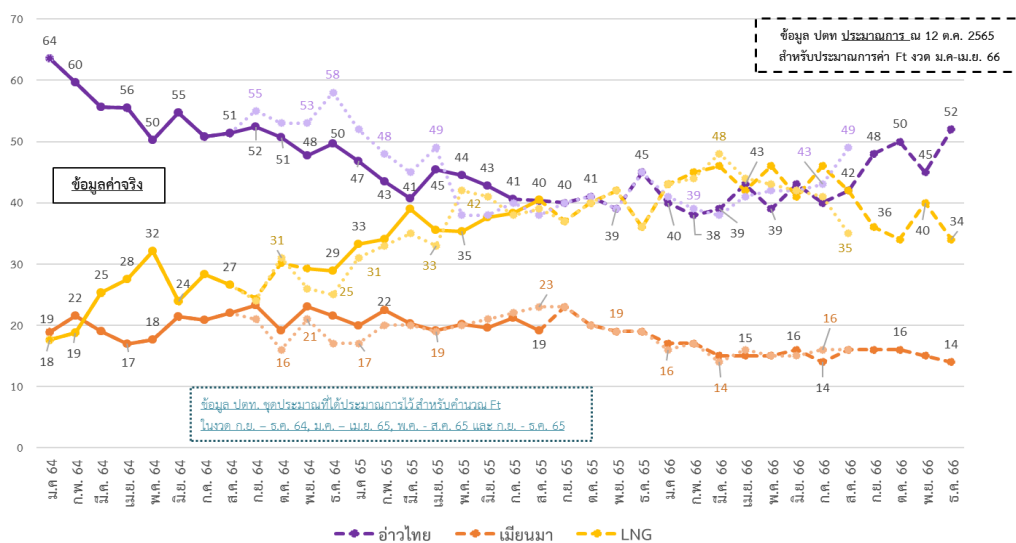
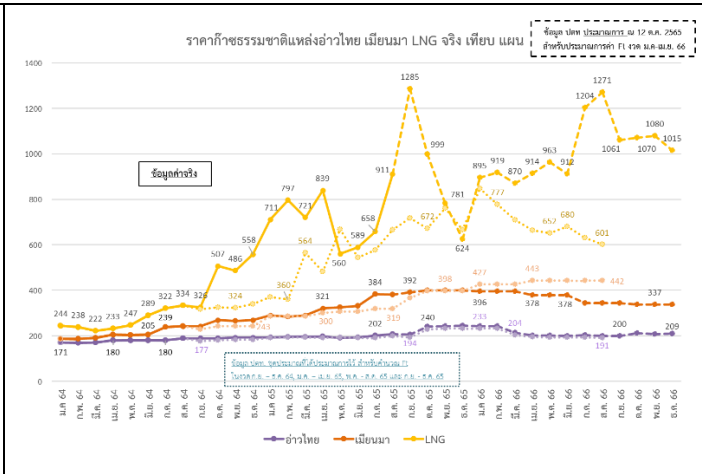
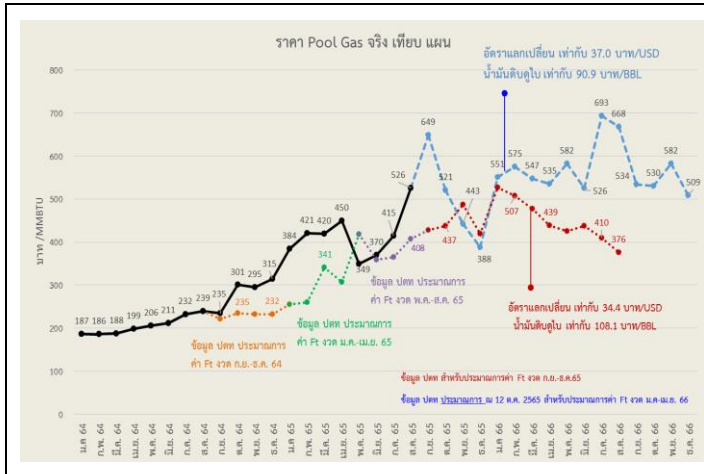


## เอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F<sub>t</sub>) สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566

ตามที่ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้ส่งสัญญาณเกี่ยวกับแนวโน้มค่าไฟฟ้าในปี 2566 ที่ยังคงอยู่ในช่วงขาขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มากขึ้นตามสภาพเศรษฐกิจที่กำลังฟื้นตัวหลังสถานการณ์ COVID-19 เริ่มผ่อนคลาย ประกอบกับปัจจัยต้นทุนพลังงานในการผลิตไฟฟ้ายังคงเพิ่มสูงขึ้น ทั้งจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจากระดับ 32 บาทต่อเหรียญสหรัฐในช่วงปี 2564 มาอยู่ในระดับ 37-38 บาทต่อเหรียญสหรัฐในปัจจุบัน ซึ่งส่งผลให้ราคานำเข้าพลังงานเพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยลดลง และผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาได้แจ้งการผลิตตามแผนลดลงอย่างต่อเนื่องร่วมด้วย จึงจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG แบบสัญญาจร (Spot LNG) ซึ่งเป็นสัญญาระยะสั้นที่มีต้นทุนแพงกว่าจากตลาดโลกมาทดแทน เพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติที่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าและใช้ในภาคอุตสาหกรรมของประเทศ ดังนั้น จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นตั้งแต่ช่วงไตรมาส 4 ของปี 2564 จนถึงปี 2566 แม้ว่าจะมีการดำเนินการตามนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น การเลื่อนการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะ การเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การปรับแผนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่ภาครัฐได้เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตเพื่อลดผลกระทบในการผลิตไฟฟ้ามาทดแทนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว และการนำมาตรการ Energy Pool Price ประกอบกับ ในปี 2565 ภาครัฐและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินมาตรการลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณานำมาตรการทยอยปรับค่า F<sub>t</sub> เพิ่มขึ้นแบบขั้นบันไดเพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยแล้ว สอดคล้องกับปัจจัยทั้งหมดส่งผลให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F<sub>t</sub> ที่ กกพ. อนุมัติให้การไฟฟ้านำไปเรียกเก็บค่าไฟฟ้ากับผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศตั้งแต่รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จนถึงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 เป็นเงินจำนวนรวมทั้งสิ้น 125,880 ล้านบาท

สัดส่วนก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทย เมียนมา LNG จริง เทียบ แผน (%)





กพพ. ในการประชุมครั้งที่ 51/2565 (ครั้งที่ 818) เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2565 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า  $F_t$  สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังคงมีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 37 บาทต่อเหรียญสหรัฐ รวมทั้ง สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มส่งผลกระทบต่อตั้งแต่ช่วงปลายปี 2565 เป็นต้นไป โดยก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและเมียนมายังคงลดลงต่อเนื่อง ทำให้จำเป็นต้องนำเข้า LNG ในตลาดโลกที่มีราคาสูงกว่า 1,300 – 1,400 บาทต่อล้านบีทียู มาทดแทนในปริมาณมาก เพื่อให้เพียงพอต่อการใช้ก๊าซธรรมชาติไปถึงปี 2567 ในขณะที่สงครามรัสเซีย-ยูเครนยังไม่ยุติ ซึ่งเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุมจากความไม่สมดุลของพลังงานในต่างประเทศ ทำให้คาดว่าค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ายังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

จากปัจจัยดังกล่าวได้ส่งผลกระทบต่อเนื่องมาถึงต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลต่อการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) ในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่ กพพ. นำเสนอได้พุ่งสูงไปถึง 371.57 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 278.14 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดปัจจุบัน แบ่งเป็น ประมาณต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Charge: FAC) ซึ่งเป็นการประมาณการต้นทุนล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือน มกราคม – เมษายน 2566 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ 165.64 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2565 ซึ่ง กพพ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า  $F_t$  ที่ กพพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2565 (ค่า Accumulate Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 125,880 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กพพ. ต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 205.93 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ กพพ. ได้พิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริงตามรายงานการคำนวณของ กพพ. แล้วจึงเห็นว่าควรมีการปรับปรุงการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนี้

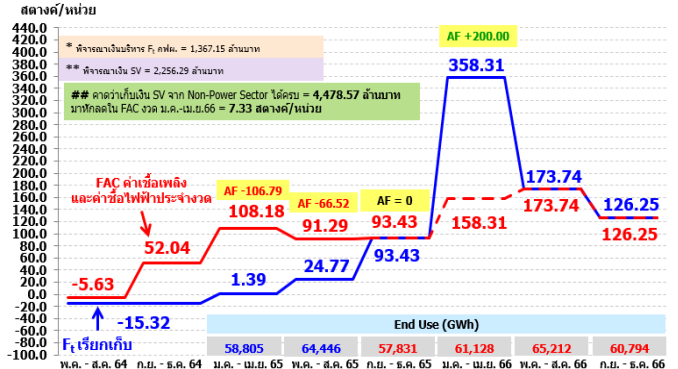
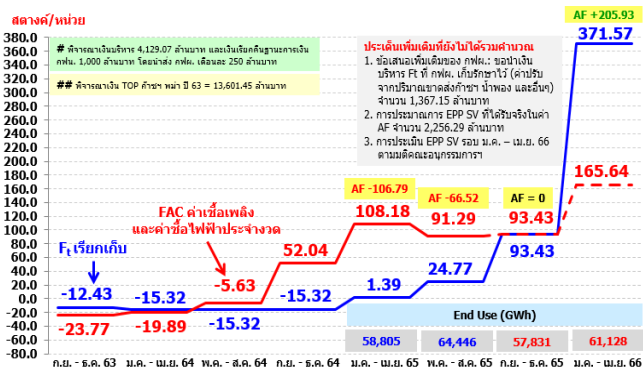
(1) ข้อมูลประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่ กพพ. เสนอยังไม่ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กพพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เพื่อนำมาปรับลดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเป็นเงินประมาณ 4,478.57 ล้านบาท หรือประมาณ 7.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งหลังการปรับปรุงการคำนวณจะทำให้ประมาณต้นทุนค่าเชื้อเพลิง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

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

ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า  $F_t$  ตามรายงานของ กพพ.

การพิจารณาของ กพพ. (ปรับปรุงจากข้อเสนอของ กพพ.)



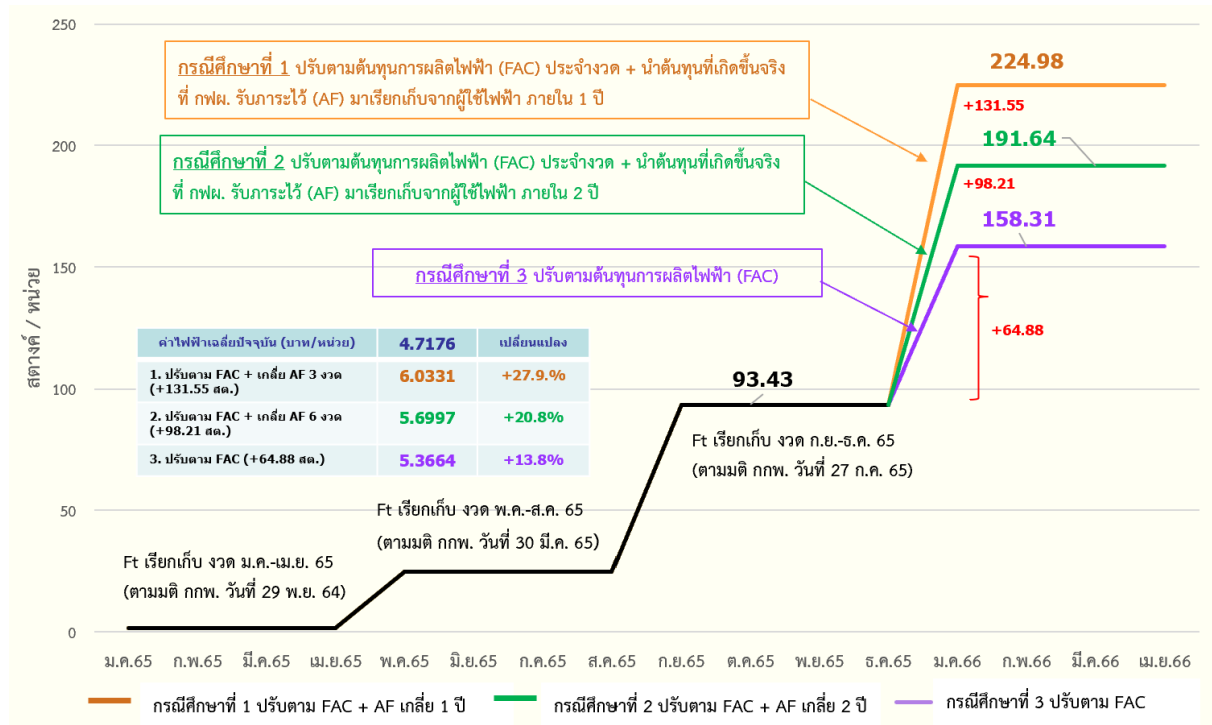
กพพ. ได้พิจารณา โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กพพ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง จึงไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นไว้บริหารจัดการเพิ่มเติมได้แล้ว จึงมอบหมายให้สำนักงาน กพพ. นำผลการคำนวณค่า  $F_t$  ที่ กพพ. เห็นชอบหลังปรับปรุงจากข้อเสนอของ กพพ. 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 กพพ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 1 ปี โดยมีค่า  $F_t$  เท่ากับ 224.98 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.03 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดย กพพ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กพพ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 81,505 ล้านบาท

**กรณีศึกษาที่ 2** ค่า  $F_t$  ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 158.31 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 33.33 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กพพ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี โดยมีค่า  $F_t$  เท่ากับ 191.64 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้

ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.70 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 21 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 101,881 ล้านบาท

**กรณีศึกษาที่ 3** ค่า  $F_c$  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

ทั้งนี้ การปรับค่า  $F_c$  ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นแทนผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ดังนี้

กรณีศึกษา การปรับค่า $F_c$ ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่า ซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระ แทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน ( $F_c$ 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 $F_c$ 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 $F_c$ 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 $F_c$ 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 ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

---

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณและหลักการคำนวณค่า  $F_t$  ตามองค์ประกอบของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตามเอกสารแนบ 1 และเอกสารแนบ 2

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานที่ยังคงผันผวนอย่างต่อเนื่อง ทำให้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ หน่วยสุดท้าย หรือ Spot LNG ที่ต้องนำเข้ามีราคาสูง ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ดังนั้น สำนักงาน กกพ. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

---

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 มายังคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 14 – 27 พฤศจิกายน 2565

แสดงความคิดเห็น

## เอกสารแนบ 1

### รายละเอียดการคำนวณประกอบเอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) สำหรับงวดเดือน มกราคม – 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 Charge: FAC) ซึ่งสะท้อนสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทที่ค่าลงมาอยู่ในระดับ 37 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน ซึ่งได้รับผลกระทบจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน จำนวน 165.64 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ใช้ ประมาณการล่วงหน้าไว้ ส่งผลให้ค่า  $F_t$  ที่เก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงมาก โดยเป็นค่าสะสมตั้งแต่ ในช่วงเดือนกันยายน – 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  $F_t$  เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ 205.93 สตางค์ต่อหน่วย

โดย กกพ. ได้พิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริง ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. แล้วจึงเห็นว่าควรมีการปรับปรุงการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนี้

(1) ข้อมูลประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. 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 กฟผ. เสนอ ยังไม่ได้นำเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 2,256.29 ล้านบาท มาคำนวณ นอกจากนี้ กฟผ. ได้นำเสนอว่าปัจจุบัน กฟผ. ได้รับเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า  $F_t$  จำนวน 1,367.15 ล้านบาท จึงขอนำเงินดังกล่าวมาใช้ในการบริหารจัดการค่า  $F_t$  เพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชนร่วมด้วย ซึ่งเมื่อพิจารณาปรับปรุงการคำนวณแล้ว จะทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า  $F_t$  ที่ กพพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 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

กพพ. ได้พิจารณาปรับปรุงการคำนวณประมาณการค่า  $F_t$  ให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังกล่าว ตลอดจนพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มอ่อนตัวต่อเนื่อง และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลก เพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลงในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยราคา LNG ยังมีราคาสูงและมีความผันผวนต่อเนื่อง ประกอบกับได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสภาพทางการเงินของ กพพ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง ซึ่งทำให้ไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นไว้บริหารจัดการเพิ่มเติมได้อีก จึงมอบหมายให้สำนักงาน กพพ. นำผลการคำนวณค่า  $F_t$  ที่ กพพ. เห็นชอบหลังปรับปรุงจากข้อเสนอของ กพพ. ไปจัดทำกรณีศึกษาการปรับค่า  $F_t$  ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือน มกราคม – เมษายน 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็น ทั้งหมด 3 กรณี ดังนี้

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

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

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

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ( $F_t$ ) รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กพผ.) นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 108.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 34.4 บาทต่อเหรียญสหรัฐ) เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (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 กพข. 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) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม – เมษายน 2566 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 5,165.10 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 1,112.36 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1. เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า  $F_t$  ในค่าไฟฟ้าฐาน และประมาณการเดือน 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%)



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]		
- 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

\*\*\* ปรับราคาถ่านหินดีเซลเพิ่มขึ้นตามราคาต้นทุนการผลิตถ่าน (Production Cost) ปี 2556 ตั้งแต่เดือนมกราคม 2559 เป็นต้นมา

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 3,297 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาพลังงานในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 270,262 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 56,311 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2565) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 213,951 ล้านบาท ตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและราคาพลังงานที่เพิ่มขึ้น

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 54.20 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมา คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (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 และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ามารวมเท่ากับ 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]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน		
					ล้านหน่วย	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 + SPPs	-		489.27			

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. - ธ.ค. 65 [1]		ประมาณการ ม.ค. - เม.ย. 66 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1] ล้านบาท	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1] สัดส่วน
	ล้านบาท	สัดส่วน	ล้านบาท	สัดส่วน		
ลีกไนต์ (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 + SPPs	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%
- ลีกไนต์, 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%
<b>รวม</b>	<b>64,091.02</b>	<b>100%</b>	<b>67,833.07</b>	<b>100%</b>	<b>3,742.05</b>	

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
<b>รวม</b>	<b>270,262 ล้านบาท</b>

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, ล้านบาท	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%

รายการ	ก.ย.65-ธ.ค.65 (แผน)	ม.ค.66-เม.ย.66 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	57,831	61,128	+6%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	198,862	257,794	+30%
<b>ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท</b>	<b>154,369</b>	<b>202,362</b>	<b>+31%</b>
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%
<b>ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท</b>	<b>44,493</b>	<b>55,432</b>	<b>+11%</b>
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 และค่าใช้จ่ายตามนโยบาย, 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 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 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)x(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 กกพ. 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 บาทต่อล้านปิกิว เป็น 286 บาทต่อล้านปิกิว รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านปิกิว 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 แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ 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  $F_t$  แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า  $F_t$  ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ ต่อหน่วย (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) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	
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)
<b>รวม AF สะสม 3 งวด</b>										<b>+125,880</b>

หมายเหตุ: \* ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า  $F_t$  มาช่วยลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้า ตามมติ กบง. และ กกพ. เพิ่มเติมรวมจำนวน 18,731 ล้านบาท ประกอบด้วย เงินบริหารจัดการค่า  $F_t$  ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ 4,129 ล้านบาท เงิน เรียกคืนฐานะการเงินปี 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 ในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 เท่ากับ **+125,880 ล้านบาท หรือ +205.93 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงเท่ากับ **61,128 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

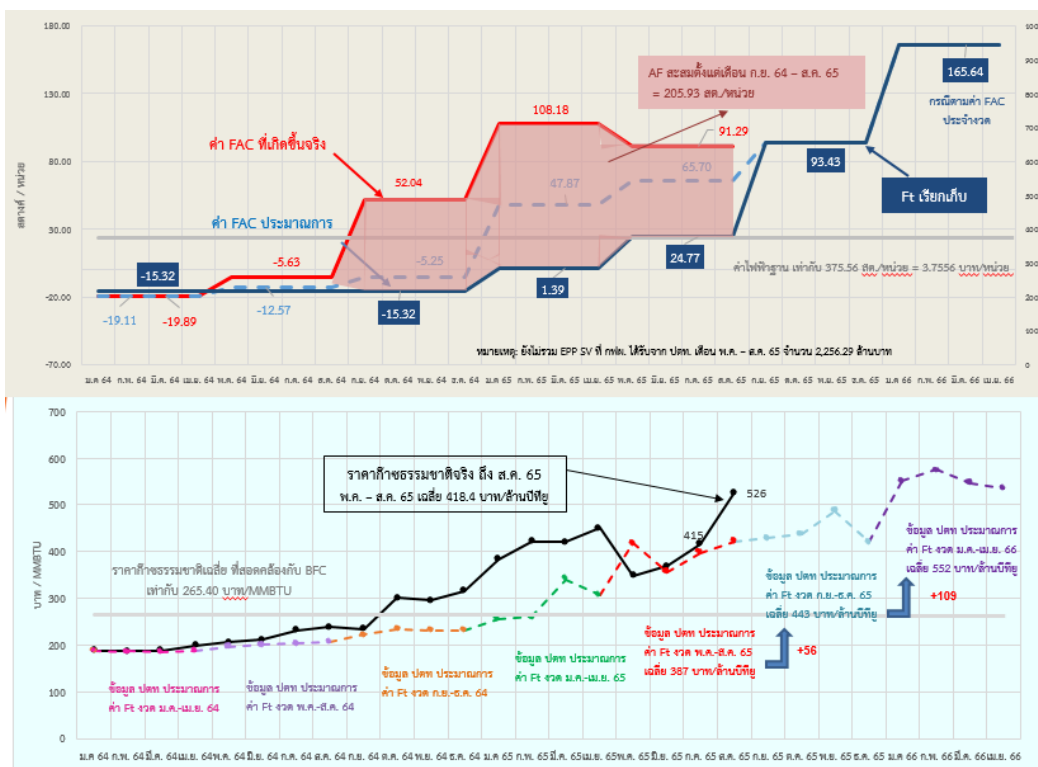
ประมาณการค่า $F_t$ ขยายปลีก	ม.ค.-เม.ย. 66 =	$\frac{FAC_{\text{ม.ค.-เม.ย. 66}} + AF_{\text{ก.ย.64-ส.ค. 65}}}{EU_{\text{ม.ค.-เม.ย. 66}}}$	
	=	$\frac{(+101,250) + (+125,880)}{61,128}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$\frac{+101,250}{61,128} + \frac{+125,880}{61,128}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$+165.64 + +205.93$	สตางค์/หน่วย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



กกพ. ได้พิจารณาค่า  $F_c$  สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ในสถานการณ์ราคาพลังงานที่ยังคงปรับตัวสูงขึ้น และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงในปัจจุบัน ณ เดือนกันยายน 2565 สำหรับใช้ในการคำนวณครั้งนี้ตามที่ กฟผ. เสนอ และพบว่า ประมาณการค่า  $F_c$  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 โดยเมื่อเปรียบเทียบกับค่า  $F_c$  ที่คำนวณได้เท่ากับ 371.57 สตางค์ต่อหน่วย กับค่า  $F_c$  ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2565) พบว่าเพิ่มขึ้น 278.14 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ กกพ. ได้พิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริงตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. แล้วจึงเห็นว่า ควรมีการปรับปรุงการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ดังนี้

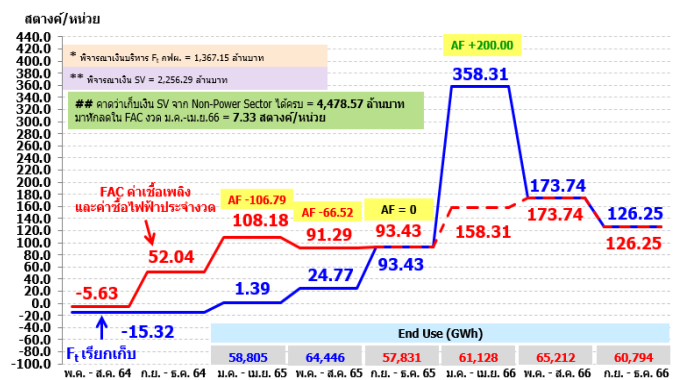
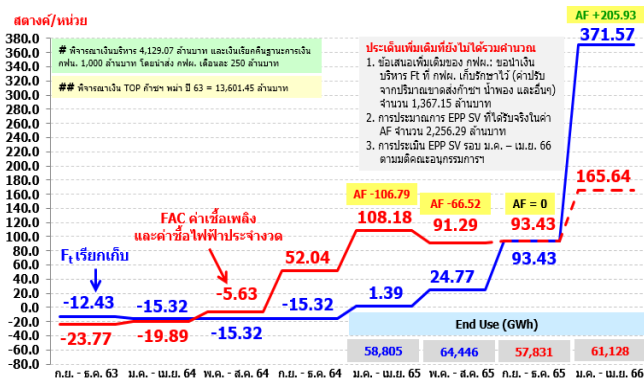
(1) ข้อมูลประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. เสนอ ยังไม่ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เพื่อนำมาปรับลดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเป็นเงินประมาณ 4,478.57 ล้านบาท หรือประมาณ 7.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งหลังการปรับปรุงการคำนวณจะทำให้ประมาณต้นทุนค่าเชื้อเพลิง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

(2) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า  $F_t$  ที่ กฟผ. 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. ได้นำเสนอว่าปัจจุบัน 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 กฟผ. 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 จากการพิจารณาการคำนวณในกรณีที่ควรจะเป็นดังกล่าว รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มอ่อนตัวต่อเนื่อง และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลก เพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลงในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยราคา LNG ยังมีราคาสูงและมีความผันผวน จึงเห็นควรให้นำกรณีศึกษาการปรับค่า  $F_t$  ขยายปพลิเคชัน สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ไปปรับฟังความคิดเห็น ทั้งหมด 3 กรณี

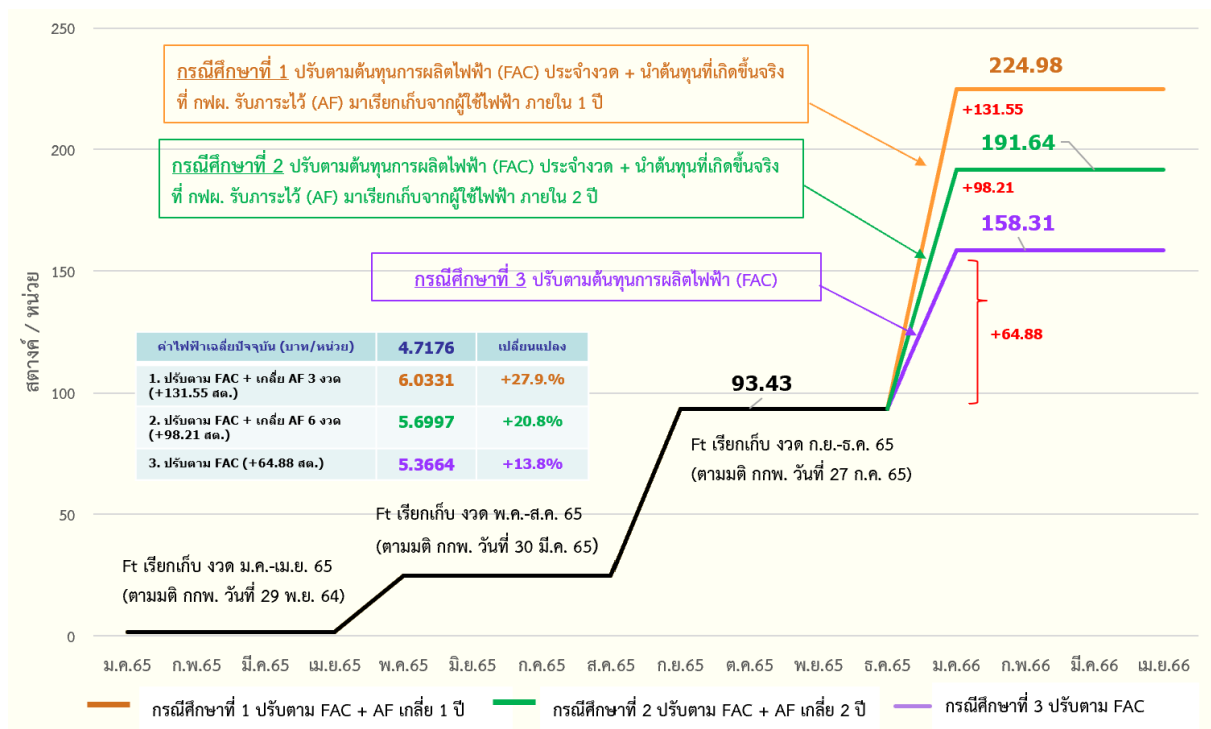


โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และสถานะทางการเงินของ กฟผ. เพื่อให้สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคง และต่อเนื่อง ดังนี้

(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

ทั้งนี้ การปรับค่า  $F_t$  ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ดังนี้

กรณีศึกษา การปรับค่า $F_t$ ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่า ซื้อไฟฟ้าของ 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

นอกจากนี้ กฟผ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

## 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

<b>1. ค่าไฟฟ้าฐาน</b>	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
+	
<b>2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า <math>F_t</math>)</b>	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
+	
<b>3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)</b>	ภาษีมูลค่าเพิ่ม จะจัดเก็บในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร โดยเงินส่วนนี้จะถูกนำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าถือเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่งจึงต้องเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย

(รายละเอียดประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง [www.meo.or.th](http://www.meo.or.th) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [www.pea.co.th](http://www.pea.co.th) และรายละเอียดโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง และสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [www.egat.co.th](http://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  $F_t$  ตั้งแต่วัดเดือนกันยายน - 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.) 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

