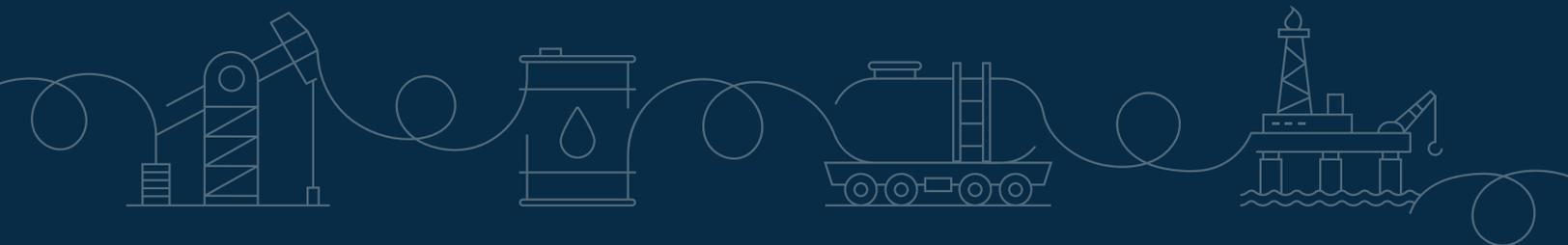




RELATÓRIO DE GESTÃO 2023



Índice

1.	Mensagem do Conselho de Administração.....	5
2.	Destaques 2023.....	6
3.	Introdução.....	6
4.	ANPG - Quem Somos.....	8
4.1.	Modelo de Governo.....	10
4.1.1.	Modelo Institucional.....	10
4.1.2.	Constituição da Administração.....	12
4.1.3.	Direcções/Gabinetes e Directores.....	12
5.	Enquadramento Estratégico.....	14
5.1.	Contexto Mundial.....	16
5.2.	Contexto Nacional.....	19
5.3.	Posicionamento da ANPG no Mundo.....	21
6.	Funções da ANPG.....	22
6.1.	Função Concessionária.....	22
6.1.1.	Actividades de Exploração.....	22
6.1.2.	Atribuição de Concessões Petrolíferas.....	27
6.1.2.1.	Licitação 2023.....	28
6.1.2.2.	Regime de Oferta Permanente.....	30
6.1.2.3.	Negociação Directa.....	30
6.1.2.4.	Concessões Petrolíferas Adjudicadas.....	31
6.1.2.5.	Negociações/Prorrogações de Concessões.....	32
6.1.3.	Produção de Petróleo Bruto.....	33
6.1.3.1.	Promoção do Re-desenvolvimento de Campos Maduros.....	37
6.1.3.2.	Promoção do Desenvolvimento dos Campos Marginais.....	38
6.1.4.	Intensificar a Exploração e Produção de Gás.....	38
6.1.4.1.	Produção de Gás Natural Associado.....	39
6.1.4.2.	Produção de LNG, Condensados e LPG.....	40
6.1.5.	Gestão das Concessões.....	41
6.1.5.1.	Contratação/Homologação de Contratos.....	41
6.1.5.2.	Análises Económicas.....	43
6.1.5.3.	Custo Operacional por Barril.....	44
6.1.5.4.	Recuperação dos Investimentos Realizados nas Concessões em Produção.....	45
6.1.5.5.	Direitos e Levantamentos do Petróleo Bruto.....	45
6.1.5.6.	Exportações do Petróleo Bruto da Concessionária Nacional.....	48
6.1.6.	Abandono das Instalações.....	49
6.2.	Função Reguladora.....	50
6.3.	Função Fiscalizadora.....	51
6.3.1.	Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente às Instalações Petrolíferas.....	52
6.3.2.	Auditoria das Concessões.....	52
6.3.3.	Compliance.....	53
7.	Desempenho Financeiro.....	54
8.	Processos de Suporte.....	62
8.1.	Instrumentos Contratuais e Legais Produzidos.....	64
8.2.	Iniciativas de Comunicação.....	65
9.	A Nossa Forma de Retribuir.....	66
9.1.	Desenvolvimento do Capital Humano.....	68
9.2.	Desempenho de Segurança.....	70
9.3.	Desempenho Ambiental do Sector.....	71
9.4.	Alinhamento com os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável.....	74
10.	Perspectivas e Desafios.....	76
	ACRÓNIMOS E SIGLAS.....	82
	ANEXOS.....	85





1 Mensagem do Presidente do Conselho de Administração

Caros parceiros,
É com grande satisfação que apresentamos o Relatório de Gestão do ano 2023. Durante este período desafiador para a indústria de petróleo e gás, resultante das tensões geopolíticas mundiais, questões ambientais e volatilidade nos preços do petróleo, enfrentámos uma série de obstáculos e conquistámos importantes marcos.

As ambições da ANPG continuam focadas na sustentabilidade da produção, tendo sido registada uma média diária de 1 099 611 barris de petróleo e de 2 639 milhões de pés cúbicos de gás, o que demonstra estabilidade comparativamente aos dois últimos anos.

Como resultado da campanha de perfuração de poços de exploração, foi feita uma descoberta não comercial pelo poço Lumpembe-1 do Bloco 15/06, e encontram-se em avaliação os volumes do poço Grenadier-1 do Bloco 20/11.

No que toca à implementação da Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas, estiveram à disposição dos investidores 12 blocos das Bacias Terrestres do Baixo Congo e do Kwanza (da Licitação 2023), estando a decorrer o seu processo negocial.

O ano foi também marcado pela formalização do acordo de cooperação com a instituição congénere da Namíbia, para a partilha de experiências e desenvolvimento de projectos.

Como Reguladora e Fiscalizadora do Upstream, continuámos a aprovar os regulamentos técnicos para matérias de exploração, produção, segurança e ambiente, e realizámos também inspecções para garantir a avaliação do estado de integridade das instalações.

Seguimos comprometidos no acompanhamento do Conteúdo Local, tendo no exercício económico atribuído certificações a mais de 400 empresas nacionais, assim como na implementação dos projectos de responsabilidade social sustentáveis no âmbito da saúde, educação, cultura e ambiente.

Em nome do Conselho de Administração, agradecemos a dedicação e o trabalho árduo dos nossos colaboradores, das empresas operadoras e prestadoras de serviços, entidades governamentais e demais stakeholders. Estamos confiantes de que, com a nossa estratégia e foco na excelência operacional, continuaremos a impulsionar o crescimento e a inovação do sector em Angola.

Obrigado.

Bloco a Bloco construiremos a ANPG e transformaremos o sector!

Paulino Jerónimo
Presidente do Conselho de
Administração

2. Destaques 2023

Produção, Exploração, Concessões, Conteúdo Local e Capital Humano

DESCRIÇÃO	2023	2022	2021
Produção de Petróleo (BOPD)	1 099 611	1 136 711	1 147 908
Produção de Gás (MMSCFD)	2 639	2 687	2 751
Número de sondas a operar (N.º)	13	11	14
Eficiência Operacional (%)	88	92	91
Queima de Gás (MMSCFD)	189	148	165
Derrames de petróleo (barris)	103	47	1 179
Emissões (MMTon de CO ² EQ)	9,90	9,04	10,58
Concessões licitadas até á data (N.º)	39	27	27
Concessões adjudicadas da estratégia 2019-2025 (N.º)	16	13	13
Total de Concessões adjudicadas até á data	29	18	18
Produção Sísmica 2D (km ²)	636	364	-
Produção Sísmica 3D (km ²)	166	-	7 638
Produção Sísmica 4D (km ²)	1 159	1 813	2 067
Empresas registadas (N.º)	417	925	N/D
Empresas certificadas (N.º)	402	648	N/D
Número de trabalhadores (N.º)	614	621	616
Mulheres na organização (%)	267	270	271
Percentagem de mulheres em cargos de gestão (%)	25	30	34
Formações realizadas (N.º)	45	79	27

Figura 1 – Indicadores de desempenho 2021-2023.

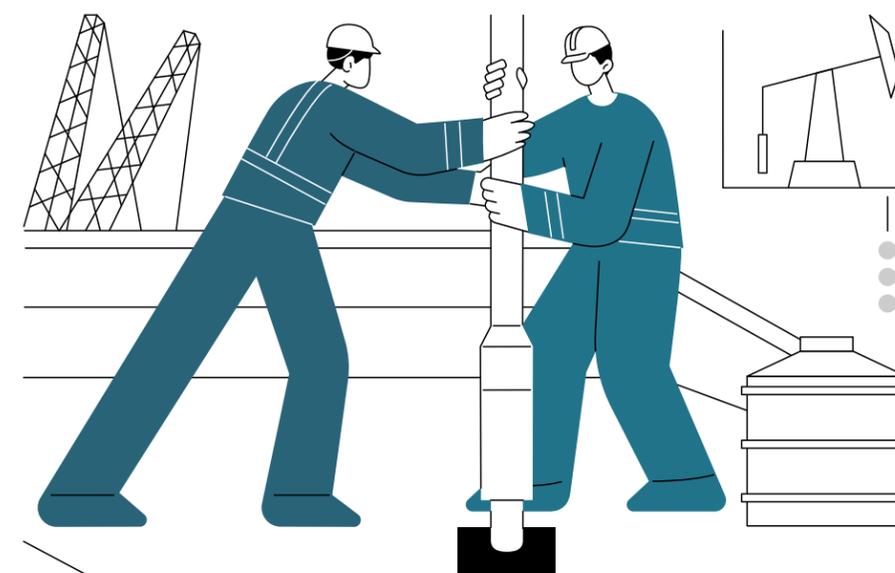
3. Introdução

A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis assume um papel crucial como Concessionária, Reguladora e Fiscalizadora do segmento do Upstream do sector petrolífero em Angola, desempenhando um papel estratégico no desenvolvimento sustentável do país.

Este relatório oferece uma visão abrangente e detalhada do Upstream do sector em 2023, delineando os desafios enfrentados, incluindo o declínio natural da produção, a competitividade nos investimentos disponíveis no sector petrolífero mundial, assim como os desafios de oferta de bens, serviços e pessoal qualificado, os avanços conquistados e as perspectivas futuras visando

o seu desenvolvimento, de modo a garantir uma gestão eficaz e sustentável dos recursos petrolíferos do país.

Para compreender plenamente o cenário actual, é essencial analisar, de forma pormenorizada, a contextualização histórica do sector petrolífero em Angola. Desde as primeiras descobertas significativas de petróleo nas décadas de 1960 e 1970, a indústria tornou-se num sector importante da economia angolana. A exportação de petróleo não só forneceu receitas substanciais para o Estado, mas também impulsionou o crescimento económico com a captação de fortes investimentos estrangeiros, a criação de infraestruturas e a geração de empregos.



4. ANPG - Quem somos?

A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, abreviadamente designada por “Agência” ou “ANPG”, com as atribuições de Concessionária, Reguladora e Fiscalizadora das actividades petrolíferas no domínio do Upstream, foi criada em 2019 por via do Decreto Presidencial n.º 49/19 de 6 de Fevereiro, sujeita à su-

perintendência do titular do Poder Executivo, exercida, por delegação, pelo titular do departamento ministerial responsável pelo sector dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás, e igualmente à monitorização financeira do departamento ministerial responsável pelo sector das Finanças.



Figura 2 – Cadeia de valor da ANPG.

MISSÃO

Maximizar a criação de valor para o Estado através de uma gestão eficiente e responsável dos recursos de petróleo, gás e biocombustíveis.

VISÃO

Tornar a ANPG numa entidade de referência internacional, promovendo em Angola um ambiente de negócio de excelência e local de escolha para os investidores.

VALORES

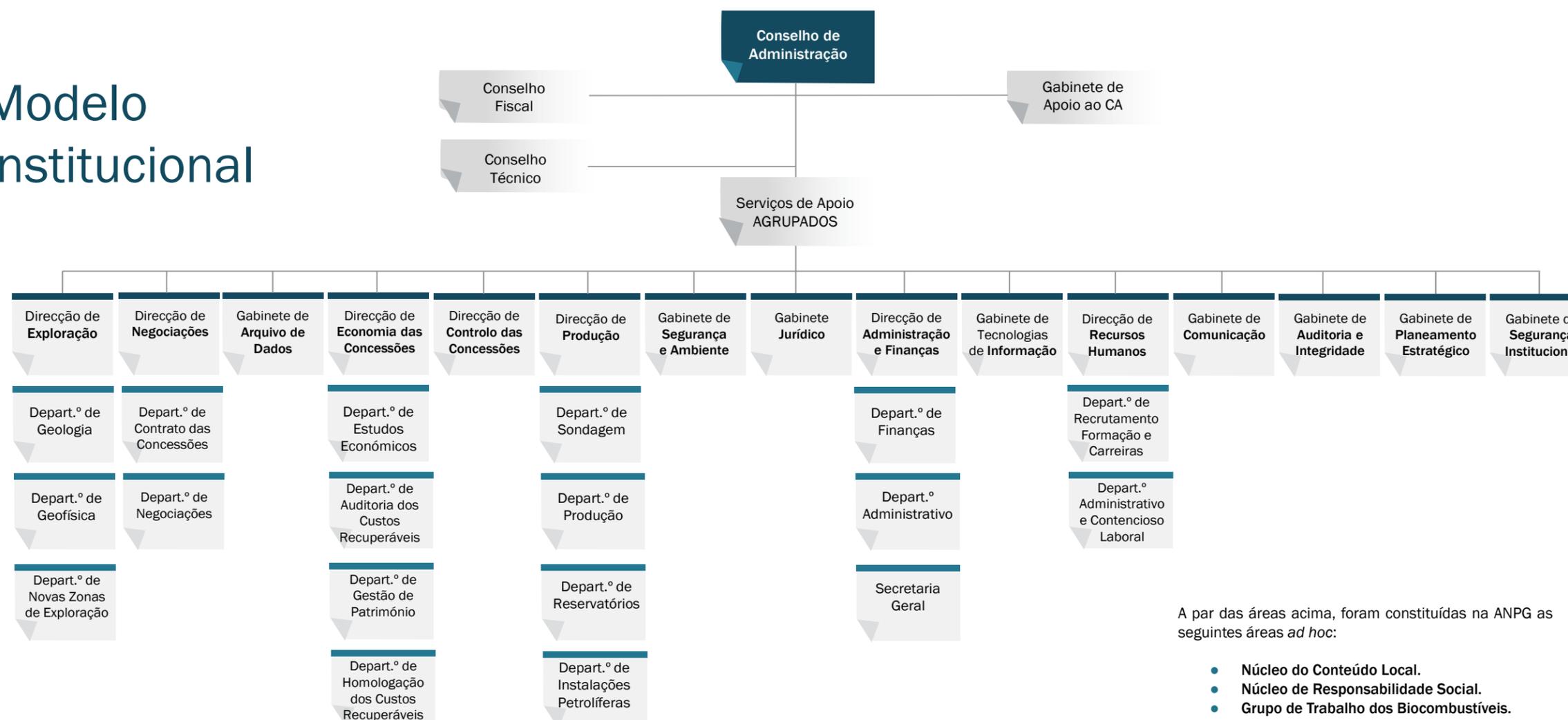
- Comunicação efectiva.
- Trabalho em equipa e valorização do capital humano.
- Transparência.
- Alto comprometimento e respeito pelos *stakeholders*.
- Foco em saúde, segurança e ambiente.
- Conduta ética e integridade.



4.1 Modelo de Governo

O modelo de governo da ANPG está estabelecido no seu estatuto orgânico e compreende o Conselho de Administração (CA), Conselho Fiscal (CF), Conselho Técnico (CT) e os Serviços Agregados (SA).

4.2 Modelo Institucional



A par das áreas acima, foram constituídas na ANPG as seguintes áreas *ad hoc*:

- Núcleo do Conteúdo Local.
- Núcleo de Responsabilidade Social.
- Grupo de Trabalho dos Biocombustíveis.
- Comité de Regulação.
- Comité de Reservas.
- Comité de Ética.

Figura 3 – Estrutura Orgânica da ANPG

4.1.2 Constituição da Administração

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
PRESIDENTE	PRESIDENTE
Paulino Fernando Carvalho Jerónimo	Vera Cristina dos Anjos Tanguê Escórcio
ADMINISTRADOR	VOGAL
Belarmino Emílio Chitanguelea	Adélia Maria Pires de Carvalho
Natacha Alexandra Tavares Ferreira Monteiro Massano	Augusto Laurindo Kalikemala
Gerson Henda Baptista Afonso dos Santos	
César Paxi Pedro	
	SUPERINTENDÊNCIA Ministério dos Petróleos Ministério das Finanças

NOTA: por altura da elaboração do Relatório de Gestão 2023, a ANPG contava com um novo Conselho de Administração nomeado pelo Despacho Presidencial n.º 55/24 de 20 de Fevereiro.

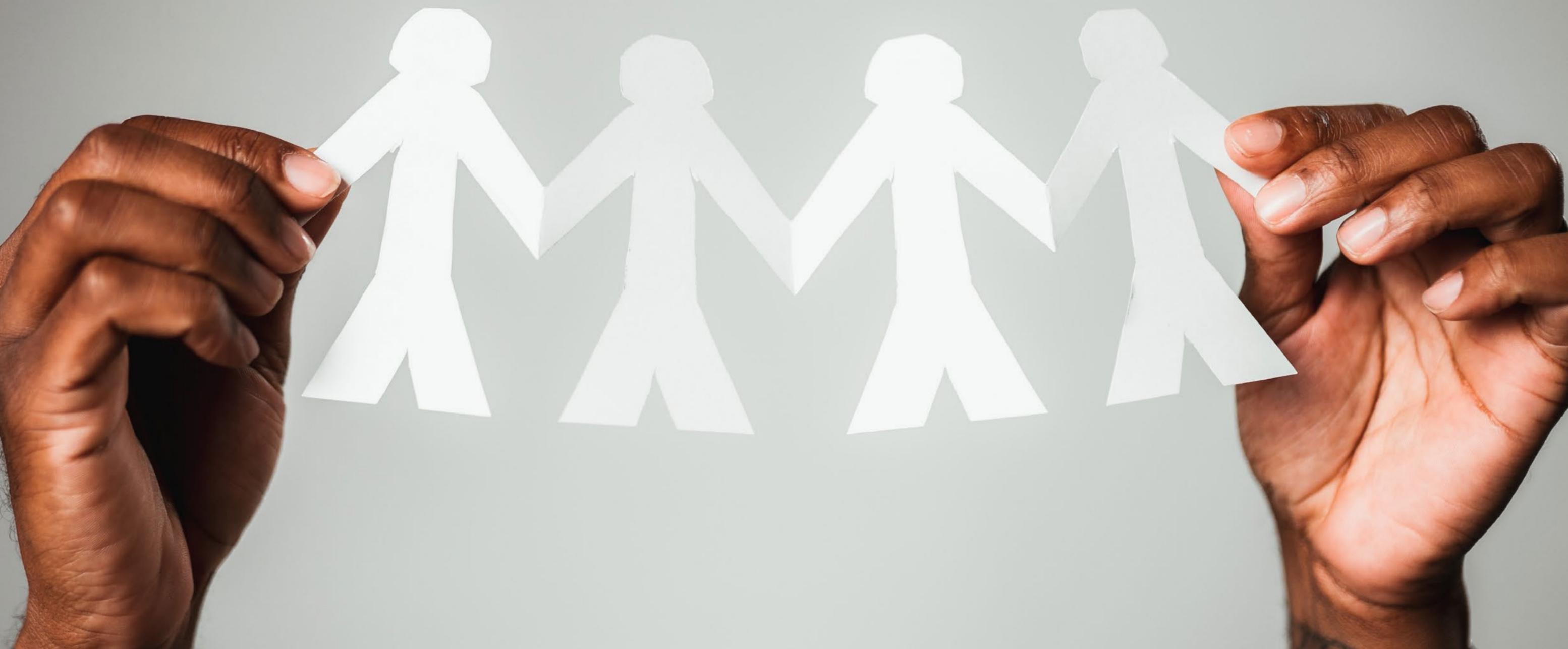
Tabela 1 – Constituição do Conselho de Administração.

4.1.3 Direcções/Gabinetes e Directores

ÁREA	DIRECTOR
Gabinete de Apoio ao Conselho de Administração	Suzel Cardoso Alves
Direcção de Exploração	Lúmen N'Punza Pontes Sebastião
Direcção de Negociações	Alcides Fernandes Mendes De Andrade
Gabinete de Gestão e Arquivo de Dados	Otília Costa Cristelo Vieira
Direcção de Economia das Concessões	Jorge Roberto Manuel da Rocha
Direcção de Controlo das Concessões	Hermenegildo Manuel
Direcção de Produção	Ana Rosa da Costa Nhangá Miala
Gabinete de Segurança e Ambiente	Guilherme De Aguiar Ventura
Gabinete Jurídico	Teresa Lorena Monserratte Izata Matoso Agostinho
Direcção de Administração e Finanças	Francisco Bernardo da Silva
Gabinete de Tecnologias de Informação	Sidney Roberto da Silva Webba
Direcção de Recursos Humanos	Maria do Rosário da Fonseca Cravid Viegas Francisco
Gabinete de Comunicação	Neusa Cristina Mendes Fernandes Cardoso
Gabinete de Auditoria e Integridade	Carla Sebastião Balanga Santos Matoso
Gabinete de Planeamento Estratégico	David António Carlos Quingongo
Gabinete de Segurança Institucional	Manuel Domingos Dembi

Tabela 2 – Constituição das unidades orgânicas da ANPG.

5. Enquadramento Estratégico



O sector petrolífero desempenha um papel crucial na economia global, fornecendo uma fonte de energia fundamental para as indústrias, transportes e residências em todo o mundo, sendo a sua dinâmica influenciada por factores como a demanda, a geopolítica e inovações tecnológicas.

No caso específico de Angola, o sector petrolífero tem um peso significativo na economia, sendo responsável por uma grande parcela das exportações e receitas fiscais do país, cerca de 90% e 30%, respectivamente. Essa de-

pendência torna a economia angolana altamente sensível às flutuações dos preços do petróleo no mercado internacional e aos choques externos.

Conforme a tabela abaixo, o crescimento médio mundial seria de 2,6% para 2023. Para o caso de Angola, que tem ainda uma forte dependência do sector petrolífero, os desafios elencados tiveram o seu impacto nas perspectivas económicas, onde o crescimento do PIB foi estimado em apenas 0,5%, portanto muito abaixo do observado em 2022.

Tabela 3 – PIB mundial 2021-2022, estimativas 2023-2025 (%).

DESCRIÇÃO	2022	2023e	2024f	2025f
MUNDO	3,0	2,6	2,4	2,7
ECONOMIAS AVANÇADAS	2,5	1,5	1,2	1,6
Estados Unidos da América	1,9	2,5	1,6	1,7
Zona Euro	3,4	0,4	0,7	1,6
Japão	1,0	1,8	0,9	0,8
MERCADOS EMERGENTES E ECONOMIAS EM DESENVOLVIMENTO	3,7	4,0	3,9	4,0
África Subsaariana	3,7	2,9	3,8	4,1
Nigéria	3,3	2,9	3,3	3,7
África do Sul	1,9	0,7	1,3	1,5
Angola	3,0	0,5	2,8	3,1

Fonte: Banco Mundial

NOTA: e = estimativa; f = previsão. As previsões do Banco Mundial são frequentemente actualizadas com base em novas informações. Consequentemente, as projecções aqui apresentadas podem diferir daquelas contidas em outros documentos do Banco Mundial, mesmo que as avaliações básicas das perspectivas dos países não sejam diferentes em uma determinada data.

5.1 Contexto Mundial

Depois de um bom início de recuperação e das tensões geopolíticas, o crescimento mundial desacelerou em 2023, saindo de 3% para 2,6%. Na verdade, a actividade económica mundial esteve aquém dos níveis atingidos antes da pandemia, principalmente nos mercados com economias em desenvolvimento e emergentes.

Tal abrandamento resulta não somente dos eventos supramencionados, mas também do aumento das tarifas marítimas, dos desafios do transporte marítimo internacional e dos efeitos das restrições económicas para conter a inflação, que resultaram no aumento das taxas de juros de referência pelos bancos centrais.

O mundo em destaque



Figura 4 – O mundo em destaque em 2023

Petróleo e gás

O consumo mundial de petróleo aumentou em 2023, comparativamente a 2022, facto que, segundo a OPEP, foi impulsionado pelo aumento da procura por parte da China e da Índia, que registaram um acréscimo de 5% como resultado do fim das medidas restritivas do covid-19 e do crescimento populacional que implicitamente aumentou a demanda por energia.

Relativamente às variáveis macroeconómicas, os EUA mantêm a posição de maior consumidor de petróleo, com cerca de 20 milhões de barris por dia, devido essencialmente à dinâmica da indústria petroquímica, que requer grande quantidade de energia para operar, e ao excessivo consumo de combustível dos veículos de alta cilindrada.

Quanto à China, este país asiático aumentou a sua importação em 11% em relação a 2022, totalizando um consumo de 12,79 milhões de barris por dia, situação

para a qual contribuíram fortemente o aumento do tráfego rodoviário em 43,6%, e do tráfego aéreo doméstico em 27%, comparativamente ao ano anterior. A Índia seguiu no terceiro lugar em termos de consumo, com 4,4 milhões de barris de petróleo por dia, em decorrência do crescimento económico e industrial, do aumento da densidade populacional e da urbanização acelerada. Segundo as estimativas, prevê-se que a Índia seja a principal responsável pelo aumento da procura de petróleo até 2030, com uma demanda adicional de 1,2 milhão de barris por dia.

Não obstante as tensões existentes, a Rússia vendeu à União Europeia cerca de 21,6 milhões de metros cúbicos de gás, 1% a mais do que no período homólogo. De igual modo, para suportar a sua economia, houve uma grande demanda de consumo de crude, posicionando a Rússia como o 5.º maior consumidor a nível mundial.

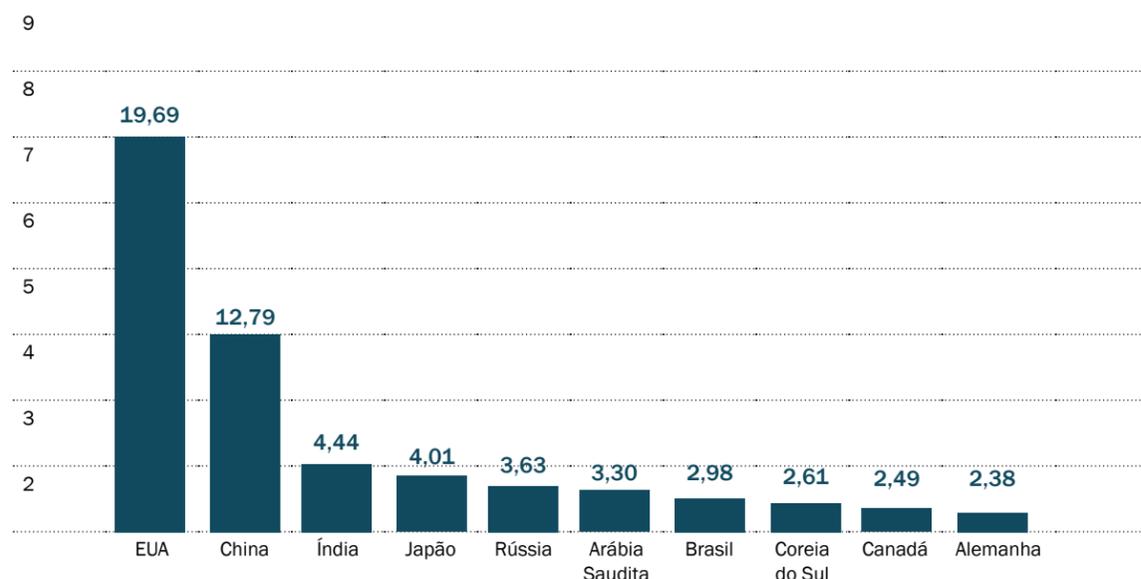


Gráfico 1 – Consumo mundial de petróleo em milhões de barris - Top 10



Evolução dos preços de referência para as ramas angolanas

No mês de Janeiro, o Petróleo Brent, que serve de referência para as ramas angolanas, estava cotado em USD 79,73, sendo de destacar a reversão de política zero do covid na China e a reabertura do país. Em Junho, observou-se o preço mais baixo (USD 74,07), como resultado da fraca procura pela China e do aumento da oferta pela Rússia e Irão.

Em Setembro, foi registado o preço mais alto (USD 93), consequência, parcialmente, do corte da produção da Arábia Saudita em cerca de 1 milhão de barris por dia. No decorrer do ano, foram ocorrendo outros factores que impactaram na oscilação do preço, desde as tensões geopolíticas à redução da oferta, cujo resumo e destaque são apresentados a seguir.

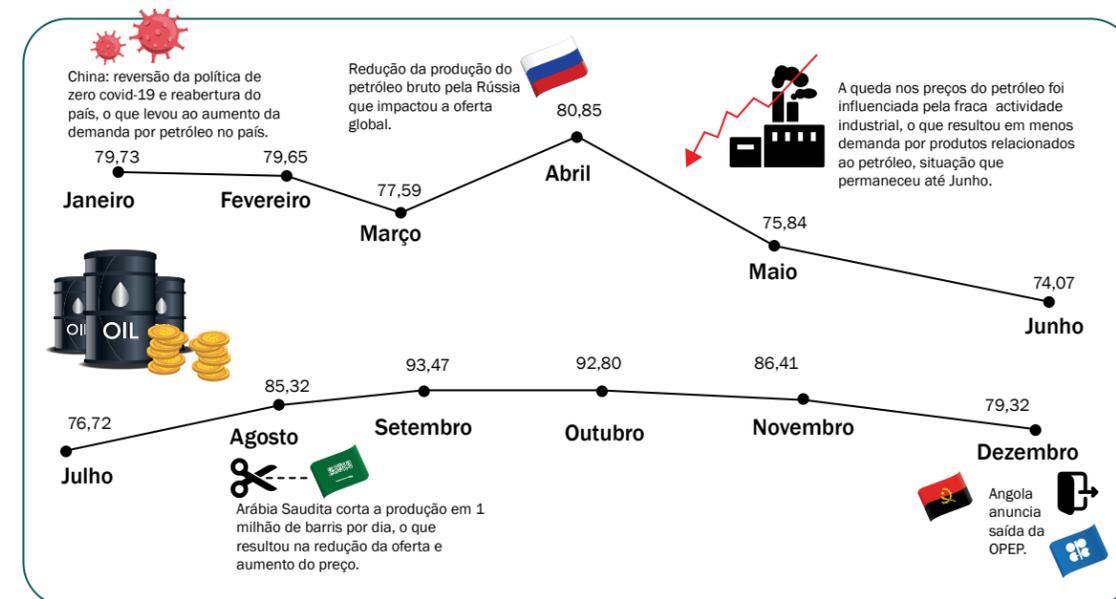


Figura 5 – Factores que impactaram a oscilação do preço do petróleo em 2023

5.2. Contexto Nacional

O país continuou a enfrentar desafios significativos, como a entrada de novos players no mercado de África, o declínio da produção, a implementação do Conteúdo Local e dos biocombustíveis. Nesse contexto, é necessário incentivar o investimento em energias limpas junto das operadoras presentes em Angola, bem como a captação de novos parceiros estratégicos.

Em 2023, a indústria de petróleo e gás representou cerca de 30% do Produto Interno Bruto (PIB).



	2023	2025	2027
PETRÓLEO E GÁS			
Contribuição do petróleo e do gás para o PIB (mil milhões de dólares)	39	37	33
Contribuição do petróleo e do gás para o PIB (percentagem do PIB)	31%	28%	23%
PETRÓLEO			
Contribuição do petróleo para o PIB (mil milhões de dólares)	36	34	30
Contribuição do petróleo para o PIB (percentagem do PIB)	29%	26%	21%
GÁS			
Contribuição do gás para o PIB (mil milhões de dólares)	3	3	3
Contribuição do gás para o PIB (percentagem do PIB)	2%	2%	2%

Fonte: Plano de Desenvolvimento Nacional

Tabela 4 – Contribuição do petróleo e gás (2023-2027) para o PIB.

GÁS NATURAL

Angola possui recursos de gás descobertos e prospectivos acima de 38 TCF e 60 TCF, in place, respectivamente, e uma extensão de gasodutos de cerca de 500 km até à fábrica ALNG, como consumidor de grande escala do gás natural do país. Esse combustível tem sido utilizado fora das concessões petrolíferas apenas para energia nas províncias de Cabinda e Zaire.

BIOCOMBUSTÍVEIS

De acordo com a estratégia a longo prazo Angola 2050, o país pretende reduzir substancialmente as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) nas próximas décadas. Nessa perspectiva, alinhada com o seu objectivo estratégico que visa assegurar a descarbonização das operações petrolíferas e impulsionar as acções para o desenvolvimento das energias renováveis com foco nos biocombustíveis, a ANPG elaborou um plano para a implementação de medidas que permitirão o alinhamento do sector petrolífero com a transição energética, garantindo também uma maior atractividade de investimento privado e em novas “energias verdes”.

De realçar que a indústria de biocombustíveis terá impactos sociais e económicos positivos, tais como a geração de empregos, o desenvolvimento de comunidades rurais e a segurança alimentar.



5.3 Posicionamento da ANPG no Mundo

Em 2023, a ANPG rubricou um Memorando de Entendimento com a Direcção Geral de Petróleos da Namíbia (DPA), por ocasião da 5.ª Conferência Internacional de Energia realizada em Windhoek para promover a cooperação no sector, a troca de experiências e o desenvolvimento de projectos.

Ainda no âmbito internacional, participa activamente em fóruns e discussões sobre o seu sector, buscando alinhar as políticas de Angola com as melhores práticas aplicadas no mundo, e procura estabelecer parcerias estratégicas que promovam a cooperação e o intercâmbio de conhecimentos, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável do sector energético. Entre as várias participações da ANPG a nível internacional destacam-se as seguintes:

- **CeraWeek (Houston, EUA)** - a conferência proporcionou uma plataforma para discussão sobre tópicos relacionados com a energia, abordando as perspectivas económicas mundiais, geopolítica, regulação energética, alterações climáticas e inovação tecnológica.
- **World Technology Conference (Houston, EUA)** - nesse evento sobre energia offshore, que atrai anualmente líderes da indústria de todo o mundo, a ANPG manteve-se a par dos avanços tecnológicos do sector e das tendências para as energias limpas.
- **Africa Energies Summit (Londres, Reino Unido)** - a participação da ANPG teve como realce, entre outros aspectos, a promoção da ronda de licitação de blocos nas Bacias Terrestres do Congo e Kwanza, através de encontros “one to one” com empresas interessadas, e a participação no plenário sobre a abertura de Angola para o investimento, no primeiro dia do evento. Esta cimeira tem como objectivo abordar a indústria de energia de África.

- **Feira Internacional de Luanda (Luanda, Angola)** - principal feira de negócios de Angola, na qual a ANPG ordenou a actividade do sector petrolífero do Upstream, promoveu a sua imagem com a apresentação de diversos temas à comunidade empresarial e estudantil, e trocou experiências com diversas entidades/organismos.

- **4.ª Edição do Angola Oil & Gas (Luanda, Angola)** - para promover o sector petrolífero angolano como plataforma de partilha das principais concretizações da indústria.

- **2.ª Conferência de Gestão de Dados na Era da Transição Energética (Luanda, Angola)** - foram abordados os desafios, oportunidades e boas práticas de gestão de dados na indústria.

- **Africa Energy Week (Cape Town, África do Sul)** - o evento centrou-se numa abordagem integrada ao desenvolvimento do continente, que incluiu os desafios para o progresso e soluções tangíveis e viáveis para um futuro energético sustentável.

- **3.º Workshop do Conteúdo Local (Luanda, Angola)** - com o lema “O Alicerce para o Crescimento Sustentável do Empresariado Angolano”, esse fórum reuniu os principais *players* do Conteúdo Local angolano e abordou os temas mais candentes, entre os quais a qualificação da mão-de-obra, financiamento às empresas e oportunidades para as empresas nacionais.

- **Conferência e Exibição Internacional de Petróleo de Abu Dhabi (Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos)** - plataforma inclusiva internacional, que reúne produtores, consumidores e inovadores mundiais de energia, para acelerar soluções do futuro da energia de todo o ecossistema energético, discutir desafios críticos, promover parcerias globais e inspirar soluções credíveis.

6. Funções da ANPG

Nos próximos capítulos passamos a reportar as principais actividades realizadas no âmbito das atribuições da Agência como Concessionária, Reguladora e Fiscalizadora do sector petrolífero.

6.1 Função Concessionária

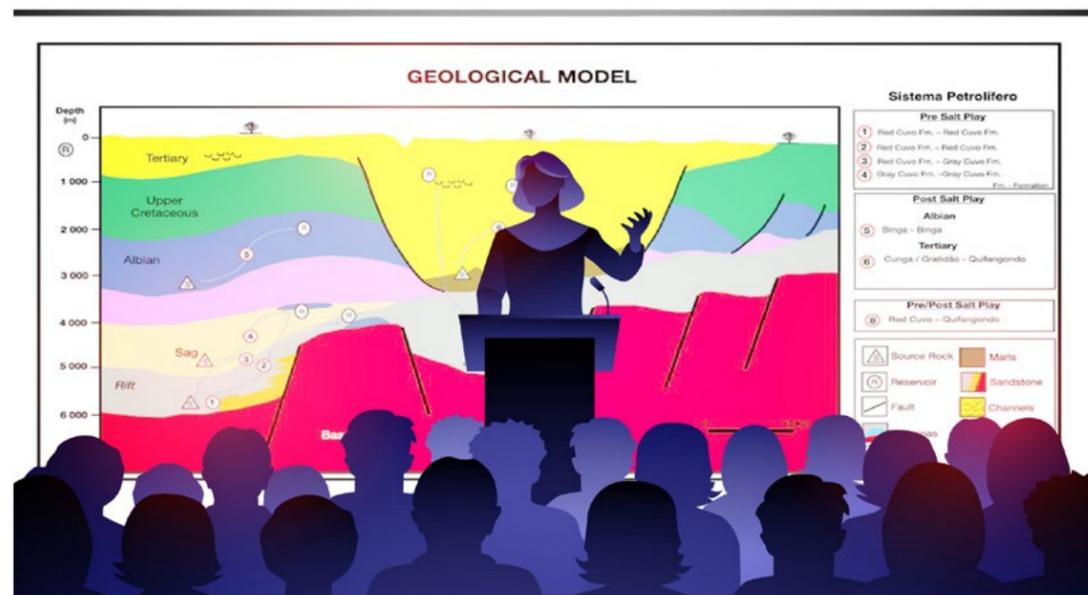
Durante o período em referência deu-se continuidade ao compromisso firmado nas estratégias de exploração e de atribuição de concessões petrolíferas e demais projectos de particular importância, que visam atenuar o declínio acentuado da produção de hidrocarbonetos e garantir a sua sustentabilidade.

6.1.1 Actividades de Exploração

No que se refere à exploração, 2023 pode ser considerado um ano produtivo, tendo sido realizadas actividades que vão desde a aquisição e processamento de dados de geociências, nas suas distintas vertentes, à avaliação do potencial petrolífero nas Bacias Sedimentares de Angola. De destacar a execução integral da aquisição de dados

sísmicos prevista, a aquisição de dados gradiométricos, gravimétricos e magnéticos, a perfuração de 6 poços de exploração (comparativamente a 2022 duplicou a perfuração de poços de pesquisa) e o início das actividades de campo na Bacia de Etosha-Okavango.





BLOCOS	DADOS SÍSMICOS			DADOS POTENCIAIS
	Sísmica 2D (km)	Sísmica 3D (km ²)	Sísmica 4D (km ²)	Gradiométricos, gravimétricos e magnéticos
Cabinda Centro	635,95			
17			784,13	
17/06		166		
32			375	
FS/FST, CON 1, CON 2, CON 4, CON 6 e CON 8				8 920
TOTAL	635,95	166	1 159,13	8 920

Tabela 5 - Dados sísmicos e potenciais adquiridos em 2023.

Ao todo foram monitorados 15 programas de re/processamento sísmico, estando 10 concluídos e 5 em curso, totalizando 3 462 km de sísmica 2D (Blocos Cabinda Norte e Cabinda Centro), 10 529 km² de sísmica 3D (Blocos 2/05, 3/05, 17/06, 20/21, 28, 30 e 45) e 3

634 km² de sísmica 4D (Blocos 15/06, 17 e 32). Paralelamente, decorre um programa de processamento dos dados gradiométricos, gravimétricos e magnéticos nos Blocos FS/FST, CON 1, CON 2, CON 4, CON 6 e CON 8.

BLOCOS / OPERADORAS	RE/PROCESSAMENTO SÍSMICO	INÍCIO	ÁREA (km ² / km)	PRODUÇÃO (%)	COMPANHIA / LOCAL
Cabinda Norte / Azule Energy	2D-CABINDA NORTE_PSDM_ENI22	Jan/22	1 462	100	Azule Energy / Itália
Cabinda Centro / Azule Energy	2D_CABCENTRO_PSTM_WG23	Mai/23	1 000	80	WesternGeco / Itália
	2D_CABCENTRO_PSDM_WG23	Dez/23	1 000	5	WesternGeco / Itália
2/05-3/05 / Multicliente	3DMC23DUG-NGC	Jul/23	7 176	35,45	DUG / Reino Unido
15/06 / Azule Energy	4D_15/06MAIN AREA_PGS22	Fev/22	1 087	100	Azule Energy / Itália
	4D_15/06MAIN AREA/OCHIGUFU_ENI22	Fev/22	215	100	PGS / Reino Unido
17 / TotalEnergies	4D_17PAZFLOR/BASELINE_MONITOR3_CGG22	Abr/22	723	100	CGG / Reino Unido
	4D_17CLOV/BASELINE_MONITOR2_CGG22 (FT & FP)	Ago/22	702	100	CGG / Reino Unido
17/06 / TotalEnergies	3D_17/06/BEGONIA_PSTM/PSDM_CGG23	Abr/23	166	100	CGG / Reino Unido
20/21 / TotalEnergies	3DMC-20GOLFINHO_PSTM/PSDM_GC22	Mar/22	487	100	WesternGeco / Reino Unido
28 / Azule Energy	3D-28PSDM_ENI22	Abr/22	1 500	100	Azule Energy / Itália
32 / TotalEnergies	4D-32 WATSLOURO-MOSTARDA MON1 (BASELINE, FT & FP) CGG21	Jul/21	500	100	CGG / Reino Unido
	4D_32GENGIBRE/FULLTRACK_MONITOR2_CGG23	Jan/23	128	93	CGG / Reino Unido
	4D_32GINDUNGO_CANELA/FULLTRACK_MONITOR2_CGG23	Fev/23	279	93	CGG / Reino Unido
30-45 / ExxonMobil	3D-30/45_SHOEBILL_PSDM_EXXONMO-BIL22	Ago/22	1 200	100	ShearWater / EUA
FS/FST, CON 1, CON 2, CON 4, CON 6 e CON 8	DADOS GRADIOMÉTRICOS, GRAVIMÉTRICOS (AGG) E MAGNÉTICOS	Dez/23	8 920	72	DDMS & Xcalibur Multiphysics / África do Sul

Tabela 6 - Re/Processamento de dados sísmicos e potenciais.

Como resultado da campanha de perfuração de poços de exploração em 2023, foi feita uma descoberta não comercial do poço Lumpembe-1 do Bloco 15/06 e encontram-se em avaliação os volumétricos do poço Grenadier-1 do Bloco 20/11.

Embora seja não comercial, a descoberta feita pelo poço Lumpembe-1 prova a existência de um sistema petrolífero funcional e aumenta consideravelmente a informação fidedigna e o conhecimento geológico da área, o que, com estudos mais detalhados, permitirá determinar a melhor alocação de futuros poços a partir dos prospectos existentes.

ANO	BLOCOS	TIPOS DE POÇOS		RESULTADOS	
		PESQUISA	AVALIAÇÃO		
2023	14	Ben-P-OP1X		Perfuração em curso	
	15/06	Kora-1		Seco	
		Lumpembe-1		Descoberta não comercial	
	20/11	Grenadier-1		Aguarda-se envio dos volumétricos	
	KON 11		Tobias-13		Em avaliação
			Tobias-14		Em avaliação
2022	15	Bavuca Sul-1		Descoberta comercial de óleo	
	15/06		Ndungu-2	Recursos adicionais	
			Agidigbo-2		Recursos adicionais
17	Zínia-4			Seco	
2021	15/06	Cuíca-1ST1		Descoberta comercial de óleo	
			Agogo-4		Seco
	20/11		Golfinho-2ST2		Confirmou a descoberta do Golfinho-1
	48	Ondjaba-1			Seco

Tabela 7 – Poços de exploração perfurados nos três últimos anos.

Em relação à disponibilidade e acesso à área das Bacias Sedimentares de Angola, concluiu-se o reconhecimento das áreas de levantamento de dados de geologia e geofísica e a solicitação de permissões junto às autoridades governamentais e locais, bem como o estudo de acessibilidade na Bacia Interior de Kassanje.

Para a expansão do conhecimento geológico, foi realizada uma expedição geológica à região do Quinzau, província do Zaire, com o objectivo de constatar, descrever, catalogar e recolher amostras para análise de biomarcadores, diamantóides e isótopos das ocorrências de exudações de hidrocarbonetos reportadas pelos residentes na região. No decorrer dessa expedição, foram visitados 4 pontos, 2 dos quais apresentam vestígios de óleo correspondentes aos poços Ngondo-1 e Ngondo-2 perfurados e abandonados.

De modo a assegurar a execução da Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas em Angola, foi produzido o material técnico dos Blocos CON 2, CON 3, CON 7 e CON 8 (Bacia Terrestre do Baixo Congo), e dos Blocos KON 1, KON 3, KON 7, KON 10, KON 13, KON 14, KON 15 e KON 19 (Bacia Terrestre do Kwanza) para suporte à Licitação 2023, assim como os portfólios preliminares dos Blocos 22, 23, 24, 25, 26, 35, 36, 37, 38, 39 e 40 (Bacia Marítima do Kwanza) para suporte à Licitação 2025.

Como forma de intensificar a pesquisa nos blocos, concessões e áreas livres das Bacias Sedimentares de Angola, está em curso a avaliação dos Blocos 5, 6, 7, 8, 9, 19, 20, 21, 22, 23, 35, 36, 37, 38, 39 e KUP - Kwanza Ultra Profundo (Bacia Marítima do Kwanza), e dos Blocos 10, 24, 25, 26, 40, 41 e BUP - Benguela Ultra Profundo (Bacia Marítima de Benguela). Foram analisadas também 12 Áreas de Desenvolvimento, designadamente Nzanza e Reco-Reco do Bloco 15/06, Antúrio, Dália, Tulipa e Zínia do Bloco 17, Chumbo do Bloco 18, Manganez do Bloco 18/15, e Plutão, Saturno, Vénus e Marte (PSVM) do Bloco 31. Essa avaliação prevê a existência de um total de recursos de óleo estimados em cerca de 10 500 MMBL (ST00IP) e de gás em cerca de 11 370 BSCF, quantidades que uma vez confirmadas serão convertidas em reservas que poderão contribuir para atenuar o declínio da produção petrolífera nacional.

Quanto à avaliação do potencial petrolífero nas Bacias Interiores, foram colectadas 596 amostras de rocha e 4 065 amostras de solo na Bacia de Kassanje, e deu-se início ao processo de desminagem para posterior amostragem de solo e demais actividades de campo na Bacia de Etosha-Okavango, com o objectivo final de agregar maior valor e conhecimento científico a essas áreas pouco exploradas, e atrair investidores quando estiverem disponíveis para as rondas de licitação.

6.1.2 Atribuição de Concessões Petrolíferas

De forma a garantir a contínua expansão do potencial petrolífero angolano, foi definida a estratégia para atribuição de mais de 50 concessões petrolíferas para o período de 2019-2025, que estabeleceu os princípios orientadores plasmados no Decreto Presidencial n.º 52/19, que aprova a Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas para o período 2019-2025.

2023
LICITAÇÃO DAS
CONCESSÕES
PETROLÍFERAS
REPÚBLICA DE ANGOLA



CONCURSO PÚBLICO			CONCURSO LIMITADO		B L O C O S
2019	2020	2023	2021	2025	
11	CON 1	CON 2	7	22	
12	CON 5	CON 3	8	23	
13	CON 6	CON 7	9	24	
27	KON 5	CON 8	16	25	
28	KON 6	KON 1	33	26	
29	KON 8	KON 3	34	35	
41	KON 9	KON 7	31*	36	
42	KON 17	KON 10	32*	37	
43	KON 20	KON 13		38	
		KON 14		39	
		KON 15		40	
		KON 19			

* Áreas Livres



Figura 6 – Fases do processo de Licitação 2023



6.1.2.1 Licitação 2023

Relativamente à Licitação 2023, foram postos à disposição dos investidores 12 blocos pela modalidade de Concurso Público, sendo 4 na Bacia Terrestre do Baixo Congo (CON 2, CON 3, CON 7 e CON 8) e 8 na Bacia Terrestre do Kwanza (KON 1, KON 3, KON 7, KON 10, KON 13, KON 14, KON 15 e KON 19).

Foram recepcionadas 53 propostas, submetidas por 22 empresas, 12 das quais provenientes de empresas nacionais (5 C Oil & Gas, Acrep, S.A., ANM Energy, Effimax Energy,

Enagol, Etu Energias, Gesp Energy, Monka Oil, Simples Oil, Soconinfa, Sonangol e Tusker Energy), e 10 de empresas internacionais (Ace Consults, Afentra, Apex/Corcel, Index Petrolube, Intank Group, Kebo Energy, Serinus Energy, Transoceanic Group, Walcot Group e Whazwimi Investment Holding).

De realçar que estão por concluir as fases 6 e 7 do processo de Licitação 2023.

6.1.2.2 Regime de Oferta Permanente

Com o propósito de promover a atribuição de concessões petrolíferas de forma ininterrupta, fundamental na captação de investimento privado para a expansão do conhecimento geológico e do potencial petrolífero no país, foi adoptado o Regime de Oferta Permanente para os blocos licitados não adjudicados, áreas livres em blocos concessionados e áreas atribuídas à Concessionária Nacional, aprovado pelo Decreto Presidencial n.º 249/21 de 5 de Outubro, que aprova as regras e procedimentos desse regime, sem constituir conflito com a Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas 2019-2025.

A adjudicação de blocos, áreas e concessões em Regime de Oferta Permanente é feita mediante Concurso Público Limitado e Negociação Directa nos termos previstos pelo artigo 44.º da Lei n.º 10/04 de 12 de Novembro, Lei das Actividades Petrolíferas (LAP).

Nesse contexto, ao abrigo do Decreto Presidencial n.º 249/21, encontram-se em fase de promoção para aquisição imediata pelos investidores, os Blocos 6/15, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 32/21, 33/21, 34/21, 41, 42 e 43.

6.1.2.4 Concessões Petrolíferas Adjudicadas

Foram ainda adjudicadas 26 concessões petrolíferas no âmbito da implementação da Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas, 11 via Concurso Público (Blocos 27, 28, 29, CON 1, CON 5, CON 6, KON 5, KON 6, KON 8, KON 17 e KON 20), 2 via Concurso Público Limitado (Blocos 16/21 e 31/21) e 13 via Negociação Directa (Blocos KON 2, KON 11, KON 12, KON 16, Cabinda Centro, 1/14, 14/23, 18/15, 30, 44, 45, 46 e 47)

6.1.2.3 Negociação Directa

A modalidade Negociação Directa prevê a adjudicação directa das concessões, mediante a aprovação de um Decreto de Concessão a favor da Concessionária Nacional, que por sua vez celebrará um Contrato de Serviço com Risco com uma empresa ou um conjunto de empresas.

Foram atribuídas à data 13 concessões petrolíferas por Negociação Directa, designadamente os Blocos Cabinda Centro e 1/14 (13 de Maio de 2019), Blocos 30, 44 e 45 (07 de Outubro de 2020), Blocos KON 2, KON 11, KON 12 e KON 16 (26 de Maio de 2023), Blocos 18/15, 46 e 47 (20 de Dezembro de 2023) e Bloco 14/23 (21 de Dezembro de 2023).

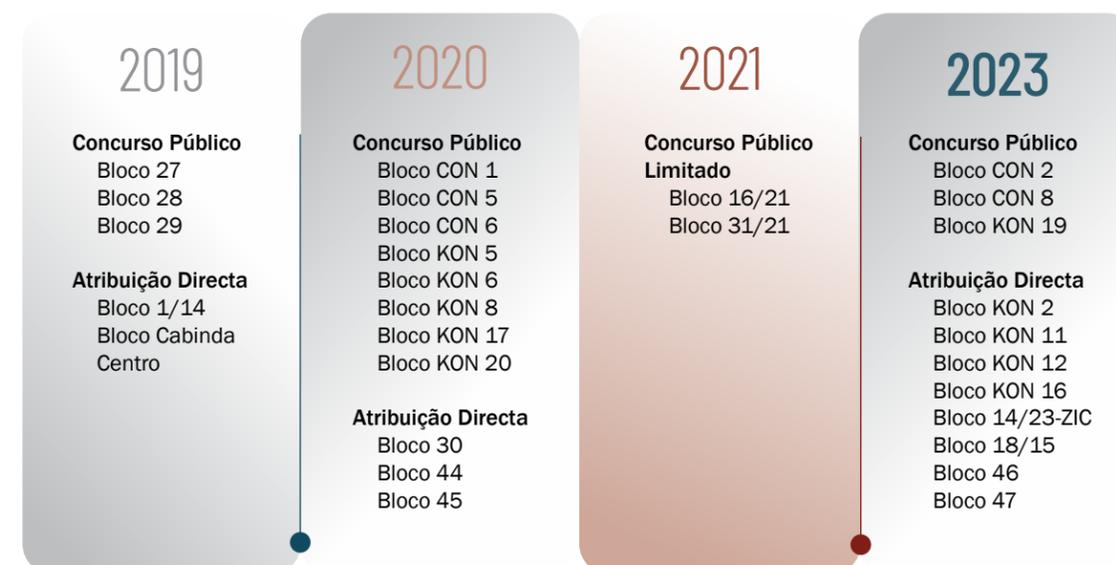


Figura 7 – Concessões petrolíferas atribuídas 2019-2023

6.1.2.5 Negociações/ Prorrogações de Concessões

Em 2023, foram mantidas negociações nas concessões dos Blocos Cabinda Norte, Cabinda Sul, 2/05, 3/05, 3/05 A, 14, 15/06, 17, 17/06, 18/15, 20/11, 30, 31, 32, 44, 45, 46 e 47.

Para os Blocos 14 e 32 foi solicitada a prorrogação da data do primeiro levantamento de petróleo bruto das Áreas de Desenvolvimento Malanje e ACCE (Alho, Cominhos e Cominhos Oeste), respectivamente.

Para o Bloco Cabinda Norte, foi solicitada a prorrogação da fase inicial de pesquisa, enquanto para os Blocos 15/06 e 23 foi solicitada a prorrogação da fase subsequente de pesquisa. Ainda nesta senda, aguarda-se pela publicação dos diplomas que autorizam a prorrogação das fases iniciais de pesquisa dos Blocos 44 e 45.

Relativamente aos termos fiscais, foram publicados os Decretos Presidenciais n.ºs 2/23, 3/23, 4/23, 6/23, 8/23, 9/23 e 10/23, que estabelecem os incentivos fiscais aplicáveis às áreas de concessão dos Blocos 30, 44, 45, 20/11, 47, 46 e 18/15, respectivamente.

Adicionalmente, foram realizadas negociações para os blocos abaixo discriminados:

Bloco 3/05 - solicitada a prorrogação do período de produção a partir de 1 Julho de 2025 até 31 de Dezembro de 2040, o aumento do petróleo bruto para recuperação de custos e a unificação das Áreas de Desenvolvimento (Palanca, Pacassa, Cobo, Impala, Impala SE, Pambi, Oombo 1 e Búfalo).

Bloco 17 - publicado o Decreto Presidencial n.º 191/23, que aprova a alteração da área da concessão do Bloco e permite a inclusão do Campo Manganês na Área de Desenvolvimento Dália, fruto da desanexação do Campo Manganês e da demarcação da Área do Bloco 18/15, aprovada pelo Decreto Presidencial n.º 12/23 de 05 de Janeiro.

Blocos 20/11 - aprovados os termos e condições para o desenvolvimento do projecto Golfinho-Cameia, resultante da inclusão das áreas dos extintos Blocos 21/09 e 20/15. Bloco 31 - publicado o Decreto Executivo n.º 248/23 de 01 de Dezembro, que autoriza a prorrogação da data da Declaração de Descoberta Marginal dos Campos Palas, Astrea e Juno até 30 de Dezembro de 2024.

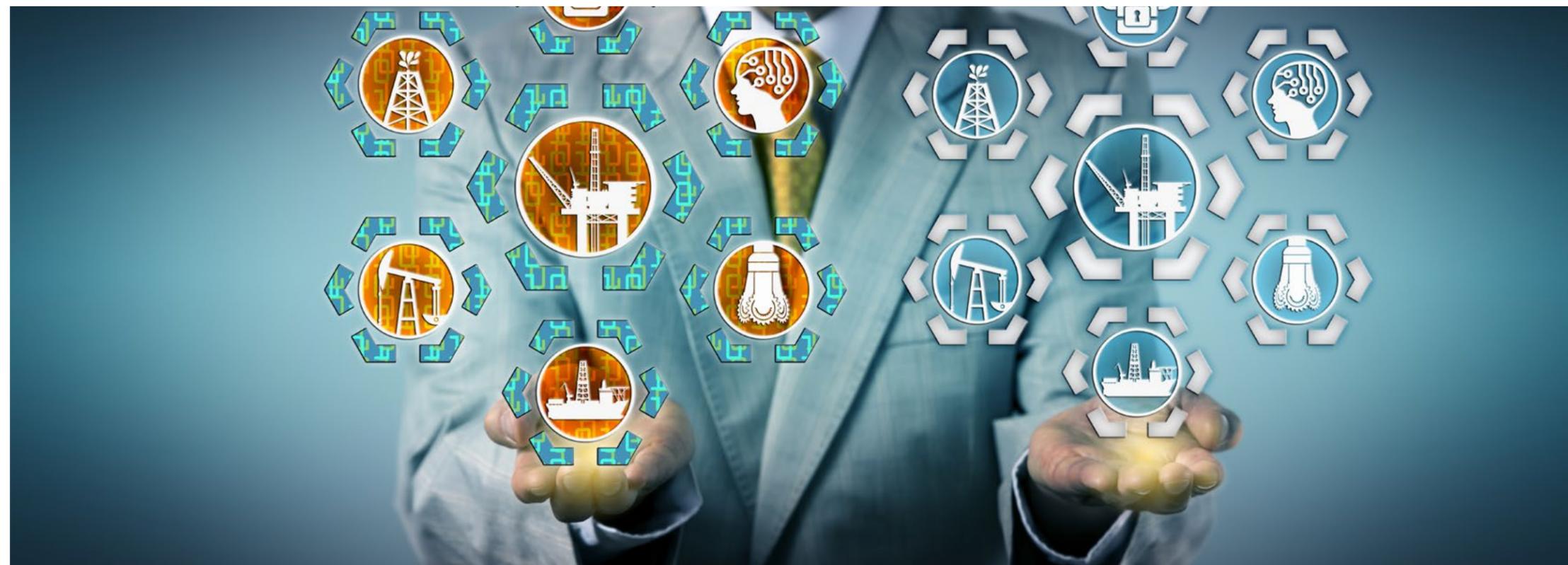
6.1.3 Produção de Petróleo Bruto

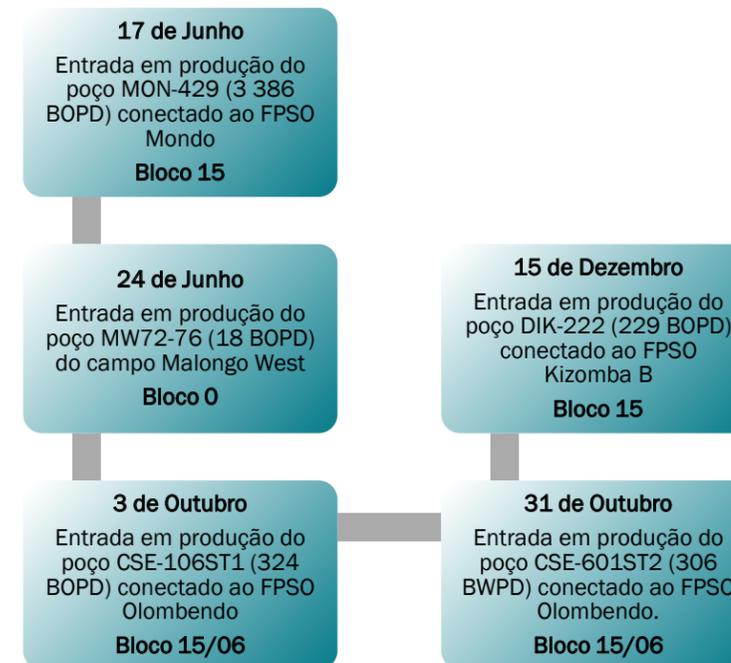
Em 2023, o total da produção nas 16 concessões petrolíferas em Angola foi de 401 358 189 barris, correspondente a uma média diária de 1 099 611 barris, 0,04% abaixo da média diária prevista (1 100 000 barris) e 3% abaixo da alcançada em 2022 (1 130 708 barris).

A eficiência operacional das instalações foi de 88,45%, representando um decréscimo de 3% comparativamente a 2022. Por outro lado, a manutenção preventiva das instalações de produção dos diferentes blocos em operação

teve uma execução de 94,58%, um decréscimo de 2% relativamente ao ano transacto.

A produção de petróleo no mar, proveniente dos blocos de águas rasas (171 877 BOPD), de águas profundas (701 730 BOPD) e de águas ultra-profundas (221 992 BOPD), representa 99,64% do total de Angola, enquanto a produção em terra, proveniente dos Blocos Cabinda Sul e Associação FS/FST (4 012 BOPD) representa 0,36%. Para tal concorreram vários factores, como os eventos a seguir mencionados.





À semelhança de 2022, os Blocos 17 e 32 continuam a liderar o ranking de maiores produtores, com um registo de 125 718 901 barris e 55 737 127 barris, respectivamente, representando cerca de 45 % da produção total de Angola.



ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
		2023	2022		
Onshore		1 464 687	1 609 233	-9%	0,36%
Terra	FS	68 031	78 038	-13%	0,02%
	FST	1 294 456	1 370 637	-6%	0,32%
	Cabinda Sul	102 200	160 558	-36%	0,03%
Offshore		399 893 501	413 290 214	-3%	99,64%
Águas rasas	Bloco 0	50 724 293	54 049 417	-6%	12,64%
	Bloco 2/05	3 758 130	2 602 533	44%	0,94%
	Bloco 3/05	7 011 518	6 798 111	3%	1,75%
	Bloco 3/05 A	353 196			0,09%
	Bloco 4/05	887 741	1 053 994	-16%	0,22%
Águas profundas	Bloco 14	18 713 646	17 078 696	10%	4,66%
	Bloco 14 K	332 112	393 539	-16%	0,08%
	Bloco 15	52 781 777	50 921 357	4%	13,15%
	Bloco 15/06	34 905 715	38 077 610	-8%	8,70%
	Bloco 17	125 718 901	140 860 298	-11%	31,32%
	Bloco 18	23 679 224	22 881 893	3%	5,90%
Águas Ultra profundas	Bloco 31	25 290 121	22 835 144	11%	6,30%
	Bloco 32	55 737 127	55 737 622	0%	13,89%
Total		401 358 189	414 899 447	-3%	100%
Média diária		1 099 611	1 136 711	-3%	100%

Tabela 9 – Distribuição da produção de petróleo bruto por blocos (valores expressos em barris).

As perdas de produção não planeadas em 2023 totalizaram 36,3 milhões de barris de petróleo, correspondendo a cerca de 9,1% da produção anual e um decréscimo na ordem dos 11% comparativamente ao volume de perdas de 2022.

Refira-se que a nível do sector petrolífero, as perdas de produção não planificadas situam-se entre 10% e 15% do volume produzido. Estas perdas registadas são resultantes das actividades de manutenção e paragens não programadas nas instalações de produção das diversas concessões.

Entende-se por perdas de produção não planeadas o volume de petróleo e gás não produzido aquando

das paragens das instalações pelos motivos supramencionados. O Bloco 15 registou o volume de perdas mais significativas (21 350 BOPD), devido à paragem geral do FPSO Mondo nos dois primeiros trimestres do ano.

Comparativamente a 2022, houve um decréscimo de 11% nas perdas de produção não planeadas, que em 2023 totalizaram 36 393 648 barris, correspondendo a cerca de 9,07% da produção anual. As perdas registadas foram causadas pelas actividades de manutenção e paragens não programadas nas instalações de produção dos Blocos 0, 15, 15/06, 17, 18 e 32.

Os indicadores relacionados com as acções de sondagem foram satisfatórios, sendo de realçar o aumento dos trabalhos realizados em poços e a actividade em 13 unidades de perfuração e de intervenção (3 a mais em relação ao período homólogo), das quais 11 sondas no mar e 2 em terra, o que permitiu perfurar 148 275 metros e realizar 52 operações de intervenção em poços (49 produtores e 3 injectores), 51 das quais foram concluídas, proporcionando assim a estabilização dos níveis de produção e o consequente alcance da meta preconizada.

6.1.3.1

Promoção do Re-desenvolvimento de Campos Maduros

Com o intuito de revitalizar os campos maduros, deu-se continuidade à avaliação das oportunidades existentes e desenho dos perfis de produção nas várias concessões, de modo a maximizar a produção por meio de um plano de intervenção criterioso nos poços e reservatórios, garantindo o tempo de vida útil dos campos.

Foram realizadas actividades de engenharia de detalhe e recondição/aquisição de equipamentos para os projectos de re-desenvolvimento, e entraram em produção poços dos Blocos 0, 15, 15/06, 17 e 32, que contribuíram de forma significativa para a estabilização dos níveis de produção petrolífera.



Para atingir uma maior abrangência desse propósito, está em implementação o Projecto de Produção Incremental, para incentivar os investidores a produzirem acima do perfil esperado. Nesse quadro, realizaram-se estudos que serviram de base para a negociação dos novos termos dos campos de uma das concessões, e outras se seguirão. O referido projecto também está estreitamente ligado ao incentivo às actividades de pesquisa adicional dentro das áreas de desenvolvimento e aos campos marginais, plasmada no Decreto n.º 5/18, que estabelece o regime jurídico sobre as actividades de pesquisa adicional nas áreas de desenvolvimento de concessões petrolíferas, e no Decreto n.º 6/18 que define os incentivos e o procedimento para a adequação dos termos contratuais e fiscais aplicáveis às zonas marginais qualificadas.

6.1.3.2

Promoção do desenvolvimento dos Campos Marginais

O sector do Upstream da indústria petrolífera angolana foi estrategicamente delineado para desenvolver campos com elevado nível de recursos, como o são, por exemplo, os Blocos 0, 15 e 17. Este cenário foi propício até meados de 2014, momento em que o preço do crude teve um pico de mais USD 110,00/bbl. Desde então, registou-se a baixa do preço do crude em mais de dois terços, o que causou um impacto negativo nas operações petrolíferas e dificultou o desenvolvimento das descobertas com pequenos volumes de hidrocarbonetos, por não serem economicamente viáveis, tendo em conta os termos contratuais em vigor.

Nesse contexto, e por forma a dinamizar o sector, foi publicado o Decreto Legislativo Presidencial n.º 6/18 de 18 de Maio (“DLP n.º 6/18”), que define os incentivos e os procedimentos para a adequação dos Termos Contratuais e Fiscais aplicáveis às zonas marginais qualificadas.

Desde a publicação do DLP n.º 6/18, as seguintes descobertas foram declaradas como marginais: Nsinga, Kambala, Ndola Sul (com previsão de início de produção para 2025) e Lifua (Lifua A, que entrou em produção em 2022 e em 2023 produziu 4 000 BOPD vs. 6 000 BOPD) do Bloco 0; Chissonga (com previsão de início de produção para 2028) do Bloco 16; Cameia e Golfinho (com previsão de início de produção para 2028 e 2031, respectivamente) do Bloco 20/11, na altura Blocos 20 e 21; e Plutónio, Astrea e Juno (com início de produção por definir) do Bloco 31.

6.1.4

Intensificar a Exploração e Produção de Gás

Com base no Decreto Presidencial n.º 7/18, que estabelece o regime jurídico para a exploração, produção e venda de gás, foi constituído o Novo Consórcio de Gás com o objectivo de desenvolver os campos de gás não-associado descobertos nos Blocos 1, 2, 3 e 15/14, e realizar actividades de exploração nessas mesmas áreas para fornecer gás à fábrica ALNG.

Nesse âmbito, foi ainda feito o acompanhamento dos seguintes projectos:

Sanha Lean Gas Connection (SLGC) e Booster Compressor Module (BCM), Bloco 0 - com uma execução de 83,4%, visa criar infraestruturas para enviar gás para a planta do ALNG, através da construção de uma plataforma de gás (LGP), um módulo de compressão de gás (BCM) e pipelines, com início previsto para 2024. Adicionalmente, foi concluída a primeira campanha de instalação offshore e de fabricação dos projectos SLGC e BCM, e deu-se início à segunda campanha de transporte e instalação offshore do SLGC.

Sanha Mafumeira Connector, Bloco 0 - com uma execução de 43,2%, visa criar infraestruturas para a transferência de 110 MMSCFD para a planta do ALNG, maximizando a capacidade do Congo River Cross (CRX), com início previsto para 2025. Decorreram as actividades de fabricação da extensão do deck para a plataforma Sanha DPP, assim como as actividades de preparação para a campanha de instalação do gasoduto.

6.1.4.1

Produção de Gás Natural Associado

A produção de gás associado em Angola foi de 963 329 MMSCF, com uma média diária de 2 639 MMSCFD, um índice de aproveitamento de 93%. Comparativamente à produção média diária no período homólogo, houve um decréscimo de 2%.

A queima de gás foi de 7%, para injeção 52%, para combustível 12% e para o fornecimento à fábrica de ALNG 24%.

À semelhança de 2022, os Blocos 0, 15 e 17 lideram o ranking de maiores produtores de gás associado, com 1 065 MMSCF.



ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
		2023	2022		
Onshore		9	12	-25%	0,34%
Terra	FS	8	11	-27%	0,30%
	FST	1	1	0%	0,04%
Offshore		2 629	2 674	-2%	99,66%
Águas rasas	Bloco 0	1 065	1 118	-5%	40,37%
	Bloco 2/05	23	10	130%	0,87%
	Bloco 3/05	78	43	81%	2,96%
	Bloco 3/05 A	1			0,04%

ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
		2023	2022		
Águas profundas	Bloco 4/05	3	3	0%	0,11%
	Bloco 14	68	37	84%	2,58%
	Bloco 14 K	0	1	-100%	0,00%
	Bloco 15	484	509	-5%	18,35%
	Bloco 15/06	160	154	4%	6,07%
	Bloco 17	468	532	-12%	17,74%
	Bloco 18	65	71	-8%	2,46%
Águas ultra profundas	Bloco 31	118	89	33%	4,47%
	Bloco 32	96	107	-10%	3,64%
Média diária		2 639	2 687	-2%	100%

Tabela 10 – Distribuição da produção de gás associado por blocos (valores expressos em milhões de pés cúbicos).

6.1.4.2 Produção de LNG, Condensados e LPG

O gás para a fábrica ALNG, proveniente dos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31 e 32, atingiu uma produção de 43 103 283 BOE, correspondendo a uma média diária de

118 091 BOE, um aumento de 11% comparativamente a 2022. A eficiência operacional foi de 67,16%, cerca de 8% acima da verificada no período homólogo.

ORIGEM	PRODUÇÃO ALNG		VARIÇÃO HOMÓLOGA
	2023	2022	
LNG	94 234	83 864	12%
Propano	10 775	10 151	6%
Butano	7 590	7 065	7%
Condensados	5 491	5 319	3%
Média diária	118 091	106 400	11%

Tabela 11 – Produção diária da fábrica ALNG (valores expressos em barris de petróleo equivalente)

A produção de gás associado do Bloco 0 permitiu extrair uma média diária de 3 867 764 barris de LPG, equivalente a 2 181 096 barris de propano, 1 551 927 barris de butano e 134 742 barris de LPG da planta Onshore.

Foram registados 55 carregamentos de LNG (37 530 204 BOE), 14 carregamentos de propano (6 007 124 barris), 17 carregamentos de butano (3 623 441 barris) e 9 carregamentos de condensados (2 563 635 barris).



6.1.5 Gestão das Concessões

De seguida destacam-se as principais actividades realizadas no acompanhamento e supervisão dos processos de contratação/homologações, análises económicas, custo operacional por barril, recuperação dos investimentos realizados nas concessões em produção, direitos ao petróleo, levantamentos realizados, exportações do petróleo bruto e Planos de Abandono das instalações.

6.1.5.1 Contratação/Homologação de Contratos

As empresas que operam em Angola submeteram à Concessionária Nacional 396 solicitações para a contratação de bens e serviços, que contribuem para a manutenção das operações, assim como demais benfeitorias nas infraestruturas petrolíferas, tendo sido aprovado o montante de USD 16 935 386 500, correspondente a 98% do valor solicitado de USD 17 266 238 394,24. Paralelamente, foram homologados 36 contratos de serviços prestados pelas afiliadas das operadoras no montante de USD 668 656 863.

Dos contratos homologados, há a realçar as modalidades de Concurso Público com 147 aprovações, Adjudicação Directa com 48, e por último as sub-modalidades Fundos Adicionais e Renovação/Extensão com Fundos Adicionais com 201 aprovações.

Relativamente aos contratos por rubricas, 73% do volume de contratações destinaram-se ao Desenvolvimento, 24% às Operações, 2% para Exploração e 1% para a Administração e Serviços.

Contratação no Âmbito do Conteúdo Local

A contratação por regime de preferência continua a ser o que apresenta um maior número de homologações com 81%, seguida da contratação por regime de concorrência com 17% e da contratação

por regime de exclusividade com 2%. Quanto às homologações por tipo de sociedade, prevalecem as sociedades de direito angolano com 94%, seguidas das sociedades comerciais angolanas com 6%.

		2023	2022	VARIAÇÃO
CONTRATOS HOMOLOGADOS		USD	USD	%
REGIMES	EXCLUSIVIDADE	389 707 106,69	320 300 036,00	22
	PREFERÊNCIA	13 696 173 885,38	6 217 623 184,58	120
	CONCORRÊNCIA	2 849 506 505,72	2 350 448 436,06	21
	TOTAL	16 935 387 497,79	8 888 371 656,64	91

Tabela 12 – Contratos homologados por regimes de contratação

Os principais serviços prestados pelo Conteúdo Local angolano foram de administração e serviços, e têm sido empreendidas iniciativas para o aumento da sua participação no sector. Essas iniciativas incluem a migração de mais serviços do regime de preferência para o de exclusividade (o que implica que mais empre-

sas nacionais prestarão serviços à indústria), reuniões de acompanhamento e de balanço com as operadoras, associações e prestadoras de serviço, para auscultação sobre as formas de melhorar o ambiente de negócios, e a realização de workshops de diferentes âmbitos para as empresas certificadas.

6.1.5.2 Análises Económicas

No âmbito da supervisão das actividades económicas do sector petrolífero, foram efectuadas, entre outras, análises relacionadas com os seguintes blocos:

Bloco 3/05 - a operadora apresentou uma proposta para o ajuste de pressupostos contratuais e fiscais relacionados principalmente com a unificação das áreas de desenvolvimento, o aumento do limite de petróleo bruto para recuperação de custos para 80% e a redução do prémio de investimento para 25%.

Bloco 15/06 - aprovado o valor referente às despesas causadas por atrasos nos carregamentos nos terminais N'goma e Olombendo, durante o ano 2022.

Do orçamento revisto aprovado para 2023, no valor de USD 13 654 007 552, foi executado um montante aproximado de USD 12 098 715 784, correspondente a cerca de 88,61% do total.

De referir que os custos dos Blocos 0 e 14 são previsionais para o 4º trimestre de 2023; a partir do mês de Junho, os custos do Bloco 21/09 passaram a ser reportados no Bloco 20, devido à unitização dos dois blocos, ocorrida no referido mês.

Nota: à data de finalização do reporte, estavam em curso as validações dos dados reportados e das auditorias estatutárias de todos os blocos, pelo que os custos reportados são os previsionais até à data de conclusão do reporte.



6.1.5.3 Custo Operacional por Barril

Relativamente ao custo operacional directo por barril, a média ponderada anual no sector petrolífero, sem os custos de abandono, foi de USD 11,46, o que comparativamente a 2022 representa um aumento de 12%, justificado pelo custo elevado para a manutenção das instalações.

O Bloco 4/05 apresenta o custo unitário por barril mais elevado na indústria, no valor de USD 66,68, justificado pelos altos custos operacionais do bloco, enquanto o Bloco 32 o custo mais baixo, no valor de USD 5,02, resultante da estabilidade nos seus níveis de produção.

Em relação ao período homólogo, verifica-se um aumento exponencial do custo operacional por barril para o Bloco Cabinda Sul, contrariando as reduções consecutivas que se vinham observando nos três últimos anos, justificado pelos custos altos de administração e serviços, nomeadamente custos com bases administrativas centrais e estrutura de apoio ao pessoal, aliados à baixa produção do bloco. Em sentido oposto, registou-se um decréscimo considerável dos custos operacionais por barril dos Blocos 2/05, 18 e 31.

ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIÇÃO HOMÓLOGA
		2023	2022	
Onshore				
Terra	FS	22,08	20,56	7%
	FST	21,63	19,38	12%
	Cabinda Sul	46,51	20,68	125%
Offshore				
Águas rasas	Bloco 0	19,81	15,53	28%
	Bloco 2/05	10,77	13,45	-20%
	Bloco 3/05	26,50	26,14	1%
	Bloco 3/05 A	7,15		
	Bloco 4/05	66,68	63,2	6%
Águas profundas	Bloco 14	13,65	14,52	-6%
	Bloco 14 K		30,85	
	Bloco 15	15,94	12,92	23%
	Bloco 15/06	20,11	19,02	6%
	Bloco 17	6,17	5,05	22%
	Bloco 18	8,73	13,76	-37%
Águas ultra-profundas	Bloco 31	8,07	20,71	-61%
	Bloco 32	5,02	5,03	0%
Custo médio operacional por barril		11,46	10,27	12%

Tabela 13 – Custos operacionais por barril, sem abandono, nas concessões petrolíferas (valores expressos em USD).

6.1.5.4

Recuperação dos Investimentos Realizados nas Concessões em Produção

Os direitos recuperáveis dos blocos em produção, até ao 4.º trimestre, totalizaram USD 8 367 390 698. Até ao período indicado, o Bloco 17 representa a concessão com maior volume de direitos, incluindo investimentos na ordem de USD 2 417 763 756.

Os custos recuperados foram de USD 14 004 854 649, valor para o qual muito contribuiu o Bloco 17, com um total de USD 4 010 568 036 (bloco com o maior volume de custos recuperados), seguindo-se os Blocos 32 e 15/06 com USD 3 413 051 230 e USD 2 135 352 242, respectivamente.

No que concerne à capacidade de recuperação, o destaque é para o Bloco 18 que até ao 3.º trimestre de 2023 apresenta uma recuperação na ordem de 100% de direitos, tendo apenas custos residuais referentes às suas operações diárias.

6.1.5.5

Direitos e Levantamentos do Petróleo Bruto

Os direitos sobre a produção petrolífera de Angola foram de 400 462 MBO, representando um decréscimo de 3% comparativamente a 2022, repartidos entre a Concessionária Nacional com 92 478 MBO (23%) e os grupos empreiteiros com 307 984 MBO (77%).





EMPRESAS	DIREITOS DE PRODUÇÃO		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
	2023	2022		
ANPG	92 478	105 749	-13%	23%
Azule Energy	59 459	58 260	2%	15%
Sonangol P&P	53 831	52 954	2%	13%
TotalEnergies	53 189	54 534	-2%	13%
ExxonMobil	33 684	33 541	0%	8%
SSI	27 940	28 087	-1%	9%
Cabgoc	24 330	25 408	-4%	6%
Equinor	23 993	24 159	-1%	6%
Sonangol E.P.	21 639	23 184	-7%	5%
Outras	9 919	9 045	10%	2%
TOTAL	400 462	414 921	-3%	100%

Tabela 14 – Direitos de produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em mil barris).

Os levantamentos de petróleo bruto totalizaram cerca de 399 657 MBO, representando um decréscimo de 3% comparativamente a 2022, repartidos entre a Concessionária Nacional com 92 215 MBO (23%) e os Grupos Empreiteiros com 307 442 MBO (77%).

EMPRESAS	DIREITOS DE PRODUÇÃO		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
	2023	2022		
ANPG	92 215	104 729	-12%	23%
Azule Energy	58 409	59 515	-2%	15%
Sonangol P&P	55 113	50 034	10%	14%
TotalEnergies	53 869	55 265	-3%	13%
ExxonMobil	33 374	33 129	1%	8%
SSI	27 342	28 125	-3%	7%
Cabgoc	24 441	24 283	1%	6%
Equinor	23 148	25 071	-8%	6%
Sonangol E.P.	21 739	23 042	-6%	5%
Outras	10 007	9 582	4%	2%
TOTAL	399 657	412 776	-3%	100%

Tabela 15 – Levantamentos da produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em mil barris).

Do volume de levantamentos, 384 755 mil barris (96%) representam as exportações efectivas e 14 902 (4%) as entregas à Refinaria de Luanda.

De ressaltar ainda que em relação aos direitos e levantamentos da Concessionária Nacional, o Bloco 17 foi o que mais contribuiu com 52% de direitos, e os Blocos 15

(41%), 17 (39%) e 18 (33%) foram os maiores contribuintes para os levantamentos.

À semelhança do ano anterior, a maior contribuição para os direitos e levantamentos é proveniente das ramas Mostarda, Nemba e Dália, equivalente em ambos os casos a 30% do total contabilizado.

6.1.5.6

Exportações do Petróleo Bruto da Concessionária Nacional

O volume de exportações de petróleo bruto da Concessionária foi de 92 799 MBO, 11% a menos que em 2022. Os principais destinatários do petróleo da Concessionária Nacional foram a República Popular da China com 78%, seguindo-se a Itália e a Espanha com 7% e 6% do volume total exportado, respectivamente.

RAMAS EXPORTADAS	VOLUMES EXPORTADOS		VARIÇÃO HOMÓLOGA	PESO
	2023	2022		
Dália	24 631	30 666	-20%	27%
Girassol	15 662	21 729	-28%	17%
Hungo	11 772	8 568	37%	13%
Plutónio	8 029	9 005	-11%	9%
Nemba	5 128	4 624	11%	6%
Kissanje	4 156	3 799	9%	5%
Paz-Flor	4 929	5 626	-12%	5%
Saxi	3 977	6 680	-40%	4%
Mostarda	2 305	1 858	24%	3%
Mondo	2 626	3 834	-32%	3%
CLOV	2 680	1 971	36%	3%
Palanca	1 955	1 482	32%	2%
Saturno	1 770	1 710	4%	2%
Sangos	1 472	1 430	3%	2%
Olombendo	1 146	1 046	10%	1%
Gindungo	482	616	-22%	1%
Gimboa	71	63	13%	0%
Cabinda	8	4	98%	0%
TOTAL	92 799	104 711	-11%	100%

Tabela 16 - Exportações do petróleo bruto da Concessionária Nacional (valores expressos em mil barris).

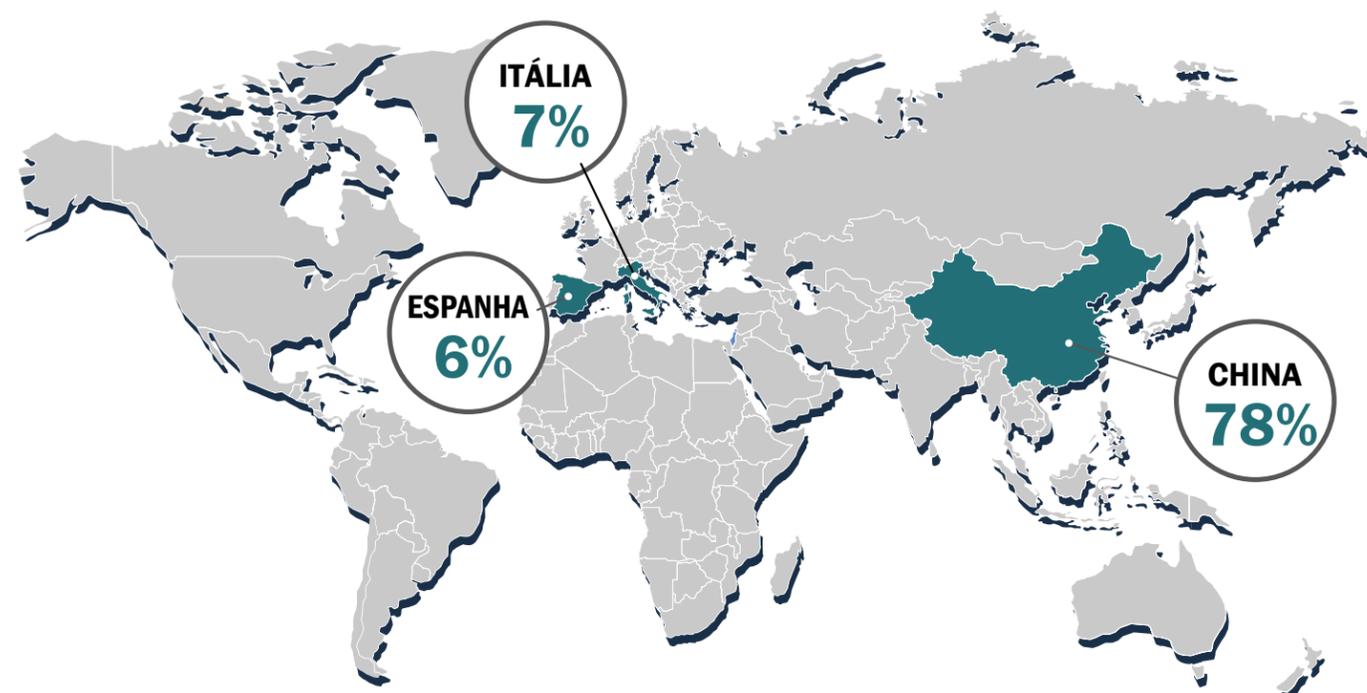


Figura 8 - Principais destinos do crude angolano

6.1.6

Abandono das Instalações

Em 2023 foi realizado o fundeamento para abandono dos Blocos 0, 15, 17, 18 e 31, no total de USD 360 161 367, e foram aprovados os Planos de Abandono dos Blocos 0 e 31.

Associação FS/FST - a operadora foi notificada pela Concessionária Nacional sobre a obrigatoriedade da abertura de uma conta para o aprovisionamento dos Fundos de Abandono, conforme estipulado no Decreto n.º 91/18.

Bloco Cabinda Sul - acordada a necessidade de a operadora abrir uma conta de garantia e incluir os valores a serem fundeados na previsão de fecho de 2023 e o orçamento inicial de 2024.

Bloco 0 - de acordo com o estabelecido no Acordo de Extensão, o valor anual de abandono a ser fundeado é de USD 50 000 000, devendo ser depositados trimestralmente USD 12 500 000, o que perfaz USD 1 300 000 000 durante o período de concessão, sendo que o valor remanescente deverá ser utilizado para abandonos pontuais de activos entre 2023 e 2050, correspondendo a USD 2 060 000 000.

Bloco 31 - têm estado a ser realizados regularmente depósitos referentes às Áreas de Desenvolvimento Plutão e Vénus, perfazendo à data um total acumulado de USD 196 502 422, enquanto para as Áreas de Desenvolvimento Saturno e Marte, que deveriam começar a fundear em 2023, o valor total estimado corresponde a USD 378 240 000.

6.2 Função Reguladora

Sob a supervisão do Comité de Regulação da ANPG (COMREA), o grupo técnico trabalhou em 6 regulamentos técnicos da Agenda Regulatória 2021 que, após consulta pública, foram submetidos ao MIREMPET, estando actualmente em processo de aprovação final para publicação em Diário da República, na forma de Decretos Executivos, designadamente:

- ◆ Regulamento Técnico de Estimativa de Reservas e Recursos.
- ◆ Regulamento Técnico de Medição Fiscal de Petróleo e Gás Natural.
- ◆ Regulamento Técnico do Plano Anual de Produção.
- ◆ Regulamento Técnico de Segurança Operacional de Instalações de Perfuração e Produção.
- ◆ Instrutivo de Entrega de Dados de Exploração e Produção.
- ◆ Regulamento Técnico do Programa de Trabalho e Orçamento.
- ◆ Regulamento Técnico de Segurança e Integridade de Poços.
- ◆ Regulamento Técnico das Unidades de Processamento de Gás Natural.
- ◆ Regulamento Técnico de Emissões de Gases.
- ◆ Instrutivo de Ordens de Trabalho.
- ◆ Instrutivo de Ordens de Modificação.
- ◆ Instrutivo de Reporte de Informação Económica e de Direitos das Concessões.
- ◆ Regulamento de Segurança e Protecção de Instalações Petrolíferas.
- ◆ Regulamento Técnico de Queima e Perda de Gás.
- ◆ Regulamento Técnico de Transporte de Gás Natural.

Na sequência das actividades de Regulação e aprovação da Agenda Regulatória 2022/23, estão em fase de desenvolvimento 14 iniciativas regulatórias abordando diferentes temas relacionados com as atribuições da ANPG. Os referidos regulamentos, abaixo indicados, estão actualmente em fase de consulta pública com a ACEPA, com previsão de fecho em Fevereiro de 2024.

- ◆ Regulamento Técnico do Plano Geral de Desenvolvimento e Produção.
- ◆ Regulamento Técnico de Envio de Dados e Informação de Produção.
- ◆ Regulamento Técnico de Projecto e Operação de Oleodutos e Gasodutos em Concessões *Onshore*.
- ◆ Regulamento Técnico de Utilização de Instalações de Terceiros.
- ◆ Regulamento Técnico de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos.

6.3 Função Fiscalizadora

O Decreto Presidencial n.º 49/19 atribui ainda à ANPG o papel de fiscalizador da actividade do Upstream do sector de petróleo e gás natural, sendo que a Agência desempenha uma função fiscalizadora crucial, monitorando e regulando as actividades relacionadas com o sector para garantir a sua conformidade, segurança e eficiência.

6.3.1

Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente às Instalações Petrolíferas

Em 2023, a Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente às Instalações Petrolíferas realizou, no seu plano, 3 auditorias, tendo sido auditadas e inspeccionadas as concessões listadas abaixo e constatadas as Não Conformidades (NC) e observações.

Adicionalmente, está a ser conduzida uma inspeção de diagnóstico a mais de 200 poços abandonados na década de 60, 70 e 80 nas províncias de Cabinda, Cuanza Norte, Cuanza Sul, Luanda e Zaire.

BLOCO	NC CRÍTICA	NC MAIOR	NC MENOR	OBSERVAÇÃO
Bloco 3/05	113	314	107	43
Bloco 2/05	Relatórios de Auditoria e Inspeção em revisão técnica por parte da ANPG			
Bloco 18				

Tabela 17 – Não Conformidades constatadas nas auditorias e inspeções.

6.3.2

Auditoria das Concessões

No âmbito da fiscalização das questões de natureza económica das concessões, nomeadamente a recuperabilidade dos custos, foi feito o acompanhamento da auditoria aos custos recuperáveis e recuperados do exercício de 2022 dos Blocos 2/05, 3/05, 3/05A, 4/05, 14, 15, 15/06, 16, 17, 17/06, 18, 20, 21, 30, 31, 32, 44, 45, 48, Cabinda Norte, Cabinda Centro e Cabinda Sul.

Como resultado, as operadoras tiveram um total de custos de USD 9 416 156 177 e foram reportadas ex-

cepções (situações que impossibilitaram a elegibilidade de recuperação de várias despesas a nível dos contratos de concessões) no montante total de USD 1 336 199 941. Nota-se um aumento de cerca de 26% no total das excepções em 2022, quando comparadas com as excepções do período transacto, como consequência da inclusão de novas concessões (Bloco 20, 21, 30, 44, 45 e Cabinda Centro) no leque dos custos que foram objecto de auditoria.

6.3.3

Compliance

No âmbito do processo de *due diligence*, foi efectuada uma análise de conformidade, idoneidade e isenção a terceiros às empresas prestadoras de serviços, aos fornecedores de bens, bem como aos potenciais investidores no sector petrolífero, num total de 107 pareceres, dos quais 70% favoráveis, 7% desfavoráveis e 23 % com reserva.

No que concerne aos pareceres desfavoráveis, as diligências realizadas evidenciaram indícios de risco de conformidade para a ANPG. No que toca aos pareceres com reserva, as diligências realizadas não permitiram emitir um parecer com o mínimo de razoabilidade requerida, carecendo desta forma de uma segunda avaliação a partir de dados adicionais.

Os pareceres emitidos foram categorizados como descrito a seguir: **i)** 65% referentes aos processos de aquisição de bens e serviços para a ANPG no âmbito da Contratação Pública; **ii)** 30% relacionados com os potenciais investidores do sector petrolífero; e, **iii)** 5% relacionados com as empresas nacionais que concorrem para a certificação no âmbito do Conteúdo Local.

Por outro lado, estabeleceu-se uma parceria com a Unidade de Informação Financeira (UIF) para a partilha de informação, no âmbito da actividade de *due diligence*,

bem como o acompanhamento dos temas do ESAAMLG (Órgão Regional da África Oriental e Austral), criado com o propósito de combater o branqueamento de capitais, o financiamento do terrorismo e a proliferação de armas. Nessa conformidade, a ANPG participou nos 44.º e 46.º Encontros dos Peritos Sêniores do ESAAMLG, nos 22.º e 23.º Conselhos de Ministros, e na pré-avaliação mútua de Angola pelo GAFI (Grupo de Acção Financeira Internacional).

Há a destacar ainda a participação da Agência em vários eventos da Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extractivas (ITIE), nomeadamente fóruns, formações sobre normas, requisitos e padrões da ITIE em matéria de planeamento de trabalho, transparência e prevenção da corrupção. A Agência concluiu também a elaboração e submissão do 1.º relatório anual da ITIE Angola.

Finalmente, a ANPG organizou o 2.º Fórum de *Compliance* da Indústria Petrolífera, que contou com 362 participantes de diferentes organismos/empresas, nomeadamente MIREMPET, Tribunal de Contas, IGAE, Endiama, ANMR, ACEPA, Banca Angolana e Internacional (Deutsche Bank), Ordem dos Advogados, Ordem dos Contabilistas e Peritos Contabilistas de Angola, seguradoras, universidades e prestadores de serviços do sector petrolífero.



7. Desempenho Financeiro

Descrição	31/12/2023	31/12/2022
Proveitos Operacionais	379 874 321	260 105 783
Custos Operacionais	(259 062 431)	(172 833 950)
RESULTADOS OPERACIONAIS	120 811 890	87 271 833
Resultados financeiros	1 119 497 316	(15 423 986)
Resultados não-operacionais	1 188 577 690	1 264 418 912
RESULTADOS LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	2 428 886 897	1 336 266 759

Tabela 18 – Resultados do exercício 2023 expressos em milhares de Kwanzas

A ANPG encerrou o exercício de 2023 com um Resultado Líquido positivo de MAOA 2 428 886 897, face aos MAOA 1 336 266 759 em 2022.

Os Resultados Operacionais estão essencialmente relacionados com:

1) Proveitos Operacionais de MAOA 379 874 321, que englobam a Consignação, venda de dados sísmicos, venda de materiais petrolíferos e outros proveitos operacionais, conforme demonstrado no quadro abaixo:

PROVEITOS OPERACIONAIS	31/12/2023	31/12/2022
Petróleo bruto - Concessionária	244 483 150	142 846 655
Venda de dados sísmicos	37 967	646 714
Venda de materiais petrolíferos	863 253	261 654
Outros proveitos e ganhos operacionais	134 489 951	116 350 761
TOTAL	379 874 321	260 105 783

Tabela 19 – Proveitos Operacionais expressos em milhares de Kwanzas

A variação dos Proveitos Operacionais face ao ano anterior está estritamente ligada às:

- Rubrica “Consignação”, cuja variação está essencialmente relacionada com o aumento em 21,3% do preço de referência do petróleo bruto, estabelecido na

Lei sobre o Orçamento Geral do Estado de 2023 (USD 75/bbls), face ao preço estabelecido em 2022 (USD 59/bbls). Para o exercício de 2023, esta rubrica ascendeu a MAOA 244 483 150, tendo cada bloco contribuído conforme tabela abaixo:

ASSOCIAÇÕES & BLOCOS	RAMAS VENDIDAS	MARGEM CONCESSIONÁRIA
Bloco 2/05	9 131 446	401 540
Bloco 3/05	86 280 593	3 983 355
Bloco 4/05	5 303 381	265 169
Bloco Cabinda Sul	551 209	24 590
Bloco 14	296 524 843	13 544 932
Bloco 14K	1 182 370	53 891
Bloco 15	1 248 522 479	57 061 896
Bloco 15/06	162 385 291	7 619 383
Bloco 17	2 898 773 297	130 073 546
Bloco 18	470 405 479	20 695 383
Bloco 31	94 543 748	4 268 129
Bloco 32	141 317 054	6 491 337
	5 414 921 191	244 483 150

Tabela 20 – Ramas vendidas e margem da Concessionária em milhares de Kwanzas

- Para a rubrica “Outros Proveitos e Ganhos Operacionais” registaram-se proveitos relacionados com os Benefícios Financeiros Resultantes da Cedência de Interesse Participativo e prorrogação dos prazos de exploração (BRCIP) dos Blocos 15 e 17, recuperados em 2023.

2) Custos Operacionais de MAOA 259 062 431, que agregam os custos com o pessoal, as amortizações e outros custos e perdas operacionais, conforme apresentado abaixo:

CUSTOS OPERACIONAIS	31/12/2023	31/12/2022
Custos com o pessoal	(63 719 732)	(53 759 427)
Amortizações	(3 186 322)	(2 977 457)
Outros custos e perdas operacionais	(192 865 204)	(116 097 066)
TOTAL	(259 771 258)	(172 833 950)

Tabela 21 – Custos operacionais, expressos em milhares de Kwanzas

Os outros custos e perdas operacionais estão relacionados com os fornecimentos e serviços de terceiros, mais propriamente: i) despesas com o estudo do potencial petrolífero das bacias de Angola; ii) licitações com operações petrolíferas e eventos; iii) serviços de consultoria para projectos de produção incremental do petróleo

bruto; iv) despesas de comercialização de petróleo bruto (agenciamento, despesas aduaneiras, honorário de despachantes e inspecções); v) conservação e reparação; vi) licenças, softwares, serviços informáticos e de gestão.

RUBRICAS	31/12/2023	31/12/2023
PROVEITOS E GANHOS FINANCEIROS:		
Juros obtidos	1 155 631	1 106 216
Diferenças de câmbio favoráveis	4 324 094 516	1 125 475 877
	4 325 250 146	1 126 582 093
CUSTOS E PERDAS FINANCEIRAS:		
Encargos com juros	0	3
Despesas bancárias	91 574	127 524
Encargos com financiamentos	0	0
Provisão para aplicação financeira	0	9 859
Perdas na alienação de aplicações financeiras	0	0
Diferenças de câmbio desfavoráveis	3 205 661 256	1 141 868 693
	3 205 752 830	1 142 006 079
	1 119 497 316	(15 423 986)

Tabela 22 – Resultados Financeiros expressos em milhares de kwanzas

Os Resultados Financeiros do exercício, os quais ascendem a MAOA 1 119 497 316, estão essencialmente relacionados com as diferenças de câmbio efectuadas a 31 de Dezembro de 2023, com maior impacto nas rubricas relacionadas com:

i) Contas de Disponibilidade relacionadas com o Fundo de Abandono;

ii) Contas a Receber dos Grupos Empreiteiros e da anterior Concessionária Nacional referentes ao Fundo de Abandono;

iii) Contas a Receber do Estado relativas à Consignação.

RUBRICAS	31/12/2023	31/12/2022
Reposição de provisões - Fundo de Abandono	1 207 870 970	1 313 721 831
Reposição de provisões - Outras	0	50
Outros proveitos e ganhos não operacionais	4 198	-
Correcções relativas a períodos anteriores-CPNO	2 839 347	0
	1 210 714 515	1 313 721 881
CUSTOS E PERDAS NÃO OPERACIONAIS:		
Provisões - Cobrança Duvidosa	2 484 234	-
Provisões - Fundo de Abandono	12 930 709	48 725 030
Multas e penalidades	5 905 788	0
Correcções relativas a períodos anteriores-CPNO	816 094	577 913
Outros custos e perdas não operacionais	-	27
	22 136 825	49 302 969
	1 188 577 690	1 264 418 912

Tabela 23 – Resultados Não Operacionais expressos em milhares de kwanzas

Os Resultados Não Operacionais de MAOA 1 188 577 690 estão relacionados essencialmente com os efeitos da actualização financeira relativa aos Planos de Abandono previstos.

De notar que, de acordo com o normativo, este proveito representa uma operação meramente contabilística, não constituindo um influxo financeiro para a Concessionária.

POSIÇÃO PATRIMONIAL E FINANCEIRA:

Posição Patrimonial e Financeira
“Activo Não Corrente - Outros Activos Financeiros” -

referem-se às aplicações financeiras realizadas em Obrigações do Tesouro, no âmbito do processo da gestão dos Fundos de Abandono. O aumento ocorrido nesta rubrica deve-se essencialmente à aquisição de Obrigações de Tesouro no Bloco 14 e ao efeito da valorização cambial.

Na rubrica “Outros Activos Não Correntes” estão reconhecidos os fundamentos a realizar pelos Grupos Empreiteiros das concessões. A par da actualização financeira, o aumento do saldo está estritamente relacionado com a aprovação de novos Planos de Abandono, no Bloco 17/06, e com a actualização dos planos dos Blocos 17 e 31.

O **Activo Corrente** é essencialmente composto por:

- Contas a Receber, onde estão registados os saldos a receber de Clientes, do Estado e outros devedores, entre os quais se destaca a Sonangol E.P. (referentes às actividades relacionadas com a comercialização de petróleo bruto e Fundos de Abandono).
- Disponibilidades, que registou um aumento na sequência dos montantes fundeados pelos Grupos Empreiteiros no período, e do efeito da actualização cambial.

O **Passivo Não Corrente** é composto, fundamentalmente, pelas provisões para outros riscos e encargos, relacionadas com o abandono das instalações petrolíferas. Os movimentos ocorridos nas provisões dizem respeito à actualização das estimativas, da qual resultaram:

- aumento da provisão em algumas áreas do Bloco 17, decorrentes da revisão dos Planos de Abandono e a criação de uma nova provisão referente ao Bloco 17/06;
- diminuição da provisão dos restantes blocos, com ênfase na Área Dália do Bloco 17 e Área Marte do Bloco 31, pela aprovação de Planos de Abandono previsionais revistos.



DESCRIÇÃO	31/12/2023	31/12/2022
Activo		
Activo não corrente		
Imobilizações corpóreas	96 753 541	33 025 102
Imobilizações incorpóreas	1 100 709	1 461 820
Outros activos financeiros	583 889 600	207 520 692
Outros activos não correntes	3 377 527 764	2 140 605 496
Caixa e Equivalentes	-	-
Total activo não corrente	4 059 271 614	2 382 613 111
Activo corrente		
Outros activos financeiros	87 438 400	95 701 290
Contas a receber	3 108 009 634	2 269 330 346
Disponibilidades	4 965 690 077	2 800 852 923
Outros activos correntes	19 474 012	24 528 269
Total activo corrente	8 180 612 123	5 190 412 828
TOTAL DO ACTIVO	12 239 883 737	7 573 025 939
Capital próprio e passivo		
Capital próprio		
Resultados Transitados	1 663 334 941	327 068 181
Reservas - Dotações iniciais	6 724 064	6 724 064
Reservas - Incorporação de activos	53 024 456	46 303 272
Resultado do ano	2 428 178 070	1 336 266 759
Total capital próprio	4 151 261 530	1 716 362 277
Passivo não corrente		
Provisões para pensões	20 577 876	14 855 719
Provisão para outros riscos e encargos	7 498 173 636	5 005 928 921
Total passivo não corrente	7 518 751 511	5 020 784 640
Passivo corrente		
Contas a pagar	534 019 261	816 169 820
Outros passivos correntes	35 851 434	19 709 203
Total Passivo corrente	12 239 883 737	7 573 025 939

Tabela 24 – Balanço patrimonial expresso em milhares de Kwanzas

A responsabilidade sobre o abandono dos activos mineiros recai, inicialmente, sobre a Concessionária Nacional. Independentemente da sua reversão já ter ocorrido, existe a necessidade de constituição de provisões de desmantelamento para este efeito. A provisão varia em função da revisão anual das estimativas de custos de abandono e da taxa de desconto, que são ajustados no Activo e no Passivo e reconhecidos de forma prospectiva.

A referida provisão é descontinuada mediante a realização do desmantelamento da área de desenvolvimento ou por bloco. Com efeito, a ANPG tem registado no seu Passivo não Corrente uma provisão para abandono no valor de MAOA 7 492 962 003, que representa a responsabilidade de desmantelamento de cada bloco, actualizada ao valor presente.

Para fazer face à provisão registada para os Fundos de Abandono, a Concessionária tem a receber dos Grupos Empreiteiros o montante de MAOA 4 171 861 486.

Nos termos dos CPP, estes valores deverão ser fundeados pelos Grupos Empreiteiros até ao fim da concessão de cada bloco. Com efeito, os valores que já foram entregues pelos Grupos Empreiteiros até 31 de Dezembro de 2023 encontram-se registados em i) Disponibilidades (MAOA 4 743 494 922); ii) aplicações financeiras em OT's (MAOA 671 328 000); e em iii) Contas a Receber da anterior Concessionária e da Total (MAOA 1 370 231 580).

Assim, a actualização financeira da responsabilidade futura do desmantelamento (Passivo), bem como dos valores a receber (Activo), teve um impacto líquido em resultados não operacionais de MAOA 1 188 577 690.

De notar que, de acordo com o normativo, este proveito representa uma operação meramente contabilística, não constituindo um influxo financeiro para a Concessionária.

BLOCOS (ÁREA)	31/12/2023	31/12/2022
Bloco 14	969 669 695	585 827 653
Bloco 15	2 072 800 006	1 284 260 540
Bloco 17	1 380 081 776	889 958 155
Bloco 17/06	59 476 410	0
Bloco 14K	69 283 833	42 667 226
Bloco 4/05	133 560 692	75 981 759
Bloco 3/05	221 612 498	258 899 899
Bloco 2/05	325 575 642	216 570 463
Bloco 31	405 048 054	384 436 373
Bloco 18	522 485 007	323 720 029
Bloco COS	3 158 712	1 933 478
Bloco 15/06	233 577 024	148 333 364
Bloco 32	635 328 846	470 072 731
Bloco 0	363 737 053	257 738 028
Associação FS & FST	97 566 754	65 359 883
	7 492 962 003	5 005 759 580

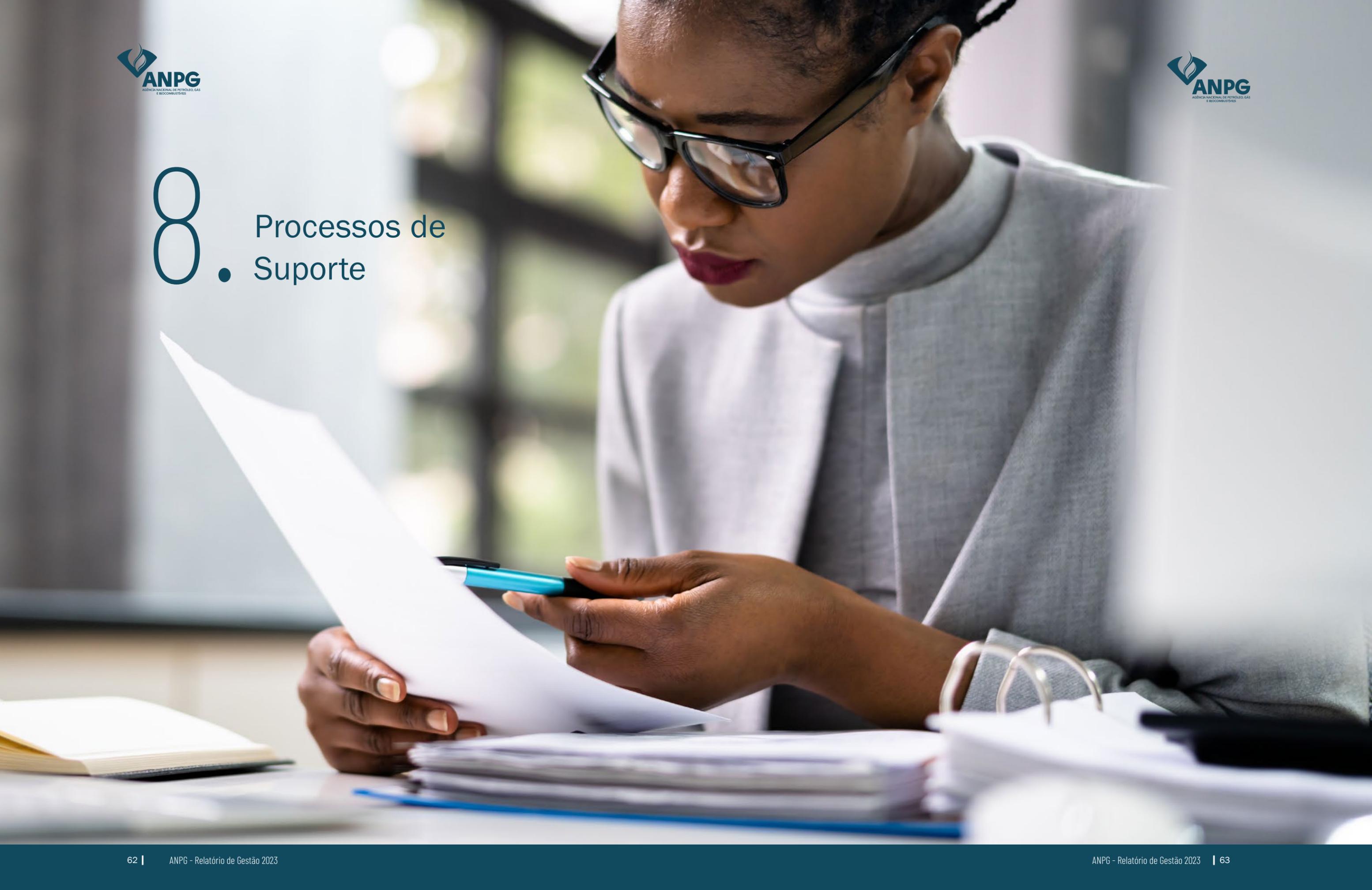
Tabela 25 - Provisão para o Fundo de Abandono expressa em milhões de kwanzas

BLOCOS (ÁREA)	31/12/2023	31/12/2022
Bloco 15	562 817 616	419 026 549
Bloco 15/06	276 698 113	163 177 353
Bloco 17	1 089 740 125	565 110 129
Bloco 17/06	55 336 813	0
Bloco 14	11 402 085	63 400 080
Bloco 2/05	4 732 393	3 789 341
Bloco 3/05	80 192 642	54 867 456
Bloco 0	416 350 284	252 060 691
Bloco 18	321 732 319	226 142 251
Bloco 31	321 051 534	328 619 509
Bloco 32	815 538 860	466 241 338
Bloco COS	3 447 959	2 264 147
Bloco FS&FST	136 928 511	68 564 478
Bloco 14K	75 892 234	0
	4 171 861 486	2 613 263 322

Tabela 26 - Decomposição do Fundo de Abandono expressa em milhões de kwanzas

8

● Processos de Suporte



8.1

Instrumentos Contratuais e Legais Produzidos

Em 2023 foram recomendados e aprovados diversos Diplomas Legais e outros documentos do foro jurídico legal, de suporte à indústria petrolífera, dos quais destacamos:

- **Novo Consórcio de Gás** - aprovadas as condições suspensivas relativas ao ALNG, por via do Decreto Legislativo Presidencial n.º 6/22 de 23 de Julho, que aprova a alteração do Regime Fiscal do Projecto ALNG, e do Decreto Presidencial n.º 10/23 de 5 de Janeiro, que aprovou uma Adenda ao Contrato de Investimento, bem como o Decreto Presidencial n.º 8/22 de 23 de Agosto, que extingue os direitos mineiros de avaliação, desenvolvimento e produção de gás natural concedidos à Concessionária Nacional ao abrigo do Decreto-Lei n.º 11/07 de 5 de Outubro.

- **Contrato de Investimento do Gás** - renegociação da taxa pela utilização dos gasodutos (PUG), no âmbito do Contrato de Investimentos do ALNG, bem como para a possível alteração da Taxa do Gás (GST). Foram preparados os modelos económicos que irão fundamentar a estratégia contratual e legal para apresentação de propostas de alteração do Contrato.
- **Elaboração da nova Lei sobre Biocombustíveis** - oportunidade de alteração da Lei n.º 6/10 de 23 de Abril (Lei dos Biocombustíveis).
- **Zona Integrada de Interesse Comum** - elaboração da proposta inicial do regulamento da Comissão Interministerial de Gestão da ZIC.
- **Elaboração e negociação dos Contratos de Partilha de Produção** - celebrados entre a Concessionária Nacional e os diversos Grupos Empreiteiros, referentes aos Blocos da Bacia Terrestre do Kwanza (KON 5, KON 6, KON 8, KON 9, KON 17 e KON 20) e da Bacia do Baixo Congo (CON 1, CON 5 e CON 6).
- **Elaboração das Adendas aos Contratos de Partilha de Produção das Concessões Licitadas** - referente à alteração do procedimento de acesso às terras, programa mínimo de trabalho e respectiva garantia financeira.

8.2

Iniciativas de Comunicação

O compromisso de comunicar de maneira mais efectiva e transparente destacou-se pela implementação de uma série de iniciativas dirigidas aos colaboradores da ANPG e outros *stakeholders*, com recurso aos canais corporativos e à mídia convencional.

O website da ANPG (www.anpg.co.ao) continuou a ser o principal veículo de informação da Concessionária Nacional. Para além de divulgar mensalmente notícias e dados da produção petrolífera do país, disponibiliza toda a informação relacionada com o processo de licitações, as suas fases, requisitos e diplomas legais associados, bem como informações relacionadas com os processos de contratação e com o Conteúdo Local. O site acolhe ainda, para leitura e descarga, as edições em PDF do boletim informativo "Primeiro Óleo", veículo sobre o sector petrolífero de periodicidade mensal publicado pela ANPG e parceiros.

Com o objectivo de expandir o alcance das informações do sector, a ANPG tem maximizado as suas páginas nas redes sociais Instagram e Facebook. O micro-programa de TV "Petróleo+", na Televisão Pública de Angola (TPA), continua a transmitir à sociedade a missão, as actividades, assim como as acções das empresas petrolíferas a operar e a prestar serviços ao sector em Angola, evidenciando os benefícios que a indústria tem para o fomento da economia, em particular, e o desenvolvimento do país, no geral.



9

A Nossa Forma de Retribuir

A ANPG tem adoptado várias iniciativas para promover a sustentabilidade no sector petrolífero, desde a aposta no desenvolvimento do capital humano à adopção de práticas que visam um maior entendimento do sector energético. Isso inclui regulamentações ambientais, incentivo à produção de biocombustíveis, monitoramento da qualidade do ar e da água, além de promover a transparência e a responsabilidade ambiental nas operações de petróleo e gás.

Como parte da responsabilidade social corporativa, a ANPG, em colaboração com os seus parceiros directos, tem levado a cabo projectos e acções no sentido de ajudar a minimizar algumas necessidades nos diversos sectores da nossa sociedade, com ênfase para as áreas da saúde, educação, cultura, desporto e desenvolvimento económico e social. Apesar dos desafios, essas acções têm sido feitas pelo país afora com ganhos visíveis para a sociedade, e embora exista um longo caminho a trilhar, o balanço é positivo.

Os investimentos sociais têm registado um grande impacto e têm estado centrados nos compromissos dos objectivos de sustentabilidade para as comunidades:

- Reduzir focos de pobreza, promovendo o desenvolvimento e inclusão.
- Saúde, garantindo uma vida saudável e promovendo o bem-estar.
- Educação de qualidade, promovendo oportunidades de aprendizado.
- Promover o crescimento económico sustentável, através do emprego pleno e produtivo.
- Garantir a disponibilidade e a gestão sustentável da água e saneamento.

Em 2023 foram concluídos 18 dos 60 projectos sociais monitorados, entre os quais:

- apetrechamento de um lar de idosos na Maxinde, na província de Malanje.
- reabilitação e apetrechamento das instalações da Escola Ngolomé 6021, na província do Bengo.
- apoio ao Centro Neurocirúrgico de Tratamento de Hidrocefalia, na província de Luanda.
- apoio para a realização do campeonato nacional de karaté, na província do Zaire.
- projecto de construção e apetrechamento do Complexo Escolar Maria Auxiliadora, na província do Cuanza Norte.
- projecto social integrado, nas províncias da Huíla e do Namibe.
- construção do 5.º e 6.º Liceu Eiffel, nas províncias do Huambo e Moxico.



9.1

Desenvolvimento do Capital Humano

Em finais de 2023, a ANPG tinha 614 colaboradores, 24 dos quais em *job assignment* nas principais operadoras para acompanhamento dos projectos fundamentais em execução. Comparativamente ao ano anterior, a força de trabalho activa diminuiu em 16 colaboradores, cor-

respondendo a uma redução de 3%; em sentido inverso, a força de trabalho inactiva (doentes e reformados – que recebem complemento por reforma ou licença sem vencimento) aumentou em 10 colaboradores, correspondendo a um acréscimo de 30%.
hadas com os objectivos estratégicos e planeamento orçamental da organização, por meio da Gestão de Desempenho, que no ciclo de 2023 contou com a participação de 99,6% dos colaboradores elegíveis, assim como através de oferta formativa, tendo sido realizadas



Gráfico 2 - Caracterização da força de trabalho 2021-2023.

respondendo a uma redução de 3%; em sentido inverso, a força de trabalho inactiva (doentes e reformados – que recebem complemento por reforma ou licença sem vencimento) aumentou em 10 colaboradores, correspondendo a um acréscimo de 30%.

A ANPG mantém-se focada na igualdade de oportunidades e de tratamento entre homens e mulheres, possibilitando uma distribuição equilibrada do género na gestão de topo. De igual modo, proporciona aos seus colaboradores oportunidades de desenvolvimento alin-

44 acções de formação específica, o que representa, nesse aspecto, uma grande aposta no desenvolvimento de cada trabalhador.

Por forma a potenciar os resultados da capacitação técnica e optimização do investimento em formação, a ANPG proporciona ainda aos seus colaboradores acções de formação e-learning e online, por meio do Sistema de Gestão da Aprendizagem - Learning Management System (LMS).



Gráfico 3 - Indicadores de Recursos Humanos.

9.2

Desempenho de Segurança

O desempenho de segurança na ANPG foi calculado com base num total estimado de mais de 1 224 872 horas trabalhadas, o que comparativamente ao período homólogo representa um incremento de 1% no total de horas trabalhadas.

Ainda em comparação com 2022, foi registado um aumento de 78% para os Quase Acidentes e de 94% na Taxa de Acidentes Registáveis (TRIR).

DESCRIÇÃO	DESEMPENHO DE SEGURANÇA (ANPG)		
	2023	2022	2021
Fatalidade	0	0	0
Acidentes com Afastamento	2	0	1
Restrição ao Trabalho	0	0	0
Tratamento Médico	0	1	0
Primeiros Socorros	6	5	7
Quase Acidentes	16	9	18
Horas-Homens de Exposição ao Risco (MMHHER)	1,22	1,20	1,25
Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR)	0,33	0	0,16
Taxa do Total de Acidentes Registáveis (TRIR)	0,33	0,17	0,32

Tabela 27 - Desempenho de segurança da ANPG.

O desempenho de segurança para o sector petrolífero foi calculado com base numa totalidade estimada de 53 939 610 horas trabalhadas, representando um decréscimo de 2% no total de horas trabalhadas em comparação com o período homólogo.

De realçar que 65% dos acidentes com lesões no sector envolvem pessoas das empresas subcontratadas nas instalações petrolíferas, sendo que 26% delas lesionaram-se durante a realização de actividades de manutenção.

Registou-se ainda uma redução de 67% na Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR) e manteve-se a Taxa de Acidentes Registáveis (TRIR).

DESCRIÇÃO	DESEMPENHO DE SEGURANÇA (ANPG)		
	2023	2022	2021
Fatalidade	0	0	0
Acidentes com Afastamento	2	8	2
Restrição ao Trabalho	13	14	7
Tratamento Médico	23	16	14
Primeiros Socorros	118	110	102
Quase Acidentes	210	169	195
Horas-Homens de Exposição ao Risco (MMHHER)	53,93	55,02	38,49
Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR)	0,01	0,03	0,01
Taxa do Total de Acidentes Registáveis (TRIR)	0,14	0,14	0,12

Tabela 28 - Desempenho de segurança no sector.

9.3 Desempenho Ambiental do Sector

Foram reportados 93 derrames, a maior parte dos quais corrosões nos oleodutos e falhas operacionais, o equivalente a um volume de petróleo de 103,13 barris, sendo que, comparativamente a 2022, corresponde a uma diminuição de 47% no número de derrames. Entre-

tanto, houve um aumento em 121% do volume de barris de petróleo derramado. Foi recomendada a resolução dessas inconformidades, aventando-se a possibilidade de substituição dos oleodutos e a identificação e correcção das falhas nos equipamentos.

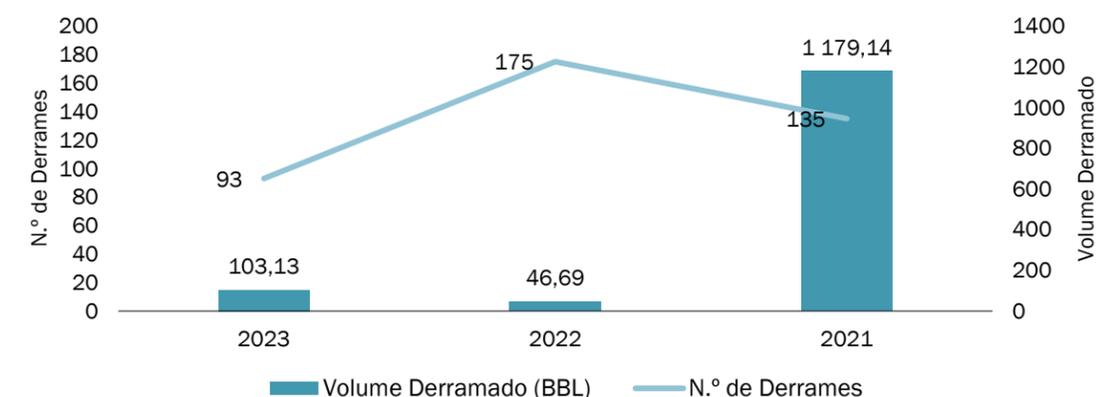


Gráfico 4 - Volume de petróleo derramado.

Quanto aos Gases de Efeito Estufa (GEE), foram emitidos 9,9 milhões de Ton de CO2 eq. provenientes do gás combustível e da queima de gás, tendo-se verificado um aumento em 9% com relação a 2022. A geração de energia através da utilização do gás combustível e a queima de gás foram as maiores fontes das emissões de GEE.

Verificou-se também um aumento da média diária de

queima de gás de 27%, comparativamente a 2022, 3,9% acima do permitido pelo MIREMPET, como resultado da abertura de novos poços contendo quantidades significativas de gás, sendo os Blocos 2/05, 3/05 e 15/06 responsáveis por 54% da média diária de queima de gás registada. Foi recomendada a implementação de esforços para a redução da queima de gás, ou o reaproveitamento do mesmo para geração de energia.

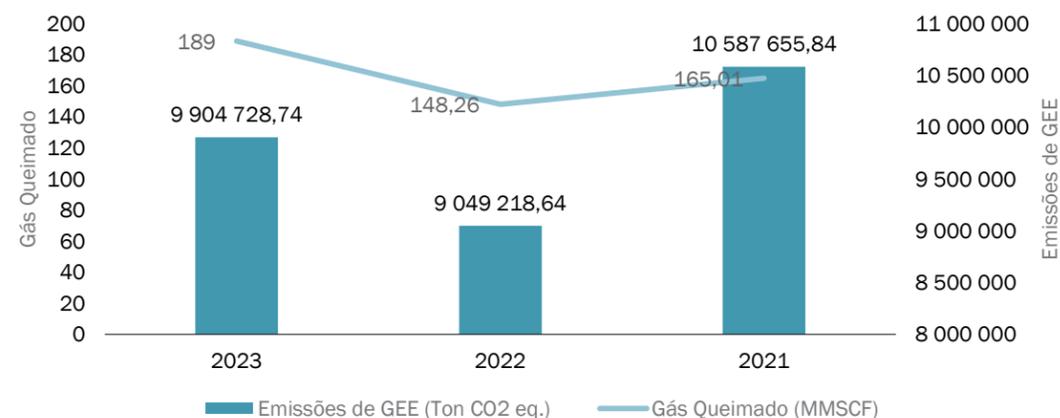


Gráfico 5 - Emissões de Gases de Efeito Estufa e gás queimado.

A média mensal do teor de óleo em água produzida descarregada no mar foi de 14,2 ppm, 52,6% abaixo do limite legal (30 ppm) e 5,8% abaixo do registado em 2022.

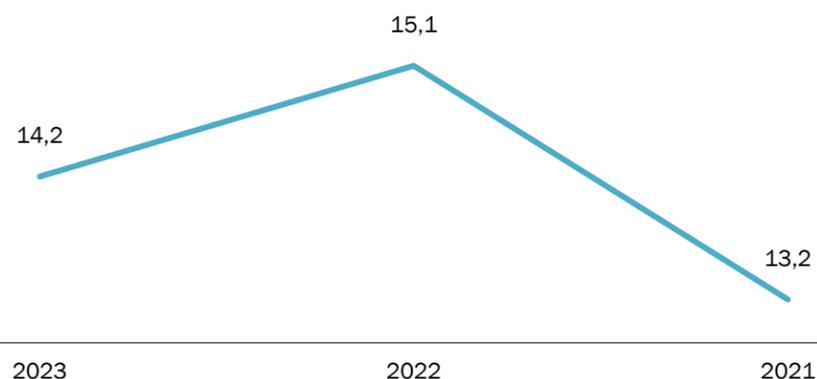


Gráfico 6 - Teor de óleo em água descarregada no mar (ppm).

Quanto à geração de resíduos, comparativamente a 2022 foi registada uma redução de 89% dos resíduos perigosos e de 68% dos resíduos não-perigosos; entretanto, registou-se um aumento de 41% das aparas de perfuração.

Os resíduos perigosos gerados nas operações petrolíferas no mar são enviados para empresas especializadas em terra, para o devido tratamento e deposição final.

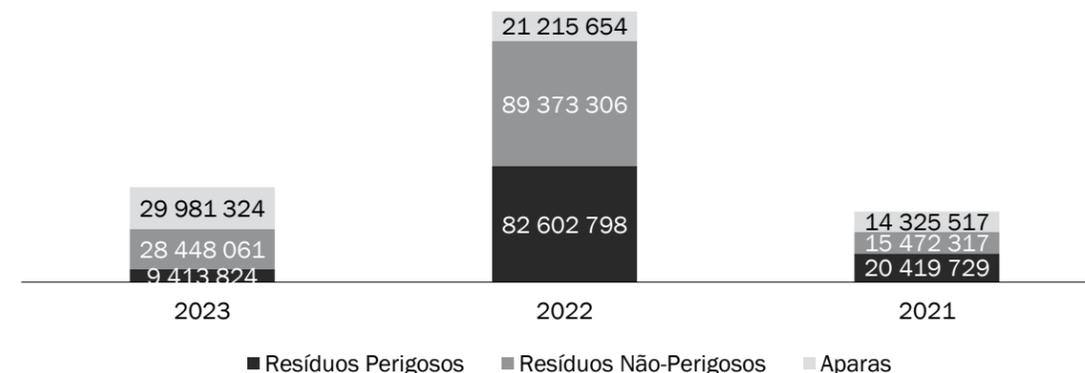


Gráfico 7 - Quantidade de resíduos gerados no sector.

9.4 Alinhamento com os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável

Os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) constituem um conjunto de 17 acções ambiciosas e interconectadas, que abordam os principais desafios de desenvolvimento enfrentados globalmente, no sentido de se erradicar a pobreza, melhorar a qualidade de vida das populações, promover a paz entre as nações e proteger o meio ambiente através do incentivo à práticas sustentáveis.

Como forma de contribuir para o sucesso dessa empreitada, a ANPG tem vindo a adoptar diversas medidas, com destaque para os biocombustíveis, e a promoção da descarbonização nas instalações petrolíferas.

Com base numa parceria, a Agência passará a fiscalizar e detectar derrames de petróleo, a partir de imagens de satélite, em grandes extensões da zona marítima angolana, por um custo reduzido, de modo a proteger a vida marinha (14.º Objectivo de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030).



Alinhamento com os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS):

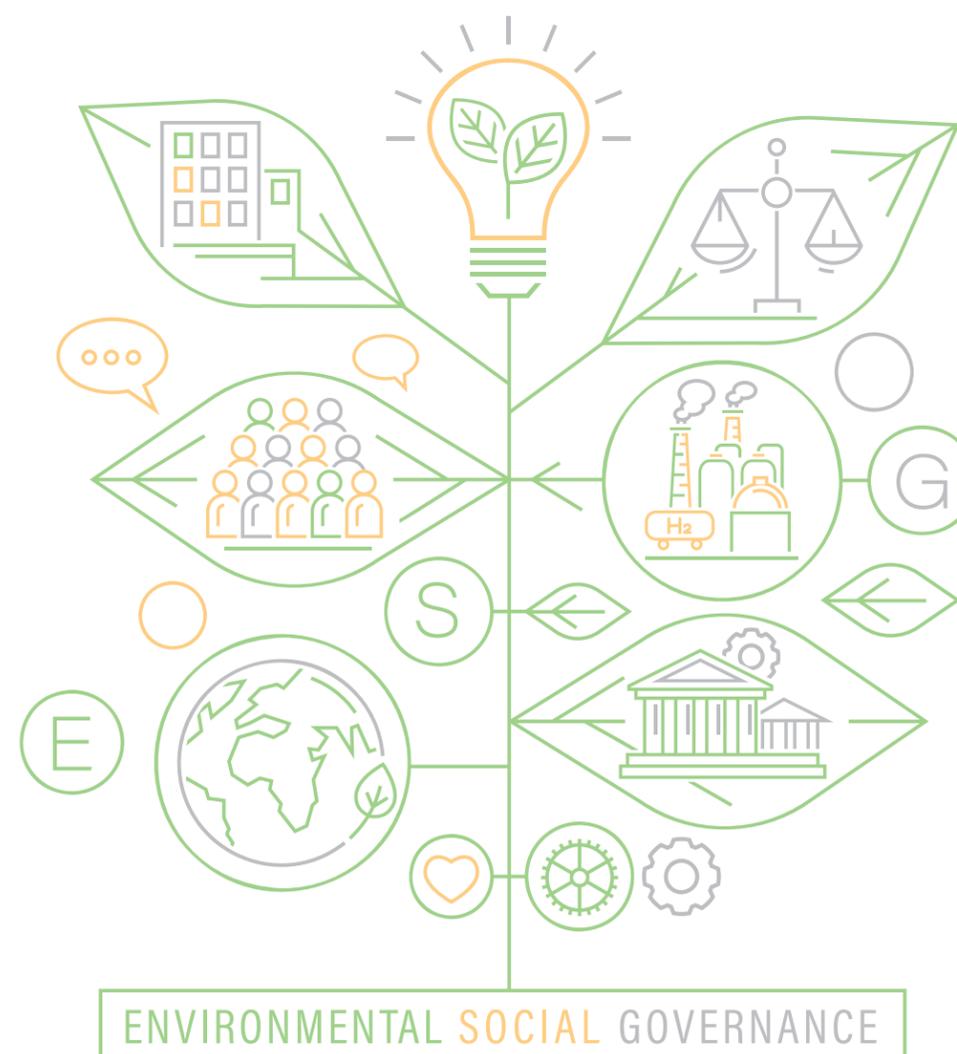
AMBIENTE, SOCIAL E CAPITAL HUMANO

DESEMPENHO DO AMBIENTE	2023	2022	2021
Queima de Gás (MMSCFD)	189,00	148,26	165,01
Derrames de petróleo (barris)	103,13	46,69	1 179,14
Emissões (MMTon de CO ₂ EQ)	9,90	9,04	10,58
Teor de óleo em água (PPM)	14,20	15,10	13,20
Quantidade de resíduos perigosos gerados no sector (MMKg)	9,41	82,60	20,41
Quantidade de resíduos não perigosos gerados no sector (MMKg)	28,44	89,37	15,47
Quantidade de aparas de perfuração geradas no sector (MMKg)	29,98	21,21	14,32

PROJECTOS SOCIAIS CONCLUÍDOS	2023	2022	2021
Ambiente / Biodiversidade (N.º)	2	1	0
Apoios e Provisões (N.º)	2	2	3
Cultura (N.º)	1	1	0
Desenvolvimento Económico e Social (N.º)	11	3	3
Desporto (N.º)	2	0	0
Educação (N.º)	20	9	11
Formação Profissional (N.º)	4	0	0
Projecto Integrado (N.º)	4	0	0
Saúde (N.º)	14	8	6
TOTAL	60	24	23

CAPITAL HUMANO - ANPG	2023	2022	2021
Gestores femininos (N.º)	16	13	10
Gestores masculinos (N.º)	31	31	30
Idade média (Anos)	44	43	42
Antiguidade (Anos)	14	13	13
Horas de formação por colaborador (N.º)	25	5	155
Formações realizadas (N.º)	45	79	27

Gráfico 8 – Alinhamento com os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).



10.

Perspectivas e Desafios

2024

10. Perspectivas e Desafios

Para 2024 a ANPG prevê procurar as melhores soluções para os desafios do sector, mormente as oportunidades das novas energias, o crescimento do Conteúdo Local, a estabilização do declínio da produção com acções claras e objectivas, entre as quais se destacam as seguintes:

Para assegurar a transferência e consolidação efectiva da função Reguladora e Fiscalizadora na ANPG

i.	Assegurar plena transferência dos Fundos de Abandono.
ii.	Assegurar a transferência efectiva da Concessionária para a nova sede.
iii.	Assegurar a implementação da gestão de riscos na ANPG.
iv.	Identificar e implementar iniciativas de optimização de despesas e aumento de receitas.
v.	Implementar melhorias ao processo de contratação de bens e serviços da ANPG, de modo a assegurar a optimização dos prazos de execução dos concursos.
vi.	Melhorar a competitividade do sector.
vii.	Consolidar o seu posicionamento como entidade de referência internacional.
viii.	Fazer um levantamento do quadro regulatório corrente do sector, desenvolver e propor uma agenda regulatória com acções/instrumentos e iniciativas, e monitorar a implementação das actividades (contratação, ambiente, fiscalização, Conteúdo Local, biocombustíveis, energias renováveis, desenvolvimento, produção, abandono de campos).
ix.	Desenvolver e implementar um plano de comunicação e engajamento que abranja todos os stakeholders do sector.
x.	Coordenar a execução da Agenda Regulatória de 2022-2024.

Para desenvolver os recursos descobertos com vista a aumentar as reservas e combater o declínio de produção

i.	Fiscalizar a execução do programa de sondagem para os poços de exploração.
ii.	Avaliar o potencial dos recursos de gás natural do país.
iii.	Aprimorar o acompanhamento das actividades operacionais nas concessões.
iv.	Concluir a execução da Estratégia de Atribuição de Concessões 2019-2025.
v.	Elaborar o programa de atribuição de concessões 2026-2030.
vi.	Elaborar a estratégia de licitação para as Bacias de Kassanje e Etosha-Okavango.
vii.	Executar a contínua adjudicação dos blocos em regime de Oferta Permanente.
viii.	Atribuir novas concessões por Negociação Directa.
ix.	Validar as reservas declaradas pelas associadas e actualizar as reservas globais de petróleo e gás.
x.	Promover o desenvolvimento do potencial remanescente nas áreas de desenvolvimento.
xi.	Propor planos e programas de implementação de infraestruturas de movimentação de petróleo (Soyo, Cuanza Sul e Benguela).
xii.	Incentivar o aproveitamento do gás natural.

Para implementar acções/programas que contribuam para a excelência operacional

i.	Garantir o monitoramento e intervenção em poços e instalações abandonados no território angolano.
ii.	Desenvolver modelos e ferramentas para monitorizar a eficácia dos programas de gestão de integridade das instalações (inspecção e manutenção) e recomendar acções correctivas e fiscalizar a sua execução.
iii.	Assegurar a realização de 100% dos procedimentos de fiscalização constantes no calendário anual aprovado na agenda regulatória da ANPG.
iv.	Assegurar a elaboração dos Planos de Abandono em conformidade com a legislação angolana (e melhores práticas).
v.	Estabelecer a estratégia para o Aproveitamento do Material Proveniente do Abandono (AMPA).
vi.	Garantir a implementação de boas práticas de modo a reduzir perdas de produção/melhoria de eficiência operacional.

Para implementar políticas e acções com vista ao desenvolvimento do Capital Humano

i.	Implementar políticas de desenvolvimento para a força de trabalho.
ii.	Desenvolver e implementar acções para melhoria contínua do processo de gestão de desempenho.
iii.	Implementar e operacionalizar acções de melhoria de comunicação.

Para assegurar a descarbonização das operações petrolíferas e impulsionar as acções para o desenvolvimento das energias renováveis com foco nos biocombustíveis

i.	Acompanhar o desenvolvimento e implementação de acções de descarbonização nas operações correntes e novos projectos petrolíferos.
ii.	Definir e implementar o plano de acção de transição energética para o segmento Upstream, assegurando condições para o desenvolvimento célere do potencial de petróleo e gás.
iii.	Promover o desenvolvimento de projectos de captura e armazenamento do carbono (CCS).
iv.	Promover acções para a redução de emissões de GEE.
v.	Conceber estudos de ESG para implementação de projectos energéticos renováveis.
vi.	Implementar acções da estratégia para lançamento e desenvolvimento dos biocombustíveis.
vii.	Conceber estudos de ESG para implementação de projectos energéticos renováveis.

Acrónimos e Siglas

ACRÓNIMOS E SIGLAS

ACEPA	Associação das Companhias de Exploração e Produção de Angola.
ALNG	Fábrica de Gás Natural Liquefeito (localizada no Soyo).
BOE	Barris de Petróleo Equivalente.
BOPD	Barris de Petróleo por Dia.
CON	Congo Onshore.
FPSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência.
DL	Decreto Legislativo.
DLP	Decreto Legislativo Presidencial.
DP	Decreto Presidencial.
FS	Associação Fina Sonangol.
FST	Associação Fina Sonangol Texaco.
GEE	Gás de Efeito Estufa.
GST	Gas Supply Tax (Taxa do Gás nos termos do Artigo 38.º do DL n.º 10/2007, que aprova o contrato do investimento).
Km	Quilómetros.
Km²	Quilómetros Quadrados.
KON	Kwanza Onshore.
LNG	Gás Natural Liquefeito.
LPG	Gás de Petróleo Liquefeito.
LTIFR	Taxa de Acidentes com Afastamento.
MIREMPET	Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás.
MBO	Mil Barris de Petróleo Bruto.
MMBO	Milhões de Barris de Petróleo Bruto.
MMSCF	Milhões de Pés Cúbicos.
MMSCFD	Milhões de Pés Cúbicos por Dia.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
PIB	Produto Interno Bruto.
PUG	Pagamento da Utilização do Gasoduto da ALNG.
SSA	Saúde, Segurança e Ambiente.
STOOIP	Stock Tank Oil Originally In-Place (Estimativa de Óleo no Local).
USD	Dólar dos Estados Unidos da América.
ZIC	Zona de Interesse Comum.

LEGENDA

TABELAS

Tabela 1 - Constituição do Conselho de Administração.....	10
Tabela 2 - Constituição das unidades orgânicas da ANPG.....	10
Tabela 3 - PIB mundial 2021-2022, estimativas 2023-2025 (%).....	11
Tabela 4 - Contribuição do petróleo e gás (2023-2027) para o PIB.....	14
Tabela 5 - Dados sísmicos e potenciais adquiridos em 2023.....	17
Tabela 6 - Re/Processamento de dados sísmicos e potenciais.....	18
Tabela 7 - Poços de exploração perfurados nos três últimos anos.....	19
Tabela 8 - Estratégia de atribuição de concessões 2019-2025.	20
Tabela 9 - Distribuição da produção de petróleo bruto por blocos (valores expressos em barris).....	26
Tabela 10-Distribuição da produção de gás associado por blocos (valores expressos em milhões de pés cúbicos).....	29
Tabela 11 - Produção diária da fábrica ALNG (valores expressos em barris de petróleo equivalente).....	30
Tabela 12 - Contratos homologados por regimes de contratação.....	31
Tabela 13-Custos operacionais por barril, sem abandono, nas concessões petrolíferas (valores expressos em USD).....	33
Tabela 14 - Direitos de produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em mil barris).....	34
Tabela 15 - Levantamentos da produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em mil barris).....	35
Tabela 16 - Exportações de petróleo bruto da Concessionária Nacional (valores expressos em mil barris).....	35
Tabela 17 - Não Conformidades constatadas nas auditorias e inspeções.....	39
Tabela 18 - Resultados do exercício 2023 expressos em milhares de Kwanzas.....	41
Tabela 19 - Proveitos Operacionais expressos em milhares de Kwanzas.....	41
Tabela 20 - Ramas vendidas e margem da Concessionária em milhares de Kwanzas.....	42
Tabela 21 - Custos operacionais, expressos em milhares de Kwanzas.....	42
Tabela 22 - Resultados Financeiros expressos em milhares de kwanzas.....	43
Tabela 23 - Resultados Não Operacionais expressos em milhares de kwanzas.....	44
Tabela 24 - Balanço patrimonial expresso em milhares de Kwanzas.....	46
Tabela 25 - Provisão para o Fundo de Abandono expressa em milhões de kwanzas.....	47
Tabela 26 - Decomposição do Fundo de Abandono expressa em milhões de kwanzas.....	48
Tabela 18 - Desempenho de segurança da ANPG.....	54
Tabela 19 - Desempenho de segurança no sector.....	54

GRÁFICOS

Gráfico 1. Consumo mundial de petróleo em milhões de barris - Top 10.....	13
Gráfico 2. Investimentos realizados em projectos sociais 2021-2023.....	16
Gráfico 3. Caracterização da força de trabalho 2021-2023.....	52
Gráfico 4. Indicadores de Recursos Humanos.....	53
Gráfico 5. Volume de petróleo derramado.....	55
Gráfico 6. Emissões de Gases de Efeito Estufa e gás queimado.....	56
Gráfico 7. Teor de óleo em água descarregada no mar (ppm).....	56
Gráfico 8. Quantidade de resíduos gerados no sector.....	57
Gráfico 9 Alinhamento aos ODS.....	58

FIGURAS

Figura 1. Indicadores de desempenho 2021-2023.....	6
Figura 2. Cadeia de valor da ANPG.....	8
Figura 3. Estrutura orgânica da ANPG.....	9
Figura 4. O mundo em destaque em 2023.....	12
Figura 5. Factores que impactaram a oscilação do preço do petróleo em 2023.....	14
Figura 6. Fases do processo de Licitação 2023.....	21
Figura 7. Concessões petrolíferas atribuídas 2019-2023.....	23
Figura 8. Principais destinos do crude angolano.....	36

Anexos



10.1 Anexos

DIPLOMAS LEGAIS 2023

Bloco 1/14

Decreto Presidencial n.º 36/23 de 8 de Fevereiro - Concede à Concessionária Nacional os direitos mineiros de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos na área da concessão do Bloco.

Bloco 2/05

Decreto Executivo n.º 95/23 de 29 de Junho - Autoriza a ACREP - Exploração Petrolífera, S.A. a ceder percentagens do seu interesse participativo no Bloco, designadamente 6,00% à Etu Energias, S.A., 4,00% à Falcon Oil Holding Angola, S.A., e 2,50% à PRODOIL - Exploração e Produção de Hidrocarbonetos, SARL.

Bloco 2/15

Decreto Presidencial n.º 21/23 de 20 de Janeiro - Extingue, por acordo celebrado entre o Estado e a Concessionária, os direitos mineiros para desenvolver e produzir hidrocarbonetos gasosos na área de concessão do Bloco Garoupa Oeste, revoga o DP n.º 2716 de 4 de Janeiro e toda a legislação contrária ao disposto no presente Decreto Presidencial.

Bloco 3/05

Decreto Executivo n.º 63/23 de 10 de Maio - Autoriza a unificação das Áreas de Desenvolvimento Palanca, Pacassa, Cobo, Impala, Impala SE, Pambi, Oombo 1 e Búfalo em uma área de desenvolvimento distinta, com a designação de Área de Desenvolvimento do Bloco.

Bloco 5/06

Decreto Presidencial n.º 68/23 de 10 de Março - Aprova as alterações ao Contrato de Partilha de Produção celebrado entre a Concessionária Nacional e o Grupo Empreiteiro do Bloco, aprovado pelo Decreto n.º 81/06 de 1 de Novembro.

Bloco 15

Decreto Presidencial n.º 22/23 de 20 de Janeiro - Extingue, por acordo celebrado entre o Estado e a Concessionária Nacional, os direitos mineiros para desenvolver

e produzir hidrocarbonetos gasosos na área de concessão do Bloco 15/14 e revoga o DP n.º 152/14 de 12 de Junho.

Bloco 16/21

Decreto Presidencial n.º 161/23 de 31 de Julho - Concede à Concessionária Nacional os direitos mineiros de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos na área da concessão do Bloco.

Bloco 17

Decreto Executivo n.º 242/23 de 17 de Novembro - Altera o Decreto Executivo n.º 82/23 de 5 de Junho, que autoriza a PTTEP (Angola) Corporation a ceder à Etu Energias a totalidade do seu interesse participativo de 2,5% que detém no CPP.

Decreto Executivo n.º 82/23 de 5 de Junho - Autoriza a PTT E&P (Angola) Corporation a ceder à Somoil, S.A. a totalidade do interesse participativo correspondente a 2,5% que detém no Contrato de Partilha de Produção do Bloco.

Bloco 17/06

Decreto Executivo n.º 242/23 de 17 de Novembro - Altera o Decreto Executivo n.º 82/23 de 5 de Junho, que autoriza a PTTEP (Angola) Corporation a ceder à Etu Energias a totalidade do interesse participativo correspondente a 2,5% que detém no Contrato de Partilha de Produção do Bloco.

Bloco 18

Decreto Executivo n.º 244/23 de 20 de Novembro - Aprova o Contrato de Serviços com Risco celebrado entre a Concessionária Nacional e o Consórcio do Bloco 18/15, e autoriza a mudança de operadora cuja função passa a ser exercida pela Azule Energy Angola BV.

Decreto Presidencial n.º 12/23 de 5 de Janeiro - Desanexa o Campo Manganês e demarca a área da concessão do Bloco 18/15.

Bloco 20/11

Decreto Executivo n.º 205/23 de 13 de Setembro - Autoriza a cessão de 40% do interesse participativo da Total Energies EP Angola Block 20 no Contrato de Partilha de Produção à Petronas Angola E&P Limited.

Decreto Presidencial n.º 157/23 de 28 de Julho - Extingue a concessão do Bloco 20/15, com vista à integração na área da concessão do Bloco 20/11.

Decreto Presidencial n.º 159/23 de 28 de Julho - Aprova a alteração ao Decreto de Concessão do Bloco.

Decreto Presidencial n.º 155/23 de 24 de Julho - Aprova as alterações ao Contrato de Partilha de Produção, nos termos acordados entre a Concessionária Nacional e o Grupo Empreiteiro do Bloco.

Decreto Executivo n.º 83/23 de 5 de Junho - Prorroga a fase inicial do período de pesquisa do Contrato de Partilha de Produção do Bloco por um período de 2 anos.

Decreto Executivo n.º 84/23 de 5 de Junho - Autoriza a BP Exploration Angola (Kwanza Benguela, Limited) a ceder, à TotalEnergies, a totalidade do seu interesse participativo no Contrato de Partilha de Produção do Bloco, que é de 30%.

Decreto Executivo n.º 50/23 de 24 de Abril - Autoriza a extensão da fase inicial do período de pesquisa do Contrato de Partilha de Produção do Bloco por um período de 6 meses, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2023.

Bloco 23

Decreto Executivo n.º 36/23 de 27 de Fevereiro - Prorroga a fase subsequente de pesquisa do Contrato de Partilha de Produção do Bloco, por um período de 4 anos, com efeitos retroactivos a partir de 2 de Dezembro de 2022.

Bloco 30

Lei n.º 3/23 de 21 de Julho - Lei de Autorização Legislativa sobre os Incentivos Fiscais Adicionais Aplicáveis à Concessão do Bloco.

Decreto Presidencial n.º 110/23 de 3 de Maio - Aprova as alterações ao Contrato de Serviços com Risco do Bloco e revoga o DP N.º 357/19 de 23 de Dezembro.

Bloco 31/21

Decreto Presidencial n.º 163/23 de 1 de Agosto - Atribui à Concessionária Nacional os direitos mineiros de prospecção.

Bloco 44

Decreto Presidencial n.º 109/23 de 3 de Maio - Aprova a Adenda do Contrato de Serviço com Risco.

Lei n.º 4/23 de 21 de Julho - Autorização legislativa sobre os incentivos fiscais.

Decreto Legislativo Presidencial n.º 3/23 de 8 de Agosto - Estabelece os incentivos fiscais.

Decreto Executivo n.º 210/23 de 15 de Setembro - Autoriza a prorrogação da fase inicial de pesquisa.

Decreto n.º 15/23 de 6 de Novembro, rectificação D.E n.º 210/23 - Autoriza a prorrogação da fase inicial de pesquisa do Bloco 44 até 12 meses contados da data de conclusão da perfuração do primeiro poço de pesquisa obrigatório do Bloco 30.

Decreto Executivo n.º 209/23 de 15 de Setembro - Autoriza a prorrogação da fase inicial de pesquisa do Bloco 44 até 12 meses contados da data de conclusão da perfuração do primeiro poço de pesquisa obrigatório do Bloco.



ANPG - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Edifício Torres do Carmo - Torre 2, Rua Lopes de Lima, Distrito Urbano da Ingombota, Luanda - República de Angola
Tel. (+244) 226 428 220 | E-mail: geral@anpg.co.ao | Website: www.anpg.co.ao



Agencia Nacional de Petroleo
Gas e Biocombustives



anpg_angola_oficial



anpg