

เอกสารเผยแพร่

เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 51/2565 (ครั้งที่ 818) เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2565 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 371.57 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 278.14 สตางค์ต่อหน่วย จากระดับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ซึ่งสะท้อนสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทที่ค่าลงมาอยู่ในระดับ 37 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน ซึ่งได้รับผลกระทบจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน จำนวน 165.64 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ ส่งผลให้ค่า F_t ที่เก็บจากผู้ซื้อไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงมาก โดยเป็นค่าสะสมตั้งแต่ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท และช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,870 ล้านบาท ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชนรวมจำนวน 125,880 ล้านบาท จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ 205.93 สตางค์ต่อหน่วย

โดย กกพ. ได้พิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริง ตามรายงานการคำนวณของ กกพ. แล้วจึงเห็นว่าควรมีการปรับปรุงการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนี้

(1) ข้อมูลประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่ กกพ. เสนอ ยังไม่ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เพื่อนำมาปรับลดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเป็นเงินประมาณ 4,478.57 ล้านบาท หรือประมาณ 7.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งหลังการปรับปรุงการคำนวณจะทำให้ประมาณต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (FAC) รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ลดลงจาก 165.64 สตางค์ต่อหน่วย เหลือเท่ากับ 158.31 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2565 (AF) ที่ กกพ. เสนอ ยังไม่ได้นำเงินที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 2,256.29 ล้านบาท มาคำนวณ นอกจากนี้ กกพ. ได้นำเสนอว่าปัจจุบัน กกพ. ได้รับเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กกพ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367.15 ล้านบาท จึงขอนำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารจัดการค่า F_t เพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชนร่วมด้วย ซึ่งเมื่อพิจารณาปรับปรุงการคำนวณแล้ว จะทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสม

ในรอบเดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2565 (AF) ที่คำนวณได้ลดลงจากเดิม 125,880 ล้านบาท ลงเหลือ 122,257 ล้านบาท ส่งผลให้ค่า AF สะสมลดลงจาก 205.93 สตางค์ต่อหน่วย คงเหลือ 200.00 สตางค์ต่อหน่วย

(3) ส่งผลให้การคำนวณประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ลดลงจากเดิม 371.57 สตางค์ต่อหน่วย คงเหลือ 358.31 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 264.88 สตางค์ต่อหน่วย จากระดับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 7.37 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 56

นอกจากนี้ กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มอ่อนตัวต่อเนื่อง และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลก เพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลงในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยราคา LNG ยังมีราคาสูงและมีความผันผวนต่อเนื่อง ประกอบกับได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง ซึ่งทำให้ไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มขึ้นไว้บริหารจัดการเพิ่มเติมได้อีก จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบหลังปรับปรุงจากข้อเสนอของ กฟผ. ไปจัดทำกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็น ทั้งหมด 3 กรณี ดังนี้

กรณีศึกษาที่ 1 ค่า F_t ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 158.31 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 66.67 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 1 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 224.98 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.03 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 81,505 ล้านบาท

กรณีศึกษาที่ 2 ค่า F_t ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 158.31 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 33.33 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 191.64 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.70 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 21 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 101,881 ล้านบาท

กรณีศึกษาที่ 3 ค่า F_t ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ 158.31 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.37 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 โดย กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนจำนวน 122,257 ล้านบาท

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่ กกพ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 108.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 34.4 บาทต่อเหรียญสหรัฐ) ตามเอกสารแนบ 1

ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 มีมติให้จัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคประเภทบ้านอยู่อาศัยเป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน โดยมอบหมายให้ กกพ. ไปคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่า F_t สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ตั้งแต่ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ซึ่ง กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 54/2565 (ครั้งที่ 821) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2565 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่า

ไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเรียกเก็บในเดือน มกราคม – เมษายน 2566 รวมทั้ง มติ กพข. แล้ว จึงมอบหมายให้สำนักงาน กพข. ประสานงานกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ กฟผ. จัดทำประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติ และประมาณการค่า F_t ที่ได้พิจารณาถึงมาตรการบริหารเชื้อเพลิงเพื่อลดต้นทุนค่าไฟฟ้าของกระทรวงพลังงานและมติ กพข. ดังกล่าว เพื่อนำเสนอ กพข. พิจารณาอีกครั้ง

โดย กพข. ในการประชุมครั้งที่ 58/2565 (ครั้งที่ 825) เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2565 ได้พิจารณาทบทวนประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. และการคำนวณประมาณการค่า F_t ของ กฟผ. ที่ได้ปรับแผนการใช้น้ำมันทดแทนก๊าซธรรมชาติแบบ Spot เพิ่มขึ้นจาก 250 ล้านลิตร เป็นมากกว่า 400 ล้านลิตร และครั้งที่ 61/2565 (ครั้งที่ 828) เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2565 ได้พิจารณาทบทวนประมาณการอัตราแลกเปลี่ยน ราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. และการคำนวณประมาณการค่า F_t ของ กฟผ. ที่ได้ดำเนินมาตรการบริหารเชื้อเพลิงเพื่อลดต้นทุนค่าไฟฟ้า และการพิจารณาปรับราคา Ft สอดคล้องที่กระทรวงพลังงานมอบหมายเพิ่มเติมเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2565 ตลอดจนพิจารณาผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินและการดำเนินงานของ กฟผ. จากการปฏิบัติตามนโยบายภาครัฐในการรับภาระค่า F_t จึงให้มีการทยอยจ่ายคืนหนี้ F_t คงค้างให้กับ กฟผ. ที่เป็นหน่วยงานของรัฐ ภายใน 3 ปี ตามที่ กฟผ. เสนอ จึงเห็นชอบค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 145.74 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาดำเนินการตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 โดยจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยกก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคประเภทบ้านอยู่อาศัยเป็นลำดับแรก ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน จึงเห็นชอบค่า F_t ขยายปลีก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และค่า F_t ขยายปลีก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ (ที่ไม่ใช่ประเภทบ้านอยู่อาศัย) เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) รายละเอียดสมมุติฐานที่เปลี่ยนแปลงไป ดังตาราง

สมมุติฐาน	มติ กพข. ในการพิจารณา เมื่อวันที่ 14 ธ.ค. 2565	มติ กพข. ในการพิจารณา เมื่อวันที่ 28 ธ.ค. 2565 (เปลี่ยนแปลง)
ราคาก๊าซธรรมชาติ Pool Gas ตามโครงสร้างเดิม (บาท/ล้านบีทียู)	493	466 (-27)
คำนวณราคา Pool Gas ตามมติ กพข.		
- ก๊าซธรรมชาติอ่าวไทยสำหรับบ้านอยู่อาศัย	237	237
- Pool Gas หลังการจัดสรรก๊าซอ่าวไทยให้บ้านอยู่อาศัย	535	496
สัดส่วนก๊าซธรรมชาติอ่าวไทย / เมียนมา / LNG	45% / 18% / 38%	45% / 18% / 38%
ราคา Spot LNG (เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู)	31.577	29.60 (-1.98)
ราคาน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้า (บาท/ลิตร)	31.94	28.22 (-3.72)
ปริมาณน้ำมันดีเซลในการผลิตกระแสไฟฟ้า (ล้านลิตรต่อเดือน)	มากกว่า 400	มากกว่า 400
อัตราแลกเปลี่ยน (Fx) (บาท/เหรียญสหรัฐ)	37	35.68 (-1.32)
การคำนวณค่า F _t (สตางค์ต่อหน่วย)		
ภาระหนี้สะสมจากการเรียกเก็บ F _t ของ กฟผ. (122,257 ล้านบาท)	33.33 (ทยอยเรียกเก็บคืนภายใน 2 ปี)	22.22 (-11.11) (ทยอยเรียกเก็บคืนภายใน 3 ปี)
ค่า F _t ที่คำนวณได้	176.57	145.74 (-30.83)
กรณีนำก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ประชาชนก่อน ตามมติ กพข.	ค่า Ft (สตางค์/หน่วย)	ค่า Ft (สตางค์/หน่วย)
ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย	93.43	93.43
ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น	190.44 (+97.01 จากงวดก่อนหน้า)	154.92 (-35.52) (+61.49 จากงวดก่อนหน้า)
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในรอบปีล.ม.ค. – เม.ย. 2566	ค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย (F _t = 93.43 สต.)	4.72	4.72
ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น	5.69 (+97.01 สต., +21%)	5.33 (+61.49 สต., +13%)

หมายเหตุ: * กฟผ. คำนวณกรณีศึกษาเพิ่มเติม โดยจัดสรรก๊าซอ่าวไทยเพื่อการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ราคา 237 บาทต่อล้านบีทียู ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจุบัน (รวมการทยอยคืนค่า AF ให้กับ กฟผ. 22.22 สตางค์ต่อหน่วย) ตามมติ กพช. ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 28.16 จากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด หรือประมาณ 64,980 ล้านบีทียู ในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ไฟฟ้ารายอื่นเพิ่มขึ้นเป็น 496 บาทต่อล้านบีทียู

จากการทบทวนสมมติฐานดังกล่าวส่งผลให้ผู้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจ่ายค่า F_c ในอัตราเดิม 93.43 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และผู้ใช้ไฟฟ้างุ่มอื่นๆ ต้องจ่ายค่า F_c ในอัตรา 154.92 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ค่า F_c ดังกล่าวทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยยังคงจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตรา 4.72 บาทต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เช่น ภาคธุรกิจ ภาคอุตสาหกรรม จะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตรา 5.33 บาทต่อหน่วย

เอกสารแนบ 1

รายละเอียดการคำนวณ เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือน มกราคม – เมษายน 2566 ที่ กฟผ. นำเสนอ

1. สมมติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2566 คาดว่าเท่ากับ 61,128 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565) 3,297 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.70)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2566 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 23 กันยายน 2565 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 67,833 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 3,742 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565) ซึ่งอยู่ที่ 64,091 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.84

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-30 กันยายน 2565) เท่ากับ 37.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565) ประมาณการไว้ที่ 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 2.60 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.55) ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อราคานำเข้าเชื้อเพลิงและไฟฟ้าจากต่างประเทศที่เพิ่มสูงขึ้น

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) เฉลี่ยเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ 552 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5 บาท/MMbtu) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 109 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.60) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือน กันยายน – ธันวาคม 2565) ซึ่งอยู่ที่ 443 บาทต่อล้านบีทียู (ไม่รวมค่าผ่านท่อในทะเล)

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนมกราคม – เมษายน 2566 คาดว่าเท่ากับ 22.81 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 2.31 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนมกราคม – เมษายน 2566 คาดว่าเท่ากับ 31.94 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 3.81 บาทต่อลิตร

(4) ราคาก๊าซหุงต้มนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม – เมษายน 2566 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 5,165.10 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 1,112.36 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1. เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_c ในค่าไฟฟ้าฐาน และ
ประมาณการเดือน กันยายน - ธันวาคม 2565 กับประมาณการเดือนมกราคม - เมษายน 2566

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าไฟฟ้าฐาน พ.ย. 58 [1]	ประมาณการ		เปลี่ยนแปลง [3]-[1]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
			ก.ย. - ธ.ค. 65 [2]	ม.ค. - เม.ย. 66 [3]		
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	289.30	481.98	564.64	+275.34 (+95%)	+82.66 (+17%)
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	15.20	20.50	22.81	+7.61 (+50%)	+2.31 (+11%)
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	25.86	28.13	31.94	+6.08 (+24%)	+3.81 (+14%)
- ราคาถ่านหิน (กฟผ.)***	บาท/ตัน	569.70	693.00	693.00	+123.30 (+22%)	0.00 (0%)
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	2,825.70	4,052.74	5,165.10	+2,339.40 (+83%)	+1,112.36 (+27%)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 12 ตุลาคม 2565

หมายเหตุ * รวมก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา LNG น้ำพอง และลานกระบือ

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

*** ปรับราคาถ่านหินลิโตนต์เพิ่มขึ้นตามราคาต้นทุนการผลิตถ่าน (Production Cost) ปี 2556 ตั้งแต่เดือนมกราคม 2559 เป็นต้นมา

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 3,297 ล้านหน่วย และ
ราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อน
ค่าลง และราคาพลังงานในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่าย
ตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 270,262 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 56,311 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่
ผ่านมา (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2565) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 213,951 ล้านบาท ตามปริมาณความต้องการ
ใช้ไฟฟ้าและราคาพลังงานที่เพิ่มขึ้น

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอ
ต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
หลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 54.20 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมา คือ การซื้อ
ไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 13.81 และค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ
8.46 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.75 น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs) ร้อยละ 6.31 ตามลำดับ

ในขณะที่ เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า (โรงไฟฟ้า BLCP + GOC) มีสัดส่วนการใช้ลดลงมาอยู่ที่ร้อยละ 6.25
สำหรับสัดส่วนที่เหลือจะเป็นการใช้เชื้อเพลิงพลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 3.48 น้ำมันเตา (กฟผ. และ IPP) ร้อยละ 0.73
ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีมูลค่าเท่ากับ 257,794 ล้านบาท และมี
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟารวมเท่ากับ 67,833 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. - ธ.ค. 65 [1]		ประมาณการ ม.ค. - เม.ย. 66 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1] ล้านบาท	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1] %
	ล้านบาท	สัดส่วน	ล้านบาท	สัดส่วน		
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,662.07	2.59%	2,359.43	3.48%	+697.36	0.88%
น้ำมันเตา (กฟผ.+IPPs)	5.14	0.01%	492.13	0.73%	+486.99	0.72%
- กฟผ.	5.14		2.86			
- IPPs	-		489.27			
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,950.43	9.28%	5,741.97	8.46%	-208.45	-0.82%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,796.36	9.04%	4,242.18	6.25%	-1,554.18	-2.79%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	34,059.19	53.14%	36,767.93	54.20%	+2,708.73	1.06%
- กฟผ.	13,416.18		13,466.84			
- IPPs + SPPs	20,643.01		23,330.09			
น้ำมันดีเซล (กฟผ.+IPPs)	0.79	0.00%	4,281.49	6.31%	+4,280.70	6.31%
- กฟผ.	0.67		600.67			
- IPPs	0.12		3,690.82			
ลาว	12,294.99	19.18%	9,324.87	13.75%	-2,970.12	-5.44%
- พลังน้ำ, ลาว	8,690.26	13.56%	5,294.75	7.81%	-3,395.52	-5.75%
- ลิกไนต์, ลาว	3,604.73	5.62%	4,030.13	5.94%	425.40	0.32%
มาเลเซีย	30.24	0.05%	41.04	0.06%	10.80	0.01%
อื่นๆ	4,291.82	6.70%	4,582.03	6.75%	290.21	0.06%
รวม	64,091.02	100%	67,833.07	100%	3,742.05	

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 12,468 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (61,128 ล้านบาท) เท่ากับ 20.40 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 5.69 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 26.09 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หน่วยผลิตไฟฟ้า และหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลง

2.3 รวมค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	257,794 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	12,468 ล้านบาท
รวม	270,262 ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล
ประมาณการเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 กับประมาณการเดือนมกราคม - เมษายน 2566

รายการ	ก.ย.65-ธ.ค.65 (แผน)	ม.ค.66-เม.ย.66 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	64,091	67,833	+6%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	43,011	45,611	+6%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	30,686	36,245	+18.12%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	12,325	9,366	-24.01%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	21,080	22,222	+5%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	57,831	61,128	+6%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	198,862	257,794	+30%
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	154,369	202,362	+31%
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศ (IPPs/ SPPs)	130,042	181,715	+40%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	30,665	32,420	+6%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ (EP และอื่นๆ)	99,377	149,295	+50%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	24,257	20,587	-15%
อื่นๆ (ศิริธาร)	70	60	-14%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	44,493	55,432	+11%
น้ำมันเตา	34	19	-43%
น้ำมันดีเซล	21	3,917	+18,416%
ก๊าซธรรมชาติ	40,875	48,130	+18%
ลิกไนต์	3,563	3,366	-6%
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	15,089	12,468	-17%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	14,387	11,724	-19%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	702	744	+6%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	213,951	270,262	+26%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 12 ตุลาคม 2565

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 101,250 ล้านบาท หรือ +165.64 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 270,262 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2566 เท่ากับ 169,012 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. เท่ากับ 65,807 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 101,250 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนมกราคม - เมษายน 2566

ประมาณการ ค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่า เชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและ ต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ม.ค.-เม.ย. 66	55,432	202,362	8,838	2,886	744	12,468	270,262	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนมกราคม - เมษายน 2566 (ES)						(ล้านบาท)	65,807	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(ล้านบาท)	169,012	(4)=(3)×(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						(ล้านบาท)	+101,250	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน มกราคม - เมษายน 2566						(ล้านบาท)	61,128	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือนมกราคม - เมษายน 2566						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	+165.64	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2565 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กฟผ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 125,880 ล้านบาท หรือคิดเป็น +205.93 สตางค์ต่อหน่วย สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม - เมษายน 2566 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคา น้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม - เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าถิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อ

ล้านปีที่ยู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล เพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณ ร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

(3) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,870 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่ง ก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำ มาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามนโยบายของ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลด ภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่ เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านปีที่ยู จึงส่งผล ให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วย จำหน่าย ทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) EU(A)t	ส่วนต่างค่าใช้จ่าย เชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตาม นโยบายรัฐ ที่ เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้า ฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวด ที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณ ได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ (AF สะสมยกไป จำนวนสำหรับรอบ ม.ค. – เม.ย. 66)
		(ล้านบาท)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท)	(สต./หน่วย)	
		(1)	(1)	(2)	(2)	(3)=(1)+(2)	(1)+(2)	(4)	(4)	(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	125,880 (+42,870)
รวม AF สะสม 3 งวด										+125,880

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

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขยายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ **+101,250 ล้านบาท หรือ +165.64 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2565 เท่ากับ **+125,880 ล้านบาท หรือ +205.93 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ที่นำมาคำนวณค่า F_t ในงวดมกราคม - เมษายน 2566 ขายให้ผู้ซื้อไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงเท่ากับ **61,128 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

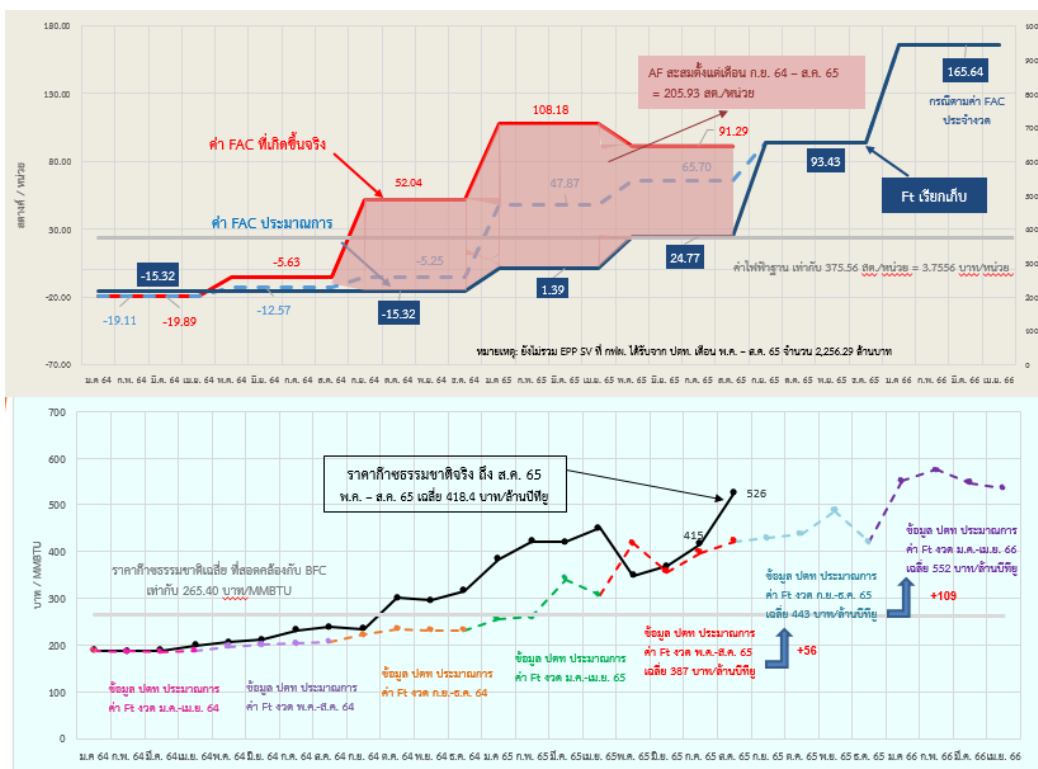
ประมาณการค่า F_t ขยายปลีก	ม.ค.-เม.ย. 66 =	$\frac{FAC_{\text{ม.ค.-เม.ย. 66}} + AF_{\text{ก.ย.64-ส.ค. 65}}}{EU_{\text{ม.ค.-เม.ย. 66}}}$	
	=	$\frac{(+101,250) + (+125,880)}{61,128}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$\frac{+101,250}{61,128} + \frac{+125,880}{61,128}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$+165.64 + +205.93$	สตางค์/หน่วย
	=	$+371.57$	สตางค์/หน่วย

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาค่า 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

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง สิงหาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 125,880 ล้านบาท หรือคิดเป็น 205.93 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 ประมาณ 42,870 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 83,010 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 และเดือนมกราคม - เมษายน 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน



กฟผ. ได้พิจารณาค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ในสถานการณ์ราคาพลังงานที่ยังคงปรับตัวสูงขึ้น และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงในปัจจุบัน ณ เดือนกันยายน 2565 สำหรับใช้ในการคำนวณครั้งนี้ตามที่ กฟผ. เสนอ และพบว่า ประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2566 เท่ากับ 371.57 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน (FAC) เท่ากับ 165.64 สตางค์ต่อหน่วย รวมกับ AF ที่ กฟผ. รับภาระอยู่ในขณะนี้ เท่ากับ 205.93 สตางค์ต่อหน่วย โดยเมื่อเปรียบเทียบค่า F_t ที่คำนวณได้เท่ากับ 371.57 สตางค์ต่อหน่วย กับค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2565) พบว่าเพิ่มขึ้น 278.14 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ กฟผ. ได้พิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริงตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. แล้วจึงเห็นว่า ควรมีการปรับปรุงการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนี้

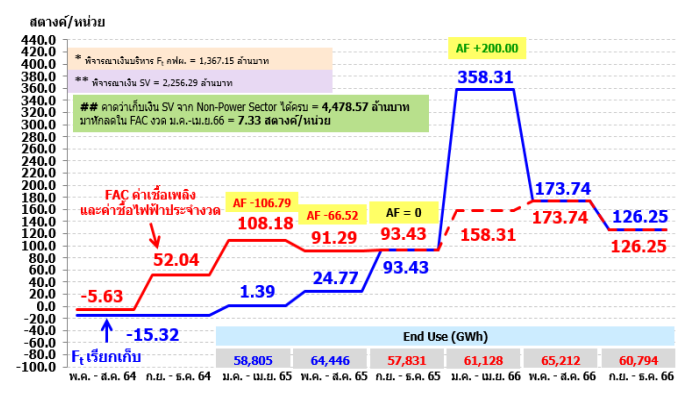
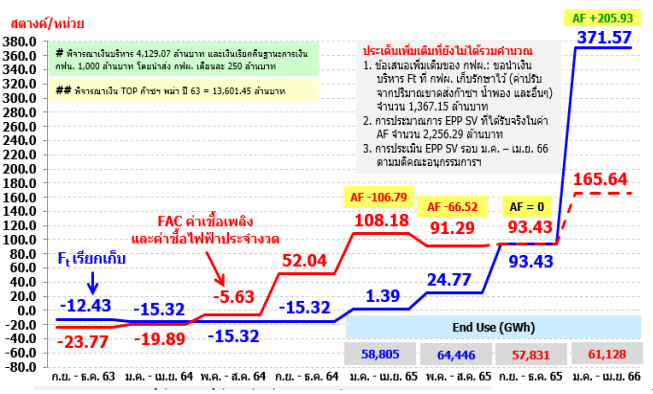
(1) ข้อมูลประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. เสนอ ยังไม่ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เพื่อนำมาปรับลดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเป็นเงินประมาณ 4,478.57 ล้านบาท หรือประมาณ 7.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งหลังการปรับปรุงการคำนวณจะทำให้ประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (FAC) รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ลดลงจาก 165.64 สตางค์ต่อหน่วย เหลือเท่ากับ 158.31 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2565 (AF) ที่ กฟผ. เสนอ ยังไม่ได้นำเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 2,256.29 ล้านบาท มาคำนวณ นอกจากนี้ กฟผ. ได้นำเสนอว่า ปัจจุบัน กฟผ. ได้รับเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขาดส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367.15 ล้านบาท จึงขอให้นำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารจัดการค่า F_t เพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชนร่วมด้วย ซึ่งเมื่อพิจารณาปรับปรุงการคำนวณแล้ว จะทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2565 (AF) ที่คำนวณได้ลดลงจากเดิม 125,880 ล้านบาท เหลือ 122,257 ล้านบาท ส่งผลให้ค่า AF สะสมลดลงจาก 205.93 สตางค์ต่อหน่วย เป็น 200.00 สตางค์ต่อหน่วย

(3) ส่งผลให้การคำนวณประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ลดลงจากเดิม 371.57 สตางค์ต่อหน่วย เป็น 358.31 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 264.88 สตางค์ต่อหน่วย จากระดับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 7.37 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 56

ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.

การพิจารณาของ กกพ. (ปรับปรุงจากข้อเสนอของ กฟผ.)



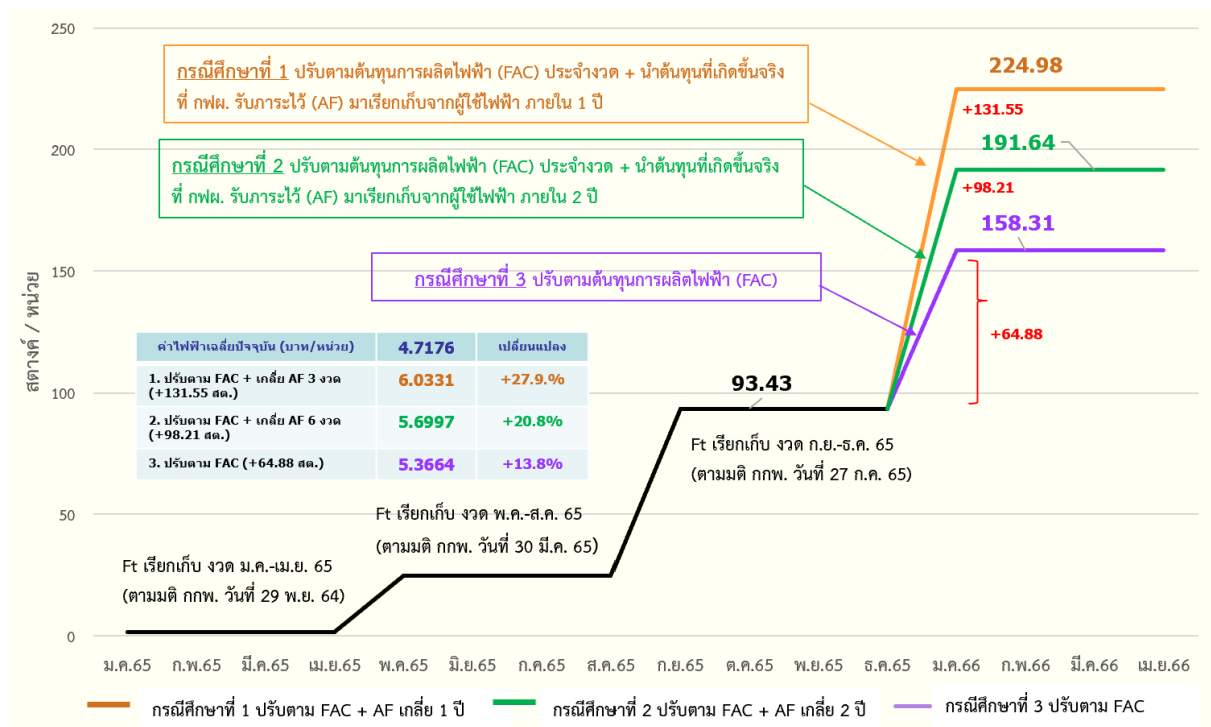
4.2 จากการพิจารณาการคำนวณในกรณีที่จะเป็นดังกล่าว รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มอ่อนตัวต่อเนื่อง และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลก เพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลงในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยราคา LNG ยังมีราคาสูงและมีความผันผวน จึงเห็นควรให้นำกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ไปปรับฟังความคิดเห็น ทั้งหมด 3 กรณี

โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และสถานะทางการเงินของ กฟผ. เพื่อให้สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคง และต่อเนื่อง ดังนี้

(1) กรณีศึกษาที่ 1 ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จำนวน 158.31 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วน จำนวน 66.67 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 1 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 224.98 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.03 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 81,505 ล้านบาท

(2) กรณีศึกษาที่ 2 ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จำนวน 158.31 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วน จำนวน 33.33 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 191.64 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.70 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 21 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 101,881 ล้านบาท

(3) กรณีศึกษาที่ 3 ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 เท่ากับ 158.31 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.37 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 โดย กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนจำนวน 122,257 ล้านบาท



หมายเหตุ: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (FAC) ประกอบไปด้วย ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน

ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นในแต่ละกรณีศึกษา จะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ดังนี้

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและ ค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระ แทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (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
กรณีศึกษาที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 224.98 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 131.55 สตางค์ต่อหน่วย)	81,505 ล้านบาท	566.23 (+131.55) 5.60 บาท/หน่วย	1,833.69 (+394.65) 6.12 บาท/หน่วย	6,483.75 (+1,315.50) 6.49 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+29%	+28%	+26%
กรณีศึกษาที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 191.64 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 98.21 สตางค์ต่อหน่วย)	101,881 ล้านบาท	532.89 (+98.21) 5.32 บาท/หน่วย	1,733.67 (+294.63) 5.78 บาท/หน่วย	6,150.35 (+982.10) 6.15 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+23%	+20%	+19%
กรณีศึกษาที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 158.31 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 64.88 สตางค์ต่อหน่วย)	122,257 ล้านบาท	499.56 (+64.88) 4.99 บาท/หน่วย	1,633.68 (+194.64) 5.45 บาท/หน่วย	5,817.05 (+648.80) 5.82 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+15%	+14%	+13%

หมายเหตุ*: ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565

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 จะมีการทบทวนทุก 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 กกพ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร จะมีการปรับเปลี่ยนทุก 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 จะจัดเก็บในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร โดยเงินส่วนนี้จะถูกนำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าถือเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่งจึงต้องเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย

(รายละเอียดประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง www.meo.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 ให้สามารถเปิดเผยการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าวางหน้าอย่างน้อย 1 รอบบิล ในการประกาศค่า F_t ตั้งแต่งวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2560 เป็นต้นไป ทั้งนี้ มีข้อสังเกตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบริหารจัดการเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำข้อเสนอค่า F_t เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีค่าจริง ค่าจริงเบื้องต้น และค่าประมาณการในลักษณะเดียวกับรอบระยะเวลาของกระบวนการเดิม

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจาก (1) ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กกพ. 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.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (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

