



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
พ.ศ. 2558 - 2579
(PDP2015)



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
พ.ศ. 2558 - 2579
(PDP2015)

ผ่านการพิจารณาจาก

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)
คณะรัฐมนตรี (ครม.)

เห็นชอบเมื่อ 14 พฤษภาคม 2558
รับทราบเมื่อ 30 มิถุนายน 2558

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ	1-1
2. บทสรุป	2-1
3. นโยบายพลังงานของประเทศ	3-1
3.1 แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP)	3-2
3.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)	3-5
3.3 หลักการและแนวทางการดำเนินการกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2560 - 2568	3-8
4. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	4-1
5. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ.2558 - 2579 (PDP2015)	5-1
6. แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า	6-1

ภาคผนวก

หน้า

ผ 1	เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	ผ 1-1
ผ 2	กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	ผ 2-1
ผ 3	แผนที่ระบบไฟฟ้า	ผ 3-1
ผ 4	ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบัน	ผ 4-1
ผ 5	ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า	ผ 5-1
ผ 6	ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง	ผ 6-1
ผ 7	การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า	ผ 7-1
ผ 8	คำสั่งแต่งตั้ง	ผ 8-1
	- คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)	
	- คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)	
	- คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	
	- คณะทำงานจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	
	- คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	

1. บทนำ

กระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 – 2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) เป็นแผนหลักในด้านการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งแผนดังกล่าว คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้มีมติเห็นชอบ เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 และคณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2555

หลังจากมีนโยบายของรัฐบาลใหม่เมื่อช่วงปลายปี 2557 คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจึงได้มีการพิจารณาจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยชุดใหม่ เนื่องจากแนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจของไทยที่ปรับตัว และแผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน ตามนโยบายรัฐบาล รวมทั้งการเตรียมการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community: AEC) ในปี 2558 ซึ่งจะส่งผลต่อการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยโดยรวม ดังนั้นจึงมีการจัดทำแผน PDP2015 เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น กระทรวงพลังงานได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ โดยจัดทำเป็น 5 แผนหลัก ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan: PDP) (2) แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) (3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) (4) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของ ไทย และ (5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง ทั้งนี้ การจัดทำแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (แผน PDP2015) จะให้ความสำคัญในประเด็นดังนี้ (1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ต้องตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ โดยจะสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราเพิ่มของประชากร และอัตราการขยายตัวของเขตเมือง รวมถึงการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิง (Fuel diversification) ที่ใช้ผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม (2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ประชาชนและภาคธุรกิจยอมรับได้และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว การใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าและลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และ (3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า จากการปลดปล่อยของโรงไฟฟ้า

แผน PDP2015 ได้เน้นการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ด้วยการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด การจัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทน และการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC)

การจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับนี้ กระทรวงพลังงานได้เปิดให้มีการรับฟังข้อมูลจากทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องในแต่ละภูมิภาคหลายครั้ง ซึ่งได้รวบรวมข้อมูลที่เป็นประโยชน์และนำมาประกอบการจัดทำแผนฯ จากนั้นจึงได้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็น ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) เมื่อวันที่ 8 และ 28 เมษายน 2558 ณ โรงแรมรามา การ์ดेंส์ กรุงเทพฯ

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ฉบับนี้ ได้ผ่านการพิจารณาและให้ความเห็นจาก คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2558 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบแผน PDP2015 ในการประชุมฯ ครั้งที่ 2/2558 เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558 จากนั้นคณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้รับทราบมติ กพช. ดังกล่าว เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2558

2. บทสรุป

ตามที่ภาครัฐมีนโยบายใหม่ด้านพลังงานไฟฟ้า โดยมีแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579 (Power Development Plan: PDP2015) พร้อมทั้งจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ให้สอดคล้องกัน ต่อมาเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 กพข. ได้เห็นชอบกรอบการจัดทำแผนดังกล่าว โดยยึดหลัก ดังนี้

1. ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ต้องจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และใช้เชื้อเพลิงหลากหลาย รวมทั้งมีความเหมาะสมเพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป
2. ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม และคำนึงการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพในภาคเศรษฐกิจต่างๆ
3. ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบที่เกิดกับสิ่งแวดล้อมและชุมชน โดยเฉพาะเป้าหมายในการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า

ในการจัดทำแผน PDP2015 ต้องสอดคล้องกับทิศทางการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ซึ่งจัดทำและประมาณการโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้คาดการณ์ว่าจะมีการเติบโตทางเศรษฐกิจระยะยาวที่ร้อยละ 3.94 ต่อปี และในส่วนของกรอบการวางแผนพลังงานที่เกี่ยวข้อง คาดว่าผลการเพิ่มประสิทธิภาพตามแผนอนุรักษ์พลังงาน จะส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าลดลงประมาณ 89,672 ล้านหน่วย (GWh) ในปี 2579 นอกจากนั้น ยังมีแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เน้นการพัฒนาพลังงานทดแทนให้เต็มตามศักยภาพในแต่ละพื้นที่ โดยจะมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานทดแทนอื่นๆ เช่น ลม แสงอาทิตย์ พร้อมขยายระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า ให้รองรับการส่งเสริมพลังงานทดแทนเป็นรายพื้นที่ ตลอดจนพัฒนาระบบ Smart Grid เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จากนโยบายดังกล่าวได้กำหนดกรอบประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของแผน PDP2015 ในปี 2579 ดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	ณ ปี 2557 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2569 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2579 ประมาณร้อยละ
ซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ	7	10 - 15	15 - 20
ถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด (รวมลิกไนต์)	20	20 - 25	20 - 25
พลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำ)	8	10 - 20	15 - 20
ก๊าซธรรมชาติ	64	45 - 50	30 - 40
นิวเคลียร์	-	-	0 - 5
ดีเซล/น้ำมันเตา	1	-	-

2.1 สถานภาพปัจจุบัน

ความต้องการไฟฟ้า

ในปี 2557 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ของระบบ กฟผ. เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2557 เวลา 14.26 น. ที่ 26,942.1 เมกะวัตต์ ที่อุณหภูมิ 37.5 องศาเซลเซียส เพิ่มขึ้นจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดปี 2556 เท่ากับ 344.0 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นคิดเป็นร้อยละ 1.29

กำลังผลิตไฟฟ้า

ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทย เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ แยกได้เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภท Firm (ในระบบ กฟผ.) จำนวน 34,668 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจาก SPP Non-firm จำนวน 915 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP จำนวน 2,029 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

แบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

- พลังความร้อนร่วม	21,145	เมกะวัตต์ ร้อยละ	56.2
- พลังความร้อน	7,538	เมกะวัตต์ ร้อยละ	20.0
- พลังงานหมุนเวียน	8,476	เมกะวัตต์ ร้อยละ	22.5
- กังหันแก๊ส เครื่องยนต์ดีเซล	153	เมกะวัตต์ ร้อยละ	0.5
- สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	เมกะวัตต์ ร้อยละ	0.8
รวม	37,612	เมกะวัตต์	

แบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้า

- กฟผ.	15,482	เมกะวัตต์ ร้อยละ	41.2
- เอกชนรายใหญ่ (IPP)	13,167	เมกะวัตต์ ร้อยละ	35.0
- เอกชนรายเล็ก (SPP)	4,530	เมกะวัตต์ ร้อยละ	12.0
- เอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	2,029	เมกะวัตต์ ร้อยละ	5.4
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,404	เมกะวัตต์ ร้อยละ	6.4
รวม	37,612	เมกะวัตต์	

ระบบส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานในระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วย 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ 132 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์ และ 69 กิโลโวลต์ ที่ความถี่ 50 เฮิรตซ์ โดย ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 สายส่งไฟฟ้ามีความยาวทั้งสิ้น 32,526.99 วงจร-กิโลเมตร แยกเป็นระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 4,167.17 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 230 กิโลโวลต์ 14,605.12 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 132 กิโลโวลต์ 8.70 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 115 กิโลโวลต์ 13,703.93 วงจร-กิโลเมตร แรงดัน 69 กิโลโวลต์ 19.00 วงจร-กิโลเมตร และแรงดัน 300 กิโลโวลต์ (HVDC) 23.07 วงจร-กิโลเมตร และจำนวนสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. รวมทั้งสิ้น จำนวน 213 สถานี ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 กิโลโวลต์ จำนวน 11 สถานี สถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 กิโลโวลต์ จำนวน 71 สถานี และสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 กิโลโวลต์ จำนวน 131 สถานี ทั้งนี้มีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้า (พิกัดหม้อแปลง) รวมทั้งสิ้น 88,461.44 เมกะโวลต์แอมแปร์

2.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ สศช. ได้จัดทำประมาณการแนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว (GDP) ปี 2557 - 2579 มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 3.94 ต่อปี ใช้อัตราการเพิ่มของประชากรเฉลี่ยร้อยละ 0.03 ต่อปี และมีการประยุกต์ใช้แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) โดยมีเป้าหมายลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ณ ปี 2579 เท่ากับ 89,672 ล้านหน่วย รวมทั้งได้พิจารณากรอบของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) สำหรับภาคการผลิตไฟฟ้าในปี 2579 ซึ่งจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบจำนวน 19,634.4 เมกะวัตต์

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP2015 เมื่อรวมผลของแผนอนุรักษ์พลังงานและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกแล้ว ในช่วงปี 2557 – 2579 ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิของประเทศมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.67 ต่อปี ในปี 2579 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิ (Energy) และพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิ (Peak) ของประเทศมีค่าประมาณ 326,119 ล้านหน่วย และ 49,655 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

พ.ศ.	PDP2010 Rev3		PDP2015		เปลี่ยนแปลง (%)	
	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2559	31,809	210,619	30,218	197,891	-1,591	-12,728
2569	46,003	304,548	40,791	267,629	-5,212	-36,919
2573	52,256	346,767	44,424	291,519	-7,832	-55,248
2579	-	-	49,655	326,119	-	-

2.3 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)

ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 ได้ให้ความเห็นชอบแนวทางในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015) ไว้ดังนี้

1. ให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่
2. นโยบายการกระจายเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง
 - ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก
 - เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินโดยใช้เทคโนโลยีสะอาด
 - จัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศไม่เกินร้อยละ 20 ของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ
 - ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
 - จัดสรรโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไว้ปลายแผนตามเดิม

3. กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด

4. นโยบายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) จะดำเนินการตามสัญญาของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีข้อผูกพัน (Commit) แล้ว

2.4 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015)

จากสมมติฐานข้างต้น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2558 - 2579 (PDP2015) สรุปได้โดยสังเขปเป็นดังนี้ เมื่อสิ้นแผนฯในปลายปี 2579 จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมสุทธิ 70,335 เมกะวัตต์ โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2557 เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 57,459 เมกะวัตต์ มีการปลดกำลังผลิตโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุ ในช่วงปี 2558 - 2579 จำนวน 24,736 เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2558 - 2579

- กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2557	37,612	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579	57,459	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558 - 2579	-24,736	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2579	70,335	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579 เท่ากับ 57,459 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	21,648	เมกะวัตต์
- ในประเทศ	12,105	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	9,543	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	2,101	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน	4,119	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	17,478	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12,113	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	7,390	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	2,000	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	1,250	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	1,473	เมกะวัตต์
รวม	57,459	เมกะวัตต์

ตามแนวทางการจัดทำแผน PDP2015 ที่ให้ความสำคัญกับความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยให้ครอบคลุมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ จึงพิจารณาพื้นที่ที่มีโอกาสและมีความเสี่ยงสูง ที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง จึงพิจารณา ใน 2 พื้นที่

พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ ความต้องการไฟฟ้าของภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 3 ต่อปี ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม 3 โรง ในช่วงปี 2562 - 2567 ดังนี้

- ปี 2562 โรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 800 เมกะวัตต์
- ปี 2564 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์
- ปี 2567 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์

พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลาง และกรุงเทพฯ และปริมณฑล

เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ มีปริมาณสูงคิดเป็นประมาณร้อยละ 30 ปัจจุบันต้องพึ่งพาการส่งไฟฟ้าภาคอื่นๆ ทำให้มีความเสี่ยงด้านความมั่นคง ประกอบกับโรงไฟฟ้าในพื้นที่ที่จะหมดอายุลง มีผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ลดลง ประกอบกับเป็นพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจและเป็นศูนย์การของประเทศ และมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงมีความจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ในช่วงปี 2562 - 2568 ดังนี้

- ปี 2562 โรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน เครื่องที่ 1-5 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าบางปะกงทดแทน เครื่องที่ 1-2 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์
- ปี 2565 โรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน ชุดที่ 1-2 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์
- ปี 2566 โรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 1-2 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์
- ปี 2568 โรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 3 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์

2.5 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการและแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. จะดำเนินการในช่วงเวลาตามแผน PDP2015 ประกอบด้วย โครงการต่างๆ ดังนี้

- โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จำนวน 9 โครงการ
- โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า จำนวน 7 โครงการ
- โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน จำนวน 5 โครงการ
- โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า จำนวน 9 โครงการ (เพื่อรองรับการซื้อไฟฟ้าจาก IPP, SPP และซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ)
- โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ (Grid to Grid)
- โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid)

ซึ่งโครงการพัฒนาระบบส่งทั้งหมดนี้ เป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. ได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่างก่อสร้างจำนวน 13 โครงการ และเป็นโครงการแผนงานที่ กฟผ. มีแผนศึกษาเพื่อขออนุมัติอีกจำนวน 19 โครงการ

3. นโยบายพลังงานของประเทศ

เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2557 พล.อ.ประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี ได้แถลงนโยบายรัฐบาล ต่อสภานิติบัญญัติแห่งชาติ โดยมีนโยบายต่างๆ 11 ด้าน ซึ่งนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้าได้ระบุไว้ในข้อ 6. นโยบายการเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยในระยะยาวให้ดำเนินการให้มีการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นโดยหน่วยงานของรัฐและเอกชน ทั้งจากการใช้ฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิง และจากพลังงานทดแทนทุกชนิด ด้วยวิธีการเปิดเผย โปร่งใส เป็นธรรม และเป็นมิตรต่อสภาวะแวดล้อม พร้อมกับร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการพัฒนาพลังงาน และ ข้อ 8. นโยบายการพัฒนาและส่งเสริมการใช้ประโยชน์จากวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี การวิจัยและพัฒนา และนวัตกรรม โดยส่งเสริมให้โครงการลงทุนขนาดใหญ่ของประเทศ เช่น ด้านพลังงานสะอาด ระบบราง ยานยนต์ไฟฟ้า การจัดการน้ำ และการจัดการขยะ

ดังนั้น คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จึงได้พิจารณาทบทวนและปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 – 2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายใหม่ของรัฐบาล แผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน และการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศไทยที่มีแนวโน้มปรับตัว รวมทั้งการเตรียมตัวเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community: AEC) ในปี 2558

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ได้ดำเนินการตามแนวทางที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 โดยให้มีระยะเวลาของแผน PDP2015 สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พร้อมทั้งให้จัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ให้มีกรอบเวลาของแผนเช่นเดียวกับแผน PDP2015

กระทรวงพลังงานจึงได้มีแนวนโยบายที่จะบูรณาการแผนพัฒนาพลังงานเข้าด้วยกัน (Energy Development Plans Integration) ทั้งหมด 5 แผน ได้แก่ (1) แผน PDP2015 (2) แผน EEDP (3) แผน AEDP (4) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทย และ (5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้การบริหารจัดการด้านพลังงานของประเทศเป็นไปในแนวทางเดียวกันอย่างเป็นระบบ

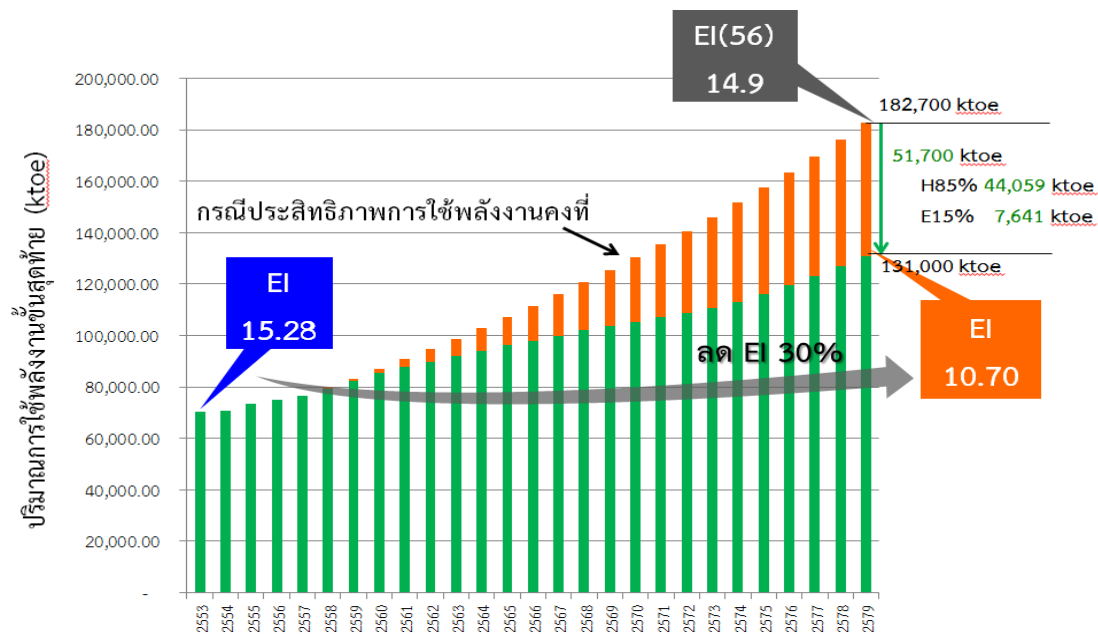
แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ดังกล่าวสรุปได้ ดังนี้

3.1 แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP)

ภาครัฐเล็งเห็นว่าในอนาคตปัญหาเรื่องราคาพลังงาน การแข่งขันทรัพยากรพลังงานระหว่างประเทศ ปัญหาสิ่งแวดล้อม และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศซึ่งเป็นผลพวงของการผลิตและใช้พลังงาน จะเป็นปัญหาที่จะมีความรุนแรงยิ่งขึ้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพชีวิตของประชาชน และความสามารถในการแข่งขันเชิงเศรษฐกิจอย่างหลีกเลี่ยงมิได้ แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2558 - 2579) จัดทำขึ้นโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

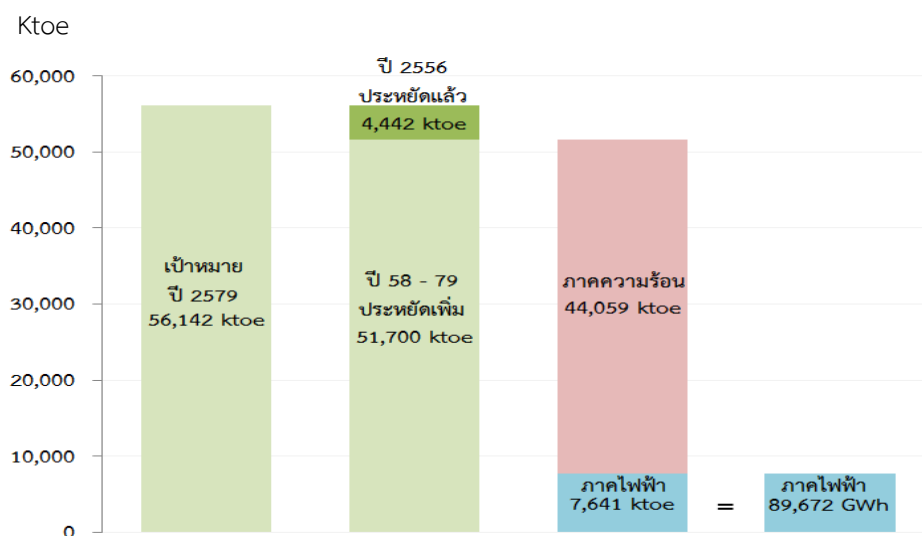
1) เพื่อกำหนดเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะสั้น 5 ปี และระยะยาว 20 ปี โดยตั้งเป้าลดความเข้มของการใช้พลังงาน (Energy Intensity : EI) ลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 (ดังรูปที่ 3.1) ทั้งในภาพรวมพลังงานของประเทศ (ความร้อนและไฟฟ้า) และในรายภาคเศรษฐกิจที่มีการใช้พลังงานมาก ได้แก่ ภาคขนส่งภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารธุรกิจ และภาคบ้านอยู่อาศัย

2) เพื่อกำหนดยุทธศาสตร์และแนวทางในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และให้บรรลุเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานที่ตั้งไว้ตามข้อ 1) รวมทั้งกำหนดมาตรการและแผนงานเพื่อเป็นกรอบในการจัดทำแผนปฏิบัติการการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง



เพื่อกำหนดแนวนโยบายและแนวทางการดำเนินการด้านการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะยาว กระทรวงพลังงานได้ทบทวนแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) โดยปรับค่าพื้นฐานและสมมติฐานอื่นๆ ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในอนาคต โดยการปรับเป้าหมายเดิมที่จะลดความเข้มการใช้พลังงานลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรือประมาณ 56,142 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) แต่เมื่อพิจารณาที่ปีฐาน ปี 2556 ความเข้มการใช้พลังงานลดลงจากปี 2553 แล้วประมาณ 4,442 ktoe ดังนั้นการดำเนินงานในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2579 จะเป็นการผลักดันมาตรการต่างๆ เพื่อให้เกิดผลประหยัดพลังงานครบตามเป้าหมายอีกประมาณ

51,700 ktoe โดยประมาณร้อยละ 15 เป็นส่วนการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าคิดเป็น 7,641 ktoe หรือ เทียบเท่า 89,672 ล้านหน่วย (GWh) และประมาณร้อยละ 85 เป็นส่วนการลดการใช้พลังงานความร้อน คิดเป็น 44,059 ktoe ตามรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 เป้าหมายผลประหยัดพลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ปี 2579

ทั้งนี้ยังได้ปรับปรุงและทบทวนแผนอนุรักษ์พลังงานใน 4 ภาคเศรษฐกิจ ได้แก่ บ้านที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม อาคารธุรกิจ และขนส่ง เพื่อให้แผนมีความชัดเจนมากยิ่งขึ้นจึงได้กำหนด 6 แนวทางในการดำเนินการ ดังนี้

- 1) ยกเลิก / ทบทวนการอุดหนุนราคาพลังงาน โดยให้ราคาเป็นไปตามกลไกตลาด
- 2) มาตรการทางภาษี ลดภาษี และใช้เงินกองทุนอนุรักษ์ฯ สนับสนุนอุปกรณ์ที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- 3) เร่งรัดการสนับสนุนมาตรการด้านการเงิน ด้วยเงินให้เปล่าและเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ เพื่อให้มีการเปลี่ยนอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง และให้คำปรึกษาในการบริหารจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- 4) กำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานในอาคาร (Building Energy Code) และโรงงาน โดยกระทรวงพลังงาน ต้องประสานกับกระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงมหาดไทย เพื่อผลักดันให้เป็นมาตรการบังคับ
- 5) รณรงค์ด้านพฤติกรรม และการปลูกจิตสำนึกการใช้พลังงานให้เป็นวัฒนธรรมของชาติ
- 6) กำหนดให้ผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ดำเนินการมาตรการประหยัดพลังงานให้ลูกค้า (Energy Efficiency Resources Standard: EERS)

จากมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่มีทั้งหมด 34 มาตรการ เมื่อพิจารณาตามแนวทางข้างต้น เฉพาะมาตรการด้านไฟฟ้าจะประกอบด้วย 6 มาตรการ ซึ่งเป็นมาตรการที่มีศักยภาพและมีโอกาสดำเนินการได้สำเร็จ กล่าวคือ ณ ปี 2579 จะสามารถลดการใช้ไฟฟ้ารวมได้ทั้งสิ้น 89,672 ล้านหน่วย ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 เป้าหมายแผน EEDP ณ ปี 2579 ด้านไฟฟ้า จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ (ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า)

(ล้านหน่วย : GWh)

มาตรการ	ที่อยู่อาศัย	อุตสาหกรรม	อาคาร		รวม (GWh)
			อาคารธุรกิจ	อาคารรัฐ	
1.มาตรการการจัดการโรงงานและอาคารควบคุม	-	10,814	5,654	3,180	19,648
2.มาตรการใช้เกณฑ์มาตรฐานอาคาร (BEC)	-	-	11,975	1,711	13,686
3.มาตรการใช้เกณฑ์มาตรฐาน และติดฉลากอุปกรณ์ (HEPs & MEPs)	8,936	6,226	7,609	989	23,760
4.มาตรการสนับสนุนด้านการเงิน	-	9,133	5,941	-	15,074
5.มาตรการส่งเสริม LED	3,354	3,303	3,711	1,264	11,632
6.มาตรการบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานการ ประหยัดพลังงานสำหรับผู้ผลิตและ จำหน่ายพลังงาน (EERS)	1,343	2,367	2,162	-	5,872
รวม	13,633	31,843	37,052	7,144	89,672

จากเป้าหมายการประหยัดพลังงานดังกล่าว สามารถแบ่งผลประหยัดพลังงานไฟฟ้ารายมาตรการรายปีสรุปได้ ดังตารางที่ 3.2 และผลประหยัดพลังงานไฟฟ้ารายภาคเศรษฐกิจรายปี ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.2 แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) (พ.ศ. 2558 - 2579)

(ล้านหน่วย : GWh)

มาตรการ	เป้าหมายผลประหยัดพลังงานไฟฟ้า				
	2559	2564	2569	2574	2579
1.มาตรการการจัดการโรงงานและอาคารควบคุม	1,802	6,992	11,669	14,738	19,648
2.มาตรการใช้เกณฑ์มาตรฐานอาคาร (BEC)	-	770	2,719	6,402	13,686
3.มาตรการใช้เกณฑ์มาตรฐาน และติดฉลากอุปกรณ์ (HEPs & MEPs)	857	3,446	8,163	14,776	23,760
4.มาตรการสนับสนุนด้านการเงิน	905	5,133	9,691	11,564	15,074
5.มาตรการส่งเสริม LED	160	1,862	4,909	8,129	11,632
6.มาตรการบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานการ ประหยัดพลังงานสำหรับผู้ผลิต และจำหน่ายพลังงาน (EERS)	-	-	870	3,085	5,872
รวม	3,724	18,203	38,021	58,694	89,672

ตารางที่ 3.3 แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) (พ.ศ. 2558 – 2579) แบ่งตามภาคเศรษฐกิจ (ล้านหน่วย : GWh)

ภาคเศรษฐกิจ	เป้าหมายผลประหยัดพลังงานไฟฟ้า				
	2559	2564	2569	2574	2579
ภาคอุตสาหกรรม	2,174	9,420	17,497	22,845	31,843
ภาคธุรกิจ	853	5,156	12,687	22,406	37,052
ภาคบ้านอยู่อาศัยและเกษตรกรรม	395	1,914	4,877	8,760	13,633
ภาครัฐ	302	1,713	2,960	4,683	7,144
รวม	3,724	18,203	38,021	58,694	89,672

3.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)

กระทรวงพลังงานได้มีแนวทาง และข้อพิจารณาในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ดังนี้

"พลังงานทางเลือก" "พลังงานทดแทน" "พลังงานหมุนเวียน" ศัพท์ต่างๆ เหล่านี้เริ่มเข้ามามีบทบาทในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ แม้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานทางเลือกบางชนิดยังมีราคาสูงกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหลักประเภทอื่นๆ อาทิเช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน เทคโนโลยีสะอาด โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น ซึ่งปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งที่ส่งผลให้ประเทศไทยจำเป็นต้องหันมาพิจารณาการใช้พลังงานทางเลือกคือ ปัญหาภาวะโลกร้อนที่มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas: GHG) ซึ่งส่วนใหญ่คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) อันเกิดจากกระบวนการสันดาปของเชื้อเพลิงฟอสซิล ไม่ว่าจะเป็นอุตสาหกรรมประเภทใด ไม่เว้นอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า ที่ต้องอาศัยเชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้น รัฐบาลแต่ละสมัยมีความพยายามในการผลักดันแผน AEDP ให้เป็นรูปธรรมมากขึ้นเพื่อการก้าวไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) และเป็นแบบอย่างของสังคมโลกที่กล่าวถึงประเทศไทยว่าเป็นประเทศที่มีความมุ่งมั่นให้มีการใช้พลังงานทดแทน โดยให้มีการใช้พลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งอาศัยมาตรการจูงใจให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ระยะแรก มีการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก ทำให้มีนักลงทุนสนใจเป็นจำนวนมากเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าได้ทำการยื่นคำร้องเสนอขายไฟฟ้าแก่การไฟฟ้าต่างๆ ปัจจุบันอยู่ระหว่างเปลี่ยนแปลงมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ด้านราคาซื้อไฟฟ้าเป็น Feed-in Tariff (FIT) ให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดมากขึ้น และกำหนดกรอบระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้าที่ชัดเจน

ในอดีต แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 - 2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ได้พิจารณาตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของภาครัฐ ตามแผน AEDP ซึ่งมีกรอบการดำเนินงานระหว่างปี 2555 - 2564 เพื่อทดแทนพลังงานที่ได้จากเชื้อเพลิงฟอสซิล ร้อยละ 25 ใน 10 ปี นอกจากนี้ ยังมีการวิเคราะห์ผลกระทบค่าพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าของแผน AEDP ให้อยู่ในเกณฑ์ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้ให้ความเห็นชอบไว้ แต่เท่าที่ผ่านมา นั้น เนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นจึงมีผู้สนใจลงทุนเป็นจำนวนมาก ทำให้เกิดการเพิ่มขึ้นของ

พลังงานทดแทนในบางพื้นที่ บางช่วงเวลามากกว่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ ทำให้มีปัญหาอุปสรรคในการดำเนินงาน ส่งผลกระทบทั้งในการดำเนินการพิจารณาขอรับซื้อไฟฟ้าและความพร้อมของระบบไฟฟ้า

สำหรับนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของภาครัฐในปัจจุบัน (2558) มุ่งเน้นไปที่การแก้ไขปัญหาสังคมส่วนรวม ได้แก่ ปัญหาขยะชุมชน และผลผลิตเหลือใช้ทางการเกษตร ซึ่งเป็นเหตุให้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชน ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ เป็นหลัก โดยมียุทธศาสตร์ในการส่งเสริมพลังงานชีวภาพ ได้แก่ พลังงานจากขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ เป็นอันดับแรก ซึ่งศักยภาพคงเหลือในปัจจุบัน สามารถผลิตไฟฟ้าจากขยะได้อีกประมาณ 500 เมกะวัตต์ และจากชีวมวลได้อีกประมาณ 2,500 เมกะวัตต์ และมีการประสานงานร่วมกับนโยบาย Zoning ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ที่จะต้องการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกอ้อยและปาล์ม และเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลังจาก 3.5 ตันต่อไร่ต่อปี เป็น 7 ตันต่อไร่ต่อปี ซึ่งสามารถเพิ่มศักยภาพเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าได้อีก 1,500 เมกะวัตต์ แต่ข้อสำคัญต้องมีผลผลิต (Productivity) ที่ดี มิเช่นนั้นจะเป็นภาระกับผู้บริโภค สำหรับแนวทางการจัดสรรปริมาณการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ เป็นเชิงพื้นที่รายภูมิภาคและรายจังหวัด (RE Zoning รายจังหวัด) รวมถึงการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในอนาคตที่อาจจะสามารถแข่งขันได้กับการผลิตไฟฟ้าจาก LNG ตลอดจนการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าที่เกิดการสร้างชุมชนที่เข้มแข็งและการลดการนำเข้าพลังงานจากฟอสซิล ทั้งนี้ จะทำการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 โดยจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมเท่ากับ 19,634.4 เมกะวัตต์ ตามตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2579 หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	พืชพลังงาน	รวม
2557	1,298.5	224.5	3,048.4	65.7	2,541.8	311.5	-	7,490.4 ^{1/}
2579	6,000.0	3,002.0	3,282.4	500.0	5,570.0	600.0	680.0	19,634.4 ^{1/}

หมายเหตุ : 1/ กำลังผลิตติดตั้ง

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558 - 2579 (PDP2015) ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกเริ่มมีความสำคัญ ดังนั้นการผนวกแผน AEDP เข้าไปเป็นส่วนหนึ่งของ PDP2015 จึงเริ่มขึ้น โดยมีแนวคิดที่จะนำเอาหลักทฤษฎีพื้นฐานด้านระบบไฟฟ้ามาประยุกต์ทำแผน AEDP กล่าวคือระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีการเชื่อมต่อถึงกันหมด ระบบผลิตไฟฟ้าจะส่งพลังไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยต่อไป แต่เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในบางพื้นที่ ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ และบางช่วงเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้ามาระบบส่งไฟฟ้า จะส่งผลต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในอนาคตโดยรวม

ดังนั้น จึงมีแนวคิดที่จะกำหนดปริมาณการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแผน AEDP โดยจะพิจารณาจากศักยภาพด้านต่างๆ ดังนี้

1. ศักยภาพเชิงพื้นที่การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน หรือ ระบบผลิตไฟฟ้า เป็นการหาความสามารถในการพัฒนาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ว่า บริเวณใดบ้างที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้กำหนดแนวทางการพัฒนาให้เหมาะสมทั้งด้านปริมาณพลังไฟฟ้าและระยะเวลาในการพัฒนาศักยภาพด้านอื่นๆ เพื่อรองรับปริมาณพลังไฟฟ้างดกล่าว ซึ่งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องคือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการ

2. ศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า เป็นการหาขีดความสามารถในการรับซื้อปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อใช้กำหนดเป็นจุดเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยความสามารถในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงพิจารณาจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าของแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นๆ และปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่มีอยู่แล้วในระบบ เพื่อลดความสูญเสียในการส่งจ่ายไฟฟ้าระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.

3. ศักยภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นการพิจารณาความเหมาะสมระหว่างปริมาณความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าและปริมาณการรับซื้อพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละจุดจ่ายไฟฟ้า ซึ่งกระจายอยู่ทั่วประเทศ แต่เนื่องจากปัจจุบัน พลังงานที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนมีราคาสูงกว่าพลังงานที่ได้จากโรงไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้า เมื่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีมากกว่าความต้องการไฟฟ้าในขณะนั้น ส่งผลให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อน ซึ่งหากเป็นการไหลย้อนจากจุดจ่ายไฟฟ้าใกล้ๆ กัน ความสูญเสียระบบไฟฟ้าจะมีค่าไม่มากนัก แต่เมื่อใดที่เป็นการไหลย้อนจากจุดจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งการส่งข้ามระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. มีระยะทางไกลมากกว่าระยะทางระหว่างจุดจ่ายไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดความสูญเสียในระบบไฟฟ้ามากกว่า อย่างไรก็ตามความสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นนั้น เกิดจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีราคาสูง ดังนั้นจึงควรมีการบริหารจัดการไม่ให้เกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าไหลย้อนดังกล่าว จากหน่วยที่เกี่ยวข้องโดยตรง ซึ่งก็คือ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

อย่างไรก็ตาม แนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคต นับว่ามีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการประยุกต์ใช้แผน AEDP ให้มีประสิทธิภาพ ซึ่งต้องมีหน่วยงานที่เข้ามากำกับกับการดำเนินการต่างๆ ให้เป็นไปตามแผน AEDP และเป้าหมายที่กำหนดไว้ กล่าวคือ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) เป็นผู้รับผิดชอบ รวมไปถึงแนวทางการปรับแผน AEDP ให้สอดคล้องกับสภาพระบบไฟฟ้าของประเทศ เช่น ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่เปลี่ยนแปลงไป ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าต่ำกว่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ในแผน เป็นต้น ซึ่งหากดำเนินการได้ตามแผน AEDP ก็คาดหวังได้ว่าภาคเอกชนคงได้รับความชัดเจนในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเป็นแบบอย่างที่ดีของสังคมโลกในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อไป

3.3 หลักการและแนวทางการดำเนินการกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2560 - 2568

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 เห็นชอบหลักการและแนวทางการดำเนินการกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2560 - 2568 รายละเอียดดังนี้

1. หลักการพิจารณาดำเนินการกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2560 - 2568

การมี SPP ระบบ Cogeneration ที่สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้อย่างต่อเนื่องในพื้นที่เดิมที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำอย่างหนาแน่น จะส่งผลดีกับโรงงานอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้าไฟฟ้าและไอน้ำของ SPP ระบบ Cogeneration ทำให้สามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง โดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มในการติดตั้ง Boiler เพื่อผลิตไอน้ำใช้เอง นอกจากนี้ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่เดิมหรือบริเวณใกล้เคียงที่เดิมยังสามารถดำเนินการได้ง่ายและรวดเร็วเนื่องจากเป็นที่ยอมรับของชุมชน และมีความพร้อมด้านสาธารณูปโภคพื้นฐานต่างๆ แล้ว ซึ่งทำให้สามารถลดต้นทุนในการก่อสร้างจากการใช้ระบบสาธารณูปโภคเดิมได้ อย่างไรก็ดีเพื่อให้การส่งเสริม SPP ระบบ Cogeneration เกิดประโยชน์สูงสุด จึงควรพิจารณาดำเนินการกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2560 - 2568 ดังนี้

1.1 การต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ที่เป็นเทคโนโลยีเก่าและมีประสิทธิภาพต่ำ ควรมีการเจรจาเพื่อปรับปรุงอัตราซื้อไฟฟ้าใหม่ให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนในส่วนของการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าคืนทั้งหมดแล้ว ดังนั้นราคารับซื้อไฟฟ้าที่ปรับปรุงใหม่ ควรจะสะท้อนต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงจากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเท่านั้น

1.2 ในกรณีที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ใหม่ ควรส่งเสริมให้เกิดการผลิตไฟฟ้ารูปแบบกระจายศูนย์ (Distributed Generation: DG) เพื่อลดความสูญเสียการส่งพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วย SPP ระบบ Cogeneration เกิดประโยชน์สูงสุด โดย

(1) ควรกำหนดให้โรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration มีพื้นที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมสวนอุตสาหกรรม หรือกลุ่มโรงงานขนาดใหญ่ที่มีการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำหรือน้ำเย็นปริมาณมากเท่านั้น

(2) ควรกำหนดปริมาณการขายไฟฟ้าเข้าระบบไม่ให้มากเกินไปจนเกิดความจำเป็น โดยควรมีการปรับรูปแบบสัญญา SPP ระบบ Cogeneration ที่มีการกำหนดปริมาณการขายไฟฟ้าลงให้น้อยที่สุด และให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรม

(3) ควรมีระเบียบที่มีความรัดกุมสามารถกำกับดูแลโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ให้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยมีประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงสูงกว่าโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งมีการก่อสร้างใหม่และมีการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว

2. แนวทางการดำเนินการกับ SPP ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญา ภายในปี 2560 – 2568

2.1 กลุ่มที่ 1 : SPP ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาภายในปี 2560 – 2561 เห็นควรให้ได้รับการต่ออายุสัญญาเดิมออกไปอีก 3 - 5 ปี โดยรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการขายให้กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมเข้าสู่ระบบของ กฟผ. ในปริมาณที่น้อยสุด ด้วยสัญญาที่เหมาะสมและเป็นธรรม เนื่องจาก SPP กลุ่มนี้ ไม่สามารถเตรียมการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่เดิมหรือพื้นที่ใกล้เคียงได้ทันภายในระยะ 2 - 3 ปี ทั้งนี้ จะต้องมีการปรับปรุงอัตราซื้อไฟฟ้าใหม่ให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า สะท้อนต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงจากการเดินโรงไฟฟ้าเท่านั้น และเมื่อสิ้นสุดการขยายสัญญาแล้ว ให้ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ในลักษณะเดียวกับกลุ่มที่ 2 โดยมีอายุสัญญาไม่เกิน 20 ปี และกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าไม่ให้สูงกว่าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้า IPP

2.2 กลุ่มที่ 2 : SPP ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาภายในปี 2562 – 2568 เห็นควรให้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่เดิมหรือพื้นที่ใกล้เคียง เฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีสถานที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม สวนอุตสาหกรรม หรือกลุ่มโรงงานขนาดใหญ่ที่มีการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำหรือน้ำเย็นปริมาณมากเท่านั้น โดยโรงไฟฟ้าใหม่จะต้องมีขนาดกำลังการผลิตเหมาะสมกับปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำของลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมโดยมีอายุสัญญาไม่เกิน 20 ปี และกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าไม่ให้สูงกว่าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้า IPP และรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการขายให้กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมเข้าสู่ระบบของ กฟผ. ในปริมาณที่น้อยที่สุดไม่เกินร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตตามสัญญาเดิมที่เคยขายเข้าระบบ ด้วยสัญญาที่เหมาะสมและเป็นธรรม ทั้งนี้ จะต้องมีการปรับปรุงระเบียบให้มีความรัดกุมสามารถกำกับดูแลโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ให้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยมีประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงปฐมภูมิสูงกว่าโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งมีการก่อสร้างใหม่ และมีการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว

4. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

4.1 สถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

ในปี 2557 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) สุทธิของระบบ กฟผ. เกิดขึ้นเมื่อวันพุธที่ 23 เมษายน 2557 เวลา 14:26 น. ที่ 26,942.1 เมกะวัตต์ ที่อุณหภูมิ 37.5 องศาเซลเซียส เพิ่มขึ้นจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) สุทธิของระบบ กฟผ. ในปี 2556 จำนวน 344.0 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.29 ซึ่งความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) สุทธิของระบบ กฟผ. ในปี 2556 อยู่ที่ 26,598.1 เมกะวัตต์ สำหรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิของระบบ กฟผ. ในปี 2557 มีค่าเท่ากับ 177,580 ล้านหน่วย ซึ่งสูงกว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิของระบบ กฟผ. ปี 2556 ที่มีค่าเท่ากับ 173,535 ล้านหน่วย โดยเพิ่มขึ้นเป็นจำนวน 4,045 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้น ร้อยละ 2.33

สำหรับค่าประมาณการความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิของประเทศในปี 2557 (ณ เวลาเดียวกันกับ ระบบ กฟผ.) มีค่าเท่ากับ 27,633.5 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจากปี 2556 จำนวน 549.0 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 และความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิของประเทศของปี 2557 มีค่าเพิ่มขึ้นจากปี 2556 จำนวน 5,338.8 ล้านหน่วย หรือคิดเป็นร้อยละ 3.01

4.2 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้เห็นชอบแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (Power Development Plan: PDP2015) เพื่อให้มีระยะเวลาสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พร้อมทั้งจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) ให้มีกรอบระยะเวลาของแผนระหว่างปี 2558 – 2579 เช่นเดียวกับแผน PDP2015

เพื่อให้เป็นไปตามมติของ กพข. คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้ทำการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว เพื่อจัดทำแผน PDP2015 โดยพิจารณาศักยภาพและเป้าหมายของแผน AEDP และแผน EEDP พ.ศ. 2558 – 2579 การปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ (Thailand Load Forecast) นั้น จะต้องให้สอดคล้องกับการคาดการณ์การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยได้พิจารณาถึงโครงการลงทุนภาครัฐขนาดใหญ่ ที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และนโยบายของรัฐเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงเศรษฐกิจเชิงโครงสร้างที่มีผลต่อการใช้พลังงาน รวมถึงพิจารณาผลการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) และแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ร่วมด้วย โดยได้เสนอต่อคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ และได้รับความเห็นชอบเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2558

ค่าพยากรณ์ชุดดังกล่าว ได้จัดทำตามความต้องการใช้ไฟฟ้ากรณีปกติ (Business as usual : BAU) จะสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ปี 2557 - 2579 ซึ่งจัดทำและประมาณการโดย สศช. เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2557 (กรณีฐาน) โดยเฉลี่ยที่ร้อยละ 3.94 เทียบอัตราเฉลี่ยในแผนเดิม

ที่ร้อยละ 4.49 พิจารณาการเติบโตของประชากร ชุมชนเมือง (Urbanization) และการเติบโตของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายเศรษฐกิจ (Sector) และจัดทำโดยใช้แบบจำลอง End-Use model และ Econometrics model ซึ่งจัดทำแบบจำลองโดยมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ โดยมีสมมติฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าดังนี้

สมมติฐานการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

1) พยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับจำหน่าย ใช้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เพื่อการอนุรักษ์พลังงานในระยะยาวที่ได้ปรับปรุงโดย คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ (กุมภาพันธ์ 2557) ในแบบจำลองดังกล่าวได้แบ่งการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามเขตของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ กลุ่มที่อยู่อาศัย กลุ่มธุรกิจ กลุ่มอุตสาหกรรม และอื่นๆ ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ นั้น มีแนวโน้มการเปลี่ยนแปลง แปรผันตามอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ จำนวนประชากร

2) ใช้ข้อมูลค่าจริง 10 เดือน (มกราคม – ตุลาคม) ของปี 2557 และประมาณการ 2 เดือน (พฤศจิกายน – ธันวาคม) เป็นฐานในการพยากรณ์ฯ ปี 2557

3) ใช้ค่าประมาณการอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว (GDP) ปี 2557 - 2579 จากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2557 ซึ่งได้รวมโครงการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานที่มีความชัดเจนและคาดว่าจะเกิดขึ้นจริงเรียบร้อยแล้ว (ยกเว้นโครงการลงทุนระบบรถไฟความเร็วสูง เนื่องจากโครงการดังกล่าวยังอยู่ระหว่างขั้นตอนการศึกษาความเหมาะสม และยังไม่มีความชัดเจนในการดำเนินการ) โดยค่าประมาณการอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจปี 2557 - 2579 เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 3.94 รายละเอียดตาม ตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ประมาณการอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาว โดย สศช. (2 ก.ย. 57)

ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
GDP	2.0	4.0	4.4	4.7	4.3	4.1	4.2	4.2	4.1	4.0	4.1	4.0

ปี	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
GDP	4.0	4.0	3.9	3.8	3.8	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8

4) พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า โดยวิธี Load Profile ตามลักษณะการใช้ไฟฟ้าปี 2556

5) พิจารณารวมความต้องการไฟฟ้าของรถไฟฟ้า BTS และ MRT รวมทั้งโครงการรถไฟฟ้าอีก 10 สายที่อยู่ระหว่างก่อสร้างในค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า แต่ไม่รวมความต้องการไฟฟ้าสำหรับโครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง หากในอนาคตนโยบายด้านคมนาคมมีความชัดเจนยิ่งขึ้น จะนำมาพิจารณาเพิ่มภายหลัง

6) พิจารณาแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ที่มีเป้าหมายลดความเข้มการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อ GDP ลงร้อยละ 30 จากปี 2553 เน้นดำเนินการใน 4 กลุ่มเป้าหมายหลักคือ อุตสาหกรรม อาคาร ที่อยู่อาศัย และภาครัฐ โดยมีเป้าหมายการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งสามารถแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดัง ตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 เป้าหมายแผน EEDP ณ ปี 2579 ด้านไฟฟ้า จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ (ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า)
(ล้านหน่วย : GWh)

มาตรการ	ที่อยู่อาศัย	อุตสาหกรรม	อาคาร		รวม
			อาคารธุรกิจ	อาคารรัฐ	
1. การจัดการโรงงานและอาคารควบคุม (SEC)	-	10,814	5,654	3,180	19,648
2. มาตรการพลังงานในอาคาร (BEC)	-	-	11,975	1,711	13,686
3. เกณฑ์มาตรการประสิทธิภาพอุปกรณ์ (HEPs & MEPS)	8,936	6,226	7,609	989	23,760
4. การสนับสนุนด้านการเงิน	-	9,133	5,941	-	15,074
5. มาตรการส่งเสริม LED	3,354	3,303	3,711	1,264	11,632
6. มาตรการบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานการประหยัดพลังงานสำหรับผู้ผลิตและจำหน่ายพลังงาน (EERS)	1,343	2,367	2,162	-	5,872
รวม	13,633	31,843	37,052	7,144	89,672

7) พิจารณาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) มีเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในปี 2579 ให้มีค่าเท่ากับร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ซึ่งมีหลักการสำหรับภาคการผลิตไฟฟ้าดังนี้

7.1) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง ชยะ ชีวมวลและก๊าซชีวภาพให้เต็มตามศักยภาพ เพื่อสร้างประโยชน์ร่วมกับเกษตรกรและชุมชน แบ่งเป็น

- โรงไฟฟ้าชยะมีกำลังผลิตติดตั้ง 500 MW
- โรงไฟฟ้าชีวมวล
 - กำลังผลิตติดตั้ง 2,500 MW จากศักยภาพเชื้อเพลิงในปัจจุบัน
 - กำลังผลิตติดตั้ง 1,500 MW จากพื้นที่เพิ่มเติมตามนโยบายการบริหารจัดการพื้นที่เกษตรกรรม (Zoning) ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์

7.2) กำหนดเป้าหมายการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนตามรายภูมิภาค โดย Zoning ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพพลังงานหมุนเวียน

7.3) ผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์และลม เมื่อต้นทุนสามารถแข่งขันได้กับการผลิตไฟฟ้าจาก LNG

7.4) มาตรการส่งเสริมโดยใช้วิธีการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding)

การนำแผน AEDP ผนวกเข้ามาเป็นหนึ่งในสมมติฐานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เพื่อจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จำเป็นต้องคำนึงถึงข้อจำกัดในหลายๆด้าน ได้แก่ ศักยภาพด้านเชื้อเพลิง ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ รวมถึงข้อจำกัดด้านระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันระบบส่งไฟฟ้าไม่ได้ถูกออกแบบไว้ล่วงหน้า เพื่อรองรับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ตามนโยบายใหม่ อีกทั้งการปล่อยให้กระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากระบบจำหน่ายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้า จะมีผลกระทบโดยตรงกับการบริหารการส่งจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ไปยังพื้นที่อื่นๆ อาจส่งผลให้ความสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นแผน AEDP ที่จะนำมาใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ในครั้งนี้ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้จัดทำแผน AEDP และได้นำเสนอต่อที่ประชุม กพข. ได้รับความเห็นชอบเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 โดยเป้าหมายที่ปี 2579 จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวม 19,634.4 เมกะวัตต์ ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 เป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ณ ปี 2579

หน่วย : เมกะวัตต์

ประเภทพลังงาน	Plant Factor (%)	เป้าหมายรวม ^{1/}
พลังงานแสงอาทิตย์		6,000.0
- Ground Mount	16	
- Rooftop	15	
พลังงานลม	18	3,002.0
พลังงานน้ำ		3,282.4
- ≤ 10 เมกะวัตต์	44	376.0
- > 10 เมกะวัตต์	-	2,906.4
พลังงานขยะ	70	500.0
ชีวมวล	70	5,570.0
ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	70	600.0
ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	78	680.0
รวมเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน		19,634.4

หมายเหตุ : 1/ กำลังผลิตติดตั้ง

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จำเป็นต้องทราบถึงปริมาณความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมถึงแหล่งที่มาของพลังงานไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันนอกจาก กฟผ. เป็นผู้ส่งจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว ยังมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ซึ่งเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทเครื่องยนต์ดีเซล และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในที่ห่างไกลที่ระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถเข้าถึงพื้นที่ดังกล่าวได้ เนื่องจากการพยากรณ์จะต้องทราบถึงความต้องการไฟฟ้าในทุกๆ จุดของระบบไฟฟ้า ได้แก่

- การใช้ไฟฟ้า (Consumption)
- ความต้องการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Distribution Requirement)
- ความต้องการไฟฟ้า ณ จุดขายของ กฟผ.
- ความต้องการไฟฟ้าในระบบ ของ กฟผ.
- ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

แผน AEDP ได้ประมาณการกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั่วประเทศ รวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ขายไฟฟ้าโดยตรงให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อนำมาพิจารณาหากลบความต้องการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อนำไปพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบ กฟผ. และความต้องการไฟฟ้าของประเทศ โดยแผน AEDP ได้ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ประเภทพลังงานหมุนเวียน ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 กำลังผลิตติดตั้งสะสมโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนของ VSPP พ.พ. และ PEA

หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	พืชพลังงาน	รวม
2559	3,390	66	70	100	337	1,842	-	5,805
2564	3,816	118	80	141	411	2,956	24	7,547
2569	4,237	224	115	264	491	3,687	259	9,279
2574	4,741	401	137	311	552	4,347	363	10,852
2579	5,262	1,069	168	321	600	5,050	630	13,100

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศในระยะยาว ได้ดำเนินการจัดทำเป็น 2 กรณี เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการฯ ดังนี้

1) กรณี BAU (Business as Usual) เป็นค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในกรณีปกติ ซึ่งจะ เป็นค่าพยากรณ์ที่มีมาตรการอนุรักษ์พลังงานใหม่แผ่อยู่บางส่วน เนื่องจาก ตัวแบบการพยากรณ์ฯ จะใช้ ข้อมูลสถิติผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ณ ปี 2556 เป็น Coefficient ซึ่งจะมีพฤติกรรมการประหยัดพลังงาน แผ่อยู่ มีผลทำให้ ณ ปี 2579 การใช้ไฟฟ้ากรณี BAU สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าตามแผนอนุรักษ์ พลังงาน เท่ากับ 27,282 ล้านหน่วย มีผลทำให้ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ณ สิ้นสุดแผน หรือปี 2579 มีค่าเท่ากับ 59,300 เมกะวัตต์ มีอัตราเพิ่มเฉลี่ยประมาณร้อยละ 3.5 ต่อปี

2) กรณีฐาน (Base Case) เป็นค่าพยากรณ์ฯ ที่ครอบคลุมมาตรการอนุรักษ์พลังงานใหม่ไว้ ทั้งหมด กล่าวคือ สามารถดำเนินการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสำเร็จตามเป้าหมายของแผนอนุรักษ์พลังงาน โดย ณ สิ้นแผน ปี 2579 สามารถลดการใช้ไฟฟ้าลงได้ 89,672 ล้านหน่วย (ตามสมมติฐานข้อที่ 6) หรือลด ความเข้มการใช้ไฟฟ้าต่อ GDP (Energy Intensity) จากปี 2553 ลงร้อยละ 24 หากพิจารณาที่ระดับ Generation ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ณ สิ้นสุดแผน หรือปี 2579 เท่ากับ 49,655 เมกะวัตต์ มีอัตราเพิ่มเฉลี่ยประมาณร้อยละ 2.7 ต่อปี จะสามารถลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 9,543 เมกะวัตต์ รายละเอียดตามตารางที่ 4.5 ถึงตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.5 เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณี BAU และกรณีฐาน

ปี	(1)กรณี BAU		(2)กรณีฐาน		ความแตกต่าง (2) – (1)	
	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย
2559	30,304	198,439	30,218	197,891	-86	-548
2564	36,993	242,623	35,775	234,654	-1,218	-7,969
2569	43,755	287,748	40,791	267,629	-2,964	-20,119
2574	50,991	336,680	45,438	298,234	-5,554	-38,446
2579	59,300	393,335	49,655	326,119	-9,645	-67,216

ตารางที่ 4.6 สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสำหรับจัดทำแผน PDP
(PDP2015 : กรณีฐาน)

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลด	Intensity
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		แฟกเตอร์	
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%		
ค่าจริง : NET Generation								
2555	26,418.3	2,310	9.58	175,925.1	15,109	9.40	75.81	33.34
2556	27,084.5	666	2.52	177,543.8	1,619	0.92	74.63	32.88
2557	27,633.5	549	2.03	182,882.6	5,339	3.01	75.34	33.17
ค่าพยากรณ์ : NET Generation								
2558	29,051	1,418	5.13	190,285	7,403	4.05	74.77	33.11
2559	30,218	1,167	4.02	197,891	7,605	4.00	74.76	32.98
2560	31,385	1,167	3.86	205,649	7,758	3.92	74.80	32.75
2561	32,429	1,045	3.33	212,515	6,867	3.34	74.81	32.46
2562	33,635	1,206	3.72	220,503	7,987	3.76	74.84	32.35
2563	34,808	1,173	3.49	228,238	7,736	3.51	74.85	32.09
2564	35,775	967	2.78	234,654	6,416	2.81	74.88	31.67
2565	36,776	1,001	2.80	241,273	6,619	2.82	74.89	31.29
2566	37,740	964	2.62	247,671	6,398	2.65	74.92	30.88
2567	38,750	1,010	2.68	254,334	6,663	2.69	74.93	30.48
2568	39,752	1,002	2.59	260,764	6,430	2.53	74.88	30.04
2569	40,791	1,039	2.61	267,629	6,865	2.63	74.90	29.67
2570	41,693	903	2.21	273,440	5,812	2.17	74.87	29.16
2571	42,681	988	2.37	279,939	6,499	2.38	74.87	28.74
2572	43,489	807	1.89	285,384	5,445	1.95	74.91	28.26
2573	44,424	935	2.15	291,519	6,135	2.15	74.91	27.82
2574	45,438	1,013	2.28	298,234	6,715	2.30	74.93	27.41
2575	46,296	858	1.89	303,856	5,622	1.89	74.92	26.90
2576	47,025	729	1.58	309,021	5,164	1.70	75.02	26.36
2577	47,854	829	1.76	314,465	5,444	1.76	75.02	25.84
2578	48,713	859	1.79	320,114	5,649	1.80	75.02	25.35
2579	49,655	942	1.93	326,119	6,005	1.88	74.97	24.88
อัตราเพิ่มเฉลี่ย								
2555-2559	-	1,390	4.62	-	7,934	4.24	-	33.09
2560-2564	-	1,111	3.43	-	7,353	3.47	-	32.24
2565-2569	-	1,003	2.66	-	6,595	2.66	-	30.44
2570-2574	-	929	2.18	-	6,121	2.19	-	28.24
2575-2579	-	843	1.79	-	5,577	1.80	-	25.83
2557-2579	-	1,001	2.67	-	6,511	2.68	-	29.04

หมายเหตุ รวมไฟฟ้าที่ซื้อจาก VSPP
ข้อมูลปี 2557 เป็นค่าเบื้องต้น

9 มกราคม 2558

ตารางที่ 4.7 สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบ กฟผ.

(PDP2015 : กรณีสถาน)

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลด
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		แฟกเตอร์ %
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%	
ค่าจริง : NET Generation							
2555	26,121.1	2,220.9	9.29	173,205.1	14,334.6	9.02	75.49
2556	26,598.1	477.0	1.83	173,535.4	330.3	0.19	74.28
2557	26,942.1	344.0	1.29	177,580.5	4,045.0	2.33	75.04
ค่าพยากรณ์ : NET Generation							
2558	28,271	1,329	4.93	182,575	4,995	2.81	73.72
2559	29,219	948	3.35	187,080	4,505	2.47	73.09
2560	30,303	1,084	3.71	191,697	4,617	2.47	72.21
2561	31,269	966	3.19	193,771	2,074	1.08	70.74
2562	32,408	1,139	3.64	197,335	3,564	1.84	69.51
2563	33,459	1,051	3.24	203,321	5,986	3.03	69.37
2564	34,382	923	2.76	208,385	5,064	2.49	69.19
2565	35,336	954	2.77	213,640	5,255	2.52	69.02
2566	36,294	958	2.71	218,846	5,206	2.44	68.83
2567	37,097	803	2.21	224,018	5,172	2.36	68.94
2568	37,931	834	2.25	228,767	4,749	2.12	68.85
2569	38,894	963	2.54	233,887	5,120	2.24	68.65
2570	39,729	835	2.15	237,859	3,972	1.70	68.35
2571	40,652	923	2.32	242,373	4,514	1.90	68.06
2572	41,385	733	1.80	245,990	3,617	1.49	67.85
2573	42,239	854	2.06	250,824	4,834	1.97	67.79
2574	43,161	922	2.18	256,091	5,267	2.10	67.73
2575	43,917	756	1.75	260,160	4,069	1.59	67.62
2576	44,543	626	1.43	263,700	3,540	1.36	67.58
2577	45,253	710	1.59	267,296	3,596	1.36	67.43
2578	46,030	777	1.72	271,204	3,908	1.46	67.26
2579	46,891	861	1.87	275,325	4,121	1.52	67.03
อัตราเพิ่มเฉลี่ย							
2555-2559	-	1,244	4.10	-	6,041	3.32	-
2560-2564	-	1,033	3.31	-	4,261	2.18	-
2565-2569	-	902	2.50	-	5,100	2.34	-
2570-2574	-	853	2.10	-	4,441	1.83	-
2575-2579	-	746	1.67	-	3,847	1.46	-
2557-2579	-	907	2.50	-	4,443	2.03	-

9 มกราคม 2558

ตารางที่ 4.8 ค่าพยากรณ์การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

(PDP2015 : กรณีฐาน)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิ (รวม VSP)		ความต้องการไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิ ระบบ กฟผ.		การจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ.							
					กฟน.		กฟภ.		ลูกค้าตรง กฟผ.		รวม	
	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์	ล้านหน่วย	เมกะวัตต์ ^{1/}	ล้านหน่วย
2555	26,418	175,925	26,121	173,205	8,424	49,992	16,682	116,025	685	3,353	25,791	169,370
2556	27,084	177,544	26,598	173,535	8,638	49,624	17,294	116,793	761	3,113	26,693	169,530
2557	27,633	182,883	26,942	177,580	8,646	50,044	17,724	120,200	986	3,360	27,357	173,604
2558	29,051	190,285	28,271	182,575	8,973	51,504	18,778	123,167	767	3,192	28,518	177,862
2559	30,218	197,891	29,219	187,080	9,225	53,145	19,378	125,872	768	3,232	29,371	182,249
2560	31,385	205,649	30,303	191,697	9,493	54,815	20,134	128,635	783	3,283	30,410	186,733
2561	32,429	212,515	31,269	193,771	9,753	56,411	20,780	128,964	804	3,386	31,336	188,762
2562	33,635	220,503	32,408	197,335	10,021	58,094	21,564	130,685	822	3,459	32,407	192,238
2563	34,808	228,238	33,459	203,321	10,256	59,744	22,232	134,592	837	3,522	33,325	197,859
2564	35,775	234,654	34,382	208,385	10,453	60,959	22,884	138,259	852	3,586	34,189	202,804
2565	36,776	241,273	35,336	213,640	10,654	62,175	23,567	142,091	865	3,651	35,085	207,917
2566	37,740	247,671	36,294	218,846	10,856	63,409	24,251	145,880	879	3,716	35,987	213,005
2567	38,750	254,334	37,097	224,018	11,093	64,687	24,798	149,592	894	3,790	36,785	218,069
2568	39,752	260,764	37,931	228,767	11,323	65,971	25,369	152,871	909	3,839	37,601	222,681
2569	40,791	267,629	38,894	233,887	11,537	67,280	26,102	156,708	923	3,884	38,561	227,872
2570	41,693	273,440	39,729	237,859	11,746	68,502	26,690	159,321	937	3,932	39,373	231,755
2571	42,681	279,939	40,652	242,373	11,945	69,635	27,382	162,547	950	3,979	40,277	236,161
2572	43,489	285,384	41,385	245,990	12,137	70,708	27,993	165,377	963	4,025	41,093	240,110
2573	44,424	291,519	42,239	250,824	12,297	71,641	28,659	169,137	976	4,071	41,932	244,849
2574	45,438	298,234	43,161	256,091	12,467	72,617	29,387	173,280	989	4,115	42,844	250,012
2575	46,296	303,856	43,917	260,160	12,616	73,455	29,979	176,387	1,002	4,160	43,596	254,002
2576	47,025	309,021	44,543	263,700	12,765	74,294	30,516	178,974	1,014	4,205	44,296	257,473
2577	47,854	314,465	45,253	267,296	12,915	75,139	31,080	181,610	1,027	4,249	45,021	260,998
2578	48,713	320,114	46,030	271,204	13,066	75,994	31,688	184,543	1,039	4,293	45,794	264,830
2579	49,655	326,119	46,891	275,325	13,230	76,915	32,358	187,618	1,051	4,337	46,639	268,869
อัตราการเพิ่มเฉลี่ย(ร้อยละ)												
2555 - 2559	4.62	4.24	4.10	3.32	3.20	3.03	3.91	3.42	-1.83	1.17	3.51	3.26
2560 - 2564	3.43	3.47	3.31	2.18	2.53	2.78	3.38	1.90	2.09	2.10	3.08	2.16
2565 - 2569	2.66	2.66	2.50	2.34	1.99	1.99	2.67	2.54	1.62	1.61	2.44	2.36
2570 - 2574	2.18	2.19	2.10	1.83	1.56	1.54	2.40	2.03	1.40	1.16	2.13	1.87
2575 - 2579	1.79	1.80	1.67	1.46	1.20	1.16	1.94	1.60	1.22	1.06	1.71	1.46

หมายเหตุ

1/ พลังไฟฟ้าสูงสุด Non-coincident

9 มกราคม 2558

ตารางที่ 4.9

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (รวมไฟฟ้าที่ซื้อจาก VSPP)

ปี	(1) PDP2010 Rev.3 (พฤษภาคม 2555)		(2) PDP2015 (9 มกราคม 2558)		แตกต่าง (2)-(1)			
	เมกะวัตต์	ล้านบาท	เมกะวัตต์	ล้านบาท	เมกะวัตต์	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
2558	30,231	200,726	29,051	190,285	-1,180	-3.90	-10,441	-5.20
2559	31,809	210,619	30,218	197,891	-1,590	-5.00	-12,728	-6.04
2560	33,264	219,616	31,385	205,649	-1,879	-5.65	-13,967	-6.36
2561	34,593	227,760	32,429	212,515	-2,164	-6.25	-15,244	-6.69
2562	35,869	236,408	33,635	220,503	-2,234	-6.23	-15,905	-6.73
2563	37,326	246,164	34,808	228,238	-2,518	-6.74	-17,925	-7.28
2564	38,726	255,591	35,775	234,654	-2,951	-7.62	-20,937	-8.19
2565	40,134	265,039	36,776	241,273	-3,358	-8.37	-23,766	-8.97
2566	41,567	274,672	37,740	247,671	-3,827	-9.21	-27,001	-9.83
2567	43,049	284,640	38,750	254,334	-4,300	-9.99	-30,305	-10.65
2568	44,521	294,508	39,752	260,764	-4,768	-10.71	-33,744	-11.46
2569	46,003	304,548	40,791	267,629	-5,212	-11.33	-36,919	-12.12
2570	47,545	314,925	41,693	273,440	-5,852	-12.31	-41,485	-13.17
2571	49,115	325,470	42,681	279,939	-6,433	-13.10	-45,530	-13.99
2572	50,624	335,787	43,489	285,384	-7,135	-14.09	-50,403	-15.01
2573	52,256	346,767	44,424	291,519	-7,832	-14.99	-55,247	-15.93
2574			45,438	298,234	-	-	-	-
2575			46,296	303,856	-	-	-	-
2576			47,025	309,021	-	-	-	-
2577			47,854	314,465	-	-	-	-
2578			48,713	320,114	-	-	-	-
2579			49,655	326,119	-	-	-	-

9 มกราคม 2558

5. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)

5.1 สถานภาพปัจจุบัน

ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทย เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภท Firm (ในระบบ กฟผ.) เท่ากับ 34,668 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-firm เท่ากับ 915 เมกะวัตต์ และรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เท่ากับ 2,029 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

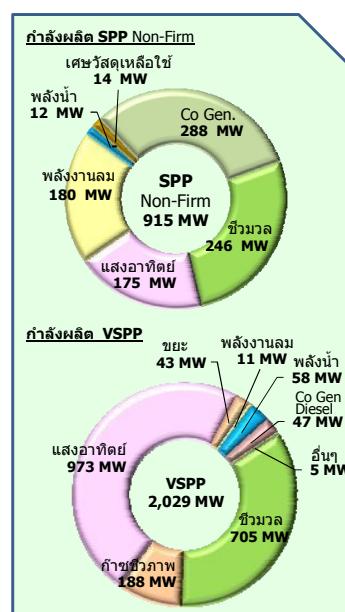
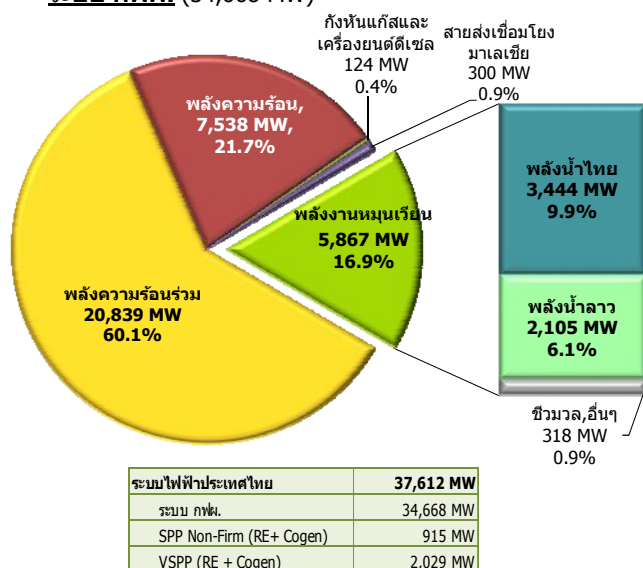
กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

- พลังความร้อนร่วม	21,145	เมกะวัตต์ ร้อยละ	56.2
- พลังความร้อน	7,538	เมกะวัตต์ ร้อยละ	20.0
- พลังงานหมุนเวียน	8,476	เมกะวัตต์ ร้อยละ	22.5
- กังหันแก๊ส เครื่องยนต์ดีเซล	153	เมกะวัตต์ ร้อยละ	0.5
- สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	เมกะวัตต์ ร้อยละ	0.8
รวม	37,612	เมกะวัตต์	

กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้า

- กฟผ.	15,482	เมกะวัตต์ ร้อยละ	41.2
- เอกชนรายใหญ่ (IPP)	13,167	เมกะวัตต์ ร้อยละ	35.0
- เอกชนรายเล็ก (SPP)	4,530	เมกะวัตต์ ร้อยละ	12.0
- เอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	2,029	เมกะวัตต์ ร้อยละ	5.4
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,404	เมกะวัตต์ ร้อยละ	6.4
รวม	37,612	เมกะวัตต์	

ระบบ กฟผ. (34,668 MW)



รูปที่ 5.1 กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2557

5.2 กรอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)

ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ครั้งที่ 1/2557 เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 ได้เห็นชอบแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (Power Development Plan: PDP2015) โดยให้มีระยะเวลาสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ของสำนักงานคณะกรรมการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พร้อมทั้งจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ให้มีกรอบระยะเวลาของแผนระหว่างปี 2558 - 2579 สอดคล้องกับ PDP2015 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบกรอบการจัดทำ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) การจัดทำแผน PDP2015 ดังกล่าว จะให้ความสำคัญใน 3 ประเด็น ดังนี้

1. ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ต้องตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รวมถึงการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิง (Fuel diversification) ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง
2. ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม และไม่ใช่อุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว และคำนึงถึงประสิทธิภาพ (Efficiency) การวางแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า จะต้องคำนึงถึงการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าและการลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ
3. ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะมีเป้าหมายในการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในปลายแผนได้

5.3 แนวทางการจัดทำแผน PDP2015

1. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าระยะยาวสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) ปี 2557 - 2579 ซึ่งจัดทำและประมาณการโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2557 (กรณีฐาน) โดยเฉลี่ยที่ร้อยละ 3.94 (ซึ่งจะลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับอัตราการเติบโตเฉลี่ยในแผนเดิมที่ร้อยละ 4.49)
2. แผนอนุรักษ์พลังงาน ได้นำมาปรับปรุงความต้องการใช้ไฟฟ้ากรณีปกติ (BAU) โดยคำนึงถึงแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) ซึ่งจะปรับลดความเข้มการใช้พลังงานให้ลดลงร้อยละ 30 เทียบกับปี 2553 โดยในส่วนการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า คิดเป็น 89,672 ล้านหน่วย
3. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) โดยมีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมของประเทศในปี พ.ศ. 2579 คิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวม 19,634.4 เมกะวัตต์
4. แนวทางการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในแผน PDP2015

4.1 ให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่

4.2 นโยบายการกระจายเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง และคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ประชาชนและภาคธุรกิจสามารถยอมรับได้ โดยไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว โดย

- ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก
- เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินโดยใช้เทคโนโลยีสะอาด เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ค่อนข้างต่ำ อีกทั้งมีปริมาณสำรองสูงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น
- จัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศโดยคำนึงถึงศักยภาพที่สามารถจัดหาได้และมีราคาที่เหมาะสม โดยกระจายแหล่งผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อบ้านหลายๆ ประเทศ ไม่เกินร้อยละ 20 ของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบ
- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยการพิจารณาสัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นต้องคำนึงถึงความสามารถของระบบส่งไฟฟ้าร่วมด้วย
- จัดสรรโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไว้ปลายแผนตามเดิม เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่ต้นทุนถูก สะอาด และช่วยลดโลกร้อน โดยให้มีการศึกษาโดยเฉพาะด้านเทคนิค ความปลอดภัย สถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และส่งเสริมกระบวนการเรียนรู้ให้กับประชาชนเข้าใจต่อประเด็นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อย่างต่อเนื่อง

4.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin) จะยังคงกำหนดไว้เช่นเดียวกับแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 คือไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด

4.4 นโยบายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) จะดำเนินการตามสัญญาของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีข้อผูกพัน (Commit) แล้ว สำหรับโรงไฟฟ้า SPP ที่จะหมดอายุสัญญา จะส่งเสริมเฉพาะโครงการที่จำเป็นต้องผลิตไฟฟ้าและโอนน้ำจำหน่ายให้กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรม

จากการประชุม กพข. ครั้งที่ 2/2557 วันที่ 15 ธันวาคม 2557 ได้มีมติให้ความเห็นชอบในหลักการและแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) โดยมีกรอบประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผน PDP2015 ณ ปี 2579 ประกอบด้วยการซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศร้อยละ 15 - 20 ถ่านหินสะอาดร้อยละ 20 - 25 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 15 - 20 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 30 - 40 และนิวเคลียร์ไม่เกินร้อยละ 5 ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 กรอบประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผน PDP2015

ประเภทเชื้อเพลิง	ณ ปี 2557 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2569 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2579 ประมาณร้อยละ
ซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ	7	10 - 15	15 - 20
ถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด (รวมลิกไนต์)	20	20 - 25	20 - 25
พลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำ)	8	10 - 20	15 - 20
ก๊าซธรรมชาติ	64	45 - 50	30 - 40
นิวเคลียร์	-	-	0 - 5
ดีเซล/น้ำมันเตา	1	-	-

5.4 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

จากแนวทางการจัดทำแผน PDP2015 ที่ให้ความสำคัญกับความมั่นคงระบบไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ ทำให้ต้องพิจารณาพื้นที่ที่มีความสำคัญ และมีโอกาสเสี่ยง ที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ดังนั้นจึงได้พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าใน 2 พื้นที่ ดังนี้

5.4.1 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้

ความต้องการไฟฟ้าของภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยประมาณร้อยละ 3 ต่อปี ดังนั้นเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นจึงมีความจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมจำนวน 3 โรง ในช่วงปี 2562 - 2567 ดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่

โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ เป็นโครงการเสริมสร้างความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้าภาคใต้ตามที่ระบุใน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ปัจจุบันโครงการดังกล่าวได้ผ่านการรับฟังความเห็นของประชาชนผู้มีส่วนได้เสีย ค.1 ค.2 และ ค.3 แล้ว (รายงาน EIA ท่าเทียบเรือ และรายงาน EHIA โรงไฟฟ้า) โดยโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ มีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 800 เมกะวัตต์ และมีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในเดือนธันวาคม 2562

- โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้า ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนร้อยละ 64 ซึ่งค่อนข้างสูง อาจจะทำให้เกิดความไม่มั่นคงด้านพลังงาน ที่จะต้องพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดเดียวเป็นหลัก เพื่อลดความเสี่ยงด้านความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาว การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินโดยใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) ในภาพรวมจะช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และเพื่อสนองนโยบายดังกล่าว กพผ. จึงได้ศึกษาความเหมาะสมของโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เพื่อบรรจุในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเทพามีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมประมาณ 2x1,000 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตสุทธิเครื่องละประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง กำหนดให้โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 และเครื่องที่ 2 มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

(SCOD) ในปี 2564 และปี 2567 ตามลำดับ ทั้งนี้โครงการดังกล่าวได้ผ่านการจัดเวทีรับฟังความคิดเห็นของประชาชน ในการกำหนดขอบเขตและแนวทางการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ (ค.1) และ (ค.2) แล้ว และจะรับฟังความคิดเห็นฯ ค.3 ในวันที่ 27 กรกฎาคม 2558

5.4.2 การพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคกลาง และกรุงเทพฯ และปริมณฑล

จากการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล มีปริมาณสูงคิดเป็นร้อยละ 30 ปัจจุบันต้องพึ่งพาการส่งไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ ทำให้มีความเสี่ยงด้านความมั่นคง ประกอบกับโรงไฟฟ้าในพื้นที่จะหมดอายุลง มีผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ลดลง ประกอบกับเป็นพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจและเป็นศูนย์กลางของประเทศ และมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการจัดหาไฟฟ้าในพื้นที่ จึงต้องสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าที่จะหมดอายุ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ในช่วงปี 2562 - 2568 ดังนี้

- พื้นที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในบริเวณเขตนครหลวง โซนตะวันออกและโซนตะวันตก มีเสถียรภาพจึงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน เครื่องที่ 1-5 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในเดือนเมษายน 2562 และโรงไฟฟ้าพระนครใต้ทดแทน ชุดที่ 1-2 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในเดือนมกราคม 2565 เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง ทั้งนี้ โครงการได้ผ่านการรับฟังความเห็นของประชาชน (ค.1 ค.2 และ ค.3) แล้ว

- พื้นที่โรงไฟฟ้าบางปะกง

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในบริเวณเขตนครหลวง โซนตะวันออก มีเสถียรภาพจึงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าบางปะกงทดแทน เครื่องที่ 1-2 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในเดือนเมษายน 2562 ทั้งนี้ โครงการได้ผ่านการรับฟังความเห็นของประชาชน (ค.1 ค.2 และ ค.3) แล้ว

- พื้นที่โรงไฟฟ้าวังน้อย

เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในบริเวณเขตนครหลวง ตอนบน มีเสถียรภาพจึงจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 1-2 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2566 และโรงไฟฟ้าวังน้อยทดแทน ชุดที่ 3 ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,300 เมกะวัตต์ มีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2568 เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง

5.5 บทบาทภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้า

แผน PDP2015 ได้บรรจุโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ที่รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) รวมถึงการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ ที่มีข้อผูกพัน (Commit) และได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้วในช่วงปี 2558 - 2568 แบ่งได้ดังนี้

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) ในช่วงปี 2558 – 2567 ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับ กฟผ. แล้วจำนวน 7 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 8,070 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 5.2 : ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ช่วงปี 2558 - 2567

โครงการ	กำลังผลิต ไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)	จ่ายไฟฟ้า เข้าระบบ (ปี)
บริษัท กัลฟ์เจปิยูที จำกัด ชุดที่ 1 และชุดที่ 2	1,600	2558
ทดแทนโรงไฟฟ้าขนอม ชุดที่ 1	930	2559
บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด เครื่องที่ 1 – 4	540	2559 - 2560
บริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ชุดที่ 1	1,250	2564
บริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ชุดที่ 2	1,250	2565
บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ชุดที่ 1	1,250	2566
บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ชุดที่ 2	1,250	2567
รวม	8,070	

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ในช่วงปี 2558 – 2568 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP จำนวน 97 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 5,922 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น (1) ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) จำนวน 41 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 3,660 เมกะวัตต์ (2) ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) ต่ออายุสัญญา จำนวน 25 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 424 เมกะวัตต์ (3) พลังงานหมุนเวียน จำนวน 31 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 1,838 เมกะวัตต์

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSP) ในช่วงปี 2558 – 2579 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSP (ตามแผน AEDP) กำลังผลิตไฟฟ้ารวม 9,735.6 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น (1) พลังงานหมุนเวียน รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 9,701 เมกะวัตต์ (2) ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 34.6 เมกะวัตต์

โครงการซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ ในช่วงปี 2558 – 2562 มีโครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับ กฟผ. จำนวน 4 โครงการ รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 3,316 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 5.3 : โครงการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ ช่วงปี 2558 - 2562

โครงการ	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)	จ่ายไฟฟ้า เข้าระบบ (ปี)
หงสาอินโด เครื่องที่ 1 – 3	3x491	2558 - 2559
พลังน้ำเขื่อนไซยะบุรี	1,220	2562
พลังน้ำเขื่อนเซเปียน-เซินน้อย	354	2562
พลังน้ำเขื่อนน้ำเงียบ 1	269	2562
รวม	3,316	

5.6 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)

จากแนวทางในการจัดทำแผนฯ ข้างต้น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2558 - 2579 (PDP2015) สรุปได้โดยสังเขปเป็นดังนี้ เมื่อสิ้นแผนฯ ในปลายปี 2579 จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมสุทธิ 70,335 เมกะวัตต์ โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2557 เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 57,459 เมกะวัตต์ มีการปลดกำลังผลิตโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุในช่วงปี 2558 - 2579 จำนวน 24,736 เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2558 - 2579

- กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2557	37,612	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579	57,459	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558 - 2579	-24,736	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น ณ สิ้นปี 2579	70,335	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2558 - 2579

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2558 - 2579 เท่ากับ 57,459 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	21,648	เมกะวัตต์
- ในประเทศ	12,105	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	9,543	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	2,101	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน	4,119	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	17,478	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	12,113	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	7,390	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	2,000	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	1,250	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	1,473	เมกะวัตต์
รวม	57,459	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2569

โครงการโรงไฟฟ้าตามแผนฯ ช่วงนี้ (10 ปีแรก) ส่วนใหญ่เป็นโครงการที่มีภาระผูกพันตามสัญญา และเป็นโครงการเพื่อเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ในพื้นที่ที่เป็นจุดเสี่ยงและมีความสำคัญ โดยกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่รวม 36,804 เมกะวัตต์ มีรายละเอียดดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	10,644	เมกะวัตต์
- ในประเทศ	8,101	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,543	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	1,300	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน	4,119	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	14,878	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	5,863	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์	4,390	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	1,473	เมกะวัตต์
รวม	36,804	เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2570 - 2579

โครงการที่บรรจุในแผนฯ ช่วงนี้ (10 ปีหลัง) เป็นโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศ และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เพื่อสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุ โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้น 20,655 เมกะวัตต์ มีรายละเอียดดังนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	11,004	เมกะวัตต์
- ในประเทศ	4,004	เมกะวัตต์
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	7,000	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	801	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (2x1300)	2,600	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	6,250	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน (3x1000)	3,000	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (2x1000)	2,000	เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส (5x250)	1,250	เมกะวัตต์
รวม	20,655	เมกะวัตต์

รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) รายชื่อโรงไฟฟ้าที่จะดำเนินการแล้วเสร็จในช่วงปี 2558 - 2579 ได้แสดงไว้ในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2557	27,633	กำลังผลิตไฟฟ้า ถึง ธันวาคม 2557		37,612	16.6
2558	29,051	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 2,377 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 988 MW กัลฟ์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (ม.ย.,ธ.ค.) 2x800 MW เขื่อนแควน้อย เครื่องที่ 1-2 2x15 MW แสงอาทิตย์ห้วยสะแก 5 MW เขื่อนขุนด่านปราการชล 10 MW เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์ 6.7 MW เขื่อนแม่มกลอง เครื่องที่ 1-2 2x6 MW หงสา เครื่องที่ 1-2 (ม.ย.-พ.ย.) 2x491 MW	- - ก๊าซฯ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ ลิกไนต์	43,623	24.7
2559	30,218	ปลด ขนอม เครื่องที่ 2 (ม.ย.) -70.2 MW ปลด ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) -678 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 271 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,240 MW พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ม.ค.) 848.3 MW ทดแทน ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) 930 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.) 270 MW เขื่อนบางลาง (ปรับปรุง) 12 MW แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร 0.3 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW หงสา เครื่องที่ 3 (มี.ค.) 491 MW	ก๊าซฯ/น้ำมัน ก๊าซฯ - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ ลิกไนต์	46,947	35.2
2560	31,385	ปลด บางปะกง ชุดที่ 3 (ม.ค.) -314 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -180 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 283 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,929 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.) 270 MW เขื่อนก๊วกคองหมา 5.5 MW ลำตะคอง ระยะที่ 2 24.0 MW	ก๊าซฯ - - - ถ่านหิน พลังน้ำ พลังลม	48,965	33.9
2561	32,429	ปลด บางปะกง ชุดที่ 4 (ม.ค.) -314 MW ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) -560 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -42 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 288 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 733 MW ลำตะคอง (สูบลกลับ) เครื่องที่ 3-4 (ก.พ.) 2x250 MW แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) 600 MW เขื่อนคลองตรอง 2.5 MW พลังน้ำท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์ 1.3 MW ชีวมวล กฟผ. 4 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ แม่เมาะ 1 MW แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากระบี่ 2 MW	ก๊าซฯ ลิกไนต์ - - - พลังน้ำ ลิกไนต์ พลังน้ำ พลังน้ำ ชีวมวล พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์	50,196	33.8

ตารางที่ 5.4 (ต่อ)
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/		ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2562	33,635	ปลด วงน้อย ชุดที่ 1-2 (ม.ค.)	-1,224 MW	ก๊าซฯ		36.6
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-185 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	330 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	532 MW	-		
		บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 (เม.ย.)	1,300 MW	ก๊าซฯ		
		พระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5 (เม.ย.)	1,300 MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินกระบี่ เครื่องที่ 1 (ธ.ค.)	800 MW	ถ่านหิน		
		แสงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด	2 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังน้ำบ้านจันเคย์	18 MW	พลังน้ำ		
		ห้วยเนเปียร์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4 MW	พืชพลังงาน		
		พลังงานลม จังหวัดภูเก็ต	4 MW	พลังลม		
		สปป.ลาว (เซเปียน) (ก.พ.)	354 MW	พลังน้ำ		
		สปป.ลาว (น้ำเจียบ 1) (ก.ค.)	269 MW	พลังน้ำ		
		สปป.ลาว (ไชยะบุรี) (ต.ค.)	1,220 MW	พลังน้ำ	54,921	
2563	34,808	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 1 (ม.ค.)	-316 MW	ก๊าซฯ		36.3
		ปลด ไตรเอนเนอจี จำกัด (มิ.ย.)	-700 MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-242 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	358 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	72 MW	-		
		เขื่อนผาจุก	14 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์เขื่อนน้ำพุง	2 MW	แสงอาทิตย์		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5 MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์อ่างเก็บน้ำห้วยทราย	2 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2	10 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5 MW	พลังลม	54,141	
2564	35,775	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-213 MW	-		35.1
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	280 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	228 MW	-		
		กัลฟ์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250 MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1	1,000 MW	ถ่านหิน		
		พลังน้ำท้ายเขื่อนลำตะคอง	1.5 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ 2	10 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร	2 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	2 MW	พลังลม	56,701	
2565	36,776	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 8-9 (ม.ค.)	-540 MW	ลิกไนต์		37.1
		ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 2 (ม.ค.)	-562 MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-150 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	277 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	30 MW	-		
		กัลฟ์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250 MW	ก๊าซฯ		
		แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9	450 MW	ลิกไนต์		
		พระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2	1,300 MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนลำปาว	1 MW	พลังน้ำ		
		ฝายไฮดร-พนมไพร	4 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าน้ำพอง	2 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร	10 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5 MW	พลังลม	58,788	

ตารางที่ 5.4 (ต่อ)
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/		ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2566	37,740	ปลด วงน้อย ชุดที่ 3 (ม.ค.)	-686 MW	ก๊าซฯ	60,533	37.4
		ปลด อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก (มี.ค.)	-350 MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-41 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	208 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	8 MW	-		
		กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250 MW	ก๊าซฯ		
		วงน้อย ทดแทนชุดที่ 1-2	1,300 MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนปราณบุรี	1.5 MW	พลังน้ำ		
		ฝ่ายมหาสารคาม	3 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าบุรีรัมย์	2 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลมเขายายเที่ยงใต้	50 MW	พลังลม		
2567	38,750	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-680 MW	-	62,661	39.4
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	420 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	126 MW	-		
		กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250 MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2	1,000 MW	ถ่านหิน		
		ฝ่ายพญาแมน	2 MW	พลังน้ำ		
		ฝ่ายธาตุน้อย	2 MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5 MW	พืชพลังงาน		
		เขื่อนลำตะเพิน	1.2 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าท่าตะโก	2 MW	แสงอาทิตย์		
2568	39,752	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 10-13 (ม.ค.)	-1,080 MW	ลิกไนต์	60,403	36.1
		ปลด น้ำพอง ชุดที่ 1-2 (ม.ค.)	-650 MW	ก๊าซฯ		
		ปลด โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (ส.ค.)	-700 MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2 (ต.ค.)	-1,440 MW	ก๊าซฯ/น้ำมัน		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-236 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	490 MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	36 MW	-		
		วงน้อย ทดแทนชุดที่ 3	1,300 MW	ก๊าซฯ		
		ฝ่ายชนบท	1.5 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนอุบลรัตน์	2 MW	แสงอาทิตย์		
		ฝ่ายบางปะกง	2 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10 MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง	2 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5 MW	พลังลม		
2569	40,791	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-5 MW	-	62,260	30.4
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	333 MW	-		
		จุฬารัตน์ (สปป.ลาว) เครื่องที่ 1-2	2x400 MW	พลังน้ำ		
		เขื่อนทับเสลา	1.5 MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5 MW	พืชพลังงาน		
		เขื่อนคลองสียัด	1.5 MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10 MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลมอ่าวไผ่	10 MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700 MW	พลังน้ำ		

ตารางที่ 5.4 (ต่อ)
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2570	41,693	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 3 (ม.ค.) -576 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 1-2 (เม.ย.) -1,360 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 3 (ต.ค.) -681 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -7 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 303 MW ฝ่ายห้วยนา 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	60,645	24.6
2571	42,681	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 4 (ม.ค.) -576 MW ปลด โกลว์ โอพีที (ก.พ.) -713 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -103 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 295 MW ศรีนครินทร์ (สุบกลับ) เครื่องที่ 1-3 3x267 MW ฝ่ายลำโดมใหญ่ 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW ฝ่ายกมลไสย 1 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW พลังงานลม จังหวัดสมุทรสาคร 30 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา ก๊าซฯ - - พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,097	20.5
2572	43,489	ปลด สปป.ลาว (ห้วยเสาะ) (ก.ย.) -126 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เขื่อนห้วยโสมง 1 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร 3 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	พลังน้ำ - พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,993	19.7
2573	44,424	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เขื่อนแม่ขาน 16 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	63,037	18.4
2574	45,438	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -40 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 349 MW เขื่อนคลองหลวง 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	64,052	17.3
2575	46,296	ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -673 MW ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 2 (ก.พ.) -673 MW ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น ชุดที่ 1 (พ.ค.) -734 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -9 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 356 MW บางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4 1,300 MW เขื่อนแม่วังค์ 12 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ถ่านหิน ถ่านหิน ก๊าซฯ - - ก๊าซฯ พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	64,345	15.0

ตารางที่ 5.4 (ต่อ)
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2576	47,025	ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชัน ชุดที่ 2 (ก.พ.) -734 MW ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1 (ก.พ.) -700 MW ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 2 (พ.ค.) -700 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 371 MW บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4 1,300 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 4 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ ก๊าซฯ - ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังลม พลังน้ำ	65,592	15.0
2577	47,854	ปลด กระบี่ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -315 MW ปลด จันทบุรี ชุดที่ 1 (ม.ค.) -710 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -21 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 453 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1 250 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 5 (ภาคใต้) 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	น้ำมันเตา ก๊าซฯ - - ดีเซล ถ่านหิน พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	66,965	15.0
2578	48,713	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 3 (ม.ค.) -710 MW ปลด บางปะกง ชุดที่ 5 (ม.ค.) -710 MW ปลด สปป.ลาว (น้ำเหิน 2) (มี.ค.) -948 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 489 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2-4 750 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 6 1,000 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 1 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ - - ดีเซล ถ่านหิน ยูเรเนียม พลังลม พลังน้ำ	68,456	15.3
2579	49,655	ปลด พระนครเหนือ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -670 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 580 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5 250 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 2 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ - ดีเซล ยูเรเนียม พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	70,335	15.3
กำลังผลิตไฟฟ้าถึง ธันวาคม 2557				37,612	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2558-2579				57,459	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558-2579				-24,736	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2579				<u>70,335</u>	เมกะวัตต์

หมายเหตุ 1/ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศเกิดขึ้นในช่วงเดือน มี.ค. - พ.ค. เวลา 14:00 - 15:00 น. ของทุกปี
 2/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี
 3/ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด ณ เดือนที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด
 4/ กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่สามารถเปลี่ยนแปลงตามเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสม

5.7 กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ

จากนโยบายของรัฐบาลที่มีเป้าหมายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP) เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ให้ได้ร้อยละ 30 ภายในปี 2579 สำหรับในส่วนของการผลิตไฟฟ้า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับนี้ ได้บรรจุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามกรอบรวมทั้งประเทศ จำนวนรวมทั้งสิ้น 19,634.4 เมกะวัตต์ โดยกำลังผลิตดังกล่าวเป็นกำลังผลิตติดตั้งเมื่อนำมาจัดทำแผนฯ จะใช้เป็นกำลังผลิตตามสัญญาเท่ากับ 17,678.9 เมกะวัตต์ โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาในระบบปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2557 จำนวน 5,872.1 เมกะวัตต์ หักออกด้วยกำลังผลิตที่หมดอายุสัญญาจำนวน 298.1 เมกะวัตต์ เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่จำนวน 12,104.9 เมกะวัตต์ กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังงานหมุนเวียนในช่วงปี 2558 - 2569 เท่ากับ 8,101.2 เมกะวัตต์ และช่วงปี 2570 - 2579 เท่ากับ 4,003.7 เมกะวัตต์ สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิงได้ดังนี้

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2558 - 2569

- พลังงานแสงอาทิตย์	3,292.5	เมกะวัตต์
- พลังลม	1,643.7	เมกะวัตต์
- พลังน้ำ	191.0	เมกะวัตต์
- ชีวมวล	2,122.6	เมกะวัตต์
- ก๊าซชีวภาพ	199.1	เมกะวัตต์
- ชยะ	373.2	เมกะวัตต์
- พืชพลังงาน	279.1	เมกะวัตต์
รวม	8,101.2	เมกะวัตต์

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2570 - 2579

- พลังงานแสงอาทิตย์	1,077.6	เมกะวัตต์
- พลังลม	910.2	เมกะวัตต์
- พลังน้ำ	86.9	เมกะวัตต์
- ชีวมวล	1,363.9	เมกะวัตต์
- ก๊าซชีวภาพ	108.2	เมกะวัตต์
- ชยะ	56.0	เมกะวัตต์
- พืชพลังงาน	400.9	เมกะวัตต์
รวม	4,003.7	เมกะวัตต์

5.8 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ตามนโยบายการกระจายเชื้อเพลิง ลดความเสี่ยงการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป ในการจัดทำแผน PDP2015 จึงมีแนวทางให้ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ เพิ่มสัดส่วนการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน และถ่านหิน ซึ่งจะมีผลให้ ณ ปี 2579 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง แบ่งเป็นการรับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศมีสัดส่วนร้อยละ 15 ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 23 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 20 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 37 และนิวเคลียร์ร้อยละ 5 ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิง

หน่วย : ร้อยละ

ปี	ประเภทโรงไฟฟ้า					
	ซื้อไฟฟ้า พลังน้ำ ต่างประเทศ	ถ่านหิน/ ลิกไนต์	พลังงาน หมุนเวียน	ก๊าซ ธรรมชาติ	นิวเคลียร์	อื่นๆ ^{1/}
2558	6	20	9	64	-	0.8
2559	6	24	11	59	-	0.5
2560	6	22	13	59	-	0.2
2561	6	21	15	58	-	0.2
2562	9	21	16	54	-	0.2
2563	9	24	17	50	-	0.1
2564	8	27	18	47	-	0.1
2565	8	26	18	48	-	0.1
2566	8	26	18	48	-	0.1
2567	8	27	18	47	-	0.1
2568	8	23	18	51	-	0.1
2569	8	23	18	51	-	0.1
2570	10	22	18	50	-	0.1
2571	11	22	19	48	-	0.1
2572	12	21	19	48	-	0.1
2573	12	21	19	48	-	0.1
2574	13	20	19	48	-	0.1
2575	14	17	19	50	-	0.1
2576	15	19	19	47	-	0.1
2577	16	21	20	43	-	0.1
2578	15	23	20	39	3	0.1
2579	15	23	20	37	5	0.1

หมายเหตุ : 1/ รวม สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย น้ำมันเตา และดีเซล

5.9 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า

ในปี 2556 ภาคการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าประมาณ 0.506 kgCO₂/kWh เพื่อเป็นการสนองนโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน จึงกำหนดให้แผนฯ มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าในปี 2573 ต่ำกว่าแผนฯ เดิม (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) โดยจะพิจารณาปรับสัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ให้เหมาะสม

ในแผน PDP2015 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า มีค่าต่ำกว่าแผนฯ เดิม เป็นผลจากนโยบายพลังงานของประเทศที่ให้ความสำคัญในการกระจายสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า และมีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งในประเทศและต่างประเทศเพิ่มมากขึ้น ซึ่งจะไปทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยในปี 2573 มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าประมาณ 0.342 kgCO₂/kWh ต่ำกว่าแผนฯ เดิม ที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าประมาณ 0.385 kgCO₂/kWh ลดลง 0.043 kgCO₂/kWh และช่วงปลายแผน ในปี 2579 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าประมาณ 0.319 kgCO₂/kWh

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รายปี (พันตัน) ในแผน PDP2015 จะมีการปล่อยน้อยกว่าแผนเดิมเนื่องจากปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าใน PDP2015 มีค่าน้อยกว่า โดยในปี 2573 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ มีค่าประมาณ 99,822 พันตัน ต่ำกว่าแผนฯ เดิมที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 133,539 พันตัน ลดลง 33,717 พันตัน และช่วงปลายแผน ในปี 2579 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 104,075 พันตัน

การคำนวณ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จะใช้วิธีการคำนวณโดยอ้างอิงตามหลักการสากล คือ “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”

ตารางที่ 5.6 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย (หน่วย : kgCO₂/kWh)

ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ₂ /kWh	2564	2569	2573	2579
PDP2010 Rev.3	0.407	0.403	0.385	-
PDP2015	0.399	0.370	0.342	0.319

ตารางที่ 5.7 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รายปี (หน่วย : พันตัน)

ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ₂ รายปี	2564	2569	2573	2579
PDP2010 Rev.3	103,982	122,885	133,539	-
PDP2015	93,689	98,950	99,822	104,075

6 แผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

โครงการ/แผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะดำเนินการในช่วงเวลาตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

6.1 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

6.1.1 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 3

ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2556 เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2 ประกอบด้วยการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ เพื่อเป็นจุดจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) สำหรับรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การขยาย/ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งเดิม เพื่อรองรับการเปลี่ยนแรงดันในการจ่ายไฟฟ้าจากระบบ 230 กิโลโวลต์ (kV) เป็น 500 กิโลโวลต์ ซึ่งจะเป็นการเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลได้มากขึ้น รองรับกรณีเกิดปัญหาข้อขัดข้องของท่อก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์ โดยระบบไฟฟ้าจะมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูงขึ้น ช่วยสนับสนุนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. ออกไปยังพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โครงการนี้มีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2559 – 2561

6.1.2 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะต่างๆ

เป็นโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ที่จะดำเนินการต่อจากโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 3 เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นี้ยังเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ กฟผ. คาดว่าจะนำเทคโนโลยีการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable) หรือสถานีไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน (Underground Substation) มาใช้ในโครงการฯ ระยะถัดไปเพื่อเพิ่มความสามารถของระบบส่งไฟฟ้าให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้อย่างเพียงพอและมีประสิทธิภาพ เนื่องจากในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเป็นพื้นที่ที่มีประชากรอาศัยอยู่อย่างหนาแน่น ทำให้การหาแนวเขตรบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่ หรือการดำเนินการปรับปรุง/ขยายแนวเขตรบบโครงข่ายไฟฟ้าเก่ามีความยากลำบาก และอาจส่งผลกระทบต่อประชาชน แต่เทคโนโลยีดังกล่าวจะต้องใช้เวลาดำเนินการค่อนข้างนานและต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านด้วย โดยจะมีระยะเวลาดำเนินการในแต่ละระยะดังนี้

	ระยะเวลาดำเนินการ
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 4	2562 - 2568
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 5	2569 - 2575
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 6	2576 - 2582

6.1.3 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 12

ได้รับอนุมัติจากคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2557 เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในเขตภูมิภาคเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทั่วประเทศ (ยกเว้นเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล) ซึ่งดำเนินการในโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และ

ปริมาณหลาย ระยะต่างๆ) และรักษาระดับความมั่นคงเชื่อถือได้ของการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นการดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 (Transmission System Expansion Project No.11, TS.11) นอกจากนั้น ยังช่วยสนับสนุนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ไปยังพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยโครงการนี้มีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2559 - 2563

6.1.4 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะต่าง ๆ

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในเขตภูมิภาคเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทั่วประเทศ (ยกเว้นเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ซึ่งดำเนินการในโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะต่างๆ) และเป็นการดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 12 (TS.12) เป็นระยะๆ ตามความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น สนับสนุนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA อย่างมีประสิทธิภาพและรักษาระดับความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยมีระยะเวลาดำเนินการของโครงการระยะต่าง ๆ ดังนี้

	ระยะเวลาดำเนินการ
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 13	2562 - 2568
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 14	2569 - 2575
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 15	2576 - 2582

6.1.5 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับเขตเศรษฐกิจพิเศษ

เป็นโครงการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า เพื่อเตรียมพร้อมรองรับด้านไฟฟ้าต่อการพัฒนาพื้นที่ให้เป็นเขตเศรษฐกิจพิเศษทั่วประเทศ ซึ่งจะดำเนินการเป็นระยะๆ เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการพัฒนาเขตเศรษฐกิจพิเศษของภาครัฐ รวมทั้งให้สอดคล้องกับแผนงานพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าอื่นๆ ของ กฟผ. ด้วย โดยพื้นที่เป้าหมายเบื้องต้นในการจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมในเขตเศรษฐกิจพิเศษในระยะแรก ประกอบด้วย พื้นที่อำเภอแม่สอด จังหวัดตาก พื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดมุกดาหาร พื้นที่อำเภออรัญประเทศ จังหวัดสระแก้ว พื้นที่อำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราด พื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดหนองคาย และพื้นที่อำเภอสะเตาะ จังหวัดสงขลา

6.2 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

6.2.1 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออก เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกของ กฟผ. เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามีความต่อเนื่องและเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น อีกทั้งยังสามารถรองรับโรงไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น ขอบเขตของงานประกอบด้วยงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่ง 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม โดยมีกำหนดแล้วเสร็จเป็น 2 ระยะ คือ ปี 2560 และ ปี 2562 โครงการนี้ ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2556

6.2.2 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. บริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ พร้อมทั้งปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม ครอบคลุมการจ่ายไฟฟ้าให้พื้นที่ภาคใต้จนถึงจังหวัดภูเก็ตในระยะยาว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าให้มีความสามารถส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันตก/ภาคกลาง ไปยังภาคใต้ได้เพิ่มมากขึ้น ซึ่งจะเป็นการส่งเสริมการขยายตัวของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวของภาคใต้ของไทยรวมทั้งแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับในพื้นที่ภาคใต้ได้ โดยมีกำหนดแล้วเสร็จของโครงการเป็น 2 ระยะ คือประมาณปี 2562 และปี 2565 โดยโครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2557

6.2.3 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือ ตอนล่าง ภาคกลาง และกรุงเทพมหานคร เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

มีวัตถุประสงค์เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง และภาคกลางของประเทศในระยะยาว และเพิ่มศักยภาพของระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกตามนโยบายภาครัฐได้อย่างมีประสิทธิภาพ รองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) และรองรับการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ประกอบด้วยงานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติม ซึ่งจะเป็นการพัฒนาโครงสร้างระบบส่งไฟฟ้าหลัก Main Grid เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า มีกำหนดแล้วเสร็จเป็น 3 ระยะ คือปี 2562 ปี 2564 และ ปี 2566

6.2.4 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าหลัก Main Grid ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ บริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อให้สามารถส่งพลังไฟฟ้าไปยังบริเวณจังหวัดเชียงใหม่ และลำพูน ได้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเพื่อเสริมความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในระยะยาว เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวในภาคเหนือตอนบนจะเพิ่มขึ้นอย่างมากในอนาคต โดยเฉพาะจังหวัดเชียงใหม่และจังหวัดลำพูน ซึ่งเป็นศูนย์กลางทางเศรษฐกิจที่สำคัญของภาคเหนือ โดยมีกำหนดแล้วเสร็จเป็น 2 ระยะ คือ ปี 2562 และ ปี 2564

6.2.5 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ พร้อมทั้งปรับปรุงระบบส่ง 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติมจากบริเวณจังหวัดสุราษฎร์ธานีต่อไปจนถึงบริเวณจังหวัดสงขลา เพื่อให้ครอบคลุมการจ่ายไฟฟ้าให้พื้นที่ภาคใต้ในระยะยาว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบส่งไฟฟ้ามีความมั่นคงในการส่งจ่ายไฟฟ้าระหว่างภาคใต้ตอนบนและภาคใต้ตอนล่าง ซึ่งจะเป็นการส่งเสริมการขยายตัวของภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวของภาคใต้ของไทยรวมทั้งแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับในพื้นที่ภาคใต้ได้ รวมทั้งเพื่อให้มีความสามารถในการรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าหลักและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในพื้นที่ภาคใต้ และรองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) ระยะเวลาดำเนินโครงการปี 2559 - 2566

6.2.6 โครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังบริเวณอำเภอเกาะสมุย

จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

เป็นโครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นการเพิ่มขีดความสามารถของการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณอำเภอเกาะสมุย และบริเวณใกล้เคียงอย่างมีความมั่นคงและเชื่อถือได้ โดยการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ทะเล (Submarine Cable) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ เพิ่มเติมจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ฝั่งแผ่นดินใหญ่ ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงเกาะสมุย (เป็นสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ของ กฟผ.) เนื่องจากในปัจจุบันสายเคเบิลใต้ทะเลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ที่ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังเกาะสมุยเป็นสายเคเบิลใต้ทะเลที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์ และมีขีดจำกัดในการส่งกำลังไฟฟ้าได้อีกประมาณ 4-5 ปีเท่านั้น โครงการนี้มีการกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2564

6.2.7 โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2

เป็นโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Grid) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า โดยในระยะที่ 2 นี้ จะดำเนินการเสริมความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังบริเวณจังหวัดพะเยา และจังหวัดเชียงราย เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องบริเวณจังหวัดพะเยาและจังหวัดเชียงรายในระยะยาว รวมทั้งเพื่อรองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) และรองรับการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน โดยมีระยะเวลาดำเนินการในช่วงปี 2567 – 2572

6.3 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน

6.3.1 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง

เป็นโครงการปรับปรุง/เปลี่ยนทดแทน หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้าและอาคารควบคุมต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีอายุการใช้งานมานาน เพื่อให้อุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวมีความพร้อมจ่าย ความเชื่อถือได้และความมั่นคงระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ จำนวน 15 สถานีไฟฟ้าแรงสูง (สฟ.) และงานปรับปรุงระบบส่งเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 มกราคม 2554 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2560

6.3.2 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

เป็นโครงการปรับปรุงและขยายสายส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพและมีอายุการใช้งานมานาน เพื่อลดปัญหาความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับเนื่องจากสายส่งไฟฟ้าเกิดชำรุดหรือเสียหายจากสภาพอายุการใช้งานมานาน เพิ่มความสามารถของสายส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานให้จ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และเพิ่มระดับค่าความมั่นคงเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าและดัชนีสมรรถนะระบบส่ง

ไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ จำนวน 15 แนวสาย และงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 20 พฤษภาคม 2555 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2562

6.3.3 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 2

เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 1 ซึ่งในระยะที่ 2 นี้ จะปรับปรุงและขยายทั้งในส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง และสายส่งไปในคราวเดียวกัน ขอบเขตของงานประกอบด้วย งานปรับปรุงและขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 19 สถานี งานปรับปรุงและขยายสายส่งจำนวน 11 แนวสาย และงานปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2556 และมีกำหนดแล้วเสร็จเบื้องต้นประมาณปี 2563

6.3.4 โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะต่าง ๆ

เป็นโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องมาจากโครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 2 โดยจะดำเนินการเป็นระยะๆ เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ที่มีอายุการใช้งานมานานและมีความเสื่อมสภาพยังมีอีกจำนวนมาก ซึ่งจะเป็นสาเหตุให้เกิดไฟฟ้าตก/ไฟฟ้ายดับ และความมั่นคงเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าลดลง โดยมีระยะเวลาดำเนินการของโครงการระยะต่างๆ ดังนี้

	ระยะเวลาดำเนินการ
โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 3	2560 - 2564
โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 4	2565 - 2569

6.4 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า

6.4.1 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสาสิกไนต์

เป็นโครงการเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสาสิกไนต์ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงแห่งแรก ในประเทศ สปป.ลาว มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 3 x 626 เมกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าให้ประเทศไทยประมาณ 1,473 เมกะวัตต์ ผ่านสายส่ง 500 กิโลโวลต์ จากโรงไฟฟ้าหงสาสิกไนต์ ผ่านชายแดนไทย/สปป.ลาว (จังหวัดน่าน) มายังสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500/230/115 กิโลโวลต์ น่าน แล้วเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ เข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 กิโลโวลต์ แม่เมาะ 3 โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 13 กรกฎาคม 2553 และมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2558

6.4.2 โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP 2007)

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) จำนวน 4 ราย ตามประกาศผลการคัดเลือกรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ของกระทรวงพลังงาน เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 ซึ่งเป็นไปตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP2007) ที่ได้รับอนุมัติจาก

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อเดือนมิถุนายน 2550 โครงการฯ ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 9 มิถุนายน 2552 ประกอบด้วยโครงการย่อยจำนวน 4 โครงการดังนี้

- 1) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เก็คโควัน จำกัด (Gheco – one) ดำเนินการแล้วเสร็จและนำเข้าใช้งานเมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2556
- 2) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ดำเนินการแล้วเสร็จและนำเข้าใช้งานเมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2557
- 3) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด มีกำหนดแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2558
- 4) งานก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด (National Power Supply) ยังไม่เริ่มดำเนินการ

6.4.3 โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ระบบ Cogeneration ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าปี พ.ศ.2553

เป็นโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ระบบ Cogeneration ปริมาณ 3,500 เมกะวัตต์ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้า ลดความสูญเสียพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบด้วยงานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 230 กิโลโวลต์ อยุธยา 4 – สีคิ้ว 2 พร้อมปรับปรุงสายส่งที่เกี่ยวข้อง รวมความยาวสายส่งไฟฟ้า 507.85 วงจร-กิโลเมตร งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 สถานี งานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติม 2,900 เมกะโวลต์แอมแปร์ (MVA) และงานปรับปรุงระบบส่งเบ็ดเตล็ด โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2554 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณเดือนธันวาคม 2560

6.4.4 โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และ น้ำเทิน 1

เป็นโครงการเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และ น้ำเทิน 1 และ/หรือโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่มีศักยภาพ ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เช่น โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเจียบ 1 และโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนไซยะบุรี เป็นต้น โครงการระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวประกอบด้วย งานก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ น้ำพอง 2 – ชัยภูมิ 2 – ท่าตะโก และเชื่อมต่อกับสายส่ง 500 กิโลโวลต์ บ้านนาบง (สปป.ลาว) – อุดรธานี 3 – น้ำพอง 2 (ซึ่งปัจจุบันจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 กิโลโวลต์) รวมเป็นสายส่ง 500 กิโลโวลต์ บ้านนาบง – อุดรธานี 3 – ชัยภูมิ 2 – ท่าตะโก รวมทั้งก่อสร้างสายส่ง 230 กิโลโวลต์ ชัยภูมิ 2 – ชัยภูมิ รวมความยาวสายส่ง 1,492 วงจร-กิโลเมตร งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 สถานี งานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติม 4,000 เมกะโวลต์แอมแปร์ โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณเดือนมิถุนายน 2560

6.4.5 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนเซเปียน-เซินน้อย ซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้ง 3x130 เมกะวัตต์ และเพื่อรองรับกำลังผลิตเพิ่มเติมจากโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่มีศักยภาพบริเวณภาคใต้ของ สปป.ลาว ด้วย โดยขอบเขตของงานประกอบด้วย งานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ จากชายแดนไทย/สปป.ลาว (บริเวณจังหวัดอุบลราชธานี) มาที่ สฟ.อุบลราชธานี 3 (เป็น สฟ. แห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 90 กิโลเมตร แต่ระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 กิโลโวลต์ และงานปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง รวมการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าทั้งหมด (เฉพาะในฝั่งไทย) ความยาวประมาณ 440 วงจร-กิโลเมตร งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 1 สถานี งานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่ม 400 เมกะโวลต์แอมแปร์ โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2556 และมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2561

6.4.6 โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดเลย หนองบัวลำภู และขอนแก่น เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนไซยะบุรี ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่ชายแดนไทย/สปป.ลาว ประมาณ 1,220 เมกะวัตต์ ซึ่งมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าครบทุกหน่วยในเดือนตุลาคม 2562 โดยก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 500 กิโลโวลต์ จำนวน 2 วงจร จากชายแดนไทย/สปป.ลาว (บริเวณจังหวัดเลย) มาที่ สฟ.ท่าลี่ (เป็น สฟ. แห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 5 กิโลเมตร และก่อสร้างสายส่ง 500 กิโลโวลต์ วงจรคู่ จาก สฟ.ท่าลี่ ไปยัง สฟ.ขอนแก่น 4 (เป็น สฟ.แห่งใหม่) ระยะทางประมาณ 225 กิโลเมตร รวมการก่อสร้างสายส่งทั้งหมด (เฉพาะในฝั่งไทย) ความยาวประมาณ 460 วงจร-กิโลเมตร งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 2 สถานี งานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่ม 1,000 เมกะโวลต์แอมแปร์ โครงการนี้ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2555 โดยมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณปี 2561

6.4.7 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ระยะที่ 3 (IPP 2012)

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้า เพื่อเชื่อมโยงโครงการโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer, IPP) ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งมีวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date, SCOD) อยู่ในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2564 – 2569

6.4.8 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศ

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ หรือโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบัน เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอ และทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

6.4.9 โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน

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

6.5 โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ

เป็นโครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าในลักษณะระบบต่อระบบ (Grid to Grid) ระหว่างประเทศไทย และประเทศเพื่อนบ้านในจุดเชื่อมโยงที่มีอยู่แล้ว และจุดเชื่อมโยงที่คาดว่าจะก่อสร้างหรือขยายเพิ่มเติมในอนาคต เพื่อรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid: APG) และเพื่อควมมีเสถียรภาพ มีความเชื่อถือได้ของพลังงานไฟฟ้า ปัจจุบัน กฟผ. มีแผนระบบส่งไฟฟ้าเชื่อมต่อจุดใหม่ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงสุโขทัย-โก-ลก ของ กฟผ. กับสถานีไฟฟ้าแรงสูง Rantau Panjang ของบริษัท Tenaga Nasional Berhad จำกัด (TNB) โดยจะเริ่มก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 132 กิโลโวลต์ จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงสุโขทัย-โก-ลก ของ กฟผ. ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูง Rantau Panjang ของ TNB ระยะทางประมาณ 12.5 กิโลเมตร เมื่อบรรลุข้อตกลง Interconnection Agreement ระหว่าง กฟผ. และ TNB แล้ว

6.6 โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid)

ตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 ได้วางนโยบายและกรอบทิศทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยในภาพรวม เพื่อให้ภาคส่วนที่เกี่ยวข้องทั้งจากภาครัฐคือ กฟผ. กฟน. และ PEA และภาคเอกชน คือ ผู้ประกอบการโรงงานอุตสาหกรรม สถาบันการศึกษา และผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งต่างก็มีบทบาทในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อให้ภาคส่วนต่างๆ ซึ่งมีงบประมาณในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของตนเองได้กำหนดทิศทางแผนการพัฒนาและการลงทุนที่สอดคล้องกับกรอบการพัฒนาตามนโยบายของประเทศ ในปัจจุบันและอนาคตอันใกล้ การผลิตไฟฟ้าที่จะมาจากพลังงานหมุนเวียนจะเริ่มเข้ามาสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มากขึ้น ซึ่งโครงการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดเกิดจากแรงผลักดันจากนโยบายรัฐบาล แรงผลักดันของการเริ่มดำเนินงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดจากทั่วโลก และการมุ่งสู่ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศที่มากขึ้นในปัจจุบัน โดยแรงขับเคลื่อนดังกล่าวจะทำให้มีความมั่นคงในระบบไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น เพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานมากขึ้น รองรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น รวมทั้งสามารถลดผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมได้มากขึ้น กระทรวงพลังงาน (พ.น.) จึงได้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด โดยแบ่งการพัฒนาออกเป็น 4 ระยะ ได้แก่ ระยะเตรียมการ (พ.ศ. 2558 – 2559) ระยะสั้น (พ.ศ. 2560 – 2564) ระยะกลาง (พ.ศ. 2565 – 2574) และระยะยาว (พ.ศ. 2575 – 2579) เพื่อเป็นกลไกสำคัญที่จะพัฒนาไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มั่นคงและเพียงพอ การผลิตและส่งที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น รวมทั้ง มีการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ โดยยุทธศาสตร์ 5 ด้าน มีดังนี้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 1 ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า **(Power Reliability and Quality)**

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความเชื่อถือได้และคุณภาพกำลังไฟฟ้าเป็นประเด็นที่การไฟฟ้าทั้งสามของประเทศไทยให้ความสำคัญ และการไฟฟ้าทั่วโลกยอมรับในการใช้ประกอบการประเมินระบบไฟฟ้า ประเด็นยุทธศาสตร์นี้เป็นการพิจารณาทางด้านเทคนิคซึ่งครอบคลุมทั้ง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Reliability and Quality) โดยการพัฒนาบบโครงข่ายสมรรถกิริยาจะต้องทำให้มีระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่เพียงพอ มีความต่อเนื่องของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และไม่มีปัญหาคุณภาพของแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 2 ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน **(Energy Sustainability and Efficiency)**

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงานเป็นประเด็นที่หลายประเทศทั่วโลกให้ความสนใจ เนื่องจากความต้องการในการหาแหล่งพลังงานแหล่งใหม่เพื่อทดแทนการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่อย่างจำกัดและการบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพจะเป็นการช่วยลดความต้องการใช้เชื้อเพลิงลง และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นปัญหาใหญ่ของโลกในปัจจุบันด้วย โดยการพัฒนาบบโครงข่ายสมรรถกิริยาจะต้องช่วยให้มีการผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อช่วยลดต้นทุน บรรเทาปัญหาการจัดการแหล่งเชื้อเพลิง และช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ จะต้องรองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 3 ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า **(Utility Operation and Service)**

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการทำงานและการให้บริการของการไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องทำการประเมินควบคู่ไปกับการพัฒนาเทคโนโลยีหรือนวัตกรรมใหม่ของระบบโครงข่ายสมรรถกิริยา เนื่องจากการใช้งานระบบโครงข่ายสมรรถกิริยาสามารถสื่อเป็นนัยสำคัญได้ว่า การทำงานของทั้งระบบไฟฟ้าและกิจการไฟฟ้าต้องพัฒนาไปในทางที่ดีขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีดัชนีวัดผลมารองรับคุณลักษณะด้านนี้ โดยการพัฒนาบบโครงข่ายสมรรถกิริยาจะต้องช่วยให้การดำเนินงานของการไฟฟ้า ทั้งทางด้านเทคนิคและการให้บริการ มีประสิทธิภาพและมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น ซึ่งจะลดระยะเวลาในการปฏิบัติงานต่างๆ ลง และส่งผลต่อการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ดีขึ้นโดยตรง

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 4 ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ **(Integration and Interoperability)**

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการผสมผสานและความสามารถในการทำงานร่วมกันเป็นประเด็นสำคัญที่จะต้องได้รับการพิจารณาอย่างรอบคอบเนื่องจากการพัฒนาบบโครงข่ายสมรรถกิริยาจะก่อให้เกิดนวัตกรรมการพัฒนาอุปกรณ์ใหม่ๆ เป็นจำนวนมาก อุปกรณ์เหล่านี้จะต้องมีการรับส่งข้อมูลตลอดเวลา การรวมทุกอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันเพื่อรองรับการใช้มาตรฐานควบคุมที่มีความสอดคล้องและเป็นไปในรูปแบบเดียวกันจำเป็นที่จะต้องมีการออกแบบอย่างเป็นระบบ นอกจากมุมมองประโยชน์ใน

การรวมอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันแล้วยังมีประเด็นอื่นที่ต้องพิจารณาจากคุณลักษณะด้านนี้ด้วย เช่น การเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบต้องมีความง่าย การผลิตไฟฟ้าจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าต้องสามารถส่งเข้าสู่ระบบได้ทันที และระยะเวลาในการเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าจะต้องสั้นลง เป็นต้น โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดจะต้องช่วยให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบสามารถทำงานประสานกันได้มากขึ้นโดยอาศัยเทคโนโลยีของ ICT ซึ่งจะส่งเสริมให้เกิดรูปแบบการให้บริการใหม่ๆ แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 5 ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม (Economic and Industrial Competitiveness)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมมีความจำเป็นจะต้องนำมาพิจารณา เนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดมีผลกระทบโดยตรงต่อทั้งภาคเศรษฐกิจและภาคอุตสาหกรรมทั้งในด้านของการลงทุนในประเทศที่เพิ่มขึ้น อัตราการจ้างแรงงานที่เพิ่มขึ้น และการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมเพื่อสร้างนวัตกรรมใหม่ เช่น เครื่องใช้ไฟฟ้าแบบสมาร์ต (Smart Appliances) และพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle : EV) เป็นต้น การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดโดยการพึ่งพาการนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศเพียงอย่างเดียวจะเป็นการพัฒนาที่ไม่ยั่งยืนและส่งผลเสียต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ ดังนั้น การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดซึ่งยังถือว่าเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ประเทศไทยสามารถสร้างองค์ความรู้และสามารถพัฒนาเทคโนโลยีตามประเทศอื่นได้ทันจึงจำเป็นที่จะต้องให้ความสำคัญกับการสร้างบุคลากร และการส่งเสริมอุตสาหกรรมภายในประเทศด้วย โดยการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ตกริดควรมีส่วนช่วยในการกระตุ้นการเติบโตของภาคเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศไปพร้อมๆ กัน

ตารางที่ 6.1
รายชื่อโครงการ/แผนงานระบบส่งไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579
PDP2015

ชื่อโครงการ	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการ/แผนงาน ที่ กฟผ. ได้รับอนุมัติและอยู่ระหว่างก่อสร้าง	
1. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 3	2559 - 2561
2. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 12	2559 - 2563
3. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออก เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2560 / 2562
4. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2562 / 2565
5. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง	2560
6. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 1 : ส่วนสายส่งไฟฟ้าแรงสูง	2562
7. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 2	2563
8. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา ลิกไนต์	2558
9. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP 2007)	2556 - 2563
10. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายเล็กระบบ Cogeneration ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าปี พ.ศ.2553	2560
11. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำจี้ม 3 และ น้ำเทิน 1	2560
12. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และ อำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว	2561
13. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดเลย หนองบัวลำภู และ ขอนแก่น เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว	2561

ตารางที่ 6.1 (ต่อ)
รายชื่อโครงการ/แผนงานระบบส่งไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579
PDP2015

ชื่อโครงการ	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการ/แผนงาน ที่ กฟผ. มีแผนศึกษาเพื่อขออนุมัติ	
1. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง ภาคกลาง และกรุงเทพมหานคร เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2562 / 2564 / 2566
2. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2562 / 2564
3. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 4	2562 - 2568
4. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 5	2569 - 2575
5. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 6	2576 - 2582
6. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 13	2562 - 2568
7. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 14	2569 - 2575
8. โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 15	2576 - 2582
9. โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับเขตเศรษฐกิจพิเศษ	2563 - 2579
10. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2563 / 2566
11. โครงการพัฒนาระบบเคเบิลใต้ทะเลไปยังบริเวณอำเภอเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	2564
12. โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคเหนือตอนบน เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2	2567 - 2572
13. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 3	2560 - 2564
14. โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งาน ระยะที่ 4	2565 - 2569
15. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ระยะที่ 3 (IPP 2012)	2564 - 2569
16. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าใหม่ภายในประเทศ	2561 - 2579
17. โครงการระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน	2568 - 2579
18. โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศแบบระบบต่อระบบ	2562 - 2579
19. โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด	2558 - 2579

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ปี	PDP2010 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3				PDP2015			
	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ		โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (ร้อยละ)/กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ		โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (ร้อยละ)/กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)
	(เมกะวัตต์)				(เมกะวัตต์)			
2558	30,231	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ต.ค.) บ.กัลป์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (มี.ย.- ธ.ค.) สปป. ลาว หงสา เครื่องที่ 1-2 (มี.ย., พ.ย.)	751 557 900 2x800 2x491	16.4% 43,157	29,051	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.กัลป์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (มี.ย.- ธ.ค.) สปป. ลาว หงสา เครื่องที่ 1-2 (มี.ย., พ.ย.)	2,979 449 2x800 2x491	24.7% 43,623
2559	31,809	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน สปป. ลาว หงสา เครื่องที่ 3 (มี.ค.) โรงไฟฟ้าภาคใต้ ทดแทน รฟ.ขนอม (ก.ค.) บ.เนชั่นแนลเพาเวอร์ฯ เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.)	989 471 491 900 2x135	24.3% 45,530	30,218	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ม.ค.) สปป. ลาว หงสา เครื่องที่ 3 (มี.ค.) รฟ.ขนอม ทดแทนชุดที่ 1 (ก.ค.) บ.เนชั่นแนลเพาเวอร์ฯ เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.)	723 810 848 491 2x465 2x135	35.2% 46,947
2560	33,264	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.เนชั่นแนลเพาเวอร์ฯ เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.) ลำตะคอง (สูกกลับ) เครื่องที่ 3-4 (มี.ย.)	535 900 2x135 500	21.4% 47,240	31,385	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.เนชั่นแนลเพาเวอร์ฯ เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.)	1,102 1,139 2x135	33.9% 48,965
2561	34,593	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (600 MW) สปป. ลาว น้ำเจียบ 1 (ม.ค.) สปป. ลาว เซเปียน (ส.ค.)	390 721 269 390	19.6% 48,329	32,429	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ลำตะคอง (สูกกลับ) เครื่องที่ 3-4 (ก.พ.) รฟ.แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (พ.ย.)	314 733 500 600	33.8% 50,196
2562	35,869	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.ถ่านหิน_กฟผ. เครื่องที่ 1 (มี.ย.) สปป. ลาว ไชยะบุรี (ต.ค.)	496 725 800 1,220	18.7% 51,386	33,635	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 รฟ.พระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5 รฟ.ถ่านหินกระบี่ (ธ.ค.) สปป. ลาว เซเปียน (ก.พ.) สปป. ลาว น้ำเจียบ 1 (ก.ค.) สปป. ลาว ไชยะบุรี (ต.ค.)	403 487 1,300 1,300 800 354 269 1,220	36.6% 54,921
2563	37,326	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน	442 90	18.1% 50,389	34,808	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน	406 72	36.3% 54,141
2564	38,726	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน IPP ชุดที่ 1 (ก๊าซธรรมชาติ) รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 1 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 1)	442 181 900 900 300	17.8% 52,912	35,775	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.กัลป์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 (มี.ค.,ต.ค.) รฟ.ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1	296 228 1,250 1,000	35.1% 56,701
2565	40,134	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน IPP ชุดที่ 2 (ก๊าซธรรมชาติ) รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 2 รฟ.ถ่านหิน_กฟผ. เครื่องที่ 2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 2)	289 185 900 900 800 300	16.9% 56,135	36,776	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.กัลป์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 (มี.ค.,ต.ค.) รฟ.พระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2 รฟ.แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9	309 30 1,250 1,300 450	37.1% 58,788
2566	41,567	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน IPP ชุดที่ 3 (ก๊าซธรรมชาติ) รฟ.พระนครใต้ (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 1-2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 3)	280 180 900 2x900 300	16.4% 56,732	37,740	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.กัลป์ พีดี ชุดที่ 1 (มี.ค.,ต.ค.) รฟ.วังน้อย ทดแทนชุดที่ 1-2	264 8 1,250 1,300	37.4% 60,533
2567	43,049	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน IPP ชุดที่ 4 (ก๊าซธรรมชาติ) รฟ.พระนครใต้ (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 3 รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 3 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 4)	275 181 900 900 900 300	16.3% 59,509	38,750	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน บ.กัลป์ พีดี ชุดที่ 2 (มี.ค.,ต.ค.) รฟ.ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2	432 126 1,250 1,000	39.4% 62,661
2568	44,521	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.ถ่านหิน_กฟผ. เครื่องที่ 3 IPP ชุดที่ 5 (ก๊าซธรรมชาติ) รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 4 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 5)	260 185 800 900 900 300	16.5% 60,477	39,752	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.วังน้อย ทดแทนชุดที่ 3	512 36 1,300	36.1% 60,403

เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ปี	PDP2010 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3				PDP2015			
	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ (เมกะวัตต์)	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (ร้อยละ)/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ (เมกะวัตต์)	โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด (ร้อยละ)/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)		
2569	46,003	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน IPP ชุดที่ 6 (ก๊าซธรรมชาติ) ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 1 รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 5 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 6)	254 180 900 1,000 900 300	16.5% 64,007	40,791	พลังงานหมุนเวียน จุฬารักษ์ (สับกลับ) เครื่องที่ 1-2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	361 800 700	30.4% 62,260
2570	47,545	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 2 รฟ.วังน้อย (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 1 รฟ.บางปะกง (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 6 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 7)	315 181 1,000 900 900 300	16.2% 64,979	41,693	พลังงานหมุนเวียน ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	309 700	24.6% 60,645
2571	49,115	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.ถ่านหิน กฟผ. เครื่องที่ 4 รฟ.วังน้อย (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 2-3 รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 8)	270 5 800 2x900 250 300	16.4% 67,012	42,681	พลังงานหมุนเวียน ศรีนครินทร์ (สับกลับ) เครื่องที่ 1-3 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	343 801 700	20.5% 61,097
2572	50,624	พลังงานหมุนเวียน รฟ.พระนครใต้ (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 4 รฟ.ก๊าซธรรมชาติ กฟผ. รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 9)	266 900 900 250 300	16.4% 69,358	43,489	พลังงานหมุนเวียน ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	322 700	19.7% 61,993
2573	52,256	พลังงานหมุนเวียน โคเจนเนอเรชัน รฟ.ก๊าซธรรมชาติ กฟผ. รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 3 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 10)	294 1 900 250 300	16.2% 70,686	44,424	พลังงานหมุนเวียน ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	344 700	18.4% 63,037
2574					45,438	พลังงานหมุนเวียน ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	355 700	17.3% 64,052
2575					46,296	พลังงานหมุนเวียน รฟ.บางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	383 1,300 700	15.0% 64,345
2576					47,025	พลังงานหมุนเวียน รฟ.บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4 รฟ.ถ่านหิน เครื่องที่ 4 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	381 1,300 1,000 700	15.0% 65,592
2577					47,854	พลังงานหมุนเวียน รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1 รฟ.ถ่านหิน เครื่องที่ 5 (ภาคใต้) ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	468 250 1,000 700	15.0% 66,965
2578					48,713	พลังงานหมุนเวียน รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2-4 รฟ.ถ่านหิน เครื่องที่ 6 ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 1 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	499 750 1,000 1,000 700	15.3% 68,456
2579					49,655	พลังงานหมุนเวียน รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5 ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	600 250 1,000 700	15.3% 70,335
กำลังผลิตตามสัญญาถึง ธันวาคม 2554 รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2573				32,395 55,130 -16,839 70,686	เมกะวัตต์ เมกะวัตต์ เมกะวัตต์ เมกะวัตต์			
กำลังผลิตตามสัญญาถึง ธันวาคม 2557 รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้นถึงปี 2579				37,612 57,459 -24,736 70,335	เมกะวัตต์ เมกะวัตต์ เมกะวัตต์ เมกะวัตต์			

ภาคผนวก 2

กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

กำลังผลิตตามสัญญาของโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

โรงไฟฟ้า		เชื้อเพลิง	กำลังผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้า			
พระนครใต้	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	316.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	562.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	710.0
บางปะกง	เครื่องที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	576.0
	เครื่องที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	576.0
บางปะกง	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	314.0
	ชุดที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	314.0
	ชุดที่ 5	ก๊าซธรรมชาติ	710.0
แม่เมาะ	เครื่องที่ 4-7	ลิกไนต์	560.0
	เครื่องที่ 8-13	ลิกไนต์	1,620.0
กระบี่	เครื่องที่ 1	น้ำมันเตา	315.0
น้ำพอง	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	325.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	325.0
วังน้อย	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	612.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	612.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	686.0
	ชุดที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	750.0
จะนะ	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	710.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	766.0
พระนครเหนือ 1	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	670.0
รวม			12,029.0
โรงไฟฟ้าดีเซล			
แม่ฮ่องสอน		ดีเซล	4.4
รวม			4.4
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน			
เขื่อนภูมิพล		พลังน้ำ	779.2
เขื่อนสิริกิติ์		พลังน้ำ	500.0
เขื่อนสิรินธร		พลังน้ำ	36.0
เขื่อนจุฬาภรณ์		พลังน้ำ	40.0
เขื่อนอุบลรัตน์		พลังน้ำ	25.2
เขื่อนศรีนครินทร์		พลังน้ำ	720.0
เขื่อนวชิราลงกรณ์		พลังน้ำ	300.0
เขื่อนท่าทุ่งนา		พลังน้ำ	39.0
เขื่อนแก่งกระจาน		พลังน้ำ	19.0
เขื่อนบางลาง		พลังน้ำ	72.0
เขื่อนรัชชประภา		พลังน้ำ	240.0
เขื่อนปากมูล		พลังน้ำ	136.0
เขื่อนลำนะคง ชลภาวัฒนา		พลังน้ำ	500.0
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนขนาดเล็ก (กำลังการผลิตติดตั้ง <10 MW)		พลังน้ำ	37.8
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ		ความร้อนใต้พิภพ	0.300
โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์		แสงอาทิตย์	1.6
โรงไฟฟ้ากังหันลม		ลม	2.69
รวม			3,448.7
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.			15,482.1

กำลังผลิตตามสัญญาของโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (ต่อ)
(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

โรงไฟฟ้า		เชื้อเพลิง	กำลังผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าจากการซื้อ			
โรงไฟฟ้า			
ขอนแก่น	เครื่องที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	70.2
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	678.0
ราชบุรี	เครื่องที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	720.0
	เครื่องที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	720.0
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	685.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	675.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	681.0
บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	เครื่องที่ 1	ถ่านหินบิทูมินัส	673.3
	เครื่องที่ 2	ถ่านหินบิทูมินัส	673.3
บริษัท เก็คโค-วัน จำกัด	เครื่องที่ 1	ถ่านหินบิทูมินัส	660.0
บริษัท ไตรเอนเนอจี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
บริษัท โกลว์ โอพีพี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
บริษัทอีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	350.0
บริษัทกัลฟ์ เพาเวอร์ เจอร์เนอเรชั่น จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	800.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	800.0
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก		ถ่านหิน	369.5
		น้ำมันเตา	4.5
		ก๊าซธรรมชาติ	2,927.0
รวม			3,301.0
รวม			16,467.7
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน			
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทิน-หินปูน		พลังน้ำ	434.0
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ		พลังน้ำ	126.0
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2		พลังน้ำ	948.0
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2		พลังน้ำ	596.6
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก		ชีวมวล	313.6
อื่นๆ			
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย		-	300.0
รวมกำลังผลิตจากการรับซื้อ			19,185.9
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งหมด			34,668.0

รายชื่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Firm
(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

ที่	บริษัท	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิต ตามสัญญา (เมกะวัตต์)
SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration			
1.	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	90
2.	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	90
3.	บริษัท ทีทีที ปิโตรเคมีคอลส์ จำกัด (มหาชน)	ถ่านหิน	10
4.	บริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	32
5.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	55
6.	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	41
7.	กรมการพลังงานทหาร	น้ำมันเตา	5
8.	บริษัท กัลฟ์ โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
9.	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
10.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	55
11.	บริษัท บางกอก โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
12.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	ถ่านหิน, เศษไม้	90
13.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	60
14.	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)	ก๊าซธรรมชาติ	90
15.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	60
16.	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	90
17.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	ถ่านหิน, เศษไม้	90
18.	บริษัท สมุทรปราการ โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
19.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการ 1)	ถ่านหิน	90
20.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการ 2)	ถ่านหิน	90
21.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	90
22.	บริษัท หนองแค โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
23.	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	60
24.	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
25.	บริษัท เอ็กโก โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	60
26.	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	90
27.	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3)	ก๊าซธรรมชาติ	74
28.	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
29.	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	90
30.	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี1 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
31.	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี2 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
32.	บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
33.	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
34.	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
35.	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
36.	บริษัท บางปะอิน โกลบอลเนอเรนซ์ จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
37.	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
38.	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
39.	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	90
40.	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
41.	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	90
42.	บริษัท ราชบุรีเวลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	90
กำลังผลิตรวม			3,301

รายชื่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Firm
(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

ที่	บริษัท	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิต ตามสัญญา (เมกะวัตต์)
SPP ประเภทสัญญา Firm Renewable			
1.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ แพลนท์ 3 จำกัด	แกลบ, เศษไม้	41
2.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ แพลนท์ 2 จำกัด	แกลบ, เศษไม้	8
3.	บริษัท ไบโอ-แมส เพาเวอร์ จำกัด	แกลบ	5
4.	บริษัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด	แกลบ	8.8
5.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ แพลนท์ 5 จำกัด	เปลือกไม้ เศษไม้ และ Black Liquor	50
6.	บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ แพลนท์ 11 จำกัด	Black Liquor	25
7.	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด (โครงการ 1)	ขานอ้อย เปลือกไม้ แกลบ	27
8.	บริษัท มิตรผล ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	ขานอ้อย เปลือกไม้ แกลบ	29
9.	บริษัท เอ.ที. ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	แกลบ	20
10.	บริษัท สติก ไบโอแมส จำกัด	แกลบ และชีวมวลอื่นๆ	6.5
11.	บริษัท กัลป์ ยะลา กรีน จำกัด	เศษไม้ยางพารา	20.2
12.	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด (โครงการ 1)	กากอ้อย และชีวมวลอื่นๆ	20
13.	บริษัท มุ่งเจริญกรีนเพาเวอร์ จำกัด	แกลบ	8
14.	บริษัท สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	ทะลายปาล์ม ใบปาล์ม กะลาปาล์ม	8.8
15.	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด (โครงการ 2)	กากอ้อย	10.8
16.	บริษัท มิตรผล ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	กากอ้อย	10
17.	บริษัท มุ่งเจริญ ไบโอแมส จำกัด	แกลบ เศษไม้ และเปลือกไม้สับ	15.5
กำลังผลิตรวม			313.6

รายชื่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Non-Firm
(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

ที่	บริษัท	ประเภทเชื้อเพลิง	ปริมาณพลังไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)
SPP ประเภทสัญญา Non-Firm ระบบ Cogeneration			
1.	บริษัท โออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ, ถ่านหิน น้ำมันเตา	45
2.	บริษัท ปัญจพล พัลฟ์ อินดัสตรี จำกัด (มหาชน)	ถ่านหิน	8
3.	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด	ก๊าซธรรมชาติ	65
4.	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (โครงการ 1)	ก๊าซธรรมชาติ	60
5.	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (โครงการ 2)	ก๊าซธรรมชาติ	40
6.	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 4)	ก๊าซธรรมชาติ	70
กำลังผลิตรวม			288
SPP ประเภทสัญญา Non-Firm Renewable			
1.	บริษัท มิตรผล ไบโอะ-เพาเวอร์ (อุเวียง) จำกัด	กากอ้อย	8
2.	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ซิงมงคล จำกัด	กากอ้อย	7
3.	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	กากอ้อย	8
4.	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	กากอ้อย	8
5.	บริษัท อุตสาหกรรมอ่างเวียน จำกัด	กากอ้อย	30
6.	บริษัท น้ำตาลกุ่มภวปี จำกัด	กากอ้อย	6
7.	บริษัท ไทยคาร์บอนแบล็ค จำกัด (มหาชน)	Waste Gas	12
8.	บริษัท ราชบุรีพลังงาน จำกัด	ก๊าซธรรมชาติที่เป็นผลพลอยได้ จากการผลิตน้ำมันดิบ	1.723
9.	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด (โครงการ 2)	กากอ้อย	30
10.	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	พลังงานน้ำ	12.2
11.	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	พลังงานแสงอาทิตย์	55
12.	บริษัท มิตรผล ไบโอะ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด (โครงการ 3)	ขานอ้อยและแกลบ	25
13.	บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	พลังงานแสงอาทิตย์	30
14.	บริษัท เฟิร์ส โคราซ วินด์ จำกัด	พลังงานลม	90
15.	บริษัท มิตรผล ไบโอะ-เพาเวอร์ (กาฬสินธุ์) จำกัด	กากอ้อย	28
16.	บริษัท เค.อาร์.ทู. จำกัด	พลังงานลม	90
17.	บริษัท เกษตรไทยไบโอเพาเวอร์ จำกัด	กากอ้อย	60
18.	บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	พลังงานแสงอาทิตย์	90
19.	บริษัท อีเอส พลังงาน จำกัด	กากอ้อย	20
20.	บริษัท อุทัยธานี ไบโอะ เอเนอจี จำกัด	กากอ้อย	16
กำลังผลิตรวม			626.923
กำลังผลิตรวมทั้งหมด			914.923

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

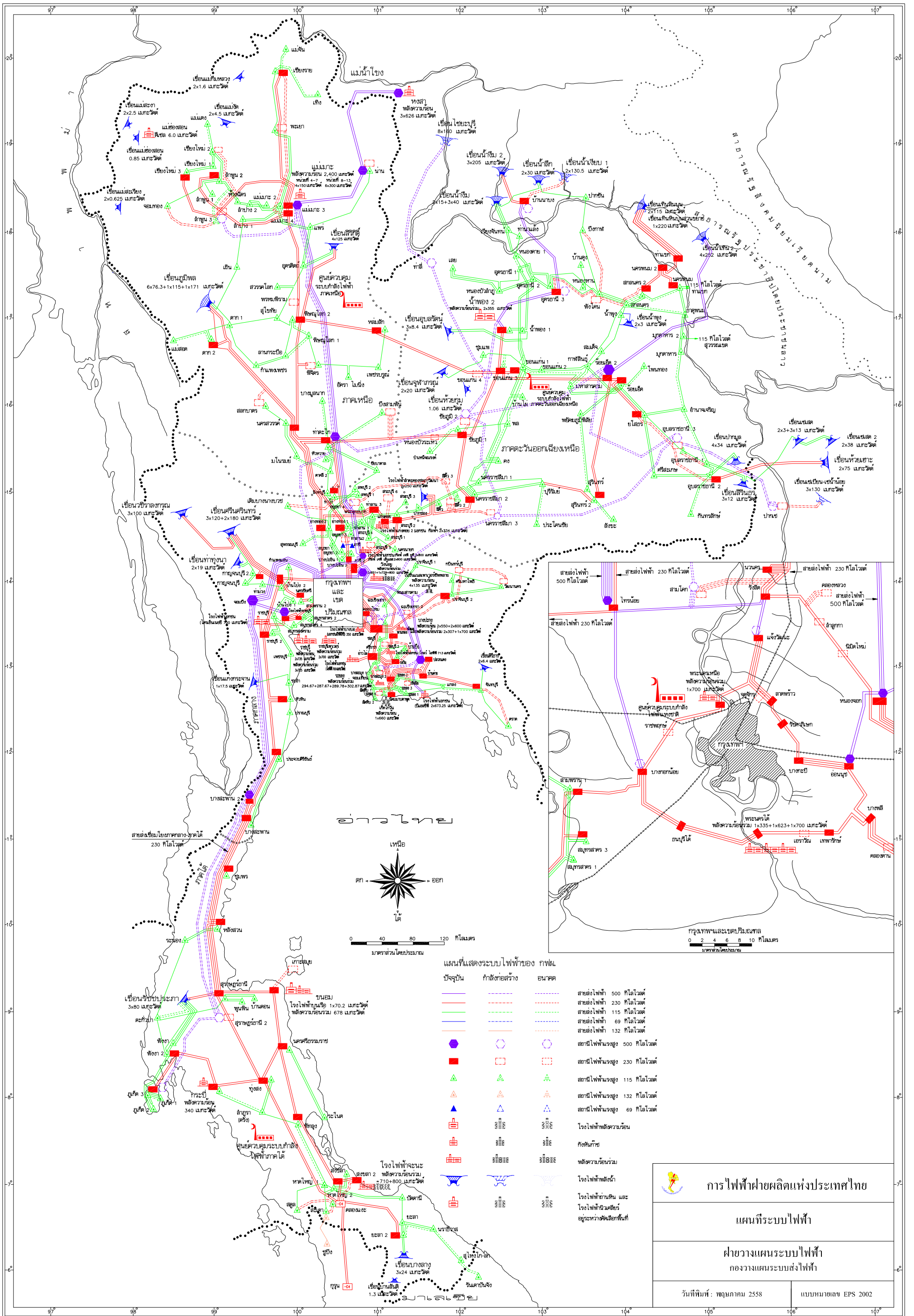
โรงไฟฟ้าของ พพ. และ PEA

(ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557)

ที่	ประเภทเชื้อเพลิง	ปริมาณพลังไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)
1.	Cogeneration	25
2.	ดีเซล	22
3.	พลังงานหมุนเวียน	1,983
	ชีวมวล	705
	ก๊าซชีวภาพ	188
	แสงอาทิตย์	973
	ขยะ	43
	พลังงานลม	11
	พลังน้ำ	58
	กาก/เศษวัสดุเหลือใช้	5
กำลังผลิตรวมทั้งหมด		2,029

ภาคผนวก 3

แผนที่ระบบไฟฟ้า



ภาคผนวก 4

ระบบส่งไฟฟ้าในปัจจุบัน

สถานีไฟฟ้าแรงสูง พิกัดหม้อแปลงและสายส่งในระบบ กฟผ.

(สิ้นสุด เดือนธันวาคม 2557)

ขนาดแรงดันไฟฟ้า (กิโลโวลต์)	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ความยาวสายส่ง (วงจร-กิโลเมตร)
	จำนวน (แห่ง)	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	
เขตนครหลวง			
500	3	8,050.00	459.054
230	12	17,000.00	838.556
115	-	-	-
รวม	15	25,050.00	1,297.610
ภาคกลาง			
500	5	7,000.00	2,243.562
230	25	17,793.34	4,256.207
115	42	5,311.00	2,818.168
69	-	-	19.000
รวม	72	30,104.34	9,336.937
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ			
500	1	2,000.00	320.793
230	13	5,800.00	2,365.532
115	37	3,918.00	5,940.131
รวม	51	11,718.00	8,626.456
ภาคใต้			
300 (HVDC)	-	388.02	23.066
230	14	6,866.70	3,401.405
132	-	133.40	8.705
115	18	2,429.00	2,050.194
รวม	32	9,817.12	5,483.370
ภาคเหนือ			
500	2	3,799.99	1,143.757
230	7	5,000.00	3,743.424
115	34	2,971.99	2,895.438
รวม	43	11,771.98	7,782.619
รวมทุกภูมิภาค			
500	11	20,849.99	4,167.166
230	71	52,460.04	14,605.124
132	-	133.40	8.705
115	131	14,629.99	13,703.931
69	-	-	19.000
300 (HVDC)	-	388.02	23.066
รวม	213	88,461.44	32,526.992

ภาคผนวก 5

ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ภาคผนวก 6

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า

แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง
PDP2015

โรงไฟฟ้า		หน่วย	ปี																						
เชื้อเพลิง	เจ้าของ		2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	
พลังงานขนาดใหญ่	- กฟผ.	ล้านหน่วย %	3,794 2.0	5,702 2.9	5,671 2.8	5,741 2.7	5,677 2.6	5,935 2.6	5,935 2.5	5,935 2.5	5,935 2.4	5,935 2.3	5,935 2.3	6,496 2.4	6,496 2.4	6,964 2.5	6,964 2.4	6,964 2.4	6,964 2.3	6,964 2.3	6,964 2.3	6,964 2.2	6,964 2.2	6,964 2.1	
	- สปป. ลาว	ล้านหน่วย %	11,976 6.3	12,279 6.2	12,339 6.0	12,758 6.0	19,699 8.9	19,825 8.7	19,825 8.4	19,825 8.2	19,825 8.0	19,825 7.8	19,825 7.6	19,825 7.4	19,825 7.3	19,825 7.1	19,825 6.9	19,616 6.6	19,211 6.4	19,211 6.3	19,211 6.2	19,211 6.1	14,410 6.1	13,575 6.2	
	- รับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	ล้านหน่วย %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,729 1.0	6,229 2.3	9,729 3.5	13,229 4.6	16,728 5.7	20,228 6.8	23,728 7.8	27,228 8.8	30,728 9.8	34,227 10.7	36,957 11.3	
	รวม	ล้านหน่วย %	15,770 8.3	17,981 9.1	18,010 8.8	18,498 8.7	25,376 11.5	25,761 11.3	25,761 11.0	25,761 10.7	25,761 10.4	25,761 10.1	25,761 9.9	29,051 10.9	32,550 11.9	36,518 13.0	39,808 13.9	42,903 14.7	46,403 15.6	49,903 16.4	53,403 17.3	56,903 18.1	60,403 17.4	63,903 17.6	
ก๊าซธรรมชาติ / LNG	- กฟผ.	ล้านหน่วย %	48,165 25.3	48,064 24.3	47,196 22.9	50,355 23.7	42,984 19.5	40,445 17.7	40,909 17.4	50,097 20.8	51,912 21.0	52,896 20.8	51,069 19.6	52,335 18.9	51,548 20.1	56,358 20.1	55,282 15.9	46,277 15.9	47,259 15.8	56,421 18.6	58,642 19.0	52,372 16.7	46,495 14.5	42,963 13.2	
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	1,005 987	-	995 987	1,062 995	813 767	767 719	779 719	947 947	979 979	994 994	938 938	962 962	947 947	1,016 947	820 839	839 856	856 1,019	856 1,019	1,062 948	842 948	842 948	776 948	
	- IPP	ล้านหน่วย %	51,969 27.3	41,871 21.2	41,673 20.3	35,512 16.7	32,996 15.0	29,289 12.8	25,918 11.0	22,713 9.4	26,995 10.9	25,603 10.1	42,828 16.4	44,044 16.5	45,300 16.6	41,078 14.7	53,018 18.6	53,679 18.4	54,542 18.3	56,142 18.5	46,481 15.0	45,218 14.4	40,755 12.7	38,793 11.9	
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	1,054 1,054	847 847	865 865	715 715	668 668	550 550	487 487	427 427	509 509	477 477	790 790	811 811	835 835	754 754	970 970	982 982	997 997	1,023 1,023	840 840	817 817	736 736	700 700	
	- SPP Firm	ล้านหน่วย %	20,838 11.0	24,660 12.5	32,066 15.6	36,807 17.3	40,598 18.4	41,740 18.3	41,317 17.6	41,172 17.1	40,397 16.3	38,924 15.3	38,195 14.6	37,817 14.1	37,817 13.8	37,817 13.5	37,817 13.0	37,817 12.7	37,817 12.4	37,817 12.2	37,817 12.0	37,817 11.8	37,817 11.4	37,817 11.4	
	- SPP Non-firm	ล้านหน่วย %	1,113 0.6	1,113 0.6	1,113 0.5	1,113 0.5	1,113 0.5	1,034 0.5	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.4	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	1,034 0.3	
	- VSPP/ PwP / PEA	ล้านหน่วย %	96 0.1	114 0.1	127 0.1	127 0.1	127 0.1	139 0.1	139 0.1	139 0.1	139 0.1	139 0.1	151 0.1	151 0.1	151 0.1	151 0.1	164 0.1	164 0.1	164 0.1	164 0.1	164 0.1	164 0.1	176 0.1	176 0.1	
	รวม	ล้านหน่วย %	122,180 64.2	115,820 58.5	122,174 59.4	123,914 58.3	117,818 53.4	112,646 49.4	109,316 46.6	115,155 47.7	120,476 48.6	118,595 46.6	133,277 51.1	135,381 50.6	135,849 49.7	136,437 48.7	137,302 48.1	138,970 47.7	140,815 47.2	151,577 49.9	144,138 46.6	136,604 43.4	126,224 39.4	120,152 36.8	
		ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	2,539 64.2	2,398 58.5	2,586 59.4	2,606 58.3	2,393 53.4	2,252 49.4	2,191 46.6	2,297 47.7	2,389 48.6	2,344 46.6	2,586 51.1	2,623 50.6	2,631 49.7	2,620 48.7	2,640 48.1	2,670 47.7	2,704 47.2	2,892 49.9	2,751 46.6	2,614 43.4	2,427 39.4	2,311 36.8	
	น้ำมันเตา	- กฟผ.	ล้านหน่วย %	589 0.3	677 0.3	125 0.1	260 0.1	307 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	1 0.0	1 0.0	-	-
		ล้านลิตร	169 169	199 199	37 37	76 76	90 90	-	-	-	-	-	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	-	-	-	
- IPP		ล้านหน่วย %	295 0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		ล้านลิตร	78 78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- SPP Firm	ล้านหน่วย %	32 0.0	31 0.0	32 0.0	32 0.0	17 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	
รวม	ล้านหน่วย %	915 0.5	708 0.4	157 0.1	292 0.1	324 0.1	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	6 0.0	
ฟอสซิล	- กฟผ. / เอกชน	ล้านหน่วย %	413 0.2	57 0.0	43 0.0	59 0.0	57 0.0	17 0.0	22 0.0	19 0.0	19 0.0	25 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	24 0.0	30 0.0	35 0.0	35 0.0	
		ล้านลิตร	84 84	13 13	10 10	13 13	16 16	4 4	6 6	5 5	5 5	6 6	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	6 6	7 7	8 8	8 8	
	- โรงไฟฟ้าใหม่	ล้านหน่วย %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0 0.0	1 0.0	1 0.0	1 0.0	
		ล้านลิตร	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0 0	0 0	0 0	0 0	
	รวม	ล้านหน่วย %	413 0.2	57 0.0	43 0.0	59 0.0	57 0.0	17 0.0	22 0.0	19 0.0	19 0.0	25 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	19 0.0	24 0.0	30 0.0	36 0.0	36 0.0	
		ล้านลิตร	84 84	13 13	10 10	13 13	16 16	4 4	6 6	5 5	5 5	6 6	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	4 4	6 6	7 7	8 8	8 8	
	ลิกไนต์	- กฟผ.	ล้านหน่วย %	16,001 8.4	16,745 8.5	17,080 8.3	17,677 8.3	16,532 7.5	17,275 7.6	17,320 7.4	16,543 6.9	16,505 6.7	16,574 6.5	8,025 3.1	8,023 3.0	8,025 2.9	8,049 2.8	8,025 2.8	8,025 2.7	8,049 2.6	8,025 2.6	8,049 2.6	8,025 2.5	8,025 2.5	8,049 2.5
		- สปป. ลาว	ล้านหน่วย %	4,182 2.2	11,087 5.6	10,947 5.3	10,393 4.9	10,954 5.0	11,261 4.8	11,243 4.7	11,258 4.5	11,237 4.4	11,282 4.3	11,256 4.2	11,257 4.1	11,258 4.0	11,292 3.9	11,258 3.8	11,258 3.7	11,258 3.6	11,292 3.7	11,258 3.6	11,258 3.5	11,258 3.5	11,292 3.5
			ล้านตัน	5 5	15 15	13 13	13 13	15 15	13 13	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8
		รวม	ล้านหน่วย %	20,183 10.6	27,832 14.1	28,027 13.6	28,070 13.2	27,486 12.5	28,537 12.5	27,801 11.5	27,741 11.2	27,855 11.0	19,281 7.4	19,280 7.2	19,283 7.1	19,341 6.9	19,284 6.8	19,284 6.6	19,284 6.5	19,284 6.4	19,341 6.3	19,284 6.2	19,284 6.1	19,284 6.0	19,341 5.9
ถ่านหินนำเข้า	- กฟผ.	ล้านหน่วย %	-	-	-	-	1,168 0.5	6,008 2.6	13,715 5.8	13,735 5.7	13,698 5.5	21,443 8.4	21,384 8.2	21,395 8.0	21,394 7.8	21,394 7.7	21,464 7.5	21,401 7.3	21,401 7.2	21,401 7.1	21,401 6.9	21,401 6.8	21,401 6.7	21,464 6.6	
		ล้านตัน	-	-	-	-	0 0	2 2	5 5	5 5	5 5	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8		
	- IPP	ล้านหน่วย %	15,816 8.3	16,418 8.3	15,049 7.3	13,548 6.4	15,658 7.1	18,598 8.1	19,140 8.2	19,284 8.0	19,211 7.8	19,371 7.6	19,372 7.4	19,417 7.3	19,423 7.1	19,511 7.0	19,458 6.8	19,458 6.7	19,464 6.5	19,458 6.4	19,464 6.3	19,458 6.2	19,464 6.1		
		ล้านตัน	6 6	6 6	6 6	5 5	6 6	7 7	7 7	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	8 8	
	- SPP Firm	ล้านหน่วย %	2,260 1.2	2,675 1.4	2,173 1.1	2,143 1.0	2,143 1.0	2,544 1.1	2,537 1.1	2,537 1.1	2,537 1.0	1,696 0.7	645 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	519 0.2	
	- SPP Non-firm	ล้านหน่วย %	212 0.1	212 0.1	212 0.1	212 0.1	212 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	186 0.1	
	- โรงไฟฟ้าใหม่	ล้านหน่วย %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,643 3	15,286 6	22,929 9	22,998 9	
		ล้านตัน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5 3	4.9 6	7.2 9	7.1 9	
	รวม	ล้านหน่วย %	18,287 9.6	19,305 9.8	17,433 																				

ภาคผนวก 7

การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า

เปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า

ปี	PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3		PDP2015	
	รายปี (kgCO ₂ /kWh)	รายปี (พันตัน)	รายปี (kgCO ₂ /kWh)	รายปี (พันตัน)
2558	0.448	90,016	0.457	86,998
2559	0.430	90,514	0.428	84,787
2560	0.429	94,183	0.422	86,874
2561	0.413	94,023	0.407	86,555
2562	0.416	98,290	0.377	83,111
2563	0.412	101,424	0.383	87,337
2564	0.407	103,982	0.399	93,689
2565	0.410	108,750	0.393	94,714
2566	0.413	113,321	0.390	96,495
2567	0.406	115,575	0.401	101,907
2568	0.407	119,959	0.377	98,281
2569	0.403	122,885	0.370	98,950
2570	0.391	123,203	0.363	99,128
2571	0.395	128,430	0.354	99,062
2572	0.391	131,185	0.348	99,352
2573	0.385	133,539	0.342	99,822
2574	-	-	0.337	100,521
2575	-	-	0.312	94,657
2576	-	-	0.320	98,811
2577	-	-	0.327	102,975
2578	-	-	0.332	106,315
2579	-	-	0.319	104,075

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

ภาคผนวก 8

คำสั่งแต่งตั้ง



คำสั่งคณะกรรมการความสงบแห่งชาติ
ที่ ๕ / ๒๕๕๗
เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

เพื่อให้การบริหารนโยบาย แผนงาน และมาตรการด้านพลังงานของประเทศเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และมีประสิทธิภาพ หัวหน้าคณะกรรมการความสงบแห่งชาติ จึงออกคำสั่งให้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

องค์ประกอบ

๑. หัวหน้าคณะกรรมการความสงบแห่งชาติ	ประธานกรรมการ
๒. รองหัวหน้าคณะกรรมการความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ)	รองประธาน
๓. รองหัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ คณะกรรมการความสงบแห่งชาติ	กรรมการ
๔. ปลัดกระทรวงกลาโหม	กรรมการ
๕. ปลัดกระทรวงการคลัง	กรรมการ
๖. ปลัดกระทรวงการต่างประเทศ	กรรมการ
๗. ปลัดกระทรวงเกษตรและสหกรณ์	กรรมการ
๘. ปลัดกระทรวงคมนาคม	กรรมการ
๙. ปลัดกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม	กรรมการ
๑๐. ปลัดกระทรวงพลังงาน	กรรมการ
๑๑. ปลัดกระทรวงพาณิชย์	กรรมการ
๑๒. ปลัดกระทรวงมหาดไทย	กรรมการ
๑๓. ปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	กรรมการ
๑๔. ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม	กรรมการ
๑๕. เลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา	กรรมการ
๑๖. เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ	กรรมการ
๑๗. ผู้อำนวยการสำนักงบประมาณ	กรรมการ
๑๘. ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	กรรมการและเลขานุการ

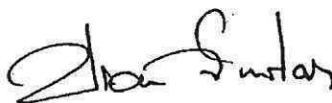
/อำนาจหน้าที่...

อำนาจหน้าที่

๑. เสนอแนะนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรักษาความสงบแห่งชาติ
๒. กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงาน ให้สอดคล้องกับนโยบาย และแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
๓. ติดตาม ดูแล ประสาน สนับสนุนและเร่งรัดการดำเนินการของคณะกรรมการทั้งหลายที่มีอำนาจหน้าที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจและภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน เพื่อให้มีการดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
๔. ประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
๕. ปฏิบัติหน้าที่อื่นตามที่หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติหรือคณะรักษาความสงบแห่งชาติมอบหมาย

สั่ง ณ วันที่ ๒ มิถุนายน พุทธศักราช ๒๕๕๗

พลเอก



(ประยุทธ์ จันทร์โอชา)
หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ



คำสั่งหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ

ที่ ๒ /๒๕๕๘

เรื่อง เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ ๕๔/๒๕๕๗

เพื่อให้การดำเนินงานของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติสอดคล้องกับโครงสร้างการบริหารราชการในปัจจุบันและการดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๕ แห่งพระราชบัญญัติการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการที่แต่งตั้งตามประกาศและคำสั่งของคณะรักษาความสงบแห่งชาติฉบับ พ.ศ. ๒๕๕๘ หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ จึงมีคำสั่งดังต่อไปนี้

ให้เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ ๕๔/๒๕๕๗ เป็นดังนี้

- | | |
|---|------------------|
| ๑. นายกรัฐมนตรี | ประธานกรรมการ |
| ๒. รองนายกรัฐมนตรี
(หม่อมราชวงศ์ปรีดิยาธร เทวกุล) | รองประธานกรรมการ |
| ๓. รัฐมนตรีประจำสำนักนายกรัฐมนตรี
(นายสุวัจน์ ตันยวรรณะ) | กรรมการ |
| ๔. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงกลาโหม | กรรมการ |
| ๕. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง | กรรมการ |
| ๖. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ | กรรมการ |
| ๗. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ | กรรมการ |
| ๘. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงคมนาคม | กรรมการ |
| ๙. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม | กรรมการ |
| ๑๐. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน | กรรมการ |
| ๑๑. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพาณิชย์ | กรรมการ |
| ๑๒. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย | กรรมการ |
| ๑๓. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี | กรรมการ |
| ๑๔. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม | กรรมการ |

- | | | |
|-----|---|---------------------|
| ๑๕. | เลขาธิการนายกรัฐมนตรี | กรรมการ |
| ๑๖. | ปลัดกระทรวงพลังงาน | กรรมการ |
| ๑๗. | เลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา | กรรมการ |
| ๑๘. | เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ | กรรมการ |
| ๑๙. | ผู้อำนวยการสำนักงานงบประมาณ | กรรมการ |
| ๒๐. | ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | กรรมการและเลขานุการ |

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๒๐ มีนาคม พุทธศักราช ๒๕๕๘

พลเอก



(ประยุทธ์ จันทร์โอชา)

หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ



คำสั่งคณะกรรมการรักษาความสงบแห่งชาติ
ที่ ๕๔ /๒๕๕๗
เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

ตามที่ หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ได้มอบหมายให้รองหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ) กำกับดูแลการแก้ไขปัญหาและเสนอแนวทางในการกำกับนโยบายการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศให้มีความเหมาะสมและมีความคล่องตัวในการปฏิบัติงาน

เพื่อให้การดำเนินงานตามที่ได้รับมอบหมายเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและบรรลุเป้าหมาย จึงให้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

องค์ประกอบ

- | | |
|--|--------------------------------|
| ๑. รองหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ) | ประธานกรรมการ |
| ๒. ปลัดกระทรวงพลังงาน | กรรมการ |
| ๓. ปลัดกระทรวงคมนาคม | กรรมการ |
| ๔. ปลัดกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม | กรรมการ |
| ๕. ปลัดกระทรวงพาณิชย์ | กรรมการ |
| ๖. ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม | กรรมการ |
| ๗. เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ | กรรมการ |
| ๘. เลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา | กรรมการ |
| ๙. ผู้อำนวยการสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง | กรรมการ |
| ๑๐. ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | กรรมการและเลขานุการ |
| ๑๑. ผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | กรรมการและผู้ช่วย
เลขานุการ |

/อำนาจหน้าที่...

อำนาจหน้าที่

๑. เสนอแนะนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนา และมาตรการทางด้านพลังงาน
๒. เสนอความเห็นเกี่ยวกับแผนงานและโครงการทางด้านพลังงานของหน่วยงานรวมทั้งเสนอความเห็นเกี่ยวกับการจัดลำดับความสำคัญของแผนงานและโครงการดังกล่าวด้วย
๓. กำหนดราคาและอัตราเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงตามกรอบและแนวทางที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมอบหมาย รวมทั้งปฏิบัติงานอื่นตามที่หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติมอบหมายในการบริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และตามกฎหมายว่าด้วยการแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง
๔. เสนอแนะนโยบายและมาตรการทางด้านราคาพลังงาน และกำกับการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ
๕. พิจารณาและเสนอความเห็นต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เกี่ยวกับพระราชกฤษฎีกา กฎกระทรวง และมาตรการอื่นๆ ที่จะออกตามกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
๖. ขอให้กระทรวง ทบวง กรม ราชการส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ หรือบุคคลใดๆ เสนอรายละเอียดทางวิชาการ การเงิน สถิติ และเรื่องต่างๆ ที่จำเป็นที่เกี่ยวข้องกับนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศได้
๗. ปฏิบัติงานอื่นๆ ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติหรือประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมอบหมาย
๘. แต่งตั้งคณะอนุกรรมการช่วยปฏิบัติงานในหน้าที่ตามความจำเป็น

สั่ง ณ วันที่ ๒ มิถุนายน พุทธศักราช ๒๕๕๗

พลเอก



(ประยุทธ์ จันทร์โอชา)

หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ



คำสั่งหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ

ที่ ๗ / ๒๕๕๘

เรื่อง เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
ตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ ๕๕/๒๕๕๗

เพื่อให้การบริหารงานตามพระราชบัญญัติการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการที่แต่งตั้งตามประกาศและคำสั่งของคณะรักษาความสงบแห่งชาติบางฉบับ พ.ศ. ๒๕๕๘ ในส่วนของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและสอดคล้องกับโครงสร้างการบริหารราชการในปัจจุบัน

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๕ แห่งพระราชบัญญัติการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการที่แต่งตั้งตามประกาศและคำสั่งของคณะรักษาความสงบแห่งชาติบางฉบับ พ.ศ. ๒๕๕๘ หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ จึงมีคำสั่งดังต่อไปนี้

“ให้เปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานตามคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ ๕๕/๒๕๕๗ ลงวันที่ ๒ มิถุนายน พุทธศักราช ๒๕๕๗ โดยเปลี่ยนแปลงตำแหน่งประธานกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน จากรองหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ) เป็น รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน”

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่

มีนาคม พุทธศักราช ๒๕๕๘

พลเอก

(ประยุทธ์ จันทร์โอชา)

หัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ



คำสั่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

ที่ ๑ /๒๕๕๗

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ตามที่ได้มีคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ ๕๕/๒๕๕๗ เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ลงวันที่ ๖ มิถุนายน ๒๕๕๗ โดยมีอำนาจหน้าที่เสนอแนะนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนามาตรการพลังงาน บริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง รวมทั้ง มีอำนาจแต่งตั้งคณะกรรมการช่วยปฏิบัติงานเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด นั้น

เพื่อให้การดำเนินการด้านการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีความสอดคล้องเชื่อมโยง ก่อให้เกิดประสิทธิภาพและบรรลุเป้าหมาย คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานจึงได้ออกคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

๑. องค์ประกอบ

- | | |
|--|---------------------|
| (๑) ปลัดกระทรวงพลังงาน | ประธานอนุกรรมการ |
| หรือรองปลัดกระทรวงพลังงานที่ได้รับมอบหมาย | |
| (๒) ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | รองประธานอนุกรรมการ |
| (๓) ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | อนุกรรมการ |
| (๔) ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ | อนุกรรมการ |
| (๕) กรรมการกำกับกิจการพลังงาน หรือผู้แทน | อนุกรรมการ |
| (๖) ผู้แทนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย | อนุกรรมการ |
| (๗) ผู้แทนสภาหอการค้าแห่งประเทศไทย | อนุกรรมการ |
| (๘) ผู้แทนสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย | อนุกรรมการ |
| (๙) ผู้แทนบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) | อนุกรรมการ |
| (๑๐) ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | อนุกรรมการ |
| (๑๑) ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง | อนุกรรมการ |
| (๑๒) ผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค | อนุกรรมการ |
| (๑๓) ผู้แทนสมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน | อนุกรรมการ |
| (๑๔) นายพรายพล คุ่มทรัพย์ | อนุกรรมการ |
| (๑๕) นายบัณฑิต เอื้ออาภรณ์ | อนุกรรมการ |

/ (๑๖) นายเดชริต...

(๑๖) นายเดชรัด สุขกำเนิด	อนุกรรมการ
(๑๗) นายบัณฑิต พึ่งธรรมสาร	อนุกรรมการ
(๑๘) นายเทียนไชย จงพิร์เพียง	อนุกรรมการ
(๑๙) ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	อนุกรรมการและเลขานุการ
(๒๐) ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	อนุกรรมการ และผู้ช่วยเลขานุการ
(๒๑) ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	อนุกรรมการ และผู้ช่วยเลขานุการ

๒. อำนาจหน้าที่

(๑) จัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวของประเทศ เพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการวางแผนและกำหนดนโยบายด้านไฟฟ้า รายงานสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้า รวมทั้งวิเคราะห์และให้ข้อคิดเห็นข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

(๒) จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อให้การจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะยาวเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศและการลงทุนการขยายกิจการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมสอดคล้องกับสถานะเศรษฐกิจของประเทศ เสนอต่อดัชนีกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

(๓) มีอำนาจเชิญผู้เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม พิจารณา รวมทั้งจัดหา รวบรวม จัดส่งหรือชี้แจงเอกสารต่างๆ ที่เกี่ยวข้องตามความเหมาะสม

(๔) มีอำนาจแต่งตั้งคณะทำงานเพื่อช่วยปฏิบัติงานได้ตามความจำเป็น

(๕) ปฏิบัติงานอื่นๆ ตามที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน หรือประธานกรรมการบริหารนโยบายพลังงานมอบหมาย

(๖) รายงานผลการปฏิบัติงานต่อดัชนีกรรมการบริหารนโยบายพลังงานทราบหรือพิจารณาเป็นระยะๆ ตามความเหมาะสม

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๒๕ กรกฎาคม พ.ศ. ๒๕๕๗

พลอากาศเอก



(ประจักษ์ จันทอง)

รองหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ (หัวหน้าฝ่ายเศรษฐกิจ)
ประธานกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน



คำสั่งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ที่ ๒ /๒๕๕๗

เรื่อง แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ตามที่ได้มีคำสั่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ที่ ๑/๒๕๕๗ เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ลงวันที่ ๒๕ กรกฎาคม ๒๕๕๗ โดยมีอำนาจหน้าที่จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้การจัดหาไฟฟ้าของประเทศในระยะยาวเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ รวมทั้งมีอำนาจแต่งตั้งคณะทำงานเพื่อช่วยปฏิบัติงานได้ตามความจำเป็นนั้น

เพื่อให้การจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและบรรลุเป้าหมาย คณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จึงได้แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังต่อไปนี้

องค์ประกอบ

- | | |
|--|-------------------|
| (๑) ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | ประธานคณะทำงาน |
| (๒) รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | รองประธานคณะทำงาน |
| (๓) ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | คณะทำงาน |
| (๔) ผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ | คณะทำงาน |
| (๕) ผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม | คณะทำงาน |
| (๖) ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | คณะทำงาน |
| (๗) ผู้แทนองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) | คณะทำงาน |
| (๘) ผู้แทนสมาคมนิคมอุตสาหกรรมไทยและพันธมิตร | คณะทำงาน |
| (๙) ผู้แทนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย | คณะทำงาน |
| (๑๐) ผู้แทนสมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน | คณะทำงาน |
| (๑๑) ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | คณะทำงาน |
| (๑๒) ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง | คณะทำงาน |
| (๑๓) ผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค | คณะทำงาน |

(๑๔) นายเดชรัต สุขกำเนิด	คณะทำงาน
(๑๕) นายบัณฑิต พึ่งธรรมสาร	คณะทำงาน
(๑๖) ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	คณะทำงาน
(๑๗) ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	คณะทำงาน
(๑๘) ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	คณะทำงาน
(๑๘) ผู้อำนวยการกลุ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	คณะทำงานและเลขานุการ
(๒๐) ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	คณะทำงานและผู้ช่วยเลขานุการ

อำนาจหน้าที่

- (๑) ทบทวนสมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเสนอต่อคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
- (๒) รวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องในการกำหนดสมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
- (๓) จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเสนอต่อคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
- (๔) มีอำนาจเชิญผู้ที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม พิจารณา รวมทั้งจัดหา รวบรวม จัดส่งหรือชี้แจงเอกสาร ข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องตามความเหมาะสม
- (๕) ปฏิบัติงานอื่นๆ ตามที่คณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมอบหมาย
- (๖) ในการปฏิบัติงานของคณะทำงานฯ ให้รายงานผลการดำเนินงานต่อคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศทราบเป็นระยะๆ ตามความเหมาะสม

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๒๙ สิงหาคม พ.ศ. ๒๕๕๗



(นายอารีพงศ์ ภู่อุ่ม)

ปลัดกระทรวงพลังงาน

ประธานอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผน
พัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ



คำสั่งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ที่ ๑ /๒๕๕๗

เรื่อง แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ตามที่ได้มีคำสั่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ที่ ๑/๒๕๕๗ เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ลงวันที่ ๒๕ กรกฎาคม ๒๕๕๗ โดยมีอำนาจหน้าที่จัดทำพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวของประเทศ เพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการวางแผนและกำหนดนโยบายด้านไฟฟ้า รวมทั้งมีอำนาจแต่งตั้งคณะทำงานเพื่อช่วยปฏิบัติงานได้ตามความจำเป็นนั้น

เพื่อให้การดำเนินงานด้านการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามีประสิทธิภาพและบรรลุเป้าหมาย คณะกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จึงได้แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

องค์ประกอบ

- | | |
|---|----------------------|
| ๑. ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | ประธานคณะทำงาน |
| ๒. รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | รองประธานคณะทำงาน |
| ๓. ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ | คณะทำงาน |
| ๔. ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | คณะทำงาน |
| ๕. ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | คณะทำงาน |
| ๖. ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง | คณะทำงาน |
| ๗. ผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค | คณะทำงาน |
| ๘. ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | คณะทำงาน |
| ๙. นายเทียนไชย จงพิร์เพียง | คณะทำงาน |
| ๑๐. ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน | คณะทำงาน |
| สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | |
| ๑๑. ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า | คณะทำงาน |
| สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | |
| ๑๒. ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน | คณะทำงานและเลขานุการ |
| สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | |

/อำนาจหน้าที่...

อำนาจหน้าที่

๑. จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเสนอต่อคณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
๒. ปรับปรุงและพัฒนาวิธีการพยากรณ์ให้สอดคล้องกับข้อมูลเพื่อให้วิธีการพยากรณ์มีประสิทธิภาพสูงสุด
๓. ศึกษาและจัดเตรียมข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
๔. รวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูล รวมทั้งนโยบายของรัฐบาลที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้า
๕. มีอำนาจเชิญผู้ที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม พิจารณา รวมทั้งจัดหา รวบรวม จัดส่งหรือชี้แจงเอกสารข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องตามความเหมาะสม
๖. ปฏิบัติงานอื่นๆ ตามที่คณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมอบหมาย
๗. ในการปฏิบัติงานของคณะทำงานฯ ให้รายงานผลการดำเนินงานต่อคณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศทราบเป็นระยะๆ ตามความเหมาะสม

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๒๙ สิงหาคม พ.ศ. ๒๕๕๗



(นายอารีพงศ์ ภู่อุ่ม)

ปลัดกระทรวงพลังงาน

ประธานอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผน
พัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ