

รายงานการผลการศึกษา

โครงการศึกษาและเสนอแนะ แนวทางการปฏิรูป โครงสร้างราคาค่าไฟ รวมถึงกิจการไฟฟ้าอย่างเป็นธรรม

เสนอต่อ สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

เสนอโดย มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย

ตุลาคม 2567

สารบัญ

บทสรุปผลผู้บริหาร (Executive Summary).....	iii
บทที่ 1 โครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าและการปฏิรูปเพื่อความเป็นธรรม	1
1.1 การพิจารณาโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ	2
1.1.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน	2
1.1.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ	2
1.2 การพิจารณาค่าผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง.....	3
1.2.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน	3
1.2.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการพิจารณาค่าผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง	4
1.3 การกำหนดแนวทางการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ	4
1.3.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน	4
1.3.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการกำหนดแนวทางการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ	5
1.4 การดำเนินการที่ส่งผลต่อการคิดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment).....	6
1.4.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน	6
1.4.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการดำเนินการที่ส่งผลต่อการคิดค่าความพร้อมจ่าย	7
1.5 แนวทางการกำหนดมาตรการสนับสนุนพลังงานสะอาด	8
1.5.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน	8
1.5.2 ข้อเสนอแนะนโยบายแนวทางการกำหนดมาตรการสนับสนุนพลังงานสะอาด	9
บทที่ 2 ประสบการณ์และแนวทางการเปิดตลาดเสรีไฟฟ้า.....	10
2.1 กรณีศึกษาการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีจากต่างประเทศ	10
2.1.1 ประเทศญี่ปุ่น	10
2.1.2 ประเทศเยอรมนี.....	12
2.2 สถานการณ์ปัจจุบันในประเทศไทย.....	14
2.2.1 ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน	14
2.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว	15
2.2.3 การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในอนาคต.....	16
2.3 ข้อเสนอแนะนโยบายขั้นตอนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย.....	16
2.3.1 ระยะแรกของตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย.....	17

2.3.2	ระยะที่สองของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย	18
2.3.3	ระยะที่สามของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย	18
บทที่ 3 แนวทางการคิดค่าธรรมเนียมสายส่ง		19
3.1	ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge)	19
3.1.1	หลักการคำนวณที่สำคัญ	19
3.1.2	ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge) ของประเทศไทย.....	20
3.2	การบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services)	22
3.2.1	หลักการคำนวณที่สำคัญ	22
3.2.2	ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าธรรมเนียมการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services).....	22
3.3	การรักษาความสมดุลของระบบไฟฟ้า	22
3.3.1	หลักการคำนวณที่สำคัญ	22
3.3.2	ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าความไม่สมดุลสำหรับพลังงานสะอาด: กลไกการธนาคาร (Banking Mechanism)	24
3.4	การสำรองของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Back Up).....	24
3.4.1	หลักการคำนวณที่สำคัญ	24
3.4.2	ข้อเสนอแนะนโยบายการสำรองของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Back Up)	25
บทที่ 4 ผลกระทบต่อเสถียรภาพและข้อเสนอการปรับบทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง		26
4.1	ผลกระทบต่อเสถียรภาพ	26
4.1.1	ผลกระทบของพลังงานสะอาดต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า	26
4.1.2	การตอบสนองด้านโหลด	27
4.1.3	มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter)	29
4.2	ผลกระทบและข้อเสนอการปรับบทบาทของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ.	30
4.2.1	ผลกระทบและข้อเสนอบทบาทของการ กฟผ.	30
4.2.2	ผลกระทบและข้อเสนอบทบาทของ กฟน. และ กฟภ.....	33
เอกสารอ้างอิง		35

บทสรุปผลผู้บริหาร (Executive Summary)

รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อนำเสนอแนวทางการปฏิรูปโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าและการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศไทย โดยมีวัตถุประสงค์หลักในการสร้างความเป็นธรรมให้กับทุกภาคส่วน ทั้งภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และภาครัฐ ผ่านการปรับโครงสร้างที่สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้า การบริหารจัดการเชื้อเพลิง และการสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด รายงานฉบับนี้เป็นการศึกษาเชิงลึกที่นำเสนอมาตรการเชิงนโยบาย เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ พร้อมทั้งพิจารณาประสบการณ์จากต่างประเทศเพื่อวิเคราะห์การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีและการสร้างความเป็นธรรมในภาคไฟฟ้า

บทที่ 1: โครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าและการปฏิรูปเพื่อความเป็นธรรม

ปัญหาค่าไฟฟ้าเป็นหนึ่งในประเด็นสำคัญที่ส่งผลกระทบต่ออย่างกว้างขวางในประเทศไทย โดยไม่ได้จำกัดเพียงภาคอุตสาหกรรมการผลิตและบริการเท่านั้น แต่ยังครอบคลุมไปถึงค่าครองชีพของประชาชนทั่วไป ค่าไฟฟ้าภาคครัวเรือนในช่วงปี พ.ศ. 2560 ถึงเมษายนปี พ.ศ. 2567 พบว่ามีอัตราการจ่ายอยู่ระหว่าง 3 – 5 บาทต่อหน่วย ซึ่งเป็นราคาที่ต่ำกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง ส่วนต่างนี้เกิดจากการสนับสนุนจากภาครัฐเพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ที่ได้ส่งผลกระทบต่อภาระหนี้ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

อย่างไรก็ตาม การตรึงราคาดังกล่าวมีแนวโน้มที่จะสะท้อนต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 ทำให้การพิจารณาโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าจำเป็นต้องสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมในทุกภาคส่วนของสังคม ทั้งภาครัฐ ผู้ผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และประชาชน

1.1 โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ

ก่อนปี พ.ศ. 2567 ราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยมีความแตกต่างกันระหว่างกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและกลุ่มภาคการผลิตไฟฟ้า โดยราคาที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Pool Gas) มาจากแหล่งที่ต่างกัน เช่น อ่าวไทย สหภาพพม่า และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในขณะที่กลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีใช้ราคาจากอ่าวไทยเป็นต้นทุน ทำให้ต้นทุนราคาแก๊สในกลุ่มผลิตไฟฟ้าสูงกว่ากลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมี อย่างไรก็ตาม ต้นปี พ.ศ. 2567 มีการปรับการคำนวณ Pool Gas ให้กลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีมาร่วมกันรับผิดชอบต้นทุนราคาแก๊สจากสหภาพพม่า และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ด้วย ทำให้ต้นทุนแก๊สที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้านั้นลดลง แต่การปรับลดนี้ยังคงเป็นเพียงมาตรการชั่วคราว

1.2. ค่าผ่านทางและโครงสร้างพื้นฐาน (LNG Terminal)

การขนส่งก๊าซธรรมชาติและโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องเป็นส่วนสำคัญที่ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า การคำนวณค่าผ่านทางขึ้นอยู่กับต้นทุนคงที่และผันแปร โดยภาครัฐควรพิจารณาการปรับค่าผ่านทางให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง มีการหักค่าเสื่อมราคาอย่างถูกต้อง และมีการคำนึงถึงปริมาณความต้องการใช้จริงร่วมกับปริมาณการจูงท่อแก๊ส นอกจากนี้ ควรพิจารณาการใช้ LNG Terminal ที่มีอยู่ในปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพมาก

ขึ้น และมีการแยกวางแผนการคิดต้นทุนของ LNG Terminal 3 ที่กำลังอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการอย่างเป็น
ธรรม

1.3. ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment)

ค่าความพร้อมจ่ายเป็นส่วนสำคัญของต้นทุนค่าไฟฟ้า ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการสร้างและ
บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า รวมถึงค่าการสำรองไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในยามฉุกเฉิน ในปี พ.ศ. 2565
ประเทศไทยมีอัตราค่าการสำรองไฟฟ้าสูงถึง 36% ซึ่งสูงกว่าอัตรามาตรฐานที่กำหนดไว้ที่ 15% การลดอัตราสำรอง
ไฟฟ้าจะช่วยลดค่าความพร้อมจ่ายและส่งผลให้ค่าไฟฟ้านลดลง

1.4. การสนับสนุนพลังงานสะอาด

การสนับสนุนพลังงานสะอาดเป็นหนึ่งในเป้าหมายระยะยาวของประเทศไทย มาตรการ FIT (Feed-in
Tariff) ที่ใช้ในปัจจุบันช่วยกระตุ้นการลงทุนในพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม อย่างไรก็ตาม
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดมีแนวโน้มลดลง ทำให้การสนับสนุนในระยะยาวควรปรับให้
สอดคล้องกับต้นทุนจริง

ดังนั้นภาครัฐควรปรับโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุนเชื้อเพลิงและการผลิตจริง โดยบริหาร
จัดการโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ให้เต็มประสิทธิภาพและลดการสร้างใหม่ที่ไม่จำเป็น พร้อมทั้งปรับอัตราค่า
การสำรองไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมเพื่อลดค่าความพร้อมจ่าย นอกจากนี้ ควรปรับมาตรการ FIT ให้สอดคล้อง
กับต้นทุนพลังงานสะอาดที่ลดลง การปฏิรูปดังกล่าวจะเพิ่มความเป็นธรรมในสังคมและส่งเสริมการใช้พลังงาน
สะอาดเพื่อเตรียมพร้อมสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยการปฏิรูปโครงสร้างค่าไฟฟ้าจะช่วยเพิ่ม
ความเป็นธรรมในสังคม และส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ
อย่างยั่งยืนในอนาคต

บทที่ 2: ประสบการณ์และแนวทางการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี

การเปิดตลาดเสรีไฟฟ้าเป็นกระบวนการที่มีความสำคัญในการเพิ่มการแข่งขัน ส่งเสริมความเป็นธรรม
และสร้างความยั่งยืนในภาคพลังงาน โดยในรายงานนี้เน้นการศึกษากรณีตัวอย่างจากประเทศญี่ปุ่นและเยอรมนีที่
ได้มีการปฏิรูปและเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าอย่างค่อยเป็นค่อยไป ทั้งสองประเทศได้มีการดำเนินการตามขั้นตอนที่
สำคัญ เช่น การเปิดให้เอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้า การกำหนดกฎระเบียบเพื่อสร้าง
ความเป็นธรรมในตลาด และการสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด ซึ่งทั้งสองกรณีนี้เป็นตัวอย่างที่สำคัญสำหรับประเทศ
ไทย

กรณีศึกษาประเทศญี่ปุ่น

เริ่มกระบวนการปฏิรูปในปี 1995 ด้วยการอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) เข้าสู่ตลาด ต่อมาใน
ปี พ.ศ. 2543 ได้ขยายตลาดไฟฟ้าเสรีให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่ต้องการไฟฟ้าแรงดันสูงมาก (EHV) และ
ในปี พ.ศ. 2546 ได้ขยายไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลาง จนในปี พ.ศ. 2559 ประเทศญี่ปุ่นประสบความสำเร็จในการ
เปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ ทำให้ผู้บริโภคทุกฝ่ายสามารถเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการ การ

ปฏิรูปขั้นสุดท้ายเกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2563 ด้วยการแยกส่วนการผลิตและการจัดส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมการแข่งขัน และลดความขัดแย้งทางผลประโยชน์

กรณีศึกษาประเทศเยอรมนี

เริ่มเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในปี พ.ศ. 2541 ตามข้อกำหนดของสหภาพยุโรป (EU) ผ่านการกำหนดกฎหมายพระราชบัญญัติอุตสาหกรรมพลังงาน (EnWG) โดยระยะแรกเน้นการแยกบัญชีการเงินระหว่างการผลิตและการจัดจำหน่ายไฟฟ้า พร้อมสร้างกลไกการเข้าถึงโครงข่ายผ่าน Third Party Access (TPA) ระยะที่สองเกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2546 เมื่อมีกฎหมายพลังงานสะอาด Renewable Energy Sources Act (EEG) เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด ในระยะที่สามปี พ.ศ. 2554 เยอรมนีได้ดำเนินการแยกเจ้าของและการดำเนินงานของระบบสายส่งไฟฟ้า พร้อมส่งเสริมเทคโนโลยี Smart Metering เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า

สถานการณ์ภาคไฟฟ้าในประเทศไทย

ปัจจุบันภาคไฟฟ้าของประเทศไทยใช้ระบบ Enhanced Single Buyer (ESB) โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทำหน้าที่ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตและขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ระบบนี้ช่วยให้การบริหารจัดการพลังงานมีความเป็นเอกภาพ แต่ขาดการแข่งขัน ทำให้การเปลี่ยนผ่านไปสูพลังงานสะอาดและการลดต้นทุนพลังงานยังไม่เกิดขึ้นอย่างเต็มรูปแบบ

เพื่อแก้ไขปัญหานี้ ประเทศไทยควรพิจารณาเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีผ่านการอนุมัติ Third Party Access (TPA) โดยเริ่มจากโครงการนำร่องสำหรับภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และขยายไปสู่ภาคธุรกิจและผู้บริโภครายย่อยในอนาคต การปฏิรูปนี้จะช่วยทำให้เกิดการแข่งขัน เสริมสร้างประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และเพิ่มส่วนแบ่งของพลังงานสะอาดในระบบไฟฟ้าของประเทศ

ข้อเสนอแนะในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย

ควรดำเนินการเป็นระยะ โดยเริ่มจากการเปิดโครงการ TPA นำร่องในปี พ.ศ. 2567 ท้ายให้ภาคส่วนอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดเพื่อการรักษาความสามารถทางการแข่งขัน ที่จะได้รับผลกระทบจากมาตรการการเก็บภาษีคาร์บอนข้ามพรมแดน และขยายไปสู่ภาคอุตสาหกรรมทั้งหมดภายในปี พ.ศ. 2580 ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ การเปิดเสรีในระยะที่สามควรเปิดให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจทั้งหมดภายในปี พ.ศ. 2593 เพื่อสอดคล้องกับเป้าหมายการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์

บทที่ 3: แนวทางการคิดค่าธรรมเนียมสายส่ง

การคิดค่าธรรมเนียมการใช้สายส่งไฟฟ้าเป็นประเด็นสำคัญที่ส่งผลต่อความเป็นธรรมในการเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงประสิทธิภาพของระบบพลังงาน ค่าธรรมเนียมนี้ไม่เพียงแต่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและพัฒนาโครงข่าย แต่ยังสะท้อนถึงการใช้ทรัพยากรและการส่งพลังงานระหว่างผู้ผลิตและผู้บริโภค ทั้งนี้ การพิจารณาวิธีการคิดค่าธรรมเนียมในแต่ละช่วงเวลาจะต้องสอดคล้องกับความต้องการและการเปลี่ยนแปลงของตลาดพลังงานที่มีความซับซ้อนมากขึ้นจากเทคโนโลยีและการเปิดเสรีตลาดพลังงานไฟฟ้า

ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge)

ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่งเป็นค่าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับการใช้สายส่งในการนำพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้บริโภค รูปแบบการคำนวณค่าใช้จ่ายนี้แบ่งได้เป็นสามวิธีหลัก ได้แก่:

1. Postage Stamp คิดค่าธรรมเนียมเรียกเก็บแบบถัวเฉลี่ย มีการพิจารณาแยกตามระดับแรงดัน แต่ไม่แยกตามพื้นที่
2. Power Flow Based คิดค่าธรรมเนียมตามการไหลของพลังงานและระยะทาง สะท้อนการใช้งานจริงของเครือข่ายไฟฟ้า แต่มีความซับซ้อนสูง
3. Nodal Pricing คิดค่าธรรมเนียมโดยสะท้อนปริมาณการผลิตและความต้องการไฟฟ้าในแต่ละจุดที่ต่างกันตามสภาพของเครือข่ายแบบเรียลไทม์ ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพสูงสุด แต่มีความซับซ้อนและต้องการระบบตลาดขั้นสูง

ข้อเสนอแนะนโยบายของประเทศไทยในการคำนวณค่าธรรมเนียมควรเริ่มจาก Postage Stamp ในระยะสั้น และขยับไปเป็น Power Flow Based ในระยะกลาง เพื่อสะท้อนการใช้งานจริงของระบบ ในระยะยาวควรปรับเป็น Nodal Pricing เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากรและลดต้นทุนที่เกิดจากบริการเสริมความมั่นคง (Ancillary Services) โดยคำนึงถึงการพัฒนาระบบตลาดและเทคโนโลยีในอนาคต

การบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services)

การบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าครอบคลุมถึงการลงทุนในระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้า ระบบสำรองไฟ และการควบคุมความถี่ การคำนวณต้นทุนของบริการนี้จะสะท้อนถึงความจำเป็นในการรักษาเสถียรภาพของเครือข่ายในช่วงที่มีการขาดดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ต้นทุนส่วนนี้ปัจจุบันคิดเป็นประมาณ 8% ของการลงทุนทั้งหมดในโครงข่าย การปรับค่าธรรมเนียมสำหรับบริการเสริมควรมีการคำนวณทุก 3-5 ปี เพื่อให้สะท้อนถึงมูลค่าของระบบโครงข่ายในแต่ละช่วงเวลา

การรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า (Imbalance)

ความไม่สมดุลในระบบพลังงานไฟฟ้าคือการที่การผลิตและความต้องการไม่สอดคล้องกัน การรักษาสมดุลเป็นหน้าที่ของผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้า การแก้ไขความไม่สมดุลนี้มีค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าสำรอง โดยในระบบตลาดไฟฟ้าเสรีค่าความไม่สมดุลจะถูกคิดตามกลไกตลาด ในช่วงระยะแรกเพื่อเป็นการสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด การรักษาสมดุลระบบนั้นยังต้องพึ่งพากลไกการฝากพลังงาน (Banking Mechanism) เพื่อจัดการกับความผันผวนของพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และลม

การสำรองของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Back Up)

การสำรองในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหมายถึงการรักษาความพร้อมของอุปกรณ์ในการรองรับกรณีฉุกเฉินหรือเมื่อมีการใช้ไฟฟ้ามากเกินไป ค่าใช้จ่ายในการสำรองนี้ควรอยู่ในระดับที่เหมาะสมเพื่อลดต้นทุนการสร้างสายส่งใหม่ และการบริหารจัดการ โดยการศึกษาในต่างประเทศพบว่าอัตราสำรองที่เหมาะสมควรอยู่ที่ประมาณ 20-30% ของระบบทั้งหมด เพื่อให้การใช้ทรัพยากรเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและไม่สร้างต้นทุนเพิ่มเติมที่ไม่จำเป็น

บทที่ 4: ผลกระทบต่อเสถียรภาพและบทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การเปิดเสรีไฟฟ้าเป็นการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญที่สามารถสร้างผลกระทบต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและบทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะการเพิ่มขึ้นของพลังงานสะอาด เช่น พลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่แม้จะเป็นโอกาสสำคัญในการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อม แต่ก็สร้างความท้าทายให้กับระบบไฟฟ้าในด้านการบริหารจัดการความเสี่ยงและการรักษาเสถียรภาพของโครงข่าย ทั้งนี้ บทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำเป็นต้องได้รับการปรับเปลี่ยนเพื่อตอบสนองต่อการแข่งขันที่เพิ่มขึ้นและการขยายตัวของการใช้พลังงานสะอาด

ผลกระทบของพลังงานสะอาดต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า

การเปลี่ยนไปสู่การใช้พลังงานสะอาดเป็นสิ่งจำเป็นเนื่องจากความเร่งด่วนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนและปัญหาสภาพภูมิอากาศ อย่างไรก็ตาม พลังงานสะอาด เช่น พลังงานลมและแสงอาทิตย์ มีความผันผวนที่ส่งผลต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ดำเนินการระบบต้องคงความสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้าเพื่อลดความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าดับหรือระบบล่ม ซึ่งการใช้โรงไฟฟ้าก๊าซเพื่อสนับสนุนช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (peaking power plants) ถือเป็นหนึ่งในมาตรการในการรักษาเสถียรภาพ แต่ก็ทำให้เกิดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งขัดกับเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน

การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response)

การตอบสนองด้านโหลดเป็นแนวทางใหม่ในการรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า โดยเป็นการปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานจากฝั่งผู้บริโภคที่จะเป็นการแก้ไขปัญหาจากฝั่งการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งช่วยลดความจำเป็นในการสร้าง Peaking Power Plants ที่มีค่าใช้จ่ายสูง นอกจากนี้ โปรแกรมการตอบสนองต่อความต้องการ (Demand Response Programs) ยังช่วยเพิ่มเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย โดยเริ่มมีการทดสอบตั้งแต่ปี พ.ศ. 2557 ถึงแม้จะประสบปัญหาในช่วงแรก การนำโครงการนำร่องใหม่ในปี พ.ศ. 2566 มีเป้าหมายขยายขอบเขตการดำเนินการเพื่อให้เกิดผลลัพธ์ที่ดีขึ้น

มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter)

การติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะช่วยให้สามารถรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญในการเสริมสร้างเสถียรภาพและประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้า โดยการให้ข้อมูลที่แม่นยำและสนับสนุนการสื่อสารโดยตรงระหว่างผู้ให้บริการไฟฟ้าและผู้บริโภค อีกทั้งยังช่วยให้การตอบสนองต่อความต้องการเป็นไปอย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพมากขึ้น

ผลกระทบและข้อเสนอการปรับบทบาทของ กฟผ.

การเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าทำให้ผู้บริโภคมีทางเลือกในการเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายอื่น ซึ่งทำให้ กฟผ. ต้องปรับบทบาทและกลยุทธ์เพื่อรักษาความสามารถในการแข่งขัน การแยกส่วนการผลิตและการส่งไฟฟ้าถือเป็นขั้นตอนสำคัญในการเปิดตลาดเสรี โดยการจัดตั้งบริษัทใหม่ที่เน้นบทบาทของผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission system operator, TSO) เป็นแนวทางที่ควรพิจารณา นอกจากนี้ การศึกษาแนวทางจาก

ประเทศญี่ปุ่นซึ่งมีโครงสร้างตลาดไฟฟ้าที่คล้ายคลึงกับประเทศไทย แสดงให้เห็นถึงความจำเป็นในการปรับตัวของหน่วยงานหลักเพื่อรับมือกับการเปิดเสรี

ผลกระทบและข้อเสนอการปรับบทบาทของ กฟน. และ กฟภ.

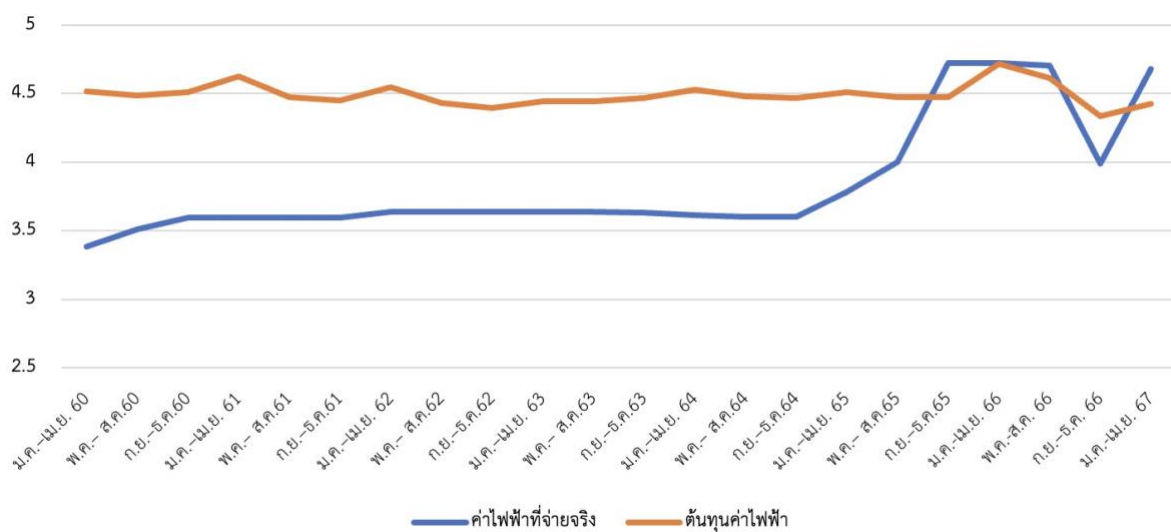
การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีจะส่งผลกระทบต่อรายได้ของ กฟน. และ กฟภ. เนื่องจากเกิดการแข่งขันจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ การลดลงของรายได้นี้ทำให้ทั้งสองหน่วยงานต้องปรับกลยุทธ์และพัฒนาแหล่งรายได้ใหม่ เช่น การให้บริการด้านพลังงาน เช่น สถานีชาร์จรถไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา และการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์เพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพารายได้จากการขายไฟฟ้า

บทที่ 1

โครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าและการปฏิรูปเพื่อความเป็นธรรม

ปัญหาเรื่องค่าไฟฟ้า เป็นหนึ่งในประเด็นปัญหาที่ส่งผลกระทบต่อเป็นวงกว้างในสังคม ไม่เพียงแต่กลุ่มอุตสาหกรรมการผลิตและบริการ แต่ยังรวมไปถึงค่าครองชีพของพี่น้องประชาชนที่จำเป็นต้องชำระในแต่ละเดือน โดยเมื่อพิจารณาข้อมูลค่าบริการไฟฟ้าในภาคครัวเรือนตั้งแต่ต้นปี พ.ศ. 2560 จนถึงเมษายนปี พ.ศ. 2567 (ภาพที่ 1.1) พบว่า ค่าไฟฟ้าที่จ่ายจริงในภาคครัวเรือนจะอยู่ระหว่าง 3 – 5 บาทต่อหน่วย อย่างไรก็ตามราคาค่าไฟฟ้าง่ายยังคงเป็นราคาต่ำกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงตลอดช่วงระยะเวลาที่ผ่านมา โดยส่วนต่างส่วนหนึ่งเกิดจากการกำหนดนโยบายในการสนับสนุนของภาครัฐในการบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ซึ่งการตรึงราคาค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงและจะสะท้อนต้นทุนการผลิตที่เพิ่มมากขึ้นตั้งแต่ต้นปี พ.ศ. 2565 ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าที่สามารถสะท้อนต้นทุนการผลิตและเชื้อเพลิงเพื่อให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกภาคส่วนในสังคม ทั้งภาครัฐ ผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคประชาชน

ภาพที่ 1.1 การเปรียบเทียบค่าไฟฟ้าที่จ่ายจริงและต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย



ที่มา : สถาบันวิจัยพลังงาน (2567)

การพิจารณาโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้ในหลากหลายแง่มุม ตั้งแต่เรื่องของระบบการบริหารราคาต้นทุนเชื้อเพลิง การจัดการเรื่องของโครงสร้างพื้นฐาน ไปจนถึงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการอุดหนุนพลังงานสะอาด ซึ่งในปัจจุบันมีการดำเนินการมาเป็นระยะหนึ่งแล้ว นอกจากนั้นผลกระทบส่วนหนึ่งจากมาตรการในการบรรเทาภาระค่าครองชีพและต้นทุนการผลิตยังส่งผลให้เกิดภาระหนี้ผูกพันที่สามารถส่งผลต่อค่าไฟฟ้าสูงสุด 1.65 บาทต่อหน่วย (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2567(1)) ดังนั้นจึงควรเร่งให้มีการปฏิรูป

โครงสร้างค่าไฟฟ้า ผ่านการปฏิรูปผ่านโครงสร้างค่าเอฟที ที่มีความเป็นธรรม โดยผลการปฏิรูปดังกล่าว อาจส่งผลให้ช่วยลดค่าไฟได้ในช่วงระหว่าง 15 – 20 สตางค์ โดยมีแผนการพิจารณาและข้อเสนอแนะในการ ปฏิรูป ทั้งสิ้น 5 ประเด็นดังต่อไปนี้

1.1 การพิจารณาโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ

1.1.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน

ในช่วงก่อนปี พ.ศ. 2567 โครงสร้างราคาเชื้อก๊าซในประเทศไทยมีความแตกต่างระหว่างกลุ่ม อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและกลุ่มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า โดยกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีใช้ราคาก๊าซอ่าวไทยเป็น ต้นทุน (Gulf Gas) ซึ่งจะมีระดับราคาที่ต่ำกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับราคาเชื้อก๊าซที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Pool Gas) ซึ่งมีที่มาจาก 3 แหล่ง ได้แก่ จากอ่าวไทย ก๊าซจากสหภาพพม่า และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ซึ่ง ความแตกต่างดังกล่าวส่งผลให้ต้นทุนเชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้าของมีระดับราคาที่สูงกว่าที่ใช้ในกลุ่มอุตสาหกรรม (ThaiPublica, 2566) อย่างไรก็ตามทาง กกพ. ได้มีการเปลี่ยนวิธีจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยในช่วงเดือน มกราคม 2567 ส่งผลให้ราคาประมาณการ Spot LNG มีแนวโน้มการปรับลดลง จากเดิมที่ประมาณการไว้ที่ 16.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูเป็น 14.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2567(2))

การปรับลดลงของราคาดังกล่าวยังส่งผลให้ราคาเชื้อก๊าซที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ลดลงจากเดิม 387 บาท ต่อล้านบีทียูเหลือ 365 บาทต่อล้านบีทียู ซึ่งการลดลงดังกล่าวส่งผลให้สามารถลดค่าเอฟทีลงได้ 9.98 สตางค์ต่อ หน่วยและทำให้ค่าไฟฟาลดลงเหลือ 4.34 บาทต่อหน่วย (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2567(2)) อย่างไรก็ตาม การปรับโครงสร้างราคาเฉลี่ยรวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นเป็นเพียงมาตรการชั่วคราวเท่านั้น ในระหว่าง ที่มีการดำเนินการจัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรง แยกก๊าซธรรมชาติเสร็จสิ้น

1.1.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ

ภาครัฐจึงควรมีการดำเนินการใน 2 ประเด็น ดังต่อไปนี้

(1) ควรกำหนดให้มาตรการกำหนดราคาก๊าซในระดับราคาของ Pool Gas เป็นมาตรการระยะยาวซึ่งจะ ส่งผลให้ระดับราคา Pool Gas และต้นทุนการผลิตไฟฟาลดลง และ

(2) ควรกำหนดให้ Energy Pool Price ในระยะยาวมีหลักคิดที่สะท้อนความสามารถทางการแข่งขัน ด้านราคา โดยปัจจุบันการคำนวณสะท้อนเพียงเรื่องของราคาที่มีการตั้งกำหนดเพดานราคาไว้ และให้ ผู้ประกอบการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ที่สามารถนำเข้าก๊าซได้ในราคาที่อยู่ภายใต้เพดาน สามารถนำเข้าได้ตามปริมาณการนำเข้าของผู้นำเข้าเท่านั้น (ภาพที่ 1.2) ซึ่งไม่สามารถสะท้อนการแข่งขัน ทางด้านราคา โดยในระยะแรกที่ประเทศไทยเพิ่งเริ่มเปิดเสรีการนำเข้าก๊าซ ควรจะให้ผู้รับใบอนุญาตบริหาร

จัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) มีการปรับการคำนวณเพดานราคาให้บ่อยครั้งขึ้น เพื่อสะท้อนราคาที่แท้จริง

ภาพที่ 1.2 สมการคำนวณเฉลี่ยราคาถ่วงน้ำหนักต้นทุนเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

$$\text{Energy Pool Price} = \frac{[V_{\text{pool}} \times B_{\text{pool,avg}}] + V_1 B_1 + V_2 B_2}{V_{\text{pool}} + V_1 + V_2}$$

$B_{\text{pool,avg}}$	คือ	ราคา Pool Gas ของ ปตท. [บาท/MMBtu]
B_1	คือ	ราคา LNG ของ New Shipper [บาท/MMBtu]
B_2	คือ	ราคาน้ำมันดีเซล น้ำมันเตา LPG ที่ใช้กับโรงไฟฟ้า หรือเชื้อเพลิงอื่นตามที่ กพท. กำหนด [บาท/MMBtu]
V_{pool}	คือ	ปริมาณ Pool Gas ของ ปตท. [MMBtu]
V_1	คือ	ปริมาณ LNG ของ New Shipper [MMBtu]
V_2	คือ	ปริมาณน้ำมันดีเซล น้ำมันเตา LPG ที่ใช้กับโรงไฟฟ้า หรือเชื้อเพลิงอื่นตามที่ กพท. กำหนด [MMBtu]

ที่มา : คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2565)

(3) ผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) ควรมีการวิเคราะห์สถานการณ์และรวบรวมข้อมูลการประมาณการราคาและปริมาณจากผู้ประกอบการฯ (Shipper) ทุกราย เพื่อจัดทำประมาณการราคา Pool Gas ให้สะท้อนราคาตามกลไกตลาด และความสามารถในการนำเข้าก๊าซที่สะท้อนการแข่งขันด้านราคาของผู้ประกอบการฯ แต่ละราย

1.2 การพิจารณาค่าผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง

1.2.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน

ปัจจุบันการคิดต้นทุนการขนส่งก๊าซและแปรสภาพ ประกอบด้วย ต้นทุนคงที่ (d) และต้นทุนผันแปร (c) ที่ขึ้นกับการใช้งาน ทั้งนี้ปัจจัยที่ส่งผลต่อการคำนวณราคาทั้งสี่ส่วน (Td, Tc, Ld, Lc) ขึ้นอยู่กับ (1) ต้นทุนเฉลี่ยทางการเงิน (WACC) ในตารางที่ 1.1 และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งเป็นการเสนอของ ปตท. และการพิจารณาของ กพท. และ (2) อายุโครงการที่มีการลงทุนในปัจจุบัน โดยในปัจจุบันการคิดผลตอบแทนโครงการ (ROIC) มีลักษณะเป็นช่วง (Building Block) ในระยะ 5 ปี ซึ่ง WACC อยู่ระหว่าง 6.5% – 7.3% เพียงปรับการคิดเป็น Building Block ใน 5 ปี ภายใต้อัตราต้นทุนทางการเงินที่ยังคงสูง ส่งผลให้ค่าเอฟที ลดลงทันที 3 สตางค์ต่อหน่วย (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2565)

ตารางที่ 1.1 ต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ยที่ปรากฏในแต่ละแผนที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างก๊าซ

แผนที่เกี่ยวข้อง	ต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ย (WACC)	
	ข้อเสนอ ปตท.	การพิจารณาของ กกพ.
แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซ ฉบับที่ 1 และ ฉบับที่ 2	10.80%	6.12%
แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซ ฉบับที่ 3	8.93%	6.81%
แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซ	8.14%	7.09%
โครงสร้างพื้นฐานก๊าซรองรับโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1)	7.84%	7.09%

ที่มา : คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2565)

1.2.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการพิจารณาผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง

ดังนั้นประเด็นพิจารณาเรื่องค่าผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง ภาครัฐจึงควรมีการดำเนินการพิจารณาการคิดค่าผ่านท่อและโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ ที่ยังไม่คืนทุน เพื่อสะท้อนต้นทุนคงเหลือที่แท้จริงในการเก็บค่าผ่านท่อ (T) เนื่องจากในข้อเท็จจริงปรากฏว่าโครงการลงทุนแรกของ ปตท. เริ่มตั้งแต่ พ.ศ.2524 ควรที่จะคืนทุนในโครงสร้างพื้นฐานดังกล่าวไปเป็นที่เรียบร้อยแล้ว นอกจากนั้นจะส่งผลให้ต้นทุนคงที่ (d) ของโครงสร้างพื้นฐานลดลง ทั้งนี้ผลตอบแทนต่อโครงข่ายทั้งหมด (ROE) ไม่ควรสูงเกิน 10% ซึ่งอยู่ในกรอบต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ยระหว่าง 6.5% – 7.3% ตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน นอกจากนั้นควรมีการทบทวน TSO Code ให้มีการระบุถึงปริมาณความต้องการจากผู้ใช้งาน (โรงไฟฟ้า โรงงาน อุตสาหกรรม) ร่วมกับปริมาณการจองจาก Shipper แต่ละราย เพื่อให้การบริหารจัดการการใช้ท่อก๊าซมีประสิทธิภาพมากขึ้น ลดภาระค่าใช้จ่ายการจองท่อก๊าซที่ไม่ได้ใช้จริง ที่ท้ายสุดถูกส่งผ่านมาในค่าไฟ

1.3 การกำหนดแนวทางการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ

1.3.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน

ในกระบวนการคิดต้นทุนของราคาค่าไฟฟ้า ส่วนหนึ่งต้นทุนทางด้านโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงอย่างก๊าซธรรมชาติจะถูกคิดคำนวณด้วยเช่นเดียวกัน โดยในปัจจุบันโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติที่สำคัญของประเทศไทยคือ LNG Terminal ซึ่งทำหน้าที่เป็นท่าเรือขนส่ง LNG จากต่างประเทศ มาจัดเก็บในถังเก็บ LNG ซึ่งอยู่ในสถานะของเหลว ก่อนเข้าสู่กระบวนการแปรสถานะจากของเหลวสู่ก๊าซ (Regasification) และจึงส่งไประบบท่อก๊าซต่อไป (สถิติ, 2565)

สำหรับประเทศไทย ปัจจุบัน LNG Terminal (ตารางที่ 1.2) มีการดำเนินการอย่างเต็มรูปแบบ 2 แห่ง ได้แก่ สถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 (LNG Terminal 1) และสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 (LNG Terminal 2) ของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด ซึ่งตั้งอยู่ในจังหวัดระยอง โดยทั้งสองแห่งมีจำนวนท่าเรือรวม 3 แห่ง และมีขนาดถังเก็บรวม 410,000 ลบ.ม. และมีปริมาณจัดเก็บรวม 1.14 ลบ.ม. พร้อมความสามารถในการแปรสถานะก๊าซโดยเฉลี่ยรวม 20 ล้านตันต่อปี นอกจากนั้น ยังมีการพัฒนา Terminal แห่งที่ 3 ในพื้นที่ใกล้เคียง ซึ่งดำเนินการโดยบริษัทเอกชน โดยมีความสามารถในการแปรสถานะก๊าซ 11 ล้านตันต่อปี และยังคงอยู่

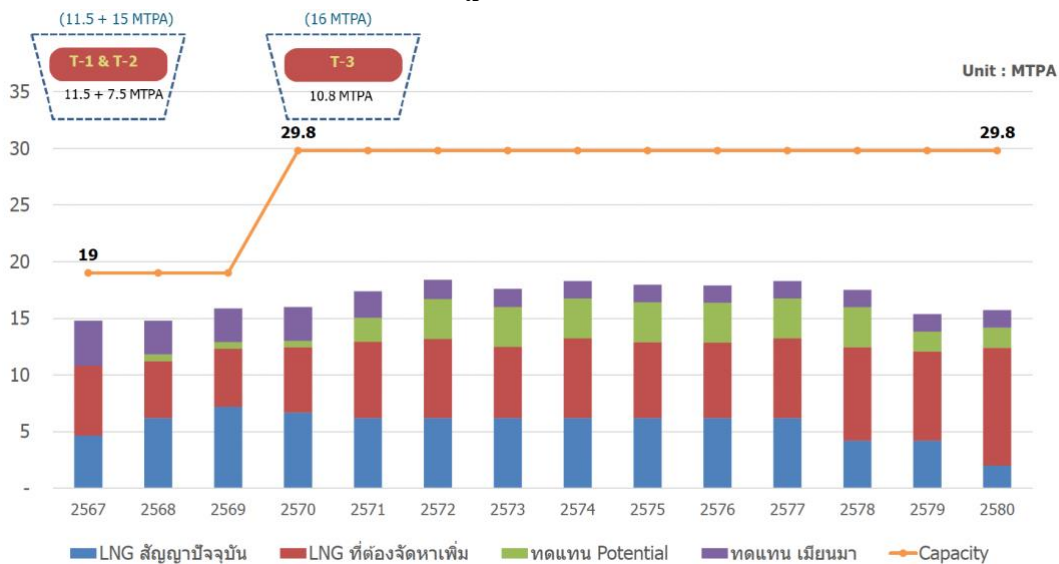
ระหว่างการพัฒนาโครงการ โดยโครงสร้างพื้นฐานนี้มุ่งเน้นการเป็นศูนย์กลางด้านก๊าซ (LNG Hub) ในกลุ่มประเทศ CLMV (คณะอนุกรรมการศึกษาการปรับโครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า, 2567) และเพื่อเป็นการสำรองพลังงาน หรือ Security Strategic อย่างไรก็ตาม สำหรับภาคการผลิตไฟฟ้านั้น เมื่อพิจารณาการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ในปัจจุบัน (LNG Terminal 1-2) จะพบว่าโดยเฉลี่ยแล้วมีอัตราการใช้งานที่ยังไม่เต็มประสิทธิภาพ และจากแผนการนำเข้า LNG ตามร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ 2024 (GAS plan 2024) ที่เพิ่มขึ้น (ภาพที่ 1.3) ก็ยังไม่มีควมจำเป็นต้องมีการสร้าง LNG Terminal 3 สำหรับการผลิตไฟฟ้าที่จะเป็นการส่งผ่านต้นทุนการสร้างมาสู่ค่าไฟที่สูงขึ้นของประชาชน

ตารางที่ 1.2 ความจุโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซในปัจจุบัน

โครงสร้างพื้นฐาน	Terminal 1	Terminal 2	Terminal 3	หน่วย
จำนวนท่าเรือ	2	1	3	ท่า
จำนวนถังเก็บ LNG	4	2	2	ใบ
ขนาดถังเก็บ LNG	160,000	250,000	250,000	ลบ.ม.
ปริมาณจัดเก็บ LNG	640,000	500,000	500,000	ลบ.ม.
Regasification	12	8	11	ล้านตันต่อปี
สถานะการใช้งาน	เปิดใช้งาน	เปิดใช้งาน	ระหว่างพัฒนา	-

ที่มา : คณะอนุกรรมการศึกษาการปรับโครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า (2567)

ภาพที่ 1.3 แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติปี พ.ศ. 2567 – 2580



ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) (2567)

หมายเหตุ : กรณี Potential Gas ไม่เป็นไปตามแผนและหากเกิดเหตุเมียนมาหยุดจ่ายก๊าซ

1.3.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการกำหนดแนวทางการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ

สำหรับภาคการผลิตไฟฟ้านั้นควรใช้ประโยชน์จาก LNG Terminal 2 เพิ่มมากขึ้นจากปัจจุบันที่อยู่ที 68% (คณะอนุกรรมการศึกษาการปรับโครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า, 2567) อย่างไรก็ตาม อาจมีบางช่วงเวลา

ที่มีการใช้ประโยชน์จาก LNG Terminal สำหรับการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าค่าเฉลี่ยที่ต้องใช้ประโยชน์จาก LNG Terminal 3 แต่ส่วนใหญ่ในอนาคตอาจไม่ได้ใช้ประโยชน์อย่างเต็มที่ โดยภาคเอกชนหรือภาครัฐสามารถนำศักยภาพที่เหลือในแต่ละช่วงเพื่อการสำรองหรือการเป็น LNG Hub ได้ ดังนั้นประเด็นพิจารณาเรื่องการกำหนดแนวทางการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติอย่างเป็นธรรมนั้น ภาครัฐจึงควรกำหนดแนวทางการใช้งาน LNG Terminal 3 ให้ชัดเจน การคิดต้นทุนที่เกี่ยวข้องควรมีการคิดแยกตามการใช้งานจริงว่าเป็น Regulatory Asset สำหรับการผลิตไฟฟ้า หรือ Commercial Asset ของภาคเอกชน เพื่อไม่ให้ส่งผ่านต้นทุนที่เกิดขึ้นที่ไม่ใช่เพื่อการผลิตไฟฟ้านั้นถูกส่งผ่านมายังประชาชน

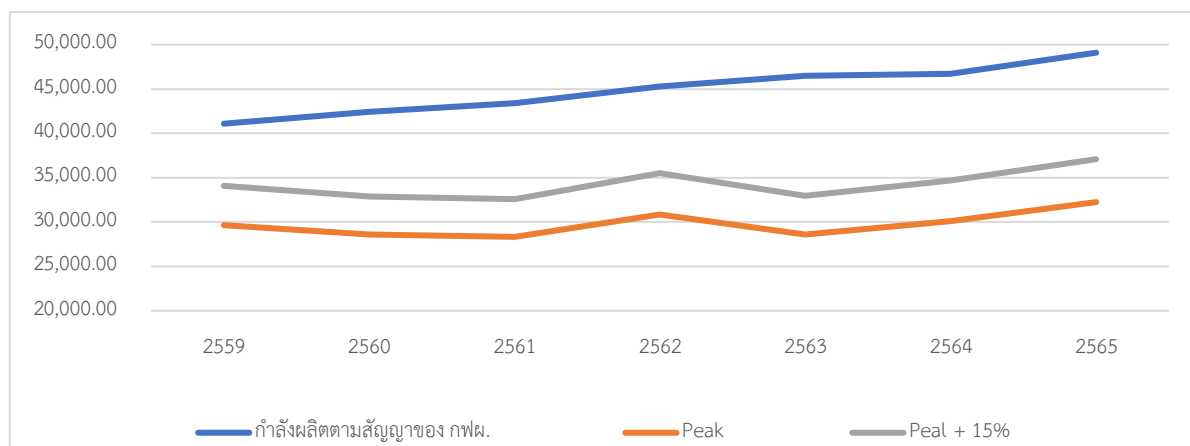
1.4 การดำเนินการที่ส่งผลต่อการคิดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment)

1.4.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน

เมื่อพิจารณาโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน จะสามารถแบ่งเป็น 2 ส่วน ที่สำคัญ ได้แก่ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้า รวมถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตและการบำรุงรักษา และอีกส่วนที่สำคัญคือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) เป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมต้นทุนการก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน (โรงไฟฟ้า) ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษา ซึ่งรวมถึงผลตอบแทนสำหรับส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยเช่นเดียวกัน (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), 2535)

ประการสำคัญเมื่อพิจารณาเกี่ยวกับค่าความพร้อมจ่าย คือองค์ประกอบของต้นทุนในส่วนนี้ที่ต้องครอบคลุมเรื่องของ ค่าการสำรองไฟฟ้า ที่เป็นค่าใช้จ่ายในการสำรองไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าหรือแหล่งพลังงานที่พร้อมจะจ่ายไฟในกรณีที่เกิดปัญหาหรือความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ โดยมีการกำหนดให้อัตราการสำรองไฟฟ้า (Reserve Margin) ต้องไม่ต่ำกว่า 15% ของความต้องการใช้ไฟสูงสุด (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), 2564) แต่ปัจจุบันอัตราการสำรองไฟฟ้าของประเทศไทยสูงกว่าอัตราขั้นต่ำที่ประมาณ 36% ซึ่งเป็นการสร้างต้นทุนในค่าความพร้อมจ่ายและส่งผลต่อค่าไฟฟ้าอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

ภาพที่ 1.4 ปริมาณการสำรองไฟฟ้าปี พ.ศ. 2559 - 2565



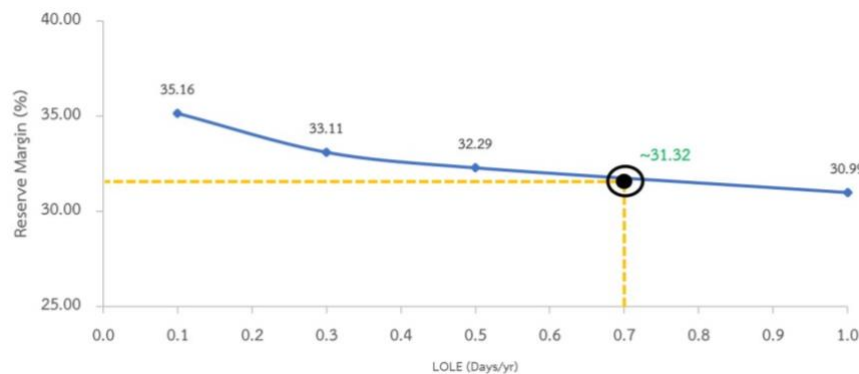
ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) (2565)

1.4.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการดำเนินการที่ส่งผลต่อการคิดค่าความพร้อมจ่าย

ดังนั้นประเด็นพิจารณาเรื่องการดำเนินการที่ส่งผลต่อการคิดค่าความพร้อมจ่ายที่เป็นรูปธรรม ใน 3 ประเด็น ดังต่อไปนี้

(1) การปรับเปลี่ยนการสำรองไฟฟ้า มาเป็นเกณฑ์โอกาสเกิดไฟดับ (LOLE) ตามร่างแผน PDP ฉบับใหม่ มีการกำหนด LOLE ที่ 0.7 วัน ซึ่งมีการแปลงอัตราการสำรองไฟฟ้า ตามสมมติฐานที่รัฐสร้างขึ้นมาอยู่ที่ประมาณ 31.32% (ภาพที่ 1.5) (สถาบันวิจัยพลังงาน, 2561) ควรรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรง VSPP (ประมาณ 4200 MW) เข้ามาร่วมด้วยเพราะนับว่าเป็นปริมาณไฟฟ้าที่พร้อมในระบบ นอกจากนั้นการการคำนวณเกณฑ์โอกาสเกิดไฟดับ (LOLE) โดยใช้วิธี Cost Effectiveness Analysis นั้นได้ใช้โรงไฟฟ้า Gas CCGT เป็นฐานในการคำนวณ Marginal Cost Plant เป็นผลให้ต้นทุนค่อนข้างสูงเนื่องจากก๊าซในอ่าวไทยและจากเมียนมามีปริมาณการผลิตที่น้อยลง ซึ่งในปัจจุบันพิจารณาต้นทุนของโซลาเซลล์และแบตเตอรี่ที่มีราคาต่ำกว่าเป็นเกณฑ์เปรียบเทียบ

ภาพที่ 1.5 การเปรียบเทียบอัตราการสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟดับในกรณีของประเทศไทย



ที่มา : สถาบันวิจัยพลังงาน (2561)

(2) ควรศึกษาและทบทวนการปรับปรุงสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchasing Agreement: PPA) ปัจจุบัน เพื่อกำหนดมาตรฐานในการสำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้เดินเครื่อง

(3) ควรหยุดการทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว หรือทบทวนให้ผู้ผลิตไฟฟ้าร่วมรับผิดชอบต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าด้วย โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการจัดทำแผน การประมูล การก่อสร้าง รวมไปถึงกรณีที่มีการสร้างเสร็จแล้ว แต่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (Hydropower & Dams, 2567) ซึ่งมีรายชื่อโครงการดังต่อไปนี้

- กลุ่มที่มีการเตรียมในแผนพัฒนาพลังไฟฟ้า (PDP) และเตรียมลงนาม ประกอบด้วย
 - โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ กำลังการผลิต 1600 MW
 - โรงไฟฟ้าแม่เมาะ #15 เครื่องใหม่ กำลังการผลิต 650 MW
 - โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ
 - โรงไฟฟ้าพระนครใต้

- กลุ่มที่มีการประมูลและลงนามใน PPA เรียบร้อยแต่ยังไม่ก่อสร้าง
 - โรงไฟฟ้าบุรพา พาวเวอร์ เขาหินซ้อน ฉะเชิงเทรา กำลังการผลิต 540 MW
 - เชื้อนปากลาย กำลังการผลิต 770 MW
 - เชื้อนปากแวง กำลังการผลิต 912 MW
 - เชื้อนในแม่น้ำสาขา 2 เชื้อนเซกอง กำลังการผลิต 355 MW
- กลุ่มที่กำลังก่อสร้างหรือสร้างเสร็จแล้วแต่ยังไม่มีการลงนาม
 - เชื้อนหลวงพระบาง กำลังการผลิต 1,440 MW

1.5 แนวทางการกำหนดมาตรการสนับสนุนพลังงานสะอาด

1.5.1 สถานการณ์ในปัจจุบัน

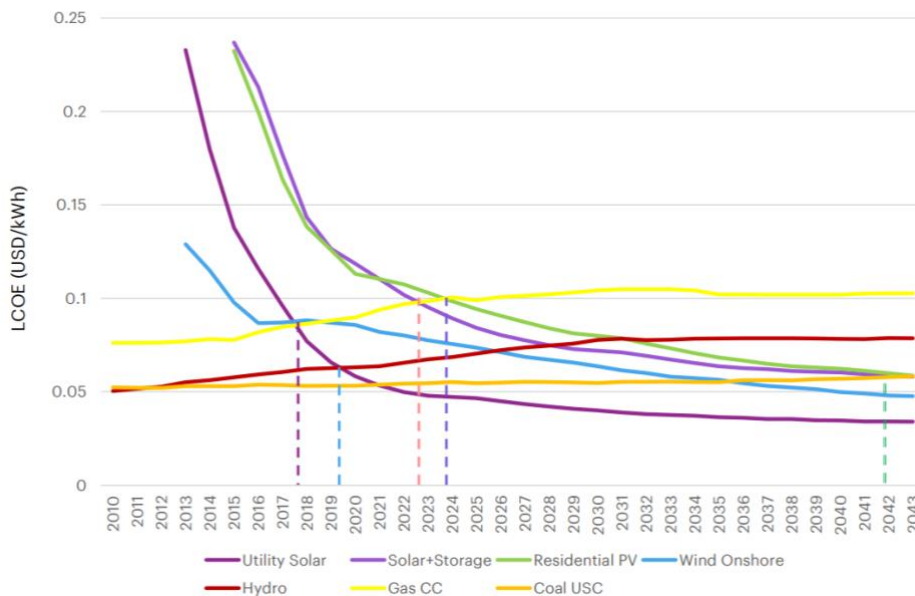
ปัจจุบันมาตรการ FIT (Feed-in Tariff) เป็นมาตรการสำคัญในการสนับสนุนพลังงานสะอาดในประเทศไทย ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อกระตุ้นการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานชีวมวล โดยเป็นการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าที่แน่นอนและคงที่ในระยะยาว ซึ่งสูงกว่าต้นทุนการผลิตปกติ เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดมีรายได้ที่มั่นคงและสามารถคืนทุนได้ในระยะเวลาที่เหมาะสม ส่งผลให้เกิดการลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาดมากขึ้น ซึ่งจะช่วยให้ประเทศสามารถลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลที่นำเข้ามาได้ (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), 2559) ทั้งนี้มาตรการ FIT เป็นหนึ่งในกลไกที่มีประสิทธิภาพในการเพิ่มส่วนแบ่งของพลังงานสะอาดในระบบไฟฟ้าของประเทศและสนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจที่ยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

การพิจารณามาตรการ FIT ยังมีความจำเป็นในการพิจารณาควบคู่กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุของโครงการโรงไฟฟ้าต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Leverised Cost of Electricity : LCOE) หรือต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า โดยตัวเลขต้นทุนนี้ประกอบด้วยต้นทุนประเภทต่างๆ ตั้งแต่ต้นทุนเรื่องที่ดิน การก่อสร้างอาคารและระบบโรงไฟฟ้า ต้นทุนการเดินเครื่องรวมไปถึงต้นทุนของเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ผ่านการคิดปรับมูลค่าการเงินตามเวลา (Time Value of Money) ให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (DS New Energy, 2562)

ปัจจุบันเมื่อพิจารณาด้านต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ (ภาพที่ 1.6) แสดงให้เห็นว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ทั้งในรูปแบบติดตั้งบนหลังคาขนาดเล็ก กลาง และขนาดใหญ่ พร้อมระบบการสำรองพลังงานไฟฟ้า (แบตเตอรี่) มีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ในช่วง 5-10 เซนต์ยูโรต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งต่ำกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ถ่านหิน (Lignite และ Hard Coal) ที่อยู่ในช่วง 10-20 เซนต์ยูโรต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และก๊าซธรรมชาติ (CCGT และ Gas Turbine) ที่มีต้นทุนสูงสุดถึง 29 เซนต์ยูโรต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะในระดับขนาดใหญ่ (Utility-Scale) มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่าการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานแบบดั้งเดิม พร้อม

ทั้งยังช่วยเสริมศักยภาพในการแข่งขันและช่วยสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดและยั่งยืนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ภาพที่ 1.6 ต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้ารูปแบบต่างๆในประเทศไทย (Levelized Cost of Electricity)



ที่มา : Accenture (2565)

มาตรการ FiT สำหรับพลังงานสะอาดในประเทศไทย ณ ปัจจุบัน มีแนวโน้มสูงกว่าต้นทุนการผลิตเฉลี่ย ตัวอย่างเช่น ค่า FiT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบแบตเตอรี่ในระดับขนาดใหญ่ (PV-Utility Scale Battery) อยู่ที่ 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ในขณะที่ต้นทุนการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 2.80 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จึงเป็นการยืนยันและสะท้อนให้เห็นว่าการสนับสนุนพลังงานสะอาดในปัจจุบันมีการกำหนดค่า FiT ที่สูงกว่าต้นทุนการผลิตจริง ซึ่งส่วนหนึ่งเกิดจากกลไกที่รัฐบาลใช้ในการจูงใจผู้ผลิตพลังงานให้ลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาดมากขึ้นในระยะเริ่มต้นเท่านั้น

1.5.2 ข้อเสนอแนะนโยบายแนวทางการกำหนดมาตรการสนับสนุนพลังงานสะอาด

ดังนั้นประเด็นพิจารณาเรื่องทางการกำหนดมาตรการสนับสนุนพลังงานสะอาด ภาครัฐจึงควรมีการสนับสนุน Fit Premium ต่อไปในระยะสั้นเพื่อส่งเสริมการลงทุนในกลุ่มของพลังงานสะอาด และยุติลงเมื่อมีการเปิดไฟฟ้าเสรี ผ่านค่าใช้จ่ายด้านนโยบายภาครัฐ (PE) เพื่อให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นในประเทศ โดยที่สามารถแข่งขันได้ตามกลไกตลาด

ท้ายที่สุด การปฏิรูปโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าข้างต้น เป็นเพียงมาตรการในระยะสั้น เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่การเปิดไฟฟ้าเสรีที่เพิ่มประสิทธิภาพของการบริหารจัดการภาคไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะยาว เพื่อการมุ่งสู่เป้าหมายเศรษฐกิจสังคมคาร์บอนต่ำ และทำให้ภาคพลังงานเป็นแรงขับเคลื่อนหลักของประเทศไทย ในการมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. 2050 และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2065

บทที่ 2

ประสบการณ์และแนวทางการเปิดตลาดเสรีไฟฟ้า

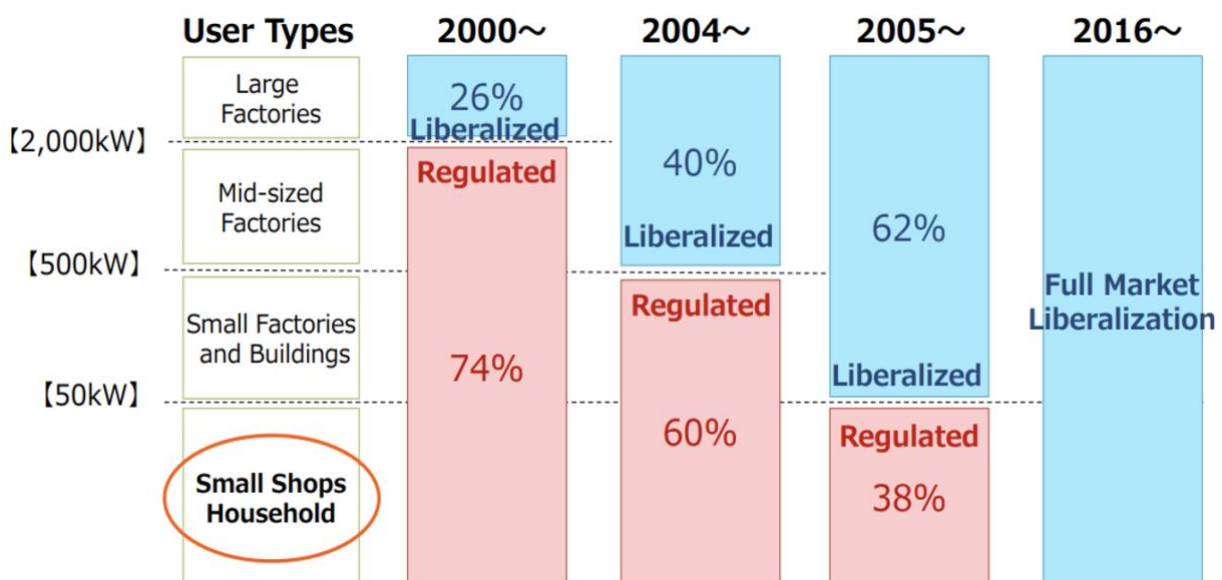
กระบวนการศึกษาและจัดทำนโยบายเพื่อดำเนินการเปิดตลาดเสรีไฟฟ้ามีความจำเป็นอย่างยิ่งในการศึกษาแนวทางและขั้นตอนการดำเนินการทางด้านนโยบาย จากกรณีศึกษาในต่างประเทศ โดยในรายงานฉบับนี้ให้ความสำคัญกับกรณีศึกษาของประเทศญี่ปุ่นและประเทศเยอรมนี พร้อมทั้งทำความเข้าใจกับสถานการณ์ตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันที่มีลักษณะเป็นผู้ซื้อรายเดียว ก่อนที่จะมีการกำหนดข้อเสนอแนะนโยบายที่เกี่ยวข้องในตอนลำดับสุดท้าย

2.1 กรณีศึกษาการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีจากต่างประเทศ

2.1.1 ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศญี่ปุ่นได้มีการปฏิรูปภาคไฟฟ้าอย่างเป็นทางการเป็นขั้นตอนในช่วงหลายทศวรรษที่ผ่านมา เพื่อเพิ่มการแข่งขัน สร้างความเป็นธรรม และปรับตัวให้เข้ากับความต้องการในด้านพลังงานและปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก กฎระเบียบของตลาดไฟฟ้าได้ถูกแก้ไขอย่างต่อเนื่องเพื่อเปิดทางให้บริษัทใหม่ ๆ เข้าร่วม ส่งเสริมการแข่งขันที่เป็นธรรมและเพิ่มประสิทธิภาพของภาคพลังงานจากกลไกตลาดเสรี ภาพที่ 2.1 สรุป Key Milestones ในการเปลี่ยนแปลงตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยไปสู่ระบบเสรีอย่างเต็มรูปแบบ พร้อมอธิบายขั้นตอนสำคัญและผลกระทบที่เกิดขึ้นด้านล่าง

ภาพที่ 2.1 ขั้นตอนการเปิดตลาดไฟเสรีของประเทศไทย



ที่มา : Shinkawa (2561)

- **1995: การเปิดตัวของ IPPs**

การปฏิรูปที่สำคัญครั้งแรกเกิดขึ้นในปี ค.ศ. 1995 ด้วยการแก้ไขกฎหมายอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้า ทำให้ IPPs สามารถผลิตและขายไฟฟ้าได้เพื่อแข่งขันกับบริษัทผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมในตลาด

- **2000: การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้ายิ่งใหญ่ที่ต้องการไฟฟ้าแรงดันสูงมาก (EHV)**

ในปี ค.ศ. 2000 ตลาดไฟฟ้าเสรีถูกขยายให้ครอบคลุมกลุ่มลูกค้าที่ต้องการไฟฟ้าแรงดันสูงมาก (EHV) สำหรับโรงงานขนาดใหญ่และอาคารพาณิชย์ที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเกิน 2000 กิโลวัตต์ขึ้นไป ผ่านการเริ่มใช้ Third Party Access (TPA) ทำให้ Power Producers and Suppliers (PPS) สามารถจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้กับลูกค้าเหล่านี้ผ่านเครือข่ายสายส่งที่มีอยู่แล้ว เป้าหมายของขั้นตอนนี้คือการกระตุ้นการแข่งขันและให้ลูกค้าขนาดใหญ่มีตัวเลือกมากขึ้นสำหรับการจัดหาพลังงานไฟฟ้า

- **2003: การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้ายิ่งใหญ่ที่ต้องการไฟฟ้าแรงดันสูง (HV)**

ในปี ค.ศ. 2003 ตลาดไฟฟ้าเสรีถูกขยายให้ครอบคลุมกลุ่มลูกค้าที่ต้องการไฟฟ้าแรงดันสูง (HV) สำหรับโรงงานขนาดกลางและอาคารพาณิชย์ที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า 500 กิโลวัตต์ขึ้นไป พร้อมกับการกำหนดกฎหมายเพื่อให้เกิดความเป็นธรรมและโปร่งใสในตลาด การปฏิรูปนี้รวมถึงการสร้าง Japan Electric Power Exchange (JEPX) ซึ่งเป็นแพลตฟอร์มสำหรับการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของตลาด

- **2005: การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าขนาดเล็ก**

ในปี ค.ศ. 2005 ตลาดไฟฟ้าเสรีถูกขยายให้ครอบคลุมผู้บริโภคไฟฟ้า/โรงงานขนาดเล็กที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า 50 กิโลวัตต์ขึ้นไป การขยายครั้งนี้ทำให้ส่วนใหญ่ของภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจสามารถเลือกผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเองได้ นอกจากนี้การจำแนกบัญชีต่างๆ ของบริษัทผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถูกเริ่มนำมาใช้เพื่อป้องกันการสนับสนุนข้ามหน่วยงาน (Cross-subsidization) และเพิ่มความโปร่งใสทางการเงิน

- **2016: การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ**

ในปี ค.ศ. 2016 ประเทศญี่ปุ่นได้ประสบความสำเร็จในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบทั้งฝั่งการผลิตและการค้าปลีก ทำให้ผู้บริโภคทุกฝ่ายสามารถเลือกผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้โดยอิสระ เป้าหมายของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบนี้คือการเพิ่มการแข่งขัน ลดราคา และส่งเสริมนวัตกรรมและประสิทธิภาพในตลาดพลังงานไฟฟ้า

- **2020: การแยกส่วนตามกฎหมาย (Legal Unbundling) ของการผลิตและการจัดส่งไฟฟ้า**

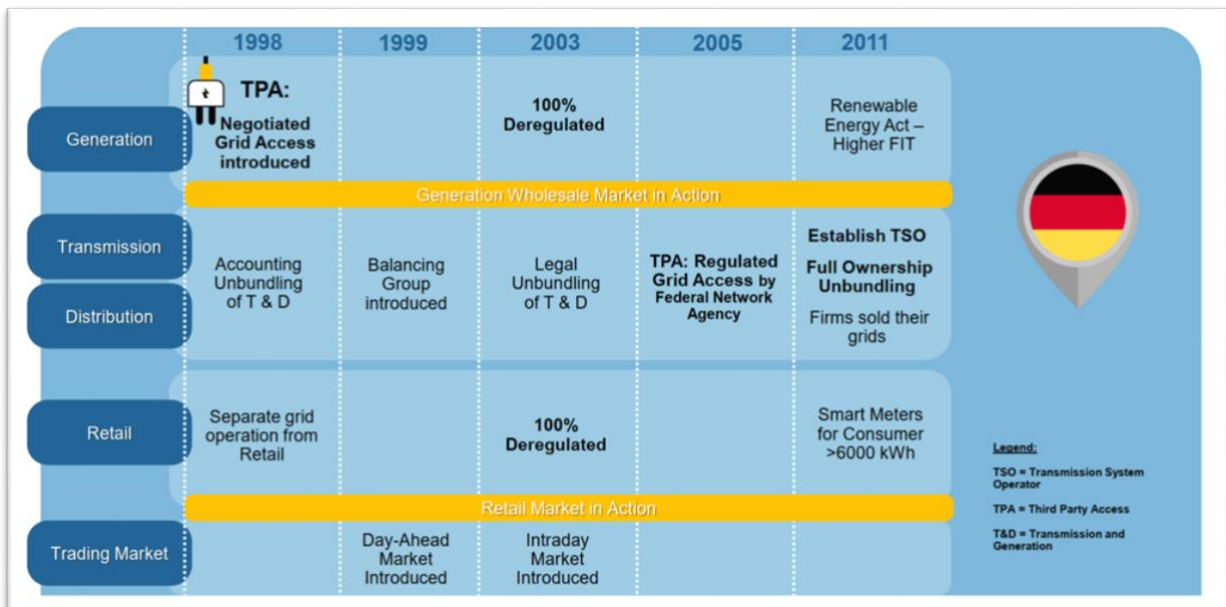
ขั้นตอนสำคัญสุดท้ายในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบคือการแยกส่วนตามกฎหมาย (Legal Unbundling) ของการผลิตและการจัดส่งไฟฟ้า การแยกโครงสร้างนี้มีจุดประสงค์เพื่อป้องกันและกำจัดความขัดแย้งทางผลประโยชน์ เพิ่มการแข่งขัน และให้การดำเนินงานในฝั่งการผลิตไฟฟ้าไม่เกี่ยวข้องกับฝั่งการจัดส่งไฟฟ้า (Prevent Conflict of Interest)

การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศญี่ปุ่นเป็นกรณีศึกษาและต้นแบบที่สำคัญอย่างมากสำหรับการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทยผ่านระบบ TPA โดยเริ่มเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีจากภาคอุตสาหกรรมรายใหญ่ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงและทยอยขยายไปยังผู้บริโภครายย่อยเพื่อให้ทุกภาคส่วนของตลาดไฟฟ้ามีเวลาปรับตัว การสร้างกรอบการกำกับดูแลที่เข้มแข็งช่วยให้มีการแข่งขันที่เป็นธรรมและคุ้มครองผลประโยชน์ของผู้บริโภค ประเทศญี่ปุ่นให้ความสำคัญกับความโปร่งใสและความเป็นธรรมผ่านมาตรการเช่น การแยกบัญชีและการจัดตั้งองค์กรทางกฎหมาย การปรับตัวของสภาพแวดล้อมการกำกับดูแลของประเทศญี่ปุ่นต่อวิกฤตและการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียตลอดกระบวนการปฏิรูปช่วยให้เกิดตลาดไฟฟ้าเสรีที่สมบูรณ์ สูดท้ายนี้ประเทศไทยสามารถนำบทเรียนและขั้นตอนเหล่านี้ไปปรับใช้ในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในอนาคต

2.1.2 ประเทศเยอรมนี

การเปิดเสรีในตลาดไฟฟ้าของเยอรมนีเริ่มต้นขึ้นในปี ค.ศ. 1998 เพื่อตอบสนองต่อข้อกำหนดของสหภาพยุโรป (EU) โดยมุ่งหมายสร้างการแข่งขันและลดการผูกขาดในภาคพลังงานไฟฟ้า กระบวนการนี้ได้พัฒนาไปตามระยะเวลาที่ผ่านมา โดยมีการปฏิรูปกฎหมายและโครงสร้างการกำกับดูแลเพื่อเพิ่มความโปร่งใสและการเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งยังส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดและความยั่งยืน ซึ่งนำไปสู่การเปลี่ยนแปลงสำคัญในอุตสาหกรรมพลังงานของเยอรมนีและวางรากฐานสำหรับอนาคตที่มุ่งเน้นพลังงานทดแทนและการบริหารจัดการโครงข่ายที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยการเปิดเสรีในตลาดไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ 3 ระยะ (ภาพที่ 2.2) ดังต่อไปนี้

ภาพที่ 2.2 ขั้นตอนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศเยอรมนี



ที่มา : Agora Energiewende (2562)

- **ระยะที่ 1: First EU Energy Package**

ในระยะแรกของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศเยอรมนีเริ่มต้นด้วยการบังคับใช้พระราชบัญญัติอุตสาหกรรมพลังงาน (EnWG) ในปี ค.ศ. 1998 เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนดของ First EU Energy Package

กฎหมายนี้มีเป้าหมายเพื่อสร้างการแข่งขันและรื้อโครงสร้างการผูกขาดในภาคพลังงานไฟฟ้า โดยขั้นตอนแรกที่สำคัญคือการแยกการดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าและการค้าปลีกไฟฟ้า โครงสร้างของโครงข่ายไฟฟ้าโดยเฉพาะการจัดส่งและการจำหน่าย (T&D) ถูกยอมรับว่าเป็นการผูกขาดตามธรรมชาติและได้รับการยกเว้นจากการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ อย่างไรก็ตาม ประเทศเยอรมนีถูกกำหนดให้ป้องกันไม่ให้เจ้าของโครงข่ายไฟฟ้าใช้อำนาจเกินสมควร ดังนั้น การเข้าถึงโครงข่ายผ่าน TPA จึงกลายเป็นส่วนสำคัญในการทำให้ผู้เล่นในตลาดสามารถเข้าถึงโครงข่ายการจัดส่งและการจำหน่าย ไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขที่มีการกำกับดูแล

นอกจากนี้ กระบวนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีต้องมีการแยกบัญชีการเงินระหว่างการดำเนินงานของโครงข่ายไฟฟ้ากับการผลิตและค้าปลีกไฟฟ้า มาตรการนี้มีเป้าหมายเพื่อให้เกิดความโปร่งใสและป้องกันการสนับสนุนข้ามส่วน (cross-subsidization) เพื่อส่งเสริมสภาพแวดล้อมการแข่งขันที่เป็นธรรมมากขึ้น ในปี ค.ศ. 1999 แนวคิด Balancing Groups ได้เกิดขึ้น โดยทำหน้าที่เป็นหน่วยงานเสมือนที่เป็นตัวแทนของกลุ่มผู้บริโภครวมและผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับโครงข่าย Balancing Groups มีบทบาทสำคัญในการจัดการและติดตามการผลิตและการใช้ไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพในตลาดที่กำลังพัฒนา (Agora Energiewende, 2562)

● ระยะที่ 2: Second EU Energy Package

ในระยะที่ 2 ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศเยอรมัน ผ่านเหตุการณ์และการปฏิรูปที่สำคัญหลายประการ โดยเหตุการณ์เหล่านี้เกิดขึ้นท่ามกลางการขยายตัวของตลาด โดยมีรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ เกิดขึ้นและพลังงานสะอาดที่มีความสำคัญมากขึ้น (ตารางที่ 2.1) กรอบการกำกับดูแลได้รับการปรับปรุงอย่างต่อเนื่องเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงเหล่านี้และวางรากฐานสำหรับการปฏิรูปในอนาคตที่มุ่งเน้นการส่งเสริมการแข่งขัน เพิ่มความยืดหยุ่นของโครงข่ายไฟฟ้า และสนับสนุนเป้าหมายของการเปลี่ยนผ่านพลังงานและความยั่งยืน

ตารางที่ 2.1 เหตุการณ์และการปฏิรูปที่สำคัญในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในระยะที่ 2

ปี ค.ศ.	เหตุการณ์และการปฏิรูปที่สำคัญ
2000	กฎหมายพลังงานสะอาดของเยอรมัน (EEG) ถูกนำมาใช้ โดยมีเป้าหมายเพื่อส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีพลังงานสะอาด โดยเพิ่มการมีส่วนร่วมของ IPPs EEG มอบสิ่งจูงใจทางการเงิน รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดเพื่อสนับสนุนการใช้แหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์
2003	การนำ Second EU Energy Package มาใช้นำไปสู่การเปลี่ยนแปลงที่สำคัญในกรอบการกำกับดูแล หนึ่งในนั้นคือการแยกส่วนตามกฎหมาย (legal unbundling) ที่กำหนดให้บริษัทสาธารณูปโภคต้องแยกการดำเนินงานของโครงข่ายไฟฟ้าออกจากกิจกรรมอื่นๆ มาตรการนี้มีเป้าหมายเพื่อเพิ่มการแข่งขันและป้องกันการเลือกปฏิบัติในการเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า
2005	Federal Network Agency (Bundesnetzagentur) ถูกก่อตั้งขึ้นเพื่อทำหน้าที่เป็นหน่วยงานกำกับดูแลตลาดพลังงานไฟฟ้าของประเทศเยอรมนี หน่วยงานนี้มีหน้าที่ในการรับผิดชอบเพื่อให้แน่ใจว่าผู้เข้าร่วมตลาดทั้งหมดสามารถเข้าถึงเครือข่ายไฟฟ้าได้อย่างเป็นธรรมและกำหนดค่าธรรมเนียมการใช้เครือข่ายไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมความโปร่งใสและการเข้าถึงเครือข่ายโดยไม่เลือกปฏิบัติ

ที่มา : Agora Energiewende (2562)

- **ระยะที่ 3: Third EU Energy Package**

ในระยะที่ 3 ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศเยอรมัน มีการปฏิรูปและการริเริ่มที่สำคัญหลายประการที่มุ่งเน้นการส่งเสริมการแข่งขัน ความยั่งยืน และการปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าให้ทันสมัยยิ่งขึ้น รวมถึงพระราชบัญญัติอุตสาหกรรมพลังงานปี ค.ศ. 2011 (ตารางที่ 2.2)

ตารางที่ 2.2 เหตุการณ์และการปฏิรูปที่สำคัญในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในระยะที่ 3

ปี ค.ศ.	เหตุการณ์และการปฏิรูปที่สำคัญ
2009	พระราชบัญญัติพลังงานสะอาดปี ค.ศ. 2009 มีบทบาทสำคัญในการส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด โดยเฉพาะพลังงานลม กฎหมายนี้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นเพื่อสร้างแรงจูงใจทางการเงินให้กับผู้ผลิตพลังงานสะอาด และส่งเสริมการขยายกำลังการผลิตของพลังงานลม มาตรการเหล่านี้สอดคล้องกับความมุ่งมั่นของประเทศเยอรมันในการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบพลังงานที่ยั่งยืน
2011	<ul style="list-style-type: none"> ● พระราชบัญญัติอุตสาหกรรมพลังงานปี ค.ศ. 2011 ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญ โดยเฉพาะการเป็นเจ้าของและแยกการดำเนินงานของธุรกิจไฟฟ้าทั้งหมด ผู้ดำเนินการระบบสายส่ง (Transmission System Operators : TSO) มีหน้าที่กำกับดูแลการแยกความเป็นเจ้าของ ซึ่งกำหนดให้บริษัทพลังงานต้องแยกและขายส่วนของระบบสายส่งออก นอกจากนี้การดำเนินงานของโครงข่ายไฟฟ้าต้องเป็นอิสระตามกฎหมายเพื่อส่งเสริมความโปร่งใสและการเข้าถึงโครงข่ายโดยไม่เลือกปฏิบัติ ● การนำเทคโนโลยี smart metering มาใช้: ภายใต้พระราชบัญญัติอุตสาหกรรมพลังงาน ผู้บริโภคไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้ารายปีเกิน 6,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงจะต้องได้รับ Smart meter อุปกรณ์นี้ช่วยให้สามารถตรวจสอบการใช้ไฟฟ้าได้แม่นยำยิ่งขึ้นและอำนวยความสะดวกใน Demand Response เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโครงข่าย

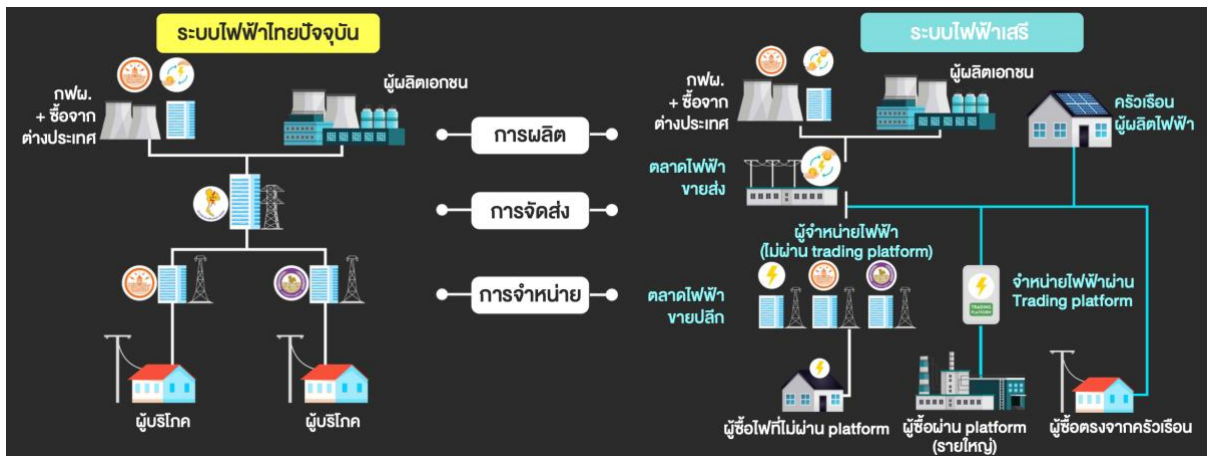
ที่มา : Agora Energiewende (2562)

2.2 สถานการณ์ปัจจุบันในประเทศไทย

2.2.1 ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน

ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันใช้ระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer : ESB) ซึ่งมีลักษณะคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดย กฟผ. จะซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าต่างๆ รวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producers : IPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) จากนั้น กฟผ. จะขายไฟฟ้านี้ให้กับสองหน่วยงานผู้ที่ทำหน้าที่จัดจำหน่ายไฟ ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ระบบ ESB สามารถช่วยให้ภาคการผลิตและการจำหน่ายไฟฟ้าควบคุมได้ง่าย ซึ่งสามารถอำนวยความสะดวกในการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ และตอบสนองต่อความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า

ภาพที่ 2.3 ระบบไฟฟ้าไทยปัจจุบันรูปแบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer) และระบบไฟฟ้าเสรีในอนาคต



ที่มา : TDRI (2566)

ระบบ ESB มีเป้าหมายเพื่อสร้างความสมดุลระหว่างประสิทธิภาพและความมั่นคงของภาคไฟฟ้า โดย กฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบดูแลเครือข่ายการส่งไฟฟ้าและความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ระบบนี้เผชิญกับความท้าทายมากมาย เช่น การขาดการแข่งขันเสรี การพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ การตั้งราคาที่ไม่เป็นธรรม ข้อตกลงการซื้อไฟฟ้าที่ไม่ยืดหยุ่น และการเข้าถึงสายส่งไฟฟ้าที่จำกัด ปัญหาเหล่านี้ขัดขวางการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดของประเทศไทย ทำให้ผู้บริโภคมีทางเลือกจำกัดสำหรับการใช้ไฟฟ้าพลังงานสะอาดและต้นทุนไฟฟ้าสูงเนื่องจากการบริหารจัดการภาคไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามกลไกตลาด

แม้ว่าที่ผ่านระบบ ESB จะสามารถสนับสนุนการพัฒนา ระบบไฟฟ้าและการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยได้ แต่ปัจจุบันมีความจำเป็นต้องปรับตัวให้เข้ากับแนวโน้มที่เกิดขึ้นใหม่ โดยเฉพาะการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานที่ยั่งยืนและคาร์บอนต่ำ ดังนั้นการเปิดเสรีตลาดจึงถูกเสนอเพื่อแก้ไขปัญหาเหล่านี้และเพิ่มการเข้าถึงพลังงานสะอาดของประเทศไทย

2.2.2 อัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว

อัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว หรือ Utility Green Tariff (UGT) ในประเทศไทยประกอบด้วยสองรูปแบบคือ UGT1 และ UGT2 โดย UGT1 จะไม่ได้ระบุแหล่งที่มาของพลังงานสะอาด ในขณะที่ UGT2 ระบุแหล่งที่มาของพลังงานสะอาด มีราคาที่สูงกว่าและมีสัญญาระยะยาว UGT เป็นเครื่องมือกลไกที่สามารถอำนวยความสะดวกในการเปลี่ยนไปสู่พลังงานสะอาดได้ในระยะเริ่มต้น อย่างไรก็ตาม UGT อาจทำให้การความล่าช้าในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีและจำกัดการเข้าถึงสำหรับผู้บริโภคที่ได้รับบริการจาก SPPs เนื่องจากมีเพียง กฟผ. กฟน. และ กฟภ. เท่านั้นที่สามารถขาย UGT ได้ นอกจากนี้ UGT2 ยังเสี่ยงมีความเสี่ยงในการไม่ถูกยอมรับในระดับนานาชาติ เช่น มาตรการปรับคาร์บอนก่อนเข้าพรมแดน (Carbon Border Adjustment Mechanism : CBAM) เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นของตลาดและแก้ไขปัญหาเหล่านี้

(ก) ข้อเสนอแนะนโยบายในเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว

ควรมีการเสนอให้ระยะเวลาของสัญญา UGT สั้นลงและระบุให้เป็นเครื่องมือสำหรับการเปลี่ยนผ่านตลาดจาก ESB ไปสู่ตลาดไฟฟ้าเสรีเท่านั้น

2.2.3 การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในอนาคต

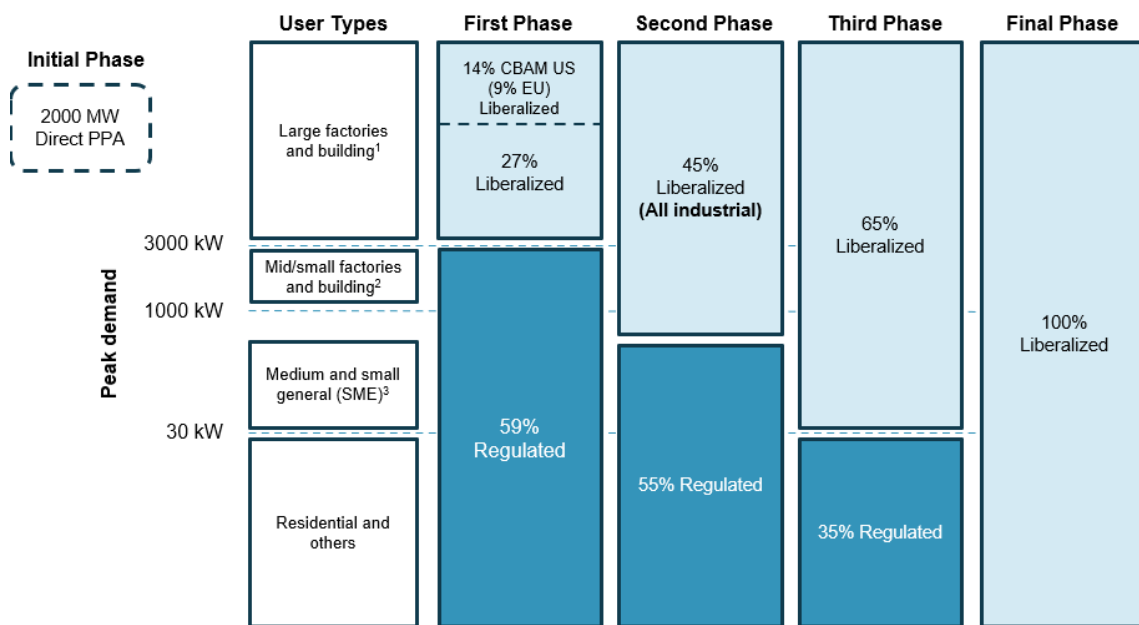
ตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทยจะเป็นการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญจากระบบ ESB ในตลาดไฟฟ้าเสรีภาคไฟฟ้าจะเปิดให้มีการแข่งขันในหลายระดับ รวมถึงการผลิต การส่ง การจัดจำหน่าย และการค้าปลีก การเปลี่ยนแปลงนี้将有ความเชื่อมโยงกับหลายหน่วยงานที่มีส่วนร่วมในการผลิตและขายไฟฟ้า ทำให้ผู้บริโภคสามารถเลือกผู้ให้บริการไฟฟ้าตามราคา แหล่งไฟฟ้าที่สะอาดกว่า และปัจจัยอื่นๆ ตลาดไฟฟ้าเสรีนี้มีเป้าหมายเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ส่งเสริมนวัตกรรม และลดต้นทุนโดยการใช้ประโยชน์จากการแข่งขันในตลาดเสรีที่จะเกิดขึ้น

อย่างไรก็ตาม การเข้าสู่ตลาดไฟฟ้าเสรีมีความท้าทายต่างๆ เช่น ความจำเป็นในการปฏิรูปกฎระเบียบอย่างครอบคลุมเพื่อให้แน่ใจว่าเกิดการแข่งขันอย่างเป็นธรรม การจัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลอิสระเพื่อตรวจสอบตลาดและการบังคับใช้กฎระเบียบ การเปลี่ยนแปลงนี้อาจนำไปสู่ความไม่แน่นอนในระยะสั้นของภาคไฟฟ้าและต้องการการลงทุนอย่างมากในโครงสร้างพื้นฐานและเทคโนโลยี การรับประกันการเข้าถึงไฟฟ้าอย่างเท่าเทียมกัน และการปกป้องผู้บริโภคที่เปราะบางยังคงเป็นข้อกังวลที่สำคัญ การเรียนรู้จากประสบการณ์ของประเทศอื่นๆ ที่ได้ผ่านการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีสามารถช่วยประเทศไทยบรรลุเป้าหมายในการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างประสบความสำเร็จ

2.3 ข้อเสนอแนะนโยบายขั้นตอนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย

การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีนั้น ปัจจัยสำคัญคือการเข้าถึงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของบุคคลที่สาม (Third Party Access : TPA) สามารถให้หน่วยงานเอกชนเชื่อมต่อและใช้โครงข่ายไฟฟ้าที่บริหารโดยรัฐวิสาหกิจได้ ในระยะสั้น การเร่งการอนุมัติ TPA เป็นสิ่งสำคัญเพื่อรองรับความต้องการพลังงานสะอาดของภาคอุตสาหกรรมและเพิ่มสัดส่วนของพลังงานสะอาดในประเทศไทย

ภาพที่ 2.4 ขั้นตอนในการเปิด TPA (ร้อยละของการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ)



1: Large factories and building = โรงงานและอาคารควบคุมขนาดใหญ่ ถูกจัดในกลุ่มที่ 2 (>3000 kW) (นสว พ.พ.)
 2: Mid/small factories and building = โรงงานและอาคารควบคุมขนาดกลางและเล็ก ถูกจัดในกลุ่มที่ 1 (>1000 kW) (นสว พ.พ.)
 3: Medium general = กิจการขนาดกลาง = ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดถึง 30 kW แต่ไม่เกิน 1,000 kW (ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่จำแนกด้วยอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff) EPPPO) ที่มา : EPPPO (2567)

2.3.1 ระยะเวลาของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย

จากข้อเสนอภาครัฐ ที่จะมีการเปิดโครงการนำร่อง Direct PPA 2,000 เมกะวัตต์ โดยการเปิด TPA เริ่มต้นปี พ.ศ. 2567 นั้น โดยให้กับกลุ่มการลงทุน Data Center ก่อน ซึ่งถ้าพิจารณาในด้านการรักษาผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของประเทศและการรักษาความสามารถทางการแข่งขัน ในระยะแรกของการเปิด TPA นั้นควรให้ความสำคัญกับการทยอยเปิด TPA เพื่อจัดสรรไฟฟ้าพลังงานสะอาดให้กับกลุ่มอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดอย่างเร่งด่วน ซึ่งมีสัดส่วนความต้องการใช้ไฟอย่างน้อย 14% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ (ประมาณ 28,000 GWh) โดยเป็นกลุ่มธุรกิจที่ได้รับผลกระทบจาก มาตรการปรับคาร์บอนก่อนเข้าพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป (EU) ออสเตรเลีย (AUS) และสหรัฐอเมริกา (USA) ซึ่งจะมีผลบังคับใช้อย่างเป็นทางการภายในปี พ.ศ. 2569

ในระยะแรกนั้นการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ควรเปิดให้ภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่) ซึ่งคิดเป็น 41% ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ ภายในปี พ.ศ. 2573 โดยเฉพาะในเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) ซึ่งเป็นศูนย์กลางโรงงานอุตสาหกรรมสำคัญที่มีความต้องการพลังงานสะอาดสูง เพื่อสอดคล้องกับเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี พ.ศ. 2573 ขององค์กรเอกชนชั้นนำที่มีฐานการผลิตสินค้าในประเทศไทย

2.3.2 ระยะที่สองของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย

ในระยะที่สอง การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีควรขยายให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมทั้งหมด ซึ่งคิดเป็น 45% ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศภายในปี พ.ศ. 2580 เพื่อสอดคล้องกับเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้า (PDP 2024) ที่ตั้งเป้าการเพิ่ม สัดส่วนไฟฟ้าพลังงานสะอาด 50% ภายในปี พ.ศ. 2580

2.3.3 ระยะที่สามของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในประเทศไทย

ในระยะที่สาม การเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีควรเปิดให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจทั้งหมด ซึ่งคิดเป็น 65% ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศภายในปี พ.ศ. 2593 เพื่อสอดคล้องกับเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนที่ภาค ไฟฟ้าต้องเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าพลังงานสะอาดถึง 74% ภายในปีเดียวกัน และเริ่มเปลี่ยนผ่านสู่ตลาดไฟฟ้าที่เปิดเสรีอย่างเต็มรูปแบบ

บทที่ 3

แนวทางการคิดค่าธรรมเนียมสายส่ง

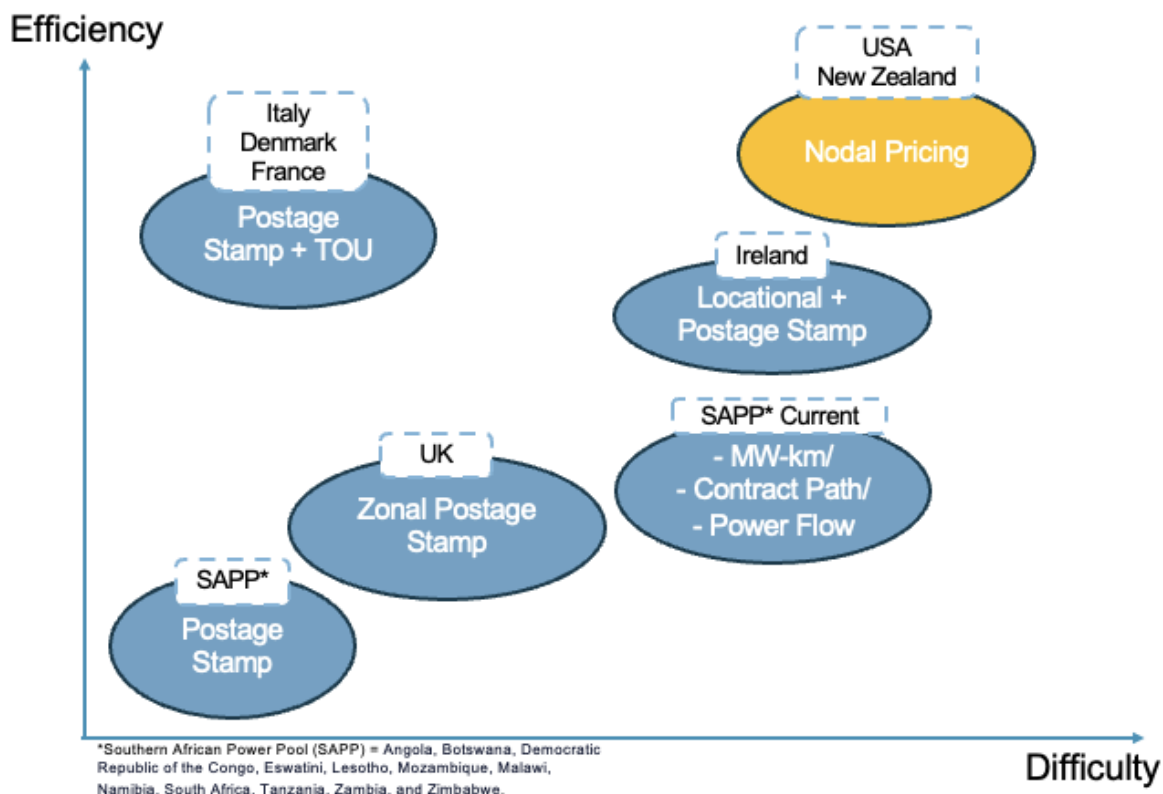
การคิดค่าธรรมเนียมการใช้สายส่งไฟฟ้า เป็นเรื่องสำคัญที่ส่งผลต่อความเป็นธรรมในการใช้เครือข่ายไฟฟ้าและประสิทธิภาพของระบบพลังงาน โดยค่าธรรมเนียมนี้ไม่เพียงครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและพัฒนาเครือข่าย แต่ยังสะท้อนถึงการใช้ทรัพยากรและการส่งไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตและผู้บริโภค ทั้งนี้ การพิจารณาวิธีการคิดค่าธรรมเนียมในแต่ละช่วงเวลาจะต้องสอดคล้องกับความต้องการและการเปลี่ยนแปลงของระบบพลังงานที่มีความซับซ้อนมากขึ้นตามการพัฒนาของตลาดไฟฟ้าและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง

3.1 ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge)

3.1.1 หลักการคำนวณที่สำคัญ

ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge) คือค่าธรรมเนียมที่เรียกเก็บโดยเจ้าของเครือข่ายสายส่งไฟฟ้า (เช่น กฟผ. กฟน. และ กฟภ.) โดยค่าธรรมเนียมนี้ครอบคลุมค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษา การดำเนินงาน และการพัฒนาเครือข่ายสายส่ง รูปแบบวิธีการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่งจะแตกต่างกันตามปัจจัยต่างๆ เช่น ระยะทาง ปริมาณไฟฟ้าและรูปแบบของตลาดไฟฟ้า

ภาพที่ 3.1 รูปแบบการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง



ที่มา : EGAT (n.d.)

ตารางที่ 3.1 แสดงถึง Trade-offs ระหว่างความง่ายในการดำเนินการและประสิทธิภาพของรูปแบบการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง รวมถึงข้อเสนอแนะของรูปแบบต่างๆ

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลรูปแบบการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง

รูปแบบ	หลักการ	ข้อดี	ข้อเสีย
1. Postage Stamp	คิดค่าธรรมเนียมแบบถัวเฉลี่ย (มีการพิจารณาแยกตามระดับแรงดัน แต่ไม่แยกตามพื้นที่)	- ใช้งานง่ายในช่วงเริ่มต้น	- ไม่ได้พิจารณาถึงปริมาณกำลังไฟฟ้า ที่อาจใช้งานจริงโดยผู้ขอใช้บริการ
2. Power Flow Based	คิดค่าธรรมเนียมตามการไหลของพลังงานและระยะทาง	- สะท้อนการใช้งานจริง	- มีความซับซ้อนมากขึ้น
3. Nodal Pricing	ราคาสะท้อนปริมาณการผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้าของผู้บริโภค	- เพิ่มประสิทธิภาพของระบบสูงสุด - สะท้อนสภาพเครือข่ายแบบเรียลไทม์	- มีความซับซ้อนมาก - ต้องการโครงสร้างตลาดที่มีเทคโนโลยีขั้นสูง (advanced/developed market structures)

ที่มา : EGAT (n.d.)

3.1.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (Wheeling Charge) ของประเทศไทย

- **ระยะสั้น:** ใช้วิธี Postage Stamp เนื่องจากเป็นวิธีการพื้นฐานและเหมาะสมสำหรับการใช้ในระยะเวลาเริ่มต้น
- **ระยะกลาง:** ใช้วิธี Power Flow Based เพื่อสะท้อนทั้งระยะทางการส่งและปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในระบบ
- **ระยะยาว:** ใช้วิธี Nodal Pricing เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบและสะท้อนความต้องการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงของระบบ (Ancillary Services) ผ่านการใช้เครือข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากรูปแบบการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่งซึ่งมีความจำเป็นในการปรับเปลี่ยนรูปแบบการคิดที่ซับซ้อนมากยิ่งขึ้นเมื่อระยะเวลาเปลี่ยนไปแล้วนั้น หลักคิดเรื่องของการจัดสรรต้นทุนยังเป็นอีกส่วนที่มีความสำคัญและส่งผลกระทบต่อราคาคำนวณราคาที่เป็นธรรม โดยสามารถแยกพิจารณาเป็น 2 ประเด็น ได้แก่

ประเด็นพิจารณาแรก การคิดต้นทุนของระบบหรือการคิดต้นทุนของโครงข่ายปัจจุบันที่ลงทุนเป็นที่เรียบร้อย ครอบคลุมทั้งในส่วนของ ที่ดิน อาคาร อุปกรณ์สายส่ง/จำหน่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมที่เกี่ยวข้อง โดยเมื่อมีการเปิดโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม จะเกิดการใช้โครงสร้างพื้นฐานหรือสายส่งร่วมกัน จึงต้องมี

การคิดต้นทุนของโครงสร้างพื้นฐานที่แท้จริงเพื่อสะท้อนค่าบริการดังกล่าว ดังนั้นการเรียกเก็บค่าธรรมเนียมนจึงควรขึ้นกับปริมาณการใช้งานและระยะทางในการส่งกระแสไฟฟ้าภายใต้รูปแบบการคิดค่าธรรมเนียมในแต่ละระยะ

อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาในปัจจุบันพบว่า การคิดต้นทุนของระบบสายส่ง (T) ในปัจจุบันของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ไม่มีการปรับเปลี่ยนมากกว่า 10 ปี นับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 ที่ระดับ 25 สตางค์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ในขณะที่ต้นทุนอื่นในโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้ามีการปรับเปลี่ยนอย่างต่อเนื่อง ตามต้นทุนพลังงานหรือนโยบายการจัดการไฟฟ้าของภาครัฐ (สถาบันวิจัยพลังงาน, 2567) ดังนั้นการคิดต้นทุนของระบบจึงควรมีการคำนวณในรูปแบบ Building Block ในระยะ 3-5 ปี เพื่อสะท้อนต้นทุนและผลตอบแทนของทรัพย์สิน (ระบบ) ที่แท้จริงของโครงการและค่าเสื่อม

ประเด็นพิจารณาที่สอง การคิดต้นทุนทางการเงิน และรายได้ที่พึงได้รับ (Revenue Requirement : RR) ต้องมีการกำหนดตัวแปรทางการเงินที่สอดคล้องกับลักษณะการดำเนินธุรกิจ กล่าวคือ การคิดค่าเสื่อมราคาควรเป็นในลักษณะของเส้นตรง (Straight-line) เพื่อเฉลี่ยต้นทุนของโครงสร้างตลอดอายุของระบบ และการเลือกใช้อัตราส่วนผลตอบแทนของเงินลงทุน (ROIC) และต้นทุนของเงินลงทุนเฉลี่ย (WACC) ของโครงข่ายสายส่งควรมีการพิจารณาในระดับที่มีความเหมาะสม ระหว่าง 2.0% – 7.5% และแตกต่างกันไปในแต่ละกิจการที่เกี่ยวข้อง ซึ่งตัวแปรทางการเงินข้างต้นส่งผลต่อการคำนวณค่าธรรมเนียมสายส่งที่เหมาะสมในแต่ละครั้ง

เมื่อพิจารณากรอบการกำกับดูแลต้นทุนของเงินลงทุนเฉลี่ยพบว่า สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีการกำหนดให้อยู่ในระดับ 4.26% ซึ่งสอดคล้องกับข้อเสนอข้างต้น แต่อย่างไรก็ตามกรอบดังกล่าวเป็นการกำกับที่ใช้ร่วมในหลายกิจการพลังงาน ทั้งนี้เมื่อพิจารณาแนวทางการกำกับดูแลกิจการพลังงาน โดยเฉพาะในกิจการโครงข่ายและการจำหน่ายไฟฟ้าในสหราชอาณาจักรและสหภาพยุโรป พบว่า ต้นทุนของเงินลงทุนเฉลี่ยของโครงสร้างในระบบโครงข่ายจะสูงจะต่ำกว่าระบบการจำหน่าย ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าการกำหนดต้นทุนของเงินลงทุนควรมีระดับที่แตกต่างกันไปในแต่ละประเภทกิจการ

ตารางที่ 3.2 ระดับความเข้มข้นของการกำกับกิจการที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า

ประเทศ	ผู้กำกับดูแล	ประเด็นการกำกับดูแล	ผลตอบแทนที่ได้รับอนุมัติ
สหราชอาณาจักร	Ofgem	Total expenditure, regulatory asset value based.	WACC of 3.93% (CPIH basis)
เยอรมัน	BundesNetzAgentur (BNetzA)	Return on equity (ROE) on regulatory asset base (RAB), revenue cap.	ROE of 6.91% after trade tax
เนเธอร์แลนด์	Authority for Consumers and Markets (ACM)	Real-plus WACC (real WACC plus 50% of inflation) on RAB.	Pre-tax WACC at 2%
อิตาลี	Autorità di Regolazione per	Rate of return on RAB method (WACC on RAB).	Pre-tax real WACC at 5% (transmission).

ประเทศ	ผู้กำกับดูแล	ประเด็นการกำกับดูแล	ผลตอบแทนที่ได้รับอนุมัติ
	Energia Reti e Ambiente (ARERA)		Pre-tax real WACC at 5.2% (distribution).
ฝรั่งเศส	Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)		WACC at 4.6% (transmission). Nominal pre-tax WACC at 7.25% (distribution).
สเปน	Comision Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)		Pre-tax WACC of 5.58% (transmission & distribution).

ที่มา : S&P Global (2566)

3.2 การบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services)

3.2.1 หลักการคำนวณที่สำคัญ

ต้นทุนลำดับต่อมาที่ต้องมีการพิจารณาคือ ค่าบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services) ซึ่งครอบคลุมการลงทุนที่เสริมสร้างความมั่นคงของโครงข่ายผ่านระบบควบคุมแรงดัน (VC) ระบบ Black Start หรือการปรับเปลี่ยนความถี่ โดยหลักคิดสำคัญในการพิจารณาต้นทุนประเภทนี้คือดำเนินการเรียกเก็บตามต้นทุนของฝ่ายผลิต และฝ่ายจำหน่าย ในการเสริมสร้างความมั่นคงของระบบ ซึ่งในปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 8% ของการลงทุนในระบบโครงข่ายทั้งหมด

3.2.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าธรรมเนียมการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services)

อย่างไรก็ตามเมื่อมีการดำเนินการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม การพิจารณาต้นทุนและค่าเสื่อมราคาควรเกิดขึ้นในทุก 3-5 ปี เช่นเดียวกับการคิดค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่งข้างต้น เพื่อสะท้อนมูลค่าทรัพย์สินและควรพิจารณาแยกสินทรัพย์ในการให้บริการระหว่างค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง (WC) และต้นทุนการให้บริการเสริม (AC) เพื่อสะท้อนปริมาณและลักษณะการใช้งานที่เกิดขึ้นจริงของแต่ละระบบ อันส่งผลต่อระยะเวลาคืนทุนของระบบที่แตกต่างกัน โดยที่ปัจจุบันต้นทุนทั้งสองประเภทยังคงอยู่ในบัญชีสินทรัพย์เดียวกัน ไม่มีการแยกออกจากกัน

3.3 การรักษาความสมดุลของระบบไฟฟ้า

3.3.1 หลักการคำนวณที่สำคัญ

ความไม่สมดุล (Imbalance) ในภาคพลังงานไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีความไม่สอดคล้องระหว่างการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอาจนำไปสู่ปัญหาต่างๆ เช่น แรงดันไฟฟ้าผันผวน ไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งความล้มเหลว

ของระบบ ดังนั้น การรักษาสสมดุลจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งเพื่อให้โครงข่ายไฟฟ้ามีความเสถียร เชื่อถือได้และมีประสิทธิภาพ

ผู้มีส่วนได้เสียประกอบด้วย:

- ฝ่ายที่รับผิดชอบด้านความสมดุล (Balance Responsible Parties : BRPs): ประกอบด้วย บริษัทผลิตไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้าที่มีหน้าที่รับผิดชอบในการคาดการณ์การผลิตหรือการใช้ไฟฟ้าของตนให้สอดคล้องกับการผลิตหรือการใช้ไฟฟ้าจริง
- ผู้ดำเนินการระบบสายส่ง (TSO): มีหน้าที่รับผิดชอบในการรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า และจัดการการไหลของไฟฟ้าจากผู้ผลิตไปยังผู้บริโภคอย่างมีประสิทธิภาพ
- Balancing Group: กลุ่มนี้ทำงานร่วมกับ BRPs เพื่อยืนยันว่ากำหนดการที่ส่งมาสำหรับการผลิตและการใช้ไฟฟ้ามีความถูกต้อง นอกจากนี้ยังมีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดการการชำระเงินที่เกิดจากความไม่สมดุลของไฟฟ้า

ภาระทางการเงินที่เกิดจากความไม่สมดุลของไฟฟ้ามีความสำคัญอย่างยิ่ง ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการเรียกใช้ไฟฟ้าสำรองหรือการปรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อแก้ไขความไม่สมดุลของไฟฟ้านั้นมักจะถูกส่งต่อไปยัง BRPs ค่าใช้จ่ายเหล่านี้เป็นผลมาจากการแทรกแซงที่จำเป็นเพื่อรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายและเพื่อให้มั่นใจว่ามีการจ่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

ตารางที่ 3.3 กลไกการแก้ไข Imbalance สำหรับการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ

TPA	ตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ
<ul style="list-style-type: none"> • ค่าปรับถูกเก็บกับผู้ผลิตไฟฟ้า • ราคา Imbalance: ค่าปรับ • EGAT = TSO = Balancing Group 	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าปรับถูกเก็บกับผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้า • ราคา Imbalance: ชำระเงินตามกลไกตลาด • TSO: EGAT-T (หลังการแยก) • Balancing Group: EGAT หรือองค์กรอิสระ

ที่มา : Agora Energiewende (2562)

ในตารางที่ 3.3 ในช่วงแรกของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ประเทศต่างๆ เช่น ญี่ปุ่นได้นำระบบการชำระค่าความไม่สมดุลมาใช้ โดยเรียกเก็บค่าปรับจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ก่อให้เกิดความไม่สมดุล วิธีนี้มุ่งเน้นให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารับผิดชอบต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดจากความคลาดเคลื่อนในการคาดการณ์การผลิตของตนเอง อย่างไรก็ตาม เมื่อเข้าสู่ตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบการชำระค่าความไม่สมดุลจะพัฒนาไปสู่กลไกที่อิงตามตลาด ซึ่งใช้การกำหนดราคาแบบ Dynamic ที่จะสะท้อนถึงสถานะการผลิตและการใช้ไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ การเปลี่ยนแปลงนี้จะทำให้มีการเรียกเก็บค่าปรับจากทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้าด้วย ทำให้กระจายความรับผิดชอบในการรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าไปยังผู้เข้าร่วมตลาดในวงกว้างมากขึ้น วิธีการนี้จะเพิ่มแรงจูงใจให้ทุกฝ่ายมีส่วน

ร่วมในการรักษาสมดุลของโครงข่ายไฟฟ้าและปรับการดำเนินงานของตนตามสัญญาณของตลาดอย่างมีประสิทธิภาพ

3.3.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการคิดค่าความไม่สมดุลสำหรับพลังงานสะอาด: กลไกการธนาคาร (Banking Mechanism)

ในระยะแรกของการเริ่มใช้พลังงานสะอาดในภาคไฟฟ้า จำเป็นต้องกำหนดเงื่อนไขเฉพาะในการจัดการกับความไม่สมดุลที่เกิดขึ้นเนื่องจากความไม่แน่นอนโดยธรรมชาติของพลังงานสะอาด เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความแปรปรวนและคาดการณ์การผลิตยาก เพื่อแก้ไขปัญหา จำเป็นต้องปรับตามความสามารถในการผลิตจริงแทนที่จะพึ่งแค่การคาดการณ์เพียงอย่างเดียว หนึ่งในกลยุทธ์ที่มีประสิทธิภาพคือการใช้กลไกการธนาคาร (Banking Mechanism) ซึ่งคล้ายกับระบบที่ใช้ในประเทศเม็กซิโกเพื่อจัดการกับพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่เกินและขาด วิธีนี้ไม่เพียงแต่สร้างแรงจูงใจในการคาดการณ์ที่แม่นยำและการผลิตที่มีประสิทธิภาพมากขึ้นเท่านั้น แต่ยังส่งเสริมความเสถียรและความน่าเชื่อถือของตลาดพลังงานโดยการปรับสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทานอย่างยั่งยืน

- การผลิตไฟฟ้าเกินหรือความต้องการไฟฟ้าต่ำกว่าการคาดการณ์ (Positive Imbalance)

หากการผลิตไฟฟ้าเกินกว่าแผนหรือการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าแผน ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดควรได้รับอนุญาตให้ฝากไฟฟ้าส่วนที่เกินเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าหรือใช้ระบบจัดเก็บไฟฟ้าเสมือน (Virtual Banking) พลังงานส่วนที่เกินนี้สามารถขายหรือเก็บไว้ใช้ในอนาคตได้

- การผลิตไฟฟ้าขาดหรือความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าการคาดการณ์ (Negative Imbalance)

หากการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าแผนหรือการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าแผน ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดควรได้รับอนุญาตให้ชดเชยพลังงานที่ขาดโดยการถอนพลังงานจากบัญชีฝากเสมือน (Virtual Banking) หรือซื้อพลังงานที่จำเป็นจากโครงข่ายไฟฟ้าในราคาที่เป็นธรรม

โดย ภาครัฐ โดยเฉพาะการไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ควรมีความร่วมมือกันในการจัดทำ Data Platform เพื่อการวิเคราะห์และพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาด (RE Forecast) ให้มีความแม่นยำมากขึ้น

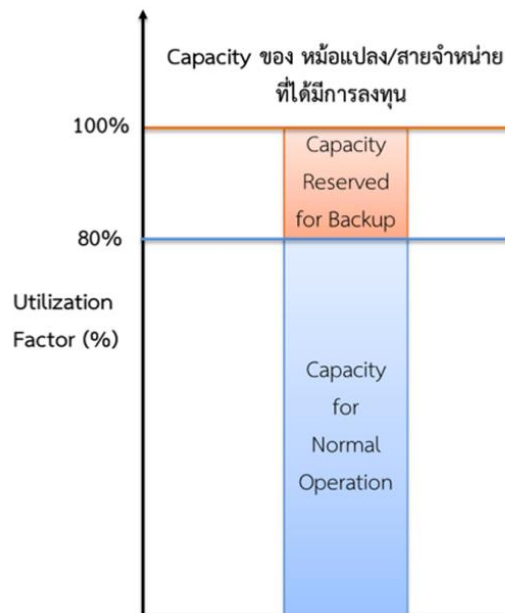
3.4 การสำรองของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Back Up)

3.4.1 หลักการคำนวณที่สำคัญ

Back Up ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหมายถึงการสำรอง (Reserve Capacity) ของอุปกรณ์ในระบบขนส่ง เพื่อให้มีความสามารถในการรองรับกรณีที่มีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสูงหรือเกิดการชำรุดของอุปกรณ์ อัตราการใช้ประโยชน์ (Utilization Factor : UF) คือปริมาณการใช้งานจริงของอุปกรณ์ในระบบสายส่งเทียบกับศักยภาพสูงสุดของระบบ

UF ที่ต่ำหมายถึงระบบมี Back Up ที่สูงแต่อาจหมายถึงระบบมีประสิทธิภาพที่ต่ำ (Inefficiencies) และต้นทุนที่สูงขึ้นเนื่องจากโครงสร้างพื้นฐานโครงข่ายสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้าไม่ได้ถูกใช้งานอย่างเต็มประสิทธิภาพ การปรับสมดุลระหว่างค่า UF และ Back Up มีความสำคัญอย่างมากในการรักษาทั้งความมั่นคงและประสิทธิภาพของโครงข่ายสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้า

ภาพที่ 3.2 ศักยภาพของระบบสายส่งไฟฟ้า



ที่มา : สถาบันวิจัยพลังงาน (2564)

3.4.2 ข้อเสนอแนะนโยบายการสำรองของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Back Up)

ปัจจุบันค่า UF ของ กฟภ. และ กฟน. มีสัดส่วนอยู่ที่ 60% และ 56% ตามลำดับ จึงส่งผลให้ค่า Back Up ของอุปกรณ์สายส่ง สายจำหน่ายอยู่ที่ประมาณ 40% ซึ่งทำให้ต้นทุนของค่าไฟโดยรวมสูงกว่าที่ควรและเหลือ Capacity ของอุปกรณ์สำหรับการเปิด TPA น้อยเกินไป อย่างไรก็ตามค่า UF นั้นแตกต่างกันตามพื้นที่ เช่น ภาคกลางและภาคตะวันออก เขต EEC มี UF ที่สูงมาก ดังนั้นการคิด Back Up ควรมีการแยกตามพื้นที่ และประเภทของผู้ใช้ เพื่อการใช้งานสายส่ง สายจำหน่ายอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมไปถึงสามารถลดต้นทุนจากการที่ต้องสร้างสายส่งเพิ่มเติม และเพื่อสนับสนุนการเปิด TPA จากส่วนต่างระหว่างสัดส่วน Back Up ในปัจจุบันกับที่ควรจะเป็นในแต่ละพื้นที่

บทที่ 4

ผลกระทบต่อเสถียรภาพและข้อเสนอการปรับบทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การเปิดเสรีไฟฟ้าถือเป็นการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญที่สามารถสร้างผลกระทบต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและบทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง การเปลี่ยนแปลงนี้นำไปสู่การเพิ่มขึ้นของแหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานลมและแสงอาทิตย์ ซึ่งปัจจุบันเป็นส่วนสำคัญในการสร้างโอกาสทางเศรษฐกิจพร้อมทั้งรักษาสภาพแวดล้อม ทั้งนี้ความผันผวนที่อาจเพิ่มขึ้นยังคงสร้างความท้าทายแก่ระบบไฟฟ้าทั้งหมด หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจำเป็นต้องปรับบทบาทเพื่อให้สามารถบริหารจัดการความเสี่ยงและรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพในระยะยาว

4.1 ผลกระทบต่อเสถียรภาพ

4.1.1 ผลกระทบของพลังงานสะอาดต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า

การเปลี่ยนไปใช้พลังงานสะอาดทั่วโลกเกิดจากความจำเป็นเร่งด่วนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนและต่อสู้กับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เนื่องจากพลังงานสะอาดมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างไรก็ตาม การใช้พลังงานสะอาดในโครงข่ายไฟฟ้านำมาซึ่งความท้าทายเนื่องจากความผันผวนของพลังงานเหล่านี้ เนื้อหาในส่วนนี้จะสำรวจผลกระทบของพลังงานสะอาดต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและบทบาทของโรงไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนการใช้ไฟฟ้าในระดับสูงสุด (Peaking Power Plants) ในการรักษาเสถียรภาพของระบบ

(ก) ความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดและผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้า

แหล่งพลังงานสะอาด โดยเฉพาะพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ มีความผันผวนโดยธรรมชาติอย่างมาก เช่น การผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์จะมีประสิทธิภาพสูงสุดในช่วงกลางวันที่มีแดดจัดและลดลงเมื่อพระอาทิตย์ตกหรือในสภาพอากาศมีเมฆมาก ความผันผวนนี้สร้างความไม่แน่นอนให้กับโครงข่ายไฟฟ้า แตกต่างจากแหล่งพลังงานที่มีเสถียรภาพและควบคุมได้ เช่น ถ่านหิน นิวเคลียร์ หรือก๊าซธรรมชาติ ความท้าทายหลักในการใช้พลังงานสะอาดคือการรักษาสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าต้องมั่นใจว่าปริมาณไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าตรงกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในขณะนั้น หากเกิดความไม่สอดคล้องกันสามารถนำไปสู่ไฟฟ้าดับหรือโครงข่ายล่ม

(ข) ข้อเสนอแนะนโยบายต่อบทบาทของโรงไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนการใช้ไฟฟ้าในระดับสูงสุด (Peaking Power Plants)

เพื่อจัดการกับความผันผวนของพลังงานสะอาด โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงหรือเมื่อการผลิตพลังงานสะอาดต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ โครงข่ายไฟฟ้าต้องพึ่งพา Peaking Power Plants

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) ปี ค.ศ. 2018 โรงไฟฟ้าเหล่านี้ซึ่งรวมถึงก๊าซ ดีเซล และโรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 14,000 ถึง 23,000 เมกะวัตต์ ถูกออกแบบให้มีความยืดหยุ่นและสามารถเปิดใช้งานได้อย่างรวดเร็วเพื่อตอบสนองความผันผวนของพลังงานสะอาด อย่างไรก็ตาม การพึ่งพาโรงไฟฟ้าเหล่านี้ซึ่งมักใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขัดแย้งกับเป้าหมายหลักของประเทศไทยในการลดการพึ่งพาแหล่งพลังงานที่มีการปล่อยคาร์บอนสูง

การพึ่งพา Peaking Power Plants ทำให้เห็นถึงความจำเป็นในการแก้ไขปัญหาด้านด้วยแนวทางใหม่ ๆ เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดในโครงข่ายไฟฟ้าและยังคงรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ ถูกนำมาเป็นส่วนประกอบสำคัญในการแก้ไขปัญหาความผันผวนของพลังงานสะอาด โดยการเก็บพลังงานส่วนเกินที่ผลิตขึ้นในช่วงเวลาที่มีการผลิตสูงสุด (Peak) และปล่อยพลังงานในช่วงเวลาที่มีการผลิตต่ำ สามารถลดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้โดยไม่ต้องพึ่งพาโรงไฟฟ้าฟอสซิลที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล นอกจากนี้โปรแกรมการตอบสนองต่อความต้องการ (Demand Response Programs) เป็นอีกหนึ่งกลยุทธ์ที่สามารถเพิ่มเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าได้และลดความจำเป็นในการใช้โรงไฟฟ้าฟอสซิล โดยการสร้างแรงจูงใจให้ผู้บริโภคลดการใช้พลังงานในช่วงเวลาที่ความต้องการสูง

4.1.2 การตอบสนองด้านโหลด

การตอบสนองด้านโหลดเป็นการแก้ไขปัญหาในรูปแบบใหม่เพื่อรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และลดความจำเป็นในการสร้าง Peaking Power Plants วิธีนี้เป็นการแก้ไขปัญหาจากฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ผู้บริโภคปรับการใช้ไฟฟ้าตามสัญญาณจากผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าแทนที่จะเป็นการแก้ไขปัญหาจากฝ่ายการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว วิธีนี้ช่วยให้ผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าสามารถปรับสมดุลระหว่างอุปทานและอุปสงค์ของไฟฟ้าได้แบบเรียลไทม์

กรอบการดำเนินงานของ Demand Response ประกอบด้วยผู้มีส่วนได้ส่วนเสียหลักและกระบวนการหลายประการ:

- **การคาดการณ์โครงข่ายไฟฟ้า:** ผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าทำการคาดการณ์ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับความเสถียรของโครงข่ายไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง
- **การแจ้งเตือนความไม่สมดุล (Imbalance):** เมื่อเกิดความไม่สมดุลของโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ดำเนินการโครงข่ายจะส่งการแจ้งเตือนไปยังหน่วยรวมโหลด (Aggregators) เพื่อส่งสัญญาณความจำเป็นในการใช้มาตรการ Demand Response
- **คำขอตอบสนองต่อความต้องการ:** หน่วยรวมโหลดส่งคำขอตอบสนองต่อความต้องการไปยังผู้ที่เกี่ยวข้อง โดยกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับการใช้ไฟฟ้าหรือระดับการผลิตไฟฟ้า
- **การปรับการใช้และการผลิตไฟฟ้า:** ผู้ที่เกี่ยวข้องตอบสนองต่อคำขอ โดยการปรับการใช้ไฟฟ้าลดภาระที่ไม่จำเป็น หรือเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาด

- การรายงานและกลไกจูงใจ: หน่วยรวมโหลต รายงานปริมาณไฟฟ้าที่ลดได้แก่ผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ดำเนินการโครงข่ายจะให้ Incentive แก่หน่วยงานกลางและผู้ที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response

(ก) การตอบสนองด้านโหลตในประเทศไทย

การตอบสนองด้านโหลต (Demand Response Programs) ในประเทศไทยเริ่มต้นขึ้นในปี พ.ศ. 2557 โดยเริ่มจากโครงการนำร่องซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อทดสอบความเป็นไปได้และประสิทธิภาพของการแก้ปัญหาความผันผวนของภาคไฟฟ้าผ่านฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Side) อย่างไรก็ตาม โครงการเหล่านี้ประสบปัญหาในการสร้างแรงจูงใจที่เพียงพอ ทำให้ไม่สามารถดึงดูดความสนใจของผู้เข้าร่วมที่มีศักยภาพ และทำให้ Demand Response ไม่แพร่หลาย (กระทรวงพลังงาน, 2564)

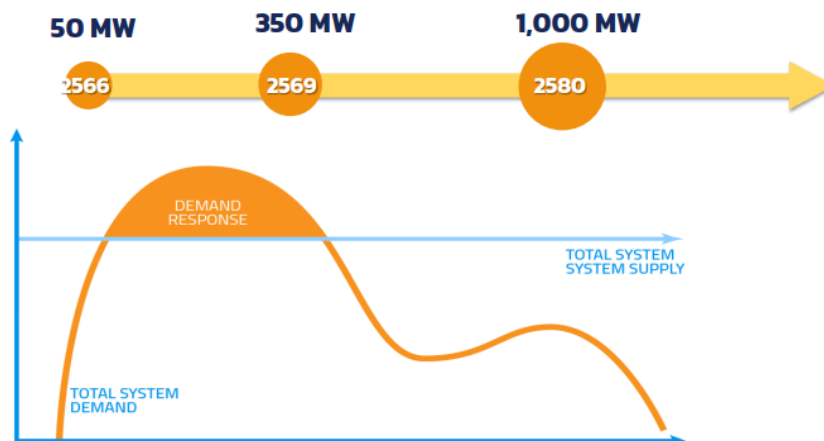
ต่อมาประเทศไทยยังคงตระหนักถึงศักยภาพของโปรแกรมในการเสริมสร้างเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและลดความจำเป็นในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าฟีดที่มีค่าใช้จ่ายสูงและไม่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ประเทศไทยจึงเปิดตัวโครงการนำร่อง Demand Response "โครงการนำร่อง 2" ในปี พ.ศ. 2566

ตารางที่ 4.1 โครงการนำร่อง 2

กลุ่มเป้าหมาย	กิจการขนาดกลาง กิจการขนาดใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง
ข้อกำหนด	<p>ผู้เข้าร่วมโครงการต้อง</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานการวัดขั้นสูง (Advanced Metering Infrastructure : AMI) อย่างน้อย 90 วันก่อนเข้าร่วมโครงการ ● แสดงความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าอย่างน้อย 50 กิโลวัตต์ต่อหนึ่งคำสั่งจากผู้รวมโหลต
เวลาการดำเนินการ	<ul style="list-style-type: none"> ● ระยะเวลาของ Demand Response ถูกกำหนดไว้สามชั่วโมง ● ไม่เกินหนึ่งครั้งต่อวันและไม่เกินสามครั้งต่อเดือน ● ช่วงเวลาเฉพาะ: 13:30 - 16:30 และ 19:30 - 22:30
กระบวนการแจ้งเตือน	<ul style="list-style-type: none"> ● กฟผ. ออกประกาศ Demand Response เจ็ดวันล่วงหน้า ● จากนั้นส่งต่อให้กฟน. หรือ กฟภ. เจ็ดวันก่อน Demand Response ● สุดท้ายผู้เข้าร่วมโครงการจะได้รับการแจ้งเตือนผ่านอีเมลและข้อความ
ลำดับมาตรการ	<ul style="list-style-type: none"> ● กฟผ. เริ่มมาตรการ Demand Response หนึ่งวันก่อนกิจกรรม (D-1) ● ตามด้วย กฟน. และกฟภ. ออกคำสั่ง Demand Response ในวันที่มีกิจกรรมตอน 9:00 น. ● ผู้เข้าร่วมโครงการจะได้รับคำแนะนำผ่านทางอีเมล และ ระบบจากผู้รวมโหลต ที่จะช่วยอำนวยความสะดวกในการดำเนินการ Demand Response

ที่มา : PEA (2566)

ภาพที่ 4.1 การขับเคลื่อน Firm DR สู่แผน PDP



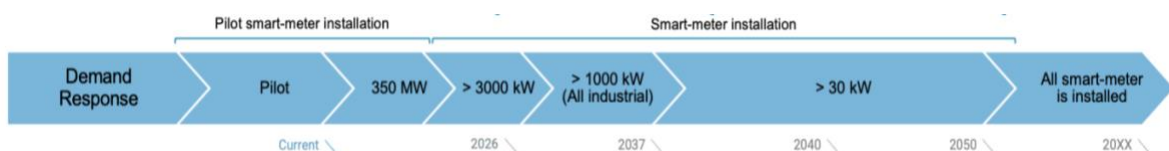
ที่มา : EPPO (2565)

ภาพที่ 4.1 แสดงแผนการนำ Firm Demand Response เข้าสู่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) ของประเทศไทย ปริมาณของ Demand Response เริ่มต้นที่ 50 เมกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2566 ขยายเป็น 350 เมกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2569 และขยายเป็น 1,000 เมกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2583 เส้นโค้งสีส้มแสดงถึงการที่ Demand Response ช่วยปรับสมดุลของความต้องการไฟฟ้า เมื่อปริมาณ Demand Response เพิ่มขึ้นจะสามารถรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและจัดการความแออัดของระบบได้

4.1.3 มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter)

มิเตอร์อัจฉริยะ มีบทบาทสำคัญในการพัฒนาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าผ่านการดำเนินงานของการตอบสนองด้านโหลด มิเตอร์อัจฉริยะสามารถรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ ทำให้ผู้ให้บริการสาธารณูปโภคและผู้บริโภคสามารถตรวจสอบปริมาณการใช้พลังงานของตนได้อย่างแม่นยำและนำไปเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้พลังงานในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) นอกจากนี้ มิเตอร์อัจฉริยะยังช่วยให้มีการสื่อสารโดยตรงของการตอบสนองด้านโหลด ระหว่างผู้ให้บริการสาธารณูปโภคและผู้บริโภค ทำให้ผู้ให้บริการสามารถปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานอัตโนมัติ เพื่อลดความแออัดของโครงข่ายไฟฟ้า โดยรวมแล้วการนำมิเตอร์อัจฉริยะเข้ามามีบทบาทในโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มประสิทธิภาพของการตอบสนองด้านโหลด และรักษาเสถียรภาพของระบบได้ดีขึ้น

ภาพที่ 4.2 ข้อเสนอแนะขั้นตอนการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะและการดำเนินงานของการตอบสนองด้านโหลด



ที่มา: EPPO (2565)

การติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะควรสอดคล้องกับโครงการตอบสนองด้านโหลดและการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า โดยเฉพาะในช่วงเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด

- **ระยะแรก**ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ภายในปี ค.ศ. 2026 ควรมีการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะในภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่)
- **ระยะที่สอง**ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ภายในปี ค.ศ. 2037 ควรขยายการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมทั้งหมด
- **ระยะที่สาม**ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ภายในปี ค.ศ. 2050 ควรขยายการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจทั้งหมด

หลังจากนั้นการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะควรขยายให้ครอบคลุมพื้นที่อยู่อาศัยจนบรรลุการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบ

4.2 ผลกระทบและข้อเสนอการปรับบทบาทของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ.

4.2.1 ผลกระทบและข้อเสนอบทบาทของการ กฟผ.

กฟผ. มีบทบาทสำคัญในตลาดไฟฟ้าของประเทศไทย จากรายงานประจำปี พ.ศ. 2565 พบว่ารายได้หลักของ กฟผ. มาจากการขายส่งไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็น 99.31% ของรายได้ทั้งหมด ส่วนรายได้จากสินค้าและบริการอื่น ๆ เช่น บริการทางวิศวกรรมและการก่อสร้าง คิดเป็น 0.68% (EGAT, 2565)

การเปิดระบบสายส่งให้บุคคลที่สามารถเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้าได้ ทำให้ผู้บริโภคมีตัวเลือกมากขึ้น และลดความผูกขาดของ กฟผ. ในฐานะผู้ผลิตและรับซื้อไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายต่อ ดังนั้น กฟผ. จำเป็นต้องปรับกลยุทธ์และการดำเนินงาน นอกจากนี้ กฟผ. จะต้องปฏิบัติตามกฎระเบียบของการเปิดให้เอกชนเชื่อมต่อกับเครือข่ายสายส่งไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่าการเข้าถึงเครือข่ายส่งเป็นธรรมและไม่มีการเลือกปฏิบัติ การปฏิบัติตามกฎระเบียบและความโปร่งใสในกลไกราคาจะมีความสำคัญอย่างยิ่งในการรักษาความน่าเชื่อถือของ กฟผ. ในฐานะผู้ดำเนินการระบบสายส่งไฟฟ้า (TSO)

(ก) กรณีศึกษาการปรับบทบาทของการไฟฟ้าจากประเทศญี่ปุ่น

โครงสร้างตลาดไฟฟ้าของญี่ปุ่นในอดีตมีความคล้ายคลึงกับของประเทศไทย ดังนั้น การศึกษาแนวทางจากประเทศญี่ปุ่นสามารถช่วยให้เห็นขั้นตอนสำคัญในการปรับบทบาทของ กฟผ. ไปสู่ตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศไทยได้

ตารางที่ 4.2 ขั้นตอนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีของประเทศญี่ปุ่นและแนวทางสำหรับประเทศไทย

โครงสร้าง	ระบบ Enhanced Single Buyer	ระบบการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี	ตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบและบทบาทใหม่ของ กฟผ. (Balancing Group)
ประเทศญี่ปุ่น	บริษัทผลิตและการไฟฟ้า Generating and Electricity Utilities (GEUs)	<ul style="list-style-type: none"> ● เริ่มตั้งปี ค.ศ. 2000 	<ul style="list-style-type: none"> ● เริ่มตั้งปี ค.ศ. 2016 ● TSO มีหน้าที่เป็น Balancing Group ● แยกบัญชีในเสรีจลีนปี ค.ศ. 2020

	ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด	<ul style="list-style-type: none"> GEUs เป็นผู้ดูแลโรงไฟฟ้าทั้งหมดและ Imbalance TSO ยังคงอยู่ภายใต้ GEUs เริ่มการแยกบัญชีในปี ค.ศ. 2005 	<ul style="list-style-type: none"> คณะกรรมการกำกับดูแลตลาดไฟฟ้าและก๊าซ (EGC) ถูกจัดตั้งขึ้นเพื่อเป็นผู้ดูแลตลาด
แนวทางสำหรับประเทศไทย	กฟผ. ทำหน้าที่ผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน กฟผ. ทำหน้าที่ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> กฟผ. เป็นผู้ดูแล Imbalance เริ่มการแยกบัญชี (การผลิตและการส่งไฟฟ้า) 	<ul style="list-style-type: none"> กฟผ. ต้องแยกส่วนของการผลิตและการส่งไฟฟ้าออกจากกัน โดยการตั้งบริษัทใหม่ (EGAT-T) TDSO = EGAT-T = Balancing Group ต้องมีหน่วยงานอิสระคอยกำกับตลาดไฟฟ้าเสรี เช่น คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ที่มา : Agora Energiewende (2562)

- ระบบการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี (เริ่มตั้งปี ค.ศ. 2000)

การเปลี่ยนแปลงของประเทศญี่ปุ่นไปสู่ระบบการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี ในปี ค.ศ. 2000 ถือเป็นแบบอย่างที่ดีสำหรับประเทศไทย องค์ประกอบหลักของระบบนี้คือการที่ผู้ดำเนินการระบบสายส่ง (TSOs) อยู่ภายใต้การดูแลของ General Electric Utilities (GEUs) ซึ่งเป็นผู้จัดการโรงไฟฟ้าทั้งหมดและรับผิดชอบในการจัดการความสมดุลของระบบไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่าการดำเนินงานจะเป็นไปอย่างต่อเนื่องในช่วงแรกของการเปลี่ยนไปสู่ตลาดไฟฟ้าเสรี แม้ว่า TSOs จะยังคงอยู่ภายใต้การดูแลของ GEUs แต่กระบวนการแยกบัญชีของการผลิตและการส่งไฟฟ้าได้เริ่มขึ้นแล้ว

สำหรับประเทศไทย ในช่วงแรกของการนำระบบการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี มาใช้ กฟผ. จะยังคงมีหน้าที่ดูแลการผลิตไฟฟ้าและการจัดการความสมดุลเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

- ตลาดไฟฟ้าเสรีอย่างเต็มรูปแบบและ Balancing Group (เริ่มตั้งปี ค.ศ. 2016)

ในปี ค.ศ. 2016 ประเทศญี่ปุ่นได้ดำเนินการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าค้าปลีกอย่างเต็มรูปแบบ โดยให้ผู้ดำเนินการระบบการจัดส่งและการจัดจำหน่ายไฟฟ้า (TSO) รับผิดชอบที่จัดการความสมดุล ในช่วงแรก TSO อยู่ภายใต้หน่วยงานของ GEUs และกลายเป็นหน่วยงานอิสระหลังจากการแยกตามกฎหมายในปี ค.ศ. 2020 ต่อมา

ได้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลตลาดไฟฟ้าและก๊าซ เพื่อดูแลความโปร่งใสของตลาดไฟฟ้าเสรี ในขณะที่ TSO จัดการความสมดุลผ่านสัญญารายปี และจะเปลี่ยนไปใช้กลไกตามตลาดภายในปี ค.ศ. 2024

(ข) ข้อเสนอบทบาทสำหรับ กฟผ.

สำหรับประเทศไทย กฟผ. ควรดำเนินการแยกส่วนการผลิตและการส่งไฟฟ้าออกจากกัน โดยการจัดตั้งบริษัทใหม่ (EGAT-T) และเสริมสร้างบทบาทของหน่วยงานกำกับดูแลอิสระ เช่น คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อดูแลตลาดไฟฟ้าเสรีให้มีประสิทธิภาพและโปร่งใสมากยิ่งขึ้น

(ค) ข้อเสนอศักยภาพเชิงกลยุทธ์ของ กฟผ. ต่อการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้า

ระยะสั้น: การจัดการระบบสายส่ง / การขยายธุรกิจบริการด้านไฟฟ้า

ในระยะสั้น กฟผ. สามารถพัฒนาการดำเนินงานและขยายบริการด้านไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น โดยมีแนวทางสำคัญดังนี้:

1. ค่าธรรมเนียมการเชื่อมต่อสายส่ง: กำหนดค่าธรรมเนียมอย่างเป็นธรรม เพื่อสร้างรายได้จากบุคคลที่สามที่ใช้ระบบสายส่งของ กฟผ.
2. การจัดการความแออัด: ใช้เทคโนโลยีในการวิเคราะห์ข้อมูลแบบเรียลไทม์
3. การจัดการความไม่สมดุล: เพิ่มความแม่นยำในการคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้า
4. การเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า: ลงทุนในเทคโนโลยีและการฝึกอบรมสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้า การควบคุมความถี่ และพลังงานสำรองเพื่อเพิ่มความมั่นคงของโครงข่ายไฟฟ้า
5. การขยายบริการ: เสนอการบริการด้านการก่อสร้าง การดำเนินงาน และการบำรุงรักษา โรงไฟฟ้าและระบบสายส่ง โดยใช้ความเชี่ยวชาญของ กฟผ. เพื่อสร้างรายได้เพิ่มเติม

ระยะกลาง: Diversification Through Subsidiary Companies

ในระยะกลาง กฟผ. สามารถกระจายพอร์ตพลังงานและลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้ประโยชน์จากบริษัทในเครือในการผลิตพลังงานสะอาด

ระยะยาว: การบูรณาการระดับภูมิภาค Regional Integration และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

ในระยะยาว กฟผ. สามารถก้าวขึ้นเป็นผู้นำด้านพลังงานในระดับอาเซียนได้ โดยการเปลี่ยนบทบาทเป็นผู้ดำเนินการระบบสายส่ง (TSO) ขยายบทบาทในตลาดระหว่างประเทศ และยกระดับโครงสร้างพื้นฐานเพื่ออำนวยความสะดวกในการค้าไฟฟ้าข้ามพรมแดน ผ่านโครงการต่างๆ ดังนี้:

1. การบูรณาการเครือข่ายไฟฟ้าอาเซียน: กฟผ. สามารถเป็นผู้ดูแลโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างประเทศอาเซียน เพื่อรักษาเสถียรภาพและประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้า

2. การผลิตพลังงานสะอาดสำหรับต่างประเทศ: กฟผ. สามารถลงทุนในโครงการพลังงานสะอาดขนาดใหญ่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำ โครงการเหล่านี้จะสร้างไฟฟ้าส่วนเกินสำหรับการส่งออก เพื่อเพิ่มความยั่งยืนของพลังงานในภูมิภาคและสร้างแหล่งรายได้ใหม่
3. การพัฒนาแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้า: กฟผ. สามารถพัฒนาแพลตฟอร์มที่จะสนับสนุนการซื้อขายแบบเรียลไทม์ กลไกตลาดขั้นสูง และการปฏิบัติตามกฎระเบียบ เพื่อเพิ่มความโปร่งใสและประสิทธิภาพในตลาดไฟฟ้า

4.2.2 ผลกระทบและข้อเสนอแนะของ กฟน. และ กฟภ.

การประเมินการเปลี่ยนแปลงรายได้ของ กฟน. และ กฟภ. หลังจากการนำระบบการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีมาใช้ สามารถทำได้โดยการวิเคราะห์สัดส่วนรายได้และการขายไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ใช้ในแต่ละขั้นตอนการเปิดของ TPA ตามรายละเอียดในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ผลกระทบต่อรายได้ของกฟน. และ กฟภ.

ขั้นตอนการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี	ระยะแรก ภาคอุตสาหกรรม ขนาดใหญ่	ระยะที่สอง ภาคอุตสาหกรรม ทั้งหมด	ระยะที่สาม ภาคอุตสาหกรรมและ ภาคธุรกิจทั้งหมด
รายได้ของ กฟน.	กิจการขนาดใหญ่ ~32.04% ของรายได้ทั้งหมด		กิจการขนาดกลางและเล็ก ~31.84% ของรายได้ทั้งหมด
รายได้ของ กฟภ.	กิจการขนาดใหญ่ ~40.39% ของรายได้ทั้งหมด		กิจการขนาดกลางและเล็ก ~25.60% ของรายได้ทั้งหมด

ที่มา : PEA (2565), MEA (2565)

ในระยะแรกและระยะที่สองของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีให้กับภาคอุตสาหกรรมทั้งหมด รายได้ของ กฟน. และ กฟภ. มีความเป็นไปได้ว่าจะลดลงถึง 32.04% และ 40.39% ของรายได้ทั้งหมดตามลำดับ ส่วนในระยะที่สามของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีให้กับภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจทั้งหมด รายได้ของ กฟน. และ กฟภ. มีความเป็นไปได้ว่าจะลดลงถึง 31.84% และ 25.60% ของรายได้ทั้งหมดตามลำดับ ทั้งหมดนี้เนื่องจากเกิดการแข่งขันในตลาดไฟฟ้ามากขึ้น ทำให้ผู้บริโภคสามารถเลือกผู้ให้บริการไฟฟ้าได้

(ก) ข้อเสนอศักยภาพเชิงกลยุทธ์ของ กฟน. และ กฟภ. ต่อการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้า

- ระยะแรกการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี

ในระยะแรกเป้าหมายหลักของทั้ง กฟน. และ กฟภ. คือสามารถการขยายธุรกิจและการให้บริการด้านพลังงาน เช่น สถานีชาร์จรถไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา และการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

- **ระยะที่ 2 ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี**

ในระยะที่ 2 เป้าหมายหลักของทั้ง กฟน. และ กฟภ. คือสามารถสนับสนุนการขยายเมืองอัจฉริยะและการขยายระบบสมาร์ทกริด (Smart Grid) และ Demand Response เช่น ระบบการจัดและกักเก็บพลังงาน และการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับอุตสาหกรรมทั้งหมด

- **ระยะที่ 3 ของการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรี**

ในระยะที่ 3 ทั้ง กฟน. และ กฟภ. สามารถเปลี่ยนบทบาทไปเป็นผู้ดำเนินการระบบจัดจำหน่าย (DSOs) พัฒนาโรงไฟฟ้าเสมือนเพื่ออำนวยความสะดวกในการซื้อขายแบบ P2P สำหรับผู้ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ และการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจทั้งหมด

เอกสารอ้างอิง

สถาบันวิจัยพลังงาน. (มกราคม 2567). *โครงสร้างราคาต้นทุนค่าไฟฟ้า*.

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (มีนาคม 2567(1)). *เอกสารรับฟังความคิดเห็น*.

ThaiPublica. (1 กรกฎาคม 2566). *กพ. ชงรัฐบาลชุดใหม่ให้โรงแยกก๊าซใช้ราคา “Pool Gas” ลดต้นทุน 'ผลิตไฟฟ้า' ดึงค่าไฟลง*. เข้าถึงได้จาก ThaiPublica: <https://thaipublica.org/2023/07/erc-suggest-new-government-use-pool-gas-price-with-gas-separation-plant/>

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (มกราคม 2567(2)). *เอกสารเผยแพร่ เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567*. เข้าถึงได้จาก

<https://www.erc.or.th/web-upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/tinymce/21-39bfd379b4b71c8e2563cfce47473c60/FT/%E0%B9%80%E0%B8%AD%E0%B8%81%E0%B8%AA%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%80%E0%B8%9C%E0%B8%A2%E0%B9%81%E0%B8%9E%E0%B8%A3%E0%B9%88%20Ft%20%E0%B8%A1.%E0>

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน . (มีนาคม 2565). *ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน* . เข้าถึงได้จาก [https://www.erc.or.th/web-](https://www.erc.or.th/web-upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/tinymce/%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A8%E0%B8%84%E0%B8%93%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%A3%E0%B8%A3%E0%B8%A1%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%81%E0%B8%B3%E0%B8%81%E0%B8)

[upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/tinymce/%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A8%E0%B8%84%E0%B8%93%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%A3%E0%B8%A3%E0%B8%A1%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%81%E0%B8%B3%E0%B8%81%E0%B8](https://www.erc.or.th/web-upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/tinymce/%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A8%E0%B8%84%E0%B8%93%E0%B8%B0%E0%B8%81%E0%B8%A3%E0%B8%A3%E0%B8%A1%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B8%81%E0%B8%B3%E0%B8%81%E0%B8)

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (20 กรกฎาคม 2565). *เอกสารรับฟังความคิดเห็น เรื่อง อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับ ใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของ ต้นทุนคงที่ (Td) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สำหรับรอบการกำกับ 5 ปี (ปี 2565 - 2569)*. เข้าถึงได้จาก

[https://www.erc.or.th/web-](https://www.erc.or.th/web-upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/202207/m_publichearing/8776/474/file_download/246d0eec01a23b65b80097920134946d.pdf)
[upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/202207/m_publichearing/8776/474/file_download/246d0eec01a23b65b80097920134946d.pdf](https://www.erc.or.th/web-upload/200xf869baf82be74c18cc110e974eea8d5c/202207/m_publichearing/8776/474/file_download/246d0eec01a23b65b80097920134946d.pdf)

วุฒิกิจ สติฐิต. (พฤษภาคม 2565). *เปิดโลกธุรกิจก๊าซ Gas Business, the Fundamental of Thai Economy*. เข้าถึงได้จาก หลักสูตรด้านวิทยาการพลังงานสำหรับนักบริหารรุ่นใหม่ รุ่น 8 (วพม. 8):

[https://www.thailand-energy-](https://www.thailand-energy-academy.org/assets/upload/coursedocument/file/E206%20Gas%20Business,%20the%20Fundamental%20of%20Thai%20Economy.pdf)
[academy.org/assets/upload/coursedocument/file/E206%20Gas%20Business,%20the%20Fundamental%20of%20Thai%20Economy.pdf](https://www.thailand-energy-academy.org/assets/upload/coursedocument/file/E206%20Gas%20Business,%20the%20Fundamental%20of%20Thai%20Economy.pdf)

คณะอนุกรรมการศึกษาการปรับโครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า. (มกราคม 2567). *เอกสารประกอบการประชุม*.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.). (19 มิถุนายน 2567). *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP2024)*. เข้าถึงได้จาก https://drive.google.com/file/d/1AZ9KMbRAevKTmp9QNYFHY-cWCGnv8fIy/view?fbclid=IwZXh0bGZhZW0CMtAAAR0zUCftoDX1L9h_PkPnTh62pZ94pL0in18H_SxrqXMwNZ7vhW6cmIplW8f0_aem_97s6U82s82GCqMFm92orRQ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.). (12 กันยายน 2535). *ความเป็นมา IPP*. เข้าถึงได้จาก <https://www.eppo.go.th/images/Power/pdf/IPP.pdf>

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.). (ค พศจิกายน 2564). *LOLE เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าไทย*. เข้าถึงได้จาก <https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/17455-news-081164-01>

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.). (2565). *ปริมาณการสำรองไฟฟ้า*. เข้าถึงได้จาก https://www.eppo.go.th/images/Energy-Statistics/energyinformation/Energy_Statistics/Electricity/05Electricity.pptx

สถาบันวิจัยพลังงาน. (2561). *โครงการศึกษาปรับปรุงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย*. กรุงเทพมหานคร: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

Hydropower & Dams. (2567, February 7). *PPA signed for the Xekong 4A and 4B project in Laos*. Retrieved from <https://www.hydropower-dams.com/news/ppa-signed-for-the-xekong-4a-and-4b-project-in-laos/>

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.). (22 มีนาคม 2559). *นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด*. เข้าถึงได้จาก <https://www.eppo.go.th/index.php/th/electricity/plan-buy-renewenergy>

DS New Energy. (17 มีนาคม 2562). *LCOE ต้นทุนการไฟฟ้าปรับระดับยังรู้จักกันในชื่อ LEC ต้นทุนพลังงานที่ปรับระดับแล้ว*. เข้าถึงได้จาก <https://th.dsisolar.com/info/lcoe-levelized-cost-of-electricity-also-know-33972010.html>

Agora Energiewende. (2562). *The Liberalisation of Electricity Markets in Germany*.

S&P Global. (2566). *Utilities Handbook 2023: Western Europe Regulated Power*.

EGAT. (2565). *Overcome Energy Crisis*. Bangkok.

สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

5 อาคาร ดร.เกษรดี ลิงค์
ชั้น18 ถนนเทพกษัตรี
แขวงหัวหมาก เขตบางกะปิ กรุงเทพฯ 10240

โทรศัพท์: 02-710-3425

เว็บไซต์: <https://www.appp.or.th>

สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (ทีดีอาร์ไอ)

565 ซอยรามคำแหง 39 (เทพลีลา)
เขตวังทองหลาง กรุงเทพมหานคร 10310

โทรศัพท์: 02-718-5460

โทรสาร: 02-718-5461-2

เว็บไซต์: www.tdri.or.th