

ชี้แจงการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับ เดือนมกราคม – เมษายน 2559

1 ข้อเสนอการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2559

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เสนอผลการประมาณการค่า F_t ขายปลีกสำหรับการเรียกเก็บในเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เท่ากับ -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) พิจารณา ดังรายละเอียดหลักการคำนวณ และองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายการคำนวณค่า F_t ตามข้อ 2 และข้อ 3

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 67/2558 (ครั้งที่ 377) ในวันที่ 23 ธันวาคม 2558 ได้พิจารณาข้อเสนอดังกล่าว โดยพิจารณาจากปัจจัยที่เป็นตัวแปรสำคัญต่อการคำนวณค่า F_t ดังนี้

(1) การเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ส่งผลให้การคำนวณค่า F_t ขายปลีกสำหรับการเรียกเก็บในเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ในอัตรา -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ลดลงจากเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 ที่เรียกเก็บในอัตรา -3.23 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลงเท่ากับ 0.84 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งสะท้อนต้นทุนราคาเชื้อเพลิงที่มีแนวโน้มลดลงและอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงอย่างต่อเนื่อง

(2) เห็นชอบให้นำเงินชดเชยส่วนลดค่าก๊าซธรรมชาติโรงไฟฟ้าขอนแก่น ตั้งแต่วันที่ 15 กรกฎาคม 2557 – สิงหาคม 2558 จำนวน 269.02 ล้านบาท และเงินปรับลดการลงทุนปี 2551-2553 ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในส่วนที่เหลือจำนวน 137.16 ล้านบาท รวมเป็นเงินจำนวน 406.18 ล้านบาท มาปรับลดค่า F_t รอบเดือน ม.ค. – เม.ย. 2559 เท่ากับ -0.73 สตางค์/หน่วย

จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้น กกพ. ได้เห็นชอบให้เรียกเก็บค่า F_t ขายปลีกสำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ในอัตรา -4.80 สตางค์ต่อหน่วย ลดลงจากเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 ที่เรียกเก็บในอัตรา -3.23 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลงเท่ากับ 1.57 สตางค์ต่อหน่วย

2 หลักการคำนวณค่า F_t

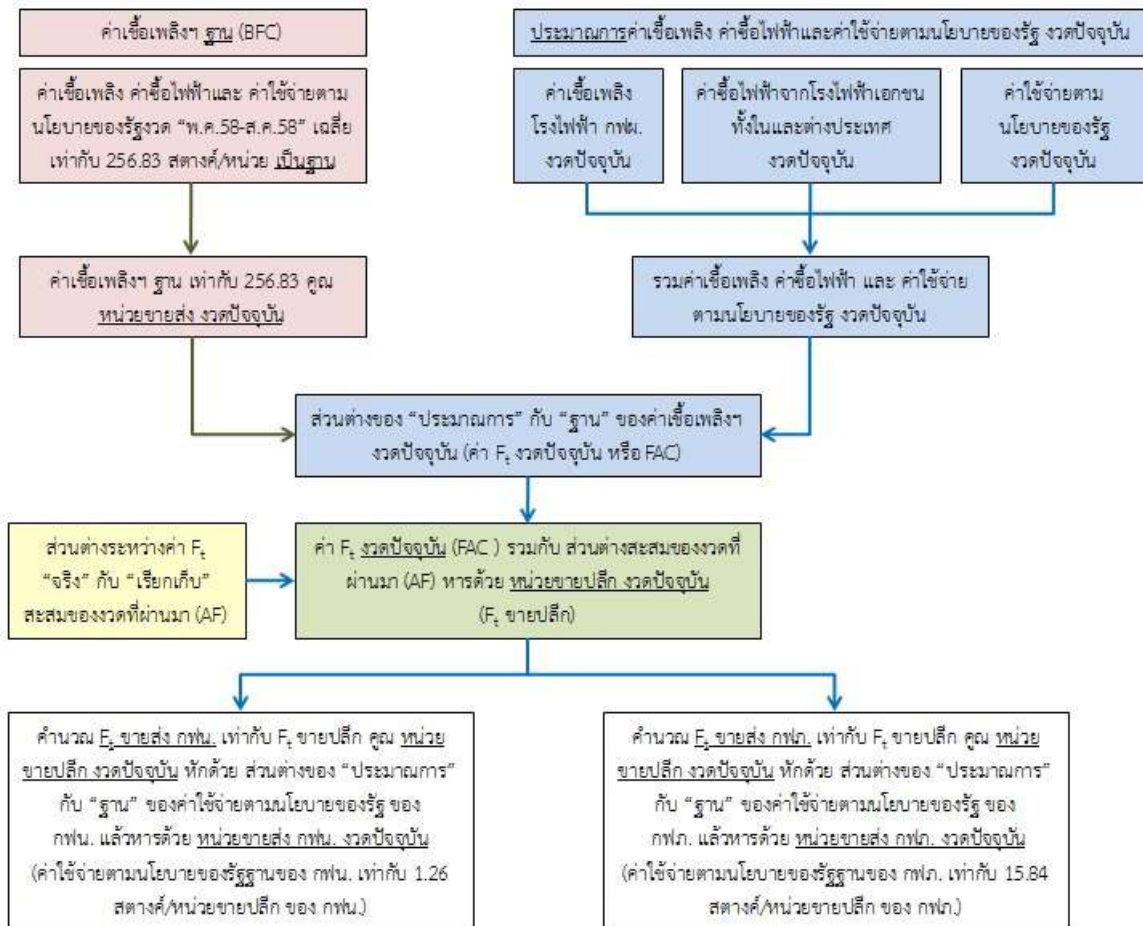
2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจากค่าใช้จ่ายในด้านค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดปัจจุบัน) เทียบกับ ค่าใช้จ่ายที่ใช้คำนวณในค่าไฟฟ้าฐานรวมกับ ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงต่างจากที่เรียกเก็บ สหสมในงวด 4 เดือน ที่ผ่านมา (AF) หาดด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดปัจจุบัน

2.2 ค่า F_t ขายส่งให้ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.):

F_t ขายส่งให้ กฟน. คำนวณจากค่า F_t ขายปลีกคูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน หักด้วยส่วนต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐของ กฟผ.

(คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน จำนวน 0.0126 บาท/หน่วยขายปลีก กฟน. คูณด้วยหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน) หาดด้วยประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟน. ขายให้ กฟน.

สำหรับ F_t ขายส่ง กฟน. ก็จะคำนวณในทำนองเดียวกัน โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน จำนวน 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีก กฟน.



รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558

3 องค์ประกอบของค่า F_t

3.1 ค่าเชื้อเพลิงฐาน (Base Fuel Cost: BFC) คำนวณจากค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่สอดคล้องกับค่า F_t ขายปลีกในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2558 ที่รวมไว้ในค่าไฟฟ้าฐานจำนวน 46.91 สตางค์ต่อหน่วยขายปลีก โดย BFC มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง คูณ ประมาณการหน่วยขายส่งในงวดปัจจุบัน

ราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2558 ซึ่งใช้เป็นค่าเชื้อเพลิงฐาน มีดังนี้

น้ำมันเตา	15.20	บาท/ลิตร
น้ำมันดีเซล	25.86	บาท/ลิตร
ก๊าซธรรมชาติ		

อ่าวไทยและพม่า	297.36	บาท/ล้านปีทึยู
JDA	273.63	บาท/ล้านปีทึยู
น้ำพองและภู่อ้อม	166.75	บาท/ล้านปีทึยู
ลานกระบือ	47.85	บาท/ล้านปีทึยู
ถ่านหินนำเข้า	2,825.70	บาท/ตัน
ลิกไนต์	569.70	บาท/ตัน

รายการ	หน่วย (สตางค์/หน่วยขายส่ง)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่สอดคล้องกับค่า Ft ขายปลีกในงวดเดือนพฤษภาคม 2558 – สิงหาคม 2558 ที่รวมไว้ในค่าไฟฟ้าฐานจำนวน 49.61 สตางค์ต่อหน่วยขายปลีก BFC	256.83

3.2 ประเมินการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วยประเมินการค่าเชื้อเพลิงน้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ รวมทั้งค่าใช้จ่ายน้ำมันปาล์มดิบเทียบเท่าการใช้น้ำมันเตาจากการใช้น้ำมันปาล์มดิบในการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐบาลและอื่น ๆ เป็นต้น

3.3 ประเมินการค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ประกอบด้วยประเมินการค่าซื้อไฟฟ้าจากการบริษัทในเครือ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (สาธารณรัฐประชาธิปไตย ประชาชนลาวมาเลเซีย และอื่นๆ) รวมทั้งค่าซื้อไฟฟ้าในรูปแบบอื่นๆ ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายประกอบด้วยส่วนของ 1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payments : AP) และ 2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments : EP) และ 3) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense : PE) ในส่วนของโรงไฟฟ้าเอกชน

3.4 ประเมินการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ประกอบด้วยประเมินการ

1) เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ กฟน. กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) และที่ กฟผ. จ่ายให้กับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) ตามมติ กพช. ครั้งที่ 5/2549 (ครั้งที่ 108) เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 และมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ครั้งที่ 6/2549 (ครั้งที่ 17) เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2549

2) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามมติ กพช. ครั้งที่ 4/2550 (ครั้งที่ 113) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550

3) ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟผ. ที่เกิดขึ้นจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชนและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน

แสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. ตามมติ กพข. ครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 มติ กพข.ครั้งที่ 1/2557 เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2557 และมติ กพข. ครั้งที่ 2/2558 เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558

4) ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันปาล์มดิบในการผลิตไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือเกษตรกรตามมติ กพข. ครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 และมติ กพข. ครั้งที่ 3/2558 เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558

5) ค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าตามมาตรา 97(4) เพื่อการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย ในอัตรา 0.0050 บาท/หน่วย และตามมาตรา 97(5) เพื่อส่งเสริมสังคมและประชาชนให้มีความรู้ ความตระหนัก และมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้า ในอัตรา 0.0020 บาท/หน่วย ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2558

6) ค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กพข. กำหนด

7) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายอื่นของภาครัฐเช่น การส่งเสริมการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อำเภอของจังหวัดสงขลา และการให้ กฟผ. เพิ่มสัดส่วนการรับน้ำมันปาล์มดิบมาผสมเพิ่มเติมที่จังหวัดกระบี่ เป็นต้น

3.5 Fuel Adjustment Cost: FAC คำนวณจาก ส่วนต่างระหว่าง “ประมาณการค่าใช้จ่ายในด้านเชื้อเพลิงฯ” (Estimated Fuel Cost : EFC) ตามข้อ 3.2-3.4 กับ “ค่าเชื้อเพลิงฐาน” ตามข้อ 3.1 ในงวดปัจจุบัน หาดด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีกรวม 4 เดือนในงวดปัจจุบันได้อัตราค่า FAC เฉลี่ยต่อหน่วยขายปลีก ซึ่งจะเทียบเท่ากับค่า Ft ขายปลีก ในกรณีที่ยอดยกมาจากที่งวดที่ผ่านมาเป็นศูนย์

3.6 ยอดสะสมมาจากงวดที่ผ่านมา (Accumulate Factor: AF) คือ ส่วนต่างระหว่าง “ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง” กับ “ค่า F_t เรียกเก็บ” สะสมของงวดที่ผ่านมา ซึ่งอาจจะมีค่า “เป็นบวก” คือ เก็บเงินค่า F_t จริงเกินกว่าค่า F_t เรียกเก็บ หรือมีค่า “เป็นลบ” คือ เก็บเงินค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บ

3.7 F_t ขายปลีก สำหรับงวดปัจจุบันคำนวณจากผลรวมของ “FAC งวดปัจจุบัน” ตามข้อ 3.5 รวมกับ “ยอดสะสมมาจากงวดที่ผ่านมา” ตามข้อ 3.6 หาดด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีกงวดปัจจุบันจะได้อัตราค่า F_t ขายปลีกเฉลี่ย สำหรับเรียกเก็บในอัตราเท่ากันตลอดทั้งงวด 4 เดือนเป็นอัตราที่เสนอขออนุมัติให้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทมีหน่วยเป็น สตางค์/หน่วยขายปลีก

3.8 F_t ขายส่ง ประกอบด้วย F_t ขายส่ง กฟน. และ F_t ขายส่ง กฟภ. โดย F_t ขายส่ง กฟน. คำนวณจาก F_t ขายปลีก คูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกงวดปัจจุบัน ที่ กฟน. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า หักเงินค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในส่วนของ กฟน. หาดด้วย หน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้กฟน. งวดปัจจุบัน อัตรานี้ใช้สำหรับ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. เท่านั้น มีหน่วยเป็น สตางค์/หน่วยขายส่ง สำหรับ F_t ขายส่ง กฟภ. ก็คำนวณในทำนองเดียวกัน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 67/2558 (ครั้งที่ 377) ในวันที่ 23 ธันวาคม 2558 ได้พิจารณาผลการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดมกราคม – เมษายน 2559 โดยมีสมมติฐานในการประมาณการ ดังนี้

4.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้า

ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) ในช่วงเดือนมกราคม-เมษายน 2559 คาดว่า จะเท่ากับ 61,371 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 2,325 ล้านหน่วย จากที่ใช้ในประมาณการเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 (59,046 ล้านหน่วย) หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.94 เนื่องจากเข้าสู่ฤดูแล้งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ทั้งนี้ คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในงวดมกราคม – เมษายน 2559 นี้จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.05 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

4.2 อัตราแลกเปลี่ยน

อัตราแลกเปลี่ยนของเงินบาทต่อเงินดอลลาร์สหรัฐที่ใช้คำนวณต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ใช้อัตราแลกเปลี่ยนขายเฉลี่ยธนาคารแห่งประเทศไทย เดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 35.94 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งพบว่าอัตราแลกเปลี่ยนได้อ่อนค่า 1.49 บาทต่อเหรียญสหรัฐ หากเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนขายเฉลี่ยที่ใช้ในการประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิงงวด กันยายน-ธันวาคม 2558 ที่ผ่านมา ซึ่งมีค่าเท่ากับ 34.45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (กรกฎาคม 2558) ซึ่งจะมีผลกระทบต่อต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

4.3 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและราคาเชื้อเพลิง

การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix) ในเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เมื่อเทียบกับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 คาดว่าจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 64.38 รองลงไปเป็นการซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาวและมาเลเซียร้อยละ 10.37 สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า และพลังน้ำลดลงเหลือร้อยละ 8.91 8.87 และ 1.86 ตามลำดับ

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท ในการคำนวณค่า F_t งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 กับงวดมกราคม – เมษายน 2559

ประเภท	ก.ย. 58 – ธ.ค. 58 (ประมาณการ) [1]		ม.ค. 59 – เม.ย. 59 (ประมาณการ) [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1] ล้านหน่วย
	ล้านหน่วย	%	ล้านหน่วย	%	
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,167.62	1.98	1,142.36	1.86	-25.26
น้ำมันเตา+CPO (กฟผ. + IPPs)	47.88	0.08	147.89	0.24	100.01
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,404.61	9.15	5,470.52	8.91	65.91
ถ่านหินนำเข้า (IPPs)	5,697.63	9.65	5,443.42	8.87	-254.21
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	37,703.98	63.86	39,510.02	64.38	1,806.04

ประเภท	ก.ย. 58 – ธ.ค. 58 (ประมาณการ) [1]		ม.ค. 59 – เม.ย. 59 (ประมาณการ) [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]
	ล้านบาท	%	ล้านบาท	%	ล้านบาท
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	30.48	0.05	81.4	0.13	50.92
ลาว และมาเลเซีย	6,163.98	10.44	6,366.32	10.37	202.34
- พลังน้ำ	3,231.31	5.47	2,767.53	4.51	-463.78
- ลิกไนต์	2,888.75	4.89	3,555.23	5.79	666.48
- มาเลเซีย	43.92	0.07	43.56	0.07	-0.36
อื่นๆ	2,829.52	4.79	3,208.95	5.23	379.43
รวม	59,045.70	100	61,370.87	100	2,325.17

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 14 ธันวาคม 2558

ในส่วนของราคาเชื้อเพลิง คาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติ (รวมค่าผ่านท่อและค่าดำเนินการ) จะอยู่ที่ 261.19 บาทต่อล้านบีทียู ปรับตัวลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา 15.53 บาทต่อล้านบีทียู น้ำมันเตาจะอยู่ที่ 11.85 บาทต่อลิตร ลดลง 7.29 บาทต่อลิตร น้ำมันดีเซลจะอยู่ที่ 19.36 บาทต่อลิตร ลดลง 1.12 บาทต่อลิตร ถ่านหินนำเข้าจะอยู่ที่ 2,993.30 บาทต่อตัน ลดลง 393.28 บาทต่อตัน ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 เปรียบเทียบราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 กับงวดประมาณการเดือนมกราคม – เมษายน 2559

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ก.ย. 58- ธ.ค. 58 (ประมาณการ)	ม.ค. 59- เม.ย. 59 (ประมาณการ)	เปลี่ยนแปลง
- ราคาก๊าซ	บาท/ล้านบีทียู	276.72	261.19	-15.53
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	19.14	11.85	-7.29
- ราคาน้ำมันดีเซล	บาท/ลิตร	20.48	19.36	-1.12
- ราคาถ่านหินลิกไนต์	บาท/ตัน	569.7	693	123.30
- ราคาถ่านหินนำเข้า	บาท/ตัน	3,386.58	2,993.30	-393.28

หมายเหตุ: *ราคาก๊าซธรรมชาติข้างต้นรวมค่าผ่านท่อและค่าดำเนินการ

ในส่วนของค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เป็นเงินประมาณ 12,876.57 ล้านบาท หรือคิดเป็นค่า F_t ประมาณ 23.04 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 4.06 สตางค์ต่อหน่วย จากรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 (19.03 สตางค์ต่อหน่วย) โดยค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในปัจจุบันมีดังนี้

- ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder และ FiTa) ประมาณ 21.86 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดที่ผ่านมา 4.07 สตางค์ต่อหน่วย
- กองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(3) 97(4) และ 97(5) ประมาณ 1.19 สตางค์ต่อหน่วย ลดลงจากงวดที่ผ่านมาเล็กน้อย -0.05 สตางค์ต่อหน่วย

- มาตรา 97(3) เพื่อการพัฒนาและฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า จำนวน 0.49 สตางค์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า ตามชนิดของเชื้อเพลิง (ไม่รวมโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งจะรวมอยู่ในราคารับซื้อไฟฟ้า)
- มาตรา 97(4) เพื่อการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย จำนวน 0.50 สตางค์ต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า
- มาตรา 97(5) เพื่อส่งเสริมสังคมและประชาชนให้มีความรู้ ความตระหนัก และมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้า จำนวน 0.20 สตางค์ต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า

จากสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและราคาเชื้อเพลิงดังกล่าว ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในด้านเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนแปลงไปจากเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ในงวดมกราคม – เมษายน 2559 เท่ากับ -259.12 ล้านบาท (-0.46 สตางค์ต่อหน่วย)

ตารางที่ 3 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ
เดือนมกราคม – เมษายน 2559

ประมาณการ ค่าใช้จ่าย FAC (ล้านบาท)	ค่า เชื้อเพลิง ของ กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและ ต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (1)+(2)+(3)
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)	
ม.ค. – เม.ย. 2559	35,339	104,373	10,819	1,392	666	12,877	152,589
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง)						ล้านบาท	59,513
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ (สตางค์/หน่วยขายส่ง)						(AFC)	256.39
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในฐาน (สตางค์/หน่วยขายส่ง)						(BFC)	256.83
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไป (สตางค์/หน่วยขายส่ง)						(FAC) = (AFC) –(BFC)	-0.44
						(ล้านบาท)	-259.12

4.4 ภาระคงค้างสะสมมาจากงวดที่ผ่านมา (Accumulated Factor: AF)

ภาระคงค้างสะสมมาจากงวด พฤศจิกายน – ธันวาคม 2558 เกิดจากส่วนต่างระหว่าง ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ เท่ากับ -2,018.84 ล้านบาท (-3.61 สตางค์ต่อหน่วย)

ดังนั้น ค่า F_t ที่คำนวณในงวดมกราคม – เมษายน 2559 จึงเท่ากับ -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งประกอบด้วย ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน เท่ากับ -0.46 สตางค์ต่อหน่วย และภาระคงค้างสะสมจาก -3.61 สตางค์ต่อหน่วย

ตารางที่ 4 ผลการคำนวณประมาณการค่า Ft ขายปลีก เดือนมกราคม – เมษายน 2559 ที่ กฟผ. เสนอ

ประมาณการค่า Ft	หน่วย จำหน่ายทั่ว ประเทศ (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่ เปลี่ยนแปลงไปจากแผน: FAC (1)		ค่าสะสมที่เกิดจากความแตกต่าง ระหว่างค่า Ft ที่คำนวณได้และ ที่ใช้เรียกเก็บงวดที่ผ่านมา: AF (2)		Ft ขายปลีกที่ คำนวณได้ (1)+(2)
		(ล้านบาท)	(สตางค์/หน่วย)	(ล้านบาท)	(สตางค์/หน่วย)	(สตางค์/หน่วย)
พ.ย. – ธ.ค. 2558 (1)						-3.23
ม.ค. – เม.ย. 2559 (2)	55,580.39	-259.12	-0.46	-2,018.84	-3.61	-4.07
การเปลี่ยนแปลง (1)-(2)						-0.84

เมื่อเปรียบเทียบค่า F_t คำนวณได้ในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เท่ากับ -4.07 สตางค์ต่อหน่วย กับค่า F_t เรียกเก็บจากผู้ซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนพฤศจิกายน – ธันวาคม 2558 จำนวน -3.23 สตางค์ต่อหน่วย จะทำให้ค่า F_t ในรอบนี้ลดลงได้จำนวน 0.84 สตางค์ต่อหน่วย

5 ผลการคำนวณค่า F_t ขายส่ง สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2559

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 67/2558 (ครั้งที่ 377) ในวันที่ 23 ธันวาคม 2558 ได้พิจารณาผลการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดมกราคม – เมษายน 2559

5.1 ค่า F_t ขายส่ง สำหรับการเรียกเก็บจาก การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ที่สอดคล้องกับค่า F_t ขายปลีกในระดับ -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ที่คำนวณได้จะเท่ากับ **-4.31 สตางค์ต่อหน่วย**

5.2 ค่า F_t ขายส่ง สำหรับการเรียกเก็บจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ที่สอดคล้องกับค่า F_t ขายปลีกในระดับ -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ที่คำนวณได้จะเท่ากับ **-5.56 สตางค์ต่อหน่วย**

ตารางที่ 5 ผลการคำนวณค่า F_t ขายส่งประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ที่ กฟผ. เสนอ

การไฟฟ้า	หน่วย ขายปลีก ให้ผู้ใช้ ไฟฟ้า (ล้านบาท)	ประมาณการ Ft ขายปลีก (1)		ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ใน ส่วน กฟน. และ กฟภ. (EPE)					ค่าใช้จ่าย ตาม นโยบายรัฐ ที่ กำหนด เป็นฐาน (สตางค์/ หน่วย)	ค่าใช้จ่าย ตาม นโยบายรัฐ เทียบกับ ฐาน (2) (ล้านบาท)	ประมาณ การจำนวน เงิน Ft ขายส่ง (ล้านบาท) (1)-(2)	หน่วยขาย ส่งของ กฟผ. (ล้านบาท)	ประมาณการ ค่า F_t ขายส่ง (สตางค์/หน่วย)
				VSP Adder (ล้านบาท)	กองทุน พัฒนาไฟฟ้า 97(3), (4), (5) (ล้านบาท)	FITa (ล้านบาท)	รวม (ล้านบาท)	รวม (สตางค์/ หน่วย)					
กฟน.	16,345.38	-4.07	-665.26	68.03	114.44	94.69	277.16	1.70	1.26	71.21	-736.47	17,097.02	-4.31
กฟภ.	38,708.97	-4.07	-1,575.46	5,294.14	277.46	1,297.41	6869.01	17.75	15.84	737.51	-2,312.96	41,620.38	-5.56

6 ผลการพิจารณาของ กกพ. สำหรับการประมาณค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2559

กกพ. ได้พิจารณาค่า F_t ที่คำนวณตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ F_t ตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2558 และมติ กพช. ที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งพิจารณาแนวโน้มราคาเชื้อเพลิงในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องและอัตราแลกเปลี่ยนที่ได้ อ่อนค่าลงอย่างรวดเร็วในช่วงที่ผ่านมา ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจและปัจจัยการผลิตไฟฟ้าในรอบเดือน

มกราคม – เมษายน 2559 ตามผลการคำนวณค่า F_t งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2558 ในอัตรา -4.07 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งลดลงจากค่า F_t ในงวดที่ผ่านมา -0.84 สตางค์ต่อหน่วยแล้ว กฟพ. ได้เห็นชอบให้ กฟผ. นำเงินชดเชยส่วนลดค่าก๊าซธรรมชาติโรงไฟฟ้าขอม ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2557 – สิงหาคม 2558 จำนวน 269.02 ล้านบาท และให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง นำเงินปรับลดแผนการลงทุนปี 2551-2553 ในส่วนที่เหลือ จำนวน 137.16 ล้านบาท มาปรับลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในการคำนวณค่า F_t ประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559 รวม 406.18 ล้านบาท ส่งผลให้ค่า F_t ขายปลีกลดลงได้อีกจำนวน -0.73 สตางค์/หน่วย

ดังนั้น กฟพ. จึงได้เห็นชอบการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ สำหรับการเรียกเก็บในเดือนมกราคม – เมษายน 2559 ดังนี้

5.1 การคำนวณค่า F_t ขายปลีกสำหรับการเรียกเก็บในเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เท่ากับ -4.80 สตางค์/หน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ลดลงจากค่า F_t ในงวดที่ผ่านมาจำนวน -1.57 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะมีผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทเท่ากับ 3.7076 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) หรือคิดเป็นค่าไฟฟ้าที่ลดลงร้อยละ 0.42

5.2 การคำนวณค่า F_t ขายส่งที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ. ประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559 เท่ากับ -4.78 และ -6.15 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ

ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า F_t ขายส่งสำหรับการเรียกเก็บประจำเดือนมกราคม – เมษายน 2559

การไฟฟ้า	หน่วยขายปลีกให้ผู้ใช้ไฟฟ้า (ล้านบาท)	ประมาณการ F_t ขายปลีก (1)		ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในส่วน กฟน. และ กฟภ. (EPE)					ค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน (สตางค์/หน่วย)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐเทียบกับฐาน (2)	ประมาณการจำนวนเงิน F_t ขายส่ง (ล้านบาท) (1)-(2)	หน่วยขายส่งของ กฟผ. (ล้านบาท)	ประมาณการค่า F_t ขายส่ง (สตางค์/หน่วย)
				VSPP Adder (ล้านบาท)	กองทุนพัฒนาไฟฟ้า 97(3), (4), (5) (ล้านบาท)	FITa (ล้านบาท)	เงินปรับลดการลงทุนปี 51-53 (ล้านบาท)	รวม (สตางค์/หน่วย)					
กฟน.	16,345.38	-4.80	-784.58	68.03	114.44	94.69	-38.49	1.46	1.26	32.72	-817.30	17,097.02	-4.78
กฟภ.	38,708.97	-4.80	-1,858.03	5,294.14	277.46	1,297.41	-35.52	17.65	15.84	701.99	-2,560.02	41,620.38	-6.15