บทที่ 2 รายละเอียดโครงการ

บทนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย – มาเลเซีย ซึ่งจะครอบคลุมประเด็นต่อไปนี้

- ความเป็นมาของโครงการ
- ความสอดคล้องของโครงการกับแผนพัฒนาอื่นๆ ของประเทศ
- ความต้องการพลังงานและแหล่งสำรองพลังงาน
- ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ
- วัตถุประสงค์ของโครงการ
- แผนการดำเนินโครงการ
- การพิจารณาทางเลือกของแนวท่อส่งก๊าซ
- รายละเอียดการวางท่อส่งก๊าซในทะเล
- รายละเอียดการวางท่อส่งก๊าซบนบก
- การทดสอบท่อส่งก๊าซ
- การขนส่งท่อส่งก๊าซ
- มาตรฐานการออกแบบ
- สถิติการเกิดอุบัติเหตุท่อส่งก๊าซ
- อายุโครงการ
- การเฝ้าระวัง การตรวจสอบ และการซ่อมแซมบำรุงรักษา
- แผนระงับเหตุฉุกเฉิน

2.1 ความเป็นมาของโครงการ

การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย และบริษัท Petroliam nasional berhad (Petronas หรือ เปโตรนาส) ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติของประเทศไทย และประเทศมาเลเซีย ตามลำดับ ในฐานะผู้ดูแลการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ได้รับมอบหมายจากรัฐบาลให้เป็นผู้แทนในการรับซื้อก๊าซจากพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย - มาเลเซีย ทั้งสองฝ่ายได้ทำการเจรจาในการร่วมซื้อและแสวงหาโอกาสในการร่วมทุนพัฒนาโครงการใช้ประโยชน์จากก๊าซดังกล่าว บนพื้นฐานการแบ่งปันผลประโยชน์อย่างทัดเทียมกัน และลงนามใน Head of agreement (HOA) เมื่อวันที่ 19 กันยายน 2540 ในการซื้อก๊าซฝ่ายละ 50:50 เพื่อนำกลับไปใช้ในประเทศของตน

นอกจากนี้ ทั้งสองฝ่ายได้ตกลงร่วมศึกษาความเป็นไปได้ของการร่วมทุนบนหลักการ 50:50 ในโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย-มาเลเซีย เพื่อเชื่อมโยงแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ กับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลของประเทศไทย และแหล่งก๊าซจากแปลง A-18 กับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกของเปโตรนาสในตอนเหนือของมาเลเซีย รวมทั้งโครงการใช้ประโยชน์จากก๊าซ ซึ่งได้แก่ โครงการโรงแยกก๊าซ โครงการผลิตไฟฟ้า (SPP/IPP)[1] และโครงการจำหน่ายก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม เป็นต้น ในพื้นที่เป้าหมาย ได้แก่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ของไทย และรัฐตอนเหนือของมาเลเซีย ผลการศึกษาชี้ให้เห็นถึงความเป็นไปได้

ลำดับความเป็นมาของโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2522 จนถึงปัจจุบันมีดังนี้

วัน เดือน ปี	ลำดับเหตุการณ์
21ก.พ. 22	รัฐบาลไทยและรัฐบาลมาเลเซียลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU : Memorandum of Understanding) ในการจัดตั้งองค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย (MTJA : Malaysia - Thailand Joint Authority) เพื่อสรวมสิทธิ์แทนรัฐบาลทั้งสองในการแสวงประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย (JDA : Thailand - Malaysia Joint Development Area)
30 พ.ค. 33	รัฐบาลทั้งสองจัดตั้งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย และออกพระราชบัญญัติองค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย
21 เม.ย. 37	องค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย ลงนามแบ่งปันผลผลิตจากแหล่ง JDA กับผู้ประกอบการสำรวจและผลิตก๊าซ
5 มี.ค. 39	คณะรัฐมนตรีอนุมัติให้ ปตท. ลงนามในบันทึกแสดงเจตจำนง (MOI : Memorandum of Intent) กับเปโตรนาสในการร่วมซื้อก๊าซจาก JDA และนำมาใช้ประโยชน์ในประเทศไทยโดยจะแสวงหาโอกาสร่วมทุนกับ ปตท. ในโครงการใช้ประโยชน์ก๊าซของไทย
19 ก.ย. 40	ปตท. และเปโตรนาส ร่วมลงนามใน Head of agreement (HOA) ในการซื้อก๊าซฝ่ายละ 50:50 เพื่อนำกลับไปใช้ในประเทศของตน
7 เม.ย. 41	คณะรัฐมนตรีเห็นชอบการซื้อก๊าซจาก JDA และหลักการร่วมทุนระหว่าง ปตท. และเปโตรนาส
22 เม.ย. 41	ลงนามใน GSA-HOA การซื้อขายระหว่าง ปตท. และเปโตรนาสกับกลุ่ม ผู้ขาย (องค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย และกลุ่มผู้ประกอบการ) โดยมีปริมาณการซื้อเบื้องต้นจากแปลง A-18 เท่ากับ 390 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (เปโตรนาสรับในระยะแรก) และจากแปลง B-17/C-19 เท่ากับ 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ปตท. รับในระยะแรก)

[1] SPP = Small power producer = ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย หรือโรงไฟฟ้ารายย่อย
IPP = Independent power producer = ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ หรือโรงไฟฟ้าอิสระ

วัน เดือน ปี	ลำดับเหตุการณ์
14 ก.ย. 42	คณะรัฐมนตรีอนุมัติการร่วมทุนระหว่าง ปตท. และเปโตรนาส ในโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย และให้จัดตั้งบริษัทร่วมทุนเพื่อรับผิดชอบการดำเนินงานของโครงการฯ โดยตรง
30 ต.ค. 42	ปตท. และเปโตรนาส ร่วมลงนามในสัญญา 4 ฉบับ • สัญญาซื้อขายก๊าซ (Gas sales agreement) ในปริมาณเริ่มต้น 390 MMSCFD[2] กำหนดส่งก๊าซกลางปี 2545 • สัญญาผู้ถือหุ้น (Shareholders agreement) กำหนดจะร่วมลงทุนบนหลักการ 50 : 50 • สัญญาให้ยืมคืน (Balancing agreement) • สัญญาแม่บทการร่วมทุน (PTT - Petronas master agreement)
4 ก.พ. 43	จัดตั้งบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด เพื่อดำเนินการ *โครงการท่อส่งก๊าซและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย*

2.2 ความสอดคล้องของโครงการกับแผนพัฒนาอื่น ๆ ของประเทศ

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย เป็นโครงการที่ดำเนินการภายใต้ข้อตกลงร่วมกันในการดูแล การสำรวจ และแสวงหาผลประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียมจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย คาดว่าจะมีศักยภาพปริมาณสำรองสูงถึง 9.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต บนพื้นฐานการแบ่งปันผลประโยชน์เท่าเทียมกันระหว่างประเทศไทยและมาเลเซีย โครงการมีความเหมาะสมและสอดประสานกันกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนพัฒนาอุตสาหกรรมต่างๆ ทั้งระดับมหภาคและจุลภาค ดังนี้

(1) *แผนพัฒนาภาคใต้ตอนล่างของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ*

แผนพัฒนาภาคใต้ตอนล่างในส่วนของแผนระดับมหภาค ในการเชื่อมโยงทั้งระบบกลไกเศรษฐกิจของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้[3]

(2) *แผนความร่วมมือโครงการเขตพัฒนาร่วมเศรษฐกิจสามฝ่าย อินโดนีเซีย - มาเลเซีย - ไทย (IMT-GT)*[4]

เป็นความร่วมมือระหว่างประเทศ ซึ่งจะทำให้เกิดการพัฒนาในภาพรวมในเชิงเศรษฐกิจและสังคม โดยโครงการ JDA เป็นส่วนหนึ่งในแผนหลัก

(3) *แผนพัฒนาพื้นที่ชายฝั่งทะเลภาคใต้ (Southern seaboard)*

การพัฒนาพื้นที่ชายฝั่งทะเลภาคใต้ เป็นแผนการระดับมหภาคโดยรวมในภาคอุตสาหกรรมการผลิต ระบบสาธารณูปโภค สาธารณูปการต่างๆ เพื่อยกระดับและพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม

---

[2] MMSCFD = Million standard cubic feet per day = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

[3] 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ประกอบด้วย สงขลา สตูล ปัตตานี ยะลา นราธิวาส

[4] IMT-GT = Indonesia - Malaysia - Thailand Growth Triangle

(4) *แผนพัฒนาของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย*
การขยายตัวของอุตสาหกรรมเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาความเหมาะสมทั้งอุปสงค์และอุปทานของภาคการผลิต เป็นส่วนประกอบสำคัญก่อให้เกิดการลงทุน การจ้างงาน และการผลิตเพื่อส่งออก

(5) *แผนวิสาหกิจของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย*
ในปัจจุบัน การใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ตอนล่างคิดเป็นสัดส่วนไม่สูงมากนัก แต่ในอนาคต ความต้องการใช้ไฟฟ้า จะมีแนวโน้มแปรผันตามดัชนีต่างๆ เช่น ดัชนีการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น

(6) *ผลประโยชน์ของโครงการ จากการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ*
การจัดทำโครงการสามารถแสดงถึงความเป็นไปได้ของโครงการในทุกๆ ด้าน ทั้งในแง่การเงิน และเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งปัจจัยกระทบทางสิ่งแวดล้อมทั้งทางตรงและทางอ้อม

(7) *ความต้องการก๊าซในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และของประเทศ*
ปริมาณการใช้ก๊าซในระดับมหภาคทั้งประเทศจะมีความต้องการสูง โดยมีการขนส่งทางท่อ ทางรถไฟ และรถบรรทุกกระจายสู่ภูมิภาคต่างๆ อย่างทั่วถึง ความต้องการก๊าซในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ จะมีแนวโน้มที่สูงขึ้นตามแผนพัฒนาฉบับต่างๆ

2.3 ความต้องการพลังงานและแหล่งสำรองพลังงาน

2.3.1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบัน

แม้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2542 จะลดลง เนื่องจากสภาวะเศรษฐกิจถดถอย แต่ในอนาคต การมีแหล่งพลังงานสำรองซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจะมีบทบาทมากขึ้น เนื่องจากมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าการใช้พลังงานรูปแบบอื่น

แผนวิสาหกิจการไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย อยู่ในระหว่างการปรับแผนเพื่อพัฒนาภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดย่อม (SMI)[5] ซึ่งเป็นรากฐานของอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และภาคอุตสาหกรรมของประเทศปัจจุบัน โครงการโรงไฟฟ้ารายย่อย (SPP) หลายโครงการได้ชะลอโครงการ เนื่องจากความต้องการบริโภคลดลง แต่แนวโน้มในอนาคตตามมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของรัฐบาลในการลดอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อกระตุ้นการบริโภคของภาคครัวเรือน และภาคอุตสาหกรรม จะทำให้กำลังการผลิต และการบริโภคไฟฟ้าขยายตัวสูงขึ้น

[5] SMI = Small and medium industries = อุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดย่อม

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยที่ใช้กันในช่วงต้นของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) พ.ศ. 2541-2554 หรือ แผน PDP 97-02 ซึ่งเป็นแผนที่ได้จัดทำขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจในขณะนั้น แต่เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าได้มีแนวโน้มชะลอตัวลงอย่างต่อเนื่อง จึงมีความจำเป็นที่จะต้องปรับแผนฯ เพื่อแก้ไขปัญหากำลังผลิตสำรองสูงเกินไป ซึ่งจะก่อให้เกิดการลงทุนที่มากเกินความจำเป็น แผนที่ปรับใหม่นี้เป็นการปรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2541-2554 ในภาวะเศรษฐกิจถดถอย หรือเรียกว่า แผน PDP 98-01 ซึ่งจะมีการดำเนินการพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าสรุปได้ดังนี้

(1) กำลังผลิตติดตั้งในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2541-2544 จะมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสุทธิ 19,604 MW และเมื่อรวมรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ารายย่อย (SPP) จำนวน 1,870 MW จะทำให้กำลังผลิตติดตั้งในปลายปี พ.ศ. 2554 มีจำนวน 39,400 MW

(2) โครงการที่บรรจุไว้ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 4,555 MW ประกอบด้วยโครงการที่ กฟผ. ดำเนินการเอง 10 โครงการ มีกำลังผลิตรวม 900 MW รับซื้อจากโครงการ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) 2,355 MW และรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนในประเทศไทย และจากประเทศเพื่อนบ้าน 1,300 MW

(3) โครงการที่บรรจุไว้ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 4,520 MW ประกอบด้วยส่วนที่ กฟผ. ดำเนินการเอง 2,220 MW ส่วนที่เหลือเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และ/หรือรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านรวม 2,300 MW

(4) แผน PDP 98-01 เมื่อเปรียบเทียบกับแผน PDP 97-02 มีความแตกต่างกันดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร แบบสูบกลับเครื่องที่ 1 เลื่อนไปอยู่แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (เลื่อนจากปี พ.ศ. 2549 เป็น 2554)
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทับสะแก เครื่องที่ 1 และ 2 เลื่อนไปอยู่แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (เลื่อนจากปี พ.ศ. 2550-2551 เป็น 2553-2554)
- โครงการสายส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าหงสา และโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาวเลื่อนช้าออกไป 2 ปี
- โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จำนวน 2,355 MW เลื่อนเป็นปี พ.ศ. 2547-2549
- การเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าอิสระ (IPP) ระยะที่ 2 และ/หรือจากประเทศเพื่อนบ้าน ลดจาก 1,900 MW เป็น 1,300 MW

(5) กำลังผลิตสำรองต่ำสุดในแต่ละปี ได้แสดงไว้ในตารางที่ 2.1 ซึ่งจะเห็นว่าในกรณีที่ความต้องการไฟฟ้าสูง กำลังผลิตสำรองจะลดต่ำลงร้อยละ 20 หลังปี พ.ศ. 2550 ซึ่งอาจแก้ไขได้โดยเลื่อนโรงไฟฟ้าเอกชนและโรงไฟฟ้าราชบุรีเครื่องที่ 3 และ 4 ขึ้นมาให้เร็วขึ้น ซึ่งจะทำให้กำลังผลิตสำรองในปี พ.ศ. 2551 เพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 20 และในทางกลับกันในกรณีความต้องการไฟฟ้าต่ำ กำลังผลิตสำรองจะสูงกว่าร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2542 ซึ่งหากมีแนวโน้มเช่นนั้น ก็ต้องมีการปรับแผนใหม่อีกครั้ง

ตารางที่ 2.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต PDP 98-01

ปีงบประมาณ	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (%)		
	กรณีฐาน	กรณีสูง	กรณีต่ำ
2541	19.3	19.3	19.3
2542	25.8	25.3	25.4
2543	48.9	47.3	50.0
2544	56.7	50.8	64.3
2545	51.5	44.4	60.7
2546	57.5	46.5	69.5
2547	61.2	48.3	74.4
2548	50.1	36.0	64.9
2549	46.2	32.0	62.1
2550	35.9	22.7	51.3
2551-2554	25.8-27.9	12.8-13.8	40.3-43.7

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ความต้องการพลังงานและแหล่งสำรองพลังงานของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ กำลังได้รับการพัฒนาจากแหล่งพลังงานต่างๆ ซึ่ง กฟผ. ได้ศึกษาถึงสถิติแนวโน้มการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้น หลังจากผ่านยุคภาวะเศรษฐกิจถดถอย โดยเน้นพลังงานในรูปแบบต่างๆ กันคือ พลังน้ำ พลังความร้อน พลังไอน้ำ พลังดีเซล และพลังก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ภาคใต้ จะเน้นพลังงานก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย เพราะมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์มาก โดยได้ดำเนินการให้โรงไฟฟ้าขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นฐานการจำหน่ายของภาคใต้

ทางเลือกของแหล่งพลังงานต่างๆ เป็นเรื่องสำคัญในการพัฒนาประเทศ ต้นทุนในการดำเนินการโดยใช้ทรัพยากรพลังงานที่มีอยู่ในประเทศมาทดแทนการนำเข้าน้ำมันเพื่อการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแต่ละปีประเทศต้องสูญเสียในการสั่งซื้อน้ำมันเพื่อการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า จะแตกต่างกันตามแต่ละชนิดของเชื้อเพลิงและกรรมวิธีการผลิต

จากผลการศึกษาวิเคราะห์ทบทวนความเหมาะสมความเป็นไปได้ของโครงการโดยใช้ข้อมูลสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (Thailand Development Research Institute: TDRI) และจากข้อมูลทุติภูมิในหลายๆ แหล่ง สามารถสรุปถึงความต้องการการใช้พลังงานในเขต 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ โดยแบ่งเป็นประเด็นต่างๆ ดังนี้

- ความต้องการพลังงานของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ในอดีตถึงปัจจุบัน
- การพยากรณ์ความต้องการพลังงานใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้
- ภาพรวมของความต้องการก๊าซธรรมชาติใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ในอนาคต

2.3.2 ความต้องการพลังงานของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ในอดีตถึงปัจจุบัน

(1) การใช้น้ำมันเชื้อเพลิง

• ***น้ำมันเตา*** ปริมาณการใช้น้ำมันเตาของประเทศเพื่อการผลิตไฟฟ้ามีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 14.3 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2529 - 2540 ขณะที่การใช้ในภาคใต้มีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 4.6 ต่อปี ในส่วนของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ การใช้น้ำมันเตา 64 ล้านลิตร ในปี พ.ศ. 2540 คิดเป็นร้อยละ 0.7 ของทั้งประเทศ

• ***ก๊าซหุงต้ม (LPG)*** มีการใช้ก๊าซหุงต้มทั้งประเทศในปี พ.ศ. 2540 เท่ากับ 3,239 ล้านลิตร หรือประมาณ 1,754 ล้านกิโลกรัม โดยมีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยต่อปี ร้อยละ 5.9 ในส่วนของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีระดับการใช้ 126 ล้านลิตร คิดเป็นร้อยละ 3.8 โดยมีการขยายตัวร้อยละ 15.4 ต่อปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 เป็นต้นมา (ตารางที่ 2.2)

• ***น้ำมันเบนซิน*** น้ำมันเบนซินเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงที่สำคัญในการขนส่ง ปริมาณการใช้โดยรวมของประเทศ 7,355 ล้านลิตร ในปี พ.ศ. 2540 โดยมีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 10.9 กรณี 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีปริมาณการใช้ร้อยละ 4.8 หรือ 351 ล้านลิตรในปีเดียวกัน

• ***น้ำมันดีเซล*** ประเทศไทยใช้น้ำมันดีเซล 17,392 ล้านลิตร ในปี พ.ศ. 2540 โดยมีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 10.6 ต่อปี ซึ่งน้ำมันชนิดนี้มีโอกาสจะถูกทดแทนด้วยก๊าซธรรมชาติ ในกรณี 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีปริมาณการใช้ 660 ล้านลิตร ในปี พ.ศ. 2540 แต่มีปัจจัยกระทบต่อปริมาณการใช้จากการลักลอบการนำเข้าน้ำมัน

• ***น้ำมันเชื้อเพลิงโดยรวม*** ในปี พ.ศ. 2540 ประเทศไทยใช้น้ำมันเชื้อเพลิงทุกชนิดรวมกันประมาณ 40,744 ล้านลิตร และมีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 10.86 กรณี 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีอัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่ำมากเมื่อเทียบกับภาพรวม คือ ประมาณ 1,225 ล้านลิตร มีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 9.3 ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 3 ของการใช้ทั้งประเทศ

(2) การใช้ก๊าซธรรมชาติ การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช ในปี พ.ศ. 2540 มีปริมาณ 178 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ขณะที่ในปี พ.ศ. 2541 มีปริมาณลดลง เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง โรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอม ปัจจุบันมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อวัตถุประสงค์เป็นก๊าซเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าและผลิตก๊าซหุงต้มเท่านั้น และยังไม่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (ตารางที่ 2.3)

(3) ความต้องการใช้ไฟฟ้า ในช่วงปี พ.ศ. 2535 - 2540 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ อยู่ในช่วงประมาณร้อยละ 40 ของการใช้ในภาคใต้ โดยจังหวัดสงขลาเป็นจังหวัดที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (ตารางที่ 2.4)

ตารางที่ 2.2 การใช้ก๊าซหุงต้มในภาคใต้เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ทั้งประเทศ

หน่วย : ล้านลิตรต่อปี

ปี	ทั้ง	อุตสาหกรรม (ภาคใต้)				บ้านอยู่อาศัย (ภาคใต้)				อื่น ๆ (ภาคใต้)				ทุกภาคธุรกิจ (ภาคใต้)			
พ.ศ.	ประเทศ	ตอนบน	ตอนล่าง	รวม	%	ตอนบน	ตอนล่าง	รวม	%	ตอนบน	ตอนล่าง	รวม	%	ตอนบน	ตอนล่าง	รวม	%
2535	2,059	6.31	5.28	11.59	0.56	97.85	61.06	158.91	7.72	0.40	0.80	1.20	0.06	104.56	67.14	171.70	8.34
2536	2,224	7.49	7.21	14.70	0.66	111.97	69.81	181.78	8.17	0.52	0.67	1.19	0.05	119.98	77.69	197.67	8.89
2537	2,404	5.04	6.77	11.81	0.49	127.44	81.61	209.05	8.70	0.63	0.60	1.23	0.05	133.11	88.98	222.09	9.24
2538	2,644	10.16	13.71	23.87	0.90	142.00	88.80	230.80	8.73	0.74	0.63	1.37	0.05	152.90	103.14	256.04	9.68
2539	3,141	10.48	10.16	20.64	0.66	157.45	108.49	265.94	8.47	0.94	0.66	1.60	0.05	168.87	119.31	288.18	9.17
2540	3,249	14.81	18.15	32.96	1.01	159.66	106.79	266.45	8.20	0.31	0.74	1.05	0.03	174.78	125.68	300.46	9.25

หมายเหตุ : นิยามเฉพาะของตารางนี้ >> ภาคใต้ตอนบนหมายถึง 9 จังหวัด ; ภาคใต้ตอนล่างหมายถึง 5 จังหวัด ดูเชิงอรรถในหน้า 2-3

ที่มา : กรมทะเบียนการค้า

ตารางที่ 2.3 การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคใต้เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ทั้งประเทศ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี	การใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า			โรงแยกก๊าซ			อุตสาหกรรมและวัตถุดิบ			รวม		
พ.ศ.	ทั้งประเทศ	ภาคใต้	%	ทั้งประเทศ	ภาคใต้	%	ทั้งประเทศ	ภาคใต้	%	ทั้งประเทศ	ภาคใต้	%
2537	781	93	11.91	117	N/A		67	0	0.00	965	93	9.64
2538	808	130	16.09	114	N/A		85	0	0.00	1,007	130	12.91
2539	893	161	18.03	123	5	4.07	155	0	0.00	1,171	166	14.18
2540	1,130	178	15.75	146	9	6.16	203	0	0.00	1,479	187	12.64

หมายเหตุ : N/A = Not available

ที่มา : การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

ตารางที่ 2.4 การใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2535 - พ.ศ. 2540

หน่วย : ล้านหน่วย

จังหวัด	บ้านอยู่อาศัย						ธุรกิจและอุตสาหกรรม						อื่น ๆ						รวมทั้งสิ้น					
	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2535	2536	2537	2538	2539	2540
ตอนบน	**575**	**730**	**748**	**908**	**1,032**	**1,146**	**1,174**	**1,336**	**1,426**	**1,663**	**1,754**	**1,845**	**109**	**133**	**154**	**178**	**198**	**230**	**1,859**	**2,199**	**2,328**	**2,749**	**2,984**	**3,221**
กระบี่	29	35	41	53	63	72	29	34	42	53	59	64	6	7	8	7	11	13	64	76	91	113	133	149
ชุมพร	62	82	66	82	92	101	131	148	122	157	155	157	10	13	12	17	18	21	203	243	200	256	265	279
นครศรีฯ	153	205	198	239	269	296	235	246	243	282	290	306	32	41	44	49	50	57	420	492	485	570	609	659
พังงา	27	28	37.	44	50	55	35	41	85	98	105	105	5	5	8	9	12	13	67	74	130	151	167	173
ภูเก็ต	61	82	90	107	121	134	286	335	375	415	450	460	14	17	19	23	24	28	361	434	484	545	595	622
ระนอง	27	35	31	38	43	46	113	136	114	151	131	140	5	6	6	8	9	10	145	177	151	197	183	196
สุราษฎร์ฯ	109	136	146	174	199	220	213	250	290	322	360	391	23	26	32	38	43	49	345	412	468	534	602	660
ตรัง	62	75	79	99	112	129	113	125	131	157	173	187	8	11	16	16	19	23	183	211	226	272	304	339
พัทลุง	45	52	60	72	83	93	19	21	24	28	31	35	7	7	9	11	12	16	71	80	93	111	126	144
ตอนล่าง	**341**	**407**	**430**	**502**	**569**	**637**	**836**	**928**	**1,027**	**1,208**	**1,254**	**1,316**	**98**	**114**	**132**	**155**	**175**	**194**	**1,275**	**1,449**	**1,589**	**1,865**	**1,998**	**2,147**
สงขลา	168	209	219	259	296	332	560	630	695	826	865	909	61	71	80	92	105	115	789	910	994	1,177	1,266	1,356
ปัตตานี	56	67	63	71	79	89	119	131	130	149	144	140	13	15	16	18	20	23	188	213	209	238	243	252
สตูล	21	22	29	36	42	47	38	42	61	74	72	73	3	3	5	7	8	9	62	67	95	117	122	129
ยะลา	40	46	51	59	67	74	72	76	87	98	106	122	11	13	16	20	23	26	123	135	154	177	196	222
นราธิวาส	56	63	68	77	85	95	47	49	54	61	67	72	10	12	15	18	19	21	113	124	137	156	171	188
รวม	916	1,137	1,178	1,410	1,601	1,783	2,010	2,264	2,453	2,871	3,008	3,161	207	247	286	333	373	424	3,134	3,648	3,917	4,614	4,982	5,368

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.3.3 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้

(1) ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคใต้ (ตารางที่ 2.5) ภายใต้กรณีเศรษฐกิจขยายตัวในระดับปานกลาง โดยความต้องการไฟฟ้า 8,421 ล้านหน่วยในปี พ.ศ. 2541 จะเพิ่มขึ้นเป็น 10,188 ล้านหน่วยในปี พ.ศ. 2544 โดยมีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยปีละ 6.5% ส่วนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 การขยายตัวของการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ คาดว่าจะเท่ากับ 8.3% ต่อปี และในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 คาดว่าจะเท่ากับ 11.9% ต่อปี

กรณีของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ กฟผ. ได้ทำการพยากรณ์ไว้ว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มขึ้นจาก 438 MW ในปี พ.ศ. 2540 เป็น 585 MW ในปี พ.ศ. 2544 และจะขยายตัวเพิ่มขึ้นเป็น 878 MW ในปลายแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2549) และเป็น 1,215 MW ในปลายแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2554) ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 ; 9 ; 10 จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 38 MW ; 58.6 MW และ 73.5 MW ตามลำดับ โดยความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด ส่วนใหญ่จะอยู่ที่จังหวัดสงขลา

ตารางที่ 2.5 การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของภาคใต้

ปี พ.ศ.	กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง					
	ค่าการพยากรณ์		ค่าการเปลี่ยนแปลงต่อปี			
	ล้านหน่วย	MW	ล้านหน่วย	%	MW	%
2541	8,421	1,382				
2542	8,948	1,463	527	6.26	81	5.86
2543	9,531	1,553	583	6.52	90	6.15
2544	10,188	1,655	657	6.89	102	6.57
2545	10,914	1,767	726	7.13	112	6.77
2546	11,704	1,890	790	7.24	123	6.96
2547	12,564	2,023	860	7.35	133	7.04
2548	13,500	2,168	936	7.45	145	7.17
2549	15,232	2,463	1,732	12.83	295	13.61
2550	17,637	2,845	2,405	15.79	382	15.51
2551	20,637	3,322	3,000	17.01	477	16.77
2552	23,360	3,752	2,723	13.19	430	12.94
2553	25,213	4,042	1,853	7.93	290	7.73
2554	26,736	4,278	1,523	6.04	236	5.84

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

(2) ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ในกรณีที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าอิสระ (IPP) ใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ การใช้ก๊าซธรรมชาตินำจะมีความเหมาะสมกว่าการใช้ถ่านหิน ทั้งในประเด็นของวัตถุดิบและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ในกรณีที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าอิสระขนาด 300 MW จำนวน 2 โรง ที่บริเวณแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย จะมีความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 120 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2552 ในกรณีที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าอิสระโรงที่ 3 ใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ จะมีความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 180 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

(3) ศักยภาพของการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ 30% ของมูลค่าการผลิตทั้งหมดใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ เป็นการผลิตในภาคเกษตรและประมง ส่วนภาคอุตสาหกรรมเป็นส่วนที่เล็กมากคิดเป็นมูลค่าเพียง 4% ของมูลค่าการผลิตทั้งหมด (ในปีพ.ศ. 2537) ปัจจุบัน การส่งเสริมการลงทุนภาคอุตสาหกรรมทำให้เริ่มมีอุตสาหกรรมใหม่ๆ เกิดขึ้นในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ เช่น อุตสาหกรรมการผลิตอุปกรณ์และเครื่องใช้ไฟฟ้า การผลิตเครื่องยนต์ เครื่องจักร เป็นต้น

พื้นที่หลักๆ สำหรับการจัดตั้งโรงงานอุตสาหกรรมใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีนิคมอุตสาหกรรมภาคใต้ (ฉลุง) จังหวัดสงขลา พื้นที่ 2,382 ไร่ แต่มีผู้สนใจน้อย นอกจากนี้ยังมีโครงการเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมอำเภอจะนะ เขตอุตสาหกรรมจังหวัดปัตตานี เขตอุตสาหกรรมจังหวัดยะลา นิคมอุตสาหกรรมที่อำเภอระแงะและอำเภอตากใบ จังหวัดนราธิวาส แต่การดำเนินงานดังกล่าวมีความคืบหน้าช้ามากเนื่องจากปัญหาเรื่องการจัดหาพื้นที่ที่เหมาะสมในการจัดตั้งนิคมหรือเขตอุตสาหกรรมเป็นหลัก รวมทั้งปัญหาทางด้านอื่นๆ ดังนี้

- พื้นที่อุตสาหกรรมตามแนวถนนสงขลา-หาดใหญ่ เริ่มมีความอิ่มตัว มีโรงงานอุตสาหกรรมและชุมชนหนาแน่น ที่ดินมีราคาสูง ทำให้ต้นทุนในการจัดตั้งโรงงานอุตสาหกรรมเพิ่มสูงขึ้นไปด้วย
- ความไม่สงบเรียบร้อยและความไม่ปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สินยังเป็นข้อจำกัดในการพัฒนาอุตสาหกรรมในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้
- การจัดตั้งโรงงานอุตสาหกรรมยังกระจุกตัวอยู่ในจังหวัดสงขลา โดยเฉพาะอำเภอหาดใหญ่ อำเภอเมือง อำเภอสะเดา และอำเภอจะนะ ยังไม่มีการกระจายสู่จังหวัดอื่นๆ มากเท่าที่ควร
- การบริหารโครงสร้างพื้นฐานในจังหวัดชายแดนภาคใต้ยังมีข้อจำกัด ไม่ว่าจะเป็นถนน ท่าเรือ โทรคมนาคม สื่อสาร ไฟฟ้า และประปา
- การขาดแคลนกำลังแรงงานโดยเฉพาะแรงงานด้านประมงและการกรีดยางพารา ปัจจุบันยังมีปัญหาคุณภาพของแรงงานในท้องถิ่น ในบางพื้นที่ก็ไม่นิยมทำงานในท้องถิ่น แต่จะอพยพไปทำงานในประเทศมาเลเซียซึ่งมีค่าจ้างสูงกว่า

(4) การประเมินความต้องการก๊าซธรรมชาติและก๊าซหุงต้ม ในเขต 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (TDRI) ได้ใช้วิธีการประเมินความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยการนำเอาข้อมูลการใช้ก๊าซธรรมชาติในอุตสาหกรรมของทั้งประเทศเท่าที่ผ่านมา ประกอบการพิจารณาร่วมกับการคาดการณ์อนาคตของสาขาอุตสาหกรรมใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ โดยมีผลการพยากรณ์เป็น 2 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 การใช้ก๊าซธรรมชาติโดยอุตสาหกรรมใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ปี พ.ศ. 2545-2554

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี พ.ศ.	กรณีที่ 1 (อัตราเพิ่ม 15% ต่อปี)	กรณีที่ 2 (อัตราเพิ่ม 32% ต่อปี)
2545*	3.00	3.00
2546	3.45	3.96
2547	3.97	5.23
2548	4.56	6.90
2549	5.25	9.11
2550	6.03	12.02
2551	6.94	15.87
2552	7.98	20.95
2553	9.18	27.65
2554	10.55	36.40

หมายเหตุ : * ตามกำหนดการเดิม การก่อสร้างโครงการท่อส่งก๊าซและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย จะแล้วเสร็จ พ.ศ. 2545

นอกจากนี้ ยังได้พยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซหุงต้ม (LPG) ใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ โดยคำนวณหาค่าความยืดหยุ่น (Elasticity) ของการใช้ก๊าซกับการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจซึ่งวัดได้จากค่าของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP)[6] ซึ่งสมการที่ใช้ในการคำนวณหาค่าความยืดหยุ่น คือ[7]

$$\ln LPG = -18.75 + 2.047 \ln GDP \quad (0.195);$$

$$R^2 = 0.917 \; ; \; S.E. = 0.156$$

ซึ่งจากค่าความยืดหยุ่นที่ได้ สามารถนำไปคำนวณหาปริมาณความต้องการใช้ก๊าซหุงต้ม ใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ จากค่าของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP) ของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ได้ ผลของการพยากรณ์ได้แสดงไว้ในตารางที่ 2.7

[6] GDP = Gross domestic product

[7] R = Correlation coefficient ; S.E. = Standard error

ตารางที่ 2.7 ความต้องการใช้ก๊าซหุงต้มใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้

ปี พ.ศ.	ปริมาณความต้องการ (ตัน / ปี)
2540	67,878
2541	58,800
2542	58,760
2543	62,085
2544	66,485
2545	71,715
2546	77,510
2547	83,320
2548	89,400
2549	96,050
2550	103,130
2551	110,730
2552	118,900
2553	127,650
2554	137,060

ที่มา : สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2541

2.3.4 ภาพรวมของความต้องการก๊าซธรรมชาติใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ในอนาคต

ตารางที่ 2.8 แสดงค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อการผลิตไฟฟ้าและการอุตสาหกรรม ตลอดจนความต้องการก๊าซหุงต้มของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ระหว่างปี พ.ศ. 2540-2554 จะเห็นได้ว่า ถ้ามีโครงการนี้ การใช้ก๊าซธรรมชาติเกือบทั้งหมดจะเป็นการใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้า และจะมีการใช้เพื่อการอุตสาหกรรมอื่นๆ เพียงเล็กน้อย

การใช้ก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมในภาคใต้ อุตสาหกรรมพื้นฐานส่วนใหญ่จะเป็นอุตสาหกรรมเกษตร โดยเฉพาะอาหารทะเล อาหารกระป๋อง และอุตสาหกรรมยางพารา การพัฒนาอุตสาหกรรมอาหารทะเลนั้น ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าวัตถุดิบจากต่างประเทศ ซึ่งมีความไม่แน่นอนทางแหล่งวัตถุดิบ ส่วนอุตสาหกรรมยางพาราจะกระจายตามพื้นที่และใกล้แหล่งวัตถุดิบ ดังนั้น โอกาสของการพัฒนาอุตสาหกรรมใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้คงมีน้อย และคงไม่มีอุตสาหกรรมขนาดใหญ่เกิดขึ้น การศึกษานี้จึงคาดว่าคงมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนน้ำมันเตาในอุตสาหกรรมเพียงเล็กน้อย คือประมาณ 10.55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2554

ตารางที่ 2.8 สรุปความต้องการใช้พลังงานใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ในอนาคต

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)		
	ผลิตไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	รวม
2540	-	-	-
2541	-	-	-
2542	-	-	-
2543	-	-	-
2544	-	-	-
2545*	-	3.0	3.0
2546	-	3.45	3.45
2547	-	3.97	3.97
2548	-	4.56	4.56
2549	-	5.25	5.25
2550	-	6.03	6.03
2551	60	6.94	66.94
2552	120	7.98	127.98
2553	120	9.18	129.18
2554	120-180	10.55	130.55-190.55

หมายเหตุ: ไม่รวมก๊าซหุงต้มที่ใช้เป็นวัตถุดิบ
ที่มา : สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, 2541

ดังนั้น คาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติในเขต 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ในปี พ.ศ. 2554 จะอยู่ในช่วง 130.55-190.55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ขึ้นกับความต้องการก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้าว่าจะเป็นเท่าใด และการใช้ก๊าซกว่า 90% จะเป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า

ความต้องการก๊าซหุงต้มของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ จะเพิ่มขึ้นจากประมาณ 58,800 ตันต่อปีในปี พ.ศ. 2541 เป็น 137,060 ตันต่อปีในปี พ.ศ. 2554 (ตารางที่ 2.7) โดยมีอัตราการขยายตัวเฉลี่ยปีละ 6.7% ซึ่งเป็นอัตราที่ค่อนข้างสูง เนื่องจากความต้องการก๊าซหุงต้มในภาคใต้คาดว่ายังมีเพิ่มมากขึ้นต่อไป ทั้งในครัวเรือน และพาณิชยกรรมต่างๆ

การพิจารณาเปรียบเทียบการศึกษาอื่นๆ เช่น การศึกษาของบริษัท Bechtel International พบว่ามีผลที่ใกล้เคียงกันและสอดคล้องกัน กล่าวคือ โดยสรุป การใช้ก๊าซธรรมชาติของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้จะไม่สูงนัก และจะใช้เป็นการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าอิสระ (IPP) หรือโรงไฟฟ้ารายย่อย (SPP) เป็นส่วนใหญ่

2.4 ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

การดำเนินโครงการจะส่งผลต่อเนื่องทางด้านเศรษฐกิจอย่างมาก จากการที่มีแหล่งก๊าซเกิดขึ้นในปริมาณที่มาก ซึ่งมีผลถึงการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านความต้องการ (Demand) ตลาดของผลิตภัณฑ์ ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ทำให้ชุมชนมีรายได้จากการจ้างงาน และจากภาษีท้องถิ่นที่จัดเก็บส่วนหนึ่ง ความเป็นอยู่ที่ดีขึ้น รวมถึงผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สรุปข้อมูลและวิเคราะห์จากหัวข้อหลักดังต่อไปนี้

(1) ตลาดของก๊าซในระยะสั้นและระยะยาวของ Sales gas, LPG และ NGL จากรายงานของสำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรมในปี พ.ศ. 2541 พบว่าในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ มีจำนวนเงินลงทุนในภาคอุตสาหกรรมประมาณ 34,000 ล้านบาท โรงงานประมาณ 3,600 แห่ง และมีการจ้างงานประมาณ 83,000 คน อุตสาหกรรมส่วนใหญ่กระจุกตัวในพื้นที่จังหวัดสงขลา คือ มีโรงงานประมาณ 1,600 แห่ง เงินลงทุนประมาณ 24,000 ล้านบาท และคนงานประมาณ 58,500 คน อุตสาหกรรมเป็นประเภท อาหารและเครื่องดื่ม ผลิตภัณฑ์ไม้ อุตสาหกรรมเกษตร เป็นต้น ตารางที่ 2.9 แสดงรายละเอียดประเภทของอุตสาหกรรมของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้

ตารางที่ 2.9 รายละเอียดประเภทของอุตสาหกรรมใน 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้

ประเภทอุตสาหกรรม	จำนวนโรงงาน (โรง)	เงินลงทุน (ล้านบาท)	จำนวนคนงาน (คน)
อุตสาหกรรมเกษตร	1,571	169	2,604
วัสดุก่อสร้าง	440	2,509	5,981
อาหารและเครื่องดื่ม	301	6,221	28,525
ผลิตภัณฑ์ไม้	387	7,911	13,753
อุตสาหกรรมเครื่องนุ่งห่ม	6	24	196
พลาสติกและเคมีภัณฑ์	71	878	1,505
อุตสาหกรรมโลหะ	138	1,014	2,065
อุตสาหกรรมบริการ	514	3,517	4,402
อื่น ๆ	221	11,935	23,958
รวม	**3,649**	**34,178**	**82,989**

ที่มา : กรมโรงงานอุตสาหกรรม

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ [สศช., 2542] รายงานสรุปการเติบโตของอุตสาหกรรมในภูมิภาค บนพื้นฐานของสมมุติฐานสามประการคือ เศรษฐกิจของประเทศฟื้นตัวช้า ฟื้นตัวปานกลาง และฟื้นตัวเร็ว ดังแสดงในตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 สรุปการเติบโตของอุตสาหกรรมในภูมิภาค

สมมุติฐาน	จำนวนโรงงาน 2540/2563	เงินลงทุน (ล้านบาท) 2540/2563	จำนวนคนงาน 2540/2563
เศรษฐกิจฟื้นตัวช้า	3,649/5,608	34,178/85,667	82,989/149,757
เศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง	3,649/6,951	34,178/106,194	82,989/185,642
เศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว	3,649/9,040	34,178/138,108	82,989/241,432

ที่มา : สศช., 2542

เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจะถูกนำไปใช้ประโยชน์ 3 ทางคือ *(ก)* เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า *(ข)* เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม และ *(ค)* การนำก๊าซหุงต้มไปใช้ในครัวเรือนและในอุตสาหกรรม การศึกษาความต้องการ จึงเน้นการใช้ประโยชน์ใน 3 ทางนี้

สศช. [2542] ได้ทำนายความต้องการใช้ก๊าซหุงต้มและก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ โดยสรุปไว้ในตารางที่ 2.11 และ ตารางที่ 2.12 ตามลำดับ

ตารางที่ 2.11 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซหุงต้ม (LPG) ในพื้นที่โครงการ

ปี พ.ศ.	2540	2543	2548	2553	2558	2563
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า						
เงินลงทุนภาคอุตสาหกรรม (ล้านบาท)	34,178	33,197	40,926	52,178	66,696	85,667
ความต้องการ LPG/NGL (พันตัน/ปี)	70,000	67,992	83,822	106,867	136,601	175,456
เทียบเท่าน้ำมัน (ตัน/ปี)	86,100	83,630	103,101	131,446	168,019	215,811
เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ./วัน)	9.6	9.3	11.5	14.7	18.7	24.1
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง						
เงินลงทุนภาคอุตสาหกรรม (ล้านบาท)	34,178	34,702	45,433	60,633	80,413	106,194
ความต้องการ LPG/NGL (พันตัน/ปี)	70,000	71,075	93,072	124,183	164,695	217,499
เทียบเท่าน้ำมัน (ตัน/ปี)	86,100	87,422	114,478	152,745	202,575	267,523
เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ./วัน)	9.6	9.8	12.8	17.0	22.6	29.8
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว						
เงินลงทุนภาคอุตสาหกรรม (ล้านบาท)	34,178	35,922	51,068	72,808	101,378	138,108
ความต้องการ LPG/NGL (พันตัน/ปี)	70,000	73,573	104,593	149,119	207,635	282,861
เทียบเท่าน้ำมัน (ตัน/ปี)	86,100	90,495	128,649	183,416	255,391	347,919
เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ./วัน)	9.6	10.1	14.4	20.5	28.5	38.8

ที่มา : สศช., 2542

ตารางที่ 2.12 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (Sales gas) ในพื้นที่โครงการ

ปี พ.ศ.	ศักยภาพความต้องการก๊าซธรรมชาติ (MMSCFD)			
	2548	2553	2558	2563
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า				
อุตสาหกรรม	4.03	8.07	10.31	13.24
โรงไฟฟ้า 1 โรง	-	42.40	42.40	42.40
รวม	4.03	50.46	52.71	55.64
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง				
อุตสาหกรรม	4.47	9.37	12.43	16.42
โรงไฟฟ้า 2 โรง	42.40	84.80	84.80	84.80
รวม	46.87	94.17	97.42	101.68
สภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว				
อุตสาหกรรม	5.02	11.26	15.67	21.35
โรงไฟฟ้า 3 โรง	42.40	84.80	127.20	127.20
รวม	47.42	96.05	142.87	149.17

หมายเหตุ: ในกรณีสภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า จะมีความต้องการโรงไฟฟ้า 1 โรง (ในปี พ.ศ. 2553)
ในกรณีสภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง จะมีความต้องการโรงไฟฟ้า 2 โรง (ในปี พ.ศ. 2548 และ 2553)
ในกรณีสภาพเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว จะมีความต้องการโรงไฟฟ้า 3 โรง (ในปี พ.ศ. 2548, 2553 และ 2558)

ที่มา : สศช., 2542

จากตารางที่ 2.12 ภายใต้สภาพเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวช้า คาดว่าในปี พ.ศ. 2553 จะมีโรงไฟฟ้าเปิดดำเนินการเพียงโรงเดียว หากเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง คาดว่าจะมีโรงไฟฟ้าเปิดดำเนินการหนึ่งโรงในปี พ.ศ. 2548 และเพิ่มขึ้นอีกหนึ่งโรงในปี พ.ศ. 2553 แต่ถ้าเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็วก็จะมีโรงไฟฟ้าโรงที่สามเพิ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2558 และมีความต้องการใช้ก๊าซประมาณ 149 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี พ.ศ. 2563 ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย-มาเลเซีย สามารถขนส่งก๊าซ ได้ 1,020 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยออกแบบให้สามารถขนส่งก๊าซ ให้พอกับความต้องการของ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้และตอนเหนือของมาเลเซีย ประเทศมาเลเซียจะมีความต้องการก๊าซจากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย - มาเลเซีย ประมาณ 390 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545[8]

[8] สัญญาซื้อ-ขายก๊าซ ได้กำหนดให้เริ่มส่งก๊าซในปี พ.ศ. 2545 อย่างไรก็ตาม ขณะเขียนรายงานนี้ (ปี พ.ศ. 2545) ก็ยังไม่สามารถกำหนดได้แน่ชัดว่าเมื่อใดโครงการจะแล้วเสร็จ พร้อมที่จะส่งก๊าซได้

ก๊าซที่ผลิตได้จากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ เป็นสมบัติร่วมกันของไทยและมาเลเซีย ก๊าซ 390 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ที่ส่งไปมาเลเซีย ส่วนหนึ่งเป็นก๊าซของมาเลเซียในส่วน 50% ตามสิทธิในแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ มิใช่เป็นการซื้อขายระหว่างไทยและมาเลเซีย ปริมาณการรับก๊าซจากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ต้องอยู่บนหลักการ 50:50 ตามสัญญายืมคืนระหว่างปตท. กับเปโตรนาส แห่งประเทศมาเลเซีย ตารางที่ 2.13 แสดงแผนของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ซึ่งระบุประมาณการปริมาณก๊าซที่ปตท. และเปโตรนาส จะรับซื้อในปีต่างๆ

ตารางที่ 2.13 แผนการผลิตและการรับซื้อก๊าซจากแหล่งพัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ระหว่างปี พ.ศ. 2544 - 2563

หน่วย : MMSCFD = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี พ.ศ.	อัตราการไหลของก๊าซ จากแหล่ง JDA		ผู้รับก๊าซ			
			ปตท.		เปโตรนาส	
	แปลง A-18	แปลง B-17	แปลง A-18	แปลง B-17	แปลง A-18	แปลง B-17
2544	100	0	0	0	100	0
2545	390	63	0	63	390	0
2546	390	250	0	250	390	0
2547	390	250	0	250	390	0
2548	600	250	210	250	390	0
2549	600	250	210	250	390	0
2550	900	250	350	250	550	0
2551	1,350	350	500	350	850	0
2552	1,350	400	500	400	850	0
2553	1,350	400	500	400	850	0
2554	1,350	400	500	400	850	0
2555	1,350	400	500	400	850	0
2556	1,350	400	500	400	850	0
2557	1,350	400	500	400	850	0
2558	1,350	400	500	400	850	0
2559	1,350	400	500	400	850	0
2560	1,350	400	500	400	850	0
2561	1,350	400	500	400	850	0
2562	1,250	350	450	350	800	0
2563	1,100	300	410	300	690	0
รวม	**20,570**	**6,313**	**7,130**	**6,313**	**13,440**	**0**

ที่มา : การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2542

(2) ความเป็นไปได้ของการลงทุน จากการศึกษาทบทวนความเหมาะสมและความเป็นไปได้ของการร่วมทุนในโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย [2541] ได้วิเคราะห์ด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมด แต่ไม่รวมต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม ดังนี้

(2.1) การวิเคราะห์ด้านการเงิน

สมมุติฐานการวิเคราะห์ :

- *รายจ่าย*
  - *เงินลงทุน* ประกอบด้วย ค่าที่ดิน ค่าท่อส่งก๊าซ อุปกรณ์และเครื่องจักร ค่าก่อสร้าง ค่าที่ปรึกษา ค่าใช้จ่ายในการศึกษาสิ่งแวดล้อม ดอกเบี้ยเงินกู้ระหว่างก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายดำเนินการก่อนและระหว่างก่อสร้าง เป็นต้น รวมเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้นของโครงการ 1,034 ล้านเหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 41,360 ล้านบาท (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาทต่อ 1 เหรียญสหรัฐฯ)
  - *ค่าใช้จ่ายดำเนินงานในแต่ละปี* ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในด้านบุคลากร เป็นต้น
- ***รายได้*** ประกอบด้วยค่าบริการขนส่งและแยกก๊าซคงที่ (Capacity reservation charge หรือ CRC หน่วยเป็นเหรียญสหรัฐฯต่อเดือน) และอัตราค่าบริหารขนส่งและแยกก๊าซฯ ผันแปร (Flow Charge หรือ FC หน่วยเป็นเหรียญสหรัฐฯ ต่อ 1 ล้านบีทียู) โดยเรียกเก็บจากผู้ใช้บริการขนส่งก๊าซและแยกก๊าซ (เงื่อนไขต่างๆ ขึ้นอยู่กับสัญญาบริการระหว่างบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ และผู้รับบริการ (ปตท. และเปโตรนาส) ขณะนี้อยู่ระหว่างการยกร่างสัญญา)
- ***การจัดหาเงินกู้ (Project finance)*** ประกอบด้วย
  - *แหล่งเงินกู้* : จะใช้แหล่งเงินจากส่วนของแหล่งเงินกู้ไม่เกินกว่า 70% โดยมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 13% ต่อปี ระยะเวลาปลอดคืนเงินกู้ 4 ปี (ระหว่างก่อสร้าง) ระยะเวลาคืนเงินกู้ 10 ปี
  - *ส่วนของทุน* : จะใช้แหล่งเงินจากส่วนของทุนจากผู้ถือหุ้นไม่ต่ำกว่า 30% โดยมีส่วนของทุน ปตท. = ส่วนของเปโตรนาส = 50% ของส่วนของทุน
- ***สิทธิประโยชน์ตามการส่งเสริมการลงทุน***
  - โครงการที่อยู่ในประเทศไทยจะได้รับการส่งเสริมจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI : Board of Investment) ประกอบด้วยการยกเว้นอากรขาเข้าของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ และยกเว้นภาษีรายได้ 8 ปีแรกของการดำเนินงาน และ 5 ปีถัดไปลดลงกึ่งหนึ่ง
  - โครงการที่อยู่ในประเทศมาเลเซียจะได้รับการส่งเสริมจากองค์การพัฒนาอุตสาหกรรมแห่งประเทศมาเลเซีย (MIDA: Malaysian international development authority) และกระทรวงการคลังของประเทศมาเลเซีย โดยยกเว้นอากรขาเข้าของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ

ผลการวิเคราะห์ :

ผลตอบแทนในส่วนของทุน (ROE)	= 15 – 18%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)@13%	= 50 – 136 ล้านเหรียญสหรัฐ (= 2,000 – 5,440 ล้านบาท)
ผลตอบแทนการเงินโครงการ (FIRR)	= 14 - 16%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)@13%	= 76 – 157 ล้านเหรียญสหรัฐ (= 3,040 – 6,280 ล้านบาท)

Central Library
Prince of Songkla University

(2.2) การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์

สมมุติฐานการวิเคราะห์

- **การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์** จะพิจารณาบนสมมุติฐานเช่นเดียวกับการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน แต่ต่างกันตรงที่การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะไม่นำภาษีทุกประเภท (ภาษีศุลกากร ภาษีมูลค่าเพิ่มและภาษีเงินได้นิติบุคคล) มาวิเคราะห์ดังตารางที่ 2.14

ผลการวิเคราะห์ :

ผลตอบแทนในส่วนของทุน (ROE) = 19 - 22%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)@13% = 154 - 251 ล้านเหรียญสหรัฐ (6,160 - 10,040 ล้านบาท)
ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (EIRR) = 16 - 18%
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)@13% = 180 - 273 ล้านเหรียญสหรัฐ (7,200 - 10,920 ล้านบาท)

ตารางที่ 2.14 สรุปผลวิเคราะห์ทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์

NPV หน่วย : ล้านบาท

	ผลตอบแทนในส่วนของทุน		ผลตอบแทนของโครงการ	
	ROE (%)	NPV@13%	IRR(%)	NPV@13%
ด้านการเงิน	15 - 18	2,000-5,440	14 - 16	3,040 - 6,280
ด้านเศรษฐศาสตร์	19 - 22	6,160-10,040	16 - 18	7,200 - 10,920

(2.3) การวิเคราะห์ต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อม

ต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมและค่าใช้จ่ายในการป้องกัน แก้ไข และติดตามตรวจสอบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านกายภาพ ชีวภาพ สังคม วัฒนธรรม และคุณภาพชีวิตของชุมชน ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายบางส่วนที่ประเมินค่าเป็นเงินได้ (Tangible) และอีกบางส่วนที่มิอาจประเมินค่าเป็นเงินได้ (Intangible) ดังตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.15 ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อม

รายการ	ค่าใช้จ่ายครั้งแรก (ล้านบาท)	ค่าใช้จ่ายผันแปร (ล้านบาทต่อปี)
• ค่าชดเชยต่อผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ยังเหลืออยู่ เช่น ชดเชยต่อชาวประมง ร้านค้าเพิง ช่วงที่ประกอบอาชีพไม่ได้ ค่าชดเชยต้นไม้และทรัพย์สินที่ต้องถูกทำลายเพื่อเตรียมการก่อสร้าง เป็นต้น	20	-
• ค่าใช้จ่ายในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	7.7	4.4
• ค่าเพิ่มขีดความสามารถของสถานีอนามัยในอำเภอจะนะ	2	0.5
• ค่าเพิ่มขีดความสามารถของสถานีดับเพลิงในอำเภอจะนะ	3	0.5
• ค่าใช้จ่ายของคณะกรรมการติดตามตรวจสอบการดำเนินงานของโครงการ	3	1
• งบประมาณในการพัฒนาสังคม	20	20
• ค่าประกันความเสี่ยง	27-36	27-36
• การเปลี่ยนแปลงทางสังคมที่มิอาจประเมินค่าได้ เช่น การเปลี่ยนจากสังคมเกษตร สังคมชนบท เป็นสังคมเมือง สังคมอุตสาหกรรม เป็นต้น	N/A	N/A
• ความขัดแย้งที่เกิดขึ้นในชุมชนที่มีความเห็นและทัศนคติต่อโครงการที่ต่างกัน	N/A	N/A
• ความกลัว วิตกกังวล ของประชาชนต่ออุบัติเหตุที่อาจจะเกิดกับท่อส่งก๊าซ ท่อรั่ว ท่อระเบิด การก่อวินาศภัย เป็นต้น	N/A	N/A
• กองทุนสนับสนุนการอนุรักษ์พันธุ์นกเขาชวา	N/A	N/A
• ความไม่สะดวก/ไม่ปลอดภัยในการเดินทาง ในระหว่างการก่อสร้าง	N/A	N/A
• ราคาที่ดินที่อาจลดลง	N/A	N/A
• ความสูญเสียอันเนื่องจากการเปลี่ยนวิถีชีวิตของชุมชน	N/A	N/A
• ค่าเสียโอกาสของปัจเจกบุคคล เนื่องจากรูปแบบและโครงสร้างของสังคมที่เปลี่ยนไป	N/A	N/A
รวม	82.7-91.7	53.4-62.4

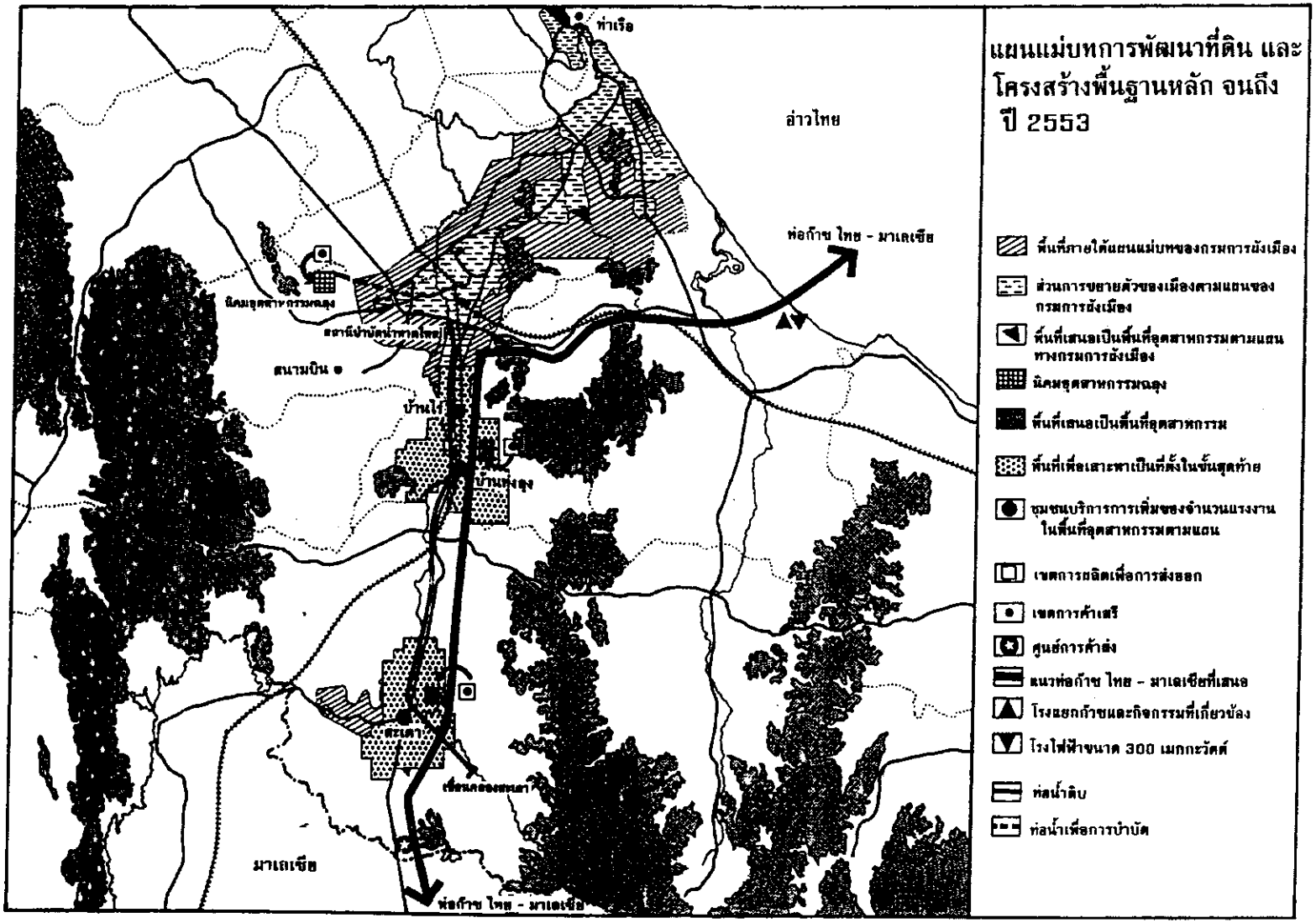
หมายเหตุ : N/A หมายถึงไม่สามารถประเมินเป็นตัวเลขได้อย่างชัดเจน

แม้ต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมดังกล่าวข้างต้น ส่วนใหญ่ไม่สามารถจะประเมินค่าเป็นตัวเงินให้เป็นที่ยอมรับของทุกฝ่ายได้ แต่การศึกษาครั้งนี้ได้ระบุรายการทั้งหมดไว้โดยละเอียด และได้เสนอมาตรการลดผลกระทบในรูปแบบของการชดเชยทั้งแก่สังคม และ/หรือ แก่ปัจเจกบุคคลโดยทางอ้อมไว้เท่าที่สามารถจะทำได้ เพื่อเป็นการผนวก (Internalize) ต้นทุนเหล่านั้นเข้ามาในโครงการ

(3) ความเป็นไปได้ของการเกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่อง สศช. [2542] ได้ทำการศึกษา *"โครงการศึกษาเพื่อจัดทำแผนแม่บทและแผนปฏิบัติการ ในการพัฒนาเขตเศรษฐกิจปีนัง-สงขลา โดยใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติ"* ซึ่งเป็นรายงานการศึกษาแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติและแผนพัฒนาอุตสาหกรรมต่างๆ ในการนำก๊าซจากโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทย - มาเลเซีย ไปใช้ประโยชน์ โดยมีแนวทางในการศึกษาดังนี้

- ทบทวนนโยบายและแผนต่างๆ ในส่วนอนุภูมิภาคของรัฐบาลไทย
- ตรวจสอบข้อเสนอของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย-มาเลเซีย
- ระบุประเภทอุตสาหกรรมในอนุภูมิภาคที่จะได้ประโยชน์จากการใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่
- ประเมินขนาดการเจริญเติบโตของอุตสาหกรรมและอุปสงค์ของก๊าซธรรมชาติ
- พิจารณาว่าการพัฒนาอุตสาหกรรมสมควรที่จะมีขึ้น ณ ที่ใด รวมถึงการพิจารณาในด้านความต้องการต่างๆ เกี่ยวกับโครงสร้างพื้นฐานและชุมชนที่เกี่ยวข้อง
- พิจารณาถึงการยอมรับต่อการพัฒนาอุตสาหกรรมที่ได้คาดหวังไว้ในแง่เศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม และสังคม
- กำหนดการปฏิบัติการที่จำเป็นเพื่อให้ระดับการพัฒนาอุตสาหกรรมบรรลุผล

การศึกษาข้างต้นได้สรุปว่าพื้นที่ตามแนวทางหลวงหมายเลข 4 *มีพื้นที่ที่มีศักยภาพจำนวนมากที่สามารถนำมาพัฒนาเป็นพื้นที่อุตสาหกรรม* ตอนเหนือสุดจะเป็นพื้นที่ที่ได้รับประโยชน์จากการอยู่ใกล้หาดใหญ่ ทางตอนใต้สุดจะได้รับประโยชน์จากการอยู่ใกล้พรมแดนที่ปาดังเบซาร์และบ้านด่านนอก ข้อได้เปรียบของพื้นที่นี้คือ มีถนนที่ดี มีทางรถไฟเชื่อมโยงและอยู่ใกล้แนวท่อส่งก๊าซ ดังนั้น พื้นที่นี้จึงเหมาะสมที่สุดต่อการจัดตั้งพื้นที่อุตสาหกรรม และสามารถเข้าถึงการบริการจากก๊าซธรรมชาติ และมีความเชื่อมโยงที่ดีกับมาเลเซียอีกด้วย ผลการศึกษาข้างต้น ได้เสนอแนะพื้นที่ที่มีศักยภาพที่จะพัฒนาเป็นพื้นที่อุตสาหกรรม 2 พื้นที่ได้แก่ (1) บริเวณบ้านไร่ - ทุ่งลุง อำเภอหาดใหญ่ และ (2) บริเวณตำบลสำนักขาม อำเภอสะเดา (รูปที่ 2.1) โดยมีเหตุผลหลักดังนี้



รูปที่ 2.1 พื้นที่ที่มีศักยภาพในการพัฒนาเป็นเขตอุตสาหกรรมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ [สศช., 2542]

- เป็นพื้นที่ในแผนแม่บทของกรมการผังเมือง ประกอบด้วยการพัฒนาชุมชนเมือง และพื้นที่สำหรับอุตสาหกรรม ตามแผนแม่บทของกรมการผังเมือง
- อยู่ในเส้นทางทางหลวงหมายเลข 4 จนถึงทางใต้ของหาดใหญ่
- ชุมชนสนับสนุนเป็นที่อยู่อาศัยของแรงงานที่ต้องการอาศัยอยู่ใกล้กับสถานที่ทำงาน
- มีพื้นที่สำหรับเป็นเขตอุตสาหกรรมส่งออก (Export processing zone : EPZ)
- มีพื้นที่สำหรับเป็นศูนย์การค้าส่ง (Wholesale trade center)
- ใกล้แนวท่อส่งก๊าซของบริษัท ทรานส์ ไทย – มาเลเซียฯ
- ใกล้แนวท่อน้ำจากอ่างเก็บน้ำที่คลองสะเดาเพื่อนำไปใช้ที่หาดใหญ่
- พื้นที่มีความเชื่อมโยงกับลักษณะภูมิประเทศ รูปแบบการระบายน้ำ ชุมชนสนับสนุน เป็นต้น
- มีขอบเขตและทิศทางการขยายพื้นที่อุตสาหกรรมในกรณีที่พื้นที่ทั้งสองประสบความสำเร็จ

สำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย ได้ออกแบบสำหรับผลิตก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (Sales gas) ก๊าซหุงต้ม (LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) ซึ่งล้วนเป็นผลิตภัณฑ์ที่จะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยบริษัท ทรานส์ ไทย – มาเลเซียฯ ไม่มีนโยบายในการผลิตผลิตภัณฑ์อื่น เช่น Olefins, Aromatics หรือ Naphtha ในการป้อนให้แก่อุตสาหกรรมปิโตรเคมีแต่อย่างใด จึงคาดว่าอุตสาหกรรมต่อเนื่องประเภทปิโตรเคมีจะไม่เกิดขึ้น (ตารางที่ 2.16)

ตารางที่ 2.16 การประเมินการใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติของโครงการ

ประเภทการใช้ประโยชน์	ความเป็นไปได้
1. เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า	เป็นไปได้
2. เชื้อเพลิงสำหรับอุตสาหกรรม	เป็นไปได้
3. ก๊าซหุงต้มสำหรับการปรุงอาหารและสำหรับยานพาหนะ	เป็นไปได้
4. ก๊าซธรรมชาติเหลวสำหรับกลั่นเป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุตสาหกรรม	เป็นไปได้
5. ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับเป็นวัตถุดิบ สำหรับอุตสาหกรรมอาหารแช่แข็ง	เป็นไปได้
6. ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานพาหนะ	ไม่น่าจะเป็นไปได้
7. วัตถุดิบสำหรับการผลิตปุ๋ย	ไม่น่าจะเป็นไปได้
8. อุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 1	เป็นไปไม่ได้
9. อุตสาหกรรมปิโตรเคมีระยะที่ 2	เป็นไปไม่ได้

ที่มา : สศช., 2542

ดังนั้น โครงการจะตอบสนองความต้องการของอุตสาหกรรม 2 กลุ่ม ได้แก่

(1) กลุ่มผลิตกระแสไฟฟ้า

(2) กลุ่มอุตสาหกรรมการผลิต ได้แก่ อุตสาหกรรมเซรามิค (เตาเผา) โลหะ (เตาเผา) เครื่องแก้ว (เตาเผา) เคมีภัณฑ์ (หม้อน้ำ) ปูนซีเมนต์ (เตาเผา) แผ่นยิปซั่ม (เตาเผา) ผลิตภัณฑ์ยางรถยนต์ (เตาเผา) โรงงานผลิตเหล็กกล้า (เตาเผา) อาหาร (หม้อน้ำ) และอาหารทะเล (ตู้แช่)

2.5 วัตถุประสงค์ของโครงการ

(1) วัตถุประสงค์เชิงนโยบาย โครงการท่อส่งก๊าซและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาการใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติในแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย - มาเลเซีย รัฐบาลไทยมีเป้าหมายที่จะให้ก๊าซธรรมชาติเป็นฐานของพลังงานในการที่จะพัฒนาและกระตุ้นให้เกิดอุตสาหกรรมในพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้ คือจังหวัดสตูล สงขลา ปัตตานี ยะลา และนราธิวาส ซึ่งปัจจุบันในพื้นที่ดังกล่าวยังมีอุตสาหกรรมอยู่ในระดับต่ำ โดยพบว่าประมาณ 5% ของ GRDP (Gross regional domestic product) มาจากภาคอุตสาหกรรมการผลิต ขณะเดียวกัน โครงการสามารถที่จะช่วยเร่งการพัฒนาให้เป็นไปตามนโยบายต่างๆ ของรัฐบาล เช่น

- นโยบายตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 และ 9
- โครงการพัฒนาเขตเศรษฐกิจสามฝ่าย อินโดนีเซีย-มาเลเซีย-ไทย
- แผนแม่บทการพัฒนาพื้นที่ 5 จังหวัดชายแดนภาคใต้
- นโยบายการพัฒนาเมืองตามแนวชายแดน
- นโยบายการกระจายความเจริญไปสู่ชนบท

(2) วัตถุประสงค์ของท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล วัตถุประสงค์ของโครงการเพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมแปลง A-18 ไปยังแปลง B-17 ซึ่งมีระยะทางประมาณ 55 กิโลเมตร โดยมีความสามารถในการส่งก๊าซได้ 600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และจากแปลง A-18 ไปยังโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย ที่อำเภอจะนะ ซึ่งมีระยะทางประมาณ 277 กิโลเมตร โดยมีความสามารถในการส่งก๊าซได้ 1,020 MMSCFD[9] เพื่อนำไปแยกก๊าซให้ได้ผลิตภัณฑ์ 3 ชนิด คือ ก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (Sales gas) ก๊าซหุงต้ม (LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) และมีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เป็นผลพลอยได้ รายละเอียดของท่อส่งก๊าซในทะเล แสดงในตารางที่ 2.17

[9] MMSCFD ดูคำอธิบายในเชิงอรรถหน้า 2 - 3

ตารางที่ 2.17 ขนาดความสามารถสูงสุดของท่อส่งก๊าซพร้อมระยะทาง และขนาดท่อ

ท่อส่งก๊าซ	เส้นทาง	ความสามารถสูงสุดในการส่งก๊าซ (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)	ระยะทาง (กม.)	ขนาดท่อ (นิ้ว)
ท่อในทะเล				
- Feed gas	A18 - B17	600	55	28
- Feed gas	A18 - GSP[1]	1,020	277	34
- NGL	GSP - MBM	295 ตัน/ชั่วโมง	4.5	10
ท่อบนบก				
- Sales gas	GSP - PGU III	750	96.5	36
- LPG	GSP - Prai Terminal	1,166 ตัน/วัน	240	8

หมายเหตุ : GSP = Gas separation plant = โรงแยกก๊าซธรรมชาติ

(3) **วัตถุประสงค์ของท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก** เพื่อขนส่งผลิตภัณฑ์จากโรงแยกก๊าซที่อำเภอจะนะ ซึ่งประกอบด้วยก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (Sales gas) และก๊าซหุงต้ม (LPG) ไปยังกลุ่มผู้ใช้ก๊าซในจังหวัดสงขลา และต่อเชื่อมกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกของเปโตรนาส (PGU III) ทางตอนเหนือของประเทศมาเลเซีย รายละเอียดของท่อส่งก๊าซบนบกแสดงในตารางที่ 2.17

(4) **ส่วนประกอบของท่อส่งก๊าซ** เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ข้างต้น ระบบท่อส่งก๊าซได้ถูกออกแบบให้ประกอบด้วย 5 ส่วนหลักๆ (ตารางที่ 2.17) ได้แก่

- *ท่อส่งก๊าซในทะเลเพื่อส่งก๊าซธรรมชาติ* (Feed gas) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 28 นิ้ว ความยาวประมาณ 55 กิโลเมตร จากแปลง A-18 ไปยังแปลง B-17 ความสามารถในการส่งก๊าซได้ 600 MMSCFD ที่ความดันประมาณ 2,080 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- *ท่อส่งก๊าซในทะเลเพื่อส่งก๊าซธรรมชาติ* (Feed gas) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 34 นิ้ว หนา 0.740-1.090 นิ้ว ความยาวประมาณ 277 กิโลเมตร จากแปลง A-18 ไปยังโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา ความสามารถในการส่งก๊าซได้ 1,020 MMSCFD (850 + 20% allowance) ความดันที่แปลง A-18 เท่ากับ 2,080 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ค่า CO_2 ไม่เกิน 23% ความดันก๊าซเมื่อมาถึงโรงแยกก๊าซจะลดลงเหลือประมาณ 1,100 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว การผลิตก๊าซดำเนินการโดย Caligali-Triton Operating Company (CTOC) โดยที่ทาง CTOC จะเตรียมอุปกรณ์ต่างๆ ที่แท่นผลิต เช่น Gas compression, Metering, Scraper launcher, และ ESD vaive อุปกรณ์ในการรับก๊าซที่โรงแยกก๊าซประกอบด้วย Scraper receiver, Slug catcher, Pressure control, Separation/Knock out (KO) drum, Metering และ Overpressure protection facilities

• *ท่อส่งก๊าซบนบกเพื่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม* (Sales gas) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 36 นิ้ว หนา 0.514 นิ้ว ความยาวประมาณ 88.5 กิโลเมตร จากโรงแยกก๊าซถึงชายแดนไทย-มาเลเซีย หรือ 96.5 กิโลเมตร ไปถึงจุดเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกของเปโตรนาส (PGU III) ทางตอนเหนือของประเทศมาเลเซีย ความสามารถในการส่งก๊าซได้ 750 MMSCFD ที่ความดันเริ่มต้นจากโรงแยกก๊าซที่ 1,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และลดลงเหลือ 840 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว เมื่อถึง PGU III อุปกรณ์ที่โรงแยกก๊าซสำหรับส่งก๊าซประกอบด้วย Metering และ Scraper launcher ระหว่างแนวท่อจะมีสถานีควบคุมก๊าซ (Block valve) และที่บริเวณชายแดนไทย-มาเลเซีย จะมีสถานีควบคุมก๊าซและสถานีตรวจวัดอัตราไหลของก๊าซ (Metering station)

• *ท่อส่งก๊าซบนบกเพื่อส่งก๊าซหุงต้ม* (LPG) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาวประมาณ 240 กิโลเมตร จากโรงแยกก๊าซ ถึง Prai Terminal ใกล้รัฐปีนัง โดยมีส่วนที่อยู่ในประเทศไทย ยาวประมาณ 88.5 กิโลเมตร โดยช่วงแรกจะวางคู่ขนานกับท่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม ออกแบบให้สามารถขนส่งก๊าซได้ 1,166 ตันต่อวัน ที่ความดันสูงสุด 1,430 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ขณะออกจากโรงแยกก๊าซ อุปกรณ์ที่โรงแยกก๊าซ สำหรับใช้ส่งก๊าซหุงต้ม ประกอบด้วย Metering และ Scraper launcher ระหว่างแนวท่อจะมีสถานีควบคุมก๊าซ และที่บริเวณชายแดนไทย - มาเลเซีย จะมีสถานีควบคุมก๊าซและสถานีตรวจวัดอัตราไหลของก๊าซ

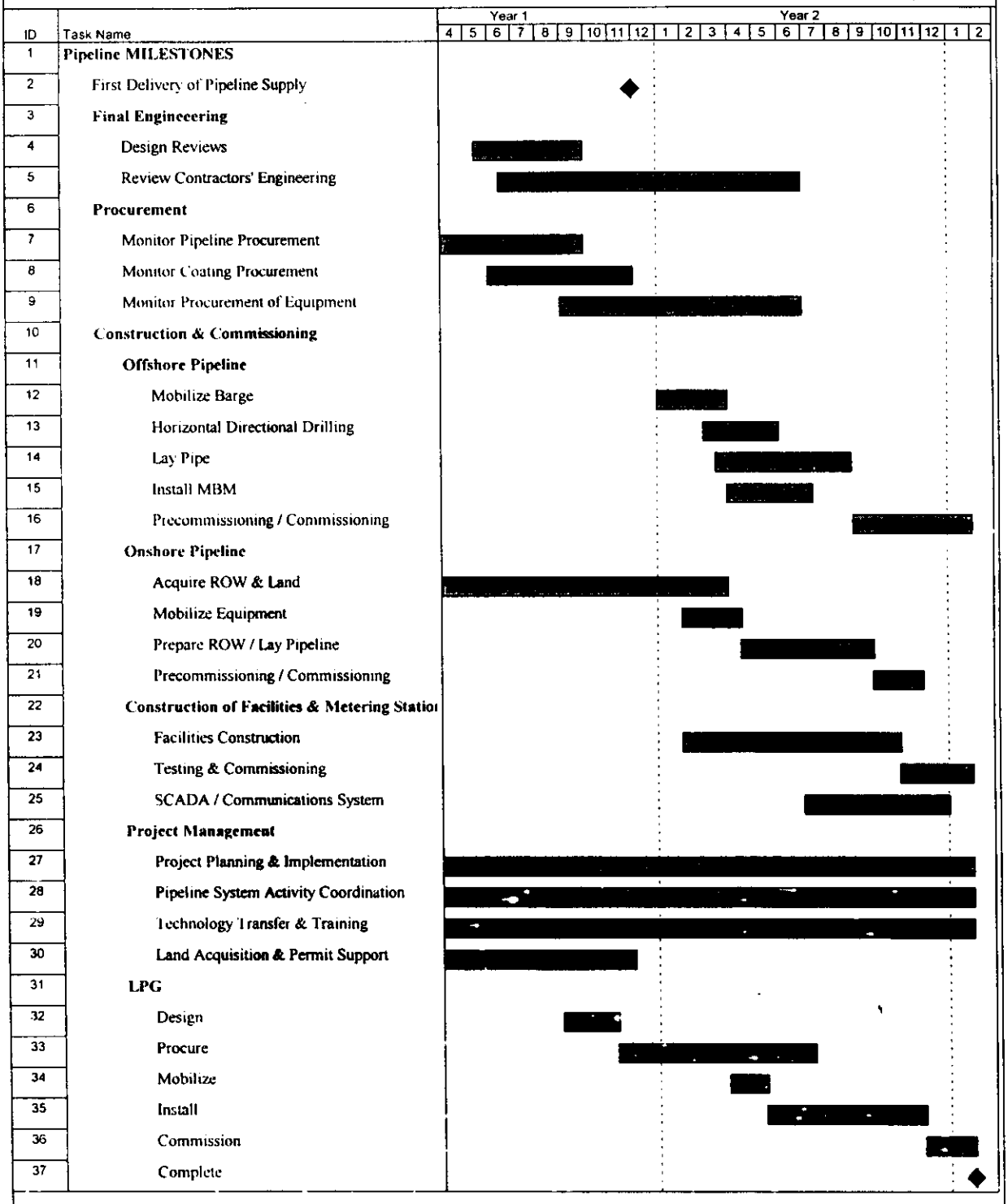
• *ท่อส่งก๊าซในทะเลเพื่อส่งก๊าซโซลีนธรรมชาติ* (NGL) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จากโรงแยกก๊าซ ไปยัง Multi-buoy mooring (MBM) ซึ่งอยู่ในทะเลเป็นระยะทาง 4.5 กิโลเมตร ความดัน 275 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว วางคู่ขนานกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลช่วงระยะหนึ่ง เพื่อขนส่งก๊าซโซลีนธรรมชาติจากโรงแยกก๊าซไปยัง MBM เพื่อถ่ายต่อลงเรือขนส่งขนาด 6,000 DWT[10] ซึ่งจะขนส่งไปยังรัฐ Kedah ในประเทศมาเลเซีย อุปกรณ์ที่ใช้ประกอบด้วย Metering, Scraper launcher, Block valve ที่ชายฝั่ง Sub-sea pipeline manifold และ Loading hose

2.6 แผนการดำเนินโครงการ

แผนการดำเนินโครงการที่วางไว้กำหนดให้งานก่อสร้างแล้วเสร็จประมาณ 24 เดือน (ตารางที่ 2.18)

[10] DWT = Dead weight tonnage หมายถึง ขนาดบรรทุกเต็มพิกัด ซึ่งรวมถึงสินค้า อุปกรณ์ เชื้อเพลิง ลูกเรือ ฯลฯ ทั้งหมด โดยปกติใช้หน่วย Long ton ; ดังนั้น 1 DWT = 2,240 ปอนด์

ตารางที่ 2.18 แผนการดำเนินโครงการ



2.7 การพิจารณาทางเลือกของแนวท่อส่งก๊าซ

2.7.1 การพิจารณาทางเลือกของแนวท่อส่งก๊าซในทะเล (Offshore pipeline)

คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ[11] ได้ศึกษาความเหมาะสมของแนวการวางท่อในทะเล โดยเปรียบเทียบเงินลงทุนและความเหมาะสมของการส่งก๊าซธรรมชาติ และได้ข้อสรุปว่าท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลควรจะวางจากแหล่งก๊าซในแปลง A-18 โดยท่อช่วงแรกจากแปลง A-18 ไปขึ้นฝั่งทางภาคใต้ตอนล่างของประเทศไทย เพื่อไปออกชายแดนไทย-มาเลเซีย และเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของเปโตรนาสทางตอนเหนือของมาเลเซีย และท่อช่วงที่สองจะไปเชื่อมระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ในแปลง B-17 (รูปที่ 2.2) ทั้งนี้ การศึกษาได้กำหนดสมมุติฐานปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่จะส่งผ่านท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวจากประมาณการปริมาณสำรองก๊าซในแปลง A-18 และแปลง B-17/C-19 ดังแสดงในตารางที่ 2.19 ซึ่งประเมินโดยผู้ประกอบการในแหล่งดังกล่าวว่ามีศักยภาพปริมาณสำรองก๊าซอยู่ทั้งสิ้นประมาณ 9.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต[12] โดยคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซได้สูงสุด 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ตารางที่ 2.13) และมีอัตราส่วนการผลิตก๊าซระหว่างแปลง A-18 และแปลง B-17/C-19 ประมาณ 7 ต่อ 3

จากการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นและสำรวจพื้นที่ของคณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ เพื่อหาที่ตั้งที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโรงแยกก๊าซ แนวท่อส่งก๊าซในทะเล ตลอดจนจุดขึ้นฝั่งที่เหมาะสมที่สุดของท่อส่งก๊าซ ได้ข้อสรุปว่าบริเวณที่มีความเหมาะสมในการตั้งโรงแยกก๊าซธรรมชาติคือ บริเวณอำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา (ทางเลือกที่ 5-เหนือ)

รูปที่ 2.2 แสดงโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซในประเทศไทยและประเทศมาเลเซียในส่วนที่เกี่ยวกับการนำก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย มาใช้ประโยชน์ ซึ่งครอบคลุมระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลจากแปลง A-18 ไปยังแปลง B-17 และจากแปลง A-18 ไปขึ้นฝั่งที่อำเภอจะนะ

ณ จุดขึ้นฝั่งที่อำเภอจะนะ แนวท่อส่งก๊าซจะถูกกำหนดให้ตั้งฉากกับแนวชายฝั่งโดยประมาณ โดยให้แนวท่อเบนไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อให้เบนออกจากอ่าวปัตตานีอันเป็นทั้งแหล่งประมงชายฝั่งและแหล่งชุมชนประมงสำคัญ นอกจากนี้ ด้วยเหตุผลทางด้านเทคนิค แนวท่อจะต้องวางตั้งฉากกับแนวสายเคเบิ้ลใต้น้ำ (ส่วนใหญ่เป็นเคเบิ้ลเพื่อการสื่อสาร) จึงต้องมีจุดหักเลี้ยวเป็นระยะๆ ปัจจัยสำคัญอีกปัจจัยหนึ่งที่เป็นตัวกำหนดแนวท่อคือการที่แนวท่อจะต้องมีระยะห่างจากเกาะโลซิน มากพอ (ดูรายละเอียดในหัวข้อ 3.2 บทที่ 3)

ด้วยเหตุผลและข้อจำกัดต่างๆ ข้างต้น แนวท่อก๊าซที่ได้จึงมีลักษณะดังในรูปที่ 2.3

---

[11] ขณะนั้น (ก่อนตั้งบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ) เรียกเป็นทางการว่า "คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด โดยการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย"

[12] 1 ลูกบาศก์ฟุต = 0.0283 ลูกบาศก์เมตร

ตารางที่ 2.19 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย

ผู้ผลิต	แหล่งก๊าซฯ	% CO_2	ปริมาณสำรอง (BSCF)*	
			1P	2P
CTOC**	Cakerawala	32-37	1,501	2,002
	Suriya	31-32	743	866
	Bulan	33-34	353	432
	Bumi	20-21	1,452	2,407
	Senja	8-23	187	346
	Bumi East	38-57	86	193
	Samdra	32-93	124	580
	Wira	14-17	18	18
	รวม		**4,464**	**6,844**
CPOC***	Muda	47-66	646	972
	Tapi	18-73	237	414
	Jengka	2-35	328	384
	Amarit	9-14	180	213
	Mali	23-27	108	480
	Jangka West	N/A	112	156
	Jengka South	N/A	47	74
	รวม		**1,658**	**2,693**
รวมทั้งหมด			**6,122**	**9,537**

หมายเหตุ: * ปริมาณสำรอง ไม่รวม CO_2 ; หน่วยเป็นพันล้านลูกบาศก์ฟุต (Billion standard cubic feet)

** CTOC = Caligali-Triton Operating Company

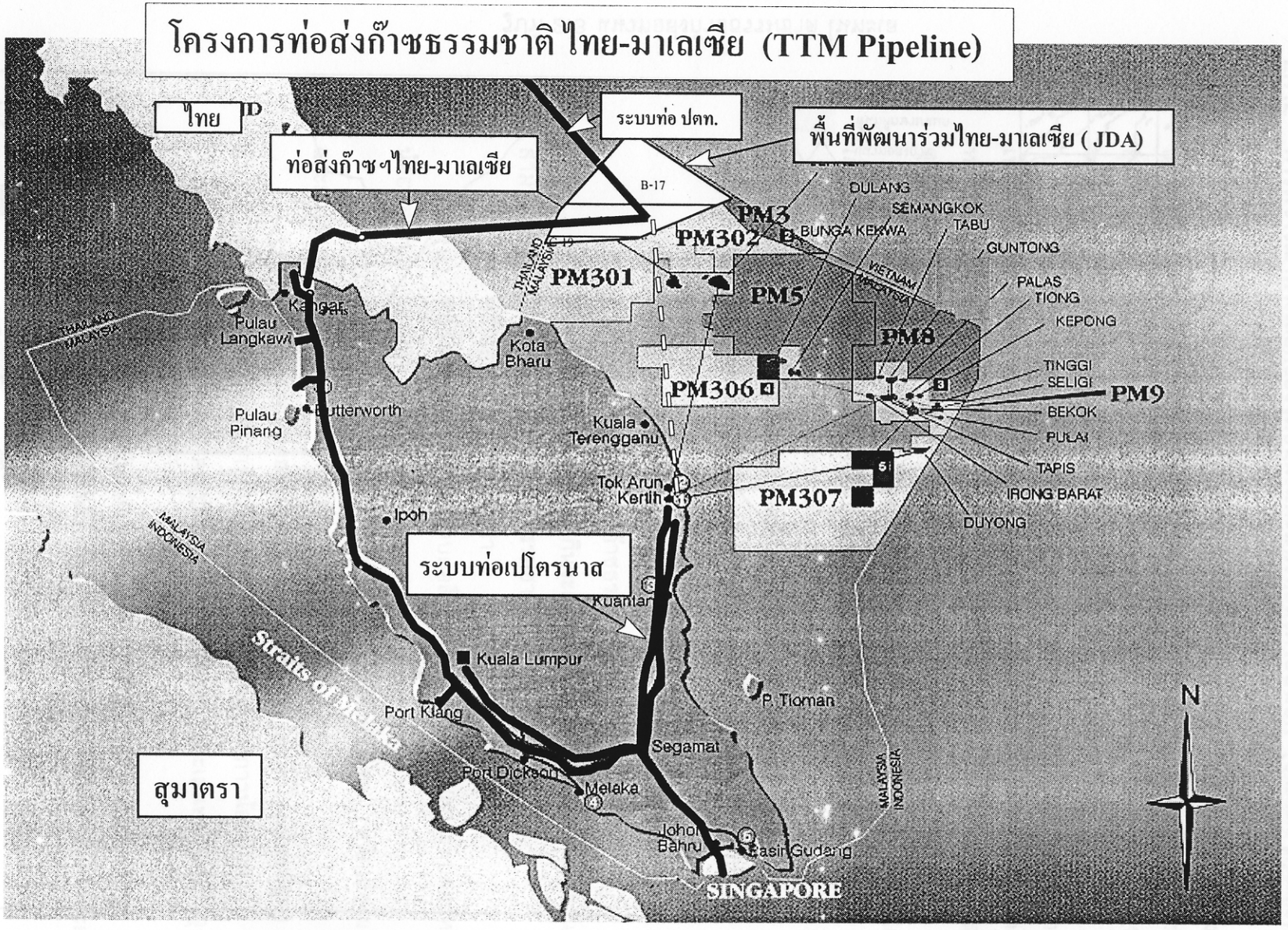
*** CPOC = Caligali-PTTEPI[13] Operating Company

1P = Proven, 2P = Proven + Probable

N/A = Data not available

ที่มา : กรมทรัพยากรธรณี

[13] PTTEPI = PTTEP International Ltd.



รูปที่ 2.2 โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซในประเทศไทยและประเทศมาเลเซียในส่วนที่เกี่ยวกับการนำก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย มาใช้ประโยชน์

2.7.2 การพิจารณาทางเลือกของจุดขึ้นฝั่งและแนวท่อส่งก๊าซบนบก (Onshore pipeline)

ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจะเริ่มจากจุดขึ้นฝั่งทางตอนใต้ของไทยไปยังโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (ท่อส่วนนี้เรียกว่า Feed gas pipeline) และจากนั้นจะมีท่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (Sales gas) และท่อส่งก๊าซหุงต้ม (LPG) ที่ได้จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของเปโตรนาส ทางเหนือของประเทศมาเลเซีย

คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ได้ทำการศึกษาและสำรวจพื้นที่เพื่อหาแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีความเหมาะสมมากที่สุด รวมทั้งรวบรวมข้อมูลต่างๆ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาประกอบการพิจารณา ได้แก่สำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม อุตสาหกรรมจังหวัด สำนักงานส่งเสริมอุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรม เป็นต้น

โดยหลักการ คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ได้วาง *หลักเกณฑ์การเลือกแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ* ไว้ดังต่อไปนี้

(1) ก่อสร้างง่ายและรบกวนแหล่งชุมชนน้อยที่สุด

(2) ไม่เป็นพื้นที่ทางประวัติศาสตร์ ศาสนา หรือเหมืองแร่

(3) ไม่เป็นพื้นที่ป่าไม้ควบคุม ป่าอนุรักษ์ และพื้นที่ชั้นคุณภาพลุ่มน้ำ

(4) หลีกเลี่ยงแหล่งชุมชนให้มากที่สุด

(5) ให้มีแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติตัดผ่านแม่น้ำและถนนน้อยที่สุด

(6) สามารถขยายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติสู่กลุ่มลูกค้าได้ง่าย

(7) ถ้าจำเป็นต้องผ่านพื้นที่ทำกินจะเลือกผ่านพื้นที่ปลูกพืชไร่ก่อนพืชสวน เพราะสามารถปลูกพืชไร่บนหลังแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อก่อสร้างเสร็จ

(8) หลีกเลี่ยงการพาดผ่านภูเขา

(9) หลีกเลี่ยงพื้นที่ที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และให้มีผลกระทบต่อแหล่งชุมชนน้อยที่สุด

(10) ระยะทางแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกต้องสั้นที่สุด (หลีกเลี่ยงผลกระทบและการลงทุนต่ำ)

(11) ไม่มีผลกระทบต่อชายฝั่งทะเล และระบบนิเวศ (ถ้ามีก็ให้มีน้อยที่สุด)

(12) พิจารณาทางเลือกที่ก่อให้เกิดความขัดแย้งต่อโครงการน้อยที่สุด

(13) ยึดเส้นทางคมนาคมทางบกเป็นเส้นทางหลัก และเส้นทางรองเป็นจุดตัดผ่านโครงการ

(14) เลี่ยงจุดทำงานที่มีความเสี่ยง และต้องใช้มาตรการความปลอดภัยสูง

(15) พื้นที่ที่มีการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ต้องเข้าออกได้สะดวก

จากหลักการข้างต้น คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ได้พิจารณาแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ควบคู่ไปกับพื้นที่ที่เหมาะสมในการก่อสร้างโรงแยกก๊าซทั้งหมด 7 ทางเลือก (ดูรูปที่ 1.2 ในบทที่ 1) ดังนี้

- *ทางเลือกที่ 1* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่บ้านเหล่า อำเภอเมือง จังหวัดสงขลา ใกล้สนามบินของกองทัพเรือ วางท่อบนบกผ่านอำเภอเมืองสงขลา อำเภอจะนะ อำเภอสะเดา

- *ทางเลือกที่ 2* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่ควนบ่อหิน อำเภอเมือง จังหวัดสงขลา ใกล้สนามบินของกองทัพเรือ วางท่อบนบกผ่านอำเภอเมืองสงขลา อำเภอจะนะ อำเภอสะเดา

- *ทางเลือกที่ 3* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่หาดแวยามา อำเภอปานาเระ จังหวัดปัตตานี วางท่อบนบกผ่านอำเภอเมืองยะลา

- *ทางเลือกที่ 4* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่บ้านป่าหวาย อำเภอสายบุรี จังหวัดปัตตานี วางท่อบนบกผ่านอำเภอเมืองยะลา

- *ทางเลือกที่ 5* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่บ้านตลิ่งชัน อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา วางท่อบนบกผ่านอำเภอจะนะ อำเภอนาหม่อม อำเภอหาดใหญ่ อำเภอสะเดา

- *ทางเลือกที่ 6* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้โรงแยกก๊าซ ซึ่งตั้งอยู่ที่บ้านเกาะจีน อำเภอเทพา จังหวัดสงขลา วางท่อบนบกผ่านอำเภอเทพา อำเภอจะนะ อำเภอสะเดา

- *ทางเลือกที่ 7* ท่อส่งก๊าซในทะเลขึ้นฝั่งที่ใกล้ท่าเรือ คลังน้ำมัน ปตท. อำเภอสิงหนคร วางท่อบนบกผ่านทะเลสาบสงขลา ไปยังโรงแยกก๊าซซึ่งตั้งอยู่บ้านควนเพ็ง อำเภอรัตภูมิ ท่อส่งก๊าซออกจากโรงแยกก๊าซ ผ่านอำเภอหาดใหญ่ อำเภอสะเดา

จากการสำรวจทั้ง 7 ทางเลือก คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ สรุปว่าทางเลือกที่น่าจะมีความเป็นไปได้มากกว่าทางเลือกอื่นๆ ได้แก่ *ทางเลือกที่ 5* (เหนือ) *ซึ่งเสนอให้ก่อสร้างโรงแยกก๊าซที่บริเวณบ้านโคกสัก ตำบลสะกอม อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา* โดยท่อส่งก๊าซจะถูกวางจากจุดขึ้นฝั่งของท่อส่งก๊าซในทะเล บริเวณตำบลสะกอม อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา ผ่านพื้นที่ลุ่มเป็นระยะทางประมาณ 800 เมตร มายังโรงแยกก๊าซ จากนั้นจะวางท่อส่งก๊าซจากโรงแยกก๊าซผ่านที่ราบลุ่มและทุ่งนาเป็นระยะทางประมาณ 11 กิโลเมตร ก่อนที่จะมาพบกับทางหลวงหมายเลข 43 บริเวณบ้านป่าพลู ตำบลคลองเปียะ อำเภอจะนะ และท่อส่งก๊าซจะถูกวางไปในเขตทางตามแนวทางหลวงหมายเลข 43 เป็นระยะทางประมาณ 24 กิโลเมตร จนไปพบกับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่บริเวณตำบลบ้านพรุ อำเภอหาดใหญ่ จากนั้นท่อส่งก๊าซจะถูกวางไปในเขตสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเป็นระยะทางประมาณ 46.5 กิโลเมตร ผ่านสวนยางอีกประมาณ 7 กิโลเมตร จนถึงชายแดนไทย-มาเลเซีย ที่อำเภอสะเดา แล้วผ่านสวนยางประมาณ 8 กิโลเมตร ในประเทศมาเลเซีย จนมาสิ้นสุดที่จุดเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของเปโตรนาส (PGU III) ที่ด่านจังโหลน ในประเทศมาเลเซีย โดยมีระยะทางของท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกรวมทั้งหมดประมาณ 96.5 กิโลเมตร[14] ซึ่งเป็นส่วนที่อยู่ในประเทศไทย ประมาณ 88.5 กิโลเมตร (ดูรูปที่ 1.3 ในบทที่ 1)

---

[14] คณะทำงานของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ได้ทำการศึกษาพบว่าในการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกนั้นมีทางเลือกที่จะวางท่อไปตามแนวเส้นทางต่างๆ อันได้แก่ พื้นที่โล่งตามแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูงตามถนน และตามทางรถไฟ เป็นต้น ซึ่งคณะทำงานฯ มีความเห็นว่าการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้เส้นทางส่วนใหญ่ไปตามแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) น่าจะมีความเหมาะสมและสะดวกที่สุด เนื่องจากสามารถใช้ *เขตสายส่งไฟฟ้า* ของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม คณะทำงานฯ ได้พิจารณาทางเลือกอื่นๆ ที่เป็นไปได้ด้วยดังนี้

(1) **แนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)** ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจะวางไปตามแนวเขตสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และ Tenaga Nasional Berhad (TNB) ซึ่งเป็นบริษัทไฟฟ้าแห่งชาติของมาเลเซีย (TNB จะเช่าที่ดินดังกล่าวจากรัฐบาลมาเลเซีย ส่วนในประเทศไทย กฟผ. ได้รอนสิทธิ์การใช้ที่ดินจากเอกชน) ดังนั้น บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ อาจขอใช้ *เขตสายส่งไฟฟ้า* ดังกล่าวบางส่วนร่วมกับ กฟผ. ในการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะทำได้รวดเร็วเนื่องจากเป็นพื้นที่ที่ชาวบ้านไม่สามารถปลูกสร้างอาคารหรือปลูกไม้ใหญ่อยู่แล้ว อย่างไรก็ตาม จะต้องมีการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าเพิ่มเติมให้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และจะต้องมีการถมดินเพิ่มเติมในบางส่วนเพราะชาวบ้านได้ขุดดินบางส่วนไปใช้บ้างแล้ว

(2) **แนวถนน** จากการสำรวจพบว่าถนนทางภาคใต้มีความกว้างของเขตทางข้างถนนแตกต่างกันไปแล้วแต่บริเวณ และมีชุมชนอยู่ตามถนนค่อนข้างมากแน่น ในระยะแรก คณะทำงานฯ คิดว่าน่าจะสามารถวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามแนวทางหลวงหมายเลข 4 ได้ แต่เมื่อสำรวจพื้นที่จริงปรากฏว่ามี*เขตทาง*กว้างเหลือเพียง 2 เมตร ซึ่งแคบเกินไป อย่างไรก็ตาม ทางหลวงหมายเลข 43 จากอำเภอจะนะไปยังอำเภอหาดใหญ่ มี*เขตทาง*เหลือข้างละ 10-15 เมตร ซึ่งเพียงพอสำหรับการวางท่อส่งก๊าซ

(3) **แนวทางรถไฟ** แม้ว่าการรถไฟแห่งประเทศไทยได้มีการสงวนพื้นที่ไว้กว้างประมาณ 40 เมตร ออกไปทางด้านข้างของทางรถไฟ แต่เมื่อได้ทำการสำรวจพื้นที่จริงพบว่าเมื่อทางรถไฟผ่านเมืองหรือสถานีรถไฟจะเหลือพื้นที่ว่างข้างทางรถไฟน้อยมากซึ่งไม่เพียงพอต่อการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ