

A decorative background on the left side of the slide, featuring a grid pattern. The grid is divided into four horizontal bands of color: blue at the top, grey in the middle, green below that, and yellow at the bottom. The right edge of the grid is slanted, creating a sense of depth and movement.

Plano de Negócios e Gestão

2012 - 2016

PLANO
ESTRATÉGICO
PETROBRAS
2020

25 de Junho de 2012

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 2012 em diante são estimativas ou metas.



Aviso aos Investidores Norte-Americanos:

A SEC somente permite que as companhias de óleo e gás incluam em seus relatórios arquivados reservas provadas que a Companhia tenha comprovado por produção ou testes de formação conclusivos que sejam viáveis econômica e legalmente nas condições econômicas e operacionais vigentes. Utilizamos alguns termos nesta apresentação, tais como descobertas, que as orientações da SEC nos proíbem de usar em nossos relatórios arquivados.

Plano de Negócios

Plano de Negócios

“Historicamente, a Petrobras não cumpre suas metas de produção...”

8 Planos de Negócio: Metas de Produção Não Cumpridas

Metas de Produção de Óleo (mbpd)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PN 2003-2007	1.590	1.620	1.820	2.030	2.220				
PN 2004-2008		1.550	1.780	1.940	2.140	2.370	2.330	2.300	
PN 2006-2010				1.910	2.000	2.100	2.200	2.300	
PN 2007-2011					1.979	2.061	2.195	2.368	2.374
PN 2008-2012					1.875	2.050	2.191	2.296	2.374
PN 2009-2013							2.050	2.250	2.430
PN 2010-2014								2.100	2.180
PN 2011-2015									2.100
Produção Realizada	1.540	1.493	1.684	1.778	1.792	1.855	1.971	2.004	2.022
Desvio da Meta									(78)

Planejamento do E&P fundamentado em “**Metas Ousadas**”, que se mostraram, ano a ano, não realistas

Plano de Negócios

Plano de Negócios

“Historicamente, os projetos da Petrobras atrasam...”

Exemplo: Refinaria Abreu e Lima (2 Trens de 115 mbpd)

Marcos de Partida do 1º Trem e Investimento Total da Refinaria



Construção da RNEST no Complexo Industrial Portuário de Suape (PE)
mai/12

Aprovações	Data de Partida do 1º Trem	Investimento Total da Refinaria (US\$ bilhão)
Marco 0 (set/05)	Nov/2011	2,3
Marco 1 (dez/06)	Out/2011	4,1
Marco 2 (nov/09)	Jul/2012	13,4
Marco 3 (mar/12)	Set/2013	17,1
Marco 4 (jun/12)	Nov/2014	20,1 (*)

3 anos de atraso (indicated by a red arrow pointing from Marco 3 to Marco 4)

9 vezes o custo inicial (indicated by a red arrow pointing from Marco 0 to Marco 4)

- Não cumprimento integral da **Sistemática de Aprovação de Projetos**
- Falhas no Acompanhamento Físico e Financeiro

Plano de Negócios

Plano de Negócios

“A Política de Conteúdo Local provoca atrasos nos projetos...”

Sondas de Perfuração Construídas no Exterior: Conteúdo Local Zero

Sondas entregues em 2011: 10 (**542 dias de atraso**)

Programação de Entrega para 2012 (LDA > 2.000m)

- | | |
|--|--|
| 1. Pacific Mistral – Coréia do Sul (atraso de 83 dias) ✓ | 8. ODN Delba III – Emirados Árabes (atraso de 683 dias) -> Marlim Sul ✓ |
| 2. Schain Amazônia – China (atraso de 864 dias) ✓ | 9. Schahin Sertão – Coréia do Sul (atraso de 215 dias) -> Roncador ✓ |
| 3. Ocean Rig Mykonos – Coréia do Sul (atraso de 98 dias) ✓ | 10. ODN Tay IV (atraso de 481 dias) -> Ring-fence Albacora ✓ |
| 4. Schahin Cerrado – China (atraso de 112 dias) ✓ | 11. Sevan Brasil – China (atraso de 91 dias) -> BM-S-41 ✓ |
| 5. Etesco Takatsugu J – Coréia do Sul (atraso de 147 dias) ✓ | 12. ODN I – Coréia do Sul (atraso de 344 dias) -> Cessão Onerosa |
| 6. Deepsea Metro II – Coréia do Sul (atraso de 138 dias) ✓ | 13. ODN II – Coréia do Sul (atraso de 380 dias) -> Cessão Onerosa |
| 7. Ocean Rig Corcovado – Coréia do Sul (atraso de 148 dias) ✓ | 14. Amaralina Star – Coréia do Sul (atraso de 189 dias) -> Cessão Onerosa |

✓ Sonda já recebida e em operação.

✓ Sonda em recebimento. Já no Brasil

- **Demanda por Bens e Serviços Aquecida Mundialmente**
- **Cumprimento do Conteúdo Local no Brasil e prazos de execução serão demonstrados mais adiante**

Plano de Negócios

Plano de Negócios

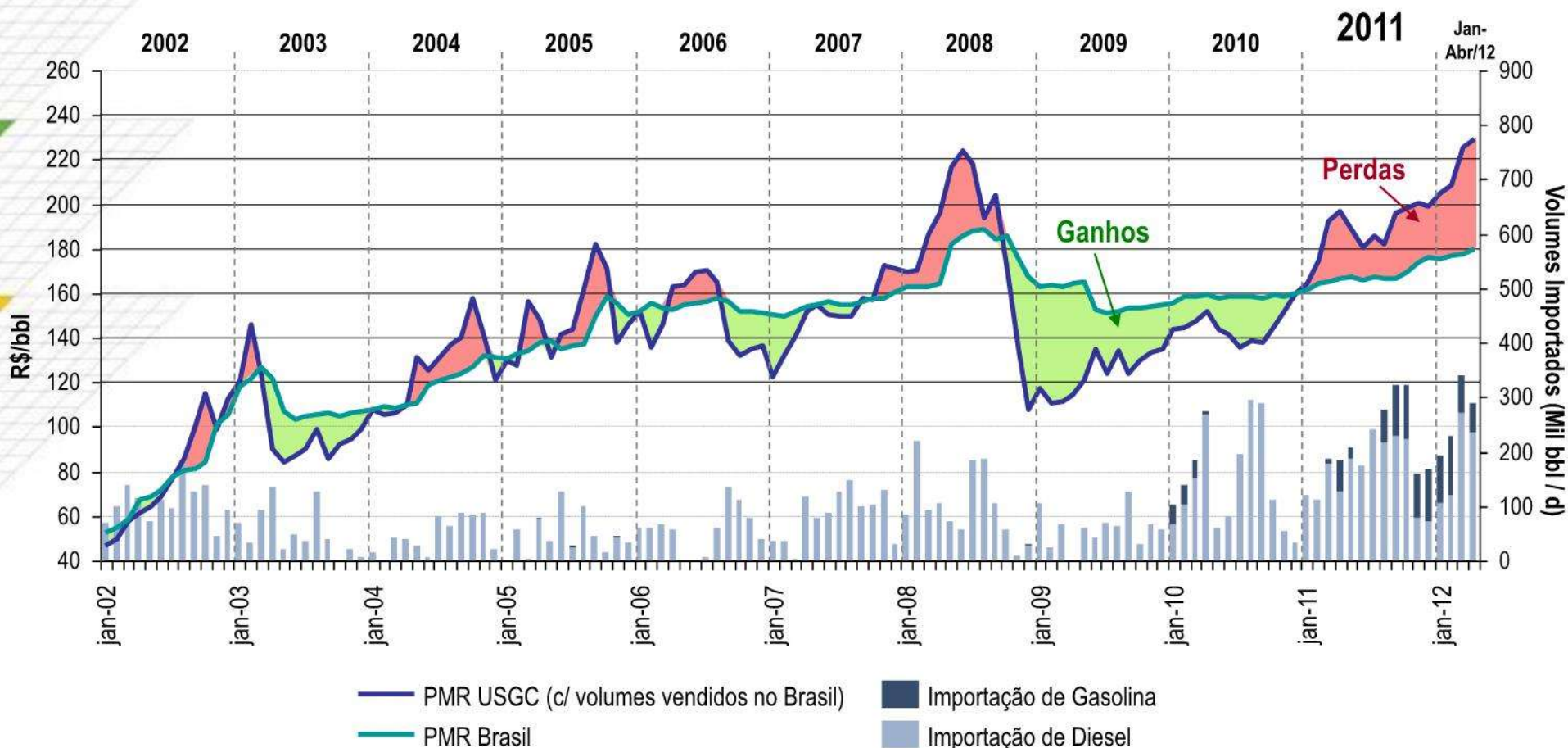
“A Petrobras não pratica paridade de preços de combustíveis...”

Política Comercial de Preços de Derivados da Petrobras é de Longo Prazo

2012: defasagem conjuntural dos preços domésticos, com impactos acentuados pelo aumento de importações.

2009-2010: preços domésticos praticados pela Petrobras superiores aos preços internacionais

Preço Médio Brasil* x Preço Médio no Golfo**



* Preço Médio Brasil (PMR - Preço Médio de Realização)

** Preço Médio no Golfo (USGC: United States Gulf Coast) (*) considera Diesel, Gasolina, Nafta, GLP, QAV e Óleo Combustível. (**) preço do USGC com volumes de mercado brasileiro.



Plano de Negócios

Plano de Negócios

Nosso Diferencial: Descobertas no Brasil representam 63% daquelas em águas profundas nos últimos 5 anos

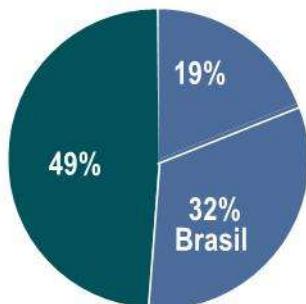
Nosso Diferencial: Nossas reservas estão localizadas a 300 km do principal mercado doméstico

BRASIL: Líder em Novas Descobertas em Águas Profundas

PETROBRAS: Índice de Reposição de Reservas (IRR) > 100% pelo 20º ano consecutivo

Novas Descobertas 2005-2010

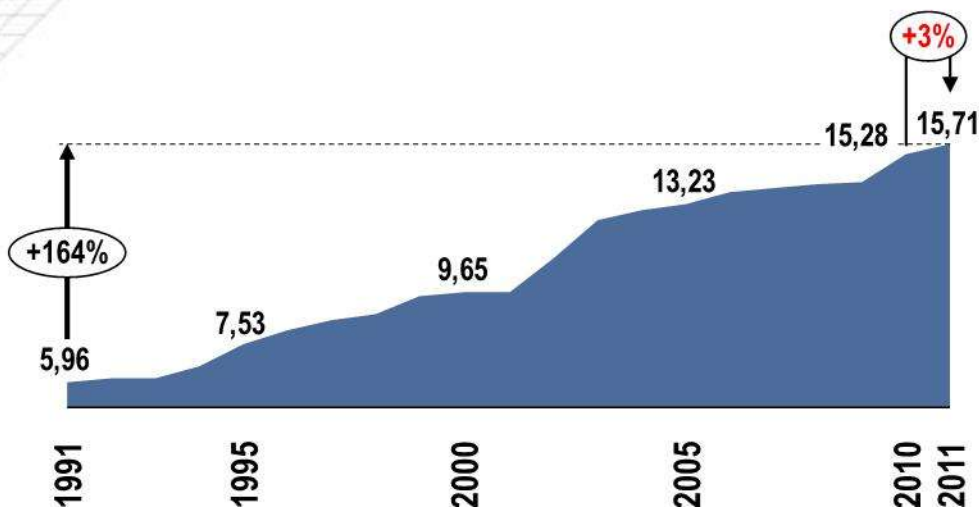
33.989 milhões bbl



■ Águas Profundas
■ Outras Descobertas

- Nos últimos 5 anos, mais de 50% das descobertas do mundo foram em águas profundas. **O Brasil responde por 63% destas descobertas.**
- Projeções indicam que, com o desenvolvimento das reservas recém-descobertas, o Brasil será o país com maior crescimento de produção dentre os países fora da OPEP até 2030 (PFC Energy).

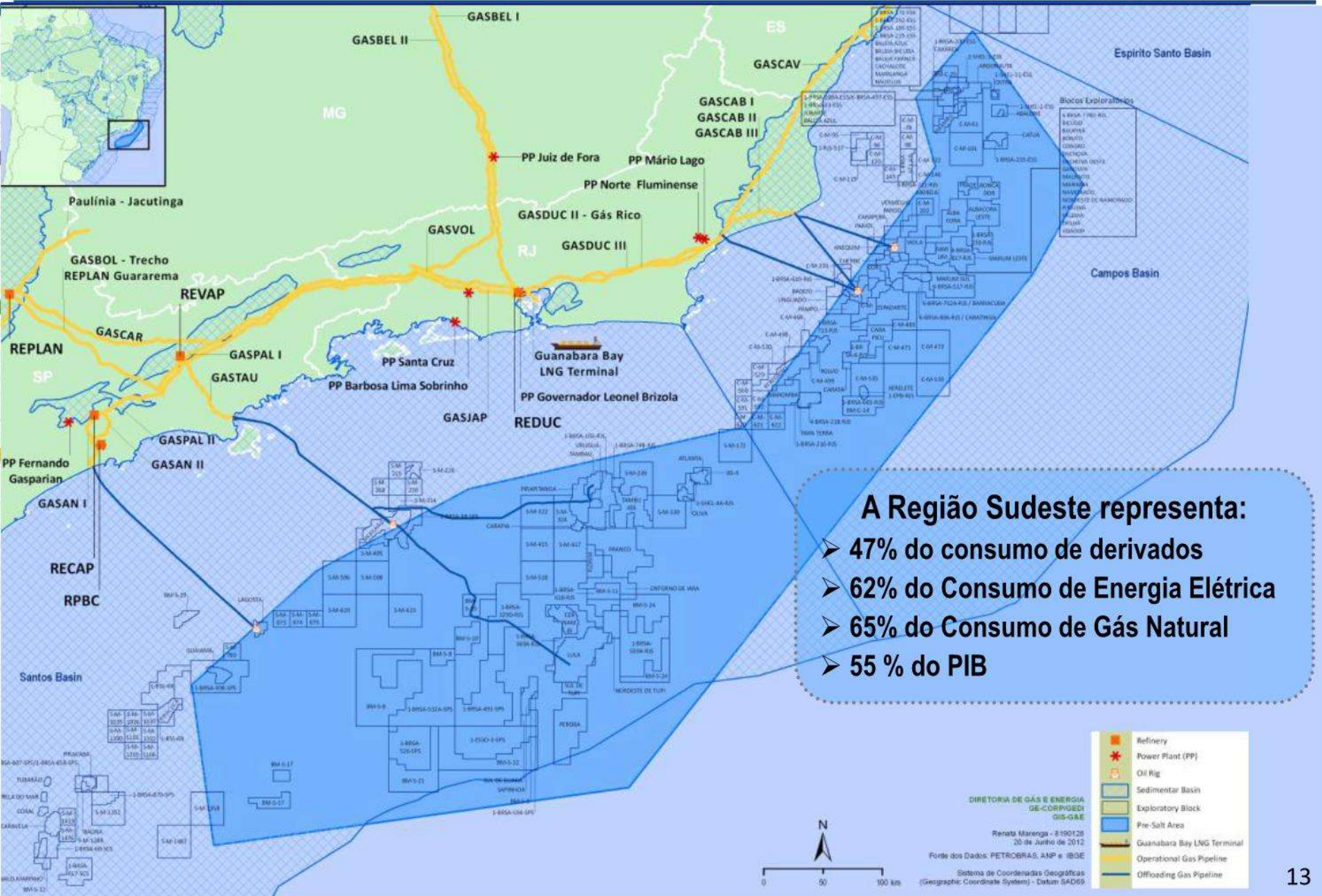
Petrobras: Reservas Provadas no Brasil (bilhão boe)



- Reserva/Produção → 19,2 anos
- Apropriação de Reservas em 2011
 Total: 1,24 bilhão boe
Pré-Sal: 1 bilhão boe

Nosso Diferencial: O Valor das Nossas Reservas

300 km do Mercado



A Região Sudeste representa:

- 47% do consumo de derivados
- 62% do Consumo de Energia Elétrica
- 65% do Consumo de Gás Natural
- 55 % do PIB

DIRETORIA DE GÁS E ENERGIA DE-CORFOGEDI GÁS-G&E
 Renato Marenga - 3.100128
 20 de Junho de 2012
 Fonte dos Dados: PETROBRAS, ANP e IBGE
 Sistema de Coordenadas Geográficas (Geographic Coordinate System) - Datum SAD69



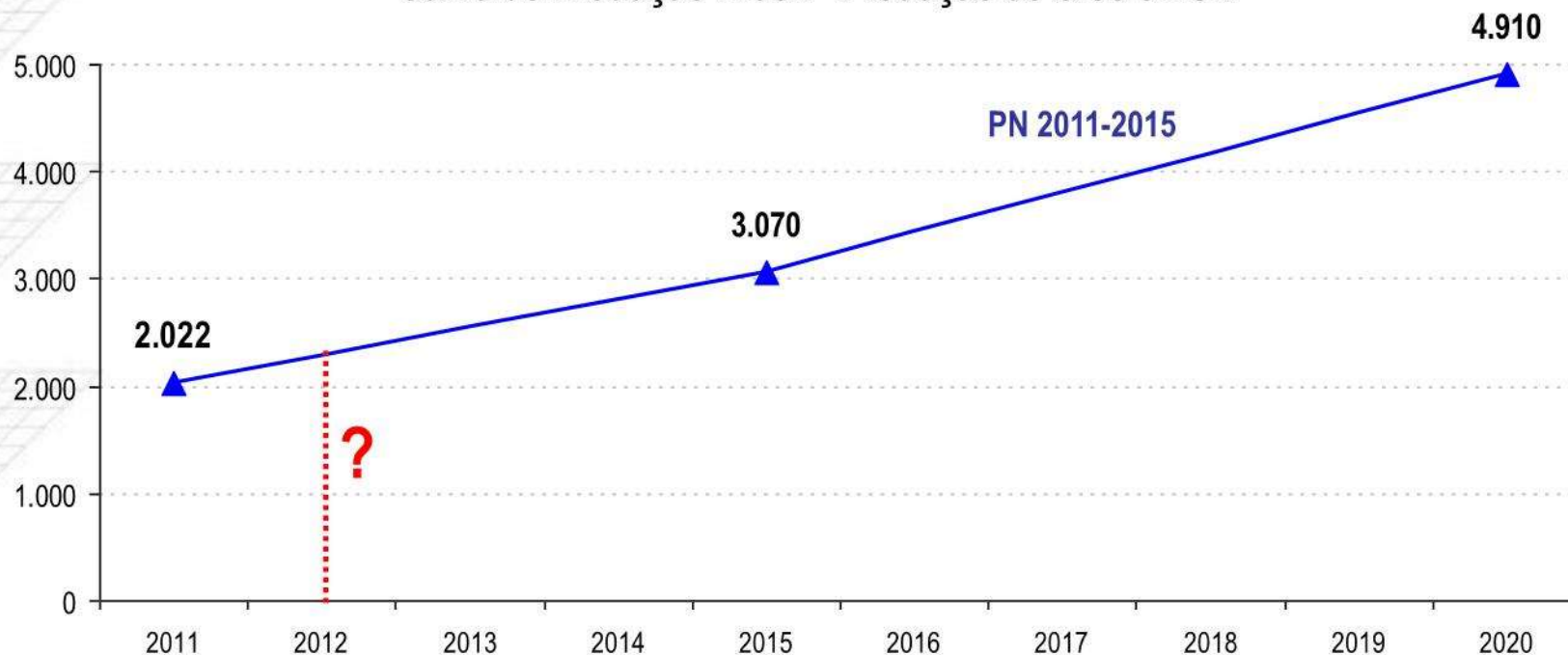
Plano de Negócios

Plano de Negócios

Ações Imediatas na Gestão da Companhia para Melhorar os Resultados

**1ª Ação da Presidente Junto com a Nova Diretoria (fev/12):
Revisão da Curva de Produção de Óleo do Planejamento Anual 2012**

Curva de Produção Brasil - Produção de Óleo e LGN

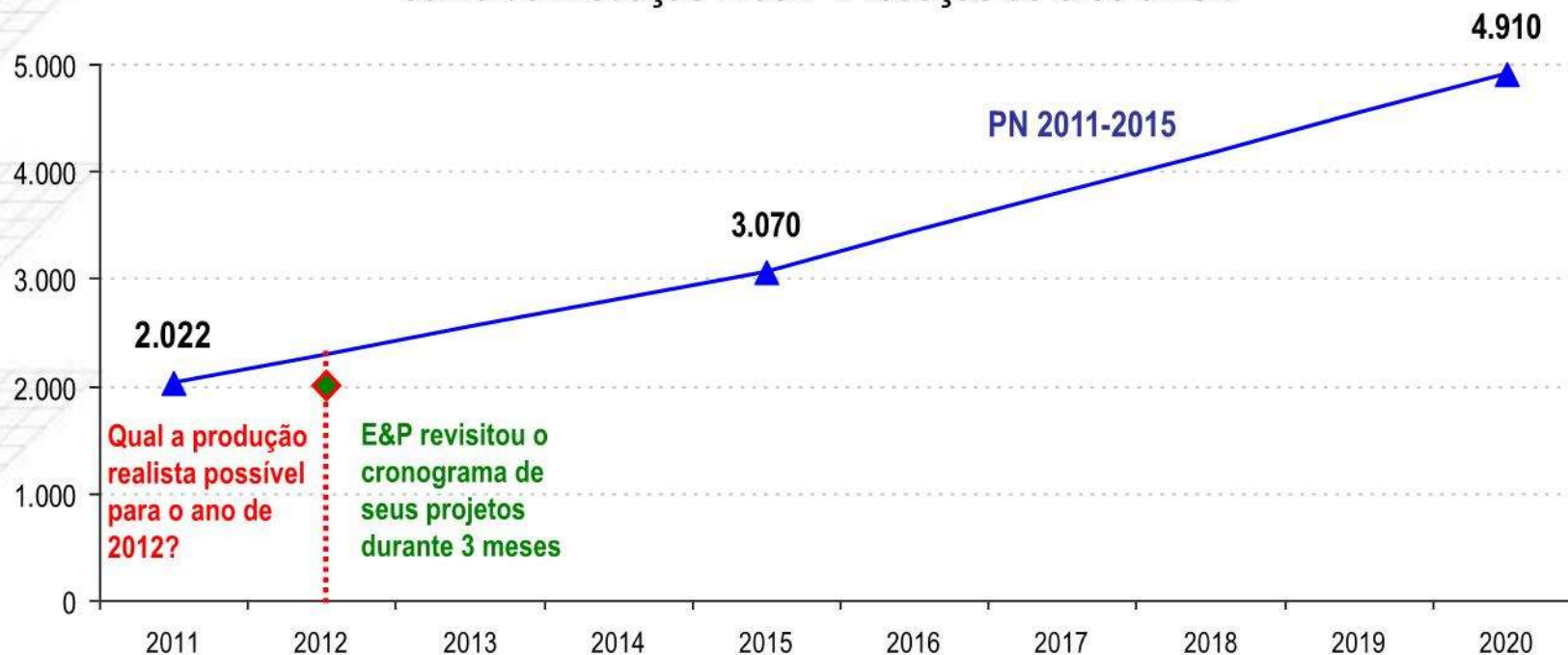


METAS REALISTAS

VISÃO PRAGMÁTICA PAUTADA EM PROJETOS TÍPICOS, REAIS

1ª Ação da Presidente Junto com a Nova Diretoria (fev/12): Revisão da Curva de Produção de Óleo do Planejamento Anual 2012

Curva de Produção Brasil - Produção de Óleo e LGN

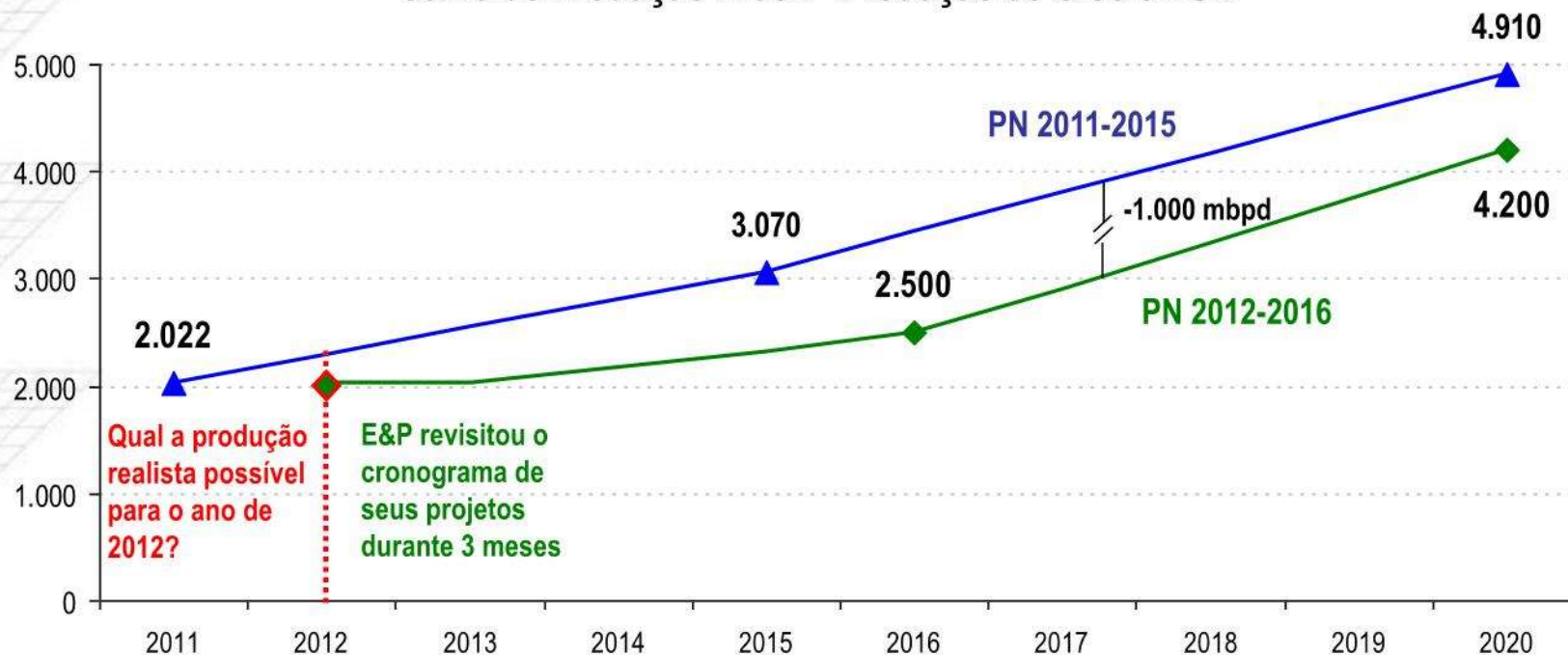


METAS REALISTAS

VISÃO PRAGMÁTICA PAUTADA EM PROJETOS TÍPICOS, REAIS

1ª Ação da Presidente Junto com a Nova Diretoria (fev/12): Revisão da Curva de Produção de Óleo do Planejamento Anual 2012

Curva de Produção Brasil - Produção de Óleo e LGN



METAS REALISTAS

VISÃO PRAGMÁTICA PAUTADA EM PROJETOS TÍPICOS, REAIS

2ª Ação da Presidente Junto com a Nova Diretoria: Seguir a Sistemática de Aprovação de Projetos



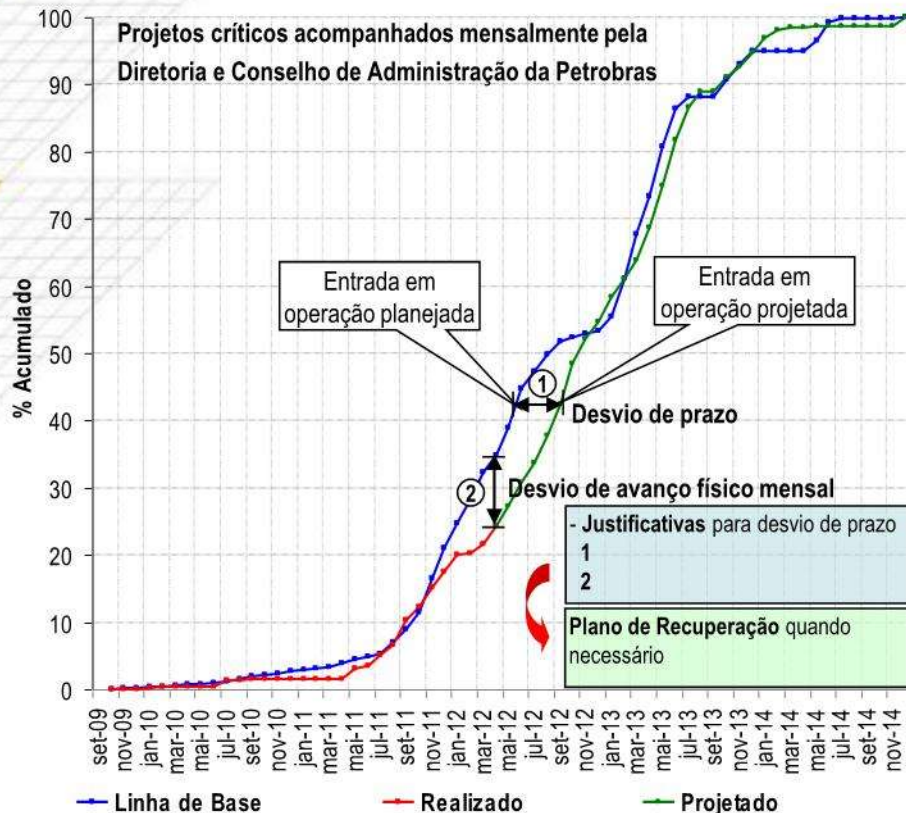
Projetos de Exploração e Produção no Brasil:

Projetos nas Fases I, II e III poderão ter autorizada a antecipação de recursos quando essa medida comprovadamente contribuir para a aceleração da produção de petróleo.

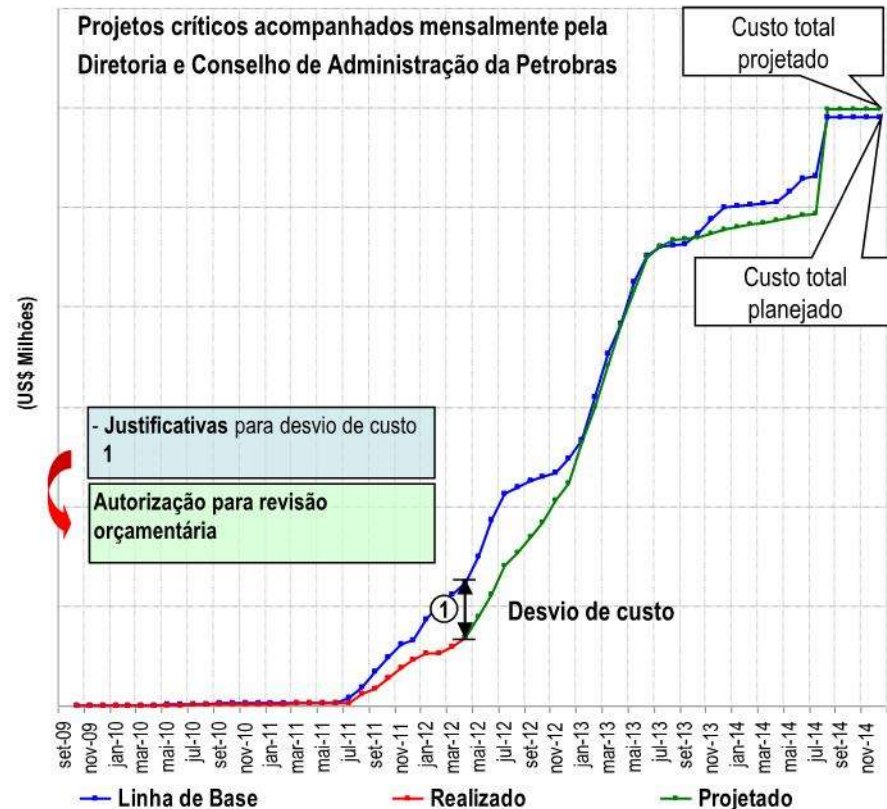
3ª Ação da Presidente junto com a Nova Diretoria: Gerir Efetivamente os Projetos

- Todos os projetos do PN 2012-16 possuem **Curvas S** como referência única de gestão, planejamento e controle
- **Criação de três novas gerências executivas nas Diretorias de Engenharia e de E&P**, dedicadas exclusivamente à construção das sondas de perfuração e unidades estacionárias de produção

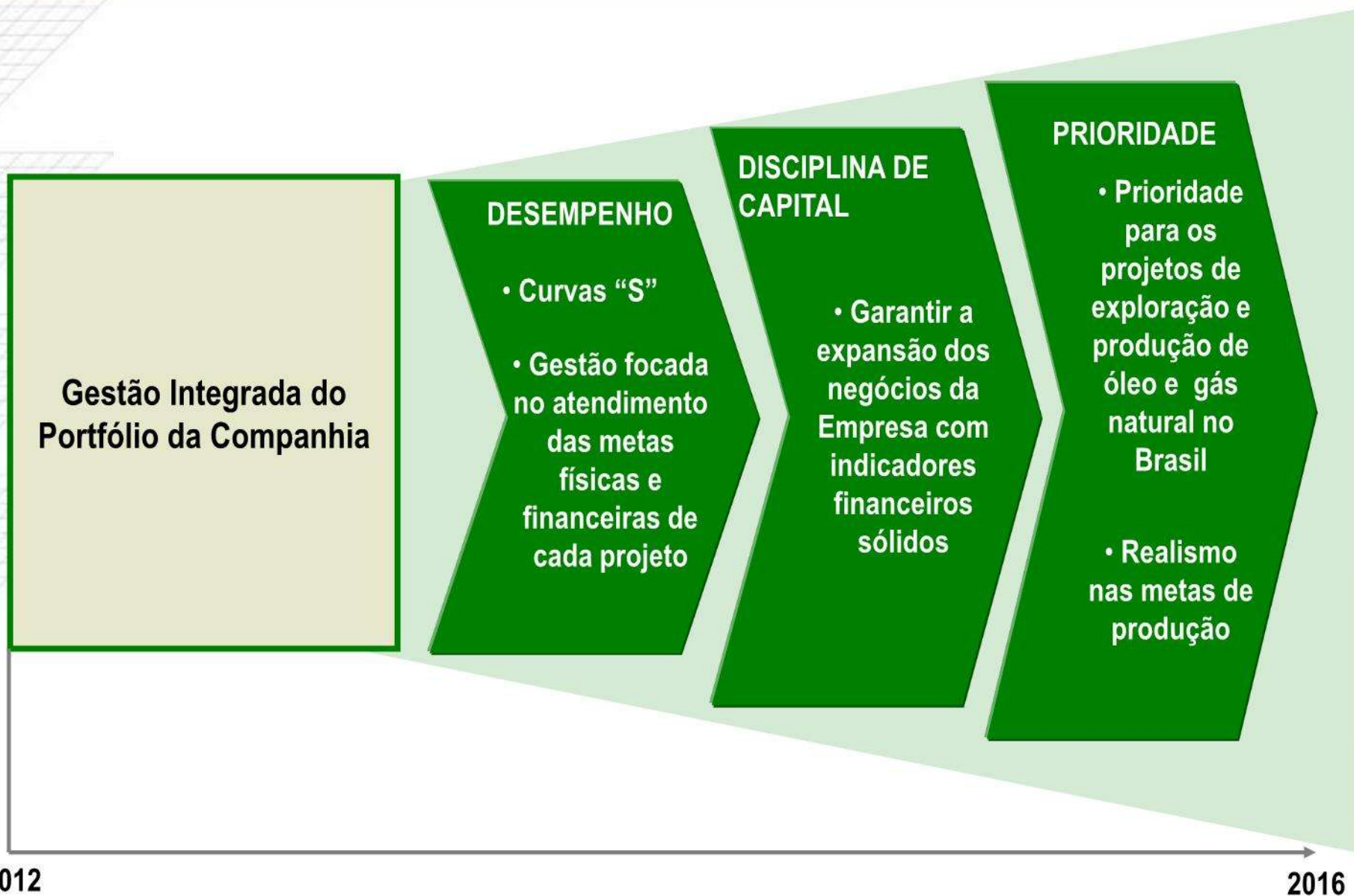
Acompanhamento Físico: Curva S



Acompanhamento Financeiro: Curva S

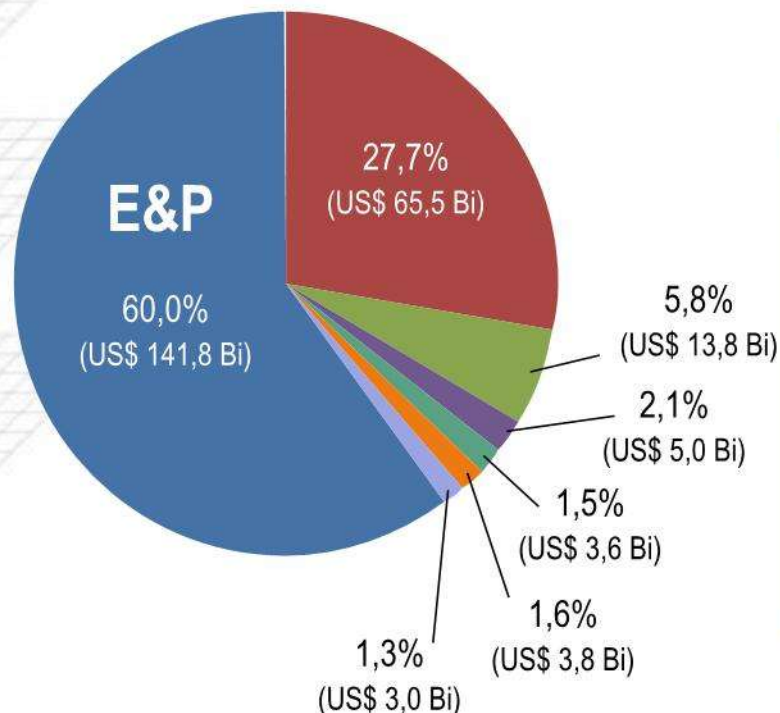


Fundamentos do Plano de Negócios 2012-2016



Período 2012-2016
US\$ 236,5 bilhões

Pressupostos da Financiabilidade



- Paridade com Preços de Importação de Derivados
- Manutenção do Grau de Investimento:
 - Alavancagem menor que 35%
 - Dívida líquida/Ebitda menor que 2,5x
- Não há emissão de novas ações
- Desinvestimentos de US\$ 14,8 bilhões, com foco em ativos no exterior

■ E&P ■ RTC ■ G&E ■ Petroquímica ■ Distribuição ■ Biocombustíveis ■ Corporativo

*4,5% de investimentos no exterior, sendo 90% em E&P

Investimentos 2012-2016:

Projetos em Implantação x Projetos em Avaliação

PN 2012-2016

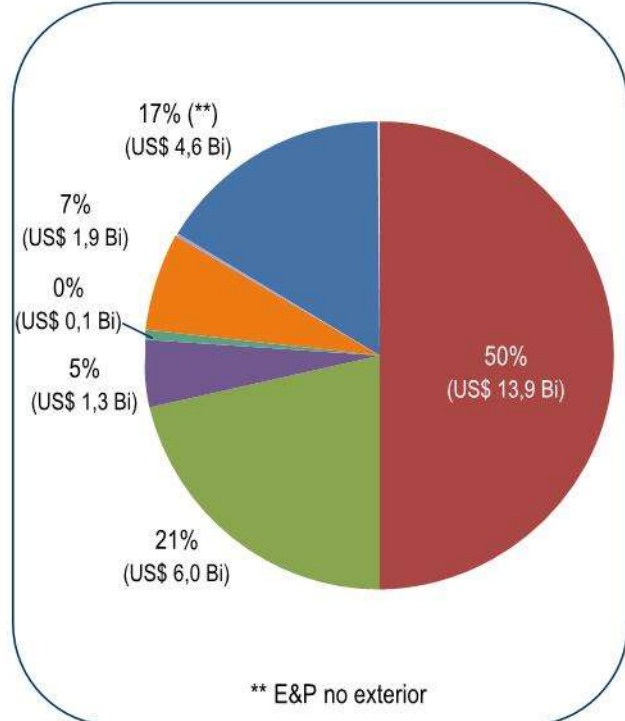
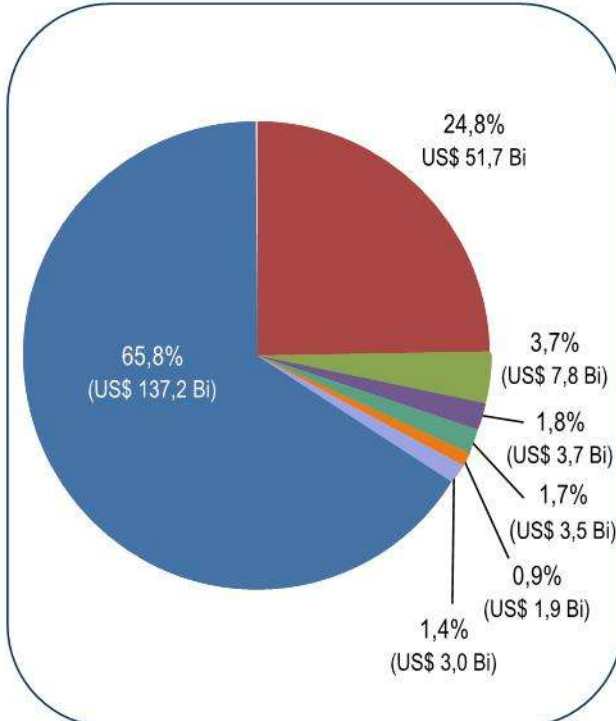
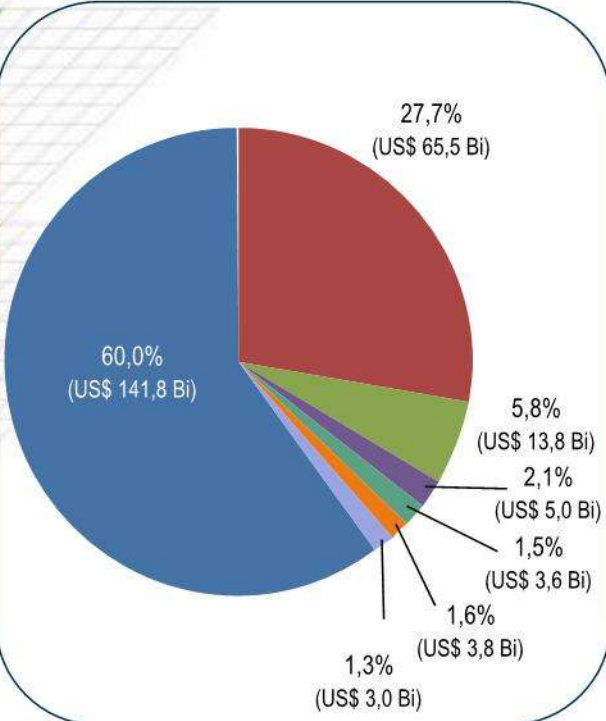
Em Implantação
 Todos os projetos de E&P no Brasil e os projetos dos demais segmentos que se encontram em Fase IV*

Em Avaliação
 Projetos dos demais segmentos atualmente em Fase I, II e III.

US\$ 236,5 bilhões
 980 projetos

US\$ 208,7 bilhões
 833 projetos

US\$ 27,8 bilhões
 147 projetos

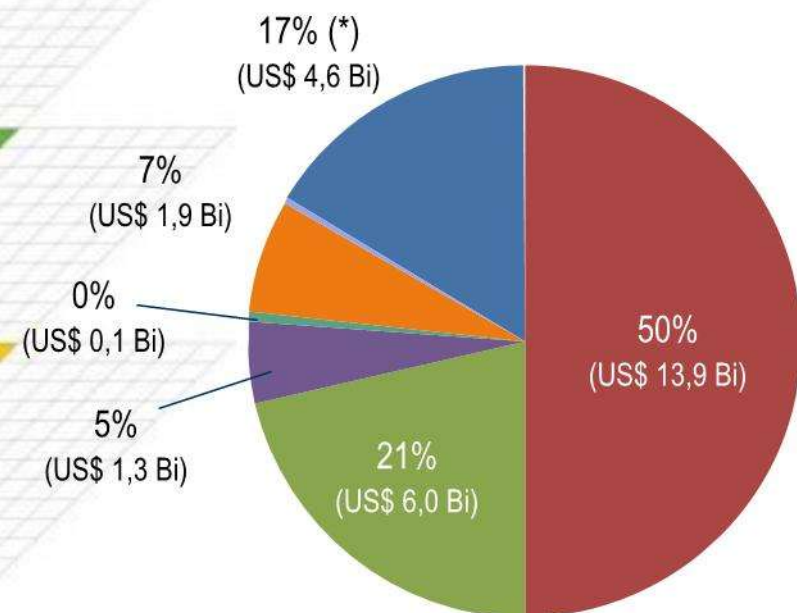


■ E&P
 ■ RTC
 ■ G&E
 ■ Petroquímica
 ■ Distribuição
 ■ Biocombustíveis
 ■ Corporativo

* Inclui as verbas já comprometidas dos projetos em avaliação de RTC, G&E, Petroquímica, Distribuição, Biocombustíveis e Corporativo.

Período 2012-2016

US\$ 27,8 bilhões



* E&P no exterior



Composição:

Competição pelos recursos financeiros disponíveis

Criatividade • Simplicidade • Redução de Custo

• A mudança de fase destes projetos dependerá de:

- Resultado dos Estudos de Viabilidade;
- Disponibilidade de Recursos (financiabilidade);
- Competição pelos recursos financeiros disponíveis
- Alinhamento dos custos das novas refinarias às métricas internacionais;
- Disponibilidade de GN nacional para plantas de fertilizantes e novas termelétricas; e
- outras variáveis.

Plano de Negócios 2012-2016

US\$ 236,5 bilhões

**Programa de
Otimização de
Custos**

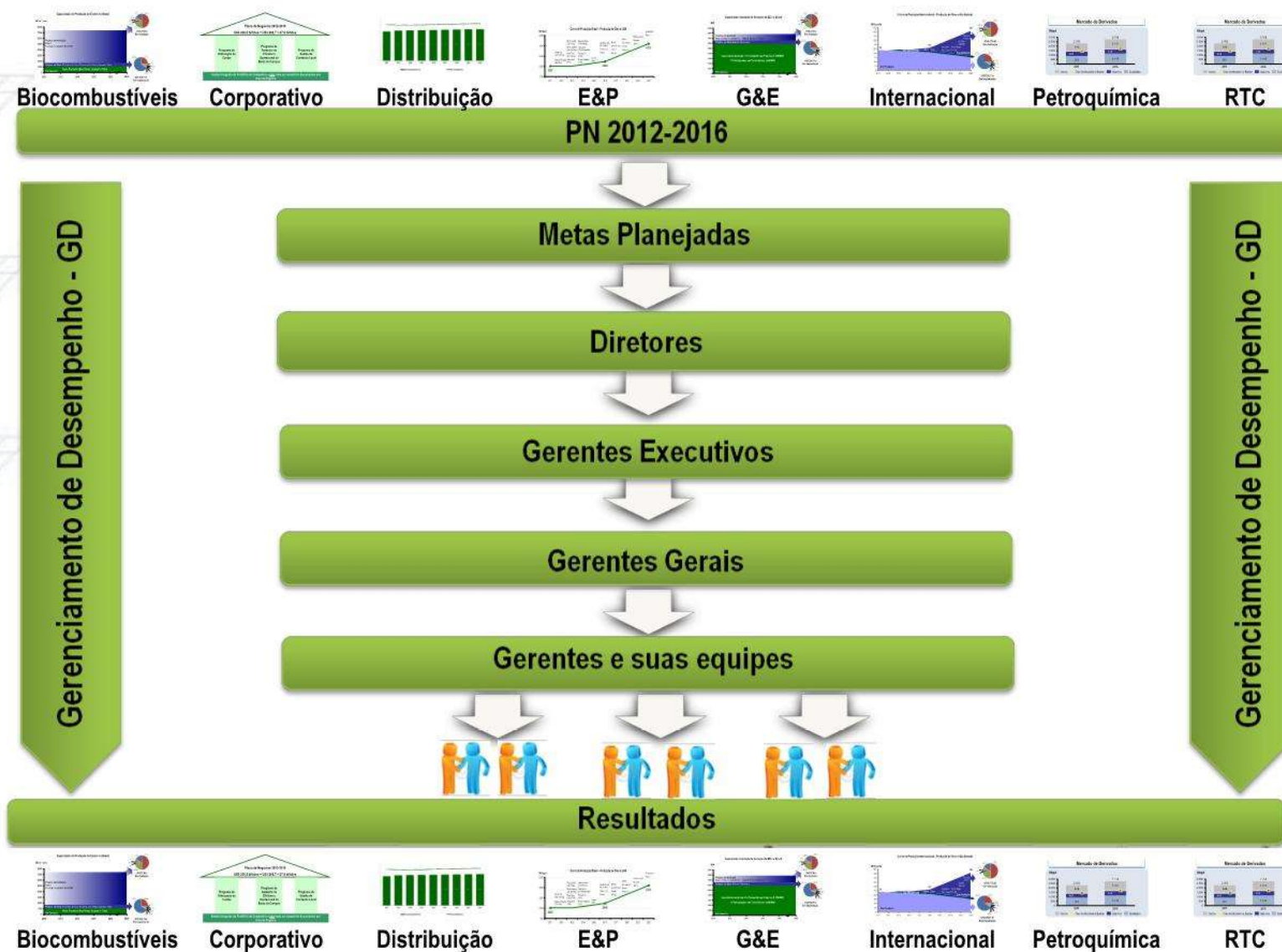
**Programa de
Aumento da
Eficiência
Operacional da
Bacia de Campos**

**Programa de
Gestão de
Conteúdo Local**

Gestão Integrada do Portfólio da Companhia • Segurança e Meio-Ambiente

Recursos Humanos: Engajamento dos empregados será valorizado

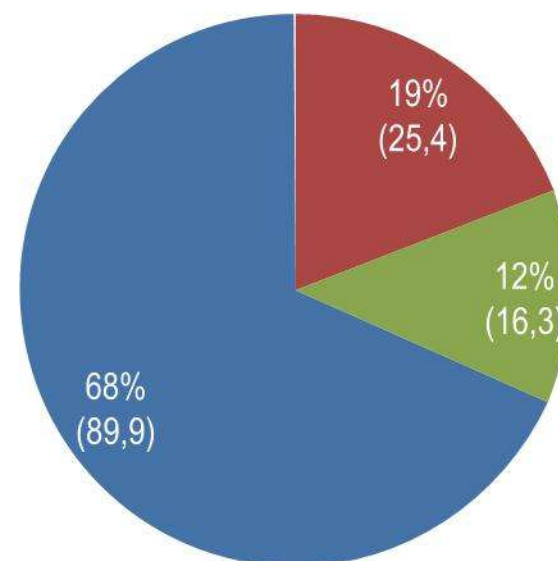
Avaliação do desempenho baseado em metas pessoais de maior peso alinhadas ao PN 2012-2016



Exploração & Produção

Período 2012-2016

US\$ 131,6 bilhões*



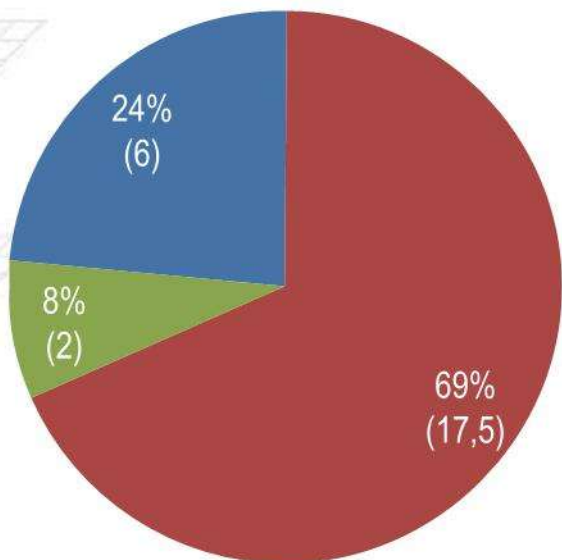
- Desenvolvimento da Produção
- Exploração
- Infraestrutura e Suporte

* Não inclui investimentos em E&P da Área Internacional

Período 2012-2016

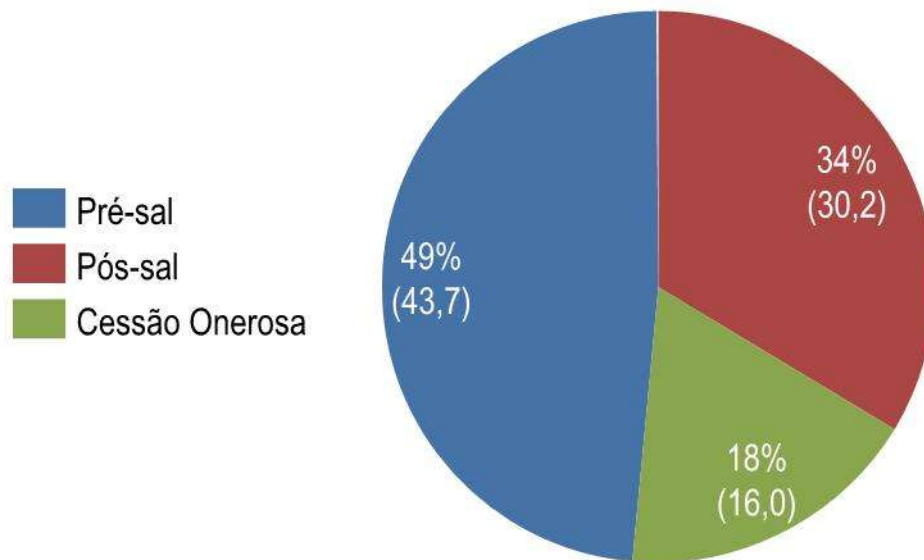
Exploração

US\$ 25,4 bilhões



Desenvolvimento da Produção

US\$ 89,9 bilhões

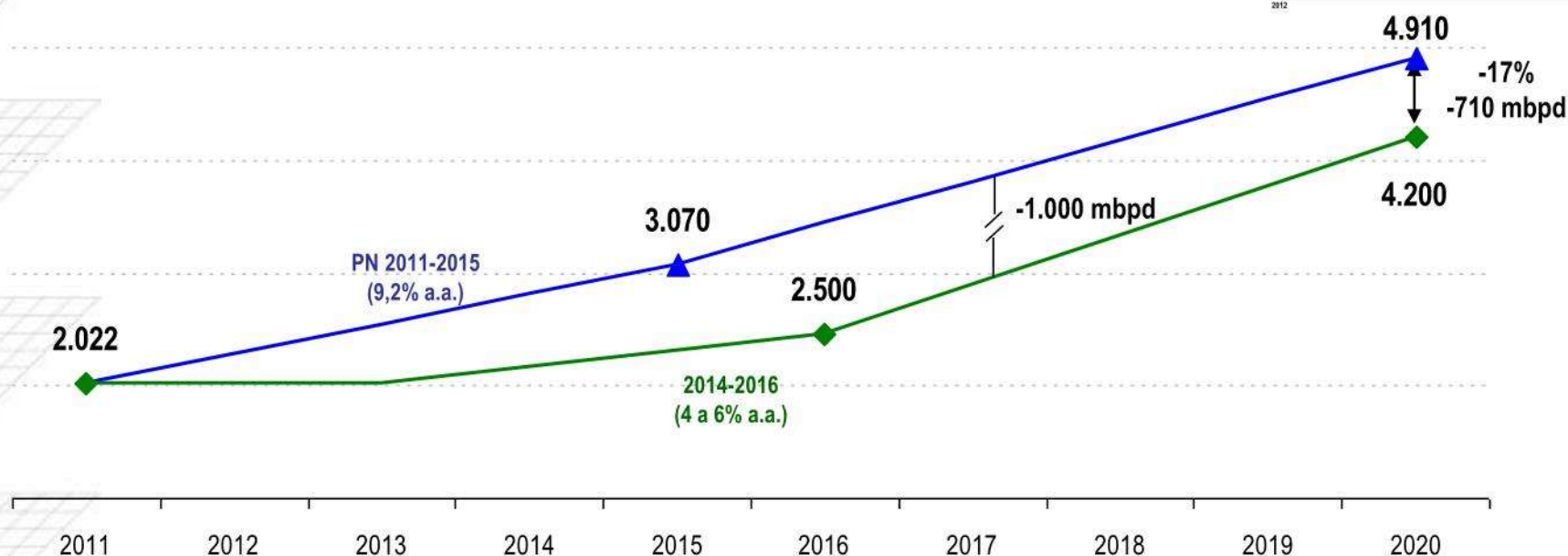


Além de Exploração e Desenvolvimento da Produção, os investimentos do E&P em Infra-estrutura somam US\$16,3 bilhões.

Realismo: Nova Projeção da Produção de Óleo no Brasil



Curva de Produção Brasil - Produção de Óleo e LGN



PRINCIPAIS CAUSAS DOS DESVIOS

Projetos com Novas UEPs (36%)

- Cronogramas otimistas
- Curvas de produção otimistas
- Atraso na chegada das sondas importadas
- Tempos otimistas para construção e interligação de poços (*ramp ups* não realistas)

Projetos para UEPs existentes (20%)

- Tempos otimistas para construção e interligação de poços

Projetos em Operação (23%)

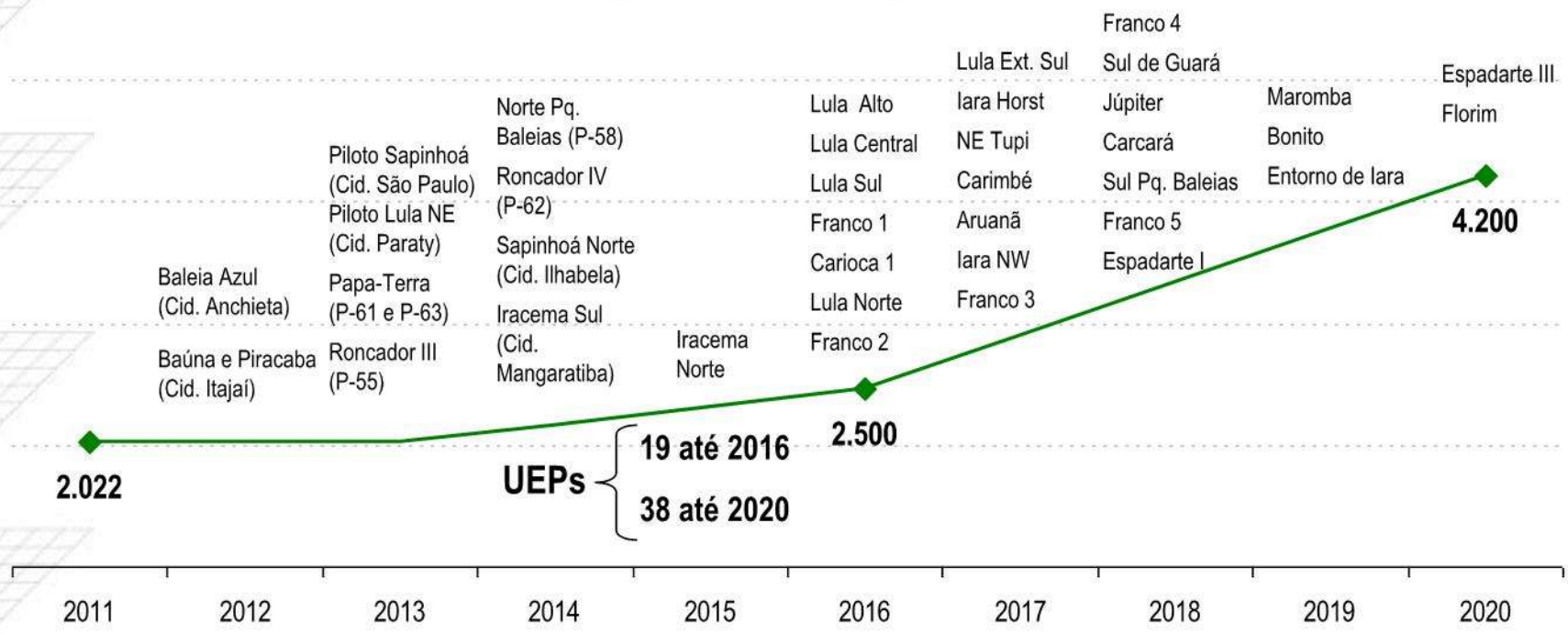
- Redução de eficiência em alguns Ativos da Bacia de Campos (Unidade Operacional Bacia de Campos);
- Ajustes de potencial de projetos implantados;

Novas Descobertas (21%)

- Postergações devido ao ainda baixo grau de maturidade

Curva de Produção Brasil – Pós-Sal, Pré-Sal e Cessão Onerosa

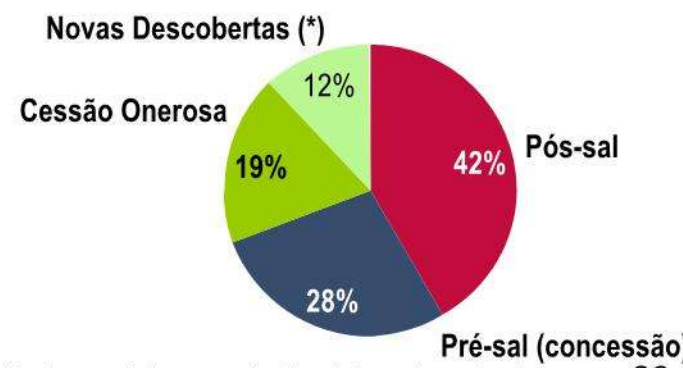
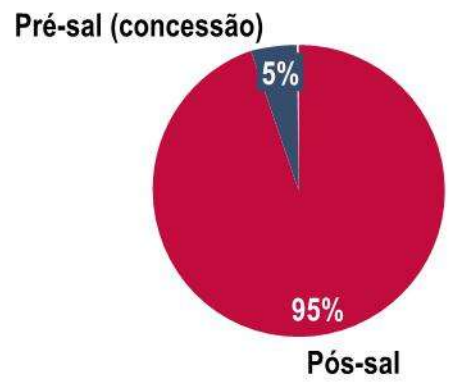
Curva de Produção Brasil - Produção de Óleo e LGN



2011
2.022 mbpd

2016
2.500 mbpd

2020
4.200 mbpd

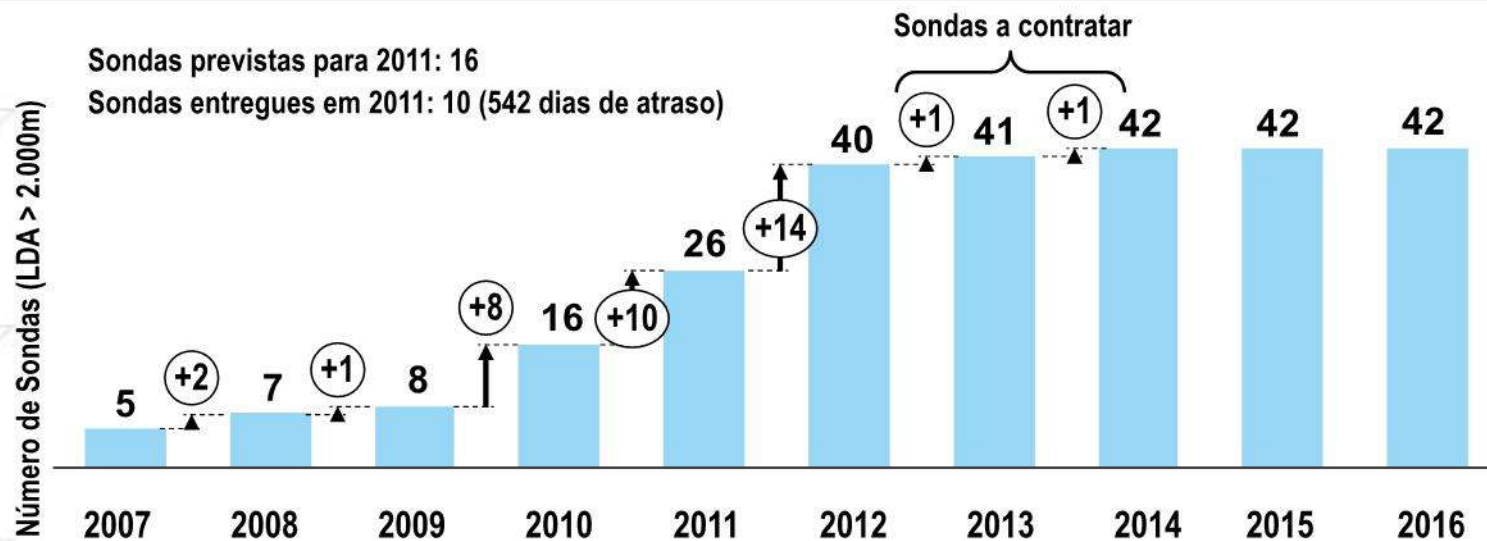


(*) Inclui novas oportunidades em blocos onde já existem descobertas

Disponibilidade de Sondas: Atraso nas Entregas

As sondas entregues à Petrobras em 2011 e 2012 foram construídas no exterior

Sondas Importadas: Conteúdo Local ZERO



Sondas que chegarão em 2012

- | | |
|---|---|
| 1. Pacific Mistral – Coréia do Sul (atraso de 83 dias) ✓ | 8. ODN Delba III – Emirados Árabes (atraso de 683 dias) -> Marlim Sul ✓ |
| 2. Schain Amazônia – China (atraso de 864 dias) ✓ | 9. Schahin Sertão – Coréia do Sul (atraso de 215 dias) -> Roncador ✓ |
| 3. Ocean Rig Mykonos – Coréia do Sul (atraso de 98 dias) ✓ | 10. ODN Tay IV (atraso de 481 dias) -> Ring-fence Albacora ✓ |
| 4. Schahin Cerrado – China (atraso de 112 dias) ✓ | 11. Sevan Brasil – China (atraso de 91 dias) -> BM-S-41 ✓ |
| 5. Etesco Takatsugu J – Coréia do Sul (atraso de 147 dias) ✓ | 12. ODN I – Coréia do Sul (atraso de 344 dias) -> Cessão Onerosa |
| 6. Deepsea Metro II – Coréia do Sul (atraso de 138 dias) ✓ | 13. ODN II – Coréia do Sul (atraso de 380 dias) -> Cessão Onerosa |
| 7. Ocean Rig Corcovado – Coréia do Sul (atraso de 148 dias) ✓ | 14. Amaralina Star – Coréia do Sul (atraso de 189 dias) -> Cessão Onerosa |

✓ Sonda já recebida e em operação.

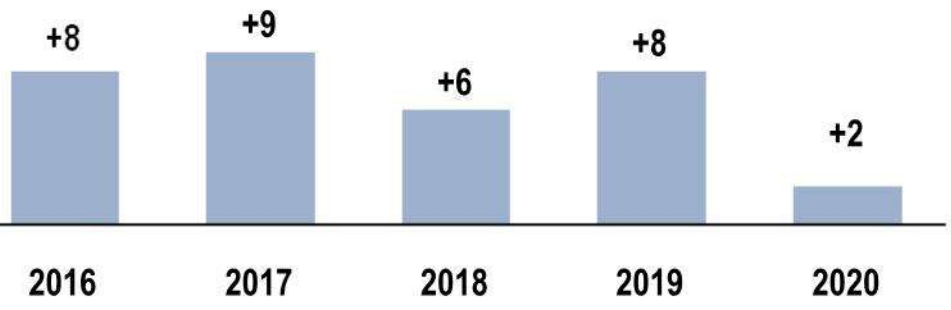
✓ Sonda em recebimento. Já no Brasil

Disponibilidade de Sondas: Atendimento à Demanda de Médio/Longo Prazo

As sondas entregues à Petrobras a partir de 2016 serão construídas no Brasil

Número de Sondas (LDA > 2.000m)

33 Novas Sondas Nacionais a Partir de 2016: Conteúdo Local entre 55% e 65%



2012

ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO

- 7 Sondas da Sete Brasil (estaleiro EAS)**
- Contratos assinados
 - Em negociação entrada de parceiro tecnológico (conclusão em jul/12)

- 21 Sondas Sete Brasil**
- Licitação concluída
 - Realizando auditoria nos estaleiros para assinatura dos contratos
 - Previsão de aprovação dos contratos: jul/12, ago/12 e set/12

- 5 Sondas Ocean Rig**
- Em negociação Ocean Rig com Estaleiro

SISTEMÁTICA DE ACOMPANHAMENTO

- Os estaleiros fornecem mensalmente para a Sete Brasil as Curvas S física e financeira de cada unidade a ser construída
- ENGENHARIA presta serviço à Sete Brasil de fiscalização de execução da obra
- E&P/PGSU (Programa de Gestão de Investimentos em Sondas e UEPs)
 - gerencia o contrato de afretamento junto a Sete Brasil,
 - controla o andamento da obra,
 - avaliando a exequibilidade das curvas S
 - toma as ações necessárias para garantir as metas de acordo com o Plano de Negócios

Projeto Baleia Azul: 1º Óleo em Agosto/12

Pico de produção: mar/13

FPSO Cidade de Anchieta: 100 mbpd

Projeto Baleia Azul: Desenvolvimento do pré-sal dos campos de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu, através da perfuração, completação e interligação submarina de 10 poços. Construção e instalação de uma UEP do tipo FPSO (Anchieta) afretada junto a SBM, escoando o gás através do gasoduto Sul-Norte Capixaba.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 77,9%

Realizado: 71,6%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

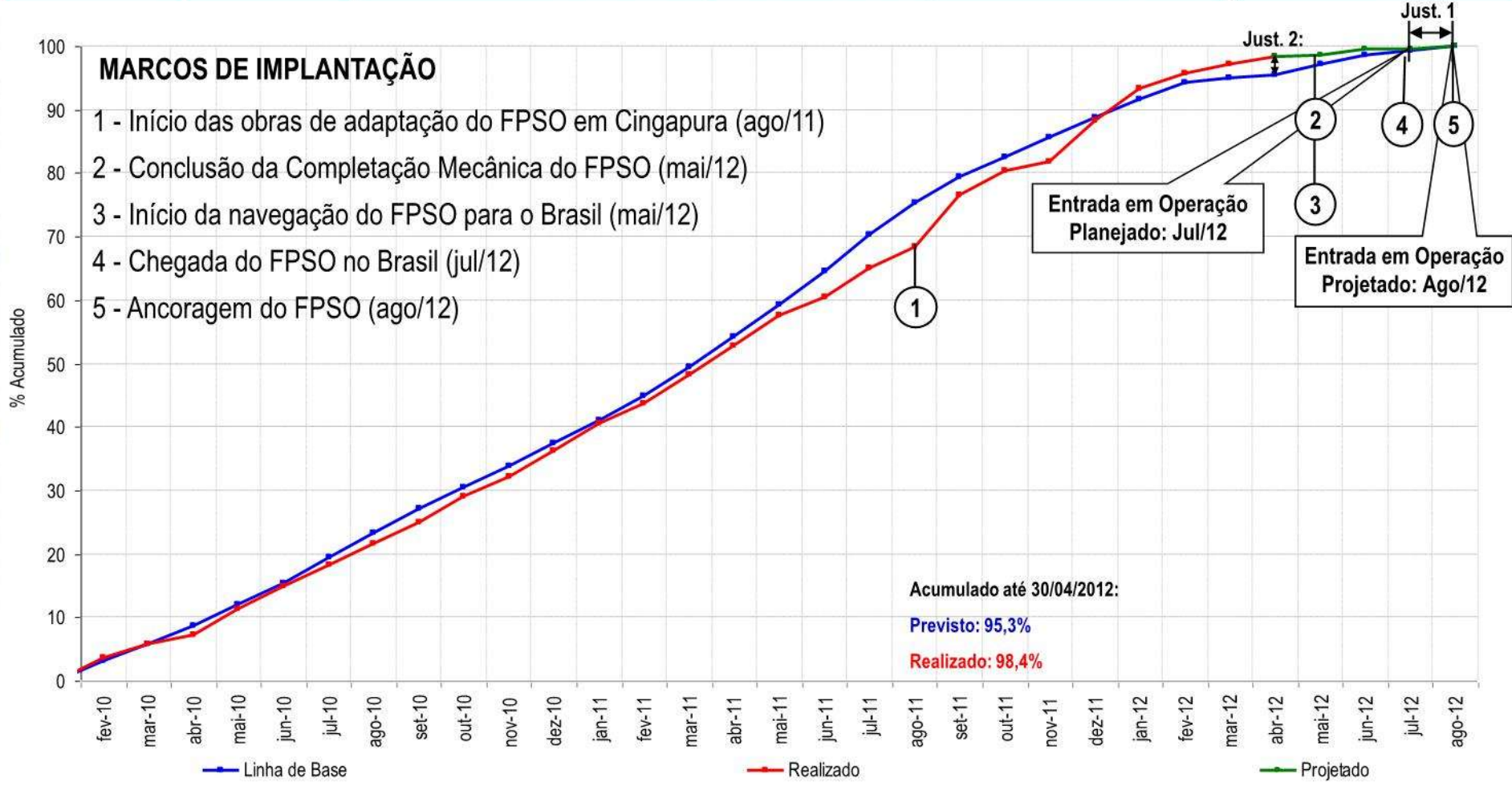
Previsão de realização: 44%



Vista aérea do FPSO cidade de Anchieta no estaleiro Keppel Shipyard, em Cingapura – Mar/2012

Curva S de Acompanhamento Físico: Baleia Azul - Unidade Estacionária de Produção FPSO Anchieta

UEP: Acompanhamento da construção e integração de uma UEP Afretada do tipo FPSO (Anchieta), com capacidade de processamento de 100 mbpd de óleo e de 3,5 milhões de m³/d de gás natural.

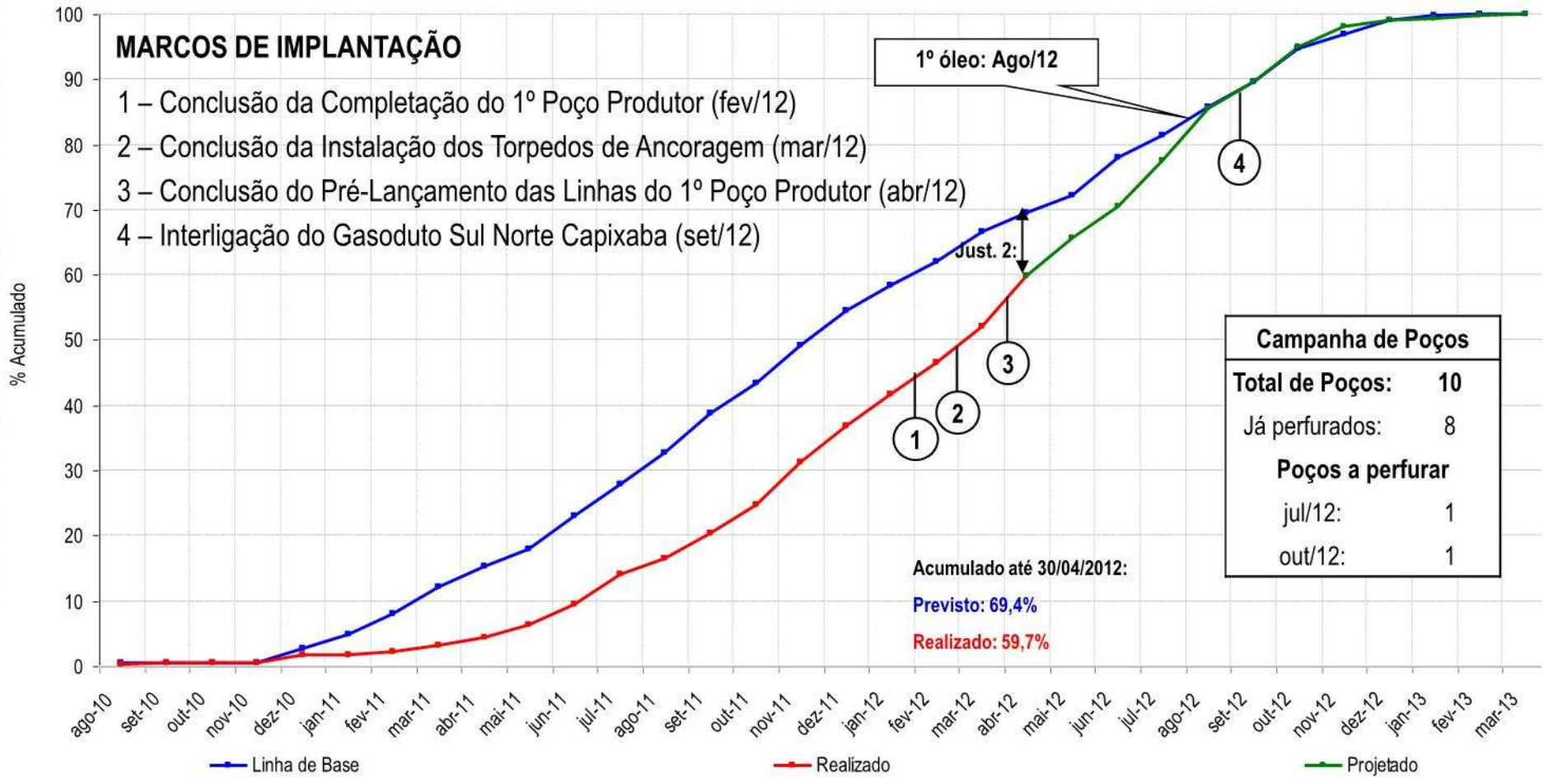


Justif 1: Atraso de 1 mês na entrada em operação devido aos atrasos das obras de adaptação do FPSO e da desmobilização do FPSO do campo de Espadarte.

Justif 2: Não há desvio na realização Física Acumulada.

Curva S de Acompanhamento Físico: Baleia Azul – Poços e Interligações

Poços e Interligações: Perfuração, completção e interligação submarina de 7 poços produtores e 3 poços injetores. Escoamento do gás através do gasoduto Sul-Norte Capixaba.



Justif 1: Não há desvio de prazo.

Justif 2: Atraso na realização física até 30/abr/12 devido a reprogramação da campanha de poços e por atraso na campanha de pré-lançamento dos dutos flexíveis.

Projeto Baúna e Piracaba: 1º Óleo em Outubro/12

FPSO Cidade de Itajaí: 80 mbpd

Pico de produção: jan/14

Projeto Baúna e Piracaba: Desenvolvimento dos campos Baúna (prospecto Tiro) e Piracaba (prospecto Sídon). Perfuração, completação e interligação de 11 poços submarinos. Construção e instalação de uma UEP do tipo FPSO (Cidade de Itajaí) afretada junto à OOG-TK (Odebrecht e Teekay), com capacidade de processamento de 80 mbpd de óleo e 2 milhões de m³/d de gás, para atender ambos os campos.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 48,5%

Realizado: 38,7%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 60%

Previsão de realização: 81%

Projeto Roncador Módulo III - 1º Óleo em Setembro/13 Pico de produção: abr/15

SS P-55: 180 mbpd

Projeto Roncador Módulo III: Desenvolvimento do Módulo III do campo de Roncador (pós-sal), (100% Petrobras) através da perfuração e completação de 17 poços, sistema de coleta e injeção, construção e instalação de uma UEP (P-55) e instalação de dois oleodutos e um gasoduto submarinos

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 72,9%

Realizado: 46,5%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

Previsão de realização: 65%



Casco da P-55 no Pólo Naval de Rio Grande, no Brasil – mai/12

Projeto Sapinhoá Piloto: 1º Óleo em Janeiro/13

FPSO Cidade de São Paulo: 120 mbpd

Projeto Sapinhoá Piloto: Perfuração e completação de 13 poços e interligação de 15 poços a um FPSO afretado à Schahin/Modec com capacidade de produção de 120 mil bpd de petróleo e 5 MM m³/d de gás natural

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 31,1%

Realizado: 30,6%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 30%

Previsão de realização: 50%



Projeto Piloto de Lula NE – 1º Óleo em Maio/13

Pico de produção: fev/15

FPSO Cidade de Paraty: 120 mbpd

Projeto Piloto de Lula NE: Desenvolvimento da área Nordeste do campo de Lula. Perfuração e completção de 14 poços e interligação de um total de 15 poços ao FPSO Cidade de Paraty, afretado junto a QGOG/SBM e construção de um gasoduto de 20 km até a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba.

AVANÇO FÍSICO

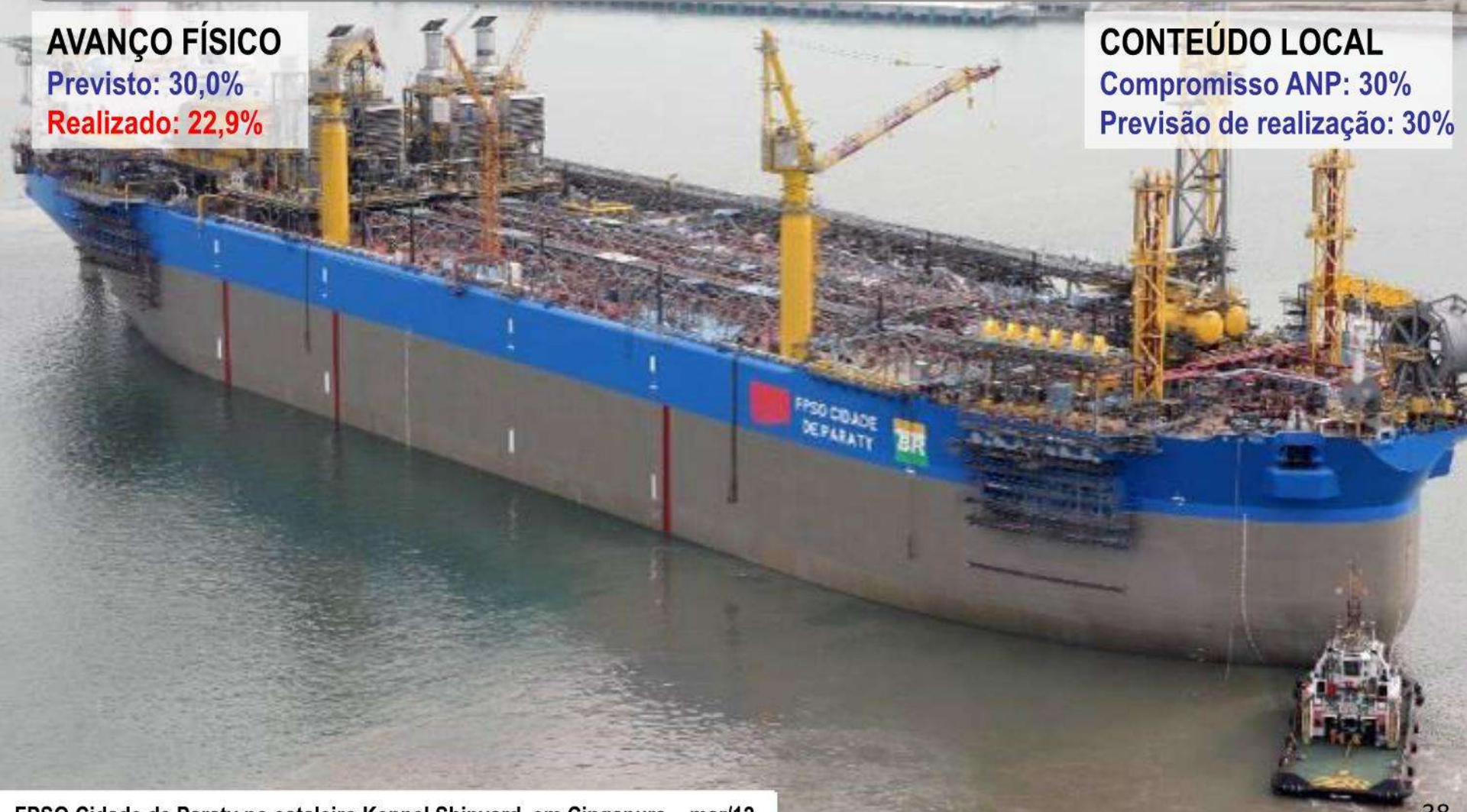
Previsto: 30,0%

Realizado: 22,9%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 30%

Previsão de realização: 30%



Projeto Papa-Terra: 1º Óleo da P-63 em Julho/13

Pico de produção: out/16

FPSO P-63: 140 mbpd

Projeto Papa-Terra: Desenvolvimento do campo de Papa-Terra por meio da perfuração e completação de 30 poços produtores e injetores interligados a P-61 - TLWP (Tension Leg Wellhead Plataforma) e a P-63 FPSO com capacidade de processamento de 140 mil bpd e 1 MM m³/dia de gás.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 65,3%

Realizado: 52,1%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

Previsão de realização: 65%



Projeto Papa-Terra: 1º Óleo da P-61 em Outubro/13

Pico de produção: out/16

TLWP P-61: 140 mbpd

Projeto Papa-Terra: Desenvolvimento do campo de Papa-Terra por meio da perfuração e completação de 30 poços produtores e injetores interligados a P-61 - TLWP (Tension Leg Wellhead Plataforma) e a P-63 - FPSO com capacidade de processamento de 140 mil bpd e 1 MM m³/dia de gás.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 65,3%

Realizado: 52,1%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

Previsão de realização: 65%



Projeto Parque das Baleias: 1º Óleo em Janeiro/14

Pico de produção: jan/15

FPSO P-58: 180 mbpd

Projeto Parque das Baleias: Desenvolvimento dos campos de Baleia Franca (pré e pós-sal), Cachalote (pós-sal), Jubarte (pré-sal), Baleia Azul (pré-sal) e Baleia Anã (pós-sal), através da perfuração, completação e interligação de 24 poços. Construção e instalação de uma UEP do tipo FPSO (P-58), em LDA de 1.399 m (unidade própria), com capacidade de processamento de 180 mbpd de óleo e 6 MM de m³/d de gás

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 41,7%

Realizado: 34,1%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

Previsão de realização: 58%



FPSO P-62: 180 mbpd

Projeto Roncador Módulo IV: Desenvolver a produção do Módulo 4 do campo de Roncador através da perfuração e completação de 17 poços, sistema de coleta e injeção, construção e instalação de uma UEP (FPSO P-62) e instalação de um oleoduto e um gasoduto submarinos

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 61,9%

Realizado: 37,4%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 0%

Previsão de realização: 65%



Projeto Sapinhoá Norte: 1º Óleo em Setembro/14

Pico de produção: mar/16

FPSO Cidade de Ilhabela: 150 mbpd

Projeto Sapinhoá Norte: Perfuração, completação e interligação de 15 poços (8 produtores e 7 injetores) e na instalação de uma UEP afretada (Cidade de Ilhabela) com capacidade de processamento de 150 mbpd e compressão de 6 MM m³/dia de gás.

AVANÇO FÍSICO

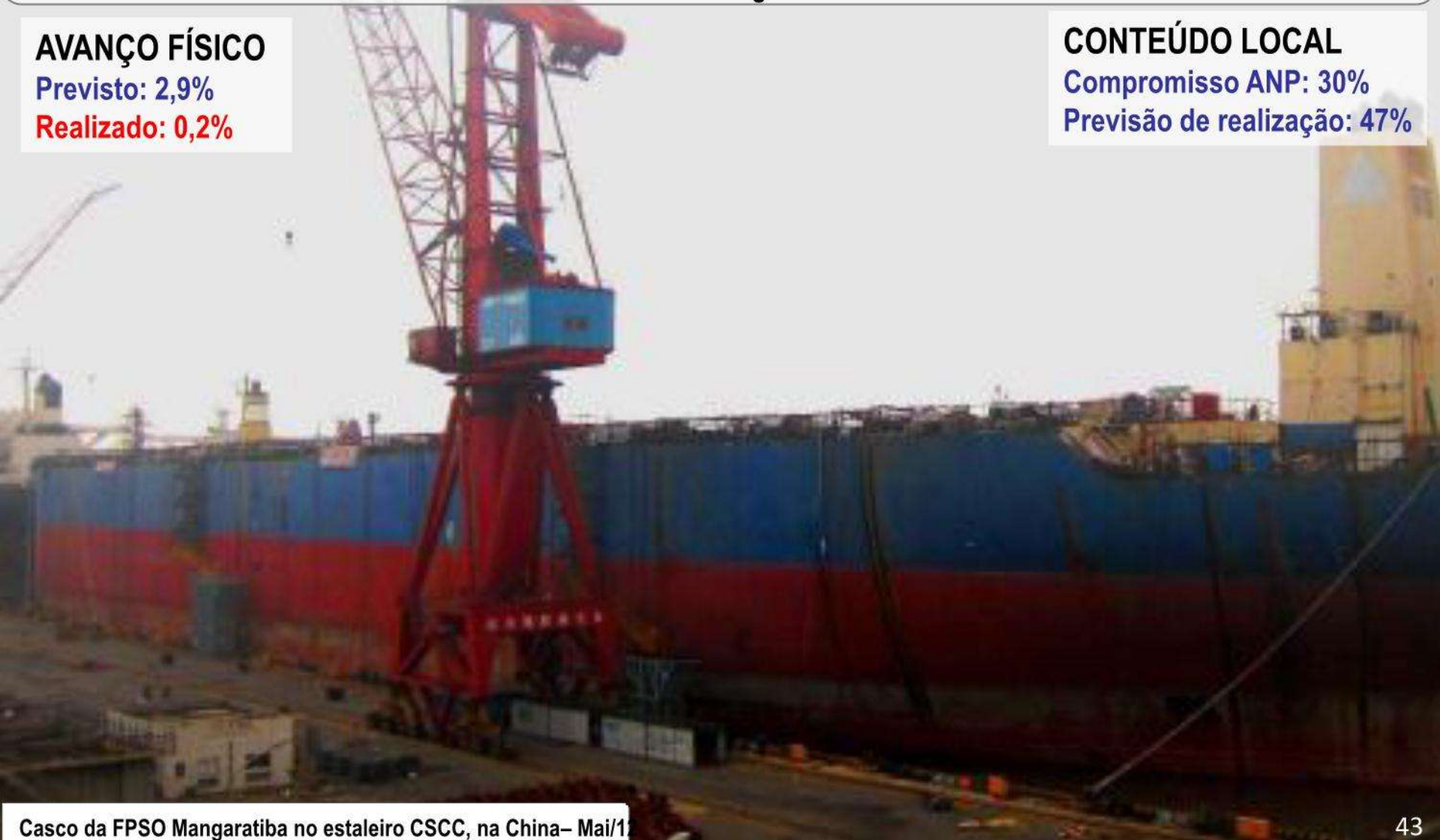
Previsto: 2,9%

Realizado: 0,2%

CONTEÚDO LOCAL

Compromisso ANP: 30%

Previsão de realização: 47%



Projeto Lula - Iracema Sul: 1º Óleo em Novembro/14

Pico de produção: fev/16

FPSO Cidade de Mangaratiba: 150 mbpd

Projeto Completo: Construção e interligação de 15 poços do tipo Big Bore, sendo 8 produtores e 7 injetores, e na instalação de UEP afretada com capacidade de processamento de 150 mil bpd e compressão de 8MM m³/dia de gas,

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 5,1%

Realizado: 4,3%

CONTEÚDO LOCAL

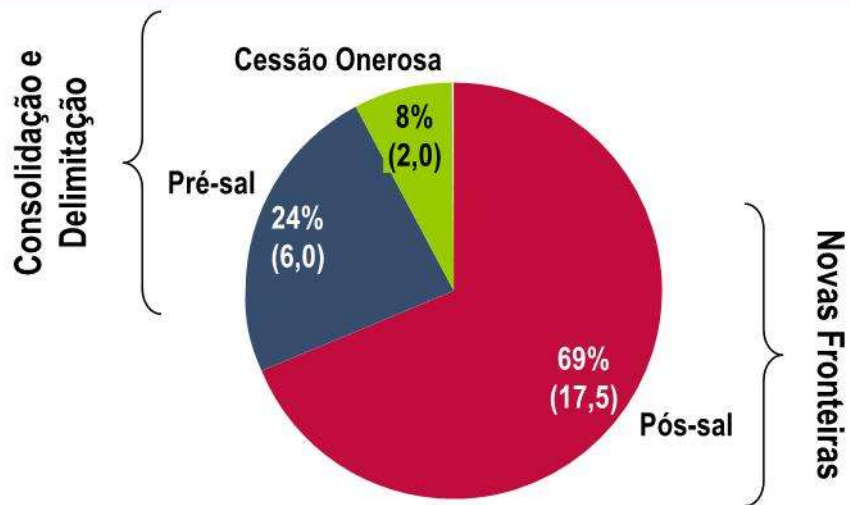
Compromisso ANP: 30%

Previsão de realização: 47%

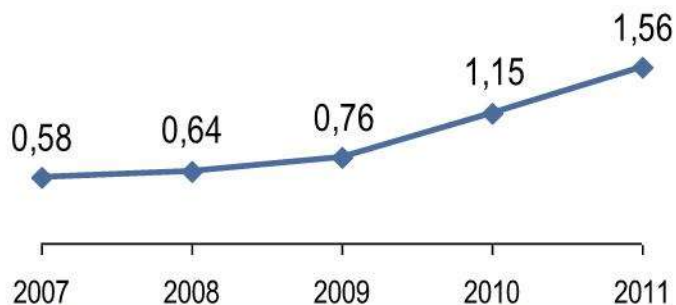


Investimentos em Exploração no Brasil: Ênfase em Novas Fronteiras

Investimentos focados nas Novas Fronteiras (Margem Equatorial e Margem Leste), visando garantir R/P maior que 15, e na consolidação e delimitação das áreas do Pré-sal e da Cessão Onerosa.



Custo da Descoberta (US\$ / boe)



Custo da Petrobras Inferior ao das Majors
Majors (2007-2011): US\$ 3,2 a 4,5 / boe



Plano de Negócios 2012-2016

US\$ 236,5 bilhões

**Programa de
Otimização de
Custos**

**Programa de
Aumento da
Eficiência
Operacional da
Bacia de Campos**

**Programa de
Gestão de
Conteúdo Local**

Gestão Integrada do Portfólio da Companhia • Segurança e Meio-Ambiente

Plano de Negócios 2012-2016

US\$ 236,5 bilhões

**Programa de
Otimização de
Custos**

**Programa de
Aumento da
Eficiência
Operacional da
Bacia de Campos**

**Programa de
Gestão de
Conteúdo Local**

Gestão Integrada do Portfólio da Companhia • Segurança e Meio-Ambiente

Programa de Otimização de Custos Operacionais

Motivação: Os gastos gerenciáveis respondem por 30% do desembolso anual da Petrobras.

- Os gastos gerenciáveis foram de US\$ 32 bilhões em 2011, equivalentes à geração operacional (US\$ 33 bilhões) e 33% superior à captação realizada no período (US\$ 24 bilhões).

Objetivo do Programa

Identificar as oportunidades de redução de custo com impacto relevante e perene, em duas visões: ativos de produção (por exemplo: plataformas, refinarias e usinas termelétricas) e linhas de custo (por exemplo, estoques de materiais e combustível, logística e gestão da manutenção).

Preparação do Programa – Plano de Ação 2012

8 semanas
(junho-julho)

I

**Visão geral:
áreas de foco e
potencial de redução**

- Estruturação
- Definição de escopo
- Avaliação inicial de oportunidades

16 semanas
(agosto-novembro)

II

**Detalhamento e
quantificação**

- Definição do Portfolio de Iniciativas

4 semanas
(dezembro)

III

Consolidação

- Plano de Implementação (iniciativas, responsáveis, marcos, metas e impactos)
- Comunicação

Plano de Negócios 2012-2016

US\$ 236,5 bilhões

**Programa de
Otimização de
Custos**

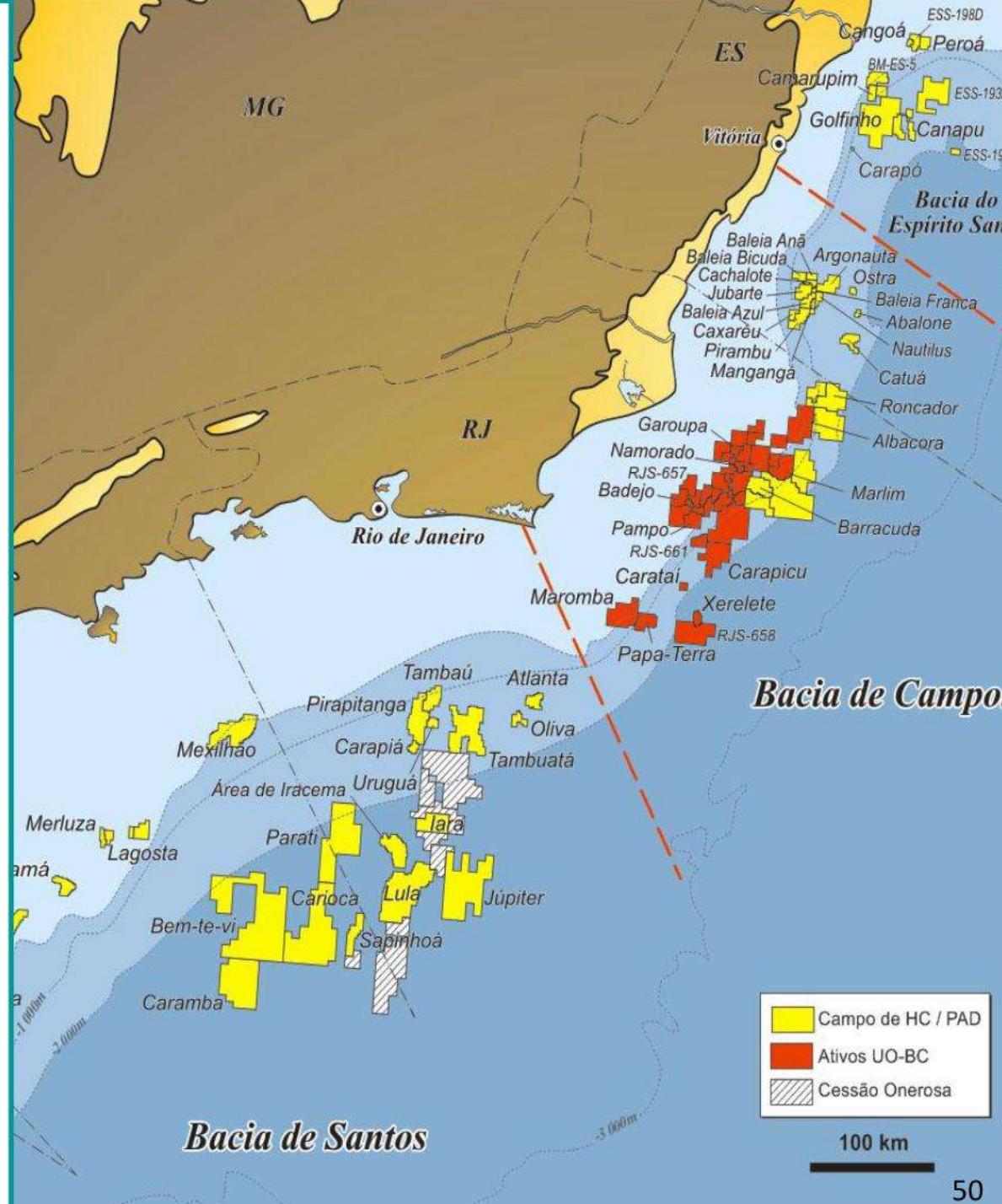
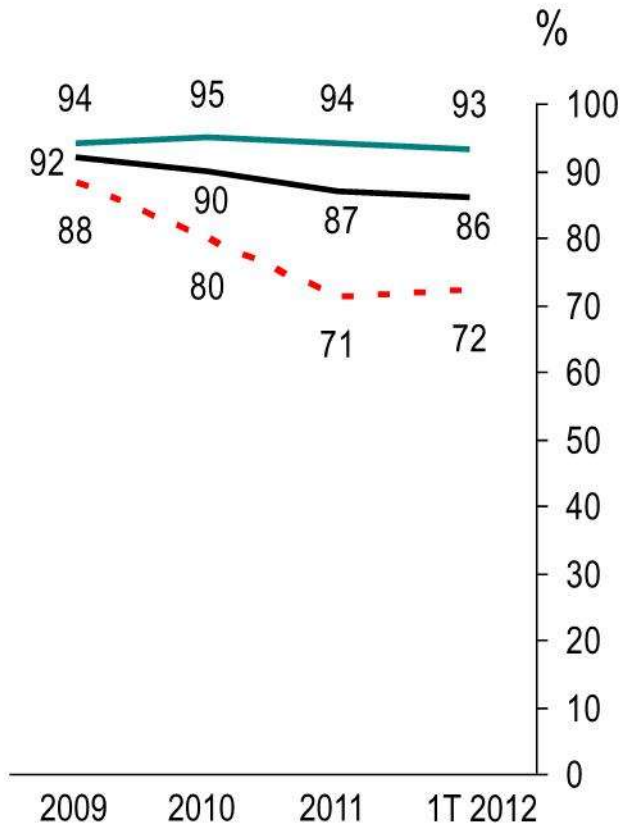
**Programa de
Aumento da
Eficiência
Operacional da
Bacia de Campos**

**Programa de
Gestão de
Conteúdo Local**

Gestão Integrada do Portfólio da Companhia • Segurança e Meio-Ambiente

E&P: Eficiência Operacional

- Eficiência Operacional - sem UO-BC
- Eficiência Operacional - E&P
- - - Eficiência Operacional - UO-BC



PROEF: Programa de Aumento da Eficiência Operacional

Objetivos do PROEF

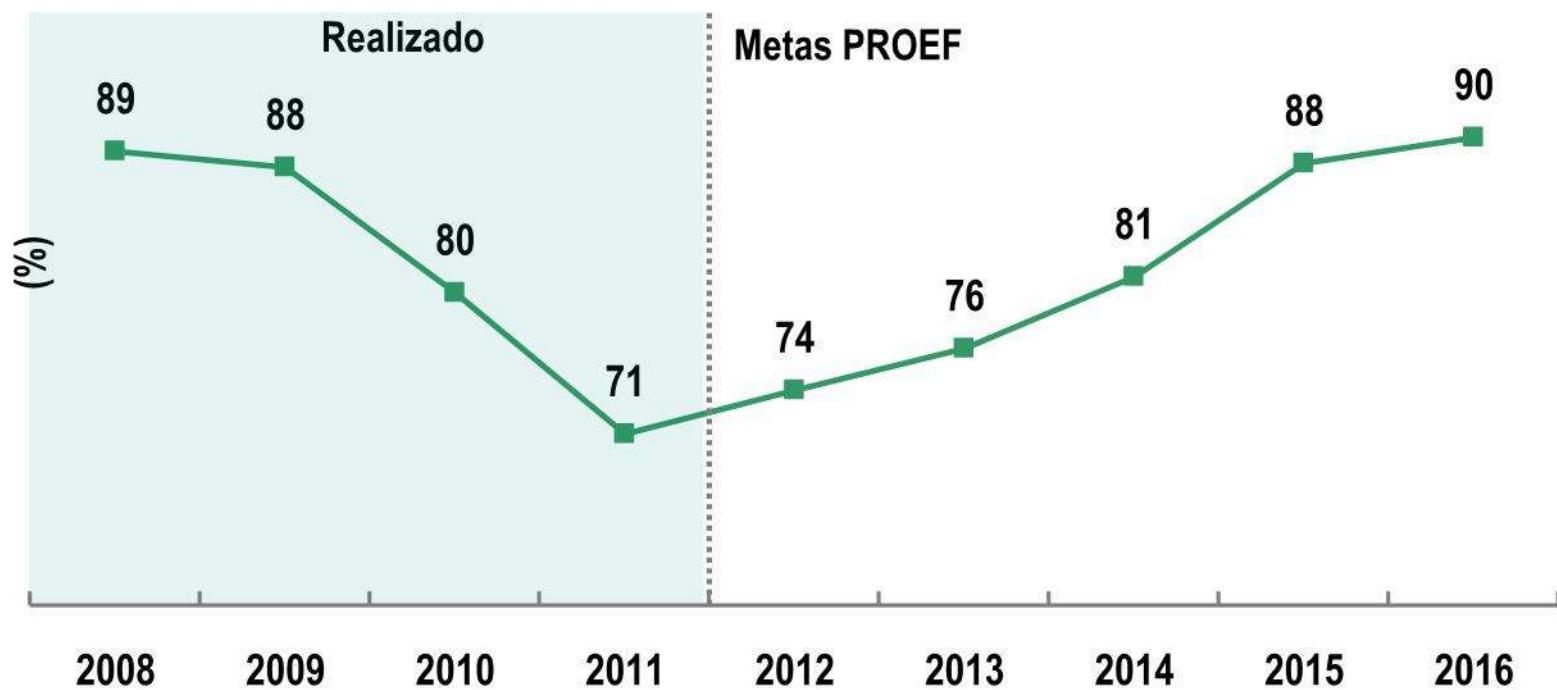
Melhoria dos níveis de eficiência operacional da UO-BC

Aumento da confiabilidade de entrega da curva de óleo prevista no PN 12-16

Melhoria de integridade dos sistemas de produção

Metas de eficiência operacional para UO-BC

Eficiência Operacional da Bacia de Campos



Estrutura
do PROEF

15 iniciativas viabilizadoras em poços, sistemas submarinos e plataformas...

... com foco tanto em aumento de eficiência no curto prazo (2012-13), via ações **específicas e de suporte**

Exemplos

Campanha intensiva de recuperação em poços com incrustação

Aumentar disponibilidade de equipamentos críticos para UEPs

... como na manutenção do desempenho no longo prazo (após 2013), via ações **estruturantes**

Exemplos

Simplificação e padronização de equipamentos

Substituição de sistemas de produção e projetos de revitalização

Recursos
e VPL
estimados**Dispêndios do PROEF:**

- Intervenções em poços, sistemas submarinos e plataformas via UMS's: US\$ 5,1 Bi (2012-16)

VPL estimado do PROEF:

- De US\$ 1,6 Bi a US\$ 3,3 Bi

Plano de Negócios 2012-2016

US\$ 236,5 bilhões

**Programa de
Otimização de
Custos**

**Programa de
Aumento da
Eficiência
Operacional da
Bacia de Campos**

**Programa de
Gestão de
Conteúdo Local**

Gestão Integrada do Portfólio da Companhia • Segurança e Meio-Ambiente

Programa de Medição e Monitoramento de Conteúdo Local

Motivação: Maior eficiência em serviços de manutenção e pós venda, acesso aos fornecedores, otimização de custos logísticos, redução do tempo de transporte e prazo de entrega

Objetivo

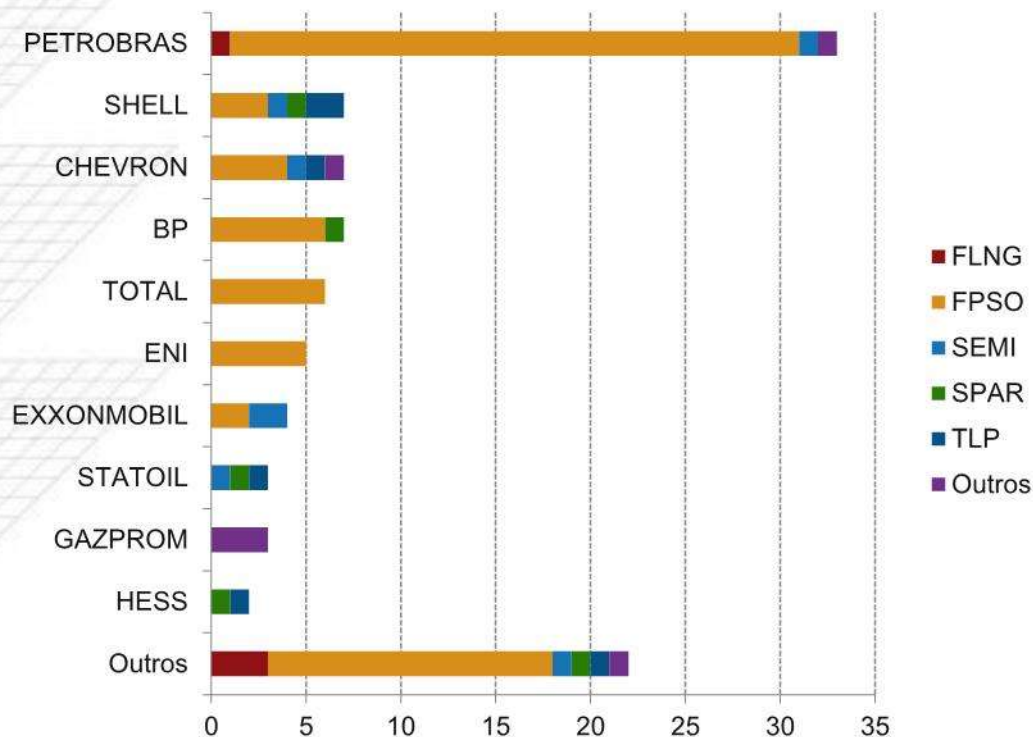
Aproveitar ao máximo a capacidade competitiva da indústria nacional de bens e serviços para o atendimento das demandas do PN 2012-2016 com prazos e custos adequados às melhores práticas de mercado

Plano de Ação



Petrobras: Posição dominante na indústria offshore global

Projetos Offshore no Mundo



- **Necessidade de aumentar a capacidade offshore mundial para atender a demanda da Petrobras**
- **Construções no Brasil: ganhos de escala e de padronização**

Nota: Considera projetos offshore que estão em fase conceitual, FEED, em licitação ou em construção

Empresas de Offshore se Instalando no Brasil

Produtos	Projetos no Brasil
Dutos Submarinos	<ul style="list-style-type: none"> • NKT Flexibles <ul style="list-style-type: none"> • Nova planta de dutos flexíveis no Brasil em 2013. • Grupo Technip <ul style="list-style-type: none"> • Instalação de nova planta. • Wellstream <ul style="list-style-type: none"> • Em 2013, planta atual terá expansão de 60% na capacidade. • Prysmian <ul style="list-style-type: none"> • Expansão da planta para produção de dutos flexíveis. • Butting <ul style="list-style-type: none"> • Construção de nova planta para a produção de dutos.
Umbilicais	<ul style="list-style-type: none"> • Duco e Nexans <ul style="list-style-type: none"> • Construção de novas plantas no Brasil em discussão. • Oceaneering (MSD) <ul style="list-style-type: none"> • Capacidade de produção atual irá dobrar em início de 2013. • MFX <ul style="list-style-type: none"> • 80% de expansão da capacidade de produção em 2013.
Equipamentos Submarinos	<ul style="list-style-type: none"> • Aker <ul style="list-style-type: none"> • Crescimento da capacidade de produção. • FMC <ul style="list-style-type: none"> • Crescimento da capacidade de produção e construção de novo centro tecnológico. • GE <ul style="list-style-type: none"> • Expansão da planta de Jandira e construção de nova unidade. • Cameron <ul style="list-style-type: none"> • Expansão Industrial.

Empresas de Offshore se Instalando no Brasil

Produtos	Projetos no Brasil
Turbo-máquinas	<ul style="list-style-type: none">• Rolls-Royce<ul style="list-style-type: none">• Construção de nova unidade em Santa Cruz (Turbo-geradores).• Dresser-Rand<ul style="list-style-type: none">• Construção de nova unidade em Santa Bárbara do Oeste (Turbo-compressores).
Guindastes offshore	<ul style="list-style-type: none">• MEP Pellegrini<ul style="list-style-type: none">• Atuando em parceria e em discussão para estabelecer planta no Brasil.
Dutos para perfuração	<ul style="list-style-type: none">• V&M do Brasil<ul style="list-style-type: none">• Adaptando instalações atuais para produzir dutos.
Tubing CRA	<ul style="list-style-type: none">• V&M do Brasil<ul style="list-style-type: none">• Com capacidade de produzir ligas resistentes à elevada corrosão
Dutos de elevado diâmetro	<ul style="list-style-type: none">• USIMINAS<ul style="list-style-type: none">• Qualificando nas instalações atuais.
Estruturas de aço offshore	<ul style="list-style-type: none">• Metasa<ul style="list-style-type: none">• Expansão Industrial.
Automação	<ul style="list-style-type: none">• Emerson<ul style="list-style-type: none">• Expansão Industrial para a montagem de equipamentos no Brasil.

Parcerias da Petrobras com mais de 120 universidades e centros de pesquisa levam o Brasil a ter um complexo de pesquisa aplicada de relevância mundial

50 Redes Temáticas



Expansão do CENPES (mar/2012)

➡ No parque tecnológico da UFRJ já estão em construção/operação 9 centros de P&D de importantes fornecedores de equipamentos e serviços:

- Schlumberger ✓
- Baker Hughes ✓
- Halliburton
- General Electric
- Vallourec & Mannesman
- FMC Technologies ✓
- Usiminas
- TenarisConfab

➡ Outras Companhias com planos de desenvolvimento de centros tecnológicos no Brasil:

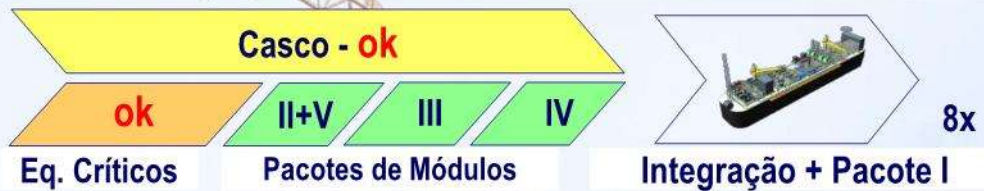
- Cameron
- IBM
- Technip
- Weatherford
- Wellstream

FPSO Replicante (150 mbpd) - 1º óleo em Lula Alto em jan/2016

Oito FPSOs a serem utilizados como UEPs em projetos do Pré-Sal nos blocos BMS-9 e BMS-11:

Fabricação dos cascos e aquisição dos equipamentos críticos – OK

Construção dos módulos e integração das UEPs – assinatura dos contratos em julho/2012



CONTEÚDO LOCAL
Compromisso ANP: 30%
Previsão de realização: 73%

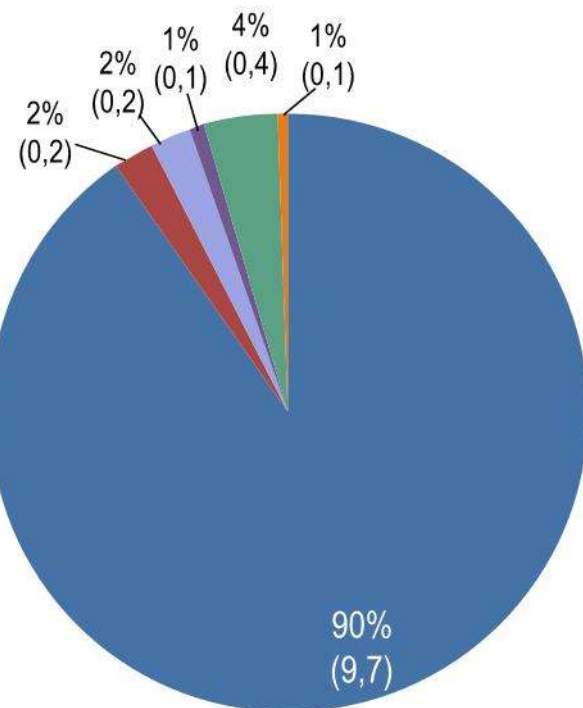
Equipamentos Críticos:

- Guindastes - MEP
- Turbo Geradores – ROLLS ROYCE
- Compressores – DRESSER
- Permutadores de Circuito Impresso - MEGGIT
- Remoção de CO2 por membrana – UOP
- Sist. de Queimador Apagado - HAMWORTH



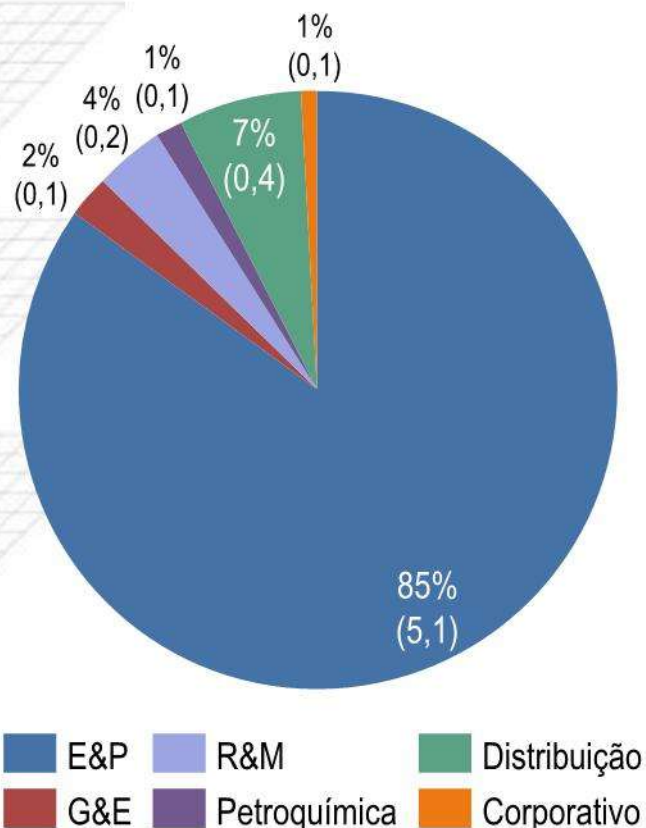
Internacional

Em Implantação + Em Avaliação
US\$ 10,7 bilhões



Projetos em Implantação

US\$ 6,0 bilhões



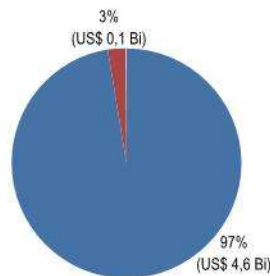
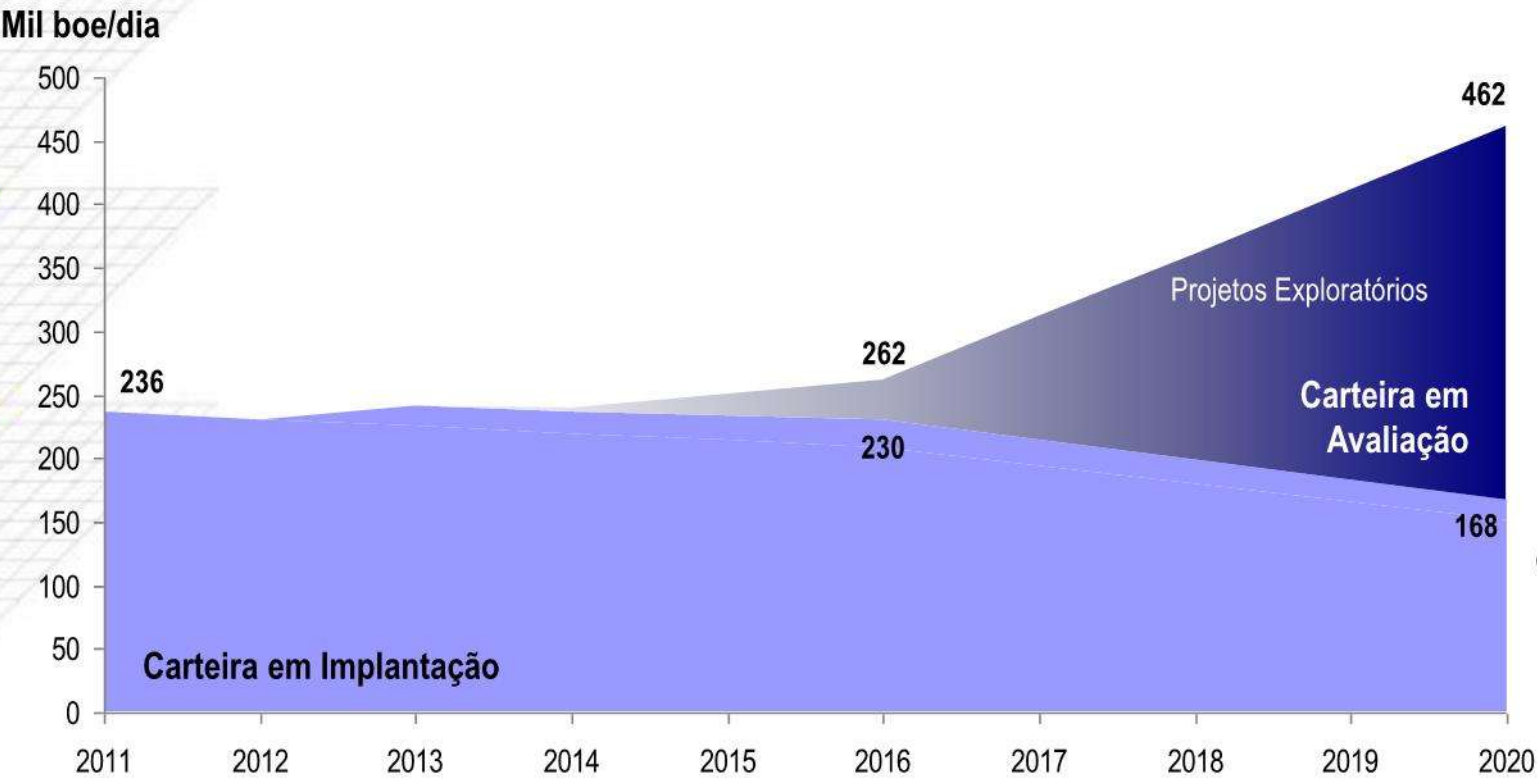
DESTAQUES 2012-2016

- ➔ Projetos Auto-financeáveis
- ➔ Fluxo de Caixa positivo para a Petrobras
- ➔ Investimentos em projetos com alta rentabilidade
- ➔ Complementaridade com os negócios no Brasil
- ➔ 85% dos investimentos em projetos de E&P

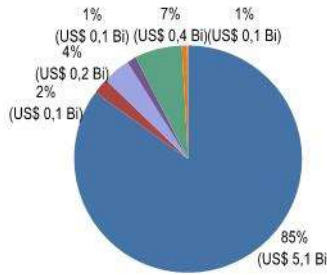
Projetos em Avaliação: US\$ 4,7 bilhões

Internacional: Perfil da Produção de Óleo e Gás Natural

Curva de Produção Internacional - Produção de Óleo e Gás Natural



US\$ 4,7 bi
Em Avaliação

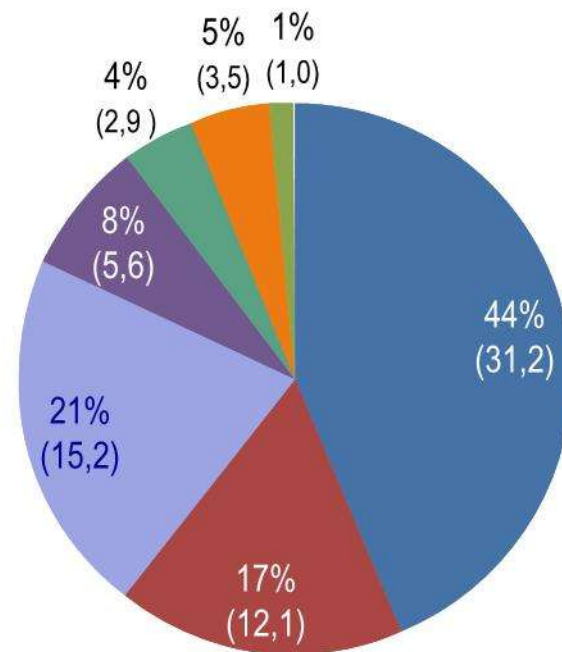


US\$ 6 bi
Em Implantação

Abastecimento

Projetos em Implantação + Avaliação

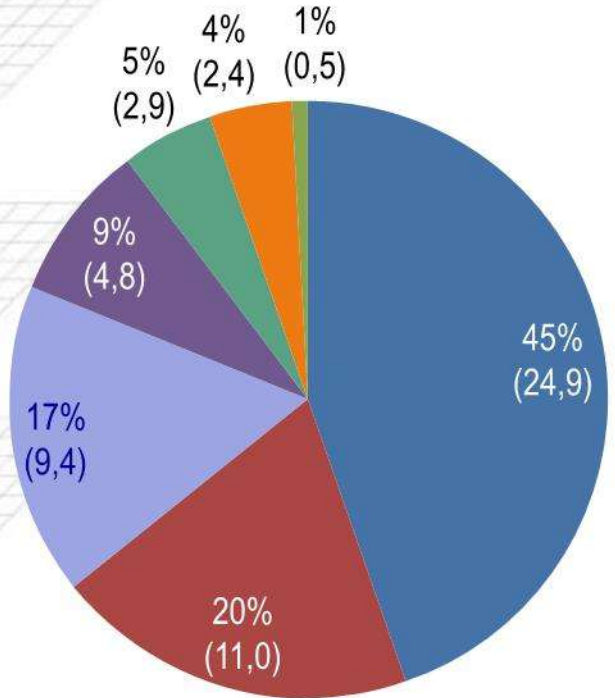
US\$ 71,6 bilhões



- Ampliação do Parque de Refino
- Melhoria Operacional
- Atendimento ao Mercado Interno
- Ampliação de Frotas
- Petroquímica
- Biocombustíveis
- Destinação do Óleo Nacional

Projetos em Implantação

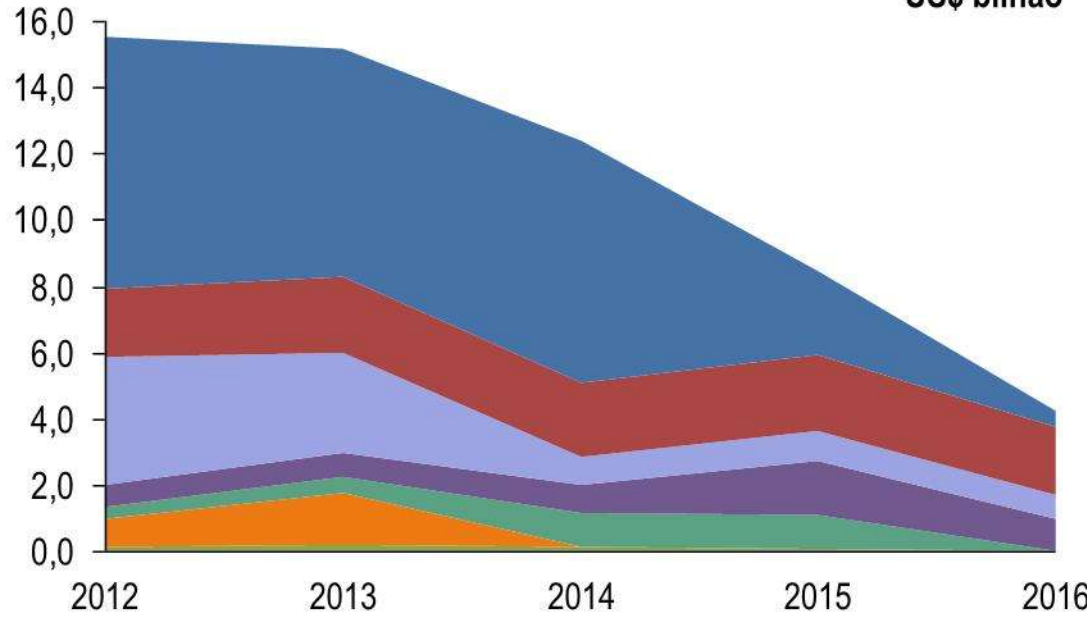
US\$ 55,8 bilhões



- Ampliação do Parque de Refino
- Melhoria Operacional
- Destinação do Óleo Nacional
- Ampliação de Frotas
- Petroquímica
- Biocombustíveis

Perfil de Investimentos 2012-2016

US\$ bilhão



DESTAQUES 2012-2016

- Alto fator de utilização dos ativos atuais, conciliando flexibilidade e melhores margens
- Conclusão do 1º ciclo de investimentos em qualidade
- Conclusão da refinarias RNEST e COMPERJ Trem 1
- Novas refinarias mantidas em avaliação (Fase I)

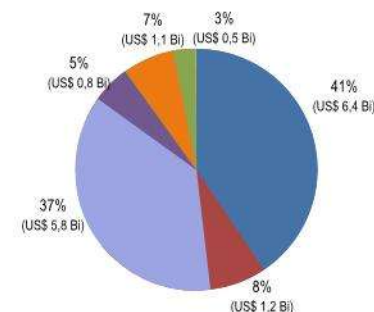
Projetos em Avaliação: US\$ 15,8 bilhões

Abastecimento – Capacidade de Processamento

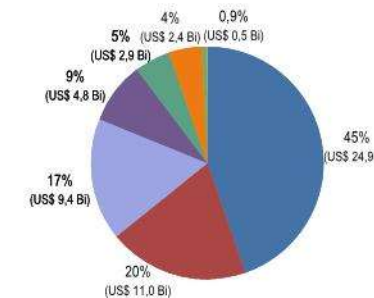
Nenhuma nova refinaria será implantada até que tenhamos confiança de atingir menor CAPEX e retorno adequado (alinhamento às métricas internacionais)

Capacidade de Processamento no Brasil

Mil bbl/dia



**US\$ 15,8 bi
Em Avaliação**



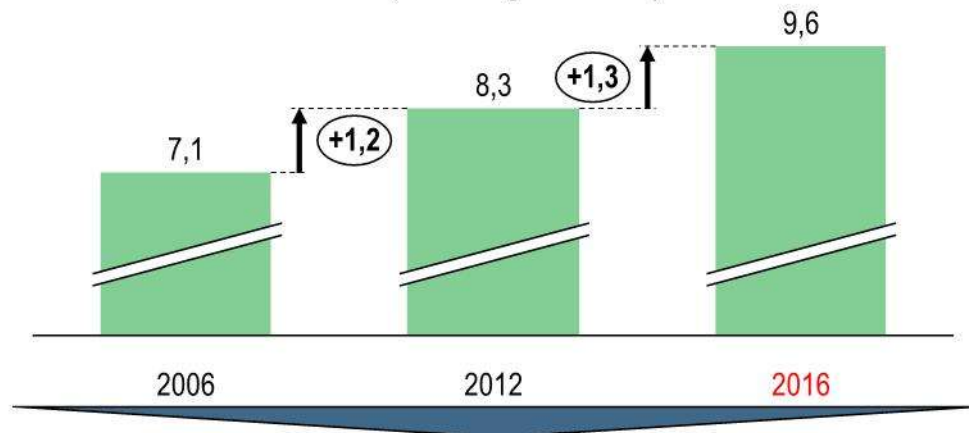
**US\$ 55,8 bi
Em Implantação**

Melhoria no Perfil de Produção de Derivados

Os investimentos no refino vêm dotando o parque de maior complexidade, resultando em mix de derivados de maior valor agregado.

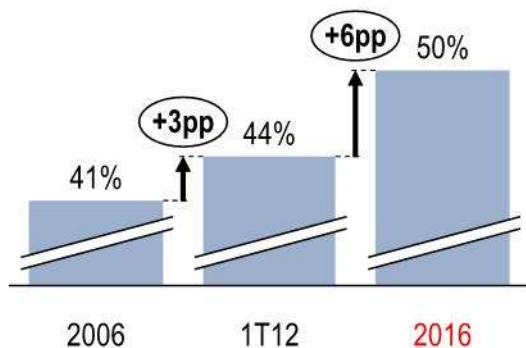
Complexidade de Refino – Média Petrobras

(Metodologia Solomon)

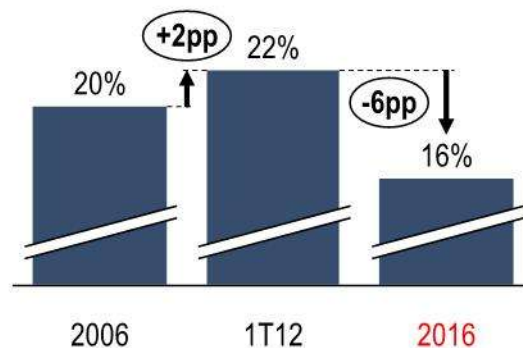


Rendimento Destilados Médios

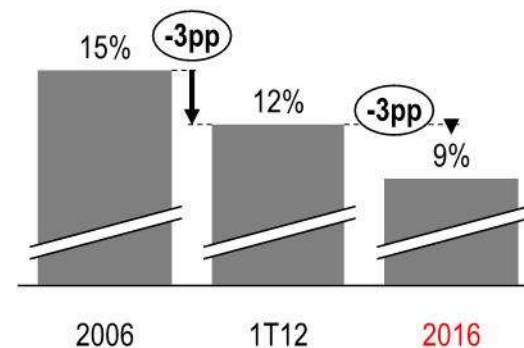
(Diesel e QAV)



Rendimento Gasolina



Rendimento Óleo Combustível



Refinaria do Nordeste (RNEST): 1º Trem em Novembro/14

Refinaria do Nordeste (RNEST): A Implantação de uma nova refinaria no Complexo Industrial Portuário de Suape, em Pernambuco, para processamento de 230 mbpd de petróleo. A RNEST será a unidade operacional na Petrobras com a maior taxa de conversão de óleo cru em Diesel (70%).

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 94,5%

Realizado: 57,5%

CONTEÚDO LOCAL

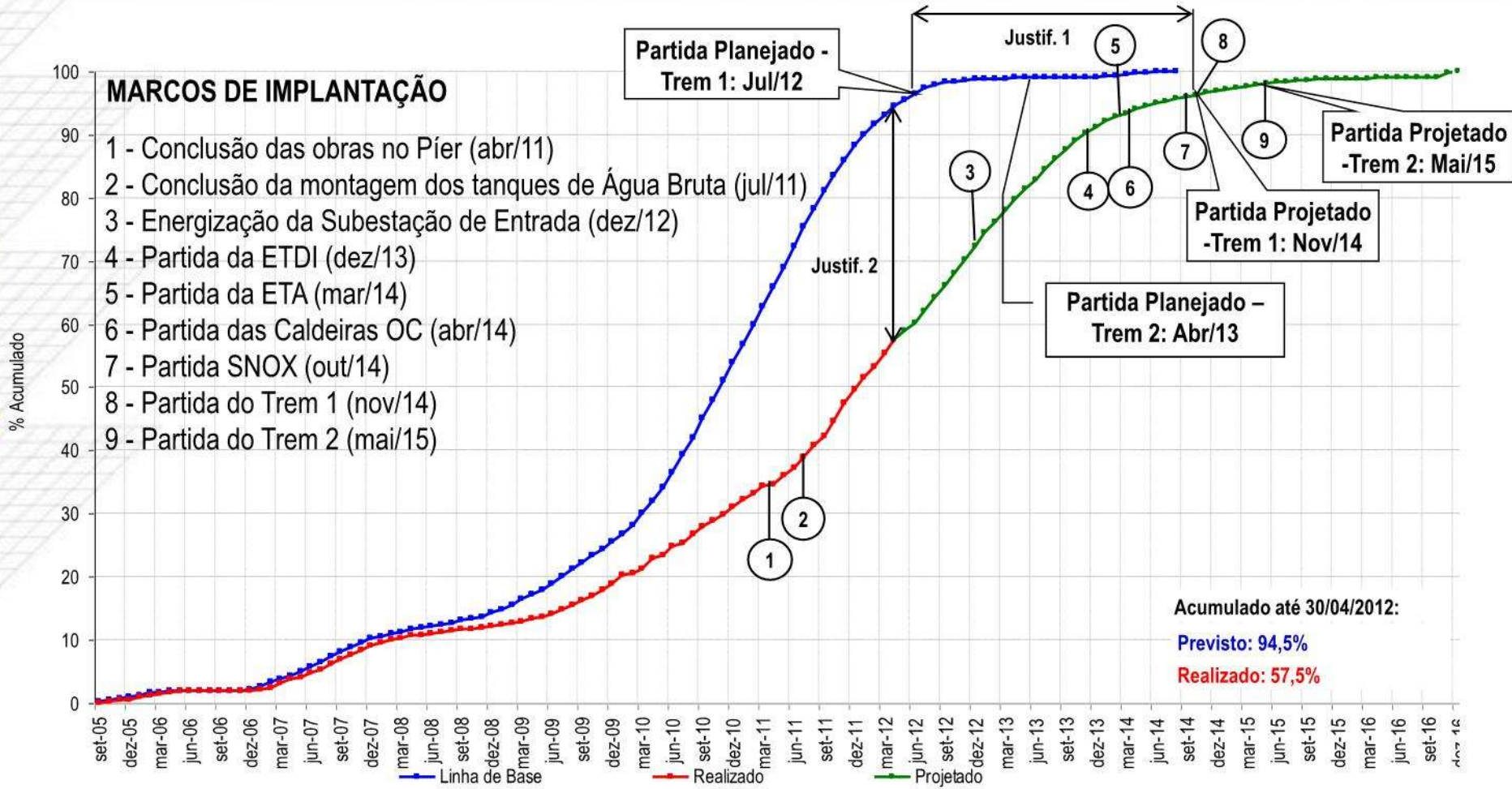
Meta: 75%

Realizado: 90%



Curva S de Acompanhamento Físico: Refinaria do Nordeste (RNEST)

Implantar a Refinaria do Nordeste, apta a processar 230 mil bpd de petróleo pesado (16° API). A RNEST será a unidade operacional na Petrobras com maior taxa de conversão de óleo cru em Diesel (70%).

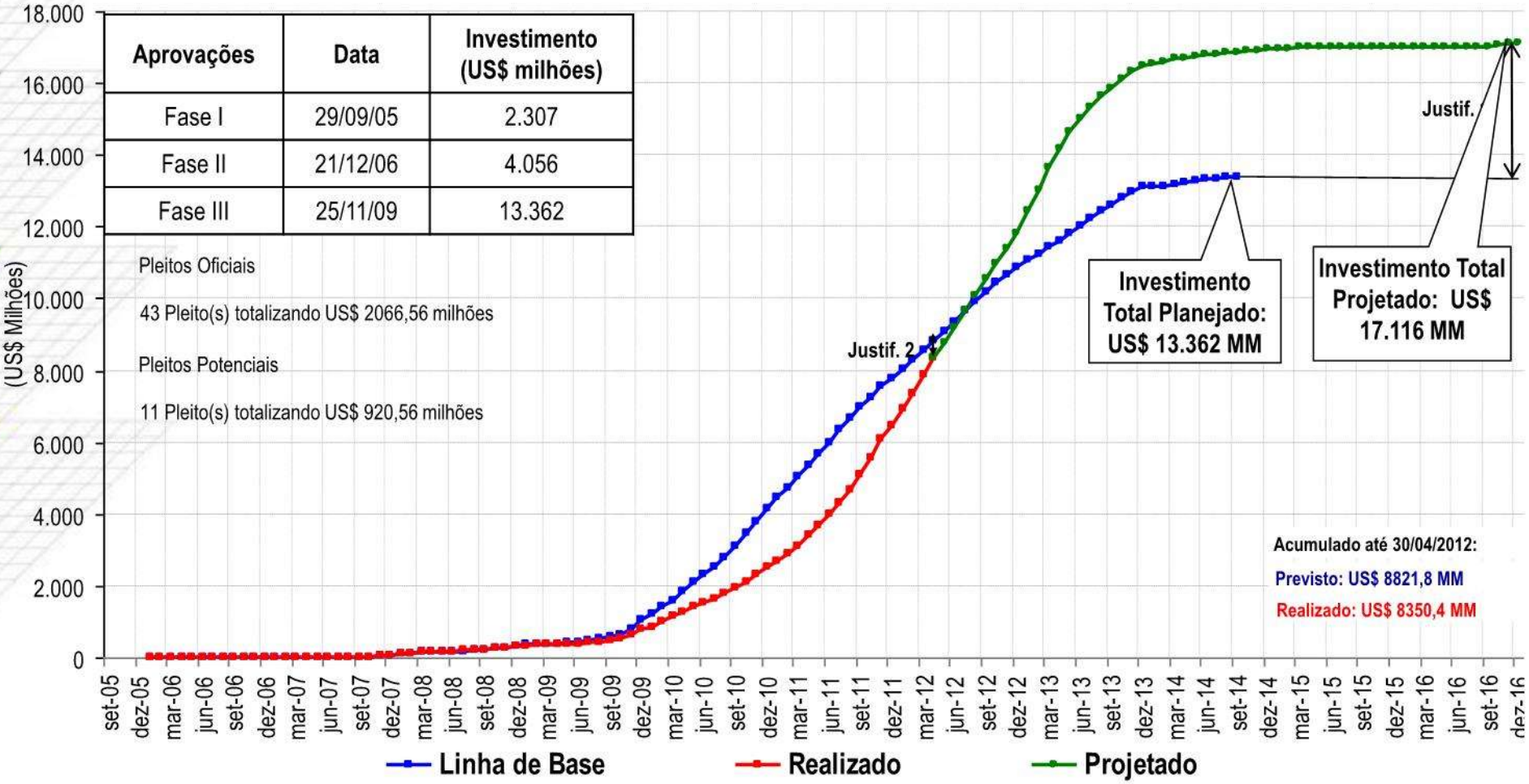


Justif 1: Atraso na assinatura de contratos de implantação em função da necessidade de rebids por preço excessivo (UDA, UCR, HDT, Tubovias, ETDI, Interlig. elétricas), chuvas/greves durante 2011, atraso na aquisição de equipamentos pela Petrobras, atraso na implantação das tubovias de interligações, SNOX, Faixa de Dutos, ETDI, hidrorefino, caldeiras OC (desembaraço alfandegário e na montagem).

Justif 2: Atraso na assinatura de contratos de implantação em função da necessidade de rebids por preço excessivo (UDA, UCR, HDT, Tubovias, ETDI, Interligações elétricas), impactos de chuvas e greves (linha de base EVTE não considera impactos), desempenho inferior ao previsto na linha de base dos contratos, atrasos na aquisição de equipamentos críticos.

Curva S de Acompanhamento Financeiro: Refinaria do Nordeste (RNEST)

Implantar a Refinaria do Nordeste, apta a processar 230 mil bpd de petróleo pesado (16° API). A RNEST será a unidade operacional na Petrobras com maior taxa de conversão de óleo cru em Diesel (70%).

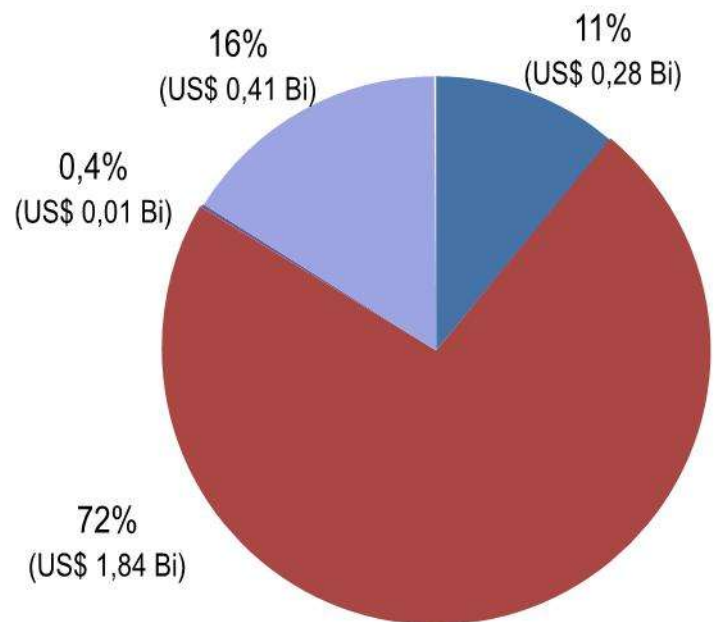


Justif 1: Variação cambial, pagamento de reajustes contratuais, escopos não orçados, aditivos assinados, outros impactos e ganhos de REPENEC e Ex-tarifário.

Justif 2: valorização cambial dos valores realizados, apropriação de juros do financiamento do BNDES – não previstos no EVTE, reajustes contratuais realizados – não previstos no EVTE, aditivos assinados e realizados – não previstos no EVTE.

Biocombustíveis

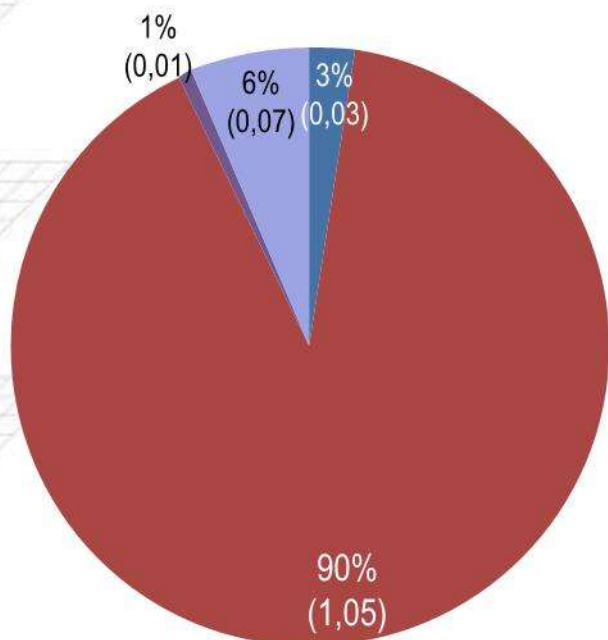
Em Implantação + Em Avaliação
US\$ 2,5 bilhões



Biodiesel Corporativo
Etanol Suprimento Agrícola

Projetos em Implantação

US\$ 1,2 bilhões



DESTAQUES 2012-2016

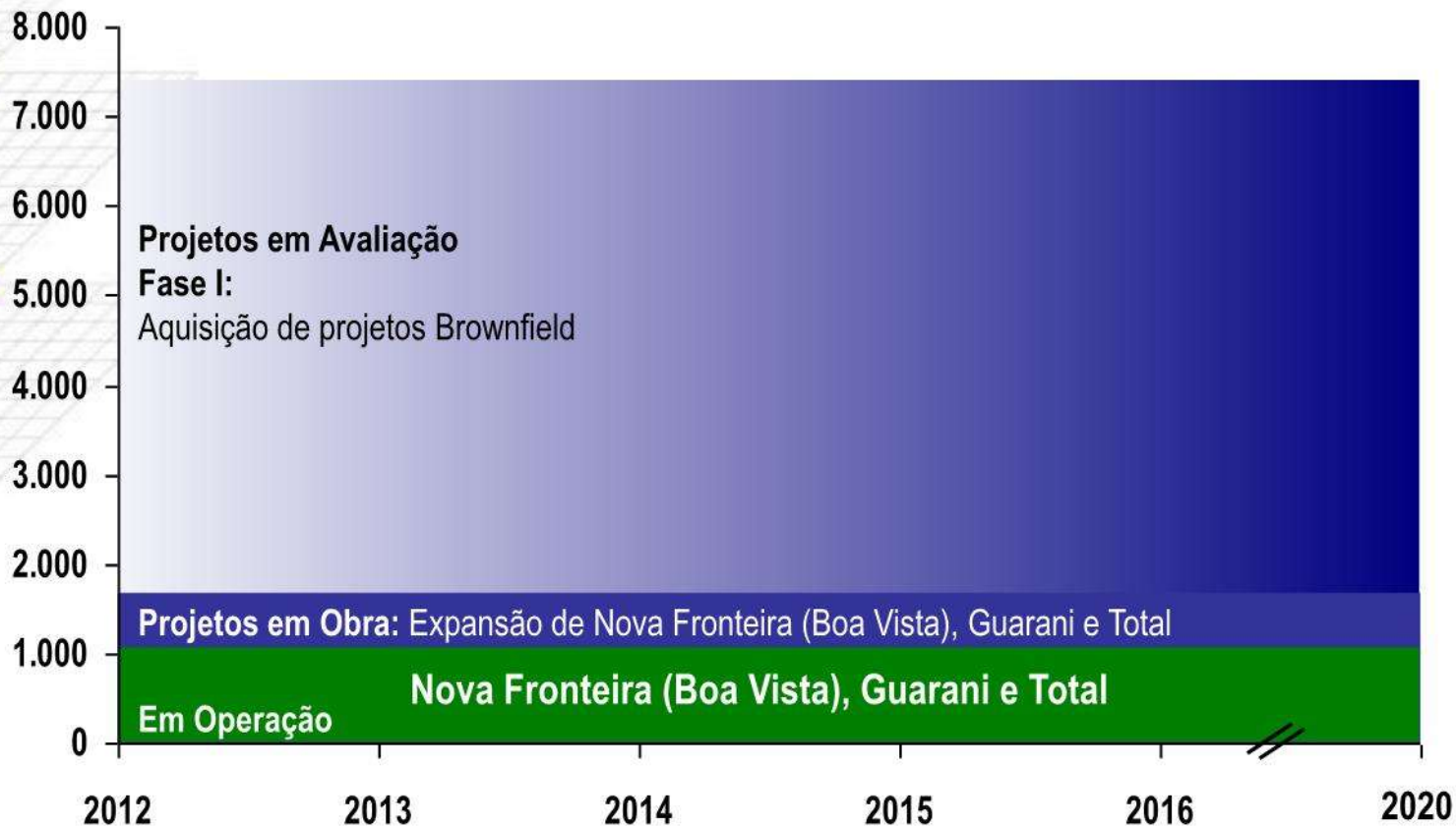
- ➔ Ampliação da produção de Etanol no Brasil
- ➔ Implantação de usina de biodiesel no Pará
- ➔ Operação de planta de Etanol 2G e de usina de BioQAV em 2015
- ➔ Construção de uma planta de *greendiesel* em Portugal

Projetos em Avaliação: US\$ 1,4 bilhões

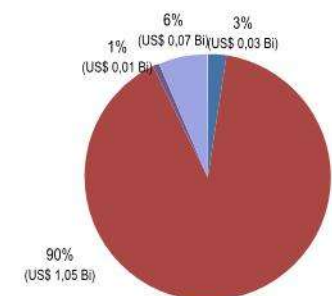
PBio: Capacidade de Produção de Etanol (mil m³ / ano)

Capacidade de Produção de Etanol no Brasil

Mil m³ / ano



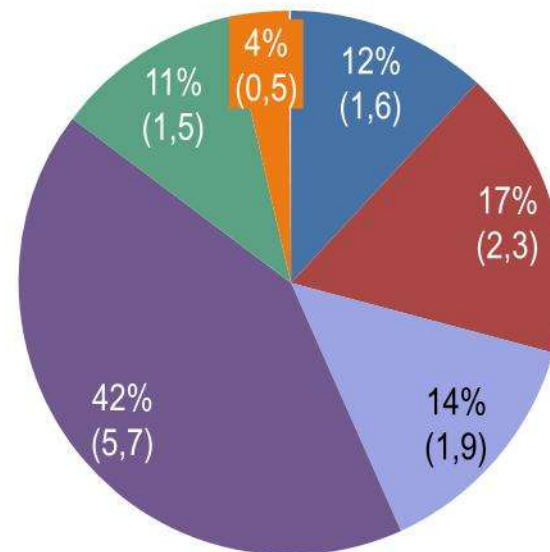
US\$ 1,4 bi
Em Avaliação



US\$ 1,2 bi
Em Implantação

Gás & Energia

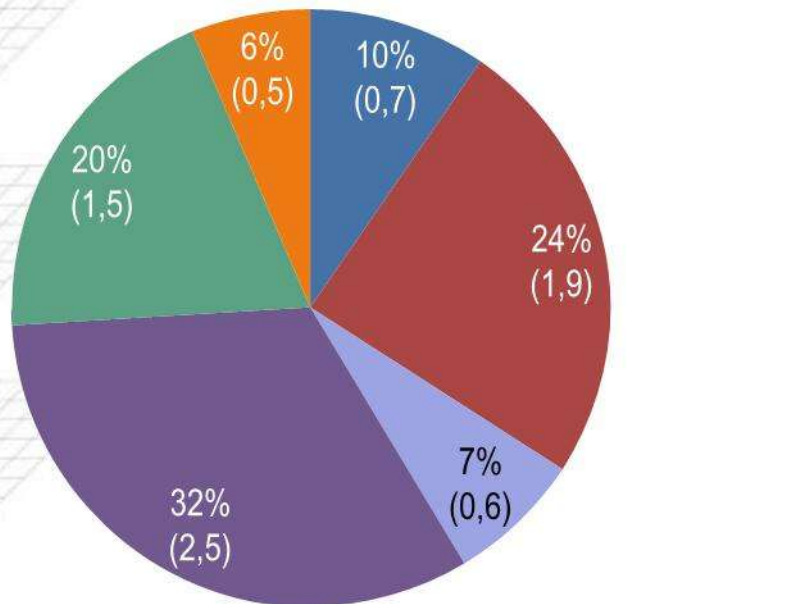
Projetos em Implantação + Em Avaliação
US\$ 13,5 bilhões



- Expansão - Geração de Energia Elétrica
- Expansão - Movimentação de Gás Natural
- Expansão - Regaseificação
- Expansão - Transformação Gás-Química
- Manutenção
- Outros

Projetos em Implantação

US\$ 7,7 bilhões



- Expansão - Geração de Energia Elétrica
- Expansão - Logística de Gás Natural
- Expansão - Regaseificação de GNL
- Expansão - Transformação Gás-Química
- Manutenção
- Outros

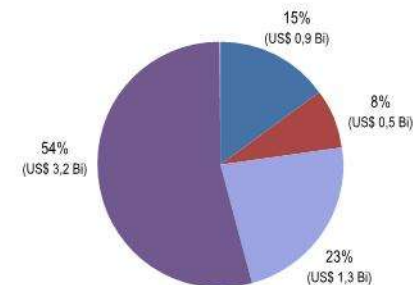
DESTAQUES 2012-2016

- ➔ Conversão do gás natural em fertilizantes e outros produtos gás-químicos (UFN III)
- ➔ Ampliação do processamento e movimentação de gás natural
- ➔ Manutenção do parque industrial: termelétricas, fábricas de fertilizantes, estações de compressão, etc.
- ➔ Geração de energia
- ➔ Novo terminal de regaseificação de GNL

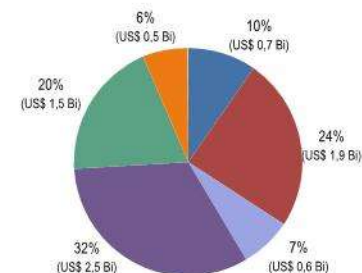
Projetos em Avaliação: US\$ 5,9 bilhões

G&E: Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica a Gás Natural

Capacidade Instalada de Geração de EE no Brasil



US\$ 5,9 bi
Em Avaliação



US\$ 7,7 bi
Em Implantação

UTE Baixada Fluminense: Entrada em operação em Novembro/14

UTE Baixada Fluminense: Construção da Usina Termelétrica Baixada Fluminense com uma capacidade instalada de 530 MW. Esta usina abastecerá o Sistema Interligado Nacional (SIN), comercializando um total 344 MW a partir de mar/14 e 430 MW (Garantia Física) a partir de nov/14. A instalação será constituída de 2 turbinas geradoras a gás, 2 recuperadores de calor e 1 turbina a vapor, em ciclo combinado.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 6,1%

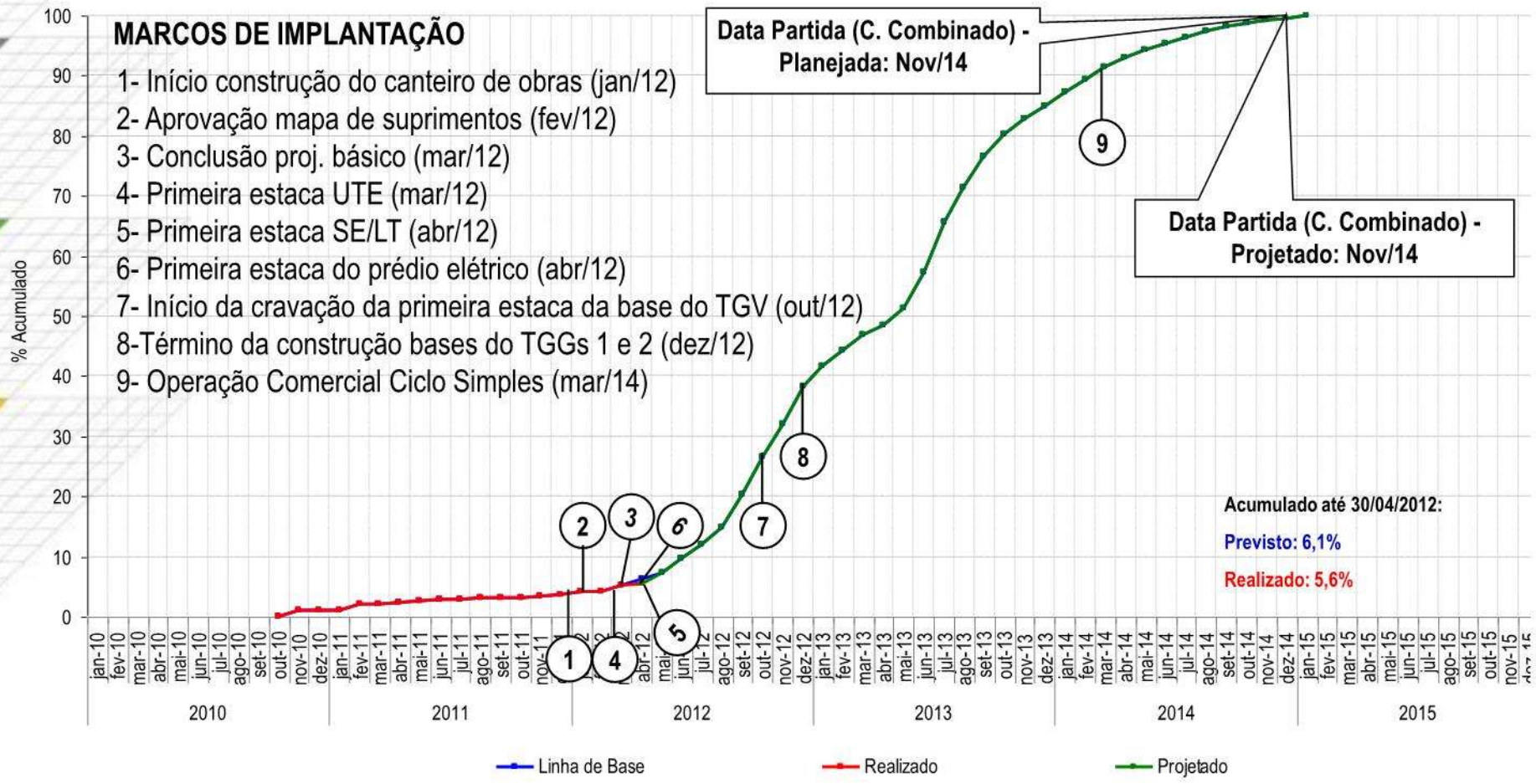
Realizado: 5,6%

CONTEÚDO LOCAL: 61%
(Bens: 31%; Serviços: 96%)



Curva S de Acompanhamento Físico: UTE Baixada Fluminense

Construção da Usina Termelétrica Baixada Fluminense com uma capacidade instalada de 530 MW, constituída de 2 turbinas geradoras a gás, 2 recuperadores de calor e 1 turbina a vapor, em ciclo combinado.



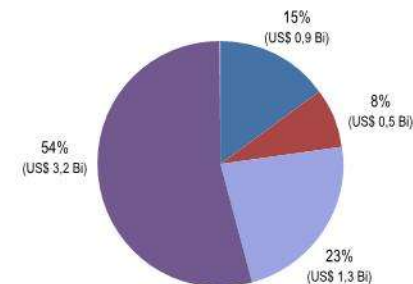
Just. 1: não há desvio de prazo.

Just. 2: não há desvio de realização física acumulada

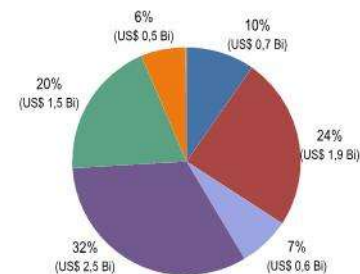
G&E: Capacidade Instalada de Produção de Fertilizantes - Uréia

Capacidade Instalada de Produção de Uréia no Brasil

Mil ton / ano



US\$ 5,9 bi
Em Avaliação



US\$ 7,7 bi
Em Implantação

Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III: Implantação de uma unidade para produção de uréia em Três Lagoas (MS) para atender à demanda crescente de fertilizantes nitrogenados no Brasil. Além da produção de 1.223 mil t/ano de uréia, será ofertado ao mercado 70 mil t/ano de amônia.

AVANÇO FÍSICO

Previsto: 29,3%

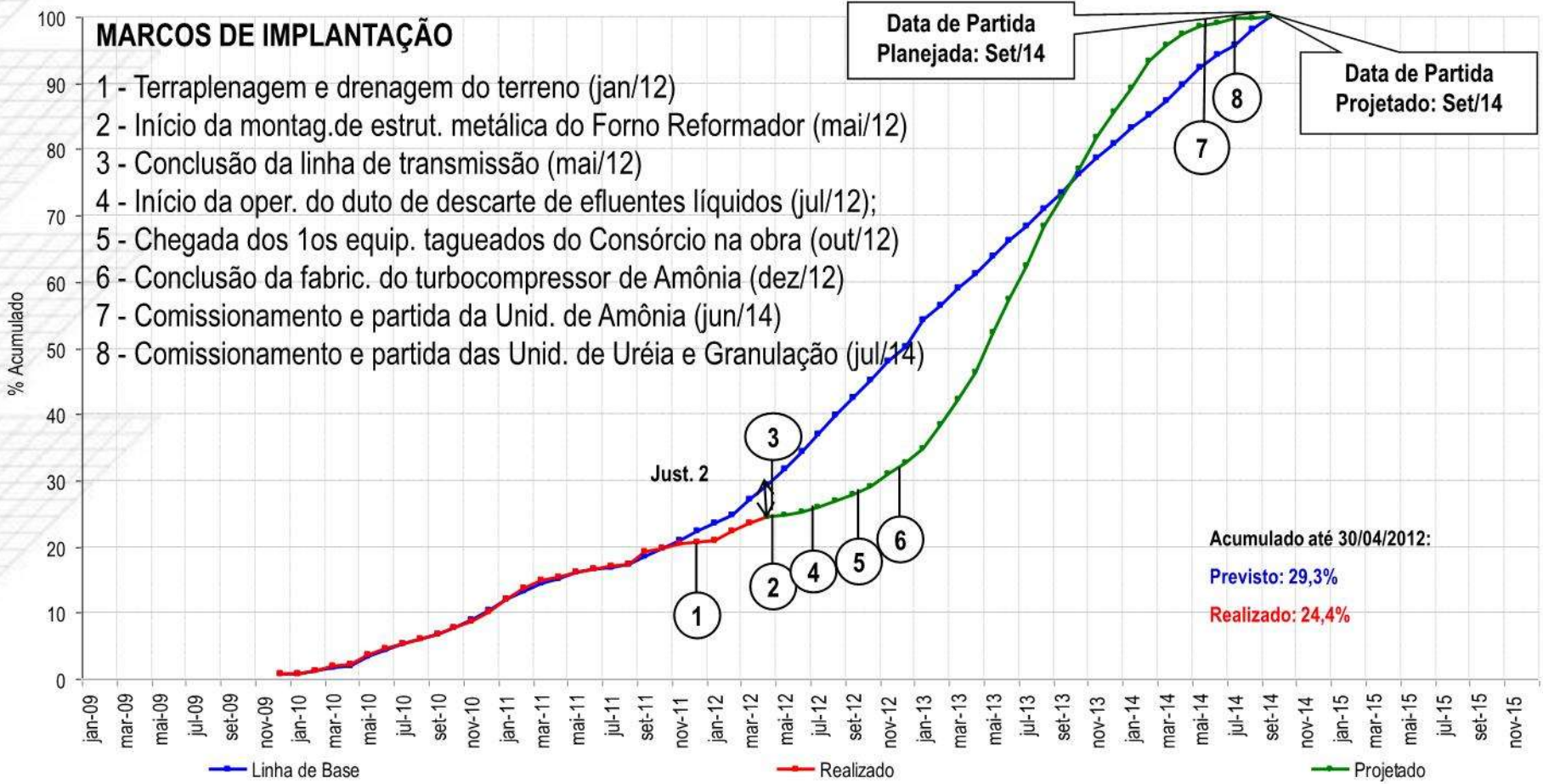
Realizado: 24,4%

CONTEÚDO LOCAL: 67%
(Bens: 47%; Serviços: 92%)



Curva S de Acompanhamento Físico: Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

Implantação de uma unidade para produção de uréia em Três Lagoas (MS) para produção de 1.223 mil t/ano de uréia, com um excedente de 70 mil t/ano de amônia que será ofertado ao mercado



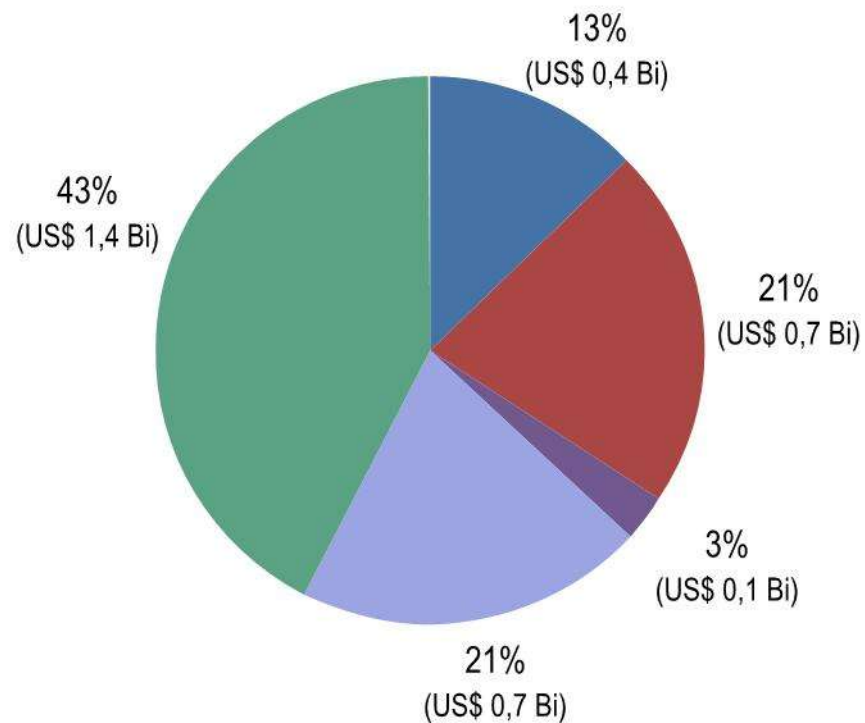
Just. 1: Não há desvio de prazo.

Just. 2: A linha de base não contempla o planejamento dos contratos assinados (em 31/08/11 após aprovação da Fase III).

Distribuição



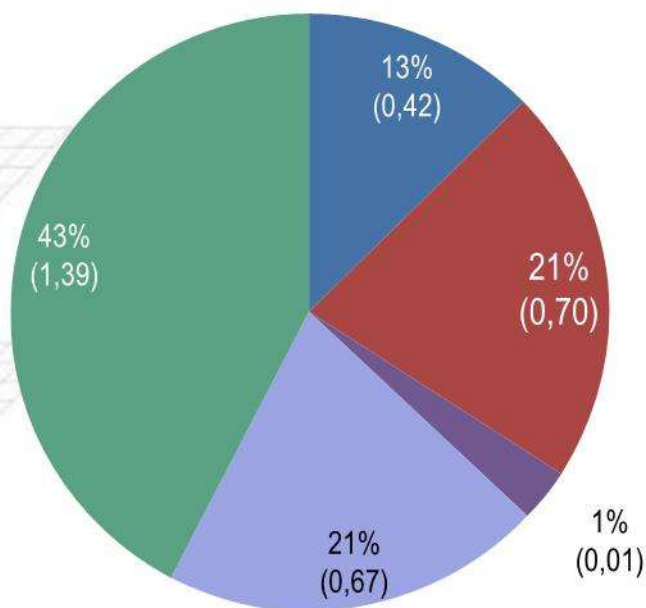
Em Implantação + Em Avaliação US\$ 3,3 bilhões



Distribuição - Investimentos PN 2012-2016

Projetos em Implantação

US\$ 3,2 bilhões



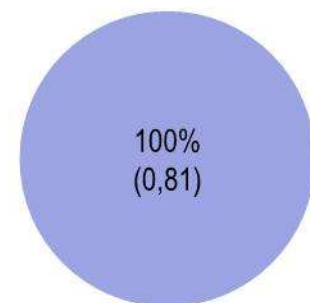
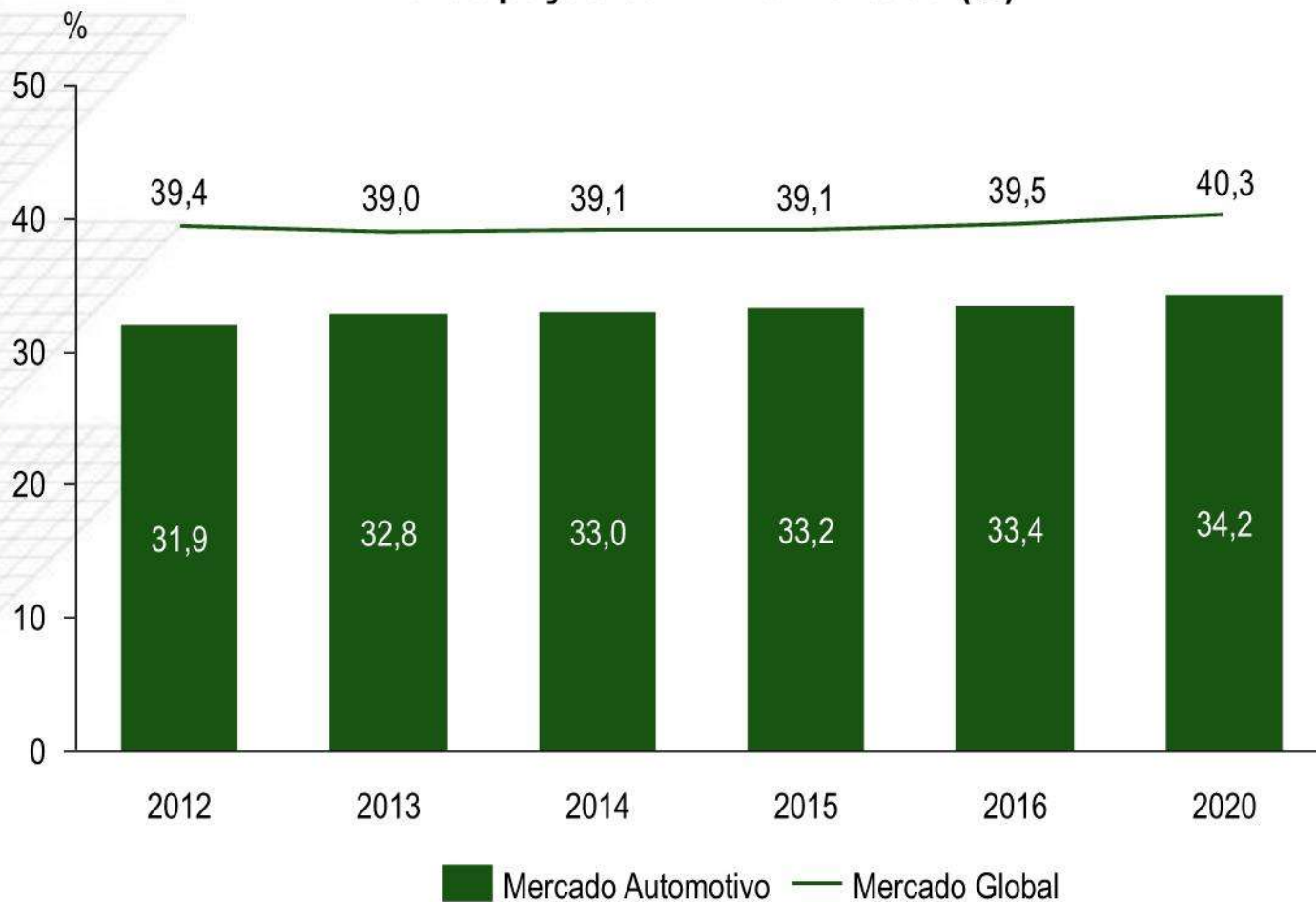
DESTAQUES 2012-2016

- ➔ Construção duas novas bases de distribuição (Norte e Centro-Oeste)
- ➔ Ampliação e modernização da Fábrica de Lubrificantes de Duque de Caxias
- ➔ 1.275 novas lojas de conveniência BR Mania
- ➔ Expansão de 142 km de gás canalizado no Espírito Santo

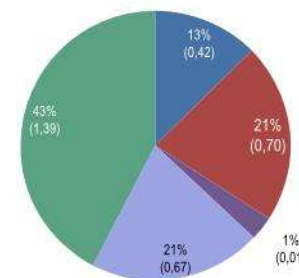
Projetos em Avaliação: US\$ 0,1 bilhões

Distribuição: Participação no Mercado (%)

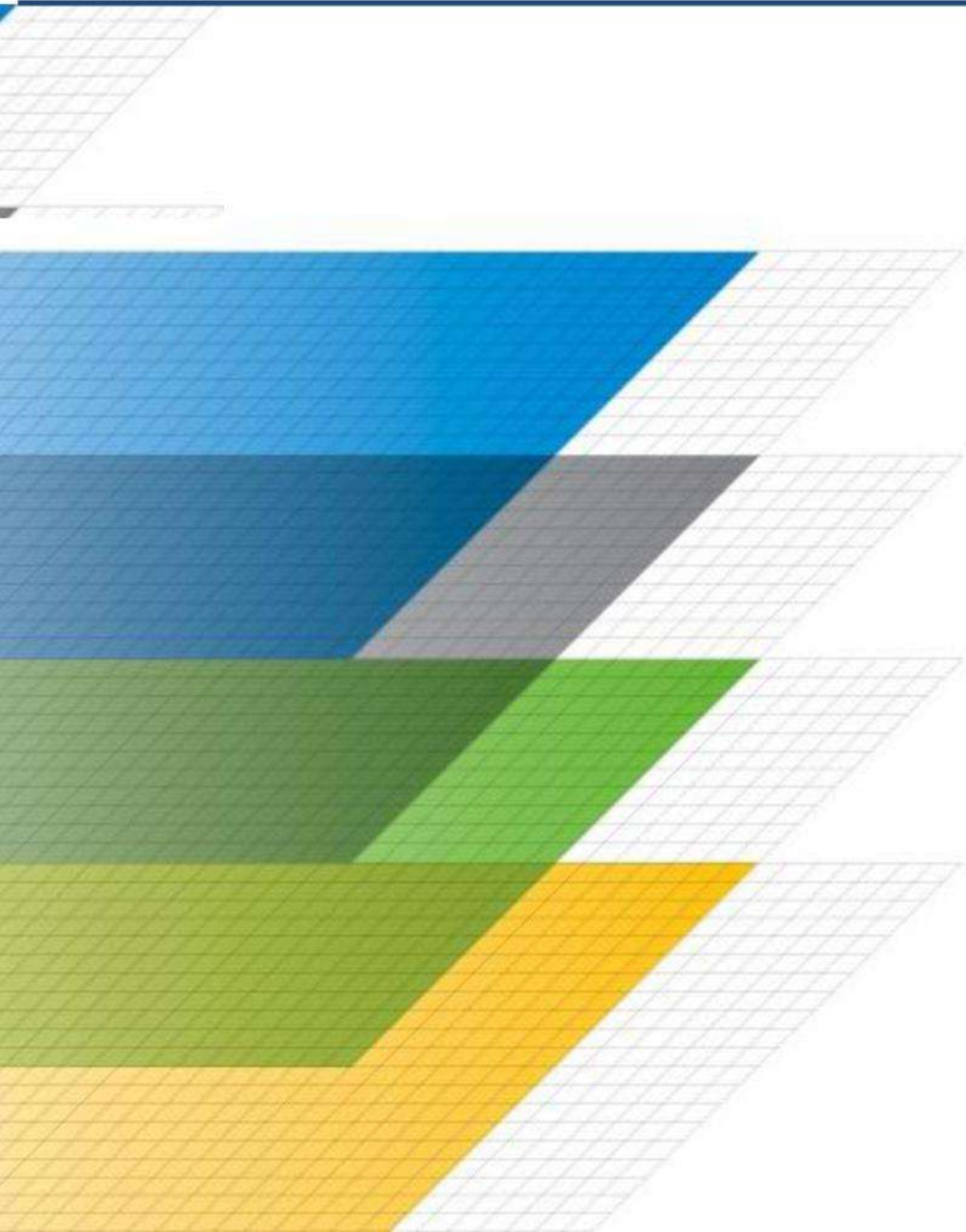
Participação da BR no Mercado (%)



US\$ 0,1 bi
Em Avaliação



US\$ 3,2 bi
Em Implantação



Financiabilidade

Não emitir novas ações

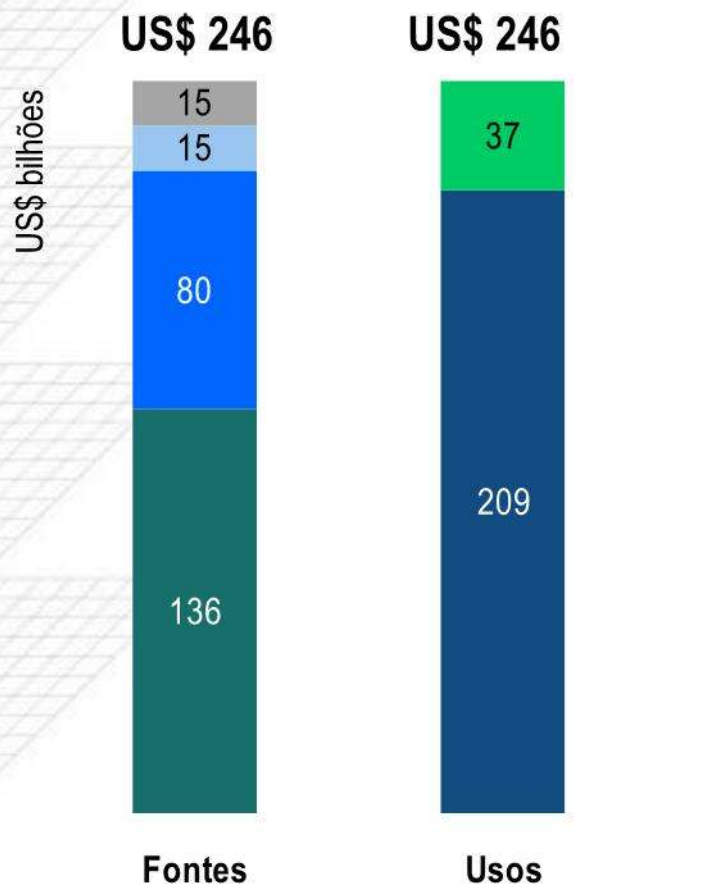
Manter classificação de grau de investimento robusto

Principais premissas para Geração de Caixa e Nível de Investimento

Preço do Brent (bbl)	US\$ 110,82 em 2012, diminuindo para US\$ 90 no longo prazo
Taxa de Câmbio média (R\$/US\$)	R\$ 1,90 em 2012, valorizando para R\$ 1,73 no longo prazo
Alavancagem	< 35%
Dívida Líquida / Ebitda	< 2,5x
Preço dos derivados no Brasil	Paridade Internacional
Projetos em Implantação	Contemplados no planejamento financeiro
Projetos em Avaliação	Serão incorporados no planejamento financeiro à medida que sejam aprovados em suas fases
Desinvestimentos	US\$ 14,8 bilhões (maior parte em 2012 e o restante em 2013)
Uso de Caixa	US\$ 15 bilhões

Captações anuais durante o período do plano:

Bruta - US\$ 16 bilhões / Líquida - US\$ 8,7 bilhões



- Desinvestimentos e Reestruturações
- Uso do Caixa
- Captações (Dívida)
- Fluxo de Caixa Operacional (Após Dividendos)
- Investimentos
- Amortizações

A partir de 2016, a Companhia passa a ter fluxo de caixa livre positivo (antes dos dividendos)

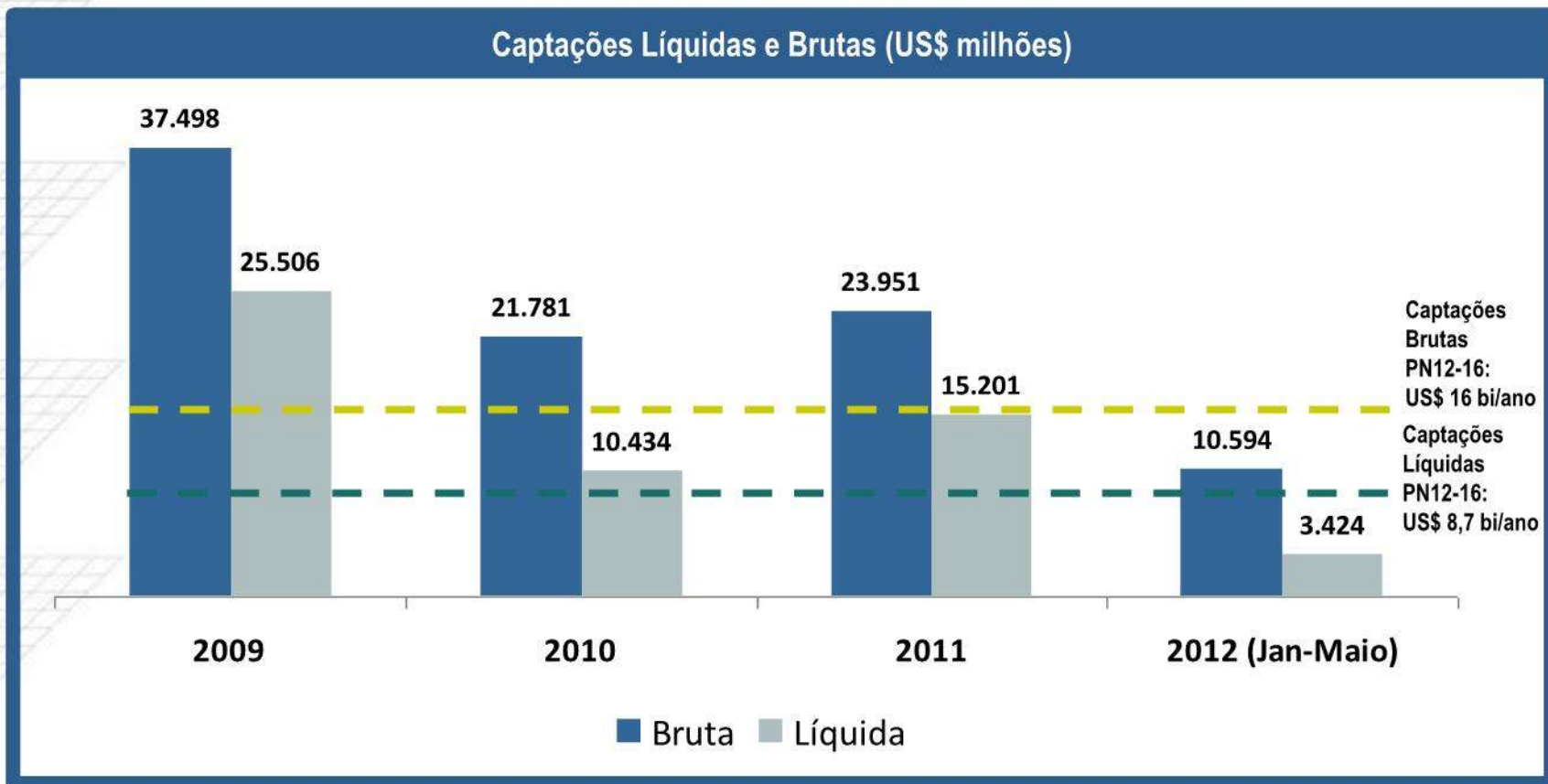
Análise de sensibilidade:

Preço do Brent

Variação de US\$ 5/bbl no preço do Brent resulta em uma variação de R\$ 4,3 bilhões na geração operacional/ano

Produção

Variação de 100 mil bpd na produção de petróleo resulta em uma variação de R\$ 3,3 bilhões na geração operacional/ano



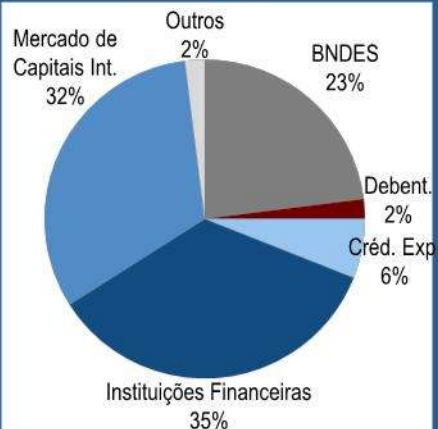
O montante requerido de dívida anual no período 2012-2016 está em linha com o das captações realizadas recentemente

Dívida Total (US\$ 82 bilhões em 31/12/2011)

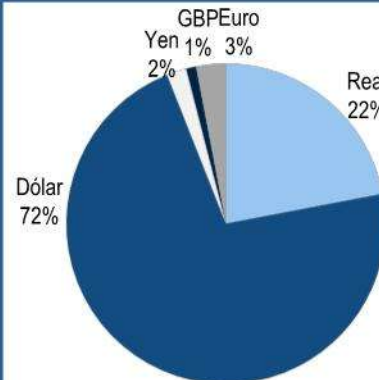
Maturidade



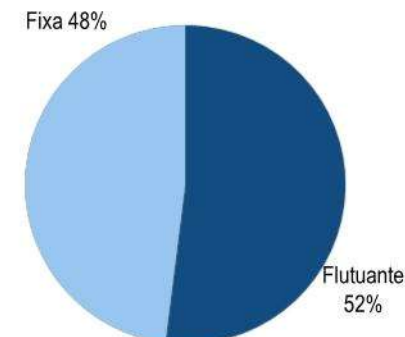
Categoria



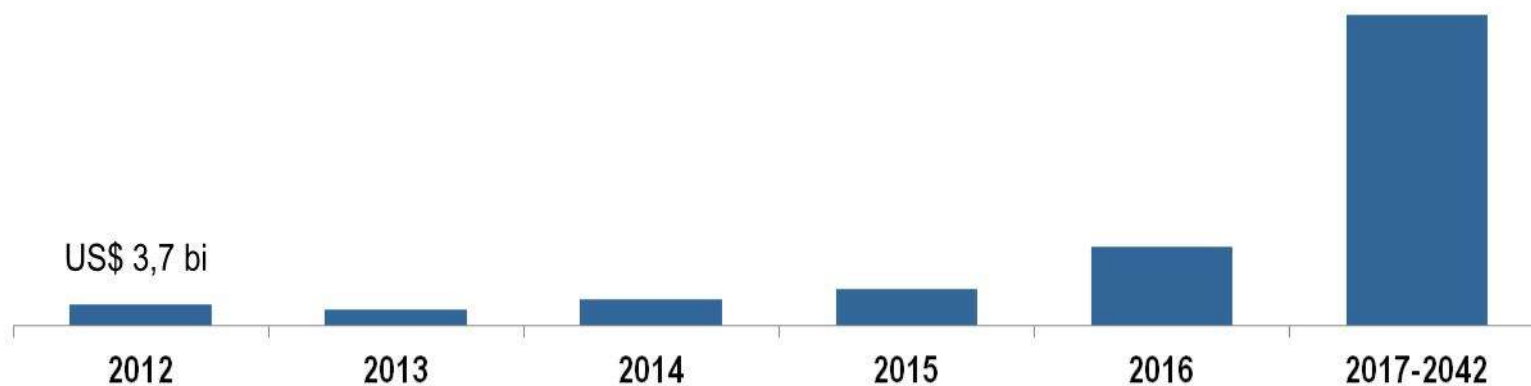
Moeda



Taxa



Cronograma de amortização de dívida de longo prazo



FIM

Plano de Negócios e Gestão 2012 - 2016

PLANO
ESTRATÉGICO
PETROBRAS
2020

25 de Junho de 2012