

# As novas plataformas de extração de gás em África

A extração de gás em África vai ser alvo de uma transformação radical, com muitos dos novos campos de pré-produção propostos em países que, historicamente, não têm uma tradição de exploração de combustíveis fósseis: uma tendência que contraria o consenso científico global que pede a suspensão da construção de novas infraestruturas de combustíveis fósseis.

O Global Oil and Gas Extraction Tracker ([GOGET](#)) do Global Energy Monitor (GEM) inclui dados sobre 421 projetos de extração, com 79 campos em fase de pré-produção. Embora a Nigéria, o Egito, a Líbia e a Argélia tenham tido, historicamente, as reservas e a produção de gás mais consolidadas, os dados do GOGET mostram que 84% das novas reservas em fase de pré-produção estão localizadas em novos intervenientes no mercado de gás de África: Moçambique, Senegal, Tanzânia, Mauritânia, África do Sul, Etiópia e Marrocos.

Estas novas reservas totalizam mais de 5.137,5 mil milhões de metros cúbicos (mmmc), com emissões potenciais equivalentes a cerca de 11,9 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, pelo que a produção de muitos destes campos enfrenta oposição devido aos potenciais impactos nos ecossistemas e comunidades locais.

Espera-se que estes países impulsionem os volumes de desenvolvimento a curto prazo, com "Moçambique, Mauritânia, Tanzânia, África do Sul e Etiópia a representarem [mais de metade da produção de gás de África](#) até 2038." Se os planos industriais para esta onda de novos projetos de campos de extração de gás forem autorizados, a produção de gás de África [aumentará em um terço](#) até 2030. É necessário um investimento de raiz

estimado em [329 mil milhões de dólares americanos](#) para o desenvolvimento da infraestrutura de extração e de exportação de gás.

No entanto, a maioria destes empreendimentos de campos de gás destina-se à exportação e pouco fará para fazer face às baixas taxas de eletrificação em todo o continente, expondo simultaneamente o cabaz energético de África à volatilidade dos mercados de gás. Provavelmente, o investimento africano no desenvolvimento de infraestruturas de extração em áreas anteriormente subdesenvolvidas terá um impacto grave na saúde dos habitantes locais e no meio ambiente, exacerbando simultaneamente as alterações

**Tabela 1: Reservas de pré-produção em África por país**

País	Reservas (MMMC)	Porcentagem
Moçambique	2307,4	44,9%
Senegal	778,7	15,1%
Mauritânia	574,6	11,2%
Tanzânia	512,5	10%
Argélia	192,7	3,7%
Egito	192,6	3,7%
Nigéria	155	3%
Angola	143,6	2,8%
Líbia	102,2	2%
África do Sul	96,3	1,9%
Etiópia	42,5	0,8%
Marrocos	39,4	0,8%

Fonte: Global Oil and Gas Extraction Tracker do GEM

climáticas e reduzindo a capacidade de África de investir na sua própria transição energética e na eletrificação das suas comunidades.

Este documento informativo explica pormenorizadamente os operadores emergentes no mercado do gás de África,

os principais campos propostos para o desenvolvimento e os custos e a estrutura de propriedade desta construção, concluindo que a orientação para a exportação dos empreendimentos de gás pouco fará para fazer face aos desafios que a África enfrenta para alcançar o acesso universal a uma energia limpa, acessível e fiável.

## Novos intervenientes no mercado e tendências emergentes

Historicamente, a Argélia, a Nigéria, a Líbia e o Egito dominaram as reservas e a produção de gás em África. Em 2021, de acordo com a Energy Information Administration (EIA) americana, estes quatro países [representavam](#) 78% das reservas de gás africanas. De 1970 a 2021, [representaram](#) 92% de todo o gás produzido em África.

A descoberta de novas reservas de gás no Oceano Índico, ao largo da costa de Moçambique e da Tanzânia, e no Oceano Atlântico, perto da fronteira entre o Senegal e a Mauritânia, abriu caminho ao surgimento de novos intervenientes no mercado de gás africano. Um [relatório](#) da Câmara Africana de Energia descreve a Etiópia, a Mauritânia, Moçambique, o Senegal, a África do Sul e a Tanzânia como as "próximas plataformas de gás natural".

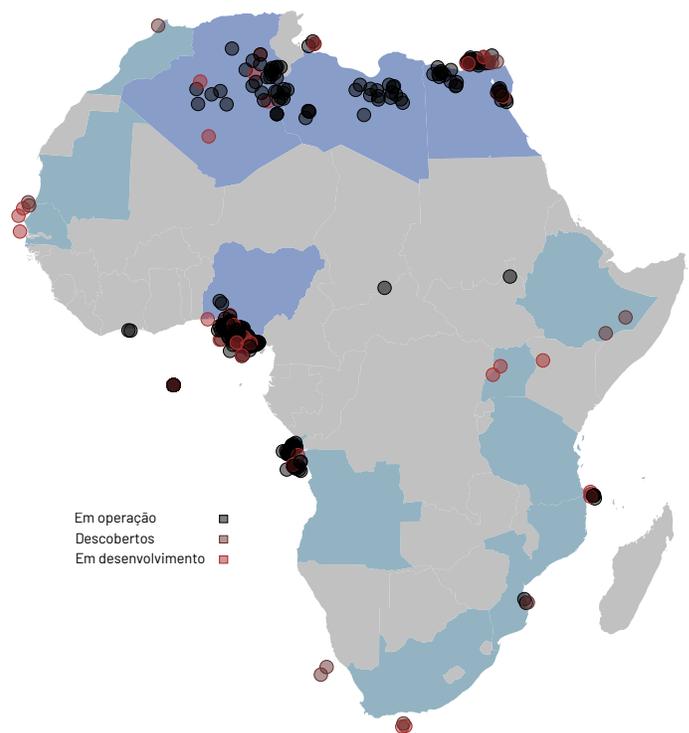
Dados da Rystad mostram que Moçambique está prestes a tornar-se o segundo maior produtor de gás de África, contribuindo potencialmente com 18% da produção de gás africana entre 2020 e 2050. A Oil Change International estima que, embora a Argélia, o Egito, a Líbia e a Nigéria continuem a dominar a produção de gás a curto prazo, Moçambique e outros novos intervenientes irão contribuir com mais de [50%](#) da produção de gás em África até 2038.

Dos novos intervenientes no mercado, Moçambique é o que apresenta o nível mais baixo de eletrificação, com apenas [30%](#) da população a ter acesso à eletricidade. A Tanzânia, a Mauritânia e a Etiópia também apresentam baixos níveis de eletrificação, de [40%](#), [47%](#) e [51%](#), respetivamente. Em comparação com os outros novos intervenientes no mercado, o Senegal e a África do Sul têm níveis de eletrificação relativamente elevados, com, respetivamente, [70%](#) e [84%](#) da população a ter acesso à eletricidade.

Apesar dos baixos níveis de eletrificação e dos desafios ao fornecimento de eletricidade acessível e fiável, a [procura interna no setor elétrico encontra-se restringida](#). Grande parte do gás dos novos projetos não se destina ao consumo interno, uma vez que muitos dos campos de extração de gás em fase de pré-produção estão associados a terminais de exportação de GNL. Espera-se que a Argélia e a Nigéria impulsionem a maior parte dos [volumes de exportação de gás](#) africanos de 2022 a 2025, com volumes adicionais de exportação da Guiné Equatorial, Egito, Moçambique, Senegal e Mauritânia.

**Figura 1: Locais de extração de gás em África**

"A Velha Guarda" (Argélia, Nigéria, Líbia e Egito) apresentada a azul e as "Próximas plataformas de gás natural" (Etiópia, Mauritânia, Moçambique, Senegal, África do Sul e Tanzânia) apresentadas a turquesa.



## Interesse estrangeiro no gás africano

Um dos principais fatores impulsionadores desta expansão repentina da exploração é a procura por parte da União Europeia de fontes diversificadas de gás fora da Rússia. A UE importou 90% do seu [consumo de gás em 2021](#), sendo que as importações russas representaram 45%. Um quinto das importações de gás da UE veio de África, tendo a Argélia contribuído com 12,6%. Após a invasão russa da Ucrânia, a UE tem-se esforçado por conseguir a [independência](#) do gás russo até 2030. No entanto, a longevidade do interesse renovado da UE no gás africano está ainda por confirmar e os novos intervenientes no mercado podem ficar endividados com ativos que não podem ser reaproveitados para consumo interno sem um desenvolvimento de infraestruturas extraordinariamente dispendioso.

Mais de 97% da nova infraestrutura de GNL planeada para África está a ser [construída para a exportação](#), principalmente para a Europa e a Ásia. Segundo Amos Wemanya, analista sénior da Power Shift Africa, "Da Mauritânia a Moçambique, a dependência de

combustíveis fósseis da Europa é um dos principais fatores impulsionadores de novos projetos de GNL."

No entanto, ao abrigo da Lei Europeia do Clima, a UE no seu todo visa [reduzir a procura de gás](#) em 35%, em comparação com os níveis de 2019, até 2030. Além disso, o plano REPowerEU da Comissão Europeia de maio de 2022, se for totalmente [implementado](#), poderá implicar uma redução de 52% na procura de gás da UE até 2030, novamente em comparação com 2019.

O atual interesse da Europa no gás africano é claramente alimentado por uma crise do aprovisionamento de curto a médio prazo, ao passo que volumes significativos de gás de projetos africanos em desenvolvimento só entrarão em operação muito mais tarde nesta década, deixando potencialmente esse gás sem comprador. Além disso, o crescimento previsto no GNL asiático continua em curso, o que fez com que países que outrora se confrontaram com a perspectiva de [serem excluídos](#) do mercado de GNL pelo preço estejam agora a considerar voltar, à medida que os preços [tendem](#) a baixar.

## Principais projetos dos novos intervenientes no mercado

Espera-se que vários projetos importantes impulsionem os volumes de desenvolvimento a curto prazo no mercado de gás de África. O primeiro projeto de GNL em Moçambique, a FLNG Coral Sul, foi [adjudicado](#) em 2022. O projeto Golfinho/Atum, de maior envergadura e também em Moçambique, chegou a uma decisão de investimento financeiro e a respetiva construção está

em curso. Outros projetos de extração de gás em fase de pré-produção incluem os projetos de [Greater Tortue Ahmeyim](#), [Zafarani](#) e [Mamba](#) na Mauritânia, no Senegal e em Moçambique, respetivamente. Estes projetos terão um [impacto significativo](#) nas comunidades e na biodiversidade da zona.

Detalhes do projeto	Resumo
<p>Nome do projeto: Coral/Coral Sul, Moçambique            Decisão final de investimento: 2017            Data de início: novembro de 2022            Estado atual: em operação            Projeto de GNL associado: <a href="#">Terminal da FLNG Coral Sul</a></p>	<p>O campo de Coral de 2.647 milhões de barris de equivalente de petróleo (MBEP), explorado pela Eni, foi descoberto em 2012 na Área 4. O projeto de instalação da plataforma flutuante de gás natural liquefeito (FLNG) Coral Sul, explorado pela Eni, obtém gás do campo de Coral que é posteriormente liquefeito por meio de uma unidade flutuante. A FLNG Coral Sul expediu a sua primeira carga de GNL em novembro de 2022.</p> <p>O campo de Coral tem reservas de cerca de 450 mmmc (2.647 MMBEP), enquanto todo o complexo possui 2,4 tmc (14.119,20 MMBEP). A instalação da FLNG tem uma capacidade de liquefação de gás de 3,4 milhões de toneladas por ano (mtpa).</p> <p>O projeto provocou a destruição de comunidades locais e teve <a href="#">outros impactos significativos</a>.</p>

<p>Nome do projeto: Luiperd, África do Sul          Decisão final de investimento prevista: 2024          Data de início prevista: 2026          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado:</p>	<p>O campo de 105 MMBEP está localizado a 175 km da costa sul da África do Sul. O campo é explorado pela TotalEnergies. <a href="#">Foi descoberto</a> em outubro de 2020 e prevê-se que a produção comece em 2026. A TotalEnergies tenciona agilizar a produção ligando o campo de Luiperd a uma plataforma de produção em alto mar da PetroSA através de gasodutos.</p>
<p>Nome do projeto: Brulpadda, África do Sul          Decisão final de investimento prevista:          Data de início prevista: 2027          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado:</p>	<p>Brulpadda é um campo de gás de 217 MMBEP. Em 2014, as tentativas iniciais de efetuar perfurações na exploração de Brulpadda foram suspensas devido a dificuldades na perfuração do campo de águas profundas.</p> <p>As tentativas subsequentes foram bem-sucedidas em fevereiro de 2019, abrindo caminho ao desenvolvimento. O campo é explorado pela TotalEnergies e espera-se que inicie a produção em 2027. Após a conclusão, o campo irá abastecer a unidade de liquefação existente de Mossel Bay.</p> <p>Um relatório de 2022 de uma ONG observa que Brulpadda e Luiperd estão situadas numa área de "<a href="#">impressionante biodiversidade marinha</a>", acrescentando que os cientistas <a href="#">condenaram o desenvolvimento</a> devido ao seu impacto no clima e no ecossistema.</p>
<p>Nome do projeto: Golfinho/Atum, Moçambique          Decisão final de investimento: 2019          Data de início prevista: 2026          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado: <a href="#">Terminal de GNL de Moçambique</a></p>	<p>O complexo de gás de Golfinho/Atum é explorado pela TotalEnergies. Este complexo de 2.654 MMBEP está localizado na Área 1, a 40 km da costa de Moçambique. <a href="#">Descoberto</a> em 2012, Golfinho/Atum está atualmente em desenvolvimento e prevê-se que entre em operação em 2026. Após a conclusão, Golfinho/Atum abastecerá a central de GNL da Área 1 de Moçambique, que deverá ter uma <a href="#">capacidade</a> de produção de 12,88 mtpa e exportar GNL para a Europa e a Ásia.</p> <p>O projeto Área 1 de Moçambique foi aprovado em 2019 e é financiado pelo Banco Africano de Desenvolvimento. <a href="#">Supostamente</a>, agências de crédito à exportação do Reino Unido, EUA, Japão, Tailândia, Países Baixos, Itália e África do Sul também terão apoiado o projeto. <a href="#">Alegadamente</a>, a TotalEnergies terá anunciado planos de reiniciar o terminal de GNL associado, que tinha sido arquivado indefinidamente devido à violência na região.</p>
<p>Nome do projeto: Mamba, Moçambique          Decisão final de investimento prevista:          Data de início prevista: 2024          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado: <a href="#">Terminal de GNL da Rovuma</a></p>	<p>O complexo de gás de Mamba, de 5.344 MMBEP e explorado pela Mozambique Rovuma Venture, foi descoberto em 2011 no bloco da Área 4. É a origem do projeto Rovuma LNG.</p> <p>O Rovuma Mozambique LNG inclui duas unidades de GNL com uma capacidade de 15,2 mtpa. O projeto teve <a href="#">impactos significativos</a> na pesca e nas comunidades pesqueiras devido à dragagem e a outras atividades.</p>

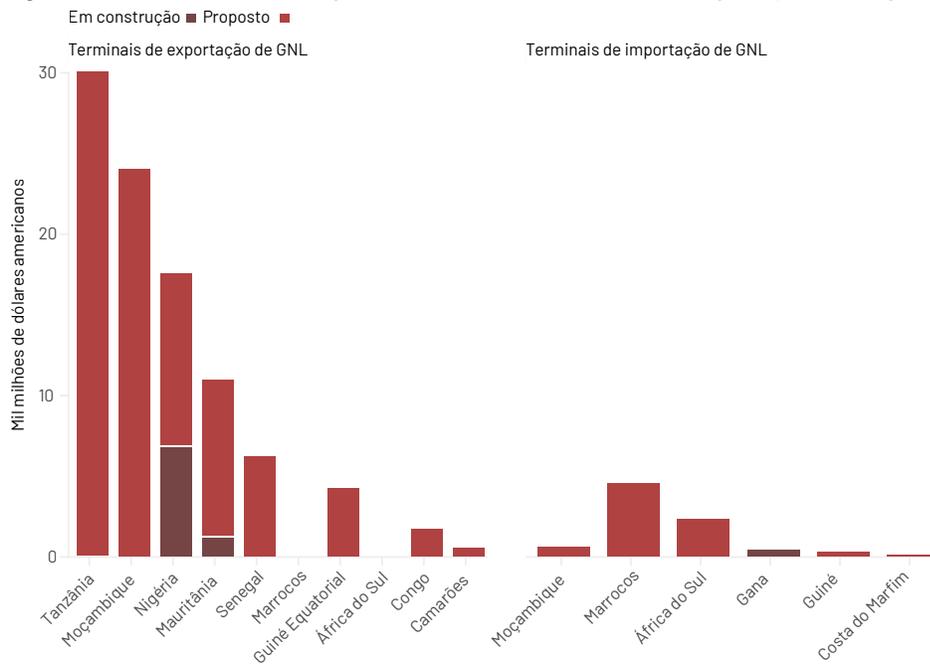
<p>Nome do projeto: Greater Tortue Ahmeyim, Senegal/ Mauritânia          Decisão final de investimento prevista: 2018          Data de início prevista: 2023          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado: <a href="#">Terminal da FLNG Greater Tortue Ahmeyim</a></p>	<p>O projeto Greater Tortue Ahmeyim LNG é explorado pela BP e está localizado na fronteira marítima entre a Mauritânia e o Senegal. O projeto obtém gás dos campos de Tortue e Ahmeyim, que foram descobertos em 2014 e 2016, respetivamente. Em conjunto, os campos possuem reservas de gás de 2.505 MMBEP (15 biliões de pés cúbicos).</p> <p>O plano da FLNG foi concebido com uma capacidade de 2,5 mtpa, visando o <a href="#">consumo interno e a exportação global</a>. A BP e a parceira Kosmos estão a preparar uma expansão destinada a duplicar a capacidade da FLNG para 5 mtpa.</p> <p>Um relatório de 2022 de uma ONG <a href="#">declarou</a> "O projeto GTA constitui uma grave ameaça para os ecossistemas costeiros e para as populações da Mauritânia e do Senegal."</p>
<p>Nome do projeto: Zafarani, Tanzânia          Decisão final de investimento prevista:          Data de início prevista: 2028          Estado atual: descoberto          Projeto de GNL associado: <a href="#">Terminal de GNL da Tanzânia</a></p>	<p>O campo de gás de 2.153 MMBEP foi descoberto pela Equinor (então conhecida como Statoil) no Bloco 2 da Tanzânia, em 2012. O campo é explorado pela Equinor e espera-se que inicie a produção em 2028. A Shell deverá trabalhar com a Equinor num projeto de GNL destinado a <a href="#">desenvolver as reservas do Bloco 2</a> e exportá-las para mercados internacionais através da central de GNL de 7,5 mtpa, mantendo uma parte do gás para consumo interno. Estima-se que o Bloco 2 contenha mais de 20 TPC (3.340 MMBEP) de gás.</p>
<p>Nome do projeto: BirAllah, Mauritânia          Decisão final de investimento prevista: 2025          Data de início prevista: 2028          Estado atual: descoberto          Projeto de GNL associado: <a href="#">Plataforma de GNL de BirAllah</a></p>	<p>O campo de 2.131 MMBEP foi descoberto em 2015 e é explorado pela BP. A partir de 2022, a BP estava a considerar <a href="#">direcionar as vendas</a> de GNL de BirAllah para a Europa.</p>
<p>Nome do projeto: Yakaar-Teranga, Senegal          Decisão final de investimento prevista: 2022          Data de início prevista: 2024          Estado atual: em desenvolvimento          Projeto de GNL associado: <a href="#">Plataforma de GNL de Yakaar-Teranga</a></p>	<p>O projeto de 456 MMBEP é explorado pela BP. Descoberto em 2016, o campo de Yakaar-Teranga alimentará a plataforma de GNL de Yakaar-Teranga (10 mtpa).</p>

## Investimento estimado para a infraestrutura de extração de gás planeada

Os dados da Rystad UCube mostram que o investimento de raiz deverá elevar os novos intervenientes no mercado de gás da África ao nível da velha guarda em termos de despesas de capital máximas para a produção de petróleo e gás. Espera-se um aumento das despesas nos novos projetos na segunda metade da década, visto que muitos dos novos projetos começam a assistir a uma decisão de investimento financeiro.

Os dados do GEM estimam despesas totais de capital em terminais de GNL em desenvolvimento de 103 mil milhões de dólares americanos, 92% dos quais se destinam a terminais de exportação de GNL. Os cinco principais países que lideram o desenvolvimento de terminais de exportação de GNL em África são a Tanzânia, Moçambique, a Nigéria, a Mauritânia e o Senegal. Além da Nigéria, todos estes países contam-se entre os novos intervenientes no mercado que impulsionam a extração de gás em África.

**Figura 2: Investimento estimado para a infraestrutura do terminal de exportação de GNL planeada**



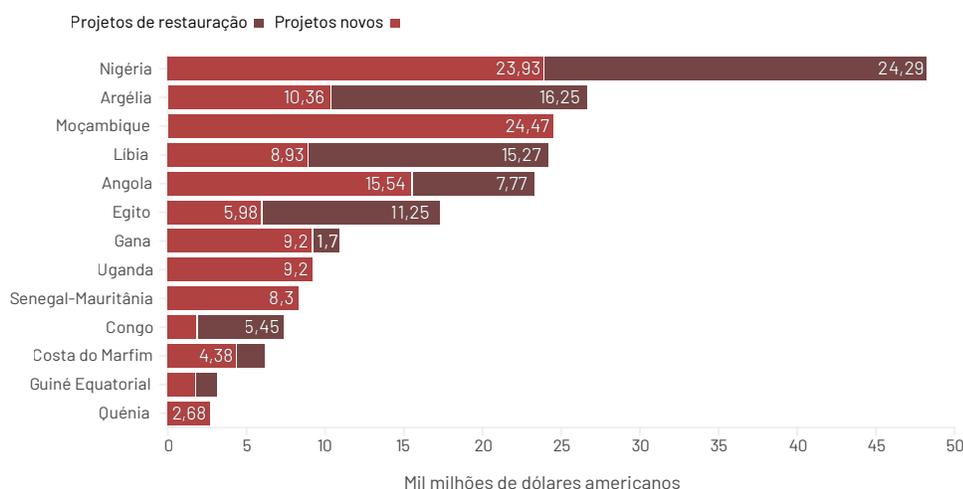
Fonte: Africa Gas Tracker do GEM

## Tendências da propriedade dos campos de gás em desenvolvimento

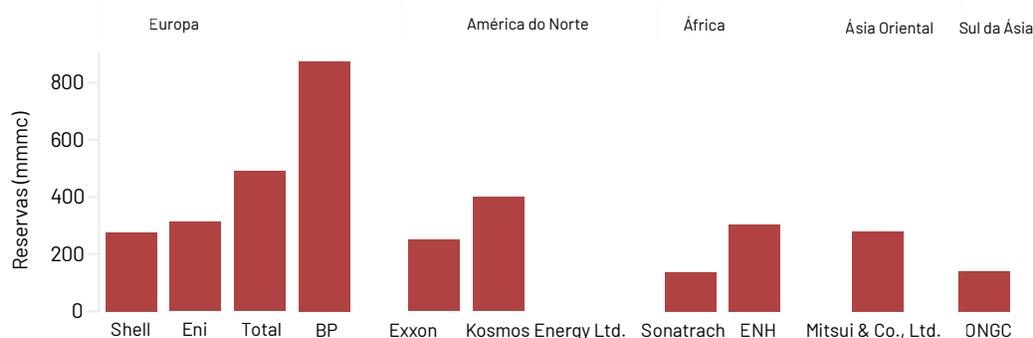
Os dados do GEM mostram que a maioria das reservas de novos campos de gás em África são propriedade de empresas sediadas na Europa. As empresas estatais argelina e moçambicana Sonatrach e Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) são as únicas empresas africanas entre as dez principais empresas por volume de reserva de novos campos de gás em África. A participação combinada de empresas asiáticas, norte-americanas e europeias perfaz mais de metade do

volume de reserva de novos campos de gás pertencentes às dez principais empresas que operam em África. As empresas britânica e francesa BP e TotalEnergies são as maiores promotoras de novas reservas de gás em África. Em 2021, 25% da [produção de hidrocarbonetos](#) da TotalEnergies veio de África. A posição dominante das empresas multinacionais pressupõe que grande parte do lucro que será obtido com estes projetos não se destinará ao continente africano.

**Figura 3: Despesas de capital acumuladas de petróleo e gás de 2020-2025 para os principais países africanos**



Fonte: Análise "The State of African Energy: 2023 Outlook" com base em dados da Rystad UCube

**Figura 4: Principais empresas por reservas de novos campos de gás em África**

Fonte: Global Oil and Gas Extraction Tracker do GEM

## Conclusão

Enquanto a Argélia, a Nigéria, a Líbia e o Egito continuarão a ser grandes operadores na produção de gás em África, novos intervenientes no mercado irão reivindicar uma crescente participação no mercado. No entanto, muitos dos campos de extração de gás em desenvolvimento estão explicitamente vinculados a terminais de exportação de GNL novos ou existentes. Grande parte do gás de novos projetos destina-se a sair de África, possivelmente para ser enviado para a Europa

e Ásia. O investimento em terminais de exportação de GNL continua a ter prioridade, apesar de os países africanos enfrentarem uma procura interna não satisfeita e acesso limitado à eletricidade. A crescente procura interna para satisfazer as próprias necessidades energéticas africanas e a janela de oportunidade cada vez menor para explorar os mercados da UE e da Ásia ameaçam o sucesso a longo prazo e a durabilidade dos planos dos novos intervenientes no mercado.

## Metodologia

O Global Energy Monitor é um organismo de investigação sem fins lucrativos que desenvolve informação sobre projetos de energia a nível mundial. Em 2022, o Global Energy Monitor lançou o Africa Gas Tracker (AGT). Este monitorizador é uma base de dados online que identifica e efetua o mapeamento dos principais gasodutos, unidades geradoras a gás (50 MW e maiores), terminais de GNL e locais de extração de gás. Após a nossa última atualização, o monitorizador inclui agora 64 GW de centrais de gás em desenvolvimento, 75 mtpa de capacidade de terminais de GNL em desenvolvimento, 22.600 km de gasodutos em desenvolvimento e 60 áreas de extração de gás em fase de pré-produção. O AGT utiliza páginas wiki com notas de rodapé para documentar cada gasoduto, central elétrica alimentada a gás, terminal de GNL e local de extração e é atualizado semestralmente.

O GOGET é um conjunto de dados global de recursos de petróleo e gás e respetivo desenvolvimento. O GOGET inclui informações sobre unidades de petróleo e gás descobertas, em desenvolvimento e em operação a

nível mundial, incluindo ativos convencionais e não convencionais. O conjunto de dados monitoriza o estado, a propriedade, a produção e as reservas de cada unidade, de acordo com a disponibilidade dos dados.

O GEM realiza a estimativa do investimento em terminais de GNL em desenvolvimento somando as despesas de capital previstas para cada projeto dentro de uma região. Nos casos em que os dados de custos do projeto comunicados não estão disponíveis a partir de pesquisa secundária, o GEM produz as suas próprias estimativas de custos com base nas médias globais e regionais. Os custos de terminais na África do Norte e na África Subsariana são estimados de forma diferente quando existem dados suficientes para confirmar uma média regional; caso contrário, as estimativas de custos são inferidas a partir de médias globais. No que diz respeito aos terminais de importação de GNL, os custos estimados são de 269,7 milhões de dólares americanos por mtpa para instalações em terra e de 134,7 milhões de dólares americanos por mtpa para instalações flutuantes. No que diz respeito aos terminais

de exportação de GNL, os custos estimados são de 544,8 milhões de dólares americanos (para a África do Norte) e de 623,6 milhões de dólares americanos (para a África Subsariana) para instalações em terra e de 567,5 milhões de dólares americanos por mtpa para instalações flutuantes.

As emissões foram calculadas com base num indicador do Oil Climate Index Plus Gas (OCI+) para um barril de petróleo bruto do campo de Zohr, no Egito: 394 kg de CO<sub>2</sub>e/bep, utilizando um PAG a 100 anos de metano. Os valores OCI+ relativos às intensidades das emissões

foram então multiplicados por estimativas de reservas do campo, com base nos dados do GOGET.

Para obter informações mais detalhadas, consulte a página de destino do monitorizador e a visão geral da metodologia. Visite a página de transferência de dados para obter os dados primários do AGT.

Para obter mais informações, entre em contacto com Christine Juta, Gestora de Projetos, Africa Gas Tracker através do endereço [Christine.Juta@globalenergymonitor.org](mailto:Christine.Juta@globalenergymonitor.org).

## Agradecimentos

Este documento informativo foi escrito por Christine Juta e Scott Zimmerman do Global Energy Monitor. O layout foi concebido por David Hoffman com contribuições ao nível de edição de Julie Joly, David Hoffman e Amanda DeBord.

Para obter informações mais detalhadas, consulte a [página de destino](#) do monitorizador e a visão geral da [metodologia](#). Visite a página de [Transferência de dados](#) para obter os dados primários do AGT.

Para obter mais informações, entre em contacto com: Christine Juta, Gestora de Projetos, Africa Gas Tracker, [Christine.Juta@globalenergymonitor.org](mailto:Christine.Juta@globalenergymonitor.org)