เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 12/2566 (ครั้งที่ 840) เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2566 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 293.60 สตางค์ต่อหน่วย โดยเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยของค่า F_t ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ 137.60 สตางค์ต่อหน่วย (ซึ่งคำนวณจากค่าเฉลี่ยที่ได้ดำเนินการตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 กำหนดนโยบายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยได้รับการจัดสรรก๊าซอ่าวไทยราคาถูกเพื่อรักษาระดับค่า F_t ให้เท่ากับช่วงก่อนหน้าคือ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จะคิดค่า F_t ตามแนวโน้มต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าในระดับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย) จะเพิ่มขึ้นเท่ากับ 156.00 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบกับ นโยบายของ กพช. ไม่ขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อน สำหรับเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 นี้ จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน ทำให้มีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เพิ่มขึ้นเท่ากับ 200.17 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เพิ่มขึ้นเท่ากับ 138.68 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เท่ากับ 293.60 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วยต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fule Adjustment Charge: FAC) ตามแนวโน้มสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้นมาอยู่ในระดับ 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และราคาเชื้อเพลิงที่เริ่มลดลงตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ ส่งผลให้ค่า F_t ที่เก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงมาก โดยเป็นค่าสะสมตั้งแต่ ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท และช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่ง กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชนรวมจำนวน 150,268 ล้านบาท จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เท่ากับ 230.23 สตางค์ต่อหน่วย

กกพ. ได้พิจารณา โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง จึงไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นไว้บริหารจัดการเพิ่มเติมได้แล้ว รวมถึงสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังมีแนวโน้มที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจส่งผลทำให้มีภาระตุ้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอีกได้ จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ข้อเสนอของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ. (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 1 งวด)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 293.60 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดจำนวน 230.23 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชน ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2565 คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2566 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.72 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 42 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 26 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด (ข้อเสนอของ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 105.25 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 41.88 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 27,337 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายในเดือนธันวาคม 2567 ตามกรอบระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ กฟผ. โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 109,349 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.84 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ลดลงร้อยละ 9 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด (กรณีศึกษา)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 98.27 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 34.90 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 22,781 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี คือเดือนเมษายน 2568 โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 113,905 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.77 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ลดลงร้อยละ 11 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

โดย กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 15/2566 (ครั้งที่ 843) เมื่อวันที่ 22 มีนาคม 2566 ได้พิจารณาความเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง รวมทั้ง พิจารณากรณีศึกษาการประมาณการค่า F_t เพิ่มเติมของ กฟผ. (ปรับอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าลงเป็น 35 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และคาดการณ์ราคา LNG ที่อาจมีแนวโน้มลดลง โดยมีผลการคำนวณใกล้เคียงกับกรณีที่ 3) ประกอบการพิจารณาแล้ว ดังนั้น จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ที่ 98.27 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ในกรณีที่เปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยของค่า Ft ที่เรียกเก็บผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและประเภทอื่นๆ ในเดือน มกราคม – เมษายน 2566 อยู่ที่ 137.60 สตางค์ต่อหน่วย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย) แล้วจะลดลง 39.33 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าลดลงจากประมาณ 5.16 บาทต่อหน่วย เป็น 4.77 บาทต่อหน่วย หรือลดลงประมาณร้อยละ 8 นอกจากนี้ ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2566 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 90.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 35.68 บาทต่อเหรียญสหรัฐ) เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 65,270 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2566) 4,142 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.78)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2566 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2565 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 72,220 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 4,387 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2566) ซึ่งอยู่ที่ 67,833 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.47

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 มกราคม 2566) เท่ากับ 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งแข็งค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2566) ประมาณการไว้ที่ 35.68 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 2.45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (ลดลงร้อยละ 6.87) ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อราคานำเข้าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศที่ลดลง

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 18.3506 บาท/MMbtu และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0772 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) เฉลี่ยเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เท่ากับ 379 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5 บาท/MMbtu) ปรับตัวลดลง 87 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงร้อยละ 18.67) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในเดือน มกราคม – เมษายน 2566 ซึ่งอยู่ที่ 466 บาทต่อล้านบีทียู (ไม่รวมค่าผ่านท่อในทะเล)

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 16.40 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 5.75 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 27.83 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.39 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 6,016.23 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 1,061.83 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ในค่าไฟฟ้าฐาน และประมาณการเดือน มกราคม – เมษายน 2566 กับประมาณการงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าไฟฟ้าฐาน พ.ย. 58 [1]	ประมาณการ		เปลี่ยนแปลง [3]-[1]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
			ม.ค. – เม.ย. 66 [2]	พ.ค. – ส.ค. 66 [3]		
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	289.30	462.65	398.72	+109.42 (+38%)	-63.93 (+14%)
- ราคา Pool Gas (ก่อนจัดสรรก๊าซอ่าวไทยให้บ้านอยู่อาศัย ตามมติ กพช.)	บาท/ล้านบีทียู		466	379		-87 (-12%)
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	15.20	22.15	16.40	-1.20 (+8%)	-5.75 (-26%)

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าไฟฟ้าฐาน พ.ย. 58 [1]	ประมาณการ		เปลี่ยนแปลง [3]-[1]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
			ม.ค. – เม.ย. 66 [2]	พ.ค. – ส.ค. 66 [3]		
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	25.86	28.22	27.83	+1.97 (+8%)	-0.39 (-1%)
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	569.70	693.00	820.00	250.30 (44%)	127.00 (18%)
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	2,825.70	4,954.40	6,016.23	+3,190.53 (+113%)	+1,061.83 (+21%)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 กุมภาพันธ์ 2566

หมายเหตุ * รวมก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา LNG น้ำพอง และลานกระบือ โดยเดือน มกราคม – เมษายน 2566 ได้คิดเฉลี่ยราคาก๊าซอ่าวไทยตามมติ กพช. ที่จัดสรรก๊าซอ่าวไทยให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่ 237 บาทต่อล้านบีทียู และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นที่ 496 บาทต่อล้านบีทียู

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 4,142 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 มีแนวโน้มปรับตัวลดลงเนื่องมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้น และแนวโน้มราคาพลังงานที่ลดลง ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 222,116 ล้านบาท ลดลง 22,874 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2566) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 244,990 ล้านบาท ตามราคาพลังงานที่ลดลง

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 57.80 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมา คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 17.34 และค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 7.89 เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า (โรงไฟฟ้า BLCP + GOC) ร้อยละ 7.13 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.23 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.74 น้ำมันเตา (กฟผ. และ IPP) ร้อยละ 0.84 และน้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs) ร้อยละ 0.03 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 มีมูลค่าเท่ากับ 222,116 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 72,220 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 66 [1]		ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 66 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	2,359.43	3.48%	1,978.35	2.74%	-381.08	-0.74%
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	1,198.41	1.77%	609.97	0.84%	-588.44	-0.92%
- กฟผ.	466.86		2.86			
- IPPs	731.55		607.11			
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,889.81	8.68%	5,694.83	7.89%	-194.98	-0.79%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	4,242.18	6.25%	5,151.28	7.13%	+909.10	0.88%

ประเภท	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 66 [1]		ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 66 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	33,810.73	49.84%	41,742.51	57.80%	+7,931.78	7.96%
- กฟผ.	12,992.86		15,882.96			
- IPPs + SPPs	20,817.87		25,859.55			
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	6,384.50	9.41%	20.36	0.03%	-6,364.14	-9.38%
- กฟผ.	1,100.99		0.73			
- IPPs	5,283.51		19.63			
ลาว	9,324.87	13.75%	12,475.35	17.27%	+3,150.48	3.53%
- พลังน้ำ, ลาว	5,294.74	7.81%	8,590.75	11.90%	+3,296.01	4.09%
- ลิกไนต์, ลาว	4,030.13	5.94%	3,884.60	5.38%	-145.53	-0.56%
มาเลเซีย	41.04	0.06%	49.68	0.07%	8.64	0.01%
อื่นๆ	4,582.03	6.75%	4,497.63	6.23%	-84.40	-0.53%
รวม	**67,833.00**	**100%**	**72,219.96**	**100%**	**4,386.96**	

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 10,636 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (65,270 ล้านหน่วย) เท่ากับ 16.30 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 4.41 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 20.41 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนลดลง

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 211,480 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 10,636 ล้านบาท

รวม **222,116 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือน มกราคม – เมษายน 2566 และเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2566

รายการ	ม.ค. - เม.ย.66 (แผน)	พ.ค. - ส.ค. 66 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**67,833**	**72,220**	**+6.47%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	**44,973**	**48,597**	**+8.06%**
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	35,607	36,072	+1.31%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	9,366	12,525	+33.73%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	**22,860**	**23,623**	**+3.34%**
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**61,128**	**65,270**	**+6.78%**
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**232,513**	**211,480**	**-9%**

รายการ	ม.ค. - เม.ย.66 (แผน)	พ.ค. - ส.ค. 66 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**181,080**	**167,320**	**-8%**
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศ (IPPs/ SPPs)	160,831	141,007	-12%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	25,978	27,064	+4%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ (EP และอื่นๆ)	134,853	113,943	-16%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	20,198	26,270	+30%
อื่นๆ (คีรีธาร)	51.73	43.56	-16%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	**51,433**	**44,160**	**-14%**
ก๊าซธรรมชาติ	37,931	40,151	+6%
ลิกไนต์	3,366	3,967	+18%
น้ำมันเตา	3,067	20	-99.4%
น้ำมันดีเซล	7,069	22	-99.7%
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**12,477**	**10,636**	**-15%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	11,724	10,318	-12%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	753	318	-58%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	**244,990**	**222,116**	**-9%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 กุมภาพันธ์ 2566

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 41,365 ล้านบาท หรือ +63.37 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ **222,116 ล้านบาท**

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 เท่ากับ **180,751 ล้านบาท** (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. เท่ากับ 70,378 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 41,365 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
พ.ค.–ส.ค. 66	44,160	167,320	9,034	1,284	318	10,636	222,116	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	70,378	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	180,751	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	+41,365	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2566						(ล้านหน่วย)	65,270	(6)

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							**+63.37**	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2565 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 150,268 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ต่อไป

(1) **เดือนกันยายน - ธันวาคม 2564** ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้า จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 66.3 เป็น 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซเอราวัณลดการผลิตในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน ทำให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จากตลาดโลกซึ่งมีราคาสูงและมีความผันผวนเนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาว และได้รับผลกระทบจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ในปริมาณที่สูงขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลง 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) **เดือนมกราคม – เมษายน 2565** ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้า จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 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) **เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565** ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้า จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก

83.5 เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) **เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565** ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้า จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 เป็น 495 บาทต่อล้านบีทียู ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำยังคงมีปริมาณลดลงจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทย และยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t โดยให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเดือนกันยายน 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

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) EU(A)t	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน 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 (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ พ.ค. – ส.ค. 66)
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (4)-(3)
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*	+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**	+192.30	+218,184	+372.17	54,773	+93.43	150,268 (+37,535)
รวม AF สะสม 4 งวด										**+150,268**

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

** ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2565 จำนวน 125,876 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า Ft 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

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +41,365 ล้านบาท หรือ +63.37 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2565 เท่ากับ **+150,268 ล้านบาท หรือ +230.23 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 เท่ากับ **65,270 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{พ.ค.-ส.ค. 66}} = \frac{FAC_{\text{พ.ค.-ส.ค. 66}} + AF_{\text{ก.ย.64-ธ.ค. 65}}}{EU_{\text{พ.ค.-ส.ค. 66}}}$$

$$= \frac{(+41{,}365) + (+150{,}268)}{65{,}270} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+41{,}365}{65{,}270} + \frac{+150{,}268}{65{,}270} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +63.37 + +230.23 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

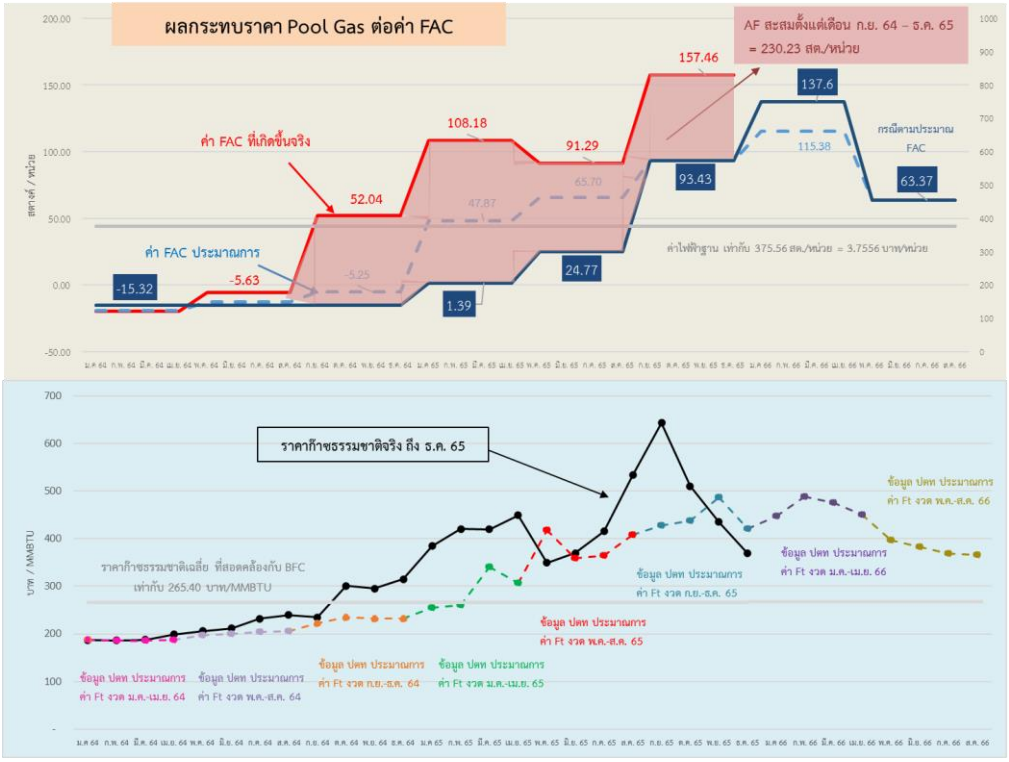
$$= +293.60 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566

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 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อน ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย

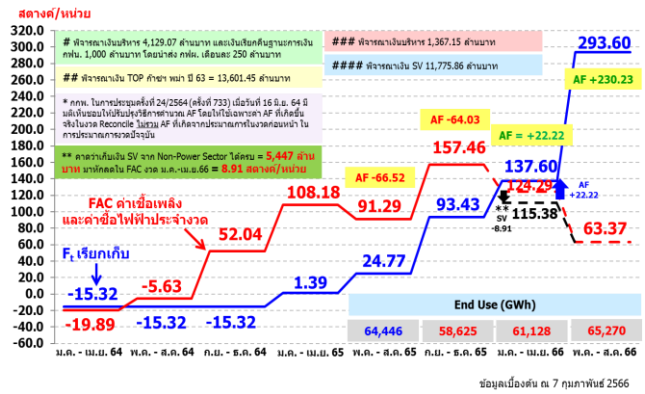
ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า **F_t** ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท หรือคิดเป็น 230.23 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม – เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้าตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน 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



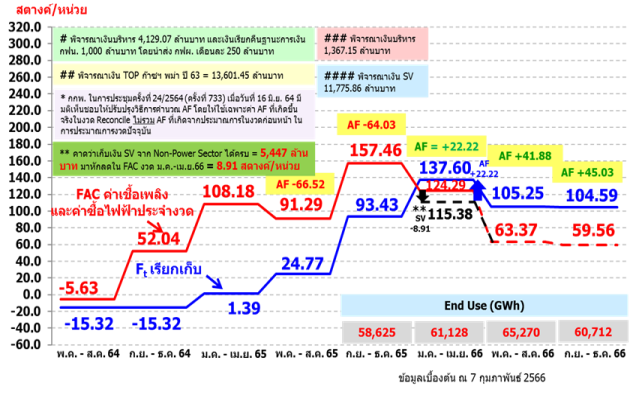
โดย กกพ. ได้พิจารณาข้อมูลตามรายงานการคำนวณค่า F_t งวดพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ของ กฟผ. ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 293.60 สตางค์ต่อหน่วย รวมถึงข้อเสนอการปรับค่า F_t ของ กฟผ. ที่ได้นำเสนอให้พิจารณานำค่า F_t เรียกเก็บเท่ากับ FAC งวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 และภาระค่า AF ค้างรับ ซึ่ง กฟผ. ได้พิจารณานำเงินประมาณการค่า AF รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ซึ่งคาดว่าจะเรียกเก็บคืนได้จำนวน 22.22 สตางค์ต่อหน่วย หรือคิดเป็นเงินจำนวน 13,584 ล้านบาท มาหักออกจากค่า AF สะสมในเดือน กันยายน

2564 - ธันวาคม 2565 ที่จะนำมาคำนวณในรอบเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ส่งผลให้ AF ลดลงจาก 150,268 ล้านบาท คงเหลือจำนวน 136,686 ล้านบาท มาเฉลี่ยเก็บเป็น 5 งวด (27,337 ล้านบาทต่องวด) ส่งผลให้ประมาณการค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 เท่ากับ 105.25 สตางค์ต่อหน่วย ดังภาพ

ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.



ข้อเสนอการปรับค่า F_t ของ กฟผ.

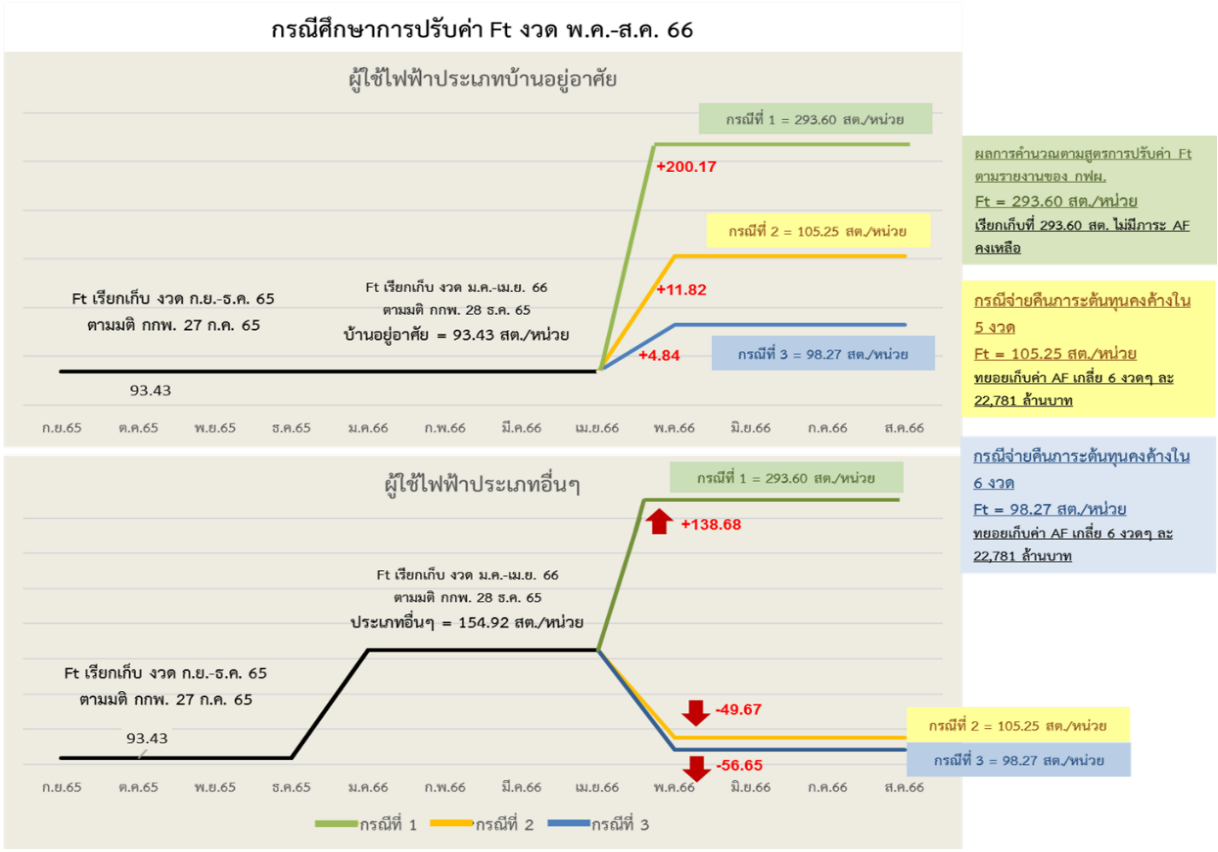


4.2 จากการพิจารณาการคำนวณดังกล่าว กกพ. ได้พิจารณา โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง จึงไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นไว้บริหารจัดการเพิ่มเติมได้แล้ว รวมถึงสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังมีแนวโน้มที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจส่งผลทำให้มีภาระตุ้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอีกได้ จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ข้อเสนอของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ. (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 1 งวด) ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 293.60 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 230.23 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชน ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2565 คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2566 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.72 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 42 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 26 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด (ข้อเสนอของ กฟผ.) ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 105.25 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 41.88 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 27,337 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายในเดือนธันวาคม 2567 ตามกรอบระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ กฟผ. โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชน จำนวน 109,349 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.84 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ลดลงร้อยละ 9 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 98.27 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน 63.37 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 34.90 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 22,781 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี คือเดือนเมษายน 2568 โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 113,905 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.77 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จากระดับ 4.72 บาทต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ลดลงร้อยละ 11 จากระดับ 5.33 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน



ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า ได้ดังนี้

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ม.ค. – เม.ย. 66) (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.78 บาท/หน่วย)	กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.</u> F_t 293.60 สต./หน่วย	กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด</u> F_t 105.25 สต./หน่วย	กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด</u> F_t 98.27 สต./หน่วย
ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. คงเหลือ	0 ล้านบาท	109,349 ล้านบาท	113,905 ล้านบาท
ค่าไฟฟ้าผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย Ft = 93.43 สต.หน่วย (ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปัจจุบัน 4.72 บาท/หน่วย)	6.72 บาท/หน่วย +2.00 (+42.4%)	4.84 บาท/หน่วย +0.12 (+2.5%)	4.77 บาท/หน่วย +0.05 (+1.0%)
ค่าไฟฟ้าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ Ft =154.92 สต.หน่วย (ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปัจจุบัน 5.33 บาท/หน่วย)	6.72 บาท/หน่วย +1.39 (+26.1%)	4.84 บาท/หน่วย -0.49 (-9.3%)	4.77 บาท/หน่วย -0.56 (-10.6%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย จำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย)		**434.68**	**1,439.04**	**5,168.25**
		4.34 บาท/หน่วย	**4.80** บาท/หน่วย	**5.17** บาท/หน่วย
<u>กรณีที่ 1</u> ค่า F_t เรียกเก็บ **293.60** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 200.17 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	634.85 (+200.17) 6.35 บาท/หน่วย	2,039.55 (+600.51) 6.80 บาท/หน่วย	7,169.95 (+2,001.70) 7.17 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+46%	+42%	+32%
<u>กรณีที่ 2</u> ค่า F_t เรียกเก็บ **105.25** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 11.82 สตางค์ต่อหน่วย)	109,349 ล้านบาท	446.50 (+11.82) 4.47 บาท/หน่วย	1,474.50 (+35.46) 4.92 บาท/หน่วย	5,286.45 (+118.20) 5.29 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+3%	+3%	+2%
<u>กรณีที่ 3</u> ค่า F_t เรียกเก็บ **98.27** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 4.84 สตางค์ต่อหน่วย)	113,905 ล้านบาท	439.52 (+4.84) 4.40 บาท/หน่วย	1,453.56 (+14.52) 4.85 บาท/หน่วย	5,216.65 (+48.40) 5.22 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+1%	+1%	+1%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566

นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

เอกสารแนบ 1
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. (คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐานเท่ากับ 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