ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ
พ.ศ. ๒๕๖๔

โดยที่เป็นการสมควรปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและสอดคล้องกับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน

อาศัยอำนาจตามความใน มาตรา ๑๑ (๑) มาตรา ๖๓ และมาตรา ๖๕ แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ประกอบกับมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ ๔๓/๒๕๖๔ (ครั้งที่ ๗๕๒) เมื่อวันที่ ๒๙ กันยายน ๒๕๖๔ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานออกประกาศไว้ ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ประกาศนี้เรียกว่า “ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔”

ข้อ ๒ ประกาศนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ข้อ ๓ ให้ยกเลิกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๐

ข้อ๔ ในประกาศนี้

“ผู้รับใบอนุญาต” หมายความว่า ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐

“กกพ.” หมายความว่า คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

“สำนักงาน กกพ.” หมายความว่า สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

“อัตราค่าบริการ” หมายความว่า อัตราค่าบริการสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

ข้อ ๕ ภายใต้บังคับของมาตรา ๖๗ ให้ผู้รับใบอนุญาตเสนออัตราค่าบริการเพื่อให้ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบอัตราค่าบริการซึ่งแตกต่างกันตามประเภทลูกค้า โดยคำนึงถึงรูปแบบการขายก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตทั้งในส่วนของก๊าซธรรมชาติจาก Pool Gas หรือการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied natural gas : (LNG)) ตามที่ กกพ. กำหนดซึ่งมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู ประกอบด้วย ๒ ส่วน ดังต่อไปนี้

(๑) ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ (S๑) ประกอบด้วย

(ก) ค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ (A๑) ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน โดยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานให้แยกค่าใช้จ่ายทางตรงและค่าใช้จ่ายทางอ้อม เช่น ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าจ้างบุคคลภายนอก ค่าใช้จ่ายส่งเสริมการขาย ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ค่าซ่อมแซม ค่าน้ำมัน ค่าสื่อสาร และค่าข้อมูลอินเตอร์เน็ต ค่าเช่าและค่าประกันภัย ค่าใช้จ่ายจัดสรรจากส่วนกลาง หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจโดยตรงและค่าตอบแทนในการดำเนินงานซึ่งกำหนดให้รวมความเสี่ยงพื้นฐานในการประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

(ข) ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. (A๒) ได้แก่ ค่าใช้จ่ายซึ่งเกิดขึ้นจากผลกระทบที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติภายใต้ระบบการกำกับดูแล (Regulatory Obligation) ที่อยู่นอกเหนือการควบคุม และไม่ได้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายและค่าตอบแทนตามปกติโดยความเห็นชอบจาก กกพ.

(๒) ค่าความเสี่ยง (S๒) หมายถึง ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซธรรมชาติ และการส่งก๊าซธรรมชาติให้ได้ปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Supplier) กับผู้รับใบอนุญาต (Shipper) และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้รับใบอนุญาต (Shipper) กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงความเสี่ยงอื่นๆ

โครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มลูกค้า (Wy) และรายละเอียดการคำนวณให้เป็นไปตามที่กำหนดในเอกสารแนบท้ายประกาศนี้

ข้อ ๖ ให้สำนักงาน กกพ. พิจารณาตรวจสอบรายละเอียดการเสนออัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาต และจัดทำความเห็นเสนอ กกพ. เพื่อพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการ ดังต่อไปนี้

(๑) ค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ (A๑) เป็นอัตราคงที่ตามความเห็นชอบของ กกพ. กำหนดให้เป็นอัตราเดียวกันสำหรับผู้รับใบอนุญาตทุกราย และใช้คิดค่าบริการกับทุกกลุ่มลูกค้า ซึ่งสามารถกำหนดค่าบริการแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้าโดยคำนึงถึงรูปแบบสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตตามที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ โดยแบ่งออกได้ดังต่อไปนี้

(ก) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน เป็นข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายการดำเนินงานในแต่ละรอบการกำกับดูแล โดยให้ผู้รับใบอนุญาตแต่ละรายเสนอ กกพ. เพื่อพิจารณาเป็นรายไป

(ข) ค่าตอบแทนการดำเนินงาน รวมความเสี่ยงพื้นฐานในการประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

(๒) ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. (A๒) ให้ผู้รับใบอนุญาตเสนอรายละเอียดพร้อมรายการค่าใช้จ่ายต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการซึ่งอาจแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้า

(๓) ค่าความเสี่ยง (S๒) ให้ผู้รับใบอนุญาต เสนอ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบซึ่งอาจแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้า โดยผู้รับใบอนุญาตจะต้องแสดงข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการพิจารณาดังต่อไปนี้

(ก) คำนิยามของความเสี่ยงเพิ่มเติมซึ่งเกี่ยวข้องกับการคำนวณ

(ข) หลักฐานแสดงภาระที่เกิดขึ้นจากความเสี่ยงเพิ่มเติม

(ค) กลุ่มลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากความเสี่ยงเพิ่มเติม

(ง) วิธีการคำนวณค่าความเสี่ยง

(จ) ข้อสมมติฐานและข้อมูลปัจจัยนำเข้า (Input Data) สำหรับใช้ในการคำนวณ

การคำนวณอัตราค่าบริการสำหรับผู้รับใบอนุญาตในส่วนของค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ (A๑) ตามความในวรรคหนึ่ง (๑) สำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน และค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. (A๒) ตามความในวรรคหนึ่ง (๒) ในงวดการกำกับดูแลถัดไป ให้นำผลต่างของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง กับค่าใช้จ่ายที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. ของงวดก่อนหน้ามาประกอบการพิจารณาอัตราค่าบริการในรอบการกำกับดูแลถัดไป

ข้อ ๗ ผู้รับใบอนุญาตต้องดำเนินการทบทวนการคำนวณอัตราค่าบริการ ในกรณีดังต่อไปนี้

(๑) ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ (S๑) ให้ทบทวนทุกระยะเวลาห้าปี หรือตามที่ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบตามมาตรา ๖๘ และมาตรา ๖๙

(๒) ค่าความเสี่ยง (S๒) จะมีการทบทวนเมื่อผู้รับใบอนุญาตเสนอให้ กกพ. พิจารณา และ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบเพิ่มเติม ยกเลิก หรือแก้ไขความเสี่ยง

ข้อ ๘ ในกรณีที่ กกพ. เห็นว่าอัตราค่าบริการไม่เหมาะสมอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงสภาพเศรษฐกิจ สังคม การลงทุน หรือเทคโนโลยี กกพ. มีอำนาจปรับอัตราค่าบริการ หรือสั่งให้ผู้รับใบอนุญาตปรับอัตราค่าบริการเพื่อเสนอให้ กกพ. ให้ความเห็นชอบตามมาตรา ๖๘

ข้อ ๙ ในกรณีที่ผู้รับใบอนุญาตเห็นว่าอัตราค่าบริการที่ กกพ. ปรับหรือให้ความเห็นชอบไปแล้วนั้นไม่เหมาะสมอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงสภาพเศรษฐกิจ สังคม การลงทุน เทคโนโลยีหรือเหตุอื่น ให้ผู้รับใบอนุญาตยื่นคำร้องขอปรับอัตราค่าบริการต่อ กกพ. เพื่อขอความเห็นชอบตามมาตรา ๖๙

ข้อ ๑๐ ผู้รับใบอนุญาตต้องรายงานข้อมูลต่อ กกพ. เพื่อความโปร่งใส และใช้ประโยชน์ในการกำกับอัตราค่าบริการ โดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้

(๑) ข้อมูลต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเป็นรายเดือน รวมถึงต้นทุนเฉลี่ย (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

(๒) ปริมาณการซื้อและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (หน่วยล้านบีทียู)

(๓) รายงานข้อมูลทางบัญชีและการเงิน ตามประกาศ กกพ. ที่เกี่ยวกับหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขการจัดทำรายงานการบัญชีและการเงิน สำหรับผู้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน

(๔) รายงานอื่นๆ ตามที่ กกพ. กำหนด

ข้อ ๑๑ การปรับปรุงหรือแก้ไขหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติตลอดจนการกำหนดเส้นทางการปรับราคา (Price Path) เพื่อลดผลกระทบจากการปรับอัตราค่าบริการให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลและดำเนินการโดย กกพ. ซึ่งเป็นไปตามกฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน

ข้อ ๑๒ หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติตามประกาศนี้ให้ใช้กับทุกกลุ่มลูกค้าทั้งลูกค้ารายเดิม (Old Supply) และลูกค้ารายใหม่ (New Supply)

ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และผู้รับใบอนุญาตรายใหม่ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ภายใต้ตลาดที่อยู่ในการกำกับ (Regulated Market) โดยไม่รวมถึงกลุ่มลูกค้าของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และผู้รับใบอนุญาตรายใหม่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติกับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ภาคอุตสาหกรรม และกิจการของตนเอง (Partially Regulated Market)

สำหรับลูกค้ารายใหม่ (New Supply) ในกลุ่มที่ใช้ก๊าซธรรมชาติกับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ภาคอุตสาหกรรม และกิจการของตนเอง (Partially Regulated Market) ให้ผู้รับใบอนุญาตรายงานข้อมูลอัตราค่าบริการ ที่เหมาะสมของกลุ่มลูกค้าดังกล่าวต่อ กกพ. เพื่อใช้เป็นฐานข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการกำกับอัตราค่าบริการในอนาคต

ข้อ ๑๓ ให้ประธานกรรมการกำกับกิจการพลังงานเป็นผู้รักษาการตามประกาศนี้และให้ กกพ.เป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาดปัญหาเกี่ยวกับการปฏิบัติตามประกาศนี้

ประกาศ ณ วันที่ ๒๘ ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๖๔

(นายเสมอใจ ศุขสุเมฆ)
ประธานกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เอกสารแนบท้าย
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ
พ.ศ. ๒๕๖๔

โครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มลูกค้า (Wy) จำแนกตามกลุ่มลูกค้าได้ ๓ กลุ่ม ดังต่อไปนี้

๑. กลุ่มโรงแยกก๊าซ

การซื้อขายก๊าซระหว่าง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) กับโรงแยกก๊าซ

$$W_{\text{โรงแยกก๊าซ}} = \text{Gulf Gas} + [S_{๑,\text{โรงแยกก๊าซ}} + S_{๒,\text{โรงแยกก๊าซ}}] + [Td_{\text{zone}๑} + Tc_{\text{zone}๑}]$$

๒. กลุ่มโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ของ Shipper ปตท. สำหรับ Old Supply

๒.๑ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)/ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในพื้นที่ Zone ๓

$$W_{\text{กฟผ./IPP}} = \text{Pool Gas} + [Ld+Lc] + [S_{๑,\text{กฟผ/IPP}} + S_{๒,\text{กฟผ/IPP}}] + [Td_{\text{zone}๓} + Tc_{\text{zone}๓}]$$

๒.๒ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในพื้นที่ Zone ๓

$$W_{SPP} = \text{Pool Gas} + [Ld+Lc] + [S_{๑,SPP} + S_{๒,SPP}] + [Td_{\text{zone}๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$$

๒.๓ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่ อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช

$$W_{\text{ขนอม}} = \text{Pool Gas} + [Ld+Lc] + [S_{๑,\text{ขนอม}} + S_{๒,\text{ขนอม}}] + [Td_{\text{zone }๒} + Tc_{\text{zone }๒}]$$

๒.๔ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่ อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา

$$W_{\text{จะนะ}} = \text{Pool Gas} + [Ld+Lc] + [S_{๑,\text{จะนะ}} + S_{๒,\text{จะนะ}}] + [Td_{\text{zone }๔} + Tc_{\text{zone }๔}]$$

๒.๕ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่ อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

$$W_{\text{น้ำพอง}} = (WH_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับส่งปทาน}}) + [S_{๑,\text{น้ำพอง}} + S_{๒,\text{น้ำพอง}}] + [Td_{\text{zone }๕} + Tc_{\text{zone }๕}]$$

๒.๖ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ ผู้ค้าก๊าซธรรมชาติสำหรับยานพาหนะ (Natural Gas for Vehicles : NGV)

$$W_{NGV} = \text{Pool Gas} + [Ld + Lc] + [S_{๑,NGV} + S_{๒,NGV}] + [Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$$

๒.๗ การซื้อขายระหว่าง ปตท. กับ ผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ Zone ๓

$$W_{\text{ผู้ค้าปลีก}} = \text{Pool Gas} + [Ld + Lc] + [S_{๑,\text{ผู้ค้าปลีก}} + S_{๒,\text{ผู้ค้าปลีก}}] + [Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$$

ทั้งนี้ [Ld+Lc] สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่มนี้ กำหนดเป็นราคาเฉลี่ยของค่าบริการที่ กกพ. กำหนดตามปริมาณ LNG ส่งเข้า Pool Gas ต่อปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่รวมอยู่ใน Pool Gas และส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โดยค่า Td และค่า Tc สำหรับกลุ่มนี้ สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ

๓. กลุ่มลูกค้าของ Shipper รายใหม่ สำหรับ New Supply ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ

๓.๑ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับ กฟผ./ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในพื้นที่ Zone ๓

$$W_{กฟผ/IPP,Shipper} = LNG_{Shipper} + [Ld + Lc] + [S_{๑,กฟผ/IPP,Shipper} + S_{๒,กฟผ/IPP,Shipper}] + [Td_{zone\ ๓} + Tc_{zone\ ๓}]$$

๓.๒ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในพื้นที่ Zone ๓

$$W_{SPP,Shipper} = LNG_{Shipper} + [Ld + Lc] + [S_{๑,SPP,Shipper} + S_{๒,SPP,Shipper}] + [Td_{zone\ ๓} + Tc_{zone\ ๓}]$$

โดย [Ld+Lc] สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่มนี้ ให้เป็นไปตามอัตราค่าบริการที่ กกพ. กำหนด

ราคานำเข้า $LNG_{Shipper}$ (LNG Benchmark) ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ให้ความเห็นชอบ ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ.

นิยามของตัวแปรในโครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

Gulf Gas หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

Pool Gas หมายถึง ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเนื้อก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายเดิม (ปตท.) เข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก เพื่อจำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติอื่นๆ โดยก๊าซธรรมชาติที่นำมาเฉลี่ยประกอบด้วย

(๑) ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่ ปตท. เป็นผู้จัดหา (Gulf Gas) ให้คิดจากราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยกก๊าซธรรมชาติและจากส่วนที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (By pass gas) ที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาติบนบก โดยรวมค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อนอกชายฝั่ง ซึ่งประกอบด้วยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ปตท. และของบริษัท ทรานส์ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM)

(๒) ก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ให้คิดจากราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา ณ จุดซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ที่รวมค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการนำเข้าแล้ว

(๓) ก๊าซธรรมชาติเหลวที่จัดหาโดย ปตท. ด้วยสัญญาระยะยาวที่มีอยู่ในปัจจุบัน ปริมาณรวมทั้งสิ้น ๕.๒ ล้านตันต่อปี และ LNG Spot Flexible ที่นำเข้าภายใต้การกำกับของ กกพ. ($LNG_{ปตท.}$) ให้คิดจากราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ LNG ที่ ปตท. จัดหาและส่งเข้ารับบส่งก๊าซธรรมชาติ คำนวณจากราคานำเข้า LNG แบบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาเนื้อก๊าซ LNG ของ ปตท. ในถังเก็บและนำเข้าในแต่ละเดือน และคำนวณตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่มีการส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (ไม่รวมค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ)

สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจากผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) แล้วมีความประสงค์จะใช้ Pool Gas ในบางช่วงเวลา ให้ กกพ. สามารถกำหนดราคา Premium จาก Pool Gas สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่มดังกล่าว เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ

$LNG_{Shipper}$ หมายถึง ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่จัดหาเพิ่มเติมนอกเหนือจาก $LNG_{ปตท.}$ โดยผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายเดิม และผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายใหม่ ในปริมาณที่กำหนดเพื่อจำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ให้คิดจากราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาติ โดยราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) คำนวณจากราคานำเข้า ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาเนื้อก๊าซ (LNG) ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในถังเก็บและนำเข้าในแต่ละเดือน และคำนวณตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่มีการส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

Ld และ Lc หมายถึง อัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ในส่วน Demand Charge (Ld) และ Commodity Charge (Lc) สำหรับสถานีเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ (LNG Receiving Terminal Tariff) ที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ใช้บริการ ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดเก็บและแปรสภาพก๊าซที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

สำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ปตท. สำหรับลูกค้ารายเดิม Old Supply ที่ใช้ Pool Gas ให้คิดอัตราค่าบริการตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ส่งเข้า Pool Gas ต่อปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่รวมอยู่ใน Pool Gas และส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

$S_๑$ และ $S_๒$ หมายถึง อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแตกต่างกันตามประเภทลูกค้าและรูปแบบการขายก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) (Pool Gas หรือ LNG) ตามที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดย

(๑) $S_๑$ คือ ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ

(๒) $S_๒$ คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซธรรมชาติและการส่งก๊าซธรรมชาติให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซธรรมชาติ (LNG Supplier) กับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงค่าความเสี่ยงอื่นๆ

Td และ Tc หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Demand Charge (Td) และ Commodity Charge (Tc) สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

ในกรณีที่มีนโยบายในการทบทวนโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติตามมาตรา ๖๔ และการเปลี่ยนแปลงมีผลกระทบต่อโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติที่ระบุไว้ตามหลักเกณฑ์ฉบับนี้ ให้ กกพ. สามารถปรับปรุง แก้ไขเพิ่มเติม เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่เปลี่ยนแปลงไปได้ตามความเหมาะสม