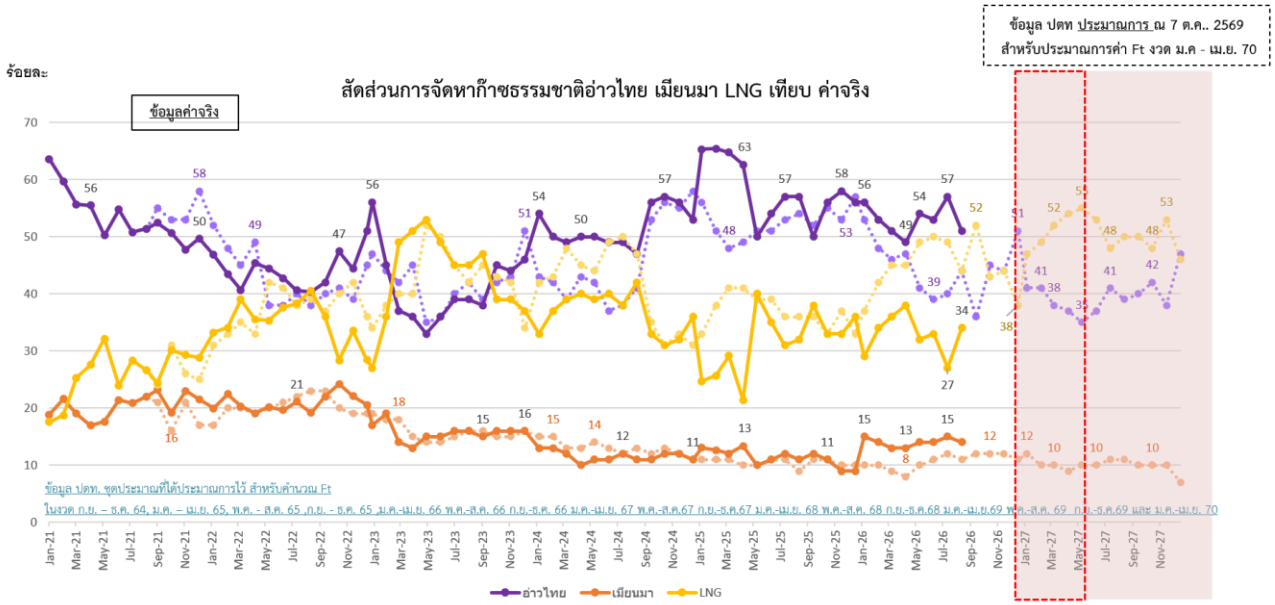
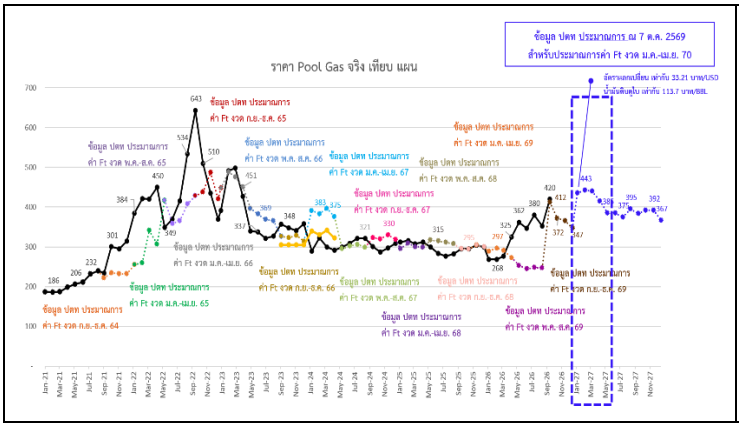
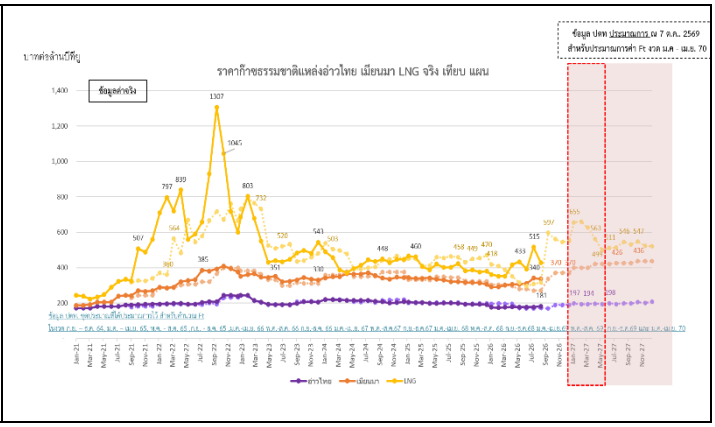
เอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570

จากสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ตามแนวโน้มราคาในตลาดโลก มีค่าพุ่งสูงอยู่ที่ 23.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ขณะที่ค่าเงินบาทมีแนวโน้มอ่อนค่าลง และความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเมื่อเข้าสู่ฤดูร้อน ปัจจัยเหล่านี้ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ในช่วงดังกล่าวอยู่ที่ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 37.37 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่มีค่า FAC 41.27 สตางค์ต่อหน่วย นอกจากนี้ ในงวดก่อนหน้า กกพ. ได้เห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของการไฟฟ้า (Claw back) ประมาณ 25.02 สตางค์ต่อหน่วย มาช่วยบรรเทาผลกระทบ ทำให้ค่า F_t ขายปลีกในงวดปัจจุบันอยู่ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย จึงทำให้มีส่วนต่างที่เพิ่มขึ้นอยู่ที่ 62.41 สตางค์ต่อหน่วย







นอกจากนี้ จากสถานการณ์ราคาเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ปลายปี 2564 และมาตรการทยอยปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า F_t) เพิ่มขึ้นแบบขั้นบันไดเพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องมากกว่า 1 ปี ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ต้องมีการจัดหาเงินกู้เพื่อนำมาบริหารจัดการภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นแทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2565 รวมเป็นเงิน

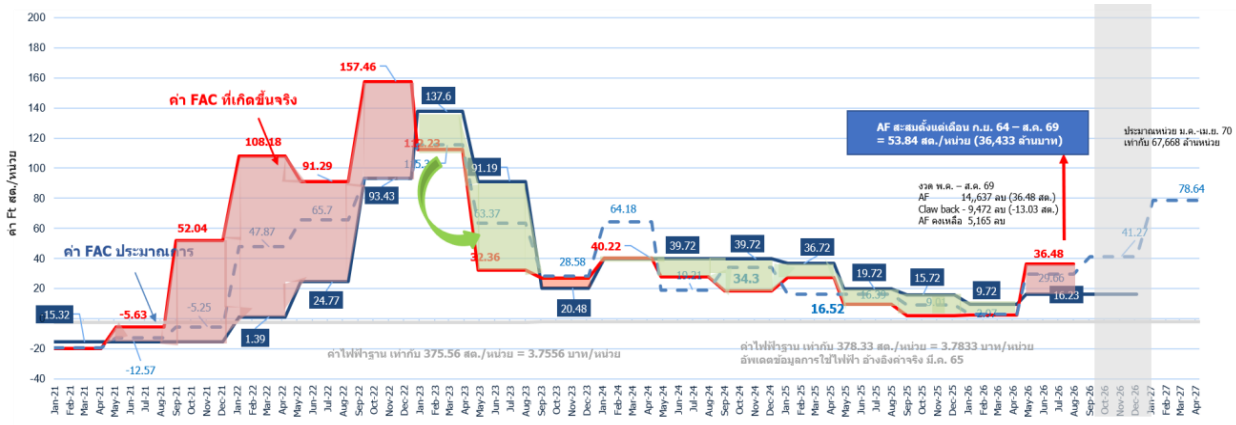
150,268 ล้านบาท ซึ่งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) บางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ส่งผลให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลง ในปี 2566-2569 ดังนี้

(1) ณ สิ้นปี 2566 กฟผ. มีภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงมาอยู่ที่ 99,689 ล้านบาท

(2) ณ สิ้นปี 2567 กฟผ. มีภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท

(3) ปี 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง ทำให้ค่า AF สะสม รวมกับ มีการนำเงินปรับปรุง Settlement Values (SV) ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ชำระให้ กฟผ. และการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) จำนวนรวม 14,840 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 35,928 ล้านบาท

(4) ปี 2569 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 31,268 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 กฟผ. มีภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5,165 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2569 สูงขึ้นมาอยู่ที่ 36,433 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง ดังภาพ



นอกจากนี้ ในปี 2566 รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ ได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ที่มีนโยบายให้ ปตท. และ กฟผ. ในฐานะผู้ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ คิดราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) สำหรับภาคไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้า กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามจริงแต่ไม่เกินค่าคงที่ตามกรอบนโยบายกำหนดที่ 304.79 บาทต่อล้านบีทียู เพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ให้อยู่ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย ได้รายงานราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าค่าควบคุมตามกรอบนโยบายดังกล่าว ส่งผลให้มีมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,844 ล้านบาท โดย กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 ได้เห็นชอบให้มีการเรียกเก็บส่วนต่างของมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 สำหรับภาคไฟฟ้า (AF_{Gas}) ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) จำนวน 6 งวด (งวดเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ถึงงวดเดือน มกราคม - เมษายน 2570) ของการคำนวณค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งได้ถูกนำมาปรับปรุงราคาเชื้อเพลิงของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชน ในช่วงเดือนพฤษภาคม -

สิงหาคม 2568 และเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 แล้วประมาณ 5,523 ล้านบาท คงเหลือ AF_{Gas} ที่จะทยอยเรียกเก็บในอีก 4 งวดๆ ละ 2,580 ล้านบาท รวมจำนวน 10,320 ล้านบาท

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 48/2569 (ครั้งที่ 1,038) เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2570 โดยพิจารณาสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนกันยายน 2569 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 33.21 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลกที่ยังมีความผันผวนและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศลดลงเนื่องจากเข้าสู่ฤดูแล้ง การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากใช้ถ่านลิกไนต์ลดลงจากปีก่อน และการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้ามีราคาที่เพิ่มขึ้น รวมทั้ง การพิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. ในการรับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ในระดับที่ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท (ปตท. 1,947 ล้านบาท และ กฟผ. 633 ล้านบาท) ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 และเงินส่วนต่างมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (ค่าเบื้องต้น) ของ ปตท. และ กฟผ. จำนวนประมาณ 3,075 ล้านบาท โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก ส่งผลต่อราคาก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ตามแนวโน้มราคาในตลาดโลกมีค่าพุ่งสูง และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2570 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 (ค่า AF) เป็นเงินสูงถึง 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 53.84 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2569 (ครั้งที่ 178) เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ได้มีมติ ดังนี้

(2.1) เห็นชอบแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้ความสำคัญในการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตรเป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน โดยคำนึงถึงปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถจัดสรรได้ สถานการณ์ด้านพลังงาน ความเป็นธรรมระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น และความสามารถในการแข่งขัน

(2.2) มอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้สะท้อนต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ได้รับการจัดสรรสำหรับการผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าว และ

การกระจายส่วนค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ตามหลักเกณฑ์และอำนาจหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีผลในรอบใบแจ้งค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม 2570

(3) กฟผ. จึงได้มีข้อเสนอการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 และข้อเสนอในการดำเนินงานตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน

(3.1) กรณีฐาน โดยมีประมาณการค่า F_t ขายปลีกเรียกเก็บประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 เท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าประจำงวดที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost : FAC) ที่ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 (ค่า AF) จำนวน 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า Ft สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย นอกจากนี้ กฟผ. ได้รายงานเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท ซึ่ง กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

(3.2) กรณีคำนวณค่า F_t เรียกเก็บเป็น 2 กลุ่ม (F_t 2 Tier) โดย กฟผ. ได้นำค่า FAC ภายหลังนำเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน 78.02 สตางค์ต่อหน่วย มาคำนวณการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร เป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ดังนี้

1) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร อยู่ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย เท่ากับปัจจุบัน

2) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ อยู่ที่ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. และข้อเสนอการปรับค่า F_t ขายปลีก ตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 2 กรณี ดังนี้

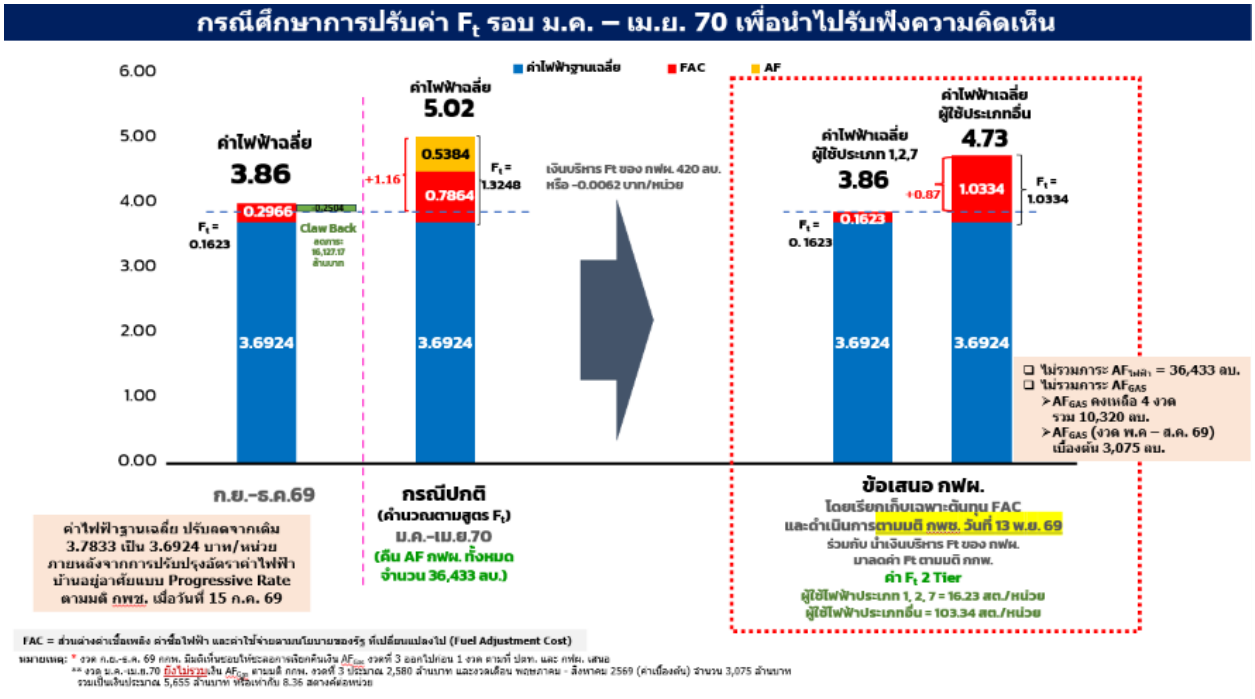
กรณีปกติ: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ที่แนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2570 (FAC) จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2570 จำนวน 36,433 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย) ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.69 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.02 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย** ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ในการประมาณการดังกล่าว ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่าภาระต้นทุนคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติ หรือ AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท

โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย รวมทั้ง กกพ. พิจารณาให้นำเงินเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. รายงานต่อ กกพ. จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท มาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

<u>ข้อเสนอ กฟผ.</u>: เรียกเก็บเฉพาะต้นทุน FAC และดำเนินการตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ร่วมกับ นำเงินบริหาร F_t ของ กฟผ. มาลดค่า F_t ตามมติ กกพ.

<u>โดยมีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 2 และ 7</u> ส่งผลให้มีค่า Ft แบบ 2 อัตรา (F_t 2 Tier) โดยจำแนกตามกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 2 และ 7 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 3.86 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับในงวดปัจจุบัน
- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.73 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน



โดยการปรับค่า F_t ในแต่ละกรณีข้างต้น จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไว้แทนประชาชน ดังนี้

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.6924 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ก.ย. – ธ.ค. 69 ตามมติ กกพ. 22 ก.ค. 69 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฐาน + F_t ม.ค. – เม.ย. 70 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
กรณีปกติ: ผลการคำนวณค่า F_t: F_t 132.48 สต./หน่วย	3.86* (ค่า F_t = 16.23 สต./หน่วย)	5.02	+1.16 (+30.05%)
ข้อเสนอ กฟผ.: เรียกเก็บเฉพาะต้นทุน FAC และ ดำเนินการตามมติ กพช. ร่วมกับเงินบริหาร F_t ตามมติ กกพ.: • ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 2 และ 7: ค่า Ft 16.23 สตางค์/หน่วย • ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น: ค่า Ft 103.34 สตางค์/หน่วย		3.86 4.73	+0.00 (+0.00%) +0.87 (22.54%)

* สำหรับงวดเดือนมกราคม–เมษายน 2570 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) ยังคงได้รับการคิดค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ประกาศใช้ตั้งแต่บิลเดือนกันยายน 2569 เป็นต้นมา โดยโครงสร้างดังกล่าวได้นำค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าสาธารณะ 0.0634 บาทต่อหน่วย ออกจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ ส่งผลให้ค่าไฟฐาน เท่ากับ 3.86 บาทต่อหน่วย

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีการปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย)	36,433 ล้านบาท (ณ สิงหาคม 2569)	**357.48** **3.57 บาท/หน่วย**	**1,193.84** **3.98 บาท/หน่วย**	**4,382.65** **4.38 บาท/หน่วย**
กรณีปกติ ค่า F_t เรียกเก็บ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 116.25 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	473.73 (+116.25) 4.74 บาท/หน่วย	1,542.59 (+348.75) 5.14 บาท/หน่วย	5,545.15 (+1,162.50) 5.55 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		33%	29%	27%
ข้อเสนอ กฟผ. ตามมติ กพช. ค่า F_t เรียกเก็บ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย (เท่ากับงวดปัจจุบัน)	36,433 ล้านบาท	357.48 (+0.00) 3.57 บาท/หน่วย	1,193.84 (+0.00) 3.98 บาท/หน่วย	4,382.65 (+0.00) 4.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%

หมายเหตุ: การคำนวณข้างต้น ยังไม่รวมค่า AF_{Gas} เดือนกันยายน -ธันวาคม 2566 ซึ่งจะทยอยเรียกคืนอีก 4 งวดๆ ละ 2,580 ล้านบาท เป็นเงินรวมประมาณ 10,320 ล้านบาท และเงินส่วนต่างมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้น ในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (ค่าเบื้องต้น) จำนวน 3,075 ล้านบาท

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณและหลักการคำนวณค่า F_t ตามองค์ประกอบของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตามเอกสารแนบ 1 และเอกสารแนบ 2

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานและอัตราแลกเปลี่ยนยังคงมีความไม่แน่นอน เนื่องจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก อาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเกิดการผันผวน อีกทั้งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเมียนมาร์ยังมีแนวโน้มที่ลดลงตามแผนการทำงานบำรุงรักษาของแหล่งก๊าซธรรมชาติ จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพื่อเสริมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ขาดหายและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติใน

ประเทศได้อย่างเพียงพอ ดังนั้น สำนักงาน กกพ. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณ การบริหารจัดการภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ในการดำเนินงานของ กฟผ. และการคำนวณ**ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2570** มายังคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 18 – 24 พฤศจิกายน 2569

แสดงความคิดเห็น

เอกสารแนบ 1
รายละเอียดการคำนวณประกอบเอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 48/2569 (ครั้งที่ 1,038) เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ อยู่ที่ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเพิ่มขึ้นจากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ที่เรียกเก็บในปัจจุบันที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นเท่ากับ 116.25 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ การคำนวณดังกล่าว ยังไม่ได้พิจารณาถึงภาระมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ กฟผ.) เรียกเก็บราคาก๊าซธรรมชาติไม่เกินราคาตามกรอบนโยบายมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 งวดที่ 3 อีกประมาณ 2,580 ล้านบาท

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. เท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง แผนการผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศ และสถานการณ์ราคาพลังงานในตลาดโลกที่สูงขึ้นจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 37.34 สตางค์ต่อหน่วย จากช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ซึ่งอยู่ที่ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ เนื่องจากในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 กกพ. ได้เห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของการไฟฟ้า จำนวน 16,127.17 ล้านบาท หรือคิดเป็น 25.04 สตางค์ต่อหน่วย มาลดภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนในช่วงวิกฤติราคาพลังงานในตลาดโลกให้อยู่ในระดับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย จึงทำให้มีส่วนต่างของค่า FAC เดือนมกราคม - เมษายน 2570 สูงขึ้นจากรอบที่ผ่านมาจำนวน 62.41 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงปี 2564-2569 ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ในช่วงปี 2564-2565 ส่งผลให้ค่า F_t ที่เก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสะสมที่เกิดขึ้นจริงมาก โดยเป็นค่าสะสมตั้งแต่ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท รวมจำนวน 150,268 ล้านบาท ซึ่งแม้ว่า กฟผ. ได้รับคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) บางส่วนตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เห็นชอบในรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2566 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 รวมทั้งค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท ในขณะที่ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จำนวน 3,912 ล้านบาท ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท

สำหรับปี 2567 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลัง

ในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท และเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 13,496 ล้านบาท จึงส่งทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท

สำหรับปี 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่องในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 13,412 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 อัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าลง 0.6 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.92 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในส่วนที่ กกพ. มีมติให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 5,668 ล้านบาท (ต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 7,474 ล้านบาท) จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมตามข้อเสนอของ กฟผ. ควบคู่กับการทยอยคืนภาระส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ให้กับรัฐวิสาหกิจที่ได้รับภาระไว้จำนวน 2 ราย คือ ปตท. และ กฟผ. ประมาณ 15,800 ล้านบาท เป็น 6 งวด (รอบเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ถึงรอบเดือน มกราคม - เมษายน 2570) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ข้อยุติจากการอุทธรณ์ของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ. ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท และในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ทยอยคืนเงินค่า AF ให้ กฟผ. บางส่วน ร่วมกับการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) จำนวน 2,640 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน รวมทั้ง เงินปรับปรุง Settlement Values (SV) ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ชำระให้ กฟผ. จำนวน 144 ล้านบาท ส่งผลให้มีค่า AF เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ซึ่งจะยกไปคำนวณในการประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (รวมเงิน Claw back และ SV) เป็นเงินจำนวน 11,130 ล้านบาท จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 35,928 ล้านบาท

ปี 2569 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 31,268 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 กฟผ. มีภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก 5,165 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2569 สูงขึ้นมาอยู่ที่ 36,433 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง ดังภาพ ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 48/2569 (ครั้งที่ 1,038) เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2570 โดยพิจารณาสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนกันยายน 2569 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 33.21 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลกที่ยังมีความผันผวนและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศลดลงเนื่องจากเข้าสู่ฤดูแล้ง การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากใช้ถ่านลิกไนต์ลดลงจากปีก่อน และการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้ามีราคาที่เพิ่มขึ้น รวมทั้ง การพิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. ในการรับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ในระดับที่ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและ

ต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท (ปตท. 1,947 ล้านบาท และ กฟผ. 633 ล้านบาท) ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 และเงินส่วนต่างมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (ค่าเบื้องต้น) ของ ปตท. และ กฟผ. จำนวนประมาณ 3,075 ล้านบาท โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก ส่งผลต่อราคาก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ตามแนวโน้มราคาในตลาดโลกมีค่าพุ่งสูง และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2570 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 (ค่า AF) เป็นเงินสูงถึง 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 53.84 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2569 (ครั้งที่ 178) เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ได้มีมติ ดังนี้

(2.1) เห็นชอบแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้ความสำคัญในการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตรเป็นลำดับแรกในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน โดยคำนึงถึงปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถจัดสรรได้ สถานการณ์ด้านพลังงาน ความเป็นธรรมระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น และความสามารถในการแข่งขัน

(2.2) มอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้สะท้อนต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ได้รับการจัดสรรสำหรับการผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าว และการกระจายส่วนค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ตามหลักเกณฑ์และอำนาจหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีผลในรอบใบแจ้งค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม 2570

(3) กฟผ. จึงได้มีข้อเสนอการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 และข้อเสนอในการดำเนินงานตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน

(3.1) <u>กรณีฐาน</u> โดยมีประมาณการค่า F_t ขายปลีกเรียกเก็บประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 เท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าประจำงวดที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost : FAC) ที่ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 -

สิงหาคม 2569 (ค่า AF) จำนวน 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า Ft สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย นอกจากนี้ กฟผ. ได้รายงานเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท ซึ่ง กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

(3.2) กรณีคำนวณค่า F_t เรียกเก็บเป็น 2 กลุ่ม (F_t 2 Tier) โดย กฟผ. ได้นำค่า FAC ภายหลังนำเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน 78.02 สตางค์ต่อหน่วย มาคำนวณการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร เป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ดังนี้

1) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร อยู่ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย เท่ากับปัจจุบัน

2) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ อยู่ที่ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. และข้อเสนอการปรับค่า F_t ขายปลีก ตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 2 กรณี ดังนี้

กรณีปกติ: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ที่แนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2570 (FAC) จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2570 จำนวน 36,433 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย) ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.69 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.02 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย** ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ในการประมาณการดังกล่าว ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่าภาระต้นทุนคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติ หรือ AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท

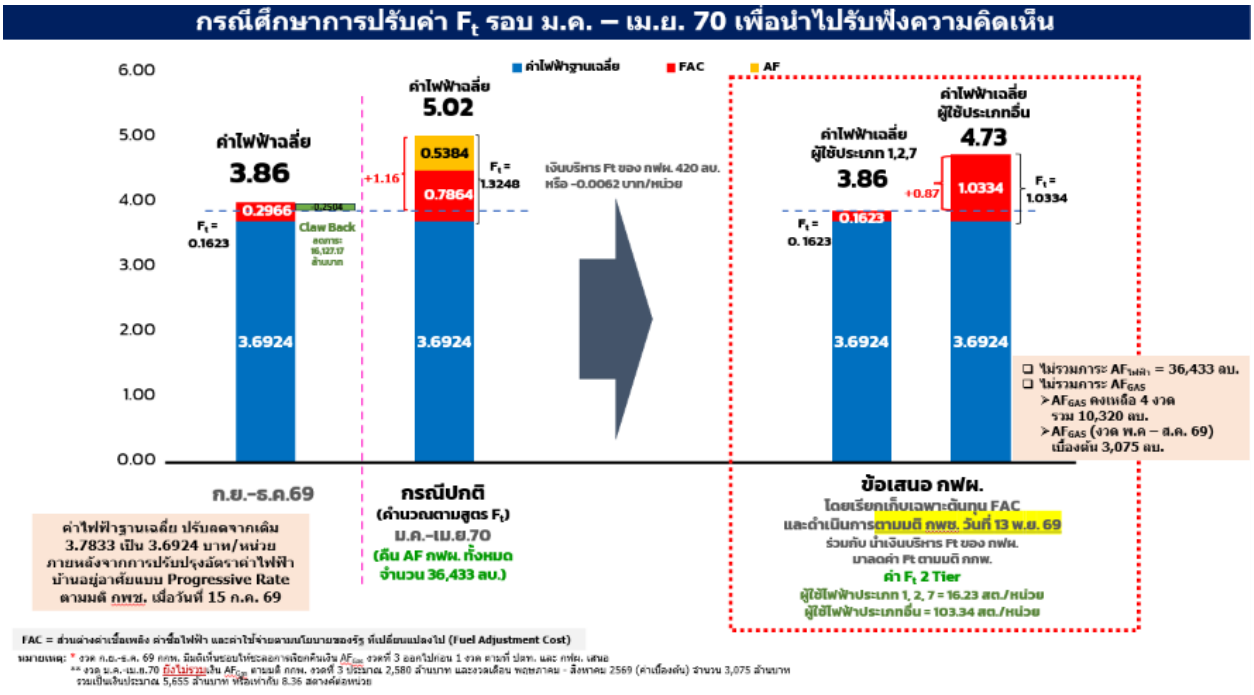
โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย รวมทั้ง กกพ. พิจารณาให้นำเงินเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. รายงานต่อ กกพ. จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท มาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

ข้อเสนอ กฟผ.: เรียกเก็บเฉพาะต้นทุน FAC และดำเนินการตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ร่วมกับ นำเงินบริหาร F_t ของ กฟผ. มาลดค่า F_t ตามมติ กกพ.

โดยมีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 2 และ 7 ส่งผลให้มีค่า Ft แบบ 2 อัตรา (F_t 2 Tier) โดยจำแนกตามกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 2 และ 7 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 3.86 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับในงวดปัจจุบัน

- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.73 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน



โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 103.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 32.51 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 22 กรกฎาคม 2569 เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2570 คาดว่าเท่ากับ 67,668 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569) จำนวน 3,267 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับวันที่ 29 กันยายน 2568 คาดการณ์ว่าในเดือนมกราคม – เมษายน 2570 มีการผลิตไฟฟ้าโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation Requirement) รวมเท่ากับ 76,493 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 5,625 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569) ซึ่งอยู่ที่ 70,868 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.94

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-30 กันยายน 2569) เท่ากับ 33.21 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569) ประมาณการไว้ที่ 32.51 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 0.70 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal ที่ 17.7598 บาท/MMbtu ตามปริมาณการจองใช้รวม 18.5 ล้านตันต่อปี และค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Lc) ที่ 0.7406 บาทต่อล้านบีทียู) และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 รวมเท่ากับ 13.0802 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2568 โดยใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Price) และให้ราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่นำมาคำนวณเป็น Pool Price มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยอยู่ที่ร้อยละ 10 แล้ว จึงทำให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (อ่าวไทย เมียนมา และ LNG) เดือนมกราคม – เมษายน 2570 อยู่ที่ 433 บาทต่อล้านบีทียู (รวมค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5.09 บาท/MMbtu) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 69 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 19.09) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569) ซึ่งอยู่ที่ 363.5 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนมกราคม – เมษายน 2570 คาดว่าเท่ากับ 30.54 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.60 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนมกราคม – เมษายน 2570 คาดว่าเท่ากับ 29.18 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.15 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม – เมษายน 2570 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,578.84 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 149.35 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 กับประมาณการงวดเดือน มกราคม –เมษายน 2570

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 69	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 70	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	384.98	449.60	+64.62	+16.78
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	29.93	30.54	+0.60	+2.02
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	29.33	29.18	-0.15	-0.50
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,429.49	3,578.84	+149.35	+4.35
- ซื้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	1.98	1.97	-0.01	-0.41

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ วันที่ 7 ตุลาคม 2569

หมายเหตุ * ราคาก๊าซธรรมชาติ (ก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา และ LNG) รวมกับแหล่งน้ำพอง และลานกระบือ ซึ่งรวมค่าผ่านท่อบนบก

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

2. การประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (Estimated Fuel Cost : EFC)

ความต้องการในการผลิตและซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 5,625 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น เนื่องมาจากแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้น อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ รวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านลิกไนต์ในประเทศซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มขึ้น

เล็กน้อยจากช่วงที่ผ่านมา ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าในส่วนของพลังน้ำจากประเทศลาวลดลงมาก ส่งผลให้ต้องผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทน ส่งผลทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ <u>243,688 ล้านบาท</u> เพิ่มขึ้น 40,090 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 203,598 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน มกราคม –เมษายน 2570 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 66.53 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไป คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 12.54 และถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 7.55 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.70 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 3.46 เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 3.20 น้ำมันเตาร้อยละ 0.005 และน้ำมันดีเซลร้อยละ 0.003 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนมกราคม –เมษายน 2570 มีมูลค่าเท่ากับ 233,735 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 76,493 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 69 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 70 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำในประเทศ (กฟผ.)	1,675.35	2.36%	2,646.53	3.46%	971.18	+1.10%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	2,071.80	2.92%	2,445.70	3.20%	373.90	+0.27%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,714.32	8.06%	5,778.72	7.55%	64.40	-0.51%
ลาว	13,333.75	18.82%	9,557.07	12.49%	-3,776.68	-6.32%
- พลังน้ำ, ลาว	9,150.41	12.91%	5,807.88	7.59%	-3,342.54	-5.32%
- ลิกไนต์, ลาว	4,183.34	5.90%	3,749.20	4.90%	-434.14	-1.00%
มาเลเซีย	44.64	0.06%	41.04	0.05%	-3.60	-0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,710.69	6.65%	5,127.77	6.70%	417.08	+0.06%
น้ำมันดีเซล (กฟผ.)	1.75	0.002%	2.39	0.003%	0.63	+0.001%
น้ำมันเตา (กฟผ.)	3.64	0.01%	3.64	0.005%	-	-0.0004%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	43,311.72	61.12%	50,890.11	66.53%	7,578.39	+5.41%
- กฟผ.	14,217.59	20.06%	15,856.46	20.73%	1,638.88	+0.67%
- IPPs + SPPs	29,094.13	41.06%	35,033.65	45.80%	+5,939.52	+4.74%
รวม	**70,867.66**	**100.00%**	**76,492.96**	**100.00%**	**5,625.31**	**-**

หมายเหตุ: *อื่นๆ ประกอบด้วย SPP Firm (Coal, Renew) SPP Non-Firm และพลังงานทดแทนของ กฟผ.

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 9,953 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (67,668 ล้านหน่วย) เท่ากับ 14.71 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 0.90 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 13.81 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการส่งเสริม

พลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นร้อยละ 12 ในขณะที่ประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 233,735 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 9,953 ล้านบาท

รวม 243,688 ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 และเดือน มกราคม – เมษายน 2570

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 69 (ประมาณการ)	ม.ค. - เม.ย. 70 (ประมาณการ)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**70,868**	**76,493**	**+5%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	**52,709**	**55,470**	**+5%**
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	39,330	45,872	+17%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	13,379	9,598	-28%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	**18,159**	**21,023**	**+16%**
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**64,401**	**67,668**	**+5%**
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**194,707**	**233,735**	**+20%**
ค่าซื้อไฟฟ้า	**157,104**	**185,158**	**+18%**
ในประเทศ	130,674	166,273	+27%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	26,092	28,122	+8%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	16,196	18,050	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	9,896	10,072	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	104,582	138,151	+32%
ต่างประเทศ	26,430	18,885	-29%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	4,781	3,982	-17%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	21,649	14,903	-31%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	**37,603**	**48,577**	**+29%**
ก๊าซธรรมชาติ	36,231	46,947	+30%
ลิกไนต์	1,313	1,572	+20%
น้ำมันเตา	36	37	+3%
น้ำมันดีเซล	23	21	-9%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**8,891**	**9,953**	**+12%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	8,662	9,681	+12%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	229	272	+19%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**203,598**	**243,688**	**+20%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 ตุลาคม 2569

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 53,214 ล้านบาท หรือ +78.64 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 243,688 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ซึ่งประกาศใช้เมื่อเดือน พฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์/หน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 เท่ากับ 190,474 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 74,165 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2570 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 53,214 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนมกราคม –เมษายน 2570

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ม.ค.–เม.ย. 70	48,577	185,158	3,096	6,585	272	9,953	243,688	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนมกราคม - เมษายน 2570 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	74,165	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	190,474	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	+53,214	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน มกราคม - เมษายน 2570						(ล้านหน่วย)	67,668	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือน มกราคม - เมษายน 2570						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+78.64**	(7)=(5)/(6)

3.2 การปรับปรุงส่วนต่างค่า F_t ตามต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า (Accumulated Factor: AF)

กฟผ. ได้นำเสนอยอดสะสมซึ่งเกิดจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บ สะสมสำหรับรอบเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2569 (ค่า AF) จำนวน 36,433 ล้านบาท ยกมาในการคำนวณประมาณการค่า F_t งวดเดือน มกราคม - เมษายน 2570 คิดเป็น +53.84 สตางค์ต่อหน่วยจำหน่าย

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 66.3 เป็น 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซเอราวัณลดการผลิตในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน ทำให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จากตลาดโลกซึ่งมีราคาสูงและมีความผันผวนเนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาว และได้รับผลกระทบจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ในปริมาณที่สูงขึ้นเพื่อ

ทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลง ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ปรับตัวสูงขึ้นจาก 230 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 286 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านบีทียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับสถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

(3) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึงมาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 495 บาทต่อล้านบีทียู ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำยังคงมีปริมาณลดลงจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทย และยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน รวมไปถึงมาตรการทยอยปรับค่า F_t โดยให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเดือน

กันยายน 2564 จนถึงเมษายน 2565 ที่สูงกว่าแผน เป็นจำนวนเงิน 83,010 ล้านบาท แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน เพื่อชะลอการนำวงเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565) ทำให้ประกาศเรียกเก็บเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 คิดเป็นค่า F_t เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย

(5) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -14,971 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -3,871 ล้านบาท และค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -7,912 ล้านบาท รวมถึงรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอ จำนวน 3,188 ล้านบาท

(6) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2566 จำนวน 3,188 ล้านบาท) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

(6.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -34,493 ล้านบาท

(6.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าจำนวนรวม -5,027 ล้านบาท ประกอบด้วย 1) ค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -150 ล้านบาท 2) เงินส่งคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ (AF_{Gas}) งวดมกราคม-เมษายน 2566 ที่ ปตท. ได้ส่งคืนเป็นส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติให้กับผู้ใช้ก๊าซภาคไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. จำนวน -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน 20 ล้านบาท

(7) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 3,912 ล้านบาท ดังนี้

(7.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 **สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 4,715 ล้านบาท

(7.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -803 ล้านบาท

(8) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท ดังนี้

(8.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 **สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 327 ล้านบาท

(8.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน 1,521 ล้านบาท

(9) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ดังนี้

(9.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -8,354 ล้านบาท

(9.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -4,905 ล้านบาท

(10) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 จำนวน -13,496 ล้านบาท ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมสูงกว่าที่ประมาณการไว้ -10,032 ล้านบาท

(11) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงตามข้อเสนอของ กฟผ. **สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม– เมษายน 2568 จำนวน 17,706 ล้านบาท โดยเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กกพ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จะทำให้ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการคำนวณครั้งนี้สูงกว่าเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม– เมษายน 2568 จำนวน 16,884 ล้านบาท (17,706 – 821) ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ -7,464 ล้านบาท

(12) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 และมีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้ามาลดค่าไฟฟ้าตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2568 รวมจำนวน -19,014 ล้านบาท ดังนี้

(12.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 รวมการปรับปรุงส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติในงวดที่ 1 เป็นเงินประมาณ 2,942 ล้านบาท และรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า รวมประมาณ 3,108 ล้านบาท) เท่ากับ 7,073 ล้านบาท **ต่ำกว่า** ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -6,496 ล้านบาท

(12.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -318 ล้านบาท

(12.3) มีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2568 นำมาลดค่าไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากภาวะวิกฤตราคาพลังงานมีความผันผวน และเกิดความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากสงครามทางการค้าจากแนวนโยบายด้านการค้าต่างประเทศของสหรัฐอเมริกา ส่งผลต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ทำให้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ จำนวน -12,200 ล้านบาท

(13) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 และมีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้ามาลดค่าไฟฟ้าตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2568 รวมจำนวน -11,130 ล้านบาท ดังนี้

(13.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 รวมการปรับปรุงส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติในงวดที่ 2 จำนวน 2,580 ล้านบาท เป็นเงินเท่ากับ 173,533 ล้านบาท สูงกว่าที่คำนวณไว้ในค่าไฟฟ้าฐานจำนวน 1,556 ล้านบาท ในขณะที่ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้เท่ากับ 9,902 ล้านบาท จึงทำให้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -8,346 ล้านบาท

(13.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ Energy Pool Price (EPP) ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -144 ล้านบาท

(13.3) มีการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2568 นำมาลดค่าไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากภาวะวิกฤตราคาพลังงานมีความผันผวน และเกิดความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากสงครามทางการค้าจากแนวนโยบายด้านการค้าต่างประเทศของสหรัฐอเมริกา ส่งผลต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ทำให้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 เป็นจำนวน -2,640 ล้านบาท

(14) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2569 จำนวน 4,660 ล้านบาท ดังนี้

(14.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569 (รวมรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า ประมาณ 117 ล้านบาท) เท่ากับ 1,679 ล้านบาท **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ +6,339 ล้านบาท

(15) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2569 จำนวน 5,165 ล้านบาท ดังนี้

(15.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2569 เท่ากับ 26,516 ล้านบาท **สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ +11,796 ล้านบาท

(15.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ Energy Pool Price (EPP) ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -83 ล้านบาท

(15.3) การนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2569 นำมาลดค่าไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากภาวะวิกฤตราคาพลังงานมีความผันผวน และสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ส่งผลต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ทำให้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ จำนวน -9,472 ล้านบาท

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 ยกไป งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) $EU(A)_t$	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (3)-(4)
ก.ย. – ธ.ค. 64	57,696	30,025	+52.04	+81	+0.14	+30,106	+52.18	-8,837	-15.32	+38,943
ม.ค. – เม.ย. 65	58,805	63,614	+108.18	+20,212[1/]	+34.37	+83,826	+142.55	+817	+1.39	+83,010 (+44,067)
พ.ค. - ส.ค. 65	64,446	58,830	+91.29	+83,010	+128.80	+141,840	+220.09	+15,959	+24.77	+125,876 (+42,866)
ก.ย. – ธ.ค. 65	58,625	92,308	+157.46	+112,733[2/]	+192.30	+205,041	+349.76	+54,773	+93.43	+150,268 (+24,392)
ม.ค. - เม.ย. 66	58,569	73,645[3/]	+125.74	+142,356[4/]	+243.06	+216,001	+368.80	+80,704	+137.79	+135,297 (-14,971)
พ.ค. - ส.ค. 66	67,172	26,761	+39.84	+130,270[5/]	+193.94	+157,031	+233.78	+61,254	+91.19	+95,777 (-39,520)

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) $EU(A)_t$	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (3)-(4)
ก.ย. - ธ.ค. 66	61,729	17,357	+28.12	+94,974[6/]	+153.86	+112,331	+181.98	+12,642	+20.48	+99,689 (-3,912)
ม.ค. - เม.ย. 67	65,525	26,353	+40.22	+98,168[7/]	+149.82	+124,521	+190.04	+26,026	+39.72	+98,495 (-1,194)
พ.ค. - ส.ค. 67	70,132	19,502	+27.81	+93,590[8/]	+133.45	+113,092	+161.26	+27,856	+39.72	+85,236 (-13,259)
ก.ย. - ธ.ค. 67	63,862	11,870	+18.59	+85,236[9/]	+133.47	+97,106	+152.06	+25,366	+39.72	+71,740 (-13,496)
ม.ค. - เม.ย. 68 (หลังปรับปรุง)	61,417	16,884[10/]	+27.49	+71,740[11/]	+116.81	+88,624	+144.30	+22,552	+36.72	+66,072 (-5,668)
พ.ค. - ส.ค. 68	68,804	7,073	+10.28	+53,553[12/]	+77.83	+60,626	+88.11	+13,568	+19.72	+47,058 (-19,014)
ก.ย. - ธ.ค. 68	62,980	1,556	+2.47	+44,274[13/]	+70.30	+45,830	+72.77	+9,902	+15.72	+35,928 (-11,130)
ม.ค. - เม.ย. 69	65,224	1,679	+2.57	+35,928[14/]	+55.09	+37,607	+57.66	+6,339	+9.72	+31,268 (-4,660)
พ.ค. - ส.ค. 69	72,683	26,516	+36.48	+21,713[15/]	+29.87	+48,229	+66.35	+11,796	+16.23	+36,433 (+5,165)
รวม AF สะสม 14 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ม.ค. – เม.ย. 70)										**+36,433**

หมายเหตุ: [1/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า F_t มาช่วยลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าตามมติ กบง. และ กกพ. เพิ่มเติมรวมจำนวน 18,731 ล้านบาท (เงินบริหารจัดการค่า F_t ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ 4,129 ล้านบาท เงินเรียกคืนฐานะการเงินปี 2563 จำนวน 1,000 ล้านบาท และเงินบริหารจัดการภาระ Take or Pay ปี 2563 จำนวน 13,601 ล้านบาท)

[2/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2565 จำนวน 125,876 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือน พ.ค. – ธ.ค. 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท

[3/] กฟผ. นำเสนอรายการปรับปรุงเดือนเมษายน 2565 - เมษายน 2566 ในการคำนวณเดือน มกราคม – เมษายน 2566 รวมจำนวน 7,912 ล้านบาท ทั้งนี้ กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเฉพาะรายการส่วนต่าง EPP กับ Pool Gas ในการคำนวณเดือน มกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 4,727 ล้านบาท สำหรับรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กฟผ. นำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง

[4/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2565 จำนวน 150,268 ล้านบาท และมีเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน 7,912 ล้านบาท

[5/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2566 จำนวน 135,297 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม 2566 จำนวน -150 ล้านบาท รวมกับเงิน AF_{Gas} งวดมกราคม-เมษายน 2566 จาก ปตท. -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ +20 ล้านบาท

[6/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2566 จำนวน 95,777 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน 803 ล้านบาท

[7/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2566 จำนวน 99,689 ล้านบาท ต้นทุนจริงที่สูงขึ้นกว่าประมาณการ 327 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -1,521 ล้านบาท

[8/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2567 จำนวน 98,495 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -8,354 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -4,905 ล้านบาท

[9/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2567 จำนวน 85,236 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -13,216 ล้านบาท และ กฟผ. นำเสนอรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้าในช่วงก่อนหน้าลดลงจำนวน -280 ล้านบาท

[10/] กฟผ. นำเสนอส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน (FAC) จำนวน 17,705 ล้านบาท โดย กกพ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 เพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมจำนวน 821 ล้านบาท จึงคงเหลือ FAC ในการคำนวณครั้งนี้ จำนวน 16,884 ล้านบาท

[11/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2567 จำนวน 71,740 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -13,496 ล้านบาท

[12/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2568 จำนวน 66,072 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -318 ล้านบาท และเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. นำมาลดค่าไฟฟ้า จำนวน -12,200 ล้านบาท

[13/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2568 จำนวน 47,058 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -144 ล้านบาท และเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. นำมาลดค่าไฟฟ้า จำนวน -2,640 ล้านบาท

[14/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2568 จำนวน 35,928 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -4,660 ล้านบาท

[15/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2569 จำนวน 31,268 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -83 ล้านบาท และเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. นำมาลดค่าไฟฟ้า จำนวน -9,472 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2570

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปรประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570

$$F_t \text{ ขายปลีก} = \frac{FAC + AF}{EU}$$

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนมกราคม – เมษายน 2570 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +53,214 ล้านบาท หรือ +78.64 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดมกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ **+36,433 ล้านบาท หรือ +53.84 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงในเดือน มกราคม – เมษายน 2570 เท่ากับ 67,668 ล้านหน่วย

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ม.ค.-เม.ย. 70}} = \frac{FAC_{\text{ม.ค.-เม.ย. 70}} + AF_{\text{ก.ย.64 – ส.ค. 69}}}{EU_{\text{ม.ค.-เม.ย. 70}}}$$

$$= \frac{(+53{,}214) + (+36{,}433)}{67{,}668} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+53{,}214}{67{,}668} + \frac{+36{,}433}{67{,}668} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +78.64 + +53.84 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

$$= +132.48 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2570

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาตรึงค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ และยังคงต่อเนื่องไปถึงปี 2566 โดย กกพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 งวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย 24.77 สตางค์ต่อหน่วย และ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ รวมถึงนโยบายของกระทรวงพลังงานและมติ กพช. ครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม – เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กกพ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – ธันวาคม 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท มาคำนวณคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยแล้ว จึงทำให้ ค่า F_t สะสม ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2565 อยู่ในระดับ 150,268 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่า AF คืนให้ กฟผ. บางส่วนประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงของ กฟผ. และ AF_{Gas} งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของ

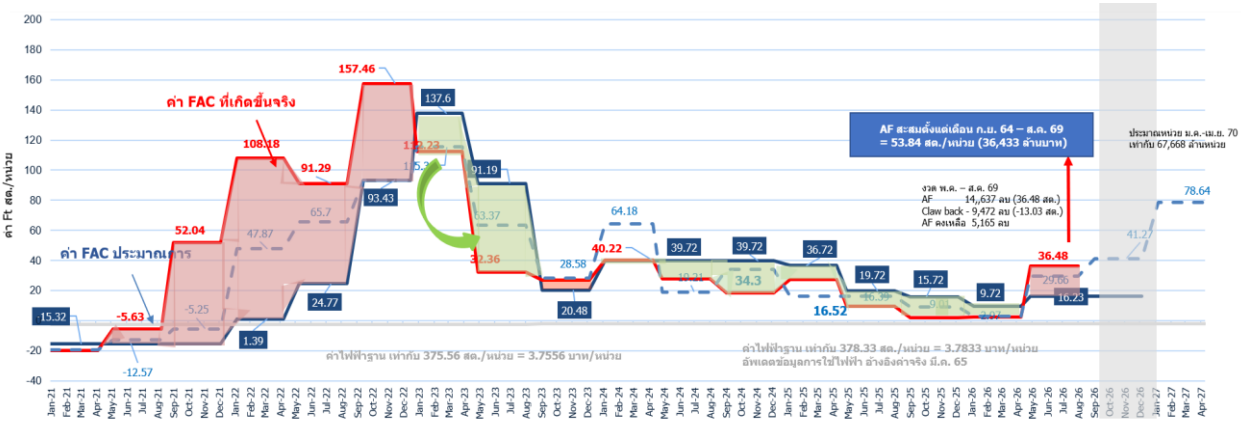
รัฐที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 3,912 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง โดยในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคง**สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน 1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลงรวมประมาณ 1,194 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ลดลงเป็น 98,495 ล้านบาท รวมไปถึงในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่าประมาณการเป็นเงินประมาณ 6,030 ล้านบาท เนื่องจากมีการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเมื่อรวมรายการปรับปรุงเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ประมาณ 4,905 ล้านบาท ทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นประมาณ 1,125 ล้านบาท ส่งผลทำให้ กฟผ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ 13,259 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

ในเดือน กันยายน – ธันวาคม 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่าประมาณการเป็นเงินประมาณ 13,496 ล้านบาท เนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนได้แข็งค่าขึ้น ราคาพลังงานลดลง มีการผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำ (พลังงานน้ำทั้งในประเทศและต่างประเทศ ถ่านหินลิกไนต์ต่างประเทศ) ได้เพิ่มขึ้น และมีการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเมื่อรวมจำนวนเงินที่ กฟผ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 13,496 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท

สำหรับปี 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่องในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 13,412 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 มีอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าลง 0.6 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.92 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในส่วนที่ กกพ. มีมติให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 5,668 ล้านบาท (ต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 7,474 ล้านบาท) จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมตามข้อเสนอของ กฟผ. ควบคู่กับการทยอยคืนภาระส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ให้กับรัฐวิสาหกิจที่ได้รับภาระไว้จำนวน 2 ราย คือ ปตท. และ กฟผ. ประมาณ 15,800 ล้านบาท เป็น 6 งวด (รอบเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ถึงรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ข้อยุติจากการอุทธรณ์ของผู้รับใบอนุญาตจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ.

ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท และในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ทยอยคืนเงินค่า AF ให้ กฟผ. บางส่วน ร่วมกับการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) จำนวน 2,640 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน รวมทั้ง เงินปรับปรุง Settlement Values (SV) ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ชำระให้ กฟผ. จำนวน 144 ล้านบาท ส่งผลให้มีค่า AF เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ซึ่งจะยกไปคำนวณในการประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 เป็นเงินจำนวน 8,346 ล้านบาท จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 35,928 ล้านบาท

สำหรับปี 2569 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 31,268 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 กฟผ. มีภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก 5,165 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2569 สูงขึ้นมาอยู่ที่ 36,433 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง ดังภาพ



กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 48/2569 (ครั้งที่ 1,038) เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2570 โดยพิจารณาสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนกันยายน 2569 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 33.21 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลกที่ยังมีความผันผวนและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศลดลงเนื่องจากเข้าสู่ฤดูแล้ง การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากใช้ถ่านลิกไนต์ลดลงจากปีก่อน และการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้ามีราคาที่เพิ่มขึ้น รวมทั้ง การพิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. ในการรับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ในระดับที่ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท (ปตท. 1,947 ล้านบาท และ กฟผ. 633 ล้านบาท) ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 และเงินส่วนต่างมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (ค่าเบื้องต้น) ของ ปตท. และ กฟผ. จำนวนประมาณ 3,075 ล้านบาท โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์วิกฤตความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก ส่งผลต่อราคาก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ตามแนวโน้มราคาในตลาดโลกมีค่าพุ่งสูง และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อน

ค่าลง ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2570 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 (ค่า AF) เป็นเงินสูงถึง 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 53.84 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2569 (ครั้งที่ 178) เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ได้มีมติ ดังนี้

(2.1) เห็นชอบแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้ความสำคัญในการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตรเป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน โดยคำนึงถึงปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถจัดสรรได้ สถานการณ์ด้านพลังงาน ความเป็นธรรมระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น และความสามารถในการแข่งขัน

(2.2) มอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวทางการบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าจากสถานการณ์ความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกในระยะสั้น โดยให้สะท้อนต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ได้รับการจัดสรรสำหรับการผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าว และการกระจายส่วนค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ตามหลักเกณฑ์และอำนาจหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีผลในรอบใบแจ้งค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม 2570

(3) กฟผ. จึงได้มีข้อเสนอการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 และข้อเสนอในการดำเนินงานตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน

(3.1) กรณีฐาน โดยมีประมาณการค่า F_t ขายปลีกเรียกเก็บประจำเดือนมกราคม 2570 - เมษายน 2570 เท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าประจำงวดที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost : FAC) ที่ 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2569 (ค่า AF) จำนวน 36,433 ล้านบาท หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า Ft สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย นอกจากนี้ กฟผ. ได้รายงานเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท ซึ่ง กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

(3.2) กรณีคำนวณค่า F_t เรียกเก็บเป็น 2 กลุ่ม (F_t 2 Tier) โดย กฟผ. ได้นำค่า FAC ภายหลังนำเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน 78.02 สตางค์ต่อหน่วย มาคำนวณการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1

บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร เป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ดังนี้

1) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร อยู่ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย เท่ากับปัจจุบัน

2) ค่า F_t เรียกเก็บสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ อยู่ที่ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. และข้อเสนอการปรับค่า F_t ขายปลีก ตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 2 กรณี ดังนี้

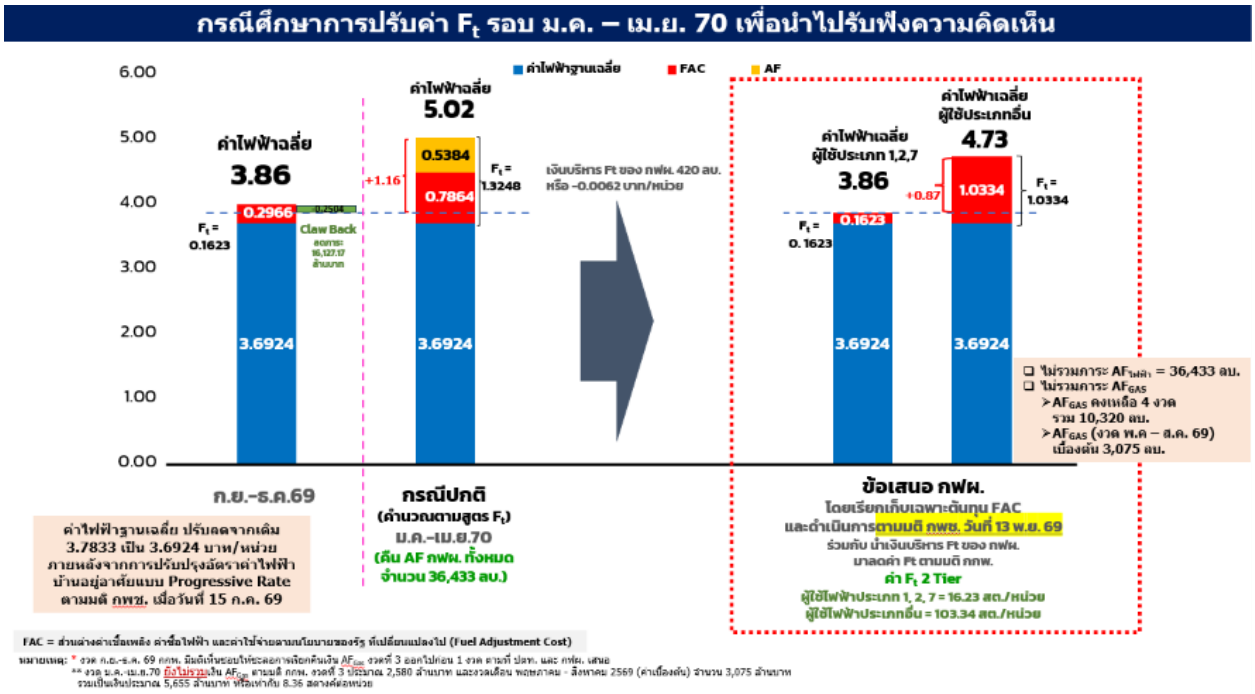
<u>กรณีปกติ</u>: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ที่แนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2570 (FAC) จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2570 จำนวน 36,433 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 53.84 สตางค์ต่อหน่วย) ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.69 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.02 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย** ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ในการประมาณการดังกล่าว ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่าภาระต้นทุนคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติ หรือ AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2570 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท

โดย กฟผ. ได้มีข้อเสนอในการเรียกเก็บค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2570 เฉพาะค่า FAC จำนวน 78.64 สตางค์ต่อหน่วย รวมทั้ง กกพ. พิจารณาให้นำเงินเงินค่าปรับจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอื่นๆ ที่ กฟผ. รายงานต่อ กกพ. จำนวนประมาณ 420 ล้านบาท มาใช้ในการบริหารค่า F_t ในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570 ทำให้สามารถลดค่า FAC ลงเหลือ 78.02 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.62 สตางค์ต่อหน่วย

<u>ข้อเสนอ กฟผ.</u>: เรียกเก็บเฉพาะต้นทุน FAC และดำเนินการตามมติ กพช. วันที่ 13 พฤศจิกายน 2569 ร่วมกับ นำเงินบริหาร F_t ของ กฟผ. มาลดค่า F_t ตามมติ กกพ.

<u>โดยมีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยภายหลังผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระต่อราคาไฟฟ้าจากปัจจุบัน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 2 และ 7</u> ส่งผลให้มีค่า Ft แบบ 2 อัตรา (F_t 2 Tier) โดยจำแนกตามกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 2 และ 7 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 3.86 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับในงวดปัจจุบัน
- **ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 103.34 สตางค์ต่อหน่วย**
  ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.73 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 จากระดับ 3.86 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน



โดยการปรับค่า F_t ในแต่ละกรณีข้างต้น จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไว้แทนประชาชน ดังนี้

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.6924 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ก.ย. – ธ.ค. 69 ตามมติ กกพ. 22 ก.ค. 69 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฐาน + F_t ม.ค. – เม.ย. 70 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
กรณีปกติ: ผลการคำนวณค่า F_t: F_t 132.48 สต./หน่วย	3.86* (ค่า F_t = 16.23 สต./หน่วย)	5.02	+1.16 (+30.05%)
ข้อเสนอ กฟผ.: เรียกเก็บเฉพาะต้นทุน FAC และ ดำเนินการตามมติ กพช. ร่วมกับเงินบริหาร F_t ตามมติ กกพ.: • ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 2 และ 7: ค่า Ft 16.23 สตางค์/หน่วย • ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น: ค่า Ft 103.34 สตางค์/หน่วย		3.86 4.73	+0.00 (+0.00%) +0.87 (22.54%)

* สำหรับงวดเดือนมกราคม–เมษายน 2570 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) ยังคงได้รับการคิดค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ประกาศใช้ตั้งแต่บิลเดือนกันยายน 2569 เป็นต้นมา โดยโครงสร้างดังกล่าวได้นำค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าสาธารณะ 0.0634 บาทต่อหน่วย ออกจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ ส่งผลให้ค่าไฟฐาน เท่ากับ 3.86 บาทต่อหน่วย

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีการปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย)	36,433 ล้านบาท (ณ สิงหาคม 2569)	**357.48** **3.57 บาท/หน่วย**	**1,193.84** **3.98 บาท/หน่วย**	**4,382.65** **4.38 บาท/หน่วย**
กรณีปกติ ค่า F_t เรียกเก็บ 132.48 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 116.25 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	473.73 (+116.25) 4.74 บาท/หน่วย	1,542.59 (+348.75) 5.14 บาท/หน่วย	5,545.15 (+1,162.50) 5.55 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		33%	29%	27%
ข้อเสนอ กฟผ. ตามมติ กพช. ค่า F_t เรียกเก็บ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย (เท่ากับงวดปัจจุบัน)	36,433 ล้านบาท	357.48 (+0.00) 3.57 บาท/หน่วย	1,193.84 (+0.00) 3.98 บาท/หน่วย	4,382.65 (+0.00) 4.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%

หมายเหตุ: การคำนวณข้างต้น ยังไม่รวมค่า AF_{Gas} เดือนกันยายน -ธันวาคม 2566 ซึ่งจะทยอยเรียกคืนอีก 4 งวดๆ ละ 2,580 ล้านบาท เป็นเงินรวมประมาณ 10,320 ล้านบาท และเงินส่วนต่างมูลค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้น ในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 (ค่าเบื้องต้น) จำนวน 3,075 ล้านบาท

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานและอัตราแลกเปลี่ยนยังคงมีความไม่แน่นอน เนื่องจากความไม่แน่นอนของเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ไม่อาจคาดการณ์ได้ว่าจะคลี่คลายลงเมื่อใด อาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเกิดการผันผวน อีกทั้งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเมียนมาร์ยังมีแนวโน้มที่ลดลงตามแผนการทำงานบำรุงรักษาของแหล่งก๊าซธรรมชาติ จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพื่อเสริมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ขาดหายและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศได้อย่างเพียงพอ ดังนั้น สำนักงาน กกพ. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

เอกสารแนบ 2
หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

1 ความเป็นมาทางนโยบาย

1.1 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 47/2558 (ครั้งที่ 357) เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2558 ได้มีมติเห็นชอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 - 2560 โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่บิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 เป็นต้นไป ซึ่งค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ดังนี้

1. ค่าไฟฟ้าฐาน	**ค่าไฟฟ้าฐาน** จะมีการ**ทบทวนทุก 3-5 ปี** ให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการจำหน่ายไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และการกำหนดผลตอบแทนที่เหมาะสมซึ่งกำกับดูแลจากภาครัฐ โดยค่าไฟฟ้าฐานที่ประกาศใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 ได้รวมค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Base Fuel Cost: BFC) ที่มีการเรียกเก็บจากประชาชนในรอบเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2558 ไว้ในระดับหนึ่งซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.5683 บาทต่อหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	**ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร** จะมีการ**ปรับเปลี่ยนทุก 4 เดือน (ม.ค.- เม.ย., พ.ค.-ส.ค., ก.ย.-ธ.ค. ของทุกปี)** เพื่อให้สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งมีค่าเป็นได้ทั้งบวก หรือลบ
+	
3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)	**ภาษีมูลค่าเพิ่ม** จะจัดเก็บใน**อัตราร้อยละ 7** ของมูลค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร โดยเงินส่วนนี้จะถูกนำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าถือเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่งจึงต้องเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย

(รายละเอียดประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง www.mea.or.th และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค www.pea.co.th และรายละเอียดโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง และสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย www.egat.co.th)

1.2 กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 18/2560 (ครั้งที่ 460) เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2560 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการปรับกระบวนการในการเสนอและพิจารณาค่า F_t เพื่อใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการจัดทำข้อเสนอค่า F_t ให้สามารถเปิดเผยการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าล่วงหน้าอย่างน้อย 1 รอบบิล ในการประกาศค่า F_t ตั้งแต่งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2560 เป็นต้นไป ทั้งนี้ มีข้อสังเกตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบริหารจัดการการเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำข้อเสนอค่า F_t เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีค่าจริง ค่าจริงเบื้องต้น และค่าประมาณการในลักษณะเดียวกับรอบระยะเวลาของกระบวนการเดิม

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจาก (1) ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนทั้งในและต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดที่พิจารณา) เทียบกับ ค่าใช้จ่ายที่ใช้คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) รวมกับ (2) ค่า F_t ที่คำนวณได้จริงที่แตกต่างจากค่า F_t ที่เรียกเก็บสะสมในงวด 4 เดือนที่ผ่านมา (Accumulated Factor: AF) แล้วหารด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดที่พิจารณา

2.2 ค่า F_t ขายส่งที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.):

F_t ขายส่งให้ กฟน. คำนวณจากค่า F_t ขายปลีกคูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน หักด้วยส่วนต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐของ กฟน. (คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.0126 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟน. คูณด้วยหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน) หารด้วยประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. สำหรับ F_t ขายส่ง กฟภ. คำนวณในสูตรเดียวกันกับ กฟน. โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟภ.

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560

