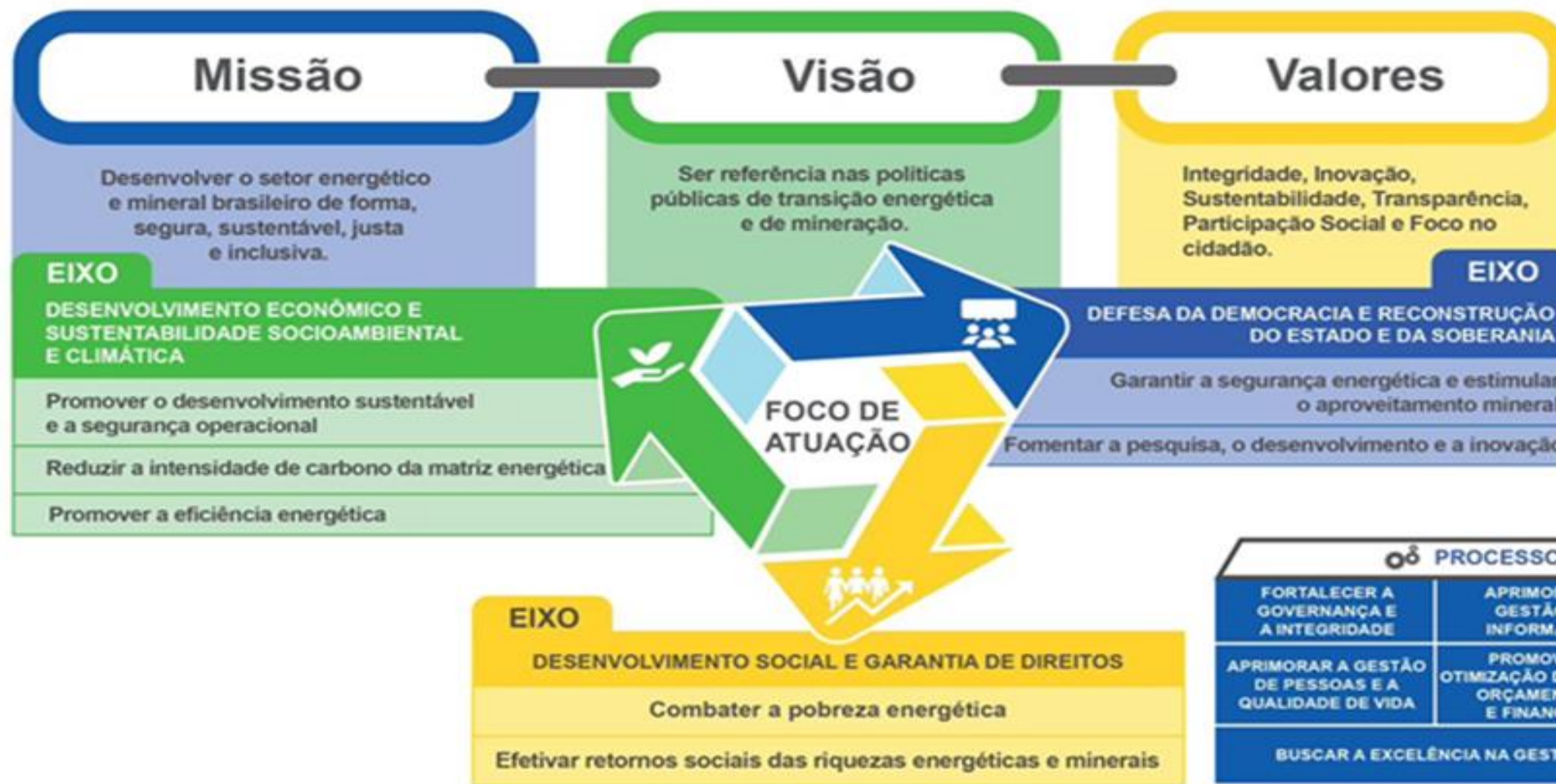


Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Avanços estratégicos na Política de Conteúdo Local

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

MME Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis



Conteúdo Local

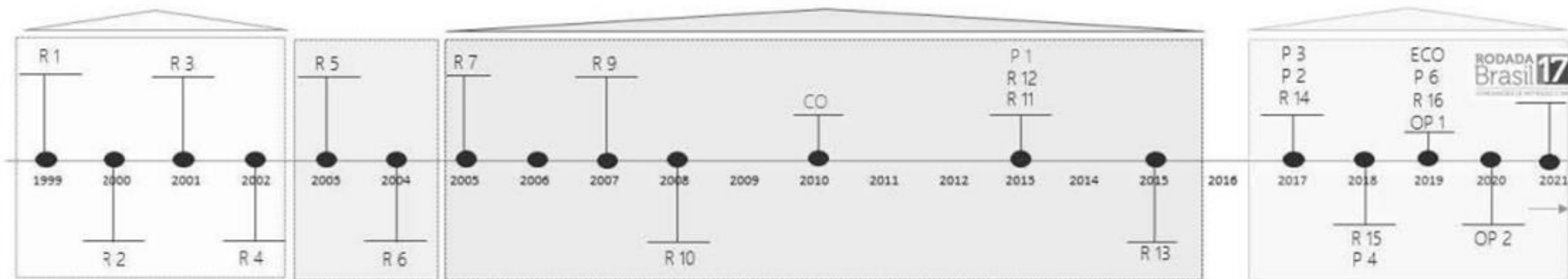
- ❑ Política de Conteúdo Local como instrumento para promover o desenvolvimento social e econômico brasileiro
- ❑ Promover a competitividade do Setor de Petróleo e Gás Natural por meio da participação da cadeia de fornecedores de bens e serviços nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural
- ❑ Orientar a condução da Política de Conteúdo Local para:
 - Simplificação e Harmonização Regulatória
 - CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
 - MME – Ministério de Minas e Energia
 - ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
 - Redução da Assimetria de Informações do Setor
 - Capacidade de Oferta
 - Capacidade Produtiva e Processo Fabril
 - Demanda Efetiva
 - Incremento de Conteúdo Local
 - Ações para Financiamento (instrumentos em estudo)
 - Ações para Fomento (Cláusula de PD&I, dentre outros instrumentos em estudo)

Conteúdo Local

Livre oferta de CL
Fator de BID (15%)
Global + Incentivos
Declaração de 1ª Parte

Concessão: Ofertas limitadas (mín-máx)
Fator de BID (40%)
Global + Itens e Subitens
Certificação por 3ª parte

Compromissos Fixos
Global/Macrogrupos
Certificação por 3ª parte



Ofertas limitadas – mínimos
Fator de BID (40%)
Global + Áreas de atividade
Declaração de 2ª parte

Partilha e CO: compromissos fixos

Conteúdo Local

Evolução Recente do Índice de Conteúdo Local

	Terra		Mar			
	Exploração	Desenvolvimento	Exploração	Desenvolvimento		
				Poço	Escoamento	UEP
Resolução CNPE n° 7/2017	50%	50%	18%	25%	40%	25%
Resolução CNPE n° 11/2023	50%	50%	30%	30%	40%	25%

- As atividades em terra: altamente demandantes de mão de obra, já contam com elevado conteúdo local.
- Para as atividades em mar:
 - Constatou-se excesso ao contratualmente estabelecido para a exploração e para a perfuração de poços, na etapa de desenvolvimento da produção.
 - Na média, não se verificou margem para aumento dos percentuais mínimos de conteúdo local para as instalações de escoamento e para a UEP, por estarem acima daquilo que pode ser contratado junto à indústria.

Foi recomendado ao CNPE ampliar para o ambiente offshore o percentual mínimo de conteúdo local da fase de exploração, de 18% para 30%

Já para os poços da etapa de desenvolvimento, de 25%, para 30%

Conteúdo Local: Aspectos Legais

- A Lei do Petróleo destaca como atribuição do CNPE "induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX", além de:
 - "definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento".
- A Lei da Partilha define como atribuição do MME propor ao CNPE, em relação aos contratos de partilha de produção, "o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional".

Portanto, resta claro o amparo legal para o MME propor e o CNPE determinar ajustes nas cláusulas de Conteúdo Local para os próximos contratos

Conteúdo Local: Considerações Finais

- ✓ O MME - Ministério de Minas e Energia e a SNPG - Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis compreendem a importância da Política de Conteúdo Local e reconhecem a necessidade de promover a sua evolução regulatória para torná-la mais efetiva.
- ✓ Criação de Agenda Positiva para o Setor de Petróleo e Gás Natural.
- ✓ Criação de Fóruns Técnicos para promover debates, estudos e subsídios para o aperfeiçoamento da Política de Conteúdo Local.

Conteúdo Local: Integração Setorial



Avanços estratégicos na Política de Conteúdo Local

Obrigado!

Jair Rodrigues dos Anjos

Diretor do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

E-mail: jair.rodrigues@mme.gov.br

O papel da ANP na Política de Conteúdo Local no setor de Petróleo e Gás Natural

Reunião de Trabalho sobre Política de Conteúdo Local no setor de Petróleo e Gás Natural (SNPGB/MME).

ANP
11/07/2024

VISÃO GERAL DO CONTEÚDO LOCAL

Definição

Proporção entre **o valor** dos bens produzidos e dos serviços prestados **no País** para execução do contrato e **o valor total** dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade (Lei nº 12.351/2010)

Objetivo

Desenvolvimento econômico e tecnológico da cadeia de suprimento da indústria petrolífera (Lei nº 9.478/1997)

Arranjo institucional

CNPE: definição dos percentuais mínimos obrigatórios de conteúdo local e outras diretrizes da política (Lei nº 9.478/1997)

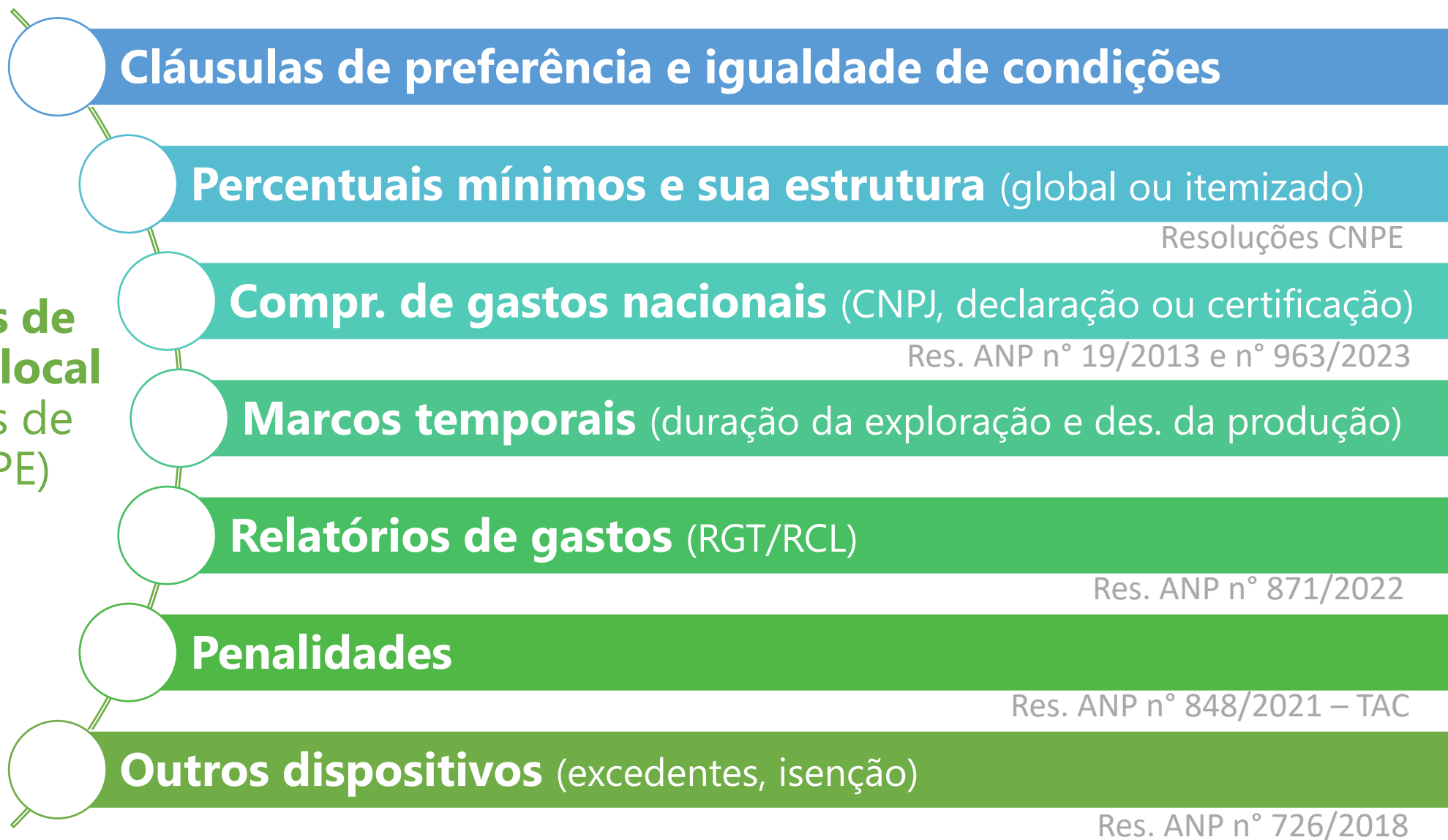
MME: monitorar a participação da indústria nacional no suprimento de E&P, considerando fiscalização ANP e articulação com outros órgão (Decreto nº 11.492/2023) e propor parâmetros (Lei nº 12.351/2010)

ANP: regulação, contratação e a fiscalização da indústria e implementar a política (Lei nº 9.478/1997) – atribuições da SCL (RI ANP)



CONTRATAÇÃO

Cláusulas de conteúdo local
(diretrizes de Res. CNPE)



FISCALIZAÇÃO

Operadores dos contratos: percentuais mínimos de conteúdo local

- ✓ **Estimula o cumprimento das obrigações** e alcance dos objetivos da política
 - ✓ Auditoria dos relatórios de conteúdo local e nos documentos comprobatórios de gastos declarados pelos operadores
 - ✓ Média histórica de 30 contratos/ano fiscalizados

Organismos de certificação de conteúdo local

- ✓ **Assegura a integridade dos certificados** emitidos e confiabilidade do sistema de certificação
 - ✓ Auditoria dos requisitos de acreditação dos organismos de certificação - atualmente são 9 organismos acreditados
 - ✓ Auditoria nos requisitos de certificação para os certificados emitidos – total de 160 mil certificados até o momento

Termos de Ajustamento de Conduta - TAC de conteúdo local

- ✓ Verificação do **cumprimento dos compromissos assumidos** via relatórios e documentos comprobatórios – atualmente são 26 TACs celebrados

REGULAÇÃO

Melhorias contínuas na regulamentação da política – ações desde 2020

- ✓ **Conteúdo local na individualização da produção:** simplificação e aumento da previsibilidade - Res. ANP 833/2020
- ✓ **Apresentação de relatórios de conteúdo local:** eliminação de redundâncias e redução de custos - Res. ANP 832/2020
- ✓ **Termo de Ajustamento de Conduta – TAC:** substituição de multas por novos gastos com fornecimentos nacionais, totalizando R\$ 2 bi de compromissos até o momento - Res. ANP 848/2021
- ✓ **Certificação de conteúdo local:** ganhos em simplificação, incentivos à incorporação de componentes nacionais em fornecimentos estrangeiros e no aumento da previsibilidade do impacto da variação cambial – revisões da Res. ANP 19/2013
- ✓ **Requisitos de acreditação** de organismos de certificação: simplificação e aumento da concorrência com possíveis impactos nos custos da certificação - Res. ANP 963/2023

Novas ações: regulamentação da **cláusula de preferência** / revisão da Res. ANP 871/2022 sobre os **relatórios de conteúdo local**, com previsão de ajustes na contabilização de bens e serviços nacionais / **consolidação** da Res. 19/2013

SUBSÍDIOS À POLÍTICA PÚBLICA

Ações desde 2020

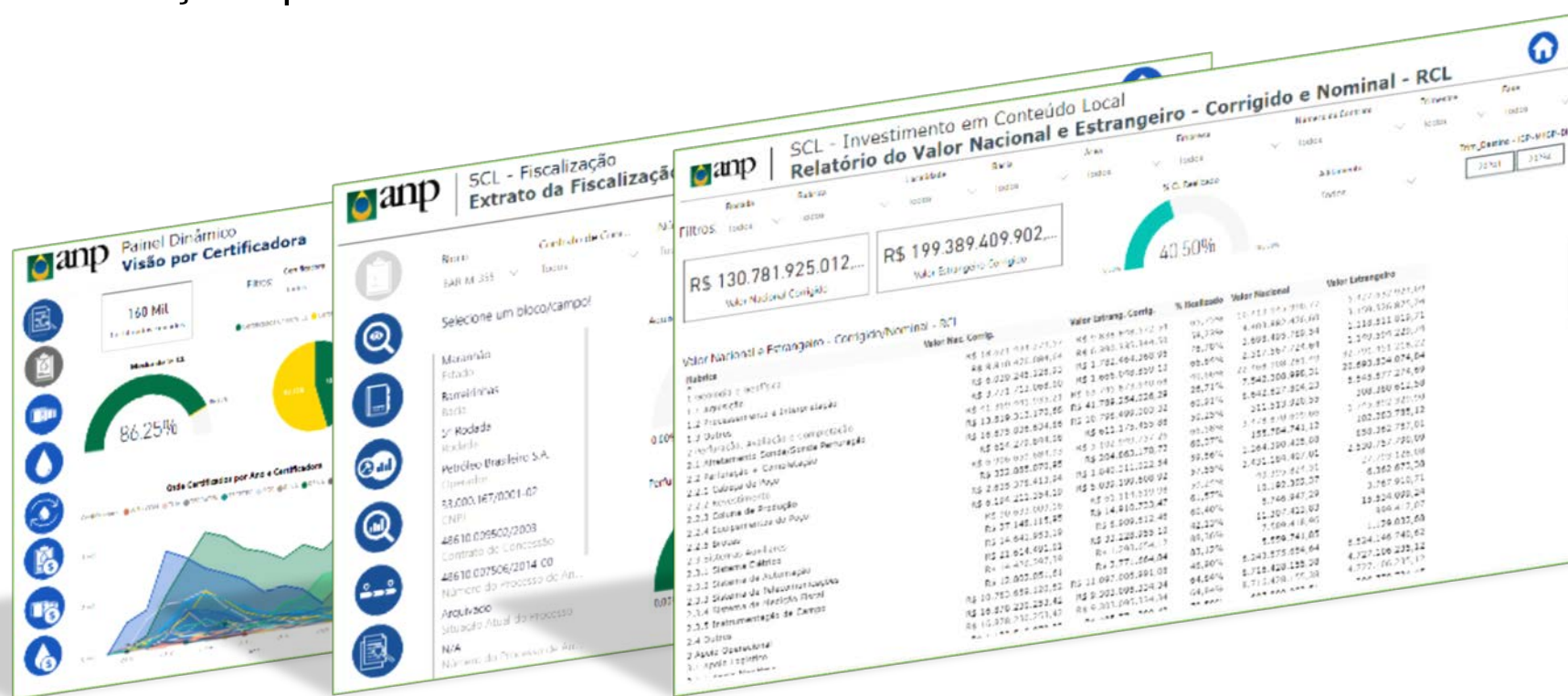
- ✓ Construção de **indicadores operacionais da política** em grupo de trabalho (Portaria MME 21/2021) - utilizados como um dos insumos para a alteração dos percentuais mínimos sob a Res. CNPE 11/2023
- ✓ Definição pelo CNPE de novos parâmetros para o **TAC de conteúdo local**: atividades adicionais a serem consideradas para os compromissos e um nível mínimo de conteúdo local a ser superado (Res. CNPE 13/2021)
- ✓ Definição do compromisso de conteúdo local nas rodadas de licitação que envolvem **individualizações da produção** (Res. CNPE 26/2021)



TRANSPARÊNCIA

Divulgação de dados e informações à sociedade

- ✓ **Painéis dinâmicos** com dados de investimentos dos operadores, da certificação de conteúdo local, dos resultados da fiscalização da ANP, dentre outros
- ✓ Contém dados e informações da política, provendo transparência e possibilidade de contribuições pela sociedade



DESAFIOS

- ✓ Manter os instrumentos contratuais e regulatórios atualizados para atender as necessidades e novos rumos da política
- ✓ Aprimoramento contínuo dos procedimentos e recursos tecnológicos utilizados para a apuração e fiscalização do conteúdo local
- ✓ Sinergia e integração com outras políticas para impulsionar os efeitos dos percentuais mínimos (*subsídios, crédito, capacitação, P&D&I*)
- ✓ Incentivar a competitividade dos fornecedores nacionais
- ✓ Desenvolver mecanismos que incentivem o incremento de conteúdo local em contratos já celebrados (*Transferência de excedentes da Res. CNPE 11/2023*)
- ✓ Atração de investimentos e manter competitividade global



www.gov.br/anp/pt-br



<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

Av. Rio Branco 65 – 12º ao 22º andar - Rio de Janeiro – Brasil
Tel: +55 (21) 2112-8100

A COMPETITIVIDADE DO BRASIL NA ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM E&P

**Contribuições ao Debate sobre Conteúdo
Local**

Julho de 2024

Heloisa Borges

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis



Valor Público



ESTE DOCUMENTO POSSUI CARÁTER INFORMATIVO, SENDO DESTINADO A PRESTAR INFORMAÇÕES SOBRE A COMPETITIVIDADE DOS INVESTIMENTOS EM E&P NO BRASIL, APRESENTANDO ASPECTOS IMPORTANTES SOBRE OS PAÍSES CUJAS RESERVAS SERÃO EXPLORADAS, E SOBRE O MERCADO GLOBAL DE ÓLEO E GÁS.

SEU VALOR PÚBLICO CONSISTE NA CONTRIBUIÇÃO PARA A REDUÇÃO DA ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO, E SUPORTE ÀS POLÍTICAS PÚBLICAS RELACIONADAS AO TEMA.

Conteúdo



- Conjuntura
- Rodadas de 2023
- Rodadas em 2024
- Perspectivas

CONJUNTURA

CONJUNTURA

- O novo portfólio de projetos de 2024 apresenta um preço de *break-even*¹ menor: US\$47/b contra US\$49/b em 2023. Um maior número de projetos é esperado no mundo, em 2024, com investimentos de US\$ 125 bilhões.
- Decisões estratégicas de petroleiras internacionais (IOCs) continuam a ser motivadas por metas ambientais, sociais e de governança (ESG), direcionando investimentos para localidades que possibilitem operações no *upstream* caracterizados como de baixa Intensidade de Carbono. Para petroleiras estatais (NOCs), permanece o desafio de equilibrar a monetização de reservas com objetivos de diversificação de longo prazo.
- Em 2024, projetos com baixa intensidade de carbono² (IC) apresentam uma média de 13,6kgCO₂e/boe, abaixo da média global de 21kgCO₂e/boe, com retorno médio (TIR) de 23%. Até 2028, espera-se que a intensidade de emissões do setor *upstream* seja reduzida em aproximadamente 15%.



¹Assumindo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 15%. Fonte: [WoodMackenzie](#)

² Intensidade de Carbono: emissões de escopo 1 e 2 ao longo do ciclo de vida do projeto. Fonte: [WoodMackenzie](#)

Principais descobertas de petróleo e gás natural – 2022 / 2023

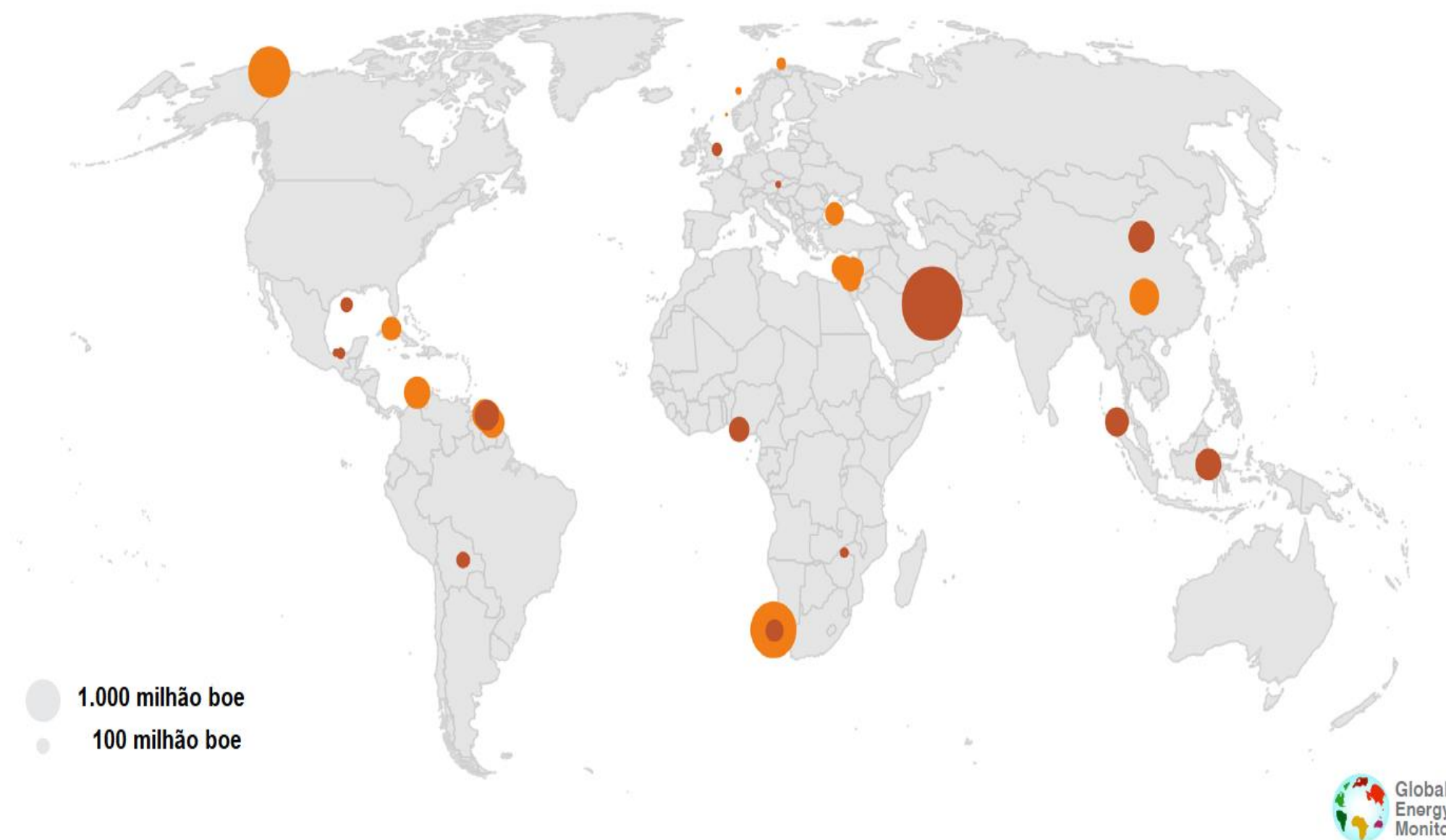
Descobertas de campos de petróleo e gás natural (2022 / 2023)

Os principais países produtores estimam aumento em sua produção até 2030 (em relação a 2021).

20 campos tiveram desenvolvimento aprovado em 2023 (8 bilhões boe)
Há expectativa de mais 31,2 bilhões de boe até 2034.

A América do Sul e a África são pontos globais de alta para novos projetos convencionais de petróleo e gás.

Quatro países neste período produziam pouco ou nada até recentemente e representam cerca de 37% do volume total descoberto.

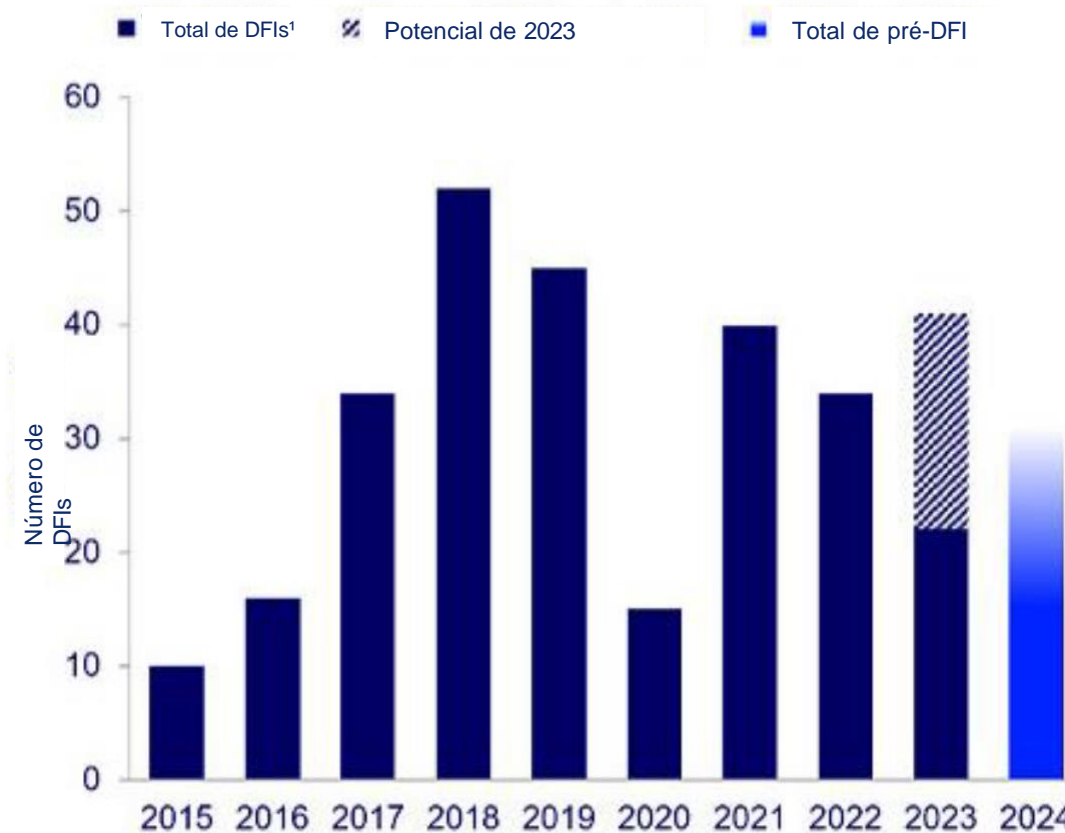


Fonte: Global Oil and Gas Extraction Tracker

Visão geral

- Após atrasos na execução de projetos em E&P, o número de decisões finais de investimento (FIDs, na sigla em inglês) esperado para 2024, de 30, é maior do que o exercido em 2023, de 24, trazendo o número de investimentos potenciais para US\$125 bilhões, com os maiores projetos localizados no Oriente Médio.
- Com a perspectiva de um processo de transição energética no horizonte, mesmo que preços de petróleo na faixa de US\$ 80 a US\$ 90 sejam atraentes, grande parte dos projetos passam a focar em rápidas execuções e altas rentabilidades.

Projetos aprovados por ano

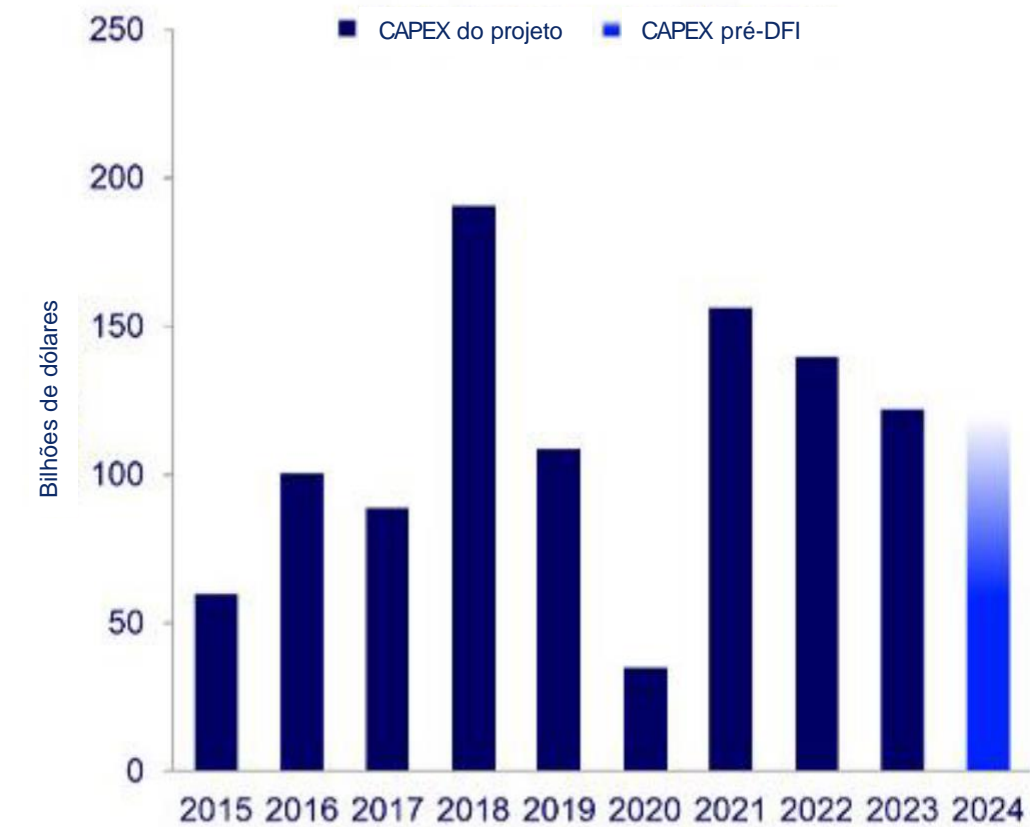


¹ DFI: Decisão Final de Investimento, FID na sigla em inglês

Fonte: WoodMackenzie Lens. O conjunto de dados apenas inclui projetos com reservas maiores que 50 milhões de barris equivalentes de petróleo.

* CAPEX do projeto é o gasto total do projeto no ano da DFI, em moeda corrente do ano da DFI.

CAPEX por ano de DFI



Fontes: WoodMackenzie, WoodMackenzie apud EnergyConnect

RODADAS DE 2023

RODADAS CONCLUÍDAS EM 2023 | Visão geral

1º SEMESTRE



Estados Unidos

Lease Sale 259: Golfo do México

- 13.600 blocos *offshore* foram ofertados
- 313 blocos receberam propostas de 32 empresas.
- Número de blocos licenciados de exploração em águas profundas aumentou em 30%.



Suriname

Demerara Bid Round

- 6 blocos *offshore*, com profundidades variando entre 400 e 3500 metros.
- 3 blocos foram licenciados para Petronas, QatarEnergy, Shell e TotalEnergies.



Indonésia

Indonesia Petroleum Bidding Round 4

- 3 blocos *offshore* licenciados para várias empresas petrolíferas, de grande e pequeno porte.

2º SEMESTRE



Serra Leoa

5º Offshore Petroleum Licensing Round

- 56 blocos *offshore* ofertados na região do Atlântico totalizando 63.000 km² de área prospectiva.



Israel

4th Offshore Bid Round (OBR4)

- 20 blocos de exploração *offshore*.



Guiana

1º Guiana's Licensing Round

- 14 blocos *offshore*, 11 blocos em águas rasas e 3 em águas profundas.
- 8 dos blocos receberam propostas por 6 empresas, como a Exxon Mobil e a TotalEnergies.



Índia

Open Acreage Licensing Policy Bid Round VIII (OALP VIII)

- 2 blocos *onshore*, 2 blocos *offshore* em águas rasas, 2 em águas profundas e 2 em águas ultra profundas ofertados.



Estados Unidos

Lease Sale 261: Golfo do México

- 13.482 blocos *offshore* foram ofertados.
- 299 setores totalizando 6.714 km² receberam licenças.



Reino Unido

33rd Oil and Gas Licensing Round (1º Tranche)

- Foram concedidas licenças de exploração para 258 blocos *offshore* localizados no Mar do Norte.



Cazaquistão

3º Oil and Gas Bid Round

- Oferta de 8 blocos e campos *onshore*.
- A rodada teve o maior arrecadamento em E&P no país desde 2019, com investimento de cerca de US\$108 milhões.

Fontes: Estados Unidos ([OE, Offshore](#)), Suriname ([OGJ](#)), Serra Leoa ([PDSL](#)), Israel ([Energysea](#)), Guiana ([MNR](#)), Índia ([MPN](#)), Cazaquistão ([UpstreamOn](#)), Indonésia ([S&P Global](#)).

RODADAS EM 2024

RODADAS COM CONCLUSÃO PREVISTA EM 2024 | Visão geral

1º SEMESTRE

Reino Unido



33rd Oil and Gas Licensing Round (2^o Tranche)

- Foram concedidas licenças de exploração para 74 blocos localizados no Mar do Norte.

Índia



Open Acreage Licensing Policy Bid Round IX (OALP IX)

- 28 blocos ofertados com área total aproximada de 1, 036 milhões de km²
- 9 blocos *onshore*, 8 blocos *offshore* em águas rasas e 11 em águas ultra profundas.
- Recebimento de propostas até 29 de fevereiro.

Angola



2023 Bid Round

- 12 blocos *onshore* ofertados, sendo 4 na Bacia do Baixo Congo e 8 na Bacia do Kwanza.
- 9 empresas, em sua maioria nacionais, foram licenciadas como operadoras.

Noruega



2023 Awards in Predefined Areas

- 62 licenças de produção *offshore* ofertadas em blocos no Mar da Noruega e no Mar de Barents.

Malásia



2023 Bid Round (MRB2023)

- 6 blocos de exploração e 1 cluster de Oportunidades de Recursos Descobertos (DRO) localizados em bacias emergentes, todos *offshore*.
- A maior parte das licenças foram concedidas à estatal Petronas.

Canadá



Newfoundlands and Labrador Rounds (NL23-CFB01 e NL23-CFB02)

- NL23-CFB01: 28 blocos; NL23-CFB02: 19 blocos.
- Ambos *offshore* na região do Atlântico.

Iraque



5^o(+) and 6^o Licensing Rounds

- 30 blocos ofertados sob Contrato de Exploração, Desenvolvimento e Produção (EDPC) ou sob Contratos de Desenvolvimento e Produção (DPC).

Suriname



2^o Shallow Offshore Bid Round 2023-2024

- 11 blocos *offshore* ofertados somando uma área total de 34.520 km².
- Áreas de exploração localizadas próximo aos campos de produção *onshore* e às recentes descobertas *offshore* em águas profundas.
- Licitações previstas para maio.

2º SEMESTRE

Bangladesh



2024 Bangladesh Offshore Bid Round

- 28 blocos *offshore* ofertados em modelo de Partilha de Produção sendo 9 blocos em águas rasas e 15 em águas profundas.
- Primeira rodada de licitação *offshore* do país em 12 anos.
- Licitações previstas para setembro/2024.

Líbano



3^o Offshore Licensing Round

- 9 blocos *offshore* ofertados totalizando 15.764 km².
- Recebimento de candidaturas até julho.

Trindade e Tobago



2023 Shallow Water Competitive Bidding Round

- 13 blocos *offshore* ofertados em modelo de partilha de produção.

Tanzânia



5^o Oil and Gas Licensing Round

- Oferta de 15 blocos *onshore* e 11 blocos *offshore*. A rodada, primeira do país em mais de uma década, deve conceder as licenças até dez/2024.

Fontes: Reino Unido ([NSA](#), [NSA](#)), Noruega ([NOD](#)), Índia ([MPN](#)), Malásia ([Petronas](#)), Angola ([AOGRI](#)), Canadá ([CNLOPB](#)), Brasil ([ANP](#), [ANP](#)), Suriname ([Staatsolie](#)), Bangladesh ([EMRD](#)), Líbano ([LPA](#)), Trindade e Tobago ([METI](#)), Iraque ([PCLD](#)).

RODADAS EM ANDAMENTO, SEM INFORMAÇÃO DE CONCLUSÃO*



China - 2023 Bidding Blocks Offshore

- 8 blocos *offshore* ofertados, totalizando uma área de 18.464 km². Encerramento das propostas de licitação em jan/2024.



Malásia - 2024 Bid Round (MBR2024)

- Oferta de 5 blocos *offshore* e 5 clusters de DRO localizados em bacias emergentes e em modelo de Partilha de Produção. Encerramento das apresentações de propostas em ago/2024.



Nigéria - 2024 Oil Licensing round

- Oferta de 12 blocos *offshore* em águas profundas.



Indonésia – 2024 Bidding Round

- Oferta de 10 blocos *offshore* nas proximidades de campos produtores como o Bukit Tua.



Cazaquistão – 2024 Oil and Gas Bid Round

- Oferta de 2 grandes blocos adjudicados na última rodada que não tiveram seus prêmios pagos. Também foram ofertados 20 blocos *onshore* e 4 campos petrolíferos antigos.



Omã – 2023 Bidding Round

- Oferta de 3 blocos *onshore* abandonados pelos operadores anteriores.



Egito - 2023 International Oil and Gas Bid Round

- Ofertas de 12 blocos *onshore* em áreas do deserto ocidental e oriental, 7 blocos *offshore* no Golfo de Suez e 4 blocos no Mar Vermelho. O prazo para apresentação de ofertas em fev/2024.

* Conclusão: data de assinatura dos contratos

Fontes: China ([CNOOC](#)), Tanzânia ([PURA](#)), Malásia ([Petronas](#)), Nigéria ([EnerData](#)), Indonésia ([UpstreaOn](#)), Cazaquistão ([UpstreamOn](#)), Omã ([MEES](#)), Egito ([TEY](#)).

PERSPECTIVAS | Leilões 2025+



- **Líbia** – Realização do primeiro leilão desde 2007.
 - Produção diária de petróleo: 1,25 milhão de barris.
 - O país tem como meta produzir 2 milhões b/d entre 2027 e 2030.
 - A rodada de licitação deve ofertar blocos nas bacias de Sirte, Murzuq e Ghadames ([AEC](#), [Eltumi](#)).



- **Angola** – “2025 License Round”.
 - Oferta de 11 blocos *offshore* (bacias do Kwanza e Benguela).
 - Reservas estimadas de 8,2 bilhões de barris de petróleo ([PGS](#)).



- **Guiana** – deverá leiloar novas áreas nos blocos Payara e Yellowtail.
 - Realizada a 1ª rodada de licitação em 2023.
 - Bloco Stabroek: reservas de 11 bilhões de barris equivalentes de petróleo ([OilNow](#)).



- **Reino Unido** – “33ª Oil and Gas Licensing Round”.
 - Oferta de cerca de 560 blocos no Mar do Norte, nos próximos anos.
 - A rodada foi aberta em 2022 oferecendo mais de 900 blocos.
 - 332 blocos receberam licenças na 1ª e 2ª fases da rodada.
 - Blocos restantes serão relançados para concessão de licenças ([NSA](#)).



PERSPECTIVAS

Perspectivas para a Produção de Petróleo no Brasil

- Estima-se uma produção de petróleo de 4,4 milhões de barris/dia em 2034, com um pico de 5,3 milhões de barris/dia em 2030;
- No horizonte decenal, é projetado um **crescimento de até 54%** na produção de petróleo em comparação à realizada em 2023;
- A **produção de petróleo** se amplia até 2030, mas **não se sustenta ao longo do decênio**, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos;
- Cerca de 94% da produção de petróleo estimada para o período é oriunda da **categoria de Recursos Descobertos (RD)** e o cenário decenal indica que a expansão da exploração para novas fronteiras é necessária para sustentar a produção de petróleo na próxima década;
- O **Pré-sal** continuará contribuindo com a maior parte da produção de petróleo, respondendo por **cerca de 76% da produção nacional em 2034**.

Fonte: Ícone feito por [Pause8](#) de www.flaticon.com

Perspectivas para a Produção de Gás Natural no Brasil

- Estima-se uma **produção bruta de gás natural (GN) de 315 milhões de m³/dia em 2034, com pico de 316 milhões de m³/dia em 2031** (crescimento na produção bruta de GN de 110% comparada à realizada em 2023);
- No horizonte decenal, grande parte da produção bruta de GN estimada é oriunda da **categoria de Recursos Descobertos (RD), cerca de 96%**;
- Assim como no petróleo, o **Pré-sal** continuará contribuindo de forma significativa na produção bruta de GN nos próximos dez anos, **representando cerca de 80% da produção nacional em 2034**;
- No final do decênio estima-se um **pico na produção líquida de GN de 134 milhões de m³/dia** (crescimento de 158% na produção líquida de GN quando comparada à realizada em 2023);
- Para os próximos dez anos, grande parte da produção líquida estimada de GN é oriunda da **categoria de Recursos Descobertos (RD), cerca de 98%**;
- O **Pré-sal** continuará com grande contribuição na produção líquida de GN, nos próximos dez anos, **com cerca de 60% da produção nacional em 2034**.

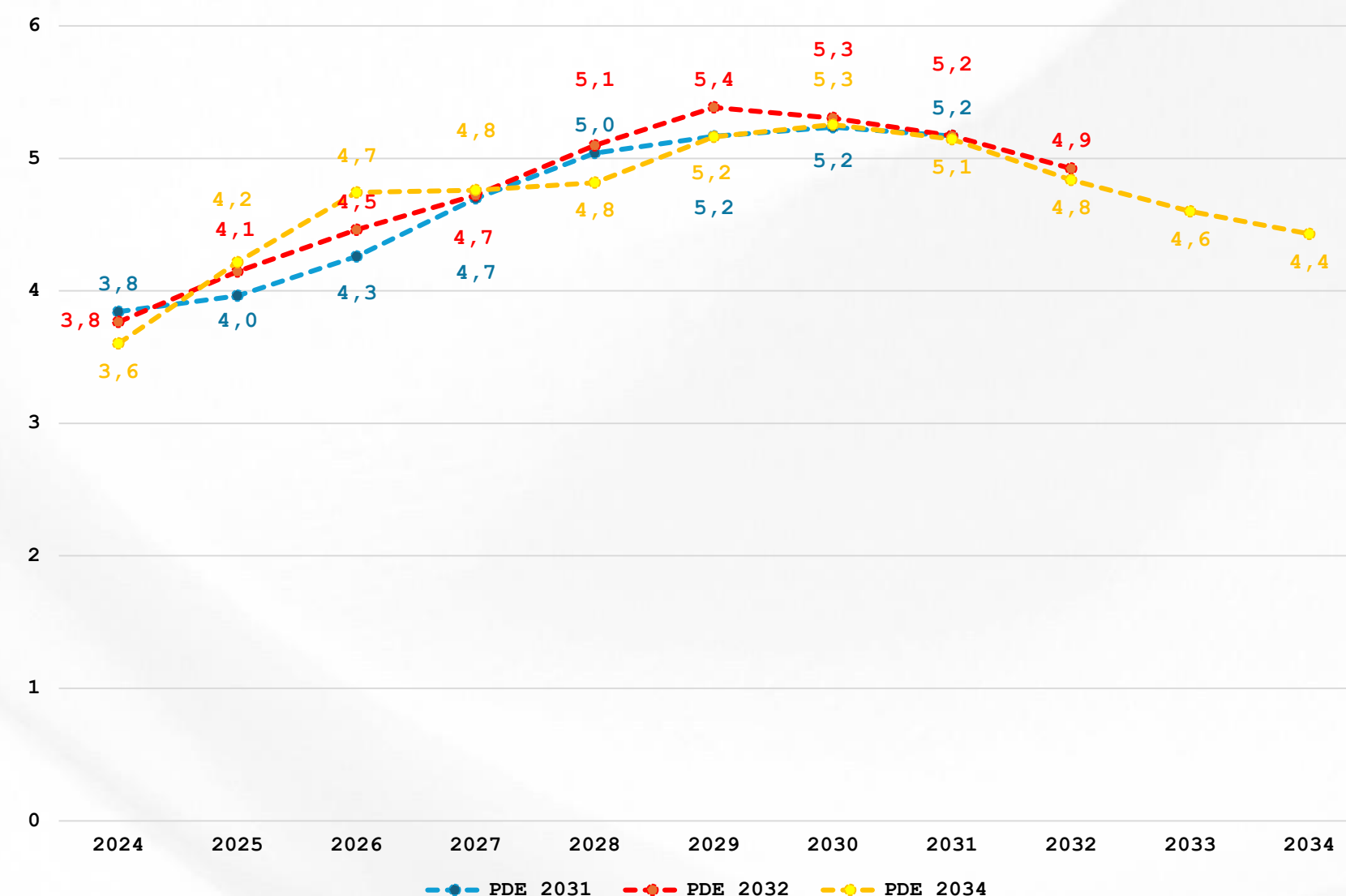
Fonte: Ícone feito por [Pause8](#) de www.flaticon.com

Previsão da Produção de Petróleo - Desafios

- Desde o PDE 2031 se observa o início de declínio na previsão de produção de petróleo;
- O início do declínio apresentado reflete a queda das atividades exploratórias nos últimos anos;
- Em razão de tempos que podem variar de 3 a 5 anos (onshore) ou de 7 a 10 anos (offshore) entre o início da fase de exploração e o início da produção, em áreas de novas fronteiras, há necessidade imediata do esforço exploratório para conter o declínio da produção prevista para os próximos anos.
- O Brasil, nos últimos anos, vinha atraindo cerca de 6% do volume total dos investimentos em Upstream.

Previsão da Produção de Petróleo (Milhões bbl/dia)

Fonte: EPE



CONSIDERAÇÕES FINAIS

CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Diversos países seguem buscando a monetização de suas reservas petrolíferas, mesmo diante do contexto de transição energética. Observou-se que os blocos *offshore* estavam presentes em 89% dos países que realizaram rodadas de licitação em 2023. Considerando as licitações finalizadas em 2024 e as sem informação de conclusão, ao menos 68% dos países possuem rodadas com blocos *offshore*.
- Novos indicadores estão sendo considerados na tomada de decisão de investimentos, especialmente em termos de conformidade com critérios de ESG. O segmento de exploração e produção da indústria petrolífera busca adaptar-se à necessidade de descarbonização. Isso pode ser uma oportunidade para regiões que possuam menor emissão.
- O Brasil tem destaque histórico na produção em campos *offshore*, que continuam em oferta permanente. Mas esses projetos podem apresentar concorrência pelo investimento com os ofertados em demais países e as descobertas dos últimos anos tem se concentrado em concorrentes diretos do Brasil na atração de investimentos.



Obrigada!



Praça Pio X, 54, Centro
20040-020 - Rio de Janeiro

www.epe.gov.br

Proposta de Programa de Competividade da Cadeia Produtiva de Petróleo e Transição Energética

Telmo Ghiorzi
Presidente Executivo
11/julho/2024



A Cadeia Produtiva fornece e opera os bens e serviços utilizados para produzir petróleo



Agenda propositiva da ABESPetro

Eixo 1 - Atividade


- Manter o Repetro
- Licenciar a Margem Equatorial
- Aumentar o Fator de Recuperação

Eixo 2 – Política Industrial

- Aprimorar regras de PD&I
- Criar o Repetro-Exportação
- CL: medição de desempenho e melhorias

Procompete: Programa de Competitividade da cadeia produtiva de Petróleo e Transição Energética

Obrigações e Penalidades	Bonificações e Utilização	Desenvolvimento Tecnológico	Apoio Governamental	Monitoração e Ajustes
<ul style="list-style-type: none">- Níveis mínimos e penalidades estabelecidos pelo CNPE e pela ANP- Mudanças mediante AIR e consultas públicas- Penalidades encerradas após 10 anos- Referência mínima mantida para uso em bonificações de CL excedente	<ul style="list-style-type: none">- CL excedente e exportações geram Bonificações de Conteúdo Local (BCL)- Multiplicadores para alguns segmentos (e.g., Engenharia)- Possíveis usos:<ul style="list-style-type: none">- Compensação de CL não-atingido- Compor Bônus de Assinatura em leilões de blocos da ANP	<ul style="list-style-type: none">- Petroleiras escolhem rodada para aplicar regras de PD&I- Empresas ou universidades acessam recursos de todos os tipos de projeto e despesas- Aprovação automática mediante relatório de 3ª parte- Investimentos em PD&I acima do 1% abatem tributos	<ul style="list-style-type: none">- Financiamento local isonômico com outros países- Ampliar acesso ao FMM- Petroleiras antecipam aquisições- APEX publica oportunidades de exportação para a indústria brasileira- Depreciação acelerada- Diferimento de tributos	<ul style="list-style-type: none">- Comissão (governo e instituições privadas) para monitorar indicadores: CL atingido, exportações, Banco de BCL, alocação de recursos de PD&I, Fator de Recuperação etc.- Análises e recomendações de aprimoramento de políticas públicas



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME
SECRETARIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL
E BIOCOMBUSTÍVEIS - SNPGB

Reunião de Trabalho sobre a Política de Conteúdo
Local no setor de Petróleo e Gás Natural

CONTEÚDO LOCAL NO SEGMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Conceitos e Desafios

11/07/2024

Por que conteúdo local ?

Para o Brasil

- Diversificação da economia
- Aumento de emprego e renda
- Desenvolvimento de tecnologia
- Aumento na arrecadação

Benefícios
potenciais

Para as empresas

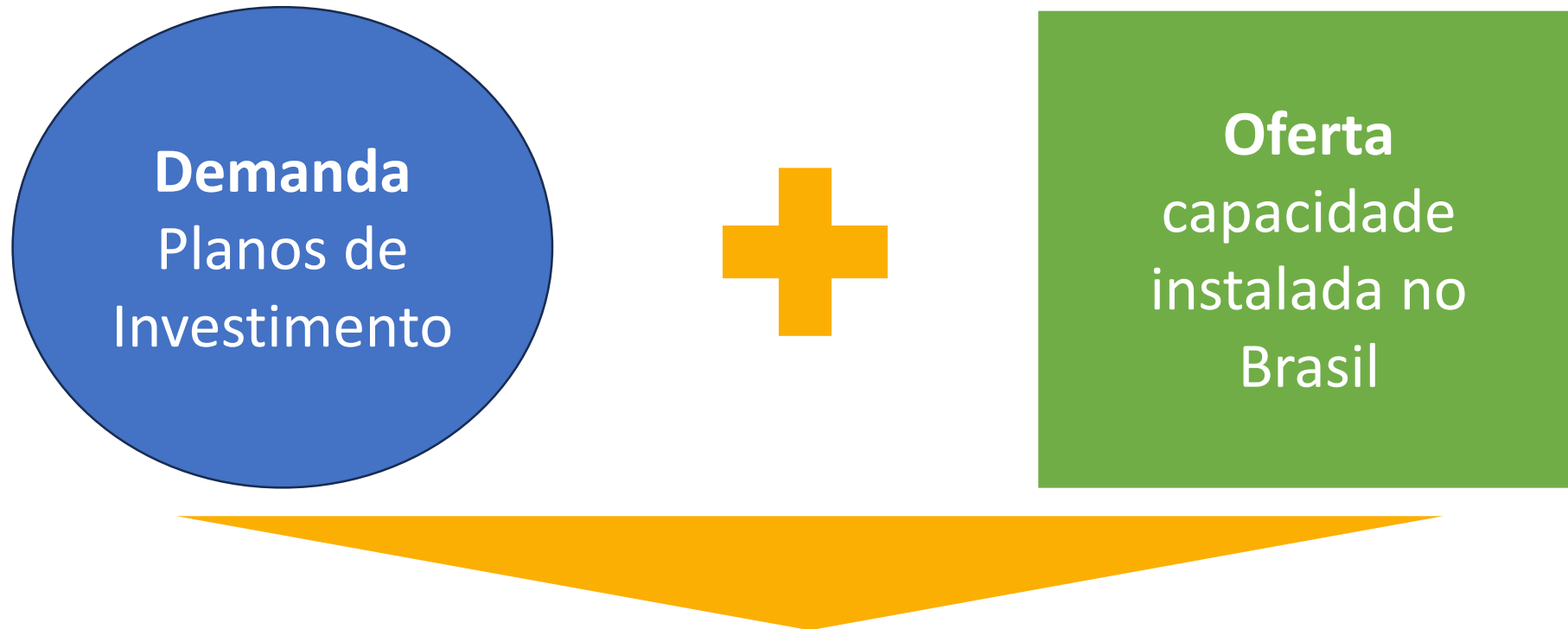
- Logística
- Manutenção mais rápida
- Acesso a sobressalentes
- Diminuição de estoques
- Moeda local / cultura/idioma

POLÍTICA PARA IMPULSIONAR A COMPETITIVIDADE

Mercado + Operadoras + Governo precisam ser aliados

Os benefícios não são “a qualquer preço”

Como otimizar a produção nacional e gerar ganhos de competitividade para todo o setor de P&G?



O que falta para o ganho efetivo de competitividade do lado da oferta?

A Política de Conteúdo Local precisa ser dinâmica, capaz de ser readequada às mudanças de mercado



Gestor da Política de Conteúdo local

Dinamismo necessário para estabelecer os caminhos e adequações na política
Desafio da longevidade dos investimentos

Obrigações contratuais, de longo prazo

Informações da ANP e das operadoras são essenciais para acompanhamento da política

Aprimoramentos na Política de Conteúdo Local

Foco: viabilizar projetos
de investimento

Transformar a Política de caráter punitivo, de multas, para **incentivador**, criando valor para toda a cadeia

Priorizar **setores estratégicos** do mercado fornecedor, com incentivos à exportação

Foco no desenvolvimento de fornecedores, exportação/substituição de importação e incentivo à tecnologia e à inovação

Simplificação da medição e da forma de comprovação



Temos uma indústria fornecedora capacitada, mas existem desafios

EXP

- Atividade de elevado risco, não deveria ter obrigações de conteúdo local
- Atendemos ao conteúdo local dos contratos de E&P

DP
POÇOS

- Temos indústria nacional competitiva
- Atendemos ao conteúdo local dos contratos de E&P

DP SUB

- Temos indústria nacional competitiva, inclusive exportadora.
- Atendemos ao conteúdo local dos contratos de E&P

DP UEP

- Mercado possui desafios para atendimento ao conteúdo local contratado
- Indústria naval em recuperação
- Engenharia
- Máquinas e Equipamentos
- Construção, Integração e Montagem

Avaliar oportunidades de substituição de importação

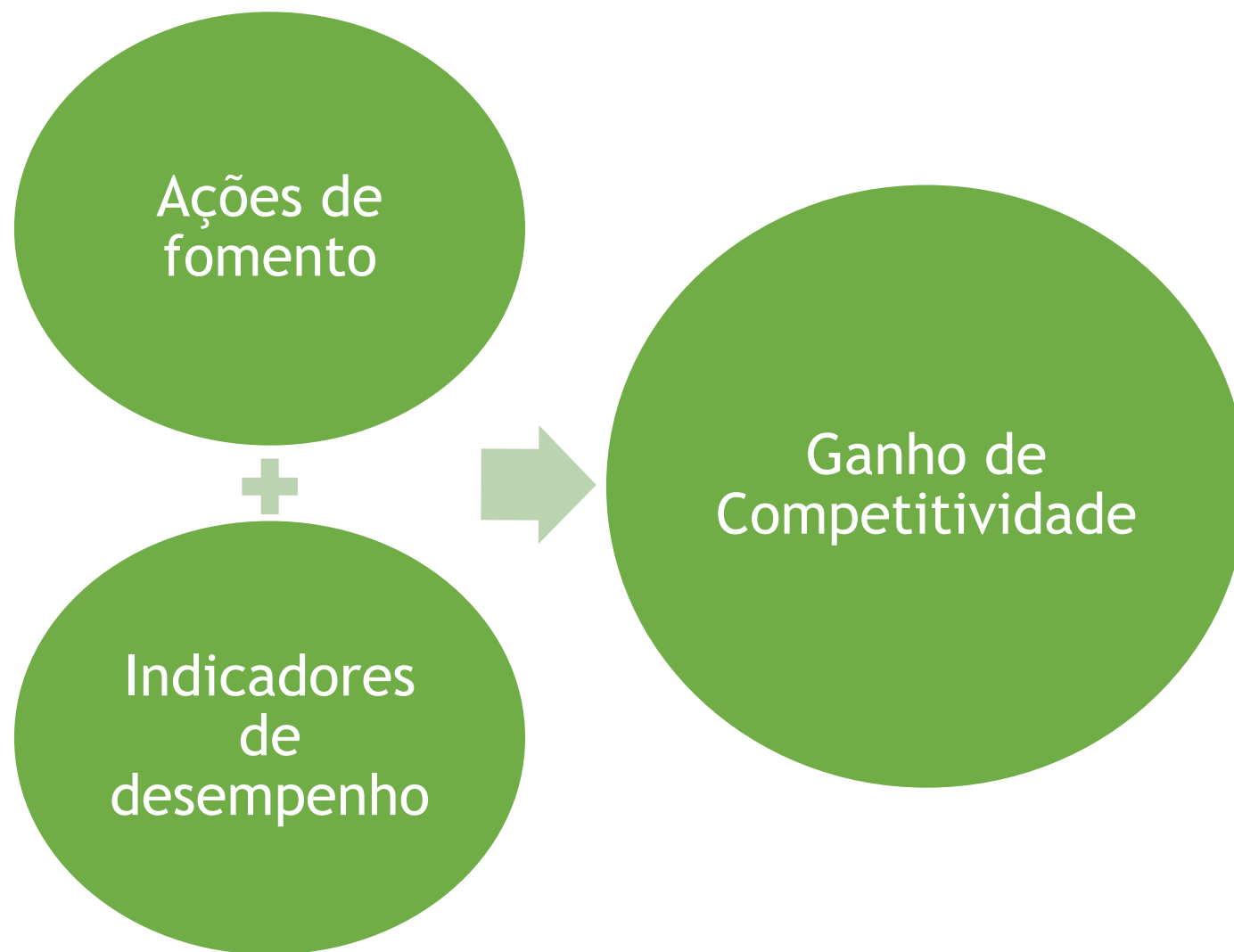
Destaque para as inovações de bombeio submarino e novas tecnológicas

Diferencial na construção de Módulos, que concentra o maior valor agregado

Necessidade de garantias e financiamento, retomada da curva de aprendizagem, capacitação de pessoal

Considerações finais

O conteúdo local é um indicador. É importante haver ações de fomento para ganho de competitividade da indústria





A Política de Conteúdo Local para o Setor de O&G: Propostas para um novo modelo

Júlio Moreira

#IssoGeraEnergia



Julho de 2024

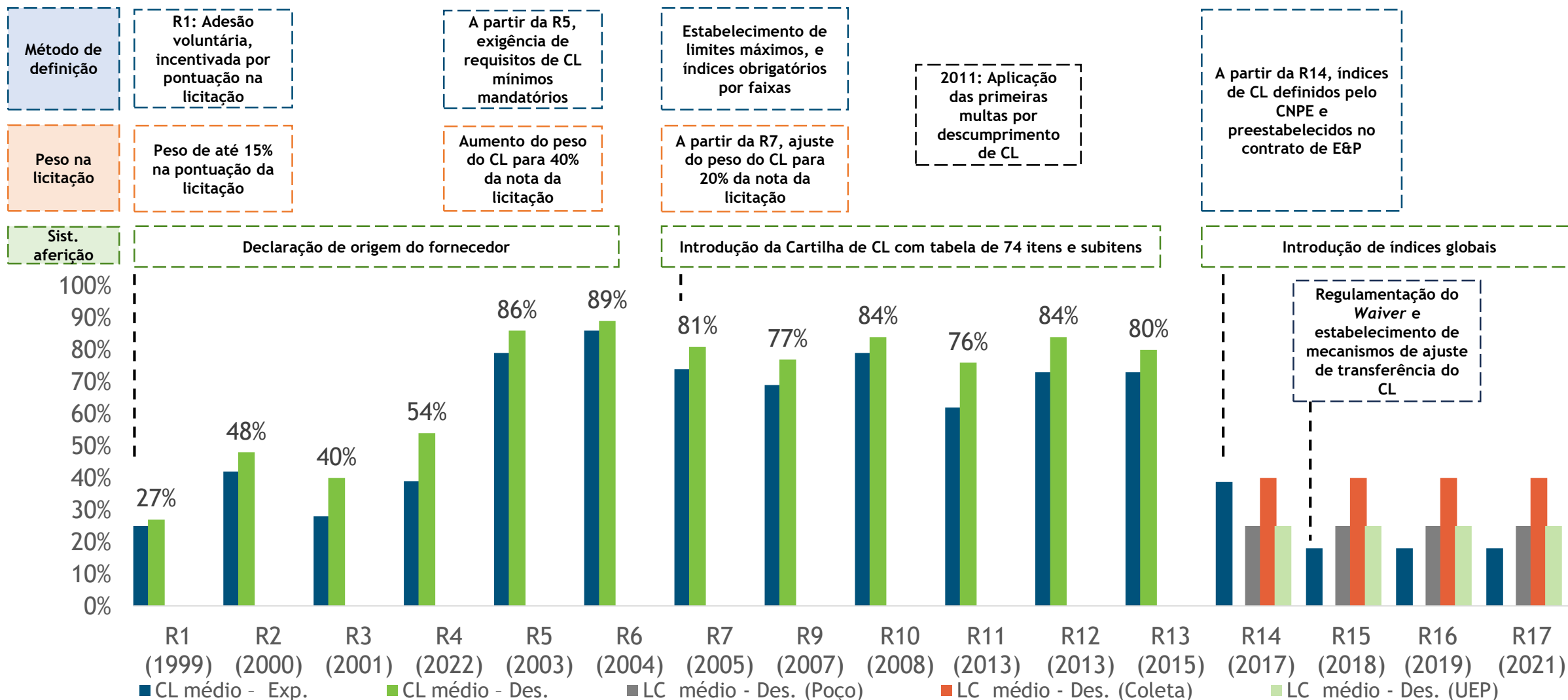
O MODELO ATUAL DO CL NA INDÚSTRIA ...

- Desconsidera os investimentos realizados pelas Operadoras e *avanços importantes para o desenvolvimento produtivo, tecnológico e de engenharia nacional.*
- *Não é a ferramenta mais adequada para incentivar* a expansão da indústria nacional no mercado externo.
- Multas (elevadas), em caso de descumprimento, **desestimulam novos investimentos em E&P.**
- *Faltam evidências e critérios técnicos* capazes de refletir a capacidade local de fornecimento em preço, prazo e tecnologia que o setor demanda.

O MODELO ATUAL DO CL ...

- *Reduz a atratividade do segmento “upstream” brasileiro* quando comparado com outras regiões que competem por investimentos.
- *Um desestímulo para as Operadoras* e também para a cadeia de fornecedores do O&G.
- *O modelo de multas & penalidades desestimula a inovação tecnológica* no setor produtivo nacional.
- *Atrasos, com evidências concretas, em projetos e nas entregas dos equipamentos* encomendados pelo setor de O&G.
- *Atrasos, com evidências concretas, em investimentos* para os projetos compreendidos entre as rodadas ANP7 e ANP13.

Evolução das regras de CL ao longo das rodadas de licitação de blocos de E&P sob o contrato de concessão

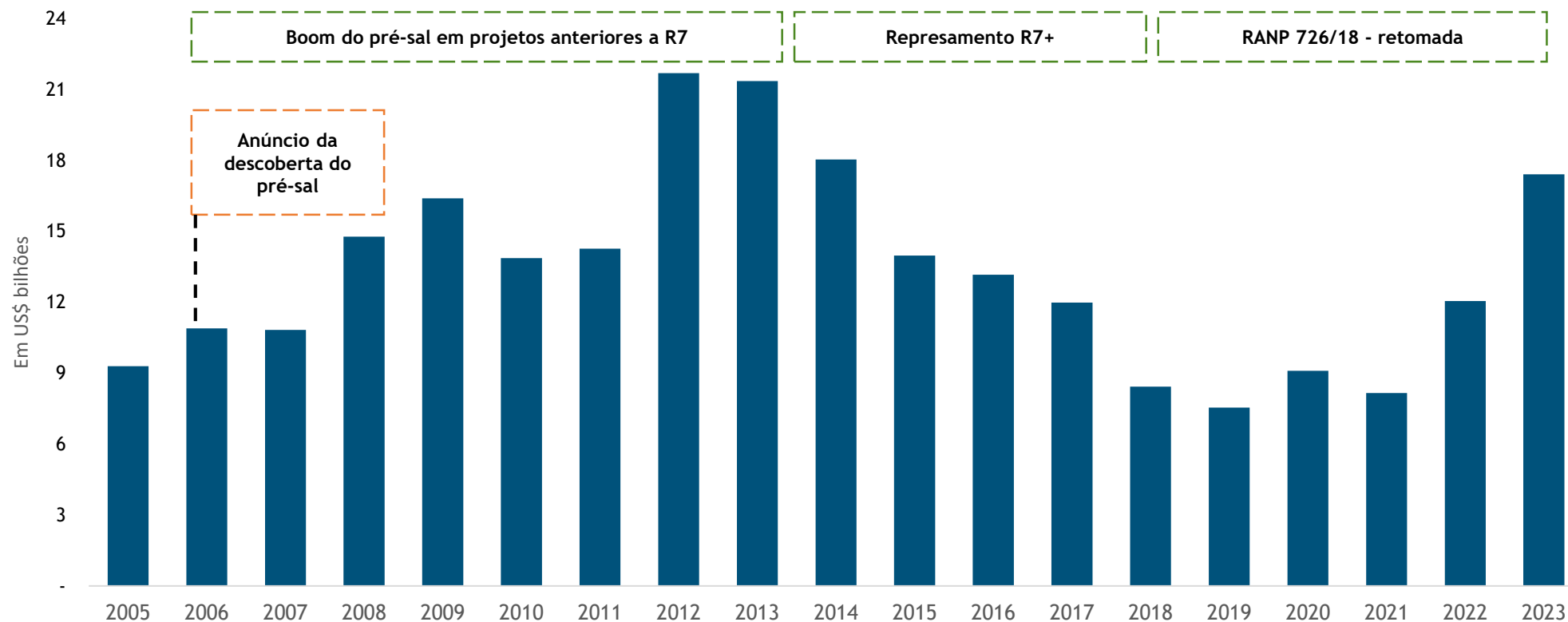


Fonte: Elaboração do IBP a partir de dados da ANP.

Regras mais flexíveis de conteúdo local garantiram maiores níveis de investimentos e, conseqüentemente, produção futura



Evolução dos investimentos em E&P no Brasil (em US\$ de 2024)



De acordo com Bain & Co. (2016), considerando o volume de investimentos em E&P no período 2000-2013, os investimentos para atender a demanda por equipamentos e serviços com requisitos de CL também crescentes deveriam ter aumentado em 900%.

NOSSAS PROPOSTAS PARA O CL...

- **Adotar um novo modelo com foco em:**
 - Inovação tecnológica.
 - Promoção das exportações.
 - Desenvolvimento da capacidade de engenharia nacional.
 - Tecnologias de energia de baixo carbono e descarbonização.
- **Desenhar modelo para incentivos:**
 - Bonificação dedutível nos compromissos de CL adquiridos pelas empresas.
 - Bonificação dedutível no pagamento de parcela dos *royalties*.
- **Determinação dos índices de CL - Manter como prerrogativa exclusiva do CNPE:**
 - É a entidade com competência para determinar os compromissos de CL com base em critérios técnicos.
 - Garante a possibilidade de fazer ajustes necessários visando competitividade e atração de investimentos.
- **Elaborar um modelo de CL capaz de:**
 - Incentivar a atração de investimentos e o desenvolvimento do setor de O&G;
 - Incentivar o desenvolvimento da indústria nacional com objetivo de também promover a expansão dos negócios no mercado internacional;



CONECTAR TODA A INDÚSTRIA PARA IR CADA VEZ MAIS LONGE.
ISSO GERA ENERGIA.



/ibpbr



@ibp_br



@ibp_br



/ibpbr



/ibpbr

ibp.org.br | [#IstoGeraEnergia](https://twitter.com/ibp_br)

Política de Estímulo ao Aumento da Participação da Indústria Local de Bens e Serviços no Setor de Petróleo e Gás Natural



Apresentação MME/SNPGB

Brasília, 11 de Julho de 2024



Histórico

- Antes do fim do monopólio - Conteúdo local da Petrobras era superior a **↑ 70%**
- **Lei 9478/97**: O valor estabelecido para o "government taking" somado ao valor dos impostos inviabilizaria a venda de blocos.
- Foi então editado o **Decreto 3.161/99 - Repetro** - junção de três decretos para conceder isenção/suspensão de impostos
- Estudo encomendado pela **ANP em 1998**, que estudou exemplos internacionais de sucesso, recomenda a criação da ONIP para contribuir com o processo de inclusão da indústria nacional.
- ANP - a partir de **1999**, passa a exigir contrapartida de conteúdo local nos leilões para concessão de blocos exploratórios. A cada "bid round" as condições eram modificadas
- Em **2005** é instituída a cartilha de conteúdo local que perdurou até **2013**.
- Com a descoberta do pré sal houve paralização de leilões por mais de cinco anos e foram Instituídos os regimes de partilha e cessão onerosa
- Em **2017** foi promulgada a Lei do Repetro Lei 13.586/2017
 - Os artigos 5º e 6º são prejudiciais à indústria nacional.
 - Após negociação foi apresentado o PL 9302/2017 - para compensar perdas do Repetro - posteriormente apensado ao PL 7401/2017 já em tramitação.
- Em 2017 O CNPE reduz drasticamente os percentuais de conteúdo local, principalmente no casos das UEPs, que passaram a exigir valores globais sem separar bens de serviços
- A ANP edita a Resolução **726/2018** para aditar os contratos regulados pela cartilha para novos percentuais e com processo mais simplificado.
- Os percentuais originais do PL **9302/17** eram os mesmos da Resolução 726
- A Comissão de Minas e Energia da Câmara aprovou um substitutivo ao PL 9302/207 que passou a tramitar e está hoje na CCJC.

Reflexos do Passado:

- ☐ Insegurança Jurídica
- ☐ Baixa Previsibilidade
- ☐ Mudanças Constantes nas Regras
- ☐ Prejuízos para a Indústria Local de Bens e Serviços



Objetivos propostos:

- O estabelecimento de políticas de estímulo ao incremento da participação da indústria local de bens e serviços nas atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos a curto, médio e longo prazos
- Definir em lei, o índice percentual de Conteúdo Local Mínimo (CLM) para cada modalidade (conforme tabela a seguir)
- Definir em lei de forma clara e transparente, os mecanismos de apuração, registro e certificação do CL obtido, para a aplicação ao concessionário dos Ônus (penalidades) e Bônus (benefícios) tendo o CLM como referência.



Observações:

- Para os contratos sem obrigatoriedade de CLM, o eventual **Bônus** a ser transferido em benefício de outro contrato (contrato de destino), ocorrerá quando **superada a condição do CLM no referido contrato de destino**.
- Será passível de penalidade, a não comprovação obrigatória de que o processo licitatório para bens e serviços obedeceu ao critério de **ampla oportunidade à indústria local e em condições simétricas** àquelas concedidas aos fornecedores internacionais em todas as fases da cadeia de valor.
- Tais penalidades deverão ser previstas em Lei, também para a ocorrência de assimetrias decorrentes da incorporação diferenciada do Repetro na cadeia de valor.



Conteúdo Local Mínimo (CLM) em licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural no mar:

Aplicabilidade Partilha e Concessão (Fase de Desenvolvimento)	<u>Componentes</u> <u>Conteúdo Local % Mínimo</u>	
Plataforma de Produção (UEP) "Casco e Topsides"	Engenharia	40%
	Equipamentos e Materiais	40%
	Construção, Montagem, Integração, Comissionamento	40%
Sistema de Coleta e Escoamento*	Global	40%
Construção de Poços*	Global	30%

*mantém os percentuais vigentes na resolução do CNPE



Conteúdo Local Mínimo (CLM) em licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural em terra:

- Fase de exploração: Conteúdo Local Mínimo (CLM) global de 50%*
- Etapa de desenvolvimento da produção: Conteúdo Local Mínimo (CLM) de 50% para bens e de 50% para serviços *

***mantém os percentuais vigentes na resolução do CNPE**



Há casos que apesar de melhores condições ofertadas, Fornecedores Nacionais são preteridos:

Principais Motivos:

- Utilização de financiamentos subsidiados nos locais de origem (Buyers/Suppliers Credit)
- Concentração em centros internacionais de suprimentos
- Pouca ou nenhuma estrutura de compra e diligenciamento no Brasil
- Preferência a fornecedores previamente homologados e qualificados
- Compra de pacotes para diferentes empreendimentos (economia de escala)
- Isonomia de impostos Repetro x Impostos Locais prejudicando a Indústria Local



A capacidade atual



Setor de Máquinas e Equipamentos representado pela Abimaq:

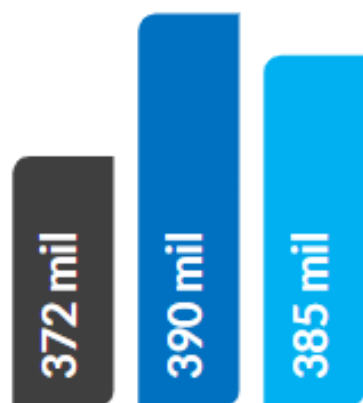


ABIMAQ em Números

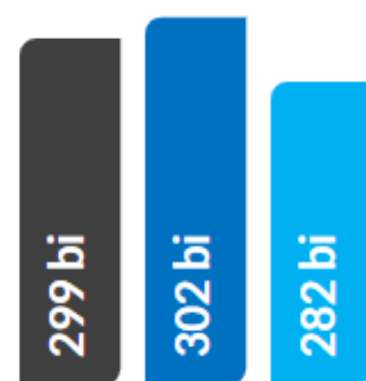
Estudo realizado em 2023 sobre o setor de Máquinas e Equipamentos



O setor gerou cerca de 385 mil empregos



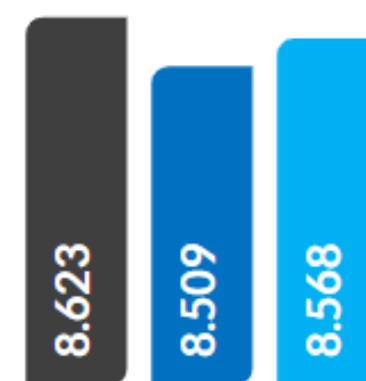
Alcançou o faturamento de R\$ 282 bi



Exportou cerca de US\$ 14 bi



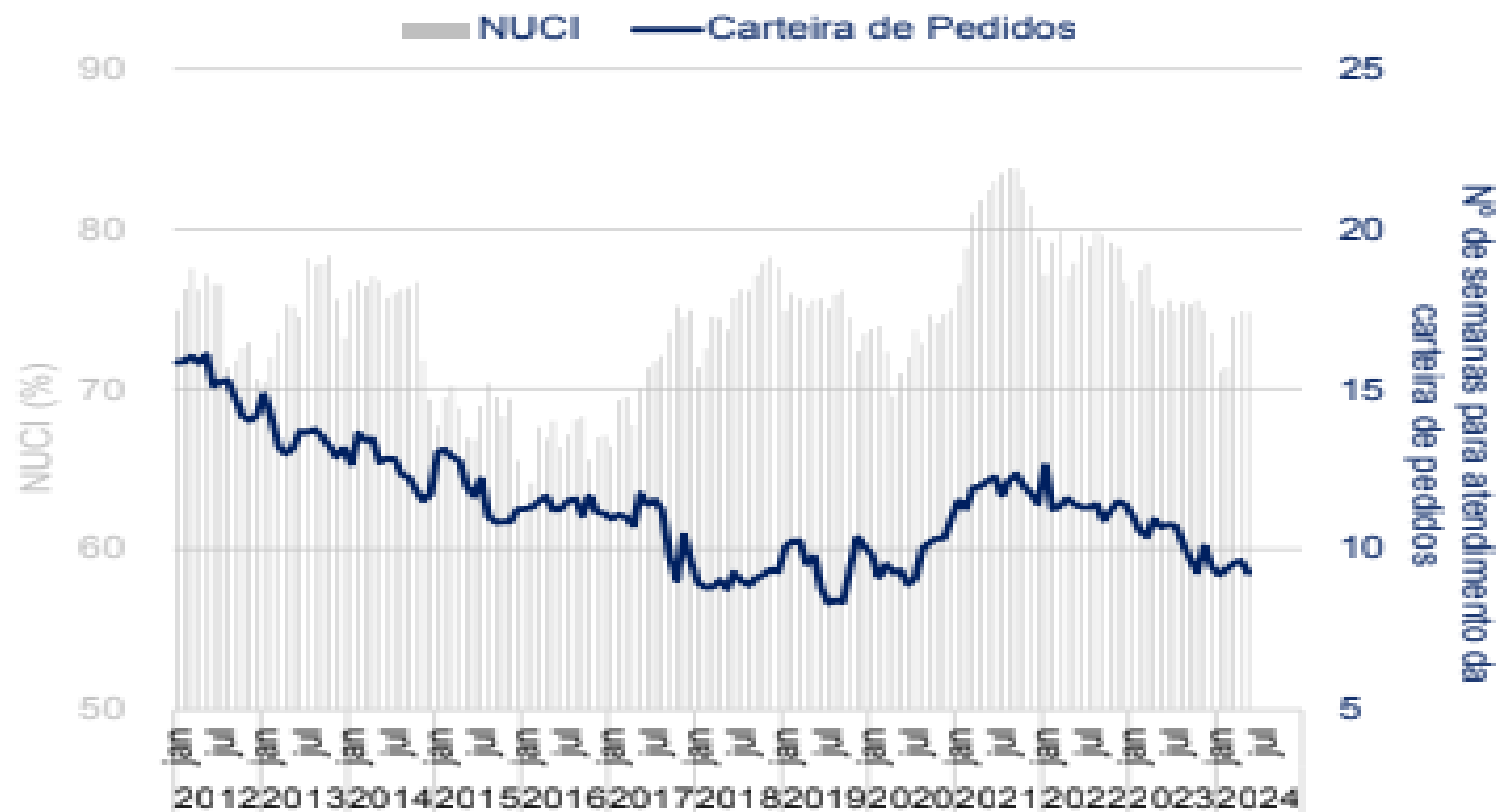
Representa cerca de 8.568 empresas



2021 2022 2023



Capacidade Instalada e Carteira de Pedidos - Abimaq



Carteira de pedidos caiu
-13,3% sobre maio de 2023, atingindo 9,3 semanas em 2024

Fonte: DEEE/ABIMAQ.



O contexto atual – Sinaval e Abemi

- Somente grupos estrangeiros de grande porte têm participado com sucesso das concorrências das UEPs
- As empresas nacionais não conseguem participar das concorrências da Petrobras
- As concorrências estão cada vez mais vazias (1 a 2 proponentes)
- As últimas unidades contratadas: Plataformas P-78, P-80, P-82, P-83, P-84 e P-85, foram contratadas por um único grupo econômico internacional (da ordem de US\$ 20 bilhões)



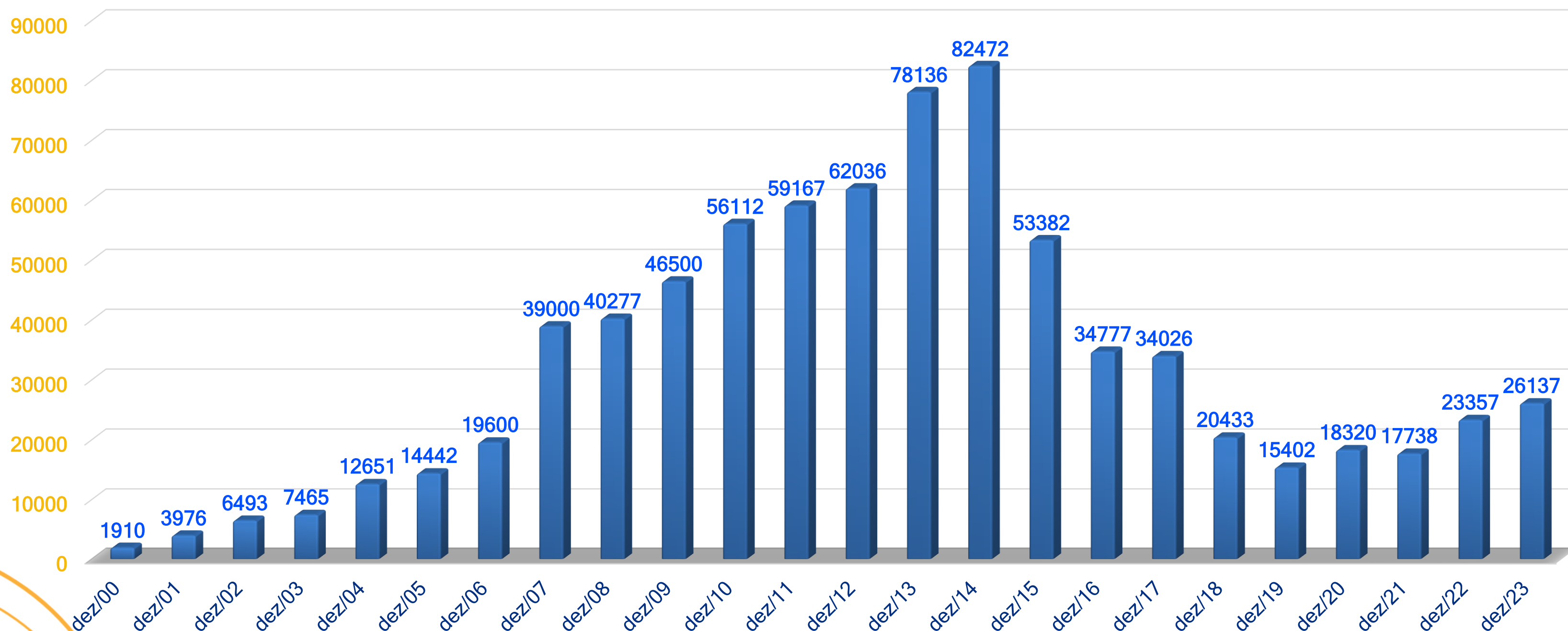
O contexto atual

- A totalidade dos FPSOs licitados estão sendo construídos em países asiáticos
- A participação local se restringe à construção de alguns módulos dessas plataformas, muitas vezes apenas para atender aos requisitos de Conteúdo Local Mínimo (atualmente estipulados em 25%, em contraste com os antigos 60%). Contudo, em muitos casos, as empresas estrangeiras vencedoras optam pelo pagamento de multas, em vez de adquirir bens e serviços no Brasil
- As empresas estrangeiras vencedoras, quando subcontratam ou cotam com empresas brasileiras, exigem prazos menores para a construção, devido a necessidade de transporte dos módulos ao local da integração (Sudeste e Leste da Ásia), o que reduz em até 90 dias o cronograma de construção e adiciona custos ao fornecimento local

Impactos na Indústria Naval e Canteiros Offshore



Perda de empregos na Indústria Naval/Offshore



Perdas para a sociedade brasileira

Perdas anual para a economia nacional R\$ 32 bilhões/ ano

Empregos diretos perdidos
= 60.000
Empregos indiretos perdidos
= 180.000
Pessoas das famílias afetadas
= 240.000

Perdas nas contribuições
governamentais

= R\$ 12 bilhões

INSS = 20% Salário educação = 2,50%
FGTS = 8% Adicionais salariais = 0,20%
*SAT/RAT = 4,50% SESI = 1,50%; SEBRAE = 0,60%
Incra = 0,20

*Pagos pelo empregador, Seguro de Acidente de Trabalho e gastos da Previdência com acidentados

Salários = R\$ 16 bilhões
Seguros-saúde = R\$ 3 bilhões
Vale-alimentação = R\$ 2 bilhões

Perdas (considerando o salário médio de R\$ 5.000 por
trabalhador)

Infraestrutura Local para atender a demanda futura de FPSOs



Investimentos em estaleiros e canteiros novos e existentes

Baseado na Política de Conteúdo Local, o setor privado, através do FMM obteve, entre 2005 e 2012, prioridade para 38 projetos de construção, ampliação e modernização de estaleiros.

Investimentos de 2005 a 2012
(US\$ milhões):

➤ Novos estaleiros	=	5.372
➤ Ampliações	=	569
➤ Modernizações	=	281
Total	=	6.222

(Fonte: BNDES)



Capacidade instalada

Aumento de 3 para 9 estaleiros potenciais para construção de módulos de plataformas



A Petrobras avaliou os estaleiros nacionais ativos e potenciais, buscando identificar a capacidade de atendimento e as necessidades de desenvolvimento



IBP: seminário para lançamento do Mapa de Estaleiros do Brasil: fomento à criação de parcerias entre fornecedores de FPSO (18/04/2024)



Módulos do FPSO Almirante Tamandaré pela EBR



Primeiro corte de chapa da P-79 na Metasa



Live de FPSOs com Fornecedores em 22/02/2024: Apresentações da carteira da Petrobras de médio prazo para engajamento do mercado fornecedor com 86 fornecedores participantes



Primeiro corte de chapa da P-80 na BrasFELS



Fabricação de módulos da P-80



Capacidade instalada

Case - FPSO P-74 (Búzios) – EPC

<Capacity: 150k bopd | 7Mm3pd>

- ✓ Engineering (Incl FEED endorsement), Procurement, Management, Modules Lifting & Integration, Commissioning, Hull carryover, Unit Startup & offshore support.
- ✓ VLCC conversion by Petrobras.
- ✓ 65% of local content requirement
- ✓ In-house topside detail engineering (+200 engineers)
- ✓ Local and Worldwide procurement (Material, Equipment and some Modules)
- ✓ World's heaviest module lift using a land-based mobile Crane (3,000 tons) at that time.
- ✓ 30,000 tons of topside (~22,000 in Brazil, remainings subcontracted and 1 delivered by PB)



Mechanical Completion of topside modules and starting of the lifting campaign at EBR



Capacidade instalada

ABOUT ENAVAL TRACK RECORDS



ENAVAL



Capacidade instalada

GRUPO
ECOVIX

TECHINT

EBSE
ENGENHARIA
DE SOLUÇÕES

utc
internacional

TRACK RECORD



P-43 & P-48
2001 to 2003
client: PNBV
6 units
8.590 t



P-53
2005 to 2007
client: QUIP
4 units
1.934 t



P-57
2008 to 2010
client: SBM
5 units
3.171 t



P-58 & P-62
2010 to 2012
client: PNBV
14 units (simultaneous construction)
12.416 t



P-74, P75, P76 & P-77
2013 to 2014
client: ENSEADA
4 units
3.366 t



P-47
2002 to 2004
client: PNBV
6 units
1.700 t

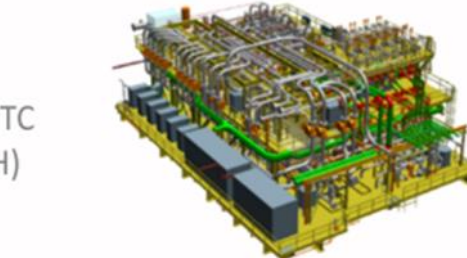


P-56
2007 to 2010
client: PNBV
2 units
2.400 t



P-55
2008 to 2010
client: PNBV
2 units
1.180 t

P58 - M07 Manifold
The Largest and Heaviest
Topside Module made by UTC
20m (W) x 30m (L) x 18m (H)
1.530 t



P-55
2015 to 2016
client: SAIPEM
4 units
330 t



Capacidade instalada

GRUPO
ECOVIX



TRACK RECORD



EPC contract for CARAPEBA III, fixed platform, including jacket e deck-box, assembly, integration, commissioning, all tests and pre-operation

1993
CARAPEBA
III



Conversion of Floating, Storage & Offloading (FSO) P-47 into Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) P-47,

for the installation of an oil and water treatment unit to export treated oil from the Marlim to the Campos Basin, along the north coast of the State of Rio de Janeiro, Brazil

2005
P-47



EPC contract for full supply of FPSU P-55, including deck-box, assembly, integration, commissioning, all tests and pre-operation (in Consortium)

2011
P-55



BOT - Supply of Engineering, Materials and Construction Services for Floating Production and Storage Unit P-63 (the "FPSO P-63")

2013
P-63

Conversion of the Semi-Submersible Drilling Unit (SS) P-25 into the Semi-Submersible Production Unit P-25, with a process plant of 100,000 bopd and 115 mmcf/d of natural gas

1996
P-25



2008
P-53



EPC: Supply of 8 modules, flare, pipe rack topsides for the FPSU P-53, in Rio Grande-RS, (Consortium)

EPC contract for the complete construction of P-59 and P-60 each one comprises a jack-up drilling unit weighing around 11,000 tons with three independent retractable legs. The rig is capable of operating at sites with a water depth up to 106 meters and drilling wells up to 9,144 meters

2015
P-59 e P-60



Capacidade instalada



Seatrium Brazil Production units

NOTE:

— Angra Yard

— Aracruz Yard

P52
180.000 Bpd



P57
180.000 Bpd



MV23
120.000 Bpd



MV24
150.000 Bpd



2005

2008

2011

2013

2015

2007

2010

2012

2014



P48
150.000 Bpd



P51
180.000 Bpd



P56
100.000 Bpd



P61
90.000 Bpd



Cidade de Paraty
150.000 Bpd



MV26
150.000 Bpd



Capacidade instalada



Seatrium Brazil Production units

NOTE:

— Angra Yard

— Aracruz Yard



Capacidade instalada

FPSO INTEGRATION



Module integration by Floating
Crane Pelicano 1 on FPSO P-54

FPSO P-43
FPSO P-50
FPSO P-54
FPSO Cidade de Saquarema
FPSO Cidade de Maricá
FPSO Cidade de IlhaBela



Capacidade instalada

ILHA DO CAJU (EX-BRASA) NITERÓI



Total Yard Area: 65.000 m²

Possibility to build 10 modules
simultaneously



Brasa (Joint Venture of
SBM & Synergy)

22 modules built
varying from
900 a 1.600 ton

FPSO Cidade de Saquarema

FPSO Cidade de Marica

FPSO Cidade de Ilha Bela



Principais causas da ociosidade na Indústria Naval e Offshore do Brasil



Financiamentos e Garantias

- O grande desafio enfrentado pelos fornecedores nacionais é o custo e acesso ao crédito, (exigências de garantias e custos financeiros elevados no país)
- Dívidas não liquidadas pela Sete Brasil (inadimplência bilionária), o que levou vários fornecedores à recuperação judicial
- Recomposição do FGCN - Fundo Garantidor da Indústria Naval (comprometido pelas operações da Sete Brasil);
- Busca de mecanismos para prover garantias de financiamento e de capital de giro aos estaleiros e canteiros offshore nacionais, sem a necessidade de buscar parceiros internacionais por razões eminentemente financeiras

Modelo atual de contratação da Petrobras

- As condições de pagamento exigidas pela Petrobras dificultam sobremaneira a participação das empresas locais devido ao porte econômico-financeiro dos empreendimentos das UEPs e do fluxo de caixa negativo previsto nos contratos.
- A Petrobras melhorou as condições recentemente, mas tais melhorias não foram suficientes para romper as barreiras atuais.
- A contratação dos FPSOs completos, incluindo Casco e Topsides no mesmo contrato, também limita ou elimina a participação de empresas nacionais, devido ao porte e aos riscos do empreendimento como um todo.

Modalidades de contratação:

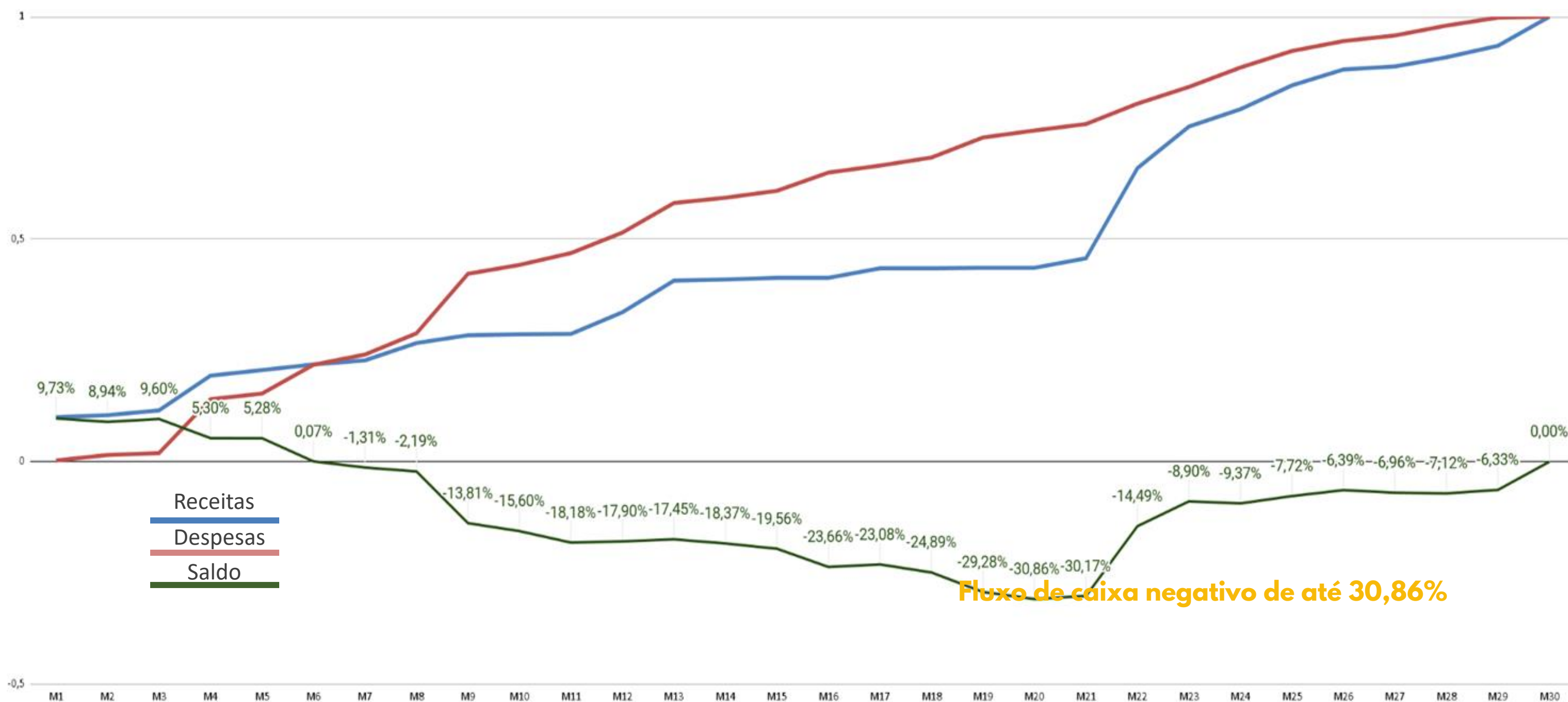
- Além da melhoria nas condições de pagamento, sugerimos que a Petrobras avalie retomar a contratação das próximas unidades na modelagem que foi feita para as UEPs da Cessão Onerosa, como as P-74, P-75, P-76 e P-77.
- O que desejamos é que as encomendas não sejam concentradas em poucos fornecedores internacionais, mas, sim, a abertura para a participação de empresas brasileiras com a retirada das barreiras naturais relacionadas ao “porte dos contratos”.
- Desta forma, poderão participar as empresas de Engenharia e Projeto, os Fornecedores de Materiais e Equipamentos e as Empresas de Construção e Montagem (EPCs), os Estaleiros, enfim, toda a cadeia nacional.
- Sugerimos que a Petrobras crie e distribua um conjunto de RFIs (Request For Information) para seus fornecedores, obtendo *feedback* do mercado nacional para efetiva capacidade de participação nessa nova modalidade contratual.

Fluxo de Caixa dos contratos

- **Importância do Fluxo de Caixa:** mesmo com adiantamentos, o Fluxo de Caixa permanece negativo, o que resulta em uma exposição financeira incompatível com a capacidade das empresas brasileiras de captação de recursos
- **Efeito nas Propostas:** isso se traduz no fato de que, desde a P-78, nenhuma empresa genuinamente brasileira conseguiu oferecer uma proposta viável

Gostaríamos de propor uma revisão abrangente da política de adiantamentos e pagamentos para alinhar os interesses da Petrobras com o das empresas nacionais. A melhoria do Fluxo de Caixa e a revisão dos termos de pagamento podem abrir oportunidades para as empresas brasileiras participarem ativamente de projetos que estão por vir. A colaboração eficaz entre Petrobras e empresas nacionais é fundamental para o sucesso contínuo desses empreendimentos.

Exemplo de fluxo de caixa: de acordo com Milestones de Pagamento do FPSO P-80



Resumo das proposições

1. Fixar o Conteúdo Local Mínimo em Lei
2. Garantir a previsibilidade da demanda com a realização de novos leilões e CLM
3. Criar um novo Fundo Garantidor para Construção Naval/Offshore
4. Novo Modelo de Contratação: concorrências separadas para Casco, Topsides e Integração
5. Fluxo de Caixa Neutro
6. Integrar e fortalecer a cadeia de suprimentos
7. Priorizar a execução da Engenharia no Brasil (Básica e Detalhada)
8. Revisar e adequar as políticas públicas (instrumentos legais, apoio financeiro de longo prazo, apoio à exportação e incentivos fiscais federais, estaduais e municipais).



Conclusão:

1. Simplificação das regras
2. Previsibilidade
3. Segurança Jurídica
4. Atração de investimentos
5. Utilização da capacidade ociosa no Brasil
6. Prazo de implantação das novas regras de CL compatíveis com as proposições



Obrigado



ABIMAQ

Alberto Machado

Diretor Executivo

[alberto.machado@abimaq.org
.br](mailto:alberto.machado@abimaq.org.br)

SINAVAL

João Azeredo

VP de Relações

[joao.azeredo@sinaval.org.b
r](mailto:joao.azeredo@sinaval.org.br)

ABEMI

Joaquim Maia

Presidente

presidencia@abemi.org.br