

ร่าง

ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๒)

พ.ศ.

โดยที่เป็นการสมควรแก้ไขเพิ่มเติมประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔ เพื่อปรับปรุงปรับปรุงสูตรการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติให้เป็นไปตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ ๓/๒๕๖๗ (ครั้งที่ ๑๖๙) เมื่อวันที่ ๒๖ พฤศจิกายน ๒๕๖๗ และให้สอดคล้องกับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการ ก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ ๒ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ ๑/๒๕๖๖ (ครั้งที่ ๑๖๔) วันที่ ๑๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๖ และ ครั้งที่ ๓/๒๕๖๖ (ครั้งที่ ๑๖๖) วันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๑๑ (๑) มาตรา ๖๓ และมาตรา ๖๕ แห่งพระราชบัญญัติ การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ประกอบกับมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในการประชุม ครั้งที่/๒๕๖๘ (ครั้งที่ ...) เมื่อวันที่ และครั้งที่ ../๒๕๖๘ (ครั้งที่...) เมื่อวันที่..... คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานออกประกาศไว้ ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ประกาศนี้เรียกว่า “ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์ การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๒) พ.ศ.”

ข้อ ๒ ประกาศนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ข้อ ๓ ให้ยกเลิกเอกสารแนบท้ายประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์ การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔ และให้ใช้เอกสารแนบท้ายระเบียบนี้แทน

ประกาศ ณ วันที่ พ.ศ. ๒๕๖๘

ประธานกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เอกสารแนบท้าย
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔
ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ ๒) พ.ศ.

การกำหนดสูตรการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ ๒

- การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติในแต่ละเดือน ให้คำนวณตามสูตรการคำนวณและนิยามของตัวแปรตามองค์ประกอบของโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

๑. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อง๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Price)
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Gulf Price} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{Gulf}_i} \times Q_{\text{Gulf}_i})}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Gulf}_i}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ^{๑/}	บาทต่อล้านบีทียู
	P_{Gulf_i}	ราคาเนื้อง๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย สัญญาที่ i	บาทต่อล้านบีทียู
	Q_{Gulf_i}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย สัญญาที่ i ที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TSO) ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ^{๒/}	ล้านบีทียู

^{๑/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ได้แก่ แปลง G๑/๖๑ แปลง G๒/๖๑ แหล่งโพลิน แหล่งอาทิตย์ แปลง B๘/๓๒ แปลง G๑๒/๔๘ แปลง C๕ & G๔/๔๘ (Contract ๕) และ JDA ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล

^{๒/} TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

๒. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อง๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (Myanmar Price)
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Myanmar Price} = \frac{\sum_{j=1}^n (P_{\text{MMR}_j} \times Q_{\text{MMR}_j})}{\sum_{j=1}^n Q_{\text{MMR}_j}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j ^{๓/} ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า	บาทต่อล้านบีทียู

P_{MMR_j}	ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j^{th} ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า เพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย	บาทต่อล้านบีทียู
Q_{MMR_j}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j^{th} ที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO ใช้เป็นเชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS) เพื่อจัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู

^{iv}ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ประกอบด้วย แหล่งยาดานา แหล่งเยตากุน แหล่งซอติกา ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

๓. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Price) ซึ่งจัดหาโดยผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$LNG\ Price = \frac{\sum_{k=1}^n (P_{LNG_k} \times Q_{LNG_k})}{\sum_{k=1}^n Q_{LNG_k}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	LNG Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ซึ่งจัดหาโดย Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกราย	บาทต่อล้านบีทียู
	P_{LNG_k}	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ “ราคา LNG” และ “ปริมาณขาย LNG” ของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k โดยที่ - “ราคา LNG” ของ Shipper แต่ละราย ให้ใช้วิธีการคำนวณแบบ Moving Average ตามราคาและปริมาณนำเข้าและคงค้างในถังเก็บแต่ละเดือนของ Shipper รายนั้น ๆ - ทั้งนี้ ราคา LNG ที่นำเข้าที่นำมาใช้ในการคำนวณ ให้รวมค่าใช้จ่ายในการนำเข้าตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
	Q_{LNG_k}	ปริมาณ LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู

๔. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Price) สำหรับกลุ่ม Regulated Market มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$Pool\ Price = \frac{C_{Gulf} + C_{MMR} + C_{LNG}}{Q_{pool}}$$

โดย

$$C_{Gulf} = (Gulf\ Price + Td_{Zone๑} + Tc_{Zone๑}) \times (Q_{Gulf} - Q_{LPG})$$

$$C_{MMR} = Myanmar\ Price \times Q_{MMR}$$

$$C_{LNG} = \sum_{k=1}^n (LNG\ Price \times Q_{LNG_k}) + \sum_{k=1}^n C_{Ld_k} + \sum_{k=1}^n C_{Lc_k}$$

$$Q_{pool} = (Q_{Gulf} - Q_{LPG}) + Q_{MMR} + Q_{LNG}$$

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณขายก๊าซธรรมชาติของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย คำนวณโดยผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) โดยที่ - “ราคา” หมายถึง ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติที่รับซื้อและนำเข้าของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย - “ปริมาณขายก๊าซธรรมชาติ” หมายถึง ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกรายจัดส่งให้ผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติ	บาทต่อล้านบีทียู
C _{Gulf}	มูลค่าก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติ โดยคำนวณจาก Gulf Price รวมค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง (T _{dzone๑} และ T _{czone๑}) ตามอัตราที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนด คูณกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ไม่รวมปริมาณก๊าซธรรมชาติส่วนที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖ กำหนด	บาท
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ^{๑/}	บาทต่อล้านบีทียู
T _{dzone๑}	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
T _{czone๑}	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Q _{Gulf}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ TSO ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล	ล้านบีทียู
Q _{LPG}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่โรงแยกก๊าซธรรมชาตินำไปใช้ผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖ กำหนด	ล้านบีทียู
C _{MMR}	มูลค่าเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดหาจากเมียนมา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติ	บาท
Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า	บาทต่อล้านบีทียู
Q _{MMR}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้อำนาจก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO เพื่อเป็นเชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS)	ล้านบีทียู

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	C _{LNG}	มูลค่า LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market จัดหาตามปริมาณ ก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาท
	LNG Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณ LNG ซึ่งจัดหาโดย Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกราย	บาทต่อล้านบีทียู
	C _{Ld_k}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ จากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนคงที่ โดยคำนวณจากปริมาณ การจองใช้บริการสถานีแอลเอ็นจี ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่ง ก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market คูณด้วยอัตราค่าบริการ Ld ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาท
	C _{Lc_k}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ จากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนผันแปร โดยคำนวณจากปริมาณ LNG ที่ Shipper รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market ที่ส่งเข้าระบบ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ คูณด้วยอัตราค่าบริการ Lc ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาท
	Q _{LNG_k}	ปริมาณ LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k จัดส่ง ให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู
	Q _{pool}	ผลรวมของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกราย ในกลุ่ม Regulated Market จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper	ล้านบีทียู

^{๙/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอาเซียนไทยทุกสัญญา ได้แก่ แปลง G๑/๖๑ แปลง G๒/๖๑ แหล่งโพลิน แหล่งอาทิตย์ แปลง B๘/๓๒ แปลง G๑๒/๔๘ แปลง C๕ & G๔/๔๘ (Contract ๕) และ JDA ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล

^{๑๐/} TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

^{๑๑/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ประกอบด้วย แหล่งยาดานา แหล่งยาดากู๋ แหล่งชอดัก้า ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

โดยในกรณีเกิดวิกฤตราคาพลังงานให้นําราคาและปริมาณเชื้อเพลิง ได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ก๊าซ LPG หรือเชื้อเพลิงอื่น ที่มีราคาเทียบเท่าค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติที่ต้องนำเข้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลา เดียวกัน ซึ่ง กพข. ในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๔ (ครั้งที่ ๑๕๓) เมื่อวันที่ ๑ เมษายน ๒๕๖๔ และการประชุม ครั้งที่ ๒/๒๕๖๕ (ครั้งที่ ๑๕๓) เมื่อวันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๖๕ หรือที่ กพข. กำหนดเพิ่มเติม ให้นำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แทนการนำเข้า LNG ส่วนเพิ่ม เพื่อลดต้นทุนการนำเข้า พลังงานโดยรวมของประเทศไทยตามที่ กกพ. กำหนด (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

๕. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเชื้อก๊าซธรรมชาติ สำหรับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอ น้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

การคำนวณราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่ อำเภอ น้ำพอง จังหวัด ขอนแก่น ให้เป็นไปตามราคาเฉลี่ยเชื้อก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) รับซื้อจากผู้รับ สัมปทานในแต่ละเดือน

- โครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มผู้ใช้ ก๊าซธรรมชาติ (Wholesale Price: W) จำแนกตามกลุ่มลูกค้าได้ ๓ กลุ่ม ดังนี้

๑. กลุ่มโรงแยกก๊าซธรรมชาติ
๑.๑ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ส่วนนำไปใช้ในการผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง $W_{\text{โรงแยกก๊าซ (LPG)}} = \text{Gulf Price} + [S_{\text{๑,โรงแยกก๊าซ}} + S_{\text{๒,โรงแยกก๊าซ}}] + [T_{\text{Dzone๑}} + T_{\text{Czone๑}}]$

๑.๒ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ส่วนที่เหลือจากการนำไปใช้ในการผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามข้อ ๑.๑ $W_{\text{โรงแยกก๊าซ (OTHERS)}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{โรงแยกก๊าซ}} + S_{๒, \text{โรงแยกก๊าซ}}]$
๒. กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ในด้านปริมาณ คุณภาพ และราคา (Regulated Market)
๒.๑ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ./ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในพื้นที่ Zone ๓ $W_{\text{กฟผ./IPP}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{กฟผ./IPP}} + S_{๒, \text{กฟผ./IPP}}] + [T_{\text{Dzone ๓}} + T_{\text{Czone ๓}}]$
๒.๒ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในพื้นที่ Zone ๓ $W_{\text{SPP}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{SPP}} + S_{๒, \text{SPP}}] + [T_{\text{Dzone ๓}} + T_{\text{Czone ๓}}]$
๒.๓ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช $W_{\text{ขนอม}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{ขนอม}} + S_{๒, \text{ขนอม}}] + [T_{\text{Dzone ๒}} + T_{\text{Czone ๒}}]$
๒.๔ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา $W_{\text{จะนะ}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{จะนะ}} + S_{๒, \text{จะนะ}}] + [T_{\text{Dzone ๔}} + T_{\text{Czone ๔}}]$
๒.๕ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น $W_{\text{น้ำพอง}} = (W_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}}) + [S_{๑, \text{น้ำพอง}} + S_{๒, \text{น้ำพอง}}] + [T_{\text{Dzone ๕}} + T_{\text{Czone ๕}}]$ ($W_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}}$) คือ ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน
๒.๖ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ค้า NGV ในพื้นที่ Zone ๓ $W_{\text{NGV (Zone ๓)}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{NGV}} + S_{๒, \text{NGV}}] + [T_{\text{Dzone ๓}} + T_{\text{Czone ๓}}]$
๒.๗ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ Zone ๓ $W_{\text{ผู้ค้าปลีก}} = \text{Pool Price} + [S_{๑, \text{ผู้ค้าปลีก}} + S_{๒, \text{ผู้ค้าปลีก}}] + [T_{\text{Dzone ๓}} + T_{\text{Czone ๓}}]$ - โดยค่า Td และ Tc สำหรับกลุ่มนี้สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ - กรณีมีการซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ค้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติตามข้อ ๒.๖ และ ๒.๗ ในพื้นที่ Zone ๒ Zone ๔ และพื้นที่ Zone ๕ ให้คำนวณโดยใช้ค่าผ่านท่อตามพื้นที่ดังกล่าวในการคำนวณ
๓. กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ในด้านปริมาณและคุณภาพ (Partially Regulated Market) ที่ไม่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Pool Price ของประเทศ
กำหนดให้มีการจัดเก็บอัตราค่าบริการจัดเก็บและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อ ตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด

ทั้งนี้ ให้ ปตท. เป็นผู้บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ ๑๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๖ โดยไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในระยะเริ่มต้น จนกว่าจะมีการจัดตั้งหน่วยงาน Pool Manager ที่แยกเป็นอิสระจาก ปตท. แล้วเสร็จ สำหรับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงจากการดำเนินงานของ Pool Manager ในระหว่างที่ยังไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการ ให้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ กกพ. จะพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติต่อไป

โดยที่นิยามของตัวแปรในโครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา	บาทต่อล้านบีทียู
Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อ และนำเข้ามาคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ ตามปริมาณที่ส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกภายในแต่ละเดือน ให้เป็นราคาเดียวกัน ภายใต้การคำนวณของผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager)	บาทต่อล้านบีทียู
S_1 และ S_2	อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแตกต่างกันตามประเภทลูกค้าและรูปแบบการขายก๊าซธรรมชาติของ Shipper ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดย - S_1 คือ ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ - S_2 คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซและการส่งก๊าซให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซ (LNG Supplier) กับ Shipper และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับผู้ใช้ก๊าซ รวมถึงค่าความเสี่ยงอื่น ๆ	บาทต่อล้านบีทียู
Ld และ Lc	ค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld) และในส่วนต้นทุนผันแปร Commodity Charge: Lc) สำหรับสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) ที่ Shipper ใช้บริการ ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซ ที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Td และ Tc	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Td) และในส่วนต้นทุนผันแปร Commodity Charge: Tc) สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดยที่ - Zone ๑ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ซึ่งประกอบด้วยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลของ ปตท. และของบริษัท ทราเนสไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM) - Zone ๒ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่ขอนแก่น - Zone ๓ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง - Zone ๔ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ - Zone ๕ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง	บาทต่อล้านบีทียู

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	โดยค่า Td และค่า Tc สำหรับพื้นที่ Zone ๒ – ๔ สำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติของ Shipper สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงการแบ่งพื้นที่สำหรับการคิดอัตราค่าบริการฯ ในภายหลังให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด	
