

EXPORTAÇÕES DE GÁS DE PANDE TEMANE PARA A ÁFRICA DO SUL:

Primeiros grandes projectos do sector extractivo frustram as expectativas dos moçambicanos

O gás natural é tido como sendo o futuro de Moçambique mas o primeiro projecto de gás – Pande Temane – não gerou, praticamente, nenhuma receita ao Estado moçambicano. Com a remoção da cláusula de partilha de produção do acordo de exploração firmado com a SASOL e a aceitação de uma fórmula de preços abusivos, o Governo cedeu, ao desbarato, logo de início, parte considerável da fonte das suas receitas. Ciente dessas cláusulas abusivas, o MIREM, o FMI e o Banco Mundial, ainda previram receitas substanciais para o Estado, que nunca se concretizaram. O valor de venda anual de gás de Moçambique na África do Sul é agora de mais de US \$ 800 milhões, por ano, enquanto a receita total do Estado ao longo dos primeiros oito anos do projecto é inferior a US \$ 50 milhões.

Resumo

Apesar de ser o sexto maior exportador de gás natural em África, o Estado Moçambicano não recebe receita significativa. O gás, que rende muitas centenas de milhões de dólares, por ano, além fronteira, rende menos de US\$ 10 milhões anuais aqui dentro, em Moçambique.

A maior parte da receita do Estado foi perdida nas negociações em 2000 e 2002.

O sector de petróleo, em Moçambique, baseia-se num acordo de partilha de produção, onde a principal fonte de receita do Estado provém de uma partilha cada vez maior do petróleo produzido. No entanto, após a descoberta do gás, o Governo concordou, em 2000, em remover a componente de partilha de produção, sem garantir um aumento compensatório em royalties e taxas de Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC).

As excessivamente baixas taxas de *royalties* e de IRPC que continuam em vigor foram, então, fundamentalmente comprometidas por um acordo de preços abusivo em 2002, que permite a compra do gás pela Sasol, em Moçambique, a 1/5 do preço de venda do gás na África do Sul. Em 2009, por exemplo, a Sasol comprou o gás natural em Moçambique por US\$ 1,44 e vendeu-o aos clientes na África do sul por mais de US \$ 7,00.

O mau negócio que Moçambique fez sugere que, tal como a Mozal, o projecto de Pande Temane nunca foi concebido para gerar receita para o Estado. No entanto, mesmo sabendo dos termos do contrato, o MIREM e o Banco Mundial afirmaram que o Governo geraria cerca de US \$ 2 bilhões do projecto ao longo do seu ciclo de vida de 25 anos.

Esta é uma informação que o Governo não quer que seja conhecida. Os termos principais

do acordo são mantidos em contratos e acordos de vendas confidenciais. Repetidos pedidos aos ministérios deste país e ao Banco Mundial para fornecerem dados completos sobre as receitas do Estado neste projecto redundaram em recusas categóricas. A boa governação no sector extractivo exige supervisão externa. O Governo deve comprometer-se com a divulgação de todos os contratos do sector extractivo – passados e futuros – e a publicar todos os dados relevantes sobre as receitas relevantes.

Com base nesta análise, o Centro de Integridade Pública apela ao Governo a:

Renegociar os termos do projecto de Pande Temane para (1) compensar a perda da receita que resultaria de uma partilha de produção e (2) determinar o preço de venda do gás com base no valor do gás de Moçambique na África do Sul;

Exigir que o MIREM, o FMI e o Banco Mundial expliquem as suas projecções de receita tão erradas e garantir que esses erros não comprometam as actuais projecções do carvão de Tete e de gás do Rovuma; e

Rever os projectos de Lei de Petróleos e de Minas para assegurar a publicação completa e a acessibilidade dos contratos do sector extractivo, incluindo os seus anexos e acordos de venda, de modo que os moçambicanos possam avaliar se o país está a fazer ou não um “bom negócio”.

Introdução

Há muitas conversas sobre o sector extractivo em Moçambique. A maior parte das conversas é sobre como será o futuro. Muito pouco é dito sobre a única experiência real que Moçambique tem com o sector extractivo: os campos de gás de Pande – Temane na província de Inhambane.

A maioria dos observadores vê as exportações de gás natural para a África do Sul como um dos mega-projectos da primeira geração

concebidos para não gerar receita para o Estado, mas para gerar a confiança dos investidores no pós-guerra civil em Moçambique. Termos fiscais generosos foram concedidos, diz-se, a fim de atrair o investimento estrangeiro.

O Banco Mundial afirma, numa análise recente, que “estes investimentos [Mozal & Sasol] receberam incentivos substanciais do Governo, a fim de demonstrar que as ‘portas de Moçambique estavam abertas para os negócios’, e a abordagem começou a dar frutos.”¹

Por esta lógica, o projecto não foi concebido para gerar receita significativa para o Estado e ninguém devia, agora, ficar surpreendido pelas receitas anuais marginais.

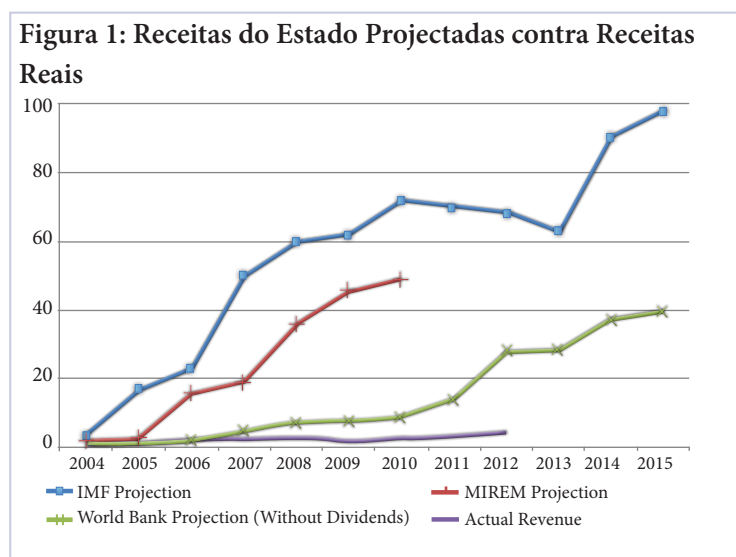
Parece fazer sentido, mas não é verdade! O CIP não encontra nenhuma evidência nos documentos do projecto a sugerir que se esperavam receitas mínimas para o Estado. De facto, os documentos mostram exactamente o contrário. O Governo e os doadores, incluindo o FMI e o Banco Mundial, explicitamente, justificaram o seu apoio ao projecto pelo seu potencial de gerar receitas para o Estado.

O projecto inicial do Banco Mundial, lançado em 1994 para promover o desenvolvimento dos campos de gás, dizia: “A principal justificação para o projecto de desenvolvimento são as divisas e receitas fiscais que dele poderão resultar para Moçambique”². O mesmo aconteceu quando uma segunda fase de apoio por múltiplas agências do Banco Mundial foi lançada em 2004: “O Projecto de Gás Regional da África do Sul (SASOL) tem como objectivo gerar receitas substanciais através do desenvolvimento e exportação de gás natural entre Moçambique e África do Sul”³.

Os defensores do projecto – Governo e doadores – forneceram previsões de prováveis receitas para o Estado. As projecções do Banco Mundial e da *International Finance Corporation* (IFC) foram as mais cautelosas, sugerindo receitas totais de quase US\$ 500 milhões para o Estado, para além do pagamento de dividendos da CMH.

Outras eram muito mais optimistas. A Agência Multilateral de Garantia de Investimentos (MIGA), um membro do Banco Mundial, justificou as suas contribuições ao projecto, dizendo que “o país receberá pagamentos de *royalties* significativos, bem como dividendos, bónus de produção e IRPC superiores a US\$ 2 bilhões durante o tempo de vida do projecto, que é de 25 anos”⁴. O MIREM fez as suas próprias projecções, sugerindo que o projecto geraria cerca de US\$ 2 bilhões de dólares para o Estado⁵. Em 2007, três anos após o começo do projecto, o FMI informou que o “valor total das receitas para o Estado está estimado em cerca de US\$ 2.14 bilhões”⁶.

Estas projecções não eram estimativas aproximadas. Elas foram elaboradas com base em modelagem detalhada dos volumes de produção, custos de capital e os preços estimados. As pessoas envolvidas na projecção das receitas tiveram acesso aos termos específicos dos contratos que regem os campos de gás e o gasoduto, sendo que, na maioria dos casos, eram parceiros comerciais no empreendimento. A figura 1 mostra como as projecções de receitas, incluindo *royalties*, IRPC e pagamentos de dividendos, se comparam às receitas públicas reais⁷.



De acordo com os documentos, os analistas não acreditavam que eles estavam a ser optimistas. A análise do Banco Mundial concluiu: “Uma vez que o cenário de referência fez algumas

premissas conservadoras, os verdadeiros benefícios económicos do Projecto podem ser muito maiores”⁸. A projecção do Banco Mundial teria sido, certamente, muito maior se tivessem previsto o aumento massivo dos preços internacionais do petróleo. Enquanto o seu modelo assumiu um preço de cerca de US\$ 20 por barril de petróleo, o preço real, entre 2004 e 2012, atingiu a média de US\$73.

Contextualização

Os campos de gás de Pande – Temane, na província de Inhambane, explorados pela empresa de energia sul-africana Sasol, são a única fonte de gás natural em Moçambique.

O Gás foi descoberto pela primeira vez em Pande, em 1961, mas só em meados da década de 1990 é que a produção comercial se tornou uma opção séria. Embora o Governo tenha abordado dezenas de empresas internacionais de petróleo, em 1990, nenhuma delas manifestou interesse em desenvolver o projecto. Em 1994, o Banco Mundial iniciou um projecto para apoiar a busca de investidores interessados e a negociação de acordos comerciais.

O único destino viável para o gás era a África do Sul. Mas as primeiras negociações separadas com a Sasol e com a Enron resultaram no preço inaceitavelmente baixo de US\$ 1,6-1,7 por giga-joule de gás que as empresas pareciam dispostas a pagar.⁹ Em 1996, a Sasol reconsiderou o projecto e adquiriu os direitos de exploração e desenvolvimento dos campos de Temane e Pande da Arco e Enron. Dois anos depois, em 1998, eles assinaram um Acordo de Partilha de Produção inicial para os campos de Pande. A Exploração bem-sucedida levou a Sasol a propor um gasoduto do campo de gás em Inhambane para as suas instalações petroquímicas em Secunda, África do Sul. Em 2000, foi assinado um Acordo de Produção de Petróleo para os campos de gás de Pande e Temane, e um novo

acordo similar para cobrir a área circundante.

O projecto foi formalmente aprovado em Setembro de 2001 e a construção começou em Julho de 2002. Foi concluído na data prevista, embora com derrapagens substanciais nos custos. Em Fevereiro de 2004, o gás começou a fluir a partir dos campos de Pande e Temane na província de Inhambane, através do gasoduto de 860 km, para as instalações da Sasol em Secunda, na África do Sul.

Em 2007, a Sasol propôs uma expansão de US\$ 400 milhões do projecto de Pande e Temane, aumentando a capacidade de produção da instalação de processamento central em 50%, dos originais 120 milhões de giga-joules (mGJ) para 183 mGJ. A proposta foi aprovada em 2009 e o aumento da produção começou a efectivar-se em Maio de 2012.

Estrutura Accionista

A estrutura accionista para os campos de gás de Pande e Temane e as instalações de processamento central de gás está apresentada na figura 3.

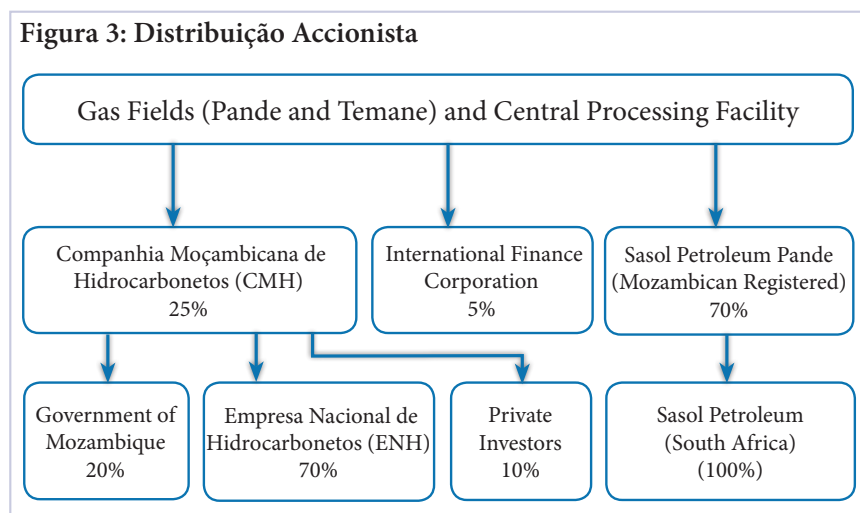
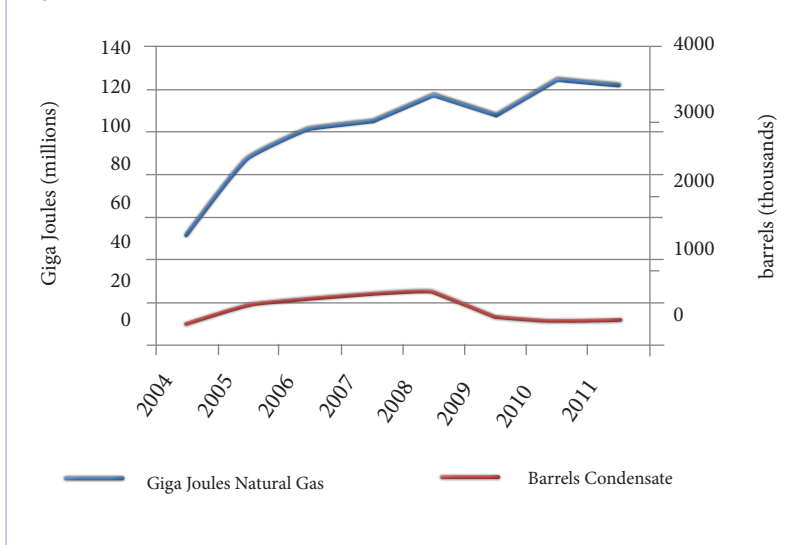


Figura 2: Produção de Gás Natural e de Condensado



A *Sasol Petroleum Pande* (SPT), uma subsidiária moçambicana da *Sasol Petroleum International* da África do Sul, possui 70% das jazidas de gás e instalações de processamento central.

A ENH tinha direito a uma participação societária de 30%. Como parte do acordo de financiamento, 5% foram transferidos para o IFC. A participação da ENH é detida pela sua subsidiária, Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH). A CMH era, originalmente, detida em 80% pela ENH e 20% pelo Estado moçambicano. Uma participação de 10% foi oferecida a accionistas individuais e empresas moçambicanas em 2008, resultando na divisão actual de 70% da ENH, 20% do Estado e 10% de accionistas individuais.

Uma série de contratos assinados entre 2000 e 2002 estabeleceu os termos para 25-30 anos de produção, venda e exportação de gás natural.

Fontes de Receita do Estado

Os três sócios da *joint-venture* – SPT (70%), CMH (25%) e a IFC (5%) – fazem pagamentos ao Estado

moçambicano inseridos nas três categorias principais: *royalties*, Imposto sobre Rendimentos de Pessoas Colectivas e dividendos das empresas.

Royalties: a taxa de *royalties* está fixada em 5% e pode ser paga ‘em espécie’ (o Governo recebe o gás natural) ou ‘em dinheiro’. Os pagamentos de *royalties* são divididos entre os três proprietários de acordo com a sua participação percentual¹⁰.

Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC): a taxa deste imposto para a SPT está fixada em 17,5% para os primeiros seis anos de produção. Esta redução de 50% da anterior taxa de 35% foi um incentivo ao investimento nos princípios da década de 2000. Após seis anos de isenções fiscais, a taxa ascendeu aos 32% que estão em vigor. Embora a CMH seja, maioritariamente, propriedade do Estado, também paga o IRPC como qualquer outra empresa, de acordo com os mesmos termos que a SPT. A IFC é uma organização internacional, propriedade de seus Estados-membros e, como tal, não paga o IRPC.

Dividendos: Moçambique também recebe pagamentos de dividendos com base nos lucros gerados pela CMH. Os dividendos são repartidos de acordo com a parcela de propriedade da empresa: 70% para ENH, 20% para o Estado moçambicano e 10% para os accionistas privados moçambicanos.

Responsabilização pelas Receitas Irrisórias do Estado

Não há fonte de informação fiável sobre as receitas do Estado provenientes do projecto de gás da Sasol. O CIP submeteu vários e repetidos pedidos aos ministérios e agências governamentais relevantes, bem como ao IFC para obter registos de pagamentos efectuados,

Tabela 1: Contratos de Gás Natural de Pande - Temane

Contract	Description
<i>Petroleum Production Agreement</i> (26 October 2000)	Gives SPT/CMH exclusive rights to produce petroleum in the Pande Temane Fields
<i>Pipeline Agreement</i> (26 October 2000)	Authorizes ROMPCO to construct, own and operate the gas pipeline
<i>Gas Sales Agreement</i> (27 December 2002)	Sets the price for gas between Sellers (SPT/CMH) and Buyer (Sasol Gas of South Africa)
<i>Joint Operation Agreement</i> (27 December 2002)	Establishes rights and obligations of owners of gas fields and Central Processing Facility

para além do que foi publicado nos relatórios de reconciliação da Iniciativa de Transparência da Indústria Extractiva (EITI, sigla inglesa) sobre Moçambique e a resposta foi, explicitamente, negativa.

Os dados compilados na tabela 2 abaixo foram elaborados a partir do que acreditamos ser toda a informação pública disponível, incluindo os relatórios do FMI e as demonstrações financeiras anuais da CMH. Pedidos específicos às autoridades moçambicanas e à IFC para verificar ou contestar estes números também foram negados.

Como é possível que o Estado receba tão poucas receitas de uma operação rentável, percorrido 1/3 do tempo de vida útil do projecto, estimado em 25 anos? Três factores são muito importantes: a remoção da cláusula de partilha de produção; elevados custos adicionais de capital e uma fórmula desvantajosa para o cálculo do preço da venda do gás.

Antes de entrar nos detalhes, é importante analisar a dinâmica destas negociações. Na essência, os acordos do projecto de Pande Temane definem os termos para a venda do gás natural pela Sasol Petroleum Temane (a subsidiária moçambicana) à Sasol Petroleum International (o proprietário sul-africano da Sasol Petroleum

Tabela 2: Receitas Reais do Estado em Pande Temane¹¹

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTALS
SASOL Petroleum Temane										
Royalty Payments	1.2	0.9	1.8	1.8	2.4	1.6	2.7	2.7	3.2	18.2
Corporate Income Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CMH										
Royalty Payments			0.6	0.7	0.9	0.6	1.0	1.0	1.1	5.8
Corporate Income Tax					2.8	2.3	0.0	1.1	4.7	10.8
Dividends (20% Government Share)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.2	0.5	0.2	1.3
Internacional Finance Corporation										
Royalty Payments			0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	1.2
Corporate Income Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
REVENUE TOTAL	1.2	0.9	2.5	2.6	6.2	5.0	4.1	5.3	9.4	37.3

Temane). A solução para este **claro conflito de interesses** foi mandar a CMH negociar em nome do ‘vendedor’, com a Sasol a negociar apenas como comprador.¹² Talvez a inexperience da CMH explique como Moçambique acabou fazendo um negócio bastante mau. A assistência técnica externa também não parece ter ajudado muito. Especialistas do Banco Mundial “analisaram se houve algumas obrigações do Governo de Moçambique que tenham sido particularmente onerosas ou se houve qualquer desequilíbrio fundamental em algum documento de que o Governo de Moçambique é parte. Concluiu-se que este não era o caso.”¹³

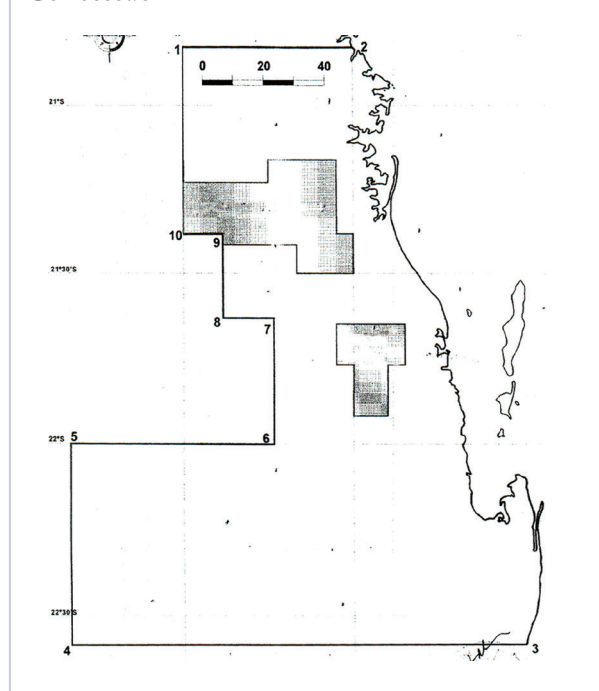
Não há Partilha de Produção

As operações petrolíferas em Moçambique são normalmente regidas por Acordos de Partilha de Produção. A receita do Estado resulta de três fontes principais: os pagamentos de *royalties*, calculados como uma percentagem do valor do gás produzido; os pagamentos de Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas e uma parcela crescente do gás produzido com base na rentabilidade do projecto. Como o nome

indica, a maior parte da receita do Estado vem da parte da produção de gás que lhe cabe.

Um Acordo de Partilha de Produção (APP) assinado em 1998, ainda na fase inicial, regia a exploração da área de Pande, da Sasol. Mas este acordo foi substituído por dois novos

Figura 4: Campos de Gás v. Bloco de Concessão



acordos, quando o projecto passou para a fase de produção de gás.

Em 2000, foi assinado um APP revisto para as áreas não produtoras de gás do bloco de Pande e Temane. Os termos deste acordo são: uma taxa de *royalty* de uns modestos 5%; uma taxa de IRPC dos então normais 35%, com uma redução de 50%, para os primeiros anos e uma partilha do gás ‘lucro’ que proporciona ao Estado apenas 5% no início e vai subindo até atingir um máximo de 40%. Pelos padrões internacionais, estes termos seriam considerados favoráveis à empresa e desfavoráveis ao Estado moçambicano.

Mas o APP de 2000 é um documento irrelevante porque não cobre as áreas de Pande e Temane, onde o gás é, de facto, produzido. É que, paralelamente ao APP acima referido, foi assinado um acordo de produção de petróleo para cobrir as áreas de Pande e Temane (ver figura 4), onde o gás seria, efectivamente, produzido. Estranhamente, aqui a cláusula de ‘partilha de produção’ – a principal fonte de receita do Estado – foi simplesmente removida, enquanto as taxas de *royalties* e IRPC mantiveram-se inalteradas.

Não há nada intrinsecamente melhor sobre um acordo de partilha de produção em comparação com um sistema baseado apenas em *royalties* e imposto de renda. Os dois foram concebidos para produzir o mesmo nível de receitas para o Estado. A diferença é, simplesmente, que os *royalties* e o IRPC devem ser substancialmente incrementados para compensar a perda da parcela do Estado no gás ‘lucro’.

No entanto, no caso do Acordo de Produção de Petróleo para Pande e Temane de 2000, a componente de partilha de produção foi abandonada sem o correspondente aumento nos *royalties* e IRPC. O Governo, simplesmente, deu, ao desbarato, a sua principal fonte de

receita do projecto nas duas áreas específicas onde foi encontrado gás comercialmente viável.

Uma Fórmula de Fixação de Preço Abusiva

O preço pelo qual a SPT, a CMH e a IFC vendem o gás à Sasol na África do Sul é baseado numa fórmula de fixação de preço complicada, estabelecida no Acordo de Vendas de Gás negociado em 2002. O preço de venda é calculado através da combinação de um preço ‘à boca do poço’ e uma ‘taxa de manuseamento’¹⁴ nas Instalações de Processamento Central (IPC). Ambos preços são baseados numa fórmula que é comparada a três preços internacionais de petróleo, provenientes de fontes distintas.

O preço à ‘boca do poço’ tem como base de referência US\$ 0.50/GJ que é, então, ajustado de acordo com uma média ponderada de petróleo bruto, diesel e lubrificantes. Durante os primeiros dez anos de produção, no entanto, o preço ‘à boca do poço’ está limitado ao tecto de 0,67 dólar.¹⁵

Tabela 3: Termos Fiscais de Pande-Temane

	Gas Producing	Surrounding Area
Royalty	5%	5%
Corporate Income Tax	17.5% - 32%	17.5% - 32%
Starting Sharing of Gas	5%	0
Eventual Share of Gas	40%	0

A taxa de manuseamento das instalações de processamento central baseia-se num preço de referência de US\$ 0,35 e é, então, ajustado por um factor de inflação (ponderado com 59%) e um factor de preço de combustível (ponderado em 41%). Nenhum tecto de preço se aplica ao cálculo da taxa de manuseamento. A inclusão dos preços internacionais dos combustíveis na taxa de manuseamento nas instalações de processamento central é altamente incomum, como foi observado num estudo prévio do

sector do gás em Moçambique, uma vez que estes preços não têm qualquer influência sobre os custos de produção¹⁶.

Segundo a fórmula do contrato de venda de gás, o preço-base antecipado era de apenas US\$ 0,85 (\$ 0,50 à boca do poço + \$ 0,35 de taxa de manuseamento). Dado o grande aumento dos preços internacionais do petróleo e os ajustes para a inflação considerável, os dois preços combinados resultaram num preço médio de venda de gás de pouco mais de US\$ 1.40/GJ durante os primeiros nove anos de produção. Como os preços internacionais do petróleo ultrapassaram o tecto do preço durante todo o período de operações, o preço à 'boca do poço' têm-se fixado, consistentemente, em US\$ 0,67. A taxa de manuseamento das IPC, portanto, foi responsável por mais da metade do preço global de venda do gás natural de Pande e Temane, desde que a produção começou.

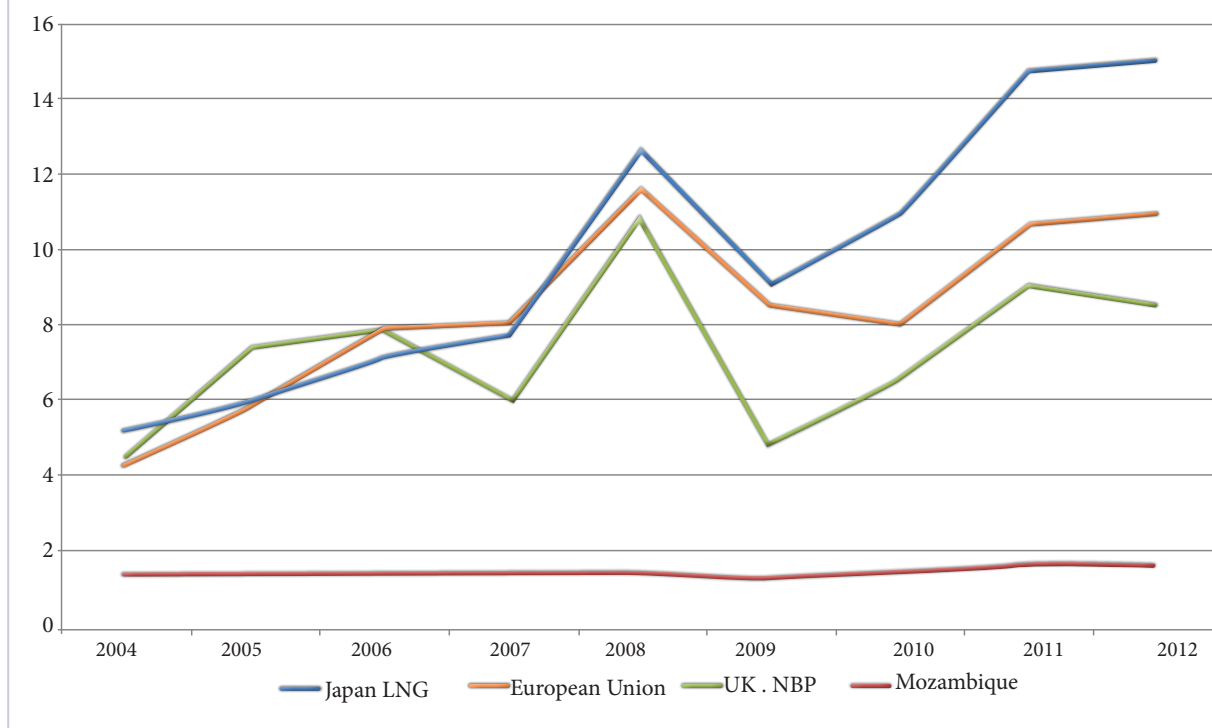
Como a figura 5 ilustra, o preço pago pelo gás de Moçambique está muito abaixo dos preços de referência europeus ou asiáticos.¹⁷

Despesas Inflacionadas?

Uma terceira razão para as irrisórias receitas do Estado tem que ver com os custos de implantação do projecto mais elevados do que o inicialmente previsto que acabaram absorvendo parte importante das receitas iniciais do projecto. Os projectos do sector extractivo, muitas vezes, geram menos receita para o Estado do que o esperado, devido à uma combinação de excessos de custos de capital e à inclusão de deduções que envolvem despesas inelégíveis ou inflacionadas.

Os custos de capital para a primeira fase do projecto foram muito mais elevados do que o inicialmente previsto. As projecções do MIREM, por exemplo, basearam-se em estimativas do custo de capital de, aproximadamente, US \$ 600 milhões. Em 2003, as projecções do Banco Mundial foram baseadas em estimativas de custo de US \$721, sendo US \$317.000 à montante (desenvolvimento do campo e a central de processamento) e US \$404.000 para o gasoduto.¹⁸

Figura 5: Preço do gás de Moçambique em comparação com Referências europeias e asiáticas



De acordo com a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), os custos finais para a parte à montante foram de US \$446.500 e os custos dos gasodutos foram US \$753,5, resultando num total de US \$ 1,2 bilhão.¹⁹ Isto representa um aumento de 66% em relação a estimativas iniciais. As projecções e os custos reais são apresentados na tabela 4. Os excessos de custos de capital em projectos de grandes infra-estruturas não são incomuns, mas erros de cálculo de mais de 60% sugerem graves erros na previsão de custos ou declarações de despesas significativamente inflacionadas (ou ambos).

Um segundo conjunto de custos de capital veio com a expansão do projecto. Neste caso, os custos de construção ficaram abaixo do valor do orçamento. Os empréstimos do CMH, inicialmente, sugeriam que a expansão custaria US \$ 400 milhões. Na verdade, o aumento da capacidade de 120m GJ, por ano, para 183m GJ custo, por ano, custou apenas US \$ 307 milhões.²⁰

A escala destas despesas reduziu o montante de IRPC que a Sasol Petroleum Temane (SPT) e a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) passaram a pagar. Como a tabela 2 mostra, para a CMH isso fez com que os pagamentos de IRPC fossem modestos.

Contudo, no caso da SPT, esta não pagou absolutamente nenhum IRPC. Como pode uma empresa associada à uma *joint venture* não incorporada (CMH) pagar IRPC e a outra (SPT) não pagar o IRPC, quando a sua partilha de receitas e despesas no projecto devia ser proporcional? **A resposta parece ser que, ao contrário da CMH, a SPT pode amortizar as despesas de exploração em outras concessões em Moçambique com a receita gerada em Pande e Temane.**²¹ Foi realizada uma auditoria fiscal na Sasol em 2012. Mas não há nenhuma informação pública, quer sobre o âmbito da auditoria (terá ela incluído uma revisão dos enormes custos adicionais de capital, preços inflacionados, onde bens e serviços foram

prestados por empresas filiadas na África do Sul?), quer sobre os resultados.

O Impacto sobre as Principais Fontes de Receita do Estado

Custos de capital mais altos do que o esperado, combinados ao preço de venda de gás muito baixo, têm efeitos importantes para cada uma das quatro fontes de receita do Estado.

Table 3: Capital Costs (\$ millions)

	Projected	Actual	% Over
Upstream Costs	\$317	\$446.5	40%
Pipeline Costs	\$404	\$753.5	87%
Total	\$721	\$1,200	66%

Pagamento de royalties: os pagamentos de *royalties* são a fonte mais segura de receitas do Estado nos primeiros anos de um projecto. Eles começam com a produção e são, simplesmente, uma percentagem do valor da venda do gás natural. Na ausência de um Acordo de Partilha de Produção, um *royalty* de 5% é muito baixo para os padrões internacionais. Além disso, o pagamento de *royalties* baseia-se apenas numa componente do valor global de venda: o preço 'à boca do poço'.

Os *royalties* podem ser pagos 'em espécie' (o Governo recebe o gás natural) ou em 'dinheiro'. Em 2012, pouco mais da metade do pagamento de *royalties* foi feito 'em espécie'. Quando o Governo recebe o pagamento 'em espécie' é obrigado a pagar a taxa de manuseamento, bem como a tarifa de transporte. O gás é vendido para a Matola Gás Company pelo valor do custo. A receita do Estado proveniente dos *royalties* do gás recebido 'em espécie' é, portanto, apenas de US \$ 0.67/GJ.

A outra metade do pagamento de *royalties* é recebida em dinheiro. Mais uma vez, o preço 'à boca do poço' é o ponto de referência para o cálculo. Este preço está limitado a US\$ 0,67

para os primeiros dez anos. As deduções são feitas para os custos de recolha, processamento e transporte antes dos *royalties* serem avaliados.

Pagamentos do IRPC pela SPT: Os pagamentos de IRPC pela SPT foram uma componente significativa de todas as projecções de receita do Estado. Todos os indícios sugerem que, em oito anos de produção, o total de pagamentos de IRPC pela SPT é de US\$ 0. Este imposto incide sobre o rendimento, menos as despesas elegíveis. Tendo em conta os benefícios da depreciação acelerada dos custos de capital, as empresas extractivas nunca pagam este imposto nos primeiros anos de um projecto. A taxa deste imposto, 35%, é baixa, em comparação com os países pares que também não têm um Acordo de Partilha de Produção. Além disso, devido ao preço muito baixo da venda do gás natural, a Sasol gera pouco rendimento em Moçambique. O rendimento que a SPT gera é absorvido pelos custos de capital resultantes dos elevados custos adicionais do projecto inicial e os custos da recente expansão. E é provável que a Sasol também seja capaz de deduzir os custos de exploração noutras concessões em Moçambique, contra os rendimentos de Pande-Temane.

Pagamento de IRPC da CMH: A única fonte de receita do Estado que gerou resultados foi a do IRPC da CMH. As receitas da Companhia são limitadas pelo baixíssimo preço de venda de gás negociado. As receitas totais poderiam ser facilmente duplicadas ou triplicadas com uma fórmula de fixação de preços mais favorável. **É irónico que a única organização ligada ao projecto Sasol que fornece receita significativa ao Estado moçambicano seja o próprio Estado moçambicano.**

Dividendos do CMH: Os dividendos são outra importante fonte de potenciais receitas para o Estado, mas que ainda não se materializaram. Foram declarados dividendos modestos: US\$ 33.6 milhões de 2006 a 2011. Mas apenas US\$7.2 milhões de dólares foram, efectivamente, pagos, porque os credores da primeira fase tinham o direito de vetar o pagamento de dividendos até que os empréstimos fossem integralmente pagos. Os credores da fase de expansão permitirão o pagamento de dividendos, até ao limite de US\$ 2,5 milhões, por ano, com a condição de que uma série de referências comerciais sejam reunidas. Como a tabela 5 ilustra, mesmo que estes dividendos fossem pagos anualmente, não gerariam receitas substanciais para o Estado.

Table 4: CMH Dividends

Financial Year	General Assembly date	% Dividends on profit	Total Declared dividends	Paid dividends
FY06*	12/14/2007	49%	6 427 076	2 217 820
FY07*	6/19/2008	50%	2 911 101	-
FY08**	12/11/2008	25%	5 253 297	5 000 000
FY09**	11/26/2009	25%	4 427 978	-
FY10**	11/11/2010	45%	4 171 003	-
FY11**	29/11/2011	45%	10 420 453	-
Total			33 610 907	7 217 820

Perspectivas Actuais para as Receitas do Estado

Em 2007, após três anos do projecto, o FMI continuou a manter a esperança de que o projecto geraria receitas significativas para o Estado. Eles observaram que o projecto estava num período de ‘recuperação de custos e elevado serviço da dívida, portanto, as receitas do Estado têm sido modestas’. Mas eles mantêm, ainda, que o projecto “deve gerar uma parte das receitas para o Estado que seja competitiva (tanto para o Estado como para as empresas) pelos padrões internacionais”²².

Poder-se-ia estar esperançoso sobre importantes receitas para o Estado em 2007. Mas já não é possível. O Instituto Nacional de Petróleos (INP) afirma, actualmente, que as receitas significativas do Estado não se efectivarão antes de, pelo menos, 2018, altura em que a dívida contraída para assegurar a participação de Moçambique no projecto estiver amortizada²³.

O projecto de expansão está previsto para resultar em aumento da produção anual de gás, de 120mGJ para 183mGJ. A expansão vai gerar um *royalty* adicional de 3mGJ de gás. A produção adicional restante é dividida entre as exportações da Sasol, de 27mGJ, e uma atribuição igual de 27mGJ, reservada ao mercado doméstico moçambicano. Os termos da venda deste gás adicional são definidos no segundo acordo de venda de gás e no Acordo de Vendas de Gás do Mercado Moçambicano.

A fórmula para calcular o preço de venda no segundo acordo de vendas é a mesma que no primeiro. A única mudança é que os limites, nas referências internacionais, foram retirados, resultando num aumento do preço de venda. O preço médio, desde que o segundo acordo está em vigor, foi de cerca de US\$ 2.50/GJ. A partir de 2014, termina o período de dez anos de preços limitados, com a expiração do primeiro acordo de vendas de gás. A partir desta altura, os preços internacionais de referência entrarão em vigor. No entanto, tendo em conta que o preço de referência de US\$ 0.85/GJ é muito baixo, os efeitos da incorporação dos preços internacionais de referência serão modestos. O preço de venda de gás de Moçambique será, ainda, apenas uma fracção do preço do gás em outros países.

O Acordo de Venda de Gás no mercado moçambicano governa a venda dos 27mGJ alocados às vendas domésticas. Moçambique tem usado apenas cerca de 3mGJ de gás de Inhambane, por ano, embora tenha direito a 6mGJ, em harmonia com os seus 5% de *royalties* nos originais 120 mGJ. A quantidade

de gás de *royalties* aumentará em 3mGJ em resultado da expansão da produção, resultando numa alocação doméstica potencial de 9mGJ. Mesmo quando a central de Ressano Garcia estiver totalmente operacional, em 2014, o consumo interno será menor que 15mGJ, por ano. Por isso, provavelmente, vai demorar algum tempo até que os 27mGJ adicionais estabelecidos no Acordo de Venda de Gás no mercado moçambicano sejam consumidos internamente. Nesse meio tempo, algum gás alocado ao mercado de Moçambique é exportado para a África do Sul. O preço pago por este gás não é conhecido publicamente mas há elementos que sugerem que a Sasol paga, substancialmente, menos que o preço médio de US\$ 1,40 pago no âmbito do primeiro acordo de venda de gás.

Responsabilidade pelas Falhadas Projeções de Receitas

Os factores que resultam em receitas mínimas do Estado são, relativamente, simples: a remoção das provisões para partilha de produção; uma fórmula de fixação de preços abusiva e despesas de projecto excessivas. Nenhum destes, porém, é responsável pelas impressionantes incompatibilidades mostradas na figura 1, entre as projecções de receitas do Governo, FMI e do Banco Mundial e as receitas públicas reais. Os analistas que elaboraram essas projecções estavam plenamente cientes dos termos fiscais que regem o projecto. No entanto, eles ainda sobreavaliaram, demasiadamente, os benefícios económicos para Moçambique.²⁴

As projecções, muitas vezes, falham nas previsões de preços mas isso não explica as enormes sobreavaliações de receitas do Estado. Pelo facto de que os preços de referência internacionais do petróleo eram três vezes mais elevados que o preço usado nas previsões, as estimativas das receitas do Estado dever-se-iam ter tornado demasiado baixas e não altas.

Sem acesso aos modelos em que as projecções se basearam, é impossível explicar como é que agências respeitáveis podem falhar tanto nos cálculos até este ponto. O MIREM, o Banco Mundial e o FMI devem, formalmente, explicar a incompatibilidade entre as suas projecções e as actuais receitas do Estado moçambicano. Não se trata apenas de uma questão de prestação de contas básica para o povo de Moçambique. É também essencial garantir que as falhas nos seus modelos sejam corrigidas para que erros semelhantes não sejam cometidos na projecção de receitas de carvão de Tete e de receitas de gás do Rovuma.

A Quem beneficia o gás de Pande Temane?

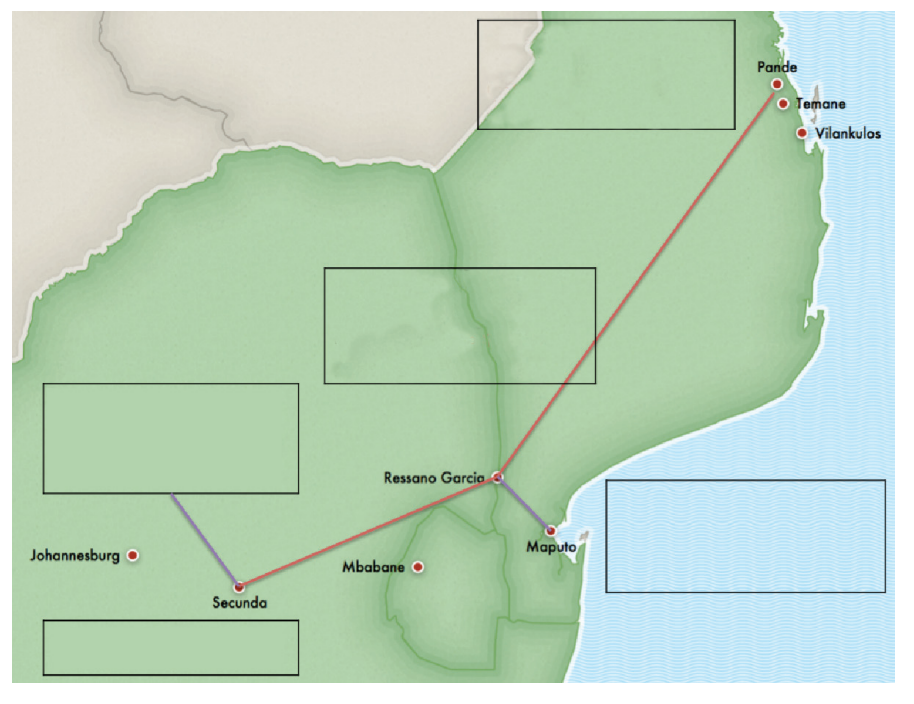
O problema com o projecto de gás de Pande e Temane não é que ele não gera lucro, mas que quase nenhum lucro fica em Moçambique. A essência do problema é a fórmula de fixação de preços. Os defensores do projecto salientam que não existia um mercado aberto para o gás natural. O gás estava 'enclausurado' em Moçambique, longe de mercados potenciais e sem nenhuma utilidade para ninguém. As comparações internacionais – diziam eles – são irrelevantes. O único preço relevante é o que um investidor viável estava disposto a pagar.

Há, pelo menos, um outro preço que deve ser relevante para avaliar se Moçambique está a receber um tratamento justo – o valor do gás de Moçambique na África do Sul. Quando o projecto foi lançado, supunha – se que a Sasol usaria a maior parte do gás para a produção

petroquímica. Na verdade, cerca de 60% do gás moçambicano agora é vendido directamente para consumidores residenciais e comerciais sul-africanos²⁵

A Sasol Petroleum International, o comprador do gás moçambicano, gera lucros consideráveis com a compra do gás mais barato em Moçambique e posterior venda na África do Sul por muito mais. Em 2009, por exemplo, o preço médio da venda do gás de Moçambique na África do Sul foi de mais de US\$ 7/GJ, cinco vezes o preço de venda usado para calcular *royalties* e IRPC em Moçambique.²⁶ Medidas pelo preço de venda na África do Sul, as exportações de gás de Moçambique para a África do Sul valiam cerca de US\$ 800 milhões. A figura 6 apresenta uma visão geral dos valores das vendas e preços do gás relativos, em Moçambique e na África do Sul, em 2009.

Figura 6: Preços de Venda do Gás de Moçambique para 2009²⁷



Com a remoção do limite de preço em 2014, pode parecer que a diferença entre o preço pago em Moçambique e o preço cobrado aos consumidores sul-africanos vai diminuir. No entanto, no final de 2012, a Sasol requereu ao regulador de energia na África do Sul uma

autorização para aumentar o preço a cobrar aos consumidores sul-africanos do gás de Moçambique. O resultado do requerimento foi um aumento no preço máximo de venda que Sasol pode cobrar, para mais de US\$ 12/GJ²⁸. A este preço, as exportações de gás de Moçambique, no valor de menos de US\$ 200 milhões, teriam um valor de venda na África do Sul, de cerca de US\$ 2 bilhões.

Uma vez que se espera que o preço ilimitado de venda em Moçambique seja de, aproximadamente, US\$ 2.50/GJ, é provável que a diferença de cinco vezes entre o preço de compra em Moçambique e preço de venda na África do Sul também se mantenha no futuro.

Há um outro potencial beneficiário do gás de Moçambique: o Governo da África do Sul. Gás natural de muito valor é levado de Moçambique para a África do Sul por uma fracção do seu valor real. A venda deste gás na África do Sul deve gerar receitas substanciais sobre as quais a Sasol da África do Sul deve pagar imposto. Na verdade, a Sasol estimou, publicamente, que a receita do Governo sul-africano, durante a vida útil do projecto, é de US\$ 3,2 bilhões. Isto sugere que a África do Sul vai gerar receitas substanciais à custa de Moçambique. A alternativa mais provável é que este seja, simplesmente, um outro caso de estimativas de receita para o Estado, inflacionadas, que vêm nas fases iniciais de um projecto do sector extractivo. A estimativa de US\$3,2 bilhões está, provavelmente, mais desfasada da realidade do que as produzidas pelo MIREM, Banco Mundial e FMI para Moçambique. Não será fácil determinar a verdade. A África do Sul não é um membro da EITI e, aparentemente, não tem planos de adesão.

As projecções de receitas que soavam impressionantes há dez anos acabaram transformando-se numa desilusão. O primeiro projecto grande do sector extractivo em Moçambique não tem beneficiado o povo de Moçambique.

Pode isto acontecer de novo? A experiência de Pande – Temane devia despertar a sociedade sobre as projecções de receitas optimistas. No mínimo, podem-se destacar quatro ilações:

Não é fora do comum que não haja uma relação entre as projecções feitas no início do projecto e as receitas reais geradas pelo projecto;

Os custos de capital são quase sempre subestimados quando os projectos iniciam, mas os custos reais do projecto acabam excedendo as previsões iniciais e têm um grande impacto sobre as primeiras receitas do Estado;

O preço é tão importante quanto os principais termos fiscais – limitar um preço muito abaixo do valor de mercado pode prejudicar, fundamentalmente, as receitas do Estado; e

Os dividendos de empresas públicas são uma fonte não fiável de receitas do Estado, especialmente quando a participação tiver sido através da dívida financiada.

O caso da Sasol ilustra o quão fácil é os proponentes de projectos do sector extractivo – empresas, governos e doadores – projectarem enormes receitas para o Estado. As projecções são fáceis de fazer, mas gerar e/ou colectar, efectivamente, receitas não é. É uma lição que outros países ricos em recursos naturais já aprenderam através de experiências amargas. É uma lição que o Governo moçambicano e os doadores deviam considerar, numa altura em que correm o risco de cometer os mesmos erros no carvão de Tete e na exploração do gás natural de Rovuma.

NOTAS

- ¹ World Bank, Project Appraisal Document – Mining and Gas Technical Assistance Project (No: 74011-MZ), 1 March 2013, p. 1
- ² World Bank, Proposed Credit to Mozambique for Gas Engineering Project (No: P-6299-MOZ), 19 May 1994, p. 7.
- ³ World Bank Group, “Infrastructure Action Plan Update,” included in “Executive Directors’ Informal Meeting – April 8, 2004,” (SecM2004- 0182) 20 April 2004, p. 12.

⁴ Project Brief: Sasol Petroleum Temane, Multilateral Investment Guarantee Agency, World Bank Group, 2004.

⁵ Per-Åke Andersson, The impact of the mega projects on the Moçambican economy, Discussion Paper No. 18, Gabinete de Estudos, Ministério do Plano e Finanças, República de Moçambique, Março de 2001, p. 11.

⁶ Note that this projection was published three years into production. Government revenues were already substantially inconsistent with projections (i.e. corporate income tax payments by Sasol) when they were provided to the Government of Mozambique. See, Philip Daniel, Ana Paula Dourado, Diego Mesa Puyo and Alistair Watson, “The Petroleum Sector: Fiscal and Economic Terms,” Aide-Mémoire of the Fiscal Affairs Department, IMF, 2007, p. 14.

⁷ Revenue projections sources: IMF data from Philip Daniel et al, “The Petroleum Sector: Fiscal and Economic Terms,” 2007, p. 15;

MIREM data from Andersson, “The impact of the mega projects on the Mozambican economy” p. 11; World Bank data from Project Appraisal Document – Southern African Regional Gas Project (No: 26757-MOZ) 22 October 2003, p. 65. The data for actual government revenues is drawn from Table 2 of this document.

⁸ Project Appraisal Document – Southern African Regional Gas Project (No: 26757-MOZ) 22 October 2003, p. 64.

⁹ See World Bank, Implementation Completion Report – Gas Engineering Project (No: 27480) 15 March 2004, p. 11. A joule is an international unit of energy defined as the energy produced from one watt flowing for one second. Giga denotes a measure of a billion. Standard conversions are: one gigajoule = 0,96 million cubic feet (mcf) = 0,95 million British thermal units (MMbtu)

¹⁰ EITI data for Mozambique is misleading on royalty payments as SPT is recorded as paying royalties for the entire project. As an unincorporated joint venture, all partners are responsible for paying their own share according to the 70:25:5 split.

¹¹ Data sources include: for 2004-2006 Jean Clement and Shanaka Peiris, Sustaining Growth Takeoffs: Lessons from Mozambique, in Shanaka Peiris, Post Stabilization Economics in sub-Saharan Africa: Lessons from Mozambique, IMF, 2008, p. 46; for 2007-2010 data from Alistair Watson, Mozambique: Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum, IMG Fiscal Affairs Department, June 2012,

p. 13 and annual financial statements from CMH.

¹² World Bank, Implementation Completion Report, 15 March 2004, p. 24.

¹³ World Bank, Implementation Completion Report, 15 March 2004, p. 56.

¹⁴ The Wellhead Price formula and the CPF handling fee formula below are found in IPA Energy + Water Economics, “Domestic Natural Gas and Condensate Market Study for Mozambique,” Mozambican Ministry of Energy and ERAP, September 2009, p. 37 and 38. Wellhead Price Formula:

$$0.50 \times \left[\frac{0.45 \cdot \text{Current Crude Oil Price}}{25.00} + \frac{0.40 \cdot \text{Current Diesel Price}}{31.00} + \frac{0.05 \cdot \text{Current Fuel Oil Price}}{23.00} \right]$$

Central Processing Facilities (CPF) Handling Fee Formula

$$0.35 \times \left[\begin{aligned} & \left[0.59 \times 0.25 \times \frac{\text{RSA PPI (Current)}}{\text{RSA PPI (Base)}} + \frac{\text{R/USD (Base)}}{\text{R/USD (Current)}} \right] \\ & + \left[0.59 \times 0.75 \times \frac{\text{US PPI (Current)}}{\text{US PPI (Base)}} \right] \\ & + \left[\frac{0.17 \cdot \text{Current Crude Oil Price}}{25.00} + \frac{0.17 \cdot \text{Current Diesel Price}}{31.00} + \frac{0.07 \cdot \text{Current Fuel Oil Price}}{23.00} \right] \end{aligned} \right]$$

¹⁵ Maximum prices for the first ten years are: crude oil \$34; diesel \$40; and fuel oil \$32.

¹⁶ “Domestic Natural Gas and Condensate Market Study for Mozambique,” Mozambican Ministry of Energy and ERAP, September 2009, p. 153.

¹⁷ Data on international benchmark prices from BP Statistical Review 2012. Data on Mozambique for the first Gas Sales Agreement. Source is IMF and CMH.

¹⁸ The World Bank Project Appraisal Document reports total expected capital expenses of \$721 million. See Project Appraisal Document – Southern African Regional Gas Project (No: 26757-MOZ) table p. 57. However, the World Bank was already aware of significant cost overruns by this time. The document notes increased financing costs for Sasol (\$130 million) and losses due to currency fluctuations (\$150 million).

¹⁹ ENH Presentation Mozambique Hydrocarbon Potential and Natural Gas Utilization. *Issufo Abdula*, Maputo 14 May 2004.

²⁰ CMH Annual Financial Statement 2011-2012, p. 15.

²¹ Sasol also has the rights to a series of onshore and offshore concessions in the Mozambique Basin: Blocks 16&19, Sofala, S-10, and Area A.

²² See Mozambique: Selected Issues, IMF Country Report No. 07/258, July 2007, p. 23.

²³ Statement by Arsénio Mabote, National Oil Institute (INP), “Natural gas exploration in Mozambique

expected to provide State revenues only in 2018,”
Macauhub News Agency, 10 September 2012.

- ²⁴ World Bank projections suggested for example, “Mozambique will receive 63.87% of the economic take.” PAD p. 63.
- ²⁵ According to the South African regulator, consumption of piped gas by Sasol’s External Customers was just under 55 million GJ in 2008-09. See “The Price Capping Mechanism For The Financial Years 2008/2009 - Agreement Concerning The Mozambican Gas Pipeline Between The Government Of The Republic Of South Africa And Sasol Limited,” 10 March 2010, p. 5.
- ²⁶ The average price during 2008-09 was R63.28/GJ. See “The Price Capping Mechanism For The Financial Years 2008/2009,” p. 1.
- ²⁷ The Gas Master Plan estimates that actual transport costs to export Mozambique gas are about \$0.28/GJ. See Gas Master Plan, 2013, p. 6-12.
- ²⁸ See National Energy Regulator of South Africa, Sasol Gas Maximum Price Approval, 26 March 2013, p. 1.



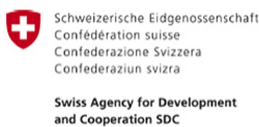
Boa Governação, Transparência e Integridade

FICHA TÉCNICA

Editor: Adriano Nuvunga | **Layout and Design:** Nelton Gemo | **Tiragem:** 300 exemplares | **Endereço:** Rua Frente de Libertação de Moçambique, nº 354, Maputo - Moçambique

Tel.: +258 21 492335, **Cel.:** +258 82 301 6391,
Fax: 258 21 492340 | **Caixa Postal:** 3266
E-mail: cip@cip.org.mz
Website: www.cip.org.mz
Registo N°: 020/GABINFO-Dez/2007

Parceiros



ROYAL DANISH EMBASSY IN MAPUTO