

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.

Relatório e Contas 2018

RELATÓRIO DE GESTÃO ANUAL 2017 / 2018

Maputo, Junho de 2019

Índice

1. Introdução	4
2. Principais realizações.....	5
3. Pelouro de Pesquisa e Produção	6
4. Pelouro de Engenharia e Desenvolvimento de Projectos	14
5. Pelouro Comercial e Marketing	21
6. Pelouro de Administração Interna e Finanças.....	30
7. Gabinetes do PCA.....	38
8. Perspectivas	50

Lista de Acrónimos

ACQ	<i>Annual Contract Quantity</i>	IFC	International Finance Corporation
bbi	Barril	INP	Instituto Nacional de Petróleos
BP	<i>British Petroleum</i>	JOA	Joint Operation Agreement
CCPP	Contrato de concessão para pesquisa e produção	LPF	Liquids Processing Facility
CFM	Caminhos de Ferro de Moçambique	LPG	Liquefied Petroleum Gas
CMG	Companhia Mocambicana de Gasoduto	MEF	Ministério da Economia e Finanças
CMH	Companhia Mocambicana de Hidrocarbonetos	MGC	Matola Gas Company
CPF	<i>Central Processing Facility</i> (Instalações de Processamento de Gás)	MIREME	Ministério de Recursos Minerais e Energia
CTRG	Central Térmica de Ressano Garcia	MITADER	Ministério da Terra, Ambiente e Desenvolvimento Rural
DINAPOT	Direcção Nacional de Planeamento e Ordenamento Territorial	MJ	MegaJoule
DSU	<i>Debt Service Undertaking</i>	MMSCF	Milhões de Pés Cúbicos
EBIT	Resultados antes Juros e Impostos	MOF	Material Offloading Facility
EBITAD	Resultados antes Juros, Impostos e amortizações	MTC	Ministério dos Transportes e Comunicações
ECA	<i>Export Credit Agency</i>	MTPA	Million Tons Per Annum
EMEM	Empresa Moçambicana de Exploração Mineira	PCD	Portos de Cabo Delgado
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos	PDGM	Projecto de Distribuição de Gás Maputo e Marracuene
ENHILS	ENH Integrated Logistics Services	PDUT	Plano Distrital de Uso de Terra
EPCC/CCPP	Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção	PF	<i>Project Finance</i>
EPCIC	<i>Engineering and Procurement Construction Installation & Completion</i>	PGU	Plano Geral de Urbanização
FEED	<i>Front End Engineering Design</i>	PPA	<i>Petroleum Production Agreement</i>
FID	Decisão Final de Investimento	PSA	<i>Production Sharing Agreement</i>
FLNG	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i>	QTD	Quantidade
FOB	<i>Free on Board</i>	SPA	Sales and Purchase Agreement
GJ	Gigajoule	SPT	Sasol Petroleum Temane
GNL/LNG	Liquefied Natural Gas	TPA	Toneladas por Ano
GTL	Gas to Liquid	TRA	Transfer Rights Agreement
HOA	Heads of Agreement		

Informações da Empresa

Nome da Empresa: Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique E.P.

NUIT: 600000241

Membros do Conselho de Administração:

- Dr. Omar Mithá (Presidente do Conselho de Administração)
- Dr. Jahir Adamo (Administrador)
- Eng.ª Tânia Munhequete (Administradora)
- Dr. Benjamin Chilenge (Administrador)
- Dr. Tavares Martinho (Administrador)
- Dr. Eusébio Saíde (Administrador Representante do Estado)
- Dr. Sifuva Congolo (Administrador Representante dos Trabalhadores)

O capital social da ENH em 30 de Junho de 2018 é de setecentos e quarenta e nove milhões, mil novecentos e treze Meticais (749.001.913Mts) integralmente subscrito pelo estado.

Visão da ENH:

Ser uma Empresa de Petróleo Proeminente e Integrada, operando em Moçambique e no Mercado Internacional.

Missão da ENH:

Acrescentar valor aos Recursos Naturais através de participação comercial na pesquisa, processamento, transmissão e comercialização do petróleo e gás de forma sustentável.

1. Introdução

A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) é uma Empresa Pública, detida em 100% pelo Estado Moçambicano, com a natureza de pessoa colectiva de direito público, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial e de âmbito nacional com sede em Maputo.

A ENH tem por objectivo principal a actividade petrolífera, nomeadamente a prospecção, pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, transmissão e comercialização de hidrocarbonetos e seus derivados, incluindo a importação, recepção, armazenamento, manuseamento, bancas, trânsito, exportação, transformação e refinação desses produtos.

A ENH encontra-se no ramo do petróleo e gás e o seu regulador é o Instituto Nacional do Petróleo (INP).

A empresa tem como órgãos sociais, o Conselho de Administração (C.A.) que é composto por 5 (cinco) membros executivos e 2 (dois) membros não-executivos e o Conselho Fiscal.

Para dinamizar as actividades em curso, existem 4 pelouros que são: Pesquisa e Produção, Engenharia e Desenvolvimento de Projectos, Comercial e Marketing e Administração Interna e Finanças.

A ENH possui uma Delegação em Vilanculos, com quatro unidades de produção, nomeadamente a Secção de Administração e Contabilidade, Secção de Furos de Água, Secção de Electricidade e Distribuição de Gás e a Secção de Manutenção e Oficinas, para além do Complexo Bimbi. Neste ano fiscal foi criada a Delegação de Pemba para acompanhar o desenvolvimento das actividades na Bacia do Rovuma, que possui reservas de gás de 180TCF, onde estão projectados, numa fase inicial, 3 projectos de liquefacção: Coral, Golfinho-Atum e Mamba.

O presente relatório apresenta as principais actividades desenvolvidas e a situação da ENH durante o ano fiscal de 2017/2018.

2. Principais realizações

- Constituição da Sociedade ENH Floating LNG 1, S.A., 100% detida pela ENH, como veículo de participação no projecto Coral Sul da Área 4, na Bacia do Rovuma, detendo 10% de acções;
- Incorporação da ENH Rovuma Área 4, sociedade anónima, 100% detida pela ENH, que irá ficar com o Interesse Participativo de 10% detido pela ENH na Área 4;
- Fecho Financeiro do Projecto Coral Sul da Área 4;
- Actualização do EPCC e JOA da Área 4 da Bacia do Rovuma e produção do Acordo Complementar que espelha o envolvimento e actuação da ExxonMobil enquanto parceira da Área 4;
- Assinatura do *Term Sheet* de financiamento da ENH com a Sasol, enquanto parte do processo para a compra dos 30% no PSA em Pande e Temane;
- Emissão da licença ambiental pelo MITADER, a 8 de Agosto de 2017, para a implementação do reassentamento resultante do Projecto GNL, tendo sido lançada a 6 de Novembro a moratória que marca o início oficial do reassentamento;
- Aprovação pelo Governo de Moçambique, em Fevereiro de 2018, do Plano de Desenvolvimento (PdD) do campo Golfinho-Atum, na Área 1, da Bacia do Rovuma, onde a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos detém 15%;
- Conclusão da primeira fase da campanha de furos de desenvolvimento de gás e petróleo no projecto do PSA;
- Conclusão da preparação dos modelos para os novos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção de recursos convencionais e não-convencionais aplicáveis para os blocos do quinto concurso, Mazenga e GMAC (CBM);
- Conclusão do processo para a entrada da Exxon Mobil no projecto de GNL na Área 4.

3. Pelouro de Pesquisa e Produção

3.1. Operações de Pesquisa, Avaliação e Produção

3.1.1. Execução de Furos de Pesquisa, Avaliação e Produção

Neste período, destaca-se a execução de actividades de avaliação e produção em dois projectos da Bacia de Moçambique. Trata-se de projectos no âmbito do PSA (*Production Sharing Agreement*) em fase de desenvolvimento e PPA (*Production Petroleum Agreement*) em fase de produção.

No âmbito do PSA, foram executados dois furos de avaliação e produção, perfazendo um total de 12 furos (2 em Temane, 7 em Inhassoro e 3 em Pande) da campanha de perfuração para o desenvolvimento da primeira fase (tranche-1) do projecto. A campanha de perfuração veio melhorar o nível de incerteza das quantidades de gás e petróleo no PSA, de acordo com os resultados da tabela.

Tabela 1: Estimativa de reservas (P50) de Pande e Temane - Projecto PSA

Campos	Reservas de Gás (Bscf)		Reservas de Petróleo (MMbbl)	
	GIIP	Recuperável	OIIP	Recuperável
Inhassoro	327	287	90.0	11.0
Temane	478	300	10.0	1.0
Total	805	587	100.0	12.0

Ainda na mesma campanha, foi executado um furo produtor (P-27) no âmbito do PPA, com o objectivo de estabilizar a produção actual (*plateau*) do campo em produção, de acordo com as necessidades do mercado.

Adicionalmente, no campo de Temane, realizou-se a operação de abandono do furo de injeção de água T-25, devido a problemas de integridade física.

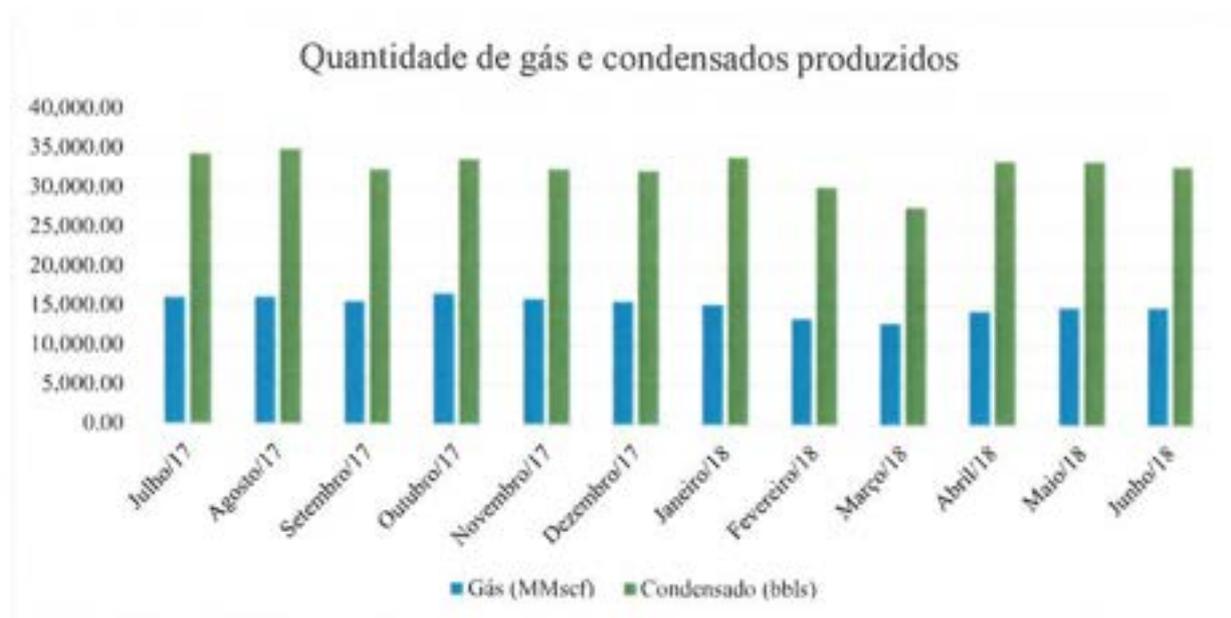
Em paralelo à campanha de perfuração, decorreu também a campanha de testes de produção dos novos furos. Foram realizados dois testes de produção nos furos P-25 e I-20, no âmbito do PSA, que mostraram o fluxo de gás até à superfície, a partir dos níveis G-10 e G-11.

3.1.2. Produção de Gás Natural em Pande e Temane no âmbito do PPA

A capacidade actual anual de produção da central de processamento de gás (CPF) é de 197 PJ/a, o que corresponde a aproximadamente 488 mmscf/d que são distribuídos via gasoduto para os diferentes pontos de entrega com base nos contratos de venda de gás (GSAs).

A produção cumulativa no período em análise foi de 181,393.50PJ de gás natural e 390,846.28bbbls de condensado (Gráfico 1).

Gráfico 1: Quantidade de gás e condensados produzidos – 2017/2018



3.1.3. Estudos de Reservatórios do PPA

Com vista à validação dos resultados do *GIIP* obtidos a partir do método numérico, foi usado o método analítico de balanço de materiais (MBAL) para a determinação do *GIIP* do campo de Pande (G-6), tendo-se obtido estimativas na ordem de 2.7Tcf (estimativa baixa), 3.0Tcf (estimativa média) e 3.5Tcf. (estimativa alta).

Ainda neste período, foi desenvolvido o estudo de avaliação dos indicadores de desempenho, que consistiu na análise de vários parâmetros, nomeadamente o razão gás líquido (GLR), razão de gás e condensado (CGR), e razão de gás e água (WGR), com o objectivo de identificar as quantidades de líquidos produzidos em cada furo e também de cada campo para se uma base de comparação com os dados fornecidos pelo Operador em relação aos parâmetros acima mencionados.

Este trabalho permitiu constatar que o campo de Pande (G-6) tem menor contribuição na produção dos líquidos (condensado com valores de aproximadamente 2 bbl/MMscf), comparado com o campo de Temane (G-9) que conforme os resultados da análise é o maior contribuinte (com cerca de 6.0 bbl/MMscf), assim como o Temane East com cerca de 13 bbl/MMscf.

3.1.4. Projecto de avaliação de desempenho dos jazigos de Pande e Temane no âmbito do PPA

Durante o período em análise, concluiu-se a modelagem estática, petrofísica e dinâmica, bem como o cálculo volumétrico de Pande G6 e a elaboração do relatório de estudo. Nesse processo, deu-se início à construção do modelo estático de Temane.

3.1.5. Projecto de reavaliação dos Jazigos de Pande e Temane no âmbito do PSA

Durante o período em reporte, realizaram-se estudos geológicos, geofísicos e petrofísicos com o objectivo de avaliar as reservas do PSA dos reservatórios ainda em período de avaliação (*Commercial Assessment Period - CAP*). Do estudo realizado, observou-se que o reservatório G-10 somente existe na parte *core* da área PSA. Considerando o factor de recuperação (RF) de 65 %, as reservas de Gas Initial In Place (GIIP) correspondentes ao melhor cenário são de 96.98 Bcfs.

O reservatório G-11 está representado tanto na parte *core* como na parte este da área do PSA, mas na parte *core* as areias estão dispersas e com amplitudes não muito fortes, o que revela a presença de um reservatório pouco espesso. Este reservatório carece de uma avaliação adicional condicionada à aquisição de 200–500 km de dados sísmicos bidimensionais (2D) e à execução de pelo menos, um furo.

O reservatório G-11A apresenta areias em ambas as partes, mas na parte *core* não foram encontrados hidrocarbonetos, o que pode estar associado à não existência de carga. As reservas estimadas de GIIP para o melhor cenário são de cerca de 17.66 Bcfs abaixo do valor estimado pela Sasol para o mesmo cenário.

As reservas de GIIP (P-50) estimadas no presente estudo são de 592.29 Bcfs, apresentando-se relativamente próximas das reservas de 507.7 Bcfs obtidas pela Sasol, correspondentes ao somatório dos reservatórios G10, G11 e G11A. Os dados existentes e utilizados nesta análise são bastante limitados, sendo que existem dois furos para a área Pande *Core* e dois furos para o Pande *East*, o que contribui de forma significativa para o nível de incertezas dos resultados obtidos.

Em termos de qualidade do reservatório, foi constatado (Pande *Core*), quer na geofísica, quer na petrofísica, sendo que o reservatório G11A apresenta melhor qualidade que o reservatório G11 pese embora não terem sido encontrados hidrocarbonetos na área *core* do reservatório G11A.

3.1.6. Desenvolvimento do Golfinho-Atum e estudo de análise de incertezas

O Governo de Moçambique aprovou o plano de desenvolvimento do Campo Golfinho-Atum da Área 1, a 5 de Março de 2018.

3.1.7. Avaliação do Pacote sobre o Plano de Desenvolvimento do Jazigo Mamba

O Plano de Desenvolvimento para o projecto Mamba, campo sujeito ao acordo de unitização, já está na sua fase final de elaboração. Actualmente, o Plano está em revisão pelos parceiros da Área 4 e a ENH está a avaliar a proposta de possíveis quantidades de gás para o mercado doméstico.

Durante o período de reporte, a ENH iniciou com as discussões do Plano de Desenvolvimento (PdD) do campo Mamba Unitizado e reservatórios não-unitizados da Área 4-Bacia do Rovuma. O assunto que constitui a principal atenção é a questão dos acordos de unitização com a Área 1, que ainda não estão concluídos, bem como a necessidade de desenvolvimento de "large trains" implicando o aumento da capacidade dos *trains* para 7.6 MTPA, dos 5.2 MTPA apresentados no documento *Mozambique Area 1 and Area 4 Prosperidade - Mamba Master Depletion Plan for Straddling Reservoirs*, em Abril de 2014.

3.1.8. Avaliação da Descoberta Tembo Onshore Rovuma

Para a avaliação desta descoberta, está prevista a execução de um furo de avaliação. No período em análise, foram realizadas as seguintes actividades:

- (i) Lançamento do concurso para a manifestação de interesse da sonda de perfuração para a execução do furo de avaliação Tembo-II.
- (ii) Trabalhos técnicos geológicos e geofísicos: programa de reprocessamento de 30.75 km de dados sísmicos existentes, interpretação geológica e geofísica e selecção de locais para futura perfuração. Informação preliminar da quantificação de recursos na estrutura Tembo indicam a possibilidade (P50) de cerca de 2 TCF de gás e 220 milhões de barris de petróleo.
- (iii) Trabalhos de logística e *procurement*: finalizou-se o processo de *procurement* de empresa para aquisição sísmica, tendo sido adjudicado à empresa Geofizyka Torun S.A. (empresa que nos finais de 2016 prestou serviços à Sasol no PSA). O Operador informou o adiamento da efectividade do contrato com a empresa adjudicada por razões de mudança de cronograma de eventos.

- (iv) Autorização ambiental para operações (sísmica e perfuração): em curso o processo de transferência e actualização da Licença Ambiental da Anadarko (ex. Operador) para a Wentworth.

Para além das actividades realizadas, descritas acima, ainda dentro do período em reporte, foi apresentada em Junho último uma nova abordagem da estratégia de avaliação que consistirá no adiantamento do furo de avaliação em 2018, antes da aquisição sísmica previamente programada, e também a potencial entrada de novo(s) parceiro(s) na concessão, de modo a partilhar os riscos de investimento neste programa.

A pedido da Concessionária, e devido à instabilidade que se vive a norte da província de Cabo Delgado, o Governo de Moçambique aprovou o pedido de extensão do Período de Avaliação por 12 meses. O Operador pretende iniciar com as operações no terreno em Outubro de 2018 e reiniciar com a perfuração em Maio de 2019.

3.1.9. Projecto de avaliação do Bloco de Mazenga

Este projecto surge da necessidade da ENH conhecer o potencial em hidrocarbonetos do Bloco de Mazenga para melhor atrair potenciais parceiros e elaborar um programa de trabalho robusto para o CCPP em negociação.

Durante o período em referência, foram organizados os dados sísmicos e de furos no projecto Petrel, para posterior interpretação sísmica e petrofísica.

- (i) Foi realizada a interpretação sísmica de falhas e dos horizontes estratigráficos das Formações de Grudja Inferior e Arenitos de Domo, potenciais reservatórios do Bloco.
- (ii) Foi iniciado o controlo de qualidade da interpretação sísmica, através da orientação de falhas e construção dos mapas estruturais em tempo dos horizontes mapeados.
- (iii) Foi realizado um estudo socioeconómico na região de Mazenga para identificação de infra-estruturas e acesso e comunidades residentes no bloco.



Fig 3.1: Técnicos da ENH observando o local do furo Pomene-1 no Bloco de Mazenga.

3.2. Gestão de Dados de Pesquisa e Produção

3.2.1. Dados Recebidos dos Operadores

Durante o ano, a empresa recebeu diversos dados, relatórios e cartas provenientes das empresas parceiras em diversos projectos como a Sasol, Anadarko, Eni e Wentworth. Na tabela abaixo (Tabela 3), resume-se o material recebido de acordo com os respectivos contratos e procedimentos efectuados pela ENH.

Tabela 2: Lista de material recebido

Proveniência	Contrato	Material Recebido
Sasol	PPA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Dados diários de produção do furo de Pande e Temane (P-27). 2. PreRead Material do OCM / MCM 22 Feb 2018. 3. Base de dados OFM dos furos de produção actualizada até 31 de Março de 2018. 4. Base de dados OFM dos furos de produção actualizada até 30 de Abril de 2018. 5. PreRead Material do MCM 25 May 2018.
Sasol	PSA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Well program P-26. 2. Dados diários de produção dos furos de Pande e Temane (P-25 e P-26) 3. Well Test Data do Furo I9-z 4. EOWR PSA-I-21 5. PreRead Material do MCM 28 May 2018.
Anadarko	Area-1	<ol style="list-style-type: none"> 1. PreReads material - Area 1 Marking Subcommittee_The Woodlands Jan 16, 2018. 2. PreReads material do Capital Projects Subcommittee_The Woodlands Feb 8 and 9.

		<p>2018.</p> <p>3. <i>Pre-read material - OCM Area 1, The Woodlands 21 and 22 March, 2018</i></p> <p>4. <i>PreReads material - Area 1 teleconference - Capital Projects Subcommittee, May 2, 2018</i></p> <p>5. <i>PreReads material - Area 1 Capital Projects Subcommittee_The Woodlands May 16 and 17, 2018.</i></p> <p>6. <i>March Progress Report - Area 1 Offshore LNG Project and Resettlement</i></p> <p>7. <i>PreReads material - Area 1 OCM, 6 and 7 de June, 2018 em The Woodlands</i></p> <p>8. <i>Construction Project Execution Plan Golfinho-Atum Development, HSE Plan,</i></p> <p>9. <i>Link da informação da Área 4 relativa à Reunião de esclarecimento da UUAO (Unitization UnitOperation Agreement) realizada no dia de 18 de Junho de 2018 em Maputo.</i></p>
Eni	Área-4	<p>1. <i>Pre-read Area 4 OCM#37</i></p> <p>2. <i>Area 4 Joint Venture Monthly Report March.</i></p> <p>3. <i>RLargeTrain Workshop - pre-read materials 09 and 11 May 2018</i></p> <p>4. <i>Report Coral FLNG1 (week and monthly)</i></p> <p>5. <i>TCM#2 Area 4, Basingstoke, 12 Jun 2018.</i></p> <p>6. <i>Workshops da Área 4 onshore phase 1 (POD) e Site Characterization, Basingstoke, 13 Jun 2018.</i></p> <p>7. <i>Workshops da Área 4, Update Subsurface Basingstoke, 26 Jun 2018.</i></p>
Wentworth	Rovuma Onshore	<p>1. <i>2018 Work Program and Budget 8th February 2018</i></p> <p>2. <i>Minutes of the Meeting between INP and WMPL 27th February 2018</i></p> <p>3. <i>Q1 2018 Project Update and Quarterly EPC Report</i></p>
Sasol	Área A	<p>1. <i>OCM, MCM Area A 9 and 10 May 2018.</i></p>

3.2.2. Centro Integrado de Gestão de Dados e Informação da ENH

Com o objectivo de elaborar os termos de referência para a contratação do consultor para a elaboração do projecto do centro integrado de gestão de dados e informações da ENH e suas afiliadas, para facilitar o acesso à informação foi criada uma página virtual de acesso aos dados e cessação das contas dos usuários. Neste âmbito, foram registados cerca de 14 usuários cujos acessos eram monitorados diariamente através dos resumos de auditorias de visualização.

3.3. Negociação de CCPP para os novos blocos

Os novos projectos de pesquisa e produção foram marcados pela harmonização dos termos para a assinatura dos CCPP dos blocos de pesquisa adjudicados no âmbito do 5º concurso, pela preparação de documentos e retoma das negociações para a assinatura do CCPP do Bloco de Mazenga, bem como pela preparação de documentos e apresentações para atrair potenciais investidores parceiros da ENH nos novos blocos.

3.3.1. Negociação para a conclusão do EPCC da Área de Mazenga

O Pelouro de Pesquisa e Produção elaborou o programa de trabalho de campo no Bloco de Mazenga, actividade que será de capital importância visto que a informação colhida será relevante para a definição e planificação da logística para operações petrolíferas em Mazenga, para os estudos de impacto ambiental e social e mapeamento de povoações para a identificação de futuras necessidades de reassentamento bem como a identificação de infra-estruturas e vias de acesso na região.

4. Pelouro de Engenharia e Desenvolvimento de Projectos

No presente período, foi colocado o desafio da definição e do desenvolvimento de infra-estruturas de uso e aproveitamento de gás natural em Moçambique, havendo a necessidade de se destacar os seguintes objectivos:

- i) Implementação de boas práticas de Health, Safety, Environment & Quality (HSE&Q);
- ii) Monetização dos hidrocarbonetos da Bacia do Rovuma (Área 1 e Área 4);
- iii) Monitoria e controlo dos projectos da Bacia de Moçambique (PPA e PSA) e Bacia do Rovuma (Área 1 e Área 4);
- iv) Construção de canalizações de gás natural para o sector residencial;
- v) Desenvolvimento de competências técnicas; e
- vi) Desenvolvimento de novos negócios.

4.1. Projectos em Carteira

4.1.1. Projecto de Gás Natural Liquefeito (GNL) – Área 1 e Área 4

No âmbito da monitoria dos projectos da Bacia do Rovuma, foram realizadas as seguintes actividades:

Área 1 - Campo Golfinho-Atum – Área não unitizada

a) Reassentamento

No período em referência foi emitida pelo MITADER a Licença Ambiental para a implementação do reassentamento resultante do Projecto GNL e a 6 de Novembro foi lançada a Moratória que marcou o início oficial do reassentamento.

b) Decision Support Package (DSP) Afungi

Foram acordadas as seguintes despesas de investimento:

- Construção da Estrada Afungi-Palma estimada em USD 29,000,000 (13km);
- Expansão do Acampamento de Afungi para 750 camas - estimado em USD 99,000,000

Área Unitizada

Implementação do Plano de Reassentamento da Comunidade

No presente período, continuaram-se os esforços para a implementação do plano de reassentamento em Palma, nomeadamente, a limpeza e destronca da vegetação para a construção de estradas temporárias de acesso, a preparação da área do novo cemitério, para permitir a transferência das primeiras sepulturas (Fase “0”), a contratação de mão-de-obra local (foram empregadas 392 pessoas das comunidades locais, até ao momento), a construção de 9 casas temporárias para a transferência da comunidade e a assinatura de 312 acordos de famílias.

Paralelamente a estas actividades, em 25 de Janeiro de 2018, foi assinado o Acordo de Cooperação com as Comunidades para a criação de um Fundo de Desenvolvimento da Comunidade e foi estabelecida uma entidade legal para a gestão do fundo. Esta entidade terá como responsabilidade fazer a gestão dos benefícios às comunidades, nomeadamente, a construção de estradas, o melhoramento de fontes de água, o emprego, a formação e as aquisições locais e iniciativas dos meios de subsistência.

Projecto da Área 1 (Campo Golfinho-Atum)

Desenvolvimento de Infra-estruturas de Liquefacção e Auxiliares à Planta

No âmbito do desenvolvimento de infra-estruturas, o Conselho de Ministros aprovou, a 5 de Março de 2018, o PdD do Campo Golfinho-Atum para a construção de duas unidades de produção de GNL em terra, com capacidade de 6 MTPA cada, cujo Plano preconiza o fornecimento de 100MMSCFD de gás natural, para o mercado doméstico numa primeira fase. Contudo, a implementação das infra-estruturas só acontecerá após a tomada de decisão de investimento que está calendarizada para o final de 2018.

Adicionalmente, em Afungi foram implantadas as seguintes infra-estruturas:

- Construção da auto-estrada Palma-Afungi;
- Expansão do Acampamento; e,
- Construção de Pista de Aterragem.

Área 4 - Campo Coral

Desenvolvimento de infra-estruturas de liquefacção e de suporte

Deu-se início à construção da Plataforma Flutuante de Liquefacção (FLNG), tendo a ENH mobilizado um técnico para a Coreia, na categoria de engenheiro de instrumentação, para participar do presente trabalho. A ENH tem ainda em perspectiva, até ao final do ano, a mobilização de uma técnica para ocupar a posição de engenheira de qualidade na equipa da ENI, em Paris.

4.1.2. Projecto Pande e Temane – Área PSA e Área PPA

No projecto de Pande e Temane, foram realizadas actividades de monitoria do projecto com o seguinte enfoque:

Área do PPA

Desenvolvimento de infra-estruturas de suporte à produção no CPF

No âmbito da produção de gás natural na área do PPA, deu-se continuidade às actividades de implementação dos projectos que visam a estabilidade da pressão e a especificação do gás natural acordado com os principais clientes, nomeadamente, a implantação de compressores de Baixa Pressão, Fases 2 e 3, o aumento da Capacidade da Linha da ENH, a instalação de linhas de fluxo de *pigging*, a implantação de compressor de entrada de Pande e a Reabilitação de Pande 4.

Calibração

Consistiu na participação na actividade de calibração dos sistemas de medição do gás natural e do condensado para exportação.

Área do PSA

Desenvolvimento de Infra-estruturas de Gás Natural Liquefeito e de produção de Petróleo

Como forma de melhorar o entendimento da ENH sobre a produção de GPL, em Março de 2018 foi lançado um concurso para a contratação de uma consultoria destinada a estudar a produção de gás de petróleo liquefeito a partir do gás e condensado existente nesta área.

O Acordo de Partilha de Produção visa a exploração e pesquisa das áreas adjacentes ao PPA, nomeadamente, as áreas de Temane e Inhassoro.

As principais actividades e realizações durante o presente semestre foram:

a) Secondment – Assinado o *Framework Training Agreement* para a alocação de técnicos da ENH nos escritórios da Sasol (engenheiros), na equipa de execução do projecto, por um período mínimo de 1 ano e até 3 anos. Em Setembro de 2017, foram mobilizados 3 técnicos do PEDP para ocupar as posições de *processing engineer, mechanical engineer e project control*.

Neste âmbito, foram destacados 2 técnicos da ENH na categoria de engenheiro de processo e engenheiro mecânico, que deram continuidade às actividades de engenharia nos escritórios da Sasol, em Sandton.

4.1.3. Projectos da rede de distribuição de gás natural

Projecto da Rede de Distribuição de Gás na Cidade de Maputo e Distrito de Marracuene (PDGM)

No âmbito da construção das ligações de gás natural, foram assinados dois contratos para a materialização do projecto de 35 canalizações residenciais de gás natural, e iniciados os respectivos processos de *procurement* e de mobilização das equipas do projecto, sendo um contrato com o consórcio Intellica/Mapi, com vista ao fornecimento de contadores e sistema de venda de gás do tipo pré-pago, e outro com a empresa PRF Moçambique com vista à execução de obras de canalização no Bairro Aeroporto A, local escolhido para acolher a fase piloto do projecto.

No que se refere à monitoria de Health, Safety, Environment, para a rede de gás natural existente, foram realizadas inspeções mensais de segurança denominadas “*Safety Inspection Day*”. Esta actividade tem como objectivo verificar a integridade da rede de distribuição de gás natural, e do respectivo sistema de segurança, por forma a garantir o seu desempenho eficaz e seguro ao longo do tempo de vida do empreendimento. Concluiu-se que o Sistema da Rede de Distribuição de Gás encontra-se em bom estado, no que diz respeito à funcionalidade operacional dos dispositivos do sistema de segurança. Das observações identificadas destacam-se: obstrução com resíduos e objectos inflamáveis ao redor do *meter box* dos consumidores; desgaste da pintura dos PRV's, impedindo a fácil visualização do identificador do PRV (número), do timbre e dos contactos de emergência; falta de limpeza nas válvulas e contadores contribui para a vulnerabilidade do local, em termos de vandalização, e para o possível incêndio e existência de extintores no interior das caixas de medição dos PRV's.

Projecto da rede de Distribuição de Gás a Norte de Inhambane (PDGNI)

a) Monitoria da execução do projecto

Foi assinado o contrato para o financiamento e fiscalização do projecto, entre a ENH, a CMG e a CMH, no montante de USD 340.000.

Em Dezembro de 2017, foi adjudicada a obra para o fornecimento de matérias para a execução de canalizações de gás à empresa PRF.

4.2. Implementação de Políticas de HSE&Q

4.2.1. Certificação da ENH nas Normas ISO 9001, ISO 14001 e OSHA 18001

No âmbito da adopção das boas práticas de Saúde, Segurança, Ambiente e Qualidade (HSE&Q), a empresa pretende obter a certificação das Normas de HSE&Q. No processo de selecção, mediante requisitos solicitados, foi seleccionado o concorrente Energy Works para o fornecimento de serviços.

4.2.2. Gestão de Resíduos Sólidos na ENH Sede

No âmbito de gestão de resíduos sólidos, a qual se insere nas boas práticas da indústria petrolífera, à semelhança dos seus parceiros, a ENH introduziu um sistema de gestão de resíduos sólidos, com o objectivo de contribuir para a preservação do ambiente, através da reciclagem de papel.

No período em referência foram entregues à empresa 3R (Reduzir, Reciclar, Reutilizar) 52 kg de papel para reciclagem.

4.3. Novos Negócios

4.3.1. Acordos de Cooperação Assinados

No período em análise, foram firmados acordos de cooperação e parcerias com diferentes entidades, nomeadamente:

- Wartsila - para a realização de um estudo para a implementação de projectos de GNL de pequena escala em Moçambique;
- Marubeni – para a implementação de um programa de formação no Japão e projecto de Metanol em Moçambique;

- Mitsui e Jorgmec – para a implementação de um programa de formação e projecto de GTL usando a tecnologia japonesa em Moçambique.

4.3.2. Ponto de Situação das Parcerias

Tabela 3: Acordos de Cooperação –2017/2018

Parceiro	Ponto de Situação	Observação
Chiyoda	Realizados 2 <i>workshops</i> , i). no Japão, de 9 de Setembro a 1 de Outubro de 2017, sobre <i>process and Piping engineering</i> , onde participaram 2 técnicos do PEDP; ii). EPC com a Chiyoda, entre os dias 6,7 e 8 de Dezembro do ano em curso, no hotel Southern Sun, em Maputo.	O programa de formação proposto no âmbito da parceria, foi realizado na sua plenitude e com sucesso.
Siemens	Assinado o NDA & MOU entre as partes (ENHL & Siemens), com vista à implementação do projecto identificado (constituição de uma sociedade c/ a Siemens para o fornecimento de equipamentos e prestação de serviços de manutenção dos equipamentos da Siemens); <i>Term Sheet Agreement</i> em discussão.	A Próxima reunião com vista à finalização do <i>Term Sheet Agreement</i> prevista para finais do mês de Janeiro (data sujeita a confirmação) do próximo ano, para um posicionamento em torno do <i>Corporate governance</i> .
Galp	Identificados temas para a formação, nomeadamente, formação em regime de estágio de 2 semanas (área IT, Legal, RH, PP, PEDP, finanças) e <i>workshop</i> de 3 dias (comercial, comunicação, HSE&Q, finanças).	Foram formados 8 técnicos em diferentes matérias. O objectivo é continuar com o programa de formação no próximo ano.
Frontier Service Group	Assinado o NDA & MOU entre as partes (ENH & Frontier Service Group), com vista à implementação do projecto identificado (Constituição de uma sociedade para o fornecimento de serviços de transporte de carga, LPG & serviços de catering); Partilha das observações/constatações feitas ao <i>Term Sheet Agreement</i> remetido pela ENHL no dia 12 de Dezembro de 2017.	Seguem abaixo os passos subsequentes: <ul style="list-style-type: none"> • Elaboração do Business Plan; • Assinatura do <i>Shareholder Agreement</i>; • Identificação de Projectos concretos susceptíveis de serem capitalizados a curto e médio prazo.
Shell	O estudo de pré-viabilidade com vista à implementação de um projecto de GTL em Moçambique foi concluído em 2015 e foi alocado gás para o projecto;	Passo subsequente: Dar início ao estudo de engenharia básica do projecto em função do gás alocado.
General Electric	No âmbito da parceria com a GE foi realizado um seminário com duração de dois dias (15 e 16 de Maio do ano corrente), sobre as matérias relacionadas com a gestão corporativa e de qualidade;	Perspectiva-se:

	<ul style="list-style-type: none">Realizada uma visita à fábrica de Micro LNG nos EUA.	<ul style="list-style-type: none">Visita à primeira planta de LNG em África (na Nigéria), a ser custeada pela ENH;Em estudo, a implementação de um programa de formação proposto pela GE (orçamentação).
Mitsui	Em negociação, o acordo de accionistas para estabelecer a empresa de transporte de LNG participada pela ENH.	

5. Pelouro Comercial e Marketing

De uma forma geral, destaca-se:

Negociação de SPAs de GNL da Área 1

Tabela 4: Contratos e Acordos de Princípios para Compra e Venda de GNL - Projecto Golfinho-Atum, Área 1

	Quantidade (MTPA)	Observações
Confirmados		
PTT	2.6	<ul style="list-style-type: none"> Negociação concluída em 2017, estava sujeita à aprovação do Governo da Tailândia. A mudança de legislação com vista à liberalização do mercado contribuiu para o atraso da celebração do fecho do contrato. Prevê-se a aprovação do contrato pela PTT até Julho de 2018.
EDF	1.2	<ul style="list-style-type: none"> SPA submetido para aprovação do MIREME.
THE	0.28	<ul style="list-style-type: none"> Celebrado o Acordo de Princípios Vinculativos Previsão de conclusão das negociações da SPA em Julho de 2018.
Sub-total	4.1	
HOA em Negociação		
CNOOC	1.45	<ul style="list-style-type: none"> Concluída a negociação do HOA. Pretende-se finalizar o SPA até finais de Outubro de 2018.
Bharat	1.0	<ul style="list-style-type: none"> Concluída a negociação do HOA. Previsão de conclusão das negociações do SPA em Outubro de 2018.
Pertamina	1.0	<ul style="list-style-type: none"> Concluída a negociação do HOA.
Tokyo Gas e Centrica	2.6	<ul style="list-style-type: none"> Concluída a negociação do HOA. Previsão de conclusão das negociações do SPA em Outubro de 2018.

Mozambique LNG1 – Entidade de objecto específico para as vendas do GNL

No âmbito do desenvolvimento do Mozambique LNG1, está em discussão a mudança da jurisdição da *Borrower SPE* e a constituição de uma espécie de Empresa Mãe (*HoldCo*) que vai deter as entidades de objecto específico criadas para as vendas e marketing (Mozambique LNG) e para o financiamento (*Borrower SPE*). A alteração da jurisdição da *Borrower SPE* advém da necessidade de melhorar os termos e condições para o financiamento e beneficiar do acordo de dupla tributação entre Moçambique e os Emirados Árabes Unidos. A alteração da estrutura comercial proposta

ainda não é conclusiva pelas seguintes razões:

- O decreto-lei limita a criação de Entidades de Objecto Específico (SPE), por este motivo na opinião da ENH, a *HoldCo* enquadra-se no Artigo 4 do mesmo decreto-lei, pelo que não obedece ao objecto de uma SPE devendo ser considerada uma entidade *pass-through*;
- Verificou-se que a estrutura aumentaria a complexidade e custos para os projectos (custos administrativos, juros de empréstimos com accionistas) e teria impacto no controlo directo sobre as vendas pelas concessionárias da Área 1, e em termos da execução e controlo de custos, em especial da sua recuperabilidade ao abrigo do CCPP e JOA;
- A implementação da *HoldCo* representaria uma mudança da estrutura comercial anterior, acordada pelo Governo, significando que os Parceiros iriam transferir os seus interesses participativos para a *HoldCo* e, de seguida, este veículo iria decidir sobre as vendas, gestão de receitas e financiamentos.

O período em análise foi marcado pela operacionalização da entidade de objecto específico para as vendas do LNG, denominada Mozambique LNG1. Para além da contratação de cinco Gestores seniores responsáveis pelas actividades de Marketing, subdivididas por região, e de um gestor sénior responsável pelo transporte do LNG, foram nomeados os órgãos sociais em representação dos accionistas na mesma.

Iniciou, também, neste período a implementação do instrumento de gestão, a referir: i) Programa de Actividades; ii) Estratégia de Marketing e Transporte; iii) Resolução de Marketing para a venda e transporte de LNG de curto prazo.

Coral FLNG

Para o período em questão, temos a realçar o alcance da decisão final de investimento do projecto, tendo com isso assegurado:

- Satisfação das condições precedentes (FID e adjudicação do EPCIC) - 1 de Junho de 2017;
- Efectivação do Contrato - 1 de Junho de 2017;
- Previsão da Data para o Início da Produção (IPP) -1 de Junho de 2022 (tendo em conta a adjudicação do EPCIC, temos 66 meses para construção e comissionamento).

Em termos domésticos e regionais, ainda no âmbito da área comercial e marketing, destaca-se:

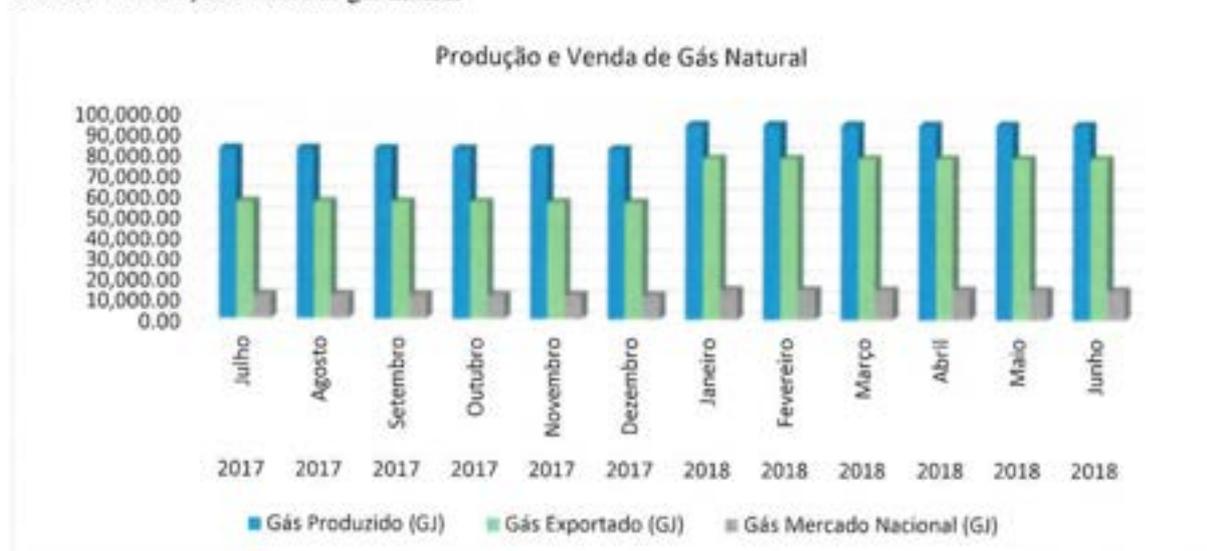
Produção e venda de gás natural

Para o período compreendido entre Julho de 2017 e Junho de 2018, foi produzido nos jazigos de Pande e Temane um volume total de gás natural de cerca de 176,301.48GJ (82.196.159,20GJ+94.105.325,48GJ), tendo sido exportado para o mercado sul-africano cerca de 134.607.225,97GJ (56.593.882,37GJ+78.013.343,60GJ) e consumido no mercado nacional cerca de 25.497.522,87GJ (11.324.208,33 GJ+14.173.314,54GJ), ao abrigo dos contratos (GSA1 e GSA2).

Tabela 5: Total de produção e venda de gás natural

Meses	Gás Produzido (GJ)	Gás Exportado (GJ)	Gás Mercado Nacional (GJ)
Julho_Dezembro/2017	82,196,159.20	56,593,882.37	11,324,208.33
Janeiro_Junho/2018	94,105,325.48	78,013,343.60	14,173,314.54
Total	176,301,484.68	134,607,225.97	25,497,522.87

Gráfico 2: Produção e venda de gás natural



O volume correspondente ao imposto sobre a produção de Petróleo (*royalty*) a favor do Governo foi de 2.104.335,50 GJ, tendo sido alocado à ENH o volume correspondente a 235.300,50 GJ/a e à MGC o volume correspondente a 1.869.035,00 GJ, cuja quantidade variou negativamente na ordem de 44.84% em comparação aos volumes referentes a igual período do ano anterior. Contudo, registou-se um aumento do volume exportado em 0.07% em relação ao mesmo período do ano fiscal anterior.

Consumo de gás natural no mercado nacional

Actualmente, Moçambique produz cerca de 190 milhões de GJ por ano, dos quais 36 milhões de GJ são alocados ao mercado nacional para fins industriais, uso doméstico e geração de energia

eléctrica.

Tabela 6: Consumo de gás natural no mercado nacional

Entidade	Quantidade/ano	Finalidade	Localização	Ponto de situação
CTRG	11MGJ	175MW	R. Garcia	Operacional
Gigawatt	8MGJ	100MW	R. Garcia	Operacional
EDM	2MGJ	50MW	R. Garcia	Operacional
E-K	6MGJ	50MW	Maputo	Operacional
ENH	9 MGJ	Gas Royalty	Maputo e Inhambane	Operacional
TOTAL	36MGJ	365MW		

Vendas de gás a norte de Inhambane

A ENH tem uma alocação que confere a toma de cerca de 0.5M GJ/Ano de gás natural, a título de imposto (*royalty*), para o abastecimento à rede de distribuição nos Distritos do Norte da Província de Inhambane, onde fornece à EDM cerca de 229.527,94 GJ/Ano para a geração de energia eléctrica estimada em 11 MW, abastece ainda cerca de 22.690,29 GJ destinados para o consumo nas residências nos Distritos de Govuro, Inhassoro, Vilanculos e Mabote.

Destaca-se, igualmente, a Elgás que toma cerca de 25.939,65 GJ de gás natural para produção de energia que abastece as Ilhas do Arquipélago de Bazaruto, nomeadamente ilha de *Bazaruto, Santa Carolina, Magaruge e Benguerua*.

Para o período em estudo, a receita gerada pela venda de gás natural pela ENH foi estimada em cerca de 24.754.148 Meticais, sendo que a EDM contribuiu com cerca de 55.69% das receitas totais, a Elgás com 21.75% e os restantes 22,56% provêm dos consumidores domésticos:

Tabela 7: Venda de Gás do PPA em Inhambane

Descrição	Quantidade (GJ)	Valor MZN	Peso (%)
ELGÁS	25.939,65	5.382.062,31	55,69
EDM	229.527,94	13.786.543,30	21,75
DOMÉSTICO	21.237,22	5.585.542,48	22,56
Total	276.704,81	24.754.148,09	100

Tabela 8: Receitas de gás natural vendido no mercado nacional

Mês	ELGÁS		EDM		DOMÉSTICO	
	Quantidade (GJ)	Valor (MZN)	Quantidade (GJ)	Valor (MZN)	Quantidade (GJ)	Valor (MZN)
Jul-19	4.528,33	969.560,74	34.701,38	2.110.663,55	3.550,16	876.420,73
Ago-17	4.208,26	890.690,85	37.098,58	2.266.431,46	4.378,42	974.792,69
Set-17	5.263,32	1.132.841,21	39.055,88	2.380.569,34	4.136,79	961.682,99
Out-17	4.842,92	1.023.318,68	42.003,18	2.566.063,94	3.362,04	866.777,75
Nov-19	5.647,21	1.191.086,39	40.042,80	2.416.526,92	2.897,70	792.319,99
Dez-17	6.125,93	1.256.792,75	45.537,80	2.673.551,56	3.742,97	910.395,13
Total	30.615,97	6.464.290,62	238.439,62	14.413.806,77	22.068,08	5.382.389,28
Jan-19	5.467,68	1.144.008,72	41.003,58	2.464.434,07	3.875,45	920.954,21
Fev-18	4.207,71	902.389,70	37.628,48	2.311.769,64	2.834,36	813.940,31
Mar-19	4.247,49	910.771,87	39.635,41	2.425.376,91	2.974,29	856.835,89
Abr-18	4.326,18	829.036,15	40.323,43	2.393.832,69	4.686,05	1.046.703,90
Mai-18	3.992,51	833.395,35	36.872,22	2.198.338,02	3.552,88	913.555,91
Jun-19	3.698,08	762.460,53	34.064,82	1.992.791,97	5.247,05	1.033.552,26
Total	25.939,65	5.382.062,32	229.527,94	13.786.543,30	23.170,08	5.585.542,48

Venda de gás na Província e Cidade de Maputo

Venda de gás à MGC (1,75MGJ/ano) e EDM-Kuvananga

Tabela 9: Venda de gás natural em Maputo

Mês	MGC 1,75 MGJA		EDM-KUVANINGA	
	Quantidade (GJ)	Valor (MZN)	Quantidade (GJ)	Valor (MZN)
Jul-19	51.129,00	9.899.765,71	7.210,15	1.396.053,04
Ago-17	79.587,00	15.477.276,89	sem consumo	sem consumo
Set-17	sem consumo	sem consumo	sem consumo	sem consumo
Out-17	96.478,00	18.204.218,87	58.529,38	11.253.736,07
Nov-19	129.890,00	24.484.673,63	sem consumo	sem consumo
Dez-17	80.454,00	14.718.407,78	sem consumo	sem consumo
Total	437.538,00	82.784.342,88	65.739,53	12.649.789,11
Jan-19	Não houve consumo		233.315,44	44.640.266,47
Fev-18			187.388,44	36.659.868,63
Mar-19			189.713,61	37.132.512,09
Abr-18			187.013,83	35.341.574,37
Mai-18			180.692,28	34.294.924,01
Jun-19			185.803,15	34.897.566,22
Total			1.163.926,75	222.966.711,79

Contratos de prestação de serviços

Os contratos de prestação de serviços a terceiros em áreas específicas de Engenharia, Administração, Finanças e outros serviços, sob gestão da Direcção Comercial e Marketing (DCMDR), constituem outra fonte de receita.

As receitas provenientes da gestão dos contratos de prestação de serviços a terceiros para o período referenciado correspondem a um total de 5.343.013,22 meticais, dos quais 65.71% da receita total foram feitas pela CMH e os restantes 34.29% pela a CMG conforme a tabela a baixo:

Tabela 10: Contratos de Prestação de Serviços

CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	
Entidade	Valor - Renda MZN
CMH	3.511.123,20
CMG	1.831.890,02
Total	5.343.013,22

Projectos de ligação de gás natural

a) Ligações às residências em Maputo – Bairro Aeroporto “A”

No âmbito do projecto-piloto de ligação de gás às residências na cidade de Maputo, concretamente no bairro do Aeroporto “A”, foram seleccionadas as empresas PRF e Intellica, que, presentemente, estão a fornecer os materiais e correspondentes serviços no cumprimento do plano de trabalho definido para a materialização do projecto.

Acções realizadas no período:

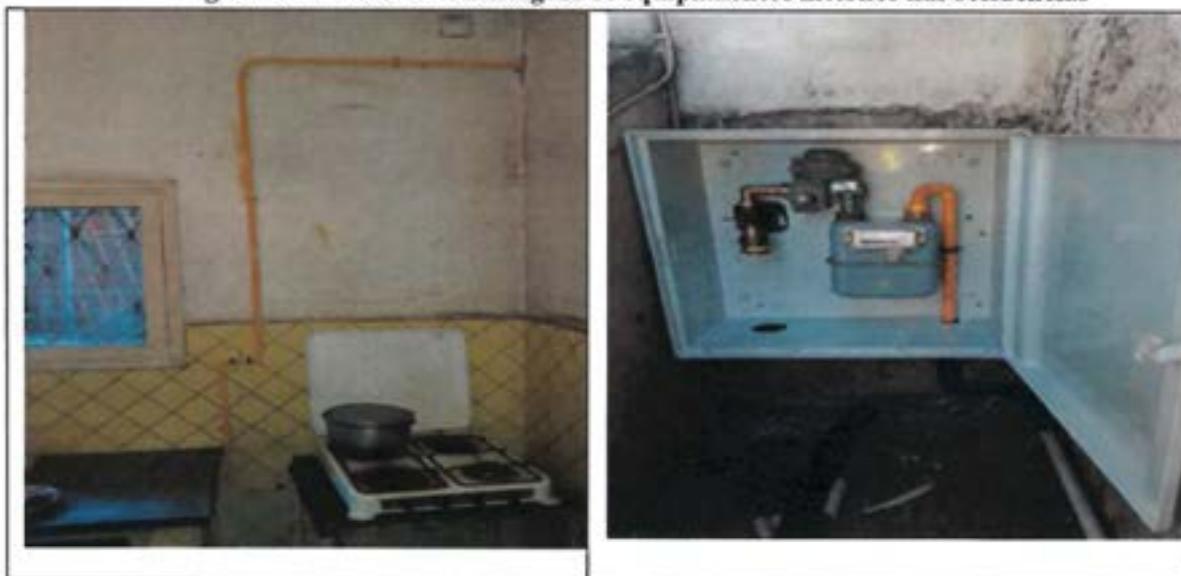
- i. Foram celebrados os Memorandos de Entendimento com 22 famílias, das 35 abrangidas;
- ii. Foi iniciada a montagem da tubagem de gás e a instalação de equipamentos nas residências já arroladas e com Memorandos assinados;
- iii. No que concerne às aprovações e autorizações, foram concedidas as licenças pelo Município de Maputo (obras em via pública), o INCM (radio frequência) e a STS (encriptação de dados);
- iv. Foi obtida a autorização junto do Conselho Municipal da Cidade de Maputo (CMCM) para a realização de trabalhos de escavação na via pública, de maneira a conectar as residências à rede de distribuição de gás existente.

- v. Decorrem contactos com os bancos comerciais e com as operadoras para assinatura dos protocolos que irão permitir as transacções electrónicas para contadores pré-pagos.
- vi. Foram celebrados os contratos com os fornecedores de materiais e equipamentos (PRF) e do sistema de gestão (Intellica).

Acções subsequentes e desafios:

- i. Finalização da assinatura do Memorando entre a ENH e a ENH-KOGAS, para operacionalização do projecto;
- ii. Fixação do preço do gás usando como referência os preços praticados na DEVILA;
- iii. Instalação de uma “entrada” para *Backup* no servidor da ENH para recepção de dados do sistema de gestão a ser instalado na ENH KOGAS;
- iv. Lançamento da construção da obra em via pública, prevista para o início de Agosto, visto que estão em curso as obras internas.

Figura 1: Processo de Montagem de equipamentos internos nas residências



b) Ligações da 4ª fase do projecto de ligações do norte de Inhambane

A ENH está a desenvolver o projecto de distribuição de gás natural canalizado a nível de três distritos do norte da província de Inhambane, concretamente em Vilankulo, Inhassoro e Govuro, onde conta actualmente com cerca de 1530 consumidores dos segmentos de mercado industrial (geração de energia), comercial e residências, resultante de três fases de expansão do projecto já concretizadas.

Ações realizadas no período:

- i. Foi assinado com a PRF o Contrato para o fornecimento de materiais para o projecto com vista à execução de 250 novas canalizações;
- ii. Foi iniciado o processo de aquisição dos materiais, e feita a encomenda junto dos fabricantes – e neste momento os materiais estão a seguir o processo aduaneiro para o seu despacho; O segundo lote será entregue em meados de Agosto de 2018;
- iii. No que se refere às acções de Marketing para a maximização do consumo do gás natural a norte de Inhambane, foram fixados *outdoors* com sucesso nos três distritos abrangidos pelo projecto nomeadamente: Vilankulo, Inhassoro e Govuro, como ilustram as imagens *infra*:



ENH - Papel do Agregador

No âmbito do processo de desenvolvimento do gás doméstico relativamente à operacionalização

do papel do agregador em Moçambique, a ENH desencadeou, no período em referência, as seguintes acções:

- Visando harmonizar o modelo organizacional e operacional do Agregador, foram realizadas 5 reuniões (uma reunião por mês), com o envolvimento dos Operadores *Upstream* (Anadarko, Exxon, ENI, Sasol), *Downstream* (Shell, Yara, GLAE) e com a participação de quadros do Governo (MIREME, DNHC, INP e ENH);
- Constituído um grupo de trabalho conjunto (*Joint Task Force*), que integra todos os intervenientes neste processo (Governo, *Upstream* e *Downstream*);
- Definido o conceito do Agregador;
- Elaborado o Modelo Comercial e Operacional do Agregador – em fase final de harmonização;

- Proposto o mecanismo de fixação do Preço do Gás, baseado nos custos de produção (*Cost-Plus*);
- Elaborado o *Draft* do Regulamento do Agregador dos Produtos Petrolíferos (na fase de harmonização), agora entregue para a liderança e conclusão pelo INP.
- Elaborado o *Draft* do Contrato de Compra e Venda de Gás (SPA), igualmente na fase de harmonização.

Acções subsequentes

- Finalização do Modelo do SPA (para discussão com o *Upstream* e *Downstream*);
- Conclusão do Modelo Comercial e Operacional para subsequente submissão ao MIREME;
- Conclusão e harmonização do Regulamento do Agregador pelo INP para efeitos subsequentes.

6. Pelouro de Administração Interna e Finanças

6.1 Gestão Financeira

Participação da ENH no Projecto de Gás Natural Liquefeito (GNL)

Financiamento do Projecto de GNL-Equity da ENH

No âmbito do desenvolvimento do projecto de LNG da Área 1 e Área 4, a ENH, deverá financiar a sua participação naqueles projectos, em cerca de 15% e 10% dos custos de desenvolvimento, respectivamente.

A Área 1 pretende desenvolver *onshore* 2 (duas) unidades de liquefacção (trens de GNL), com uma capacidade de cerca de 6 MTPA, numa primeira fase, que representa um investimento aproximado de cerca de USD 28 bilhões.

A Área 4 tem as componentes *onshore e offshore* e numa primeira fase irá desenvolver-se o projecto *offshore* que compreende uma unidade flutuante de liquefacção (FLNG). Seguir-se-á o desenvolvimento *onshore* de 2 (duas) unidades de liquefacção (dois trens de GNL). A capacidade prevista para a planta flutuante é de cerca de 3,4 MTPA, com um investimento aproximado de cerca de USD 8 bilhões.

Área 1

Deu-se início às discussões das questões fiscais do financiamento da ENH através do *carry*, para posterior consolidação dos modelos financeiros com os parceiros. Foram também efectuadas as diligências para a obtenção de garantias (como por exemplo, a garantia soberana e/ou outras formas de assegurar o *Debt Service Undertaking* no âmbito do *Project Finance*), entre outros.

Para garantir a quota-parte nos capitais próprios, para a fase de desenvolvimento do Projecto Golfinho-Atum, a ENH, assinou um acordo de financiamento com os parceiros na concessão, assegurando assim os cerca de USD 1.3 mil milhões da sua quota-parte. Contudo, os parceiros irão financiar 35% da quota-parte das necessidades de investimento total com capitais próprios e irão recorrer ao financiamento por meio da Agência de Exportação de Crédito, contribuindo com USD 15 mil milhões dos USD 23 mil milhões necessários para a fase de Desenvolvimento.

Durante o período em análise foram mantidos dois encontros de discussão do *Term Sheet* do financiamento, tendo sido finalizada grande parte dos aspectos pendentes, ficando apenas por concluir a questão relativa ao *Debt Service Undertaking* da ENH, e o pacote dos *Non Project Operations*. Prevê-se encontros de negociação para os meses de Julho, Setembro e Outubro do ano corrente para a decisão final de investimento prevista para o primeiro trimestre do ano de 2019.

Área 4

Para a área 4, ocorreu o fecho financeiro e início dos *cash calls* da fase de desenvolvimento do Projecto Coral Sul.

No caso do Projecto Mamba *onshore*, encontra-se em preparação o lançamento do Projecto para os financiadores, de modo a que, a decisão final de investimento ocorra no segundo semestre de 2019. O investimento total necessário estimado é de USD 30,8 mil milhões. O referido montante inclui despesas com o *upstream* de, mais ou menos, USD 12,9 mil milhões que serão financiados exclusivamente por capitais próprios e USD 17,9 mil milhões para as despesas de investimento do *midstream* (que envolve a construção da planta de processamento de gás – *CAPEX do midstream* – com um custo estimado de USD 13,2 mil milhões com os custos financeiros já inclusos, durante a fase de construção) a serem financiadas por capitais alheios no valor de USD 12,5 mil milhões e USD 5,4 mil milhões de capitais próprios.

Dos pressupostos actuais para o financiamento da planta de GNL, há a possibilidade de se recorrer a uma estrutura híbrida com capitais alheios e capitais próprios na proporção de 70% e 30%, respectivamente.

A dívida será uma combinação de facilidades oferecidas pelas Agências de Crédito à Exportação, pelos bancos comerciais e pelas instituições que financiam o desenvolvimento nos termos e condições a serem negociados no momento em que a necessidade de financiamento for lançada.

O financiamento da quota-parte da ENH nos capitais próprios, para o projecto Mamba encontra-se, actualmente, em discussão com os parceiros.

Entretanto, para ambos os projectos, Coral Sul e Mamba, tendo em conta os termos e condições de financiamento que a ENH celebrou, foi lançado o concurso público para o refinanciamento das facilidades para a fase de desenvolvimento.

Projecto RLNG

Relativamente ao projecto RLNG da Área 4, das diferentes opções existentes, a ENH optou pelo *carry* (financiamento da quota parte da ENH pelos parceiros) numa perspectiva de “*brige finance*”, tendo em consideração as limitações das outras opções analisadas, pela sua complexidade e exigência para o efeito. Esta opção será temporária enquanto se procuram outras alternativas para refinarçar a dívida que, neste momento, tem em discussão os seus termos e condições de financiamento (DLA).

Análise das Demonstrações Financeiras

Abaixo são apresentadas as demonstrações financeiras do exercício findo a 30 de Junho de 2018 em milhões de MZN, com o comparativo a 30 de Junho de 2017.

Tabela 11: Balanço 2017/2018

BALANÇO	2018	2017	Δ
Activo não corrente	88,960,496,334	38,876,034,532	129%
Activo corrente	4,081,985,608	3,317,821,853	23%
TOTAL ACTIVO	93,042,481,942	42,193,856,385	121%
Capital social	749,001,913	749,001,913	0%
Reservas	8,500,293,180	11,937,452,812	-29%
Resultados transitados	1,707,286,475	1,451,042,465	18%
Resultado líquido do exercício	665,706,580	256,244,010	160%
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	11,622,288,148	14,393,741,200	-19%
Passivo não corrente	79,011,397,427	25,249,098,154	213%
Passivo corrente	2,408,796,367	2,551,017,031	-6%
TOTAL DO PASSIVO	81,420,193,794	27,800,115,185	193%
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	93,042,481,942	42,193,856,385	121%

Em termos de balanço, houve um crescimento do activo em mais de 100%, situando-se em torno dos 93 mil milhões de meticais, 50 mil milhões a mais, relativamente ao período homólogo anterior.

O resultado desse crescimento deveu-se ao aumento de investimentos de pesquisa da Área 1 e da Área 4, e a diminuição de reservas é resultante da actualização do modelo de avaliação de participações financeiras disponíveis para venda, o que culminou com a redução do capital próprio.

Tabela 12: Demonstração de Resultados 2017-2018

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	2018	2017	Δ
Venda de bens e de serviços	618,214,246	1,406,520,979	-56%
Custo dos inventários vendidos ou consumidos	(331,496,242)	(618,992,395)	-46%
Margem bruta	286,718,005	787,528,585	-64%
Custos com o pessoal	(385,940,342)	(309,501,748)	25%
Fornecimentos e serviços de terceiros	(417,585,589)	(313,145,870)	33%
Amortizações	(76,654,584)	(78,292,712)	-2%
Imparidade de contas a receber	(88,627,993)	(418,378,176)	-79%
Outros ganhos e perdas operacionais	77,162,735	136,386,809	-43%
Resultado operacional	(604,927,769)	(195,403,112)	210%
Rendimentos financeiros	1,728,925,730	1,134,576,688	52%
Gastos financeiros	(479,315,062)	(739,846,483)	-35%
Resultado antes de impostos	644,682,899	199,327,093	223%
Imposto diferido	21,023,681	68,654,086	-69%
Imposto sobre o rendimento	-	(11,737,169)	-
Resultados líquidos do exercício	665,706,580	256,244,010	160%

Nas contas individuais houve um aumento do resultado líquido do exercício para 665 milhões de meticais, representando um crescimento em mais de 100%, não obstante as vendas terem reduzido em 56%. Esse resultado é explicado maioritariamente pelos dividendos recebidos da CMH e MGC.

Indicadores financeiros

O quadro seguinte apresenta alguns indicadores financeiros que reflectem a capacidade de geração de cash-flow, uma estrutura de balanço robusta e rentabilidade aceitável, especialmente num período de grande contenção no mercado energético global.

Tabela 13: Indicadores financeiros 2017/2018

INDICADORES	2018	2017	Δ
Venda de bens e serviços	618,214,246	1,406,520,979	-56%
EBITADA	286,718,005	787,528,585	-64%
EBIT	1,123,997,960	939,173,576	19%
Resultado líquido	665,706,580	256,244,011	160%
Free Cash Flow	2,968,786,393	2,307,411,705	29%
Capital Próprio	11,622,288,149	14,393,741,200	-19%
ROE	5.7%	1.8%	
ROA	0.7%	0.6%	

O ano financeiro 2017/2018 apresenta uma melhoria da capacidade da Empresa em agregar valor a ela mesma, utilizando os seus próprios recursos, o que significa que a contribuição dos fundos próprios nos resultados da Empresa aumentou de 1.8% para 5.7%.

6.2 Gestão de Recursos Humanos

Secondment na Bacia do Rovuma

Área 1

No que diz respeito ao *secondment* com a AMA1, durante o período em epígrafe, a ENH esteve representada por uma técnica na área de Marketing que foi alocada à equipa de Gestão do Projecto na área de Marketing de GNL na sede da companhia operadora em Houston, por um ano com possibilidade de prorrogação por igual período.

Área 4

No que respeita ao Projecto Coral Sul, foram disponibilizadas doze posições aos parceiros, pelo Operador, por forma a que cada concessionário pudesse alocar os técnicos que reunissem os requisitos arrolados e pudessem concorrer às respectivas posições em diferentes locais onde irão ocorrer os trabalhos junto às equipas de gestão do projecto.

Deste processo, foram seleccionados por parte da ENH dois técnicos para se juntarem à equipa na Coreia do Sul e uma técnica de HSE&Q para se juntar à equipa de Paris. Neste momento, os dois técnicos ainda não se juntaram às equipas, uma vez que, é necessário definir a remuneração para ambos, ao nível da ENH, durante o período de destacamento de cerca de dois anos, e só depois de harmonizado com o Operador é que será desencadeado o processo de logística para a efectiva mobilização.

No final do mês de Dezembro de 2017, o Operador disponibilizou aos parceiros mais nove posições para o processo de candidaturas, a serem alocados no ano de 2018 em diferentes locais, estando, neste momento, em aberto as vagas a todos os colaboradores da ENH que possam estar interessados e que reúnam os respectivos requisitos.

Secondment na Bacia de Moçambique

Em parceria com a SASOL, quatro técnicos foram alocados ao projecto do PSA com duração de cerca de dois anos, fruto de um acordo de *secondment*, dos quais três técnicos na área de engenharia de superfície todos afectos ao PEDP e um técnico na área de Geologia, mais especificamente, ao *Well Delivery* afecto ao PP&P.

De igual modo, importa referir que, no período em referência, foram formados catorze colaboradores nos escritórios dos parceiros estratégicos de Portugal e do Japão, dos quais oito na Galp, três na Chiyoda Corporation e três na JOGMEC.

Formações de curta duração

Foram capacitados setenta e sete colaboradores em diversas áreas específicas: Pesquisa, cursos em *GNL*, Negociação de contratos de *GNL*, HSE, Comercial, Engenharia, Conteúdo Local, Liderança, Auditoria, Secretariado e Protocolo, Recursos Humanos e Gestão Corporativa.

Houve formação na língua inglesa abrangendo um total de dois colaboradores da ENH e CMH.

Adicionalmente, troca de experiência (*workshops*, seminários e conferências) em matéria de *Oil and Gas*, dentro e fora do país.

Elevação do nível académico

Em curso a formação de doze bolseiros ao nível de licenciatura dentro do país e cinco para o nível de mestrado no exterior (dos quais dois financiados pela JICA, um pela PTTEP, um pelo Governo Britânico e um pela ENH).

Os mestrados são nas áreas de Engenharia de Petróleos, Geologia de Petróleos, Gestão de Empresas e Direito de Petróleo e Gás, sendo que as licenciaturas são em diversas áreas de interesse da Empresa.

Durante o período em análise, foram desenvolvidas no total cerca de vinte e nove acções de formação (dezanove no país e dez no exterior), abrangendo setenta e sete colaboradores de diversas áreas, o que representa 44.02% do total dos colaboradores da Empresa. Abaixo destaca-se alguns importantes marcos dignos de realce:

- Foi feito o enquadramento e reorientação de técnicos de acordo com as suas valências e avaliação de desempenho – Ex. Comercial, Administração Interna, HSE&Q, RH;
- Tendo em conta o actual contexto legislativo e no sentido de garantir a efectiva capacidade institucional, de forma a acompanhar o processo evolutivo e o ambiente socioeconómico do país, foi feita a revisão e actualização dos regulamentos de formação e estágios pré-profissionais da Empresa;
- Por forma a dotar a empresa de mão-de-obra capaz de fazer face aos desafios, foram recrutados doze técnicos para o quadro de pessoal em diferentes áreas de actividade da Empresa;
- Está em curso, o processo de implementação do Modelo de Desenvolvimento de Competências Personalizado (através da materialização das acções de formação) o que irá garantir a efectiva materialização dos projectos em curso e fazer face aos desafios que se impõem à Empresa através do empenho de cada um dos colaboradores e das respectivas equipas de trabalho baseado nas competências adquiridas neste processo desafiador não só para os colaboradores, mas também para a Empresa.

6.3 Gestão de Administração Interna

O departamento de Administração Interna durante o exercício desenvolveu as seguintes acções:

Edifícios/Imobiliário da ENH

- Conclusão das obras de reabilitação e apetrechamento da casa 24;
- Reabilitação e apetrechamento dos escritórios da ENH, ala Emose;

- Reabilitação geral do parque de estacionamento das viaturas dos membros do CA e pátio do edifício da ENH;
- Resolução dos problemas de infiltração de água resultante das chuvas fortes e reabilitação das partes danificadas;
- Aquisição de mais espaços junto do Conselho Municipal para estacionamento dos colaboradores com cargo de chefia;
- Cortinagem da sala de reuniões do 4º andar;
- Reparação dos armários das copas do 3º e 4º andares;
- Aquisição e melhoramento da rede de comunicação de dados e voz;
- Investimento ao nível da infra-estrutura, mobiliário e equipamento diverso para melhoria das condições de trabalho;
- Concepção do *layout* com vista a iniciarem as obras de reabilitação e requalificação do R/C do edifício da ENH;
- Elaboração dos termos de referência para lançamento de um concurso público para apetrechamento do sistema de tecnologias de informação da ENH que inclui servidores, *switch*, armazenamento, UPS e gerador eléctrico. Este investimento será financiado via MAGTAP com os fundos do Banco Africano de Desenvolvimento.

7. Gabinetes do PCA

7.1. Gabinete de Assessoria Jurídica

Principais actividades/realizações

- Incorporação da ENH Rovuma Área 4, sociedade anónima 100% detida pela ENH, que deverá deter e gerir o interesse participativo de 10% da ENH, na Área 4, de modo a isolar o risco inerente ao projecto da Área 4, à semelhança do efectuado na Área 1. Processo de transferência ainda em curso, tanto para a Área 4 como para a Área 1, a aguardar autorização de todos os participantes no CCPP;
- Incorporação da sociedade ENH Invasor, 100% detida pela ENH, que deverá deter e gerir a participação de 30% do Interesse Participativo no PSA;
- Aprovado o Regulamento Geral Interno da ENH;
- Conclusão com sucesso do processo para a entrada da Exxon Mobil no projecto de GNL na Área 4;
- Negociação do *Farm-In* da ENH no projecto PSA. Entretanto, devido a inviabilidade económica e financeira, foi adiado o *Farm-In*, com intuito de se avaliar aspectos ligados às reservas e infra-estruturas;
- Elaborada e submetida ao Conselho de Administração da ENH, a estratégia de operacionalização das sociedades ENH Rovuma Área 1 e ENH Rovuma Área 4.

7.2. Gabinete de Estratégia Corporativa e Gestão de Portfólio

Principais actividades/realizações

a) Refinanciamento Área 1 e Área 4

No que diz respeito ao refinanciamento da Área 1, em 2017, iniciou-se o processo de refinanciamento do acordo de financiamento da ENH com os parceiros da Área 1, para o Projecto Golfinho-Atum. O processo recebe o apoio do MAGTAP, fazendo uso dos fundos do Banco Mundial disponíveis para o sector de minerais e energia, cerca de USD 1 milhão.

Foram elaborados os termos de referência por parte da ENH, posteriormente aprovados pelo MAGTAP, tendo sido feita a publicação do concurso, nomeados os elementos do júri por parte da ENH.

No presente período em análise, as principais actividades foram:

- A nomeação da Lion Head Global Partner (LHGP), como consultor para o processo de refinanciamento;
- Negociação e finalização do contrato com a LHGP;
- Realização de encontro de *kick-off* em Maputo na semana de 15 de Maio de 2018, e encontros com partes relevantes, nomeadamente: MAGTAP e Banco Mundial;
- Encontro com o PCA e equipa da ENH em 14 de Junho de 2018, com a devida apresentação do relatório inicial (*inception report*) e passos a seguir;
- Reunião da equipa da ENH e LHGP com representantes do MEF no dia 14 de Junho de 2018, para avaliar o relacionamento da ENH com o MEF/Governo e o tratamento da dívida da ENH no orçamento do Estado.

Como passos subsequentes, aguarda-se informação sobre a viabilidade do projecto pela LHGP, coordenação do processo de *road-show* entre Société Générale e LHGP, a preparação do pacote comercial e negociação dos termos com potenciais financiadores, o que culminará no refinanciamento.

Paralelamente, iniciou-se o processo de refinanciamento do acordo de financiamento da ENH com os parceiros da Área 4, para o Projecto Coral FLNG, com devido apoio do MAGTAP, com fundos do Banco Africano de Desenvolvimento (BAD), cerca de USD 1 milhão. Contou com a elaboração dos termos de referência por parte da ENH, publicação do concurso e nomeação dos elementos do júri por parte da ENH.

As actividades para o período envolveram:

- Avaliação das propostas técnicas e financeiras por parte do júri da ENH;
- Submissão do relatório do júri.

Prevê-se a selecção do candidato, negociação do contrato e início da consultoria no segundo semestre de 2018.

b) Elaboração do Modelo de *Governance* e reporte das subsidiárias e associadas

As principais actividades desenvolvidas foram:

- Análise das demonstrações financeiras das subsidiárias e associadas, e consequente elaboração de pareceres técnicos em relação às seguintes subsidiárias Pande Imobiliária, CMG, ENMAR e ENHL Bonatti. Foram realizadas reuniões do Conselho de Administração, Assembleia Geral e/ou Reunião de Gestão, para dar suporte ao representante da ENH, para melhor posicionamento e salvaguarda dos interesses da ENH;

- Apresentação da proposta de reporte a ser feito pelas subsidiárias em carácter periódico, a nível do Conselho de Administração (CA).

c) Reestruturação do Complexo Bimbi e Delegação de Vilanculos

Com o objectivo de revitalizar o Complexo Bimbi e atribuir uma maior dinâmica aos processos na Delegação de Vilanculos, a ENH desenvolveu as seguintes actividades:

- Visita a Vilanculos pela equipa de gestão do Gabinete em Janeiro de 2018;
- Elaboração de relatório de visita e proposta de reestruturação conforme;
- Elaboração dos termos de referência para a contratação de um auditor para proceder a uma auditoria de gestão e de procedimentos do Complexo Bimbi e DEVILA;
- Selecção da PwC como auditor do projecto e devida assinatura do contrato de execução;
- Início da auditoria de gestão e de procedimentos pela PwC baseada em Vilanculos;
- Relatório de auditoria de gestão e de procedimentos sobre as actividades da Delegação de Vilanculos e Complexo Bimbi para o período fiscal de 2016-2017.

Espera-se obter a apreciação pelo CA da ENH e decisão sobre os passos subsequentes para reestruturação das unidades em questão.

d) Gestão dos Projectos do MAGTAP

Do total dos projectos em carteira no MAGTAP, a ENH beneficiou de um apoio de cerca de USD 4.000.000, sendo o segundo maior utilizado destes fundos.

Foram seleccionados para financiamento os seguintes projectos:

- Refinanciamento do acordo de financiamento da ENH na Área 1, tendo sido seleccionado um consultor financeiro, que após a negociação contratual, iniciou a consultoria em Maio de 2018.
- Refinanciamento do acordo de financiamento da ENH na Área 4, estando em curso o processo de selecção das propostas.
- Revisão do Plano Estratégico e elaboração do Plano de Negócios, estando em curso o processo de selecção das propostas.
- Aquisição de uma infra-estrutura de tecnologias de informação para o Pelouro de Pesquisa.
- Plano de formação que abrange vários quadros da ENH, elaborado tendo em conta o resultado da consultoria feita pelo IHRDC, que identificou as lacunas em termos de formação ao nível da empresa.
- Implementação do modelo de competências de Recursos Humanos.

e) *Farm-In* da ENH no projecto do PSA

No processo de *Farm-In* pela ENH no PSA, o *term sheet* de financiamento com a Sasol foi assinado em Junho de 2017.

Para a efectivação da entrada da ENH no PSA existe ainda a necessidade de:

- Finalizar o Acordo de Transferência de Direitos (TRA, sigla em inglês) e o Acordo de Operação Conjunta (JOA, sigla em inglês);
- Finalizar o modelo económico do PSA.

Deste modo, as actividades desenvolvidas foram:

- Actualização do modelo económico do PSA em Janeiro de 2018;
- Realização de encontros técnicos com a Sasol, em Janeiro e Março, para alinhar os novos desenvolvimentos do projecto em termos de custos (pesquisa e avaliação, capital, operações e de abandono), produção (gás natural, condensado, GPL e petróleo leve), infra-estruturas (5º trem e LPF), mercado (projecto CTT e alternativas de compradores);
- Realização de encontros de gestão;
- Análise da viabilidade do projecto PSA, tendo em conta o modelo económico, de modo integrado e de modo desagregado (economia do gás natural e condensado e economia do GPL e petróleo leve);
- Revisão do Acordo de Transferência de Direitos e elaboração do parecer técnico para apresentação ao CA da ENH;

O processo de *Farm-In* da ENH encontra-se pendente devido aos novos desenvolvimentos dos projectos descritos acima, que impedem o alinhamento, finalização e submissão do Acordo de Transferência de Direitos (TRA), do Acordo de Operação Conjunta (JOA, na sigla em inglês) e da Emenda do Plano de Desenvolvimento ao CA da ENH, seguido do Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) e, posteriormente, do Conselho de Ministros para aprovação.

f) Plano Estratégico e Plano de Negócios da ENH

Ao nível interno, elaborou-se o Plano Estratégico da ENH com envolvimento de todas as áreas da Empresa. Sendo um documento de vital importância para a ENH, o CA decidiu pela contratação de um consultor para verificação, melhor alinhamento, caso seja necessário, e validação do mesmo.

Este processo será efectuado com o apoio do MAGTAP, sendo que neste período, desenvolveram-se as seguintes actividades:

- Revisão dos termos de referência para contratação do consultor com a MAGTAP;
- Lançamento do concurso;

- Recepção das propostas e selecção do júri.

A selecção das propostas, negociação do contrato com o concorrente vencedor e início da consultoria estão previstos para o terceiro trimestre de 2018.

g) Elaboração do Contrato-Programa da ENH 2018-2022

No âmbito da monitoria e avaliação de desempenho, a ENH, no desenvolvimento das suas actividades como braço comercial do Governo no sector de petróleo e gás, tem como obrigação, atendendo à sua natureza como empresa pública, celebrar um contrato com o Governo através das entidades que representam a sua tutela, nomeadamente, o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) e o Ministério da Economia e Finanças (MEF).

O contrato a ser celebrado está previsto no Regulamento da Lei das Empresas Públicas, Decreto n.º 84/2013 e visa estabelecer as relações entre o Governo e a ENH, com o objectivo de, conjuntamente, envidarem os esforços necessários para a prossecução das actividades da Empresa segundo princípios de economicidade, racionalidade de recursos e de boa governação.

Sendo assim, no período em apreço, o contrato-programa e respectivos documentos de suporte foram submetidos às tutelas, tendo sido retornado para revisão o ponto relacionado com a correcção do período de abrangência do Contrato-Programa 2018-2022 e devida actualização das projecções.

Adicionalmente, com a aprovação da nova Lei do Sector Empresarial do Estado (SEE) em Abril de 2018, e elaboração da proposta de Regulamento da Lei do SEE, o contrato-programa foi revisto com vista a cumprir com os requisitos da Lei.

Deste modo, espera-se que a submissão, aprovação e assinatura do contrato-programa e documentos anexos com as tutelas sejam alcançadas no terceiro trimestre de 2018.

h) Gestão de desempenho

Tendo por base as necessidades da Empresa de garantir uma gestão estratégica integrada e abrangente, bem como o controlo do grau de desempenho e cumprimento das metas e iniciativas anuais estabelecidas em conformidade com o Plano Estratégico da Empresa, a ENH pretende instalar uma plataforma de gestão de desempenho. Desta forma, neste período foram desenvolvidas as seguintes acções:

- Obtenção das propostas de plataformas para a gestão de desempenho, nomeadamente: Scientrix e Corporater;

- Apresentação das propostas técnicas e financeiras das plataformas acima para a gestão de desempenho;
- Selecção da Scientrix para continuar com a plataforma incorporando novos aspectos como a gestão de desempenho ao nível dos colaboradores;
- Negociação e finalização do contrato com a empresa Stracienta, detentora da plataforma Scientrix;
- Elaboração do plano de implementação e apresentação ao CA da Empresa.

Como passos subsequentes, espera-se o arranque do plano de implementação no terceiro trimestre de 2018, devendo durar cerca de 4 meses, e inclui a formação de quadros da ENH em matéria de gestão da plataforma.

i) Implementação do intranet e *Workflow* na ENH e subsidiárias

Com o crescimento da Empresa em termos de actuação a nível da cadeia de valor, como forma de garantir maior eficiência nas relações e nos processos, a ENH pretende implementar *Intranet* e *Workflow*, com objectivo de reduzir custos, aumentar a produtividade, melhorar a gestão documental, entre outros.

Para este efeito, desenvolveram-se as seguintes actividades:

- Elaboração dos termos de referência para contratar uma empresa de consultoria para a implementação do *Intranet* e *Workflow*;
- Aprovados os termos de referência, os mesmos foram submetidos à Unidade Gestora Executora das Aquisições (UGEA) para o devido lançamento do concurso, esperando-se a finalização deste processo;
- Lançamento do concurso, selecção do júri e análise das propostas técnicas e financeiras.

Espera-se a devida selecção da firma consultora e início dos trabalhos de implementação da *Intranet* e *Workflow*, no terceiro trimestre de 2018.

7.3 Gabinete de Auditoria Interna

Durante o ano foram realizadas várias actividades das quais se destacam:

- Planeamento das actividades do Gabinete e submissão para aprovação;
- Programação das acções de Auditoria Interna baseada no risco;
- Elaboração e submissão do Plano de Actividades e Orçamento de 2018-2019;
- Submissão do Plano de Auditorias de 2018-2019 para aprovação do CA;

- Realização das auditorias, baseadas no risco, nas seguintes áreas: (i) Aquisição, Construção e Gestão do Património em curso; (ii) Vender e Distribuir Produtos e Serviços em curso; (iii) Serviços de Furos de Água em curso;
- Desenvolvimento do procedimento contabilístico-financeiro;
- Emissão de pareceres no âmbito de consultoria;
- Admissão directa de um técnico no Gabinete de Auditoria Interna;
- Contratação de serviços de consultoria para o levantamento, concepção e desenho do projecto executivo e fiscalização da empreitada de obras de construção do sistema de abastecimento de água à vila sede do distrito de Inhassoro – Concurso Público n.º 24/UGEA/ENH/2018;
- Pedido de Esclarecimento do Concurso Público n.º 05/UGEA/ENH/2018 pela UGEA;
- Discussão dos relatórios com os auditados e devida comunicação dos resultados.

7.4. Gabinete de Comunicação e Relações Públicas

Durante o ano foram realizadas várias actividades das quais se destacam:

(i) Implementação do Plano de Comunicação para gestão de expectativas

A ENH prosseguiu com a implementação do Plano de Comunicação visando a gestão de expectativas, com destaque para a realização das seguintes acções a nível da Comunicação Externa:

- Produção e publicação de notícias e comunicados de imprensa sobre as acções do sector de hidrocarbonetos em Moçambique junto à imprensa e no website oficial da Empresa;
- Avaliação e selecção de oportunidades de entrevistas informativas para os gestores da ENH, em diversos órgãos de comunicação;
- Actualização das plataformas de comunicação externa da ENH - *webpage, facebook*;
- Produção de conteúdos direccionados aos diversos públicos, a serem transmitidos pelos gestores da ENH em conferências e entrevistas;
- Concepção, e produção de *stands* com estrutura e conteúdos que permitam ao público conhecer o portfólio de negócios da ENH em feiras e conferências nacionais e internacionais;
- Co-organização de eventos internacionais de partilha de informação sobre o sector como a MMEC 2018, o Seminário Moçambique-Brasil de Petróleo e Gás, e o *World Gas Conference*;
- Alinhamento e implementação de acções de comunicação com as empresas afiliadas da ENH;

- Promoção do uso do gás através da produção de material da campanha de marketing para o Projecto de Distribuição de Gás ao norte de Inhambane - *billboard*, camisetas, bonés e folhetos;
- Concepção de material informativo sobre a segurança do gasoduto de transporte de gás e procedimentos de emergência;
- Produção de discursos e apresentações para gestores da ENH e para o Ministério dos Recursos Minerais e Energia;

Das acções referentes à comunicação interna destacam-se:

- Produção da *newsletter* institucional com informação para consumo dos colaboradores;
- Realização de reuniões para promoção de partilha de informação entre gestores e colaboradores;
- Concepção e produção de campanhas e anúncios informativos sobre saúde e segurança no sector de hidrocarbonetos para os trabalhadores da ENH;
- Programação e realização de eventos internos de sensibilização para vários temas associados à celebração de datas comemorativas do País, nomeadamente, 7 de Abril, 1 de Maio, 1 de Junho;
- Concepção de material promocional para Conferência de Conteúdo Local em Maputo e Pemba.

(ii) Processo de Reassentamento no Distrito de Palma - Projecto GNL

No que respeita ao processo de Reassentamento, a ENH fez o acompanhamento das acções em curso no distrito de Palma, através dos relatórios enviados pela Operadora, bem como, pelos participantes nos OCMs e TCMs.

Durante o período em referência, a demarcação de terras agrícolas de substituição arrancou e foi assinado o contrato de subsistência agrícola e programas de pecuária. Não se registou nenhum incidente.

O envolvimento da ExxonMobil no processo de reassentamento fez-se sentir, sendo que a empresa contará com *secondees* na equipa do Projecto de Reassentamento (6 expatriados / 6 nacionais).

Como actividades, prevê-se a aprovação da proposta do Plano de Reassentamento (RAP JOA) pela Área 4. O *Secondment Agreement* será executado simultaneamente com RAP JOA.

(iii) Responsabilidade Social

No que respeita às acções de responsabilidade social, a ENH prosseguiu com a selecção e apoio de acções que contribuem para o bem-estar das comunidades junto às áreas onde opera e em todo o País.

Destacam-se as seguintes acções:

- Parceria com o Parque Nacional da Gorongosa para Adesão ao Clube Empresarial da Gorongosa através de apoio no valor de USD 25.000 por ano por um período de 5 anos para apoiar o Clube da rapariga que, com o objectivo de sensibilizar as raparigas, procura evitar as gravidezes precoces e os casamentos prematuros, manter a rapariga na escola e permitir que ela possa fazer as suas próprias escolhas, entre outras;
- Relativamente aos patrocínios, a ENH despendeu um valor de 1.304.280 meticais prestando os seguintes apoios:
 - ✓ Produção de livro de casamentos colectivos – 150.000 meticais;
 - ✓ Participação da Federação Moçambicana de Patinagem (FMP) no Mundial de 2017 em Nanjing – 300.000 meticais;
 - ✓ Apoio às vítimas do Ciclone Dineo – 100.000 meticais;
 - ✓ Federação Moçambicana de Atletismo – 140.000 meticais (apoio às actividades competitivas desportivas programadas para o ano de 2017);
 - ✓ Rádio Televisão Comunitária de Vilankulos – 112.000 meticais (apoio para compra de equipamento de rádio);
 - ✓ Fórum Internacional de Investimento em infra-estruturas – 452.280 meticais;
 - ✓ Gabinete da Esposa do Governador de Vilankulos – 50.000 meticais (almoço com crianças órfãs).

7.5. Direcção de Conteúdo Local

Durante o ano foram realizadas várias actividades das quais se destacam:

(i) Dinamização do processo de aprovação da Lei de Conteúdo Nacional

O processo de elaboração da proposta de Lei de Conteúdo Nacional iniciou em 2013, tendo sido revitalizado em 2018, com grande impulso da ENH.

Foram desenvolvidas as seguintes actividades:

- Participação na reunião de preparação do Conselho de Ministros, realizada no dia 2 de Março de 2018, dirigida por Sua Excelência o Primeiro-Ministro, tendo sido emanadas orientações, ora em cumprimento;

- Participação, no dia 23 de Março de 2018, no Seminário de reflexão e debate dos aspectos estratégicos da proposta de Lei de Conteúdo Nacional organizado pelo MEF;
- Participação, no dia 5 de Abril de 2018, no Seminário de debate da proposta de Lei de Conteúdo Nacional, organizado pela CTA.

Existe a necessidade de imprimir celeridade neste processo, tendo em conta os empreendimentos já em operação, especialmente na indústria de petróleo e gás, bem como o facto de esta matéria fazer parte da Matriz de Prioridades do Governo com o Sector Privado para 2018.

(ii) Elaboração da Estratégia de Conteúdo Local da ENH

A ENH está a desenvolver a Estratégia de Conteúdo Local, que assentará em três vectores, nomeadamente: i) inquérito doméstico e internacional sobre participação local, ii) mapeamento da procura / oferta de bens e serviços em Moçambique para a cadeia de valor do gás natural (incluindo a cadeia de valor do GNL), e iii) desenvolvimento da estratégia.

Após lançamento do concurso através do Projecto MAGTAP, em Setembro de 2017, decorre ainda o processo de elaboração do relatório da pré-selecção das seis melhores qualificadas, de um total de vinte e cinco propostas nacionais e internacionais recebidas, para posterior avaliação de proposta técnicas e financeiras e selecção da Empresa que irá elaborar a Estratégia de Conteúdo Local da ENH.

(iii) Conclusão da elaboração do Programa de Envolvimento e Desenvolvimento Acelerado das PME's no Sector do Petróleo e Gás em Moçambique

O “Programa de Envolvimento e Desenvolvimento Acelerado das PME's no Sector do Petróleo e Gás em Moçambique” deverá ser implementado num período de 4 anos, que antecede o início da produção do GNL na bacia do Rovuma, e será composto por três componentes, nomeadamente: componente de intervenção interna – CII, componente de intervenção colectiva – CIC e; componente de ligação empresarial – CLE.

Foram elaboradas as propostas, na versão em Português e Inglês, que aguardam aprovação pela Direcção máxima da ENH.

Decorre, em paralelo, um processo de angariação de fundos para financiamento do Programa supracitado, tendo havido encontro com o *African Management Services Company* (AMSCO), um grupo pan-africano que existe desde 1989, vocacionado para o desenvolvimento do sector privado.

Igualmente, houve encontro com o Banco Barclays, por solicitação deste, que informou ter fundos disponíveis para a capacitação das PME's.

(iv) Organização da mesa redonda com o sector privado de Pemba

For realizada, com sucesso, no dia 15 de Março de 2018, na Cidade de Pemba uma Mesa Redonda sob o lema "Promovendo o Diálogo para o Aproveitamento das Oportunidades de Negócios no Sector de Petróleo e Gás". A mesma teve os seguintes objectivos:

- Passar em revista e partilhar de forma resumida a informação divulgada na conferência sobre o Conteúdo Local realizada na Cidade de Pemba na forma de um *Booklet*;
- Escolha e debate de tópico(s) de importância crítica para o desenvolvimento de Conteúdo Local na Bacia do Rovuma;
- Procura de uma plataforma comum para a concretização das acções que irão tornar realidade o envolvimento das empresas locais nos projectos da Bacia do Rovuma.

A Mesa Redonda contou com a presença do Governo Provincial, sector privado local, empresas oriundas de Maputo, INP, Anadarko, Eni, Portos de Cabo Delgado/ENHILS, CMC, CCS JV (Chiyoda CB&I e Saipem) e instituições académicas, num total de 60 participantes.

(v) Organização das conferências de Conteúdo Local de Maputo e Pemba

Para a concretização deste objectivo foram realizadas as seguintes acções:

- Planificação, cujo objectivo foi de calendarizar as acções a serem realizadas;
- Elaboração de uma Brochura Promocional para a comunicação e marketing dos eventos;
- Elaboração das cartas para Suas Excelências, o Ministro dos Recursos Minerais e o Governador da Província de Cabo Delgado, com a finalidade de informar os principais hospedeiros do Governo;
- Interação com os principais *stakeholders* com a finalidade de informar sobre os eventos, sua importância e necessidade da sua participação;
- Elaboração do programa da conferência da Cidade de Maputo;
- Articulação com a UGEA com o objectivo de realizar o *procurement* dos fornecedores dos serviços e bens;
- Mobilização do patrocínio com a finalidade de trazer a sustentabilidade dos eventos;
- Contacto com os moderadores e oradores de forma a operacionalizar o programa da conferência de Maputo;
- Elaboração dos Termos de Referência para os moderadores e oradores com a finalidade de permitir a gestão do programa;
- Encontros com as Direcções Jurídica e de Finanças no quadro da avaliação da sustentabilidade financeira das conferências de Conteúdo Local, incluindo a possibilidade de cobrança de um valor simbólico para participação nas mesmas;
- Preparação da logística do principal Orador com o objectivo de criar condições para a sua presença no evento da cidade de Maputo; e

- Encontro com os integrantes das sessões projectadas no evento da cidade de Maputo com a finalidade de harmonizar os temas previstos.

(vi) Operacionalização dos Planos de *Linkage* das Operadoras da Área 1 e da Área 4 da Bacia do Rovuma e de Pande e Temane

Para a concretização deste objectivo foram realizadas as seguintes acções:

- Realização de encontros regulares, com as seguintes operadoras e subcontratadas: Sasol, Anadarko, ENI, ExxonMobil, Shell, TechnipFMC, onde foram partilhadas abordagens sobre o Conteúdo Nacional e abordadas as preocupações das PME's.
- Realização de encontros com os Pelouros de Pesquisa e Produção e de Engenharia e Desenvolvimento de Projectos com o objectivo de obter os respectivos Planos de *Procurement* para posterior disseminação dos projectos da ENH junto das PME's.
- Partilha com as PME's dos Planos de Conteúdo Nacional da Anadarko, da ENI e ExxonMobil.
- Realização do encontro com a Confederação das Associações Económicas, no dia 28 de Março de 2018, onde foi analisada a proposta de Lei de Conteúdo Nacional, bem como a revitalização da parceria entre a ENH e a CTA através da celebração de um Memorando de Entendimento que deverá prever, entre outros, o estabelecimento de uma plataforma comum de trabalho e a realização conjunta de eventos.
- Em curso, o processo de cadastro de empresas nacionais na base de dados de Empresas na DCL, contando neste momento com 58 empresas.

7.6. Unidade Gestora das Aquisições do Estado (UGEA)

Durante o ano foram realizadas as seguintes acções:

Tabela 14: Concursos da UGEA

Concursos Públicos	31 Adjudicações	92.807.768,19 MZN
Concursos por Ajuste Directo	66 Processos	13.927.648,86 MZN
Concursos por Cotações	40 Processos	3.469.777,88 MZN
Patrocínios	11 Processos	5.540.616,30 MZN
TOTAL		115.745.811,23 MZN

Decorre, no momento, o processo de preparação do plano de contratações para o próximo exercício económico de 2018/2019, e respectivos termos de referência para lançamento de concursos públicos.

8 Perspectivas

- Gestão do Capital Humano;
- Implementação do Plano de Formação suportado pelo Banco Mundial através do Projecto MAGTAP.
- Conclusão da consultoria para implementação de refinaria com uso de condensado proveniente dos projectos da Bacia do Rovuma;
- Conclusão da consultoria para implementação de refinaria com uso de condensado proveniente dos projectos da Bacia do Rovuma;
- Operacionalização do projecto das ligações de fixação do preço do gás usando como referência os preços praticados na DEVILA;
- Conclusão do modelo comercial e operacional do Papel do Agregador para subsequente submissão ao MIREME;
- Elaboração e harmonização do Regulamento do Agregador pelo INP;
- Finalização do processo de Refinanciamento da Área 1 e Área 4;
- Reestruturação do Complexo Bimbi e Delegação de Vilanculos;
- Implementação da Plataforma de Gestão de Desempenho;
- Auditoria Financeira à ENH Sede;
- Realização das auditorias aos macroprocessos de Gestão de Recursos Financeiros;
- Auditoria de Conformidade dos Contratos e Regulamentação normativa;
- Auditoria de acompanhamento (*follow up*) às últimas acções realizadas ao Bimbi e Devila para avaliar o nível de cumprimento das recomendações;
- Actualização do Manual de Procedimentos e da Carta de Auditoria;
- Aprovação do Plano de Reassentamento (RAP JOA) pela Área 4;
- Elaboração da Estratégia de Conteúdo Local.

Figura: Perspectivas da ENH



/ Omar Mithá/

Presidente do Conselho de Administração da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos - ENH

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.

*Demonstrações Financeiras
30 de Junho 2018*

EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 30 DE JUNHO DE 2018

<u>ÍNDICE</u>	<u>PÁGINAS</u>
DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE DA ADMINISTRAÇÃO	2
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	3
BALANÇO	6
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS	7
DEMONSTRAÇÃO DE FLUXOS DE CAIXA	8
DEMONSTRAÇÃO DAS VARIAÇÕES NO CAPITAL PRÓPRIO	9
NOTAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	10 – 46

EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 30 DE JUNHO DE 2018
(Montantes expressos em Meticals)

Declaração de responsabilidade da Administração

A Administração é responsável pela preparação e apresentação adequada das demonstrações financeiras da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., que compreendem o balanço em 30 de Junho de 2018, a demonstração dos resultados, a demonstração de fluxos de caixa e a demonstração das variações no capital próprio para o exercício findo naquela data e as notas às demonstrações financeiras que incluem um resumo das principais políticas contabilísticas e outras notas explicativas, de acordo com o Plano Geral de Contabilidade para Empresas de Grande e Média Dimensão (PGC – NIRF).

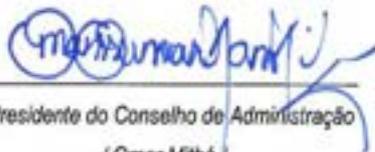
A Administração é igualmente responsável por manter um sistema de controlo interno relevante para a preparação e apresentação de demonstrações financeiras que estejam livres de distorções materiais devidas a fraude ou a erro e por manter registos contabilísticos adequados e um sistema de gestão de risco eficaz.

Os administradores fizeram uma avaliação da capacidade da empresa continuar a operar no futuro próximo, com a devida observância do pressuposto da continuidade, e não têm motivos para questionar este pressuposto.

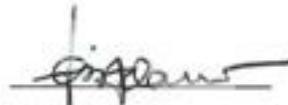
O auditor externo é responsável por reportar sobre se as demonstrações financeiras estão apresentadas de forma apropriada, nos aspectos materiais, em conformidade com o PGC – NIRF.

Aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 11 de Junho de 2019 e foram assinadas em seu nome por:



Presidente do Conselho de Administração
/ Omar Mithá /



Administrador financeiro
/ Jahir Adamo /



Relatório do auditor independente

Aos Accionistas da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.

A nossa opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras apresentam de forma apropriada, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P. (a Sociedade) em 30 de Junho de 2018 e o seu desempenho financeiro e os seus fluxos de caixa no ano então findo em conformidade com o Plano Geral de Contabilidade para Empresas de Grande e Média Dimensão.

O que auditámos

As demonstrações financeiras da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., apresentadas nas páginas 6 a 47, que compreendem:

- o balanço em 30 de Junho de 2018;
- a demonstração dos resultados para o ano então findo;
- a demonstração de fluxos de caixa para o ano então findo;
- a demonstração das variações no capital próprio para o ano então findo; e
- as notas às demonstrações financeiras que incluem um sumário das políticas contabilísticas significativas.

Base para a opinião

Executámos a nossa auditoria de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria (ISAs). As nossas responsabilidades nos termos dessas normas estão descritas neste relatório na secção *Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras*.

Entendemos que a prova de auditoria que obtivemos é suficiente e apropriada para proporcionar uma base para a nossa opinião.

Independência

Somos independentes da Sociedade de acordo com os requisitos éticos aplicáveis à execução de auditorias de demonstrações financeiras em Moçambique e com o Código de Ética do *International Ethics Standards Board for Accountants* (IESBA). Cumprimos com as restantes responsabilidades éticas de harmonia com os outros requisitos éticos aplicáveis à execução de auditorias em Moçambique e com o Código de Ética do IESBA.

Outra informação

A Administração é responsável pela outra informação. A outra informação abrange a informação incluída no Relatório e Contas 2018. A outra informação não inclui as demonstrações financeiras nem o nosso relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras.

A nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange a outra informação e não expressamos uma opinião de auditoria ou outra forma de segurança sobre a mesma.

PricewaterhouseCoopers, Lda. - Av. Vladimir Lenine, 174, 4.º andar, Edifício Millennium Park,
Caixa Postal 796, Maputo, Moçambique
T: (+258) 21 350400, (+258) 21 307615/20, F: (+258) 21 307621/320299, E: maputo@mz.pwc.com
www.pwc.com

A nossa responsabilidade em conexão com a nossa auditoria às demonstrações financeiras consiste na leitura da outra informação acima identificada e, ao fazê-lo, considerar até que ponto a outra informação é materialmente inconsistente com as demonstrações financeiras, ou com o entendimento que obtivemos na auditoria, ou se aparenta estar materialmente distorcida.

Se, com base no trabalho que efectuámos, concluirmos que existe uma distorção material na outra informação é-nos exigido que reportemos tal facto. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da Administração pelas demonstrações financeiras

A Administração é responsável pela preparação e apresentação apropriada das demonstrações financeiras de acordo com o Plano Geral de Contabilidade para Empresas de Grande e Média Dimensão e pelo controlo interno que a Administração determine ser necessário para possibilitar a preparação de demonstrações financeiras que estejam isentas de distorção material devida a fraude ou erro.

Quando prepara as demonstrações financeiras, a Administração é responsável por avaliar a capacidade da Sociedade prosseguir em continuidade, divulgando, conforme aplicável, os assuntos relativos à continuidade, e por usar o pressuposto da continuidade a não ser que a Administração tencione liquidar a Sociedade, ou cessar as operações, ou não tenha alternativa realista senão fazê-lo.

Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

A nossa responsabilidade consiste em obter segurança razoável sobre se as demonstrações financeiras como um todo estão isentas de distorção material, devida a fraude ou erro, e emitir um relatório de auditoria onde conste a nossa opinião. Segurança razoável é um nível elevado de fiabilidade mas não é uma garantia de que uma auditoria conduzida em conformidade com as ISAs detectará sempre uma distorção material quando exista. As distorções podem ser originadas por fraude ou erro e são consideradas materiais se, individualmente ou agregadas, for razoavelmente expectável que influenciem decisões económicas dos utilizadores tomadas com base nessas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria de acordo com as ISAs, fazemos julgamentos profissionais, mantemos ceticismo profissional e também:

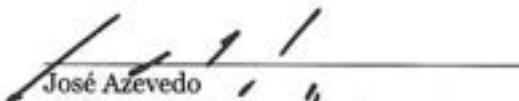
- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção material das demonstrações financeiras, devido a fraude ou a erro, concebemos e executamos procedimentos de auditoria que respondam a esses riscos e obtemos prova de auditoria que seja suficiente e apropriada para proporcionar uma base para a nossa opinião. O risco de não detectar uma distorção material proveniente de fraude é maior do que aquele que provém de erro, dado que a fraude pode envolver conluio, falsificação, omissões intencionais, falsas declarações ou sobreposição ao controlo interno.
- Obtemos uma compreensão do controlo interno relevante para a auditoria com o objectivo de conceber procedimentos de auditoria que sejam apropriados nas circunstâncias mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia do controlo interno da Sociedade.
- Avaliamos a adequação das políticas contabilísticas adoptadas e a razoabilidade das estimativas contabilísticas e respectivas divulgações feitas pela Administração.

- Concluimos sobre a adequação do uso do pressuposto da continuidade pela Administração e, com base na prova de auditoria obtida, se existe uma incerteza material relacionada com eventos ou condições que possam suscitar uma dúvida significativa sobre a capacidade da Sociedade continuar as suas operações. Se concluirmos que existe uma incerteza material, devemos chamar a atenção no nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações incluídas nas demonstrações financeiras ou modificar a nossa opinião se tais divulgações forem inadequadas. As nossas conclusões baseiam-se na prova de auditoria obtida até à data do nosso relatório de auditoria, porém, futuros eventos ou condições podem causar que a Sociedade descontinue as operações.
- Avaliamos a apresentação, estrutura e conteúdo global das demonstrações financeiras, incluindo as divulgações, e se estas reproduzem as transações e eventos subjacentes de modo a atingir uma apresentação apropriada.

Comunicamos à Administração, entre outros assuntos, o plano do âmbito e calendário da auditoria, as constatações relevantes da auditoria, incluindo quaisquer deficiências significativas no controlo interno por nós identificadas durante a nossa auditoria.

PricewaterhouseCoopers, Lda.

Sociedade de Auditores Certificados 11/SAC/OCAM/2014, representada por:


José Azevedo
Auditor Certificado 10/CA/OCAM/2012
Maputo, 02 de Julho de 2019



EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 30 DE JUNHO DE 2018
(Montantes expressos em Meticals)

BALANÇO EM 30 DE JUNHO DE 2018

	Notas	30-Jun-2018	30-Jun-2017
ACTIVO			
Activo não corrente			
Activos tangíveis	4	151,472,047	169,234,637
Activos tangíveis de investimento	5	1,395,267,793	1,421,555,637
Activos intangíveis	6	73,730,315,348	18,522,726,400
Activos financeiros disponíveis para venda	7	13,347,554,970	18,595,715,486
Outros activos financeiros	9	118,161,905	166,802,372
Activos por impostos diferidos	25	217,714,271	-
		<u>88,960,496,334</u>	<u>38,876,034,532</u>
Activo corrente			
Clientes	8	838,307,914	834,545,820
Outros activos financeiros	9	209,679,408	173,639,406
Outros activos correntes	10	65,211,893	2,224,922
Caixa e bancos	11	2,968,786,393	2,307,411,705
		<u>4,081,985,608</u>	<u>3,317,821,853</u>
TOTAL DO ACTIVO		<u>93,042,481,942</u>	<u>42,193,856,385</u>
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital próprio			
Capital social	12	749,001,913	749,001,913
Reservas	12	8,500,293,180	11,937,452,812
Resultados transferidos		1,707,286,475	1,451,042,465
Resultado líquido do exercício		665,706,580	256,244,010
Total do capital próprio		<u>11,622,288,148</u>	<u>14,393,741,200</u>
Passivo não corrente			
Empréstimos obtidos	13	75,011,305,647	19,828,210,078
Passivos por impostos diferidos	25	4,000,091,780	5,420,888,076
		<u>79,011,397,427</u>	<u>25,249,098,154</u>
Passivo corrente			
Empréstimos obtidos	13	33,439,957	25,653,746
Fornecedores	14	481,696,070	629,427,149
Outros passivos financeiros	15	1,785,549,126	1,810,575,845
Impostos a pagar	16	15,134,846	39,146,627
Outras contas a pagar	17	92,976,368	46,213,664
		<u>2,408,796,367</u>	<u>2,551,017,031</u>
TOTAL DO PASSIVO		<u>81,420,193,794</u>	<u>27,800,115,185</u>
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DOS PASSIVOS		<u>93,042,481,942</u>	<u>42,193,856,385</u>

O Técnico de Contas

A Administração

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2018

	Notas	2018	2017
Venda de bens e de serviços	18	618,214,246	1,406,520,979
Custo dos inventários vendidos ou consumidos	19	(331,496,241)	(618,992,394)
Margem bruta		286,718,005	787,528,585
Custos com o pessoal	20	(385,940,342)	(309,501,748)
Fornecimentos e serviços de terceiros	21	(417,585,589)	(313,145,870)
Amortizações	4,5,6	(76,654,584)	(78,292,712)
Imparidade de contas a receber	7,8,9	(88,627,993)	(418,378,176)
Outros ganhos e perdas operacionais	22	77,162,735	136,386,809
		(891,645,773)	(982,931,697)
Resultado operacional		(604,927,769)	(195,403,112)
Rendimentos financeiros	23	1,726,925,730	1,134,576,688
Gastos financeiros	24	(479,315,062)	(739,846,483)
Resultado antes de impostos		644,682,899	199,327,893
Imposto diferido	25	21,023,681	68,654,086
Imposto sobre o rendimento		-	(11,737,169)
Resultados líquidos do exercício		665,706,580	256,244,810

O Técnico de Contas



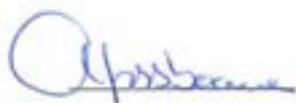
A Administração



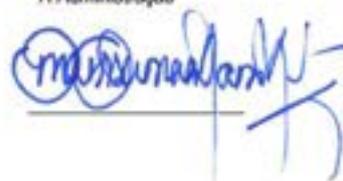
DEMONSTRAÇÃO DE FLUXOS DE CAIXA PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2018

	<u>30-Jun-2018</u>	<u>30-Jun-2017</u>
Fluxos de caixa das actividades operacionais		
Resultado líquido do exercício	665,706,580	256,244,011
<i>Ajustamentos ao resultado relativos a:</i>		
Amortizações	76,654,584	78,292,712
Imparidades	88,627,993	418,378,176
Imposto sobre o rendimento	<u>(21,023,681)</u>	<u>(68,654,096)</u>
	<u>809,965,476</u>	<u>684,260,813</u>
Redução de clientes e outros activos financeiros	(79,789,622)	(694,240,629)
(Aumento)redução de outros activos correntes	(62,986,969)	137,763,205
Aumento(redução) de fornecedores e outros passivos financeiros	(172,757,798)	392,812,683
(Aumento)redução de outros passivos correntes e não correntes	<u>22,750,920</u>	<u>(51,834,513)</u>
Caixa líquida gerada pelas actividades operacionais	<u>517,182,008</u>	<u>468,761,559</u>
Fluxos de caixa das actividades de investimento		
<i>(Pagamentos)recebimentos respeitantes a:</i>		
Aquisição de activos tangíveis, intangíveis e tangíveis de investimento	898,474,521	(25,039,027)
Activos financeiros disponíveis para venda	193,504,000	(334,820,000)
Juros e rendimentos similares	<u>57,593,951</u>	<u>8,574,717</u>
Caixa líquida gerada usada nas actividades de investimento	<u>1,149,572,472</u>	<u>(351,284,310)</u>
Fluxos de caixa das actividades de financiamento		
<i>(Pagamentos)recebimentos respeitantes a:</i>		
Empréstimos obtidos	(837,304,726)	64,324,847
Juros e gastos similares	<u>(168,075,066)</u>	<u>(318,099,788)</u>
Caixa líquida gerada nas actividades de financiamento	<u>(1,005,379,792)</u>	<u>(253,774,941)</u>
Variação de caixa e equivalentes de caixa	<u>661,374,688</u>	<u>(136,297,692)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	<u>2,307,411,765</u>	<u>2,443,709,397</u>
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>2,968,786,393</u>	<u>2,307,411,705</u>

O Técnico de Contas



A Administração





EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 30 DE JUNHO DE 2018
(Montantes expressos em Meticais)

DEMONSTRAÇÃO DAS VARIAÇÕES NO CAPITAL PRÓPRIO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2018

	Capital Social	Reservas	Resultados transitados	Resultado líquido do exercício	Total do capital próprio
Saldo a 30 de Junho de 2016	749,001,913	10,803,717,518	287,786,461	1,163,256,004	13,003,761,896
Variações no justo valor	-	1,652,593,945	-	-	1,652,593,945
Ajustamentos por impostos diferidos	-	(518,858,651)	-	-	(518,858,651)
Aplicação do resultado do exercício	-	-	1,163,256,004	(1,163,256,004)	-
Resultado líquido do exercício	-	-	-	256,244,010	256,244,010
Saldo a 30 de Junho de 2017	749,001,913	11,937,452,812	1,451,042,465	256,244,010	14,393,741,200
Variações no justo valor (nota 7)	-	(5,054,646,517)	-	-	(5,054,646,517)
Impostos diferidos (nota 25)	-	1,617,486,885	-	-	1,617,486,885
Aplicação do resultado do exercício	-	-	256,244,010	(256,244,010)	-
Resultado líquido do exercício	-	-	-	665,706,580	665,706,580
Saldo a 30 de Junho de 2018	749,001,913	8,500,293,180	1,707,286,475	665,706,580	11,622,288,148

O Técnico de Contas

A Administração

NOTAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

1.	Bases de preparação	11
2.	Principais políticas contabilísticas	11
3.	Principais julgamentos, estimativas e pressupostos contabilísticos	18
4.	Activos tangíveis	20
5.	Activos tangíveis de investimento	22
6.	Activos intangíveis	23
7.	Activos financeiros disponíveis para venda	25
8.	Clientes	26
9.	Outros activos financeiros	27
10.	Outros activos correntes	28
11.	Caixa e bancos	28
12.	Capital próprio	29
13.	Empréstimos obtidos	29
14.	Fornecedores	31
15.	Outros passivos financeiros	31
16.	Impostos a pagar	32
17.	Outros passivos correntes	32
18.	Venda de bens e de serviços	33
19.	Custo dos inventários vendidos ou consumidos	33
20.	Custos com o pessoal	33
21.	Fornecimentos e serviços de terceiros	34
22.	Outros ganhos e perdas operacionais	35
23.	Rendimentos financeiros	35
24.	Gastos financeiros	36
25.	Imposto sobre o rendimento	36
26.	Justo valor de activos e passivos financeiros	38
27.	Partes relacionadas	39
28.	Compromissos e contingências	41
29.	Gestão de risco, objectivos e políticas	42

Nota introdutória

A ENH – Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., adiante designada por ENH, é uma empresa de âmbito nacional, com sede em Maputo, que exerce a sua actividade subordinada ao Ministério dos Recursos Minerais e Energia e se rege pelas normas aplicáveis às empresas públicas. A ENH tem como objecto principal a actividade petrolífera, nomeadamente a prospecção, pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, transmissão e comercialização de hidrocarbonetos e seus derivados, incluindo a importação, recepção, armazenamento, manuseamento, trânsito, exportação, transformação e refinação desses produtos.

1. Bases de preparação

Estas demonstrações financeiras, que se reportam à data de 30 de Junho de 2018, foram preparadas em conformidade com o Plano Geral de Contabilidade para Empresas de Grande e Média Dimensão (PGC-NIRF) e, por consequência, com base no princípio do custo histórico excepto para as situações especificamente identificadas. As demonstrações financeiras foram igualmente preparadas com base nos princípios do acréscimo e da continuidade.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com o PGC-NIRF exige que o Conselho de Administração formalize julgamentos, estimativas e pressupostos que afectam a aplicação das políticas contabilísticas e a mensuração dos activos, passivos, rendimentos e gastos. As estimativas e pressupostos associados são baseados na experiência histórica, e noutros factores considerados razoáveis de acordo com as circunstâncias, e formam a base para os julgamentos sobre os valores dos activos e passivos cuja valorização não é evidente através de outras fontes, e os resultados reais podem diferir das estimativas. As questões que requerem um maior índice de julgamento ou complexidade, ou em que os pressupostos e estimativas são considerados significativos, são apresentados na nota 3.

A ENH tem constituído e adquirido várias subsidiárias, sendo por isso obrigada a apresentar demonstrações financeiras consolidadas que incluam as suas subsidiárias e associadas (Nota 7). Este documento refere-se apenas às demonstrações financeiras individuais da ENH, as demonstrações financeiras consolidadas do grupo ENH são apresentadas num documento separado.

Estas demonstrações financeiras são complementadas por notas explicativas e outros quadros analíticos relevantes para o exercício corrente e para o exercício anterior, em conformidade com os requisitos do PGC-NIRF.

2. Principais políticas contabilísticas

a) Transacções em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras estão apresentadas em meticals, que é a moeda funcional e de apresentação utilizada pela ENH nas suas operações e na preparação das suas demonstrações financeiras.

As transacções em moeda estrangeira são convertidas à taxa de câmbio em vigor na data da transacção e os activos e passivos monetários expressos em moeda estrangeira são convertidos para meticals usando a taxa de câmbio média em vigor na data de relato. As diferenças cambiais resultantes desta conversão são reconhecidas em resultados. Os activos e passivos não monetários apresentados ao custo histórico e expressos em moeda estrangeira são convertidos à taxa de câmbio da data da transacção.

As taxas de câmbio no fecho dos exercícios apresentam-se como segue:

	30-Jun-2018			30-Jun-2017		
	Compra	Venda	Médio	Compra	Venda	Médio
Dólar Norte Americano	58.74	59.90	59.32	59.88	61.06	60.47
Rand	4.28	4.36	4.32	4.58	4.67	4.63

b) Activos tangíveis

Os activos tangíveis utilizados pela ENH na sua actividade são registados ao custo de aquisição deduzido das amortizações e perdas por imparidade acumuladas.

O custo de aquisição inclui o preço pago pela propriedade do activo e todos os custos directamente incorridos para o colocar no estado de funcionamento pretendido.

Os custos subsequentes são reconhecidos como um activo separado apenas se for provável que deles resultarão benefícios económicos futuros para a ENH. As despesas de manutenção e reparação e as outras despesas associadas ao seu uso são reconhecidas nos resultados do período em que são incorridas.

A amortização dos activos tangíveis é calculada numa base sistemática ao longo da vida útil estimada do bem, que corresponde ao período em que se espera que o activo esteja disponível para uso, e são usadas as seguintes taxas:

	<u>Taxa anual %</u>
Edifícios industriais	2,5% - 10,0%
Edifícios administrativos e comerciais	2,5% - 10,0%
Equipamento básico	5,6% - 50,0%
Mobiliário e equipamento administrativo e social	10,0% - 50,0%
Equipamento de transporte	20,0% - 25,0%
Ferramentas e utensílios	10,0% - 50,0%
Outros activos tangíveis	10,0% - 50,0%

A ENH analisa anualmente a adequação da vida útil estimada dos seus activos tangíveis, assim como os métodos de amortização e os valores residuais, e as alterações resultantes destas análises são tratadas como alterações em estimativas contabilísticas. São também efectuadas análises para identificar evidências de imparidade em activos tangíveis e é reconhecida uma perda por imparidade, com reflexo nos resultados do exercício, sempre que o valor líquido contabilístico dos activos tangíveis excede o seu valor recuperável. A ENH reverte as perdas por imparidade nos resultados do período caso se verifique um aumento subsequente no valor recuperável do activo.

Um item do activo tangível é desreconhecido aquando da sua alienação ou quando não se esperam benefícios económicos futuros decorrentes da sua utilização ou alienação. Qualquer ganho ou perda decorrente do desreconhecimento do activo (calculado pela diferença entre o rendimento da venda e a quantia escriturada do activo) é reconhecido em resultados no período em que o activo é desreconhecido.

c) Activos tangíveis de investimento

A ENH classifica como activos tangíveis de investimento os equipamentos e construções detidos para obter rendimento (arrendamento). Estes activos são valorizados pelo modelo do custo, tal como referido em 2b), sendo-lhes aplicados todos os critérios de reconhecimento e mensuração aí referidos.

A amortização dos activos tangíveis de investimento é calculada numa base sistemática, ao longo da vida útil estimada do bem que corresponde ao período em que se espera que o activo esteja disponível para gerar rendimento, e são utilizadas as seguintes taxas:

	<u>Taxa anual%</u>
Activos tangíveis de investimento	2,0% - 10,0%

d) Activos intangíveis

Com excepção dos activos de exploração e avaliação de recursos minerais, a amortização dos activos intangíveis é calculada numa base sistemática ao longo da vida útil estimada do bem, que corresponde ao período em que se espera que o activo esteja disponível para uso, e utilizam-se as seguintes taxas:

	<u>Taxa anual%</u>
Activos intangíveis	25,0% - 33,33%

Os activos de exploração e avaliação de recursos minerais são considerados activos intangíveis, porque representam um direito de participação em lucros futuros provenientes da venda de recursos, e são mensurados ao custo de aquisição que provém da capitalização dos gastos incorridos. Os activos de exploração e avaliação de recursos são considerados activos em curso até que gerem benefícios económicos.

As despesas referentes às fases de exploração e desenvolvimento são depreciadas de acordo com o método das unidades de participação (o cálculo baseia-se no valor relativo das unidades usadas desde a última depreciação, em comparação com a vida útil do activo expressa em unidades, e é usado quando as unidades totais de produção de um activo podem ser estimadas com precisão ao longo da vida útil do activo).

A imparidade destes activos é testada sempre que existam indícios de que a quantia registada excede o valor recuperável tendo em conta factores diversos tais como a probabilidade de se obterem resultados desfavoráveis na exploração em áreas ou poços específicos.

e) Imparidade de itens não monetários

A ENH avalia em cada data de relato, ou com maior frequência caso tenham ocorrido alterações que indiquem que um determinado activo possa estar em imparidade, se existem indicações de que um activo não financeiro possa estar em imparidade. Se tal indicação existir, a ENH estima a respectiva quantia recuperável e caso esta se apresente inferior à quantia escriturada o activo encontra-se em imparidade e o seu valor escriturado é reduzido para a sua quantia recuperável.

À data de cada balanço, a ENH avalia se existe indicação de que uma perda por imparidade anteriormente reconhecida possa não existir ou ter reduzido. Caso exista tal indicação, a ENH estima a quantia recuperável do activo e reverte as perdas por imparidade previamente reconhecidas se tiverem ocorrido alterações nas estimativas usadas para estimar a quantia recuperável desde o reconhecimento da perda.

O teste de imparidade efectuado pela ENH tem por base a estimativa da quantia recuperável do activo comparada com o seu valor líquido contabilístico na data do balanço. A quantia recuperável (valor de uso) determinada pela ENH resulta da actualização dos fluxos de caixa futuros para o momento presente com base em orçamentos anuais e planos de negócio plurianuais, utilizando uma taxa de desconto que corresponda ao custo médio ponderado do capital antes de impostos ("WACC") para as fases de exploração e produção e riscos específicos inerentes às mesmas. O período de projecção dos fluxos de caixa varia em função da vida útil média da unidade geradora de caixa.

f) Locações

A determinação da existência de uma locação financeira num contrato baseia-se na substância do contrato e na conclusão sobre quem retém substancialmente os riscos e vantagens inerentes à propriedade do bem locado. Quando existe transferência substancial para a ENH dos riscos e vantagens do activo, o custo do activo é registado como um activo tangível e a correspondente responsabilidade é registada no passivo. A amortização do activo é calculada conforme descrito na nota 2 b) e registada como gasto na demonstração dos resultados do período a que respeita. As rendas são constituídas pelo encargo financeiro e pela amortização financeira do capital (tal como inicialmente reconhecido no passivo) e os encargos financeiros são reportados aos exercícios a que se referem. Nas locações operacionais as rendas são reconhecidas como gasto numa base linear durante o período da locação.

g) Activos financeiros

A classificação dos activos financeiros no seu reconhecimento inicial depende do objectivo para o qual o instrumento foi adquirido e das suas características considerando as seguintes categorias:

Activos financeiros ao justo valor através dos resultados

A categoria de activos financeiros ao justo valor através dos resultados inclui os activos financeiros detidos para negociação que são adquiridos com o objectivo principal de serem transaccionados a curto prazo assim como os outros activos financeiros registados ao justo valor por via dos resultados.

Activos financeiros disponíveis para venda

Os activos financeiros disponíveis para venda são activos financeiros não derivados detidos com a intenção de manter por tempo indeterminado ou designados para venda no momento do seu reconhecimento inicial.

Activos financeiros detidos até à maturidade

Consideram-se activos detidos até à maturidade a categoria de activos financeiros não derivados com pagamentos fixos e determináveis e maturidades fixas que a ENH tem intenção de deter até à maturidade.

Empréstimos e contas a receber

Classificam-se como empréstimos e contas a receber os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis que não estejam cotados num mercado activo.

Os activos financeiros são reconhecidos no balanço da ENH na data de contratação, pelo respectivo justo valor acrescido dos custos de transacção directamente atribuíveis, excepto para os activos e passivos ao justo valor através dos resultados em que os custos de transacção são imediatamente reconhecidos em resultados. Entende-se por justo valor o montante pelo qual um activo ou passivo pode ser transferido ou liquidado entre partes independentes, informadas e interessadas na concretização da transacção em condições normais de mercado.

O justo valor de um instrumento financeiro no reconhecimento inicial é geralmente o preço da transacção. O justo valor é determinado com base em preços de um mercado activo ou em métodos de avaliação quando não existe um mercado activo. Um mercado é considerado activo quando ocorrem transacções de forma regular.

A ENH avalia, à data de cada relato, se existe evidência objectiva de que um activo financeiro ou grupo de activos financeiros está em imparidade. Considera-se que um activo financeiro está em imparidade se, e apenas se, existir evidência objectiva de perda de valor em resultado de um ou mais acontecimentos que tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do activo e desde que tais acontecimentos tenham um impacto sobre os fluxos de caixa futuros estimados dos activos financeiros. A evidência de imparidade pode incluir indicações de que o devedor ou um grupo de devedores está em dificuldades financeiras, incumprimento ou mora na liquidação de capital ou juros, com probabilidade de entrarem falência ou em reorganização financeira e sempre que esteja disponível informação que indique um decréscimo no valor dos fluxos de caixa futuros.

Reconhecimento inicial, mensuração e desreconhecimento

Na data de aquisição, os activos financeiros são reconhecidos ao justo valor na data da sua transacção e o desreconhecimento dos activos financeiros ocorre quando os direitos contratuais do activo financeiro expiram e se procede à transferência substancial de todos os riscos e benefícios associados à sua detenção ou, não obstante se retenha parte não substancial dos riscos e benefícios associados à sua detenção, se tenha transferido o controlo sobre esses activos.

Mensuração subsequente

Após o reconhecimento inicial, os activos financeiros ao justo valor através dos resultados são reconhecidos pelo justo valor e as variações são reconhecidas em resultados do exercício.

Os activos financeiros disponíveis para venda são valorizados ao justo valor e as variações são reconhecidas em capitais próprios até ao momento do desreconhecimento, ou seja, até ao momento onde é identificada uma perda por imparidade em que o valor acumulado dos ganhos e perdas potenciais registado em capitais próprios é transferido para resultados.

Após o reconhecimento inicial, os activos detidos até à maturidade e os empréstimos e contas a receber são mensurados ao custo amortizado através do método da taxa de juro efectiva. Os ganhos e perdas são reconhecidos em resultados aquando da aplicação do método do juro efectivo em situações de imparidade ou aquando do desreconhecimento.

O justo valor dos activos financeiros que são negociados em mercados financeiros organizados é o preço de compra corrente (bidprice). Na ausência de um mercado activo, o justo valor é determinado através de técnicas de avaliação, nomeadamente técnicas de fluxos de caixa descontados. Quando não é possível mensurar com fiabilidade o justo valor dos activos financeiros o reconhecimento é feito ao custo de aquisição e a imparidade é registada por contrapartida de resultados.

Imparidade

Em cada data de relato é efectuada uma avaliação da existência de evidência objectiva de imparidade.

Activos financeiros registados ao custo amortizado

Se existir evidência objectiva de que foi suportada uma perda por imparidade em empréstimos concedidos e contas a receber ou em investimentos detidos até à maturidade registados pelo custo amortizado, a quantia da perda é mensurada pela diferença entre a quantia registada do activo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa de juro efectiva original do activo financeiro. A quantia registada do activo é reduzida através do uso de uma conta de redução do activo e a quantia da perda é reconhecida nos resultados.

Se a quantia da perda por imparidade diminui num período subsequente e a diminuição possa ser relacionada com um acontecimento que ocorre após o reconhecimento da imparidade, a perda por imparidade anteriormente reconhecida deve ser revertida, ajustando a conta de redução do activo. A reversão não deve resultar numa quantia registada do activo financeiro que exceda a quantia que poderia ter sido determinada pelo custo amortizado caso a imparidade não tivesse sido reconhecida à data em que a imparidade foi revertida. A quantia da reversão é reconhecida nos resultados.

Activos financeiros registados pelo custo

Se existir evidência objectiva de que foi suportada uma perda por imparidade num instrumento de capital próprio não cotado que não esteja registado pelo justo valor porque o seu justo valor não pode ser mensurado com fiabilidade a quantia da perda por imparidade é mensurada pela diferença entre a quantia registada do activo financeiro e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa de retorno de mercado corrente para um activo financeiro semelhante. Estas perdas por imparidade não devem ser revertidas.

Activos financeiros disponíveis para venda

Quando existe evidência de imparidade nos activos financeiros disponíveis para venda, a perda potencial acumulada no capital próprio, isto é, a diferença entre o custo de aquisição e o justo valor actual deduzido de qualquer perda por imparidade no activo anteriormente reconhecido em resultados, é transferida para resultados.

h) Caixa e bancos

A caixa e os bancos incluem os valores em caixa, os depósitos bancários, os outros investimentos de curto prazo de liquidez elevada e com maturidades iniciais até 3 meses e os descobertos bancários.

Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, em Empréstimos obtidos, e são considerados na elaboração da demonstração dos fluxos de caixa como saldos de caixa e bancos.

i) Instrumentos de capital

Um instrumento é classificado como instrumento de capital próprio quando não existe uma obrigação contratual de o liquidar mediante a entrega de dinheiro ou de outro activo financeiro, independentemente da sua forma legal, evidenciando um interesse residual nos activos de uma entidade após a dedução de todos os seus passivos.

j) Passivos financeiros

Passivos financeiros ao justo valor através dos resultados

Os passivos financeiros ao justo valor por via dos resultados incluem os passivos financeiros detidos para negociação e outros passivos financeiros ao justo valor através dos resultados reconhecidos no momento inicial.

Empréstimos obtidos e contas a pagar

Classificam-se nesta categoria os outros passivos financeiros.

Reconhecimento inicial e mensuração do desreconhecimento

Um instrumento é classificado como passivo financeiro quando existe uma obrigação contratual de o liquidar mediante a entrega de dinheiro ou de outro activo financeiro, independentemente da sua forma legal. Com excepção da categoria dos passivos financeiros ao justo valor através dos resultados, os passivos financeiros são inicialmente reconhecidos ao seu justo valor adicionado dos custos de transacção. A anulação do passivo financeiro ocorre quando as obrigações contratuais do passivo financeiro expiram.

Quando um passivo financeiro é substituído por outro do mesmo credor, em condições substancialmente diferentes, ou os termos do passivo existente são substancialmente diferentes, essa troca ou alteração é tratada como uma anulação do reconhecimento do passivo original e é reconhecido um novo passivo em que a diferença dos valores é registada em resultados.

Mensuração subsequente

Após o reconhecimento inicial, os passivos financeiros ao justo valor através dos resultados são reconhecidos ao justo valor e as suas variações são reconhecidas em resultados. Os empréstimos e contas a pagar são mensurados ao custo amortizado, através do método da taxa de juro efectiva, e os ganhos e perdas são reconhecidos em resultados aquando da aplicação do método do juro efectivo, anulação do reconhecimento ou situações de imparidade.

k) Provisões

A ENH constitui provisões quando tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de eventos passados e relativamente à qual seja provável dispêndio futuro de recursos financeiros e este possa ser determinado com fiabilidade. O montante da provisão corresponde à melhor estimativa do valor a desembolsar para liquidar a responsabilidade na data do relato.

l) Reconhecimento de gastos e rendimentos

A ENH regista os seus gastos e rendimentos de acordo com o princípio da especialização de exercícios, reconhecendo-os na data da transacção que os origina e independentemente do respectivo pagamento ou recebimento.

m) Reconhecimento do rédito

O rédito das vendas é reconhecido na demonstração de resultados quando os riscos e vantagens inerentes à posse dos bens vendidos são transferidos para o comprador. O rédito relacionado com a prestação de serviços é reconhecido quando os serviços são prestados.

n) Subsídios do governo

A ENH reconhece os subsídios obtidos de acordo com a respectiva natureza. Os subsídios obtidos relativos a activos são apresentados no balanço como rendimento diferido e os subsídios relacionados com o apoio à actividade operacional da empresa são apresentados como deduções aos gastos incorridos.

o) Impostos sobre o rendimento

Imposto corrente

O imposto corrente é estimado com base no valor esperado a recuperar ou a pagar às autoridades fiscais. A taxa legal de imposto usada para calcular o montante de imposto é a que se encontra em vigor à data de relato. O imposto corrente é calculado com base no lucro tributável do exercício, em conformidade com a legislação fiscal vigente, que é normalmente diferente do resultado contabilístico devido a ajustamentos à matéria colectável resultante de gastos ou rendimentos não relevantes para efeitos fiscais ou que serão considerados noutros períodos contabilísticos.

Impostos diferidos

Os impostos diferidos activos e passivos correspondem ao valor do imposto a recuperar e a pagar em períodos futuros que resultam de diferenças temporárias entre o valor de um activo ou passivo no balanço e a sua base de tributação. Os impostos diferidos activos são reconhecidos até ao montante em que seja provável a existência de lucros tributáveis futuros suficientes para deduzir os impostos diferidos activos. Os impostos diferidos são calculados com base nas taxas fiscais decretadas em vigor no período em que se prevê que seja realizado o respectivo activo ou passivo.

Os impostos sobre o rendimento (correntes ou diferidos) são reflectidos nos resultados do exercício, excepto nos casos em que as transacções que os originaram tenham sido reflectidas noutras rubricas de capitais próprios. Nestas situações, o imposto é reflectido por contrapartida de capitais próprios e não afecta o resultado do exercício.

3. Principais julgamentos, estimativas e pressupostos contabilísticos

A preparação das demonstrações financeiras da ENH exige que a Administração efectue julgamentos, estimativas e premissas no âmbito da tomada de decisão sobre alguns tratamentos contabilísticos com impactos nos valores reportados no total de activo, passivo, capital próprio, gastos e rendimentos.

Os efeitos reais podem diferir das estimativas e julgamentos efectuados, nomeadamente no que concerne ao efeito dos custos e proveitos reais. As principais estimativas contabilísticas utilizadas pela ENH são as seguintes:

Imparidade dos activos não correntes incluindo os activos de exploração e avaliação de recursos naturais

Os testes de imparidade são efectuados sempre que se identificam indícios de que o valor recuperável é inferior ao valor pelo qual os bens estão reconhecidos no balanço. A quantia recuperável é o maior valor entre o preço de venda líquido e o valor de uso. Quando tal se verifica, a ENH realiza testes de imparidade para os activos tangíveis e intangíveis que se encontram afectos à sua actividade, considerando fontes internas e externas de informação.

A quantia recuperável (valor de uso) determinada pela Empresa resulta da actualização, para o momento presente, dos fluxos de caixa futuros determinados com base em orçamentos anuais e planos de negócios plurianuais para activos na mesma condição, utilizando como taxa de desconto a taxa do custo médio ponderado do capital antes de impostos (WACC) para a exploração e produção em função do risco específico inerente a este segmento. O período de projecções dos fluxos de caixa varia em função da vida útil média da unidade geradora de caixa.

Imparidade de contas a receber

A ENH avalia a evidência de imparidade para aferir a necessidade de reconhecer perdas adicionais por imparidade. Para determinar o nível de perda potencial são usadas estimativas da Administração nos cálculos dos montantes relacionados com os fluxos de caixa futuros baseados em pressupostos de diversos factores. Os resultados efectivos podem ser diferentes, resultando em alterações dos montantes constituídos para fazer face a perdas efectivas.

Activos financeiros disponíveis para venda

O justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda é efectuado recorrendo à informação financeira disponível relativa às subsidiárias e associadas. Esta informação não é observável no mercado uma vez que não existe uma cotação de mercado activo para a validação do justo valor. Deste modo, a estimativa efectuada pela Administração está sujeita a diversas variáveis, tais como a taxa de juro e a taxa de câmbio, ou outras que poderão ter impacto no valor estimado dos activos financeiros disponíveis para venda.

Impostos

Os impostos sobre o rendimento (correntes e diferidos) são determinados pela ENH com base nas regras definidas pelo enquadramento fiscal. No entanto, em algumas situações, a legislação fiscal não é suficientemente clara e objectiva e poderá dar origem a diferentes interpretações. Nestes casos, os valores registados resultam do melhor entendimento da ENH sobre o adequado enquadramento das suas operações, o qual é susceptível de poder vir a ser questionado pelas Autoridades Fiscais.

A Administração Tributária dispõe da faculdade de rever a posição fiscal da ENH durante um período de 10 anos quando existem prejuízos fiscais, e desta revisão podem resultar correcções devido a diferentes interpretações e/ou incumprimento da legislação fiscal, nomeadamente em sede de IRPC e IVA.

A Administração acredita ter cumprido todas as obrigações fiscais da ENH, pelo que não espera que eventuais correcções à matéria colectável declarada decorrentes destas revisões tenham um efeito material nas demonstrações financeiras.

4. Activos tangíveis

O movimento ocorrido nos activos tangíveis é analisado como segue:

	30-Jun-17	Adições	Transferências / abates	30-Jun-18
Custo de aquisição				
Edifícios industriais	25,544,255	-	-	25,544,255
Edifícios administrativos e comerciais	141,278,221	-	-	141,278,221
Equipamento básico	16,137,253	1,415,735	-	17,552,988
Mobiliário e equipamento administrativo	33,141,086	8,453,410	-	41,594,496
Equipamento de transporte	175,854,834	16,688,152	(25,554,810)	166,988,176
Ferramentas e utensílios	21,683	-	-	21,683
Investimento em curso	-	1,467,036	-	1,467,036
Outros activos tangíveis	851,448	-	-	851,448
	392,828,780	28,024,333	(25,554,810)	395,298,303
	30-Jun-17	Amortizações do exercício	Transferências / abates	30-Jun-18
Amortizações acumuladas				
Edifícios industriais	24,033,034	413,128	-	24,446,162
Edifícios administrativos e comerciais	66,039,204	7,950,226	-	73,989,430
Equipamento básico	15,326,513	516,983	-	15,843,496
Mobiliário e equipamento administrativo	23,411,626	3,332,365	-	26,743,991
Equipamento de transporte	94,602,340	32,538,688	(24,625,550)	102,515,478
Ferramentas e utensílios	20,111	994	-	21,105
Outros activos tangíveis	161,315	105,279	-	266,594
	223,594,143	44,857,661	(24,625,550)	243,826,256
Quantia escriturada	169,234,637			151,472,047

	30-Jun-16	Adições	Transferências	30-Jun-17
Custo de aquisição				
Edifícios industriais	25,544,255	-	-	25,544,255
Edifícios administrativos e comerciais	141,278,221	-	-	141,278,221
Equipamento básico	16,137,253	-	-	16,137,253
Mobiliário e equipamento administrativo	27,491,215	5,649,871	-	33,141,086
Equipamento de transporte	150,482,456	25,372,378	-	175,854,834
Ferramentas e utensílios	21,683	-	-	21,683
Outros activos tangíveis	851,448	-	-	851,448
	361,806,531	31,022,249	-	392,828,780
	30-Jun-16	Amortizações do exercício	Transferências	30-Jun-17
Amortizações acumuladas				
Edifícios industriais	23,538,268	494,766	-	24,033,034
Edifícios administrativos e comerciais	85,888,018	8,313,128	(28,161,942)	66,039,204
Equipamento básico	14,923,234	403,279	-	15,326,513
Mobiliário e equipamento administrativo	21,172,877	2,238,749	-	23,411,626
Equipamento de transporte	62,424,224	32,178,116	-	94,602,340
Ferramentas e utensílios	19,117	994	-	20,111
Outros activos tangíveis	56,036	105,279	-	161,315
	207,965,738	43,734,311	(28,161,942)	223,594,143
Quantia escriturada	153,840,794			169,234,637

5. Activos tangíveis de investimento

O movimento ocorrido nos activos tangíveis de investimento é analisado como segue:

	30-Jun-17	Alienações/Abates	Transferências	30-Jun-18
Custo de aquisição				
Edifício sede	27,441,673	-	-	27,441,673
Complexo Bimbi	30,029,842	-	-	30,029,842
Edifício JAT V	1,508,675,458	-	-	1,508,675,458
	1,566,146,973	-	-	1,566,146,973

	30-Jun-17	Amortizações do exercício	Transferências	30-Jun-18
Amortizações acumuladas				
Edifício sede	7,276,882	375,547	-	7,652,429
Complexo Bimbi	20,643,521	1,773,458	-	22,416,979
Edifício JAT V	116,670,933	24,138,839	-	140,809,772
	144,591,336	26,287,844	-	170,879,180
Quantia escriturada	1,421,555,637			1,395,267,793

	30-Jun-16	Alienações/Abates	Transferências	30-Jun-17
Custo de aquisição				
Edifício sede	27,441,673	-	-	27,441,673
Complexo Bimbi	30,029,842	-	-	30,029,842
Edifício JAT V	1,508,675,458	-	-	1,508,675,458
	1,566,146,973	-	-	1,566,146,973

	30-Jun-16	Amortizações do exercício	Transferências	30-Jun-17
Amortizações acumuladas				
Edifício sede	6,901,336	375,547	-	7,276,882
Complexo Bimbi	18,700,969	1,942,552	-	20,643,521
Edifício JAT V	64,370,153	24,138,838	28,161,942	116,670,933
	89,972,457	26,456,937	28,161,942	144,591,336
Quantia escriturada	1,476,174,516			1,421,555,637

6. Activos intangíveis

O movimento ocorrido nos activos intangíveis é analisado como segue:

	30-Jun-17	Aumentos	30-Jun-18
Custo de aquisição			
Activos de exploração de recursos naturais - Área 4	18,511,367,019	925,611,472	19,436,978,491
Activos de exploração de recursos naturais - Área 1	-	48,044,641,629	48,044,641,629
Activos de desenvolvimento de recursos naturais - DLA Área 4	-	6,242,803,047	6,242,803,047
Software	33,808,192	41,880	33,850,072
	18,545,175,211	55,213,098,028	73,758,273,239
	30-jun-2017	Amortizações do exercício	30-Jun-18
Amortizações acumuladas			
Software	22,448,811	5,509,080	27,957,891
	22,448,811	5,509,080	27,957,891
Quantia escriturada	18,522,726,400		73,730,315,348
	30-Jun-16	Aumentos	30-Jun-17
Custo de aquisição			
Activos de exploração de recursos naturais - Área 4	18,190,798,731	320,568,288	18,511,367,019
Software	33,328,192	480,000	33,808,192
	18,224,126,923	321,048,288	18,545,175,211
	30-Jun-16	Amortizações do exercício	30-Jun-17
Amortizações acumuladas			
Software	14,347,348	8,101,463	22,448,811
	14,347,348	8,101,463	22,448,811
Quantia escriturada	18,209,779,575		18,522,726,400

O activo intangível inclui investimentos feitos na fase de pesquisa da Área 4 e Área 1, onde a ENH tem um interesse participativo de 10% e 15%, respectivamente. Os investimentos nestas áreas ascenderam a USD 1.242.825.745, equivalentes a 73.724.423.167 meticais à data de 30 de Junho de 2018, incluindo capital, juros e diferenças cambiais. Os investimentos correspondentes ao interesse participativo da ENH foram financiados pelos parceiros da Área 4 (Mozambique Rovuma Venture, Galp Energia Rovuma B.V. e Korea Gas Corporation) e Área 1 (Anadarko Moçambique Área Um, Mitsui, COVE, BPRL, BRML, PTT e OVL). (Ver nota 13).

A ENH pretende transferir os direitos e obrigações que possui ao abrigo do contrato de concessão para pesquisa e produção para a ENH Rovuma Área Um, S.A.. Apesar de já ter sido aprovada pelo MIREME ainda se encontra pendente a aprovação dos parceiros para se tornar efectiva.

O valor em curso dos activos de exploração de recursos naturais decompõe-se da seguinte forma:

	30-Jun-2017	Movimento	30-Jun-2018
Activos de exploração de recursos naturais - Área 4			
Capital investido	13,834,345,864	748,759,309	14,583,105,173
Juros capitalizados (nota 13)	1,170,410,325	563,648,644	1,734,058,969
Diferenças cambiais	3,506,610,830	(386,796,481)	3,119,814,349
	18,511,367,019	925,611,471	19,436,978,491
Activos de desenvolvimento de recursos naturais - DLA Área 4			
Capital investido	-	6,016,918,050	6,016,918,050
Juros capitalizados (nota 13)	-	454,597,513	454,597,513
Diferenças cambiais	-	(228,712,516)	(228,712,516)
	-	6,242,803,047	6,242,803,047
Activos de exploração de recursos naturais - Área 1			
Capital investido	-	45,885,395,586	45,885,395,586
Juros capitalizados (nota 13)	-	4,094,972,826	4,094,972,826
Diferenças cambiais	-	(1,935,726,783)	(1,935,726,783)
	-	48,044,641,629	48,044,641,629

7. Activos financeiros disponíveis para venda

Os activos financeiros disponíveis para venda líquidos de perdas por imparidade acumuladas decompõem-se da seguinte forma:

	% de participação	Capital próprio		Quota escrita		Variação do Justo Valor	Outras variações
		30-Jun-2018	30-Jun-2017	30-Jun-2018	30-Jun-2017		
Subsidiárias							
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.	70.00%	13,359,233,501	13,462,432,857	9,192,883,889	12,384,528,163	(2,301,545,274)	-
ENH Logística, S.A.	100.00%	(156,335,383)	(173,018,428)	35,000,000	35,000,000	-	-
ENH Distribuição, S.A.	100.00%	-	-	3,510,000	3,510,000	-	-
CMG – Companhia Moçambicana de Gasoduto, S.A.	80.00%	3,828,578,685	3,342,023,331	2,399,239,547	4,536,510,959	(2,536,271,411)	-
Porto Cabo Delgado, S.A.	92.00%	(923,221,236)	(898,518,075)	290,087,457	6,000,000	284,087,457	-
Pensão T e Mahal	100.00%	(790,840)	(367,145)	10,000	10,000	-	-
ENH Rowana área em, S.A.	100.00%	-	-	2,000,000	2,000,000	-	-
ENH FLNG em, S.A.	100.00%	-	-	2,000,000	2,000,000	-	-
				11,612,720,893	16,769,560,732	(5,156,839,839)	-
Associadas							
Mafra Gas Company, S.A.	25.00%	2,160,738,410	2,230,241,877	1,390,031,272	1,290,850,959	101,182,713	-
Ferrel Imobiliária, S.A.	45.00%	-	-	45,000	45,000	-	-
Rowana Basin LNG Land, S.A.	30.00%	-	-	42,000	42,000	-	-
ENH - Kigas, S.A.	30.00%	(45,272,122)	(431,940,845)	900,000	900,000	-	-
				1,390,031,272	1,291,837,959	101,182,713	-
Outras participações de capital							
Mozcapital – Moçambique capital, S.A.	0.07%	-	-	223,805	223,805	-	-
Solidagent, S.A.	30.00%	-	-	90,000	90,000	-	-
				213,805	213,805	-	-
Prestações acessórias e suplementares							
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.				-	193,504,000	-	(193,504,000)
ENH Logística, S.A.				340,500,000	340,500,000	-	-
				340,500,000	534,004,000	-	(193,504,000)
				12,347,564,879	18,391,715,498	(6,044,150,619)	(193,504,000)

O valor relativo aos investimentos em subsidiárias e associadas corresponde ao justo valor. A determinação do justo valor assenta numa metodologia diferente para cada entidade porque a avaliação está fortemente dependente da natureza das operações de cada entidade e da qualidade da informação disponível. Contudo, a metodologia de avaliação primária dos investimentos financeiros é a dos fluxos de caixa descontados combinada com um ou mais dos seguintes métodos:

- Uma avaliação de múltiplos de mercado baseada no valor da empresa, tendo em conta as suas vendas e múltiplos de valor da empresa sobre o resultado antes de juros, impostos e amortizações e depreciações, em relação a empresas comparáveis;
- Uma avaliação de múltiplos de mercado baseada no valor da empresa sobre o total de activos em relação a empresas comparáveis;
- Uma revisão do valor patrimonial líquido.

Embora a CMH esteja cotada na Bolsa de Valores de Moçambique a avaliação foi realizada sem referência ao preço de mercado das acções porque a liquidez do mercado é reduzida.

Por outro lado, os contratos de concessão que representam cerca de 80% do volume total das vendas terminam em Junho de 2029 e a informação disponível para efeitos da avaliação não é suficiente para permitir a alocação dos custos operacionais e administrativos pelos restantes contratos de fornecimento de gás.

Neste contexto, considerou-se apropriado concluir a avaliação com referência a Junho de 2029, para assim evitar a inclusão dos fluxos de caixa negativos relativos ao período subsequente dado que os custos serão superiores às receitas.

8. Clientes

A rubrica Clientes decompõe-se da seguinte forma:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Electricidade de Moçambique - EDM	645,079,594	758,500,513
Matola Gás Company	511,266,537	384,550,122
Sasol	6,812,563	19,864,847
Universidade Eduardo Mondlane	6,816,127	5,861,221
Elgas	2,231,492	2,619,110
CMH - Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos	816,408	1,511,813
CMG - Companhia Moçambicana de Gasodutos	4,020,341	362,820
Outros	154,378,559	59,984,121
	1,331,421,620	1,233,254,567
Imparidade acumulada de contas a receber	(493,113,707)	(398,708,747)
	838,307,914	834,545,820

O movimento das perdas por imparidade para os valores a receber de clientes apresenta-se de seguida:

	Meticals
A 30 de Junho de 2016	(114,536,593)
Reforço	(284,172,154)
A 30 de Junho de 2017	(398,708,747)
Reforço	(94,404,960)
A 30 de Junho de 2018	(493,113,707)

9. Outros activos financeiros

A rubrica Outros activos financeiros decompõe-se da seguinte forma:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Não correntes		
Sócios - Estado	118,161,905	166,802,372
	118,161,905	166,802,372
Correntes		
Pessoal	2,670,947	3,108,276
Outros devedores	203,738,717	173,038,352
	206,409,664	176,146,628
Imparidade acumulada de outros activos financeiros	3,269,744	(2,507,222)
	209,679,408	173,639,406
	327,841,313	340,441,778

O saldo a receber do Estado refere-se à cessão de parte de um crédito que a ENH detinha sobre a subsidiária Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A. Este crédito não vence juros e foi utilizado pelo Estado em Abril de 2005 no aumento de capital desta filial na qual também participa.

Os valores a receber de outros devedores apresentam o seguinte detalhe:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
ENH Logistics	143,139,383	143,209,554
ENH FLNG Área Um, SA	17,024,410	-
DHV	4,656,500	4,656,500
ENH Rovuma Área 1, SA	3,247,690	-
ENH Rovuma Área 4, SA	2,231,264	-
Projecto Buzi	1,904,990	1,904,990
Projecto ENH - ENI	1,539,488	1,539,488
Pensão Taj Mahal	749,473	749,473
ENH Kogas	304,894	304,894
Outros	28,940,624	20,673,453
	203,738,717	173,038,352

Os valores a receber da ENH Logistics e da ENH Kogas estão relacionados com pagamentos efectuados pela ENH, em nome e por conta destas empresas do grupo, durante a fase de constituição das mesmas e numa altura em que não dispunham de recursos financeiros para fazer face às despesas incorridas.

O movimento das perdas por imparidade em valores a receber de outros activos financeiros apresenta-se como segue:

	Meticals
A 30 de Junho de 2016	(3,454,014)
Reversão	946,792
A 30 de Junho de 2017	(2,507,222)
Reversão	5,776,966
A 30 de Junho de 2018	3,269,744

10. Outros activos correntes

A rubrica Outros activos correntes é composta pelos seguintes saldos:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
<u>Estado</u>		
Pagamentos por conta de IRPC	15,572,410	126,251
Retenção na fonte de IRPC	17,407,336	626,962
	32,979,747	753,213
<u>Acréscimo de rendimentos e gastos diferidos</u>		
Outros rendimentos	32,232,147	1,471,709
	32,232,147	1,471,709
	65,211,893	2,224,922

11. Caixa e bancos

Esta rubrica decompõe-se como segue:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Caixa	14,736	18,694
Depósitos	2,968,771,657	2,307,393,011
	2,968,786,393	2,307,411,705

Os valores de caixa e bancos por moeda decompõem-se como segue:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Meticais	738,433,530	98,651,973
Dólar Norte-Americano	2,230,352,596	2,208,559,446
Rand	267	286
	2,968,786,393	2,307,411,705

12. Capital próprio

O capital social da ENH ascende a 749.001.913 meticais e encontra-se integralmente subscrito e realizado pelo Estado Moçambicano, único acionista da Empresa, mediante a incorporação dos valores que integravam o património da extinta Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.E. na data em que esta entidade foi transformada em empresa pública.

A reserva de justo valor tem a seguinte composição:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Reserva de justo valor		
Justo valor do activo financeiro disponível para venda	12,485,767,309	17,540,413,827
Imposto diferido	(3,985,474,129)	(5,602,961,015)
	8,500,293,180	11,937,452,812

13. Empréstimos obtidos

Esta rubrica compreende os seguintes empréstimos:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Não correntes		
Locação financeira	1,286,882,480	1,316,843,059
Financiamento dos activos de exploração de recursos naturais - Área 4	19,436,978,491	18,511,367,019
Financiamento dos activos de exploração de recursos naturais - Área 1	48,044,641,629	-
Financiamento dos activos de exploração de recursos naturais DLA - Área 4	6,242,803,047	-
	75,011,305,647	19,828,210,078
Correntes		
Locação financeira	33,439,957	25,653,746
	33,439,957	25,653,746
	75,044,745,604	19,853,863,824

O financiamento dos activos de exploração de recursos naturais corresponde a um montante de USD 1.242.825.745, equivalentes a 73.724.423.167 meticals que inclui capital, juros e diferenças cambiais e representa todas as despesas incorridas desde o início das actividades de pesquisa, em 2006, até 30 de Junho de 2018.

O contrato de concessão para a pesquisa e produção na Área 4 Offshore do Bloco de Rovuma foi assinado no dia 20 de Dezembro de 2006 entre o Governo de Moçambique, a ENI East Africa e a ENH, e em 2007 para a Área 1, entre o Governo de Moçambique, Anadarko Petroleum Corporation e a ENH, EP.

De acordo com os contratos, os custos incorridos até à data da aprovação do plano de desenvolvimento são suportados pela concessionária (ENI East Africa e Anadarko Petroleum Corporation) e pelos outros participantes, sob a forma de Carry à ENH.

De acordo com os mesmos contratos, este financiamento só teve efeito a partir da data da assinatura do Plano de Desenvolvimento, que ocorreu em Fevereiro de 2016 para a Área 4 e Fevereiro de 2017 para a Área 1. O financiamento deve ser pago em dólares norte-americanos, a partir da data de início da produção comercial, sob a forma de cost oil, e está sujeito a juros à taxa LIBOR acrescida de um ponto percentual, que vencem desde a data em que foram incorridos até ao reembolso integral.

O saldo relativo à locação financeira refere-se aos contratos de locação financeira celebrados entre a ENH, o Millennium BIM e o Banco Comercial e de Investimentos, para a aquisição de viaturas e de um edifício (JAT V), conforme quadro resumo:

Fornecedores de activos tangíveis	Taxa de juro	Moeda	Maturidade	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Millennium Bim	FPC + 2,75%	Metical	2019	1,634,129	3,181,776
Millennium Bim	FPC + 2,75%	Metical	2018	1,130,842	2,205,422
Millennium Bim	FPC + 2,75%	Metical	2018	1,369,057	4,124,511
Banco Comercial e de Investimentos	FPC + 3,00%	Metical	2021	2,714,888	3,350,150
Banco Comercial e de Investimentos	FPC + 3,00%	Metical	2021	20,959,452	24,778,323
Banco Comercial e de Investimentos	FPC + 3,00%	Metical	2021	3,335,995	4,047,732
Banco Comercial e de Investimentos	FPC + 3,00%	Metical	2021	20,785,359	25,648,967
Banco Comercial e de Investimentos	FPC + 1,50%	Metical	2033	1,268,392,715	1,275,159,924
				1,320,322,437	1,342,496,805

A decomposição da exigibilidade dos valores relativos a empréstimos obtidos apresenta-se como segue:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Menos de 1 ano	33,439,957	25,653,746
Entre 1 e 5 anos	75,011,305,647	19,828,210,078
	75,044,745,604	19,853,863,824

14. Fornecedores

Esta rubrica inclui os seguintes saldos:

	<u>30-Jun-2018</u>	<u>30-Jun-2017</u>
Rompco	335,345,846	312,848,781
Sasol	98,739,634	287,482,069
IHS GLOBAL SA	5,335,332	5,335,332
Outros fornecedores	42,275,258	23,760,967
	<u>481,696,070</u>	<u>629,427,149</u>

15. Outros passivos financeiros

Esta rubrica inclui os seguintes saldos:

	<u>30-jun-2018</u>	<u>30-jun-2017</u>
Galp	1,378,991,493	1,511,750,000
O&G Management - F.Z.E.	148,971,708	169,313,396
Consultores	39,781,982	11,393,618
Recebedoria da Fazenda da UGC	19,232,601	10,319,863
Instituto Nacional de Petróleo	12,977,931	24,665,603
MIREME	10,028,420	22,855,582
ENH Bonatti	5,570,105	5,570,105
IHS Global SA	5,335,332	5,335,332
Toyota de Moçambique, SARL	5,075,373	365,337
Moza Banco, SA	3,998,978	3,998,978
ENH Distribuição	3,510,000	3,510,000
Dívidas ao pessoal	3,054,874	2,107,926
Linhas Aéreas de Moçambique	2,637,721	61,699
Emose	2,000,681	2,000,681
Outros	144,381,927	37,327,725
	<u>1,785,549,126</u>	<u>1,810,575,845</u>

O saldo com a Galp, no montante de 1,362,588,615 meticais (USD 25.000.000), refere-se a um adiantamento para o aumento de capital a realizar numa empresa que a ENH irá criar caso a GALP venha a exercer a opção de investimento nessa Empresa. A ENH utilizou este valor para efectuar o reembolso integral de obrigações e papel comercial que emitiu e para liquidar um crédito hipotecário e um crédito para apoio à tesouraria. Este adiantamento foi concedido em dólares e não incidem juros sobre o valor em dívida.

A entidade O&G Management - F.Z.E é parceira da ENH Logistics, S.A. e adiantou em Maio de 2016 um valor equivalente a USD 2.799.956.93 para a aquisição do Edifício Jat V.

O valor a pagar ao Instituto Nacional de Petróleo advém de um empréstimo concedido para fazer face a despesas operacionais da ENH. Este empréstimo foi concedido em dólares e não incidem juros sobre o mesmo. Em 30 de Junho de 2018, a dívida mantinha-se em USD 389.408.

A rubrica Consultores inclui saldos com as empresas Ernst & Young, INTFIN- International Finance, Lda., Simonsen, Schlumberger e Consultores, Assessores e Intermediários.

16. Impostos a pagar

Os impostos a pagar incluem os seguintes valores:

	<u>30-Jun-2018</u>	<u>30-Jun-2017</u>
Imposto sobre o rendimento	-	27,250,426
Imposto sobre o valor acrescentado	4,074,179	7,961,495
Retenções na fonte por conta de outrem	9,501,047	2,767,055
Segurança Social	1,073,699	1,036,789
Outros	485,921	130,862
	<u>15,134,846</u>	<u>39,146,627</u>

O valor do imposto sobre o rendimento decompõe-se da seguinte forma:

	<u>30-Jun-2018</u>	<u>30-Jun-2017</u>
Imposto corrente de 2017	-	11,737,169
Retenções na fonte	-	(20,377,087)
Imposto corrente de 2016	-	35,890,344
	<u>-</u>	<u>27,250,426</u>

17. Outras contas a pagar

As outras contas a pagar são constituídas pelos seguintes valores:

	<u>30-Jun-2018</u>	<u>30-Jun-2017</u>
<u>Acréscimo de gastos</u>		
Férias e subsídios para os colaboradores	26,938,326	30,949,270
Auditoria e consultoria	5,996,214	2,175,246
Royalties	-	(61,280,649)
Outros	60,041,828	53,247,642
<u>Rendimentos diferidos</u>		
Outros rendimentos diferidos	-	21,122,155
	<u>92,976,368</u>	<u>46,213,664</u>

18. Venda de bens e de serviços

A venda de bens e de serviços decompõe-se como segue:

	2018	2017
Gás	160,212,167	929,680,361
Royalty Gás	452,951,314	476,840,618
Canalização de Gás	5,050,765	-
Vendas e prestação de serviços	618,214,246	1,406,520,979

As vendas de gás correspondem à comercialização de gás explorado nas áreas de Pande e Temane em parceria com a Sasol. A variação face ao ano anterior justifica-se pelo fim do contrato de fornecimento de gás à Electricidade de Moçambique, à CTRG e à Matola Gas Company.

O royalty gás corresponde ao gás em espécie que a ENH vende em nome do Governo de Moçambique.

19. Custo dos inventários vendidos ou consumidos

A variação face ao período anterior é explicada pela diminuição das vendas de gás.

	2018	2017
Custos dos inventários vendidos ou consumidos	331,496,241	618,992,394

20. Custos com o pessoal

Os custos com o pessoal apresentam-se da seguinte forma:

	2018	2017
Remunerações do pessoal	308,480,248	249,319,639
Remunerações da administração	26,757,677	26,502,527
Formação	28,723,973	17,599,638
Encargos sobre remunerações	9,974,841	8,157,575
Ajudas de custo	7,578,569	7,040,901
Pessoal em regime de estígio e avença	4,293,096	748,878
Outros encargos com o pessoal	131,938	132,590
	385,940,342	309,501,748

O aumento dos custos com o pessoal, comparativamente ao ano anterior, resulta da regularização salarial pela avaliação de desempenho. O número médio de trabalhadores neste exercício e no exercício anterior foi o seguinte:

	2018	2017
Número médio de trabalhadores	186	191

21. Fornecimentos e serviços de terceiros

Esta rubrica analisa-se como segue:

	2018	2017
Royalties	123,891,672	147,517,713
Honorários	120,361,657	38,516,895
Deslocações e estadias	49,947,629	23,754,567
Assistência técnica	18,083,100	1,097,811
Rendas, alugueres e condomínios	17,545,003	15,717,228
Material de manutenção e reparação	9,105,762	1,454,805
Manutenção	8,745,380	28,061,861
Material de escritório	5,294,472	3,803,651
Segurança	4,873,288	4,393,000
Comunicações	4,401,680	2,872,591
Electricidade	3,030,981	1,738,289
Publicidade	2,454,693	1,284,962
Combustíveis	1,246,024	1,231,047
Outros	48,604,249	41,701,450
	417,585,589	313,145,870

O acréscimo em honorários, comparativamente ao ano anterior, deve-se aos serviços de apoio jurídico e engenharia/arquitectura financeira.

A rubrica Deslocações e estadias cresceu devido à implementação do plano de formação dos trabalhadores da empresa, com parceira estrangeira.

22. Outros ganhos e perdas operacionais

Os outros ganhos e perdas operacionais apresentam-se como segue:

	2018	2017
Outros gastos e perdas		
Programas de responsabilidade social	(43,428,519)	(51,614,425)
Impostos e taxas	(7,471,033)	(1,766,241)
Eventos	(1,447,443)	(4,206,127)
Ofertas	(740,203)	-
Multas e Penalizações	(4,500)	(13,300)
Outros	(6,384,070)	(3,418,848)
	(59,475,768)	(61,018,941)
Outros rendimentos e ganhos		
Transporte de gás	99,996,748	80,694,056
Taxa de condomínios e cadernos de encargos	14,663,423	20,317,892
Prestação de serviços	13,986,131	83,956,171
Subsídios do governo	3,058,000	7,293,970
Abate de viaturas	2,652,726	-
Alojamento e alimentação	531,801	798,109
Furos de água	283,863	1,647,579
Outros	1,465,811	2,697,973
	136,638,503	197,405,750
	77,162,735	136,386,809

O valor dos gastos com programas de responsabilidade social refere-se principalmente ao apoio dado ao clube de futebol (ENH Futebol Clube) para remunerações e despesas de funcionamento.

A prestação de serviços respeita a serviços de contabilidade e informática prestados a empresas do grupo (CMH e CMG)

23. Rendimentos financeiros

Esta rubrica analisa-se como segue:

	2018	2017
Ganhos em participações financeiras	1,110,666,215	565,017,965
Diferenças de câmbio favoráveis	294,938,840	260,068,548
Rendimentos de imóveis	265,385,784	300,352,176
Juros obtidos	57,593,951	8,574,717
Outros ganhos e rendimentos	340,940	563,262
	1,728,925,730	1,134,576,668

Os ganhos em participações financeiras são provenientes da CMH e MGC e os rendimentos de imóveis provêm das rendas do Edifício JAT-V.

24. Gastos financeiros

Esta rubrica analisa-se como segue:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Diferenças de câmbio desfavoráveis	306,482,231	409,719,077
Juros suportados	168,075,067	318,099,790
Outros	4,757,764	12,027,616
	<u>479,315,062</u>	<u>739,846,483</u>

As taxas médias de câmbio utilizadas para converter os saldos expressos em moeda estrangeira no final deste exercício e do exercício anterior foram as seguintes:

	<u>30-Jun-2018</u>			<u>30-Jun-2017</u>		
	Compra	Venda	Média	Compra	Venda	Média
Dólar Norte- Americano	58.74	59.90	59.32	59.88	61.06	60.47
Rand	4.28	4.36	4.32	4.58	4.67	4.63

25. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento reconhecido em resultados é composto por imposto corrente e diferido como segue:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Imposto sobre o rendimento		
Imposto corrente	-	(11,737,169)
Imposto diferido	21,023,681	68,654,086
	<u>21,023,681</u>	<u>56,916,917</u>

Os activos e passivos por imposto diferido têm a seguinte composição:

	30-Jun-2016		30-Jun-2017		30-Jun-2018	
	Gasto	Rendimento	Gasto	Rendimento	Gasto	Rendimento
Activos/(Passivos) por impostos diferidos						
Imparidade de clientes	-	90,935,089	90,935,089	-	28,360,958	119,296,047
Diferenças de câmbio não realizadas	129,524,099	(23,110,125)	106,413,974	(7,995,750)	-	98,418,224
Reavaliação dos activos tangíveis	(16,105,246)	829,122	(15,276,124)	-	658,473	(14,617,651)
	113,418,853	91,764,211	182,072,939	(7,395,750)	29,019,431	203,096,620
					21,023,681	
Passivos por impostos diferidos						
Mensuração ao justo valor dos instrumentos financeiros	(5,084,102,364)	-	(518,858,651)	1,617,486,885	-	(3,985,474,129)
	(5,084,102,364)	-	(518,858,651)	1,617,486,885	-	(3,985,474,129)
Passivos por impostos diferidos	(5,084,102,364)	(518,858,651)	(5,602,961,014)	1,617,486,885	-	(3,985,474,129)
Activos por impostos diferidos	(4,970,683,511)		(5,420,888,075)			(4,000,091,780)
						217,714,271

A reconciliação do imposto corrente é a seguinte:

	2018	2017
Resultado antes de imposto	644,682,899	199,327,093
Correcções fiscais		
Amortizações e depreciações não aceites como custo fiscal	24,191,224	23,645,521
Provisões não dedutíveis ou acima dos limites fiscais	74,348,477	400,826,149
Ajudas de custo com viaturas dos trabalhadores	4,961,833	4,090,752
Despesas de representação	3,733,168	3,386,605
Realizações de utilidade social não enquadráveis	12,043,136	18,639,476
Encargos com viaturas ligeiras de passageiros	2,413,267	1,858,361
Diferenças de câmbio não realizadas	(25,905,175)	(72,219,140)
Outros gastos não aceites	11,583,113	22,141,820
Reposição de provisões tributadas	(5,776,967)	-
Dupla tributação económica de lucros distribuídos	(1,110,666,215)	(565,017,965)
Lucro/(prejuízo) fiscal	(364,391,240)	36,678,652
Imposto corrente	-	11,737,169

A 30 de Junho de 2018, a ENH incorreu num prejuízo fiscal de 364,391,240 meticals gerado pelo valor da dupla tributação económica de lucros distribuídos referentes aos dividendos recebidos da CMH e CMG durante o ano, em que o imposto é pago no momento do recebimento. Dado o foco das actividades da empresa na área de investimentos, a Administração optou por não reconhecer o imposto diferido activo sobre os prejuízos fiscais, no valor de 116,605,197 meticals.

26. Justo valor de activos e passivos financeiros

O justo valor de um instrumento financeiro é determinado, sempre que possível, com base na cotação de mercado ou, na ausência desta, em modelos internos de avaliação. Estes modelos são desenvolvidos considerando principalmente as variáveis de mercado que afectam os instrumentos financeiros. O justo valor dos activos e passivos financeiros em 30 de Junho de 2018 e 2017 é analisado como segue:

	30-Jun-2018		30-Jun-2017	
	Custo	Justo valor	Custo	Justo valor
Activos financeiros				
Activos financeiros disponíveis para venda	861,797,660	13,347,564,970	1,086,462,320	18,595,715,486
Clientes	838,307,914	838,307,914	834,545,820	834,545,820
Outros activos financeiros	327,841,313	327,841,313	340,441,777	340,441,777
Caixa e bancos	2,968,786,393	2,968,786,393	2,307,411,705	2,307,411,705
	4,996,733,280	17,482,500,590	4,568,861,622	22,078,114,788
Passivos financeiros				
Fornecedores	481,696,070	481,696,070	629,427,149	629,427,149
Empréstimos obtidos	75,044,745,604	75,044,745,604	19,853,863,824	19,853,863,824
Outros passivos financeiros	1,785,549,126	1,785,549,126	1,810,575,845	1,810,575,845
	77,311,990,800	77,311,990,800	22,293,866,818	22,293,866,818

Os activos financeiros disponíveis para venda são mensurados ao justo valor e os restantes activos e passivos financeiros são mensuradas ao custo amortizado porque se acredita estar próximo do justo valor.

De acordo com os requisitos dos instrumentos financeiros, a ENH enquadrou o apuramento do justo valor dos activos e passivos financeiros em função dos seguintes níveis: nível 1 - justo valor determinado com base na cotação em mercado activo; nível 2 - justo valor determinado com base em inputs de mercado não incluídos no nível 1, que sejam observáveis em mercado activo ou sem liquidez e de forma directa ou indirecta; nível 3 - justo valor determinado com base em inputs que não se baseiam em informação observável no mercado. O justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda foi determinado de acordo com o nível 3.

27. Partes relacionadas

O capital da ENH é detido na totalidade pelo Governo de Moçambique e a ENH detém participações financeiras em várias empresas (Ver nota 7) onde tem uma influência significativa na sua gestão. Os gastos e rendimentos entre as partes relacionadas apresentam-se como segue:

Estado e outras partes relacionadas	Data	Vendas e prestações de serviços	Compras	Outros gastos e rendimentos
Electricidade de Moçambique	30-jun-2018	334,939,815	-	-
Electricidade de Moçambique	30-jun-2017	897,305,347	-	-
ROMPCO	30-jun-2018		296,846,406	
ROMPCO	30-jun-2017		405,404,916	

Subsidiárias e associadas	Data	Vendas e prestações de serviços	Compras	Outros gastos e rendimentos
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.	30-jun-2018	6,565,173	-	992,709,705
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.	30-jun-2017	67,518,214	-	565,017,985
Matola Gas Company, S.A.	30-jun-2018	211,231,941	-	111,531,420
Matola Gas Company, S.A.	30-jun-2017	522,842,282	-	-
Companhia Moçambicana de Gasodutos, S.A.	30-jun-2018	5,614,574	-	-
Companhia Moçambicana de Gasodutos, S.A.	30-jun-2017	4,285,736	-	-
ENHL Bonafé	30-jun-2018	7,263,619	-	-
ENHL Bonafé	30-jun-2017	11,359,969	-	-

Benefícios do pessoal chave de gestão

	2018	2017
Remunerações da Administração	26,757,677	26,502,527
	26,757,677	26,502,527

Os saldos entre as partes relacionadas apresentam-se como segue:

Estado e outras partes relacionadas	Data	Clientes	Outros activos financeiros	Outros passivos financeiros
Estado de Moçambique	30-jun-2018	-	118,282,298.00	-
Estado de Moçambique	30-jun-2017	-	-	-
Instituto Nacional de Petróleo	30-jun-2018	155,678	-	23,099,673
Instituto Nacional de Petróleo	30-jun-2017	155,678	-	23,547,492
Electricidade de Moçambique	30-jun-2018	645,079,594	-	-
Electricidade de Moçambique	30-jun-2017	758,500,513	-	-

Subsidiárias e associadas	Data	Clientes	Outros activos financeiros	Outros passivos financeiros
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.	30-jun-2018	816,408	-	-
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A.	30-jun-2017	1,511,813	-	-
Elgas	30-jun-2018	2,231,491.51	-	-
Elgas	30-jun-2017	2,619,110	-	-
Sinergisa	30-jun-2018	16,200	-	-
Sinergisa	30-jun-2017	16,200	-	-
Pensão Taj Mahal	30-jun-2018	-	749,473	185,465
Pensão Taj Mahal	30-jun-2017	-	749,473	270,515
Companhia Moçambicana de Gasodutos, S.A.	30-jun-2018	4,020,341	-	13,810
Companhia Moçambicana de Gasodutos, S.A.	30-jun-2017	362,820	-	13,810
Mabla Gas Company, S.A.	30-jun-2018	511,266,537	-	-
Mabla Gas Company, S.A.	30-jun-2017	384,459,417	-	-
ENH Logistics	30-jun-2018	-	143,139,383	-
ENH Logistics	30-jun-2017	-	483,272,430	-
ENH Kogas	30-jun-2018	-	304,694	-
ENH Kogas	30-jun-2017	-	1,904,990	-
ENH Bonati	30-jun-2018	5,425,228	-	-
ENH Bonati	30-jun-2017	3,033,931	-	-

28. Compromissos e contingências

Garantias prestadas

Em 30 de Junho de 2018, a ENH tem uma garantia prestada a favor da Sasol Petroleum Temane, CMH e TCF, no montante de USD 1.084.842, que termina em Junho de 2018 e se destina ao transporte do gás natural.

Actividades de pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo

A ENH é concessionária, juntamente com outras entidades, de licenças atribuídas pelo Ministério dos Recursos Minerais e Energia para realizar actividades de pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo em áreas sujeitas à jurisdição da República de Moçambique em que a fase de exploração está em regime de *carried interest*. No âmbito destas concessões foram celebrados diversos acordos de operações conjuntas e atribuídos interesses participativos entre os quais se referem os seguintes:

Bloco e/ou Área	ENH	Interesse Participativo da ENH e Parceiros	Fase
Rovuma - Área 1	15%	ANADARKO: 36,5%, MITSUI: 20%, BHARAT P. C: 10%, VIDEOCOM E. R: 10%, COVE ENERGY: 8,5%	Pre-Desenvolvimento
Rovuma - Áreas 2 & 5	10%	STAT OIL: 90%	Pesquisa
Rovuma - Área 4	10%	ENI: 70%, GALP: 10%, KOGAS: 10%	Pre-Desenvolvimento
Rovuma - Áreas 3 & 6	10%	PETRONAS: 90%	Pesquisa
Rovuma Onshore	15%	ANADARKO: 35,7%, COVE ENERGY: 10%, MAUREL & PROM: 24%, WENTWORTH: 15,3%	Pesquisa
Blocos 16 & 19	15%	SASOL: 50%, PETRONAS: 35%	Pesquisa
Bloco de BUZI	25%	BUZI HYDROCARBONS: 75%	Pesquisa
Bloco M-10	15%	SASOL: 42,5%, PETRONAS: 42,5%	Pesquisa
Bloco de Sebala	15%	SASOL: 85%	Pesquisa
Bloco da Área A	10%	SASOL: 90%	Pesquisa

Os custos de pesquisa e desenvolvimento prévio dos projectos das Áreas 1 e 4, que a ENH terá de suportar se os projectos passarem à fase de desenvolvimento, são apresentados em activos intangíveis e empréstimos, no balanço da Empresa.

Em relação aos restantes projectos apresentam-se os seguintes elementos em dólares norte-americanos:

Períodos	RESUMO		
	Concessionários	ENH	Total Investido
2006	3,889,839	516,231	4,406,070
2007	66,152,643	11,166,111	77,318,754
2008	54,174,094	9,388,335	63,562,429
2009	205,876,763	36,041,108	241,917,871
2010	35,121,975	4,623,860	39,745,835
2011	61,593,255	7,937,304	69,530,559
2012	128,163,454	23,463,912	151,627,366
2013	490,000,702	55,563,421	545,564,122
2014	376,013,512	48,382,932	424,396,444
2015	32,710,401	48,382,932	81,093,333
2016	11,565,840	1,394,433	12,960,273
2017	17,002,874	2,035,699	19,038,573
2018	691,045	121,949	812,994
TOTAL	1,482,956,397	249,018,225	1,731,974,622

29. Gestão de risco, objectivos e políticas

A actividade da ENH é exposta a uma diversidade de riscos financeiros que pressupõem a análise, aceitação e gestão de certos graus de risco ou combinações dos mesmos. O objectivo do Conselho de Administração da ENH é por isso alcançar um equilíbrio apropriado entre o risco e o retorno e minimizar os efeitos potenciais adversos ao desempenho financeiro.

As políticas de gestão de risco da ENH são concebidas a fim de identificar e analisar estes riscos, estabelecer limites de risco e controlar e monitorar os riscos e a aderência aos limites através de sistemas de informação fiáveis e actualizados. A ENH revê periodicamente as suas políticas de gestão de risco para assim fazer face às alterações nos mercados.

Risco de mercado

O risco de mercado é o risco de mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de juro e de câmbio. A gestão deste risco tem por objectivo mantê-lo dentro de parâmetros que a gestão considere aceitáveis.

Risco de taxa de juro

O risco de taxa de juro de um fluxo monetário é o risco de flutuação dos fluxos monetários futuros de um instrumento financeiro devido a alterações nas taxas de juro de mercado. O risco do justo valor da taxa de juro é o risco de flutuação do valor de um determinado instrumento financeiro devido às taxas de juro do mercado.

A exposição da ENH ao risco da taxa de juro advém dos empréstimos obtidos com taxas variáveis, o que leva a ENH a obter financiamentos a taxas fixas e variáveis.

As tabelas seguintes sumarizam a exposição da ENH ao risco de taxa de juro com referência a 30 de Junho de 2018 e 2017:

	< 12 meses	> 12 meses	Sem juros	Total
Activo				
Activos financeiros disponíveis para venda	-	-	13,347,564,970	13,347,564,970
Clientes	-	-	838,307,914	838,307,914
Outros activos financeiros	-	-	327,841,313	327,841,313
Caixa e bancos	-	-	2,968,786,393	2,968,786,393
	-	-	17,482,500,590	17,482,500,590
Passivo				
Empréstimos obtidos	33,439,957	75,011,305,647	-	75,044,745,604
Fornecedores	-	-	481,696,070	481,696,070
Outros passivos financeiros	-	-	1,785,549,126	1,785,549,126
Total	33,439,957	75,011,305,647	2,267,245,196	77,311,990,800
30 de Junho de 2017				
	< 12 meses	> 12 meses	Sem juros	Total
Activo				
Activos financeiros disponíveis para venda	-	-	18,595,715,486	18,595,715,486
Clientes	-	-	834,545,820	834,545,820
Outros activos financeiros	-	-	340,441,777	340,441,777
Caixa e bancos	-	-	2,307,411,705	2,307,411,705
	-	-	22,078,114,788	22,078,114,788
Passivo				
Empréstimos obtidos	25,653,746	19,828,210,078	-	19,853,863,824
Fornecedores	-	-	629,427,149	629,427,149
Outros passivos financeiros	-	-	1,810,575,845	1,810,575,845
Total	25,653,746	19,828,210,078	2,440,002,994	22,293,866,818

Risco de taxa de câmbio

O risco cambial é o risco de flutuação do justo valor ou fluxos de caixa futuros de um instrumento financeiro devido a alterações nas taxas de câmbio. As demonstrações financeiras da ENH podem ser afectadas por variações nas taxas cambiais MZN/USD e MZN/ZAR, pelo que se procura atenuar os efeitos da exposição à moeda estrangeira efectuando o maior número possível de operações em moeda nacional.

As tabelas seguintes sumarizam a exposição da ENH ao risco de taxa de câmbio com referência a 30 de Junho de 2018 e 2017.

	30-Jun-2018			
	Total	MZN	USD	ZAR
Activo				
Activos financeiros disponíveis para venda	13,347,564,970	13 347 564 970	-	-
Clientes	838,307,914	771,969,717	66,338,197	-
Outros activos financeiros	327,841,313	319 248 028	8 593 284	-
Caixa e bancos	2,968,786,393	738,433,530	2,230,352,596	267
	17,482,500,589	15,177,216,244	2,305,284,077	267
Passivo				
Fornecedores	481,696,071	47 610 590	434 085 481	-
Empréstimos bancários	75,044,745,604	1 320 322 437	73 724 423 167	-
Outros passivos financeiros	1,785,549,126	217 803 943	1 567 745 184	-
	77,311,990,802	1,585,736,970	75,726,253,832	-
	30-Jun-2017			
	Total	MZN	USD	ZAR
Activo				
Activos financeiros disponíveis para venda	18,595,715,486	18 595 715 486	-	-
Clientes	834,545,820	800,400,114	34 145 706	-
Outros activos financeiros	340,441,777	190,547,652	149 894 125	-
Caixa e bancos	2,307,411,705	98,851,973	2,208,559,446	286
	22,078,114,788	19,685,515,225	2,392,599,277	286
Passivo				
Fornecedores	798,740,545	23 528 926	775 211 619	-
Empréstimos bancários	19,853,863,824	1 342 496 805	18 511 367 019	-
Outros passivos financeiros	1,641,262,450	88 956 228	1 552 306 221	-
	22,293,866,819	1,454,981,959	20,838,884,859	-

Risco de crédito

O risco de crédito é o risco da ENH incorrer numa perda originada pelo incumprimento de obrigações por parte dos clientes e contrapartes. Para limitar este risco, a Gestão recorre a diversas fontes, gerindo os activos através de limites por contrapartes e acompanhando a exposição à diferentes contrapartes. A exposição máxima da ENH a este risco apresenta-se como segue:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Clientes	838,307,914	834,545,820
Outros activos financeiros	327,841,313	340,441,778
Caixa e bancos	2,968,786,393	2,307,411,705
	4,134,935,620	3,482,399,303

A antiguidade das contas a receber apresenta-se como segue:

	Análise de antiguidade de saldos					Total
	< 3 meses	3 - 6 meses	6 - 12 meses	12 - 18 meses	> 18 meses	
30-Jun-2018	402,643,186	26,886,968	6,157,866	16,588,694	325,364,332	777,641,045
30-Jun-2017	487,006,816	32,520,381	7,448,075	20,064,391	393,535,338	940,574,000

Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco da ENH não ter capacidade financeira para satisfazer os compromissos associados aos instrumentos financeiros quando estes vencem. Para limitar este risco, a Gestão recorre a diversas fontes, gere os activos tendo por base a sua liquidez e monitoriza periodicamente os fluxos de caixa futuros e liquidaz. A gestão deste tipo de risco, desenvolvida com recurso à análise dos prazos residuais dos diferentes activos e passivos do balanço, evidencia, para cada um dos diferentes intervalos considerados, a diferença entre os volumes de influxos e efluxos de caixa e as falhas e insuficiências de liquidez (gaps). O objectivo da ENH é manter o equilíbrio entre a continuidade de um financiamento e a sua flexibilidade, através da utilização de descobertos bancários, empréstimos bancários e locações financeiras. As tabelas seguintes sumarizam a exposição da ENH ao risco de taxa de liquidez com referência a 30 de Junho de 2018 e 2017.

EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 30 DE JUNHO DE 2018
(Montantes expressos em Meticais)

30 de Junho de 2018	Menos de 1 ano	Mais de 1 anos	Total
Fornecedores	481,696,070	-	481,696,070
Empréstimos obtidos	33,439,957	75,011,305,647	75,044,745,604
Outros passivos financeiros	1,785,549,126	-	1,785,549,126
Total do passivo	2,300,685,153	75,011,305,647	77,311,990,800
Total de activo	4,016,773,715	13,465,726,875	17,482,500,590
Gap de liquidez	1,716,088,562	(61,545,578,772)	(59,829,490,210)

30 de Junho de 2017	Até 1 ano	Mais de 1 anos	Total
Fornecedores	798,740,545	-	798,740,545
Empréstimos obtidos	25,653,746	19,828,210,078	19,853,863,824
Outros passivos financeiros correntes e não correntes	1,641,262,449	-	1,641,262,449
Total do passivo	2,465,656,740	19,828,210,078	22,293,866,818
Total de activo	3,315,596,930	16,777,544,104	20,093,141,034
Gap de liquidez	849,940,190	(3,050,665,974)	(2,200,725,784)

A insuficiência de liquidez para o gap superior a um ano está relacionada com o reembolso do financiamento da ENH para a Área 4 que será pago através de cost oil.

Gestão de capital

O principal objectivo da gestão do capital é garantir um rácio sólido de capital para alavancar o negócio e maximizar o valor para os accionistas. A ENH gere a sua estrutura de capital de acordo com a evolução das condições de mercado e pode recorrer ao accionista (Estado de Moçambique) para manter ou ajustar a sua estrutura de capital.

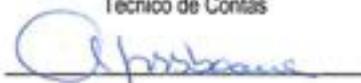
Não foram efectuadas alterações nos objectivos, políticas ou processos de gestão de capital durante os anos findos em 30 de Junho de 2018 e 2017. A ENH analisa o seu endividamento através do rácio de alavancagem, que se apresenta como segue:

	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Empréstimos obtidos (nota 13)	75,044,745,604	19,853,863,824
Outros passivos financeiros (nota 15)	1,785,549,126	1,810,575,845
Impostos a pagar (nota 16)	15,134,846	39,148,627
Outras contas a pagar (nota 17)	92,976,368	46,213,664
Menos: Caixa e equivalentes de caixa (nota 11)	(2,968,786,393)	(2,307,411,705)
Dívida líquida	73,969,619,552	19,442,388,255
Capital próprio	11,622,288,148	14,393,741,200
Capital e dívida líquida	85,591,907,700	33,836,129,455
Rácio alavancagem	86%	57%

30. Eventos subsequentes

Não se registaram eventos subsequentes a 30 de Junho de 2018 que pela sua relevância e materialidade requeiram ajustamento ou divulgação nas presentes demonstrações financeiras.

Técnico de Contas



A Administração



A Administração

