



การรับฟังความคิดเห็น เรื่อง (ร่าง) ข้อเสนออัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff: UGT) ระหว่างวันที่ 16 – 31 มกราคม 2567

วันที่ 7 พฤศจิกายน 2565 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้มีมติเห็นชอบนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว และในวันที่ 14 มิถุนายน 2566 และ 22 พฤศจิกายน 2566 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้พิจารณาและมีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การให้บริการและการกำหนดอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff) ซึ่งประกาศในราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่ 8 มกราคม 2567 (ประกาศหลักเกณฑ์ฯ)

(<https://ratchakitcha.soc.go.th/documents/16414.pdf>)

และภายใต้หลักเกณฑ์ดังกล่าว กกพ. ได้มีมติเห็นชอบให้นำ (ร่าง) ข้อเสนออัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff: UGT) และข้อกำหนดการให้บริการที่เกี่ยวข้องของผู้มีหน้าที่ ไปรับฟังความคิดเห็นสาธารณะเพื่อประกอบการพิจารณาของ กกพ. ต่อไป ทั้งนี้ โดย (ร่าง) ข้อเสนอ UGT ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ อัตราค่าบริการ ข้อกำหนดการสมัครใช้บริการ และ ข้อกำหนดการให้บริการ ซึ่งผู้มีหน้าที่จะนำไปกำหนดในสัญญาการให้บริการไฟฟ้า (Electricity Supply Agreement: ESA) โดยความเห็นชอบของ กกพ. ต่อไป

1. อัตราค่าบริการ

1.1 อัตราค่าบริการ UGT แบบไม่เจาะจงที่มา (UGT1)

อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงที่มา (UGT1) เป็นอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่เดิมในระบบไฟฟ้า ณ วันที่ประกาศหลักเกณฑ์ฯ มีผลใช้บังคับ ซึ่งเป็นการนำใบรับรองการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของโรงไฟฟ้าเดิมที่รัฐมีกรรมสิทธิ์มาให้บริการร่วมกับการให้บริการพลังงานไฟฟ้า และเป็นการให้บริการในลักษณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ต้องเจาะจงแหล่งที่มาของไฟฟ้าในการขอรับบริการ (ไม่ระบุรายชื่อโรงไฟฟ้าใน ESA) โดยมีอัตราค่าบริการส่วนเพิ่ม (Premium) เพิ่มเติมจากอัตราค่าไฟฟ้าตามปกติที่ครอบคลุมต้นทุนค่าใบรับรองการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: REC) รวมถึงองค์ประกอบอื่นตามที่ กกพ. กำหนด

สูตรการคำนวณ UGT1:

$$\text{UGT1} = \text{อัตราค่าไฟฟ้าตามปกติรวม } F_t + \text{Premium}$$

$$\text{Premium (P)} = P_{\text{REC}} + P_A$$

โดยที่:

$$P_{\text{REC}} = \text{ราคาตลาดของ REC}$$

$$P_A = \text{ค่าบริหารจัดการและค่าตอบแทนการดำเนินงานของการไฟฟ้าแต่ละแห่งที่เกี่ยวข้องกับ REC}$$

ภายใต้หลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้มีหน้าที่เสนออัตราค่าบริการ UGT๑ ส่วนที่เป็นค่า Premium ระดับขายส่ง โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้มีหน้าที่ในการเสนออัตราค่าบริการ UGT๑ ส่วนที่เป็นค่า Premium ระดับขายปลีก

(ร่าง) ข้อเสนอ UGT1 ส่วนที่เป็น ค่า Premium ในระดับขายปลีก:

$$\begin{aligned}\text{Premium (P)} &= P_{\text{REC}} + P_A \\ &= 0.0500 + 0.0094 \text{ บาท/หน่วย} \\ &= 0.0594 \text{ บาท/หน่วย}\end{aligned}$$

ตัวแปร	คำนิยาม	ข้อเสนออัตรา (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน
P_{REC}	ราคาตลาดของใบรับรองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (REC) ของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมในระบบที่มีกรรมสิทธิ์	0.0500	อ้างอิงจากราคาตลาดของ RECs แบบ unbundle ของเชื้อเพลิงประเภท Hydro ในไทย (ไม่รวม VAT and redemption fee)
P_A (รวม)	ค่าบริการจัดการและค่าตอบแทนการดำเนินงานของการไฟฟ้าแต่ละแห่งที่เกี่ยวข้องกับ REC	0.0094	P_A (กฟผ.) + P_A (กฟน./กฟภ.)
P_A (กฟผ.)	ค่าบริการจัดการและค่าตอบแทนการดำเนินงานของ กฟผ. ที่เกี่ยวข้องกับ REC	0.0027	- ค่าใช้จ่ายด้านการเปิดบัญชี Registrant (Registrant Fee) ด้านการขึ้นทะเบียนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ (Device registration) และด้านการขออนุญาตใบรับรอง REC (Issuance fee) - ค่าใช้จ่ายด้านการบัญชีซื้อขาย REC (Participant fee) - ค่าใช้จ่ายด้านเครื่องมือดิจิทัล ได้แก่ Platform รองรับการซื้อขาย UGT - ประมาณการหน่วยขาย UGT1 = 1,300 – 3,500 หน่วย/ปี
P_A (กฟน./กฟภ.)	ค่าบริการจัดการและค่าตอบแทนการดำเนินงานของ กฟน./กฟภ. ที่เกี่ยวข้องกับ REC	0.0067	- ค่าใช้จ่ายด้านการบัญชีซื้อขาย REC (Participant fee) - ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการไถ่ถอนใบรับรอง REC (Redemption fee) - ค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินงาน เช่น ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ RECs, ค่าใช้จ่ายด้านต้นทุน Platform รองรับการบริหารพลังงานและซื้อขายไฟพร้อม RECs, ค่าใช้จ่ายในการบริการและบริหารสัญญา, ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบประมวลผลเพื่อรองรับอัตรา UGT1

1.2 อัตราค่าบริการ UGT แบบเจาะจงที่มา (UGT2)

อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงที่มา (UGT2) เป็นอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่หรือโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเดิมในระบบไฟฟ้า ณ วันที่ประกาศหลักเกณฑ์ฯ มีผลใช้บังคับ ทั้งของรัฐและเอกชน ซึ่งเป็นการให้บริการพลังงานไฟฟ้าและใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน (REC) จากแหล่งเดียวกัน โดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องเจาะจงกลุ่มโรงไฟฟ้า (Portfolio) ซึ่งเป็นแหล่งที่มาของไฟฟ้า ในการขอรับบริการ (ระบุรายชื่อโรงไฟฟ้าใน ESA) โดยอัตราค่าบริการจะกำหนดจากต้นทุนการให้บริการพลังงานไฟฟ้าและใบรับรองการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของแต่ละกลุ่มโรงไฟฟ้า รวมถึงองค์ประกอบอื่นตามที่ กกพ. กำหนด ทั้งนี้ กำหนดให้ UGT2 เป็นอัตราค่าบริการที่ไม่แบ่งตามช่วงเวลาของการใช้ เนื่องจากแหล่งผลิตของผู้ใช้ไฟฟ้ามีการผลิตที่ไม่แน่นอน และให้มีบทบาทปรับค่า Power Factor ในระดับขายส่งและขายปลีกเช่นเดียวกับในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปกติ โดยมีสูตรการคำนวณแบ่งเป็นระดับขายส่งและระดับขายปลีก เพื่อให้การคำนวณอัตราค่าบริการชัดเจนและโปร่งใสและมี ESA กำกับในการซื้อขายไฟฟ้าจาก Portfolio ถึงผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทาง

สูตรการคำนวณ UGT2 ในระดับขายส่ง:

$$\text{UGT2 (Wholesale)} = \text{Fixed Rate (Wholesale)} + \text{Variable Rate (Wholesale)}$$

$$\text{Fixed Rate (Wholesale)} (F_W) = G + T + A_W$$

$$\text{Variable Rate (Wholesale)} (V_W) = P_{E_W} + A_{F_W}$$

โดยที่ :

- G Generation Charge กำหนดจาก (1) ต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าพร้อม REC จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละ Portfolio ที่รวมความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss) ตามอัตราการสูญเสียพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่เป็นค่าเป้าหมาย (Transmission Loss Rate: t); และ (2) ต้นทุนของระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มั่นคงและมีคุณภาพให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย (2.1) ค่าบริการกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า และ (2.2) ค่าพลังงานไฟฟ้ารวม REC ที่เกินจาก portfolio
- T Transmission Charge กำหนดจาก รายได้พึงได้รับของกิจการระบบส่งไฟฟ้า โดยอ้างอิงค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และมีการทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า
- A_W Administrative Charge (Wholesale) กำหนดจาก ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการในการให้บริการแยก portfolio ในระดับขายส่งและค่าตอบแทนการดำเนินงาน โดยมีการทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
- P_{E_W} Policy Expense (Wholesale) กำหนดจาก ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในระดับขายส่ง ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงทุก ๔ เดือน ตามรอบ F_t
- A_{F_W} Adjustment Factor (Wholesale) กำหนดจาก ค่าซื้อไฟฟ้าต้นทุนในการให้บริการพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าสำหรับแต่ละ Portfolio ในระดับขายส่ง ที่แตกต่างจากสมมติฐานในการกำหนดค่า G ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ F_t

สูตรการคำนวณ UGT2 ในระดับขายปลีก:

$$\text{UGT2 (Retail)} = \text{Fixed Rate (Retail)} + \text{Variable Rate (Retail)}$$

$$\text{Fixed Rate (Retail); } F_R = F_W(1+d) + D + A_R$$

$$\text{Variable Rate (Retail); } V_R = V_W(1+d) + PE_R + AF_R$$

โดยที่:

- d Distribution Loss Rate กำหนดจาก อัตราการสูญเสียพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เป็นค่าเป้าหมาย
- D Distribution Charge กำหนดจากรายได้พึงได้รับของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยอ้างอิงค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และมีการทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า
- A_R Administrative Charge (Retail) กำหนดจากค่าบริการจัดจำหน่าย และค่าบริการจัดการในการให้บริการแยก portfolio ในระดับขายปลีก และค่าตอบแทนการดำเนินงาน โดยมีการทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐาน
- PE_R Policy Expense (Retail) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในระดับขายปลีก ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ F_t
- AF_R Adjustment Factor (Retail) กำหนดจากค่าซื้อไฟฟ้าและต้นทุนในการให้บริการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าพร้อม REC สำหรับแต่ละ Portfolio ที่แตกต่างจากสมมติฐานในการกำหนดค่า G ในระดับขายปลีกซึ่งไม่อยู่ใน V_W โดยมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ F_t

ภายใต้หลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด กฟผ. เป็นผู้มีหน้าที่เสนอ UGT2 ในระดับขายส่ง จำหน่ายให้กับ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งเป็นผู้ที่มีหน้าที่เสนอ UGT2 ในระดับขายปลีก จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดย กฟผ. จะจัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียวเพื่อให้บริการ UGT2 โดยการจัดสรรเป็น Portfolio ประกอบด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าสีเขียว ซึ่งแบ่งกลุ่มตามกำหนดเวลาการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD) อ้างอิงตามระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) ปี 2565 - 2573 สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง พ.ศ. 2565 จำนวนรวม 175 โรงไฟฟ้า โดยแบ่งเป็น 2 portfolio ได้แก่

(ก) Portfolio A (SCOD 2567-2570) ประกอบด้วยกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar) พลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ (Solar + BESS) และ พลังงานลม (Wind) ที่มีกำหนด SCOD ในปี 2567-2570 จำนวน 78 โรงไฟฟ้า มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 2,386 เมกะวัตต์ โดยมีระยะเวลาสัญญา UGT2 Wholesale ทั้งสิ้น 10 ปี นับตั้งแต่ปี 2568 - 2577 โดยคาดว่าจะจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้ครบตามสัญญาทุกโรงไฟฟ้า ในปี 2571 เป็นต้นไป

(ข) Portfolio B (SCOD 2571-2573) ประกอบด้วยกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar) พลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ (Solar + BESS) และ พลังงานลม (Wind) ที่มีกำหนด SCOD ในปี 2571-2573 จำนวน 97 โรงไฟฟ้า มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 2,466 เมกะวัตต์

โดยมีระยะเวลาสัญญาสัญญา UGT2 Wholesale ทั้งสิ้น 10 ปี นับตั้งแต่ปี 2571 - 2580 โดยคาดว่าจะจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้ครบตามสัญญาทุกโรงไฟฟ้าในปี 2574 เป็นต้นไป

ทั้งนี้ เมื่อจัดกลุ่มโรงไฟฟ้าเข้า Portfolio แล้ว จะกำหนดให้ราคาของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใดๆ ใน Portfolio เดียวกัน จะมีราคาเท่ากัน คือ เท่ากับราคา G1 ของ Portfolio นั้น ๆ และมีการกำหนดต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าพร้อม REC ของแต่ละ Portfolio (ค่าของตัวแปร G1) โดยมีสมมติฐาน ดังนี้

ประเภท RE	ราคารับซื้อ FiT (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน Plant Factor	ประมาณการ สัดส่วนการผลิต Portfolio A	ประมาณการ สัดส่วนการผลิต Portfolio B
Solar Farm	2.1679	17.0%	39%	38%
Solar Farm + BESS	2.8331	29.2%	25%	31%
Wind	3.1014	24.0%	36%	32%

¹ สมมติฐานเพิ่มเติมในการประมาณการหน่วยขายพลังงานไฟฟ้าสีเขียวได้แก่ อัตราความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า (T Loss Rate: t) = 2.14% อัตราความเสื่อมถอยของอุปกรณ์ 0.6% ต่อปี ประมาณการความเสี่ยงเทียบเท่า 2σ (2 x Standard Deviation) ที่ 15% และอายุโครงการ 25 ปี

เมื่อนำสมมติฐานข้างต้นมาคำนวณต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าของ Portfolio A (Port A) และ Portfolio B (Port B) ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามประเภทของพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ในแต่ละ Portfolio จะได้ต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าของแต่ละ Portfolio (ค่าของตัวแปร G1) ดังนี้

	Portfolio A	Portfolio B
ต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าของแต่ละ Portfolio รวมความสูญเสียในระบบไฟฟ้า (G1) (บาท/หน่วย)	2.7289	2.7249

(ร่าง) ข้อเสนอ UGT2 ในระดับขายส่ง:

$$\text{UGT2 (Wholesale)} = \text{Fixed Rate (Wholesale)} + \text{Variable Rate (Wholesale)}$$

$$\text{Fixed Rate (Wholesale)} F_W = G + T + A_W$$

$$\begin{aligned} \text{Port A} &= 3.4357 + 0.2418 + 0.0309 \\ &= 3.7085 \text{ บาท/หน่วย} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Port B} &= 3.4317 + 0.2418 + 0.0309 \\ &= 3.7045 \text{ บาท/หน่วย} \end{aligned}$$

$$\text{Variable Rate (Wholesale)} V_W = PE_W + AF_W$$

$$= 0.1043 + N/A$$

$$= 0.1043$$

$$\text{UGT2 (Wholesale) Port A} = 3.8128 \text{ บาท/หน่วย}$$

$$\text{Port B} = 3.8088 \text{ บาท/หน่วย}$$

ตัวแปร	คำนิยาม	ข้อเสนออัตรา (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน
G	Generation Charge (รวม)	Port A: 3.4357 Port B: 3.4317	รวม G1 + G2
G1	ต้นทุนค่าจัดหาไฟฟ้าพร้อม REC จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละ Portfolio ที่รวมความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss) ตามอัตราการสูญเสียพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่เป็นค่าเป้าหมาย (Transmission Loss Rate: t)	Port A: 2.7289 Port B: 2.7249	- $t = 2.14\%$ อ้างอิงตามค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า วันที่ 20 ตุลาคม 2565 (ใช้ทำประมาณการ F_t งวด กันยายน – ธันวาคม 2566)
G2	ต้นทุนของระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มั่นคงและมีคุณภาพให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า	0.7068	รวม G2.1 + G2.2
G2.1	ค่าบริการกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า	0.7068	- ค่าสำรองระบบผลิตเพื่อให้ Portfolio มีความมั่นคง 100% เป็นต้นทุนระบบผลิตในส่วนของ Dependable Capacity ของระบบไฟฟ้า รองรับการใช้ไฟฟ้าทุกหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้า (รวมผู้ใช้ไฟฟ้า UGT) จึงเรียกเก็บเท่ากับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป (อ้างอิงข้อมูล ณ ปี 2565)
G2.2	ค่าพลังงานไฟฟ้ารวม REC ที่เกินจาก portfolio	N/A	- กฟผ. เสนอว่า กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไฟฟ้ามากกว่าที่ portfolio ผลิต จะใช้ G2.2 สำหรับส่วนที่ใช้นี้แทน G1 โดยกำหนด G2.2 จากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับบริการจากระบบ (ไฟฟ้าสีน้ำตาล) ซึ่งคำนวณจากต้นทุนประมาณการ F_t ($AFC - AP - PE$)* โดยคิดค่า REC เพิ่มเติมสำหรับไฟฟ้าในส่วนนี้เฉพาะกรณีที่จัดหาให้ได้โดยอ้างอิงตามราคาตลาดของ REC แบบ unbundle สำหรับเชื้อเพลิงประเภท Solar และ Wind เฉลี่ยในไทย *หมายเหตุ: คำนิยามตามสูตร F_t คือ AFC = Actual Fuel Cost; AP = Availability/Capacity Payment; PE = Policy Expense
T	Transmission Charge กำหนดจากรายได้พึงได้รับของกิจการระบบส่งไฟฟ้า โดยอ้างอิงค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขาย	0.2418	- อ้างอิงตามค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยที่ กฟผ. ขายให้กับ กฟน. และ กฟภ. ปี 2565

ตัวแปร	คำนิยาม	ข้อเสนออัตรา (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน
	ส่ง และมีการทบทวนตามรอบการ ปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า		
A _w	Administrative Charge (Wholesale) กำหนดจาก ค่าใช้จ่าย ในการบริหารจัดการในการให้บริการ แยก portfolio ในระดับขายส่งและ ค่าตอบแทนการดำเนินงาน โดยมีการ ทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้าฐาน	0.0309	- ค่าใช้จ่ายด้านการเปิดบัญชี Registrant (Registrant Fee) ด้านการขึ้น ทะเบียนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ (Device registration) และด้านการขอ ออกใบรับรอง REC (Issuance fee) - ค่าใช้จ่ายด้านการบัญชีผู้ซื้อขาย REC (Participant fee) - ค่าใช้จ่ายด้านการไถ่ถอนใบรับรองการ ผลิตพลังงานหมุนเวียน (Redemption Fee) - ค่าพัฒนา Platform และค่าใช้จ่าย ด้านบุคลากร
PE _w	Policy Expense (Wholesale) กำหนดจาก ค่าใช้จ่ายตามนโยบาย ของรัฐในระดับขายส่ง ซึ่งมีการ เปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ F _t	0.1043	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในระดับขาย ส่ง อ้างอิงข้อมูล ณ ปี 2565
AF _w	Adjustment Factor (Wholesale) กำหนดจาก ค่าซื้อไฟฟ้าต้นทุนในการ ให้บริการพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า สำหรับแต่ละ Portfolio ในระดับขาย ส่ง ที่แตกต่างจากสมมติฐานในการ กำหนดค่า G ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ F _t	N/A	- ส่วนต่างระหว่างอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (G1, G2.1 และ G2.2) ที่เกิดขึ้นจริงของ RE Portfolio กับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (G1, G2.1 และ G2.2) ที่ประมาณการไว้ ซึ่งมีการปรับปรุงทุก 4 เดือน ตามรอบ F_t

(ร่าง) ข้อเสนอ UGT2 ในระดับขายปลีก:

$$\text{UGT2 (Retail)} = \text{Fixed Rate (Retail)} + \text{Variable Rate (Retail)}$$

$$\text{Fixed Rate (Retail)} \quad F_R = F_W (1+d) + D + A_R$$

$$\begin{aligned} \text{Port A} &= 3.7085 (1+0.0543) + 0.5162 + 0.0499 \\ &= 4.4759 \text{ บาท/หน่วย} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Port B} &= 3.7045 (1+0.0543) + 0.5162 + 0.0499 \\ &= 4.4717 \text{ บาท/หน่วย} \end{aligned}$$

$$\text{Variable Rate (Retail)} \quad V_R = V_W (1+d) + PE_R + AF_R$$

$$= 0.1043 (1+0.0543) + 0.1364 + N/A$$

$$= 0.2464$$

UGT2 (Retail) Port A = 4.7223 บาท/หน่วย

Port B = 4.7181 บาท/หน่วย

ตัวแปร	คำนิยาม	ข้อเสนออัตรา (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน
F _w	Fixed Rate (Wholesale)	Port A: 3.7084 Port B: 3.7044	ราคาขายส่งที่ซื้อจาก กฟผ.
d	Distribution Loss Rate กำหนดจาก อัตราการสูญเสียพลังงานในระบบ จำหน่ายไฟฟ้าที่เป็นค่าเป้าหมาย	0.0543	ให้เท่ากับ 5.43% อ้างอิงตามค่าพยากรณ์ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของคณะทำงาน จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า วันที่ 20 ตค. 65 (ใช้ทำประมาณการ Ft จวด กย.-ธค. 66) และเนื่องจาก RE Big lot ส่วนใหญ่อยู่ที่ระบบจำหน่าย ของ กฟผ. จึงกำหนด D Loss เท่ากับของ กฟผ. ที่ 5.43%
D	Distribution Charge กำหนดจาก รายได้พึงได้รับของกิจการระบบ จำหน่ายไฟฟ้า โดยอ้างอิง ค่าบริการ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และมีการ ทบทวนตามรอบการปรับโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้า	0.5162	อ้างอิงตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายปลีก เฉลี่ย กฟน. และ กฟผ. ภายใต้การกำกับ รายได้พึงรับของ กฟน. และ กฟผ. ปี 2565
A _R	Administrative Charge (Retail) กำหนดจากค่าบริการจัดจำหน่าย และค่าบริการจัดการในการให้บริการ แยก portfolio ในระดับขายปลีก และค่าตอบแทนการดำเนินงาน โดยมี การทบทวนตามรอบการปรับ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐาน	0.0078	การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เสนอให้เรียกเก็บ ค่าบริการรายเดือนเป็น บาท/เดือน ตามปกติและเรียกเก็บค่าใช้จ่ายต่อไปนี้ใน ค่า A _R เป็น บาท/หน่วย - ค่าใช้จ่ายด้านการเปิดบัญชี Registrant (Registrant Fee) ด้านการขึ้น ทะเบียนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ (Device registration) และด้านการขอ ออกใบรับรอง REC (Issuance fee) - ค่าใช้จ่ายด้านการบัญชีผู้ซื้อขาย (Participant Fee) เพื่อใช้ในการซื้อขาย หรือ ส่งมอบ REC ให้การไฟฟ้าฝ่าย จำหน่าย และลูกค้าตรงของ กฟผ. - ค่าใช้จ่ายด้านการไถ่ถอน REC (Redemption Fee) - ค่าพัฒนา Platform และค่าใช้จ่าย ด้านบุคลากร

ตัวแปร	คำนิยาม	ข้อเสนออัตรา (บาท/หน่วย)	สมมติฐาน
V_w	Variable Rate (Wholesale)	0.1043	ราคาขายส่งที่ซื้อจาก กฟผ.
PE_R	Policy Expense (Retail) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในระดับขายปลีก ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ Ft	0.1364	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในระดับขายปลีก อ้างอิงข้อมูล ณ ปี 2565
AF_R	Adjustment Factor (Retail) กำหนดจากค่าซื้อไฟฟ้าและต้นทุนในการให้บริการพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าพร้อม REC สำหรับแต่ละ Portfolio ที่แตกต่างจากสมมติฐานในการกำหนดค่า G ในระดับขายปลีก ซึ่งไม่อยู่ใน V_w โดยมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามรอบ Ft	N/A	ส่วนต่างระหว่างค่าซื้อไฟฟ้าและค่าบริการระบบผลิตที่เกิดขึ้นจริงของ Portfolio กับค่าของตัวแปร G และให้มีการปรับปรุงค่าจริงทุกรอบ 4 เดือน

1.3 การพิจารณาของ กกฟ. สำหรับนำไปปรับฟังความคิดเห็น

กกฟ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 10 มกราคม 2567 ได้พิจารณาแล้ว มีความเห็นว่า ค่าของตัวแปร G2.1 ซึ่งเป็นค่าบริการกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ควรสะท้อนความไม่แน่นอนที่แตกต่างกันตามสัดส่วนของแหล่งพลังงานในแต่ละ Portfolio ซึ่งทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไม่เท่ากัน จึงเห็นชอบให้ สำนักงาน กกฟ. ปรับปรุงค่า G2.1 ให้แปรผกผันกับค่าสัมประสิทธิ์การผลิต (plant factor: PF) เฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วน MW ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทสำหรับแต่ละ Portfolio ซึ่งได้ค่า PF เท่ากับ ร้อยละ 21.46 และ 22.90 สำหรับ Portfolio A และ B ตามลำดับ และเมื่อนำค่า G2.1 เดิม (0.7068) คูณด้วย 1-PF ของแต่ละ Portfolio จะทำให้ได้ค่า G2.1 ของ Portfolio A และ B เท่ากับ 0.5551 และ 0.5450 บาท/หน่วยขายส่ง ตามลำดับ และทำให้ อัตรา UGT2 ในระดับขายปลีกของ Portfolio A และ B เท่ากับ 4.5622 และ 4.5475 บาท/หน่วยขายปลีก ตามลำดับ เพื่อนำไปปรับฟังความคิดเห็น

2. ข้อกำหนดการสมัครใช้บริการ (Pre-Operation)

2.1 ข้อกำหนดการสมัครใช้บริการ UGT1

2.1.1 เปิดให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4, และ 5

2.1.2 ผู้สมัครใช้บริการ UGT1 ต้องไม่มีประวัติค้างชำระกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและไม่มีคดีความติดตัวเกี่ยวกับการละเมิดใช้ไฟฟ้า ณ วันที่สมัครใช้บริการ UGT1

2.1.3 ระยะเวลาสัญญา 1 ปี นับจากวันเริ่มให้บริการ UGT 1 หรือกรณีที่ปีที่เปิดให้บริการ UGT 1 มีจำนวนเดือนไม่ครบ 12 เดือน ระยะเวลาสัญญาจะเท่ากับจำนวนเดือนตั้งแต่เดือนที่เริ่มให้บริการ UGT 1 จนถึงสิ้นปี (ไม่เกินกว่าวันสิ้นปีของปีปฏิทินเดียวกันกับวันเริ่มรับบริการ UGT1)

2.1.4 ในการสมัครใช้บริการ UGT1 ผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่เลือกแหล่งที่มาของไฟฟ้าเป็นการเฉพาะเจาะจงได้

2.1.5 ผู้สมัครใช้บริการ UGT1 สามารถแจ้งความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายเดือน โดยมีผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 สูงสุดตามกรอบระยะเวลาสัญญาได้ไม่เกินกำหนด ดังนี้

(1) กรณีที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีประวัติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังจำนวนตั้งแต่ 12 รอบบิลขึ้นไป จะมีข้อกำหนดผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 สูงสุด ได้ไม่เกิน 110% ของผลรวมการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง ตามกรอบระยะเวลาสัญญา

(2) กรณีที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีประวัติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังจำนวนน้อยกว่า 12 รอบบิล จะมีข้อกำหนดผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 สูงสุด ได้ไม่เกินพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ 50% ของพิกัดหม้อแปลงติดตั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ตามกรอบระยะเวลาสัญญา

2.1.6 การแจ้งความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 กำหนดให้แจ้งเป็นจำนวนเต็ม Block โดย 1 Block มีค่าเท่ากับ 100 KWh หรือ 100 หน่วย

2.1.7 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 สามารถกำหนด (customize) รูปแบบการใช้ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ในแต่ละเดือน โดยมีผลรวมไม่เกินความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 สูงสุดตามข้อ 2.1.5

2.1.8 ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายเดือน ที่จะระบุในสัญญา ESA มีหลักการจัดสรรตามกรอบระยะเวลาสัญญา ดังนี้

(1) กรณีที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายปีทั้งหมดไม่เกินปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ กฟผ.คาดการณ์ว่าจะผลิตได้สูงสุดรวมรายปี (ปริมาณคาดการณ์การผลิต UGT1 สูงสุดรวมรายปี) ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 จะได้รับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายเดือน ตามความต้องการที่แจ้งไว้

(2) กรณีที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายปีทั้งหมดมากกว่าปริมาณคาดการณ์การผลิต UGT1 สูงสุดรวมรายปี ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 แต่ละรายจะได้รับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายเดือน ตามอัตราส่วนระหว่างปริมาณคาดการณ์การผลิต UGT1 สูงสุดรวมรายปีกับปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT1 รายปีทั้งหมด (Weighted Average)

ทั้งนี้ ในกรณีที่ระยะสัญญาให้บริการ UGT1 น้อยกว่า 12 รอบบิล ตามข้อ 2.1.5 (2) ปริมาณความต้องการ UGT1 รายปี จะต้องปรับให้เป็นปริมาณรวมตามรอบระยะสัญญาให้บริการ UGT1

2.2 ข้อกำหนดการสมัครใช้บริการ UGT2

2.2.1 ให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5

2.2.2 ผู้เข้าร่วมโครงการไม่มีประวัติค้างชำระกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและไม่มีคดีความติดตัวเกี่ยวกับการละเมิดใช้ไฟฟ้า ณ วันที่ลงทะเบียนแจ้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2

2.2.3 ระยะเวลาสัญญา 10 ปี นับจากวันที่ลงทะเบียนแจ้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2

2.2.4 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถเจาะจงกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ (Portfolio) ในการขอรับบริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ทั้งนี้ จะไม่สามารถเปลี่ยนกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ (Portfolio)

2.2.5 การจัดสรรปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ในช่วงระยะเวลาการเปิดรับสมัคร จะจัดสรรโดยวิธีการ First Come First Serve แบบ Real Time

2.2.6 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถแจ้งความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รายเดือนโดยมีผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียวสูงสุด ตามกรอบระยะเวลาสัญญา ได้ไม่เกินข้อกำหนด ดังนี้

(1) กรณีที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีประวัติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังจำนวนตั้งแต่ 12 รอบบิล ขึ้นไป จะมีข้อกำหนดผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สูงสุดได้ไม่เกิน 110% ของผลรวมการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง ตามกรอบระยะเวลาสัญญา

(2) กรณีที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีประวัติการใช้ไฟฟ้าจำนวนน้อยกว่า 12 รอบบิล จะมีข้อกำหนดผลรวมความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สูงสุดปีแรก ได้ไม่เกินพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณที่ 50% ของพิกัดหม้อแปลงติดตั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามระยะเวลา 1 ปี

2.2.7 การแจ้งความต้องการปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 กำหนดให้แจ้งเป็นหน่วย kWh

2.2.8 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถแจ้งปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี (% Growth Rate) ตั้งแต่ปีที่ 2 จนถึงปีที่ 10 โดยสามารถระบุ Growth Rate ได้ในช่วงร้อยละ 0 – 10 ทั้งนี้ การกำหนดปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ในสัญญาจะถูกกำหนดเป็นหน่วย kWh

2.2.9 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถกำหนด (customize) รูปแบบการใช้ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ในแต่ละเดือนได้ ณ วันที่แจ้งความประสงค์ใช้งานไฟฟ้าสีเขียว UGT2 แต่ปริมาณความต้องการรวมทั้งปีสูงสุดไม่เกินที่กำหนดไว้ในข้อ (2.2.6)

3. ข้อกำหนดการให้บริการ (Operation)

3.1 ข้อกำหนดการให้บริการ UGT1

3.1.1 ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ได้รับจัดสรรจริงในแต่ละเดือน ขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ผลิตได้จริงในแต่ละเดือน ดังนี้

(1) กรณีที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ใช้จริงในแต่ละเดือนน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ กฟผ. ผลิตได้จริงรายเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะดำเนินการจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ตามที่ใช้จริงในแต่ละเดือน แต่ไม่เกินปริมาณที่ระบุในสัญญา ESA

(2) กรณีที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ใช้จริงในแต่ละเดือนมากกว่าปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ กฟผ. ผลิตได้จริงรายเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะดำเนินการจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ตามที่ใช้จริงในแต่ละเดือนตามอัตราส่วนระหว่างปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ กฟผ. ผลิตได้จริงรายเดือนเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่ใช้จริง แต่ไม่เกินปริมาณตามสัญญา Retail ESA ในแต่ละเดือน (Weighted Average)

3.1.2 กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้า UGT1 ใช้ไฟฟ้าสีเขียวไม่เป็นไปตามปริมาณไฟฟ้าสีเขียวที่ระบุใน ESA จะไม่มีบทปรับในกรณีดังกล่าว

3.1.3 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะดำเนินการออกใบรับรองสิทธิ (Redemption) การใช้ไฟฟ้า UGT1 ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า UGT1 ปีละ 1 ครั้ง ในช่วงไตรมาสแรกของปีถัดไป

3.1.4 การจัดสรรปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ให้ผู้รับบริการ UGT1 แต่ละราย จะมีการจัดสรรตามลำดับ
ดังนี้

(1) จัดสรร UGT1 Inventory จากอายุการผลิตที่เก่าที่สุดตามลำดับ ด้วยหลักการ First in First out และอ้างอิงราคา PREC ของปีที่ UGT1 Inventory ถูกนำมาจัดสรร

(2) จัดสรรไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบหลัก (Default Grid Energy)

(3) ทั้งนี้ การจัดสรร UGT1 Inventory จะจัดสรรให้ผู้รับบริการ UGT2 ด้วย อย่างไรก็ตาม การจัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียวสำหรับให้บริการ UGT1 จะต้องพิจารณาข้อจำกัดตามมาตรฐานของ I-REC ประกอบ เพื่อให้จัดสรรได้มีประสิทธิภาพสูงสุด

3.1.5 การกำหนดเงื่อนไขการบริหารจัดการสินค้าคงคลังของการให้บริการ UGT1 (UGT1 Inventory)

กรณีที่ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่กฟผ.ผลิตได้จริงรายเดือน มากกว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ใช้จริงรวมรายเดือนจากลูกค้าทุกราย ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ส่วนที่ผลิตเกินมาในเดือนนั้น ๆ จะถูกเก็บในรูปแบบของข้อมูลการผลิตปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ที่สามารถขอการรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียน (Green Attribute) ในอนาคตได้ มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (Kilowatt-hour) ทั้งนี้ เมื่อมีการใช้ Green Attribute จะนำไปรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนตาม The I-REC Standard และเรียกว่า REC โดยข้อมูลการเก็บและการใช้ Green Attribute จะถูกบันทึกไว้ในระบบบริหารจัดการสินค้าคงคลังของ UGT1 (UGT1 Inventory) บนแพลตฟอร์มที่พัฒนาขึ้นเพื่อการบริหารจัดการไฟฟ้าสีเขียว UGT โดยหลักการบริหารจัดการ UGT1 Inventory ดังนี้

(1) กำหนดเวลาที่ผลิต Green Attribute (Production Period) ดังนี้ ระบุเดือนและปีที่ผลิต Green Attribute เท่านั้น ตัวอย่างเช่น Green Attribute ที่ถูกผลิตในวันที่ 1 เดือนพฤษภาคม 2567 จะนับว่า Green Attribute ดังกล่าว มี Production Period คือ เดือนพฤษภาคม ปี 2567 เป็นต้น

(2) กำหนดเวลาที่ต้องนำ Green Attribute ไปขอการรับรอง REC ภายใต้ The I-REC Standard โดยแบ่งตาม Production Period ออกเป็น 2 ช่วงดังนี้

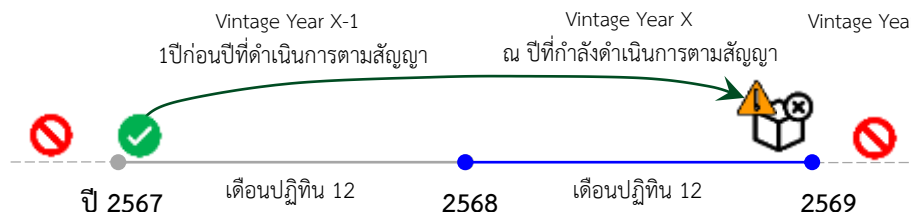
เดือนที่ผลิต Green Attribute (Production Month) ณ ปีที่ X	กำหนดเวลาในการรับรอง REC (Issuance Deadline) ภายในปีที่ X+1
มกราคม – มิถุนายน	ภายในวันที่ 31 พฤษภาคม
กรกฎาคม – ธันวาคม	ภายในวันที่ 30 กันยายน

ตารางแสดงกำหนดเวลาที่ต้องนำ Green attribute ไปขอการรับรอง REC ภายใต้ The I-REC Standard

ทั้งนี้ กำหนดเวลาในการรับรอง REC อาจมีการเปลี่ยนแปลงไปตามการประกาศของ The I-REC Standard ตัวอย่างเช่น Green Attribute ที่ผลิตในเดือนกรกฎาคม ปี 2567 ที่เก็บอยู่ใน UGT1 Inventory ต้องนำไปขอการรับรอง REC จาก Local Issuer ภายในวันที่ 30 กันยายน ปี 2568 ทั้งนี้ หากเกินกว่า

กำหนดเวลาดังกล่าว Green Attribute จะไม่สามารถนำไปขอการรับรอง REC เนื่องจากไม่ผ่านมาตรฐานตามที่ The I-REC Standard กำหนดไว้

(3) กำหนดกรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT1 Inventory ดังนี้ สามารถใช้ Green Attribute ที่ผลิตตั้งแต่เดือนมกราคม ของปีก่อนหน้าปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage Year X-1) ถึงเดือน ธันวาคม ของปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage Year X) รวมระยะเวลาสูงสุดในการบริหารจัดการ UGT1 Inventory คือ 24 เดือน โดยแสดงตัวอย่างตามภาพที่ 1



ภาพที่ 1 กรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT 1Inventory

Green Attribute ที่ผลิตหลังจากปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage Year X+1) จะไม่สามารถนำไปขอการรับรอง REC เพื่อส่งมอบให้ตามสัญญาการจัดหาไฟฟ้าสีเขียวในปีก่อนหน้า (Vintage Year X) เช่น ถ้ากำหนดให้ ปี พ.ศ. 2568 เป็นปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage Year X) จะไม่มีการส่งมอบ REC ที่มาจาก Green Attribute ที่ผลิตในปี พ.ศ. 2569 (Vintage Year X+1) ดังที่แสดงในภาพที่ 1

สรุป การกำหนดเงื่อนไขการบริหารจัดการสินค้าคงคลังของการให้บริการ UGT 1 (UGT1 Inventory) ในปี 2568 กรณีเริ่มให้บริการได้ตั้งแต่ 1 มกราคม(2568)

(1) Green Attribute จากโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ UGT 1 ที่มี Production Period ตั้งแต่เดือน มกราคม ถึงเดือนมิถุนายน 2567 จะสามารถเก็บเป็น UGT1 Inventory ได้จนถึงเดือนพฤษภาคม 2568 และจะต้องนำไปขอการรับรอง REC ภายในวันที่ 31 พฤษภาคม 2568

(2) Green Attribute จากโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ UGT1 ที่มี Production Period ตั้งแต่เดือน กรกฎาคม ถึงเดือนธันวาคม 2567 จะสามารถเก็บเป็น UGT1 Inventory ได้จนถึงเดือนกันยายน 2568 และจะต้องนำไปขอการรับรอง REC ภายในวันที่ 30 กันยายน 2568

(3) กรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT 1 Inventory ในปี 2568 ได้แก่ Green Attribute จากโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ UGT 1 ที่มี Production Period ตั้งแต่เดือนมกราคม ปี 2567 จนถึงเดือน ธันวาคม ปี 2568

3.2 ข้อกำหนดการให้บริการ UGT2

3.2.1 การไฟฟ้าจะยึดถือรูปแบบการใช้ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามข้อ (6) กำหนดเป็นฐาน (Base) ในการจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ในปีถัดไป โดยปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตั้งแต่ปีที่ 2 เป็นต้นไป จะถูกจัดสรรตามปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ของปีก่อนหน้า คูณกับ Growth Rate ตามข้อ (8) เป็นปริมาณไฟฟ้าสีเขียวที่ระบุในสัญญา Retail ESA (Contract)

3.2.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถทบทวนการกำหนดรูปแบบการใช้ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 และ Growth Rate ได้อีกครั้งช่วงไตรมาส 4 ของปีที่ 5 สำหรับบริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตั้งแต่ปีที่ 6 ถึงสิ้นสุดสัญญา

3.2.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถแจ้งความประสงค์ (Optional) ที่จะรับไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงที่มา (UGT1) ในกรณีที่ไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงที่มา (UGT2) ไม่เพียงพอต่อการจัดสรร

3.2.4 ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ระบุในสัญญา Retail ESA จะประกอบด้วย

(1) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รวมรายปี และอัตรา Growth Rate แต่ละปี ตลอดอายุสัญญา (ตามข้อ 8)

(2) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รายเดือน

(3) การแจ้งความประสงค์เพื่อรับไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงที่มา (UGT1) ในกรณีที่ไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงที่มา (UGT2) ไม่เพียงพอต่อการจัดสรร

3.2.5 ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ได้รับการจัดสรรจริงในแต่ละเดือน ขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้จริงในแต่ละเดือน กรณีที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้จริงในแต่ละเดือน น้อยกว่า หรือ เท่ากับปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้จริงรายเดือน การไฟฟ้าจะดำเนินการจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รายเดือน ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามปริมาณที่ใช้จริงในแต่ละเดือน แต่ไม่เกินปริมาณที่ระบุในสัญญา Retail ESA แต่ในกรณีที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้จริงในแต่ละเดือน มากกว่า ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้จริงรายเดือน การไฟฟ้าจะดำเนินการจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามอัตราส่วนระหว่างปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้จริงรายเดือน เทียบกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รายเดือน (Weighted Average)

3.2.6 กรณีที่ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้ในเดือนนั้นๆ ไม่เพียงพอต่อการจัดสรรตามปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้จริง การไฟฟ้าจะร่วมกันดำเนินการจัดหาไฟฟ้าสีเขียวจากแหล่งที่มาอื่นให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ทั้งนี้ การจัดสรรทั้งหมดไม่เกินปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ระบุในสัญญา Retail ESA

3.2.7 การจัดหาไฟฟ้าสีเขียวจากแหล่งที่มาอื่นให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 (กรณีปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ผลิตได้ในเดือนนั้นๆ ไม่เพียงพอต่อการจัดสรร) ลำดับแรกได้แก่ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบหลักพร้อมกับค่า Attribute จาก UGT2 ที่สะสมไว้ในเดือนก่อนหน้า (UGT2 Inventory) ลำดับถัดไปได้แก่ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบหลักพร้อมกับค่า Attribute จาก UGT1 ที่สะสมไว้ในเดือนก่อนหน้า (UGT1 Inventory) ทั้งนี้ โดยใช้หลักการ First in First Out และลำดับสุดท้ายจะจัดสรรไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบหลัก (Default Grid Energy)

3.2.8 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะดำเนินการออกใบรับรองสิทธิ (Redemption) การใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ปีละ 1 ครั้ง ในช่วงไตรมาสแรกของปีถัดไป

3.2.9 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 สามารถส่งมอบสิทธิการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอื่นที่ต้องการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ได้ โดยผู้ใช้ไฟฟ้าดังกล่าวต้องมีคุณสมบัติครบถ้วนตามข้อกำหนดการให้บริการ UGT2 ทั้งนี้ ต้องแจ้งให้การไฟฟ้าเป็นผู้พิจารณา ตรวจสอบ และให้ความยินยอม

3.2.10 ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่มีการส่งมอบสิทธิการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 หรือใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ไม่ครบตามระยะเวลาที่ระบุในสัญญา Retail ESA จะไม่สามารถเข้าร่วมโครงการให้บริการไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงที่มา (UGT2) ได้เป็นระยะเวลา 5 ปี

3.2.11 กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ไม่เป็นไปตามที่ระบุในสัญญา Retail ESA จะมีบทปรับ ดังนี้

กรณีที่ 1: กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้บริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ไม่ครบตามระยะเวลาที่ระบุไว้ในสัญญา และไม่สามารถส่งมอบสิทธิการใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น จะมีบทปรับค่าภาระผูกพันการสร้างโรงไฟฟ้า โดยในกรณีที่ใช้ไฟฟ้าสีเขียวน้อยกว่า 5 ปี จะคำนวณจาก ปริมาณรวมไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามสัญญา Retail ESA ที่เหลือทั้งหมดจนถึงปีที่ 5 คูณกับค่า G1 แต่ในกรณีที่ใช้ไฟฟ้าสีเขียวเกิน 5 ปี จะคำนวณจาก ปริมาณรวมไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ตามสัญญา Retail ESA ที่เหลือทั้งหมดจนถึงปีที่ 10 คูณกับค่า G1 โดยให้ชำระในวันที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ขอยกเลิกการใช้บริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2

กรณีที่ 2: กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 จริง ในแต่ละเดือนน้อยกว่าร้อยละ 70 ของปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 รายเดือนที่ระบุในสัญญา Retail ESA จะมีบทปรับค่าใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าสัญญา (ในแต่ละเดือน) โดยคำนวณจาก 70% ของปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ระบุในสัญญา Retail ESA ของแต่ละเดือน ที่เกินกว่าปริมาณไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ใช้จริงในแต่ละเดือน คูณกับค่า G1 โดยการไฟฟ้าจะแจ้งและกำหนดให้ชำระในรอบเดือนเดียวกันที่เรียกเก็บค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2

3.2.12 กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ขอยกเลิกการใช้บริการไฟฟ้าสีเขียว UGT2 เนื่องจากการยกเลิกกิจการ จะไม่มีบทปรับในกรณีดังกล่าว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่ต้องการยกเลิกการใช้บริการฯ ต้องแจ้งและแสดงหลักฐานการยกเลิกกิจการ หรือที่เกี่ยวข้อง มายังการไฟฟ้าเพื่อทำการพิจารณา ตรวจสอบ และให้ความยินยอมในการยกเลิกสัญญา Retail ESA UGT2

3.2.13 การไฟฟ้าขอสงวนสิทธิ์ในการบอกเลิกสัญญาโดยไม่มีบทปรับ ในกรณีมีการประกาศให้สิ้นสุดการให้บริการสีเขียว ตามมติคณะรัฐมนตรี หรือตามมติคณะกรรมการที่ได้รับมอบหมายจากคณะรัฐมนตรีเพื่อการนี้ หรือคณะกรรมการคณะใดคณะหนึ่งที่มีหน้าที่เฉพาะตามกฎหมาย หรือองค์กร หรือหน่วยงานที่มีอำนาจตามกฎหมายกำหนด รวมถึงเหตุสุดวิสัยอื่นที่ กฟผ. เป็นผู้พิจารณาและประกาศ

แหล่งพลังงานไฟฟ้าสีเขียวที่ให้บริการ UGT2 ในระดับขายส่ง ได้แก่ (1) กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ทั้งของรัฐและเอกชน โดย กฟผ. เสนอให้ใช้กลุ่มโรงไฟฟ้าตามระเบียบ กฟผ. ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed - in Tariff (FIT) ปี 2565 - 2573 สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง พ.ศ. 2565 ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน และโรงไฟฟ้าพลังงานลม (2) กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเดิมในระบบไฟฟ้าทั้งของรัฐและเอกชน ซึ่ง กฟผ. ยังไม่สามารถดำเนินการเสนอได้ เนื่องจากปัจจุบันอยู่ระหว่างรอความเห็นจากสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาใน

ประเด็นความเป็นเจ้าของ REC จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเดิมของเอกชน ระหว่างเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าหรือผู้ขายไฟฟ้า ทั้งนี้ หากอนาคตมีความชัดเจนในเรื่องความเป็นเจ้าของ REC ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเดิมของเอกชน จะพิจารณานำมาเปิด Portfolio เพื่อให้บริการต่อไป

3.2.14 การกำหนดเงื่อนไขการบริหารจัดการสินค้าคงคลังของการให้บริการ UGT2 (UGT2 Inventory)

กรณีการจัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ในแต่ละเดือน พบว่าปริมาณการผลิต UGT2 จริงรวมรายเดือน มากกว่าปริมาณ UGT2 ที่ขอใช้จริงรวมรายเดือนจากลูกค้า กฟผ. ทุกราย ปริมาณการผลิต UGT2 ส่วนที่คงเหลือในเดือนนั้น ๆ จะถูกเก็บในรูปของข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าสีเขียว UGT2 ที่สามารถขอการรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียน (Green Attribute) ในอนาคตได้ มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (Kilowatt-hour) ทั้งนี้ เมื่อมีการใช้ Green Attribute จะถูกนำไปรับรองคุณลักษณะพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนตาม The I-REC Standard และจะถูกเรียกว่า REC

โดยข้อมูลการเก็บและการใช้ Green Attribute จะถูกบันทึกไว้ในระบบบริหารจัดการสินค้าคงคลังของ UGT2 (UGT2 Inventory) บน Platform ที่พัฒนาขึ้นเพื่อการบริหารจัดการไฟฟ้าสีเขียว UGT โดยมีการบริหารจัดการ UGT2 Inventory ดังนี้

(1) กำหนดเวลาที่ผลิต Green Attribute (Production Period) ดังนี้ ระบุเดือนและปีที่ผลิต Green Attribute เท่านั้น ตัวอย่างเช่น Green Attribute ที่ถูกผลิตในวันที่ 1 เดือนพฤษภาคม 2567 จะนับว่า Green Attribute ดังกล่าว มี Production Period คือ เดือนพฤษภาคม ปี 2567 เป็นต้น

(2) กำหนดเวลาที่ต้องนำ Green Attribute ไปขอการรับรอง REC ภายใต้ The I-REC Standard¹ โดยแบ่งตาม Production period ออกเป็น 2 ช่วงดังนี้

เดือนที่ผลิต Green Attribute (Production Month) ณ ปีที่ X	กำหนดเวลาในการรับรอง REC (Issuance Deadline) ภายในปีที่ X+1
มกราคม – มิถุนายน	ภายในวันที่ 31 พฤษภาคม
กรกฎาคม – ธันวาคม	ภายในวันที่ 30 กันยายน

ตารางแสดงกำหนดเวลาที่ต้องนำ Green Attribute ไปขอการรับรอง REC ภายใต้ The I-REC Standard

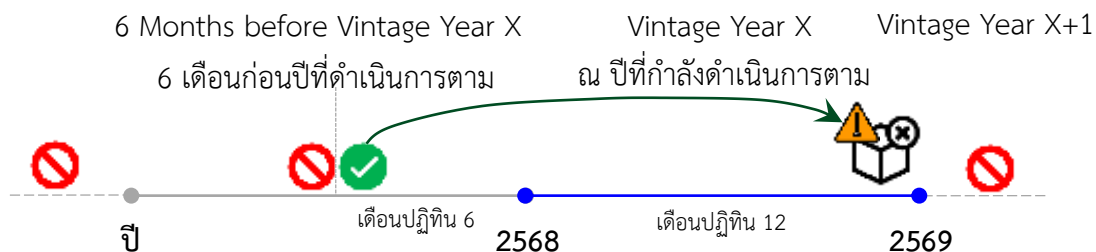
ทั้งนี้ กำหนดเวลาในการรับรอง REC อาจมีการเปลี่ยนแปลงไปตามการประกาศของ The I-REC Standard

ตัวอย่างเช่น Green Attribute ที่ผลิตในเดือนกรกฎาคม ปี 2567 ที่เก็บอยู่ใน UGT2 Inventory ต้องนำไปขอการรับรอง REC จาก Local issuer ภายในวันที่ 30 กันยายน ปี 2568 ทั้งนี้ หากเกิน

¹ ที่มา: <https://www.irecstandard.org/news/residual-mix-deadline-for-the-january-to-june-2021-production/>

กว่ากำหนดเวลาดังกล่าว Green Attribute จะไม่สามารถนำไปขอการรับรอง REC เนื่องจากไม่ผ่านมาตรฐานตามที่ The I-REC Standard กำหนดไว้

(3) กำหนดกรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT2 Inventory ดังนี้ สามารถใช้ Green Attribute ที่ผลิตตั้งแต่เดือนกรกฎาคม ของปีก่อนหน้าปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage year X-1) ถึงเดือนธันวาคม ของปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage year X) รวมระยะเวลาสูงสุดในการบริหารจัดการ UGT2 Inventory คือ 18 เดือน โดยแสดงตัวอย่างตามภาพที่ 2



ภาพที่ 2 กรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT 2Inventory

(4) กำหนดกรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT1 Inventory เพื่อสำรองการให้บริการ UGT2 ให้เป็นไปตามการบริหารจัดการ UGT2 Inventory

(5) Green Attribute ที่ผลิตหลังจากปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage year X+1) จะไม่สามารถนำไปขอการรับรอง REC เพื่อส่งมอบให้ตามสัญญาการจัดหาไฟฟ้าสีเขียวในปีก่อนหน้า ((Vintage year X) เช่น ถ้ากำหนดให้ ปี พ.ศ. 2568 เป็นปีที่ดำเนินการตามสัญญา (Vintage year X) จะไม่มีการส่งมอบ REC ที่มาจาก Green Attribute ที่ผลิตในปี พ.ศ. 2569 (Vintage year X+1) ดังที่แสดงในภาพที่ 2

สรุป การกำหนดเงื่อนไขการบริหารจัดการสินค้าคงคลังของการให้บริการ UGT) 2UGT2 Inventory) สำหรับ Portfolio A ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินการตามสัญญาปี 2568 - 2577(กรณีบริหารสัญญาในปี2569)

(1) Green Attribute จากโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ UGT 2ที่มี Production period ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม ถึงเดือนธันวาคม 2568 จะสามารถเก็บเป็น UGT2 inventory ได้จนถึงเดือนกันยายน 2569 และจะต้องนำไปขอการรับรอง REC ภายในวันที่ 30 กันยายน 2569

(2) กรอบระยะเวลาการบริหารจัดการ UGT 2Inventory ในปี 2569 ได้แก่ Green Attribute จากโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ UGT 2ที่มี Production period ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม ปี 2568 จนถึงเดือนธันวาคม ปี2569

กรุณา Scan QR Code เพื่อแสดงความคิดเห็น
หรือกรอกข้อมูลในกล่องข้อมูล
ในหน้ารับฟังความคิดเห็นทางเว็บไซต์ (16-31 ม.ค. 2567)

