



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

โครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับ รองรับแนวโน้ม Prosumer

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

โดย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
(สถาบันวิจัยพลังงาน)

มิถุนายน 2563

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer

1. บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

ปัจจุบันแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) เป็นแผนแม่บทในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ว่าด้วยการจัดหาพลังงานไฟฟ้าในระยะยาว 15-20 ปี เพื่อกำหนดทิศทางการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานและโรงไฟฟ้าตามแผน อย่างไรก็ตามพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน มีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าเริ่มมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้า หรือที่เรียกว่า "Prosumer" ซึ่งเกิดจากการขับเคลื่อนเทคโนโลยีจากแนวโน้ม Disruption technology ส่งผลให้รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีความเปลี่ยนแปลงและภาครัฐต้องมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเพื่อรองรับความเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ถึงแม้ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่ภาครัฐยังคงมีบทบาทสำคัญในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอและเป็นผู้รักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าอยู่เสมอ ดังนั้นเพื่อให้เกิดการผสมผสานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Integration) ในสัดส่วนที่สูงขึ้นตามแนวโน้ม Prosumer ในอนาคตให้เกิดขึ้นได้ จึงต้องมีการศึกษาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer เพื่อให้กระทรวงพลังงานสามารถกำหนดเป็นนโยบายและกรอบแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีประสิทธิภาพต่อไป

ด้วยเหตุนี้ สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (สถาบันฯ) จึงมีความยินดีที่จะทำหน้าที่ที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer ทั้งนี้ เพื่อช่วยให้ สนพ. สามารถดำเนินการดังกล่าวให้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ได้

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อทบทวนความเหมาะสมของแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันตามมุมมองด้านหลักวิชาการ

1.2.2 เพื่อศึกษาแนวทางการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน หรือ Base Load ที่เหมาะสมสำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

1.2.3 เพื่อศึกษาแนวการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

1.3 ขอบเขตและวิธีการดำเนินงาน

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จะดำเนินการศึกษาสอดคล้องกับรายละเอียดและข้อกำหนดการจ้างที่ปรึกษาดำเนินโครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 1: ขอบเขตและวิธีการดำเนินงาน

หัวข้อ TOR	ขอบเขตและวิธีการดำเนินงาน
TOR ข้อ 3.1	ดำเนินการศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมของแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบันตามมุมมองด้านหลักวิชาการ ทั้งมิติของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค - การรวบรวมข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP 2018) เช่น ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ข้อมูลแผนอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น - วิเคราะห์ความเหมาะสมของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปัจจุบัน โดยพิจารณาทั้งมิติของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค
TOR ข้อ 3.2	ดำเนินการศึกษาแนวคิดและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน หรือ Base Load ที่เหมาะสมสำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยคำนึงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศในสภาวะการณ์ปัจจุบันและในอนาคต - รวบรวมแนวคิดในการกำหนดนิยาม และสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน รวมถึงแนวทางการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า - วิเคราะห์แนวทางในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศ - วิเคราะห์เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยเมื่อพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580
TOR ข้อ 3.3	ดำเนินการศึกษาแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค - แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและหลักการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย - แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน - แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค - แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่เหมาะสม
TOR ข้อ 3.4	ดำเนินการนำเสนอตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคตามแนวทางที่นำเสนอ - ผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน - ผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ เมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค - ผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่เหมาะสม
TOR ข้อ 3.5	ดำเนินการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อแนวทางและตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมกัน ไม่น้อยกว่า 100 ท่าน

2. ฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการจัดทำแผน PDP และสรุปสาระสำคัญของแผน PDP ของประเทศไทยในอดีตจนถึงปัจจุบัน

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะการกล่าวถึงฐานข้อมูลที่ต้องใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย จากนั้นจะนำเสนอสรุปสาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา โดย การดำเนินงานในส่วนนี้สอดคล้องกับขอบเขตงานตาม TOR ข้อ 3.1

2.1 ฐานข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ที่ปรึกษาจะรวบรวมข้อมูลกำลังการผลิต รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า ชนิดของแหล่งพลังงาน เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฯลฯ โดยจะนำเสนอข้อมูลจากฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตาม แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2018 Rev.1) เป็นหลัก และจะทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบกับฐานข้อมูลตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018) ประกอบด้วย

ตารางที่ 2: ฐานข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ฐานข้อมูล	รายละเอียด
1. ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	
1.1 ข้อมูลทั่วไปของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง คือ ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้าในระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ เมื่อพิจารณากำลังผลิตติดตั้งในแต่ละพื้นที่หากแบ่งเป็น 7 ภูมิภาคได้แก่ ภาคเหนือ ภาคใต้ ภาคอีสาน ภาคกลางตอนบน ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางฝั่งตะวันตก และนครหลวง โดยข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2560 พบว่า พื้นที่ภาคกลางฝั่งตะวันออกจะมีกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 25
	ชนิดของโรงไฟฟ้า กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญานั้นสามารถแบ่งตามเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิต กระแสไฟฟ้าสามารถได้เป็น 6 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน พลังความร้อนร่วม เครื่องยนต์ดีเซล โคเจนเนอเรชั่น พลังงานหมุนเวียน และสายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย โดยข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2560 พบว่า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมมีกำลังผลิตตามสัญญาสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 44
	เชื้อเพลิงที่ใช้ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญานั้นแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ได้เป็น 6 ประเภท ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์/ถ่านหิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา พลังงานหมุนเวียน และสายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย โดยข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2560 พบว่า การใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีส่วนสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 62
	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญานั้นแบ่งตามประเภทผู้ประกอบการได้เป็น 5 ประเภท ได้แก่ EGAT IPP SPP VSPP และ IMPORT โดยข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2560 พบว่า โรงไฟฟ้าของ EGAT มีกำลังผลิตตามสัญญาสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 35
	เดือน ปี ที่โรงไฟฟ้า มีแผนจะเพิ่มเข้าสู่ระบบ รวบรวมจากข้อมูลกำหนดการขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ SCOD
	เดือน ปี ที่โรงไฟฟ้า มีแผนจะถูกปลดออกจากระบบ รวบรวมจากข้อมูลการปลดจากระบบตามแผน PDP

ฐานข้อมูล	รายละเอียด
	ค่าตัวประกอบการใช้งานไฟฟ้า (Plant Factor) คือ สัดส่วนของพลังงานที่ผลิตได้ในช่วงเวลาหนึ่งต่อพลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้เต็มตามศักยภาพในระยะเวลาทั้งหมด โดยทั่วไปจะคิดเทียบเท่ากับการผลิตไฟฟ้าเต็มศักยภาพใน 1 ปี โดยปกติทั่วไปซึ่ง Plant Factor จะมีค่าต่ำกว่า 100% เสมอ ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Generation Profile) คือ สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละชั่วโมงต่อกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าในแต่ละประเภท ตลอดระยะเวลา 1 วัน โดยจะพิจารณาลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเป็นลำดับแรก ซึ่งจะอาศัยข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท
1.2 ข้อมูลประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า	ค่าอัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า (Net Heat Rate) ค่าอัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า หมายถึง ความสามารถในการใช้ความร้อนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย โดยมีหน่วยเป็น BTU/kWh โดยทั่วไป ค่าอัตราการใช้ความร้อนของโรงไฟฟ้านั้นจะเป็นส่วนกลับของประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า กล่าวคือ ยิ่งค่าอัตราการใช้ความร้อนของโรงไฟฟ้าต่ำ ยิ่งประสิทธิภาพสูง
1.3 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า	อัตราการขัดข้องของโรงไฟฟ้า (Forced Outage Rate) จะใช้ร่วมกับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) คือ กำลังผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าโรงนั้นที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด
1.4 ข้อมูลค่าใช้จ่ายต่างๆ	ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (Investment Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งหมด โดยครอบคลุมทั้งค่าใช้จ่ายในส่วนที่เป็นอุปกรณ์ และค่าดำเนินการต่างๆ ทั้งหมด ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าต่อปี (O&M Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อปี โดยทั่วไปนั้นจะกำหนดเป็นร้อยละของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า
1.5 ข้อมูลความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	นอกจากจะขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแล้วยังขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำ ณ ช่วงเวลา
2. ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต	
2.1 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานของประเทศไทย	ข้อมูลทางสถิติที่จำเป็นต้องใช้ในการจัดทำแผนการกำหนดนโยบายพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประกอบด้วยรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ซึ่งแสดงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปีของปีฐาน (8,760 ค่า) โดยในรายงานฉบับนี้กำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2560 เป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน เพื่อใช้จำลองลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และใช้เพื่อสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในการจัดทำแผน PDP ต่อไป
2.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานแบ่งตามภูมิภาคของประเทศไทย	ข้อมูลที่แสดงถึงรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคโดยแบ่งออกเป็น 7 พื้นที่ ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคใต้ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางตอนบน ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางฝั่งตะวันตก และเขตนครหลวง โดยในรายงานฉบับนี้จะใช้ข้อมูลของแต่ละภูมิภาคเท่าที่มีอยู่ล่าสุด คือ ปี 2550 เป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน โดยข้อมูลเหล่านี้จะถูกใช้เพื่อสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคเพื่อใช้ในการจัดทำแผน PDP เมื่อพิจารณาความมั่นคงของแต่ละภูมิภาคต่อไป

ฐานข้อมูล	รายละเอียด
2.3 ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคของประเทศไทย	ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายงานฉบับนี้ จะอ้างอิงข้อมูลจากความต้องการไฟฟ้าของระบบ 3 การไฟฟ้า ประกอบด้วย กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ตามแผน PDP2018 Rev.1 ซึ่งเป็นข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่มีการพิจารณาความต้องการไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองและ/หรือขายตรง (IPS) สำหรับข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้านั้น ที่ปรึกษาคำนวณ และประเมินโดยอาศัยค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Load Factor) จาก กฟผ.
3. ข้อมูลแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)	
แผน AEDP เป็นส่วนหนึ่งของการวางแผน PDP ซึ่งแผน AEDP ฉบับปัจจุบันนั้น คือ แผน AEDP2018 ซึ่งถูกปรับปรุงและถือเป็นส่วนหนึ่งของแผน PDP2018 Rev.1 โดยนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของภาครัฐในปัจจุบัน มุ่งเน้นไปที่การส่งเสริมให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าตามศักยภาพเชื้อเพลิงของแต่ละพื้นที่และให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้น เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แก้ไขปัญหาชุมชน ส่งเสริมเศรษฐกิจฐานรากให้มีรายได้ และเป็นการใช้ทรัพยากรที่มีให้เกิดประโยชน์สูงสุด อันได้แก่ นโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก และชีวมวลประชารัฐ รวมทั้งสิ้น 2,453 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังพิจารณาการจัดทำกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ เพื่อให้สอดคล้องกับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนคงเหลือของประเทศ ประกอบด้วย ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ รวม 16,243 เมกะวัตต์ จึงทำให้ปริมาณเป้าหมายของแผน AEDP มีปริมาณรวมทั้งสิ้น 18,696 เมกะวัตต์	
4. ข้อมูลแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)	
การนำแผนอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้ามาพิจารณาประกอบการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในแผน PDP โดยจะพิจารณาเสมือนแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทหนึ่ง และพิจารณาเฉพาะการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นได้ และสามารถแข่งขันด้านราคาไม่เกินกว่า Grid Parity เท่านั้น มีศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานประมาณ 4,000 เมกะวัตต์ คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 20,499 ล้านหน่วย	
5. ข้อมูลความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่อื่นหรือรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นด้วยสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่	
ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคนั้นจะสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าโดยแบ่งออกเป็นพื้นที่ย่อย ซึ่งแต่ละพื้นที่จะประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้า และเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้า (Tie-line) ทั้งนี้ในการพิจารณาว่าพื้นที่ใดมีสายส่งเชื่อมต่อกันนั้น จะพิจารณาจากแนวสายส่งไฟฟ้ากำลังของ กฟผ. ตามแผน PDP2018 Rev.1 โดยในโครงการฯ นี้จะสมมติให้เสมือนมีสายส่งหลักแบบสมมูล (Equivalent Tie-line) ชุดเดียวเชื่อมต่อกันระหว่างพื้นที่ และมีความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจำกัดค่าหนึ่ง สำหรับข้อมูลขนาดสายส่งไฟฟ้ากำลังที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่หรือประมาณการความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่มีการวางแผนไว้แล้วจะมีสองช่วง ในปี 2023 และปี 2032	
6. ข้อมูลสมมติฐานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	
ได้แก่ การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) จากการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท ข้อจำกัดด้านสถานที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าพยากรณ์ต้นทุนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า รวมถึงค่าพยากรณ์ราคารับซื้อไฟฟ้าในอนาคตตามนโยบาย FIT	
7. สรุปข้อมูลที่ได้รับการปรับปรุงในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1	
แผน PDP2018 Rev.1 มุ่งเน้นไปที่การปรับแผนการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก โดยมีการพิจารณานโยบายด้านพลังงานเพื่อเศรษฐกิจฐานรากเพิ่มเติม ตามนโยบาย Energy For All ซึ่งจะเร่งเข้าระบบในช่วงปี 2563-2567 มีการเร่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมในปี 2565 มีการปรับลดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ และไปเพิ่มในส่วนของนโยบาย Energy For All รวมถึงมีการเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กของ กฟผ. ด้วย แต่อย่างไรก็ดี การรับซื้อพลังงานหมุนเวียนโดยรวมจะมีปริมาณเท่าเดิมตามแผน PDP2018 ณ ปลายแผนปี 2580 นอกจากนี้ ยังมีการเลื่อนกำหนดการปลดโรงไฟฟ้าหลักบางโรง เพื่อรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค	

2.2 สรุปสาระสำคัญของแผน PDP และเกณฑ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย

ในอดีตที่ผ่านมา ประเทศไทยได้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมาแล้วหลายครั้ง โดยมีการปรับปรุงทั้งแผนหลักและแผนย่อยตามสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ การพัฒนาเทคโนโลยี และ/หรือ มาตรการทางนโยบายต่างๆ ของภาครัฐที่เปลี่ยนแปลงไป จนถึงปัจจุบัน แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้อยู่ คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2018 Rev.1) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แล้วในการประชุมครั้งที่ 1/2563 เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563

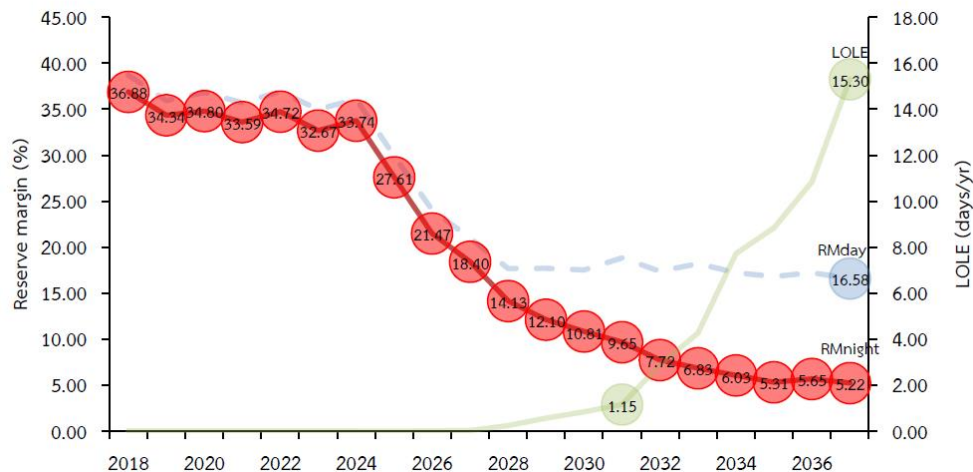
ที่ปรึกษาได้จัดทำสรุปสาระสำคัญ กรอบการจัดทำ และสมมติฐานการจัดทำแผน PDP ที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี 2535 (PDP1992) ถึงปี 2563 (PDP2018 Rev.1) รวมทั้งสิ้น 19 ฉบับ ซึ่งจะพบว่าตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบันนั้นประเทศไทยมีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ที่ประมาณร้อยละ 15 – 25 โดยในแผน PDP1996, แผน PDP1997 และแผน PDP1999 นั้นกำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้นจากไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 เป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ในช่วงระหว่างปี พ.ศ.2544 - 2554 อย่างไรก็ตามในแผน PDP2001 นั้นได้มีการปรับลดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 จนกระทั่งในแผน PDP2010 ที่มีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 แต่สามารถปรับขึ้นเป็นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 20 ได้ตามสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ต่อมาในแผน PDP2015 ได้ปรับเปลี่ยนตามสถานการณ์ความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงโดยได้กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น อย่างไรก็ตาม สำหรับแผน PDP2018 และ PDP2018 Rev.1 ที่ใช้ในปัจจุบันนั้นไม่ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ แต่ใช้การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า พิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Reliable Capacity) แทนการใช้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

2.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน โดยพิจารณาทั้งมิติของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1) นั้นจะทำการวิเคราะห์โดยแบ่งออกเป็น 3 มิติ ได้แก่ เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และเกณฑ์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

2.3.1 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยฉบับปัจจุบันนั้น จะทำการวิเคราะห์โดยอาศัยสมมติฐานตาม แผน PDP2018 Rev.1 ซึ่งในการจัดทำแผนไม่ได้ระบุรายละเอียดเกี่ยวกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะพบว่า ในช่วงก่อนปี 2027 เมื่อระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองยังมีค่าสูง โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะมีค่าต่ำมาก อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่ปี 2028 (พ.ศ. 2571) เป็นต้นไป เมื่อระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยมีค่าลดลงต่ำกว่าร้อยละ 20 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่มีสาเหตุมาจากความไม่เพียงพอของระบบผลิตจะเริ่มมีค่าเกินกว่าเกณฑ์ที่เหมาะสม (1 วันต่อปี) มีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ และมีค่าสูงสุดเท่ากับ 15.30 วันต่อปี ในปี 2037 ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์เป้าหมายที่เคยมีการกำหนดเอาไว้ที่ไม่เกิน 1 วันต่อปี



รูปที่ 1: ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี
เมื่อทำการวิเคราะห์โดยใช้สมมติฐานตาม แผน PDP2018 Rev.1

อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในเวลากลางคืน ซึ่งคือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่คำนวณจากตัวประกอบกำลังผลิตฟั้งได้ของโรงไฟฟ้าต่างๆ ณ เวลา 19:30 น. (RM_{night}) จะพบว่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองก่อนปี 2027 มีแนวโน้มใกล้เคียงกับกรณี RM_{day} แต่ในช่วงตั้งแต่ปี 2028 – 2037 จะมีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองลดลงอย่างรวดเร็วและต่ำกว่า RM_{day} ค่อนข้างมาก โดยจะมีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดอยู่ที่ประมาณร้อยละ 5.22 เท่านั้น นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Rev.1 โดยละเอียด จะพบว่า เกิดเหตุการณ์ที่พลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า (Energy Dispatch Failed) ในบางช่วงเวลาด้วย

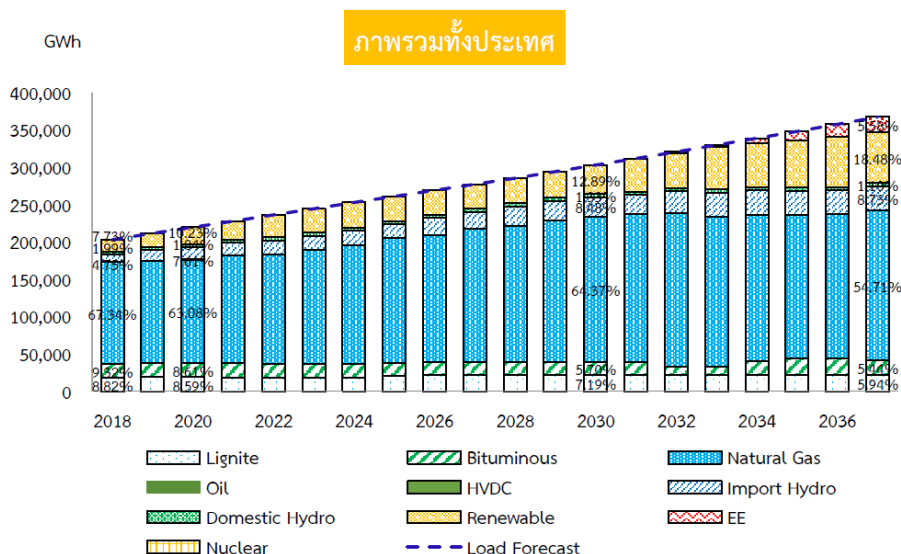
ทั้งนี้ จากการวิเคราะห์ในรายละเอียดจะพบว่า ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลกระทบต่อการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในขณะที่ RM_{day} ยังมีค่าสูงนั้น เกิดจากการเพิ่มสัดส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบอย่างต่อเนื่องทุกปี โดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เพียงช่วงเวลากลางวันเท่านั้น ทั้งนี้ หากไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานร่วมด้วย จะส่งผลให้มีโอกาสที่พลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้งระบบจะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในบางช่วงเวลา โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงเวลากลางคืนได้ ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าสูงขึ้นเกินกว่าเกณฑ์ที่เคยกำหนดไว้ที่ไม่เกิน 1 วันต่อปี

โดยในความเห็นของที่ปรึกษา การวางแผนด้วยการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุดที่ยอมรับได้มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ในปัจจุบันมากกว่าการใช้เกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด เนื่องจากปัจจุบัน ระบบผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนของการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง

2.3.2 การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

การวิเคราะห์สัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น จะทำการวิเคราะห์โดยอาศัยสมมติฐานสัดส่วนเชื้อเพลิงตาม แผน PDP2018 Rev.1 โดยในปี 2037 จะพบว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าเพิ่มขึ้น ประมาณร้อยละ 18.48 (สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งร้อยละ 32.47) และสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำนำเข้าจากต่างประเทศมีค่าเพิ่มขึ้น เป็นร้อยละ 8.73 (สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งร้อยละ 8.92) นอกนั้นจะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีสัดส่วนลดลง คือ โรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ แม้ว่าในปัจจุบัน (ปี 2018) โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติจะมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงมากที่สุด แต่ปลายแผน

PDP2018 Rev.1 นั้น จะมีแนวโน้มลดลง โดยจะมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ เหลือเพียงร้อยละ 54.71 (สัดส่วนกำลังผลิตตั้งร้อยละ 41.59) เท่านั้น



รูปที่ 2: สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อทำการวิเคราะห์ โดยใช้สมมติฐานตามแผน PDP2018 Rev.1

2.3.3 ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

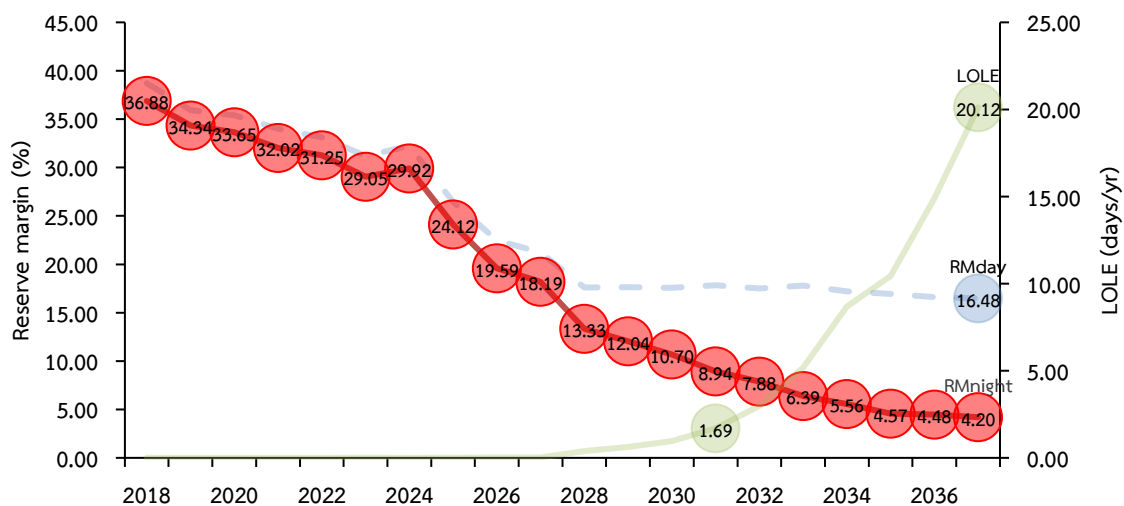
การวิเคราะห์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมินั้น จะทำการวิเคราะห์โดยอาศัยสมมติฐานตามแผน PDP2018 Rev.1 ร่วมกับการประเมินระดับความเชื่อถือได้จำเพาะของแต่ละภูมิภาค จะพบว่า ภูมิภาคที่มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำเพาะพื้นที่ต่ำสุด (อ่อนแอที่สุด) คือ เขตนครหลวง รองลงมาจะได้แก่ ภาคใต้ (ช่วงปี 2018 – 2023 และ 2032 – 2037) เนื่องจากในช่วงปีดังกล่าวภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับภาคอื่นๆ อีกทั้งสายส่งกำลังไฟฟ้าสู่ภาคใต้นั้นมีปริมาณที่จำกัด และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ในช่วงปี 2024 – 2031) เนื่องจากมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดค่อนข้างสูง อีกทั้งส่วนต่างระหว่างโรงไฟฟ้าที่เข้าใหม่และโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดมีไม่มากพอ ส่งผลให้กำลังผลิตที่ได้อ่อนแอที่สุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีค่าลดลง

นอกจากนี้ ในช่วงปี 2024 – 2031 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีค่าสูงกว่าภาคอื่นอย่างมาก (อ่อนแอที่สุด) เนื่องจากความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในพื้นที่รวมกับความสามารถในการส่งกำลังผ่านสายส่งมีโอกาสไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ อย่างไรก็ตามจะมีแนวโน้มลดลงตั้งแต่ปี 2031 เนื่องจากเริ่มมีการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ สำหรับพื้นที่ภาคใต้เมื่อพิจารณาตั้งแต่ปี 2032 เป็นต้นไป จะพบว่า เริ่มมีความอ่อนแอมากขึ้นเมื่อเทียบกับภูมิภาคอื่นๆ ซึ่งอาจเป็นผลมาจากการที่สายส่งกำลังไฟฟ้าสู่ภาคใต้นั้นมีปริมาณที่จำกัด ส่งผลให้มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่สูงที่สุด (อ่อนแอที่สุด) ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2032 เป็นต้นไป

เนื่องจากผลการพิจารณาภูมิภาคที่มีความอ่อนแอที่สุดที่วัดจากระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำเพาะพื้นที่ไม่สอดคล้องกับผลการพิจารณาที่ได้จากโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ **ที่ปรึกษาจึงมีความเห็นว่าควรทำการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นหลัก** เนื่องจากในการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะต้องพิจารณาความสามารถในการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดทุกช่วงเวลาซึ่งจะสะท้อนสมรรถนะการทำงานของระบบไฟฟ้าได้ดีกว่า

2.3.4 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างแผน PDP2018 Rev.1 กับ PDP2018

ในหัวข้อนี้ ที่ปรึกษาจะแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 3 มิติ ได้แก่ เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และเกณฑ์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ภายใต้วงมณฑล จะพบว่าระบบไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Rev.1 นั้นมีแนวโน้มมั่นคงกว่าระบบไฟฟ้าตามแผน PDP2018 โดยจะมีค่า RM_{day} และ RM_{night} ที่สูงขึ้น ในขณะที่ LOLE มีค่าลดลง ทั้งนี้เนื่องจาก แผน PDP2018 Rev.1 นั้นมีการปรับลดเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และเพิ่มเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจาก ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก ซึ่งโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าวจะมีค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) สูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงทำให้สัดส่วนพลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดสูงขึ้นเมื่อเทียบกับแผน PDP2018 อย่างไรก็ตาม RM_{night} ของทั้งสองแผนยังคงอยู่ในระดับต่ำ และ LOLE ก็ยังคงในระดับสูงกว่าระดับที่เหมาะสม ซึ่งแผน PDP2018 Rev.1 มีค่าสูงสุดอยู่ที่ประมาณ 15.30 วันต่อปี และแผน PDP2018 มีค่าสูงสุดอยู่ที่ประมาณ 20.12 วันต่อปี



รูปที่ 3: ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี
เมื่อทำการวิเคราะห์โดยใช้สมมติฐานตาม แผน PDP2018

นอกจากนี้ สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ปี 2037 ตามแผน PDP2018 Rev.1 จะมีค่าสูงขึ้นเล็กน้อย ประมาณร้อยละ 18.48 ในขณะที่สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะมีค่าลดลงเล็กน้อย ประมาณร้อยละ 54.71 ทั้งนี้ ในการพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภายใต้วงมณฑลนั้นได้ผลลัพธ์ใกล้เคียงกัน โดยระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำเพาะพื้นที่ (ทั้งวัน) ของพื้นที่ในเขตนครหลวงจะค่าต่ำที่สุด (อ่อนแอที่สุด) ตลอดเกือบทั้งแผน รองลงมา คือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ ขึ้นอยู่กับช่วงปีที่พิจารณา

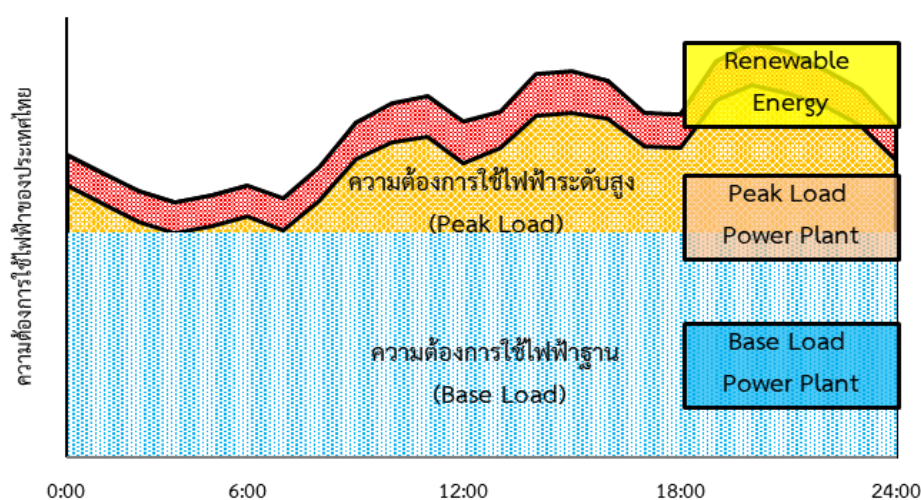
3. แนวคิดและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง แนวคิดและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานทั้งในประเทศไทย และในต่างประเทศ โดยจะนำเสนอนิยามและสมมติฐานที่ใช้ในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน จากนั้น จะนำเสนอแนวคิดของการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมทั้งแนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้สมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน โดยจะสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.2

3.1 แนวคิดในการกำหนดนิยามและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

แนวคิดของการศึกษานิยามโรงไฟฟ้าฐานในโครงการนี้จะแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อหลัก ได้แก่ นิยามและสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) และนิยามและสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) โดยทั้งสองประเด็นนี้ในบางครั้ง จะมีการกำหนดนิยามเกี่ยวข้องและทับซ้อนกัน ซึ่งก่อให้เกิดความสับสนได้ ดังนั้น ในการศึกษาและทบทวนเอกสารต่างๆ ที่เกี่ยวข้องนั้น จึงทำการแยก 2 หัวข้อออกจากกันให้มีความชัดเจนและง่ายต่อการทำความเข้าใจยิ่งขึ้น

สำหรับประเทศไทย กพผ. กำหนดนิยามโรงไฟฟ้าฐานผ่านอัตราการใช้ประโยชน์ของโรงไฟฟ้า ซึ่งหมายถึงอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจริง ณ เวลาหนึ่ง เปรียบเทียบกับการผลิตเต็มกำลังผลิตติดตั้งตลอดเวลา โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ถูกสั่งให้เดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง (ไม่นับระยะเวลาบำรุงรักษา) ทำให้มีอัตราการใช้ประโยชน์โรงไฟฟ้าสูงประมาณร้อยละ 80 ขึ้นไป ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ โรงไฟฟ้าชีวมวลประเภทมีสัญญาจ่ายไฟฟ้าแบบแน่นอน (Firm) ในขณะที่โรงไฟฟ้าช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Load Power Plant) อันประกอบด้วย โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติบางโรง และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จะถูกสั่งให้เดินเครื่องตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามากและจะหยุดเดินเครื่องเมื่อความต้องการไฟฟ้าลดลง ทำให้มีอัตราการใช้ประโยชน์โรงไฟฟ้าเหลือประมาณร้อยละ 50 – 60 ส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถส่งจ่ายไฟฟ้าได้ตามความต้องการของระบบจึงไม่ต้องรอกการสั่งการจากศูนย์ควบคุม โดยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลาที่ผลิตได้ แต่มีอัตราการใช้ประโยชน์ประมาณร้อยละ 15 – 18 ตามข้อจำกัดทางธรรมชาติ



รูปที่ 4: การกำหนดนิยามโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยจากกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง

3.1.1 นิยาม และสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)

ในหัวข้อนี้นำเสนอตัวอย่างการกำหนดนิยามและสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานในต่างประเทศ ทั้งนี้ โดยส่วนใหญ่แล้วในการกำหนดนิยามและสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base load) นั้น จะไม่ได้กำหนดนิยามแค่ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานเพียงอย่างเดียวแต่มักจะแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นกลุ่มต่างๆ หลายกลุ่มด้วย สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3

3.1.2 นิยาม และสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant)

ในหัวข้อนี้นำเสนอตัวอย่างการกำหนดนิยามและสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐานในต่างประเทศ ทั้งนี้ โดยส่วนใหญ่แล้วในการกำหนดนิยามและสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐานนั้นจะไม่ได้พิจารณาแค่สมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐานเพียงอย่างเดียว แต่จะรวมถึงการจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าออกเป็นกลุ่มต่างๆ ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย โดยเอกสารต่างประเทศแต่ละฉบับก็มีการเรียกโรงไฟฟ้าฐานที่แตกต่างกัน อาทิเช่น Base load supply, Baseload capacity, Baseload plants ฯลฯ อย่างไรก็ตามในรายงานฉบับนี้ จะกำหนดชื่อโรงไฟฟ้าฐาน เป็น “Base Load Power Plant” ทั้งนี้ สำหรับโรงไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ ก็จะกำหนดให้มีการเรียกที่สอดคล้องกัน อันได้แก่ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้ายกกลาง (Intermediate Load Power Plant) และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant)

นอกจากนี้ ในการกำหนดนิยามและสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐานนั้นยังมีดัชนีที่สำคัญ และมักจะถูกกล่าวถึง คือ ค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) และค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ซึ่งในต่างประเทศนั้นได้กำหนดให้มีนิยามเหมือนกัน อย่างไรก็ตาม สำหรับประเทศไทย กพฟ. ได้กำหนดให้ทั้งสองดัชนีมีนิยามที่ต่างกัน โดยค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจะแสดงถึงความสามารถจริงที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ซึ่งจะพิจารณาถึงผลกระทบต่างๆ ที่ทำให้มีการหยุดเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าด้วย ในขณะที่ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาถึงความสามารถที่โรงไฟฟ้าผลิตได้โดยไม่พิจารณาถึงเหตุการณ์ต่างๆ ที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องมีการหยุดเดินเครื่อง ทั้งนี้ ในรายงานฉบับนี้จะนำเสนอโดยใช้นิยามของทั้งสองดัชนีตาม กพฟ. โดยรายละเอียดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4

ตารางที่ 3: สรุปนิยาม และสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)

วิธีการประเมินลักษณะ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	เอกสารอ้างอิง	ประเภท ความต้องการใช้ไฟฟ้า	นิยาม และสมมติฐาน
1. วิธีการใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า	- เอกสาร Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards (ปรับปรุงวันที่ 13 พ.ค. 2562)	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)	- คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า โดยมีค่าคงที่ และเกิดขึ้นตลอดเวลาในช่วงเวลาที่พิจารณา
	- หนังสือ Fundamental of Natural Gas: An International Perspective, 2nd Edition โดย Vivek Chandra	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)	- คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานของกราฟ Daily Load Curve ซึ่งมีค่าคงที่ ณ ระดับต่ำที่สุดของความต้องการใช้ไฟฟ้า และเกิดขึ้นต่อเนื่องตลอดเวลา
		- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load/Cycling Load)	- คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางของกราฟ Daily Load Curve อยู่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับปานกลาง และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับปานกลาง
		- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	- คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนของกราฟ Daily Load Curve อยู่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง และอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับสูง
2. วิธีการ K-Means Cluster Analysis ในการจำแนกประเภทความต้องการใช้ไฟฟ้า	- บทความ A New Approach to Determine Base, Intermediate and Peak-Demand in an Electric Power System	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	ไม่ได้กล่าวถึง

วิธีการประเมินลักษณะ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	เอกสารอ้างอิง	ประเภท ความต้องการใช้ไฟฟ้า	นิยาม และสมมติฐาน
	- บทความ Electricity Load Classification Using K-MEANS Clustering Algorithm	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load)	ไม่ได้กล่าวถึง
3. วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้ โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	- บทความ การวิเคราะห์ลักษณะความต้องการไฟฟ้า ของประเทศไทย	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	- มีนิยามใกล้เคียงกับ และอ้างอิงจาก รายงาน Electrical Power Plants จัดทำโดย Public Service Commission of Wisconsin (PSC)
4. วิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของ กำลังไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด			
5. วิธีประเมินจากความชันของค่าเฉลี่ยของร้อยละ ของกำลังไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด			
6. วิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลง ของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate)	- วิทยานิพนธ์ เรื่อง การวางแผนพัฒนากำลังผลิต ไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการ ตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของ โหลด	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)	- คือ ระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวน ไม่มาก สามารถใช้โรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ตอบสนองได้เข้า จ่ายกำลังไฟฟ้าให้ได้

วิธีการประเมินลักษณะ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	เอกสารอ้างอิง	ประเภท ความต้องการใช้ไฟฟ้า	นิยาม และสมมติฐาน
		- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	- คือ ช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนสูง จำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วสำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ - คือช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนสูงมาก จำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วสำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าให้
เอกสารที่ไม่ได้กล่าวถึงวิธีการประเมินลักษณะ ความต้องการใช้ไฟฟ้า	- รายงาน Electrical Power Plants ซึ่งจัดทำโดย Public Service Commission of Wisconsin (PSC)	- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) - ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	- คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานของกราฟ Daily Load Curve ซึ่งมีค่าคงที่หรือเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย และเกิดขึ้นต่อเนื่องทุกชั่วโมงตลอดระยะเวลาที่พิจารณา - คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางของกราฟ Daily Load Curve และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับปานกลาง - คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนของกราฟ Daily Load Curve และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องใช้ไฟฟ้าที่สูง

ตารางที่ 4: สรุปนิยาม และการจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้า

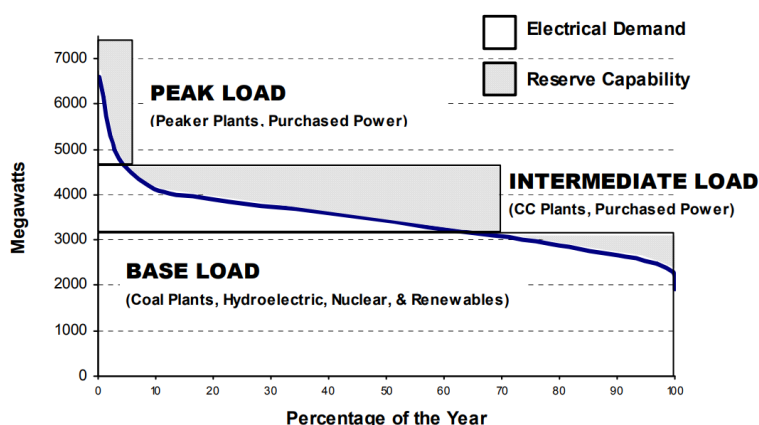
การจำแนกประเภทโรงไฟฟ้า	เอกสารอ้างอิง	นิยาม และสมมติฐาน	ชนิดของโรงไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load Power Plant) - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant)	- รายงาน Electrical Power Plants จัดทำโดย Public Service Commission of Wisconsin (PSC)	- โรงไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องต่อเนื่องเกือบจะตลอดเวลา และมีค่า Plant Factor ใน ประมาณร้อยละ 70 – 80 - โรงไฟฟ้าสำหรับต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องระหว่างช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง โดยจะมีการทำงานแบบวน รอบ (Cyclic operation) ใน ช่วงระยะเวลาใดเวลาหนึ่ง และมี Plant Factor ประมาณร้อยละ 30 – 60 - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่มีความสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว โดยทั่วไปนั้นจะมี Plant Factor ร้อยละ 10	- โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์, โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน, โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ - โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ, เทคโนโลยีการจัดการพลังงาน และเทคโนโลยีการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ
	- รายงาน 2013 TEPCO ILLUSTRATED Report	- โรงไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงฐานของกราฟ Daily Load Curve - โรงไฟฟ้าสำหรับต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงกลางของกราฟ Daily Load Curve	- โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์, โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ, โรงไฟฟ้าพลังน้ำรูปแบบน้ำไหล และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน - โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ

การจำแนกประเภทโรงไฟฟ้า	เอกสารอ้างอิง	นิยาม และสมมติฐาน	ชนิดของโรงไฟฟ้า
		- โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงบนของกราฟ Daily Load Curve	- โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากน้ำมัน, โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำรูปแบบอ่างเก็บน้ำ (Reservoir type)
	- รายงาน Best Practices Guide: Integrated Resource Planning For Electricity	- โรงไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องต่อเนื่องเกือบจะตลอดเวลา และมี Plant Factor ประมาณร้อยละ 50 – 80 - โรงไฟฟ้าสำหรับต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าระดับต่ำสุด เช่น เวลากลางวัน และเวลาเย็น โดยจะมี Plant Factor ประมาณร้อยละ 15 – 50 - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่มีการเดินเครื่องในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และมี Plant Factor ค่อนข้างต่ำ	- โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังน้ำบางประเภท และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ - โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ รวมไปถึงโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่างๆ
	- รายงาน Developing A Framework For Integrated Energy Network Planning (IEN-P) 10 Key Challenges For Future Electric System Resource Planning	- โรงไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าสำหรับเดินเครื่องต่อเนื่องคงที่ 24 ชั่วโมงต่อวัน มีความเสถียร และไม่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า - โรงไฟฟ้าสำหรับต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือ โรงไฟฟ้าสำหรับเดินเครื่องเพื่อตอบสนองการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า	- โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

การจำแนกประเภทโรงไฟฟ้า	เอกสารอ้างอิง	นิยาม และสมมติฐาน	ชนิดของโรงไฟฟ้า
		- โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่มีการเดินเครื่องในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และมี Plant Factor ค่อนข้างต่ำ	- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ
- โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant)	- บทความ “สถานการณ์ระบบไฟฟ้าไทย น่าเป็นห่วงจริงหรือ ?”	- โรงไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าที่จะถูกสั่งให้เดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง และมี Plant Factor ประมาณร้อยละ 80 - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่จะถูกสั่งให้เริ่มเดินเครื่อง หรือเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ตามความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก และจะหยุด หรือเดินเครื่องลดลง เมื่อความต้องการไฟฟ้าของระบบลดลง โดยที่จะมี Plant Factor ประมาณร้อยละ 50 - 60	- โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน, โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ - โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

3.2 แนวคิดการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

การศึกษาแนวคิดการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในต่างประเทศจะช่วยให้เข้าใจถึงแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศต่างๆ และสามารถนำมาปรับใช้กับประเทศไทยได้ดียิ่งขึ้น ทั้งนี้ ตัวอย่างที่ดีในการนำเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานมาใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะได้แก่ รายงานเรื่อง Electrical Power Plants ซึ่งจัดทำโดย Public Service Commission of Wisconsin (PSC) แสดงดังรูปที่ 5



รูปที่ 5: การประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ PSC

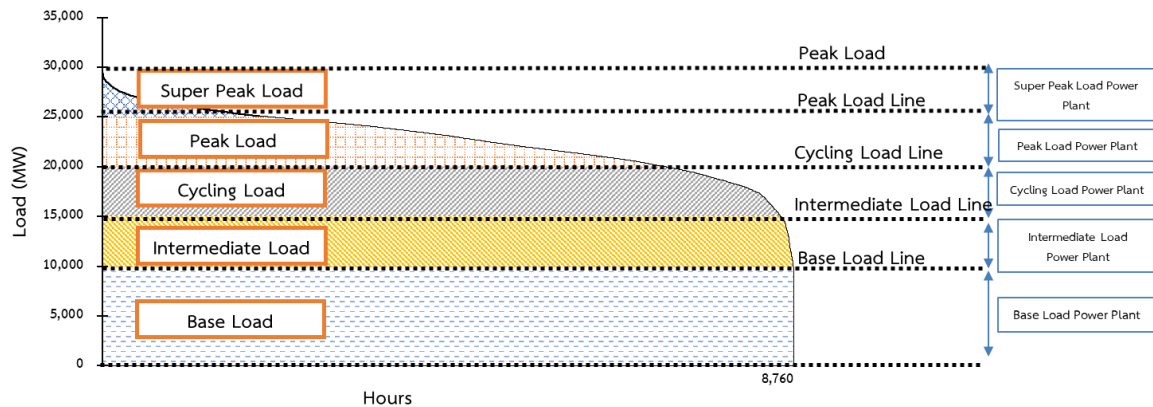
จากรูปที่ 5 จะพบว่า PSC นำการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานมาใช้ร่วมกับการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพื่อใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า เนื่องจากในทางปฏิบัตินั้นโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องได้ตลอดเวลา โดยอาจเสียหายจนต้องหยุดซ่อมแซม (Outage) หรือจำเป็นต้องมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน (Scheduled maintenance) เป็นระยะเวลาหนึ่ง ดังนั้น ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองร่วมด้วย ทั้งนี้ PSC ได้มีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแบ่งออกเป็น 3 ระดับตามลักษณะของความต้องการใช้ไฟฟ้า แต่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับไม่จำเป็นต้องมีค่าเท่ากัน

จากการทบทวนเอกสารต่างประเทศที่เกี่ยวข้องต่างๆ จะพบว่าในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศนั้น ควรจะพิจารณาถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าร่วมด้วย ซึ่งจะทำให้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริง คุ่มค่า และมีประสิทธิภาพสูงที่สุด

3.3 แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้สมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปัจจุบัน

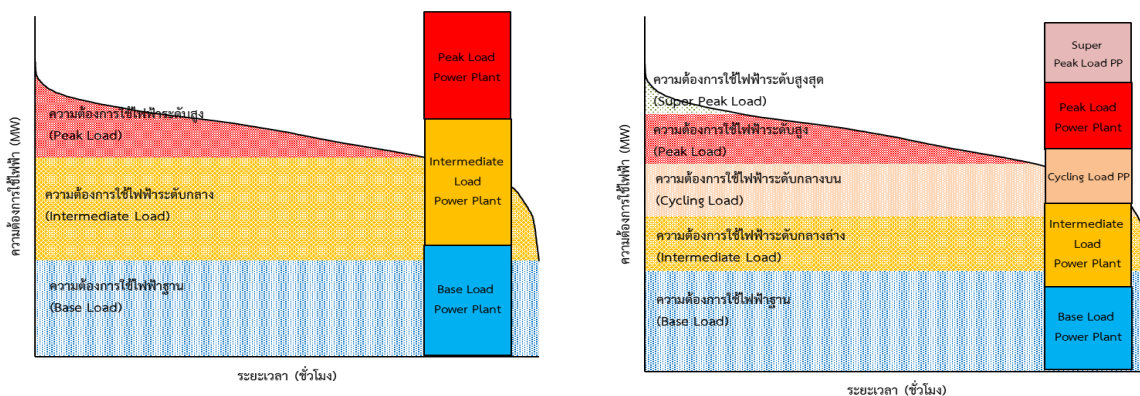
3.3.1 การเปรียบเทียบวิธีการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

จากการทบทวนเอกสารต่างๆ ร่วมกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ที่ปรึกษาได้นำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน ณ ปี 2017 (ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 30,303 MW) มาทดลองแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 3.1.1 พร้อมทั้งนำผลการคำนวณมาวิเคราะห์และเปรียบเทียบเพื่อใช้ในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานสำหรับประเทศไทย โดยจากนิยามเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับสามารถนำมาสรุปได้ดังรูปที่ 6



รูปที่ 6: สรุปนิยามเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้า

ทั้งนี้สามารถสรุปแนวทางการประยุกต์วิธีการในหัวข้อ 3.1.1 เพื่อใช้สำหรับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ ได้ดังตารางที่ 5 โดยในรายงานฉบับนี้ ที่ปรึกษาได้ทำการทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นทั้ง 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม ดังรูปที่ 7



ก) การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม ข) การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

รูปที่ 7: การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า

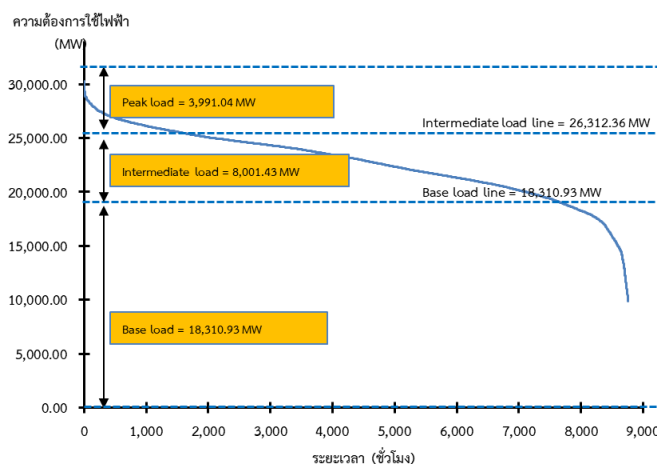
ตารางที่ 5: สรุปวิธีการกำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

วิธีการแบ่ง ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	รายละเอียด	การประยุกต์ใช้
1. วิธีการใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของระบบไฟฟ้า	- วิธีการนี้นำค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ต่ำสุดของระบบไฟฟ้ามาใช้ในการหาค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	- กำหนด Base Load Line (5 กลุ่ม)
2. วิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate)	- วิธีการนี้กำหนดอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp Rate) ที่เหมาะสม เพื่อนำมาใช้ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	- กำหนด Intermediate Load Line (5 กลุ่ม)
3. วิธีการ K-Means Cluster Analysis ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	- วิธีการนี้แบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธี K-Means Cluster Analysis	- กำหนด Base Load Line (3 กลุ่ม) - กำหนด Intermediate Load Line (5 กลุ่ม) - กำหนด Cycling Load Line (5 กลุ่ม) - กำหนด Peak Load Line (3 กลุ่ม)

วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	รายละเอียด	การประยุกต์ใช้
4. วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Plant Factor)	- วิธีการนี้กำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Plant Factor) ที่เหมาะสม เพื่อนำมาใช้ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	- กำหนด Base Load Line (3 กลุ่ม) - กำหนด Intermediate Load Line (5 กลุ่ม) - กำหนด Cycling Load Line (5 กลุ่ม) - กำหนด Peak Load Line (3 กลุ่ม)
5. วิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	- วิธีการนี้แบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากความต้องการพลังงานไฟฟ้า ซึ่งคำนวณได้จากพื้นที่ใต้เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve)	- กำหนด Base Load Line (3 กลุ่ม) - กำหนด Peak Load Line (3 กลุ่ม)

ทั้งนี้ผลการทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่มนั้นจะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8 และ 9 ตามลำดับ

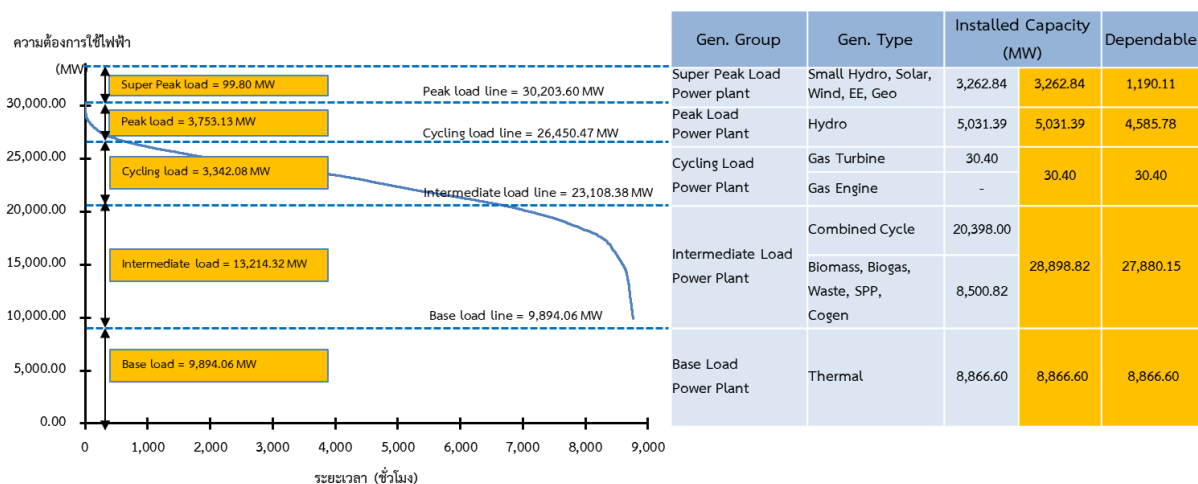
เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสม



สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2017

Gen. Group	Gen. Type	Installed Capacity (MW)	Dependable
Peak Load Power Plant	Small Hydro, Solar, Wind, EE, Geo	3,263.14	8,294.53
	Hydro	5,031.39	5,775.99
Intermediate Load Power Plant	Gas Turbine	30.40	30.40
	Gas Engine	-	30.40
Base Load Power Plant	Combined Cycle	20,398.00	
	Biomass, Biogas, Waste, SPP, Cogen	8,500.82	37,465.42
	Thermal	8,566.60	36,446.75

รูปที่ 8: เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม



Gen. Group	Gen. Type	Installed Capacity (MW)	Dependable
Super Peak Load Power plant	Small Hydro, Solar, Wind, EE, Geo	3,262.84	3,262.84
Peak Load Power Plant	Hydro	5,031.39	5,031.39
Cycling Load Power Plant	Gas Turbine	30.40	30.40
	Gas Engine	-	30.40
Intermediate Load Power Plant	Combined Cycle	20,398.00	
	Biomass, Biogas, Waste, SPP, Cogen	8,500.82	28,898.82
	Thermal	8,866.60	27,880.15
Base Load Power Plant	Thermal	8,866.60	8,866.60

รูปที่ 9: เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม

จากรูปที่ 8 และ 9 จะพบว่า หากแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นเพียง 3 กลุ่ม Base Load จะอยู่ที่ระดับ 18,310 MW แต่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่เหมาะสมกับการทำงานเป็น Base Load Power Plant จริงๆ มีอยู่เพียง 8,566 MW ทำให้ต้องเพิ่มปริมาณ Base Load Power Plant เข้ามาอีกประมาณ 9,800 MW อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน ประเทศไทยใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมส่วนใหญ่ทำงานเป็น Base Load Power Plant แต่ในบางครั้งก็อาจเดินเครื่องไม่ต่อเนื่องบ้าง หรือนำเฉพาะส่วนของกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมาเดินเครื่องอย่างเดียว (Open-Cycle Gas Turbine) ซึ่งทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าลดลง และอาจไม่เหมาะเท่ากับการสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเพื่อใช้สำหรับ Intermediate Load หรือ Peak Load

เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม จะพบว่า Base Load จะถูกกำหนดที่ระดับ 9,894 MW ซึ่งใกล้เคียงกับปริมาณโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และเมื่อพิจารณา Intermediate Load ก็จะมีลักษณะใกล้เคียงกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของประเทศไทย ในขณะที่ Cycling Load ก็ต้องการการทำงานของโรงไฟฟ้าที่มีการตอบสนองที่รวดเร็ว ทั้งนี้ เมื่อพิจารณา Base Load ณ ปี 2017 จะพบว่า ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้ของ Cycling Load Power Plant มีปริมาณน้อยมาก ซึ่งอนุมานได้ว่า ที่ผ่านมามีในประเทศไทย น่าจะมีการเดินเครื่องเฉพาะส่วนของกังหันก๊าซเพื่อทำหน้าที่ทดแทนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในส่วนของการ Cycling Load Power Plant บ้างเป็นครั้งคราว

ทั้งนี้ จากผลการวิเคราะห์ดังกล่าวพอจะสรุปได้ว่า สำหรับประเทศไทยการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม น่าจะสอดคล้องกับปริมาณโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันและสอดคล้องกับการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีอยู่มากกว่าการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นเพียง 3 กลุ่ม

3.3.2 แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอ

จากการวิเคราะห์ และเปรียบเทียบผลการคำนวณตามหัวข้อที่ 3.3.1 ที่ปรึกษา มีข้อเสนอแนะว่าสำหรับประเทศไทยแล้ว ควรมีแนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานดังต่อไปนี้

1) ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม

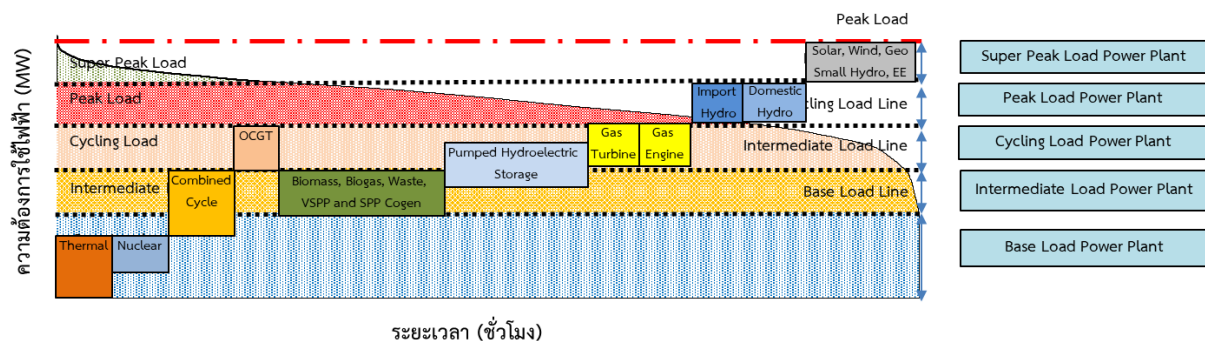
2) ประเภทโรงไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาประเภทโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Rev.1 ร่วมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ จะสามารถกำหนดประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6: ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ ที่นำเสนอ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า				
	Base Load	Intermediate Load	Cycling Load	Peak Load	Super Peak Load
โรงไฟฟ้าพลังน้ำภายในประเทศ				✓	
โรงไฟฟ้าพลังน้ำนำเข้า				✓	
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine)			✓		
โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine)			✓		
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	✓				
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	✓				
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	✓	✓			

ประเภทโรงไฟฟ้า	ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า				
	Base Load	Intermediate Load	Cycling Load	Peak Load	Super Peak Load
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (Variable Renewable Energy) เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำขนาดเล็ก					✓
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการเผาไหม้ เชื้อเพลิงและโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน		✓			
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่เดินเครื่องแบบ กังหันก๊าซวัฏจักรเปิด			✓		
ระบบกักเก็บพลังงานรวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ			✓		



รูปที่ 10: ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ ที่นำเสนอ

3) การกำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 เส้น ได้แก่ Peak Load Line, Cycling Load Line, Intermediate Load Line และ Base Load Line โดย

- Peak Load Line และ Cycling Load Line จะคำนวณจากการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมของแต่ละกลุ่มตามตารางที่ 6
- Base Load Line จะคำนวณจากความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด
- Intermediate Load Line จะคำนวณจาก วิธีการ K-Means Cluster Analysis

4) การกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าแต่ละระดับนั้นจะกำหนดจากระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละกลุ่ม ทั้งนี้สำหรับนิยามเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) ที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้จะกำหนดจากระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ร่วมกับกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้าฐาน โดยกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าฐานนั้นจะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน

3.4 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยเมื่อพิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน

3.4.1 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยที่นำเสนอ

ที่ปรึกษา ได้ทำการประเมินเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ ของประเทศไทยที่เหมาะสมตามแนวทางที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3 โดยพิจารณาจากสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 เพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสม ผลการคำนวณสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7 และตารางที่ 8

ตารางที่ 7: เส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมของประเทศไทย เมื่อพิจารณาสมมติฐานภายใต้แผน PDP2018 Rev.1

เส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)	ปี				
	2017	2022	2027	2032	2037
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)	30,303	35,213	41,079	47,303	53,997
เส้น Peak Load Line	30,204	34,809	40,604	46,142	51,472
เส้น Cycling Load Line	25,820	28,654	33,576	38,188	43,107
เส้น Intermediate Load Line	22,289	25,289	29,522	32,661	35,153
เส้น Base Load Line	9,894	11,497	13,412	15,444	17,630

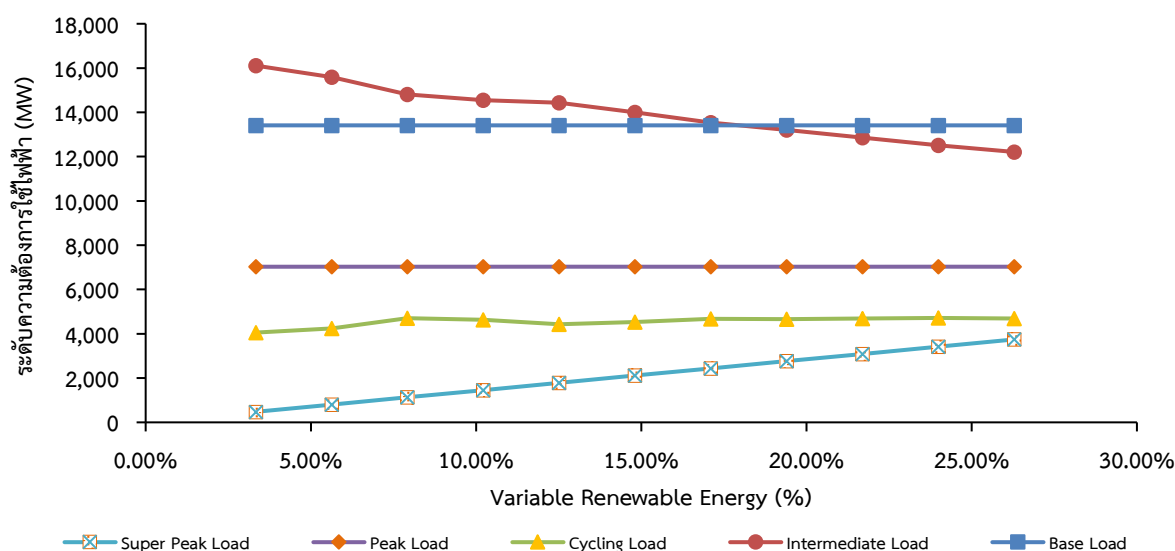
ตารางที่ 8: ระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าเมื่อพิจารณาสมมติฐานภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 และแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม

เส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW)	ปี				
	2017	2022	2027	2032	2037
ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load)	99	404	475	1,161	2,525
ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)	4,384	6,155	7,028	7,954	8,365
ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load)	3,531	3,365	4,054	5,577	7,954
ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load)	12,395	13,792	16,110	17,217	17,523
ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)	9,894	11,497	13,412	15,444	17,630

3.4.2 การวิเคราะห์ผลกระทบของสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนต่อเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

จากแนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอ นั้น ในหัวข้อนี้จะทำการวิเคราะห์ว่า การเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (Variable Renewable Energy; VRE) ซึ่งถูกจัดเป็นกลุ่ม Super Peak Load Power Plant จะส่งผลต่อเกณฑ์การกำหนดปริมาณ Base Load Power Plant, Intermediate Load Power Plant และ Cycling Load Power Plant หรือไม่ โดยโรงไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าว ถือเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่อการรักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมาก

ทั้งนี้ ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดคล้อยกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ เมื่อพิจารณาผลของการเพิ่มขึ้นของสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน โดยเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเป็น Prosumer ในอนาคต ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าที่ละ 4,000 MW จนถึง 40,000 MW สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 11



รูปที่ 11: เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าระดับต่างๆ ที่เหมาะสมเทียบกับสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน

ซึ่งจะพบว่า Super Peak Load จะมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเป็นสัดส่วนกับกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นของ Super Peak Load Power Plant ที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ Super Peak Load ที่เพิ่มขึ้นจะเพิ่มในสัดส่วนที่น้อยกว่ากำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นค่อนข้างมากเนื่องจากกำลังผลิตที่พึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ค่อนข้างต่ำ

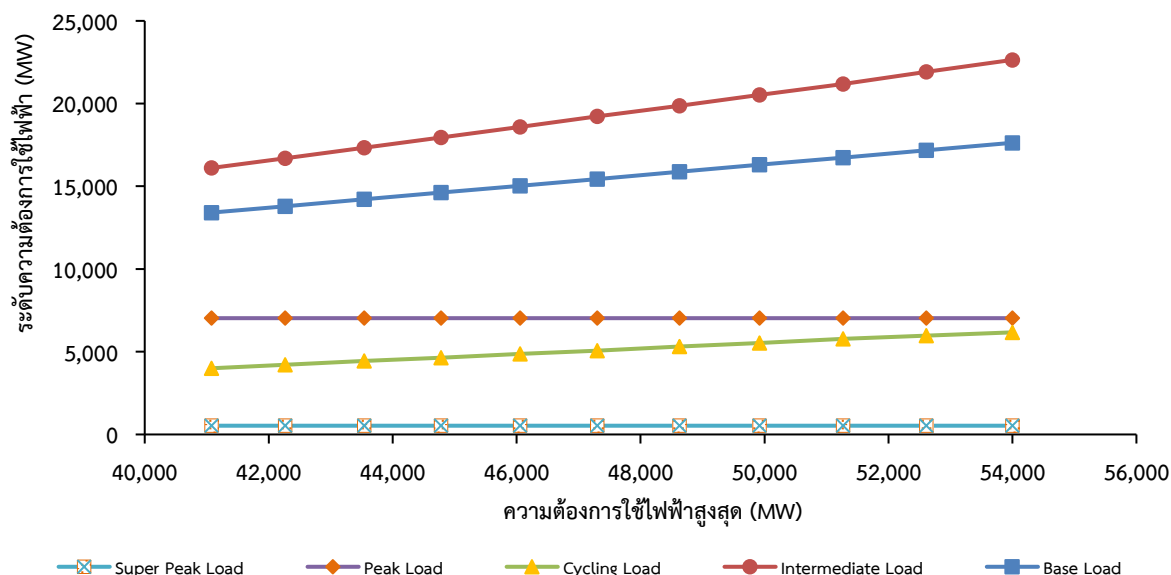
สำหรับ Peak Load นั้นจะไม่เปลี่ยนแปลงแม้ว่าสัดส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้น ในขณะที่ Cycling Load จะมีค่าเพิ่มขึ้นในช่วงแรก เนื่องจากระบบไฟฟ้าต้องการ Cycling Load Power Plant เพิ่มขึ้นเพื่อรองรับและตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว อันเนื่องจากการผันผวนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่ในส่วน Intermediate load นั้นจะมีค่าลดลงเนื่องจากระบบต้องการ Intermediate Load Power Plant ซึ่งตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าช้ากว่าลดลง โดยจะถูกแทนที่ด้วยสัดส่วนของ Cycling Load Power Plant ที่มีการตอบสนองรวดเร็วกว่า ในขณะที่ Base Load จะมีค่าคงที่ เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ กำหนดจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของระบบในปีนั้นๆ

3.4.3 การวิเคราะห์ผลกระทบของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

จากหัวข้อที่ 3.4.2 นอกจากสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนแล้ว ในหัวข้อนี้จะทำการวิเคราะห์ว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลต่อเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าระดับต่างๆ ที่เหมาะสมตามแนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอในโครงการฯ นี้

ทั้งนี้ ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดคล้อยกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ เมื่อพิจารณาการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าตามการพยากรณ์โหลดไฟฟ้าในแผน PDP2018 Rev.1 ระหว่างปี 2027-2037สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 12

ซึ่งจะพบว่า เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมเพิ่มขึ้นโดยที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่มีการเปลี่ยนแปลง Super Peak Load และ Peak Load จะมีค่าไม่เปลี่ยนแปลงด้วย ในขณะที่ Base Load, Intermediate Load และ Cycling Load จะมีค่าเพิ่มสูงขึ้น โดยสัดส่วนการเพิ่มขึ้นของ Cycling Load Power Plant จะน้อยกว่าโรงไฟฟ้าอีก 2 กลุ่มที่เหลือ ซึ่งส่งผลให้มีความต้องการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว



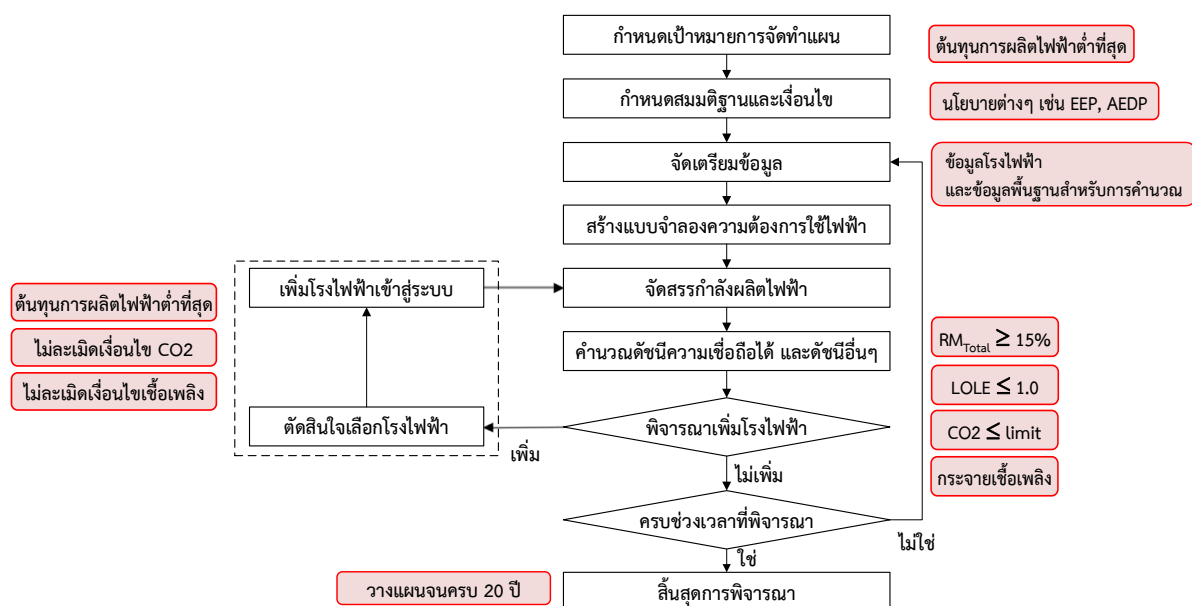
รูปที่ 12: เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าระดับต่างๆ ที่เหมาะสมเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

4. แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ โดยจะเริ่มจากแนวคิดและหลักการของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า รวมถึงสรุปการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา จากนั้น จึงนำเสนอแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน รวมถึงแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค และแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ โดยจะสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.3

4.1 แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

เป้าหมายหลักที่สำคัญของการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าก็คือ การให้มีหน่วยผลิตหรือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่พอเพียงและคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่ “ความต้องการใช้ไฟฟ้า” ดังกล่าวมักจะหมายถึง ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) และความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy demand) ซึ่งในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาเงื่อนไขทั้งปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดประกอบกับเงื่อนไขปริมาณพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด เราอาจสรุปแนวคิดของเป้าหมาย เงื่อนไข และขั้นตอนในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 13



รูปที่ 13: แนวคิด และขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าเกี่ยวข้องกับปัญหาในระยะยาว จึงต้องมีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งอาจมีความไม่แน่นอนของผลการพยากรณ์อยู่มาก จึงต้องอาศัยหลักเกณฑ์หรือแนวทางที่ช่วยลดความซับซ้อนและสามารถแก้ปัญหาได้อย่างเป็นระบบ ด้วยเหตุนี้จึงมีการพัฒนาแนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้าที่รู้จักและใช้กันทั่วไป อยู่ 2 แนวทาง ประกอบด้วย 1) การวางแผนเชิงตัดสินใจ และ 2) การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น รายละเอียดของแนวทางการวางแผนทั้งสองประเภท มีดังนี้

4.1.1 การวางแผนเชิงตัดสินใจ (Deterministic Planning)

การวางแผนเชิงนี้อาศัยสมมติฐานว่า ผู้วางแผนทราบข้อมูลระบบไฟฟ้าล่วงหน้าได้อย่างชัดเจน แต่จากความไม่แน่นอนในหลายๆส่วน ในการวางแผนจึงต้องมีส่วนเผื่อเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากปัจจัยต่างๆ ดังกล่าว ซึ่งโดยทั่วไปจะกำหนดส่วนเผื่อเป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin; RM) โดยกำหนดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

4.1.2 การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning)

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น จะคำนึงถึงความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดยเกณฑ์ดังกล่าวสามารถแสดงผ่านดัชนี โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLP) จำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) หรือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (EENS)

อย่างไรก็ดี ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา เคยมีการใช้หลักเกณฑ์ทั้งสองรูปแบบ คือ กำหนดทั้งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin; RM) ซึ่งกำหนดให้ RM จะต้องมียังค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 พร้อมทั้งในแผนบางฉบับก็มีการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss Of Load Expectation; LOLE) ควบคู่กันกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างชัดเจน

4.1.3 การคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin)

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองหมายถึง ส่วนต่างของกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของระบบผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ คิดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้องหรือต้องหยุดซ่อมบำรุงอย่างไม่คาดคิด รวมทั้งรองรับเหตุการณ์ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ไว้

ทั้งนี้ จะเห็นว่าดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนี้ไม่ได้คำนึงถึงข้อมูลสถิติหรือคุณลักษณะการทำงานจริงของโรงไฟฟ้าและไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเวลาเลย ดังนั้น หากระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบมีกำลังผลิตติดตั้งและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน แม้ว่าจะระบบไฟฟ้าทั้งสองจะมีลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันมากก็ตาม ก็จะถูกประเมินให้มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากันด้วย

4.1.4 การคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation) และปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied)

โอกาสเกิดไฟฟ้าดับหรือ LOLE เป็นดัชนีที่แสดงถึงจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในระบบต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มี นั่นคือ จำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในรอบ 1 ปี นั่นเอง ส่วนปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายหรือ EENS นั้นเป็นดัชนีที่แสดงถึงปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในระบบไม่สามารถจ่ายได้เพียงพอใน 1 ปี ซึ่งดัชนีทั้ง 2 แบบเป็นดัชนีที่สะท้อนภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ อย่างไรก็ตาม หากมีการพิจารณา ระบบผลิตไฟฟ้าในภาพรวมแบ่งออกเป็นพื้นที่ย่อยๆ ตามภูมิภาค ซึ่งมีการเชื่อมต่อกันผ่านระบบสายส่งหลักที่เชื่อมระหว่างสองภูมิภาคใดๆ (Tie-line) ก็มีความจำเป็นที่จะต้องประเมินดัชนีระดับความเชื่อถือได้จำเพาะพื้นที่อีกโดยจะต้องรวมผลของกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถส่งผ่านระบบส่งมาช่วยได้จากพื้นที่ข้างเคียงด้วย

4.1.5 การคำนวณค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor)

ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) หรือ อัตราการใช้ประโยชน์โรงไฟฟ้า (Utilization Factor) คือ อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงในช่วงเวลาที่พิจารณา เปรียบเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ตลอดระยะเวลาที่พิจารณา โดยทั่วไปแล้วกรอบระยะเวลาในการพิจารณาจะเป็นรอบ 1 ปีเพื่อให้ครอบคลุมรอบการบำรุงรักษาและการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปตามฤดูกาล รวมถึงความพร้อมจ่ายของแหล่งเชื้อเพลิง การส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และเหตุขัดข้องฉุกเฉินต่างๆ

4.1.6 การคำนวณค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor)

ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) หรืออัตราความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้า คือ อัตราส่วนความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้จริง (ผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตติดตั้ง) ในช่วงเวลาที่พิจารณา เปรียบเทียบกับความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีผลิตไฟฟ้าเต็มกำลังผลิตติดตั้งตลอดระยะเวลาที่พิจารณา

ทั้งนี้ ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) และค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ในต่างประเทศนั้นได้กำหนดให้มีความหมายเหมือนกัน อย่างไรก็ตามสำหรับประเทศไทย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้กำหนดให้ทั้งสองดัชนีมีความหมายที่แตกต่างกัน โดยค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจะใช้กับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์และการคำนวณมีความสัมพันธ์กับรูปแบบการส่งเดินเครื่อง

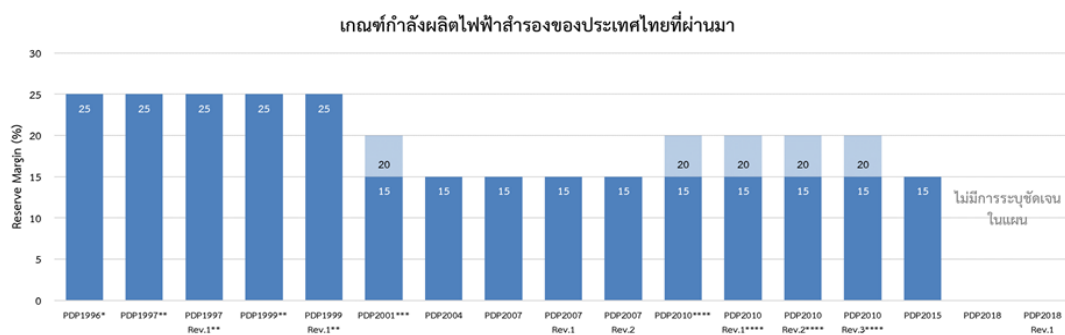
ในขณะที่ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าจะถูกกำหนดมาจากการประเมินหรือการกำหนดนโยบายจากภาครัฐ เพื่อใช้สำหรับประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน

4.2 หลักการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

สำหรับการจัดทำแผน PDP ในทางปฏิบัติที่ผ่านมา นั้น ทางกระทรวงฯ จะแต่งตั้งคณะกรรมการการ จัดทำแผนฯ ขึ้นมา และมอบหมายให้ กฟผ. ไปดำเนินการจัดทำร่างแผน PDP เพื่อนำมาเสนอขอความเห็น จากคณะอนุกรรมการที่จัดตั้งขึ้น จากนั้นจึงนำไปปรับปรุงความคิดเห็นภาคประชาชน แล้วจึงนำเสนอแนะ กลับไปจัดทำร่างแผน PDP ที่พร้อมจะนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ต่อไป

4.2.1 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา

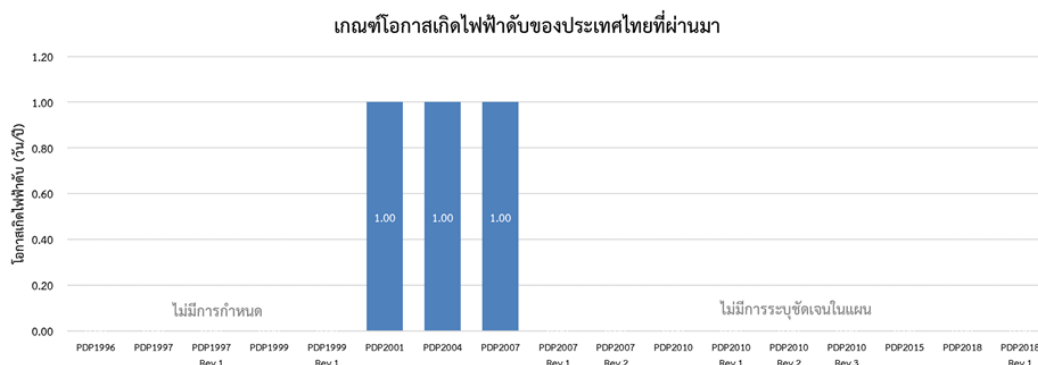
จากการทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2561 พบว่า ประเทศไทยมีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าไว้ที่ประมาณร้อยละ 15 – 25 อย่างไรก็ตาม แผน PDP2018 และ PDP2018 Rev 1 ไม่ได้มีการกำหนดเป้าหมายเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมไว้ สามารถสรุปได้ ดังรูปที่ 14



รูปที่ 14: สรุปเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา

4.2.2 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา

จากการทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2561 พบว่า ตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบันนั้น ประเทศไทยเคยมีการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไว้ในการจัดทำแผน PDP เพียง 3 ฉบับ เท่านั้น (ไม่เกิน 1 วันต่อปี) ทั้งนี้ ในปัจจุบัน แผน PDP2018 Rev.1 ไม่ได้ระบุไว้ทั้งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองขั้นต่ำและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับแต่อย่างใด สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 9



รูปที่ 15: สรุปเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา

4.3 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

สำหรับแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิกานั้น เนื่องมาจากความแตกต่างทางด้านพื้นที่ แหล่งเชื้อเพลิง และประสิทธิภาพของระบบส่งในแต่ละพื้นที่ จึงถือเป็นหนึ่งในวิธีการที่สำคัญที่จะทำให้สามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับพื้นที่ที่ตั้ง มีปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าเหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และช่วยลดการส่งพลังงานไฟฟ้าข้ามพื้นที่ซึ่งส่งผลให้สามารถลดการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line) โดยไม่จำเป็นได้ ทั้งนี้ ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิกานั้นจะต้องทำการแบ่งเขตพื้นที่ในการพิจารณากำหนดตำแหน่งของโรงไฟฟ้าออกเป็นพื้นที่ย่อย โดยในโครงการฯ นี้จะทำการแบ่งพื้นที่ออกเป็น 7 ภูมิภาคตามแผน PDP2018 โดยที่แต่ละพื้นที่จะเชื่อมโยงกันด้วย Tie-line ที่มีความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจำกัดค่าหนึ่ง

จากแนวคิดเบื้องต้นที่กล่าวมา การศึกษาในโครงการนี้ จะประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยโดยพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค อันได้แก่การกระจายระบบผลิตไฟฟ้าหรือการบริหารแหล่งเชื้อเพลิงตามภูมิภาค โดยจะพิจารณาก่อนว่า พื้นที่ใดควรจะถูกกำหนดให้เป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าโรงใหม่ ทั้งนี้ พื้นที่ที่มีความแตกต่างของกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดอาจไม่จำเป็นต้องถูกเลือกให้เป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าเสมอไป เนื่องจาก แต่ละพื้นที่เชื่อมต่อกันด้วย Tie-line

สำหรับการคำนวณระดับความเชื่อถือได้จำเพาะของแต่ละภูมิภาคจะพิจารณาว่าแต่ละพื้นที่จะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันด้วยสายส่งกำลังไฟฟ้าหลักทำให้สามารถเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของแต่ละภูมิภาคให้สูงขึ้นได้ โดยเมื่อภูมิภาคหนึ่งมีกำลังผลิตมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคนั้น ก็จะสามารถทำตัวเสมือนเป็นโรงไฟฟ้าสำรองที่ส่งกำลังไฟฟ้าไปช่วยอีกระบบหนึ่งผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างสองภูมิภาคได้ โดยมีขนาดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าสำรองนั้น จะขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังผลิตที่เหลือจากการจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคของโรงไฟฟ้าเอง หรือขนาดความจุของระบบสายส่งหลัก (Tie-line Capacity) แล้วแต่ว่าค่าใดจะมีค่าน้อยกว่ากัน ผลลัพธ์จากการคำนวณสามารถใช้ในการระบุความเชื่อถือได้ของแต่ละพื้นที่ได้ โดยภูมิภาคใดที่มีค่าระดับความเชื่อถือได้ต่ำที่สุด (หรือมีความอ่อนแอenน้อยที่สุด) ก็ควรจะได้รับพิจารณาในการสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่นั้นเป็นอันดับแรก ทั้งนี้ เกณฑ์ระดับความเชื่อถือได้จำเพาะพื้นที่ก็สามารถคำนวณได้ 2 วิธี เช่นกัน คือ (1) เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำเพาะพื้นที่ และ (2) เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

ทั้งนี้ ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคที่นำเสนอในโครงการฯ นั้นจะเป็นกระบวนการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโดยพิจารณาความเหมาะสมของพื้นที่ในแต่ละภูมิการ่วมด้วย ผ่านดัชนีระดับกำลังผลิตสำรองจำเพาะพื้นที่ และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ ซึ่งมีขั้นตอนการคำนวณดังรูปที่ 16 และมีรายละเอียดดังนี้

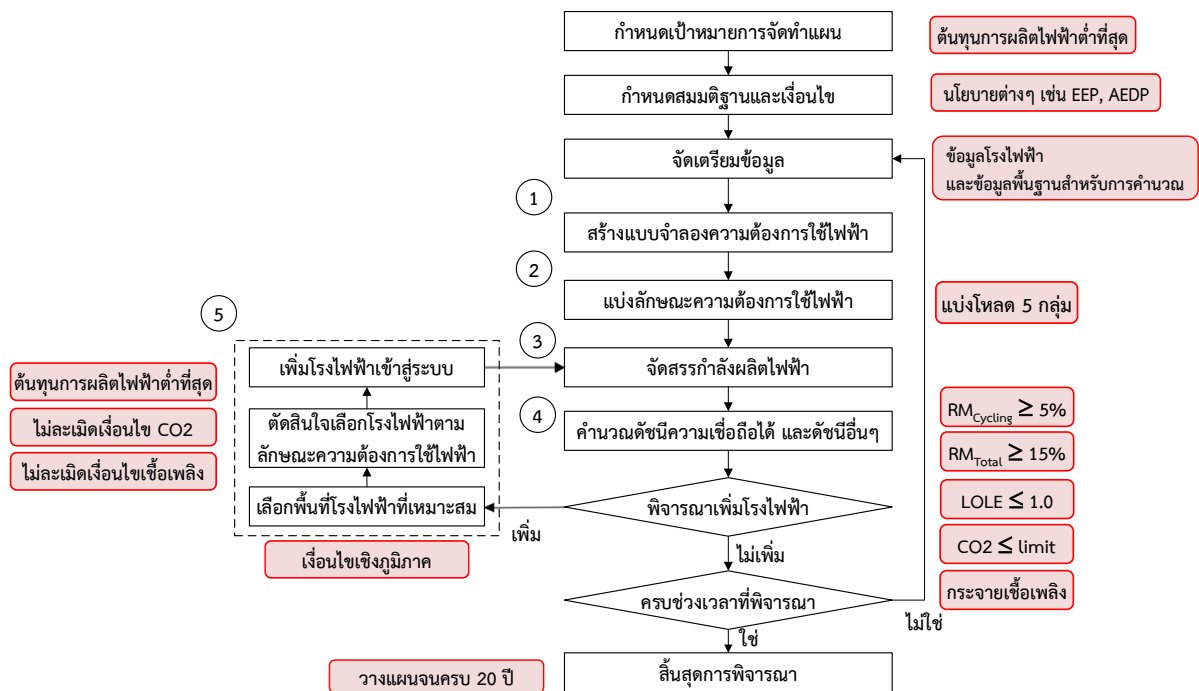
- 1) รวบรวมข้อมูลและสมมติฐานของโรงไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาของการวางแผน
- 2) คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และจัดสรรกำลังผลิตในช่วงเวลาที่ต้องการพิจารณาที่ละช่วงเวลา
- 3) ตัดสินใจว่าระบบจะต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมหรือไม่ โดยพิจารณาจากระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า
- 4) ถ้าหากระบบต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม จะพิจารณาเลือกพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าผ่านการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ประจำพื้นที่

-
- ```
graph TD
 A[กำหนดเป้าหมายการจัดทำแผน] --> B[กำหนดสมมติฐานและเงื่อนไข]
 B --> C[จัดเตรียมข้อมูล]
 C --> D[สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า]
 D --> E{พิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้า}
 E -- ใช่ --> F[เพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ]
 E -- ไม่เพิ่ม --> G{ครบช่วงเวลาที่จะพิจารณา}
 F --> H[จัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า]
 H --> E
 G -- ใช่ --> I[สิ้นสุดการพิจารณา]
 G -- ไม่ใช่ --> C
 J[ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด]
 K[นโยบายต่างๆ เช่น EEP, AEDP]
 L[ข้อมูลโรงไฟฟ้าและข้อมูลพื้นฐานสำหรับการคำนวณ]
 M["RMTotal ≥ 15%"]
 N["LOLE ≤ 1.0"]
 O["CO2 ≤ limit"]
 P[กระจายเชื้อเพลิง]
 Q[เลือกพื้นที่โรงไฟฟ้าที่เหมาะสม]
 R[เงื่อนไขเชิงภูมิภาค]
 S[ไม่ละเมิดเงื่อนไข CO2]
 T[ไม่ละเมิดเงื่อนไขเชื้อเพลิง]
 U[วางแผนจนครบ 20 ปี]
```

แนวทางที่นำเสนอในโครงการนี้ จะจัดทำโดยคำนึงถึงเงื่อนไขการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและโรงไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ โดยพิจารณาถึงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความแตกต่างกันหลายระดับ รวมถึงการจัดสรรประเภทโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมและสอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับหรือแต่ละช่วงเวลาที่มิลักษณะแตกต่างกันด้วย ทั้งนี้ ปัจจัยสำคัญประการหนึ่งที่ทำให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานมีความจำเป็น คือ การเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะประเภทพลังงานธรรมชาติซึ่งมีความผันผวนสูง

#### 4.4.1 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

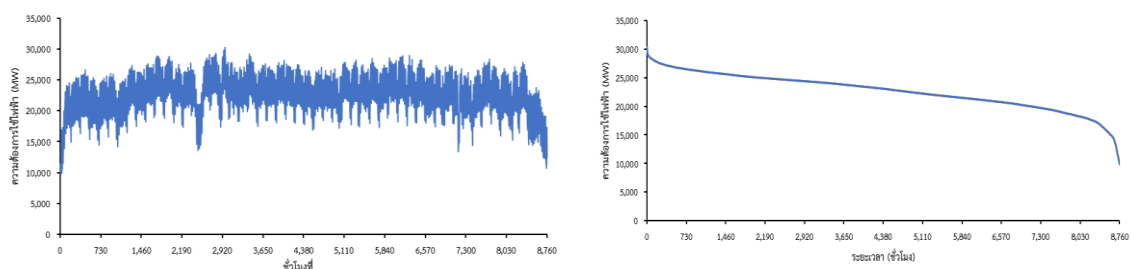
ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอสามารถแบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนหลัก ได้แก่ (1) การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า (2) การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า (3) การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า (4) การคำนวณดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้า และ (5) การเพิ่มโรงไฟฟ้า



รูปที่ 17: ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

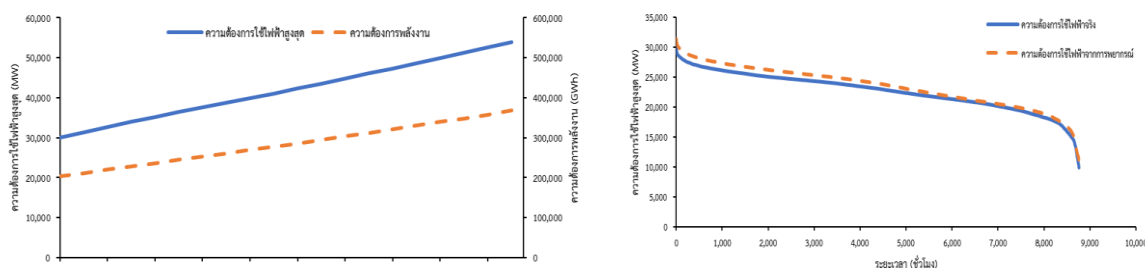
#### 4.4.2 การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง ๆ ที่มีความสม่ำเสมอ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวางแผนในการจัดระบบผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยพื้นฐานจะแสดงในลักษณะของ กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง (Hourly Load Curve) คือ เส้นโค้งแสดงค่าชั่วโมงของความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงที่กำลังใช้งานอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นๆลงๆ ตลอดเวลา ตามระยะเวลา นอกจากนี้ยังแสดงเส้นโค้งระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) ซึ่งทั้งสองกราฟมีความสัมพันธ์กัน สามารถคำนวณระหว่างกลับไปมาระหว่างกันได้



รูปที่ 18: ตัวอย่างกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง  
และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าใน 1 ปี (ปี พ.ศ. 2560)

ข้อมูลที่ต้องใช้ในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้น จะต้องมีข้อมูลการพยากรณ์ ได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และความต้องการพลังงานไฟฟ้าตลอดปี (Annual Energy Demand) ดังนั้นความถูกต้องแม่นยำของวิธีการและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นสิ่งที่สำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

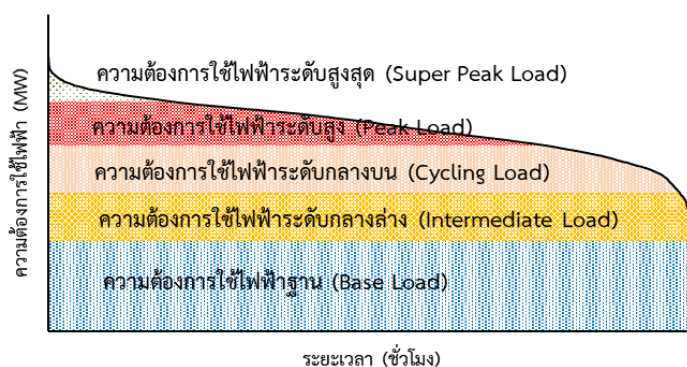


รูปที่ 19: ตัวอย่างสถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าและกราฟระยะเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้า

#### 4.4.3 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

##### 4.4.3.1 ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะสอดคล้องกับลักษณะการใช้ชีวิตของคนในประเทศ และมีการเปลี่ยนแปลงได้ทุกเมื่อ เมื่อเทคโนโลยีในระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงหรือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป ทำให้ข้อมูลนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า รวมถึงการจัดสรรเชื้อเพลิงให้เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าในระดับต่าง ๆ ดังนั้น เมื่อนำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมาพล็อตกราฟจะเห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกันไป โดยในรายงานฉบับนี้จะจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่นำเสนอเป็น 5 ระดับ แสดงได้ดังรูปที่ 20

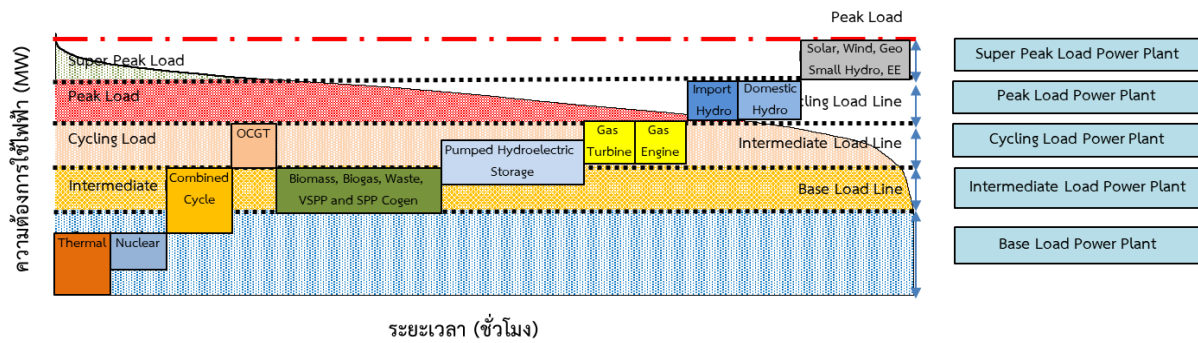


รูปที่ 20: การจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลด

##### 4.4.3.2 ความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

โดยในรายงานฉบับนี้จะแบ่งกลุ่มของโรงไฟฟ้าตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ออกเป็น 5 กลุ่ม แสดงดังรูปที่ 21 โดยลำดับแรกความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุดจะถูกตัดออกไปโดยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE) ก่อน จากนั้น ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงจะถูกตัดออกไปโดยโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งจะจ่ายพลังงานในช่วงพีคจนปริมาณน้ำครบตามที่กำหนด ความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เหลือซึ่งเป็นการ

ใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนรวมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างและความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน จึงถูกนำมาใช้กำหนดแผนการส่งเดินโรงไฟฟ้า โดยจะรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างและความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานเข้าด้วยกันและใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากเชื้อเพลิงชีวภาพ ถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (CCGT) เป็นตัวเดินเครื่องเป็นหลัก ส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนจะถูกเดินเครื่องด้วยโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซหรือเครื่องยนต์ก๊าซแทน อย่างไรก็ตาม จะอนุญาตให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของ กฟผ. บางโรงสามารถเดินเครื่องแบบวัฏจักรเปิด (OCGT) ในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนได้เท่าที่จำเป็นได้



รูปที่ 21: การจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ทั้งนี้ จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างและโรงไฟฟ้าฐานจะมีคุณสมบัติที่ค่อนข้างใกล้เคียงกัน โดยในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภายใต้แนวคิดของโครงการฯ นี้ จะพิจารณาโรงไฟฟ้าทั้งสองประเภทร่วมกันโดยไม่ได้กำหนดเกณฑ์แบ่งระหว่างทั้งสองประเภทนี้

#### 4.4.4 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

##### 4.4.4.1 แบบจำลองโรงไฟฟ้า

ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะทำการจำลองโรงไฟฟ้า ตามคุณสมบัติ และผลกระทบที่มีต่อระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถจำแนกได้ออกเป็น 5 กลุ่ม ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 8: สรุปแบบจำลองโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

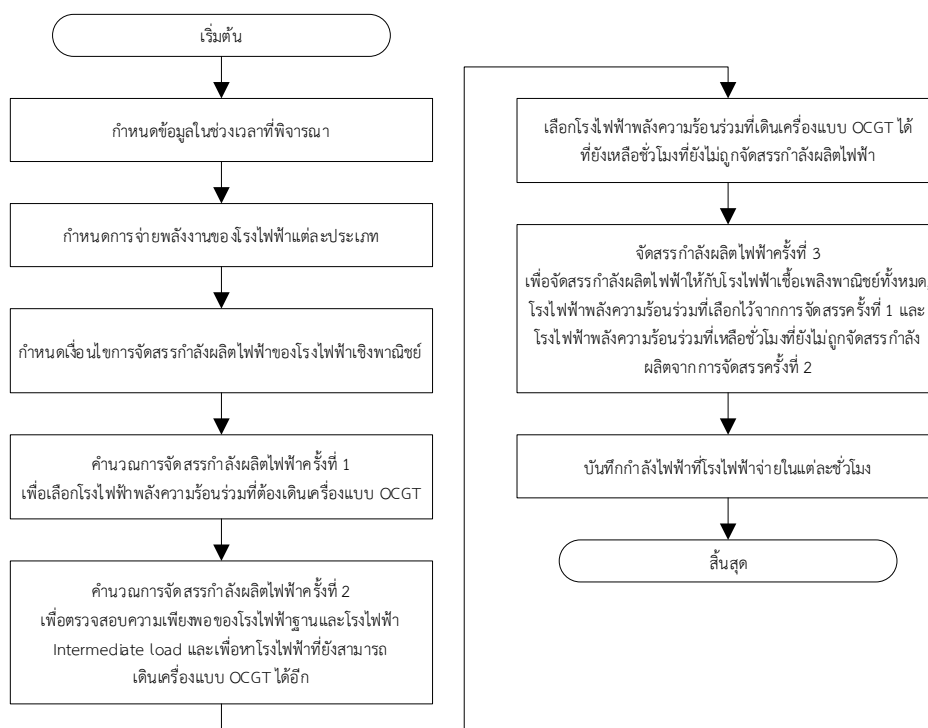
|    | ประเภทโรงไฟฟ้า                                                                                      | แบบจำลอง                                                                                                                                                                                                        |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. | โรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก (SPP Cogen)                                      | โดยพิจารณาจากองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor)<br>กำลังผลิตเทียบเท่า<br>$= \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times \text{ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า}}{100}$                                      |
| 2. | โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE) และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก (VSPP Cogen) | โดยพิจารณาจากข้อมูลลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Generation Profile) ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท<br>กำลังผลิตเทียบเท่า<br>$= \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times \text{ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าใน 1 ปี}}{100}$ |
| 3. | โรงไฟฟ้าพลังน้ำ                                                                                     | โดยพิจารณาให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเหล่านี้จ่ายกำลังไฟฟ้าเฉพาะช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงและเป็นค่ายอด (Peak)                                                                                                   |

|    | ประเภทโรงไฟฟ้า                                            | แบบจำลอง                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|----|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 4. | ระบบกักเก็บพลังงาน                                        | พิจารณาเพียงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเท่านั้น ตามข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่หักผลของแบบจำลองโรงไฟฟ้าจากข้อ 1-3 แล้ว โดยเริ่มกักเก็บพลังงานในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำและจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง                            |
| 5. | โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ทั่วไป                     | โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้มีเชื้อเพลิงใช้ได้อย่างไม่จำกัดและมีความพร้อมจ่ายของเชื้อเพลิงตลอดเวลา และโรงไฟฟ้าจะหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุการณ์ขัดข้องกับโรงไฟฟ้าเท่านั้น<br>$Expected\ Capacity = (1 - \alpha \times OM) \times InstalledCapacity$ |
| 6. | โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สามารถเดินเครื่องในรูปแบบ OCGT | เป็นการจำลองเพื่อระบุโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโรงที่สามารถเดินเครื่องแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิดได้ ให้เสมือนเป็นโรงไฟฟ้าอีกประเภท<br>$Expected\ OCGT\ Capacity = (1 - \alpha \times OM) \times OCGTCapacity$                                                                   |

#### 4.4.4.2 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า (Energy Dispatch)

การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า คือ การคำนวณหา กำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องผลิตและจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา โดยในการคำนวณนั้นต้องทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทให้สอดคล้องกับเงื่อนไขที่กำหนด

ทั้งนี้ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะนำแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในหัวข้อ 4.4.4.1 มาทำการคำนวณเพื่อจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าตามขั้นตอนดังรูปที่ 22



รูปที่ 22: ลำดับขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

ทั้งนี้ หากไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตตามเงื่อนไขที่กำหนด หรือไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ จะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าโดยในการเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังที่จะนำเสนอในหัวข้อต่อไป

#### 4.4.5 การคำนวณดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะมีการกำหนดเงื่อนไข และสมมติฐานต่างๆ เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีความเหมาะสม สอดคล้องกับนโยบายที่กำหนดไว้ โดยเงื่อนไขในการคำนวณหลักที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า คือ กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบต้องสามารถจ่ายได้ เท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ต้องอยู่ภายใต้เกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งในโครงการฯ นี้จะพิจารณาค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นหลัก โดยมีแนวทางการคำนวณดังหัวข้อที่ 4.1

ทั้งนี้ นอกจากเงื่อนไขในการคำนวณดังกล่าวแล้ว ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะมีเงื่อนไขในการคำนวณ และสมมติฐานอื่นๆ ที่ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับสมมติฐานตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และนโยบายของภาครัฐ อาทิเช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น

อย่างไรก็ดี ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย จะนำไปใช้เป็นดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ในการวางแผนจัดหา กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้านั้นจะสามารถแบ่งออกเป็น ค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับกำลังการผลิตติดตั้ง และค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยสามารถจำแนกประเภทของค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าตามประเภทสัญญา ได้ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9: ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทสัญญา

| โครงสร้างต้นทุน                             |                     | EGAT | IPP | SPP Non-Firm & VSPP | ซื้อจากต่างประเทศ | โรงไฟฟ้าใหม่ |
|---------------------------------------------|---------------------|------|-----|---------------------|-------------------|--------------|
| 1. ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost)       | ขึ้นกับ             | ✓    | ✓   |                     |                   | ✓            |
| 2. ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost)   | กำลังการผลิตติดตั้ง | ✓    | ✓   |                     |                   | ✓            |
| 3. ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Varied O&M Cost) | ขึ้นกับ             | ✓    | ✓   |                     |                   | ✓            |
| 4. ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)                | พลังงานไฟฟ้า        | ✓    | ✓   |                     |                   | ✓            |
| 5. ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)            | ที่ผลิตได้          |      |     | ✓                   | ✓                 |              |

นอกจากนี้ ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในโครงการฯ นี้จะทำการพิจารณา โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) เมื่อระบบไฟฟ้ามีระบบกักเก็บพลังงานนั้น โดยจะนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ลดโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง และมาใช้เพิ่มโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ รวมถึง พิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ซึ่งภายใต้โครงการฯ นี้ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเป็นร้อยละ 5 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุทธรวมกัน

#### 4.4.6 การเพิ่มโรงไฟฟ้า

การเพิ่มโรงไฟฟ้า คือ การเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าไม่สามารถจัดสรร กำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไข ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะเกิดเมื่อดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด หรือโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม

ได้แก่ กลุ่มที่ 1 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน กลุ่มที่ 2 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง และกลุ่มที่ 3 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ดังตารางที่ 10

โดยสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าครั้งที่ 1 และครั้งที่ 3 นั้นจะพิจารณาให้โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซเป็นโรงไฟฟ้าทางเลือก ในกรณีที่ปริมาณโรงไฟฟ้าไม่เพียงพอเท่านั้น ในขณะที่การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานนั้นและความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางจะพิจารณาให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เป็นโรงไฟฟ้าทางเลือกเท่านั้นเช่นกัน

ตารางที่ 10: โรงไฟฟ้าทางเลือกสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

| ประเภทโรงไฟฟ้า           | ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า |                   |              |           |                 |
|--------------------------|---------------------------|-------------------|--------------|-----------|-----------------|
|                          | Base Load                 | Intermediate Load | Cycling Load | Peak Load | Super Peak Load |
| โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ       |                           |                   | ✓            |           |                 |
| โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ  |                           |                   | ✓            |           |                 |
| โรงไฟฟ้าพลังความร้อน     | ✓                         |                   |              |           |                 |
| โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม | ✓                         | ✓                 |              |           |                 |

สำหรับขั้นตอนการเพิ่มโรงไฟฟ้านั้น จะทำโดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกที่ละโรงเพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าเท่าที่จำเป็น ซึ่งจะเริ่มจากการตรวจสอบว่ามีโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเพียงพอหรือไม่ หากไม่เพียงพอจะเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกที่สามารถตอบสนองกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนก่อน หากโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเพียงพอแล้ว แต่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (หรือโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ) ยังต่ำ (หรือสูง) กว่าเกณฑ์เป้าหมาย จึงค่อยเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานหรือความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุดโดยที่ไม่ทำให้ดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้าเกินหรือต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้

ทั้งนี้ การเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะต้องเป็นไปตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และไม่ละเมิดเงื่อนไขการคำนวณที่กำหนดไว้ ดังที่นำเสนอในหัวข้อ 4.4.4.2 รวมถึงจะทำการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำที่สุด

## 5. ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการจัดทำวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยจะแบ่งเป็น 2 กรณีศึกษา คือ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคที่นำเสนอในหัวข้อที่ 4 โดยผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่นำเสนอ นั้น สามารถนำไปประยุกต์ใช้เพื่อเป็นแนวทางในการปรับปรุงและจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยได้ในอนาคต โดยจะสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.4

### 5.1 สมมติฐานในการจัดทำตัวอย่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ตัวอย่างผลในหัวข้อนี้นั้นจะทำการคำนวณ โดยใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผน PDP2018 Rev.1 ร่วมกับการกำหนดสมมติฐานเพิ่มเติม ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

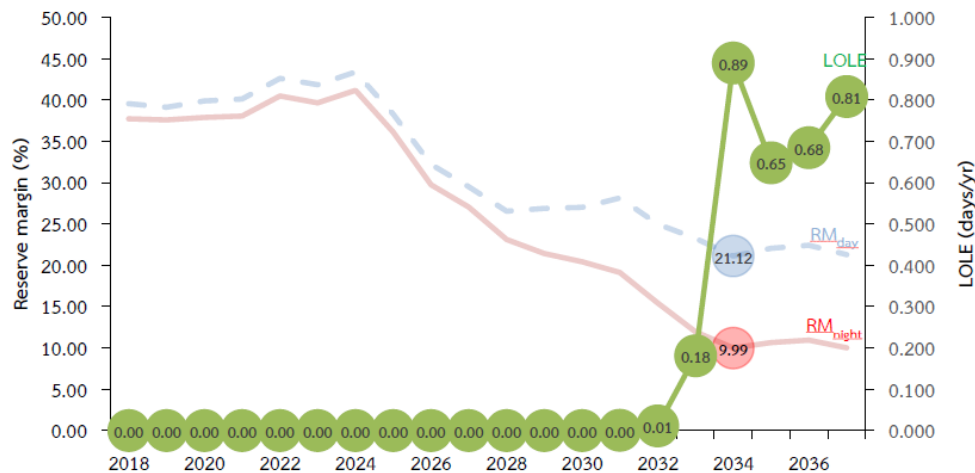
- 1) ใช้ข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ในปี 2560 เป็นลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานสำหรับการจัดทำแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต
- 2) พิจารณาข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย จากข้อมูลล่าสุดของโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ ณ สิ้นปี 2560 ร่วมกับข้อมูลโรงไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบในอนาคตที่มีข้อผูกพัน และลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1)
- 3) พิจารณาโรงไฟฟ้านำเข้าจากต่างประเทศทั้งหมดตามแผน PDP2018 Rev.1
- 4) พิจารณาโรงไฟฟ้าที่สร้างเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิมทั้งหมดตามแผน PDP2018 Rev.1
- 5) พิจารณาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมตามแผน PDP2018 Rev.1
- 6) พิจารณาโรงไฟฟ้า SPP Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาภายในปี 2562–2568 ให้มีการต่อระยะเวลาสัญญา 25 ปี โดยจะมีปริมาณรับซื้อไม่เกิน 30 เมกะวัตต์ และไม่เกินร้อยละ 30 ของกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ พร้อมทั้งไม่เกินกว่าปริมาณขายไฟฟ้าตามสัญญาเดิม
- 7) กำหนดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินต้องไม่เกินร้อยละ 30 ตลอดทั้งแผน โดยแบ่งเป็น
  - สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินสะอาด (Bituminous) ภายในประเทศ ไม่เกินร้อยละ 15
  - สัดส่วนการใช้ถ่านหินลิกไนต์ (โรงไฟฟ้าแม่เมาะและโรงไฟฟ้าหงสา) ไม่เกินร้อยละ 15
- 8) กำหนดอัตราการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> ในปี 2560 มีค่าไม่เกิน 0.519 kgCO<sub>2</sub>/kWh และลดลง 2% ต่อปีต่อเนื่องทุกปี
- 9) กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของ Cycling Load Power Plant ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ของผลรวมระหว่าง ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load)
- 10) กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตสำรองของทั้งประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
- 11) กำหนดให้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้งประเทศ หรือ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี
- 12) จัดสรรการรับ จ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage Power Plant) ให้เหมาะสม โดยกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำแล้วจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง โดยคำนึงถึงความคุ้มค่าเมื่อเทียบกับประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Round Trip Efficiency)
- 13) กำหนดโรงไฟฟ้าตัวแทนที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต สามารถแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าและภูมิภาคที่สามารถติดตั้งได้ ดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11: การกำหนดโรงไฟฟ้าตัวแทน (Candidate Power Plant)

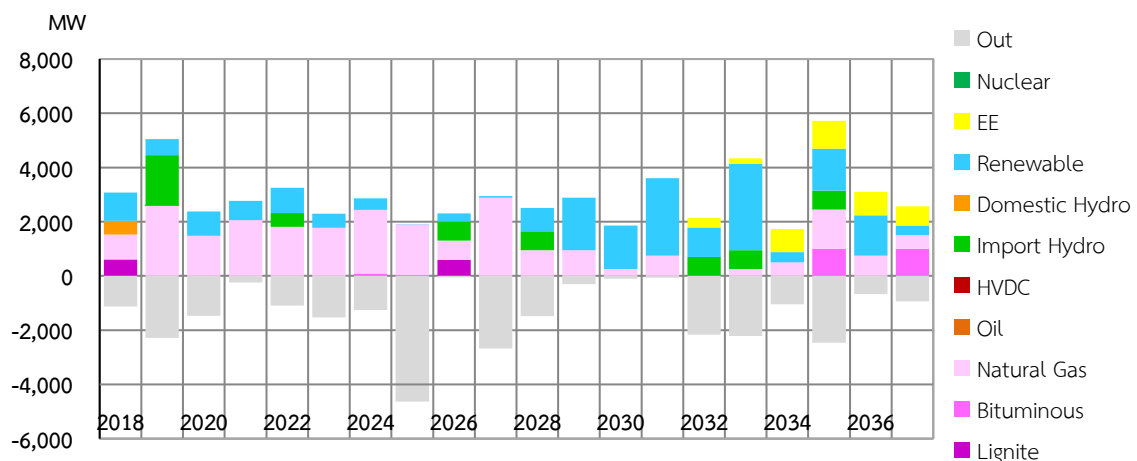
| โรงไฟฟ้า                       | กำลังผลิตไฟฟ้า (MW) | ภูมิภาคที่สามารถติดตั้งได้                                                             |
|--------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| โรงไฟฟ้าถ่านหิน                | 1,000               | ภาคใต้, ภาคตะวันออก                                                                    |
| โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม       | 700                 | ภาคตะวันออกเชิงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก<br>ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง |
| โรงไฟฟ้าระบบเครื่องยนต์เผาไหม้ | 200                 | ภาคตะวันออกเชิงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก<br>ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง |
| โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส             | 250                 | ภาคตะวันออกเชิงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก<br>ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง |

## 5.2 ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

จากสมมติฐานตามหัวข้อ 5.1 เมื่อนำมาวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 4.5 จะได้ตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังรูปที่ 23 และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าระบบแต่ละปี ดังรูปที่ 24



รูปที่ 23: ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี ตามตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน



รูปที่ 24: สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ตามตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

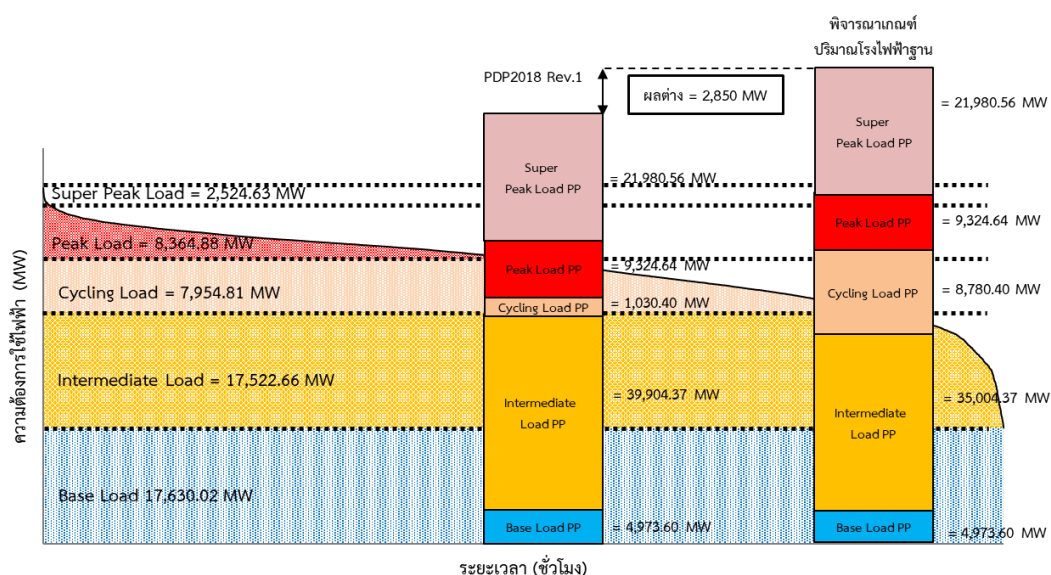
ทั้งนี้ จะเห็นว่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ( $RM_{day}$ ) จะลดลงอย่างรวดเร็วในระหว่างปี 2024 - 2028 จากนั้นระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะมีอัตราการลดที่ช้าลง โดยในปี 2034 จะมีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดอยู่ที่ร้อยละ 21.12 ในขณะที่โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะมีค่าในระดับที่ต่ำมาก (เข้าใกล้ศูนย์) ในระหว่างปี 2018 - 2032 และจะมีค่าสูงขึ้นในช่วงปี 2033 ถึง 2037 โดยจะมีค่าสูงสุดที่ 0.89 วันต่อปี ณ ปี 2034 ซึ่งต่ำ

กว่าเกณฑ์ 1 วันต่อปีที่กำหนดไว้ ทั้งนี้การลดลงของระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และการเพิ่มขึ้นของโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในระหว่างปี 2032 – 2037 นั้นเป็นผลจากการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าและการปลดโรงไฟฟ้าที่หมดอายุในช่วงเวลาดังกล่าว ในขณะที่โรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาทดแทนนั้นส่วนใหญ่จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนซึ่งส่งเสริมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

จากผลการวางแผนฯ เมื่อพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานตามแนวทางที่นำเสนอเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับแผน PDP2018 Rev.1 จะสามารถสรุปปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ ณ สิ้นปี 2037 (พ.ศ.2580) โดยมีประเด็นสำคัญดังนี้

- โรงไฟฟ้าฐานเพิ่มเข้ามาในระบบไฟฟ้าเท่ากับคือ 3,200 MW
- ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง อันได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ลดจากแผน PDP2018 Rev.1 อยู่ 4,900 MW
- ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน อันได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ เพิ่มขึ้นจากแผน PDP2018 Rev.1 อยู่ 7,750 MW
- โดยสรุปทำให้ ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบมีมากกว่าแผน PDP2018 Rev.1 อยู่ 2,850 MW

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับนั้นจะเห็นว่า ผลการวางแผนเมื่อพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่นำเสนอ นั้นมีกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าในแต่ละระดับสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับมากกว่าแผน PDP2018 Rev.1 โดยเฉพาะกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนที่ต้องการการสนองอย่างรวดเร็วเพื่อรองรับความผันผวนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



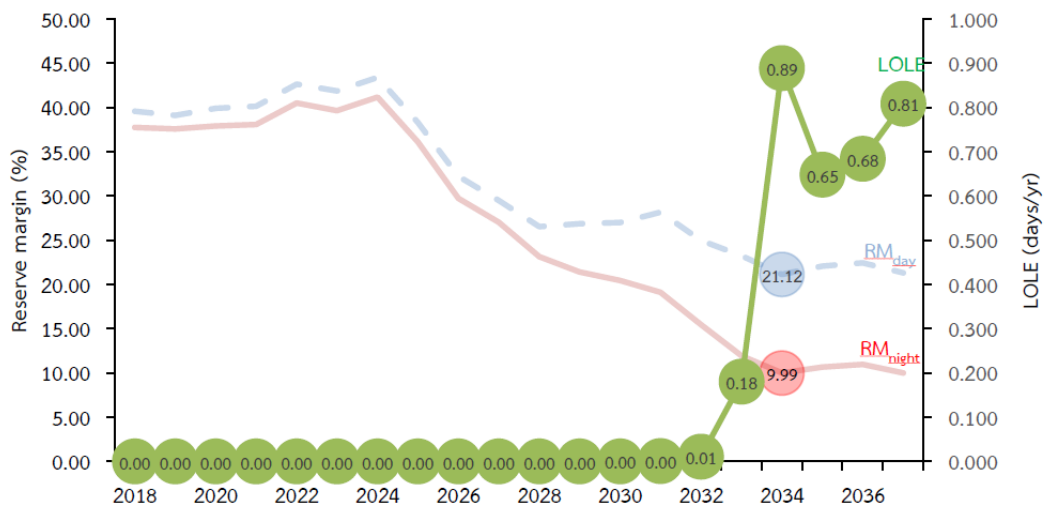
รูปที่ 25: การเปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบ ณ สิ้นปี 2037

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณา ณ ปี 2037 จากตัวอย่างการวางแผนดังกล่าวเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จะมีสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสูงสุดร้อยละ 55 รองลงมาจะเป็นพลังงานหมุนเวียนร้อยละ 18 และพลังน้ำนำเข้าร้อยละ 9 ตามลำดับ โดยราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะอยู่ที่ 3.66 บาทต่อหน่วย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 0.317 kgCO<sub>2</sub>/kWh

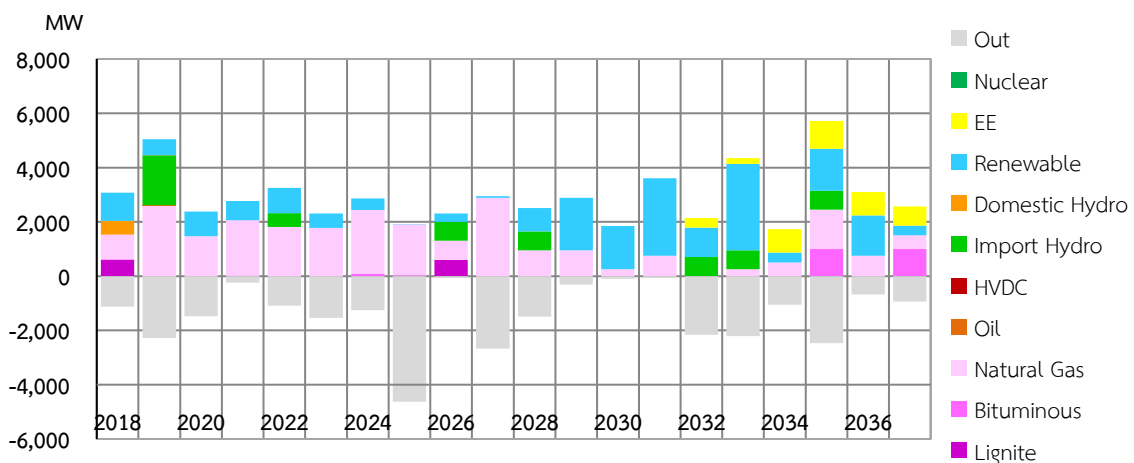
### 5.3 ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ

สำหรับตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอนั้น จะพิจารณาทั้งเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และ **เพิ่มเงื่อนไข** ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคในการพิจารณาจัดทำแผนด้วย โดยจะคำนวณตามสมมติฐานในหัวข้อ 5.1 ร่วมกับการพิจารณาเงื่อนไขด้านพื้นที่ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละพื้นที่ และแบ่งพื้นที่ออกเป็น 7 ภูมิภาค

ทั้งนี้ ตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า จะนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังรูปที่ 26 และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เข้าระบบแต่ละปี ดังรูปที่ 27 โดยระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองรายภูมิภาค แสดงดังตารางที่ 12



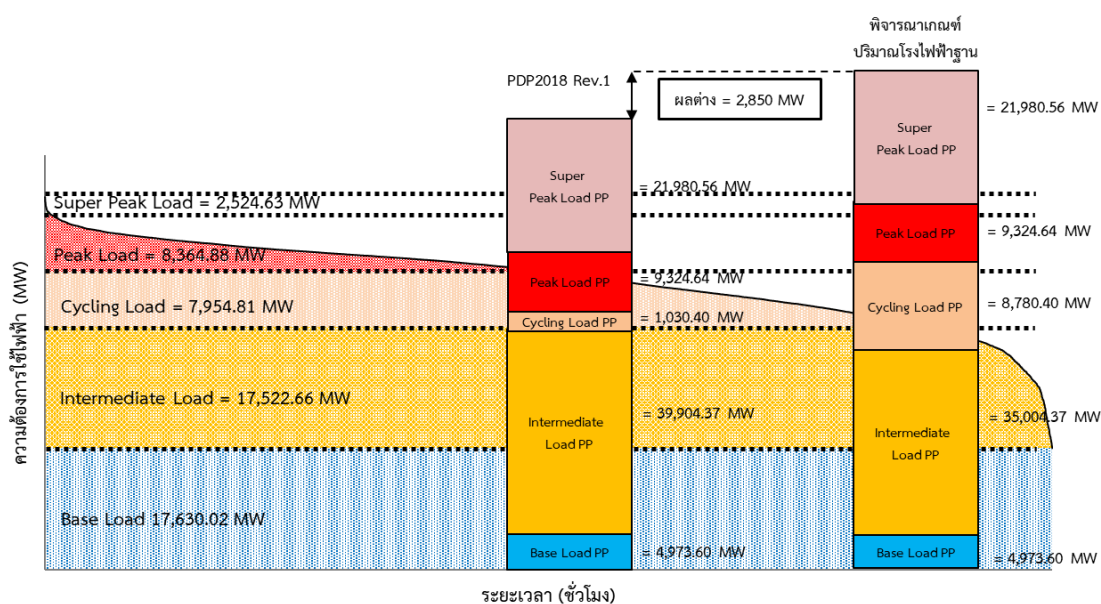
รูปที่ 26: ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี  
ตามแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ



รูปที่ 27: สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท  
ตามแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ

ทั้งนี้ จากผลการศึกษาจะพบว่าตลอดทั้งแผนนั้นภาคใต้จะเป็นภาคที่มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุดตลอดทั้งแผน ทั้งนี้ เนื่องจากปัจจัยทางภูมิศาสตร์ที่ทำให้ระบบไฟฟ้าของภาคใต้เชื่อมต่อกับภาคตะวันตกได้เพียงภาคเดียวเท่านั้น อีกทั้งข้อจำกัดในการสร้างโรงไฟฟ้าตัวแทนที่กำหนดให้ในภาคใต้สร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มได้เพียงโรงไฟฟ้าถ่านหินเท่านั้น ด้วยเหตุนี้ทำให้ช่วงที่ระบบไฟฟ้าต้องการแต่โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซจึงไม่มีโรงไฟฟ้าเพิ่มในภาคใต้เลย อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาครวมแล้วระบบไฟฟ้าของประเทศไทยยังคงมีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

จากผลการวางแผนฯ ตามแนวทางที่นำเสนอเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับแผน PDP2018 Rev.1 จะสามารถสรุปปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ ณ สิ้นปี 2037 โดยผลการเพิ่มโรงไฟฟ้าตามแนวทางที่นำเสนอจะได้อัตราส่วนเดียวกับกรณีการวางแผนเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานในหัวข้อ 5.2



รูปที่ 28: การเปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบ ณ สิ้นปี 2037

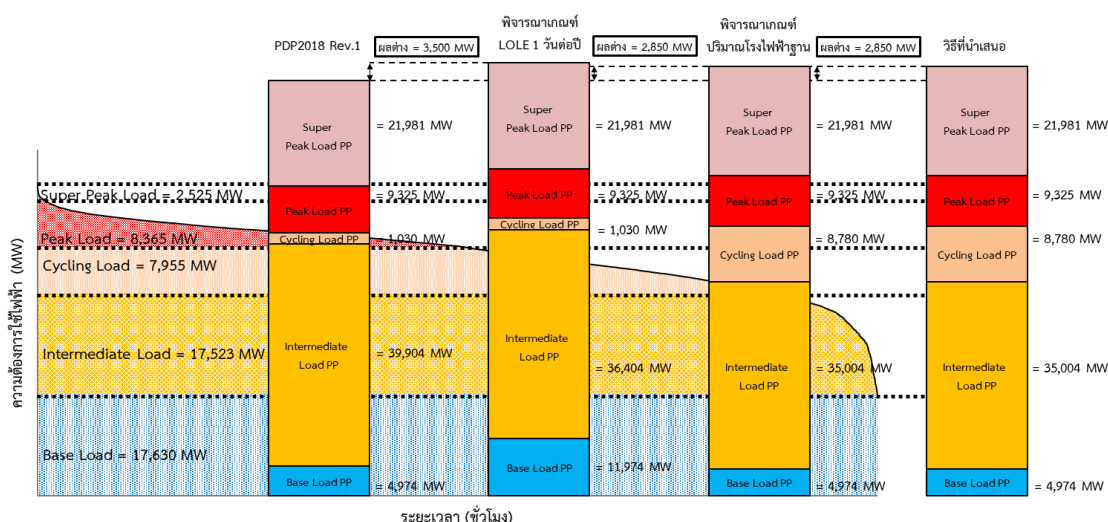
นอกจากนี้ เมื่อพิจารณา ณ ปี 2037 จากตัวอย่างการวางแผนดังกล่าว จะมีราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะอยู่ที่ 3.66 บาทต่อหน่วย และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 0.317 kgCO<sub>2</sub>/kWh

อย่างไรก็ดี เมื่อนำตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 1 วันต่อปี ในหัวข้อที่ 2.3.1 ตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเกณฑ์โรงไฟฟ้าฐานในหัวข้อที่ 5.2 และตัวอย่างผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอในหัวข้อที่ 5.3 มาเปรียบเทียบกับผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Rev.1 จะสามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 12 และรูปที่ 29 ทั้งนี้ จะแสดงการเปรียบเทียบเฉพาะในกลุ่มของโรงไฟฟ้าฐาน โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเท่านั้น เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้ากลุ่มที่มีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

จากผลการเปรียบเทียบทั้ง 4 แผน ดังกล่าว จะพบว่า การวางแผนเมื่อพิจารณาเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 1 วันต่อปี การวางแผนโดยพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และการวางแผนด้วยวิธีที่นำเสนอ จะมีกำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นสุดแผนสูงกว่าแผน PDP2018 Rev. 1 ทั้งนี้ เนื่องจากแผน PDP2018 Rev.1 นั้นมีโรงไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับการรักษาเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 1 วันต่อปี ที่เป็นเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวางแผนทั้ง 3 แผน

ตารางที่ 12: การเปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีต่างๆ

|                                                                                   | ปริมาณโรงไฟฟ้า (MW) |                                                         |                                                                                      |                                                                                                                            |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                   | PDP2018 Rev.1       | ปรับปรุง PDP2018 โดยกำหนด เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี | ปรับปรุง PDP2018 โดยกำหนด เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี และพิจารณา ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน | ปรับปรุง PDP2018 โดยกำหนด เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี พิจารณา ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และเงื่อนไขรายภูมิภาค (วิธีการที่นำเสนอ) |
| กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2017                                                     | 46,090.35           |                                                         |                                                                                      |                                                                                                                            |
| กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2018 - 2037                                           | 31,846.55           | 35,346.55                                               | 34,696.55                                                                            | 34,696.55                                                                                                                  |
| - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง บน (Cycling Load Power Plant)        | 500.00              | 500.00                                                  | 8,250.00                                                                             | 8,250.00                                                                                                                   |
| - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง ล่าง (Intermediate Load Power Plant) | 28,146.55           | 24,646.55                                               | 23,246.55                                                                            | 23,246.55                                                                                                                  |
| - โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant)                                             | 3,200.00            | 10,200.00                                               | 3,200.00                                                                             | 3,200.00                                                                                                                   |
| กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วง ปี 2018 - 2037                              | 25,308.60           |                                                         |                                                                                      |                                                                                                                            |
| รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2037                                           | 77,212.26           | 80,712.26                                               | 80,062.26                                                                            | 80,062.26                                                                                                                  |



รูปที่ 29: การเปรียบเทียบผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นปี 2037

#### 5.4 ข้อเสนอแนะต่อการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

จากผลการวางแผนที่นำเสนอในหัวข้อ 5.2 และ 5.3 ที่ปรึกษาฯ มีข้อเสนอแนะต่อการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนี้

##### 1) การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่มจะมีความสอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศไทยในปัจจุบันมากที่สุด นอกจากนี้ ควรนำความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับมาพิจารณาเป็นเงื่อนไขในการจัดทำแผนฯ รวมถึงกำหนดเกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ที่สอดคล้องกับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับด้วย เพื่อที่จะได้มีปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับได้อย่างเพียงพอ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง

เมื่อระบบไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการไฟฟ้าสามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็วในระบบมากขึ้น

### 2) การพิจารณาใช้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับร่วมกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ควรพิจารณาใช้ทั้งสองหลักการร่วมกัน โดยวางแผนผ่านเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากนั้นค่อยคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นผลลัพธ์ แล้วนำไปสื่อสารให้แก่องค์กรต่อไป ทั้งนี้ ในแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1) ไม่ได้มีการกล่าวถึงทั้งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับโดยตรง แต่ใช้หลักการเปรียบเทียบกำลังผลิตที่เชื่อถือได้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแทน

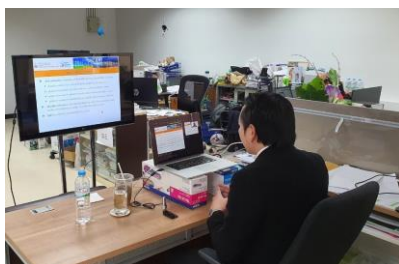
### 3) การพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค ซึ่งเป็นการวางแผนที่พิจารณาสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมในภูมิภาคที่มีความอ่อนแอมากที่สุดเป็นอันดับแรกก่อน โดยถือเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในภูมิภาคดังกล่าว รวมถึงเป็นการลดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องส่งผ่านสายส่งหลักที่เชื่อมต่อระหว่างภูมิภาค (Tie-line) ซึ่งจะส่งผลให้สามารถลดเงินลงทุนและความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้าลงได้

## 6. ผลการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น

เพื่อให้กระบวนการศึกษาภายใต้โครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer แนวคิดที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้นและเกิดประสิทธิผลสูงสุด พร้อมทั้งให้เกิดการยอมรับทั้งในมิติผู้มีส่วนได้เสียต่างๆ ดังนั้น ในการดำเนินงานภายใต้โครงการฯ นี้ จึงกำหนดให้มีการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อผลการศึกษาจำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมกัน ไม่น้อยกว่า 100 ท่าน สอดคล้องตาม TOR ข้อ 3.5

โดย ที่ปรึกษา ได้จัดการสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นในหัวข้อ “การศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการจัดทำแผน PDP เพื่อรองรับแนวโน้ม Prosumer” ในวันที่ 12 มิถุนายน 2563 ผ่านช่องทาง Facebook ในช่วงเวลา 13:00 – 16:00 น. โดยมีผู้ลงทะเบียนเข้าร่วมสัมมนาอย่างเป็นทางการทั้งหมด 256 ราย และมีผู้เข้าชมขณะถ่ายทอดสดทั้งสิ้น 1,180 ราย โดยรับชมพร้อมกันสูงสุด 198 ราย ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อรับฟังความคิดเห็นของผลการศึกษาฯ โดยนำเสนอ นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน แนวคิดการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานเหมาะสมสำหรับประเทศไทย แนวคิดการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer และแนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่เหมาะสม



รูปที่ 30: ภาพตัวอย่างบรรยากาศในการสัมมนา และการแลกเปลี่ยนความคิดเห็นผ่านช่องทาง Facebook

## 7. สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

### 7.1 สรุปผลการดำเนินงาน

เมื่อพิจารณาแผนงานโครงการซึ่งครอบคลุมระยะเวลา 12 เดือน จะพบว่ากิจกรรมการดำเนินงานในโครงการแบ่งออกเป็น 5 กลุ่มหลัก ซึ่งที่ปรึกษาได้ดำเนินการครบถ้วนทุกประเด็น ประกอบด้วย

- ศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมของแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบันตามมุมมองด้านหลักวิชาการ ทั้งมิติของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค
- ศึกษาแนวคิดและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน หรือ Base Load ที่เหมาะสมสำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยคำนึงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศในสถานการณ์ปัจจุบันและในอนาคต
- ศึกษาแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค
- นำเสนอตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคตามแนวทางที่นำเสนอ
- จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อแนวทางและตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาเงื่อนไขด้านการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและด้านการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมกัน ไม่น้อยกว่า 100 ท่าน

### 7.2 ข้อเสนอแนะ

#### 7.2.1 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

ที่ปรึกษามีความเห็นว่าในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นควรพิจารณาใช้หลักการวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning) โดยให้อิงกับเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับหรือ LOLE เป็นหลัก รวมถึงการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค นอกจากการหลักการวางแผนข้างต้นแล้ว เมื่อพิจารณาจากลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาเสนอให้ควรวางแผนฯ โดยแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม รวมถึงกำหนดประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับ เพื่อที่จะให้มีโรงไฟฟ้าสำหรับรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม และอาจนำเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าในอนาคตมาใช้หากมีต้นทุนที่เหมาะสมอาจรวมถึง ระบบกักเก็บพลังงานและการตอบสนองของโหลดด้วย

#### 7.2.2 การกำหนดตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor)

ในการคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย สมมติฐานที่สำคัญอย่างหนึ่งและมีผลต่อการคำนวณมากก็คือ ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ ซึ่ง กฟผ. นิยามไว้ว่าเป็น “ความพร้อมในการเดินเครื่องของระบบไฟฟ้าในวันที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด” ซึ่งการกำหนดค่าตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ตามสมมติฐานของแผน PDP2018 และ PDP2018 Rev.1 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยเมื่อ

เทียบกับกำลังผลิตตามสัญญา (Typical Generation Profile) โดยประเมินมาจากการเก็บข้อมูลสถิติของปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงเฉลี่ยกันในแต่ละวันในอดีตเทียบกับกำลังผลิตตามสัญญา ซึ่งเป็นการวางแผนที่มีความเสี่ยงสูงมาก อย่างไรก็ตาม ในการกำหนดค่าตัวประกอบกำลังผลิตพึงได้เพื่อใช้ในการวางแผน PDP2010 Rev.3 นั้น กฟผ. ได้ใช้หลักการ Chronological Method ซึ่งเป็นวิธีเดียวกับที่ใช้ในประเทศเยอรมัน ร่วมกับวิธีการประเมินทางสถิติและความน่าจะเป็น โดยพิจารณาข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในช่วงระยะเวลา 14:00 – 15:00 น. ของทุกวันในช่วงเดือนมีนาคม ถึง พฤษภาคม (ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามักจะมีค่าสูงสุด) และเลือกใช้ข้อมูล Percentile ที่ 5 เป็นค่ากำลังผลิตพึงได้ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความเสี่ยงไม่สูงจนเกินไป

ทั้งนี้ หากจะนำวิธีการดังกล่าวมาปรับใช้กับระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน อาจต้องพิจารณาในช่วงระยะเวลา 19:00 – 20:00 น. เพิ่มเติมสำหรับใช้ในการประเมินค่ากำลังผลิตพึงได้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเวลากลางคืนด้วย ส่วนวิธี Peak Period นั้นจะเป็นการเลือกพิจารณาค่ากำลังผลิตพึงได้ในช่วงระยะเวลามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และวิธี ELCC จะใช้หลักการรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเทียบกับปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่เข้ามาในระบบ

### 7.2.3 การปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคต ควรปรับปรุงรูปแบบสัญญาในการรับซื้อให้สอดคล้องกับคุณลักษณะของความสามารถในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นโดยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนอาจมีสัญญาในลักษณะ Non firm เช่นเดิม ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพอาจมีแต่สัญญาในลักษณะที่เป็น Firm มากขึ้น โดยอาจเป็น Semi-Firm หรือ Hybrid Firm เท่านั้น เป็นต้น

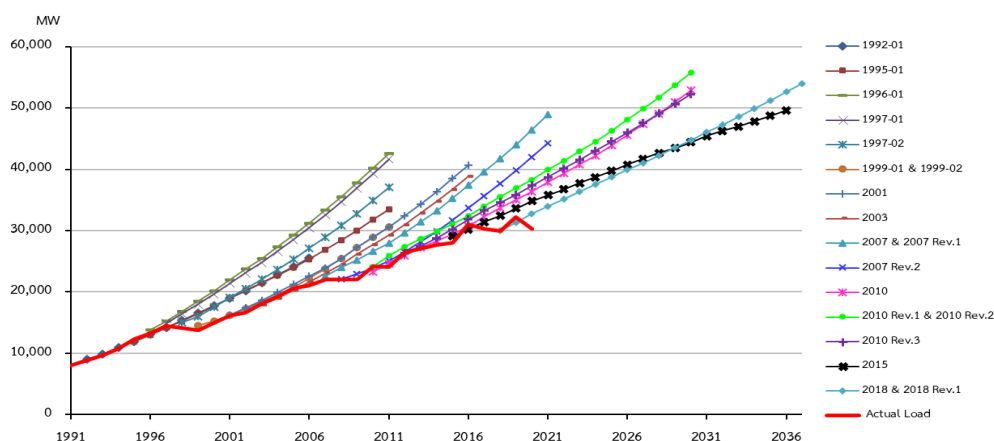
นอกจากนี้ จากผลการวิเคราะห์จะพบว่า จะมีบางช่วงเวลาที่กำลังผลิตไฟฟ้ารวมจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งระบบมีค่าสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของทั้งประเทศ ทั้งนี้ การที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนสูง อาทิเช่น โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังลม มีปริมาณมากในระบบไฟฟ้านั้น อาจจะทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีความผันผวนสูงและส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้น มาตรการในการปรับปรุงรายละเอียดสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นสิ่งจำเป็น ในปัจจุบันนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กจะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า ในรูปแบบสัญญา Non-firm ซึ่งทำให้การไฟฟ้า ไม่สามารถจัดสรรหรือควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเหล่านี้ได้เลย หนึ่งในแนวทางการปรับปรุงรายละเอียดสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เป็นไปได้ ก็คือการกำหนดเงื่อนไขการตัดการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Curtailment) หรือปรับเพิ่มฟังก์ชันให้หยุดการจ่ายไฟได้ในบางช่วงเวลาคำนึงจากศูนย์ควบคุมของการไฟฟ้า ซึ่งแนวทางดังกล่าวจะทำให้การไฟฟ้า สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและควบคุมระบบไฟฟ้าได้สะดวกยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำหรือระบบไฟฟ้ากำลังประสบกับปัญหาด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การประยุกต์ใช้เงื่อนไขดังกล่าวจะต้องไม่เคร่งครัดจนเกินไป จนส่งผลกระทบต่อนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

### 7.2.4 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอดีตก่อนแผน PDP2010 จะอิงปัจจัยหลักคือ ตัวเลขการคาดการณ์อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ซึ่งอาจมีผลให้เกิดความคลาดเคลื่อนได้สูง อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่แผน PDP2010 เป็นต้นมา ได้มีการจัดทำแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความ

ละเอียดมากยิ่งขึ้น ซึ่งได้พิจารณาหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น ผลของอุณหภูมิ ผลของนโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจ ผลของอุปนิสัยต่างๆที่เกิดขึ้น เป็นต้น รวมถึงมีการใช้แบบจำลองที่มีความละเอียดมากยิ่งขึ้น โดยทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ระดับระบบจำหน่าย โดยใช้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบ End-Use ผสมกับแบบจำลอง Econometrics ที่แบ่งตามเขตของ กฟน. และ กฟภ. และตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ กลุ่มที่อยู่อาศัย กลุ่มธุรกิจ กลุ่มอุตสาหกรรม และอื่นๆ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงแปรผันตามอัตราการเติบโตของประชากร ชุมชนเมือง (Urbanization) และการเติบโตรายเศรษฐกิจ (Sector)

ดังนั้น ที่ปรึกษามีข้อเสนอแนะว่า ในการจัดทำผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจำเป็นต้องใช้แบบจำลองที่มีความละเอียดและสอดคล้องกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟจริงมากขึ้น ทั้งนี้ ปัจจุบันเทคนิคในการจัดทำแบบจำลองจากฐานข้อมูลขนาดใหญ่ (Big data) ได้พัฒนาไปจากเดิมมาก และมีเครื่องมือช่วยให้สามารถนำเทคนิคปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence) ต่างๆ มาประยุกต์ใช้ได้ไม่ยาก จึงควรใช้ประโยชน์จากการจัดทำฐานข้อมูลอย่างเป็นระบบและใช้เทคนิคทางวิทยาศาสตร์ข้อมูล (Data Science) ใหม่ๆ ในการจัดทำแบบจำลองพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับการจัดทำแผนครั้งต่อไป



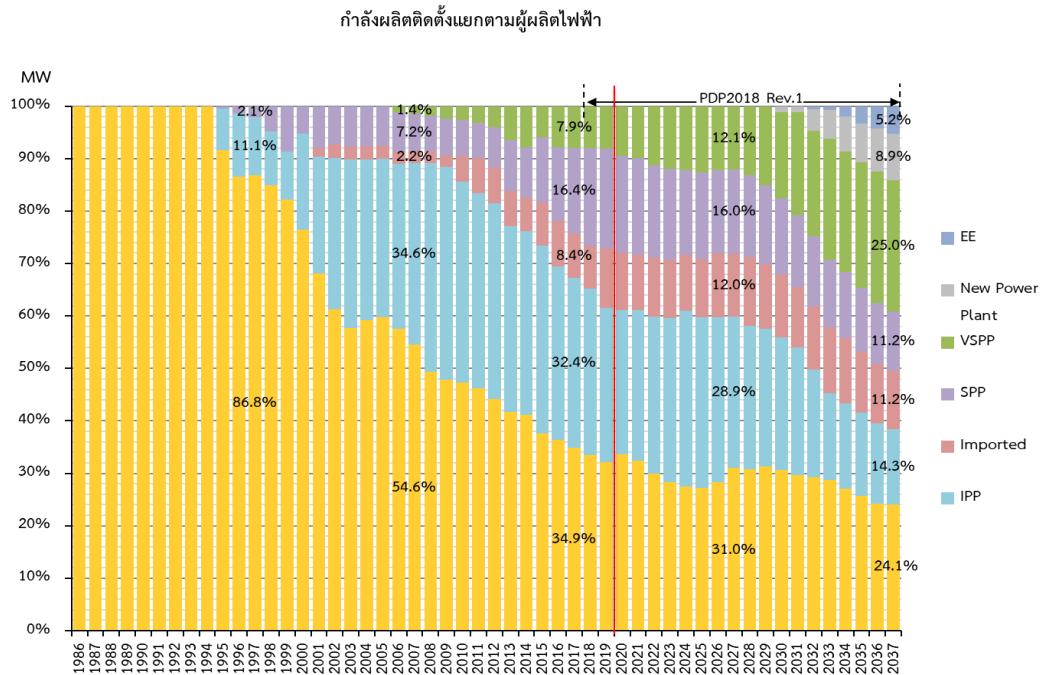
รูปที่ 31: การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดตามแผน PDP เทียบกับค่าจริงที่เกิดขึ้น

### 7.2.5 สัดส่วนความเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า

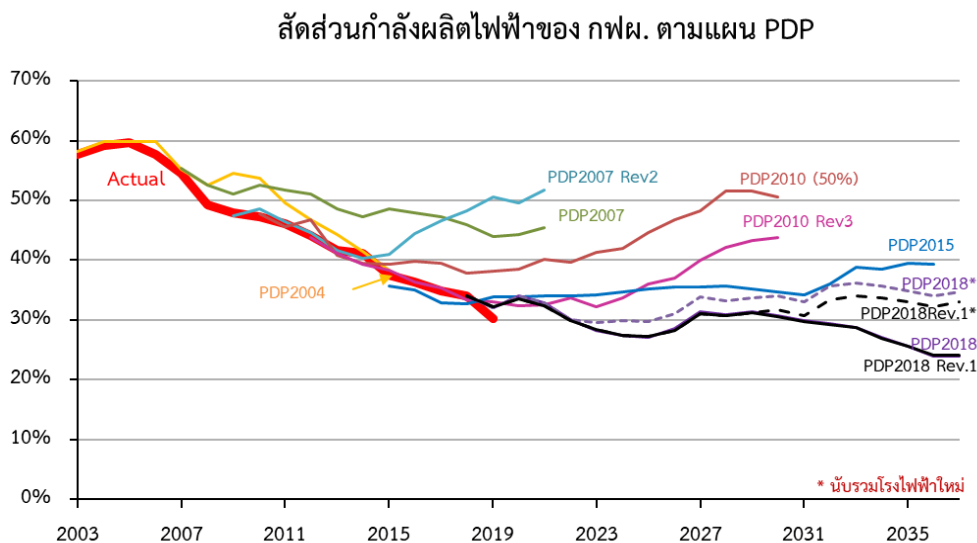
ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความมั่นคงควรจะต้องมีการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงอย่างเหมาะสมเพื่อหลีกเลี่ยงการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป และบริหารจัดการระบบไฟฟ้า (System Operator; SO) จะต้องมีสิทธิในการเข้าถึงและควบคุมโรงไฟฟ้าหลักของระบบได้อย่างเต็มที่โดยไม่ได้ขึ้นอยู่กัสิทธิความเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ เนื่องจากในปัจจุบัน การจัดทำแผน PDP ได้คำนึงถึงการกระจายเชื้อเพลิงอยู่แล้ว นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าของ กฟผ. โรงไฟฟ้าของเอกชน (IPP และ SPP) และโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากต่างประเทศ ต่างก็อยู่ภายใต้อำนาจการสั่งการเดินเครื่องของ กฟผ. ซึ่งปฏิบัติหน้าที่เป็นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าทั้งสิ้น ดังนั้น จึงอาจกล่าวได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีความมั่นคงในทางเทคนิคในระดับสูง

อย่างไรก็ดี ระบบไฟฟ้าของไทยในช่วง 10 ปี ที่ผ่านมา มีการเพิ่มขึ้นของสัดส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ในรูปแบบต่างๆ ซึ่งส่งผลให้ กฟผ. มีสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 50% มานานกว่า 10 ปี แต่ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยก็ยังคงมีความมั่นคงภายใต้การดูแลโดยศูนย์สั่งการของ กฟผ. อย่างไรก็ดี เนื่องจากแนวโน้มต้นทุนพลังงานหมุนเวียนที่ลดต่ำลงโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลให้มีแนวโน้มที่ผู้ใช้

ไฟฟ้าในอนาคตจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองมากขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งในอนาคตภาครัฐอาจต้องร่วมกับ กฟผ. พิจารณาปรับทิศทางการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อดูแลความมั่นคงจากความเสี่ยงของความไม่แน่นอนจากพลังงานหมุนเวียน และเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า (Grid Flexibility) มากขึ้น เช่น อาจต้องพิจารณาติดตั้งโรงไฟฟ้าประเภท Fast Response ระบบกักเก็บพลังงาน การลงทุนและพัฒนา Grid Modernization โดยการลงทุนเทคโนโลยีดังกล่าวมีส่วนสำคัญในการรักษาความมั่นคงมากกว่าโรงไฟฟ้าหลักเพียงอย่างเดียวซึ่งอาจไม่เพียงพอต่อการรองรับการเปลี่ยนแปลงของพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคต



รูปที่ 32: กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 33: สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ตามแผน PDP