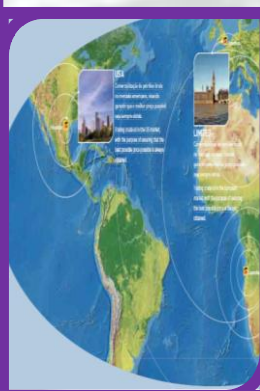


Relatório de Gestão e Contas Consolidadas 2014



Luanda, Março-2014



ÍNDICE GERAL RESUMIDO

1	MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	3
2	ÓRGÃOS SOCIAIS	6
3	VISÃO GERAL DA EMPRESA.....	8
4	ENQUADRAMENTO GERAL	11
5	FACTOS RELEVANTES	15
6	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	17
7	REFINAÇÃO & TRANSPORTE.....	31
8	LOGÍSTICA, DISTRIBUIÇÃO	35
9	NEGÓCIOS NÃO NUCLEARES	44
10	CORPORATIVO & FINANCEIRO	50
11	DESEMPENHO FINANCEIRO.....	54
12	RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS CONTAS CONSOLIDADAS À DATA DE 31 DE DEZEMBRO DE 2014	56
13	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS A 31 DE DEZEMBRO DE 2014.....	63





1 MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2014 foi um ano difícil. Algumas das metas de desempenho operacional, comercial e financeiro não foram alcançadas, razão pela qual espera-se a compreensão e a indulgência de todos os parceiros, do Estado (accionista), da sociedade, das comunidades onde a Sonangol desenvolve as suas actividades e, principalmente, dos clientes da empresa.

O nosso desempenho operacional, comercial e financeiro foi profundamente influenciado pelas dinâmicas da produção petrolífera e dos preços do petróleo bruto ao longo do ano.

No primeiro semestre, observou-se uma substancial redução da produção petrolífera, tendo esta atingido o seu nível mais baixo, 1.474.066 barris diários, no mês de Março. Os efeitos da redução dos níveis de produção nas receitas da Companhia foram parcialmente compensados pela subida do preço do petróleo, neste período, que atingiu o seu valor mais alto, USD 110,64 por barril, no mês de Junho.

O segundo semestre observou uma dinâmica na produção e nos preços de petróleo bruto distinta da observada no semestre anterior; registou-se um aumento contínuo da produção petrolífera, que atingiu o seu valor máximo de, 1.843.961 barris diários, no mês de Dezembro, momento em que o preço médio de venda de petróleo desceu para USD 57,91 o barril.

O início da produção dos projectos CLOV, no Bloco 17 e o Polo Oeste, no Bloco 15/06, por um lado, e a superação dos principais constrangimentos técnico-operacionais, por outro, asseguraram a recuperação dos níveis de produção e lançaram as bases para o crescimento da produção, conferindo a solidez necessária rumo ao alcance da meta de produção de 2 milhões de barris por dia.

Reafirmamos este ambicioso objectivo, submetendo ao Executivo as propostas de "Política de Petróleo Bruto" e "Política para o Desenvolvimento e Monetização do Gás Natural", perspectivando com estes instrumentos assegurar o crescimento sustentável do sector petrolífero e, simultaneamente, fomentar a industrialização com base na utilização dos recursos de gás natural existentes. Igualmente está em curso a preparação de um conjunto de medidas Legais, Contratuais e Tributárias, designadas de "Tolerância e Flexibilidade Contratual" que visam a viabilização do desenvolvimento de pequenas acumulações de hidrocarbonetos descobertas.

Embora condicionada pela adversidade da conjuntura, em 2014 a Sonangol registou vendas no valor de AKZ 3.353.368 milhões, 14% inferior em relação a 2013, um EBITDA de AKZ 599.651 milhões, inferior em 14% relativamente a 2013 e um lucro líquido de AKZ 139.162 milhões, 54% abaixo do resultado alcançado em 2013.

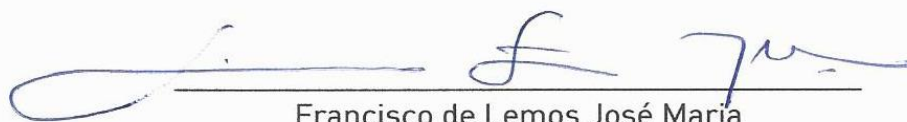
Neste ano lançamos as bases para o reposicionamento estratégico e organizacional da Sonangol, tendo para o efeito iniciado a preparação da estratégia de desenvolvimento e monetização do gás natural, a Integração da Cadeia Logística da Sonangol, que abrange todas às empresas Subsidiárias nos segmentos de negócio de Refinação,



Transporte, Logística e Distribuição, a alteração das matrizes de negócio e organizacional, tendo em perspectiva desenvolvimento industrial de suporte a actividade petrolífera, o melhoramento da execução dos projectos de investimento estruturantes e a reforço da disciplina de capital.

À semelhança dos anos anteriores, a Sonangol continuou a investir de forma prioritária no desenvolvimento do Capital Humano, condição indispensável, para o asseguramento actual de um alto padrão de desempenho e qualidade e garante de crescimento sustentável da Empresa a médio e longo prazo.

A par das iniciativas referenciadas, esperamos em 2015 implementar, igualmente, estratégias para o resgate da eficiência empresarial, mediante a melhoria dos processos e sistemas, a redução do custeio não essencial, a melhoria da qualidade da despesa, a preservação e manutenção da nossa quota de mercado e, a satisfação permanente dos nossos clientes.



Francisco de Lemos José Maria

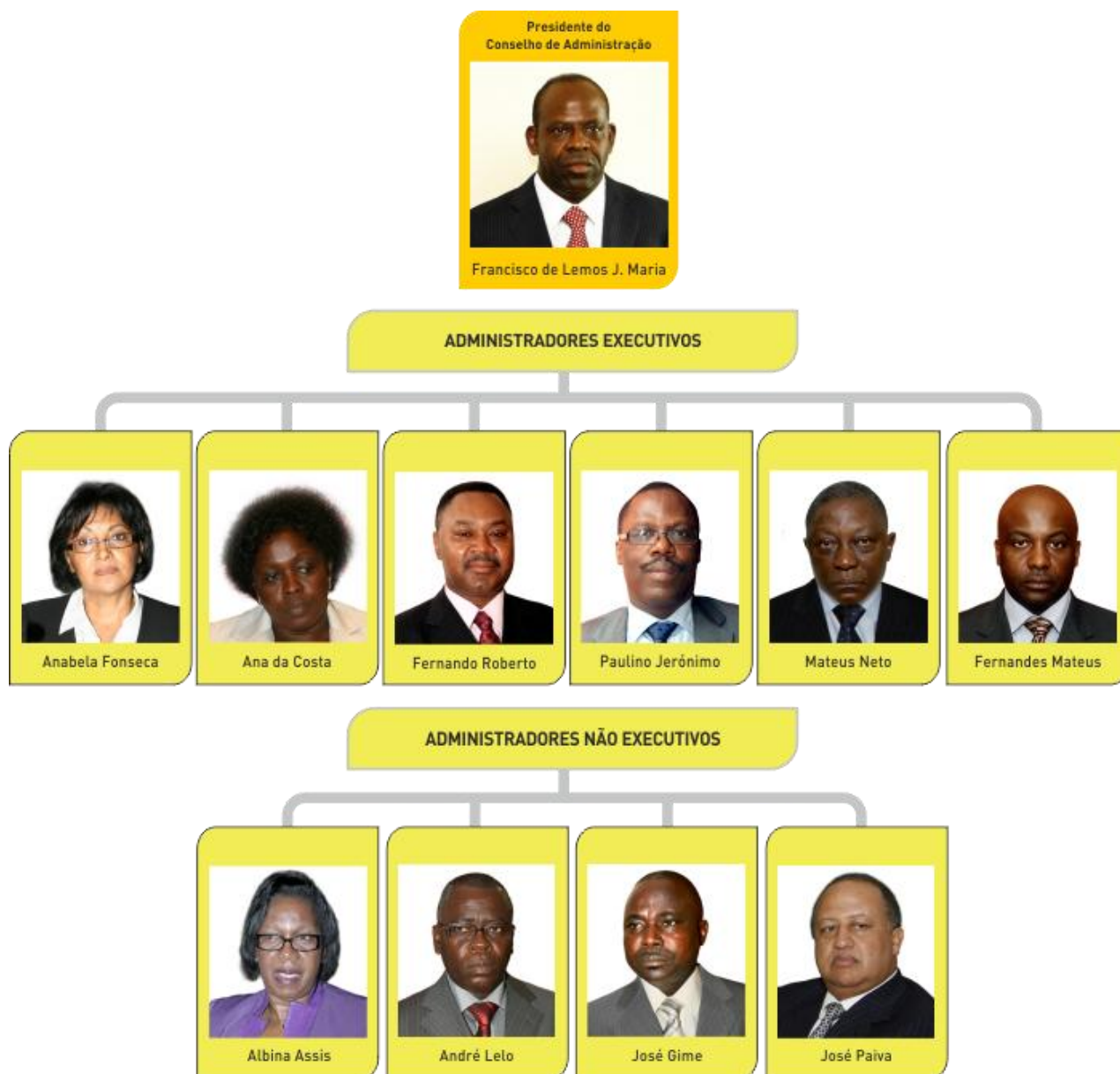
PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

02

Órgãos Sociais



2 ÓRGÃOS SOCIAIS



03

Modelo de Negócios



3 VISÃO GERAL DA EMPRESA

3.1 MODELO EMPRESARIAL DA SONANGOL, E.P.

O presente relatório descreve o desempenho da Sonangol E.P. e suas Subsidiárias, durante o ano de 2014, evidenciando os principais indicadores operacionais.

A Sonangol, E.P. é uma empresa integrada de petróleo e gás, detendo a função de concessionária nacional com direitos exclusivos sobre os hidrocarbonetos líquidos e gasosos, mantendo o seu compromisso contínuo com o desenvolvimento e crescimento de Angola.

A Sonangol enquanto empresa, opera em várias indústrias, nomeadamente: Indústria de Petróleo e Gás, Serviços Aéreos, Serviços de Telecomunicações, Gestão de Participações Financeiras, Imobiliária, Serviços Médicos e Medicamentos e Serviços de Educação e Ensino.

O negócio da Sonangol, E.P é desenvolvido por 18 Subsidiárias enquadrada em cinco segmentos de negócio:

Figura 1 - Matriz Empresarial da Sonangol, E.P.





- **Segmento de exploração e Produção (Upstream):** constituído pelo conjunto das empresas subsidiárias que têm como actividade principal, a exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.
- **Segmento de Refinação e Transporte (Midstream):** congrega as empresas de refinação e transporte marítimo de petróleo bruto e produtos refinados.
- **Segmento de Logística e Distribuição (Downstream):** Integra as empresas subsidiárias da Sonangol E.P. que se dedicam ao aprovisionamento, armazenagem, distribuição e comercialização de produtos refinados de petróleo bruto e gás.
- **Segmento das Actividades Não Nucleares (Non Core):** constituído pelo conjunto de empresas subsidiárias que têm como missão o desenvolvimento de actividades de suporte aos negócios nucleares da Sonangol, E.P., assim como empresas que desenvolvem negócios de carácter social e desenvolvimento de capital humano.
- **Segmento Corporativo e Financeiro (Corporate & Financing):** assegura o desenvolvimento da função concessionária, das funções corporativas, transversais, suporte e monitoramento das empresas subsidiárias.

04

Enquadramento Geral



4 ENQUADRAMENTO GERAL

4.1 INDICADORES GERAIS DE DESEMPENHO

Tabela 1-Mapa Geral de Indicadores Operacionais

Nº	I - INDICADORES OPERACIONAIS	2014	2013	Variação Homóloga
1.1	Produção de Petróleo Bruto e Gás			
	Exploração			
	Sísmica 2D (Km)	-	-	-
	Sísmica 3D (Km2)	7.289	8.749	-17%
	Sísmica 4D (Km2)	1.548	2.056	-25%
	Poços Perfurados (Número)	27	12	125%
	Poços de Pesquisa Perfurados	19	8	138%
	Poços de Avaliação Perfurados	8	4	100%
	Produção de Petróleo Bruto (bbl)			
	Produção Total de Angola	610.160.504	626.176.480	-3%
	Direitos da Concessionária	194.050.659	223.816.175	-13%
	Sonangol Investidora	81.128.348	66.337.207	22%
	Sonangol-E.P. - Bloco 0	38.432.839	39.677.876	-3%
	Sonangol P&P	42.695.509	26.659.331	60%
	Blocos Operados	6.523.395	5.208.853	25%
	Blocos Não Operados	36.172.114	21.450.477	69%
	Produção de Petróleo Bruto (bbl/d)			
	Produção Total de Angola	1.671.673	1.715.552	-3%
	Direitos da Concessionária	531.646	613.195	-13%
	Sonangol Investidora	222.269	181.746	22%
	Sonangol-E.P. - Bloco 0	105.295	108.707	-3%
	Sonangol P&P	116.974	73.039	60%
	Blocos Operados	17.872	14.271	25%
	Blocos Não Operados	99.102	58.768	69%
	Produção de Gás TM			
	Produção Total de Angola	934.564	1.208.809	-23%
	Produção Quota Parte Sonangol	337.389	413.630	-18%
	LPG	242.627	298.002	-19%
	Sanha (41%)	170.464	245.778	-31%
	Cabinda Gas Plant (41%)	34.533	4.093	744%
	Refinaria de Luanda	31.098	35.107	-11%
	ALNG	6.532	13.024	-50%
	CONDENSADOS	7.369	2.450	201%
	LNG	87.393	113.178	-23%
1.2	Produção de Produtos Refinados TM	2.135.624	2.083.776	2%
	Nafta	190.328	205.048	-7%
	Gasolina	27.179	68.727	-60%
	Jet B	195.533	145.502	34%
	Jet A1	197.370	193.305	2%
	Kerosene	69.263	89.005	-22%
	Gasóleo	532.414	563.552	-6%
	Ordoil	137.791	111.004	24%
	Fuel Oil	749.761	680.799	10%
	Extra Heavy	32.113	19.540	64%
	Asfalto	2.523	3.209	-21%
	Cut-Back	1.349	4.085	-67%



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Nº	II - INDICADORES COMERCIAIS	2014	2013	Variação Homóloga
2.1	Importação de Produtos Refinados TM	5.433.592	4.555.958	19%
	LPG	52.104	90.670	-43%
	Gasolina	1.400.283	1.005.461	39%
	Jet -A1	137.233	108.658	26%
	Kerosene	5.806	-	-
	Gasóleo	3.579.004	3.226.702	11%
	Asfalto	87.945	-	n.a
	CutBack	25.135	-	n.a
	Avgás	2.800	-	n.a
	Betume	143.282	124.467	15%
2.2	Vendas Domésticas de Produtos Refinados TM			
	Vendas a Consumidores Finais TM	5.440.283	5.048.245	8%
	Gás Butano	223.915	264.283	-15%
	Gasolina	1.047.306	945.238	11%
	Jet B	187.314	146.934	27%
	Jet A1	285.389	275.882	3%
	Gás de Aviação	15	29	-47%
	Kerosene	35.566	66.138	-46%
	Gasóleo	3.079.981	3.107.466	-1%
	Fuel Oil	60.423	7.497	706%
	Extra Heavy	31.439	42.390	-26%
	Asfalto	104.325	140.811	-26%
	Cut-Back	1.174	4.733	-75%
	Lubrificantes	13.152	13.589	-3%
	Bunker	370.321	33.255	1014%
	Quota de Mercado Por Segmentos (%)			
	Retalho	60%	85%	-30%
	Consumo	89%	56%	58%
	Aviação	100%	100%	0%
	Marinha	100%	100%	0%
	Lubrificantes	-	-	-

* Inclui importação realizada pela Sonangol Distribuidora de Gasóleo (410.812,7), Asfalto (87.945), Avgás (2.800,02) e CutBack (25.134,79)



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Nº	II - INDICADORES COMERCIAIS [CONTINUAÇÃO]	2014	2013	Variação Homóloga
2.3	Exportações de Petróleo Bruto (bbls)	252.926.012	285.681.034	-11%
	Concessionária	184.392.729	225.617.015	-18%
	Nemba	14.011.969	8.722.367	61%
	Girassol	30.479.650	42.987.651	-29%
	Saturno	6.222.301	3.385.848	84%
	Hungo	23.671.845	27.884.695	-15%
	Dália	41.128.541	48.242.651	-15%
	Gimboa	104.926	2.533.401	-96%
	Kissanje	21.483.799	24.353.846	-12%
	Saxi-Batuque	11.306.431	14.438.295	-22%
	Mondo	7.541.185	14.220.233	-47%
	Clov	1.960.919	7.594.164	-74%
	Pazflor	10.326.360	12.181.016	-15%
	Plutónio	16.154.803	19.072.848	-15%
	Sonangol E.P.	37.816.858	39.729.022	-5%
	Cabinda	24.615.640	24.479.228	1%
	Nemba	13.201.218	12.732.904	4%
	Saturno	-	2.516.890	-100%
	Sonangol Pesquisa e Produção	30.716.426	20.334.997	51%
	Nemba	5.804.335	4.708.840	23%
	Saturno	23.430.057	11.008.991	113%
	Kuito	-	2.702.956	-100%
	Cabinda	132.000	-	n.a
	Gimboa	1.350.034	1.019.811	32%
	Palanca	-	894.399	-100%
2.4	Exportações de Gás (TM)	148.974	65.894	126%
	LPG (Propano)	118.893	33.122	259%
	LPG (Butano)	30.081	12.135	148%
	LNG	-	-	-
2.5	Exportações de Produtos Refinados TM	1.012.181	934.978	8%
	Nafta	187.523	203.413	-8%
	Gasolina	7.094	6.900	3%
	Jet A1	7.828	8.372	-6%
	Gasóleo	31.606	24.658	28%
	Fuel oil	778.129	691.635	13%
2.6	Preço Médio de Petróleo Bruto (USD/Bbl)			
	Brent Datado	98,64	108,66	-9%
	Ramas Sonangol	96,72	107,80	-10%
	Diferencial em Relação ao Brent	-2,45	-2,38	3%
	Diferencial em Relação ao Preço de Referência Orçamental (98 usd/bbl)	-1,28	-0,73	76%

Nº	III - INVESTIMENTOS	2014	2013	Variação Homóloga
3.1	Investimentos por Segmento de Negócio (Mil USD)	5.555.620	10.154.220	-45%
	Segmento Corporativo e Financeiro	13.507	11.607	16%
	Segmento de Exploração e Produção	4.262.336	7.538.469	-43%
	Segmento de Refinação e Transporte	404.960	160.798	152%
	Segmento de Logística e Distribuição	455.800	310.236	47%
	Segmento dos Negócios Não Nucleares	419.017	2.133.110	-80%

Nº	IV - RECURSOS HUMANOS	2014	2013	Variação Homóloga
4.1	Número de Trabalhadores Activos	8.473	8.892	-5%
	Corporativo e Financeiro	2.372	2.307	3%
	Exploração e Produção	1.525	1.033	48%
	Refinação e Transporte	508	628	-19%
	Logística e Distribuição	2.542	3.247	-22%
	Negócios Não Nucleares	1.525	1.677	-9%

05

Factos Relevantes



5 FACTOS RELEVANTES

Durante o ano de 2014, verificaram-se um conjunto de eventos e de adversidades, com impacto no desempenho da Sonangol, E.P.

- Efectuou-se o primeiro carregamento de LPG do Angola LNG (Janeiro);
- Efectuaram-se cinco (5) carregamentos de LNG com destino ao Brasil, Coreia do Sul, China e Japão, num total equivalente a 351.014 Toneladas Métricas;
- A paralisação das operações da Fábrica de LNG no Soyo;
- Entrou em produção o projecto CLOV, no bloco 17, operado pela Total;
- Entrou em produção o projecto Polo Oeste, no bloco 15/06, operado pela ENI;
- Paralisação temporária da produção de petróleo bruto das associações FS/FST, devido às más condições apresentadas nas linhas de transporte do Bloco 2/05;
- O encerramento das operações da Sonangol P&P nos blocos 2/05 e 2/85;
- Inauguração do Centro de Formação Marítima (Fevereiro);
- Redução gradual das subvenções aos preços dos derivados de petróleo, em Setembro e Dezembro de 2014 com o consequente aumento dos preços da gasolina e gasóleo para consumo final.

06

Exploração &
Produção





6 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

6.1 EXPLORAÇÃO

6.1.1 LICITAÇÕES

No ano de 2014 realizaram-se três *roadshows*, sendo um em Luanda, um em Londres e outro em Houston, para licitação das concessões inicialmente programadas para 2013, nos blocos terrestres das bacias do Baixo Congo Onshore, Blocos CON 1, CON 5 e CON 6 e Kwanza Onshore, Blocos KON 3, KON 5, KON 6, KON 7, KON 8, KON 9 e o KON 17.

Durante o ano de 2014, foram adjudicados a Sonangol 5 Blocos, conforme o mapa abaixo.

Programa de Licitações	Meta	Executado	Diferença
Concurso	10	0	10
Bacia do Baixo Congo [CON 1, CON 5 e CON 6]	3	0	3
Bacia do Kwanza On Shore [KON 3, KON 5, KON 6, KON 7, KON 8, KON 9 e KON 17]	7	0	7
Adjudicação Directa	5	5	0
Bacia do Baixo Congo [CON 4]*	1	1	n.a
Bacia do Kwanza On Shore [KON 2, KON 10, KON 11, KON 12]	4	4	n.a
Total	15	5	10

*Blocos Adjudicados à Sonangol

Das actividades previstas no Programa de Licitações, foi concluído o processo de Pré-qualificação, com respectiva submissão ao MINPET¹;

Foram também realizadas as análises de viabilidade económica para a elaboração dos Termos de Referências, que foram, igualmente, submetidos ao MINPET;

Considerando que, os blocos apresentam reservas muito baixas, tornando os projectos pouco atractivos, apresentou-se uma proposta de incentivos fiscais e contratuais, com o objectivo de melhorar a economicidade e, deste modo, atrair o respectivo investimento. A proposta de Diploma e os Termos de Referência foram submetidos para apreciação ao MINPET para uma análise conjunta com o MINFIN².

Está em curso a análise com o MINFIN, para aprovação do diploma.

¹ Ministério dos Petróleos

² Ministério das Finanças



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

6.1.2 AQUISIÇÃO SÍSMICA

Tabela 2 - Actividade de Exploração [Aquisição Sísmica]

AQUISIÇÃO SÍSMICA	Sísmica 2D (Km)		Sísmica 3D (Km ²)		Sísmica 4D (Km ²)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Namibe (Sonangol - DEX) [3DMC-NBPGS14-01l 11, 27, 28 e 29]	-	-	6.018,02	-	-	-
Bloco 14	-	-	-	-	-	236,30
Bloco 15 (ESSO)	-	-	-	-	-	640,32
Bloco 16	-	-	-	3.696,12	-	-
Bloco 17 - GJDRWG12	-	-	-	-	-	598,04
Bloco 21 - COBALT 3D - 21CGGV-12	-	-	-	2.349,09	-	-
Bloco 23, 24, 25, 38, 39 e 40 (MC)	-	-	-	493,78	-	-
Bloco 35,36,37 (MC)	-	-	-	1.898,31	-	-
Bloco 31 - 431PSVM Monitor - PGS14	-	-	-	-	1.377,20	-
Bloco 31 - 3D-31BI-WATS-32CGG13	-	-	-	-	-	-
Bloco 32 - 3D-32CGGV13	-	-	1.270,76	311,64	-	-
Bloco 17 4DHR - 17WGC14	-	-	-	-	170,75	-
TOTAL	-	-	7.288,78	8.748,94	1.547,95	2.055,66

Durante o ano de 2014, a actividade de exploração em Angola permitiu a produção de 8.836,73 Km² de sísmica, sendo 1.547,95 km² correspondente a sísmica 4D e 7.288,78 km² de sísmica 3D.

Comparativamente ao ano de 2013, registou-se um decréscimo considerável, na ordem dos 18%, o que correspondeu a 1.967,87 Km², em termos absolutos.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

6.1.3 SONDAGEM

Tabela 3 - Actividade de Sondagem em Angola

Blocos / Associação	Poços de Pesquisa		Poços de Avaliação		Poços Desenvolv./Produtor		Poços de Serviço		Workover
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
CABOS		1				4			
CABON								2	
Bloco 0		1			6	26	1		
Área A			1		6		1		3
Área B	1				2		1		35
Bloco 3/05 A					1				
Bloco 9/09	1								
Bloco 14	1				10	13	3	2	13
Bloco 15	-				8	6	4	3	1
Bloco 15/06	2	2		1	10	9	8		
Bloco 16		2		1					
Bloco 17				1	25	31	20	7	7
Bloco 17/06						3			
Bloco 18					2		6	2	
Bloco 18/07	1								
Bloco 20/11	1	1	1						
Bloco 21/09	2	1	1	1					
Bloco 22/11	1								
Bloco 24	1								
Bloco 25/11	1								
Bloco 26						6			
Bloco 31					6		6	4	
Bloco 32			1						
Bloco 35/11			1						
Bloco 36	1								
Bloco 37	1								
Bloco 38/11	1								
Bloco 39/11	1								
Bloco 40	1								
Cabinda Norte			1						
Cabinda Sul Onshore	2		2						7
Soyo Onshore									51
TOTAL	19	8	8	4	76	98	50	20	117

A actividade de sondagem durante o ano foi caracterizada pela intervenção em 270 poços, dos quais 19 poços de pesquisa, 8 poços de avaliação, 76 poços de desenvolvimento produtores, 50 poços de desenvolvimento injectores e 117 intervenções *workover*.

Comparativamente ao período homólogo, a actividade de sondagem registou mais dez (10) poços de pesquisa, mais quatro (4) poços de avaliação, menos vinte e dois (22) poços de desenvolvimento e mais Trinta (30) poços de serviço.

Tabela 4 – Poços Concluídos em 2014

POÇOS	Pesquisa	Avaliação	Desenv. Produtor	Desenv. Injector
1. Intervencionados	19	8	76	50
2. Concluídos	14	7	33	25

Não obstante a escassez de sondas, em 2014 foi possível concluir 79 poços, sendo 14 de pesquisa, 7 de avaliação, 33 poços de desenvolvimento produtores e 25 poços de desenvolvimento injectores.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

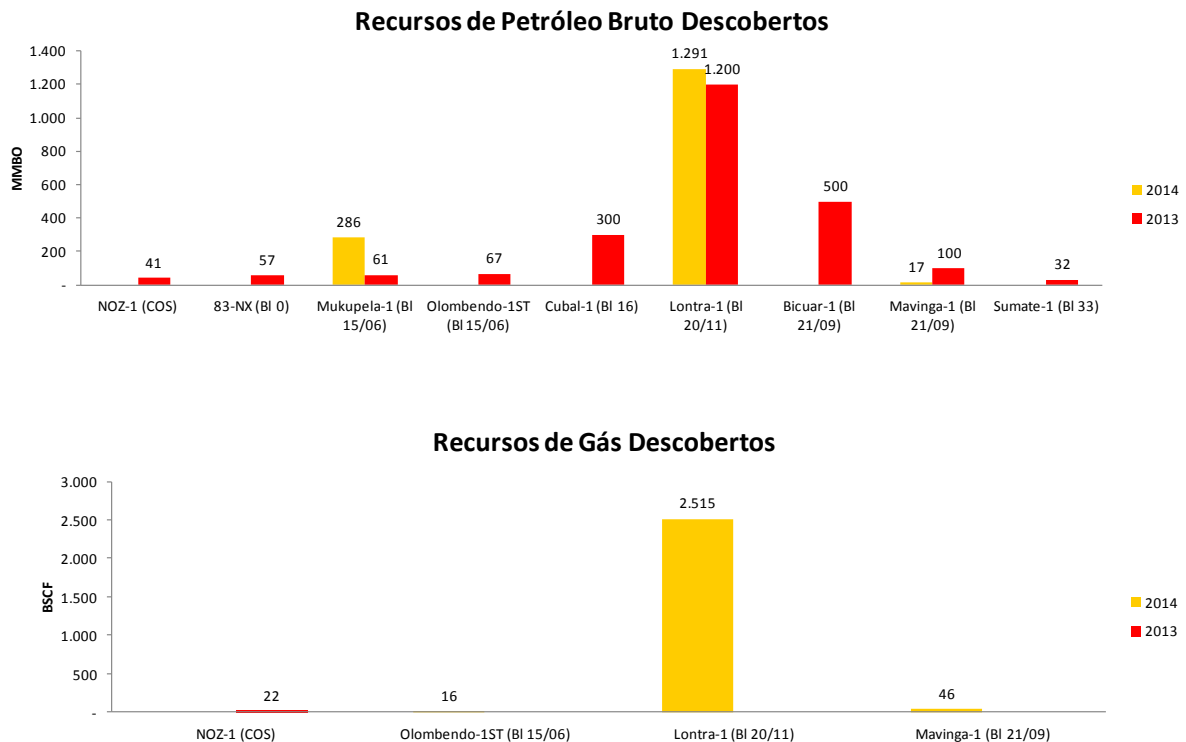
As principais causas do incumprimento do programa de perfuração foram as seguintes:

- Inserção de poços no programa de perfuração não aprovados em OCM's³;
- Adiamento da perfuração de alguns poços para actualização de modelos geológicos, em função dos resultados obtidos nos poços de pesquisa perfurados;
- O não cumprimento das obrigações contratuais no bloco 5/06 operado pela Vaalco, blocos 6 e 18/06 operados pela Petrobrás, blocos 8, 16 e 23 operados pela Maersk;
- A não economicidade da perfuração;
- Os prospectos com indisponibilidade de sondas.

6.1.4 RECURSOS DESCOBERTOS

A actividade de exploração no ano de 2014, resultou na descoberta de recursos em cerca de 1.594 milhões de barris de petróleo bruto e 2.577 mil milhões de pés cúbicos de gás, como esforço de perfuração dos seguintes poços:

Gráfico 1 - Recursos de Hidrocarbonetos Descobertos



³ Reunião do Comité de Operações



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Comparativamente ao período homólogo, registou-se uma redução de cerca de 765 milhões de barris de petróleo bruto descoberto e um adicional de cerca de 2.555 mil milhões de pés cúbicos de gás.

6.1.5 PROJECTOS DE DESENVOLVIMENTO

Para suporte às metas de produção de petróleo bruto, encontram-se em desenvolvimento os projectos listados abaixo, para os quais é apresentado o ponto de situação ao final de 2014.

Blocos	Ordem	Projectos	Início de Produção	Progresso Actual (%)	Ponto de Situação Até Dezembro de 2014
Cabinda Sul	1	Castanha/Coco	Jul-13	99%	Decorrem os trabalhos remanescentes na planta Castanha. Os poços Castanha 2, 8 e 11 permanecem fechados para gestão de reservatório; Conclusão do poço Castanha 13.
Bloco 0	2	Mafumeira Sul	2016	72,93%	Em 2014 prosseguiu a fabricação das estruturas do projecto nos estaleiros nacionais e internacionais, com um progresso global de 72,93% contra 83,85%. Paenal - fabricação de topsides das plataformas (WHP Centro) e (WHP Sul) no estaleiro da registaram um progresso de 83,90% contra os 96,70% planeado, e 53,20% contra 88,80% planeado respectivamente. Petromar - fabricação das <i>jackets e piles</i> das plataformas acima referidas com um progresso de 88,30% contra 93,60% e 41,50% contra 51,50% respectivamente. Em curso a fabricação das <i>jackets</i> da PPP com progresso global de 91,40% contra 92,10% planeado e a flare com 83,50% contra 91,20% planeado. Sonamet - fabricação das <i>jackets</i> da plataforma de acomodação (LQP) registou um progresso de 97,70% contra 99,60% planeado. Plataforma de processamento (PPP) e a <i>flare</i> registaram progressos de 91,40% e 83,50% contra 92,10% e 91,20% planeado respectivamente. Fabricação do edifício de acomodação no estaleiro da MCDermott - progresso 81,30% contra 85,90% planeado. Fabricação de <i>topsides</i> das plataformas de processamento (PPP), Acomodação (LQP), <i>flare</i> e das pontes, no estaleiro da DSME Coreia do sul e na China - progresso global 78,90% contra 89,50% planeado.
Bloco 3/05_A	3	Caco-Gazela	2015	79%	Não foi concretizado o 1º óleo do projecto, que se previa para o último trimestre de 2014, devido ao não sancionamento do projecto, por parte do Grupo Empreiteiro (GE). O GE não aprovou a recomendação de adjudicação do contrato EPCI de (1) uma WHP, cujo valor foi considerado excessivo. A SNL P&P iniciou os estudos conducentes a alteração do conceito a opção de perfurar os poços CAC-101 e GAZ-102 a partir da plataforma existente PAM-F1 do Bloco 3. Esta opção exclui a necessidade de construção da WHP incluída no conceito de Desenvolvimento aprovado e, estima-se uma substancial redução do Capex. Espera-se o sancionamento do projecto para o 1º ou 2º trimestre de 2015, contemplando a construção em Angola de 1 (uma) WHP.
	4	Punja	2017	79%	Para selecção de conceito foi confirmado a aprovação pela Concessionária e MINPET o Plano Geral de Desenvolvimento do Campo. Em curso a avaliação das propostas técnicas e comerciais do Contrato EPCI; Em curso a avaliação dos bids para a aquisição da unidade de processamento (EPS). Concluído engenharia dos topsiders da EPS.
Bloco 14	5	Lianzi	Alterada de 4º Trimestre 2014 para Novembro de 2015	44%	Em Maio de 2014, Início na Sonamet (Lobito) e de Ponta Negra a fabricação dos equipamentos para as modificações na planta BBLT, para acomodar a produção do campo Lianzi. O escopo da Sonamet é de fabricar as estruturas de suporte do módulo de DEH (Direct Electrical Heating) e do <i>skid</i> do sistema de medição fiscal. Por outro lado, em Ponta Negra serão fabricados os <i>pipng spools</i> . Prevê-se para o 1º trimestre de 2015 a mobilização para a campanha de instalação <i>offshore</i> e o início da produção para Julho de 2015.
	6	Lucapa (Feed)	-	89%	Concluído as actividades do FEED; Início da preparação do concurso para o FPSO e Sub-sea. A gestão do projecto foi transferida para o grupo de subsuperfície.
	7	Malange (Pré-Feed)	-	43%	Aprovada a proposta da nova delimitação da DA. Em curso a aprovação para a adjudicação do contrato para o FEED. Os trabalhos tiveram início em Abril de 2014 e a conclusão está prevista para Julho de 2015.
Bloco 15	8	Kizomba Satélites Fase II (Feed)	2015	99%	Modificação no FPSO Kizomba B (Amec e Ponticelli - Angola). O Contrato de engenharia e aprovisionamento (EP-2) resumiu-se na emissão das ordens de compra de peças sobressalentes para os dois primeiros anos de produção. Foram revistos e instalados 200 suportes para a nova tubagem. A Ponticelli e a Preciozo efectuaram a actualização do plano de recuperação para o cumprimento do calendário de fabricação onshore. Concluída a instalação e comissionamento das bombas de injeções de químico, os testes hidráulicos na unidade de TUTA (Topside Umbilical Termination Assembly), a engenharia de detalhe para o pacote MICC, bem como o teste de aceitação do software, cuja implementação está em curso no sistema do FPSO. Em Fevereiro, realizou-se a recepção do barco de acomodação Jascon 30 no Bloco 15 e no dia 31 de Dezembro a desmobilização, após conclusão das actividades de Construção.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Tabela 5 – Ponto de Situação dos Projectos Petrolíferos

Blocos	Ordem	Projectos	Início de Produção	Progresso Actual (%)	Ponto de Situação Até Dezembro de 2014
Bloco 15/06	9	Ngoma	2015	95,1%	Dia 30 de Novembro teve início a produção nas instalações do FPSO Ngoma.
	10	Sangos	2014		Concluída a sondagem dos poços de avaliação nos campos SAN-101, SAN-104, ST1 e SAN-302; Início da perfuração do poço Sangos-401.
	12	Polo Oeste	2014	99,6%	Foram superadas as actividades críticas que condicionavam a saída do FPSO do estaleiro da Keppel na data prevista. A saída do FPSO Ngoma concretizou-se em 6 de Maio e chegou ao estaleiro da Paenal no dia 14 de Junho de 2014. Concluído o içamento, integração e comissionamento dos módulos de tratamento de água e das bombas de circulação de óleo quente no estaleiro da Paenal. No dia 18 de Julho, realizou-se a cerimónia oficial de baptismo do FPSO Ngoma e consequentemente a partida do FPSO para o Bloco no dia 23 de Julho de 2014.
	13	Polo Este (Feed)	2016	14,83%	A sanção do Projecto Polo Este ocorreu em 14 de Abril de 2014, e consequentemente foi realizada no dia 21 de Agosto do mesmo ano a homologação do contrato EPCI entre a Eni e a Bumi Armada, para o pacote FPSO. Em Dezembro, a Bumi Armada subcontratou a empresa Sonamet para a execução do conteúdo nacional do pacote FPSO, que consiste na fabricação de cinco módulos de processamento e nove âncoras de sucção. Concluído o desmantelamento dos equipamentos no casco do navio e o aprovisionamento dos equipamentos de longa duração para entrega. A Concessionária e o Operador realizam uma visita técnica, com intuito de constatar os trabalhos de desmantelamento e de engenharia do VLCC Armada Ali no estaleiro da Keppel, Singapura.
Bloco 16	14	Chissonga (Pré-Feed)	-	63%	Em Abril procedeu-se a abertura das propostas técnicas e comerciais dos contratos EPCI, operações e manutenções do pacote FPSO, bem como as propostas EPCI do pacote TLWP. Decorre a avaliação das propostas e devido a marginalidade económica do projecto, estão em curso esforços combinados entre a Concessionária, Operador e empresas concorrentes, no sentido de se otimizar/reduzir os custos capitalizáveis e operacionais do projecto. O atraso na adjudicação do contrato FPSO cria constrangimentos, como a perda de disponibilidade de doca seca no estaleiro da DSME para a fabricação do casco na vertente FPSO, com casco novo (intercept) e a caducidade das propostas comerciais (15 de Dezembro de 2014). Garantida a extensão da validade das propostas comerciais para Março 2015.
Bloco 17	15	CLOV	12 de Junho de 2014	100%	O projecto FPSO CLOV contemplou, pela 1ª na história da indústria petrolífera angolana, a construção, o içamento e a integração no FPSO, de um módulo totalmente fabricado em Angola. O sail away do FPSO CLOV do estaleiro da Paenal ocorreu no dia 20 de Janeiro e a concretização do 1º óleo no dia 12 de Junho. Foi realizado no dia 23 de Julho da 1ª exportação do FPSO CLOV em modo tandem. Após conclusão de todas as actividades de comissionamento do FPSO CLOV, considera-se o projecto encerrado, restando apenas a conclusão do relatório de fecho do projecto.
Bloco 31	16	PSVM	2012	97%	Concluída a fabricação dos <i>Jumpers</i> para os poços Ma-Pb, Va-Pb, Sb-Pa, da <i>Spool</i> Mb-Pa e Vb-Pa. Concluída a instalação das árvores de natal dos poços Sb-Ga, Va-Pb, Sa-Pb, Pb-Wa. Efectuada a instalação dos <i>Jumpers</i> dos poços Sb-Ga e Sa-Pb. Concluída a companhia de instalação das HFLs e do umbilical MA2-A, com o auxílio do navio B0101. Prossegue a fabricação do <i>Jumper</i> para o poço Va-Pb. Decorre a fabricação de PLEM 15C, no estaleiro da Sonamet. Efectuado o <i>load-out</i> da <i>spool</i> de 10" que integrará o GERM ao PLEM 3, com suporte do navio <i>Seven Pacific</i> e a fabricação da <i>Spool</i> 12" que integrará o PLET 15 ao PLEM 15, concluída a instalação e o comissionamento do gasoduto de 12", com o suporte do navio <i>Seven Borealis</i> e do PLEM 15C com o auxílio do navio <i>Seven Pacific</i> .
Bloco 32	17	Kaombo (Feed)	2017	8%	O projecto foi sancionado no dia 14 de Abril de 2014 e consequentemente a adjudicação dos contratos EPSCC (Engenharia, Aquisição Fornecimento, Construção e Comissionamento) e o O&M (Operações e Manutenção) para os 2 FPSO's. Foi realizado a mobilização das equipas técnicas do Operador, Empreiteiro, subempreiteiros para a execução da engenharia e construção. Com intuito de verificar a situação operacional, planos de manutenção, plano logístico e o programa de formação, a Concessionária realizou uma visita ao FPSO Cidade de Vitória (Brasil) em operação pela Saipem. A Saipem disponibilizou-se a formar no Brasil, técnicos angolanos para operarem as unidades flutuantes Kaombo Norte e Kaombo Sul. No dia 8 de Setembro, ocorreu a recepção do 1º VLCC <i>Olympia</i> (FPSO Kaombo Norte) no estaleiro da Sembawang, para início da sua conversão, consequentemente realizou-se a inspecção do VLCC, no qual o relatório final foi enviado a Concessionária, sem pontos críticos a mencionar. No dia 11 de Dezembro realizou-se a reunião de concertação para os trabalhos de integração na Paenal. Celebraram-se os contratos de fornecimento dos principais equipamentos.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

6.2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO & GÁS

6.2.1.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO

Tabela 6 - Produção de Petróleo Bruto de Angola

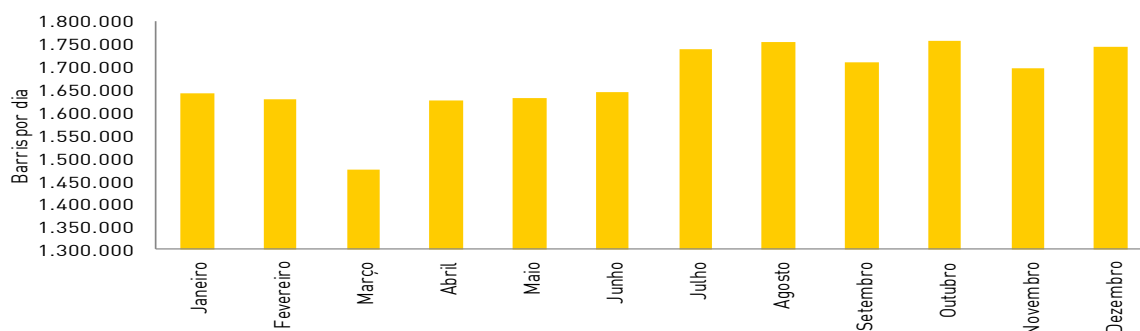
U.M.:Barris

Associações & Blocos	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Total	Variação Homóloga
Offshore	141.344.334	147.895.033	159.346.057	159.335.588	607.921.012	-2,47%
Bloco 0	23.835.483	23.679.489	22.939.417	23.284.243	93.738.632	-3,14%
Área A	15.654.620	15.340.015	14.817.495	15.926.141	61.738.271	-1,47%
Área B1	8.180.863	8.339.474	8.121.922	7.358.102	32.000.361	-6,21%
Bloco 2	733.114	739.991	186.615	-	1.659.720	-35,91%
Bloco 2/05	704.054	732.092	186.615	-	1.622.761	-12,69%
Bloco 2/85	29.060	7.899	-	-	36.959	-94,94%
Bloco 3/05	4.296.193	4.473.511	4.330.202	4.374.375	17.474.281	1,56%
Bloco 4/05	738.746	755.570	685.832	488.260	2.668.408	-25,13%
Bloco 14	10.766.948	10.499.992	10.714.848	11.272.027	43.253.815	-11,32%
Bloco 15	30.583.799	30.539.014	28.792.643	29.572.543	119.487.999	-12,25%
Bloco 15/06	-	-	-	1.027.221	1.027.221	n.a
Bloco 17	48.133.432	49.896.394	60.968.517	58.717.880	217.716.223	0,41%
Bloco 18	8.172.560	12.725.030	14.727.001	14.592.689	50.217.280	-22,85%
Bloco 31	14.084.059	14.586.042	16.000.982	16.006.350	60.677.433	67,15%
Onshore	889.794	839.990	346.048	163.660	2.239.492	-21,91%
Cabinda Sul	225.801	160.130	147.286	163.660	696.877	216,59%
Associação FS	37.508	32.735	9.861	-	80.104	-34,04%
Associação FST	626.485	647.125	188.901	-	1.462.511	-42,11%
TOTAL	142.234.128	148.735.023	159.692.105	159.499.248	610.160.504	-2,56%
Média Diária	1.580.379	1.634.451	1.735.784	1.733.687	1.671.673	-2,56%

Em 2014 alcançou-se uma produção agregada de petróleo bruto de 610.160.504 Barris, equivalente a uma produção média diária de 1.671.673 barris.

Comparativamente ao ano anterior, registou-se uma redução de 2,56%, equivalente a menos 15.606.337 barris.

Gráfico 2 – Evolução da Produção de Petróleo Bruto em 2014



A média anualizada de produção foi profundamente influenciada pelos níveis de produção no 1º e 2º trimestres, que se cifraram em 1.580.379 bbl/dia e 1.634.451 bbl/d respectivamente.

Os baixos níveis de produção nestes trimestres resultaram essencialmente dos constrangimentos operacionais registados no bloco 17, nomeadamente nos campos Girassol, Dália e Paz-Flor.



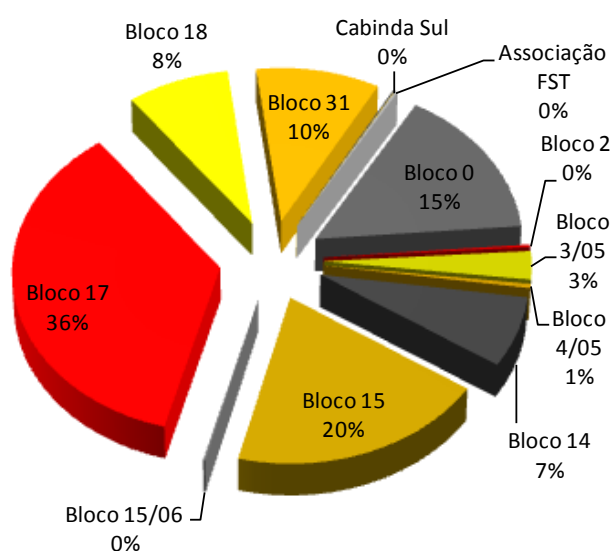
RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

A partir do 3º trimestre, observou-se um crescimento médio da produção em 100.000 bbl/d, contribuindo para que a média nos dois últimos trimestres do ano se cifrasse em 1.734.735,5 bbl/d.

O crescimento da produção nos blocos no segundo semestre deveu-se ao bom desempenho dos blocos 17, com a entrada em produção do CLOV, e dos blocos 18 e 31.

Durante o 2º semestre de 2014, deu-se também início a produção do FPSO-Ngoma localizado no Bloco 15/06, permitindo a produção em 13 Concessões.

Gráfico 3 - Produção de Petróleo Bruto de Angola por Bloco



Ranking	Associação & Blocos	Quota
1	Bloco 17	36%
2	Bloco 15	20%
3	Bloco 0	15%
4	Bloco 31	10%
5	Bloco 18	8%
6	Bloco 14	7%
7	Bloco 3/05	3%
8	Bloco 4/05	1%
9	Bloco 2	0%
10	Associação FST	0%
11	Bloco 15/06	0%
12	Cabinda Sul	0%
13	Associação FS	0%

A produção de petróleo bruto em Angola esteve concentrada maioritariamente (71%) em três blocos: bloco 17 (36%), bloco 15 (20%) e bloco 0 (15%).

No ano 2014, a actividade petrolífera em Angola foi caracterizada por alguns constrangimentos operacionais, conforme descrito abaixo:

▪ Associação de Cabinda

Área A: Perdas de produção devido a falta de gás de elevação nos poços com elevada produção de água.

Baixa capacidade de recuperação secundária na área de Takula e falhas do Sistema de elevação na área de Malongo.

Área B: declínio dos reservatórios, baixa de pressão e elevada produção de gás, que forçou o encerramento temporário de alguns poços.

▪ Associação FS/FST

Por Indisponibilidade de linhas de exportação, devido ao encerramento de bloco 2, a associação FS/FST foi forçada a paralizar a sua produção.



▪ Cabinda Sul

Baixa produção, resultante de elevados níveis inesperados de produção de gás, água e queda de pressão dos reservatórios.

▪ Bloco 2

Fecho do Bloco 2, por descontinuidade de operações.

Fecho da produção da SOMOIL devido à descontinuidade das operações.

▪ Bloco 4

Restrições na produção do FPSO Gimboa, resultante de falhas funcionais das caldeiras e interrupções no fornecimento de energia eléctrica.

▪ Bloco 15

Perdas de produção devido ao fecho de poços de produção nos FPSO dos campos Kizombas devido ao excesso de gás reciclado durante a injeção do mesmo no reservatório. O ideal era a exportação de gás para o ALNG segundo o projecto original.

Perdas de produção devido a avarias de equipamentos rotativos nos FPSO's Kizombas.

▪ Bloco 17

Restrições na produção e vários campos causadas pelos seguintes constrangimentos operacionais:

- Dália: - Perdas de produção não planificadas devido a inesperada produção de areias, o que levou ao fecho do campo para reparar a situação.

Perdas de produção devido ao ataque de corrosão interna nas tubagens e equipamentos, o que levou ao fecho da instalação por algum tempo e mudança de estratégia de injeção de químicos.

- Girassol/Jasmim/Rosa: - Fecho da linha de produção P60, devido a operações simultâneas nos poços GIR 134 e GIR 136, Detecção de gás na sala de controlo eléctrico.

Perdas de produção devido a alarmes constantes no FPSO Girassol com o consequente fecho total da instalação por algum tempo o que se deve fundamentalmente a coexistência de operações simultâneas entre a produção, a soldadura e pintura, i.e., existência de gás combustível e chama de soldadura.

- Polo Pazflor: - fecho de poços para: instalação de árvore de natal, well jumper, testes de pressão, instabilidade nos risers.



▪ Bloco 18

Perdas de produção devido ao fecho de poços produtores de óleo por excesso de produção de gás no FPSO Greater Plutónio.

6.2.1.2 DIREITOS DE PETRÓLEO BRUTO DA CONCESSIONÁRIA NACIONAL

Tabela 7 – Direitos de Petróleo Bruto da Concessionária Nacional

U.M.: Barris

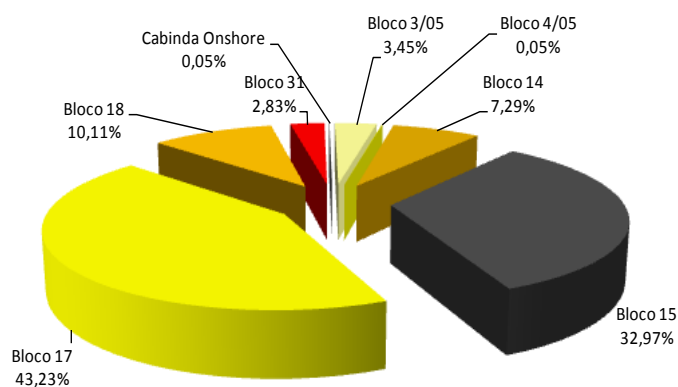
Associações & Blocos	Levantamentos				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Levantamentos Totais	Variação Homóloga
Cabinda Onshore	32.545	22.492	20.569	28.511	104.117	-11%
Bloco 3/05	2.163.859	1.684.282	2.217.081	620.900	6.686.122	-41%
Bloco 4/05	-	-	104.926	-	104.926	-65%
Bloco 14	3.527.928	3.785.691	3.580.718	3.261.221	14.155.558	30%
Bloco 15	16.716.439	16.945.479	14.184.981	16.139.935	63.986.834	-23%
Bloco 17	20.963.091	20.157.944	24.931.257	17.843.178	83.895.470	-13%
Bloco 18	2.954.920	4.086.689	6.778.336	5.805.924	19.625.869	12%
Bloco 31	1.388.408	1.031.734	1.519.130	1.552.490	5.491.762	71%
TOTAL	47.747.190	47.714.311	53.336.998	45.252.159	194.050.658	-13%
Média Diária	530.524	524.333	579.750	491.871	531.646	-13%

Durante o ano 2014, os blocos petrolíferos continuaram a registar problemas técnicos e operacionais que influenciaram negativamente o desempenho, conforme descrito nas páginas anteriores.

Em termos comparativos, registou-se uma redução de 13% em relação ao período homólogo.

De realçar que os blocos 31, 14 e 18 foram os que alcançaram maior crescimento na produção (71%, 30% e 12%, respectivamente).

Gráfico 4 – Direitos de Petróleo Bruto da Concessionária por Bloco



Os direitos levantados pela Concessionária no ano de 2014 rondaram os 194.050.658 barris de petróleo bruto, correspondente a uma média de 531.646 barris diários, dos quais 43.23% provenientes do Bloco 17, 32.97% (Bloco 15), 10.11% (Bloco 18), 7.29% (Bloco 14), 3.45% (Bloco 3/05), 2.83% (Bloco 31), 0.05% (Cabinda Sul) e 0.05% (Bloco 4/05).



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

6.2.1.3 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO DA SONANGOL INVESTIDORA

Tabela 8 - Produção de Petróleo Bruto da Sonangol Investidora

Associações & Blocos	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Total	Variação Homóloga
SNL E.P	9.772.548	9.708.590	9.405.161	9.546.540	38.432.839	-3,14%
Bloco 0	9.772.548	9.708.590	9.405.161	9.546.540	38.432.839	-3,14%
Área A	6.418.394	6.289.406	6.075.173	6.529.718	25.312.691	-1,47%
Área B1	3.354.154	3.419.184	3.329.988	3.016.822	13.120.148	-6,21%
SNL P&P	10.372.289	10.593.920	10.901.581	10.827.719	42.695.509	60,15%
Blocos Operados	1.802.713	1.864.184	1.518.774	1.337.724	6.523.395	25,24%
Bloco 2	359.292	368.021	93.308	0	820.620	-14,84%
Bloco 2/85	7.265	1.975	0	0	9.240	-
Bloco 2/05	352.027	366.046	93.308	0	811.381	-
Bloco 3/05	1.074.048	1.118.378	1.082.551	1.093.594	4.368.570	69,81%
Bloco 4/05	369.373	377.785	342.916	244.130	1.334.204	-20,23%
Blocos Não Operados	8.569.576	8.729.736	9.382.807	9.489.995	36.172.114	68,63%
Cabinda Sul	45.160	32.026	29.457	32.732	139.375	216,59%
Associação FS	1.875	1.637	493	0	4.005	-36,10%
Associação FST	31.324	32.356	9.445	0	73.126	-42,11%
Bloco 14	2.153.390	2.099.998	2.142.970	2.254.405	8.650.763	34,29%
Bloco 31	6.337.827	6.563.719	7.200.442	7.202.858	27.304.845	84,09%
TOTAL	20.144.837	20.302.510	20.306.742	20.374.258	81.128.348	22,30%
Média Diária	223.832	223.105	223.151	221.459	222.269	22,30%

Durante o ano de 2014, a Sonangol, enquanto investidora, produziu 81.128.348 barris de petróleo bruto, o equivalente a uma produção média diária de 222.269 barris.

Deste volume de produção, 47% foram da Sonangol E.P. (Bloco 0) e 53% para a Sonangol Pesquisa e Produção.

A produção da Sonangol Pesquisa e Produção nos blocos operados, decresceu em 9% comparativamente ao ano anterior, justificado pelo encerramento da operação nos Blocos 2/05 e 2/85.

Por outro lado, a produção proveniente dos blocos não operados excedeu em 14.721.637 barris a produção obtida em 2013.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

6.2.2 PRODUÇÃO DE GÁS

6.2.2.1 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADO

Tabela 9 - Produção Gás Natural Associado

[Barris@60°F](#)

Blocos	Execução				2014	
	Iº Trim	IIº Trim	IIIº Trim	IVº Trim	Produção	Variação Homóloga
OFFSHORE	578.089	312.670	368.564	311.183	1.259.323	22%
CABINDA	293.784	152.186	154.234	151.704	600.204	21%
BLOCO 2/05	3.296	2.032	553	-	5.881	50%
BLOCO 2/85	915	196	-	-	1.111	-61%
BLOCO 3	13.432	6.781	6.282	6.159	26.495	22%
BLOCO 4/05	544	309	280	201	1.133	4%
BLOCO 14	14.302	9.089	57.125	10.111	80.516	50%
BLOCO 15	110.550	58.145	55.139	60.745	223.834	13%
BLOCO 17	82.840	47.776	58.301	56.567	188.917	32%
BLOCO 18	35.561	22.935	21.882	16.776	80.378	-11%
BLOCO 31	22.865	13.221	14.768	8.920	50.854	134%
ON SHORE	4.162	1.522	315	541	5.999	-6%
Cabinda Sul	2.057	342	315	541	2.714	756%
FS & FST	2.105	590	-	-	2.695	-11%
TOTAL	582.251	314.192	368.879	311.724	1.265.322	22%

Resultante do declínio natural dos poços, foram produzidos em Angola, durante o ano de 2014, cerca de 1.265.322 pés cúbicos de gás associado, representando este montante um acréscimo de 22% face ao ano de 2013.

6.2.2.2 PRODUÇÃO DE LPG DE ANGOLA

Tabela 10 - Produção de LPG de Angola

U.M.: TM

Origem	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Produção	Variação Homóloga
Sanha	85.534	109.637	75.948	93.695	364.814	-39%
Butano	34.689	45.422	48.037	39.002	167.150	-29%
Propano	50.845	64.215	27.911	54.693	197.664	-46%
Cabinda Gas Plant	21.229	22.342	27.911	22.898	94.380	846%
Butano	8.316	9.084	7.595	9.506	34.501	
Propano	12.913	13.258	10.163	13.392	49.726	
Refinaria de Luanda	8.454	7.729	7.329	7.586	31.098	-11%
ALNG	28.649	-	-	-	28.649	-50%
Total	143.866	139.708	111.188	124.179	518.941	-26%

Foram produzidos em Angola, durante o ano de 2014, um total de 518.961 TM de LPG, sendo 364.814 TM (70%) provenientes do Sanha, 94.380 TM (18%) provenientes da Cabinda Gas Plant, 31.098 TM (6%) provenientes da Refinaria de Luanda, e as remanescentes 28.649 TM (6%) provenientes do Angola LNG.

Comparativamente ao período homólogo, a produção de LPG registou uma redução na ordem dos 26%.



6.2.2.3 PRODUÇÃO DE LPG QUOTA-PARTE SONANGOL

Tabela 11 - Produção de LPG

U.M.: TM

Origem	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Produção	Variação Homóloga
Sanha (41%)	39.493	44.951	47.605	38.415	170.464	-31%
Butano	14.222	18.623	19.695	15.991	68.531	-29%
Propano	20.846	26.328	27.911	22.424	81.042	-46%
Cabinda Gas Plant (41%)	8.704	9.160	7.281	9.388	34.533	744%
Butano	3.410	3.724	3.114	3.897	14.145	
Propano	5.294	5.436	4.167	5.491	20.388	
Refinaria de Luanda (100%)	8.454	7.729	7.329	7.586	31.098	-11%
ALNG (22,8%)	6.532	-	-	-	6.532	-50%
Total	63.183	61.840	62.215	55.389	242.627	-19%

A quota-parte da produção de LPG correspondente à Sonangol totalizou 242.627 TM, dos quais 70% tiveram origem no Sanha, 14% no Cabinda Gas Plant, 13% na Refinaria de Luanda e 3% no Angola LNG.

Em termos comparativos, a produção de LPG registou uma redução de 19% face ao período homólogo.

6.2.2.4 PRODUÇÃO DE LNG QUOTA-PARTE SONANGOL

Tabela 12 - Produção de LNG

U.M.: TM

Origem	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Produção	Variação Homóloga
Angola LNG	87.393	-	-	-	87.393	-23%
Total	87.393	0	0	0	87.393	-23%

A quota-parte da produção de LNG produzido na Fábrica do Angola LNG, totalizou 87.393 TM, correspondente a um decréscimo de 23% face ao ano de 2013. Esteve na base desta redução a paragem da fábrica por motivos operacionais.

6.2.2.5 PRODUÇÃO DE CONDENSADOS DE GÁS QUOTA-PARTE SONANGOL

Tabela 13-Produção de Condensados

U.M.: TM

Origem	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Produção	Variação Homóloga
Angola LNG	7.369	-	-	-	7.369	201%
Sanha	-	-	-	-	-	n.a
Total	7.369	0	0	0	7.369	201%

A produção de Condensados correspondente à Sonangol foi de 7.369 TM, volume 201% superior ao do período homólogo.

07

REFINAÇÃO
&
TRANSPORTE





7 REFINAÇÃO & TRANSPORTE

7.1 REFINAÇÃO

7.1.1 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA

Tabela 14 – Taxa Média de Utilização da Capacidade Instalada

PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO BRUTO	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Processamento	Homólogo
Taxa de Utilização da Capacidade Instalada (BOPD)	66%	63%	70%	84%	71%	0,5%

A Taxa de Utilização da Capacidade de Processamento instalada cifrou-se 71%, praticamente a mesma registada no ano anterior.

Dado a antiguidade da Refinaria de Luanda em 2014, registaram-se uma série de constrangimentos operacionais com impacto na produção, nomeadamente:

- Escassez de matéria-prima;
- Cortes constantes no fornecimento de energia;
- Paragens de emergência que levaram a regeneração do catalisador da “Unidade 700”, devido a cortes de electricidade;
- O incumprimento na produção do Nafta, devido ao aumento da procura do Jet B;
- A solicitação, abaixo do previsto, de Asfalto e Fuel Extra-Heavy;
- A baixa de produção do Jet A1, devido à elevada procura e consumo de Kerosene;
- A variação de *slops* influenciada pelas paragens de emergência ocorridas no mês de Fevereiro.

7.1.2 PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO BRUTO

Tabela 15 - Volume de Petróleo Bruto Processado em Barris

PROCESSAMENTO-Bbls	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Processamento	Variação Homóloga
RAMAS						
PALANCA	3.705.079	3.566.464	2.978.237	3.093.922	13.343.702	-2%
NEMBA	120.028	-	-	-	120.028	-95%
KUITO	-	-	-	-	-	-100%
PLUTÓNIO	-	72.385	1.236.906	1.934.527	3.243.818	n.a
HUNGO + DÁLIA	36.011	76.579	-	-	112.590	-49%
TOTAL	3.861.118	3.715.428	4.215.143	5.028.449	16.820.138	2%
PROCESSAMENTO DIÁRIO	42.901	40.829	45.817	54.657	46.083	

U.M.: Bbls

Durante o ano de 2014, a Sonangol Refinaria de Luanda, processou 16.820.138 barris de petróleo bruto, o que correspondeu a uma taxa de processamento diária de 46.083 Bbl/d.

A rama Palanca foi a mais processada, correspondendo a 79% do volume total processado, seguida da rama Plutónio (19%), e do Nemba, Hungo e Dália com 2%.



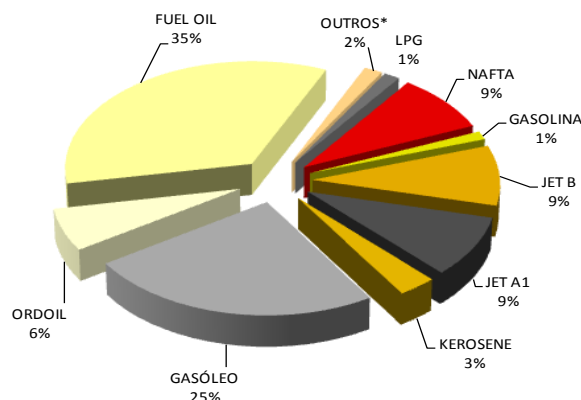
RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

7.1.3 PRODUÇÃO DE REFINADOS

Tabela 16 – Produção de Refinados

PRODUTO	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Produção	Varição Homóloga
LPG	8.454	7.729	7.329	7.586	31.098	-11,6%
NAFTA	43.561	34.580	46.401	65.786	190.328	-7,2%
GASOLINA	9.261	15.173	2.745	-	27.179	-60,5%
JET B	40.724	41.289	56.494	57.026	195.533	34,4%
JET A1	46.663	42.732	42.117	65.858	197.370	2,1%
KEROSENE	19.246	17.264	18.684	14.069	69.263	-22,2%
GASÓLEO	130.654	122.743	124.676	154.341	532.414	-5,5%
ORDOIL	19.253	28.841	44.632	45.065	137.791	24,1%
FUEL OIL	162.569	163.023	190.187	233.982	749.761	10,1%
OUTROS*	11.833	4.147	11.005	9.000	35.985	13,3%
Total	492.218	477.521	544.270	652.713	2.166.722	2,0%

Gráfico 5 – Perfil de Produção de Produtos Refinados



O volume de petróleo bruto processado permitiu produzir 2.166.722 TM de produtos refinados, o que correspondeu a um incremento de 2% face a 2014, com maior incidência na produção de Fuel Oil (35%), Gasóleo (25%), Nafta, Jet A1 e Jet B (9%) cada.

7.2 TRANSPORTE DE PETRÓLEO BRUTO, REFINADOS E GÁS

7.2.1 TRANSPORTE DE PETRÓLEO BRUTO

Tabela 17 - Volume Transportado de Petróleo Bruto

Frota	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidades Transportadas	Varição Homóloga
FROTA SUEZMAX	2.304.935	2.716.585	1.039.191	2.742.115	8.802.826	-19%
PETRÓLEO BRUTO	2.304.935	2.716.585	1.039.191	2.742.115	8.802.826	-19%
FROTA CABOTAGEM	566.016	993.346	1.224.951	549.698	3.334.011	54%
PETRÓLEO BRUTO	566.016	993.346	1.224.951	549.698	3.334.011	54%
TOTAL	2.870.951	3.709.931	2.264.142	3.291.813	12.136.837	-7%

Durante o ano de 2014 a Sonangol transportou um total de 12.136.837 TM de petróleo bruto, o que correspondeu a uma redução de 7% face ao período homólogo.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

A Frota *Suezmax* transportou um volume total de 8.802.826 TM de Petróleo Bruto, o que representa uma redução de 19% comparativamente ao ano anterior.

Por sua vez, o volume transportado pela frota de Cabotagem ascendeu a 3.334.011 TM de Petróleo Bruto, tendo registado um incremento de 54% face ao volume transportado no mesmo período em 2013.

7.2.2 TRANSPORTE DE PRODUTOS REFINADOS E GÁS NATURAL

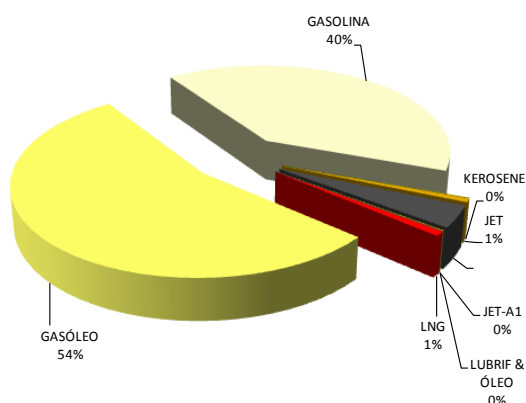
Tabela 18 - Volume Transportado de Produtos Derivados

Frota/ Produto	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidades Transportadas	Variação Homóloga
FROTA CABOTAGEM	1.768.377	2.057.101	2.355.602	2.426.181	8.607.261	1%
CONSUMO DOMÉSTICO	1.760.390	2.042.233	2.346.004	2.410.259	8.558.886	1%
GASÓLEO	1.008.606	1.089.743	1.302.045	1.289.805	4.690.199	-15%
GASOLINA	683.522	887.996	906.203	987.882	3.465.603	31%
KEROSENE	-	2.163	949	-	3.112	-79%
JET	6.471	460	21.236	31.073	59.240	113%
LPG	61.791	61.871	115.571	101.499	340.732	6%
EXPORTAÇÃO	7.987	14.868	9.598	15.922	48.375	39%
GASÓLEO	4.719	10.404	6.628	9.822	31.573	68%
GASOLINA	1.347	1.980	1.564	4.092	8.983	6%
JET-A1	1.921	2.484	1.406	2.008	7.819	4%
IMPORTAÇÃO	0	0	0	0	0	-100%
LUBRIF & ÓLEO	-	-	-	-	0	-100%
FROTA LNG	0	0	0	71.288	71.288	-83%
LNG	-	-	-	71.288	71.288	-83%
TOTAL	1.768.377	2.057.101	2.355.602	2.497.469	8.678.549	-3%

Durante o ano 2014, foram transportados um total de 8.678.549 TM de produtos refinados, correspondente a uma redução de 3% face ao período homólogo.

Os 98,62% dos produtos refinados transportados destinaram-se ao consumo doméstico, ao passo que 1,38% destinaram-se a exportação.

Gráfico 6 - Transporte de Produtos Refinados e LNG



O Gasóleo foi o produto mais transportado representando 54% do volume total dos produtos refinados transportados, seguido da Gasolina com 40%, LNG e Jet com 1%.

08

LOGÍSTICA & DISTRIBUIÇÃO





8 LOGÍSTICA, DISTRIBUIÇÃO

8.1 LOGÍSTICA

8.1.1 APROVISIONAMENTO

Tabela 19 – Aquisição de Produtos Refinados por Origem

U.M.: TM

Produtos	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidade Aproximada	Varição Homóloga
IMPORTAÇÃO	1.195.032	1.098.126	1.316.288	1.154.171	4.763.617	5%
GASÓLEO	841.748	737.806	869.899	718.739	3.168.192	-2%
GASOLINA	304.836	304.177	396.296	394.973	1.400.282	39%
JET A1	16.307	30.374	50.093	40.459	137.233	26%
JET B	-	-	-	0	-	n.a
KEROSENE	5.806	-	-	0	5.806	n.a
LPG	26.334	25.770	0	0	52.104	-43%
AQUISIÇÃO DA REFINARIA DE LUANDA	280.057	238.154	254.075	258.503	1.030.790	-2%
FUEL OIL	-	-	-	-	-	n.a
GASÓLEO	140.389	125.045	127.190	134.317	526.941	-5%
GASOLINA	10.018	16.265	10.493	105	36.881	-39%
JET A1	58.552	39.889	41.139	58.278	197.858	7%
JET B	45.314	38.754	55.961	56.980	197.008	45%
KEROSENE	19.493	18.201	19.292	8.824	65.810	-25%
LPG	6.291	-	-	-	6.291	-82%
TOP MALONGO	12.484	12.879	27.419	20.250	73.032	48%
GASÓLEO	3.628	9.036	21.703	16.414	50.780	66%
GASOLINA	2.455	-	-	-	2.455	n.a
JET A1	5.595	1.042	1.214	1.163	9.014	162%
KEROSENE	806	2.801	4.502	2.673	10.782	-30%
SANHA GÁS	49.647	44.951	0	0	94.598	-60%
LPG	49.647	44.951	-	-	94.598	-60%
TOTAL	1.537.220	1.394.110	1.597.783	1.432.924	5.962.036	1%

Para satisfazer a procura doméstica de produtos refinados, a Sonangol adquiriu no ano 2014 5.962.036 TM, das quais 80% tiveram como origem o mercado externo e 20% o mercado doméstico.

Face o período homólogo, verificou-se um incremento de 1% na quantidade de produtos refinados aprovisionados.

O Gasóleo foi o produto mais importado correspondendo a 65,6%, seguido pela Gasolina com 29,3% e Jet A1 com 2,9%.

Em termos de aquisições domésticas, o Gasóleo foi o produto de maior necessidade, representando 48%, seguido do Jet A1 com 17%, Jet B com 16% e o Kerosene com 6%.

Tabela 20 - Aprovisionamento de Produtos Refinados

U.M.: TM

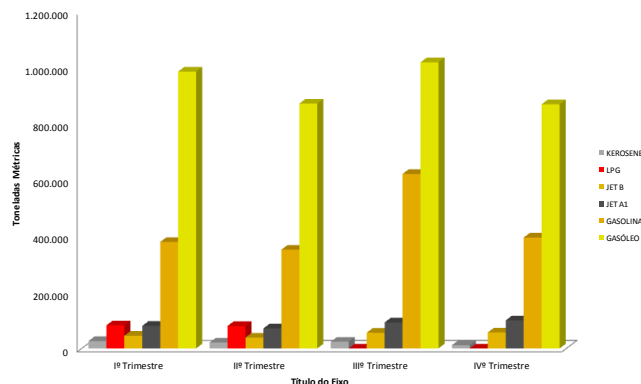
Produtos	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidade Aproximada	Varição Homóloga
GASÓLEO	985.765	871.887	1.018.792	869.469	3.745.913	-2%
GASOLINA	317.309	320.442	406.789	395.078	1.439.619	35%
JET A1	80.454	71.305	92.446	99.900	344.105	16%
JET B	45.314	38.754	55.961	56.980	197.008	45%
KEROSENE	26.105	21.002	23.794	11.497	82.398	-20%
LPG	82.272	70.721	0	0	152.993	-58%
Total	1.537.220	1.394.110	1.597.783	1.432.924	5.962.036	1%



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Em termos agregados, o Gasóleo representou em 2014 cerca de 62,8% dos produtos aprovisionados, seguido da Gasolina com 24%, JET A1 com 5,8%, JET B com 3,3%, LPG com 2,6% e Kerosene com 1,4%.

Gráfico 7 – Aquisição de Produtos por Trimestre



O IIIº Trimestre registou maiores níveis de aquisições, representando 29%, seguido do Iº Trimestre com 25% e o IIº e IVº Trimestre com 23% cada.

8.1.2 ARMAZENAGEM

Tabela 21 - Capacidade de Armazenagem

CAPACIDADE MÉDIA DE ARMAZENAGEM	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidade Aprovisionada	Variação Homóloga
Terra	380.600	378.159	376.339	381.559	381.559	2%
Flutuante	512.258	512.258	512.258	515.207	515.207	-17%
Total	892.858	890.417	888.597	896.766	896.766	-10%

Durante o ano a Sonangol teve uma capacidade de armazenagem de 896.766M³, repartida em:

- Armazenagem Flutuante com 515.207 M³ (57.45%);
- Armazenagem em Terra com 381.559 M³ (42.54%).

Face a 2013, verificou-se uma redução de 10% na capacidade de armazenagem total, resultante do acréscimo de 2% na capacidade de armazenagem em terra e uma redução de 17% na capacidade de armazenagem flutuante.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

8.2 DISTRIBUIÇÃO

8.2.1 COMERCIALIZAÇÃO

Tabela 22 - Quantidades Comercializadas de Produtos Refinados

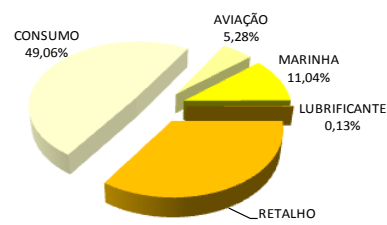
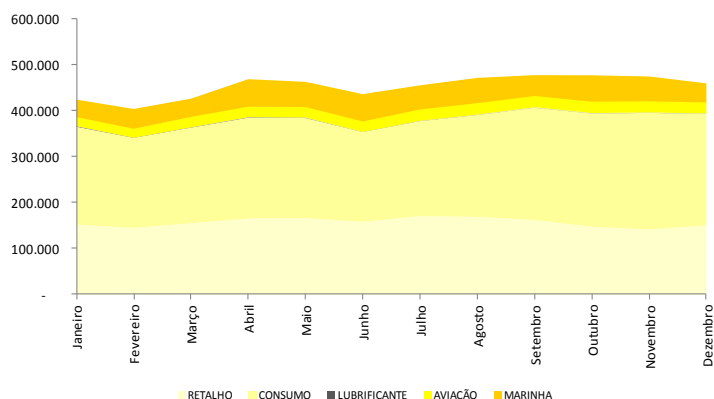
PRODUTO	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	VIº Trimestre	Quantidade Comercializada	Homólogo
GAS BUTANO	70.044	72.690	81.181	-	223.915	-15%
GASOLINA	245.539	259.884	263.891	277.991	1.047.306	11%
JET B	38.725	42.006	52.527	54.056	187.314	27%
JET A1	64.028	69.188	76.134	76.004	285.354	3%
GÁS DE AVIAÇÃO	6	2	0	6	15	-49%
KEROSENE	9.541	8.731	10.160	7.134	35.567	-46%
GASÓLEO	791.262	784.660	724.362	779.697	3.079.981	-1%
FUEL OIL 1500	6.227	12.993	17.680	23.523	60.423	706%
FUEL EXTRA HEAVY	8.023	2.704	10.764	9.948	31.439	-26%
ASFALTO	11.300	11.376	25.135	56.515	104.325	-26%
CUTBACK	491	282	250	150	1.174	-75%
LUBRIFICANTES	3.368	3.392	3.189	3.204	13.152	-3%
OUTROS	6.586	100.430	139.636	123.669	370.321	1014%
TOTAL	1.255.141	1.368.337	1.404.908	1.411.897	5.440.283	8%

A Sonangol durante o ano de 2014, comercializou, no mercado doméstico, 5.440.283 TM de produtos refinados, correspondente a um incremento de 8% comparativamente ao período homólogo.

O Gasóleo e a Gasolina continuam a ser os principais produtos comercializados, representando no seu conjunto cerca de 76% das quantidades vendidas.

Face ao período homólogo, o Gasóleo registou uma redução de 1% e a Gasolina registou um incremento de 11%.

Gráfico 8 – Comercialização por Segmento de Negócios



Por segmentos, o Consumo e o Retalho representaram de forma agregada 83% das vendas domésticas.

Comparativamente ao período homólogo, registou-se um incremento nas vendas em todos os segmentos, sendo a marinha o que mais cresceu, 39%, seguido do consumo com 6%, retalho com 5% e Aviação com 3%.



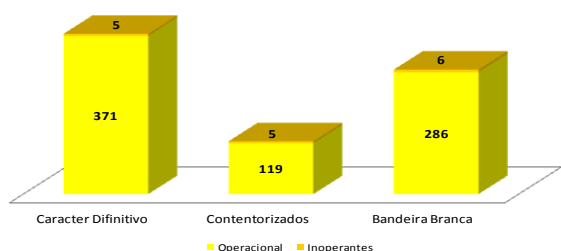
A quota de mercado da Sonangol em 2014, por segmentos de negócio, foi a seguinte:

- Retalho (60%);
- Consumo (89%);
- Marinha (100%);
- Aviação (100%).

A Sonangol possui a maior rede de distribuição de produtos refinados de Angola, operando nas 18 províncias com 792 Postos de Abastecimento (PA), subdivididos em três tipos:

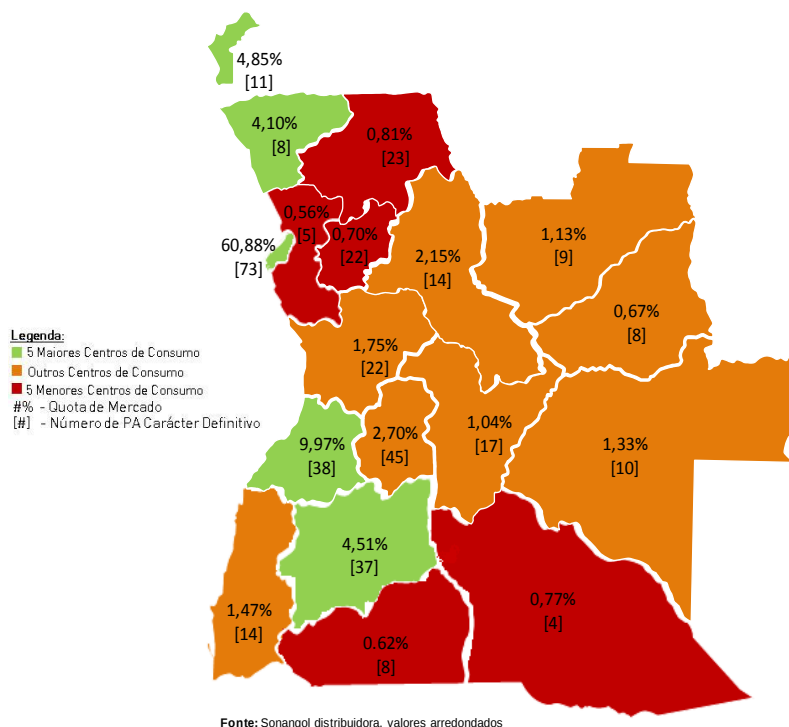
- Postos de Abastecimento de carácter definitivo (376);
- Postos de Abastecimento Contentorizado (124); e
- Postos de Abastecimento Bandeira Branca (292)⁴.

Gráfico 9 – Situação dos Postos de Abastecimentos



Os Postos de Abastecimento de carácter definitivo constituem cerca de 48% da Rede de Distribuição, seguido dos de Bandeira Branca com 37% e os Contentorizados com 15%.

Ilustração 1 - Comercialização de Produtos Refinados por Regiões



O Litoral de Angola foi o maior centro de consumo de produtos refinados, representando 84% do consumo total.

O Sul e o Centro representaram individualmente 6%, ao passo que o Norte (exceptuando Cabinda) representou 3% e o Leste com 2% do volume das vendas.

A Província de Luanda representa 60,88% do consumo de refinados, seguido da Província de Benguela (9.97%), Cabinda (4,85%), Huíla (4,51%) e Zaire (4,10%).

As áreas de menor consumo foram o Bengo com (0,56%), Cunene (0.62%), K. Norte (0,70%), K. Kubango (0,77%), Uíge (0,81%) e Lunda Sul (0,67%).

⁴ Embora não pertencentes à Sonangol, fazem parte do programa de abastecimento da Companhia



8.2.2 APROVISIONAMENTO

No período, foram ainda registadas importações, na ordem de 526.692,51 Toneladas Métricas de produtos refinados, dos quais 410.812,7 TM de Gasóleo, 87.945 TM de Asfalto, 2.800,02 TM de Avgás e 25.134,79 TM de CutBack.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

8.3 COMERCIALIZAÇÃO INTERNACIONAL

8.3.1 PETRÓLEO BRUTO

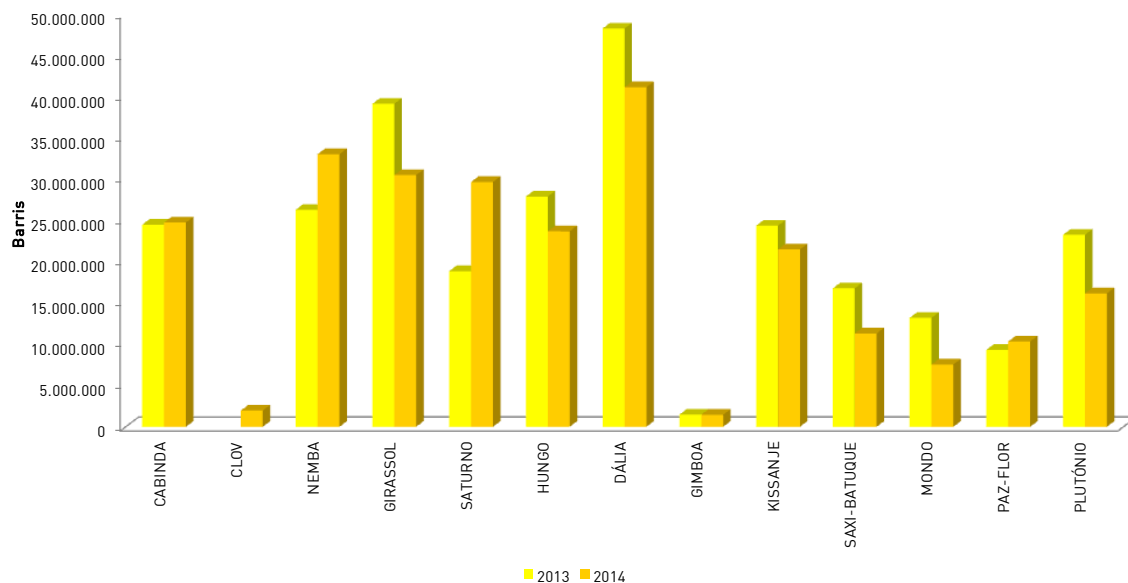
Tabela 23 – Exportação de Petróleo Bruto Por Rama

U.M.: Barris

RAMAS	Execução				2014	
	Iº Trim	IIº Trim	IIIº Trim	IVº Trim	Quantidade Exportada	Variação Homóloga
CABINDA	6.417.605	6.355.650	5.575.465	6.398.920	24.747.640	1,1%
CLOV			958.262	1.002.657	1.960.919	n.a
NEMBA	8.498.237	8.419.983	8.537.130	7.562.171	33.017.521	26%
GIRASSOL	9.684.146	9.032.133	8.804.642	2.958.729	30.479.650	-29%
SATURNO	7.635.937	6.483.537	7.749.762	7.783.122	29.652.358	57%
HUNGO	6.500.183	6.611.862	5.776.665	4.783.135	23.671.845	-15%
DÁLIA	9.373.307	9.220.544	11.417.205	11.117.485	41.128.541	-15%
GIMBOA	750.034	0	704.926	0	1.454.960	-1%
KISSANJE	5.518.198	5.562.562	4.632.097	5.770.942	21.483.799	-12%
SAXI-BATUQUE	2.849.485	2.853.106	2.805.882	2.797.958	11.306.431	-33%
MONDO	1.848.573	1.934.377	970.336	2.787.899	7.541.185	-43%
PAZ-FLOR	1.905.638	1.905.267	3.751.147	2.764.308	10.326.360	11%
PLUTÔNIO	2.954.920	3.584.812	5.802.291	3.812.780	16.154.803	-31%
TOTAL	63.936.263	61.963.833	67.485.810	59.540.106	252.926.012	-11%

A Sonangol no ano de 2014 comercializou cerca de 252.926.012 Barris de Petróleo bruto no mercado internacional, tendo este montante correspondido a uma redução de 11% face ao período homólogo, influenciada pela redução no volume de produção.

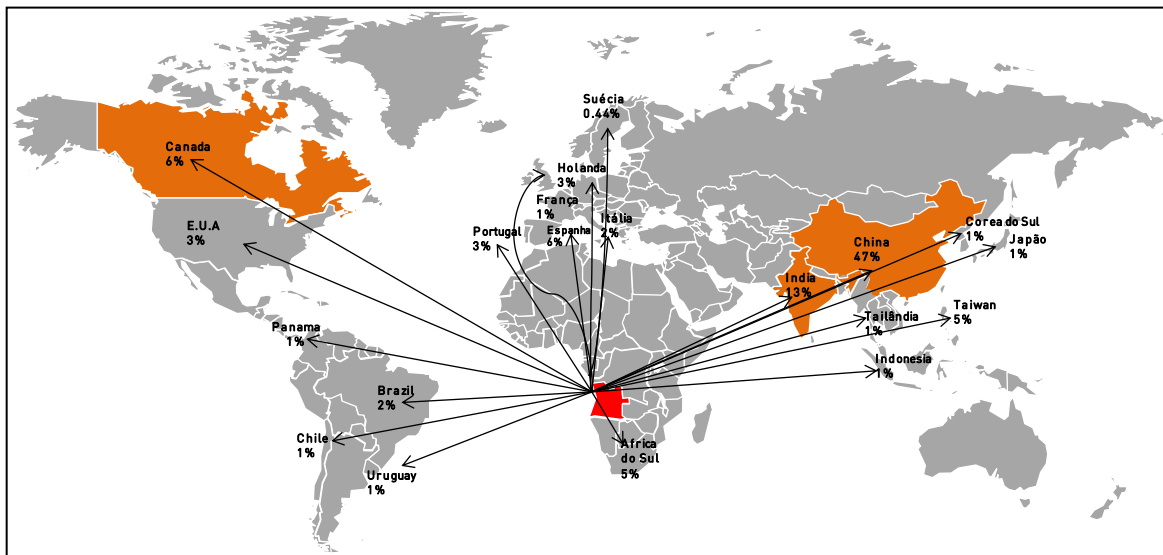
Gráfico 10 – Exportação de Petróleo Bruto Por Rama



Em 2014, o perfil de exportação por ramas manteve-se inalterado, sendo as ramas Dália e Nemba as mais exportadas, representando no seu conjunto cerca de 30% do volume total das exportações.



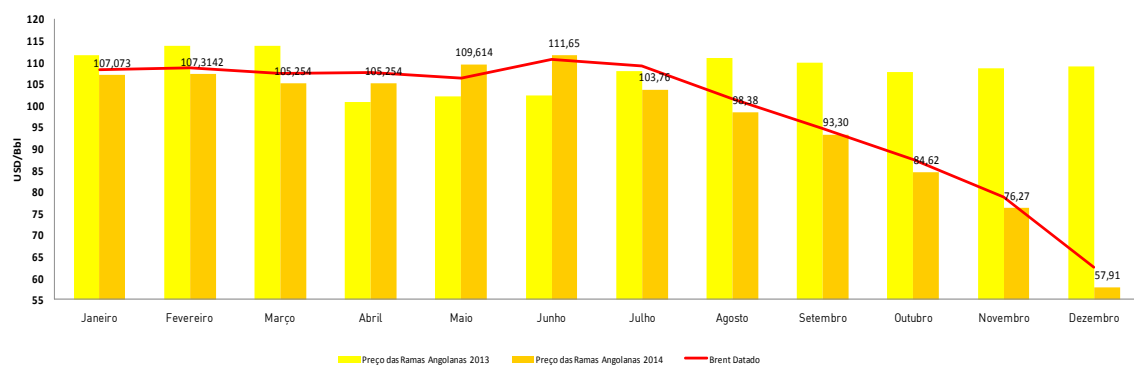
Ilustração 2 - Destino do Petróleo Bruto



A china continua a ser o principal destino do petróleo bruto angolano, tendo adquirido 47% das exportações, seguida da Índia com 13% e do Canadá com 6%.

8.3.2 PREÇO DAS RAMAS ANGOLANAS

Gráfico 11 – Evolução do Preço do Brent e Ramas Angolanas



As ramas angolanas em 2014 foram comercializadas ao preço médio de 96,70 USD/Bbl, com um diferencial médio face ao Brent Datado de 2,45 USD/Bbl.

O preço das ramas angolanas foi fortemente influenciado pela tendência decrescente do preço do Brent, iniciada no mês de Junho, período em que atingiu o valor mais elevado (111,63 USD/Bbl).



8.3.3 PRODUTOS REFINADOS

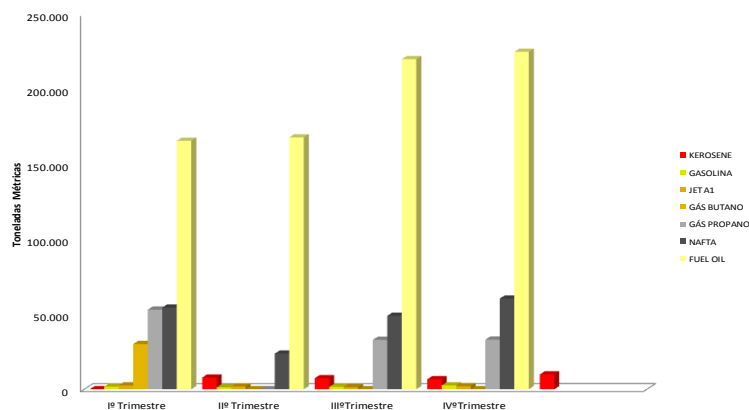
Tabela 24 – Quantidade de Produtos Refinados

U.M.: TM

REFINADOS	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Quantidade Exportada	Variação Homóloga
GASOLINA	1.722	1.211	1.568	2.594	7.094	3%
JET A1	2.570	1.841	1.408	2.010	7.828	-6%
NAFTA	54.417	23.736	48.929	60.439	187.522	-8%
GÁS BUTANO	30.081	0	0	0	30.081	148%
GÁS PROPANO	52.999	0	32.879	33.015	118.893	259%
GASÓLEO	7.786	7.349	6.637	9.835	31.606	28%
FUEL OIL	165.562	167.838	219.931	224.798	778.129	13%
OIL BLEND		0	0	0		
TOTAL	315.137	201.973	311.352	332.691	1.161.154	18%

As exportações de produtos refinados ascenderam a 1.161.154 Toneladas Métricas, correspondente a um aumento de 18% comparativamente ao ano de 2013.

Gráfico 12 – Perfil de Exportação de Produtos refinados



O Fuel Oil continua a ser o produto refinado mais exportado, representando 66% do volume total, seguido da Nafta com 19% e do Gás Propano com 10%.

Foram importadas 143.282 Toneladas Métricas de Betume, correspondente a um acréscimo de 15% face ao ano de 2013.

09

NEGÓCIOS NÃO
NUCLEARES





9 NEGÓCIOS NÃO NUCLEARES

9.1 AVIAÇÃO

Tabela 25 – Mapa de Indicadores Operacionais da Sonair

INDICADORES OPERACIONAIS	Execução				2014	
	Iº Trim 14	IIº Trim 14	IIIº Trim 14	IVº Trim 14	Valor	Variação Homóloga
Nº de Horas Voadas	9.981	12.098	13.356	11.314	46.748	30%
Nº de Horas Voadas- Asa Rotativa	5.736	6.814	7.393	6.557	26.500	21%
Contratação Comercial	5.271	6.393	6.925	6.036	24.624	14%
Não Contratualizadas	104	47	49	57	257	70%
CMPR*	360	374	420		1.154	n.a
Nº de Horas Voadas- Asa Fixa	4.245	5.284	5.963	4.756	20.248	44%
Frota SonAir	2.665	3.105	3.173	2.595	11.537	140%
Contratação Comercial	704	1.143	917	577	3.342	-14%
Não Contratualizadas	189	222	234	210	855	-7%
Outras (H.E, Carreira, Spots Charter)	1.772	1.740	2.021	1.808	7.341	n.a
MAT e Estado	1.580	2.179	2.790	2.162	8.711	-6%
Houston Express (Load Factor)	58%	60%	62%	58%	60%	1%
Carga Transportada (Ton)	241	350	294	141	1.026	83%
Nº Passageiros Transportados	90.459	104.810	116.534	99.975	411.778	30%
Disponibilidade Média das Aeronaves	97%	93%	93%	96%	94%	0%
Utilização Média das Aeronaves	88%	99%	105%	103%	100%	-2%

(*) Casa Militar e Presidência da República

A actividade de aviação foi caracterizada por cerca de 46.748 horas voadas, sendo 57% no segmento de Asa Rotativa e 43% no segmento de Asa Fixa.

Comparativamente ao ano de 2013, registou-se um incremento de 30%.

As operações petrolíferas foram responsáveis por 61% das horas voadas, seguido do MAT/Estado (22%) e a VIPAERO (2%), tendo a última, prestado serviços de auxílio ao CENSO 2014.

Em termos de dimensão da frota, a empresa contou com o mesmo número de aeronaves disponíveis no ano anterior. Nos meses de Junho (1), Julho (2) e Agosto (1), foram adicionadas 4 aeronaves EC 225 que servirão de suporte às operações petrolíferas, ao passo que 4 Twin Otters (DHC-6) que se encontravam em *phase-out* foram descontinuados. De salientar ainda que as 4 aeronaves descontinuadas pertenciam ao Ministério de Administração e Desenvolvimento Territorial.

A disponibilidade média activa das aeronaves foi de 94%, com uma taxa de utilização média de 100%.



9.2 TELECOMUNICAÇÕES

Tabela 26 – Mapa de Indicadores MSTELCOM

INDICADORES OPERACIONAIS	Execução				2014	
	Iº Trim.	IIº Trim.	IIIº Trim.	IVº Trim.	Serviços prestados	Variação Homóloga
1. Utilização da Capacidade Disponível (%)						
1.1 Rede de Fibra Óptica (Mbits /Seg)						
A. Rede Metro (Mbits/seg)						
Luanda	69%	69%	69%	69%	69%	23%
Lobito - Benguela	9%	9%	9%	9%	9%	-
B. Redes Nacionais - (Mbits/seg)						
Luanda Malanje	59%	59%	59%	59%	59%	43%
Luanda Soyo	50%	50%	50%	50%	50%	11%
Lobito Lubango	9%	9%	9%	9%	9%	1%
Luanda Lobito	94%	94%	94%	94%	94%	25%
1.2 Satélite - VSAT (MHZ)						
A. Banda - C	93%	93%	93%	93%	93%	2%
B. Banda - Ku	100%	100%	100%	100%	100%	0%
2. Volume de Serviços Prestados						
Telefonia (nº de linhas telefónicas)	31.980	31.232	100.000	33.457	34.125	2%
Tráfego de voz (minutos)	16.420.386	20.585.127	10.293.086	16.869.760	64.168.359	-16%
3. Clientela						
Número Médio de Reclamações p/100 Clientes	4,95	4,10	3,85	4,39	4,48	2%
Tempo Médio de Resolução de Reclamação	19:37:17	31:31:56	19:07:34	20:59:58	20:41:10	-1%
Índice de Satisfação dos Clientes MST (escala de 1 à 10)	6	6	6	6	6	0%

Para dar suporte a sua actividade em termos de serviços de telecomunicações, assim como assegurar o fornecimento dos mesmos aos demais agentes do mercado, a Sonangol, no negócio de telecomunicações contou com uma capacidade instalada em termos de rede de fibra óptica, de 69% para a Rede Metro de Luanda, 9% para a Rede Metro Lobito-Benguela, e 59% para a Rede Nacional Luanda-Malange, 50% para a Rede Nacional Luanda-Soyo, 9% para a Rede Nacional Lobito-Lubango e 94% para a Rede Nacional Luanda-Lobito.

Comparativamente ao ano de 2013, destaca-se o aumento de 43% na utilização da capacidade instalada de fibra óptica na Rede Nacional Luanda-Malange.

Para a utilização dos satélites, foram instaladas 93% de Banda-C e 100% de Banda-Ku.

Os serviços de Telefonia registaram um total de 34.125 linhas telefónicas, um crescimento de 2% face ao período homólogo, enquanto os serviços de Tráfego de Voz observaram 64.168.359 minutos, menos 16% face ao ano de 2013, devido à diminuição do volume de chamadas de origem internacional, com destino às redes nacionais.



9.3 GESTÃO DE PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS

Tabela 27 - Participações Financeiras

Produtos	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Valor	Variação Homóloga
Investimentos Realizados	-	-	16.400.000	-	16.400.000	-97%
Grupo Sonangol	-	-	-	-	-	n.a
Extra Sonangol	-	-	16.400.000	-	16.400.000	-97%
Stocks de Investimentos						
Volume Negócios	21.489.784	28.240.785	26.498.354	70.578.000	141.719.820	6%
Dividendos	2.634.037	28.160.785	10.802.271	35.480.815	74.302.557	28%
Outros Proveitos (Management Fees)	18.855.747	80.000	15.696.083	35.097.185	67.417.262	-10%
Rentabilidade dos Investimentos	1,0%	0,0%	1,00%	0,00%	0,50%	-3%

Durante o ano de 2014, a Sonangol contou com uma Carteira de Participações Financeiras em 74 Empresas, das quais 39 em actividade, 10 Empresas Veículos e 25 pertencentes a ZEE.

A carteira de participações permitiu arrecadar, em 2014, USD 74.302.557,48 em dividendos, representando um crescimento de 28% face a 2013.



9.4 FORMAÇÃO

Tabela 28 – Principais Indicadores de Ensino e Formação

Indicadores	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Execução	Variação Homóloga
1. FORMAÇÃO						
1.1 Número de Acções de formação realizadas (Unid)	589	539	442	491	2.061	n.a
Educação Corporativa	0	4	4	63	71	n.a
CFMA/Escola de Safety	589	535	438	428	1.990	n.a
1.2 Número de Horas de Formação	4.424	5.182	6.136	7.824	23.566	n.a
Educação Corporativa	0	240	678	2.794	3.712	n.a
CFMA/Escola de Safety	4.424	4.942	5.458	5.030	19.854	n.a
1.3 Número de Cursos Ministrados	14	21	24	26	32	n.a
Educação Corporativa	0	2	4	6	12	n.a
CFMA/Escola de Safety	14	19	20	20	20	n.a
1.4 Número de Formandos	5.018	5.650	5.469	6.124	22.261	n.a
Educação Corporativa	0	868	109	1.222	2.199	n.a
CFMA/ESSA	5.018	4.782	5.360	4.902	20.062	n.a
2. EDUCAÇÃO E ENSINO						
2.1 Qualidade e Ensino						
2.1.1 Avaliação do Corpo Docente	68%	45%	76%	76%	76%	n.a
2.1.2 Rácio de Estudante por Docente	16	17	13	12	12	n.a
2.1.3 Rácio de Docentes com Mestrado e Phd por Docentes	n.d	n.d	n.d	43%	43,00%	n.a
2.1.4 Taxa de Aproveitamento Académico	0%	4,3%	20,7%	44,0%	44,0%	n.a
2.1.5 Taxa de Evasão Estudantil	0,0%	4,3%	20,7%	22,5%	0	n.a
2.2 Produção Científica						
2.2.1 Artigos Publicados em Revistas com Factor de Impacto	-	0	1	1	1	n.a
2.2.2 Participação em Eventos Científicos Internacionais (Congressos e Conf.)	-	0	1	2	2	n.a
3. BOLSAS DE ESTUDOS						
3.1. Número de Bolsas de Estudos Disponibilizadas	1.186	94	1.281	1.281	1.281	n.a
3.1.1 Internas	677	94	772	772	772	n.a
3.1.2 Externas	509	0	509	509	509	n.a
4. RECRUTAMENTO						
4.1. Número de Vagas Disponíveis	64	202	202	202	202	n.a
4.1.1 Vagas Preenchidas (Acesso Directo)	42	152	152	152	152	n.a
4.1.2 Formação via Academia	22	50	50	50	50	n.a

Durante o ano de 2014, participaram na actividade formativa 2.061 Formandos, dos quais 1.990 em cursos técnico profissionais e 71 em cursos corporativos (escola petrotécnica e de engenharia, escola de *Safety* e escola de Liderança).

Em termos de carga horária, foram administradas 23.566 horas em 32 cursos, das quais 84% corresponderam a formação marítima e a escola de *safety* e os remanescentes 16% a Educação corporativa.

Quanto às bolsas de estudo, foram atribuídas em 2014 um total de 1.281 bolsas, das quais 772 internas e 509 externas.

Foram recrutados 202 colaboradores, sendo 152 por acesso directo e 50 via formação académica “ex-bolseiros”.



9.5 SAÚDE [CLÍNICA GIRASSOL]

Tabela 29 - Mapa de Indicadores Operacionais da Clínica Girassol

INDICADORES OPERACIONAIS	Execução				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestre	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Execução	Variação Homóloga
Número de pacientes atendidos	37.727	45.747	41.778	36.288	161.540	-12,25%
Número de internamentos	2.367	3.133	2.374	2.225	10.099	-7,08%
Número de consultas ambulatoriais realizadas	18.016	20.318	21.949	21.389	81.672	1,00%
Número de atend.no banco de urgência	14.867	19.018	13.853	13.820	61.558	-0,56%
Número de exames laboratoriais	186.630	215.178	179.338	179.812	760.958	13,33%
Número de intervenções cirúrgicas realizadas	388	415	385	453	1.641	1,67%
Número de procedimentos cirúrgicos no CC ambulatorial (day clinic)	267	331	346	274	1.218	12,15%
Taxa média de ocupação Hospitalar	79%	98%	75%	74%	82%	-6,51%
Número de Partos Realizados (Eutócicos e distócicos)	229	252	214	163	858	1,90%
Número de exames de imagiologia realizados	10.793	13.068	12.030	12.752	48.643	-15,48%
Total de Cirurgias	655	746	731	727	2.859	5,89%
Tempo Médio de Permanência (em dia)	7	7	7	7	7	0,06
Número de exames especializados realizados	18.842	28.836	21.597	18.185	87.460	11,37%

A prestação de serviços de saúde na Sonangol sofreu uma ligeira retracção em 2014. Foram atendidos 161.540 pacientes, o que representou um decréscimo de 12% face ao período homólogo.

Dado o estado patológico de alguns doentes, foi necessário internar 10.099 pacientes, correspondente a uma redução de 7% face ao período homólogo.

Todavia, em termos de exames especializados realizados, a Clínica efectuou 87.460, 11,37% acima do número realizado no ano anterior.

10

CORPORATIVO &
FINANCEIRO





10 CORPORATIVO & FINANCEIRO

10.1 CONCESSIONÁRIA

10.1.1 DIREITOS PETROLÍFEROS ARRECADADOS

Conforme o ponto 4.2.1.2 deste relatório.

10.1.2 EXPORTAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA

Tabela 30 - Mapa de Exportações da Sonangol Concessionária

U.M.: Barris

Exportação da Concessionária	Executado				2014	
	Iº Trimestre	IIº Trimestral	IIIº Trimestre	IVº Trimestre	Acumulado	Variação Homóloga
Nemba	3.505.613	3.785.700	3.459.435	3.261.221	14.011.969	61%
Girassol	9.684.146	9.032.133	8.804.642	2.958.729	30.479.650	-29%
Saturno	2.118.947	1.031.734	1.519.130	1.552.490	6.222.301	84%
Hungo	6.500.183	6.611.862	5.776.665	4.783.135	23.671.845	-15%
Dália	9.373.307	9.220.544	11.417.205	11.117.485	41.128.541	-15%
Gimboa	0	0	104.926	0	104.926	-96%
Kissanje	5.518.198	5.562.562	4.632.097	5.770.942	21.483.799	-12%
Saxi-Batuque	2.849.485	2.853.106	2.805.882	2.797.958	11.306.431	-22%
Mondo	1.848.573	1.934.377	970.336	2.787.899	7.541.185	-47%
Clov	0	0	958.262	1.002.657	1.960.919	-74%
Pazflor	1.905.638	1.905.267	3.751.147	2.764.308	10.326.360	-15%
Plutónio	2.954.920	3.584.812	5.802.291	3.812.780	16.154.803	-15%
Total	46.259.010	45.522.097	50.002.018	42.609.604	184.392.729	-18%

Durante o ano de 2014, as exportações de petróleo bruto da Sonangol enquanto Concessionária Nacional corresponderam a 95% dos direitos arrecadados no período, sendo o remanescente entregue a Refinaria de Luanda.

10.1.3 CUSTOS

Tabela 31 - Custos Recuperados nas Concessões em Produção

U.M.: MUS\$

Blocos	Custos Recuperáveis	Custos Recuperados	Direitos por Recuperar
Bloco 2/05	1.511.845	57.593	1.454.252
Bloco 2/85	145.763	447	145.316
Bloco 3/05	297.019	95.379	201.640
Bloco 3/91			
Bloco 4/05	277.962	89.835	188.127
Bloco 14	4.017.335	193.272	3.824.063
Bloco 15	3.011.033	2.259.883	751.150
Bloco 17	9.477.048	5.363.591	4.113.457
Bloco 18	1.242.584	1.242.584	0
Bloco 31	8.411.171	2.352.282	6.058.889
Cabinda Onshore Sul	324.580	48.684	275.896
TOTAL	28.716.340	11.703.550	17.012.790



Os custos recuperados pela Sonangol no período em análise, associados às operações petrolíferas, maioritariamente provenientes das despesas de desenvolvimento, ficaram cifrados em USD 11.703.550.

Em termos de contribuição individual por bloco, registou-se uma alteração do perfil, comparativamente aos últimos dois anos, sendo que a maior representatividade coube ao bloco 17, contribuindo com 45.83%, seguido do bloco 31 com 20.10%, bloco 15 com 19.31% e do bloco 18 com 10.62%.

Tabela 32 - Custos de Operação nas Concessões em Produção

Blocos	Custos (USD/bbl)
Bloco COS	11,79
Bloco 3/05	19,44
Bloco 4/05	49,79
Bloco 0	16,71
Bloco 14	9,91
Bloco 15	5,22
Bloco 17	5,66
Bloco 18	7,66
Bloco 31	6,58
Média da Indústria	14,75

A média dos custos operacionais na indústria petrolífera angolana rondou os USD 14,75/bbl.

Em termos de custos médios de operação por companhia operadora, o mais baixo foi assegurado pela Esso (USD 5,22/bbl), seguidos da Total (USD 5,66/bbl), BP (USD 7,12/bbl), Pluspetrol (USD 11,79/bbl), Chevron (USD 13,31/bbl) e a Sonangol Pesquisa e Produção (USD 34,62/bbl).

Os custos operacionais da operadora nacional superaram os registados pelas outras companhias, devido essencialmente ao nível de maturidade dos blocos em que opera, tendo registado uma redução de USD 28,37/bbl (45%) em comparação ao ano 2013.



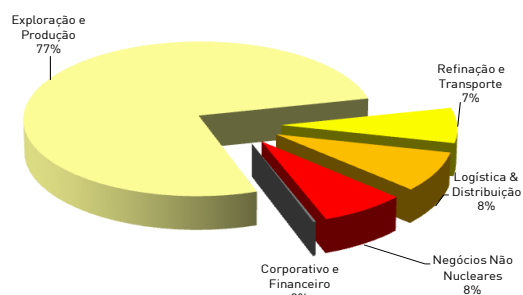
RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

10.2 EXECUÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DE INVESTIMENTO

Tabela 33 - Carteira de Investimentos da Sonangol EP de 2014

DESIGNAÇÃO	Execução				2014	
	I Trim	II Trim	III Trim	IV Trim	Execução	Variação Homóloga
Corporativo e Financeiro	215	3.699	2.232	7.361	13.506	16%
Sonangol, E.P.	215	3.699	2.232	7.361	13.506	16%
Exploração e Produção	598.887	997.170	1.165.693	1.500.586	4.262.336	-43%
Sonangol E.P. - BLOCO 0	323.383	296.059	265.882	585.516	1.470.840	28%
Sonangol Pesquisa e Produção	261.267	676.430	868.256	870.925	2.676.878	-54%
Sonangol Hidrocarbonetos Internacionais	1.142	2.859	139	8.210	12.350	-87%
Sonagás	8.772	15.189	20.084	28.630	72.675	-65%
ESSA (Perfuração)	4.323	6.634	11.332	7.304	29.593	-88%
Refinação e Transporte	82.721	129.938	59.610	132.693	404.961	152%
Sonangol Shipping	-	-	-	27.288	27.288	-50%
Sonangol Refinação	82.721	129.938	59.610	105.405	377.673	256%
Sonarel	33.093	12.902	19.968	28.162	94.124	301%
Sonaref	49.628	117.036	39.642	77.243	283.549	243%
Logística & Distribuição	82.729	259.546	57.728	55.797	455.800	47%
Sonangol Logística	57.846	246.566	42.105	41.796	388.314	66%
Sonangol Distribuidora	24.883	12.980	15.623	14.000	67.486	-12%
Projecto Bases Logísticas	-	-	-	-	-	-
Negócios Não Nucleares	102.165	147.188	111.207	58.456	419.017	-80%
Sonair	10.726	-	-	10.302	21.028	41%
Sonangol MSTelcom	12.478	31.852	9.672	10.638	64.641	66%
Sonangol Holdings	-	-	16.400	-	16.400	-97%
Sonangol Imobiliária e Propriedades (SONIP)	39.694	28.430	61.070	22.862	152.056	-89%
Sonangol Investimentos Industriais	563	154	-	-	717	-98%
Clínica Girassol	35.929	71.997	22.738	13.310	143.974	170%
Academia Sonangol	2.775	14.754	1.327	1.344	20.200	-38%
ESSA	-	-	-	-	-	-100%
CFMA	2.062	13.418	1.205	-	16.685	-44%
ISPTEC	713	1.336	122	1.344	3.515	88%
TOTAL	866.716	1.537.541	1.396.471	1.754.892	5.555.620	-45%

Gráfico 13 – Execução dos Investimentos 2014

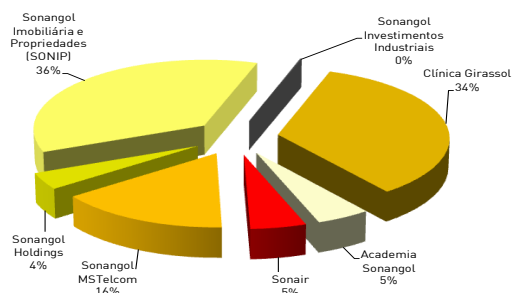


Os investimentos realizados atingiram um montante de USD 5.555.620.000, representando um decréscimo na ordem dos 45% face ao ano de 2013.

Esteve na base desta redução, o elevado esforço de investimento realizado em 2013 na aquisição de participações nos blocos 9, 15/06, 21 e 32, a favor da Sonangol Pesquisa e Produção.

O segmento de Exploração e Produção foi o que mais contribuiu para execução, com cerca de 77% do valor previsto, seguido dos segmentos de Distribuição (8%), Actividades Não Nucleares (8%), Refinação e Transporte (7%) e por último o Corporativo e Financeiro (0,2%).

Gráfico 14 – Execução dos Investimentos (Negócios Não Nucleares)

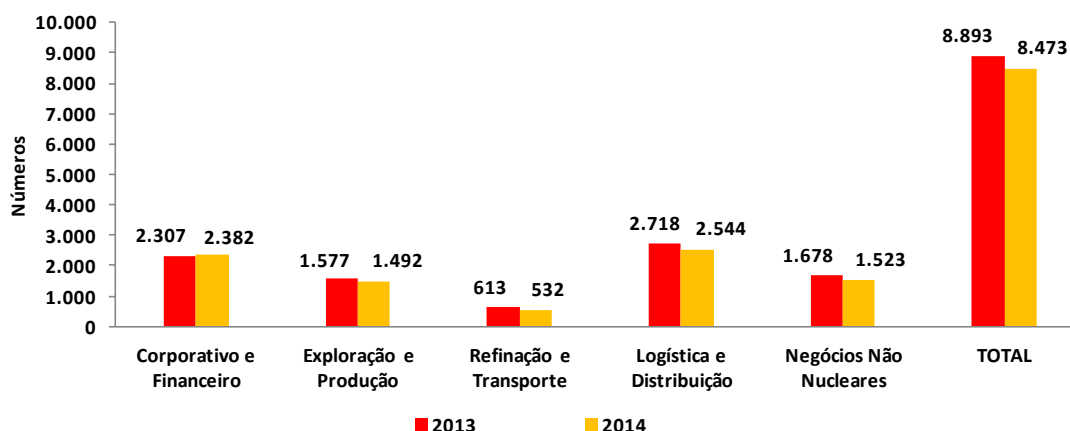


Foram investidos USD 419.017.000 nos negócios não nucleares, representando um decréscimo na ordem dos 80% face ao ano de 2013, explicado pela redução de investimentos na actividade imobiliária.



10.3 RECURSOS HUMANOS

Gráfico 15 - Número de Trabalhadores da Sonangol



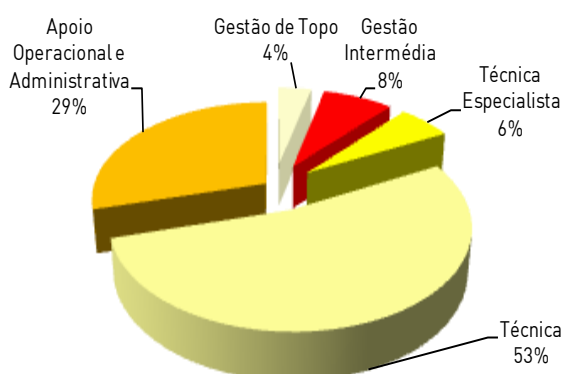
No ano 2014, a Sonangol registou um total de 8.473 efectivos, que deram suporte a actividade operacional, comercial e financeira das suas áreas corporativas e os negócios.

Em termos comparativos, os efectivos totais da Sonangol sofreram uma redução de 5% face ao ano 2013.

Do total de trabalhadores, o segmento de Logística e Distribuição foi o que deteve maior número de trabalhadores, correspondendo a 30%, seguido do segmento Corporativo e Financeiro com 28%, o segmento de Exploração e Produção e dos Negócios Não Nucleares com 18%, cada.

Gráfico 16 - Efectivo por Banda Funcional

Em termos de distribuição de trabalhadores efectivos por banda funcional, 53% pertenceram a categoria técnica, 29% a categoria de Apoio Operacional e Administrativa, 8% a categoria de Gestão Intermédia, 6% a categoria de Técnica Especialista e 4% a categoria de Gestão de Topo.



Em termos de faixa etária em 2014, 45.2% dos efectivos encontravam-se entre os 30-44 anos de idade, 44.7% entre 45-60 anos e 9% entre 20-29 anos de idade.



11 DESEMPENHO FINANCEIRO

11.1 ANÁLISE FINANCEIRA

A diminuição da produção de petróleo bruto e a redução do respectivo preço no mercado internacional, no 2º semestre de 2014, foram os principais factores que influenciaram negativamente as contas consolidadas da Sonangol.

RESULTADO LÍQUIDO

A Sonangol em 2014, registou um resultado líquido consolidado de 139.162 milhões de Kwanzas, valor inferior em 162.459 milhões de Kwanzas comparativamente ao período homólogo de 2013.

VENDAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

O volume de negócios consolidado da Sonangol foi avaliado em 3.498.996 milhões de Kwanzas, o que correspondeu a uma redução de 13% face ao ano de 2013.

RESULTADOS OPERACIONAIS

O resultado operacional consolidado em 2014 ascendeu a 337.797 milhões de Kwanzas, montante inferior em 174.103 milhões de Kwanzas, relativamente a 2013.

IMPOSTOS

As obrigações fiscais sob a forma de receitas das vendas da Concessionária Nacional ascenderam a 1.684.543 milhões de Kwanzas, equivalente a uma redução de 24% comparado ao ano de 2013.

O imposto sobre o rendimento (imposto de rendimento petrolífero, taxa de produção e taxa de transacção) foi de 82.945 milhões de Kwanzas, o que correspondeu a uma redução de 34% em relação ao ano de 2013.

ESTRUTURA DE CAPITAL

A 31 de Dezembro de 2014 o Capital Próprio correspondeu a 40% do Activo, registando um incremento de 4 pontos percentuais face ao período homólogo de 2013.

O activo consolidado da Sonangol cifrava-se em 5.357.131 milhões de Kwanzas, registando um incremento de 9%, comparativamente ao ano de 2013.

O activo fixo no valor de 3.973.435 milhões de Kwanzas, absorveu 94% dos capitais permanentes e foi superior em 860.144 milhões de Kwanzas face ao período homólogo de 2013.

As necessidades de Fundo de Maneio passaram para 289.962 milhões de Kwanzas, valor inferior em 229.278 milhões de Kwanzas em relação ao ano de 2013.



A Dívida Líquida a 31 de Dezembro de 2014 ascendia a 881.430 milhões de Kwanzas, montante superior em 257.913 milhões de Kwanzas face ao período homólogo do ano anterior. Do total da dívida, 82% era de longo prazo e o remanescente era de curto prazo.

No final do exercício económico 2014 a Estrutura de Capital da Sonangol satisfaz os “convénios financeiros” estabelecidos pelos credores, tendo-se observado o seguinte:

- A Situação Líquida foi 0,79x superior ao mínimo estabelecido;
- O Rácio do EBITDA sobre a Dívida Líquida foi superior em 0,23 ao mínimo estabelecido;
- O Rácio do EBITDA em relação ao Serviço da Dívida foi superior em 0,38 ao nível mínimo estabelecido;
- O Rácio de Endividamento Total sobre a Situação Líquida foi inferior em 27,29 pontos percentuais, comparativamente ao máximo estabelecido.

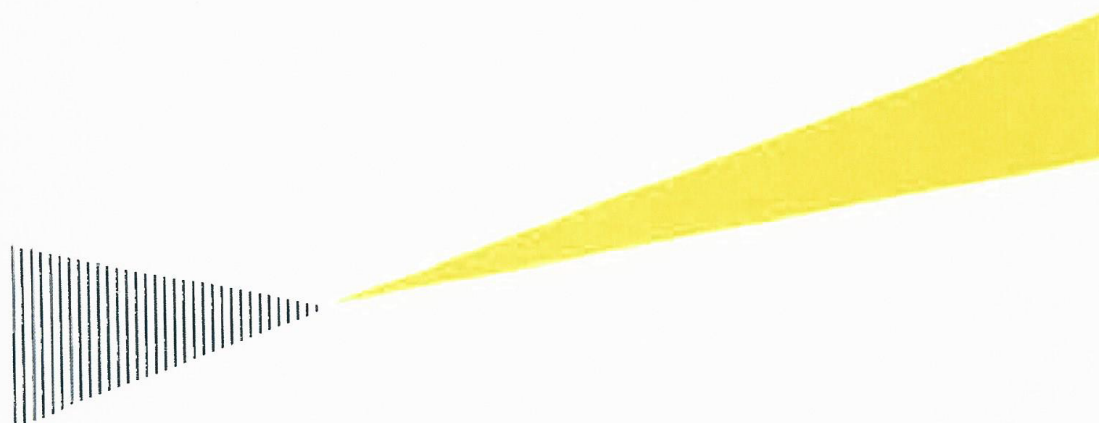


12 RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS CONTAS CONSOLIDADAS À DATA DE 31 DE DEZEMBRO DE 2014



**Relatório do Auditor Independente sobre as
Contas Consolidadas à data de
31 de Dezembro de 2014**

Sonangol E.P.



EY
Building a better
working world



Ernst & Young
Audit & Associados - SROC, S.A.
Avenida da República, 90-6º
1600-206 Lisboa
Portugal

Tel: +351 217 912 000
Fax: +351 217 957 586
www.ey.com

Relatório do Auditor Independente

Ao Conselho de Administração
da Sonangol E.P.

Auditámos as demonstrações financeiras consolidadas da Sonangol - Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola, E.P. e das empresas incluídas no perímetro de consolidação definido pelo seu Conselho de Administração, que compreendem o balanço à data de 31 de Dezembro de 2014 (que evidencia um total de 5.357.131.354 milhares de Akz e um total de Capital próprio de 2.144.597.541 milhares de Akz, incluindo um Resultado líquido de 139.162.163 milhares de Akz) e a demonstração dos resultados relativas ao exercício então findo e um resumo das políticas contabilísticas significativas e outra informação explicativa. As demonstrações financeiras foram preparadas pelo Conselho de Administração com base nas disposições de relato financeiro e nos requisitos de informação descritos na Nota 2.

Responsabilidade do Conselho de Administração pelas Demonstrações Financeiras

O Conselho de Administração é responsável pela preparação e apresentação apropriada destas demonstrações financeiras de acordo com as disposições de relato financeiro descritas na Nota 2 incluindo a definição do perímetro de consolidação e pelo controlo interno que o Conselho de Administração determine ser necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras que estejam isentas de distorção material, quer devido a fraude quer a erro.

Responsabilidade do auditor

A nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre estas demonstrações financeiras com base na nossa auditoria que foi conduzida de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria. Essas normas exigem que cumpramos requisitos éticos e que planeemos e executemos a nossa auditoria para obter segurança razoável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorção material.

Uma auditoria envolve executar procedimentos para obter prova de auditoria acerca das quantias e divulgações das demonstrações financeiras. Os procedimentos seleccionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção material das demonstrações financeiras, quer devido a fraude quer a erro.

Sociedade Anónima - Capital Social 1.335.000 euros - Inscrição n.º 178 na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas - Inscrição N.º 9011 na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
Contribuinte N.º 505 988 283 - C. R. Comercial de Lisboa sob o mesmo número
A member firm of Ernst & Young Global Limited



Ao fazer essas avaliações do risco, o auditor considera o controlo interno relevante para a preparação e apresentação apropriada pela entidade a fim de conceber procedimentos de auditoria que sejam apropriados nas circunstâncias, mas não com a finalidade de expressar uma opinião sobre a eficácia do controlo interno da entidade. Uma auditoria também inclui avaliar a apropriação das políticas contabilísticas usadas e a razoabilidade das estimativas feitas pelo Conselho de Administração, bem como avaliar a apresentação global das demonstrações financeiras.

Estamos convictos que a prova de auditoria que obtivemos é suficiente e apropriada para proporcionar uma base para a nossa opinião de auditoria com reservas.

Bases para a Opinião com reservas

1. Ao nível da actividade de pesquisa e produção de petróleo bruto e gás natural, *onshore* e *offshore*, incluída no segmento *upstream*, foram detectadas as seguintes situações:

- 1.1 O Grupo, através da sua empresa mãe, apresenta transacções reflectidas no segmento *upstream*, de diversas naturezas com o Estado de Angola, entre as quais se incluem as relacionadas com a sua actividade de Concessionária. Esta actividade encontra-se prevista nos contratos firmados com os Grupos Empreiteiros, que definem os termos financeiros relativamente a bónus, provisões para abandono e rendas de superfície, entre outros. Em resultado das referidas transacções, e conforme divulgado nas notas 18.1 e 19.1 às contas, o Grupo apresenta saldos a pagar de 405.261.500 milhares de AKZ, correspondentes aos movimentos financeiros com o Tesouro Nacional e a Concessionária Nacional, relativamente aos quais não nos foi possível determinar se todas as transacções, direitos e obrigações relacionados, estão correctamente reflectidos nas demonstrações financeiras consolidadas.
- 1.2 O Grupo tem reconhecido no imobilizado incorpóreo e imobilizado corpóreo relativo à actividade mineira e outros activos não correntes o montante de 37.789.319 milhares de Akz relativos a gastos com bónus de assinatura, prémios de adjudicação e custos de exploração e avaliação em campos detidos no Iraque. Tendo em consideração o contexto de insegurança existente nos referidos campos, que levou à suspensão das operações naquela geografia, e a decisão de desinvestimento tomada pela Gerência da empresa sustentada em razões de força maior, é expectativa da gestão, recuperar o referido investimento através da venda do interesse participativo detido. Presentemente, não temos qualquer evidência que suporte a existência de negociações com potenciais interessados, pelo que, não estamos em condições de concluir quanto à recuperabilidade do montante referido acima.



2. Ao nível da actividade relacionada com os investimentos financeiros *core* incluída no segmento *corporate & financing*, foi detectada a seguinte situação:

2.1 O activo não corrente consolidado inclui 54.811.535 milhares de AKZ proveniente da sua empresa mãe, classificado como conta a receber de uma associada, para o qual não foi possível concluir quanto à correcção da respectiva valorização e apresentação no balanço.

3. Ao nível da actividade de transporte de petróleo bruto, gás natural e produtos derivados, incluída no segmento *midstream*, foram detectadas as seguintes situações:

3.1 A auditoria efectuada à empresa *holding* do subgrupo do *shipping*, resultou na emissão de uma escusa de opinião, razão pela qual, não foi possível obter prova de auditoria suficiente e apropriada sobre os respectivos activos não correntes (2.840.998 milhares de Akz), activos correntes (128.539 milhares de Akz), passivos correntes (31.024 milhares de Akz), e capital próprio (42.699.952 milhares de Akz incluindo um resultado líquido negativo de 846.794 milhares de Akz).

4. Ao nível da actividade de comercialização e distribuição de derivados de petróleo, incluída no segmento *downstream*, foram detectadas as seguintes situações:

4.1 Não foi obtida a documentação necessária para aferir sobre a propriedade do conjunto de activos que compõe o imobilizado corpóreo, nomeadamente dos postos de abastecimento no montante de 77.274.510 milhares de Akz, montante este que inclui uma perda por imparidade registada no ano no montante de 20.338.644 milhares de Akz, em resultado da conclusão do processo de reconciliação do cadastro de imobilizado, que não estamos em condições de aferir se este ajustamento diz respeito apenas a este exercício ou também e apenas a exercícios anteriores.

4.2 Não foi possível determinar a razoabilidade de diversos saldos de fornecedores no montante de 17.958.257 milhares de Akz e por inerência, o saldo devedor das mercadorias em trânsito no montante de 382.111 milhares de Akz e a especialização de custos com despachantes no montante de 3.252.980 milhares de Akz. Por outro lado não foi possível determinar se estão reflectidos todos os adiantamentos a fornecedores de imobilizado corpóreo no montante de 165.074 milhares de Akz e as garantias a fornecedores de imobilizado no montante de 1.654.093 milhares de Akz.



5. Ao nível das actividades incluídas no segmento *non core*, foram detectadas as seguintes situações:

- 5.1** A auditoria efectuada à subsidiária responsável pela actividade imobiliária do grupo, resultou na emissão de uma escusa de opinião, razão pela qual, não foi possível obter prova de auditoria suficiente e apropriada sobre os respectivos activos não correntes (164.719.319 milhares de Akz), activos correntes (96.487.192 milhares de Akz), passivos correntes (23.872.053 milhares de Akz), passivos não correntes (88.280 milhares de Akz) e capital próprio (12.650.878 milhares de Akz incluindo um resultado líquido negativo de 4.375.010 milhares de Akz).
- 5.2** Não foi possível concluir sobre a existência, plenitude e valorização das imobilizações corpóreas relacionadas com a actividade de prestação de serviços de saúde, no montante líquido de 17.421.416 milhares de Akz e o correspondente efeito nas amortizações do ano no montante de 1.634.922 milhares de Akz. Por outro lado, não foi possível concluir sobre as prestações de serviços, custo das vendas, existências, contas a receber e fornecedores relacionados, no montante de 8.176.001 milhares de Akz, 5.034.170 milhares de Akz, 7.852.794 milhares de Akz, 7.073.739 milhares de Akz e 11.512.493 milhares de Akz respectivamente.
- 5.3** O Grupo apresenta imobilizações corpóreas relativas ao centro de formação marítima, no montante de 9.991.785 milhares de Akz, relativamente às quais existem indícios de imparidade, não tendo sido obtida documentação relativa a testes de imparidade preparados pela gestão, pelo que não nos foi possível determinar se são necessários quaisquer ajustamentos respeitantes a eventuais imparidades sobre estes activos, e respectivo impacto nos resultados do exercício.

Opinião com reservas

Em nossa opinião, excepto quanto aos possíveis efeitos das matérias descritas no parágrafo “Bases para a Opinião com Reservas”, as demonstrações financeiras consolidadas, apresentam de forma apropriada, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Sonangol – Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola, E.P. e das empresas incluídas no perímetro de consolidação definido pelo seu Conselho de Administração, à data de 31 de Dezembro de 2014, e o seu desempenho financeiro relativos ao ano então findo de acordo com as disposições de relato financeiro descritas na Nota 2.



Outras matérias

O Relatório do Auditor Independente com referência a 31 de Dezembro de 2013, incluía uma reserva por limitação de âmbito relacionada com algumas situações, nomeadamente a não obtenção de evidência suficiente que permitisse concluir sobre a existência, plenitude e valorização das imobilizações corpóreas relacionadas com a actividade de distribuição de derivados de petróleo no montante de 102.818.072 milhares de Akz e a inexistência de prova de auditoria suficiente e apropriada relativa a um activo corrente incluído no segmento *non core*, no montante de 396.190.110 milhares de Akz, que por terem sido sanadas durante o corrente exercício, não estão incluídas neste relatório.

O nosso relatório destina-se exclusivamente ao Conselho de Administração da Sonangol E.P., aos seus accionistas e financiadores e não deve ser distribuído a quaisquer outras partes sem o nosso consentimento prévio.

Luanda, 30 de Março de 2015

Ernst & Young Audit & Associados – SROC, S.A.
Sociedade de Revisores Oficiais de Contas (nº 178)
Representada por:

Manuel Mota (ROC nº 1410)
(Audit Service Partner)

Alberto Romeo
(Global Client Service Partner)



13 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS A 31 DE DEZEMBRO DE 2014

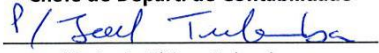


RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Balanço consolidado a 31 de Dezembro de 2014

		31.12.2014	31.12.2013
		AKZ	AKZ
ACTIVO			
Activo não corrente			
Imobilizações corpóreas	4	679.115.446.522	638.135.514.230
Imobilizações incorpóreas	5	23.789.509.034	18.867.920.393
Propriedades de petróleo e gás	4A	1.509.818.923.629	1.233.668.794.226
Activos de exploração e avaliação	5A	420.794.219.374	303.581.222.109
Investimentos em subsidiárias e associadas	6	543.666.524.329	536.027.123.421
Outros activos financeiros	7	203.649.840.917	165.535.395.249
Outros activos não correntes	9	592.600.812.314	217.474.922.959
Total Activo não corrente		3.973.435.276.119	3.113.290.892.587
Activo corrente			
Existências	8	126.961.985.645	147.708.867.917
Contas a receber	9	543.787.205.201	932.808.836.864
Disponibilidades	10	699.545.177.413	716.719.836.813
Outros activos correntes	11	13.401.709.348	11.100.343.706
Total Activo corrente		1.383.696.077.606	1.808.337.885.300
Total Activo		5.357.131.353.726	4.921.628.777.887
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital Próprio			
Capital	12	1.217.392.430.238	1.116.863.497.943
Reservas e resultados transitados	13	623.869.370.862	268.787.922.449
Ajustamentos Cambiais Conversão. Dem. Fin.		164.173.576.859	98.371.532.822
Resultado do exercício		139.162.163.071	301.621.389.459
Total Capital Próprio		2.144.597.541.030	1.785.644.342.673
Passivo não corrente			
Empréstimos de médio e longo prazos	15	1.300.511.887.994	1.016.029.333.281
Provisões para pensões	17	54.970.317.233	31.693.476.576
Provisão para outros riscos e encargos	18	639.472.665.304	676.350.074.737
Outros passivos não correntes	19	78.074.128.737	76.933.793.150
Total Passivo não corrente		2.073.028.999.268	1.801.006.677.744
Passivo corrente			
Contas a pagar	19	799.869.762.635	953.790.867.064
Parte corrente dos empréstimos de médio e longo prazo	15	280.462.973.589	324.207.266.984
Outros passivos correntes	21	59.172.077.204	56.979.623.422
Total Passivo corrente		1.139.504.813.428	1.334.977.757.470
Total Passivo		3.212.533.812.696	3.135.984.435.214
Total Capital Próprio e Passivo		5.357.131.353.726	4.921.628.777.887

Chefe de Depart. de Contabilidade


Maria de Fátima Calundungo

Director de Finanças


Jacinto Manuel Veloso

Director de Auditoria e Controlo Interno


Mbiavanga Filipe
Inscrição n.º 3227



Demonstração de resultados consolidada a 31 de Dezembro de 2014

		31.12.2014	31.12.2013
		AKZ	AKZ
Vendas	22	3.353.368.204.957	3.911.597.099.813
Prestações de serviço	23	108.647.980.843	98.789.216.811
Outros proveitos operacionais	24	36.980.589.476	16.427.259.499
		3.498.996.775.276	4.026.813.576.123
Varição nos produtos acabados	25	14.423.326.038	14.808.485.414
Entrega de vendas - concessionária	26	-1.684.543.692.870	-2.214.034.135.411
Custo das mercadorias vendidas	27	-646.890.235.035	-570.850.459.136
Custos da actividade Mineira	27A	-230.556.424.035	-221.172.839.279
Custos com o pessoal	28	-127.507.698.285	-110.481.744.916
Amortizações	29	-261.854.237.136	-187.999.492.888
Outros custos e perdas operacionais	30	-224.270.573.908	-225.183.199.129
		-3.161.199.535.231	-3.514.913.385.345
Resultados operacionais:		337.797.240.045	511.900.190.778
Resultados financeiros	31	-34.504.717.679	-11.026.246.663
Resultados e de filiais e associadas	32	25.140.997.958	25.776.278.983
Resultados não operacionais	33	-106.438.801.338	-99.311.825.433
		-115.802.521.059	-84.561.793.113
Resultados antes de impostos:		221.994.718.986	427.338.397.665
Imposto sobre o rendimento	35	-82.945.638.426	-125.857.223.072
Resultados líquidos das actividades correntes:		139.049.080.560	301.481.174.592
Resultados extraordinários	34	113.082.511	140.214.866
Resultado líquido do exercício		139.162.163.071	301.621.389.459

Chefe de Depart. de Contabilidade

Maria de Fátima Calundungo

Director de Finanças

Jacinto Manuel Veloso

Director de Auditoria e Controlo Interno

Mbiavanga Filipe
Inscrição n.º 3227



Demonstração de Fluxo de Caixa Consolidada a 31 de Dezembro de 2014

	31.12.2014	31.12.2013
	AKZ	AKZ
Rubricas		
Fluxos de caixa das actividades operacionais		
Recebimentos de clientes	3.649.894.433.712	3.585.308.155.951
Pagamentos a fornecedores	-2.944.055.497.948	-2.988.843.353.978
Pagamentos ao pessoal	-127.455.153.769	-104.250.225.497
<i>Caixa gerada pelas operações</i>	578.383.781.995	492.214.576.475
Pagamento/recebimento de impostos	-91.866.552.890	-124.646.936.570
Outros recebimentos/pagamentos	39.389.205.742	-124.638.628.675
Fluxos de caixa das actividades operacionais [1]	525.906.434.847	242.929.011.230
Fluxos de caixa das actividades de investimento		
<u>Pagamentos respeitantes a:</u>		
Imobilizações corpóreas	-75.410.864.080	0
Imobilizações incorpóreas	-5.594.282.007	-17.799.675.729
Actividade Mineira	-631.876.311.779	-241.462.927.746
Investimentos financeiros / suprimentos	-262.606.685.432	-301.044.204.130
Investimentos em imóveis	-17.809.204.556	0
<u>Recebimentos provenientes de:</u>		
Vendas de imobilizado	0	29.839.773.787
Investimentos financeiros / suprimentos	79.451.028.546	58.325.430.395
Juros e proveitos similares	18.988.436.090	0
Dividendos ou lucros recebidos	25.140.997.958	25.776.278.983
Fluxos de caixa das actividades de investimento [2]	-869.716.885.260	-446.365.324.439
Fluxos de caixa das actividades de financiamento		
<u>Recebimentos provenientes de:</u>		
Financiamento obtidos	566.876.947.243	585.714.000.000
Realizações de Capital e outros instrumentos de capital próprio	100.528.932.295	0
<u>Pagamentos respeitantes a:</u>		
Financiamentos obtidos	-326.138.685.925	-255.285.694.682
Juros e custos similares	-59.904.832.469	-68.029.553.658
Dividendos ou lucros pagos	-20.528.614.168	-10.304.441.945
Fluxos de caixa das actividades de financiamento [3]	260.833.746.977	252.094.309.715
Variação de caixa e seus equivalentes [1] + [2] + [3] = [4]	-82.976.703.437	48.657.996.576
Efeitos das taxas de câmbio	65.802.044.036	135.006.783.872
Caixa e seus equivalentes no início do período	716.719.836.813	533.055.056.366
Caixa e seus equivalentes no fim do período	699.545.177.413	716.719.836.813

Chefe de Depart. de Contabilidade


 Maria de Fátima Calundungo

Director de Finanças


 Jacinto Manuel Veloso

Director de Auditoria e Controlo Interno


 Mbiavanga Filipe
 Inscrição n.º 3227



Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas a 31 de Dezembro de 2014

1. Actividade e informação corporativa

As demonstrações financeiras consolidadas do Grupo, que compreendem a Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola E.P. (Sonangol E.P., como casa mãe) e as empresas incluídas no perímetro de consolidação definido pelo seu Conselho de Administração conforme enunciado na nota 3, para o ano findo a 31 de Dezembro de 2014, foram autorizadas para emissão pelo Conselho de Administração conforme acta da assembleia geral em 30 de Março de 2015.

A Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola E.P. com sede na Rua Rainha Ginga n.º 29-31 – Luanda, e empresas subsidiárias têm como actividade principal operar na indústria petrolífera desde a fase inicial de pesquisa e produção de hidrocarbonetos (upstream) passando pela totalidade de actividades conexas até ao momento da venda final ao cliente (midstream/downstream).

Por força da Lei nº 10/04 (Lei das Actividades Petrolíferas), a Sonangol é a empresa angolana a quem o Estado concedeu os direitos mineiros para a prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos. Na sua qualidade de Concessionária Nacional, a Sonangol está autorizada a associar-se a entidades estrangeiras ou nacionais para realização das operações petrolíferas no território nacional. Estas operações estão actualmente consubstanciadas em contratos de associação e contratos de partilha de produção.

O Grupo está presente em diversas actividades relacionadas com Petróleo e Gás actividades conexas e outras, as quais se dividem em 5 segmentos principais, como segue.

Corporate & Financing

Este segmento inclui as actividades relacionadas com os investimentos financeiros “core” e com os financiamentos bancários do Grupo.

Upstream

Este segmento desenvolve actividades de pesquisa e produção de petróleo bruto e gás natural onshore e offshore, quer como operador quer como não operador em empreendimentos conjuntos.

Midstream

Este segmento inclui as actividades de refinação e transporte de petróleo bruto, gás natural e produtos derivados.

Downstream

Este segmento inclui as actividades armazenagem, comercialização e distribuição dos produtos derivados, petróleo bruto e gás natural ao cliente final.



“Non core”

Este segmento inclui todas as actividades “non core” do Grupo como serviços de aviação, saúde, formação, gestão imobiliária, telecomunicações e outros investimentos financeiros “non core”.

2. Políticas contabilísticas adoptadas na preparação das demonstrações financeiras

2.1 Bases de apresentação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as políticas contabilísticas descritas abaixo, seguindo as nomenclaturas vigentes no Manual de Políticas Contabilísticas da Sonangol (MPC) com relação às contas separadas, sendo igualmente muitas das suas políticas retiradas do Plano Geral de Contabilidade (PGC), conforme decreto nº 82/2001 de 16 de Novembro.

As Demonstrações Financeiras respeitam as características de relevância e fiabilidade. Foram preparadas na base da continuidade e do acréscimo e em obediência aos princípios contabilísticos da consistência, materialidade e comparabilidade.

As demonstrações financeiras consolidadas, preparadas pela primeira vez em 2013, foram preparadas com o propósito de providenciar informação aos accionistas, entidades financiadoras e ao Conselho de Administração (C.A.) da Sonangol E.P., tendo por base um perímetro de subsidiárias identificadas por este último, tendo em conta critérios de importância em termos de relato. As subsidiárias incluídas nestas demonstrações financeiras consolidadas, excluindo a excepção referida na nota 3, são as mesmas de 2013 pelo que o presente exercício é totalmente comparável. Desta forma, não são consolidadas a totalidade dos investimentos controlados, encontrando-se os mesmos, entre outros, apresentados na nota 6 do presente anexo.

As demonstrações financeiras consolidadas, seguem a nomenclatura e formato definido no Plano Geral de Contabilidade, ajustadas com a introdução de um conjunto de rubricas específicas inerentes à principal actividade do Grupo (indústria de petróleo e gás) conforme detalhadas no Manual de Políticas Contabilísticas do grupo (MPC) aprovado pelo seu Conselho de Administração e das quais se destaca a política contabilística dos “Esforços Bem-sucedidos” conforme permitido pela *International Financial Reporting Standards (IFRS) 6* e descrita na nota 2.3 (d.).

Na sequência das disposições transitórias definidas no Plano Geral de Contabilidade, o Grupo adoptou (i) as suspensões temporárias permitidas relativas à elaboração da demonstração dos fluxos de caixa e à divulgação nas notas às contas dos impostos diferidos, e (ii) as exclusões temporárias relativas à contabilização de locações e determinação, registo e divulgação de impostos diferidos, tendo optado por reflectir (iii) a contabilização dos planos de benefícios de reforma conforme descrito na nota 2.3 (r), os efeitos das alterações das taxas de câmbio em demonstrações financeiras de operações estrangeiras e a concentração de actividades empresariais, o que se consubstancia na preparação destas demonstrações financeiras consolidadas.

As demonstrações financeiras consolidadas, não têm como propósito representar a consolidação da Sonangol E.P. de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro – IFRS, embora conforme previsto no PGC e no MPC, faz-se recurso do normativo internacional sempre que a legislação nacional o permitir e a Administração entenda que da sua aplicação resulta uma imagem mais verdadeira e apropriada da posição financeira e do desempenho financeiro do Grupo.



Bases de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas da Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola – Empresa Pública (Sonangol E.P.) para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2014 compreendem as demonstrações financeiras da empresa-mãe (Sonangol E.P.) e das subsidiárias enumeradas na Nota 3 abaixo.

As empresas subsidiárias incluídas no perímetro de consolidação, são consolidadas pelo método integral desde a data da sua aquisição / constituição que é a data em que o controlo é adquirido e até à data em que o controlo deixa de existir. Investimentos em empresas associadas são se encontram consolidadas pelo método de equivalência patrimonial mas sim pelo método do custo.

As subsidiárias que foram incluídas nas presentes demonstrações financeiras consolidadas são controladas em conformidade com os requisitos prescritos na *IFRS 10 – Demonstrações Financeiras Consolidadas*, a qual define que o controlo é obtido quando o Grupo está exposto, ou apresenta direitos, a retornos variáveis decorrente do seu envolvimento com a investida e tem possibilidade para afectar esses mesmos retornos através do seu poder sobre a investida. Especificamente, o Grupo controla uma investida se, e apenas se, o Grupo apresenta:

- Poder sobre a investida (p.e. direitos existentes que conferem a possibilidade para direccionar as actividades relevantes da investida);
- Exposição, ou direitos, a retornos variáveis decorrente do seu envolvimento com a investida;
- A habilidade para usar o seu poder sobre a investida para afectar os seus retornos.

Quando o Grupo tem menos da maioria dos votos, ou similares, direitos sobre uma investida, considera todos os factos e circunstâncias relevantes quando analisa se tem poder sobre uma investida, incluindo:

- Acordos contratualizados com os restantes accionistas da investida;
- Direitos resultantes de outros acordos contratualizados;
- Direitos de voto e direitos de voto potenciais do Grupo.

As demonstrações financeiras das subsidiárias são preparadas em referência à mesma data de reporte, usando políticas contabilísticas consistentes entre si e com o Grupo.

Quando necessário, ajustamentos são efectuados às demonstrações financeiras das subsidiárias para garantir que as políticas contabilísticas destas estão em linha com as políticas contabilísticas do Grupo. Todos os activos, passivos, capital, proveitos, custos e fluxos de caixa relacionados com transacções entre empresas do Grupo são eliminados na totalidade na consolidação.

Uma alteração da participação numa subsidiária, que não resulte na perda de controlo, é tratada com uma transacção de capital. Quando o Grupo perde o controlo sobre uma subsidiária, o Grupo:

- Desreconhece os activos (incluindo o goodwill) e os passivos dessa subsidiária;
- Desreconhece os interesses que não controlam dessa subsidiária;
- Desreconhece as diferenças de transposição acumuladas registadas em capital;
- Reconhece o justo valor da consideração recebida;
- Reconhece o justo valor da participação de capital retida;



- Reconhece qualquer diferença em resultados do período e capital próprio; e
- Reclassifica a parte do Grupo em componentes anteriormente reconhecidas em capital próprio para proveito, custo do ano ou resultados transitados, conforme apropriado, como seria requisito se o Grupo tivesse vendido os activos e passivos relacionados.

2.2 Julgamentos, estimativas e pressupostos significativos utilizados

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas requer que sejam efectuados julgamentos, estimativas e que sejam assumidos pressupostos que afectam o valor dos proveitos, despesas, activos e passivos, e as divulgações correspondentes, e a divulgação de passivos contingentes à data das demonstrações financeiras consolidadas.

As estimativas e os julgamentos são continuamente avaliados e são baseados na experiência da Administração e em outros factores, incluindo a expectativa sobre eventos futuros que se acredita que sejam razoáveis dadas as circunstâncias. No entanto, a incerteza sobre os pressupostos usados e sobre as estimativas efectuadas podem levar a resultados finais que requerem ajustamentos materiais aos valores contabilísticos dos activos ou passivos em períodos futuros.

Em particular, o Grupo identificou as seguintes áreas onde julgamentos significativos, estimativas e pressupostos são necessários. Informações adicionais em cada uma destas áreas e como impactam as variadas políticas contabilísticas encontram-se descritas abaixo e também nas notas relevantes às demonstrações financeiras.

Alterações nas estimativas são tratadas prospectivamente.

2.2.1 Julgamentos

(i) Empreendimentos conjuntos

Julgamento é necessário para determinar quando o Grupo apresenta controlo conjunto sobre um acordo contratual, o que requer um entendimento das actividades relevantes e quando as decisões em relação a essas actividades requerem consentimento unânime. O Grupo determinou que as actividades relevantes são as relacionadas com as decisões de operação e capital, tais como a aprovação do programa de investimento para cada ano e apontar, remunerar, e terminar a relação contratual com o pessoal responsável pela gestão ou fornecedores do empreendimento conjunto. As considerações tomadas sobre a determinação de controlo conjunto são similares aquelas necessárias para determinar controlo sobre subsidiárias. Ver nota 2.1 para maiores detalhes.

Julgamento é igualmente necessário para classificar um empreendimento conjunto. Classificar o empreendimento obriga o Grupo a analisar os seus direitos e obrigações decorrentes do empreendimento. Especificamente, o Grupo considera:

- A estrutura do empreendimento conjunto – se este é estruturado através de um veículo separado;



- Quando o empreendimento é estruturado através de um veículo separado, o Grupo considera também os direitos e obrigações decorrentes de:
 - A forma legal do veículo separado;
 - Os termos do acordo contratual;
 - Outros factos e circunstâncias (quando relevantes).

Esta análise usualmente requer julgamento profissional, e uma conclusão distinta sobre controlo conjunto e também se o empreendimento é uma operação conjunta ou uma joint venture, pode afectar de uma forma significativa a respectiva contabilização.

(ii) Contingências

Pela sua natureza, as contingências são resolvidas apenas quando um ou mais eventos futuros incertos ocorrem ou acabam por não ocorrer. A análise da existência, e potencial quantificação da contingência envolvem o exercício de julgamento significativo e o uso de estimativas com relação ao resultado de eventos futuros.

Pela sua natureza, as contingências são resolvidas apenas quando um ou mais eventos futuros incertos ocorrem ou acabam por não ocorrer. A análise da existência, e potencial quantificação da contingência de forma inerente envolvem o exercício de julgamento significativo e o uso de estimativas relacionadas com o resultado de eventos futuros.

2.2.2 Estimativas e pressupostos

Os pressupostos chave respeitantes ao futuro e outras fontes críticas de incerteza nas estimativas na data de reporte que apresentam risco significativo de causarem ajustamentos materiais aos valores contabilísticos dos activos e passivos durante o ano fiscal subsequente, encontram-se descritos abaixo. O grupo suporta os seus pressupostos e estimativas com base em parâmetros e informação disponível aquando da preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Circunstâncias e pressupostos assumidos sobre desenvolvimentos futuros, podem, no entanto, mudar, em consequência de alterações no mercado ou de circunstâncias fora do controlo do Grupo. Tais alterações são reflectidas nos pressupostos quando ocorrem.

(i) Reservas de hidrocarbonetos e fonte de estimativas

As estimativas das reservas de petróleo bruto são uma parte integrante do processo de tomada de decisão relativamente aos activos da actividade mineira, suportando adicionalmente o desenvolvimento ou a implementação de técnicas de recuperação assistida (secundária e terciária).

Os volumes de reservas provadas de petróleo bruto que a Empresa utiliza para efeitos de preparação das demonstrações financeiras, derivam de relatórios de peritos independentes externos no caso de Blocos Operados e dos Operadores, no caso dos Blocos Não Operados pelo Grupo. Esta informação é actualizada anualmente e é



utilizada para o cálculo da depreciação dos activos afectos à actividade de exploração e produção de petróleo e gás de acordo com o método das unidades de produção bem como para o reconhecimento anual dos custos de desmantelamento dos campos. Para avaliação da imparidade dos investimentos em activos associados a essa actividade, o Grupo recorre à mesma fonte de informação usada para o cálculo das depreciações, no entanto, utiliza as reservas provadas e prováveis e considera o futuro investimento a realizar para se aceder a estas reservas.

A estimativa das reservas está sujeita a revisões futuras, com base em nova informação disponível, por exemplo, relativamente às actividades de desenvolvimento (perfuração e produção), informação sobre taxas de câmbio, preços, datas de fim de contrato ou planos de desenvolvimento (sancionamento de projectos de desenvolvimento), advento de novas tecnologias, etc..

Os volumes de petróleo bruto produzidos e o custo dos activos são conhecidos, enquanto as reservas se baseiam em estimativas sujeitas a alguns ajustamentos (evolução de reservas a produção). O impacto nas depreciações e nas provisões para custos de desmantelamento resultantes de variações nas reservas provadas estimadas é tratado de forma prospectiva, depreciando o valor líquido remanescente dos activos e ajustando a provisão para custos de desmantelamento, respectivamente, em função da produção futura prevista. No caso de se proceder a uma revisão em baixa das reservas provadas, o resultado líquido poderá ser negativamente afectado, no futuro, por um maior montante de custos com depreciações e provisões para custos de desmantelamento.

(ii) Despesas de exploração e avaliação

A aplicação da política contabilística do Grupo no que respeita a despesas de exploração e avaliação requer julgamento para determinar se futuros benefícios económicos são prováveis, através de futura exploração ou venda, ou se actividades não chegarão a um estágio que permitam uma avaliação razoável da existência de reservas. A determinação de reservas e recursos é por si só um processo de estimativa que envolve variados graus de incerteza dependendo de como os recursos são classificados. A política de “deferimento”(capitalização de despesas) obriga a gestão a fazer certas estimativas e a tomar certos pressupostos sobre eventos e circunstâncias futuras, em particular, quando uma extracção economicamente viável pode ser estabelecida. Se, após a capitalização de despesas, informação é disponível que sugere que a recuperação da propriedade é pouco provável, os valores relevantes capitalizados são reconhecidos na demonstração de resultados no período em que a nova informação está disponível.

(iii) Depreciação dos activos de Petróleo e Gás - Método das unidades de produção

As propriedades de Petróleo e Gás são depreciadas/amortizadas utilizando o método das unidades de produção (MuP) baseado no total das reservas de hidrocarbonetos provadas desenvolvidas e provadas não desenvolvidas. Isto resulta num custo com depreciação/amortização proporcional à depleção da produção remanescente do campo.

A vida útil de cada activo, analisada pelo menos numa base anual, tem em consideração limitações físicas de vida útil e avaliações presentes sobre as reservas economicamente recuperáveis do campo onde o activo está situado. O cálculo do rácio



da depreciação/amortização utilizando o MuP será impactado até à extensão de que a produção actual no futuro é diferente das actuais projecções futuras de produção baseadas no total de reservas provadas, ou alteração na estimativa de despesas futuras de capital. Alterações nas reservas provadas podem ocorrer decorrentes de alterações nas estimativas e pressupostos utilizados nas estimativas de reservas, incluindo:

- O efeito nas reservas provadas decorrentes de diferenças entre o preço actual do petróleo bruto e gás natural e os pressupostos utilizados para a definição do preço dos mesmos.

(iv) Recuperação dos activos de Petróleo e Gás

O grupo avalia cada activo ou unidade geradora de caixa (excluindo goodwill, que é avaliado anualmente no que respeita a indicadores de imparidade) a cada data de balanço para determinar a existência de qualquer indicador de imparidade. Quando um indicador de imparidade existe, uma estimativa formal do valor recuperável é efectuada, que é considerado como o maior entre o Justo valor menos custos de venda e o valor de uso. Esta avaliação obriga ao uso de estimativas e pressupostos como o preço futuro (longo-prazo) de petróleo bruto e gás natural (considerando os preços correntes e históricos, tendências de preços e factores relacionados), taxas de desconto, custos operacionais, despesas futuras de capital, custos com desmantelamento, potenciais de exploração, reservas (ver 2.2.2 Estimativas e pressupostos (a) *Reservas de hidrocarbonetos e fonte de estimativas* acima) e performance operacional (inclui volumes de produção e vendas). Estas estimativas e pressupostos são sujeitos a risco e incerteza. Assim, existe a possibilidade de que alterações nas circunstâncias poderão impactar estas projecções, impactando por consequência o valor recuperável dos activos/unidades geradoras de caixa.

(v) Custos de desmantelamento

Custos de desmantelamento serão incorridos pelo Grupo no final da vida operacional de algumas instalações e propriedades. O Grupo avalia a provisão para desmantelamento a cada período de relato. Os custos finais reais de desmantelamento são incertos e a estimativa de custo pode variar em resposta a vários factores, dos quais se destacam alterações em obrigações legais relevantes e o desenvolvimento de novas técnicas de restauração do meio ambiente. O momento, extensão e valor esperado da despesa podem ainda alterar – por exemplo, em resposta a alterações nas reservas ou alterações de leis e/ou regulamentos ou respectiva interpretação. Desta forma, estimativas e pressupostos significativos são efectuados para a determinação da provisão para desmantelamento. Como resultado, podem existir ajustamentos significativos às provisões estabelecidas que poderão impactar os futuros resultados não operacionais do Grupo.

O trabalho de avaliadores externos pode ser utilizado para suportar a avaliação de custos futuros de desmantelamento. O envolvimento de avaliadores independentes é determinado numa base individualizada, tendo em consideração factores como o valor total do custo ou período temporal do desmantelamento, e é aprovado pela Administração da Empresa. O critério de selecção inclui, o conhecimento de mercado, reputação e independência.



A provisão para custos de desmantelamento à data de reporte representa a melhor estimativa da Administração do valor presente da obrigação com custos futuros de desmantelamento.

2.3 Bases de valorimetria adoptadas na preparação das Demonstrações Financeiras Consolidadas

(a) Investimentos em empreendimentos conjuntos

Um empreendimento conjunto é uma actividade económica empreendida por dois ou mais parceiros sujeita a controlo conjunto destes mediante um acordo contratual. Controlo conjunto é a partilha de controlo acordada contratualmente em que as decisões Estratégicas, Financeiras e Operacionais relacionadas com a actividade exigem consentimento unanime das partes que partilham o controlo.

(i) Operações conjuntamente controladas

Operações conjuntamente controladas é um tipo de empreendimento conjunto onde as partes que apresentam controlo conjunto de uma actividade económica tem direitos sobre activos e obrigações sobre os passivos, relacionados com o acordo.

Com relação aos seus interesses em operações conjuntamente controladas, o Grupo, reconhece os seus:

- Activos, incluindo a sua percentagem em qualquer activo detido conjuntamente;
- Passivos, incluindo a sua quota-parte sobre qualquer passivo incorrido conjuntamente;
- Rédito da venda da sua quota-parte to output originado pela operações conjuntamente controlada;
- Quota-parte do rédito originado da venda do output da operação conjuntamente controlada;
- Despesas, incluindo a sua percentagem de qualquer despesa incorrida conjuntamente.

(ii) Entidades conjuntamente controladas

Uma entidade conjuntamente controlada é um tipo de empreendimento conjunto onde as partes que tem controlo conjunto sobre um acordo tem direitos sobre os activos líquidos (capital próprio) do empreendimento conjunto. Os investimentos do grupo em entidades conjuntamente controladas são contabilizados ao custo de aquisição.

(b) MOEDA ESTRANGEIRA

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em Kwanzas, que é também a moeda funcional do Grupo e a moeda de apresentação do Grupo. Transacções em moeda estrangeira são inicialmente registadas na moeda de apresentação à taxa de câmbio na data da transacção.



Para as Empresas que apresentam demonstrações financeiras em moeda diferente do Kwanza é feita uma conversão dessas demonstrações para a moeda de relato do Grupo Sonangol. Assim, os activos e passivos de cada demonstração da posição financeira apresentada devem ser transpostos à taxa de fecho; os proveitos e custos de cada demonstração de resultados devem ser transpostos às taxas de câmbio médias do ano; o capital próprio transposto ao câmbio histórico; sendo todas as diferenças de câmbio daqui resultantes reconhecidas em capital próprio (Ajustamentos cambiais conversão de demonstrações financeiras).

Taxa de fecho	2014
1 USD =	102,863 AKZ
1 EURO =	125,195 AKZ
1 GBP =	160,003 AKZ
1 ZAR =	11,569 AKZ
Taxa média	2014
1 USD =	98,337 AKZ

(c) Concentrações de actividades empresariais e Goodwill

O tema concentrações de actividades empresariais (também conhecida por consolidação de contas) encontra-se temporariamente excluído do Plano Geral de Contabilidade Angolano. Este plano define que caso qualquer entidade entenda apresentar demonstrações financeiras consolidadas pode fazê-lo desde que:

- Não deixe de preparar as demonstrações financeiras individuais de acordo com o PGC;
- Prepare as demonstrações financeiras consolidadas de acordo às disposições, quer para o registo, quer para a divulgação, constantes no normativo contabilístico internacional;
- Apresente com as necessárias adaptações, as demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os formatos definidos no PGC;
- Divulgue nas notas às contas consolidadas que foram seguidas as disposições contantes nas normas internacionais de contabilidade.

Para o efeito, e com referência ao exercício de 2014, foram observadas as recomendações do Plano Geral de Contabilidade Angolano.

As combinações de negócios são registadas usando o método da compra. O custo da aquisição é o agregado da importância transferida, valorizada ao justo valor na data de aquisição e do valor de qualquer interesse que não controla na adquirida. Para cada combinação de negócio, a entidade adquirente valoriza os interesses que não controla na adquirida, ou ao justo valor ou na proporção dos activos líquidos identificáveis da adquirida.

Os custos de aquisição relacionados são registados como custos operacionais assim que incorridos.

O goodwill é inicialmente reconhecido ao custo, sendo o excesso do agregado da importância transferida e do valor conhecido dos interesses que não controlam sobre o justo valor dos activos líquidos identificáveis da adquirida e dos passivos assumidos.



Se o justo valor dos activos líquidos identificáveis adquiridos é superior ao valor da importância transferida, antes do reconhecimento do ganho, o Grupo analisa se identificou correctamente todos os activos adquiridos e todos os passivos assumidos e revê os procedimentos usados para mensurar os valores a serem reconhecidos na data de aquisição. Se na avaliação efectuada continua a resultar um excesso do justo valor dos activos líquidos identificáveis sobre a importância transferida, o ganho correspondente é reconhecido na demonstração de resultados.

Após o reconhecimento inicial, o goodwill é valorizado ao custo menos qualquer perda por imparidade. Para efeitos de testes de imparidade, o goodwill adquirido numa combinação de negócios é, desde a data de aquisição, alocado a cada unidade geradora de caixa do Grupo que se espere que venha a beneficiar de sinergias decorrentes da combinação de negócios, independentemente de outros activos ou passivos da adquirida serem alocados a essas unidades.

(d) Despesas de Exploração, avaliação e de desenvolvimento de petróleo e gás

Despesas de Exploração, avaliação e de desenvolvimento de Petróleo e Gás são registadas tendo em conta a aplicação da política contabilística dos esforços bem-sucedidos.

i) Custos com pré-licenças

Os custos com pré-licenças são reconhecidos em resultados no período em que ocorrem.

ii) Custos de aquisição de licenças e propriedades

Custos com a aquisição de licenças de exploração e propriedades são registadas como activos intangíveis.

Custos com licenças pagos correlacionados com o direito de explorar uma área de exploração já existente são capitalizados e amortizados pelo espaço coberto pela licença.

Custos com a aquisição de licenças e propriedades são revistos em cada período de reporte para confirmar que não existem quaisquer indicações que o valor líquido contabilístico dos activos excede o valor recuperável. Esta revisão inclui a confirmação que a perfuração de exploração está em curso ou perfeitamente planeada, ou que foi determinada, ou trabalhos estão já em curso no sentido de determinar que a descoberta é economicamente viável baseada num conjunto de considerações técnicas e comerciais e que progressos suficientes estão a ser efectuados no sentido de estabelecer planos de desenvolvimento.

Caso futuras actividades não se encontrem planeadas ou a licença foi abandonada, resignada ou expirada, o valor líquido contabilístico dos custos de aquisição da licença e propriedade são reconhecidos como custo na demonstração de resultados.

Após o reconhecimento de reservas provadas e aprovações internas para desenvolvimento, as despesas relevantes são transferidas para propriedades de Petróleo e Gás.

iii) Custos com a exploração e avaliação

As actividades de exploração e avaliação envolvem a procura de recursos de hidrocarbonetos, a determinação da viabilidade técnica e a avaliação da viabilidade económica dos recursos identificados.



Assim que o direito legal para exploração seja adquirido, custos directamente associados com poços exploratórios são capitalizados como activos intangíveis de exploração e avaliação até ao momento que a perfuração do poço é completa e o resultado avaliado. Estes custos incluem remunerações directamente atribuídas a empregados, materiais, combustíveis usados, custos de sondagem, e pagamentos efectuados a empreiteiros.

Custos com geologia e geofísica são reconhecidos na demonstração de resultados quando incorridos.

Caso não sejam descobertos recursos potenciais comerciais de hidrocarbonetos, os activos de exploração são reconhecidos na demonstração de resultados como poço seco. Se hidrocarbonetos extraíveis são descobertos e, sujeitos a actividades de avaliação/apreciação (perfuração de poços adicionais), é provável que os mesmos sejam comercialmente desenvolvidos, e como tal o custo remanesce contabilizado como activo intangível enquanto progressos suficientes/continuados são efectuados para determinar o tamanho, características e potencial comercial do reservatório seguidos da descoberta inicial de hidrocarbonetos, incluindo os custos com poços de avaliação onde hidrocarbonetos não foram ainda encontrados, são inicialmente capitalizados com activos intangíveis.

Tais custos capitalizados estão sujeitos a revisão técnica, comercial e da gestão, assim como à revisão de indicadores de imparidade pelo menos uma vez ao ano. Isto serve para confirmar a intenção continuada para o desenvolvimento ou por outro lado o valor potencial da extracção associada à descoberta. Quando não é mais o caso, os custos capitalizados são considerados na demonstração de resultados.

Quando reservas provadas de petróleo e gás natural são identificadas e o desenvolvimento aceite pela gestão, as despesas capitalizadas são primeiramente avaliadas quanto a eventuais indícios de imparidade e (caso necessário) qualquer imparidade registada, em seguida o balanço remanescente é transferido para propriedades de petróleo e gás. Excepto os custos com licenças, não é registada qualquer amortização durante a fase de exploração e desenvolvimento.

iv) Custos de desenvolvimento

Despesas incorridas com a construção, instalação, ou realização de infra-estruturas como plataformas, pipelines, e a perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços sem sucesso (unsuccessful) ou poços de delineação, são capitalizados em propriedades de petróleo e gás.

(e) Propriedades de petróleo e gás

i) Reconhecimento Inicial

Propriedades de petróleo e gás e outras propriedades são registadas ao custo de aquisição deduzidas das depreciações respectivas e perdas por imparidade acumuladas (se existentes).

O custo inicial de aquisição do activo compreende o seu custo de aquisição ou custo de construção, quaisquer custos directamente atribuíveis para permitir ao activo a sua operação, a estimativa inicial da obrigação com o desmantelamento e, para activos qualificáveis (quando relevantes), custos de empréstimos. O preço de aquisição ou



custo de construção é um valor acumulado pago e o justo valor de qualquer outra importância/ compensação dada para adquirir o activo.

Quando um projecto de desenvolvimento avança para a fase de produção, a capitalização de custos com construção/desenvolvimento cessa, e os custos são considerados como parte integrante do custo do inventário ou despesas, excepto para custos que qualificam para capitalização relacionados com aumentos de propriedades de petróleo e gás, melhorias ou novos desenvolvimentos.

ii) Depreciação / amortização

Propriedades de petróleo e gás são depreciadas/amortizadas na base das unidades de produção sobre o total das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas no campo em questão, excepto no caso de activos cuja vida útil é menor do que a vida útil do campo, neste caso o método de depreciação/amortização linear é aplicado. Direitos e concessões são depreciados pelo método das unidades de produção sobre o total das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas da área em questão.

O cálculo da taxa da unidade de produção considerada para a depreciação/amortização dos custos de desenvolvimento de determinado campo tem em consideração despesas incorridas à data, juntamente com futuras despesas de desenvolvimento já aprovadas.

Outras propriedades, edifícios e outros equipamentos são geralmente depreciados numa base linear sobre a respectiva vida útil estimada, que é geralmente 15 anos para refinarias, e custos significativos com inspecções são amortizados entre 3 e 5 anos, o que representa o período estimado antes da próxima inspecção.

Qualquer activo com a natureza de outras propriedades, edifícios e outros equipamentos é desreconhecido em consequência de abandono ou quando não existem benefícios económicos futuros expectáveis através do uso ou venda. Quaisquer ganhos e perdas decorrentes do desreconhecimento do activo (calculado como a diferença entre o valor recuperável e o valor líquido contabilístico) são incluídos na demonstração de resultados quando o activo é desreconhecido.

Os valores residuais do activo, vidas úteis, e métodos de depreciação/amortização são revistos a cada período de reporte e ajustados prospectivamente, caso aplicável.

iii) Farm-Out – fora da fase de exploração e avaliação

O Grupo contabiliza farm-outs, fora da fase de exploração, conforme se detalha de seguida:

- Desreconhecimento da quota-parte do activo vendido;
- Reconhecimento do ganho ou perda da transacção associada à diferença entre o valor recuperável do activo e o respectivo valor contabilístico. O ganho apenas é reconhecido quando o valor da compensação pode ser fiavelmente mensurado. Caso contrário, o grupo regista a compensação recebida como uma redução do valor líquido contabilístico do activo.
- Testes aos valores retidos para imparidade se os termos do acordo indicam que os interesses retidos possam estar em imparidade.



iv) Grandes manutenções, inspecções e reparações

Despesas com grandes manutenções, inspecções ou reparações compreendem o custo de substituição do activo ou partes do activo, custos de inspecção e vistoria. Quando um activo, ou parte de um activo que é depreciado de forma separada é desreconhecido, substituído e é provável que benefícios económicos futuros fluirão para o Grupo associados ao novo item esta despesa é capitalizada. Quando parte do activo substituído não é considerado separadamente como uma componente e por consequência não depreciado separadamente, o valor de substituição é usado para estimar o valor líquido contabilístico do activo(s) substituídos e imediatamente desreconhecido. Custos com inspecções associados a programas de grandes manutenções são capitalizados até ao período da nova inspecção. Todas as outras reparações, de menor significância, são registadas na demonstração de resultados quando incorridas.

(f) **Outras imobilizações incorpóreas**

Imobilizados incorpóreos adquiridos separadamente são mensurados ao custo de aquisição inicial. O custo do imobilizado incorpóreo adquirido numa concentração empresarial é o seu justo valor à data de aquisição. Após o reconhecimento inicial os imobilizados incorpóreos com vidas úteis definidas são mensurados ao custo menos amortização acumulada (calculada numa base linear sobre a vida útil respectiva) e imparidades, caso existam. Imobilizados incorpóreos com vida útil indefinida não são amortizados, sendo ao invés testados quanto à imparidade numa base anual.

Imobilizados incorpóreos com vida útil finita são amortizados sobre a vida económica do activo e analisados quanto a imparidade quando há indicadores de que o imobilizado incorpóreo possa estar em imparidade. O período e método de amortização do imobilizado incorpóreo são revistos pelo menos no final de cada período de reporte. Alterações na vida útil expectável ou no padrão de consumo de benefícios económicos futuros são considerados para modificar o período ou método de amortização, quando apropriado, e são tratados com alterações das estimativas contabilísticas. A despesa com amortização sobre imobilizados incorpóreos com vidas úteis finitas é reconhecida na demonstração de resultados na categoria de despesa que é consistente com a função e natureza do imobilizado incorpóreo.

Ganhos ou perdas decorrentes do desreconhecimento do activo são mensuradas entre a diferença entre o valor recuperável e o valor líquido contabilístico do activo e são reconhecidas na demonstração de resultados quando o activo é desreconhecido.

(g) **Imparidade de activos não financeiros**

i) Activos (excluindo goodwill)

Divulgações relacionadas com imparidade de activos não financeiros estão sumarizadas nas notas seguintes:

- | | |
|---|----------|
| • Divulgações das políticas contabilísticas | Nota 2 |
| • Divulgações sobre pressupostos significativos | Nota 2.2 |



- Imparidade de propriedades de petróleo e gás Nota 2.3 e)
- Perdas por imparidade Nota 2.3 g)

O grupo analisa a cada data de reporte se existe qualquer indicador que um activo (ou unidade geradora de caixa) pode estar em imparidade. A Gestão avaliou as suas unidades geradoras de caixa como sendo o campo individual ou bloco (caso específico do bloco 0), o qual é o nível mais baixo para os quais cash flows são significativamente independentes de outros activos. Se qualquer indicador existe, ou quando o teste por imparidade anual a um activo é requerido, o Grupo estima o valor recuperável da unidade geradora de caixa ou do activo. O valor recuperável de uma unidade geradora de caixa ou activo é o maior entre o justo valor menos custos de venda e o valor de uso. O valor recuperável é determinado para um activo individual, a não ser que não gere cash flows que são largamente independentes de outros associados a outros grupos de activos, neste caso o activo é testado como parte da uma maior unidade geradora de caixa onde pertence. Quando o valor líquido contabilístico de um activo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o activo ou unidade geradora de caixa considera-se em imparidade é diminuído até ao seu valor recuperável.

Ao calcular o valor de uso, os cash flows futuros estimados são descontados ao valor presente usando uma taxa de desconto antes de impostos que reflecte as avaliações correntes do mercado sobre o valor do dinheiro e os riscos específicos de determinado activo/unidade geradora de caixa. Na determinação do justo valor menos custos de venda, transacções recentes de mercado (quando existentes) são tomadas em consideração. Se tais transacções não podem ser identificadas, um modelo de valorização apropriado é utilizado. Estas conclusões são corroboradas por múltiplos de valorização, preços de cotações de mercado para empresas listadas, ou outros indicadores de justo valor.

O grupo baseia os seus cálculos de imparidade em orçamentos e previsões detalhadas, as quais são preparadas separadamente para cada unidade geradora de caixa às quais os activos estão alocados. Estes orçamentos e previsões geralmente têm em consideração um horizonte temporal de 6 anos. Para períodos superiores, uma taxa de crescimento de longo prazo é calculada e aplicada aos cash flows futuros estimados após o sexto ano. O valor de uso não reflecte cash flows futuros associados ao melhoramento ou reforço da performance operacional do activo, ao passo que melhorias antecipadas aos activos são incluídas no cálculo do justo valor menos custos de venda.

Perdas por imparidade sobre operações continuadas, incluindo imparidade sobre inventários, são reconhecidas na demonstração de resultados nas categorias de custo consistentes com a função/natureza do activo em questão.

Para activos/ unidades geradoras de caixa excluindo goodwill, uma avaliação é efectuada a cada data de reporte para determinar se existe qualquer indicação que perdas por imparidade reconhecidas no passado não são mais aplicáveis ou de valor reduzido. Se tal indicação existe, o Grupo estima o valor recuperável dos activos ou unidades geradoras de caixa. Uma perda por imparidade reconhecida no passado é revertida apenas se existe uma alteração nos pressupostos usados para determinar o valor recuperável do activo/ unidade geradora de caixa desde que a última perda por imparidade foi registada. A reversão é limitada até ao limite de que o valor líquido contabilístico do activo/ unidade geradora de caixa não excede o valor recuperável, ou o valor líquido contabilístico que seria determinado, líquido de



depreciação/amortização, não tivesse sido reconhecida qualquer imparidade no passado. Esta reversão é reconhecida na demonstração de resultados.

ii) Activo (excluindo goodwill)

Anualmente é testada a imparidade do Goodwill ou sempre que as circunstâncias indiquem que o mesmo pode estar em imparidade.

A imparidade é determinada para o Goodwill avaliando o valor recuperável da unidade geradora de caixa (ou grupo de unidades geradoras de caixa) à qual o Goodwill está alocado. Quando o valor recuperável da unidade geradora de caixa é inferior ao seu valor contabilístico uma perda por imparidade é reconhecida. As perdas por imparidade relacionadas com o Goodwill não podem ser revertidas no futuro.

(h) Instrumentos financeiros

Um instrumento financeiro é qualquer contrato que dá origem a um activo financeiro de uma entidade e um passivo financeiro ou instrumento de capital a outra entidade.

i) Activos financeiros

Reconhecimento inicial e mensuração

Activos financeiros são classificados, como reconhecimento inicial, como activos financeiros ao custo da transacção. Todos os activos financeiros são reconhecidos inicialmente ao custo da transacção atribuíveis à aquisição do activo.

Compras e vendas de activos financeiros que obrigam à entrega de bens dentro de um prazo acordado são reconhecidos na data da transacção na qual o grupo se obriga a comprar ou a vender o activo.

Os activos financeiros do grupo incluem contas a receber (clientes e outros), outros activos correntes e não correntes e disponibilidades.

Contas a receber e outros activos correntes e não correntes

Esta categoria é mais relevante para o Grupo. Contas a receber, outros activos correntes e não correntes são activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determinados que não se encontram cotados em mercado activo. Após a mensuração inicial, tais activos financeiros são mensurados pelo valor nominal deduzido de perdas, necessárias para os colocar ao seu valor realizável líquido esperado.

As perdas são registadas na demonstração de resultados quando existe uma evidência objectiva de que a totalidade dos montantes em dívida, conforme as condições originais das contas a receber, não será recebida.

Disponibilidades

Disponibilidades no balanço do Grupo correspondem caixa, depósitos bancários à ordem e a prazo, e investimentos de curto prazo com uma maturidade até três meses, que estão sujeitos a um risco insignificante de alteração de valor. Estão excluídas das



disponibilidades os “depósitos restritos” que não se encontra disponível para o uso do Grupo e como tal não é considerado de liquidez imediata - por exemplo, depósitos constituídos para obrigações de desmantelamento.

(ii) Passivos financeiros

Reconhecimento inicial e mensuração

Os Passivos financeiros são classificados, no seu reconhecimento inicial ao custo de aquisição. Os passivos financeiros do grupo incluem contas a pagar (fornecedores e outras contas a pagar) e empréstimos de médio e longo prazo.

Fornecedores e outras contas a pagar

Os saldos de fornecedores e outros passivos correntes são registados pelo seu valor nominal.

Empréstimos de médio e longo prazo

Os empréstimos de médio e longo prazo, categoria mais relevante para o grupo, após mensuração inicial, são classificados no passivo corrente, excepto se possuírem um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

Os encargos financeiros relacionados com empréstimos são geralmente reconhecidos como custos líquidos de financiamento, de acordo com o princípio da especialização dos exercícios.

(iii) Existências

Existências são consideradas pelo menor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo de aquisição dos materiais é o custo de aquisição, determinado numa base first-in, first out.

O custo do crude, gás natural e produtos refinados é o custo de compra, custo de refinação, incluindo a proporção apropriada da depreciação, depleção e amortização e outros custos baseados na normal actividade operacional determinada na base do custo médio.

O valor realizável líquido das existências é baseado no valor de venda estimado no decurso ordinário do negócio, deduzidos de custos estimados para a finalização do produto e custos necessários para a realização da venda.

(iv) Locações

A contabilização de locações encontra-se excluída temporariamente do Plano Geral de Contabilidade Angolano. Este plano define que caso qualquer entidade entenda que as demonstrações financeiras devem reflectir a contabilização de locações de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) pode fazê-lo desde que siga as correspondentes disposições, quer para o registo, quer para a divulgação dos factos e acontecimentos e divulgue nas contas que tais disposições foram seguidas. O grupo Sonangol até ao fecho do exercício em referência não apresenta quaisquer saldos ou transacções que individualmente ou em combinação assumam a natureza de locações.



(k) Provisões para outros riscos e encargos

Provisões são reconhecidas quando o Grupo tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de eventos passados, é provável que um exfluxo de recursos venha a ser necessário para liquidar a obrigação e possa ser efectuada uma estimativa fiável do montante da obrigação. O custo associado a qualquer provisão é apresentado na demonstração de resultados. Se o efeito temporal do dinheiro é material, as provisões são descontadas ao valor presente usando uma taxa de desconto (antes de imposto) que reflecte, quando apropriado, os riscos específicos associados ao passivo. Quando o desconto é usado, o aumento da provisão decorrente da passagem do tempo é reconhecida em custos financeiros.

(i) Provisão para desmantelamento

O grupo reconhece uma provisão para desmantelamento quando o Grupo tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de eventos passados, é provável que um exfluxo de recursos venha a ser necessário para liquidar a obrigação e possa ser efectuada uma estimativa fiável do montante da obrigação.

A obrigação geralmente ocorre quando o activo é instalado ou o terreno/ meio ambiente é alterado no local do campo. Quando o passivo é inicialmente reconhecido, o valor presente dos custos totais de desmantelamento estimados é capitalizado aumentando o valor líquido dos activos de petróleo e gás correspondentes.

Alterações no tempo ou custo do desmantelamento estimado são tratadas prospectivamente com o registo de um ajustamento à provisão efectuada assim como ao activo correspondente.

Qualquer diminuição na provisão para desmantelamento e, consequentemente, qualquer diminuição ao valor do activo associado, não poderá exceder o valor líquido contabilístico do mesmo. Caso aconteça, qualquer excesso sobre o valor líquido contabilístico é ajustado directamente na demonstração de resultados.

Se a alteração da avaliação da responsabilidade com desmantelamento resulte num aumento da provisão para desmantelamento e, consequentemente, um aumento ao valor líquido do activo associado, o Grupo considera se este facto é um indicador de imparidade do activo como um todo, e em caso afirmativo, testa o activo para efeitos de imparidade. Se, para campos maduros, a estimativa do valor revisto para os activos de petróleo e gás deduzidos de passivos de desmantelamento exceder o valor recuperável, essa proporção do aumento é registada directamente na demonstração de resultados. Ao longo do tempo, o passivo descontado é aumentado pela alteração do valor presente baseado na taxa de desconto que reflecte avaliações correntes do mercado e riscos específicos do passivo. A variação do passivo resultante actualização ao valor presente baseado na taxa de desconto é reconhecida em custos financeiros.

A estimativa de custos de desmantelamento dos activos associados aos interesses participativo nos blocos onde o Grupo actua como investidor (na sua quota-parte de interesse participativo) não está relacionado com o papel do Grupo enquanto "Concessionária Nacional.



(iii) Fundo para abandono (Concessionária)

Os valores afectos a fundo para abandono (Concessionária) foram constituídos pelos operadores e transferidos para a tutela da Empresa, enquanto “Concessionária Nacional” para os hidrocarbonetos. Estes destinam-se a cobertura de despesas futuras com o encerramento de poços petrolíferos, remoção de plataformas e outras instalações, quando se esgotarem as reservas.

(l) Impostos

Impostos petrolíferos

As empresas do Grupo Sonangol associadas ao sector de exploração e produção de petróleo bruto e gás natural encontram-se sujeitas à lei da tributação das actividades petrolíferas, estando isentas de outros impostos de rendimento aplicado às demais empresas com operações em Angola. A lei da Tributação das Actividades Petrolíferas encontra-se regulamentada na lei 13/14.

De acordo com esta Lei, o rendimento tributável reporta-se ao presumível lucro apurado mensal e provisoriamente em cada bloco de produção, comunicado às autoridades fiscais competentes através de declarações fiscais provisórias e liquidado nos prazos previstos legalmente.

As declarações fiscais provisórias são substituídas no final do exercício pelas declarações fiscais definitivas, corrigidas pelos “preços de referência fiscal”, pelos custos finais incorridos nas operações petrolíferas e pelos custos de estrutura incorridos pelas empresas.

Os impostos, direitos e taxas acima referidos incluem:

- Imposto sobre a produção do petróleo – incide sobre as quantidades de petróleo bruto e gás natural produzido no ano, valorizado aos preços de referência fiscal;
- Taxa de transacção do petróleo – incide sobre o lucro anual apurado ao abrigo de Contratos de Associação à taxa de 70% e dedutível para efeitos de determinação da matéria colectável do imposto sobre o rendimento do petróleo;
- Imposto sobre o rendimento do petróleo – incide sobre o lucro anual (liquido do imposto sobre a produção do petróleo e a taxa de transacção do petróleo) apurado ao abrigo dos Contratos de Associação e de Partilha e Produção.

Impostos diferidos

Não foi contabilizado qualquer imposto diferido activo ou passivo, que seria calculado sobre as eventuais diferenças temporárias entre as bases contabilísticas e bases fiscais, tendo em conta que não está regulamentado pela legislação Angolana, dando origem a ausência de meios e condições para o efeito. A determinação, registo e divulgação de impostos diferidos é uma exclusão temporária do Plano Geral de Contabilidade Angolano.

m) Vendas e prestações de serviços

O rédito é reconhecido até à extensão que é provável que benefícios económicos fluirão para o Grupo e o rédito pode ser fiavelmente mensurado. O rédito é mensurado ao



justo valor da compensação recebida ou a receber, excluindo descontos, impostos e outras obrigações inerentes à sua concretização.

Rédito da venda de petróleo bruto e gás natural e derivados é reconhecido quando os riscos significativos e benefícios inerentes à posse dos activos são transferidos, o que é considerado ocorrer quando o activo é passado para o cliente. Isto geralmente ocorre quando o produto é fisicamente transferido para o navio ou outro mecanismo de entrega.

Rédito da produção de petróleo e gás, onde o Grupo tem interesses participativos com outros produtores, é reconhecido com base na quota-parte do interesse no Grupo empreiteiro conforme preconizado nos contratos de partilha e produção (CPP). No caso em que o Grupo tenha efectuado levantamentos abaixo ou acima dos seus direitos calculados de acordo com o Contrato de Partilha de Produção (CPP) considera-se existir “Under-lifting” ou “Over-lifting” respectivamente e as quantidades são valorizadas ao custo de produção e registadas como valores a receber ou a pagar.

Quando contratos de venda ou compra futuros de petróleo ou gás natural são celebrados, as vendas ou compras associadas são reportadas pelo líquido.

Vendas entre empresas do Grupo são baseadas em preços geralmente equivalentes a preços comerciais disponíveis ou baseadas em preços estabelecidos pela Lei Angolana (preços Ex.Ref).

Os juros a receber são reconhecidos pelo princípio de especialização do exercício, considerando o montante em dívida e a taxa efectiva durante o período até à maturidade.

Os custos e outros proveitos são registados de acordo com o princípio de especialização do exercício, pelo que os mesmos são reconhecidos à medida que são gerados, independentemente do momento em que são recebidos ou pagos.

Vendas de Petróleo Bruto efectuadas em nome do Governo Angolano são registadas como rédito da Sonangol E.P. enquanto Concessionária Nacional.

Em conformidade com a legislação em vigor, a Sonangol deve entregar ao Estado o valor da receita equivalente às vendas efectuadas na qualidade de Concessionária Nacional, no mínimo de 93% dessa receita valorizada ao preço de referência fiscal do Orçamento de Estado. Sendo o restante montante retido para fazer face às despesas com a supervisão e controlo das suas associadas e das operações petrolíferas.

Este valor é considerado um encargo tributário e, como tal, está incluído nos custos do exercício.

A Lei 13/13 de 31 de Dezembro fixou o preço de referência fiscal do Orçamento do Estado do exercício fiscal em análise em 98USD/Barril.

n) Custos com empréstimos

Os encargos financeiros relacionados com os empréstimos são geralmente reconhecidos como custos líquidos de financiamento, de acordo com o princípio de especialização dos exercícios.

o) Mensuração ao justo valor



O grupo mensura em cada período de reporte as participações financeiras em empresas cotadas e participações financeiras em fundos de investimento ao justo valor, para efeitos de teste à imparidade, usa o justo valor menos custos de venda para determinar o valor recuperável.

Justo valor é o preço que seria recebido para vender um activo ou pagamento para liquidar um passivo numa transacção ordinária entre participantes independentes de mercado. A mensuração ao justo valor é baseada na presunção que a transacção para vender um activo ou para pagar um passivo toma lugar ou:

- No mercado principal/activo do activo ou passivo;
- Na ausência de um mercado principal/activo, no mercado mais vantajoso para o activo ou passivo.

O justo valor de um activo ou passivo é mensurado no pressuposto de que os participantes de mercado terão em consideração o preço do activo ou passivo, assumindo que estes agem com base no melhor dos seus interesses económicos.

A mensuração ao justo valor de um activo financeiro tem em consideração a habilidade do participante de mercado para gerar benefícios económicos pela utilização do activo na sua melhor consideração ou pela venda do mesmo a outro participante de mercado.

O Grupo utiliza técnicas de valorização apropriadas e para as quais existe suficiente informação disponível para mensurar o justo valor, maximizando o uso de imputs relevantes observáveis e minimizando o uso de imputs não observáveis.

O grupo utiliza as cotações de mercado para valorizar os investimentos em empresas cotadas e relatórios das entidades responsáveis pela gestão dos fundos de investimento para mensurar as suas participações em investimentos de capital de risco.

p) Classificação corrente vs não corrente

O Grupo apresenta activos e passivos na sua posição financeira baseada na classificação correntes/não correntes. Um activo é corrente quando:

- Expectativa de realização ou intenção para ser vendido ou consumido no normal ciclo operacional
- Detido com o objectivo principal de venda
- Expectativa de realização em 12 meses após a data de balanço
- Disponibilidades a não são restritas para serem trocadas ou usadas para o pagamento de um passivo até 12 meses após a data de balanço

Todos os outros activos são classificados como não correntes.

Um passivo é corrente quando:

- Expectativa de pagamento no normal ciclo operacional
- Expectativa de pagamento em 12 meses após a data de balanço
- Não existe qualquer direito incondicional para diferir a liquidação do passivo até 12 meses após a data de balanço.



q) Subvenção devida pelo Estado

De acordo com o Decreto executivo nº 17/95 actualizado pelo Decreto executivo nº127/04 e complementarmente pelo Decreto executivo nº27/05, pelo Despacho n.º77/10 e pelo decreto presidencial 1/12, a Empresa, reconhece com base da estrutura definida de encargos, margens e preços de venda ao público, uma subvenção a preços decorrente da quantidade de produtos vendidos no período. Assim, no período em que o rédito da venda de produtos é reconhecido de acordo com a tabela anexa ao Decreto Executivo n.º 97/12 de 26 de Março, é também reconhecida a correspondente subvenção.

r) Planos de benefício de reforma e plano de pensões de empregados

A contabilização e relato dos planos de benefício e reforma encontram-se temporariamente excluído do Plano Geral de Contabilidade Angolano. Este plano define que caso qualquer entidade entenda que as demonstrações financeiras devem reflectir a contabilização de planos de benefício de reforma de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) pode fazê-lo desde que siga as correspondentes disposições, quer para o registo, quer para a divulgação dos factos e acontecimentos e divulgue nas contas que tais disposições foram seguidas.

Apesar não aplicar na sua plenitude a IAS19 - Benefícios dos empregados, a Administração, com vista a reflectir uma imagem mais verdadeira e apropriada da posição financeira e desempenho do Grupo, seguiu este normativo na contabilização dos planos de benefício de reforma associados à Lei Geral de Trabalho Angola e ao Fundo de Pensões Sonangol.

Até ao final do ano 2011, o pessoal da Empresa estava coberto por um “Plano de Benefícios Definidos” da Sonangol que foi fechado à entrada de novos participantes com efeitos a 1 de Janeiro de 2012, tendo os participantes activos sido transferidos e incorporados num novo “Plano de Contribuição Definida” o qual é contributivo, ou seja, financiado por contribuições destes no que se refere aos serviços futuros. O novo plano deverá abranger todos os colaboradores que no futuro venham a ser admitidos.

Relativamente ao plano de benefícios definidos persiste a responsabilidade relativa aos reformados e pensionistas, sendo que o corte efectuado corresponderá ao montante que as subsidiárias incluídas no novo plano terão de fundear aquando da constituição e operacionalização da nova sociedade gestora. No entanto, manter-se-ão ainda abrangidos pelo regime de benefícios definidos, os colaboradores que se reformem ou cessem o vínculo com a empresa entre 1 de Janeiro de 2012 e a data da implementação legal.

O pessoal da Empresa está ainda coberto por um plano de benefícios definidos que decorre da Lei Geral do Trabalho.

Planos de benefícios definidos

A responsabilidade por cada benefício definido é determinada:

- Separadamente para cada benefício;
- Utilizando o método da unidade de crédito projectada;
- Tendo por base pressupostos actuariais próprios do país onde se encontram localizados os beneficiários.

As responsabilidades a pagar quer às Sociedades Gestoras dos Fundos quer directamente aos empregados da Empresa encontram-se reflectidas na rubrica Provisão para Pensões. As responsabilidades são compostas pelas seguintes parcelas:



- Valor presente da obrigação (utilizando uma taxa de desconto baseada em obrigações de alta qualidade), menos - Justo valor dos activos do Plano de Benefícios Definidos da Sonangol.

Plano de contribuição definida

As contribuições dos empregados são parte integrante do seu salário e como tal o seu custo é reconhecido ao longo do ano. O montante correspondente às contribuições dos empregados e as responsabilidades a pagar à Sociedade Gestora a constituir, estão reflectidas na rubrica de “Outros credores – retenções PCD” e “Outros credores – corte” respectivamente conforme descrito na nota 19.3 abaixo.

A gestão do fundo constituído para o Plano de Pensões da Sonangol foi confiada à AAA Pensões S.A. até 31 de Dezembro de 2013, no ano de 2014 a responsabilidade da gestão do fundo foi transferida para a Sonangol Vida empresa que ainda não iniciou a sua actividade, estando as responsabilidades a ser cumpridas pela Sonangol EP neste período de transição.

Em 2015 a nova sociedade gestora, a Sonangol Vida, ficará responsável pela gestão do fundo de cobertura e responsabilidades associadas ao Fundo de Pensões da Sonangol e LGT.

Ganhos e perdas actuariais

A revisão do normativo internacional vem alterar o reconhecimento dos ganhos e perdas actuariais, que passam a ser reconhecidos na totalidade em reservas.

3. Segmentos operacionais

Para efeitos de gestão, o Grupo está organizado por unidades de negócio, baseados nos produtos e serviços prestados. Existem 5 segmentos de reporte:

- Corporate & Financing, que inclui os investimentos financeiros “core” e financiamentos obtidos e empréstimos concedidos pelo grupo;
- Upstream, segmento de pesquisa e produção de petróleo bruto e gás natural;
- Midstream, inclui as actividades de refinação e transporte de produtos derivados de petróleo bruto e gás natural;
- Downstream, este segmento inclui as actividades armazenagem, comercialização e distribuição dos produtos derivados e petróleo bruto e gás natural ao cliente final;
- Non Core Activities, que inclui as actividades “não nucleares” do Grupo como serviços de aviação, saúde, formação, gestão imobiliária, telecomunicações e outros investimentos financeiros “non core”.

A gestão monitoriza os resultados operacionais do seu negócio separadamente, com o propósito de tomar decisões sobre a alocação de recursos e avaliação de performance. A performance de um segmento é avaliada com base nos seus proveitos e custos



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

operacionais os quais são valorizados consistentemente com os proveitos e custos operacionais consolidados.

No entanto, o financiamento do Grupo (incluindo os proveitos e custos financeiros) e os resultados líquidos são geridos numa óptica de contas consolidadas e não são alocados a segmentos.

O quadro abaixo, apresenta, conforme mencionado acima, as entidades que compõem o perímetro seleccionado pelo C.A. da Sonangol EP para efeitos da consolidação, e os segmentos operacionais em que estão incluídas:

Empresa	Segmentos
Sonangol E.P	Corporate & Financing
Sonangol Finance Limited	Corporate & Financing
Sonangol E.P	Upstream
Sonangol Pesquisa e Produção, S.A.	Upstream
Sonangol Hidrocarbonetos Internacional, S.A.	Upstream
Sonagás - Sonangol Gás Natural, S.A.	Upstream
Sonangol Refinação S.A.	Midstream
Sonangol Shipping Holding, Limited	Midstream
Sonangol Shipping Angola, Limited	Midstream
Sonangol Shipping Services, Limited	Midstream
Sonangol Chartering Services limited	Midstream
Sonangol LNG Shipping Service Limited	Midstream
Sonangol Marine Transportation limited	Midstream
Sonangol Marine Services Inc	Midstream
Angola LNG Fleet Managment Services LLC	Midstream
Sonangol Shipping Angola (Luanda) Limitada	Midstream
Stena Sonangol Suezmax Pool	Midstream
Sonangol Shipping Girassol Limited	Midstream
Sonangol Huila Limited	Midstream
Sonangol Shipping Kassanje Limited	Midstream
Sonangol Kalandula Limited	Midstream
Sonangol Shipping Kizomba Limited	Midstream
Sonangol Shipping Luanda Limited	Midstream
Sonangol Rangel Limited	Midstream
Sonangol Porto Amboim Limited	Midstream
Sonangol Shipping Namibe Limited	Midstream
Sonangol Cabinda Limited	Midstream
Sonangol Etosha Limited	Midstream
Sonangol Benguela Limited	Midstream
Sonangol Sambizanga Limited	Midstream
Ngol Bengo Limited	Midstream
Ngol Chiloango Limited	Midstream
Ngol Zaire Limited	Midstream
Ngol Cunene (Clyde) Limited	Midstream
Sonangol Shipping Ngol Luena Limited	Midstream
Sonangol Shipping Ngol Cassai Limited	Midstream
Ngol Dande Limited	Midstream
Ngol Kwanza Limited	Midstream
Cumberland Limited (Ngol Cubango)	Midstream
Sonangol Shipping Representações do Brazil Limited	Midstream
Sonangol São Tomé e Príncipe, S.A.	Midstream



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Sonagás - Sonangol Gás Natural, S.A.	Downstream
Sonangol Distribuidora, S.A.	Downstream
Sonangol Logística, Lda.	Downstream
Sonangol Holdings, Lda.	Actividades "non-core"
SIIND - Sonangol Investimentos Industriais, S.A.	Actividades "non-core"
SONIP - Sonangol Imobiliária e Propriedades, Lda.	Actividades "non-core"
Sonair - Serviços Aéreos, S.A.	Actividades "non-core"
Clínica Girassol, Sarl.	Actividades "non-core"
MS TELCOM - Mercury Serviço de Telecomunicações, S.A.	Actividades "non-core"
Instituto Superior Politécnico de Tecnologias e Ciências (ISPTEC)	Actividades "non-core"
CFMA - Centro de Formação Marítima de Angola Lda	Actividades "non-core"
Academia Sonangol S.A. (ISPTEC)	Actividades "non-core"
SONACI	Actividades "non-core"

Comparativamente ao perímetro que baseou a preparação das demonstrações financeiras consolidadas de 2013 verificaram-se as seguintes alterações:

- Entradas: Academia Sonangol S.A.
- Saídas: ESSA - Empresa de Serviços e Sondagens de Angola, Lda.

Impacto nos saldos de abertura da ESSA - Empresa de Serviços e Sondagens de Angola, Lda., foi conforme se descreve abaixo:

Activo: 2.180.980 milhares de Akz

Passivo: 1.451.017 milhares de Akz



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Relato por segmentos Balanço Consolidado a 31 de Dezembro de 2014

	CORPORATE & FINANCING	UPSTREAM	MIDSTREAM	Downstream	NON CORE	Total
	Consolidado AKZ	Consolidado AKZ	Consolidado AKZ	Consolidado AKZ	Consolidado AKZ	AKZ
ACTIVO						
Activos não correntes						
Imobilizações corpóreas	26.340.509.532	4.127.228.620	258.808.786.574	226.344.096.411	163.494.825.385	679.115.446.522
Imobilizações incorpóreas	0	684.019.330	20.572.993.439	570.004.545	1.962.491.719	23.789.509.034
Propriedades de petróleo e gás	0	1.509.818.923.629	0	0	0	1.509.818.923.629
Activos de exploração e avaliação	0	420.794.219.374	0	0	0	420.794.219.374
Investimentos em subsidiárias e associadas	123.451.358.345	0	3.287.428.839	257.121.841.049	159.805.896.096	543.666.524.329
Outros activos financeiros	47.530.650.727	0	0	0	156.119.190.191	203.649.840.917
Outros activos não correntes	556.191.199.693	13.210.405.428	3.023.475.550	0	20.175.731.643	592.600.812.314
Total Activos não correntes	753.513.718.297	1.948.634.796.381	285.692.684.403	484.035.942.005	501.558.135.034	3.973.435.276.119
Activos correntes						
Existências	0	2.415.514.939	18.314.613.497	42.811.984.590	63.419.872.619	126.961.985.645
Contas a receber	70.370.599.543	287.406.702.804	14.946.983.990	53.124.766.762	117.938.152.103	543.787.205.201
Disponibilidades	644.598.996.122	3.747.349.861	10.192.522.332	20.797.598.639	20.208.710.459	699.545.177.413
Outros activos correntes	3.026.422.733	482.307.325	2.381.693.755	3.092.089.017	4.419.196.518	13.401.709.348
Total Activos correntes	717.996.018.398	294.051.874.929	45.835.813.574	119.826.439.008	205.985.931.699	1.383.696.077.606
Total Activo	1.471.509.736.694	2.242.686.671.309	331.528.497.976	603.862.381.012	707.544.066.733	5.357.131.353.725
Total Capital Próprio	-212.676.184.337	1.224.019.973.056	284.742.652.904	229.984.956.785	618.526.142.622	2.144.597.541.030
Passivo não corrente						
Empréstimos de médio e longo prazos	1.278.795.265.056	20.234.705.677	0	0	1.481.917.262	1.300.511.887.994
Provisões para pensões	20.318.143.772	2.856.524.461	4.182.977.186	22.958.062.991	4.654.608.823	54.970.317.233
Provisão para outros riscos e encargos	1.283.769.625	573.179.414.356	10.208.581.413	44.736.378.600	10.064.521.310	639.472.665.304
Outros passivos não correntes	0	76.517.627.270	1.556.501.466	0	0	78.074.128.737
Total Passivo não corrente	1.300.397.178.452	672.788.271.765	15.948.060.065	67.694.441.591	16.201.047.395	2.073.028.999.268
Passivo corrente						
Contas a pagar	92.900.743.189	340.228.252.913	27.222.846.357	286.395.154.226	53.122.765.951	799.869.762.635
Parte corrente dos empréstimos médio e longo prazos	280.462.973.589	0	0	0	0	280.462.973.589
Outros passivos correntes	10.425.025.801	5.650.173.576	3.614.938.651	19.787.828.410	19.694.110.766	59.172.077.204
Total Passivo corrente	383.788.742.579	345.878.426.489	30.837.785.008	306.182.982.636	72.816.876.716	1.139.504.813.428
Total do Capital Próprio e Passivo	1.471.509.736.694	2.242.686.671.309	331.528.497.976	603.862.381.012	707.544.066.733	5.357.131.353.725

	CORPORATE & FINANCING	UPSTREAM	MIDSTREAM	Downstream	NON CORE	Total
	Consolidado USD	Consolidado USD	Consolidado USD	Consolidado USD	Consolidado USD	USD
Total Activos não correntes	7.325.410.675	18.943.981.766	2.777.409.607	4.705.637.032	4.875.981.986	38.628.421.066
Total Activos correntes	6.980.119.367	2.858.674.887	445.600.591	1.164.912.933	2.002.526.970	13.451.834.747
Total Activo	14.305.530.042	21.802.656.653	3.223.010.198	5.870.549.965	6.878.508.956	52.080.255.813
Total Capital Próprio	-2.067.567.389	11.899.516.571	2.768.173.716	2.235.837.539	6.013.106.196	20.849.066.633
Total Passivo não corrente	12.642.030.453	6.540.624.634	155.041.755	658.102.929	157.501.214	20.153.300.985
Total Passivo corrente	3.731.066.978	3.362.515.448	299.794.727	2.976.609.496	707.901.546	11.077.888.195
Total do Capital Próprio e Passivo	14.305.530.042	21.802.656.653	3.223.010.198	5.870.549.965	6.878.508.956	52.080.255.813

O exercício acima enunciado enumera os valores agregados do conjunto das empresas que compõem os respectivos segmentos operacionais sobre os quais apenas são deduzidos de anulações Intra-Grupo dentro das empresas que compõem cada sector, por considerarmos que desta forma é enunciada de uma forma mais clara e efectiva a realidade de cada sector operacional do Grupo Sonangol.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Relato por segmentos Demonstração de Resultados consolidada a 31 de Dezembro de 2014

	CORPORATE & FINANCING AKZ	UPSTREAM AKZ	MIDSTREAM AKZ	DOWNSTREAM AKZ	NON CORE AKZ	Ajustamentos consolidação AKZ	Total AKZ
Vendas	127.849.665.748	2.368.661.856.679	170.554.424.418	932.394.881.971	1.936.885.392	-248.029.509.251	3.353.368.204.957
Prestações de serviço	0	850.300.986	46.127.198.099	159.548.145	98.777.432.986	-37.266.499.374	108.647.980.843
Outros proveitos operacionais	0	14.959.885.110	577.350.647	929.593.202	16.271.570.152	4.242.190.366	36.980.589.476
	127.849.665.748	2.384.472.042.775	217.258.973.164	933.484.023.318	116.985.888.531	-281.053.818.258	3.498.996.775.276
Varição nos produtos acabados	0	14.121.226.240	1.409.796.322	-1.107.696.524	0	0	14.423.326.038
Entrega de vendas - concessionária	0	-1.684.543.692.870	0	0	0	0	-1.684.543.692.870
Custo das mercadorias vendidas	0	0	-157.762.705.212	-728.925.394.893	-5.846.922.846	245.644.787.916	-646.890.235.035
Custos da actividade Mineira	0	-230.556.424.035	0	0	0	0	-230.556.424.035
Custos com o pessoal	-45.164.857.048	-2.031.284.380	-12.128.368.132	-38.824.482.158	-35.012.128.272	5.653.421.706	-127.507.698.285
Amortizações	0	-226.656.610.549	-8.385.823.184	-11.878.573.895	-14.933.229.509	0	-261.854.237.136
Outros custos e perdas operacionais	-53.909.585.891	-3.776.854.992	-36.811.379.453	-90.375.445.817	-69.665.486.772	30.268.179.018	-224.270.573.908
	-99.074.442.939	-2.133.443.640.586	-213.678.479.659	-871.111.593.287	-125.457.767.399	281.566.388.639	-3.161.199.535.231
Resultados operacionais:	28.775.222.809	251.028.402.188	3.580.493.505	62.372.430.031	-8.471.878.868	512.570.381	337.797.240.045
Resultados financeiros	496.961.819	-9.039.445.230	-5.464.412.976	-12.424.871.944	-4.108.374.834	-3.964.574.515	-34.504.717.679
Resultados e de filiais e associadas	13.163.474.110	0	0	0	26.090.882.037	-14.113.358.189	25.140.997.958
Resultados não operacionais	-7.366.562.604	-42.922.329.472	-11.117.870.014	-39.952.279.884	-5.079.759.364	0	-106.438.801.338
	6.293.873.325	-51.961.774.702	-16.582.282.990	-52.377.151.828	16.902.747.838	-18.077.932.703	-115.802.521.059
Resultados antes de impostos:	35.069.096.134	199.066.627.486	-13.001.789.485	9.995.278.203	8.430.868.970	-17.565.362.322	221.994.718.986
Imposto sobre o rendimento	0	-70.271.468.443	-1.073.383.578	-5.595.030.694	-6.005.755.710	0	-82.945.638.426
Resultados líquidos das act. correntes:	35.069.096.134	128.795.159.043	-14.075.173.063	4.400.247.508	2.425.113.260	-17.565.362.322	139.049.080.560
Resultados extraordinários	101.793.351	0	0	3.098.806	8.190.354	0	113.082.511
Resultado líquido do exercício	35.170.889.484	128.795.159.043	-14.075.173.063	4.403.346.315	2.433.303.615	-17.565.362.322	139.162.163.071

	CORPORATE & FINANCING USD	UPSTREAM USD	MIDSTREAM USD	DOWNSTREAM USD	NON CORE USD	Ajustamentos consolidação USD	Total USD
Resultados operacionais:	279.743.181	2.440.414.942	34.808.371	606.364.096	-82.360.799	4.983.039	3.283.952.831
Resultados antes de impostos:	340.930.132	1.935.259.787	-126.399.089	97.170.783	81.962.114	-170.764.632	2.158.159.095
Resultados líquidos das actividades correntes:	340.930.132	1.252.103.857	-136.834.168	42.777.748	23.576.147	-170.764.632	1.351.789.084
Resultado líquido do exercício	341.919.733	1.252.103.857	-136.834.168	42.807.874	23.655.771	-170.764.632	1.352.888.435

O exercício acima enunciado enumera os valores agregados do conjunto das empresas que compõem os respectivos segmentos operacionais sobre os quais apenas são deduzidos de anulações Intra-Grupo dentro das empresas que compõem cada sector, por considerarmos que desta forma é enunciada de uma forma mais clara e efectiva a realidade de cada sector operacional do Grupo Sonangol. A coluna de ajustamentos de consolidação reflecte desta forma todo o conjunto de anulações entre empresas do grupo pertencentes a diferentes sectores de actividade operacional. A conversão em USD foi efectuada tendo por base o câmbio de fecho do período.



4.A. Propriedades de petróleo e gás

4.A.1 Composição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição por naturezas das propriedades de petróleo e gás foi:

Rubricas	Valor bruto 2014	Depreciações Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014	Valor Líquido 2013
Despesas de desenvolvimento	2.167.360.314.366	-1.161.529.116.482	1.005.831.197.884	954.573.451.595
Despesas de abandono	157.364.195.324	-64.799.329.520	92.564.865.804	94.863.385.951
Imobilizado mineiro em curso	411.422.859.941	0	411.422.859.941	184.231.956.681
	2.736.147.369.631	-1.226.328.446.002	1.509.818.923.629	1.233.668.794.226

São considerados como investimento em curso os custos incorridos com a perfuração de poços de exploração até que resultem em descoberta comercial, caso contrário são despesas. Por outro lado, as despesas relacionadas com a construção, instalação e completação de infra-estruturas tais como plataformas, “pipelines” bem como outros custos de desenvolvimento são registados no imobilizado em curso até à data em que ficam disponíveis para uso. As despesas de desenvolvimento são amortizadas utilizando o método das unidades produzidas, que representa o coeficiente calculado pela proporção do volume de produção verificado em cada período sobre o volume de reservas provadas desenvolvidas no final desse período, adicionadas da produção daquele período.

O incremento do imobilizado mineiro durante o exercício de 2014 deve-se essencialmente a três aspectos fundamentais, nomeadamente: conclusão da aquisição do interesse participativo adicional nos blocos 15/06 e 32; implementação de projectos de desenvolvimento tais como o west-hub e east-hub no bloco 16/06, o Kaombo no bloco 32, o Caco Gazela e Punja no bloco 3/05 A, e o intensivo programa de exploração dos blocos das águas ultraprofundas, nos quais o Grupo comparticipa parcialmente nas despesas de exploração.

4.A.2 Movimentos do ano no valor bruto

Em 2014 foram verificados os seguintes movimentos no valor bruto das propriedades de petróleo e gás:

Rubricas	2013	Aumentos	Diminuições/ Transferência	Conversão Dem. Financeiras	2014
Despesas de desenvolvimento	1.879.481.066.007	128.924.177.430	106.790.724.084	52.164.346.846	2.167.360.314.366
Despesas de abandono	139.118.631.485	15.232.489.985		3.013.073.854	157.364.195.324
Imobilizado mineiro em curso	184.231.956.681	354.739.422.135	-137.445.284.677	9.896.765.802	411.422.859.941
	2.202.831.654.173	498.896.089.549	-30.654.560.593	65.074.186.501	2.736.147.369.631

4.A.3 Movimentos do ano nas depreciações acumuladas

Em 2014 foram verificados os seguintes movimentos nas depreciações acumuladas das propriedades de petróleo e gás:



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Rubricas	2013	Aumentos	Diminuições/ Transferência	Conversão Dem. Financeiras	2014
Despesas de desenvolvimento	924.907.614.412	209.224.622.286	0	27.396.879.784	1.161.529.116.482
Despesas de abandono	44.255.245.534	17.005.047.743	0	3.539.036.242	64.799.329.520
	969.162.859.947	226.229.670.029	0	30.935.916.026	1.226.328.446.002

5.A. Activos de exploração e avaliação

5.A.1 Composição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição por naturezas dos activos de exploração e avaliação foi:

Rubricas	Valor bruto 2014	Amortizações Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014
Activos de exploração e avaliação	317.931.219.374	0	317.931.219.374
Adiantamentos para aquisição de interesses participativos	102.863.000.000	0	102.863.000.000
	420.794.219.374	0	420.794.219.374

5A.2 Movimentos do ano no valor bruto

Em 2014 foram verificados os seguintes movimentos no valor bruto dos activos de exploração e avaliação:

Rubricas	2013	Aumentos	Diminuições	Conversão Dem. Financeiras	2014
Activos de exploração e avaliação:					
Bloco 15	39.307.952.411	0	0	2.111.585.781	41.419.538.193
Bloco 31	182.701.863.746	0	0	8.205.092.063	190.906.955.809
Bloco 32	57.273.142.759	0	0	3.076.658.854	60.349.801.613
Iraque	21.666.537.050		0	1.163.905.800	22.830.442.850
Venezuela	2.631.726.142		-348.619.068	141.373.836	2.424.480.910
	303.581.222.109	0	-348.619.068	14.698.616.334	317.931.219.374
Adiantamentos para aquisição de interesses participativos:					
Bloco 09.09	0	14.378.698.900	0	0	14.378.698.900
Bloco 21.09	0	88.484.301.100	0	0	88.484.301.100
	0	102.863.000.000	0		102.863.000.000
	303.581.222.109	102.863.000.000	-348.619.068	14.698.616.334	420.794.219.374

Os adiantamentos para aquisição de interesses participativos dizem respeito aos desembolsos efectuados no período para aquisição de interesses dos blocos 9/09 e 21/09, iniciado pela Sonangol E.P. em 2012.

4. Outras imobilizações corpóreas

4.1 Composição por natureza



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição por natureza das outras imobilizações corpóreas foi:

Rubricas	Valor bruto 2014	Depreciações Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014	Valor Líquido 2013
Terrenos e recursos naturais	6.019.632.285	0	6.019.632.285	5.834.433.575
Edifícios e outras construções	252.782.901.092	-72.294.021.560	180.488.879.532	180.326.067.180
Equipamento básico	296.429.347.929	-100.396.529.043	196.032.818.886	187.962.157.445
Equipamento de transporte	18.445.222.248	-12.787.338.388	5.657.883.861	5.218.841.188
Equipamento informático	15.040.619.408	-12.361.430.020	2.679.189.388	809.115.555
Equipamento administrativo	40.501.257.917	-30.735.024.689	9.766.233.229	9.356.563.840
Outras Imobilizações Corpóreas	1.978.610.078	-1.422.432.642	556.177.436	945.281.166
Imobilizado em curso	277.914.631.907	0	277.914.631.907	247.683.054.282
	909.112.222.863	-229.996.776.341	679.115.446.522	638.135.514.230

5. Outras imobilizações incorpóreas

5.1 Composição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição por naturezas das outras imobilizações incorpóreas foi:

Rubricas	Valor bruto 2014	Amortizações Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014	Valor Líquido 2013
Goodwill	20.495.504.000	0	20.495.504.000	17.741.168.000
Trespases	604.260.127	-124.141.127	480.119.000	0
Despesas de constituição	73.567.523	-63.905.557	9.661.966	0
Outras Imobilizações Incorpóreas	15.772.351.558	-12.968.127.491	2.804.224.067	1.126.752.393
	36.945.683.208	-13.156.174.174	23.789.509.034	18.867.920.393

O goodwill acima identificado diz respeito ao excesso do agregado da importância transferida para aquisição da Refinaria de Luanda à Fina Petróleos e o justo valor dos activos líquidos identificáveis da adquirida e dos passivos assumidos.

6. Investimentos financeiros

6.1 Composição por entidade

A 31 de Dezembro de 2014 os investimentos financeiros não consolidados integralmente e valorizados ao custo menos perdas por imparidade (quando aplicáveis) decompõem-se de seguida:

	% partic.	Valor Bruto 2014	Provisões Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014	Valor Líquido 2013
Sonangol Limited	100%	244.319.315	0	244.319.315	244.319.315
Sonangol USA Company	100%	970.886.917	0	970.886.917	970.886.917
Sonangol Asia	100%	40.184.150	0	40.184.150	40.184.150
Puaça	100%	4.230.868.866	0	4.230.868.866	6.238.535.898
Sonangol SA (Solo Properties,Ltd)	100%	8.791.902.366	0	8.791.902.366	8.791.902.366
Essa Sondagens	100%	18.668.650	0	18.668.650	0
Sonangol Holdings USA	100%	399.528.106	0	399.528.106	399.528.106
Gesporto	100%	2.443.654	-1.400.000	1.043.654	1.400.000
AGOLE	100%	2.295.769	-1.600.000	695.769	695.769



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

ORLEANS INVEST HOLDING (OI OSC)	100%	27.769.500.000	0	27.769.500.000	27.769.500.000
Sonangol Holdings BVI	100%	0	0	0	0
Dirani	100%	145.621.667	-145.621.667	0	145.621.668
ACS	100%	493.202.410	0	493.202.410	463.885.488
Sonangol Hidrocarbonetos USA, Ltd.	100%	13.133.338.617	-13.133.338.617	0	5.880.311.236
Sonangol Starfish Oil & Gas, S.A.	100%	16.667.484.144	-16.667.484.144	0	0
Sonangol Cabo Verde, SA	99%	2.162.710.815	0	2.162.710.815	2.162.710.815
SIP	99%	106.111.414	0	106.111.414	100.701.808
Luxervisa	80%	1.234.356.000	-725.414.884	508.941.116	1.171.428.000
Enco, SARL	77%	2.579.284.614	-1.011.824.767	1.567.459.847	1.465.348.458
LOBINAVE - ESTALEIRO NAVAL DO LOBITO, LDA.	75%	525.647.462	-525.647.462	0	0
Kicombo	60%	60.000.000	0	60.000.000	0
Banco Caixa Geral Totta Angola	55%	5.657.563.888	0	5.657.563.888	5.657.563.888
SONATIDE MARINE, LTD.	51%	43.786	0	43.786	43.786
SONANGOL SÃO TOMÉ OFFSHORE	51%	765.000	-765.000	0	0
SONANGALP, LDA.	51%	501.880.661	0	501.880.661	501.880.661
Net one	51%	1.369.209.393	-1.369.209.393	0	0
ALM	50%	80.137	0	80.137	0
Sonair USA	50%	1.875.000	0	1.875.000	1.875.000
SONASURF (ANGOLA), LDA.	50%	187.500	-187.500	0	0
OPS - Serviços de Operações Petrolíferas, Lda.	50%	537.726	0	537.726	537.726
Refinaria do Lobito	49%	51.801.466	0	51.801.466	0
SONASURF INTERNACIONAL, LDA.	49%	401.360.038	0	401.360.038	401.360.038
TECHNIP ANGOLA, LDA.	40%	1.042.720	0	1.042.720	0
SONAMET INDUSTRIAL, SA	40%	356.351.721	0	356.351.721	356.351.721
SONACERGY, LDA	40%	192.775.513	0	192.775.513	192.775.513
ACADEMIA MILLENNIUM ATLÂNTICO	33%	15.427.500	-15.427.500	0	0
Sonils, Lda	30%	6.439.161	0	6.439.161	6.439.161
PETROMAR, LDA.	30%	9.198.728	0	9.198.728	9.198.728
SONASING KUITO, LDA.	30%	233.922.597	-233.922.597	0	233.922.597
KWANDA	30%	13.141.040	0	13.141.040	13.141.040
SONADIETS, LDA.	30%	6.439.161	0	6.439.161	6.439.161
SONAID, SARL	30%	11.705.107	0	11.705.107	11.705.107
ANGOFLEX, LDA.	30%	1.084.724.391	-1.084.724.391	0	0
E.I.H. - Energia Inovação Holding, SA	30%	2.701.890	-2.701.890	0	0
EMBAL	30%	305.363.246	-305.363.246	0	0
SONASING XIKOMBA, LDA.	30%	270.000	0	270.000	270.000
SONASING SANHA, LDA.	30%	270.000	0	270.000	270.000
Puma Energy	30%	101.387.608.141	0	101.387.608.141	101.387.608.141
SODIMO	30%	20.549.475	-20.549.475	0	0
Banco Millennium Angola	30%	5.333.568.082	0	5.333.568.082	5.333.568.082
Bolsa de Valores e Derivados de Angola	30%	362.900.250	0	362.900.250	362.900.250
SOCIEDADE BAIA DE LUANDA	26%	6.099.427.614	0	6.099.427.614	6.099.427.614
Unitel	25%	2.249.524.473	0	2.249.524.473	2.134.842.748
Angola LNG Supply Services	23%	2.757.156.882	0	2.757.156.882	2.616.595.838
Angola LNG Supply Ltd	23%	253.808.127.241	0	253.808.127.241	230.774.665.679
OPCO	23%	2.345.276	0	2.345.276	2.225.713
SOMG	23%	2.345.276	0	2.345.276	2.225.713
Petroci	20%	3.375.000.000	-3.375.000.000	0	0
Atlântico Europa SGPS, S.A	20%	359.299.116	-359.299.116	0	359.299.116
BIOCOM, LDA.	20%	1.051.800.000	0	1.051.800.000	1.051.800.000
BAUXITE ANGOLA, SA	20%	491.250.000	-491.250.000	0	0
MOTA ENGIL ANGOLA	20%	6.494.048.204	0	6.494.048.204	6.494.048.204
Banco Millennium BCP	19%	86.982.929.381	0	86.982.929.381	85.245.738.843
BAYVIEW	16%	136.000	-136.000	0	0
BRICOMIL	15%	39.343.273	-39.343.273	0	0
Sonangol Vida	10%	12.500.000	0	12.500.000	0
PDA - Pessoas, Desenvolvimento e Associados	10%	4.500.000	-4.500.000	0	0
GENIUS, LDA	10%	701.250.000	-701.250.000	0	0
PAENAL - ESTALEIRO NAVAL DE PORTO AMBOIM, LDA.	10%	7.500.000	0	7.500.000	7.500.000
SONASING MONDO, LDA.	10%	107.545	0	107.545	107.545



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

SONASING SAXI-BATUQUE, LDA.	10%	107.545	-107.545	0	107.545
Angola Cables	9%	1.230.625.776	0	1.230.625.776	834.642.450
BAI, SA	9%	1.275.840.744	0	1.275.840.744	1.275.840.744
BCI - Banco de Comércio e Indústria, SARL	1%	79.147.425	-79.147.425	0	0
Jasmin (Joint Venture)	30%	2.842.915.019	0	2.842.915.019	2.842.915.019
Banco de Poupança e Promoção Habitacional	-	0	0	0	24.480.000.000
Adiantamento - Banco Económico, SA	-	16.848.000.000	0	16.848.000.000	0
Indústrias ZEE	-	0	0	0	779.366.353
Outros	-	338.455.178	0	338.455.178	700.963.705
		583.961.740.221	-40.295.215.892	543.666.524.329	536.027.123.421

O adiantamento por conta de investimentos financeiros com a descrição “Banco Económico S.A.” corresponde a um adiantamento para realização de capital, na medida em que a referida instituição ainda não existe, até que o processo legal existente ao nível do BESA esteja concluído.

A variação identificada no investimento no BPPH diz respeito à recuperação integral dos valores investidos junto do Estado Angolano em 2014.

Os investimentos financeiros na Angola LNG Supply Services, Angola LNG Ltd, OPCO e SOMG, correspondem a uma participação de 22,8% em empresas responsáveis pela refinação de gás natural em Angola, na qual a Sonangol Gás Natural participa em conjunto com outros operadores nomeadamente a Chevron com 36,4% e a Total, BP Amoco e ENI, todas elas com 13,6%.

A empresa LNG Ltd. é a refinaria de gás e é o foco principal do investimento do consórcio. A LNG Supply Services é a empresa responsável por fazer o serviço de expedição das cargas entre a refinaria e o cliente final. A SOMG é a empresa responsável por fazer a manutenção e reparação das infra-estruturas da refinaria e a OPCO é a empresa responsável por fornecer os técnicos especializados na operação da refinaria. Finalmente a ALM é responsável por fazer a comercialização do produto nos mercados Europeus.

A LNG Ltd. iniciou a sua actividade operacional no final de 2013 e esteve activa até ao início de 2014 tendo realizado um total de 5 carregamentos para o exterior. No início de 2014, devido a problemas técnicos, a refinaria foi obrigada a suspender a sua actividade. À data deste relatório a actividade da empresa encontra-se ainda suspensa sendo a tempestividade e condições para a retoma da actividade incertas.

O investimento na Luxerviza foi criado em 2012 sendo que a empresa tem como objectivo a produção de electricidade a partir de gás que é fornecido pela Angola LNG Ltd. Esta empresa será responsável por gerir a operação de três centrais eléctricas situadas no norte de Angola: uma em Cabinda e duas no Soyo.

Existe ainda um novo investimento na Angola LNG Marketing, Ltd (ALM). Esta empresa tem como objecto social a comercialização do gás produzido pela LNG Ltd.

6.2 Investimento financeiro Millennium BCP

À data de 31 de Dezembro de 2014 a SONANGOL EP é titular de 10.534.115.358 acções do Millennium BCP, correspondente a 19,44% de participação e valorizadas ao preço de mercado (justo valor), com base nas cotações de mercado obtidas a 31 de Dezembro de 2014, o quadro a baixo resume a posição no balanço da empresa:



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Ano	N.º Acções	Valor em Euros	Valor em Kwanzas
31-12-2007	180.000.000	525.600.000	58.030.181.977
31-12-2008	469.000.000	379.890.000	42.032.258.380
31-12-2009	469.000.000	397.008.500	51.025.914.471
31-12-2010	685.138.638	398.750.687	48.676.293.902
31-12-2011	794.933.620	108.110.564	13.671.878.185
31-12-2012	3.803.587.403	285.268.647	69.018.855.778
31-12-2013	3.803.587.403	635.877.509	85.245.738.843
31-12-2014	10.534.115.358	695.251.614	86.982.929.381
Justo Valor do mercado 31-12-2014	10.534.115.358	695.251.614	86.982.929.381

Variações no justo valor no ano:

	Saldo inicial	Compras	Mais/Menos Valias	Saldo final
Valor em Euros	635.877.509	443.659.591	-384.285.486	695.251.614
Valor em Akz	85.245.738.843	55.346.977.593	-53.609.787.055	86.982.929.381

No ano de 2014 a Empresa subscreveu 6.703.527.955 novas acções no aumento de capital do BCP permitindo desta forma manter o interesse participativo nos 19.44%. Estes títulos estão sob custódia do BIG – Banco de Investimento Global, nos termos do contrato de custódia assinado com a SONANGOL EP.

7. Outros activos financeiros

7.1 Decomposição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição por naturezas dos outros activos financeiros foi:

Rubricas	2014	2013
Investimentos em imóveis	156.119.190.191	138.309.985.634
Energy Fund II & III	21.814.900.727	27.225.409.614
Adiantamento - Gateway Fund I	25.715.750.000	0
	203.649.840.917	165.535.395.249

A rubrica de investimentos em imóveis inclui essencialmente investimentos nos Hotéis HCTA, Maianga, Florença e Base do Kwanda. Estes hotéis estão a ser explorados por entidades terceiras ao abrigo de contractos de exploração, recebendo o Grupo rendas pela sua exploração (Nota 24). Esta rubrica inclui ainda investimentos em imóveis ocupados por empresas do Grupo Sonangol.

Os aumentos em Investimentos em imóveis referem-se essencialmente à aquisição do Hotel Riomar no Lobito, o qual se encontra ainda em curso uma vez que não se encontra em condições de iniciar a operação.

Encontram-se em curso os projectos do Hotel Intercontinental e o investimento no Hotel Riomar, adquirido pela SONIP em 2014.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

No final de 2014 foi efectuado um adiantamento para realização de capital no fundo de investimento recém-criado "Gateway Fund I".

7.2. Fundos de investimento - Energy Fund II e III

Em 2014 foram verificados os seguintes movimentos no justo valor dos fundos de investimento Energy Fund II e III:

Rubricas	Valor bruto		
	Saldo inicial	Aumentos/ Diminuições	Saldo final
Energy Fund II	4.517.646.346	(1.566.302.693)	2.951.343.653
Energy Fund III	22.707.763.268	(3.844.206.194)	18.863.557.074
Totais Akz	27.225.409.614	(5.410.508.888)	21.814.900.727
Totais Usd	278.894.576	(66.817.340)	212.077.236

Os valores relatados para os investimentos em capital de risco – Energy Fund II e Energy Fund III, representam o valor justo de mercado dos mesmos, conforme os relatórios finais da entidade gestora a 31 de Dezembro de 2014.

7.2.1 Detalhe acumulado por fundo

O quadro abaixo resume os movimentos acumulados dos fundos de investimento desde o momento da sua constituição:

Rubricas	Energy II	Energy III	Total
Custo Original	12.440.264.592	38.256.573.872	50.696.838.465
Ganhos/ perdas de capital realizadas	14.699.271.234	20.003.889.091	34.703.160.325
Outros proveitos de investimento	1.894.811.139	6.395.649.799	8.290.460.937
Distribuições (Brutas)	(25.295.229.392)	(42.879.954.665)	(68.175.184.057)
Custo Remanescente	3.739.117.573	21.776.158.098	25.515.275.670
Ganhos/Perdas não realizadas	(2.420.398.689)	(6.758.417.358)	(9.178.816.047)
Outros	1.632.624.769	3.845.816.334	5.478.441.103
Valor do investimento	2.951.343.653	18.863.557.074	21.814.900.727

7.2.2 Detalhe do custo de aquisição

O quadro abaixo resume o custo de aquisição dos fundos de investimento desde o momento da sua constituição:

	Valor Bruto em Akz		Valor Bruto em Usd	
	2014	2013	2014	2013
Energy Fund III				
Cobalt International Energy LP	2.348.883.291	2.229.136.210	22.835.065	22.835.065
Dresser Inc.	2.578.759.878	2.447.293.590	25.069.849	25.069.849
Foresight Reserves, LP	4.298.590.664	4.079.446.662	41.789.474	41.789.474
Frontier	2.207.281.982	2.094.753.797	21.458.464	21.458.464
Hong Hua LDT	118.211.291	112.184.829	1.149.211	1.149.211
International Logging Inc	505.443.786	479.676.045	4.913.757	4.913.757
RJS Power (FKA Jade)	4.487.749.344	4.258.961.951	43.628.412	43.628.412



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Kinder Morgan Inc	4.741.076.843	4.499.374.705	46.091.178	46.091.178
Trinity (FKA Legend)	3.904.122.271	3.705.088.438	37.954.583	37.954.583
Moreno Energy Inc	2.391.091.066	2.269.192.215	23.245.395	23.245.395
Niska Gas Storage, LLC	3.948.021.937	3.746.750.079	38.381.361	38.381.361
Permian Tank & manufacturing, Inc	435.365.693	413.170.563	4.232.481	4.232.481
Phoenix exploration Company LP	1.573.609.695	1.493.386.395	15.298.112	15.298.112
Red Technology Alliance LLC	928.866.159	881.512.163	9.030.129	9.030.129
Targe Energy LLC	598.578.724	568.062.923	5.819.184	5.819.184
Titan Specialties	1.062.248.714	1.008.094.818	10.326.830	10.326.830
Turbine Air Systems Ltd	107.464.782	101.986.181	1.044.737	1.044.737
Vantage Energy LLC	2.021.207.753	1.918.165.712	19.649.512	19.649.512
Sub-total	38.256.573.872	36.306.237.275	371.917.734	371.917.734
Energy Fund II				
Buckeye Partners	966.206.251	916.948.641	9.393.137	9.393.137
Capital C Energy Partners, LP	683.665.249	648.811.700	6.646.367	6.646.367
CDM Resource	736.061.604	698.536.866	7.155.747	7.155.747
Cobalt International Energy, LP	1.352.019.751	1.283.093.203	13.143.888	13.143.888
Kremer Junction	225.330.968	213.843.498	2.190.593	2.190.593
Trinity (FKA Legend)	2.028.762.834	1.925.335.632	19.722.960	19.722.960
Legend Natural Gas, LP	272.238.553	258.359.714	2.646.613	2.646.613
Megellan Midstream Partners, LP	668.870.463	634.771.159	6.502.537	6.502.537
Mariner Energy Inc	642.797.676	610.027.574	6.249.066	6.249.066
Niska Gas Storage	1.360.339.722	1.290.989.018	13.224.772	13.224.772
Petroplus International	625.349.128	593.468.561	6.079.437	6.079.437
Semgroup, LP	1.000.822.325	949.799.972	9.729.663	9.729.663
Stallion Oilfield Services, Lda	1.319.207.894	1.251.939.954	12.824.902	12.824.757
Topaz	558.592.173	530.114.903	5.430.448	5.430.448
Sub-total	12.440.264.592	11.806.040.396	120.940.130	120.939.985
Totais	50.696.838.465	48.112.277.671	492.857.864	492.857.719

7.2.3 Compromissos assumidos

O quadro abaixo resume os compromissos de investimento assumidos pela Sonangol E.P. junto da entidade gestora no que se refere aos Energy Fund II e III:

Descrição	Carlyle-Energy Fund II		Carlyle-Energy Fund III	
% Participação	9,94%		10,45%	
	USD	AKZ	USD	AKZ
Valor/Compromisso	100.000.000	9.761.700.000	397.000.000	38.754.743.000
Investimentos à data	120.940.130	12.440.264.592	371.917.734	38.256.573.872
Distribuições revogáveis	-	-	-35.272.985	(3.628.285.056)
Despesas/Fees	25.039.053	2.575.592.109	11.392.593	1.171.876.294
Compromisso Remanescente	4.098.923	400.124.566	1.201.875	123.628.468

8. Existências

8.1 Movimentos, ocorridos durante o exercício, nas existências

A rubrica de Existências apresenta a seguinte decomposição com referência a 31 de Dezembro de 2014:

Rubricas	Valor bruto 2014	Provisões Acumuladas 2014	Valor Líquido 2014	Valor Líquido 2013
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	18.201.194.842	-6.452.146.664	11.749.048.178	11.820.497.812
Produtos e trabalhos em curso	34.876.005.389	0	34.876.005.389	59.467.075.014
Produtos acabados e intermédios	15.470.847.764	-503.350.185	14.967.497.579	2.403.579.414



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Sub-produtos, desperdícios, resíduos e refugos	0	0	0	62.235.467
Mercadorias	68.025.151.070	-3.219.154.990	64.805.996.081	73.841.738.426
Matérias-primas, mercadorias e materiais em trânsito	397.136.674	0	397.136.674	113.741.783
Adiantamento por conta de compras	166.301.744	0	166.301.744	0
	137.136.637.484	-10.174.651.839	126.961.985.645	147.708.867.917



9. Outros activos não correntes e contas a receber

9.1. Decomposição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros activos não correntes e contas a receber foi:

Rubricas	Corrente		Não Corrente	
	2014	2013	2014	2013
Clientes - correntes	195.446.342.319	399.280.498.166	2.968.812.095	0
Clientes cobrança duvidosa	12.213.881.192	12.329.094.393	0	0
Fornecedores - saldos devedores	147.087.048.332	29.941.965.600	0	0
Estado	13.649.348.695	10.073.966.007	0	0
Estado (PNUH - Centralidades)	45.259.720.000	396.190.110.203	408.727.740.300	0
Participantes e participadas	45.783.466.292	25.476.650.340	238.976.153.923	204.602.600.387
Provisões para cobranças duvidosas - Participadas	-2.319.460.831	0	-86.711.749.431	-14.596.409.855
Pessoal	315.441.944	367.986.460	0	0
Direitos Concessionária - Activo	191.984.469	0	0	0
Devedores da actividade Mineira	95.677.580.601	67.163.290.817	0	5.940.271.657
Provisões para cobranças duvidosas - actividade Mineira	-46.689.197.750	-32.985.787.656	0	0
Devedores - Underlift	17.934.583.965	19.783.295.490	0	0
Outros devedores	48.558.025.896	31.067.112.612	28.639.855.428	21.528.460.770
Provisões para cobranças duvidosas - contas a receber	-29.321.559.924	-25.879.345.567	0	0
	543.787.205.201	932.808.836.864	592.600.812.314	217.474.922.959

O saldo de clientes, acima enunciado, está maioritariamente relacionado com clientes estrangeiros de petróleo bruto e gás natural.

Em fornecedores saldos devedores foram considerados adiantamentos no valor de cerca de 65.000 Milhões de Akz referentes à aquisição de interesse participativo nos blocos 9/09 e 21/09. Estão também registados nesta rubrica os adiantamentos a fornecedores e liquidações a parceiros decorrentes de obrigações contratuais no valor aproximado de 200 Milhões de Usd.

Em Estado valores a receber foram considerados cerca de 6.824 Milhões de Akz referentes a retenção lei 7/97. Estes créditos poderão ser utilizados por dedução ao imposto industrial por um período máximo de 5 anos. Adicionalmente nesta rubrica encontram-se considerados aproximadamente 6.432 Milhões de Akz relacionados com o pagamento antecipado de valores/notas aduaneiras relacionadas com o processo de importação de produtos refinados.

O montante enunciado com a descrição “Estado (PNUH - Centralidades)” diz respeito ao saldo a receber do Estado por via dos investimentos efectuados através da Sonip no montante de 4,3 bUsd o qual será recuperado até 2021 através de prestações de capital e juros, com amortização de capital a partir de Janeiro de 2015.

O valor considerado em devedores da actividade mineira são resultantes da diferença entre os valores adiantados via pedido de fundos e os custos incorridos via factura das operações

conjuntas no que respeita às operações petrolíferas onde o grupo age como investidor. Na rubrica “under-lifting” estão reflectidos os direitos de carregamento não efectuados pelo Grupo nos blocos onde o mesmo é investidor da actividade petrolífera.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

9.2 Participantes e participadas

A 31 de Dezembro de 2014 os saldos a receber associados a entidades participadas não consolidadas integralmente e valorizados ao custo menos perdas por imparidade (quando aplicáveis) decompõem-se de seguida:

9.2.1 Participantes e participadas (não corrente)

Rubrica	Valor Bruto 2014	Provisões Acumuladas 2014	Valor Liquido 2014	Valor Liquido 2013
Puaça	7.120.525.580	0	7.120.525.580	1.534.948.261
Sonils	1.740.428.884	0	1.740.428.884	2.163.337.045
Sonangol Vida	11.520.000.000	0	11.520.000.000	0
China Sonangol	54.811.535.898	0	54.811.535.898	50.091.585.151
Grupo Genius	18.030.940.755	-2.015.361.020	16.015.579.735	14.989.524.253
ESSA Sondagens	4.167.010.580	0	4.167.010.580	0
Aspenway	3.850.014.734	0	3.850.014.734	7.481.798.683
Force Petroleum	17.104.591.493	0	17.104.591.493	14.903.874.197
Lektron, SA	12.499.505.510	0	12.499.505.510	0
Geni, SA	5.328.000.000	0	5.328.000.000	0
Dammer	2.839.018.800	0	2.839.018.800	2.694.284.400
Embal	82.940.756	-82.940.756	0	0
Lobinave	1.152.379.384	-1.152.379.384	0	0
Biocom	6.047.768.367	0	6.047.768.367	4.138.498.934
Parques de Estacionamento Monumental	824.734.177	-824.732.162	2.015	0
Bauxite	115.720.875	-115.720.875	0	0
PAENAL	51.431.500	-51.431.500	0	0
Luanda Waterfront	5.259.899.505	0	5.259.899.505	5.233.667.565
Dirani	1.879.307.010	0	1.879.307.010	1.783.499.130
PDA	4.801.145.460	-2.774.592.534	2.026.552.926	5.355.939.151
Sonaref Investimento e Participações (SIP)	202.479.129	-202.479.129	0	0
Sonangol Starfish Oil & Gas, S.A.	54.663.455	0	54.663.455	0
ACREP	67.063.960.727	-67.063.960.727	0	63.645.011.151
Sonangol PP Iraque	0	0	0	609.943.169
Sonangol Hidrocarbonetos USA, Ltd.	0	0	0	488.095.000
Sonangol E&P Internacional	12.428.151.342	-12.428.151.342	0	11.319.118.776
Outros	0	0	0	1.620.295.586
	0	0	0	1.952.770.081
	238.976.153.923	-86.711.749.430	152.264.404.492	190.006.190.532

Os suprimentos do Grupo para cada uma das entidades acima mencionadas estão sujeitos aos respectivos contratos.

Estes suprimentos constituem investimentos efectuados pela empresa em empresas participadas (não consolidadas pelo método integral) e não só, em que o prazo da sua recuperação está diferido.

9.2.2 Participantes e participadas (corrente)

Rubrica	Valor Bruto 2014	Provisões Acumuladas 2014	Valor Liquido 2014	Valor Liquido 2013
ESSA Sondagens	1.185.798.950	0	1.185.798.950	0
Sonangol Vida, SA	6.970.118.034	0	6.970.118.034	0
Paz-Flor	391.656.231	0	391.656.231	0
Sonangol Cabo Verde, SA	215.062.784	0	215.062.784	149.935.674
Mota Engil Angola	1.856.549.590	0	1.856.549.590	0



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

SONAID	2.410.593.796	0	2.410.593.796	0
Paenal	792.348.593	0	792.348.593	241.920.000
Porto STP	248.607.258	0	248.607.258	0
Aeroporto STP	521.784.717	0	521.784.717	0
Aldeia Solar	1.048.966.330	0	1.048.966.330	0
BAI	296.106.252	0	296.106.252	0
Sonangalp	62.036.576	0	62.036.576	0
Petromar	2.069.198.351	-2.069.198.351	0	0
Sonamet/Sonacergy	2.585.530.111	0	2.585.530.111	528.261.865
Kwanda	2.641.516.726	0	2.641.516.726	1.879.333.181
Angoflex	250.262.480	-250.262.480	0	0
ESSA Sondagens	14.277.469	0	14.277.469	0
Luxerviza	843.327.307	0	843.327.307	210.812.698
ACS	543.250.780	0	543.250.780	859.781.685
Net One	789.212.950	0	789.212.950	1.622.672.555
Angola Cables	750.291.052	0	750.291.052	711.126.203
Unitel	19.296.969.957	0	19.296.969.957	18.253.679.972
Sonadiets	0	0	0	32.583.036
Outros	0	0	0	986.543.471
	45.783.466.292	-2.319.460.831	43.464.005.462	25.476.650.340

9.3 Outros devedores

Os saldos a receber associados a outros devedores decompõem-se da seguinte forma:

9.3.1 Outros devedores (não corrente)

Rubrica	2014	2013
Indústrias ZEE	0	21.528.460.770
Cohydro (Nessergy)	15.429.450.000	0
Iraque	10.785.924.518	0
Carry à Cupet	2.424.480.910	0
	28.639.855.428	21.528.460.770

A 31 de Dezembro de 2014, o Grupo tinha registado nas suas contas o saldo a receber das Indústrias da Zona Económica Especial (ZEE) no montante de 21.528 MAKZ. Este saldo encontrava-se sobretudo relacionado com:

- Equipamento para iniciar as actividades das Indústrias;
- Aquisição de matérias-primas para as Indústrias; e
- Financiamento necessário ao desenvolvimento da actividade operacional das Indústrias.

O Grupo transferiu para o accionista todo o investimento e financiamento feito nas Indústrias da Zona Económica Especial Luanda-Bengo que, até essa data, se encontrava registado contabilisticamente na esfera do Grupo, incluindo os saldos a receber das Industrias da ZEE Luanda-Bengo.

Em 25 de Outubro de 2012 a Sonangol E.P. acordou com a Nessergy Ltd. a compra da participação que esta detinha no Zona de Interesse Comum afecta à Republica Democrática do Congo (95%) para posterior transferência da mesma para a COHYDRO (NOC Congolesa) pelo valor de 150MUSD.

O “Preliminary Commercial Agreement” celebrado entre a Sonangol E.P. e COHYDRO, datado de 27 de Janeiro de 2015, estabelece que o valor devido à Sonangol E.P. será



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

reembolsado pela COHYDRO, através do Profit Oil obtido enquanto Concessionária na ZIC a ser definido no futuro PSA a ser celebrado entre as partes.

Na rubrica Outros devedores Iraque, são reflectidos os pagamentos efectuados por conta do projecto Sonangol Pesquisa & Produção Iraque, associados às despesas incorridas para a manutenção das operações naquele país.

9.3.2 Outros devedores (corrente)

Rubrica	2014	2013
Aspenway	97.548.744	157.070.115
Fundo Social - Adiantamento	12.545.458.336	8.169.705.370
Global Pactum	1.550.000.000	1.550.000.000
Jasmin (Joint Venture)	0	1.187.687.987
Rio Kwanza Shipping Limited	0	1.140.551.434
Venda de imóveis	23.283.068.749	0
Arrendamento de imóveis	2.709.372.949	0
Cooperativa Cajueiro	1.816.993.119	0
Cohydro (Nessergy)	0	14.642.850.000
Angola Maritime Training Services	2.300.896.982	0
Outros	4.254.687.018	4.219.247.706
	48.558.025.896	31.067.112.612

9.4 Direitos de petróleo bruto da Concessionária Nacional

Os activos com a descrição direitos de petróleo bruto da Concessionária Nacional dizem respeito ao total dos barris (direitos remanescentes) atribuíveis à Sonangol E.P. onde esta se encontra na qualidade de Concessionária Nacional.

Direitos de petróleo em barris

A 31 de Dezembro de 2014, os direitos de petróleo bruto em barris resumem-se de seguida:

Rubricas	2013	Aumento (Produção)	Diminuição (Levantamentos)	2014
Bloco 2/85	(1.023.612)	3.487	-	(1.020.125)
Bloco 2/05	(209.466)	227.176	-	17.710
Bloco 3/05	(93.745)	6.731.290	(6.526.122)	111.423
Bloco 4 - Gimboa	(75.316)	213.833	(104.926)	33.591
Bloco 14 (Kuito)	(248.780)	28.118	0	(220.662)
Bloco 14 (BBLT-Nemba)	(3.399)	11.338.183	(11.546.235)	(211.451)
Bloco 14 (BBLT-Kuito)	(147.421)	(147.842)	0	(295.263)
Bloco 14 (TL)	(14.040)	1.712.104	(1.698.720)	(656)
Bloco 14 (Belize Norte)	(60.607)	934.616	(910.612)	(36.603)
Bloco 15 (Hungo)	(80.586)	24.870.271	(23.671.849)	1.117.836
Bloco 15 (Kissanje)	375.535	22.072.199	(21.483.799)	963.935
Bloco 15 (Mondo)	(162.424)	8.258.690	(7.541.185)	555.081
Bloco 15 (Saxi-Batuque)	(427.710)	11.716.955	(11.306.431)	(17.186)
Bloco 17 (Girassol)	441.643	29.415.871	(30.479.650)	(622.136)
Bloco 17 (Dália)	141.805	40.319.097	(41.128.541)	(667.639)
Bloco 17 (Paz Flor)	(265.252)	11.484.957	(10.326.360)	893.345
Bloco 17 (Clov Cargo)	0	2.294.821	(1.960.919)	333.902



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Bloco 18 (Plutónio)	(73.162)	19.020.834	(19.625.869)	(678.197)
Bloco 31 (Saturno)	42.904	5.460.969	(5.491.762)	12.111
Bloco Cabinda Sul	0	162.055	(159.000)	3.055
Totais	(1.883.633)	196.117.684	(193.961.980)	272.071

Direitos de petróleo bruto em valor

A 31 de Dezembro de 2014, os direitos de petróleo bruto em valor resumem-se de seguida:

Rubricas	2013	Aumento (Produção)	Diminuição (Levantamentos)	2014
Bloco 2/85	(671.628.986)	(48.211.984)	-	(719.840.970)
Bloco 2/05	(137.437.954)	149.934.842	-	12.496.888
Bloco 3/05	(61.509.397)	811.430.754	(671.296.487)	78.624.870
Bloco 4 - Gimboa	(49.417.565)	83.913.692	(10.793.003)	23.703.124
Bloco 14 (Kuito)	(163.233.600)	7.525.627	0	(155.707.973)
Bloco 14 (BBLT-Nemba)	(2.230.207)	1.040.702.257	(1.187.680.371)	(149.208.322)
Bloco 14 (BBLT-Kuito)	(96.728.276)	(111.621.160)	0	(208.349.436)
Bloco 14 (TL)	(9.212.154)	183.484.690	(174.735.435)	(462.900)
Bloco 14 (Belize Norte)	(39.766.456)	107.606.190	(93.668.282)	(25.828.548)
Bloco 15 (Hungo)	(52.875.404)	3.276.622.804	(2.434.957.404)	788.789.996
Bloco 15 (Kissanje)	246.402.163	2.643.677.121	(2.209.888.017)	680.191.267
Bloco 15 (Mondo)	(106.572.290)	1.273.968.659	(775.708.913)	391.687.457
Bloco 15 (Saxi-Batuque)	(280.636.077)	1.431.522.357	(1.163.013.412)	(12.127.132)
Bloco 17 (Girassol)	289.778.025	2.406.446.054	(3.135.228.238)	(439.004.159)
Bloco 17 (Dália)	93.043.415	3.666.448.794	(4.230.605.113)	(471.112.904)
Bloco 17 (Paz Flor)	(174.041.478)	1.866.621.973	(1.062.200.369)	630.380.127
Bloco 17 (Clov Cargo)	0	437.320.678	(201.706.011)	235.614.667
Bloco 18 (Plutónio)	(48.004.247)	1.588.216.957	(2.018.775.763)	(478.563.053)
Bloco 31 (Saturno)	28.150.611	545.294.194	(564.899.115)	8.545.691
Bloco Cabinda Sul	0	18.510.997	(16.355.217)	2.155.780
Totais	(1.235.919.878)	21.379.415.496	(19.951.511.149)	191.984.469

10. Disponibilidades

10.1 Composição por natureza

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição da natureza das disponibilidades foi:

Rubricas	2014	2013
Títulos Negociáveis	5.143.150.000	5.369.045.000
Meios Monetários em Trânsito	24.577.158	-571.258.035
Saldos em bancos	694.363.928.528	711.910.292.086
Caixa	13.521.726	11.757.763
	699.545.177.413	716.719.836.813

**10.2 Composição dos títulos negociáveis**

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos títulos negociáveis foi:

Produtos	Montante (USD)	Montante (AKZ)	Data	Data de Vencimento
Obrigações BPA	50.000.000	5.143.150.000	31.12.2011	01.01.2017
Totais	50.000.000	5.143.150.000		

11. Outros activos correntes

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros activos correntes foi:

Rubricas	2014	2013
Proveitos a facturar		
Facturação - Produtos Refinados	2.566.065.415	920.317.000
Facturação - Estudos sísmicos	0	2.022.218.025
Facturação - Aeronaves	1.161.692.150	988.052.570
Facturação - Honorários ENE	510.169.000	239.996.000
Facturação - Rendas	2.271.002.114	0
Facturação - Outros	445.157.065	1.316.633.425
	6.954.085.743	5.487.217.020
Encargos a repartir por exercícios futuros		
Encargos - Rendas	669.402.149	204.150.142
Encargos - Patrocínios	375.714.273	0
Encargos - Docagem e frete	2.142.361.955	0
Encargos - Seguros	1.373.453.073	1.956.745.008
Encargos - Outros	1.886.692.155	3.452.231.535
	6.447.623.605	5.613.126.685
	13.401.709.348	11.100.343.705

12. Capital social e prestações suplementares

A Sonangol E.P. (casa-mãe do grupo Sonangol) é uma Empresa detida na sua totalidade pelo Estado Angolano.

O Capital Social da Empresa em 31 de Dezembro de 2014 encontrava-se totalmente subscrito e realizado ascendendo a 1.000.000.000 Milhares de Akz.

O quadro abaixo enuncia os movimentos do Capital Social e Prestações Suplementares de 2014:

Rubricas	2014	2013
Capital Social	1.000.000.000.000	1.000.000.000.000
Prestações suplementares	217.392.430.238	116.863.497.943
	1.217.392.430.238	1.116.863.497.943



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

No ano de 2014 foram concedidas pelo Estado Angolano à Sonangol E.P. prestações suplementares no valor de 100.528 MAKZ (1.062 MUS\$). Os valores desembolsados pelo Estado tiveram como objectivo capitalizar a Sonangol E.P. com o objectivo do reforço do investimento financeiro no BCP e investimento no Banco Económico S.A.

13. Reservas e resultados transitados

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição das reservas e fundos foi:

Rubricas	2014	2013
Reservas Legais	53.938.348.456	47.296.515.021
Reservas de Reavaliação	6.822.368.533	10.867.833.021
Reservas com fins especiais	6.528.185.240	12.938.719.029
Reservas livres	25.377.249.162	22.540.662.386
Outras Reservas	91.021.667.990	87.016.184.732
Fundo de avaliação	159.259.433.291	143.434.189.370
Fundo Investimento	627.288.880.487	590.477.176.186
Outros Instrumentos Capital Próprio	-19.189.218.427	-8.278.283.429
Resultados Transitados	-327.177.543.870	-637.505.073.867
	623.869.370.862	268.787.922.449

De acordo com o Decreto Presidencial nº 42/10, de 10 de Maio (que estabelece a Política de distribuição de Resultados), os resultados da empresa, após dedução dos impostos a reter, deverão ter o seguinte destino:

- 10% para constituição da reserva legal, cujo valor cumulativo não deve exceder 2% do capital estatutário;
- Pelo menos 10% para a constituição do fundo para avaliação dos potenciais de exploração dos recursos de hidrocarbonetos;
- Pelo menos 5% para o fundo de outros investimentos;
- Até 5% para o fundo social;
- Distribuição de estímulos individuais aos trabalhadores e aos membros do órgão de gestão, a título de comparticipação nos lucros, dentro dos limites fixados na legislação aplicável;
- Outros fundos voluntários que forem aprovados pelo Conselho de Administração e homologados pelos órgãos competentes do Estado.

15. Empréstimos de médio e longo prazo

O quadro abaixo resume a posição dos empréstimos do grupo no curto e médio e longo prazo a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	Corrente		Não Corrente	
	2014	2013	2014	2013
Empréstimos Banca Internacional	280.462.973.589	323.416.130.807	1.278.795.265.046	978.338.249.383
Empréstimos Banca Nacional	0	791.136.177	1.481.917.272	18.487.952.223
Outros Empréstimos (Carry)	0	0	20.234.705.677	19.203.131.675
	280.462.973.589	324.207.266.984	1.300.511.887.995	1.016.029.333.281



Os empréstimos bancários banca nacional diziam maioritariamente respeito ao empréstimo contraído ao BAI Sindicato. No ano de 2014 foi efectuada a amortização antecipada da totalidade do empréstimo contraído com a instituição bancária BAI em sindicato bancário com o BFA, BIC, Banco Millennium Angola, Banco Sol, BPA, Banco Regional do Keve, BCA, BNI e Banco Desenvolvimento de Angola, o qual se obrigou a financiar a Sonangol EP pelo montante de 60Bi AKZ, através do contrato celebrado a 26 de Março de 2012.

Os empréstimos banca nacional que remanescem à data de fecho dizem respeito a outros financiamentos junto da banca nacional cujo prazo de vencimento é superior a um ano.

Encontram-se considerados como outros empréstimos os valores referentes ao financiamento das despesas de pesquisa feitos pelos parceiros dos blocos 3/05A, 31, 32. Estes financiamentos são recuperados pelos parceiros dos grupos empreiteiros dos referidos blocos, recorrendo à quota-parte do petróleo bruto para a recuperação de custos do Grupo.

15.1 Empréstimos banca internacional

O quadro abaixo resume a posição dos empréstimos do grupo no curto e médio e longo prazo a 31-12-2014 contraídos junto da banca internacional.

Rubricas	Ano Aquisição	2013	Aumentos	Reembolsos	2014	Parte Corrente	Parte Não Corrente	Maturidade (Meses)
Empréstimos Bancários								
SNL Finance 1Bi (SCB)	2006	17.660.164.545	-	11.457.213.939	6.202.950.606	6.202.950.606	0	100
SNL Finance 3Bi (SCB)	2007	28.472.208.333	-	28.472.208.333	0	0	0	84
SNL Finance 2,5Bi (SCB)	2008	25.913.139.970	-	14.210.924.578	11.702.215.392	11.702.215.392	0	84
SNL Finance 1Bi (CDB&SCB)	2010	74.841.233.333	-	6.265.900.000	68.575.333.333	10.286.300.000	58.289.033.333	84
SNL Finance 2,5Bi (ICBC)	2010	47.647.369.048	-	12.135.142.857	35.512.226.190	14.694.714.286	20.817.511.905	96
SNL Finance 1Bi (CA-SC)	2011	152.529.687.500	-	23.950.937.500	128.578.750.000	32.144.687.500	96.434.062.500	120
SNL Finance 1Bi (SCB-KS)	2011	72.400.758.333	-	6.397.000.000	66.003.758.333	10.286.300.000	55.717.458.333	120
SNL Finance 2Bi (CDBC)	2011	156.190.400.000	-	12.182.200.000	144.008.200.000	20.572.600.000	123.435.600.000	112
SNL Finance 1,5Bi (SCB)	2012	102.499.950.000	-	25.352.700.000	77.147.250.000	30.858.900.000	46.288.350.000	60
SNL Finance 1Bi (CDB)	2012	87.857.100.000	-	5.566.700.000	82.290.400.000	10.286.300.000	72.004.100.000	120
SNL Finance 2,5Bi (SCB)	2013	211.507.833.333	-	40.069.500.000	171.438.333.333	51.431.500.000	120.006.833.333	60
SNL Finance 2,5Bi (CDB)	2013	226.615.535.793	-	24.563.214.347	202.052.321.447	36.736.785.805	165.315.535.641	84
SNL Finance 1Bi (SCB)	2013	97.619.000.000	-	97.619.000.000	0	0	0	24
SNL Finance 2Bi (SCB)	2014	-	205.726.000.000	-	205.726.000.000	24.687.120.000	181.038.880.000	84
SNL Finance 1,5Bi (SCB)	2014	-	154.294.500.000	-	154.294.500.000	0	154.294.500.000	84
SNL Finance 2Bi (CDB)	2014	-	205.726.000.000	-	205.726.000.000	20.572.600.000	185.153.400.000	120
Totais		1.301.754.380.190	565.746.500.000	308.242.641.555	1.559.258.238.635	280.462.973.589	1.278.795.265.046	

Havendo ainda a necessidade de um reforço para Sonangol EP financiar seus projectos de capitais estruturantes e outras despesas operacionais de acordo com o seu orçamento anual do seu exercício financeiro; a empresa durante o exercício de 2014 adquiriu três financiamentos, conforme podemos observar na coluna dos aumentos constante no quadro. Os empréstimos contraídos foram de \$2.000.000.000 e \$ 1.500.000.000 concedidos pelo Standard Chartered Bank (SCB) e \$2.000.000.000 concedido pelo China Development Bank (CDB).

Os financiamentos acima referidos têm como garantia o “Contrato de Recebíveis de Petróleo Bruto” entre a Sonangol EP e a Sonangol Finance Limited, com a obrigação



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

da primeira em colateralizar receitas mensais correspondentes a 125% do valor mensal do serviço da dívida, assim como uma garantia corporativa, em que os “convênios financeiros” obrigam a Sonangol, EP a observância do seguinte:

- O valor da “Situação Líquida” não deverá, em circunstância alguma ser inferior a AKZ 1.200,000,000,000.00;
- O rácio “EBITDA/Dívida Líquida” não deverá ser inferior a 0.5;
- O rácio “EBITDA / Serviço da Dívida” não deverá ser inferior a 1.3;
- “Gearing Ratio” não deverá ser inferior a $\leq$ 100%.

Relativamente ao ano de 2014 e como exigido nos “requisitos de informação”, parte integrante dos acordos de crédito, a situação patrimonial e desempenho consolidado do grupo Sonangol, com base nas presentes demonstrações financeiras referentes ao perímetro de consolidação definido pela Administração do grupo, permitem observar integralmente os “convênios financeiros” exigidos, pelo que não se antecipa qualquer situação de “incumprimento” em qualquer um destes.

No ano de 2014 o Grupo amortizou antecipadamente 48.809.500.000 Akz (500 Milhões usd) do empréstimo bancário contraído junto com o SCB em 2013 no valor de 97.619.000.000 Akz (1BUSD).

17. Provisões para pensões

17.1 Responsabilidades por benefícios de pensões e de cessação de emprego

As responsabilidades por benefícios pós-emprego, por tipo de benefício, que estão totalmente sem fundo ou cobertas total ou parcialmente por fundos constituídos, são as indicadas no quadro seguinte:

	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Plano de Benefícios de Reforma ENSA	
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (sem fundo constituído)	Benefício definido (com fundo constituído)	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2013				
Obrigação com benefícios pós-emprego	31.256.729.355	8.144.875.901	6.672.438.464	46.074.043.720
				(14.380.567.144)
Justo valor dos activos do plano	(10.324.536.283)	-	(4.056.030.861)	
	20.932.193.072	8.144.875.901	2.616.407.603	31.693.476.576
Saldo a (receber) / pagar	20.932.193.072	8.144.875.901	2.616.407.603	31.693.476.576
Saldo em 31 de Dezembro de 2014				
Obrigação com benefícios pós-emprego	41.486.348.263	10.421.364.972	7.233.181.662	59.140.894.896
				(4.170.577.663)
Justo valor dos activos do plano	-	-	(4.170.577.663)	(4.170.577.663)
	41.486.348.263	10.421.364.972	3.062.603.999	54.970.317.233
Saldo a (receber) / a pagar	41.486.348.263	10.421.364.972	3.062.603.999	54.970.317.233



17.2 Tipos de benefício de pensões e de cessação de emprego

Planos de benefícios definidos

Os tipos de planos de Benefícios Definidos (benefícios de pensões e de cessação de emprego) existentes são os indicados no quadro seguinte:

Nome do Plano	Tipo	Destinatários	Localização
Plano de Pensões da Sonangol	Benefício Definido – sem fundo constituído centralmente	Reformados e pensionistas da Sonangol	Angola
Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Benefício Definido – sem fundo constituído	Empregados da Sonangol	Angola
Plano de Pensões da Ensa	Benefício Definido – com fundo constituído na Ensa	Reformados e pensionistas da ex-FPA	Angola
Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Benefício Definido – sem fundo constituído	Empregados da ex-FPA	Angola

No “Plano de Pensões da Sonangol”, persiste a responsabilidade relativa aos reformados e pensionistas, sendo que o corte efectuado corresponderá ao montante que as associadas do novo plano terão de fundear aquando da entrada em actividade da nova sociedade gestora. No entanto, manter-se-ão ainda abrangidos pelo regime de benefícios definidos, os colaboradores que se reformem ou cessem o vínculo com a empresa entre 1 de Janeiro de 2012 e a data da implementação legal.

No “Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT”, o Grupo compromete-se a pagar o benefício de reforma consagrado no Artigo nº 262 da Lei Geral do Trabalho, segundo o qual, a compensação é devida nos casos de caducidade do contrato de trabalho por reforma do trabalhador quando este atinge a idade legal de reforma. A compensação devida determina-se multiplicando 25% do salário base praticado na data em que o trabalhador atinge a idade legal de reforma pelo número de anos de antiguidade na empresa na mesma data.

Nos planos de benefícios definidos, o reconhecimento e mensuração das responsabilidades são efectuados de acordo com o normativo internacional.

Plano de contribuição definida

O plano de Contribuição Definida existente é o indicado a seguir:

Nome do Plano	Tipo	Destinatários	Localização
Plano de Pensões da Sonangol	Contribuição Definida – com fundo a constituir	Empregados da Sonangol	Angola

O plano de pensões em regime de contribuição definida e do tipo contributivo, baseia-se em contribuições dos participantes (trabalhadores ou membros do órgão de gestão das subsidiárias). O valor capitalizado na conta de valor acumulado do participante,



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

constituída ao abrigo deste plano de pensões, está sujeito a variar positiva ou negativamente, em consequência da evolução das aplicações efectuadas e do mercado financeiro. Os associados (subsidiárias) não serão responsáveis, agora ou no futuro, pelo nível de rendimentos gerados ou pelos benefícios proporcionados ao abrigo do plano. A forma de financiamento do plano de pensões será escolhida pelos associados sendo que o veículo corresponderá ao perfil de risco definido e seleccionado segundo critério dos associados.

Outros benefícios pós-emprego:

A Empresa reconhece que a contabilização dos passivos decorrentes da aplicação do normativo internacional é um passo fundamental no que concerne uma imagem verdadeira e apropriada da sua posição financeira e desempenho. A Empresa está actualmente em processo de identificar/rever a existência de outros benefícios de longo prazo que devam ser registados / divulgados nas Demonstrações Financeiras.

17.3 Obrigação com benefícios de pensões e de cessação de emprego

A reconciliação entre os saldos de abertura e de fecho do valor presente da obrigação de benefícios é a indicada no quadro seguinte:

	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Plano de Benefícios de Reforma ENSA	
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (sem fundo constituído)	Benefício definido (com fundo constituído)	Total
Obrigação relativa a benefícios definidos, em 1 de Janeiro de 2013	23.810.967.401	7.044.286.647	5.922.317.604	36.777.571.652
Custo dos juros	899.163.211	293.830.737	235.867.208	1.428.861.156
Custo do serviço corrente	-	445.955.756	181.147.910	627.103.666
Benefícios pagos	(1.995.048.777)	(171.316.785)	529.715.352	(1.636.650.210)
Ganhos e perdas actuariais	8.091.453.112	157.058.793	29.771.524	8.278.283.429
Diferenças cambiais	450.194.409	375.060.753	(226.381.136)	598.874.026
Obrigação relativa a benefícios definidos, em 31 de Dezembro de 2013	31.256.729.357	8.144.875.901	6.672.438.462	46.074.043.720

	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Plano de Benefícios de Reforma ENSA	
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (sem fundo constituído)	Benefício definido (com fundo constituído)	Total
Obrigação relativa a benefícios definidos, em 1 de Janeiro de 2014	31.256.729.357	8.144.875.901	6.672.438.462	46.074.043.720
Custo dos juros	1.280.424.911	365.355.662	221.265.055	1.867.045.628
Custo do serviço corrente	-	539.089.259	183.670.482	722.759.741
Benefícios pagos	(2.436.535.629)	(419.686.080)	-	(2.856.221.708)
Ganhos e perdas actuariais	10.012.494.854	898.440.144	.	10.910.934.998
Diferenças cambiais	1.373.234.770	893.290.085	155.807.663	2.422.332.518
Obrigação relativa a benefícios definidos, em 31 de Dezembro de 2014	41.486.348.263	10.421.364.972	7.233.181.662	59.140.894.896



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Os principais pressupostos actuariais usados à data do balanço para determinar a obrigação com benefícios pós-emprego foram os indicados no quadro seguinte:

	2014	2013
Pressupostos financeiros para ambos os planos (Sonangol e LGT)	%	%
Taxa de desconto	3,50	4,25
Retorno esperado dos activos do plano	3,50	4,25
Aumentos salariais esperados	5,00	5,00
Aumentos previstos das pensões (apenas plano Sonangol)	2,00	2,00
Tábua de mortalidade (ajustada para reflectir experiência adquirida)	ANGV2020P	ANGV2020P

17.4 Ganhos e perdas actuariais

Conforme referido na nota 2.3.r) a empresa reconhece os ganhos e perdas actuariais na totalidade em reservas. O montante reconhecido no ano totaliza os 10.910.935 milhares de kwanzas, conforme apresentado na nota 13.

17.5 Justo valor dos activos dos planos

A reconciliação entre os saldos de abertura e de fecho do justo valor dos activos do plano encontra-se no quadro seguinte:

	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma ENSA
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (com fundo constituído)
Justo valor dos activos do plano em 1 de Janeiro de 2013	11.644.318.549	4.488.643.641
Retorno esperado	435.423.764	177.983.742
Transferência para a Sonangol Vida	-	155.013.336
Benefícios pagos	(1.994.864.843)	(313.293.270)
Outros ganhos e perdas	-	(531.559.307)
Diferenças de câmbio em planos estrangeiros	239.658.813	79.242.719
Justo valor dos activos do plano em 31 de Dezembro de 2013	10.324.536.283	4.056.030.861
	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma ENSA
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (com fundo constituído)
Justo valor dos activos do plano em 1 de Janeiro de 2014	10.324.536.283	4.056.030.861
Retorno esperado	401.151.232	-
Transferência para a Sonangol Vida	(8.167.973.461)	534.232.882
Benefícios pagos	(2.436.535.629)	(419.686.080)
Outros ganhos e perdas	(460.598.360)	-
Diferenças de câmbio em planos estrangeiros	339.419.934	-
Justo valor dos activos do plano em 31 de Dezembro de 2014	0	4.170.577.663



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

17.6 Análise Sensibilidade

Os quadros abaixo enunciam os resultados decorrentes da análise de sensibilidade à taxa de desconto do Plano de Pensões e LGT, taxa de crescimento de Pensões do Plano de Pensões e Taxa de crescimento salarial do LGT.

	3,50%	3,00%		4,00%	
	Cenário contabilização	- 50 p.b	Var.	+ 50 p.b	Var.
Taxa de desconto - Plano de Pensões	41.486.348.263	39.416.489.087	-5%	43.547.695.835	5%
Taxa de desconto - Lei Geral do Trabalho	10.421.364.972	9.910.996.171	-5%	10.932.579.536	5%
Taxa de desconto - ENSA	3.062.603.999	2.910.349.259	-5%	3.214.400.839	5%
	51.907.713.234	49.327.485.258	-5%	54.480.275.371	5%
	2,00%	1,00%		3,00%	
	Cenário contabilização	- 100 p.b	Var.	+ 100 p.b	Var.
Taxa de crescimento de Pensões - Plano de Pensões	41.486.348.263	37.699.482.776	-10%	45.780.519.628	10%
	41.486.348.263	37.699.482.776	-10%	45.780.519.628	10%
	5,00%	4,00%		6,00%	
	Cenário contabilização	- 100 p.b	Var.	+ 100 p.b	Var.
Taxa de crescimento Salarial - LGT	10.421.364.972	8.962.373.876	-14%	11.567.715.118	11%
	10.421.364.972	8.962.373.876	-14%	11.567.715.118	11%



18. Provisões para outros riscos e encargos

18.1 Decomposição provisões para outros riscos e encargos (não correntes)

O quadro abaixo detalha os movimentos, ocorridos durante o exercício de 2014, nas provisões para riscos e encargos.

Rubricas	2014	2013
Provisões para Processos Judiciais	8.680.905.137	1.424.264.884
Provisão para desmantelamento - Sonangol Investidora	128.017.624.157	112.538.897.643
Fundamentos para desmantelamento (Concessionária)	216.895.485.224	169.357.408.481
Contingências Fiscais	270.168.500.793	323.364.507.542
Provisões para Outros Riscos e encargos	15.710.149.992	69.664.996.187
	639.472.665.304	676.350.074.737

O valor referente a Provisões para processos judiciais contempla integralmente todos os litígios nos quais a empresa se encontra envolvida sobre os quais são expectáveis eventuais exfluxos financeiros no futuro.

Em contingências fiscais estão registadas as provisões para cobrir as contingências fiscais resultantes das auditorias do Ministério das Finanças aos custos recuperáveis dos blocos em que o Grupo detém interesses participativos. Estas contingências resultam, principalmente do não cumprimento na íntegra do estabelecido nos contratos de partilha de produção. A provisão é baseada na percentagem do risco existente dos pagamentos adicionais ao Estado. Os valores registados representam a melhor estimativa de liquidação e podem diferir dos valores finais a pagar em virtude das revisões subsequentes.

Com base nos relatórios finais de auditoria aos custos recuperáveis e recuperados até 2013, foi reavaliado o valor das contingências fiscais constituído até o final do exercício de 2013. De igual modo, decorrente dos novos contrato de suprimento do Grupo, foi reavaliada a contingência relacionada com o Imposto de Aplicação de Capital (IAC) constituída no exercício anterior.

O montante de provisões para Fundamentos para fundo de abandono (Concessionária) acima referido foi constituído pelos operadores e transferidos para a tutela da empresa, enquanto concessionária para os hidrocarbonetos. Estes destinam-se a cobertura de despesas futuras com o encerramento de poços petrolíferos, remoção de plataformas e outras instalações, quando se esgotarem as reservas.

Os principais influxos do ano dizem respeito aos fundeamentos associados ao abandono do bloco 14 e 3/05, 4/05 e 2/05.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

18.2 Provisão para desmantelamento – Sonangol Investidora

O quadro abaixo detalha os movimentos, ocorridos durante o exercício de 2014, nas provisões para desmantelamento onde a Sonangol participa enquanto empresa investidora:

Rubricas	2013	Diferenças Cambiais	Aumentos	Diminuições	Juro Abandono	2014
Provisão para desmantelamento - Sonangol Investidora	112.538.897.643	1.533.208.946	16.240.558.083	(11.312.375.089)	9.017.334.574	128.017.624.157
Totais	112.538.897.643	1.533.208.946	16.240.558.083	(11.312.375.089)	9.017.334.574	128.017.624.157

19. Outros passivos não correntes e contas a pagar

19.1 Decomposição dos outros passivos não correntes e contas a pagar

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros passivos não correntes e contas a pagar foi:

Rubricas	Corrente		Não Corrente	
	2014	2013	2014	2013
Fornecedores - correntes	298.004.286.804	281.325.733.259	0	0
Transacções enquanto Concessionária	255.060.825.283	399.205.703.380	0	0
Clientes - saldos credores	3.206.051.104	8.113.378.808	0	0
Estado:				
Impostos sobre os lucros	14.502.806.086	4.991.878.657	0	0
Impostos sobre de produção e consumo	1.306.385.187	962.930.600	0	0
Impostos sobre de rendimento do petróleo	1.737.528.955	16.762.293.522	0	0
Retenções na fonte	4.052.360.289	3.770.168.566	0	0
Segurança Social	172.676.034	19.133.407	0	0
Outros Impostos	22.657.875.061	23.381.841.148	0	0
Participantes e participadas	2.355.101.587	16.822.166	106.111.414	100.701.808
Pessoal	349.448.390	1.511.479.412	0	0
Credores - compras de imobilizado	1.814.080.911	1.293.138.958	0	0
Credores Actividade Mineira	77.529.524.058	69.581.640.286	76.517.627.270	74.175.007.998
Credores - Overlift	2.235.486.952	6.667.806.271	0	0
Outros credores	114.885.325.933	136.186.918.624	1.450.390.053	2.658.083.344
	799.869.762.635	953.790.867.064	78.074.128.737	76.933.793.150

Encontram-se também em dívida a 31 de Dezembro de 2014 na conta de credores da actividade mineira, os valores resultantes das operações conjuntas em Blocos em que o Grupo detém interesse participativo. Estas dívidas devem ser regularizadas no curto prazo e são resultantes da diferença entre os fundos solicitados para desenvolvimento das operações nos blocos e as despesas incorridas nestes blocos.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

19.2 Transacções enquanto Concessionária Nacional

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos saldos associados a transacções enquanto Concessionária Nacional foi:

Rubricas	2014	2013
Transacções com a Concessionária:		
Receita da concessionária	47.418.140.717	171.306.770.458
Bonus	111.743.183.878	131.999.432.233
Price Cap	95.899.500.689	95.899.500.689
	255.060.825.283	399.205.703.380

19.2.1 Receita da Concessionária

Em 2014 foram verificados os seguintes movimentos nas entregas da concessionária nacional:

Rubricas	Quadro Geral das Transacções com a Concessionária				
	2013	Valor a pagar	Valor a receber	Valores Liquidados	2014
Receita da Concessionária	233.152.855.990	1.684.543.692.870	-	-1.795.917.894.919	121.778.653.941
Crédito Clientes OGE	-12.499.336.589	-	-21.092.271.230	12.499.336.589	-21.092.271.230
Subvenções 2014	-	-	-495.069.723.047	403.890.045.715	-91.179.677.332
Subvenções 2013	-96.769.008.465	-	-	96.769.008.465	-
Subvenções Outros	1.287.780.731	-	-1.287.780.731	44.716.685.569	44.716.685.569
Liquidação Indústrias ZEE	-	-	-33.507.994.861	34.210.052.893	702.058.032
Liquidação BPPH	-	-	-48.112.060.512	48.112.060.512	-
Valor a receber - Millennium BCP	-	-	-53.609.787.055	-	-53.609.787.055
Outros movimentos	46.134.478.791	-	-	(32.000.000)	46.102.478.791
	171.306.770.458	1.684.543.692.870	(652.679.617.436)	(1.155.752.705.176)	47.418.140.717



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

19.3 Outros credores

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros credores (não corrente) foi:

Rubricas	2014	2013
Conta Especial de Compensação - OGE	1.450.390.053	1.430.678.553
Outros credores	0	1.227.404.791
	1.450.390.053	2.658.083.344

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros credores (corrente) foi:

Rubricas	2014	2013
Fundo de Pensões - Corte (Nota 17)	90.357.268.622	89.178.711.291
Fundo de Pensões - Retenções	10.082.577.753	4.276.315.204
F.Consulting Group (40% Lobinave)	270.817.632	0
Angola Maritime Training Services	43.716.775	0
China Sonangol Internacional - vendas por conta	0	13.416.740.830
Concessão FS/FST - vendas por conta	0	4.137.707.458
Kotoil - vendas por conta	3.239.599.518	4.093.264.798
Poliedro - vendas por conta	3.902.260.142	4.718.865.140
ENI - vendas por conta	2.024.615.648	0
Somol - vendas por conta	0	4.253.635.290
Chevron Texaco - vendas por conta	837.312.000	0
Nazaki Oil	0	2.928.570.000
Projecto SAR	1.073.923.672	0
FINA (Accionistas minoritários)	333.037.500	333.037.500
Direitos Concessionária - Passivo	0	1.235.919.878
Credores da actividade imobiliária	0	3.740.808.937
Outros	2.720.196.671	3.873.342.298
	114.885.325.933	136.186.918.624

O valor fundo de pensões – retenções subsidiárias diz respeito às retenções efectuadas pelos colaboradores do grupo Sonangol ao abrigo do plano de pensões em vigor – contribuição definida para os anos de 2012, 2013 e 2014.

Os montantes a pagar à Kotoil, Poliedro, Chevron Texaco e ENI, são valores referentes à venda de petróleo bruto por conta destes no final do ano de 2014, cuja entrega se verifica no exercício seguinte.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

21. Outros passivos correntes

A 31 de Dezembro de 2014, a decomposição dos outros passivos correntes foi:

Rubricas	2014	2013
Encargos a pagar		
Encargos - custos com pessoal (férias + sub.férias)	10.206.178.321	8.606.143.300
Encargos - consultoria	4.627.315.492	0
Encargos - trab. especializados/assistência técnica	12.119.311.742	3.422.012.508
Encargos - seguros	0	208.248.505
Encargos - rendas	120.698.313	11.844.504.692
Encargos - exportações/desalfandegamento	4.748.148.981	2.421.827.129
Encargos - obras e aquisição condomínios	13.794.667.757	0
Encargos - juros	124.580.157	175.542.899
Encargos - actividade mineira	3.497.343.074	21.728.622.043
Encargos - outros	1.618.731.010	3.230.688.002
	50.856.974.846	51.637.589.078
Proveitos a repartir por exercícios futuros		
Proveitos diferidos - actualização cambial	7.491.480.397	1.213.240.611
Proveitos diferidos - materiais actividade mineira	823.621.961	781.633.359
Proveitos diferidos - outros	0	3.347.160.374
	8.315.102.358	5.342.034.344
	59.172.077.204	56.979.623.422

Os acréscimos para obras e aquisição condomínios dizem respeito aos trabalhos já realizados pelos fornecedores cuja factura ainda não foi recebida, deste montante cerca de 9.854.179.600 Akz referem-se à aquisição do condomínio Golden Resort e o montante próximo a 2.674.412.000 Akz refere aos valores por pagar ao empreiteiro PRUMO, da obra de Malange.

Os proveitos a repartir prendem-se com a actualização cambial dos activos e passivos cuja realização das mesmas ocorrerão num prazo superior a um ano.

**22. Vendas**

O quadro abaixo enuncia as vendas pro natureza de produto, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Petróleo bruto - Associação	644.928.585.825	692.852.104.877
Petróleo bruto - Concessionária	1.718.046.017.002	2.248.412.790.403
Refinados - Gasolina	104.408.265.035	86.381.738.285
Refinados - Gásleo	229.052.520.158	195.003.949.169
Jet A1	33.456.290.269	36.345.486.725
Jet B	36.654.117.986	25.973.152.750
LPG	13.421.560.223	11.635.529.368
Petróleo Ilum.	1.616.655.431	3.082.870.936
Fuel Óleo	46.716.731.211	45.915.561.853
Nafta	13.844.979.930	16.148.890.002
Subvenção	496.334.625.037	532.553.993.065
Outras vendas	14.887.856.850	17.291.032.381
	3.353.368.204.957	3.911.597.099.813

Subvenções

De acordo com o Decreto Presidencial 1/12 em vigor desde 1 de Janeiro de 2012, o montante da subvenção devida pelo Estado, deverá ser reembolsado mensalmente à SONANGOL, EP.

A Sonangol financia a aquisição de produtos para as suas subsidiárias, a saber:

- Petróleo Bruto para a Refinaria de Luanda;
- Produtos Refinados (Gasóleo, Petróleo, Gasolina) para a Sonangol Logística;
- Produtos Escuros (Fuel Leve, Fuel Pesado e Asfalto) para a Sonangol Distribuidora;
- LPG para a Sonangol Gás Natural.

23. Prestação de serviços

O quadro abaixo enuncia as prestações de serviços por actividade, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Aluguer de aeronaves	54.566.408.042	48.157.359.529
Fretes de navios	18.742.455.294	16.042.611.170
Serviços de comunicação	11.002.674.133	11.649.674.993
Serviços de saúde e assistência médica	5.667.734.095	6.265.297.933
Actividades de formação	1.092.980.333	477.983.870
Outros	3.179.674.992	2.616.699.653
Prestações de serviços - Mercado Interno	94.251.926.889	85.209.627.148
Aluguer de aeronaves	13.519.194.592	12.498.678.043
Actividades de formação	876.859.362	1.080.911.620
Prestações de serviços - Mercado Externo	14.396.053.953	13.579.589.663
	108.647.980.843	98.789.216.811

**24. Outros proveitos operacionais**

O quadro abaixo enuncia os outros proveitos operacionais, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Serviços suplementares	3.092.534.482	2.311.718.249
Management fees	6.934.741.852	3.940.132.647
Refacturação de combustível	5.116.706.472	4.010.294.963
Injecção de gás no bloco 17	1.915.634.359	1.884.241.011
Rendas base do kwanda	0	1.636.259.136
Intermediação de vendas (petróleo bruto)	6.677.084.851	0
Liquidação Parceiros	8.024.268.396	0
Gestão imobiliária (Hoteis)	1.076.840.602	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	4.142.778.462	2.644.613.493
	36.980.589.476	16.427.259.499

Na rubrica Liquidação Parceiros estão considerados os valores associados a custos operacionais transferidos para a esfera dos parceiros do Grupo nas actividades petrolíferas.

25. Variação nos produtos acabados e em vias de fabrico

O quadro abaixo enuncia os movimentos nos produtos acabados e em vias de fabrico, em 2014.

Rubricas	2014	2013
Produtos e trabalhos em curso	0	369.109.107
Produtos acabados e intermédios	10.299.444.979	16.817.659.971
Under/over Lift	2.695.976.711	-2.378.283.664
Direitos da Concessionária	1.427.904.347	0
	14.423.326.038	14.808.485.414

26. Entregas ao Estado das vendas da “Concessionária”

O quadro abaixo resume as Entregas ao Estado das vendas da “Concessionária Nacional”:

Receita da Concessionária	2014	2013
Concessionária - Bloco 3-05	57.099.912.872	37.581.068.022
Concessionária - Bloco 4	851.401.461	-
Concessionária - Bloco 14	123.805.787.713	151.506.052.131
Concessionária - Bloco 15	554.542.803.688	794.919.574.669
Concessionária - Bloco 17	734.079.739.728	972.751.430.182
Concessionária - Bloco 18	167.890.243.817	225.626.070.105
Concessionária - Bloco 31	44.952.370.274	31.649.940.302
Concessionária - Cabinda Sul	1.321.433.318	-
Totais	1.684.543.692.870	2.214.034.135.411



Este valor corresponde à diferença entre as receitas resultantes da venda de petróleo bruto – direitos da Concessionária e a margem da Concessionária Nacional que, de acordo com a Lei 13/13 de 07 de Março, capítulo IV, artigo 8.º, é definida em 7% calculada com base no preço do barril do Orçamento do Estado de 2014.

27. Custos das existências vendidas e das matérias-primas e subsidiárias consumidas

O quadro abaixo enuncia os custos das existências vendidas e das matérias-primas e subsidiárias consumidas, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	152.714.349.046	42.873.963.573
Mercadorias	494.175.885.989	527.976.495.563
	646.890.235.035	570.850.459.136

27.A. Custos da Actividade Mineira

O quadro abaixo enuncia os custos da actividade mineira, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Custos de Pesquisa	9.005.123.210	15.870.378.004
Custos de Produção	129.149.599.328	111.282.638.618
Taxas Aduaneiras	453.857.003	184.727.016
Despesas de comercialização de petróleo bruto	11.171.702.189	11.459.359.103
Taxa de Produção de petróleo (royalties)	78.207.159.574	81.454.726.194
Outros	2.568.982.732	921.010.345
	230.556.424.035	221.172.839.279

**28. Custos com o pessoal**

O quadro abaixo enuncia os custos com o pessoal, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Ordenados e salários	61.585.165.571	58.323.290.314
Serviços extraordinários	1.123.975.066	1.212.250.379
Subsídio de turno de função	387.985.092	516.211.187
Despesas com formação	11.722.207.217	9.362.818.596
Prémios e outras rem. adicionais	25.532.719.019	14.337.579.543
Abono de família	75.922.022	185.672.453
Encargos com a segurança social	1.797.118.744	1.177.057.619
Festas de confraternização e acção social	7.894.862.257	6.981.175.089
Despesas de estadia	2.912.136.218	4.913.935.633
Despesas médicas	4.758.684.508	4.089.527.403
Encargos com seguros	913.069.869	1.572.561.315
Fundo de Pensões (Plano Sonangol, LGT e ENSA)	2.188.654.137	1.442.557.317
Outras Pensões	1.071.149.911	1.069.704.545
Fardamentos	171.411.775	328.076.606
Outros-custos com pessoal	5.372.636.880	4.969.326.916
	127.507.698.285	110.481.744.916

Gastos com benefícios de pensões e de cessação de emprego

O gasto total com benefícios de pensões e de cessação de emprego reconhecido na rubrica de Gastos com o Pessoal e a respectiva decomposição é a indicada no quadro seguinte:

	Plano de Pensões da Sonangol	Plano de Benefícios de Reforma consagrado na LGT	Plano de Benefícios de Reforma ENSA	
	Benefício definido (fundo constituído centralmente)	Benefício definido (sem fundo constituído)	Benefício definido (com fundo constituído)	Total
Gasto líquido de 2013				
Custo dos serviços correntes	899.163.211	293.830.737	235.867.208	1.428.861.156
Custo dos juros	-	445.955.756	181.147.910	627.103.666
Retorno esperado dos activos do plano	(435.423.764)	-	(177.983.742)	(613.407.506)
Total	463.739.448	739.786.493	239.031.376	1.442.557.317
Gasto líquido de 2014				
Custo do serviço corrente	1.280.424.911	365.355.662	221.265.055	1.867.045.628
Custo de juros	-	539.089.259	183.670.482	722.759.741
Retorno esperado dos activos do plano	(401.151.232)	-	-	(401.151.232)
Total	879.273.679	904.444.921	404.935.537	2.188.654.137

29. Depreciações e amortizações



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

O quadro abaixo enuncia os custos com depreciações e amortizações a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Imobilizações corpóreas	34.951.873.740	38.291.409.246
Imobilizações incorpóreas	672.693.367	621.712.732
Imobilizado Actividade Mineira - Desenvolvimento	209.224.622.286	142.762.532.585
Imobilizado Actividade Mineira - Abandono	17.005.047.743	6.323.838.325
	261.854.237.136	187.999.492.888

30. Outros custos e perdas operacionais

O quadro abaixo enuncia os outros custos e perdas operacionais, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Água e electricidade	692.270.113	1.112.630.637
Assistência técnica	12.768.899.742	7.320.257.809
Consultores	26.395.232.048	10.715.366.464
Comissões e intermediários	86.882.940	63.372.599
Comunicação	4.809.177.420	5.357.024.964
Conservação e reparação	20.323.236.341	22.512.174.717
Contencioso e notariado	1.606.919.010	308.296.319
Deslocações e estadas	3.493.946.038	3.188.327.807
Despesas de representação	133.490.364	207.516.213
Géneros alimentícios e refeições	2.611.725.546	2.796.119.879
Honorário e avenças	2.735.400.962	2.921.129.779
Impostos e taxas	11.970.413.646	28.791.223.744
Livros e doc. Técnica	56.106.058	16.518.637
Material de escritório	1.057.035.407	1.023.017.459
Material de higiene e conforto	4.317.528.763	2.776.005.566
Material informático	560.833.057	239.551.156
Medicamentos	40.223.931	2.884.473
Ofertas e donativos	7.662.015	392.567.985
Publicidade e propaganda	5.904.856.502	6.973.637.644
Rendas e alugueres	21.713.358.392	22.877.854.393
Seguros	3.445.086.592	5.895.832.376
Serviços de vigilância e segurança	5.174.171.041	4.994.683.890
Subcontratos	19.938.787.053	13.902.514.515
Trabalhos especializados	38.425.915.185	40.584.139.578
Operação Houston Express	6.508.018.578	5.935.907.616
Operação e manutenção de navios	25.421.602.281	26.696.159.222
Outros-FST	4.071.794.883	7.578.483.689
	224.270.573.908	225.183.199.129

**31 - Resultados financeiros**

O quadro abaixo enuncia os resultados financeiros, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Proveitos e ganhos financeiros		
Juros Obtidos	17.831.078.940	3.704.018.007
Rendimentos de investimentos em imóveis	908.361.316	596.451.097
Rendimentos de participação de capital	1.157.357.149	55.450.686.313
Reposição de provisões para aplicações financeiras	241.134.838	281.687.395
Descontos de pronto pagamento obtidos	412.006	4.812
Ganhos na alienação de inv. financeiros	0	2.103.870.367
Outros proveitos financeiros	572.368.630	173.501.586
	20.710.712.879	62.310.219.577
Custos e perdas financeiras		
Encargos com Juros	49.875.713.677	43.082.183.823
Despesas bancarias	940.868.671	7.812.532.745
Encargos com Financiamentos	10.029.118.793	12.620.253.623
Provisão para aplicação financeira	1.298.313.864	3.511.168.097
Descontos de pronto pagamento concedidos	17.930.932	27.719.571
Perdas na alienação de aplicações financeiras	693.219.932	0
Juro de abandono	9.017.334.574	3.984.784.369
Juros de mora	0	4.363.609.458
Outros custos financeiros	380.574.226	123.254.439
	72.253.074.668	75.525.506.124
Diferenças de câmbio (líquido)	17.037.644.109	2.189.039.884
	-34.504.717.679	-11.026.246.663

32. Resultados de filiais e associadas

O quadro abaixo enuncia os resultados de filiais e associadas, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Unitel	18.447.898.067	17.996.757.103
Sonils	0	1.339.910.617
Sonatide Marine	1.091.192.940	1.192.120.465
Mota Engil	1.856.549.590	1.157.210.398
OPS	0	947.494.290
Sonasing Sanha	0	898.197.170
Sonamet	1.575.196.527	0
Sonacergy	33.913.422	528.261.865
Sonasurf	518.553.242	0
Sonair USA (Houston Express)	0	507.845.263



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

BAI	276.358.800	0
Sonangol Cabo Verde	50.778.161	224.903.226
Paenal	358.024.200	241.920.000
Enco	88.658.721	81.233.475
Sonadiets	295.218.515	116.295.157
Sonasing Kuito	0	112.198.130
Kwanda	118.666.800	104.146.020
Sonaid	0	102.802.260
Sonagalp	82.715.435	0
Sonangalp	0	65.941.003
Banco Caixa Geral Totta Angola	29.446.927	24.729.087
Tecnip	317.826.610	0
Outros	0	134.313.454
	25.140.997.958	25.776.278.983

33. Resultados não operacionais

O quadro abaixo enuncia os resultados não operacionais, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Proveitos e ganhos não operacionais		
Reposição de provisões - Existências	2.597.694.678	845.872.730
Reposição de provisões - Cobrança Duvidosa	3.189.450.775	2.910.382.167
Reposição de provisões - Outras	57.816.963.300	2.122.251.044
Anulação de amortizações extraordinárias	0	0
Ganhos em imobilizações	9.840.770	37.759.815
Ganhos em existências	575.652.277	3.700.590.303
Recuperação de dívidas	3.501.367.423	188.900.280
Descontinuidade de operações-PGNO	0	0
Alterações políticas contabilísticas-PGNO	1.609.940	0
Correcções relativas a períodos anteriores-PGNO	2.230.386.766	3.006.594.296
Outros proveitos e ganhos não operacionais	18.364.081.534	13.429.959.483
	88.287.047.464	26.242.310.118
Custos e perdas não operacionais		
Provisões - Existências	15.940.320.472	2.431.744.331
Provisões - Cobrança Duvidosa	8.963.624.986	19.200.985.004
Provisões - Outras	62.372.262.665	45.806.110.860
Amortizações extraordinárias	37.656.014.630	3.818.155.578
Perdas em imobilizações	31.438.459.095	13.187.684.834
Perdas em existências	8.426.114.966	11.758.753.979
Dívidas Incobráveis	1.165.345.171	2.086.447
Descontinuidade de operações-CPNO	0	0
Alterações políticas contabilísticas-CPNO	0	0
Correcções relativas a períodos anteriores-CPNO	22.155.714.862	11.690.769.376



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Outros custos e perdas não operacionais	6.607.991.955	17.657.845.142
	194.725.848.802	125.554.135.552
	-106.438.801.338	-99.311.825.433

Proveitos com reposição de provisões – outras é maioritariamente composta pela actualização/reversão de provisões para contingências fiscais.

Os outros proveitos e ganhos não operacionais dizem maioritariamente respeito a reversão de provisões com actividade petrolífera overseas.

Custo com provisões outros é maioritariamente composta pela afectação dos activos detidos na SHUSA face ao património líquido (33.154 milhões de Akz) e actualização de provisões para contingências fiscais (19.249 Milhões de Akz).

34. Resultados extraordinários

O quadro abaixo enuncia os resultados extraordinários, após anulações entre empresas do grupo, a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Proveitos e ganhos extraordinários		
Sinistros-PGE	11.288.806	121.721.140
Outros Proveitos e Ganhos Extraordinárias	101.793.705	22.889.118
	113.082.511	144.610.258
Custos e perdas extraordinárias		
Outros Custos e Perdas Extraordinárias	0	4.395.392
	0	4.395.392
	113.082.511	140.214.866

35. Imposto sobre o rendimento

O quadro abaixo enuncia o detalhe do custo imposto sobre o rendimento e outros a 31 de Dezembro de 2014.

Rubricas	2014	2013
Imposto de rendimento de petróleo	70.271.468.443	116.931.968.668
Outros Impostos	12.674.169.982	8.925.254.405
	82.945.638.426	125.857.223.072

36. Responsabilidades assumidas e não reflectidas no balanço

A 31 de Dezembro de 2014 o Grupo não apresenta responsabilidades assumidas e não reflectidas no balanço.



37. Contingências

No decurso normal da actividade do Grupo existem contingências de risco possível de natureza fiscal, administrativa e laboral, envolvendo clientes, fornecedores, autoridades fiscais e empregados. As contingências cujas perdas foram estimadas como possíveis não requerem a constituição de provisões e são periodicamente reavaliadas.

No entendimento do Conselho de Administração o desfecho destas contingências não afectará de forma material a sua posição financeira.

38. Acontecimentos após a data de balanço

Após a data de balanço, não se verificaram acontecimentos relevantes com potenciais impactos nas demonstrações financeiras.

39. Auxílio do Governo e outras entidades

Em 2014 o Grupo não beneficiou de qualquer auxílio do Governo ou de outras entidades.

40 – Saldos e transacções com entidades relacionadas

Os saldos com entidades relacionadas encontram-se descritos e divulgados na nota 6, nota 9, nota 12, nota 19, nota 22, nota 26, nota 31, nota 32 e nota 35.

41 – Informações exigidas por diplomas legais

Não existem informações exigidas por diplomas legais.

42 – Outras informações

A Sonangol EP assume-se como o garante de um financiamento externo da República de Angola junto de instituições financeiras internacionais num montante de 4.500 milhões de dólares. Estas garantias são efectivadas pela consignação de carregamentos/vendas de petróleo bruto, conforme as cláusulas contratuais.



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Chefe de Departamento de Contabilidade

Maria de Fátima Calundungo

Director de Finanças

Jacinto Manuel Veloso

Director de Auditoria e Controlo Interno

Mbiavanga Filipe
Inscrição n.º 3227

Visto e Aprovado

Administrador Executivo

Fernandes Gaspar Bernardo Mateus

Presidente Conselho de Administração

Francisco de Lemos José Maria



ÍNDICE DETALHADO

1	MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	3
2	ÓRGÃOS SOCIAIS	6
3	VISÃO GERAL DA EMPRESA	8
3.1	MODELO EMPRESARIAL DA SONANGOL, E.P.	8
4	ENQUADRAMENTO GERAL	11
4.1	INDICADORES GERAIS DE DESEMPENHO	11
5	FACTOS RELEVANTES	15
6	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	17
6.1	EXPLORAÇÃO	17
6.1.1	LICITAÇÕES	17
6.1.2	AQUISIÇÃO SÍSMICA	18
6.1.3	SONDAGEM	19
6.1.4	RECURSOS DESCOBERTOS	20
6.1.5	PROJECTOS DE DESENVOLVIMENTO	21
6.2	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO & GÁS	23
6.2.1	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO	23
6.2.1.1	DIREITOS DE PETRÓLEO BRUTO DA CONCESSIONÁRIA NACIONAL	26
6.2.1.2	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO DA SONANGOL INVESTIDORA	27
6.2.1.3	PRODUÇÃO DE GÁS	28
6.2.2	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADO	28
6.2.2.1	PRODUÇÃO DE LPG DE ANGOLA	28
6.2.2.2	PRODUÇÃO DE LPG QUOTA-PARTE SONANGOL	29
6.2.2.3	PRODUÇÃO DE LNG QUOTA-PARTE SONANGOL	29
6.2.2.4	PRODUÇÃO DE CONDENSADOS DE GÁS QUOTA-PARTE SONANGOL	29
7	REFINAÇÃO & TRANSPORTE	31
7.1	REFINAÇÃO	31
7.1.1	UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA	31
7.1.2	PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO BRUTO	31
7.1.3	PRODUÇÃO DE REFINADOS	32
7.2	TRANSPORTE DE PETRÓLEO BRUTO, REFINADOS E GÁS	32
7.2.1	TRANSPORTE DE PETRÓLEO BRUTO	32
7.2.2	TRANSPORTE DE PRODUTOS REFINADOS E GÁS NATURAL	33
8	LOGÍSTICA, DISTRIBUIÇÃO	35
8.1	LOGÍSTICA	35
8.2	DISTRIBUIÇÃO	37
8.3	COMERCIALIZAÇÃO INTERNACIONAL	40
8.3.1	PETRÓLEO BRUTO	40
8.3.2	PREÇO DAS RAMAS ANGOLANAS	41
8.3.3	PRODUTOS REFINADOS	42
9	NEGÓCIOS NÃO NUCLEARES	44
9.1	AVIAÇÃO	44
9.2	TELECOMUNICAÇÕES	45
9.3	GESTÃO DE PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS	46
9.4	FORMAÇÃO	47
9.5	SÁUDE [CLÍNICA GIRASSOL]	48
10	CORPORATIVO & FINANCEIRO	50



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

10.1	CONCESSIONÁRIA	50
10.1.1	DIREITOS PETROLÍFEROS ARRECADADOS	50
10.1.2	EXPORTAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA.....	50
10.1.3	CUSTOS.....	50
10.2	EXECUÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DE INVESTIMENTO.....	52
10.3	RECURSOS HUMANOS	53
11	DESEMPENHO FINANCEIRO	54
11.1	ANÁLISE FINANCEIRA.....	54
12	RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS CONTAS CONSOLIDADAS À DATA DE 31 DE DEZEMBRO DE 2014.....	56
13	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS A 31 DE DEZEMBRO DE 2014	63

LEGENDAS

GRAFICOS:

Gráfico 1 - Recursos de Hidrocarbonetos Descobertos.....	20
Gráfico 2 - Evolução da Produção de Petróleo Bruto em 2014.....	23
Gráfico 3 - Produção de Petróleo Bruto de Angola por Bloco	24
Gráfico 4 - Direitos de Petróleo Bruto da Concessionária por Bloco	26
Gráfico 5 - Perfil de Produção de Produtos Refinados	32
Gráfico 6 - Transporte de Produtos Refinados e LNG.....	33
Gráfico 7 - Aquisição de Produtos por Trimestre	36
Gráfico 8 - Comercialização por Segmento de Negócios	37
Gráfico 9 - Situação dos Postos de Abastecimentos	38
Gráfico 10 - Exportação de Petróleo Bruto Por Rama	40
Gráfico 11 - Evolução do Preço do Brent e Ramas Angolanas	41
Gráfico 12 - Perfil de Exportação de Produtos refinados	42
Gráfico 13 - Execução dos Investimentos 2014.....	52
Gráfico 14 - Execução dos Investimentos (Negócios Não Nucleares).....	52
Gráfico 15 - Número de Trabalhadores da Sonangol.....	53
Gráfico 16 - Efectivo por Banda Funcional.....	53

TABELAS:

Tabela 1-Mapa Geral de Indicadores Operacionais	11
Tabela 2 - Actividade de Exploração [Aquisição Sísmica]	18
Tabela 3 - Actividade de Sondagem em Angola	19
Tabela 4 - Poços Concluídos em 2014	19
Tabela 5 - Ponto de Situação dos Projectos Petrolíferos	22
Tabela 6 - Produção de Petróleo Bruto de Angola.....	23
Tabela 7 - Direitos de Petróleo Bruto da Concessionária Nacional	26
Tabela 8 - Produção de Petróleo Bruto da Sonangol Investidora.....	27
Tabela 9 - Produção Gás Natural Associado.....	28
Tabela 10 - Produção de LPG de Angola	28
Tabela 11 - Produção de LPG	29
Tabela 12 - Produção de LNG.....	29
Tabela 13-Produção de Condensados.....	29
Tabela 14 - Taxa Média de Utilização da Capacidade Instalada	31



RELATÓRIO DE GESTÃO E CONTAS CONSOLIDADAS 2014

Tabela 15 - Volume de Petróleo Bruto Processado em Barris	31
Tabela 16 - Produção de Refinados	32
Tabela 17 - Volume Transportado de Petróleo Bruto	32
Tabela 18 - Volume Transportado de Produtos Derivados	33
Tabela 19 - Aquisição de Produtos Refinados por Origem	35
Tabela 20 - Aprovisionamento de Produtos Refinados	35
Tabela 21 - Capacidade de Armazenagem	36
Tabela 22 - Quantidades Comercializadas de Produtos Refinados	37
Tabela 23 - Exportação de Petróleo Bruto Por Rama.....	40
Tabela 24 - Quantidade de Produtos Refinados.....	42
Tabela 25 - Mapa de Indicadores Operacionais da Sonair.....	44
Tabela 26 - Mapa de Indicadores MSTELCOM	45
Tabela 27 - Participações Financeiras	46
Tabela 28 - Principais Indicadores de Ensino e Formação.....	47
Tabela 29 - Mapa de Indicadores Operacionais da Clínica Girassol	48
Tabela 30 - Mapa de Exportações da Sonangol Concessionária.....	50
Tabela 31 - Custos Recuperados nas Concessões em Produção	50
Tabela 32 - Custos de Operação nas Concessões em Produção	51
Tabela 33 - Carteira de Investimentos da Sonangol EP de 2014	52

FIGURAS

Figura 1 - Matriz Empresarial da Sonangol, E.P.....	8
Ilustração 1 - Comercialização de Produtos Refinados por Regiões.....	38
Ilustração 2 - Destino do Petróleo Bruto	41

Relatório de Gestão e Contas Consolidadas 2014

