

ประชุมกลุ่มย่อย
“ภาพอนาคตพลังงานไทย 2558:
ทางเลือกการจัดหาปิโตรเลียม”

โครงการภาพจำลองสถานการณ์ด้านพลังงานเพื่อสนองนโยบายด้านพลังงานระดับประเทศ
ห้องประชุม 5 ชั้น 15 Energy Complex อาคาร B กระทรวงพลังงาน
11 ก.ย. 2557

1. ทบทวนแนวคิดการจัดทำภาพอนาคตพลังงานไทย 2558

2. ภาพอนาคตกรณีอ้างอิง (Reference scenario)

3. ภาพอนาคตทางเลือก (Alternative scenario)

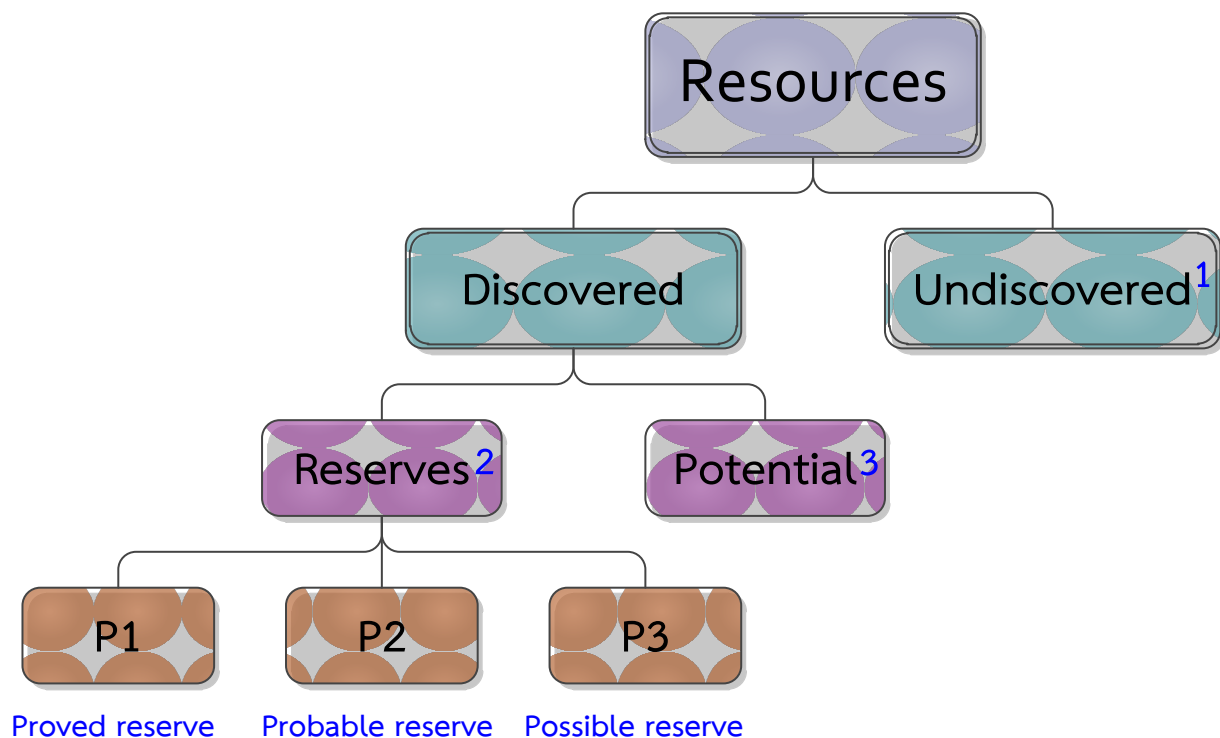
3.1 ศักยภาพการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

3.2 แนวโน้มการขยายกำลังการผลิตโรงกลั่นและโรงแยกก๊าซ

3.3 การพัฒนาระบบขนส่งทางท่อ

ประเด็นหารือ 1: ศักยภาพการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

ศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมและปริมาณสำรอง



Source: ¹ Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of Southeast Asia, 2010

² Department of Mineral Fuels, 2013

³ A Review & Classification of Petroleum Resource Base in Thailand, Department of Mineral Resources, 2001

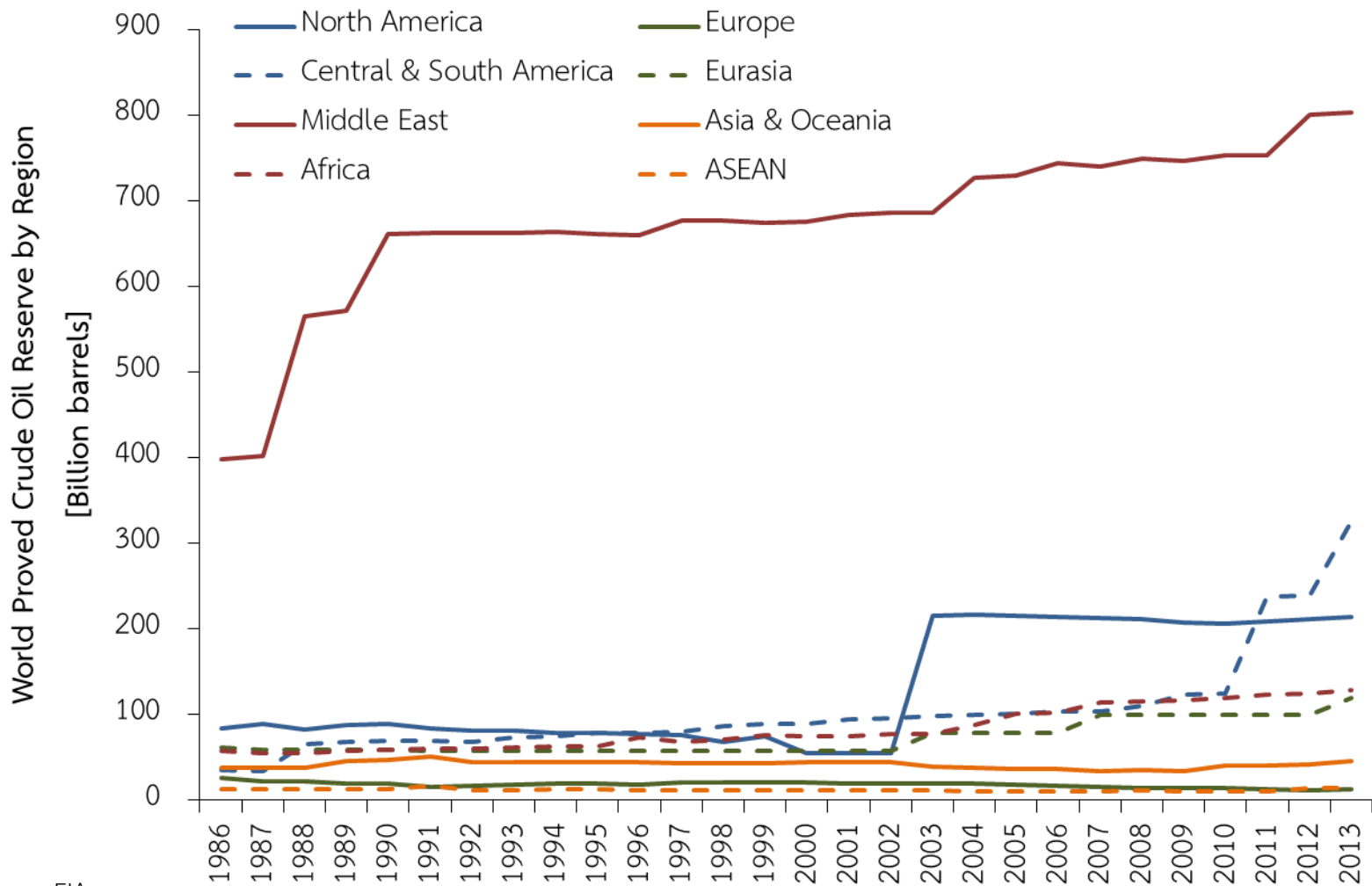
ศักยภาพการพัฒนาปิโตรเลียมและปริมาณสำรองน้ำมันดิบของโลก

Table 13.1 ▶ Remaining recoverable oil resources and proven reserves, end-2012 (billion barrels)

	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

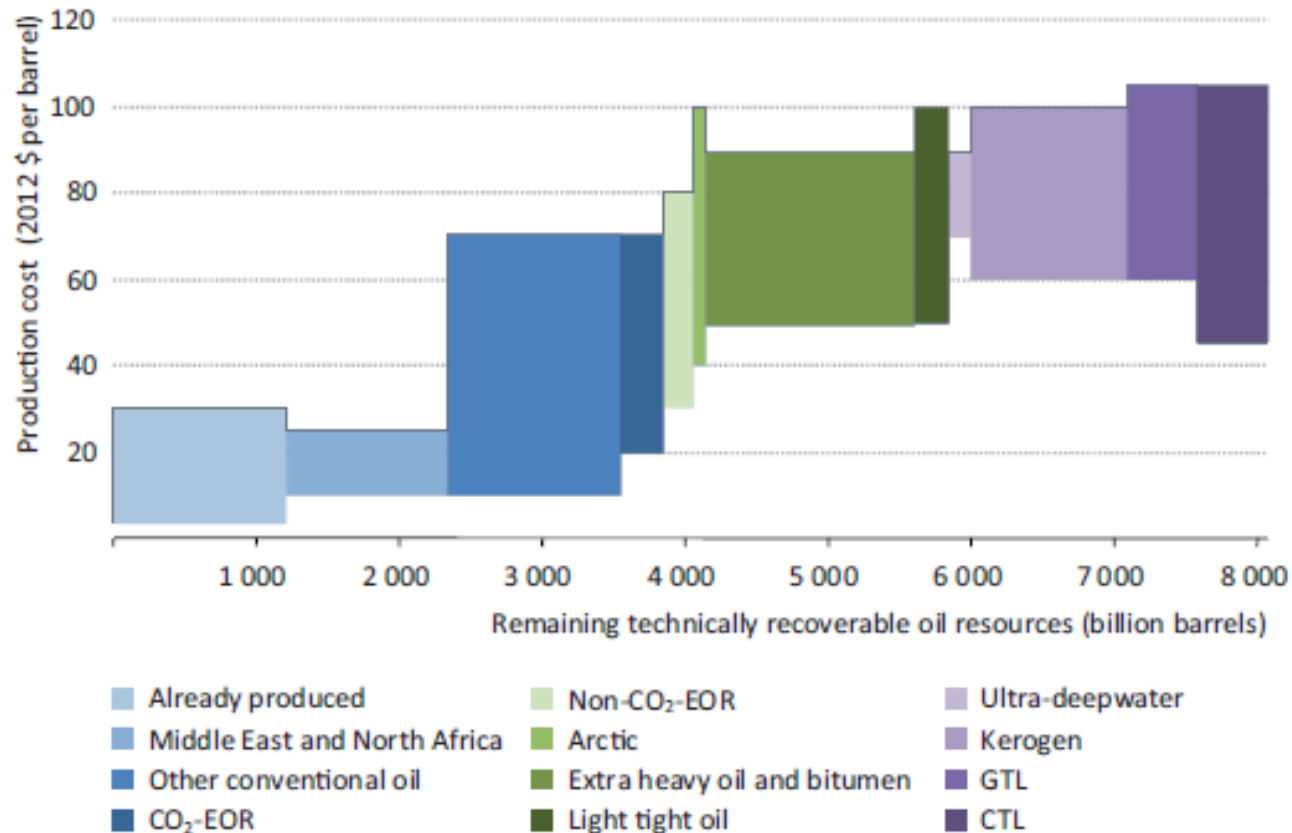
Notes: Proven reserves (which are typically not broken down by conventional/unconventional) are usually defined as discovered volumes having a 90% probability that they can be extracted profitably. EHOB is extra-heavy oil and bitumen. The IEA databases do not include NGLs from unconventional reservoirs (*i.e.* associated with shale gas) outside the United States, because of the lack of comprehensive assessment: unconventional NGLs resources in the United States are included in conventional NGLs for simplicity. Sources: IEA databases; OGI (2012); BP (2013); BGR (2012); US EIA (2013a).

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบของโลก



Source: EIA

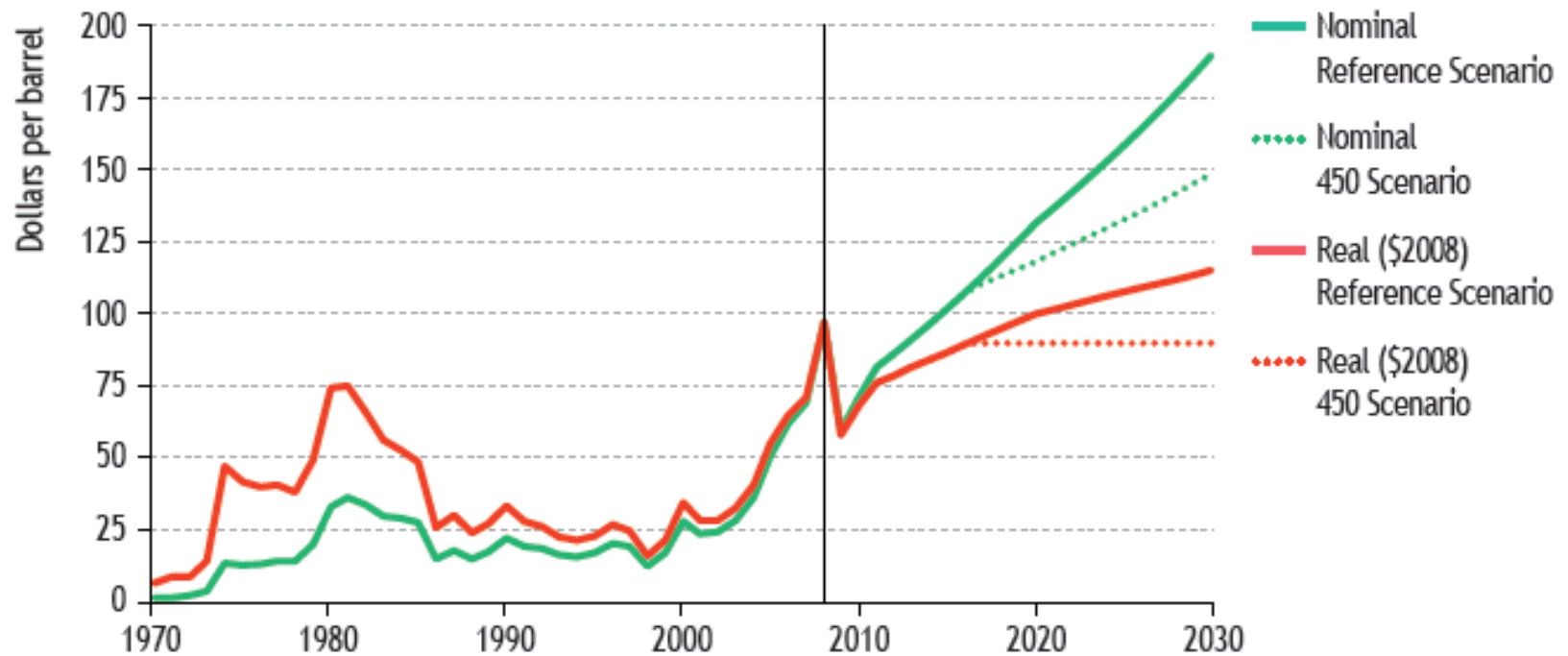
Recoverable oil resources V.S production cost



Source: *Resources to Reserves* (IEA, 2013).

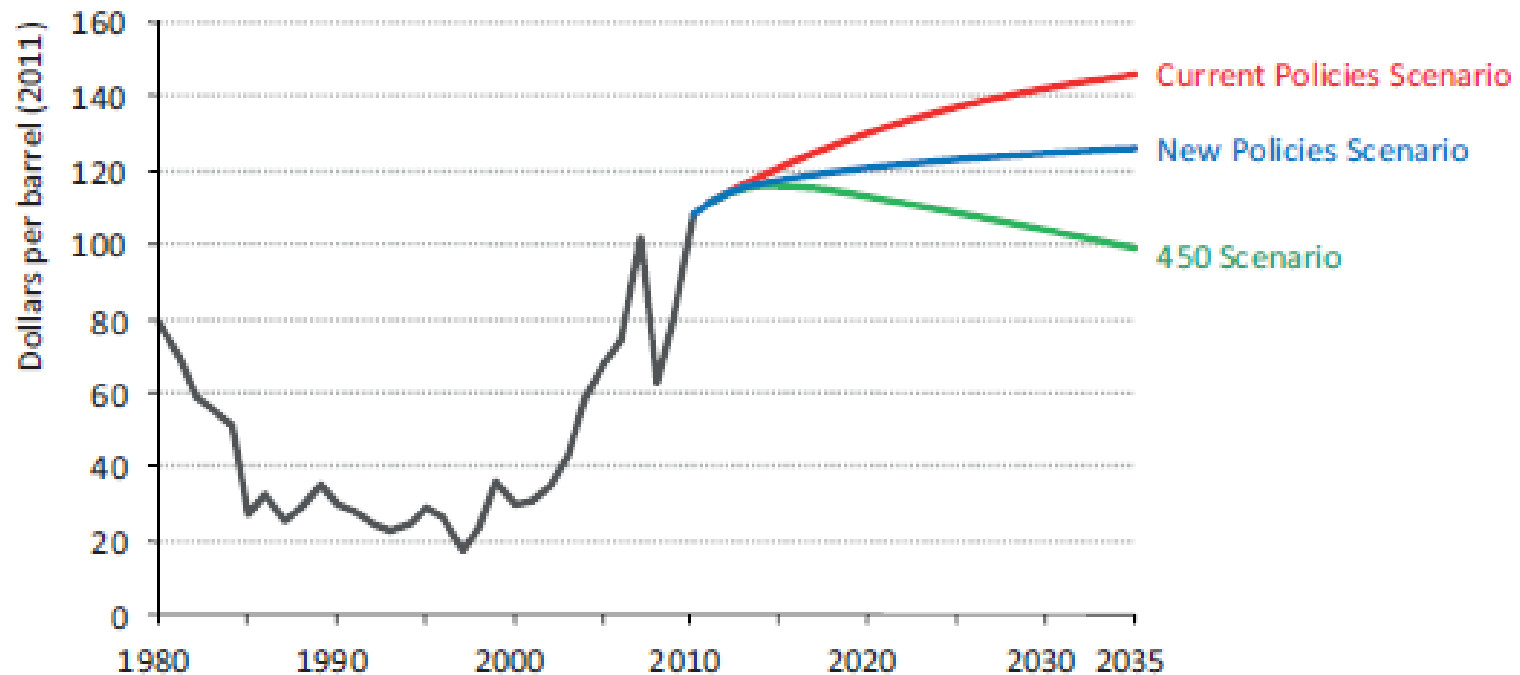
สมมติฐานราคาน้ำมันดิบในอนาคต

ในปี 2010 คาดว่าราคาน้ำมันในระยะยาวจะเพิ่มขึ้นอย่างเด่นชัดจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก



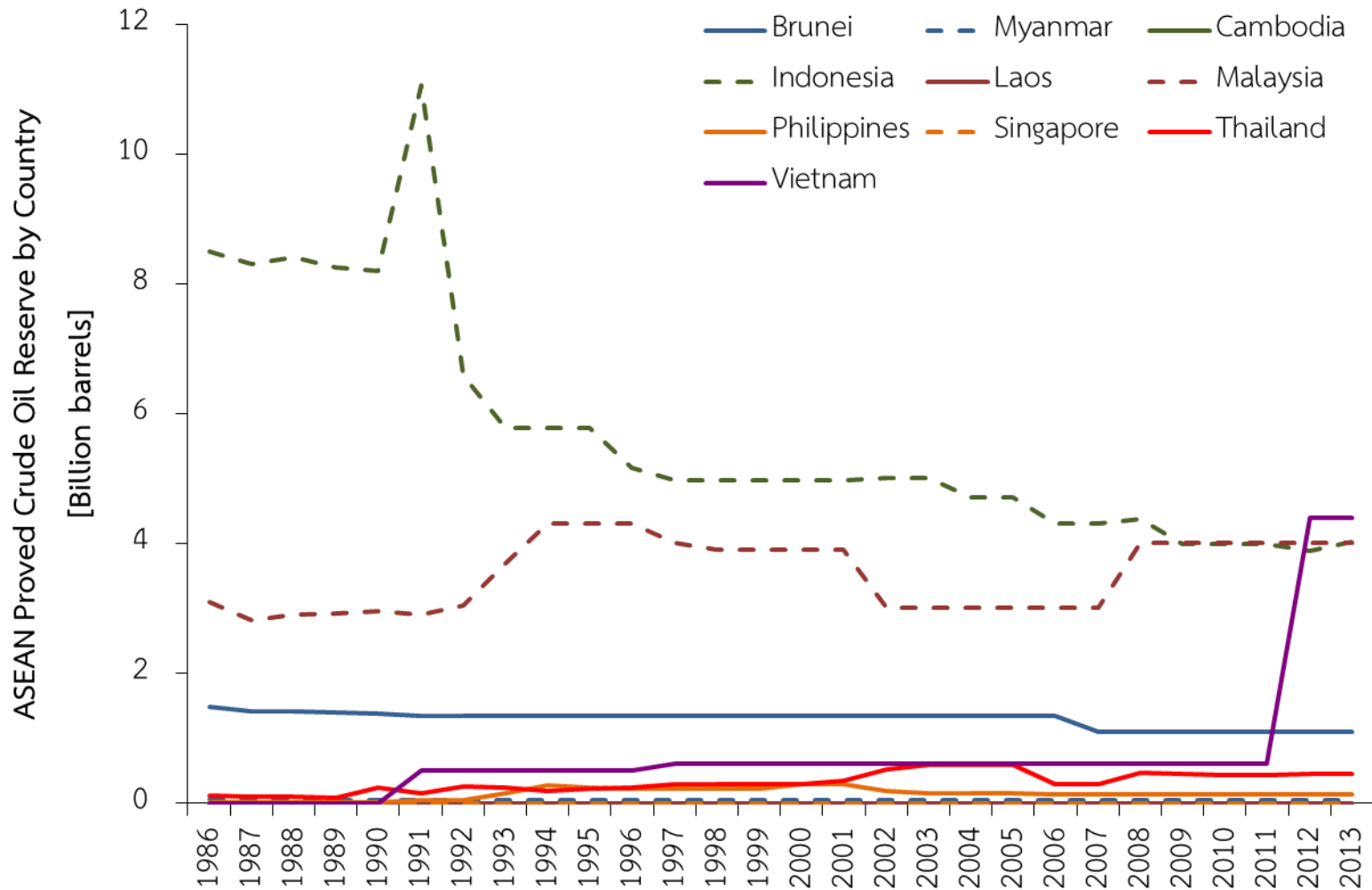
สมมติฐานราคาน้ำมันดิบในอนาคต

แนวโน้มราคาน้ำมันบนมุมมองในปี 2013 เริ่มมีเสถียรภาพมากขึ้น



Note: In the 450 Scenario, administrative arrangements are assumed to be put in place to keep end-user prices for oil-based transport fuels at a level similar to the Current Policies Scenario.

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบในอาเซียน



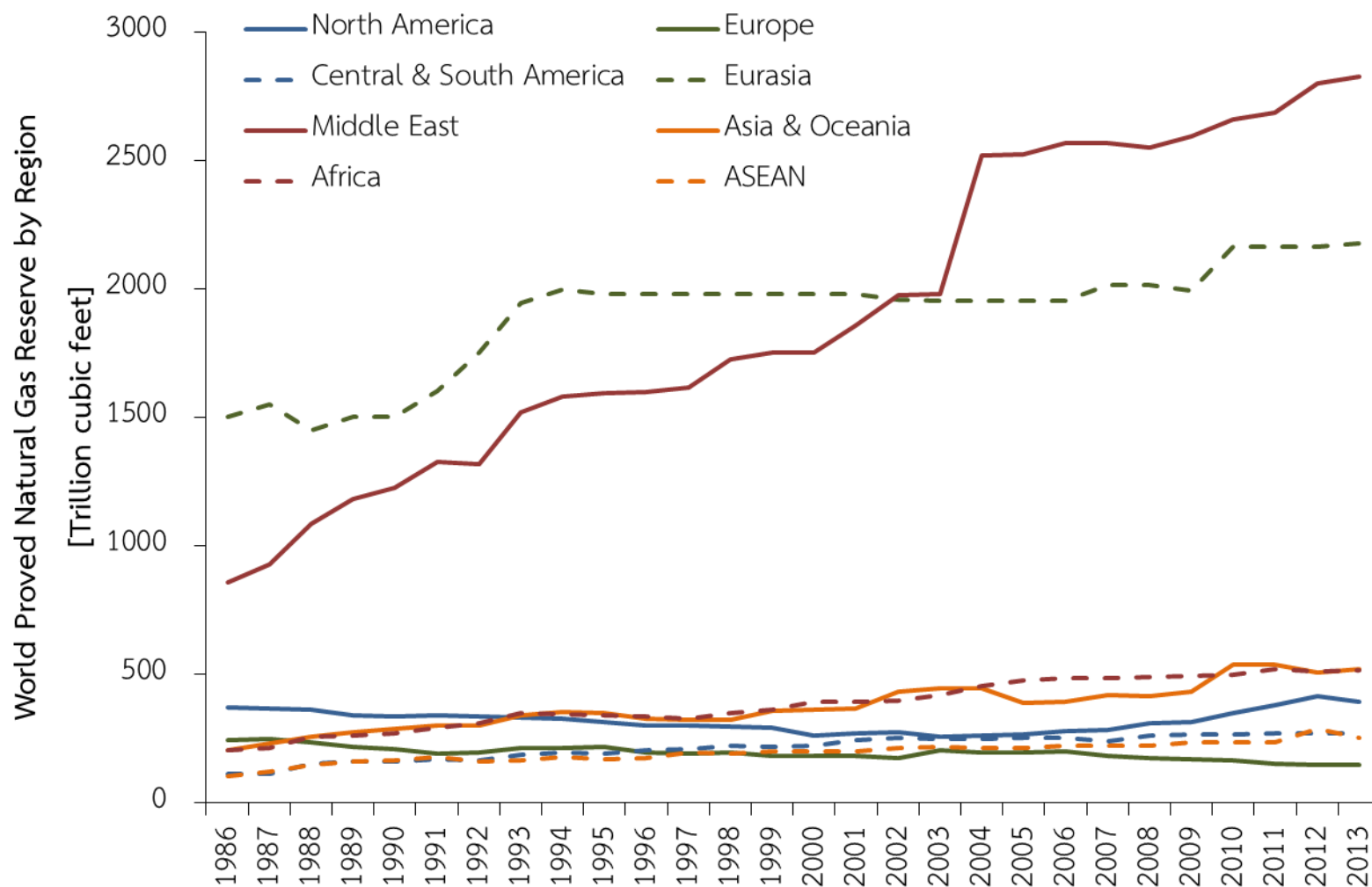
ศักยภาพการพัฒนาก๊าซธรรมชาติของโลก

Recoverable natural gas resource – end of 2012 (TCM)

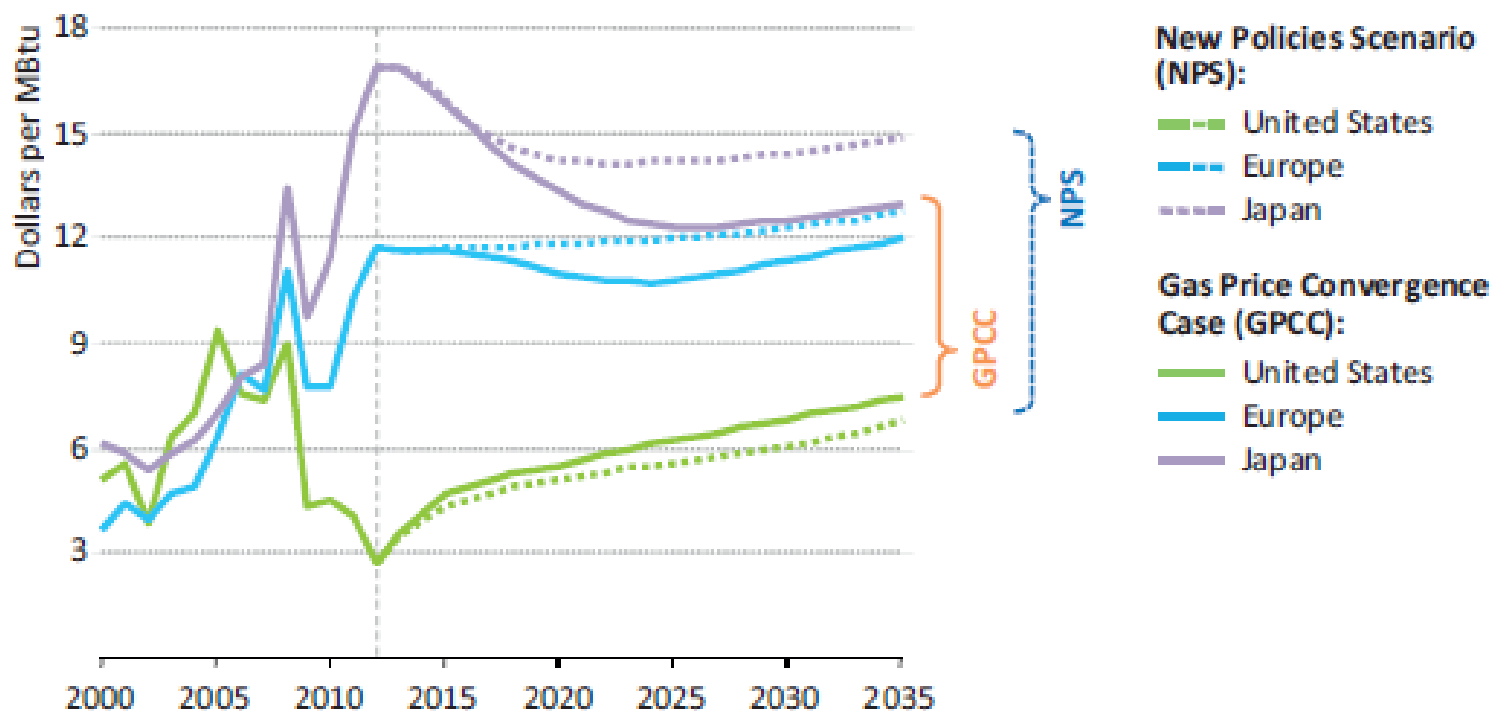
	Conventional	Unconventional			Sub-total	Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane		
E. Europe/Eurasia	143	11	15	20	46	190
Middle East	124	9	4	-	13	137
Asia-Pacific	44	21	53	21	95	138
OECD Americas	46	11	48	7	66	112
Africa	52	10	39	0	49	101
Latin America	32	15	40	-	55	86
OECD Europe	26	4	13	2	19	46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

Notes: Remaining resources comprise known reserves, reserves growth and undiscovered resources. Unconventional gas resources in regions that are richly endowed with conventional gas, such as Eurasia or the Middle East, are often poorly known and could be much larger. Sources: BGR (2012); US EIA (2013); USGS (2000); USGS (2012a and 2012b); IEA databases and analysis.

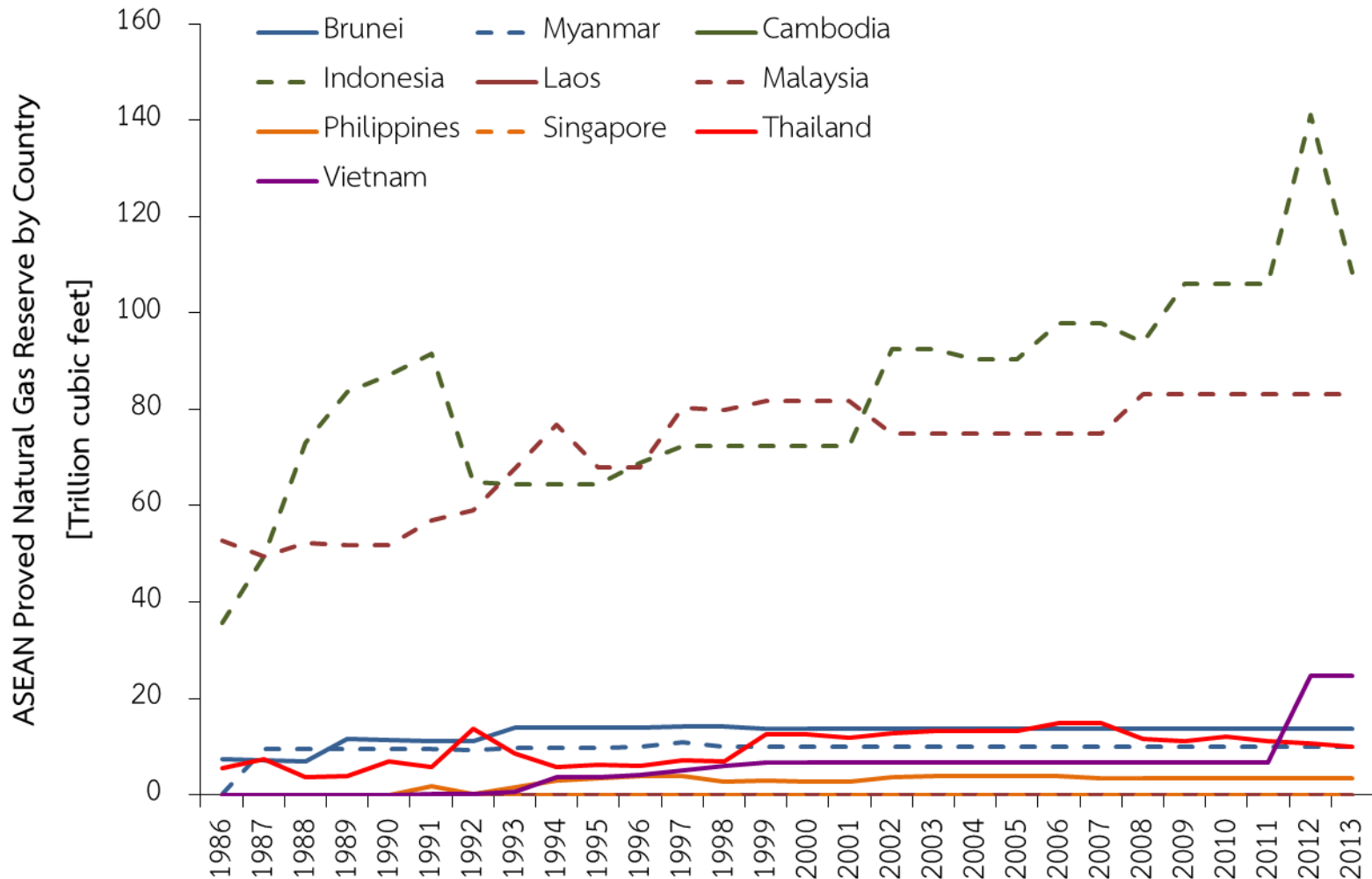
ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของโลก



แนวโน้มราคาอ้างอิงก๊าซธรรมชาติในอนาคต

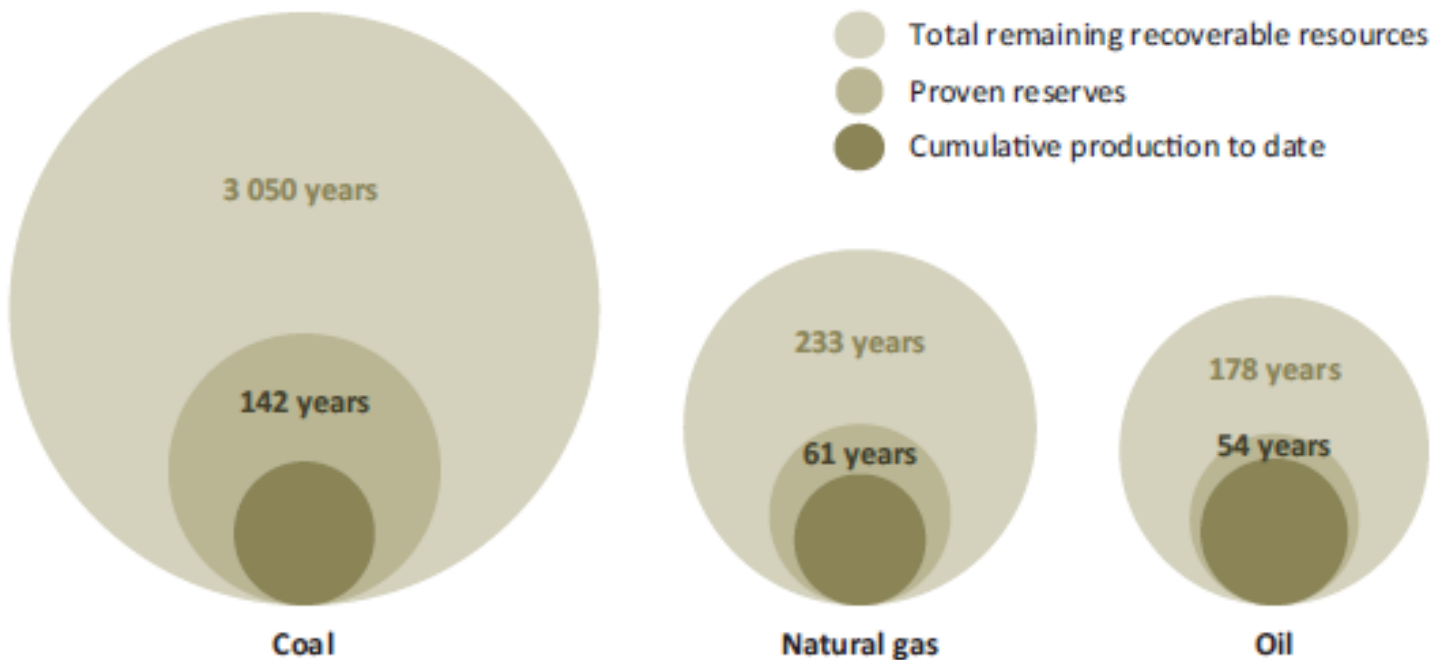


ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในอาเซียน



ภาพรวมศักยภาพการพัฒนาปิโตรเลียมและถ่านหินของโลก

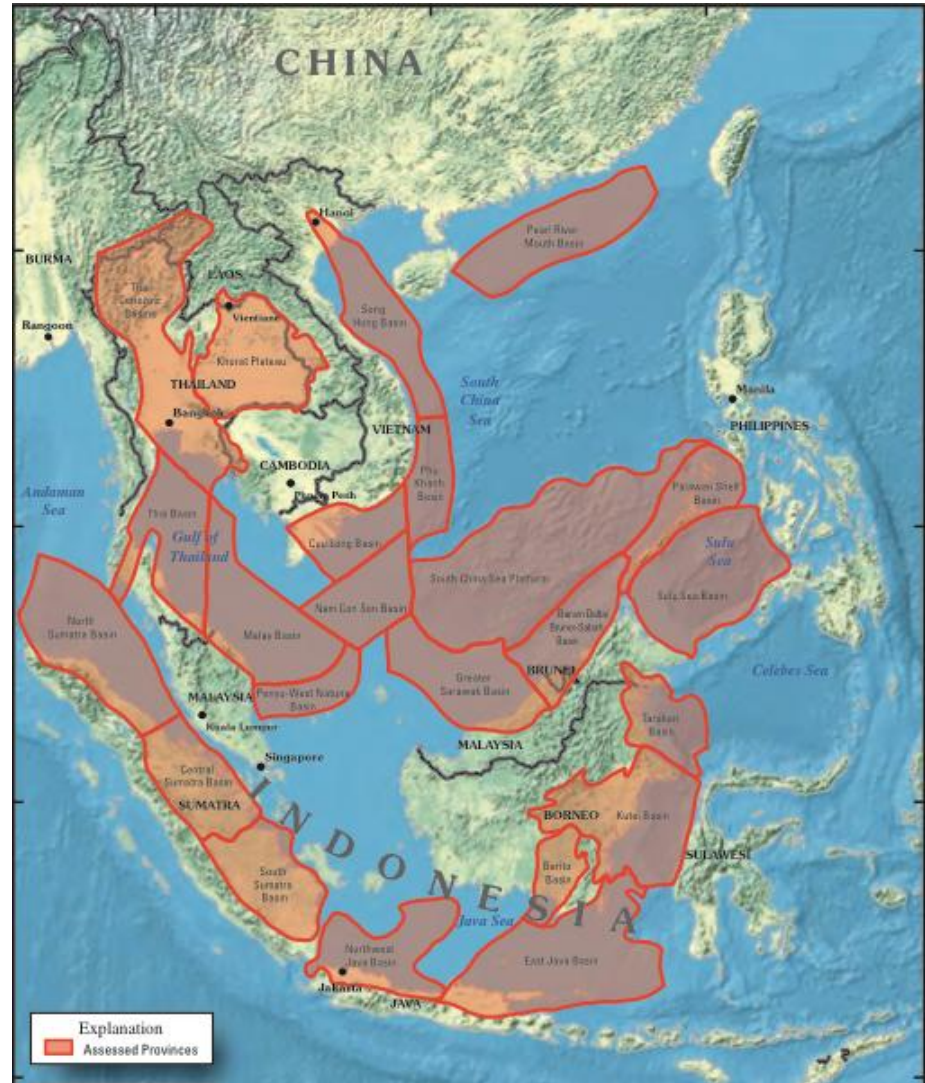
การพัฒนา Recoverable resources คู่ Proven reserves เป็นความท้าทายในอนาคต



Notes: All bubbles are expressed as a number of years of production based on estimated production in 2013. The size of the bubble for total remaining recoverable resources of coal is illustrative and is not proportional to the others. The figure specifies the status of reserves for coal as of end-2011, and gas and oil as of end-2012. Sources: BGR (2012); O&GJ (2012); USGS (2000, 2012a and 2012b); IEA estimates and analysis.

ศักยภาพการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมของไทย

ปริมาณน้ำมันและก๊าซที่ยังไม่ถูกสำรวจ



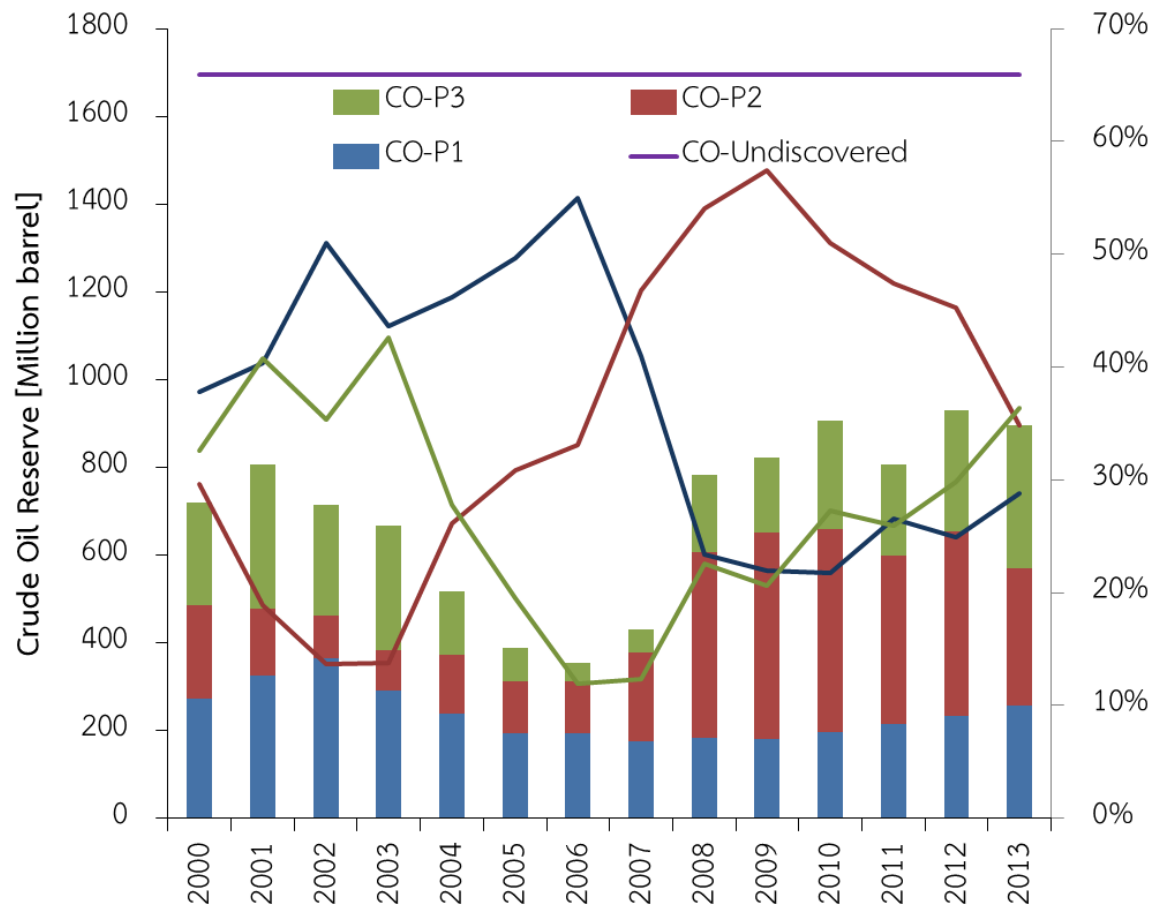
Source: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of Southeast Asia, USUG, 2010.

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยรวมทั้งพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย ณ สิ้นปี 2555

ปริมาณสำรอง	พิสูจน์แล้ว	ยังไม่ได้พิสูจน์	
	Proved reserve	Probable reserve	Possible reserve
ก๊าซธรรมชาติ (พ่นล้นลบ.ฟุต)	9,038.92	9,573.19	4,671.33
ก๊าซธรรมชาติเหลว (ล้านบาร์เรล)	216.76	283.90	2,584.00
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	232.02	420.70	277.27

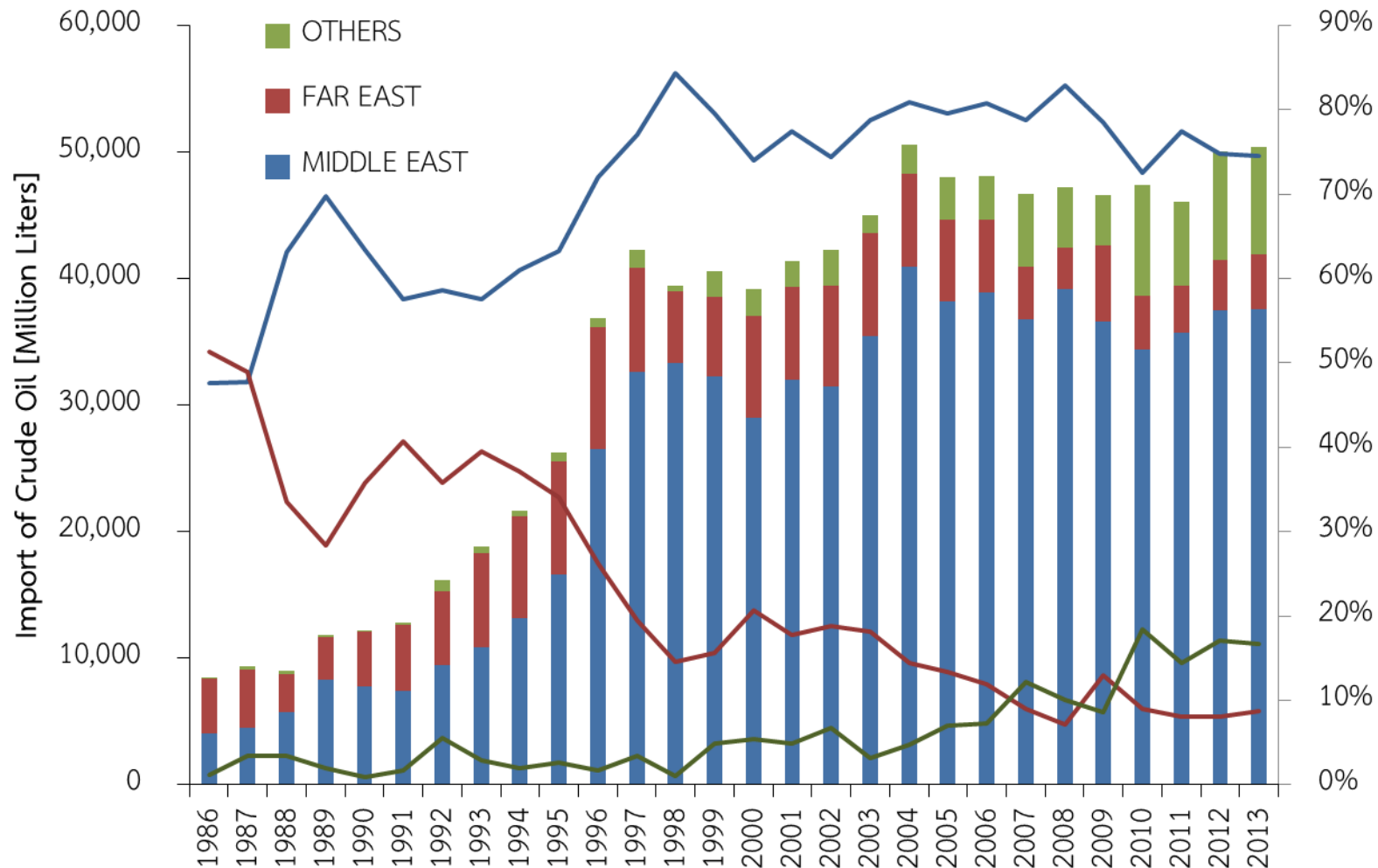
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบของประเทศไทย



Source: 1. Department of Mineral Fuels, 2013

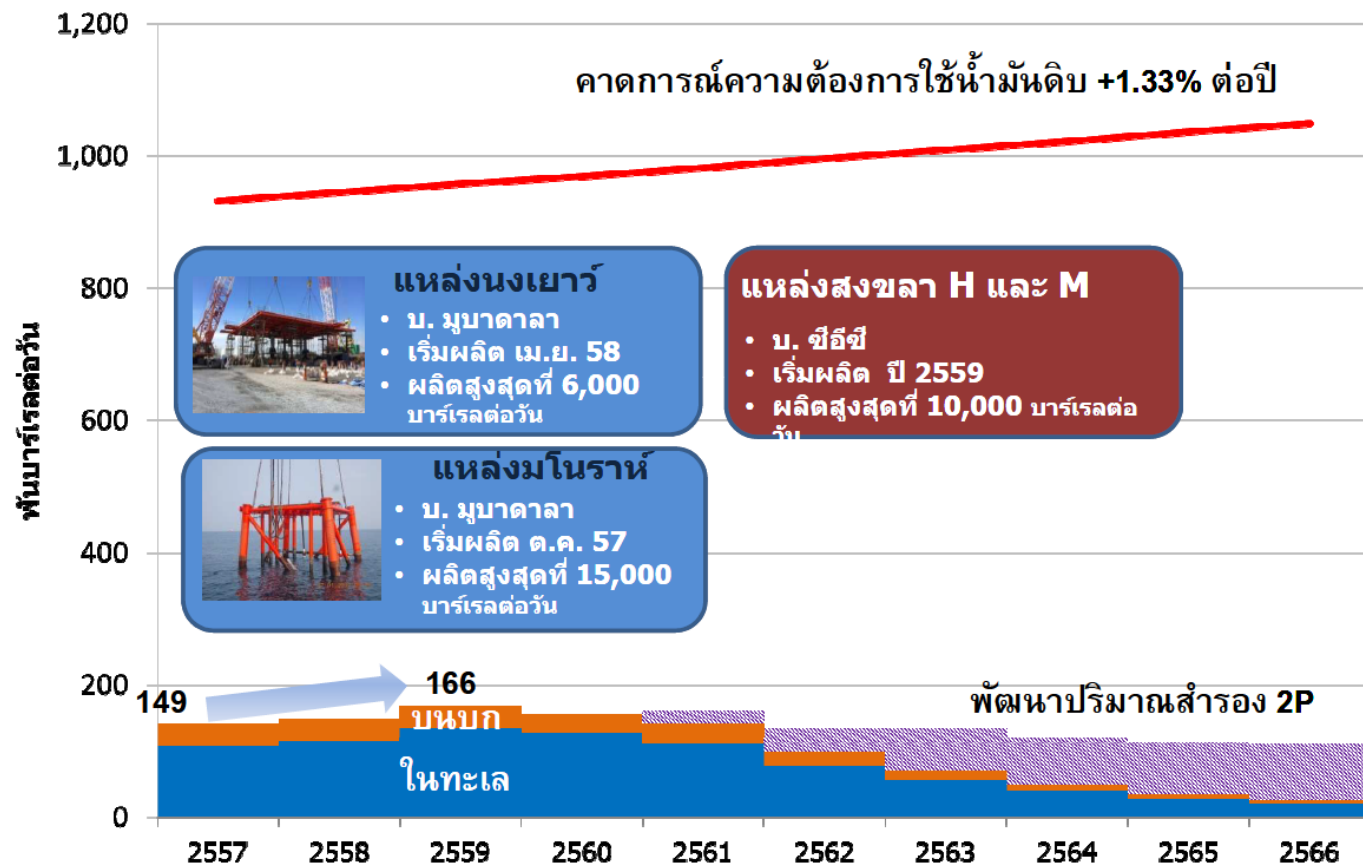
2. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of Southeast Asia, USUG, 2010.

ปริมาณและแหล่งนำเข้าน้ำมันดิบของไทย

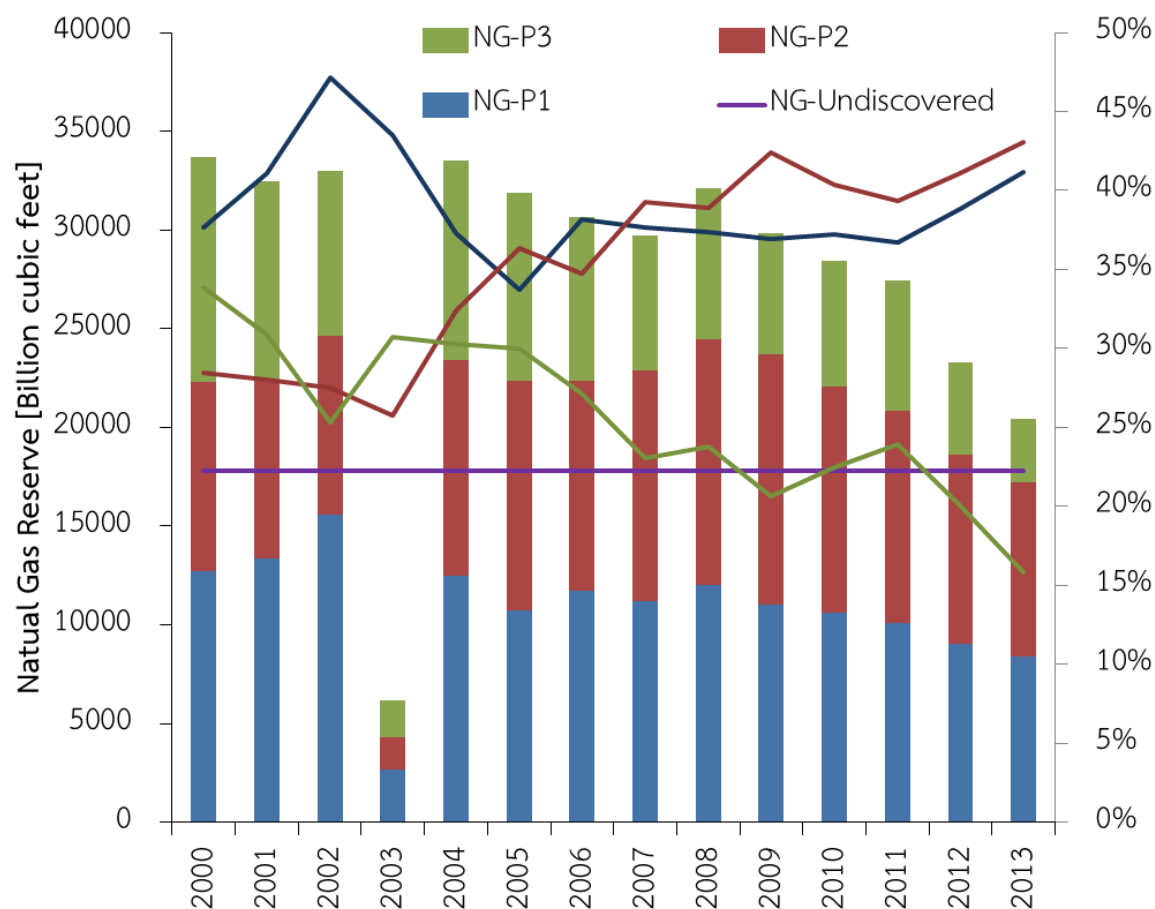


แนวโน้มการผลิตน้ำมันดิบของไทยในอนาคต

อัตราการผลิตน้ำมันดิบและแนวโน้มในอนาคต (2557-2566)



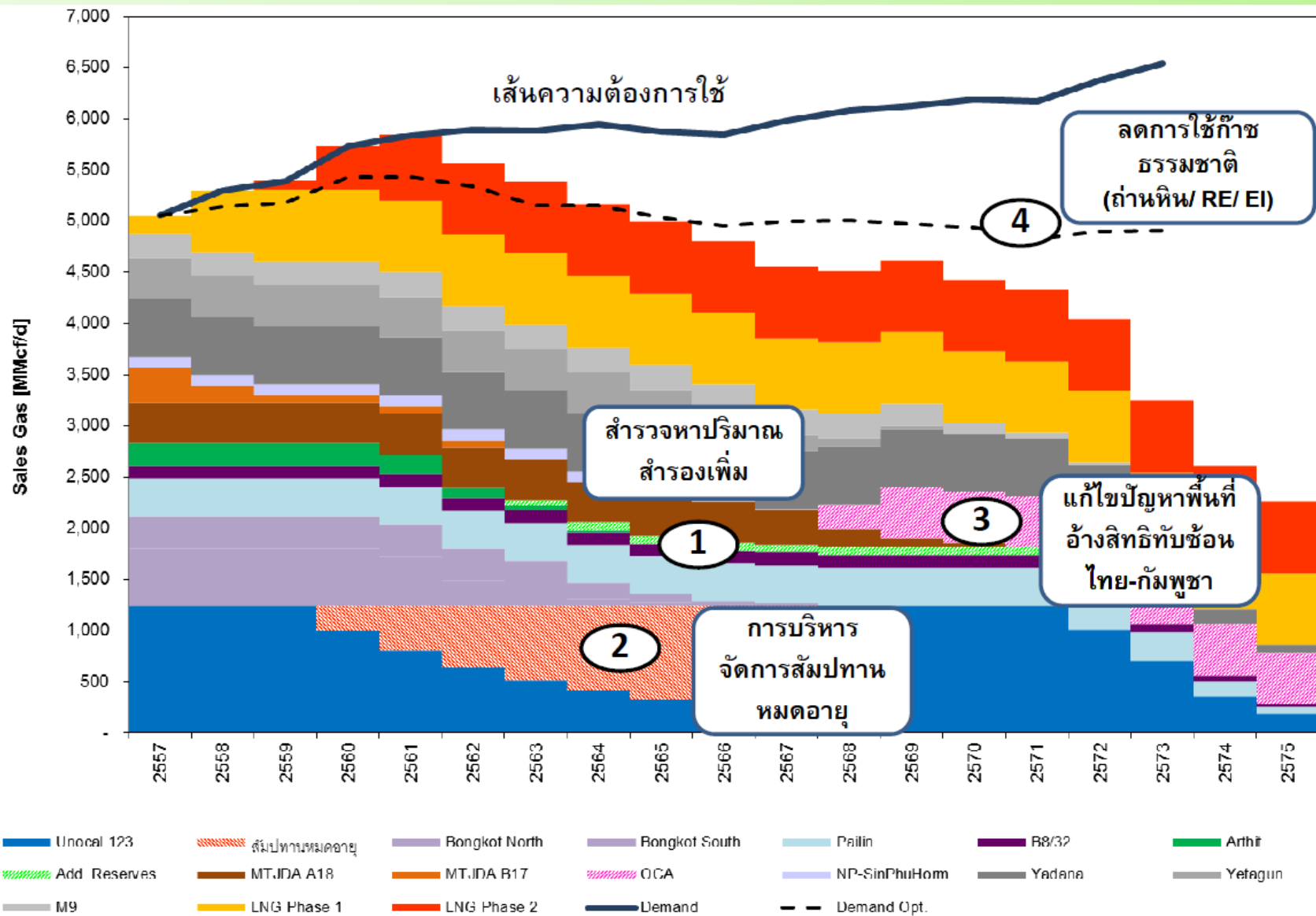
ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย



Source: 1. Department of Mineral Fuels, 2013

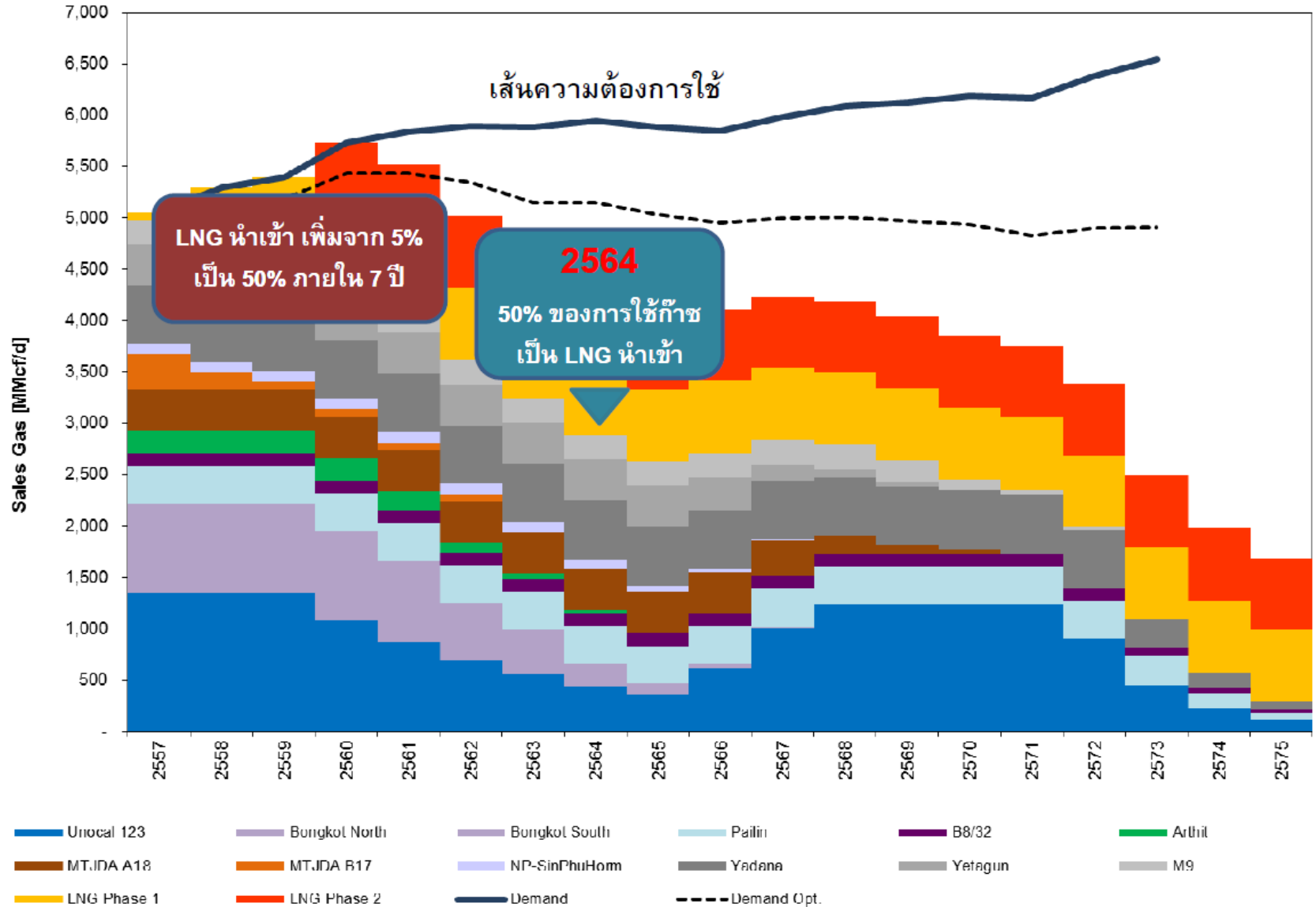
2. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of Southeast Asia, USUG, 2010.

แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว - กรณีเยี่ยม



ที่มา: เอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็น "ทิศทางการพลังงานไทย" กระทรวงพลังงาน 29 ส.ค. 2557

แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว - กรณีย่อย



ประเด็นหารือ 1: ศักยภาพการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมของไทย

- ควรใช้ปริมาณสำรองระดับใด (1P หรือ 2P) สำหรับการกำหนดสมมติฐานในภาพอนาคตกรณีอ้างอิง (Reference scenario)
- ในมุมมองเชิงบวก (Alternative scenario) จากเทคโนโลยี E&P ที่มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพื่อสร้างความมั่นคงด้านการจัดหาปิโตรเลียมของไทยทั้งในและต่างประเทศในอนาคต คาดว่าจะมีมากขึ้นอย่างน้อยเพียงใด
- ในเชิงธุรกิจ การลดการพึ่งพาการนำเข้าปิโตรเลียมจากประเทศในตะวันออกกลางหรือกลุ่มประเทศที่มีความเสี่ยงมีความเป็นไปได้มากขึ้นเพียงใด เช่น การเพิ่มสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบจากแอฟริกาและตะวันออกไกล การนำเข้า LNG จากออสเตรเลีย เป็นต้น

ประเด็นหารือ 2: การจัดการและนำเข้า LNG

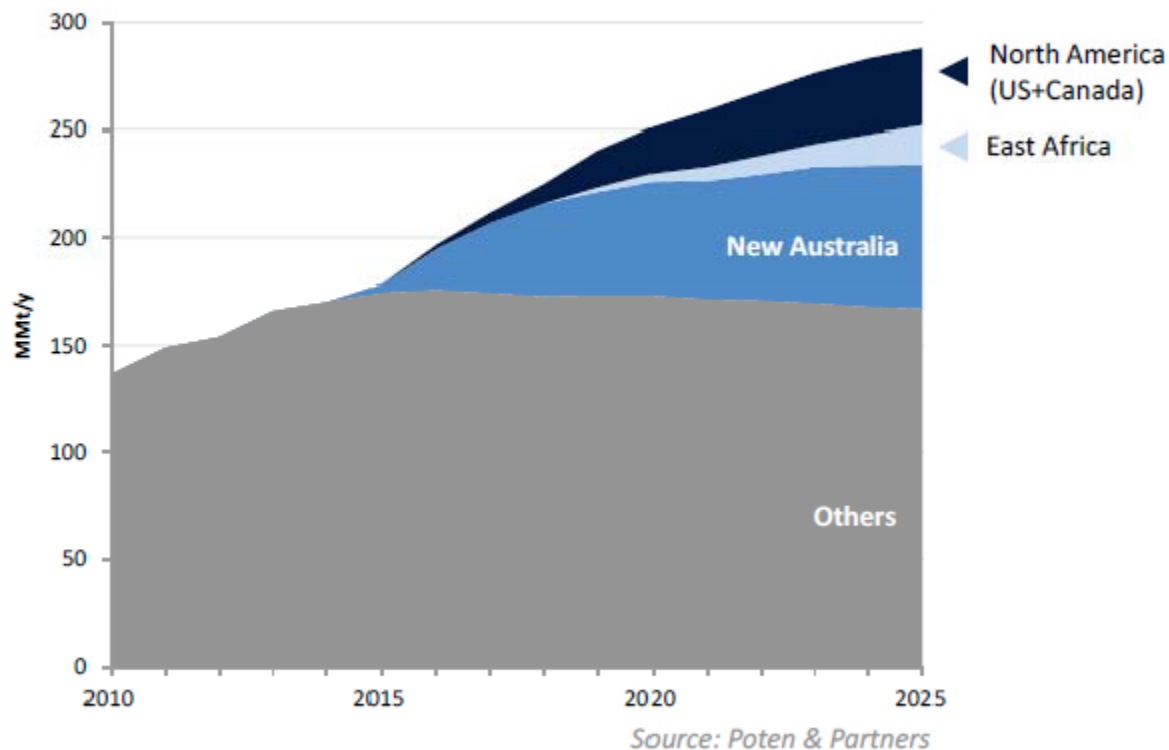
LNG Market Update

- ตลาด LNG เริ่มกลับมาคึกคักมากขึ้น โครงการของ Exxon Mobil มูลค่า 19,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปาปัวนิวกินี เริ่มดำเนินการเมื่อ 25 พ.ค. ผ่านมา
- สัดส่วน LNG ในการจัดหาก๊าซของโลกคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจาก 15-20% ในปัจจุบันเป็น 30% ในปี 2016
- ออสเตรเลียมี 7 โครงการที่กำลังอยู่ระหว่างการก่อสร้าง คิดเป็นกำลังผลิต 80,000 bcm/yr ออสเตรเลียจะกลายเป็นผู้ส่งออกก๊าซรายใหญ่ที่สุดแซงหน้ากาตาร์ภายในปี 2016
- รัสเซียมีเป้าหมายจะเพิ่มสัดส่วนของ LNG เพิ่มขึ้นจาก 5% ในปัจจุบันสู่ 20% ภายในปี 2030
- สหรัฐได้เปลี่ยน Receiving terminal มาใช้เพื่อการส่งออก Sabine Pass สถานีใหญ่แห่งแรกจะเริ่มส่งออกได้ในปี 2016 รวมถึงอีก 4 แห่งจะทยอยดำเนินการ คาดว่าสหรัฐจะส่งออกได้ราว 75 bcm ภายในปี 2018
- สิงคโปร์ได้ลงทุนพัฒนา LNG terminal ราว 1,700 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีแผนจะพัฒนาเพิ่มเพื่อการเป็นศูนย์กลางการค้าขายก๊าซในภูมิภาค
- ประเทศที่นำเข้า LNG เพิ่มขึ้นจาก 29 ประเทศในปัจจุบันไปเป็น 50 ประเทศภายในปี 2020 หลายประเทศที่เคยส่งออกได้หยุดการส่งออก LNG เพื่อรับมือกับการใช้ที่เพิ่มขึ้น (อินโดนีเซีย แอลจีเรีย อียิปต์)
- 2030 ความต้องการก๊าซ LNG ทั่วโลกเพิ่มขึ้นเกือบสองเท่าจากปี 2012 โดยมาจากการผลิตไฟฟ้าในเอเชีย

Source: “Liquefied natural gas, Bubbling up, An international gas market is developing. Buyers will gain more than sellers”,
The Economist (the print edition), May 31st 2014

LNG Market Update

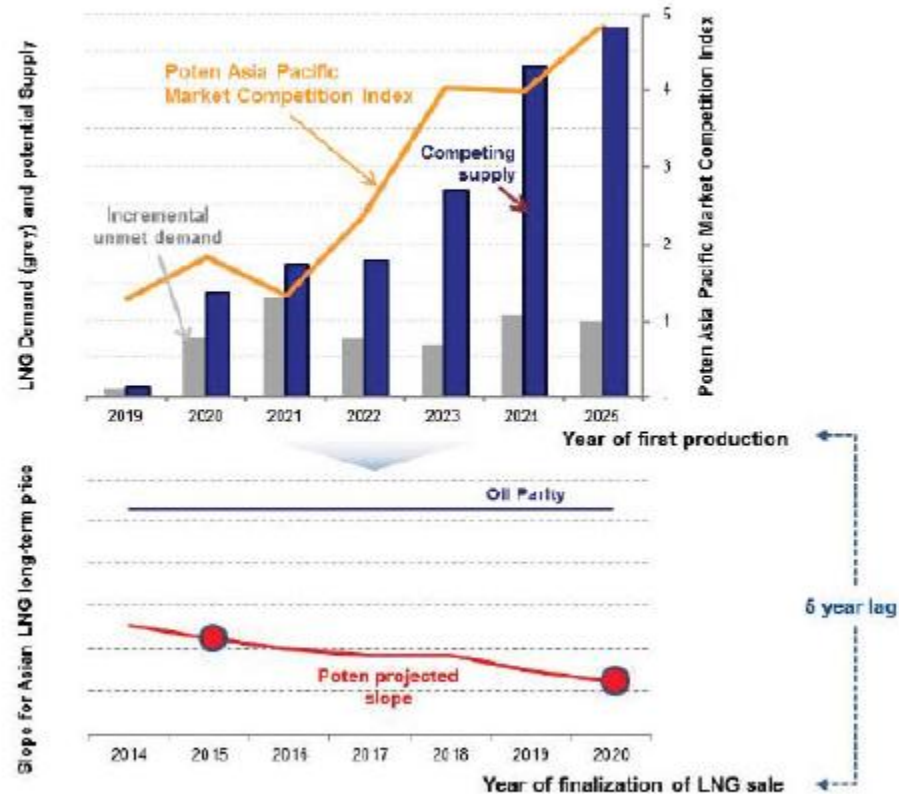
LNG Supplies into Asia – New Australian Supplies Remain the Major Contributor to Asian Market



Source: LNG: 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17)/
Will LNG Exports From North America/East Africa Drive Global price Integration/ Kyoichi Miyazaki

LNG Market Update

Increased Competition for the Asian Market Lowers Long Term Contract Price after 2020



Source: Poten & Partners

Source: LNG: 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17)/
Will LNG Exports From North America/East Africa Drive Global price Integration/ Kyoichi Miyazaki

LNG Market Update

Conclusion

- **The increase in LNG exports from N. America and East Africa will not cause Asian LNG prices to materially delink from oil indexation**
 - The real issue for new supply projects will be cost competitiveness and an ability to provide a **lower slope** in oil price indexation to anchor Asian buyers.
- **New Pricing mechanisms – anywhere between a traditional oil linkage and a HH linkage – are emerging.**
 - Players are trying to achieve **hybrid pricing mechanism** in their long-term contracts.
 - Some portfolio suppliers are considering **price diversification** in case oil price goes down and HH price goes up. ie. **some oil-linked and some HH-linked.**
 - A **"Stress Test"** analysis:
 - When oil goes down to **65\$/BLL** and HH goes up to **\$4.5/MMBTU**, **HH – linked contract prices to Asian market could be higher than oil – priced indexed ones.**
 - But will oil ever go down to 65\$/BLL in the foreseeable future even though HH price at 4.5\$/MMBTU is common?
- **A local Asian gas – to – gas market price will not develop as an alternative for pricing LNG in the near to medium term future.**

ประเด็นหารือ 2: การจัดหาและนำเข้า LNG

- ประเทศไทยในฐานะผู้นำเข้า LNG จะได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ด้านการจัดหา ก๊าซและความไม่สงบในประเทศผู้ส่งออกก๊าซฯ (เช่น ตะวันออกกลาง รัสเซีย และ EU) อย่างไร
- ประเทศไทยควรมีกลยุทธ์ในการนำเข้า LNG อย่างไร (เน้นกระจายแหล่งนำเข้าและความมั่นคง V.S. เน้นด้านราคาเป็นหลัก)

ประเด็นหารือ 3:
แนวโน้มการขยายกำลังการผลิตโรงกลั่นและโรงแยกก๊าซ

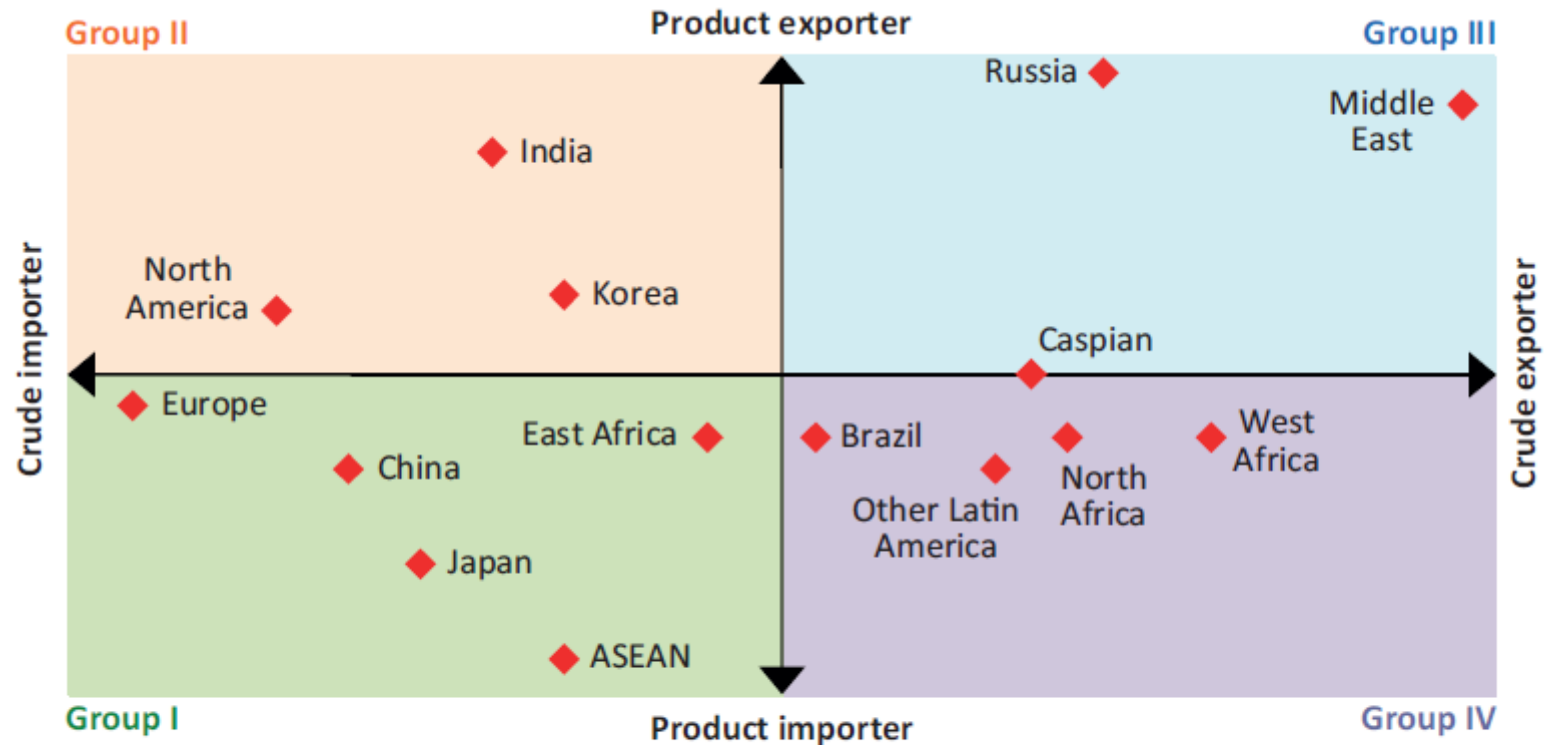
แนวโน้มการเพิ่ม/ลดกำลังการผลิตโรงกลั่นของโลก

Table 16.2 ▶ **World refining capacity and refinery runs in the New Policies Scenario** (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

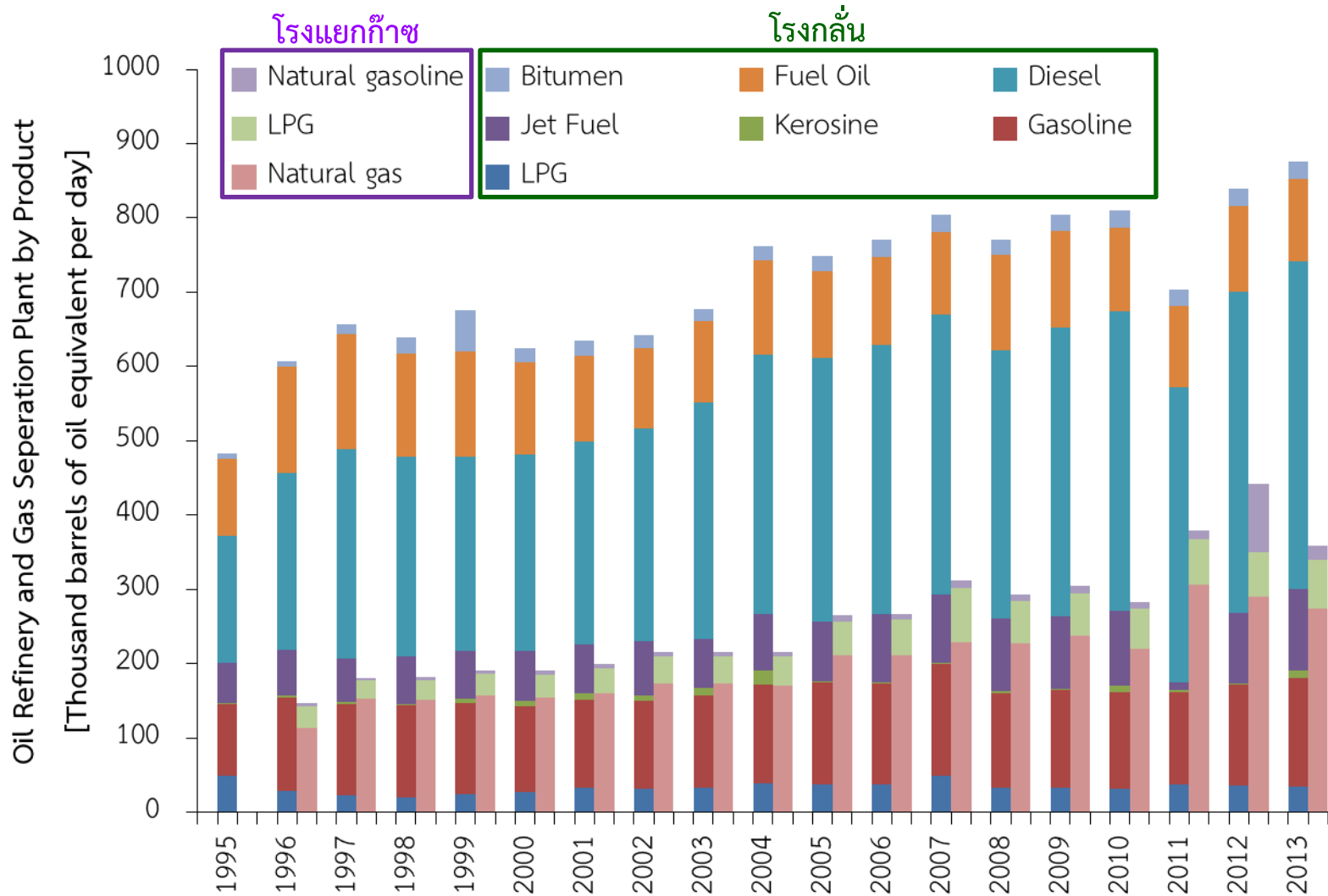
Note: "Capacity at risk" is defined for each region as the difference between refinery capacity, on one hand, and refinery runs, on the other, with the latter including a 14% allowance for downtime.

สถานการณ์การนำเข้า/ส่งออก น้ำมันดิบ V.S. น้ำมันสำเร็จรูป (ปี 2012)

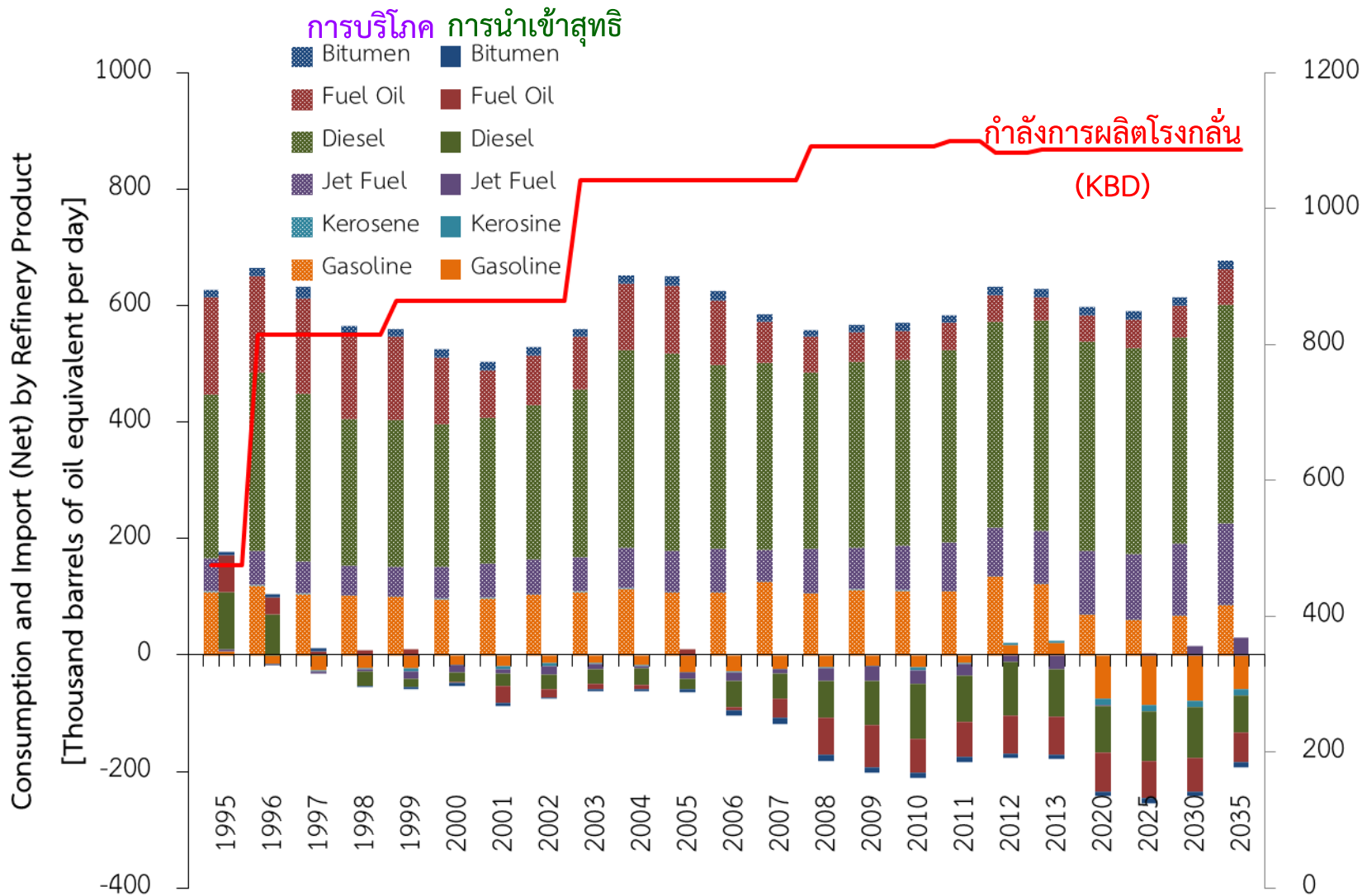


Notes: The position of countries on each axis provides an indicative sense of their trading volume relative to the largest importer or exporter. The East African net crude import position is due to inclusion of South Africa. Oil products include both refinery and NGL fractionation products.

ปริมาณการผลิตจากโรงกลั่นและโรงแยกฯ

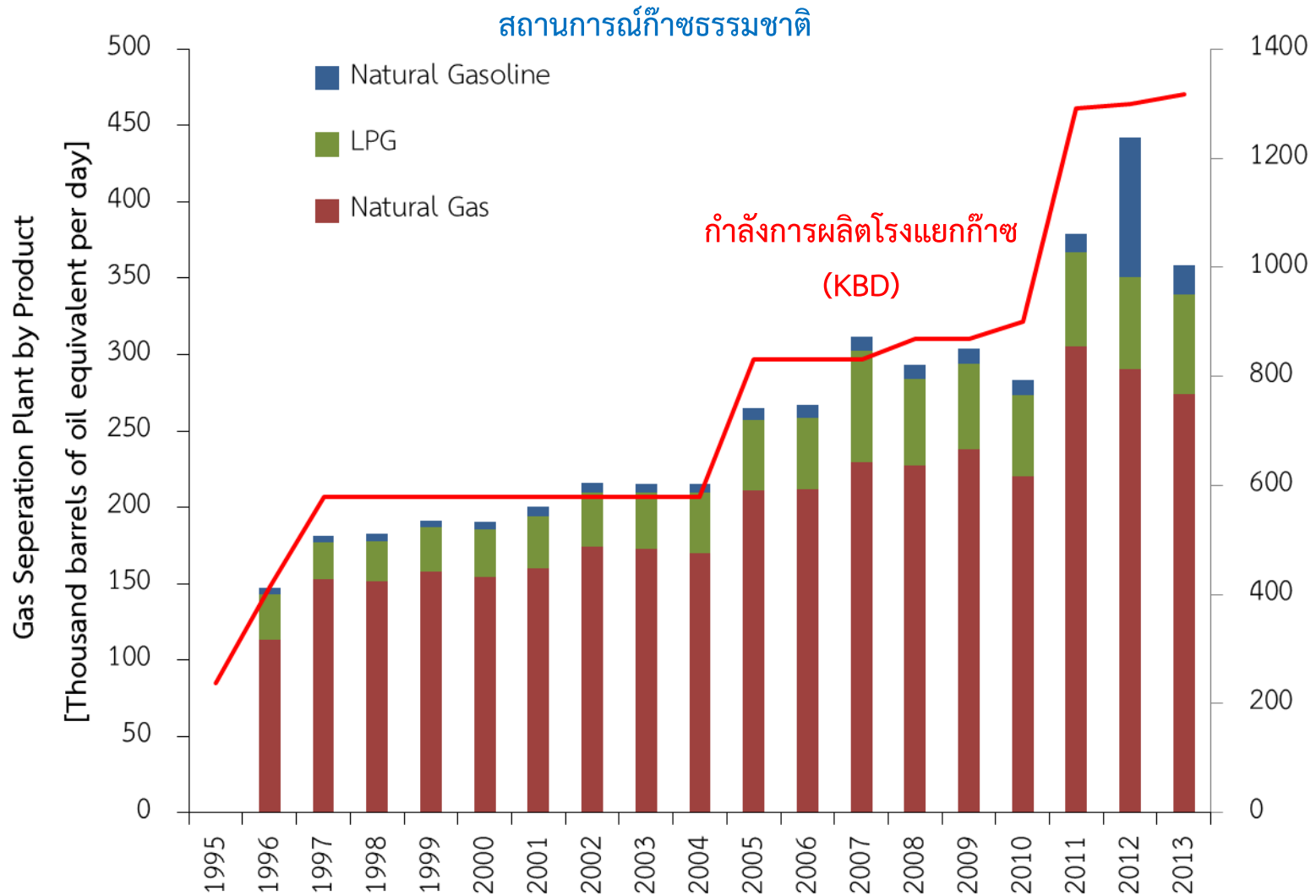


ความต้องการน้ำมันสำเร็จรูป V.S. กำลังการผลิตโรงกลั่น

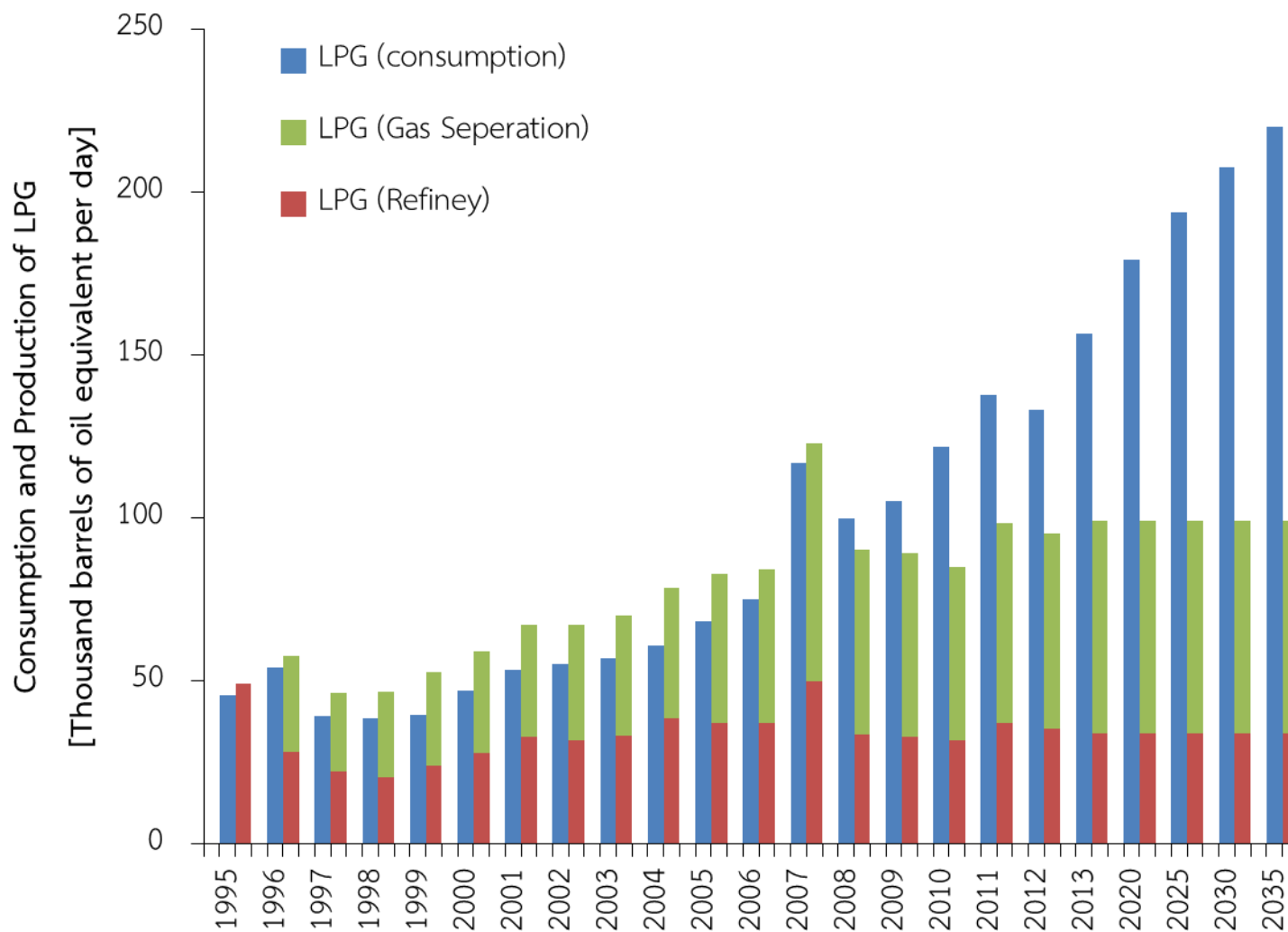


Source: DOEB, EPPO

ปริมาณการผลิต V.S. กำลังการผลิตโรงแยกก๊าซ

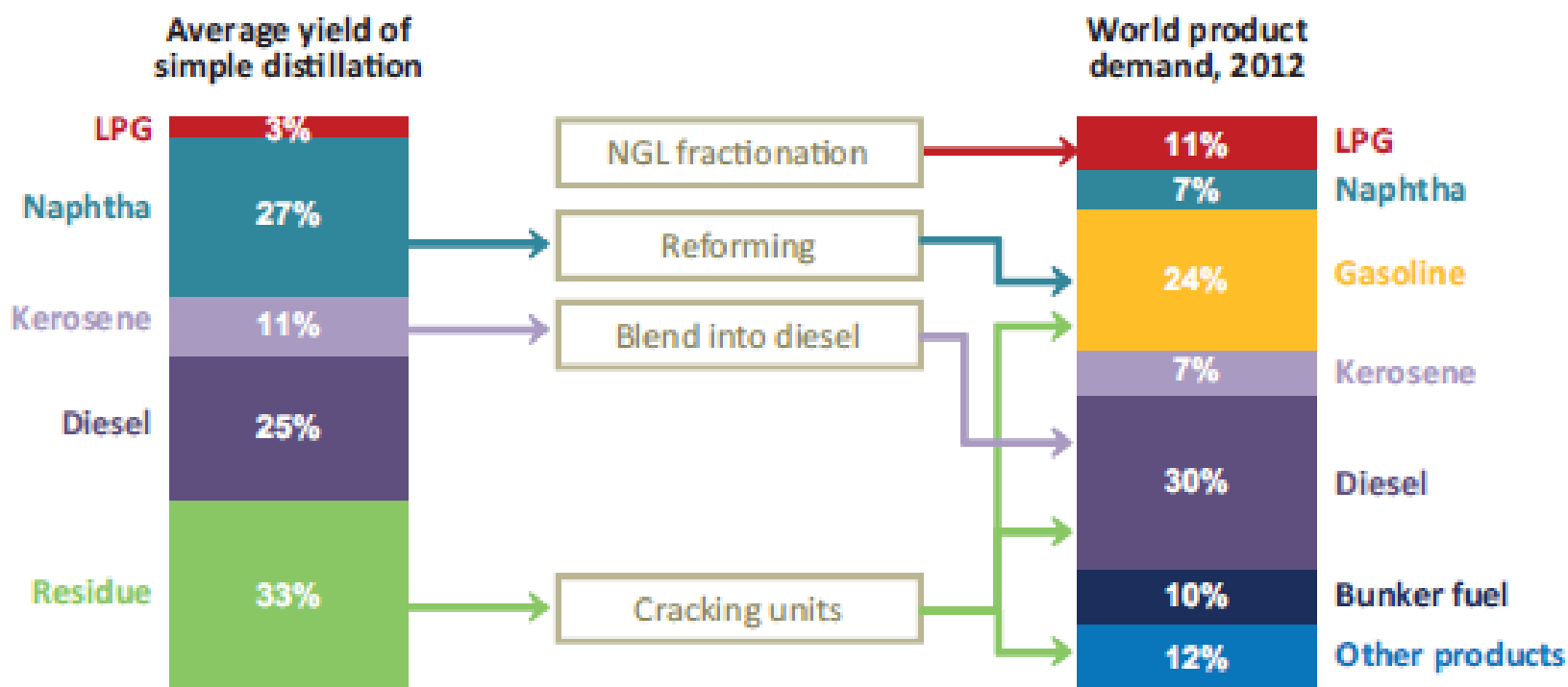


ความต้องการ V.S. ศักยภาพการผลิต LPG

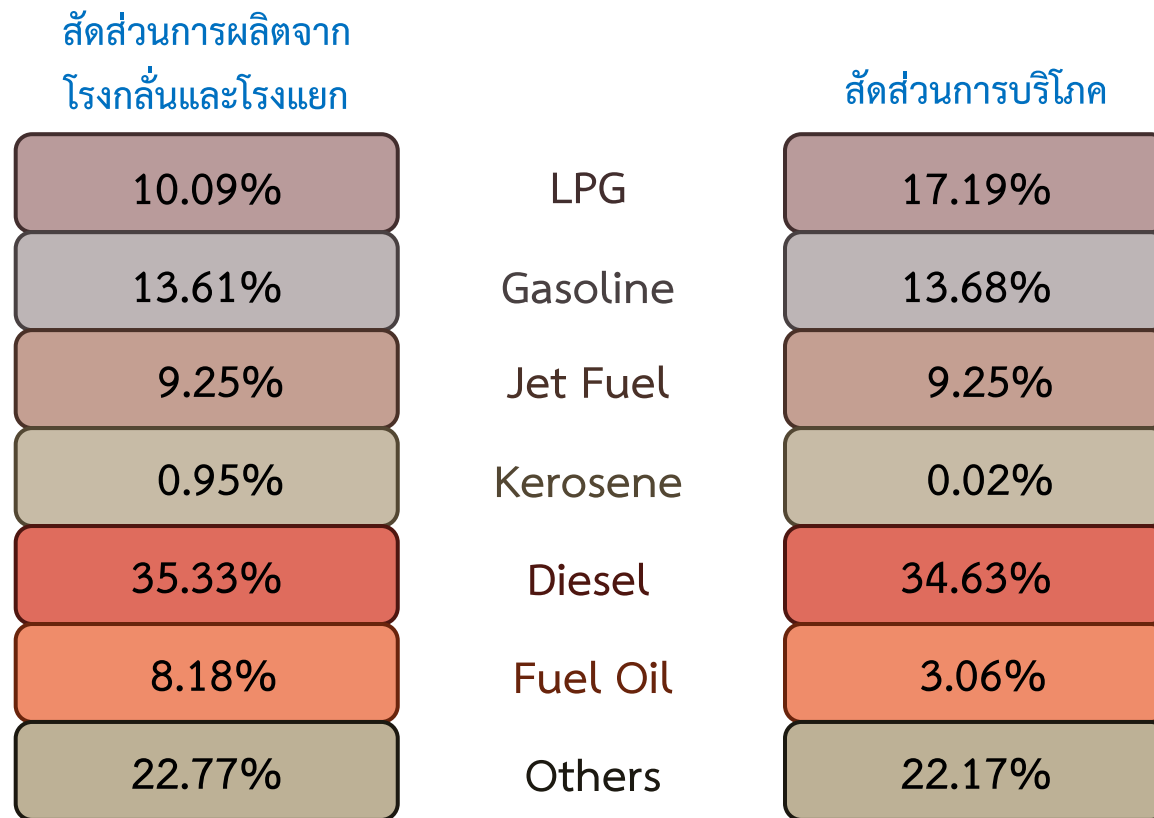


ความต้องการ V.S. ศักยภาพการผลิต LPG

แนวทางการปรับสัดส่วนการกลั่นของโรงกลั่น



สัดส่วนการกลั่น V.S. ความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปของไทย



ประเด็นหารือ 3:

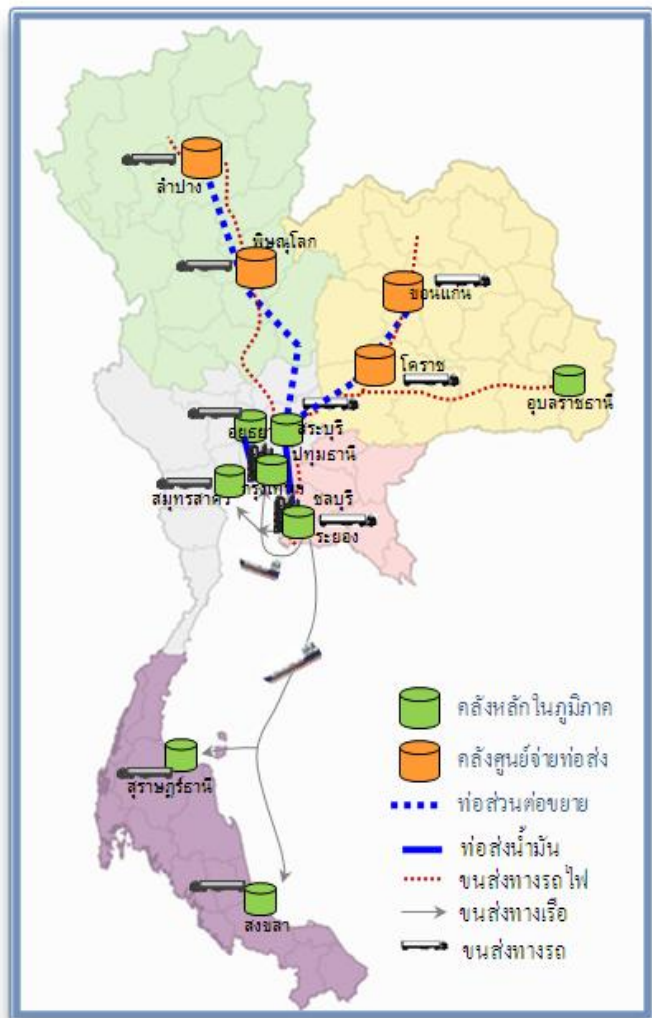
แนวโน้มการขยายกำลังการผลิตโรงกลั่นและโรงแยกก๊าซ

- มุมมองสำหรับธุรกิจโรงกลั่นและโรงแยกก๊าซจนถึงปี 2579 เป็นเช่นไร
- หากความต้องการผลิตภัณฑ์ในอนาคตเพิ่มสูงขึ้นมากกว่ากำลังการผลิต ประเทศไทยควรมีนโยบายที่จะขยายกำลังการผลิตหรือไม่ (ขยายกำลังการผลิต V.S. นำเข้าผลิตภัณฑ์) – ประเทศไทยควรปรับเปลี่ยนบทบาทจากปัจจุบันนำเข้าน้ำมันดิบเพื่อกลั่นใช้ในประเทศหรือไม่
- การปรับสัดส่วนการผลิตผลิตภัณฑ์ให้สอดคล้องกับความต้องการในประเทศ และ/หรือความต้องการของตลาดโลก มีความจำเป็นหรือไม่ ในทางเทคนิคและในมุมมองเชิงธุรกิจมีข้อจำกัดในการดำเนินการมากน้อยเพียงใด

ประเด็นหารือ 4:

การพัฒนาระบบขนส่งทางท่อ

แนวคิดการพัฒนาระบบท่อน้ำมัน



ความเหมาะสม	กรณีฐาน	ทางเลือก 1: คลังร่วม	ทางเลือก 2: ต่อขยายท่อ
การศึกษาวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านการใช้พลังงาน และ ด้านความมั่นคงการขนส่งน้ำมันโดยแบบจำลองคณิตศาสตร์			
•ด้านเศรษฐศาสตร์ : ค่าใช้จ่ายขนส่งน้ำมัน (ปี 2556)	17,334 ล้านบาท/ปี	16,695 ล้านบาท/ปี (ประหยัดรวม15ปี=10,910 ลบ.)	15,763 ล้านบาท/ปี (ประหยัดรวม15ปี=19,125 ลบ.)
•ด้านการใช้พลังงาน : ค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน (ปี2556)	4,638 ล้านบาท/ปี	4,439 ล้านบาท/ปี (ประหยัดรวม15ปี=3,246 ลบ.)	3,327 ล้านบาท/ปี (ประหยัดรวม15ปี=15,009 ลบ.)
•สัดส่วนปริมาณการขนส่ง*: เรือ/ท่อ/รถ ไฟ/รถ (ปี2556)	47 : 31 : 4 : 18	44 : 37 : 3 : 16	38 : 57 : 0 : 5
การศึกษาวิเคราะห์ด้านสังคม : พังเมือง ผลกระทบความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม และความเห็นชุมชนโดยผู้ชำนาญการ			
•พังเมืองและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	ผลกระทบมากที่สุด : คลังปัจจุบันอยู่ในเขตเมือง, จำนวนเที่ยววิ่งและระยะทางรถสูงสุด	ผลกระทบปานกลาง : ใช้คลังเดิม, ระยะทางขนส่งโดยรถลดลง	ผลกระทบน้อยสุด : คลังใหม่อยู่นอกเมือง, ขนส่งผ่านระบบท่อ, รถขนส่งน้อยที่สุด
•ความเห็นของชุมชน	คลังมีผลกระทบชุมชนมากที่สุด	มีผลกระทบชุมชนปานกลาง	มีผลกระทบชุมชนน้อยสุด
สรุปเปรียบเทียบทางเลือก	(ระบบปัจจุบัน)	ดีปานกลาง	ดีที่สุด

หมายเหตุ : การศึกษาโดยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ใช้ข้อมูลความต้องการน้ำมันจริงปี 2556
(* ปริมาณการขนส่ง ประกอบด้วยปริมาณน้ำมันและระยะทางที่ทำการขนส่ง)

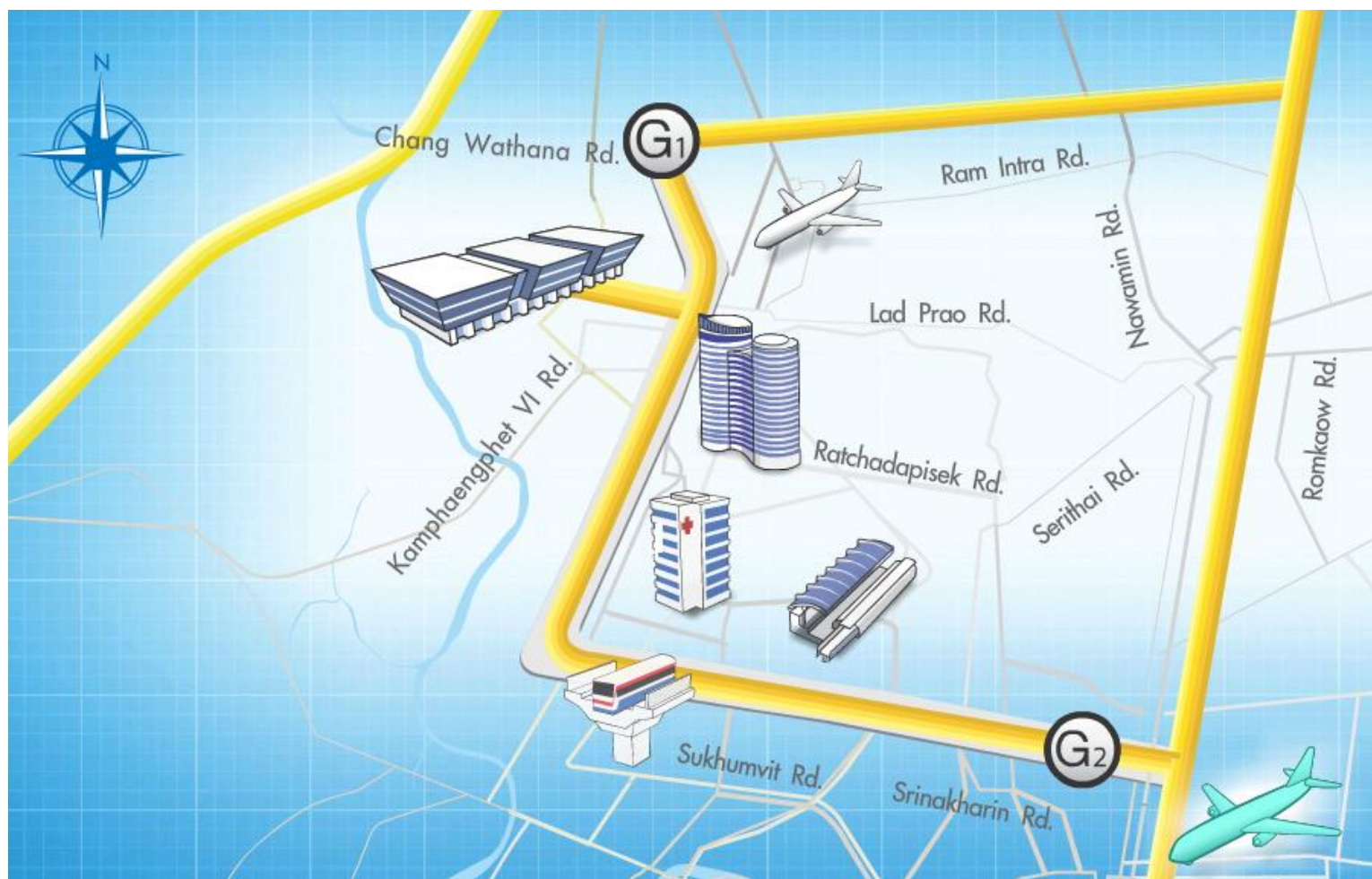
**** ปัจจุบัน ธพ. กำลังศึกษาทบทวนแนวเส้นทางในการพัฒนาระบบท่อน้ำมันไปยังภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ**

แนวคิดการพัฒนา City gas สำหรับการจัดการพลังงานในเมือง



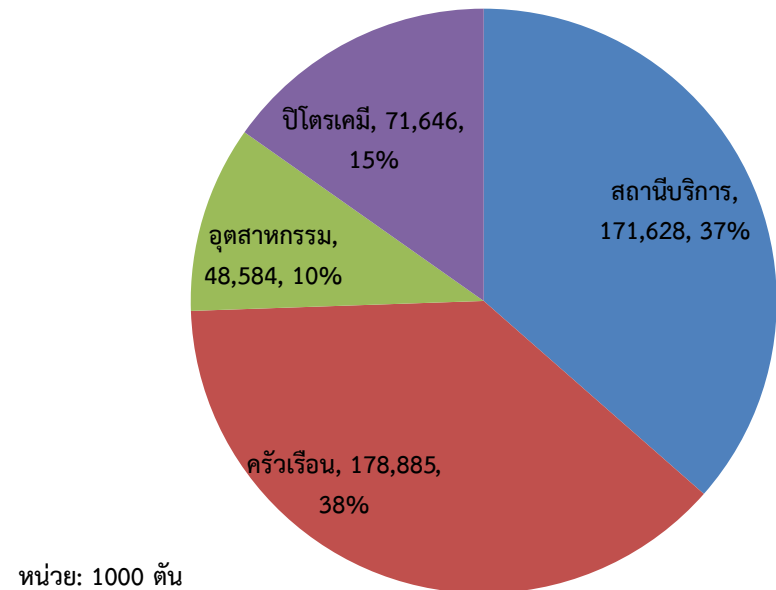
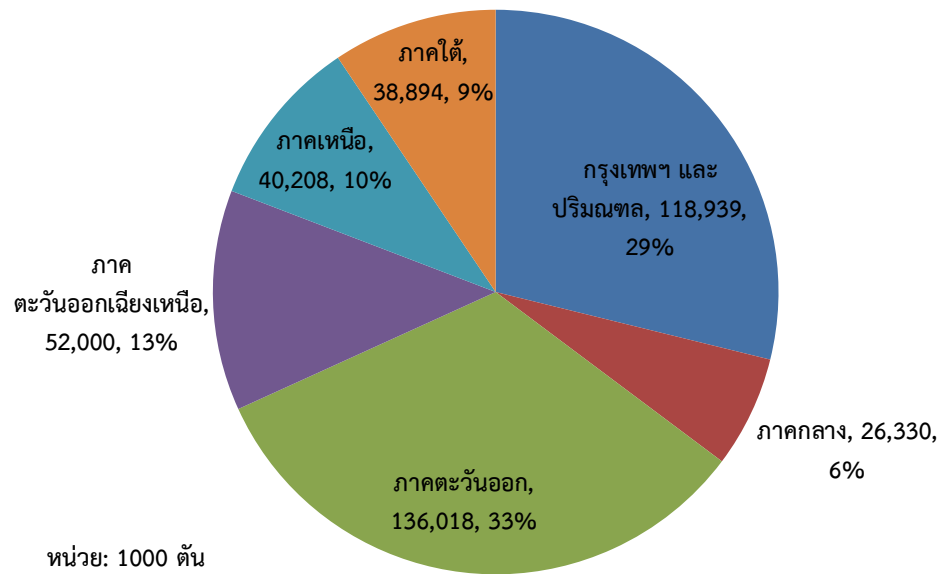
ศักยภาพการพัฒนา City gas ในกรุงเทพฯ

Pipeline Network



ความต้องการใช้ LPG จำแนกตามสาขาการใช้และตามพื้นที่

ปริมาณการใช้ LPG เดือน ก.ค. 2557



ประเด็นหารือ 4:

การพัฒนาระบบท่อน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

- มุมมองสำหรับการพัฒนาขยายระบบท่อน้ำมันสู่ภูมิภาคต่างๆเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยเฉพาะการขนส่งเชื้อเพลิง และโอกาสสำหรับการซื้อขายน้ำมันสำเร็จรูปสู่ประเทศเพื่อนบ้าน
- มุมมองสำหรับการพัฒนาระบบ City gas ในกรุงเทพและหัวเมืองใหญ่ที่มีศักยภาพสำหรับอุตสาหกรรมและอาคารขนาดใหญ่

เอกสารอ้างอิง

1. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556.
2. กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2556.
3. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2556.
4. U.S. Energy Information Administration (EIA), 2013.
5. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of Southeast Asia, 2010.
6. A Review & Classification of Petroleum Resource Base in Thailand, Department of Mineral Resources, 2001.
7. <http://pttweb2.pttplc.com/citygas/en/home.aspx>