

Julho de 2014

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

ESTUDO TEMÁTICO

TENDÊNCIAS DE LONGO PRAZO NO CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL: AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA – WEO 2013

ÍNDICE

1. Introdução	3
2. Cenários e tendências	3
3. Petróleo	7
4. Gás natural	17
5. Referências	23

Elaboração

Alice Kinue Jomori de Pinho
Roberta Salomão Moraes da Silva

[Estudo Temático 02/2014/SPD]



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Apresentação

Este estudo destaca os principais resultados do *World Energy Outlook 2013*, publicação de referência da Agência Internacional de Energia, que apresenta projeções de longo prazo para os mercados de energia.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**Diretora-geral**

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Junior

José Gutman

Waldyr Martins Barroso

Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

Elias Ramos de Souza - Superintendente

Tathiany Rodrigues Moreira de Camargo – Superintendente-adjunta

Anália Francisca Ferreira – Assessora de Superintendência

Coordenação de Banco de Dados e Estatística

José Lopes de Souza – Coordenador

Victor Manuel Campos Gonçalves

Denise Coutinho da Silva

Márcio Bezerra de Assumpção

Roberta Salomão Moraes da Silva

Coordenação de Estudos Estratégicos

José Carlos Tigre – Coordenador

Alice Kinue Jomori de Pinho

Jacqueline Barboza Mariano

Krongnon Wailamer de Souza Regueira

Ney Mauricio Carneiro da Cunha

Patricia Huguenin Baran

Coordenação de Formação e Capacitação Profissional

Ana Maria Botelho M. da Cunha – Coordenadora

Bruno Lopes Dinucci

Diego Gabriel da Costa

Mirian Reis de Vasconcelos

Rafael Cruz Coutinho Ferreira

Coordenação de Pesquisa e Desenvolvimento

Luciana Maria Souza de Mesquita – Coordenadora

Marcos de Faria Asevedo

Aelson Lomonaco Pereira

Alex de Jesus Augusto Abrantes

Anderson Lopes Rodrigues de Lima

Antônio José Valleriote Nascimento

Claudio Jorge Martins De Souza

Joana Duarte Ouro Alves

Leonardo Pereira de Queiroz

Luiz Antonio Sá Campos

Maria Regina Horn

Moacir Amaro dos Santos Filho

1. Introdução

A edição lançada em novembro 2013 da publicação de referência da Agência Internacional de Energia (AIE), o *World Energy Outlook* (WEO), discute as principais mudanças estruturais pelas quais o setor de energia mundial passa e as implicações de médio e longo prazo das escolhas de fontes de energia e tendências climáticas até 2035.

O presente estudo apresenta as principais conclusões do WEO 2013 para o setor de petróleo (seção 3) e gás natural (seção 4). Para tanto, o WEO 2013 define diferentes cenários e tendências, apresentados na seção 2

O *Outlook* destaca o surgimento de fontes não convencionais de petróleo e gás natural e elevação da produção de renováveis, que alteram a distribuição global dos recursos energéticos. Mas essas novas fontes não geram uma era de abundância e de preços baixos; pelo contrário, os recursos não convencionais só são viáveis economicamente com preços elevados de petróleo.

O centro de gravidade da demanda por energia desloca-se para as economias emergentes, particularmente China, Índia e Oriente Médio. Em conjunto com a alteração na composição dos petróleos produzidos, o setor de refino de petróleo enfrentará grandes desafios, e muitas refinarias, particularmente nos países da OCDE, não estão preparadas para sobreviver. A nova capacidade de refino se concentra na Ásia e Oriente Médio, para atender ao crescimento da demanda local.

Por sua vez, os impactos dos preços de petróleo persistentemente elevados podem ser mitigados com a promoção de maior eficiência, competitividade e interligação dos mercados de energia. Políticas importantes de melhoria da eficiência energética estão sendo desenvolvidas especialmente no Japão, Europa e América do Norte e a AIE estima que cerca de dois terços do potencial de aumento da eficiência energética não será desenvolvido no cenário de referência.

2. Cenários e tendências

2.1. Cenários

Desde 2010, a AIE traça projeções considerando três diferentes cenários: *New Policies Scenario* (NPS), *Current Policies Scenario* (CPS), e o *450 Scenario* (450 S), cujas premissas são resumidas na Figura 1 abaixo.

Figura 1 - Cenários WEO 2013



Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Para a elaboração dos cenários em 2013, foram consideradas políticas públicas adotadas por vários países na área de energia e meio ambiente, tais como a iniciativa dos Estados Unidos de estender créditos tributários para energias renováveis e eficiência energética, particularmente para veículos que

utilizam motorizações alternativas, com o objetivo de reduzir as emissões de carbono e os impactos das mudanças climáticas. Outro exemplo é o anúncio da China de que tem planos para reduzir o percentual do carvão na demanda primária de energia para 65% até 2017 (em relação a 70% em 2012), e acelerar o lançamento de novas normas para emissão de CO₂ dos veículos.

2.2. Principais tendências

De acordo com a AIE, o mapa da energia global está sofrendo mudanças, com potenciais consequências de longo alcance para os mercados de energia e para o comércio internacional. Esse redesenho se deve à mudança de papel dos principais *players* no cenário energético. Os Estados Unidos, por exemplo, estão deixando o papel de principal consumidor e importador de energia primária para assumir, em alguns anos, o título de maior produtor de petróleo do mundo e alcançar a autossuficiência de energia líquida. O Oriente Médio, que historicamente se destacou como fornecedor para os mercados mundiais de energia, está se tornando um grande consumidor. A projeção de crescimento para o consumo de petróleo no Oriente Médio, em 2035, compensa a redução do consumo nos países da OCDE Europa. Ademais, a estimativa de crescimento da demanda de gás natural do Oriente Médio para 2035, em termos absolutos, só perde para a da China. O avanço das tecnologias solar e eólica e a disseminação da produção de óleo e gás não convencional em escala mundial também estão contribuindo para essa mudança de cenário.

Outrossim, o segmento de refino de petróleo está em transição em todo o mundo. Os mercados estão se deslocando para o oriente, enquanto a demanda cresce nos países em desenvolvimento e cai em países da OCDE. Da mesma forma, as alterações na matéria-prima – com o aumento da produção de petróleos não convencionais – estão redefinindo os esquemas de refino.

Outro elemento determinante para a modificação das tendências globais é o aumento dos requisitos de eficiência energética, que tem reduzido a demanda por energia primária principalmente nos países desenvolvidos, atendendo simultaneamente a objetivos econômicos, de segurança energética e ambientais.

A Tabela 1 abaixo apresenta as projeções da AIE para 2020 e 2035, nos três cenários centrais, bem como os níveis de emissões associados a cada um deles.

Tabela 1 - Demanda primária por energia e emissões de CO₂ por cenário (Mtoe)

			New Policies Scenario		Current Policies Scenario		450 Scenario	
	2000	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Coal	2 357	3 773	4 202	4 428	4 483	5 435	3 715	2 533
Oil	3 664	4 108	4 470	4 661	4 546	5 094	4 264	3 577
Gas	2 073	2 787	3 273	4 119	3 335	4 369	3 148	3 357
Nuclear	676	674	886	1 119	866	1 020	924	1 521
Hydro	225	300	392	501	379	471	401	550
Bioenergy*	1 016	1 300	1 493	1 847	1 472	1 729	1 522	2 205
Other renewables	60	127	309	711	278	528	342	1 164
Total (Mtoe)	10 071	13 070	15 025	17 387	15 359	18 646	14 316	14 908
<i>Fossil fuel share</i>	80%	82%	80%	76%	80%	80%	78%	64%
<i>Non-OECD share**</i>	45%	57%	61%	66%	61%	66%	60%	64%
CO₂ emissions (Gt)	23.7	31.2	34.6	37.2	36.1	43.1	31.7	21.6

* Includes traditional and modern biomass uses. ** Excludes international bunkers.

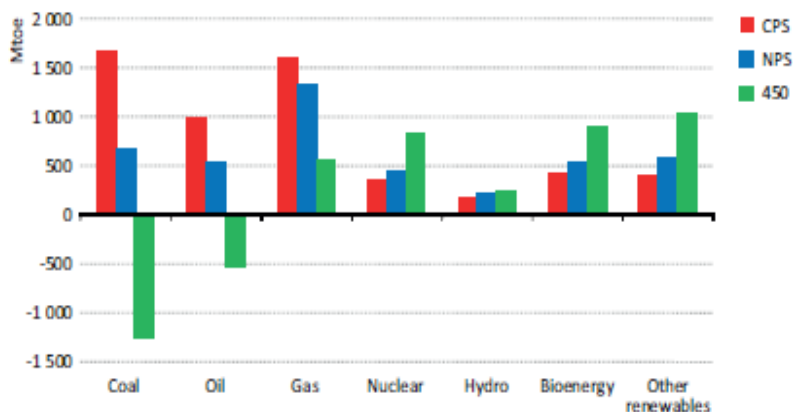
Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

De uma forma geral, a taxa de crescimento da demanda por energia diminuirá ao longo dos anos, como resultado da desaceleração do crescimento da economia em alguns países, notadamente

dos países em desenvolvimento, e das políticas setoriais para aumento da segurança energética, da eficiência energética e da redução da poluição.

Espera-se, até 2035, um crescimento da demanda global por energia em torno de 33% no cenário de referência (NPS) em comparação com os níveis de 2011. A demanda crescerá para todas as formas de energia: petróleo em 13%, carvão em 17% (principalmente antes de 2020), gás natural em 48%, nuclear em 66% e energias renováveis em 77%. As emissões de CO₂ relacionadas à energia aumentarão em 20%, atingindo 37,2 Gt. Isso acarretará um aumento médio na temperatura global de 4 °C. A Figura 2 abaixo mostra a variação da demanda de energia primária por fonte e cenário.

Figura 2 - Variação da demanda de energia primária por fonte e cenário

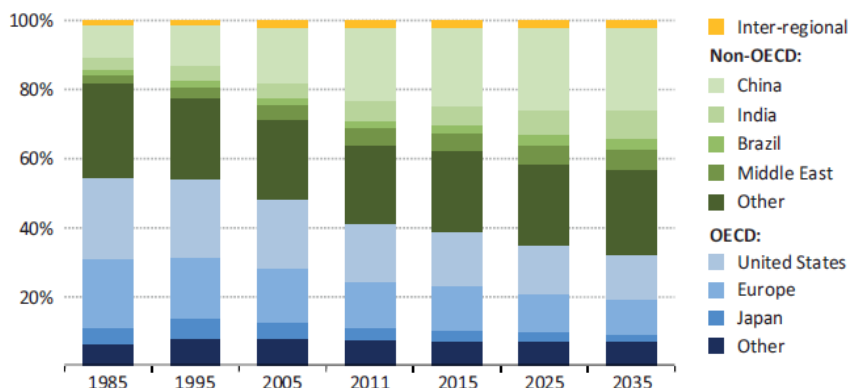


Note: CPS = Current Policies Scenario; NPS = New Policies Scenario; 450 = 450 Scenario.

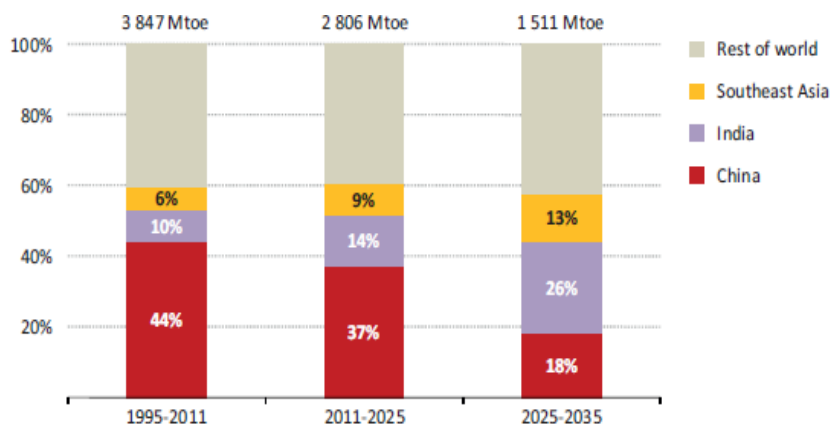
Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

A dinâmica do mercado será ditada pelas economias emergentes, que responderão por mais de 90% do aumento da demanda mundial de energia primária. Na Ásia, o crescimento da demanda será liderado pela China até 2020, depois pela Índia até 2025, e pelo sudeste asiático até 2035. O Oriente Médio se tornará um grande consumidor de energia, passando a segundo maior consumidor de gás natural em 2020 e terceiro maior consumidor de petróleo em 2030, redefinindo seu papel no mercado global de energia. As Figuras 3 e 4 abaixo mostram, respectivamente, o percentual da demanda primária por energia por regiões e países selecionados e a participação no aumento da demanda global.

Figura 3 - Demanda primária por energia no Cenário de Referência (NPS)



Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Figura 4 - Participação no aumento da demanda global por energia no NPS

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

A demanda por eletricidade crescerá mais do que qualquer outra forma de energia final. Embora seu percentual caia, o carvão continuará a ser a fonte de energia mais utilizada para a geração de eletricidade. A dinâmica dos preços do gás e do carvão continuará a ser importante para as tendências regionais. Quase metade do aumento da capacidade de geração de eletricidade virá de fontes renováveis, cuja participação final alcançará mais de 30% em 2035. Diferentes preços do gás natural e da eletricidade em todas as regiões continuarão a ter implicações para a competitividade industrial.

A demanda mundial por petróleo crescerá de 87 mb/d em 2011 para 101 mb/d em 2035, influenciada principalmente pelos setores de transporte e petroquímica. A indústria de refino de petróleo enfrentará enormes desafios estruturais: a alteração da composição das matérias-primas, e o deslocamento da demanda de derivados de petróleo para a Ásia e o Oriente Médio, e para diesel, nafta e querosene em detrimento da gasolina e do óleo combustível. A capacidade de refino global crescerá em 13 mb/d até 2035, mas há risco de que algumas regiões fiquem com capacidade ociosa.

A oferta não Opec será a principal responsável por atender ao crescimento da demanda por petróleo até 2020, mas após esse ano a Opec desempenhará um papel maior. Os EUA serão o maior produtor de petróleo de 2015 a 2030. O *light tight oil* e as políticas de eficiência energética levam o país a reduzir rapidamente sua dependência de importações. O Brasil se tornará grande exportador de petróleo, sendo responsável por 1/3 do crescimento da oferta global de petróleo em 2035. Em pouco tempo, a China se tornará o maior importador de petróleo e, em 2030, será o maior consumidor de petróleo. A União Europeia (UE) permanecerá como maior importadora de gás, mas em 2035 a demanda retornará aos níveis de 2010.

3. Petróleo

O setor de petróleo recebeu atenção especial do WEO2013, sendo um dos tópicos especiais do estudo. Pela primeira vez foi realizada análise detalhada do setor de refino de petróleo mundial pelo *outlook*. As próximas seções apresentam os resultados das projeções para as reservas de petróleo (seção 3.1), oferta (seção 3.2), demanda (seção 3.3), refino e comércio internacional (seção 3.4).

3.1. Recursos e reservas de petróleo

As reservas recuperáveis totais¹ foram estimadas em 5,965 trilhões de barris em 2012, 1,1% acima do valor estimado em 2011, e as reservas classificadas como não convencionais representam 55% do total. As reservas recuperáveis continuam em crescimento em função das novas tecnologias que viabilizam a recuperação do petróleo em reservatórios nos quais a extração já não era mais técnica e economicamente viável, com as tecnologias disponíveis num dado momento.

Para atender à demanda no cenário de referência – NPS, de 2013 a 2035, serão necessários 790 bilhões de barris de petróleo, que correspondem a 46% das reservas provadas de 2012 (Tabela 2). É possível verificar também que os recursos recuperáveis convencionais se concentram no Oriente Médio. As *National Oil Companies* (NOCs) controlam 80% das reservas provadas e prováveis convencionais.

Tabela 2 - Recursos recuperáveis no fim de 2012 (bilhões de barris)

	Conventional resources		Unconventional resources			Totals	
	Crude oil	NGLs	EHOB	Kerogen oil	Light tight oil	Resources	Proven reserves
OECD	315	102	811	1 016	115	2 359	240
Americas	250	59	808	1 000	81	2 197	221
Europe	59	33	3	4	17	116	14
Asia Oceania	6	11	0	12	18	47	4
Non-OECD	1 888	363	1 069	57	230	3 606	1 462
E.Europe/Eurasia	347	82	552	20	78	1 078	150
Asia	96	27	3	4	56	187	46
Middle East	971	168	14	30	0	1 184	813
Africa	254	54	2	0	38	348	130
Latin America	219	32	498	3	57	809	323
World	2 203	465	1 879	1 073	345	5 965	1 702

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Dos recursos não convencionais, o *Extra Heavy Oil and Bitumen* (EHOB) inclui as areias betuminosas do Canadá e o petróleo extra-pesado de Venezuela, Rússia e Casaquistão. Os recursos de *kerogen oil* estão concentrados nos Estados Unidos. Os maiores detentores de recursos de *Light Tight Oil* (LTO) são Rússia, EUA, China e Argentina. De acordo com a AIE, o preço mínimo para viabilizar a produção de EHOB pode chegar a US\$ 90/barril e para a produção de LTO e *kerogen oil* pode alcançar até US\$ 100/barril. Aqui acho que cabe checar se é melhor usar recursos. Valeria a pena rever o texto original.

Outras fontes não convencionais não contabilizadas pela AIE nas reservas recuperáveis, mas que apresentam potencial de acordo com o *outlook*, são o *Coal to Liquids* (CTL), que poderia produzir 275 bilhões de barris caso 10% das reservas de carvão fossem transformadas em hidrocarbonetos líquidos e o *Gas to Liquids* (GTL), que tem produção estimada em 280 bilhões de barris se 10% das reservas de gás natural fossem utilizadas.

O WEO 2013 também destaca tecnologias que buscam aumentar o fator de recuperação dos campos e que podem acrescentar até 430 bilhões de barris às reservas recuperáveis. Após a

¹ Recursos recuperáveis são definidas como o somatório das reservas provadas, crescimento das reservas em campos conhecidos, e recursos não descobertos que são considerados viáveis com a atual tecnologia.

recuperação primária, que é a saída do petróleo pela pressão natural do reservatório e a recuperação secundária, onde se eleva a pressão do reservatório pela injeção de água ou gás, cerca de dois terços do petróleo (*oil in place*) ainda fica depositado.

Em períodos de preços de petróleo elevados, como o ocorrido na última década, investimentos em projetos de desenvolvimento de tecnologia são encorajados. Na Noruega, por exemplo, o fator de recuperação dos campos passou de 40% em 1995 para 46% em 2012.

A AIE listou diversas tecnologias com potencial de elevação do fator de recuperação: vapor para aquecer o petróleo em reservatórios de petróleo pesado; injeção de gás ou CO₂ para dissolver no petróleo, reduzindo sua viscosidade; introdução de produtos químicos na água a ser injetada para elevar sua viscosidade; e injeção de micro-organismos no reservatório para gerar calor e gases que auxiliem no fluxo de saída do petróleo (de difícil controle). A tecnologia de injeção de CO₂ também interessa por questões ambientais, pois pode se viabilizar desde que o carbono que será injetado nos reservatórios seja precificado.

As dificuldades para a introdução dessas tecnologias são seus elevados custos operacionais e o retorno de longo prazo, pois desde o piloto até o projeto final que será implementado deve ser concebido nos primeiros anos da produção do campo, e o aumento do fator de recuperação pode demorar anos para ocorrer após a injeção dos fluidos. Adicionalmente, não há mão de obra qualificada suficiente para introduzir tais tecnologias em muitos campos, já que o projeto de elevação do fator de recuperação deve ser realizado individualmente em cada campo, pois depende das características de cada reservatório. No NPS, o volume de produção atribuído a utilização de tecnologias para elevação do fator de recuperação passará de 1,3 mb/d em 2012 para 2,7 mb/d em 2035.

3.2. Oferta

Os cenários do WEO 2013 projetam que a produção de petróleo e LGN passará de 89,2 mb/d em 2012 para 78 mb/d, no 450S, 101 mb/d no NPS e 111 mb/d no CPS em 2035 (Tabela 3).

Tabela 3 - Produção e oferta por fonte e cenário (mb/d)

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OPEC	23.9	37.6	37.8	45.2	38.3	49.3	36.1	34.4
Crude oil	21.9	30.9	29.4	33.0	29.7	36.2	28.4	25.4
Natural gas liquids	2.0	6.1	6.8	9.3	7.0	9.9	6.2	6.9
Unconventional	0.0	0.6	1.6	2.8	1.6	3.2	1.5	2.1
Non-OPEC	41.7	49.4	55.0	52.9	56.1	58.1	52.5	41.3
Crude oil	37.6	38.4	38.3	32.3	38.9	35.2	36.7	25.4
Natural gas liquids	3.6	6.6	8.0	8.3	8.2	9.0	7.5	6.6
Unconventional	0.4	4.4	8.8	12.3	9.0	13.9	8.4	9.2
World oil production	65.6	87.1	92.8	98.1	94.4	107.4	88.6	75.7
Crude oil	59.6	69.4	67.7	65.4	68.6	71.4	65.1	50.8
Natural gas liquids	5.6	12.7	14.8	17.7	15.2	18.9	13.7	13.6
Unconventional	0.4	5.0	10.4	15.0	10.6	17.1	9.8	11.3
<i>Processing gains</i>	1.3	2.1	2.6	3.3	2.6	3.6	2.5	2.5
World oil supply*	66.9	89.2	95.4	101.4	97.1	111.0	91.1	78.2
World biofuels supply**	0.1	1.3	2.1	4.1	1.9	3.3	2.6	7.7
World total liquids supply	67.0	90.5	97.6	105.5	98.9	114.3	93.8	85.9

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

No NPS, a oferta global de petróleo cresce 12 mb/d entre 2013 e 2035, com destaque para a aceleração da produção não Opec até 2020, principalmente nos EUA (LTO e *shale gas*) e Canadá (areias betuminosas). A participação da produção de petróleo convencional cai de 80% em 2012 para 66,7% em 2035, apesar do crescimento da produção em águas ultraprofundas no Brasil. Na segunda metade da

projeção, o destaque é o aumento da produção de petróleo convencional da Opep. Há crescimento do LGN durante todo o período da projeção, em função do crescimento da produção de gás natural, particularmente no Oriente Médio, América do Norte e Rússia. Os investimentos necessários para o *upstream* somam US\$ 9,4 trilhões (US\$ de 2012), ou US\$ 657 bilhões/ano².

A oferta dos países não Opep aumentará de 49,4 mb/d em 2012 para 55 mb/d em 2020, e se manterá nesse patamar até 2030, quando começará a cair (52,9 mb/d em 2035). A queda da produção de petróleo convencional (-6,1 mb/d) ao longo da projeção será mais do que compensada pelo aumento na produção de LGN (+1,7 mb/d) e petróleo não convencional (+7,9 mb/d), para o qual contribuem o crescimento da produção de LTO, EHOB, CTL e GTL (Tabela 4).

Tabela 4 - Produção não Opep no NPS por região e países selecionados e por tipo (mb/d)

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	19.0	19.9	23.2	23.1	22.8	22.4	2.5	0.5%
Americas	13.9	15.9	19.3	19.8	19.9	19.6	3.8	0.9%
Canada	2.0	3.8	5.0	5.3	5.7	6.1	2.3	2.1%
Mexico	3.0	2.9	2.7	2.6	2.6	2.6	-0.3	-0.4%
United States	8.9	9.2	11.6	11.8	11.5	10.9	1.7	0.7%
Europe	4.3	3.5	3.1	2.6	2.2	2.0	-1.5	-2.3%
Asia Oceania	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	1.1%
Non-OECD	22.7	29.5	31.9	32.0	31.4	30.6	1.0	0.2%
E. Europe/Eurasia	11.7	13.8	13.7	13.7	13.9	14.2	0.4	0.1%
Kazakhstan	0.5	1.6	1.9	2.5	3.2	3.7	2.1	3.6%
Russia	10.4	10.7	10.4	9.9	9.6	9.4	-1.3	-0.6%
Asia	6.0	7.8	7.7	7.4	6.8	6.0	-1.8	-1.1%
China	2.8	4.2	4.4	4.3	4.1	3.4	-0.8	-0.9%
India	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	-0.3	-1.7%
Middle East	1.3	1.5	1.3	1.1	1.0	0.9	-0.6	-2.2%
Africa	1.7	2.3	2.9	2.6	2.3	2.1	-0.2	-0.4%
Latin America	2.0	4.2	6.2	7.2	7.4	7.4	3.2	2.5%
Brazil	0.7	2.2	4.1	5.4	5.8	6.0	3.8	4.5%
Total non-OPEC	41.7	49.4	55.0	55.1	54.2	52.9	3.5	0.3%
<i>Non-OPEC market share</i>	64%	57%	59%	58%	56%	54%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Total non-OPEC	41.7	49.4	55.0	55.1	54.2	52.9	3.5	0.3%
<i>Non-OPEC market share</i>	64%	57%	59%	58%	56%	54%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	41.3	45.0	46.2	44.6	42.6	40.7	-4.3	-0.4%
Crude oil	37.6	38.4	38.3	36.4	34.3	32.3	-6.1	-0.7%
Natural gas liquids	3.6	6.6	8.0	8.1	8.3	8.3	1.7	1.0%
Unconventional	0.4	4.4	8.8	10.5	11.7	12.3	7.9	4.6%
<i>of which:</i>								
Canada oil sands	0.2	1.8	3.0	3.3	3.8	4.3	2.5	3.9%
Light tight oil	0.0	2.0	4.7	5.7	5.8	5.5	3.6	4.6%
Coal-to-liquids	0.1	0.2	0.4	0.7	0.9	1.2	1.0	8.3%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	9.9%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

² Os valores não são proporcionais à produção, por conta das grandes diferenças entre custos unitários e curvas de declínio da produção. No Oriente Médio, os custos são os menores do mundo, por conta das características dos reservatórios. A América do Norte, por outro lado, possui os maiores custos de produção e, na América Latina, os investimentos se elevam substancialmente até 2020, em função do pré-sal.

Ao longo do período projetado, as maiores elevações da oferta ocorrerão no Brasil (3,8 mb/d), devido à produção do pré-sal, Canadá (2,3 mb/d), em função da produção das areias betuminosas, Cazaquistão (2,1 mb/d), que tem previsão de elevação da oferta em grandes campos de petróleo convencional, e Estados Unidos (1,7 mb/d), pelo LTO. Outras regiões apresentarão declínio, a saber: OCDE Europa (-1,5 mb/d), com o declínio da produção na Noruega e no Reino Unido, China (-0,8 mb/d), onde a queda da produção de petróleo convencional poderá ser compensada pela produção de LTO, e Rússia (-1,3 mb/d), com o declínio da produção dos campos gigantes no oeste da Sibéria.

Os EUA se tornarão o maior produtor mundial de petróleo em 2015 e manterão essa posição até 2030, considerando que a Arábia Saudita manterá sua posição de *swing producer*³. Em relação ao WEO 2012, houve revisões para cima na produção dos EUA (+0,5 mb/d), Canadá (+0,7 mb/d) e Rússia (+0,3 mb/d) para 2020.

Nos países que fazem parte da Opep, o crescimento projetado no NPS (7,5 mb/d), de 37,6 mb/d em 2012 para 45,2 mb/d em 2035, é quase todo oriundo dos países do Oriente Médio (6,9 mb/d ou 92%) (Tabela 5). A produção no WEO 2013 é menor do que a prevista no WEO 2012 (46,5 mb/d), pois há projeção de maior produção não Opep. Adicionalmente, a projeção da oferta do Iraque (7,9 mb/d), embora se mantenha como o país que mais contribui para o crescimento da produção Opep, está mais conservadora em comparação ao WEO 2012 (8,3 mb/d em 2035, 4,7% a.a. contra 4,3% a.a.).

Tabela 5 - Produção Opep no NPS por região e países selecionados e por tipo (mb/d)

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
Middle East	16.4	26.7	27.3	29.2	31.1	33.6	6.9	1.0%
Iran	3.1	3.5	3.3	3.6	3.8	4.2	0.7	0.8%
Iraq	2.0	3.0	5.8	6.7	7.3	7.9	4.9	4.3%
Kuwait	1.3	3.0	2.4	2.5	2.7	2.9	-0.1	-0.1%
Qatar	0.4	2.0	2.0	2.2	2.4	2.6	0.6	1.1%
Saudi Arabia	7.1	11.7	10.6	10.9	11.4	12.2	0.5	0.2%
United Arab Emirates	2.4	3.5	3.3	3.3	3.5	3.7	0.3	0.3%
Non-Middle East	7.5	11.0	10.5	10.7	11.2	11.6	0.6	0.2%
Algeria	1.3	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	0.1	0.1%
Angola	0.5	1.9	1.6	1.5	1.4	1.4	-0.4	-1.2%
Ecuador	0.3	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	-0.2	-2.3%
Libya	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	0.4	1.1%
Nigeria	1.8	2.6	2.4	2.5	2.6	2.8	0.2	0.3%
Venezuela	2.3	2.7	2.8	3.0	3.3	3.3	0.6	0.9%
Total OPEC	23.9	37.6	37.8	39.9	42.2	45.2	7.5	0.8%
<i>OPEC market share</i>	36%	43%	41%	42%	44%	46%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	23.9	37.0	36.2	37.9	39.7	42.4	5.3	0.6%
Crude oil	21.9	30.9	29.4	30.1	31.2	33.0	2.1	0.3%
Natural gas liquids	2.0	6.1	6.8	7.8	8.5	9.3	3.2	1.9%
Unconventional	0.0	0.6	1.6	2.0	2.5	2.8	2.2	6.9%
<i>of which:</i>								
Venezuela extra-heavy	0.0	0.4	1.2	1.5	1.9	2.1	1.7	7.5%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	5.1%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

O líquido de gás natural é o maior contribuidor para a elevação da oferta Opep (+3,2 mb/d), seguido de petróleo não convencional (+2,2 mb/d), oriundo principalmente da Venezuela e do Catar, e

³ A Arábia Saudita mantém capacidade ociosa de produção (cerca de 2,5 mb/d) para ser utilizada em caso de emergência, ou seja, caso haja interrupção da oferta em outros países que afete o mercado internacional de petróleo.

de petróleo convencional (+2,1 mb/d). A parcela dos países membros na produção total crescerá de 43% em 2012 para 46% em 2035, abaixo da participação em *outlooks* anteriores, que ficava em torno de 50%.

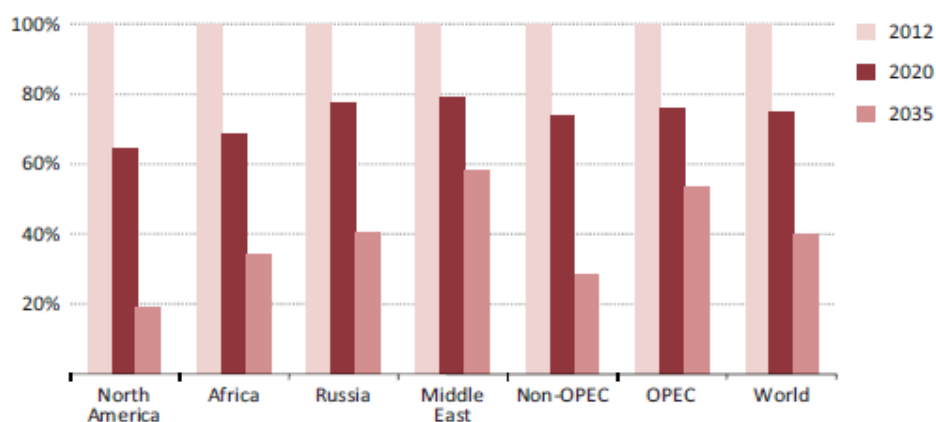
A produção do Irã caiu de 4,2 mb/d em 2011 para 3,5 mb/d em 2012 e deverá ser retomada aos poucos, após a retirada das sanções internacionais, alcançando 4,5 mb/d em 2035. Já a política oficial da Arábia Saudita será de manutenção da capacidade de produção em 12,5 mb/d, atuando como *swing producer* de acordo com a oferta e os preços de petróleo, o que se refletirá na projeção de oferta do País. A produção dos países da África e da América Latina, em conjunto, só contribuirão com 0,6 mb/d do crescimento da oferta Opep.

3.2.1. Taxa de declínio da produção

O WEO 2013 atualizou a taxa de declínio da produção, que havia sido calculada pela última vez no WEO 2008. A taxa de declínio é definida como a média anual de declínio, por campo, a partir do momento em que o pico de produção é atingido. Ela depende do campo, das características do reservatório e das estratégias de desenvolvimento e produção.

Em campos em que a perfuração do poço é cara, como campos em águas ultraprofundas, o processo de perfuração sucessiva de poços pode ocorrer mais rapidamente para acelerar a produção (e a receita). Em outros campos, como campos gigantes *onshore*, a economicidade permite um desenvolvimento mais lento, de acordo com as políticas nacionais. Por sua vez, a produção de campos com maiores reservas tende a cair mais lentamente do que em campos menores e a produção *offshore* declina mais rapidamente do que a produção *onshore*. Por isso, a taxa de declínio dos campos dos países da Opep é significativamente menor que a taxa de declínio dos campos em países não Opep (Figura 5).

Figura 5 - Declínio dos campos de petróleo convencional em produção em regiões selecionadas, NPS



Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

A AIE calculou a taxa de declínio anual, por tipo de campo, país, região e mundo, com o peso de cada campo de acordo com sua produção acumulada em 2012. A base de dados utilizada engloba 1.634 campos. O resultado obtido mostra uma taxa de declínio dos campos de produção de petróleo convencional crescente, de 2% nos primeiros anos da projeção, onde alguns campos ainda estão na fase de crescimento, para 4,7% no início dos anos 2020 e, em seguida, se estabiliza em torno de 4% até 2035. A partir da década de 2030, a produção ficará mais dependente dos campos gigantes dos países da Opep no Oriente Médio, com menores taxas de declínio. De acordo com a AIE, a introdução da produção de petróleo não convencional não afeta a taxa de declínio média, mas aumenta a dependência do crescimento da produção total em relação investimentos contínuos nos campos.

A produção de petróleo convencional dos campos existentes cairá de 69 mb/d em 2012 para 28 mb/d em 2035. Pequenas diferenças na taxa de declínio têm consequências importantes para a

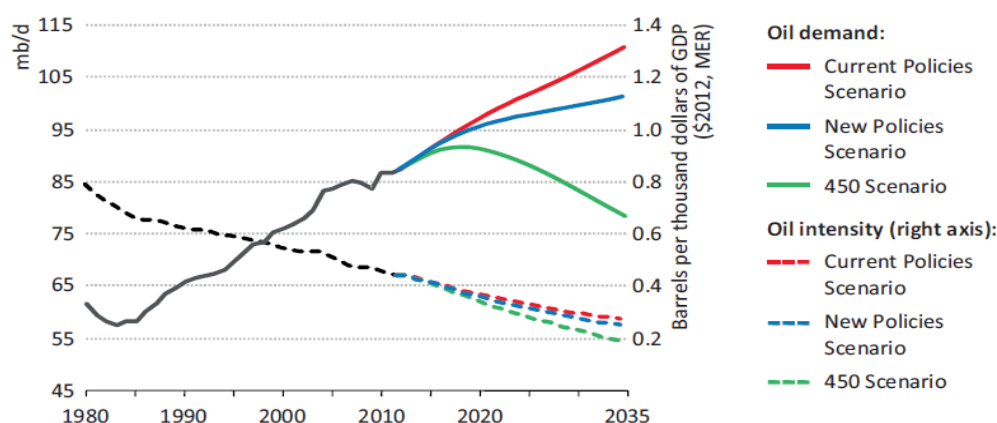
necessidade de investimentos. Por exemplo, se a taxa de declínio média da produção utilizada na projeção fosse de 5%, ao invés de 4%, seriam necessários 6 mb/d adicionais de novos campos para atender a demanda e o preço do petróleo subiria cerca de US\$ 15/barril em média⁴.

3.3. Demanda

Nos três cenários projetados pelo *outlook*, há queda de participação do petróleo na matriz energética, embora a velocidade de redução dependa da intensidade das políticas governamentais de eficiência e de substituição de combustíveis. A correlação entre crescimento econômico e demanda por petróleo se reduz ao longo do período projetado (Figura 6).

No NPS, a demanda por petróleo crescerá de 87,4 mb/d em 2012 para 101,4 mb/d em 2035. A participação da OCDE na demanda cairá de 50% para 33% em 2035. A taxa de crescimento da demanda total vai diminuir ao longo do período, da média de aumento anual de 1 mb/d até 2020 para 400 mil b/d a.a. no fim do período.

Figura 6 - Demanda e intensidade de petróleo por cenário



Note: MER = market exchange rate.

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

As próximas seções apresentam as principais estimativas para a demanda em termos regionais (seção 3.3.1), setoriais (seção 3.3.2) e por derivado (seção 3.3.3).

3.3.1. Tendências regionais

As conclusões do WEO 2013 são similares às verificadas no *outlook* anterior, quando se previu que a demanda de energia primária continuaria a se mover para a Ásia. Nos países que não fazem parte da OCDE, o aumento da demanda por mobilidade e frete vai superar os ganhos de eficiência. A China, cuja demanda crescerá 6 mb/d, para quase 16 mb/d, se tornará o maior mercado consumidor em 2030, e a Índia apresentará o maior crescimento percentual da projeção (3,6% a.a., de 3,6 mb/d para 8,1 mb/d). O Oriente Médio também se destaca, já que o consumo atual per capita da região é 50% superior ao da Europa, apesar da renda inferior, estimulado pelos subsídios para os derivados de petróleo, pelo crescimento da economia e da população. A demanda aumentará 2,9 mb/d, para 9,9 mb/d em 2035, com o esforço dos países para diversificar suas economias e elevados investimentos no setor petroquímico (Tabela 6).

⁴ O banco norueguês DNB, em sua publicação "*Nachspiel – Cheaper Oil But Not Cheap*" critica a metodologia de cálculo da taxa de declínio da produção. A publicação calcula a taxa de declínio baseada em outra metodologia, *top-down*, que subtrai da produção total de líquidos os ganhos volumétricos de processamento, a produção de biocombustíveis e os maiores projetos globais que estão na fase de crescimento da produção. Com essa metodologia, na média do período 2005-2010, a média da taxa de declínio foi 1,5%.

Tabela 6 - Demanda primária regional de petróleo no NPS (mb/d)

	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	44.6	40.8	39.4	37.3	34.9	32.8	-8.0	-0.9%
Americas	22.7	21.3	21.9	20.8	19.6	18.4	-2.9	-0.6%
United States	18.7	17.1	17.5	16.4	15.1	14.0	-3.1	-0.9%
Europe	13.7	11.7	10.9	10.2	9.4	8.9	-2.9	-1.2%
Asia Oceania	8.2	7.8	6.7	6.3	5.9	5.5	-2.2	-1.5%
Japan	5.3	4.7	3.6	3.3	3.0	2.8	-1.8	-2.2%
Non-OECD	26.5	39.6	48.3	52.3	55.8	59.2	19.6	1.8%
E. Europe/Eurasia	4.2	4.7	5.1	5.2	5.3	5.4	0.7	0.6%
Russia	2.6	2.9	3.1	3.1	3.2	3.2	0.3	0.4%
Asia	11.5	19.3	24.8	27.6	30.1	32.5	13.2	2.3%
China	4.7	9.6	12.9	14.1	15.0	15.6	6.0	2.1%
India	2.3	3.6	4.7	5.7	6.9	8.1	4.5	3.6%
Middle East	4.3	6.9	8.2	8.7	9.3	9.9	2.9	1.6%
Africa	2.2	3.4	4.0	4.2	4.4	4.6	1.2	1.3%
Latin America	4.2	5.3	6.2	6.5	6.7	6.9	1.5	1.1%
Brazil	1.8	2.4	2.9	3.1	3.3	3.4	1.0	1.6%
Bunkers**	5.2	7.0	7.8	8.3	8.8	9.3	2.4	1.3%
World oil	76.3	87.4	95.4	97.8	99.5	101.4	14.0	0.6%
European Union	n.a.	10.9	9.9	9.1	8.3	7.7	-3.2	-1.5%
World biofuels***	0.2	1.3	2.1	2.7	3.4	4.1	2.8	5.0%
World total liquids	76.5	88.7	97.6	100.5	102.9	105.5	16.8	0.8%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Nos países que fazem parte da OCDE, a estimativa é de redução de 8 mb/d da procura, devido aos ganhos de eficiência e substituição do petróleo por outras fontes de energia, especialmente gás natural e renováveis. A AIE estimou que o crescimento da demanda mundial por petróleo seria de 46 mb/d (bem acima dos 14 mb/d previstos), caso não houvesse aumento da eficiência e substituição de derivados por fontes alternativas. A eficiência reduz em 20 mb/d a necessidade de elevação da demanda e a substituição do petróleo por fontes alternativas evita outros 12 mb/d adicionais.

3.3.2. Tendências setoriais

A demanda por petróleo fica cada vez mais concentrada nos setores de transporte (+12 mb/d) e petroquímico (+ 3 mb/d) (Tabela 7). Estes setores são responsáveis por 75% da demanda total em 2035, acima dos 69% estimados em 2012. Todo o aumento líquido da procura no setor de transportes ocorre nos países não OCDE.

Em outros setores, em função da persistência de preços elevados, os derivados de petróleo foram largamente substituídos. Na geração elétrica houve substituição por outros combustíveis fósseis (gás natural e carvão), energia nuclear e fontes renováveis. No setor de edificações, os derivados são utilizados principalmente para aquecimento e cocção, e têm como alternativas o gás natural e a eletricidade. A queda de demanda ocorre nos países OCDE, enquanto nos países não OCDE o consumo cresce marginalmente, com o aumento da demanda de GLP no setor residencial, especialmente em regiões onde o gás natural não é distribuído.

Tabela 7 - Demanda por petróleo, por setor e taxa de crescimento médio no NPS (mb/d e %)

	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
Total primary oil demand	76.3	87.4	95.4	97.8	99.5	101.4	14.0	0.6%
Power generation	5.7	5.5	4.1	3.4	2.9	2.7	-2.7	-3.0%
Transport	38.4	46.7	52.7	54.9	56.9	58.8	12.1	1.0%
Petrochemicals	9.7	11.9	13.7	14.5	15.0	15.5	3.6	1.2%
of which feedstock	8.2	10.6	12.4	13.1	13.6	14.1	3.5	1.2%
Other industry	5.1	5.1	5.5	5.5	5.4	5.3	0.2	0.1%
Buildings	7.9	7.6	7.5	7.2	6.9	6.6	-1.0	-0.6%
Other**	9.5	10.6	12.0	12.2	12.4	12.4	1.8	0.7%

* Compound average annual growth rate. ** Other includes agriculture, transformation, and other non-energy use (mainly bitumen and lubricants).

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Dentro do setor de transportes, o maior consumo é o dos veículos leves, cuja frota tem projeção de elevação de 900 milhões em 2012 para 1,7 bilhão em 2035. O consumo de derivados pelos veículos leves não crescerá na mesma proporção, passando de 19 mb/d para 22 mb/d. Isso ocorrerá porque se estima que a eficiência média dos veículos aumentará 30% no período de projeção. Além disso, há a participação crescente dos biocombustíveis (3% para 8% -- de 1,3 mb/d para 4,5 mb/d), gás natural (de 2,8% em 2020 para 4,8% em 2035) e de eletricidade no setor de transportes. A AIE tem projeção conservadora em relação aos veículos elétricos, que precisam vencer desafios tecnológicos para ter seus custos reduzidos, e estima frota de 500 mil unidades em 2020 (em contraste com a meta “oficial” dos países de 7 milhões) e 4 milhões em 2035, substituindo 35 mil b/d em 2020 e apenas 235 mil b/d em 2035.

Os segmentos de transporte rodoviário de carga e de transporte aéreo vão crescer mais rapidamente que o de veículos leves. O frete rodoviário será responsável por 45% do crescimento da demanda total do setor de transportes e os países em desenvolvimento da Ásia contribuirão com dois terços desse crescimento.

A demanda mundial de petróleo no setor industrial passará de 17 mb/d para 20,8 mb/d em 2035 no NPS. O setor petroquímico crescerá 1,2% a.a. enquanto os demais setores industriais crescerão apenas 0,1% a.a., pois o petróleo está perdendo competitividade para o gás natural na maior parte do mundo. A produção de petroquímicos crescerá no Oriente Médio e na América do Norte, auxiliada pela oferta de etano, resultado da expansão da produção de líquidos de gás natural (LGN). A China também elevará substancialmente sua produção de petroquímicos a partir de derivados de petróleo e carvão.

3.3.3. Demanda por derivados

Entre os derivados, o crescimento da demanda está concentrado nos destilados médios (óleo diesel e querosene). O óleo diesel terá a maior elevação em volume, mais de 5 mb/d, para 31 mb/d (Tabela 8). Todo crescimento líquido da demanda por óleo diesel é originado do setor de transporte rodoviário dos países não OCDE, cuja procura cresce de 7,8 mb/d para 14,7 mb/d em 2035.

Tabela 8 – Demanda por produto no NPS (mb/d)

	2000	2012	2020	2035	2012-2035	
					Delta	CAAGR*
Ethane	1.7	2.4	3.2	3.3	0.9	1.3%
LPG	5.9	7.6	8.6	9.2	1.6	0.8%
Naphtha	4.3	5.7	6.3	7.5	1.8	1.2%
Gasoline	18.7	20.8	22.1	22.7	1.9	0.4%
Kerosene	6.5	6.3	7.0	8.2	1.9	1.1%
Diesel/gasoil	20.2	26.0	29.2	31.4	5.4	0.8%
Heavy fuel oil	8.7	8.3	7.8	7.4	-0.9	-0.5%
Other products	10.2	10.2	11.3	11.6	1.4	0.5%
Total	76.3	87.4	95.4	101.4	14.0	0.6%

* Compound average annual growth rate. Notes: Naphtha includes only petrochemical feedstock use. Naphtha used as a gasoline blending component is included in gasoline.

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

O crescimento da demanda por etano, GLP e nafta ocorrerá em função do aumento da atividade do setor petroquímico. A procura por gasolina cairá na América do Norte, na Europa e nos países da OCDE na Ásia Oceania pelo aumento da eficiência, enquanto crescerá na China e em outras economias emergentes em função do crescimento econômico e da população. No caso do querosene, a demanda para o setor de aviação aumentará vigorosamente por falta de substitutos viáveis (os biocombustíveis são muito caros), enquanto o consumo de querosene em prédios para cocção e aquecimento diminuirá 40%. Já o óleo combustível perderá espaço para o gás natural, a energia nuclear e os renováveis no setor de geração de energia, e para o gás e eletricidade no setor industrial.

3.4. Refino de Petróleo e comércio internacional

O setor de refino de petróleo passará por um redesenho global, com o declínio da demanda nos países da OCDE e o crescimento nos países asiáticos e no Oriente Médio. Tradicionalmente, as refinarias são construídas próximas aos mercados consumidores para reduzir os custos logísticos. Por isso, no futuro, a adição da capacidade de refino se concentrará na China e na Índia, para atender aos mercados internos, e no Oriente Médio, visando também à exportação.

A capacidade de refino crescerá 13 mb/d ao longo da projeção e a demanda por derivados das refinarias aumentará apenas 10 mb/d⁵. Como consequência, haverá menor taxa de utilização ou descomissionamento de refinarias menos eficientes, sendo a Europa a região mais vulnerável à perda de competitividade (Tabela 9). Nos últimos cinco anos, o continente europeu perdeu cerca de 4 mb/d de capacidade de processamento, devido ao descomissionamento de plantas de .A crescente necessidade de importar petróleo deverá pressionar ainda mais as margens de refino da região, bem como o aumento da participação do diesel na demanda, que elevará o risco de fechamento de refinarias com menor produção desse derivado.

⁵ A demanda por líquidos crescerá 17 mb/d até 2035, enquanto a demanda por derivados produzidos nas refinarias apenas 10 mb/d. O restante será atendido por fração de LGN (etano, GLP e gasolina natural), derivados produzidos a partir de CTL, GTL e biocombustíveis.

Tabela 9 – Capacidade de refino e processamento de petróleo pelas refinarias no NPS (mb/d)

	2012 Capacity	Capacity additions to 2035	Refinery runs			Capacity at risk		
			2012	2020	2035	2012	2020	2035
Europe	17.2	0.2	13.7	12.0	11.1	1.3	3.5	4.5
North America	20.9	0.3	19.0	18.4	16.5	-	-	2.0
China	11.7	4.7	9.1	12.2	14.4	1.0	0.6	-
India	4.4	2.6	4.0	4.9	7.0	-	-	-
OECD Asia	8.1	-0.7	6.7	6.3	5.7	0.3	0.1	0.9
ASEAN	4.8	0.4	4.0	4.0	4.6	0.2	0.4	-
Russia	5.7	0.2	5.3	5.1	4.7	-	0.1	0.5
Middle East	7.6	3.4	6.7	9.1	9.9	-	-	-
Brazil	2.0	1.4	2.0	2.6	3.4	-	-	-
Others	10.3	0.5	7.2	7.7	7.8	1.9	1.7	1.7
Total	92.8	13.1	77.7	82.3	85.2	4.8	6.3	9.5

Note: "Capacity at risk" is defined for each region as the difference between refinery capacity, on one hand, and refinery runs, on the other, with the latter including a 14% allowance for downtime.

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Nos EUA, o aumento da disponibilidade interna de petróleo auxiliará o setor de refino. A América do Norte deixará de importar petróleo e se tornará grande exportadora de derivados em 2035. A Ásia se tornará o foco do comércio internacional, pois mesmo com as adições de capacidade de refino, China e Índia serão importadoras de derivados em 2035. A capacidade de refino adicional do Oriente Médio reduzirá o volume de exportações de petróleo e aumentará o de derivados até 2020, porém, em 2035, a maior parte da capacidade adicional atenderá à demanda da própria região.

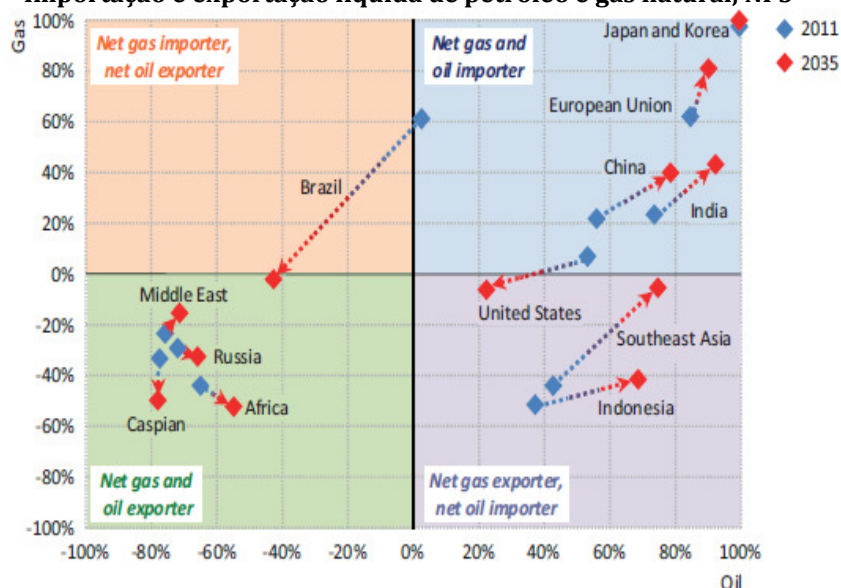
O segmento de refino de petróleo passa por um período de grandes ajustes em todo o mundo, com mudanças na composição e na qualidade dos petróleos refinados. Antes da revolução do *shale gas* e do LTO, o petróleo era mais pesado e tinha maior quantidade de enxofre em sua composição, obrigando as refinarias a investirem em unidades de craqueamento e coqueamento. Atualmente, os investimentos em refino se dividem em adequação para o processamento de petróleos pesados e de petróleos mais leves (LTO), de acordo com a evolução novas correntes de petróleo produzidas.

Adicionalmente, é preciso que as refinarias se adaptem à variação da demanda por derivados, com maior participação de destilados médios (37% a 40%) e insumos para petroquímica, e redução *domarket share* de gasolina e óleo combustível. Para aumentar a produção de destilados médios, são necessários investimentos em unidades de conversão, que agregam valor aos derivados produzidos.

O comércio internacional de petróleo e derivados crescerá de 44 mb/d em 2012 para 49 mb/d em 2035, proporcionalmente ao crescimento dos mercados. Assim como previsto no WEO 2012, haverá redirecionamento do comércio internacional dos países da OCDE para a Ásia, onde as importações aumentarão de 15 mb/d para 27 mb/d, com destaque para China (+7 mb/d), Índia (+4,8 mb/d) e sudeste asiático (+3 mb/d). A Índia acentuará sua condição de importadora de petróleo e derivados.

Por outro lado, a parcela dos países OCDE no comércio passará de 50% em 2012 para 20% em 2035. A Europa manterá sua posição de importador líquido de petróleo e derivados (Figura 7), enquanto a América do Norte se moverá na direção da autossuficiência em petróleo e de grande exportador de derivados. A importação líquida de petróleo, de 5,1 mb/d em 2012, passará a exportação líquida de 1,7 mb/d em 2035.

Já o Brasil alcançará a autossuficiência em derivados e se tornará exportador líquido de petróleo.

Figura 7 – Importação e exportação líquida de petróleo e gás natural, NPS

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

4. Gás natural

Assim como no WEO 2012, no *outlook* de 2013 a demanda por gás natural crescerá nos três cenários (Tabela 10), devido à disponibilidade de recursos, aos preços competitivos em relação aos derivados de petróleo e às vantagens ambientais em comparação com o petróleo e o carvão. Os países não OCDE concentrarão 82% do aumento da demanda e os maiores crescimentos absolutos ocorrerão na China, no Oriente Médio e na América do Norte. Pelo lado da oferta, novas fontes de gás natural, além de recursos convencionais e não convencionais, diversificarão a oferta global. A participação da produção não convencional passará de 17% em 2011 para 27% em 2035. Em relação ao comércio, o crescimento da oferta de GNL criará novos fluxos regionais, especialmente entre América do Norte e Ásia, reduzindo o diferencial de preços do gás natural atualmente verificados.

Tabela 10 – Produção e demanda de gás natural por cenário (bmc)

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
			1990	2011	2020	2035	2020	2035
OECD	Demand		1 036	1 597	1 707	1 885	1 741	1 999
	Production		881	1 195	1 358	1 483	1 377	1 585
Non-OECD	Demand		1 003	1 773	2 249	3 086	2 291	3 279
	Production		1 178	2 188	2 599	3 492	2 655	3 693
World*	Demand		2 039	3 370	3 957	4 976	4 032	5 278
Share of	Demand		49%	53%	57%	62%	57%	62%
non-OECD	Production		57%	65%	66%	70%	66%	70%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

4.1. Demanda

A demanda por gás natural se expandirá até 2035 nos três cenários (1,9% no CPS, 1,6% no NPS e 0,9% no 450S). No cenário de referência, o consumo crescerá de 3,4 tmc em 2011 para 5 tmc em 2035 e a participação do gás natural na matriz passará de 21% em 2011 para 24% no período da projeção.

4.1.1. Tendências regionais

Os países não OCDE serão responsáveis por mais de 75% do crescimento da demanda até 2035, especialmente China e Oriente Médio. Nas três regiões da OCDE, o crescimento será mais lento devido à saturação dos mercados e à penetração dos renováveis no setor elétrico.

Nos países da OCDE da América do Norte, a maturidade dos mercados dos EUA e do Canadá limitarão o crescimento da demanda, apesar da disponibilidade de gás natural a preços baixos. Haverá substituição do carvão pelo gás natural na geração térmica existente e a nova capacidade de geração de energia elétrica deverá utilizar o gás natural como insumo. Na região da Europa OCDE, as condições econômicas deprimiram a utilização de energia no continente, onde a demanda por gás natural caiu 2% em 2012. A combinação de baixos preços do carvão, expansão da capacidade de geração a partir de fontes renováveis e ganhos de eficiência vão gerar pequena recuperação da demanda por gás natural ao longo do período da projeção. No longo prazo, a legislação sobre qualidade do ar e os preços do CO₂ tenderão a favorecer o gás natural em relação ao carvão, porém os renováveis representarão uma parcela crescente da nova capacidade de geração no setor elétrico. Na Ásia, apesar dos preços muito altos, houve grande crescimento do consumo. No Japão, a demanda cresceu fortemente por causa da necessidade de substituir a energia nuclear para geração elétrica, devido ao acidente de Fukushima, ocorrido em 2011. O cenário de longo prazo para o país pressupõe grande destaque para investimentos em eficiência energética e renováveis. O gás natural continuará com importante papel, porém sua demanda se estabilizará em cerca de 120 bmc em 2035 (Tabela 11).

Tabela 11 – Demanda regional de gás natural no NPS (bmc)

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 036	1 597	1 707	1 778	1 827	1 885	289	0.7%
Americas	628	869	957	988	1 016	1 044	175	0.8%
United States	533	696	749	769	781	789	93	0.5%
Europe	325	525	537	568	584	605	80	0.6%
Asia Oceania	82	202	214	222	227	236	34	0.6%
Japan	57	120	119	123	122	124	3	0.1%
Non-OECD	1 003	1 773	2 249	2 541	2 815	3 086	1 313	2.3%
E. Europe/Eurasia	738	703	732	756	785	817	114	0.6%
Caspian	100	117	127	134	139	144	27	0.9%
Russia	447	476	493	504	523	544	68	0.6%
Asia	84	410	669	816	949	1 088	678	4.2%
China	15	132	307	396	470	529	397	6.0%
India	13	61	87	114	140	172	111	4.4%
Middle East	87	399	504	577	645	700	301	2.4%
Africa	35	111	153	170	187	204	93	2.6%
Latin America	60	149	190	221	248	277	128	2.6%
Brazil	4	27	45	61	75	90	63	5.2%
World**	2 039	3 370	3 957	4 322	4 646	4 976	1 606	1.6%
European Union	371	492	494	523	537	554	62	0.5%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Dos países que não fazem parte da OCDE, destaca-se que a Rússia, segundo maior consumidor de gás natural do mundo, apresenta incertezas em relação ao seu cenário de longo prazo. Apesar da expansão da economia e do aumento do espaço residencial per capita, o crescimento do consumo de gás natural na geração elétrica será lento por causa da melhoria da eficiência energética, cujo potencial se realizará em parte na projeção. Na China, a demanda será estimulada por políticas governamentais, principalmente no setor elétrico e no setor de transporte rodoviário. A Índia tem projeção de consumo

limitada pela baixa disponibilidade interna do gás e elevado custo do GNL. O setor elétrico representará 50% do uso do gás em 2035 (de 80 bmc). Já na América Latina, metade do crescimento da região virá do Brasil, em função da disponibilidade doméstica de gás.

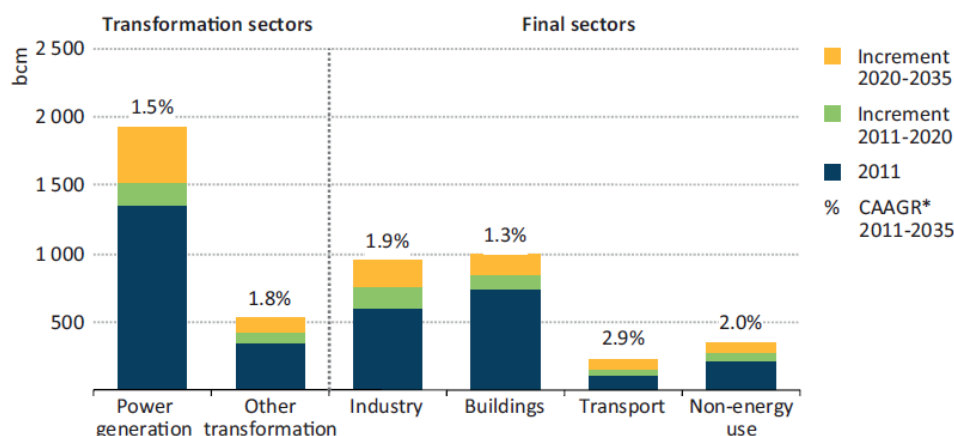
4.1.2. Tendências setoriais

O segmento de geração elétrica vai liderar o crescimento da demanda, embora seja sensível à competição com outros combustíveis, principalmente carvão e renováveis (Figura 8). Apesar de o carvão ter menor preço para a geração de energia, o gás natural apresenta outras vantagens, como maior eficiência e flexibilidade, facilidade na construção das plantas e baixas emissões. No NPS, o gás natural suprirá 42% da demanda por geração elétrica, principalmente no Oriente Médio, na China e na Índia.

O setor de transportes também observará rápida expansão no uso do gás, de 2,9% a.a. ao longo do período de projeção, com destaque para China e EUA (GNL em caminhões), porém ainda representará pequena parcela do total consumido. A demanda no setor de transportes dobrará para 225 bmc, e o gás natural passará a atender 5,6% da demanda total setorial em 2035 (ante 3,8% em 2013, ano base do WEO, verificar.).

A demanda de gás natural do segmento de edificações crescerá de forma modesta nos países da OCDE (0,7% a.a.), enquanto nos países não OCDE o consumo será estimulado pela urbanização e pelo aumento da renda (demanda para aquecimento de água, aquecimento do espaço e cocção). Na indústria, o consumo será liderado pela China.

Figura 8 - Demanda de gás natural por setor no NPS (bmc)



Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

4.2. Oferta

O destaque da oferta de gás natural são as fontes não convencionais, que aumentarão sua participação no total produzido ao longo do período de projeção (de 17% em 2012 para 27% em 2035) e possuem grande potencial de elevação de suas reservas recuperáveis, pois ainda existe pouco conhecimento sobre algumas regiões e bacias.

4.2.1. Reservas

As reservas provadas de gás natural foram estimadas em 187 trilhões de metros cúbicos (tmc) no fim de 2012, marginalmente abaixo de 2011, pois a produção de 2012 superou as adições de reservas. No NPS a produção projetada é de 100 tmc. As reservas recuperáveis totalizam 810 tmc, 10% maiores que a estimativa do WEO 2012, pois o último estudo da US EIA (2013) cobre mais formações geológicas sobre reservas não convencionais (Tabela 12).

Tabela 12 - Reservas recuperáveis por região e tipo (tmc)

	Conventional	Unconventional			Sub-total	Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane		
E. Europe/Eurasia	143	11	15	20	46	190
Middle East	124	9	4	-	13	137
Asia-Pacific	44	21	53	21	95	138
OECD Americas	46	11	48	7	66	112
Africa	52	10	39	0	49	101
Latin America	32	15	40	-	55	86
OECD Europe	26	4	13	2	19	46
World	468	81	212	50	343	810

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Regiões ricas em recursos de gás convencional, como Eurásia e Oriente Médio, apresentam pouco conhecimento geológico sobre as reservas não convencionais e, por isso, suas reservas recuperáveis podem ser bem maiores. Os países que detêm as maiores reservas de *shale gas* são China, EUA, Argentina e Austrália.

4.2.2. Produção

A produção de gás natural no NPS crescerá em todas as regiões, exceto na Europa (Tabela 13). China, EUA, Rússia e Austrália são os países com maior volume de crescimento.

Na América do Norte, o aumento da oferta de gás não convencional mais do que compensará o declínio do gás convencional.

Na Austrália, a produção está ligada a planos de exportação que, se colocados em prática integralmente, colocarão o país como maior exportador de GNL do mundo em 2020, rivalizando com o Qatar. No entanto, recentemente houve diversos anúncios de aumento de custos em projetos em andamento que ameaçam os planos de exportação. Por isso, a projeção do WEO 2013 é um pouco menor que a do WEO 2012 (161 bmc).

O crescimento da produção russa ocorrerá depois de 2020, principalmente para atender às exportações. Não há dificuldade para aumentar a oferta no curto prazo, a limitação projetada para o crescimento da produção desta década decorrerá da modesta elevação da demanda doméstica e da menor necessidade de importação da Europa. O governo russo deverá estimular as exportações para a Ásia, embora a economicidade e a geopolítica do gás natural oriundo ou produzido no do Leste da Sibéria não sejam simples.

Já a China tem estimativa de triplicar a produção doméstica. A projeção do *outlook* depende do progresso na produção de gás não convencional e na implementação das reformas nos preços, anunciadas pelo governo em 2011, buscando estimular os investimentos no segmento *upstream* e a infraestrutura de importação.

Na Europa, a robusta produção na Noruega não é suficiente para compensar o declínio em outras partes do Mar do Norte (Reino Unido e Holanda, *onshore*).

Tabela 13- Produção de gás natural no NPS (bmc)

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	881	1 195	1 358	1 403	1 430	1 483	288	0.9%
Americas	643	859	1 000	1 041	1 063	1 114	255	1.1%
Canada	109	160	184	189	186	194	34	0.8%
Mexico	26	49	50	58	68	81	32	2.1%
United States	507	649	764	792	807	837	188	1.1%
Europe	211	277	249	237	225	215	-62	-1.1%
Norway	28	101	121	118	115	111	10	0.4%
Asia Oceania	28	59	109	125	143	155	95	4.1%
Australia	20	51	103	120	139	152	101	4.6%
Non-OECD	1 178	2 188	2 599	2 919	3 216	3 492	1 304	2.0%
E. Europe/Eurasia	831	882	911	986	1 094	1 164	282	1.2%
Azerbaijan	10	16	23	33	43	47	30	4.5%
Russia	629	673	667	692	757	808	135	0.8%
Turkmenistan	85	67	83	100	117	132	66	2.9%
Asia	130	419	566	625	694	769	350	2.6%
China	15	103	178	218	266	317	214	4.8%
India	13	46	62	73	85	98	52	3.2%
Indonesia	48	81	108	118	129	139	57	2.3%
Middle East	92	519	624	720	766	823	304	1.9%
Iran	23	150	143	165	180	207	56	1.3%
Iraq	4	6	39	71	79	83	77	11.5%
Qatar	6	151	187	214	227	237	86	1.9%
Saudi Arabia	26	86	112	121	128	136	50	1.9%
UAE	20	52	58	61	62	65	13	0.9%
Africa	64	200	280	333	378	428	228	3.2%
Algeria	43	77	106	115	123	132	55	2.3%
Libya	6	8	17	21	24	30	22	5.7%
Nigeria	4	36	42	55	70	83	47	3.6%
Latin America	60	168	218	255	285	308	140	2.6%
Argentina	20	42	49	65	80	91	49	3.3%
Brazil	4	17	38	60	78	92	76	7.4%
Venezuela	22	25	36	43	52	63	38	3.9%
World	2 059	3 384	3 957	4 322	4 646	4 976	1 592	1.6%
European Union	213	185	135	122	114	104	-80	-2.3%

* Compound average annual growth rate.

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

O gás natural convencional responderá por 52% da produção. Novos produtores de gás convencional (Brasil, Iraque, Leste da África e Leste do Mediterrâneo) se juntarão aos atuais: Rússia, Mar Cáspio, Norte e Oeste da África e Oriente Médio.

O Oriente Médio possui a segunda maior reserva de gás convencional do mundo (atrás da Europa Oriental/Eurásia) e o Qatar se manterá como maior produtor e país com maior crescimento na produção. A produção do Iraque crescerá por conta da produção de gás associado e da redução da queima no sul do país. No Irã, a produção cresceu muito nos últimos anos devido ao desenvolvimento dos campos em South Pars. Maiores expansões da oferta são esperadas apenas para a segunda metade

do período da projeção, quando as restrições políticas serão amenizadas e as enormes reservas do país se traduzirão em maior produção.

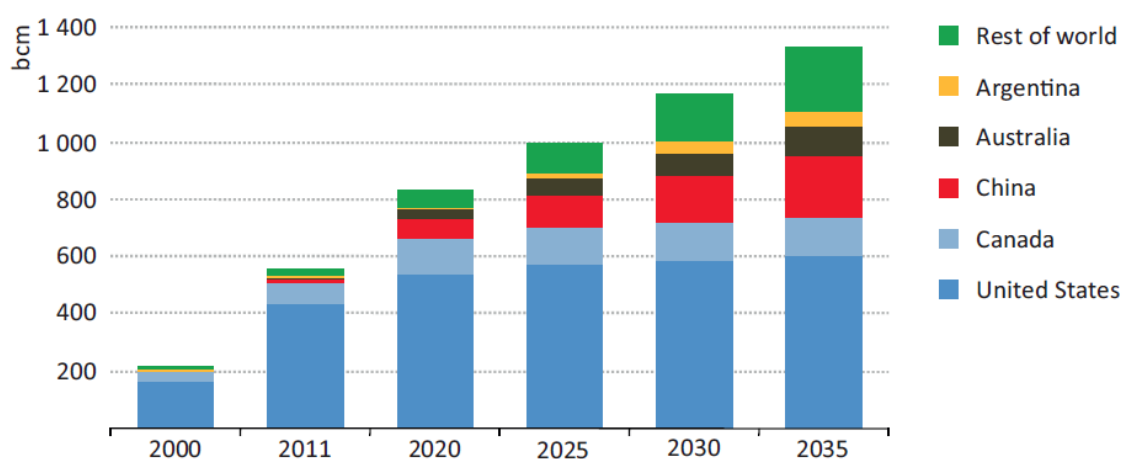
A África apresenta o maior percentual de crescimento entre as regiões. Produtores emergentes no Leste da África (Moçambique, Tanzânia e Quênia), assim como Argélia, Nigéria e Líbia, possuem foco nas exportações de GNL. Por sua vez, a região do norte da África possui grande potencial de *shale gas*.

O desenvolvimento da produção na América Latina atende à demanda interna. Na Argentina, o desenvolvimento das reservas de *shale gas* estimulará o aumento da produção, enquanto no Brasil há grandes reservas de gás associado *offshore* no pré-sal e em campos menores de gás *onshore*.

Nas fontes não convencionais, responsáveis por quase metade do crescimento da oferta, os destaques são América do Norte, China e Austrália (após 2020) como maiores produtores. Apesar dos recursos abundantes, o desenvolvimento da produção de gás não convencional depende de fatores geológicos, regulatórios e de mercado de cada região.

No NPS, a produção de gás não convencional passará de 560 bmc em 2011 para 1,33 tmc em 2035 (Figura 9). Em 2011, EUA e Canadá eram responsáveis por 90% da produção não convencional. Em 2020, a estimativa é de que estes países representem 80% do total produzido, com a entrada de China (*shale gas* e *coal bed methane*) e Austrália (*coal bed methane*) na lista de grandes produtores. Após 2020, os produtores se diversificarão (México, Índia, Argentina etc).

Figura 9 - Produção de gás não convencional, em países selecionados, no NPS



Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

4.3. Comércio internacional

O comércio internacional no cenário de referência crescerá 400 bmc, totalizando 1,09 tmc em 2035 (Tabela 14). O GNL responderá por 210 bmc desse crescimento. Assim como no caso do petróleo, há mudança na direção do comércio, da bacia do Atlântico para a região Ásia Pacífico. Além de Japão e Coreia do Sul, outros países que passaram a importar recentemente aumentarão a demanda da região, como China, Índia, Indonésia, Tailândia, Malásia e Cingapura, apesar de pagarem os mais elevados preços de gás natural. Na Europa, apesar do modesto crescimento da demanda, a importação crescerá mais do que proporcionalmente devido à redução da produção no continente.

Tabela 14 - Comércio líquido interregional no NPS

	2011		2020		2035	
	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*
OECD	-402	25%	-349	21%	-402	27%
Americas	-11	1%	43	4%	69	6%
United States	-47	7%	15	2%	48	6%
Europe	-248	47%	-288	56%	-390	87%
Asia Oceania	-143	71%	-105	52%	-81	40%
Japan	-117	97%	-117	108%	-123	125%
Non-OECD	415	19%	351	13%	407	12%
E. Europe/Eurasia	179	20%	179	20%	347	30%
Caspian	58	33%	76	37%	143	50%
Russia	197	29%	174	26%	263	33%
Asia	9	2%	-103	16%	-319	31%
China	-29	22%	-130	41%	-212	40%
India	-14	24%	-25	28%	-74	39%
Middle East	120	23%	119	19%	123	15%
Africa	89	44%	127	45%	224	52%
Latin America	19	11%	29	13%	32	10%
Brazil	-10	38%	-7	20%	2	2%
World**	685	20%	804	20%	1 092	22%
European Union	-308	63%	-360	77%	-450	107%

Fonte: WEO 2013, Agência Internacional de Energia.

Dentre os países exportadores, há emergência de novos *players* (Austrália, Estados Unidos, Canadá e Leste da África), que geram maior competição com exportadores já estabelecidos, como Qatar e Rússia. Os projetos de gasodutos para exportação são concentrados em poucos países, principalmente da Eurásia. A Rússia tem projeção de expansão de nova linha para a China, após 2020, que também deverá receber mais gás com a expansão para 60 bcm do gasoduto do Turcomenistão.

O comércio de GNL tende a ser mais diversificado. Existem 12 plantas de exportação de GNL em construção, que devem começar a operar entre 2015 e 2018, sendo sete desses terminais na Austrália. A América do Norte passará a exportar 50 bcm em 2020 e 75 bcm em 2035. Outros projetos estão programados na África e na Rússia. O aumento do comércio de GNL pode auxiliar a reduzir as divergências de preços entre regiões e flexibilizar os contratos de gás natural, porém a AIE acredita que as diferenças de preços persistirão, principalmente nos preços de importação da Ásia.

Os investimentos estimados para o período 2012-2035 são de US\$ 8,5 tri, ou US\$ 370 bi/ano.

5. Referências

- (1) International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook* 2013.
- (2) DNB Market, *Oil Market Outlook, Nachspiel - Cheaper oil but not cheap*, 2013.