



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2561 - 2580

ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ตุลาคม 2563



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2561 - 2580

ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

ผ่านการพิจารณาจาก

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

คณะรัฐมนตรี (ครม.)

เห็นชอบเมื่อ วันที่ 19 มีนาคม 2563

เห็นชอบเมื่อ วันที่ 20 ตุลาคม 2563

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ	1
2. บทสรุป	3
3. นโยบายพลังงานของประเทศ	9
4. การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1)	12
4.1 แนวทางการจัดทำแผน PDP2018 Revision 1	12
4.2 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า	13
4.3 แนวทางการจัดสรรโรงไฟฟ้า	14
4.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1)	20
4.5 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า	23
5. แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า	25

ภาคผนวก

	หน้า
ผ 1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	ผ 1-1
ผ 2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	ผ 2-1
ผ 3 แผนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าชุมชน	ผ 3-1
ผ 4 ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า	ผ 4-1
ผ 5 ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเชื้อเพลิง	ผ 5-1
ผ 6 ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง	ผ 6-1
ผ 7 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า	ผ 7-1

1. บทนำ

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018) ซึ่งเป็นแผนหลักในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศให้เพียงพอกับความต้องการไฟฟ้า เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศรวมถึงจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2562 และ 30 เมษายน 2562 ตามลำดับ โดยในการจัดทำได้พิจารณาถึงเงื่อนไขการกระจายระบบผลิตไฟฟ้า บริหารแหล่งเชื้อเพลิงที่มีรายละเอียดแยกตามภูมิภาค รวมถึงการกำหนดโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในแต่ละพื้นที่ที่มีความสอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป อันเป็นผลมาจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีด้านการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต สอดคล้องกับแนวนโยบายของรัฐบาลและแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี มีความเชื่อมโยงระหว่างการลงทุนในการผลิตไฟฟ้า ความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าเพื่อให้การบริหารจัดการของระบบไฟฟ้าเกิดความคุ้มค่าสูงสุดและการส่งเสริมกิจการไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขันภายใต้การกำกับดูแลให้มีประสิทธิภาพสูงสุดและคงไว้ซึ่งความมั่นคง

จากคำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรีต่อรัฐสภาเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2562 มีนโยบายที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานที่สำคัญ ได้แก่ (1) ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาเพิ่มมูลค่า (2) การพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ กระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงานในพื้นที่ รวมทั้งสนับสนุนให้เกิดโครงสร้างตลาดไฟฟ้ารูปแบบใหม่ มีราคาพลังงานสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง (3) ยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้าและพลังงานให้มีความทันสมัย ทัวถึงเพียงพอ มั่นคง และมีเสถียรภาพ

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้มีแนวนโยบายการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศ โดยมุ่งเน้นการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable) พลังงานต้องมีต้นทุนราคาที่เป็นธรรมสามารถยอมรับได้ ประชาชนสามารถเข้าถึงได้ (Affordable) และส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจด้วยการสร้างกลไกให้ชุมชนเข้ามามีส่วนร่วมด้านพลังงาน สร้างงาน และสร้างรายได้ให้ชุมชนในระดับฐานรากของประเทศ (Energy for All) โดยการพัฒนาด้านพลังงานไฟฟ้าจะมุ่งเน้นให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าในชุมชนตามศักยภาพเชื้อเพลิงพลังงานสะอาดที่หาได้ในพื้นที่ และนำไปใช้ในพื้นที่เป็นหลัก ประชาชนสามารถเข้าถึงพลังงานไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและราคาเหมาะสม

ซึ่งต่อมา กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2562 ที่ประชุมมีมติเห็นชอบหลักการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากแทนการเปิดรับซื้อไฟฟ้าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแบบ VSPP Semi-Firm ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 และเห็นชอบกรอบราคาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก

ดังนั้น เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก กระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จึงได้พิจารณาทบทวนและปรับปรุงแผน PDP2018 โดยการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) ยังคงใช้หลักการและสมมติฐานเดิมตามแผน PDP2018 แต่ได้มีการปรับเป้าหมายและแผนการจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก รวมถึงมีการปรับแผนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและแผนการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบของโรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิลบางโรงให้มีความเหมาะสมมากขึ้น ทั้งนี้แผน PDP2018 Revision 1 ยังคงไว้ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ ปลายแผนในปริมาณเท่าเดิมตามแผน PDP2018 เพื่อรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของประเทศ

นอกจากนี้ แผน PDP2018 Revision 1 ยังคงให้ความสำคัญกับการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ด้วยการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน โดยเปิดให้มีการรับฟังความคิดเห็นต่อแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint : TIEB) ฉบับใหม่ ประกอบด้วย ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561 – 2580 (AEDP2018) ร่างแผน PDP2018 Revision 1 ร่างแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2561 – 2580 (EEP2018) และร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 (Gas Plan 2018) เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2563 ณ โรงแรมอมารี วอเตอร์เกต ถนนเพชรบุรี กรุงเทพมหานคร เพื่อรวบรวมความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียมาประกอบการจัดทำแผนให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนารวมทั้งสิ้น 457 คน

2. บทสรุป

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018) ได้ให้ความสำคัญใน 3 ประเด็น ดังนี้

1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า รายพื้นที่ และตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รวมถึงการพิจารณาโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม เพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุวิกฤตด้านพลังงาน

2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ เพื่อลดภาระผู้ใช้ไฟฟ้า และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว รวมถึงการเตรียมความพร้อมของระบบไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันด้านการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศ การผลิตไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและการเพิ่มประสิทธิภาพในระบบไฟฟ้า (Efficiency) ทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านการใช้ไฟฟ้า โดยพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart grid)

ในการจัดทำแผน PDP2018 ต้องสอดคล้องกับทิศทางการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ซึ่งจัดทำและประมาณการโดยสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ที่ได้คาดการณ์ว่าจะมีการเติบโตทางเศรษฐกิจระยะยาวที่ร้อยละ 3.8 ต่อปี

การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) ได้พิจารณานโยบายด้านพลังงานเพื่อเศรษฐกิจฐานรากเพิ่มเติมและยังคำนึงถึงความมั่นคงในระบบไฟฟ้ายุทธศาสตร์ให้พึ่งพาตนเองได้ ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 Revision 1 มีความแตกต่างจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2018 ฉบับเดิม ดังนี้

1) ปรับลดการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ประชาชน เนื่องจากในปี 2562 มีผู้เข้าร่วมโครงการไม่เป็นไปตามแผน

2) สนับสนุนนโยบาย Energy for All ในการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชนในช่วงปี 2563 – 2567

3) โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้มีความล่าช้าไปจากแผน จึงปรับเลื่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจากปี 2564 และ 2565 ปริมาณปีละ 60 เมกะวัตต์ เป็นปี 2565 และปี 2566 ปริมาณปีละ 60 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งปรับเปลี่ยนประเภทผู้ผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

4) ปรับเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจากแผน PDP2018 ที่ ณ สิ้นปี 2580 มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 546 เมกะวัตต์ เพิ่มเป็น 1,183 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งแยกประเภทเชื้อเพลิงให้ชัดเจนระหว่างจากน้ำเสีย/ของเสีย กับพืชพลังงาน

5) เลื่อนกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (ชื่อเดิม เนชั่นแนล พาวเวอร์ ซัพพลาย จำกัด) ตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและประเภทเชื้อเพลิงที่ทางบริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

6) เพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของพื้นที่ภาคเหนือตอนบน บริเวณจังหวัดเชียงใหม่ จังหวัดเชียงราย จังหวัดพะเยาและจังหวัดลำพูน ด้วยการลดความเสี่ยงในกรณีที่กำลังผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 9 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 270 เมกะวัตต์ ออกไปอีก 3 ปี จากกำหนดเดิมปลดปี 2565 เลื่อนกำหนดปลดเป็นปี 2568

7) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 12-13 ซึ่งเดิมมีกำหนดปลดในปี 2568 เลื่อนออกไปอีก 1 ปี เป็นปลดในปี 2569

2.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้จัดทำประมาณการ แนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว (GDP) ปี 2560 – 2580 มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ต่อปี ใช้อัตราการเพิ่มของประชากรเฉลี่ยร้อยละ -0.02 ต่อปี

สำหรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในการปรับปรุงแผน PDP2018 Revision 1 ยังคงใช้ค่าพยากรณ์ชุดเดียวกับกับ PDP2018 โดยในช่วงปี 2561 – 2580 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ (Energy) ของระบบ 3 การไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิ (Peak) ในปี 2580 มีค่าประมาณ 367,458 ล้านหน่วย และ 53,997 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

พ.ศ.	PDP2018		PDP2018 Revision 1		เปลี่ยนแปลง	
	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2561	29,969	203,203	29,969	203,203	-	-
2565	35,213	236,488	35,213	236,488	-	-
2570	41,079	277,302	41,079	277,302	-	-
2575	47,303	320,761	47,303	320,761	-	-
2580	53,997	367,458	53,997	367,458	-	-

2.2 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1)

แนวทางการจัดทำแผน PDP2018 Revision 1 ประกอบด้วย 4 ส่วนหลักได้แก่

1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ : นโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้แก่ ชยะชุมชนและโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

2) โรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิล : ประกอบด้วย โรงไฟฟ้า กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ยังคงมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาและวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเป็นไปตามแผน PDP2018 โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าหลักเพื่อรักษาความมั่นคงรายภูมิภาคทั้ง 7 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก ภาคตะวันตก ภาคกลาง ภาคใต้ และเขตนครหลวง ซึ่งยังมีความจำเป็นและเพียงพอต่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค ทั้งนี้ กฟผ. ยังเป็นผู้รักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

3) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายส่งเสริมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วย ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กของ กฟผ. พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โดยมีเป้าหมายการรับซื้อเป็นรายปีตามนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และรับซื้อที่ราคาไม่เกินกว่า Grid Parity เพื่อรักษาระดับราคาไฟฟ้าขายปลีกไม่ให้สูงขึ้น

4) นโยบายอนุรักษ์พลังงานภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงานที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นด้วยคุณภาพ และสามารถแข่งขันด้วยราคาไม่เกินกว่า Grid Parity

แนวทางการจัดสรรโรงไฟฟ้า

การจัดสรรโรงไฟฟ้าหลักรายภูมิภาค ได้พิจารณาการจัดสรรโรงไฟฟ้าหลักตามแผน PDP2018 ในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในแต่ละภาค ซึ่งได้คำนึงถึงการใช้ศักยภาพเชื้อเพลิงและโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ในแต่ละภาค ลดการลงทุนเพิ่มเติม มีช่องว่างสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนใหม่ๆ ในอนาคตอย่างเหมาะสม ไม่เพิ่มภาระข้อผูกพันของโรงไฟฟ้าของระบบหลักในระยะยาว โดยคำนึงถึงความเสี่ยงที่จะเกิดจาก Disruptive Technology ลดการลงทุนซ้ำซ้อนระหว่างโรงไฟฟ้าหลักและพลังงานหมุนเวียน อันจะเป็นภาระค่าไฟฟ้าต่อประชาชน รักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าหลัก ไม่ให้ลดน้อยลงกว่าเดิม และเพิ่มโรงไฟฟ้าหลักในพื้นที่เขตนครหลวง ลดการพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ เพื่อให้แต่ละภาคมีความมั่นคงจากกำลังผลิตภายในภาคเองเป็นลำดับแรก

2.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้าในปลายปี 2580 รวมสุทธิ 77,211 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นปี 2560 เท่ากับ 46,090 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 56,431 เมกะวัตต์ และมีการปลดกำลังผลิตโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุในช่วงปี 2561 - 2580 จำนวน 25,310 เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 - 2580

- กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2560	46,090	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580	56,431	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561 - 2580	-25,310	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2580	77,211	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580 เท่ากับ 56,431 เมกะวัตต์

แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	18,833	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าชุมชน	1,933	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	500	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	2,112	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	15,096	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	1,200	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	5,857	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	6,900	เมกะวัตต์
- มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	4,000	เมกะวัตต์
รวม	56,431	เมกะวัตต์

การจัดทำแผน PDP2018 Revision 1 ได้ให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในรายภูมิภาค โดยให้ครอบคลุมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า สอดคล้องกับประมาณการความต้องการไฟฟ้าซึ่งได้มีการจัดหาใหม่ให้สอดคล้องกับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ สรุปได้ดังนี้

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคเหนือ ความต้องการไฟฟ้าของภาคเหนือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.3 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 6,033 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่

โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทนเครื่องที่ 8-9 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 600 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคเหนือ จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 9,379 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.7 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 8,335 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 650 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ และการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 3,500 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 16,302 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลางตอนบน ความต้องการไฟฟ้าของภาคกลางตอนบนเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5,908 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคกลางตอนบนจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 9,451 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออก ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันออกเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.5 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 10,033 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,700 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 14,653 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันตก ความต้องการไฟฟ้าของภาคตะวันตกเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.4 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 6,214 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2567 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าทดแทน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันตกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 7,581 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ ความต้องการไฟฟ้าของภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 3.3 ต่อปี ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5,264 เมกะวัตต์ จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,700 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 ภาคใต้จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 8,662 เมกะวัตต์

การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวง ความต้องการไฟฟ้าของเขตนครหลวงเพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 1.9 ต่อปี ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 15,037 เมกะวัตต์ อีกทั้งเขตนครหลวงยังเป็นศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย (Load Center) จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ ในช่วงปี 2568 - 2580 ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพระนครใต้ส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 2,100 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าพระนครเหนือส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 1,400 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ โดย ณ สิ้นปี 2580 เขตนครหลวงจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมทั้งสิ้น 11,183 เมกะวัตต์

2.5 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการและแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. จะดำเนินการในช่วงเวลาตามแผน PDP2018 ประกอบด้วย โครงการต่างๆ ดังนี้

- โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า
- โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน
- โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า
- โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ (Grid to Grid)
- โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด ของประเทศไทย (Smart Grid)

ซึ่งโครงการพัฒนาระบบส่งทั้งหมดนี้ เป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. ได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่างก่อสร้างจำนวน 17 โครงการ และเป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. มีแผนศึกษาเพื่อขออนุมัติอีกจำนวน 13 โครงการหลัก

3. นโยบายพลังงานของประเทศ

คณะรัฐมนตรี (รัฐบาล พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา) แถลงนโยบายต่อรัฐสภาเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2562 โดยมีนโยบายที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานที่สำคัญ ได้แก่ (1) ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาเพิ่มมูลค่า (2) การพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ กระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงานในพื้นที่ รวมทั้งสนับสนุนให้เกิดโครงสร้างตลาดไฟฟ้ารูปแบบใหม่และให้มีราคาพลังงานสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง และ (3) ยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้าและพลังงานให้มีความทันสมัย ทัวถึง เพียงพอ มั่นคง และมีเสถียรภาพ

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายสนธิรัตน์ สนธิจิรวงศ์) ได้มีแนวนโยบายการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศที่สอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลและเป็นไปตามทิศทางของพลังงานโลกโดยมุ่งเน้นการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable) พลังงานต้องมีต้นทุนราคาที่เป็นธรรมสามารถยอมรับได้ และประชาชนสามารถเข้าถึงได้ (Affordable) นอกจากนี้ยังส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจ ด้วยการสร้างกลไกที่จะทำให้ชุมชนได้เข้ามามีส่วนร่วมด้านพลังงาน โดยสามารถสร้างงานและสร้างรายได้ให้กับชุมชนในระดับฐานรากของประเทศ (Energy for all) ซึ่งในการพัฒนาด้านพลังงานไฟฟ้าได้มีแนวนโยบายส่งเสริมธุรกิจพลังงานที่สามารถสร้างอาชีพและสร้างรายได้ให้กับชุมชนด้วยการส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโรงไฟฟ้าในระดับชุมชนอย่างเป็นรูปธรรม โดยมุ่งเน้นให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าในชุมชนตามศักยภาพเชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานสะอาด และสามารถหาได้ในพื้นที่ เพื่อนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปใช้ในพื้นที่เป็นหลัก ทำให้ประชาชนระดับฐานรากสามารถเข้าถึงพลังงานไฟฟ้าอย่างทั่วถึง ภายใต้ราคาพลังงานที่มีราคาถูก

3.1 กรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 11 กันยายน 2562 ได้มีมติเห็นชอบกรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนและมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ดำเนินการจัดทำรายละเอียดในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนตามกรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก โดยมีกรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากดังนี้

3.1.1 หลักการและเหตุผล

เพื่อส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิต ใช้ และจำหน่ายไฟฟ้าอย่างยั่งยืน มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพเชื้อเพลิงและสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ ตลอดจนเสริมสร้างความมั่นคงระบบไฟฟ้า อีกทั้งยังสามารถลดภาระการลงทุนของภาครัฐในการสร้างระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่งเสริมเศรษฐกิจฐานรากให้มีรายได้ โดยชุมชนได้รับผลตอบแทนจากการจำหน่ายเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนจากวัสดุทางการเกษตรและการจำหน่ายไฟฟ้า และสร้างการยอมรับของชุมชนในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าของประเทศ

3.1.2 กรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชน

- (1) **พื้นที่เป้าหมาย** พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนทั่วประเทศที่สามารถส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้าชุมชน และสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นๆ
- (2) **โครงสร้างพื้นฐาน** มีระบบส่งและระบบจำหน่ายที่สามารถรองรับไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าชุมชนได้
- (3) **งบประมาณสนับสนุน** เปิดให้มีการใช้งบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และกองทุนพัฒนาไฟฟ้าในการสนับสนุนการลงทุนหรืออุดหนุนการดำเนินกิจการของโรงไฟฟ้าชุมชน
- (4) **แนวทางการจัดตั้ง** ให้ภาครัฐ และ/หรือเอกชน และ/หรือชุมชน มีส่วนร่วมในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าชุมชน เพื่อให้สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชนตามเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนภายใต้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018) โดยอาจเร่งรัดให้มีการรับซื้อเร็วขึ้นจากแผนตามความเหมาะสม สำหรับในพื้นที่ที่ไม่มีศักยภาพจากพืชพลังงานจะส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยโรงไฟฟ้าชุมชนต้องมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ และต้องมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ราคาซื้อขายไฟฟ้าต้องไม่กระทบหรือกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้าน้อยที่สุด อีกทั้งต้องมีการกำหนดผลประโยชน์กลับคืนสู่ชุมชนในพื้นที่อย่างเป็นรูปธรรม เช่น ส่วนลดค่าไฟฟ้าคืนสู่ชุมชน ส่วนแบ่งผลกำไรจากการดำเนินงานตามสัดส่วนที่ชุมชนได้ มีการร่วมทุนในโรงไฟฟ้าชุมชนรายได้จากการขายเชื้อเพลิงจากวัสดุทางการเกษตร
- (5) **ขั้นตอนการดำเนินงาน** นำเสนอ กพข. เพื่อพิจารณาอบหมายให้ กบง. ดำเนินการจัดทำรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนตามกรอบนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากที่ได้รับความเห็นชอบ และมอบหมายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กำหนดเป้าหมายการรับซื้อ และพื้นที่ที่ไม่มีข้อจำกัดทางด้านระบบส่งและระบบจำหน่าย เป็นต้น รวมทั้งแก้ไขหลักเกณฑ์ กฎ ระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อสนับสนุนการดำเนินงาน จากนั้นให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการเปิดรับข้อเสนอโรงไฟฟ้าชุมชน และดำเนินการคัดเลือกตามขั้นตอนต่อไป

3.1.3 ผลประโยชน์ต่อเศรษฐกิจฐานราก

- (1) ชุมชนจะมีรายได้จากการเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าชุมชน และลดภาระค่าใช้จ่ายของชุมชน
- (2) ชุมชนมีรายได้จากการจำหน่ายวัสดุทางการเกษตรเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
- (3) เกิดการสร้างงาน สร้างอาชีพ สร้างความเข้มแข็งในชุมชน ลดการย้ายถิ่นฐานของแรงงาน
- (4) เกิดการจับจ่ายใช้สอยในพื้นที่ ก่อให้เกิดการหมุนเวียนของเศรษฐกิจในชุมชน
- (5) ชุมชนสามารถนำไฟฟ้าที่ผลิตได้มาสร้างมูลค่าเพิ่มในการประกอบอาชีพของชุมชน เช่น ห้องเย็น เครื่องจักรแปรรูปการเกษตร เป็นต้น

3.2 การรับซื้อไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก

กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2562 มีมติเห็นชอบโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก โดยมีมติเห็นชอบหลักการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT สำหรับ VSPP โครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก แทนการเปิดรับซื้อไฟฟ้าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแบบ VSPP Semi-Firm ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 และเห็นชอบกรอบราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก

3.3 หลักการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก

3.3.1 ใช้สำหรับการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ ดังนี้ (1) ชีวมวล (2) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย-ของเสีย) (3) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) และ (4) เชื้อเพลิงแบบผสมผสาน (Hybrid) ระหว่างชีวมวล และ/หรือ ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) และ/หรือ ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) และร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ให้ติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าแยกแต่ละประเภทเชื้อเพลิง และแยกราคารับซื้อไฟฟ้า

3.3.2 สัญญารับซื้อไฟฟ้าประเภท Non-Firm

3.3.3 สามารถใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ร่วมด้วยได้ และห้ามใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลช่วยในการผลิตไฟฟ้า ยกเว้นช่วงการเริ่มต้นเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเท่านั้น

3.3.4 ในปี 2563 จะมีการเปิดรับซื้อไฟฟ้า 700 เมกะวัตต์ โดยแบ่งโครงการตามกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ได้เป็น 2 โครงการ คือ

(1) โครงการ Quick Win เป็นโครงการที่ให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2563 ซึ่งเปิดโอกาสให้กับโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างเสร็จแล้วหรือใกล้จะแล้วเสร็จเข้าร่วมโครงการ

(2) โครงการทั่วไป ซึ่งเปิดโอกาสให้ผู้มีความประสงค์เข้าร่วมโครงการเป็นการทั่วไป และกำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในปี 2564 เป็นต้นไป

ทั้งนี้ กรณีที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามกำหนด ให้สามารถกำหนดเงื่อนไขหลักประกันตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้

3.3.5 ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย เป็นไปตามประกาศรับซื้อไฟฟ้ากำหนด และไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

3.3.6 วิธีการคัดเลือกโครงการ จะดำเนินการคัดเลือกโดยคณะกรรมการบริหารการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก ซึ่งจะพิจารณาคัดเลือกตามหลักเกณฑ์เงื่อนไขที่กำหนด และคัดเลือกเรียงตามลำดับจากโครงการที่เสนอให้ผลประโยชน์ที่คืนสู่ชุมชนสูงสุดไปสู่ผลประโยชน์ต่ำสุด ทั้งนี้ จะพิจารณาจากโครงการ Quick win ก่อนเป็นลำดับแรก แล้วจึงจะพิจารณารับซื้อจากโครงการทั่วไป

4. การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

4.1 แนวทางการจัดทำแผน PDP2018 Revision 1

แนวทางการจัดทำแผน PDP2018 Revision 1 ประกอบด้วย 4 ส่วนหลักได้แก่

1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ : นโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้แก่ ชยะชุมชนและโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

2) โรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบด้วย โรงไฟฟ้า กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ยังคงมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาและวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเป็นไปตามแผน PDP2018 โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าหลักเพื่อรักษาความมั่นคงรายภูมิภาคทั้ง 7 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก ภาคตะวันตก ภาคกลาง ภาคใต้ และเขตนครหลวง ซึ่งยังมีความจำเป็นและเพียงพอต่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค ทั้งนี้ กฟผ. ยังเป็นผู้รักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

3) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายส่งเสริมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วย ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กของ กฟผ. และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โดยมีเป้าหมายการรับซื้อเป็นรายปีตามนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และรับซื้อที่ราคาไม่เกินกว่า Grid Parity เพื่อรักษาระดับราคาไฟฟ้าขายปลีกไม่ให้สูงขึ้น

4) นโยบายอนุรักษ์พลังงานที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นด้วยคุณภาพและสามารถแข่งขันด้วยราคาไม่เกินกว่า Grid Parity

หลังจากที่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018) ได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2562 กระทรวงพลังงานได้มีแนวทางการพัฒนาพลังงานของประเทศที่มุ่งเน้นการพัฒนาอย่างยั่งยืน มีต้นทุนราคาที่เป็นธรรม ประชาชนสามารถเข้าถึงได้ และส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจด้วยการสร้างกลไกให้ชุมชนมีส่วนร่วมด้านพลังงาน สร้างงานและสร้างรายได้แก่ชุมชนในระดับฐานรากของประเทศ (Energy for All) โดยเน้นให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าและนำไปใช้ในชุมชนตามศักยภาพเชื้อเพลิงพลังงานสะอาดที่หาได้ในแต่ละพื้นที่ จึงมีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) ที่ได้พิจารณานโยบายด้านพลังงานเพื่อเศรษฐกิจฐานรากเพิ่มเติมและยังคำนึงถึงความมั่นคงในระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคให้พึ่งพาตนเองได้ ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 Revision 1 มีความแตกต่างจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2018 ฉบับเดิม ดังนี้

- 1) ปรับลดการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ประชาชน เนื่องจากในปี 2562 มีผู้เข้าร่วมโครงการไม่เป็นไปตามแผน
- 2) สนับสนุนนโยบาย Energy for All ในการพิจารณาปรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชนในช่วงปี 2563 – 2567
- 3) โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลพระราชัฐ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ล่าช้าไปจากแผน ปรับเลื่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจากปี 2564 และ 2565 ปีละ 60 เมกะวัตต์ เป็นปี 2565 และปี 2566 ปีละ 60 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งปรับเปลี่ยนประเภทผู้ผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
- 4) ปรับเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจากแผน PDP2018 ที่ ณ สิ้นปี 2580 มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 546 เมกะวัตต์ เพิ่มเป็น 1,183 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งแยกประเภทเชื้อเพลิงให้ชัดเจนระหว่างจากน้ำเสีย/ของเสีย กับพืชพลังงาน
- 5) เลื่อนกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ บริษัทบูรพา พาวเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (ชื่อเดิม เนชั่นแนล พาวเวอร์ ซัพพลาย จำกัด) ตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและประเภทเชื้อเพลิงที่ทางบริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- 6) เพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของพื้นที่ภาคเหนือตอนบน บริเวณจังหวัดเชียงใหม่ จังหวัดเชียงราย จังหวัดพะเยาและจังหวัดลำพูน ด้วยการลดความเสี่ยงในกรณีที่กำลังผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ของสถานีไฟฟ้าแม่เมาะ 3 เกิดเหตุขัดข้อง ด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 9 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 270 เมกะวัตต์ ออกไปอีก 3 ปี จากกำหนดเดิมปลดปี 2565 เลื่อนกำหนดปลดเป็นปี 2568
- 7) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 12-13 ซึ่งเดิมมีกำหนดปลดในปี 2568 เลื่อนออกไปอีก 1 ปี เป็นปลดในปี 2569

4.2 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

แนวทางการพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Reliable Capacity) และนิยามกำลังผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Reliable Capacity)

- 1) Contracted Capacity คือ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาขายไฟฟ้าให้กับระบบ
- 2) Available Capacity เท่ากับ Contract Capacity (ณ เดือน Peak) x % Dependable Capacity (ณ เวลา Peak)
- 3) Reliable Capacity เท่ากับ กำลังผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (ณ เดือน Peak) = Available Capacity – ความเสี่ยงของโอกาสโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในแต่ละภาคหยุดเดินเครื่อง

สมมติฐานการกำหนดค่า %Dependable Capacity และ %Reliable Capacity

ประเภทโรงไฟฟ้า	%Dependable Capacity	%Reliable Capacity
โรงไฟฟ้าหลัก		
- กฟผ.	100%	85%
- IPP	100%	85%
- SPP-Firm	100%	85%
- รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	55-100%	85%
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Non-firm		
- ชีวมวล (ผูกพัน,เพิ่มเติม)	52% , 80%	85%
- ชีวภาพ (ผูกพัน,เพิ่มเติม)	28% , 70%	85%
- พลังงานลม	14%	85%
- พลังงานแสงอาทิตย์ (ผูกพัน,เพิ่มเติม)	42% , 50%	85%
- พลังน้ำ	เฉลี่ย 77%	85%
- อื่นๆ	29-70%	85%
โรงไฟฟ้าชุมชน		
- ชีวมวล	80%	85%
- ชีวภาพ (น้ำเสีย,พืชพลังงาน)	70%	85%
- พลังงานแสงอาทิตย์	50%	85%

4.3 แนวทางการจัดสรรโรงไฟฟ้า

การจัดสรรโรงไฟฟ้าหลักรายภูมิภาค มีหลักการพิจารณาจัดสรรโรงไฟฟ้าหลักเพิ่มเติม เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในแต่ละภาค โดยคำนึงถึงการใช้ศักยภาพเชื้อเพลิงและโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ในแต่ละภาค ลดการลงทุนเพิ่มเติม มีช่องว่างสำหรับการเปิดตลาดแข่งขันจากการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนใหม่ๆในอนาคตอย่างเหมาะสม รักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าหลัก ไม่ให้ลดน้อยลงกว่าเดิม และมีโรงไฟฟ้าหลักในพื้นที่เขตนครหลวง ลดการพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ เพื่อให้แต่ละภาคมีความมั่นคงจากกำลังผลิตภายในภาคเองเป็นลำดับแรก โดยมีรายละเอียดกำลังผลิตไฟฟ้ายุทธศาสตร์ตามต่อไปนี้

4.3.1 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคเหนือ

ความต้องการไฟฟ้าภาคเหนือมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.3 ทำให้ ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 6,033 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าหลักของภาคเหนือมาจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 8-13 และโรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน (เครื่องที่4-7) กำลังผลิตตามสัญญารวม 2,220 เมกะวัตต์ และรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว โครงการหงสาสิคไนต์ เครื่องที่ 1-3 กำลังผลิต 1,473 เมกะวัตต์ ตามแผนฯ โรงไฟฟ้าแม่เมาะจะเริ่มทยอยปลดออกจากระบบตั้งแต่ปี 2565 ปี 2568 และปี 2569 กำลังผลิต 270 เมกะวัตต์ 540 เมกะวัตต์ และ 540 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเหนือไม่สามารถรองรับเหตุสุวิสัยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหุดจุกเงิน (N-1) ได้ตั้งแต่ปี 2567 จึงจำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่หรือต้องพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากภูมิภาคใกล้เคียงผ่านสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างภาค ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคเหนือจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน

โครงการโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9 เป็นโครงการเสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้าภาคเหนือ และในภาพรวมจะช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของประเทศ โดยมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 600 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2569

ณ สิ้นปี 2580 ภาคเหนือจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 9,379 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	3,895	เมกะวัตต์	ร้อยละ	42
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	567	เมกะวัตต์	ร้อยละ	6
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	2,787	เมกะวัตต์	ร้อยละ	30
โรงไฟฟ้าชุมชน	232	เมกะวัตต์	ร้อยละ	2
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	1,473	เมกะวัตต์	ร้อยละ	16
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	425	เมกะวัตต์	ร้อยละ	5
รวมทั้งสิ้น	9,379	เมกะวัตต์		

4.3.2 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ความต้องการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.7 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 8,335 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าหลักของภาคตะวันออกเฉียงเหนือมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 1-2 กำลังผลิต 650 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ เครื่องที่ 1-2 กำลังผลิต 500 เมกะวัตต์ ที่ใช้รองรับความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน ตามแผนฯ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพองมีกำหนดปลดออกจากระบบในปี 2568 ซึ่งจะทำให้ภาคตะวันออกเฉียงเหนือไม่มีโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในพื้นที่ อีกทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือไม่สามารถรองรับเหตุสุดวิสัยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหยุดฉุกเฉิน (N-1) ได้ตั้งแต่ปี 2568 ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคง ดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ

เพื่อรองรับปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่ไม่สามารถส่งการผลิตไฟฟ้าได้ เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งเพื่อเพิ่มความมั่นคงและรักษาเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคและภาพรวมของประเทศ จำเป็นต้องมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ เครื่องที่ 3-4 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 500 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2561

- โครงการโรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน

โครงการโรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน เป็นโครงการเสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และเป็นการใช้แหล่งทรัพยากรก๊าซธรรมชาติของประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 650 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2568

- โครงการโรงไฟฟ้าใหม่

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าใหม่ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2573 และ ปี 2575 ตามลำดับ

- รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

เพื่อให้กำลังผลิตไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าจำเป็นต้องรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 3,500 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2569 ปี 2571 ปี 2575 ปี 2576 และ ปี 2578 ตามลำดับ

ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 16,302 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	2,043	เมกะวัตต์	ร้อยละ	12
โรงไฟฟ้าใหม่	1,400	เมกะวัตต์	ร้อยละ	8
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	1,500	เมกะวัตต์	ร้อยละ	9
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	3,659	เมกะวัตต์	ร้อยละ	26
โรงไฟฟ้าชุมชน	225	เมกะวัตต์	ร้อยละ	1
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	6,888	เมกะวัตต์	ร้อยละ	42
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	587	เมกะวัตต์	ร้อยละ	4
รวมทั้งสิ้น	16,302	เมกะวัตต์		

4.3.3 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลางตอนบน

ความต้องการไฟฟ้าภาคกลางตอนบนมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5,908 เมกะวัตต์ตามแผนฯ โรงไฟฟ้าหลักได้แก่ โรงไฟฟ้าวังน้อย และโรงไฟฟ้ากัลป์ เพาเวอร์ เจอร์เนอเรชั่นจะเริ่มทยอยปลดออกจากระบบในปี 2562 -2576 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 3,378 เมกะวัตต์ ทั้งนี้กำลังผลิตไฟฟ้าของภาคกลางตอนบนไม่สามารถรองรับเหตุสุดวิสัย โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหยุดฉุกเฉิน (N-1) ได้ตั้งแต่ปี 2576 ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลางตอนบนและภาพรวมของประเทศจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคง ดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าใหม่

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาคกลางตอนบนมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2575

ณ สิ้นปี 2580 ภาคกลางตอนบนจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 9,451 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	768	เมกะวัตต์	ร้อยละ	8
โรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	3,200	เมกะวัตต์	ร้อยละ	34
โรงไฟฟ้าใหม่	1,400	เมกะวัตต์	ร้อยละ	15
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	1,795	เมกะวัตต์	ร้อยละ	19
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	1,417	เมกะวัตต์	ร้อยละ	15
โรงไฟฟ้าชุมชน	455	เมกะวัตต์	ร้อยละ	5
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	416	เมกะวัตต์	ร้อยละ	4
รวมทั้งสิ้น	9,451	เมกะวัตต์		

4.3.4 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออก

ความต้องการไฟฟ้าสูงภาคตะวันออกมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.5 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 10,033 เมกะวัตต์ ตามแผนฯ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีโรงไฟฟ้าหลักได้แก่ โรงไฟฟ้าโกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี โรงไฟฟ้าบางปะกง โรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี เพาเวอร์ และโรงไฟฟ้าแก๊สโค-วัน จะเริ่มทยอยปลดออกจากระบบในปี 2568 – 2580 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 5,282 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงในภาคตะวันออกดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าใหม่

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,700 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2576 และ ปี 2580 ตามลำดับ

ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันออกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 14,653 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	1,386	เมกะวัตต์	ร้อยละ	9
โรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	5,540	เมกะวัตต์	ร้อยละ	38
โรงไฟฟ้าใหม่	1,700	เมกะวัตต์	ร้อยละ	12
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	2,913	เมกะวัตต์	ร้อยละ	20
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	2,190	เมกะวัตต์	ร้อยละ	15

โรงไฟฟ้าชุมชน	216	เมกะวัตต์	ร้อยละ	1
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	706	เมกะวัตต์	ร้อยละ	5
รวมทั้งสิ้น	14,653	เมกะวัตต์		

4.3.5 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันตก

ความต้องการไฟฟ้าภาคตะวันตกมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.4 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 6,214 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ในภาคตะวันตกมาจากโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ทั้งนี้กำลังผลิตไฟฟ้าของภาคตะวันตกไม่สามารถรองรับเหตุสุดวิสัย โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหยุดฉุกเฉิน (N-1) ได้ตั้งแต่ปี 2570 ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงในภาคตะวันตกดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าทดแทน และโรงไฟฟ้าใหม่

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศและในภาคตะวันตกมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าทดแทน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2567 และ ปี 2568 ตามลำดับ ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้าทดแทนและโรงไฟฟ้าใหม่นอกจากจะสร้างความมั่นคงในพื้นที่แล้ว ยังสามารถช่วยเสริมความมั่นคงในพื้นที่ภาคใต้และเขตนครหลวงได้ด้วย ณ ปัจจุบัน บริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในการเป็นผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าทดแทนและโรงไฟฟ้าใหม่ภาคตะวันตก ซึ่งจะมีกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในปี 2567 และปี 2568

ณ สิ้นปี 2580 ภาคตะวันตกจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 7,581 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	2,135	เมกะวัตต์	ร้อยละ	28
โรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	1,400	เมกะวัตต์	ร้อยละ	18
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	660	เมกะวัตต์	ร้อยละ	9
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	2,436	เมกะวัตต์	ร้อยละ	32
โรงไฟฟ้าชุมชน	513	เมกะวัตต์	ร้อยละ	7
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	437	เมกะวัตต์	ร้อยละ	6
รวมทั้งสิ้น	7,581	เมกะวัตต์		

4.3.6 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้

ความต้องการไฟฟ้าภาคใต้มีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.3 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5,264 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าหลักของภาคใต้มาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 1-2 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,476 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนอมทดแทน กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 930 เมกะวัตต์ ตามแผนฯ โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 1 และโรงไฟฟ้ากระบี่ จะปลดออกจากระบบในปี 2577 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 1,025 เมกะวัตต์ ปัจจุบันกำลังผลิตไฟฟ้าของ

ภาคใต้ไม่สามารถรองรับเหตุสุดวิสัยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหยุดฉุกเฉิน (N-1) ต้องพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากภาคกลางผ่านสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างภาค ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้จำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในภาคใต้มีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2570 และ ปี 2572 ตามลำดับ

- โครงการโรงไฟฟ้าใหม่

เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคใต้จำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,700 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ให้มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2577 และ ปี 2578 ตามลำดับ

ณ สิ้นปี 2580 ภาคใต้จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 8,662 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้างานนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	2,838	เมกะวัตต์	ร้อยละ	33
โรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	930	เมกะวัตต์	ร้อยละ	11
โรงไฟฟ้าใหม่	1,700	เมกะวัตต์	ร้อยละ	20
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	285	เมกะวัตต์	ร้อยละ	3
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	1,965	เมกะวัตต์	ร้อยละ	23
โรงไฟฟ้าชุมชน	274	เมกะวัตต์	ร้อยละ	3
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	300	เมกะวัตต์	ร้อยละ	3
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	371	เมกะวัตต์	ร้อยละ	4
รวมทั้งสิ้น	8,662	เมกะวัตต์		

4.3.7 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวง

ความต้องการไฟฟ้าเขตนครหลวงมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 1.9 ณ ปลายแผน (ปี 2580) จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 15,037 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าหลักของเขตนครหลวงมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1-3 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 1,588 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 1-2 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 1,498 เมกะวัตต์ ตามแผนฯ โรงไฟฟ้าพระนครใต้และโรงไฟฟ้าพระนครเหนือจะเริ่มทยอยปลดออกจากระบบในปี 2563 - 2579 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 2,258 เมกะวัตต์ ปัจจุบันกำลังผลิตไฟฟ้าของเขตนครหลวงไม่สามารถรองรับเหตุสุดวิสัยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดหยุดฉุกเฉิน (N-1) ได้ ต้องพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากภูมิภาคใกล้เคียงผ่านสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างภาค ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจและเป็นศูนย์กลางของประเทศจำเป็นต้องจัดสรรให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าพระนครใต้ส่วนเพิ่ม
เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเขตนครหลวงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าพระนครใต้ส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2,100 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ในการทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ให้มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2569 และปี 2570 ตามลำดับ

- โครงการโรงไฟฟ้าพระนครเหนือส่วนเพิ่ม
เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าพระนครเหนือส่วนเพิ่ม ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1,400 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2571 และ ปี 2578 ตามลำดับ

- โครงการโรงไฟฟ้าใหม่
เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงมีความมั่นคงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าใหม่ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 700 เมกะวัตต์ ทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ให้มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2579

ณ สิ้นปี 2580 เขตนครหลวงจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 11,183 เมกะวัตต์ แบ่งตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าดังนี้

โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	5,548 เมกะวัตต์	ร้อยละ	48
โรงไฟฟ้าใหม่	700 เมกะวัตต์	ร้อยละ	6
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	943 เมกะวัตต์	ร้อยละ	8
โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	2,917 เมกะวัตต์	ร้อยละ	28
โรงไฟฟ้าชุมชน	17 เมกะวัตต์	ร้อยละ	0
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	1,058 เมกะวัตต์	ร้อยละ	10
รวมทั้งสิ้น	11,183 เมกะวัตต์		

4.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2561 - 2580

ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1)

4.4.1 ระบบไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง

จากแนวทางในการจัดทำแผนฯ ข้างต้น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) สรุปรubyโดยสังเขปได้ดังนี้ เมื่อสิ้นแผนฯ ในปลายปี 2580 จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้าตามสัญญา รวม 77,211 เมกะวัตต์ โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี 2560 เท่ากับ 46,090 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 56,431 เมกะวัตต์ มีการปลดโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุในช่วงปี 2561 - 2580 จำนวน 25,310 เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 - 2580

กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ ธันวาคม 2560	46,090	เมกะวัตต์
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580	56,431	เมกะวัตต์
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561 - 2580	-25,310	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2580	77,211	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2561 - 2580

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580 เท่ากับ 56,431 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	18,833	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชุมชน	1,933	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	500	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	2,112	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	15,096	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	1,200	เมกะวัตต์
ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	5,857	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	6,900	เมกะวัตต์
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	4,000	เมกะวัตต์
รวม	56,431	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2561 - 2568

โครงการโรงไฟฟ้าตามแผนฯช่วงนี้ เป็นโครงการที่มีข้อผูกพันและได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว โครงการนำร่องการบริหารจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าและโครงการตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ รวมทั้งโครงการโรงไฟฟ้าหลักและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 20,343 เมกะวัตต์ ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	3,185	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชุมชน	1,933	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	500	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	2,112	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	9,656	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	600	เมกะวัตต์
ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,357	เมกะวัตต์
รวม	20,343	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2569 - 2580

โครงการที่บรรจุในแผนฯ ช่วงนี้ เป็นโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศ และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุ โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้น 36,088 เมกะวัตต์ มีรายละเอียดดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	15,648	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	5,440	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	600	เมกะวัตต์
ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	3,500	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าใหม่	6,900	เมกะวัตต์
มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	4,000	เมกะวัตต์
รวม	36,088	เมกะวัตต์

รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) รายชื่อโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดซื้อขายไฟฟ้าในช่วงปี 2561 - 2580 ได้แสดงไว้ในภาคผนวกที่ ผ 2-1

4.4.2 โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ

กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ ณ สิ้นปี 2580 จำนวน 2,453 เมกะวัตต์ สรุปลำดับผลิตไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิงได้ ดังนี้

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ ตามนโยบายส่งเสริมในช่วงปี 2561 - 2580

โรงไฟฟ้าขยะ	400	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐฯ	120	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชุมชน (ชีวมวล)	600	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชุมชน (ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน))	600	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าชุมชน (ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย))	183	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้า Solar Hybrid โรงไฟฟ้าชุมชน	550	เมกะวัตต์
รวม	2,453	เมกะวัตต์

4.4.3 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ส่วนเพิ่มจากนโยบายภาครัฐมีเป้าหมายกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง ณ สิ้นปี 2580 จำนวน 16,243 เมกะวัตต์ สรุปลำดับดังนี้

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2561 - 2580

โรงไฟฟ้าชีวมวล	2,780	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	400	เมกะวัตต์
พลังงานแสงอาทิตย์	8,740	เมกะวัตต์
พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	2,725	เมกะวัตต์
พลังงานลม	1,485	เมกะวัตต์
ขยะอุตสาหกรรม	44	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ.	69	เมกะวัตต์
รวม	16,243	เมกะวัตต์

4.5 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า

สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงตามแผน PDP2018 Revision 1 มีความใกล้เคียงกับแผน PDP2018 โดยที่สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มมากขึ้นจากแผนฯเดิม (PDP2018) ประมาณร้อยละ 1 และสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลดน้อยลงจากแผนฯเดิม (PDP2018) ประมาณร้อยละ 1 ซึ่งส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Revision 1 ในภาพรวมตลอดแผนตั้งแต่ว่าปี 2561 - 2580 มีค่าลดลงประมาณ 56 ล้านตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือคิดเป็นร้อยละ 3 จากแผนฯเดิม โดยมีรายละเอียดดังนี้

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รายปีในแผน PDP2018 Revision 1 จะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดน้อยกว่าแผนฯเดิม (PDP2018) เนื่องจากการเข้ามาโรงไฟฟ้าชุมชนตามนโยบายกระทรวงพลังงาน ในการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพพื้นที่เพื่อนำมาผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพทั้งในส่วนของน้ำเสียและพืชพลังงาน รวมถึงการเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าขนาด 540 เมกะวัตต์ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (NPS) จากเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ และเปลี่ยนชื่อโครงการเป็น บริษัท บุรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด

ในปี 2570 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า มีค่าประมาณ 89,458 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต่ำกว่าแผน PDP2018 ที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าประมาณ 94,007 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ลดลง 4,549 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ นอกจากนี้ในปี 2580 แผน PDP2018 Revision 1 คาดว่าจะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 99,712 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต่ำกว่าแผน PDP2018 ที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าประมาณ 103,845 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ลดลง 4,133 พันตันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ความเข้มการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าจะมีความสอดคล้องตามสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิง โดยค่าความเข้มการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าของแผน PDP2018 Revision 1 จะมีค่าต่ำกว่าแผนฯ เดิม (PDP2018) ในปี 2570 ความเข้มการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าประมาณ 0.323 kgCO₂/kWh ต่ำกว่าแผนฯ เดิม ที่มีความเข้มการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าประมาณ 0.339 kgCO₂/kWh ลดลง

0.016 kgCO₂/kWh และตามแผน PDP2018 Revision 1 จะมีความเข้มข้นการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าประมาณ 0.271 kgCO₂/kWh ณ ปี 2580

ตามประเทศไทยได้แสดงเจตนารมณ์ในลดก๊าซเรือนกระจกลง 20 – 25% ในปี 2573 ตาม COP21 นั้น เมื่อพิจารณาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปี 2573 พบว่าการดำเนินการตามแผน PDP2018 Revision 1 จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าแผน PDP2018 หมายความว่าดำเนินการตามแผน PDP2018 Revision 1 จะทำให้ประเทศไทยสามารถลดการก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าแผน PDP2018

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคำนวณโดยอ้างอิงตามหลักการสากลคือ “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”

ตารางที่ 4.4 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า (หน่วย : kgCO₂/kWh)

ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ₂ /kWh	2565	2570	2573	2575	2580
PDP2018	0.368	0.339	0.326	0.291	0.283
PDP2018 Revision 1	0.359	0.323	0.315	0.281	0.271

ตารางที่ 5.5 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รายปี (หน่วย : พันตัน)

ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ₂ รายปี	2565	2570	2573	2575	2580
PDP2018	86,947	94,007	98,743	93,357	103,845
PDP2018 Revision 1	84,841	89,458	95,472	90,228	99,712

5. แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการ/แผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อยู่ระหว่างการดำเนินการและมีแผนที่จะดำเนินการในช่วงเวลาตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) มีวัตถุประสงค์หลักในการดำเนินการ ดังนี้

- เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- เพื่อเสริมความมั่นคงและเพิ่มความยืดหยุ่น (Flexibility) ของระบบส่งไฟฟ้ารองรับรูปแบบการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป
- เพื่อปรับปรุงให้ระบบส่งไฟฟ้าที่มีความเสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมั่นคง
- เพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าทั้งในประเทศและต่างประเทศ
- เพื่อรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านแบบระบบต่อระบบ
- เพื่อพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ซึ่งประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

5.1 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

5.1.1 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะต่างๆ

เป็นโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดกรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ (กรุงเทพฯ และปริมณฑล) ซึ่งจะดำเนินการเป็นระยะๆ ตามปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างดำเนินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 3 ประกอบด้วย การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ เพื่อเป็นจุดจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) สำหรับรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การขยาย/ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งเดิม เพื่อรองรับการเปลี่ยนแรงดันในการจ่ายไฟฟ้าจากระบบ 230 กิโลโวลต์ (kV) เป็น 500 กิโลโวลต์ ซึ่งจะเป็นการเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลได้มากขึ้น รองรับกรณีเกิดปัญหาข้อขัดข้องของท่อก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์ โดยระบบไฟฟ้าจะมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูงขึ้น ช่วยสนับสนุนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. ออกไปยังพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โครงการนี้มีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2564 สำหรับโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลระยะถัดไป กฟผ. จะพิจารณาดำเนินโครงการฯ เมื่อความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นี้เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามเนื่องจากในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเป็นพื้นที่ที่มีประชากรอาศัยอยู่อย่างหนาแน่น ทำให้การหาแนวเขตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่ หรือการดำเนินการปรับปรุง/ขยายแนวเขตระบบโครงข่ายไฟฟ้าเก่ามีความยากลำบาก และอาจส่งผลกระทบต่อประชาชน กฟผ. จึงอยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อจะนำเทคโนโลยีการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable) หรือสถานีไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน (Underground Substation) มาใช้ในโครงการฯ ระยะถัดไปเพื่อเพิ่มความสามารถของ

ระบบส่งไฟฟ้าให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้อย่างเพียงพอและมีประสิทธิภาพ แต่เทคโนโลยีดังกล่าวจะต้องเงินลงทุนสูง ใช้เวลาดำเนินการค่อนข้างนาน และต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านด้วย

5.1.2 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะต่าง ๆ

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในเขตภูมิภาคเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทั่วประเทศ (ยกเว้นเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ซึ่งดำเนินการในโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะต่าง ๆ) และรักษาระดับความมั่นคงเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ยังช่วยสนับสนุนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ไปยังพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีการดำเนินการเป็นระยะๆ ตามความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างการดำเนินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 12 (Transmission System Expansion Project No.12, TS.12) ซึ่งมีกำหนดแล้วเสร็จทั้งโครงการในปี 2566

5.1.3 โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 1

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า เพื่อเตรียมพร้อมรองรับด้านไฟฟ้าต่อการพัฒนาพื้นที่ให้เป็นเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 1 ซึ่งประกอบด้วย 6 พื้นที่จังหวัดชายแดน ได้แก่ (1) อำเภอแม่สอด จังหวัดตาก (2) อำเภอเมือง จังหวัดมุกดาหาร (3) อำเภอเมือง จังหวัดหนองคาย (4) อำเภออรัญประเทศ จังหวัดสระแก้ว (5) อำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราด และ (6) อำเภอสะเตดา จังหวัดสงขลา ตามนโยบายรัฐบาล เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการพัฒนาเขตเศรษฐกิจพิเศษของภาครัฐ รวมทั้งให้สอดคล้องกับแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าอื่นๆ ของ กฟผ. ด้วย โดยโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 1 ของ กฟผ. จะดำเนินการในพื้นที่ที่ยังไม่มีแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าอื่น ๆ มารองรับ ได้แก่ พื้นที่อำเภอแม่สอด จังหวัดตาก และพื้นที่ชายแดนจังหวัดมุกดาหาร

5.1.4 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 2

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า เพื่อเตรียมพร้อมรองรับด้านไฟฟ้าต่อการพัฒนาพื้นที่ให้เป็นเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 2 ซึ่งประกอบด้วย 4 พื้นที่จังหวัดชายแดน ได้แก่ จังหวัดนราธิวาส เชียงราย นครพนม และกาญจนบุรี เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการพัฒนาเขตเศรษฐกิจพิเศษของภาครัฐ รวมทั้งให้สอดคล้องกับแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าอื่นๆ ของ กฟผ. ด้วย โดยโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตเศรษฐกิจพิเศษระยะที่ 2 ของ กฟผ. จะดำเนินการในพื้นที่ที่ยังไม่มีแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าอื่น ๆ มารองรับ ได้แก่ พื้นที่บริเวณชายแดนจังหวัดเชียงราย

5.1.5 โครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังบริเวณอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นการเพิ่มขีดความสามารถของการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณอำเภอเกาะสมุย และบริเวณใกล้เคียงอย่างมีความมั่นคงและเชื่อถือได้ในระยะยาว โดยการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ทะเล

(Submarine Cable) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และ/หรือระดับแรงดันที่เหมาะสมเพิ่มเติมจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. อำเภอนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงเกาะสมุย (เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ของ กฟผ.) เนื่องจากในปัจจุบันสายเคเบิลใต้ทะเลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังเกาะสมุยเป็นสายเคเบิลใต้ทะเลที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์ ซึ่งมีอายุการใช้งานนาน ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเต็มความสามารถของสายเคเบิลใต้ทะเลได้และเกิดการชำรุดบ่อยครั้ง รวมทั้งในอนาคตระยะยาวความสามารถของสายเคเบิลใต้ทะเลของ กฟภ. ดังกล่าวจะไม่เพียงพอสำหรับการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างมั่นคงอีกด้วย

5.1.6 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับโครงการเพิ่มปริมาณน้ำต้นทุนให้เขื่อนภูมิพล

เป็นโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่โครงการเพิ่มปริมาณน้ำต้นทุนให้เขื่อนภูมิพลของภาครัฐ (กรมชลประทาน) รองรับนโยบายภาครัฐเพื่อช่วยแก้ปัญหาการขาดแคลนน้ำในลุ่มเจ้าพระยาตอนล่าง ตั้งแต่ด้านท้ายเขื่อนภูมิพลทั้งในปัจจุบันและอนาคต โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อนำไฟฟ้าจากระบบส่งไฟฟ้าหลักบริเวณจังหวัดลำพูน จังหวัดตาก ไปยังโครงการฯ ซึ่งปัจจุบันมีตำแหน่งพื้นที่โครงการฯ ที่อยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้จำนวน 2 ตำแหน่ง ตามแนวทางเลือกของแนวส่งน้ำจำนวน 2 แนวทาง ได้แก่ แนวส่งน้ำอ่างเก็บน้ำน้ำยวมตอนล่าง-อ่างเก็บน้ำเขื่อนภูมิพล และแนวส่งน้ำแม่น้ำเมย-ห้วยชะแนน-น้ำแม่ตื่น มีกำหนดแล้วเสร็จของโครงการฯ ประมาณปี 2570

5.2 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

5.2.1 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออก เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกของ กฟผ. เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามีความต่อเนื่องและเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น อีกทั้งยังสามารถรองรับโรงไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น ขอบเขตของงานประกอบด้วยงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่ง 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม โดยมีกำหนดแล้วเสร็จทั้งโครงการในปี 2564 โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2556

5.2.2 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. บริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ พร้อมทั้งปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม ครอบคลุมการจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้จนถึงจังหวัดภูเก็ตในระยะยาว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าให้มีความสามารถส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันตก/ภาคกลาง ไปยังภาคใต้ได้เพิ่มมากขึ้น ซึ่งจะเป็นการส่งเสริมการขยายตัวของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวของภาคใต้ของไทย รวมทั้งแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับในพื้นที่ภาคใต้ได้ โดยแบ่งขอบเขตการดำเนินการเป็น 2 ระยะ ระยะแรกมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2564 ส่วนงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 2 ซึ่งจะช่วยเพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟระหว่าง

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้ จะต้องขอความเห็นชอบจากภาคนโยบายก่อนการดำเนินการอีกครั้ง โครงการนี้ (ทั้ง 2 ระยะ) ได้รับอนุมัติจากคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2557

5.2.3 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง ภาคกลาง และกรุงเทพมหานคร เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2558 มีวัตถุประสงค์เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง และภาคกลางของประเทศในระยะยาว และเพิ่มศักยภาพของระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกตามนโยบายภาครัฐได้อย่างมีประสิทธิภาพ รองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) และรองรับการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ประกอบด้วยงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม ซึ่งจะเป็นการพัฒนาโครงสร้างระบบส่งไฟฟ้าหลัก Main Grid เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยแบ่งขอบเขตงานก่อสร้างเป็น 3 ระยะ ระยะแรกมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2562 ระยะที่ 2 มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2564 ส่วนการดำเนินการในระยะที่ 3 ซึ่งจะช่วยเสริมความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าให้สามารถรองรับกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือ และภาคกลางได้เพิ่มขึ้น กฟผ. จะต้องดำเนินการตามความเห็นของคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ซึ่งประกอบในมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2558 ดังกล่าว โดยมีความเห็นให้ กฟผ. ปรับแผนการลงทุนให้สอดคล้องกับปริมาณพลังงานทดแทนที่เป็นปัจจุบันในแต่ละพื้นที่ที่จะเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ตลอดจนพิจารณาถึงความจำเป็นในการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าสำหรับรองรับไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อนำเสนอให้คณะกรรมการ กฟผ. อนุมัติ และนำเสนอกระทรวงพลังงานให้ความเห็นชอบ พร้อมทั้งรายงานให้คณะรัฐมนตรีและสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติทราบก่อนการดำเนินโครงการฯ ระยะที่ 3

5.2.4 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2558 มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าหลัก Main Grid ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ บริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อให้สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังบริเวณจังหวัดเชียงใหม่ และลำพูน ได้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเพื่อเสริมความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าให้สามารถสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ในระยะยาว เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวในภาคเหนือตอนบนจะเพิ่มขึ้นอย่างมากในอนาคต โดยเฉพาะจังหวัดเชียงใหม่และลำพูน ซึ่งเป็นศูนย์กลางทางเศรษฐกิจที่สำคัญของภาคเหนือ โครงการฯ มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2566

5.2.5 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคใต้ตอนล่าง เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2560 เป็นโครงการส่วนต่อขยายจากโครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ พร้อมทั้งปรับปรุงระบบส่ง 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติมจากบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีต่อไปจนถึงบริเวณจังหวัดสงขลา เพื่อให้ครอบคลุมการจ่ายไฟฟ้าให้พื้นที่ภาคใต้ในระยะยาว โดยมี

วัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบส่งไฟฟ้ามีความมั่นคงในการส่งจ่ายไฟฟ้าระหว่างภาคใต้ตอนบนและภาคใต้ตอนล่าง ซึ่งจะเป็นการส่งเสริมการขยายตัวของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวของภาคใต้ของไทย รวมทั้งแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับในพื้นที่ภาคใต้ได้นอกจากนั้นโครงการฯ ยังช่วยให้ระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคใต้ตอนล่างมีความสามารถในการรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าหลักและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ภาคใต้ และรองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) โดยแบ่งขอบเขตงานก่อสร้างเป็น 2 ระยะ ระยะแรกมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2564 ระยะที่ 2 จะดำเนินการได้เมื่อโครงการโรงไฟฟ้าหลักในพื้นที่ภาคใต้ตอนล่างได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีแล้ว

5.2.6 โครงการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับเส้นทางระเบียงเศรษฐกิจแนวตะวันออก-ตะวันตก (East-West Economic Corridor)

ตามที่ภาครัฐมีนโยบายการเสริมสร้างความเชื่อมโยงแบบไร้รอยต่อกับประเทศเพื่อนบ้าน โดยเน้นโครงสร้างพื้นฐานและเส้นทางคมนาคมขนส่ง ตลอดจนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานทางดิจิทัล การเชื่อมโยงโครงข่ายระบบโครงสร้างพื้นฐานด้านคมนาคมและการพัฒนาเชื่อมโยงโครงข่ายด้านพลังงาน เพื่อให้เกิดการเชื่อมโยงระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งจะส่งผลทำให้สามารถพัฒนาขีดความสามารถในการแข่งขันโดยลดต้นทุนทางการค้าผ่านแดน การขนส่งและการผลิตร่วมในภูมิภาค และรองรับ Connectivity ของประเทศไทยในอนาคต กฟผ. จึงได้เตรียมแผนงานโครงการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับเส้นทางระเบียงเศรษฐกิจแนวตะวันออก - ตะวันตก ตั้งแต่ชายแดนประเทศไทย - สปป.ลาว จังหวัดมุกดาหาร จนถึง ชายแดนประเทศไทย - ประเทศเมียนมา จังหวัดตาก โดยใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม ร่วมกับการวางแผนก่อสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าแนวใหม่เพิ่มเติม ซึ่งจะทำให้สามารถถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าระหว่างภาคตะวันออกเฉียงเหนือบริเวณจังหวัดมุกดาหารไปยังฝั่งตะวันตกบริเวณจังหวัดตากของประเทศไทยได้เพิ่มขึ้น รองรับการใช้พลังงานไฟฟ้าตามแนวเส้นทางระเบียงเศรษฐกิจแนวตะวันออก - ตะวันตก ได้อย่างเพียงพอและมั่นคง นอกจากนี้ ยังเป็นการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ให้มีความพร้อมสำหรับรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid) รวมทั้งเตรียมพร้อมสำหรับประเทศไทยในการเป็นศูนย์กลางการซื้อขายไฟในภูมิภาคอาเซียนในอนาคตต่อไป

5.2.7 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (Transmission System Flexibility)

เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่อง และราคามีแนวโน้มที่จะลดลง ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีศักยภาพที่จะประพัตตัวเป็นผู้ผลิตและขายไฟฟ้ากลับคืนสู่ระบบไฟฟ้าได้ ตลอดจนสามารถที่จะซื้อขายไฟฟ้ากันเองในพื้นที่ รวมทั้งเริ่มมีการแบ่งแยกระบบไฟฟ้าออกเป็นระบบขนาดเล็ก (Micro Grid) และบริหารจัดการพลังงานภายในกันเองโดยอาศัยระบบไฟฟ้าหลักจาก Utility เป็นเพียงระบบไฟฟ้าสำรอง กฟผ. จึงจำเป็นต้องพิจารณาปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าเพื่อให้มีความยืดหยุ่น (Flexibility) และยังคงรักษาความมีเสถียรภาพและความมั่นคง โดยการนำเทคโนโลยีใหม่มาประยุกต์ใช้ในระบบส่งไฟฟ้า เพื่อให้สามารถรองรับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากปัจจุบัน

5.3 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน

5.3.1 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง

เป็นโครงการปรับปรุง/เปลี่ยนทดแทน หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้าและอาคารควบคุมต่างๆในสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีอายุการใช้งานมานานเพื่อให้อุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวมีความพร้อมจ่าย ความเชื่อถือได้และความมั่นคงระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ จำนวน 15 แห่ง และงานปรับปรุงระบบส่งเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 มกราคม 2554 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2564

5.3.2 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

เป็นโครงการปรับปรุงและขยายสายส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพและมีอายุการใช้งานมานาน เพื่อลดปัญหาความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับเนื่องจากสายส่งไฟฟ้าเกิดชำรุดหรือเสียหายจากสภาพอายุการใช้งานมานาน เพิ่มความสามารถของสายส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานให้จ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และเพิ่มระดับค่าความมั่นคงเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าและดัชนีสมรรถนะระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ จำนวน 15 แนวสาย และงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 20 พฤษภาคม 2555 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2566

5.3.3 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 2

เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 1 โดยโครงการฯ ระยะที่ 2 นี้ จะดำเนินการปรับปรุงและขยายทั้งในส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งไปในคราวเดียวกัน ขอบเขตของงานประกอบด้วย งานปรับปรุงและขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 19 แห่ง งานปรับปรุงและขยายสายส่งจำนวน 11 แนวสาย และงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2556 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2565

5.3.4 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะต่าง ๆ

เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 2 โดยจะดำเนินการเป็นระยะๆ เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ที่มีอายุการใช้งานมานานและมีความเสื่อมสภาพยังมีอีกจำนวนมาก ซึ่งจะเป็นสาเหตุให้เกิดไฟฟ้าตก/ไฟฟ้าดับ และความมั่นคงเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าลดลง โดยมีระยะเวลาดำเนินการของโครงการแต่ละระยะประมาณ 10 ปี เนื่องจากการดับไฟฟ้าเพื่อดำเนินการก่อสร้างแบบต่อเนื่องกับอุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้าที่ต้องมีการจ่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลาดำเนินการได้ยากและมีความเสี่ยงสูง

5.4 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า

5.4.1 โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP 2007)

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) จำนวน 4 ราย ตามประกาศผลการคัดเลือกรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ของกระทรวงพลังงาน เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 ซึ่งเป็นไปตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP2007) ที่ได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อเดือนมิถุนายน 2550 โครงการฯ ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 9 มิถุนายน 2552 ประกอบด้วยโครงการย่อยจำนวน 4 โครงการดังนี้

1) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เก็คโควัน จำกัด (Gheco - one) ดำเนินการแล้วเสร็จ และโรงไฟฟ้าฯ จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2555

2) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ดำเนินการแล้วเสร็จ และโรงไฟฟ้าฯ จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2557

3) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด (ชื่อปัจจุบัน บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด) กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 540 MW กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) ปี 2570 ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2562 มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2569

4) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ดำเนินการแล้วเสร็จ และโรงไฟฟ้าฯ จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2558

5.4.2 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าปี พ.ศ.2553

เป็นโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ปริมาณ 3,500 เมกะวัตต์ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้า ลดความสูญเสียพลังงานในระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบด้วยงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ ออรัษา 4 – สีคิ้ว 2 พร้อมปรับปรุงสายส่งที่เกี่ยวข้อง และงานปรับปรุงระบบส่งเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2554

5.4.3 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนเซเปียน-เซินน้ำน้อย ซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้ง 3x130 เมกะวัตต์ รวมทั้งกำลังผลิตเพิ่มเติมจากโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่มีศักยภาพบริเวณภาคใต้ของ สปป.ลาว ด้วย โดยขอบเขตของงานประกอบด้วย งานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ จากชายแดนไทย/สปป.ลาว (บริเวณจังหวัดอุบลราชธานี) มาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 3 (เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 90 กิโลเมตร แต่ระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 กิโลโวลต์ และงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2556 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2561

5.4.4 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดเลย หนองบัวลำภู และขอนแก่น เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนไชยะบุรี ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่ชายแดนไทย/สปป.ลาว ประมาณ 1,220 เมกะวัตต์ ซึ่งมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าครบทุกหน่วยในเดือนตุลาคม 2562 โดยก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ จำนวน 2 วงจร จากชายแดนไทย/สปป.ลาว (บริเวณจังหวัดเลย) มาที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าลี่ (เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 5 กิโลเมตร และก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ วงจรคู่ จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าลี่ ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 4 (เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 225 กิโลเมตร โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2555 มีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2561

5.4.5 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ระยะที่ 3 (IPP 2012)

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer, IPP) กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 5,000 เมกะวัตต์ จากผู้ผ่านการคัดเลือกจำนวน 2 ราย ได้แก่ โรงไฟฟ้าของบริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ปริมาณ 2,500 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าของบริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ปริมาณ 2,500 เมกะวัตต์ ตามประกาศผลการคัดเลือกรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2556 ประกอบด้วยงานก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ เพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลัก และงานก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ภายในระบบไฟฟ้าหลักของ กฟผ. เพิ่มเติม เพื่อให้สามารถส่งกำลังผลิตไฟฟ้าไปยังพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างมั่นคง และงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่เกี่ยวข้อง โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 5 มิถุนายน 2561 และมีกำหนดแล้วเสร็จเพื่อรับโรงไฟฟ้าของบริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ในเดือนกรกฎาคม 2563 และกำหนดแล้วเสร็จเพื่อรับโรงไฟฟ้าของบริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ในเดือนกรกฎาคม 2565

5.4.6 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศ

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ หรือโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบัน เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอ และทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

5.4.7 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีศักยภาพในประเทศเพื่อนบ้าน เช่น สปป.ลาว เมียนมา กัมพูชา และมาเลเซีย เพื่อลดการพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อรองรับการพัฒนาาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid: APG) ในอนาคต

5.4.8 แผนงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568

เป็นแผนงานก่อสร้าง ขยาย/ปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 ที่ได้รับสิทธิให้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ตามมติ กพข. ครั้งที่ 2/2559 เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 ดังนั้นระบบควบคุมและป้องกันรวมถึงอุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องจะมีอายุการใช้งานมาเป็นเวลานานแล้ว และมีความเสี่ยงต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้า กพผ. จึงมีความจำเป็นต้องดำเนินการก่อสร้าง ขยาย/ปรับปรุงระบบไฟฟ้า รวมถึงปรับปรุงอุปกรณ์ต่างๆ ให้เป็นไปตามมาตรฐานปัจจุบัน มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2568

5.4.9 แผนงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าของบริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด

เป็นแผนงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูง ให้รองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของบริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด ซึ่งมีกำลังการผลิตหน่วยละ 700 MW จำนวน 2 หน่วย มีกำหนด SCOD ในวันที่ 1 มีนาคม 2567 และ 1 มกราคม 2568 ตามลำดับ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2562 ประกอบด้วยงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูง ให้รองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของบริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2566

5.5 โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าในลักษณะระบบต่อระบบ (Grid to Grid) ระหว่างประเทศไทย และประเทศเพื่อนบ้าน โดยการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าในจุดเชื่อมโยงที่มีอยู่แล้ว หรือการพัฒนาาระบบส่งไฟฟ้าสำหรับจุดเชื่อมโยงที่คาดว่าจะกำหนดเพิ่มเติมในอนาคต เพื่อรองรับการพัฒนาาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid: APG) และเพื่อควมมีเสถียรภาพ มีความเชื่อถือได้ของพลังงานไฟฟ้าของภูมิภาคอาเซียน

5.6 โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของประเทศไทย (Smart Grid)

5.6.1 โครงการนำร่องการพัฒนาสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน

เป็นการดำเนินการตามแผนขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ในระยะสั้น พ.ศ. 2560 - 2564 ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นสถานที่สาธิต (Demonstration) วิจัย (Research) และพัฒนา (Development) มุ่งเน้นให้เกิดการพัฒนาองค์ความรู้ก่อนที่จะนำเทคโนโลยีสมาร์ทกริดไปประยุกต์ใช้งานในพื้นที่ส่วนต่างๆ ของประเทศต่อไป มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2565 โดย กฟผ. มียุทธศาสตร์การพัฒนารวม 4 ด้าน สอดคล้องกับโครงสร้างการดำเนินงานของกิจการไฟฟ้าและการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน ดังนี้

1) ยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy)

การพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าในเขตอำเภอเมืองจังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่เป็นหลัก ด้วยการพัฒนาโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farm) เพิ่มเติม พร้อมทั้งเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยการติดตั้งระบบเก็บกักพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System: BESS) ซึ่งจะทำหน้าที่เสมือนเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองให้แก่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนในยามฉุกเฉิน

2) ยุทธศาสตร์การจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System)

ระบบควบคุมและปฏิบัติการทางไฟฟ้าเป็นศูนย์กลางที่ประสานงานและเชื่อมโยงระหว่างภาคการผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีคุณลักษณะของการผลิตที่ไม่แน่นอน รวมทั้งเพื่อรองรับการมีส่วนร่วมจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางมาตรการ Demand Response ระบบปฏิบัติการไฟฟ้าจึงควรมีความยืดหยุ่นและมีการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ในเวลาที่ระบบไฟฟ้าในเขตอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนแยกตัวออกจากระบบหลัก ระบบปฏิบัติการจะต้องสามารถควบคุมสมดุลระหว่างกำลังการผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่ให้เกิดผลกระทบต่อความถี่ทางไฟฟ้า ประกอบด้วย การพัฒนาระบบการจัดการพลังงานขนาดเล็ก การบูรณาการระบบสื่อสารและสารสนเทศ และการพัฒนาระบบทดสอบการทำงานของ Micro-EMS จากระยะไกล

3) ยุทธศาสตร์การตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart City)

การมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของความสำเร็จในการพัฒนาโครงการ Smart Grid บทบาทของผู้ใช้ไฟฟ้ามีผลต่อการรักษาระดับความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ รวมทั้งการรักษาสิ่งแวดล้อม ดังนั้น การพัฒนาระบบเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความตระหนักรู้ซึ่งจะทำให้เกิดการตอบสนองในพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า จึงเป็นสิ่งที่ไม่ได้ในการพัฒนาโครงการนำร่องระบบ Smart Grid ในพื้นที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน ประกอบด้วย 3 โครงการย่อย ได้แก่ การจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วมผ่านโครงข่ายโทรคมนาคม และอุปกรณ์สารสนเทศ การติดตั้งป้ายอัจฉริยะ และรถยนต์ไฟฟ้า สถานีอัดประจุ และไฟถนนชาญฉลาด

4) ยุทธศาสตร์การพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Smart Learning)

การพัฒนาองค์ความรู้ของประชาชนในเรื่อง Smart Grid นับเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่งต่อผลสำเร็จในโครงการ Smart Grid เนื่องจากความรู้ความเข้าใจของผู้ใช้ไฟฟ้าจะช่วยส่งเสริมให้การมีส่วนร่วมของภาคประชาชนเกิดประสิทธิภาพสูงสุด การพัฒนาศูนย์การเรียนรู้ชุมชน จะทำให้ประชาชนในเขตพื้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนตลอดจนนักท่องเที่ยวและผู้สนใจทั่วไปสามารถเรียนรู้เทคโนโลยี Smart Grid ได้โดยง่ายผ่านทางสื่อการเรียนรู้ที่ทันสมัย นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างเสริมศักยภาพของชุมชนในการพัฒนาโครงการ Smart Grid ของจังหวัดแม่ฮ่องสอนในอนาคตอีกด้วย

5.6.2 โครงการปรับปรุง/แก้ไขปัญหาาระบบส่งไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่จังหวัดชัยภูมิและลพบุรี เพื่อรองรับผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียน

เป็นการดำเนินการตามแผนขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ตกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2560 - 2564 ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2559 โดย กฟผ. จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ ขนาด 16 เมกะวัตต์-ชั่วโมง และที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี ขนาด 21 เมกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งสองแห่งนี้มีพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้าระบบไฟฟ้าปริมาณมาก และจะส่งผลให้มีกำลังไฟฟ้าส่วนเกินเป็นปริมาณที่สูง รวมทั้งเป็นตำแหน่งที่มีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 กิโลโวลต์มาก ทั้งนี้เพื่อทดสอบการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในการจัดการกับปัญหาเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้า และผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2563

5.6.3 โครงการปรับปรุง/แก้ไขปัญหาาระบบส่งไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนในระยะต่างๆ

การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณมาก ทำให้เกิดความผันผวนของกำลังผลิตไฟฟ้าและปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้า กฟผ. จึงต้องพิจารณาความจำเป็นของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Energy Storage) โดยการติดตั้ง Battery Energy Storage System ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ เพิ่มเติมเพื่อรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งเพื่อแก้ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต

5.6.4 โครงการพัฒนาสมาร์ตกริด สมาร์ทซิตี้ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้า กฟผ. และพื้นที่ร่วมพัฒนา

แผนพัฒนาโครงการสมาร์ตซิตี้ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. และพื้นที่ร่วมพัฒนาอื่นๆ เช่น โครงการนำร่องเพื่อพัฒนาโครงการสมาร์ตซิตี้ ในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าแม่เมาะ (โครงการแม่เมาะ สมาร์ตซิตี้) ให้สอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาเมืองอัจฉริยะของประเทศไทย โดยบูรณาการเทคโนโลยีด้านพลังงานรูปแบบใหม่ร่วมกับนวัตกรรมใหม่มาใช้ในการบริหารจัดการพลังงานให้มีประสิทธิภาพสูงมาประยุกต์ใช้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบัน ให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันสมัยมากขึ้น (Grid Modernization) มีความมั่นคงและเชื่อถือได้ สามารถประมวลผลและควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้แบบอัตโนมัติ เพิ่มสัดส่วนกำลังผลิต

ไฟฟ้าจากพลังงานรูปแบบใหม่ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และส่งเสริมพื้นที่สีเขียวรอบโรงไฟฟ้า ตลอดจนยกระดับคุณภาพชีวิตและเสริมสร้างมาตรฐานชีวิตของชุมชนรอบโรงไฟฟ้าให้ดีขึ้น ซึ่งถือเป็นเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable Development Goals : SDGs) ตามกรอบยุทธศาสตร์ของชาติ

ตารางที่ 5.1
รายชื่อโครงการ/แผนงานระบบส่งไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1
PDP2018 Revision 1

ชื่อโครงการ	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการ/แผนงาน ที่ กฟผ. ได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่างก่อสร้าง	
1. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 3	2559 – 2564
2. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 12	2559 - 2566
3. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2564
4. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2564
5. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง	2564
6. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสายส่งไฟฟ้าแรงสูง	2566
7. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 2	2565
8. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP 2007)	2569
9. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายเล็กระบบ Cogeneration ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าปี พ.ศ.2553	2562
10. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และ อำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว	2561
11. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดเลย หนองบัวลำภู และ ขอนแก่น เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว	2561
12. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง ภาคกลาง และกรุงเทพมหานคร เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	ระยะที่ 1: 2562 ระยะที่ 2 : 2564 ระยะที่ 3 : N/A
13. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคใต้ตอนล่าง เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	ระยะที่ 1 : 2564 ระยะที่ 2 : N/A
14. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2565 - 2566
15. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายใหญ่ ระยะที่ 3 (IPP 2012)	2563 และ 2565
16. โครงการนำร่องการพัฒนาสมรรถนะที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน	2565
17. โครงการปรับปรุง/แก้ปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่จังหวัดชัยภูมิและลพบุรี เพื่อรองรับผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียน	2563

ตารางที่ 5.1 (ต่อ)
รายชื่อโครงการ/แผนงานระบบส่งไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1
PDP2018 Revision 1

ชื่อโครงการ	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการ/แผนงาน ที่ กฟผ. มีแผนศึกษาเพื่อขออนุมัติ	
1. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับเขตเศรษฐกิจพิเศษ	ระยะที่ 1 : 2567 ระยะที่ 2 : 2567
2. โครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังบริเวณอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2570
3. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะต่างๆ	2565 เป็นต้นไป
4. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะต่างๆ	2567 เป็นต้นไป
5. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับโครงการเพิ่มปริมาณน้ำต้นทุนให้เขื่อนภูมิพล	2570
6. โครงการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับเส้นทางระเบียงเศรษฐกิจแนวตะวันออก-ตะวันตก (East-West Economic Corridor)	ตามนโยบาย
7. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะต่างๆ	2567 เป็นต้นไป
8. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศ	2561 เป็นต้นไป
9. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน	2570 เป็นต้นไป
10. โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ	2562 เป็นต้นไป
11. โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของประเทศไทย (Smart Grid)	2562 เป็นต้นไป
12. แผนงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568	2565 - 2568
13. แผนงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าของบริษัท หินกอง เพาเวอร์ จำกัด	2566

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

สถิติและค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลด
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		แพกเตอร์
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	
<u>ค่าจริง</u>							
2558	28,082	449	1.62	189,521	6,643	3.63	77.04
2559	30,973	2,890	10.29	196,868	7,347	3.88	72.36
2560	30,303	-669	-2.16	198,442	1,575	0.80	74.75
<u>ค่าพยากรณ์</u>							
2561	29,969	-335	-1.11	203,203	4,761	2.40	77.40
2562	31,377	1,408	4.70	211,664	8,461	4.16	77.01
2563	32,732	1,355	4.32	219,946	8,282	3.91	76.71
2564	34,006	1,274	3.89	228,131	8,184	3.72	76.58
2565	35,213	1,207	3.55	236,488	8,357	3.66	76.67
2566	36,390	1,178	3.34	244,646	8,158	3.45	76.74
2567	37,610	1,220	3.35	253,039	8,393	3.43	76.80
2568	38,780	1,170	3.11	261,100	8,061	3.19	76.86
2569	39,933	1,153	2.97	269,268	8,168	3.13	76.98
2570	41,079	1,146	2.87	277,302	8,034	2.98	77.06
2571	42,267	1,189	2.89	285,642	8,341	3.01	77.15
2572	43,541	1,274	3.01	294,501	8,858	3.10	77.21
2573	44,781	1,240	2.85	303,138	8,638	2.93	77.28
2574	46,054	1,272	2.84	312,028	8,890	2.93	77.34
2575	47,303	1,249	2.71	320,761	8,733	2.80	77.41
2576	48,627	1,324	2.80	329,945	9,185	2.86	77.46
2577	49,921	1,294	2.66	338,981	9,035	2.74	77.52
2578	51,265	1,344	2.69	348,302	9,322	2.75	77.56
2579	52,609	1,344	2.62	357,721	9,418	2.70	77.62
2580	53,997	1,389	2.64	367,458	9,737	2.72	77.68
<u>อัตราเพิ่มเฉลี่ย</u>							
2551-2560	-	827	3.24	-	5,427	3.25	-
2561-2570	-	1,078	3.09	-	7,886	3.40	-
2571-2580	-	1,292	2.77	-	9,016	2.86	-
2561-2580	-	1,185	2.93	-	8,451	3.13	-

18 มิ.ย. 61

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า

ปี	PDP2015 (มกราคม 2558)		PDP2018 (มิถุนายน 2561)		แตกต่าง			
	(1)		(2)		(2)-(1)			
	เมกะวัตต์	ล้านบาท	เมกะวัตต์	ล้านบาท	เมกะวัตต์	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
2558	29,051	190,285	28,082	189,521	-969	-3.33	-764	-0.40
2559	30,218	197,891	30,973	196,868	755	2.50	-1,023	-0.52
2560	31,385	205,649	30,303	198,442	-1,081	-3.45	-7,207	-3.50
2561	32,429	212,515	29,969	203,203	-2,461	-7.59	-9,312	-4.38
2562	33,635	220,503	31,377	211,664	-2,259	-6.71	-8,839	-4.01
2563	34,808	228,238	32,732	219,946	-2,076	-5.96	-8,292	-3.63
2564	35,775	234,654	34,006	228,131	-1,769	-4.94	-6,524	-2.78
2565	36,776	241,273	35,213	236,488	-1,563	-4.25	-4,785	-1.98
2566	37,740	247,671	36,390	244,646	-1,349	-3.58	-3,025	-1.22
2567	38,750	254,334	37,610	253,039	-1,139	-2.94	-1,295	-0.51
2568	39,752	260,764	38,780	261,100	-972	-2.45	336	0.13
2569	40,791	267,629	39,933	269,268	-858	-2.10	1,639	0.61
2570	41,693	273,440	41,079	277,302	-615	-1.47	3,861	1.41
2571	42,681	279,939	42,267	285,642	-414	-0.97	5,703	2.04
2572	43,489	285,384	43,541	294,501	52	0.12	9,116	3.19
2573	44,424	291,519	44,781	303,138	357	0.80	11,619	3.99
2574	45,438	298,234	46,054	312,028	616	1.36	13,794	4.63
2575	46,296	303,856	47,303	320,761	1,007	2.17	16,904	5.56
2576	47,025	309,021	48,627	329,945	1,602	3.41	20,924	6.77
2577	47,854	314,465	49,921	338,981	2,067	4.32	24,516	7.80
2578	48,713	320,114	51,265	348,302	2,552	5.24	28,188	8.81
2579	49,655	326,119	52,609	357,721	2,954	5.95	31,602	9.69
2580	-	-	53,997	367,458	-	-	-	-

สถิติและค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าไทย

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลด
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		แพกเตอร์
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	
<u>ค่าจริง</u>							
2560	34,102	-	-	225,114	5,634	2.57	75.36
<u>ค่าพยากรณ์</u>							
2561	34,317	215	0.63	238,482	13,368	5.94	79.33
2562	35,889	1,572	4.58	248,869	10,387	4.36	79.16
2563	37,437	1,548	4.31	258,549	9,680	3.89	78.84
2564	38,900	1,463	3.91	268,147	9,598	3.71	78.69
2565	40,309	1,409	3.62	278,021	9,874	3.68	78.74
2566	41,676	1,367	3.39	287,589	9,568	3.44	78.77
2567	43,068	1,392	3.34	297,419	9,830	3.42	78.83
2568	44,396	1,328	3.08	306,774	9,354	3.15	78.88
2569	45,748	1,352	3.04	316,415	9,641	3.14	78.96
2570	47,065	1,317	2.88	325,687	9,272	2.93	79.00
2571	48,437	1,373	2.92	335,384	9,697	2.98	79.04
2572	49,913	1,475	3.05	345,745	10,361	3.09	79.07
2573	51,341	1,428	2.86	355,789	10,044	2.91	79.11
2574	52,819	1,478	2.88	366,231	10,441	2.93	79.15
2575	54,264	1,445	2.74	376,434	10,203	2.79	79.19
2576	55,787	1,522	2.81	387,104	10,670	2.83	79.21
2577	57,271	1,484	2.66	397,559	10,455	2.70	79.24
2578	58,803	1,532	2.67	408,281	10,722	2.70	79.26
2579	60,360	1,557	2.65	419,305	11,024	2.70	79.30
2580	61,965	1,605	2.66	430,693	11,388	2.72	79.34
<u>อัตราเพิ่มเฉลี่ย</u>							
2561-2570	-	1,296	3.27	-	10,057	3.76	-
2571-2580	-	1,490	2.79	-	10,501	2.83	-
2561-2580	-	1,393	3.03	-	10,279	3.30	-

18 มิ.ย. 61

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดรายภาคในระบบ 3 การไฟฟ้า (เมกะวัตต์)

ปี	เขต นครหลวง	ภาคกลาง ตอนบน	ภาคกลาง ตะวันออก	ภาคกลาง ตะวันตก	ภาค อีสาน	ภาค ใต้	ภาค เหนือ
2560	10,382	2,783	5,084	3,191	4,040	2,731	3,156
2561	10,307	2,873	4,880	3,022	4,112	2,767	3,183
2562	10,857	3,141	5,333	3,303	4,405	2,947	3,335
2563	11,166	3,273	5,558	3,442	4,607	3,056	3,500
2564	11,458	3,412	5,795	3,589	4,807	3,171	3,622
2565	11,714	3,558	6,042	3,742	5,014	3,291	3,762
2566	11,955	3,698	6,279	3,889	5,213	3,407	3,923
2567	12,187	3,846	6,532	4,045	5,424	3,531	4,067
2568	12,405	3,989	6,774	4,196	5,627	3,650	4,206
2569	12,623	4,139	7,029	4,353	5,839	3,775	4,315
2570	12,832	4,283	7,273	4,504	6,043	3,895	4,453
2571	13,044	4,432	7,527	4,662	6,254	4,021	4,598
2572	13,284	4,590	7,795	4,828	6,477	4,153	4,747
2573	13,515	4,744	8,056	4,990	6,693	4,282	4,896
2574	13,731	4,905	8,329	5,159	6,919	4,417	5,051
2575	13,941	5,063	8,597	5,325	7,142	4,550	5,204
2576	14,163	5,228	8,879	5,499	7,376	4,690	5,365
2577	14,374	5,393	9,158	5,672	7,607	4,828	5,523
2578	14,596	5,561	9,443	5,849	7,842	4,969	5,694
2579	14,815	5,731	9,733	6,028	8,084	5,114	5,860
2580	15,037	5,908	10,033	6,214	8,335	5,264	6,033

ภาคผนวก 2

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

PDP2018 Revision 1

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)
2560	30,303	กำลังผลิตไฟฟ้า ถึง ธันวาคม 2560		46,090
2561	29,969	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -43.1 MW ปลด โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 4 -314 MW ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 -560 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 131.1 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,542 MW เขื่อนปากสักชลสิทธิ์ 6.7 MW เขื่อนแม่งรอง 12 MW เขื่อนบางลาง (ปรับปรุงเพิ่มกำลังผลิต) 8 MW เขื่อนก๊วกอหามา 5.5 MW โรงไฟฟ้าลำตะคอง (สูบลับ) เครื่องที่ 3-4 2x250 MW โรงงานแสงอาทิตย์ทุ่งลอยน้ำ เขื่อนสิรินธร 0.25 MW โรงไฟฟ้าพลังลมลำตะคอง ระยะที่ 2 24 MW โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 600 MW	-	46,090
2562	31,377	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -244.5 MW ปลด โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 1-2 -1,224 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 343.2 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 894.1 MW พลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ 1.25 MW โรงไฟฟ้าทดแทน โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ระยะที่ 1 2x610 MW สปป.ลาว (เซเปียน) 354 MW สปป.ลาว (น้ำเจียบ 1) 269 MW สปป.ลาว (ไชยะบุรี) 1,220 MW	-	50,835
2563	32,732	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -248 MW ปลด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 1 -316 MW ปลด ไตรเอนเนอจี จำกัด -700 MW โรงไฟฟ้าชุมชน 700 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 103 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 135 MW เขื่อนคลองตระอน 2.5 MW โรงงานแสงอาทิตย์ทุ่งลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร 45 MW โรงไฟฟ้าบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 2x693 MW	-	51,943
2564	34,006	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -241.5 MW โรงไฟฟ้าชุมชน 350 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 67 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 584.4 MW เขื่อนผาจุก 14 MW กัลฟิ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 2x625 MW	-	53,966
2565	35,213	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -150 MW ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 8 -270 MW ปลด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 2 -562 MW โรงไฟฟ้าชุมชน 323 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 140 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 60 MW ชีวมวลประชารัฐ 60 MW โรงไฟฟ้าขยะภาคนโยบาย 400 MW กัลฟิ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 2x625 MW สปป.ลาว (น้ำเหิน 1) 514 MW	-	55,731
2566	36,390	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -41 MW ปลด โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3 -686 MW ปลด อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริค -350 MW โรงไฟฟ้าชุมชน 280 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 140 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 30 MW ชีวมวลประชารัฐ 60 MW พลังน้ำบ้านจันเคย์ 18 MW โรงงานแสงอาทิตย์ทุ่งลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์ 24 MW กัลฟิ พีดี ชุดที่ 1 2x625 MW	-	56,456
2567	37,610	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -679.8 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -32.2 MW โรงไฟฟ้าชุมชน 280 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 140 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 240 MW กัลฟิ พีดี ชุดที่ 2 2x625 MW หินกอง เพาเวอร์ ชุดที่ 1 700 MW	-	58,354

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

PDP2018 Revision 1

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)
2576	48,627	ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -73 MW ปลัด กัลป์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 2 -734 MW ปลัด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1-2 -1,400 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 2,750 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่วงธารา 1 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่สรวย 2 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ 40 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนบางลาง 78 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล ส่วนขยาย 2 320 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 202 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออก) 1,000 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	-	70,617
2577	49,921	ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -3 MW ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -20.6 MW ปลัด โรงไฟฟ้ากระบี่ -315 MW ปลัด โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 1 -710 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่วงก์ 12 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่ขาน 16 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 206 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา 140 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 859 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคใต้) 1,000 MW	-	71,801
2578	51,265	ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8.2 MW ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90.0 MW ปลัด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 3 -710 MW ปลัด โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5 -710 MW ปลัด สปป.ลาว (น้ำเงิน 2) -948 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 1,215 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่วงก์กลาง 4.5 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ 325 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 1,025 MW โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (ส่วนเพิ่ม) 700 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคใต้) 700 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	-	74,005
2579	52,609	ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -3 MW ปลัด โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 1 -670 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 1,391 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนห้วยสะตอ 1.5 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ส่วนขยาย 100 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 860 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (เขตนครหลวง) 700 MW	-	76,384
2580	53,997	ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8 MW ปลัด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -268 MW ปลัด เกิดโค-วัน -660 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 187 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนลำนางรอง 0.8 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ ส่วนขยาย 175 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 700 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออก) 700 MW	-	77,211
กำลังผลิตไฟฟ้าถึง ธันวาคม 2560				46,090
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2561-2580				56,431
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561-2580				-25,310
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2580				77,211

- หมายเหตุ** 1/ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 3 การไฟฟ้า เกิดขึ้นในเดือน พ.ศ. เวลา 14:00 - 15:00 น. ของทุกปี
 2/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี
 3/ เนื่องจากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินยังไม่ได้รับการยอมรับจากภาคประชาชนทำให้การพัฒนาโครงการมีความล่าช้า และอาจไม่สามารถดำเนินการได้ตามแผนฯ จึงอาจพิจารณาให้มีการเปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงได้ตามความเหมาะสม
 4/ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของโรงไฟฟ้าใหม่ กฟผ. สามารถปรับเปลี่ยนแปลงตามเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสมและไม่เกินร้อยละ 10 ของกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่ระบุในแผน PDP

เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ปี	PDP2018			PDP2018 Revision 1				
	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)		
2561	29,969	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน เขื่อนบางลาง (ปรับปรุงเพิ่มกำลังผลิต) โรงไฟฟ้าลำตะคอง (สับกลับ) เครื่องที่ 3-4 โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7	1,040 681 8 2x250 600	48,002	29,969	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน เขื่อนบางลาง (ปรับปรุงเพิ่มกำลังผลิต) โรงไฟฟ้าลำตะคอง (สับกลับ) เครื่องที่ 3-4 โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7	1,040 681 8 2x250 600	48,002
2562	31,377	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน โรงไฟฟ้าทดแทน โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ระยะที่ 1 สป.ลาว (เขเปียม) สป.ลาว (น้ำเจียบ 1) สป.ลาว (ไชยบุรี)	694 641 2x610 354 269 1,220	50,932	31,377	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน โรงไฟฟ้าทดแทน โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ระยะที่ 1 สป.ลาว (เขเปียม) สป.ลาว (น้ำเจียบ 1) สป.ลาว (ไชยบุรี)	597 641 2x610 354 269 1,220	50,835
2563	32,732	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร โรงไฟฟ้าบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2	203 90 45 2x693	51,393	32,732	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร โรงไฟฟ้าบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 โรงไฟฟ้าชุมชน	150 90 45 2x693 700	51,943
2564	34,006	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ก๊อท์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1	468 310 2x625	53,178	34,006	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ก๊อท์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าชุมชน	356 310 2x625 350	53,966
2565	35,213	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน โรงไฟฟ้าขยะภาคนโยบาย ก๊อท์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 สป.ลาว (น้ำเหิน 1)	280 60 400 2x625 514.3	54,431	35,213	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน โรงไฟฟ้าขยะภาคนโยบาย ก๊อท์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 สป.ลาว (น้ำเหิน 1) โรงไฟฟ้าชุมชน	200 60 400 2x625 514.3 323	55,732
2566	36,390	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์ ก๊อท์ ทีดี ชุดที่ 1	233 30 24 2x625	54,891	36,390	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์ ก๊อท์ ทีดี ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าชุมชน	218 30 24 2x625 280	56,457
2567	37,610	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ก๊อท์ ทีดี ชุดที่ 2 โรงไฟฟ้าทดแทน (ภาคตะวันตก)	268 240 2x625 700	56,637	37,610	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ก๊อท์ ทีดี ชุดที่ 2 หินกอง เพาเวอร์ ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าชุมชน	140 240 2x625 700 280	58,355
2568	38,780	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันตก) โรงไฟฟ้าน้ำทองทดแทน	175 60 700 650	54,026	38,780	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน หินกอง เพาเวอร์ ชุดที่ 2 โรงไฟฟ้าน้ำทองทดแทน	6 60 700 650	55,845
2569	39,933	พลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ส่วนเพิ่ม) โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 8-9 เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.) ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	241 158 140 700 600 2x135 700	56,778	39,933	พลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ส่วนเพิ่ม) โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 8-9 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	4 158 140 700 600 700	57,549
2570	41,079	พลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ส่วนเพิ่ม) โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1	339 50 2x135 2x700 700	56,863	41,079	พลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ บุรพา เพาเวอร์ เจเนอเรชัน โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ส่วนเพิ่ม) โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1	4 50 540 2x700 700	57,570

ภาคผนวก 3

แผนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าชุมชน

แผนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าชุมชน

กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (รายปี) หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	โรงไฟฟ้าชุมชน				รวม
	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	พลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid โรงไฟฟ้าชุมชน	
2563	200	100	200	200	700
2564	100	50	100	100	350
2565	100	33	100	90	323
2566	100		100	80	280
2567	100		100	80	280
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	-
2570	-	-	-	-	-
2571	-	-	-	-	-
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	-
2574	-	-	-	-	-
2575	-	-	-	-	-
2576	-	-	-	-	-
2577	-	-	-	-	-
2578	-	-	-	-	-
2579	-	-	-	-	-
2580	-	-	-	-	-
รวม	600	183	600	550	1,933

ที่มา : แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (AEDP2018) ก.พ.2563

ภาคผนวก 4

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดโรงไฟฟ้า

PDP2018 Revision 1

โรงไฟฟ้า			หน่วย	ปี																				
โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	ผู้ผลิต		2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	
พลังน้ำขนาดใหญ่	- กฟผ.	เมกะวัตต์	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	3,918	
		%	8.2	7.7	7.5	7.3	7.0	6.9	6.7	7.0	6.8	6.8	6.7	6.5	6.2	6.0	5.8	5.5	5.5	5.3	5.1	5.1	5.1	
	- สปป. ลาว	เมกะวัตต์	2,105	3,948	3,948	3,948	4,462	4,462	4,462	4,462	4,462	4,462	4,462	4,462	4,336	4,336	4,336	4,336	4,336	4,336	3,388	3,388	3,388	3,388
		%	4.4	7.8	7.6	7.3	8.0	7.9	7.6	8.0	7.8	7.7	7.6	7.1	6.9	6.6	6.4	6.1	6.0	6.0	4.6	4.4	4.4	4.4
	- รับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	700	700	1,400	1,400	1,400	1,400	2,100	2,800	2,800	3,500	3,500	3,500	3,500
%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	1.2	2.4	2.3	2.2	2.1	3.1	4.0	3.9	4.7	4.6	4.6	4.5	
	รวม	เมกะวัตต์	6,023	7,866	7,866	7,866	8,380	8,380	8,380	8,380	9,080	9,080	9,780	9,654	9,654	10,354	11,054	11,054	11,054	10,806	10,806	10,806	10,806	
		%	12.5	15.5	15.1	14.6	15.0	14.8	14.4	15.0	15.8	15.8	16.8	15.9	15.4	14.7	15.3	15.7	15.4	14.6	14.1	14.0	14.0	
พลังงานหมุนเวียน/ พลังน้ำขนาดเล็ก	- กฟผ.	เมกะวัตต์	136	137	185	199	199	241	241	247	549	602	608	891	1,194	1,447	1,750	2,191	2,359	2,688	2,790	2,966	2,966	
		%	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	1.0	1.0	1.5	1.9	2.2	2.6	3.1	3.3	3.6	3.7	3.8	
	- SPP Firm/Hybrid	เมกะวัตต์	327	352	370	644	644	644	595	539	534	534	431	431	431	390	382	382	361	361	361	347	347	
		%	0.7	0.7	0.7	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	
	- SPP Non-firm	เมกะวัตต์	2,309	2,543	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563
%		4.8	5.0	4.9	4.7	4.6	4.5	4.4	4.6	4.5	4.5	4.4	4.2	4.1	3.9	3.8	3.6	3.6	3.5	3.4	3.4	3.3		
- VSPP/ พว./ PEA/ อื่นๆ	เมกะวัตต์	3,701	4,037	4,840	5,257	6,180	6,660	7,048	6,959	6,905	6,849	7,606	9,078	10,274	12,851	13,557	16,234	16,437	17,643	19,031	19,211	19,211	19,211	
	%	7.7	7.9	9.3	9.7	11.1	11.8	12.1	12.5	12.0	11.9	13.0	15.0	16.3	19.6	20.0	23.0	22.9	23.8	24.9	24.9	24.9	24.9	
	รวม	เมกะวัตต์	6,473	7,070	7,957	8,663	9,586	10,108	10,446	10,307	10,551	10,548	11,208	12,962	14,462	17,251	18,251	21,369	21,720	23,256	24,745	25,086	25,086	
		%	13.5	13.9	15.3	16.1	17.2	17.9	17.9	18.5	18.3	19.2	21.4	23.0	26.3	29.0	30.3	30.2	31.4	32.4	32.4	32.5	32.5	
พลังความร้อนร่วม	ก๊าซ	- กฟผ.	เมกะวัตต์	8,582	8,578	9,648	9,648	9,086	8,400	8,400	8,400	9,100	11,200	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	11,890	11,170	10,500	10,500	10,500	
			%	17.9	16.9	18.6	17.9	16.3	14.9	14.4	15.0	15.8	19.5	20.4	20.8	20.0	19.2	18.6	17.8	16.6	15.1	13.7	13.6	
	- IPP	เมกะวัตต์	11,502	11,502	10,802	12,052	13,302	14,202	16,152	16,152	16,152	14,651	13,938	13,938	13,938	13,204	11,070	11,070	11,070	11,070	11,070	11,070	11,070	
		%	24.0	22.6	20.8	22.3	23.9	25.2	27.7	28.9	28.1	25.4	23.9	23.0	22.2	21.2	19.5	15.7	15.4	15.0	14.5	14.3		
	- โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	700	700	2,800	2,800	2,800	3,500	4,200	4,900	4,900	
%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1	1.1	4.1	4.0	3.9	4.7	5.5	6.3			
	รวม	เมกะวัตต์	20,084	20,080	20,450	21,700	22,388	22,602	24,552	24,552	25,252	25,851	25,838	26,538	27,238	27,238	28,604	26,470	25,760	25,740	25,770	26,470		
		%	41.8	39.5	39.4	40.2	40.2	40.0	42.1	44.0	43.9	44.9	44.3	43.7	43.3	41.5	42.2	37.5	35.9	34.8	33.7	34.3		
โคเจนเนอเรชั่น	ก๊าซ	- SPP Firm	เมกะวัตต์	5,747	6,137	5,987	6,055	5,965	5,954	5,744	5,684	5,684	5,684	5,684	5,684	5,684	5,684	5,684	5,684	5,594	5,594	5,340	5,340	
			%	12.0	12.1	11.5	11.2	10.7	10.5	9.8	10.2	9.9	9.9	9.7	9.4	9.0	8.7	8.4	8.0	7.9	7.6	7.3	6.9	
		- SPP Non-firm	เมกะวัตต์	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
			%	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
		- VSPP	เมกะวัตต์	25	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	%		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
	ถ่านหิน	- SPP Firm	เมกะวัตต์	370	370	370	370	370	370	190	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	
			%	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2		
		- SPP Non-firm	เมกะวัตต์	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
			%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
- VSPP/ พว./ PEA		เมกะวัตต์	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32		
	%	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
น้ำมันเตา	- SPP Firm	เมกะวัตต์	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5			
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
	รวม	เมกะวัตต์	6,456	6,852	6,702	6,770	6,680	6,669	6,279	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,159	6,069	6,069	5,815		
	%	13.4	13.5	12.9	12.5	12.0	11.8	10.8	11.0	10.7	10.7	10.6	10.2	9.8	9.4	9.1	8.7	8.6	8.2	7.9	7.5			

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดโรงไฟฟ้า

PDP2018 Revision 1

โรงไฟฟ้า			หน่วย	ปี																				
โรงไฟฟ้า	ชื่อเพลิง	ผู้ผลิต		2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	
พลังความร้อน	ลิกไนต์	- กฟผ.	เมกะวัตต์	2,220	2,220	2,220	2,220	1,950	1,950	1,950	1,140	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	
		%	4.6	4.4	4.3	4.1	3.5	3.5	3.3	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	
			- สปป.ลาว	เมกะวัตต์	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
	%	3.1	2.9	2.8	2.7	2.6	2.6	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	1.9	1.9	
		ถ่านหิน	- IPP	เมกะวัตต์	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007
	%		4.2	3.9	3.9	3.7	3.6	3.6	3.4	3.6	3.5	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	-	
			- โรงไฟฟ้าใหม่	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	2,000	2,000	2,000	2,000
	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4	2.8	2.7	2.6	2.6	
		ก๊าซ/น้ำมันเตา	- กฟผ.	เมกะวัตต์	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	576	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	%		2.4	2.3	2.2	2.1	2.1	2.0	2.0	2.1	2.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			- IPP	เมกะวัตต์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	%	3.0	2.8	2.8	2.7	2.6	2.6	2.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	น้ำมันเตา	- กฟผ.	เมกะวัตต์	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	-	-	-	-	
%		0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	-	-	-	-		
		รวม	เมกะวัตต์	8,607	8,607	8,607	8,607	8,337	8,337	8,337	6,087	6,147	5,571	4,995	4,995	4,995	4,995	3,648	4,648	5,333	5,333	5,333	4,673	
%	17.9	16.9	16.6	15.9	15.0	14.8	14.3	10.9	10.7	9.7	8.6	8.2	7.9	7.6	5.4	6.6	7.4	7.2	7.0	7.0	6.1			
	ดีเซล	- กฟผ.	เมกะวัตต์	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
%		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		- VSPP/ พพ./ PEA	เมกะวัตต์	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
%	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		รวม	เมกะวัตต์	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
%	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
	สายส่งเชื่อมโยง	- ไทย - มาเลเซีย	เมกะวัตต์	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
%	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4		
	มาตรการอนุรักษ์พลังงาน		เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	354	556	1,415	2,440	3,300	4,000		
%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5	0.8	2.0	3.3	4.3	5.2			
	รวมทั้งสิ้น		เมกะวัตต์	48,002	50,835	51,943	53,966	55,731	56,456	58,354	55,845	57,549	57,569	58,341	60,668	62,868	65,658	67,731	70,617	71,801	74,005	76,384	77,211	
%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		

ภาคผนวก 5

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเชื้อเพลิง
PDP2018 Revision 1

เชื้อเพลิง	สถานะ	หน่วย	ปี																				
			2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	
พลังน้ำขนาดใหญ่	Commit	เมกะวัตต์	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918	
		%	31%	29%	27%	25%	23%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	21%	18%	17%	14%	14%	12%	12%	11%	11%	10%
ชีวมวล	Commit	เมกะวัตต์	1,765	2,008	2,042	2,290	2,290	2,290	2,208	2,062	2,004	1,948	1,752	1,573	1,470	1,407	1,324	1,250	1,227	1,219	1,216	1,194	
		%	19%	20%	19%	20%	18%	18%	17%	16%	15%	14%	12%	10%	8%	7%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
	ประชารัฐ	เมกะวัตต์	-	-	-	-	60	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		%	-	-	-	-	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
	New	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	700	800	1,800	2,000	2,500	2,780	2,780
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2%	3%	4%	7%	8%	10%	10%	10%
New ชุมชน	เมกะวัตต์	-	-	200	300	400	500	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
	%	-	-	2%	3%	3%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	
รวม	เมกะวัตต์	1,765	2,008	2,242	2,590	2,750	2,910	2,928	2,782	2,724	2,668	2,472	2,293	2,590	2,827	2,844	3,770	3,947	4,439	4,716	4,694	4,694	
	%	19%	20%	21%	22%	22%	22%	22%	21%	20%	20%	18%	14%	15%	14%	13%	16%	16%	17%	17%	17%	17%	
ก๊าซชีวภาพ	Commit	เมกะวัตต์	346	366	366	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382
		%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%
	New	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	150	300	300	300	350	400	400
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
	ชุมชน crop	เมกะวัตต์	-	-	200	300	400	500	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
		%	-	-	2%	3%	3%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
ชุมชน waste	เมกะวัตต์	-	-	100	150	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	
	%	-	-	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
รวม	เมกะวัตต์	346	366	666	832	965	1,065	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,215	1,315	1,465	1,465	1,465	1,515	1,565	1,565	
	%	4%	4%	6%	7%	8%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	
พลังงานแสงอาทิตย์	Commit	เมกะวัตต์	2,573	2,727	2,727	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	
		%	27%	27%	25%	24%	22%	21%	20%	21%	20%	20%	19%	17%	16%	14%	13%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
	New	เมกะวัตต์	-	3	50	100	150	200	250	250	250	250	1,100	2,750	3,650	5,900	6,350	7,950	7,950	8,350	8,740	8,740	8,740
		%	-	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	8%	17%	21%	29%	30%	33%	32%	32%	32%	32%	31%
New Hybrid	เมกะวัตต์	-	-	200	300	390	470	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	
	%	-	-	2%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	New	เมกะวัตต์	-	-	45	45	45	69	69	69	367	417	417	697	997	1,247	1,547	1,985	2,125	2,450	2,550	2,725	
		%	-	-	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	4%	6%	6%	7%	8%	9%	9%	9%	10%	
	รวม	เมกะวัตต์	2,573	2,730	3,022	3,184	3,324	3,478	3,608	3,608	3,906	3,956	4,806	6,736	7,936	10,436	11,186	13,224	13,364	14,089	14,579	14,754	14,754
		%	27%	27%	28%	27%	27%	27%	27%	27%	29%	29%	34%	42%	46%	52%	53%	54%	54%	54%	54%	53%	53%
พลังงานลม	Commit	เมกะวัตต์	1,353	1,488	1,488	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	1,504	
		%	-	15%	14%	13%	12%	12%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	9%	9%	7%	7%	6%	6%	6%	5%	5%
	New	เมกะวัตต์	-	-	-	-	90	180	270	270	270	270	270	270	270	270	270	400	400	400	700	1,357	1,485
		%	-	-	-	-	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	5%	5%
รวม	เมกะวัตต์	1,353	1,488	1,488	1,504	1,594	1,684	1,774	1,774	1,774	1,774	1,774	1,774	1,774	1,774	1,904	1,904	1,904	2,204	2,861	2,989	2,989	
	%	14%	15%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	11%	10%	9%	9%	8%	8%	8%	10%	11%	

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเชื้อเพลิง
PDP2018 Revision 1

เชื้อเพลิง	สถานะ	หน่วย	ปี																			
			2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ขยะ	Commit	เมกะวัตต์	284	325	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	384	
		%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%
	New	เมกะวัตต์	-	-	-	-	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	406	421	435
		%	-	-	-	-	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	รวม	เมกะวัตต์	284	325	384	384	784	784	784	784	784	784	784	784	784	784	784	784	789	804	818	828
		%	3%	3%	4%	3%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
พลังน้ำขนาดเล็ก	Commit	เมกะวัตต์	151	152	155	169	169	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187
		%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
	New	เมกะวัตต์	-	-	-	-	-	-	6	10	14	20	22	26	28	31	34	62	67	68	69	
		%	-	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
พลังงานความร้อนใต้พิภพ	Commit	เมกะวัตต์	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
รวมทั้งสิ้น		เมกะวัตต์	9,391	9,988	10,875	11,581	12,504	13,026	13,364	13,225	13,469	13,466	14,127	15,880	17,380	20,170	21,170	24,287	24,638	26,174	27,664	28,004

ภาคผนวก 6

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า

แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

รายละเอียดประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง

PDP2018 Revision 1

โรงไฟฟ้า		หน่วย	ปี																			
			2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
พลังน้ำขนาดใหญ่	- กฟผ.	จำนวนหน่วย	5,739	5,753	5,888	5,804	5,767	5,767	5,761	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935	5,935
		%	2.8	2.7	2.7	2.5	2.4	2.4	2.3	2.3	2.2	2.1	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6
	- สบป. ลาว	จำนวนหน่วย	14,291	18,520	22,406	23,514	24,865	25,467	25,467	23,038	23,038	23,038	23,038	22,828	22,423	22,423	22,423	22,423	22,423	17,623	16,787	16,787
		%	7.0	8.7	10.2	10.3	10.5	10.4	10.1	8.8	8.6	8.3	8.1	7.8	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	5.1	4.7	4.6
- รับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	จำนวนหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	3,570	3,570	6,037	6,037	6,037	6,037	9,607	13,178	13,178	16,748	16,748	16,748	
	%	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3	1.3	2.1	2.0	2.0	1.9	3.0	4.0	3.9	4.8	4.7	4.6	
รวม		จำนวนหน่วย	20,031	24,272	28,294	29,318	30,632	31,234	31,227	28,973	32,543	32,543	35,010	34,800	34,396	34,396	37,966	41,536	41,536	40,306	39,471	39,471
		%	9.9	11.5	12.9	12.9	13.0	12.8	12.3	11.1	12.1	11.7	12.3	11.8	11.3	11.0	11.8	12.6	12.3	11.6	11.0	10.7
ก๊าซธรรมชาติ / LNG	- กฟผ.	จำนวนหน่วย	38,251	42,268	47,888	50,797	48,628	48,194	34,536	40,710	48,469	63,059	67,293	74,884	74,685	75,794	72,961	68,775	67,393	70,689	70,245	70,911
		%	18.8	20.0	21.8	22.3	20.6	19.7	13.6	15.6	18.0	22.7	23.6	25.4	24.6	24.3	22.7	20.8	19.9	20.3	19.6	19.3
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	736	802	891	946	906	898	641	719	855	1,103	1,170	1,306	1,302	1,323	1,267	1,194	1,168	1,224	1,212	1,228
	- IPP	จำนวนหน่วย	44,572	36,698	30,408	33,946	39,178	45,383	66,912	76,949	73,918	67,553	68,267	68,271	68,042	70,069	67,636	58,899	55,363	47,238	43,663	46,934
		%	21.9	17.3	13.8	14.9	16.6	18.6	26.4	29.5	27.5	24.4	23.9	23.2	22.4	22.5	21.1	17.9	16.3	13.6	12.2	12.8
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	853	700	575	637	728	838	1,225	1,375	1,311	1,944	1,198	1,199	1,196	1,233	1,186	1,033	970	827	762	821
	- โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	จำนวนหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,662	5,662	22,706	22,626	22,598	27,974	33,773
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	1.8	7.1	6.9	6.7	8.0	9.4
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97	97	390	390	482	580	677
	- SPP Firm	จำนวนหน่วย	37,080	41,153	40,918	40,695	41,008	40,435	39,650	40,345	40,029	40,029	40,139	40,029	40,029	40,029	40,139	40,029	40,029	39,975	39,503	38,027
		%	18.2	19.4	18.6	17.8	17.3	16.5	15.7	15.5	14.9	14.4	14.1	13.6	13.2	12.8	12.5	12.1	11.8	11.5	11.0	10.3
	- SPP Non-firm	จำนวนหน่วย	1,420	1,420	1,424	1,420	1,420	1,420	1,424	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
		%	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	- VSPP/ พว./ PEA	จำนวนหน่วย	54	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
รวม		จำนวนหน่วย	121,378	121,608	120,707	126,927	130,303	135,501	142,591	159,019	163,431	171,656	176,714	184,199	189,433	192,569	204,457	191,344	186,398	186,892	188,199	196,216
		%	59.7	57.5	54.9	55.6	55.1	55.4	56.4	60.9	60.7	61.9	61.9	62.5	62.5	61.7	63.7	58.0	55.0	53.7	52.6	53.4
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	1,590	1,502	1,466	1,584	1,634	1,736	1,866	2,094	2,166	2,297	2,367	2,505	2,595	2,653	2,842	2,616	2,527	2,367	2,554	2,726
น้ำมันเตา	- กฟผ.	จำนวนหน่วย	182	56	28	28	28	28	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	49	15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- SPP Firm	จำนวนหน่วย	31	35	35	33	35	35	35	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
รวม		จำนวนหน่วย	212	91	63	61	63	63	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
		%	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	49.10	15.20	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60
ดีเซล	- กฟผ. / เอกชน	จำนวนหน่วย	97	81	73	29	29	30	32	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	20	16	15	7	7	7	8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- VSPP/ พว./ PEA	จำนวนหน่วย	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
รวม		จำนวนหน่วย	147	131	123	79	79	80	82	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
		%	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	19.58	16.27	14.84	7.13	7.15	7.25	7.55	4.41	4.41	4.41	4.42	4.41	4.41	4.41	4.42	4.41	4.41	4.41	4.42	4.41
ลิกไนต์	- กฟผ.	จำนวนหน่วย	16,616	17,428	17,706	17,585	15,612	15,612	15,656	9,347	9,706	9,706	9,734	9,706	9,706	9,706	9,734	9,706	9,706	9,706	9,734	9,706
		%	8.2	8.2	8.1	7.7	6.6	6.4	6.2	3.6	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.9	2.8	2.7	2.6
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	16	16	16	16	14	14	14	7	6	6	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- สบป. ลาว	จำนวนหน่วย	10,563	11,141	11,062	11,029	11,029	11,029	11,029	11,062	11,914	11,914	11,914	11,949	11,914	11,914	11,914	11,949	11,914	11,914	11,914	11,949
%		5.2	5.3	5.0	4.8	4.7	4.5	4.4	4.6	4.4	4.3	4.2	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	
	จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	13	13	13	13	13	13	13	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
รวม		จำนวนหน่วย	27,179	28,569	28,768	28,614	26,641	26,641	26,718	21,261	21,619	21,619	21,683	21,619	21,619	21,619	21,683	21,619	21,619	21,619	21,683	21,619
		%	13.4	13.5	13.1	12.5	11.3	10.9	10.6	8.1	8.0	7.8	7.6	7.3	7.1	6.9	6.8	6.6	6.4	6.2	6.1	5.9
		จำนวนหน่วยที่ยุติวัน	29.01	29.35	29.46	29.36	27.45	27.45	27.53	17.91	17.36	17.36	17.41	17.36	16.86	16.86	16.91	16.86	16.86	16.86	16.91	16.86

รายละเอียดประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง

PDP2018 Revision 1

โรงไฟฟ้า		หน่วย	ปี																			
เชื้อเพลิง	ผู้ผลิต		2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ถ่านหินนำเข้า	- IPP	ล้านหน่วย	15,716	15,909	16,673	15,754	16,317	16,314	16,367	16,229	16,229	16,229	16,278	16,229	16,229	16,229	5,402	5,338	5,338	5,338	5,354	2,915
		%	7.7	7.5	7.6	6.9	6.9	6.7	6.5	6.2	6.0	5.9	5.7	5.5	5.4	5.2	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	0.8
		ล้านตัน	6.0	6.0	6.3	6.0	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	1.1
	- SPP Firm	ล้านหน่วย	2,229	2,267	2,273	2,245	2,254	2,247	1,848	1,016	912	912	914	912	912	912	914	912	912	912	914	912
		%	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.7	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
	- SPP Non-firm	ล้านหน่วย	21	21	21	21	21	21	21	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- VSPP/ พท./ PEA	ล้านหน่วย	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	- โรงไฟฟ้าใหม่	ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,088	16,176	16,176	16,224	16,176
%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5	4.8	4.6	4.5	
ล้านตัน		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	6.2	6.2	6.3	
รวม	ล้านหน่วย	18,036	18,268	19,037	18,090	18,662	18,652	18,306	17,344	17,239	17,239	17,290	17,239	17,239	17,239	6,415	14,436	22,524	22,524	22,590	20,101	
	%	8.9	8.6	8.7	7.9	7.9	7.6	7.2	6.6	6.4	6.2	6.1	5.9	5.7	5.5	2.0	4.4	6.6	6.5	6.3	5.5	
	ล้านตัน	5.98	6.02	6.31	6.07	6.18	6.18	6.20	6.40	6.40	6.40	6.41	6.40	6.40	6.40	2.13	5.22	8.33	8.33	8.36	7.39	
พลังงานหมุนเวียน	- กฟผ.	ล้านหน่วย	260	342	409	460	473	514	563	784	1,201	1,289	1,308	1,708	2,115	2,455	2,871	3,455	3,728	4,239	4,386	4,614
		%	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3
	- SPP Firm/Hybrid Firm	ล้านหน่วย	2,446	2,490	2,747	2,887	4,522	4,514	4,540	3,920	3,678	3,655	3,392	2,929	2,929	2,753	2,622	2,584	2,554	2,439	2,440	2,406
		%	1.2	1.2	1.2	1.3	1.9	1.8	1.8	1.5	1.4	1.3	1.2	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
	- SPP Non-firm	ล้านหน่วย	4,487	5,920	6,142	6,235	6,235	6,235	6,256	7,412	7,412	7,412	7,421	7,412	7,412	7,412	7,421	7,412	7,412	7,412	7,421	7,412
		%	2.2	2.8	2.8	2.7	2.6	2.5	2.5	2.8	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0
	- VSPP/ พท./ PEA	ล้านหน่วย	8,896	9,841	13,524	15,328	18,747	21,081	22,562	22,156	21,912	21,657	22,592	24,362	27,763	33,353	35,275	44,477	45,726	50,134	54,341	54,890
		%	4.4	4.6	6.1	6.7	7.9	8.6	8.9	8.5	8.1	7.8	7.9	8.3	9.2	10.7	11.0	13.5	13.5	14.4	15.2	14.9
	รวม	ล้านหน่วย	16,089	18,593	22,822	24,910	29,977	32,344	33,921	34,272	34,203	34,013	34,713	36,411	40,219	45,972	48,189	57,928	59,420	64,225	68,587	69,321
		%	7.9	8.8	10.4	10.9	12.7	13.2	13.4	13.1	12.7	12.3	12.2	12.4	13.3	14.7	15.0	17.6	17.5	18.4	19.2	18.9
Energy Efficient	- EE	ล้านหน่วย	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,819	2,849	7,251	12,504	16,958	20,498	
		%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.9	2.1	3.6	4.7	5.6	
สายส่งเชื่อมโยง	- ไทย - มาเลเซีย	ล้านหน่วย	131	131	132	132	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	
		%	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
รวมทั้งสิ้น		ล้านหน่วย	203,203	211,664	219,946	228,131	236,488	244,646	253,039	261,100	269,268	277,302	285,642	294,501	303,138	312,028	320,761	329,945	338,981	348,302	357,721	367,458
		%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	

หมายเหตุ: ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีชั่วโมงการเดินเครื่องตามแผนบำรุงรักษา

สมมติฐานค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติ (Heating value) MMSCFD @1000 BTU/SCF

ภาคผนวก 7

การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า

เปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า

ปี	PDP2018		PDP2018 Revision 1	
	รายปี (kgCO ₂ /kWh)	รายปี (พันตัน)	รายปี (kgCO ₂ /kWh)	รายปี (พันตัน)
2561	0.413	83,975	0.413	83,976
2562	0.395	83,607	0.395	83,668
2563	0.386	84,825	0.381	83,698
2564	0.384	87,576	0.374	85,359
2565	0.368	86,947	0.359	84,841
2566	0.365	89,406	0.354	86,686
2567	0.362	91,536	0.351	88,799
2568	0.337	88,021	0.329	85,947
2569	0.333	89,689	0.322	86,744
2570	0.339	94,007	0.323	89,458
2571	0.332	94,885	0.319	91,041
2572	0.329	97,006	0.318	93,783
2573	0.326	98,743	0.315	95,472
2574	0.320	99,765	0.310	96,675
2575	0.291	93,357	0.281	90,228
2576	0.292	96,509	0.282	93,026
2577	0.302	102,319	0.291	98,797
2578	0.295	102,717	0.284	98,871
2579	0.289	103,248	0.277	99,184
2580	0.283	103,845	0.271	99,712

หมายเหตุ : การคำนวณปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ อ้างอิงมาตรฐาน “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”

