

การพัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงข่ายการส่ง  
ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

DEVELOPMENT OF A MULTI-PERIOD LINEAR PROGRAMMING MODEL FOR  
THE NATURAL GAS DISTRIBUTION NETWORK OF THAILAND



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมโยธา  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ.2567  
KMITL-2024-EN-D-098-203

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DEVELOPMENT OF A MULTI-PERIOD LINEAR PROGRAMMING MODEL FOR  
THE NATURAL GAS DISTRIBUTION NETWORK OF THAILAND



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF  
DOCTOR OF ENGINEERING PROGRAM IN CIVIL ENGINEERING  
SCHOOL OF ENGINEERING  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG  
2024

KMITL-2024-EN-D- 098-203

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



**COPYRIGHT 2024**

**SCHOOL OF ENGINEERING**

**KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับ โครงการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
นักศึกษา	นายณัฐเมธี ตูจันดา
รหัสประจำตัว	61601220
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมโยธา
พ.ศ.	2567
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.ชลิดา อุตะเกา
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	พ.อ.ผศ.ดร.เสกสรรค์ หมอยาดี

### บทคัดย่อ

ก๊าซธรรมชาติเป็นทรัพยากรที่ประเทศไทยนำมาใช้เป็นปัจจัยสำคัญในการขับเคลื่อนในด้านต่างๆ มากมายโดยเฉพาะอย่างยิ่งในด้านพลังงาน ก๊าซธรรมชาติถูกนำมาใช้เป็นทรัพยากรหลักในการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในประเทศสูงถึงร้อยละ 53 ของปริมาณเชื้อเพลิงทั้งหมด ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยจัดหาได้จากการผลิตในอ่าวไทยอยู่ที่ร้อยละ 62 ของปริมาณการจัดหาทั้งหมดประกอบกับก๊าซธรรมชาติสำรองที่พิสูจน์แล้ว (P1) ที่เหลืออยู่ภายในอ่าวไทยเหลืออยู่ 4,658.87 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ส่งผลทำให้ประเทศไทยนั้นมีก๊าซธรรมชาติที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ภายในอ่าวไทยได้อย่างแน่นอนอีก 1 ปีโดยประมาณ ด้วยสถานการณ์ดังกล่าวส่งผลให้ประเทศไทยกำลังประสบปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในไม่ช้า ปัญหาดังกล่าวนอกจากจะส่งผลกระทบต่อความเสถียรด้านพลังงานแล้วยังส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจประเทศอีกด้วยจึงมีงานวิจัยที่เสนอนโยบายทางเลือกมากมายเกี่ยวกับการแก้และบริหารจัดการปัญหาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวแต่ยังไม่มีงานวิจัยที่มีการอธิบายถึงการบริหารจัดการในระดับปฏิบัติการได้อย่างเหมาะสม

ในงานวิทยานิพนธ์นี้ทางผู้วิจัยได้ศึกษาปัญหาดังกล่าวที่เกิดขึ้น และตัดสินใจที่จะพัฒนาแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้เทคนิคการโปรแกรมเชิงเส้นตรงในการดำเนินการวิจัยนี้ครอบคลุมตั้งแต่การศึกษาปัญหา กำหนดขอบเขตการศึกษา การเก็บและเตรียมข้อมูล การพัฒนาแบบจำลองฯ การวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย และนำผลลัพธ์ไปเปรียบเทียบกับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบันเพื่อชี้วัดความถูกต้องของการพัฒนาแบบจำลองและเสนอแนะแนวทางการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลลัพธ์ได้บ่งชี้ให้เห็นถึงความสำเร็จในการพัฒนาแบบจำลองสำหรับการหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยและได้นำเสนอผลลัพธ์ที่มีความถูกต้องและสอดคล้องกับความเป็นจริงที่เกิดขึ้น และผลลัพธ์ของงานวิจัยยังบ่งชี้ให้เห็นว่าแบบจำลองยังต้องการการพัฒนาและยังมีข้อจำกัดบางประการเพื่อเพียงความแม่นยำในการวิเคราะห์ให้สอดคล้องกับความเป็นจริงมากขึ้น

จากการอภิปรายผลลัพธ์ของการศึกษาบ่งชี้ว่าประเทศไทยมีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในอ่าวไทยไม่เพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ.2561-2580 ได้จึงจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งอื่น โดยผลลัพธ์จากแบบจำลองฯ เลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อตอบสนองความต้องการที่มากขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าวและแบบจำลองได้เสนอการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่มีการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว น้อยกว่าแบบแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทยปัจจุบัน โดยงานวิจัยนี้นอกจากจะนำเสนอการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติแล้วผลลัพธ์ของการศึกษายังบ่งชี้ข้อจำกัดของการทำงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับพลังงานเพื่อให้เกิดการพัฒนาด้านการศึกษาของประเทศไทยในอนาคตอีกด้วย



<b>Thesis</b>	Development of a multi-period linear programming model for the natural gas distribution network of Thailand
<b>Student</b>	Mr. Nutmethee Tuchinda
<b>Student ID.</b>	61601220
<b>Degree</b>	Doctor of Engineering
<b>Program</b>	Civil Engineering
<b>Year</b>	2024
<b>Thesis Advisor</b>	Assoc. Prof. Dr. Chalida Utapao
<b>Thesis Co-Advisor</b>	Col. Asst. Prof. Dr. Seksun Moryadee

## ABSTRACT

With the prodigious benefit, For Thailand, Natural gas is applied as an important resource for various fields, especially energy production. As a primary source, Natural gas is a resource for electricity generation in order to domestic use, accounting for 53 percent of the total fuel supply. While, Thailand mainly provides natural gas from the Gulf of Thailand, accounting for 62 percent of total procurement, And the proven natural gas reserves (P1) within the Gulf of Thailand remain at 4,658.87 billion cubic feet. It demonstrates that Thailand has reserved natural gas in order to satisfy domestic demand for a year. Thus, Thailand not only just faces the impending gas shortage but also is in an insecure situation in the energy sector. To find the proper solution, the various alternatives to natural gas management are published, but none of them properly provide the solution at the operation level.

For this research, we have studied the situation in Thailand, and we have developed a mathematic model using linear programming for providing optimal natural gas management in Thailand. This thesis presents the details of the methodologies of development of the mathematic model, which are studying the problem, scoping the framework, collecting data, preparing data, developing the mathematic model, and providing an alternative natural gas management for Thailand. After, the output is provided. The result is compared with the present Thailand natural gas to make suggestions for Thailand's natural gas management.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

The result shows the success of the construct of a linear-period programming model for the natural gas distribution network in case of Thailand, but the model needs some more development for being more accurate to be closer for the practical decision.

The result identifies the fact that Thailand doesn't have enough remaining reserved natural gas to satisfy demand from 2018-2036. Thus, Thailand will be obliged to switch the supply from the other source of natural gas. Imported LNG is suggested to be the primary source for satisfying the increased demand of the period. The model also provides the infrastructure planning that the volume of expanded capacity is less than the present Thailand management. In this study, the findings not only provide the optimal natural gas management but also identify the limitation of the research associated with energy for further study.



## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ ด้วยความช่วยเหลือจาก รศ.ดร. ชลิตา อุตะเกา ที่เป็นอาจารย์ที่ปรึกษาและโดยเฉพาะอย่างยิ่ง พ.อ.ผศ.ดร. เสกสรรค์ หมอยาดี ที่เป็นอาจารย์ที่ปรึกษาร่วมวิทยานิพนธ์ที่ข้าพเจ้าเคารพยิ่ง ซึ่งท่านได้ให้ความรู้ คำแนะนำและคำปรึกษาอย่างใกล้ชิดในการศึกษาครั้งนี้ และเปิดโอกาสให้ข้าพเจ้าได้ทำศึกษาและทำวิทยานิพนธ์ที่ต้องการ พร้อมทั้งสอนข้อคิดในการใช้ชีวิตและการทำงานให้แก่ข้าพเจ้ามาโดยตลอด อีกทั้งสั่งสอนให้เรื่องการใช้ชีวิตประจำวันและการปฏิบัติตนอันควรพึงกระทำในแวดวงการศึกษาและอดทนต่อคุณลักษณะนิสัยของข้าพเจ้าบางประการที่ไม่ช่วยส่งเสริมการทำวิทยานิพนธ์ของข้าพเจ้ารวมทั้งผลักดันจนทำให้ข้าพเจ้าสามารถสำเร็จการทำวิทยานิพนธ์และงานวิจัยอื่นๆให้สำเร็จลุล่วงได้ โดยความดีความชอบและข้อคิดที่ได้รับจากอาจารย์ทั้งสองท่านนี้ ข้าพเจ้าจะจดจำและนำไปประยุกต์ใช้ไปตลอดการใช้ชีวิตของข้าพเจ้า ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงในความอนุเคราะห์และความเมตตาจากอาจารย์ทั้งสองท่าน

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกท่านที่มอบวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ต่างๆ ให้แก่ข้าพเจ้าพร้อมทั้งให้คำแนะนำและคำปรึกษาที่เป็นประโยชน์ต่อข้าพเจ้า จนทำให้วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณเพื่อน พี่ น้อง ทุกคนที่คอยช่วยเหลือและให้คำแนะนำในการทำงาน พร้อมทั้งมอบกำลังใจให้ข้าพเจ้าเสมอมาและข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่ให้การเลี้ยงดูอย่างดีตลอดมา และให้การสนับสนุน ทั้งกำลังทรัพย์ที่เป็นค่าใช้จ่ายในด้านต่างๆ พร้อมกับมอบกำลังใจที่ดีและเชื่อมั่นในตัวข้าพเจ้า จนทำให้การทำงานสำเร็จได้ด้วยดี

และสุดท้ายขอขอบคุณโครงการปริญญาเอกกาญจนาภิเษก (คปก.) ที่ให้โอกาสข้าพเจ้าในการเข้าร่วมโครงการและสนับสนุนทุนการศึกษาปริญญาเอกครั้งนี้ของข้าพเจ้าในการศึกษาวิทยานิพนธ์ ตลอดจนมอบโอกาสด้านการศึกษามากมายทั้งในการนำเสนองานต่างประเทศแก่ข้าพเจ้าและอาจารย์ที่ปรึกษา การนำงานวิจัยของข้าพเจ้าไปนำเสนอในงานประชุมระดับประเทศและอื่นๆอีกมากมาย ด้วยโอกาสที่ท่านได้มอบให้ข้าพเจ้ารู้สึกยินดี เป็นเกียรติและขอบพระคุณอย่างมากที่ได้รับการสนับสนุนในครั้งนี้

สำหรับประโยชน์และคุณงามความดีที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณทุกท่านซึ่งเป็นที่เคารพและรักยิ่งของข้าพเจ้า

# สารบัญ

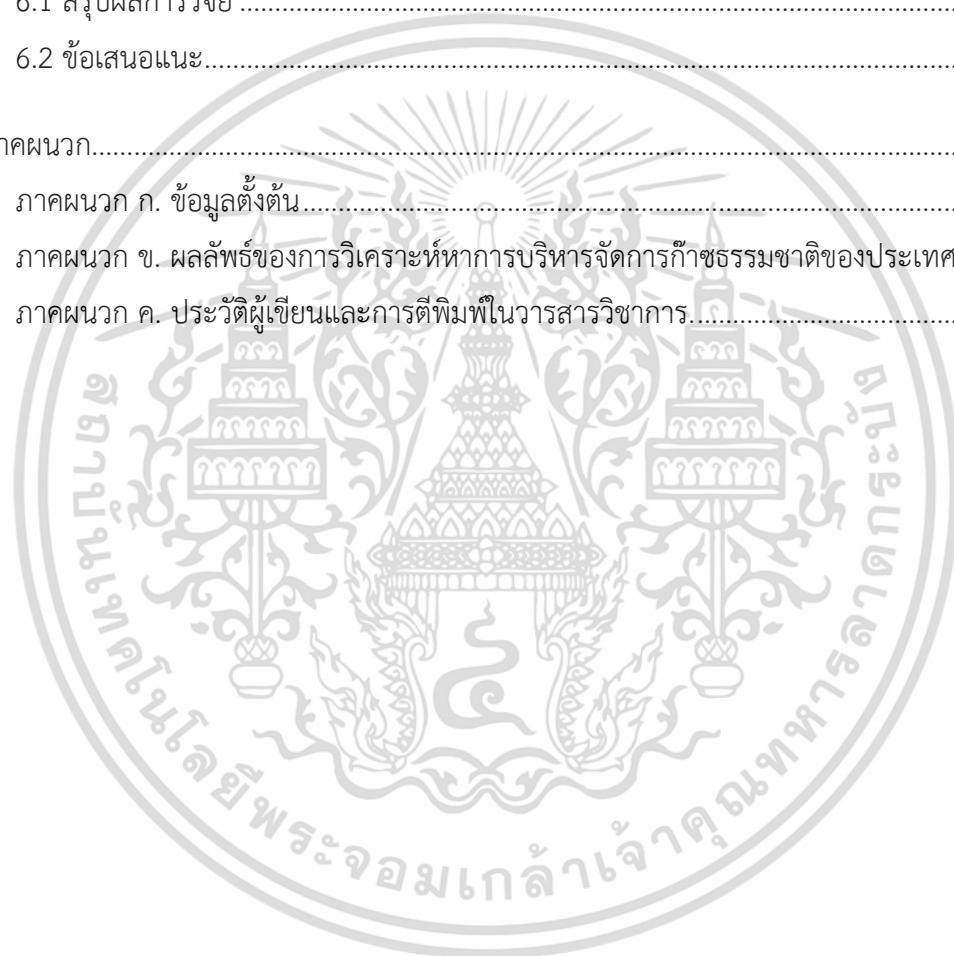
	หน้า
บทคัดย่อ .....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	III
กิตติกรรมประกาศ.....	V
สารบัญ.....	VI
สารบัญตาราง.....	IX
สารบัญรูป .....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	3
1.3 ขอบเขตของการศึกษา.....	3
1.3.1 ขอบเขตด้านข้อมูล.....	3
1.3.2 ขอบเขตด้านการศึกษา.....	3
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้ .....	4
บทที่ 2 ความรู้ที่เกี่ยวข้อง .....	5
2.1 ความรู้ทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ .....	5
2.2 โครงข่ายก๊าซธรรมชาติ .....	8
2.2.1 โครงข่ายการขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ.....	8
2.2.2 ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว .....	11
2.3 สถานะการณ์ก๊าซธรรมชาติของไทย.....	12
2.3.1 การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน .....	12
2.3.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย .....	13
2.4 ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ .....	14
2.4.1 เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming).....	14
2.4.2 การจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหา (Model formulation).....	14
2.4.3 ปัญหาการขนส่งแบบส่งถ่าย (Transshipment problem) .....	15

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงานวิจัย .....	18
3.1 การศึกษาและพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (A multi-period programming model for the natural gas distribution network of Thailand) .....	19
3.1.1 การศึกษาปัญหา .....	19
3.1.2 การกำหนดขอบเขตการศึกษา.....	21
3.1.3 การเก็บข้อมูล .....	22
3.1.4 การเตรียมข้อมูล .....	23
3.1.5 การพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทย.....	30
3.2 การวิเคราะห์หาค่าการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย .....	35
3.2.1 การเขียนแบบจำลองลงในโปรแกรมจำลอง .....	35
3.2.2 การเปรียบเทียบและอภิปรายผลลัพธ์ (Output comparison) .....	42
บทที่ 4 ผลลัพธ์ของการพัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงข่ายการส่งก๊าซธรรมชาติประเทศไทย.....	46
4.1 แบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงข่ายการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	46
4.1.1 มโนทัศน์ของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (The Illustration of the simulation of Thailand natural gas distribution network) .....	46
4.1.2 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematic model) .....	50
4.2 ผลลัพธ์จากการเก็บและเตรียมข้อมูล.....	53
4.2.1 ตัวแปรด้านค่าใช้จ่าย.....	53
4.2.2 ท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย .....	54
4.2.3 ก๊าซธรรมชาติสำรองภายในอ่าวไทย .....	57
4.2.4 ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ในปีพ.ศ. 2561-2580 .....	58
บทที่ 5 .....	62
ผลการวิเคราะห์การบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทย.....	62
5.1 ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model static) .....	62
5.2 ด้านการจัดจำหน่าย (Distribution) .....	62
5.3 ด้านโครงสร้างของระบบท่อส่งก๊าซ (Pipeline).....	66

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.4 ด้านการจัดหา (Supply) .....	69
5.5 ด้านโครงสร้างของระบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG importation capacity).....	73
5.6 ด้านการใช้ทรัพยากรสำรอง (Utilization of resources).....	74
บทที่ 6 .....	77
6.1 สรุปผลการวิจัย .....	77
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	79
ภาคผนวก.....	84
ภาคผนวก ก. ข้อมูลตั้งต้น.....	85
ภาคผนวก ข. ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	105
ภาคผนวก ค. ประวัติผู้เขียนและการตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ.....	111



# สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและพม่า.....	5
3.1 ตารางการเปรียบเทียบข้อมูลที่สำคัญและแหล่งข้อมูลที่ค้นพบในประเทศไทย.....	20
3.2 รายละเอียดของข้อมูลที่เกี่ยวข้องและแหล่งที่มา.....	22
3.3 รายละเอียดของความจำเป็นและรายละเอียดในการเตรียมข้อมูล.....	23
3.4 รายละเอียดของแหล่งข้อมูลที่น่าไปใช้ในการคำนวณสัดส่วนความต้องการในแต่ละพื้นที่.....	25
3.5 สัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติโดยแยกตาม Node ที่ได้คำนวณไว้.....	28
3.6 การกำหนดพื้นที่สำหรับคำนวณปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งปิโตรเลียมที่ระบุในเอกสาร โดยแยกตาม Node.....	29
3.7 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่มีระบุไว้ในเอกสาร และผลลัพธ์ การพิจารณา.....	32
4.1 รายละเอียดและประเภทของพื้นที่ในการศึกษาที่ถูกกำหนดให้เป็น Node.....	47
4.2 รายละเอียดของพารามิเตอร์ด้านค่าใช้จ่าย.....	53
4.3 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	55
4.4 รายละเอียดของปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองแยกตาม Node.....	57
4.5 ความต้องการก๊าซธรรมชาติแยกตามภาคส่วนในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD.....	59
4.6 รายละเอียดปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD.....	60
5.1 ตารางข้อมูลทางสถิติเบื้องต้นของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและข้อจำกัดของ GAMs สำหรับตัว Demo version.....	62
5.2 ผลลัพธ์ด้านการจัดจำหน่ายในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580.....	63
5.3 ผลลัพธ์การพัฒนาโครงสร้างของท่อส่งจากพื้นที่จังหวัดระยองไปยังชลบุรี.....	67
5.4 การเปรียบเทียบการจัดหาของแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติกับผลลัพธ์ใน ปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD.....	69
5.5 ผลลัพธ์การใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580.....	76

# สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 รูปแสดงองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์.....	6
2.2 ส่วนต่างๆของระบบท่อส่งของก๊าซธรรมชาติ.....	9
2.3 โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	10
2.4 ขั้นตอนการขนส่ง LNG.....	11
2.5 มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอมินัล.....	11
2.6 Flow chart แสดงการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	12
2.7 รายละเอียดปริมาณการจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทยปีพ.ศ. 2565.....	13
2.8 Flow chart แสดงการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	13
2.9 ลักษณะของTransshipment problem.....	16
3.1 แผนผังขั้นตอนการทำวิจัย.....	18
3.2 ตัวอย่างการเตรียมข้อมูลความต้องการก๊าซธรรมชาติตามพื้นที่ในปีพ.ศ. 2561-2580.....	25
3.3 ขั้นตอนการคำนวณสัดส่วนของปริมาณความต้องการในแต่ละพื้นที่.....	27
3.4 ตัวอย่างการเตรียมข้อมูลปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรอง.....	30
3.5 ขั้นตอนการพัฒนาแบบจำลอง.....	31
3.6 ขั้นตอนการวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทย.....	34
3.7 ตัวอย่างการกำหนดค่าดัชนี (Index).....	35
3.8 ตัวอย่างการกำหนดค่าพารามิเตอร์ (Parameters).....	36
3.9 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์ค่าขนส่ง (Tcost).....	36
3.10 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์กำลังการผลิตสูงสุด (Pcap).....	37
3.11 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์ความต้องการก๊าซธรรมชาติ (Dem).....	37
3.12 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเลวระยะยาว (LNGCon).....	37
3.13 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์กำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซฯ (Pipecap) และกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNGcap).....	38
3.14 ตัวอย่างการกำหนดทิศทางของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ.....	38
3.15 ตัวอย่างการกำหนดของอนุญาตเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว.....	39
3.16 ตัวอย่างการกำหนดทิศทางการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว.....	39
3.17 ตัวอย่างการกำหนดตัวแปร (Variable).....	40
3.18 ตัวอย่างการกำหนดสมการ (Equation).....	40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
X  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.19 ตัวอย่างการกำหนดรายละเอียดของสมการ .....	41
3.20 ตัวอย่างการกำหนดเป้าหมายของการวิเคราะห์ .....	41
3.21 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯในด้านการขนส่ง.....	42
3.22 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯในด้านการจัดหาและการใช้ ทรัพยากรสำรอง.....	44
3.23 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯในด้านการพัฒนาโครงสร้าง พื้นฐาน.....	45
4.1 รายละเอียดของมโนทัศน์ของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ.....	48
4.2 รายละเอียดของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD .....	58
5.1 ผลลัพธ์การจัดจำหน่ายและกำลังการส่งโดยเฉลี่ยในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD .....	65
5.2 ผลลัพธ์การจัดจำหน่ายและกำลังการของท่อส่งก๊าซจากพื้นที่จังหวัดระยองไปยังชลบุรี.....	68
5.3 การเปรียบเทียบการจัดหาในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ของผลลัพธ์และแผนการบริหารจัดการก๊าซ ธรรมชาติของประเทศไทย .....	70
5.4 การเปรียบเทียบกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ของผลลัพธ์และ แผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทย.....	73
5.5 ผลลัพธ์การใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580.....	75



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

“ก๊าซธรรมชาติ” เป็นทรัพยากรธรรมชาติที่มีบทบาทสำคัญต่อโลกในปัจจุบันทั้งในด้านพลังงานอีกทั้งยังมีบทบาทสำคัญในการดำรงชีวิตของมนุษย์ในหลายด้าน ทั้งในด้านเทคโนโลยีต่างๆ ด้านอุตสาหกรรมและการอุปโภคบริโภคในระดับครัวเรือน นอกจากนี้จะมีบทบาทที่สำคัญที่ได้กล่าวไปแล้วก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานทางปิโตรเลียมที่สะอาดที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมากเมื่อเกิดการเผาไหม้ประกอบกับก๊าซธรรมชาติเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่มีความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์อย่างมากเมื่อเปรียบเทียบกับทรัพยากรธรรมชาติอื่นๆ อาทิเช่น น้ำมัน จึงทำให้ก๊าซธรรมชาติถูกนำไปใช้อย่างแพร่หลายในทั่วโลกและถูกนำไปใช้เป็นทรัพยากรหลักของประเทศ โดยที่ประเทศไทยก็เป็นหนึ่งในประเทศเหล่านั้น

สำหรับประเทศไทยก๊าซธรรมชาตินับเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่ถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยในปีพ.ศ. 2566 มีปริมาณ 114,637 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh) หรือร้อยละ 53 ซึ่งเป็นสัดส่วนที่มากที่สุดของเชื้อเพลิงของการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติ 2,437 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (MMSCFD) ซึ่งนับร้อยละ 59 ของปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมด ถูกนำไปใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดยปริมาณส่วนที่เหลือถูกนำไปใช้ในเป็นสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์พลาสติก ใช้ในด้านอุตสาหกรรมและใช้ในการเป็นเชื้อเพลิงรถยนต์ โดยมีปริมาณร้อยละ 19, 19, และ 3 ตามลำดับ ด้วยสัดส่วนที่ได้กล่าวไปประกอบกับโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทยด้านพลังงานที่เกือบทั้งหมดถูกออกแบบมาให้ประยุกต์ใช้กับก๊าซธรรมชาติเกือบทั้งหมด ส่งผลให้ประเทศไทยนั้นไม่สามารถเปลี่ยนแปลงไปใช้แหล่งกำเนิดพลังงานอื่นๆ ได้ในเวลาอันสั้น และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มมากขึ้นอีกด้วยในอนาคต

ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติ การจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยนั้นถูกควบคุมดูแลโดยหน่วยงานรัฐวิสาหกิจทั้งหมดของระบบ โดยในปีพ.ศ. 2566 ประเทศไทยจัดหาโดยการผลิตก๊าซธรรมชาติภายในอ่าวไทยคิดเป็นปริมาณร้อยละ 62 นำเข้าก๊าซธรรมชาติผ่านทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า เป็นปริมาณร้อยละ 15.96 และปริมาณจัดหาในส่วนที่เหลือมาจากการนำเข้าในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยใช้เรือบรรทุกซึ่งเป็นปริมาณร้อยละ 22.04 แสดงให้เห็นการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยนั้นมาจากการผลิตในอ่าวไทยเป็นหลักในปัจจุบัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประเทศไทยนั้นเป็นหนึ่งในไม่กี่ประเทศของโลกที่มีแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมเป็นของตนเอง โดยแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศไทยเกือบทั้งหมดตั้งอยู่ในอ่าวไทยและมีการการผลิตในปี พ.ศ. 2565 สูงถึง 4,274 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Bcf) และมีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองที่พิสูจน์แล้ว ในอ่าวไทยอยู่ที่ 4,658.87 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จึงทำให้ประเทศไทยมีก๊าซธรรมชาติสำรองที่พิสูจน์แล้วเพียงพอต่อการผลิตแค่ 1 ปี จึงทำให้ประเทศไทยกำลังประสบปัญหาความขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในอนาคต และจำเป็นจะต้องหันไปจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นเพื่อที่จะรองรับกับความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

จากสถานะการณ์ของก๊าซธรรมชาติที่ได้กล่าวไป ทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยไม่สอดคล้องกับทรัพยากรที่มี แต่ด้วยข้อจำกัดด้านทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองทำให้ประเทศไทยจะต้องประสบกับปัญหากับขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในไม่ช้าอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้อันส่งผลกระทบต่ออย่างมากแก่ความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย ประเทศไทยจึงวางแผนที่จะเพิ่มการจัดการก๊าซธรรมชาติโดยวิธีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากต่างประเทศและลดสัดส่วนของปริมาณการผลิตภายในประเทศลงเนื่องจากปริมาณก๊าซสำรองที่ค่อยๆลดตัวลง แต่อย่างไรก็ตามจากการทบทวนวรรณกรรมพบว่ายังไม่มีการศึกษาความเหมาะสมของนโยบายดังกล่าวรวมถึงนโยบายทางเลือกอื่นๆ ที่ยังไม่ได้รับการศึกษาและเผยแพร่อย่างเหมาะสม

ด้วยปัญหาด้านพลังงานที่จะเกิดขึ้นในไม่ช้า ในการศึกษาครั้งนี้ผู้วิจัยจึงได้ประยุกต์ใช้แบบจำลองศึกษาเกี่ยวกับแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติ ระบบโครงสร้างพื้นฐาน การจัดจำหน่าย และจำลองการจัดการก๊าซธรรมชาติทั้งหมดให้อยู่ในรูปแบบของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ เพื่อที่จะได้หารูปแบบของการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่เหมาะสมที่สุดที่จะให้ตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้อย่างเพียงพอและมีประสิทธิภาพที่สุด โดยรูปแบบการจัดการก๊าซธรรมชาติเป็นการจัดการเชิงยุทธศาสตร์ที่มีระยะเวลา 20 ปี เพื่อเป็นการศึกษานโยบายเชิงยุทธศาสตร์ทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดแก่ประเทศไทย โดยปัญหาด้านการจัดการก๊าซธรรมชาติเป็นปัญหาที่มีผลกระทบรุนแรงมากในทุกๆ ด้านของประเทศไทยและเป็นปัญหาที่ต้องมีการแก้ไขในระดับมหภาพซึ่งเป็นการลงทุนโดยใช้เงินจำนวนมากและมีการดำเนินการต่อเนื่องเป็นระยะเวลาหลายสิบปี จึงควรที่จะต้องมีวางแผนการศึกษาหาวิธีที่เหมาะสมเพื่อทำให้เกิดประโยชน์สูงสุดกับสถานการณ์การใช้พลังงานของประเทศไทย

เพื่อที่จะแก้ปัญหาดังกล่าวไป ผู้วิจัยจึงใช้โปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming) สำหรับงานวิจัยครั้งนี้ โดยโปรแกรมเชิงเส้นตรงเป็นหนึ่งในเทคนิคในการหาวิธีที่เหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหา (Optimization) เป็นสิ่งสำคัญสำหรับการวางแผนและการจัดการด้านทรัพยากร ประกอบกับเป็นการดำเนินการวิจัย (Research processing) ที่มีการประยุกต์ใช้ต่อยอดได้อย่างหลากหลายและมีต้นทุนที่น้อยมากในการดำเนินการจึงทำให้โปรแกรมเชิงเส้นตรงถูกเลือกเป็นเครื่องมือที่ได้รับการยอมรับและนิยมใช้สำหรับงานวิจัยในการบริหารจัดการด้านทรัพยากรของงานวิจัยทั่วโลก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผู้ทำการวิจัยได้เห็นถึงความสำคัญและความเหมาะสมของเทคนิคนี้กับปัญหาของการจัดการก๊าซธรรมชาติที่กำลังจะเกิดขึ้นจึงตัดสินใจใช้โปรแกรมเชิงเส้นในการศึกษาครั้งนี้

ในงานวิจัยนี้ผู้วิจัยจึงได้ศึกษาเพื่อพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อวิเคราะห์หาการบริหารจัดการที่เหมาะสมที่สุดภายใต้ข้อจำกัดที่มีในปัจจุบันของประเทศไทย โดยครอบคลุมการบริหารจัดการในด้านการจัดหา การขนส่ง การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และใช้ทรัพยากรสำรองภายในประเทศไทย พร้อมทั้งเสนอนโยบายทางเลือกโดยใช้แบบจำลองฯ ที่พัฒนาขึ้นและเปรียบเทียบกับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยเพื่อเป็นข้อเสนอแนะทางเลือกที่เหมาะสมแก่ประเทศไทยในปัจจุบัน

## 1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. เพื่อศึกษาและการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ในการหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่มีเป้าหมายคือมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานน้อยที่สุด โดยครอบคลุมการดำเนินการด้านการจัดหา ด้านการขนส่งโดยท่อส่งก๊าซธรรมชาติและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
2. เพื่อนำเสนอแนวคิดการดำเนินงานวิจัยเชิงปริมาณโดยใช้เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรงที่ได้พัฒนาขึ้นเพื่อหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย รวมถึงบ่งชี้ข้อจำกัดและเสนอข้อเสนอนโยบายของการดำเนินงานวิจัยในกรณีของการดำเนินงานวิจัยในประเทศไทย
3. เพื่อพิสูจน์ความถูกต้องของแนวคิดการดำเนินงานวิจัยที่พัฒนาขึ้นโดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์เชิงประวัติศาสตร์ (Historical Analysis) ที่เปรียบเทียบกับนโยบายการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน

## 1.3 ขอบเขตของการศึกษา

ในงานศึกษาครั้งนี้สามารถแบ่งขอบเขตการศึกษาออกเป็น 2 ด้าน ได้แก่ ขอบเขตด้านข้อมูลและขอบเขตด้านการศึกษา สามารถอธิบายได้ดังนี้

### 1.4.1 ขอบเขตด้านข้อมูล

ในการศึกษาครั้งนี้ใช้ข้อมูลด้านการจัดหา จัดจำหน่าย ความต้องการก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลด้านโครงสร้างพื้นฐานและข้อมูลด้านราคาต่างๆ โดยใช้ปัจจัยด้านความพร้อมในการนำไปใช้และความเป็นปัจจุบันที่สุดในปี พ.ศ. 2566 เป็นการพิจารณาในการใช้เป็นแหล่งข้อมูล

### 1.4.2 ขอบเขตด้านการศึกษา

หารูปแบบของการบริหารจัดการภายในระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่เหมาะสมที่สุดในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่สร้างขึ้น โดยพิจารณาการจัดการระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในด้านการจัดหา จัดจำหน่ายและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของการผลิต การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าและการนำเข้าในรูปแบบของก๊าซ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ธรรมชาติเหลว และอ้างอิงขอบเขตการศึกษาในด้านพื้นที่จากโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน

#### 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้

1. พัฒนาและนำเสนอแนวคิดการดำเนินงานวิจัยและแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับการหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติโดยใช้เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรงในกรณีของระบบก๊าซธรรมชาติประเทศไทยได้สำเร็จ
2. สามารถบ่งชี้ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะของการดำเนินงานวิจัยในกรณีของประเทศไทยเพื่อพัฒนาการดำเนินงานวิจัยให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น
3. สามารถหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่มีค่าใช้จ่ายการดำเนินการน้อยที่สุดในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ของประเทศไทย



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 2

# ความรู้ที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 ความรู้ทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติ เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนชนิดหนึ่งที่ประกอบด้วยไฮโดรเจนและคาร์บอน โดยจะจัดอยู่ในประเภททรัพยากรปิโตรเลียมชนิดหนึ่ง เกิดจากซากพืชซากสัตว์ที่ทับถมกันภายใต้ความร้อนหลายร้อยล้านปี และแรงกดดันมหาศาลจนแปรสภาพเป็นปิโตรเลียม ซึ่งอยู่ได้ทั้งในสถานะของแข็ง คือ ของแข็ง , ของเหลว คือ น้ำมันดิบ และก๊าซ ซึ่งก็คือก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติมีก๊าซไฮโดรคาร์บอนหลายอย่างประกอบเข้าด้วยกัน มีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า มีเทน อีเทน โพรเพน บิวเทน ฯลฯ แต่โดยทั่วไปจะประกอบด้วย ก๊าซมีเทนประมาณร้อยละ 70 ขึ้นไป เมื่อนำมาใช้ควรต้องแยกก๊าซออกจากกันเสียก่อน จึงจะสามารถใช้ได้เต็มที่ นอกจากสารไฮโดรคาร์บอนแล้ว ก๊าซธรรมชาติยังอาจจะประกอบด้วยก๊าซอื่นๆที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ ก๊าซไนโตรเจน และ น้ำ เป็นต้น โดยสัดส่วนองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติเป็นดังในตารางที่ 2.1 (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554)

ตารางที่ 2.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและพม่า (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554)

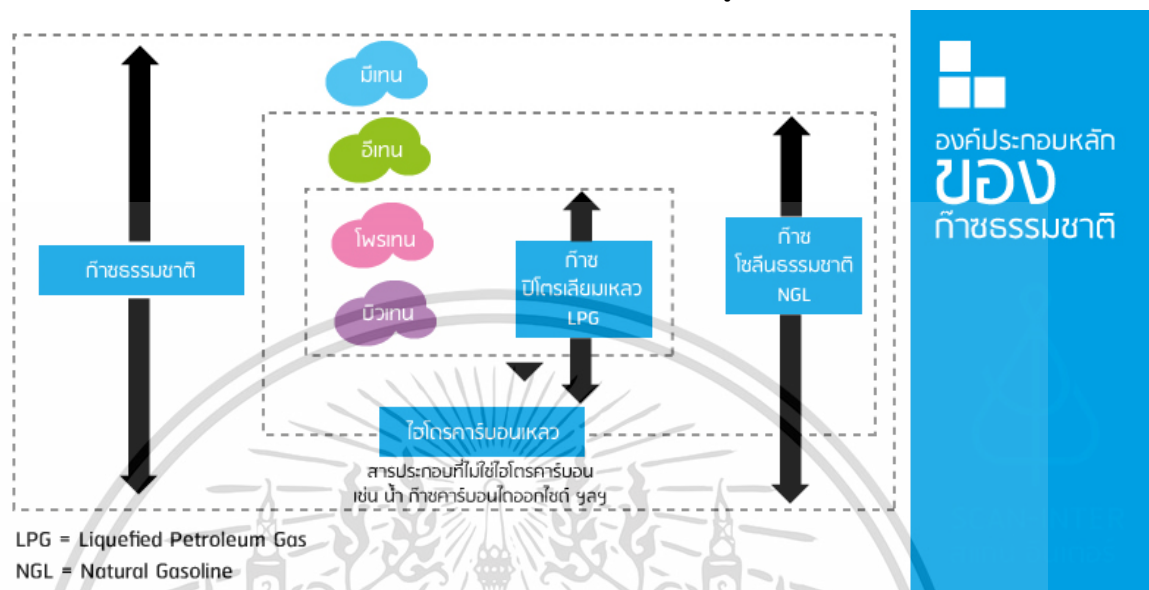
ส่วนประกอบของก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณ (ร้อยละ)	
	อ่าวไทย	พม่า
ก๊าซมีเทน (CH <sub>4</sub> ),	75 %	72 %
ก๊าซอีเทน (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ),	6 %	3 %
ก๊าซโพรเพน (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ),	2 %	1 %
ก๊าซบิวเทน (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ),	1 %	1 %
ก๊าซไนโตรเจน (N <sub>2</sub> )	2 %	16 %
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO <sub>2</sub> )	13 %	6 %
ก๊าซเชื้อเพลิงอื่น	1 %	1 %

สารประกอบเหล่านี้สามารถแยกออกจากกันได้ โดยนำมาผ่านกระบวนการแยกที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ แก๊สที่ได้แต่ละตัวนำไปใช้ประโยชน์ได้อีกมากมาย Methane (CH<sub>4</sub>), Ethane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Propane(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), Butane (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) และ Non-Hydrocarbon อื่น เช่น CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารประกอบต่างๆที่ได้จากโรงแยกก๊าซถูกนำไปใช้ในรูปของผลิตภัณฑ์ต่างๆ ในรูปแบบของ ก๊าซโซลีนธรรมชาติซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติที่แยกก๊าซมีเทนออกไปแล้ว และก๊าซปิโตรเลียมเหลวซึ่งประกอบด้วย Propane, Butane และ Hydrocarbon ตามรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 รูปแสดงองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2554)

### 2.1.1 ประเภทของก๊าซธรรมชาติ

โดยทั่วไปก๊าซธรรมชาติสามารถแบ่งโดยการแบ่งตามคุณสมบัติและการนำไปใช้ประโยชน์ ได้ 4 ประเภท

1. ก๊าซหวาน หรือ Sweet gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบของ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ อยู่่น้อยมากหรือไม่มีเลยถือเป็นก๊าซที่คุณภาพดี
2. ก๊าซเปรี้ยว หรือ Sour gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบของ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์อยู่มาก โดยทั่วไปก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นก๊าซเปรี้ยวถ้ามีส่วนประกอบของ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ มากกว่า 4 ppm ของปริมาณก๊าซทั้งหมด
3. ก๊าซแห้ง หรือ Dry gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีองค์ประกอบหลักเป็นก๊าซมีเทนและ ก๊าซอีเทน หรือองค์ประกอบเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว น้อยกว่าร้อยละ 4-8 ของปริมาณก๊าซทั้งหมด
4. ก๊าซชื้น หรือ Wet gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีองค์ประกอบหลักเป็นพวกก๊าซธรรมชาติเหลว โดยมี โพรเพน, บิวเทน และไฮโดรคาร์บอนเหลวมากกว่าร้อยละ 4-8 ของปริมาณก๊าซทั้งหมด

### 2.1.2 สถานะของก๊าซธรรมชาติ

ในปัจจุบันสถานะของก๊าซธรรมชาติถูกแบ่งตามการใช้งานใน 3 สถานะด้วยกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. Pipe natural gas หรือก๊าซธรรมชาติที่ขนส่งโดยทางท่อส่งก๊าซเป็นก๊าซธรรมชาติที่ถูกซื้อขายและขนส่งผ่านท่อก๊าซโดยซื้อในทางการตลาดจะเรียกว่า Sale gas มีสัดส่วนมีเทนเป็นส่วนใหญ่ โดยในประเทศไทยจะใช้วิธีนี้ในการกระจายก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ

2. Natural gas for vehicles (NGV) หรือก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ คือ ก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่เป็นก๊าซมีเทน เมื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติมาทางท่อ จะส่งเข้าสถานีบริการจะมีการเติมก๊าซ CO<sub>2</sub> ลงไป เพื่อไม่ให้ความร้อนสูงเกินมาตรฐานของไทย (37-42 MJ/m<sup>3</sup>) และเพื่อให้คุณภาพของก๊าซของฝั่งตะวันตกและตะวันออกไม่มีความแตกต่างกัน

3. Liquefied natural gas (LNG) หรือก๊าซธรรมชาติเหลว จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ต้องการจะขนส่งในระยะทางไกลกว่า 2,000 กิโลเมตรโดยการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในสถานะก๊าซให้กลายเป็นสถานะของเหลว เพื่อให้ปริมาณลดลงประมาณ 600 เท่า โดยทั่วไปจะรักษามีอุณหภูมิอยู่ที่ -160 องศาเซลเซียสจากนั้นขนส่งโดยเรือซึ่งจะทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายมากกว่าการขนส่งด้วยระบบท่อที่ลงทุนในระยะไกลแล้วมูลค่าสูง

### 2.1.3 คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ

1. มีสถานะเป็นก๊าซ ก๊าซธรรมชาติมีสถานะเป็นก๊าซๆ ภายใต้อุณหภูมิและความดันปกติ โดยปัจจุบันสามารถแปรสภาพก๊าซให้อยู่ในรูปของเหลวได้ด้วยการลดอุณหภูมิลงที่ -160 องศาเซลเซียส โดยปริมาณจะลดลง 600 เท่า

2. ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ก๊าซธรรมชาติโดยปกติจะไม่มีสีไม่มีกลิ่นแต่ที่เรามักได้กลิ่นเกิดจากการเติมสารที่มีกลิ่นลงไปเพื่อความปลอดภัยในการใช้งาน เพื่อความปลอดภัย อาจจะต้องมีการเติมสารที่มีกลิ่นลงไปในการขนส่ง หรือผลิตก๊าซธรรมชาติ หากมีกลิ่นจางๆ สาเหตุเกิดจากสารปนเปื้อนจากธรรมชาติ ที่ติดมากับการผลิตที่ไม่มีการแยกก๊าซ ซึ่งกลิ่นเหล่านี้จะมีอยู่แบบจางๆ ไม่มีผลกระทบต่อสุขภาพ แต่อาจทำให้เกิดการระคายเคืองในระบบทางเดินหายใจ จึงเติมสารเมอร์แคปแทน (Mercaptan) ซึ่งมีกลิ่นเหม็นเพื่อช่วยเตือนให้ทราบเมื่อมีก๊าซรั่ว เมอร์แคปแทน เป็นสารประกอบอินทรีย์ที่มีหมู่ SH เกาะอยู่กับอะตอมคาร์บอน สารประกอบเมอร์แคปแทนที่เติมลงในก๊าซธรรมชาติอาจเป็นเมทิลเมอร์แคปแทน (CH<sub>3</sub>SH) หรือเอทิลเมอร์แคปแทน (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH)

3. เบากว่าอากาศ ก๊าซธรรมชาติมีค่าความถ่วงจำเพาะ ประมาณ 0.6-0.8 ดังนั้นเมื่อรั่วไหลจะลอยขึ้นที่สูงและฟุ้งกระจายไปในอากาศอย่างรวดเร็ว

4. ติดไฟได้ ก๊าซธรรมชาติมีช่วงของการติดไฟที่ร้อยละ 5-15 ของปริมาณในอากาศ และอุณหภูมิที่สามารถติดไฟได้เอง คือ 537-540 องศาเซลเซียส

5. เป็นเชื้อเพลิงสะอาด ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด มีการเผาไหม้สมบูรณ์ปราศจากเขม่า เมื่อเผาไหม้จะก่อให้เกิดสารไนโตรเจน-ออกไซด์ และซัลเฟอร์ออกไซด์น้อยกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมประเภทอื่น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 2.1.4 ข้อจำกัดของก๊าซธรรมชาติ

1. เป็นเชื้อเพลิงปิโตรเลียมที่นำมาใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูง มีการเผาไหม้สมบูรณ์
2. ลดการสร้างก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน
3. มีความปลอดภัยสูงในการใช้งาน เนื่องจากเบากว่าอากาศ จึงลอยขึ้นเมื่อเกิดการรั่ว
4. มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอื่นๆ เช่น น้ำมัน น้ำมันเตา และ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว
5. สามารถสร้างมูลค่าเพิ่ม ช่วยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ
6. ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ที่ใช้ในประเทศไทยผลิตได้เอง จากแหล่งในประเทศ จึงช่วยลดการนำเข้าพลังงานเชื้อเพลิงอื่นๆ และประหยัดเงินตราต่างประเทศได้มาก
7. เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม เนื่องจากปล่อยมลพิษน้อยกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอื่น
8. มีเพียงพอทั่วโลกก๊าซธรรมชาติยังมีปริมาณสำรองที่ค้นพบแล้วทั่วโลกในระดับที่เพียงพอต่อการใช้ไปอีกเป็นร้อยปี ทั้งนี้ยังไม่นับรวมปริมาณก๊าซที่แทรกอยู่ตามชั้นหินหรือถ่านหิน (Unconventional gas)

#### 2.1.5 คุณประโยชน์ของก๊าซธรรมชาติ

1. ต้องมีการวางแผนล่วงหน้าระยะยาว โดยทั่วไประยะเวลาประมาณ 2 ปี
2. ต้องใช้การลงทุนสูงในช่วงเริ่มต้น เนื่องจากจะต้องก่อสร้างสถานีก๊าซฯและสร้างท่อส่งก๊าซมายังจุดที่ใช้งาน
3. ผู้ใช้ก๊าซฯควรมีสถานที่อยู่บริเวณแนวท่อก๊าซฯ อย่างไรก็ตามด้วยเทคโนโลยีใหม่ๆ ทำให้ผู้ใช้ก๊าซฯที่อยู่ไกลบริเวณแนวท่อก๊าซฯ สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติได้

### 2.2 โครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

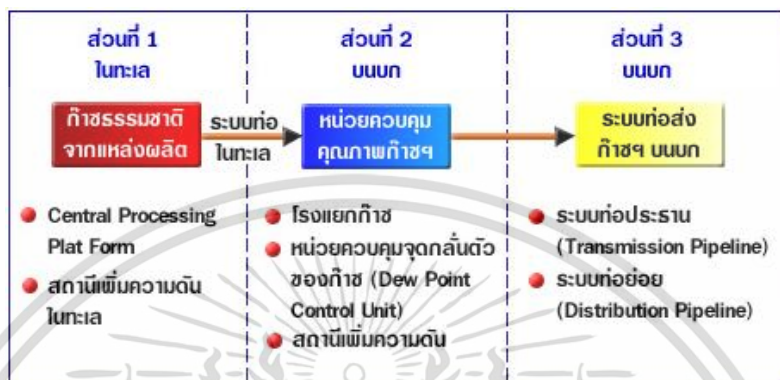
ในปัจจุบันอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาตินั้นมีรูปแบบการขนส่งอยู่ 3 แบบคือ การขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ การขนส่งในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลว และการขนส่งโดยใช้รถขนส่ง ซึ่งประเทศไทยใช้ทั้ง 3 วิธี แต่สำหรับการศึกษานี้ไม่ได้นำการขนส่งโดยใช้รถขนส่งมาวิเคราะห์ด้วย (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2560)

#### 2.2.1 โครงข่ายการขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ

หลังจากค้นพบก๊าซธรรมชาติที่สามารถใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์ จากแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณเป็นแหล่งแรก การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยได้ดำเนินการวางท่อก๊าซธรรมชาติในทะเลจากแหล่งผลิตมาขึ้นฝั่งที่บ้านหนองแพบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง โดยเริ่มนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 และเพื่อสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง "กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ" ได้จัดสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการขยายตัวดังกล่าว ปัจจุบันความยาวท่อส่งก๊าซทั้งหมดประมาณสี่พันกว่ากิโลเมตร ซึ่งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เป็นวิธีการขนส่งก๊าซที่มีประสิทธิภาพและความปลอดภัยสูง ตามมาตรฐานสากล ก่อให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดจากการวางแผนอย่างรอบคอบ และการลงทุนมหาศาล ปัจจุบันระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ถือเป็นเส้นเลือดใหญ่ทางพลังงานของประเทศ สามารถแบ่งระบบท่อส่งได้ 3 ขั้นตอน คือ แหล่งผลิต หน่วยควบคุมคุณภาพ และระบบท่อส่ง ดังในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.2 ส่วนต่างๆของระบบท่อส่งของก๊าซธรรมชาติ (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

โดยจากรูปที่ 2.2 แสดงให้เห็นถึงลักษณะระบบท่อส่งของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งเริ่มจากแหล่งผลิตในอ่าวไทยแล้วขนส่งมายังจังหวัดระยอง เพื่อแจกจ่ายให้กับประเทศในปัจจุบันระบบท่อส่งบункจะแบ่งออกเป็นฝั่งตะวันออกและตะวันตก โดยจะประกอบด้วยดังต่อไปนี้

#### 1. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบункฝั่งตะวันออก

-เส้นที่ 1 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร ปทุมธานี พระนครศรีอยุธยา และสระบุรี

-เส้นที่ 2 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร ปทุมธานี และ พระนครศรีอยุธยา

-เส้นที่ 3 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา และท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากจังหวัด พระนครศรีอยุธยา ไปยังจังหวัดสระบุรี

-เส้นที่ 4 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา ปราจีนบุรี นครนายกและสระบุรี

-เส้นที่ 5 (วังน้อย-ไทรน้อย) ผ่านจังหวัด พระนครศรีอยุธยา ปทุมธานี ปทุมธานี และนนทบุรี

-เส้นที่ 6 (นครสวรรค์) ผ่านจังหวัดพระนครศรีอยุธยา อ่างทอง สิงห์บุรี ลพบุรี ชัยนาท และ นครสวรรค์

-เส้นที่ 7 (นครราชสีมา) ผ่านจังหวัดสระบุรี และนครราชสีมา

#### 2. ท่อส่งก๊าซบункธรรมชาติฝั่งตะวันตก

-ระบบส่งก๊าซบунк ชายแดนไทยและสหภาพเมียนมาร์ – ราชบุรี ผ่านจังหวัดกาญจนบุรี และราชบุรี

-ระบบส่งก๊าซบунк ราชบุรี – ไทรน้อย ผ่านจังหวัดราชบุรี นครปฐม และนนทบุรี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกฝั่งตะวันออกและตะวันตก

-ระบบส่งก๊าซบนบก ไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ผ่านจังหวัดนนทบุรี กรุงเทพมหานคร และ สมุทรปราการ

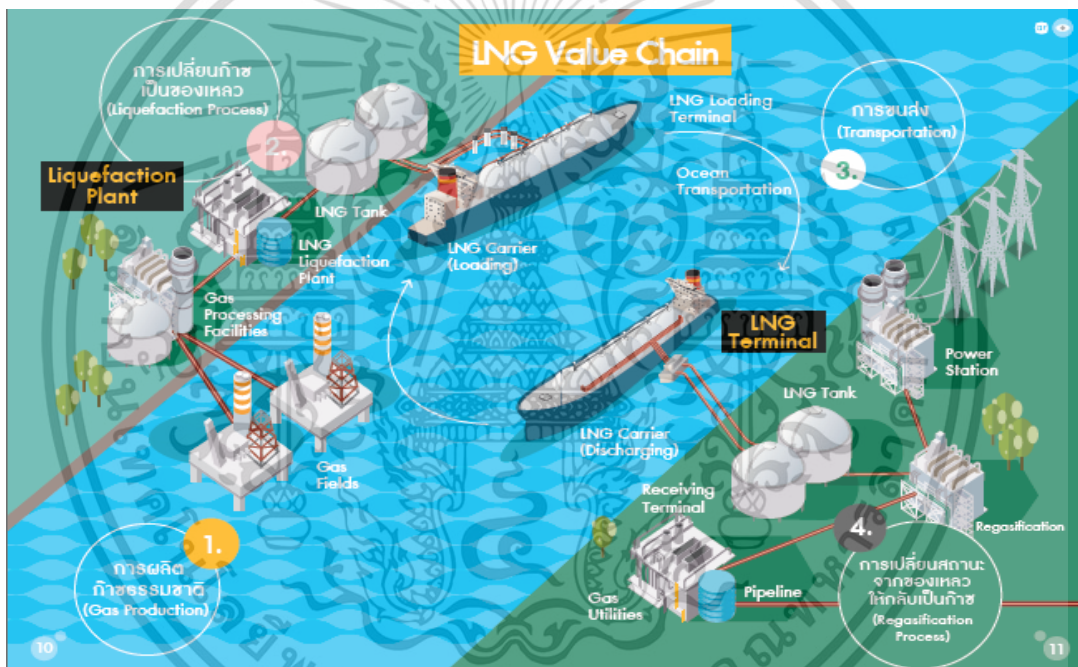


รูปที่ 2.3 โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.2.2 ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวหรือ LNG ต่างประเทศผู้ค้าก๊าซธรรมชาติจากรูปที่ 2.5 ที่แสดงถึงขั้นตอนการขนส่ง LNG คือประเทศที่เป็นผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติจะต้องมี Liquefaction Station เพื่อเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในสถานะของเหลวและขนย้ายโดยใช้เรือขนส่งผ่านทางทะเลในรูปของของเหลว ประเทศผู้รับก๊าซธรรมชาติจะต้องมี Regasification station ในการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติจากสถานะของเหลวให้เป็นก๊าซเพื่อใช้ประโยชน์ในประเทศ โดยประเทศไทยมี Regasification station เพียงที่เดียว คือที่ มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัลซึ่งตั้งอยู่ที่อ.มาบตาพุด จังหวัดระยอง ตามรูปที่ 2.6 ดังนั้นโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทยคือ ประเทศคู่ค้าทั่วโลกมายังมาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัล โดยก๊าซธรรมชาติจากโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกส่งต่อโดยระบบท่อที่จังหวัดระยอง (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)



รูปที่ 2.4 ขั้นตอนการขนส่ง LNG (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)



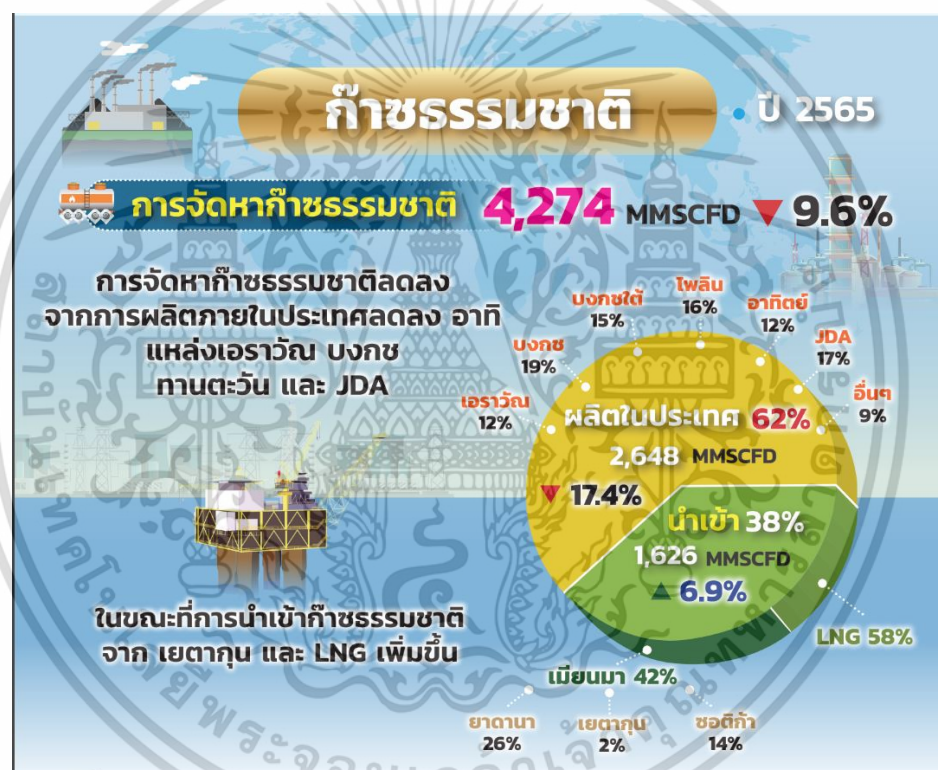
รูปที่ 2.5 มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัล (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.3 สถานะการณ์ก๊าซธรรมชาติของไทย

### 2.3.1 การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน

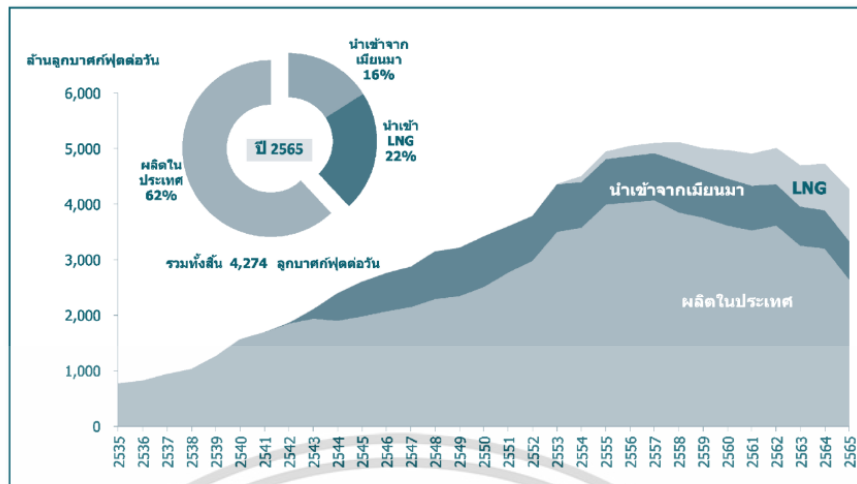
สำหรับการจัดหาแสดงตามรูปที่ 2.6 ประเทศไทยเป็นเพียงไม่กี่ประเทศในโลกที่มีแหล่งปิโตรเลียมเป็นของตัวเอง โดยประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมอยู่ในบริเวณอ่าวไทยโดยจะมีกำลังผลิตเป็นร้อยละ 62 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ และนำเข้าจากเมียนมาจากแหล่งปิโตรเลียม ยานาดา และเฮอร์กูล รวมกันคิดเป็นร้อยละ 16 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ ซึ่งทั้ง 2 แหล่งปิโตรเลียมที่กล่าวมานั้นเป็นการขนส่งก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของระบบท่อขนส่ง อีกร้อยละ 22 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติมาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศในรูปแบบของ LNG ผ่านทางเรือ มายังมาบตาพุด LNG terminal ที่จังหวัดระยอง



รูปที่ 2.6 Flow chart แสดงการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2566)

โดยหากพิจารณาการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติด้านหลังไป 20 ปี พบว่าปริมาณสัดส่วนของการจัดหาถูกเปลี่ยนแปลงไป โดยสัดส่วนของการผลิตในประเทศลดลงอย่างมากจากปี พ.ศ. 2556 เนื่องจากปริมาณก๊าซสำรองภายในประเทศใกล้จะหมดลง ประเทศไทยจึงวางแผนที่จะลดการผลิต และนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวให้มากขึ้นซึ่งส่งผลกระทบต่อทำให้ก๊าซธรรมชาติเหลวมีสัดส่วนที่มากขึ้นและมีแนวโน้มที่จะเพิ่มมากขึ้นเรื่อยๆ ในอนาคต เนื่องจากก๊าซสำรองภายในประเทศได้หมดลง

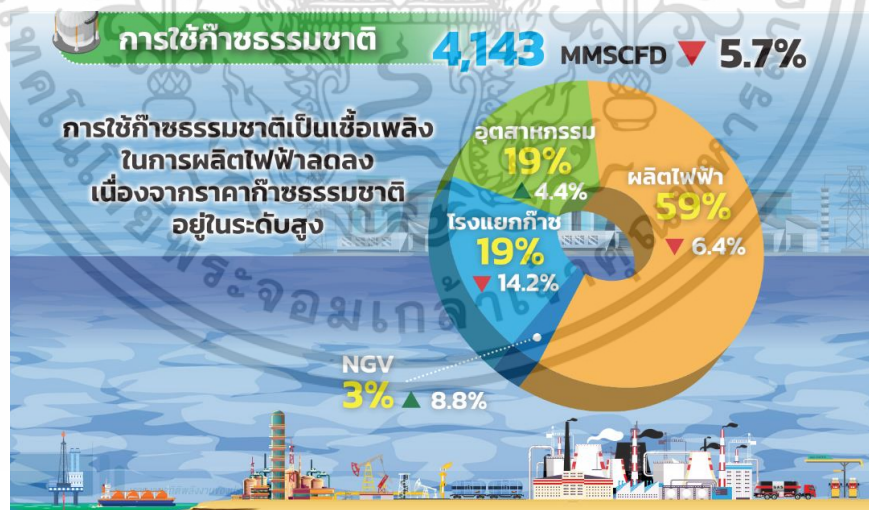
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.7 รายละเอียดปริมาณการจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทยปีพ.ศ. 2565 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2566)

2.3.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ในส่วนของการใช้ก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2566 ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติ สำหรับการเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่สูงถึงร้อยละ 59 ของปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมด ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยนั้นใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับการผลิตไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ โดยปริมาณที่เหลือจะถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม โรงแยกก๊าซและเป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานพาหนะ



รูปที่ 2.8 Flow chart แสดงการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2566)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.4 ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์

ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้คือ เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นโดยใช้ Model formulation ของ Transshipment problem สำหรับการเขียนแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

### 2.4.1 เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming)

โปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming) เป็นเทคนิคทางวิศวกรรมและการบริหาร ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยดำเนินงาน (Operation research) ในหลายๆด้าน ซึ่งสามารถใช้ได้อย่างแพร่หลายในหน่วยงานต่างๆ นักบริหาร วิศวกร หรือนักวิทยาศาสตร์ต่างๆ โดยทั่วไปเทคนิคนี้ถูกประยุกต์ให้ใช้การแก้ปัญหาทางการจัดสรรปัจจัยหรือทรัพยากร (Allocating resource) โดยปัจจัยหรือทรัพยากรนี้จะขึ้นอยู่กับแต่ละความเกี่ยวข้องกับปัญหานั้นๆเช่น กำลังคน ปริมาณวัตถุดิบ เวลา สถานที่ เงิน หรือความรู้ และขอบเขตการใช้งานของเครื่องมือ เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดใน เทคนิคนี้เป็นการแก้ปัญหาทางการจัดสรรปัจจัยและทรัพยากรที่มีความสัมพันธ์กันแบบเชิงเส้น โดยมีเป้าหมายเพื่อแก้ปัญหาและตัดสินใจให้เกิดผลตามแนวทางการดำเนินงานที่ดีที่สุด (Optimal) เช่น การตั้งเป้าหมายให้ได้กำไรมากที่สุด หรือ ค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยพิจารณาข้อจำกัดต่างของปัจจัยและทรัพยากรเข้าไปด้วยเช่นข้อจำกัดด้านแรง Man day 8 ชม./วัน นั้นหมายความว่า ปัญหาที่เกิดขึ้นพิจารณาจะหาคำตอบที่ดีที่สุดที่ทำให้ Man day ไม่เกิน 8 ชม. ต่อวัน โดยข้อจำกัดสามารถกำหนดได้อย่างหลากหลายและไม่จำกัดจำนวนขึ้นอยู่กับปัญหาว่าจะมีปัจจัยอะไรมาเกี่ยวข้องหรือไม่ โปรแกรมเชิงเส้นยังถูกนำไปประยุกต์ใช้กับงานบริหารด้านการผลิตในอุตสาหกรรม ซึ่งจะต้องเกี่ยวข้องกับวัตถุดิบชนิดต่างๆที่ใช้ในการผลิตโดยตรง ชนิดของเครื่องจักร ราคาขาย และการตลาด โดยมีเงื่อนไขต่างๆเช่น ขนาดขีดความสามารถการผลิต แรงงาน นอกจากด้านการบริหารทรัพยากร และ ด้านการผลิตในเชิงอุตสาหกรรมแล้วยังเป็นเป็นเทคนิคที่นิยมอย่างมากในงานวิจัยต่างๆ ในการวิจัยดำเนินงานนี้มีแนวคิดริเริ่มมาจากนักคณิตศาสตร์วิทยาศาสตร์หลายๆท่าน ซึ่งได้นำไปใช้ในทฤษฎีเกม รวมทั้งถูกพัฒนานำไปใช้ในทางการขนส่ง นอกจากนี้ได้มีการใช้เทคนิคดังกล่าวในการแก้ปัญหาทางโภชนาการ จนถึงมีการใช้คณิตศาสตร์และเทคนิคที่เกี่ยวข้องมาแก้ปัญหาทางการวางแผนโครงการในกองทัพ จึงไม่แปลกที่เทคนิคนี้จะเป็นที่ยอมรับกันในหลายๆวงการในการนำเทคนิคทางการโปรแกรมเชิงเส้นไปใช้ในหลายๆด้าน

### 2.4.2 การจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหา (Model formulation)

Model formulation หรือการจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหาโดยใช้โปรแกรมเชิงเส้น เราต้องเข้าใจและศึกษาปัญหาอย่างชัดเจน และระบุสิ่งที่ต่อไปนี้อย่างปัญหาได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ตัวแปรตัดสินใจ (Decision variable) คือตัวแปรที่สำหรับใส่ไปในระบบปัญหา และเป็นตัวแปรที่เราสามารถจะควบคุมได้และต้องการทำให้เกิดประโยชน์สูงสุด เช่น กำไร จำนวนสินค้า หรือ ต้นทุน

2. พารามิเตอร์ (Parameter) คือตัวแปรที่เราไม่สามารถควบคุมมันได้ เช่น เงิน ปริมาณ วัตถุดิบ หรือราคาสินค้าที่ขึ้นอยู่กับกลไกทางการตลาด

3. สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function) สมการที่กำหนดเป้าหมายของปัญหาที่ต้องการทำให้เกิดประโยชน์สูงสุดเช่น การหาค่ากำไรสูงสุด หรือ การทำให้ต้นทุนน้อยที่สุด โดยจะเขียนแทนความสัมพันธ์ที่เกี่ยวข้องกันของตัวแปรต่างๆกับกำไรหรือต้นทุน ขึ้นอยู่กับความประสงค์ของผู้กำหนดปัญหา

4. สมการแสดงข้อจำกัด (Constraints) สมการแสดงข้อจำกัดของปัจจัยและทรัพยากรต่างๆ ในรูปแบบสมการหรืออสมการ โดยสมการแสดงข้อจำกัดจะเป็นสมการที่ทำให้ Optimal solution นั้นเลือกแนวทางที่อยู่ในขอบเขตของปัจจัยและทรัพยากร

โดยโปรแกรมเชิงเส้นมีเงื่อนไขในการจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหาคือ

1. สมการกำหนดเป้าหมายจะต้องเป็นเชิงเส้น หรือความสัมพันธ์ของปัญหาจะต้องแสดงออกมาในรูปของเชิงเส้น และตัวแปรต้องอยู่รูปของผลบวก

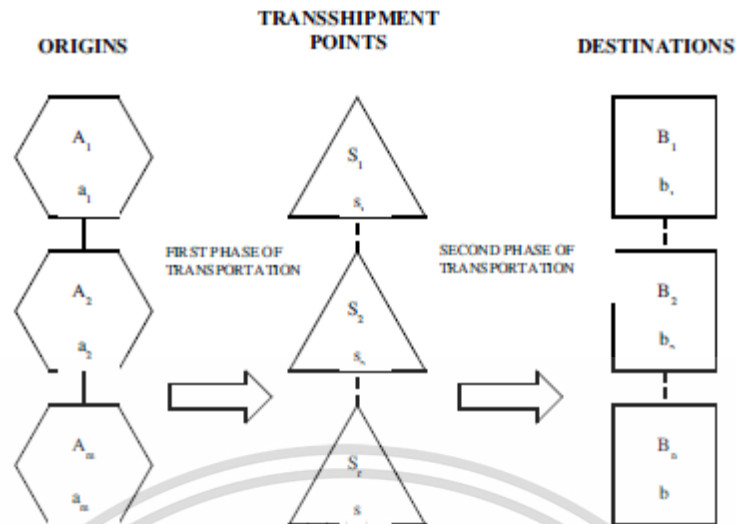
2. สมการกำหนดเป้าหมายจะต้องระบุว่าต้องการหาค่าต่ำสุดหรือสูงสุด เช่นหาค่ากำไรสูงสุดหรือหาค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด เพื่อให้กำหนดเป้าหมายการได้อย่างชัดเจน

3. สมการแสดงขอบเขตเป็นสมการเชิงเส้น และเขียนให้อยู่ในรูป  $\geq$  หรือ  $\leq$  และ  $=$  เท่านั้น (ถ้าอยู่ในรูปของ  $>$  หรือ  $<$  จะไม่อยู่ในรูปของสมการเชิงเส้น)

#### 2.4.3 ปัญหาการขนส่งแบบส่งถ่าย (Transshipment problem)

ปัญหาการขนส่งแบบถ่ายเป็นหนึ่งปัญหาของการขนส่ง (Transportation problem) โดยจุดสำคัญของปัญหาการขนส่งแบบถ่ายนี้คือจุดกำเนิด (Origin) และจุดหมายปลายทาง (Destination) ทำหน้าที่ได้หลายหน้าที่พร้อมกัน สามารถทำหน้าที่เป็นตัวส่งผ่านได้ชั่วคราวแล้วส่งต่อไปยังจุดหมายปลายทางได้

Transshipment problem นี้เป็นการรวมกันปัญหาของ Transportation problem หลายๆปัญหาเข้าด้วยกัน ประกอบด้วยปัญหาการขนส่งสิ่งของและการเกิดกิจกรรมการผลิตภายในจุดกำเนิด ผลิตภัณฑ์ที่เกิดจากการผลิตจะไม่ส่งไปยังจุดหมายปลายทางโดยตรงแต่จะส่งผ่านจุดที่ต้องการผลิตภัณฑ์เช่นกัน ตามรูปที่ 2.9 (Briss. 2010)



รูปที่ 2.9 ลักษณะของ Transshipment problem (Briss. 2010)

Transshipment problem สามารถเขียนเป็นรูปแบบโปรแกรมเชิงเส้นได้ดังนี้

$$\min T = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^r c_{ik} x_{ik} + \sum_{k=1}^r \sum_{j=1}^n c_{jk} x_{jk} + \sum_{k=1}^r c_k \sum_{j=1}^n x_{jk} \quad (2.1)$$

$$\sum_{k=1}^r x_{jk} = b_j, \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.2)$$

$$\sum_{k=1}^r x_{ik} = \sum_{j=1}^n x_{jk} \quad (2.3)$$

$$\sum_{k=1}^r x_{ik} \leq a_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.4)$$

$$x_{ij} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (2.5)$$

$i$  คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Origin ,  $i = 1, 2, \dots, m$

$k$  คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Transshipment point ,  $k = 1, 2, \dots, r$

$j$  คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Destination ,  $j = 1, 2, \dots, n$

$a$  คือ ความสามารถในการผลิตสินค้าของจุด Supply

$b$  คือ ปริมาณความต้องการของสินค้า

$c$  คือ ค่าใช้จ่ายในการต่างๆในการขนส่งหรือส่งผ่าน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากสมการ 2.1-2.5 เป็นการแสดงถึงแบบจำลองของ Transshipment problem โดยสมการ 2.1 การกำหนดสมการเป้าหมาย (Objective function) ให้ค่าใช้จ่ายในการขนส่งน้อยที่สุด และประกอบด้วยสมการกำหนดขอบเขต (Constraint function) หลายๆตัว สมการ 2.2 เป็นสมการที่กำหนดให้แบบจำลองต้องสนองความต้องการของแต่ละจุดได้อย่างครบถ้วน สมการ 2.3 เป็นสมการกำหนดสมดุลมวลของระบบของแต่ละจุดทำให้เกิดการไหลของตัวเลขในแบบจำลองขึ้น สมการ 2.4 เป็นสมการกำหนดขอบเขตไม่ให้ Supply node เกิดกิจกรรมการผลิตภายในจุดมากกว่าขอบเขตหรือกำลังการผลิตของจุดนั้น



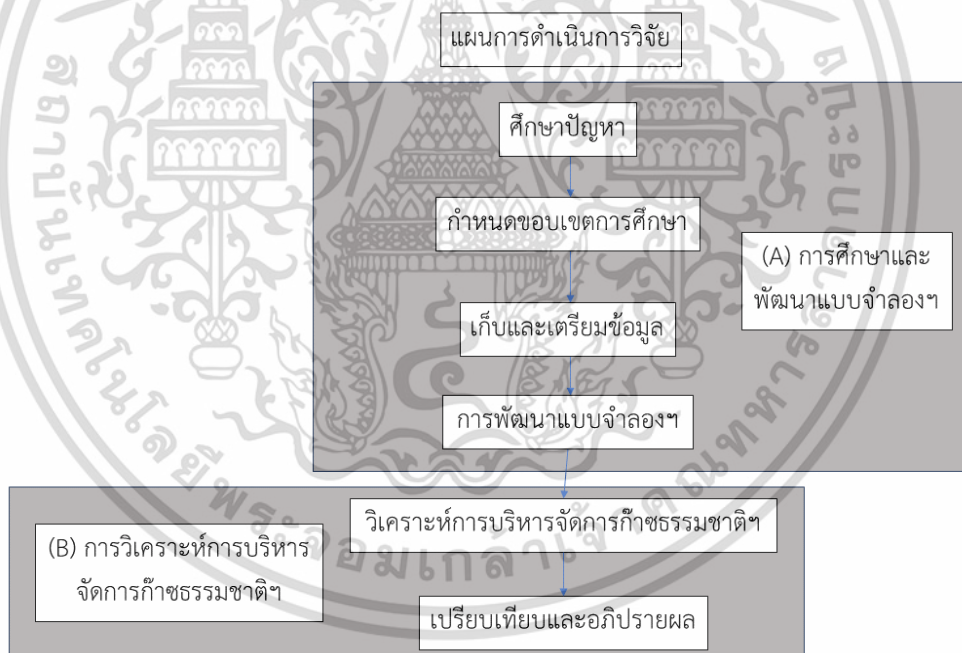
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### บทที่ 3

## วิธีการดำเนินงานวิจัย

เพื่อให้เข้าใจการอธิบายหรือให้รายละเอียดได้อย่างเหมาะสม ทางผู้วิจัยจึงขอกำหนดให้ใช้คำว่า “แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย” หรือ “แบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงข่ายการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย” ถูกใช้เป็นคำย่อว่า “แบบจำลองฯ” เพื่อแทนสองคำดังกล่าว และใช้คำว่า “ท่อส่งก๊าซฯ” แทนคำว่า “ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ” เพื่อลดความสับสนและเพิ่มความกระชับของเนื้อหาบางส่วนภายในวิทยานิพนธ์เล่มนี้

การดำเนินการวิจัยในการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และนำผลลัพธ์มาอธิบายเพื่อศึกษาการจัดการในด้านที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและนำเข้า การจัดจำหน่าย การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของระบบก๊าซธรรมชาติประเทศไทยที่ดีที่สุด ลำดับขั้นตอนการทำงานวิจัยถูกนำเสนอในรูปภาพที่ 3.1



รูปภาพที่ 3.1 แผนผังขั้นตอนการทำวิจัย

สำหรับการดำเนินการวิจัยในครั้งนี้ แบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ (1) การศึกษาและพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในอดีตให้เป็นแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติแบบพหุเวลา (A multi-period programming model for the natural gas distribution network of Thailand) และ (2) การวิเคราะห์แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติแบบพหุเวลาที่ได้ถูกพัฒนาขึ้น เพื่อศึกษาการจัดการตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย ตามรูปภาพที่ 3.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.1 การศึกษาและพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (A multi-period programming model for the natural gas distribution network of Thailand)

#### 3.1.1 การศึกษาปัญหา

ในขั้นตอนการศึกษาปัญหานี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วนได้แก่ (1) การศึกษาโดยการค้นคว้างานวิจัยที่มีความเกี่ยวข้องกับปัญหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นตัวอย่างของงานวิจัยในการพัฒนาแบบจำลองฯ และ (2) การศึกษาแหล่งข้อมูลที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินงานวิจัยของประเทศไทยเพื่อที่จะประยุกต์ใช้และกำหนดขอบเขตของงานวิจัยได้อย่างเหมาะสม

#### - การค้นคว้างานวิจัย

ในขั้นตอนนี้เป็นการค้นคว้างานวิจัยที่มีความใกล้เคียงกับสถานการณ์ปัญหาการบริหารจัดการของประเทศไทย โดยจากการค้นคว้าพบว่า งานวิจัยที่มีความสอดคล้องและใกล้เคียงกับสถานการณ์ของประเทศไทยมากที่สุด คืองานวิจัยของ Diechoner C. (2012) ที่พัฒนาแบบจำลอง Transport Infrastructure for Gas with Enhanced Resolution (TIGER-model) ซึ่งงานวิจัยดังกล่าวเป็นศึกษาหาแนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Nabuco และ South stream เพื่อรับมือสถานการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงปีดังกล่าวของแถบทวีปยุโรป ซึ่งต่อมาแบบจำลอง TIGER-model ถูกพัฒนาในภายหลังเพื่อประยุกต์ใช้งานวิจัยที่กว้างมากขึ้นเพื่อศึกษาปัญหาที่มีความซับซ้อนมากขึ้นอย่างงานวิจัยของ Locher S., et. (2017) ที่ศึกษาถึงผลกระทบของท่อส่งก๊าซธรรมชาติโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ Nord stream ที่ถูกวางแผนเป็นส่วนขยายของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของแถบทวีปยุโรปต่อโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติเดิม

ซึ่งจากการค้นคว้าที่ได้กล่าวไปพบว่างานวิจัยและแบบจำลอง TIGER-model นั้นมีความใกล้เคียงกับสถานการณ์ของประเทศไทยเนื่องจากการขนส่งโดยท่อส่งก๊าซธรรมชาติเป็นหลักเช่นเดียวกัน ประกอบกับงานวิจัยและแบบจำลองดังกล่าวนี้ได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวางในงานวิจัยระดับนานาชาติ ทางผู้วิจัยจึงนำแบบจำลอง TIGER-model มาใช้เป็นต้นแบบในการพัฒนาแบบจำลองฯของประเทศไทย

โดยรายละเอียดภายในแบบจำลอง TIGER-model ได้บ่งชี้ถึงข้อมูลที่จำเป็นสำหรับพัฒนาแบบจำลองฯ โดยมีรายละเอียดดังในตารางที่ 3.1 ซึ่งช่วยกำหนดการศึกษาแหล่งข้อมูลของประเทศไทย

ตารางที่ 3.1 ตารางการเปรียบเทียบข้อมูลที่จำเป็นและแหล่งข้อมูลที่ค้นพบในประเทศไทย

ข้อมูลที่จำเป็นของ TIGER-model	แหล่งข้อมูลที่ค้นพบได้สำหรับประเทศไทย	การได้ของข้อมูลตั้งต้นสำหรับแบบจำลองฯ
ข้อมูลด้านโครงสร้างพื้นฐาน		
กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Imported LNG Capacity)	การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2560)	สามารถอ้างอิงได้จากแหล่งข้อมูล
กำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซฯ (Pipeline Capacities)	การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553)	สามารถอ้างอิงได้จากแหล่งข้อมูล
กำลังการผลิตของแหล่งผลิตต่างๆ (Production Capacities)	ไม่มีการระบุโดยตรง	ใช้ปริมาณสูงสุดที่เคยผลิตได้ในอดีตเป็นแหล่งอ้างอิง
ข้อมูลด้านความต้องการ		
ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ (Forecasted Demand)	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2561)	สามารถอ้างอิงได้จากแหล่งข้อมูล
ข้อมูลด้านปริมาณสำรอง		
ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งผลิตต่างๆ (Reserved natural gas volume)	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (2561)	สามารถอ้างอิงได้จากแหล่งข้อมูล
ข้อมูลด้านค่าใช้จ่าย		
ค่าใช้จ่ายด้านการผลิต (Production cost)	ไม่มี	อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ
ค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อส่งก๊าซฯ (Pipeline's transmission cost)	ไม่มี	อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ
ค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่ง (Pipeline's expansion cost)	ไม่มี	อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ
ค่าใช้จ่ายสำหรับ Regasification (Regasification cost)	ไม่มี	อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ
ค่าใช้จ่ายสำหรับการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว	ไม่มี	อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การศึกษาแหล่งข้อมูลของประเทศไทย

จากตารางที่ 3.1 ได้แสดงรายละเอียดถึงการเปรียบเทียบของข้อมูลที่สำคัญสำหรับการทำแบบจำลองฯ และแหล่งที่มาที่หาได้ของข้อมูลในประเทศไทยฯ สามารถจำแนกประเภทของข้อมูลได้ทั้งหมด 4 กลุ่มหลัก ได้แก่ ข้อมูลด้านโครงสร้างพื้นฐาน ข้อมูลด้านความต้องการ ข้อมูลด้านปริมาณสำรอง และข้อมูลด้านค่าใช้จ่าย โดยพบว่าประเทศไทยนั้นมีแหล่งข้อมูลที่มีการเปิดเผยเพียงแค่ 4 ข้อมูลจาก 10 ข้อมูลที่สำคัญสำหรับแบบจำลองอันได้แก่ กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว กำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ถูกคาดการณ์และปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรอง ซึ่งประเทศไทยยังขาดการเปิดเผยข้อมูลบางอย่างโดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายดังนั้นเพื่อที่จะบรรลุวัตถุประสงค์ของการศึกษา ในการศึกษาครั้งนี้ข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายทั้งหมดจึงเป็นการอ้างอิงจากแหล่งข้อมูลต่างประเทศ

3.1.2 การกำหนดขอบเขตการศึกษา

หลังจากทำการศึกษาถึงแนวทางการพัฒนาแบบจำลองและทราบถึงข้อจำกัดต่าง ๆ ในด้านข้อมูลทางผู้วิจัยจึงกำหนดขอบเขตการศึกษาเพื่อให้เหมาะสมแก่การทำวิจัยในกรณีของประเทศไทย โดยขอบเขตการศึกษาจะถูกแบ่งออกเป็น (1) ขอบเขตด้านการศึกษาและ (2) ด้านข้อมูล

- การกำหนดขอบเขตการศึกษาด้านการศึกษา

จากการศึกษาแหล่งข้อมูลเพื่อข้อจำกัดด้านข้อมูลพบว่าแผนการจัดการเกี่ยวกับการบริหารก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่มีความสมบูรณ์พร้อมและเป็นปัจจุบันมากที่สุดคือแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ. 2561-2580 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2561) ซึ่งมีการระบุถึงความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่ถูกคาดการณ์ในแต่ละภาคส่วน รวมไปถึงการปริมาณการจัดหาที่วางแผนไว้ในช่วงปีพ.ศ. 2561 ถึง 2580 เพื่อที่จะสามารถหาแหล่งข้อมูลเพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองทางผู้วิจัยจึงกำหนดขอบเขตการศึกษาให้สอดคล้องกับแหล่งข้อมูลดังกล่าว และหลังจากการศึกษาแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่สำคัญสำหรับการพัฒนาแบบจำลองฯ ได้แก่ กำลังการขนส่งก๊าซธรรมชาติและรายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2553) แผนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทยจากแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ. 2561-2580 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2561) กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในจังหวัดระยองและแผนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเหลว (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2561) แล้ว ทางผู้วิจัยจึงสามารถกำหนดขอบเขตการศึกษาในงานวิจัยนี้ได้

โดยขอบเขตการศึกษานี้ คือ การหารูปแบบของการบริหารจัดการภายในระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่เหมาะสมที่สุดในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่พัฒนาขึ้น โดยพิจารณาการจัดการระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในด้านการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จัดหา จัดจำหน่ายและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของการผลิต การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าและการนำเข้าในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลว และอ้างอิงขอบเขตการศึกษาในด้านพื้นที่จากโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน

- การกำหนดขอบเขตการศึกษาด้านข้อมูล

หลังจากขั้นการศึกษาและกำหนดขอบเขตการศึกษาแล้ว ทางผู้วิจัยจึงสามารถกำหนดขอบเขตด้านข้อมูลได้อย่างชัดเจนมากขึ้น โดยในการศึกษาครั้งนี้ใช้ข้อมูลด้านการจัดหา จัดจำหน่าย ความต้องการก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลด้านโครงสร้างพื้นฐานและข้อมูลด้านราคาต่างๆ โดยใช้ปัจจัยด้านความพร้อมในการนำไปใช้และความเป็นปัจจุบันที่สุดในปี พ.ศ. 2565 เป็นการพิจารณาในการใช้เป็นแหล่งข้อมูล

3.1.3 การเก็บข้อมูล

หลังจากการศึกษาแหล่งข้อมูลที่ใช้ ทางผู้วิจัยจึงได้ในการศึกษาครั้งนี้มีการอ้างอิงข้อมูลจากแหล่งข้อมูลดังตารางที่ 3.2 โดยรายละเอียดของผลการเก็บรวบรวมและการเตรียมข้อมูลจะถูกนำเสนอในบทถัดไปเพื่อให้รายละเอียดได้อย่างเหมาะสม

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดของข้อมูลที่เกี่ยวข้องและแหล่งที่มา

Input Data	Reference
ค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อส่ง	Oostvoorn (2003)
ค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่ง	Oil and Gas Journal Editors (2018)
ค่าใช้จ่ายสำหรับ Regasfication	Songhurst (2017)
ค่าใช้จ่ายสำหรับการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2561)
กำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติต่างๆ	การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553)
กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว	การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2560)
กำลังการผลิตของแหล่งผลิตต่างๆ	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560)
ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ถูกคาดการณ์ในปี พ.ศ. 2561-2580	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2561)
ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งผลิตต่าง ๆ ในปี พ.ศ. 2560	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (2561)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.1.4 การเตรียมข้อมูล

หลังจากรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นได้จากแหล่งข้อมูลแล้ว บางข้อมูลจำเป็นต้องถูกเตรียมให้เหมาะสมก่อนนำเข้าสู่แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดของความจำเป็นและรายละเอียดในการเตรียมข้อมูล

Parameter	Input Data	ความจำเป็นในการเตรียมข้อมูล	รายละเอียดของการเตรียมข้อมูล
Cost	ค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อส่ง	จำเป็น	ต้องคิดเป็นค่าใช้จ่ายของแต่ละท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
	ค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่ง	จำเป็น	ต้องคิดเป็นค่าใช้จ่ายของแต่ละท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
	ค่าใช้จ่ายสำหรับ Regasification	อ้างอิงได้เลย	-
	ค่าใช้จ่ายสำหรับการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว	จำเป็น	ต้องคิดเป็นค่าใช้จ่ายในหน่วย บาท/ปริมาณ
Capacities	กำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติต่างๆ	อ้างอิงได้เลย	-
	กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว	อ้างอิงได้เลย	-
	กำลังการผลิตของแหล่งผลิตต่างๆ	อ้างอิงได้เลย	อ้างอิงโดยใช้ปริมาณสูงสุดที่เคยผลิตได้
Demand	ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ถูกคาดการณ์ในปี พ.ศ. 2561-2580	จำเป็น	ต้องคิดเป็นปริมาณต่อพื้นที่
Supply	ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งผลิตต่าง ๆ ในปี พ.ศ. 2560	จำเป็น	ต้องคิดเป็นปริมาณต่อพื้นที่

- ค่าใช้จ่ายการสำหรับการขนส่งท่อส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อส่ง (Imported LNG Capacity)

สำหรับค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่งท่อส่งก๊าซธรรมชาติใช้เรทราคาจาก Oostvoorn (2003) โดยหน่วยที่ได้รับจากข้อมูลเป็น ราคา/ปริมาณ/ระยะทาง ซึ่งจำเป็นจะต้องนำระยะทางของแต่ละท่อส่งก๊าซธรรมชาติมาคำนวณเพื่อหาราคาค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่งท่อส่งก๊าซแต่ละท่อโดยคำนวณตามสมการที่ 3.1 โดยเรทของค่าใช้จ่ายในการส่งอยู่ที่ 76.79 บาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/กิโลเมตรในกรณีที่อยู่นอกฝั่งและ 17.55 บาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/กิโลเมตรในกรณีที่อยู่ฝั่ง

$$\text{ค่าใช้จ่ายของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ} = \quad (3.1)$$

เรทค่าใช้จ่ายในการส่ง · ระยะทางของส่งก๊าซธรรมชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ  
(Pipeline's expansion cost)

เช่นเดียวกับค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่งท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ค่าใช้จ่ายในการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาตินั้นก็ถูกอ้างอิงมาจาก Oil and Gas Journal Editors (2018) จำเป็นจะต้องนำระยะทางของแต่ละท่อส่งก๊าซธรรมชาติมาคำนวณ โดยเรทค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 129.48 พันบาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/กิโลเมตร เนื่องจากแหล่งข้อมูลไม่ได้ระบุว่าเป็ท่อบนฝั่งหรือนอกฝั่งทางผู้วิจัยจึงนำเรทราคาดังกล่าวมาใช้สำหรับท่อส่งก๊าซทั้ง 2 ประเภท

ค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังฯ =

$$\text{เรทค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังฯ} \cdot \text{ระยะทางของส่งก๊าซธรรมชาติ} \quad (3.2)$$

- ค่าใช้จ่ายสำหรับการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวการ  
(LNG's importation capacity expansion cost)

สำหรับค่าใช้จ่ายสำหรับการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวการได้อ้างอิงจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2560) โดยมีการระบุถึงเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG storage tank) ขนาด 5 ล้านตัน LNG นั้นมีมูลค่าอยู่ที่ 36,000 ล้านบาท เพื่อที่จะคำนวณปริมาณในหน่วยล้านลูกบาศก์ฟุต จำเป็นต้องเปลี่ยนหน่วย เป็น 52,142.86 พันบาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต

- ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติตามพื้นที่ของประเทศไทยในปีพ.ศ.2561 ถึง 2580  
(Forecasted demand)

สำหรับข้อมูลปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติตามพื้นที่ของประเทศไทยในปี พ.ศ.2561 มีการระบุรายละเอียดของการคำนวณแล้วในงานวิจัยที่ผ่านมา โดยข้อมูลดังกล่าวจะถูกเตรียมเพิ่มเติมตามสมการที่ 3.1 โดยปริมาณความต้องการของประเทศในแต่ละปีนั้นอ้างอิงมาจากแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (กระทรวงพลังงาน. 2561) ดังรูปที่ 3.2

ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติตามพื้นที่ในแต่ละปี

$$= \text{สัดส่วนของปริมาณความต้องการในแต่ละพื้นที่} \quad (3.3)$$

- ปริมาณความต้องการของประเทศในแต่ละปี



ขั้นที่ 2 ได้ใช้ข้อมูลรายชื่อของสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก กรมธุรกิจพลังงาน (2559) นำมาเทียบข้อมูลรายชื่อของบริษัทที่อยู่ในภาคส่วนการผลิตไฟฟ้าเพื่อแยกจาก สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560) รายชื่อบริษัทที่อยู่ในภาคการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรมออกจากกัน

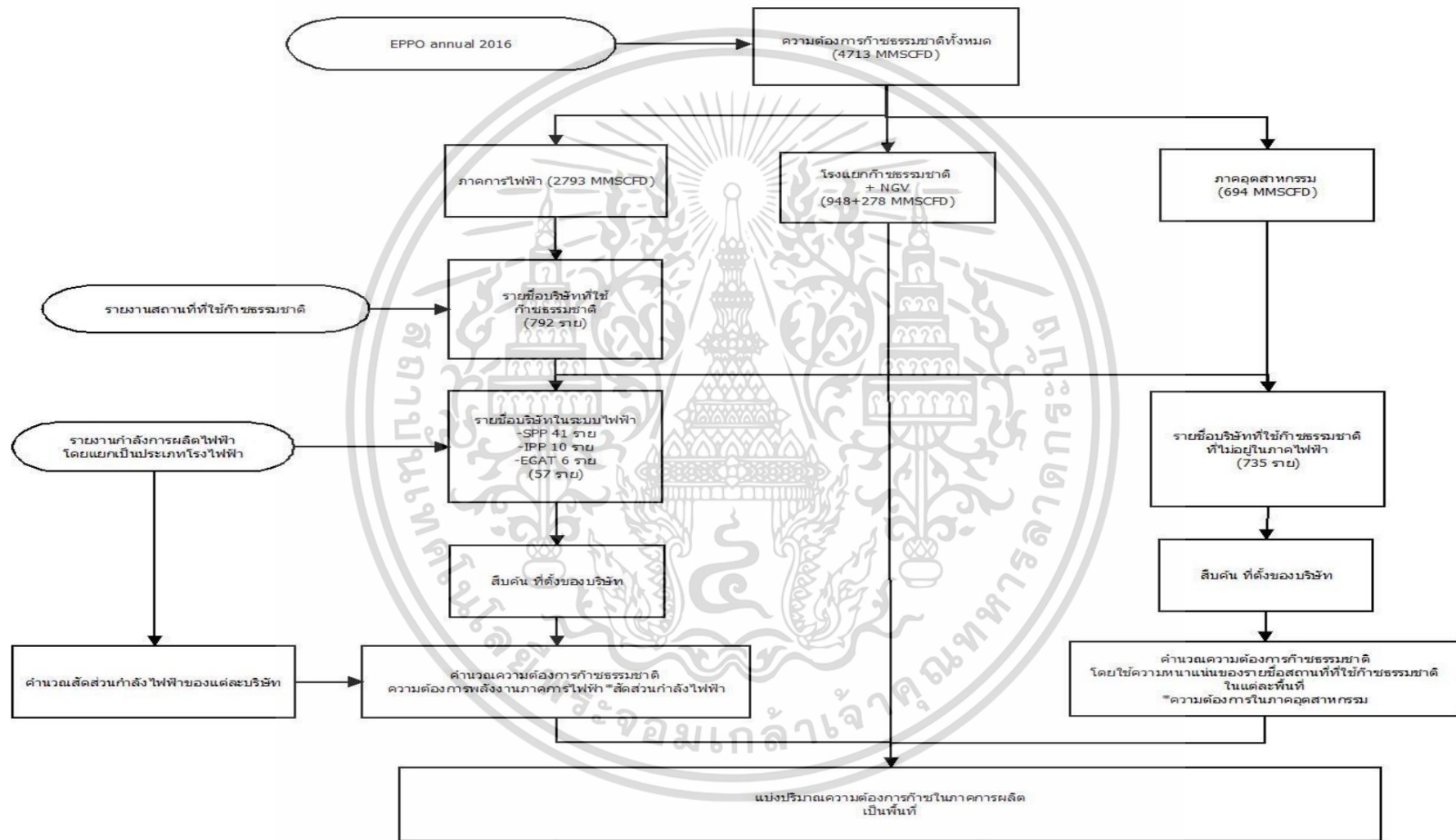
ขั้นที่ 3 เป็นการใช้ข้อมูลหาสัดส่วน ความต้องการก๊าซธรรมชาติในส่วนของภาคการผลิตไฟฟ้านั้นได้ใช้ข้อมูลของจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560) คำนวณสัดส่วนกำลังการผลิตและเพื่อหาสัดส่วนความต้องการของแต่ละโรงไฟฟ้าโดยใช้สูตรการคำนวณสมการที่ 3.5

$$\text{ปริมาณความต้องการของแต่ละพื้นที่โรงไฟฟ้า} = \frac{\text{กำลังไฟฟ้าที่โรงงานผลิตได้}}{\text{กำลังไฟฟ้าทั้งหมด}} \cdot \text{ปริมาณความต้องการในภาคไฟฟ้า} \quad (3.5)$$

ในส่วนของการคำนวณหาความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมเนื่องจากไม่ข้อมูลที่ระบุถึงความต้องการของแต่ละสถานที่ได้จึงได้นำรายชื่อสืบค้นข้อมูลสถานที่เพื่อหาความหนาแน่นของพื้นที่ที่แยกตามพื้นที่ความต้องการโดยตัดพื้นที่ที่ไม่ได้อยู่ในระบบท่อส่งก๊าซและนำไปคิดสัดส่วนความหนาแน่นตามเขตพื้นที่เพื่อนำไปคำนวณหาความต้องการแยกตามเขตพื้นที่ในสมการที่ 3.6

$$= \frac{\text{ปริมาณความต้องการของแต่ละพื้นที่ในภาคอุตสาหกรรม}}{\text{จำนวนโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่}} \cdot \text{ปริมาณความต้องการในภาคอุตสาหกรรม} \quad (3.6)$$

หลังจากคำนวณหาปริมาณความต้องการในแต่ละภาคส่วนแล้ว ก็นำปริมาณความมาแบ่งตามพื้นที่แต่ละพื้นที่เพื่อคำนวณสัดส่วนในหน่วยร้อยละ โดยผลลัพธ์ของการคำนวณสัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ถูกคำนวณได้นั้น ถูกนำเสนอในตารางที่ 3.5



รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการคำนวณสัดส่วนของปริมาณความต้องการในแต่ละพื้นที่

ตารางที่ 3.5 สัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติโดยแยกตาม Node ที่ได้คำนวณไว้

ชื่อพื้นที่	Demand by Section				Summary
	Elec	GSP	NGV	Industry	
ระยอง	4.50%	21.26%	5.19%	4.41%	35.36%
ชลบุรี	3.13%			2.52%	5.65%
บางพลี	1.49%			3.22%	4.71%
บางปะกง	4.74%			0.34%	5.08%
พระนครใต้	3.33%			1.12%	4.45%
พระนครเหนือ	3.14%				3.14%
ไทรน้อย	1.32%			1.25%	2.57%
ราชบุรี	12.44%			0.17%	12.61%
วังน้อย	9.86%			0.85%	10.71%
ปราจีนบุรี	0.19%			0.06%	0.25%
สระบุรี	7.55%			1.53%	9.08%
เมืองน้ำพอง	1.36%				1.36%
ขอนแก่น	1.95%				1.95%
สงขลา	3.09%				3.09%
รวม	58.09%	21.26%	5.19%	15.47%	100%

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งปิโตรเลียม

สำหรับข้อมูลปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งปิโตรเลียมภายในอ่าวไทยถูกอ้างอิงมาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (2561) โดยซึ่งเป็นการระบุก๊าซธรรมชาติสำรองที่เหลืออยู่ตามแต่ละแท่นขุดเจาะ จึงจำเป็นต้องรวมปริมาณตามแหล่งปิโตรเลียมดังกล่าวตามสมการ 3.7 โดยแยกตามบล็อกที่ได้ระบุในเอกสารโดยถูกจำแนกตามพื้นที่ตามตารางที่ 3.6 ดังรูปที่ 3.4 โดยแท่นขุดเจาะบางแห่งจะไม่ถูกนับเข้ามาเนื่องจากไม่มีการระบุพื้นที่ที่ตั้งของหลุมปิโตรเลียม หลังจากรวบรวมปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองแล้วข้อมูลและรายละเอียดดังกล่าวจะถูกนำเข้าไปแบบจำลองในส่วนถัดไป เนื่องจากรายละเอียดมีขนาดใหญ่รายละเอียดของปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองของแต่ละหลุมภายในแหล่งปิโตรเลียมถูกนำเสนอในส่วนของภาคผนวก

$$\begin{aligned} & \text{ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองของแหล่งปิโตรเลียมแต่ละ } \mathbf{block} \\ & = \sum \text{ ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองแต่ละหลุมภายในแหล่งปิโตรเลียม} \end{aligned} \quad (3.7)$$

ตารางที่ 3.6 การกำหนดพื้นที่สำหรับคำนวณปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในแหล่งปิโตรเลียมที่ระบุในเอกสารโดยแยกตามNode

ตัวแทนพื้นที่	Block Area ที่ระบุในเอกสาร
Malaysia-thailand joint development area (MTJA)	Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJA)
แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลบงกช	16,17
แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลไพลิน	B12/27
แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลอาทิตย์	14A
แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลเอราวัณ	10, 11, 12, 13
แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลทานตะวัน	G5/53-B8/32

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Supply node	Block description	PROVED natural gas (Bbl)
IDA		1,271.11
BOK	6, 17	1,189.83
PAI	B12/27	1,058.09
ATH	3a	795.04
ERK	S3-Cut	2,237.13
TAN	G5/S3-BB/32	921.60
PHU	E5 (PTTEP-SP)	86.95
NAM	E5 (Exxon)	5.90
MYA		-
QAR		-
SG		-
UNKNOWN	UNKNOWN	194.51
Total		6,870.31

รูปที่ 3.4 ตัวอย่างการเตรียมข้อมูลปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรอง

### 3.1.5 การพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

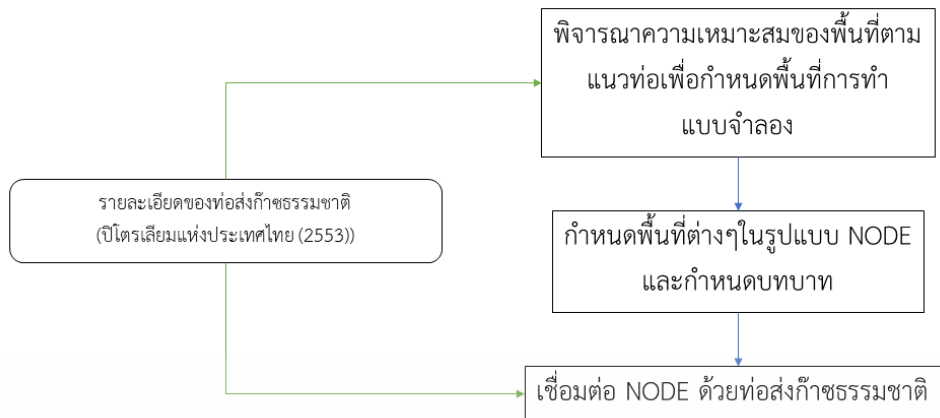
การแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทยจะแบ่งเป็น 2 ส่วนหลักๆ ได้แก่ การกำหนดพื้นที่ตามแนวท่อส่งก๊าซฯ ให้อยู่ในรูปแบบของ Node เพื่อจำลองปัญหาการขนส่ง (Transportation problem) และการพัฒนาแบบจำลองในรูปแบบของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ โดยรายละเอียดของผลลัพธ์ของการพัฒนาแบบจำลองจะถูกนำเสนอในบทที่ 4 ในส่วนของมโนทัศน์ของแบบจำลองฯ

- การกำหนดพื้นที่ตามแนวท่อส่งก๊าซฯ ให้อยู่ในรูปแบบของ Transportation problem เพื่อที่จะบรรลุดัชนีประสงค์ของงานวิจัยปัญหาการขนส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจะถูกจำลองในรูปแบบของ Transportation problem ซึ่งการกำหนดพื้นที่ภายในประเทศรูปแบบ Node นั้นเป็นสิ่งจำเป็น ทางผู้วิจัยจึงได้พิจารณาพื้นที่แบบจำลองตามรูปที่ 3.6

ในขั้นแรกคือการพิจารณาความเหมาะสมของพื้นที่ตามแนวท่อเพื่อกำหนดพื้นที่การทำแบบจำลองซึ่งอ้างอิงจากแหล่งข้อมูล การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) ที่ระบุถึงรายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติโดยระบุพื้นที่ต้นทางและปลายทาง กำลังการส่งสูงสุด รอบวง ปีที่เปิดใช้งาน และความยาวโดยการพิจารณาพื้นที่ที่เกิดขึ้นนี้คำนึงถึงความเหมาะสมแก่การจำลองแบบจำลองเช่นท่อส่งก๊าซฯดังกล่าวนั้นเชื่อมโยงกับท่อส่งก๊าซฯส่วนใหญ่ของประเทศหรือไม่

โดยพบว่ามีท่อส่งก๊าซฯ 2 เส้นที่ไม่ได้เชื่อมโยงกับท่อส่งก๊าซฯส่วนใหญ่ของประเทศ อันได้แก่ ท่อส่งจากพื้นที่อำเภอป่าพองไปยังโรงไฟฟ้าพ่าน้ำและพื้นที่อำเภอภูทอกไปยังพื้นที่อำเภอป่าพองทางผู้วิจัยพิจารณาแล้วว่าท่อส่งก๊าซฯทั้ง 2 เส้นอยู่นอกโครงข่ายและมีปริมาณการใช้ที่น้อย จึงไม่อาจส่งผลต่อผลลัพธ์ของการวิจัยได้ จึงทำการตัดท่อส่งก๊าซฯดังกล่าวออกจากการกำหนดพื้นที่เป็น NODE โดยผลลัพธ์และรายละเอียดของท่อส่งก๊าซฯถูกนำเสนออยู่ตารางที่ 3.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 ขั้นตอนการพัฒนาแบบจำลองฯ

หลังจากพิจารณาพื้นที่ตามแนวท่อแล้ว ทางผู้วิจัยได้กำหนดพื้นที่ตามแนวท่อดังกล่าวให้อยู่ในรูปแบบของ NODE และเชื่อมโยงแต่ละ NODE โดยใช้รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ได้ระบุไว้ในตารางที่ 3.7

- แบบจำลองรูปแบบทางคณิตศาสตร์

อย่างที่ได้อธิบายไปในการศึกษาปัญหา แบบจำลองที่ได้พัฒนาขึ้นในงานวิจัยนี้มีต้นแบบมาจาก TIGER-Model ของ Diechoner C. (2012) ซึ่งทางผู้วิจัยได้ทำการถึงรายละเอียดของแบบจำลองดังกล่าวแล้วพบว่า แบบจำลองดังกล่าวนี้ให้ผลลัพธ์ในเชิงปฏิบัติการในด้านการผลิต การขนส่ง การขยายกำลังการผลิต การนำผลิตหรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและการเก็บก๊าซธรรมชาติใน Storage tank ตามพื้นที่ต่างๆ ซึ่งครอบคลุมการตัดสินใจระดับปฏิบัติการในการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติทั้งหมด ประกอบกับทางผู้วิจัยได้ศึกษาปัญหาเกี่ยวกับแหล่งข้อมูลของประเทศไทย พบว่าด้วยแหล่งข้อมูลปัจจุบันแบบจำลองฯในงานวิจัยนี้ไม่สามารถทำให้เหมือนกับ TIGER-Model ได้ทั้งหมด โดยทางผู้วิจัยได้ทำการศึกษาและเขียนแบบจำลองฯ และตรวจสอบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯ ดังรูปที่ 3.6 เพื่อหาแบบจำลองรูปแบบทางคณิตศาสตร์ (Mathematic model) ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทย

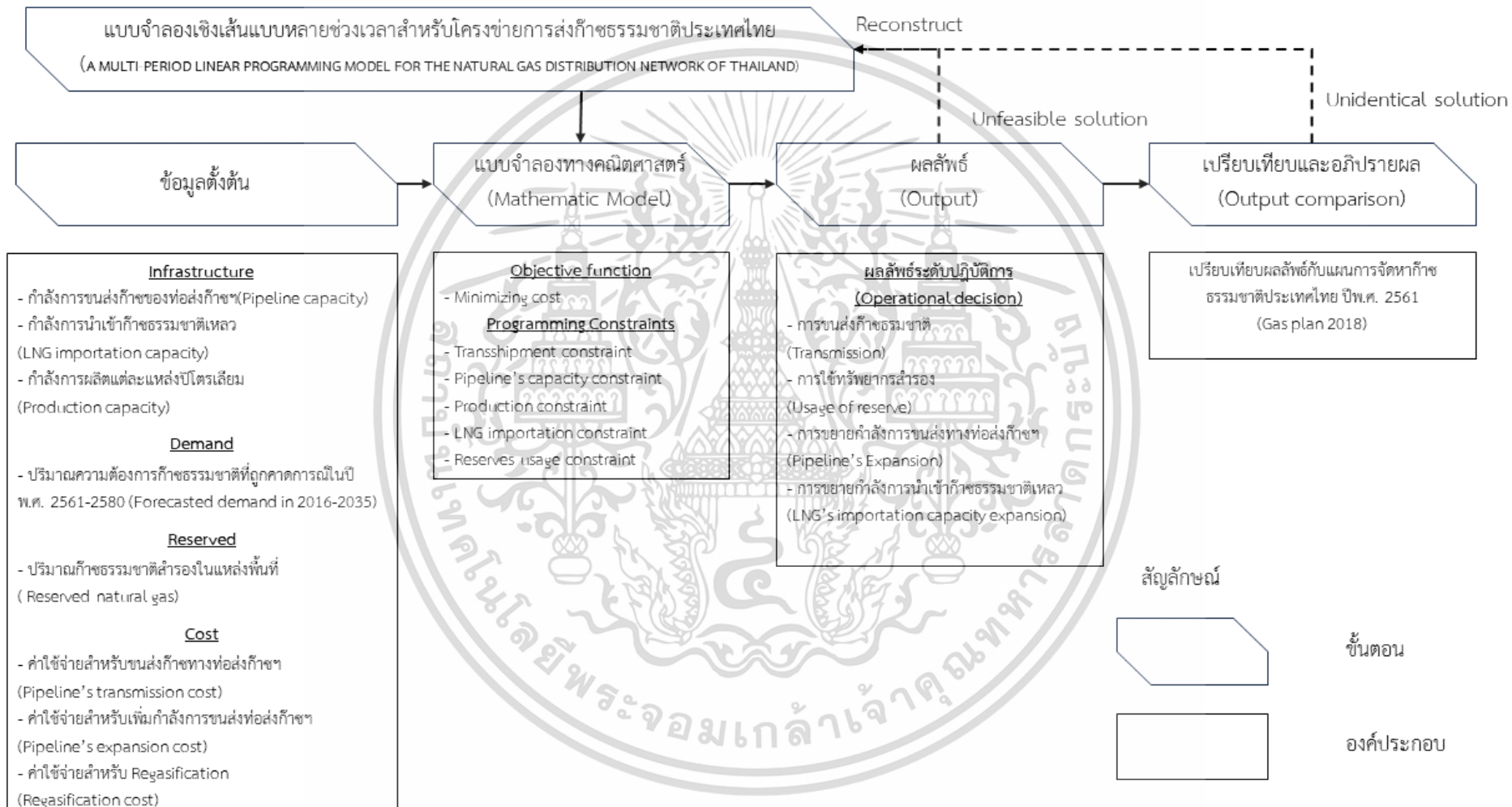
จากรูปที่ 3.6 แสดงถึงขั้นตอนการพัฒนาแบบจำลองฯ โดยวิธี Trail and error เพื่อหาแบบจำลองที่เหมาะสมที่สุด โดยหากผลลัพธ์ของแบบจำลองฯ นั้นไม่สามารถให้คำตอบ (Unfeasible solution) หรือไม่สามารถระบุคำตอบ (Unidentical solution) ทางผู้วิจัยจะทำการออกแบบ (Reconstruct) แบบจำลองเพื่อที่จะหาแบบจำลองที่สามารถให้ผลลัพธ์ระดับปฏิบัติการได้อย่างเหมาะสม โดยผลลัพธ์ของรายละเอียดของแบบจำลองฯ ที่ระบุในหัวข้อที่ 4 นั้น เป็นแบบจำลองฯ ที่ผ่านกระบวนการดังกล่าวและเป็นแบบจำลองฯ ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทยในปัจจุบัน

ตารางที่ 3.7 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่มีการระบุไว้ในเอกสาร และผลลัพธ์การพิจารณา

ที่ตั้งของท่อ	ท่อส่ง	ความยาว (km)	รอบวง (inch)	กำลังการส่งสูงสุด (MMscd)	ปีที่เริ่มใช้งาน	นำไปใช้
Offshore	Erawan-Rayong Gas Separation Plant (the first transmission gas pipeline)	415	34	860	1981	ใช้
	Plathong Field - The first pipeline	42	24	250	1984	ใช้
	Bongkot Field - Erawan Pipeline (the master pipeline)	171	32	635	1996	ใช้
	Erawan - Khanom Power plant	161	24	250	1996	ใช้
	Erawan - Rayong Gas Separation Plant (the second pipeline)	418	36	1150	1996	ใช้
	Tantawan Field - the second pipeline	54	24	300	1997	ใช้
	Benchamas Field - the second pipeline	55	18	100	1999	ใช้
	Pailin Field - Erawan Field	53	24	200	1999	ใช้
	N.Pailin to existing Pailin Pipeline	10	24	300	2001	ใช้
	Erawan-Rayong Gas Separation Plant (the thind transmission gas pipeline)	414	42	1900	2007	ใช้
	Arthit Field to Arthit PLEM	18.5	42	700	2008	ใช้
	Arthit PLEM to Erawan	173	42	1750	2008	ใช้

ตารางที่ 3.7 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่มีการระบุไว้ในเอกสาร และผลลัพธ์การพิจารณา (ต่อ)

ที่ตั้งของท่อ	ท่อส่ง	ความยาว (km)	รอบวง (inch)	กำลังการส่งสูงสุด (MMscd)	ปีที่เริ่มใช้งาน	นำไปใช้
Onshore	Rayong Gas Separation Plant - Bangpakong (the first pipeline)	104	28	540	1981	ใช้
	Bangpakong - South Bangkok Power Plant	57	28	-	1981	ใช้
	Bangplee - Saraburi	99	14	270	1983	ใช้
	Namphong Field - Namphong Power Plant	3.5	16	140	1990	ตัดออก
	Rayong Gas Separation Plant - Bangpakong (the second pipeline)	105	28	660	1996	ใช้
	Bangpakong - Wangnoi Power Plant	100	36	500	1996	ใช้
	Pipeline from Thai - Myanmar border - Rachburi Power Plant	238	42	1265	1998	ใช้
	Ratchaburi - Wangnoi	154	30	400	2000	ใช้
	Rayong Gas Separation Plant - Bangpakong (the third pipeline)	110	36	350	2006	ใช้
	Wangnoi - Kaeng Khoi	73	36	520	2006	ใช้
	Sai Noi - South Bangkok Power Plant	66.5	30	470	2006	ใช้
	Phuhom field - Namphong Power Plant	0.25	30	160	2006	ตัดออก
	Trans Thai - Malaysia Gas Separation Plant - Chana Power Plant	7.6	20	290	2007	ใช้



รูปที่ 3.6 ขั้นตอนการวิเคราะห์การหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

### 3.2 การวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ในส่วนของการวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยประกอบด้วย 2 ส่วนหลักๆ คือการเขียนแบบจำลองลงในโปรแกรมคำนวณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อระบุข้อจำกัด เป้าหมายและรายละเอียดของข้อมูลตั้งต้นที่ได้เตรียมไว้และการอภิปรายผลเพื่อดูผลลัพธ์ของการพัฒนาแบบจำลองในงานวิจัยนี้ โดยรายละเอียดของผลลัพธ์จะถูกนำเสนอในบทที่ 5 เพื่อการให้รายละเอียดของผลลัพธ์ที่เหมาะสม


#### 3.2.1 การเขียนแบบจำลองลงในโปรแกรมจำลอง

ในขั้นตอนการเขียนแบบจำลองลงในโปรแกรมจำลองปัญหาทางคณิตศาสตร์เพื่อให้โปรแกรมคำนวณและให้ผลลัพธ์ โดยการเขียนแบบจำลองนั้นจำเป็นจะต้องระบุ ตัวแปรการตัดสินใจ (Decision Variable) ข้อจำกัดของปัญหา (Constraint) เป้าหมายของปัญหา (Objective function) รายละเอียดของพารามิเตอร์ต่างๆ (Parameter) ระบุข้อกำหนดอื่นพิเศษ (Extra condition) และความสัมพันธ์ของตัวแปรหรือสมการ (Equation) เพื่อให้แบบจำลองนั้นเข้าใจถึงปัญหาที่เราต้องการศึกษาและคำนวณออกมา

ในการศึกษาครั้งนี้ได้นำการแบบจำลองทางคณิตศาสตร์จำลองลงในโปรแกรม General algebraic modeling system หรือ GAMS และใช้ตัววิเคราะห์ (Solver) ชื่อว่า X-Press ผลลัพธ์ที่ได้ถูกแสดงในรูปของผลลัพธ์ทางตัวเลขและนำผลลัพธ์ที่ได้มาแปรผลและเปรียบเทียบตามวัตถุประสงค์ของการวิจัย โดยขั้นตอนการเขียนแบบจำลองทางคณิตศาสตร์มีดังต่อไปนี้

#### - การกำหนดค่าดัชนี (Index)

ดัชนี (Index) ในแบบจำลองนี้สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มหลักๆ คือ ตัวดัชนีแทนตัวแปร (i index) และตัวดัชนีแทนตัวแปรทางด้านเวลา (t index) โดยขั้นตอนการกำหนดค่าดัชนีภายในโปรแกรม General algebraic modeling system หรือ GAMS มีดังรูปที่ 3.7-3.8



```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD08_28_2020.gms
|Final_PhD08_28_2020.gms
***** SET *****
set i city node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA,RAY,CHN,BFK,BAP,SBP,NBP
      SIN,RAC,WAN,PCB,SAR,NAC,KAN,SOK/
*QAR,SIG
LING/

set t time /2015,2016,2017,2018,2019,2020,2021,2022,2023,2024,2025,2026,2027,2028,2029,2030,2031,2032,2033,2034,2035,2036/

***** SUB SET *****
**not for using but, for understanding about type node *****
s(i) Supply node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA,
*QAR,SIG
LING/

pro(i) Produce node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA/

l(i) LNG supplier country node /
*QAR,SIG
LING/

d(i) Demand city node /RAY,CHN,BFK,BAP,SBP,NBP,SIN,RAC,WAN,PCB,SAR,NAC,KAN,SOK/

```

รูปที่ 3.7 ตัวอย่างการกำหนดค่าดัชนี (Index)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

***** SUB SET *****
**not for using but, for understanding about type node *****
*****

s(i) Supply node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA,
*QAR,SIG
LNG/

pro(i) Produce node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA/

l(i) LNG supplier country node /
*QAR,SIG
LNG/

d(i) Demand city node /RAY,CHN,BPK,BAP,SBP,NBP,SIN,RAC,WAN,PCB,SAR,NAC,KAN,SOK/

r(i) LNG regas country node /RAY/
;

*****
** i can be j , and j can be i
*****
;
alias (i,j)
;
alias (t,tt)

```

รูปที่ 3.8 ตัวอย่างการกำหนดค่าดัชนี (Index) (ต่อ)

- การกำหนดค่าพารามิเตอร์ (Parameters)

ในขั้นตอนนี้เป็นกำหนดค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดดังรูปที่ 3.9-3.13

table Tcost(i,j,t)		Transportationcost						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
JDA.ERA	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635
JDA.SOK	21.2714	21.2714	21.2714	21.2714	21.2714	21.2714	21.2714	21.2714
BOK.ERA	13.1315	13.1315	13.1315	13.1315	13.1315	13.1315	13.1315	13.1315
PAI.ERA	4.0700	4.0700	4.0700	4.0700	4.0700	4.0700	4.0700	4.0700
ATH.ERA	13.2850	13.2850	13.2850	13.2850	13.2850	13.2850	13.2850	13.2850
ERA.RAY	32.0991	32.0991	32.0991	32.0991	32.0991	32.0991	32.0991	32.0991
ERA.KAN	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635	12.3635
TAN.RAY	4.1468	4.1468	4.1468	4.1468	4.1468	4.1468	4.1468	4.1468
PHU.NAC	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044
NAM.NAC	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614	0.0614
MYA.RAC	4.1775	4.1775	4.1775	4.1775	4.1775	4.1775	4.1775	4.1775
RAY.CHN	1.6499	1.6499	1.6499	1.6499	1.6499	1.6499	1.6499	1.6499
RAY.PCB	4.2477	4.2477	4.2477	4.2477	4.2477	4.2477	4.2477	4.2477
CHN.BPK	0.1755	0.1755	0.1755	0.1755	0.1755	0.1755	0.1755	0.1755
BPK.BAP	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005
BPK.WAN	1.7552	1.7552	1.7552	1.7552	1.7552	1.7552	1.7552	1.7552
BAP.SBP	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005	1.0005
BAP.SAR	1.7377	1.7377	1.7377	1.7377	1.7377	1.7377	1.7377	1.7377
SBP.NBP	0.6670	0.6670	0.6670	0.6670	0.6670	0.6670	0.6670	0.6670
SBP.SIN	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672
*NBP.SIN	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899
SIN.SBP	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672	1.1672
SIN.NBP	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899	0.7899
RAC.SIN	1.5797	1.5797	1.5797	1.5797	1.5797	1.5797	1.5797	1.5797
SIN.WAN	1.1234	1.1234	1.1234	1.1234	1.1234	1.1234	1.1234	1.1234
WAN.SAR	1.2813	1.2813	1.2813	1.2813	1.2813	1.2813	1.2813	1.2813
PCB.SAR	0.9829	0.9829	0.9829	0.9829	0.9829	0.9829	0.9829	0.9829

รูปที่ 3.9 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์ค่าขนส่ง (Tcost)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้拿去ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD\08_28_2020.gms
[Final_PhD\08_28_2020.gms]

Table
procap(i,t)
JDA 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022
JDA 469 469 469 469 469 469 469 469
BOK 964 964 964 964 964 964 964 964
FAI 364 364 364 364 364 364 364 364
ATH 244 244 244 244 244 244 244 244
ERA 1318 1318 1318 1318 1318 1318 1318 1318
TAN 110 110 110 110 110 110 110 110
PHU 78 78 78 78 78 78 78 78
NAM 8 8 8 8 8 8 8 8
*MYA 848 848 848 848 848 848 848 848
MYA 1205 1205 1205 1205 1205 1205 1205 1205
*MTA 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999
*CHN 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999
*STG 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999 9999
LNG 9999 9999 9999 99999 9999 9999 9999 9999
;

***** DEMAND *****
** consumption by demand node ** in MMSCFD
*****

Table
con(i,t)
2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022
-----

```

รูปที่ 3.10 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์กำลังการผลิตสูงสุด (Pcap)

```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD\08_28_2020.gms
[Final_PhD\08_28_2020.gms]

***** DEMAND *****
** consumption by demand node ** in MMSCFD
*****

Table
con(i,t)
2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022
RAY 1661.17 1696.51 1708.64 1720.96 1733.16 1745.55 1758.03 1770.60
CHN 259.99 266.07 266.96 266.87 270.80 272.79 274.68 276.65
BPK 208.72 216.71 218.26 219.82 221.39 222.97 224.56 226.17
BAP 247.80 245.90 247.66 249.43 251.22 253.01 254.82 256.64
SBP 210.82 212.03 213.55 215.07 216.61 218.16 219.72 221.29
NBP 154.38 152.51 153.60 154.70 155.81 156.92 158.04 159.17
SIN 117.54 120.20 121.06 121.92 122.80 123.67 124.56 125.45
RAC 619.42 612.46 616.84 621.25 625.69 630.16 634.67 639.20
WAN 521.09 517.53 521.23 524.96 528.71 532.49 536.30 540.13
PCB 11.95 12.01 12.10 12.19 12.27 12.36 12.45 12.54
SAR 438.05 435.74 438.86 441.59 445.15 448.34 451.54 454.77
NAC 66.99 66.18 66.65 67.13 67.61 68.09 68.58 69.07
KAN 95.85 94.68 95.46 96.04 96.73 97.42 98.12 98.82
SOK 152.12 150.27 151.35 152.43 153.52 154.62 155.72 156.84
;

***** LINE CAPACITY *****
** pipeline capacity ** in MMSCFD
*****

```

รูปที่ 3.11 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์ความต้องการก๊าซธรรมชาติ (Dem)

```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD\08_28_2020.gms
[Final_PhD\08_28_2020.gms]

** LNG CONTRACT
*****

table LNGcon(i,j,t)
2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022
*CAR.RAY 280 280 280 280 280 280 280 280
*SIG.RAY 280 280 280 280 280 280 280 280
LNG.RAY 560 560 560 560 560 560 560 560
;

*****
** Assuming for only nodes that are in a pipeline system
*****

parameter
Line_yes(i,j)
;
Line_yes('JDA','ERA')=1;
Line_yes('JDA','SOK')=1;
Line_yes('BOK','ERA')=1;
Line_yes('FAI','ERA')=1;
Line_yes('ATH','ERA')=1;
Line_yes('ERA','RAY')=1;
Line_yes('ERA','KAN')=1;
Line_yes('TAN','RAY')=1;
Line_yes('PHU','NAC')=1;
Line_yes('NAM','NAC')=1;
Line_yes('MYA','RAC')=1;
Line_yes('RAY','CHN')=1;
Line_yes('RAY','PCB')=1;
Line_yes('CHN','BPK')=1;
;

```

รูปที่ 3.12 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาว (LNGCon) เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยามให้เข้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

	JDA	BOK	PAI	ATH	ERA	TAN	PHU	NAM	MYA	RAY	CHN	BFK	BAP	SBP	NBP	SIN	RAC	WAN	FCB	SAR	NAC	KAN	SOK
JDA	0	0	0	0	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1020
BOK	0	0	0	0	1900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAI	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ATH	0	0	0	0	1750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0
TAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PHU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NAM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	0	0
MYA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	160	0	0
RAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1550	0	0	0	0	0	1265	0	0	0	0	0	0
CHN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BFK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SBP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	470	0	0	0	0	0	0	0	0
NBP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	470	0	0	0	0	0	0	0
SIN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0
RAC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NAC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
*DAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
*SIG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

รูปที่ 3.13 ตัวอย่างการกำหนดพารามิเตอร์กำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซ (Pipecap) และกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNGcap)

- การกำหนดเงื่อนไขพิเศษ (Extrar Condition)

สำหรับในการศึกษาครั้งนี้มีการกำหนดเงื่อนไขพิเศษ เพื่อให้กำหนดให้ทิศทางการจัดจำหน่ายของก๊าซธรรมชาติภายในแบบจำลองมีทิศทางที่สอดคล้องกับความเป็นจริงโดยกำหนดให้ เส้นทางและทิศทางของท่อส่งก๊าซที่เกิดขึ้นในความเป็นจริงนั้นถูกนำมาวิเคราะห์เพื่อหาผลลัพธ์ในแบบจำลอง และในการศึกษาครั้งนี้มีการศึกษาถึงด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วยจึงมีการกำหนดเช่นเดียวกันกับทิศทางการจัดจำหน่ายของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยการกำหนดเงื่อนไขดังรูปที่ 3.14-3.16

```

;
*****
** Assuming for only nodes that are in a pipeline system
*****
parameter
Line_yes(1,3)
;
Line_yes('JDA','ERA')=1;
Line_yes('JDA','SOK')=1;
Line_yes('BOK','ERA')=1;
Line_yes('PAI','ERA')=1;
Line_yes('ATH','ERA')=1;
Line_yes('ERA','RAY')=1;
Line_yes('ERA','KAN')=1;
Line_yes('TAN','RAY')=1;
Line_yes('PHU','NAC')=1;
Line_yes('NAM','NAC')=1;
Line_yes('MYA','RAC')=1;
Line_yes('RAY','CHN')=1;
Line_yes('RAY','PCB')=1;
Line_yes('CHN','BPK')=1;
Line_yes('BPK','BAP')=1;
Line_yes('BPK','WAN')=1;
Line_yes('BAP','SBP')=1;
Line_yes('BAP','SAR')=1;
Line_yes('SBP','NBP')=1;
Line_yes('SIN','SBP')=1;
Line_yes('SIN','NBP')=1;
Line_yes('SIN','WAN')=1;

```

รูปที่ 3.14 ตัวอย่างการกำหนดทิศทางของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

parameter
Expan_yes(i,j)
;

Expan_yes('JDA','ERA')=1;
Expan_yes('JDA','SOK')=1;
Expan_yes('BOK','ERA')=1;
Expan_yes('PAI','ERA')=1;
Expan_yes('ATH','ERA')=1;
Expan_yes('ERA','RAY')=1;
Expan_yes('ERA','KAN')=1;
Expan_yes('TAN','RAY')=1;
Expan_yes('PHU','NAC')=1;
Expan_yes('NAM','NAC')=1;
Expan_yes('MYA','RAC')=1;
Expan_yes('RAY','CHN')=1;
Expan_yes('RAY','PCB')=1;
Expan_yes('CHN','BFK')=1;
Expan_yes('BPK','BAP')=1;
Expan_yes('BPK','WAN')=1;
Expan_yes('BAP','SBP')=1;
Expan_yes('BAP','SAR')=1;
Expan_yes('SBP','NBP')=1;
Expan_yes('SIN','SBP')=1;
Expan_yes('SIN','NBP')=1;
Expan_yes('SIN','WAN')=1;
Expan_yes('RAC','SIN')=1;
Expan_yes('WAN','SAR')=1;
Expan_yes('PCB','SAR')=1;

```

รูปที่ 3.15 ตัวอย่างการกำหนดการอนุญาตเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

```

parameter
LNG_yes(i,j)
;

***** Producer on IV *****

LNG_yes('SIG','RAY')=1;
LNG_yes('QAR','RAY')=1;
LNG_yes('LNG','RAY')=1;

;

***** Producer on IV *****

parameter
Produce_Yes(i)
;

Produce_Yes('JDA')=1;
Produce_Yes('BOK')=1;
Produce_Yes('PAI')=1;
Produce_Yes('ATH')=1;
Produce_Yes('ERA')=1;
Produce_Yes('TAN')=1;
Produce_Yes('PHU')=1;
Produce_Yes('NAM')=1;
Produce_Yes('MYA')=1;
Produce_Yes('QAR')=1;
Produce_Yes('SIG')=1;
Produce_Yes('LNG')=1;

```

รูปที่ 3.16 ตัวอย่างการกำหนดทิศทางการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

- การกำหนดตัวแปร (Variable)

ขั้นตอนนี้เป็นกำหนดตัวแปรที่ต้องการศึกษาในงานวิจัยครั้งนี้ ได้แก่ ปริมาณการขนส่งที่เกิดขึ้นภายในท่อส่งก๊าซแต่ละเส้นของระบบท่อส่งก๊าซและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกผลิตในอ่าวไทย และกำลังการส่งและรับของท่อส่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวที่ถูกเพิ่มขึ้น โดยมีขั้นตอนการกำหนดดังรูปที่ 3.17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

;
*****
**VARIABLE
*****
variable
z obj func value
;
positive variable
x(i,j,t) Volume of transmission natural gas
p(i,t) Production volume
e(i,j,tt) Volume of expansion natural gas pipeline
;
*****
**EQUATION
*****
equation
obj obj_function
mass Massbalance constraint
pipecapint Pipeline initial capacity constraint
pipecap Pipeline initial capacity constraint
produce produce capacity constraint
Expansionlim Expansion limitation constraint
Reserveslim resource limitation constraint
LNGcontract LNG contract constraint
;
obj..
z=e*SUM((i,j,t),x(i,j,t)*Tcost(i,j,t))+SUM((i,j,tt),e(i,j,tt)*Ecost(i,j,tt))

```

รูปที่ 3.17 ตัวอย่างการกำหนดตัวแปร (Variable)

- การกำหนดสมการ (Equation)

ขั้นตอนนี้เป็นกำหนดตัวแปรที่ต้องการศึกษาในงานวิจัยครั้งนี้ โดยระบุถึงรายละเอียดของสมการซึ่งมีขั้นตอนดังรูปที่ 3.18-3.19

```

*****
**EQUATION
*****
equation
obj obj_function
mass Massbalance constraint
pipecapint Pipeline initial capacity constraint
pipecap Pipeline initial capacity constraint
produce produce capacity constraint
Expansionlim Expansion limitation constraint
Reserveslim resource limitation constraint
LNGcontract LNG contract constraint
;
obj..
z=e*SUM((i,j,t),x(i,j,t)*Tcost(i,j,t))+SUM((i,j,tt),e(i,j,tt)*Ecost(i,j,tt))
# z=e*SUM((i,j,t),x(i,j,t)*Tcost(i,j,t))+SUM((i,j,tt),e(i,j,tt))
;
mass(i,t)..
SUM(j$Line_yes(i,j),x(i,j,t))=E= p(i,t)+SUM(j$Line_yes(i,j),x(j,i,t))-con(i,t)
;
Pipecapint(i,j,t)$(Line_yes(i,j) and ord(t) eq 1)..
x(i,j,t)=l=cappipe_int(i,j)
;

```

รูปที่ 3.18 ตัวอย่างการกำหนดสมการ (Equation)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD\08_28_2020.gms
[Final_PhD\08_28_2020.gms]

obj..
  z=e*SUM((i,j,t),x(i,j,t)*Toost(i,j,t))+SUM((i,j,tt),e(i,j,tt)*Ecost(i,j,tt))
  * z=e*SUM((i,j,t),x(i,j,t)*Toost(i,j,t))+SUM((i,j,tt),e(i,j,tt))
;

mass(i,t)..
  SUM(j$Line_yes(i,j),x(i,j,t))=E= p(i,t)+SUM(j$Line_yes(i,j),x(j,i,t))-con(i,t)
;

Pipecapint(i,j,t)$ (Line_yes(i,j) and ord(t) eq 1)..
  x(i,j,t)=l=cappipe_int(i,j)
;

Pipecap(i,j,t)$ (Line_yes(i,j) and ord(t) gt 1)..
  x(i,j,t)=l=cappipe_int(i,j)
  +SUM((tt)$Expan_yes(i,j),e(i,j,tt)$ (ord(tt) lt ord(t)))
;

produce(i,t)..
  p(i,t)=l=procap(i,t)
;

Reserveslim(i)..
  SUM(t,p(i,t)*365)=i=Reserves(i)

```

รูปที่ 3.19 ตัวอย่างการกำหนดรายละเอียดของสมการ

- การกำหนดเป้าหมายของการวิเคราะห์ (Objective)

ขั้นตอนนี้เป็นกำหนดเป้าหมายที่ต้องการศึกษาในงานวิจัยครั้งนี้ โดยระบุถึงรายละเอียดของสมการซึ่งมีขั้นตอนดังรูปที่ 3.20

```

C:\Users\nutme\OneDrive\Documents\gamsdir\thesis\Final_PhD\08_28_2020.gms
[Final_PhD\08_28_2020.gms]

;
LNGcontract(i,j,t)$LNG_yes(i,j)..
  x(i,j,t)=g=LNGcon(i,j,t)
;

option limrow=2000 ;
model ballthesis /all/
solve ballthesis using lp minimizing z ;

*****Final 15_11_61---->16_5_2019
**add t index

***** 16_5_2019 ---->5_30_2019
**add t to all parameter ((parameter-->table))
**edit function to add t
**try to add expansion to capacityCon

***** 5_30_2019 ----> 5_31_2019
** edit table parameter form column (i) ---> (i,j)
** row (j,t)----> (t)
** Add year_int to assumed initial year and add to function Pipecap

```

รูปที่ 3.20 ตัวอย่างการกำหนดเป้าหมายของการวิเคราะห์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2.2 การเปรียบเทียบและอภิปรายผลลัพธ์ (Output comparison)

หลังจากได้ผลลัพธ์ของแบบจำลองฯ ผลลัพธ์ที่ได้อยู่ในรูปแบบของ Text โดยทางผู้วิจัยได้นำผลลัพธ์ที่ได้มาแปรผลและคำนวณต่อในโปรแกรม Microsoft office excel เพื่อคำนวณให้ได้มุมมองของผลลัพธ์แบบที่เหมาะสมที่สุด

ในงานวิจัยนี้มีการอภิปรายและเปรียบเทียบผลลัพธ์ทั้งหมด 4 ด้านได้แก่ ผลลัพธ์ด้านการขนส่งของท่าส่งก๊าซฯ ผลลัพธ์ด้านการจัดหา ผลลัพธ์ด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานหรือการขยายกำลังการผลิตหรือนำเข้าและผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรธรรมชาติเหลว

- การแปรผลในด้านการขนส่งของท่าส่งก๊าซฯ

ในส่วนการแปรผลของการขนส่งของท่าส่งก๊าซฯ ทางผู้วิจัยต้องการแปรผลเพื่อสังเกตผลลัพธ์ดังต่อไปนี้ ปริมาณมากที่สุดที่ถูกใช้ในการของท่าส่งก๊าซฯตลอดการวิเคราะห์ ปริมาณโดยเฉลี่ยต่อปีของท่าส่งก๊าซฯธรรมชาติที่ถูกใช้งาน

โดยทางผู้วิจัยได้นำผลลัพธ์ ของปริมาณการส่งในแต่ละปีด้านขนส่งของท่าส่งก๊าซฯ ( $X_{(i,j,t)}$ ) นำมาวางและจัดเรียง และใช้สูตร MAXIFS() ในโปรแกรมดังกล่าวเพื่อที่จะค้นหาค่าของปริมาณสูงสุดที่มีการระบุในคำตอบของท่าส่งก๊าซฯแต่ละเส้น และใช้สูตร MEAN(IFS()) เพื่อหาค่าเฉลี่ยของปริมาณของท่าส่งก๊าซฯธรรมชาติที่ถูกใช้งานต่อปี จากผลลัพธ์ดังรูปที่ 3.21

Year	Port	Volume	Capacity	Status
2011	ISA.SKA	1418	800	0
2011	ISA.SOK	1117	1,020	0
2011	BOE.SKA	642	2,000	0
2011	PAL.SKA	233.31	300	0
2011	ATR.SKA	244	1,750	0
2011	ERA.SAY	2038.81	3,910	0
2011	BRU.SAY	103.74	250	0
2011	TAT.SAY	118	300	0
2011	POS.SAC	72.32	140	0
2011	MTL.SAC	180	1,265	0
2011	KAT.CDN	1,170	1,550	0
2011	KAT.PCN	302.63	320	0
2011	CEN.BPS	1,280.30	1,550	0
2011	BPL.BAP	140	540	0
2011	BPL.WAN	300	500	0
2011	BAP.SBP	103.93	540	0
2011	BAP.SBN	270	270	0
2011	SBP.SBP	6	470	0
2011	SBP.SBN	6	470	0
2011	SBP.SBP	207.87	470	0
2011	SBP.SBN	107.13	470	0
2011	SBP.WAN	110.07	400	0
2011	SBP.SBN	333.80	400	0
2011	WAN.SAR	128.18	520	0
2011	PCB.SAR	209.47	320	0
2011	LNG.SAY	1,098.261	700	0

รูปที่ 3.21 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯในด้านการขนส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สวอนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การแปรผลในด้านการจัดหา

ในส่วนของการแปรผลในด้านการจัดหา ทางผู้วิจัยต้องการแปรผลเพื่อสังเกตผลลัพธ์ดังต่อไปนี้ ผลรวมของปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียม ผลรวมของปริมาณที่ผลิต ผลรวมของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า ผลรวมของปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว สัดส่วนของแต่ละการจัดหา และการเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้แปรผลกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

สำหรับผลรวมของปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียม ผลรวมของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า ผลรวมของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ทางผู้วิจัยได้นำผลลัพธ์ของปริมาณการผลิตที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ( $P_{(i,t)}$ ) มาจัดเรียงและใช้คำสั่ง SUM(IFS()) โดยกำหนดให้เงื่อนไขของการรวมผลลัพธ์แยกตามความต้องการตามสมการที่ 3.8, 3.9 และ 3.10 ตามลำดับ เช่น หากต้องการทราบถึงผลลัพธ์ของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าทางผู้วิจัยจะระบุคำสั่งโดยนำผลลัพธ์มาจาก Node ที่มีชื่อว่า MYA หรือ Node ที่ถูกใช้แทนพื้นที่ประเทศพม่า เป็นต้น

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียม} \\ & = \sum \text{ปริมาณก๊าซธรรมชาติของแหล่งปิโตรเลียมที่ผลิตในแต่ละปี} \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า} \\ & = \sum \text{ปริมาณก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าจากพม่าในแต่ละปี} \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว} \\ & = \sum \text{ปริมาณก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในแต่ละปี} \end{aligned} \quad (3.10)$$

และค่าทั้ง 3 มารวมผลเพื่อคำนวณหาสัดส่วนที่เกิดขึ้นในผลลัพธ์เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติประเทศไทยในปัจจุบันดังสมการที่ 3.11 และนำคำนวณหาสัดส่วนในแต่ละด้านของการจัดหาดังสมการที่ 3.12 และรูปที่ 3.21

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณการจัดหาทั้งหมด} \\ & = \text{ผลรวมของปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียม} \\ & + \text{ผลรวมของปริมาณจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า} \\ & + \text{ผลรวมของปริมาณจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว} \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} & \text{สัดส่วนที่เกิดในแต่ละด้านของการจัดหา} \\ & = \text{ผลรวมของปริมาณการจัดหาในแต่ละด้าน} \end{aligned} \quad (3.12)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า / ผลรวมของปริมาณการจัดหาทั้งหมด

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การแปรผลในด้านใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรอง

ในส่วนการแปรผลในการใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรอง ทางผู้วิจัยต้องการแปรผลเพื่อสังเกตผลลัพธ์ดังต่อไปนี้ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เหลือสำรองตามบ่อปิโตรเลียม

โดยทางผู้วิจัยได้นำ ผลรวมที่ได้จากสมการที่ 3.8 มาหักลบกับปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองที่มีในปีแรกของการวิเคราะห์ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมเพื่อหาปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เหลืออยู่ดังสมการที่ 3.13 และรูปที่ 3.22

ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เหลืออยู่ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียมฯ

= ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองที่มีในปีแรกของการวิเคราะห์ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียม (3.13)

— ผลรวมของปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละแหล่งปิโตรเลียม

รูปที่ 3.22 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯในด้านการจัดหาและการใช้ทรัพยากรสำรอง

- การแปรผลในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

ในส่วนของการแปรผลในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน ทางผู้วิจัยต้องการแปรผลเพื่อสังเกตผลลัพธ์ดังต่อไปนี้ จำนวนปีที่แบบจำลองฯตัดสินใจที่จะพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน ผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซ ผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

ทางผู้วิจัยได้นำผลลัพธ์ของปริมาณการเพิ่มกำลังที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ( $E_{(i,j,t)}$ ) มาจัดเรียงและใช้คำสั่ง COUNT(IFS()) เพื่อนับจำนวนที่มีปริมาณการเพิ่มกำลังมากกว่า 0 เพื่อนับจำนวนที่เกิดการเพิ่มกำลัง และใช้คำสั่ง SUM(IFS()) เพื่อผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการขนส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางท่อส่งก๊าซแต่ละเส้นและผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวตั้งสมการที่ 3.13 และ 3.14 และรูปที่ 3.23

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซแต่ละเส้น} \\ & = \sum \text{ปริมาณการเพิ่มกำลังที่เกิดขึ้นในแต่ละปีแต่ละเส้น} \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} & \text{ผลรวมของปริมาณการเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว} \\ & = \sum \text{ปริมาณการเพิ่มกำลังที่เกิดขึ้นในแต่ละปี} \end{aligned} \quad (3.15)$$

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
					จำนวนปีที่ดำเนินการขนส่ง	รวมตลอด 20 ปี (MMSFCD)	ปริมาณเฉลี่ย				Pipeline Checking			
1	2.02E+03				JDA.ERA	0 >=0	-	-	-	-	ERA.JDA	-	>=0	
2	2.02E+03	1.00E+09			JDA.SOK	0 >=0	-	-	-	-	ERA.BOK	-	>=0	
3	2.02E+03	1.00E+09			BOK.ERA	0 >=0	-	-	-	-	ERA.PAI	-	>=0	
4	2.02E+03	1.00E+09			PAI.ERA	0 >=0	-	-	-	-	ERA.ATH	-	>=0	
5	2.02E+03	1.00E+09			ATH.ERA	0 >=0	-	-	-	-	NAM.NAC	-	>=0	
6	2.02E+03	1.00E+09			ERA.RAY	0 >=0	-	-	-	-	RAY.ERA	-	>=0	
7	2.02E+03	1.00E+09			ERA.KAN	0 >=0	-	-	-	-	RAY.TAN	-	>=0	
8	2.03E+03	1.00E+09			TAN.RAY	0 >=0	-	-	-	-	RAY.LNG	-	>=0	
9	2.03E+03	1.00E+09			PHU.NAC	0 >=0	-	-	-	-	CHN.RAY	-	>=0	
10	2.03E+03	1.00E+09			MYA.RAC	0 >=0	-	-	-	-	BPK.CHN	-	>=0	
11	2.03E+03	1.00E+09			RAY.CHN	10 >=0	-	393.54	39.35	-	BAP.BPK	-	>=0	
12	2.03E+03	1.00E+09			RAY.PCB	0 >=0	-	-	-	-	SBP.BAP	-	>=0	
13	2.03E+03	1.00E+09			CHN.BPK	1 >=0	-	16.89	16.89	-	NBP.SBP	-	>=0	
14	2.03E+03	1.00E+09			BPK.BAP	2 >=0	-	56.21	28.11	-	NBP.SIN	-	>=0	3.94
15	2.03E+03	1.00E+09			BPK.WAN	2 >=0	-	147.31	73.66	-	SIN.RAC	-	>=0	
16	2.03E+03	1.00E+09			BAP.SBP	0 >=0	-	-	-	-	RAC.MYA	-	>=0	
17	2.04E+03	1.00E+09			BAP.SAR	0 >=0	-	-	-	-	WAN.BPK	-	>=0	
18	2.04E+03	1.00E+09			SBP.NBP	0 >=0	-	-	-	-	WAN.SIN	-	>=0	
19	2.04E+03	1.00E+09			SBP.SIN	0 >=0	-	-	-	-	PGB.RAY	-	>=0	
20	2.02E+03	1.00E+09			SIN.SBP	0 >=0	-	-	-	-	SAR.BAP	-	>=0	
21	2.02E+03	1.00E+09			SIN.NBP	0 >=0	-	-	-	-	SAR.WAN	-	>=0	
22	2.02E+03	1.00E+09			SIN.WAN	0 >=0	-	-	-	-	SAR.PCB	-	>=0	
23	2.02E+03	1.00E+09			RAC.SIN	1 >=0	-	240.60	240.60	-	NAC.PHU	-	>=0	
24	2.02E+03	1.00E+09			WAN.SAR	0 >=0	-	-	-	-	NAC.NAM	-	>=0	
25	2.02E+03	1.00E+09			PCB.SAR	5 >=0	-	262.38	52.48	-	KAN.ERA	-	>=0	

รูปที่ 3.23 ตัวอย่างการแปรผลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองฯ ในด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

- การเปรียบเทียบผลลัพธ์กับแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ก่อนการเปรียบเทียบผลลัพธ์ ทางผู้วิจัยได้ทำการแปรผลชุดข้อมูลจากแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยแบบเดียวกับผลลัพธ์จากแบบจำลองและนำมาเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างชุดข้อมูลทั้ง 2 ใน 2 ด้านได้แก่ ด้านการจัดการและด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

โดยผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองและการขนส่งนั้นไม่ได้มีการเปรียบเทียบในบทที่ 5 เนื่องจากว่าในปัจจุบันยังไม่มีแหล่งข้อมูลระดับปฏิบัติการที่เกี่ยวข้องกับผลลัพธ์เผยแพร่ให้เปรียบเทียบ

## ผลลัพธ์ของการพัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นแบบหลายช่วงเวลา สำหรับโครงการส่งก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

ในส่วนนี้จะนำเสนอผลลัพธ์ในส่วนของการพัฒนาแบบจำลองฯ โดยครอบคลุมตั้งแต่ผลลัพธ์ของการศึกษา เก็บข้อมูล เตรียมข้อมูล และการพัฒนาแบบจำลองเชิงเส้นแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงการส่งก๊าซธรรมชาติประเทศไทย โดยหัวข้อของการนำเสนอจะไม่ได้ถูกเรียงจากลำดับของการทำวิจัยแต่จัดเรียงลำดับโดยคำนึงถึงความเหมาะสมในความเข้าใจของเนื้อหาโดยผู้วิจัยเอง

เพื่อความกระชับของเนื้อหาหน่วยแทนปริมาณของก๊าซธรรมชาติคือ Million standard cubic feet per day (MMSCFD) หรือล้านลูกบาศก์เมตรต่อวัน และทางผู้วิจัยจึงขอกำหนดให้ใช้คำว่า “แบบจำลองโครงการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย” หรือ “แบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย” ถูกใช้เป็นคำย่อว่า “แบบจำลองฯ” เพื่อแทนสองคำดังกล่าว และใช้คำว่า “ท่อส่งก๊าซฯ” แทนคำว่า “ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ”

### 4.1 แบบจำลองเชิงเส้นตรงแบบหลายช่วงเวลาสำหรับโครงการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

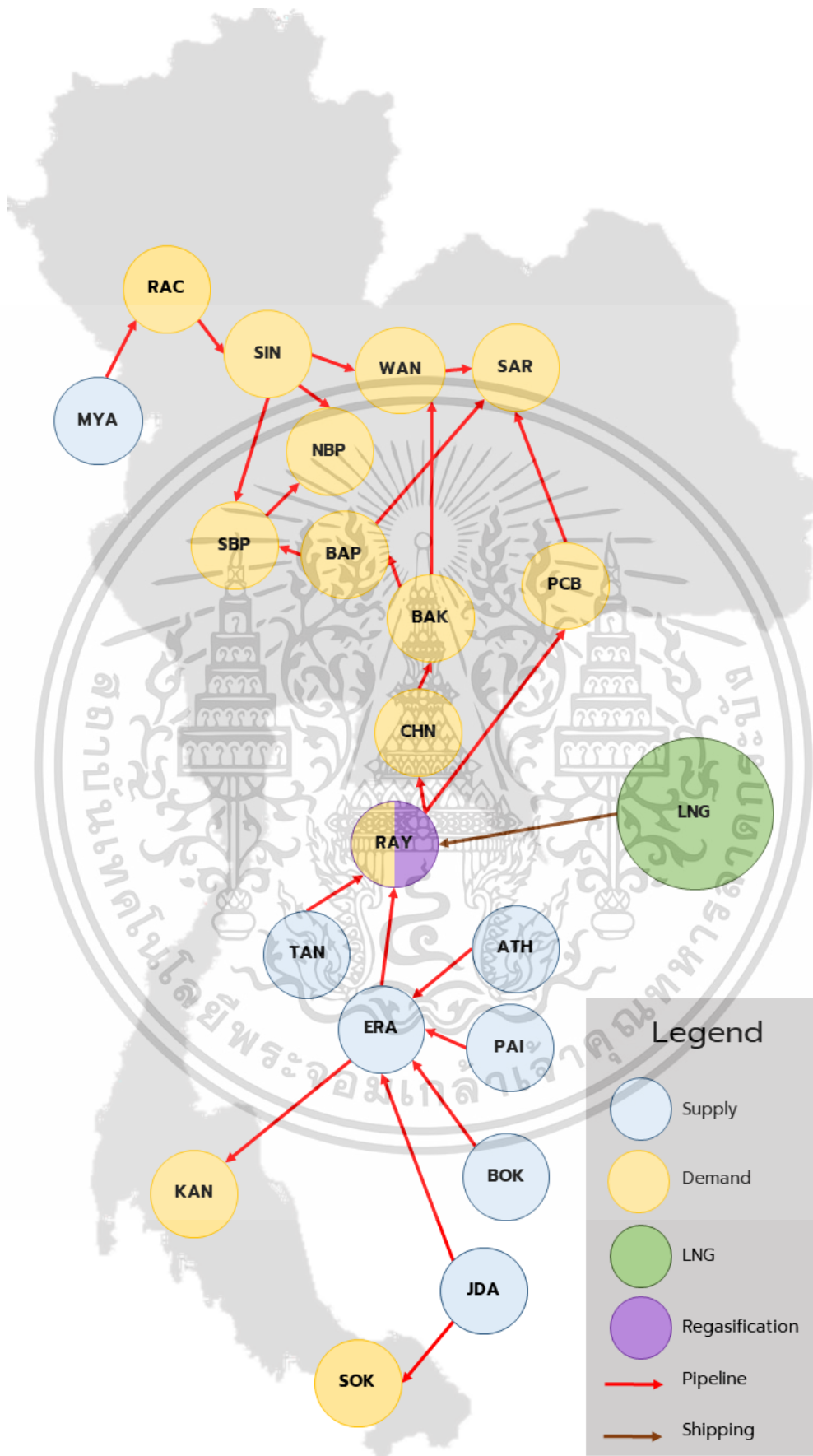
4.1.1 มโนทัศน์ของแบบจำลองโครงการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (The Illustration of the simulation of Thailand natural gas distribution network)

เพื่อให้ง่ายกับการสื่อสารทางผู้วิจัยจึงได้จัดทำมโนทัศน์ของแบบจำลองฯ ที่ได้พัฒนาขึ้นในรูปภาพที่ 4.1 ทางผู้วิจัยได้แบ่งพื้นที่ในรูปแบบของ Node โดยจำแนกตามหน้าที่ของเขตพื้นที่ดังในตารางที่ 4.1 โดยใช้อักษรย่อและตัวเลขแทนเขตพื้นที่และแบ่งตามพื้นที่นั้นๆ จากนั้นนำ Node ที่ได้ถูกแบ่งไว้เชื่อมต่อกันโดยใช้ข้อมูลโครงสร้างของท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยที่ได้จากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) โดยมีลักษณะดังรูปที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 รายละเอียดและประเภทของพื้นที่ในการศึกษาที่ถูกกำหนดให้เป็น Node

No.	ตัวย่อ	ชื่อเต็มของNode	แทนเขตพื้นที่	หน้าที่
1	JDA	JDA	Malaysia-thailand joint development area	Supply
2	BOK	บงกช	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลบงกช	Supply
3	PAI	ไพลิน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลไพลิน	Supply
4	ATH	อาทิตย	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลอาทิตย	Supply
5	ERA	เอราวัณ	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลเอราวัณ	Supply
6	TAN	ทานตะวัน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลทานตะวัน	Supply
7	MYA	พม่า	ประเทศพม่า	Supply
8	RAY	ระยอง	จังหวัดระยอง	Demand /Regasificaiton
9	CHN	ชลบุรี	จังหวัดชลบุรี	Demand
10	BPK	บางปะกง	จังหวัดฉะเชิงเทรา,เขตบางปะกง	Demand
11	BAP	บางพลี	อำเภอบางพลี,เขตลาดกระบัง	Demand
12	SBP	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	Demand
13	NBP	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	Demand
14	SIN	ไทรน้อย	จังหวัดปทุมธานี,นครพนมและนนทบุรี (อ.ไทรน้อย)	Demand
15	WAN	วังน้อย	อยุธยา (อ.วังน้อย)	Demand
16	PCB	ปราจีนบุรี	จังหวัดปราจีนบุรี	Demand
17	SAR	สระบุรี	จังหวัดสระบุรี	Demand
18	KAN	ขอนแก่น	อ.ขอนแก่น	Demand
19	SOK	สงขลา	จังหวัดสงขลา	Demand
20	LNG	LNG	LNG exporter	LNG supplier

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.1 รายละเอียดของมโนทัศน์ของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ  
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยรายละเอียดเพิ่มเติมของพื้นที่ที่ถูกแบ่งหน้าที่แล้วมีดังนี้

1. Supply module แทนพื้นที่ที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งจัดหาสำหรับแบบจำลองนี้ประกอบด้วย แหล่งปิโตรเลียมทางทะเล Malaysia-Thailand joint development area (JDA), บงกช (BOK), ไพลิน (PAI), อาทิตย (ATH), เอรಾವิน (ERA), ทานตะวัน (TAN) และประเทศพม่า (MYA)

2. Demand module แทนพื้นที่ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศไทย ประกอบด้วยเขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY), จังหวัดชลบุรี (CHN), อำเภอบางพลี (BAP), อำเภอบางพระก (BAK), โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (SBP), โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (NBP), อำเภไทรน้อย (SIN), จังหวัดราชบุรี (RAC), อำเภอวังน้อย (WAN), จังหวัดปราจีนบุรี (PCB), จังหวัดสระบุรี (SAR), อำเภขอนแก่น (KAN), จังหวัดสงขลา (SOK)

3. Regasification module แทนพื้นที่ที่มีความสามารถในการรับก๊าซธรรมชาติเหลวโดยมีเพียงที่เขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) เท่านั้น เขตพื้นที่จังหวัดระยองจึงทำหน้าที่เป็นทั้ง Demand node และ Regasification node

4. LNG supplier module เป็นตัวแทนของกลุ่มประเทศที่ส่งออกก๊าซธรรมชาติ

สิ่งที่ควรรู้ทางผู้วิจัยได้สังเกตเห็นถึงความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ ชลบุรี ไทรน้อย และบางพลีที่มีความต้องการก๊าซอยู่จำนวนหนึ่งซึ่งในพื้นที่ที่กล่าวไปนั้นไม่มีการระบุต้นทุนและปลายทางในแหล่งข้อมูลในท่อก๊าซที่จะกล่าวต่อไป ทางผู้วิจัยจึงได้ทำการเพิ่ม Node แทนบริเวณพื้นที่นั้นๆ ระหว่างท่อก๊าซลงไปเพื่อเพิ่มความละเอียดของแบบจำลองและทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากขึ้น

ทางผู้วิจัยได้ทำการตัดความต้องการก๊าซในบางพื้นที่ที่ไม่ได้อยู่บริเวณท่อก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากเป็นการขนส่งโดยใช้รถยนต์ซึ่งไม่อยู่ในขอบเขตการศึกษาในงานวิจัยชิ้นนี้แต่ในพื้นที่ดังกล่าว นั้นมีความต้องการก๊าซธรรมชาติที่น้อยจึงทำให้ผลที่ได้ อาจเปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อย หากในอนาคตมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับการขนส่งก๊าซธรรมชาติโดยรถยนต์พื้นที่ดังกล่าวอาจจะถูกเพิ่มมาในการศึกษาและมีค่าใช้จ่ายในการขนส่งที่ต่างออกไปจากระบบท่อก๊าซ

#### 4.1.2 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematic model)

- การกำหนดตัวแปรและพารามิเตอร์ (Variable and parameter)
  - ดัชนี (Index)
    - i คือ node ที่มีทั้งหมดจำนวน 23 nodes โดยประกอบไปด้วย JDA, BOK, PAI, ATH, ERA, TAN, MYA, RAY, CHN, BPK, BAP, SBP, NBP, SIN, WAN, PCB, SAR, KAN, SOK, และ LNG
    - s คือ Supply node ที่มีจำนวน 8 nodes โดยประกอบไปด้วย JDA, BOK, PAI, ATH, ERA, TAN, และ MYA
    - l คือ LNG supplier node ที่มีจำนวน 1 node โดยประกอบไปด้วย LNG
    - r คือ Regasification node ที่มีจำนวน 1 node โดยประกอบไปด้วย RAY
    - t คือ ปีทั้งหมดจำนวน 20 ปี โดยประกอบไปด้วย 2561, 2562, 2563, 2564, 2565, 2566, 2567, 2568, 2569, 2570, 2571, 2572, 2573, 2574, 2575, 2576, 2577, 2578, 2579, และ 2580
  - ตัวแปร (Variable)
    - Z คือ Objective function value หรือค่าใช้จ่ายทั้งหมด (พันบาท)
    - X คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งออกไป (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
    - P คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกผลิตในNode (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
    - E คือ ปริมาณของกำลังการผลิตที่ถูกขยายของท่อก๊าซ (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
  - พารามิเตอร์ (Parameters)
    - Tcost คือ ค่าใช้จ่ายในการขนส่งหรือนำเข้า (พันบาท / ล้านลูกบาศก์ฟุต)
    - Pcap คือ กำลังการผลิต (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
    - Pipcap คือ กำลังสูงสุดในการขนส่งของท่อ (ล้านลูกบาศก์ฟุต)
    - Dem คือ ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต)
    - Ecost คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการขยายกำลังการผลิตของท่อก๊าซธรรมชาติ หรือการขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ เหลว (พันบาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
    - LNGcap คือ กำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (ล้านลูกบาศก์ฟุต)
    - LNGCon คือ ปริมาณของก๊าซธรรมชาติเหลวที่ได้ทำสัญญาซื้อขายยาวไว้ (ล้านลูกบาศก์ฟุต)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Reserve คือ ปริมาณของก๊าซธรรมชาติสำรองของแหล่งก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต)

- สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function)

$$\text{Min } Z, Z = \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \left( (X_{(i,j,t)} \cdot Tcost_{(i,j)}) + (E_{(i,j,t)} \cdot Ecost_{(i,j)}) \right) \quad (4.1)$$

สมการ 4.1 สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function) เป็นที่สมการกำหนดเป้าหมายของการวิเคราะห์สำหรับงานวิจัยในครั้งนี้เพื่อให้ผลลัพธ์เป็นไปตามเป้าหมายที่ได้ตั้งไว้ โดยเป้าหมายสำหรับการวิเคราะห์ในครั้งนี้คือ การหาการบริหารจัดการในระบบก๊าซธรรมชาติที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดตลอดช่วงเวลาทำการวิเคราะห์ โดยกำหนดให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการขนส่งก๊าซธรรมชาติและการขยายกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซนั้นมีค่าน้อยที่สุด

- สมการกำหนดขอบเขต (Constraints function)
  - สมการกำหนดการไหล (Mass balance constraint)

$$\sum_{j \in I} (X_{(i,j)}) = \sum_{j \in I} (X_{(j,i,t)}) + P_{(i,j,t)} - Dem_{(i,t)} ; \forall (i,t) \quad (4.2)$$

สมการ 4.2 สมการกำหนดการไหล (Mass balance constraint) เป็นสมการที่ทำให้ปริมาณของก๊าซธรรมชาติในพื้นที่นั้นๆเกิดการไหลของปริมาณก๊าซธรรมชาติเพื่อให้เกิดการจำลองการส่งก๊าซธรรมชาติในแบบจำลองขึ้น โดยกำหนดปริมาณก๊าซธรรมชาติขาออกของพื้นที่นั้นๆซึ่งประกอบด้วยปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติทั้งหมดจากพื้นที่และปริมาณการใช้เพื่อบริโภคในพื้นที่ที่มีปริมาณเท่ากับปริมาณก๊าซธรรมชาติขาออกของพื้นที่นั้นๆซึ่งประกอบไปด้วยปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่รับมาจากพื้นที่อื่นและปริมาณการจัดหาในพื้นที่

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังการส่งสูงสุด (Pipeline capacity constraint)

$$X_{(i,j,t)} \leq Pipecap_{(i,j,t)} + \sum_{t' < t} E_{(i,j,t')} ; \forall (i,t) \quad (4.3)$$

สมการ 4.3 สมการกำหนดขอบเขตกำลังส่งสูงสุด (Pipeline capacity constraint) เพื่อให้แบบจำลองนำเสนอผลลัพธ์ของรูปแบบการขนส่งนั้นสอดคล้องกับความเป็นจริง จึงจำเป็นต้องกำหนดขอบเขตของกำลังการขนส่งสูงสุดของท่อส่งก๊าซ โดยจะกำหนดให้ปริมาณการส่งของพื้นที่พื้นที่นั้นจะต้องมีปริมาณน้อยกว่ากำลังขนส่งสูงสุดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นดังกล่าวและผลรวมกับปริมาณการขยายกำลังการส่งสูงสุดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในปีที่ผ่านมา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพื่อที่จะไม่ให้เกิดการส่งก๊าซธรรมชาติที่สวนทางจากความเป็นจริงในการวิเคราะห์ของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ไม่มีในความจริงจะถูกกำหนดให้ไม่ถูกนับรวมเข้าอยู่ในขอบเขตของการวิเคราะห์ในครั้งนี้ โดยการกำหนดให้กำลังการขนส่งสูงสุดของท่อส่งก๊าซธรรมชาตินั้นเท่ากับ 0

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังการผลิต (Production constraint)

$$P_{(s,t)} \leq Pcap_{(s,t)} ; \forall (s, t) \quad (4.4)$$

สมการ 4.4 เป็นสมการการกำหนดขอบเขตของกำลังการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมภายในอ่าวไทย โดยมีการกำหนดปริมาณการผลิตที่เกิดขึ้นในปีนั้นจะต้องมีกำลังผลิตน้อยกว่ากำลังสูงสุดการผลิตที่เกิดขึ้นปีเดียวกัน

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังการรับก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG capacity constraint)

$$(X_{(L,r,t)}) \leq LNGcap_{(r,t)} + \sum_{t' < t} E_{(i,j,t)} ; \forall (r, t) \quad (4.5)$$

สมการ 4.5 เป็นสมการกำหนดขอบเขตของกำลังนำเข้าของก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย โดยมีการกำหนดให้ปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่ออกจากพื้นที่เขตระยองซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีโรงงาน Regasification ตั้งอยู่นั้นน้อยกว่าผลรวมของกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติสูงสุดและปริมาณของกำลังการผลิตทั้งหมดที่ถูกขยายในปีที่ผ่านมา

- สมการกำหนดขอบเขตสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวตามสัญญาระยะยาว (Long-term contract constraint)

$$(X_{(L,r,t)}) \geq LNGcon_{(r)} ; \forall (r, t) \quad (4.6)$$

สมการ 4.6 เป็นการกำหนดขอบเขตให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่ได้ทำสัญญาไว้แล้วก่อนปีพ.ศ. 2561 เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริง โดยกำหนดให้ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจะต้องมากกว่าหรือเท่ากับปริมาณที่ได้ทำสัญญาการซื้อขายไว้แล้ว

- สมการกำหนดขอบเขตการใช้ทรัพยากรสำรอง (Reserved natural gas constraint)

$$\sum_t 365 \cdot P_{(s,t)} \leq Reserves_{(s)} ; \forall (s, t) \quad (4.7)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สมการ 4.7 เป็นสมการกำหนดขอบเขตของปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองภายในแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย โดยกำหนดให้ปริมาณผลรวมการผลิตของก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในแต่ละปีจะต้องมีปริมาณน้อยกว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองที่เหลือในแหล่งปิโตรเลียม

เนื่องจากหน่วยของตัวแปรปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่ถูกผลิตใน Node ( $P_{(s,t)}$ ) เป็นหน่วยเวลาคือต่อวันประกอบกับหน่วยของเวลาที่ถูกใช้ในงานวิจัยนี้เป็นหน่วยปี ทำให้ในสมการ 4.7 จำเป็นที่จะต้องแปรหน่วยเป็นต่อปีเพื่อให้ปริมาณที่เกิดขึ้นจากสมการนี้เป็นปริมาณที่เหมาะสมก่อน

## 4.2 ผลลัพธ์จากการเก็บและเตรียมข้อมูล

### 4.2.1 ตัวแปรด้านค่าใช้จ่าย

หลังจากสืบค้นข้อมูลตามแหล่งข้อมูลที่ได้ระบุไว้ในตารางที่ 3.2 สำหรับข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำมาเตรียมให้เหมาะสมแก่การเป็นข้อมูลสำหรับนำเข้าก่อน โดยมีการเปลี่ยนหน่วย ค่าเงินจาก USA เป็น THB โดยใช้อัตราการแลกเปลี่ยนในวันที่ 2 กรกฎาคม พ.ศ.2558 โดยมีค่า 32.69 บาทไทย (THB) ต่อ 1 ดอลลาร์สหรัฐ (USD) ซึ่งรายละเอียดถูกนำเสนอในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 รายละเอียดของพารามิเตอร์ด้านค่าใช้จ่าย

ข้อมูลนำเข้า	มูลค่า	หน่วย
ค่าใช้จ่ายการขนส่งทางท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติทางน้ำ (Pipeline transportation cost (Offshore))	76.79	บาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/ กิโลเมตร
ค่าใช้จ่ายการขนส่งทางท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติบนบก (Pipeline transportation cost (Onshore))	17.55	บาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/ กิโลเมตร
ค่าใช้จ่ายการ Regasification (Regasification cost)	15,364.30	บาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต
ค่าใช้จ่ายการขยายกำลังการขนส่งของท่อก๊าซ (Pipeline expansion cost)	129.48	พันบาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต/ กิโลเมตร
ค่าใช้จ่ายขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG importation capacity expansion cost)	52,142.86	พันบาท/ล้านลูกบาศก์ฟุต

โดยบ้างข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายจะถูกนำไปใช้ประกอบการเตรียมข้อมูลอื่นๆเพิ่มเติมเพื่อให้ข้อมูลดังกล่าวเหมาะสมแก่การนำเข้าแบบจำลองของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ โดยได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการขนส่งก๊าซธรรมชาติของแต่ละท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั้งทางบกและทางน้ำ และค่าใช้จ่ายในการขยายกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติแต่ละท่อ

โดยสิ่งสำคัญที่จำเป็นต้องรู้คือ ค่าใช้จ่ายการ Regasification จะถูกนำไปใช้อ้างอิงแทน ค่าใช้จ่ายการขนส่งของการขนส่งจาก Node LNG ไปยัง RAY หรือจากผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ LNG ไปยังจังหวัดระยอง และค่าใช้จ่ายการขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกใช้อ้างอิงแทน ค่าใช้จ่ายการขยายกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซในเส้นทางการขนส่งเดียวกัน จึงทำให้ภายในแบบจำลองนั้นไม่มีสมการที่เกี่ยวข้องกับการขนส่งหรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวอย่างเฉพาะเจาะจงในสมการกำหนดเป้าหมายและสมการกำหนดขอบเขตเพราะสามารถใช้สมการเดียวกับการขนส่งทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติได้

#### 4.2.2 ท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

รายละเอียดในส่วนของการท่อส่งก๊าซธรรมชาติอ้างอิงจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) หลังจากรวบรวมข้อมูลของรายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติแล้ว ได้นำข้อมูลด้านระยะทางของท่อส่งก๊าซแต่ละท่อมาใช้สำหรับอ้างอิงในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการขนส่งก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายการเพิ่มกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซที่ตั้งบนฝั่งและนอกฝั่ง โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 4.3

จากรายละเอียดของท่อส่งก๊าซ พบว่าท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีค่าขนส่งก๊าซธรรมชาติมากที่สุดคือท่อส่งก๊าซจาก แหล่งปิโตรเลียมเอราวัณมายังตัวจังหวัดระยองโดยมีค่าใช้จ่ายอยู่ที่ 32,099.12 THB/MMSCF เนื่องจากท่อส่งก๊าซดังกล่าวเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ทางน้ำและมีระยะทางมากที่สุดในทุกท่อส่งก๊าซธรรมชาติภายในประเทศโดยมีระยะทางอยู่ที่ 418 กิโลเมตร จึงส่งผลให้ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการขนส่งจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณมายังจังหวัดระยองเป็นการขนส่งที่มีค่าใช้จ่ายมากที่สุดและด้วยเหตุผลเดียวกันส่งผลให้ค่าการขยายกำลังการขนส่งก๊าซธรรมชาติของท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมีค่าใช้จ่ายที่สูงที่สุดด้วยเช่นกัน

ตารางที่ 4.3 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

Pipeline		Type	Length (km)	Diameter (Inch)	Deliverability (MMSCFD)
Started Node	Terminal Node				
JDA	ERA	Offshore	55	28	800
JDA	SOK		277	28	1,020
BOK	ERA		171	32	635
PAI	ERA		53	24	300
ATH	ERA		173	42	1,750
ERA	RAY		418	42	3,910
ERA	KAN		161	24	250
TAN	RAY		54	24	300
MYA	RAC		238	42	1,265
RAY	CHN		94	36	1,550
RAY	PCB	242	28	320	
CHN	BPK	10	36	1,550	
BPK	BAP	57	28	540	
BPK	WAN	100	36	500	
BAP	SBP	57	28	540	
BAP	SAR	99	14	270	
SBP	NBP	38	30	470	
SIN	SBP	66.5	30	470	
SIN	NBP	45	30	470	
SIN	WAN	64	30	400	
RAC	SIN	90	30	400	
WAN	SAR	73	36	520	
PCB	SAR	56	28	320	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.3 รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (ต่อ)

Pipeline		Type	Length (km)	Transmission Cost (THB/MMSCF)	Expansion Cost (10 <sup>6</sup> THB/MMSCF)
Started Node	Terminal Node				
JDA	ERA	Offshore	55	12,363.53	2,867.86
JDA	SOK		277	21,271.42	14,443.57
BOK	ERA		171	13,131.46	8,916.43
PAI	ERA		53	4,069.98	2,763.57
ATH	ERA		173	13,285.04	9,020.71
ERA	RAY		418	32,099.12	21,795.72
ERA	KAN		161	12,363.53	8,395.00
TAN	RAY		54	4,146.78	2,815.71
MYA	RAC		238	4,177.49	12,410.00
RAY	CHN		94	1,649.93	4,901.43
RAY	PCB	242	4,247.70	12,618.57	
CHN	BPK	10	175.52	521.43	
BPK	BAP	57	1,000.49	2,972.14	
BPK	WAN	100	1,755.25	5,214.29	
BAP	SBP	57	1,000.49	2,972.14	
BAP	SAR	99	1,737.70	5,162.14	
SBP	NBP	38	666.99	1,981.43	
SIN	SBP	66.5	1,167.24	3,467.50	
SIN	NBP	45	789.86	2,346.43	
SIN	WAN	64	1,167.24	3,337.14	
RAC	SIN	90	789.86	4,692.86	
WAN	SAR	73	1,579.72	3,806.43	
PCB	SAR	56	1,123.36	2,920.00	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.2.3 ก๊าซธรรมชาติสำรองภายในอ่าวไทย

หลังจากเก็บรวบรวมและเตรียมข้อมูลดังที่ได้อธิบายไปในบทที่ 3 ข้อมูลของก๊าซธรรมชาติสำรองของประเทศไทยภายในปีพ.ศ. 2560 อ้างอิงมาจาก กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (2561) โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 4.4

**ตารางที่ 4.4** รายละเอียดของปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองแยกตาม Node

Node code	Block Area	Proved reserve (BCF)	Probable reserve (BCF)	Possible reserve (BCF)	Total (MMSCF)
JDA	Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJA)	1,191.00	930.14	480.57	2,601,713.96
BOK	16,17	989.28	772.60	399.18	2,161,060.94
PAI	B12/27	897.08	700.60	361.97	1,959,652.02
ATH	14A	668.11	521.78	269.58	1,459,471.97
ERA	10, 11, 12, 13	1,943.54	1,517.86	784.22	4,245,621.45
TAN	G5/53-B8/32	93.62	73.12	37.78	204,510.88
	Total	6,057.94	4,731.11	2,444.39	13,233,440.00
	Unknow	183.92	143.64	74.21	401,769.30

สำหรับข้อมูลด้านปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรอง หลังจากการรวบรวมและเตรียมข้อมูลเพื่อให้ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลที่เหมาะสมแก่การนำเข้าแบบจำลองพบว่า แหล่งปิโตรเลียมที่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองมากที่สุดภายในอ่าวไทยคือ แหล่งปิโตรเลียมเอราวัณโดยมีปริมาณอยู่ที่ 4,245,621.45 MMSCF รองลงมาได้แก่แหล่งปิโตรเลียม Malaysia-thailand joint development area ซึ่งมีปริมาณ 2,601,713.96 MMSCF และมีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองภายในอ่าวไทยทั้งหมดอยู่ที่ 13,233,440.00 MMSCF

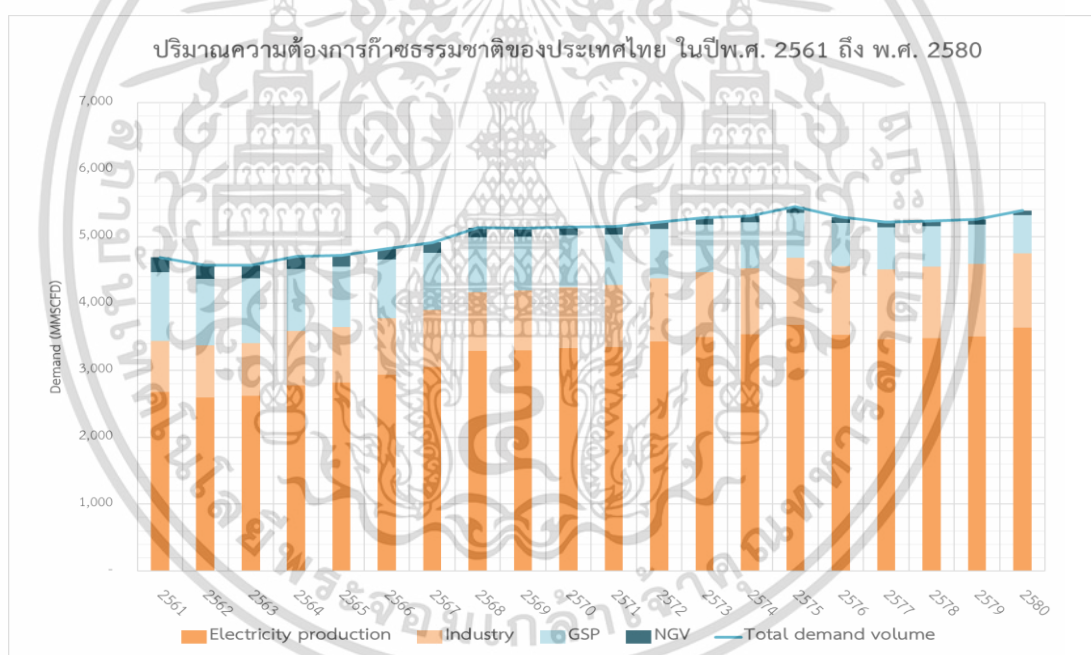
หากอ้างอิงปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองประเภท P1 ที่มีความแน่นอนของปริมาณโดยอ้างอิงจากข้อมูลการสำรวจมากที่สุดพบว่ามีปริมาณรวมอยู่ที่ 6,057.94 BCF หรือประมาณ 6,057,940.00 MMSCF ประกอบข้อมูลด้านความต้องการก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2561 ที่มีปริมาณความต้องการอยู่ที่ 4,686 MMSCFD หรือ 1,710,390 MMSCF พบว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติดังกล่าวนั้นมีปริมาณเพียงพอที่ตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้อีกเพียงแค่ 4 ปีโดยประมาณ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยกำลังอยู่ในช่วงควรพิจารณาถึงทางเลือกในการหาแหล่งก๊าซธรรมชาติจากเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แหล่งอื่น หรือเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของการใช้ทรัพยากรทางด้านพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยได้อย่างมั่นคงซึ่งเป็นที่มาและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

#### 4.2.4 ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ในปีพ.ศ. 2561-2580

หลังจากรวบรวมข้อมูลความต้องการก๊าซธรรมชาติจากกระทรวงพลังงาน (2561) และเตรียมข้อมูลให้เหมาะสมกับแบบจำลองรายละเอียดของข้อมูลตามรูปที่ 4.2 และตารางที่ 4.6

จากรูปที่ 4.2 และตารางที่ 4.6 พบว่าพื้นที่จังหวัดระยองเป็นพื้นที่ที่มีความต้องการมากที่สุดภายในประเทศไทยเนื่องจากมีแหล่งโรงงานอุตสาหกรรมและโรงงานไฟฟ้าหลายแห่ง และแนวโน้มของปริมาณทั้งหมดของความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนถึงปี พ.ศ. 2575 โดยมีปริมาณอยู่ที่ 5,444.53 MMSCFD และมีแนวโน้มคงที่ในช่วงระยะเวลาที่เหลือ เนื่องจากประเทศไทยมีแผนการที่จะเพิ่มการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้นเพื่อกระจายกำลังผลิตไฟฟ้าให้ครอบคลุมทั่วทุกภูมิภาคของประเทศ



รูปที่ 4.2 รายละเอียดของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

จากรูปที่ 4.2 และตารางที่ 4.6 ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในภาคส่วนต่างๆ พบว่าความต้องการในภาคส่วนของการผลิตไฟฟ้านั้นมีส่วนความต้องการมากที่สุดโดยอยู่ที่ร้อยละ 64 ของปริมาณความต้องการโดยเฉลี่ย มีเพิ่มขึ้นอยู่ที่ร้อยละ 1.6 ต่อปีโดยเฉลี่ย สำหรับแนวโน้มความต้องการก๊าซธรรมชาติของภาคส่วนอื่นๆ พบว่า ในภาคอุตสาหกรรมที่แนวโน้มเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปีโดยเฉลี่ยเนื่องจาก ค่า GDP ที่สูงขึ้น และในภาคของโรงแยกก๊าซธรรมชาติและ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ยานพาหนะที่ใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มที่จะลดลงเนื่องจากการตื่นตัวของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและเทคโนโลยีรถไฟฟ้าของประเทศ

**ตารางที่ 4.5** ความต้องการก๊าซธรรมชาติแยกตามภาคส่วนในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วยMMSCFD

Year	Electricity production	Industry	GSP	NGV	Total
2561	2,680.00	762.00	1,024.00	220.00	4,686.00
2562	2,595.64	777.24	993.28	206.58	4,572.74
2563	2,615.64	792.78	963.48	193.98	4,565.88
2564	2,776.53	808.64	934.58	182.15	4,701.90
2565	2,818.10	824.81	906.54	171.04	4,720.49
2566	2,935.06	841.31	879.34	160.60	4,816.32
2567	3,047.47	858.14	852.96	150.81	4,909.37
2568	3,288.35	875.30	827.37	141.61	5,132.63
2569	3,299.43	892.80	802.55	132.97	5,127.76
2570	3,330.23	910.66	778.48	124.86	5,144.23
2571	3,345.12	928.87	755.12	117.24	5,146.36
2572	3,429.46	947.45	732.47	110.09	5,219.47
2573	3,500.65	966.40	710.49	103.37	5,280.92
2574	3,537.55	985.73	689.18	97.07	5,309.52
2575	3,679.40	1,005.44	668.50	91.15	5,444.50
2576	3,528.86	1,025.55	648.45	85.59	5,288.45
2577	3,463.61	1,046.06	629.00	80.37	5,219.04
2578	3,478.85	1,066.98	610.13	75.46	5,231.42
2579	3,502.37	1,088.32	591.82	70.86	5,253.38
2580	3,635.98	1,110.09	574.07	66.54	5,386.67

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.6 รายละเอียดปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

ปี	Consumption nodes													
	RAY	CHN	BPK	BAP	SBP	NBP	SIN	RAC	WAN	PCB	SAR	KAN	SOK	Total
2561	1,731.72	268.45	227.25	235.61	208.74	144.72	122.45	582.30	496.78	11.83	423.72	89.85	142.59	4,686.00
2562	1,683.40	266.40	228.27	229.06	205.01	140.16	121.77	564.40	483.29	11.62	414.25	87.02	138.10	4,572.74
2563	1,647.45	270.01	232.02	231.03	207.29	141.24	123.48	568.85	487.54	11.74	418.38	87.69	139.17	4,565.88
2564	1,627.48	281.25	239.44	244.52	217.65	149.93	128.41	603.48	515.72	12.33	440.87	93.08	147.73	4,701.90
2565	1,597.13	286.12	243.87	248.27	221.20	152.18	130.66	612.56	523.67	12.53	447.87	94.48	149.94	4,720.49
2566	1,576.01	295.11	250.30	258.19	229.10	158.49	134.65	637.79	544.43	12.98	464.71	98.40	156.16	4,816.32
2567	1,555.98	303.90	256.68	267.74	236.75	164.56	138.56	662.05	564.43	13.41	480.99	102.16	162.14	4,909.37
2568	1,550.40	319.66	266.42	287.79	251.79	177.57	145.42	713.82	606.27	14.27	514.01	110.24	174.96	5,132.63
2569	1,523.05	323.11	270.34	289.08	253.69	178.17	147.09	716.39	609.11	14.37	517.18	110.61	175.55	5,127.76
2570	1,499.06	327.68	274.85	291.99	256.75	179.83	149.23	723.18	615.32	14.55	522.95	111.64	177.19	5,144.23
2571	1,474.78	331.45	279.02	293.60	258.93	180.63	151.04	726.57	618.85	14.67	526.68	112.14	177.98	5,146.36

ตารางที่ 4.6 รายละเอียดปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คาดการณ์ในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

ปี	Consumption nodes													
	RAY	CHN	BPK	BAP	SBP	NBP	SIN	RAC	WAN	PCB	SAR	KAN	SOK	Total
2572	1,458.79	339.02	285.05	300.90	265.10	185.19	154.46	744.83	634.19	15.02	539.48	114.97	182.47	5,219.47
2573	1,442.69	345.94	290.82	307.13	270.55	189.03	157.61	760.29	647.31	15.33	550.61	117.36	186.26	5,280.92
2574	1,424.30	351.08	295.79	310.57	274.07	191.03	160.01	768.40	654.63	15.53	557.32	118.59	188.22	5,309.52
2575	1,417.64	361.92	303.52	322.59	283.62	198.69	164.82	799.00	679.80	16.07	577.71	123.35	195.77	5,444.50
2576	1,382.56	357.10	303.86	310.73	276.46	190.56	163.03	766.98	655.34	15.66	560.11	118.30	187.76	5,288.45
2577	1,357.14	356.93	306.46	305.85	274.22	187.03	163.20	753.23	645.39	15.54	553.65	116.12	184.29	5,219.04
2578	1,340.86	361.16	311.20	307.55	276.61	187.86	165.24	756.72	649.12	15.67	557.70	116.63	185.10	5,231.42
2579	1,326.41	365.91	316.25	309.94	279.50	189.13	167.50	761.99	654.28	15.84	562.86	117.41	186.35	5,253.38
2580	1,324.03	376.65	324.20	321.33	288.73	196.34	172.29	790.84	678.16	16.36	582.38	121.89	193.46	5,386.67

## บทที่ 5

### ผลการวิเคราะห์การบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

สำหรับผลการวิเคราะห์ของแบบจำลอง หลังจากได้ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งอยู่ในรูปของตัวเลข โดยผลลัพธ์ที่ได้เป็นผลลัพธ์ที่มีการกำหนดเป้าหมายของแบบจำลองคือการ จัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการของก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยโดยมีค่าใช้จ่ายในการขนส่งน้อยที่สุด โดยมีหัวข้อดังนี้

- ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model Statistic)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการขนส่ง (Distribution)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านโครงสร้างของท่อส่งก๊าซ (Pipeline network)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการจัดหา (Supply)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านโครงสร้างของระบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG importation capacity)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองในด้านการใช้ทรัพยากรสำรอง (Utilization of resources)

#### 5.1 ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model static)

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลทางสถิติเบื้องต้นของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและข้อจำกัดของ GAMs สำหรับตัว Demo version

Input data	Number
Block of equation	7 blocks
Single equations	1,842 equations
Block of variable	4 blocks
Single variables	1,881 variables
Nonzero element	9,721 elements

#### 5.2 ด้านการขนส่ง (Distribution)

รายละเอียดของผลลัพธ์ด้านการขนส่งในช่วงปีพ.ศ. 2558-2579 ถูกแสดงในตารางที่ 5.2 และรูปที่ 5.1 โดยผลลัพธ์ด้านการขนส่งอย่างละเอียดถูกนำเสนอเพิ่มเติมในตารางที่ ผก.10

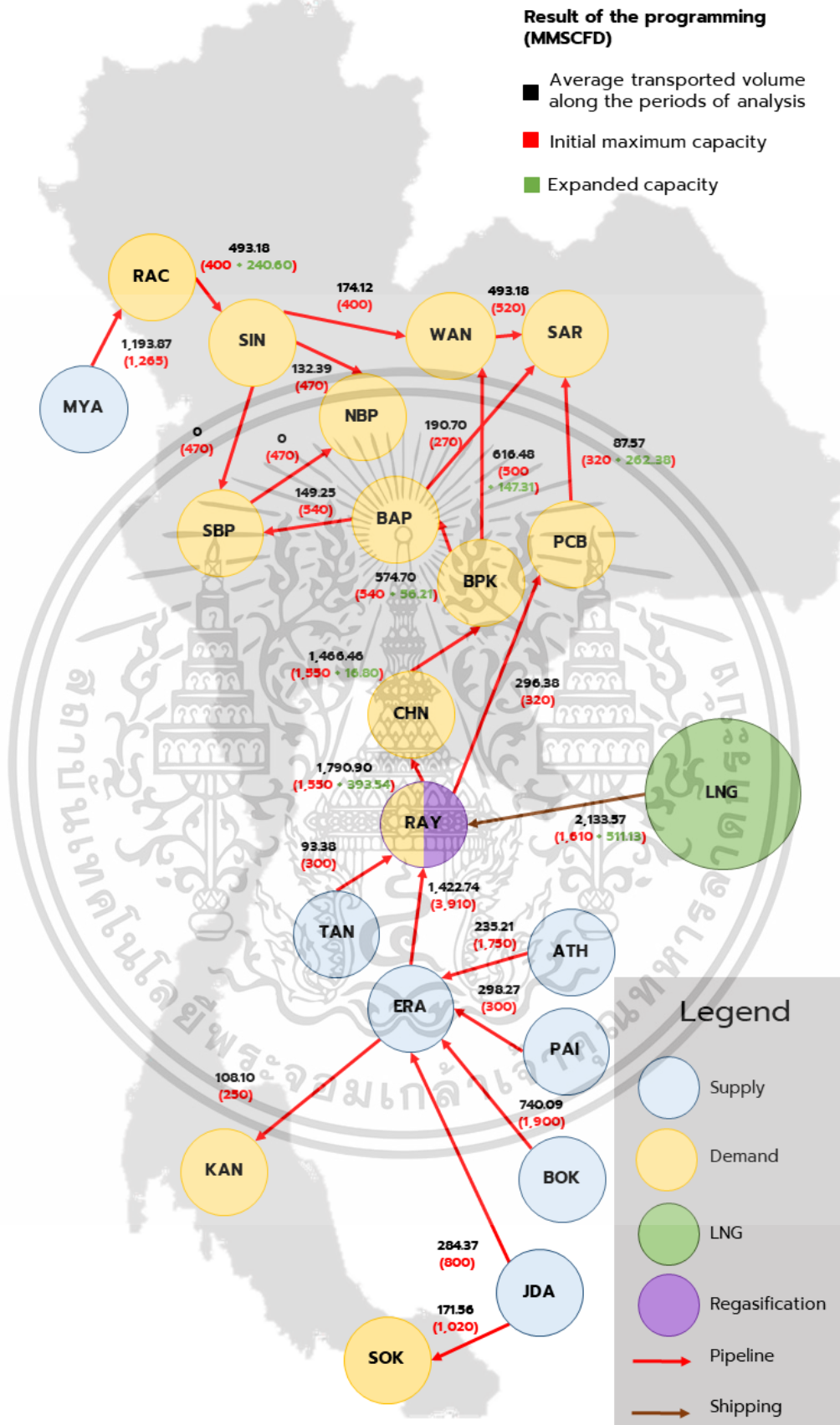
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.2 ผลลัพธ์ด้านการจัดจำหน่ายในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580

Pipeline		Highest Transported Volume (MMSCFD)	Average Transported Volume (MMSCFD)	Initial Capacity (MMSCFD)	Total Expanded Capacity Volume (MMSCFD)	Capacity (MMSCFD)
Started module	Terminal module					
JDA	ERA	312.84	284.37	800	-	800.00
JDA	SOK	195.77	171.56	1,020	-	1,020.00
BOK	ERA	964.00	740.09	1900	-	1,900.00
PAI	ERA	300.00	298.27	300	-	300.00
ATH	ERA	244.00	235.21	1,750	-	1,750.00
ERA	RAY	1,759.25	1,422.74	3,910	-	3,910.00
ERA	KAN	123.35	108.10	250	-	250.00
TAN	RAY	110.00	93.38	300	-	300.00
MYA	RAC	1,205.00	1,193.87	1265	-	1,265.00
RAY	CHN	1,943.54	1,790.90	1,550	+ 393.54	1,943.54
RAY	PCB	598.74	296.38	320	-	320.00
CHN	BPK	1,566.89	1,466.46	1,550	+ 16.89	1,566.89

ตารางที่ 5.2 ผลลัพธ์ด้านการจัดจำหน่ายในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 (ต่อ)

Pipeline		Highest Transported Volume	Average Transported Volume	Initial Capacity	Total Expanded Capacity Volume	Capacity
Started module	Started module					
BPK	BAP	596.21	574.70	540	+ 56.21	596.21
BPK	WAN	647.31	616.48	500	+ 147.31	647.31
BAP	SBP	274.05	149.25	540	-	540.00
BAP	SAR	270.00	190.70	270	-	270.00
SBP	NBP	-	-	470	-	470.00
SIN	SBP	-	-	470	-	470.00
SIN	NBP	221.20	132.39	470	-	470.00
SIN	WAN	198.69	174.12	470	-	470.00
RAC	SIN	173.66	64.38	400	-	400.00
WAN	SAR	640.60	493.18	400	+ 240.60	640.60
PCB	SAR	194.71	87.57	520	-	520.00



รูปที่ 5.1 ผลลัพธ์การจัดจำหน่ายและกำลังการส่งโดยเฉลี่ยช่วงปีพ.ศ. 2561-2580

ในหน่วย MMSCFD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 5.2 และรูปที่ 5.1 แสดงให้เห็นถึงรูปแบบการส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย และปริมาณของการขนส่งที่เกิดขึ้นในผลลัพธ์โดยมีการขนส่งจากแหล่งผลิตและนำเข้าโดยมีการส่งผ่านบางส่วนเพื่อช่วยลดต้นทุนการขนส่งไปยังจังหวัดระยองเป็นหลักเพื่อจัดจำหน่ายไปยังภาคส่วนอื่นๆ ภายในประเทศ และมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าโดยนำเข้าจากทางจังหวัดสระบุรี เพื่อจัดจำหน่ายในภาคส่วนตะวันตกของประเทศไทย และมีปริมาณก๊าซธรรมชาติบางส่วนในบริเวณภาคใต้ที่ถูกขนส่งจากแหล่งผลิตโดยตรงอันได้แก่ พื้นที่บริเวณขอนแก่นและจังหวัดสงขลา

จากรูปที่ 5.1 แสดงให้เห็นถึงการส่งผ่านของปริมาณก๊าซธรรมชาติจากการผลิตจากแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทยมายังจังหวัดระยองโดยใช้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณมายังตัวจังหวัดเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก จึงทำให้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวนั้นเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลที่ถูกใช้มากที่สุดโดยมีปริมาณเฉลี่ยอยู่ที่ 1,422.74 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันต่อปี

จากผลลัพธ์ยังแสดงให้เห็นว่าท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากจังหวัดระยองมายังจังหวัดชลบุรีถูกใช้สำหรับการส่งมากที่สุดเนื่องจากจังหวัดระยองเป็นทางผ่านแรกของการส่งก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย และปริมาณการก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่เหลือเพื่อส่งไปยังภาคส่วนต่างๆ ในประเทศไทย โดยผลลัพธ์ชี้ให้เห็นว่าในระยะเวลาเริ่มต้นการวิเคราะห์นั้นจะมีพบว่ามีการใช้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมากที่สุดอยู่ที่ 1,790.90 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันซึ่งปริมาณแต่ปริมาณการขนส่งสูงสุดที่เกิดขึ้นนั้นอยู่ที่ 1,943.54 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปีพ.ศ. 2575 ด้วยปริมาณขนส่งสูงสุดที่เกิดขึ้นดังกล่าวนั้นมีปริมาณที่มากกว่ากำลังการขนส่งในปีเริ่มต้นทำให้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซฯ เพื่อที่จะรองรับการส่งก๊าซธรรมชาติที่มากขึ้น

จากผลลัพธ์ที่ได้กล่าวไปข้างต้น นอกจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากจังหวัดระยองมายังจังหวัดชลบุรีแล้วยังมีท่อส่งก๊าซธรรมชาติอีก 4 สายที่ควรได้รับการเพิ่มกำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซฯ อย่างเหมาะสมเนื่องจากมีปริมาณการขนส่งสูงสุดที่เกิดขึ้นมากกว่ากำลังการขนส่งในปีเริ่มต้นโดยได้แก่ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจังหวัดชลบุรีไปยังบางปะกงโดยมีปริมาณการส่งสูงสุดอยู่ที่ 1,566.89 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากบางปะกงไปยังบางพลีที่มีปริมาณการส่งสูงสุดอยู่ที่ 596.21 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากบางปะกงไปยังวังน้อยที่มีปริมาณการส่งสูงสุดอยู่ที่ 647.31 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากวังน้อยไปยังจังหวัดสระบุรีที่มีปริมาณการส่งสูงสุดอยู่ที่ 640.60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยรายละเอียดของการขยายกำลังการขนส่งของท่อก๊าซจะถูกกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

### 5.3 ด้านโครงสร้างของระบบท่อส่งก๊าซ (Pipeline)

จากตารางที่ 5.2 และรูปที่ 5.1 ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าเพื่อรองรับการปริมาณการขนส่งก๊าซธรรมชาติที่มากขึ้นจึงจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการขนส่งทางท่อส่งก๊าซฯ 6 เส้นดังต่อไปนี้ ได้แก่ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จากจังหวัดระยองมายังจังหวัดชลบุรี ท่อส่งจากจังหวัดชลบุรีมายัง

บางปะกง ท่อส่งจากบางปะกงมายังบางพลี ท่อส่งจากบางปะกงมายังวังน้อย และ ท่อส่งจากวังน้อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไปยังจังหวัดสระบุรี โดยท่อส่งทั้ง 5 สายมีกำลังการส่งอยู่ที่ 1,550, 1,550, 540, 500, และ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ โดยแบบจำลองเสนอให้มีการขยายโดยมีปริมาณรวมที่มากขึ้น 394.53, 16.89, 56.21, 147.31, และ 240.60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ เพื่อตอบสนองความต้องการในช่วงเวลาปีพ.ศ. 2561-2580

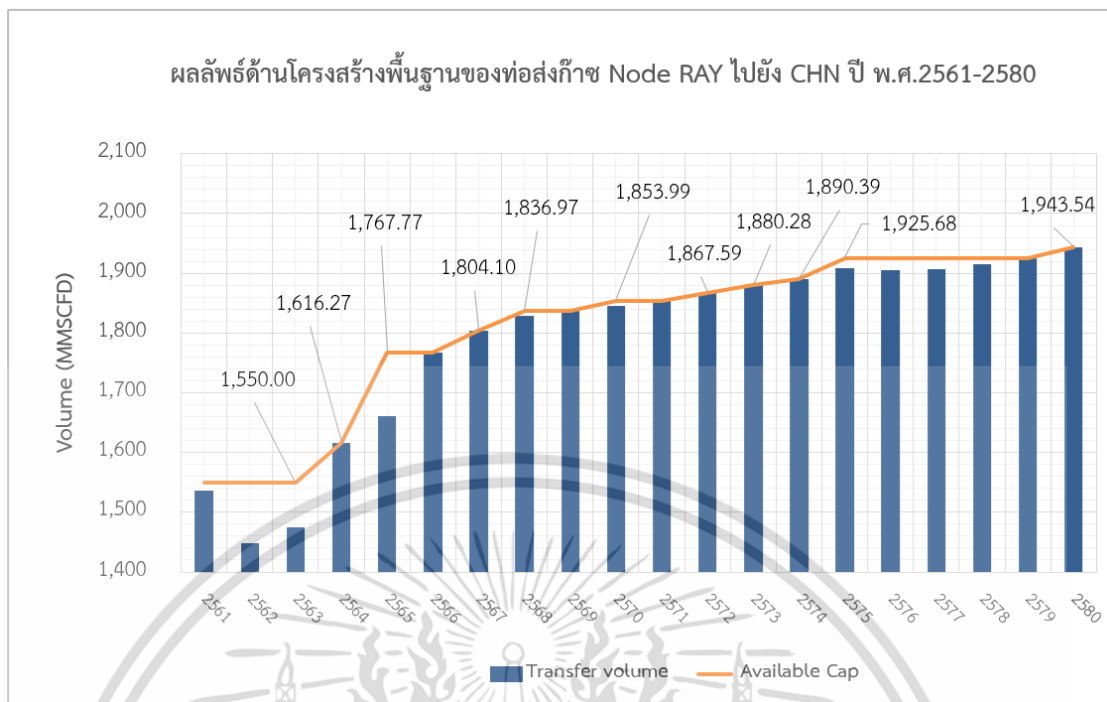
แบบจำลองยังนำเสนอรูปแบบการจัดการด้านการพัฒนาหรือการขยายท่อส่งก๊าซธรรมชาติแต่ละท่อที่เกิดขึ้นในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในแต่ละท่อส่งก๊าซ แต่ด้วยรายละเอียดของผลลัพธ์มีรายละเอียดที่เยอะทางผู้วิจัยจึงได้นำเสนอผลลัพธ์ทั้งหมดในภาคผนวก และได้นำเสนอตัวอย่างของผลลัพธ์โดยมีรายละเอียดในตารางที่ 5.3 และ รูปที่ 5.2 และผลลัพธ์ด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานอย่างละเอียดถูกนำเสนอเพิ่มเติมในตารางที่ ผก.11

ตารางที่ 5.3 ผลลัพธ์การพัฒนาโครงสร้างของท่อส่งจากพื้นที่จังหวัดระยองไปยังชลบุรี

Year	Transfer volume	Available Cap	Expansion volume
2561	1,535.70	1,550.00	-
2562	1,447.61	1,550.00	-
2563	1,474.84	1,550.00	+66.27
2564	1,616.27	1,616.27	+151.50
2565	1,661.40	1,767.77	-
2566	1,767.77	1,767.77	+36.33
2567	1,804.10	1,804.10	+32.87
2568	1,829.60	1,836.97	-
2569	1,836.97	1,836.97	+17.02
2570	1,846.05	1,853.99	-
2571	1,853.99	1,853.99	+13.60
2572	1,867.59	1,867.59	+12.69
2573	1,880.28	1,880.28	+10.11
2574	1,890.39	1,890.39	+35.29
2575	1,908.96	1,925.68	-
2576	1,904.48	1,925.68	-
2577	1,906.91	1,925.68	-
2578	1,915.88	1,925.68	-
2579	1,925.68	1,925.68	+17.86
2580	1,943.54	1,943.54	-
Total of Expansion volume			+393.54

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ภายในเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่ไปใช้ประโยชน์ที่นอกเหนือ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.2 ผลลัพธ์การจัดจำหน่ายและกำลังการของท่อส่งก๊าซจากพื้นที่จังหวัดระยองไปยังชลบุรี

จากตารางที่ 5.3 และรูปที่ 5.2 แสดงให้เห็นถึงผลลัพธ์ของการขยายท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่แบบจำลองได้นำเสนอ โดยผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงการขยายท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ที่เกิดขึ้นในแต่ละปี โดยมีการขยายทั้งหมด 10 ครั้งดังตารางที่ 5.3 ซึ่งนับเป็นปริมาณรวม 393.54 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าการเพิ่มขึ้นในแต่ละครั้งเกิดขึ้นเพื่อรองรับการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่สูงเกินกว่ากำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติโดยจะเพิ่มขึ้นในปริมาณที่คำนึงถึงปริมาณการขนส่งในปีถัดไป ผลลัพธ์ดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองสามารถหารูปแบบการบริหารจัดการการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทยได้โดยคำนึงถึงปริมาณการส่งที่จะเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาที่วิเคราะห์และให้ผลลัพธ์เป็นปริมาณที่น้อยที่สุดที่ทำให้เพียงพอต่อการขนส่งก๊าซธรรมชาติในปีถัดไป

โดยนอกจากผลลัพธ์ที่ได้ ทางผู้วิจัยได้ทดลองเพิ่มเติมบางส่วนโดยการปิดการทำงานของขยายกำลังการขนส่งในท่อส่งก๊าซธรรมชาติของแบบจำลอง พบว่าแบบจำลองไม่สามารถให้ผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ของการจัดจำหน่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าหากท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ได้กล่าวไปทั้งหมดไม่ได้รับการเพิ่มกำลังการขนส่ง จะทำให้ประเทศไทยไปสามารถจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติได้เพียงพอต่อความต้องการที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาการวิเคราะห์

## 5.4 ด้านการจัดหา (Supply)

รายละเอียดของผลลัพธ์ด้านการจัดหาในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ถูกเปรียบเทียบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยปีพ.ศ. 2561และแสดงในตารางที่ 5.3 และรูปที่ 5.2 ผลลัพธ์ด้านการจัดหาอย่างละเอียดถูกนำเสนอเพิ่มเติมในตารางที่ ผก.12

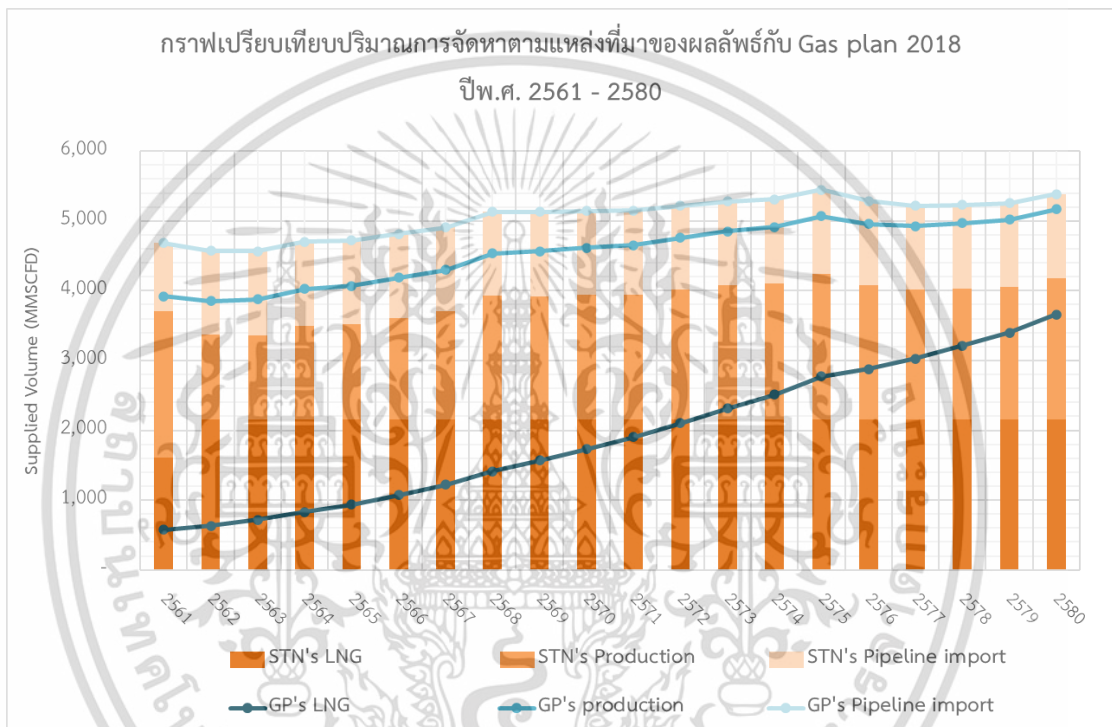
จากตารางที่ 5.4 พบว่าปริมาณรวมของการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแผนการจัดหาและผลลัพธ์มีปริมาณต่างกันเล็กน้อย โดยแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติประเทศไทยมีปริมาณการจัดหาตลอดช่วงระยะเวลาการวิเคราะห์รวมทั้งหมดอยู่ที่ 101,157.03 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือ 36,922.32 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ในขณะที่ผลลัพธ์ของแบบจำลองมีปริมาณดังกล่าวอยู่ที่ 101,157.00 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 36,922.30 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ในทางกลับกันจากตารางที่ 5.4 และรูปที่ 5.3 พบว่าถึงแม้ปริมาณการจัดหาตลอดช่วงระยะเวลาการวิเคราะห์จะมีปริมาณที่ต่างกันเพียงเล็กน้อย แต่รูปแบบการจัดหาที่เกิดขึ้นในแต่ละปีและสัดส่วนของปริมาณการจัดหาตามแหล่งที่มาของผลลัพธ์และแผนการจัดหาของประเทศไทยนั้นมีความแตกต่างกัน

จากรูปภาพที่ 5.3 และตารางที่ 5.4 แสดงถึงรายละเอียดของรูปแบบการจัดหาตามแหล่งที่มาของแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ โดยในปีพ.ศ. 2561 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมีปริมาณอยู่ที่ 573.80 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ไปจนจบปีการวิเคราะห์ โดยในปีสุดท้าย ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจะอยู่ที่ 3,658.31 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในขณะที่การปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตภายในประเทศและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าจะมีแนวโน้มลดลงและตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เหลืออยู่ในแต่ละปี โดยในปีพ.ศ. 2561 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตในอ่าวไทยและจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าอยู่ที่ 3,347.14 และ 765.06 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ และในปีสุดท้ายปริมาณก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่มาทั้งสองมีแนวโน้มลดลงจนเหลือปริมาณอยู่ที่ 1,511.22 และ 217.15 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากผลลัพธ์ที่ได้กล่าวไป ในรูปที่ 5.3 และตารางที่ 5.4 แสดงให้เห็นรูปแบบและสัดส่วนของการจัดหาตามแหล่งที่มาของผลลัพธ์จากแบบจำลองที่แตกต่างจากแผนการจัดหา โดยในส่วนของผลลัพธ์ ในปี พ.ศ. 2561 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว จากการนำเข้าจากประเทศพม่าอยู่ที่ 1,610 และ 982.30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ และในปีถัดไปหรือ ปี พ.ศ. 2562 ปริมาณทั้ง 2 เพิ่มขึ้นเป็น 2,161.13 และ 1,205.00 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับโดยแหล่งที่มาทั้งสองจะจัดหาในปริมาณเท่าเดิมไปจนจบการวิเคราะห์ ในส่วนของปริมาณความต้องการที่เหลืออยู่ในแต่ละปีนั้นจะถูกตอบสนองความต้องการจากผลิตภายในอ่าวไทยเพื่อตอบสนองความต้องการในแต่ละปีได้อย่างเพียงพอ

จากผลลัพธ์จากแบบจำลอง แสดงให้เห็นถึงสาเหตุในส่วนของการเปลี่ยนแปลงของปริมาณ การจัดหาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว นั่น เกิดจากข้อจำกัดของการขยายกำลังการนำเข้าที่ไม่สามารถขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวได้ ที่ได้ถูกกำหนดไว้ในสมการที่ 3.4 และการเปลี่ยนแปลงของการเปลี่ยนปริมาณการนำเข้าจากประเทศพม่าเกิดจากข้อจำกัดเดียวกันของท่อส่ง ก๊าซธรรมชาติจากจังหวัดราชบุรีไปยังจังหวัดไทรน้อย จากผลลัพธ์นี้บ่งชี้ให้เห็นถึงความจำเป็นของการ ขยายกำลังการนำเข้าของสองเส้นทางดังกล่าวเพื่อที่จะจัดจำหน่ายความต้องการก๊าซธรรมชาติได้อย่าง เหมาะสมในช่วงระยะเวลาถูกวิเคราะห์



รูปที่ 5.3 การเปรียบเทียบการจัดหาในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ของผลลัพธ์และ แผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

นอกจากผลลัพธ์ที่ได้กล่าวไป ผลลัพธ์ของแบบจำลองยังแสดงให้เห็นถึงลำดับการตัดสินใจ ของแบบจำลองที่นำเสนอรูปแบบการตัดสินใจที่มีประสิทธิภาพในด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติ โดย แบบจำลองจะพิจารณาถึงปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่เหลืออยู่ภายในอ่าวไทยว่ามีปริมาณสำหรับ ตอบสนองความต้องการหรือไม่ หลังจากนั้นจะพิจารณาการนำเข้าและการขยายกำลังการนำเข้าให้ ประเทศไทยสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยได้ตลอดในช่วงระยะเวลาดังกล่าว และจัดหา ก๊าซธรรมชาติโดยเรียงลำดับการจัดหาดังนี้ การจัดหาจากการนำเข้าในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลวและ จากประเทศพม่า ให้ได้ในปริมาณที่เหมาะสมมากที่สุดในช่วงระยะเวลาดังกล่าวก่อนเสมอ และ ตอบสนองความต้องการที่เหลืออยู่จากการผลิตในอ่าวไทย โดยรูปแบบการตัดสินใจนั้นนอกจากจะเพิ่ม ประโยชน์ของการใช้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติทางด้านเศรษฐศาสตร์แล้ว ยังช่วยลดความเสี่ยงที่เกิดขึ้นใน ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าทางสองช่องทางในความเป็นจริงอีกด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.4 การเปรียบเทียบการจัดหาของแผนการบริหารจัดหาก๊าซธรรมชาติกับผลลัพท์ในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

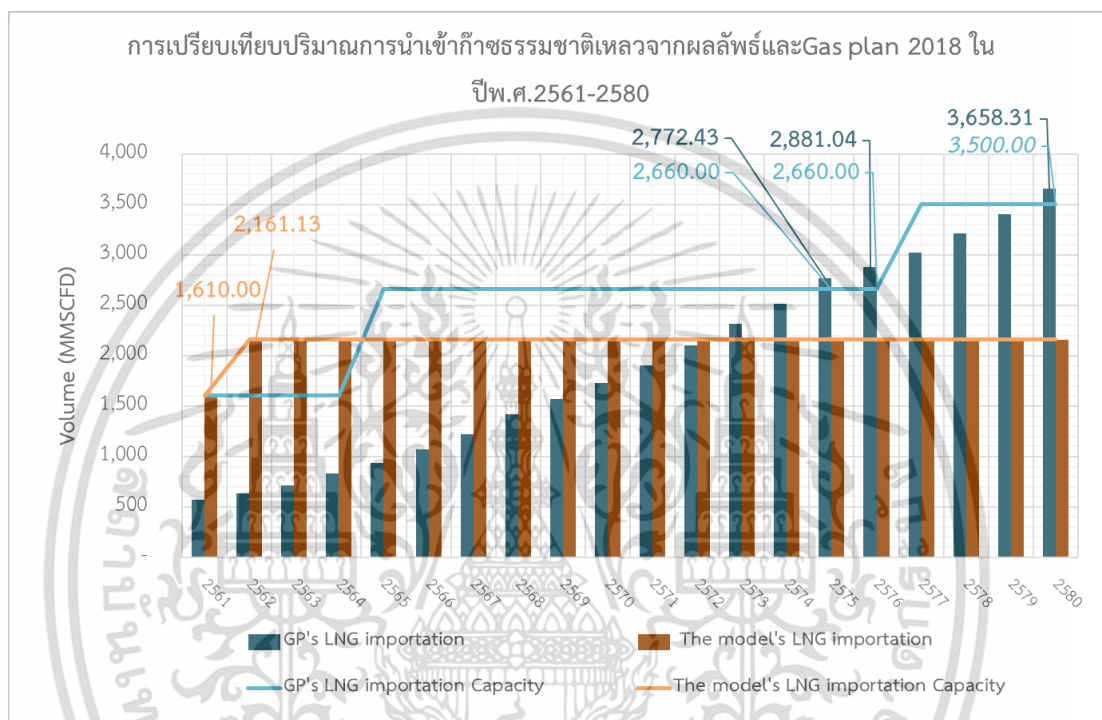
year	LNG		Production		Pipeline import	
	Gas Plan 2018	Result	Gas Plan 2018	Result	Gas Plan 2018	Result
2561	573.80	1,610.00	3,347.14	2,093.71	765.06	982.30
2562	634.53	2,161.13	3,219.97	1,206.62	718.23	1,205.00
2563	716.18	2,161.13	3,161.53	1,199.76	688.18	1,205.00
2564	831.31	2,161.13	3,192.45	1,335.76	678.13	1,205.00
2565	937.87	2,161.13	3,133.15	1,354.35	649.48	1,205.00
2566	1,071.71	2,161.13	3,114.56	1,450.19	630.04	1,205.00
2567	1,219.05	2,161.13	3,081.92	1,543.22	608.39	1,205.00
2568	1,416.70	2,161.13	3,115.71	1,766.49	600.22	1,205.00
2569	1,566.75	2,161.13	2,997.50	1,761.61	563.51	1,205.00
2570	1,732.25	2,161.13	2,883.06	1,778.09	528.91	1,205.00
2571	1,901.09	2,161.13	2,752.49	1,780.21	492.77	1,205.00
2572	2,105.00	2,161.13	2,651.27	1,853.34	463.20	1,205.00
2573	2,313.67	2,161.13	2,535.04	1,914.80	432.20	1,205.00
2574	2,514.29	2,161.13	2,396.51	1,943.41	398.72	1,205.00
2575	2,772.43	2,161.13	2,298.82	2,078.37	373.24	1,205.00
2576	2,881.04	2,161.13	2,078.14	1,922.32	329.27	1,205.00

ตารางที่ 5.4 การเปรียบเทียบการจัดหาของแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติกับผลลัพธ์ในปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

year	LNG		Production		Pipeline import	
	Gas Plan 2018	Result	Gas Plan 2018	Result	Gas Plan 2018	Result
2577	3,026.39	2,161.13	1,899.02	1,852.92	293.62	1,205.00
2578	3,212.95	2,161.13	1,753.84	1,865.29	264.63	1,205.00
2579	3,400.73	2,161.13	1,614.87	1,887.24	237.78	1,205.00
2580	3,658.31	2,161.13	1,511.22	2,020.53	217.15	1,205.00
Total	38,486.06	42,671.39	52,738.22	34,608.31	9,932.75	23,877.30
Total			Gas plan 2018		101,157.03	
			Result		101,157.00	

## 5.5 ด้านโครงสร้างของระบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG importation capacity)

จากผลลัพธ์ด้านการจัดหาแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยวิธีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งผลลัพธ์ดังกล่าวนี้ส่งผลทำให้เกิดรูปแบบของการพัฒนาโครงสร้างของระบบก๊าซธรรมชาติเหลวตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและแบบจำลองมีรูปแบบที่แตกต่างกัน โดยรายละเอียดถูกแสดงในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 การเปรียบเทียบกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ของผลลัพธ์และแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

จากรูปที่ 5.4 แสดงให้รูปแบบการขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากแบบจำลองพบว่าจากผลลัพธ์ของแบบจำลอง การขยายการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวเกิดขึ้น 1 ครั้งในปีพ.ศ. 2562 เป็นปริมาณ 511.13 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีปริมาณทั้งหมดอยู่ที่ 2,161.13 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จาก 1,610 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากรูปที่ 5.4 ในส่วนของแผนการจัดหาของประเทศไทย พบว่าประเทศไทยมีการขยายกำลังการนำเข้า 2 ครั้งโดยเกิดขึ้นในปีพ.ศ. 2565 และ ปีพ.ศ. 2577 เป็นปริมาณ 1,050 และ 840 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยกำลังนำเข้าในปีสุดท้ายจึงอยู่ที่ 3,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จาก 1,610 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

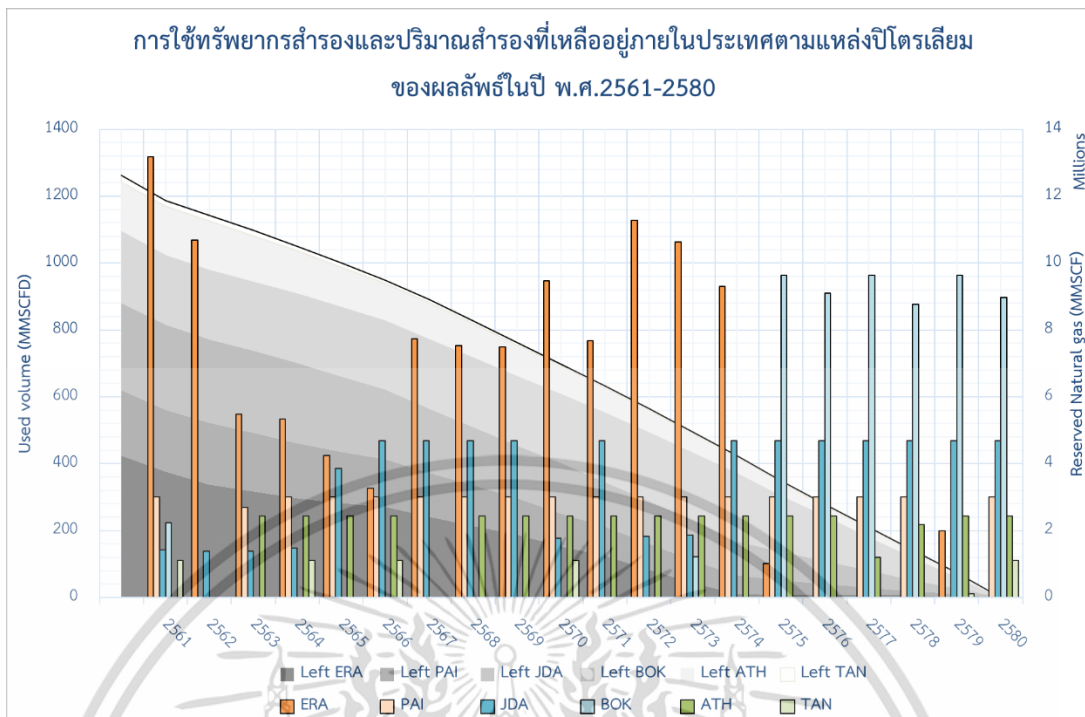
เมื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์ด้านโครงสร้างของระบบก๊าซธรรมชาติเหลวของผลลัพธ์และแผนการจัดการของประเทศไทย พบว่าปริมาณกำลังการนำเข้าที่ถูกขยายจากผลลัพธ์ของแบบจำลองมีปริมาณน้อยกว่าจากแผนการจัดการของประเทศไทย 1,338.87 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งหากพิจารณาในด้านผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะพบว่ารูปแบบของการจัดการด้านระบบด้านโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเหลวนั้นมีประสิทธิภาพมากกว่าแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันของประเทศไทย

จากผลลัพธ์ในรูปที่ 5.4 ในส่วนของแผนการจัดการของประเทศไทย ทางผู้วิจัยได้เห็นถึงประเด็นบางอย่างที่ควรได้รับการศึกษาเพิ่มเติม โดยจากผลลัพธ์พบว่าในปีพ.ศ. 2575 ,2576 และ 2580 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในปีดังกล่าวนี้มีปริมาณที่มากกว่ากำลังนำเข้าตามแผนการจัดการที่ได้ระบุไว้ โดยในปีพ.ศ. 2575 และ 2576 จะมีการนำเข้าอยู่ที่ 2,772.43 และ 2,881.04 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ ในขณะที่ปีดังกล่าวมีกำลังนำเข้าอยู่ที่ 2,660.00 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และในปี พ.ศ. 2580 มีการนำเข้าอยู่ที่ 3,658.31 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีกำลังการนำเข้าอยู่ที่ 3,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประเด็นดังกล่าวมีผลกระทบอย่างมากกับการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย จึงควรได้รับการศึกษาอย่างเหมาะสม

## 5.6 ด้านการใช้ทรัพยากรสำรอง (Utilization of resources)

จากผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรสำรองภายในประเทศ ได้แสดงรูปแบบการจัดสรรการใช้ทรัพยากรสำรองในการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการตลอดช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 โดยรายละเอียดถูกนำเสนอแสดงในรูปที่ 5.5 และตารางที่ 5.5

จากรูปที่ 5.5 และตารางที่ 5.5 แสดงรายละเอียดของผลลัพธ์ของแบบจำลองด้านการใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองภายในประเทศในพื้นที่อ่าวไทย ผลลัพธ์ได้นำเสนอถึงรูปแบบการจัดสรรการใช้ทรัพยากรธรรมชาติเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการในช่วงระยะเวลา 20 ปี โดยทรัพยากรธรรมชาติสำรองภายในอ่าวไทยถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจนหมดประกอบกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศมาเลเซียซึ่งชี้ให้เห็นว่าทรัพยากรสำรองในปีพ.ศ. 2560 นั้นไม่เพียงพอต่อความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 จึงทำให้ประเทศไทยจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นเพื่อให้ตอบสนองความต้องการในช่วงระยะเวลาดังกล่าวได้อย่างเพียงพอ



รูปที่ 5.5 ผลลัพธ์การใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580

จากรูปที่ 5.5 ผลลัพธ์ยังแสดงให้เห็นถึงการเรียงลำดับความสำคัญในแง่การนำไปผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศอีกด้วย โดยจากผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่สุดเนื่องจากมีปริมาณทรัพยากรสำรองมากที่สุดในอ่าวไทย ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายที่น้อยเกือบที่สุดรองมาจากแหล่งปิโตรเลียมอาทิตย์ในการส่งไปยังจังหวัดระยองจึงทำให้แหล่งปิโตรเลียมดังกล่าวนี้ถูกเลือกให้เป็นแหล่งปิโตรเลียมแรกที่ถูกจัดสรรในการผลิตเพื่อตอบสนองความต้องการของประเทศไทยบริเวณภาคกลางเป็นหลัก

นอกจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณแล้ว จากรูปที่ 5.5 ผลลัพธ์ของการผลิตในปีพ.ศ. 2574 และ 2575 ยังบ่งชี้ให้เห็นถึงแหล่งปิโตรเลียมที่ถูกจัดลำดับความสำคัญเพื่อตอบสนองความต้องการของประเทศไทยบริเวณภาคกลางในลำดับถัดมา โดยแหล่งปิโตรเลียมบงกชเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่ถูกจัดลำดับความสำคัญเป็นอันดับที่ 2 เนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมบงกชนั้นมีปริมาณทรัพยากรสำรองอยู่มากเป็นอันดับที่ 3 ในอ่าวไทยและมีระยะการขนส่งไปยังจังหวัดระยะที่ใกล้กว่าแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมประเทศมาเลเซีย-ไทย (Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJA))

ตารางที่ 5.5 ผลลัพธ์การใช้ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติสำรองในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580

Module	Reserved Volume (10 <sup>3</sup> MMSCF)	Total Utilized Volume (10 <sup>3</sup> MMSCF)	Remained Volume (10 <sup>3</sup> MMSCF)
JDA	2,601,713.96	2,601,713.96	-
BOK	2,161,060.94	2,161,060.94	-
PAI	1,959,652.02	1,959,652.02	-
ATH	1,459,471.97	1,459,471.97	-
ERA	4,245,621.45	4,245,621.45	-
TAN	204,510.88	204,510.88	-
Total	13,233,440.00	13,233,440.00	-

จากผลลัพธ์ด้านการจัดจำหน่ายรูปที่ 5.1 และผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรสำรองในตารางที่ 5.5 แสดงให้เห็นว่าพื้นที่จังหวัดภายใต้ของประเทศไทย อย่างพื้นที่จังหวัดสงขลาและพื้นที่อำเภอขนอมที่มีความเสี่ยงต่อการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติเนื่องจากมีท่อส่งก๊าซมายังพื้นที่เพียงแค่เส้นทางเดียวและไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติในระบบของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและก๊าซธรรมชาติจากพม่าได้นั้น สามารถได้รับการตอบสนองความต้องการได้อย่างเพียงพอจากการจัดสรรการผลิตและการจัดจำหน่ายในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 โดยพื้นที่อำเภอขนอมนั้นได้รับก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณเป็นหลัก และพื้นที่จังหวัดสงขลาได้รับก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนารวมประเทศมาเลเซีย-ไทย

## สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

### 6.1 สรุปผลการวิจัย

ในงานวิจัยนี้เป็นการพัฒนาแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทยแบบหลายช่วงเวลา โดยใช้เทคนิคการโปรแกรมเชิงเส้นตรงในรูปแบบของปัญหาแบบการขนถ่าย ในงานวิจัยนี้มีการศึกษา ออกแบบ การเตรียมข้อมูลและพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย โดยครอบคลุมด้านการจัดหา การขนส่งก๊าซธรรมชาติ การนำเข้าก๊าซธรรมชาติและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของประเทศไทย โดยคำนึงถึงการเกิดค่าใช้จ่ายการดำเนินการที่น้อยที่สุดในช่วงเวลานั้นๆ

โดยในการพัฒนาแบบจำลองมีการจำแนกพื้นที่ต่างๆในประเทศไทยในอยู่ในรูปแบบของ Node และจำลองการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในช่วงระยะเวลาปีพ.ศ.2561-2580 โดยใช้ข้อมูลทางด้านความต้องการ การจัดหาและโครงสร้างพื้นฐานที่อ้างอิงจากแหล่งข้อมูลแหล่งเดียวและปีเดียวกับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบัน และนำมาข้อมูลเหล่านั้นมาจัดเตรียมเพื่อให้เหมาะสมแก่การเป็นข้อมูลตั้งต้นสำหรับแบบจำลอง โดย Node จะถูกเชื่อมกันด้วยข้อมูลของท่อส่งก๊าซของแต่ละพื้นที่และมีการระบุกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซแต่ละเส้น และนำข้อมูลที่เตรียมได้ไว้มาจำลองให้อยู่ในรูปแบบของสมการตามรายละเอียดของจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ได้พัฒนาขึ้นในบทที่ 4.1 และผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำมาแปรผลและนำมาเปรียบเทียบกับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันเพื่อหาความถูกต้องของการวิเคราะห์จากแบบจำลอง

โดยข้อบ่งชี้ที่แสดงให้เห็นถึงความถูกต้องของการพัฒนาแบบจำลองมีดังนี้

1. จากการเปรียบเทียบด้านการจัดหาของผลลัพธ์ของแบบจำลองและแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยแสดงให้เห็นถึงปริมาณการจัดหาตลอดระยะเวลาในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ที่มีปริมาณที่เท่ากัน ข้อบ่งชี้ที่แสดงให้เห็นถึงความถูกต้องในการพิจารณาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในด้านการจัดหา
2. จากผลลัพธ์ด้านการขนส่งแสดงให้เห็นถึงทิศทางการขนส่งและกำลังการขนส่งมีปริมาณมีลักษณะที่ถูกต้องตามแหล่งข้อมูลและเป็นไปตามตรรกะความเป็นจริง คือ ท่อทุกท่อของผลลัพธ์มีทิศทางการส่งก๊าซธรรมชาติที่ถูกต้องและมีปริมาณการขนส่งก๊าซธรรมชาติที่ไม่มากกว่ากำลังการส่งที่สามารถส่งได้ ผลลัพธ์นี้บ่งชี้ให้เห็นถึงความถูกต้องในการออกแบบในการกำหนดพื้นที่และการระบุท่อส่งก๊าซธรรมชาติแต่ละเส้นที่เชื่อมต่อกัน

ซึ่งจากข้อบ่งชี้ที่ได้กล่าวไปแสดงให้เห็นว่า การพัฒนาแบบจำลองสำหรับการหาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในงานวิจัยประสบความสำเร็จและมีความถูกต้องสอดคล้องกับความเป็นจริงแต่แบบจำลองยังคงมีข้อจำกัดและต้องการการพัฒนาในด้านแหล่งข้อมูลเพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริงมากขึ้น โดยรายละเอียดของการพัฒนาจะถูกนำเสนออยู่ข้อเสนอแนะ

นอกจากในส่วนของการพัฒนาแบบจำลองแล้ว งานวิจัยนี้ยังได้นำเสนอรายละเอียดผลลัพธ์ด้านการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในช่วงระยะเวลาปีพ.ศ. 2561-2580 เมื่อเปรียบเทียบกับแผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบันอีกด้วย สิ่งที่น่าสนใจมีดังนี้

1. จากผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรธรรมชาติและการจัดหา พบว่าช่วงระยะเวลาปีพ.ศ. 2561-2580 ก๊าซธรรมชาติสำรองภายในอ่าวไทย ไม่เพียงพอต่อการตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้ ส่งผลให้ประเทศไทยจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่น เพื่อตอบสนองความต้องการดังกล่าวให้ได้อย่างเพียงพอ

2. จากผลลัพธ์ด้านการจัดหาและโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเหลวพบว่า โครงสร้างพื้นฐานของระบบการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทยในปีพ.ศ. 2561 นั้นไม่สามารถรองรับปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่มากขึ้นในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ได้อย่างเพียงพอจึงจำเป็นต้องพัฒนาโครงสร้างดังกล่าวเพื่อเพิ่มกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว โดยผลลัพธ์จากแบบจำลองพบว่า แบบจำลองได้นำเสนอรูปแบบของการจัดหาที่ประเทศไทยควรขยายกำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวอยู่ที่ 511.13 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเป็นอย่างน้อย ซึ่งเป็นผลกระทบที่ดีด้านเศรษฐกิจมากกว่าเมื่อเทียบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2561

3. จากผลลัพธ์ด้านโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเหลว พบว่ากำลังการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2561 นั้นไม่เพียงพอต่อปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่วางแผนไว้ในปีพ.ศ. 2575, 2576 และ 2580 โดยมีปริมาณการนำเข้า 2,772.43, 2,881.04 และ 3,658.31 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ และในขณะที่กำลังการนำเข้าอยู่ที่ 2,660.00, 2,660.00 และ 3,500.00 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ

4. จากผลลัพธ์ด้านการจัดจำหน่ายและโครงสร้างของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการปริมาณการขนส่งก๊าซธรรมชาติที่มากขึ้นในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 จึงจำเป็นต้องขยายท่อส่งก๊าซธรรมชาติ 6 เส้นดังต่อไปนี้ ได้แก่ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากจังหวัดระยองมายังจังหวัดชลบุรี ท่อส่งจากจังหวัดชลบุรีมายังบางปะกง ท่อส่งจากบางปะกงมายังบางพลี ท่อส่งจากบางปะกงมายังวังน้อย และ ท่อส่งจากวังน้อยไปยังจังหวัดสระบุรี โดยท่อส่งทั้ง 5 สายมีกำลังการส่งอยู่ที่ 1,550, 1,550, 540, 500, และ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ โดยแบบจำลองเสนอให้มีการขยายในปริมาณที่มากขึ้น 394.53, 16.89, 56.21, 147.31, และ 240.60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ

5. จากผลลัพธ์ด้านการใช้ทรัพยากรสำรองพบว่า ในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 พื้นที่ภาคใต้บริเวณอำเภอขนอมและจังหวัดสงขลาที่เป็นพื้นที่เสี่ยงต่อการเข้าถึงก๊าซธรรมชาตินั้นสามารถได้รับตอบสนองความต้องการอย่างเพียงพอ ทั้งในด้านของปริมาณสำรองและโครงสร้างพื้นฐานท่อส่งก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ.2561

## 6.2 ข้อเสนอแนะ

รายละเอียดสำคัญที่ควรทราบในการศึกษาครั้งนี้ จากการศึกษาในขั้นตอนการเก็บรวบรวมข้อมูลพบว่า ในปีพ.ศ. 2566 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่มีรายละเอียด หรือ สมบูรณ์มากพอที่จะนำมาใช้เป็นแหล่งอ้างอิงถึงแผนของประเทศไทยมีเพียงแค่แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติปีพ.ศ. 2558 เป็นแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติประกอบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่มีการเปิดเผยออกมาล่าสุดเป็นแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติปีพ.ศ. 2561 แสดงให้เห็นถึงความขาดความต่อเนื่องและความสมบูรณ์ของแหล่งข้อมูลจึงอาจจะส่งผลทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ไม่ได้รับการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบัน

รายละเอียดที่ควรทราบเพิ่มเติม แบบจำลองในการศึกษานี้ได้ถูกสร้างเสร็จสมบูรณ์ในช่วงปีพ.ศ. 2562 และทางผู้ศึกษาได้รื้อการเปิดเผยถึงแหล่งข้อมูลด้านแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่สมบูรณ์มากพอที่จะสามารถนำมาใช้เป็นแหล่งอ้างอิงในการศึกษาในงานวิจัยครั้งนี้เรื่อยมาแต่ด้วยข้อจำกัดในเรื่องของจำนวนปีของการศึกษาของทางผู้ศึกษา ทำให้มีความจำเป็นที่จะต้องนำแหล่งข้อมูลที่สามารถใช้ได้ในปัจจุบันในเดือน มิถุนายน ปีพ.ศ. 2566 เพื่อให้การศึกษาดำเนินต่อไปได้ จากเหตุและผลที่ได้กล่าวไปข้างต้นจึงมีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมเพื่อการศึกษาต่อดังนี้

### 1. การพัฒนาแหล่งข้อมูล

- เนื่องจากแบบจำลองต้องการข้อมูลความต้องการก๊าซธรรมชาติเป็นปริมาณต่อพื้นที่ซึ่งแหล่งข้อมูลที่ได้ไม่สามารถนำมาใช้ได้โดยปราศจากการคำนวณเพิ่มเติม ซึ่งอาจส่งผลให้ความต้องการต่อพื้นที่ที่ได้ไม่ตรงกับความเป็นจริงที่เกิดขึ้น ดังนั้นหากมีแหล่งข้อมูลที่ระบุถึงความต้องการรายพื้นที่อย่างเฉพาะเจาะจงจะเพิ่มพัฒนาความแม่นยำของการตัดสินใจของแบบจำลองได้
- ข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการในระบบของการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยนั้นไม่มีการเปิดเผยอย่างเหมาะสม เพื่อที่จะทำให้ผลลัพธ์นั้นสอดคล้องกับความเป็นจริงมากขึ้น ควรมีแหล่งข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายในกรณีของประเทศไทยอย่างเฉพาะเจาะจง
- เพื่อเพิ่มขอบเขตการตัดสินใจในแต่ละปีให้มีใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากขึ้น รายละเอียดเรื่องงบประมาณในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานควรได้รับการเปิดเผยโดยเฉพาะอย่างยิ่งในรูปแบบของรายปีเพื่อให้มีการกำหนดขอบเขตการตัดสินใจได้แม่นยำมากขึ้นและสอดคล้องกับความเป็นจริงที่เกิดขึ้น

## 2. การประยุกต์ใช้สำหรับศึกษาเพิ่มเติม

สำหรับการประยุกต์ใช้การศึกษาในปัจจุบัน รายละเอียดของการศึกษาในปัจจุบันนี้ สามารถนำไปต่อยอดในการศึกษากรณีศึกษาอื่นๆได้ในฐานะ What-if เช่น การศึกษาการจัดจำหน่ายในกรณีที่ความต้องการเพิ่มขึ้นสูงอย่างกระทันหัน หรือการศึกษาการจัดการการจัดจำหน่ายในกรณีที่ท่อส่งก๊าซบางส่วนนั้นไม่สามารถใช้งานได้ เป็นต้น



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บรรณานุกรม

- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. 2561. **DMF Annual (2018): Annual report 2018**. [Online]. Available : <https://dmf.go.th/resources/annualReport/ebook/annual2018/mobile/index.html>
- กรมธุรกิจพลังงาน. 2559. **DOBE database (2016): Name list of natural gas user, Thailand**. [Online]. Available : <http://www.doeb.go.th/info/data/datangv/placeUseNGV.pdf>.
- กระทรวงพลังงาน. 2561. **แผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ.2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1**. [Online]. Available : [https://www.eppo.go.th/images/Information\\_service/public\\_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf](https://www.eppo.go.th/images/Information_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf)
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2553. **PTT Natural gas knowledge series (2010): Laying natural gas pipeline**. [Online]. Available : [http://www.pttplc.com/en/media-center/energy-knowledge/documents/gas\\_en2.pdf](http://www.pttplc.com/en/media-center/energy-knowledge/documents/gas_en2.pdf).
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554. **เรื่องราวต่างๆมากมายเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติกับปตท.** [Online]. Available : [https://dscng.pttplc.com/\(S\(bgyiofdwmkvxowpqavafavee\)\)/Knowledge/Knowledge.aspx](https://dscng.pttplc.com/(S(bgyiofdwmkvxowpqavafavee))/Knowledge/Knowledge.aspx)
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559. **PTT database: natural gas procurement (2016)**. [Online]. Available : <http://www.pttplc.com/en/about/business/ptt-owned-business/gas-unit/pages/natural-gas-procurement.aspx>.
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560. **PTT LNG knowledge series (2017)**. [Online]. Available : <http://www.pttplc.com/th/Media-Center/Energy-Knowledge/Documents/MD26%20knowledge03/LNG.pdf>
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2560. **EGAT annual (2018): Oct private production. Thailand**. [Online]. Available : [https://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_content&view=article&id=452&Itemid=116](https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=452&Itemid=116)
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2560. **EGAT annual (2016): Oct production. Thailand**. [Online]. Available: [https://www.egat.co.th/index.php?option=com\\_content&view=article&id=355&Itemid=116](https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=355&Itemid=116)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2558. **แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ.2558-2579.** Thailand. [Online]. Available: [http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/Gas%20Plan%20\\_Final\\_Publish.pdf](http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/Gas%20Plan%20_Final_Publish.pdf)
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560. **EPPO annual (2017): Yearly Consumption of NG by sector.** [Online]. Available : [http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/staticgas?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/staticgas?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560. **EPPO annual (2016): Yearly Product and import of natural gas.** [Online]. Available : [http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/static-gas?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/static-gas?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2561. **แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ.2561-2580.** Thailand. [Online]. Available: [https://www.eppo.go.th/images/Infromation\\_service/public\\_relations/PDF/Gasplan2018.pdf](https://www.eppo.go.th/images/Infromation_service/public_relations/PDF/Gasplan2018.pdf)
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน . 2566. **EPPO. EPPO annual (2023): Energy static of Thailand 2023.** Thailand. [Online]. Available: <https://anyflip.com/qivjx/nvxn/>
- Briss M. 2010. **Transshipment Model in the function of cost minimization in logistic system.** [Online]. Available : <http://www.efos.unios.hr/repec/osi/journl/PDF/InterdisciplinaryManagementResearchVI/IMR6a04.pdf>.
- Diechoner C. 2012. Simulating security of supply effects of the Nabucco and South Stream projects from the European natural gas market. **EWI Working Paper.** 10(7): 1-27.
- Locher, S., and D. Bothe. 2017. From Russia with Gas: An Analysis of the Nord Stream Pipeline's Impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model. Cologne, Germany: **The Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI).**
- Oil and Gas Journal Editors. 2018. Natural Gas Pipelines Profits, Construction Both Up. **Oil and Gas Journal,** 17209510. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/pipelines-transportation/article/17209510/natural-gas-pipeline-profits-construction-both-up>
- Oostvoorn, F. V. 2003. Long-term Gas Supply Security in an Enlarged Europe (Final Report). **Netherlands: Energy Research Centre of the Netherlands (ECN).**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Petten, Natherland. [Online]. Available : <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20464087>

Songhurst, B. 2017. The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs). England: **The Oxford Institute for Energy Studies**. [Online]. Available : <https://doi.org/10.26889/9781784670894>.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ภาคผนวก



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ก.  
ข้อมูลตั้งต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วยMMSCFD

YEAR	Domestic Production														
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horm	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	Total
1986	321							29							350
1987	459							31							489
1988	548							30							578
1989	547							32							579
1990	590							41							631
1991	689							43			51				782
1992	725							50			57				832
1993	758	70						56			56				939
1994	707	202						65			63				1,038
1995	730	237						68			64				1,099
1996	806	336						60			65				1,267

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Domestic Production														Total
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horn	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	
1997	997	344				83		61							1,564
1998	1,026	437				90		55							1,698
1999	973	578		61		99		56							1,860
2000	882	548		234		154		59							1,948
2001	816	584		212		170		57						0	1,900
2002	807	566		298		200		56							1,986
2003	826	516		406		225		55							2,077
2004	850	597		412		210		54							2,158
2005	925	605		435		233		60							2,292
2006	982	627		438		219	6	50						0	2,353
2007	1,053	629		457		211	93	46						0	2,515
2008	1,005	604		431	278	185	85	41					126	0	2,778
2009	829	540		417	418	186	81	54	1			1	441	3	2,990
2010	970	596		430	501	183	87	63	4			6	644	4	3,506

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Domestic Production														
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horn	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	Total
2011	972	606		425	407	237	84	43	6	16		13	758	10	3,577
2012	1,386	869		422	268	140	94	45	2	14		8	748	1	3,996
2013	1,351	1,008		415	252	122	88	54	2	13		3	735	0	4,044
2014	1,403	975		409	246	106	106	47	4	12		3	761	2	4,073
2015	1,326	1,015		338	240	114	120	46	3	12		4	630	1	3,850
2016	1,339	785	193	339	244	140	120	46	6	11	3	6	531	4	3,766
2017	1,318	550	414	364	244	111	78	44	2	8	6	4	469	5	3,617

ตารางที่ ผก.2 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกตามแหล่งการจัดการและปริมาณการจัดการ  
ทั้งหมดรายปี ในหน่วยMMSCFD

YEAR	Import					Grand Total
	Yadana	Yetakun	Zawtika	LNG	Total Import	
1986						350
1987						489
1988						578
1989						579
1990						631
1991						782
1992						832
1993						939
1994						1,038
1995						1,099
1996						1,267
1997						1,564
1998	2				2	1,700
1999	2				2	1,861
2000	128	36			164	2,113
2001	377	119			496	2,396
2002	418	199			617	2,603
2003	410	275			686	2,763
2004	439	287			726	2,884
2005	431	426			857	3,149

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.2 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกตามแหล่งการจัดการและปริมาณการจัดการ  
ทั้งหมดรายปี ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Import					Grand Total
	Yadana	Yetakun	Zawtika	LNG	Total Import	
2007	473	433			906	3,421
2008	434	394			828	3,606
2009	409	394			803	3,794
2010	434	419			853	4,359
2011	426	404		98	928	4,505
2012	423	397		130	950	4,946
2013	419	403		191	1,013	5,057
2014	413	339	91	182	1,025	5,098
2015	436	272	215	339	1,262	5,112
2016	424	218	217	390	1,249	5,015
2017	420	204	224	511	1,358	4,975

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.3 ปริมาณความบริโภคก๊าซธรรมชาติรายปีโดยแยกเป็นภาคส่วน ในหน่วย MMSCFD

YEAR	Electricity				Industry	GSP	NGV	Grand Total
	EGAT	IPP	SPP	Total				
1986	246			246	10	71		326
1987	379			379	4	69		452
1988	452			452	7	74		532
1989	463			463	10	50		523
1990	452			452	17	97		567
1991	580			580	24	98		702
1992	612			612	34	113		759
1993	693			693	41	128		862
1994	783			783	54	117		954
1995	801			801	73	114		988
1996	888		60	948	78	122		1,148
1997	1,119		83	1,202	96	146		1,444
1998	1,152		140	1,291	92	158		1,542
1999	1,153	2	267	1,423	123	167		1,713
2000	1,244	71	305	1,620	181	175		1,976
2001	1,070	360	349	1,779	177	340		2,296

ตารางที่ ผก.3 ปริมาณความบริโภคก๊าซธรรมชาติรายปีโดยแยกเป็นภาคส่วน ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Electricity				Industry	GSP	NGV	Grand Total
	EGAT	IPP	SPP	Total				
2002	1,075	486	375	1,936	198	361		2,495
2003	991	662	401	2,054	217	385		2,657
2004	994	723	418	2,134	248	389	3	2,774
2005	1,011	802	428	2,242	258	491	6	2,997
2006	1,016	825	417	2,257	291	527	11	3,086
2007	1,054	847	445	2,346	347	572	24	3,288
2008	1,014	968	441	2,423	361	583	77	3,444
2009	1,101	905	429	2,435	387	599	143	3,564
2010	1,346	943	440	2,728	478	652	181	4,039
2011	1,148	866	462	2,476	569	867	231	4,143
2012	1,330	922	419	2,670	628	958	278	4,534
2013	1,229	873	593	2,695	635	930	307	4,568
2014	1,208	852	680	2,740	653	960	317	4,669
2015	1,147	997	715	2,859	651	950	304	4,764
2016	978	962	853	2,793	694	948	278	4,714
2017	758	934	1,027	2,719	724	995	243	4,682

ตารางที่ ผก.4 รายละเอียดท่อOffshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
JDA	ERA	800	55	28	*
JDA	SOK	1,020	277	*	*
BOK	ERA	635	171	32	1996
PAI	ERA	200	53	24	1999
ATH	ERA	1,750	173	42	2008
ERA	RAY	860	415	34	1981
ERA	RAY	1,150	418	36	1997
ERA	RAY	300	10	24	2001
ERA	RAY	1,900	414	42	2007
ERA	KAN	250	161	24	1996
TAN	ERA	300	54	24	1997

(\* Unknown)

ตารางที่ ผก.5 รายละเอียดท่อOnshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
PHU	NAC	160	0.25	30	2006
NAM	NAC	140	3.5	16	1990
MYA	RAC	1,265	238	42	1998
RAY	CHN	1,550	94	*	*
RAY	PCB	*	242	*	*
CHN	BPK	1,550	10	36	2006
BPK	BAP	540*	57	28	1981
BPK	WAN	500	100	36	1996
BAP	SBP	540*	57	28	1981
BAP	SAR	270	99	14	1983
SBP	NBP	470	38	*	*
SIN	SBP	470	66.5	30	2006
SIN	NBP	470	45	*	*
SIN	WAN	400	64	*	*
RAC	SIN	400	90	30	2000
WAN	SAR	520	73	36	2006

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.5 รายละเอียดท่อOnshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ (ต่อ)

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
PCB	SAR	*	56	*	*
SOK	MAL	290	7.6	20	2007

(\* Unknown )

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
พระนครใต้	กรุงเทพ	1,588	EGAT
พีพีทีซี	กรุงเทพ(ลาดกระบัง)	90	SPP
โรงไฟฟ้าขนอม	ขนอม	930	IPP
น้ำพอง	ขอนแก่น	650	EGAT
บางปะกง	ฉะเชิงเทรา	2,176	EGAT
กัลป์ เจพี เอ็นเอ็นเค	ฉะเชิงเทรา (เมือง)	90	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์ 5	ชลบุรี	90	SPP
บ่อวิน คลีน เอนเนอตี	ชลบุรี	90	SPP
โกลว์ ไอพีพี	ชลบุรี (ศรีราชา)	713	IPP
สหโคเจน	ชลบุรี (ศรีราชา)	90	SPP
บี.กริม. เพาเวอร์	ชลบุรี (แหลมฉบัง)	60	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 4	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
ท็อป เอสพีพี	ชลบุรี(แหลมฉบัง)	180	SPP
พระนครเหนือ	นนทบุรี	1,498	EGAT
คลองหลวง ยูทิลิตี้	ปทุมธานี	270	SPP
นวนคร	ปทุมธานี	90	SPP
บี.กริม. บีไอพี เพาเวอร์ 1	ปทุมธานี	90	SPP
บีกริม บีไอพี เพาเวอร์ 2	ปทุมธานี	90	SPP
ผลิตไฟฟ้า นวนคร	ปทุมธานี	90	SPP
แอ็ดวานซ์ อะโกร เอเชีย	ปราจีนบุรี	90	SPP

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
กัลฟ์ ทีเอส	ระยอง	180	SPP
กัลฟ์ วิทีพี	ระยอง	90	SPP
เอ็กโก โคนเจนเนอเรชั่น	ระยอง	60	SPP
สยามเพาเวอร์	ระยอง (บ้านค่าย)	90	SPP
โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี	ระยอง (มาตาพุด)	700	IPP
โกลว์ พลังงาน จำกัด	ระยอง (มาตาพุด)	120	SPP
บางกอก โคนเจนเนอเรชั่น	ระยอง (มาตาพุด)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลเค	ระยอง (มาตาพุด)	90	SPP
พีทีที โกลบอล	ระยอง (มาตาพุด)	32	SPP
โกลเอสพีพี 11	ระยอง (เมือง)	180	SPP
โกลว์ เอสพีพี 2	ระยอง (เมือง)	120	SPP
โกลว์ พลังงาน จำกัด	ระยอง (เมือง)	74	SPP
โกลว์ เอสพีพี 1	ระยอง (เมือง)	55	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2	ระยอง (อมตะ)	180	SPP
กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เน	ระยอง (อมตะ)	90	SPP
ผลิตราชบุรี โฮลดิ้ง	ราชบุรี	3,481	IPP
ราชบุรีเพาเวอร์	ราชบุรี	1,400	IPP
ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี	ราชบุรี	700	IPP
ราชบุรีเวิลด์	ราชบุรี	180	SPP
บ้านโป่ง	ราชบุรี	180	SPP
จะนะ	สงขลา	1,476	EGAT
อีสเทิร์น เพาเวอร์แอนด์ อีเล็กตริค	สมุทรปราการ (บางบ่อ)	350	IPP
สมุทรปราการ โคนเจนเนอเรชั่น	สมุทรปราการ	90	SPP
เอสเอสยูที	สมุทรปราการ (บางปู)	180	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นเค 2	สระบุรี	90	SPP
กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น	สระบุรี (แก่งคอย)	1,468	IPP

เอกสารนี้เป็นเอกสารทรัพย์สินทางปัญญาของบริษัทฯ หรือของบุคคลอื่นที่มอบหมายให้จัดทำขึ้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาตจากบริษัทฯ

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี	สระบุรี (เมือง)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เคพี	สระบุรี (หนองแค)	180	SPP
หนองแค โคเจนเนอเรชั่น	สระบุรี (หนองแค)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส	สระบุรี (หนองแซง)	1,600	IPP
วังน้อย	อยุธยา	2,660	EGAT
บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น	อยุธยา (บางปะอิน)	180	SPP
โรจนะ เพาเวอร์	อยุธยา (โรจนะ)	270	SPP
กัลฟ์ เจพี ยูที	อยุธยา (อุทัย)	1,600	IPP
อ่างทอง เพาเวอร์	อ่างทอง	90	SPP
รวม		27,741	

ตารางที่ ผก.7 ความหนาแน่นจำนวนสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยแยกแต่ละพื้นที่และภาคส่วน

จังหวัด	Industrial	Elec	Total
กรุงเทพ	53	2	55
กำแพงเพชร*	1	0	1
ขอนแก่น	0	1	1
ฉะเชิงเทรา	0	1	1
ฉะเชิงเทรา	16	2	18
ชลบุรี	119	9	128
นครปฐม	2	0	2
นนทบุรี	0	1	1
ปทุมธานี	57	4	61
ปราจีนบุรี	3	2	5
เพชรบุรี*	1	0	1
ระยอง	208	15	223
ราชบุรี	8	5	13
สงขลา	0	1	1
สมุทรปราการ	152	3	155
สมุทรสาคร*	1	0	1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.7 ความหนาแน่นจำนวนสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยแยกแต่ละพื้นที่และภาคส่วน (ต่อ)

จังหวัด	Industrial	Elec	Total
สระบุรี	72	6	78
สุโขทัย*	2	0	2
อยุธยา	40	4	44
อ่างทอง	0	1	1
	735	57	792

(\* = ไม่อยู่ในแนวระบบท่อส่งก๊าซ)

ตารางที่ ผก.8 ปริมาณและสัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติแต่ละภาคส่วน

Section	ปริมาณความต้องการก๊าซ	
	ธรรมชาติ (MMSCFD)	สัดส่วนร้อยละ
Electricity	2,719	58.09
GSP	995	20.13
NGV	243	5.19
Industry	724	15.47
Summary	4,681	100

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.9 ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561

Onshore?	Zone	Node	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
Onshore	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Borang North	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L33/43	Eco Orient	L33+Tha Rong North	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Na Sanun	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Na Sanun East	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Sri Thep	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Wichian Buri (WBI + WBII)	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Wichian Buri Extension	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L44/43	Eco Orient	Wichian Buri North East	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L53/48	Pan Orient	L53/48	-
	CENTRAL PLAIN	UK	S1	PTTEP Siam (Onshore)	Sirikit et al.	61.56000
	CENTRAL PLAIN	UK	NC	PTTEPI	Bung Krathiam, Ban Don Talai, Ban Don Sa-Nuan	-
	CENTRAL PLAIN	UK	PTTEP1	PTTEPI	Kampaengsan	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L54/43	PTTEPI	Nong Pak Chi+HauMaiSung	-
	CENTRAL PLAIN	UK	PTTEP1	PTTEPI	Sangkajai	0.01000
	CENTRAL PLAIN	UK	PTTEP1	PTTEPI	U-Thong	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L22/43	PTTEPI	Wang Pai Sung	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L10/43	Siam Moeco	Arunothai	-

ตารางที่ ผก.9 ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561 (ต่อ)

Onshore?	Zone	NODE	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
Onshore	CENTRAL PLAIN	UK	L11/43	Siam Moeco	Burapa	0.13000
	CENTRAL PLAIN	UK	NC	Sino U.S. and CNPCHK	Bung Muang and Bung Ya	-
	CENTRAL PLAIN	UK	L21/43	Sino U.S. and CNPCHK	Bung Ya West and Nong Sa	-
	KHORAT PLATEAU	UK	-	Apico	Dong Mun	-
	KHORAT PLATEAU	UK	-	Apico	Sin Phu Horm East	-
	KHORAT PLATEAU	NAM	E5	ExxonMobil	Nam Phong	5.90000
	KHORAT PLATEAU	PHU	E5	PTTEP SP	Sin Phu Horm	85.49000
Offshore	GOT	TAN	G5/53	CEC international, Ltd	Songkhla	-
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Benchamas	43.12000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Benchamas North	0.09000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Chaba	14.25000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Lanta	1.56000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Maliwan	33.87000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	North Jarmjuree	-
	GOT	TAN	9A	COTL	Rajpruek	-
	GOT	TAN	G4/43	COTL	Surin	0.15000
	GOT	TAN	B8/32	COTL	Tantawan	-

ตารางที่ ผก.9 ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561 (ต่อ)

Onshore?	Zone	NODE	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
Offshore	GOT	ERA	12	CTEP	Baanpot	42.40000
	GOT	UK	Unknow	CTEP	Chongko	-
	GOT	UK	Unknow	CTEP	Dara	103.03000
	GOT	UK	Unknow	CTEP	East Ranong	-
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	East Ubon	-
	GOT	ERA	10	CTEP	East Yala	24.24000
	GOT	ERA	12	CTEP	Erawan	343.32000
	GOT	ERA	12	CTEP	Funan	108.68000
	GOT	ERA	13	CTEP	Gomin	36.11000
	GOT	ERA	12	CTEP	Jakrawan	117.62000
	GOT	ERA	10	CTEP	Kaphong	80.10000
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	MoraGoT	266.78000
	GOT	ERA	10	CTEP	North Kung	-
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	North MoraGoT	-
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	North Pailin	326.82000
	GOT	ERA	10	CTEP	North Surat	-
	GOT	ERA	11	CTEP	North Trat	13.78000

ตารางที่ ผก.9 ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561 (ต่อ)

Onshore?	Zone	NODE	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
Offshore	GOT	ERA	11	CTEP	North Trat East	20.51000
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	Pailin	303.48000
	GOT	ERA	11	CTEP	Pakarang	51.74000
	GOT	ERA	11	CTEP	Pakarang South	76.44000
	GOT	ERA	11	CTEP	Paytai	-
	GOT	ERA	11	CTEP	Pladang	3.07000
	GOT	ERA	10	CTEP	Plamuk	96.22000
	GOT	ERA	10	CTEP	Platong	331.83000
	GOT	ERA	12	CTEP	Satun	133.85000
	GOT	ERA	13	CTEP	South Baanpot	67.24000
	GOT	ERA	13	CTEP	South Gomin	96.19000
	GOT	ERA	11	CTEP	South Platong	0.07000
	GOT	ERA	11	CTEP	South Satun	80.52000
	GOT	ERA	11	CTEP	South Trat	26.75000
	GOT	ERA	10	CTEP	SouthWest Platong	39.78000
	GOT	ERA	10	CTEP	Surat	23.07000
	GOT	ERA	11	CTEP	Trat	93.69000

ตารางที่ ผก.9 ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561 (ต่อ)

Onshore?	Zone	NODE	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
Offshore	GOT	PAI	B12/27	CTEP	Ubon	-
	GOT	PAI	B12/27	CTEP	West Ubon	-
	GOT	ERA	10	CTEP	Yala	36.32000
	GOT	TAN	G4/43	CTEP	Yungthong	0.58000
	GOT	UK	Unknow	KrisEnergy	Mayura	-
	GOT	UK	Unknow	KrisEnergy	Niramai (Wassana Satellite)	-
	GOT	UK	G6/48	KrisEnergy	Rossukon	-
	GOT	UK	G10/48	KrisEnergy	Wassana	-
	GOT	JDA	-	MTJA (Malaysia-Thailand Joint	CHESS	840.00000
	GOT	JDA	-	MTJA (Malaysia-Thailand Joint	CPOC	351.00000
	GOT	UK	B5/27	Mubadala (MP)	Banyen	-
	GOT	UK	B5/27	Mubadala (MP)	Jasmine	-
	GOT	UK	B5/27	Mubadala (MP)	Manora	-
	GOT	UK	G11/48	Mubadala (MP)	Nongyao	-
	GOT	UK	B8/38	Ophir	Bualuang	-
	GOT	ATH	14A	PTTEP	Arthit	668.11000
	GOT	BOK	16	PTTEP	Bongkot Main	534.73000

**ตารางที่ ผก.9** ตารางทรัพยากรสำรองภายในประเทศในปีพ.ศ. 2561 (ต่อ)

Onshore?	Zone	NODE	block	Operator	FIELD Name	Gas (Bcf)
offshore	GOT	BOK	16,17	PTTEP	Bongkot South	454.55000
offshore	GOT	UK	G12/48	PTTEP	G12/48	17.04000
offshore	GOT	UK	G8/50	PTTEP	G8/50	2.15000
offshore	GOT	UK	B6/27	PTTEP Siam (Offshore)	Nang Nuan	-

หมายเหตุ

GOT = Gulf of Thailand


UK = Unknown

COTL = Cheron OffShore (Thailand), Ltd.

CTEP = Chevron Thailand Exploration Product



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ข.  
ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์หาการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.10 ผลลัพธ์ด้านการขนส่งของผลลัพธ์ในช่วงปีพ.ศ.2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

year	Pipeline (Started Node.Destination Node)												
	JDA.ERA	JDA.SOK	BOK.ERA	PAI.ERA	ATH.ERA	ERA.RAY	ERA.KAN	TAN.RAY	MYA.RAC	RAY.CHN	RAY.PCB	CHN.BPK	BPK.BAP
2561	.	142.59	223.12	300.00	.	1,751.27	89.85	110.00	982.30	1,535.70	203.85	1,267.25	540.00
2562	.	138.10	.	.	.	981.50	87.02	.	1,205.00	1,447.61	11.62	1,181.21	499.06
2563	.	139.17	.	268.91	244.00	972.90	87.69	.	1,205.00	1,474.84	11.74	1,204.83	501.03
2564	.	147.73	.	300.00	244.00	984.95	93.08	110.00	1,205.00	1,616.27	12.33	1,335.02	514.52
2565	236.53	149.94	.	300.00	244.00	1,109.93	94.48	.	1,205.00	1,661.40	12.53	1,375.28	518.27
2566	312.84	156.16	.	300.00	244.00	1,085.63	98.40	110.00	1,205.00	1,767.77	12.98	1,472.66	575.05
2567	306.86	162.14	.	300.00	.	1,278.92	102.16	.	1,205.00	1,804.10	79.97	1,500.20	596.21
2568	294.04	174.96	.	300.00	244.00	1,481.29	110.24	.	1,205.00	1,829.60	262.42	1,509.94	596.21
2569	293.45	175.55	.	300.00	244.00	1,475.45	110.61	.	1,205.00	1,836.97	276.56	1,513.86	596.21
2570	.	177.19	.	300.00	244.00	1,379.26	111.64	110.00	1,205.00	1,846.05	305.28	1,518.37	596.21
2571	291.02	177.98	.	300.00	244.00	1,490.09	112.14	.	1,205.00	1,853.99	322.45	1,522.54	596.21
2572	.	182.47	.	300.00	244.00	1,555.90	114.97	.	1,205.00	1,867.59	390.65	1,528.57	596.21
2573	.	186.26	121.07	300.00	244.00	1,611.18	117.36	.	1,205.00	1,880.28	449.34	1,534.34	596.21
2574	280.78	188.22	.	300.00	244.00	1,636.60	118.59	.	1,205.00	1,890.39	483.04	1,539.31	596.21
2575	273.23	195.77	964.00	300.00	244.00	1,759.25	123.35	.	1,205.00	1,908.96	593.78	1,547.04	596.21
2576	281.24	187.76	909.32	300.00	244.00	1,616.26	118.30	.	1,205.00	1,904.48	490.35	1,547.38	596.21
2577	284.71	184.29	964.00	300.00	119.92	1,552.51	116.12	.	1,205.00	1,906.91	449.59	1,549.98	596.21
2578	283.90	185.10	877.67	300.00	218.63	1,563.56	116.63	.	1,205.00	1,915.88	467.95	1,554.72	596.21
2579	282.65	186.35	964.00	.	244.00	1,573.18	117.41	10.30	1,205.00	1,925.68	492.52	1,559.77	596.21
2580	275.54	193.46	897.53	300.00	244.00	1,595.18	121.89	110.00	1,205.00	1,943.54	598.74	1,566.89	595.38

ตารางที่ ผก.10 ผลลัพธ์ด้านการขนส่งของผลลัพธ์ในช่วงปีพ.ศ.2561-2580 ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

year	Pipeline (Started Node.Destination Node)											
	BPK.WAN	BAP.SBP	BAP.SAR	SBP.NBP	SBP.SIN	SIN.SBP	SIN.NBP	SIN.WAN	RAC.SIN	WAN.SAR	PCB.SAR	LNG.RAY
2561	500.00	75.91	228.48	.	.	132.83	144.72	.	400.00	3.22	192.02	1,610.00
2562	453.88	.	270.00	.	.	205.01	140.16	173.66	640.60	144.25	.	2,161.13
2563	471.78	.	270.00	.	.	207.29	141.24	164.14	636.15	148.38	.	2,161.13
2564	581.06	.	270.00	.	.	217.65	149.93	105.53	601.52	170.87	.	2,161.13
2565	613.14	.	270.00	.	.	221.20	152.18	88.40	592.44	177.87	.	2,161.13
2566	647.31	46.86	270.00	.	.	182.24	158.49	91.83	567.21	194.71	.	2,161.13
2567	647.31	58.47	270.00	.	.	178.28	164.56	61.55	542.95	144.43	66.56	2,161.13
2568	647.31	83.60	224.82	.	.	168.19	177.57	.	491.18	41.04	248.15	2,161.13
2569	647.31	90.34	216.79	.	.	163.35	178.17	.	488.61	38.20	262.19	2,161.13
2570	647.31	103.99	200.23	.	.	152.76	179.83	.	481.82	31.99	290.73	2,161.13
2571	647.31	112.17	190.44	.	.	146.76	180.63	.	478.43	28.46	307.78	2,161.13
2572	647.31	144.58	150.73	.	.	120.52	185.19	.	460.17	13.12	375.63	2,161.13
2573	647.31	172.48	116.60	.	.	98.07	189.03	.	444.71	.	434.01	2,161.13
2574	647.31	195.83	89.81	.	.	78.24	191.03	7.32	436.60	.	467.51	2,161.13
2575	647.31	273.62	.	.	.	10.00	198.69	32.49	406.00	.	577.71	2,161.13
2576	647.31	200.06	85.42	.	.	76.40	190.56	8.03	438.02	.	474.69	2,161.13
2577	647.31	172.68	117.68	.	.	101.54	187.03	.	451.77	1.92	434.05	2,161.13
2578	647.31	183.24	105.42	.	.	93.37	187.86	1.81	448.28	.	452.28	2,161.13
2579	647.31	200.09	86.18	.	.	79.41	189.13	6.97	443.01	.	476.68	2,161.13
2580	647.31	274.05	.	.	.	14.68	196.34	30.85	414.16	.	582.38	2,161.13

ตารางที่ ผก.11 ผลลัพธ์ด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานการขยายกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซในช่วงปีพ.ศ.2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

year	Pipeline (Started Node.Destination Node)												
	JDA.ERA	JDA.SOK	BOK.ERA	PAI.ERA	ATH.ERA	ERA.RAY	ERA.KAN	TAN.RAY	MYA.RAC	RAY.CHN	RAY.PCB	CHN.BPK	BPK.BAP
2561	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2562	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2563	.	.	.	.	.	.	.	.	.	66.27	.	.	.
2564	.	.	.	.	.	.	.	.	.	151.5	.	.	.
2565	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	35.05
2566	.	.	.	.	.	.	.	.	.	36.33	.	.	21.16
2567	.	.	.	.	.	.	.	.	.	32.87	.	.	.
2568	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	16.89	.
2569	.	.	.	.	.	.	.	.	.	17.02	.	.	.
2570	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2571	.	.	.	.	.	.	.	.	.	13.6	.	.	.
2572	.	.	.	.	.	.	.	.	.	12.69	.	.	.
2573	.	.	.	.	.	.	.	.	.	10.11	.	.	.
2574	.	.	.	.	.	.	.	.	.	35.29	.	.	.
2575	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2576	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2577	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2578	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2579	.	.	.	.	.	.	.	.	.	17.86	.	.	.
2580	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.

ตารางที่ ผก.11 ผลลัพธ์ด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานการขยายกำลังการขนส่งของท่อส่งก๊าซในช่วงปีพ.ศ.2561-2580 ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

year	Pipeline (Started Node.Destination Node)											
	BPK.WAN	BAP.SBP	BAP.SAR	SBP.NBP	SBP.SIN	SIN.SBP	SIN.NBP	SIN.WAN	RAC.SIN	WAN.SAR	PCB.SAR	LNG.RAY
2561	.	.	.	.	.	.	.	.	240.60	.	.	551.13
2562	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2563	81.06	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2564	66.25	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2565	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2566	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2567	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2568	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2569	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2570	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2571	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	55.63	.
2572	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	58.38	.
2573	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	33.50	.
2574	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	110.20	.
2575	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2576	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2577	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2578	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
2579	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	4.67	.
2580	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.

ตารางที่ ผก.12 ผลลัพธ์ด้านการจัดหาของแบบจำลองในช่วงปีพ.ศ. 2561-2580 ในหน่วย MMSCFD

year	JDA	BOK	PAI	ATH	ERA	TAN	MYA	LNG
2561	142.59	223.12	300.00	.	1,318.00	110.00	982.30	1,610.00
2562	138.10	.	.	.	1,068.52	.	1,205.00	2,161.13
2563	139.17	.	268.91	244.00	547.68	.	1,205.00	2,161.13
2564	147.73	.	300.00	244.00	534.03	110.00	1,205.00	2,161.13
2565	386.47	.	300.00	244.00	423.88	.	1,205.00	2,161.13
2566	469.00	.	300.00	244.00	327.19	110.00	1,205.00	2,161.13
2567	469.00	.	300.00	.	774.22	.	1,205.00	2,161.13
2568	469.00	.	300.00	244.00	753.49	.	1,205.00	2,161.13
2569	469.00	.	300.00	244.00	748.61	.	1,205.00	2,161.13
2570	177.19	.	300.00	244.00	946.90	110.00	1,205.00	2,161.13
2571	469.00	.	300.00	244.00	767.21	.	1,205.00	2,161.13
2572	182.47	.	300.00	244.00	1,126.87	.	1,205.00	2,161.13
2573	186.26	121.07	300.00	244.00	1,063.47	.	1,205.00	2,161.13
2574	469.00	.	300.00	244.00	930.41	.	1,205.00	2,161.13
2575	469.00	964.00	300.00	244.00	101.37	.	1,205.00	2,161.13
2576	469.00	909.32	300.00	244.00	.	.	1,205.00	2,161.13
2577	469.00	964.00	300.00	119.92	.	.	1,205.00	2,161.13
2578	469.00	877.67	300.00	218.63	.	.	1,205.00	2,161.13
2579	469.00	964.00	.	244.00	199.94	10.30	1,205.00	2,161.13
2580	469.00	897.53	300.00	244.00	.	110.00	1,205.00	2,161.13



ภาคผนวก ค.

ประวัติผู้เขียนและการตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายณัฐเมธี ตูจินดา  
วัน เดือน ปีเกิด 27 มิถุนายน 2537  
ที่อยู่ 157/73 ซ.เคหะร่มเกล้า 64 แขวงคลองสองต้นนุ่น เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร

### ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2555 - 2559 สำเร็จการศึกษาระดับวิทยาศาสตร์บัณฑิต สาขาเคมีสิ่งแวดล้อม สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ. 2559 - 2562 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ. 2562 - ปัจจุบัน ศึกษาต่อในระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมโยธา สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ภายใต้ทุนสนับสนุนงานวิจัยจากโครงการปริญญาเอกกาญจนาภิเษก (คปก.) รุ่นที่ 21

### ประสบการณ์การทำงานและผลงานวิจัย

พ.ศ. 2561 ได้รับคัดเลือกเป็นนักศึกษากายใต้ทุนสนับสนุนงานวิจัยจากโครงการปริญญาเอกกาญจนาภิเษก (คปก.) รุ่นที่ 21  
พ.ศ. 2563 รางวัลรองอันดับ 1 ทีม “EP Optimizer” ในงานแข่งขันประกวดสร้างสรรค์ คตินโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย “1<sup>st</sup> The enegist by eppo”  
พ.ศ. 2564 (1) Nutmethee Tuchinda, Seksun Moryadee, Chalida U-tapao, and Leamthong Laokhongthavorn. 2021. “A multi-period linear programming model for the natural gas distribution network of Thailand.” International Journal of Sustainable Energy. DOI: 10.1080/14786451.2021.1924716  
พ.ศ. 2566 (2) Nutmethee Tuchinda, Seksun Moryadee, Chalida U-tapao, and Leamthong Laokhongthavorn. 2023. “LNG Portfolio Diversification Optimization Model of Thailand.” Applied Science and Engineering Progress, 16(4), 6769. DOI: 10.14416/j.asep.2023.03.001

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1. วารสารวิชาการ

(1) Nutmethee Tuchinda, Seksun Moryadee, Chalida U-tapao, and Leamthong Laokhongthavorn. 2021. "A multi-period linear programming model for the natural gas distribution network of Thailand." International Journal of Sustainable Energy. DOI: 10.1080/14786451.2021.1924716

(2) Nutmethee Tuchinda, Seksun Moryadee, Chalida U-tapao, and Leamthong Laokhongthavorn. 2023. "LNG Portfolio Diversification Optimization Model of Thailand." Applied Science and Engineering Progress, 16(4), 6769. DOI: 10.14416/j.asep.2023.03.001

## 2. เอกสารประกอบการประชุมวิชาการ

(1) Nutmethee Tuchinda, Seksun Moryadee, Chalida U-tapao, and Leamthong Laokhongthavorn. 2023. "LNG PORTFOLIO DIVERSIFICATION OPTIMIZATION MODEL OF THAILAND." In Proceeding of International Conference on Science, Engineering & Technology (ICSET) 2023, Hong Kong, Hong Kong, 24-25 April 2023. RPID: RF-SETHONG2404