



José Sergio Gabrielli
Presidente

26 de Julho de 2011

PLANO
ESTRATÉGICO
PETROBRAS
2020



PLANO DE NEGÓCIOS 2011-2015

AVISO

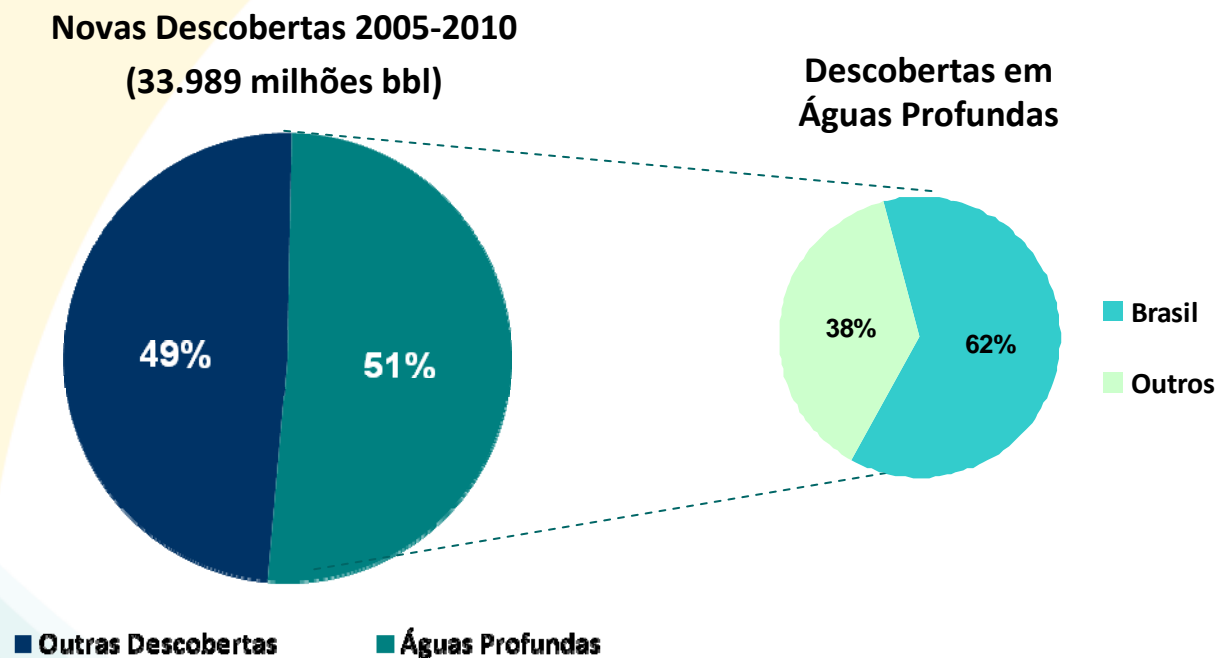
Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "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 2011 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.

BRASIL NA LIDERANÇA DAS DESCOBERTAS RECENTES

Descobertas em águas profundas no Brasil representam 1/3 das descobertas no mundo nos últimos 5 anos

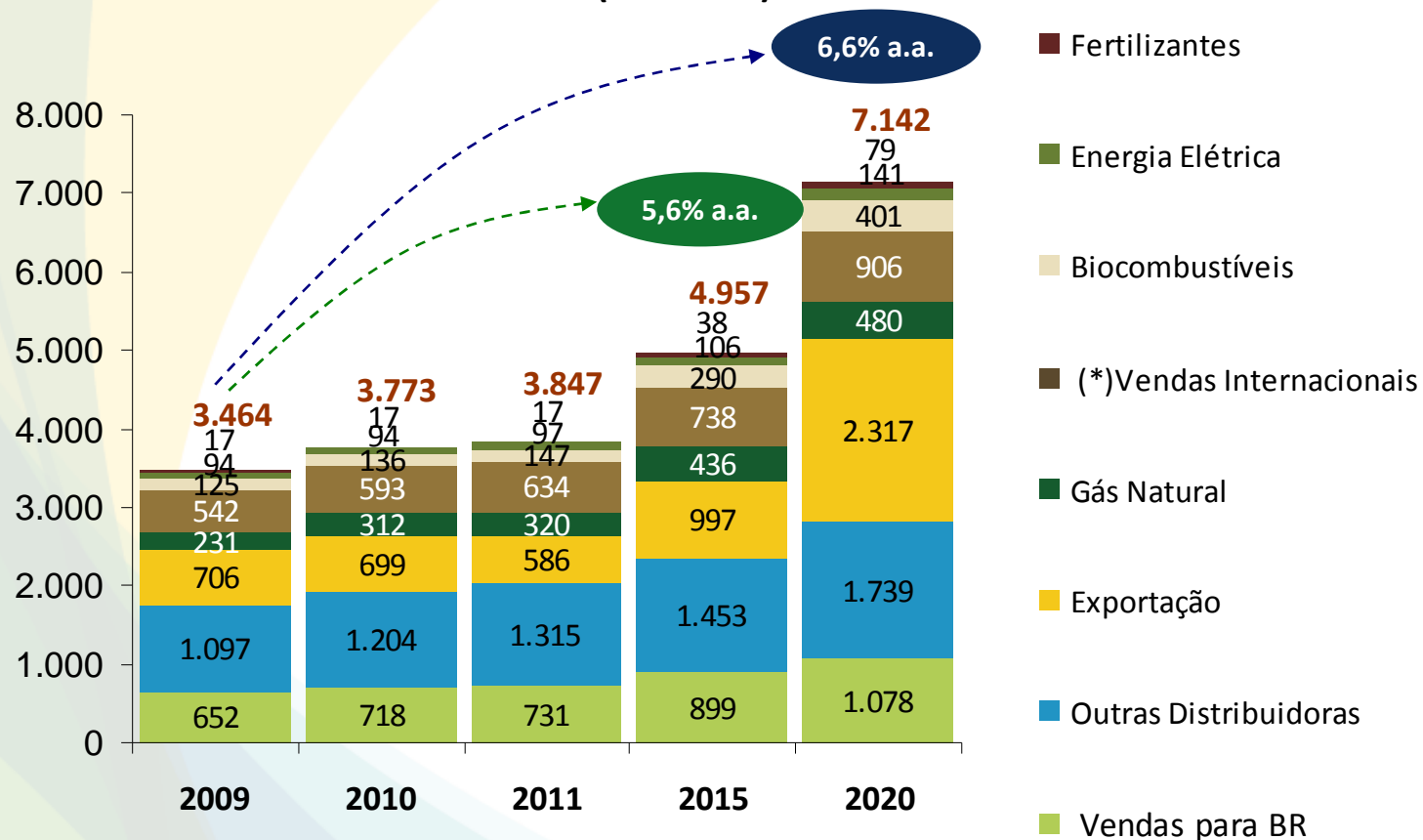


- Nos últimos 5 anos mais de 50% das novas descobertas (no mundo) foram em águas profundas;
- Desenvolvimento dessas reservas demandará capacidade adicional da cadeia de fornecedores;
- Expansão da cadeia de óleo e gás no Brasil em linha com essa perspectiva.

Expectativa de dobrar as reservas provadas até 2020, mantendo o custo da descoberta @ US\$ 2/boe

VOLUME DE VENDAS

Volume de Vendas (mil boed)



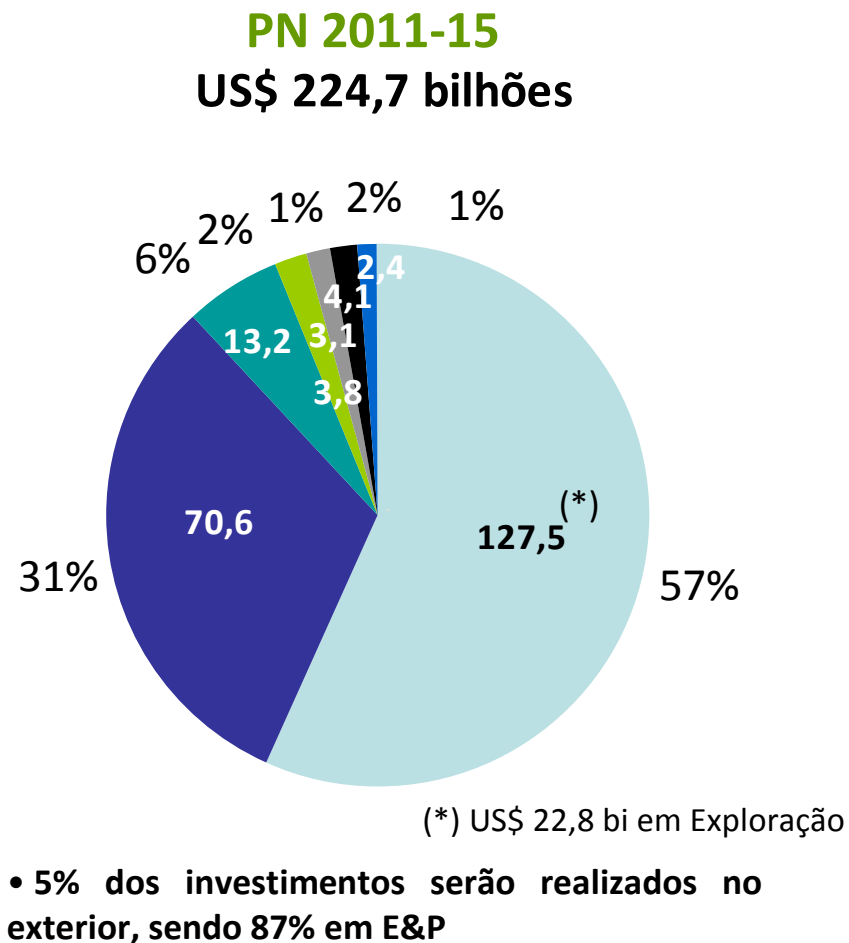
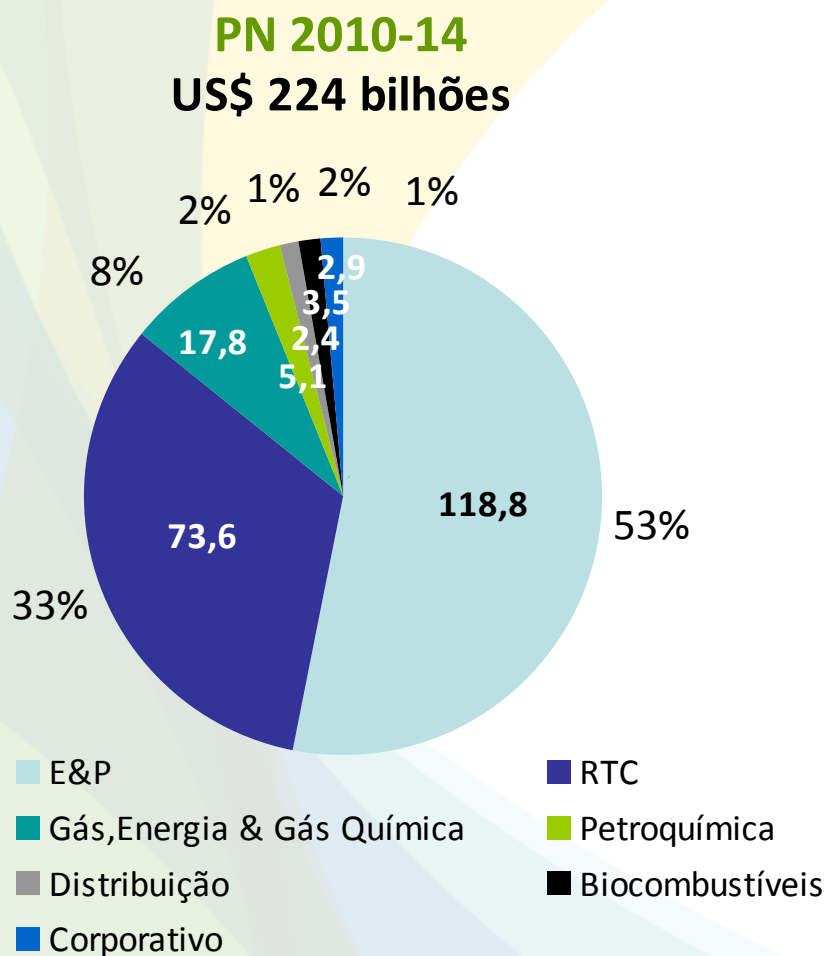
(*) São as vendas da área internacional mais as vendas offshore da PIFCO livres das eliminações



Programa de Investimentos 2011-15

INVESTIMENTOS 2011-2015

Nível de Investimento similar ao do Plano anterior, com maior foco em E&P



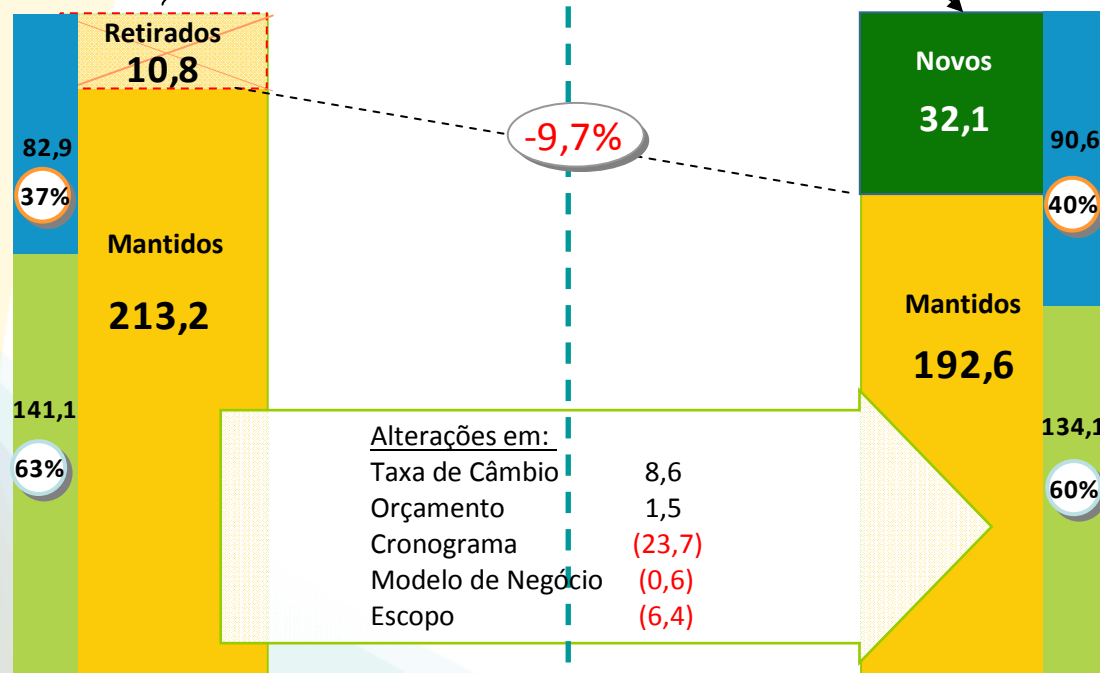
• Nota: SMES (US\$ 4,2 bi), TIC (US\$ 2,7 bi), Tecnologia (US\$ 4,6 bi), Logística (US\$ 17,4 bi) e Manutenção e Infraestrutura (US\$ 20,6 bi)

INVESTIMENTO PN 2011-15 VS. PN 2010-14

Valores em US\$ bilhões

PN 2010-14
(R\$ 419,7 bilhões)
US\$ 224 bilhões

PN 2011-15
(R\$ 388,9 bilhões)
US\$ 224,7 bilhões

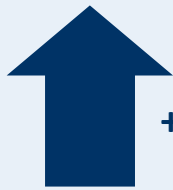


■ Total em Moeda Estrangeira
■ Total em Moeda Nacional

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NO PORTFÓLIO

Realocação de investimentos concentrados no E&P

Exploração & Produção



+ US\$ 8,7 bilhões

Novos Projetos

- Inclusão da Cessão Onerosa
- Novas Unidades para Pré-Sal (Lula)
- Infraestrutura Operacional
- Novas Descobertas e P&D

Projetos Excluídos, Revisados e/ou Postergados

- Descontinuidade de Projetos com insucesso na fase exploratória
- Revisão de Projetos de Desenvolvimento da Produção

Abastecimento (inclui Petroquímica)



- US\$ 4,3 bilhões

Novos Projetos

- Novas Unidades Comperj
- Logística do Óleo

Projetos Concluídos em 2010

- Aporte Braskem
- Investimentos em Qualidade

Projetos Excluídos, Revisados e/ou Postergados

- Postergação da Refinaria Premium I

Gás & Energia



- US\$ 4,6 bilhões

Novos Projetos

- UTE Barra do Rocha I
- UTE Bahia II

Projetos Concluídos em 2010

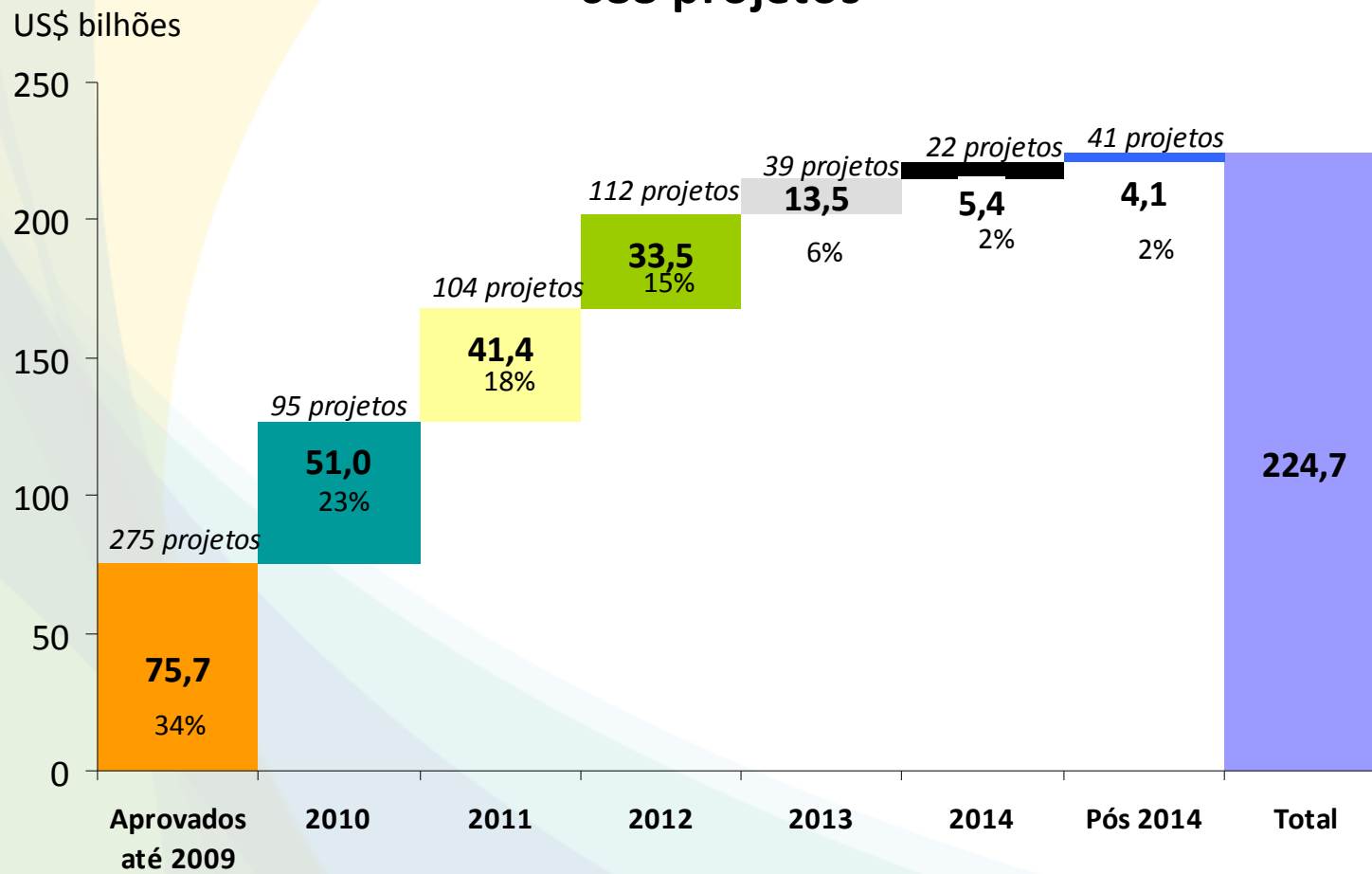
- Os gasodutos Gasene, Pilar-Ipojuca, Gasduc III e Gasbel II iniciaram sua operação em 2010

Projetos Excluídos, Revisados e/ou Postergados

- Postergação dos projetos UFN IV, UFN V, GTL Parafinas e FSO de Gás
- Exclusão do Gasoduto Catucamaçari e da Ecomp Itajuípe
- Exclusão das UTEs previstas para os leilões de energia não realizados em 2010

INVESTIMENTOS E DINÂMICA DA APROVAÇÃO DE PROJETOS

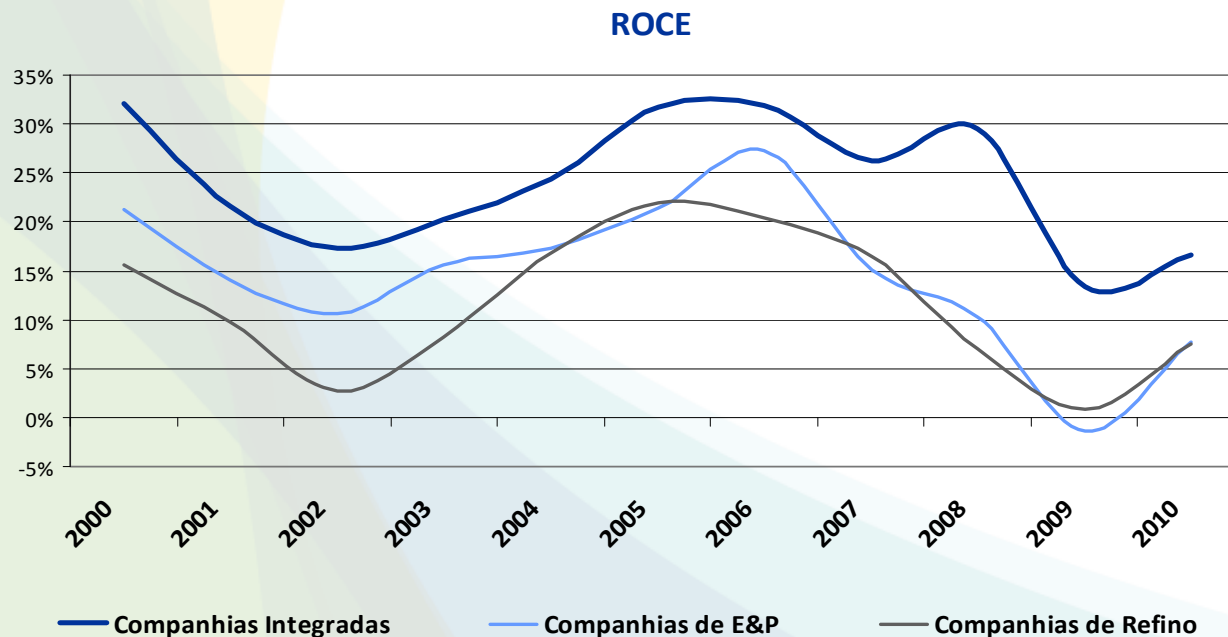
PN 2011-15
US\$ 224,7 Bilhões
688 projetos



RETORNOS CONSOLIDADOS

E&P impulsiona resultados

- Investimentos em E&P (57% do total) garantem crescimento de produção e elevada TIR;
- Demais Investimentos (43% do total) agregam valor na cadeia gerando retorno maior ou igual ao custo de capital;
 - Investimentos em qualidade do combustível é um requerimento legal
- TIR do total dos investimentos do PN 2011-2015 bastante atraente;
 - Companhia integrada e preparada para acelerar o crescimento da produção
 - Risco reduzido devido a maior integração dos negócios e a posição dominante em um grande mercado em crescimento



**Companhias integradas
apresentam melhores
retornos**

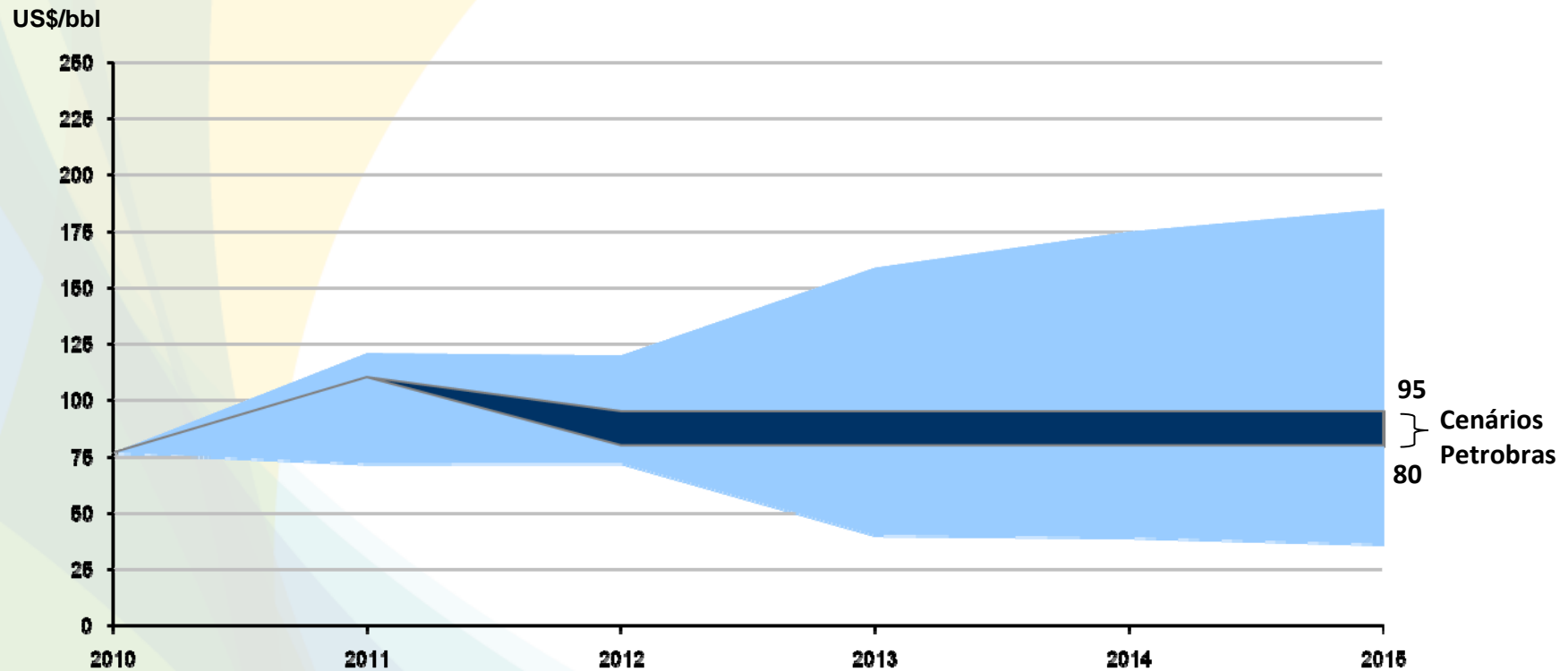


Análise de Financiabilidade do Plano



PREÇO DO PETRÓLEO

Premissas de preço de petróleo dentro das expectativas do mercado



VARIÁVEIS

Principais variáveis que impactam o fluxo de caixa e a financiabilidade

Premissas
Não realizar nova Capitalização
Manter classificação de grau de investimento

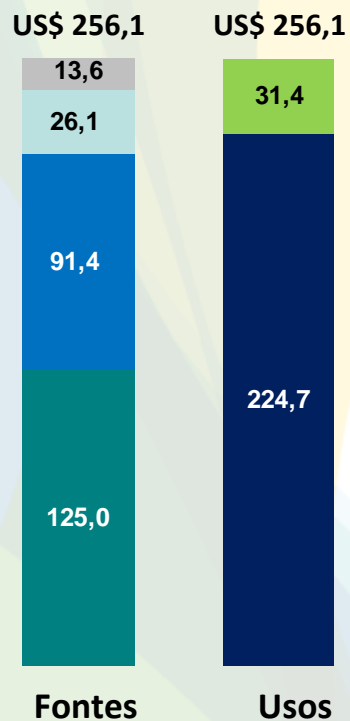
Principais variáveis para Geração de Caixa e Nível de Investimento

- Preço do petróleo
- Taxa de Câmbio
- Crescimento do Mercado Brasileiro
- Preço Médio de Realização (PMR) - Brasil
 - Paridade Internacional
 - Margens internacionais por produto
- Exportação e importação de petróleo e derivados
- Programa de Investimento
- Desinvestimentos e reestruturações de negócios
- Captações de recursos de terceiros

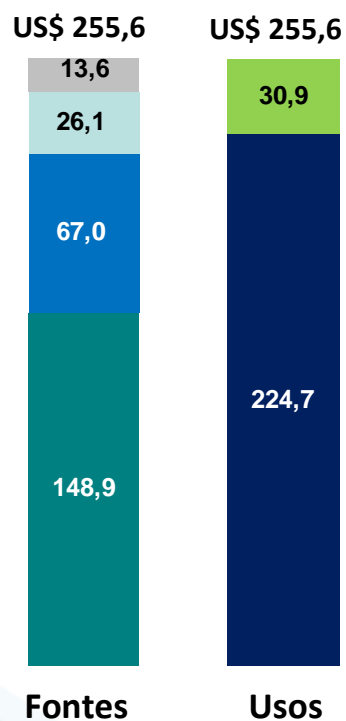
GERAÇÃO DE CAIXA E INVESTIMENTOS

Desinvestimentos e fontes tradicionais de financiamento adequadas para o Plano

Cenário A



Cenário B



- Desinvestimento e Reestruturações
- Caixa
- Recursos de Terceiros (Dívida)
- Fluxo de Caixa Operacional (Após Dividendos)

- Amortização Dívida
- Investimentos

Principais premissas		
	Cenário A	Cenário B
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	1,73	1,73
Brent (US\$/bbl)	2011 – 110	2011 – 110
	2012 – 80	2012 – 95
	2013 – 80	2013 – 95
	2014 – 80	2014 – 95
	2015 – 80	2015 – 95
Alavancagem (Média)	29%	26%
Dívida Líquida/ Ebitda (Média)	1,9	1,5
PMR (R\$/bbl)	158	177

- 40% do Capex em dólar em comparação com 37% no Plano anterior



Exploração & Produção

US\$ 127,5 bilhões

ESTRATÉGIA

Desenvolvimento das reservas de forma sustentável

Crescer produção e reservas de petróleo e gás, de forma sustentável, e ser reconhecida pela excelência na atuação de E&P, posicionando a Companhia entre as cinco maiores produtoras de petróleo do mundo.



Destaques do Plano de Negócios 2011-15:

- 65% do Capex destinado ao desenvolvimento da produção
- Instalação de 19 grandes projetos, com adição de 2,3 milhões bpd de capacidade
- Perfuração de mais de 1.000 poços *offshore*, sendo cerca de 40% exploratórios e 60% para desenvolvimento da produção
- Em 2020, a produção do pré-sal corresponderá a 40,5% da produção de óleo no Brasil

INVESTIMENTOS TOTAIS NO E&P NO BRASIL– PN 2011-15

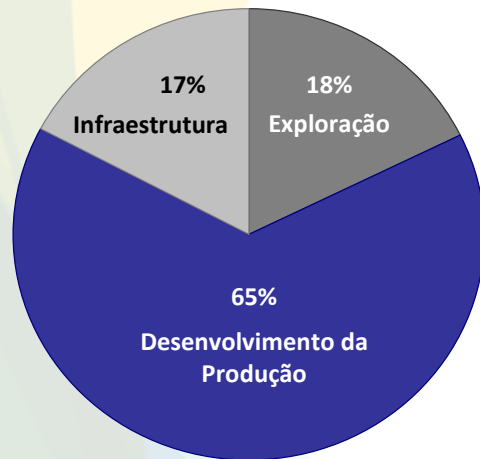
Investimentos E&P: US\$ 117,7 Bi

Pré-Sal

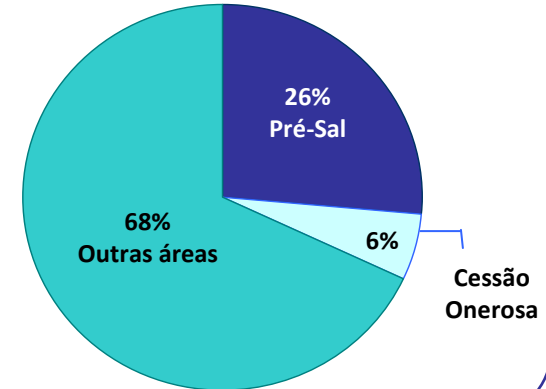
US\$ 53,4 Bilhões

Pós-Sal

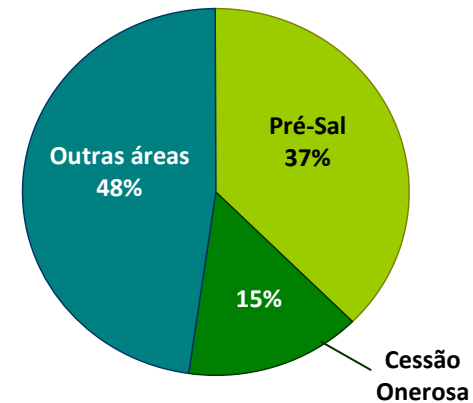
US\$ 64,3 Bilhões



Exploração



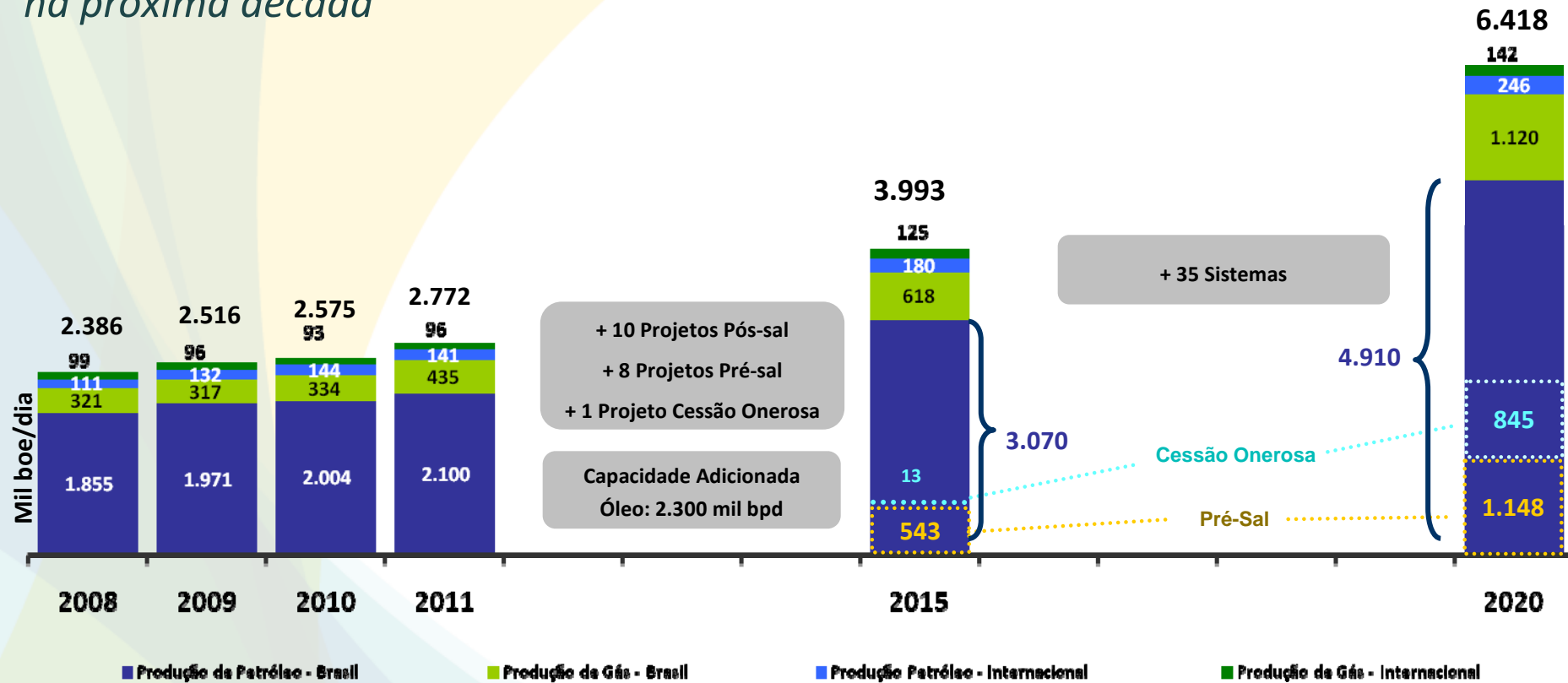
Desenvolvimento da Produção



- Investimento anual superior a US\$ 4 bilhões em exploração;
- Serão investidos entre 2011-15 US\$ 12,4 bilhões nas áreas da Cessão Onerosa;
- No PN 2010-14 o investimento previsto para o Pré-Sal era de US\$ 33 bilhões no período 2010-14

PRODUÇÃO

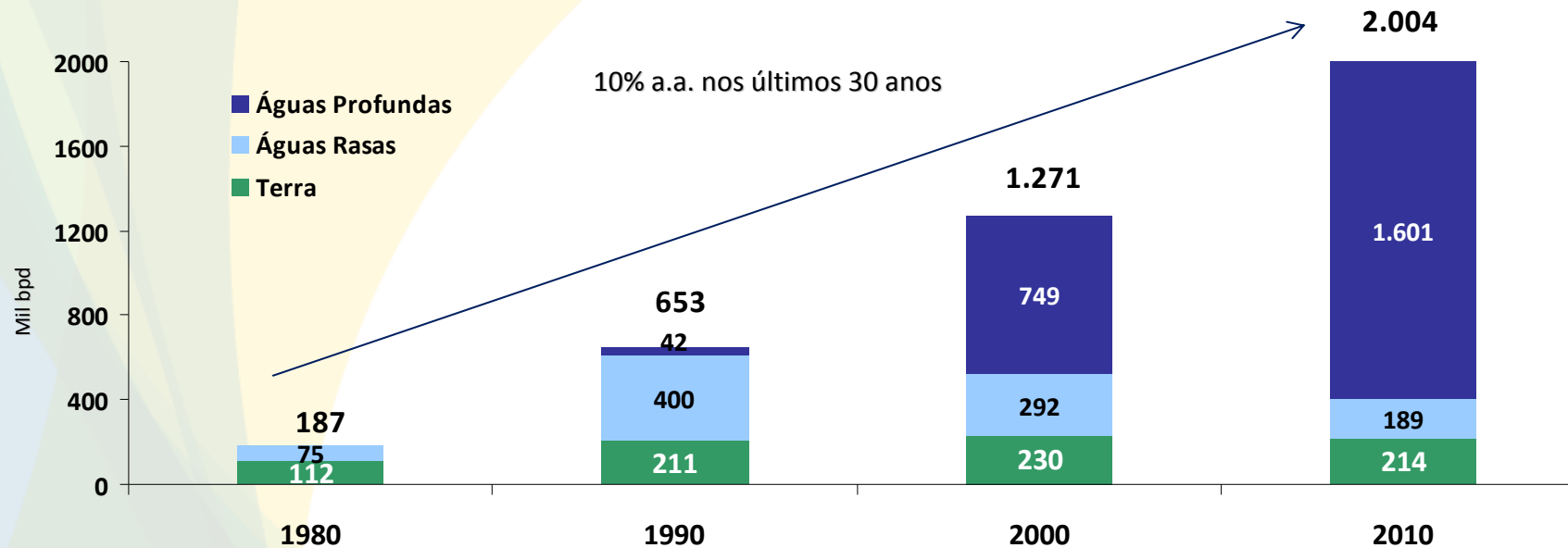
Com amplo acesso a novas reservas, Petrobras mais que duplicará sua produção na próxima década



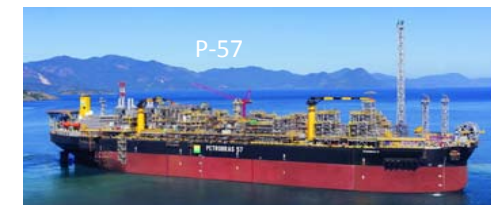
- Pré-sal e Cessão Onerosa representarão 69% da produção adicional até 2020;
- A participação do Pré-sal na produção de petróleo da Petrobras no país passará dos atuais 2% em 2011 para 18% em 2015 e para 40,5% em 2020.

PRODUÇÃO

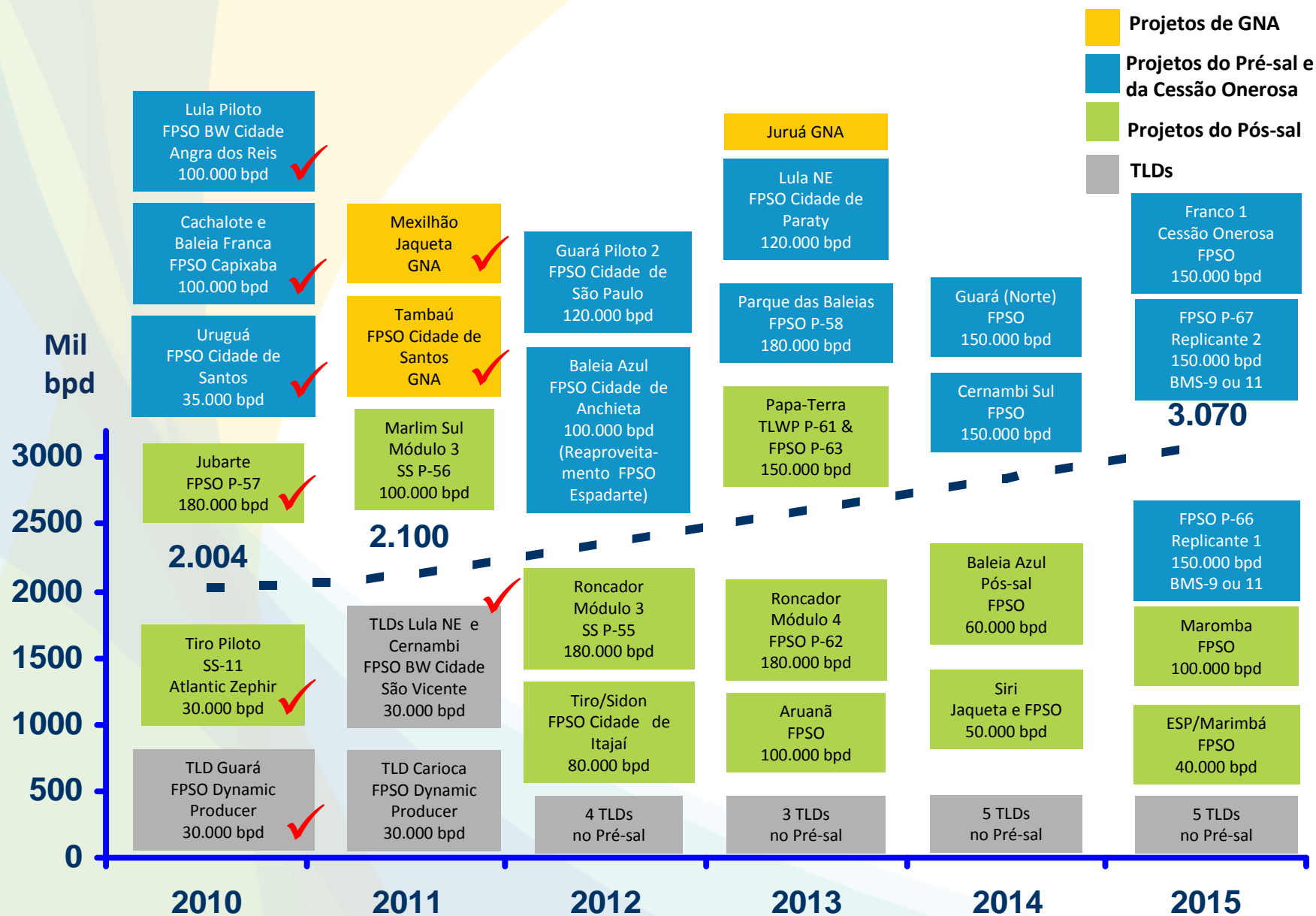
Longo histórico de implantação de projetos offshore no Brasil



- 123 unidades offshore (45 flutuantes e 78 fixas)
- 25 novas unidades instaladas nos últimos 5 anos

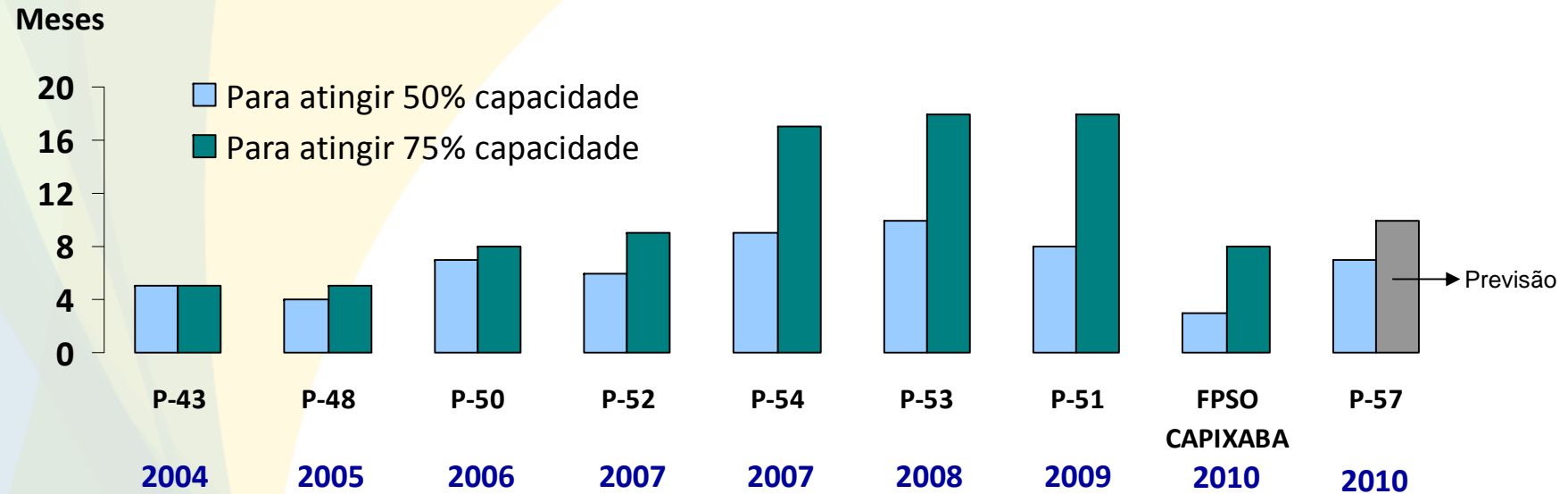


GRANDES PROJETOS SUSTENTAM O AUMENTO DA PRODUÇÃO



NOVOS PROJETOS

Maior número de sondas permitirá a aceleração do ramp-up das novas plataformas



- A P-56 terá 1 poço produtor e 1 injetor prontos para serem conectados quando ela iniciar a produção no 3T/11

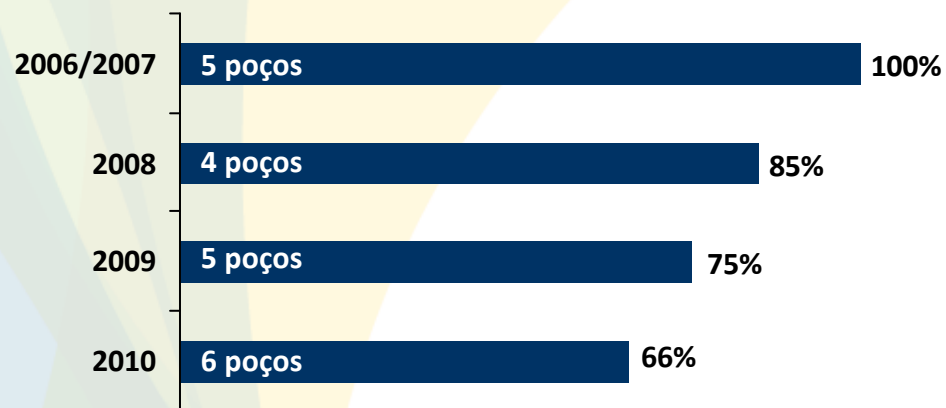
Lâmina D'água	2006	2008	2010
Até 1.000 metros	6	11	11
Entre 1.000 e 2.000 metros	19	19	21
Acima de 2.000 metros	2	3	15

2011	2012	2013
+2	+1	+1
+10	+13	+1

- Entre 2007 e 2012 a Petrobras dobrará sua frota de sondas contratadas, com foco em sondas modernas, recém-construídas e com capacidade para operar no Pré-sal

RESULTADOS POSITIVOS OBTIDOS NOS TLDs

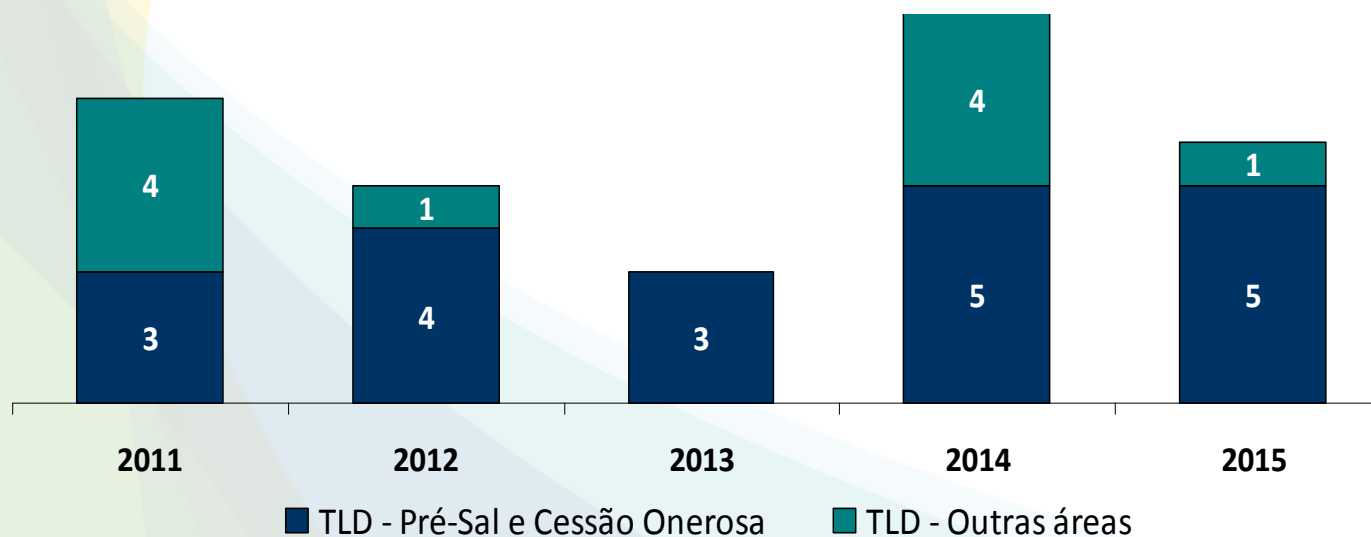
Tempo médio de perfuração dos poços concluídos no ano
(em relação ao tempo médio combinado de 2006/7)



Resultados obtidos nos TLDs

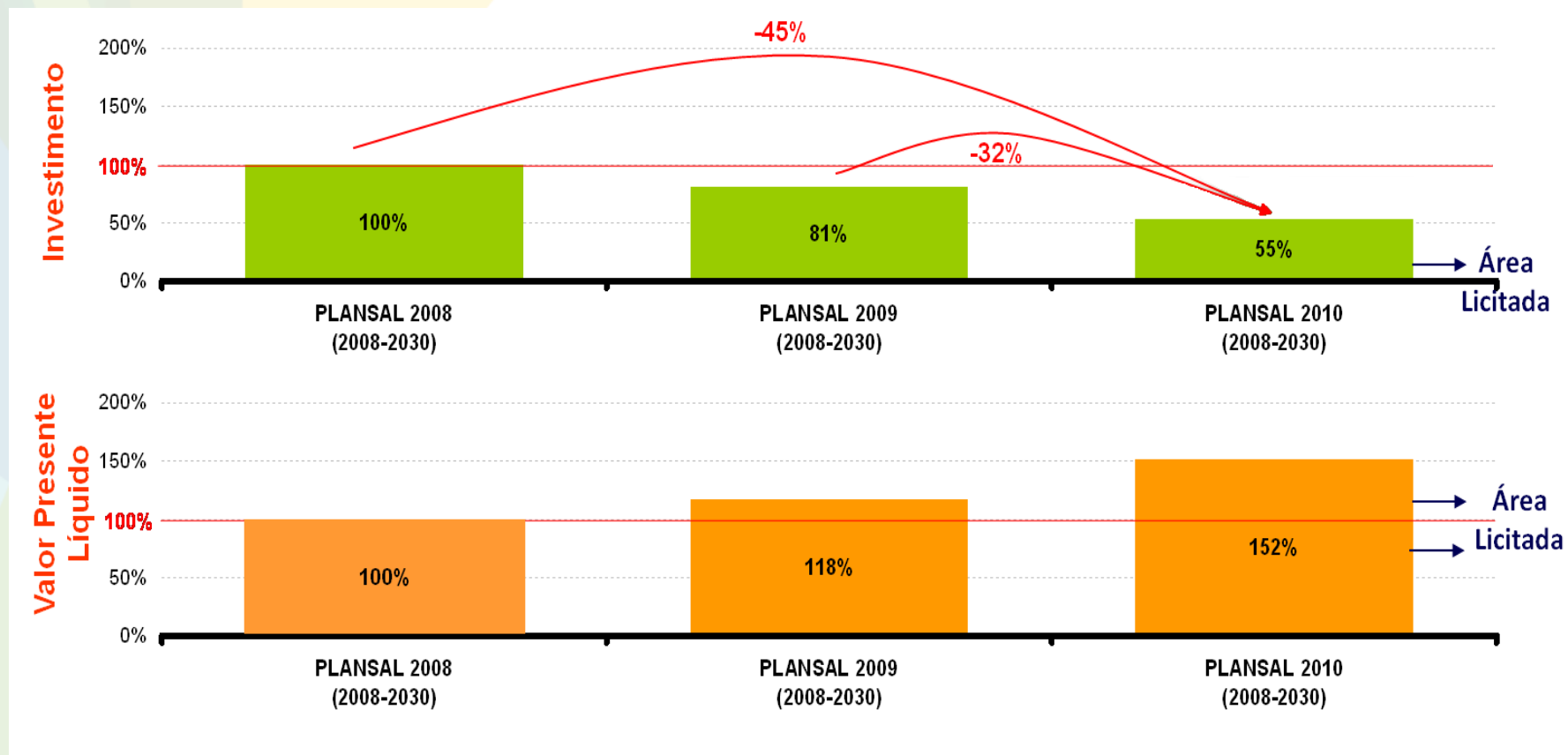
- Produção constante
- Restrição por limitação de queima de gás
- Bom comportamento dos reservatórios
- Boa comunicação lateral
- Sem problemas de garantia de escoamento

Cronograma de Realização de TLDs



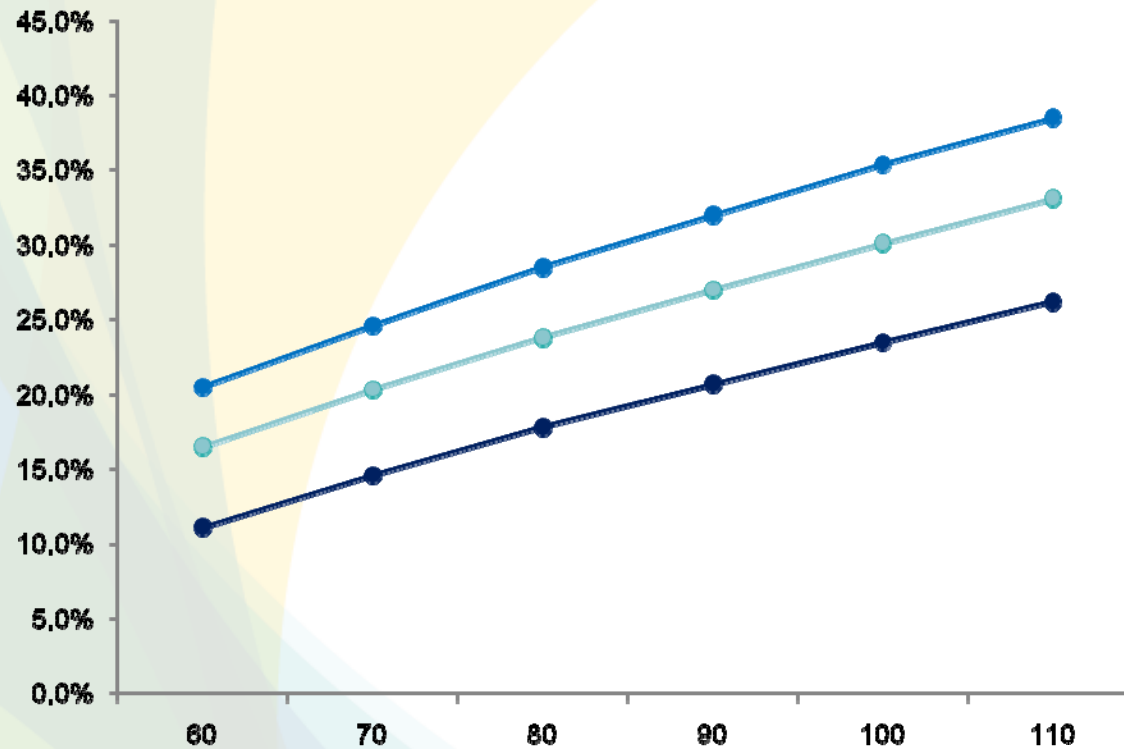
ECONOMICIDADE

Redução de 45% nos investimentos previstos do Plansal



RENTABILIDADE

Novos projetos de E&P tem taxa de retorno atraente



● Caso 1 – Capex US\$ 12/boe / Opex US\$ 5/boe (cenário esperado)

● Caso 2 – Capex US\$ 15/boe / Opex US\$ 7/boe

● Caso 3 - Capex US\$ 12/boe / Opex US\$ 5/boe sem Participação Especial (ex: cessão onerosa)

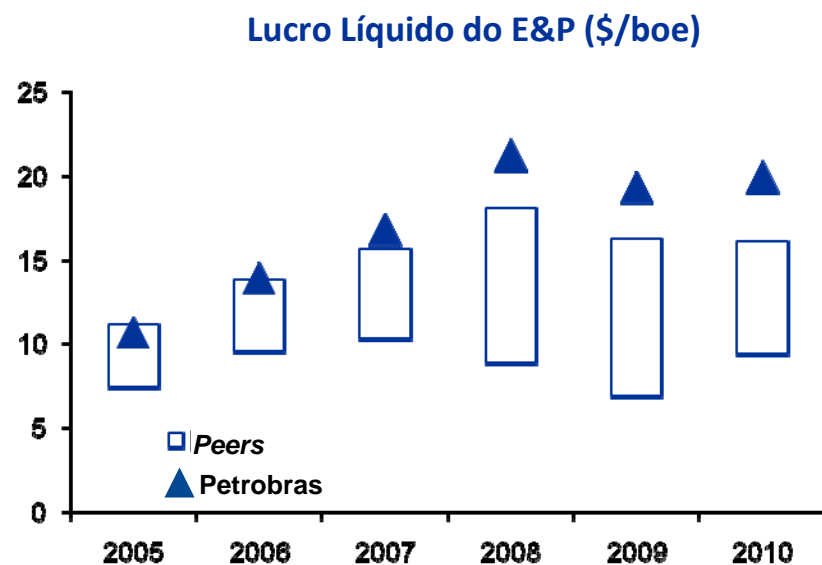
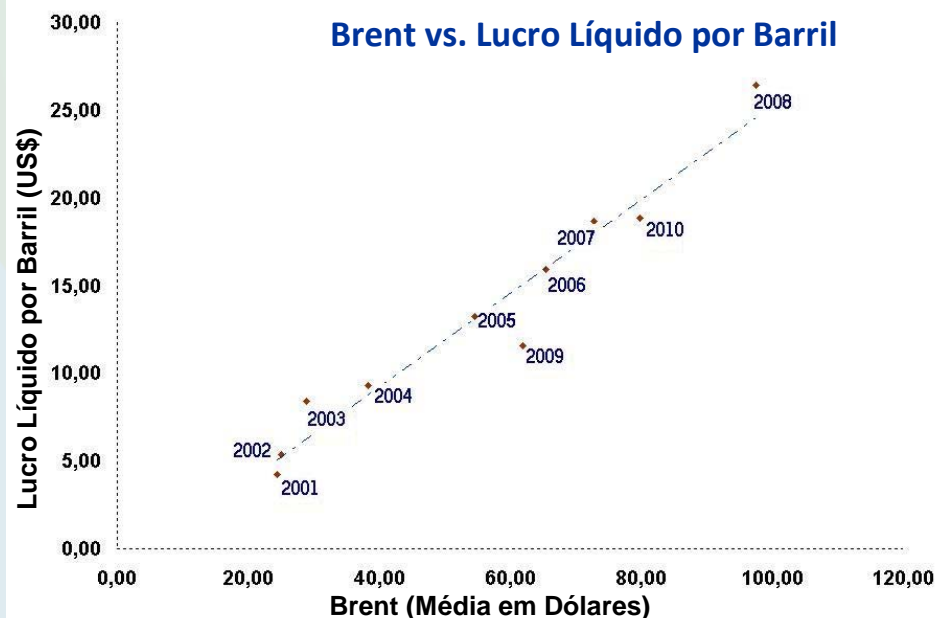
• O gráfico ilustra a economicidade de um desenvolvimento de produção padrão no Brasil, usando premissas baseadas em experiências anteriores

Principais Premissas:

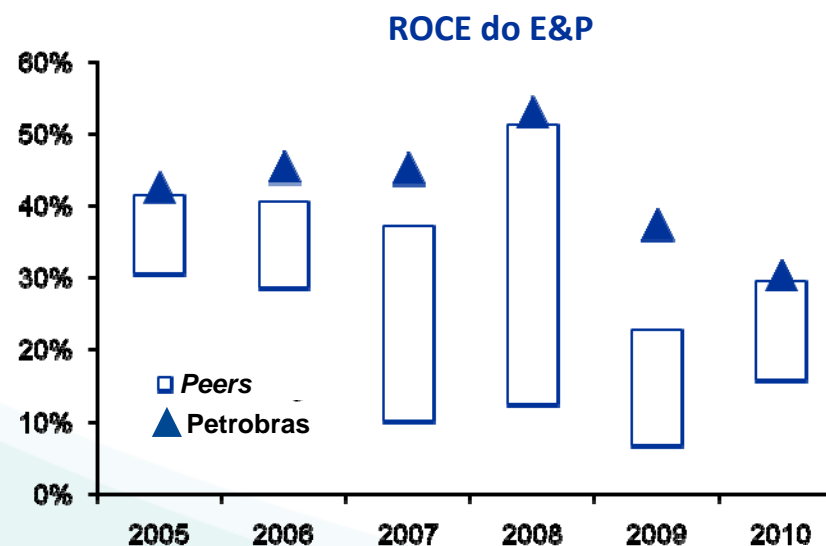
- FPSOs de 150 mil bpd
- Produção de 500 mil bpd
- *Ramp-up* em linha com indústria
- Taxa de declínio histórica
- Valor do Óleo = 95% Brent
- **Não inclui custos exploratórios e de aquisição**

RENTABILIDADE DO E&P NO BRASIL

Produção no Brasil gera retornos atrativos em um cenário de elevação do preço do petróleo

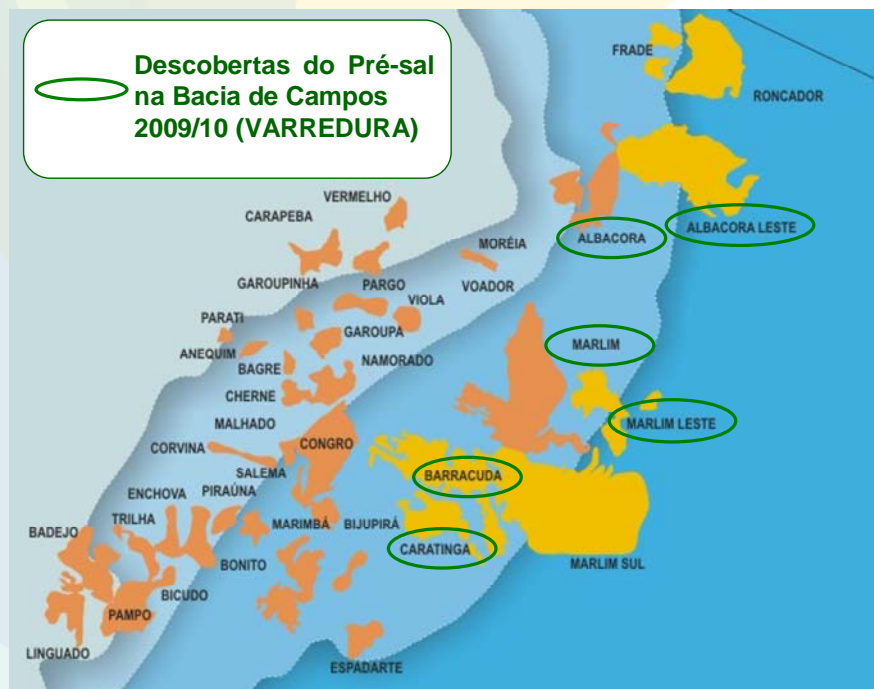


- Rentabilidade do E&P tem forte correlação com o preço do petróleo
 - Produção no Brasil: 86 % óleo e 14% gás
 - Maior lucro líquido por barril proporciona maior retorno do que as *peers*
 - Ambiente regulatório estável permite capturar os benefícios do aumento do preço do petróleo



PROJETO VARREDURA

Desenvolvimento tecnológico e otimização exploratória



Projeto Varredura

- Volumes recuperáveis adicionais com as descobertas:
 - Pós-sal: Marimbá, Marlim Sul e Pampo: 1.105 MM boe;
 - Pré-sal: Barracuda, Caratinga, Marlim, Marlim Leste, Albacora e Albacora Leste: 1.130 MM boe*.
- Produtividade dos poços supera 20.000 bpd

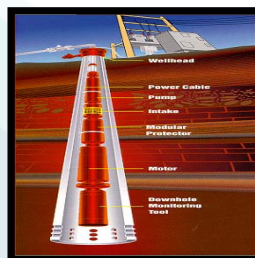
Entre 2011 e 2015 serão perfurados 67 poços exploratórios na Bacia de Campos em áreas de produção

NOVAS TECNOLOGIAS IRÃO ADICIONAR PRODUÇÃO EM CAMPOS EM DECLÍNIO

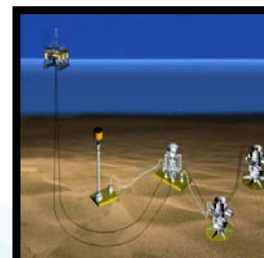
Solução Tecnológica	Tecnologia	Situação Atual
Sistemas de Bombeamento submarino	BCS Submarino	Em Operação
	Módulo de Bombeio Submarino	Em Operação (Jubarte e Golfinho)
	Skid BCS (leito marinho)	Protótipo em TLD ESP 23 (Out/11)
	Bomba Multifásica Submarina BMSHA	Protótipo em Barracuda (Dez/11)
Separação submarina gás-líquido	VASPS	Protótipo Testado na P-08 (2011)
Separação submarina água-óleo	SSAO	Protótipo em Marlim (Final de 2011)
Injeção submarina de água do mar	SRWI	Protótipo em Albacora (Final de 2011)
Transmissão e distribuição elétrica submarina	Em Qualificação	Previsão de Protótipo em 2015



VASPS



Bombeio Elétrico Submarino em Skid



Captção e Injeção de Água Submarina



Separação Submarina Óleo/Água

NOVAS EMBARCAÇÕES E EQUIPAMENTOS

Recursos para crescimento da produção

Recursos Críticos	Situação Atual (Dez/10)	Situação Futura (Contratadas e a Contratar) Valores Acumulados		
		Até 2013	Até 2015	Até 2020
Sondas Perfuração LDA acima de 2.000 m	15	39	37 ⁽¹⁾	65 ⁽²⁾
Barcos de Apoio e Especiais	287	423	479	568
Plataformas de Produção SS e FPSO	44	54	61	94
Outros (Jaqueta e TLWP)	78	80	81	83



Barco de Apoio



Sonda de Perfuração



Plataforma de
Produção (FPSO)

39 SONDAS CONTRATADAS, MAIS 28 A SEREM CONSTRUÍDAS ATÉ 2020:

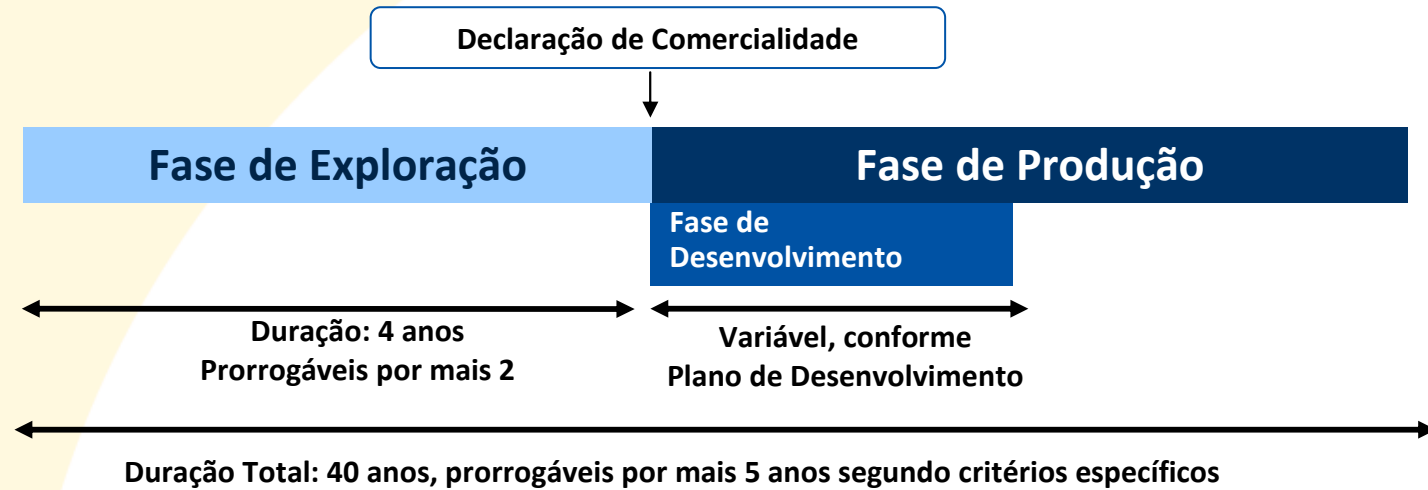


- Até 2013: 16 sondas contratadas antes de 2008 e 2 sondas realocadas das operações internacionais ⁽¹⁾; + 15 novas sondas contratadas em 2008, + 1 em 2009, + 1 em 2010 e + 4 em 2011, através de licitação internacional;
- 2015 a 2020: Das 28 sondas a serem construídas no Brasil, 7 já foram contratadas (EAS) e já foi aberta a licitação para afretamento das 21 sondas restantes.

(1) As duas sondas realocadas de operações internacionais, expiram em 2015, assim não foram consideradas no valor acumulado de 2020.

(2) A demanda de longo prazo será ajustada de acordo com a evolução da necessidade, pois estes números incluem 29 sondas cujos contratos vencem até 2020.

DESENVOLVIMENTO DAS ÁREAS DE CESSÃO ONEROSA EM IMPLANTAÇÃO



Área	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Franco	Recursos já disponíveis para: <ul style="list-style-type: none"> • 7 poços Exploratórios • 1 poço Exploratório contingentes • 1 TLD • 2 TLDs contingentes • Sísmica 3D 					4 primeiras unidades de produção em contratação (*)		Novas Tecnologias e Definição de Alocação de Recursos			
Entorno de Iara											
Florim											
NE de Tupi											
Sul de Guará											
Sul de Tupi											

▪ Não foram considerados as atividades relativas ao bloco contingente de Peroba

MECANISMOS DE REVISÃO DO CONTRATO DA CESSÃO ONEROSA

- A conclusão da revisão será realizada após a declaração de comercialidade (período de 4 anos)
- Revisão com base em laudos técnicos e das premissas estabelecidas no contrato
- Premissas para revisão do preço:
 - Variação do preço do petróleo
 - Curva de produção
 - Atualização das premissas de custo
 - Manutenção da taxa de desconto e data-base da avaliação

**Valor
Final**

Maior

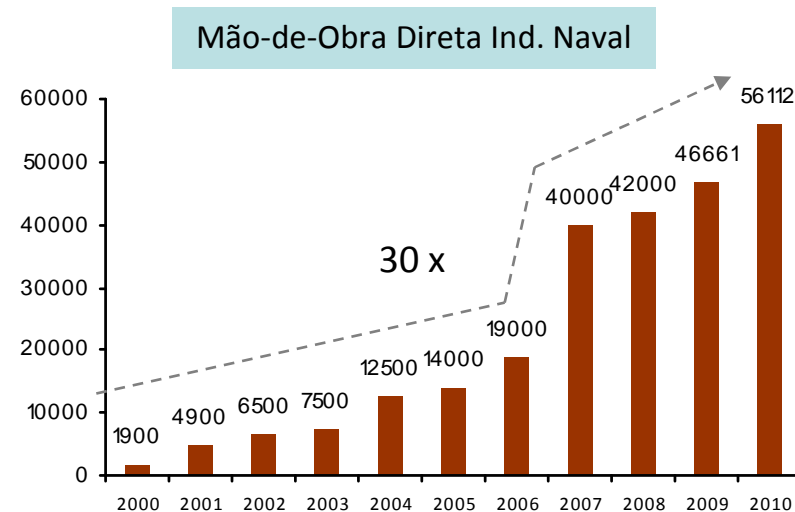
- Pagamento pela Petrobras da diferença do valor à União
- (ou) Solicitação pela Petrobras da redução de volume correspondente à diferença do valor

Menor

- Pagamento pela União da diferença do valor à Petrobras

BENEFÍCIOS COM DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA LOCAL

- Fornecedores investindo no Brasil
 - Dutos flexíveis - Wellstream e Prysmian
 - Unidades de Bombeio – Weatherford
 - Válvulas – Cameron
 - Turboogeradores - Rolls-Royce
- 2 FPSOs inteiramente construídos no Brasil
- 6 Plataformas em construção no Brasil
- Construção de 8 cascos para FPSOs Replicantes (65% de Conteúdo Local)
- Contratação de 7 sondas de perfuração a custos competitivos, com outras 21 em curso (55 a 65% de Conteúdo Local)



Fonte: Sinaval

Plataformas construídas no Brasil com preços competitivos



Refino, Transporte e Comercialização (RTC) e Petroquímica

US\$ 74,4 bilhões

ESTRATÉGIA

Expansão, qualidade, logística e comercialização

Expandir o refino, assegurando as margens decorrentes do abastecimento do mercado brasileiro, com a qualidade requerida e desenvolvendo mercados para o excedente de petróleo



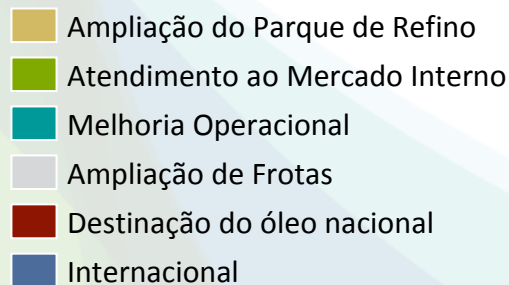
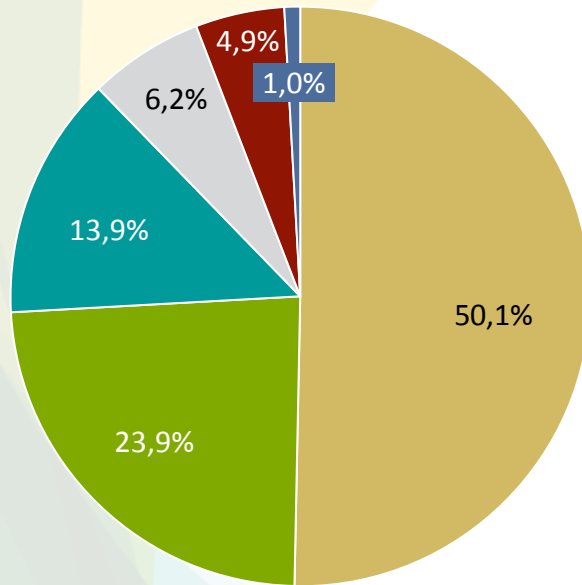
Destaques do Plano de Negócios 2011-15:

- Aumento da capacidade de refino em 395 mil bpd no período 2011-15 e 1.065 mil bpd no período 2016-20;
- Conclusão do processo de modernização do parque de refino;
- Logística integrada com as atividades de E&P, para garantir a comercialização dos excedentes de petróleo;
- Ampliação da produção de petroquímicos e de biopolímeros.

INVESTIMENTOS

Investimentos em Refino, Petroquímica e Logística

US\$ 70,6 Bilhões



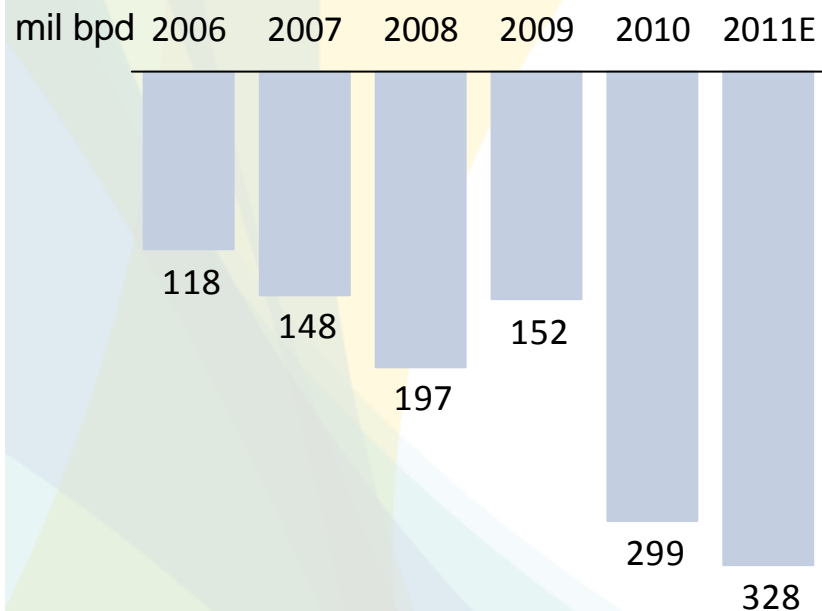
- Ampliação do parque de refino: Refinaria do NE, Premium I e II e Comperj;
- Atendimento ao mercado interno: Projetos de modernização, conversão e de hidrodesulfurização;
- Melhoria Operacional: manutenção e otimização do parque, SMES e P&D;
- Ampliação da Frota;
- Destinação do óleo nacional: suprimento de petróleo das refinarias e infraestrutura para exportação de óleo.

Investimentos em Petroquímica somam US\$ 3,8 bi

EXPANSÃO DO REFINO

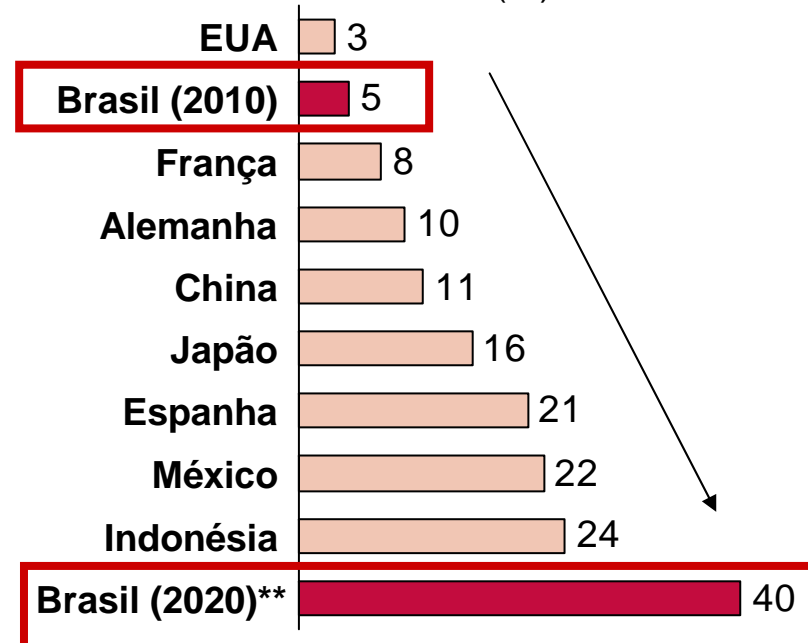
Redução da dependência de importações de derivados

**Crescimento das importações
acarretariam maiores custos logísticos...**



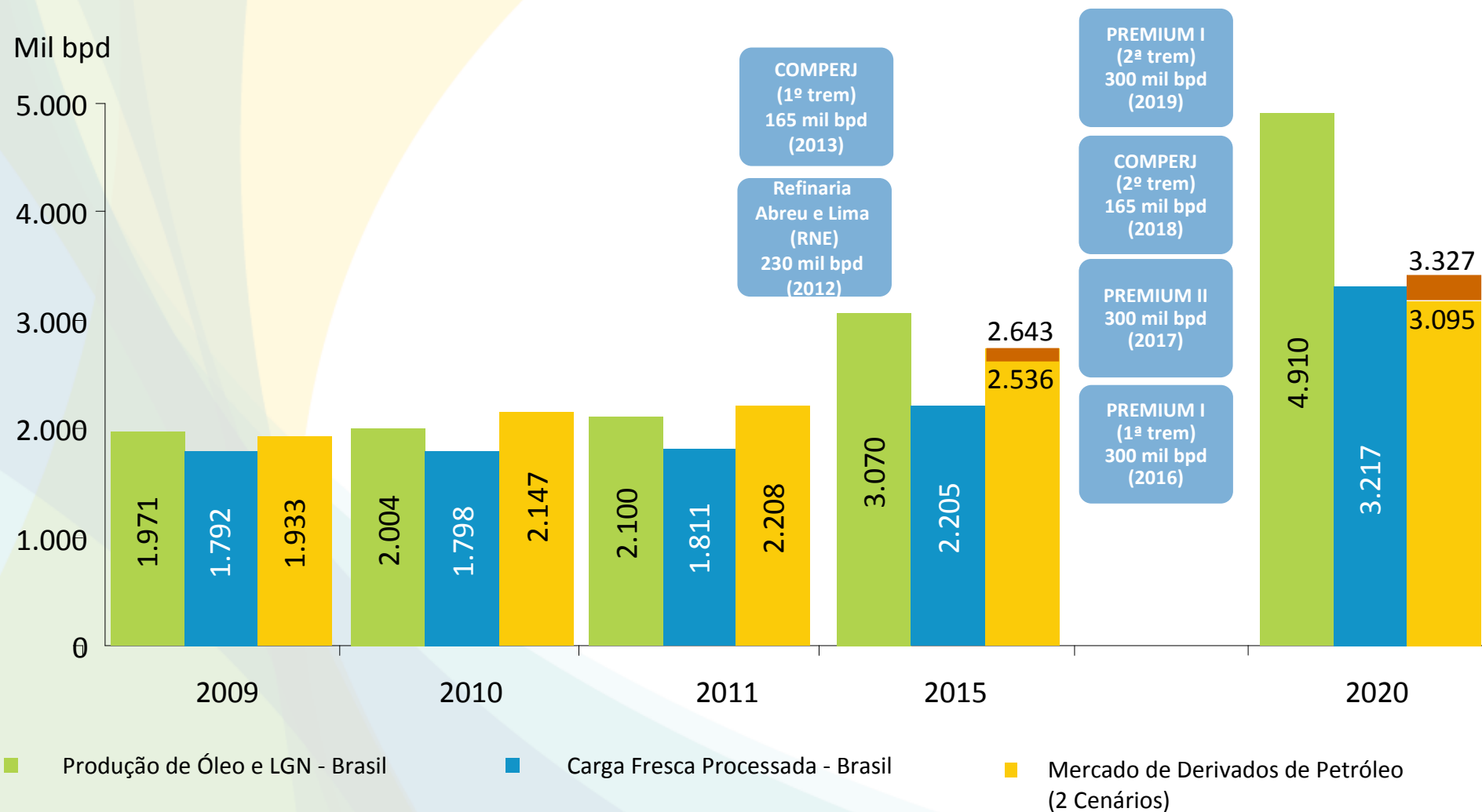
**...e maior dependência do mercado
internacional**

Importações Líquidas como percentual da
demanda total (%)*



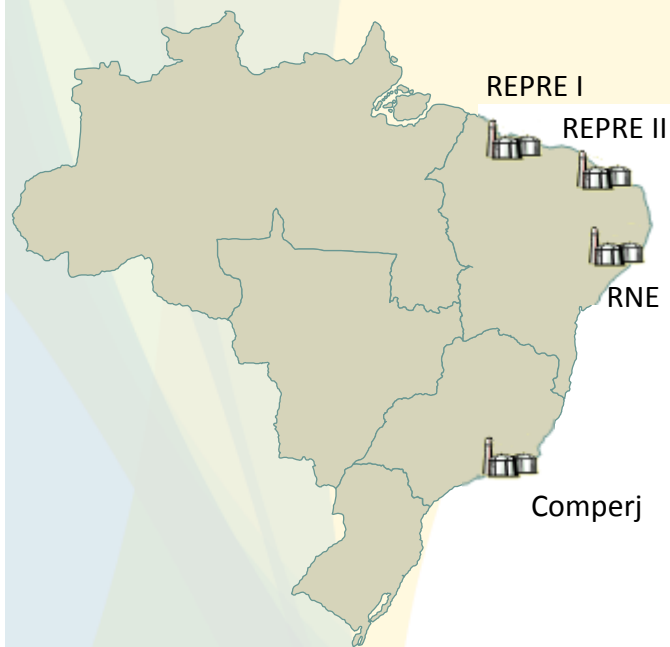
PRODUÇÃO, REFINO E DEMANDA NO BRASIL

Construção de novas refinarias para atender ao mercado doméstico



• Destaca-se no PN 2011-15 os investimentos da RNE, 1º trem do COMPERJ e 1º trem da Premium I

INVESTIMENTOS NA EXPANSÃO DO REFINO – PN 2011-15



Refinaria Nordeste



Capacidade: 230 mil bpd
Fase: Implantação
Partida: 2012

Comperj



Capacidade: 330 mbpd
Fase: Implantação
Partidas: 2013 e 2018

Refinaria Premium I

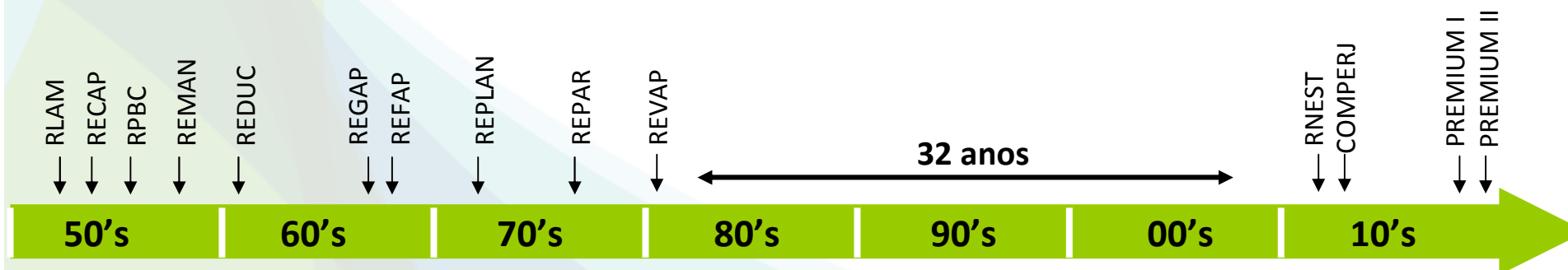


Capacidade: 600 mil bpd
Fase: Terraplanagem
Partida: 2016 e 2019

Refinaria Premium II

Capacidade: 300 mil bpd
Fase: Licença Prévia emitida
Partida: 2017

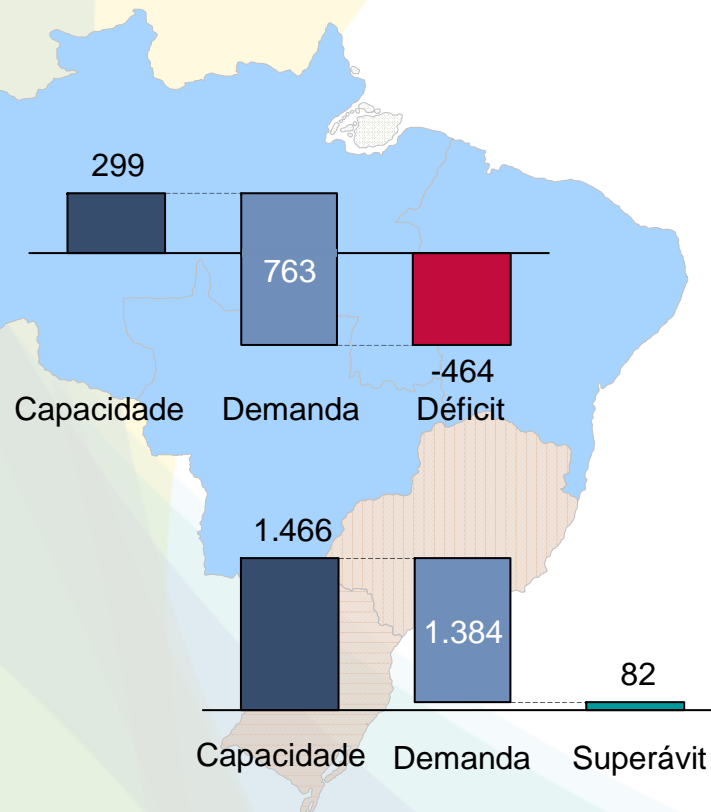
Inauguração das Refinarias da Petrobras



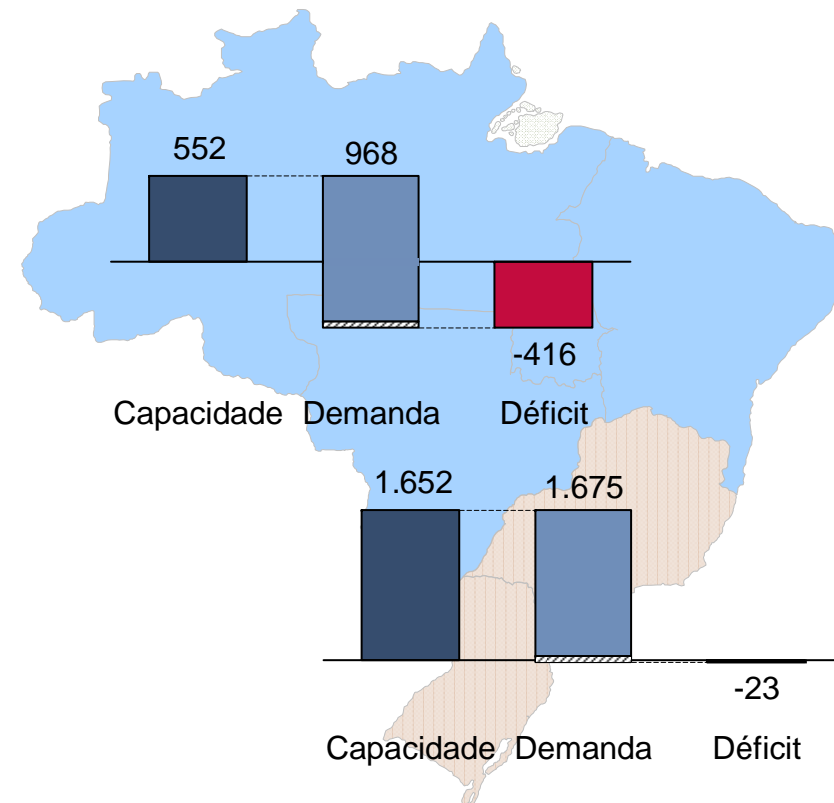
- Curva de aprendizagem com as duas novas refinarias (RNEST e Comperj) reduzirão CAPEX das Premiums

NECESSIDADE DE REFINO FORA DO EIXO SUL-SUDESTE

Mercado em 2010



Mercado em 2015

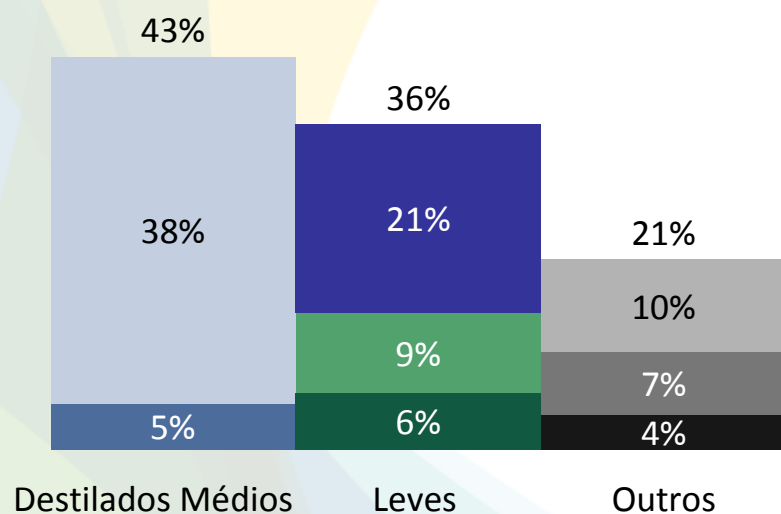


- Crescimento da demanda nas regiões CO, NE e N explica a concentração dos investimentos no Nordeste;
- Também contribuem para esta localização os incentivos fiscais combinados a restrições ambientais.

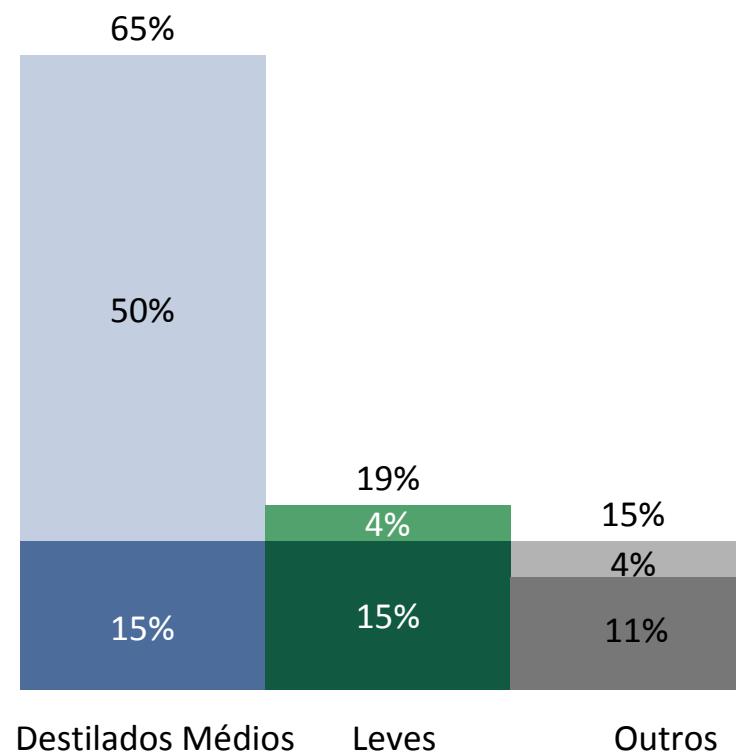
PRODUTOS

Novas refinarias produzirão derivados de maior valor agregado

Rendimentos das refinarias existentes - 2020



Rendimentos das novas refinarias - 2020



■ Diesel ■ Gasolina ■ Nafta ■ Óleo Combustível
■ QAV ■ GLP ■ Especial ■ Intermediário

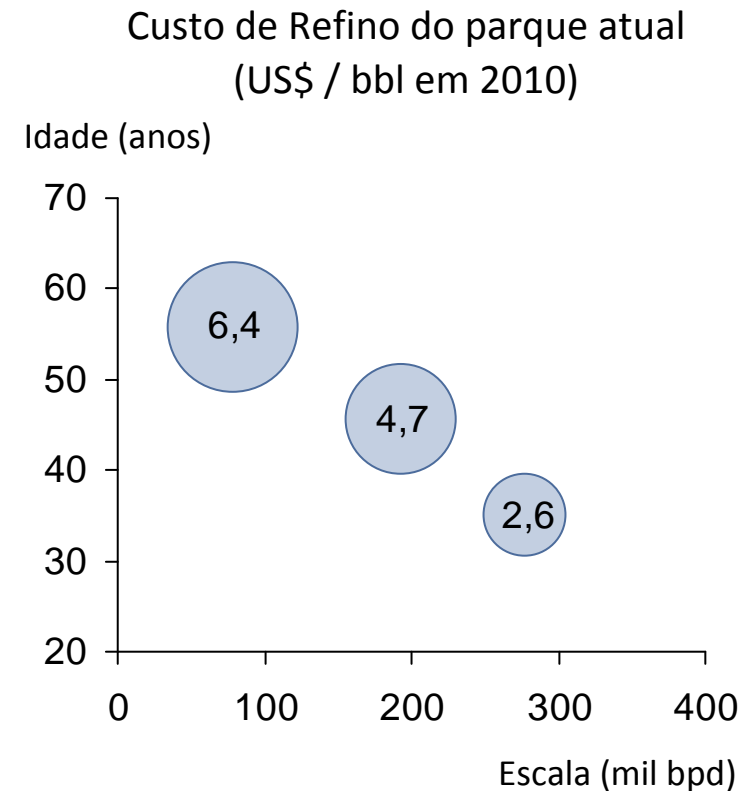
- O aumento da demanda global por destilados médios tende a levar a um aumento do preço em relação a gasolina.

OTIMIZAÇÃO DE RECURSOS DAS PREMIUMS

Economias de Escala e novas estratégias de implementação reduzem CAPEX...

- “Design competition” determinada em função do menor custo final
- Seleção da UOP – Companhia Internacional com vasta experiência no setor de refino
- Design único integrando off-site e on-site
- Designer participando desde a concepção inicial até o início das operações técnicas
- Economias de Escala (RPRE: módulos de 300mil bpd)
- Padronização das especificações técnicas dos equipamentos

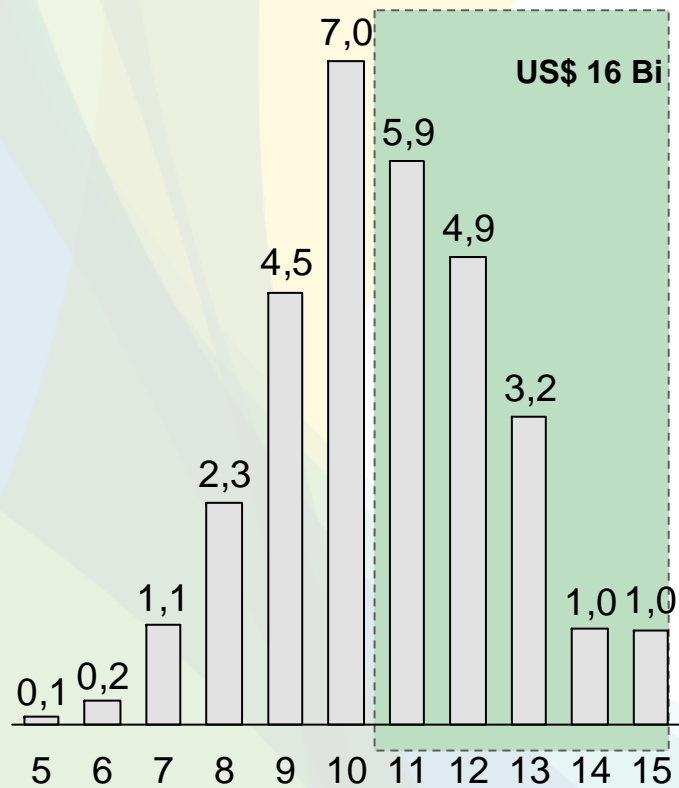
...e permitem menores custos de refino em função de remodelação dos projetos...



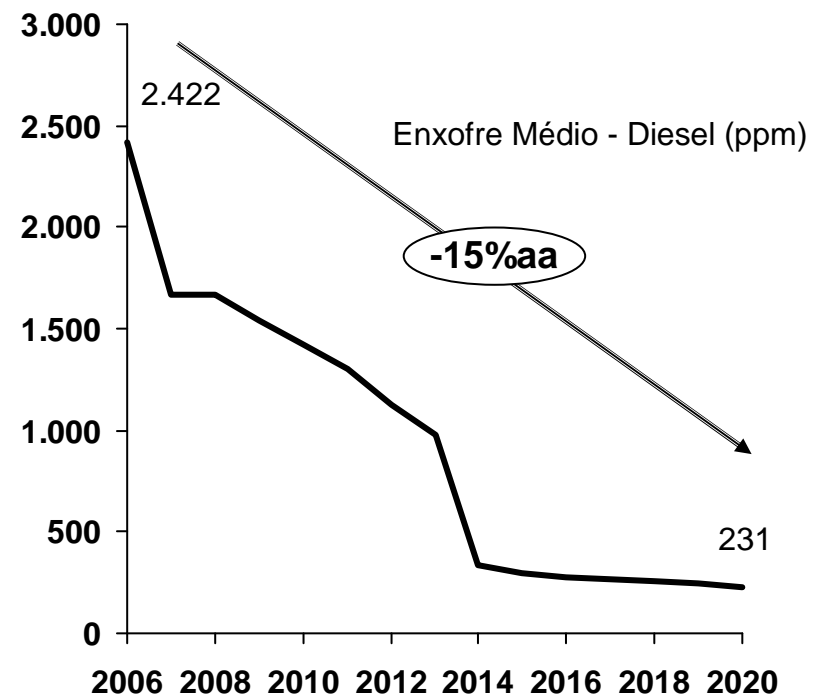
NÍVEL DE INVESTIMENTOS

Investimentos decrescentes em qualidade, após a fase de modernização do parque

Investimentos de US\$ 16 bilhões entre 2011-15

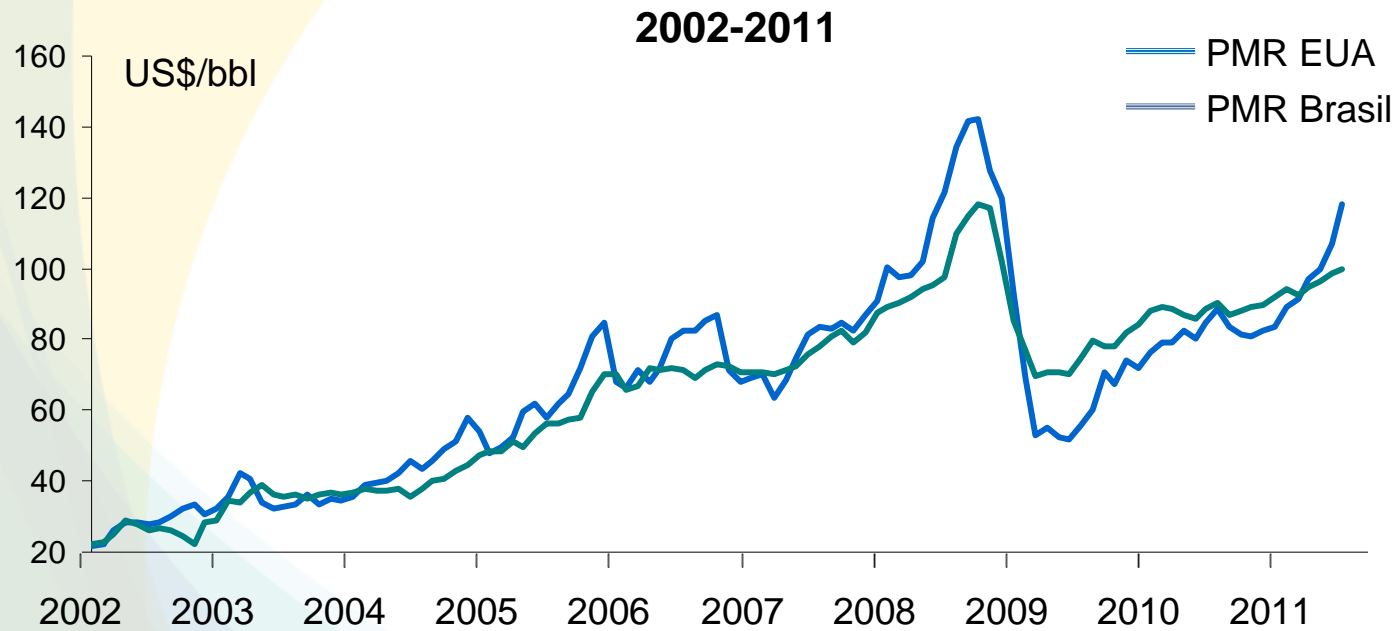


Redução do nível de enxofre



MERCADO NO BRASIL

Mercado livre segue os preços internacionais no longo prazo





Gás Natural, Energia Elétrica e Fertilizantes

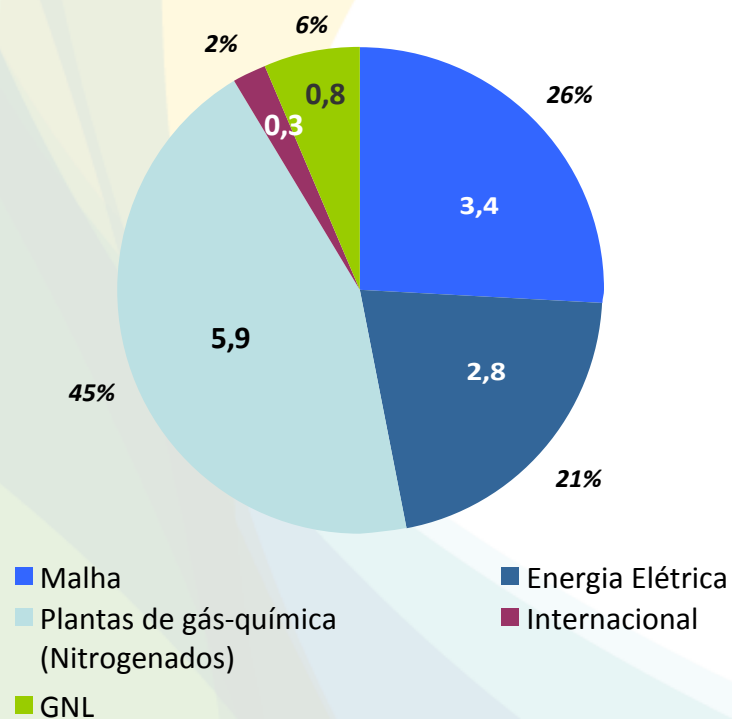
US\$ 13,2 bilhões



INVESTIMENTOS EM GÁS, ENERGIA E GÁS QUÍMICA 2011-2015

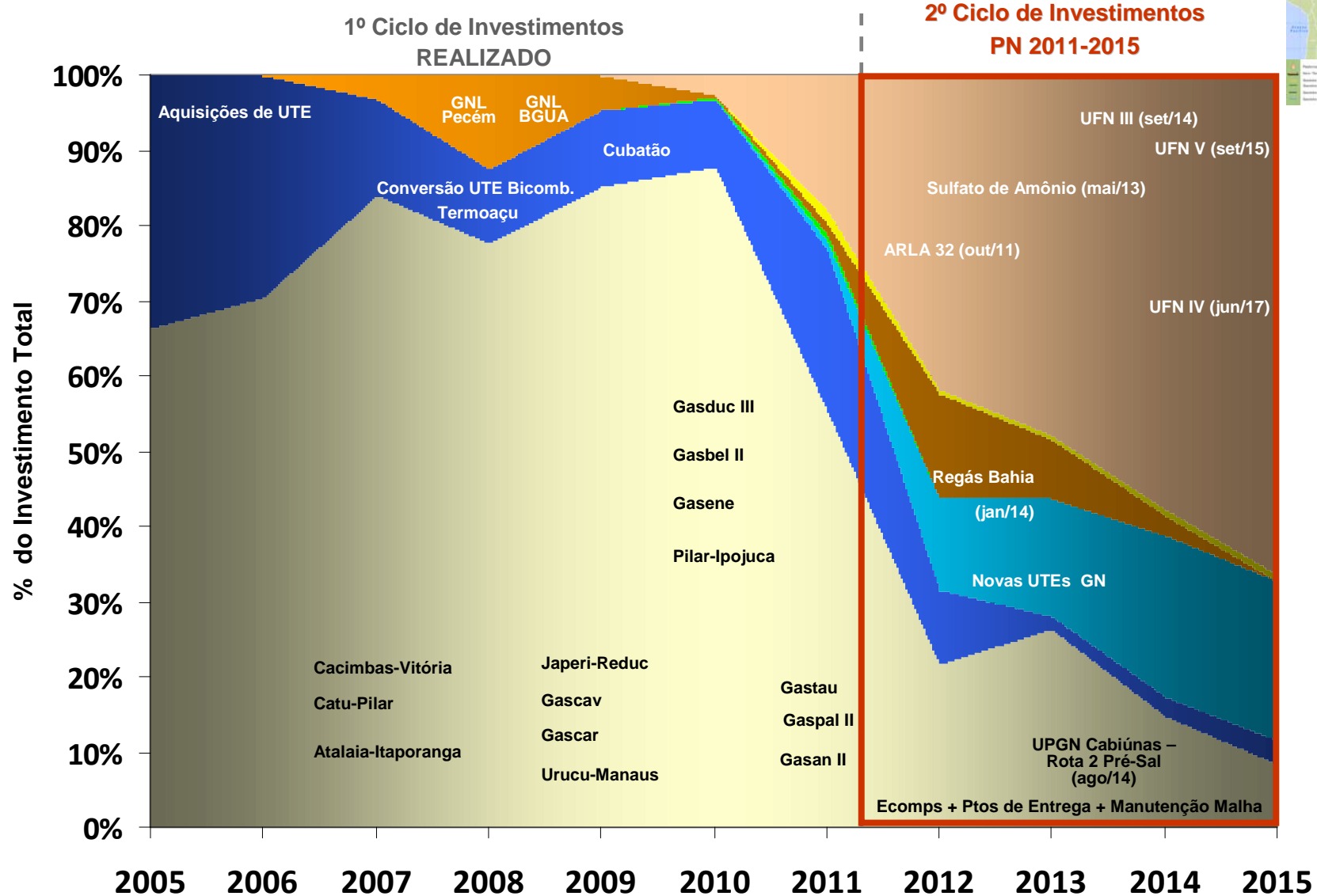
Investimentos 2011-15

US\$ 13,2 bilhões



- Fechado o ciclo de investimentos na ampliação da malha de transporte de gás natural
- Novos pontos de entrega de gás natural, gestão junto as Distribuidoras visando aumento das vendas e diversificação das modalidades contratuais
- Investimentos em geração de energia termelétrica
- Atuação na cadeia de GNL para escoamento do gás do pré-sal e atendimento do mercado termelétrico
- Maiores investimentos na conversão do gás natural em uréia, amônia, metanol e outros produtos gás-químicos

2º CICLO DE INVESTIMENTOS: MONETIZAÇÃO DAS RESERVAS DO PRÉ-SAL

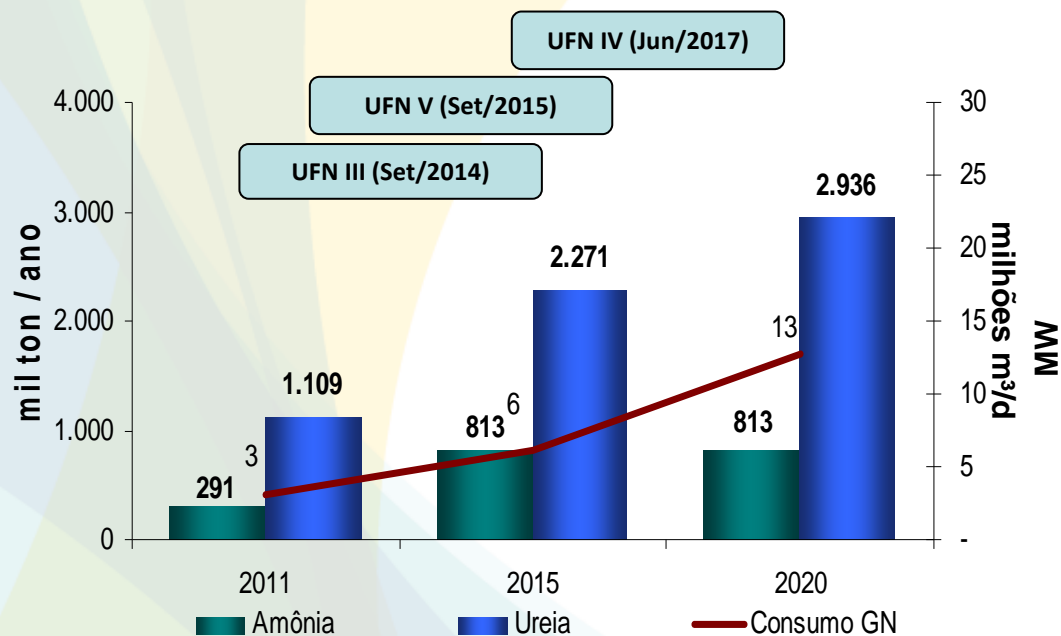


- Adequação da Malha de Gasodutos (US\$ 3,34 bi)
- Novas UTEs a Gás Natural (US\$ 1,82 bi)
- Regaseificação de GNL (US\$ 0,74 bi)
- Transformação Química do GN (US\$ 5,85 bi)

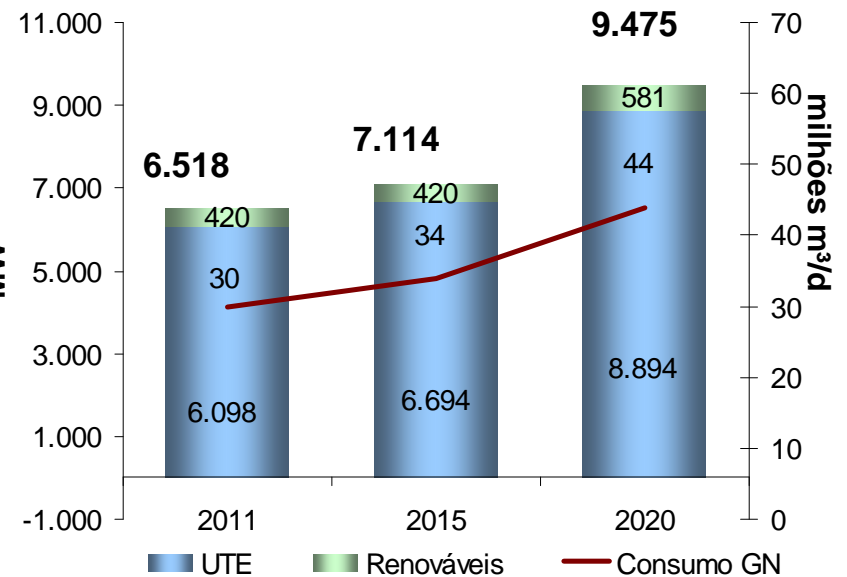
- UTEs Compromissos (US\$ 0,94 bi)
- Energia Renovável: Eólica e Biomassa (US\$ 0,02 bi)
- Liquefação de Gás Natural (US\$ 0,10 bi)

NOVOS ATIVOS USUFRUINDO DA MAIOR PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

Produção de Fertilizantes



Capacidade Instalada de Geração



- O Brasil importa atualmente 53% do volume de amônia consumida no País e alcançará a autossuficiência em 2015;
- A dependência da uréia importada, que é de 53% em 2011, será reduzida a 28% em 2015, 16% em 2017 e 22% em 2020.

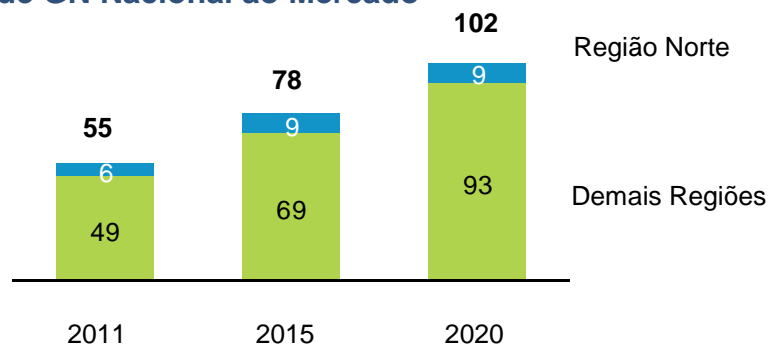
BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL (MILHÕES M³/D) – CENÁRIO A

PCS 9.400 kcal/m³

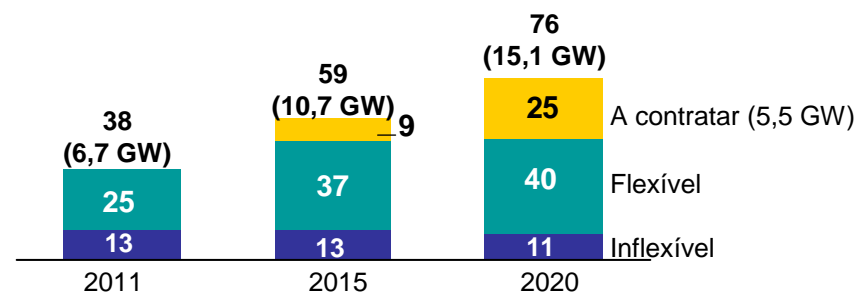
OFERTA

DEMANDA

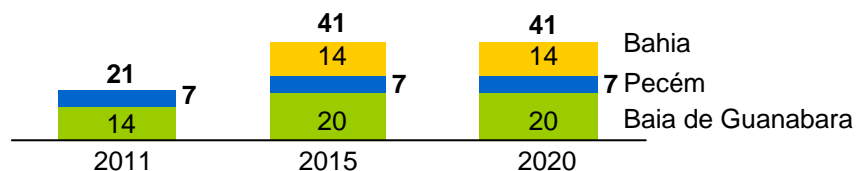
Oferta de GN Nacional ao Mercado



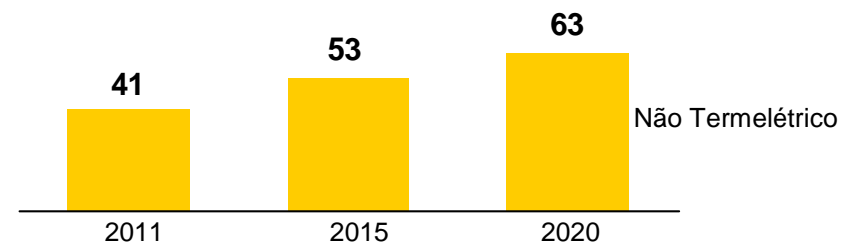
Demanda das Térmicas: Petrobras + Terceiros



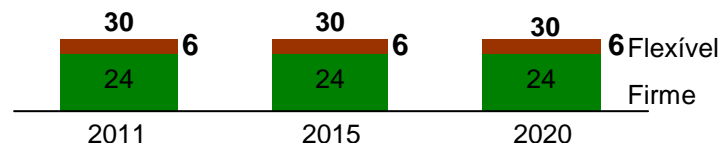
Oferta via Terminais de Regaseificação de GNL



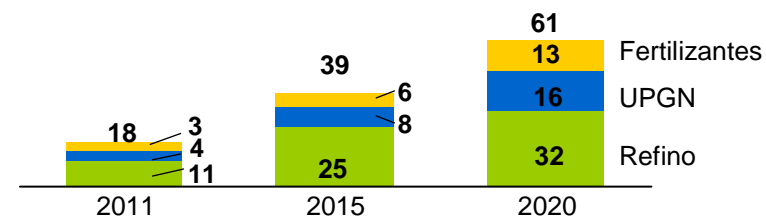
Demanda Distribuidoras de GN



Oferta Boliviana



Demanda Petrobras: Refino + Fertilizantes



106

149

173

Oferta
Total

96

151

200

Demanda
Total

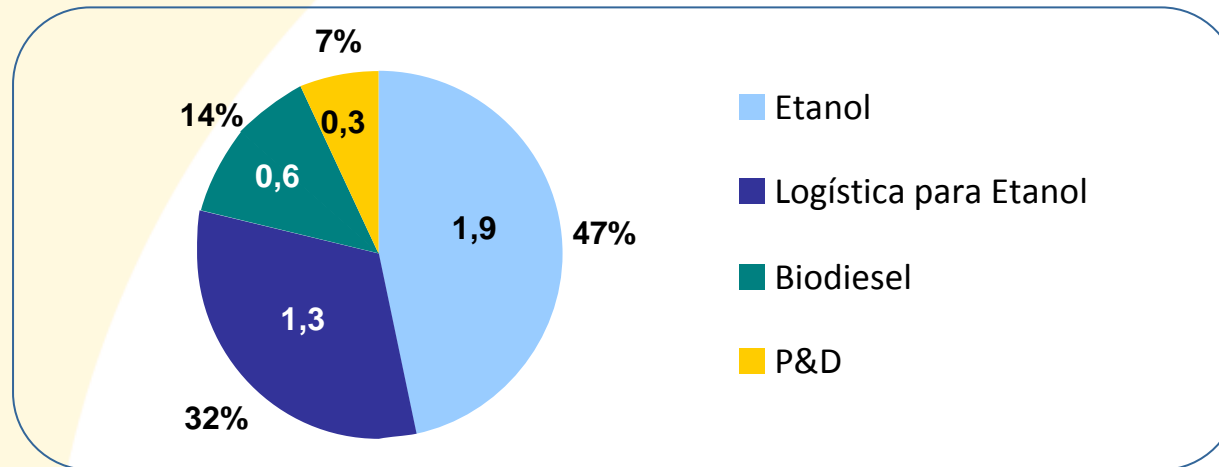


Biocombustíveis
Distribuição
Internacional
US\$ 18,2 bilhões



INVESTIMENTOS EM BIOCOMBUSTÍVEIS

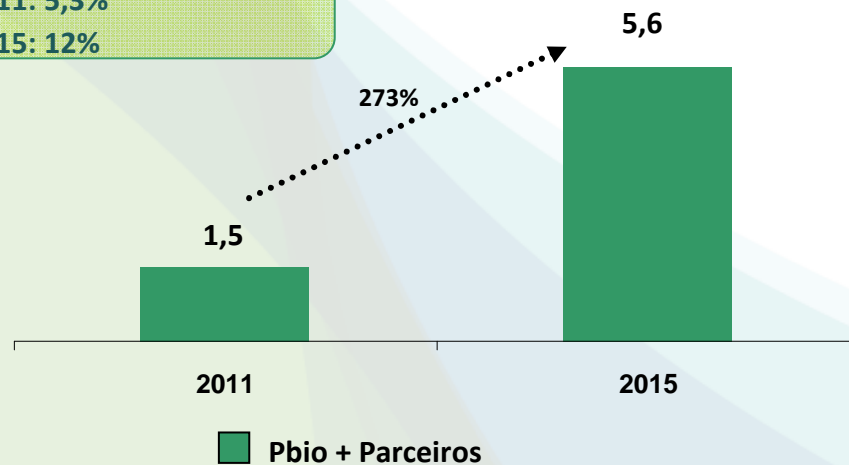
INVESTIMENTOS 2011-2015 US\$ 4,1 Bilhões



Oferta de Etanol (milhões m3)

Market-share Pbio+Parceiros:

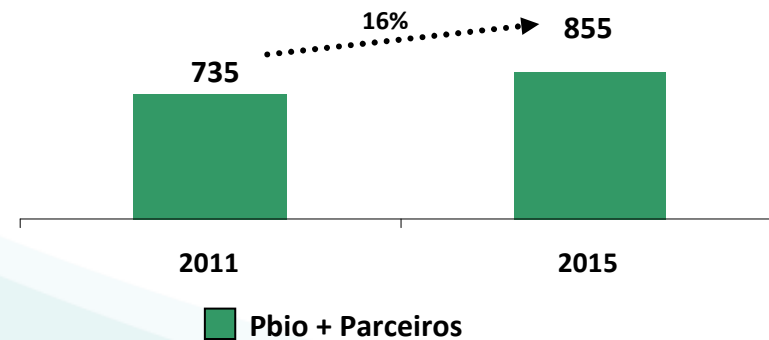
- 2011: 5,3%
- 2015: 12%



Oferta de Biodiesel (mil m3)

Market-share Pbio+parceiros:

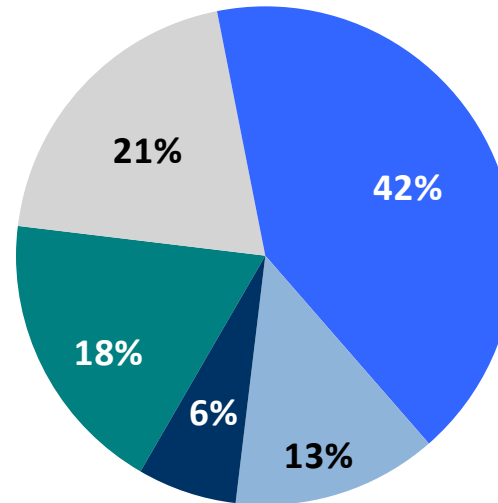
- 2011: 28%
- 2015: 26%



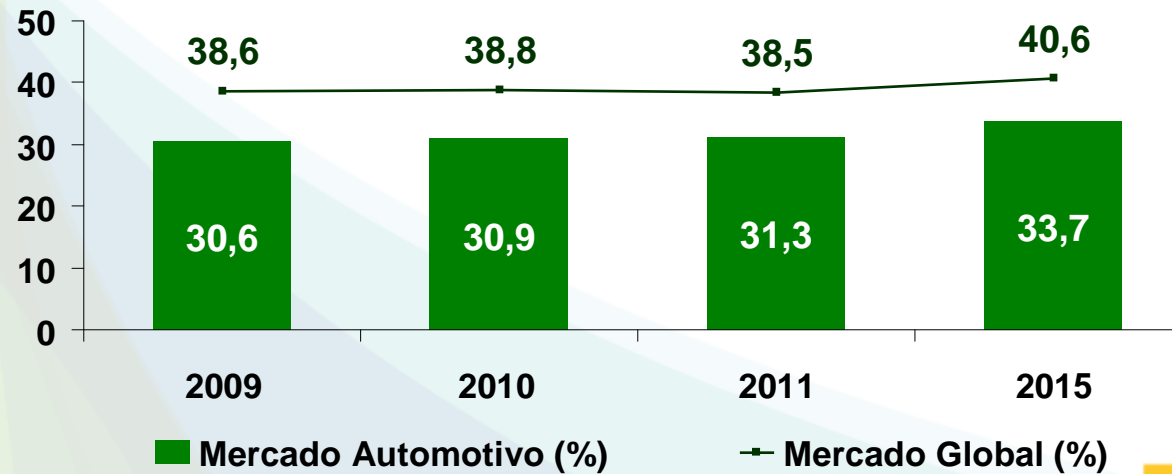
INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIÇÃO

PN 2011-2015
US\$ 3,1 bilhões

- Mercado Automotivo
- Mercado Consumidor
- Operações e Logística
- Liquigás
- Internacional



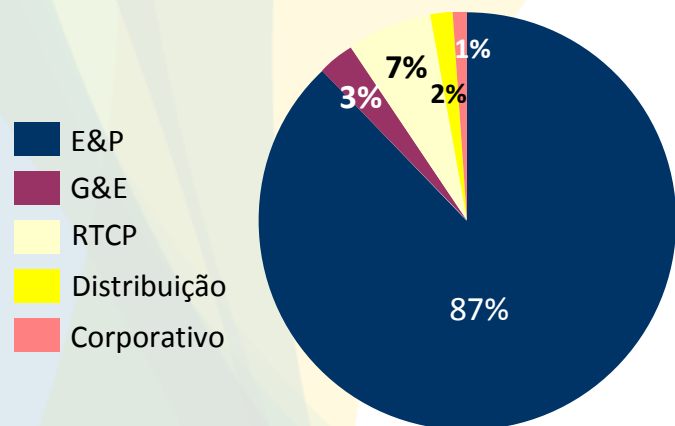
Participação no mercado automotivo e global



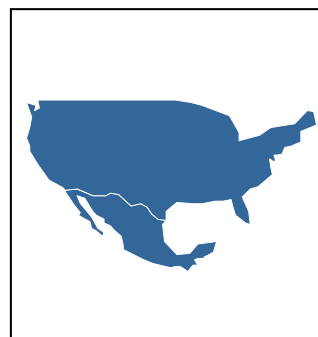
INVESTIMENTOS NA ÁREA INTERNACIONAL

Atividades em 27 países, nos segmentos E&P, RTCP, Distribuição e G&E

US\$ 11 bilhões



Golfo do México



Principais Projetos:

- Cascade / Chinook
- Saint-Malo
- Tiber

Costa Oeste da África



Principais Projetos:

- Nigéria
Akpo
Agbami
Egina
- Angola
Bloco 26

América Latina



Principais Projetos:

- Bolívia
San Alberto / San Antonio
Atendimento ao Mercado Brasileiro
- Peru
Projeto Integrado de Gás – Lotes 57 e 58
Produção de Óleo - Lote X
- Argentina
Manutenção de ativos existentes



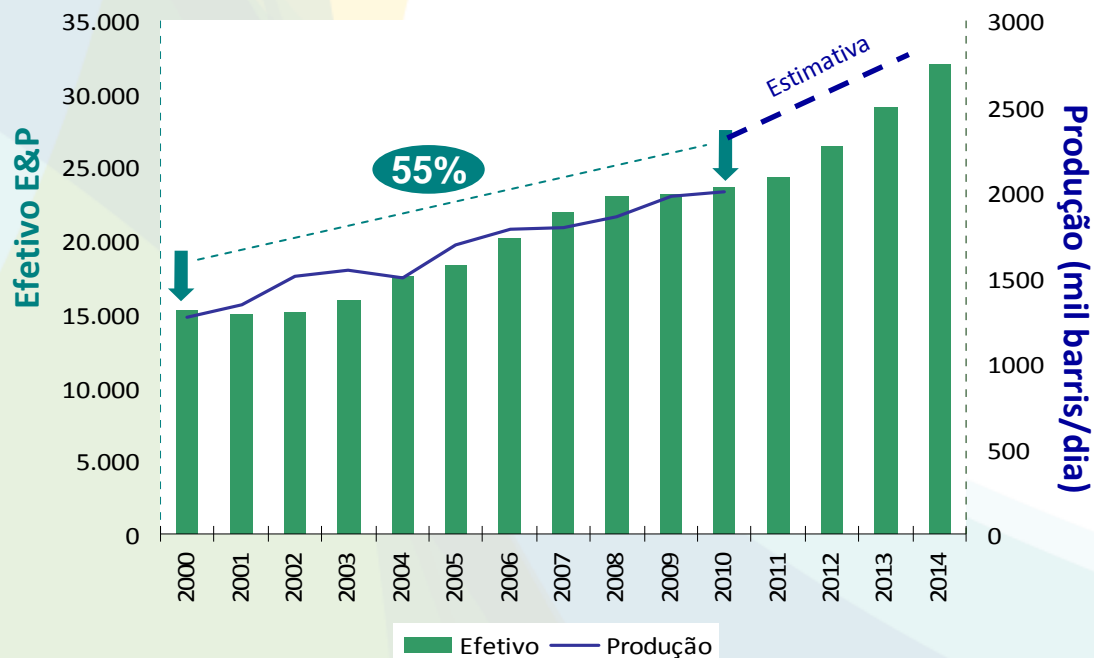
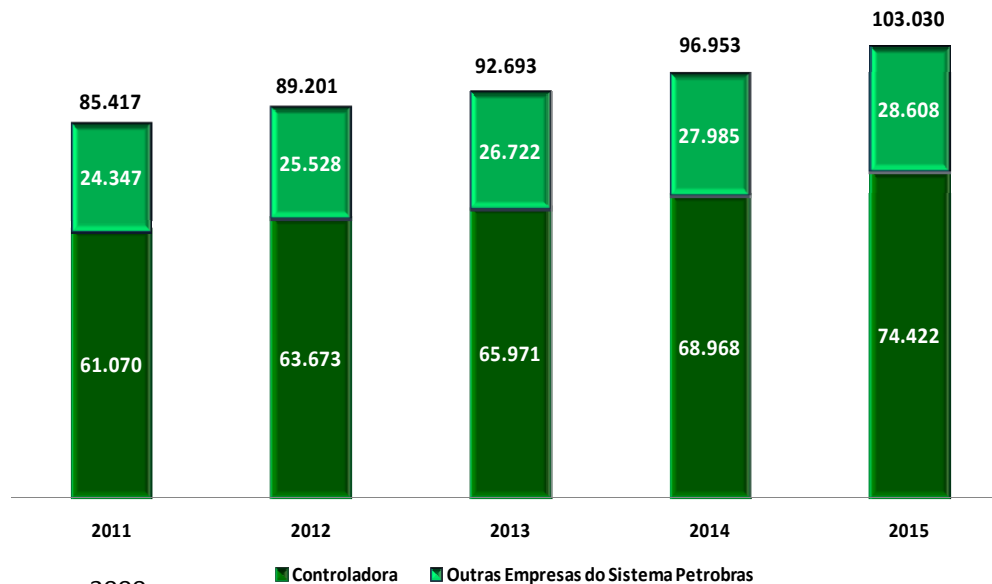
Considerações Finais



RECURSOS HUMANOS

- PN 2011-2015 requer demanda adicional de pessoal
- 51% do efetivo tem menos de 10 anos de Cia., enquanto 46% tem tempo superior a 20 anos

Projeção do Efetivo do Sistema Petrobras



- Segmento de E&P será o principal responsável pela elevação do efetivo, acompanhando o aumento da produção

Posição em Jan/11

GESTÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRAS INTEGRADA COM FORNECEDORES, INSTITUIÇÕES DE PESQUISA E OUTRAS COMPANHIAS DE PETRÓLEO



Gastos (investimentos e custeio): US\$ 1,3 bi / ano

- 4 centros de P&D de fornecedores da Petrobras em construção;
- Para atendimento dos requisitos de conteúdo local, diversas empresas vão desenvolver centros tecnológicos no país.

