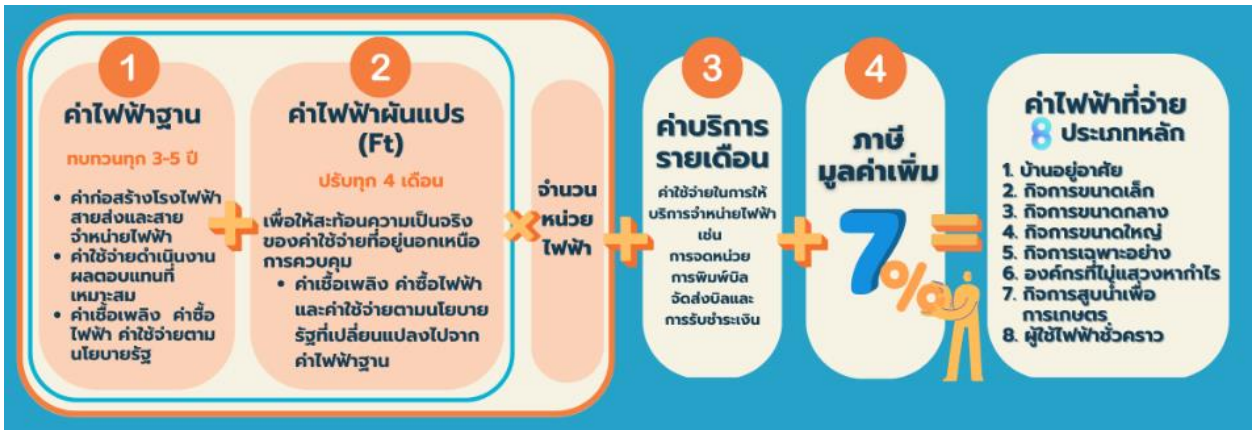
FAQ “ค่าไฟฟ้า”

คำถาม: ในบิลค่าไฟฟ้าประกอบด้วยอะไรบ้าง

คำตอบ:

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในบิลค่าไฟฟ้าปัจจุบัน จะประกอบด้วย 4 ส่วน คือ ค่าไฟฟ้าฐาน ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า Ft) ค่าบริการรายเดือน และภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งเป็นไปตามนโยบายและแนวทางที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) กำหนด โดยให้อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันต้องเป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ (Uniform Tariff) ปัจจุบันมีผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งหมด 8 ประเภท

ภาพแสดงองค์ประกอบค่าไฟฟ้า



1. ค่าไฟฟ้าฐาน เป็นการกำหนดค่าไฟฟ้าล่วงหน้าและเป็นอัตราคงที่ (เป็นแบบ Price Fixing) สำหรับการใช้ประกาศเรียกเก็บค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าในระยะเวลา 3 - 5 ปี ข้างหน้า เพื่อให้สะท้อนต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบจำหน่าย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ ผลตอบแทนการดำเนินงานที่เหมาะสมของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และต้นทุนในการบริการของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมทั้ง ค่าเชื้อเพลิงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศและต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ภายใต้สมมุติฐานและข้อมูลที่เปิดเผยและเป็นสาธารณะ เช่น ข้อมูลสมมุติฐานเกี่ยวกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อระดับหนึ่ง เพื่อจัดทำเป็นอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่สะท้อนต้นทุนการผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งแตกต่างกันตามลักษณะของการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 8 ประเภทหลัก เป็นหลักการและแนวทางที่เป็นมาตรฐานเดียวกันกับประเทศต่างๆ ทั่วโลก

2. ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้สะท้อนการเปลี่ยนแปลงจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศและต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ซึ่งเป็นต้นทุนผันแปรของการผลิตและจัดหาไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ที่เปลี่ยนแปลงไปจากต้นทุนคงที่ซึ่งคำนวณไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ทั้งนี้ ค่า Ft มีการปรับปรุงทุก ๆ 4 เดือน โดยค่า Ft จะมีค่าเป็นบวกหรือลบก็ได้ขึ้นกับต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาต่าง ๆ กล่าวคือ ค่า Ft จะมีค่าเป็นบวก หากมีค่าใช้จ่ายสูงกว่าที่คิดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน และมีค่าเป็นลบ หากมีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าที่คิดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน

3. ค่าบริการรายเดือน จะสะท้อนค่าใช้จ่ายคงที่ในการให้บริการจำหน่ายไฟฟ้า เช่น การจดหน่วย การพิมพ์บิล จัดส่งบิลและการรับชำระเงิน โดยตั้งแต่เดือนมกราคม 2565 เป็นต้นไป กกพ. ได้ทบทวนและเห็นชอบให้มีการปรับลดอัตราค่าบริการรายเดือนสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า 3 กลุ่ม ดังนี้

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าบริการรายเดือนปัจจุบัน (บาท/ราย/เดือน)	ค่าบริการรายเดือนใหม่ (บาท/ราย/เดือน)	เปลี่ยนแปลง (บาท/ราย/เดือน)
1. บ้านอยู่อาศัย			
1.1 อัตราปกติ > 150 หน่วย/เดือน	38.22	24.62	-13.60
1.2 อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV	38.22	24.62	-13.60
2. กิจการขนาดเล็ก			
2.1 อัตราปกติ แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV	46.16	33.29	-12.87
2.2 อัตรา TOU แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV	46.16	33.29	-12.87
7. กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร			
7.1 อัตรา TOU ทุกระดับแรงดัน	228.17	204.07	-24.10

หมายเหตุ. วันที่ 9 พฤศจิกายน 2565 กกพ. มีมติเห็นชอบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2565 – 2568 โดยให้ปรับลดอัตราค่าบริการรายเดือน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน กิจการขนาดเล็ก และประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม ๒๕๖๖ เป็นต้นไป ซึ่งคาดว่าจะมีผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับประโยชน์ประมาณ 13 ล้านราย คิดเป็นมูลค่าไฟฟ้าที่ลดลงประมาณ 2,442 ล้านบาทต่อปี

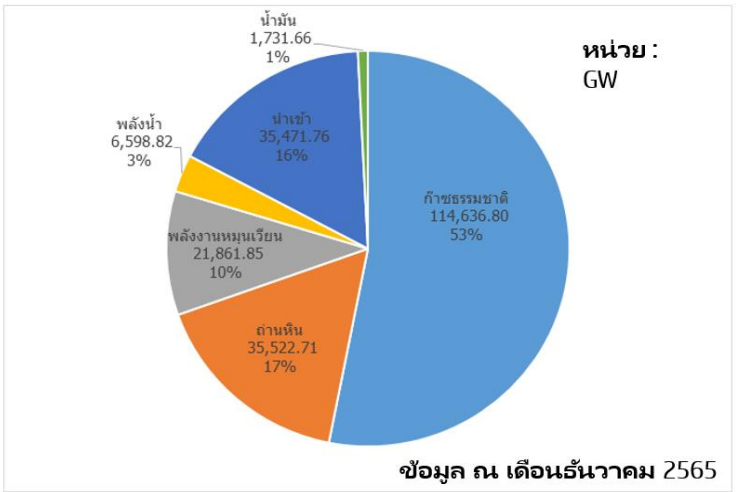
สำหรับอัตราค่าบริการรายเดือนสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ ได้พิจารณาแล้ว มีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าอัตราค่าบริการรายเดือนที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าปัจจุบัน จึงเห็นควรให้คงอัตราเดิม เพื่อลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้า

4. ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT) ในอัตราร้อยละ 7 ของค่าไฟฟ้าฐาน ค่า Ft และค่าบริการรายเดือน ซึ่งการไฟฟ้าจะเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้านำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่ง

คำถาม: ในช่วงปี 2565 เหตุใดค่า F_t จึงปรับเพิ่มขึ้น

คำตอบ

1. ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วงปี 2565 จนถึงปัจจุบัน มีผลสืบเนื่องจากประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 53 ของเชื้อเพลิงทั้งหมด โดยก๊าซฯ ที่นำมาใช้หลักๆ มาจาก 3 แหล่ง ราคาถูกสุดไปแพงสุด ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย ก๊าซจากพม่า และ ก๊าซ LNG นำเข้าจากต่างประเทศ



2. ค่าไฟฟ้าประเทศไทยไม่เพิ่มขึ้นมากว่า 2 ปีแล้ว กระทั่งช่วงปลายปี 2564 ประเทศไทยซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพิ่มขึ้น เพื่อทดแทนปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยซึ่งมีต้นทุนต่ำมีปริมาณลดลงต่อเนื่องในช่วงปลายสัมปทานจาก 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเหลือ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือลดลงร้อยละ 20-30 และการผลิตก๊าซธรรมชาติจากพม่าไม่สามารถผลิตได้ตามกำลังการผลิตเดิมและมีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วงปลายปี 2565 จนถึงต้นปี 2566 ประกอบกับสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลกมีราคาเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องอันเนื่องจากสงครามรัสเซีย-ยูเครน และสภาวะตลาดที่ไม่เอื้อต่อการเจรจาสัญญา LNG ทำให้ราคา LNG เพิ่มสูงขึ้น ประกอบหน่วยการใช้ไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม จะสูงขึ้นกว่าช่วงอื่นๆ ทำให้ต้องผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงที่มีราคา

สูงขึ้น และสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังคงมีแนวโน้มอ่อนค่าลงทำให้ต้นทุนเฉลี่ยค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปรับสูงขึ้นเป็นอย่างมาก

3. ที่ผ่านมา กกพ. ได้บริหารจัดการมาโดยตลอด ดังนี้

3.1 ออกมาตรการใช้น้ำมันในช่วงที่ราคาถูกกว่า LNG เข้ามาผลิตไฟฟ้าแทน LNG แต่โดยข้อจำกัดระบบเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพาก๊าซเป็นหลักไม่สามารถใช้น้ำมันทดแทนได้ทั้งหมดซึ่งเป็นไปตามแนวทางที่ กพช. กำหนด

3.2 กกพ. พิจารณาต้นทุนค่าไฟฟ้ามาโดยตลอด ยืนยันว่าค่าเชื้อเพลิง โดยเฉพาะราคาก๊าซธรรมชาติยังคงเป็นสาเหตุหลักของค่าการปรับค่า F_t ตั้งแต่ช่วงปี 2565 สำหรับราคาถ่านหินในประเทศยังคงราคาเท่าเดิม และราคาถ่านหินนำเข้ามีการปรับราคาเพิ่มขึ้นเช่นกัน แต่ไม่มากเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น ส่วนต้นทุนอื่นที่วิจารณ์กันไม่มีผลมากนัก อย่างเช่น ค่าความพร้อมจ่ายที่พูดกันไม่ได้เพิ่มมากนัก ยังอยู่ระดับใกล้เคียงกับช่วงก่อนหน้า

ตารางแสดงสถิติค่า F_t ตั้งแต่เดือน มกราคม 2560 –ธันวาคม 2566

เดือน	ค่าไฟฟ้าฐาน (บาท/หน่วย)	ค่า Ft (สตางค์/หน่วย)		ค่าไฟฟ้ารวม (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ร้อยละการเปลี่ยนแปลง
		เรียกเก็บ	เปลี่ยนแปลง		
ม.ค. – เม.ย. 60	3.76	-37.29	-4.00	3.39	-1.17%
พ.ค. – ส.ค. 60		-24.77	12.52	3.51	3.54%
ก.ย. – ธ.ค. 60		-15.90	8.87	3.60	2.56%
ม.ค. – เม.ย. 61		-15.90	0.00	3.60	0.00%
พ.ค. – ส.ค. 61		-15.90	0.00	3.60	0.00%
ก.ย. – ธ.ค. 61		-15.90	0.00	3.60	0.00%
ม.ค. – เม.ย. 62		-11.60	4.30	3.64	1.11%
พ.ค. – ส.ค. 62		-11.60	0.00	3.64	0.00%
ก.ย. – ธ.ค. 62		-11.60	0.00	3.64	0.00%
ม.ค. – เม.ย. 63		-11.60	0.00	3.64	0.00%
พ.ค. – ส.ค. 63		-11.60	0.00	3.64	0.00%
ก.ย. – ธ.ค. 63		-12.43	-0.83	3.63	-0.28%
ม.ค. – เม.ย. 64		-15.32	-2.89	3.61	-0.55%
พ.ค. – ส.ค. 64		-15.32	0.00	3.61	0.00%
ก.ย. – ธ.ค. 64		-15.32	0.00	3.61	0.00%
ม.ค. - เม.ย. 65		+1.39	+16.71	3.78	+4.43%
พ.ค.-ส.ค. 65		+24.77	+23.38	4.00	+5.82%
ก.ย.-ธ.ค. 65		+93.43	+68.66	4.72	+18.00%
ม.ค. – เม.ย. 66	3.78	(บ้านอยู่อาศัย: 93.43) (อื่นๆ: 154.92)	(บ้านอยู่อาศัย: 0.00) (อื่นๆ: +61.49)	(บ้านอยู่อาศัย: 4.72) (อื่นๆ: 5.33)	(บ้านอยู่อาศัย: 0.00%) (อื่นๆ: +12.92%)
พ.ค.-ส.ค. 66		+91.19	(บ้านอยู่อาศัย: -2.14) (อื่นๆ: -63.63)	4.70	(บ้านอยู่อาศัย: -0.42%) (อื่นๆ: -11.82%)
ก.ย.-ธ.ค. 66		**+66.89**	**-24.30**	**4.45**	**-5.32%**

หมายเหตุ: ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ที่ได้มีการปรับปรุงตามการใช้ไฟฟ้า อ้างอิงข้อมูลจริง เดือนมีนาคม 2565

ข้อมูลสนับสนุน

1. ค่าไฟฟ้าฐานเดือน พฤศจิกายน 2558: มีการพิจารณากำหนดค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงความต้องการรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า ในการลงทุน ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน ค่าตอบแทนที่เหมาะสม โดยกำหนดให้สอดคล้องกับค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2558 เท่ากับ 2.5683 บาทต่อหน่วยขายส่งของ กฟผ.
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า Ft): ได้เริ่มนำมาใช้ตั้งแต่เดือนกันยายน 2535 โดยปรับเพิ่มขึ้นหรือลดจากค่าไฟฟ้าฐาน ตามต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในการผลิตไฟฟ้าที่มีความผันแปรตามสภาวะเศรษฐกิจ โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุน ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยน สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ราคาพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน ถ่านหิน ลิกไนต์) และราคาพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากภาคเอกชนทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ ซึ่งระยะแรกค่า Ft มีการปรับเปลี่ยนเป็นรายเดือน ต่อมาได้ใช้ค่าเฉลี่ย 4 เดือน ตามข้อเรียกร้องของสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ซึ่งสูตรการปรับค่า Ft มีการปรับปรุงแก้ไขให้เหมาะสมยิ่งขึ้นหลายครั้ง โดยสูตร Ft ปัจจุบันได้ใช้ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2558 เป็นต้นมา

คำถาม: ช่วยแจงการพิจารณาค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนกันยายน-ธันวาคม 2566

คำตอบ:

1. การพิจารณาค่า F_t เดือน กันยายน-ธันวาคม 2566 เป็นไปตามประกาศ กกพ. เรื่อง กระบวนการและขั้นตอนการใช้สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยมีปัจจัยในการพิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อเสนอของ กฟผ. และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันมีแนวโน้มที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ และราคา Spot LNG นำเข้าที่ ปตท. จัดหาได้จริงมีแนวโน้มสูงกว่าที่ใช้ในการประมาณการ

ทั้งนี้ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง โดยไม่อาจรับภาระต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นไว้บริหารจัดการเต็มจำนวนได้แล้ว จึงได้มีการรับฟังความคิดเห็นการปรับค่า F_t ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างของ กฟผ. กรณีต่างๆ ผ่านทางเว็บไซต์สำนักงาน กกพ. ระหว่างวันที่ 7 - 21 กรกฎาคม 2566 ใน 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า Ft ขายปลีกที่เท่ากับ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 221.23 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2566 **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.28 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 34 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน**

กรณีที่ 2: <u>กรณีตรึงค่า Ft เท่ากับงวดปัจจุบัน (เท่ากับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566)</u> ค่า Ft ขายปลีกที่ เท่ากับ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 62.61 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 38,291 ล้านบาท) โดย กฟผ. จะมีสถานภาพทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถการบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 97,006 ล้านบาท และรองรับการเปลี่ยนแปลงราคาพลังงานในตลาดโลก และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ รวมทั้ง แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในหน้าร้อนเดือน มกราคม – เมษายน 2567 ที่คาดว่าจะสูงขึ้นเป็น 36.56 สตางค์ต่อหน่วย **ซึ่งจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 4.70 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะคงที่ เท่ากับงวดปัจจุบัน**

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด (ข้อเสนอของ กฟผ.)</u> ค่า Ft ขายปลีกเท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 38.31 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 23,428 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายในเดือนเมษายน 2568 โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 111,8F69 ล้านบาท **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน**

2. การพิจารณาค่า F_t รอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีสมมุติฐานและปัจจัยที่นำมาคำนวณตามการประมาณราคาก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. การวางแผนการผลิตไฟฟ้าและราคาพลังงานตามผลการคำนวณค่า F_t ของ กฟผ. โดยมีปัจจัยที่สำคัญๆ ดังต่อไปนี้

2.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน–ธันวาคม 2566 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 67,225 ล้านหน่วย ลดลง 4,995 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 72,220 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 6.92

2.2 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน–ธันวาคม 2566 ยังคงใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ร้อยละ 57.69 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด นอกจากนี้เป็นการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 18.29 ลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 8.80 เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้าโรงไฟฟ้าเอกชน ร้อยละ 5.84 พลังน้ำของ กฟผ. ร้อยละ 2.34 น้ำมันเตา (กฟผ. และ IPP) ร้อยละ 0.01 น้ำมันดีเซล (กฟผ. และ IPP) ร้อยละ 0.04 และอื่นๆ อีกร้อยละ 7.00

2.3 อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยที่ใช้ในการประมาณการ ซึ่งใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1 – 31 พ.ค. 2566) เท่ากับ 34.24 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในจัดทำค่า Ft ที่กฟผ. นำเสนอในงวดเดือนพฤษภาคม–สิงหาคม 2566 ที่ประมาณการไว้ที่ 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐซึ่งเพิ่มขึ้น 1.01 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.04) ซึ่งผลกระทบต่อราคานำเข้าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น

3. เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2566 กกพ. ได้พิจารณาความเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความเห็นด้วยกับกรณี Ft เท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วยมากที่สุด โดยคำนึกถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง และสามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนดตลอดจน สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังมีแนวโน้มที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจส่งผลทำให้มีภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นได้ ดังนั้น จึงเห็นชอบค่า Ft ขายปลีกสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน-ธันวาคม 2566 ที่ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน นอกจากนี้ ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการ

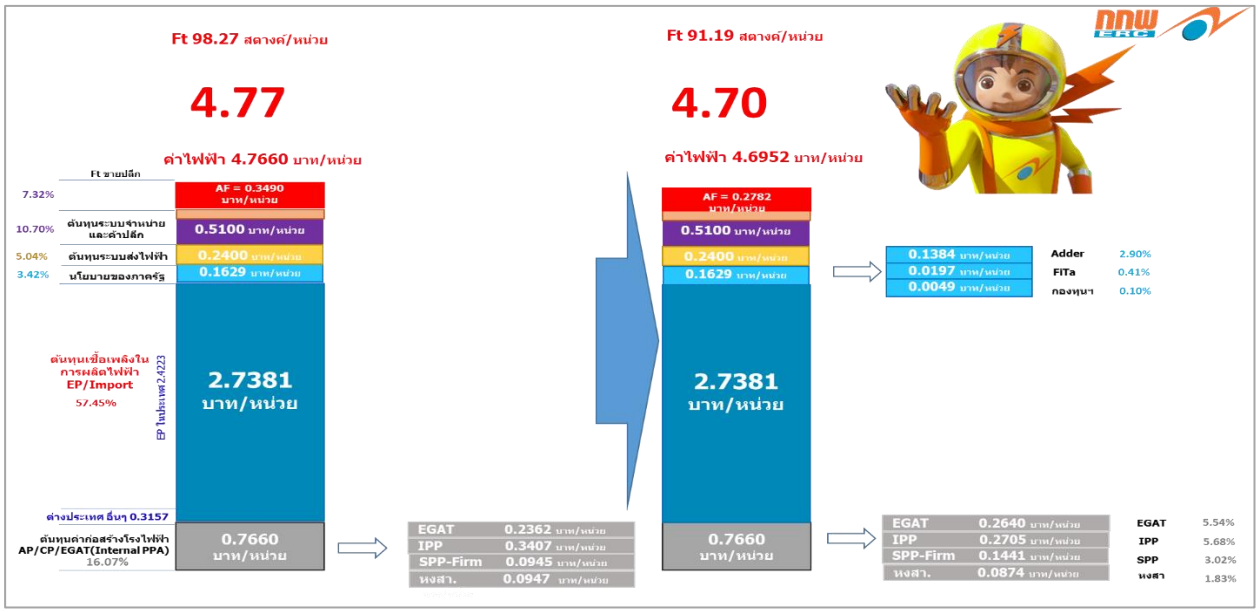
เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

****สามารถดูเอกสารการกำหนดค่า F_t ในแต่ละงวด เพิ่มเติมได้ที่** https://www.erc.or.th/th/document-ft/ **และเอกสารชี้แจงความเห็นต่อค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เพิ่มเติมได้ที่** https://shorturl.asia/h20jg

คำถาม: ทิศทางราคาพลังงานโลกมีแนวโน้มลดลง ทำไมการคำนวณค่า F_t รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จึงใช้ ราคา LNG เดือนมกราคม 2566 แทนการใช้ราคาปัจจุบันซึ่งต่ำกว่า

คำตอบ

โครงสร้างต้นทุนค่าไฟปัจจุบัน ค่าไฟฟ้างวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ที่ 4.70 บาทต่อหน่วย ลำดับจากต้นทุนแพงที่สุดไปต้นทุนถูกที่สุดตามลำดับได้แก่ ค่าเชื้อเพลิงทุกประเภทเฉลี่ย 2.74 บาทต่อหน่วย ค่าโรงไฟฟ้าที่มีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบ 77 สตางค์ต่อหน่วย ค่าต้นทุนระบบจำหน่าย 51 สตางค์ต่อหน่วย ค่าภาระหนี้เชื้อเพลิงของ กฟผ. 28 สตางค์ต่อหน่วย ค่าต้นทุนระบบส่ง 24 สตางค์ต่อหน่วย ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ เช่น Adder ค่าไฟฟรีสำหรับผู้มีรายได้น้อย ประมาณ 16 สตางค์ต่อหน่วย โดยอัตราค่าไฟฟ้า กกพ. ได้ดำเนินการตามกรอบนโยบายของภาครัฐที่กำหนดโดย กพช. ตามมาตรา 64 และได้กำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า การเปิดเผยสูตรและวิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า ให้เป็นไปตามมาตรา 65 และมาตรา 66 ของพระราชบัญญัติฯ โดยออกประกาศ กกพ. เพื่อใช้ในการกำกับดูแล และได้พิจารณาต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมตามข้อเท็จจริงของต้นทุนพลังงานที่ผู้รับใบอนุญาตนำเสนอ



ข้อสังเกตเกี่ยวกับราคาพลังงานโลกมีแนวโน้มลดลงแต่ค่าไฟฟ้ายังไม่ได้ลดลง กกพ. ไม่ปรับราคาก๊าซฯ LNG เนื่องจาก กกพ. มีระเบียบหลักเกณฑ์หลักเกณฑ์การคำนวณค่า F_t ที่ประกาศในราชกิจจานุเบกษา ใช้ในการพิจารณาทุกรอบไม่ว่าราคาก๊าซฯ LNG จะขึ้นหรือลง เช่น การพิจารณาค่า F_t รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม จะเริ่มประเมินค่าใช้จ่ายในเดือนกุมภาพันธ์ โดยมี ปตท. เป็นผู้รับหน้าที่ประมาณการราคา LNG ส่งให้ กฟผ. คำนวณค่า F_t จากนั้น เดือนมีนาคมจะเสนอเข้าสู่การพิจารณาของคณะอนุกรรมการและ กกพ. พิจารณาตามลำดับเพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นและสรุปผลการพิจารณาภายในเดือนเมษายน เพื่อแจ้งการไฟฟ้าก่อนประกาศใช้ในเดือนพฤษภาคม ดังนั้น การประเมินเดือนกุมภาพันธ์ก็จะใช้ค่าเฉลี่ยราคา LNG เดือนมกราคม

“การคำนวณ F_t รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จะใช้สมมติฐานประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. เพื่อนำมาประมาณการต้นทุนในงวดถัดไป อัตราแลกเปลี่ยน ราคาน้ำมัน และตัวเลขต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ กฟผ. ซื้อจริงในเดือนก่อนหน้าที่เริ่มคำนวณ (ใช้ข้อมูลเดือนมกราคม 2566 สำหรับการประมาณการเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) และ โดยในปี 2564 และ 2565 การประกาศค่า F_t ในงวดก่อนหน้านี้ก็จะใช้หลักการนี้เช่นกัน แต่พบว่า ค่าเชื้อเพลิงและราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่ใช้ในการประมาณการมาโดยตลอด ในขณะที่สมมติฐานที่ใช้ต้นทุนจริงในขณะนั้นต่ำกว่าค่าจริงมาอย่างต่อเนื่องมากกว่า 4 รอบ (กันยายน 2564 – ธันวาคม 2565) ทำให้ กฟผ. มีภาระค่า F_t สะสมคงค้างสูงขึ้นกว่า 150,000 ล้านบาท ในปัจจุบัน แต่อย่างไรก็ตามเมื่อราคาเชื้อเพลิงแท้จริงที่ลดลง ส่วนต่างที่เกิดขึ้นก็จะถูกนำไปหักลบกลบหนี้ในการประกาศค่าเอฟทีและค่าไฟฟ้าในงวดต่อไป”

ดังนั้น หากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าถูกลงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ จะได้นำไปลดค่าไฟฟ้าในรอบต่อไป จึงขอยืนยันว่าไม่มีใครได้กำไรและขาดทุนเพราะว่าในสุดท้ายก็จะนำมาหักลบกลบหนี้กัน ในทางตรงกันข้ามขณะที่การทำประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงต่ำเกินไปก็เป็นอันตรายและส่งผลกระทบต่อภาระหนี้สิน และสภาพคล่องของ กฟผ. ได้เช่นกัน ซึ่งในการพิจารณาปรับค่าไฟฟ้า จะต้องคำนึงถึงความสามารถในการดำเนินงานและความน่าเชื่อถือของ กฟผ. ร่วมด้วย หากสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ. มีไม่เพียงพอต่อการดำเนินงาน จะกระทบกับเครดิตของ กฟผ. ส่งผลกระทบต่อภาพรวมของประเทศด้วย จึงอยากให้ทุกฝ่ายอยู่ได้ด้วยกัน

สำนักงาน กกพ. ขอยืนยันว่า ที่ผ่านมาจนถึงปัจจุบัน กกพ. ได้บริหารจัดการค่าไฟฟ้าอย่างทำเต็มที่ ช่วงวิกฤตการณ์ก๊าซขาดแคลนก๊าซ ซึ่งเราไม่สามารถเดินเครื่องด้วยน้ำมันได้ทั้งหมด จนถึงขณะนี้ก็สามารถผ่านวิกฤตมาได้ระดับหนึ่งแล้ว ก๊าซในอ่าวไทยที่จะเพิ่มขึ้น ตลาดก๊าซธรรมชาติเริ่มเปิดมากขึ้นเราก็จะซื้อ LNG ได้มากขึ้น ทำให้ กกพ. บริหารได้ง่ายขึ้น อาจส่งผลให้ค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มที่ถูกลงได้ในระยะต่อไป

คำถาม : ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่าไหร่

คำตอบ

1. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า จัดทำโดยกระทรวงพลังงาน และเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบกำหนดเป็นแผนพลังงานชาติ ซึ่งตามมาตรา 11(5) และมาตรา 9(3) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 (พระราชบัญญัติฯ) กกพ. มีหน้าที่เสนอความเห็นแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรี การกำหนดแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า จึงมิได้เป็นอำนาจการพิจารณาของ กกพ.

2. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ได้ชี้แจงข้อมูลการคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของไทย ว่าอยู่ระดับ 36% โดยอธิบายหลักการคำนวณ Reserve Margin ว่าวิธีการนำผลรวมของกำลังผลิตไฟฟ้าของทุกโรงไฟฟ้าตามสัญญา PPA มาเปรียบเทียบสัดส่วนกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) โดยตรงทำให้ตัวเลข Reserve Margin มากกว่า 50% นั้นเป็นความเข้าใจที่คลาดเคลื่อน เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพึ่งพาพลังงานจากธรรมชาติ การผลิตไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับสภาพดิน ฟ้า อากาศ จึงขาดเสถียรภาพไม่สามารถพึ่งพากำลังการผลิตไฟฟ้าได้ ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลก็มีข้อจำกัดเรื่องปริมาณเชื้อเพลิงตามฤดูกาล ดังนั้น การพิจารณา Reserve Margin ของประเทศจึงต้องพิจารณาเฉพาะ “กำลังการผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพาได้” หรือ (Dependable Capacity) โดยประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ ปี 2565 รวม 52,566 MW คิดเป็น Dependable Capacity ประมาณ 45,225 MW ปัจจุบันจึงมี Reserve Margin ประมาณ 36% การนำกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 52,566 MW ไปคำนวณ Reserve Margin ว่าคิดเป็น 58% จึงเป็นแนวคิดที่ไม่ถูกต้อง

ทั้งนี้ ในการประเมิน Reserve Margin ข้างต้นนั้น ประเมินจาก ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ในระบบ 3 การไฟฟ้า โดยไม่รวมปริมาณไฟฟ้าที่มีการซื้อขายกันโดยตรงในนิคมอุตสาหกรรม (Independent Power Supply : IPS) ซึ่งหากมีเหตุการณ์ที่ IPS ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ก็จะมีการใช้ไฟฟ้าจากระบบ 3 การไฟฟ้า ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) สูงขึ้นอย่างฉับพลัน ทำให้ระดับ Reserve Margin ลดลงอย่างรวดเร็ว

ดังนั้น การมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin: RM) ที่เหมาะสมจะทำให้ ประเทศไทยมีไฟฟ้าใช้ในยามที่เกิดเหตุฉุกเฉินต่าง ๆ และหากเศรษฐกิจฟื้นตัวอย่างรวดเร็ว ภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมจะมีไฟฟ้าที่จะสนับสนุนอย่างเพียงพอและมั่นคง จะเป็นความสามารถในการแข่งขันของประเทศ