Aumento de 6% das exportações de petróleo (22 mil barris/dia); e
- Menores despesas financeiras líquidas devido à redução da perda cambial (R\$ 6.516 milhões).

Impairment de ativos e de investimentos em 2015 (R\$ milhões)

Impairment de ativos	47.676
Exploração e Produção – Brasil e Exterior	38.292
Campos de Produção	36.184
Sondas	1.978
Outros	130
Abastecimento	6.399
COMPERJ	5.281
Complexo Petroquímico Suape	782
Outros	336
Gás e Energia (*)	2.507
UFN III – Três Lagoas	1.955
UFN V – Uberaba	585
Outros ativos	478
Impairment de investimentos	2.072
Impairment de ativos e de investimentos	49.748

(*) Inclui reversão de *impairment* (R\$ 33 milhões).

Para mais informações, vide apêndice 1 – *Impairment* de ativos.

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 / 99471 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							
Exercício			Resultados, valor de mercado e investimentos	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
321.638	337.260	(5)	Receita de vendas	85.103	82.239	3	85.040
98.576	80.437	23	Lucro bruto	26.849	23.755	13	22.015
(12.391)	(21.322)	42	Lucro (Prejuízo) operacional	(41.026)	5.813	(806)	(32.826)
(28.041)	(3.900)	(619)	Resultado financeiro líquido	(4.928)	(11.444)	57	(1.814)
(34.836)	(21.587)	(61)	Prejuízo - Acionistas Petrobras	(36.938)	(3.759)	(883)	(26.600)
(2,67)	(1,65)	(62)	Prejuízo por ação ¹	(2,83)	(0,29)	(876)	(2,04)
101.316	127.506	(21)	Valor de mercado (Controladora)	101.316	104.117	(3)	127.506
73.859	59.140	25	EBITDA ajustado ²	17.064	15.506	10	20.057
31	24	7	Margem bruta (%)	32	29	3	26
(4)	(4)	-	Margem operacional (%) ³	(48)	7	(55)	(39)
(11)	(6)	(5)	Margem líquida (%)	(43)	(5)	(38)	(31)
76.315	87.140	(12)	Investimento total	20.826	19.315	8	24.598
63.321	60.072	5	. E&P	17.330	16.093	8	17.237
8.390	18.510	(55)	. Abastecimento	2.138	2.222	(4)	4.495
2.581	6.064	(57)	. Gás e Energia	617	529	17	1.909
853	1.152	(26)	. Distribuição	285	192	48	405
152	281	(46)	. Biocombustível	94	19	395	258
1.018	1.061	(4)	. Corporativo	362	260	39	294

R\$ milhões							
Exercício			Resultado operacional por área de negócio	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
25.438	(58.776)	143	. Abastecimento	3.236	4.631	(30)	(33.460)
(17.938)	50.328	(136)	. E&P	(36.089)	3.769	(1058)	2.986
817	(1.479)	155	. Gás e Energia	(1.995)	1.056	(289)	471
(1.249)	2.087	(160)	. Distribuição	(2.257)	(304)	(642)	626
(423)	(262)	(61)	. Biocombustível	(249)	(63)	(295)	(57)
(21.076)	(14.943)	(41)	. Corporativo	(6.028)	(4.570)	(32)	(4.890)

R\$ milhões							
Exercício			Indicadores	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
228,18	226,52	1	Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	239,36	228,15	5	228,81
172,65	231,30	(25)	Brent (R\$/bbl)	167,86	177,38	(5)	193,35
52,46	98,99	(47)	Brent (US\$/bbl)	43,69	50,26	(13)	76,27
Preço de venda - Brasil							
42,16	87,84	(52)	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	33,50	39,76	(16)	66,49
36,24	47,93	(24)	. Gás natural (US\$/bbl)	32,47	35,47	(8)	45,54
3,34	2,35	42	Dólar médio de venda (R\$)	3,84	3,54	8	2,54
3,90	2,66	47	Dólar final de venda (R\$)	3,90	3,97	(2)	2,66
47,0	13,4	34	Variação - Dólar final de venda (%)	(1,7)	28,1	(30)	8,4
13,38	10,86	3	Selic - Taxa média (%)	14,15	13,99	-	11,22
2.227	2.150	4	Produção total de Petróleo e LGN (mil barris/dia)	2.214	2.234	(1)	2.256
560	519	8	Produção total de Gás natural (mil barris/dia)	563	566	(1)	543
Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)							
2.787	2.669	4	Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)	2.777	2.800	(1)	2.799
3.845	3.967	(3)	Volume total de vendas (mil barris/dia)	3.872	3.889	-	4.010

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 dos exercícios de 2015 x 2014:

Lucro bruto 23% superior (R\$ 18.139 milhões) em função do maior recuo dos custos em relação à redução na receita de vendas.

- Receita de vendas de R\$ 321.638 milhões, 5% inferior (R\$ 15.622 milhões), influenciada por:
 - Redução da demanda de derivados no mercado interno (9%) em função do menor nível de atividade econômica;
 - Menores preços das exportações de petróleo e derivados;
 - Decréscimo nos preços de nafta, QAV e óleo combustível no mercado interno;
 - Maiores preços de diesel e gasolina, refletindo os reajustes ocorridos em novembro de 2014 e setembro de 2015; e
 - Elevação de 55% no volume de petróleo exportado devido ao aumento da produção nacional (5%) e à menor carga processada nas refinarias (6%).
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 223.062 milhões, 13% inferior (R\$ 33.761 milhões), refletindo:
 - Menores custos unitários com importações e participações governamentais;
 - Redução na demanda de derivados no mercado interno, ocasionando menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas; e
 - Aumento dos custos com depreciação.

Prejuízo operacional de R\$ 12.391 milhões, 42% inferior (R\$ 8.931 milhões) ao prejuízo de R\$ 21.322 milhões em 2014, decorrente de:

- Aumento do lucro bruto (R\$ 18.139 milhões);
- Acréscimo nas despesas tributárias em decorrência da adesão ao Programa de Recuperação Fiscal– REFIS e aos Programas de Anistias Estaduais (R\$ 7.437 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais, principalmente com processos fiscais e trabalhistas (R\$ 5.103 milhões);
- Maior *impairment* de ativos (R\$ 3.040 milhões), conforme detalhado no apêndice 1; e
- Maior despesa com plano de pensão e saúde com assistidos devido à revisão atuarial de 2014 que resultou no maior saldo de obrigação atuarial líquida, principalmente pela diminuição na taxa de juros real (R\$ 1.352 milhões).

Despesa financeira líquida de R\$ 28.041 milhões, superior em R\$ 24.141 milhões, em razão de:

- Acréscimo nas despesas com juros (R\$ 12.290 milhões), refletindo:
 - i) maior endividamento (R\$ 7.118 milhões);
 - ii) menor capitalização ocasionada pela redução do saldo de ativos em construção (R\$ 2.590 milhões), refletindo a conclusão de projetos relevantes ao longo de 2014, bem como as baixas e o *impairment* de ativos em dezembro de 2014; e
 - iii) juros sobre despesa tributária devido à adesão ao REFIS de imposto sobre operações financeiras – IOF (R\$ 1.410 milhões) e de imposto de renda retido na fonte – IRRF (R\$ 1.074 milhões);
- Perda cambial de R\$ 9.240 milhões decorrente da depreciação de 47,0% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar (depreciação cambial de 13,4% no exercício de 2014), já considerados os efeitos do *hedge accounting*, conforme apresentado no item 5 do apêndice; e
- Perda cambial de R\$ 2.100 milhões decorrente da depreciação de 31,7% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (depreciação cambial de 0,02% no exercício de 2014).

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Resultados do 4T-2015 x 3T-2015:

Lucro bruto 13% superior (R\$ 3.094 milhões) reflexo do aumento da receita de vendas.

- Receita de vendas de R\$ 85.103 milhões, 3% superior, influenciada por:
 - Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno, refletindo os reajustes nos preços da gasolina (6%) e do diesel (4%) em setembro de 2015;
 - Menor demanda de derivados no mercado interno (5%); e
 - Redução da receita de exportação de petróleo em razão do declínio do *Brent* (5% em reais), compensado parcialmente pelo maior volume em função da realização de estoques formados no 3T-2015.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 58.254 milhões no mesmo patamar do 3T-2015, com destaque para:
 - Menores custos com participações governamentais;
 - Redução da demanda de derivados no mercado interno, ocasionando menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas;
 - Aumento dos custos com depreciação; e
 - Realização de estoques formados a custos maiores no trimestre anterior.

Prejuízo operacional de R\$ 41.026 milhões (lucro operacional de R\$ 5.813 milhões no 3T-2015) decorrente de:

- *Impairment* de ativos (R\$ 46.390 milhões);
- Maior lucro bruto (R\$ 3.094 milhões);
- Maiores despesas de vendas, principalmente, pelas perdas com recebíveis do setor elétrico (R\$ 2.573 milhões);
- Menores despesas tributárias devido, principalmente, à redução dos valores incluídos no Programa de Recuperação Fiscal – REFIS (R\$ 1.585 milhões);
- Maiores gastos com paradas não programadas, principalmente com ociosidade de sondas e greve (R\$ 670 milhões);
- Gastos com desmobilização da refinaria Nansei Sekiyu K.K. decorrente do encerramento das atividades de refino no Japão (R\$ 352 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais, principalmente com processos tributários e trabalhistas (R\$ 350 milhões);
- Maiores despesas com baixas de ativos devido, principalmente, ao cancelamento de projetos (R\$ 348 milhões);
- Maiores gastos com devolução de campos à ANP (R\$ 288 milhões); e
- Provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário, tendo em vista o reingresso de participantes inscritos no programa de 2014 que haviam desistido e a adesão ao novo programa da BR Distribuidora (R\$ 307 milhões).

Despesas financeiras líquidas de R\$ 4.928 milhões 57% inferior (R\$ 6.516 milhões), impactadas por:

- Menor perda cambial (R\$ 2.712 milhões) decorrente da apreciação de 1,7% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar (depreciação de 28,1% no 3T-2015);
- Menor perda cambial (R\$ 2.406 milhões) decorrente da apreciação de 4,2% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (depreciação de 28,2% no 3T-2015); e
- Menores encargos financeiros relativos à adesão ao REFIS, que oneraram o trimestre anterior (R\$1.121 milhões).

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.

Com a extinção da Diretoria Internacional, foram aprovados ajustes organizacionais nas demais áreas de negócio envolvendo a transferência da gestão de atividades da área de negócio internacional. Os resultados dessas atividades foram realocados para as áreas de negócio correlatas no país, assegurando suas especificidades.

Para fins de comparabilidade e avaliação, os resultados divulgados no exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Exercício			Resultado líquido	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
(12.963)	32.008	(140)		(24.567)	2.273	(1.181)	1.299

(2015 x 2014): O prejuízo decorreu dos menores preços de venda/transfêrencia de petróleo e do *impairment* nos campos de produção no país e no exterior, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

Parte desses efeitos foi compensada pelo maior volume de petróleo transferido, devido ao aumento na produção.

(4T-2015 x 3T-2015): O prejuízo do trimestre decorreu do *impairment* nos campos de produção no país e no exterior e da redução na receita de venda/transfêrencia de petróleo ocasionados pelo declínio das cotações internacionais da *commodity* (13%).

Exercício			Produção país (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2.128	2.034	5	Petróleo e LGN ⁵	2.117	2.136	(1)	2.150
469	426	10	Gás natural ⁶	468	476	(2)	453
2.597	2.460	6	Total	2.585	2.612	(1)	2.603

(2015 x 2014): A produção de petróleo e LGN aumentou 5% devido ao *ramp-up* da P-55 e P-62 (Roncador), da P-58 (Parque das Baleias) e dos FPSOs Cidade de Paraty (Lula NE), Cidade de São Paulo (Sapinhoá), Cidade de Mangaratiba (Iracema Sul, campo de Lula) e Cidade de Ilhabela (Sapinhoá), além da entrada em operação dos sistemas FPSO Cidade de Itaguaí (Iracema Norte, campo de Lula) e P-61 (Papa-Terra). Este aumento foi parcialmente compensado pelo declínio natural dos campos maduros.

A produção de gás natural cresceu 10% devido à entrada em operação dos sistemas já mencionados e ao aumento da produtividade da plataforma de Mexilhão e do FPSO Cidade de Santos (Uruguá-Tambaú), compensando o declínio natural dos campos maduros.

(4T-2015 x 3T-2015): A produção de petróleo e LGN reduziu (1%) devido ao movimento de greve ocorrido em novembro.

A produção de gás natural reduziu 2% devido às restrições operacionais ocorridas nas plataformas P-55 (Roncador) e P-56 (Marlim Sul).

^(*) Não auditado pelo auditor independente.

⁵ LGN – Líquido de gás natural.

⁶ Exclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Exercício			Lifting cost ⁷ - país ^(*)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
US\$/barril:							
11,95	14,57	(18)	· · sem participação governamental	10,58	11,24	(6)	14,21
18,53	30,54	(39)	· · com participação governamental	15,23	16,92	(10)	25,72
R\$/barril:							
39,31	34,26	15	· · sem participação governamental	39,78	40,82	(3)	36,12
61,52	72,04	(15)	· · com participação governamental	57,10	64,33	(11)	66,41

Lifting Cost sem participações governamentais – US\$/barril

(2015 x 2014): Desconsiderando os efeitos cambiais, houve um aumento de 3% devido aos maiores gastos com intervenções em poços e com engenharia e manutenção submarina na Bacia de Campos, compensados parcialmente pelo aumento da produção.

(4T-2015 x 3T-2015): Desconsiderando os efeitos cambiais, houve uma redução de 4% devido aos menores gastos com intervenções em poços, transporte *offshore* e com engenharia e manutenção submarina na Bacia de Campos.

Lifting Cost com participações governamentais – US\$/barril

(2015 x 2014): O indicador em dólar reduziu 39% em função dos menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência do decréscimo nas cotações de petróleo nacional em dólares.

(4T-2015 x 3T-2015): O indicador em dólar reduziu 10% em função dos menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência do decréscimo nas cotações de petróleo nacional em dólares, associado ao recuo no custo de extração.

^(*) Não auditado pelo auditor independente.

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

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

ABASTECIMENTO

Exercício			Resultado líquido	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
18.034	(39.836)	145		2.317	3.759	(38)	(22.175)

(2015 x 2014): O lucro líquido decorrente de:

- menores custos com aquisição/transferência de petróleo devido à redução das cotações internacionais da *commodity*;
- menores participações de óleo importado na carga processada e de derivados importados no mix das vendas; e
- reajustes de preços do diesel e gasolina ocorridos em novembro de 2014 e em setembro de 2015.

A redução da demanda por derivados no mercado interno, em função do menor nível de atividade econômica, e o *impairment* no COMPERJ compensaram em parte esses fatores.

(4T-2015 x 3T-2015): O lucro líquido no trimestre reduziu devido ao *impairment* no COMPERJ, compensado, em parte, pela redução dos custos com transferência de petróleo do E&P, pela menor participação de óleo importado na carga processada e pelos reajustes nos preços da gasolina (6%) e diesel em (4%) em setembro.

Exercício			Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
277	392	(29)	Importação de petróleo	215	313	(31)	371
256	413	(38)	Importação de derivados	150	218	(31)	412
533	805	(34)	Importação de petróleo e derivados	365	531	(31)	783
360	232	55	Exportação de petróleo ⁸	387	365	6	270
149	158	(6)	Exportação de derivados	145	145	-	123
509	390	31	Exportação de petróleo e derivados	532	510	4	393
(24)	(415)	94	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	167	(21)	895	(390)

(2015 x 2014): Aumento da produção de petróleo e redução na carga processada, principalmente de óleo importado, contribuíram para as menores importações e o acréscimo da exportação de petróleo.

Menor importação de derivados devido à retração da atividade econômica.

Menores exportações de derivados, acompanhando a redução na carga processada e menor produção de óleo combustível.

(4T-2015 x 3T-2015): Sazonalidade das vendas no mercado interno, com destaque para a maior demanda do óleo diesel no 3T-2015, refletiu na redução das importações de petróleo e derivados.

Realização das exportações de petróleo ocorridas em setembro de 2015, efetivamente entregues no 4T-2015, e menor carga processada influenciaram no aumento de 6%.

^(*) Não auditado pelo auditor independente.

⁸ Volumes de exportação de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Exercício			Indicadores Operacionais de Refino (mil barris/dia) ^(*)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2.026	2.170	(7)	Produção de derivados	1.955	2.085	(6)	2.171
2.176	2.176	-	Carga de referência ⁹	2.176	2.176	-	2.176
89	98	(9)	Fator de utilização do parque de refino (%) ¹⁰	85	93	(8)	98
1.936	2.065	(6)	Carga fresca processada - país ¹¹	1.857	2.013	(8)	2.085
1.976	2.106	(6)	Carga processada - país ¹²	1.897	2.052	(8)	2.127
86	82	4	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	88	84	4	84

(2015 x 2014): A carga processada diária foi 6% inferior, em função de parada programada, principalmente na unidade de destilação da RLAM, e parada não programada na REDUC, em parte compensadas pela entrada em operação da RNEST, em novembro de 2014.

(4T-2015 x 3T-2015): A carga processada diária reduziu 8%, devido, principalmente, às paradas programadas na RPBC e REDUC. Esta redução foi parcialmente compensada pela retomada da operação na RECAP, em atividade de parada programada no 3T-2015.

Exercício			Custo de refino - país ^(*)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2,46	2,90	(15)	Custo de refino (US\$/barril)	2,26	2,12	7	2,71
8,16	6,82	20	Custo de refino (R\$/barril)	8,63	7,89	9	6,90

(2015 x 2014): Aumento de 20% em reais devido, principalmente, aos reajustes salariais concedidos pelos Acordos Coletivos de Trabalho 2014/2015 e 2015/2016, e à redução da carga processada.

(4T-2015 x 3T-2015): Aumento de 9% em reais devido, principalmente, ao reajuste salarial concedido pelo Acordo Coletivo de Trabalho 2015/2016 e à redução da carga processada.

^(*) Não auditado pelo auditor independente.

⁹ 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.

¹⁰ Fator de utilização do parque de refino (%) – relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

¹¹ Carga fresca processada – volume de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino.

¹² Carga processada – volumes de petróleo e LGN processados no país.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

GÁS & ENERGIA

Exercício			Resultado líquido				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
423	(785)	154		(1.482)	680	(318)	385

(2015 x 2014): O lucro líquido decorreu de: i) redução nos custos de aquisição de gás importado (GNL e boliviano); ii) maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização; e iii) menores perdas com recebíveis do setor elétrico.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por: i) menor margem de energia elétrica, devido ao recuo de 57% do PLD; ii) *impairment* das Unidades de Fertilizantes Nitrogenados III e V; e iii) despesas tributárias referentes ao diferimento de ICMS sobre a aquisição de gás natural e estorno de crédito de ICMS sobre operações de transporte de gás.

(4T-2015 x 3T-2015): O prejuízo decorreu do *impairment* no ativo da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, perda com recebíveis do setor elétrico, além da menor geração de energia elétrica.

Exercício			Indicadores físicos e financeiros ^(*)				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
858	1.183	(27)	Vendas de energia elétrica (ACL) ¹³ - MW médio	800	822	(3)	1.128
3.160	2.425	30	Vendas de energia elétrica (ACR) ¹⁴ - MW médio	3.058	3.058	-	2.671
4.646	4.637	-	Geração de energia elétrica - MW médio	4.099	4.401	(7)	4.941
287	674	(57)	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹⁵	192	202	(5)	724
105	144	(27)	Importação de GNL (mil barris/dia)	82	92	(11)	190
200	205	(2)	Importação de Gás Natural (mil barris/dia)	193	196	(2)	201

(2015 x 2014): A redução de 27% no volume de vendas de energia no ambiente de contratação livre (ACL) ocorreu devido à migração de parte do lastro disponível (1.049 MW/médio) para o ambiente de contratação regulada (ACR).

A geração térmica de 2015 ficou estável em relação ao ano anterior.

O decréscimo de 57% no PLD foi reflexo da alteração da metodologia da ANEEL a partir de 27 de dezembro de 2014, estabelecendo um menor valor para o limite máximo do PLD e da redução da carga projetada de geração termelétrica devido à relativa melhora nas condições hidrológicas.

A redução de 27% na importação de GNL e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da maior oferta de gás nacional, em função do aumento da produção em 10%.

(4T-2015x 3T-2015): A redução de 3% no volume de vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) decorreu da sazonalidade dos contratos de venda.

As vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) se mantiveram no mesmo patamar.

Recuo de 7% no volume de geração de energia motivado, principalmente, por encerramento do contrato de aluguel da UTE Cuiabá em outubro de 2015 e decisão em agosto de 2015 do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de desligar usinas com custo variável unitário superior a R\$ 600 /MWh.

A redução no PLD de 5% foi reflexo da melhoria das condições hidrológicas dos subsistemas do país.

A redução de 11% na importação GNL e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da menor demanda termelétrica no período.

^(*) Não auditado 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

Exercício			Resultado líquido	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(798)	1.339	(160)		(1.393)	(254)	(448)	400

(2015 x 2014): O prejuízo decorreu do menor volume de vendas no país (7%), além das maiores perdas com recebíveis do setor elétrico e *impairment* de ativos.

(4T-2015x 3T-2015): O resultado refletiu o *impairment* de ativos, as perdas com recebíveis do setor elétrico e as maiores despesas tributárias e com contingências fiscais, compensados pelas maiores margens de comercialização no país (8%).

Exercício			Market Share - Brasil (*) 16	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
35,1%	37,0%	(2)		33,7%	34,7%	(1)	36,9%

(2015 x 2014): Redução do *market share* devido a: i) expansão do mercado de etanol hidratado (36,5%), em que a Petrobras Distribuidora possui uma menor participação; ii) menores vendas para o setor termoeletrico; e iii) aumento da importação de gasolina/diesel e aquisição de gasolina formulada pelos concorrentes.

(4T-2015 x 3T-2015): Perda de *market share* resulta da redução das vendas de óleo diesel para o nicho de grandes consumidores (têrmicas) e TRR (Transportador-Revendedor-Retalhista), bem como de gasolina para o nicho bandeira branca.

As perdas observadas no TRR e bandeira branca decorrem da nova estratégia de melhoria das margens implantada no 4T-2015, e também da importação de diesel pelos concorrentes.

BIOCOMBUSTÍVEL

Exercício			Resultado líquido	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(966)	(298)	(224)		(503)	(110)	(357)	(67)

(2015 x 2014): O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos nos setores de etanol e biodiesel, além do *impairment* nas usinas de biodiesel devido à piora nas condições de mercado e à elevação da taxa de desconto pelo aumento do prêmio de risco setorial e risco país.

(4T-2015 x 3T-2015): O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos no setor de etanol devido à piora nas condições de mercado, bem como do *impairment* nos ativos das usinas de biodiesel.

(*) Não auditado 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 (*)

Exercício				4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
923	1.001	(8)	Diesel	907	953	(5)	1.010
553	620	(11)	Gasolina	562	540	4	644
104	119	(13)	Óleo combustível	97	97	-	126
133	163	(18)	Nafta	102	137	(26)	152
232	235	(1)	GLP ¹⁷	226	243	(7)	233
110	110	-	QAV ¹⁸	108	113	(4)	113
179	210	(15)	Outros	169	199	(15)	209
2.234	2.458	(9)	Total de derivados	2.171	2.282	(5)	2.487
123	99	24	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	126	134	(6)	113
432	446	(3)	Gás natural	416	418	-	455
2.789	3.003	(7)	Total mercado interno	2.713	2.834	(4)	3.055
510	393	30	Exportação	534	511	5	395
546	571	(4)	Vendas internacionais	625	544	15	560
1.056	964	10	Total mercado externo	1.159	1.055	10	955
3.845	3.967	(3)	Total geral	3.872	3.889	-	4.010

(2015 x 2014): O volume de vendas no mercado interno foi 7% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 8%):
 - menor consumo em obras de infraestrutura;
 - aumento das vendas por importadores; e
 - aumento do percentual de biodiesel na mistura diesel/biodiesel.
 Esses fatores suplantaram o crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV).
- Gasolina (redução de 11%):
 - aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27%;
 - maior disponibilização de gasolina por outros concorrentes;
 - maior consumo de etanol hidratado em veículos flex; e
 - redução da frota de veículos movidos somente a gasolina.
- Nafta (redução de 18%): menor demanda por parte de clientes, principalmente Braskem;
- Óleo combustível (redução de 13%): menores entregas para demanda térmica e industrial em vários estados; e
- Gás natural (redução de 3%): redução da demanda do setor elétrico.

(4T-2015 x 3T-2015): O volume de vendas no mercado interno foi 4% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 5%): sazonalidade do consumo, maior no 3º trimestre, tendo em vista o plantio da safra de grãos de verão e a atividade industrial;
- Nafta (redução de 26%): menor demanda por parte dos clientes, principalmente Braskem;
- GLP (redução de 7%): temperaturas médias maiores; e
- Gasolina (aumento de 4%): aumento da renda disponível, por conta do décimo terceiro salário, e grande movimentação de veículos devido às festas de final de ano.

(*) Não auditado 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

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
68.946	46.257	Disponibilidades ajustadas no início do período ¹⁹	104.236	91.636	70.259
(24.707)	(9.085)	Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no início do período	(4.366)	(10.470)	(20.635)
44.239	37.172	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870	81.166	49.624
86.407	62.241	Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.274	21.816	14.974
(42.218)	(85.208)	Recursos utilizados em atividades de investimento	(14.574)	(11.566)	(16.980)
(70.781)	(81.795)	Investimentos em área de negócios	(17.971)	(17.977)	(22.189)
2.592	9.399	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967	13	8.043
25.971	(12.812)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430	6.398	(2.834)
44.189	(22.967)	(=) Fluxo de caixa líquido	10.700	10.250	(2.006)
(14.434)	35.134	Financiamentos líquidos	(11.347)	(11.668)	(6.163)
56.158	72.871	Captações	6.109	12.577	3.823
(70.592)	(37.737)	Amortizações	(17.456)	(24.245)	(9.986)
-	(8.735)	Dividendos pagos a acionistas	-	-	14
243	(250)	Participação de acionistas não controladores	(72)	(190)	(194)
23.608	3.885	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)	20.312	2.964
97.845	44.239	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845	99.870	44.239
3.042	24.707	Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no fim do período	3.042	4.366	24.707
100.887	68.946	Disponibilidades ajustadas no fim do período ¹⁹	100.887	104.236	68.946

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de caixa e equivalentes de caixa aumentou 121% em relação a 31 de dezembro de 2014 e as disponibilidades ajustadas¹⁹ aumentaram 46%. As principais aplicações de recursos em 2015 foram destinadas ao cumprimento do serviço da dívida do período e financiamento dos investimentos em áreas de negócio. Esses recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 86.407 milhões, além de captações de R\$ 56.158 milhões. O saldo de disponibilidades ajustadas foi impactado positivamente em 2015 pelo efeito da variação do câmbio sobre as aplicações no exterior.

A geração operacional de caixa aumentou 39% em relação a 2014, principalmente motivada pelos maiores preços de diesel e gasolina, aumento no volume de exportação de petróleo, redução dos gastos com participação governamental e importações de petróleo e derivados, além da maior participação do petróleo nacional na carga processada.

Os investimentos nos negócios da Companhia foram 13% inferiores em 2015, com destaque para a redução de 55% na área de abastecimento.

O montante de R\$ 25.971 milhões recebido de títulos e valores mobiliários refere-se a aplicações financeiras com prazos superiores a três meses vencidas no período e, em sua maior parte, reaplicadas com prazos de até três meses (caixa e equivalentes de caixa).

O fluxo de caixa livre²⁰ foi positivo em R\$ 15.626 milhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo em R\$ 19.554 milhões em 2014.

De janeiro a dezembro de 2015 a Companhia captou R\$ 56.158 milhões, com destaque para os acordos de cooperação assinados com o *China Development Bank* (CDB) no valor de US\$ 5 bilhões e a emissão de *Global Notes* com vencimento de 100 anos (US\$ 2 bilhões), além de créditos bilaterais com bancos brasileiros. Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 7,14 anos (6,10 anos em 2014).

As amortizações de juros e principal somaram R\$ 70.592 milhões em 2015, 87% superiores a 2014 e o fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	R\$ milhões							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325	189.838	497.289	354.226
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293	128.038	230.531	123.105
Total	76.618	68.191	84.933	106.584	73.618	317.876	727.820	477.331

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		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo ²¹	57.382	31.565	82
Endividamento longo prazo ²²	435.467	319.470	36
Total	492.849	351.035	40
Disponibilidades	97.845	44.239	121
Títulos públicos federais e <i>Time Deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	3.042	24.707	(88)
Disponibilidades ajustadas	100.887	68.946	46
Endividamento líquido ²³	391.962	282.089	39
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%	12
Passivo total líquido ²⁴	799.248	724.429	10
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	68%	57%	11
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado ²⁵	5,31	4,77	11

	U.S.\$ milhões		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo ²¹	14.695	11.884	24
Endividamento longo prazo ²²	111.521	120.274	(7)
Total	126.216	132.158	(4)
Endividamento líquido ²³	100.379	106.201	(5)
Prazo médio da dívida (anos)	7,14	6,10	1,04

	R\$ milhões		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Informações sumarizadas sobre financiamentos:			
Por taxa			
Indexados a taxas flutuantes	243.293	173.977	40
Indexados a taxas fixas	249.355	176.868	41
Total	492.648	350.845	40
Por moeda			
Reais	80.269	62.223	29
Dólar	365.354	252.787	45
Euro	33.909	25.820	31
Outras moedas	13.116	10.015	31
Total	492.648	350.845	40
Por vencimento			
até 1 ano	57.334	31.523	82
1 a 2 anos	44.505	33.397	33
2 a 3 anos	62.827	31.742	98
3 a 4 anos	88.231	47.254	87
4 a 5 anos	60.670	64.252	(6)
5 anos em diante	179.081	142.677	26
Total	492.648	350.845	40

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 39% em relação a 31.12.2014, principalmente em decorrência da depreciação cambial de 47,0%.

²¹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 48 milhões em 31.12.2015 e R\$ 42 milhões em 31.12.2014).

²² Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 154 milhões em 31.12.2015 e R\$ 148 milhões em 31.12.2014).

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 ²⁶

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
321.638	337.260	Receita de vendas	85.103	82.239	85.040
(223.062)	(256.823)	Custo dos produtos e serviços vendidos	(58.254)	(58.484)	(63.025)
98.576	80.437	Lucro bruto	26.849	23.755	22.015
(15.893)	(15.974)	Vendas	(6.428)	(3.855)	(3.744)
(11.031)	(11.223)	Gerais e administrativas	(2.803)	(2.754)	(3.376)
(6.467)	(7.135)	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.830)	(2.234)	(1.493)
(2.024)	(2.589)	Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(294)	(556)	(731)
(9.238)	(1.801)	Tributárias	(1.470)	(3.055)	(609)
-	(6.194)	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-
(47.676)	(44.636)	Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(46.390)	-	(44.345)
(18.638)	(12.207)	Outras receitas (despesas), líquidas	(8.660)	(5.488)	(543)
(110.967)	(101.759)		(67.875)	(17.942)	(54.841)
(12.391)	(21.322)	Lucro (Prejuízo) operacional	(41.026)	5.813	(32.826)
4.867	4.634	Receitas financeiras	1.652	1.866	1.660
(21.545)	(9.255)	Despesas financeiras	(5.890)	(6.403)	(2.882)
(11.363)	721	Var. monetárias e cambiais	(690)	(6.907)	(592)
(28.041)	(3.900)	Resultado financeiro líquido	(4.928)	(11.444)	(1.814)
(797)	451	Resultado de participações em investimentos	(1.339)	200	(540)
-	(1.045)	Participação nos lucros ou resultados	131	232	(270)
(41.229)	(25.816)	Prejuízo antes dos impostos	(47.162)	(5.199)	(35.450)
6.058	3.892	Imposto de renda e contribuição social	11.580	174	8.488
(35.171)	(21.924)	Prejuízo	(35.582)	(5.025)	(26.962)
		Atribuível aos:			
(34.836)	(21.587)	Acionistas Petrobras	(36.938)	(3.759)	(26.600)
(335)	(337)	Acionistas não controladores	1.356	(1.266)	(362)
(35.171)	(21.924)		(35.582)	(5.025)	(26.962)

²⁶ A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Circulante	169.581	135.023
Caixa e equivalentes de caixa	97.845	44.239
Títulos e valores mobiliários	3.047	24.763
Contas a receber, líquidas	22.659	21.167
Estoques	29.057	30.457
Impostos e contribuições	10.732	10.123
Ativos classificados como mantidos para venda	595	13
Outros ativos circulantes	5.646	4.261
Não Circulante	730.554	658.352
Realizável a L. Prazo	74.879	50.104
Contas a receber, líquidas	14.327	12.834
Títulos e valores mobiliários	342	290
Depósitos judiciais	9.758	7.124
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.490	2.673
Impostos e contribuições	11.017	10.645
Adiantamento a fornecedores	6.395	6.398
Outros ativos realizáveis a longo prazo	9.550	10.140
Investimentos	13.772	15.282
Imobilizado	629.831	580.990
Intangível	12.072	11.976
Total do Ativo	900.135	793.375

PASSIVO	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Circulante	111.572	82.659
Fornecedores	24.913	25.924
Financiamentos	57.382	31.565
Impostos e contribuições	13.549	11.453
Salários, férias, encargos e participações	5.085	5.489
Planos de pensão e saúde	2.556	2.115
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	488	-
Outras contas e despesas a pagar	7.599	6.113
Não Circulante	530.633	399.994
Financiamentos	435.467	319.470
Imposto de renda e contribuição social diferidos	906	8.052
Planos de pensão e saúde	47.618	43.803
Provisão para desmantelamento de áreas	35.728	21.958
Provisão para processos judiciais	8.776	4.091
Outras contas e despesas a pagar	2.138	2.620
Patrimônio Líquido	257.930	310.722
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	49.299	103.416
Participação dos acionistas não controladores	3.199	1.874
Total do passivo	900.135	793.375

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
(35.171)	(21.924)	Prejuízo do período	(35.582)	(5.025)	(26.962)
121.578	84.165	(+) Ajustes	60.856	26.841	41.936
38.574	30.677	Depreciação, depleção e amortização	11.569	9.461	8.808
30.784	8.461	Variações cambiais e monetárias e encargos sobre financiamentos e outras	7.961	10.952	2.954
797	(451)	Resultado de participações em investimentos	1.339	(200)	540
-	6.194	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-
3.641	5.555	Perdas em créditos de liquidação duvidosa	3.075	542	1.392
2.893	743	Resultado com alienações, baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	1.859	1.223	(3.025)
(8.911)	(8.025)	Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(11.735)	(988)	(10.213)
4.921	5.048	Baixa de poços secos e/ou subcomerciais	1.503	1.755	786
47.676	44.636	Perda na recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	46.386	-	44.345
1.547	2.461	Ajuste ao valor de mercado dos estoques	664	844	1.349
6.388	4.773	Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	1.333	1.687	1.612
1.730	1.378	Variação dos estoques	2.573	1.811	1.189
(1.496)	(5.929)	Variação de contas a receber	(1.768)	616	(1.324)
(2.526)	(1.194)	Variação depósitos judiciais	(848)	266	(364)
(3.890)	(2.982)	Variação de fornecedores	(1.488)	54	(1.832)
(2.367)	(1.967)	Variação de planos de pensão e de saúde	(766)	(479)	(651)
2.716	(3.171)	Variação de impostos, taxas e contribuições	(1.218)	(2.058)	(2.883)
(899)	(2.042)	Variação de outros ativos e passivos	417	1.355	(747)
86.407	62.241	(=) Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.274	21.816	14.974
(42.218)	(85.208)	(-) Recursos utilizados em atividades de investimento	(14.574)	(11.566)	(16.980)
(70.781)	(81.795)	Investimentos em área de negócios	(17.971)	(17.977)	(22.189)
2.592	9.399	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967	13	8.043
25.971	(12.812)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430	6.398	(2.834)
44.189	(22.967)	(=) Fluxo de caixa líquido	10.700	10.250	(2.006)
(14.191)	26.149	(-) Recursos gerados pelas atividades de financiamento	(11.419)	(11.858)	(6.343)
56.158	72.871	Captações	6.109	12.577	3.823
(49.741)	(23.628)	Amortizações de principal	(12.014)	(18.281)	(6.334)
(20.851)	(14.109)	Amortizações de juros	(5.442)	(5.964)	(3.652)
-	(8.735)	Dividendos pagos a acionistas	-	-	14
243	(250)	Participação de acionistas não controladores	(72)	(190)	(194)
23.608	3.885	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)	20.312	2.964
53.606	7.067	(=) Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no período	(2.025)	18.704	(5.385)
44.239	37.172	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870	81.166	49.624
97.845	44.239	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845	99.870	44.239

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 2015

R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	117.098	245.613	43.185	769	110.030	-	(195.057)	321.638
Intersegmentos	112.071	73.635	6.827	716	1.808	-	(195.057)	-
Terceiros	5.027	171.978	36.358	53	108.222	-	-	321.638
Custo dos produtos e serviços vendidos	(82.908)	(199.596)	(34.490)	(846)	(101.623)	-	196.401	(223.062)
Lucro bruto	34.190	46.017	8.695	(77)	8.407	-	1.344	98.576
Despesas	(52.128)	(20.579)	(7.878)	(346)	(9.656)	(21.076)	696	(110.967)
Vendas, gerais e administrativas	(2.128)	(8.112)	(2.752)	(102)	(8.204)	(6.330)	704	(26.924)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(6.467)	-	-	-	-	-	-	(6.467)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(499)	(386)	(169)	(30)	(4)	(936)	-	(2.024)
Tributárias	(552)	(2.488)	(1.295)	(6)	(244)	(4.653)	-	(9.238)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(38.292)	(6.399)	(2.507)	(181)	(297)	-	-	(47.676)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(17.938)	25.438	817	(423)	(1.249)	(21.076)	2.040	(12.391)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(28.041)	-	(28.041)
Resultado de participações em investimentos	(1.145)	1.192	403	(687)	31	(591)	-	(797)
Participação nos lucros ou resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(19.083)	26.630	1.220	(1.110)	(1.218)	(49.708)	2.040	(41.229)
Imposto de renda e contribuição social	6.099	(8.649)	(277)	144	425	9.010	(694)	6.058
Lucro líquido (prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(12.963)	18.034	423	(966)	(798)	(39.912)	1.346	(34.836)
Acionistas não controladores	(21)	(53)	520	-	5	(786)	-	(335)
	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 2014²⁷

R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	160.706	268.539	43.213	624	110.178	-	(246.000)	337.260
Intersegmentos	155.380	83.319	4.088	560	2.653	-	(246.000)	-
Terceiros	5.326	185.220	39.125	64	107.525	-	-	337.260
Custo dos produtos e serviços vendidos	(87.475)	(277.281)	(36.853)	(728)	(101.680)	-	247.194	(256.823)
Lucro bruto	73.231	(8.742)	6.360	(104)	8.498	-	1.194	80.437
Despesas	(22.903)	(50.034)	(7.839)	(158)	(6.411)	(14.943)	529	(101.759)
Vendas, gerais e administrativas	(1.479)	(6.686)	(6.041)	(118)	(5.944)	(7.467)	538	(27.197)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(7.135)	-	-	-	-	-	-	(7.135)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.290)	(452)	(199)	(32)	(4)	(612)	-	(2.589)
Tributárias	(176)	(276)	(322)	(2)	(79)	(946)	-	(1.801)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.094)	(34.297)	(245)	-	-	-	-	(44.636)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.975)	(3.438)	(654)	-	(26)	(101)	-	(6.194)
Outras receitas (despesas), líquidas	(754)	(4.885)	(378)	(6)	(358)	(5.817)	(9)	(12.207)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	50.328	(58.776)	(1.479)	(262)	2.087	(14.943)	1.723	(21.322)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(3.900)	-	(3.900)
Resultado de participações em investimentos	(233)	301	492	(124)	11	4	-	451
Participação nos lucros ou resultados	(366)	(298)	(48)	(2)	(60)	(271)	-	(1.045)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	49.729	(58.773)	(1.035)	(388)	2.038	(19.110)	1.723	(25.816)
Imposto de renda e contribuição social	(17.659)	18.917	297	90	(698)	3.531	(586)	3.892
Lucro líquido (prejuízo)	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	32.008	(39.836)	(785)	(298)	1.339	(15.152)	1.137	(21.587)
Acionistas não controladores	62	(20)	47	-	1	(427)	-	(337)
	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)

²⁷ A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(176)	(1.376)	(26)	-	(788)	(3.217)	-	(5.583)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(3.056)	(749)	(327)	-	-	(24)	-	(4.156)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(3.790)	-	(3.790)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(893)	(219)	(654)	(7)	13	(100)	-	(1.860)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(61)	(54)	(5)	-	(205)	(1.076)	-	(1.401)
Perdas s/Multas Aplicadas	(51)	(354)	(6)	-	-	(795)	-	(1.206)
Devolução de Campos e Projetos Cancelados de E&P	(1.033)	-	-	-	-	-	-	(1.033)
Resultado das Revisões Anuais de Estimativa de Abandono	(550)	-	-	-	-	-	-	(550)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(100)	(65)	(126)	(18)	(91)	(17)	-	(417)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(64)	(67)	(23)	(1)	(2)	(157)	-	(314)
Despesas c/Provisão de Distratos	-	(45)	(103)	-	-	-	-	(148)
Subvenções e Assistências Governamentais	18	27	7	-	-	10	-	62
Ressarcimento de Gastos Adicionais Capitalizados Indevidamente	-	-	-	-	-	230	-	230
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	1.863	-	-	-	-	-	-	1.863
Outros	(87)	(292)	108	(1)	166	(221)	(8)	(335)
	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 2014²⁸

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	251	(226)	-	(1)	(120)	(584)	-	(480)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.950)	(283)	(293)	-	-	(39)	-	(2.565)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(2.438)	-	(2.438)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	3.135	(3.402)	80	(1)	45	10	-	(133)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(118)	(77)	(11)	-	(197)	(1.339)	-	(1.742)
Perdas s/Multas Aplicadas	(8)	(2)	(40)	-	-	(397)	-	(447)
Devolução de Campos e Projetos Cancelados de E&P	(610)	-	-	-	-	-	-	(610)
Resultado das Revisões Anuais de Estimativa de Abandono	(1.128)	-	-	-	-	-	-	(1.128)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(983)	(497)	(152)	(10)	(158)	(643)	-	(2.443)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(69)	(65)	(23)	(1)	(2)	(176)	-	(336)
Subvenções e Assistências Governamentais	23	77	17	-	-	22	-	139
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	855	-	-	-	-	-	-	855
Acordos Coletivos de Trabalho	(394)	(219)	(40)	-	(58)	(291)	-	(1.002)
Outros	242	(191)	84	7	132	(142)	(9)	123
	(754)	(4.885)	(378)	(6)	(358)	(5.817)	(9)	(12.207)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
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

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2014

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ativo	428.010	189.854	76.606	2.947	21.677	89.278	(14.997)	793.375
Circulante	17.864	41.147	11.114	173	10.323	64.293	(9.892)	135.023
Não circulante	410.146	148.707	65.491	2.774	11.354	24.985	(5.105)	658.352
Realizável a longo prazo	22.112	9.607	3.780	8	3.349	16.185	(4.938)	50.104
Investimentos	6.030	4.876	1.658	2.221	111	386	-	15.282
Imobilizado	373.412	133.533	59.068	545	7.134	7.465	(167)	580.990
Em operação	271.293	109.910	47.741	502	5.462	5.622	(167)	440.363
Em construção	102.119	23.623	11.327	43	1.672	1.843	-	140.627
Intangível	8.591	690	986	-	760	949	-	11.976

²⁸ A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras despesas receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	28.041	-	28.041
Imposto de renda/Contribuição social	(6.099)	8.649	277	(144)	(425)	(9.010)	694	(6.058)
Depreciação, depleção e amortização	26.563	7.525	2.962	29	597	898	-	38.574
EBITDA	7.480	34.155	4.182	(1.081)	(621)	(20.769)	2.040	25.386
Participação em investimentos	1.145	(1.192)	(403)	687	(31)	591	-	797
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	38.292	6.399	2.507	181	297	-	-	47.676
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA ajustado	46.917	39.362	6.286	(213)	(355)	(20.178)	2.040	73.859

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 2014

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	3.900	-	3.900
Imposto de renda/Contribuição social	17.659	(18.917)	(297)	(90)	698	(3.531)	586	(3.892)
Depreciação, depleção e amortização	20.151	7.033	2.033	30	490	940	-	30.677
EBITDA	69.880	(51.740)	998	(358)	2.528	(14.270)	1.723	8.761
Participação em investimentos	233	(301)	(492)	124	(11)	(4)	-	(451)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	10.094	34.297	245	-	-	-	-	44.636
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	1.975	3.438	654	-	26	101	-	6.194
EBITDA ajustado	82.182	(14.306)	1.405	(234)	2.543	(14.173)	1.723	59.140

APÊNDICE

1. Impairment de ativos

Ativo ou Unidade Geradora de Caixa (UGC)	R\$ milhões			Segmento
	2015	2014	Variação	
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	33.722	4.149	29.573	E&P, Brasil
Comperj	5.281	21.833	(16.552)	Abastecimento, Brasil
Campos de produção de óleo e gás no exterior	2.462	4.429	(1.967)	E&P, Exterior
Equipamentos vinculados à produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.978	1.424	554	E&P, Brasil
UFN III	1.955	-	1.955	Gás e Energia, Brasil
Complexo Petroquímico Suape	782	2.978	(2.196)	Abastecimento, Brasil
UFN V	585	-	585	Gás e Energia, Brasil
Usinas de Biocombustível	181	-	181	Biocombustíveis, Brasil
2º trem de refino da RNEST	-	9.143	(9.143)	Abastecimento, Brasil
Refinaria Nansei Seikiyu K.K. (Japão)	-	343	(343)	Abastecimento, Exterior
Outros	730	337	393	Diversos
Total	47.676	44.636	3.040	

Explicações detalhadas sobre *impairment* de ativos estão disponíveis na nota explicativa 14 das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP da Petrobras.

2. Reconciliação do EBITDA Ajustado

Exercício				4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 X 2014 (%)					
(35.171)	(21.924)	(60)	Prejuízo	(35.582)	(5.025)	(608)	(26.962)
28.041	3.900	619	Resultado Financeiro Líquido	4.928	11.444	(57)	1.814
(6.058)	(3.892)	(56)	Imposto de renda e contribuição social	(11.580)	(174)	(6.555)	(8.488)
38.574	30.677	26	Depreciação, depleção e amortização	11.569	9.461	22	8.808
25.386	8.761	190	EBITDA	(30.665)	15.706	(295)	(24.828)
797	(451)	277	Resultado de participações em investimentos	1.339	(200)	770	540
47.676	44.636	7	Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	46.390	-	-	44.345
-	6.194	(100)	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-
73.859	59.140	25	EBITDA ajustado	17.064	15.506	10	20.057
23	18	5	Margem do EBITDA ajustado (%) ²⁹	20	19	1	24

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.

Especificamente em 2014, a Companhia optou por não incluir a *baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente* no cálculo do EBITDA ajustado, por entender que este item não afeta a geração futura de caixa, assim como a posição atual de caixa da Companhia, contribuindo, dessa forma, para o fornecimento de uma informação mais adequada a respeito de seu potencial de geração bruta de caixa.

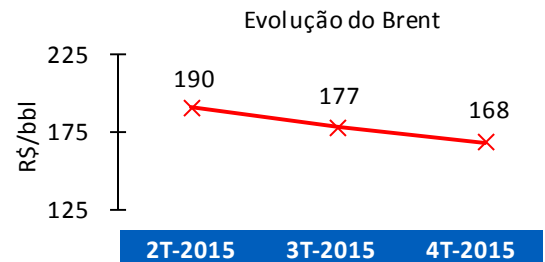
²⁹ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

APÊNDICE

3. 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:

	3T-2015	4T-2015	R\$ milhões Δ *
Efeito custo médio no CPV*	28	(369)	(396)



* O CPV do 4T-2015 foi influenciado negativamente pelo efeito do custo médio dos estoques, diferentemente do trimestre anterior.

() O valor expresso entre parênteses representa o efeito negativo sobre o CPV.

4. Participações Governamentais

Exercício			R\$ milhões			
2015	2014	2015 x 2014 (%)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
País						
11.080	15.474	(28)	2.608	2.846	(8)	3.385
7.488	14.803	(49)	999	2.132	(53)	3.080
166	164	1	39	43	(9)	40
18.734	30.441	(38)	3.646	5.021	(27)	6.505
1.078	1.148	(6)	354	276	28	257
19.812	31.589	(37)	4.000	5.297	(24)	6.762

(2015 x 2014): A redução nas participações governamentais, no país, em 38%, deve-se, principalmente às menores cotações internacionais de petróleo. Esses fatores foram parcialmente compensados pelo aumento na produção.

(4T-2015 x 3T-2015): A redução nas participações governamentais, no país, em 27%, deve-se, principalmente às menores cotações internacionais de petróleo e à queda da produção.

APÊNDICE

5. Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

R\$ milhões							
Exercício							
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(73.014)	(13.257)	(451)	Varição Monetária e Cambial Total	6.052	(54.673)	111	(10.166)
68.739	15.641	339	Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	(3.847)	49.628	(108)	10.185
(7.088)	(1.663)	(326)	Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(2.895)	(1.862)	(55)	(611)
(11.363)	721	(1.676)	Varição Monetária e Cambial, Líquidas	(690)	(6.907)	90	(592)

O aumento da reclassificação da despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no 4T-2015 (R\$ 2.895 milhões) em relação ao 3T-2015 (R\$ 1.862 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.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 é a demonstrada a seguir:

	R\$ milhões									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Total
Expectativa de realização	(10.708)	(12.357)	(12.795)	(11.325)	(9.516)	(9.188)	(9.413)	(6.630)	(6.387)	(88.319)

APÊNDICE

6. 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 dezembro de 2015, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva.

ITENS	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Ativo	67.040	30.600
Passivo	(350.695)	(222.279)
Hedge Accounting	240.222	135.088
Total	(43.433)	(56.591)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Real/ Dólar	2.881	(20.844)
Real/ Euro	(8.687)	(6.860)
Real/ Libra esterlina	(73)	(1.919)
Dólar/ Iene japonês	(2.180)	(1.728)
Dólar/ Euro	(24.988)	(18.562)
Dólar/ Libra esterlina	(10.241)	(5.376)
Peso/ Dólar	(145)	(1.302)
Total	(43.433)	(56.591)

VARIAÇÃO DAS PRINCIPAIS MOEDAS 2014/2015	%
Real x Dólar	desvalorização do real em 47,01%
Real x Euro	desvalorização do real em 31,71%
Dólar x Euro	valorização do dólar em 10,40%
Dólar x Libra	valorização do dólar em 4,91%

7. Estimativa do efeito cambial

Itens de resultado, patrimônio e indicadores	Efeito	
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	Redução	17.462
EBITDA ajustado	Redução	11.591
Disponibilidades no exterior	Aumento	27.324
Financiamentos em moeda estrangeira	Aumento	132.238
Patrimônio líquido	Redução	34.528
Endividamento líquido / EBITDA ajustado	Aumento	1,95X
Alavancagem	Aumento	10,5pp

APÊNDICE

8. Itens especiais

Período Jan - Dez		R\$ milhões				
2015	2014		Item do Resultado	4T-2015	3T-2015	4T-2014
(49.748)	(44.636)	Impairment de ativos e de investimentos	Diversos	(48.295)	-	(44.345)
(7.617)	-	REFIS	Diversos	(116)	(3.128)	-
(3.746)	2.683	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	Diversos	(1.885)	(1.861)	-
(1.876)	(4.511)	Perdas com recebíveis do setor elétrico	Despesa de vendas	(2.509)	(492)	(755)
(1.296)	-	Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT	Diversos	(428)	(348)	-
(417)	(2.443)	Programa de incentivo ao desligamento voluntário	Outras receitas (despesas)	(307)	(29)	12
-	(6.194)	Baixa de gastos adicionais capitalizados				
-	(2.825)	indevidamente	Linha própria	-	-	-
230	-	Baixa das refinarias Premium I e II	Outras receitas (despesas)	-	-	(118)
464	4.302	Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	Outras receitas (despesas)	-	73	-
		Ganhos/(Perdas) com alienação de ativos	Outras receitas (despesas)	-	-	3.431
(64.006)	(53.624)	Total		(53.540)	(5.785)	(41.775)

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

(47.676)	(44.636)	Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(46.390)	-	(44.345)
(2.072)	-	Resultado de participações em investimentos	(1.905)	-	-
(49.748)	(44.636)	Impairment de ativos e de investimentos	(48.295)	-	(44.345)

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

(5.090)	-	Despesas tributárias	(63)	(1.954)	-
(2.527)	-	Despesas financeiras - Juros	(53)	(1.174)	-
(7.617)	-	REFIS	(116)	(3.128)	-

Detalhamento do efeito das (perdas)/ganhos com contingências judiciais nos diversos itens do resultado:

(3.746)	1.326	Outras receitas (despesas)	(1.885)	(1.861)	-
-	1.357	Variações monetárias e cambiais - Atualização monetária	-	-	-
(3.746)	2.683	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(1.885)	(1.861)	-

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

(1.074)	-	Despesas tributárias	(308)	(325)	-
(222)	-	Despesas financeiras - Juros	(120)	(23)	-
(1.296)	-	Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT	(428)	(348)	-

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

9. Informações por atividade no exterior

Demonstração do Resultado - Jan-Dez 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	

EBITDA Ajustado

Demonstração do Resultado - Jan-Dez 2014

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

EBITDA Ajustado

Ativo em 31.12.2015

Ativo em 31.12.2014

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
6.175	15.340	1.849	13.714
3.224	6.890	109	5
2.951	8.450	1.740	13.709
1.866	607	333	1.207
(2.680)	(287)	247	254
(3.562)	(246)	354	220
1.722	(71)	316	379

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
7.022	17.313	1.151	12.168
2.903	3.584	79	5
4.119	13.729	1.072	12.163
1.969	(668)	219	934
147	(1.403)	167	222
(1.395)	(1.210)	213	182
6.628	(904)	196	304

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

Exercício			Atividades de Exploração e Produção ^(*)
2015	2014	2015 x 2014 (%)	
69	85	(19)	Produção no exterior consolidada
91	93	(2)	Petróleo e LGN
		(10)	Gás natural
160	178		Total
30	31	(3)	Produção no exterior não consolidada
190	209		Produção total no exterior
8,03	8,98	(11)	Lifting Cost - Exterior (US\$/barrel)
			Preço de venda - Internacional
55,99	82,93	(32)	Petróleo (US\$/bbl)
22,62	21,18	7	Gás natural (US\$/bbl)

Exercício			Atividades de Abastecimento ^(*)
2015	2014	2015 x 2014 (%)	
138	163	(15)	Carga total processada
149	175	(15)	Produção de derivados
230	230	-	Carga de referência
58	69	(11)	Fator de utilização do parque do refino (%)
4,03	4,14	(3)	Custo de refino - Exterior (US\$/barrel)

(*) Não auditado pelo auditor independente.