รายงานการพิจารณาศึกษา

แนวทางการปรับปรุง และจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า

โดย คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

สำนักกรรมาธิการ ๑
สำนักงานเลขาธิการวุฒิสภา

(สำเนา)

บันทึกข้อความ

ส่วนราชการ คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

ที่ สว (กมธ๑)๐๐๐๙/ (ร๒๖) **วันที่** ๑๖ พฤศจิกายน ๒๕๖๓

เรื่อง รายงานการพิจารณาศึกษา เรื่อง "แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า" ของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

กราบเรียน ประธานวุฒิสภา

ด้วยในคราวประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปีครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ที่ประชุมได้มีมติตั้งคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๑๑) ซึ่งคณะกรรมาธิการการพลังงานเป็นคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภาคณะหนึ่ง มีหน้าที่และอำนาจพิจารณาร่างพระราชบัญญัติ กระทำกิจการ พิจารณาสอบหาข้อเท็จจริงหรือศึกษาเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบ และแนวทางการแก้ไขปัญหา อุปสรรคจากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะ และเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจ และอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ปัจจุบันคณะกรรมาธิการคณะนี้ ประกอบด้วย

๑. พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์	ประธานคณะกรรมาธิการ
๒. พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓. พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง
๔. พลโท อำพน ชูประทุม	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม
๕. พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่
๖. นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย	ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๗. นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	เลขานุการคณะกรรมาธิการ
๘. นายอุปกิต ปาจรียางกูร	รองเลขานุการคณะกรรมาธิการ
๙. นายเจน นำชัยศิริ	โฆษกคณะกรรมาธิการ
๑๐. พลเอก กนิษฐ์ ชาญปรีชญา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๑. พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๒. พลเอก ดนัย มีชูเวท	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๓. พลเรือเอก นพดล โชครัตดา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๔. นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

๑๕. นายวิชัย ...

๑๕. นายวิชัย ทิตตภักดี ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๖. พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่ ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๗. พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์ ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๘. นายสำราญ ครรชิต ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๙. นายอนุมัติ อาหมัด ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

บัดนี้ คณะกรรมาธิการได้ดำเนินการพิจารณาศึกษาเรื่อง “แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า” เสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการดำเนินการพิจารณาศึกษาเรื่องดังกล่าวต่อวุฒิสภาเพื่อพิจารณา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๙๘

จึงกราบเรียนมาเพื่อโปรดทราบและนำเสนอรายงานของคณะกรรมาธิการต่อที่ประชุมวุฒิสภาต่อไป

พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์
(สกนธ์ สัจจานิตย์)
ประธานคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำเนาถูกต้อง

(นางสาวพุทธรักษา สูตะบุตร)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน

ฝ่ายเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
สำนักกรรมาธิการ ๑ สำนักงานเลขาธิการวุฒิสภา
โทร. ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๗
โทรสาร ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๗

ชลธิชา พิมพ์
พุทธรักษา ตรวจ
ยุวดี ทาน

บทสรุปผู้บริหาร
Executive Summary

รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ มาตรา ๕๖ ได้บัญญัติให้รัฐต้องจัดให้มีสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่จำเป็นต่อการดำรงชีวิตของประชาชนอย่างทั่วถึง ตามหลักการพัฒนาอย่างยั่งยืน ดังนั้น การกำหนดโครงสร้างอัตราราคาค่าไฟฟ้าจึงใช้หลักการระดับราคาเดียวกันทั่วประเทศตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Uniform Tariff) เพื่อเป็นกลไกในการชดเชยอุดหนุนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสหรืออยู่ในพื้นที่ห่างไกล โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนจากต้นทุน มีความเป็นธรรม และเสมอภาค ยังคงเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทยไปได้อีกอย่างน้อย ๓ - ๕ ปี ซึ่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติก็ไม่หยุดยั้งในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น เพื่อกระจายความเจริญให้ประชาชนสามารถเข้าถึงสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและราคาเป็นธรรมมากขึ้น นับว่าเป็นการสนับสนุนให้ประเทศมีความมั่นคงทางสังคมและเศรษฐกิจ และช่วยเพิ่มขีดความสามารถการแข่งขันของภาคธุรกิจอีกด้วย

ความท้าทายของระบบไฟฟ้าทุกวันนี้ ก็คือ การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีระบบผลิต - ส่ง - จำหน่ายไฟฟ้า (Disruptive Technology) ซึ่งส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างตลาดพลังงานไฟฟ้า เช่น การเกิดผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใหม่ที่มีความต้องการต่างไปจากเดิม กลุ่มที่ส่งผลกระทบทั้งระบบคือทำให้ระดับความต้องการปริมาณไฟฟ้าผันผวนมาก ได้แก่ PROSUMER (PRODUCER + CONSUMER) คือนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ มาผลิตไฟฟ้าไว้ใช้เอง และบางคนก็นำไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น แบบหลังนี้เรียกว่า Peer to Peer (P2P) ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสองกลุ่มนี้จะมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็วและต่อเนื่อง ซึ่งจะไม่เพียงแต่ทำให้การไฟฟ้าเสียรายได้ แต่ยังทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่เหลือต้องมีภาระเรื่องเงินชดเชยอุดหนุนให้ผู้ด้อยโอกาสในพื้นที่ห่างไกล ถือว่าเป็นการสร้างความไม่เป็นธรรมแก่สังคม ดังนั้น ก่อนที่ความเสียหายต่าง ๆ จะเกิดขึ้น รัฐจึงต้องดำเนินการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ทั้งระบบ เนื่องจากในขณะนี้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กำลังศึกษาเกี่ยวกับการจัดทำนโยบายค่าไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๔ – ๒๕๖๘ เพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยี Disruptive Technology ซึ่งกระทบต่อโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทย ในขณะเดียวกันประเทศต้องประสบกับสถานการณ์โรคระบาด COVID – 19 ซึ่งกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงอย่างมาก จึงมีความจำเป็นต้องปรับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่และปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศใหม่เช่นกัน ซึ่งต้องใช้ระยะเวลาระยะหนึ่ง คณะกรรมาธิการจึงได้มีข้อเสนอแนะในการจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น ๒ ระยะ ดังนี้

ระยะที่ ๑ ช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔

ยังคงใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันต่อไป แต่ให้ชะลอและปรับลดการลงทุนของ ๓ การไฟฟ้าลง เนื่องจากปริมาณสำรองไฟฟ้ายังคงอยู่ในระดับสูงและปรับลดหลักเกณฑ์ผลตอบแทนการลงทุนลงเนื่องจากไม่มีความจำเป็นต้องใช้เงินในการลงทุนในช่วงนี้ และนำเงินที่ได้มาเพื่อบริหารลดค่าไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๔

ระยะที่ ๒ ช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๕ – ๒๕๖๙

เสนอให้ปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ทั้งระบบ โดยมีปัจจัยต่าง ๆ ที่กระทบต่อค่าไฟฟ้าดังต่อไปนี้

การแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Segmentation) อย่างเหมาะสมตามพฤติกรรมและลักษณะการใช้งานในปัจจุบัน รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใหม่ ๆ และกลุ่มปัจจุบัน) ให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมมากขึ้น โดยเฉพาะการเร่งกำหนดนโยบาย มาตรการ และอัตราค่าธรรมเนียม รวมถึงค่าบริการต่าง ๆ เช่น ค่าบริการสายส่ง (Wheeling Charge) เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังอยู่ในระบบ

การบริหารต้นทุนการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ทำให้ต้นทุนเฉลี่ยถูกและระดับไฟฟ้าสำรองอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม เป็นปัจจัยที่สำคัญมากเพราะเป็นสัดส่วนมากกว่าร้อยละ ๘๐ ของต้นทุนเฉลี่ยทั้งหมด ต้นทุนการผลิตประกอบด้วย ๕ ส่วน ได้แก่ ๑) เงินลงทุนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ๒) ค่าเชื้อเพลิงในการผลิต ๓) การรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ ๔) การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ ๕) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ

การไฟฟ้าใช้ก๊าซธรรมชาติมากที่สุดคือร้อยละ ๕๗.๑๘ ต้นทุนผลิตเฉลี่ยที่ ๒.๗๓ บาทต่อหน่วย ในขณะที่ใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable) มีสัดส่วนร้อยละ ๙.๖๙ มีต้นทุนเฉลี่ยสูงมากกว่าก๊าซธรรมชาติกว่า ๒ เท่า (๕.๕๐ บาทต่อหน่วย) อย่างไรก็ตาม กฟผ. และ IPP ต้องจ่ายค่าจองท่อก๊าซตามสัญญาแก่ ปตท. ทำให้มีต้นทุนที่สูงเกินและกลายเป็นภาระค่าไฟฟ้าแก่ประชาชน ดังนั้น รัฐจึงควรพิจารณาให้สามารถซื้อก๊าซธรรมชาติได้โดยตรงกับผู้ขายไม่จำเป็นต้องซื้อกับ ปตท. เท่านั้น

ปัจจัยจากระบบส่งไฟฟ้า (Transmission) และค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution) กฟผ. กฟน. และ กฟภ. กำลังเจอความท้าทายอย่างมากกับความผันผวนของระดับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า และต้องนำเทคโนโลยีระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (Grid Modernization) เช่น Smart Grid หรือ Micro Grid มาใช้เพื่อให้สามารถบริหารจัดการกับความต้องการที่ไม่แน่นอนดังกล่าวได้อย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากนี้แล้ว **ประสิทธิภาพของการบริหารจัดการเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า** ตามมาตรา ๙๗ (๓) ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕) **และการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)** ย่อมมีผลกระทบต่อโครงสร้างค่าไฟฟ้าทั้งสิ้น โดยเฉพาะเรื่องการกำกับดูแลของ กกพ. ที่มีหน้าที่ในการกำกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและกลไกตลาด การกำกับดูแลค่าไฟฟ้าทั้งในส่วนค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) การกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้า กำกับกลไกการบริหารจัดการการชดเชยรายได้ตามนโยบายภาครัฐ และที่สำคัญคือการเผยแพร่การคำนวณค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

แผนการประชาสัมพันธ์แบบบูรณาการ เพื่อทำความเข้าใจอย่างถูกต้องให้แก่ประชาชนแก่หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะเรื่องหลักการในการกำหนดค่าไฟฟ้าอย่างเป็นธรรมและเสมอภาค (Uniform Tariff) รวมถึงการสร้างความภูมิใจให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าว่ามีส่วนช่วยเพื่อนคนไทยที่ด้อยโอกาสและอยู่ในพื้นที่ห่างไกลให้มีโอกาสเข้าถึงบริการไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและเท่าเทียมกัน เพื่อลดความเหลื่อมล้ำในสังคม สร้างจิตสำนึกให้ประชาชนร่วมกันรักษาสิ่งแวดล้อมและเต็มใจที่จะจ่าย “ค่าใช้จ่ายเพื่อสิ่งแวดล้อม” โดยเน้นให้สื่อสารแบบเข้าใจง่าย ๆ ไม่ควรแยกองค์ประกอบของต้นทุนมากเกินไป ซึ่งจะทำให้ซับซ้อน และอาจจะทำให้ประชาชนคิดว่าอัตราค่าไฟฟ้า “แพง”

และเนื่องจากพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าและ Disruptive Technology ยังคงพัฒนาไปอย่างต่อเนื่องและรวดเร็ว คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติควรรีบทบทวนแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ระยะกลางและระยะยาวของประเทศ โดยเฉพาะเรื่องการนำเอาเทคโนโลยีมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเป็นแผนยุทธศาสตร์แบบบูรณาการแก่ประเทศชาติโดยเร็วต่อไป

สารบัญ

หน้า

บทสรุปผู้บริหาร..... ก

สารบัญ..... จ

สารบัญตาราง..... ช

สารบัญภาพ..... ซ

รายงานการพิจารณาศึกษา..... ฌ

บทที่

๑ บทนำ **๑**

๑.๑ ความเป็นมา ๑

๑.๒ ข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ๒

๑.๓ วัตถุประสงค์ของการพิจารณาศึกษา ๔

๑.๔ ขอบเขตของการพิจารณาศึกษา ๕

๑.๕ วิธีการพิจารณาศึกษาและการสุ่มตัวอย่าง ๕

๑.๖ ระยะเวลาในการศึกษา ๗

๑.๗ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ๗

๒ ผลการพิจารณาศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน..... **๙**

๒.๑ โครงสร้างกิจการไฟฟ้า และ Disruptive Technology ๙

๒.๒ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ๑๐

๒.๓ อัตราค่าไฟฟ้าไทยเทียบกับประเทศอื่น ๆ ในโลก ๑๑

๒.๔ หลักการการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของประเทศไทย : ระดับราคาเดียวกันทั่วประเทศ ตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Uniform Tariff) ๑๔

๒.๕ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ๑๕

๒.๖ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ๑๘

๒.๗ ต้นทุนการผลิต : ปัจจัยค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ๒๑

๒.๘ ต้นทุนการผลิต : การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ ๒๒

๒.๙ ต้นทุนการผลิต : การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ..... ๒๗

๒.๑๐ ต้นทุนการผลิต : ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ..... ๒๙

๒.๑๑ ค่าระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.) ๓๒

สารบัญ (ต่อ) หน้า

๒.๑๒ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า (กฟน. และ กฟภ.) ๓๔
๒.๑๓ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕)..... ๓๕
๒.๑๔ การจัดการและการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า ๓๗

๓ ปัญหาและอุปสรรค โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน **๔๕**
๓.๑ ปัจจัยที่ ๑ : ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน..... ๔๕
๓.๒ ปัจจัยที่ ๒ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบการผลิต (Generation) ๔๘
๓.๓ ปัจจัยที่ ๓ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า (Transmission) และระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution) ๕๐
๓.๔ ปัจจัยที่ ๔ : ประสิทธิภาพของการบริหารเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕) ๕๑
๓.๕ ปัจจัยที่ ๕ : ประสิทธิภาพในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า ๕๑

๔ ข้อสรุปและข้อเสนอแนะ **๕๕**
๔.๑ ข้อสรุป ๕๕
๔.๒ ข้อเสนอแนะ ๕๗
๔.๒.๑ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการทบทวนและแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ทั้งระบบ ๕๗
๔.๒.๒ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับนโยบายและมาตรการด้านระบบการผลิต ๖๐
๔.๒.๓ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับนโยบายและมาตรการด้านระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ๖๒
๔.๒.๔ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับปรุงประสิทธิภาพของการบริหารเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕) ๖๓
๔.๒.๕ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับปรุงประสิทธิภาพในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า ๖๔
๔.๒.๖ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประชาสัมพันธ์สื่อสารแก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ๖๔
บทส่งท้าย ๖๖

บรรณานุกรม..... **๖๘**
ภาคผนวก..... **๖๙**

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
๒.๑	มูลค่าไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซี่ยน ณ เดือนธันวาคม ๒๕๖๒	๑๐
๒.๒	รายชื่อโรงไฟฟ้าเอกชน IPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว (ข้อมูล ณ เดือนมิถุนายน ๒๕๖๓)	๒๓
๒.๓	รายชื่อโรงไฟฟ้า IPP ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ..	๒๓
๒.๔	สถานภาพปัจจุบันของโรงไฟฟ้า SPP ณ สิ้นเดือนมิถุนายน ๒๕๖๓	๒๕
๒.๕	สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว).....	๒๗
๒.๖	โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเดือนพฤศจิกายน ๒๕๕๘ ถึงปัจจุบัน (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มและไม่รวม Ft)	๓๒
๒.๗	การคำนวณค่าบริการระบบจำหน่าย ปี ๒๕๖๒.....	๓๓
๒.๘	เงินที่จ่ายเข้ากองทุนเป็นรายเดือนตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	๓๔
๔.๑	ข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม และไม่รวมค่า F_t)	๖๑

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
๒.๑	โครงสร้างกิจการไฟฟ้าและกลไกตลาดในปัจจุบัน	๘
๒.๒	Disruptive Energy Technology	๙
๒.๓	สัดส่วนหน่วยขายปลีกแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒	๙
๒.๔	ข้อมูลค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ในประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก	๑๑
๒.๕	อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒	๑๖
๒.๖	โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า	๑๗
๒.๗	โครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานกับค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)	๑๘
๒.๘	อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจริงในปี ๒๕๖๒	๑๙
๒.๙	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง	๒๑
๒.๑๐	การรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ	๒๒
๒.๑๑	โครงสร้างค่าซื้อไฟฟ้าของโครงการแบบ IPP สปป.ลาว	๒๗
๒.๑๒	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense : PE)	๒๙
๒.๑๓	ภาระ Adder และ Fit แยกตามชนิดเชื้อเพลิงตั้งแต่ปี ๒๕๕๐ เป็นต้นมา	๓๐
๒.๑๔	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐตั้งแต่ปี ๒๕๕๐	๓๑
๒.๑๕	ค่าระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.)	๓๑
๒.๑๖	ค่าระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.) ปี ๒๕๖๒	๓๒
๒.๑๗	ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ.	๓๓
๒.๑๘	การบริหารกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓)	๓๕
๒.๑๙	เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓)	๓๕
๒.๒๐	เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๔)	๓๖
๒.๒๑	หลักเกณฑ์และสมมุติฐานในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน ๒๕๕๘	๓๗
๒.๒๒	กลไกการปรับอัตราค่าไฟฟ้าฐาน และ ค่าเอฟที (F_t)	๓๙
๒.๒๓	ขั้นตอนการพิจารณาค่าเอฟที (F_t)	๔๐
๓.๑	กลไกตลาดไฟฟ้ายุคดิจิทัล : PROSUMER / P2P	๔๕
๔.๑	ระบบเครือข่ายในการบริการไฟฟ้า	๖๐

รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า
ของคณะกรรมาธิการพลังงาน วุฒิสภา

.....

ตามที่ที่ประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปี ครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ที่ประชุมได้มีมติตั้งคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๒๔) ซึ่งคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา เป็นคณะกรรมการสามัญประจำวุฒิสภา มีหน้าที่และอำนาจพิจารณาร่างพระราชบัญญัติ กระทำกิจการ พิจารณาสอบหาข้อเท็จจริงหรือศึกษาเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบและแนวทางการแก้ไขปัญหาอุปสรรคจากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะและเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจและอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยคณะกรรมาธิการได้พิจารณาศึกษาเรื่อง แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า

บัดนี้ คณะกรรมาธิการได้พิจารณาศึกษาเรื่องดังกล่าวเสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการพิจารณาศึกษาต่อวุฒิสภา ดังนี้

๑. การดำเนินงานของคณะกรรมาธิการการพลังงาน

๑.๑ คณะกรรมาธิการการพลังงาน ประกอบด้วย

๑) พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์	ประธานคณะกรรมาธิการ
๒) พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓) พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง
๔) พลโท อำพน ชูประทุม	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม
๕) พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่
๖) นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	เลขานุการคณะกรรมาธิการ
๗) นายอุปกิต ปาจรียางกูร	รองเลขานุการกรรมาธิการ
๘) นายเจน นำชัยศิริ	โฆษกคณะกรรมาธิการ
๙) นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย	ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๐) พลเอก กนิษฐ์ ชาญปรีชญา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๑) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

๑๒) พลเอก ดนัย มีชูเวท	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๓) พลเรือเอก นพดล โชคระดา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๔) นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๕) นายวิชัย ทิติภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๖) พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๗) พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๘) นายอนุมัติ อาหมัด	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๙) นายสำราญ ครรชิต	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

รายนามคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์
ประธานคณะกรรมาธิการ

พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง

พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง

พลโท อำพน ชูประทุม
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม

พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
เลขานุการคณะกรรมาธิการ

นายอุปกิต ปาจรียางกูร
รองเลขานุการคณะกรรมาธิการ

นายเจน นำชัยศิริ
โฆษกคณะกรรมาธิการ

นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย
ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก กนิษฐ์ ชาญปรีชญา
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก ดนัย มีชูเวท
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเรือเอก นพดล โชคระดา
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายวิชัย ทิตตภักดี
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายสำราญ ครรชิต
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายอนุมัติ อาหมัด
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

๑.๒ คณะกรรมาธิการได้ตั้งคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านพลังงานไฟฟ้า ซึ่งคณะอนุกรรมาธิการคณะนี้ประกอบด้วย

๑) พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	ประธานคณะอนุกรรมาธิการ
๒) พลเรือเอก นพดล โชคระดา	รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓) นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่สอง
๔) พลเอก กนิษฐ์ ชาญปรีชญา	อนุกรรมาธิการ
๕) นายประเสริฐศักดิ์ เชิงชวโน	อนุกรรมาธิการ
๖) นายสุวัฒน์ เชี่ยวชาญชัย	อนุกรรมาธิการ
๗) นายสมนึก จินดาทรัพย์	อนุกรรมาธิการ
๘) นายวีระพล จิรประดิษฐกุล	อนุกรรมาธิการ
๙) นายนพดล ประเสริฐกาญจนา	อนุกรรมาธิการ
๑๐) นายชัยศักดิ์ อ่อนประดิษฐ์	อนุกรรมาธิการ
๑๑) นายคุณานันท์ ทยายุทธ	อนุกรรมาธิการ
๑๒) พลเรือเอก สุพจน์ สุดประเสริฐ	อนุกรรมาธิการและเลขานุการ

รายนามคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านพลังงานไฟฟ้า

พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร
ประธานคณะอนุกรรมาธิการ

พลเรือเอก นพดล โชคระดา
รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่สอง

พลเอก กนิษฐ์ ชาญปรีชญา
อนุกรรมาธิการ

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
อนุกรรมาธิการ

นายสมนึก จินดาทรัพย์
อนุกรรมาธิการ

นายประเสริฐศักดิ์ เชิงชวโน
อนุกรรมาธิการ

นายสุวัฒน์ เชี่ยวชาญชัย
อนุกรรมาธิการ

นายนพดล ประเสริฐกาญจนา
อนุกรรมาธิการ

นายชัยศักดิ์ อ่อนประดิษฐ์
อนุกรรมาธิการ

นายคุณานันท์ ทยายุทธ
อนุกรรมาธิการ

พลเรือเอก สุพจน์ สุดประเสริฐ
เลขานุการคณะอนุกรรมาธิการ

รายนามที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษาติดตาม และเสนอแนะด้านพลังงานไฟฟ้า

พลเอก เชวงศักดิ์ ทองสลวย
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

พลเรือโท ประยุธ ภู่เทียน
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

นายกมล ตรรกบุตร
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

นายธานัท เพ็งเดือน
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

นายปิยะพันธ์ พึ่งบุญ ณ อยุธยา
ที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ

๑.๓ คณะกรรมาธิการได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตาม และเสนอแนะด้านพลังงานไฟฟ้า ดำเนินการพิจารณาศึกษา พร้อมทั้งตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาเรื่องดังกล่าว

ก. คณะทำงาน ประกอบด้วย

๑) นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	ที่ปรึกษาคณะทำงาน
๒) นายวีระพล จิรประดิษฐกุล	หัวหน้าคณะทำงาน
๓) นายสมนึก จินดาทรัพย์	คณะทำงาน
๔) นายนพดล ประเสริฐกาญจนา	คณะทำงาน
๕) นางปรียนาถ สุนทรวาทะ	คณะทำงาน
๖) นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู	คณะทำงาน
๗) นายประเสริฐศักดิ์ เชิงชวโน	คณะทำงาน
๘) นายธานี ปาริชาติอินทราณี	คณะทำงาน
๙) นายประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี	คณะทำงาน
๑๐) นายกิตติศักดิ์ วรรณแก้ว	คณะทำงาน
๑๑) นายบัญชร ส่งสัมพันธ์	คณะทำงาน
๑๒) ดร.ชญาน์นันท์ ติยะตระการชัย	คณะทำงาน
๑๓) นายคุณานันท์ ทยายุทธ	เลขานุการคณะทำงาน

รายนามคณะทำงานพิจารณาศึกษาแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
หัวหน้าคณะทำงาน

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
ที่ปรึกษาคณะทำงาน

นายสมนึก จินดาทรัพย์
คณะทำงาน

นายนพดล ประเสริฐกาญจนา
คณะทำงาน

นางปรียนาถ สุนทรวาทะ
คณะทำงาน

นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู
คณะทำงาน

นายประเสริฐศักดิ์ เชิงชวโน
คณะทำงาน

นายประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี
คณะทำงาน

นายธานี ปาริชาติอินทราณี
คณะทำงาน

นายกิตติศักดิ์ วรรณแก้ว
คณะทำงาน

นายบัญชร ส่งสัมพันธ์
คณะทำงาน

ดร.ชญาน์นันท์ ติยะตระการชัย
คณะทำงาน

นายคุณานันท์ ทยายุทธ
เลขานุการคณะทำงาน

ข. คณะทำงานฯ มีหน้าที่และอำนาจ ดังต่อไปนี้

๑) พิจารณาศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า และกฎหมาย ระเบียบ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

๒) ศึกษาวิเคราะห์แนวทางการปรับปรุงการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ทำให้เกิดความเป็นธรรม ความมั่นคง ยั่งยืน และสอดคล้องรองรับกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

๓) จัดทำรายงานผลการพิจารณาศึกษา ข้อคิดเห็น และข้อเสนอแนะ เสนอต่อคณะอนุกรรมาธิการ และคณะกรรมาธิการการพลังงานเพื่อทราบและดำเนินการต่อไป

๔) ดำเนินการอื่นใดตามที่คณะกรรมาธิการการพลังงาน และคณะอนุกรรมาธิการมอบหมาย

๒. วิธีการพิจารณาศึกษา

คณะทำงานกำหนดวิธีการพิจารณาศึกษาเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลดังกล่าวโดยการศึกษาเชิงคุณภาพ ดังนี้

๒.๑ การศึกษาทบทวนจากข้อมูลทุติยภูมิ ได้แก่ ข้อเท็จจริงต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เช่น ปัจจัย ปัญหา กฎหมาย ระเบียบ หลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐ

๒.๒ การศึกษาโดยเชิญบุคคล ผู้บริหารจากหน่วยงานภาครัฐ - เอกชนที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุมเพื่อรับฟังข้อมูลและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น เพื่อให้ได้รับข้อมูลอย่างครบถ้วนในการพิจารณาศึกษาให้มีความสมบูรณ์

๓. ผลการพิจารณาศึกษา

คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา ขอรายงานผลการพิจารณาศึกษา เรื่อง แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งคณะกรรมาธิการได้มอบหมายให้คณะทำงานพิจารณา ศึกษา และจัดทำข้อเสนอแนะเกี่ยวกับแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า โดยคณะกรรมาธิการได้พิจารณารายงานของคณะทำงานด้วยความละเอียดรอบคอบแล้ว และได้มีมติเห็นชอบกับรายงานดังกล่าว โดยถือว่าเป็นรายงานการพิจารณาศึกษาของคณะกรรมาธิการ ดังนั้น คณะกรรมาธิการจึงขอเสนอรายงานการพิจารณาศึกษาของคณะกรรมาธิการ โดยมีรายละเอียดตามรายงานท้ายนี้ เพื่อให้วุฒิสภาได้พิจารณา หากวุฒิสภาให้ความเห็นชอบกับผลการพิจารณาศึกษาของคณะกรรมาธิการ ขอได้โปรดแจ้งไปยังคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาและดำเนินการตามที่เห็นสมควรต่อไป ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ต่อประเทศชาติและประชาชนสืบไป

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
เลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

บทที่ ๑
บทนำ

๑.๑ ความเป็นมา

ปัจจุบันมีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการบริโภคพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากเดิมที่ใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวกลายเป็นทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจาก Disruptive Technology ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าและต้นทุนในการจัดหาและผลิตไฟฟ้าของประเทศอย่างมาก รวมถึงมีการเปลี่ยนแปลงด้านนโยบายต่าง ๆ ของรัฐบาล อาทิเช่น แผนยุทธศาสตร์ชาติ แผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนั้น คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา จึงได้แต่งตั้งคณะทำงานศึกษาวิเคราะห์ปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า ตลอดจนกฎหมาย ระเบียบหรือหลักเกณฑ์ รวมทั้งนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เพื่อเสนอแนวทางการปรับปรุง และจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ทำให้เกิดความเป็นธรรม มั่นคง และยั่งยืนมากยิ่งขึ้น ที่สำคัญให้สอดคล้องรองรับกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ หมวด ๑๖ ได้กำหนดให้มีการดำเนินการปฏิรูปประเทศและรัฐบาลได้ประกาศใช้แผนการปฏิรูปประเทศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ ๖ เมษายน ๒๕๖๑ ประกอบด้วยการปฏิรูปประเทศในด้านต่าง ๆ ทั้งหมด ๑๒ ด้าน โดยหนึ่งในนั้นประกอบด้วยการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ซึ่งประเด็นปฏิรูปประเทศด้านพลังงานประกอบด้วย ๖ ด้าน คือ (๑) ด้านการบริหารจัดการพลังงาน (๒) ด้านไฟฟ้า (๓) ด้านปิโตรเลียมและปิโตรเคมี (๔) ด้านการสนับสนุนพลังงานทดแทน (๕) ด้านการอนุรักษ์และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และ (๖) ด้านเทคโนโลยีนวัตกรรมและโครงสร้างพื้นฐาน โดยจำแนกออกเป็น ๑๗ ประเด็นปฏิรูป และ ๗๑ กิจกรรม พร้อมกันนี้ตามมาตรา ๒๗๐ แห่งรัฐธรรมนูญฯ ได้กำหนดหน้าที่และอำนาจของวุฒิสภาในการติดตาม เสนอแนะ และเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายตามหมวด ๑๖ การปฏิรูปประเทศ และการจัดทำและดำเนินการตามยุทธศาสตร์ชาติ

การปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า ถือเป็นนโยบายสำคัญและเกี่ยวข้องกับหน่วยงานหลายภาคส่วนและข้อกฎหมายต่าง ๆ รวมทั้งเป็นประเด็นที่สื่อมวลชน ประชาชน เอกชน และนักลงทุนให้ความสนใจเป็นอย่างมาก คณะกรรมาธิการพิจารณาเห็นว่าโครงการดังกล่าวมีความสอดรับกับแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ ประเด็นโครงสร้างพื้นฐาน ระบบโลจิสติกส์ และดิจิทัล และแผนย่อยโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน ในแนวทางการพัฒนาจัดหาพลังงานและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานทั้งระบบให้มีความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม ทันสมัย สามารถรองรับความต้องการใช้พลังงาน

ตามการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ และการเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยี มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ตลอดจนเป็นการสนับสนุนและส่งเสริมการเพิ่มขีดความสามารถการแข่งขันของประเทศไทย จึงเห็นควรให้มีการจัดทำรายงานฉบับนี้ขึ้น

๑.๒ ข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

๑) รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐

“แนวนโยบายพื้นฐานแห่งรัฐ” คือ หลักการแห่งนโยบายหลัก ซึ่งกำหนดไว้ในรัฐธรรมนูญให้รัฐจะต้องปฏิบัติตาม โดยรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย มาตรา ๖๕ วางหลักให้รัฐจัดทำ “ยุทธศาสตร์ชาติ” เพื่อการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนตามหลักธรรมาภิบาลและเป็นกรอบในการจัดทำแผนของหน่วยงานต่าง ๆ ในการบริหารประเทศ ซึ่งแนวนโยบายแห่งรัฐมีประโยชน์ต่อรัฐบาลที่บริหารประเทศ ๒ ประการ คือ ๑) เป็นแนวทางสำหรับการตรากฎหมาย และ ๒) เป็นแนวทางในการกำหนดนโยบายในการบริหารราชการแผ่นดิน[๑]

๒) ยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. ๒๕๖๑ - ๒๕๘๐

รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย มาตรา ๖๕ กำหนดให้รัฐพึงจัดให้มียุทธศาสตร์ชาติเป็นเป้าหมายการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนตามหลักธรรมาภิบาลเพื่อใช้เป็นกรอบในการจัดทำแผนต่าง ๆ ให้สอดคล้องและบูรณาการกันเพื่อให้เกิดเป็นพลังผลักดันร่วมกันไปสู่เป้าหมายดังกล่าว โดยให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัติการจัดทำยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. ๒๕๖๐ ในการนี้ คณะรัฐมนตรีจึงได้จัดทำยุทธศาสตร์ชาติ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๘๐) ขึ้นเพื่อนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุวิสัยทัศน์ “ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืน เป็นประเทศที่พัฒนาแล้วด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาของเศรษฐกิจพอเพียง”

ยุทธศาสตร์ชาติ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๘๐) ประกอบด้วย ๖ ยุทธศาสตร์ โดยยุทธศาสตร์ว่าด้วยเรื่องการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศประกอบด้วย ๓ ยุทธศาสตร์ คือ ๑) ยุทธศาสตร์ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน ๒) ยุทธศาสตร์ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม และ ๓) ยุทธศาสตร์การปรับสมดุลและพัฒนาระบบการบริหารจัดการภาครัฐ ซึ่งกลไกสำคัญในการขับเคลื่อน/แนวทางการพัฒนา/รายละเอียดในการปฏิบัติเพื่อให้บรรลุตามเป้าหมายของยุทธศาสตร์ชาติ ได้กำหนดไว้ในแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ (พ.ศ. ๒๕๖๑ - ๒๕๘๐) และแผนปฏิรูปประเทศ

[๑] มานิตย์ จุมปา, **ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย (พ.ศ. ๒๕๕๐),** กรุงเทพ : บริษัทแอคทีฟพริ้นท์ จำกัด, ๒๕๕๓, หน้า ๒๐๙.

๓) แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. ๒๕๖๑ - ๒๕๘๐

แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ (พ.ศ. ๒๕๖๑ - ๒๕๘๐) ประกาศในราชกิจจานุเบกษา มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ ๑๘ เมษายน ๒๕๖๒ เป็นต้นไป ถือเป็นแผนฯ ที่มีส่วนสำคัญในการถ่ายทอดหรือเป็นกลไกสำคัญในการขับเคลื่อนเพื่อให้บรรลุเป้าหมายตามยุทธศาสตร์ชาติ ประกอบด้วย ๒๓ ประเด็น ซึ่งที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน คือ ประเด็นโครงสร้างพื้นฐาน ระบบโลจิสติกส์ และดิจิทัล ประกอบด้วยแผนย่อย ๓ แผน โดยแผนย่อยโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน กำหนดให้มีการสร้างพื้นฐานด้านพลังงานให้มีความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ส่งเสริมพลังงานทดแทนและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งมีแนวทางการพัฒนาคือ สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนทั้งพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อนและเชื้อเพลิงชีวภาพตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่โดยคำนึงถึงต้นทุนค่าพลังงานที่เหมาะสม เปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลงทุนผลิตไฟฟ้าใช้ได้เอง เป็นต้น

๔) แผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน

แผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มีกรอบการปฏิรูปครอบคลุม ๓ มิติคือ การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศ และการบริหารจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและบูรณาการ และยกระดับธรรมาภิบาลในธุรกิจพลังงาน โดยได้กำหนดประเด็นการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานรวม ๖ ด้าน ๑๗ ประเด็นปฏิรูป ซึ่งแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มีความสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกับยุทธศาสตร์ชาติ การพิจารณาศึกษาเรื่อง “แนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า” มีประเด็นปฏิรูปสำคัญที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

(๑) แผนปฏิรูปพลังงานด้านที่ ๔ โครงสร้างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า : ศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานและการเติบโตที่เหมาะสม เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศหรือจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย/ปรับปรุงระบบส่งและระบบจำหน่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต (Grid Modernization of Transmission and Distribution) หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องนำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยไปดำเนินการ

(๒) ประเด็นปฏิรูปที่ ๕ ส่งเสริมกิจการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขัน : การส่งเสริมกิจการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขัน/รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยที่เหมาะสมกับกิจการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป/ระเบียบและกฎเกณฑ์สำหรับ Third Party Access และการส่งเสริมกิจการจำหน่าย (Retail)

๕) พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. ๒๕๓๕

ความมุ่งหมายและสาระสำคัญ คือ กำหนดให้มีองค์กรหลักที่เป็นคณะบุคคลในรูปของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ซึ่งทำหน้าที่กำหนดนโยบายด้านพลังงานของรัฐเพื่อพิจารณาเสนอนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงาน รวมทั้งกำกับดูแลประสานงาน

และประเมินผลการปฏิบัติงานด้านพลังงานของหน่วยงานต่าง ๆ เพื่อให้การปฏิบัติงานในด้านนโยบายและการบริหารพลังงานของประเทศมีเอกภาพและประสิทธิภาพสูงขึ้น[๒]

๖) พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงานฯ ได้บัญญัติเรื่องอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน[๓] สรุปสาระสำคัญได้ว่า ภายใต้นโยบายและแนวทางที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบให้คณะกรรมการกำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาตแต่ละประเภทโดยมีแนวทางดังต่อไปนี้

(๑) ควรสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนของการประกอบกิจการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ

(๒) ควรอยู่ในระดับที่ทำให้มีการจัดหาพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและเพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

(๓) ควรจูงใจให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพในการประกอบกิจการพลังงาน

(๔) คำนึงถึงความเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ใช้พลังงานและผู้รับใบอนุญาต

(๕) คำนึงถึงการช่วยหลือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสหรือการจัดหาไฟฟ้าเพื่อกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค

(๖) การคำนวณอัตราค่าบริการต้องชัดเจน โปร่งใส และต้องประกาศเผยแพร่อัตราค่าบริการ

(๗) ไม่มีการเลือกปฏิบัติต่อผู้ใช้พลังงานหรือผู้ประสงค์จะใช้พลังงานอย่างไม่เป็นธรรม

หากในกรณีที่คณะกรรมการเห็นว่าอัตราค่าบริการไม่เหมาะสม อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงสภาพเศรษฐกิจ สังคม การลงทุนหรือเทคโนโลยี คณะกรรมการมีอำนาจดังต่อไปนี้

(๑) ปรับอัตราค่าบริการ หรือ

(๒) สั่งให้ผู้รับใบอนุญาตปรับอัตราค่าบริการเพื่อเสนอให้คณะกรรมการให้ความเห็นชอบ

๑.๓ วัตถุประสงค์ของการพิจารณาศึกษา

๑) เพื่อศึกษาปัจจัยในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันให้สะท้อนถึงต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่เหมาะสมและเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ให้บริการจัดหาไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงการศึกษาความสอดคล้องของกฎหมาย ระเบียบ หลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

[๒] คำอธิบายสรุปสาระสำคัญพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พุทธศักราช ๒๕๓๕, กลุ่มนิติการ สำนักงานเลขานุการกรม สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.

[๓] มาตรา ๖๕ และมาตรา ๖๘ ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐

๒) เพื่อศึกษาแบบบูรณาการร่วมกับหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทุกภาคส่วน ได้แก่ ภาคนโยบาย ภาคปฏิบัติ ภาคการกำกับดูแล ในการหาแนวทางที่เหมาะสมในการปรับปรุงการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าให้มีความเสมอภาค โปร่งใส และเป็นธรรมมากยิ่งขึ้น

๓) เพื่อให้แนวทางตามข้อ (๒) เป็นโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมและรองรับกับโครงสร้างเศรษฐกิจและสังคมของประเทศที่มีทิศทางแนวโน้มเปลี่ยนแปลงในปัจจุบัน

๑.๔ ขอบเขตการพิจารณาศึกษา

๑) โครงสร้างกิจการไฟฟ้า และปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี ๒๕๖๒

๒) อัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทย เทียบกับประเทศอื่น ๆ ในโลก

๓) หลักการการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของประเทศไทย : ระดับราคาเดียวกันทั่วประเทศตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Uniform Tariff)

๔) ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

๕) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

๖) ระบบการผลิต

- ปัจจัยค่าเชื้อเพลิง (กฟผ.)
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
- ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense: PE)

๗) ระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.)

๘) ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (กฟน. และ กฟภ.)

๙) เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕)

๑๐) การจัดการและการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

๑.๕ วิธีการพิจารณาศึกษาและการสุ่มตัวอย่าง

คณะทำงานได้กำหนดวิธีการศึกษาเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลดังกล่าวโดยวิธีการศึกษาเชิงคุณภาพดังนี้

๑) การศึกษาทบทวนจากข้อมูลทุติยภูมิที่เป็นปัจจัยที่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า ตลอดจนกฎหมาย ระเบียบหรือหลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

๒) การศึกษาจากผู้ให้ข้อมูลสำคัญ (Key Informants) แล้วนำข้อมูลทั้งหมดมาวิเคราะห์ในภาพรวมเพื่อสนับสนุนการศึกษานี้ อนึ่ง คณะทำงานใช้วิธีการสุ่มตัวอย่างแบบเจาะจง (Purposive Sampling) ซึ่งเป็นการสุ่มตัวอย่างโดยใช้เหตุผลหรือหลักเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นเป็นเกณฑ์ในการเลือก

ตัวอย่างของแมกซ์เวล (ณรงค์ กุลนิเทศ และสุดาวรรณ สมใจ, ๒๕๕๘, หน้า ๑๒๙) และ วิธี snowball โดยคณะทำงานเลือกเชิญบุคคล ผู้บริหารจากหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งผู้ประกอบการภาคเอกชนผู้มีส่วนได้ส่วนเสียมาร่วมประชุม รับฟังข้อมูลและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น เพื่อให้คณะทำงานได้รับข้อมูลอย่างครบถ้วนและรอบด้านในการนำมาประกอบการพิจารณาศึกษาของคณะ ทำงานให้มีความสมบูรณ์

๓) การประชุมเพื่อรับข้อมูลจากบุคคลและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ๑๑ ครั้ง ดังนี้

(๑) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๑/๒๕๖๓ วันพุธที่ ๑๐ มิถุนายน ๒๕๖๓

(๒) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๒/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๑๕ มิถุนายน ๒๕๖๓

(๓) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๓/๒๕๖๓ วันพุธที่ ๒๔ มิถุนายน ๒๕๖๓

(๔) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๔/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๒๙ มิถุนายน ๒๕๖๓

(๕) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๕/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๑๓ กรกฎาคม ๒๕๖๓

(๖) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๖/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๒๐ กรกฎาคม ๒๕๖๓

(๗) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๗/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๓ สิงหาคม ๒๕๖๓

(๘) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๘/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๑๗ สิงหาคม ๒๕๖๓

(๙) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๙/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๓๑ สิงหาคม ๒๕๖๓

(๑๐) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๑๐/๒๕๖๓ วันอังคารที่ ๘ กันยายน ๒๕๖๓

(๑๑) การประชุมคณะทำงาน ครั้งที่ ๑๑/๒๕๖๓ วันจันทร์ที่ ๑๔ กันยายน ๒๕๖๓

๑.๖ ระยะเวลาในการพิจารณาศึกษา

ดำเนินการรวบรวมข้อมูลและพิจารณาศึกษา รวมเป็นเวลา ๖ เดือน คือ ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม ถึงเดือนตุลาคม ๒๕๖๓

๑.๗ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

๑) เพื่อประโยชน์ในการเผยแพร่ความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ให้แก่ประชาชนและทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องได้รับรู้ตามข้อเท็จจริง โดยมีเป้าหมายสำคัญคือ ช่วยส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม

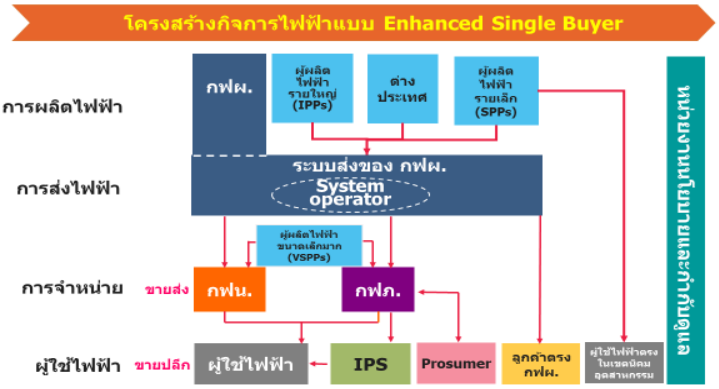
๒) เพื่อจัดทำข้อเสนอแนะและแนวทางการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าให้เหมาะสมกับประเทศไทยมากยิ่งขึ้น โดยให้อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งแบบที่อยู่อาศัยและแบบผู้ประกอบการ ได้รับความเสมอภาค เป็นธรรมมากยิ่งขึ้น และยังสะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์และพฤติกรรมการบริโภคพลังงานไฟฟ้าในอนาคต และที่สำคัญราคาไฟฟ้าที่เป็นธรรมจะช่วยส่งเสริมการเพิ่มขีดความสามารถการแข่งขันให้กับประเทศไทยอีกด้วย

๓) ข้อเสนอแนะตามข้อ ๒) จะเสนอเป็นแนวทางให้แก่ สำนักงานนโนบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในการจัดทำนโยบายโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประจำปี ๒๕๖๔ - ๒๕๖๘ ที่กำลังอยู่ในระหว่างการศึกษา

บทที่ ๒
การพิจารณาศึกษาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

การพิจารณาศึกษาการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าของคณะกรรมาธิการได้ดำเนินการศึกษาค้นคว้าจากแหล่งต่าง ๆ ทั้งจากนโยบายรัฐบาล กฎหมาย ระเบียบ เอกสารและข้อมูลที่หน่วยงานหรือบุคคลที่เกี่ยวข้องมาชี้แจง รวบรวมข้อมูลมาเป็นฐานในการวิเคราะห์และสรุปผลการพิจารณาศึกษาตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้โดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

๒.๑ โครงสร้างกิจการไฟฟ้า และ Disruptive Technology



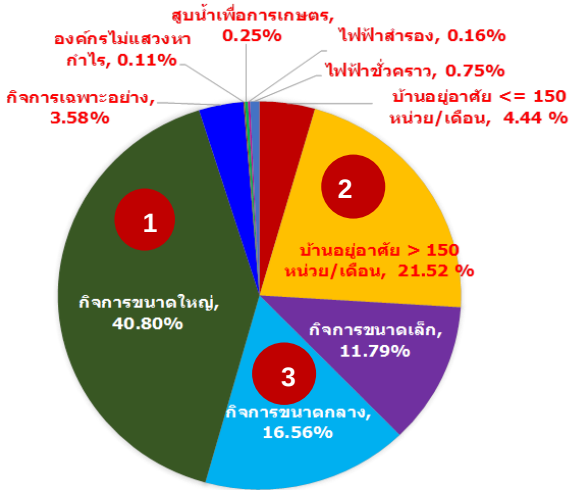
ภาพที่ ๒.๑ โครงสร้างกิจการไฟฟ้าและกลไกตลาดในปัจจุบัน

ภาพที่ ๒.๑ แสดงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยในรูปแบบ Enhanced Single Buyer (ESB) ใช้มาตั้งแต่ ปี ๒๕๔๗ เป็นโครงสร้างที่สามารถสร้างประสิทธิภาพภาคพลังงานและความสามารถในการแข่งขันของประเทศ และสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย (๑) กิจการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าโดยมี กฟผ. ทำหน้าที่ดูแลการผลิตและส่งไฟฟ้า รวมทั้งการรับซื้อไฟฟ้ารายเดียวและส่งกระแสไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (๒) ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operation) ทำหน้าที่สั่งเดินเครื่องไฟฟ้า ซึ่งภายใต้กิจการระบบไฟฟ้าของ กฟผ. โดยมีคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ทำหน้าที่ตรวจสอบการดำเนินงานของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าเพื่อให้มีความโปร่งใสสั่งจ่ายไฟฟ้าผ่านกระบวนการแห่งขอบเขตที่ชัดเจน (Ring Fence) (๓) บทบาทของผู้ประกอบการเอกชน ประกอบด้วยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) รวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ (๔) ระบบจำหน่ายประกอบด้วยการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งนี้ โดยมีคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งเป็นองค์กรอิสระทำหน้าที่กำกับดูแล ภายใต้การกำหนดนโยบายโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

ภาพที่ ๒.๒ Disruptive Energy Technology

ภาพที่ ๒.๒ แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เป็นระบบ E๒D คือ ระบบไฟฟ้าจากการใช้พลังงานฟอสซิล (fossil) ผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่ (Electrification) เปลี่ยนเป็นระบบที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากขึ้น โดยมีเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ EV / Smart Charing System / Heat Pump ระบบไฟฟ้าไฟฟ้าจะเป็นแบบกระจายตัว (Decentralization) ให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้เอง มีการควบคุมระบบไฟฟ้าเชิงพื้นที่มากขึ้น โดยมีเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ Energy Savvy / PV Solar / Energy Storage System (ESS) / Micro Grid และมี Demand Response ต่อมาระบบไฟฟ้าจะเป็นระบบ Digitalization คือ ระบบไฟฟ้าจะเป็น Digital มากขึ้น ฉลาดขึ้นและทำงานได้แบบอัตโนมัติควบคุมได้แบบ Realtime

๒.๒ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย



ภาพที่ ๒.๓ สัดส่วนหน่วยขายปลีกแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒[๔]

[๔] ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ภาพที่ ๒.๓ แสดงสัดส่วนหน่วยขายปลีกแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒ แบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น ๙ ประเภท (ประเภท Interruptible รวมอยู่ในกิจการขนาดใหญ่และประเภท EV เริ่มประกาศใช้ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. ๒๕๖๓) ได้แก่ บ้านอยู่อาศัย (ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน และเกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน) กิจการขนาดใหญ่ กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดเล็ก กิจการเฉพาะอย่าง องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร สูบน้ำเพื่อการเกษตร ไฟฟ้าสำรอง และไฟฟ้าชั่วคราว

๑) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน (ร้อยละ ๔.๔๔) และเกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน (ร้อยละ ๒๑.๕๒) มีปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวม ๔๙,๑๙๙ ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ ๒๕.๖๕) และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ๒๑.๑๖ ล้านราย ซึ่งมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ ๘๘.๗๒ ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท

๒) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ อุตสาหกรรม โรงแรม สูบน้ำเพื่อการเกษตรและอื่น ๆ มีปริมาณการใช้ไฟฟ้า ๑๔๒,๕๗๘ ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ ๗๔.๓๕) มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ๒.๖๙ ล้านราย (คิดเป็นร้อยละ ๑๑.๒๘)

ทั้งนี้ จากข้อมูลข้างต้นพบว่า ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุด คือ ประเภทกิจการขนาดใหญ่ ๗๗,๓๓๒ ล้านหน่วย (คิดเป็นร้อยละ ๔๐.๘๐) ในขณะที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเพียง ๙,๕๑๓ ราย (คิดเป็นร้อยละ ๐.๐๔)

ดังนั้น รายได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่รวมถึงประเภทกิจการขนาดกลาง (รวมเป็นร้อยละ ๕๗.๓๖) จึงเป็นส่วนสำคัญในการช่วยสนับสนุนในการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าให้กับประเทศ โดยเฉพาะช่วยสนับสนุนผู้ด้อยโอกาสในพื้นที่ห่างไกลได้มีโอกาสเข้าถึงการใช้ไฟฟ้าเช่นเดียวกับคนไทยทั่วประเทศ

๒.๓ อัตราค่าไฟฟ้าประเทศไทยเทียบกับประเทศอื่น ๆ ในโลก

ประเทศ	ค่าไฟฟ้าธุรกิจ	ค่าไฟฟ้าครัวเรือน
อินโดนีเซีย	2.22	3.15
เวียดนาม	2.38	2.52
มาเลเซีย	3.15	1.77
ไทย	**3.75**	**3.82**
เมียนมาร์	3.76	1.38
ฟิลิปปินส์	4.16	6.11
สิงคโปร์	4.48	5.60

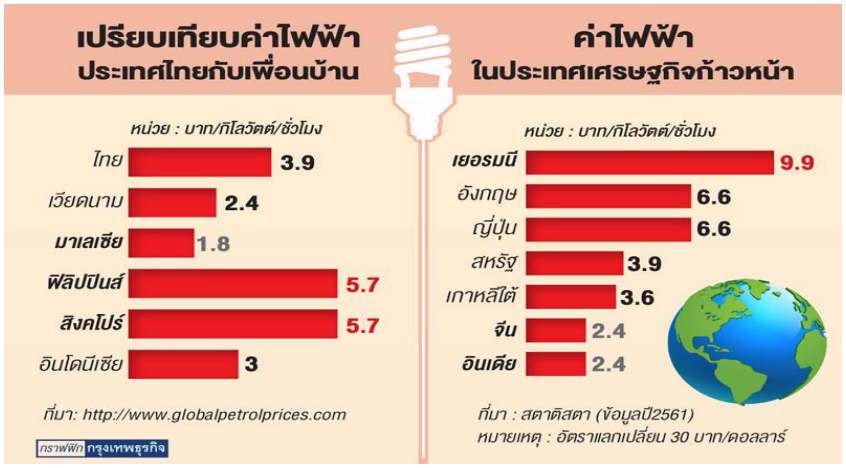
ตารางที่ ๒.๑ ข้อมูลค่าไฟฟ้าในภูมิภาคอาเซียน ณ เดือนธันวาคม ๒๕๖๒

ข้อมูลในเว็บไซต์ https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/ ได้รวบรวมข้อมูลค่าไฟฟ้าทั่วโลก ณ เดือนธันวาคม ๒๕๖๒ ดังตารางที่ ๒.๑ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าอัตราค่าไฟฟ้าเป็นปัจจัยหนึ่งในการเปรียบเทียบความสามารถในการแข่งขันของประเทศ โดยภาพรวมแล้วค่าไฟฟ้าของประเทศไทยอยู่ในระดับกลาง ๆ เมื่อเทียบกับทั่วโลกและประเทศอาเซียน

ค่าไฟฟ้าสำหรับธุรกิจ ในอาเซียน อินโดนีเซียมีค่าไฟฟ้าถูกสุด คือในอัตราค่าไฟฟ้าที่ ๒.๒๒ บาทต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ตามมาด้วย เวียดนาม ๒.๓๘ บาท มาเลเซีย ๓.๑๕ บาท **ประเทศไทย ๓.๗๕ บาท** เมียนมา ๓.๗๖ บาท ฟิลิปปินส์ ๔.๑๖ บาท และสิงคโปร์ ๔.๔๘ บาท

สำหรับ **ค่าไฟฟ้าสำหรับครัวเรือน** ในอาเซียน ค่าไฟต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ณ เดือน ธันวาคม ๒๕๖๒ เมียนมา ๑.๓๘ บาท ตามมาด้วย มาเลเซีย ๑.๗๗ บาท ลาว ๒.๐๑ บาท เวียดนาม ๒.๕๒ บาท อินโดนีเซีย ๓.๑๕ บาท **ประเทศไทย ๓.๘๒ บาท** กัมพูชา ๔.๖๔ บาท สิงคโปร์ ๕.๖๐ บาท และฟิลิปปินส์ ๖.๑๑ บาท

ภาพที่ ๒.๔ ข้อมูลค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก[๕]



เว็บไซต์ https://www.globalpetrolprices.com ได้เผยแพร่ข้อมูลค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ทั้งค่าไฟฟ้าแบบครัวเรือนและธุรกิจ) ณ เดือนมีนาคม ๒๕๖๒ ตามภาพที่ ๒.๔ แสดงให้เห็นว่า จากประเทศต่าง ๆ ในอาเซียนนั้น มาเลเซีย มีค่าไฟต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมงที่ ๑.๘ บาท ตามมาด้วย เวียดนาม ๒.๔ บาท อินโดนีเซีย ๓ บาท ประเทศไทย ๓.๙ บาท ฟิลิปปินส์ ๕.๗ บาท และสิงคโปร์ ๕.๗ บาท นับว่าอัตราค่าไฟฟ้าของไทยในปัจจุบันจัดอยู่ในระดับกลางๆ ขณะที่เวียดนามและอินโดนีเซียยังคงมีแหล่งถ่านหินสำรองอย่างเหลือเฟือ และใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงหลักสำหรับการผลิตไฟฟ้า อีกทั้งเป็นประเทศที่กำลังพัฒนาด้านเศรษฐกิจมีความต้องการใช้พลังงานในระดับสูงเพื่อตอบรับการเติบโตทางเศรษฐกิจ

[๕] https://www.bangkokbiznews.com/news/detail/857749

นอกจากนี้ ยังมีการเปิดเผยตัวเลขค่าไฟฟ้าของประเทศอื่น ๆ ที่น่าสนใจ ได้แก่ ญี่ปุ่น ๘.๔ บาท ขยับเพิ่มขึ้นจาก ๖.๖ บาท ที่เว็บไซต์ www.statista.com เคยประมาณการไว้ ออสเตรเลีย ๗.๕ บาท และเกาหลีใต้ ๓.๓ บาท โดยส่วนหนึ่งมาจากมาตรการสนับสนุนของรัฐบาลที่จะประคองอัตราค่าไฟฟ้าให้อยู่ในระดับต่ำเพื่อใช้เป็นหนึ่งในเครื่องมือกระตุ้นการเติบโตด้านเศรษฐกิจ

ข้อมูลจากเว็บไซต์สตาติสตา แสดงค่าไฟฟ้าที่ประเทศในกลุ่มผู้นำเศรษฐกิจทั่วโลกจัดเก็บอยู่ในปี ๒๕๖๑ โดยสหรัฐอเมริกา อัตราค่าไฟอยู่ที่ ๓.๙ บาทต่อกิโลวัตต์/ชั่วโมง แต่ปีนี้ขยับมาเป็น ๔.๒ บาท อังกฤษอยู่ที่ ๖.๖ บาท ขณะที่มีตัวเลขล่าสุดของปีนี้ขยับขึ้นมาเป็น ๗.๕ บาท เว็บไซต์แห่งนี้ระบุด้วยว่าปัจจัยที่ทำให้ค่าไฟแต่ละพื้นที่แตกต่างกัน และแม้แต่ในประเทศเดียวกัน ส่วนหนึ่งมาจากความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน และสภาพทางภูมิศาสตร์ ในกลุ่มประเทศพัฒนาแล้ว ปัจจุบันสวีเดนเป็นประเทศที่ประชาชนจ่ายค่าไฟต่ำสุดในโลกกลุ่มประเทศพัฒนาแล้ว คือ ๖ บาทต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ขณะที่เยอรมนีกลับรั้งตำแหน่งประเทศที่มีค่าไฟแพงสุดในโลกด้วยอัตรา ๙.๙ บาท (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

เชื้อเพลิงที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าเป็นอีกปัจจัยสำคัญของการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า ยกตัวอย่างประเทศอิตาลี ซึ่งจัดเก็บค่าไฟค่อนข้างแพง (๘.๑ บาทต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง) ประเทศนี้มีข้อจำกัดในเรื่องการตั้งโรงไฟฟ้าทางเลือกอย่างนิวเคลียร์ เนื่องจากทำเลที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่มีแผ่นดินไหวบ่อยครั้ง (Seismically Active Area) ดังนั้น หลังเหตุการณ์โรงไฟฟ้านิวเคลียร์เชอร์โนบิลระเบิด เมื่อปี ๒๕๒๙ จึงมีการปิดโรงงานนิวเคลียร์ในแถบนี้ทั้งหมด โดยแหล่งเชื้อเพลิงหลักจึงมาจากก๊าซธรรมชาติ พลังงานหมุนเวียน ปิโตรเลียมและถ่านหิน ซึ่งแม้ว่าอิตาลีจะมีแหล่งสำรองก๊าซธรรมชาติใหญ่ที่สุดแห่งหนึ่งของยุโรป แต่ยังต้องพึ่งพาการนำเข้าอย่างมาก ซึ่งเป็นหนึ่งในสาเหตุของค่าไฟฟ้าแพง

จากนโยบายพลังงานฉบับปัจจุบันของภูมิภาคอาเซียน ได้กล่าวว่าไว้จะมีความต้องการพลังงานเติบโตขึ้นร้อยละ ๖๐ ภายในปี ๒๐๔๐ แต่เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าจากน้ำมันและถ่านหินอันเป็นแหล่งเชื้อเพลิงหลักของภูมิภาคนี้ในปัจจุบันและเป็นตัวก่อปัญหามลภาวะทางอากาศ จึงทำให้ทิศทางแนวโน้มการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนขยับตัวสูงขึ้น และจะเป็นแนวโน้มของตลาดพลังงานโลกใน ๒๐ ปีข้างหน้า โดยมีประมาณการว่าจะขึ้นมาครองสัดส่วนมากกว่า ๑ ใน ๓ ของการผลิตพลังงานในภาพรวมในอีก ๕ ปีข้างหน้า แหล่งพลังงานทางเลือกที่มาแรง ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) และไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydropower) แต่ทั้งนี้จำเป็นต้องมีนโยบายสนับสนุน ด้วยการปรับปรุงกฎ ระเบียบให้เอื้อต่อการสนับสนุนการใช้แหล่งพลังงานทางเลือกใหม่เหล่านี้ด้วย

ที่ผ่านมาประเทศไทยก็ส่งสัญญาณชัดเจนในการมุ่งสู่พลังงานสะอาดจากแหล่งพลังงานทางเลือกใหม่ ๆ ที่มีต้นทุนการผลิตที่สูง ได้แก่ พลังแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ หรือชีวมวล (ไบโอแมส) ดังนั้น ความท้าทายสำหรับประเทศไทย คือ การจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอและมีความมั่นคงเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มมากขึ้นตามการเติบโตของเศรษฐกิจประเทศ ในขณะเดียวกันคงอัตราค่าไฟฟ้าในอัตราต่ำซึ่งจะช่วยลดต้นทุนการดำเนินธุรกิจ หมายถึงการเพิ่มขีดความสามารถการแข่งขันของภาคธุรกิจในประเทศไทยด้วย

๒.๔ หลักการการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของประเทศไทย : ระดับราคาเดียวกันทั่วประเทศตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Uniform Tariff)

รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ มาตรา ๕๖ ได้บัญญัติให้รัฐต้องจัดให้มีสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่จำเป็นต่อการดำรงชีวิตของประชาชนอย่างทั่วถึง ตามหลักการพัฒนาอย่างยั่งยืนฯ นอกจากนี้แล้วแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงานยังได้กำหนดเป้าหมายและผลอันพึงประสงค์และตัวชี้วัดที่คาดว่าจะบรรลุในระยะ ๕ ปี ว่าจะเสริมสร้างความมั่นคง เป็นธรรม และการมีส่วนร่วมในกิจการด้านพลังงาน เพื่อให้ประชาชนเข้าถึงพลังงานอย่างเพียงพอและทั่วถึง อย่างมีคุณภาพในราคาที่เป็นธรรม ส่งเสริมพลังงานทางเลือกระดับชุมชนเพื่อลดความเหลื่อมล้ำและยกระดับคุณภาพชีวิต

เพื่อตอบสนองความต้องการของประชาชนทั่วประเทศให้ได้รับบริการขั้นพื้นฐานและเข้าถึงระบบสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่เท่าเทียมกัน ซึ่งจะเป็นรากฐานในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ดังนั้น การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าอย่างเป็นธรรม จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวจะสอดคล้องกับหน้าที่ของรัฐที่ต้องจัดให้มีสาธารณูปโภค**ขั้นพื้นฐานที่จำเป็นต่อการดำรงชีวิตของประชาชนอย่างทั่วถึง** ตามรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ และสอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลและแผนยุทธศาสตร์ชาติ

ถึงแม้ว่ารัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ มาตรา ๕๖ ข้างต้น จะกำหนดว่ารัฐมีหน้าที่จัดการดูแลให้ประชาชนสามารถเข้าถึงสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานได้อย่างทั่วหน้า แต่ประชาชนมีข้อจำกัดในการเลือกที่อยู่อาศัย ดังนั้น Uniform tariff จึงเป็นกลไกในการชดเชยความเหลื่อมล้ำในการลงทุน โดยจะชดเชยรายได้จากผู้ประกอบการที่ให้บริการในพื้นที่เมือง (กฟน.) ไปให้ผู้ประกอบการที่ให้บริการในพื้นที่ห่างไกล (กฟภ.) ตามต้นทุนของแต่ละการไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าระบบจำหน่ายไม่เท่ากัน เพื่อให้ กฟภ. สามารถดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสที่อยู่ในพื้นที่เขตชนบทห่างไกลให้มีโอกาสในการใช้ไฟฟ้าในอัตราเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ชุมชนหนาแน่นที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำกว่า และเป็นการกระจายความเจริญตามนโยบายของประเทศให้มีความเป็นธรรมและเสมอภาค และสำหรับผู้ประกอบกิจการประเภทเดียวกันมีความต้องการใช้ไฟฟ้าและลักษณะการใช้ไฟฟ้าใกล้เคียงกัน ก็จะถูกจัดให้อยู่ในประเภทเดียวกันและจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราเดียวกัน

การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าต้องเหมาะสมกับลักษณะโครงสร้างเศรษฐกิจและสังคม โดยเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการจัดหาไฟฟ้าที่เหมาะสมและเป็นธรรมทั้งในส่วนของผู้ให้บริการจัดหาไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาในแต่ละวัน การดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อยและผู้สมควรได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าอย่างแท้จริง โดยคำนึงถึงความมั่นคงและความยั่งยืนของพลังงานไฟฟ้า ส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เหมาะสมกับสภาวะเศรษฐกิจและสังคม ตลอดจนสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย รวมถึงจะต้องส่งเสริมความเสมอภาคของประชาชนในทุกภูมิภาคสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเดียวกันให้เป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ (Uniform Tariff)

๒.๕ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

๒.๕.๑ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า : ตั้งแต่ปี ๒๕๖๑ จนถึงปัจจุบัน มี ๑๑ ประเภท ดังนี้

ประเภทที่ ๑ บ้านอยู่อาศัย : สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๒ กิจการขนาดเล็ก : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศหรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน ๑๕ นาที สูงสุดต่ำกว่า ๓๐ กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๓ กิจการขนาดกลาง : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน ๑๕ นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ ๓๐ กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ๓ เดือนก่อนหน้าไม่เกิน ๒๕๐,๐๐๐ หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๔ กิจการขนาดใหญ่ : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศหรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน ๑๕ นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ๓ เดือน ก่อนหน้าไม่เกิน ๒๕๐,๐๐๐ หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๕ กิจการเฉพาะอย่าง : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรมและกิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน ๑๕ นาที สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ ๓๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๖ องค์กรไม่แสวงกำไร : สำหรับการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว แต่ไม่รวมถึงส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ

ประเภทที่ ๗ สูบน้ำเพื่อการเกษตร : สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยงานราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร กลุ่มเกษตรกรที่หน่วยงานราชการรับรอง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๘ ไฟฟ้าชั่วคราว : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่องานก่อสร้าง งานที่จัดขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้าน และการใช้ไฟฟ้าที่ยังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๙ Interruptible rate : เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ ขึ้นไป และมีปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าที่สามารถให้งดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) ไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ เมื่อการไฟฟ้าร้องขอ

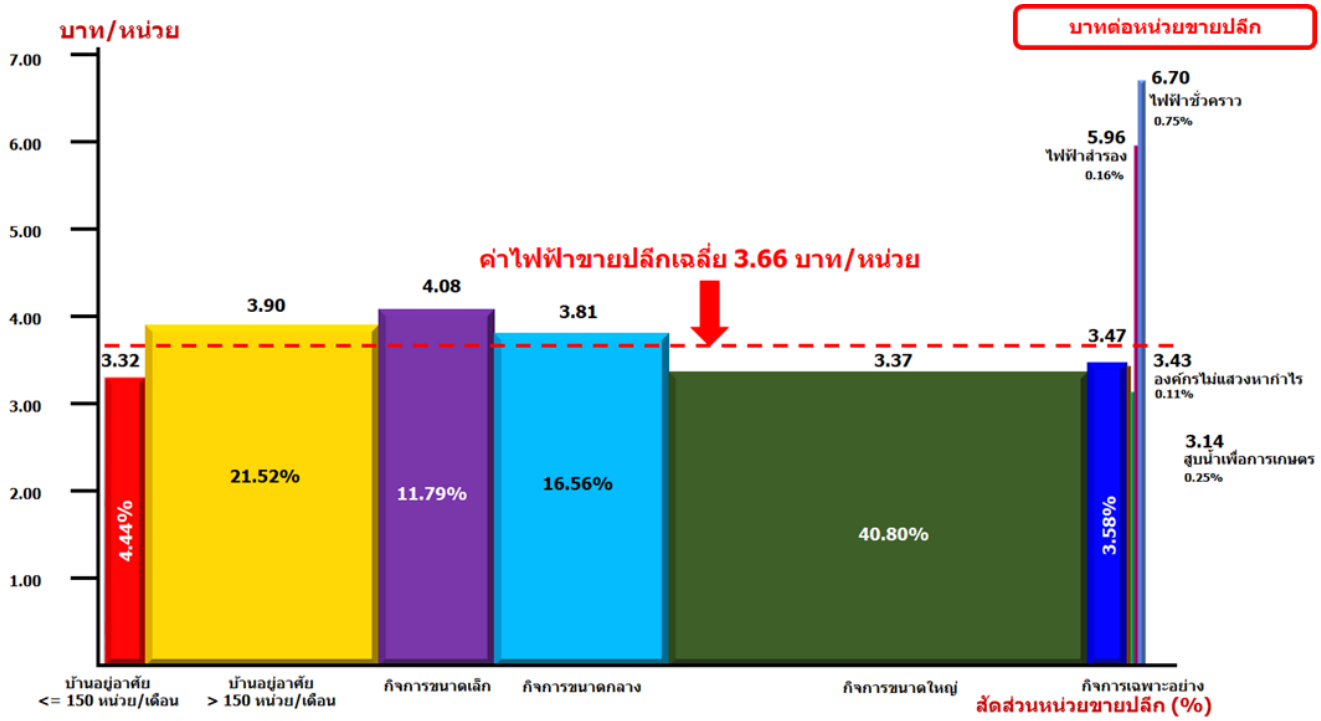
ประเภทที่ ๑๐ Standby : ลักษณะการใช้ไฟฟ้า มี ๒ กรณี

กรณีที่ ๑ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองและใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองเป็นหลัก แต่ต้องการไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เพื่อสำรองไว้ใช้ทดแทนในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวขัดข้อง หรือหยุดเพื่อซ่อมแซมและบำรุงรักษาตามแผนที่ได้แจ้งการไฟฟ้าไว้โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

กรณีที่ ๒ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกับพลังงานความร้อน (Cogeneration) และใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองเป็นหลักแต่ต้องการไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เพื่อสำรองไว้ใช้ทดแทนในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวขัดข้องหรือหยุดเพื่อซ่อมแซมและบำรุงรักษาตามแผนงานที่ได้แจ้งการไฟฟ้าไว้ โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว

ประเภทที่ ๑๑ EV low priority rate : สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประจุไฟฟ้าให้กับยานยนต์ไฟฟ้า กรณี Low priority ตามมติ กพช. และ ครม. โดยอ้างอิงอัตราค่าไฟฟ้าประเภท ๒.๒ ในช่วง Off peak โดยเป็นค่าไฟฟ้าคงที่ (flat rate) และต้องเป็น Low Priority คือ การสั่งลดหรือตัดการใช้ไฟฟ้าของสถานีอัดประจุไฟฟ้า กรณีเกิดข้อจำกัดทางเทคนิคของระบบจำหน่ายไฟฟ้ารวมถึงกรณีการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนสูง เช่น กรณีเดินเครื่องโรงไฟฟ้าด้วยน้ำมันดีเซลหรือน้ำมันเตา เป็นต้น

๒.๕.๒ อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก



ภาพที่ ๒.๕ อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒[๖]

ภาพที่ ๒.๕ แสดงค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยแยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี ๒๕๖๒ โดยแกน X แสดงสัดส่วนปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าไม่เท่ากันตามความกว้างของกราฟ และแกน Y แสดงอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท มีรายละเอียดดังนี้

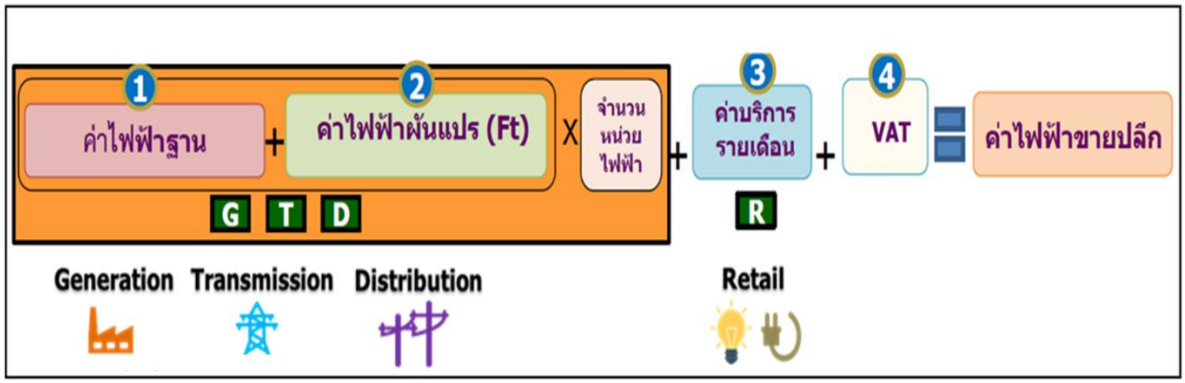
๑) ค่าไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกินกว่า ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้าย เนื่องจากเป็นการใช้ไฟฟ้าที่ไม่เกิดมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจ และมีอัตราที่ให้การอุดหนุนค่าไฟฟ้าสำหรับบ้านอยู่อาศัยขนาดเล็กที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน ทั้งนี้ มีอัตราค่าไฟฟ้ามี ๒ แบบคือ ๑) อัตราค่าไฟฟ้าปกติเป็นแบบก้าวหน้าคือจะสูงขึ้นเป็นขั้นบันไดตามหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้น (Progressive Rate) และ ๒) อัตราเลือกเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time Of Use : TOU) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้ามากและตกอยู่ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ก็จะมีราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยแพง แต่หากสามารถบริหารจัดการไปใช้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off - Peak) ก็จะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยถูกลงกว่าอัตราแบบก้าวหน้าได้

[๖] ข้อมูลจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ ๑๗ ตุลาคม ๒๕๔๘

๒) ค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๒ - ๕ คือผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ อุตสาหกรรม และโรงแรมที่แบ่งประเภทตามขนาดกิจการขนาดเล็ก (น้อยกว่า ๓๐ kW) ขนาดกลาง (๓๐ - ๙๙๙ kW) ขนาดใหญ่ (ตั้งแต่ ๑,๐๐๐ kW ขึ้นไป) และประเภทกิจการเฉพาะอย่างเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่ให้เช่าที่พัก จะกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยไม่มีการอุดหนุน ซึ่งค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกิจการแต่ละประเภทจะมีค่าสูงหรือต่ำกว่าค่าเฉลี่ย ขึ้นอยู่กับระดับแรงดัน (อัตราค่าไฟฟ้าระดับแรงดันสูงมีค่าต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำ) และพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา (Peak/Off Peak)

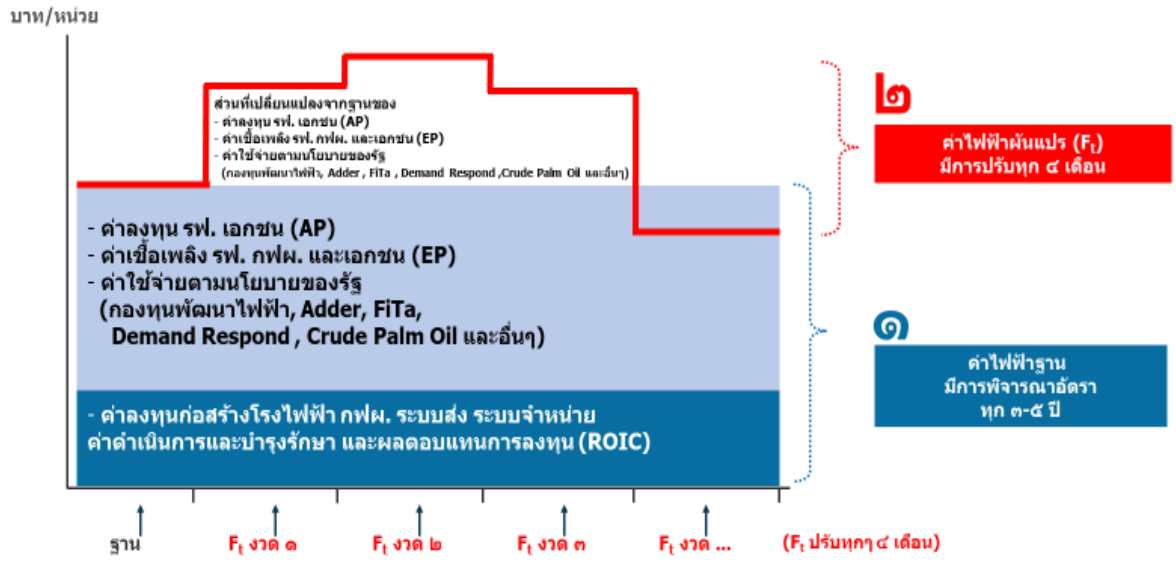
ดังนั้น ค่าไฟฟ้าขายปลีกกิจการขนาดใหญ่ ที่มีการใช้ไฟฟ้าในระดับแรงดันที่สูงกว่าและมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วง Off Peak มากกว่า จึงมีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพียง ๓.๓๗ บาทต่อหน่วยขายปลีก ซึ่งต่ำกว่าค่าไฟฟ้าเฉลี่ยถึง ๐.๒๙ บาทต่อหน่วย ในขณะที่ค่าไฟฟ้าของกิจการขนาดเล็กมีค่าที่สูงถึง ๔.๐๘ บาท/หน่วยขายปลีก นอกจากนี้ ยังมีการอุดหนุนค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๑.๑ บ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้าไม่เกิน ๑๕๐ หน่วยต่อเดือน ประเภทที่ ๖ องค์กรไม่แสวงหากำไร และประเภทที่ ๗ สูบน้ำเพื่อการเกษตร ตามนโยบายของรัฐบาล

๒.๖ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน



ภาพที่ ๒.๖ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

ภาพที่ ๒.๖ แสดงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน ที่มีการแยกต้นทุนของแต่ละกิจการ ได้แก่ กิจการผลิต (Generation) กิจการระบบส่ง (Transmission) กิจการระบบจำหน่าย (Distribution) และกิจการค้าปลีก ให้เห็นอย่างชัดเจนและโปร่งใส สามารถตรวจสอบได้อย่างเป็นระบบ และอัตราค่าไฟฟ้าจะประกอบด้วยค่าไฟฟ้า ๒ ส่วน ได้แก่ ค่าไฟฟ้าฐาน กับ ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) ดังภาพที่ ๒.๗



ภาพที่ ๒.๗ โครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานกับค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

๒.๖.๑ ค่าไฟฟ้าฐาน

ค่าไฟฟ้าส่วนที่ ๑ หรือ ค่าไฟฟ้าฐาน เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนรายจ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งเป็นการลงทุนเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ประกอบด้วยรายจ่ายของการไฟฟ้า ๒ ส่วนใหญ่ ๆ ได้แก่ ๑) ต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงินที่การไฟฟ้าใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย ต้นทุนในการดำเนินงาน เช่น ค่าใช้จ่ายดำเนินงานและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าระบบส่งและระบบจำหน่าย ค่าบริหารจัดการ และ ๒) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าของ ๓ การไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐเช่น เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเงินสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการ Adder และ Feed - in Tariff ที่เป็นส่วนต่างจากราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง (FiTa)

๒.๖.๒ ค่าไฟฟ้าผันแปร (เอฟที : F_t)

ค่าไฟฟ้าส่วนที่ ๒ หรือ “ค่าเอฟที (F_t)” เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนค่าใช้จ่ายเฉพาะในส่วนของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากค่าไฟฟ้าฐาน โดยค่าเอฟที (F_t) เป็นกลไกในการปรับราคาค่าไฟฟ้าให้เป็นไปตามค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้าในเรื่องราคาเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากสมมติฐานในการจัดทำค่าไฟฟ้าฐาน และเป็นไปเพียงเพื่อการชดเชยค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงโดยตรงของการไฟฟ้าและประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าเท่านั้น นอกจากนั้นจะมีในการกำกับดูแลค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจะพิจารณาผลประกอบการของการไฟฟ้ารายปี หากการไฟฟ้ามีผลประกอบการที่ดีกว่าที่สำนักงานคณะกรรมการ

นโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) กำหนดไว้ สพช. จะพิจารณาเรียกคืนเงินส่วนเกินเพื่อให้การไฟฟ้ามีฐานะการเงินตามเกณฑ์ที่กำหนด รวมทั้งกรณีที่มีการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนพร้อมเบี้ยปรับเพื่อนำมาลดค่าไฟฟ้าให้ประชาชนผ่านค่าเอฟที (F_t) ต่อไป

องค์ประกอบค่าเอฟที (F_t)

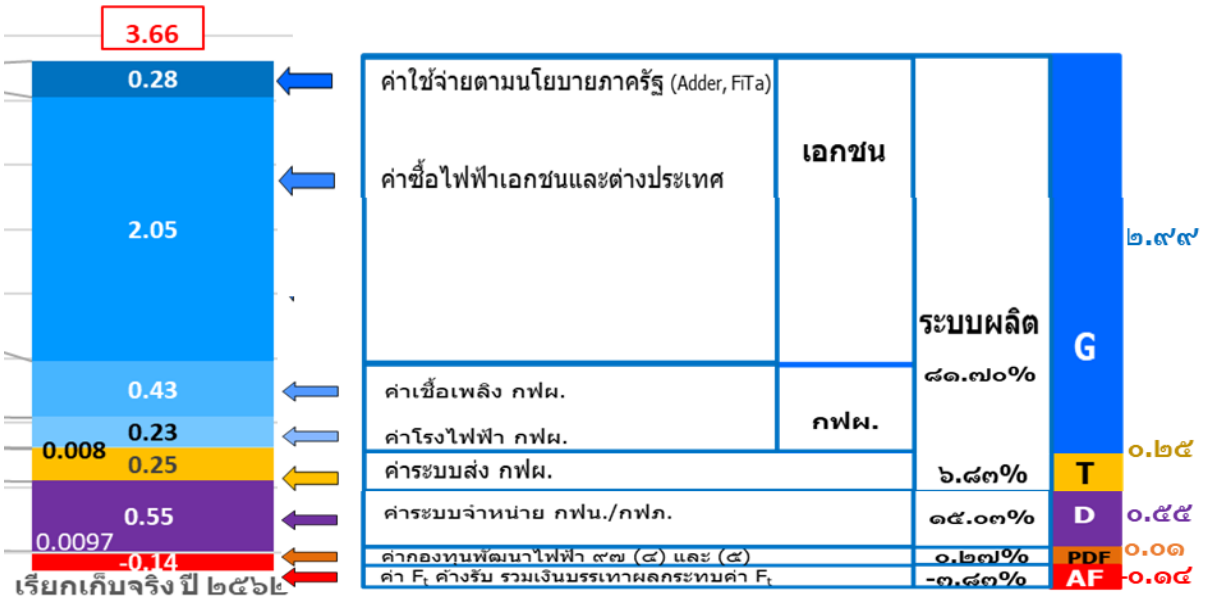
๑) ค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วย ประมาณการค่าเชื้อเพลิงน้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ เป็นต้น

๒) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนของ กฟผ. ประกอบด้วยประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

๓) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense : PE) คือค่าใช้จ่ายจากนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ เช่น ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder หรือ Feed - in Tariff (FiTa) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามอัตราที่ กกพ. กำหนดภายใต้กรอบนโยบายของ กพช. ค่าใช้จ่ายตามมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่น ๆ

๒.๖.๓ อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจริง ปี ๒๕๖๒

อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจริงใน ปี ๒๕๖๒ เฉลี่ยอยู่ที่ ๓.๖๖ บาทต่อหน่วย แยกส่วนประกอบต่าง ๆ ตามต้นทุนกิจการหลักทั้ง ๓ คือ ระบบผลิต (Generation) ระบบส่ง (Transmission) และระบบจำหน่าย (Distribution) รวมถึงค่ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า มาตรา ๙๗(๓) (๔) และ (๕) ตามภาพที่ ๒.๘



ภาพที่ ๒.๘ อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจริงในปี ๒๕๖๒

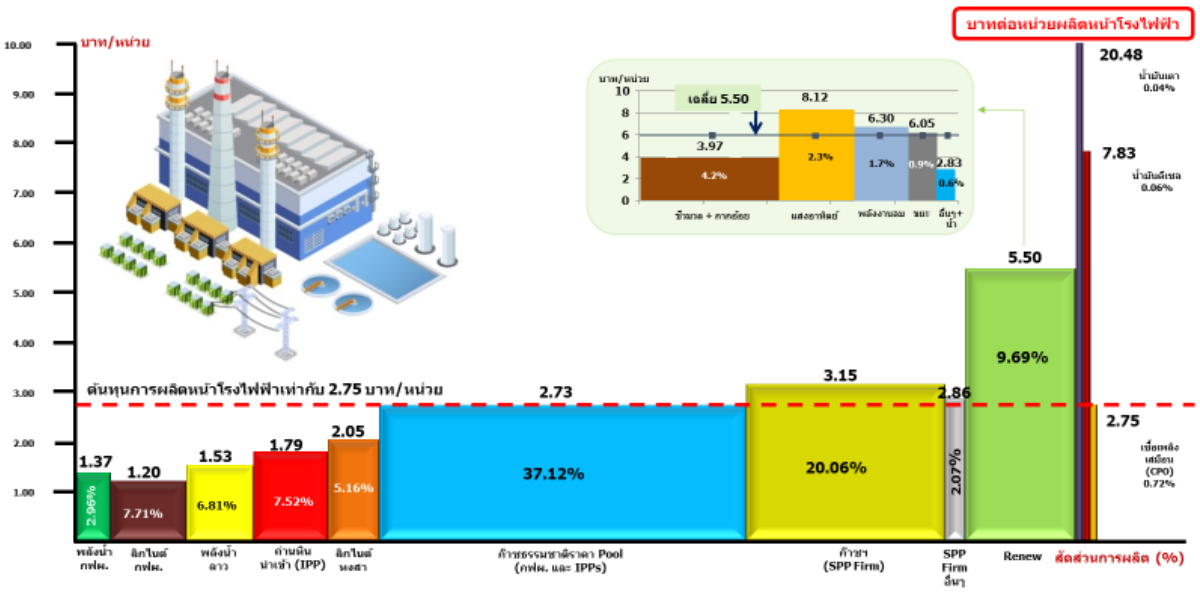
ปัจจัยที่มีผลต่ออัตราค่าไฟฟ้า ได้แก่ ส่วนที่ ๑. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนมากที่สุด (๘๑.๗ %) ประกอบด้วย เงินลงทุนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าเชื้อเพลิง (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๗) ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๘) ค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๙) และค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ Adder / FiTa (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๑๐) ส่วนที่ ๒ ค่าระบบส่ง (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๑๑) ส่วนที่ ๓. ค่าระบบจำหน่าย (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๑๒) และส่วนที่ ๔. ค่ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า มาตรา ๙๗ (๓) (๔) (๕) (รายละเอียดตามหัวข้อ ๒.๑๓) และเมื่อเทียบค่าเรียกเก็บจริงกับค่าไฟฟ้าฐาน ส่วนต่างคือค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) จะพบว่า ในปี ๒๕๖๒ นี้ มีค่า F_t ส่วนที่เก็บเพิ่มคือค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ (+๐.๑๕ บาท) ค่าซื้อไฟจากเอกชน และต่างประเทศ (+๐.๑๐) ในขณะที่ค่าเชื้อเพลิงลดลง -๐.๒๑ บาท

ส่วนประกอบดังกล่าวข้างต้นจึงเป็นปัจจัยสำคัญที่มีผลต่ออัตราค่าไฟฟ้า ดังนั้น คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จึงควรให้ความสำคัญในการพิจารณาปัจจัยเหล่านี้ เพื่อทำให้อัตราค่าไฟฟ้ามีความเป็นธรรมและเหมาะสมมากขึ้น

๒.๗ ต้นทุนการผลิต : ปัจจัยค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ.

ต้นทุนการผลิตหน้าโรงไฟฟ้าเป็นการแสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง โดยในส่วนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. จะนำเงินลงทุน ค่าดำเนินการของโรงไฟฟ้า และค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. มาคำนวณต้นทุนการผลิตต่อหน่วยผลิตของโรงไฟฟ้า กฟผ. แยกตามประเภทเชื้อเพลิง สำหรับโรงไฟฟ้าเอกชน จะนำค่าซื้อไฟฟ้าทั้งส่วนต้นทุนคงที่ และค่าใช้จ่ายผันแปร รวมทั้งค่าเชื้อเพลิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาคำนวณต้นทุนการผลิตต่อหน่วยผลิตของโรงไฟฟ้าเอกชนแยกตามประเภทเชื้อเพลิงเช่นกัน ซึ่งข้อมูลต้นทุนการผลิตในแต่ละปีจะมีการเปลี่ยนแปลงทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่าง ๆ เช่น ราคาเชื้อเพลิง สัดส่วนของการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีผลต่อต้นทุนคงที่ของโรงไฟฟ้านั้น ๆ ปริมาณน้ำในเขื่อนทั้งในต่างประเทศ และเขื่อน กฟผ. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ รวมถึงนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าของภาครัฐ

ภาพที่ ๒.๙ ด้านล่าง แสดงข้อมูลใน ๒ มิติ คือ แกน X จะแสดงสัดส่วนการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท แยกตามรายเชื้อเพลิง ส่วนแกน Y แสดงต้นทุนการผลิต (บาทต่อหน่วย) ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทเชื้อเพลิงในปี ๒๕๖๒ ที่มีค่าเฉลี่ยต้นทุนการผลิตหน้าโรงไฟฟ้าเท่ากับ ๒.๗๕ บาทต่อหน่วย โดยสัดส่วนการผลิตหลักมาจากก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ ๕๗.๑๘ เป็นโรงไฟฟ้า กฟผ. และ IPP เท่ากับร้อยละ ๓๗.๑๒ มีต้นทุนเฉลี่ยเท่ากับ ๒.๗๓ บาทต่อหน่วย และเป็นโรงไฟฟ้า SPP Firm เท่ากับร้อยละ ๒๐.๐๖ มีต้นทุนเฉลี่ยเท่ากับ ๓.๑๕ บาทต่อหน่วย ถัดมาคือพลังงานหมุนเวียน (Renewable) มีสัดส่วนร้อยละ ๙.๖๙ มีต้นทุนเฉลี่ยสูงถึง ๕.๕๐ บาทต่อหน่วย โดยพลังงานหมุนเวียนที่มีต้นทุนสูงที่สุด คือ พลังงานแสงอาทิตย์ มีต้นทุนเฉลี่ย ๘.๑๒ บาทต่อหน่วย



ภาพที่ ๒.๙ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง[๗]

๒.๘ ต้นทุนการผลิต : การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ

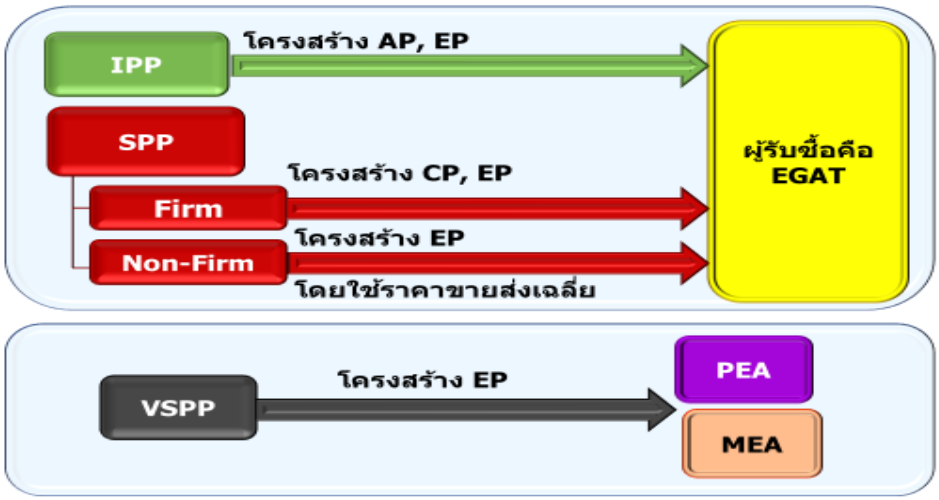
การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศเป็นการดำเนินการตามมาตรา ๑๑(๔) ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ซึ่งกำหนดอำนาจหน้าที่ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนดระเบียบ และหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า และการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย ทั้งนี้ การกำกับดูแลการจัดหาไฟฟ้าหรือรับซื้อไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามหลักการที่กำหนดไว้ในมาตรา ๑๑ (๑) กล่าวคือ การรับซื้อไฟฟ้าต้องเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ภายใต้กรอบนโยบายของรัฐ ซึ่งปัจจุบันภาครัฐได้กำหนดนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (Alternative Energy Development Plan: AEDP)

การกำกับดูแลการรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน กกพ. จะดำเนินการเปิดการรับซื้อไฟฟ้าเป็นรอบ ๆ ตามนโยบายที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) กำหนด ขั้นตอนการเปิดรับซื้อไฟฟ้าเริ่มด้วยการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ซึ่งกำหนดเป็นหลักเกณฑ์กติกาในการรับซื้อไฟฟ้าที่สอดคล้องกับนโยบายของรัฐ จากนั้นจึงออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อกำหนดขั้นตอนกระบวนการในการรับซื้อไฟฟ้าแต่ละรอบ[๘]

[๗] ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

[๘] ระเบียบและประกาศเชิญชวนสามารถติดตามได้ที่เว็บไซต์ https://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/Law/Law.aspx?sectionID=1&CatId=1&SubId=0&muid=24&prid=135

การรับซื้อไฟฟ้าสามารถจำแนกประเภทได้เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศและการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศสามารถจำแนกตามกลุ่มผู้รับซื้อไฟฟ้าและปริมาณการรับซื้อ แสดงได้ดังภาพที่ ๒.๑๐ ด้านล่าง การรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) สำหรับการรับซื้อโดยการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะเป็นการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)



ภาพที่ ๒.๑๐ การรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ

๒.๘.๑ การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า IPP : โครงสร้างค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP แบ่งออกเป็น ๒ ส่วน คือ

ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) คือ ค่าความพร้อมในการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ หรือเรียกว่า เป็นค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จ่ายให้โรงไฟฟ้าเมื่อโรงไฟฟ้ามีความพร้อมให้ กฟผ. สามารถสั่งการเดินเครื่องได้ตามที่กำหนดในสัญญา แม้จะมีการสั่งการจาก กฟผ. หรือไม่ก็ตาม โดยค่า AP คิดมาจาก ๑) เงินลงทุนที่สะท้อนต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ๒) ค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษา และ ๓) ต้นทุนค่าเชื่อมโรงไฟฟ้ากับระบบส่งของ กฟผ.

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) เป็นค่าเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบ ตามคำสั่งการของ กฟผ. โดยโรงไฟฟ้าจะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าตามค่าที่รับประกันประสิทธิภาพการผลิต (Heat Rate) ไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า IPP ที่ทำสัญญาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีจำนวน ๑๖ โรง มีกำลังผลิตตามสัญญารวม ๒๑,๘๘๘.๔ เมกะวัตต์ แยกเป็นที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน ๑๔,๙๔๘.๕ เมกะวัตต์ และที่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำนวน ๖,๙๔๐ เมกะวัตต์

ตารางที่ ๒.๒ รายชื่อโรงไฟฟ้าเอกชน IPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว (ข้อมูล ณ เดือนมิถุนายน ๒๕๖๓)

รอบปีประมูล	รายชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ชนิดเชื้อเพลิง	วันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)	อายุสัญญา (ปี)
บริษัทในเครือ	๑. ราชบุรี (RGCO)	๓,๔๘๑	ก๊าซฯ/น้ำมัน	๑ ก.ค. ๔๕	๒๕
	๒. ขนอม (KN-S๒)	๙๓๐	ก๊าซฯ	๑๙ มิ.ย. ๕๙	๒๕
๒๕๓๗	๓. โกลบอลเพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (GPSC)	๗๐๐	ก๊าซฯ	๑๕ ส.ค. ๔๓	๒๕
	๔. ราชบุรี (RGTE)	๗๐๐	ก๊าซฯ	๑ ก.ค. ๔๓	๒๐
	๕. อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเลคทริค (EPEC)	๓๕๐	ก๊าซฯ	๑ ม.ค. ๔๖	๒๐
	๖. ราชบุรีเพาเวอร์ (RPCL)	๑,๔๐๐	ก๊าซฯ	๑ มี.ค. ๕๑	๒๕
	๗. โกลว์ ไอพีพี (GLOW)	๗๑๓	ก๊าซฯ	๓๑ ม.ค. ๔๖	๒๕
	๘. บีแอลซีพี เพาเวอร์ (BLCP)	๑,๓๔๖.๕	ถ่านหิน	๑ ต.ค. ๔๙	๒๕
	๙. กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น (GPG)	๑,๔๖๘	ก๊าซฯ	๑ มี.ค. ๕๐	๒๕
๒๕๕๐	๑๐. เก็คโค่-วัน (GOC)	๖๖๐	ถ่านหิน	๑ ก.ค. ๕๕	๒๕
	๑๑. กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส (GNS)	๑,๖๐๐	ก๊าซฯ	๑ มิ.ย. ๕๗	๒๕
	๑๒. กัลฟ์ เจพี ยูที (GUT)	๑,๖๐๐	ก๊าซฯ	๑ มิ.ย. ๕๘	๒๕

หมายเหตุ : รวมกำลังผลิตโรงไฟฟ้า IPP ตามสัญญา ณ ปัจจุบัน ๑๔,๙๔๘.๕ เมกะวัตต์

ตารางที่ ๒.๓ รายชื่อโรงไฟฟ้า IPP ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

รอบปีประมูล	รายชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ชนิดเชื้อเพลิง	วันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)	อายุสัญญา (ปี)
๒๕๕๐	๑. บูรพาพาวเวอร์	๕๔๐	ก๊าซฯ	ปี ๗๐	๒๕
๒๕๕๕	๒. กัลฟ์ เอสอาร์ซี (GSRC)	๒,๕๐๐	ก๊าซฯ	๓๑ มี.ค.๖๔	๒๕
	๓. กัลฟ์ เจพี ยูที (GUT)	๒,๕๐๐	ก๊าซฯ	๓๑ มี.ค.๖๖	๒๕
	๔. หินกองพาวเวอร์	๑,๔๐๐	ก๊าซฯ	ปี ๖๗	๒๕

หมายเหตุ : รวมกำลังผลิตโรงไฟฟ้า IPP ตามสัญญา ที่กำลังจะ COD ในอนาคต ๖,๙๔๐ เมกะวัตต์

๒.๘.๒ การรับซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้า SPP : ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าของ SPP แบ่งได้เป็น ๒ รูปแบบ คือรูปแบบ Firm SPP และ Non - Firm SPP

๑) Firm SPP : มีอายุสัญญาระหว่าง ๕ - ๒๕ ปี โดยมีการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก Firm SPP รายละเอียด ดังนี้

- ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก พ.ศ. ๒๕๔๑
- ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ฉบับปรับปรุง พ.ศ. ๒๕๔๔
- ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก พ.ศ. ๒๕๔๘
- ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก พ.ศ. ๒๕๕๐
- ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. ๒๕๕๓
- มติ กพช. ให้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี ๒๕๖๒ – ๒๕๖๘ (ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่) (Replacement) ตามประกาศ กกพ. เรื่อง ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี ๒๕๖๒ – ๒๕๖๘ (ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่) พ.ศ. ๒๕๖๒ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่กำลังจะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี ๒๕๖๒ – ๒๕๖๔ และไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้ทันในช่วงการก่อสร้างให้สามารถต่ออายุได้

โครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก Firm SPP แบ่งออกเป็น ๒ ส่วน ได้แก่ ค่าความพร้อมในการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหรือ SPP เรียกสั้น ๆ ว่า ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)

ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP) กำหนดจากเงินลงทุนที่สะท้อนต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษา

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

ในส่วนของมติ กพช. สำหรับ Firm SPP ที่ต่ออายุสัญญา (Extension) Firm SPP จะได้รับเพียง EP เนื่องจากโรงไฟฟ้า Firm SPP ได้รับต้นทุนของโรงไฟฟ้าครบถ้วนก่อนต่ออายุสัญญาแล้ว แต่หากเป็นโรงไฟฟ้า Firm SPP ประเภทพลังงานหมุนเวียนจะได้รับอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน (Adder) ด้วย

๒) Non-Firm SPP : มีอายุสัญญา ๑ ปี และต่อสัญญาทุกปี หาก SPP ประสงค์จะต่ออายุสัญญาต้องแจ้งให้ กฟผ. เพื่อต่อสัญญาออกไปอีกคราวละ ๑ ปี การซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Non - Firm SPP อยู่ภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non - Firm พ.ศ. ๒๕๕๐ โดยสามารถแบ่งได้เป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนหรือจากระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration)

โครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Non - Firm SPP ประกอบด้วยค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ที่กำหนดให้เท่ากับราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ แรงดัน ๑๑ - ๓๓ กิโลโวลต์ รวมกับ F_t ขายส่งเฉลี่ย และจะได้รับค่า Adder ตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่ประกาศเป็นครั้ง ๆ ไป

ตารางที่ ๒.๔ สถานภาพปัจจุบันของโรงไฟฟ้า SPP ณ สิ้นเดือนมิถุนายน ๒๕๖๓

สถานภาพโรงไฟฟ้า SPP		โรงไฟฟ้าทั้งหมด		Adder	
		จำนวนโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตตามสัญญา (MW)	จำนวนโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตตามสัญญา (MW)
Firm					
๑	ก๊าซธรรมชาติ	๖๗	๕,๗๗๕	๐	๐
๒	ถ่านหิน	๔	๓๖๐	๐	๐
๓	น้ำมัน	๐	๐	๐	๐
๔	ชีวมวล	๑๗	๓๔๖	๒	๔๗
๕	Extension	๖	๒๘๒	๐	๐
รวม Firm		๙๔.๐๐	๖,๗๖๒.๖๐	๒.๐๐	๔๗.๐๐
Non Firm					
๑	Cogeneration - Gas	๕	๒๗๐	๐	๐
๒	Cogeneration - Coal	๑	๘	๐	๐
๓	Biomass	๒๑	๔๔๔	๑๑	๒๘๐
๔	Solar	๗	๔๓๖	๖	๓๙๕
๕	Wind	๒๒	๑,๔๖๑	๒๒	๑,๔๒๑
๖	Waste	๕	๑๗๗	๓	๑๖๓
๗	Mini Hydro	๑	๑๒	๐	๐
รวม Non - Firm		๖๒.๐๐	๒,๘๐๗.๕๕	๔๒.๐๐	๒,๒๕๘.๖๒
รวม SPP Firm และ Non-Firm		๑๕๖.๐๐	๙,๕๗๐.๑๕	๔๔.๐๐	๒,๓๐๕.๖๒

ค่าไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP แต่ระเบียบหรือประกาศจะมีกลไกดูแลผู้ผลิตไฟฟ้าให้มีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยระเบียบรอบแรกจะใช้วิธีคิดค่าปรับกรณีที่ไม่ผ่านเงื่อนไขสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพ (Thermal Process) นอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด และ/หรือเงื่อนไขประสิทธิภาพตามที่ระเบียบกำหนด ส่วนระเบียบรอบปี ๒๕๕๐ และ ๒๕๕๓ ใช้กลไกการตรวจวัดดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกันหรือค่า PES หากผู้ผลิตไฟฟ้าตรวจวัดค่า PES ผ่านเกณฑ์จึงจะได้รับค่าไฟฟ้าเพิ่มเติมในส่วนนี้ และการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Replacementก็มีการดูแลเช่นกัน โดยจะต้องแสดงหลักฐานลูกค้าไอน้ำ หากไม่มีจะถูกคิดค่าปรับ ทั้งนี้ ค่าปรับจะนำไปใช้ลดค่าไฟฟ้าผ่านค่า F_t

๒.๘.๓ การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า VSPP

การรับซื้อไฟฟ้าประเภท VSPP เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy : RE) เป็นแบบ Non–Firm ขนาดไม่เกิน ๑๐ เมกะวัตต์ อายุสัญญาเดิม ๑ ปี ต่ออายุสัญญาโดยอัตโนมัติ ต่อมาปรับเป็น ๕ ปี ต่ออายุสัญญาโดยอัตโนมัติ

โครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า VSPP แบ่งออกเป็น ๒ รูปแบบ ได้แก่ ส่วนที่ ๑ Adder เป็นอัตราค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากราคาขายส่งเฉลี่ยและค่า F_t เฉลี่ย Adder ใช้ในช่วงการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในช่วงแรกระหว่างปี ๒๕๔๐ – ๒๕๕๘ และส่วนที่ ๒ Feed in Tariff (FiTa) เป็นอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (๒๐ – ๒๕ ปี) มีการปรับเพิ่มขึ้นสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิง โดยอัตราค่า FiTa จะไม่เปลี่ยนแปลงตามค่าไฟฟ้าฐาน และค่า F_t ทำให้ราคาชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

๒.๙ ต้นทุนการผลิต : การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเป็นการดำเนินการตามมาตรา ๑๑(๔) ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ และการจัดหาต้องเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ และกรอบนโยบายของรัฐ ปัจจุบัน กกพ. ได้ออกระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว พ.ศ. ๒๕๖๓ เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศตามนโยบายของรัฐ[๙]

การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าทั้งหมด ๒ ประเทศ คือ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และประเทศมาเลเซีย นอกจากนี้ ยังมีโครงการขยายความร่วมมือซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ ที่เรียกว่าโครงการซื้อขายไฟฟ้า สปป.ลาว - ไทย - มาเลเซีย (Lao PDR, Thailand, Malaysia - Power Integration Project : LTM – PIP) โดย สปป.ลาว จะขายพลังงานไฟฟ้าให้ประเทศมาเลเซีย โดยใช้ระบบส่งของ กฟผ. เป็นทางผ่านและคิดค่าผ่านสาย (Wheeling Charge)

๒.๙.๑ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว มีลักษณะการซื้อขาย ๒ แบบ คือ

๑) แบบรัฐต่อรัฐ (Grid to Grid ระหว่าง สปป.ลาว และ กฟผ.)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) กับ กฟผ. เป็นการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าแบบ Non-firm ผ่านการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำ (๑๑๕ kV) ด้วยสัญญาน้ำงึม ๑ (ประกอบด้วยโครงการน้ำงึม ๑ น้ำลึก และน้ำเทิน ๒) และสัญญาเซเสด (ประกอบด้วยโครงการเซเสด ๑ เซเสด ๒ และห้วยลำพันใหญ่) ซึ่งเป็นการขายพลังงานไฟฟ้าจากส่วนที่เกินความต้องการใช้ไฟฟ้าใน สปป.ลาว ให้ประเทศไทย โดยอัตราค่าไฟฟ้าจะแบ่งตามช่วงเวลา Peak / Off-Peak ทั้งนี้ สัญญาฉบับปัจจุบันจะสิ้นสุดในวันที่ ๓๑ ธันวาคม ๒๕๖๓ และให้มีการต่ออายุสัญญาต่อเนื่องคราวละ ๑ ปี โดยราคารับซื้อเป็นแบบ Short Run Marginal Cost

[๙] อ้างอิงจาก https://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/Law/Law.aspx?sectionID=1&CatId=1&SubId=0&muid=24&prid=135

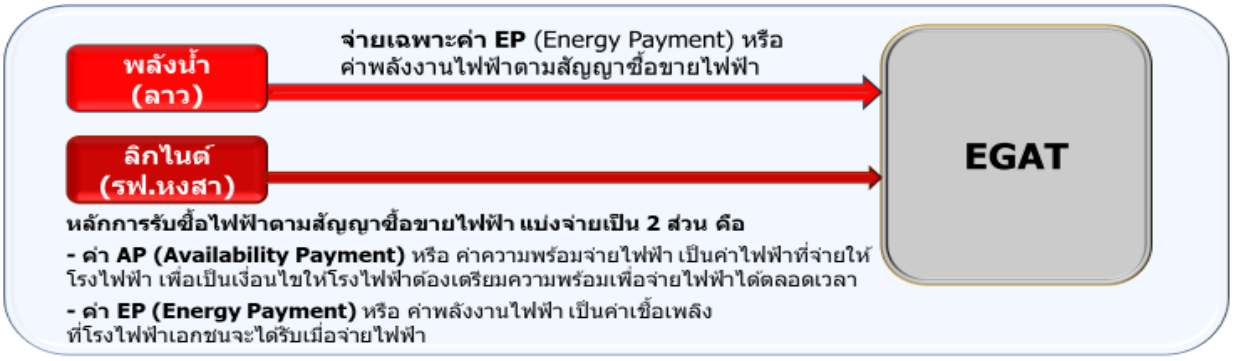
๒) แบบ Independent Power Producer (IPP)

ประเทศไทยซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน IPP ใน สปป.ลาว ผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูงที่เชื่อมต่อจากโรงไฟฟ้าโดยตรง รวมปริมาณที่ลงนามสัญญาซื้อขายแล้ว ๕,๙๓๕ เมกะวัตต์ โดยเป็นโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว รวมกำลังผลิต ๕,๔๒๑ เมกะวัตต์ และโครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วและอยู่ระหว่างก่อสร้าง มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี ๒๕๖๕ อีก ๕๑๔ เมกะวัตต์ รายละเอียดดังนี้

ตารางที่ ๒.๕ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับสาธารณรัฐประชาชนลาว (สปป.ลาว)

โครงการ	จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์	กำลังผลิตที่จุดซื้อขาย (เมกะวัตต์)
โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว		
เทิน-หินบุน	๓๑ มีนาคม ๒๕๔๑	๒๑๔
ห้วยเฮาะ	๓ กันยายน ๒๕๔๒	๑๒๖
น้ำเทิน ๒	๓๐ เมษายน ๒๕๕๓	๙๔๘
น้ำงึม ๒	๒๖ มีนาคม ๒๕๕๔	๕๙๗
เทินหินบุน-ส่วนขยาย	๑ ธันวาคม ๒๕๕๕	๒๒๐
หงสาลิกไนต์	หน่วยที่ ๑: ๒ มิถุนายน ๒๕๕๘ หน่วยที่ ๒: ๒ พฤศจิกายน ๒๕๕๘ หน่วยที่ ๓: ๒ มีนาคม ๒๕๕๙	๔๙๑ ๔๙๑ ๔๙๑
น้ำเงี้ยบ ๑	๕ กันยายน ๒๕๖๒	๒๖๙
ไชยะบุรี	๒๙ ตุลาคม ๒๕๖๒	๑,๒๒๐
เซเปียน-เซน้ำน้อย	๖ ธันวาคม ๒๕๖๒	๓๕๔
โครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วและอยู่ระหว่างก่อสร้าง		
น้ำเทิน ๑	มกราคม ๒๕๖๕	๕๑๔

โครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าของโครงการแบบ IPP สปป.ลาว มี ๒ แบบ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้าและเชื้อเพลิง (ตามภาพที่ ๒.๑๑) ได้แก่



ภาพที่ ๒.๑๑ โครงสร้างค่าซื้อไฟฟ้าของโครงการแบบ IPP สปป.ลาว

๑) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ กำหนดให้ค่าซื้อไฟฟ้ามีเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีองค์ประกอบของเงินลงทุนของโรงไฟฟ้ารวมอยู่ในค่าพลังงานไฟฟ้าด้วย เพื่อรับประกันว่าโรงไฟฟ้าจะมีปริมาณน้ำเพียงพอในการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากโรงไฟฟ้าประเภทนี้ การผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำที่ไหลเข้าเขื่อน ดังนั้นเพื่อเป็นการรับประกันความพร้อมที่จะผลิตไฟฟ้าได้ กฟผ. จึงจะจ่ายค่าเงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงเท่านั้น โดยอัตราค่าไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะแบ่งเป็น ๓ อัตราคือ

๑) Primary Energy คืออัตราค่าไฟฟ้าในช่วง Peak period

๒) Secondary Energy คือค่าไฟฟ้าในช่วง Off Peak Period

๓) โดยจำนวน Peak Period และ Off Peak Period ในวันปกติ รวมกันเท่ากับ ๒๑.๕ ชั่วโมงต่อวัน และวันอาทิตย์ ถือเป็นวัน Off Peak Period นอกจากเวลาดังกล่าว จะถือเป็น Excess Energy ที่เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด

๒) โรงไฟฟ้าหงสาลิกไนต์ กำหนดให้ค่าซื้อไฟฟ้าเป็นแบบ IPP ในประเทศ ประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) เหมือนโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในประเทศ โดยค่า AP จ่ายตามความพร้อมผลิตของโรงไฟฟ้าและค่า EP จ่ายตามปริมาณพลังงานไฟฟ้า

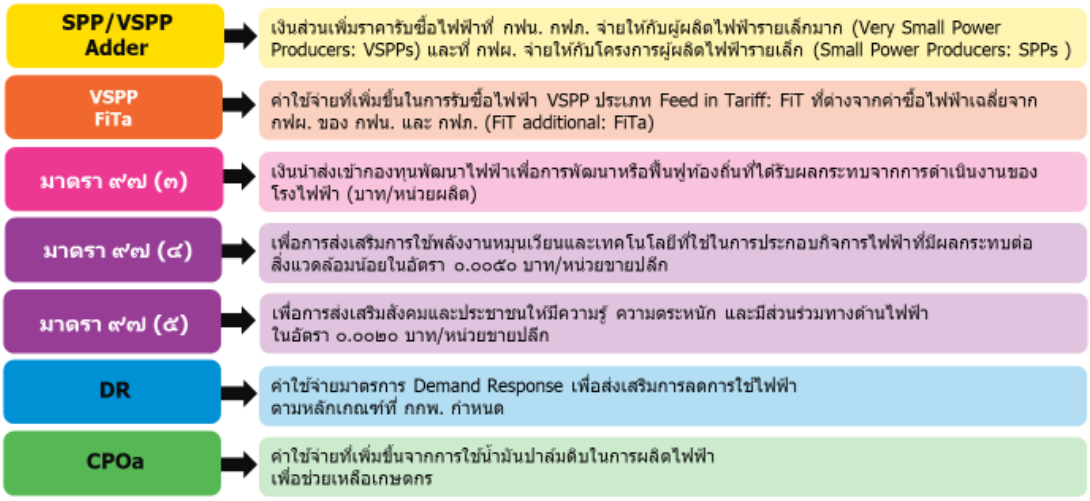
๒.๙.๒ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซีย

เป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผ่าน HVDC โดยเป็นการเน้นเรื่องการช่วยเหลือระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ มีการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าระหว่างกันเพื่อรักษาระบบส่ง ให้พร้อมใช้งานตลอดเวลา (Energize HVDC) และสามารถซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกันได้แบบ Non-Firm โดยมีการแจ้งราคาซื้อขายล่วงหน้ารายเดือน และยืนยันการซื้อขายล่วงหน้ารายวัน

๒.๑๐ ต้นทุนการผลิต : ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense: PE)

จากภาพที่ ๒.๑๒ (ด้านล่าง) แสดงค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense : PE) ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

๑) เงินส่วนเพิ่มจากค่าไฟฟ้าขายส่ง (Adder) สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นเงินสนับสนุนเพื่อจูงใจผู้ประกอบการลงทุนด้านพลังงานทดแทน โดยการรับซื้อแบบมี Adder นี้จะเป็นการเพิ่มราคาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าให้คุ้มทุน สร้างรายได้เพิ่มที่แน่นอนตามระยะเวลาที่สนับสนุนที่ กฟผ. จ่ายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) และ กฟน. กฟภ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs)



ภาพที่ ๒.๑๒ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense : PE)[๑๐]

๒) ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟน. กฟภ. ที่เกิดขึ้นจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชนและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed - in Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ.

๓) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้า

๔) ค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๔) เพื่อการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยในอัตรา ๐.๐๐๕๐ บาท/หน่วย และตามมาตรา ๙๗(๕) เพื่อส่งเสริมสังคมและประชาขนให้มีความรู้ความตระหนักและมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้าในอัตรา ๐.๐๐๒๐ บาท/หน่วย

๕) ค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด

๖) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายอื่นของภาครัฐ เช่น การส่งเสริมการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ ๓ จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ ๔ อำเภอของจังหวัดสงขลา และการให้ กฟผ. รับน้ำมันปาล์มดิบมาผสมกับน้ำมันเตาใช้ปั่นไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า จังหวัดกระบี่ เป็นต้น

ตั้งแต่ปี ๒๕๕๐ เป็นต้นมาจนถึงปัจจุบัน มีค่าภาระค่า Adder และ FiT เริ่มตั้งแต่ปี ๒๕๕๔ เป็นต้นมา จนถึงปีสุดท้ายค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าดังกล่าวปี ๒๕๕๐ โรงไฟฟ้าที่ได้รับ Adder (ตามภาพที่ ๒.๑๓) ประกอบด้วย

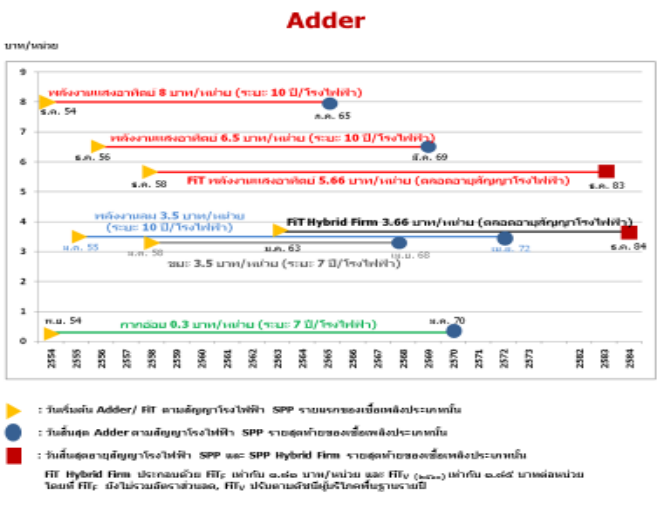
๑) โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ ในระยะเริ่มต้นได้รับ Adder ที่อัตรา ๘ บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา ๑๐ ปี ตั้งแต่ปี ๒๕๕๔ และ ปรับลดลงเป็นอัตรา ๖.๕ บาทต่อหน่วย และลดระยะเวลาเหลือ ๗ ปี ในปี ๒๕๕๖ สำหรับรายสุดท้ายจะได้รับ Adder สิ้นสุดในเดือนมีนาคม ๒๕๖๙

[๑๐] ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการกิจการพลังงาน

๒) โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานลม ได้รับ Adder ที่อัตรา ๓.๕ บาทต่อหน่วย ตั้งแต่ปี ๒๕๕๕ เป็นระยะเวลา ๑๐ ปี สำหรับรายสุดท้ายจะได้รับ Adder สิ้นสุดในเดือนเมษายน ๒๕๗๒

๓) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงขยะได้รับ Adder อัตรา ๓.๕ บาทต่อหน่วย ตั้งแต่ปี ๒๕๕๘ เป็นระยะเวลา ๗ ปี สำหรับรายสุดท้ายจะได้รับ Adder สิ้นสุดในเดือนเมษายน ๒๕๖๘

๔) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลได้รับ Adder อัตรา ๐.๓ บาทต่อหน่วย ตั้งแต่ปี ๒๕๕๖ เป็นระยะเวลา ๗ ปี สำหรับรายสุดท้ายจะได้รับ Adder สิ้นสุดในเดือนพฤษภาคม ๒๕๗๐



FIT

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FIT (บาท/หน่วย) FITF	FITV,2560	FIT(1)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FIT Premium (บาท/หน่วย) สำหรับโครงการกลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ (8 ปีแรก)	สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้(2) (ตลอดอายุโครงการ)
1) ขยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)						
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.13	3.21	6.34	20 ปี	0.70	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง >1-3 เมกะวัตต์	2.61	3.21	5.82	20 ปี	0.70	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง >3 เมกะวัตต์	2.39	2.69	5.08	20 ปี	0.70	0.50
2) ขยะ (หลุมฝังกลบขยะ)	5.60	-	5.60	10 ปี	-	0.50
3) ชีวมวล						
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.13	2.21	5.34	20 ปี	0.50	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง >1-3 เมกะวัตต์	2.61	2.21	4.82	20 ปี	0.40	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง >3 เมกะวัตต์	2.39	1.85	4.24	20 ปี	0.30	0.50
4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	3.76	-	3.76	20 ปี	0.50	0.50
5) ก๊าซชีวภาพ (ฟีชพลังงาน)	2.79	2.55	5.34	20 ปี	0.50	0.50
6) พลังงานน้ำ						
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	-	4.90	20 ปี	-	0.50
7) พลังงานลม	6.06	-	6.06	20 ปี	-	0.50

หมายเหตุ (1) อัตรา FiT จะใช้สำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 โดยภายหลังจากปี 2560 นั้น อัตรา FiTV จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน(Core Inflation)สำหรับประเภทเชื้อเพลิง ขยะ(การจัดการขยะแบบผสมผสาน), ชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ (ฟีชพลังงาน) เท่านั้น
(2) โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

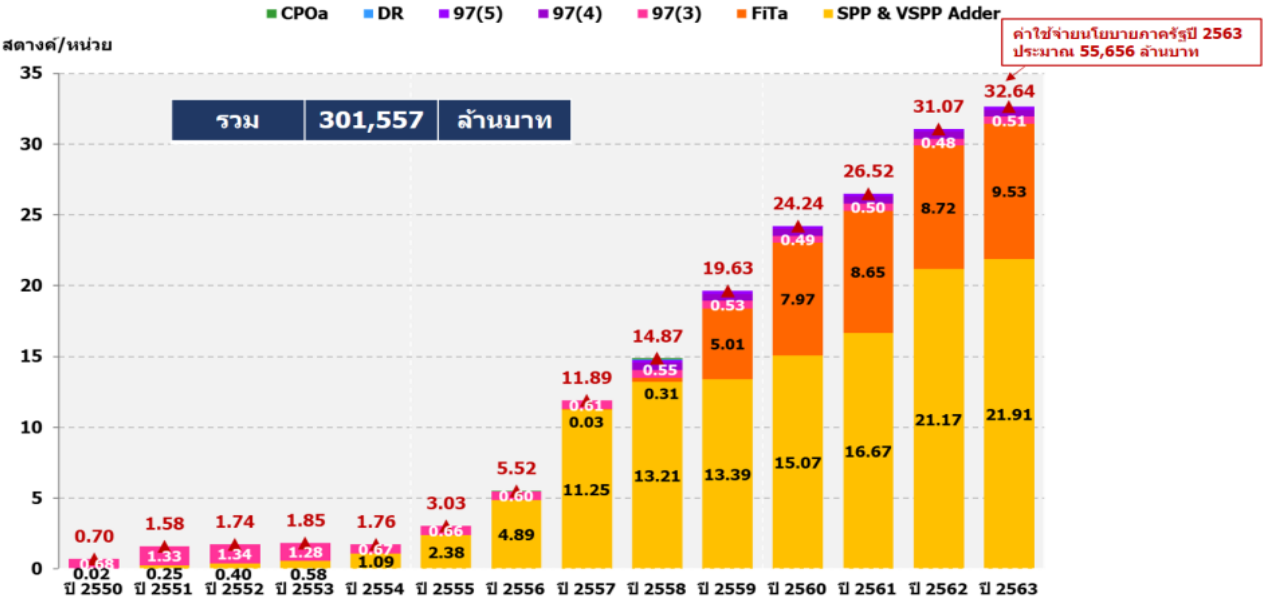
ภาพที่ ๒.๑๓ ภาระ Adder และ FiTa แยกตามชนิดเชื้อเพลิงตั้งแต่ปี ๒๕๕๐ เป็นต้นมา[๑๑]

ภาพที่ ๒.๑๓ แสดงค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐในส่วนของ กฟผ. เป็นค่าใช้จ่ายจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non - Firm ที่ได้รับเงินส่วนเพิ่มค่าซื้อไฟฟ้า ในรูปแบบ Adder และ Feed - in Tariff (FiTa)

นอกจากนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุนในรูปแบบ FiTa เป็นอัตราคงที่ตลอดอายุสัญญา สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับอัตรา FiTa เท่ากับ ๕.๖๖ บาทต่อหน่วย สำหรับรายสุดท้ายจะได้รับ FiTa สิ้นสุดในเดือนธันวาคม ๒๕๘๓ และ โรงไฟฟ้า Hybrid Firm ได้รับอัตรา FiTa เท่ากับ ๓.๖๖ บาทต่อหน่วยที่มีการปรับค่าเงินในแต่ละปี (โดยในปัจจุบันยังไม่มีการเริ่มซื้อขายไฟฟ้า)

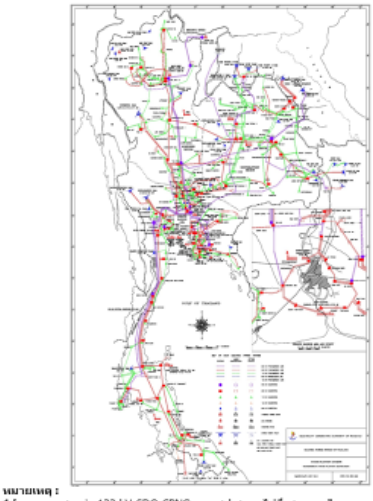
[๑๑] ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐเริ่มมีการเก็บข้อมูลสะสมตั้งแต่ปี ๒๕๕๐ และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี โดยเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดดตั้งแต่ ปี ๒๕๕๗ โดยคิดเป็นผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าในปี ๒๕๖๒ เท่ากับ ๓๑.๐๗ สตางค์ต่อหน่วย และประมาณการว่าจะเท่ากับ ๓๒.๖๔ สตางค์ต่อหน่วยในปี ๒๕๖๓ หากคิดเป็นจำนวนเงินสะสมจากปี ๒๕๕๐ จนถึง ปี ๒๕๖๓ จะมีมูลค่าเท่ากับ ๓๐๑,๕๕๗ ล้านบาท ค่าสะสมในปี ๒๕๕๐ จนถึง ปี ๒๕๖๓ แสดงไว้ดังภาพที่ ๒.๑๔[๑๒]



ภาพที่ ๒.๑๔ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐตั้งแต่ปี ๒๕๕๐[๑๓]

๒.๑๑ ค่าระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.)



หมายเหตุ :
1/ ความยาวสายส่ง 132 kV SDO-CPNG จาก สพ.สะเตาไปถึงขายแดนไทย - มาเลเซีย 8.705 กม.
2/ ความยาวสายส่ง 300 kV HVDC จาก สพ.คลองอนไปถึงขายแดนไทย - มาเลเซีย 23.066 กม.
3/ สพ.สะเตา และ สพ.คลองอนจะ ได้มีบรรจุใน สพ. ขนาดแรงดัน 115 kV และ 230 kV แล้ว

ค่าระบบส่ง กฟผ. = 0.25 บาท/หน่วยขายปลีก

พื้นที่	ระบบแรงดันไฟฟ้า	จำนวนสถานีไฟฟ้าแรงสูง	หิกัดหม้อแปลง (MVA)	สายส่งไฟฟ้า (วงจร-กิโลเมตร)
นครหลวง	500 kV	5	14,650	541
	230 kV	11	17,700	698
	รวม	16	32,350	1,239
ภาคกลาง	500 kV	9	14,000	2,148
	230 kV	28	23,133	4,730
	115 kV	41	5,268	3,094
	69 kV	-	-	19
	รวม	78	42,401	9,990
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	500 kV	5	8,000	1,837
	230 kV	18	10,100	2,975
	115 kV	35	4,129	6,147
	รวม	58	22,228	10,959
ภาคใต้	230 kV	14	8,167	3,555
	115 kV	19	2,413	2,066
	132 kV 1/	-/3	133	9
	300 kV HVDC 2/	-/3	388	23
	รวม	33	11,101	5,652
ภาคเหนือ	500 kV	3	5,300	2,172
	230kV	11	6,900	3,525
	115 kV	30	3,414	2,925
	รวม	44	15,614	8,623
รวม	500 kV	22	41,950	6,698
	230kV	82	66,000	15,483
	115 kV	125	15,223	14,232
	132 kV	-	133	9
	69 kV	-	-	19
	300 kV HVDC	-	388	23
	รวม	229	123,694	36,463

[๑๒] ปี ๒๕๖๓ เป็นค่าประมาณการ

[๑๓] ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ภาพที่ ๒.๑๕ ระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.)

ค่าระบบส่ง กฟผ. ปี ๒๕๖๒

ระดับแรงดัน	ช่วงเวลา	หน่วยขายส่ง (ล้านหน่วย)	อัตราค่าบริการระบบส่ง (บาท/หน่วยขายส่ง)	ค่าระบบส่ง (ล้านบาท)	ค่าระบบส่งเฉลี่ย (Peak, Off Peak) (บาท/หน่วยขายส่ง)
๒๓๐ kV	Peak	๓,๖๒๖	๐.๒๗๓๐	๙๙๐	๐.๑๓
	Off Peak	๔,๐๓๖	-	-	
	รวม	๗,๖๖๒	-	๙๙๐	
๒๓๐ : ๑๑๕/๖๙ kV	Peak	๔๒,๐๒๔	๐.๔๙๑๓	๒๔,๔๔๙	๐.๒๐
	Off Peak	๗๖,๘๑๙	-	-	
	รวม	๑๒๙,๘๔๓	-	๒๔,๔๔๙	
ณ ปลายสายส่ง ๖๙, ๑๑๕ kV	Peak	๗,๐๐๒	๐.๔๔๒๘	๔,๙๗๑	๐.๓๓
	Off Peak	๑๐,๙๖๗	-	-	
	รวม	๑๗,๙๖๙	-	๔,๙๗๑	
๑๑-๓๓ kV	Peak	๑๘,๓๑๑	๑.๐๒๒๖	๑๘,๖๓๘	๐.๔๒
	Off Peak	๒๐,๙๐๓	-	-	
	รวม	๓๘,๒๑๔	-	๑๘,๖๓๔	
รวม	Peak	๗๖,๙๖๓	-	๔๗,๑๔๔	๐.๒๔
	Off Peak	๑๑๒,๗๒๔	-	-	
	รวม	๑๘๙,๖๘๗	-	๔๗,๑๔๔	
			หน่วยขายปลีก	๑๙๑,๗๗๗	ล้านหน่วย
		ค่าระบบส่ง กฟผ. เฉลี่ย (Peak, Off Peak)		๐.๒๕	บาท/หน่วยขายปลีก

ภาพที่ ๒.๑๖ ค่าระบบส่งไฟฟ้า (กฟผ.) ปี ๒๕๖๒

ภาพที่ ๒.๑๕ และ ภาพที่ ๒.๑๖ เป็นส่วนประกอบในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ซึ่งเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ขายส่งให้กับ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นอัตราเดียวกัน แม้ว่าต้นทุนในการจำหน่ายให้ กฟน. จะมีต้นทุนที่ต่ำกว่าที่ขายให้ กฟภ. โดยกำหนดเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU) จำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้า จำแนกตามกิจการระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า

ตารางที่ ๒.๖ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเดือน พฤศจิกายน ๒๕๕๘ ถึงปัจจุบัน (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มและไม่รวมค่า F_t)[๑๔]

บาท/หน่วย

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
๒๓๐ กิโลโวลต์	๓.๑๑๙๒	๒.๓๓๑๖	๐.๒๗๓๐		๓.๓๙๒๒	๒.๓๓๑๖
๖๙-๑๑๕ กิโลโวลต์	๓.๑๒๘๖	๒.๓๓๔๑	๐.๔๙๑๓		๓.๖๑๙๙	๒.๓๓๔๑
ณ ปลายสายส่ง ๖๙, ๑๑๕ กิโลโวลต์*	๓.๑๙๔๘	๒.๓๕๕๕	๐.๘๕๒๘		๔.๐๔๗๖	๒.๓๕๕๕
๑๑-๓๓ กิโลโวลต์	๓.๒๐๑๗	๒.๓๕๖๗	๑.๐๒๒๖		๔.๒๒๔๓	๒.๓๕๖๗

[๑๔] รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง ๑๑๕ : ๑๑๕ และ ๖๙ : ๖๙ กิโลโวลต์

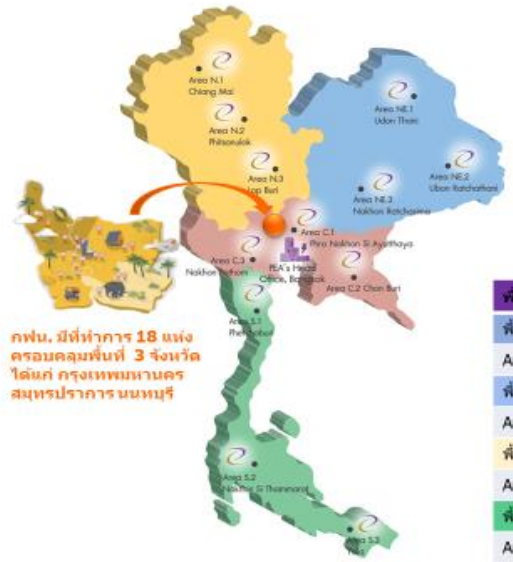
ช่วง Peak : เวลา ๐๙.๐๐ - ๒๒.๐๐ นาฬิกา วันจันทร์ - วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา ๒๒.๐๐ - ๐๙.๐๐ นาฬิกา วันจันทร์ - วันศุกร์

: เวลา ๐๐.๐๐ - ๒๔.๐๐ นาฬิกา วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการตามปกติ และวันหยุดราชการตามมติคณะรัฐมนตรี (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

ตารางที่ ๒.๖ ขยายจากภาพ ๒.๑๖ แสดงโครงสร้างอัตราขายส่งที่เป็นผลรวมของค่าผลิตไฟฟ้าและค่าบริการระบบส่งที่มีอัตราค่าบริการเฉลี่ยแบบ Weighted ระหว่างช่วงเวลา Peak และ Off - Peak ที่ราคา ๐.๒๕ บาท อัตรานี้จะแตกต่างกันตามระดับแรงดันไฟฟ้า

๒.๑๒ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า (กฟน. และ กฟภ.)



ค่าระบบจำหน่าย
=
0.55 บาท/หน่วยขายปลีก

พื้นที่รับผิดชอบ กฟภ. 12 เขต ทั่วประเทศไทย		
พื้นที่ภาคเหนือ		
Area N.1 เชียงใหม่	Area N.2 พิษณุโลก	Area N.3 ลพบุรี
พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ		
Area NE.1 อุดรธานี	Area NE.2 อุบลราชธานี	Area NE.3 นครราชสีมา
พื้นที่ภาคกลาง		
Area C.1 อยุธยา	Area C.2 ชลบุรี	Area C.3 นครปฐม
พื้นที่ภาคใต้		
Area S.1 เพชรบุรี	Area S.2 นครศรีธรรมราช	Area S.3 ยะลา

ภาพที่ ๒.๑๗ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ.

การคำนวณค่าบริการระบบจำหน่าย คำนวณจากการนำรายได้ค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ที่เก็บได้จากการขายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท หักออก ด้วยต้นทุนซื้อไฟฟ้า กฟผ. และ VSPP โดยในปี ๒๕๖๒ จะหักเงินเรียกคืนฐานะการเงินของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายด้วย เนื่องจากในปี ๒๕๖๒ มีการนำเงินเรียกคืนฐานะการเงินของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมาปรับลดค่าเอฟที (F_t) เพื่อบรรเทาผลกระทบค่าไฟฟ้าแก่ประชาชน (โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนำส่งเงินเรียกคืนดังกล่าวผ่านอัตราค่าเอฟที (F_t) ขายส่ง) และค่ากองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า ๙๗(๔) และ ๙๗(๕) ค่าระบบจำหน่ายเสริม ปี ๒๕๖๒ เท่ากับ ๐.๕๕ บาท/หน่วยขายปลีก รายละเอียดดังตารางที่ ๒.๗

ตารางที่ ๒.๗ การคำนวณค่าบริการระบบจำหน่าย ปี ๒๕๖๒

ปี ๒๕๖๒	หน่วยขายปลีก (ล้านหน่วย)	ล้านบาท	บาท/หน่วยขายปลีก
รายได้ค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (๑)	๑๙๑,๓๗๗	๖๙๐,๘๘๔	๓.๖๐
ต้นทุนซื้อไฟฟ้า กฟผ. (หักเงินเรียกคืนฯ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) (๒) = (๓) - (๔)		๕๒๑,๗๕๕	๒.๗๒
ต้นทุนซื้อไฟฟ้า กฟผ. (๓)		๕๓๔,๙๖๔	๒.๗๙
เงินเรียกคืนฯ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (๔)		๑๓,๙๐๙	๐.๐๗
ต้นทุนซื้อไฟฟ้า VSPP (๕)		๖๓,๔๑๖	๐.๓๓
ค่ากองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า ๙๗(๔) และ ๙๗(๕) (๖)		๑,๒๓๖	๐.๐๑
ค่าบริการระบบจำหน่าย (๖) = (๑) - (๒) - (๕) - (๖)		๑๐๕,๑๗๖	๐.๕๕

๒.๑๓ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕)

๒.๑๓.๑ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗ (๓)

เงินกองทุนในพื้นที่ประกาศ เป็นเงินได้ที่ กกพ. เรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๕๒ เพื่อนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าโดยเรียกเก็บจาก

๑) ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้ารายใหม่ หมายถึง ผู้รับใบอนุญาตฯ ที่ได้รับใบอนุญาตปลูกสร้างอาคารหรือการตั้งโรงงานตั้งแต่วันที่ระเบียบ กกพ. เรื่องหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้เป็นต้นไปนำส่งเงินเข้ากองทุน ดังนี้ **ช่วงระหว่างการก่อสร้าง** (นับตั้งแต่วันที่เริ่มดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามสัญญาว่าจ้างผู้รับเหมาเพื่อดำเนินการก่อสร้าง จนถึงวันที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ให้จ่ายเงินเป็นรายปีตามกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในอัตรา ๕๐,๐๐๐ บาท /เมกะวัตต์/ปี

โดยในปีแรกให้จ่ายภายใน ๕ วันทำการ นับจากวันที่เริ่มดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า สำหรับปีถัดปีถัดไปให้จ่ายภายใน ๕ วันทำการแรกของปี **ช่วงระหว่างการผลิตไฟฟ้า** (นับตั้งแต่วันที่เริ่ม COD เป็นต้นไป) ให้จ่ายเงินเข้ากองทุนเป็นรายเดือนตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

๒) ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้ารายปัจจุบัน หมายถึง ผู้รับใบอนุญาตฯ ที่ได้รับใบอนุญาตในการปลูกสร้างอาคารหรือการตั้งโรงงานก่อนวันที่ระเบียบ กกพ. ดังกล่าวมีผลบังคับใช้กำหนดให้จ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเฉพาะช่วงระหว่างการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น

๓) ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้านำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเป็นรายเดือน โดยหักจากอัตราค่าบริการ ตามอัตราที่ กกพ. ประกาศกำหนด

ตารางที่ ๒.๘ เงินที่จ่ายเข้ากองทุนเป็นรายเดือนตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้[๑๕]

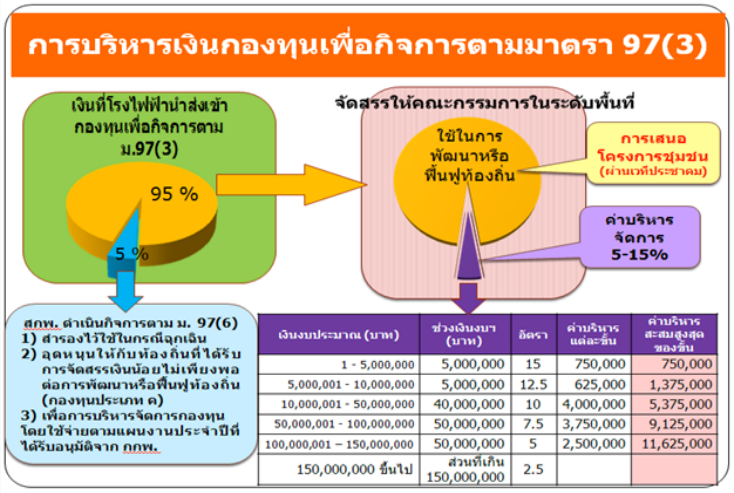
ประเภท เชื้อเพลิง	สตางค์/หน่วยไฟฟ้า ที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน
ก๊าซธรรมชาติ	๑.๐
น้ำมันเตา, ดีเซล	๑.๕
ถ่านหิน, ลิกไนต์	๒.๐
พลังหมุนเวียน ประเภทลมและแสงอาทิตย์	๑.๐
พลังหมุนเวียน ประเภทพลังน้ำ	๒.๐
พลังหมุนเวียน ประเภทอื่น เช่น ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล กากและเศษวัสดุเหลือใช้ ขยะชุมชน และอื่น ๆ	๑.๐

[๑๕] ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ทั้งนี้ ปริมาณเงินที่นำส่งเข้ากองทุนจะต้องสอดคล้องกับการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์เพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าที่ให้บริการ

โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) จะจัดสรรให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าในพื้นที่ประกาศใช้จ่ายเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบ จากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๓) โดยแยกเป็นรายบัญชีตามโรงไฟฟ้า และให้ต่อท้ายด้วยชื่อของโรงไฟฟ้าหรือชื่อตำบล หรือชื่ออำเภอหรือชื่อจังหวัดที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่

ภาพที่ ๒.๑๘ การบริหารกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓)



เงินงบประมาณ (บาท)	ช่วงเงินงบ (บาท)	อัตรา	ค่าบริหารแต่ละขั้น	ค่าบริหารสะสมสูงสุดของขั้น
1 - 5,000,000	5,000,000	15	750,000	750,000
5,000,001 - 10,000,000	5,000,000	12.5	625,000	1,375,000
10,000,001 - 50,000,000	40,000,000	10	4,000,000	5,375,000
50,000,001 - 100,000,000	50,000,000	7.5	3,750,000	9,125,000
100,000,001 – 150,000,000	50,000,000	5	2,500,000	11,625,000
150,000,000 ขึ้นไป	ส่วนที่เกิน 150,000,000	2.5		

ภาพที่ ๒.๑๙ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๓)

๒.๑๓.๒ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๔)

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ กำหนดวัตถุประสงค์การใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๔) เพื่อการเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย ตามกรอบนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) โดย กพช. ได้มีนโยบายที่เกี่ยวข้อง จำนวน ๒ ครั้ง ได้แก่

๑) วันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๕๒ เห็นชอบข้อเสนอนโยบายการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๔) ใช้จ่ายเพื่อการศึกษาและวิจัย รวมทั้งส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

๒) วันที่ ๒๗ เมษายน ๒๕๕๔ เห็นชอบเงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๓) และ ๙๗(๔) จากผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้าในอัตรา ๐.๕ สตางค์ต่อหน่วยจำหน่าย

ประเด็น	รายละเอียด	
ผู้นำส่งเงินเข้ากองทุน	ผู้รับใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า	
อัตราเงินนำส่งเข้ากองทุน	0.005 บาทต่อหน่วยจำหน่ายสุทธิ (0.5 สตางค์ต่อหน่วยจำหน่ายสุทธิ)	
ประมาณการเงินนำส่งเข้ากองทุน	850 – 1,000 ล้านบาทต่อปี	
วัตถุประสงค์การใช้จ่ายเงินกองทุน	เพื่อการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย	
ประเภทแผนงานที่มีสิทธิขอรับการจัดสรรเงินจากกองทุน	จำแนกเป็น 5 แผนงาน ดังนี้ 1.แผนงานส่งเสริมและสาธิต การใช้พลังงานหมุนเวียนในการประกอบกิจการไฟฟ้า2.แผนงานพัฒนาและปรับปรุงเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย 3.แผนงานศึกษาและวิจัย ด้านพลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย 4.แผนงานการบริหารจัดการ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายสนับสนุนการปฏิบัติงาน 5.แผนงานอื่นที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของกองทุนตามมาตรา 93 หรือมาตรา 97(4) ตามที่ กกพ. เห็นชอบ	
กรอบการจัดสรรเงิน	ประเภทแผนงาน	วงเงินจัดสรร (ร้อยละของงบประมาณ)
	แผนงานที่ 1	ไม่เกิน 30%
	แผนงานที่ 2	ไม่เกิน 30%
	แผนงานที่ 3	ไม่เกิน 25%
	แผนงานที่ 4	ไม่เกิน 15%
	แผนงานที่ 5	-
	รวม	100%
หมายเหตุ : ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 33/2559 (ครั้งที่ 413) เมื่อวันที่ 3 สิงหาคม 2559		
รูปแบบของการจัดสรรเงิน	1.เงินให้เปล่าเต็มจำนวน 2.เงินให้เปล่าบางส่วน 3.เงินสนับสนุนผ่านความร่วมมือระหว่างหน่วยงานที่มีข้อตกลงกับสำนักงาน กกพ. 4.เงินสนับสนุนในรูปแบบอื่นตามที่ กกพ. กำหนด	
ผู้มีสิทธิยื่นขอรับการจัดสรรเงิน	ผู้มีสิทธิยื่นขอรับการจัดสรรเงินกองทุน จะต้องมีสัญชาติไทย หรือเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย ซึ่งผู้แทนนิติบุคคลจะต้องมีสัญชาติไทย ได้แก่ 1. หน่วยงานของรัฐ 2. สถาบันการศึกษา 3. สหกรณ์ 4. องค์กรไม่แสวงหากำไร 5. ผู้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน 6. อื่นๆ ตามที่ กกพ. กำหนด	

ภาพที่ ๒.๒๐ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๔)

๒.๑๓.๓ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗(๕)

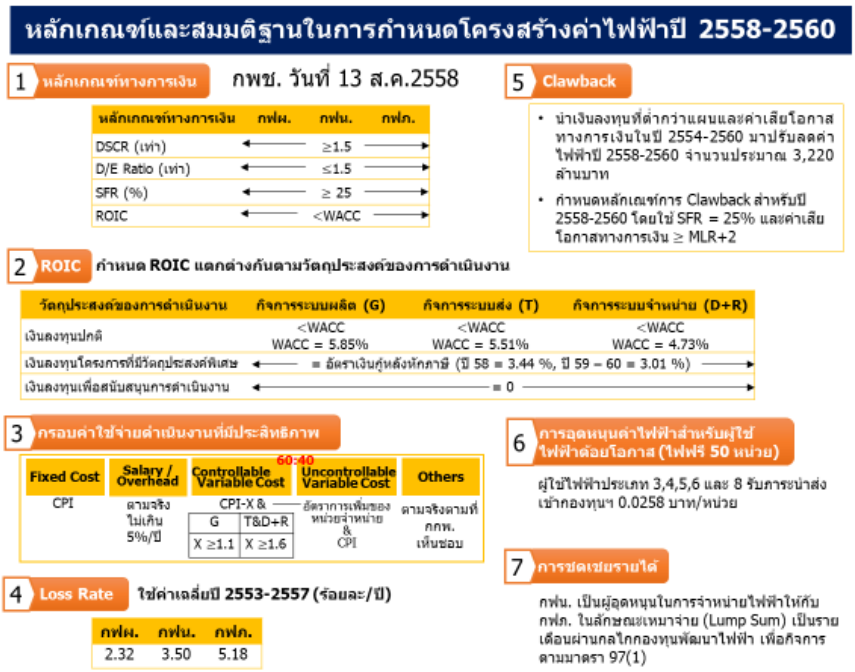
กองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการส่งเสริมสังคมและประชาชนให้มีความรู้ ความตระหนักและมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้า จัดเก็บในอัตรา ๐.๒ สตางค์ต่อหน่วยจำหน่าย

๒.๑๔ การจัดการและการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

ในอดีตค่าไฟฟ้ามีเพียงส่วนเดียว เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายควบคุมราคาน้ำมัน ทำให้ระดับราคาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก แต่เมื่อรัฐบาลตัดสินใจประกาศลอยตัวราคาน้ำมันในเดือนมิถุนายน ๒๕๓๔ ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าก็เริ่มมีการผันแปรตามราคาตลาด คณะรัฐมนตรีจึงมีมติให้ปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศเป็น ๒ ส่วน คือ ค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปรหรือค่าเอฟที (F_t) โดยเริ่มใช้ตั้งแต่เดือนตุลาคม ๒๕๓๔ มาจนถึงปัจจุบัน ทั้งนี้เพื่อให้เป็นกลไกในการปรับราคาค่าไฟฟ้าให้เคลื่อนไหวตามค่าใช้จ่ายในส่วนที่อยู่นอกการควบคุมของการไฟฟ้า

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบันเป็นแบบ Enhanced Single Buyer (ESB) และโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันจึงอาศัยหลักการสะท้อนต้นทุนของระบบไฟฟ้าและการบริหารจัดการในกิจการไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การผลิตไฟฟ้าที่จะส่งไฟฟ้าผ่านระบบส่ง

และระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าทั้งค่าไฟฟ้าฐานและค่าเอฟที (F_t) ซึ่งทั้งหมดอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน



ภาพที่ ๒.๒๑ หลักเกณฑ์และสมมุติฐานในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าตั้งแต่พฤศจิกายน ๒๕๕๘[๑๖]

ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้านั้นการพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าตามภาพที่ ๒.๒๑ จะต้องพิจารณาภายใต้เงื่อนไขกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยให้ทบทวนหลักเกณฑ์การปรับปรุงประสิทธิภาพที่ใช้อยู่ในปัจจุบันหรือเพิ่มเติมมาตรการจูงใจต่อการไฟฟ้าในการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานอย่างต่อเนื่องและไม่กระทบต่อคุณภาพของการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงเปิดเผยหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า เพื่อให้การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง มีฐานะการเงินที่สามารถบริหารจัดการทางเงินได้โดยมีฐานะการเงินเพียงพอต่อการขยายกิจการอย่างต่อเนื่องและเหมาะสมในระยะยาว ทั้งนี้ มีการกำหนดหลักเกณฑ์ของการเงิน ซึ่งประกอบด้วย (๑) ผลตอบแทนการลงทุนสะท้อนต้นทุนการเงินของทั้ง ๓ การไฟฟ้า (Return On Invested Capital: ROIC) กำหนดให้ไม่เกินค่า WACC กล่าวคือ กฟผ.ประกอบด้าย กิจการการผลิตเท่ากับ ๕.๘๕ เปอร์เซ็นต์ กิจการส่งเท่ากับ ๕.๕๑ เปอร์เซ็นต์ และกิจการจำหน่ายทั้ง กฟน. และ กฟภ. เท่ากับ ๔.๗ เปอร์เซ็นต์ ๒) อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debit Service Converge Ratio : DSCR) ไม่น้อยกว่า ๑.๕ เท่า (๓) อัตราส่วนหนี้สินต่อการสร้างทุน (Debit/Equity Ratio: D/E)

[๑๖] ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ไม่เกิน ๑.๕ เท่า และ (๔) อัตราส่วนการลงทุนจากเงินได้ (Self – Financing Ratio: SFR) ไม่น้อยกว่าร้อยละ ๒๕ รวมถึงยังมีการควบคุมค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพและควบคุมการบริหารงานด้านเทคนิค คือ ควบคุมการสูญเสีย (Loss) ของการส่งกระแสไฟฟ้าไว้ดังนี้ กฟผ. ไม่เกินร้อยละ ๒.๓๒ กฟน. ไม่เกินร้อยละ ๓.๕ และ กฟภ. ไม่เกินร้อยละ ๕.๑๘ นอกจากนี้ ยังมีการติดตามการลงทุนของการไฟฟ้าโดยกำหนดให้มีบทปรับการลงทุนของการไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าหรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็นหรือไม่มีประสิทธิภาพ (Crawl Back) และมีการประเมินบทปรับการลงทุนของการไฟฟ้าหลังจากสิ้นปีบัญชีเป็นประจำทุกปีอีกด้วย

ทั้งนี้ หลักเกณฑ์ฯ ข้อ ๖ การอุดหนุนค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าด้อยโอกาส (ไฟฟ้าฟรี ๕๐ หน่วย) ได้แก้ไขปรับปรุงตามประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘ เมื่อพฤศจิกายน ๒๕๖๑

หน้าที่ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

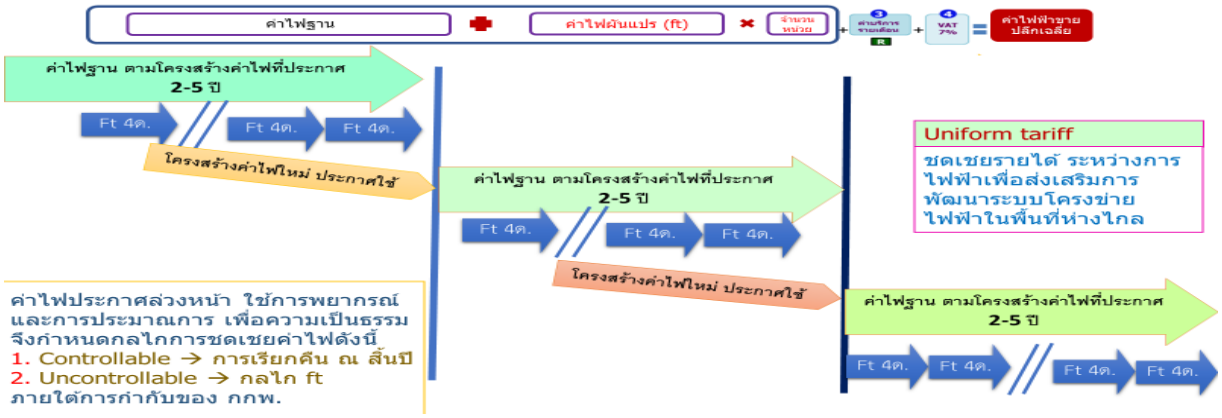
๒.๑๔.๑ กำกับการลงทุนของการไฟฟ้า

กกพ. ทำหน้าที่กำกับดูแลการลงทุนของ ๓ การไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) สำหรับ กฟผ. และแผนการลงทุนระบบจำหน่ายของ กฟน. และ กฟภ. โดยจะสอดคล้องกับแผน PDP ซึ่งการลงทุนนั้นจะใช้ในการคิดอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

๒.๑๔.๒ กำหนดกลไกการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุนอย่างเหมาะสม

การกำกับดูแล กกพ. จะตรวจสอบและกำกับฐานะการเงินของการไฟฟ้า รวมถึงการเรียกคืนผลตอบแทนที่เกินเกณฑ์ และเรียกคืนเงินลงทุนที่ช้ากว่าแผน

นอกจากนี้ยังตรวจสอบและวิเคราะห์สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า (Fuel mix) พร้อมอาจเสนอมาตรการเพื่อลดภาระต้นทุนในระบบผลิตและส่งจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น ที่มีผลต่อการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ โดย กกพ. จะพิจารณาครอบคลุมถึงประสิทธิภาพในการบริหารการใช้เชื้อเพลิงและการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น รวมทั้งกำหนดสมมติฐานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติทุก ๔ เดือน ตามภาพที่ ๒.๒๒ (ด้านล่าง) ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมกับผู้ใช้ไฟฟ้าและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนของผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าด้วย



ภาพที่ ๒.๒๒ กลไกการปรับอัตราค่าไฟฟ้าฐานและค่าเอฟที (F_t)

การปรับค่าไฟฟ้าฐาน

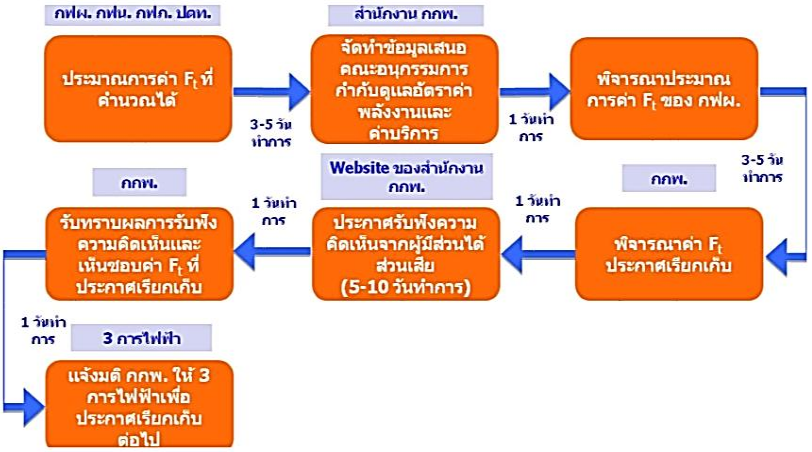
ค่าไฟฟ้าส่วนที่ ๑ หรือ ค่าไฟฟ้าฐาน เป็นค่าไฟฟ้าที่สะท้อนรายจ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามรอบของการทำค่าไฟฟ้าฐานโดยปกติจะมีช่วงเวลาระหว่างสองถึงห้าปี ซึ่งเป็นการลงทุนเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในช่วง ๒๐ ปีข้างหน้าประกอบด้วยรายจ่ายของการไฟฟ้า ๓ ส่วนใหญ่ ๆ ได้แก่ ๑) ต้นทุนทางการเงินที่การไฟฟ้าใช้ในการก่อสร้างขยายระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายในอนาคต ๒) ต้นทุนในการดำเนินงาน เช่น ค่าใช้จ่ายดำเนินงานและบำรุงรักษาระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย ค่าบริหารจัดการตลอดจนผลตอบแทนการลงทุน และ ๓) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า

การปรับค่าไฟฟ้าผันแปรหรือ “ค่าเอฟที (F_t)”

ค่าไฟฟ้าส่วนที่ ๒ หรือ “ ค่าเอฟที (F_t)” คำว่า ค่าเอฟที (F_t) เดิมหมายถึง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (Fuel) ที่แปรผันไปตามเวลา (Adjustment time) ในที่นี้ หมายถึง ค่าไฟฟ้าที่สะท้อนค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มหรือลดจากค่าใช้จ่ายตามค่าไฟฟ้าฐาน

โดยปกติ อัตราค่าไฟฟ้าฐานและค่าเอฟที (F_t) จะประกาศล่วงหน้าก่อนเรียกเก็บจริง เพื่อให้ภาคอุตสาหกรรมสะดวกในการคิดต้นทุนสินค้า ในกรณีที่ต้นทุนค่าไฟฟ้าเบี่ยงเบนไปจากที่กำหนดไว้ในอัตราค่าไฟฟ้า เช่น อัตราแลกเปลี่ยนปรับเพิ่มขึ้นตามกลไกตลาด การลงทุนต่ำกว่าแผน กกพ. จะทำหน้าที่ตรวจสอบ กำกับดูแล และการเรียกคืนรายได้ส่วนต่างเพื่อกลับคืนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบเงินบริหารเพื่อการรักษาเสถียรภาพของ ค่าเอฟที (F_t) นอกจากกลไกการเรียกคืนรายได้ส่วนต่างแล้ว กกพ. ยังมีอีกหลายเครื่องมือในการกำกับดูแลและประกอบการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า ประกอบด้วย กลไกการชดเชยรายได้ การกำกับประสิทธิภาพ การกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้า การกำกับมาตรฐานวิศวกรรมและมาตรฐานคุณภาพบริการ เป็นต้น

ตั้งแต่ปี ๒๕๕๑ การพิจารณากำหนดค่าเอฟที (F_t) เป็นอำนาจของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามมาตรา ๖๔ ถึงมาตรา ๗๑ แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐[๑๗] โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าพลังงานและค่าบริการ เพื่อทำหน้าที่กลั่นกรองความถูกต้องของการคำนวณ ค่าเอฟที (F_t) ให้เป็นไปตามสูตรการคำนวณที่คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบ แล้วนำเสนอคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานพิจารณาประกาศอนุมัติ



ภาพที่ ๒.๒๓ ขั้นตอนการพิจารณาค่าเอฟที (F_t)

ภาพที่ ๒.๒๓ แสดงขั้นตอนการพิจารณา ค่าเอฟที (F_t) ผู้ประกอบกิจการพลังงานประกอบด้วย กฟผ. กฟภ. กฟน. และ ปตท. จะจัดทำข้อมูลประกอบการจัดทำประมาณการค่า F_t (หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ และ ประมาณการราคาเชื้อเพลิง เป็นต้น) เพื่อเสนอคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าพลังงานและค่าบริการ ซึ่งประกอบด้วยผู้แทนจากภาครัฐ อาทิเช่น คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) และผู้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า อาทิเช่น สำนักงานคณะกรรมการคุ้มครองผู้บริโภค (สคบ.) สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย พิจารณากลั่นกรองความถูกต้องของการนำค่าใช้จ่ายส่วนที่เปลี่ยนแปลงนั้นมาคำนวณในสูตรค่าเอฟที (F_t) จากนั้นจึงนำเสนอ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบแล้วประกาศรับฟังความคิดเห็นจากประชาชนเป็นเวลา ๕ - ๑๐ วัน จากนั้นคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานจึงประกาศค่าเอฟที (F_t) ดังกล่าวเพื่อให้การไฟฟ้าใช้เรียกเก็บจากประชาชนคราวละ ๔ เดือน

[๑๗] อ้างอิงจาก https://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/StaticPage/StaticPage.aspx?p=158&Tag=%E0%B8%9E.%E0%B8%A3.%E0%B8%9A.%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%AD%E0%B8%9A%E0%B8%81%E0%B8%B4%E0%B8%88%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%9E%E0%B8%A5%E0%B8%B1%E0%B8%87%E0%B8%87%E0%B8%B2%E0%B8%99%20%E0%B8%9E.%E0%B8%A8.%20%E0%B9%92%E0%B9%95%E0%B9%95%E0%B9%90&muid=24&prid=25

๒.๑๔.๓ การกำกับประสิทธิภาพ นอกจากการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้า Ft ตามข้อ ๒.๑๓.๒ ข้างต้นแล้ว ภายใต้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามนโยบายของรัฐนั้นเป็นอำนาจหน้าที่ตามมาตรา ๖๕ (๒) และ ๖๕ (๓) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ กำหนดให้ กกพ. กำกับการเปลี่ยนแปลงเดินเครื่องและการสั่งจ่ายไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator : SO) รวมทั้งมาตรฐานวิศกรรมและมาตรฐานคุณภาพอีกด้วย ดังนี้

การกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้า

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator : SO) เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่วางแผนควบคุมการผลิตและส่งพลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้เพื่อให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมีความมั่นคง เชื่อถือได้และมีคุณภาพด้วยต้นทุนที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงสิ่งแวดล้อม ตลอดจนปฏิบัติกับผู้ผลิตไฟฟ้าทุกรายอย่างเท่าเทียมกันตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และกติกาการใช้ระบบโครงข่าย (Grid Code) ด้วยความโปร่งใส เป็นธรรมและตรวจสอบได้

การรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้มีระดับความมั่นคงเชื่อถือได้เพียงพอนั้นระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ไม่น้อยกว่าร้อยละ ๑๕ กล่าวคือ มีโรงไฟฟ้าเพียงพอที่จะรองรับความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่เพิ่มขึ้นอย่างเหมาะสม ด้วยเหตุที่กำลังผลิตไฟฟ้ามีปริมาณมากกว่าความต้องการไฟฟ้า อีกทั้งเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและเชื้อเพลิงที่แตกต่างกันจะส่งผลให้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันด้วย การเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหรือการสั่งจ่ายไฟฟ้าจึงเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลโดยตรงอย่างมีนัยต่อต้นทุนค่าไฟฟ้า

การสั่งการเดินเครื่องตามข้อกฎหมายหรือนโยบายของรัฐ หมายถึง กรณีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามที่กฎหมายกำหนดหรือตามนโยบายของรัฐ เช่น การสั่งการเดินเครื่องเพื่อให้การปล่อยมลพิษเป็นไปตามกฎหมายสิ่งแวดล้อม การรับซื้อน้ำมันปาล์มเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

หลักการเดินเครื่องในปัจจุบัน อาจจำแนกได้เป็น ๓ ประเภท ดังนี้

๑) Must Run : Must Run หมายถึง การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความมั่นคงระบบไฟฟ้า ซึ่งหากไม่เดินเครื่องโรงไฟฟ้าเหล่านี้แล้วระบบไฟฟ้าจะมีความมั่นคงลดลง หากเหตุการณ์ใดเหตุการณ์หนึ่งเกิดขึ้นอาจนำไปสู่ไฟฟ้าดับได้

๒) Must Take : Must Take หมายถึง การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ต้องรับซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำตามสัญญา หมายรวมทั้งสัญญารับซื้อไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) เช่น ข้อกำหนดในสัญญา PPA สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ประเภท SPP Firm & SPP non-firm และสัญญาด้านเชื้อเพลิง ได้แก่ สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น ซึ่งหากไม่เดินเครื่องโรงไฟฟ้าเหล่านี้แล้วจะนำไปสู่การจ่ายเงินค่าซื้อไฟฟ้าหรือซื้อก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำโดยไม่ได้รับพลังงานไฟฟ้า

๓) Merit Order : Merit Order หมายถึง หลักการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยเริ่มจากสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มต่ำสุด (Minimum incremental cost) ตามลำดับตามปริมาณความต้องการไฟฟ้าขณะนั้น ๆ ทั้งนี้ การสั่งจ่ายในกลุ่ม Merit order จะพิจารณา

ในส่วนที่เหลือจากการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในสองส่วนแรก คือ Must Run และ Must Take ทั้งนี้หลักการ Merit Order เป็นหลักการเพื่อให้ต้นทุนภาพการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมต่ำที่สุด

การสั่งการเดินกรณีเหตุฉุกเฉิน หมายถึง กรณีเกิดเหตุการณ์หรือสถานการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วนโดยไม่คาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้า เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อันเป็นเหตุให้ไม่สามารถควบคุมระบบไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพปกติได้ รวมทั้งอาจก่อให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้างหรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง หรือเหตุที่อาจทำให้เกิดอันตรายต่อบุคคล ทรัพย์สิน หรือเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ทั้งนี้ ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติโดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วน การสั่งการเดินเครื่องจะดำเนินการตามสถานการณ์ตามแนวทางของแผนรองรับเหตุฉุกเฉิน

การกำกับดูแลการสั่งจ่ายไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator: SO)

เพื่อให้เป็นไปตามมาตรา ๘๗ ๘๘ และ ๙๗(๒) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐ โดยในปัจจุบัน กกพ. ได้กำหนดเกณฑ์การกำกับดูแลการสั่งจ่ายไฟฟ้าของ SO เป็นหนึ่งในเงื่อนไขท้ายใบอนุญาตให้แก่ผู้รับใบอนุญาตที่มีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยเกณฑ์กำหนดให้ SO ต้องจัดส่งรายงานวิเคราะห์ข้อมูล Dispatching factor[๑๘] เป็นรายเดือนเสนอต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาความเหมาะสมของผลการสั่งจ่ายไฟฟ้าของ SO บนหลักการที่ให้ต้นทุนการดำเนินการต่ำที่สุด (Minimum Operating Cost) กล่าวคือ SO ต้องสั่งจ่ายไฟฟ้าตามหลักการ Merit Order เท่านั้น เว้นแต่มีความจำเป็นต้องสั่งการเดินเครื่องตามข้อกฎหมาย หรือ Must Run หรือ Must Take

การกำกับมาตรฐานวิศวกรรมและมาตรฐานคุณภาพบริการ

ตามมาตรา ๗๒ ๗๓ ๘๑ ๘๖ ๘๗ ๘๘ และ ๘๙ แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ กกพ. มีอำนาจหน้าที่ในการกำหนดมาตรฐานเพื่อให้ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ปฏิบัติตาม ทั้งนี้ การไฟฟ้าทั้งสามแห่งอาจพิจารณากำหนดมาตรฐานเพิ่มเติมในรายละเอียดภายใต้ขอบเขตอำนาจตามที่กฎหมายกำหนด แต่ต้องไม่ขัดหรือแย้งกับมาตรฐานที่ กกพ. กำหนด[๑๙]

---

๑๘ Dispatching factor (D.F.) หมายถึง ร้อยละการใช้ประโยชน์บนความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าใช้อธิบายถึงสาเหตุการไม่สามารถสั่งจ่ายไฟฟ้าตามหลักการ Merit order เพื่อนำไปสู่ข้อเสนอแนะการปรับปรุงระบบไฟฟ้า หรือข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการจัดหาไฟฟ้าของประเทศ

๑๙ มาตรา ๑๔๗ บรรดาอำนาจ สิทธิและประโยชน์ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีอยู่ตามกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้านครหลวง และกฎหมายว่าด้วยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้ยังคงมีอยู่ต่อไปเท่าที่ไม่ขัดหรือแย้งต่อพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐

๒.๑๔.๔ กลไกการบริหารจัดการการชดเชยรายได้ตามนโยบายภาครัฐ ตามที่ภาคนโยบายได้กำหนดให้ใช้อัตราค่าไฟฟ้าเท่ากันทั้งประเทศ (Uniform Tariff) เพื่อดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสที่อยู่ในพื้นที่เขตชนบทห่างไกลให้มีโอกาสในการใช้ไฟฟ้าในอัตราเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ชุมชนหนาแน่นที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำกว่า เพื่อกระจายความเจริญตามนโยบายของประเทศ ดังนั้นจึงกำหนดให้มีกลไกชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามต้นทุนค่าระบบจำหน่ายที่ไม่เท่ากัน ทั้งนี้การดำเนินการชดเชยรายได้จะอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ.

๒.๑๔.๕ เผยแพร่การคำนวณค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) กกพ. กำหนดให้มีการประกาศรับฟังความคิดเห็นค่าไฟฟ้า F_t ทุก ๆ ๔ เดือน ผ่านหน้าเว็บไซต์ของสำนักงาน กกพ. จากประชาชนเป็นระยะเวลา ๕ – ๑๐ วัน เพื่อรับฟังความคิดเห็นประกอบการพิจรณาค่า F_t ในแต่ละงวด

บทที่ ๓
ปัญหาและอุปสรรคโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

จากการพิจารณารวบรวมประเด็นต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องตามกรอบวัตถุประสงค์ของการศึกษาตามบทที่ ๒ ได้แก่ การศึกษาโครงสร้างกิจการไฟฟ้า กลไกตลาด ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่ออัตราค่าไฟฟ้า ตลอดจนถึงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับระบบพลังงานไฟฟ้า รวมถึงการที่คณะอนุกรรมาธิการได้เชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมา ได้แก่ ผู้เชี่ยวชาญ และนักวิชาการจากสถาบันการศึกษามาให้ข้อมูลเพิ่มเติม รวมทั้งคณะกรรมาธิการได้วิเคราะห์ข้อมูลและสถานการณ์ต่าง ๆ อาจสรุปปัจจัยที่มีผลโดยตรงต่อการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) ให้เหมาะสมและเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ให้บริการจัดหาไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

๓.๑) ปัจจัยที่ ๑ : ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า และอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

๓.๒) ปัจจัยที่ ๒ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบการผลิต (Generation) :

- ค่าเชื้อเพลิง (กฟผ.)
- การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ
- การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
- ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense: PE)

๓.๓) ปัจจัยที่ ๓ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า (Transmission) และระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution)

๓.๔) ปัจจัยที่ ๔ : ประสิทธิภาพของการบริหารเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF) ตามมาตรา ๙๗ (๓) ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕)

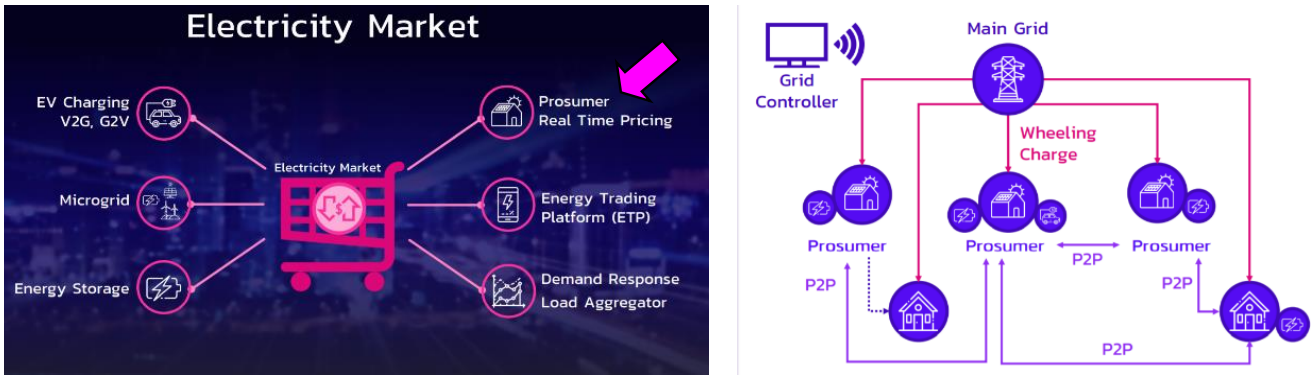
๓.๕) ปัจจัยที่ ๕ : ประสิทธิภาพในการจัดการและการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

โดยมีรายละเอียดแต่ละปัจจัยดังต่อไปนี้

๓.๑ ปัจจัยที่ ๑ : ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

ในปัจจุบัน Disruptive Technology ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าและต้นทุนในการจัดหาและผลิตไฟฟ้าของประเทศอย่างมาก ตลอดจนมีการเปลี่ยนแปลงด้านนโยบายต่าง ๆ ของรัฐบาล อาทิ แผนยุทธศาสตร์ชาติ แผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน แผนพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติ และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และที่สำคัญ ผู้ใช้ไฟฟ้าก็มีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการบริโภคพลังงานไฟฟ้าไปจากเดิมกล่าวคือ จากที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวกลายเป็นทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า

จากการพิจารณาหลักการการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า **“ให้เป็นธรรมทั้งผู้ผลิต ผู้ให้บริการและผู้ใช้ไฟฟ้า”** คณะอนุกรรมาธิการพบว่า



ภาพที่ ๓.๑ กลไกตลาดไฟฟ้ายุคดิจิทัล : PROSUMER / P๒P

๑) กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใหม่ เรียกว่า **PROSUMER / P๒P** เป็นนวัตกรรมการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ผลิต (Prosumer) และผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumer) ตามภาพที่ ๓.๑

๑.๑) **PROSUMER** (Producer + Consumer) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้จะเป็นทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าในคนเดียวกัน เป็นได้ทั้งประเภทที่อยู่อาศัย และธุรกิจ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้จะใช้ Disruptive Technology เช่น Solar หรือ RE technology มาผลิตไฟฟ้าใช้เอง เพื่อเป็นทางเลือกในการลดต้นทุนการใช้ไฟฟ้า แต่ยังต้องการไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพื่อสำรองไว้ใช้ทดแทนในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวขัดข้อง หรือหยุดเพื่อซ่อมแซมบำรุงรักษา ซึ่งพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้จะส่งผลให้มีความผันผวนสูงและมีความไม่แน่นอน

๑.๒) **P๒P** เป็น Prosumer ตามข้อ ๑.๑ และยังมีการขายไฟฟ้ากันเองแบบ Peer to Peer เข้าข่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแบบ Non-Firm SPP แต่ใช้ระบบส่ง - จำหน่ายของการไฟฟ้า จึงไม่มีการลงทุนระบบขายไฟฟ้า โดยใช้อัตรา Uniform Tariff เป็นอัตราอ้างอิง (เฉลี่ยประมาณ ๓ - ๔ บาทต่อหน่วย) ทำให้มีกำไรสูงมาก ในทางตรงกันข้าม หากตลาดมีการแข่งขันกันมากขึ้น Prosumer กลุ่มนี้อาจจะใช้ประโยชน์จากกำไรดังกล่าว ไปลดค่าไฟฟ้าให้กับลูกค้าของตนเองก็จะยิ่งมีลูกค้ามากยิ่งขึ้น

แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าข้างต้นจะมีเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ระดับความต้องการไฟฟ้าจะมีความไม่แน่นอนและผันผวนสูง และจะส่งผลให้เงินชดเชยอุดหนุนไฟฟ้าแก่ผู้ด้อยโอกาสไปเป็นภาระแก่ผู้ใช้ไฟที่อยู่ในระบบ (On-Grid) มากขึ้น ซึ่งนับว่าจะไม่เป็นธรรมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ นอกจากนี้ ยังจะส่งผลให้การวางแผนการผลิตและการสำรองไฟฟ้าของประเทศมีปัญหาและอาจจะกระทบถึงความมั่นคงและเสถียรภาพของโครงสร้างสังคมและเศรษฐกิจของประเทศชาติในที่สุด

จากการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Prosumer นี้อาจจะส่งผลกระทบต่อระบบการจัดการ พลังงานไฟฟ้าของประเทศอย่างมาก ดังนั้น รัฐจึงต้องพิจารณาทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้อย่างจริงจังเพื่อให้ความเป็นธรรมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังอยู่ในระบบ เช่น การเรียกเก็บเงินทดแทน “เงินชดเชยอุดหนุนแก่ผู้ด้อยโอกาสในพื้นที่ห่างไกล” ที่บุคคลเหล่านี้ไม่ได้จ่าย

๒) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๑ ที่อยู่อาศัย : รัฐมีนโยบายให้ใช้ไฟฟ้าฟรีสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้น้อย กล่าวคือ ผู้ที่ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า ๕๐ หน่วยต่อเดือนยังมีช่องโหว่ เช่น ผู้ที่มีบ้านหลายหลังซึ่งไม่ใช่ผู้มีรายได้น้อยจริงก็ได้รับประโยชน์นี้ด้วย หรือกรณีตรงข้าม คือ ผู้รายได้น้อยแต่เช่าห้องพักในอพาร์เมนต์ถูกคิดค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูง ทำให้ไม่เป็นไปตามหลักการ

๓) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๗ สูบน้ำเพื่อการเกษตร : อัตราส่วนค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ อาจไม่สามารถจูงใจให้ใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ แบ่งเป็นสองกลุ่มคือ แบบ TOU และแบบ Progressive ทั้งนี้ แบบ TOU จะไม่สะท้อนลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้จึงอาจจะเสียค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นทำให้เป็นภาระต่อการดำรงชีพ

๔) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๑๑ EV low priority rate : สำหรับสถานีบริการ ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้า EV ยังไม่ได้มีผลใช้ในปัจจุบัน จึงต้องมีการจัดเก็บข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า รวมถึง Model การพยากรณ์ลักษณะความต้องการไฟฟ้าจาก EV ในอนาคตให้รอบคอบก่อนกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าของกลุ่มนี้ต่อไป

๕) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมบางประเภทต้องการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพสูงขึ้น เนื่องจากเครื่องจักรใหม่ ๆ ที่มีอิเล็กทรอนิกส์หรือไมโครโปรเซสเซอร์เป็นโหลดที่มีความไวต่อคุณภาพทางไฟฟ้า ทำให้การไฟฟ้าต้องมีการลงทุนสูงในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีคุณภาพทางไฟฟ้าที่สูงเพียงพอ

๖) อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU (Time of Usage) ที่มีอัตราในช่วงเวลา Peak time และเวลา Off-Peak time เนื่องจากพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไปจากผลการศึกษาในอดีต เช่น การกำหนดวันเสาร์ให้เป็น Off- Peak Time แต่จาก Load Profile การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน การใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์ใกล้เคียงกับการใช้ไฟฟ้าในวันปกติมากกว่าวันอาทิตย์ ทำให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าไม่เหมาะสม

โครงสร้างประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามประเภทอัตราค่าไฟฟ้า ๑๑ ประเภทที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนั้นได้ใช้มาตั้งแต่ปี ๒๕๓๔ นอกจากนี้ ยังมีผู้ใช้งานประเภทใหม่เพิ่มขึ้น นอกเหนือจาก ๑๑ ประเภทที่มีอยู่ ดังนั้น จึงควรศึกษาใหม่อย่างจริงจัง เนื่องจากโครงสร้างปัจจุบันไม่มีการทบทวนมานานแล้ว และควรมีการคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยี และการเข้าถึงไฟฟ้าของประชาชนแบบให้มีทางเลือกมากขึ้น รวมทั้งพิจารณาค่าไฟฟ้าบนเกาะว่าจะใช้อัตรา Uniform tariff หรือให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงแต่ละเกาะเนื่องจากใช้เงินลงทุนสูงแต่จำนวนผู้ใช้น้อยราย

๓.๒ ปัจจัยที่ ๒ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบการผลิต (Generation)

ระบบการผลิตเป็นปัจจัยที่มีผลต่ออัตราค่าไฟฟ้ามากที่สุด กล่าวคือมากกว่าร้อยละ ๘๐ ของต้นทุนค่าไฟฟ้าในปี ๒๕๖๒ ซึ่งประกอบด้วย เงินลงทุนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ ค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐให้แก่ Adder หรือ FiTa ด้วยความสำคัญดังกล่าวข้างต้น คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงควรให้ความสำคัญในการพิจารณาปัจจัยเหล่านี้ เพื่อทำให้อัตราค่าไฟฟ้ามีความเป็นธรรมและเหมาะสมมากขึ้น

๓.๒.๑ ค่าเชื้อเพลิง (กฟผ.)

การผลิตไฟฟ้ายังพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนที่สูง โดยมีต้นทุน ๒ ส่วน คือ ค่าเนื้อก๊าซและค่าบริการผ่านท่อที่ต้องจ่ายให้แก่ ปตท. สำหรับค่าบริการผ่านท่อนี้ กฟผ. และผู้ผลิตรายใหญ่ต้องมีการจ่ายตามที่ทำสัญญาจอง เป็นที่สังเกตว่า ปตท. จะทำกำไรจากเงินจองส่วนเกินนี้มาก ซึ่งทำให้ต้นทุนการผลิตสูงเกินความจริงและจะส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกสูงเกินไป

นอกจากนี้ ราคาค่าไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติถูกออกแบบให้สะท้อนราคาช้ากว่าราคาตลาดประมาณ ๖ - ๑๒ เดือน ทั้งนี้ เพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าต่อการแบกภาระค่าไฟฟ้าในกรณีที่มีการขึ้นราคาเชื้อเพลิง

การผลิตไฟฟ้าพึ่งพาก๊าซธรรมชาติมากเกินไป ควรพิจารณาเชื้อเพลิงทางเลือกอื่น ๆ ที่มีราคาถูกและผันผวนน้อย เช่น ถ่านหิน เป็นต้น เพื่อลดความเสี่ยงและความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง

๓.๒.๒ การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ

รัฐมีนโยบายส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี ๒๕๓๕ เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐและลดภาระหนี้สะสม โดยในอดีต กฟผ. กู้เงินจนเต็มเพดานการกู้ จึงให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนรายใหญ่ (IPP) ในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนรายเล็ก (SPP) เพื่อเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยใช้ระบบพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานพลอยได้ (ไอน้ำ) ในประเทศและพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้า

๑) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตฟ้าขนาดเล็กในรูป SPP – Cogeneration เป็นนโยบายที่ส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและขายไฟฟ้าให้ลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าที่มีคุณภาพดี แต่เนื่องจากมีข้อจำกัดของขนาด (Economy of Scale) และราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าราคาซื้อขายให้กับ IPP และกำหนดปริมาณขายไฟฟ้าให้ กฟผ. มากกว่าที่ขายให้กับลูกค้าและราคาสูงกว่า IPP ส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าโดยรวม

๒) ในปัจจุบันระบบไฟฟ้าของไทยมีปริมาณสำรองประมาณร้อยละ ๔๐ สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ประมาณร้อยละ ๑๕ ดังนั้น ในการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตามแผน PDP ควรคำนึงถึงความสอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไป อันเนื่องมาจาก Disruptive Technology และควรมีการรับซื้อโดยวิธีการประมูลแข่งขันที่โปร่งใส เพื่อให้ราคาไฟฟ้าดีที่สุด

๓) การสัญญา PPA ของทั้งโรงไฟฟ้า IPP และ SPP ในอนาคต ควรมีความยืดหยุ่นในการเลื่อนให้ช้าลงหรือเร็วขึ้นได้ เพื่อให้เหมาะสมกับความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะอย่างยิ่ง Disruptive technology เริ่มเข้ามาเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าและโครงสร้างตลาดไฟฟ้าของประเทศไทย ทำให้การวางแผนในอนาคตไกล ๆ ทำได้ยากขึ้น และแผนต้องมีความยืดหยุ่นเปลี่ยนแปลงได้

๔) การรับซื้อไฟฟ้าเอกชน ประเทศไทยยังไม่มีตลาดการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าและการแข่งขันทางด้านราคา ทำให้ต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนมีต้นทุนสูงกว่าที่ควร เนื่องจากปัจจุบันโรงไฟฟ้าในบางประเภท มีต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำลง

๓.๒.๓ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

๑) ควรมีการทบทวนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศตามแผน PDP ใหม่ทั้งหมด เพราะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองในระดับสูง เมื่อสถานการณ์โควิด-๑๙ คลี่คลาย และพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าใหม่ ภายหลังสถานการณ์โควิด- ๑๙ สงบลง

๒) โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจาก สปป. ลาว โครงการใหม่ ๆ มีต้นทุนสูงขึ้น เนื่องจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ดำเนินการด้วยต้นทุนต่ำได้หมดแล้ว

๓) โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจาก สปป. ลาว ใหม่ ๆ เป็นโรงไฟฟ้า Run of River จากแม่น้ำโขง ซึ่งการดำเนินการโครงการมีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมสูง ทำให้มีการร้องเรียนจากประชาชนและนักสิ่งแวดล้อมจำนวนมาก

ดังนั้น การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จะต้องคำนึงถึงต้นทุนที่ไม่แพงกว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าในประเทศ รวมทั้งคำนึงถึงผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างรอบด้านด้วย

๓.๒.๔ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (Policy Expense: PE)

วัตถุประสงค์ของค่าใช้จ่ายเป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ เช่น ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder หรือ Feed-in Tariff (FiTa) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามอัตราที่ กกพ. กำหนดภายใต้กรอบนโยบายของ กพช. ค่าใช้จ่ายตามมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่น ๆ เช่น การส่งเสริมการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ ๓ จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ ๔ อำเภอของจังหวัดสงขลา

และการให้ กฟผ. เพิ่มสัดส่วนการรับซื้อน้ำมันปาล์มดิบมาผสมที่โรงไฟฟ้ากระบี่ เป็นต้น จำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ ดังนี้

๑) การควบคุมระดับการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการไฟฟ้าที่เหมาะสมซึ่งมีผลต่อการปรับขึ้นและลดลงของระดับราคาค่าไฟฟ้า โดยเฉพาะในสถานการณ์ที่มีพลังงานหมุนเวียน (RE) มาก อาจทำให้ต้นทุนการลงทุนระบบไฟฟ้าสูงขึ้น ซึ่งต้องมีการควบคุมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ในปัจจุบันและในอนาคตผู้บริโภคแต่ละประเภทจะมีการผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้นหรือเป็น Prosumer อาจจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีการผันผวนสูง ทำให้การไฟฟ้าต้องมีการลงทุนเพิ่มเติมมากขึ้นในการลดการผันผวนของระบบ ในขณะที่ผู้ผลิต RE และผู้ซื้อขายไฟฟ้าทำกันเองนอกระบบไม่ได้ร่วมรับผิดชอบในส่วนนี้ตรงกันข้ามกลับทำให้ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบสูงขึ้น

๒) นอกจากนี้ Prosumer เหล่านี้ยังใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่รวมค่าใช้จ่ายนโยบายภาครัฐ (ที่เอกชนไม่ได้ร่วมรับผิดชอบ) เป็นค่าอ้างอิงในการซื้อขายไฟฟ้ากันเอง ทำให้ข้อมูลบิดเบือนว่าการไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าไม่มีประสิทธิภาพเท่าเอกชน ทั้งที่ปัจจัยในการคิดค่าไฟฟ้าต่างกัน

๓) ปัจจุบันค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐเพิ่มสูงขึ้นมาก สาเหตุมาจากการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน RE ของภาครัฐบางประเภทสูงมากเกินไป เช่น Solar Cell Generation มีผลทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงขึ้น และยังเป็นสาเหตุให้ระบบไฟฟ้ามีความผันผวนสูง ทำให้มีต้นทุนในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าเพื่อลดการผันผวนสูงเช่นเดียวกัน จึงควรมีการทบทวนนโยบายการส่งเสริมพลังงานทดแทนในรูปแบบของผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าต่าง ๆ ว่าควรส่งเสริมในสัดส่วนเท่าใดจึงจะเหมาะสมเนื่องจากจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้น

๓.๓ ปัจจัยที่ ๓ : ปัจจัยเกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า (Transmission) และระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution)

Disruptive Technology เช่น Solar และ EV กำลังส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงการใช้งานระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ทำให้ความต้องการไฟฟ้าไม่แน่นอนและมีความผันผวน ในขณะที่ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ได้ลงทุนระบบส่งและระบบจำหน่ายไปแล้ว จนทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบต้องรับภาระต่อหน่วยสูงขึ้น นับเป็นการเกิดความไม่เป็นธรรมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ

๑) การปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ช่วยลด Must run ในระบบไฟฟ้าได้และควรดำเนินการต่อให้เป็นไปตามแผนงาน

๒) การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน (RE) โดยการสร้างระบบส่งแรงสูงเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก RE ในพื้นที่หนึ่งไปยังพื้นที่ห่างไกล เป็นต้นทุนที่สูงมาก มีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ ผิดจากหลักการเกิด Micro Grid ที่ควรลดต้นทุนระบบส่ง ดังนั้น การเกิด Micro Grid IPS และ P๒P จึงทำให้การวางแผนระบบส่งในระยะยาวคาดการณ์ได้ยากขึ้น

๓) พลังงานหมุนเวียน (RE) ที่มีความผันผวน อาจทำให้เกิดการลงทุนเพิ่มขึ้นอย่างมากในระบบส่งและระบบจำหน่าย ดังนั้น ยิ่งถ้ามีความนิยมมากขึ้นก็จะทำให้ต้นทุนระบบส่งและจำหน่ายสูงขึ้น

๔) การเปิดให้เอกชนมีการซื้อขายไฟฟ้ากันเอง ทำให้ Load ของระบบไฟฟ้าลดลง และเอกชนที่ใช้ระบบส่งและจำหน่ายของการไฟฟ้า โดยไม่ได้มีส่วนร่วมรับภาระต้นทุนในส่วนนี้ มีผลให้ต้องเก็บค่าไฟฟ้าจากประชาชนที่รับไฟจากการไฟฟ้าสูงขึ้น ดังนั้น แนวคิดเรื่อง Third Party Access นี้ จึงต้องมีกลไกที่เหมาะสมมาจัดการประเด็นนี้เพื่อความเป็นธรรมทั้งต่อผู้ขอใช้บริการและผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

๓.๔ ปัจจัยที่ ๔ : ประสิทธิภาพของการบริหารเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗ (๓) ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕)

เป็นเงินได้ที่ กกพ. เรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๕๒ เพื่อนำส่งเข้าเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าโดยเรียกเก็บจากผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า เพื่อนำเงินไปสนับสนุนให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสหรือให้มีการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาคอย่างทั่วถึง

๑) ระเบียบกองทุนฯ ที่ปรับปรุงล่าสุดเป็นระเบียบที่ไม่เอื้อต่อการขอใช้เงินกองทุนฯ ไม่เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการจัดตั้งกองทุนฯ นอกจากนี้ ยังพบว่าการใช้จ่ายเงินกองทุนฯ ไม่โปร่งใส หรือการใช้เงินกองทุนฯ อย่างไม่มีประสิทธิภาพ เช่น ประชาชนรอบโรงไฟฟ้าไม่ได้รับประโยชน์จากกองทุนฯอย่างแท้จริง และขาดความเข้าใจของการปรับปรุงเกณฑ์การจัดการเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า

๒) การใช้เงินกองทุนในการกำหนดโครงการต่าง ๆ อาจมีความซ้ำซ้อนกับโครงการพัฒนาชุมชนโดยใช้งบประมาณของ อบต. อบจ. และเทศบาลที่มีงบประมาณอยู่แล้ว

๓) การใช้เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการส่งเสริมการทำวิจัยและพัฒนายังมีไม่มากเท่าที่ควร

๓.๕ ปัจจัยที่ ๕ : ประสิทธิภาพในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานมีหน้าที่กำกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและกลไกตลาดในปัจจุบัน (Enhanced Single Buyer Model : ESBM) โดยอาศัยหลักการสะท้อนต้นทุนของระบบไฟฟ้าและการบริหารจัดการในกิจการไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การผลิตไฟฟ้าที่จะส่งไฟฟ้าผ่านระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าทั้งค่าไฟฟ้าฐานและค่าเอฟที (F_t) การกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้า (Must Run, Must Take และ Merit Order) ผ่านศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System operator : SO) เพื่อการรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า กลไกการบริหารจัดการการชดเชยรายได้ตามนโยบายภาครัฐรวมไปถึงการเผยแพร่การคำนวณค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t)

จากการพิจารณาศึกษาหน้าที่ดังกล่าวของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานพบประเด็นต่าง ๆ ดังนี้

๑) กำกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและกลไกตลาด : การที่จะยกเลิกโครงสร้าง Enhanced Single Buyer ที่ให้การไฟฟ้าเป็นผู้รับซื้อและจำหน่ายไฟฟ้าเพียงหน่วยงานเดียว โดยให้เอกชนสามารถทำการซื้อขายกันเองได้ จะทำให้ภาระค่าใช้จ่ายส่วนที่สนับสนุนผู้ด้อยโอกาสนี้ เป็นภาระที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเท่านั้น ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้ามีอัตราเฉลี่ยสูงขึ้น

๒) การกำกับดูแลค่าไฟฟ้าทั้งในส่วนค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) : มีส่วนของค่าใช้จ่ายนโยบายภาครัฐในการสนับสนุนภาคการผลิตไฟฟ้าของเอกชน และความผันผวนของเศรษฐกิจ ราคาเชื้อเพลิง ซึ่งการกำกับไม่ได้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าให้การไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติทุกครั้ง ยังมีการคำนึงถึงปัจจัยอื่น ๆ ในการกำกับ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดความเสี่ยงกับการไฟฟ้า นอกจากนี้แล้ว ปัจจุบันองค์ประกอบของต้นทุนที่แยกออกมาและที่ควรจะแยกต้นทุนเพิ่มขึ้น อาจจะยากต่อการสื่อสารและสร้างความรับรู้และเข้าใจของผู้ใช้ไฟฟ้า

๓) การกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้า : การสั่งจ่ายไฟฟ้าตามหลักการ Merit Order จะติดขัดข้อจำกัดทั้งทางเทคนิคและทางสัญญา (Must Run & Must Take) มีกระทบต่อต้นทุนค่าไฟฟ้า ดังนั้น การตรวจกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้าโดย กกพ. จึงมีความสำคัญและควรดำเนินการให้เกิดความเป็นธรรมและโปร่งใส

๔) การแบ่งแยกบัญชี : ในกิจการไฟฟ้าและกิจการนอกกำกับเป็นภาระงานที่ตรวจสอบได้ยาก และควรดำเนินการตามมาตรฐานและมีความโปร่งใส

๕) กลไกการบริหารจัดการการชดเชยรายได้ตามนโยบายภาครัฐ : ในปัจจุบันยังไม่ครอบคลุมผู้ขอใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้าทุกใบ และกลไกการชดเชยรายได้ในปัจจุบันขาดความเชื่อมโยงในการนำเงินรายได้ไปใช้ในแผนการลงทุนเพื่อให้บริการผู้ด้อยโอกาส ตามมาตรา ๙๗ (๑) พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐

๖) การเผยแพร่การคำนวณค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) : ประชาชนยังไม่เข้าใจกลไกของการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t เช่น การปรับค่า F_t เพิ่มขึ้นหรือลดลงจะล่าช้ากว่าการปรับราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงประมาณ ๖ - ๑๒ เดือน เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลัก สูตรราคาก๊าซธรรมชาติผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ ๖ - ๑๒ เดือน เป็นต้น และค่า F_t ก็ไม่ได้มีปัจจัยแค่ค่าเชื้อเพลิง ซึ่งอาจจะทำให้ประชาชนเข้าใจผิด อย่างไรก็ตามประชาชนย่อมมีความพึงพอใจการลดค่า F_t มากกว่าการขึ้นค่า F_t แม้จะมีความเข้าใจในกลไกการปรับ F_t แล้ว ดังนั้น การสื่อสารเพื่อความเข้าใจที่ถูกต้องจึงเป็นสิ่งที่ต้องระมัดระวัง

๗) การกำหนดปัจจัยค่า F_t ค้างรับ (รวมเงินบรรเทาผลกระทบค่า F_t) : ในช่วงที่ปัจจัยทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้น อาจมีนโยบายไม่ให้ขึ้นค่าไฟฟ้า เนื่องจากปัจจัยทางการเมืองหรืออื่น ๆ ทำให้ค่าไฟฟ้าไม่สะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าไฟฟ้าผันแปรอย่างแท้จริง หรือหากกรณีที่เงินบรรเทาผลกระทบค่า F_t หมด (เช่นสถานการณ์ปัจจุบัน) เพราะนำไปลดค่าไฟฟ้าก่อนหน้านี้แล้ว กกพ. อาจตัดสินใจไม่ขึ้นค่า F_t โดยขอให้ กฟผ. รับผิดชอบไปก่อน ซึ่งจะกระทบฐานะทางการเงินของ กฟผ. ซึงต้องจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐให้เอกชนตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

บทที่ ๔
ข้อสรุปและข้อเสนอแนะ

๔.๑ ข้อสรุป

การพิจารณาศึกษาเรื่องการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า มีประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณาคือ “โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และปัจจัยที่มีผลต่อค่าไฟฟ้าของประเทศไทย” เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาสที่อยู่ในพื้นที่เขตชนบทห่างไกล ให้มีโอกาสใช้ไฟฟ้าในอัตราเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ชุมชนหนาแน่นที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำกว่า เพื่อกระจายความเจริญตามนโยบายของประเทศ และเพื่อให้เกิดความเป็นธรรมและเสมอภาค โดยมีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เท่าเทียมกันสำหรับผู้ประกอบกิจการประเภทเดียวกัน คณะอนุกรรมาธิการได้พิจารณาศึกษาปัจจัย ปัญหาและอุปสรรค โดยสรุปสาระสำคัญได้ว่า

เนื่องจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าไม่ได้มีการปรับปรุงให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงมานานแล้ว ลักษณะการใช้ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปมากตามการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างเศรษฐกิจและเทคโนโลยี แม้ว่าจะมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเมื่อเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๕๘ แต่ไม่ได้มีการปรับต้นทุนให้สะท้อนต้นทุน ทำให้มีการใช้พลังงานไฟฟ้าไม่มีประสิทธิภาพ ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการผลิตไฟฟ้าใช้เองและขายระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยกัน มีการส่งเสริมพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น การรับซื้อพลังงานทดแทนบางประเภท เช่น โซลาร์เซลล์ ลม เป็นต้น ซึ่งมีความผันผวนมาก การไฟฟ้ามีการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อลดความผันผวนที่มีต้นทุนแฝงอยู่ในต้นทุนค่าไฟฟ้า มีผู้ประกอบการบางประเภทไม่ได้รับต้นทุนแฝงข้างต้น ทำให้ค่าไฟฟ้าโดยรวมสูงขึ้น ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่ภาครัฐจะต้องดำเนินการปรับปรุงและจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่โดยเร็ว

ปัจจุบันสำนักงานนโนบายและแผนพลังงาน อยู่ระหว่างจัดทำแนวนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี ๒๕๖๔ – ๒๕๖๘ เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยี Disruptive Technology ซึ่งกระทบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ ในขณะเดียวกันประเทศกำลังประสบกับการสถานการณ์ Covid-๑๙ ซึ่งทำให้ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงอย่างมาก จึงมีความจำเป็นต้องปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ซึ่งต้องใช้เวลาระยะหนึ่ง จึงมีข้อเสนอแนะในการจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ออกเป็น ๒ ระยะ ดังนี้

ระยะเวลาที่ ๑ ช่วง ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔

ยังคงใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบัน แต่ชะลอและปรับลดการลงทุนของ ๓ การไฟฟ้า เนื่องจากมีปริมาณสำรองไฟฟ้าอยู่ในระดับสูง และปรับหลักเกณฑ์ผลตอบแทนการลงทุนลง จึงยังไม่มีความจำเป็นที่ต้องใช้เงินในการลงทุนช่วงนี้ และนำเงินที่ได้มาเพื่อบริหารลดค่าไฟฟ้าในปี ๒๕๖๔

ระยะเวลาที่ ๒ ช่วงปี ๒๕๖๕ – ๒๕๖๙

ในช่วงระยะเวลานี้ควรกำหนดให้มีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อใช้ในระยะยาว รองรับการเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยมีข้อเสนอแนะประเด็นต่าง ๆ ที่นำไปประกอบการจัดทำอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคตต่อไป ดังต่อไปนี้

คณะกรรมาธิการได้พิจารณาว่า หลักการการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของประเทศไทย โดยการใช้ระดับราคาเดียวกันทั่วประเทศตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Uniform Tariff) เป็นหลักการที่สอดคล้องกับรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช ๒๕๖๐ มาตรา ๕๖ และ**เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย**อย่างน้อยอีก ๓ - ๕ ปีข้างหน้า โดยหลักการ Uniform Tariff จะช่วยสนับสนุนให้คนไทยมีโอกาสเข้าถึงสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานไฟฟ้าได้ทั่วถึงมากขึ้น นอกจากนี้ การมีระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศที่มีประสิทธิภาพยังช่วยสนับสนุนการเพิ่มขีดความสามารถทางการแข่งขันของภาคธุรกิจไทยอีกด้วย

คณะกรรมาธิการได้พิจารณาปัจจัยและปัญหาต่าง ๆ ในบทที่ ๓ ได้แก่

๑) ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้า

๒) ปัจจัยเกี่ยวกับระบบการผลิตซึ่งประกอบด้วย ค่าเชื้อเพลิง (กฟผ.) การซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนในประเทศ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ

๓) ปัจจัยเกี่ยวกับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

๔) ประสิทธิภาพของการบริหารจัดการเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา ๙๗ (๓) ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕)

๕) ประสิทธิภาพของการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

ปัจจัยดังกล่าวข้างต้นนี้ได้รับการพิจารณาทบทวนอย่างจริงจังเพื่อหาแนวทางที่เหมาะสมในการปรับปรุงการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าให้มี “ความเสมอภาค โปร่งใส และเป็นธรรม” แก่ทั้งผู้ให้บริการจัดหาไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น

๔.๒ ข้อเสนอแนะ

ดังนั้น คณะกรรมาธิการจึงมีข้อเสนอแนะแนวทางในการปรับปรุงนโยบายและโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยให้มีประสิทธิภาพและครอบคลุมทุกมิติ เพื่อให้สามารถขับเคลื่อนการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมและเป็นรูปธรรม ดังนี้

๔.๒.๑ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ทั้งระบบ

เนื่องจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและเทคโนโลยีผลิต - ส่ง - จ่ายพลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว ทำให้อัตราค่าไฟฟ้าทั้ง ๑๑ ประเภทที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน (ซึ่งใช้มาตั้งแต่ปี ๒๕๓๔) อาจจะไม่เหมาะสมอีกต่อไป คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจึงควรทบทวนการแบ่งกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า กำหนดอัตราค่าไฟฟ้า และวางกติกาใหม่ทั้งระบบอย่างจริงจัง เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว รวมทั้งเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ให้บริการได้รับความเป็นธรรม เหมาะสม โปร่งใส และตรวจสอบได้ และที่สำคัญควรต้องส่งเสริมและจูงใจให้เกิดการประหยัดและอนุรักษ์พลังงาน โดยมีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ คณะกรรมาธิการมีข้อเสนอแนะเพื่อเป็นแนวทางการพิจารณาเพิ่มเติม ดังนี้

๔.๒.๑.๑ มาตรการและกลไกจัดการเพื่อรองรับผู้ใช้ไฟฟ้า PROSUMER / P๒P

ตามที่ได้พิจารณาวิเคราะห์ในบทที่ ๓ (หน้า ๔๔) เป็นที่ชัดเจนว่า กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Prosumer/ P๒P เป็นผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มใหม่ ที่การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันไม่สามารถรองรับได้ จึงต้องพิจารณาให้เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใหม่เพิ่มเติม ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบพลังงานไฟฟ้าอย่างมาก ทำให้การวางแผนการผลิตและการสำรองไฟฟ้าของประเทศมีปัญหา ซึ่งอาจจะกระทบถึงความมั่นคงและเสถียรภาพของโครงสร้างสังคมและเศรษฐกิจของประเทศชาติในที่สุด ดังนั้น มาตรการนโยบายและกลไกเพื่อเป็นการรองรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้และเพื่อป้องกันผลกระทบดังกล่าวข้างต้น ดังนี้

เนื่องจากการซื้อขายไฟกันเองเป็นการขายนอกระบบ จึงต้องมีกลไกที่เหมาะสมที่เก็บค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ตามนโยบายภาครัฐ เช่น เงินชดเชยเพื่ออุดหนุนไฟฟ้าแก่ผู้ด้อยโอกาส และเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗ (๓) ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕) เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้า Prosumer & P๒P ต้องรับภาระนี้โดยเท่าเทียมกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ

ดังนั้น ส่วนของการซื้อขายไฟฟ้ากันเอง (Peer - to - Peer) ในระบบนี้ นอกจากจะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าแล้ว ยังจะต้องมีค่าธรรมเนียมการใช้โครงข่ายของบุคคลที่สาม (Third Party Access) ค่าบริการสายส่ง (Wheeling Charge) ค่าบริหารจัดการสมดุล (Balancing Service) และ/หรือการกำหนด Ancillary Service ที่เหมาะสม

การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าประเภท Prosumer ควรพิจารณาอย่างรอบคอบ เพื่อให้รัฐสามารถใช้ Prosumer เป็นกลไกสำคัญที่ภาคเอกชนสามารถเข้ามาร่วมพัฒนาประเทศ ซึ่งจะช่วยลดภาระเรื่องงบประมาณของภาครัฐในการลงทุนระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศได้ นอกจากนี้ ยังเป็นพัฒนาการอีกก้าวของตลาดพลังงานไฟฟ้าไทยที่จะก้าวสู่ตลาดเสรีภายใต้การกำกับดูแลของรัฐอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นธรรมกับทุกฝ่ายในอนาคต

๔.๒.๑.๒ มาตรการและกลไกเพื่อผู้ใช้ไฟฟ้าปัจจุบัน ให้ได้รับความเป็นธรรมและเหมาะสมมากขึ้น

๑) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยีชั้นสูง

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้มีความต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความน่าเชื่อถือและคุณภาพสูงขึ้น สำหรับเครื่องจักรรุ่นใหม่ที่มีอิเล็กทรอนิกส์หรือไมโครโปรเซสเซอร์เป็นโหลดและมีความไวต่อคุณภาพทางไฟฟ้า ทำให้การไฟฟ้าต้องมีการลงทุนสูงในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีคุณภาพทางไฟฟ้าที่สูงเพียงพอ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องคิดอัตราค่าไฟฟ้าใหม่สำหรับกลุ่มลูกค้าที่ต้องการเทคโนโลยีเฉพาะในพื้นที่ที่กำหนด

๒) นโยบายสนับสนุนผู้มีรายได้น้อย ด้อยโอกาสและในพื้นที่ห่างไกล

ควรปรับปรุงให้เสมอภาคและเป็นธรรมมากขึ้น ดังนี้

กำหนดให้ใช้ไฟฟ้าฟรีสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้น้อยที่ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า ๕๐ หน่วยต่อเดือนขึ้นไป รวมทั้งควรสนับสนุนผู้มีรายได้น้อย เสนอประเด็นปัญหาเกี่ยวกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้น้อยที่ไม่ได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าไปที่กระทรวงการคลัง เพื่อให้มีการดูแลแก้ปัญหาดังกล่าว ในขณะเดียวกันการอุดหนุนผู้ใช้ไฟฟ้าฟรีสำหรับผู้มีบ้านหลายหลังควรมีการทบทวนมาตรการให้ปิดช่องโหว่ที่เกิดขึ้นอย่างจริงจัง

การอุดหนุนเรื่องอัตราค่าบริการรายเดือน โดยการกำหนดอัตราค่าบริการรายเดือนหลายอัตราขึ้นกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าสำหรับบางกลุ่ม เช่น กลุ่มผู้มีรายได้น้อยและใช้ไฟฟ้าน้อย เพื่อไม่ให้ค่าบริการรายเดือนเป็นภาระในสัดส่วนสูงเมื่อเทียบกับค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่าย

ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลหรือเกาะยังไม่มีผลบังคับใช้ แต่อย่างไรก็ตามอัตราค่าไฟฟ้าบนเกาะ จะใช้อัตราแบบ Uniform tariff หรือจะให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในแต่ละเกาะ เนื่องจากต้องใช้เงินลงทุนที่สูงมากในขณะที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยราย

๓) ควรมีการทบทวนอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) ของผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่ม

จากภาพที่ ๒.๔ ในบทที่ ๒ หน้า ๑๒ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย >๑๕๐ หน่วยต่อเดือน (@ ๓.๙๐ บาทต่อหน่วย) ประเภทธุรกิจขนาดเล็ก (@ ๔.๐๘ บาทต่อหน่วย) และธุรกิจขนาดเล็ก (@ ๓.๘๑ บาทต่อหน่วย) ต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่า ค่าไฟฟ้าของธุรกิจขนาดใหญ่ (@ ๓.๓๗ บาทต่อหน่วย) หรือสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (@ ๓.๖๖ บาทต่อหน่วย) นับเป็นอัตราที่สะท้อนให้เห็นว่า ผู้ใช้ไฟฟ้าแบบที่อยู่อาศัยและธุรกิจขนาดเล็กและกลาง และสะท้อนว่าอัตราค่าไฟฟ้าอาจจะไม่สนับสนุนต่อการเพิ่มขีดความสามารถการแข่งขันของ SMEs ไทย ดังนั้น จึงต้องทบทวนอัตราก้าวหน้า

(Progressive Rate) ของผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่มซึ่งยังไม่ตอบวัตถุประสงค์ในการจูงใจให้อนุรักษ์พลังงาน โดยกลุ่มนี้ยังมีการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อรายต่อเดือนที่สูงอยู่ เช่น

- ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๑ บ้านอยู่อาศัยประเภทที่ใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑๕๐ หน่วยต่อเดือนและประเภทที่ ๒ กิจการขนาดเล็ก

- ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๗ สูบน้ำเพื่อการเกษตรมีกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า แบ่งเป็นสองแบบ คือ แบบ TOU และแบบ Progressive ทั้งนี้ อัตราก้าวหน้านั้นไม่จูงใจให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ส่วนแบบ TOU จะไม่สะท้อนลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้อาจจะเสียค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้น ทำให้เป็นภาระต่อการดำรงชีพ จึงควรกำหนดเป็นอัตราเดียวกันทั้งหมดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ามิเตอร์ขนาดไม่เกิน ๕ แอมป์

๔) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Time of Usage (TOU)

เนื่องจากพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไปจากผลการศึกษาในอดีต เช่น การกำหนดวันเสาร์ให้เป็น Off Peak Time แต่จาก Load Profile การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน การใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์ใกล้เคียงกับการใช้ไฟในวันปรกติมากกว่าวันอาทิตย์ ทำให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าไม่เหมาะสม ดังนั้น จึงควรทบทวนในอัตราค่าไฟฟ้า Peak/Off-Peak โดยปรับการจัดสรรต้นทุนจากเดิมที่จัดสรรลงช่วง Peak ที่ระดับ ๑๐๐ เปอร์เซ็นต์ เป็นช่วง off – Peak ด้วยที่ ๖๐ : ๔๐ ตามสัดส่วนพลังงาน เพื่อลดความแตกต่างของอัตรา Peak/Off - Peak ลง

๕) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดความผันผวนของระบบไฟฟ้า เช่น การเปลี่ยนเป็นประเภทที่ ๑๐

ควรวิเคราะห์และเพิ่มเติมต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดความผันผวนของระบบไฟฟ้า เพื่อสามารถกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าได้เหมาะสมขึ้น เช่น องค์ประกอบของค่าไฟฟ้าที่ควรเป็นแบบ Fixed Charge, Variable Charge, และ Size - Related (Demand) Charge เป็นต้น

๖) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๑๑ สถานีประจุไฟฟ้าสำหรับรถ EV

การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า EV ภายในสองปีตามมติ กพช. จำเป็นต้องมีการจัดเก็บข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของสถานีบริการ EV รวมถึงการพยากรณ์ลักษณะความต้องการไฟฟ้าจาก EV ในอนาคต เพื่อนำมาจัดทำค่าไฟฟ้าสำหรับรถ EV ที่เหมาะสมต่อไป

๔.๒.๒ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับนโยบายและมาตรการด้านระบบการผลิต

๔.๒.๒.๑ เชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้า (กฟผ.)

- ควรพิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้เอง ไม่ต้องซื้อผ่าน ปตท. ซึ่งเป็นต้นทุนสูงและซ้ำซ้อนทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายค่าไฟฟ้าแพงเกินจริง

- ควรพิจารณาสัดส่วนของการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ทุกประเภทเพื่อเป็นการบริหารต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อลดความเสี่ยงในเรื่องความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง และเป็นการเตรียมตัวเข้าสู่การแข่งขันเสรีในอนาคต

- ควรประชาสัมพันธ์และสร้างความเข้าใจในหลักการกำหนดราคาเชื้อเพลิงที่ส่งผ่านไปที่ค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ อาจทบทวนกลไกราคาให้สะท้อนต้นทุนได้ทันต่อสถานการณ์ แต่หากสะท้อนต้นทุนทันทีก็อาจเกิดประเด็นได้ในกรณีที่ค่าน้ำมันขึ้นพร้อมกับการขึ้นค่าไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้เกิดภาระกับผู้ใช้พลังงานทั้งสองด้าน

๔.๒.๒.๒ การซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในประเทศ

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในปัจจุบันอยู่ในระดับที่สูงร้อยละ ๔๐ ดังนั้น การรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนจะต้องมีความระมัดระวังมากขึ้นให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไปและการรับซื้อควรใช้วิธีประมูลแข่งขันเพื่อให้ได้ราคาที่ถูกที่สุด คณะกรรมาธิการมีข้อเสนอแนะ ดังนี้

- ควรมีการทบทวนสัดส่วนการผลิตในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนและประเทศเพื่อนบ้าน รวมถึงการจัดทำ Scenario Planning พร้อมกำหนดนโยบายด้านพลังงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีและการจัดการสมัยใหม่ เพื่อรองรับ Disruptive Technology

- เพื่อเป็นลดความเสี่ยง รัฐควรมีความยืดหยุ่นในการกำกับดูแล และบริหารระดับไฟฟ้าสำรองในช่วงวิกฤติ โดยการพิจารณาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าใช้เวลาไม่นานเกินไป เช่น เจรจาอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่จะทำในอนาคตเป็น ๑๐ – ๑๕ ปี

- ควรบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในปัจจุบันที่อยู่ในระดับสูง ทั้งการสร้าง Demand ด้วยการขายไฟฟ้าให้ประเทศเพื่อนบ้านหรือช่องทางอื่น และการรักษาระดับ Supply ไม่ให้สูงเกินเกณฑ์ แต่หากจะรับซื้อให้รับซื้อด้วยราคาที่ไม่สร้างผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าและส่งเสริม RE ให้ทำการซื้อขายกันเองนอกระบบเพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายสนับสนุน

- ควรพิจารณาจัดทำตลาดกลางซื้อขายพลังงานในระดับ Wholesale เพื่อให้เกิดการแข่งขันทางด้านราคาและสะท้อนต้นทุนการผลิตที่แท้จริง ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดิมรวมทั้งควรการกำหนดค่าบริการผ่านสายส่ง (Wheeling Charging) ที่เหมาะสมต่อไป

๔.๒.๒.๓ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

- ราคาที่รับซื้อจากต่างประเทศควรมีราคาต่ำกว่าค่าผลิตไฟฟ้าในประเทศ เพื่อไม่ให้เป็นภาระค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า อีกทั้งเป็นการสนับสนุนการลงทุนในประเทศ

- ควรพิจารณาเรื่องผลกระทบจากสิ่งแวดล้อมที่จะเกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศอย่างรอบคอบ

๔.๒.๒.๔ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ

- หากมีการกำหนดมาตรการ กลไกค่าธรรมเนียมและบริการต่าง ๆ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Prosumer / P๒P ตามข้อ ๔.๑.๑ แล้ว ก็จะแก้ปัญหาเรื่องนี้ได้เช่นกัน

- ควรพิจารณากำหนดแนวทางการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน โดยควบคุมผลกระทบที่มีต่อค่าไฟฟ้าไม่ให้เกินกว่าระดับผลกระทบในปัจจุบัน และควรมีการกำหนดอัตราสนับสนุน RE ที่เหมาะสมไม่ให้เป็นภาระต่อต้นทุนค่าไฟฟ้าโดยรวม และกำหนดเป้าหมายของสัดส่วน RE ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศโดยเฉพาะในช่วงที่มี Reserve Power สูง

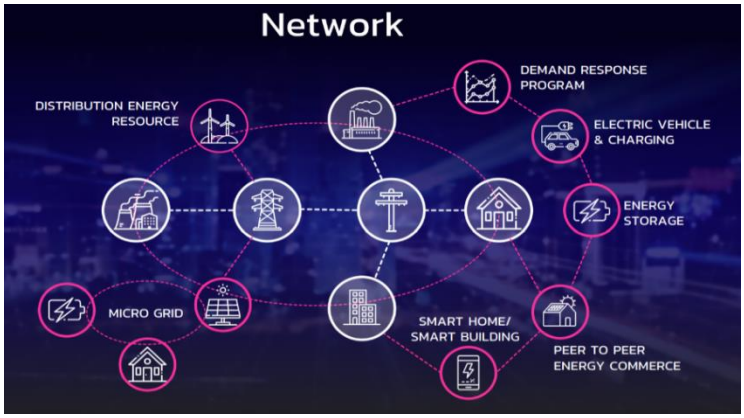
- ควรสนับสนุน RE ตามความต้องการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ให้เหมาะสม เพื่อลดการลงทุนและลดความสูญเสียจากการส่งไฟฟ้า

- ควรส่งเสริม RE ให้เป็นแบบ Firm หรือพึ่งพาตนเองได้โดยไม่ต้องพึ่งพาการสนับสนุนจากภาครัฐเพื่อลดผลกระทบต่อภาระต้นทุนการลงทุนระบบของการไฟฟ้า

- นอกจากการส่งเสริมค่าไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแล้ว ยังมีค่าเตรียมกำลังผลิตสำรองและค่าควบคุมคุณภาพไฟฟ้าแฝงเพิ่มเติมจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว และศึกษาต้นทุนส่วนนี้ในต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบผลิตสำหรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่สำหรับปี ๒๕๖๕

- ควรมีการประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนทราบว่ามี “ค่าใช้จ่ายเพื่อสิ่งแวดล้อม” ให้ประชาชนตระหนักว่ามีค่าใช้จ่ายร่วมกันในส่วนนี้อยู่ในค่าไฟฟ้า

๔.๒.๓ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับนโยบายและมาตรการด้านระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า



ภาพที่ ๔.๑ ระบบเครือข่ายในการบริการไฟฟ้า

- เพื่อเป็นการรองรับพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมจึงจำเป็นอย่างยิ่ง โดยการไฟฟ้าต้องลงทุนปรับปรุงเพิ่มเติมโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Modernizations)[๒๐] และควรวางแผนพัฒนาระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้ Disruptive technology เช่น smart grid หรือ micro grid ตามภาพที่ ๔.๑

- ไม่ควรให้เอกชนก่อสร้างระบบสายส่งหรือระบบจำหน่ายทับซ้อนกับระบบของการไฟฟ้า เนื่องจากเป็นการลงทุนซ้ำซ้อน และอาจจะเกิดความไม่ปลอดภัยสูงในการปฏิบัติงาน โดยควรกำหนดค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมและเป็นธรรมกับทุกฝ่าย เพื่อรองรับการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Distributed Energy Resources

- แนวทางปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ดังนี้

๑) เสนอให้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเท่ากันทุกระดับแรงดัน เนื่องจากการส่งสัญญาณราคาที่แตกต่างกันตามระดับแรงดันนั้น ควรจะเป็นระดับขายปลีกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งราคาที่จะขายส่งกลับทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเลือกซื้อที่ระดับราคาต่ำลงคือแรงดันสูงขึ้น โดยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ก็ยังมีหม้อแปลงลดระดับแรงดันใช้งานอยู่ทำให้เกิดการลงทุนที่ซ้ำซ้อนของการไฟฟ้า

๒) อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งยังคงควรสะท้อนต้นทุนตามช่วงเวลา Peak หรือ Off Peak แต่เพื่อให้เป็นการส่งสัญญาณราคาที่สะท้อนต้นทุนในแต่ละช่วงเวลาให้ใกล้เคียงปัจจุบันมากขึ้น เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และสะท้อนกับราคาค่าลงทุนติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีราคาต่ำลง ผู้ใช้ไฟฟ้าก็จะหันไปติดตั้งเพิ่มมากขึ้น ส่งผลทำให้ลดความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak และยังทำให้เกิดช่วงเวลา Peak ใหม่เป็นช่วงที่ไม่มีแสงอาทิตย์ คือ ในช่วงหัวค่ำแทน ดังนั้น จึงควรกระจาย (Allocate) เงินลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าที่จากเดิมให้สะท้อน

[๒๐] http://ieeepes-thailand.org/files/DinnerTalk2019/03%20PEA_IEEE%20PES%20Dinner%20Talk%202019.pdf

ในอัตราค่าไฟฟ้าช่วง Peak เพียงช่วงเดียว ไปสะท้อนในช่วง Off-Peak บางส่วนด้วย เพื่อลดอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ที่มีราคาค่อนข้างสูงลง และเป็นการส่งสัญญาณราคาค่าไฟฟ้าไปยังอัตราขายปลีกอีกด้วย พฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าบางส่วนที่จะตัดสินใจผลิตไฟฟ้าใช้เองจากพลังงานแสงอาทิตย์จักได้คำนึงถึงความคุ้มค่าของการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถูกต้องมากยิ่งขึ้น

๓) เสนอให้วันเสาร์ช่วงเวลา ๐๙.๐๐ - ๒๒.๐๐ นาฬิกา เป็นช่วงเวลา Peak และเวลา ๒๒.๐๐ - ๐๙.๐๐ นาฬิกา เป็นช่วงเวลา Off - Peak ตาม Load Profile การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันที่ใกล้เคียงกับวันจันทร์ถึงศุกร์แล้ว และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของวันจันทร์ถึงวันเสาร์ใกล้เคียงกันไม่ได้แตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญเช่นเดิมแล้ว

ตารางที่ ๔.๑ ข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง[๒๑] (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม และไม่รวมค่า F_t)

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
ทุกระดับแรงดัน	G1	G2	T1	T2	G1+T1	G2+T2

๔.๒.๔ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับปรุงประสิทธิภาพของการบริหารเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา ๙๗(๓) ๙๗(๔) และ ๙๗(๕)

- ควรมีการวิจัยและพัฒนานวัตกรรมร่วมของภาครัฐและเอกชนทั้งผลิตภัณฑ์และบริการต่าง ๆ เกี่ยวกับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ทางด้านระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อพัฒนาให้มีผลิตภัณฑ์ที่ผลิตโดยคนไทย มีการใช้งานในประเทศ เพื่อลดการนำเข้าและสามารถส่งออกไปขายยังต่างประเทศเพื่อนำเงินเข้าประเทศได้

- ควรมีการกระจายอำนาจให้คณะกรรมการกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (คฟรฟ) บริหารจัดการเพื่อความคล่องตัวในการดำเนินงาน

- ควรมีการเปิดรับฟังและสร้างความเข้าใจกับผู้มีส่วนได้เสียเกี่ยวกับการปรับปรุงเกณฑ์การจัดการเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยควรกำหนดโจทย์งานทั้ง มาตรา ๙๗ (๔) และ ๙๗ (๕) โดยตีความให้กว้างและเพิ่มโจทย์การวิจัยที่มีโครงการที่มีผลกระทบ (Impact) สูง

---

[๒๑] ช่วง Peak : เวลา ๐๙.๐๐ – ๒๒.๐๐ น. วันจันทร์ - วันเสาร์
ช่วง Off-Peak : เวลา ๒๒.๐๐ - ๐๙.๐๐ น. วันจันทร์ - วันเสาร์
: เวลา ๐๐.๐๐ - ๒๔.๐๐น. วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ และวันหยุดราชการตามมติคณะรัฐมนตรี (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)
อัตรา G2 เดิม คิดจากค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายผันแปรตามการจ่ายพลังงานไฟฟ้า
ข้อเสนอใหม่ ให้ G2 รวมเงินลงทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางส่วน (จากเดิมที่คิดเฉพาะใน G1 เท่านั้น)
อัตรา T2 เดิม เป็น “ศูนย์” ไม่มีการคิดค่าลงทุนก่อสร้างระบบส่งในช่วง Off Peak
ข้อเสนอใหม่ ให้ T2 รวมเงินลงทุนค่าก่อสร้างระบบส่งบางส่วน (จากเดิมที่คิดเฉพาะใน T1 เท่านั้น)

๔.๒.๕ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปรับปรุงประสิทธิภาพในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า

- ควรจัดทำมาตรฐานการแบ่งแยกบัญชี โดยอาจนำแนวทาง USOA (Uniform System of Accounting) มาประยุกต์ใช้เป็นมาตรฐานในอนาคต รวมถึงเผยแพร่ข้อมูลเพื่อสร้างความโปร่งใสในการปฏิบัติงาน การเสนอต้นทุนการลงทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินงาน ควรต้องทำ Impact Analysis ให้เห็นผลกระทบจากการใช้ไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบ เช่น ผลกระทบด้านบวกจาก RE และด้านลบจาก RE พิจารณาทบทวนนโยบายการส่งเสริมพลังงานทดแทนในสัดส่วนที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อต้นทุนค่าไฟฟ้าในอนาคต

- ควรมีการทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan : PDP) ในรอบไม่เกิน ๕ ปี เพื่อให้ทันกับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป และควรใช้วิธี Scenario Planning ในการจัดทำยุทธศาสตร์นโยบายและการกำกับดูแลด้านพลังงานเพื่อให้รองรับการเปลี่ยนแปลง นอกจากนี้ ควรหาข้อมูล IPS และแนวทางการพยากรณ์ให้ใกล้เคียงมากขึ้น

- การพิจารณาใส่รายละเอียดของค่า Ft ลงในการนำเสนอปัจจัยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าโดยแยกค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ออกมา เนื่องจากค่า F_t มีปัจจัยที่ไม่ได้เกี่ยวข้องกับค่าเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว แต่มีค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชนและค่าใช้จ่ายตามนโยบายและตามบทบัญญัติของกฎหมาย

๔.๒.๖ ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประชาสัมพันธ์สื่อสารแก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

- การประชาสัมพันธ์อย่างสร้างสรรค์เพื่อทำความเข้าใจให้แก่ประชาชนอย่างถูกต้อง โดยเฉพาะเรื่องหลักการในการกำหนดค่าไฟฟ้าอย่างเป็นธรรมและเสมอภาคให้แก่คนไทยทุกคน (Uniform Tariff) รวมถึงการสร้างความภูมิใจให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าว่ามีส่วนช่วยเพื่อนคนไทยที่ด้อยโอกาสและอยู่ในพื้นที่ห่างไกลให้มีโอกาสเข้าถึงบริการไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและเท่าเทียมกันเพื่อลดความเหลื่อมล้ำในสังคม

- ควรมีการประชาสัมพันธ์สร้างจิตสำนึกให้ประชาชนร่วมกันรักษาสิ่งแวดล้อมและสนับสนุนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่สร้างมลพิษด้วยความเต็มใจที่จะจ่าย “ค่าใช้จ่ายเพื่อสิ่งแวดล้อม” ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในอัตราค่าไฟฟ้าที่จ่ายอยู่

- ควรประชาสัมพันธ์และสร้างความเข้าใจให้ประชาชนเข้าใจกลไลการปรับค่าไฟฟ้า Ft ซึ่งล่าช้ากว่าการปรับราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงประมาณ ๖ – ๑๒ เดือน รวมทั้งค่าไฟฟ้า Ft ที่มีส่วนของนโยบายของรัฐซึ่งไม่ได้มีแต่ค่าเชื้อเพลิงอย่างเดียว

- นอกจากการสื่อสารแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว ก็ควรประชาสัมพันธ์ผลการกำกับดูแล และการกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้าเพื่อสร้างความเข้าใจกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานด้วย อันจะเป็นการสร้างการยอมรับจากทุกภาคส่วน

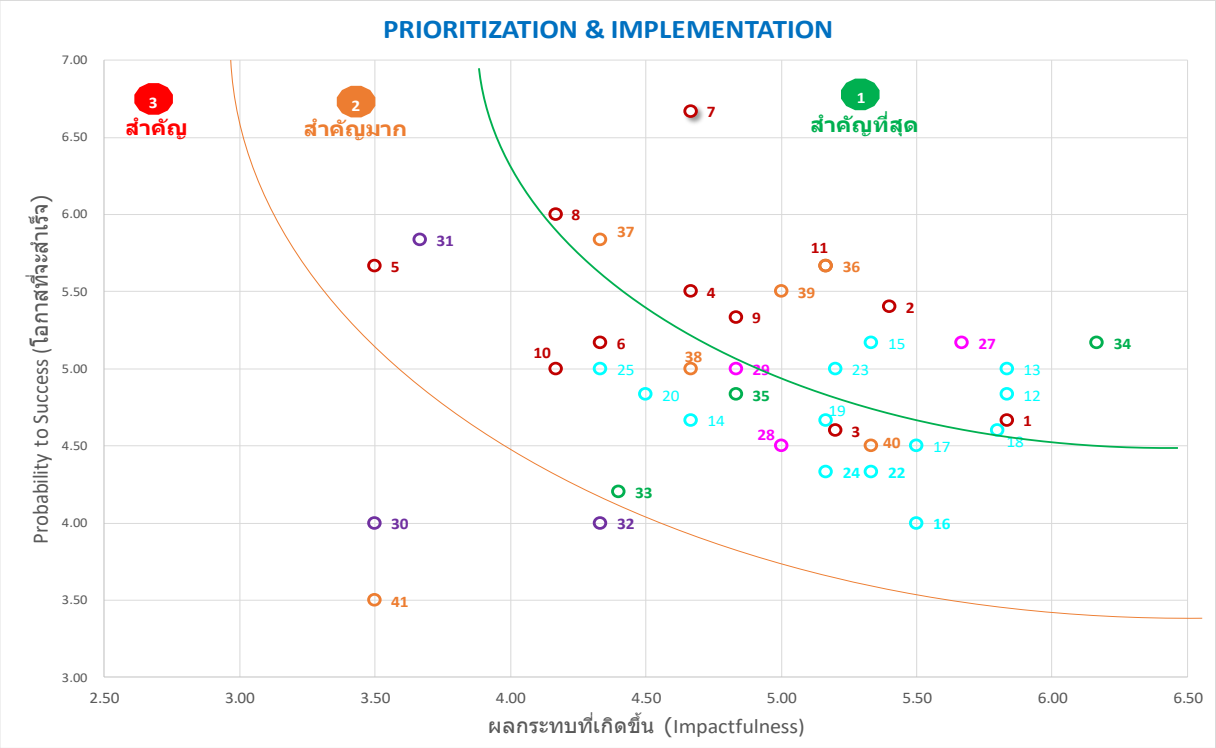
- ควรประชาสัมพันธ์แก่ประชาชนให้เข้าใจสูตรการคำนวณค่าไฟฟ้า โดยเฉพาะค่า F_t หน่วยงานที่รับผิดชอบควรสื่อสารให้เข้าใจง่าย ๆ ไม่ควรแยกองค์ประกอบของต้นทุนมากเกินไป จะทำให้ซับซ้อนซึ่งอาจจะทำให้ประชาชนคิดว่าอัตราค่าไฟฟ้า “แพง”

- ควรประชาสัมพันธ์ประกาศคณะกรรมการว่าด้วยสัญญา เรื่อง ให้ธุรกิจการให้เช่าอาคารเพื่ออยู่อาศัยเป็นธุรกิจที่ควบคุมสัญญา พ.ศ. ๒๕๖๑ ของสำนักงานคณะกรรมการคุ้มครองผู้บริโภค เพื่อให้ประชาชนที่พักอาศัยในอพาร์ทเม้นท์หรือห้องเช่าได้จ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่ถูกลง

บทส่งท้าย

จากที่พฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าและ Disruptive Technology ยังคงพัฒนาไปอย่างต่อเนื่องและรวดเร็ว ประกอบกับยุทธศาสตร์ชาติและแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงานได้กำหนดแนวทางการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าระยะกลางและระยะยาวของประเทศไว้ ดังนั้น หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงควรเร่งทบทวนและปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยนำเทคโนโลยีมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด เพื่อเป็นแผนที่บูรณาการแก่ประเทศชาติต่อไป

ภาพที่ ๔.๒ การจัดอันดับการดำเนินการข้อเสนอแนะในการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า



เนื่องจากทรัพยากรทั้งด้านงบประมาณและกำลังคนย่อมมีอย่างจำกัด ดังนั้น การดำเนินแผนงานต่าง ๆ จึงควรมีการจัดลำดับความสำคัญจึงมีประโยชน์ในการนำไปสู่แผนปฏิบัติการ เพื่อให้เกิดเป็นรูปธรรม คณะอนุกรรมาธิการฯ ได้พิจารณาผลกระทบของแต่ละข้อเสนอแนะทั้งในเชิงกฎหมาย นโยบายตลอดจนถึงเชิงเศรษฐศาสตร์ และ โอกาสความสำเร็จซึ่งประกอบด้วยปัจจัยมากมาย คณะกรรมาธิการจึงเสนอเป็นแนวทางการดำเนินตามภาพที่ ๔.๒ (คำอธิบายข้อเสนอแนะอยู่ในตารางที่ ๔.๒)

ตารางที่ ๔.๒ คำอธิบายข้อเสนอแนะตามภาพที่ ๔.๒

ข้อเสนอแนะ	เชิงนโยบาย / เชิงปฏิบัติการ
๑. มาตรการและกลไกจัดการเพื่อรองรับผู้ใช้ไฟฟ้า PROSUMER / P๒P เช่น ค่าธรรมเนียมการใช้โครงข่ายของบุคคลที่สาม ค่าบริการสายส่ง ค่าบริหารจัดการสมดุล และ การกำหนด Ancillary Service ที่เหมาะสม	P
๒. การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าประเภท Prosumerอย่างรอบคอบ	P
๓. จัดตั้งหน่วยงานที่ดำเนินกิจการเรื่องระบบส่งโดยเฉพาะ	P
๔. สนับสนุนผู้รายได้น้อย เช่น ห้องเช่า	O
๕. ทบทวนมาตรการให้ปิดช่องโหว่การอุดหนุนผู้ใช้ไฟที่มีบ้านหลายหลัง	O
๖. กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนจริงแก่ผู้ประกอบการที่อาศัยอยู่เกาะหรือพื้นที่ห่างไกล	O
๗. ทบทวนอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate) ของผู้ใช้ไฟฟ้าแบบที่อยู่อาศัย และ SME	O
๘. TOU จะไม่สะท้อนลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้เครื่องปั๊มน้ำ ควรกำหนดเป็นอัตราเดียวกันทั้งหมด	O
๙. การจัดเก็บข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของสถานีบริการ EV	O
๑๐. คิดอัตราค่าไฟฟ้าใหม่สำหรับกลุ่มลูกค้าที่ต้องการเทคโนโลยีเฉพาะ	O
๑๑. ทบทวนในอัตราค่าไฟฟ้า Peak/Off-Peak โดยปรับการจัดสรรต้นทุนคงที่	O
๑๒. พิจารณาให้ผู้ผลิตสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้ตรง (ไม่ต้องซื้อผ่าน ปตท.)	P
๑๓. พิจารณาสัดส่วนของการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ เพื่อเป็นการบริหารต้นทุนการผลิตไฟฟ้า	O
๑๔. ทบทวนกลไกราคาให้สะท้อนต้นทุนได้ทันต่อสถานการณ์	P
๑๕. ทบทวนสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนและประเทศเพื่อนบ้าน รวมถึงการจัดทำ Scenario planning	P
๑๖. รัฐควรลดอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเหลือ ๑๐ – ๑๕ ปี	P
๑๗. จัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และสร้าง Demand ด้วยการขายไฟฟ้าให้ประเทศเพื่อนบ้าน	P
๑๘. จัดทำตลาดกลางซื้อขายพลังงานในระดับ Wholesale โดยกำหนดค่าบริการผ่านสายส่ง (Wheeling Charging)	P
๑๙. ราคาที่รับซื้อจากต่างประเทศควรมีราคาต่ำกว่า ค่าผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อไม่ให้เป็นภาระค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า อีกทั้งเป็นการสนับสนุนการลงทุนในประเทศ	P
๒๐. ควรพิจารณาเรื่องผลกระทบจากสิ่งแวดล้อมที่จะเกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	P
๒๒. กำหนดแนวทางการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน โดยควบคุมค่าไฟฟ้าไม่ให้เกินกว่าระดับปัจจุบัน	P
๒๓. ควรสนับสนุน RE ตามความต้องการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ให้เหมาะสม เพื่อลดการลงทุนและลดความสูญเสียจากการส่งไฟฟ้า	P
๒๔. ควรส่งเสริม RE ให้เป็นแบบ Firm หรือพึ่งพาตนเองได้โดยไม่ต้องพึ่งพาการสนับสนุนจากภาครัฐ เพื่อลดภาระต้นทุน	P
๒๕. นอกจากการส่งเสริมค่าไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแล้ว ยังมีค่าเตรียมกำลังผลิตสำรองและค่าควบคุมคุณภาพไฟฟ้าแฝงเพิ่มเติมจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว จึงควรมีการประชาสัมพันธ์และศึกษาต้นทุนส่วนนี้ในต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบผลิตสำหรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่สำหรับปี ๒๕๖๔	O
๒๗. เพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสม การไฟฟ้าต้องลงทุนปรับปรุงเพิ่มเติมโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Modernizations) โดยใช้ Disruptive technology	O
๒๘. ไม่ควรให้เอกชนก่อสร้างระบบสายส่งหรือระบบจำหน่ายทับซ้อนกับระบบของการไฟฟ้า โดยควรกำหนดค่า Wheeling Charge เพื่อรองรับการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Distributed Energy Resources	P
๒๙. แนวทางปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้เท่ากันทุกระดับแรงดัน	P
๓๐. การวิจัยและพัฒนานวัตกรรมร่วมของภาครัฐและเอกชนทั้งผลิตภัณฑ์และบริการต่างๆ เกี่ยวกับเทคโนโลยีใหม่ๆ ทางด้านระบบผลิต ระบบส่ง และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	P
๓๑. ควรมีการกระจายอำนาจให้คณะกรรมการกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (คฟรฟ) บริหารจัดการเพื่อความคล่องตัวในการดำเนินงาน	O
๓๒. ให้เปิดรับฟังและสร้างความเข้าใจกับผู้มีส่วนได้เสียเกี่ยวกับการปรับปรุงเกณฑ์การจัดการเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยควรกำหนดโจทย์งานวิจัยให้กว้าง	O
๓๓. ควรจัดทำมาตรฐานการแบ่งแยกบัญชี โดยอาจนำแนวทาง USOA (Uniform System of Accounting) มาประยุกต์ใช้เป็นมาตรฐานในอนาคต	P
๓๔. ควรมีการทบทวน Power Development Plan (PDP) และควรใช้วิธี Scenario Planning ในการจัดทำยุทธศาสตร์นโยบายพลังงานและหาข้อมูล IPS เพื่อพยากรณ์ให้ใกล้เคียงมากขึ้น	P
๓๕. การพิจารณาใส่รายละเอียดของค่า Ft ลงในการนำเสนอปัจจัยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า	O
๓๖. การประชาสัมพันธ์อย่างสร้างสรรค์เพื่อทำความเข้าใจให้แก่ประชาชนอย่างถูกต้อง โดยเฉพาะเรื่อง Uniform Tariff	O
๓๗. ควรมีการประชาสัมพันธ์สร้างจิตสำนึกให้ประชาชนร่วมกันรักษาสิ่งแวดล้อม และเต็มใจที่จะจ่าย “ค่าใช้จ่ายเพื่อสิ่งแวดล้อม”	O
๓๘. ควรประชาสัมพันธ์และสร้างความเข้าใจในหลักการกำหนดราคาเชื้อเพลิงที่ส่งผ่านไปที่ค่าไฟฟ้า ให้ช้า ๖ เดือน	O
๓๙. ควรประชาสัมพันธ์ผลการกำกับการสั่งจ่ายไฟฟ้าเพื่อเป็นการสร้างการยอมรับให้แก่หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	O
๔๐. ควรประชาสัมพันธ์แก่ประชาชนให้เข้าใจสูตรการคำนวณค่าไฟฟ้า โดยเฉพาะค่า Ft หน่วยงานที่รับผิดชอบควรสื่อสารให้เข้าใจง่าย ๆ	O
๔๑. ควรประชาสัมพันธ์ประกาศเพื่อให้ผู้ใช้ไฟห้องเช่าจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่ถูกลง	O

บรรณานุกรม

หนังสือ

มานิตย์ จุมปา, **ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย (พ.ศ. ๒๕๕๐),** กรุงเทพ : บริษัทแอคทีฟ พริ้นท์ จำกัด, ๒๕๕๓, หน้า ๒๐๙.

คำอธิบายสรุปสาระสำคัญพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พุทธศักราช ๒๕๓๕, กลุ่มนิติการ สำนักงานเลขานุการกรม สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.

กฎหมาย

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐

ข้อมูลจากหน่วยงาน

ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการกิจการพลังงาน (กกพ.)

ข้อมูลจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ ๑๗ ตุลาคม ๒๕๔๘

เว็บไซต์

- https://www.bangkokbiznews.com/news/detail/๘๕๗๗๔๙

- https://www.erc.or.th/ERCWeb๒/Front/Law/Law.aspx?sectionID=๑&CatId=๑&SubId=๐&muid=๒๔&prid=๑๓๕

- https://www.erc.or.th/ERCWeb๒/Front/Law/Law.aspx?sectionID=๑&CatId=๑&SubId=๐&muid=๒๔&prid=๑๓๕

- https://www.erc.or.th/ERCWeb๒/Front/StaticPage/StaticPage.aspx?p=๑๕๘&Tag=%E๐%B๘%๙E.%E๐%B๘%A๓.%E๐%B๘%๙A.%E๐%B๘%๘๑%E๐%B๘%B๒%E๐%B๘%A๓%E๐%B๘%๙B%E๐%B๘%A๓%E๐%B๘%B๐%E๐%B๘%๘๑

ภาคผนวก

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY
๒๐๐ ถนนงามวงศ์วาน จตุจักร กรุงเทพฯ ๑๐๙๐๐

ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า
ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘

.....

ด้วย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน มีมติเมื่อวันที่ ๕ กันยายน ๒๕๖๑ เห็นชอบให้ทบทวนอัตราการจัดเก็บเงินอุดหนุนค่าไฟฟ้าฟรีและทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘ เป็นผลให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ไฟฟ้าชั่วคราว อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง และอัตราค่าไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ ลดลง ๐.๐๒๕๘ บาทต่อหน่วย โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน ๒๕๖๑ เป็นต้นไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงขอประกาศ เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘ ตามมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อวันที่ ๕ กันยายน ๒๕๖๑ สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าตามประกาศดาวน์โหลดได้ที่ www.pea.co.th และสอบถามรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในท้องถิ่นหรือที่สำนักงานใหญ่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โทร ๐-๒๕๙๐-๙๑๒๕, ๐-๒๕๙๐-๙๑๒๗ และ Call Center โทร ๑๑๒๙

จึงเรียนมาเพื่อทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ ๒๙ กันยายน พ.ศ. ๒๕๖๑

(นายเสริมสกุล คล้ายแก้ว)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

อัตราค่าไฟฟ้า

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

1.1 อัตราปกติ			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน				8.19
	15 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 – 15)	2.3488	
	10 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 16 – 25)	2.9882	
	10 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 26 – 35)	3.2405	
	65 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 36 – 100)	3.6237	
	50 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 101 – 150)	3.7171	
	250 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	
1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน				38.22
	150 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 – 150)	3.2484	
	250 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
1.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	5.1135	2.6037	312.24
1.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	5.7982	2.6369	38.22

หมายเหตุ 1. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าไม่เกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1 แต่หากใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.2 และเมื่อใดมีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วย ติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1

2. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าเกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.2

3. ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1.1.1 ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยต่อเดือนทุกราย ยังคงได้รับสิทธิค่าไฟฟ้าฟรีถึงค่าไฟฟ้าประจำเดือนธันวาคม 2558 และตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนมกราคม 2559 เป็นต้นไป ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1.1.1 ที่ได้รับสิทธิค่าไฟฟ้าฟรี จะต้องไม่เป็นนิติบุคคลและมีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยต่อเดือน ติดต่อกันเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 เดือน นับถึงเดือนปัจจุบัน

4. ประเภทที่ 1.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

5. ประเภทที่ 1.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนไปใช้อัตราประเภทที่ 1.1 ได้

ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

2.1 อัตราปกติ			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์			3.9086	312.24
2.1.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์				46.16
	150 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 – 150)	3.2484	
	250 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 151 – 400)	4.2218	
	เกิน 400 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	4.4217	

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	
2.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	5.1135	2.6037	312.24
2.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	5.7982	2.6369	46.16

หมายเหตุ 1. ประเภทที่ 2.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 2.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนไปใช้อัตราประเภทที่ 2.1 ได้

3. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 3 หรือ 4 หรือ 5 แล้วแต่กรณี

ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

3.1 อัตราปกติ

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
3.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	175.70	3.1097	312.24
3.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	196.26	3.1471	312.24
3.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	221.50	3.1751	312.24

3.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
3.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
3.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	4.1839	2.6037	312.24
3.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3297	2.6369	312.24

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 3.1 เป็นอัตราสำหรับผู้ที่ใช้ไฟฟ้าในอัตราประเภทที่ 3.1 อยู่เดิมก่อนค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 และสามารถเลือกใช้อัตราประเภทที่ 3.2 ได้ โดยต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ทั้งนี้ เมื่อเลือกใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 3.1 ไม่ได้

3. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1 หรือ 2.2 แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เคยเลือกใช้อัตรา TOU และได้ชำระค่าใช้จ่ายไว้แล้ว จะไม่เรียกเก็บค่าใช้จ่ายอีก

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ สถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่น ๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Partial	Off Peak		
4.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	3.1097	312.24
4.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	285.05	58.88	0	3.1471	312.24
4.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	332.71	68.22	0	3.1751	312.24

Peak : เวลา 18.30 – 21.30 น. ของทุกวัน
Partial : เวลา 08.00 – 18.30 น. ของทุกวัน (ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า คิดเฉพาะส่วนที่เกิน Peak)
Off Peak : เวลา 21.30 – 08.00 น. ของทุกวัน

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
4.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
4.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	4.1839	2.6037	312.24
4.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3297	2.6369	312.24

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. ประเภทที่ 4.1 เป็นอัตราสำหรับผู้ที่ใช้ไฟฟ้าในอัตราประเภทที่ 4.1 อยู่เดิมก่อนค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 และสามารถเลือกใช้อัตราประเภทที่ 4.2 ได้ โดยต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ทั้งนี้ เมื่อเลือกใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 4.1 ไม่ได้

2. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ หรือมีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1 หรือ 2.2 แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เคยเลือกใช้อัตรา TOU และได้ชำระค่าใช้จ่ายไว้แล้ว จะไม่เรียกเก็บค่าใช้จ่ายอีก

ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรมและกิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

5.1 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
5.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
5.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	4.1839	2.6037	312.24
5.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3297	2.6369	312.24

5.2 อัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ติดตั้งมิเตอร์ TOU

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
5.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	220.56	3.1097	312.24
5.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	256.07	3.1471	312.24
5.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	276.64	3.1751	312.24

อัตราขั้นต่ำ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 5.1 เป็นอัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 5 ทุกราย สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ติดตั้งมิเตอร์ TOU อนุโลมให้คิดประเภทที่ 5.2 ไปก่อน

3. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1 หรือ 2.2 แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เคยเลือกใช้อัตรา TOU และได้ชำระค่าใช้จ่ายไว้แล้ว จะไม่เรียกเก็บค่าใช้จ่ายอีก

ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

สำหรับการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว แต่ไม่รวมถึงส่วนราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ

6.1 อัตราปกติ

		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
6.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป		3.4149	312.24
6.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์		3.5849	312.24
6.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์			20.00
10 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 – 10)	2.8013	
เกิน 10 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 11 เป็นต้นไป)	3.8919	

6.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
6.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
6.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	4.1839	2.6037	312.24
6.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3297	2.6369	312.24

อัตราขั้นต่ำ : ประเภทที่ 6.2 ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 6.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนไปใช้อัตราประเภทที่ 6.1 ได้

ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยงานราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร กลุ่มเกษตรกรที่หน่วยงานราชการรับรอง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

7.1 อัตราปกติ		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
			115.16
100 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 0 – 100)	2.0889	
เกิน 100 หน่วยขึ้นไป	(หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป)	3.2405	

7.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
7.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	4.1839	2.6037	228.17
7.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	4.3297	2.6369	228.17

อัตราขั้นต่ำ : ประเภทที่ 7.2 ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เฉพาะที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำประกอบ ซี.ที.) ให้คำนวณกิโลวัตต์และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 7.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนไปใช้อัตราประเภทที่ 7.1 ได้

ประเภทที่ 8 ไฟฟ้าชั่วคราว

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่องานก่อสร้าง งานที่จัดขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้าน และการใช้ไฟฟ้าที่ยังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ค่าพลังงานไฟฟ้า (ทุกระดับแรงดัน) หน่วยละ 6.8025 บาท

หมายเหตุ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตราประเภทนี้ หากมีความประสงค์จะขอเปลี่ยนเป็นประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าถาวร หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตรวจพบว่าได้เปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างอื่นแล้ว เช่น เพื่อประกอบธุรกิจ หรืออุตสาหกรรม หรือบ้านอยู่อาศัย ฯลฯ เมื่อได้ยื่นคำร้องขอใช้ไฟฟ้าถาวรต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในท้องถิ่นนั้น พร้อมกับเดินสาย และติดตั้งอุปกรณ์ภายในให้เรียบร้อยถูกต้องตามมาตรฐาน และชำระเงินค่าธรรมเนียมการใช้ไฟฟ้าแบบถาวรครบถ้วน ตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว ค่าไฟฟ้าจะคิดตามอัตราประเภทที่ 1 – 7 แล้วแต่กรณี

ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU	
Peak : เวลา 09.00 น. – 22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล	Off Peak : เวลา 22.00 น.– 09.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล : เวลา 00.00 น.– 24.00 น. วันเสาร์ – อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ – อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

1. ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จะเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่คิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า หากเดือนใดมีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวาร์) เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ย ใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวัตต์) ส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (kvar) ละ 56.07 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์)

2. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราข้างต้น ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ **ค่าไฟฟ้าประจำเดือน พฤศจิกายน 2561** เป็นต้นไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 200 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

โทรศัพท์ 0-2590-9125, 0-2590-9127 โทรสาร 0-2590-9133-4 http://www.pea.co.th Call Center 1129

อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง

กรณีที่ 1

สำหรับการใช้ไฟฟ้า เฉพาะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองเป็นหลัก แต่มีความต้องการไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อสำรองไว้ทดแทน ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้องในการผลิตไฟฟ้า หรือหยุดซ่อมแซม หรือบำรุงรักษาตามแผนงานที่ได้แจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไว้ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

1.1 เดือนที่ไม่มีการใช้ไฟฟ้าสำรอง : ค่าไฟฟ้าคำนวณจาก ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
1.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	52.71	312.24
1.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	58.88	312.24
1.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	66.45	312.24

1.2 เดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสำรอง

1.2.1 ความต้องการพลังไฟฟ้าที่ใช้จริงส่วนที่ไม่เกินความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา คิดตามอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

1.2.2 ความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่ต่ำหรือสูงกว่าสัญญา

เฉพาะส่วนต่ำกว่าสัญญา	คิดความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่ต่ำกว่าสัญญา ตามอัตราไฟฟ้าสำรอง ข้อ 1.1
เฉพาะส่วนที่สูงกว่าสัญญา	คิดความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่สูงกว่าสัญญา เป็น 2 เท่า ของอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

1.2.3 ค่าพลังงานไฟฟ้า : คิดตามอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

1.2.4 ค่าบริการ : คิดตามอัตราข้อ 1.1

หมายเหตุ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองข้อ 1.1

กรณีที่ 2

สำหรับการใช้ไฟฟ้า เฉพาะที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกับพลังงานความร้อน (Cogeneration) และใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองเป็นหลัก แต่มีความต้องการไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อสำรองไว้ทดแทน ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้องในการผลิตไฟฟ้า หรือหยุดซ่อมแซม หรือบำรุงรักษาตามแผนงานที่ได้แจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไว้โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

2.1 เดือนที่ไม่มีการใช้ไฟฟ้าสำรอง : ค่าไฟฟ้าคำนวณจาก ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
2.1.1 แรงดัน 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	26.36	312.24
2.1.2 แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	29.44	312.24
2.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	33.22	312.24

2.2 เดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสำรอง

2.2.1 ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่ใช้จริงแต่ไม่เกินความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญา คิดตามอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

2.2.2 ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่ต่ำหรือสูงกว่าสัญญา

เฉพาะส่วนต่ำกว่าสัญญา คิดความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่ต่ำกว่าสัญญา ตามอัตราค่าไฟฟ้าสำรอง ข้อ 2.1

เฉพาะส่วนที่สูงกว่าสัญญา คิดความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกินจากสัญญา เป็น 2 เท่า ของอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

2.2.3 ค่าพลังงานไฟฟ้า : คิดตามอัตราค่าไฟฟ้าปกติ

2.2.4 ค่าบริการ : คิดตามอัตราข้อ 2.1

หมายเหตุ : ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองข้อ 2.1

เงื่อนไขและหลักเกณฑ์

1. ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้ต้องจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และแจ้งปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับไฟฟ้าสำรอง โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้พิจารณาปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสำรอง ให้เหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้ง

2. ต้องมีตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในรอบปี (Annual Load Factor) ไม่เกินร้อยละ 15 หากเกินร้อยละ 15 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะยกเลิกการขอใช้อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง และเปลี่ยนไปคิดอัตราเดิมในเดือนที่ 13

3. หากความต้องการพลังไฟฟ้าที่ใช้จริงในช่วง On-Peak (ของอัตรา TOU) ของเดือนใด ๆ สูงกว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญานับได้ครบ 6 เดือน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะนำความต้องการพลังไฟฟ้าที่สูงสุดที่ใช้จริงในช่วงเวลาดังกล่าวมากำหนดเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองตามสัญญาในเดือนถัดไป

4. ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในรอบปี (Annual Load Factor) คำนวณจากรอบปีของการใช้ไฟฟ้าสำรองตามสัญญาปีละ 1 ครั้ง ดังนี้

$$\text{ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในรอบปี} = \frac{\text{จำนวนพลังงานไฟฟ้ารวมในรอบปี}}{(\text{ความต้องการพลังไฟฟ้าที่สูงสุดในรอบปี} \times \text{ชั่วโมงในรอบปี})} \text{ X } 100\%$$

ข้อกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

1. หากเดือนใดมีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวาร์) เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ย ใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวัตต์) ส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (KVAR) ละ 56.07 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์)

2. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราข้างต้น และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน พฤศจิกายน 2561 เป็นต้นไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ สำหรับอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Interruptible Rate for TOU Rate)

อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ เป็นอัตราเลือกอีกประเภทหนึ่ง ที่ใช้ควบคู่กับอัตราปกติ สำหรับอัตราตามช่วงเวลาของการใช้มีรายละเอียดและเงื่อนไข ดังนี้

1. คุณสมบัติผู้ใช้ไฟฟ้า

เป็นผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทกิจการขนาดใหญ่ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 5,000 กิโลวัตต์ ขึ้นไป และมีปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าที่สามารถให้งดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) ไม่น้อยกว่า 1,000 กิโลวัตต์ เมื่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ

2. คำจำกัดความ

2.1 Interruptible Demand หมายถึง ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้ายินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคงดจ่ายไฟฟ้าได้ เมื่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ

2.2 Firm Demand หมายถึง ผลต่างของ Maximum Demand (พลังไฟฟ้าสูงสุด) กับ Interruptible Demand

2.3 Maximum Take หมายถึง ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดช่วง Peak ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าจะไม่สามารถงดการใช้ไฟฟ้าได้ต่ำกว่านี้

3. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า

3.1 ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการซื้อไฟฟ้าประเภท Interruptible Rate นี้ จะต้องทำสัญญาระบุปริมาณ Interruptible Demand และ Maximum Take ที่แน่นอนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำการตรวจสอบความเป็นไปได้ของปริมาณ Interruptible Demand และ Maximum Take ก่อนทำสัญญา

3.2 การแจ้งงดจ่ายไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบ เวลางดจ่ายไฟฟ้า และระยะเวลางดจ่ายไฟฟ้าล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 1 ชั่วโมง โดยทางโทรสาร โทรศัพท์ หรือ Internet

3.3 การงดใช้ไฟฟ้า

3.3.1 เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับแจ้งเวลาของดจ่ายไฟฟ้า จะต้องดำเนินการดับ หรือลดการใช้ไฟฟ้าให้ได้ปริมาณ Interruptible Demand ตามเวลา และระยะเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแจ้ง ตามข้อ 3.2 โดยปริมาณพลังไฟฟ้าให้อ่านจากมาตรวัดค่าพลังไฟฟ้า (Demand Meter) ก่อนงดจ่ายไฟฟ้า เทียบกับเมื่อดำเนินการงดจ่ายไฟฟ้าแล้ว

3.3.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดการใช้ไฟฟ้าถึงระดับ Maximum Take แต่ปริมาณ Interruptible Demand น้อยกว่าสัญญา ให้ถือว่าไม่ผิดสัญญา

หากลดการใช้ไฟฟ้าถึงระดับ Maximum Take แต่ปริมาณ Interruptible Demand น้อยกว่าสัญญา 2 ครั้งแล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถปรับปริมาณ Interruptible Demand ใหม่ได้

4. การแก้ไขปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

4.1 ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถขอแก้ไขปริมาณ Interruptible Demand และ/หรือ Maximum Take ที่ทำสัญญาไว้ได้ โดยทำหนังสือแจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วัน และมีระยะเวลาการแจ้งแต่ละครั้งห่างกันไม่น้อยกว่า 12 เดือน

4.2 การไฟฟ้าสามารถขอแก้ไขปริมาณ Interruptible Demand และ/หรือ Maximum Take ถ้าผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถงดการใช้ไฟฟ้าได้ 2 ครั้ง ตามข้อ 3.3.2 โดยพิจารณาจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง

4.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถขอแก้ไขปริมาณ Interruptible Demand และ/หรือ Maximum Take เมื่อปริมาณ Firm Demand น้อยกว่าปริมาณ Maximum Take เป็นเวลา 2 เดือนติดต่อกัน หรือเป็นเวลา 3 เดือน ในรอบปีสัญญา โดยพิจารณาจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง

5. วัน-เวลางดจ่ายไฟ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะของดจ่ายไฟฟ้า (Interrupt) ระหว่างเวลา 09.00 - 22.00 น. (ยกเว้นวันเสาร์ อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ) โดยมีจำนวนครั้ง และระยะเวลา ตามข้อ 6

6. จำนวนครั้งและระยะเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถงดจ่ายไฟฟ้า

มี 3 ทางเลือก โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าตาม ข้อ 14 ดังนี้

ทางเลือกที่ 1 การงดจ่ายไฟฟ้า ไม่เกิน 3 ชม/ครั้ง,	2 ครั้ง/วัน,	10 ครั้ง/เดือน,	40 ครั้ง/ปี
ทางเลือกที่ 2 การงดจ่ายไฟฟ้า ไม่เกิน 3 ชม/ครั้ง,	1 ครั้ง/วัน,	10 ครั้ง/เดือน,	20 ครั้ง/ปี
ทางเลือกที่ 3 การงดจ่ายไฟฟ้า ไม่เกิน 6 ชม/ครั้ง,	1 ครั้ง/วัน,	10 ครั้ง/เดือน,	20 ครั้ง/ปี

7. การผิดสัญญา

เมื่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแจ้งงดจ่ายไฟฟ้าตามข้อ 3.2 และผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติตามข้อ 3.3 ให้ถือว่าเป็นการผิดสัญญา จะมีบทปรับกรณีผิดสัญญา ตามข้อ 8

8. บทปรับกรณีผิดสัญญา

กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถดับไฟฟ้าได้ตามที่ทำสัญญาไว้ (ในรอบปีนับจากวันเริ่มต้นสัญญา) จะมีบทปรับ ดังนี้

ครั้งที่ 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น 1.5 เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าปกติในช่วง Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น 2 เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าปกติในช่วง Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ 3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น 3 เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าปกติในช่วง Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ 4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น 3 เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าปกติในช่วง Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอัตรา Interruptible ได้ ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะกลับไปซื้อไฟฟ้าในอัตราปกติเช่นเดิม

สำหรับการขอดับไฟฟ้าครั้งแรก นับจากวันเริ่มต้นสัญญา หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถดับไฟฟ้าได้ตามสัญญา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะผ่อนผันคิดค่าไฟฟ้า Interruptible Demand ตามอัตราปกติ โดยไม่นับเป็นการผิดสัญญาครั้งที่ 1 แต่หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้ 2 ครั้ง หรือครั้งแรกปฏิบัติได้ครั้งที่สองปฏิบัติไม่ได้ จะถูกปรับโดยนับเป็นการผิดสัญญาครั้งที่ 1

9. มาตรวัดไฟฟ้า

การทำสัญญา Interruptible Rate จะใช้มาตรวัดไฟฟ้าชนิดที่อ่านได้ทั้งพลังงานไฟฟ้า และความต้องการพลังไฟฟ้าทุก ๆ 15 นาที และอ่านย้อนหลังได้ไม่น้อยกว่า 31 วัน โดยมีคุณภาพตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้

10. อายุของสัญญา

อายุของสัญญากำหนดไว้ 5 ปี เมื่อครบอายุสัญญา คู่สัญญาจะพิจารณาดำเนินการต่อไป

11. การยกเลิกสัญญา

ในระหว่างอายุสัญญา คู่สัญญาสามารถยกเลิกสัญญาได้ ในกรณีต่อไปนี้

11.1 ผู้ใช้ไฟฟ้าขอยกเลิกสัญญาได้เมื่อปฏิบัติตามสัญญาไม่น้อยกว่า 1 ปี นับจากวันเริ่มต้นของสัญญา

11.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้เป็นครั้งที่ 4 ในรอบ 1 ปี

11.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถยกเลิกสัญญาได้ เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณ Interruptible Demand ต่ำกว่า 1,000 กิโลวัตต์

12. กรณียกเว้น

กรณีต่อไปนี้ เป็นกรณียกเว้น นอกเหนือจากการแจ้งให้งดจ่ายไฟฟ้าตามเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าประเภท Interruptible Rate

12.1 กรณีไฟฟ้าดับจากเหตุขัดข้องในระบบ หรือการแจ้งดับไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อการบำรุงรักษา หรือก่อสร้างปรับปรุง

12.2 กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ในภาวะ Shut Down Load ที่รับไฟจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นการ Shut Down ตามแผนบำรุงรักษาประจำปี หรือ Shut Down เนื่องจากเหตุฉุกเฉิน และผู้ใช้ไฟฟ้าได้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบทันทีที่เกิดเหตุดังกล่าวแล้ว

13. ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน

ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินสำหรับอัตราประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ คือ Interruptible Demand ที่ทำสัญญาไว้

ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินสำหรับอัตราปกติ (อัตรา TOU) คือ Firm Demand

14. อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	1*	1*	2*	
<u>ทางเลือกที่ 1 และ 3</u>				
แรงดัน 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	14.83	4.1025	2.5849	312.24
แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	26.59	4.1839	2.6037	312.24
<u>ทางเลือกที่ 2</u>				
แรงดัน 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	44.48	4.1025	2.5849	312.24
แรงดัน 22-33 กิโลโวลท์	79.76	4.1839	2.6037	312.24

ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU

1.* Peak : เวลา 09.00 น. - 22.00 น. วันจันทร์ -ศุกร์ และวันพืชมงคล

2.* Off Peak : เวลา 22.00 น. - 09.00 น. วันจันทร์ -ศุกร์ และวันพืชมงคล
: เวลา 00.00 น. - 24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ – อาทิตย์ และ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

1. หากเดือนใดมีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวาร์) เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวัตต์) โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (KVAR) ละ 56.07 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์)

2. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราข้างต้น และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน พฤศจิกายน 2561 เป็นต้นไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค