



Análise Empírica do Preço de Transferência na Indústria de Gás Natural em Moçambique: 2005-2021

**Dissertação Submetida em Cumprimento Parcial dos Requisitos para a Obtenção do
Grau de Mestre em Economia e Gestão de Petróleo e Gás**

Por:

Noémia André Nhatsave

Supervisor:

Prof. Doutor Matias Farahane

Faculdade de Economia

Universidade Eduardo Mondlane

Maputo, Dezembro de 2025

DECLARAÇÃO

Eu, **Noémia André Nhatsave**, declaro por minha honra que a presente dissertação de mestrado é da minha autoria e que resulta da minha investigação. Esta é a primeira vez que a submeto para obter um grau académico numa instituição educacional.

Maputo, _____ de _____ de 2025

Noémia André Nhatsave

APROVAÇÃO DO JÚRI

Esta dissertação de mestrado foi aprovada com _____ valores no dia ____ de _____ de 2025, por nós, membros de júri examinador da Faculdade de Economia da Universidade Eduardo Mondlane.

O Presidente

O Arguente

O Supervisor
(Prof. Doutor Matias Farahane)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à Deus, pelo seu amor incondicional, minha mãe, Filomena Carlos Nuvunga (em memória), ao meu pai, André Taela Nhatsave, pelo amor e sabedoria transmitidos.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à Deus, pois todas as coisas vêm única e exclusivamente Dele, por Ele e para Ele. A Ele seja a glória para todo o sempre.

Em segundo lugar, agradeço à minha mãe, Filomena Carlos Nuvunga (em memória) por todos os ensinamentos transmitidos e apoio incondicional em todos os meus sonhos e projectos, mas quis Deus leva-la tão cedo para junto de si, ao meu pai e a minha irmã Delsa Nhatsave, pelo apoio e carinho em todos os momentos da minha jornada.

Agradeço especialmente à Doutora Amélia Tomás Taime Muendane, Presidente do Conselho de Administração dos Aeroportos de Moçambique, pela mentoria e ensinamentos que têm contribuído para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Agradeço igualmente ao Prof. Doutor Matias Farahane, pela orientação e apoio ao longo da realização desta dissertação de mestrado. A sua experiência, visão crítica e encorajamento foram fundamentais para o sucesso deste trabalho, bem como o meu crescimento como pesquisadora e profissional.

Agradeço aos Mestres, Felisberto Navalha e Elton Cavadias, pela análise crítica deste trabalho, que foram bastantes úteis para melhoria da presente pesquisa.

Os meus agradecimentos são extensivos a todos os professores da IVª Edição do curso de Mestrado em Economia e Gestão de Petróleo e Gás, pela partilha de conhecimentos e experiências transmitidas durante as aulas, bem como a todo o corpo técnico administrativo da Faculdade de Economia da Universidade Eduardo Mondlane e aos meus colegas de turma.

Finalmente, agradeço a todos aqueles que directa e indirectamente deram o seu contributo durante a minha formação e realização desta pesquisa.

ÍNDICE

DEDICATÓRIA	iv
AGRADECIMENTOS	v
LISTA DE TABELAS	viii
LISTA DE GRÁFICOS	ix
LISTA DE ABREVIATURAS	x
RESUMO	xii
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Motivação.....	6
1.3 Problema de Pesquisa.....	7
1.4 Objectivos do Estudo	10
1.5 Estrutura da Dissertação.....	10
CAPÍTULO: REVISÃO DA LITERATURA	11
2.1 Enquadramento Teórico.....	11
2.1.1 <i>Definição de Conceitos Básicos</i>	11
2.1.2 <i>Abordagem Diagramática de Preços de Transferências</i>	12
2.1.3 <i>Modelização da Relação entre Preços de Transferência de Gás Natural de Moçambique e Preços de Mercados Internacionais</i>	16
2.2 Estudos Empíricos.....	18
2.3 Avaliação Crítica da Literatura Revista	22
CAPÍTULO III: METODOLOGIA	24
3.1 O Método de Análise Empírica.....	24
3.2 Hipóteses.....	25
3.3 Procedimentos de Estimação.....	26
3.3.1 <i>Testes de Estacionariedade</i>	26
3.3.2 <i>Determinação do Número Óptimo de Desfasagens</i>	27
3.3.3 <i>Teste de Cointegração</i>	30
3.3.4 <i>Testes Diagnósticos de Regressão</i>	30
3.4 Estimação da Potencial Perda de Receitas na Indústria de Gás Natural	31
3.5 Descrição de Dados.....	32
CAPÍTULO IV: ANÁLISE DE RESULTADOS	34
4.1 Resultados dos Testes de Estacionariedade	34
4.2 Análise de Correlação	35

4.3	Determinação do Número Ótimo de Desfasagens	36
4.4	Resultados do Teste de Cointegração.....	37
4.5	Resultados da Estimação do Modelo ARDL de Curto Prazo.....	37
4.6	Resultados dos Testes de Diagnósticos de Regressão.....	39
4.6.1	<i>Resultados do Teste de Multicolinearidade</i>	39
4.6.2	<i>Resultados do Teste de Correlação Serial de Breush-Godfrey</i>	39
4.6.3	<i>Resultado do Teste de Heteroscedasticidade</i>	40
4.6.4	<i>Resultados do Teste de Normalidade dos Erros</i>	40
4.6.5	<i>Resultado do Teste RESET de Ramsey</i>	40
4.7	Resultados da Estimação da Potencial Perda de Receitas na Indústria de Gás Natural.....	40
4.8	Discussão dos Principais Resultados.....	42
CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES		43
6.1	Conclusões	43
6.2	Recomendações.....	45
6.3	Limitações do Estudo	46
BIBLIOGRAFIA.....		47
ANEXOS.....		55

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Sumário Estatístico das Variáveis do Modelo.....	33
Tabela 4.1: Resultados dos Testes de Estacionariedade.....	34
Tabela 4.2: Matriz de Correlação dos Preços de Gás Natural e dos Principais Mercados Internacionais.....	35
Tabela 4.3: Determinação do Número Ótimo de Desfasagens.....	36
Tabela 4.5: Resultados do Teste de Cointegração.....	37
Tabela 4.6: Resultados da Estimação do Modelo ARDL de Curto Prazo.....	38
Tabela 4.7: Resultados do Teste de Multicolinearidade.....	39

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1: IDE na Indústria Extractiva em Milhões de USD, 2005-2021	3
Gráfico 1.2: Exportações e Venda de Gás Natural no Mercado Interno, 2005 e 2021	5
Gráfico 1.3: Evolução do Preço e Receitas de Gás Natural em Moçambique, 2005-2021	8
Gráfico 2.1: Preço Óptimo de Transferência	12
Gráfico 2.2: Preço de Transferência no Mercado de Concorrência Perfeita	14
Gráfico 2.3: Preço de Transferência no Mercado de Concorrência Imperfeita	15
Gráfico 4.1: Estimação da Potencial Perda da Receita nos Três Cenários dos Preços Internacionais, 2005-2021	41

LISTA DE ABREVIATURAS

AIC	- Akaike Information Criteria
ALS	- Arm's length
AR	- Auto-regressivo
ARDL	- Auto - regressive Distributed Lag
AT	- Autoridade Tributária de Moçambique
BBL	- Barrels
BM	- Banco de Moçambique
CIP	- Centro de Integridade Pública
CIRPC	- Código dos Impostos sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
CMH	- Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos
DFA	- Dickey-Fuller Aumentado
EIA	- Energy and Information Administration
EMNs	- Empresas Multinacionais
ENH	- Empresa Nacional de Hidrocarbonetos
EPCC	- Exploration Production Concession Contract
EUA	- Estados Unidos de América
FPE	- Final Prediction Error
GJ	- Gigajoule
GNL	- Gás Natural Liquefeito
HH	- Henry Hub
HQ	- Hannan-Quinn Information Criterion
IDE	- Investimento Directo Estrangeiro
IFC	- International Finance Corporation
IMF	- International Monetary Fund
INE	- Instituto Nacional de Estatística
INP	- Instituto Nacional de Petróleos
IPP	- Imposto sobre a Produção do Petróleo
IRPC	- Impostos sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IRPS	- Imposto sobre Rendimento de Pessoas Singulares
ITIE	- Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva de Moçambique

LNG	- Liquefied Natural Gas
LRT	- Likelihood Ratio Test
MQO	- Mínimos Quadrados Ordinários
MRV	- Mozambique Rovuma Venture
MT	- Meticais
NERSA	- National Energy Regulator of South Africa
OCDE	- Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico
OE	- Orçamento do Estado
PIB	- Produto Interno Bruto
PP	- Phillips e Perron
PPB	- Petroleum Price Board
PT	- Preços de Transferência
RM	- Receita Marginal
ROMPCO	- Republic of Mozambique Pipeline Company
RPT	- Regime de Preços de Transferência
SASOL	- South Africa Synthetic Oil Liquid
SIC	- Schwarz Information Criterion
SPI	- SASOL Petroleum International
SPT	- SASOL Petroleum Mozambique Limitada
TCF	- Triliões de Pés Cúbicos
TEDI	- Tributação Eficiente para Desenvolvimento Inclusivo
TOTAL	- Total Energies
TTF	- Netherlands Title Transfer Facility
UK	- United Kingdom
USD	- Dólar dos EUA
UTIE	- Unidade de Tributação da Indústria Extractiva
VAR	- Vector Auto-regressivo

RESUMO

Moçambique tem registado um crescimento assinalável das operações das empresas multinacionais no sector de petróleo e gás e as empresas que operam neste sector usam estruturas de *marketing* que incorporam entidades relacionadas, que fazem a venda entre empresas do mesmo grupo. Assim, esta dissertação investiga empiricamente, se o preço de transferência de gás natural de Moçambique responde significativamente às mudanças dos preços de gás natural dos mercados internacionais (África do Sul, América do Norte e Europa), usando dados de séries temporais mensais referentes ao período de 2005-2021. A realização desta pesquisa é motivada pelo facto do país registar elevados investimentos das multinacionais no sector de hidrocarbonetos e aliado ao facto do país ter pouca experiência neste sector, correndo, por isso, o risco de manipulação dos preços de hidrocarbonetos por parte das empresas multinacionais, um facto que reduz a sua base fiscal através da utilização de preços de transferência e consequente perda de receitas para o país. O estudo adopta o modelo Auto - regressive Distributed Lag (ARDL). Os procedimentos econométricos são realizados em duas fases. Primeiro é realizado o teste de cointegração, para verificar a relação de longo prazo. Em seguida, é estimado o modelo ARDL de curto prazo, com recurso ao método dos Mínimos Quadrados Ordinários. Os resultados do teste de cointegração indicam que o preço de transferência de gás natural de Moçambique não tem nenhuma relação de longo prazo com os preços internacionais, significando que qualquer variação dos preços de gás natural nos mercados internacionais o preço em Moçambique mantém-se inalterado. Os resultados da estimação de potenciais perdas de receitas do imposto de produção de gás natural, mostrou uma perda da receita desse imposto no valor acumulado de 41.259,5 milhões de MT, (correspondente a uma média anual de 2.427,0 milhões de MT) entre 2005 e 2021, ao se aplicar os preços de gás natural da África do Sul. Tendo a maior perda de receita ocorrido no segundo cenário, quando aplicados os preços do mercado da Europa, no valor acumulado na ordem de 47.027,95 milhões MT (uma média anual de 2.766,4 milhões de MT) para o mesmo período em análise. Os resultados do estudo sugerem a necessidade de se rever o actual Decreto 70/2017, de 6 de Dezembro do regime de preços de transferência, de modo a reforçar o papel e regulamentar o processo de aplicação do preço de transferência na indústria de gás, para permitir uma maior fiscalização do processo de aplicação dos preços de transferência pela Administração Tributária.

Palavras-chave: Preço de transferência, preço de gás natural.

ABSTRACT

Mozambique has experienced remarkable growth in the operations of multinational companies in the oil and gas sector. These companies utilize marketing structures that incorporate related entities, facilitating sales between companies within the same group. Therefore, this dissertation empirically investigates whether Mozambique's natural gas transfer pricing responds significantly to changes in natural gas prices in international markets (South Africa, North America, and Europe), using monthly time series data from 2005 to 2021. This research is motivated by the country's high level of investment by multinational companies in the hydrocarbon sector, coupled with its limited experience in this area. This puts the country at risk of hydrocarbon price manipulation by multinational companies, which reduces its tax base through the use of transfer pricing and consequently leads to revenue loss. The study adopts the Autoregressive Distributed Lag (ARDL) model. Econometric procedures are performed in two phases. First, a cointegration test is performed to verify the long-term relationship. Then, the short-term ARDL model is estimated using the Ordinary Least Squares method. The results of the cointegration test indicate that the natural gas transfer price in Mozambique has no long-term relationship with international prices, meaning that any variation in natural gas prices in international markets does not affect the price in Mozambique. The results of the estimation of potential revenue losses from the natural gas production tax showed a cumulative loss of 41,259.5 million MT (corresponding to an annual average of 2,427.0 million MT) between 2005 and 2021 when applying South African natural gas prices. The largest revenue loss occurred in the second scenario, when applying European market prices, with a cumulative value of approximately 47,027.95 million MT (an annual average of 2,766.4 million MT) for the same period under analysis. The study results suggest the need to review the current Decree 70/2017 of December 6th, concerning the transfer pricing regime, in order to strengthen the role and regulate the transfer pricing application process in the gas industry, allowing for greater oversight of the transfer pricing application process by the Tax Administration.

Keywords: Transfer pricing, natural gas price.

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

Nas secções que seguem, descreve-se o contexto no qual está inserido o tema de pesquisa, declara-se o problema de pesquisa, fundamenta-se o tema de pesquisa, definem-se os objectivos e apresenta-se a estrutura desta dissertação.

1.1 Contextualização

A crescente globalização dos mercados, caracterizada pela liberalização das transacções de bens e serviços, trouxe novas oportunidades às empresas multinacionais (EMNs) de expandir as suas actividades económicas em vários países, por meio de filiais, subsidiárias e outras formas de representação. Actualmente, cerca de 60% das transacções do comércio no mundo ocorrem entre entidades relacionadas com EMNs localizadas em diferentes jurisdições que oferecem taxas de impostos mais baixos (OECD, 2018). Os preços dessas transacções são sempre controversos, pois estas não podem ser verificadas em muitas jurisdições e, na maioria das vezes, não seguem as regras do mercado e, estes são designados por preços de transferências (Bhat, 2009).

Segundo Borkowski (1997), o preço de transferência (TP) é o processo através do qual duas entidades relacionadas, sectores ou partes da mesma entidade, acordam preços praticados nas suas operações comerciais, incluindo operações financeiras, com o objectivo de reduzir o lucro da empresa em situação fiscal em benefício da empresa com menor incidência fiscal. Trata-se de duas entidades relacionadas, onde o preço praticado entre elas, na maior parte, pode não reflectir o custo dos bens e serviços quando adquiridos no mercado através de entidades não relacionadas.

Aqueles preços têm um impacto directo nas receitas fiscais, principalmente nos países em desenvolvimento ricos em recursos minerais e hidrocarbonetos. Estes preços são os mais susceptíveis à manipulação dos preços de transferência por parte dos investidores, devido à capacidade limitada dos países ricos em recursos naturais em fiscalizar as transacções económicas das EMNs.

Bernard e Weiner (1996) salientam que as variações das alíquotas dos impostos entre países criam oportunidades para arbitragem tributária por parte das EMNs, através do uso de preços de transferência nos bens e serviços negociados entre empresas do mesmo grupo, levando a um subfacturamento nas exportações ou a um superfacturamento nas importações.

Entretanto, vários países, tanto desenvolvidos e em desenvolvimento, têm adoptado medidas e controlo sobre a conformidade de preços de transferências. Onde estes têm introduzidos regulamentos e auditorias de preços de transferência, com objectivo de impedir que a sua base tributária não seja corroída pelas manipulações dos preços de transferências.

Os Estados Unidos de América (EUA) introduziram em 1935 o princípio de *arm's length - ALS* (princípio da plena concorrência) nas resoluções do Tesouro norte-americano “*US Treasury Regulations*”, e, mais tarde, introduzido na Convenção Tributária, o Modelo da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) de 1963 sobre o direito de ajuste dos lucros entre partes relacionadas com base no princípio *arm's length* (OECD, 2010).

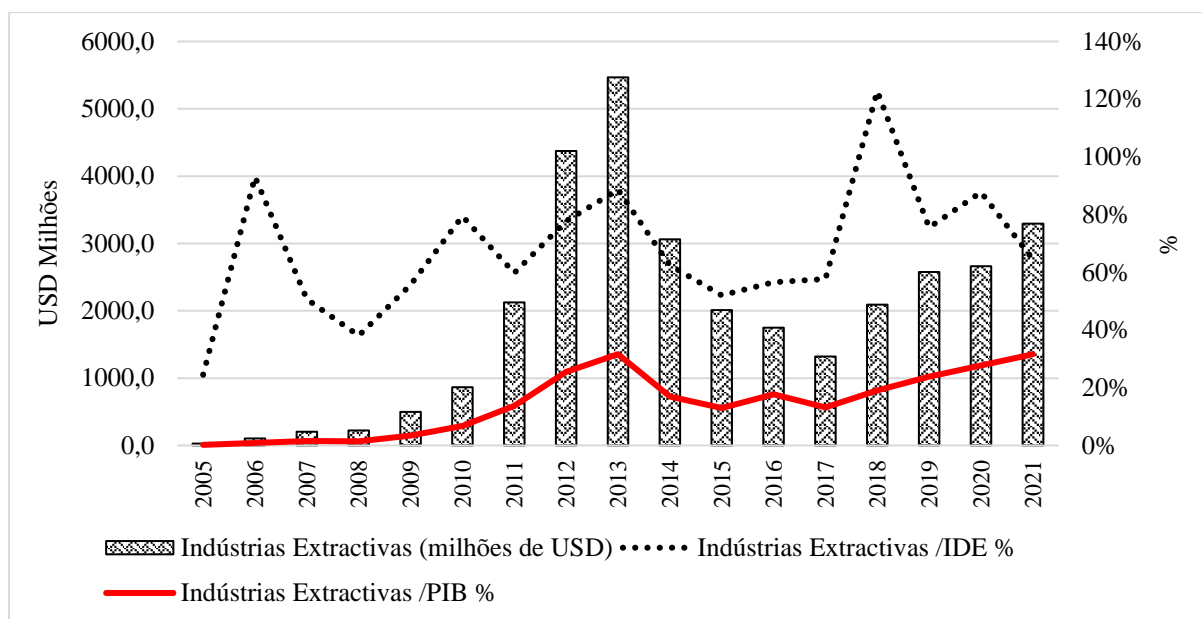
Segundo a OECD (2010), o princípio da plena concorrência (ALS) salienta que as transacções dentro de um grupo multinacional devem reflectir as condições que ocorreriam entre empresas independentes. Este princípio fornece às autoridades fiscais dos países membros e não membros da OCDE, um ajustamento de preços de transferência e uma simetria no tratamento de impostos para as EMNs e as empresas independentes.

No que concerne aos países africanos, destacam-se África do Sul, Quênia, Nigéria, Uganda, Egipto, Gana, Benin, Zâmbia e Tanzânia, que estabeleceram regulamentos e criaram unidades que lidam com questões de TP dentro das suas Administrações Tributárias (Kabala e Manenga, 2018).

Em Moçambique, a legislação sobre preços de transferência foi introduzida à luz dos termos do Artigo 49 do Código do Impostos sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (CIRPC), aprovado pela Lei nº 34/2007, de 31 de Dezembro. Apesar daquele código prever correcções a luz de preços de transferência, o mesmo não permitia maior actuação por parte da Autoridade Tributária de Moçambique (AT) na monitoria dos preços de transferências praticados pelas empresas multinacionais.

Nesta perspectiva, o Governo de Moçambique decidiu elaborar um decreto específico de preços de transferência, introduzindo o Decreto 70/2017, de 6 de Dezembro do regime de preços de transferência. Este decreto surgiu com objectivo de AT proteger a base tributária do país, face ao elevado crescimento das operações das EMNs em Moçambique, particularmente no sector da indústria extractiva. O vigente sector tem atraído grande volume do Investimento Directo Estrangeiro (IDE), conforme ilustra o gráfico 1.1 a evolução do IDE no sector da indústria extractiva entre o período de 2005 e 2021.

Gráfico 1.1: IDE na Indústria Extractiva em Milhões de USD, 2005-2021



Fonte: BM (2022)

O gráfico acima mostra que o volume do IDE no sector da indústria extractiva cresceu, em média anual, 45% entre 2005 e 2021. Entre 2012 e 2013, o IDE atingiu o pico de USD 4.374,25 milhões e USD 5.469,76 milhões respectivamente, o que corresponde a 26% e 32% em termos de percentagem do Produto Interno Bruto (PIB), respectivamente.

Segundo o BM (2012 e 2013), em 2012 o IDE esteve mais concentrado nos projectos de extracção mineira, dos quais, 1.243,04 milhões de USD foram destinados ao financiamento da importação de maquinaria e o remanescente (924,8 milhões USD), para o pagamento de prestação de serviços de construção e serviços empresariais. No mesmo ano, houve também investimentos em cerca de 1.747,0 milhões de USD na exploração do gás natural, dos quais, 9% foram destinados ao financiamento de importação de equipamentos e 91% para o pagamento de prestação de serviços de pesquisa e estudos geofísicos. Este culminou com a descoberta de reserva de gás natural de cerca de 180 triliões de pés cúbicos (Tcf) na Bacia do Rovuma, província de Cabo Delgado. Em 2013, os investimentos realizados centraram-se na implantação das unidades fabris, expansão da capacidade produtiva e de escoamento e prestação de serviços dos projectos já instalados.

De 2014 a 2017, o IDE desacelerou, em média na ordem de 29%, devido ao abrandamento das actividades geológica registadas no sector petrolífero. Contudo, as companhias petrolíferas continuaram com actividades conducentes a certificação das reservas nas áreas que tiveram descobertas comerciais. Nos últimos anos (2018 a 2021), o IDE volta a registar um crescimento, mercê da construção da plataforma flutuante para a liquefacção do

gás natural na área 4 da Bacia do Rovuma, tendo atingido um pico na ordem de USD 3.292,6 milhões em 2021.

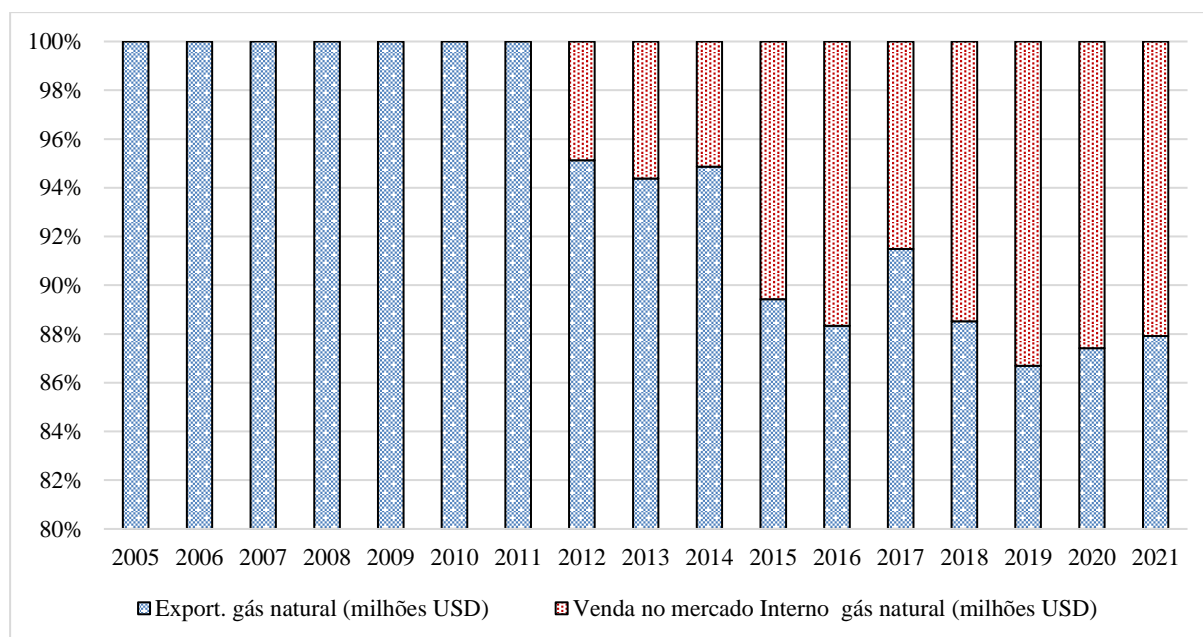
Actualmente, a produção do gás natural no país é produzida através de duas empresas multinacionais a Mozambique Rovuma Venture (MRV) e a SASOL Petroleum Mozambique Limitada (SPT). A MRV lidera o Projecto Coral Sul, que está sendo implementado pelas concessionárias da Área 4 da Bacia do Rovuma, na província de Cabo Delgado. Segundo INP (2022), a MRV é uma Joint Venture entre a Eni, Exxon-Mobil e a chinesa CNPC, que juntas detém 70% no contrato de concessão para exploração e produção. Em conjunto com a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), a Galp Energia Rovuma e a KOGAS Moçambique, cada uma com 10%. A produção e exportação do Gás Natural Liquefeito (GNL) iniciaram-se em novembro de 2022, por meio de uma plataforma flutuante de gás natural liquefeito.

Por seu turno, a SPT produz gás natural desde 2004 no Bloco de Pande e, em 2009, o campo de Temane, que foi acoplado ao sistema, província de Inhambane. A SPT é uma subsidiária da SASOL Petroleum International (SPI), empresa sul-africana, e a mesma tem uma participação de 70% dos campos da produção do gás; a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH), que é uma subsidiária da empresa pública da ENH, com participação de 25%; e o International Finance Corporation (IFC), membro do Grupo Banco Mundial, com participação de 5% (CMH, 2013).

Todavia, a maior parte do gás natural produzido pela SPT (isto é, cerca de 80%) é exportada para a empresa SPI, através do gasoduto de 865 Km dos blocos de Pande-Temane, em Inhambane, até Secunda, em Mpumalanga, na África de Sul¹ (INP, 2021). O Gráfico 1.2 ilustra a evolução das exportações e das vendas de gás natural no mercado interno em Moçambique entre o período 2005 e 2021.

¹ Vide anexo B a estrutura do mercado de gás na África do Sul.

Gráfico 1.2: Exportações e Venda de Gás Natural no Mercado Interno, 2005 e 2021



Fonte: BM (2022) e GECF (2022)

O gráfico acima mostra claramente que, até 2011, toda a produção do gás natural era destinada à exportação com destino à África do Sul, o que significa uma transacção intraempresas (de SPT para SPI) na compra e venda de gás natural. A partir de 2012, quase 5% da produção de gás natural passa a ser vendida no mercado interno, nomeadamente para as seguintes empresas: a Central Térmica de Temane, a Central Termoelétrica Kuvaninga, a Central Termoelétrica de Ressano Garcia, a Central Termoelétrica Gigawatt e a Central Termoelétrica de Maputo.

Porém, a venda de gás natural para a África de Sul ocorre dentro do mesmo grupo, SASOL, o que significa que, entre entidades relacionadas, ocorre a cobrança por transacções intra-empresas e os preços de transferência reflectem o registro dessas transacções, como por exemplo, serviços, royalties, taxas técnicas e administrativos. A prática de preços de transferência, bem como a transferência de lucros no sector de hidrocarbonetos, pode levar a uma redução das receitas do país provenientes desse sector, tendo presente que o foco principal dos regulamentos de preços de transferência está nas transacções estrangeiras (transfronteiriças) de entidades relacionadas.

É neste contexto que se insere esta dissertação de mestrado, na qual se pretende investigar empiricamente, se o preço de transferência de gás natural de Moçambique responde significativamente às mudanças dos preços de gás natural dos mercados internacionais (África do Sul, América do Norte e Europa).

1.2 Motivação

A escolha do tema reside no facto de Moçambique estar a registar um crescimento das operações das EMNs que têm operado no sector petrolífero, particularmente no setcor de gás natural. As operações petrolíferas neste sector são todas realizadas pelas empresas multinacionais que são filiadas de grandes empresas, com destaque para a SASOL, Exxon-Mobil, ENI, GALP, TOTAL, Anadarko, Rosneft, Mitsui e ONGC Videsh, em que cada uma delas possui várias subsidiárias ou entidades relacionadas localizadas em diferentes países ao redor do mundo.

Aquelas empresas alocam a maior parte dos seus investimentos nas suas filiadas localizadas em jurisdição de baixa tributação. E Moçambique, um país rico em recursos de hidrocarbonetos e com pouca experiência na exploração e produção de gás natural, pode estar sujeito ao risco de manipulação de preços de transferência por parte das empresas multinacionais.

Ademais, o país iniciou recentemente, no quatro trimestre de 2022, com a produção e exportação de gás LNG de uma das grandes reservas de gás na Bacia do Rovuma, província de Cabo Delgado. Com a exploração dessas reservas, o país se prepara para se tornar um grande produtor de gás, na qual espera arrecadar, em termos de receita fiscais, cerca de USD 19,3 bilhões para o Estado durante 25 anos (INP 2022).

É neste contexto que o presente estudo pretende contribuir para o enriquecimento do debate sobre preços de transferência no sector petrolífero, tendo presente que existem poucos estudos sobre o tópico no contexto moçambicano, com destaque para: CIP (2013); CIP (2017) e Charles (2021). O estudo de Charles (2021) por exemplo, faz uma análise qualitativa do regime de preço de transferência no sector da indústria extractiva em Moçambique, com ênfase para o projecto de gás de Pande e Temane. O autor mostra que a legislação em vigor em Moçambique sobre o preço de transferência, não trouxe nenhuma contribuição para o aumento das receitas fiscais. Entretanto, o estudo não indica as perdas fiscais que o país sofreu com a manipulação dos preços de transferência por parte das EMNs.

Assim, o presente estudo tenta responder a este gap ao trazer uma nova abordagem de análise do preço de transferência, baseada numa análise empírica da relação dos preços do gás natural de Moçambique com os preços dos mercados internacionais e estimar as possíveis perdas das receitas fiscais. E, neste contexto, identificar as principais barreiras que existem na implementação do regime de preços de transferência no país e, por conseguinte, destacar as áreas que requerem maior atenção na revisão construtiva do actual quadro legal do regime de preço de transferência em vigor no país.

Ademais, a Autoridade Tributária de Moçambique criou em 2017 a Unidade de Tributação da Indústria Extractiva (UTIE), que tem a responsabilidade de monitorar as actividades das empresas petrolíferas e das mineradoras, de modo a garantir uma tributação justa e eficiente, bem como analisar os riscos decorrentes da implementação dos projectos que podem afectar a base tributária.

Espera-se que, esta pesquisa venha contribuir para os debates sobre os preços de transferências no sector da indústria extractiva e dos principais mecanismos que a Administração Tributária deve ter maior atenção na monitoria dos preços de transferência. Igualmente, espera-se que este estudo forneça contribuições valiosas, na intensificação de análise dos preços de transferência ao nível das EMNs, por parte da Administração Tributária, tendo presente a actual dinâmica da economia moçambicana, que tem demonstrado significados avanços na exploração de hidrocarbonetos.

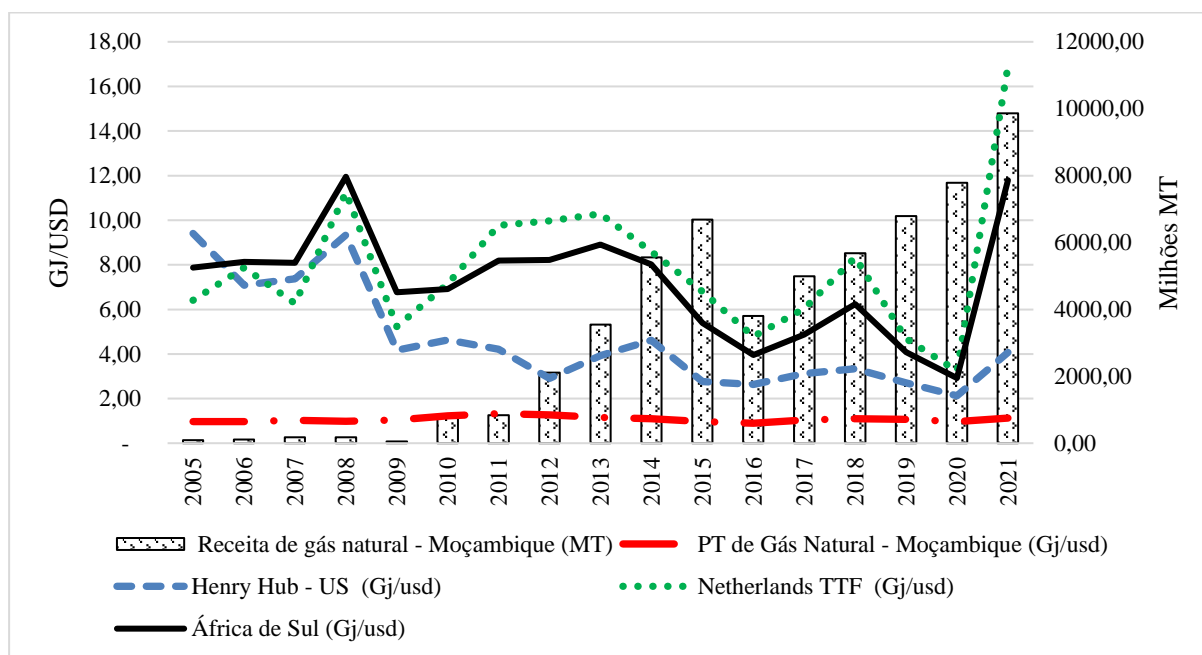
1.3 Problema de Pesquisa

O gás natural é a fonte energética mais utilizada no mundo inteiro depois do petróleo, com maior incidência na Europa, Japão e Índia (Sousa, 2018). As actividades comerciais neste sector é dominada pelas empresas multinacionais, que geralmente possuem várias subsidiárias localizadas em diferentes países, fornecendo serviços em toda cadeia de valor da indústria de petróleo e gás.

Ao nível da região, existem cinco países com reservas potenciais de gás, nomeadamente: Moçambique, Angola, África do Sul, Botsuana e Namíbia. De acordo com a Transnet (2014), o potencial total de reservas comprovadas de gás na sub-região é estimado em cerca de 221 triliões de pés cúbicos (Tcf), dos quais aproximadamente 70% (cerca de 154,5 Tcf) desse potencial estão em Moçambique, sendo a África do Sul o principal mercado.

A produção do gás natural em Moçambique iniciou em 2004, através da empresa SPI, que tendem 70% de exploração dos campos de Pande e Temane na província de Inhambane. Isto é, a mesma empresa que explora o gás natural nesta província é uma subsidiária da empresa mãe da Africa de Sul, a SASOL. No entanto, o preço praticado na venda do gás natural de Moçambique para a África de Sul não reflecte o preço de mercado, conforme ilustra o gráfico abaixo.

Gráfico 1.3: Evolução do Preço e Receitas de Gás Natural em Moçambique, 2005-2021



Fonte: CIP (2017), ITIE -Moçambique (vários anos) e Banco Mundial (2022)

O gráfico 1.3 mostra que, o preço de gás natural de Moçambique não variou muito entre 2015 e 2021, estando na média de 1,07 GJ/USD contra os 4,61 GJ/USD, 9,09 GJ/USD e 8,05 GJ/USD observados nos principais mercados internacionais de venda de gás natural, nomeadamente: Henry Hub – US, Netherlands TTF e Heren NBP -Reino Unido. Este facto ilustra que, os níveis dos preços de gás em Moçambique (neste caso da empresa da SASOL) estão muito abaixo dos preços dos principais mercados internacionais. Isso, em parte, pode ter influenciado também os níveis de arrecadação das receitas fiscais do gás para no país, que não ultrapassaram a 2% do PIB durante o período em análise, tendo o Estado arrecadado em média por ano cerca de 182,28 milhões MT.

Enquanto os preços de gás nos mercados internacionais convergem entre si, o mesmo não acontece no caso do preço de gás de Moçambique, que não evolui na mesma direção que os preços internacionais. Segundo o relatório do CPI (2013), a estrutura de preço de venda de gás natural de Moçambique afectou significativamente as receitas fiscais deste sector. Pois os acordos de venda de gás não foram baseados no preço *netback*, mais sim numa fórmula² complicada que não faz nenhuma referência ao preço de gás no local onde este é vendido.

Estima-se que, apenas com as transacções da Sasol Petroleum Temane (SPT), registada em Moçambique, e a Sasol Petroleum International (SPI), registada e baseada na África do Sul,

² Vide em Anexo A, a estrutura de preço de venda do gás da empresa SASOL.

o Estado tenha perdido cerca de 50 milhões de dólares devido a preços de transferência abusivos na venda de gás entre as duas empresas no período entre 2004-2014 (CPI, 2024).

Por seu turno, Salimo et al. (2020) salientam que, durante a primeira e segunda fase do projecto de gás de Pande-Temane, as receitas de gás natural de Moçambique foram relativamente muito baixas, devido ao preço de venda de gás praticado, mesmo com o aumento da produção nos dois campos.

Tendo presente que o país tem observado, nos últimos tempos, um crescimento na indústria de gás, existe um risco de os contratos do preço de venda de gás não se aplicarem aos padrões dos preços dos mercados internacionais. De acordo com CPI (2024), a venda de gás a preços reduzidos para uma empresa afiliada, pelo uso de vendas antecipadas ou ainda pela protecção do preço, inflacionando os custos de comercialização da mercadoria, leva a uma menor base tributável. Esta situação pode distorcer a competição no mercado, beneficiando empresas afiliadas em detrimento das não-afiliadas.

McLean et al. (2021) salientam que o risco de preços de transferência no sector de gás pode ocorrer em cada uma das etapas da cadeia de abastecimento de gás natural, assim como no preço dos hidrocarbonetos vendidos a jusante. Pois, na indústria de gás existem diferentes mercados com características peculiares que provocam uma variação nos preços de gás. E se o contrato da venda de gás entre o país detentor de recurso e a empresa exploradora de gás for vinculado ao preço de referência de um mercado específico, existe, portanto, um risco de o exportador vender o gás para os mercados com os preços mais altos e este computar um *netback*³ baseado no mercado de preços mais baixos no contrato com o país detentor do respectivo recurso.

O estudo sobre o papel do RPT na redução da prática dos preços de transferência abusivo no sector da indústria extractiva em Moçambique, realizado por Charles (2021), mostrou que o actual RPT em vigor em Moçambique, não trouxe alterações significativas no aumento do preço de venda de gás natural e consequente aumento significado das receitas fiscais entre a SPT e SPI. O mesmo autor adverte que aquele facto se deve ao conflito de interesse da empresa, dado que a exploração e venda de gás natural é feita pelo mesmo grupo da empresa, SASOL.

Tendo presente aquele desiderato, o presente estudo tenda responder à seguinte questão fundamental de pesquisa:

³É o lucro bruto por barril de petróleo produzido por uma empresa de petróleo e gás (Kenton, 2022).

- Será que o preço de transferência de gás natural de Moçambique e os preços dos mercados internacionais convergem significativamente ao longo do tempo?

Este estudo cobre o período entre 2005 e 2021. A escolha desse período é explicada pelo facto de 2005 marcar o início do elevado volume de produção e, conseqüentemente, de exportação do gás natural no país. Além disso, o mesmo período abarca a cobrança de impostos nacionais cobrados no âmbito das operações petrolíferas. Finalmente, a escolha em causa é justificada pela disponibilidade de dados para a análise do sector de gás natural.

1.4 Objectivos do Estudo

O objectivo geral deste estudo é investigar empiricamente se o preço de transferência de gás natural de Moçambique responde significativamente às mudanças dos preços de gás natural dos mercados internacionais, no período de 2005 e 2021. Este objectivo será alcançado através dos seguintes objectivos específicos:

- Analisar a correlação entre os preços de transferências de gás natural de Moçambique e os preços de gás natural dos mercados internacionais;
- Testar a relação de curto prazo e de longo prazo dos preços de transferências de gás natural de Moçambique e os preços dos mercados internacionais;
- Quantificar as potências perdas de receitas devido a manipulação dos preços de transferência.

1.5 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, nomeadamente Introdução, Revisão da Literatura, Metodologia, Análise de Resultados e Conclusões.

O segundo faz a revisão da literatura teórica e empírica sobre os preços de transferência que podem oferecer uma estrutura e uma perspectiva útil para o caso de Moçambique. O terceiro capítulo apresenta a metodologia usada na pesquisa, descreve os métodos de procedimentos de análise incluindo a análise de dados. O quarto capítulo apresenta, interpreta e analisa os resultados do estudo. O último capítulo tece as conclusões do estudo, dá as recomendações de política e identifica as limitações deste estudo.

CAPÍTULO: REVISÃO DA LITERATURA

Nas secções que seguem, faz-se o enquadramento teórico e apresenta alguns estudos empíricos anteriores relacionados e avalia-se criticamente a literatura revista.

2.1 Enquadramento Teórico

Nas subsecções que se seguem, definem-se os conceitos básicos usados neste estudo, descreve-se a relação entre os preços de transferências de gás natural e os preços de mercados internacionais e apresenta-se a modelização da relação em causa.

2.1.1 *Definição de Conceitos Básicos*

Nos parágrafos que seguem, definem-se os seguintes conceitos básicos usados neste estudo: preços de transferências e preço de gás natural.

O preço de transferências geralmente é definido como o preço praticado nas transacções de bens e serviços entre membros do mesmo grupo com jurisdições em diferentes países (Agana et al., 2018). Trata-se de preços que não foram estabelecidos num mercado competitivo, podendo os mesmos desviar-se daqueles que teriam sido acordados entre entidades independentes em transacções similares. Esta é uma actividade que ocorre dentro das empresas multinacionais que operam em vários países, pois este afecta a gestão da empresa quando se pretende internacionalizar as actividades da empresa.

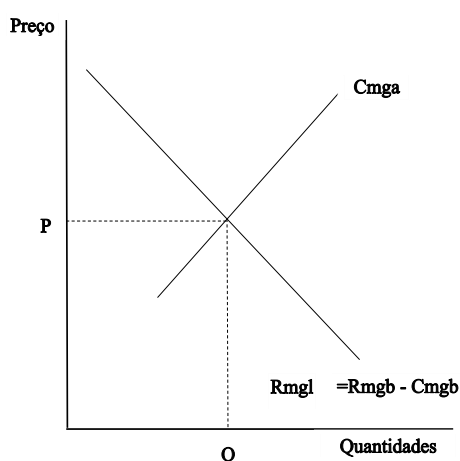
O preço de gás natural refere-se ao valor energético ou calorífico de gás. “O valor de aquecimento de gás natural depende da composição, e é definido como 1.000 unidades térmicas britânicas por pé cúbico padrão (BTU/scf); portanto, a cotação de preço é então entendida como o valor calorífico de gás natural por \$/1000scf” (Mutsua, 2018:8). Actualmente, existem duas principais referências de cotação de gás natural, nomeadamente o \$/mmBtu ou \$/MBtu e o\$/Gigajoule (GJ). No caso de Moçambique, os preços de gás natural são expressos em Dólar Americano por Gigajoule (USD/GJ), dos quais um GJ é directamente equivalente a 0,9478 MBtu.

2.1.2 Abordagem Diagramática de Preços de Transferências

O problema da fixação de preços intra-empresas, entre a divisão de uma empresa descentralizada vertical ou horizontalmente, é geralmente semelhante ao problema clássico da economia (Nam,1970), onde o preço ótimo é determinado no ponto onde a receita marginal é igual ao custo marginal. Esta teoria económica é originariamente defendida por Solomns (1965), Hishleifer (1956) e Morris (1968). Estes economistas argumentam que, num mercado perfeitamente competitivo, o preço do bem é determinado pelas forças do mercado, enquanto num mercado imperfeito o mesmo é determinado pelo custo marginal (concorrência monopolista, oligopólio e monopólio).

Nam (1970) mostra a problemática do preço de transferência com os princípios de economia nos diferentes mercados. O mesmo autor parte dos pressupostos de que “(i) uma empresa com duas divisões: a divisão de produção, que produz o bem intermediário, e a divisão de processamento, que transforma o bem intermediário e vende o produto final no mercado (fora da empresa); (ii) a divisão de produção tem o seu custo marginal da produção (Cmga) e a receita marginal (Rmga) e, por sua vez, a divisão de processamento tem o seu custo marginal da transformação do bem final (Cmgb) e a receita marginal (Rmgb)” (Nam, 1970, pp:28). O Gráfico abaixo mostra a forma simples do mecanismo de preço de determinação do preço ótimo de transferência.

Gráfico 2.1: Preço Ótimo de Transferência



Fonte: Nam (1970)

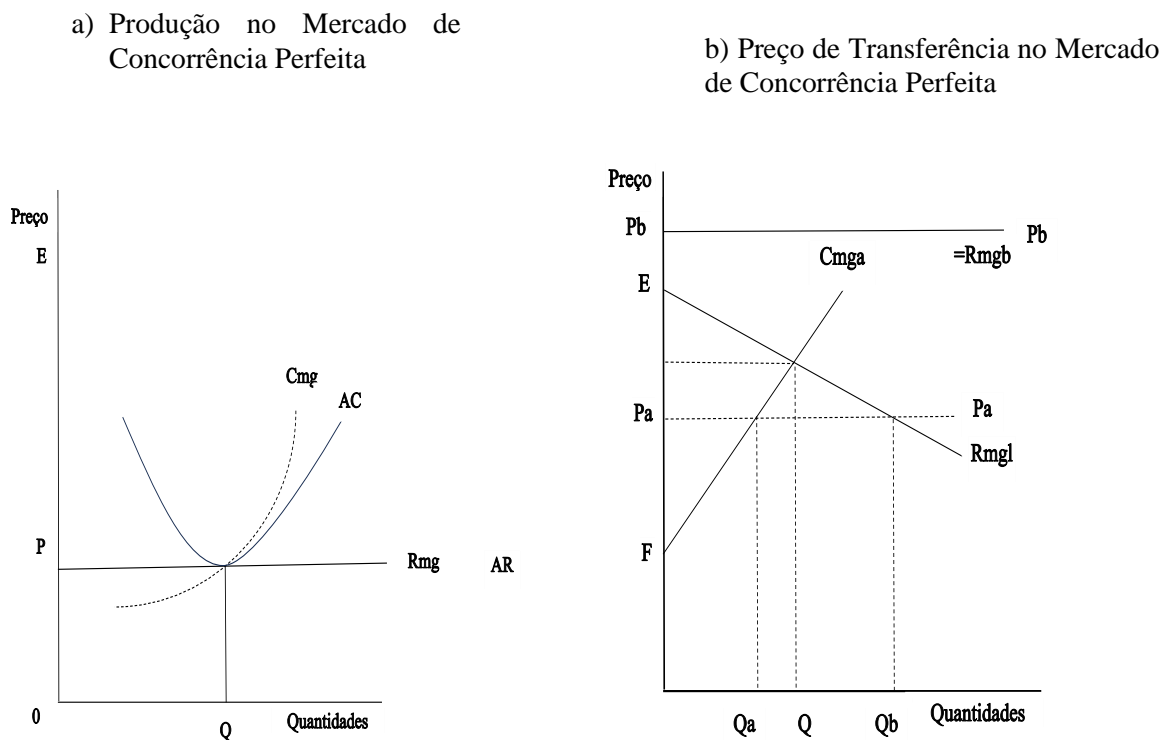
Notas: P = preço de transferência do bem, Q=quantidades transaccionadas do bem, Cmga= curva do custo marginal da produção, Cmgb = custo marginal da divisão do processamento, Rmgb= receita marginal da divisão de processamento e Rmg = receita marginal líquida.

O gráfico 2.1 mostra que o preço de transferência é determinado pela intersecção entre a curva de custo marginal da divisão de produção e a curva de receita marginal líquida da divisão de processamento. No mesmo gráfico “P” corresponde o preço de transferência que levaria as duas divisões autônomas a maximizarem os seus lucros. A curva C_{mga} é positivamente inclinada, o que significa que, à medida que o preço aumenta, a produção aumenta. O R_{mgL} é a curva da receita marginal líquida da divisão de processamento. A R_{mg} também representa o preço do produto final menos o custo marginal de processamento do bem intermediário ($R_{mgb} - C_{mgb}$). Esta curva é negativamente inclinada, significando que, um aumento do custo marginal (C_{mb}) da divisão do processamento está sendo deduzido de um preço de venda constante por unidade do produto final (R_{mgb}).

A segunda premissa apresentada por Nam (1970) toma como referência a teoria desenvolvida por Hirsheifer (1956). Esta teoria salienta que, quando não existe uma base de comparação dos preços dos bens intermediários, isto é, preço do mercado, o preço de transferência deve ser ajustado ao custo marginal da unidade da produção que produz o bem. Nos casos em que existe um mercado perfeitamente competitivo, o preço de transferência deve ser ajustado ao preço de mercado.

Hirsheifer desenvolve um modelo teórico que explica em que circunstâncias o custo marginal é considerado o preço de transferência, nos mercados de concorrência perfeita e imperfeita. O mesmo autor assume que, no mercado de concorrência perfeita: “as divisões (produção e de processamento) são livres para determinar sua própria produção; cada divisão é indiferente entre negociar a mercadoria intermediária dentro ou fora da empresa, dado que ambos gozam da independência tecnológica; tanto o mercado intermediário, como o mercado de bens final entre as divisões e o mercado externo são competitivos” (Hirsheifer, 1956, pp 12). O gráfico 2.2 ilustra a determinação do preço no mercado de concorrência perfeita.

Gráfico 2.2: Preço de Transferência no Mercado de Concorrência Perfeita



Fonte: Nam (1970)

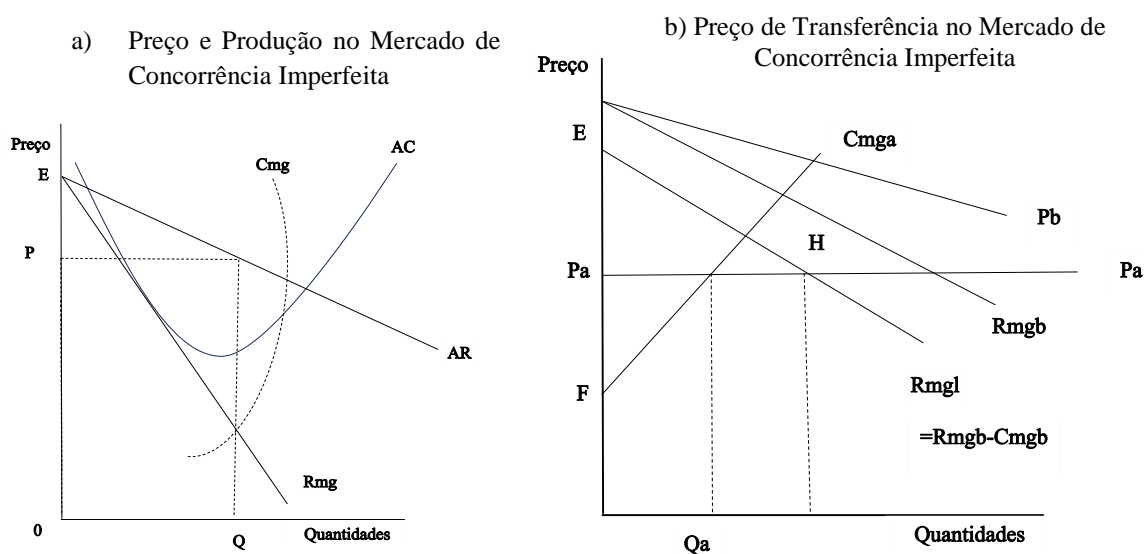
Notas: P = preço de transferência do bem, onde P_a = preço do mercado competitivo, P_b = preço da divisão de processamento, Q = quantidades transacionadas do bem, Q_a = quantidades do bem da divisão de produção, Q_b = quantidade do bem da divisão de processamento, C_{mg} = custo marginal, R_{mg} = receita marginal, C_{mga} = curva do custo marginal da produção C_{mgb} = custo marginal da divisão do processamento, R_{mgl} = receita marginal da divisão de produção, e R_{mgl} = receita marginal líquida.

O painel “a” do gráfico acima mostra que o mercado de concorrência perfeita. Na qual a empresa maximizará o seu lucro aumentando a produção até ao ponto em que o C_{mg} seja igual ao P . A empresa que opera no mercado de concorrência perfeita maximiza o seu lucro no ponto onde C_{mg} é igual a R_{mg} , que também está a produzir onde C_{mg} é igual ao P . No painel (b) do mesmo gráfico mostra que o preço de transferência óptimo é determinado pela intersecção entre a curva de custo marginal e a curva da receita marginal. O mesmo painel mostra a situação em que a divisão de processamento que utiliza um bem intermediário é abastecida tanto pela transferência do bem da divisão de produção como pelo mercado de concorrência perfeita, isto é, de fornecedores externos.

No mercado de concorrência perfeita, a linha horizontal P_b do painel (a) do gráfico acima representa não apenas a curva da procura do bem final da divisão de processamento, como também da curva da receita marginal da divisão de produção (Nam, 1970). Segundo o mesmo autor a venda do bem final e a receita marginal são constantes num mercado de

concorrência perfeita; a linha P_b é considerada horizontal. A divisão de produção fornecerá apenas unidades OQ_a a um preço de mercado competitivo P_a , pois o corte de mais do que isso irá aumentar a sua receita (conforme mostra a linha C_{mga}). Assim, a divisão de processamento obterá OQ_a do seu fornecimento do bem intermediário da divisão de produção que é dada pela área Q_aQ_b pela compra no mercado. Simultaneamente, a área $EPaH$ corresponde ao lucro da divisão processamento e a área $EPaG$ representa o lucro da divisão de produção (Nam, 1970). Os gráficos 2.3 ilustra a determinação do preço no mercado de concorrência imperfeita.

Gráfico 2.3: Preço de Transferência no Mercado de Concorrência Imperfeita



Fonte: Nam (1970)

Notas: P = preço de transferência do bem, onde P_a = preço do mercado competitivo, Q = quantidades transacionadas do bem, Q_a = quantidades do bem da divisão de produção, Q_b = quantidade do bem da divisão de processamento, MR = receita marginal, C_{mgb} = custo marginal da divisão do processamento, R_{mgb} = receita marginal da divisão de processamento, C_{mga} = curva do custo marginal da produção, e R_{mgl} = receita marginal líquida.

O gráfico do painel (a), representa a curva de procura típica de um mercado de concorrência imperfeita. Segundo as regras desse mercado, os lucros da empresa serão maximizados no ponto onde o custo marginal é igual a receita marginal. Neste ponto, a empresa produzirá no nível de produção em que o preço é maior que o custo marginal. No painel (b) do mesmo gráfico, diferentemente do caso de mercado de concorrência perfeita, este mostra que a linha de preço (P_b) decresce da esquerda para a direita, uma vez que a divisão de processamento só pode conseguir aumentar a produção a um preço mais baixo (Nam, 1970).

O gráfico acima também mostra que, no mercado de concorrência imperfeito, a divisão de produção estará disposta a fornecer apenas a quantidade OQa ao preço de mercado actual Pa, pois as quantidades maiores a OQa acrescentam mais ao seu custo do que às suas receitas. Por outro lado, a divisão de processamento está disposta a adquirir uma quantidade OQb do bem intermediário ao preço de mercado actual Pa. Assim, a divisão de processamento pode adquirir a quantidade OQa do intermediário ao preço Pa da divisão de produção e uma quantidade adicional QaQb através da compra do fornecedor externo.

A teoria de Hirshleifer é considerada na literatura sobre preço de transferência como pioneira na análise económica dos preços de transferência e, desde então, tem sido ampliado o debate sobre os preços transferência, apresentado nova abordagem dos principais factores que influência a determinação do preço de transferência.

2.1.3 Modelização da Relação entre Preços de Transferência de Gás Natural de Moçambique e Preços de Mercados Internacionais

Nesta subsecção, é descrita a ferramenta económica usada para modelar as inter-relações entre o preço de transferência de gás natural de Moçambique e os preços dos mercados internacionais. Trata-se do modelo Auto-Regressivos de Desfasagens Distribuídas (ARDL), baseado no estudo de Pak et al. (2003). Essa abordagem permite analisar explicitamente, se o preço de transferência de gás natural de Moçambique segue a mesma tendência dos preços dos mercados internacionais.

Os modelos ARDL são modelos lineares de séries temporais nos quais as variáveis dependentes e independentes estão relacionadas não apenas contemporaneamente, mas também através de valores históricos (defasados). Segundo Hassler e Wolters (2005), o modelo geral estimado de ordem p e n na forma ARDL (p, q) para uma variável dependente e uma explicativa é dado por:

$$y_t = \alpha_0 + \alpha_1 t + \sum_{i=1}^p \phi_i y_{t-i} + \beta' x_t + \sum_{j=0}^q \beta'_j x_{t-j} + \varepsilon_t, \quad (2.1)$$

onde y_t representa a variável dependente, α_t é o intercepto, o subscrito a_i é conjunto dos coeficientes dos variáveis dependentes y_{t-i} , y_{t-i} é desfasagem da variável dependente, $i(=1,2,3,\dots,m)$ representa os valores das desfasados da variáveis explicativas, $j(=1,2,3,\dots,m)$ é a representação dos valores contemporâneos e desfasados das variáveis explicativa, x_{t-i} é

desfasagem da variável independente, β_i é o conjunto dos coeficientes das variáveis explicativas x_{t-j} , o subscrito $t(=1,2,3,\dots,n)$ é a dimensão temporal e ε_t é o erro termo, .

Para investigar a relação de longo prazo com a restrição do coeficiente β' , é testado a hipótese nula de que na equação 2.1, de que não apresentam uma relação de longo prazo ($H_0: \beta_{1j} = \beta_{2j} = \dots, n = 0$), contra a hipótese alternativa da existência de uma relação de longo prazo entre as variáveis do modelo ($H_0: \beta_{1j} \neq \beta_{2j} \neq \dots, n \neq 0$). Nesta perspectiva, aplica-se o teste F para testar a existência de relações de longo prazo (Kripfganz e Schneider, 2022). O valor observado da estatística F é calculado com ajuda da seguinte fórmula:

$$F = \frac{\frac{(RSSR - RSSU)}{q}}{\frac{RSSU}{(N - K - 1)}}, \quad (2.2)$$

onde $RSSR$ é a soma residual dos quadrados não explicada do modelo, $RSSU$ é a soma não explicada do modelo não restrito, q é o número de restrições, $N - K - 1$ é número do grau do denominador (onde N é o de observação e K é o número de variáveis explicativas dos parâmetros estimados).

A abordagem de Pesaran et al. (2001) calcula dois conjuntos de valores críticos para um determinado nível de significância. Um conjunto assume que todas as variáveis são $I(0)$ e o outro conjunto assume que todas são $I(1)$. A hipótese nula é rejeitada do seu valor observado de não cointegração se o resultado do teste F estimado for menor que o teste crítico (estimado da tabela distribuição F) e a hipótese alternativa que confirma a relação de longo prazo entre as variáveis isto é a existência de cointegração.

Os coeficientes da equação (2.1) são de curto prazo, para capturar o efeito de curto prazo dos preços internacionais de gas natural sobre o preço de transferência de gás natural é estimado o seguinte modelo dinâmico de correção de erros, representado pela equação abaixo:

$$\Delta y_t = \alpha_t + \sum_{i=1}^p \delta_i \Delta y_{t-i} + \sum_{j=0}^q \beta_j \Delta x_{t-j} + \lambda TCE_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (2.3)$$

Onde: Δ é desfasagem da primeira ordem, y_t representa a variável dependente, α_t é o intercepto, o subscrito δ_i é conjunto dos coeficientes dos variáveis dependentes y_{t-i} , y_{t-i} é desfasagem da variável dependente, $i(=1,2,3,\dots,m)$ representa os valores das desfasados da variáveis explicativas, $j(=1,2,3,\dots,m)$ é a representação dos valores contemporâneos e desfasados das variáveis explicativa, x_{t-i} é desfasagem da variável independente, $b\beta_i$ é o conjunto dos

coeficientes das variáveis explicativas x_{t-j} , λ é o coeficiente de ajustamento dos desvios que mostra a proporção dos desvios que são corrigidos, TCE_{t-1} representa o termo de correção do erro (TCE), ε_t é o erro termo, o subscrito $t(=1,2,3\dots,n)$ é a dimensão temporal.

2.2 Estudos Empíricos

A literatura empírica sobre manipulação de preços de transferência é muito escassa. Os estudos empíricos nessa área podem ser agrupados em dois tipos básicos. Primeiro, estudos de transferências de rendimento; estes testam se as multinacionais transferem rendimento para países com alíquotas mais baixas de impostos de rendimento. O segundo grupo de estudos, analisam as evidências de TP, comparando preços intra-firmas com os preços de mercado.

Tendo presente o objectivo principal do estudo, a análise dos trabalhos empíricos centra-se na análise de estudos do segundo grupo. Dentre vários estudos existentes, destacam-se, por ordem cronológica, as pesquisas de Bernard e Weiner (1996), Swenson (2001), Clausing (2003), Pak et al. (2003), Bernard, et al. (2006), Buettner e Wamser (2007), Liu et al. (2017), Davies et al. (2018), Wier (2020) e Kerko (2020).

Bernard e Weiner (1996) são considerados um dos precursores do estudo de preços de transferência no sector de hidrocarbonetos. Os autores analisaram os preços de transferência na indústria petrolífera canadense, comparando os preços de exportação do petróleo de Canada, com os preços de importação do petróleo dos EUA e os preços dos mercados internacionais de petróleo, usando o modelo de regressão linear de mínimos quadrados ordinários (MQO). Além dos preços do petróleo dos dois países e do mercado internacional, os autores usaram variáveis de controlo qualitativas como a qualidade do petróleo e tipos de transacções. Para a estimação do modelo, os autores usaram dados de séries temporais anuais entre 1974 e 1984. Os resultados do estudo de Bernard e Weiner (1996) mostraram que, as seis maiores filiais canadenses de multinacionais de petróleo, pagaram preços de importação de petróleo bruto que eram iguais ou inferiores aos preços de mercado. Os autores encontram evidência da manipulação de preços de transferência nas empresas petrolífera canadense, entretanto, este favoreceu mais o Canadá, beneficiando-se das práticas de preços de transferência de empresas multinacionais de petróleo.

Por seu turno, Swenson (2001) usou o modelo de regressão linear para estudar os preços de transferência reportados para um conjunto de produtos importados para os EUA do Canadá, França, Alemanha, Japão e Reino Unido, para um período de 1981 a 1988. Além de incluir os preços de diferentes produtos, o autor incluiu também no modelo a variável de controlo, o imposto sobre rendimento das empresas, como factor determinante que as empresas multinacionais usam como base para determinar o preço de transferência a ser prático por essas

empresas. Os resultados empíricos mostraram que, uma queda de 5% nas alíquotas do imposto sobre o rendimento das empresas estrangeiras levou a um pequeno aumento de 0,024% nos preços de importação dos EUA. Esta evidência de preços de transacção no comércio internacional, mostrou que a manipulação de preços de transferência de produtos não está relacionado com elevadas mudanças do imposto sobre o rendimento declarado pelas empresas.

Clausing (2003) avaliou o impacto das influências tributárias sobre os preços do comércio intra-empresas nos Estados Unidos. À semelhança de Swenson (2001), também usou um modelo regressão simples. Na sua pesquisa, Clausing usou dados mensais dos EUA entre 1997 e 1999 que incluem 22 mil categorias de produtos. Os resultados da regressão apontam para efeitos estatisticamente significativos das taxas de imposto sobre os preços tanto intra-empresas quanto não intra-empresas. Além disso, no caso dos preços intra-empresas, os preços das importações aumentaram e os preços das exportações diminuíram à medida que a taxa de alíquota do imposto doméstico aumenta. O estudo mostrou ainda que os preços praticados pelas empresa intra-empresas são muito abaixo dos preços praticados por empresas não relacionadas (intra-empresas).

Pak et al. (2003) analisaram as discrepâncias de preços de transferência entre Estados Unidos e Grécia referente ao ano de 1995, aplicando o modelo de regressão linear MQO. A base de dados usada pelos autores contém cerca de 18 milhões de transacções de importações de cerca de 15 mil produtos e 13 milhões de transacções de exportações que contêm 8 mil produtos comercializados entre os dois países durante aquele ano. A metodologia empregue pelos autores, consistiu em comparar os preços de cada produto negociado entre os Estados Unidos e Grécia, com os preços do mesmo tipo de produto dos Estados Unidos e o resto do mundo. Os resultados da análise mostraram fuga de capital que ocorreu na direção dos Estados Unidos, pois as importações para a Grécia estavam superfaturadas e as exportações estavam subfaturadas. Significando que, uma grande transferência de rendimento da Grécia para os Estados Unidos ocorreu durante o ano de 1995. O estudo mostra que a Grécia teria recebido cerca de US\$ 1,4 bilhão a menos em impostos do que receberia sem nenhuma manipulação de preços de transferência. A maior perda da receita no produto exportado foi de US\$ 1,6 milhão em magnésia fundida, um material usado para isolamento elétrico em elementos de aquecimento.

Igualmente ao estudo de Clausing (2003) acima apresentado, Bernard et al. (2006) examinaram como os preços estabelecidos por EMNs variam entre empresas independentes e empresas relacionadas nos EUA no período de 1993 e 2000. Diferentemente de Clausing (2003), os autores usaram dados alfandegários do nível da empresa e do produto de cada país,

permitindo que eles estimem com precisão os desvios de preços de mercado. O estudo empregou variáveis como países de destino, preços dos produtos dos países e meios de transporte. Os resultados mostraram que os preços que os exportadores dos EUA estabelecem para as empresas independentes são substancialmente maiores do que os preços praticados para as empresas relacionadas (isto é, suas filiadadas), e os mesmos preços não convergem com os preços de mercado ao longo do período de tempo. Os autores descobriram ainda que as mudanças nas taxas de câmbio têm efeitos diferenciais nos preços de mercado e de empresas relacionadas.

Buettner e Wamser (2007) usaram dados da Energy and Information Administration (EIA) de 77 países, durante o período de 1973 a 1984, com objectivo de estudarem os preços das EMNs de petróleo, comparando os preços de empresas não relacionadas. Os autores estimaram um modelo de regressão linear usando dados em painel de nível micro dos preços das empresas de indústria de petróleo localizadas em jurisdição com elevada taxa de imposto e das empresas localizadas em jurisdição com baixa taxa de imposto das empresas multinacionais. Os resultados mostraram que, as empresas de petróleo estavam menos envolvidas em preços de transferência motivados por impostos e que não havia correlação significativa entre diferenciais de preços de transferência e a taxa sobre rendimento. As evidências do estudo mostraram ainda uma correlação muito baixa entre os preços das empresas subsidiárias e os preços dos mercados internacionais.

Liu et al. (2017) exploram um conjunto de dados que combina os registos fiscais de multinacionais do Reino Unido na indústria e suas transacções comerciais internacionais de 2005 a 2011, com objectivo de estudar a manipulação de preços de transferência. Os autores usaram um modelo simples de regressão que mostra como as diferenças tributárias motivam as multinacionais a manipular os preços de transferência. A variação do diferencial do preço é feita através da comparação do preço cobrado por uma empresa multinacional não relacionada, com uma subsidiária estrangeira em relação ao preço cobrado por uma multinacional sem uma subsidiária no mesmo país em resposta a uma mudança na diferença da taxa de imposto entre o país de destino e o Reino Unido. Os resultados evidenciaram fortes evidências de manipulação de transferência de preços motivada por impostos em exportações de manufaturados para os países de destinos com impostos baixos. Um aumento de um ponto percentual no diferencial de impostos do país de destino do Reino Unido reduz os preços de exportação de partes relacionadas em relação aos preços de exportação de mercado em três por cento.

Por seu turno, Davies et al. (2018) também usam dados em nível das transacções de empresas, tal como o estudo de Liu et al. (2017), para investigarem a manipulação de preços de transferência na França. Para tal, aplicaram um modelo simples que ilustra como impostos e outros factores, como custos comerciais, o PIB per-capita, influenciam a estratégia de preços das empresas multinacionais usando os dados das declarações sobre preços de exportação intra-empresas e de mercado para um conjunto de empresas francesas no ano de 1999. Na sua estimação, os autores usaram dados em nível dos preços de empresa-produto-destino, comparando com os preços de mercado e de exportação intra-empresas. Tal como o estudo de Liu et al. (2017), os resultados do estudo Davies et al. (2018) também evidenciaram que os preços internos das empresas são mais baixos para os países de destino com taxas de impostos mais baixas e principalmente em paraísos fiscais.

Wier (2020) fornece a primeira evidência empírica de transferência directa de lucro por meio de manipulação de transferência dos preços em um país em desenvolvimento. Usando dados desagregados dos diferentes produtos alfandegários de nível de transacção da África do Sul do período de 2011-2015. O autor testa diretamente os desvios de preço de transferência em relação aos preços de mercado, aplicando o modelo de regressão simples de MQO, o que permitiu estimar o preço de mercado de cada transacção e de seguida comparar o preço unitário em transacções de intra-empresas relacionadas ao preço estimado de mercado. Os resultados mostraram que, as empresas multinacionais na África do Sul manipulam preços de transferência para transferir lucros tributáveis para os países com impostos baixos. A perda fiscal estimada dos bens importados é de 0,5% dos pagamentos de impostos sobre rendimento. O autor salienta que uma reforma recomendada pela OCDE não teve impacto no longo prazo na redução da manipulação dos preços de transferência.

Finalmente, Kerko (2020) examinou se os preços de transferência incorrectos podem ser encontrados nos preços de exportação de empresas multinacionais finlandesas. O autor usou um conjunto de dados mensais das alfândegas finlandesas sobre o comércio internacional de mercadorias do período de 2014-2017 e as estatísticas das empresas da Finlândia. Kerko (2020) aplicou um modelo de regressão em diferenças de efeitos fixos, onde as diferenças nos preços de exportação independentes e dependentes são comparadas em sua resposta às diferenças de imposto de destino. Os resultados empíricos mostraram que uma redução de 10% na alíquota de imposto de destino leva a uma redução de 1,2% nos preços de exportação intra-empresas das EMNs finlandesas.

2.3 Avaliação Crítica da Literatura Revista

A literatura apresentada nas secções anteriores deste capítulo 2.1 e 2.2 abordam a relação entre os preços de transferências e preços de gás natural dos mercados internacionais na indústria de petróleo e gás. Primeiramente foi feita uma introdução sólida e definições de conceitos básicos, sobre o preço de gás natural e preços de transferências. Nessa secção, foi possível perceber a simplicidade do conceito da formação do preço de transferências no sector de gás natural. Perceber as principais estratégias que as empresas multinacionais usam para manipular os preços de transferências, que são os regimes tributários vigentes nos países ricos em recursos hidrocarbonetos, através das suas empresas subsidiárias baseadas nestes países, afim de obter vantagem no mercado internacional.

No que concerne à abordagem da relação entre os preços de transferência e os preços de mercado na indústria de gás natural, demonstrada nos diferentes tipos de mercados, mostra que, tanto a literatura mais antiga, como a mais recente sobre preços de transferência de gás, não é unânimes se o preço de transferência óptimo, deve ser igual ao custo marginal da empresa fornecedora e da decisão centralizada (empresa sede de EMNs), ou se deve ser definido por negociação ou mesmo ao nível do preço de mercado. Entretanto, os autores como Solomns (1965), Hishleifer (1956) e Morris (1968), referido na subsecção 2.1.2 defendem a definição do preço de transferência a partir de preço de mercado, os autores baseiam os seus argumentos tendo presente as imperfeições de mercado.

No que concerne aos estudos empíricos, foi possível perceber que existem vários estudos empíricos que investigam sobre preços transferências e os preços de mercado internacional, em diferentes países, com destaque para os países desenvolvidos (EUA, França, Finlândia e Reino Unido). No entanto, a ênfase desses estudos é nos preços de comércio intraempresas de diferentes categorias de produtos e poucos estudos investigam os preços de transferências na indústria de gás. Dos poucos estudos empíricos que existentes sobre o tema em causa, destacam-se aqueles realizados por Bernard e Weiner (1996), Bernad et al. (2006) e Buettner e Wamser (2007). No que concerne aos estudos sobre os países africanos ricos em recursos naturais, a literatura é ainda mais escassa, um facto que justifica a realização do presente estudo.

Por seu turno, os resultados dos estudos empíricos revistos fornecem evidência indireta da manipulação dos preços de transferências pelas EMNs, onde os modelos de regressão linear são os mais usados para este tipo de análise. Este facto deve-se a limitação de dados que a maioria de estudos reportou. Os mesmos estudos de Bernard e Weiner (1996), Bernad et al. (2006) e Buettner e Wamser (2007), também evidenciam que os preços de transferência

praticados pelas EMNs no sector de hidrocarbonetos, na maioria das vezes, não convergem com os preços de mercado, criando desafios na modelagem e previsão da oferta, procura e definição de preço para as EMNs não correlacionadas.

No caso particular de Moçambique, a discussão do tema dessa pesquisa ainda não foi esgotada, um facto que requer a necessidade de se aprofundar os debates em curso sobre o mesmo. Nesta perspectiva, perceber quais são os riscos de preços de transferência na receita do gás natural e, deste modo, definir regulamentos para fiscalizar as transacções económicas dessas EMNs, com vista a minimizar os desvios das receitas não cobradas devido a manipulação de preços de transferências.

CAPÍTULO III: METODOLOGIA

Nas secções que se seguem, especifica-se o método usado neste estudo, formula-se e testa-se as hipóteses, apresentam-se os procedimentos de estimação e descrevem-se os dados de análise.

3.1 O Método de Análise Empírica

Para avaliar a relação entre o preço de gás natural de Moçambique e os preços dos principais mercados internacionais (África de Sul, Holanda e EUA), o estudo emprega o método econométrico baseado na análise de regressão do modelo ARDL adoptado a partir do estudo de Pak et al. (2003), abaixo especificado:

$$\begin{aligned} \ln P_{moz_t} = & \beta_0 + \beta_1 P_{sat1} + \beta_2 P_{hht1} + \beta_3 P_{ttft} + \beta_3 Prod_gasM + \beta_3 Exch_usd \\ & + \varepsilon_t, \end{aligned} \quad (3.1)$$

onde \ln é o logaritmo natural, P_{MOZt} é o logaritmo natural do preço de transferência (preço de venda de gás natural de Moçambique para África do Sul), o subscrito $t(= 1,2,3 \dots, n)$ é a dimensão temporal que representa meses, β_j ($= 0,1, 2, \dots, 5$) são os parâmetros do modelo, P_{SAT} Preço de gás natural na África de Sul, P_{ttft} Preço de gás natural no mercado Netherlands TTF, P_{hh_ust} Preço internacional de gás natural no Henry Hub dos Estados Unidos da América, $Prod_gasM$ produção de gás natural em Moçambique, $Exch_usd$ taxa de cambio MT/USD e ε_t é o erro termo.

Assumindo que as séries da equação (3.1) são I (0) e I (1), a existência da relação de longo prazo entre as variáveis é determinada pelo teste de cointegração, através do cálculo da estatística F (teste de Wald). Nesta perspectiva, tendo em conta a equação (3.1), a aplicação da abordagem ARDL implica a estimação da seguinte equação:

$$\begin{aligned} \Delta P_{moz_t} = & \alpha_t + \sum_{j=1}^n \varphi_i \Delta moz_{t-i} + \sum_{j=0}^n \varphi_i \Delta P_{sat-i} + \sum_{j=0}^n \varphi_i \Delta P_{hh-i} + \sum_{j=0}^n \varphi_i \Delta P_{ttft-i} \\ & + \sum_{j=0}^n \varphi_i \Delta Prod_gasM + \sum_{j=0}^n \varphi_i \Delta Exch_usd + \rho_1 P_{moz_{t-1}} + \rho_2 P_{sat_{t-1}} \\ & + \rho_3 P_{hht_{t-1}} + \rho_4 P_{ttft_{t-1}} + \rho_5 Prod_gasM + \rho_6 Exch_usd \\ & + \varepsilon_t, \end{aligned} \quad (3.2)$$

Onde: Δ é defasagem da primeira ordem, P_{MOZt} é preço de transferência (preço de venda de gás natural de Moçambique para África do Sul), o subscrito $t(= 1,2,3 \dots, n)$ é a dimensão

temporal que representa meses, α é uma constante, o subscrito n ($=1,2,3,\dots,m$) é a representação dos valores contemporâneos e desfasados das variáveis explicativa, j ($=1,2,3,\dots,m$) representa o número de desfasagem, φ , e ρ , são parâmetros do modelo, P_{SA_t} é o preço de gás natural na África do Sul, P_{tft} é o preço de gás natural no mercado Netherlands TTF, P_{hh_ust} é preço internacional de gás natural no Henry Hub dos Estados Unidos da América, $Prod_gasM$ produção de gás natural em Moçambique, $Exch_usd$ taxa de cambio MT/USD e ε_t é o erro termo.

A equação (3.2) é um ARDL, especificado na forma restrita, onde as variáveis expressas na primeira diferença I (1) representam a dinâmica de curto prazo. A relação de curto prazo é obtida a partir da regressão com as variáveis expressas em nível. Na equação (3.2), o preço de gás natural é expresso como o preço médio corrente no mercado de gás natural, assim como as restantes variáveis são expressas como o preço médio corrente no mercado de gás natural.

O modelo foi especificado sob os seguintes pressupostos: (i) a economia moçambicana é pequena; (ii) Moçambique é um exportador de gás natural e sem nenhum poder de influenciar os preços de gás natural no mercado internacional; e (iii) O gás natural de Moçambique é vendido para o mesmo grupo da empresa que explora o gás natural em Moçambique na província de Inhambane, a SASOL;

O modelo acima especificado difere do modelo original de Pak et al. (2003), na medida em que, por um lado, é especificado na forma restrita do modelo ARDL, diferentemente de Pak et al. (2003) (regressão linear simples) e, por outro lado, usa dados anuais de séries temporais enquanto neste estudo são usados dados mensais.

O modelo em causa é apropriado para alcançar o objectivo do estudo, tendo em conta que os modelos ARDL captam as dinâmicas de curto e longo prazo. Ademais, o mesmo modelo possibilita a estimação usando variáveis I(0) e I(1), o que ajuda a evitar os problemas de pré-teste associados à análise padrão de cointegração que requer a classificação das variáveis I(0) e I(1).

3.2 Hipóteses

De acordo com o princípio arm's length dos preços de transferências, os preços estabelecidos em transacções entre empresas do mesmo grupo devem ser iguais aos que seriam praticados entre empresas independentes num mercado competitivo, sob condições comparáveis. Assim, na equação (3.1), espera-se que o coeficiente estimado da variável “preço de gás natural de Africa do Sul” (β_1) seja positivo.

Na subsecção (2.1.3) do diagrama, mostra o comportamento dos preços de transferências nos diferentes tipos de mercados. Segundo Elgar (2019), o grau de concentração no mercado pode proporcionar uma oportunidade para grandes multinacionais exercerem poder de mercado e se envolverem na TP. Como é o caso dos mercados de gás natural, que actuam em mercados de concorrência imperfeita, nas quais se baseia na existência de poucas empresas com grande domínio do mercado, que não é equilibrado entre oferta e procura, permitindo o controlo dos preços. Nesta perspectiva, os países em desenvolvimento com grandes dimensões de reserva de gás natural, são os tomadores dos preços internacionais de gás natural desses mercados. Assim, na equação (3.1), espera-se que os coeficientes estimados da variáveis “ P_{hht} e P_{ttf} ” (β_2, β_3) sejam positivos.

Tendo presente que a economia moçambicana não tem a capacidade de influenciar os preços de mercados internacionais de gás natural, sendo este um tomador de preços internacionais. Esta situação deve-se ao facto de existência de barreias de entrada neste tipo de mercado, pois requer grandes investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição (redes de gasodutos) e economias de escala, que dificultam a entrada de novos concorrentes e consolidam a posição das empresas já estabelecidas.

3.3 Procedimentos de Estimação

A estimação do modelo ARDL apresentado na equação (3.1), foi feita com recurso ao *software Eviews* (versão 14). A mesma envolveu a realização de vários testes estatísticos requeridos numa análise de séries temporais, nomeadamente: teste de estacionariedade, teste de cointegração, teste de multicolinearidade, teste de heteroscedasticidade e teste de normalidade dos erros.

Nas subsecções que se seguem, descrevem-se os procedimentos seguidos para a realização dos testes estatísticos.

3.3.1 Testes de Estacionariedade

O teste da estacionariedade das variáveis pressupõe o teste de raiz unitária das variáveis usadas no modelo. Este é o primeiro passo para determinar as ferramentas estatísticas e econométricas adequadas para o modelo. Os testes de raiz unitária nas variáveis utilizadas no modelo, foram feitos através dos testes Dickey-Fuller Aumentado (DFA) e de Phillips-Perron (PP).

O teste DFA é a versão estendida do teste Dickey-Fuller simples. Este consiste em examinar a hipótese nula de uma raiz unitária está presente em um modelo de série temporal

autorregressivo (AR). Segundo Mushtaq (2011), a expressão do teste Dickey-Fuller Aumentado é dada da seguinte forma:

$$\Delta Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 t + \gamma Y_{t-1} + \sum_{i=1}^p \beta_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad i = 1, \quad (3.3)$$

onde Y_t é a série temporal em análise, Y_{t-1} corresponde à defasagem de um período da série em análise, p é o número óptimo de defasagens, α_0 é o intercepto, α_1 , γ , β_i são coeficientes parciais da regressão, ε_t é o termo erro, o subscrito $t(=1,2,3,\dots,n)$, é a dimensão temporal Δ é o operador de diferença. A hipótese nula é de que $\gamma = 0$ (série temporal não estacionária) e a alternativa é de que $\gamma < 0$ (série estacionária). O teste DFA em nível mostra que o valor t calculado é maior que o crítico valor em níveis significativos de 1%, 5% e 10%.

O teste de PP, desenvolvido por Phillips e Perron (1988), construíram um processo Dickey-Fuller com suposições mais flexíveis em relação aos termos de erro. Enquanto o teste ADF assume que os termos de erro são independentes e homogêneos, o teste de Phillips-Perron permite que os termos de erro sejam dependentes e distribuídos de forma heterogênea. O teste Phillips-Perron é dado pela seguinte forma:

$$\Delta Y_t = \alpha_0 + \gamma Y_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (3.4)$$

onde Δ é o operador de diferença, Y_t é a série temporal em análise, o subscrito t é a dimensão temporal $t(1,2,3,\dots,n)$, α_0 é o intercepto, γ é um coeficiente da regressão, Y_{t-1} representa uma defasagem da variável dependente e ε_t é o termo de erro.

3.3.2 Determinação do Número Óptimo de Defasagens

A selecção do número óptimo de defasagens, foi efectuada estimando um Modelo Vetorial Autorregressivo (VAR) a partir da equação (3.2), considerando um intervalo de duas defasagens entre as variáveis (endógenas) e um máximo de quatro defasagens, abaixo especificado:

$$\begin{aligned}
LP_{moz_t} = & \alpha + \sum_{j=1}^{j=4} \beta_{1j} L_{P_{moz_{t-j}}} + \sum_{j=0}^{j=4} \beta_{2j} L_{P_{sat_{t-j}}} + \sum_{j=0}^{j=4} \beta_{3j} L_{P_{hh_{ust_{t-j}}}} \\
& + \sum_{j=0}^{j=4} \beta_{4j} L_{P_{tft_{t-j}}} + \sum_{j=0}^{j=4} \beta_{5j} L_{Prod_{gasM}} + \sum_{j=0}^{j=4} \beta_{6j} Exch_{usd} \\
& + \varepsilon_t, \tag{3.5}
\end{aligned}$$

onde α é uma constante, β expressa sensibilidade aos preços de gás, o subscrito j é a representação dos valores contemporâneos e desfasados das variáveis explicativas j ($=1,2,3,\dots,m$) $L_{P_{MOZt}}$ é um vector (significa que cada variável subjacente pode ser usada como variável dependente), que contem a variável dependente $L_{P_{MOZt}}$, ou seja, o logarítmo natural do preço de gás natural de Moçambique, $L_{P_{SAAt}}$ é o logarítmo natural do preço de gás natural na África do Sul, $L_{P_{tft}}$ é o logarítmo natural preço de gás natural do mercado Netherlands TTF, $L_{P_{hh_{ust}}}$ é o logarítmo natural do preço de gás natural do mercado Henry Hub dos Estados Unidos da América, o subscrito t é a dimensão temporal ($t=1,2,3,\dots,n$) que representa meses, $Prod_{gasM}$ produção de gás natural em Moçambique, $Exch_{usd}$ taxa de cambio MT/USD e ε_t é o erro termo.

A selecção do número óptimo de desfasagens foi feita com base nos seguintes critérios: Likelihood Ratio Test (LRT), Final Prediction Error (FPE), Akaike Information Criteria (AIC), Schwarz Information Criterion (SIC) e Hannan-Quinn Information Criterion (HQ).

O critério LRT é um teste estatístico que, “avalia a qualidade do ajuste de dois modelos estatísticos concorrentes, especificamente um encontrado por maximização em todo o espaço de parâmetros e outro encontrado após a imposição de alguma restrição, com base na razão de suas verossimilhanças do modelo VAR” (Berger, 1996 pp: 2).

$$\lambda_{LR} = 2[\ln l(\delta) - \ln(\delta_r)], \tag{3.6}$$

onde: λ_{LR} é a estatística da razão de verossimilhança, é δ o estimador irrestrito da log-verossimilhança máxima do parâmetro obtido através da maximização da função de log-verossimilhança no espaço total dos parâmetros possíveis e δ_r é o estimador restrito da log-verossimilhança máxima que é obtido através da maximização da função de log-verossimilhança no espaço dos parâmetros onde as restrições de interesse são satisfeitas.

O critério de informação de FPE “fornece uma medida da qualidade do modelo simulando a situação em que o modelo é testado em um conjunto de dados diferente”

(Niedzwiecki e Ciołek, 2023). De acordo com a teoria de Akaike, o modelo mais preciso tem o menor FPE. O critério de informação de FPE é definido pela seguinte equação:

$$EPE = V_n \left(1 + \frac{2p}{N - P} \right), \quad (3.7)$$

onde: V_n é um índice relacionado ao erro de previsão, N é o número de pontos de dados, P define o número de parâmetros no modelo, N é o número de pontos de dados.

O critério de informação de Akaike (AIC) é frequentemente usados na selecção de modelos e foi introduzido por Hirotugu Akaike em 1973. Este, toma a premissa de minimização do erro de previsão do modelo VAR estimado, onde os valores menos do AIC são os mais adequados. O critério AIC é estimativa da ordem de defasagem é obtida através da seguinte equação:

$$AIC = \frac{-2l + 2n}{T}, \quad (3.8)$$

onde: AIC é a estatística da razão de verossimilhança do critério AIC, $n = pk + d$ é o número total de parâmetros estimados no modelo VAR, k é a dimensão da série temporal T é o tamanho da amostra.

Segundo Lütkepohl (2007) o critério SIC é dado a estimativa da ordem de defasagem é obtida através da seguinte equação:

$$SC = -2 \frac{l}{T} + \left(\frac{k \ln(T)}{T} \right), \quad (3.9)$$

onde: SC é a estatística da razão de verossimilhança do critério SC, k é a dimensão da série temporal T é o tamanho da amostra.

Para o critério HQ, a estimativa da ordem de defasagem é obtida através da seguinte equação:

$$HQ = -2 \frac{l}{T} + 2k \ln \left(\frac{\ln(T)}{T} \right), \quad (3.10)$$

Onde: HQ é a estatística da razão de verossimilhança do critério HQ, k é a dimensão da série temporal T é o tamanho da amostra.

O critério AIC tende de sugerir uma ordem maior, o critério SIC uma ordem menor, enquanto o critério HQ sugere uma ordem entre os dois critérios anteriores” (Lütkepohl 2007: pp. 151-157).

3.3.3 Teste de Cointegração

A realização do teste de cointegração entre as variáveis incluídas no modelo (3.2) é uma pré-condição para a escolha do tipo de modelo ARDL a ser estimado. O teste de cointegração avalia se as variáveis têm uma relação de equilíbrio de longo prazo. Este é realizado sob a hipótese nula de que as variáveis do modelo dado pela estimação da equação (3.2) não apresentam uma relação de longo prazo ($H_0: \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = \beta_4$), contra a hipótese alternativa da existência de uma relação de longo prazo entre as variáveis do modelo ($H_0: \beta_1 \neq \beta_2 \neq \beta_3 \neq \beta_4$). Conforme Pesaran et al. (2001) e Nkoro e Uko (2016) foi aplicado o teste de cointegração de limites (ou bounds test), especificada na seguinte forma de um modelo ARDL:

$$y_t = \gamma_0 + \sum_{i=1}^p \delta_j y_{t-i} + \sum_{i=0}^q \beta_j' x_{t-i} + \varepsilon_t, \quad (3.12)$$

onde: y_t é um vector contendo a variável dependente y_t , o subscrito $t(=1,2,3,\dots,n)$ é a dimensão temporal, γ_0 é o intercepto, y_{t-i} refere-se a valores desfasados de y_t (sinalizados no modelo como variáveis explicativas), x_{t-i} são valores correntes e desfasados das variáveis explicativas de ordem $I(0)$, $I(1)$ ou co-integradas, δ e β são coeficientes parciais da regressão, p e q representam o número óptimo de desfasagens das variáveis dependente e explicativas, respectivamente e ε_t é o termo de erro (que representa um processo idêntica e independentemente distribuído com média zero e variância constante, ou seja, um processo sem ruído).

O teste de cointegração de limites foi efectuado para todas as variáveis incluídas no modelo dado pela equação (3.2), usando o Akaike Information Criterion (AIC), considerando o número óptimo de desfasagens determinado e sob a hipótese nula de que não existe cointegração entre as variáveis, rejeitada caso o valor da estatística F seja maior que o seu valor crítico no limite superior ou de ordem $I(1)$, ao nível de significância de 5%.

3.3.4 Testes Diagnósticos de Regressão

Na estimação de qualquer modelo é sempre importante avaliar a consistência do modelo estimado a partir da equação (3.1). Neste caso, foram efectuados cinco testes de diagnósticos de regressão nomeadamente: o teste de estabilidade dos coeficientes, o teste de heteroscedasticidade de Breusch–Pagan (1979), o teste de correlação serial de Breusch–Godfrey (1979), o teste de não multicolinearidade e o teste de normalidade dos erros de Jarque-Berra.

O Teste RESET desenvolvido, por Ramsey (1969), que é um teste de especificação na forma funcional. Este, testa a hipótese nula de que existem problemas na especificação do modelo estimado. Esta hipótese é rejeitada se o *p-value* da estatística *F* for maior que 5%.

O teste de normalidade dos Erros de Jarque-Berra, definido por Jarque-Berra (1980), determina assimetria e a curtose dos resíduos dos MQO, onde a hipótese nula testa se os resíduos vêm de uma população normalmente distribuída. A hipótese é rejeitada se o valor do *p-value* da estatística Jarque-Berra for menor que o nível de significância de 5%.

O teste de correlação serial de Breusch-Godfrey, desenvolvido por Breusch (1978) e Godfrey (1978), que é o teste mais apropriado para detectar autocorrelação em modelos dinâmicos. Este, testa a hipótese nula de não correlação serial nos erros, a hipótese é rejeitada se o *p-value* da estatística *F* for menor que o nível de significância convencionais.

O último teste realizado foi o teste de heteroscedasticidade, desenvolvido por Breusch-Pagan (1979), este, testa a hipótese nula de que os erros são homoscedásticos, o que significa que, a existência da variância é constante ao longo do tempo. Entretanto, a hipótese é rejeitada se o *p-value* da estatística *F* for menor que o nível de significância convencionais.

3.4 Estimação da Potencial Perda de Receitas na Indústria de Gás Natural

Esta sessão descreve a metodologia usada para estimar a perda da receita tributária para o imposto de produção no sector de gás natural. Tendo presente a aplicação dos preços dos três principais mercados internacionais de gás natural. O objectivo é ter uma percepção de quanto poderiam ser as receitas do governo, se os preços de gás natural de Moçambique seguissem a tendência dos preços dos mercados internacionais.

O método da análise usada basea-se no estudo de McLean et al. (2021), que é uma fórmula aritmética. A estimativa da receita perdida é estimada a partir da multiplicação do valor da produção de gás natural de Moçambique com os novos preços. No primeiro cenário, a produção de gás é multiplicada pelo preço da África do Sul; no segundo cenário, é aplicado o preço de Netherlands -TTF; e, no último cenário, o preço de Henry Hub -HH. De seguida, aplicou-se em cada cenário a taxa do imposto sobre a produção de gás natural, que é de 60% (Decreto n.º 70/2017, de 6 de Dezembro). Este corresponde à estimativa da receita perdida com a aplicação dos novos preços de gás natural. E, por fim, fez-se a soma dos impostos com aplicação dos novos preços e comparou-se com o valor do imposto de produção que foi efectivamente cobrado pelo Estado. Este permitiu apurar as diferenças significativas da potencial da perda da receita do imposto sobre a produção.

3.5 Descrição de Dados

A análise baseia-se em séries temporais mensais de preços de venda de gás natural de Moçambique e preços África do Sul e dos principais mercados internacionais no período de Janeiro de 2005 a Dezembro de 2021, apresentados no Anexo D. Os preços de gás natural internacional são provenientes dos seguintes mercados: Netherlands Title Transfer Facility (TTF) e Henry Hub (HH). Netherlands TTF é um centro comercial de gás na Holanda e é o principal centro de preços de referência de gás para o mercado europeu. O Henry Hub representa o mercado de gás norte-americano, este é dinâmico com os preços de gás nos principais centros, determinados através da concorrência gás-gás. Os dados taxa de câmbio MT/USD, foram extraído do site do Banco de Moçambique.

De modo a garantir melhor análise e comparação das variáveis, todos os preços de gás natural foram transformados de dados apropriadas para estabelecer uma base comum de comparação, onde os preços são cotados em US\$ por tonelada gigajoule.

Os dados do preço de venda de gás natural de Moçambique e produção de gás foram obtidos das publicações do Relatório Independente da Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva (ITIE) (vários anos) e do estudo de CIP (2017). Estes correspondem aos dados disponíveis do grupo da empresa SPT que explora o gás natural de Pande e Temane na província de Inhambane. O preço de venda do gás natural é um substituto do preço de transferência pago pela empresa SASOL Sul Africana.

Os dados dos preços de gás natural dos mercados internacionais Netherlands (TTF) e Henry Hub (HH), foram obtidos da base de dados de Banco Mundial. Os preços TTF e o HH são actualmente os centros de comércio de gás no mundo, pois os preços de gás nesses centros comerciais são em grande parte determinados pela interação entre a oferta e a procura (concorrência gás-gás).

Os dados do preço de venda de gás natural da África do Sul foram obtidos das publicações do relatório de preço de energia do Ministério de Recursos Minerais e Energia do Governo sul-africano (vários anos). Segundo MRE-SA (2005), estes preços são indicativos do gás gasoduto vendido pela SASOL Gás e não incluem IVA, nem custos de distribuição e não reflectem descontos no mercado.

A Tabela 3.1 apresenta o sumário estatístico das variáveis incluídas no modelo, na sua versão original, isto é, sem transformações.

Tabela 3.1: Sumário Estatístico das Variáveis do Modelo

Variável	Unidade de medida	Média	Desvio-padrão	Máximo	Mínimo
PHH_US_GAS	GJ / USD	4,612	2,459	14,267	1,702
PTTF_GAS	GJ / USD	9,094	4,507	40,121	1,662
PSA_GAS	GJ / USD	17,203	3,734	29,201	9,378
PMOZ_GAS	GJ / USD	0,912	0,364	2,06	0,59
EXCH_USD	USD	41,104	17,854	77,580	18,380
PROD_GAS_MOZ	GJ / USD	12.742.128	3.309.983	17.266.772	5.746.309

A tabela acima apresenta a estatística descritiva das principais variáveis usadas no modelo. Este destaca-se os resultados do valor médio estimado usado para examinar a natureza da distribuição dos dados. O PMOZ-GAS registou a menor média de 0,912 em relação as restantes variáveis, e SA_GAS tem a maior média de 20,359. Entretanto, todas as variáveis, com a execução da PMOZ-GAS mostram um elevado desvio padrão elevado, implicando uma grande dispersão em relação as suas médias, o que também pode ser verificado a partir dos valores mínimos e máximos.

As variáveis apresentadas no modelo são apropriadas para alcançar os objectivos do estudo, que é analisar empiricamente a relação entre os preços de gás de Moçambique com os preços dos mercados internacionais. O horizonte temporal dos dados permitiu verificar a dinâmica da relação entre os preços.

CAPÍTULO IV: ANÁLISE DE RESULTADOS

Nas secções que se seguem, apresentam-se, interpretam-se e analisam-se os resultados dos testes estacionariedade, da determinação do número óptimo de defasagens, análise da correlacção, teste de cointegração, estimação da relação entre preços de gás natural de Moçambique e preços de mercado internacional e dos testes diagnósticos de regressão.

4.1 Resultados dos Testes de Estacionariedade

Os testes de raiz unitária de DFA e PP produziram os resultados apresentados no Anexo F e sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 4.1: Resultados dos Testes de Estacionariedade

Variável	DFA – SIC (defasagem máx. 4)	
	1ªDiferença	Ordem
L_HH_US_GAS	-1,110	I(1)
L_TTF_GAS	-0,568	I(1)
L_SA_GAS	-0,062	I(0)
L_MOZ_GAS	-1,011	I(1)
L_PROD_GASM	-12,567	I(1)
L_EXCH_USD	-9,713	I(1)

Variável	Phillip-Perron (Bartlett kernel)	
	1ªDiferença	Ordem
L_HH_US_GAS	-1,110	I(1)
L_TTF_GAS	-0,568	I(1)
L_SA_GAS	-0,051	I(1)
L_MOZ_GAS	-1,011	I(1)
L_PROD_GASM	-3,003	I(0)
L_EXCH_USD	-9,824	I(1)

Nota: TTF_Gas = Netherlands Title Transfer Facility, SA_Gas = Preço do Gás Natural na Africa de Sul; HH_US_Gas = Henry Hub (HH) dos Estados Unidos, MOZ_Gas = Preço de Exportação do Gás Natural, PROD_GASM=Produção de gás e EXCH_USD=Taxa de câmbio MZ/USD.

A tabela acima mostra que, para ambos os testes DFA e PP, todas as variáveis não são estacionárias em nível, excepto a variável L_SA_GAS, é estacionário em nível, o que significa que as restantes variáveis foram diferenciadas em primeira diferença I(1) de modo a tornarem-se estacionárias, passando a ter a média e variância constantes. Estes resultados mostram que essas variáveis são, em sua maioria, integradas de ordem um, I(1), o que é consistente com o comportamento padrão de séries temporais macroeconómicas, que frequentemente exibem comportamento de passeio aleatório (Gujarati & Porter, 2009). Estes resultados mostram que

as séries temporais incluídas na estimação do modelo dado pela equação (3.1) podem ser usadas para a estimação de um modelo ARDL.

4.2 Análise de Correlação

A análise de correlação entre as variáveis dos preços de gás natural de Moçambique, África de Sul, *Henry Hub* Norte Americano e *Netherlands-TTF*, produziu os resultados apresentados no Anexo G e sumarizados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Matriz de Correlação dos Preços de Gás Natural e dos Principais Mercados Internacionais

Variáveis	PHH_US_GAS	PMOZ_GAS	PSA_GAS	PTTF_GAS	PROD_GASM	EXCH_USD
PHH_US_GAS	1					
PMOZ_GAS	-0,389	1				
PSA_GAS	0,546	-0,112	1			
PTTF_GAS	0,486	-0,159	0,628	1		
PROD_GASM	-0,080	0,053	0,206	0,051	1	
EXCH_USD	-0,0091	-0,010	-0,086	-0,023	-0,086	1

Nota: TTF_Gas = Netherlands Title Transfer Facility, SA_Gas = Preço do Gás Natural na África de Sul; HH_US_Gas = Henry Hub (HH) dos Estados Unidos, MOZ_Gas = Preço de Exportação do Gás Natural, PROD_GASM=Produção de gás e EXCH_USD=Taxa de câmbio MZ/USD.

O preço do gás natural de Moçambique apresenta correlação negativa com os preços na África de Sul, América do Norte e Europa. Conforme mostrado na tabela acima, as correlações variam entre 0,112 e 0,389. Como essas correlações estão abaixo de (-0,5) e mais próximas de 0, as evidências reflectem que o gás natural de Moçambique apresenta uma correlação não linear e negativa com os preços mundiais do gás. O que significa que os preços de gás natural de Moçambique não convergem com os preços da África do Sul, do Henry Hub Norte-americano e da Europa. Essa análise está alinhada com o estudo conduzido por CPI (2017), que demonstrou que o preço de gás natural em Moçambique foi estabelecida a partir de uma base bastante baixa para o seu cálculo, mantendo-se sempre muito abaixo dos restantes preços praticados a nível internacionais e extremamente prejudiciais para o país.

Entretanto, a correlação entre o preço de África do Sul e o preço do mercado HH_US é positiva (0,546), assim como a correlação é positiva (0,628) entre o preço PTFF_GAS e preço de África do Sul (0,628), o que seria de esperar, dado que os preços de gás natural da África do Sul convergem com os preços dos mercados internacionais. Estes resultados estão de acordo com o estudo realizado por Mutsau (2018), que encontrou correlações positivas significativas em sua análise, mostrando que os preços de gás natural internacionais têm um impacto directo nos preços de gás natural da África do Sul. De acordo com Mutsau (2018), o preço sul-africano é afectado por factores que estão impulsionando as evoluções de preços, particularmente em regimes de preços indexados ao petróleo e regimes de preços regulados, conforme representado pela correlação de preços positivos aos preços do Henry Hub.

Verifica-se ainda uma correlação positiva (0,486), embora em níveis menores, entre os preços de gás da Europa e os preços do mercado norte-americano. Estas variáveis são positivamente correlacionadas, mostrando que os preços do gás natural nesses mercados seleccionados estão em movimento conjunto e são impulsionados pelos mesmos factores. Relativamente as variáveis de controle, nota-se uma correlação positiva (0,206) entre a Produção de gás natural com o Preço de gás natural da Africa de sul.

4.3 Determinação do Número Ótimo de Desfasagens

A determinação do número ótimo de desfasagens, efectuada com base nos critérios convencionais, produziram os resultados apresentados no Anexo H e sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 4.3: Determinação do Número Ótimo de Desfasagens

Número de desfasagens	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-64,466	NA	8,561	0,754	0,857	0,796
1	1267,466	2563,894	8,214	-13,105	12,379*	-12,811*
2	1320,847	99,585	6,814*	-13,295*	-11,945	-12,746
3	1353,311	58,331*	7,094	-13,255	-11,285	-12,457
4	1381,161	48,253	7,784	-13,168	-10,576	-12,117

Nota: * indica a desfasagem seleccionada com base nos critérios LR, FPE, AIC, SIC e HQ.

A tabela acima mostra que a maior parte dos critérios convencionais, nomeadamente LR, FPE, e AIC, indicam que o número ótimo de desfasagens é de quatro meses. No entanto, o critério SIC indica que o número ótimo de desfasagem é de um mês e AIC indica que o número ótimo

de defasagens é de dois meses. Neste contexto, o modelo definido é com dois defasagem, o que permite a estimação do modelo ARDL.

Estes resultados, ajustam-se aos dados mensais usados nesta pesquisa, sugerem que a relação entre o PMOZ_GAS e as variáveis explicativas, consistente com a teoria económica, pode não ser contemporânea, mas desfasada.

Tendo em conta estes resultados, foram estimados vários modelos para uma defasagens máxima de dois meses, sequencialmente seleccionados, considerando o nível de significância dos coeficientes, o coeficiente de determinação, os valores das estatísticas EPE e AIC e os resultados dos testes diagnósticos da regressão.

4.4 Resultados do Teste de Cointegração

O teste de cointegração produziu os resultados apresentados no Anexo I e sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 4.5: Resultados do Teste de Cointegração

Test Statistic	Valor	Signif.	I(0)	I(1)
Asymptotic: n=1000				
F-statistic	3,134	10%	2,26	3,35
k	5	5%	2,62	3,79
		2,50%	2,96	4,18
		1%	3,41	4,68

A tabela acima mostra que o valor da estatística F (3,134) é menor que o valor crítico no limite superior de ordem I(1). Estes resultados significam que rejeita-se a hipótese nula de que não existe cointegração (isto é, uma relação de longo prazo) entre variáveis do modelo principal dado pela equação 3.1 (preço de gás natural de Moçambique e preços de gás natural dos mercados internacionais). Neste contexto, é estimado apenas o modelo ARDL de curto prazo.

4.5 Resultados da Estimação do Modelo ARDL de Curto Prazo

A estimação do modelo ARDL de curto prazo produziu os resultados apresentados no Anexo J e sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 4.6: Resultados da Estimação do Modelo ARDL de Curto Prazo

Variáveis Explicativas	Coefficient	t-Statistic	<i>P-value</i>
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0,043	0,609	0,543
D(LOG_SA_GAS)	-0,334	-2,426	0,016
D(LOG_HH_US_GAS)	0,014	0,245	0,807
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0,055	-0,934	0,351
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0,154	2,646	0,009
D(LOG_TTF_GAS)	0,139	1,637	0,103
D(LOG_TTF_GAS(-1))	-0,226	-2,378	0,018
D(LOG_TTF_GAS(-2))	0,293	3,342	0,001
D(LOG_EXCH_USD)	-0,178	-0,756	0,451
D(LOG_PROD_GASM)	0,040	0,498	0,619
R-squared	0,625		0,004
Adjusted R-squared	0,516		0,115
F-statistic	3,126		
Durbin-Watson stat	2,013		
Prob(F-statistic)	0,001		

Nota: TTF_Gas = Netherlands Title Transfer Facility, SA_Gas = Preço do Gás Natural na Africa de Sul; HH_US_Gas = Henry Hub (HH) dos Estados Unidos, MOZ_Gas = Preço de Exportação do Gás Natural, PROD_GASM=Produção de gás e EXCH_USD=Taxa de câmbio MZ/USD.

A tabela acima mostra que, o P-value da estatística F (0,882) é maior que todos os níveis de significância convencionais (1%, 5% e 10%). Estes resultados indicam que, não se pode rejeitar a hipótese nula de que as variáveis da estatística do modelo não afectam a variável dependente.

A mesma tabela também mostra que o valor do coeficiente de determinação (R-quadrado) é de 0,037, significando que cerca de 3,7% das variáveis do preço de transferência de gás natural de Moçambique foram explicadas pelas variações dos valores explicativas (preço de gás natural dos mercados internacionais: África do Sul, Europa e Estados Unidos de América) e que a restante percentagem, 96,3%, foram explicadas por outros factores não observados, captados pelo termo Erro, que também afectam o preço de transferência de gás natural em Moçambique.

Os coeficientes parciais de regressão estimados, na tabela 4.6 mostra que, os sinais dos coeficientes estimados das variáveis “preço de transferência de gás natural de Moçambique” e “preço de gás dos EUA” são negativos, contrariamente ao esperado, e que os sinais dos coeficientes estimados das restantes variáveis explicativas “preço de gás natural da África do sul” e “preço de gás natural da Holanda” são positivos, conforme esperado. No entanto, todos estes coeficientes são estatisticamente insignificantes porque o valor das suas estatísticas “t” são menores que os respectivos valores críticos.

4.6 Resultados dos Testes de Diagnósticos de Regressão

Nas subsecções que se seguem, são apresentados e analisados os resultados dos testes diagnósticos.

4.6.1 Resultados do Teste de Multicolinearidade

O teste de multicolinearidade produziu os resultados apresentados no Anexo K e sistematizados na tabela abaixo.

Tabela 4.7: Resultados do Teste de Multicolinearidade

Variáveis Explicativas	FIV Centralizado
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	1,079
D(LOG_SA_GAS)	1,082
D(LOG_HH_US_GAS)	1,018
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	1,023
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	1,054
D(LOG_TTF_GAS)	1,016
D(LOG_TTF_GAS(-1))	1,078
D(LOG_TTF_GAS(-2))	1,031
D(LOG_EXCH_USD)	1,069
D(LOG_PROD_GASM)	1,078
Media	1,0

Nota: TTF_Gas = Netherlands Title Transfer Facility, SA_Gas = Preço do Gás Natural na Africa de Sul; HH_US_Gas = Henry Hub (HH) dos Estados Unidos, MOZ_Gas = Preço de Exportação do Gás Natural, PROD_GASM=Produção de gás e EXCH_USD=Taxa de câmbio MZ/USD.

A tabela acima mostra que os valores FIV de todas as variáveis são menores que 10 e que a média não é consideravelmente maior que 1. Estes resultados, indicam que a multicolinearidade não é um problema no modelo estimado. Os mesmos resultados implicam que os MQO apresentados na Tabela 4.6 são eficientes, isto é, tem variância mínima.

4.6.2 Resultados do Teste de Correlação Serial de Breusch-Godfrey

O teste correlação serial de Breusch-Godfrey produziu os resultados apresentados no Anexo L. Este anexo mostra que não se rejeita a hipótese nula de não correlação serial, porque o *p-value* da estatística *F* (0,564) é maior que em todos os níveis convencionais (5%). Estes resultados indicam não é rejeitado a hipótese de não correlação serial significando que os erros de modelo não são serialmente correlacionados. Este implicam que os MQO apresentados na Tabela 4.6 são BLUE e os seus erros padrão e os testes estatísticas são validos.

4.6.3 Resultado do Teste de Heteroscedasticidade

O teste heteroscedasticidade de Breusch-Pagan produziu os resultados apresentados no Anexo M. Este anexo mostra que a hipótese nula de variância dos resíduos constantes ao longo do tempo não é rejeitada, porque os valores do *p-value* da estatística $F(10,188)$ é maior que o nível de significância convencionais (5%). Estes resultados implicam que os MQO apresentados na Tabela 4.6 são não enviesados e consistentes. Além disso, os erros padrão das estatísticas “t” e “F” são válidos.

4.6.4 Resultados do Teste de Normalidade dos Erros

O teste de normalidade dos erros de Jarque-Berra produziu os resultados apresentados no Anexo N. Este anexo mostra que o *P-value* da estatística JB (0,000) é menor que o nível convencionais (5%). Estes resultados indicam que é rejeitado a hipótese nula da não normalidade dos erros, significando que os erros do modelo estimado não vêm de uma população normalmente distribuída. Estes resultados implicam que os testes normais de MQO apresentados na Tabela 4.6 não são válidos. Não obstante estes resultados, o modelo ainda é válido tomando em consideração o teorema limite central (TLC). Segundo Wooldridge (2006) mesmo que os erros não vêm de uma distribuição normal, pode-se usar o TLC⁴ para concluir que os estimadores MQO aqui, em causa satisfazem a normalidade assintótica.

4.6.5 Resultado do Teste RESET de Ramsey

O teste RESET⁵ de Ramsey produziu os resultados apresentados no Anexo O. Este anexo mostra que o *p-value* da estatística $F(1,187)$ é maior que o nível convencionais (5%). Este resultado indica que não se pode rejeitar a hipótese nula de que o modelo estimado não tem variáveis omitidas, significando que o modelo está correctamente especificado.

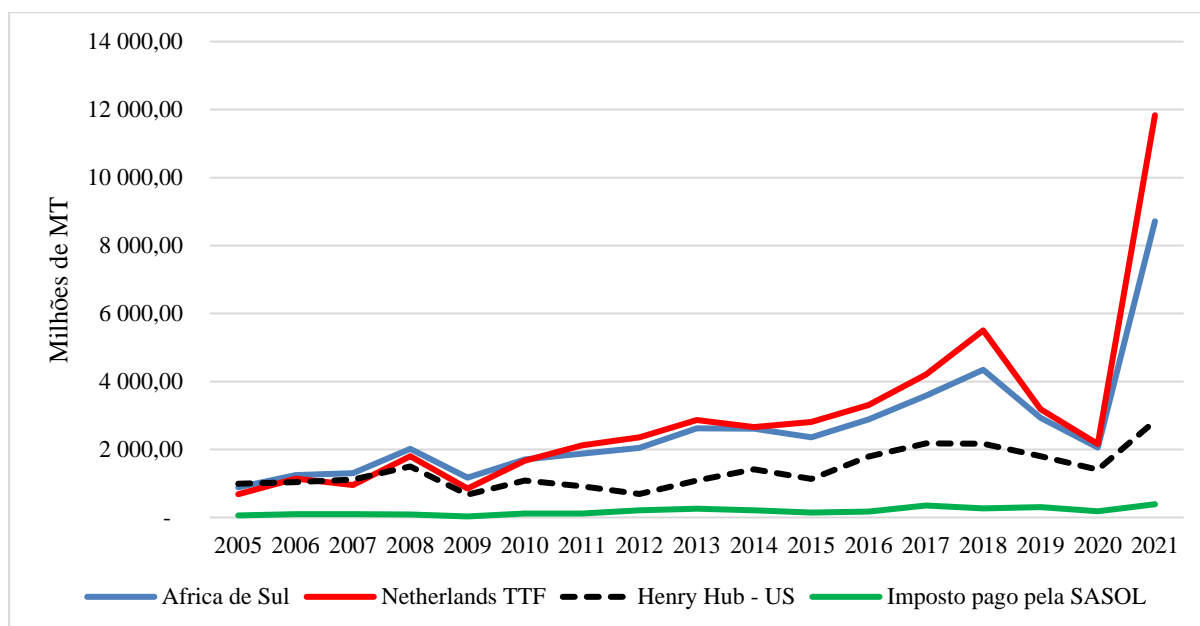
4.7 Resultados da Estimação da Potencial Perda de Receitas na Indústria de Gás Natural

Os resultados da estimação da potencial perda da receita na indústria de gás natural produziu os resultados apresentado no Anexo P e sumarizados no gráfico 4.1.

⁴ Segundo Wooldridge (2006) o TLC se $\{y_1, y_2, \dots, y_n\}$ for uma amostra aleatória (de qualquer população) com média μ e variância δ^2 , então, $Z_n = \frac{y_n - \mu}{\frac{\delta^2}{\sqrt{n}}}$ é uma distribuição normal assintótica padrão.

⁵ Regression Equation Specification Error Test (Teste de Erros de Especificação da Equação de Regressão)

Gráfico 4.1: Estimação da Potencial Perda da Receita nos Três Cenários dos Preços Internacionais, 2005-2021



Fonte: Cálculos da autora com base nos dados da ITIE – (vários anos) e Banco Mundial (2022)

O gráfico acima ilustra que o total da receita potencial perdida entre 2005 e 2021 para o primeiro cenário (aplicação dos preços de gás da África de Sul) foi de 41.259,5 milhões de MT, o que corresponde a média anual da receita perdida no valor de 2.427,03 milhões de MT. Entretanto, a maior perda da receita verifica-se no segundo cenário (usando os preços de gás do mercado de Netherlands-TTF), no valor total de 47.027,95 milhões de MT equivalente a uma média anual do período da receita perdida foi de 2.766,35 milhões de MT para o mesmo período em análise. De referir que, neste período, o Estado arrecadou do imposto sobre a produção de gás natural o valor acumulado de 3.098,8 milhões de MT, o equivalente a uma média anual de 182,28 milhões de MT.

Aqueles cenários reflectem as diferentes receitas fiscais que poderiam ser obtidas se os preços de gás de Moçambique seguissem a mesma tendência dos mercados internacionais. Segundo McLean et al. (2021), quando o gás natural é vendido no mercado internacional com os preços mais elevado, isto é, mercado precificados, o benefício dos preços mais elevados não chega ao país de exploração do recurso devido à estrutura dos contratos de gás natural assinados pelo governo e pelas empresas multinacionais. Este facto leva a uma cobrança muito baixa das receitas da exploração de gás pelo país, e isso é uma forma de risco de preços de transferências. Este deverá servir de alerta para Moçambique, à medida que se avança na exploração dos recursos de hidrocarbonetos e nos desafios que trazem para o país em termos de quadros qualificados para a gestão desses recursos.

4.8 Discussão dos Principais Resultados

Os resultados apresentados na tabela 4.6 podem ser explicados pelo facto de que a empresa SPT, que explora gás natural em Moçambique, é subsidiária da empresa mãe da África do Sul, portanto a venda de gás natural ocorre dentro do mesmo grupo. Por seu turno, a fórmula do cálculo de determinação dos preços de venda de gás natural de Moçambique não inclui os preços de referências dos principais mercados internacionais, conforme ilustrado nos relatórios de CPI (2013) e (2017).

Estes resultados são semelhantes aos resultados reportados por Pak et al. (2003), que também mostram que, os países em desenvolvimentos riscos em recursos naturais, o preço de transferência de gás natural não segue o Princípio Arm's Length. Pois a maioria das empresas multinacionais que operam nestes países são do mesmo grupo, onde os preços entre as entidades relacionadas não seguem ao preço de mercado.

O facto do preço de transferência de gás natural de Moçambique, não ter a tendência dos preços dos mercados da África de Sul, dos EUA e da Europa, representa um risco de preços de transferência ao determinar-se preços fixos de venda dos hidrocarbonetos. Tendo presente que cerca de 80% do gás produzido pela empresa SPT em Moçambique são exportados para a África de Sul, isto é, para o mesmo grupo da empresa SASOL, que explora o gás natural em Moçambique na província de Inhambane.

Embora o gás natural seja uma mercadoria homogénea, as características peculiares dos diferentes mercados causam uma variação nos preços de gás natural, onde os mercados tendem a buscar os preços mais altos. Moçambique, um país com pouca experiência na indústria de gás natural e com poucos recursos financeiros para investir neste sector, que demandam elevados volumes de investimento em toda a sua cadeia de valor. O país vê-se obrigado a depender de empresas multinacionais de energia e conseqüentemente o país tem que adoptar preços baixos em relação ao mercado internacional para fazer fase aos elevados investimentos. Esta situação faz, com a economia moçambicana continue dependente de mercado internacional, deixando nesta perspectiva de alcançar a independência económica.

Conforme McLean el al. (2021) salientam, as multinacionais tendem a ser verticalmente integradas, dado que elas tendem a ter diferentes subsidiárias e divisões operando em diferentes segmentos da cadeia de valor global. Essas multinacionais frequentemente fazem negócios com suas diferentes divisões.

CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES

Nas secções que se seguem, tecem-se as conclusões deste estudo, dão-se as recomendações de política e apresentam-se as limitações do estudo.

6.1 Conclusões

A exploração do gás natural representa um grande potencial para a diversificação e dinamização da economia de Moçambique, através das receitas fiscais que provêm da exploração do gás natural e do investimento em infraestruturas para a transformação daquele hidrocarboneto em combustíveis, lubrificantes e geração de energia eléctrica. Entretanto, os comportamentos de preços de transferência das empresas multinacionais afectam significativamente a base tributária do país.

É neste contexto que foi considerada a intenção acima referida e, tendo presente a ausência de estudos empíricos anteriores sobre o tema, que este estudo se preconizou a analisar empiricamente a relação entre os preços de gás natural de Moçambique e os preços dos mercados internacionais, dada a relevância que os preços de gás natural desempenham um factor importante na determinação das receitas fiscais do Estado.

Este estudo teve como objectivo central de analisar empiricamente a relação entre os preços de gás natural praticados pela empresa multinacional que opera em Moçambique (SASOL) e os preços de gás natural dos mercados internacionais. Para alcançar este objectivo, foi estimado o modelo ARDL através do método dos MQO, usando dados das séries temporais mensais sobre o preço de gás de Moçambique, da África de Sul, EUA e da Europa, referentes ao período de 2005 a 2021.

Os principais resultados do estudo mostram que, durante aquele período deste estudo, o preço de gás natural de Moçambique não sofreu qualquer influência dos preços dos mercados internacionais (isto é, aqueles praticados na África do Sul, nos EUA e na Europa). Estes resultados significam que, os preços de gás natural de Moçambique não são afectados pelos choques dos preços internacionais e estes preços estão muito abaixo dos preços dos mercados internacionais, conforme evidenciado no Gráfico 1.3.

Estes resultados não são surpreendentes, pois alguns dos estudos apresentados na sessão 2.2 chegaram à mesma conclusão. Dentre os estudos realizados, destaca-se aquele realizado por Pak et al. (2003) Pak et al. (2003) que mostrou que os países em desenvolvimento, como o caso de Moçambique e riscos em recursos naturais (gás natural), não têm a capacidade de influência os preços dos recursos. O que permite as multinacionais de manipular os preços de transferências do gás natural, devido aos elevados investimentos que estes recursos necessitam.

Os resultados da estimação da potencial perda da receita na indústria de gás natural provenientes do imposto de produção de gás natural, evidenciaram uma perda da receita numa média anual de 2.427,03 milhões de MT no período entre 2005 a 2021, quando aplicados os preços de gás natural de África do Sul, onde a média anual do preço no período em análise foi de USD 10,2 por GJ muito acima da média anual do preço de gás natural de Moçambique, que foi de USD 0,91 por GJ. Todavia, a maior perda da receita verificou-se no segundo cenário (quando aplicados os preços do mercado de Europa), onde a média anual do período foi de 2.766,35 milhões de MT.

Tendo presente os resultados acima apresentados, o estudo conclui que os preços de gás natural de Moçambique não têm uma relação com os preços dos mercados internacionais e nem sofrem choques desses mercados. Significando que, qualquer subida ou descida dos preços de gás natural que se verifica nos mercados internacionais, os preços de gás de Moçambique mantém a mesma tendência. Por outro lado, além dos preços de gás natural de Moçambique estarem muito abaixo dos preços dos mercados internacionais, eles têm pequenas variações (quase constantes) ao longo do período, também conferenciado no gráfico acima referido. Esta situação representa um risco para os preços de transferências.

Os resultados da estimação da potencial perda da receita na indústria de gás natural provenientes do imposto de produção de gás natural evidenciaram uma perda da receita numa média anual de 2.427,03 milhões de MT no período entre 2005 a 2021, quando aplicados os preços de gás natural da África do Sul, em que a média anual do preço no período em análise foi de USD 10,2 por GJ, muito acima da média anual do preço de gás natural de Moçambique, que foi de USD 0,91 por GJ. Todavia, a maior perda da receita verificou-se no segundo cenário (quando aplicados os preços do mercado da Europa), em que a média anual do período foi de 2.766,35 milhões de MT.

Aquela mesma situação pode, em parte, estar relacionada, por um lado, com a indústria de gás no país, que ainda é incipiente, e o país ainda não tem recursos financeiros para contribuir no financiamento da exploração desses recursos. Por outro, a venda de gás natural decorre dentro do mesmo grupo, SASOL. Esta é a mais antiga empresa de exploração de gás em Moçambique, que tem operado ao nível da província de Inhambane, mais também com alguns projectos ao nível da região centro. Esta indústria exporta exclusivamente o gás natural para a África do Sul, o que permite a empresa SPT transferir ganhos significativos obtidos pela empresa para a SPI.

Até ao presente momento, o governo de Moçambique aprovou o decreto de preços de transferência, que estabelece os métodos a serem aplicados em cada situação, o que representa

um grande avanço na legislação tributária para monitorar os preços de transferências no sector de hidrocarbonetos. Entretanto, o governo ainda não elaborou um regulamento dos preços de transferências para este sector de actividade, bem como a Autoridade Tributária de Moçambique ainda não tem acesso à base de dados dos preços de gás natural de diferentes mercados internacionais. Esta plataforma de base de dados seria de grande importância para a AT, pois ela facilitaria a análise dos preços de transferências. No entanto, esta ferramenta é extremamente cara para o governo de Moçambique, o que representa um grande desafio para o país na aquisição dessa ferramenta.

6.2 Recomendações

A conclusão fundamental deste estudo mostra que não há correlação entre o preço de gás praticado em Moçambique e preços internacionais, dado que o primeiro preço ser regido à luz do contrato celebrado entre a SASOL e o Governo de Moçambique. Tomando a consideração da rigidez do preço de gás de Moçambique, faz com que estes estejam muito abaixo do preço de gás natural da África do Sul, EUA e Europa. Neste contexto, recomenda-se a necessidade de actualizar-se o Decreto 70/2017 do Regime de Preço de Transferências, de 6 dezembro e a elaboração do regulamento de preços de transferências, face à dinâmica empreendida pelas relações produtivas e comerciais do tecido empresarial nacional e internacional, bem como o desenvolvimento tecnológico e das tecnologias de comunicação que facilitam as transacções em diferentes partes do globo em tempo real.

Um outro resultado importante de estudo indica uma potencial perda da receita no Imposto sobre a Produção do gás natural. Neste contexto, recomenda-se a realização de pesquisas futuras sobre este tema, com vista a aprofundar o conhecimento sobre os preços de transferência no sector de hidrocarbonetos, bem como apurar os principais riscos de perda da receita fiscal e monitorar o comportamento das empresas multinacionais em todo o processo da cadeia de valor de exploração dos recursos de hidrocarbonetos.

Além disso, o estudo recomenda que sejam realizadas trocas sistemáticas de informações entre a Autoridade Tributária de Moçambique com outras administrações tributárias sobre o tratamento fiscal preferencial dos sujeitos passivos, incluindo os acordos prévios em matéria de preços de transferência. Isto ajudará a resolver a questão da falta de informações comparáveis, que é fundamental para alcançar uma implementação bem-sucedida dos regulamentos sobre preços de transferência.

Sob o ponto de vista normativo, há necessidade de se incluir no RPT os seguintes aspectos:

- Acordos prévios de Preços de Transferência entre os operadores económicos e a Administração Tributária, com o objectivo de definir os termos e condições a praticar em operações comerciais e financeiras realizadas com entidades relacionadas;
- A possibilidade de se fazer com que os valores transferidos através dos preços de transferência sejam retornados ao país (correção do problema sob o ponto de vista monetário e cambial); e
- A obrigatoriedade de declaração de esquemas fiscais ou estruturas de carácter agressivo (ou abusivo) por parte das empresas.

6.3 Limitações do Estudo

Os principais resultados deste estudo, devem ser interpretados com algum cepticismo porque o presente estudo evidência três tipos de limitações abaixo apresentadas:

- Ausência de referências de pesquisas passadas pelo facto de que existem poucos trabalhos;
- Dificuldades no acesso aos dados sobre actividades levadas a cabo pela empresa SASOL Moçambique e pela empresa sul-africana SASOL, porque essas duas empresas não têm disponibilizados os relatórios das suas actividades e muito menos informação dos preços de venda de gás natural dos seus clientes; e
- Dificuldades no acesso aos dados sobre os impostos sobre rendimentos pagos e outras transacções efetuadas no processo de importação e exportações feitas pela empresa SASOL Moçambique.

Neste contexto, recomenda-se mais que a pesquisa futura sobre o tema de pesquisa aqui em causa seja realizada tendo presente os aspectos acima arrolados de modo a ter resultados mais completos em toda a cadeia de valor da exploração de gás natural em Moçambique.

BIBLIOGRAFIA

- Agana, Joseph; Mohammed Abu-Khanifa and Zamore, Stephen (2018) “International transfer pricing and income shifting in developing countries: evidence from Ghana”. *International Journal of Emerging Markets*, Vol. 13, pp. 1132-1153.
- Almeida, Vera Soares (2011). “Preços de Transferência: Caso Prático”. *Dissertação de Mestrado em Contabilidade*. Universidade de Aveiro. Portugal.
- Amorim, José (2013). “A propósito da Comparabilidade entre os Métodos de Determinação dos Preços de Transferência”. *Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto ISCAP*.
- Ascenso, Cátia (2016). “Preços de Transferência e Métodos Formulários: Uma Análise Comparativa”. *Tese de Mestrado em Direito Fiscal*. Universidade Católica. Lisboa - Portuguesa.
- Banco de Moçambique (2012). “*Relatório da Balança de Pagamentos do Banco de Moçambique*”. Maputo: Banco de Moçambique.
- Banco de Moçambique (2013). “*Relatório da Balança de Pagamentos do Banco de Moçambique*”. Maputo: Banco de Moçambique.
- Banco de Moçambique (2022). “*Dados de Exportação do Gás Natural*”, Disponível em <https://www.bancomoc.mz/pt/areas-de-actuacao/estatisticas/dominios-e-indicadores-estatisticos/> Acessado a 17/09/2023.
- Banco de Moçambique (2022). “*Dados de Investimento Director Estrangeiro*”, Disponível em <https://www.bancomoc.mz/pt/areas-de-actuacao/estatisticas/dominios-e-indicadores-estatisticos/estatisticas-externas/posicao-de-investimento-internacional-2023-1/> Acessado a 20/11/2023.
- Banco Mundial (2022). “*Natural Gas Prices Data in Major Markets*”. Washington: USA.
- Berger, Roger (1996). “Likelihood Ratio Tests and Intersection Union Tests”. *Department of Statistics North Carolina State University*. Raleigh NC – 27695-8203.

- Bernard, Jean-Thomas e Weiner, Rober (1996). “Transfer Prices and The Excess Cost of Canadian Oil Imports: New Evidence on Bertrand versus Rugman”. *Canadian Economics Association*, Vol. 25, No. 1 (Feb., 1996), pp. 22-40 (19 pages).
- Bernard, B. Andrew, Jensen, J. Bradford e Schott, K. Peter. (2006). “Transfer Pricing by U.S.-Based Multinational Firms”. National Bureau of Economic Research, Cambridge. NBER Working Paper Series.
- Bhat, Ganapati. (2009). “Transfer pricing, Tax Havens and Global governance”. (DIE Discussion Paper, 7/2009). Bonn: *Deutsches Institut für Entwicklungspolitik gmbH*. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-194019>
- Borkowski, Susan (1997). “The Transfer Pricing Concerns of Developed and Developing Countries”. *The International Journal of Accounting*. Elsevier, vol. 32(3), pages 321-336.
- Breusch, Trevor (1978), “Testing for Autocorrelation in Dynamic Linear Models”. *Australian Economic Papers*. Vol. 17, No. 31, pp. 334–355.
- Breusch, Trevor and Pagan, Adrian (1979), “A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation”. *Econometric*, Vol. 47, No. 5, pp. 1287- 1294.
- Brown, R. L., Durbin, J. e Evans, J. M. (1975), “Techniques for Testing the Constancy of Regression Relationships over Time (with discussion)”. *Journal of the Royal Statistical Society*. Vol. 37, No. 2, pp. 149–192.
- Buettner, Thiess, e Wamser, Georg (2007), “Intercompany Loans and Profit Shifting: Evidence from Company-Level Data”. *CESifo Working Paper No. 1959*. Center for Economic Studies and ifo Institute (CESifo), Munich.
- Charles, Torres (2021). “Decree no. 70/2017 of 6 September and Transfer Prices in the Extractive Industries in Mozambique. Case Study: Sasol Petroleum Temane, (SPT)”. *The Degree of Doctorate of Finance*. Swiss Management Center University.

Centro de Integridade Pública (2013). “Exportações de Gás de Pande-Temane para a África do Sul: Primeiros Grandes Projectos do Sector Extractivo Frustram as Expectativas dos Moçambicanos”. Anticorrupção – Transparência – Integridade - Edição Nº 17/2013. Maputo: Centro de Integridade Pública.

Centro de Integridade Pública (2017). Inflação de Custos e Preços de Transferência - Sasol Continuará a Enriquecer e o Estado Moçambicano a “vaca leiteira”. Anticorrupção – Transparência – Integridade. Maputo: Centro de Integridade Pública.

Clausing, Kimberly (2003). “Tax-Motivated Transfer Pricing and US intrafirm Trade Prices”. *Journal of Public Economics*, Vol. 87 (9-10), pp: 2207–2223.

Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (2013). Relatório de Contas do Exercício Económico de 2013. Disponível em” chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.cmh.co.mz/images/Relatorio &Contas/Relatorio_e_Contas_FY13.pdf. Acesso no dia 04/02/23.

Davies, Ronald; Martin, Julien; Parenti, Mathieu e Toubal, Farid (2018). “Knocking on Tax Haven’s Door: Multinational Firms and Transfer Pricing”. *Review of Economics and Statistics*, Vol. 100(1): pp.120–34.

Drury, Colin (2004). “Management and Cost Accounting (6th ed.)”. *Thomson*.

Eden, Edward. (2019). *The Economics of Transfer Pricing*. An Elgar Research Collection. Cheltenham, UK -Northampton, MA, USA.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2015). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique dos Anos 2013 e 2014”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2020). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique do Ano de 2019”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2021). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique do Ano de 2020”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2023). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique do Ano de 2021”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2008). “1º Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2014). “4º Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2014). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique do Ano 2012”. Maputo- Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2020). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique dos Anos 2017 e 2018”. Maputo - Moçambique.

Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique (2021). “Relatório de Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique do Ano 2021”. Maputo - Moçambique.

Gas Exploration Countries Forum (2022). “Gas Exportation Countries Forum: Annual Statistical Bulletin 2022”. 6a ediction. GECF: Data and information services department. Doha- Qatar.

Godfrey, B. (1978). “Testing Against General Autoregressive and Moving Average Error Models when the Regressors Include Lagged Dependent Variables”. *Econometrica*, Vol. 46, No. 6, pp. 1293-1301.

Governo de Moçambique (2007). “*Código do Imposto sobre Rendimento das Pessoas Colectivas*”. Lei n.º 34/2007, de 31 de Dezembro Maputo: Imprensa Nacional de Moçambique.

Governo de Moçambique (2014). “*Estabelece o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas*”. Lei nº27/2014, de 23 de Setembro. Maputo: Imprensa Nacional de Moçambique.

Governo de Moçambique (2017). “*Regimes de Preços de Transferências*”. Decreto nº 70/2017 do RPT, de 6 de Dezembro. Maputo: Imprensa Nacional de Moçambique.

Governo de Angola (2020). “*Modelo de Definição de Preços dos Derivados do Petróleo e do Gás*”. Decreto Presidencial nº 283/20, de 27 de Outubro, Luanda. Diário da República Iª Série n.º 171.

Hassler, Uwe and Wolters, Jürgen (2005). “Autoregressive Distributed Lag Models and Cointegration”. *Diskussionsbeiträge*, No. 2005/22. Freie Universität Berlin, Fachbereich Wirtschaftswissenschaft. Berlin.

Hirshleifer, Jack (1956). “On the Economics of Transfer Pricing”. *The Journal of Business*, 29(3), 172-184.

Instituto Nacional de Petróleo (2021). “Projecto de Pande e Temane”. Maputo-Moçambique.

Instituto Nacional de Petróleo (2022). “Projectos em vigor na indústria de gás”. Disponível em <https://www.inp.gov.mz/projectos/>. Acesso no dia 018/06/23.

International Monetary Fund (2023). World Economic Outlook Databases. Washington: USA.

- Jarque, Carlos e Bera, Anil (1980), “Efficient Tests for Normality, Homoscedasticity and Serial Independence of Regression Residuals”. *Economics Letters*, Vol. 6, No. 3, pp. 255–259.
- Kabala, Edna e Ndulo, Manenga (2018). “Transfer Mispricing in Africa: Contextual Issues”. *Southern African Journal of Policy and Development*: Vol. 4 : No. 1 , Article 6.
- Kerko, Santtu (2020). “Transfer Mispricing in Finland: Evidence using Export Data”. *Master’s Thesis. Faculty of Social Sciences Economics – University of Helsinki*.
- Kripfganz, Sebastian e Schneider, Daniel (2022). “ARDL: Estimating Autoregressive Distributed Lag and Equilibrium Correction Models”. *Tohoku University Research Center for Policy Design*. Vol. 2022-006. Sendai, Japan.
- Liu, Li; Eisenlohr, Tim e Guo, Dongxian (2017). “International Transfer Pricing and Tax Avoidance: Evidence from Linked Trade-Tax Statistics in the UK”. *CESifo Working Paper No. 6594*.
- Lütkepohl, Helmut (2007). “New Introduction to Multiple Time Series Analysis”. *Berlin Heidelberg: Springer-Verlag*.
- Macuácuá, Edson (2019). “Direito do Petróleo e do Gás em Moçambique”. *Escolar Editora – Livros & Etc, Lda. ISBN – 978-989-670-111-6*.
- McLean, Sheldon; Charles, Don e Rajkumar, Antonio (2021). “Navigating Transfer Pricing Risk in the Oil and Gas Sector”. *United Nations publication*.
- Morris, William (1968). “Decentralization in Management. Systems Columbus”. *Ohio State University*.
- Ministry of Mineral Resources and Energy-SouthAfrica (2005). “Energy Price Report”. *Department of Energy*. Republic of South Africa.
- Mushtaq, Rizwan (2011). “Augmented Dickey Fuller Test”. Disponível em *Social Science Research Network*: <https://ssrn.com/abstract=1911068>.

- Mutsua, Isaac (2018). “A comparative Analysis of International Gas Prices Against the South African Gas Energy Price (2012-2016)”. *National Energy Regulator of South Africa (NERSA)*.
- Nam, Sang Oh (1970). “An Intra-Company Pricing System in Decentralized Organizations”. *Master's thesis*. University of Wisconsin, Madison.
- National Energy Regulator of South Africa (2021). Inquiry Into Features of the Gas Distribution Level of the South African Piped-Gas Value Chain - Final report. *National Energy Regulator of South Africa (NERSA)*.
- Niedzwiecki, Maciej e Ciołek, Marcin (2023). Akaike's Final Prediction Error Criterion Revisited. *Gdansk University of Technology*.
- Nyah, Z. A. (2025). Transfer Pricing in The Oil Industry: Improving Tax Antiavoidance Regimes in The Gulf of Guinea. PhD in Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. University of Dundee.
- Organization for Economic Cooperation and Development (2010). “Transfer Pricing Guidelines for Multinational Enterprises and Tax Administrations”. *OECD Publishing*. Paris.
- Organization for Economic Cooperation and Development (2018). “Multinational enterprises in the global economy Heavily debated but hardly measured”. *OECD Publishing*. Paris.
- Pak, Simon; Zanakis, Stelios e Zdanowicz, John (2003). “Detecting Abnormal Pricing in International Trade: The Greece-USA case”. *Interfaces*, pp. 54-64.
- Phillips, P. C. B. e Perron, P. (1988), “Testing for a Unit Root in Time Series Regression”. *Biometrika*, Vol. 75, No.2, pp. 335-346.
- Ramsey, J. B (1969). “Tests for Specification Errors in Classical Linear Least Squares Regression Analysis”. Vol. 31, No. 2, pp. 350-371.

- Readhead, Alexandra (2018). “What Mining Can Learn from Oil A Study of Special Transfer Pricing Practices in the Oil Sector, and their Potential Application to Hard Rock Minerals”. *Center for Global Development Policy*, Paper nº128.
- Salimo, Padil; Buur, Lars e Macuane, Jose (2020). “The Politics of Domestic Gas: The Sasol Natural Gas deals in Mozambique”. *Elsevier*.
- Shah, Binit e Vora, Rushabh (2021). “Transfer Pricing in Africa”. *White Paper - Crove*.
- Solomns, David (1965). *David Divisional Performance: Measurement and Control* Homewood. *III: Ricard. Jwin, Inc.*
- Sousa, Eduardo (2018). *Com que Gás se Move o Sistema Internacional: O Gás Natural nas Novas Disputas de Geopolítica Mundial*. Lisboa: Chiado Books.
- Swenson, Deborah (2001). “Tax Reforms and Evidence of Transfer Pricing.” *National Bureau of Economic Research*.
- Tributação eficiente para o desenvolvimento inclusivo (2021). “Apresentação sobre Preços de Transferência e Aplicação à Indústria Extractiva em Moçambique”. Maputo: Ministério de Economia e Finanças.
- Wier, Ludvig (2020). “Tax-motivated Transfer Mispricing in South Africa: Direct Evidence Using Transaction Data”. *Journal of Public Economics Volume 184*.
- Wooldridge, Jeffrey (2006). “Introductory Econometrics: A Modern Approach”. 4a Edição. Boston: South-Western College Publishing, Cengage Learning.

ANEXOS

Anexo A: Estrutura da Venda de Preço do Gás Natural em Moçambique

O estudo feito pelo CIP em 2013 mostra os mecanismos de determinação do preço de referência do gás natural do projecto de Pande e Temane estabelecido no contracto, onde o preço mínimo e o máximo variam entre 0,33 usd/gj e 0,67 usd/gj, conforme ilustra abaixo:

- (i) O preço contratual do gás é calculado periodicamente (trimestralmente) nas entregas de gás durante o trimestre que se inicie com a data de ajustamento do preço relativamente à qual é efectuado o cálculo do preço;
- (ii) No trimestre em que ocorre o ajustamento, o preço contratual do gás é calculado pelos vendedores, através da seguinte fórmula:

$$P = P_{\text{cabeça do poço}} + P_{\text{CPF}} \quad (A)$$

- i. Entre 2004-2014, o preço à “cabeça do poço” com o preço de referência de 0,50 USD/GJ e a média ponderada do petróleo bruto de Dubai, Gasóleo (Gasoil) de Singapura e do *Fuel Oil* de alto teor sulfúrico (HSFO) também de Singapura.

$$P_{\text{cabeça do poço}} = 0,50 \text{ USD} \left[\left(\frac{0,50 \text{ usd}(\text{Dubai})}{25 \text{ usd}} \right) + \left(\frac{0,40 \text{ usd}(\text{Gasoil})}{31 \text{ usd}} \right) + \left(\frac{0,15(\text{HSFO})}{23 \text{ usd}} \right) \right] \quad (B)$$

- ii. O preço contratual considera o preço da unidade de processamento central (P_{cpf}) de \$0,35, que é um factor de ajustamento à inflação e às médias ponderadas de petróleo bruto de Dubai, Gasóleo (Gasoil) de Singapura e do Fuel Oil de alto teor sulfúrico (HSFO) de Singapura:

$$P_{\text{cpf}} = 0,35 \text{ usd} \left[0,59 \text{ usd} \left(\frac{0,17 \text{ usd}(\text{Dubai})}{25 \text{ usd}} \right) \right] + \left(\frac{0,17 \text{ Gasoil}}{31 \text{ usd}} \right) + \left(\frac{0,07 \text{ usd}(\text{HSFO})}{23 \text{ usd}} \right) \quad (C)$$

⁶ Cabeça de Poço significa a saída da válvula estranguladora da cabeça do poço.

Anexo B: Principais Acções Relacionadas aos Preços de Transferência da BEPS

Acção	Objectivo	Recomendações da OECD
02	Neutralizar os efeitos dos instrumentos híbridos (<i>hybrid mismatch arrangements</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • A Acção 2 identifica uma abordagem para neutralizar o impacto fiscal resultante do recurso a mecanismos de desvio artificial de lucros através de instrumentos e entidades híbridas (ex.: dupla não tributação, dupla dedução, diferimento dos impostos a longo prazo). • Para neutralizar diferenças de tratamento fiscal, o BEPS adopta, como regra primária, a recusa de cada Estado à isenção/dedução de um pagamento, sempre que o mesmo não esteja sujeito a imposto no Estado da entidade que o recebe (ex. transferência de lucro). • Como regra secundária ou defensiva, o BEPS recomenda aos Estados que sujeitem ao imposto ou recusem a isenção/dedução, sempre que a regra primária acima referida não seja aplicável no Estado recipiente.
03	Reforçar as normas relativas às SEC (Controlled Foreign Company)	<ul style="list-style-type: none"> • Um dos objectivos do BEPS passa pelo combate à concentração de lucros produzidos por sociedades residentes em sociedades estrangeiras localizadas em jurisdições com privilégios fiscais (baixa tributação) através de pagamentos de juros e outras despesas de financiamento que são fiscalmente dedutíveis. • Com esta regra recomenda-se que o rendimento obtido por uma empresa controlada, com regime fiscal privilegiado noutro território, fica sujeito a tributação no <u>Estado de residência do accionista</u>, para se evitar a dupla não tributação desse rendimento (ex. juros).
04	Limitar a erosão da base tributária através da dedução de juros e outras compensações financeiras	<ul style="list-style-type: none"> • Está acção aborda a dedutibilidade fiscal de determinados encargos decorrentes de operações financeiras (ex. o pagamento de juros, garantias financeiras e de execução, derivados, cauções e outros sistemas de seguros, em particular, entre entidades relacionadas), nos caso em que a dedutibilidade de tais pagamentos pode suscitar ou contribuir para uma dupla não-tributação do rendimento correspondente. • Destacam-se três abordagens diferentes para combater a dedução excessiva de encargos com juros: <ul style="list-style-type: none"> ➤ A primeira abordagem consiste na adopção de regras anti-abuso que visam limitar a dedução de juros numa óptica de grupo, limitando as deduções efetuadas pelo grupo na sua totalidade ao montante de juros efectivamente pagos à entidades terceiras. ➤ A segunda abordagem prende-se com a possibilidade de limitar a dedutibilidade de juros de cada entidade, com base numa relação fixa entre receita, activos ou capital. ➤ A terceira abordagem prevê a possibilidade de elaborar regras específicas que sejam destinadas a contestar situações abusivas concretas, esta abordagem ainda está em desenvolvimento.
05	Combater de modo mais eficaz as práticas tributárias prejudiciais, tendo em conta	<ul style="list-style-type: none"> • O ponto de partida da Acção 5 decorre do relatório da OCDE sobre a concorrência fiscal prejudicial (<i>Harmful tax competition – An emerging global issue</i>), publicado pelo respectivo Fórum em 1998, com o objectivo de especificar os factores de identificação dos regimes fiscais preferenciais (tributação inexistente ou muito baixa; falta de troca de informações com outros Estados; falta de transparência relativamente às disposições legais ou administrativas; ausência de substância económica das actividades desenvolvidas) e apresenta uma lista de medidas para estimular a cooperação internacional neste âmbito.

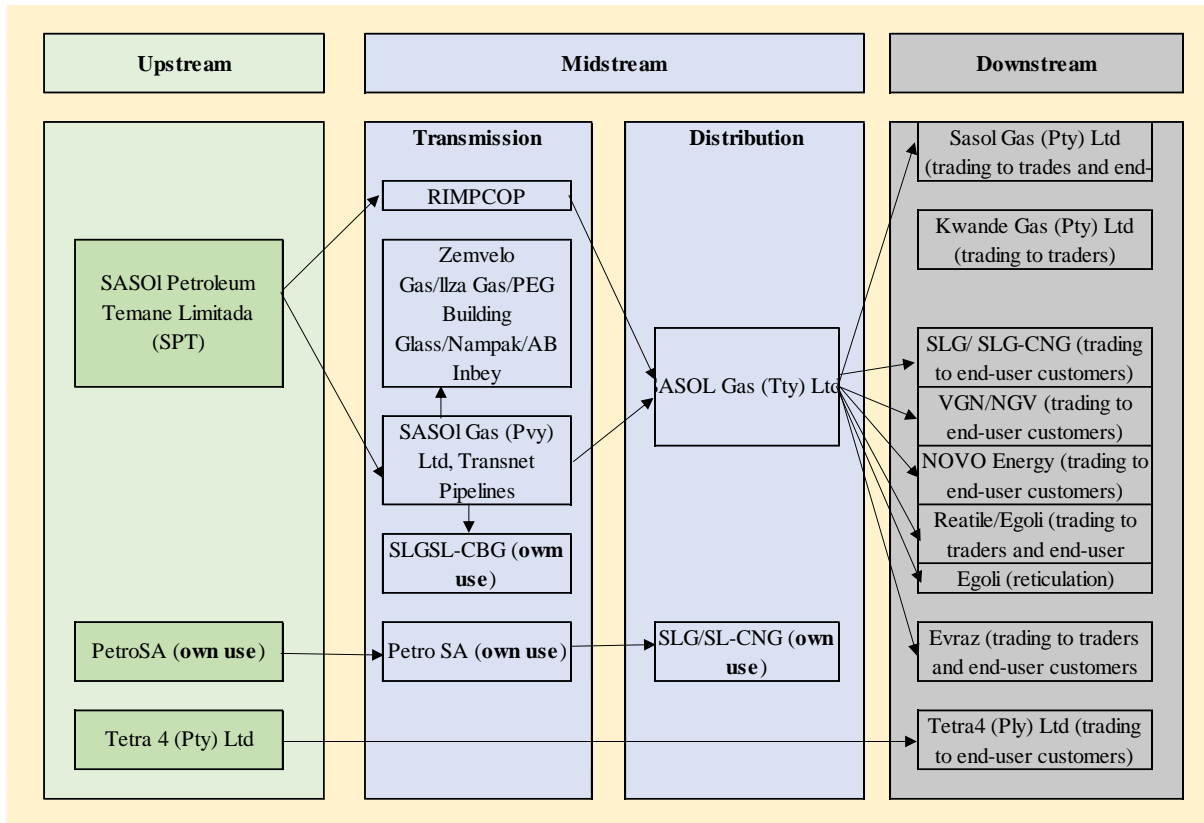
Acção	Objectivo	Recomendações da OECD
	a transparência e a substância	<ul style="list-style-type: none"> • A Acção 5 procura desenvolver soluções mais eficazes, dando prioridade ao aumento da transparência e aos requisitos de substância económica que são necessários para que seja possível beneficiar de um determinado regime fiscal preferencial: <ul style="list-style-type: none"> ➤ No que respeita ao aumento da transparência, o relatório procura formular recomendações para tornar obrigatória, entre as autoridades fiscais dos Estados, a troca sistemática de informações sobre <i>tax rulings</i> que concedam ao contribuinte um tratamento fiscal preferencial, incluindo os acordos prévios em matéria de peças de transferência. ➤ No que diz respeito aos requisitos de substância económica, o relatório dá enfoque à definição de “actividade substancial” no contexto dos regimes de propriedade intelectual (ex. <i>patent box</i>), limitando a aplicação de tais regimes preferenciais aos rendimentos de propriedade intelectual (ex. royalties, mais-valias derivadas da venda de um activo intangível ou rendimentos auferidos da venda de bens directamente relacionados com o mesmo activo) que tenham uma ligação causal com encargos suportados pela empresa para o desenvolvimento do activo subjacente.
06	Prevenir a utilização abusiva dos tratados	<ul style="list-style-type: none"> • Tem como objectivo combater a utilização abusiva dos Acordos para Evitar a Dupla Tributação (ADT) pelos agentes económicos. • A utilização abusiva dos ADT concretiza-se, normalmente, na prática do <i>treaty shopping</i>, a qual consiste na estruturação de operações internacionais com o objectivo de ter acesso aos benefícios decorrentes de um Tratado, por um contribuinte residente em um Estado terceiro que, à partida, não estaria incluído entre os seus beneficiários, sendo tal acesso normalmente alcançado através da interposição de uma entidade residente em um dos Estados contratantes. • No que respeita à Convenção Modelo da OCDE, o relatório sugere a introdução de uma cláusula de limitação de benefícios que restrinja o acesso ao disposto nos ADT, em determinadas circunstâncias consideradas abusivas, e/ou que elimine os benefícios deles decorrentes quando o objectivo principal da operação consista em ter acesso aos mesmos. • O relatório recomenda ainda a adopção de uma cláusula de salvaguarda a nível da legislação doméstica de modo a assegurar que, em determinadas circunstâncias, o direito do Estado prevaleça sobre as disposições dos ADT.
07	Prevenir que o <i>status</i> de Estabelecimento Permanente (EP) seja artificialmente evitado	<ul style="list-style-type: none"> • A Acção 7 procura identificar as alterações necessárias à definição de EP na Convenção Modelo da OCDE, de modo a prevenir que a imputação de um EP seja artificialmente evitado pelos agentes económicos, nomeadamente através do recurso a acordos de comissionista e excepções decorrentes de realidades/actividades específicas, bem como através da fragmentação de contratos entre sociedades relacionadas: <ul style="list-style-type: none"> ➤ No que respeita às estruturas comissionistas (modelo de negócio no qual uma entidade vende, em seu nome, bens ou serviços numa determinada jurisdição, em nome de uma entidade terceira residente em outra jurisdição), a Acção 7 procura alargar o âmbito de aplicação do conceito de EP, de modo a incluir a figura do comissionista. ➤ No que diz respeito às actividades de natureza preparatória ou auxiliar que, ao abrigo da actual formulação da Convenção Modelo da OCDE, não integram o pressuposto de existência de um EP, a Acção 7 sugere a revisão das excepções previstas, tendo em conta que, no contexto

Acção	Objectivo	Recomendações da OECD
08, 09, 10	Garantir que os resultados de <i>Transfer Pricing</i> estejam em linha com criação de valor em intangíveis (08), Transferência de riscos e excesso de capital (09); e Transacções de elevado risco (10)	<p>económico actual, tais actividades podem ter valor acrescentado ou revestir carácter de essencialidade, nomeadamente quando considerado o negócio como um todo.</p> <p>➤ Em relação à fragmentação de contratos, o tema tem subjacente o recurso ao fraccionamento artificial de contratos entre partes relacionadas visando evitar o requisito temporal associado à existência de um EP (6 ou 12 meses, consoante o tipo de actividade). Neste âmbito, sugere que se agregue, no cálculo do requisito temporal, o tempo despendido no mesmo projecto por cada entidade relacionada.</p> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> • Nestas acções há uma preocupação com a definição de metodologias de <i>preço</i> adequado e com a correta alocação de resultados ao longo da cadeia de valor de um grupo: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Através da Acção 8 (<i>Intangibles</i>), definem-se regras que impedem a erosão da base tributária e a transferência de lucros através da transferência de activos intangíveis entre membros de um mesmo grupo, o que implica (i) adoptar uma definição abrangente e claramente delineada de activos intangíveis; (ii) assegurar que os lucros associados com a transferência e o uso de activos intangíveis sejam devidamente alocados em função da criação de valor; (iii) elaborar regras de preços de transferência ou medidas especiais aplicáveis às transferências de activos intangíveis de difícil valorização; e (iv) actualizar as instruções relativas aos acordos de repartição de custos. ➤ A Acção 9 (<i>Risk & Capital</i>) incide sobre a definição de regras que impedem a erosão da base tributária e a transferência de lucros através da transferência de riscos entre membros de um mesmo grupo, ou da atribuição de uma fracção excessiva do capital a membros de um mesmo grupo. Para tal é necessário adoptar regras de preços de transferências ou medidas especiais que impeçam que uma entidade acumule prejuízos, pelo simples facto de ter assumido riscos contratualmente, ou porque injectou capital. Tais regras deverão também exigir que os retornos sejam proporcionais à criação de valor. ➤ A Acção 10 (<i>High-risk transactions</i>) visa estabelecer regras que impeçam a erosão da base tributária e a transferência de lucros através de transacções de alto risco nas quais sociedades independentes jamais, ou raramente participariam. Para tal será necessário adoptar regras de preços de transferência ou medidas especiais para: (i) esclarecer as circunstâncias nas quais as transacções podem ser requalificadas; (ii) esclarecer a aplicação de métodos de preços de transferência, em particular na repartição de lucros, no contexto das cadeias de valor mundiais; e (iii) proteger-se contra os tipos mais de comuns de pagamentos que têm por efeito a erosão da base tributária, tais como as comissões de gestão e as despesas da sede.
12	Exigir que os contribuintes revelem os seus esquemas de planeamento tributário agressivo	<ul style="list-style-type: none"> • Esta acção visa definir normas de declaração obrigatória de transacções, esquemas, ou estruturas de carácter agressivo, ou abusivo por parte das empresas. • Visa também conceber e por em prática modelos melhorados de partilha de informação, entre administrações tributárias, sobre os esquemas tributários internacionais.

Acção	Objectivo	Recomendações da OECD
13	Re-examinar a documentação de preços de transferência	<ul style="list-style-type: none"> • A acção visa desenvolver regras sobre a documentação de preços de transferência para reforçar a transparência para a administração tributária, tendo em consideração os custos de conformidade para o sector privado. • As normas desenvolvidas incluem o requisito de que todas as multinacionais proporcionem aos governos informação relevante necessária, sobre a repartição global dos lucros, sobre a sua actividade económica e os impostos pagos nos diferentes países, de acordo com um modelo comum. • Assente numa abordagem tripartida, a proposta apresentada pela OCDE compreende: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Um <i>Master File</i>, de conteúdo padronizado e transversal a todas as entidades do grupo, contemplando uma visão geral das políticas de <i>pricing</i> assumidas ao longo da cadeia de valor; ➤ Um <i>Local File</i>, de conteúdo específico às entidades locais do grupo referente à documentação das operações com materialidade; e ➤ Um <i>Country-by-Country Report</i> (“<i>CbC Report</i>”), no qual deverá constar, entre outra, informação relativa à alocação global de rendimentos e impostos e à localização da actividade económica do grupo.

Fonte: OCEDE (2010)

Anexo C: Estrutura do Mercado de Gás Natural na África do Sul



Fonte: NERSA, 2021

Anexo D: Resumo de Alguns Estudos Empíricos

Autores	País	Tipo de Dados	Período	Método de análise empírica	Principais Resultados
Bernard e Weiner (1996)	EUA e Canadá	Dados em nível de país	1974 - 1984	Regressão MMQ comparando preços de petróleo intra-comércio dos EUA com preços de mercado.	Comportamento fraco induzido por impostos das EMNs.
Swenson (2001)	Canadá, França, Alemanha, Japão e Reino Unido	Dados de nível de produto	1981-1986	Análise das diferentes taxas de impostos e as variações das taxas tarifárias sobre as EMNs.	A redução de 5% na taxa de imposto mostra apenas um aumento de 0,024% do preço de Transferência relatado pelas empresas afiliadas
Clausing (2003)	EUA	Dados mensais	1997 - 1999	Análise das diferenças entre os preços de comércio intrafirma e os preços de comércio não intrafirma.	Uma menor taxa de imposto menor leva a uma redução de 1,8% nas exportações intra-empresas dos EUA, entretanto as importações aumentam em 2%.
Pak et al. (2003)	EUA - Grécia	Semanais	1995	Regressão linear das discrepâncias de preços de transferência	Fuga de capital que ocorreu na direção dos Estados Unidos, pois as importações para a Grécia estavam superfaturadas e as exportações estavam subfaturadas
Bernard, et al. (2006)	EUA	Dados de em nível de empresas subsidiárias	1993-2000	Regressão de MMQs comparando os preços de comércio intra-empresas dos EUA com os preços de mercado.	1% de redução na taxa de imposto e 1% de aumento na taxa tarifária ampliam a lacuna entre a taxa de imposto médio e os preços intra-empresas em 56% a 66%
Buettner e Wanser (2007)	77 países América e Europa	Dados de nível micro	1973 - 1984	Análise de regressão, comparando os preços das entre-empresas localizadas em jurisdição de taxa de imposto alto com as entre-empresas subsidiárias localizadas em jurisdição de taxa de imposto menor, com os preços de mercado.	Influência muito baixa do imposto sobre rendimento no comportamento dos preços de transferências entre empresas subsidiárias
Liu et al. (2017)	Reino Unido	Dados de nível micro	2005 - 2011	Modelo simples de regressão que analisa as diferenças tributárias levam as multinacionais a manipular os preços de transferência	Um aumento de um ponto percentual no diferencial de impostos do país de destino do Reino Unido reduz os preços de exportação de partes relacionadas em relação aos preços de exportação de mercado em três por cento
Davies et al. (2018)	França	Declarações alfandegárias	1999	Modelo simples de regressão transferência incorrecta dos preços na França	Os preços interno das empresas são mais baixos em destino com taxas de impostos mais baixas e principalmente em paraísos fiscais.
Wier (2020)	África do Sul	Declarações alfandegárias	2011-20215	Modelo de regressão que analisa as discrepâncias dos preços	As empresas multinacionais na África do Sul manipulam preços de transferência para transferir lucros tributáveis para países com impostos baixos
Kerko (2020)	Finlândia	Declarações alfandegárias	2014M1 - 2017M12	Modelo de regressão que analisa as discrepâncias dos preços	Uma redução de 10% na alíquota de imposto de destino leve a uma redução de 1,2% nos preços de exportação intra-empresa de empresas multinacionais finlandesas

Anexo E: Dados de Análise

Mês	HH_US_GAS	TTF_GAS	SA_GAS	Moz_GAS	Mês	HH_US_GAS	TTF_GAS	SA_GAS	Moz_GAS
Jan-05	6,49	5,76	10,11	0,66	May-08	11,85	13,06	23,45	0,67
Feb-05	6,48	5,79	9,38	0,66	Jun-08	13,37	13,33	24,35	0,67
Mar-05	7,35	5,82	10,22	0,66	Jul-08	11,76	15,16	27,63	0,67
Apr-05	7,55	6,18	10,68	0,66	Aug-08	8,70	15,45	29,20	0,67
May-05	6,83	6,21	11,08	0,66	Sep-08	8,12	15,67	23,23	0,67
Jun-05	7,58	6,24	10,27	0,66	Oct-08	7,10	16,81	18,34	0,67
Jul-05	8,05	6,77	11,98	0,67	Nov-08	7,04	16,68	17,19	0,67
Aug-05	10,16	6,92	12,23	0,67	Dec-08	6,11	16,35	14,38	0,67
Sep-05	13,58	6,94	11,68	0,67	Jan-09	5,53	14,65	12,95	0,67
Oct-05	14,27	7,68	12,65	0,67	Feb-09	4,77	11,65	12,67	0,67
Nov-05	11,01	7,87	12,84	0,67	Mar-09	4,17	11,50	12,54	0,67
Dec-05	13,53	7,90	14,22	0,67	Apr-09	3,69	8,98	13,22	0,67
Jan-06	9,14	8,40	14,33	0,67	May-09	4,02	8,54	14,35	0,67
Feb-06	7,90	8,39	14,33	0,67	Jun-09	4,01	8,39	14,94	0,67
Mar-06	7,28	8,43	14,86	0,67	Jul-09	3,58	7,04	16,30	0,67
Apr-06	7,48	8,69	15,19	0,67	Aug-09	3,32	7,30	15,77	0,67
May-06	6,54	8,74	14,18	0,67	Sep-09	3,12	7,52	17,83	0,67
Jun-06	6,53	8,75	14,27	0,67	Oct-09	4,24	8,02	16,67	0,67
Jul-06	6,59	9,05	16,13	0,67	Nov-09	3,89	8,24	16,45	0,67
Aug-06	7,38	9,19	15,93	0,67	Dec-09	5,66	8,45	17,93	0,67
Sep-06	5,13	9,25	14,89	0,67	Jan-10	6,13	9,28	17,50	0,67
Oct-06	6,29	9,46	15,38	0,67	Feb-10	5,63	9,28	17,57	0,67
Nov-06	7,86	9,48	16,05	0,67	Mar-10	4,53	9,42	17,67	0,67
Dec-06	6,94	9,41	14,46	0,67	Apr-10	4,23	7,93	17,97	0,67
Jan-07	6,95	9,06	14,30	0,67	May-10	4,38	7,67	17,98	0,67
Feb-07	8,41	9,03	13,61	0,67	Jun-10	5,06	8,17	18,32	0,67
Mar-07	7,52	8,83	14,39	0,67	Jul-10	4,88	8,48	17,64	0,67
Apr-07	8,01	8,44	15,44	0,67	Aug-10	4,54	8,92	17,97	0,67
May-07	8,03	8,42	15,62	0,67	Sep-10	4,12	8,74	18,35	0,67
Jun-07	7,71	8,47	15,82	0,67	Oct-10	3,62	8,75	18,35	0,67
Jul-07	6,56	8,58	16,10	0,67	Nov-10	3,93	9,06	18,42	0,67
Aug-07	6,54	8,80	16,37	0,67	Dec-10	4,47	9,22	19,52	0,67
Sep-07	6,43	9,01	17,49	0,67	Jan-11	4,74	10,14	19,62	0,67
Oct-07	7,17	9,66	18,37	0,67	Feb-11	4,30	9,88	19,52	0,67
Nov-07	7,53	9,99	17,97	0,67	Mar-11	4,19	9,89	22,94	0,67
Dec-07	7,54	10,01	19,48	0,67	Apr-11	4,48	10,93	24,47	0,67
Jan-08	8,44	11,29	19,26	0,67	May-11	4,55	10,87	24,55	0,67
Feb-08	9,02	11,44	17,84	0,67	Jun-11	4,80	10,82	24,09	0,67
Mar-08	9,92	11,65	18,90	0,67	Jul-11	4,66	11,60	23,70	0,67
Apr-08	10,69	12,86	21,89	0,67	Aug-11	4,28	11,41	23,09	0,67

Mês	HH_US_GAS	TTF_GAS	SA_GAS	Moz_GAS	Mês	HH_US_GAS	TTF_GAS	SA_GAS	Moz_GAS
Sep-11	4,12	11,45	22,19	0,67	Jan-15	3,14	9,76	18,03	1,7
Oct-11	3,76	12,05	21,83	0,67	Feb-15	3,00	8,73	17,97	1,7
Nov-11	3,42	11,94	22,75	0,67	Mar-15	2,95	8,73	17,29	1,7
Dec-11	3,34	12,16	24,08	0,67	Apr-15	2,72	7,15	16,57	1,1
Jan-12	2,83	12,08	24,03	0,67	May-15	2,99	7,05	16,59	1,1
Feb-12	2,66	11,73	25,70	0,67	Jun-15	2,92	7,03	16,16	1,1
Mar-12	2,29	12,63	25,23	0,67	Jul-15	2,99	7,06	14,23	1,18
Apr-12	2,05	12,05	24,95	0,67	Aug-15	2,92	6,70	13,74	1,18
May-12	2,57	12,28	24,35	0,67	Sep-15	2,79	6,62	13,03	1,18
Jun-12	2,59	12,12	23,12	0,67	Oct-15	2,44	6,36	14,68	1,08
Jul-12	3,11	11,74	21,82	0,67	Nov-15	2,19	5,80	14,04	1,08
Aug-12	2,99	11,80	21,81	0,67	Dec-15	2,03	5,37	13,26	1,08
Sep-12	3,00	11,69	23,84	0,67	Jan-16	2,40	4,64	11,92	0,9
Oct-12	3,50	12,22	23,73	0,67	Feb-16	2,06	4,19	12,35	0,9
Nov-12	3,73	12,48	23,58	0,67	Mar-16	1,80	4,13	12,62	0,9
Dec-12	3,52	12,44	23,28	0,67	Apr-16	2,01	4,19	13,25	0,62
Jan-13	3,51	12,52	21,73	0,67	May-16	2,03	4,57	12,54	0,62
Feb-13	3,51	12,42	21,90	0,67	Jun-16	2,71	5,02	12,82	0,62
Mar-13	4,02	12,52	22,72	0,67	Jul-16	2,94	4,93	12,74	0,78
Apr-13	4,40	13,59	22,64	0,67	Aug-16	2,94	4,27	13,34	0,78
May-13	4,26	12,97	21,15	0,67	Sep-16	3,13	4,49	13,02	0,78
Jun-13	4,04	12,58	20,00	0,67	Oct-16	3,11	5,63	14,22	0,88
Jul-13	3,82	12,24	21,88	0,67	Nov-16	2,64	6,01	14,22	0,88
Aug-13	3,61	12,28	21,56	0,67	Dec-16	3,78	5,72	14,27	0,88
Sep-13	3,81	11,87	21,76	0,67	Jan-17	3,44	6,48	14,34	0,92
Oct-13	3,88	12,00	22,18	0,67	Feb-17	2,98	6,38	14,74	0,92
Nov-13	3,82	12,05	21,46	0,67	Mar-17	3,05	5,28	15,04	0,92
Dec-13	4,47	12,19	21,64	0,67	Apr-17	3,25	5,29	14,44	1,07
Jan-14	4,96	12,23	21,19	0,67	May-17	3,30	5,34	14,65	1,07
Feb-14	6,30	11,92	21,55	0,67	Jun-17	3,10	5,16	15,04	1,07
Mar-14	5,15	11,48	22,46	0,67	Jul-17	3,12	5,28	13,93	1,03
Apr-14	4,89	11,32	19,05	2,06	Aug-17	3,03	5,78	13,82	1,03
May-14	4,81	10,76	19,34	2,06	Sep-17	3,13	6,29	13,91	1,03
Jun-14	4,82	10,31	18,82	2,06	Oct-17	3,02	6,52	14,45	0,98
Jul-14	4,23	9,78	19,42	2,04	Nov-17	3,16	7,06	14,10	0,98
Aug-14	4,10	9,64	19,43	2,04	Dec-17	2,91	7,53	15,04	0,98
Sep-14	4,13	9,75	18,87	2,04	Jan-18	4,07	7,03	16,61	1,14
Oct-14	3,98	10,31	19,08	2,02	Feb-18	2,82	7,09	17,13	1,14
Nov-14	4,33	9,39	19,07	2,02	Mar-18	2,85	7,07	17,07	1,14
Dec-14	3,62	10,37	18,38	2,02	Apr-18	2,93	7,31	16,96	1,27

Mês	HH_US_GAS	TTF_GAS	SA_GAS	Moz_GAS
May-18	2,95	7,90	16,38	1,27
Jun-18	3,11	7,86	15,46	1,27
Jul-18	2,98	8,02	15,47	1,37
Aug-18	3,12	8,53	14,70	1,37
Sep-18	3,15	10,05	14,04	1,37
Oct-18	3,46	9,27	14,62	1,46
Nov-18	4,36	8,72	15,02	1,46
Dec-18	4,20	8,42	14,87	1,46
Jan-19	3,25	7,66	16,41	1,49
Feb-19	2,87	6,34	16,44	1,49
Mar-19	3,10	5,46	15,80	1,49
Apr-19	2,79	5,19	16,92	1,22
May-19	2,77	4,58	16,60	1,22
Jun-19	2,53	3,79	16,42	1,22
Jul-19	2,49	3,82	17,23	1,37
Aug-19	2,35	3,88	15,96	1,37
Sep-19	2,72	4,44	16,29	1,37
Oct-19	2,46	5,34	16,44	1,25
Nov-19	2,80	5,43	16,57	1,25
Dec-19	2,37	4,87	16,96	1,25
Jan-20	2,14	3,83	17,38	1,21
Feb-20	2,02	3,07	16,67	1,21
Mar-20	1,89	2,87	15,08	1,21
Apr-20	1,83	2,24	13,55	1,18
May-20	1,85	1,66	13,89	1,18
Jun-20	1,70	1,85	14,70	1,18
Jul-20	1,83	1,90	15,14	0,59
Aug-20	2,43	3,02	14,76	0,59
Sep-20	2,02	4,17	15,19	0,59
Oct-20	2,37	5,16	14,47	0,83
Nov-20	2,73	5,10	15,29	0,83
Dec-20	2,68	6,18	15,94	0,96
Jan-21	2,81	7,67	16,54	0,8
Feb-21	5,34	6,50	16,96	0,8
Mar-21	2,71	6,46	16,72	0,8
Apr-21	2,75	7,54	17,44	1,06
May-21	3,05	9,40	17,90	1,06
Jun-21	3,41	10,87	18,08	1,06
Jul-21	4,01	13,20	17,50	1,23
Aug-21	4,27	16,28	17,19	1,23
Sep-21	5,39	24,10	17,44	1,23
Oct-21	5,78	32,76	16,02	1,36
Nov-21	5,29	29,14	15,31	1,36
Dec-21	3,94	40,12	14,98	1,36

Anexo F: Resultados dos Testes de Estacionariedade

DFA – SIC (desfasagem máx. 4)							
Variável	Nível			1ªDiferença			Ordem
	Coefic.	t-Estat.	Prob.	Coefic.	t-Estat.	Prob.	
L_HH_US_GAS	-0,050	-2,343	0,159	-1,110	-15,641	0,0000	I(1)
L_TTF_GAS	-0,036	-2,250	0,189	-0,568	-8,674	0,0000	I(1)
L_SA_GAS	-0,062	-3,255	0,018	-0,835	-12,022	0,0000	I(0)
L_MOZ_GAS	-0,054	-2,297	0,173	-1,011	-14,306	0,0000	I(1)
L_PROS_GASM	-0,043	-1,841	0,359	-1,934	-12,567	0,0000	I(1)
L_USD	-0,007	-1,419	0,572	-0,632	-9,713	0,0000	I(1)

Phillip-Perron (<i>Bartlett kernel</i>)							
Variável	Nível			1ªDiferença			Ordem
	Coefic.	t-Estat.	Prob.	Coefic.	t-Estat.	Prob.	
L_HH_US_GAS	-0,050	-2,343	0,182	-1,110	-15,641	0,0000	I(1)
L_TTF_GAS	0,002	0,160	0,541	-0,568	-9,055	0,0000	I(1)
L_SA_GAS	-0,051	-2,692	0,042	-0,835	-12,022	0,0000	I(0)
L_MOZ_GAS	-0,054	-2,317	0,167	-1,011	-14,308	0,0000	I(1)
L_PROD_GASM	-0,074	-3,003	0,036	-1,300	-28,594	0,0000	I(1)
L_USD	-0,005	-1,059	0,731	-0,632	-9,824	0,0000	I(1)

Anexo G: Análise de Correlação

Variáveis	PHH_US_GAS	PMOZ_GAS	PSA_GAS	PTTF_GAS	PROD_ GASM	EXCH_ USD
PHH_US_G	1					
AS		-0,389	0,546	0,486	-0,080	-0,0091
PMOZ_GAS	-0,389	1	-0,112	-0,159	0,053	-0,010
PSA_GAS	0,546	-0,112	1	0,628	0,206	-0,086
PTTF_GAS	0,486	-0,159	0,628	1	0,051	-0,023
PROD_GAS M	-0,080	0,053	0,206	0,051	1	-0,086
EXCH_USD	-0,0091	-0,010	-0,086	-0,023	-0,086	1

Anexo H: Determinação do Número Ótimo de Desfasagens das Variáveis

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: LOG_EXCH_USD LOG_HH_US_GAS LOG_MOZ_GAS

LOG_PROD_GASM LOG_SA_GAS LOG_TTF_GAS

Exogenous variables: C

Date: 05/01/26 Time: 23:29

Sample: 2005M01 2021M12

Included observations: 187

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-64.46610	NA	8.56e-08	0.753648	0.857320	0.795656
1	1267.334	2563.894	8.20e-14	-13.10518	-12.37948*	-12.81112*
2	1320.847	99.58492	6.81e-14*	-13.29248*	-11.94474	-12.74638
3	1353.311	58.33120*	7.09e-14	-13.25466	-11.28490	-12.45651
4	1381.161	48.25323	7.78e-14	-13.16750	-10.57570	-12.11730
5	1399.900	31.26541	9.44e-14	-12.98289	-9.769058	-11.68064
6	1422.609	36.43144	1.10e-13	-12.84074	-9.004876	-11.28644
7	1447.720	38.67390	1.26e-13	-12.72428	-8.266386	-10.91794
8	1472.028	35.87657	1.47e-13	-12.59923	-7.519303	-10.54084

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

Anexo I: Resultados do Teste de Cointegração

ARDL Long Run Form and Bounds Test

Dependent Variable: D(LOG_MOZ_GAS)

Selected Model: ARDL(1, 1, 2, 2, 0, 0)

Case 3: Unrestricted Constant and No Trend

Date: 01/05/26 Time: 23:52

Sample: 2005M01 2021M12

Included observations: 201

Conditional Error Correction Regression

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.645900	0.962904	-2.747834	0.0066
LOG_MOZ_GAS(-1)*	-0.124734	0.031832	-3.918534	0.0001
LOG_SA_GAS(-1)	-0.020940	0.052511	-0.398775	0.6905
LOG_TTF_GAS(-1)	0.046672	0.027760	1.681291	0.0944
LOG_HH_US_GAS(-1)	0.079971	0.030793	2.597062	0.0101
LOG_PROD_GASM*	0.135944	0.064336	2.113051	0.0359
LOG_EXCH_USD**	0.071481	0.040320	1.772838	0.0779
D(LOG_SA_GAS)	-0.322761	0.135641	-2.379521	0.0183
D(LOG_TTF_GAS)	0.093535	0.085216	1.097618	0.2738
D(LOG_TTF_GAS(-1))	-0.187257	0.091042	-2.056817	0.0411
D(LOG_HH_US_GAS)	0.051629	0.057284	0.901277	0.3686
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0.115189	0.057755	-1.994445	0.0475

* p-value incompatible with t-Bounds distribution.

** Variable interpreted as $Z = Z(-1) + D(Z)$.

Levels Equation

Case 3: Unrestricted Constant and No Trend

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_SA_GAS	-0.167877	0.414469	-0.405042	0.6859
LOG_TTF_GAS	0.374174	0.232245	1.611114	0.1088
LOG_HH_US_GAS	0.641137	0.273180	2.346943	0.0200
LOG_PROD_GASM	1.089878	0.459072	2.374089	0.0186
LOG_EXCH_USD	0.573072	0.345757	1.657442	0.0991

$$EC = LOG_MOZ_GAS - (-0.1679*LOG_SA_GAS + 0.3742*LOG_TTF_GAS + 0.6411*LOG_HH_US_GAS + 1.0899*LOG_PROD_GASM + 0.5731*LOG_EXCH_USD)$$

F-Bounds Test

Null Hypothesis: No levels relationship

Test Statistic	Value	Signif.	I(0)	I(1)
Asymptotic: n=1000				
F-statistic	3.13440	10%	2.26	3.35
k	5	5%	2.62	3.79
		2.5%	2.96	4.18
		1%	3.41	4.68
Finite Sample: n=80				
Actual Sample Size	201	10%	2.355	3.5
		5%	2.787	4.015
		1%	3.725	5.163

t-Bounds Test		Null Hypothesis: No levels relationship		
Test Statistic	Value	Signif.	I(0)	I(1)
t-statistic	-3.918534	10%	-2.57	-3.86
		5%	-2.86	-4.19
		2.5%	-3.13	-4.46
		1%	-3.43	-4.79

Anexo J: Resultados da Estimação do Modelo ARDL de Curto Prazo

Dependent Variable: D(LOG_MOZ_GAS)

Method: ARDL

Date: 01/21/26 Time: 00:08

Sample (adjusted): 2005M04 2021M12

Included observations: 199 after adjustments

Maximum dependent lags: 2 (Automatic selection)

Model selection method: Akaike info criterion (AIC)

Dynamic regressors (2 lags, automatic): D(LOG_SA_GAS)

D(LOG_HH_US_GAS) D(LOG_TTF_GAS) D(LOG_EXCH_USD)

D(LOG_PROD_GASM)

Fixed regressors: C

Number of models evaluated: 486

Selected Model: ARDL(1, 0, 2, 2, 0, 0)

Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0.042723	0.070145	0.609067	0.5432
D(LOG_SA_GAS)	-0.334387	0.137825	-2.426174	0.0162
D(LOG_HH_US_GAS)	0.013822	0.056443	0.244881	0.8068
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0.055201	0.059087	-0.934241	0.3514
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0.153629	0.058056	2.646223	0.0088
D(LOG_TTF_GAS)	0.139219	0.085027	1.637343	0.1032
D(LOG_TTF_GAS(-1))	-0.226473	0.095241	-2.377898	0.0184
D(LOG_TTF_GAS(-2))	0.293473	0.087811	3.342089	0.0010
D(LOG_EXCH_USD)	-0.177645	0.235052	-0.755771	0.4507
D(LOG_PROD_GASM)	0.040091	0.080492	0.498076	0.6190
C	0.003419	0.008012	0.426724	0.6701
R-squared	0.752568	Mean dependent var		0.003633
Adjusted R-squared	0.696360	S.D. dependent var		0.115316
S.E. of regression	0.109583	Akaike info criterion		-1.530575
Sum squared resid	2.257595	Schwarz criterion		-1.348533
Log likelihood	163.2922	Hannan-Quinn criter.		-1.456898
F-statistic	3.125930	Durbin-Watson stat		2.013078
Prob(F-statistic)	0.001026			

Anexo K: Resultados do Teste de Multicolinearidade

Variance Inflation Factors

Date: 01/21/26 Time: 20:50

Sample: 2005M01 2021M12

Included observations: 199

Variable	Coefficient Variance	Uncentered VIF	Centered VIF
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0.004920	1.079913	1.078836
D(LOG_SA_GAS)	0.018996	1.083531	1.081820
D(LOG_HH_US_GAS)	0.003186	1.018095	1.117672
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	0.003491	1.023244	1.023180
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0.003370	1.053675	1.054516
D(LOG_TTF_GAS)	0.007230	1.017262	1.016034
D(LOG_TTF_GAS(-1))	0.009071	1.087823	1.078133
D(LOG_TTF_GAS(-2))	0.007711	1.039743	1.030715
D(LOG_EXCH_USD)	0.055249	1.103137	1.069136
D(LOG_PROD_GASM)	0.006479	1.079873	1.078051
C	6.42E-05	1.063682	NA

Anexo L: Resultados do Teste de Correlação Serial de Breusch-Godfrey

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

F-statistic	0.574718	Prob. F(2,186)	0.5639
Obs*R-squared	1.222220	Prob. Chi-Square(2)	0.5427

Test Equation:

Dependent Variable: RESID

Method: ARDL

Date: 04/29/26 Time: 20:59

Sample: 2005M04 2021M12

Included observations: 199

Presample and interior missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0.094617	0.208368	0.454085	0.6503
D(LOG_SA_GAS)	-0.010144	0.138462	-0.073261	0.9417
D(LOG_HH_US_GAS)	0.012584	0.057938	0.217203	0.8283
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0.002787	0.059285	-0.047012	0.9626
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0.007217	0.059784	0.120724	0.9040
D(LOG_TTF_GAS)	-0.005214	0.086062	-0.060584	0.9518
D(LOG_TTF_GAS(-1))	-0.029438	0.100135	-0.293982	0.7691
D(LOG_TTF_GAS(-2))	0.010947	0.088601	0.123558	0.9018
D(LOG_EXCH_USD)	0.000160	0.239435	0.000666	0.9995
D(LOG_PROD_GASM)	0.006687	0.081048	0.082509	0.9343
C	7.35E-05	0.008047	0.009139	0.9927
RESID(-1)	-0.105169	0.223864	-0.469789	0.6391
RESID(-2)	-0.076900	0.077012	-0.998543	0.3193
R-squared	0.076142	Mean dependent var	1.95E-18	
Adjusted R-squared	-0.357978	S.D. dependent var	0.106780	
S.E. of regression	0.109832	Akaike info criterion	-1.516635	
Sum squared resid	2.243730	Schwarz criterion	-1.301494	
Log likelihood	163.9052	Hannan-Quinn criter.	-1.429562	
F-statistic	0.095786	Durbin-Watson stat	1.998017	
Prob(F-statistic)	0.999965			

Anexo M: Resultados do Teste de Heteroscedasticidade de Breusch-Pagan

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

F-statistic	1.617629	Prob. F(10,188)	0.1042
Obs*R-squared	15.76619	Prob. Chi-Square(10)	0.1065
Scaled explained SS	334.0516	Prob. Chi-Square(10)	0.0000

Test Equation:

Dependent Variable: RESID^2

Method: Least Squares

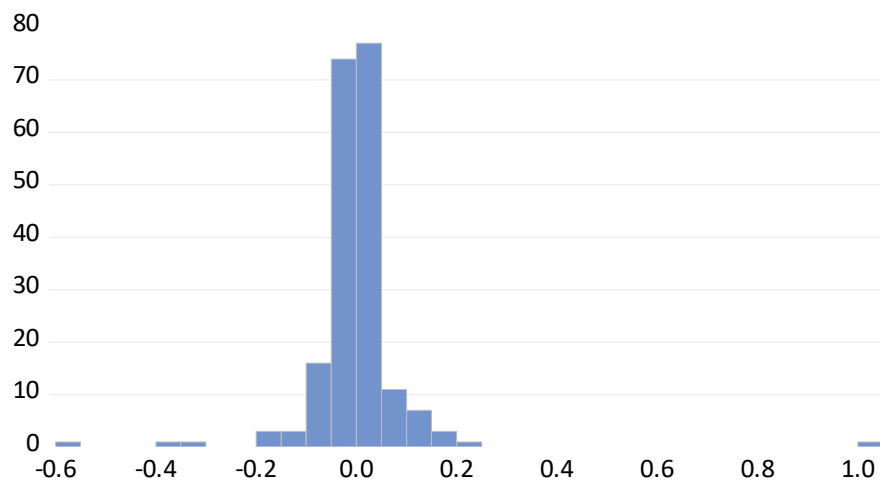
Date: 04/29/26 Time: 21:05

Sample: 2005M04 2021M12

Included observations: 199

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.011921	0.005642	2.112839	0.0359
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0.018905	0.049400	0.382704	0.7024
D(LOG_SA_GAS)	-0.290737	0.097063	-2.995350	0.0031
D(LOG_HH_US_GAS)	0.010599	0.039750	0.266637	0.7900
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0.047503	0.041612	-1.141582	0.2551
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0.075080	0.040886	1.836332	0.0679
D(LOG_TTF_GAS)	0.020623	0.059880	0.344399	0.7309
D(LOG_TTF_GAS(-1))	0.023031	0.067073	0.343370	0.7317
D(LOG_TTF_GAS(-2))	-0.100829	0.061841	-1.630450	0.1047
D(LOG_EXCH_USD)	0.060924	0.165535	0.368043	0.7133
D(LOG_PROD_GASM)	0.056089	0.056687	0.989460	0.3237
R-squared	0.279227	Mean dependent var	0.011345	
Adjusted R-squared	0.130250	S.D. dependent var	0.078368	
S.E. of regression	0.077174	Akaike info criterion	-2.231821	
Sum squared resid	1.119693	Schwarz criterion	-2.049779	
Log likelihood	233.0661	Hannan-Quinn criter.	-2.158143	
F-statistic	1.617629	Durbin-Watson stat	2.044640	
Prob(F-statistic)	0.104185			

Anexo N: Resultados do Teste de Normalidade dos Erros



Series: Residuals	
Sample	2005M04 2021M12
Observations	199
Mean	1.95e-18
Median	0.000250
Maximum	1.018879
Minimum	-0.585949
Std. Dev.	0.106780
Skewness	3.250924
Kurtosis	48.47962
Jarque-Bera	17500.97
Probability	0.000000

Anexo O: Resultados do Teste RESET de Ramsey

Ramsey RESET Test

Equation: ADRL

Specification: D(LOG_MOZ_GAS) D(LOG_MOZ_GAS(-1))

D(LOG_SA_GAS) D(LOG_HH_US_GAS) D(LOG_HH_US_GAS(-1))

D(LOG_HH_US_GAS(-2)) D(LOG_TTF_GAS) D(LOG_TTF_GAS(-1))

D(LOG_TTF_GAS(-2)) D(LOG_EXCH_USD) D(LOG_PROD_GASM) C

Omitted Variables: Squares of fitted values

	Value	df	Probability
t-statistic	1.113183	187	0.2671
F-statistic	1.239177	(1, 187)	0.2671

F-test summary:

	Sum of Sq.	df	Mean Squares
Test SSR	0.014862	1	0.014862
Restricted SSR	2.257595	188	0.012008
Unrestricted SSR	2.242734	187	0.011993

Unrestricted Test Equation:

Dependent Variable: D(LOG_MOZ_GAS)

Method: ARDL

Date: 04/29/26 Time: 21:09

Sample: 2005M04 2021M12

Included observations: 199

Maximum dependent lags: 2 (Automatic selection)

Model selection method: Akaike info criterion (AIC)

Dynamic regressors (2 lags, automatic):

Fixed regressors: C

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
D(LOG_MOZ_GAS(-1))	0.039508	0.070160	0.563118	0.5740
D(LOG_SA_GAS)	-0.316310	0.138691	-2.280677	0.0237
D(LOG_HH_US_GAS)	0.022280	0.056917	0.391458	0.6959
D(LOG_HH_US_GAS(-1))	-0.034531	0.061900	-0.557845	0.5776
D(LOG_HH_US_GAS(-2))	0.148738	0.058185	2.556292	0.0114
D(LOG_TTF_GAS)	0.110243	0.088870	1.240493	0.2163
D(LOG_TTF_GAS(-1))	-0.221666	0.095278	-2.326507	0.0211
D(LOG_TTF_GAS(-2))	0.274300	0.089430	3.067213	0.0025
D(LOG_EXCH_USD)	-0.164144	0.235215	-0.697849	0.4861
D(LOG_PROD_GASM)	0.024076	0.081718	0.294626	0.7686
C	-0.000703	0.008821	-0.079666	0.9366
FITTED^2	2.377062	2.135373	1.113183	0.2671
R-squared	0.752212	Mean dependent var		0.003633
Adjusted R-squared	0.696107	S.D. dependent var		0.115316
S.E. of regression	0.109514	Akaike info criterion		-1.527129
Sum squared resid	2.242734	Schwarz criterion		-1.328538

Log likelihood	163.9494	Hannan-Quinn criter.	-1.446754
F-statistic	2.958022	Durbin-Watson stat	1.993755
Prob(F-statistic)	0.001226		

*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection.

Anexo P: Resultados da Potencial Perda da Receita (Milhões de MT)

Ano	Potencial da Receita Perdida no Imposto de Produção Aplicando os Preços dos Principais Mercados Internacionais				Imposto de Produção Pago pela SASOL
	África de Sul	Heren NBP -UK	Netherlands TTF	Henry Hub - US	
	2005	887,08	831,24	683,90	
2006	1 244,91	1 204,69	1 141,25	1 035,14	94,57
2007	1 300,67	965,29	953,65	1 116,94	93,85
2008	2 020,79	1 825,23	1 802,35	1 496,55	90,64
2009	1 168,52	836,68	855,60	671,64	30,06
2010	1 707,28	1 618,85	1 671,51	1 083,70	116,82
2011	1 878,31	2 074,20	2 123,94	919,61	113,44
2012	2 046,22	2 358,17	2 354,09	686,53	214,17
2013	2 618,58	3 126,07	2 866,22	1 089,38	259,27
2014	2 616,88	2 693,89	2 658,13	1 419,11	211,38
2015	2 356,02	2 852,65	2 813,69	1 138,10	146,37
2016	2 883,06	3 419,90	3 310,18	1 795,08	175,93
2017	3 585,73	4 267,02	4 205,47	2 176,28	352,02
2018	4 342,62	5 613,36	5 502,80	2 170,14	266,25
2019	2 928,30	3 200,13	3 186,37	1 799,53	302,57
2020	2 059,68	2 411,38	2 164,60	1 402,11	181,37
2021	8 713,61	11 674,63	11 833,00	2 836,63	388,75

Fonte: Cálculos da autora com base nos dados ITEI (vários anos) e Banco Mundial (2022)

