

# รายงานฉบับสมบูรณ์

จ้างที่ปรึกษาสนับสนุนการดำเนินงาน  
ทบทวนต้นทุนราคาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff



เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

เสนอโดย



Energy Link Co.,Ltd.

บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ลิงค์ จำกัด

สิงหาคม 2558

# สารบัญ

หน้า

## บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

### บทที่ 1 บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล	1-1
1.2 วัตถุประสงค์	1-3
1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน	1-3
1.4 กำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จของงาน	1-4
1.5 วิธีการดำเนินงานของที่ปรึกษา	1-4

### บทที่ 2 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

2.1 รวบรวมข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน	2-1
2.2 วิเคราะห์ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับเป้าหมาย AEDP	2-9
2.3 วิเคราะห์ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	2-10
2.4 รวบรวมข้อมูลต้นทุนค่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder จนถึงในปัจจุบัน	2-12
2.5 นำเสนอผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าในอนาคตจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	2-17
2.6 ประเมินแนวโน้มค่าไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	2-21

### บทที่ 3 รวบรวม และศึกษากฎระเบียบ หรือกฎหมาย รวมทั้งมาตรการส่งเสริมการลงทุนอื่นๆที่เกี่ยวข้อง

3.1 การวิเคราะห์ปริมาณการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของโลก	3-1
3.2 นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ	3-14
3.3 ประเด็นกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ	3-45
3.4 ระเบียบ ประกาศ กฎหมาย และใบอนุญาต ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบันของประเทศไทย	3-66

### บทที่ 4 ให้คำปรึกษา ความเห็น และข้อเสนอแนะเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานด้านมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

4.1 เตรียมข้อมูลที่ใช้สำหรับการประชุมคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ถ้ามี)	4-1
4.2 ให้ความเห็นงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ตามที่ สนพ. มอบหมาย (ถ้ามี)	4-3

# สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 การจัดศึกษาดูงานในประเทศ เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของ เจ้าหน้าที่ สนพ.	
5.1 การจัดศึกษาดูงานในประเทศ 5 ครั้ง	5-1
5.2 การสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	5-3
บทที่ 6 การจัดสัมมนาเพื่อให้ความรู้/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น	
6.1 การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model”	6-1
6.2 การอบรมให้ความรู้เรื่อง “Renewable Energy Model”	6-2
6.3 การสัมมนาให้ความรู้เรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ของประเทศไทย”	6-4
บทที่ 7 สรุปข้อเสนอเชิงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	
7.1 ข้อเสนอเกี่ยวกับนโยบายหรือกฎหมายจากต่างประเทศที่น่าสนใจ	7-1
7.2 ข้อเสนอเกี่ยวกับอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	7-2
7.3 ข้อเสนอเชิงนโยบายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียน	7-6



## บทที่ 1 บทนำ

### 1.1 หลักการและเหตุผล

ภาครัฐได้มีการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุดอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงาน และเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ได้เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-พ.ศ.2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ซึ่งพัฒนาจากกรอบนโยบายรัฐบาลตามที่แถลงต่อรัฐสภา ทั้งนี้ แผนดังกล่าวทำการปรับเพิ่มเป้าหมายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และไม่ับรวมการส่งเสริมก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ในแผนการส่งเสริม

แผน AEDP ดังกล่าว มีเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่ 7,413 ktoe เป็น 25,000 ktoe ในปี 2564 โดยส่วนของการส่งเสริมการใช้ไฟฟ้ามีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวม 13,927 MW หรือ 5,370.33 ktoe ประกอบด้วย การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 3,000 MW พลังงานลม 1,800 MW พลังงานชีวมวล 4,800 MW พลังงานจากก๊าซชีวภาพ 600 MW พลังงานจากขยะ 400 MW และพลังงานน้ำ 1,608 MW

สำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ผ่านมามีภาครัฐได้เปิดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP จากพลังงานหมุนเวียน พร้อมทั้งออกมาตรการส่งเสริมทางการเงิน ได้แก่ ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (ADDER) เพื่อผลักดันให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ อย่างไรก็ตาม จากการประกาศมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าดังกล่าวทำให้มีผู้ประกอบการที่ยื่นข้อเสนอเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์

กพข. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 จึงได้มีมติให้หยุดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ก่อน และแต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทบทวนผลกระทบค่าไฟฟ้า พร้อมทั้งปรับเปลี่ยนรูปแบบการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าเป็น Feed-in tariff (FIT) โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน โดยให้ทำการศึกษาค่าไฟฟ้าแบบ FIT ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้งหลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุน และเสนอ กพข. พร้อมทั้งทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ เพื่อให้นโยบายมีความยืดหยุ่น สามารถปรับได้ตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง โดยการรับซื้อในรูปแบบ FIT ดังกล่าว จะทำให้อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตลอดอายุโครงการมีความสอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของผู้ประกอบการมากขึ้น และเป็นภาระกับผู้ใช้น้ำน้อยลง



ทั้งนี้ ในปี 2555 นั้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) มีภารกิจสนับสนุน คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในการเตรียมงานเพื่อรองรับการปรับเปลี่ยนการรับซื้อไฟฟ้าเป็นการรับซื้อในรูปแบบ FIT ได้แก่

- การสนับสนุนการจัดทำฐานข้อมูลโครงการพลังงานหมุนเวียน
- การรวบรวมปัญหาอุปสรรคและทำการวิเคราะห์เพื่อเสนอแนะปรับปรุงระบบงานรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้แก่ ด้านระเบียบรับซื้อไฟฟ้า ด้านสัญญาซื้อขาย รูปแบบส่งผ่านผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า
- การทบทวนศักยภาพและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทและเทคโนโลยี
- การจัดทำ Focus Group กลุ่มสถาบันการเงิน กลุ่มเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทและเทคโนโลยี กลุ่มผู้เชี่ยวชาญเพื่อทำการวิเคราะห์ต้นทุนทางสังคมและสิ่งแวดล้อม
- การปรับปรุงรูปแบบการวิเคราะห์โครงการโดยนำ RETSCREEN Model มาเป็นแบบจำลองมาตรฐานในการวิเคราะห์อัตรา FIT เพื่อให้มีความโปร่งใส และทุกภาคส่วนสามารถตรวจสอบได้

อย่างไรก็ดี ในปี 2556 สนพ. ยังคงต้องดำเนินการทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อเนื่องจากปี 2555 เพื่อให้เป็นไปตามมติ กพข. ซึ่งมีนโยบายให้ทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ นอกจากนี้การออกการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ในแต่ละปี จำเป็นต้องมีรวบรวมข้อมูลเพื่อปรับปรุงอัตราและปริมาณการส่งเสริมตามกลุ่มเป้าหมายให้เหมาะสม และสอดคล้องกับสถานการณ์ต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว เพื่อไม่ให้เป็นการระต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น

- การทบทวนต้นทุนของพลังงานหมุนเวียนที่เปลี่ยนแปลงไป โดยเฉพาะเซลล์แสงอาทิตย์ที่ราคาลดลงอย่างรวดเร็ว
- การส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าชีวมวลให้มีการลงทุนในเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น
- การส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าชีวมวลให้มีกำลังผลิตที่สอดคล้องกับความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวล รวมถึงพืชพลังงาน (Energy Crop) ที่กำลังจะเกิดขึ้น
- การเสนอแนะแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กและขนาดชุมชน โดยคำนึงถึงปริมาณและราคารับซื้อที่เหมาะสม และผลประโยชน์ต่อชุมชน

ทั้งนี้ เนื่องจากเจ้าหน้าที่ สนพ. มีจำนวนจำกัด และการดำเนินการดังกล่าว จำเป็นต้องใช้ความรู้ความสามารถในหลากหลายด้าน เช่น ความรู้ทางการเงินการลงทุน ความรู้ทางด้านเทคนิควิศวกรรม จึงจำเป็นต้องว่าจ้างที่ปรึกษาผู้มีความรู้ ความสามารถ และประสบการณ์ เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานเพื่อให้การดำเนินนโยบายและมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมุ่งเน้นกระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในการจัดทำนโยบายดังกล่าว



## 1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 ทบทวนอัตรา Feed-in Tariff และมาตรการสนับสนุนสำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท รวมทั้งจากพืชพลังงาน (Energy Crop) พร้อมทั้งเสนอแนะปริมาณพลังไฟฟ้าที่สนับสนุนโดยคำนึงผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า ความพร้อมและการจัดเตรียมระบบไฟฟ้า ในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งต้องมีการทบทวนต้นทุนเป็นประจำทุกปี ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติไว้

1.2.2 สนับสนุนการปฏิบัติของเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการให้คำปรึกษา ความเห็นและข้อเสนอแนะในหลักการที่ถูกต้องตามหลักวิชาการทั้งทางด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน เพื่อประกอบการจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายไฟฟ้าของประเทศ

1.2.3 เพื่อให้ความรู้ และเปิดโอกาสให้ประชาชนทุกภาคส่วนที่มีส่วนได้ส่วนเสีย เข้ามามีส่วนร่วมในการจัดทำนโยบายและมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

## 1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

1.3.1 ศึกษาและวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in tariff และมาตรการสนับสนุนอื่นๆ ทั้งในแง่ปริมาณ คุณภาพ และรูปแบบของโครงการที่เกิดขึ้น โดยคำนึงผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า ความพร้อมและการจัดเตรียมระบบไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และเป้าหมายตามที่นโยบายกำหนด

1.3.2 รวบรวม และศึกษากฎระเบียบ หรือกฎหมายที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการจัดทำนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น ระเบียบที่เกี่ยวข้อง กับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม รวมทั้งมาตรการส่งเสริมการลงทุนในการประกอบกิจการพลังงานของหน่วยงานอื่นในประเทศ

1.3.3 ให้คำปรึกษา ความเห็น และข้อเสนอแนะเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานด้านมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในหลักการที่ถูกต้องตามหลักวิชาการทั้งทางด้านเทคนิคด้านกฎหมาย ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน เพื่อประกอบการจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายไฟฟ้าของประเทศ

1.3.4 รวบรวมองค์ความรู้ทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์จากเอกสารทางวิชาการ การไฟฟ้าและผู้ประกอบการ รวมถึงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงนโยบายในต่างประเทศที่เกี่ยวข้องกับนโยบายด้านไฟฟ้า รวมทั้ง จัดให้เจ้าหน้าที่ สนพ. เข้าร่วมการอบรม สัมมนา ศึกษาดูงาน หรือเชิญผู้เชี่ยวชาญ ทั้งในและต่างประเทศ ที่เกี่ยวข้องกันโยบาย และมาตรการด้านพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ความรู้ที่ทันสมัยอยู่เสมอกับเจ้าหน้าที่ สนพ.

- สัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ ให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ จำนวน 5 ครั้ง

1.3.5 จัดสัมมนาเพื่อให้ความรู้ และรับฟังความคิดเห็นจากทุกภาคส่วนที่มีส่วนได้ ส่วนเสียเพื่อประกอบการจัดทำนโยบายและมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

- สัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวน 3 ครั้ง



### 1.4 กำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จของงาน

1.4.1 กำหนดระยะเวลาภายใน 9 เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา ทั้งนี้ ไม่รวมถึงระยะเวลาที่ สนพ. ใช้ไปในการพิจารณาผลการดำเนินงาน ร่างรายงาน หรือรายงานแต่ละฉบับที่ที่ปรึกษานำเสนองานต่อ สนพ.

1.4.2 ที่ปรึกษาต้องเสนอแผนการจัดส่งรายงานให้ สนพ. พิจารณา โดยแบ่งงาน ดังนี้

- (1) รายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้น : ภายใน 1 เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา  
เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปผู้บริหารจำนวน 6 ชุด และ CD จำนวน 1 ชุด
- (2) รายงานผลการดำเนินงานฉบับที่ 1 : ภายใน 3 เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา  
เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปผู้บริหารจำนวน 6 ชุด และ CD จำนวน 1 ชุด
- (3) รายงานผลการดำเนินงานฉบับที่ 2 : ภายใน 6 เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา  
เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปผู้บริหารจำนวน 6 ชุด และ CD จำนวน 1 ชุด
- (4) รายงานฉบับสมบูรณ์ : ภายใน 9 เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา  
เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปผู้บริหารจำนวน 6 ชุด และ CD จำนวน 1 ชุด

### 1.5 วิธีการดำเนินงานของที่ปรึกษา

วิธีการดำเนินงานของที่ปรึกษา จะดำเนินการครอบคลุมขอบเขตการดำเนินงานที่ได้กำหนดไว้ใน รายละเอียดและข้อกำหนด (Terms of Reference : TOR) การจ้างที่ปรึกษาสนับสนุนการดำเนินงานทบทวน ต้นทุนราคาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff โดยมีรายละเอียดการดำเนินงาน ดังนี้

ขอบเขตการดำเนินงาน	วิธีการดำเนินงานของที่ปรึกษา
งานที่ 1 (หัวข้อ 1.3.1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- รวบรวมข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบันและจัดทำเป็นฐานข้อมูลโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ทันสมัย สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน</li> <li>- วิเคราะห์ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับเป้าหมาย AEDP</li> <li>- วิเคราะห์ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว</li> <li>- รวบรวมข้อมูลต้นทุนค่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอดีต ตั้งแต่เริ่มมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder จนถึงในปัจจุบัน</li> <li>- จัดทำโมเดลและนำเสนอผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน ที่จะส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าในอนาคต</li> <li>- ประเมินแนวโน้มค่าไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ</li> </ul>



ขอบเขต การดำเนินงาน	วิธีการดำเนินงานของที่ปรึกษา
<p><b>งานที่ 2</b> (หัวข้อ 1.3.2)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- รวบรวมและศึกษาข้อมูลภาวะเปียบหรือกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบัน ทั้งในและต่างประเทศ</li> <li>- รวบรวมมาตรการส่งเสริมการลงทุนในการประกอบกิจการพลังงานของหน่วยงานอื่นในประเทศ</li> </ul>
<p><b>งานที่ 3</b> (หัวข้อ 1.3.3)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดทำสรุปหรือปรับปรุงข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์และการเงินที่เกี่ยวข้องสำหรับการวิเคราะห์โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ระยะเวลาการกู้ สัดส่วนการกู้เงิน เป็นต้น</li> <li>- จัดทำสรุปหรือปรับปรุงหรือวิเคราะห์ข้อมูลด้านเทคนิคและต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</li> <li>- จัดทำข้อเสนอเชิงนโยบายในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย</li> <li>- เตรียมข้อมูลที่ใช้สำหรับการประชุมคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ถ้ามี)</li> <li>- ให้ความเห็นงานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง ตามที่ สนพ.มอบหมาย (ถ้ามี)</li> </ul>
<p><b>งานที่ 4</b> (หัวข้อ 1.3.4)</p>	<p>โดยที่ปรึกษาจะทำการจัดสัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของผู้เจ้าหน้าที่ จำนวน 5 ครั้ง ซึ่งแต่ละครั้งที่ปรึกษาจะสนับสนุนการดำเนินการโดยจะรับผิดชอบ ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- นำเสนอสถานที่การจัดสัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ</li> <li>- ดำเนินการติดต่อสถานที่ที่จะสัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ</li> <li>- จัดเตรียมเอกสาร พาหนะ อาหารและเครื่องดื่ม</li> <li>- สำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ให้ครอบคลุมทั้ง 6 ประเภทเชื้อเพลิง รวมถึง Energy crop ในการจัดสัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ รวมทั้งสิ้น 5 ครั้ง</li> <li>- จัดทำสรุปผลการสัมมนา/อบรม/ดูงานในประเทศ โดยเสนอผ่านทางรายงานผลการดำเนินงาน</li> </ul>
<p><b>งานที่ 5</b> (หัวข้อ 1.3.5)</p>	<p>โดยที่ปรึกษาจะทำการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวน 3 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมไม่น้อยกว่า 60 ท่าน ซึ่งแต่ละครั้งที่ปรึกษาจะสนับสนุนการดำเนินการโดยจะรับผิดชอบ ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- นำเสนอหัวข้องานสัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น</li> <li>- นำเสนอรายชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา เสนอต่อเจ้าของโครงการเพื่อพิจารณา</li> <li>- ดำเนินการเรียนเชิญผู้เข้าร่วมสัมมนา</li> <li>- จัดเตรียมสถานที่ เอกสารประกอบการสัมมนา อาหารและเครื่องดื่ม</li> <li>- จัดทำสรุปผลการสัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น โดยเสนอผ่านทางรายงานผลการดำเนินงาน</li> </ul>



เนื้อหาที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยแต่ละบทมีรายละเอียดดังนี้

- บทที่ 1 บทนำ
- บทที่ 2 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- บทที่ 3 รวบรวม และศึกษากฎระเบียบ หรือกฎหมาย รวมทั้งมาตรการส่งเสริมการลงทุนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
- บทที่ 4 ให้คำปรึกษา ความเห็น และข้อเสนอแนะเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานด้านมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- บทที่ 5 การจัดศึกษาดูงานในประเทศ เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ สนพ.
- บทที่ 6 การจัดสัมมนาเพื่อให้ความรู้/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น
- บทที่ 7 สรุปข้อเสนอเชิงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff



## บทที่ 2

### การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ที่ปรึกษาจะดำเนินการศึกษาและวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in tariff และมาตรการสนับสนุนอื่นๆ ทั้งในแง่ปริมาณ คุณภาพ และรูปแบบของโครงการที่เกิดขึ้น โดยคำนึงผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า ความพร้อมและการจัดเตรียมระบบไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และเป้าหมายตามที่นโยบายกำหนด โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 2.1 รวบรวมข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบัน จากข้อมูลในเว็บไซต์ของสำนักงาน กกพ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558 และจัดทำเป็นฐานข้อมูลโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ทันสมัย สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน รายละเอียดมีดังนี้

ตารางที่ 2.1 สรุปสถานะโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ข้อมูล ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558 )

ประเภทพลังงานหมุนเวียน	เป้าหมาย AEDP	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)				
		จ่ายไฟแล้ว	ทำสัญญาแล้ว	ตอบรับซื้อแล้ว	ยื่นข้อเสนอ	รวมทั้งสิ้น
1. ชยะ	400	74.92	113.17	109.40	189.36	486.85
2. ชีวมวล	4,800	2,289.54	527.33	97.97	713.54	3,628.38
3. ก๊าซชีวภาพ						
- น้ำเสีย/ของเสีย	600	245.67	105.10	18.38	157.62	526.76
- พืชพลังงาน		0	0	0	0	0
4. พลังงานน้ำ	324	15.24	13.74	0.14	292.85	321.97
5. พลังงานลม	1,800	215.70	1,029.92	492.30	201.26	1,939.18
6. พลังงานแสงอาทิตย์						
- บนพื้นดิน (ระบบ Adder เดิม)	2,800	1,391.14	124.54	193.67	881.18	2,590.53
- บนหลังคา	200	78.00	39.00	24.00	69.00	210.00
- หน่วยงานราชการ/สหกรณ์การเกษตร	800	0	0	0	0	0
7. อื่นๆ	3	0	0	0	0	0
รวมทั้งสิ้น	14,727	4,310.21	1,952.80	935.16	2,504.81	9,703.67



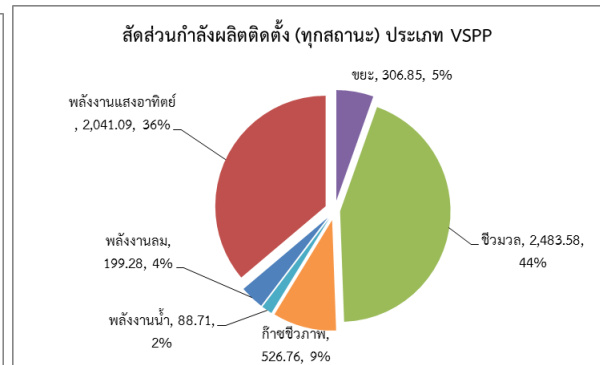
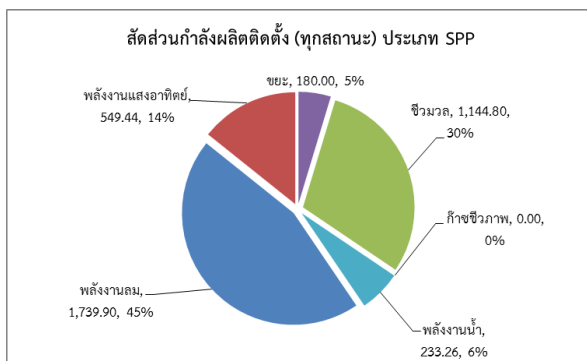


● การวิเคราะห์ข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งตามประเภท SPP และ VSPP

จากข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่า โครงการประเภท SPP มีสัดส่วนร้อยละ 41 ซึ่งโครงการพลังงานลมมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 45 ของโครงการ SPP ทั้งหมด และในส่วนโครงการประเภท VSPP มีสัดส่วนร้อยละ 59 ซึ่งโครงการชีวมวลมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 44 ของโครงการ VSPP ทั้งหมด รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 2.2 สรุปข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งตามประเภท SPP และ VSPP

สถานะ	จำนวนโครงการ (ราย)			กำลังผลิตติดตั้ง (MW)			ปริมาณเสนอขาย (MW)		
	SPP	VSPP	รวม	SPP	VSPP	รวม	SPP	VSPP	รวม
ขยะ	3	64	67	180.00	306.85	486.85	163.00	269.22	432.22
ชีวมวล	40	256	296	1,144.80	2,483.58	3,628.38	800.60	1,463.76	2,264.36
ก๊าซชีวภาพ	0	237	237	0.00	526.76	526.76	0.00	447.18	447.18
พลังงานน้ำ	3	37	40	233.26	88.71	321.97	192.20	85.64	277.84
พลังงานลม	25	41	66	1,739.90	199.28	1,939.18	1,593.50	166.05	1,759.55
พลังงานแสงอาทิตย์	7	474	481	549.44	2,041.09	2,590.53	436.00	1,917.44	2,353.44
รวมทั้งสิ้น	78	1,109	1,187	3,847.40	5,646.27	9,493.67	3,185.30	4,349.28	7,534.58



รูปที่ 2.2 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้ง (ทุกสถานะ) แบ่งตามประเภท SPP และ VSPP

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.2)

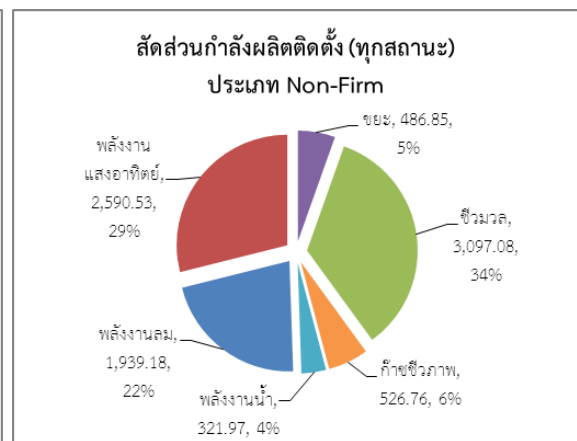
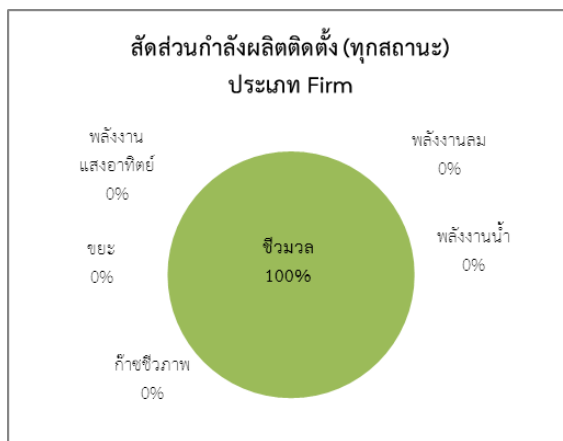
● การวิเคราะห์ข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งตามประเภท Firm และ Non-Firm

จากข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่า โครงการประเภท Firm มีสัดส่วนร้อยละ 6 เท่านั้น ซึ่งเป็นโครงการชีวมวลทั้งหมด และในส่วนโครงการประเภท Non-Firm มีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 94 ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นโครงการชีวมวล พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม โดยมีสัดส่วนร้อยละ 34, 29 และ 22 ตามลำดับ รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



ตารางที่ 2.3 สรุปข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แบ่งตามประเภท Firm และ Non-Firm

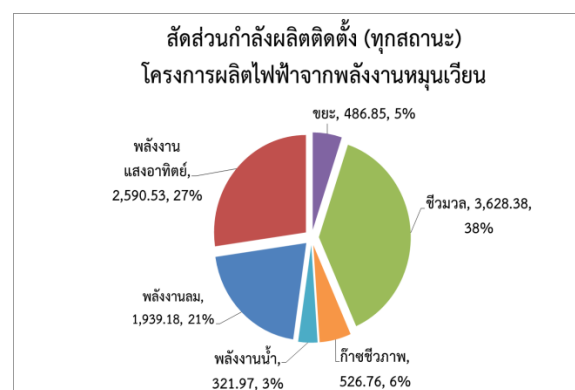
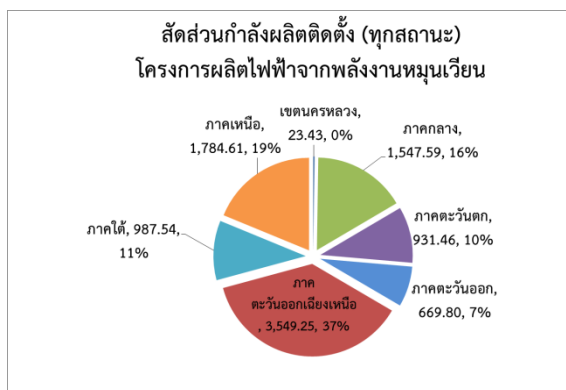
สถานะ	จำนวนโครงการ (ราย)			กำลังผลิตติดตั้ง (MW)			ปริมาณเสนอขาย (MW)		
	Firm	Non-Firm	รวม	Firm	Non-Firm	รวม	Firm	Non-Firm	รวม
ขยะ	0	67	67	0.00	486.85	486.85	0.00	432.22	432.22
ชีวมวล	19	277	296	531.30	3,097.08	3,628.38	360.60	1,903.76	2,264.36
ก๊าซชีวภาพ	0	237	237	0.00	526.76	526.76	0.00	447.18	447.18
พลังงานน้ำ	0	40	40	0.00	321.97	321.97	0.00	277.84	277.84
พลังงานลม	0	66	66	0.00	1,939.18	1,939.18	0.00	1,759.55	1,759.55
พลังงานแสงอาทิตย์	0	481	481	0.00	2,590.53	2,590.53	0.00	2,353.44	2,353.44
<b>รวมทั้งสิ้น</b>	<b>19</b>	<b>1,168</b>	<b>1,187</b>	<b>531.30</b>	<b>8,962.37</b>	<b>9,493.67</b>	<b>360.60</b>	<b>7,173.98</b>	<b>7,534.58</b>



รูปที่ 2.3 สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้ง (ทุกสถานะ) แบ่งตามประเภท Firm และ Non-Firm (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.3)

• การวิเคราะห์ข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งตามภูมิภาคของประเทศ

จากข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหากแบ่งตามภูมิภาคของประเทศ พบว่า โครงการส่วนใหญ่จะอยู่ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีสัดส่วนร้อยละ 37 ตามมาด้วยพื้นที่ภาคเหนือ มีสัดส่วนร้อยละ 19 ซึ่งโดยภาพรวมโครงการชีวมวลจะมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 38 ของโครงการทั้งหมด รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 2.4 สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้ง (ทุกสถานะ) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



ตารางที่ 2.4 สรุปโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามภูมิภาคของประเทศ

ภูมิภาค	จ่ายไฟแล้ว			ทำสัญญาแล้ว			ตอบรับซื้อแล้ว			ยื่นข้อเสนอ			รวมทั้งสิ้น		
	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
เขตนครหลวง	42	3.73	2.88	2	19.70	17.80							44	23.43	20.68
ภาคกลาง	95	717.10	529.91	15	108.00	97.37	14	201.34	182.80	51	521.16	417.71	175	1,547.59	1,227.80
ภาคตะวันตก	77	449.56	284.95	16	77.18	41.32	5	117.16	105.95	39	287.56	225.71	137	931.46	657.93
ภาคตะวันออก	43	382.57	277.19	9	42.27	31.45	4	15.98	15.93	42	228.99	223.53	98	669.80	548.10
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	189	1,533.03	1,128.72	57	951.89	867.43	8	401.00	353.25	97	663.33	569.12	351	3,549.25	2,918.51
ภาคใต้	63	248.77	202.50	46	344.41	306.09	14	72.78	64.55	55	321.57	297.73	178	987.54	870.88
ภาคเหนือ	80	897.45	568.20	39	370.36	309.25	18	103.60	95.40	67	413.19	317.85	204	1,784.61	1,290.69
รวมทั้งสิ้น	589	4,232.21	2,994.35	184	1,913.80	1,670.71	63	911.86	817.88	351	2,435.81	2,051.64	1,187	9,493.67	7,534.58

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.4)

ตารางที่ 2.5 สรุปโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ภูมิภาค	จ่ายไฟแล้ว			ทำสัญญาแล้ว			ตอบรับซื้อแล้ว			ยื่นข้อเสนอ			รวมทั้งสิ้น		
	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
ขยะ	22	74.92	65.51	13	113.17	103.46	2	109.40	98.00	30	189.36	165.25	67	486.85	432.22
ชีวมวล	149	2,289.54	1,306.66	62	527.33	388.54	17	97.97	86.84	68	713.54	482.33	296	3,628.38	2,264.36
ก๊าซชีวภาพ	116	245.67	200.02	54	105.10	85.92	8	18.38	17.30	59	157.62	143.94	237	526.76	447.18
พลังงานน้ำ	8	15.24	14.17	9	13.74	13.51	2	0.14	0.14	21	292.85	250.03	40	321.97	277.84
พลังงานลม	6	215.70	188.70	32	1,029.92	959.77	7	492.30	435.00	21	201.26	176.08	66	1,939.18	1,759.55
พลังงานแสงอาทิตย์	288	1,391.14	1,219.30	14	124.54	119.52	27	193.67	180.60	152	881.18	834.03	481	2,590.53	2,353.44
รวมทั้งสิ้น	589	4,232.21	2,994.35	184	1,913.80	1,670.71	63	911.86	817.88	351	2,435.81	2,051.64	1,187	9,493.67	7,534.58

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.5)



• สรุปโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ถูกยกเลิกจากฐานข้อมูล

จากข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่า โครงการพลังงานหมุนเวียนที่ถูกยกเลิกสามารถแบ่งออกเป็น 4 กลุ่ม ประกอบด้วย ยกเลิกแบบคำขอ ยกเลิกตอบรับซื้อ ยกเลิกสัญญา และโครงการที่อยู่ระหว่างการพิจารณาคดี มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 925 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้ง 10,118.02 MW โดยพลังงานชีวมวล มีจำนวนโครงการที่ยกเลิกมากที่สุด 337 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้ง 3,512.64 MW ลำดับรองลงมาคือ พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม จำนวน 331 โครงการ และ 110 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้ง 2,184.43 MW และ 3,496.76 MW ตามลำดับ รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 2.6 สรุปการยกเลิกโครงการพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	ยกเลิกแบบคำขอ		ยกเลิกตอบรับซื้อ		ยกเลิกสัญญา		โครงการอยู่ระหว่างการพิจารณาคดี		รวมทั้งสิ้น	
	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์									0	0.00
- PV	21	770.16	11	15.80	17	21.32	25	29.56	74	836.84
- Thermal			1	1.50	133	614.09	123	732.00	257	1,347.59
พลังงานลม	60	2,982.16	35	366.45	15	148.15			110	3,496.76
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	3	227.70			1	1.00			4	228.70
ชีวมวล	56	870.42	52	294.29	229	2,347.93			337	3,512.64
ก๊าซชีวภาพ	37	163.13	26	35.35	27	47.89			90	246.36
ขยะ	26	252.84	7	73.03	20	123.26			53	449.13
<b>รวมทั้งสิ้น</b>	<b>203</b>	<b>5,266.40</b>	<b>132</b>	<b>786.43</b>	<b>442</b>	<b>3,303.63</b>	<b>148</b>	<b>761.56</b>	<b>925</b>	<b>10,118.02</b>

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.6)

• สรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบรายปี

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำสรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบรายปี โดยแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิงของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งตัวอย่างการจัดทำแสดงได้ดังนี้

สรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียน (ข้อมูลจากเว็บไซต์สำนักงาน กกพ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558)

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	105	4,215.11
พลังงานลม	119	3,191.49
ชีวมวล	188	1,975.80
รวมทั้งสิ้น	412	9,382.40

สรุปสถานะโครงการแสงอาทิตย์ (ข้อมูลจากเว็บไซต์สำนักงาน กกพ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558)

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	105	4,215.11
พลังงานลม	119	3,191.49
ชีวมวล	188	1,975.80
รวมทั้งสิ้น	412	9,382.40

สรุปสถานะโครงการชีวมวล (ข้อมูลจากเว็บไซต์สำนักงาน กกพ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558)

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	105	4,215.11
พลังงานลม	119	3,191.49
ชีวมวล	188	1,975.80
รวมทั้งสิ้น	412	9,382.40

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.7)



● สรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียนแยกตามขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำสรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียนแยกตามขนาดกำลังผลิตติดตั้งและสถานะการรับซื้อของโครงการ ตามการแบ่งขนาดและประเภทเทคโนโลยี สำหรับการจัดทำอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff ซึ่งตัวอย่างการจัดทำแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 2.7 สรุปสถานะโครงการพลังงานหมุนเวียนแยกตามขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ประเภทพลังงานหมุนเวียน แบ่งตามกำลังผลิตติดตั้ง	COD			รวมทั้งสิ้น		
	จำนวน (ราย)	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอ ขาย (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอ ขาย (MW)
1) ชยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)						
กำลังผลิต ≤ 1 MW	6	2.83	1.81	15	8.10	6.57
กำลังผลิต > 1-3 MW	3	5.60	4.80	6	12.70	11.45
กำลังผลิต > 3-10 MW	2	14.00	13.00	28	221.61	194.90
กำลังผลิต 10-90 MW	1	20.00	18.00	5	200.00	180.90
2) ชยะ (หลุมฝังกลบ)						
กำลังผลิต < 10 MW	10	32.49	27.90	13	44.44	38.40
กำลังผลิต 10-90 MW				0	0.00	0.00
3) ชีวมวล						
กำลังผลิต ≤ 1 MW	10	6.71	5.75	42	36.07	34.35
กำลังผลิต > 1-3 MW	6	12.40	8.59	15	30.71	22.79
กำลังผลิต > 3-10 MW	63	548.33	456.70	143	1,220.41	1,027.30
กำลังผลิต 10-90 MW	70	1,722.10	835.62	96	2,341.20	1,179.92
4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)						
กำลังผลิต < 10 MW	116	245.67	200.02	233	478.63	421.48
กำลังผลิต 10-90 MW				4	48.13	25.70
5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)						
กำลังผลิต < 10 MW				0	0.00	0.00
6) พลังงานน้ำ						
กำลังผลิต < 200 kW	3	0.11	0.10	13	0.82	0.75
กำลังผลิต > 200 kW	4	1.87	1.87	24	87.89	84.89
กำลังผลิต 10-90 MW	1	13.26	12.20	3	233.26	192.20
7) พลังงานลม						
กำลังผลิต < 10 MW	4	8.70	8.70	34	127.28	108.05
กำลังผลิต 10-90 MW	2	207.00	180.00	32	1,811.90	1,651.50
8) พลังงานแสงอาทิตย์						
กำลังผลิต < 10 MW	278	917.42	874.30	469	1,981.09	1,877.44
กำลังผลิต 10-90 MW	10	473.72	345.00	12	609.44	476.00

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.8)

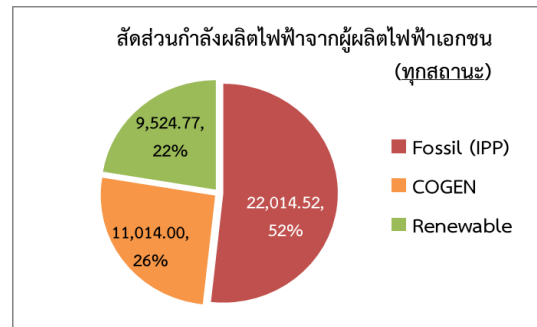
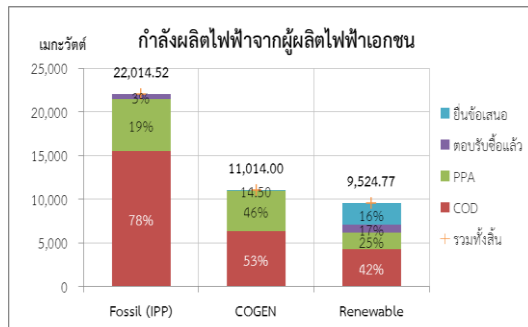


• สรุปข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากเอกชน

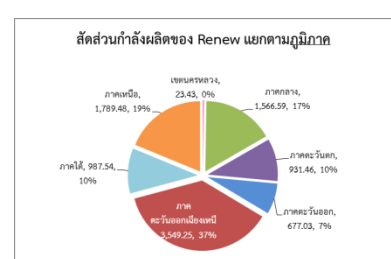
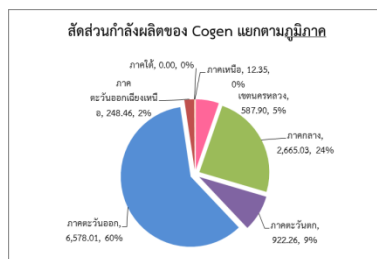
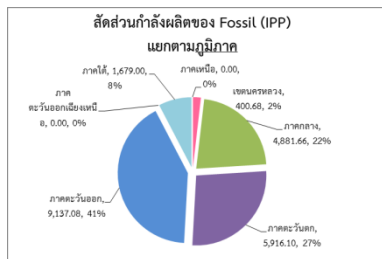
ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำสรุปข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากเอกชน ซึ่งประกอบด้วย โรงไฟฟ้า IPP จากเชื้อเพลิงฟอสซิล โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชันจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยทำการวิเคราะห์ข้อมูลแบ่งตามสถานะการรับซื้อไฟฟ้า แบ่งตามประเภท Firm/Non-Firm แบ่งตามประเภท SPP/VSPP แบ่งตามรายภูมิภาค และแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง ซึ่งตัวอย่างการจัดทำแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 2.8 ข้อมูลโครงการผลิตไฟฟ้าจากเอกชน

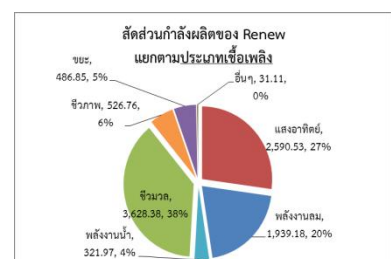
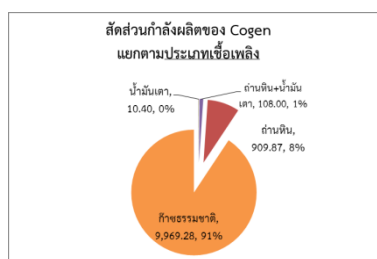
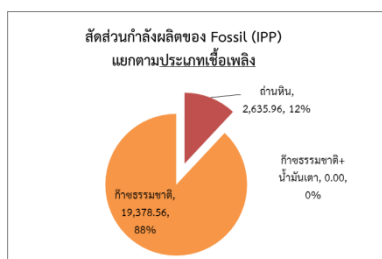
ประเภท	COD			PPA			ตอบรับซื้อแล้ว			ยื่นข้อเสนอ			รวมทั้งสิ้น		
	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
Fossil (IPP)	17	15,544.52	13,966.70	3	5,930.00	5,930.00	1	540.00	540.00				21	22,014.52	20,436.70
COGEN	58	6,337.06	3,855.32	45	4,662.44	3,454.60				1	14.50	10.00	104	11,014.00	7,319.92
Renewable	592	4,256.08	3,010.85	184	1,913.80	1,670.71	63	911.86	817.88	352	2,443.04	2,061.54	1,191	9,524.77	7,560.98
ผลรวมทั้งสิ้น	667	26,138	20,833	232	12,506	11,055	64	1,452	1,358	353	2,458	2,072	1,316	42,553	35,318



รูปที่ 2.5 กำลังการผลิตติดตั้งและสัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน



รูปที่ 2.6 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน แยกตามภูมิภาค



รูปที่ 2.7 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.9)

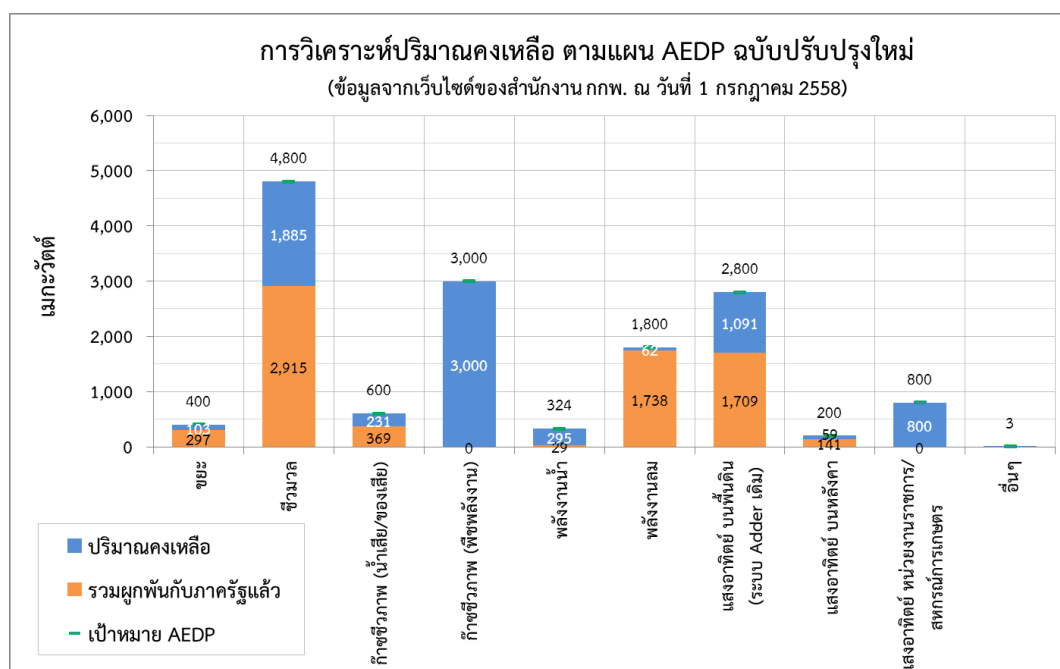


## 2.2 วิเคราะห์ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับเป้าหมาย AEDP

ที่ปรึกษาได้ทำการวิเคราะห์ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน จากข้อมูลใน เว็บไซต์ของสำนักงาน กกพ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558 เปรียบเทียบกับแผน AEDP ปรับปรุงใหม่ ซึ่ง รายละเอียดผลการวิเคราะห์ มีดังนี้

ตารางที่ 2.9 สรุปการวิเคราะห์ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับเป้าหมาย AEDP

ประเภทพลังงานหมุนเวียน	เป้าหมาย AEDP	จ่ายไฟแล้ว	ทำสัญญาแล้ว+ตอบรับแล้ว	รวมผูกพันกับภาครัฐแล้ว	ปริมาณคงเหลือ	ยื่นข้อเสนอ
1. ชยะ	400	75	223	297	103	189.36
2. ชีวมวล	4,800	2,290	625	2,915	1,885	713.54
3. ก๊าซชีวภาพ						
- น้ำเสีย/ของเสีย	600	246	123	369	231	157.62
- พืชพลังงาน	3,000	0	0	0	3,000	0
4. พลังงานน้ำ	324	15	14	29	295	292.85
5. พลังงานลม	1,800	216	1,522	1,738	62	201.26
6. พลังงานแสงอาทิตย์						
- บนพื้นดิน (ระบบ Adder เดิม)	2,800	1,391	318	1,709	1,091	881.18
- บนหลังคา	200	78.00	63	141	59	69.00
- หน่วยงานราชการ/สหกรณ์	800	0	0	0	800	0
การเกษตร						
7. อื่นๆ	3	0	0	0	3	0
รวมทั้งสิ้น	14,727	4,310	2,889	7,199	7,528	2,505



รูปที่ 2.8 การวิเคราะห์ปริมาณคงเหลือ ตามแผน AEDP ฉบับปรับปรุงใหม่

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.10)

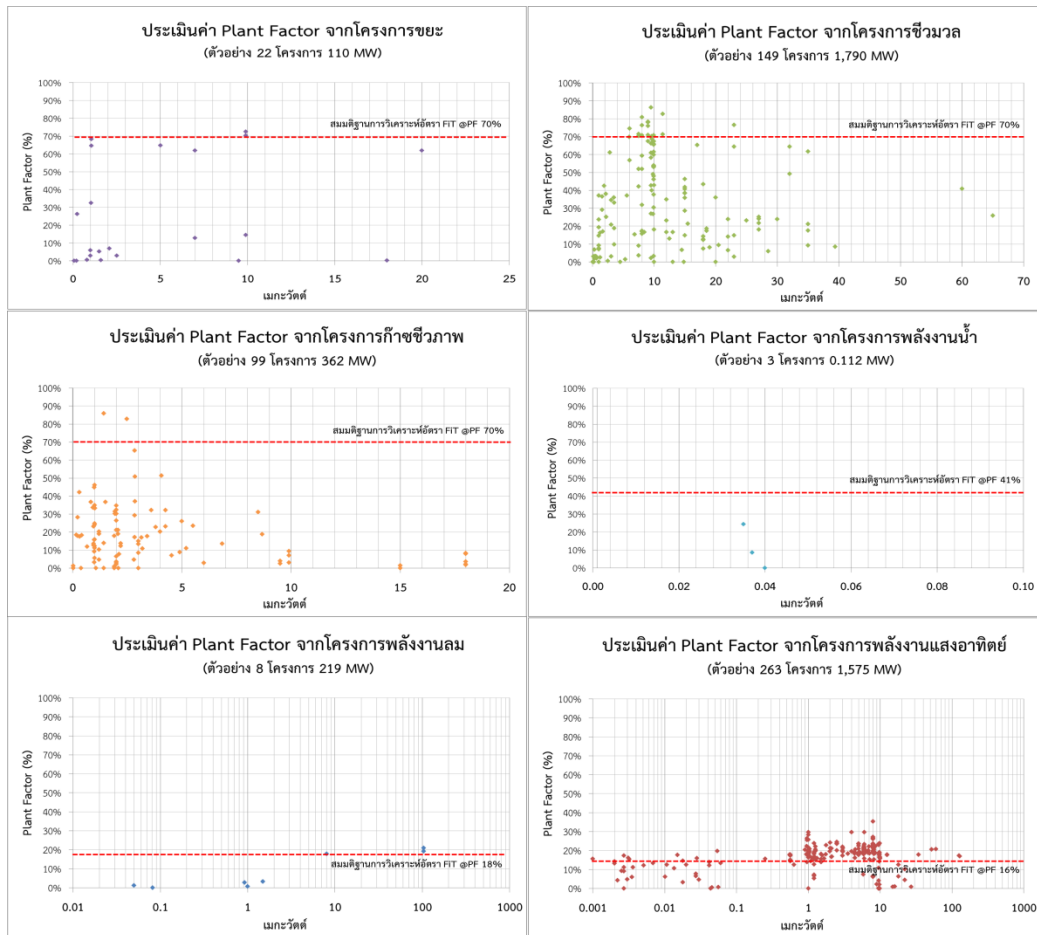


### 2.3 วิเคราะห์ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว

ที่ปรึกษาได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จากรายงานค่า Ft ตั้งแต่เดือนมกราคม 2555 จนถึง ปัจจุบัน (ข้อมูล ณ เดือนเมษายน 2558) เพื่อประเมินค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor; PF) ทั้งนี้ ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์ประกอบไปด้วยโครงการรวมทั้งสิ้น 544 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 4,056 เมกะวัตต์ รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 2.10 สรุปค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor) แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขายตามข้อมูล กกพ. (MW)	ปริมาณเสนอขายตามเล่ม Ft (MW)	ค่าเฉลี่ย Plant Factor (%)
1. ชยะ	22	110.34	87.56	63.92	30.3%
2. ชีวมวล	149	1,789.55	1,026.38	979.02	35.3%
3. ชีวภาพ	99	362.40	260.48	163.92	20.2%
4. พลังงานน้ำ	3	0.11	0.10	0.49	16.4%
5. พลังงานลม	8	218.55	191.53	190.92	9.4%
6. แสงอาทิตย์	263	1,575.32	1,321.61	1,237.49	18.6%
รวมทั้งสิ้น	544	4,056.28	2,887.64	2,635.75	23.7%



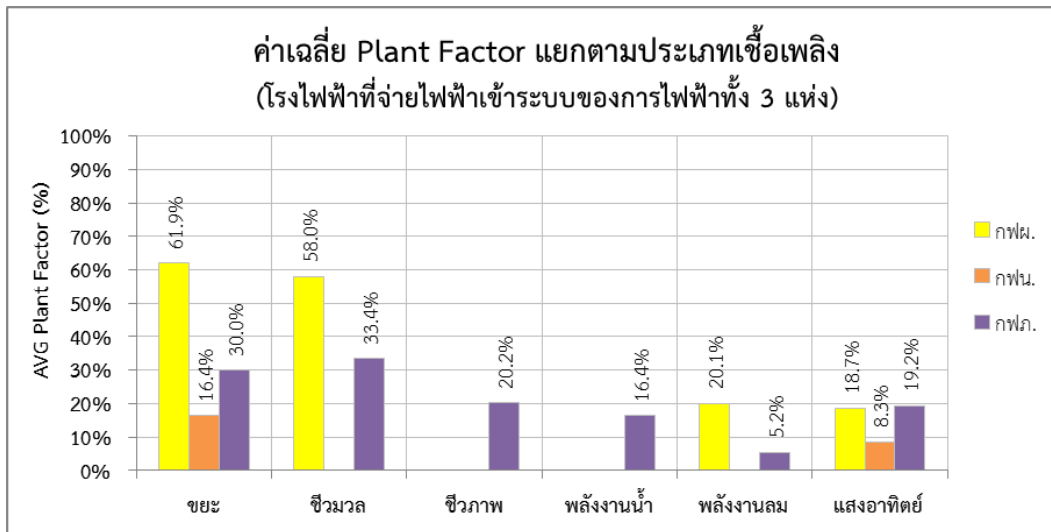
รูปที่ 2.9 ประเมินค่า Plant Factor จากโครงการพลังงานหมุนเวียน แยกรายเชื้อเพลิง

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.11)



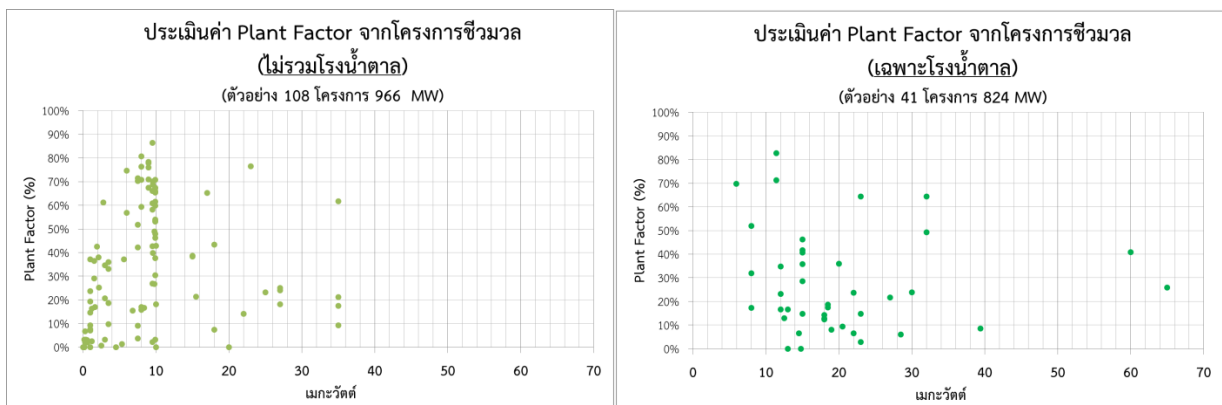
นอกจากนี้ ที่ปรึกษาได้ทำการวิเคราะห์ข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม 2 กรณี ได้แก่

(1) วิเคราะห์ค่าเฉลี่ย Plant Factor โดยแบ่งตามการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง พบว่า โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะมีค่าเฉลี่ย Plant Factor ที่สูงกว่า โรงไฟฟ้าขนาดเล็กของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง แสดงได้ดังนี้



รูปที่ 2.10 ค่าเฉลี่ย Plant Factor แยกตามประเภทเชื้อเพลิง ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

(2) วิเคราะห์กรณีโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยแบ่งแยกโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงกากอ้อย ชานอ้อย ที่มาจากโรงน้ำตาล เนื่องจากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เป็นโรงน้ำตาลนั้นจะมีการใช้ไฟฟ้าในกระบวนการผลิตค่อนข้างสูง ส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบไม่สอดคล้องกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจริง จึงกระทบต่อค่า Plant Factor ที่เก็บรวบรวมไว้มีค่าค่อนข้างต่ำ รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

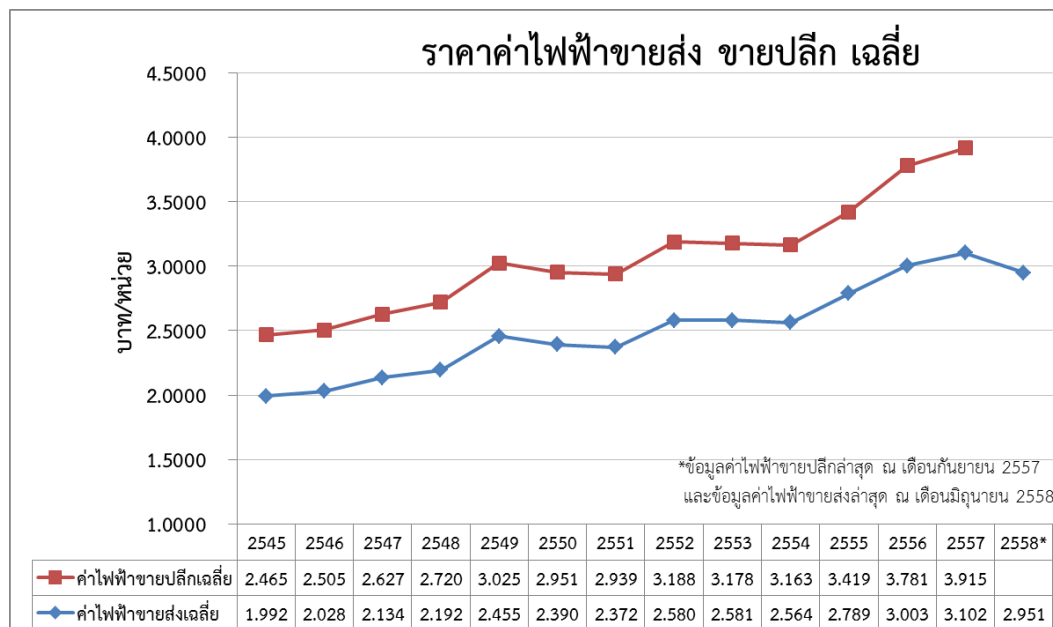


รูปที่ 2.11 ประเมินค่า Plant Factor ของโรงไฟฟ้าชีวมวล (แยกกลุ่มโรงน้ำตาล)



## 2.4 รวบรวมข้อมูลต้นทุนค่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder จนถึงในปัจจุบัน

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งประเภท SPP และ VSPP ตั้งแต่เริ่มมีการส่งเสริมในรูปแบบ Adder จนถึงในปัจจุบัน โดยที่ปรึกษาได้เก็บรวบรวมข้อมูลหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าทั่วประเทศ หน่วยการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Adder เงินสนับสนุนในระบบ Adder และผลกระทบค่าไฟฟ้าแยกรายเชื้อเพลิงจากเล่มรายงานค่า Ft ที่ กฟผ. ส่งให้ สนพ. ในทุกๆ เดือน จนถึงปัจจุบันเดือนมิถุนายน 2558 รวมถึงข้อมูลราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง ขายปลีก เฉลี่ยที่รวบรวมจาก กฟผ. ทั้งนี้ที่ปรึกษาได้นำข้อมูลดังกล่าวมาเรียบเรียงเพื่อให้ง่ายต่อการนำไปใช้ประโยชน์ ข้อมูลโดยสรุปแสดงได้ดังนี้

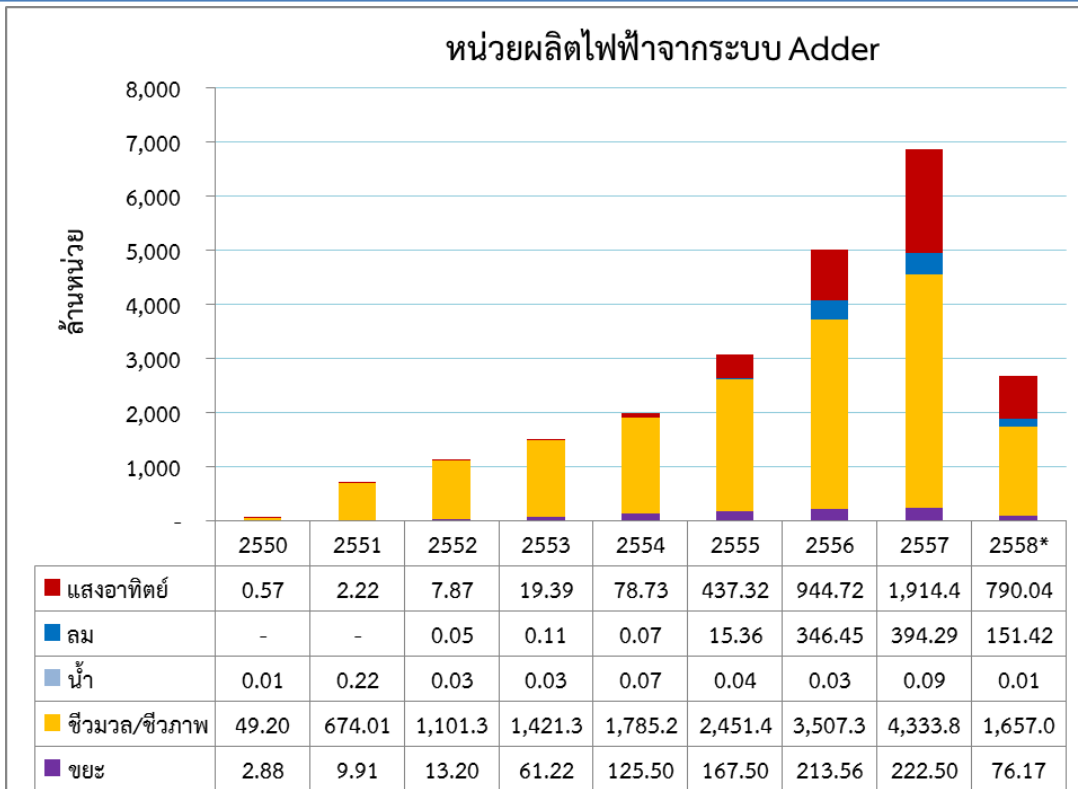


รูปที่ 2.12 ราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง ขายปลีก เฉลี่ย

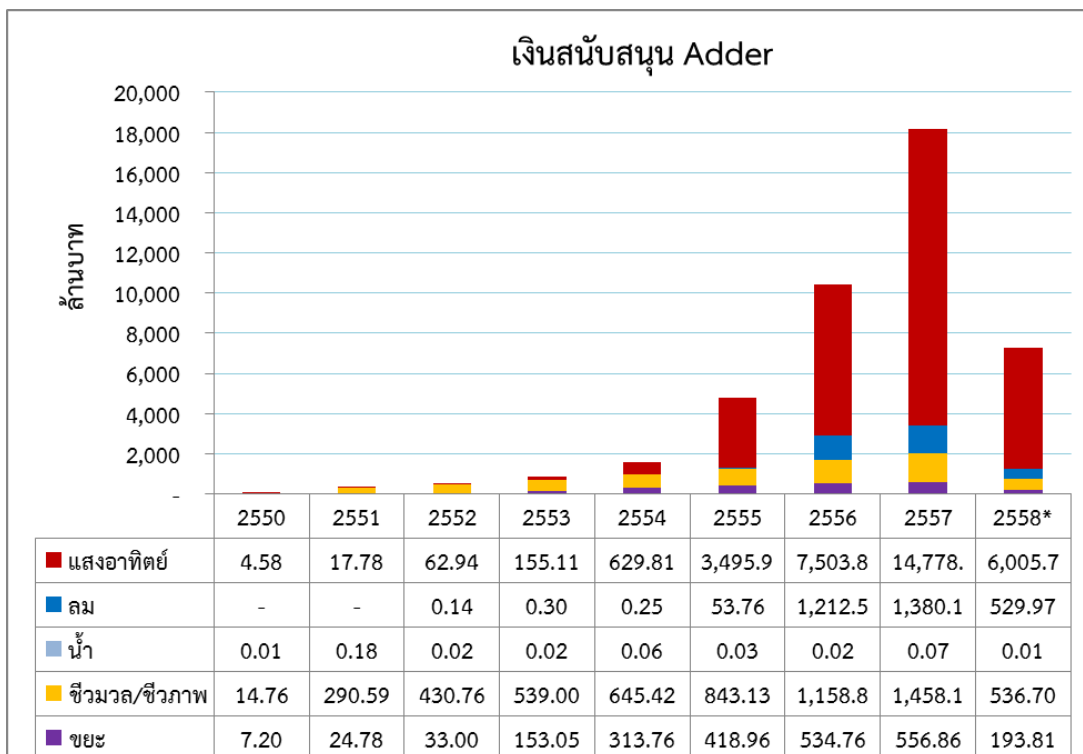
ตารางที่ 2.11 ข้อมูลสรุปการส่งเสริมระบบ Adder รวมทุกเชื้อเพลิง (เฉลี่ยรายปี)

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าทั่วประเทศ (ล้านหน่วย)	หน่วยผลิตไฟฟ้าจากระบบ Adder (ล้านหน่วย)	เงินสนับสนุน Adder (ล้านบาท)	ผลกระทบค่าไฟฟ้า (สตางค์/หน่วย)	ต้นทุนค่า Adder เฉลี่ย (บาท/หน่วย)
	(1)	(2)	(3)	100*(3)/(1)	(3)/(2)
2550	131,433	53	27	0.02	0.50
2551	133,396	686	333	0.25	0.49
2552	132,912	1,122	527	0.40	0.47
2553	146,601	1,502	847	0.58	0.56
2554	145,484	1,990	1,589	1.09	0.80
2555	157,664	3,072	4,812	3.05	1.57
2556	158,646	5,012	10,410	6.56	2.08
2557	161,466	6,865	18,174	11.26	2.65
2558*	51,989	2,675	7,266	13.98	2.72

หมายเหตุ : \*ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

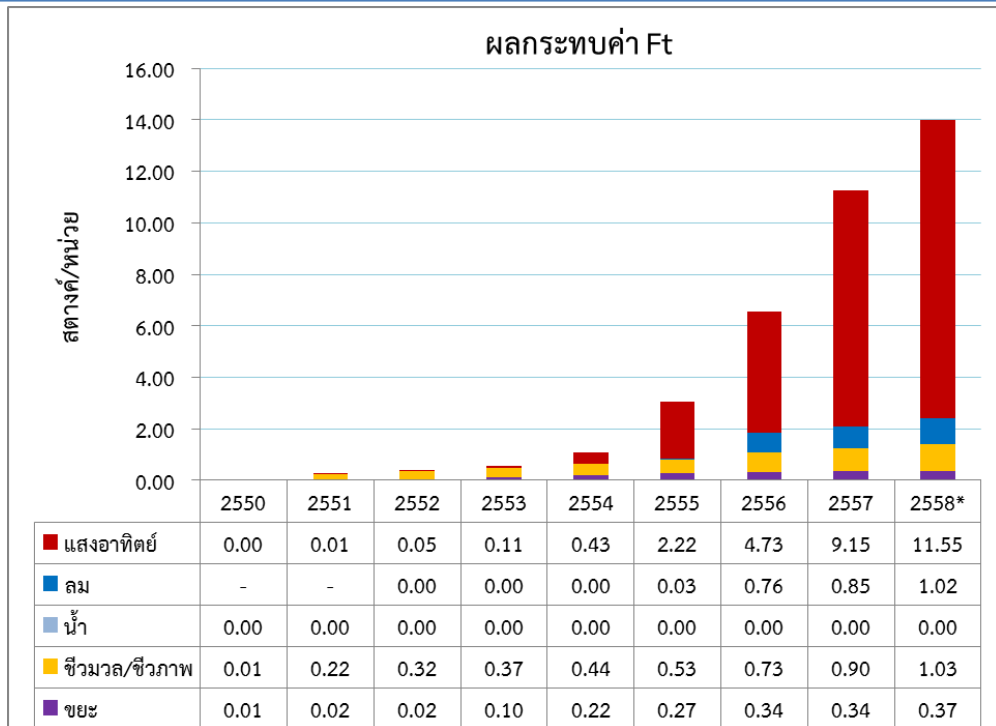


รูปที่ 2.13 หน่วยผลิตไฟฟ้าจากระบบ Adder แยกรายเชื้อเพลิง

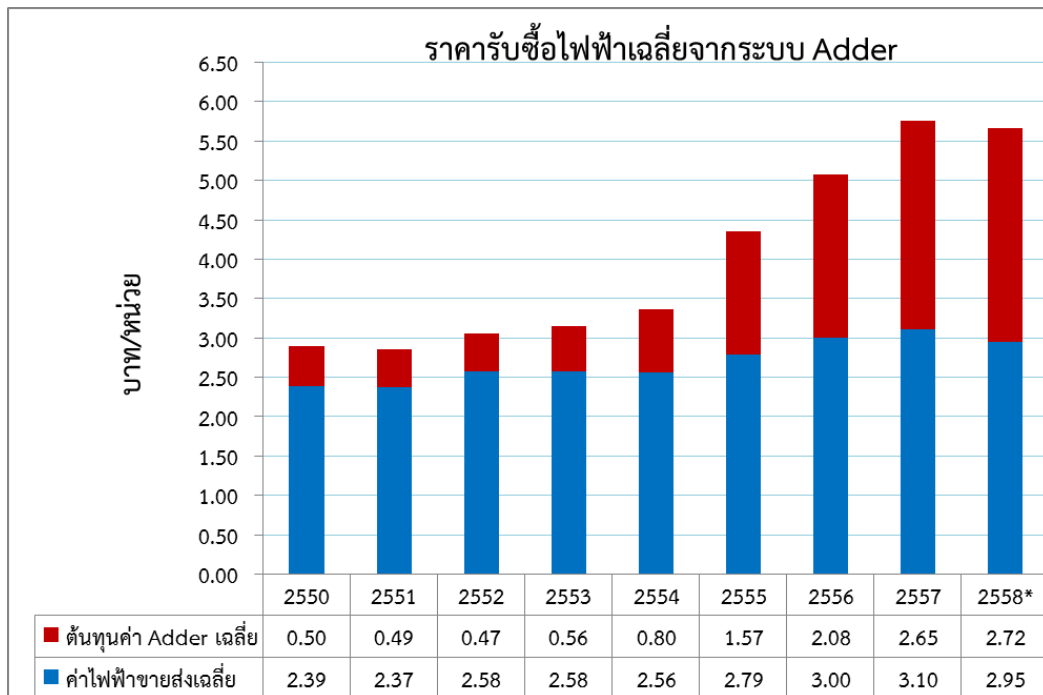


รูปที่ 2.14 เงินสนับสนุน Adder แยกรายเชื้อเพลิง

หมายเหตุ : \* ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558



รูปที่ 2.15 ผลกระทบค่าไฟฟ้า แยกรายเชื้อเพลิง



รูปที่ 2.16 ราคารับซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากระบบ Adder

หมายเหตุ : \* ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.12)

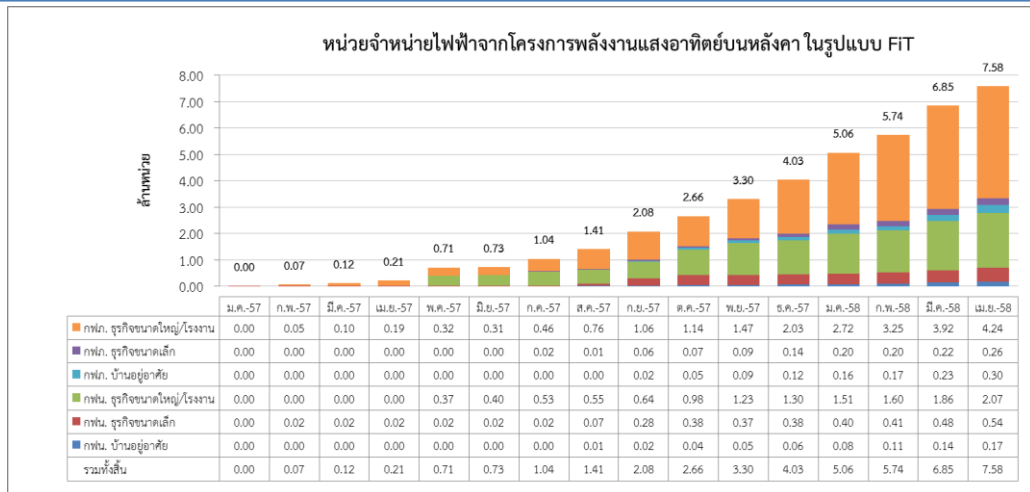


นอกจากนี้ ที่ปรึกษาฯ ยังได้ดำเนินการรวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยได้รับการส่งเสริมในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) และเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่เดือน มกราคม 2557 เป็นต้นมา ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ จะนำเสนอหน่วยรับซื้อไฟฟ้า ราคารับซื้อ FiT มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้า และผลกระทบค่า Ft จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จากข้อมูลในเล่มรายงานค่า Ft ที่ กฟผ. ส่งให้ สนพ. ในทุกๆ เดือน จนถึงปัจจุบันเดือนเมษายน 2558 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

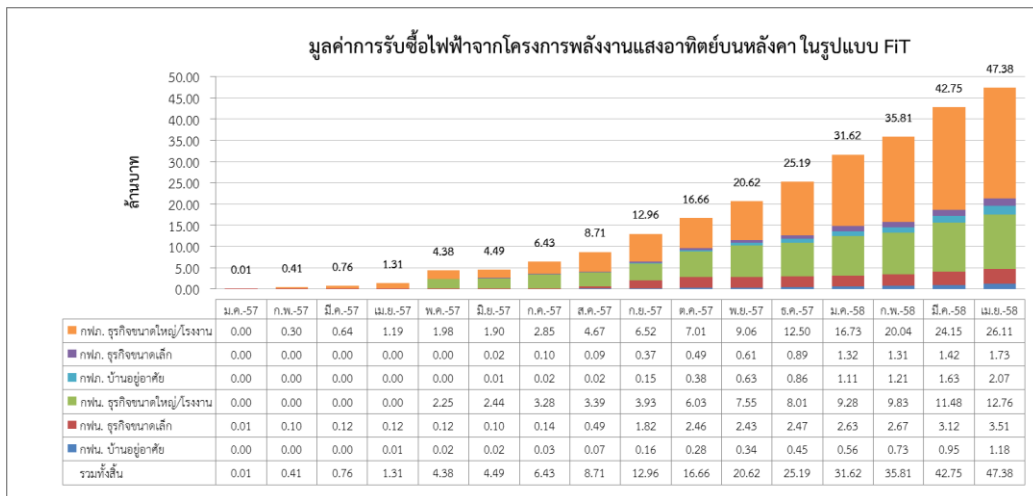
ตารางที่ 2.12 ข้อมูลสรุปการส่งเสริมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบ FiT

เดือน/ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านบาท)	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา				
		หน่วยรับซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท)	ราคารับซื้อ FiT (บาท/หน่วย)	มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท)	เงินสนับสนุน (ล้านบาท)	ผลกระทบ Ft (สตางค์/หน่วย)
ม.ค.-57	11,459	0.00	6.55	0.01	0.00	0.0000
ก.พ.-57	11,643	0.07	6.26	0.41	0.21	0.0018
มี.ค.-57	13,992	0.12	6.22	0.76	0.39	0.0028
เม.ย.-57	13,508	0.21	6.20	1.31	0.67	0.0049
พ.ค.-57	14,872	0.71	6.17	4.38	2.18	0.0146
มิ.ย.-57	14,256	0.73	6.17	4.49	2.17	0.0152
ก.ค.-57	14,095	1.04	6.18	6.43	3.11	0.0221
ส.ค.-57	14,006	1.41	6.19	8.71	4.30	0.0307
ก.ย.-57	13,727	2.08	6.24	12.96	6.32	0.0460
ต.ค.-57	13,821	2.66	6.25	16.66	8.22	0.0594
พ.ย.-57	13,521	3.30	6.25	20.62	10.66	0.0789
ธ.ค.-57	12,565	4.03	6.25	25.19	12.70	0.1010
<b>รวม 2557</b>	<b>161,466</b>	<b>16.35</b>	<b>6.23</b>	<b>101.91</b>	<b>50.91</b>	<b>0.0315</b>
ม.ค.-58	12,019	5.06	6.24	31.62	16.20	0.1348
ก.พ.-58	12,008	5.74	6.24	35.81	18.21	0.1517
มี.ค.-58	14,453	6.85	6.24	42.75	22.00	0.1522
เม.ย.-58	13,528	7.58	6.25	47.38	24.77	0.1831
พ.ค.-58	-	-	-	-	-	-
มิ.ย.-58	-	-	-	-	-	-
ก.ค.-58	-	-	-	-	-	-
ส.ค.-58	-	-	-	-	-	-
ก.ย.-58	-	-	-	-	-	-
ต.ค.-58	-	-	-	-	-	-
พ.ย.-58	-	-	-	-	-	-
ธ.ค.-58	-	-	-	-	-	-
<b>รวม 2558</b>	<b>52,007</b>	<b>25.23</b>	<b>6.24</b>	<b>157.55</b>	<b>81.19</b>	<b>0.1561</b>

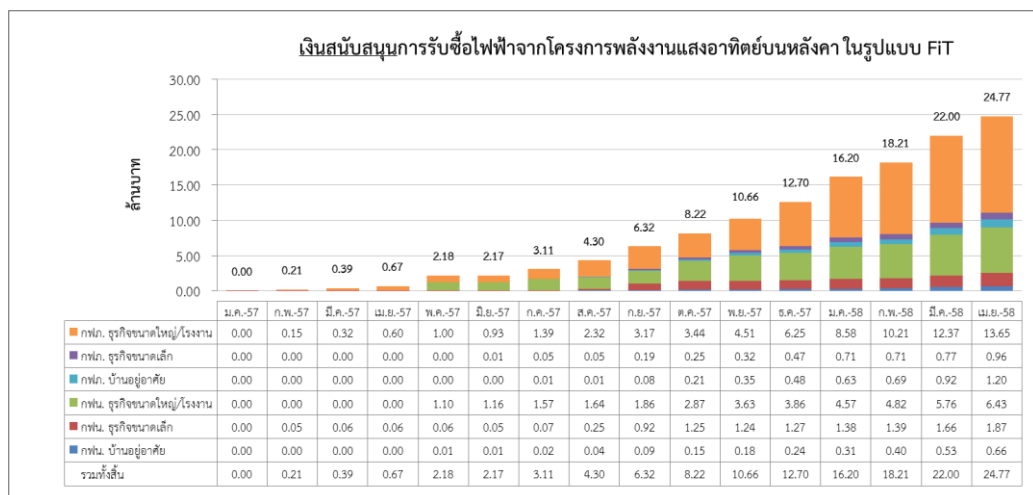
หมายเหตุ : ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558



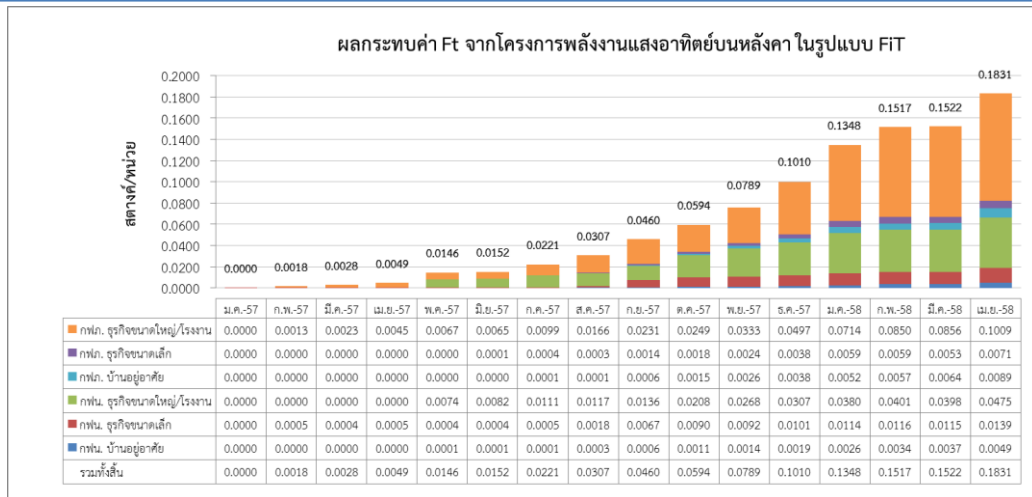
รูปที่ 2.17 หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบ FIT



รูปที่ 2.18 มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบ FIT



รูปที่ 2.19 เงินสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบ FiT



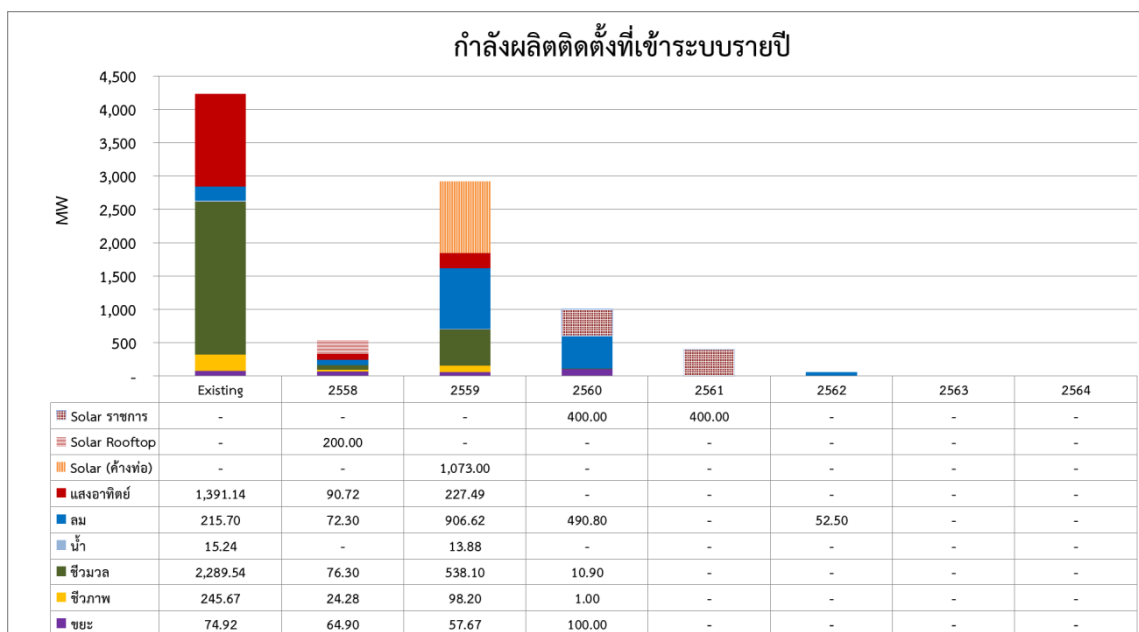
รูปที่ 2.20 ผลกระทบค่า Ft จากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบ FIT

หมายเหตุ : ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.13)

## 2.5 นำเสนอผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าในอนาคตจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

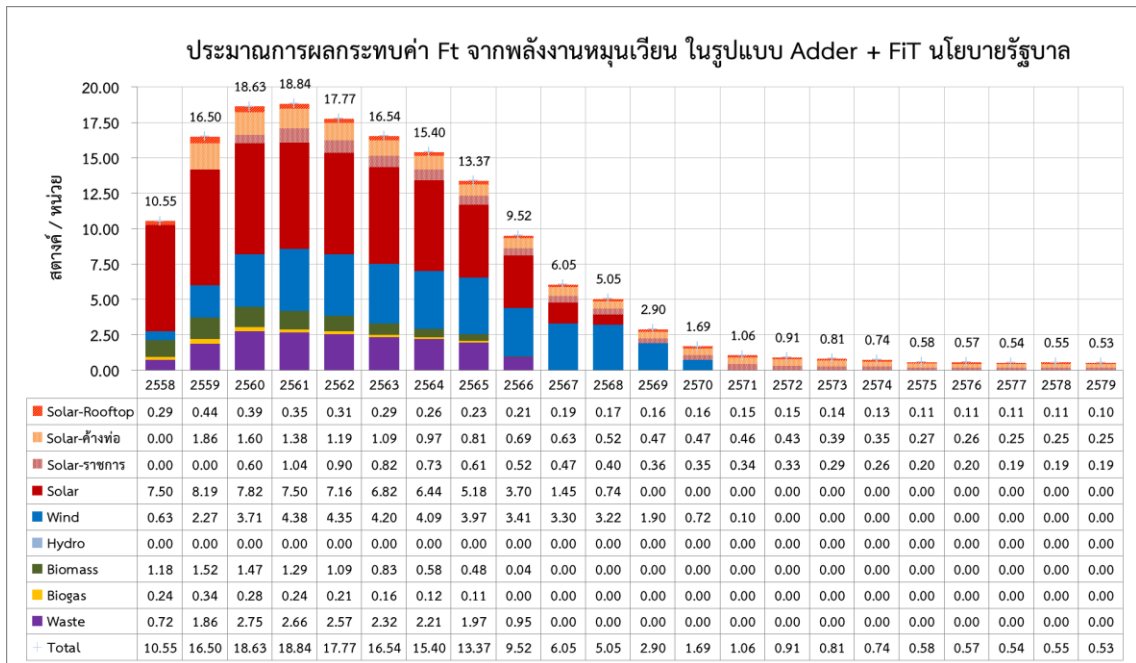
ที่ปรึกษาได้จัดทำโมเดลสำหรับวิเคราะห์ผลกระทบค่าไฟฟ้า (ผลกระทบค่า FT) ที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบัน รวมถึงโครงการใหม่ตามนโยบายส่งเสริมของรัฐบาล สำหรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันอ้างอิงข้อมูลในเว็บไซต์ของสำนักงาน กฟผ. ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2558 และสำหรับโครงการใหม่ตามนโยบายส่งเสริมของรัฐบาลอ้างอิงข้อมูลจาก มติ กฟผ. ซึ่งผลการวิเคราะห์สรุปได้ดังนี้



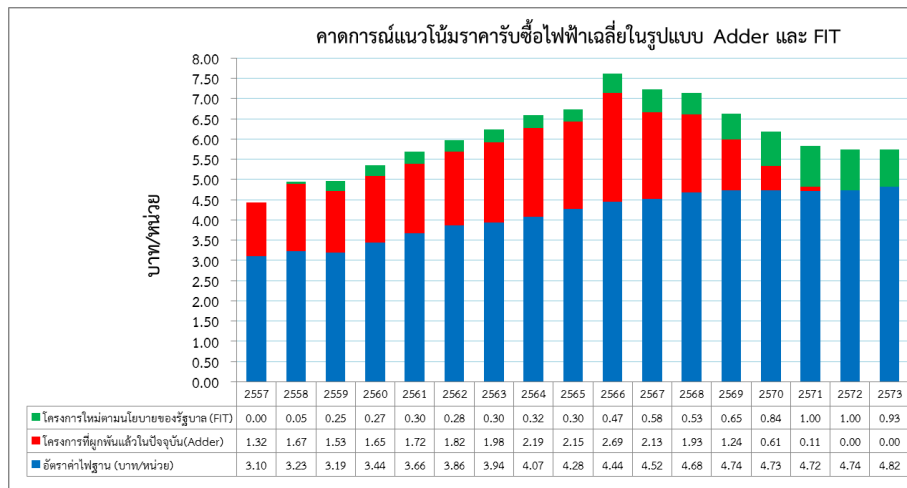
รูปที่ 2.21 กำลังผลิตติดตั้งที่เข้าระบบรายปี



- สมมติฐานการประมาณการผลกระทบค่า Ft จากพลังงานหมุนเวียน มีดังนี้
  - (1) โครงการที่ผูกพันกับภาครัฐ คือ โครงการที่อยู่ในสถานะ ขายไฟแล้ว+ทำสัญญาแล้ว+ตอบรับซื้อแล้ว
  - (2) โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (ค้ำท้อ และ ราชการฯ) จะได้รับอัตรา FIT 5.66 บาท/หน่วย
  - (3) โครงการแสงอาทิตย์ Solar Rooftop จะได้รับอัตรา FIT ดังนี้
    - บ้านอยู่อาศัย FIT 6.96 บาท/หน่วย ปริมาณ 30 MWp และ FIT 6.85 บาท/หน่วย ปริมาณ 70 MWp
    - ธุรกิจขนาดเล็ก FIT 6.55 บาท/หน่วย ปริมาณ 50 MWp
    - ธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่ FIT 6.16 บาท/หน่วย ปริมาณ 50 MWp
  - (4) ข้อมูลพยากรณ์อัตราค่าไฟฐาน ตามแผน PDP2015



รูปที่ 2.22 ประมาณการผลกระทบค่า FT (สตางค์/หน่วย)

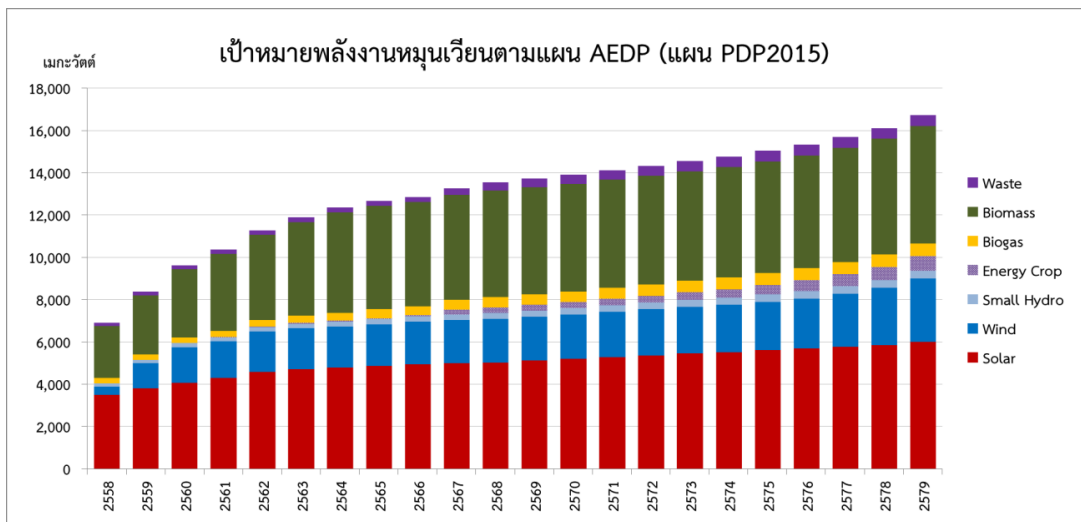


รูปที่ 2.23 การคาดการณ์แนวโน้มราคาซื้อขายไฟฟ้าเฉลี่ยในรูปแบบ Adder และ FIT

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.14)



ทั้งนี้ ในปัจจุบัน กพข. ได้มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือแผน PDP2015 ซึ่งภายในแผนได้ทำการกำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP เพิ่มขึ้นจากเดิม 13,927 เมกะวัตต์ ณ สิ้นปี 2564 มาเป็น 16,729 เมกะวัตต์ ณ สิ้นปี 2579 (ไม่รวมพลังน้ำขนาดใหญ่) ประกอบด้วย เชื้อเพลิงขยะ 500 เมกะวัตต์ ชีวมวล 5,570 เมกะวัตต์ ก๊าซชีวภาพ 600 เมกะวัตต์ พืชพลังงาน 680 เมกะวัตต์ พลังน้ำขนาดเล็ก 347 เมกะวัตต์ พลังงานลม 3,002 เมกะวัตต์ และพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 เมกะวัตต์ ซึ่งจากปริมาณเป้าหมายดังกล่าวนี้ทาง พพ. ได้จัดทำเป้าหมายรายปีเบื้องต้นสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 2.24 เป้าหมายพลังงานหมุนเวียนรายปีตามแผน AEDP (แผน PDP2015)

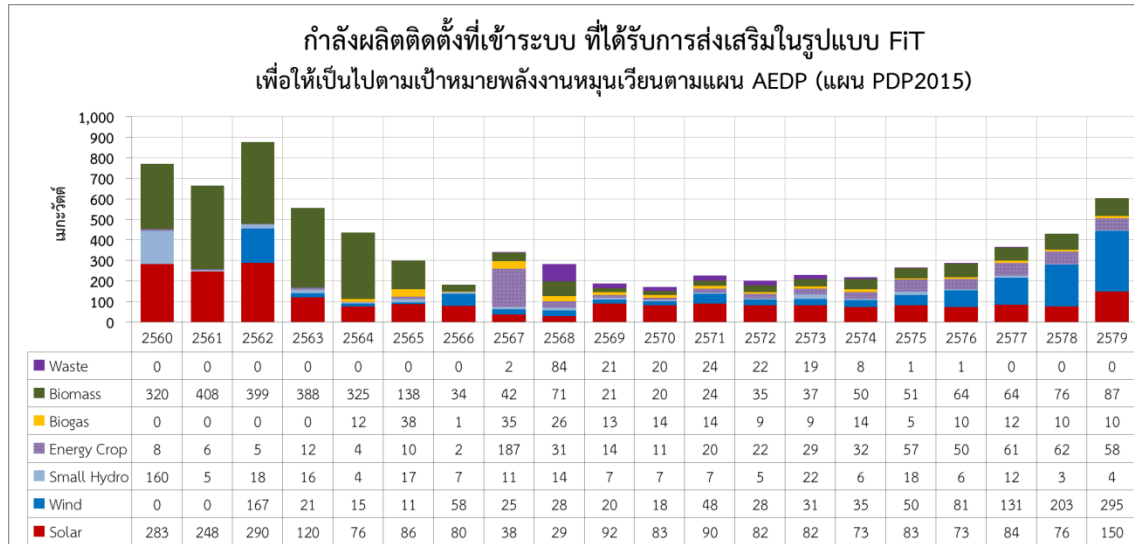
แผน AEDP ได้กำหนดเป้าหมายรวมพลังงานหมุนเวียนของประเทศ ซึ่งจะนับรวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในระบบเดิม กระจายไฟฟ้าเข้าระบบ และโรงไฟฟ้าใหม่ในอนาคต เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมาย AEDP ดังกล่าว ที่ปรึกษาจึงได้ทำการวิเคราะห์ปริมาณโครงการที่ผูกพันในระบบ Adder เดิม รวมถึงโครงการตามนโยบายต่างๆ อาทิเช่น แสงอาทิตย์บนหลังคา แสงอาทิตย์ค้างท่อ และแสงอาทิตย์สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร เป็นต้น เพื่อหาปริมาณคงเหลือตามแผน AEDP ที่จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในอนาคตในระบบ FiT (ตามอัตราFiT ที่ กพข. มีมติเห็นชอบ) สามารถสรุปปริมาณได้ดังนี้

ตารางที่ 2.13 : สรุปปริมาณโครงการพลังงานหมุนเวียนให้เป็นไปตามแผน AEDP (แผน PDP2015)

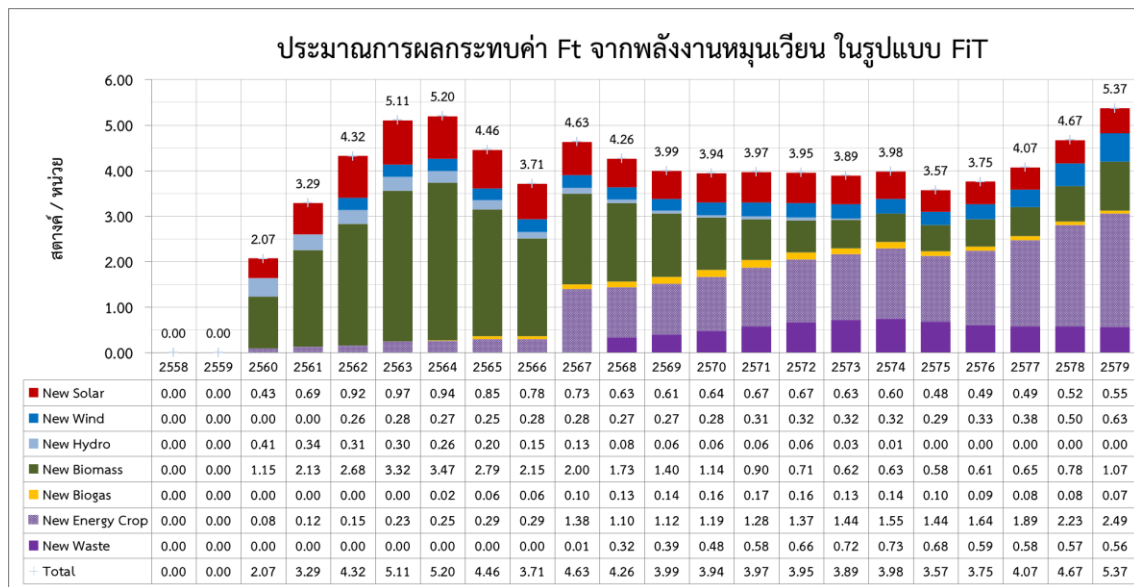
ประเภท	ขยะ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	พืชพลังงาน	พลังน้ำขนาดเล็ก	พลังลม	แสงอาทิตย์	รวม
โครงการที่ผูกพันในระบบ Adder	297	2,915	369		29	1,738	1,709	7,058
นโยบาย Solar - FiT								
- Solar Rooftop							200	200
- Solar ค้างท่อ							1,073	1,073
- Solar ราชการ							800	800
<b>โครงการส่วนเพิ่มในระบบ FIT</b>	<b>203</b>	<b>2,655</b>	<b>231</b>	<b>680</b>	<b>347</b>	<b>1,264</b>	<b>2,218</b>	<b>7,598</b>
เป้าหมาย AEDP ณ ปี 2579 (ตามแผน PDP2015)	500	5,570	600	680	376	3,002	6,000	16,729



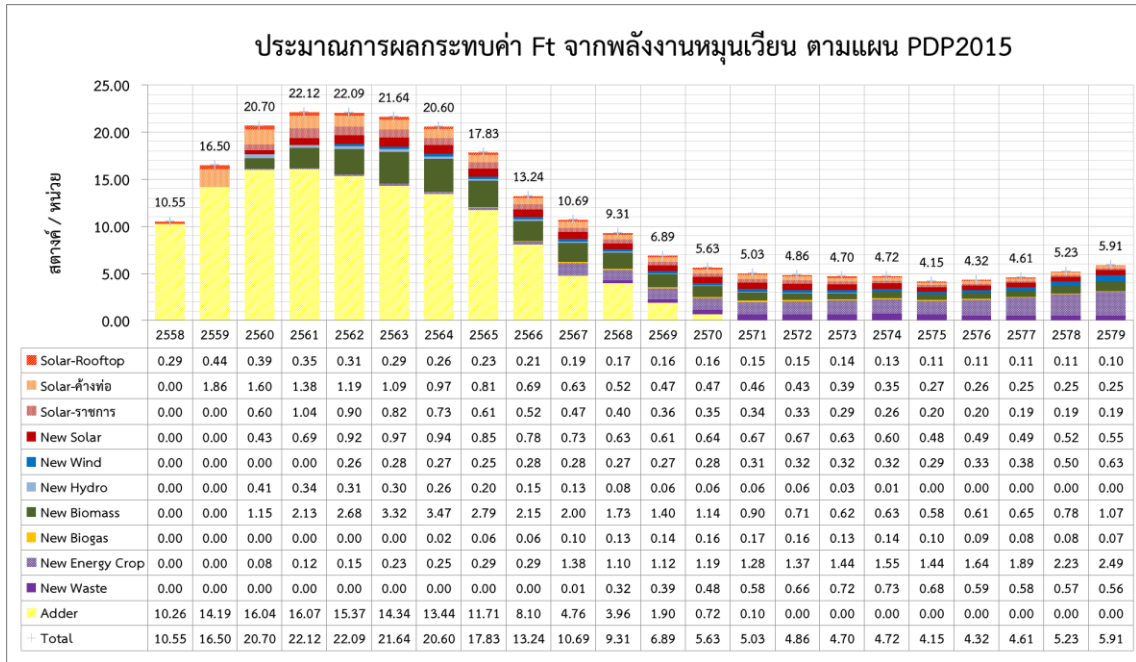
จากการวิเคราะห์หาปริมาณคงเหลือตามแผน AEDP ที่ปรึกษาฯ ทำการกระจายให้เข้าระบบรายปี เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายรายปีของแผน AEDP และทำการหาผลกระทบค่า Ft สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการส่งเสริมในรูปแบบ FIT สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 2.25 : โครงการพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT ที่เข้าระบบรายปีตามแผน AEDP



รูปที่ 2.26 : ผลกระทบค่า Ft จากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT



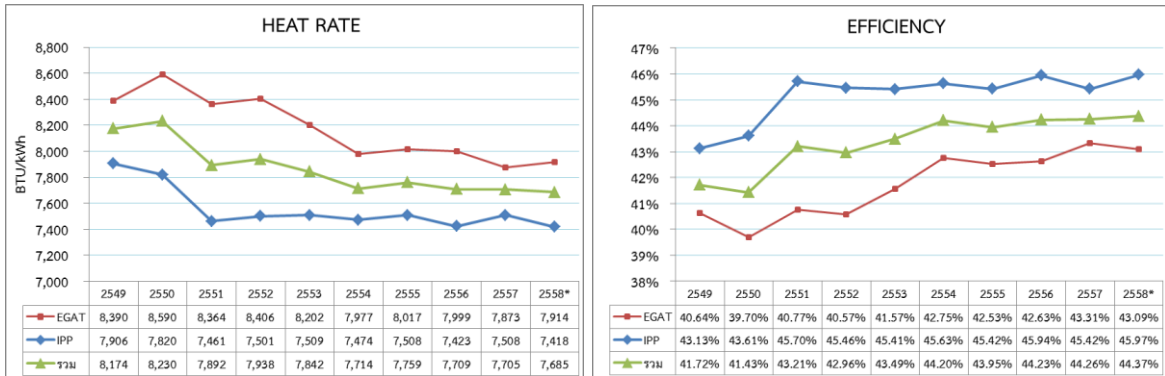
รูปที่ 2.27 : ผลกระทบค่า Ft จากพลังงานหมุนเวียน ตามแผน AEDP (ตามแผน PDP2015)

## 2.6 ประเมินแนวโน้มค่าไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ กพผ. และราคาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP รวมถึงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้างดกล่าว จากเล่มรายงานค่า FT ที่ กพผ. ส่งให้ สนพ. นอกจากนี้ที่ปรึกษายังได้รวบรวมข้อมูลราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยแยกตามแหล่งก๊าซ จากสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี เพื่อทำการประเมินแนวโน้มค่าไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลโดยสรุปแสดงได้ดังนี้

### ■ รายงานค่า Heat Rate และ Efficiency เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในอดีตจนถึงปัจจุบัน

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตของโรงไฟฟ้าในระบบ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าของ กพผ. และโรงไฟฟ้า IPP จากเอกสารรายงานค่า Ft ที่ กพผ. ส่งให้ สนพ. ซึ่งข้อมูลล่าสุด ณ เดือนเมษายน 2558 ทั้งนี้ที่ปรึกษาได้นำข้อมูลดังกล่าวมาคำนวณหาค่า Heat Rate และ Efficiency เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

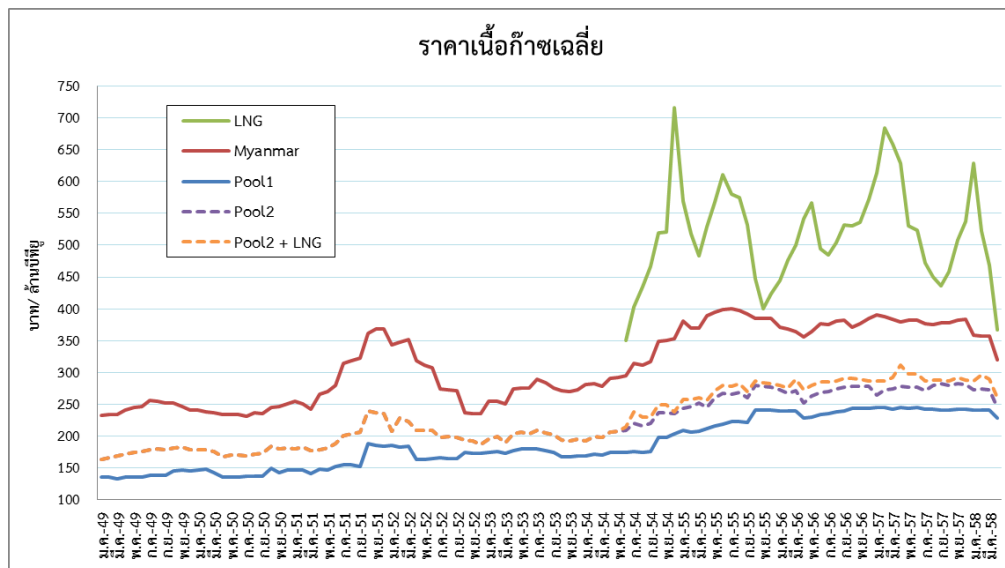


รูปที่ 2.28 ค่า Heat Rate และ ค่า Efficiency เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ

หมายเหตุ : \* ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

■ รายงานราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (รายแหล่ง) ในอดีตจนถึงปัจจุบัน

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยแยกตามแหล่งก๊าซ จากสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ข้อมูลล่าสุด ณ เดือนเมษายน 2558 สรุปได้ดังนี้

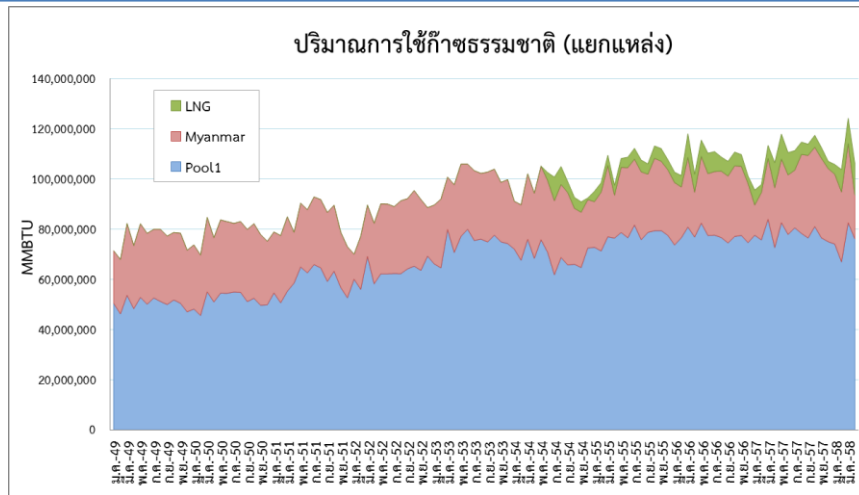


รูปที่ 2.29 ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยแยกตามแหล่งก๊าซ

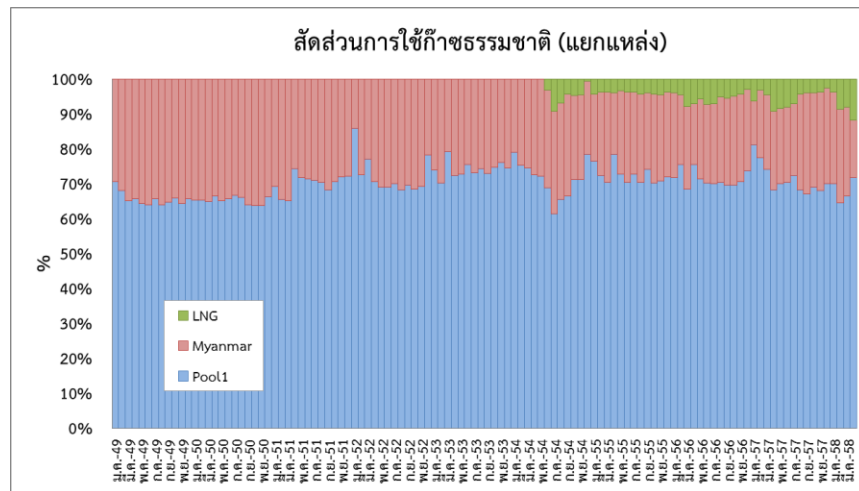
หมายเหตุ : \* ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

■ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (รายแหล่ง)

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติแยกตามแหล่งก๊าซ จากสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ข้อมูลล่าสุด ณ เดือนเมษายน 2558 สรุปได้ดังนี้

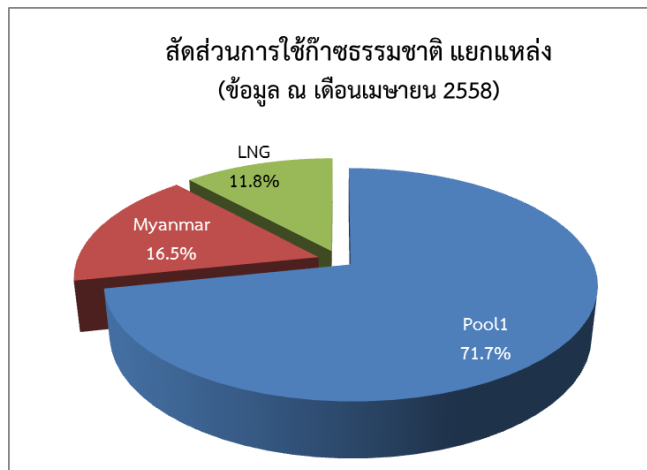


รูปที่ 2.30 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติแยกตามแหล่งก๊าซ



รูปที่ 2.31 สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติแยกตามแหล่งก๊าซ

หมายเหตุ : \* ข้อมูลถึงเดือนเมษายน 2558

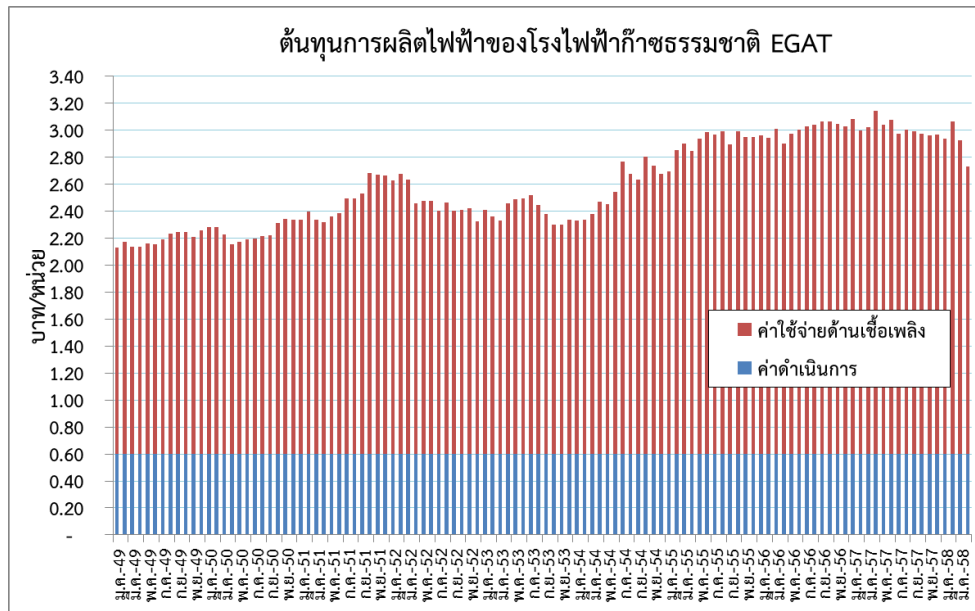


รูปที่ 2.32 สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติแยกตามแหล่งก๊าซ ณ เดือนเมษายน 2558

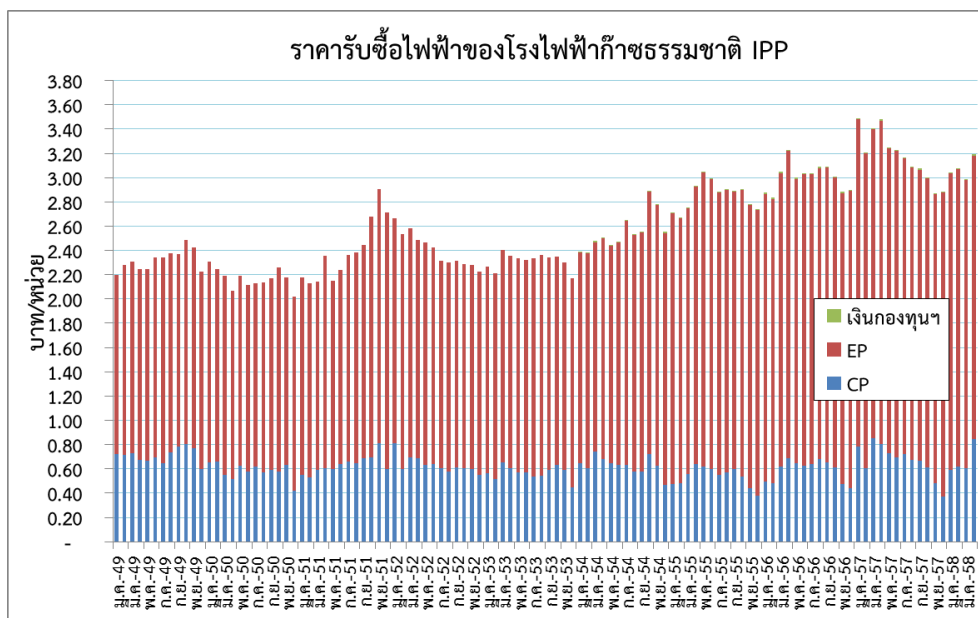


▪ ประเมินต้นทุนค่าไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (แยกตามผู้ผลิต)

ที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ กฟผ. และราคาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP รวมถึงปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้างดงกล่าว จากเล่มรายงานค่า FT ที่ กฟผ. ส่งให้ สนพ. ซึ่งข้อมูลล่าสุด ณ เดือนเมษายน 2558 และได้นำข้อมูลดังกล่าวมาประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ กฟผ. และราคาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP ข้อมูลโดยสรุปแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 2.33 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ EGAT



รูปที่ 2.34 ราคาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP



### บทที่ 3

## รวบรวม และศึกษาภาวะเปรียบเทียบ หรือกฎหมาย รวมทั้งมาตรการส่งเสริมการลงทุนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

ที่ปรึกษาจะดำเนินการรวบรวมและศึกษาข้อมูลภาวะเปรียบเทียบหรือกฎหมาย รวมทั้งรวบรวมมาตรการส่งเสริมการลงทุนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบัน ทั้งในและต่างประเทศ เพื่อสนับสนุนการจัดทำนโยบายและมาตรการส่งเสริมให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพต่อไป

### 3.1 การวิเคราะห์ปริมาณการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของโลก

#### 3.1.1 การจัดลำดับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโลก

ที่ปรึกษาได้ทำการรวบรวมข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งสะสมและกำลังผลิตติดตั้งใหม่ ณ ปี 2013 สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และนำมาจัด 10 อันดับแรกของโลกที่มีมากที่สุด โดยประเทศที่มีกำลังผลิตติดตั้งสะสมและกำลังผลิตติดตั้งใหม่มากที่สุดของโลก คือ ประเทศจีน อย่างไรก็ตามหากพิจารณาเฉพาะภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้จะพบว่า ประเทศเวียดนาม มีกำลังผลิตติดตั้งสะสมมากที่สุด ส่วนประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งใหม่ในปี 2013 มากที่สุด รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 3.1 การจัดอันดับประเทศที่มีกำลังผลิตติดตั้งสะสมและกำลังผลิตติดตั้งใหม่มากที่สุด ณ ปี 2013

อันดับที่	ประเทศ	กำลังผลิตติดตั้งสะสม ณ ปี 2013 (MW)	อันดับที่	ประเทศ	กำลังผลิตติดตั้งใหม่ ณ ปี 2013 (MW)
<b>10 อันดับแรกของโลก</b>			<b>10 อันดับแรกของโลก</b>		
1	จีน	376,675	1	จีน	58,777
2	สหรัฐอเมริกา	168,689	2	สหรัฐอเมริกา	7,330
3	บราซิล	98,905	3	ญี่ปุ่น	7,230
4	แคนาดา	89,533	4	เยอรมัน	6,700
5	เยอรมัน	80,104	5	อินเดีย	4,176
6	อินเดีย	70,483	6	ตุรกี	3,548
7	รัสเซีย	50,871	7	บราซิล	3,516
8	สเปน	49,168	8	แคนาดา	3,480
9	อิตาลี	46,819	9	สหราชอาณาจักร	3,447
10	ญี่ปุ่น	41,981	10	อิตาลี	1,876
<b>ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้</b>			<b>ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้</b>		
1 (23)	เวียดนาม	11,084	1 (22)	ไทย	621
2 (28)	ไทย	8,450	2 (25)	พม่า	521
3 (30)	อินโดนีเซีย	7,184	3 (27)	มาเลเซีย	400
4 (40)	ฟิลิปปินส์	5,113	4 (50)	อินโดนีเซีย	62
5 (47)	มาเลเซีย	3,548	5 (60)	ฟิลิปปินส์	30
6 (50)	พม่า	3,142	6 (70)	อินโดนีเซีย	4

แหล่งที่มา : Bloomberg New Energy Finance (BNEF)

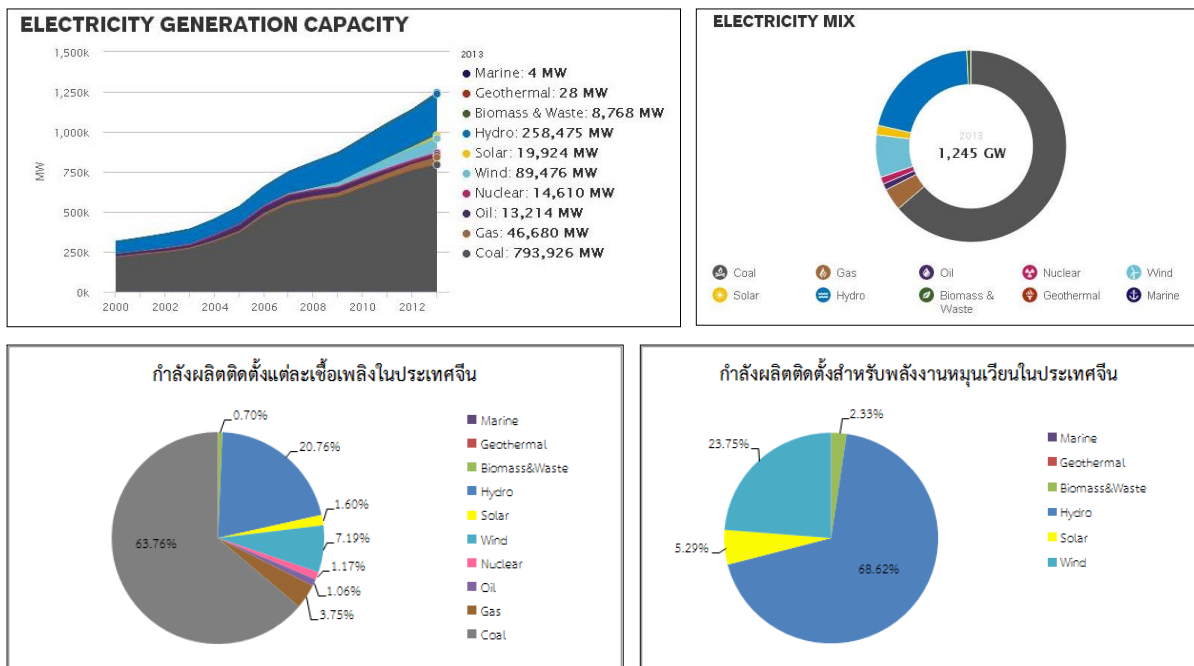


### 3.1.2 สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศต่างๆ

ที่ปรึกษาได้ทำการรวบรวมข้อมูลสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศต่างๆ ที่มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากเป็นอันดับต้นๆของโลก จาก Bloomberg New Energy Finance (BNEF) รวมถึงการวิเคราะห์ถึงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศนั้นๆ ด้วย สรุปได้ดังนี้

#### (1) ประเทศจีน

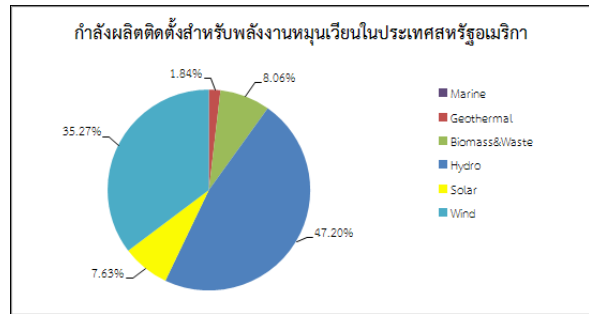
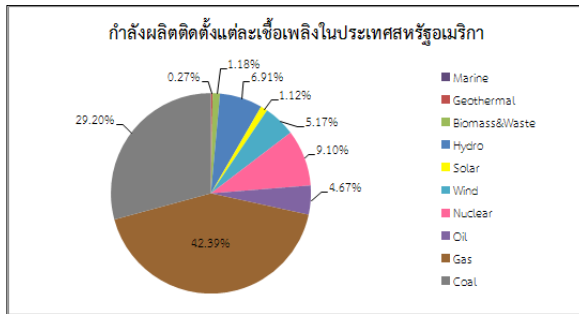
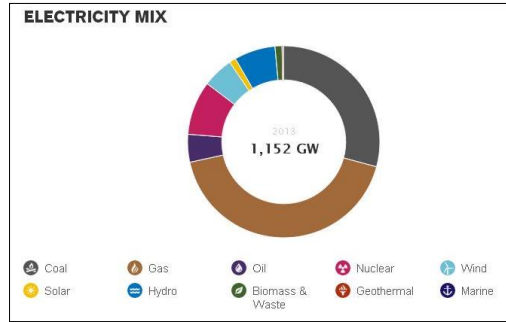
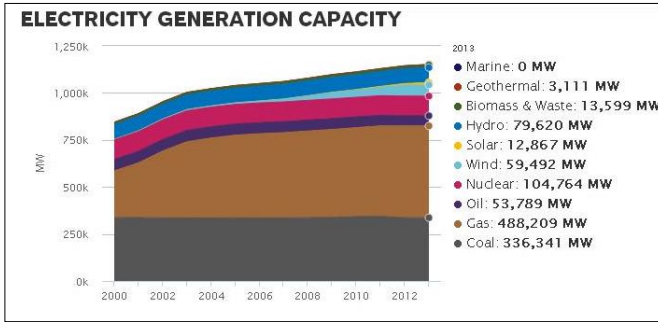
ประเทศจีนใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 63.76 รองลงมาเป็นพลังน้ำจากเขื่อน ร้อยละ 20.76 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศจีนมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 376,675 MW (อันดับ 1 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30.25 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 68.62 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานลม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23.75 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 3.1 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศจีนในปี 2013

#### (2) ประเทศสหรัฐอเมริกา

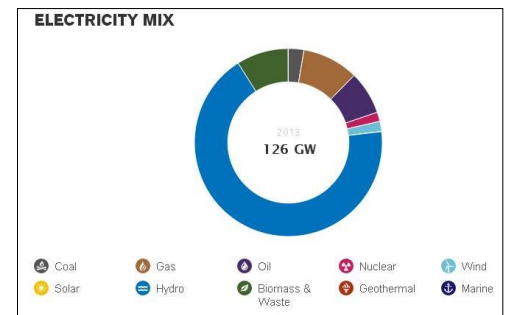
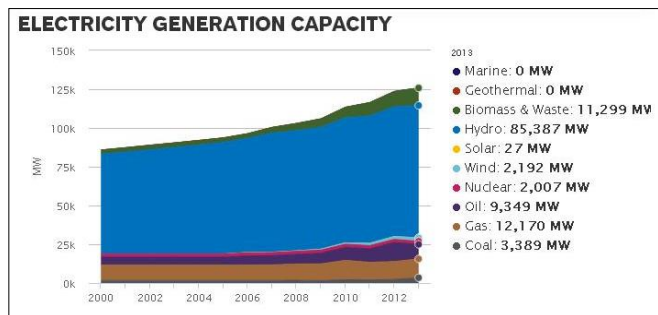
ประเทศสหรัฐอเมริกาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 42.39 รองลงมาเป็นเชื้อเพลิงถ่านหิน ร้อยละ 29.20 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศสหรัฐอเมริกามีกำลังผลิตติดตั้งรวม 168,689 MW (อันดับ 2 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14.65 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 47.20 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานลม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35.27 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

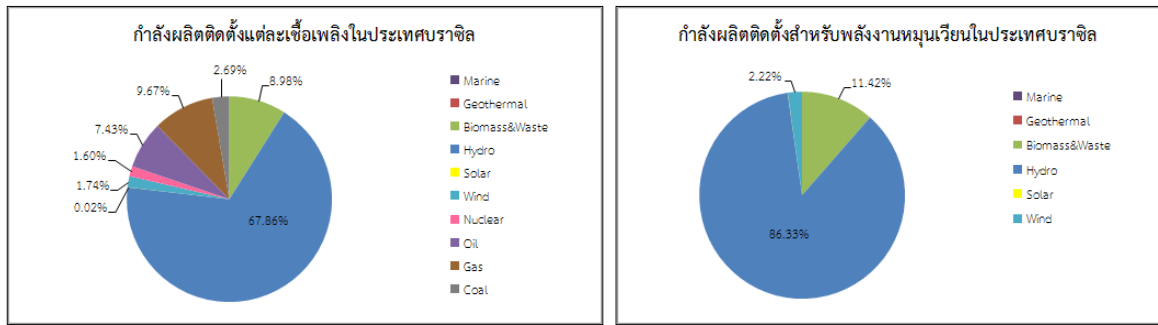


รูปที่ 3.2 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกาในปี 2013

### (3) ประเทศบราซิล

ประเทศบราซิลใช้พลังงานน้ำจากเขื่อนเป็นพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 67.86 รองลงมาเป็นก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 9.67 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศบราซิลมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 98,905 MW (อันดับ 3 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 78.61 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 86.33 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานชีวมวลและพลังงานจากขยะ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 11.42 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

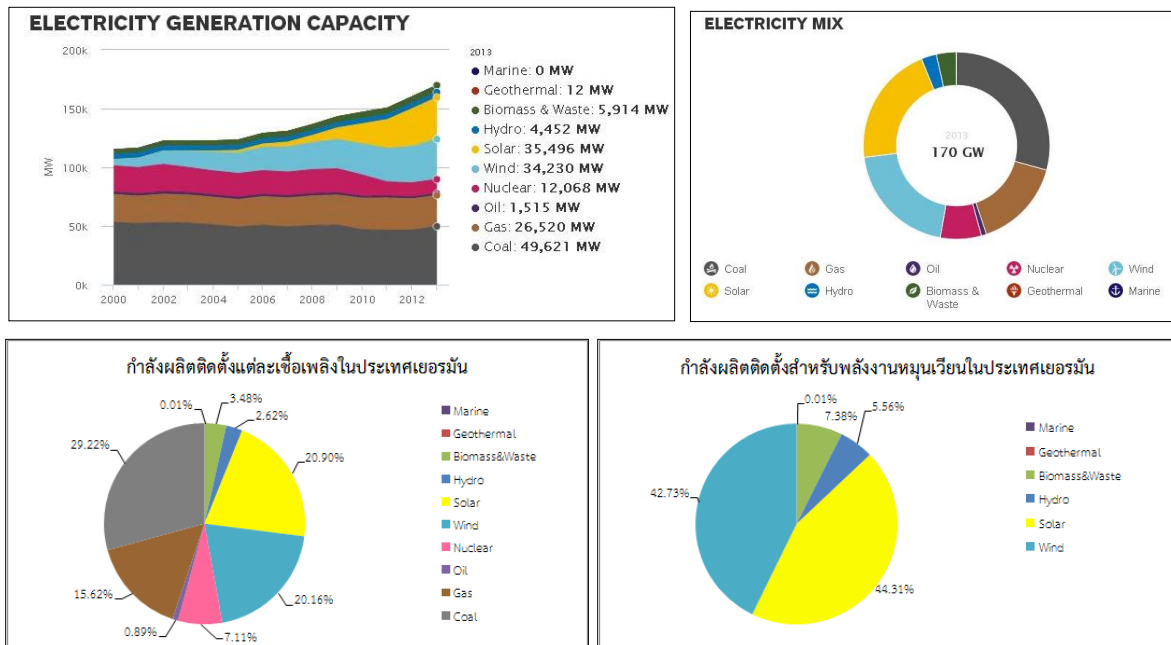




รูปที่ 3.3 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศบราซิลในปี 2013

#### (4) ประเทศเยอรมัน

ประเทศเยอรมันใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 29.22 รองลงมาเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ ร้อยละ 20.90 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศเยอรมันมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 80,104 MW (อันดับ 5 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 47.17 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 44.31 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานลม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42.73 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



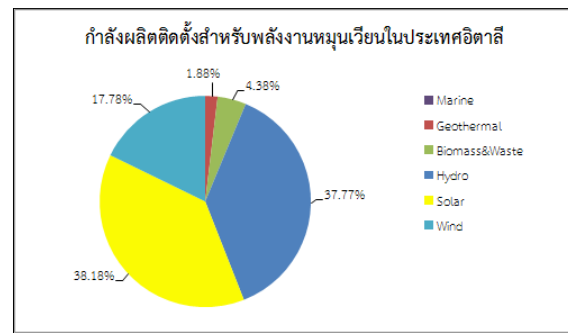
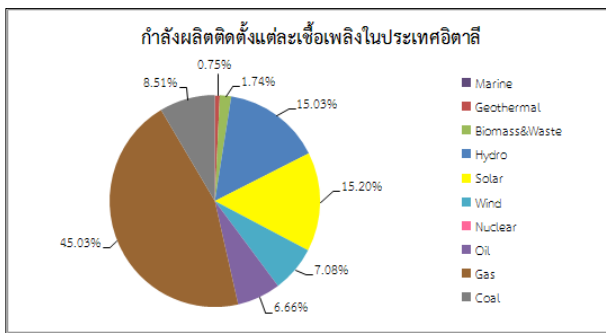
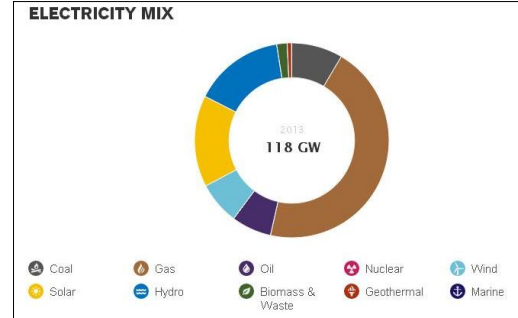
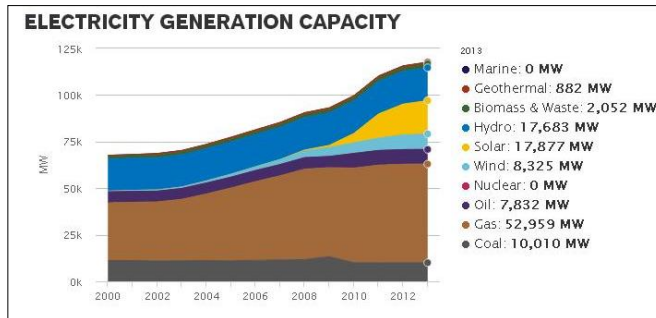
รูปที่ 3.4 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเยอรมันในปี 2013

#### (5) ประเทศอิตาลี

ประเทศอิตาลีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 45.03 รองลงมาเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ ร้อยละ 15.20 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศอิตาลีมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 46,819 MW (อันดับ 9 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39.81



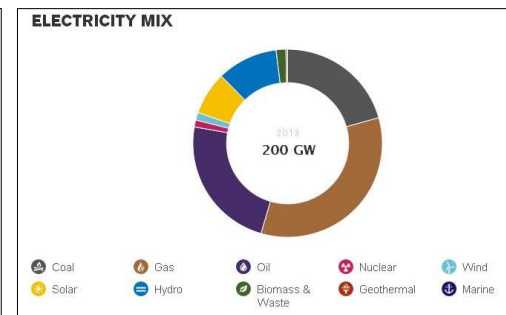
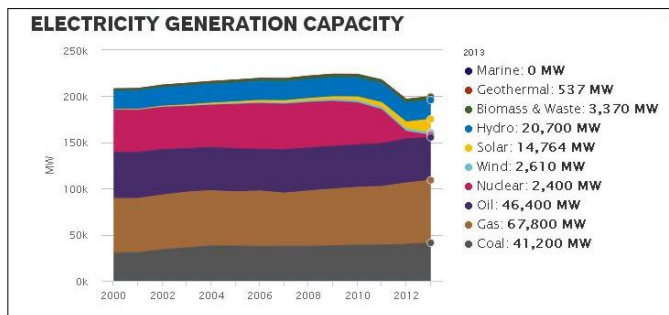
ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 38.18 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังน้ำคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 37.77 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

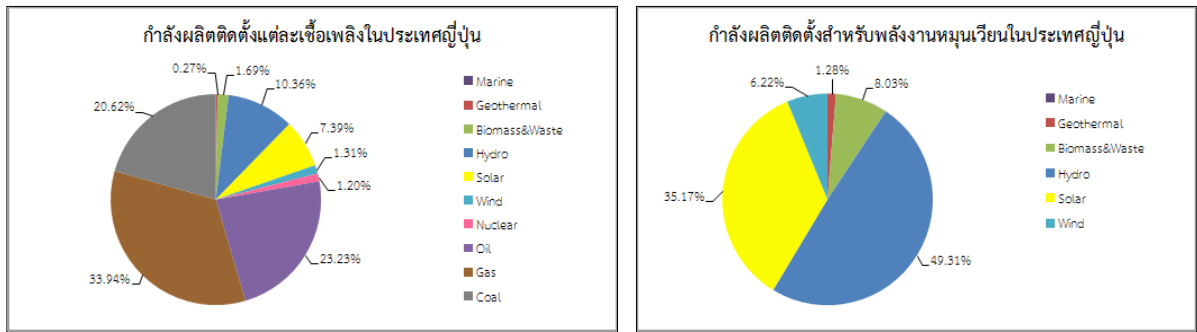


รูปที่ 3.5 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2013

### (6) ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศญี่ปุ่นใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 33.94 รองลงมาเป็นเชื้อเพลิงน้ำมันเตา ร้อยละ 23.23 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศญี่ปุ่นมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 41,981 MW (อันดับ 10 ของโลก) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21.01 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49.31 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานแสงอาทิตย์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35.17 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

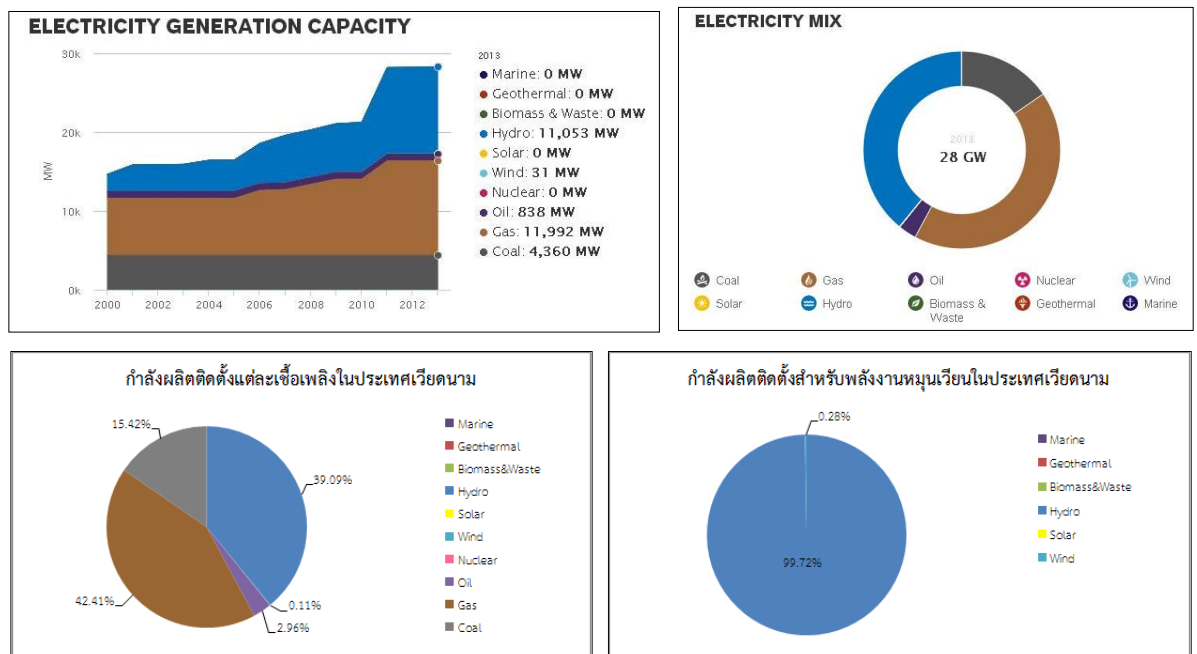




รูปที่ 3.6 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2013

### (7) ประเทศเวียดนาม

ประเทศเวียดนามใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 42.41 รองลงมาเป็นพลังน้ำจากเขื่อน ร้อยละ 39.09 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศเวียดนามมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 11,084 MW (อันดับ 23 ของโลก และอันดับ 1 ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39.20 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 99.72 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานลม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.28 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



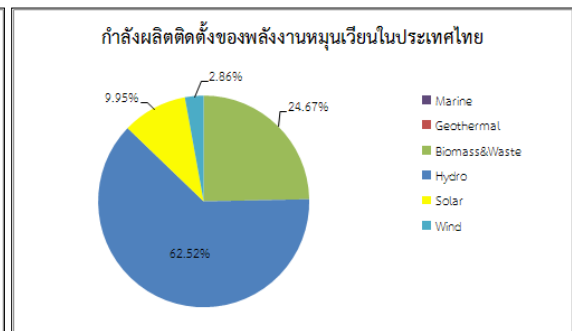
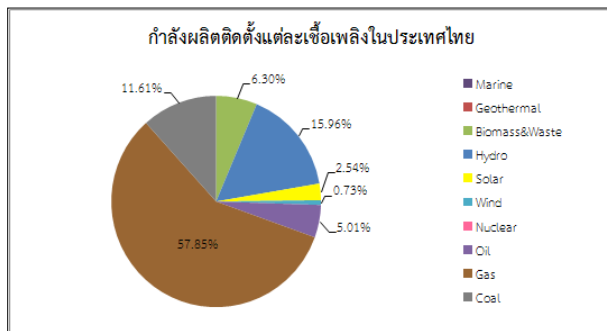
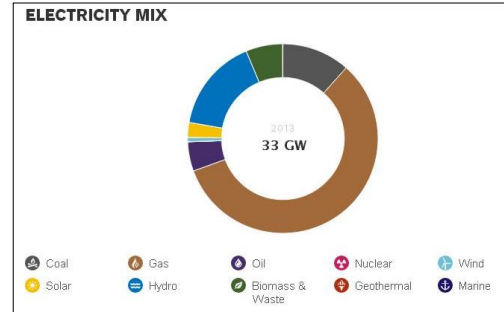
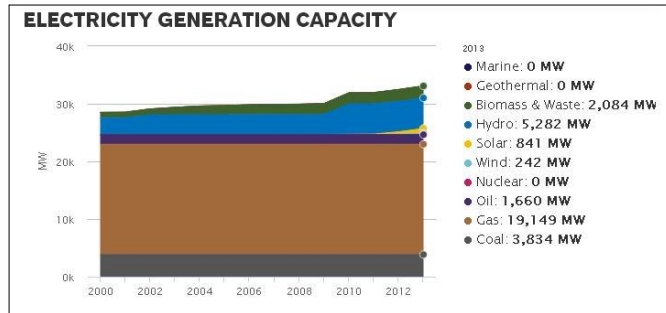
รูปที่ 3.7 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2013

### (8) ประเทศไทย

ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 57.85 รองลงมาเป็นพลังน้ำจากเขื่อน ร้อยละ 15.96 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



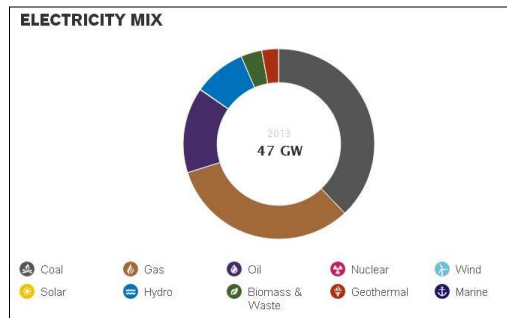
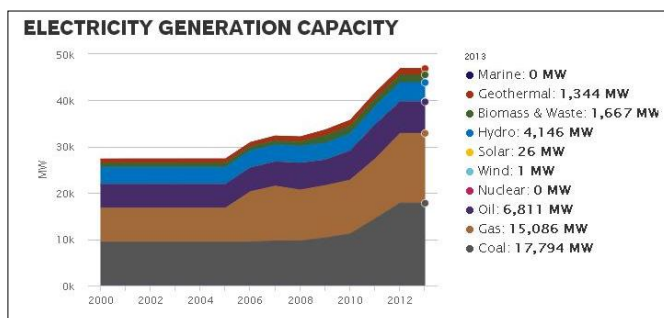
ประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 8,449 MW (อันดับ 28 ของโลก และอันดับ 2 ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25.52 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 62.52 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานชีวมวลและพลังงานจากขยะ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24.67 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

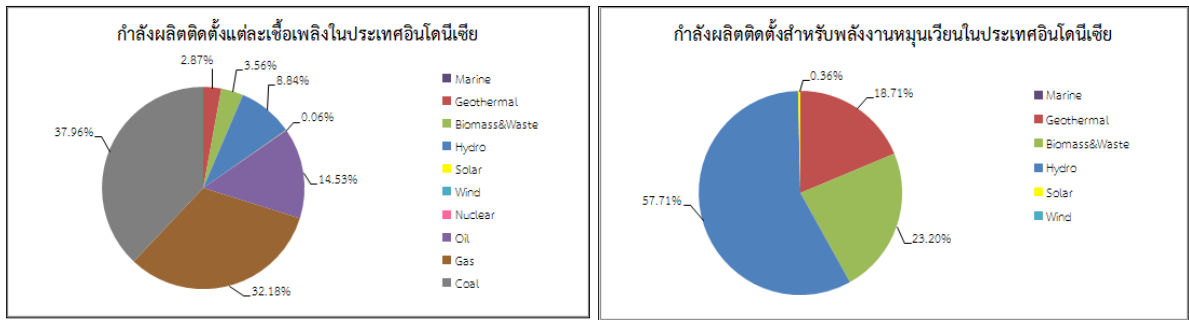


รูปที่ 3.8 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2013

### (9) ประเทศอินโดนีเซีย

ประเทศอินโดนีเซียใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 37.96 รองลงมาเป็นเชื้อเพลิงถ่านหินร้อยละ 32.18 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศอินโดนีเซียมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 7,184 MW (อันดับ 30 ของโลก และอันดับ 3 ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 15.33 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 57.71 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานชีวมวลและพลังงานจากขยะ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23.20 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

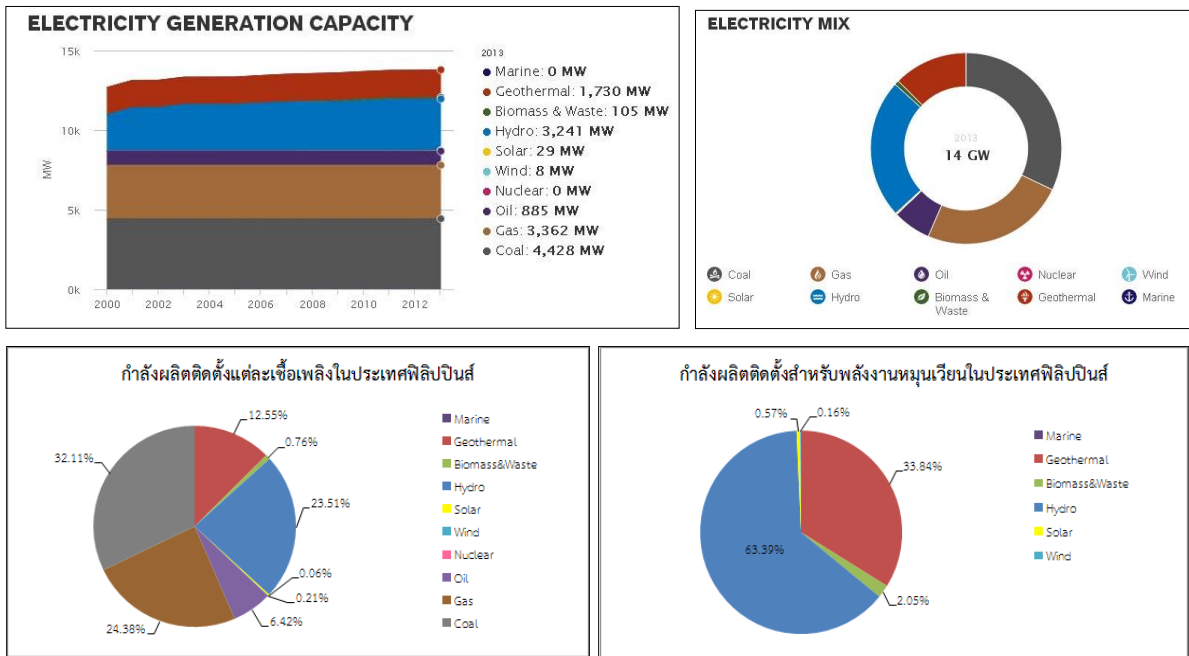




รูปที่ 3.9 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2013

### (10) ประเทศฟิลิปปินส์

ประเทศฟิลิปปินส์ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 32.11 รองลงมาเป็นก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 24.38 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศฟิลิปปินส์มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 5,113 MW (อันดับ 40 ของโลก และอันดับ 4 ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 37.08 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 63.39 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานความร้อนใต้พิภพ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 33.84 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้



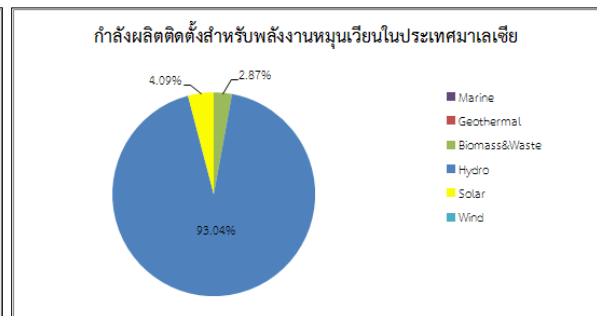
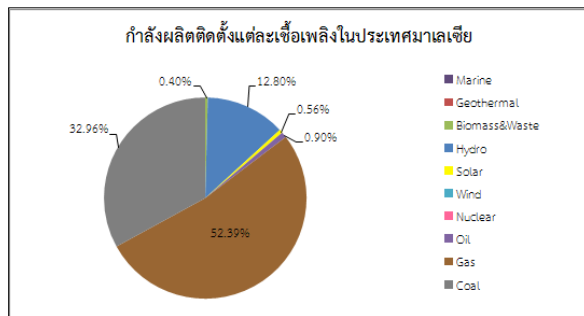
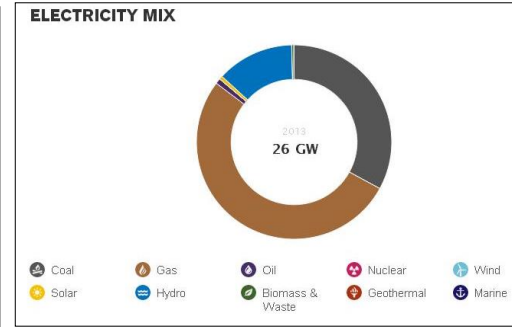
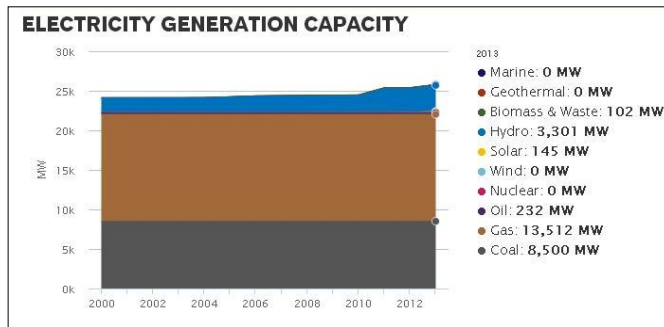
รูปที่ 3.10 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2013

### (11) ประเทศมาเลเซีย

ประเทศมาเลเซียใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 52.39 รองลงมาเป็นเชื้อเพลิงถ่านหินร้อยละ 32.96 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศมาเลเซียมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3,548 MW (อันดับ 47 ของโลก และอันดับ 5 ของภูมิภาค



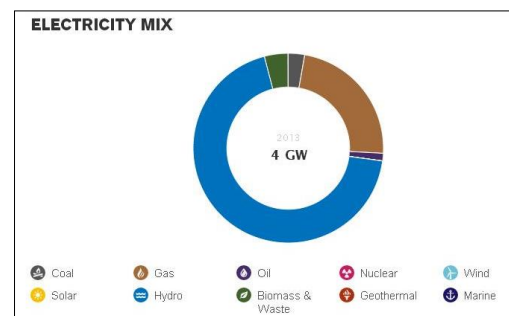
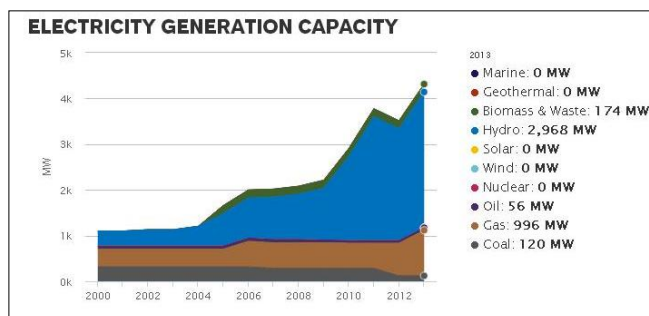
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 13.76 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 93.04 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานแสงอาทิตย์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 4.09 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

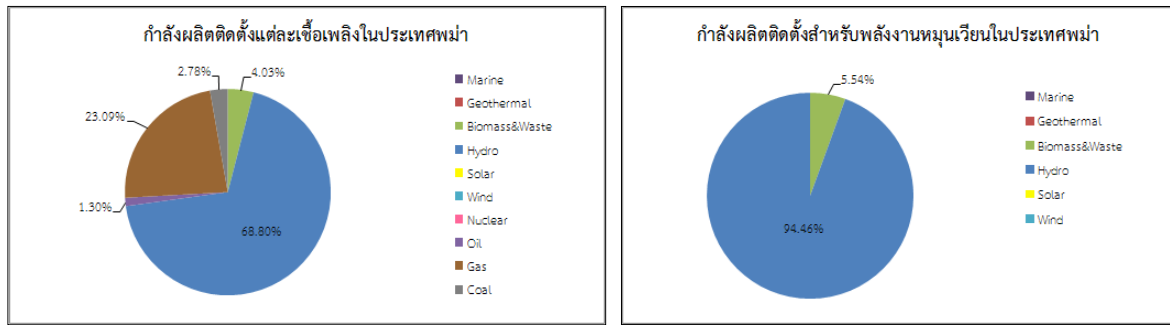


รูปที่ 3.11 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2013

### (12) ประเทศพม่า

ประเทศพม่าใช้พลังน้ำจากเขื่อนเป็นพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศสูงถึงร้อยละ 68.80 รองลงมาเป็นก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 23.09 อย่างไรก็ตามหากพิจารณาถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศพม่ามีกำลังผลิตติดตั้งรวม 3,142 MW (อันดับ 50 ของโลก และอันดับ 6 ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 72.83 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 94.46 ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รองลงมาคือ พลังงานชีวมวลและพลังงานจากขยะ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5.54 รายละเอียดสรุปได้ดังนี้





รูปที่ 3.12 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศพม่าในปี 2013

### 3.1.3 เป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศต่างๆ

ที่ปรึกษาได้ทำการรวบรวมตัวอย่างเป้าหมายการส่งเสริมด้านพลังงานหมุนเวียนของประเทศต่างๆ จาก Bloomberg New Energy Finance (BNEF) รวมถึงประเทศไทยด้วย มีทั้งสิ้น 5 ประเทศ สรุปได้ดังนี้

#### (1) ประเทศจีน

ประเทศจีนได้กำหนดเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานของประเทศทุก 5 ปี ซึ่งจะรวมถึงเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย โดยแผนล่าสุดนั้นได้กำหนดเป้าหมายในการใช้เชื้อเพลิงที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้ 11.4% ในปี 2015 และ 20% ในปี 2020 (รวมพลังงานนิวเคลียร์ พลังงานน้ำ และพลังงานหมุนเวียน) ซึ่งมีเป้าหมายกำลังผลิตติดตั้งสำหรับเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงฟอสซิลสูงถึง 30% นอกจากนี้ยังได้กำหนดให้สัดส่วนปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 7.5% และลดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเหลือเพียง 65% เท่านั้น และกำหนดให้ลดการปลดปล่อยคาร์บอนให้ได้ 17% ในปี 2015 เมื่อเทียบกับปี 2010

ทั้งนี้ การกำหนดเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของประเทศจีน ได้ประมาณการเงินลงทุนของพลังงานหมุนเวียนในช่วงปี 2011-2015 ประมาณ CNY 1.8 trillion (\$283bn) โดยในปี 2015 ภายใต้แผนดังกล่าวมีการเพิ่มเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนสูงถึง 478 ล้านตันเทียบเท่าถ่านหิน (Mtce) ซึ่งจะเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้นประมาณ 160 GW จากแผนก่อนหน้านี้ (ประกอบด้วย พลังงานน้ำ 61 GW พลังงานลม 70 GW พลังงานแสงอาทิตย์ 20 GW และพลังงานชีวมวล 7.5 GW) อย่างไรก็ตาม เป้าหมายกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามแผนฉบับล่าสุดมีดังนี้

- พลังงานลม : 100 GW ในปี 2015 และ 200 GW ในปี 2020  
(รวมถึง นอกชายฝั่ง 5 GW ในปี 2015 และ 30 GW ในปี 2020)
- พลังงานแสงอาทิตย์ : 21 GW ในปี 2015 และ 50 GW ในปี 2020  
(รวมถึง พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ 1 GW ในปี 2015 และ 3 GW ในปี 2020)
- พลังงานชีวมวล : 13 GW ในปี 2015 และ 30 GW ในปี 2020
- พลังงานน้ำ : 290 GW ในปี 2015 และ 420 GW ในปี 2020  
(รวมถึง พลังงานน้ำแบบสูบกลับ 30 GW ในปี 2015 และ 70 GW ในปี 2020)



- พลังงานความร้อนใต้พิภพ : 100MW ในปี 2015
- พลังงานอื่นๆ : 50 MW ในปี 2015

## (2) ประเทศสหรัฐอเมริกา

เป้าหมายการจัดซื้อพลังงานทดแทนของรัฐบาลกลางสหรัฐอเมริกา โดย The federal Energy Policy Act of 2005 (EPAct 2005) ได้มีการเพิ่มเป้าหมายและมาตรฐานต่างๆ เพื่อลดการใช้พลังงานในอาคารของรัฐบาลกลางที่มีอยู่และที่กำลังสร้างใหม่ ในมาตรา 203 ของ EPAct 2005 กำหนดให้มีขอบเขตของความเป็นไปได้ของเศรษฐกิจและขอบเขตในทางปฏิบัติ และกำหนดให้การบริโภคไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของรัฐบาลกลางจะต้องไม่น้อยกว่า 7.5% ในปี 2013 และได้มีการเพิ่มเป้าหมายใหม่เรื่อยๆ ในปีถัดมา ดังนี้

- 10% in fiscal years 2016 and 2017
- 15% in fiscal years 2018 and 2019
- 20% in fiscal years 2020 and 2021
- 25% in fiscal years 2022 and 2023
- 30% in fiscal year 2025 and thereafter

และได้มีการกำหนดเป้าหมายในการใช้พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่มาจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ดังนี้

- 10% in fiscal years 2016 and 2017
- 13% in fiscal years 2018 and 2019
- 16% in fiscal years 2020 and 2021
- 20% in fiscal years 2022 and 2023
- 25% in fiscal year 2025 and thereafter

นอกจากนี้ยังมีนโยบาย RPS (Renewable Portfolio Standards) ที่เป็นมาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมาตรการ RPS นี้ได้ใช้กันอยู่ในหลายรัฐที่ประเทศสหรัฐอเมริกา เช่น

### • รัฐแคลิฟอร์เนีย

มาตรการ RPS ในรัฐแคลิฟอร์เนียได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงถึง 33% ในปี 2020 ซึ่งเดิมมีการกำหนดเป้าหมาย 20% ในปี 2010 แต่เกิดข้อจำกัดหรือปัญหาจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการพัฒนาให้เป็นไปตามเป้าหมาย อย่างไรก็ตาม เป้าหมายที่กำหนดสูงขึ้นในอนาคตอย่างเหมาะสมนั้นจะส่งผลให้เกิดการแก้ไขข้อจำกัดและเกิดการพัฒนามาตรฐานต่างๆ เพื่อเป็นให้เป็นไปตามเป้าหมาย รวมถึงการเป็นตัวอย่างให้กับรัฐอื่นๆ ที่มีการวางแผนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ ทั้งนี้ เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสรุปได้ดังนี้

- เป้าหมาย 20% ในปี 2011- 2013
- เป้าหมาย 25% ในปี 2016
- เป้าหมาย 33% ในปี 2020



• รัฐเท็กซัส

มาตรการ RPS ในรัฐเท็กซัสได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงถึง 65% ในปี 2025 สรุปได้ดังนี้

- เป้าหมาย 50% ในปี 2020
- เป้าหมาย 65% ในปี 2025

• รัฐนิวยอร์ก

มาตรการ RPS ในรัฐนิวยอร์กได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สรุปได้ดังนี้

- เป้าหมาย 25% ในปี 2013
- เป้าหมาย 30% ในปี 2015

(3) ประเทศเยอรมัน

ตามกฎหมาย EEG 2014 ของประเทศเยอรมันได้มีการตั้งเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูง สรุปได้ดังนี้

- เป้าหมาย 40%-45% ในปี 2025
- เป้าหมาย 55%-60% ในปี 2035
- เป้าหมาย 80% ในปี 2050

(4) ประเทศเวียดนาม

ประเทศเวียดนามมีการตั้งเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน 4.5% ภายในปี 2020 และ 6% ในปี 2030 โดยเพิ่มขึ้นจาก 3.5% ในปี 2010 โดยในแง่ของกำลังผลิตติดตั้ง ได้มีการตั้งเป้าหมายเท่ากับ 5.6% ภายในปี 2020 และ 9.4% ภายในปี 2030 ซึ่งในเบื้องต้นได้กำหนดเป้าหมายสำหรับพลังงานหมุนเวียน 2 เชื้อเพลิง ดังนี้

• เป้าหมายสำหรับพลังงานลม

เป้าหมายสำหรับกำลังการผลิตติดตั้งจากพลังงานลมเท่ากับ 1GW ภายในปี 2020 และประมาณ 6.2 GW ภายในปี 2030 โดยปัจจุบันมีทุ่งกังหันลม (Wind Farm) ที่มีการดำเนินการเพียงแห่งเดียวเท่านั้น จำนวน 30 MW โดยเวียดนามมีความต้องการที่จะเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเป็น 0.7% ภายในปี 2020 และ 2.4% ภายในปี 2030

• เป้าหมายสำหรับพลังงานชีวมวล

เป้าหมายสำหรับพลังงานชีวมวลและการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงงานน้ำตาลนั้น มีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 500 MW ภายในปี 2020 และ 2 GW ภายในปี 2030 โดยสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลนั้น ได้มีการกำหนดเป้าหมายอยู่ที่ 0.6% ภายในปี 2020 และ 1.1% ภายในปี 2030



**(5) ประเทศฟิลิปปินส์**

กระทรวงพลังงานของประเทศฟิลิปปินส์ ยังไม่มีการอนุมัติโครงการ RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD (RPS) เนื่องจากต้องมีการจำกัดการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความชัดเจนของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการกำหนดสัดส่วนจะต้องเพิ่มขึ้นทุกปี โดยหน่วยงานที่ดูแลโครงการ RPS นั้น มีหน้าที่ที่จะต้องเพิ่มสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนอย่างน้อย 1% ต่อปี เป็นระยะเวลา 10 ปี

ทั้งนี้ พลังงานหมุนเวียนที่มีสิทธิ์ในโครงการ RPS คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และพลังงานชีวมวล แต่พลังงานความร้อนใต้พิภพจะไม่มีสิทธิ์ในโครงการ RPS

**(6) ประเทศไทย**

ประเทศไทยมีแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยกำหนดเป้าหมายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกให้ได้ 25% ของการใช้พลังงานของประเทศ ในปี พ.ศ. 2564 โดยมีการทำแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 มีกรอบเวลาของแผน 10 ปี ในช่วง พ.ศ. 2555-2564 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ต่อมากรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ปรับค่าเป้าหมายของแผนให้สอดคล้องตาม Country Strategy ในยุทธศาสตร์ 3 คือ ยุทธศาสตร์การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ยุทธศาสตร์สร้างโอกาสบนความเสมอภาคและเท่าเทียมกันในสังคม และยุทธศาสตร์การเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดย พพ. ได้ปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ผลิตความร้อน และใช้ในภาคขนส่ง โดยผลรวมเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกในระยะเวลา 10 ปี ยังคงรักษาสัดส่วนพลังงานทดแทนต่อพลังงานขั้นสุดท้ายในปี พ.ศ. 2564 เท่ากับ 25%

**ตารางที่ 3.2** เป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	เป้าหมาย (MW)		CF	พลังงาน (ล้านหน่วย)		KTOE	
	เดิม	ใหม่		เดิม	ใหม่	เดิม	ใหม่
1. พลังงานลม	1,200	1,800	0.15	1,576.80	2,365.20	134.36	201.54
2. พลังงานแสงอาทิตย์	2,000	3,000	0.15	2,628.00	3,942.00	223.93	335.9
3. พลังงานน้ำ (ขนาดเล็ก)	324	324	0.35	993.38	993.38	84.65	84.56
พลังงานน้ำ แบบสูบกลับ	1,284	1,284	0.7	7,873.49	7,873.49	670.9	670.9
4. พลังงานชีวมวล	3,630	4,800	0.6	22,259.16	29,433.60	1,896.70	2,508.04
5. ก๊าซชีวภาพ	600	600	0.6	3,153.60	3,153.60	268.72	268.72
หญ้าเนเปียร์	-	3,000	0.8	-	2,102.40	-	1,791.46
6. พลังงานจากขยะ	160	400	0.6	840.96	2,102.40	71.66	179.15
7. พลังงานรูปแบบใหม่	3	3	0.4	10.51	10.51	0.9	0.9
<b>รวม</b>	<b>9,201</b>	<b>13,927</b>		<b>39,335.90</b>	<b>39,335.90</b>	<b>3,351.81</b>	<b>5,370.33</b>



### 3.2 นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

#### 3.2.1 นโยบายทางด้านราคาซื้อขายไฟฟ้า

##### 1) ประเทศจีน

- อัตรา FIT สำหรับพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ

- พลังงานชีวมวล ได้รับอัตรา FIT CNY 0.75/kWh
- พลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับอัตรา FIT CNY 0.90-1.00/kWh ขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งโครงการ ทั้งนี้ มีการออกรูปแบบอัตรา Premium เพื่อสนับสนุนสำหรับโครงการ PV ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบด้วยราคาเทียบเท่าราคาค่าไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน โดยให้ส่วนเพิ่ม Premium ในอัตรา CNY 0.42/kWh
- พลังงานลมบนชายฝั่ง ได้รับอัตรา FIT CNY 0.75/kWh (ระดับความลึก 0-5m) และ CNY 0.85/kWh (ระดับความลึก 5-50m)
- พลังงานลมบนบก ได้รับอัตรา FIT CNY 0.51-0.61/kWh ขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งโครงการ
- พลังงานจากขยะ อัตรา FIT ที่จะได้รับจะขึ้นอยู่กับกำลังผลิตที่ได้จริง ดังนี้
  - กรณีกำลังผลิตที่ได้น้อยกว่าหรือเท่ากับกำลังผลิตตามสัญญาจะได้รับอัตรา FIT CNY 0.65/kWh
  - กรณีกำลังผลิตที่ได้เกินกว่ากำลังผลิตตามสัญญาอย่างมีนัยสำคัญ\* จะถือว่าโรงไฟฟ้านี้เทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าถ่านหิน และจะได้รับราคาค่าไฟฟ้าเทียบเท่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งมีอัตราประมาณ CNY 0.30-0.40/kWh

\* ถ้าร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่ได้จริงเกินกว่ากำลังผลิตตามสัญญา จะถือว่ามีนัยสำคัญ

- กรณีกำลังผลิตที่ได้เกินกว่ากำลังผลิตตามสัญญา แต่ไม่มีนัยสำคัญ จะได้รับอัตรา FIT CNY 0.65/kWh ในส่วนเท่ากับกำลังผลิตตามสัญญา และส่วนที่เกินนั้นจะได้รับราคาเทียบเท่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน

##### 2) ประเทศเยอรมัน

- อัตรา FIT สำหรับพลังงานชีวมวล

อัตรารับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานชีวมวลจะขึ้นอยู่กับประเภทและสัดส่วนของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทุกโครงการจะได้รับอัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานและอัตราค่าไฟฟ้าพิเศษ โดยกำหนดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานและอัตราค่าไฟฟ้าพิเศษจะปรับลดลงอัตโนมัติ 2% ต่อปีสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 3.3 อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐาน ณ ปี 2013

กำลังผลิต	อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐาน
< 150kW	EUR 140.1/MWh
150 kW – 500 kW	EUR 120.5/MWh
0.5 MW – 5 MW	EUR 107.8/MWh
5 MW - 20 MW	EUR 58.8/MWh



ตารางที่ 3.4 อัตราค่าไฟฟ้าพิเศษ ณ ปี 2012

ประเภท	EUR/MWh	วัตถุดิบที่ใช้
<b>Biomass class I</b>		
< 500 kW	60.0	พืชพลังงาน, พืชอาหาร, หญ้า, เปลือกไม้ และเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร
500 kW – 750 kW	50.0	
750 kW - 5 MW	40.0	
<b>Biomass class II</b>		
150 kW – 500 kW	80.0	ขยะสีเขียวจากการบำรุงรักษาภูมิทัศน์ของที่ดินสาธารณะที่ไม่ได้ก่อให้เกิดมลพิษ (ไม่รวมที่ดินเอกชนและสวนสาธารณะ), ปุ๋ย และฟาง
<b>Biomass class II (MANURE)</b>		
< 500 kW	80.0	ผู้ผลิตจะต้องมีเอกสารในการใช้ปุ๋ยอย่างน้อยเฉลี่ย 60% ต่อปี
500 kW – 5 MW	60.0	
<b>ANAEROBIC DIGESTION OF ORGANIC WASTE</b>		
< 500 kW	160.0	สำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพด้วยการหมักจากการย่อยสลายขยะอินทรีย์อย่างน้อยใช้ 90% และขยะสีเขียวจากการบำรุงรักษาภูมิทัศน์ และขยะอินทรีย์จากตลาด ที่ได้รับการอนุญาตหลังจากวันที่ 31 ธันวาคม 2013 ทั้งนี้ โครงการที่มีกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 750 kW ไม่สามารถใช้อัตราแบบนี้ได้
500 kW – 20 MW	140.0	

• อัตรา FIT สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่ง

ภายใต้เงื่อนไขกฎหมาย EEG ที่มีการปรับปรุงนั้น โครงการต่างๆ ตั้งแต่เดือนมกราคม 2012 สามารถเลือกการสนับสนุนได้ ระหว่างอัตรา FIT แบบมาตรฐานและแบบ front loaded โดยอัตรา FIT จะคงที่จนกระทั่งสิ้นปี 2017 และอัตรา FIT จะปรับลดลง 7% ต่อปี นอกจากนี้การปฏิรูป EEG 2014 มีแผนที่จะขยาย front loaded เป็นระยะเวลา 2 ปี และการปรับปรุงการลดลงของอัตรา FIT ทั้งสองแบบ ซึ่งจะบังคับใช้สำหรับโครงการใหม่ทั้งหมดที่มีกำลังผลิตมากกว่า 500 kW ตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2014 เป็นต้นไป

ในการปฏิรูป EEG 2014 ได้นำเสนอสองทางเลือกสำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่ง ซึ่งจะมีผลบังคับใช้กับโครงการระหว่างปี 2012 จนถึง วันที่ 1 มกราคม 2020 สามารถเลือกได้ดังนี้

- ภายใต้รูปแบบดั้งเดิมโครงการจะได้รับอัตรา FIT เริ่มต้น EUR 154/MWh เป็นระยะเวลา 12 ปี รวมทั้งการขยายเวลาสนับสนุน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของโครงการ (ความลึกของน้ำและระยะห่างของชายฝั่ง) ทั้งนี้ จะมีการชำระเงินในอัตราพื้นฐาน EUR 39/MWh จนครบระยะเวลาโครงการ 20 ปี ตามรูปแบบดั้งเดิมของโครงการ โดยการกำหนดการปรับลดอัตรา FIT สรุปได้ดังนี้
  - EUR 5/MWh ตั้งแต่ 1 มกราคม 2018
  - EUR 10/MWh ตั้งแต่ 1 มกราคม 2020
  - EUR 5/MWh/ปี ตั้งแต่ 1 มกราคม 2021
- ภายใต้การปฏิรูป EEG 2014 รูปแบบ "front loaded" จะใช้ได้กับโครงการที่อนุมัติก่อนวันที่ 1 มกราคม 2020 ซึ่งมีระยะเวลานานกว่าสองปี จากกำหนดการเดิม ณ วันที่



1 มกราคม 2018 ซึ่งสำหรับทางเลือก "front loaded" ตั้งใจจะนำเสนออัตรา FIT เริ่มต้นเช่นเดียวกับรูปแบบดั้งเดิม (EUR 154/MWh) เป็นระยะเวลา 8 ปี อย่างไรก็ตามจะมีการเพิ่มเติมอัตรา FIT เพื่อให้ได้รับผลตอบแทนและคืนทุนในช่วง 8 ปีแรกของการดำเนินโครงการ โดยมีอัตรา FIT อยู่ที่ EUR 194/MWh และจะมีการปรับลดอัตรา FIT มากกว่าแบบดั้งเดิมประมาณ EUR 10/MWh ตั้งแต่ 1 มกราคม 2018

ทั้งนี้ กฎหมาย EEG 2012 ได้เคยนำเสนอสองทางเลือกในการพัฒนาสำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่ง ซึ่งมีผลบังคับใช้กับโครงการระหว่างปี 2012 จนถึง วันที่ 1 มกราคม 2018 สามารถเลือกได้ดังนี้

- 1) ภายใต้รูปแบบดั้งเดิมโครงการจะได้รับอัตรา FIT เริ่มต้น EUR 150/MWh เป็นระยะเวลา 12 ปี รวมทั้งการขยายเวลาสนับสนุน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของโครงการ (ความลึกของน้ำและระยะห่างของชายฝั่ง) ทั้งนี้ จะมีการชำระเงินในอัตราพื้นฐาน EUR 35/MWh จนครบระยะเวลาโครงการ 20 ปี
- 2) ภายใต้รูปแบบ "front loaded" ตั้งใจจะนำเสนออัตรา FIT เริ่มต้นเช่นเดียวกับรูปแบบดั้งเดิม (EUR 150/MWh) เป็นระยะเวลา 8 ปี อย่างไรก็ตามจะมีการเพิ่มเติมอัตรา FIT เพื่อให้ได้รับผลตอบแทนและคืนทุนในช่วง 8 ปีแรกของการดำเนินโครงการ โดยมีอัตรา FIT อยู่ที่ EUR 190/MWh

นอกจากนี้ จะมีการปรับลดอัตรา FIT ลง 7% ต่อปี เริ่มตั้งแต่ปี 2018 อย่างไรก็ตาม รูปแบบดั้งเดิม (รูปแบบมาตรฐาน) จะมีระยะเวลาสนับสนุนรวมทั้งสิ้น 20 ปี และรูปแบบ "front loaded" จะมีระยะเวลาสนับสนุนครอบคลุมเพียง 12 ปีเท่านั้น

#### ● อัตรา FIT สำหรับพลังงานลมบนบก

อัตรา FIT สำหรับพลังงานลมบนบกนั้น จะได้คงที่ตลอดระยะเวลา 5 ปีแรกของการดำเนินการ และอาจมีการปรับเพิ่ม ซึ่งจะขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของสถานที่ตั้งของโครงการ โดยที่อัตรา FIT จะไม่ขึ้นอยู่กับอัตราเงินเฟ้อ และอัตรา FIT จะเริ่มปรับลดลง 1.5% ต่อปี ทั้งนี้ โครงการใหม่ นับตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2014 อัตรา FIT จะถูกแทนที่ด้วยอัตรา Premium ของตลาดซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งการปฏิรูป EEG 2004 มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2014 มีการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญ ดังนี้

- กำหนดอัตรา FIT เริ่มต้นสำหรับห้าปีแรก EUR 89/MW (เมื่อเทียบกับ EUR 86.6/MWh ในปี 2014 ภายใต้ EEG 2012) และ EUR 49.5/MWh สำหรับค่าไฟฟ้าฐาน (เมื่อเทียบกับ EUR 47.2/MWh) ส่วนขยายของอัตรา FIT จะขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งเปรียบเทียบกับโมเดลอ้างอิง
- มีการเพิ่มเป้าหมายกำลังการผลิตจาก 2.4 GW เป็น 2.6 GW ทั้งนี้ จะมีการปรับปรุงอัตรา FIT รายไตรมาสสำหรับโครงการใหม่

ในปัจจุบันผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบกสามารถเลือกรับอัตรา Premium แทนอัตรา FIT ได้ (สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมดูได้ที่ "Germany Market Premium")

ส่วนการแก้ไข EEG ตั้งแต่เดือนมกราคม 2012 ผู้ประกอบการจะได้รับอัตรา FIT เริ่มต้น ดังนี้

- ในปี 2012 อัตรา FIT เริ่มต้นที่ EUR 89.3/MWh



- ในปี 2013 อัตรา FIT เริ่มต้นที่ EUR 88.0/MWh
- ในปี 2014 อัตรา FIT เริ่มต้นที่ EUR 86.68/MWh

โดยที่อัตรา FIT เริ่มต้นจะคงที่เป็นระยะเวลา 5 ปี รวมกับการขยายระยะเวลาซึ่งจะถูกกำหนดจากสถานที่ตั้งเปรียบเทียบกับโมเดลอ้างอิง คือ ถ้าความเร็วลมมากกว่าหรือเท่ากับ 150% ของโมเดลอ้างอิง จะไม่มีการขยายระยะเวลา และทุกๆ 0.75% ความเร็วลมในพื้นที่น้อยกว่า 150% ของโมเดลอ้างอิง จะขยายระยะเวลาออกไป 2 เดือน และเมื่อหมดระยะเวลาในการขยายอัตรา FIT จะถูกปรับลดลง จนถึงอัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานจะอยู่ที่ EUR 48.0/MWh สำหรับปีที่เหลือ โดยมีระยะเวลาการสนับสนุนครอบคลุม 20 ปี ทั้งนี้ ยังมีการเพิ่มแรงจูงใจสำหรับการ repowering โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกที่มีการจ่ายไฟฟ้าก่อนวันที่ 1 มกราคม 2002 โดยเพิ่มแรงจูงใจด้วยการให้อัตรา FIT เพิ่มเติม EUR 4.9/MWh จากอัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐาน (ณ ปี 2013)

นอกจากนี้ ยังมีการให้โบนัสสำหรับการปรับปรุงโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟเข้าระบบในช่วงปี 2002-2008 ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2011 โดยจะได้รับอัตรา EUR 7/MWh เป็นระยะเวลา 5 ปี และหากโครงการใดมีการปรับปรุงเทคโนโลยีที่ทันสมัยสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2014 จะได้รับอัตราเพิ่มเติมอีก EUR 5/MWh

● **FIT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ แบบ PV**

อัตรา FIT สำหรับโครงการ PV กำหนดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี โดยอัตรา FIT จะถูกปรับลดลงทุกเดือน เริ่มตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2012 ทั้งนี้ การปรับลดอัตรา FIT รายเดือนนั้นจะขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตติดตั้งในปีที่อ้างอิง โดยจะทำการปรับลดอัตรา FIT 1% สำหรับกำลังผลิตใหม่ 2.4-2.6 GW ในปีนั้น (ตามแผน EEG 2014 ได้กำหนดไว้ 2.5-3.5 GW) อย่างไรก็ตาม การปรับลดอัตรา FIT สูงสุด 2.8% สำหรับกำลังผลิตใหม่สูงกว่าที่กำหนดแต่ไม่เกิน 7.5 GW และสามารถปรับเพิ่มอัตรา FIT 0.5% หากมีกำลังผลิตใหม่น้อยกว่า 1 GW โดยประเทศเยอรมันได้กำหนดเป้าหมายของ PV ไว้ที่ 52 GW ซึ่งเมื่อมีผู้เข้าร่วมโครงการเต็มจำนวนแล้ว จะไม่มีการสนับสนุนเพิ่มเติมอีก จนกว่าจะมีนโยบายใหม่ออกมา นอกจากนี้ การกำหนดอัตรา FIT นั้นจะไม่ขึ้นอยู่กับอัตราเงินเฟ้อและจะมีการแก้ไขปรับปรุงอัตราตลอดระยะเวลาของโครงการ

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2014 โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุมัติภายหลังจากวันที่ 9 มีนาคม 2012 ที่มีขนาดกำลังผลิตมากกว่า 10 kW แต่ไม่เกิน 1 MW จะได้รับอัตรา FIT เพียง 90% ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่านั้น แต่ในส่วนของโครงการขนาดเล็กที่มีขนาดน้อยกว่า 10 kW จะได้รับอัตรา FIT ทั้งหมด 100%

นอกจากนี้ ยังมีการปฏิรูป EEG 2014 ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2014 โดยโครงการใหม่ทั้งหมดที่มีกำลังผลิตมากกว่า 500kW จะให้ใช้อัตราทางตลาดโดยตรงแทนอัตรา FIT (สำหรับรายละเอียดโปรดดูที่ "Germany Direct Marketing Obligation") อย่างไรก็ตามโครงการขนาดเล็กจะยังได้รับการสนับสนุนแบบ FIT เช่นเดิม โดยอัตรา FIT สำหรับโครงการที่มีกำลังผลิตน้อยกว่า 500 kW มีดังนี้

- October 2014:	< 10 kW	= EUR 0.1265/kWh
	10 kW – 40 kW	= EUR 0.1231/kWh
	40 kW – 500 kW	= EUR 0.1101/kWh
	Freestanding projects < 500 kW	= EUR 0.0876/kWh



- November 2014:	< 10 kW	= EUR 0.1262/kWh
	10kW - 40 kW	= EUR 0.1228/kWh
	40kW - 500 kW	= EUR 0.1098/kWh
	Freestanding projects < 500 kW	= EUR 0.0874/kWh
- December 2014:	< 10 kW	= EUR 0.1259/kWh
	10 kW – 40 kW	= EUR 0.1225/kWh
	40 kW – 500 kW	= EUR 0.1095/kWh
	Freestanding projects < 500 kW	= EUR 0.0872/kWh

### 3) ประเทศอิตาลี

- อัตรา FiT / อัตรา Premium สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

ตั้งแต่ปี 2013 รัฐบาลได้ส่งเสริมโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก ยกเว้นโครงการ PV และโครงการโรงน้ำตลที่มีอยู่ในแผนนโยบายอื่นแล้ว ซึ่งรัฐบาลได้สนับสนุนโดยการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้า รวมถึง อัตรา Premium สำหรับโครงการที่มีขนาดเล็กกว่า 1 MW โดยการสนับสนุนนี้ได้ใช้แทนที่โครงการ The Italian green certificate ทั้งนี้ได้กำหนดงบประมาณในการสนับสนุนทั้งหมดใน 1ปี EUR 5.8 bn โดยในปี 2012 อิตาลีได้ออกกฎหมายพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งการกำหนดอัตรา FiT และอัตรา Premium ที่ขึ้นอยู่กับขนาดของโครงการ หากโครงการเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด และพร้อมที่จ่ายไฟ สามารถลงทะเบียนได้ทันทีกับองค์กรพลังงานแห่งชาติของอิตาลี และ Gestore Servizi Energetici (GSE)

อัตรา FiT สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่า 1 MW จะขึ้นอยู่กับอัตราราคาไฟฟ้าอ้างอิงและอัตรา Premium ตามประเภทเทคโนโลยีที่กำหนด ทั้งนี้โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในช่วงปี 2012-2015 จะได้รับผลตอบแทนลดลงจากการปรับลดของอัตรา FiT 2% ต่อปี โดยจะยกเว้นการปรับลดของอัตรา FiT ในปี 2015 และ 2016

$$\text{FiT} = \text{REFERENCE TARIFF} + \text{TECHNOLOGY SPECIFIC PREMIUMS}$$

อัตรา Feed-in Premium (FiP) สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตมากกว่า 1 MW และเป็นอีกทางเลือกสำหรับโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตน้อยกว่า 1 MW โดยอัตรา FiP จะขึ้นอยู่กับราคารับซื้อไฟฟ้าอ้างอิงและอัตรา Premium ตามประเภทเทคโนโลยีที่กำหนด หักลบด้วยราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งจะมีการประกาศทุกเดือนโดย GSE ทั้งนี้โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในช่วงปี 2012-2015 จะได้รับผลตอบแทนลดลงจากการปรับลดของอัตรา FiT 2% ต่อปี โดยจะยกเว้นการปรับลดของอัตรา FiT ในปี 2015 และ 2016

$$\text{FiP} = \text{REFRENCE PRICE} + \text{TECHNOLOGY SPECIFIC PREMIUMS} - \text{AVERAGE LOCAL POWER PRICE}$$



ตารางที่ 3.5 อัตราค่าไฟฟ้าอ้างอิงปี 2012 (REFERENCE TARIFFS)

ขนาด	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh	ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
<b>Onshore wind</b>				
1 kW - 20 kW	291	10,118	10.12	20
20 kW – 200 kW	268	9,313	9.31	20
200 kW – 1 MW	149	5,177	5.18	20
<b>Offshore wind</b>				
1 kW – 60 kW	176	6,120	6.12	25
<b>Hydro (diversion)</b>				
1 kW – 20 kW	257	8,936	8.94	20
20 kW – 50 kW	219	7,615	7.62	20
50 kW – 500 kW	291	10,112	10.11	20
500 kW – 1 MW	155	5,386	5.39	20
1 MW – 10 MW	129	4,482	4.48	20
<b>Hydro (impoundment and pump storage)</b>				
1 kW – 10 MW	101	3,512	3.51	25
<b>Marine</b>				
1 kW – 5 MW	300	10,431	10.43	15
<b>Geothermal (excluding repowering which need to enter the registration procedure)</b>				
1 kW – 1 MW	135	4,691	4.69	20
1 MW – 20 MW	99	3,440	3.44	25
1 MW – 5 MW (สำหรับ early stage geothermal Technologies)	200	6,954	6.95	25
<b>Biomass of biological origin</b>				
1 kW – 300 kW	229	7,957	7.96	20
300 kW- 1 MW	180	6,255	6.26	20
1 MW – 5 MW	133	4,621	4.62	20
<b>Biomass of biological by-products</b>				
1 kW – 300 kW	257	8,930	8.93	20
300 kW- 1 MW	209	7,262	7.26	20
1 MW – 5 MW	161	5,594	5.59	20
<b>Biomass if biodegradability criteria set</b>				
1 kW – 5 MW	174	6,046	6.05	20
<b>Biogas of biological origin</b>				
1 kW – 300 kW	180	6,259	6.26	20
300 kW – 600 kW	160	5,560	5.56	20
600 kW – 1 MW	140	4,865	4.87	20
1 MW – 5 MW	104	3,614	3.61	20
<b>Biogas of biological by-products</b>				
1 kW- 300 kW	236	8,206	8.21	20



ขนาด	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh	ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
300 kW – 600 kW	206	7,158	7.16	20
600 kW – 1 MW	178	6,185	6.19	20
1 MW – 5 MW	125	4,343	4.34	20
<b>Biogas from biodegradable waste</b>				
1- 600 kW	216	7,510	7.51	20
600 kW – 1 MW	216	7,506	7.51	20
1 MW – 5 MW	125	4,343	4.34	20
<b>Gas from landfill</b>				
1 kW – 1 MW	99	3,440	3.44	20
1 MW – 5 MW	94	3,266	3.27	20
<b>Gas from sewage</b>				
1 kW – 1 MW	111	3,857	3.86	20
1 MW – 5 MW	88	3,058	3.06	20
<b>Sugar-beet refinery conversions</b>				
1 kW - 300 kW	229	7,963	7.96	20
300 kW – 1 MW	180	6,259	6.26	20
1 MW – 5 MW	109	3,790	3.79	20
> 5 MW	122	417	0.42	20

\*อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 34.7503 THB 17/03/2015

**ตารางที่ 3.6** อัตรา Premium ตามประเภทเทคโนโลยีที่กำหนด (TECHNOLOGY SPECIFIC PREMIUMS)

ประเภท	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh
<b>Geothermal</b>			
- If closed fluid cycle and zero emissions	30	1,043	1.04
- If part of the first 10 MW installed capacity in the area	30	1,043	1.04
- If 95% of non-condensable gas if abated	15	521	0.52
<b>Offshore wind</b>			
- If grid connection is done at the expenses of the project developer	40	1,390	1.39
<b>Biomass of biological origin</b>			
- If meeting emission requirements	30	1,043	1.04
- if high efficiency cogeneration	40	1,390	1.40
<b>Biomass of biological by-products</b>			
- If meeting emission requirements	30	1,043	1.04
- if high efficiency cogeneration	10	347	0.35
- if high efficiency cogeneration and heat	40	1,390	1.40
<b>Biogas (all)</b>			
- If high efficiency cogeneration, and nitrogen recovery for the production of fertilizer	30	1,043	1.04



ประเภท	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh
- if high efficiency cogeneration, and 30% nitrogen recovery for the production of fertilizer	20	695	0.70
- if 40% nitrogen recovery for the production of fertilizer	15	521	0.52

\*อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 34.7503 THB 17/03/2015

ทั้งนี้ สำหรับพลังงานหมุนเวียนจะเปิดรับลงทะเบียนเข้าร่วมโครงการเป็นระยะเวลา 60 วัน และจะมีการตรวจสอบผู้ที่ผ่านการคัดเลือกและประกาศผลภายใน 60 วันหลังจากวันปิดลงทะเบียน โดยการสนับสนุนจะเริ่มต้นภายใน 30 วันภายหลังจากวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ซึ่งการชำระเงินครั้งแรกจะดำเนินการภายในระยะเวลา 18 เดือน ทั้งนี้ หากโครงการที่ได้รับการอนุมัติจะต้องดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 3 ปี ถ้าโครงการล่าช้าไปในช่วง 1 ปี จะมีการปรับลดเงินสนับสนุนลง 0.5% ต่อเดือน และถ้าโครงการมีความล่าช้ามากกว่า 1 ปี โครงการนั้นจะได้รับเงินสนับสนุนเพียง 85% เท่านั้น

● อัตรา FiT / อัตรา Premium สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ PV

รัฐบาลได้มีการตั้งเป้าหมายของวงเงินเพื่อสนับสนุนโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ PV โดยจะมีการเปิดให้ลงทะเบียนเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าเป็นรอบๆ ทุก 6 เดือน ซึ่งได้รับอัตรา FiT เป็นระยะเวลา 20 ปี เปิดรับข้อเสนอจนกระทั่งการสนับสนุนเต็มวงเงินที่กำหนด โครงการภายหลังจากนั้นจะไม่ได้รับการสนับสนุน ทั้งนี้ อัตรา FiT สำหรับโครงการใหม่จะถูกปรับลดลงทุกๆ 6 เดือน จนถึงสิ้นสุดปี 2016 หรือเมื่อเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด

ตารางที่ 3.7 อัตรา FiT และ อัตรา Premium สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ PV

ขนาด	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh
<b>อัตรา FiT สำหรับการติดตั้งบนอาคาร</b>			
1 kW – 3 kW	182	6,328	6.33
3 kW – 20 kW	171	5,946	5.95
20 kW – 200 kW	157	5,459	5.46
200 kW – 1 MW	130	4,520	4.52
1 MW – 5 MW	118	4,103	4.10
> 5 MW	112	3,894	3.89
<b>อัตรา FiT สำหรับการติดตั้งแบบอื่นๆ</b>			
1 kW – 3 kW	176	6,120	6.12
3 kW – 20 kW	165	5,737	5.74
20 kW – 200 kW	151	5,250	5.25
200 kW – 1 MW	124	4,311	4.31
1 MW – 5 MW	113	3,929	3.93
> 5 MW	106	3,685	3.69
<b>อัตรา Premium สำหรับการติดตั้งบนอาคาร</b>			
1 kW – 3 kW	100	3,477	3.48
3 kW – 20 kW	89	3,094	3.09
20 kW – 200 kW	75	2,607	2.61



ขนาด	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh
200 kW – 1 MW	48	1,669	1.67
1 MW – 5 MW	36	1,251	1.25
> 5 MW	30	1,043	1.04
อัตรา Premium สำหรับการติดตั้งแบบอื่นๆ			
1 kW – 3 kW	94	3,268	3.27
3 kW – 20 kW	83	2,886	2.89
20 kW – 200 kW	69	2,399	2.40
200 kW – 1 MW	42	1,460	1.46
1 MW – 5 MW	31	1,077	1.08
> 5 MW	24	834	0.83

\* อัตราตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2013 และอัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 34.7503 THB 17/03/2015

- การประมูลเพื่อซื้อ (Reverse Auctions) สำหรับพลังน้ำขนาดใหญ่ ความร้อนใต้พิภพ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานลมนอกชายฝั่ง และพลังงานลมบนบก

การประมูลเพื่อซื้อ (Reverse Auctions) เป็นรูปแบบหนึ่งของการประมูลออนไลน์ (e-Auction) โดยผู้ซื้อเป็นผู้เริ่มการประมูลและกำหนดความต้องการให้ผู้ขายเข้ามาเสนอราคาแข่งกัน ผู้ขายที่สามารถเสนอราคาขายได้ต่ำที่สุดเป็นผู้ชนะการประมูล สำหรับภาครัฐมักจะนิยมใช้แบบนี้ ซึ่งข้อดีของการประมูลแบบนี้คือ เป็นการเพิ่มช่องทางการขายใหม่ มีความโปร่งใส และความยุติธรรม รวมถึงสามารถเสนอราคาได้หลายครั้ง ไม่จำกัดจำนวนผู้ประมูล

ตั้งแต่ปี 2013 การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่ พลังงานความร้อนใต้พิภพ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานลมนอกชายฝั่ง และพลังงานลมบนบก จะต้องผ่านขั้นตอนในการประมูลเพื่อซื้อ (reverse auctions) โดยการสนับสนุนรูปแบบนี้จะแทนที่โครงการ The Italian green certificate และรัฐบาลอิตาลียังได้กำหนดวงเงินสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนประจำปีรวมทั้งสิ้น EUR 5.8 พันล้าน และกำหนดปริมาณกำลังผลิตที่จะมีการเปิดประมูลล่วงหน้าอีกด้วย อย่างไรก็ตาม โครงการที่มีกำลังผลิตต่ำกว่า 10 MW สามารถเลือกรูปแบบ “simplified purchase & resale arrangements” ได้ตามความสมัครใจของผู้เข้าร่วมโครงการ

สำหรับการประมูลนั้นจัดโดยองค์กรพลังงานแห่งชาติของอิตาลี และ GSE ซึ่งจะมีการจัดประมูลในไตรมาสที่ 2 ของทุกปี (ยกเว้นการเปิดประมูลครั้งแรกในเดือนตุลาคม 2012) โดยในการเสนอราคาของการประมูลของแต่ละประเภทเทคโนโลยี เริ่มต้นจะต้องไม่น้อยกว่า 98% ของราคาเริ่มต้น และราคาสุดท้ายจะต้องไม่น้อยกว่า 70% ของราคาเริ่มต้น ทั้งนี้ การสนับสนุนจะมีระยะเวลา 20 ปี ยกเว้นพลังน้ำขนาดใหญ่และพลังงานลมนอกชายฝั่ง ที่มีระยะเวลาสนับสนุน 30 ปี และ 25 ปี ตามลำดับ



ตารางที่ 3.8 ราคาสูงสุดในการเริ่มต้นประมูลในปี 2012 (2012 AUCTION CEILING PRICES)

ขนาด	EUR/MWh	THB/MWh	THB/kWh	ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
<b>Hydro</b>				
> 10 MW	119	4,135	4.14	30
<b>Geothermal</b>				
> 20 MW	85	2,953	2.95	20
<b>Biomass</b>				
> 5 MW (biological origin)	122	4,239	4.24	20
> 5 MW (waste)	125	4,343	4.34	20
> 5 MW (biological by-products)	127	4,413	4.41	20
<b>Biogas</b>				
> 5 MW (biological origin)	91	3,162	3.16	20
> 5 MW (waste)	85	2,953	2.95	20
> 5 MW (biological by-products)	101	3,509	3.51	20
<b>Offshore wind</b>				
> 5 MW	165			25
<b>Onshore wind</b>				
> 5 MW	127			20

\*อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 34.7503 THB 17/03/2015

\* สำหรับระยะเวลาในช่วงปี 2013-2015

- ราคาสูงสุดในการเริ่มต้นประมูล จะลดลง 2% ทุกปี จากการประมูลในปี 2012
- กำลังผลิตรวมแต่ละเทคโนโลยีไม่ควรเกิน ดังนี้
  - Hydro – 50 MW
  - Geothermal – 40 MW
  - Biomass (waste) – 350 MW
  - Biogas and other biomass – 120 MW
  - Offshore wind – 650 MW
  - Onshore wind – 500 MW

\* สำหรับระยะเวลาในช่วงปี 2015-2016 จะไม่มีการปรับลดราคาเริ่มต้นการประมูล 2%

ผู้ที่มีสิทธิ์เข้าร่วมประมูลจะต้องตรงตามเงื่อนไขที่ระบุไว้และมีหลักฐานหรือเอกสารที่แสดงถึงหลักทรัพย์ในการดำเนินโครงการอย่างน้อย 10% ของเงินลงทุนโครงการทั้งหมด จากนายทุนหรือสถาบันการเงิน รวมถึงจะต้องมีรายละเอียดการดำเนินการก่อสร้าง การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า และกำหนดแล้วเสร็จของโครงการ โดยทั่วไปจะกำหนดระยะเวลาดำเนินการก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าหลังจากชนะประมูล สำหรับโครงการพลังน้ำ พลังงานความร้อนใต้พิภพ ชีวมวล และพลังงานลมนอกชายฝั่ง มีระยะเวลา 40 เดือน ส่วนโครงการก๊าซชีวภาพ และพลังงานลมบนบก จะมีระยะเวลา 28 เดือน หากโครงการใดเกินระยะเวลาที่กำหนด อัตราปรับซื้อไฟฟ้าจะลดลง 0.5% ต่อเดือน สูงสุด 24 เดือน ยกเว้นกรณีเหตุสุดวิสัย ใดๆ ก็ดี โครงการที่ไม่ชนะการประมูล จะได้รับเงินค่าใช้จ่ายในการเข้าร่วมประมูลคืน (ประมาณ EUR 2300 + VAT)



#### 4) ประเทศญี่ปุ่น

- นโยบายด้านราคา FIT / อัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษ Premium

ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2012 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของประเทศญี่ปุ่น ถูกเรียกร้องให้ทำการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาที่ผู้ผลิตไฟฟ้าร้องขอ โดยรัฐบาลญี่ปุ่น เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2014 ได้ทำการปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าใหม่สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่ง รวมถึงการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ นอกจากนี้อัตราซื้อไฟฟ้าดังกล่าวถูกประกาศบังคับใช้จนถึงวันที่ 31 มีนาคม 2015 โดยอัตราซื้อไฟฟ้าที่ใช้สำหรับโครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2014 จนถึง 31 มีนาคม 2015 (ราคายังไม่รวมภาษี) มีดังนี้

ตารางที่ 3.9 อัตรา FIT สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนของประเทศญี่ปุ่น

ขนาด	JPY/kWh	THB/kWh	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
<b>Biomass</b>			
Biomass (Gasification)	39	10.79	20
Biomass (Forest Thinning):	32	8.85	20
Biomass (Non-Recycled Wood)	24	6.64	20
Biomass (MSW, Waste Water Residue)	17	4.70	20
Biomass (Recycled Wood)	13	3.60	20
<b>Geothermal</b>			
< 15 MW	40	11.06	15
> 15 MW	26	7.19	15
<b>Hydro</b>			
< 200 kW	34	9.40	20
200 kW – 1 MW	29	8.02	20
1 MW – 30 MW	24	6.64	20
<b>Hydro (repowering of existing installations)</b>			
< 200 kW	34	9.40	20
200 kW – 1 MW	21	5.81	20
1 MW – 30 MW	14	3.87	20
<b>Solar</b>			
< 10 kW (with storage) **	31	8.57	10
< 10 kW	37	10.23	10 (surplus buyback)
> 10 kW *	32	8.85	20
<b>Wind</b>			
Wind Onshore < 20 kW	55	15.21	20
Wind Onshore > 20 kW	22	6.08	20
Wind Offshore	36	9.96	20

\* สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 400 kW และได้รับการอนุมัติโครงการตั้งแต่วันที่ 14 มกราคม 2014 จำเป็นต้องมีเอกสารซื้อที่ดิน

\*\* อัตรา FIT จะลดลง ในกรณีสามารถกักเก็บพลังงานที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



ทั้งนี้ แผนยุทธศาสตร์ด้านพลังงานแห่งชาติจะมีการปรับเปลี่ยนอย่างน้อย 1 ครั้ง ในรอบ 3 ปี และในปีงบประมาณ 2020 โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้า FiT จะมีการปรับปรุงให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีต่างๆ ซึ่งอาจมีการปรับปรุงเป็นประจำทุกปี หากมีความจำเป็น เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน

อย่างไรก็ดี รัฐบาลญี่ปุ่นได้มีการแก้ไขกฎระเบียบสำหรับการยกเลิกการสมัครเข้าร่วมโครงการ (50 kW+) ซึ่งได้รับการอนุมัติตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2014 ตามกฎระเบียบใหม่ หากเจ้าของโครงการไม่มีความน่าเชื่อถือ ในเรื่องที่ดินและอุปกรณ์สำหรับการผลิตติดตั้งภายใน 6 เดือน นับตั้งแต่วันที่ได้รับการอนุมัติการสมัคร การอนุมัติการสมัครจะถูกยกเลิก รวมถึง ยังมีการขยายระยะเวลาดำเนินโครงการให้ หากเกิดกรณีการขอเชื่อมต่อระบบสายส่งล่าช้า ซึ่งอาจใช้เวลามากกว่า 90 วัน โดยระหว่างรอผลการอนุมัติเชื่อมต่อระบบสายส่ง ผู้ประกอบการจะมีระยะเวลา ประมาณ 9 เดือน ในการซื้อที่ดินและอุปกรณ์ให้พอดีกับวันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ อย่างไรก็ตาม ผู้ประกอบการสามารถขอขยายเวลาได้อีกถ้าหากขั้นตอนอนุมัติใช้เวลานานมากกว่า 180 วัน

### 5) ประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน**

เวียดนามได้ดำเนินการประเมินต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Costs) ที่ขึ้นอยู่กับค่าใช้จ่ายของระบบไฟฟ้าที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ เมื่อมีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะครอบคลุม พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังความร้อนใต้พิภพ พลังงานคลื่น ชีวมวล ก๊าซจากขยะ และก๊าซชีวภาพ ทั้งนี้ อัตราดังกล่าวจะมีการทบทวนทุกปี และประกาศใช้ตอนต้นปี โดยหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

อย่างไรก็ดี อัตราค่าไฟฟ้าจะมีความแตกต่างกันขึ้นอยู่กับฤดูกาล (ฤดูร้อนหรือฤดูฝน) หรือแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (normal peak off-peak) โดย Avoided Costs ณ สิ้นปี 2013 สรุปได้ดังนี้

- ภาคเหนือ 283-647 VND/kWh
- ภาคกลาง 281-617 VND/kWh
- ภาคใต้ 293-666 VND/kWh
- ทั้งนี้ Capacity Price มีค่า 1,805 VND/kWh

- **อัตรา FiT สำหรับพลังงานลม**

เวียดนามได้มีการประกาศ FiT ของพลังงานลม เท่ากับ VND 1,821/kWh (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ในวันที่ 29 มิถุนายน 2011 เพื่อส่งเสริมการลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยอัตรานี้มาจาก ผู้รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลม VND 1,614/kWh และจากกองทุนสำหรับการปกป้องสิ่งแวดล้อมของเวียดนาม VND 207/kWh โดยรัฐบาลจะมีการประเมินและทบทวนนโยบาย FiT ของปี 2013 และมีการวางแผนในการปรับปรุงแก้ไขอัตราใหม่ในปี 2015

### 6) ประเทศอินโดนีเซีย

- **อัตรา FiT สำหรับพลังงานชีวมวลและพลังงานน้ำขนาดเล็ก**

มีการประกาศอัตรา FiT ใหม่ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลและขยะ ในอัตรา 0.1-0.18 \$/kWh



และสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก ในอัตรา 0.07-0.1 \$/kWh โดยมีเงื่อนไขดังนี้

- โรงไฟฟ้าชีวมวลและขยะ ที่ได้รับอัตรา FIT 0.1-0.18 \$/kWh จะต้องมีกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW โดยขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งของโครงการ และระดับแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ
- โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก ที่ได้รับอัตรา FIT ในอัตรา 0.07 \$/kWh จะต้องมีกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW สำหรับการเชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง และจะได้รับอัตรา FIT 0.1 \$/kWh สำหรับการเชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำ

● การประมูลโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศอินโดนีเซีย

อินโดนีเซียได้มีการริเริ่มการประมูลโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ โดยกำหนดราคาเริ่มต้นไว้ที่ 0.25 \$/kWh และสำหรับโครงการมีการใช้อุปกรณ์ที่ผลิตได้ในประเทศอย่างน้อย 40% จะได้อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ 0.30 \$/kWh โดยกระทรวงพลังงานและทรัพยากรธรณี (The Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR) ได้มีการอนุมัตินโยบายนี้ เมื่อวันที่ 13 มิถุนายน 2013 และมีการเผยแพร่บนเว็บไซต์ในวันที่ 21 มิถุนายน 2013

MEMR จะเป็นผู้กำหนดแผนการพัฒนาโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศในทุกๆปี ในการประมูลจะมีคณะกรรมการการเพื่อประกาศโควตาซื้อในแต่ละรอบบนเว็บไซต์ของ MEMR โดยจะมีการระบุตำแหน่งสถานที่ตั้งของโครงการ กำลังการผลิต และระยะเวลาในการดำเนินการ ซึ่งการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 20 ปี

ผู้พัฒนาโครงการจะต้องจัดหาหนังสือค้ำประกันจากสถาบันการเงินที่มีอยู่ในจาการ์ตา เป็นจำนวน 2% ของค่าใช้จ่ายของโครงการ ซึ่งโครงการดังกล่าวควรจะต้องมีความมั่นคงทางการเงินอย่างน้อย 3 เดือน ภายหลังจากลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และเริ่มต้นก่อสร้างภายใน 3 เดือน ทั้งนี้ โครงการจะต้องก่อสร้างแล้วเสร็จพร้อมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในระยะเวลา 18 เดือนนับจากวันลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น ได้กำหนดระยะเวลาผ่อนผันการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบอยู่ที่ 12 เดือน หากเกิดความล่าช้าภายใน 3 เดือนแรก อัตราซื้อไฟฟ้าจะลดลง 3% หากล่าช้า 6 เดือน อัตราซื้อไฟฟ้าจะลดลง 5% และจะลดลงสูงสุด 8% ถ้าเกิดความล่าช้ามากกว่าระยะเวลาที่ระบุไว้

7) ประเทศฟิลิปปินส์

● กฎระเบียบ FIT ของฟิลิปปินส์ ในปี 2010

สำหรับกฎระเบียบของ FIT ได้มีการจัดทำกรอบการทำงาน กำหนดขอบเขต การบริหารงาน การปรับเปลี่ยนและการทบทวน สำหรับระบบ FIT รายละเอียดเบื้องต้น มีดังนี้

- การให้สิทธิสำหรับโรงงานพลังงานหมุนเวียน
- การกำหนดลำดับการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า
- การชี้แจงวิธีการชำระเงินของระบบ FIT

● อัตรา FIT สำหรับพลังงานหมุนเวียน

รัฐบาลได้มีนโยบายกำหนดอัตรา FIT ในช่วงอัตรา 0.14 - 0.23 \$/kWh สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำ เป็นระยะเวลา 20 ปี โดยเริ่มต้นครั้งแรกเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2013 ดำเนินการโดยกระทรวงพลังงานในรูปแบบ first-commission-first-serve ซึ่งจะได้รับการ



สนับสนุนอัตราซื้อไฟฟ้าที่จูงใจในการพัฒนาโครงการ ทั้งนี้ อัตรา FIT ได้ถูกเสนอโดยคณะกรรมการพลังงานทดแทนแห่งชาติ และได้รับการอนุมัติจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC) รายละเอียดอัตรา FIT สรุปได้ดังนี้

พลังงานแสงอาทิตย์ (บนพื้นดิน)	=	9.68 PHP/kWh
พลังงานลมบนชายฝั่ง	=	8.53 PHP/kWh
พลังงานชีวมวล	=	6.63 PHP/kWh
พลังงานน้ำ	=	5.90 PHP/kWh

อัตรา FIT จะมีการปรับลดลงประมาณ 0.5% สำหรับพลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำ ภายหลัง 2 ปี นับจากการเริ่มใช้อัตรา FIT และปรับลดลง 6% สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ภายหลัง 1 ปี นับจากการเริ่มใช้อัตรา FIT อย่างไรก็ตาม อัตรา FIT จะมีผลบังคับใช้สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีกำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 750 MW ภายในระยะเวลา 3 ปี หรือก่อนหน้านั้นถ้าครบตามเป้าหมาย ดังต่อไปนี้

พลังงานลม	:	200	MW
พลังงานชีวมวล	:	250	MW
พลังงานแสงอาทิตย์	:	50	MW
พลังงานน้ำ	:	250	MW

### 8) ประเทศมาเลเซีย

#### • อัตรา FIT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์

มาเลเซียได้ใช้รูปแบบอัตรา FIT สำหรับการสนับสนุนโครงการพลังงานหมุนเวียนที่มีขนาดกำลังผลิตไม่เกิน 30 MW ซึ่งอัตรา FIT เป็นการรับประกันราคาซื้อไฟฟ้าระยะยาว โดยจะมีการปรับลดอัตรา FIT ลงทุกปี ทั้งนี้ การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากโครงการชีวมวล และโครงการชีวภาพ มีระยะเวลา 16 ปี ในขณะที่พลังงานน้ำและพลังงานแสงอาทิตย์ จะมีระยะเวลาสนับสนุน 21 ปี

ทั้งนี้ การปรับลดอัตรา FIT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ในปี 2014 สูงกว่าในปี 2013 อย่างมาก โดยมาตรฐานการปรับลดอัตรา FIT เพิ่มขึ้นจาก 8% เป็น 20% รวมถึงการให้โบนัสสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ลดลงจาก 8% เป็น 0%

ตารางที่ 3.10 อัตรา FIT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ณ ปี 2014

ขนาด	MYR/kWh	THB/kWh	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
<b>Solar</b>			
< 4 kW	1.02	9.29	21
> 4 kW < 24 kW	0.99	9.01	21
> 24 kW < 72 kW	0.85	7.74	21
> 72 kW < 1 MW	0.82	7.47	21
> 1 MW < 10 MW	0.68	6.19	21
> 10 MW < 30 MW	0.61	5.55	21



ภาพรวมของอัตรา FIT จะต้องมีการปรับปรุงอย่างน้อยทุก 3 ปี เพื่อให้อัตรา FIT สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในสถานการณ์ปัจจุบัน ซึ่งข้อมูล ณ เดือนตุลาคม 2013 รัฐบาลได้มีการอนุมัติการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีกำลังผลิตทั้งสิ้น 482 MW ภายใต้โครงการ FIT โดยในปี 2011 และ 2012 มีการอนุมัติรวมทั้งสิ้น 146 MW และภายหลังจากนั้นมีการอนุมัติโครงการระหว่างปี 2013-2015 ในปริมาณกำลังผลิต 179 MW 119 MW และ 38 MW ตามลำดับ นอกจากนี้ ยังมีการให้ bonus FIT (FIT เพิ่มเติม) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บางราย เช่น การติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนอาคาร และการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หรืออินเวอร์เตอร์ที่ผลิตในประเทศ (หรือประกอบภายในประเทศ)

- มีการติดตั้งบนอาคารหรือโครงสร้างอาคาร +0.22 MYR/kWh
- ใช้งานที่เป็นวัสดุก่อสร้าง +0.21 MYR/kWh
- การใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตหรือประกอบในประเทศ +0.05 MYR/kWh
- การใช้อินเวอร์เตอร์ที่ผลิตหรือประกอบในประเทศ +0.05 MYR/kWh

เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2011 ได้มีการปรับปรุงข้อจำกัดในการติดตั้งโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย สามารถติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 12 kW และ บริษัท (ที่ไม่ใช่นิติบุคคล) สามารถติดตั้งกำลังผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 500 kW สำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก และไม่เกิน 5 MW สำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

### 9) ประเทศไทย

#### ● การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder

ในปี 2535 เป็นต้นมา รัฐได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน ด้วยการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP และ VSPP จากหลักการต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของการไฟฟ้า ทั้งนี้ไม่มีการจำแนกราคาตามชนิดเชื้อเพลิงหรือเทคโนโลยีของพลังงานหมุนเวียน

การกำหนดมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในราคาตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ จึงไม่จูงใจให้เกิดการลงทุน ที่ผ่านมาในปี 2549 รัฐจึงมีนโยบายให้การส่งเสริมโดยการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบดังกล่าว โดยการกำหนด Adder นั้นได้มีการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสม สำหรับแต่ละชนิดและเทคโนโลยีให้สอดคล้องกับศักยภาพและเกิดประโยชน์สูงสุด โดยอัตรา Adder ตามประกาศครั้งล่าสุด สรุปได้ดังนี้



ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า : แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง						
เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2550 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2552 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2553 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มพิเศษ เพื่อทดแทนดีเซล (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษสำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4อ.ในจ.สงขลา* (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
<b>1. ชีวมวล</b>						
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
<b>2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)</b>						
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
<b>3. ชยะ (ชยะชุมชน / ชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอันตราย)</b>						
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบชยะ	2.50	2.50	2.50	1.00	1.00	7
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	3.50	1.00	1.00	7
<b>4. พลังงานลม</b>						
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	3.50	4.50	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	3.50	1.50	1.50	10
<b>5. พลังงานน้ำขนาดเล็ก</b>						
- 50 kW ≤ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	0.40	0.80	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	0.80	1.50	1.50	1.00	1.00	7
<b>6. พลังงานแสงอาทิตย์</b>						
	8.00	8.00	6.50	1.50	1.50	10

\* 4 อำเภอในจังหวัดสงขลาได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

● การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff

Feed-in Tariff หรือ FIT คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจาก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนค่อนข้างสูง) ซึ่งอัตรา FIT จะอยู่ในรูปแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (มีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิง) โดยอัตรา FIT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่า Ft ทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

โดยสูตรโครงสร้างของอัตรา FIT จะประกอบไปด้วย 3 ส่วน ได้แก่ (1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FIT<sub>F</sub>) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ (2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT<sub>V</sub>) จะปรับเพิ่มขึ้นตามค่าอัตราเงินเพื่อขึ้นพื้นฐาน (Core inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้า ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์ (3) อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FIT Premium) ตามนโยบายของภาครัฐที่ต้องการสร้างแรงจูงใจการลงทุนบางประเภทเชื้อเพลิง

สรุปสูตรโครงสร้างอัตรา FIT ได้ดังนี้



$$FIT_i = FIT_F + FIT_{V,i-1} \times (1 + \text{Core inflation}_{t-1}) + FIT \text{ Premium}$$

*i คือ ปีที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ*



กพข. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 ได้มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปี 2558 เพื่อใช้เป็นราคาเริ่มต้นในการแข่งขันทางด้านราคา โดยทำการคัดเลือกจากข้อเสนอโครงการใหม่ที่เสนอส่วนลดสูงสุดของอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ในส่วนคงที่ (FIT<sub>F</sub>) ก่อน ตามข้อเสนออัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT สำหรับปี 2558 ดังตาราง ทั้งนี้ อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT พิเศษ สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ให้รวมถึงโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย เพื่อให้เกิดความเท่าเทียมกัน

**ตารางที่ 3.11 อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับกลุ่มพลังงานธรรมชาติ**

อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานธรรมชาติ			
กำลังผลิต (MW)	FIT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FIT Premium (บาท/หน่วย)
			สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้* (ตลอดอายุโครงการ)
<b>1) พลังงานน้ำ</b>			
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	20 ปี	0.50
<b>2) พลังงานลม</b>			
ทุกขนาด	6.06	20 ปี	0.50
<b>3) พลังงานแสงอาทิตย์</b>			
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.85	25 ปี	0.50
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	6.40	25 ปี	0.50
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	6.01	25 ปี	0.50
บนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	25 ปี	0.50

หมายเหตุ \*โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี



ตารางที่ 3.12 อัตราารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับกลุ่มพลังงานชีวภาพ

อัตราารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานชีวภาพ						
กำลังผลิต (MW)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)	FIT Premium (บาท/หน่วย)	
	FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V,2560</sub>	FIT <sup>(1)</sup>		สำหรับโครงการ กลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ (8 ปีแรก)	สำหรับโครงการในพื้นที่ จังหวัดชายแดนภาคใต้ <sup>(2)</sup> (ตลอดอายุโครงการ)
<b>1) ชยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)</b>						
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	3.21	6.34	20 ปี	0.70	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	2.61	3.21	5.82	20 ปี	0.70	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง > 3 MW	2.39	2.69	5.08	20 ปี	0.70	0.50
<b>2) ชยะ (หลุมฝังกลบขยะ)</b>						
ทุกขนาด	5.60	-	5.60	10 ปี	-	0.50
<b>3) ชิวมวล</b>						
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	2.21	5.34	20 ปี	0.50	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	2.61	2.21	4.82	20 ปี	0.40	0.50
กำลังผลิตติดตั้ง > 3 MW	2.39	1.85	4.24	20 ปี	0.30	0.50
<b>4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)</b>						
ทุกขนาด	3.76	-	3.76	20 ปี	0.50	0.50
<b>5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)</b>						
ทุกขนาด	2.79	2.55	5.34	20 ปี	0.50	0.50

หมายเหตุ (1) อัตรา FIT<sub>V</sub> จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation)

(2) โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

3.2.2 นโยบายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(1) ประเทศจีน

- การลดภาษีเงินได้สำหรับผู้ประกอบการพลังงานหมุนเวียนในประเทศจีน ภายใต้กฎหมาย EIT (Chinese Enterprise Income Tax) ถ้าผู้ประกอบการมีคุณสมบัติเป็น “high and new technology enterprises” จะได้รับอัตราภาษีพิเศษ 15% ระยะเวลา 3 ปี (อัตราภาษีปกติ 25%) ซึ่งมีผลบังคับใช้กับบริษัทที่ได้รับการรับรองในด้านพลังงานทดแทน
- ประเทศจีนได้ยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน มีการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับอัตราารับซื้อไฟฟ้าพิเศษจากการผลิตไฟฟ้าที่มาจากพลังงานหมุนเวียน มีผลตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2013 โดยอัตราารับซื้อไฟฟ้าพิเศษที่จ่ายให้สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น เป็นเงินอุดหนุนจากทางภาครัฐ ซึ่งไม่ถือว่าเป็นรายได้ที่ต้องเสียภาษี จึงไม่มีการเรียกเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มจากส่วนดังกล่าว ทั้งนี้ ยังมีการกำหนดให้ลดอัตราภาษีมูลค่าเพิ่มลงครึ่งหนึ่งเหลือเพียง 8.5% สำหรับผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในประเทศจีน



- แผนพัฒนาสำหรับอุตสาหกรรมพลังงาน 2009-2012

รัฐบาลจีนได้ส่งเสริมการวิจัยและการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับพลังงานหมุนเวียน โดยคาดว่ารายได้ที่มาจากธุรกิจพลังงานจะเติบโตอย่างต่อเนื่อง ซึ่งการวิจัยและพัฒนาแบ่งได้ดังนี้

- 1) พลังงานแสงอาทิตย์ เช่น การเชื่อมต่อกับระบบคอนเวกเตอร์ ชิ้นส่วนของซิลิกอนที่มีประสิทธิภาพสูง และแบตเตอรี่
- 2) พลังงานลม เช่น มอเตอร์สำหรับกังหันลมในแนวตั้ง กังหันลมแบบต่อตรง 850 kW และกังหันลมที่ได้รับการพัฒนาและส่งเสริมโดยท้องถิ่น
- 3) รถยนต์ไฟฟ้า (EV) เช่น แบตเตอรี่ แบบ Lithium-ion และ Neodymium-free nickel metal hydride มอเตอร์ เซ็นเซอร์อัจฉริยะ และระบบการเรียกเก็บเงิน
- 4) สารกึ่งตัวนำแสง เช่น ไดโอดเปล่งแสง (LED)

นอกจากนี้ รัฐบาลยังได้ส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีสมาร์ทกริด ซึ่งแบ่งออกเป็น 6 ส่วนได้แก่

1. เทคโนโลยีการเชื่อมต่อแหล่งพลังงานที่ไม่มีความแน่นอน
2. การกระจายตัวของระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและการเชื่อมต่อสู่ระบบไฟฟ้า
3. โครงสร้างพื้นฐานของรถยนต์ไฟฟ้า
4. ระบบการกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่
5. ระบบการจำหน่ายและค่าปลีกที่ทันสมัย
6. ระบบไฟฟ้าอัจฉริยะขนาดใหญ่และเทคโนโลยีระบบส่งไฟฟ้า

- แผนสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในประเทศจีน

หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินการควบคุมการจัดสรรเงินสนับสนุนและการเก็บค่าบริการกับผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก CNY 0.008/kWh ในปี 2012 เป็น CNY 0.015/kWh ในปี 2013 ซึ่งจะเป็นการช่วยสะสมเงินสำหรับกองทุนเพื่อสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ประมาณ CNY 20bn ต่อปี และเป็นส่วนหนึ่งในการฟื้นฟูและพัฒนาพลังงานหมุนเวียน

(2) ประเทศสหรัฐอเมริกา

- ได้รับเครดิตภาษีจากการลงทุนสำหรับพลังงานหมุนเวียน

การลงทุนสำหรับพลังงานหมุนเวียน ประเภทโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ เซลล์เชื้อเพลิง พลังงานลมขนาดเล็ก พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานชีวมวล เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) โดยรัฐบาลได้ให้เครดิตภาษีจากการลงทุน 10-30% สำหรับเทคโนโลยีที่เหมาะสมและมีมาตรฐานที่เชื่อถือได้ ซึ่งอาจจะใช้แทนที่มาตรการเครดิตภาษีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อย่างไรก็ตาม โครงการต่างๆจะได้รับเครดิตภาษี 30% หากมีการยื่นขอก่อนวันที่ 31 ธันวาคม 2016 ซึ่งภายหลังจากนั้นจะได้รับเครดิตภาษีเพียง 10% เท่านั้น โดยที่ไม่มีระยะเวลากำหนดสำหรับสิทธิในการให้เครดิตภาษี



- ได้รับเครดิตภาษีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
จากการปรับปรุงอัตราเงินเฟ้อของรัฐบาลกลางสหรัฐอเมริกา ส่งผลต่อการให้เครดิตภาษี

สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเท่ากับ \$0.023/kWh ณ ปี 2013 ซึ่งโครงการที่มีสิทธิได้รับประโยชน์ดังกล่าวจะต้องมีการตรวจสอบดำเนินงานหรือการใช้จ่ายก่อนวันที่ 1 มกราคม 2014 จึงจะมีสิทธิได้รับผลประโยชน์ ทั้งนี้ การให้เครดิตภาษีของรัฐบาลนั้นจะขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า เฉพาะในช่วง 10 ปีแรกเท่านั้น (ประกอบด้วย โครงการพลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานความร้อนใต้พิภพ ก๊าซจากหลุมฝังกลบ พลังน้ำ และพลังงานทางทะเล)

### (3) ประเทศบราซิล

- การยกเว้นภาษีการจำหน่ายสินค้าและบริการ (ICMS)

รัฐบาลได้ยกเว้นภาษีการจำหน่ายสินค้าและบริการ (ICMS) สำหรับอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศ ดังนี้

- o สำหรับอุปกรณ์กังหันลม พลังงานแสงอาทิตย์แบบความร้อนและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มีการกำหนดภาษี ICMS ไว้ที่ 17% สำหรับสินค้านำเข้า และ 7-12% สำหรับสินค้าที่ผลิตภายในประเทศ (แตกต่างกันขึ้นอยู่กับรัฐที่ผลิตสินค้า)
- o ในปี 2013-2014 ได้มีการกำหนดสำหรับสินค้าที่จำหน่ายและบริการในรัฐเซาเปาโล หรือการขนส่งสินค้าจากบริเวณหนึ่งไปอีกบริเวณหนึ่งภายในรัฐเดียวกัน ประกอบด้วย อุปกรณ์ควบคุมกังหันลม อุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์แบบน้ำร้อน อุปกรณ์เซลล์แสงอาทิตย์ และอุปกรณ์สำหรับพลังงานชีวมวล (ชีวมวลที่ได้จากของเสียอุตสาหกรรมน้ำตาล ก๊าซชีวภาพ และไบโอมีเทน) มีการกำหนดภาษี ICMS ไว้ที่ 18% อย่างไรก็ตาม การยกเว้นภาษี ICMS จะใช้สำหรับการจัดซื้ออุปกรณ์ภายในประเทศ และนำเข้าเฉพาะกรณีที่ไม่มียุทธภัณฑ์ผลิตในประเทศเท่านั้น

- การลดหย่อนภาษีในการส่งผ่านและการจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียน

มีการลดหย่อนภาษี 50% ให้กับไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีขนาดกำลังผลิตไม่เกิน 30 MW สำหรับการส่งผ่านไฟฟ้า (TUST) และการจำหน่ายไฟฟ้า (TUSD) ซึ่งถือเป็นนโยบายจูงใจที่สำคัญของประเทศ การสนับสนุนดังกล่าวจะครอบคลุมโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่มีกำลังผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 MW โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และโรงไฟฟ้าและความร้อนร่วม ที่มีกำลังผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับ 30 MW

- แรงจูงใจทางด้านภาษีของการจำหน่ายส่วนประกอบกังหันลม

รัฐบาลบราซิลได้ยกเว้นภาษีสำหรับการจำหน่ายส่วนประกอบกังหันลม ซึ่งการยกเว้นจะครอบคลุมไปยังส่วนประกอบที่ผลิตในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศ ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2014 ได้มีการประกาศการยกเว้นภาษีสำหรับส่วนประกอบกังหันลมเท่ากับ 9.25% ของยอดขาย



- แรงจูงใจทางการเงินสำหรับการเงินสำหรับพลังงานหมุนเวียน

The Brazilian Development Bank (BNDES) ได้ตั้งวงเงินสำหรับการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน ด้วยการปล่อยเงินกู้อัตราดอกเบี้ยต่ำ โดยมีการจัดหาเงินทุนได้สูงถึง 80% ของเงินลงทุนโครงการทั้งหมด รวมถึงระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ยาวนานถึง 16 ปี

รายละเอียดของวงเงินสินเชื่อตั้งแต่วันที่เดือนมีนาคม 2004 เป็นต้นมา จะผ่อนผันการชำระคืนเงินต้นและดอกเบี้ยเป็นระยะเวลา 6 เดือนนับจากวันที่ได้รับการอนุมัติแล้ว ซึ่งอัตราดอกเบี้ยที่ต้องชำระอยู่ระหว่าง 7.0-12.5% ต่อปี โดยที่ความสามารถในการชำระคืนเงินกู้ (DSCR) เท่ากับ 1.30 ทั้งนี้รายละเอียดอัตราดอกเบี้ย มีดังนี้

- 1) การลงทุนโดยตรงของ BNDES อัตราดอกเบี้ยสูงสุด 10.58% ประกอบไปด้วย
  - a. 5% (อัตราดอกเบี้ยระยะยาว) +
  - b. 0.9% (BNDES remuneration spread) +
  - c. สูงสุดถึง 4.18% (ความเสี่ยงการดำเนินโครงการขึ้นอยู่กับลูกค้า)
- 2) การลงทุนทางอ้อมของ BNDES อัตราดอกเบี้ยอย่างน้อย 10.58% ประกอบไปด้วย
  - a. 5% (อัตราดอกเบี้ยระยะยาว) +
  - b. 0.9% (BNDES remuneration spread) +
  - c. 0.5% (สำหรับการลงทุนทางอ้อม) +
  - d. Financial institution spread

**(4) ประเทศเยอรมัน**

- โปรแกรม KFW สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่ง

ในประเทศเยอรมัน ได้มีการจัดทำโครงการจัดหาเงินทุนกู้ยืมจำนวน EUR 5bn สำหรับโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง 10 โครงการ เป็นครั้งแรก ซึ่งจะเป็แรงจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชน เนื่องจากเทคโนโลยีสำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่งเป็นเทคโนโลยีค่อนข้างใหม่ ดังนั้นจึงเป็นเรื่องยากสำหรับธนาคารในการคำนวณความเสี่ยงในการลงทุนและการกู้ยืมเงินทุน โดยโปรแกรม KFW นั้น จะช่วยจัดการทางการเงินสำหรับการโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง 10 โครงการแรก และมีการให้ความสะดวกในการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานลมนอกชายฝั่งในประเทศเยอรมนี

โดยโครงการเงินกู้ KFW ที่จะให้เงินกู้กับ 10 โครงการแรกนั้น มีรายละเอียดดังนี้

1. เงินกู้ยืมโดยตรงร่วมกับคณะกรรมการธนาคาร (สูงสุด EUR 400 ล้านต่อโครงการ) โดยโครงการ KFW จะให้เงินช่วยเหลือไม่เกิน 50% ของเงินกองทุนตราสารหนี้ โดยจะต้องน้อยกว่า 70% ของความต้องการเงินทุนทั้งหมด
2. เงินกู้ยืมโดยตรงร่วมกับเงินกู้ยืมจากธนาคารเพื่อการพัฒนา เช่น ธนาคารเพื่อการลงทุนยุโรป โดยเงินกู้โดยตรงของโครงการ KFW ต้องไม่เกิน EUR 700m ต่อโครงการ หรือ 70% ของความต้องการเงินทุนทั้งหมด
3. มีการให้กู้ยืมเพิ่มเติม สำหรับการจัดหาเงินทุนที่อาจเกิดขึ้น ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่เกิดขึ้นในระหว่างการก่อสร้างและติดตั้ง (สูงสุด EUR 100m ต่อโครงการ) โดยโครงการ KFW จะให้เงินช่วยเหลือไม่เกิน 50% ของค่าใช้จ่าย

โดยโครงการมีกำหนดระยะเวลาการชำระสูงสุดคือ 20 ปี โดยที่ 3 ปี แรกไม่ต้องชำระคืนเงินต้น



- การประกวดราคาสำหรับพลังงานหมุนเวียน

ในปี 2014 มีการปฏิรูปกฎหมายพลังงานทดแทนของประเทศเยอรมนี โดยรัฐบาลจะดำเนินการประกวดราคา สำหรับการผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ และได้นำร่องประมูลโครงการ PV ขนาด 400 MW ในปี 2015 และปี 2016

โดยในเดือนกรกฎาคม 2014 รัฐบาลได้มีสัมมนารับฟังความคิดเห็นเกี่ยวกับการออกแบบการประกวดราคาสำหรับการผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ ซึ่งจากการสัมมนาในครั้งนั้น ได้มีผู้แสดงความคิดเห็นดังต่อไปนี้

- โครงการที่เลือกต้องมีขนาดเล็กกว่าหรือเท่ากับ 25 MW
- โครงการจะได้รับค่าตอบแทนจากปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ ไม่ใช่กำลังผลิตติดตั้ง
- โครงการจะได้รับค่าตอบแทนด้วยผ่านทาง market premium มากกว่าอัตราค่าไฟฟ้าคงที่
- ในปี 2015-2016 รัฐบาลจะมีการเปิดประมูลในครั้งที่ 2 และ ครั้งที่ 3 สำหรับขนาด 300 MW และ 200 MW ต่อปี ตามลำดับ
- ในการประมูลครั้งแรกที่เสนอราคาต่ำสุดของค่าไฟฟ้าจะได้รับการสนับสนุน
- สำหรับการประมูลจะมีขีดจำกัดราคาเสนอซื้อสูงสุด แต่จะไม่มีราคาเสนอต่ำสุด
- สำหรับการสมัครต้องมีใบอนุญาตในการเชื่อมต่อระบบและการอนุญาตจากสภา
- ผู้เข้าร่วมการประมูลจะต้องจัดหา “bid bond” หรือ “deposit”
- มีค่าปรับสำหรับโครงการที่ไม่ได้ COD ภายใน 18 เดือน หลังจากเป็นผู้ชนะในการเสนอราคา
- ใบอนุญาตจะถูกถอดถอนออก ถ้าโครงการที่ชนะการประกวดราคาไม่ได้ COD ภายใน 24 เดือน นับจากวันที่ยื่นเสนอราคา

(5) ประเทศอิตาลี

- การลดภาษีเงินได้สำหรับพลังงานสะอาดของประเภทที่อยู่อาศัย

การลงทุนพลังงานสะอาดสำหรับประเภทที่อยู่อาศัย รวมทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก มีสิทธิ์ที่จะได้รับส่วนลดอัตราภาษี 50% ของเงินลงทุนจนถึงสิ้นปี 2014 และ 40% จนถึงสิ้นปี 2015 ภายหลังจากนั้นจะได้รับส่วนลดอัตราภาษี 36% โดยที่ส่วนลดนี้สามารถนำไปใช้ได้กับโครงการพลังงานหมุนเวียนและพลังงานสำหรับประเภทที่อยู่อาศัยทั้งหมด (สูงสุด 20 kW สำหรับ PV) และการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ผู้ประกอบการสามารถหักค่าใช้จ่ายได้จาก IRPEF (ภาษีเงินได้สำหรับบุคคล) โดยจำนวนเงินที่ลดได้นั้น จะขึ้นอยู่กับ

- 50% ของเงินลงทุนสำหรับระบบติดตั้งก่อนวันที่ 31 ธันวาคม 2014
- 40% ของเงินลงทุนสำหรับระบบที่ติดตั้งระหว่างวันที่ 31 ธันวาคม 2014 และ 31 ธันวาคม 2015
- 36% ของเงินลงทุนสำหรับระบบติดตั้งหลังจากวันที่ 31 ธันวาคม 2016

- การลดภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน

อุปกรณ์และบริการที่จำเป็นสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะมีการเก็บภาษีมูลค่าเพิ่ม 10% จาก 20% สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลม รวมทั้งการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับระบบสายส่งไฟฟ้า



- Net Metering

การปรับปรุงกฎหมาย 2014 ได้เพิ่มเกณฑ์ให้สินเชื่อสำหรับพลังงานขนาดเล็กที่มีการเชื่อมต่อ อาจจะมีขนาดกำลังผลิตสูงถึง 500 kW โดยจะเริ่มตั้งตั้งแต่เดือนมกราคม 2015 ซึ่งค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนโครงการ net metering จะไม่นับเป็นงบประมาณประจำปีสำหรับพลังงานทดแทนในรัฐบาล (โดยโครงการนี้สามารถเลือกการสนับสนุนได้สองทางเลือกคือ FiT/Premium) ก่อนหน้านั้น เกณฑ์ Net Metering ใช้กับโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบ CHP ที่มีขนาดเล็กกว่า 200 kW

ผู้ประกอบการพลังงานของอิตาลีและ GSE ควบคุมดูแลขั้นตอนในการซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต ส่วน GSE จะเป็นผู้กำหนดค่าตอบแทน

ระบบพลังงานหมุนเวียนที่เกี่ยวข้องที่อยู่อาศัยรวมทั้ง PV ที่มีขนาดเล็กกว่า 20 kW จะได้รับประโยชน์จาก Net Metering และลดภาษี 50% สำหรับการใช้จ่ายในการติดตั้ง ซึ่งได้มีการเริ่มต้นใช้เมื่อวันที่ 1 มกราคม 2009 โดย Net Metering อาจรวมอยู่ใน FiT และสำหรับระเบียบ Conto Energia ฉบับที่ 5 นั้นได้กลายเป็นแรงจูงใจและเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับผู้ประกอบการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

- The green certificates (GC)

The green certificates (GC) ได้เริ่มดำเนินการในปี 2002 โดยมอบให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนตามข้อกำหนดการผลิตไฟฟ้าประจำปี โดยโครงการจะสิ้นสุดในปี 2015 ซึ่งโครงการที่อนุมัติหลังจากไตรมาสที่ 1 ปี 2013 จะไม่มีสิทธิ์เข้าร่วมโครงการ GC และต้องกลับไปใช้ FiT/Premiums หรือจากการประมูลที่ขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตของโครงการ

โดย Gestore Servizi Energetici (GSE) เป็นหน่วยงานของรัฐบาลอิตาลีมีหน้าที่รับผิดชอบการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน โดยตั้งแต่ปี 2016 เป็นต้นไป ทุกโครงการจะได้รับอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ตลอดระยะเวลาในการสนับสนุน โดยรายละเอียดการสนับสนุน มีดังนี้

- o ปี 2013-2015 อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มตามสัญญา
  - ปี 2013 – 7.55%
  - ปี 2014 – 5.30 %
  - ปี 2015 – 2.52 %
  - ปี 2016 - 0.00%
- o สำหรับใบรับรองซื้อขาย ราคาตั้งไว้ที่ EUR 84.34/MWh
- o ปี 2016: โครงการจะได้รับพรีเมียมในอัตราคงที่ตลอดระยะเวลาในการสนับสนุน
- o ระยะเวลาในการสนับสนุน
  - ก. สำหรับโครงการที่เข้าระบบก่อนปี 2008: 12 ปี หลังจากวันที่ COD
  - ข. โครงการที่เข้าระบบหลังปี 2008: 15 ปี

การดำเนินการ:

การชำระเงินของ GSE สำหรับใบรับรองที่ยังไม่ได้ขายจะเกิดทุกไตรมาส เช่น GC ที่ออกในไตรมาสที่ 1 ปี 2014 และมีการจ่ายเงินออกในไตรมาส 1 ปี 2015



(6) ประเทศญี่ปุ่น

- การเร่งค่าเสื่อมราคาสำหรับพลังงานหมุนเวียนในประเทศญี่ปุ่น

นโยบายการกำหนดค่าเสื่อมราคาในปีแรกสำหรับโครงการประเภทพลังงานหมุนเวียน และโครงการคาร์บอนต่ำ จำนวน 31 ประเภท ที่มีการดำเนินการก่อสร้างตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2013 ถึง 31 มีนาคม 2016 (ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2013 ถึง 31 มีนาคม 2015 สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ และลม) ซึ่งนโยบายนี้ได้ริเริ่มในช่วงเดือนพฤษภาคม 2012 และขยายผลมาถึงในวันที่ 1 เมษายน 2013 และประเภทของโครงการพลังงานหมุนเวียนแบบใหม่จะได้รับสิทธินี้ด้วย โดยทางผู้สมัครสามารถเลือกอย่างใดอย่างหนึ่ง ดังต่อไปนี้

1. ค่าเสื่อมราคา 30% ในปีแรก (สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่าหรือเท่ากับ 10 kW และลมที่มีขนาดมากกว่าหรือเท่ากับ 10 MW มีสิทธิได้รับค่าเสื่อมราคา 100% ในปีแรก)
2. ลดหย่อนภาษี 7% (สำหรับวิสาหกิจขนาดกลาง หรือขนาดเล็กที่มีพนักงานน้อยกว่า 1,000 คน)

- อัตราภาษีพิเศษสำหรับ Green Investment

นโยบายกำหนดอัตราค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่งสูงสุด 30% ของค่าเริ่มต้นการลงทุนสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน 19 ประเภท ในระหว่างวันที่ 30 มิถุนายน 2011 และวันที่ 31 มีนาคม 2014 สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังลมอัตราค่าเสื่อมราคาจะเป็น 5.88% ต่อปี

สำหรับการลงทุนพลังงานแสงอาทิตย์และลมตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2012 ถึง 31 มีนาคม 2013 สามารถเลือกรับค่าเสื่อมราคา 100% ในปีแรกของการลงทุน และวิสาหกิจขนาดกลาง และขนาดใหญ่มีสิทธิได้รับการหักภาษีนิติบุคคลได้ถึง 7% ของการลงทุน โดยเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของผู้ประกอบการ

- การลดภาษีสินทรัพย์สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

แผนการลดภาษีค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ที่ได้รับอัตรา FiT ทั้งชีวมวล ความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ที่ถูกสร้างขึ้นตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2012 จนถึง 31 มีนาคม 2014 ซึ่งภาษีนี้จะถูกเรียกเก็บโดยจังหวัดหรือเทศบาลของประเทศญี่ปุ่น

ฐานภาษี สำหรับทรัพย์สินที่เสื่อมสภาพมีสิทธิจะได้รับการลดลงถึงสองในสามสำหรับสามปีแรกที่ต้องเสียภาษี ภาษีทรัพย์สินเป็น 1.4% ของฐานภาษี

- โครงการสนับสนุนสำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่งของจังหวัดฟุกุชิมะ

รัฐบาลได้สนับสนุนโครงการลมนอกชายฝั่งของจังหวัดฟุกุชิมะ ในปี 2013 (FY2013) สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน (The Agency for Natural Resources and Energy: ANRE) ได้ให้เงินสนับสนุน 9.5 พันล้านเยน สำหรับการติดตั้งกังหันลมนอกชายฝั่ง 2 ตัว ขนาด 7 MW ซึ่งโครงการนี้นำโดยกลุ่มบริษัทญี่ปุ่น จำนวน 10 บริษัท และ 1 มหาวิทยาลัย โดยจะเริ่มดำเนินการในปี 2015 ซึ่งข้อกำหนดที่ตั้งของโครงการมีดังนี้

- ระดับความลึก: 100-200 m
- ความเร็วลม : 7 m/s



- ความสูงของคลื่นสูงสุด : 7-14 m
- ระยะห่างจากชายฝั่งมากกว่า : 20 km

ในปี 2011 (FY2011) สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน ได้ให้เงินสนับสนุนถึง 12.5 พันล้านบาท สำหรับการติดตั้งกังหันลม 6 ตัว ขนาดมากกว่า 2 MW ข้อกำหนดของโครงการมีดังนี้

- กำลังการผลิต : สำหรับกังหันลม 6 ตัว มีขนาดมากกว่า 2 MW หรือรวมกำลังผลิตมากกว่า 15 MW
- Turbine type : อย่างน้อยควรมี 2 ชนิดคือ upwind, downwind, gearless
- Floating type : อย่างน้อยควรมี 2 ชนิดคือ semisub, super, TLP

รัฐบาลญี่ปุ่นได้กล่าวไว้ว่าจะสนับสนุนการทดสอบพลังงานลมแบบทุ่นลอยที่นอกชายฝั่งทะเลฟุกุชิมะ เพื่อประเมินความปลอดภัย ความน่าเชื่อถือ และความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในเดือนมิถุนายน 2011 ได้มีการประชุมฟื้นฟูแผ่นดินไหวโทโฮกุ โดยได้เน้นถึงความสำคัญของการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนต่างๆ เพื่อต่อสู้กับภาวะโลกร้อน การสร้างงาน และการเพาะปลูกในด้านอุตสาหกรรม โดยที่จังหวัดฟุกุชิมะได้รับการแต่งตั้งให้เป็นผู้บุกเบิกการใช้พลังงานหมุนเวียน และเป็นศูนย์กลางอุตสาหกรรมในการทดสอบพลังงานลม

- โครงการสนับสนุนสำหรับพลังงานหมุนเวียนของจังหวัดโทโฮกุ

เงินสมทบในโครงการพลังงานหมุนเวียน โดยมีการจัดเก็บและการส่งข้อมูลสำหรับพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากเหตุแผ่นดินไหวในประเทศญี่ปุ่นเมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2011 ซึ่งโครงการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนนี้ได้มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยสร้างและเพิ่มประสิทธิภาพโครงสร้างพื้นฐานของพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ โดยให้เงินสนับสนุนถึง 10% ของค่าใช้จ่ายเงินทุนสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้า และให้หนึ่งในสามเท่าสำหรับระบบการกักเก็บพลังงาน และระบบสายส่งไฟฟ้า

โครงการที่ผลิตไฟฟ้า (Power generation) จะได้รับเงินสมทบถึง 500 พันล้านบาทต่อปี (2 พันล้านบาท รวม 4 ปี) และโครงการที่ไม่ได้ผลิตไฟฟ้า (Non-generation) จะได้รับเงินสมทบถึง 1 พันล้านบาทต่อปี (4 พันล้านบาท รวม 4 ปี) โครงการที่มีสิทธิ์ได้แก่

- โครงการที่ผลิตไฟฟ้า
  - ชีวมวล
  - พลังงานความร้อนใต้พิภพ
  - พลังงานน้ำ (น้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 MW)
  - พลังงานแสงอาทิตย์ (น้อยกว่า 1 MW)
  - พลังงานลม (น้อยกว่า 1.5 MW)
- โครงการที่ไม่ได้ผลิตไฟฟ้า
  - ระบบสายส่ง
  - ระบบการกักเก็บพลังงาน



งบประมาณโดยรวมสำหรับโครงการนี้เท่ากับ 31.6 พันล้านบาท ซึ่งโครงการจะสิ้นสุดลงในปี 2016 หรือเมื่อเงินสนับสนุนหมดตามระยะเวลาที่สมัครสมาชิก

(7) ประเทศเวียดนาม

- การยกเว้นภาษีนำเข้าสำหรับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM)

เมื่อวันที่ 2 สิงหาคม 2007 นายกรัฐมนตรีของเวียดนามได้ประกาศการยกเว้นภาษีนำเข้าสำหรับสินค้าที่เกี่ยวข้องกับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งจะได้รับยกเว้นเป็นเวลา 4 ปี ตั้งแต่ได้รับ "หนังสือยืนยัน" หรือ "หนังสืออนุมัติ" จากกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หากการก่อสร้างของโครงการ CDM ไม่แล้วเสร็จ ภายในระยะเวลา 4 ปี ภาษีนำเข้าจะถูกจัดเก็บอีกครั้ง

สำหรับโครงการ CDM ที่มีการขยายกำลังการผลิต หลังจากที่มีการเริ่มดำเนินการในตอนแรก จะได้รับการยกเว้นภาษีต่อเพื่ออำนวยความสะดวกสำหรับการขยายกำลังการผลิตติดตั้ง

สำหรับการขอยกเว้นภาษี เครื่องจักร อุปกรณ์ เครื่องมือและวัสดุที่นำเข้า สำหรับการพัฒนาโครงการ CDM และการดำเนินกิจกรรมนั้น สินค้าและวัสดุเหล่านี้จะต้องไม่มีจำหน่ายอยู่ในประเทศเวียดนาม และ/หรือจะต้องไม่มีสินค้าที่มีการใช้งานแบบเดียวกันจำหน่ายภายในประเทศ

- ค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่งสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

ตั้งแต่วันที่ 25 พฤศจิกายน 2005 สินทรัพย์ถาวรของโครงการ เช่น การผลิตไฟฟ้า (การแบ่งแยกทางภูมิศาสตร์ที่สำคัญของเวียดนาม สำหรับการเพิ่มการใช้ไฟฟ้า) มีสิทธิ์ได้รับค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง (Accelerated Depreciation) โดยค่าเสื่อมราคาสูงสุดที่ได้รับ จะต้องไม่เกินสองเท่าของค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร โดยในวันที่ 25 เมษายน 2013 กระทรวงการคลัง ได้ประกาศว่าสินทรัพย์ถาวรของโครงการพลังงานสะอาดและโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้ามีสิทธิ์ได้รับค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่งด้วยเช่นเดียวกัน

สำหรับข้อเสนอแนะนั้น ควรจะมีการกำหนดค่าเสื่อมราคาในปีต่ำสุดและปีสูงสุด ซึ่งวิธีการสำหรับการคำนวณค่าเสื่อมราคาจะใช้วิธีการแบบเส้นตรง (Straight-line) วิธีการแบบยอดลดลง (reducing balance method) และวิธีการคิดค่าเสื่อมราคาตามปริมาณ

ในปี 2005 ได้มีการประกาศกฎหมายการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนในพลังงานสะอาดและพลังงานหมุนเวียน โดยโครงการจะแยกออกเป็น 'การได้รับการสนับสนุนเป็นพิเศษ' 'การได้รับการสนับสนุน' หรือ 'ตามเงื่อนไข' ซึ่งโครงการประเภทสุดท้ายจะได้รับการทบทวนเป็นกรณีไป สำหรับการได้รับการอนุญาตในการคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง

ซึ่งนโยบายนี้ ถูกประกาศในวันที่ 25 ธันวาคม 2001 และได้มีการปรับปรุงในวันที่ 25 พฤศจิกายน 2005

- แรงจูงใจทางด้านภาษีสำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ

วัสดุ ส่วนประกอบ เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ สามารถจ่ายอัตราภาษีนำเข้าในอัตราที่ต่ำที่สุด ส่วนวัสดุ ส่วนประกอบ เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวิจัยทางวิทยาศาสตร์และการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ จะได้รับการยกเว้นภาษีนำเข้า



และผู้ประกอบการการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจะได้รับสิทธิในการเช่าและการใช้ที่ดินสูงสุด เป็นระยะเวลา 20 ปี

ตั้งแต่ปี 2007-2015 เวียดนามได้มีการจัดสรรเงินสนับสนุน จำนวน 259.2 พันล้านVND เพื่อพัฒนาอุตสาหกรรมการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ไปจนถึงการวิจัยและพัฒนา รวมทั้งการจัดทำโครงการนำร่องทางด้านเชื้อเพลิงชีวภาพต่างๆ

**(8) ประเทศอินโดนีเซีย**

- การลดภาษีเงินได้สำหรับพลังงานหมุนเวียน

โครงการพลังงานหมุนเวียนควรได้รับรายได้หลังจากหักภาษีแล้วประมาณ 30% ของเงินลงทุน ภายในระยะเวลา 6 ปี หรือเท่ากับ 5% ต่อปี สำหรับรูปแบบอื่น ๆ ของการจัดเก็บภาษีศุลกากร รวมถึงภาษีเงินได้ สามารถแบ่งออกได้ ดังนี้

1. ภาษีเงินได้
2. ภาษีมูลค่าเพิ่ม
3. ภาษีนำเข้า
4. Government-borne tax

สำหรับข้อมูลเพิ่มเติมอื่นๆ สามารถดูได้ที่ ระเบียบกระทรวงการคลัง เลขที่ 21/2010

- การยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มและภาษีนำเข้าสำหรับอุปกรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การยกเว้นภาษีนำเข้าสำหรับเครื่องจักรและการลงทุนสำหรับพลังงานหมุนเวียน โดยจะได้รับการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มเป็นเวลาสองปี สำหรับสินค้านำเข้าที่ใช้ในการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนที่ไม่มีการผลิตภายในประเทศ

ในขณะที่มีการมุ่งเน้นในเรื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น นโยบายนี้ยังสามารถใช้กับโรงไฟฟ้าทั่วไปได้ นอกจากนี้ยังสามารถขอเพิ่มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ได้อีกด้วย

การดำเนินการ:

- ได้รับการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม สำหรับสินค้าที่ต้องเสียภาษี ในรูปแบบเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ แต่สำหรับชิ้นส่วนอะไหล่ยังคงมีแนวโน้มที่จะต้องเสียภาษี
- การยกเว้นภาษีนำเข้าสามารถใช้ได้กับเครื่องจักร เช่นเดียวกับสินค้าและวัสดุสำหรับการก่อสร้างหรือการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ยังมีการเสนอการยกเว้นภาษีนำเข้าสำหรับสินค้าของโรงไฟฟ้าที่เป็นของส่วนรวมของการไฟฟ้า เพื่อระบบสาธารณูปโภค ทั้งในส่วนของ on-grid และ off-grid

- ค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่งสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

ค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง ค่าผ่อนชำระและสินทรัพย์ถาวรในหลายๆ ส่วนของภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน

ค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง ค่าผ่อนชำระที่มีอยู่ในสินทรัพย์ถาวรและถูกใช้ในการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน เช่น โครงสร้างพื้นฐาน การจัดจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ระเบียบนี้



จะใช้ได้ก็ต่อเมื่อผู้เสียภาษีดำเนินการได้ 80% ของแผนการลงทุน อีกทั้งยังมีการริเริ่มจัดหาเงินทุน  
อื่นๆ เพื่อนำมาสนับสนุนผู้ประกอบการพลังงานหมุนเวียน เช่น Geothermal Fund Facility and  
the Indonesia Infrastructure Guarantee Fund

การดำเนินการ:

- ถ้าสินทรัพย์ถาวรที่ใช้ในส่วนของพลังงานหมุนเวียนไม่ใช่สิ่งก่อสร้าง ในการคิดค่า  
เสื่อมราคาและค่าผ่อนชำระให้ใช้วิธีคิดแบบวิธีเส้นตรงและวิธีคิดแบบยอดลดลง
- โดยระยะเวลาที่ได้รับผลประโยชน์ อยู่ระหว่าง 2 ปี ถึง 10 ปี โดยจะขึ้นอยู่กับ 'กลุ่ม'  
(I ถึง IV) ซึ่งสินทรัพย์ถาวรจะถูกคำนวณภายใต้วิธีเส้นตรง ค่าเสื่อมราคาและค่าผ่อน  
ชำระ จะอยู่ระหว่าง 10% ถึง 50% สำหรับวิธีคิดแบบยอดลดลง ค่าเสื่อมราคาและ  
ค่าผ่อนชำระ จะอยู่ระหว่าง 20% ไปจนหมด
- ถ้าสินทรัพย์ถาวรที่ใช้ในส่วนของพลังงานหมุนเวียน คือ สิ่งก่อสร้าง ในการคิดค่า  
เสื่อมราคาและค่าผ่อนชำระให้ใช้วิธีคิดแบบวิธีเส้นตรงและวิธีคิดแบบยอดลดลง
- ช่วงระยะเวลาที่ได้รับผลประโยชน์อยู่ระหว่าง 5 ปี ถึง 10 ปี โดยจะขึ้นอยู่กับ  
สินทรัพย์ทั้งที่เป็นสินทรัพย์ถาวรและสินทรัพย์ไม่ถาวร โดยการคิดค่าเสื่อมราคาและ  
ค่าผ่อนชำระ จะใช้วิธีเส้นตรง ตั้งแต่ 10% ถึง 20%

- การให้สินเชื่อสำหรับการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศอินโดนีเซีย

กระทรวงการคลังได้มีการอนุมัติเงินกู้ยืมที่มีดอกเบี้ยต่ำ สำหรับเกษตรกรรายย่อยและกลุ่ม  
เกษตรกร ที่ปลูกพืชพลังงานสำหรับผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพ

กระทรวงการคลังได้มีคำสั่งและจัดตั้ง หน่วยงานความปลอดภัยทางด้านอาหารและพลังงาน  
(The Kredit Ketahanan Pangan dan Energi, KKP-E) โดยจัดตั้งขึ้นเพื่อสนับสนุนการดำเนินงาน  
ของโครงการความปลอดภัยทางด้านอาหารและการพัฒนาวัตถุดิบสำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยผู้ยื่นกู้  
มีสิทธิ์ที่จะได้รับเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากธนาคารแห่งชาติ สำหรับอาหารและพืชพลังงาน โดยที่มีค่า  
นายหน้าหรือค่าธรรมเนียมการบริการฟรี เป็นระยะเวลา 5 ปี และได้อัตราดอกเบี้ยที่ต่ำกว่าปกติ

กระบวนการ: กิจกรรมทางธุรกิจที่ได้รับการสนับสนุนผ่าน KKP-E ประกอบไปด้วย:

- ก. การพัฒนาพันธุ์ข้าว ข้าวโพด ถั่วเหลือง มันเทศ อ้อย มันสำปะหลัง ถั่วลิสงและข้าวฟ่าง
- ข. การพัฒนาพันธุ์พืช เช่น พริก หัวหอมใหญ่ ขิง มันฝรั่งและกล้วย
- ค. การจัดซื้อพืชอาหาร ในรูปแบบของข้าว ข้าวโพด และถั่วเหลือง
- ง. การปศุสัตว์ โคเนื้อ โคนม แม่พันธุ์ ไก่เนื้อ ไก่พื้นเมือง เป็ดและนกกระทา
- จ. การตกปลา การพัฒนาสาหร่ายทะเล และเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ เช่น กุ้ง ปลาไนล์ ปลา  
คาร์พ ปลาดุก ปลาเก๋าเสือ และปลาทอง
- ฉ. การจัดซื้อ จัดจ้าง / อุปกรณ์การซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอื่น ๆ ที่จำเป็นเพื่อ  
สนับสนุนกิจกรรมทางธุรกิจ ในข้อที่ (ง) และ (จ)



### (9) ประเทศฟิลิปปินส์

- พันธบัตรสำหรับโครงการพลังงานสะอาดจากธนาคารเพื่อการพัฒนาเอเชีย (ADB)

พันธบัตรจากธนาคารเพื่อการพัฒนาเอเชีย จะถูกนำไปใช้เป็นทุนสำหรับโครงการพลังงานสะอาดในเอเชียและแปซิฟิก โดยพันธบัตรสำหรับโครงการพลังงานสะอาดจะมี 4 ชุด คือ ดอลลาร์ออสเตรเลีย ลิราตุรกี และ 2 ชุดในสกุลเงินเรอัลบราซิล โดยมีเป้าหมายที่นักลงทุนค้าปลีกในญี่ปุ่น ธนาคารเพื่อการพัฒนาเอเชียประกอบไปด้วยประเทศที่เป็นสมาชิก 67 โดยที่ 19 ประเทศมาจากประเทศที่อยู่ภูมิภาคเอเชียและแปซิฟิก โดยกำหนดเป้าหมายในการลงทุนไว้ที่ USD 2bn สำหรับโครงการพลังงานสะอาด ในปี 2013

- การซื้อขายไฟฟ้าโดยวิธีหักลบหน่วยสำหรับพลังงานหมุนเวียน

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC) ได้มีการอนุมัติระเบียบการซื้อขายไฟฟ้า โดยวิธีหักลบหน่วย (Net Metering) สำหรับพลังงานหมุนเวียน ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2013 โดยได้มีการอนุญาตให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถขายไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานชีวมวล ไม่เกิน 100 kW

ภายใต้ระเบียบการซื้อขายไฟฟ้า โดยวิธีหักลบหน่วยนั้น ได้มีการพัฒนาวิธีการกำหนดราคาที่แตกต่างกัน สำหรับการซื้อขายไฟฟ้า โดยวิธีหักลบหน่วยของผู้ประกอบการที่จำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งราคาอาจจะขึ้นอยู่กับค่าใช้จ่ายในระบบการผลิตกระแสไฟฟ้า

โดยในระเบียบนี้ ยังมีข้อปฏิบัติที่จะต้องปฏิบัติตามเป็นมาตรฐานอยู่รวมด้วย เช่น ข้อมูลที่อยู่ของวิศวกรปฏิบัติงาน ความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า (อาทิ แรงดันไฟฟ้า ความถี่ และคุณภาพไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันระบบ)

### (10) ประเทศเมียนมาร์

- การยกเว้นภาษีสำหรับพืชอาหารและพืชพลังงาน

ตามกฎหมายทางภาษีของเมียนมาร์ โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2557 ได้ระบุว่า สำหรับการขายพืชอาหารหรือพืชพลังงานที่ผลิตได้ภายในประเทศ จะไม่มีการเสียภาษีการค้า และในส่วนของการซื้อเพลิงชีวภาพและชีวมวล เช่น ข้าว ข้าวหัก รำ รำหยาบ แกลบ ข้าวโพดและธัญพืชอื่นๆ น้ำมันปาล์ม ปอและเส้นใยอื่นๆ มันฝรั่ง มันสำปะหลัง อ้อย อาหารสัตว์ (สดและแห้ง) ไม้ ไม้ไผ่และสับ (กากน้ำมัน) จะไม่เสียภาษีการค้าเช่นเดียวกัน

หากสินค้าเกษตรเหล่านี้ได้ถูกนำเข้ามาในประเทศนั้น จะต้องเสียภาษีการค้า 5% ของราคานำเข้า

- การยกเว้นภาษีสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์

สำหรับการซื้อ-ขาย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบควบคุม และอินเวอร์เตอร์ที่ผลิตภายในประเทศจะไม่เสียภาษีการค้า ตามกฎหมายทางภาษีของเมียนมาร์ โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2557

สำหรับการนำเข้าเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์นั้น จะเสียภาษีการค้า 5% ของราคานำเข้า



## (11) ประเทศไทย

- คณะกรรมการการส่งเสริมการลงทุน (The Board of Investment of Thailand: BOI)

### 1. วิสัยทัศน์ของการส่งเสริมการลงทุน

คณะกรรมการได้กำหนดวิสัยทัศน์ของการส่งเสริมการลงทุน ดังนี้

“ส่งเสริมการลงทุนที่มีคุณค่า ทั้งในประเทศและการลงทุนของไทยในต่างประเทศ เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขัน ก้าวพ้นการเป็นประเทศที่มีรายได้ปานกลาง (Middle income Trap) และเติบโตอย่างยั่งยืนตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง”

### 2. นโยบายส่งเสริมการลงทุน

เพื่อให้บรรลุตามวิสัยทัศน์ที่กำหนดไว้ คณะกรรมการจึงได้กำหนดนโยบายส่งเสริมการลงทุน ดังนี้

- 2.1 ส่งเสริมการลงทุนเพื่อพัฒนาความสามารถในการแข่งขันของประเทศ โดยการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา การสร้างนวัตกรรม การสร้างมูลค่าเพิ่มของภาคเกษตร ภาคอุตสาหกรรม และภาคบริการ และการส่งเสริมวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม ตลอดจนส่งเสริมการแข่งขันที่เป็นธรรม และการลดความเหลื่อมล้ำทางเศรษฐกิจ
- 2.2 ส่งเสริมกิจการที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และมีการประหยัดพลังงานหรือใช้พลังงานทดแทนเพื่อการเติบโตอย่างสมดุลและยั่งยืน
- 2.3 ส่งเสริมให้เกิดการรวมกลุ่มของการลงทุน (Cluster) ที่สอดคล้องกับศักยภาพของพื้นที่และสร้างความเข้มแข็งของห่วงโซ่มูลค่า
- 2.4 ส่งเสริมการลงทุนในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อเสริมสร้างเศรษฐกิจท้องถิ่นที่เกื้อกูลต่อการสร้างความมั่นคงในพื้นที่
- 2.5 ส่งเสริมการลงทุนในเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ โดยเฉพาะพื้นที่ชายแดน ทั้งในและนอกนิคมอุตสาหกรรม เพื่อให้เกิดการเชื่อมโยงทางเศรษฐกิจกับประเทศเพื่อนบ้าน และรองรับการรวมกลุ่มประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน
- 2.6 ส่งเสริมการลงทุนของไทยในต่างประเทศ เพื่อพัฒนาความสามารถในการแข่งขันของธุรกิจไทย และเพิ่มบทบาทของประเทศไทยในเวทีโลก

ซึ่งจากประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ที่ 2/2557 เรื่อง นโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุน ณ วันที่ 3 ธันวาคม 2557 พบว่ากิจการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับการสนับสนุน มีดังนี้

- กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากขยะ หรือ เชื้อเพลิงจากขยะ (กลุ่ม A1) โดยจะได้รับสิทธิประโยชน์ ดังนี้
  - ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี โดยไม่กำหนดวงเงินภาษีเงินได้นิติบุคคลที่จะได้รับยกเว้น
  - ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร



- ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับวัตถุดิบหรือวัสดุจำเป็น สำหรับส่วนที่ผลิตเพื่อการส่งออกเป็นระยะเวลา 1 ปี ทั้งนี้ คณะกรรมการจะพิจารณาขยายเวลาให้ตามความจำเป็นและเหมาะสม
- สิทธิและประโยชน์ที่มีใช้ภาษีอากร

- กิจกรรมผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ยกเว้นขยะ หรือเชื้อเพลิงจากขยะ (กลุ่ม A2) โดยจะได้รับสิทธิประโยชน์ ดังนี้

- ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี เป็นสัดส่วนร้อยละ 100 ของเงินลงทุน (ไม่รวมค่าที่ดินและทุนหมุนเวียน)
- ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร
- ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับวัตถุดิบหรือวัสดุจำเป็น สำหรับส่วนที่ผลิตเพื่อการส่งออกเป็นระยะเวลา 1 ปี ทั้งนี้ คณะกรรมการจะพิจารณาขยายเวลาให้ตามความจำเป็นและเหมาะสม
- สิทธิและประโยชน์ที่มีใช้ภาษีอากร

ทั้งนี้ทางคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ได้มีการให้สิทธิประโยชน์เพิ่มเติมเพื่อกระจายความเจริญสู่ภูมิภาค ดังนี้

- หากมีการตั้งสถานประกอบการในเขตส่งเสริมการลงทุนในพื้นที่ 20 จังหวัดที่มีรายได้ต่อหัวต่ำ ได้แก่ กาฬสินธุ์ ชัยภูมิ นครพนม น่าน บึงกาฬ บุรีรัมย์ แพร่ มหาสารคาม มุกดาหาร แม่ฮ่องสอน ยโสธร ร้อยเอ็ด ศรีสะเกษ สกลนคร สระแก้ว สุโขทัย สุรินทร์ หนองบัวลำภู อุบลราชธานี และอำนาจเจริญ จะได้รับสิทธิประโยชน์เพิ่มเติม คือ

- ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเพิ่มเติมอีก 3 ปี แต่รวมแล้วไม่เกิน 8 ปี ทั้งนี้ หากเป็นกิจการในกลุ่ม A1 หรือ A2 ซึ่งได้รับสิทธิและประโยชน์การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี จะให้ได้รับการลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการลงทุนในอัตราร้อยละ 50 ของอัตราปกติ เป็นระยะเวลา 5 ปี นับแต่วันที่กำหนดระยะเวลาการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสิ้นสุดลง
- อนุญาตให้หักค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า และค่าประปา 2 เท่า เป็นระยะเวลา 10 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม
- อนุญาตให้หักค่าติดตั้งหรือค่าก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกจากกำไรสุทธิร้อยละ 25 ของเงินที่ลงทุนในกิจการที่ได้รับการส่งเสริม โดยผู้ได้รับการส่งเสริมจะเลือกหักจากกำไรสุทธิของปีใดปีหนึ่งหรือหลายปีก็ได้ ภายใน 10 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม ทั้งนี้ นอกเหนือไม่จากการหักค่าเสื่อมราคาตามปกติ



### 3.3 ประเด็นกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

#### 3.3.1 ประเทศสหรัฐอเมริกา

##### 3.3.1.1 รัฐบาลกลาง

รัฐบาลกลางของสหรัฐได้มีการกำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เพื่อให้แต่ละรัฐนำไปใช้เป็นแนวทางในการเชื่อมต่อแหล่งพลังงานทดแทนหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าสู่ระบบหลัก ดังนี้

##### 1) มาตรฐานการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ได้กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อระบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดไม่เกิน 20 MW ในเดือนพฤศจิกายน 2013 และเดือนกันยายน 2014 ซึ่งมาตรฐานของ FERC จะถูกนำมาใช้เฉพาะกับโรงไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้อำนาจของคณะกรรมการเท่านั้น ซึ่งโรงไฟฟ้าเหล่านี้ส่วนใหญ่จะมีการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าหลัก มาตรฐานของ FERC ไม่ได้นำมาใช้สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายซึ่งจะขึ้นอยู่กับกฎหมายของรัฐนั้นๆเอง แต่อย่างไรก็ตามมาตรฐานของ FERC ก็สามารถนำไปเป็นแนวทางในการเชื่อมต่อได้เช่นกัน

ขั้นตอนการเชื่อมต่อโครงข่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและข้อตกลง (Small Generator Interconnection Procedures and Agreement (SGIP & SGIA))

- Small Generator Interconnection Procedures (SGIP) จะเป็นขั้นตอนทางเทคนิคของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบไฟฟ้า ที่จะต้องปฏิบัติตามในหลักการของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้า
- Small Generator Interconnection Agreement (SGIA) จะมีบทบัญญัติสำหรับการเชื่อมต่อระบบและข้อตกลงของค่าใช้จ่ายเพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้า (ถ้ามีความจำเป็นเพื่อให้มีการเชื่อมต่อโครงข่ายได้อย่างสมบูรณ์)

ตามมาตรฐานของ FERC ไม่ได้กำหนดให้ระบบมีสวิตช์ตัดต่อการเชื่อมต่อภายนอก ระบบไฟฟ้าและลูกค้าจะต้องปฏิบัติตามระยะเวลาที่เฉพาะเจาะจงและมีแนวทางสำหรับการเชื่อมต่อ รวมถึงจะมีค่าธรรมเนียมในการศึกษาด้านต่างๆสำหรับการเชื่อมต่อ และลูกค้าจะต้องได้รับประกันภัยต่างๆที่ครอบคลุมจากปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตด้วย

##### 2) บทบัญญัติอื่นๆ

กฎระเบียบใหม่จะรวมถึงการเพิ่มเติมวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมประสิทธิภาพของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และประเด็นอื่นๆด้วย

- ช่วยให้นักพัฒนาและลูกค้าสามารถขอรายงาน per-application ก่อนที่จะได้รับอนุญาต เพื่อที่จะนำไปตรวจสอบปัญหา ที่อาจจะก่อให้เกิดความล่าช้าในการเชื่อมต่อหรือการยกเลิกการเชื่อมต่อโครงข่ายที่จะต้องออกภายใน 20 วัน



- การปรับกระบวนการ Fast Track เพื่อให้แน่ใจว่าผู้พัฒนาโครงการไม่ต้องรอกระบวนการพิจารณาเบื้องต้นนานกว่า 5 วัน และศึกษาเพิ่มเติมภายใน 30 วันในกรณีที่ไม่ว่านกระบวนการพิจารณาเริ่มต้น และแจ้งผลการศึกษาเพิ่มเติมภายใน 10 วันหลังจากการศึกษาเพิ่มเติม
- การสร้างมาตรฐานใหม่สำหรับโครงการที่ต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม
- สนับสนุนโครงการระบบกักเก็บพลังงานให้สามารถเชื่อมต่อกับระบบได้

### 3.3.1.2 รัฐแคลิฟอร์เนีย

#### 1) Renewables Portfolio Standard (RPS) ของรัฐแคลิฟอร์เนีย

##### 1.1) บทบาทกฎระเบียบข้อบังคับ

- การรับรองสิทธิการจัดการพลังงานทดแทนโดยผู้ค้าปลีก (นักลงทุนที่เป็นเจ้าของระบบไฟฟ้า, ผู้ให้บริการไฟฟ้า และชุมชน) ที่เป็นไปตามความต้องการของกฎหมาย
- การออกแบบและการดำเนินการติดตามและระบบตรวจสอบ เพื่อให้แน่ใจว่าการส่งออกพลังงานทดแทนจะถูกนับเพียงครั้งเดียวเพื่อจุดประสงค์ของ RPS และการตรวจสอบการเรียกร้องในรัฐแคลิฟอร์เนียและรัฐอื่นๆ
- การกำหนดกฎระเบียบที่นำมาใช้ระดับขั้นตอนการบังคับใช้ RPS สำหรับ POUs
- การรับรองและการตรวจสอบแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีสิทธิ์จัดหาโดย POUs และเพื่อการตรวจสอบการปฏิบัติตาม RPS
- การตรวจสอบความล้มเหลวในการปฏิบัติตามของ POU ต่อคณะกรรมการทรัพยากรอากาศซึ่งจะนำไปสู่การลงโทษ

##### 1.2) ค่าใช้จ่ายการจัดซื้อ California Public Utilities Commission

- การกำหนดเป้าหมายการจัดซื้อจัดจ้างและการบังคับใช้การปฏิบัติตาม
- การทบทวนและตรวจสอบนักลงทุนที่เป็นเจ้าของระบบไฟฟ้าสำหรับการกู้คืนดอกเบี้ย
- การคำนวณและบริหารข้อจำกัดค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อพลังงานทดแทนสำหรับระบบไฟฟ้าที่เป็นของนักลงทุน
- การจัดตั้งเงื่อนไขและมาตรฐานที่จะใช้โดย IOUs ทั้งหมด ในสัญญาสิทธิของแหล่งพลังงานหมุนเวียน
- การใช้กฎระเบียบการปฏิบัติตามข้อกำหนดปริมาณการจัดซื้อ
- การตรวจสอบและการอนุมัติแผนการจัดหาแต่ละแผนการจัดซื้อของ IOU และกระบวนการสำหรับการเลือกผู้ชนะการประมูล

##### 1.3) ความต้องการระบบกักเก็บพลังงาน

กฎหมาย (AB 2514) ที่ถูกตราขึ้นในเดือนกันยายน 2010 ได้มีการอนุมัติของข้อกำหนดสำหรับการจัดการระบบกักเก็บพลังงานของระบบสาธารณูปโภค ภายใต้กฎหมายได้มีการกำหนดให้ CPUC



ดำเนินการภายในวันที่ 1 มีนาคม 2012 เพื่อพิจารณาข้อกำหนดของความต้องการระบบกักเก็บพลังงานที่สอดคล้องกับการลงทุนในระบบสาธารณูปโภค ซึ่งจากการพิจารณาระบบไฟฟ้าจะต้องมีขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน 1,325 MW ในสิ้นปี 2020 แต่ไม่ควรล่าช้าเกิด 2024

#### 1.4) สินเชื่อพลังงานทดแทน

ระบบสาธารณูปโภคของแคลิฟอร์เนีย (CPUC) ได้มีการอนุมัติสินเชื่อพลังงานทดแทน (Tradable renewable energy credits (TRECS)) ในวันที่ 31 มกราคม 2011 เพื่อให้สอดคล้องกับ RPS จากการดำเนินการตั้งตั้งแต่ปี 2010 จนถึง 31 ธันวาคม 2013 มีการใช้ TRECS เป็นสัดส่วน 25 % ของความต้องการจาก RPS และมีการกำหนดราคาของ TRECS ที่ \$50

#### 1.5) ผู้ดูแลระบบสาธารณูปโภคของรัฐ

ผู้เป็นเจ้าของระบบสาธารณูปโภคจะต้องบรรลุเป้าหมายการจัดซื้อพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดไว้ แต่อย่างไรก็ตามระบบไฟฟ้าในแต่ละเมืองหรือแต่ละเขตก็สามารถใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำได้มากกว่า 67% และต้องเป็นพลังงานที่เป็นการผลิตเองของระบบสาธารณูปโภคหรือมีการกักตุนอยู่ในเขตนั้นๆ เพื่อให้ถึงเป้าหมายของพลังงานทดแทนในแต่ละเมือง นอกจากนี้ระบบไฟฟ้าที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 150 MW และมีการใช้ไฟฟ้าจากพลังน้ำมากกว่า 50% ของความต้องการทั้งหมดจะถือว่าเป็นกลุ่มพิเศษของ CA Public Utilities Code § 399.30 ที่ไม่จำเป็นต้องจัดหาพลังงานทดแทนเพิ่มเติมเพื่อให้มีสัดส่วนเกินกฎหมายกำหนด

### 2) กฎหมายหักลดหน่วยการใช้ไฟฟ้า (Net-metering law) ของแคลิฟอร์เนีย

กฎหมายหักลดหน่วยการใช้ไฟฟ้า (Net-metering law) ของแคลิฟอร์เนีย มีผลบังคับใช้ตั้งแต่ปี 1996 และนำไปใช้กับระบบไฟฟ้าสาธารณูปโภคทุกระบบโดยไม่มีข้อยกเว้น

ตามกฎหมายเดิมจะใช้กับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์และการผสมผสานระหว่างพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และในเดือนกันยายนปี 2002 กฎหมายได้เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพขนาดไม่เกิน 1 MW เข้ามาในกฎหมายด้วยจนกระทั่ง 31 ธันวาคม 2005 และได้มีการทำโครงการนำร่องสำหรับพลังงานทดแทนรูปแบบอื่นๆครบทุกรูปแบบ เพื่อศึกษาและนำเข้ามาใช้ในกฎหมายนี้

Net excess generation (NEG) คือ รูปแบบของการจ่ายเงินให้ผู้เข้าร่วมโครงการภายใต้กฎหมายหักลดหน่วยการใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะมีการจ่ายเงิน 2 รูปแบบคือ จ่ายทุกๆเดือน และจ่ายรายปี อีกทั้งรัฐบาลท้องถิ่นสามารถกำหนดเงื่อนไขบางประการเพื่อสนับสนุนให้ผู้เข้าร่วมการทำ Net-metering หลายนาย โดยกำหนดอัตราการซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบ TOU ซึ่งผู้ที่ได้รับการสนับสนุนนี้ต้องเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าและเป็นเจ้าของสัญญาซื้อขายเองทั้งหมด และในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหลายที่และมีการติดตั้งมิเตอร์มากกว่า 1 ตัวและอยู่บริเวณเดียวกัน เมื่อมีการร้องขอต่อระบบไฟฟ้าหลักให้ทำการรวมมิเตอร์ ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าจะต้องดำเนินการรวมมิเตอร์ให้ภายใน 180 วัน



แคลิฟอร์เนียไม่อนุญาตให้มีการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายใดๆเพิ่มเติมที่จะทำให้เกิดต้นทุนที่มากขึ้นของลูกค้านอกเหนือจากลูกค้าเหล่านั้นจะเป็นลูกค้าที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันซึ่งจะต้องทำสัญญากันในรูปแบบอื่น CPUC ได้ออกกฎหมายอย่างชัดเจนแล้วว่าเทคโนโลยีที่มีสิทธิ์เข้าร่วมโครงการและมีขนาดไม่เกิน 1 MW จะไม่ถูกเก็บค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบ

ทั้งนี้ ชีตจำกัดกำลังการผลิตรวมของระบบการหักลบหน่วยการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าสาธารณูปโภคมีค่าเท่ากับ 5% ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีการศึกษาแนวทางการคำนวณค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละรัฐในกรณีที่มีเจ้าของระบบไฟฟ้าหลายราย และกฎหมายฉบับนี้ได้ระบุว่า ระบบไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 100,000 ราย จะต้องมีการทำและสนับสนุน Net-metering ให้ถึงเป้าหมายชีตจำกัดที่กำหนด

#### ชีตจำกัดกำลังการผลิต

- San Diego Gas and Electric: 607 MW of nameplate generating capacity
- Southern California Edison: 2,240 MW of nameplate generating capacity
- Pacific Gas and Electric: 2,409 MW of nameplate generating capacity

### 3) มาตรฐานการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของแคลิฟอร์เนีย

กฎ 21 (Rule 21) ของรัฐแคลิฟอร์เนียโดยทั่วไปจะนำไปใช้กับระบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของเจ้าของระบบไฟฟ้าที่ไม่ใช่การส่งไฟฟ้าออกไปเชื่อมต่อกับระบบส่ง ระบบการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายมีจุดประสงค์ในการมีส่วนร่วมในการทำการค้าในตลาดไฟฟ้าภายใต้ Wholesale Distribution Access Tariff ส่วนระบบการเชื่อมต่อกับระบบส่งจะใช้กับ California Independent System Operator การเชื่อมต่อระบบส่งจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนของการเชื่อมต่อจากระบบไฟฟ้าเท่านั้น

ระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการส่งออกมาสู่ระบบหลักโดยไม่คำนึงถึงขนาดของกำลังการผลิต (กำหนดขนาดและการออกแบบมาใช้เฉพาะในสถานที่เท่านั้นและจะไม่ส่งกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบหลัก) จะสามารถขอรับสิทธิ์ได้อย่างรวดเร็ว หรือการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักที่มีความสอดคล้องกับระบบทั้งด้านข้อกำหนด อุปกรณ์ป้องกันต่างๆและขนาดของโรงไฟฟ้า ก็อาจจะทำให้การดำเนินการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นไปได้อย่างรวดเร็ว หลังจากที่ถูกคำนวณความจำเป็นของการขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ผู้ปฏิบัติการจะทำการตรวจสอบเบื้องต้น ถ้าการยื่นคำขอผ่านเงื่อนไขครบถ้วนสมบูรณ์ ระบบไฟฟ้าจะยินยอมให้เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าโดยไม่ต้องทำการทบทวนเพิ่มเติม หรือถ้ามีความเห็นเพิ่มเติมผู้ยื่นขออนุญาตสามารถยกเลิกการเชื่อมต่อหรือดำเนินการขั้นตอนถัดไปเพื่อขออนุมัติการเชื่อมต่อระบบต่อไป



### 3.3.1.3 รัฐแมสซาชูเซต

#### 1) Renewables Portfolio Standard (RPS) ของรัฐแมสซาชูเซต

ภายใต้เป้าหมายของ RPS ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยจะต้องมีการจ่ายไฟอย่างน้อยเท่ากับกำลังผลิตต่ำสุดเพื่อขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในแมสซาชูเซตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับสิทธิ์ภายหลังจากวันที่ 31 ธันวาคม 1997 ทั้งนี้ ปัจจุบันมีเป้าหมายขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 10% ในปี 2015 ข้อกำหนด มีดังนี้

10.0% of sales by 12/31/2015

11.0% of sales by 12/31/2016

12.0% of sales by 12/31/2017

13.0% of sales by 12/31/2018

14.0% of sales by 12/31/2019

15.0% of sales by 12/31/2020

และเพิ่มขึ้นอีก 1% ของการขายไฟฟ้าในแต่ละปี โดยไม่ได้ระบุวันสิ้นสุด

โดยแหล่งพลังงานทดแทนที่ได้รับสิทธิ์ใน Class I ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์แบบ PV พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังความร้อนจากทะเล พลังงานคลื่นและน้ำขึ้นน้ำลง เซลล์เชื้อเพลิงที่ได้จากพลังงานทดแทน ก๊าซจากการฝังกลบ พลังงานน้ำหรือการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำหรือการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ชีวมวลที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อย เช่น ไม้ ของเสียจากพืชผลทางการเกษตร อาหารหรือพืชผัก พืชพลังงาน สาหร่าย ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิงชีวภาพเหลว พลังงานจากพลังงานจลน์ของน้ำ และความร้อนใต้พิภพ

ในปี 2010 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยจะต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าภายใต้รูปแบบพลังงานทดแทนของ Class I ซึ่งได้มีการกำหนดมาตรฐานในแต่ละรัฐ และข้อกำหนดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์กับระบบไฟฟ้าเดิม เป้าหมายเริ่มต้นของ Solar Carve-Out อยู่ที่ 400 MW และมีการกำหนดเป้าหมายใหม่ใน Solar Carve-Out II ให้มีกำลังการผลิตรวม 1,600 MW ภายในปี 2020

ในเดือนสิงหาคม 2012 Massachusetts Department of Energy Resources (DOER) ได้ทำการหยุดโครงการชีวมวลประเภทไม้ จนกระทั่งได้ออกกฎระเบียบใหม่เสร็จสมบูรณ์ โดยกฎระเบียบได้ประกาศใช้ในเดือนมิถุนายน 2014 และมีการเพิ่มเติมบทบัญญัติเพื่อการป้องกันป่าไม้และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศจากชีวมวลประเภทไม้

#### 1.1) การปฏิบัติตาม

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยแสดงให้เห็นถึงการปฏิบัติตามโดยการส่งรายงานการปฏิบัติงานประจำปีแก่ DOER, เอกสารรับรองของ Class I (Class I Renewable Energy Certificates (RECs)), Solar Carve-Out Renewable Energy Certificates (SRECs), Solar Carve-Out II Renewable Energy Certificates (SREC IIs), Class II RECs และเอกสารรับรองความปลอดภัยของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะของเดิม เอกสารเหล่านี้เป็นตัวแทนของการรักษาสีเขียวของพลังงานไฟฟ้า 1 MWh ที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน



ตารางที่ 3.13 Alternative Compliance Payment Rates

Year	Class I	Class II	Class II Waste Energy	Solar Carve-Out	Solar Carve-Out II
Base Year: Initial Rate/MWh	2003: \$50.00	2009: \$25.00	2009: \$10.00	2010: \$600.00	2014: \$375.00
2009 Rate/MWh	\$60.92	\$25.00	\$10.00	n/a	n/a
2010 Rate/MWh	\$60.93	\$25.00	\$10.00	\$600.00	n/a
2011 Rate/MWh	\$62.13	\$25.50	\$10.20	\$550.00	n/a
2012 Rate/MWh	\$64.02	\$26.28	\$10.51	\$550.00	n/a
2013 Rate/MWh	\$65.27	\$26.79	\$10.72	\$550.00	n/a
2014 Rate/MWh	\$66.16	\$27.16	\$10.86	\$523.00	\$375.00

### 1.2) โครงการพลังงานทดแทนอื่นๆ

Massachusetts Department of Energy Resources (DOER) และ Massachusetts Department of Environmental Protection ได้ประกาศการร่วมมือกันในเดือนพฤศจิกายน 2011 ในโครงการผลสำเร็จของพลังงานสะอาด โดยโครงการนี้ได้ระบุเป้าหมายของพลังงานแต่ละชนิดจนถึงปี 2020

พระราชบัญญัติชุมชนสีเขียว The Green Communities Act กำหนดให้บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญาแบบระยะยาว (ประมาณ 10-15 ปี) สำหรับพลังงานทดแทน ระหว่าง 1 กรกฎาคม 2009 และ 31 ธันวาคม 2012 แต่เดิมกฎหมายพลังงานทดแทนต้องมาจากภายในรัฐแมสซาชูเซตส์เอง อย่างไรก็ตามในเดือนมิถุนายน 2010 Department of Public Utilities ได้ออกระเบียบขุดเจาะซึ่งสามารถช่วยให้รัฐสามารถจัดการแหล่งพลังงานทดแทน และเปิดการประมูลราคา และผ่านกฎหมายในเดือนสิงหาคม 2012 เพื่อแก้ไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับการทำสัญญาระยะยาวเพื่อที่จะให้มีความน่าสนใจในการลงทุน

พระราชบัญญัติชุมชนสีเขียว The Green Communities Act ยังได้ก่อตั้ง Alternative Energy Portfolio Standard (APS) เพื่อกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานจากพลังงานทดแทนให้ได้ 5 % ของทั้งรัฐภายในปี 2020

### 2) มาตรฐานการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของแมสซาชูเซตส์

มาตรฐานการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของรัฐแมสซาชูเซตส์ถูกนำไปใช้กับทุกรูปแบบของการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว รวมถึงพลังงานทดแทน และลูกค้าทั้งหมดของเจ้าของระบบไฟฟ้าทั้ง 4 ระบบ (Unitil, NSTAR, National Grid, and Western Massachusetts Electric Company)

ทั้งนี้ Model Interconnection Tariff (ปรับปรุงล่าสุด เดือนมีนาคม 2013) มีบทบัญญัติพื้นฐานอยู่ทั้งสิ้น 3 ข้อ สรุปได้ดังนี้

- ขั้นตอนการเชื่อมต่อโครงข่ายแบบปกติได้ประยุกต์ใช้กับมาตรฐาน IEEE 1547.1 ที่ได้รับการรับรองแล้ว และอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าจะมีคุณสมบัติดังนี้



1. ให้กำลังไฟฟ้า 15 kW สำหรับระบบไฟฟ้าเฟสเดียว ติดตั้งอยู่บน EPSs ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด
2. ให้กำลังไฟฟ้า 25 kW หรือน้อยกว่าสำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส (ขึ้นอยู่กับโครงสร้างของระบบไฟฟ้า) ติดตั้งอยู่บน EPSs ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด
3. ระดับกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1/15 ของความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดของลูกค้าและติดตั้งเป็นจุดในระบบไฟฟ้า
4. ระดับกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1/15 ของความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดของลูกค้า หรือน้อยกว่า 15 kW และติดตั้งอยู่บนพื้นที่ของระบบ EPS ที่มีระดับกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1/15 ของความต้องการต่ำสุดของลูกค้า หรือน้อยกว่า 15 kW

จากเงื่อนไขของอินเวอร์เตอร์ข้างต้น จะไม่มีค่าธรรมเนียมของกระบวนการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

- ขั้นตอนการเชื่อมต่อโครงข่ายแบบแรงรัดได้ประยุกต์ใช้กับมาตรฐาน IEEE 1547.1 ที่ได้รับการรับรองแล้ว และผ่านการตรวจสอบเบื้องต้นในระบบ EPS ค่าธรรมเนียมการขอเชื่อมต่อระบบจะขึ้นอยู่กับขนาดของระบบ
- ขั้นตอนการเชื่อมต่อโครงข่ายแบบมาตรฐานสำหรับระบบไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ตรงตามข้อกำหนดของกระบวนการแบบปรกติหรือแบบแรงรัดสำหรับการเชื่อมต่อในระบบแบบ Radial หรือแบบเป็นจุดเชื่อมต่อ EPSs และสำหรับระบบไฟฟ้าบนพื้นที่โครงข่าย EPSs ค่าธรรมเนียมการขอเชื่อมต่อระบบจะขึ้นอยู่กับขนาดของระบบ

ปัญหาของการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าเป็นปัญหาที่สำคัญโดยเฉพาะอย่างยิ่งในรัฐแมสซาชูเซต เนื่องจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะมีการใช้กันอย่างหนาแน่นและกระจุกตัวตามเมืองใหญ่ๆ เช่น บอสตัน ได้มีการออกคำสั่งเพิ่มเติม เพื่อนำมาดำเนินการให้ขั้นตอนมีความโปร่งใสมากขึ้นสำหรับโครงการที่ไม่สามารถผ่านขั้นตอนการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบ แมสซาชูเซตใช้ 100% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในกระบวนการตรวจสอบเพิ่มเติม ถ้ากำลังการผลิตมีค่าน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด อาจจะไม่จำเป็นต้องมีการศึกษารายละเอียดเพิ่มเติม นอกเหนือจากนี้ทุกระบบไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อที่มีขนาด 500 kW หรือมากกว่า ระบบไฟฟ้าจะต้องขอรายงานเบื้องต้นจากระบบไฟฟ้าหลักที่ต้องการไปเชื่อมต่อ และสำหรับระบบไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อมีขนาดน้อยกว่า 500 kW จะได้รับการยกเว้นค่าธรรมเนียมการทำรายงานเบื้องต้นนี้

สำหรับการขออนุญาตการเชื่อมต่อในแบบปรกติและแบบแรงรัด ข้อจำกัดทางเทคนิคจะขึ้นอยู่กับมาตรฐาน IEEE 1547 และ UL 1741 ทำให้สวิทซ์การตัดการเชื่อมต่อด้วยมืออาจมีความจำเป็นที่ต้องเพิ่มเข้ามา ซึ่งระบบไฟฟ้าหลักจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลและติดตามกระบวนการเชื่อมต่อระบบอยู่เสมอเพื่อนำมาใช้ในการตรวจสอบและปรับปรุงมาตรฐานในอนาคต



### 3.3.2 ประเทศเยอรมัน

#### 1) ภาพรวมพระราชบัญญัติของแหล่งพลังงานทดแทน

พระราชบัญญัติของแหล่งพลังงานทดแทน (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) ส่งเสริมการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน โดยมีส่วนประกอบที่สำคัญ ดังนี้

- การปรับปรุงผลตอบแทนหรืออัตรา FIT ที่มีความแตกต่างกันและมีค่าสูงกว่าค่าไฟฟ้าในตลาดอย่างสม่ำเสมอ อีกทั้งการพิจารณาระยะเวลาของสัญญา ที่ขึ้นอยู่กับแหล่งพลังงานทดแทนและขนาดของโรงไฟฟ้า
- การลำดับความสำคัญของรับซื้อไฟฟ้าและสิทธิการเชื่อมต่อเข้าระบบไฟฟ้า
- การเก็บค่าใช้จ่าย ค่าบริการของการจัดการระบบจากผู้ให้บริการสายส่ง ที่เรียกว่า EEG surcharge จากผู้ใช้ไฟฟ้า และการปรับปรุงให้เกิดความเท่าเทียมกันของผู้ใช้ไฟฟ้า
- ระบบไฟฟ้าได้รับการส่งเสริมด้านต่างๆ ทั้งด้านเป้าหมาย ด้านเส้นทางการเติบโต มีตลาดที่กว้างขึ้น มีระบบการสนับสนุนพิเศษ และกฎหมายพิเศษสำหรับพลังงานทดแทน

พระราชบัญญัติของแหล่งพลังงานทดแทนเริ่มมีตั้งแต่ปี 1991 ซึ่งมีการออกกฎหมายอัตรา FIT เป็นครั้งแรกสำหรับพลังงานลม ต่อมามีการแก้ไข และบังคับใช้เรื่อยมา จนกระทั่งปัจจุบัน เป็นพระราชบัญญัติพลังงานทดแทน 2014 (EEG 2014) จัดทำขึ้นเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2014

#### 2) วัตถุประสงค์ของ EEG

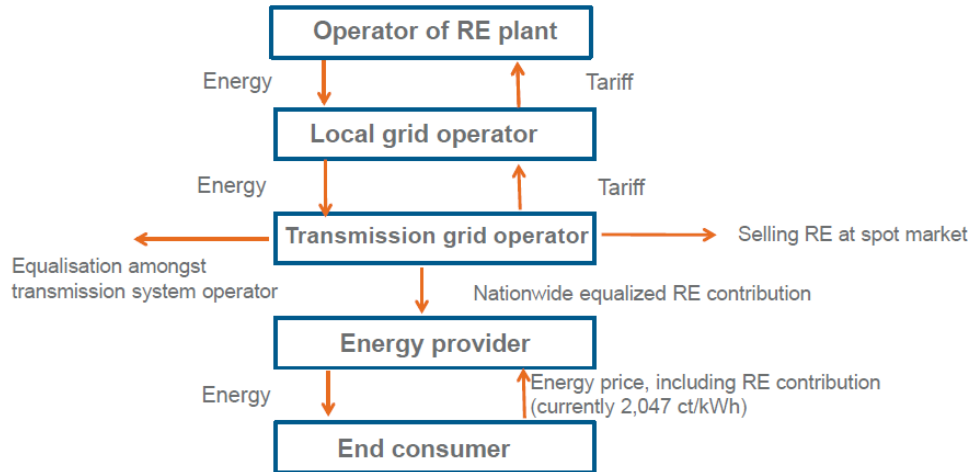
จุดประสงค์ของพระราชบัญญัติ คือ การอำนวยความสะดวกในการพัฒนาอย่างยั่งยืนในการจัดหาพลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เพื่อประโยชน์ในการรักษาสภาพภูมิอากาศและสภาพแวดล้อม เพื่อการลดค่าใช้จ่ายในการจัดหาพลังงานให้กับเศรษฐกิจของประเทศจากภายนอก (เมื่อพิจารณาผลกระทบในระยะยาว) เพื่อประหยัดเชื้อเพลิงฟอสซิล และเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

#### 3) การคิดค่าบริการ EEG Surcharge

ค่าใช้จ่ายของระบบ EEG จะกระจายไปสู่ผู้บริโภคไฟฟ้า โดยการคิดค่าบริการที่เรียกว่า EEG Surcharge (EEG-Umlage) ซึ่งเป็นขั้นตอนที่สำคัญในการสร้างความโปร่งใสในการขายพลังงานทดแทน โดยผู้ประกอบการระบบส่งจะต้องใช้พลังงานจากผู้ประกอบการฝ่ายจำหน่าย และมีการขายไฟฟ้าเหล่านั้นในตลาดที่มีการซื้อขายทันที (Spot market)



## Consequence: Equalisation Scheme



ทั้งนี้ รายได้จากการขายไฟฟ้าพลังงานทดแทนในตลาดที่มีการซื้อขายกันจะมีราคาที่ต่ำกว่าราคา FiT และค่าสนับสนุนพิเศษ (Premium) ของ EEG โดยรายละเอียดค่าใช้จ่ายของการบริการ และค่าดำเนินการอื่นๆ จะมีในระบบ EEG Surcharge

### 4) เป้าหมายพลังงานทดแทน

EEG 2014 มีจุดมุ่งหมายที่จะพัฒนาต้นทุนและประสิทธิภาพของพลังงานทดแทนให้ดีขึ้น เพื่อเพิ่มส่วนแบ่งของแหล่งพลังงานทดแทนเข้าสู่ตลาดไฟฟ้า โดยมีเป้าหมาย ดังนี้

- มีส่วนแบ่งของการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 40-45 % ภายในปี 2025
- มีส่วนแบ่งของการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 55-60 % ภายในปี 2035
- มีส่วนแบ่งของการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเป็น 80 % ภายในปี 2050

### 5) การเพิ่มเป้าหมายและการสนับสนุน

การเปลี่ยนแปลงของระบบการจัดหาพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนจะประสบความสำเร็จได้จะต้องอาศัยความช่วยเหลือของการเพิ่มเป้าหมายของพลังงานทดแทนร่วมด้วย ซึ่ง EEG ได้กำหนดเป้าหมายของการดำเนินการ และรายละเอียดเกี่ยวกับการเพิ่มขึ้นของการวางแผนติดตั้งแหล่งพลังงานทดแทนที่แตกต่างกัน โดยการเสนอเป้าหมายการเติบโตที่เฉพาะเจาะจงของเทคโนโลยี ของแหล่งพลังงานที่แตกต่างกัน เป็นการพัฒนาในรูปแบบใหม่ของพลังงานทดแทนสำหรับโครงการสนับสนุนของเยอรมัน การเพิ่มเป้าหมายของพลังงานทดแทน มีรายละเอียดดังนี้

- พลังงานลมบนบก ให้มีเป้าหมายของการดำเนินการในแต่ละปีเท่ากับ 2,500 MW
- พลังงานลมนอกชายฝั่ง จะมีการลดเป้าหมายในแต่ละช่วงแผน โดยจะลดจาก 10 GW เป็น 6.5 GW ในปี 2020 และจะลดจาก 25 GW เป็น 15 GW ในปี 2020
- พลังงานแสงอาทิตย์ กำหนดให้มีการเติบโตเพิ่มขึ้นใน 2,500 MW ต่อปี
- ชีวมวล กำหนดให้มีการเติบโตเพิ่มขึ้นใน 100 MW ต่อปี



ทั้งนี้ เพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายที่เพิ่มขึ้น จะต้องมีการเพิ่มการสนับสนุน (Breathing caps) ให้กับพลังงานลมบนบกและพลังงานชีวมวล เช่นเดียวกันกับที่เคยทำมาแล้วกับพลังงานแสงอาทิตย์ โดยแนวคิดของการสนับสนุนนี้จะขึ้นอยู่กับค่าอัตรา FIT ให้กับโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้ามาในระบบตามเป้าหมายใหม่ที่เพิ่มขึ้น ซึ่งการสนับสนุนทางการเงินสำหรับพลังงานลมบนบกและชีวมวลเหล่านี้สามารถเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ ขึ้นอยู่กับการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เกินเป้าหมายหรือน้อยกว่าเป้าหมายที่วางไว้

**6) ลำดับความสำคัญของการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบ**

ภายใต้ EEG 2014 การเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบของพลังงานทดแทนและโรงไฟฟ้าก๊าซยังคงมีความสำคัญทั้งคู่ โดยระบบจะต้องมีการพิจารณาเงื่อนไขที่มีความจำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่าระบบไฟฟ้ามีความเหมาะสมและประสิทธิภาพที่เพียงพอที่จะให้กระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและโรงไฟฟ้าก๊าซเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบ ยกเว้นเมื่อมีการขยายตัวของระบบไฟฟ้าอย่างไม่สมเหตุผลในทางเศรษฐศาสตร์ การลดจำนวนของโรงไฟฟ้าลงอาจจะเป็นแนวทางที่สามารถลดผลกระทบที่จะก่อให้เกิดกับระบบ และอาจจะนำไปสู่ของการปรับสินไหมทดแทนจากผู้ประกอบการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

การเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในเยอรมันทำให้จำเป็นต้องมีการปรับปรุงทั้งระบบส่งและระบบจำหน่ายเพื่อให้ระบบสามารถรองรับได้ ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าในประเทศเยอรมันมีความซับซ้อนในการวางแผนอย่างมาก ทั้งนี้ กฎการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม สามารถหาได้ในพระราชบัญญัติประกอบกิจการพลังงานประเทศเยอรมัน (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)

**7) ตลาดขายไฟฟ้าโดยตรงและระบบการประมูล**

ภายใต้พระราชบัญญัติฉบับใหม่ (EEG 2014) ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนรายใหม่จะถูกบังคับให้มีการขายไฟฟ้าโดยตรง และจะได้รับค่าสนับสนุนทางการเงินพิเศษเพิ่มขึ้นจากราคาขายไฟฟ้า เพื่อให้ได้ราคาเท่ากับอัตรา FIT เพื่อทดสอบศักยภาพของการประมูลเพื่อตรวจสอบการรองรับในอนาคต นอกจากนี้ EEG 2014 ได้แนะนำให้มีการนำกระบวนการประมูลไปใช้กับกับโครงการนำร่องของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ

**8) ระยะเวลาการสนับสนุน**

มีการสนับสนุนทางการเงินเป็นเวลา 20 ปี

**9) การจ่ายเงินสนับสนุนที่ปรับลดลงตามลำดับขั้น**

ในหลักการเดิมจะมีการจ่ายค่า FIT เป็นค่าคงที่ในระยะเวลา 20 ปี แต่อย่างไรก็ดีในระยะเป็ียบใหม่ของโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาใหม่นั้น จะมีการคำนวณจ่ายเป็นรายปี รายเดือน หรือรายไตรมาส ซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและการลดค่าใช้จ่ายต่างๆ

ในอีกทางหนึ่ง การบังคับใช้หรือการสนับสนุน FIT จะขึ้นอยู่กับช่วงที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ซึ่งจะยังคงมีระยะเวลาของการจ่ายค่า FIT ระยะเวลา 20 ปี รวมระยะเวลาการติดตั้งเหมือนเดิม ซึ่งบทบัญญัติเกี่ยวกับการปรับลดลงของเงินสนับสนุนใน EEG 2014 ค่า FIT จะมีการลดลงทั้งแบบรายไตรมาสและรายเดือน



**10) การผลิตพลังงานไฟฟ้าใช้เอง**

ภายใต้พระราชบัญญัติ EEG การใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นเพื่อใช้เองจะไม่ถูกนำไปคิดค่าบริการ EEG Surcharge อีก (อาจจะมีค่าเพิ่มขึ้นถึง 6.24 ct/kWh ในปี 2014) ซึ่งทำให้การผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองมีความน่าสนใจและเหมาะสมกับเชิงพาณิชย์มากยิ่งขึ้น (อาจจะเรียกได้ว่าเป็น Auto-generation)

คณะกรรมการยุโรปได้แสดงความกังวลเกี่ยวกับ Auto-generation เช่นเดียวกับข้อเสนอของรัฐบาลเยอรมัน ในการรวมหรือจำกัด Auto-generation เข้ามาในการคิดค่าบริการเพิ่มเติมในระบบ EEG Surcharge โดยเฉพาะอย่างยิ่งคณะกรรมการได้เพิ่มความกังวลเกี่ยวกับบทบัญญัติที่มีการควบคุมให้ได้รับการยกเว้นบางส่วนของการใช้พลังงานไฟฟ้าของตัวเองโดยผู้ประกอบการไฟฟ้า จากการเก็บค่าบริการเพิ่มเติมใน EEG Surcharge

**กฎสำคัญสำหรับ Auto-generation**

- มีการคิดค่าบริการ 40% สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ แต่จะมีการเก็บเป็น 100% สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมดที่ไม่ใช่โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนหรือโรงไฟฟ้าที่ใช้ CHP ประสิทธิภาพสูง
- มีการปรับปรุงค่าบริการในกรณีข้างต้น จากคิดค่าบริการ 30 % ในปี 2015, คิดค่าบริการ 35 % ในปี 2016 และคิดค่าบริการเป็น 40 % ในปี 2017
- การติดตั้งโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดน้อยกว่า 10 kW ยังคงได้รับการยกเว้นการคิดค่าบริการ EEG Surcharge (ได้รับการยกเว้น 10 MW แรกของการใช้พลังงานในพื้นที่)
- แม้จะมีความกังวลจากคณะกรรมการ ในการไม่คิดค่าบริการ EEG Surcharge เพิ่มเติมกับโรงไฟฟ้าที่ได้รับการยกเว้นอย่างสมบูรณ์ แต่อย่างไรก็ตามรัฐบาลยังต้องการที่จะทบทวนนโยบายเหล่านี้ภายในปี 2017
- สำหรับวัตถุประสงค์ของการรักษาความเท่าเทียมกัน สิทธิพิเศษในการใช้พลังงานของตัวเองของโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีอยู่ในแต่ละพื้นที่ ที่มีทั้งการผลิตไฟฟ้าและการบริโภคพลังงานของตัวเองจะต้องมีเงื่อนไขว่าจะต้องมีกำลังการผลิตไม่เกิน 30% ของพื้นที่นั้นๆ ด้วย นอกจากนี้ยังมีการออกบทบัญญัติพิเศษสำหรับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตเองด้วย

**11) แผนการพิเศษเพื่อความเสมอภาค**

ในหลักการบทบัญญัติทางกฎหมายที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายของ EEG 2014 ถูกนำไปใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย อย่างไรก็ตามเพื่อลดข้อเสียที่มีการแข่งขันอย่างเข้มข้นสำหรับอุตสาหกรรมพลังงานและผู้ประกอบการการรถไฟที่ EEG 2014 ยังคงให้มีการลดการเสียค่าบริการบางอย่าง ที่เรียกว่าแผนการพิเศษเพื่อความเสมอภาค (special equalization scheme) โดยผู้ประกอบการพลังงานหรือผู้ประกอบการการรถไฟที่ต้องการได้รับประโยชน์จากการลดค่าใช้จ่าย EEG Surcharge นี้จะต้องดำเนินเรื่องกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องที่สำนักงานกลางของเศรษฐกิจศาสตร์และการควบคุมการส่งออก (BAFA)



**12) กฎระเบียบเฉพาะกาลของผู้ลงทุนเดิม**

พระราชบัญญัติ EEG 2014 จะมีการนำไปใช้กับทุกระบบ ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2014 เป็นต้นไป อย่างไรก็ตามจะมีบทเฉพาะกาลหลายบทเพื่อปกป้องผู้ลงทุนเดิมอีกด้วย โดยเฉพาะอย่างยิ่งบทบัญญัติใหม่สำหรับค่าตอบแทนของโรงไฟฟ้าจะไม่นำมาใช้กับโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม

**13) กฎหมายในยุโรป**

พระราชบัญญัติ EEG 2014 ได้รับอิทธิพลอย่างมากจากกฎหมายของยุโรป เมื่อไม่นานมานี้ คณะกรรมาธิการยุโรปได้อนุมัติ EEG 2014 ให้บังคับใช้ในวันที่ 1 สิงหาคม 2014 แต่การอนุมัตินี้ก็ยังมีข้อจำกัดหลายอย่าง ดังนี้

- คณะกรรมาธิการในยุโรปได้อนุมัติให้เยอรมันสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจนถึง 31 ธันวาคม 2016 และให้ใช้มาตรการสนับสนุนพิเศษตามระเบียบ FIT ที่ออกมาแล้ว
- ในการประมูลเพื่อรับการสนับสนุนทางการเงินของผู้ผลิตไฟฟ้าภายใต้ EEG 2014 ณ ปี 2017 สำนักงานคณะกรรมการได้มีการออกกฎหมายเพิ่มเติมที่จำเป็น เพื่อนำไปใช้ในการประมูลราคา
- โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (ต่ำกว่า 10 kW) จะยังคงได้รับประโยชน์จากการสนับสนุนของค่า FIT และไม่จำเป็นต้องขายไฟฟ้าเข้าสู่ตลาด ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของ EEG 2014 ที่ได้รับการอนุมัติจากคณะกรรมาธิการเป็นเวลา 10 ปี

**3.3.3 ประเทศญี่ปุ่น**

สรุปสาระสำคัญของระเบียบสำหรับการดำเนินการของกฎหมาย FIT ในประเทศญี่ปุ่น

**1) การเปลี่ยนแปลงของอัตรา FIT ในแต่ละปี**

พระราชบัญญัติต้องการให้กระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรม (METI) เผยแพร่อัตราค่าไฟฟ้าก่อนที่จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละปีงบประมาณ ซึ่งจะต้องมีการซื้อขายโดย Utility ในญี่ปุ่น ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการคุ้มครองโดยพระราชบัญญัติ และต้องมีการกำหนดระยะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าด้วย



Table 1. Solar, Wind, Geothermal and Hydro (FY2013)

Power Source	Solar		Wind		Geothermal		Small and Medium-sized Hydro		
	10kW or more	less than 10kW	20kW or more	less than 20kW	15,000kW or more	less than 15,000kW	1,000kW or more and less than 30,000kW	200 kW or more and less than 1,000 kW	less than 200kW
Purchase Price (per 1 kWh, excluding tax)	36 yen*	only price including tax published	22 yen	55 yen	26 yen	40 yen	24 yen	29 yen	34 yen
Purchase Price (per 1 kWh, including tax)	37.80 yen	38 yen**	23.10 yen	57.75 yen	27.30 yen	42.00 yen	25.20 yen	30.45 yen	35.70 yen
Purchase Term	20 years	10 years	20 years	20 years	15 years	15 years	20 years		

\* Down from 40 yen per kWh (excluding tax) in FY2012.

\*\* Down from 42 yen per kWh (including tax) in FY2012.

Table 2. Biomass (FY2013)

Power Source	Biomass				
	Gasification biomass through methane fermentation	Unused timber	General timber (including palm shells)	Waste-related (other than timber) biomass	Recycled timber
Purchase Price (per 1 kWh, excluding tax)	39 yen	32 yen	24 yen	17 yen	13 yen
Purchase Price (per 1 kWh, including tax)	40.95 yen	33.60 yen	25.20 yen	17.85 yen	13.65 yen
Purchase Term	20 years				

## 2) การขออนุมัติของโรงไฟฟ้า

พระราชบัญญัติต้องการให้ Utility ในประเทศญี่ปุ่นเข้าร่วมทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับผู้ผลิตพลังงานทดแทนที่ได้รับการอนุมัติจาก METI แล้ว เพื่ออำนวยความสะดวกในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตที่ผ่านการรับรอง ซึ่งผู้สมัครขออนุมัติวงเงินแต่ละรายจะต้องส่งแบบฟอร์มในการสมัครไปยัง METI พร้อมกับสิ่งที่จำเป็น อาทิเช่น

- แผนภาพการเดินสายส่งและภาพโครงสร้างทั้งหมด เพื่อแสดงให้เห็นว่าโครงการมีความเป็นไปได้และสอดคล้องกับเกณฑ์ขั้นพื้นฐานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
- การบำรุงรักษาระบบ ผู้สมัครจะต้องแสดงให้เห็นว่าจะมีระบบบำรุงรักษา และการตรวจสอบระบบเพื่อให้สามารถดำเนินการได้ตลอดจนอายุโครงการตามสัญญา (โดยแนบเอกสารที่อธิบายถึงแผนการบำรุงรักษา) ระบบการบำรุงรักษาที่นำมาแสดงจะต้องครอบคลุมไปถึงแผน



ของการแก้ปัญหา การซ่อมแซม ของอุปกรณ์ส่วนที่มีความสำคัญได้ภายในสามเดือนหลังมี  
ปัญหาเกิดขึ้น

- ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้า ผู้สมัครจะต้องมีการระบุถึงการออกแบบที่จำเพาะของโรงไฟฟ้า  
พร้อมรายละเอียด (รวมถึงข้อมูลผู้ผลิตและรหัสผลิตภัณฑ์) ของอุปกรณ์ที่สำคัญที่ใช้ใน  
โรงไฟฟ้าและระบุตำแหน่งที่ติดตั้งด้วย
- ระบบวัดคุม ผู้สมัครต้องแสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้ามีระบบการวัดคุมที่แม่นยำของพลังงาน  
ไฟฟ้าที่ผลิตขายเข้าสู่ระบบ
- โรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 500 kW ขึ้นไปจะต้องส่งข้อมูลของที่ตั้งโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมด้วย

ภายใต้กฎระเบียบ เมื่อโรงไฟฟ้าได้รับการอนุมัติจะต้องส่งข้อมูลเพิ่มเติมไปยัง METI ดังนี้

- รายละเอียดของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (รวมถึงค่าใช้จ่ายในการ  
ออกแบบ ต้นทุนโรงไฟฟ้า ค่าก่อสร้าง และค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบ)
- รายละเอียดค่าใช้จ่ายประจำปีที่จะเป็นในการดำเนินงานและการซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า  
(รวมถึงต้นทุนค่าแรงงาน ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดิน และค่าใช้จ่ายอื่นๆ)

### 3) สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ภายใต้พระราชบัญญัติ Utility ในญี่ปุ่นจะต้องมีสัญญาในการซื้อขายไฟฟ้า PPAs ที่ผ่านการรับรอง  
ก่อนที่จะทำการซื้อขายไฟฟ้า และจะถูกยกเลิกในกรณีที่มีละเมิดข้อยกเว้นภายใต้ระเบียบที่นำมาใช้งาน โดย  
ข้อบังคับของการดำเนินงานที่ละเมิดข้อยกเว้น แบ่งออกเป็น 2 ประเภท ดังนี้

1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ที่มีข้อบกพร่องหรือมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลสำคัญ (เช่น กำลังการ  
ผลิตของโรงไฟฟ้า) รวมไปถึงการฝ่าฝืนบทบัญญัติหรือกฎหมายที่มีอยู่ หรือโรงไฟฟ้ามีการ  
เชื่อมต่อ และมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแล้วทำให้เกิดความเสียหาย จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ  
ค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจริงทั้งหมดมีฉะนั้นจะถือว่าผิดสัญญา
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองไม่เห็นด้วยที่จะให้มีการรวมบทบัญญัติบางประการเข้าในสัญญา  
ซื้อขายไฟฟ้า (the PPA Mandatory Provisions) อาทิเช่น กฎหมายประเทศญี่ปุ่น ภาษาญี่ปุ่น  
และเขตอำนาจศาล, Anti-social Forces, Wheeling Charges, การจัดสรรกำลังผลิต, การ  
ตรวจวัดการผลิตไฟฟ้า, การตรวจสอบต่างๆ, วิธีการชำระเงินรายเดือน เป็นต้น

### 4) การเชื่อมต่อโครงข่าย

- การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าที่มีการผูกพัน

ตามพระราชบัญญัติ ผู้ประกอบการที่ต้องการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้า  
สู่ระบบส่งและการไฟฟ้าอื่นๆ เพื่อขายไฟฟ้าจะต้องมีใบรับรองและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมี  
ข้อยกเว้นที่ไม่สามารถให้เชื่อมต่อไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้

- การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจะทำให้ระบบมีปัญหาทางด้านเสถียรภาพ
- ไม่ผ่านข้อยกเว้นภายใต้กฎระเบียบที่ใช้งาน



- ข้อยกเว้นสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าที่มีภาระผูกพัน

ภายใต้กฎระเบียบ จะมีข้อยกเว้นสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า 4 ข้อ สรุปได้ดังนี้

  1. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองไม่ยินยอมที่จะจ่ายค่าใช้จ่าย ดังต่อไปนี้
    - ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการติดตั้งหรือเปลี่ยนสายส่งหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า
    - ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการติดตั้ง แก๊ส หรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่จำเป็นในการปรับแรงดันไฟฟ้า สำหรับการเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า
    - ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ที่จำเป็นในการวัดปริมาณของการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ
    - ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการติดตั้ง เปลี่ยนอุปกรณ์ในการตรวจสอบ ป้องกันหรือควบคุมโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ติดต่อสื่อสารที่จำเป็นระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า
  2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองไม่ได้ให้ข้อมูลที่มีความสำคัญสำหรับการเชื่อมต่อโครงข่าย รวมถึงกำลังการผลิตติดตั้งและกำลังการผลิตเสนอขายต่อระบบไฟฟ้า
  3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองมีแนวโน้มที่จะผลิตไฟฟ้าเกินกว่าที่ระบบจะรับได้หรือเกินกว่าความสามารถของจุดเชื่อมต่อที่รองรับได้
  4. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองไม่เห็นด้วยที่จะมีการเพิ่มข้อกำหนดเพิ่มเติมในสัญญาการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบ ดังต่อไปนี้
    - การลดกำลังการผลิต ในกฎระเบียบกำหนดให้ระบบไฟฟ้าสามารถลดกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม ภายใต้สถานการณ์บางอย่างโดยไม่ต้องเสียค่าชดเชยใดๆ
    - ความปลอดภัย ในบทบัญญัติได้อนุญาตให้พนักงานผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถเข้าไปในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าในเวลาจำเป็นเพื่อความปลอดภัย
    - กฎหมายของประเทศญี่ปุ่น ภาษาญี่ปุ่น และเขตอำนาจศาล
    - การต่อต้านจากสังคม

- การลดกำลังการผลิต

เงื่อนไขของการลดกำลังการผลิตจากระบบไฟฟ้า เป็นผลมาจากการทำสัญญาระหว่างผู้ดูแลระบบไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า โดยที่ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถปฏิเสธการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าได้ หรือสามารถลดกำลังการผลิตได้โดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชยใดๆ ในกรณีดังต่อไปนี้

- Reasonable basis ในกรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 500 kW ขึ้นไป ระบบไฟฟ้าสามารถลดกำลังการผลิตโดยมีการแจ้งให้ทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 1 วัน และลดการจ่ายไฟฟ้าไม่เกิน 30 วันต่อปี โดยที่ไม่ต้องเสียค่าชดเชยใดๆ
- กรณีเกิดความผิดพลาดกรณีฉุกเฉิน การบำรุงรักษา การเชื่อมโยงระบบ ในทุกรูปแบบของโรงไฟฟ้า โดยจะไม่ได้รับค่าชดเชยใดๆ
- สถานการณ์พิเศษ ในกรณีโรงไฟฟ้าทุกประเภท ทุกขนาด ระบบไฟฟ้าสามารถลดกำลังการผลิตลงโดยที่ไม่ต้องชดเชยค่าเสียหายใดๆที่เกี่ยวข้องกับการลดกำลังการผลิต



ดังกล่าว เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ของทั้งสองฝ่าย นอกจากนั้นบทบัญญัติข้อนี้มีลักษณะเปรียบเทียบที่ไม่ชัดเจน คลุมเครือ ซึ่งอาจจะนำไปสู่การตีความหมายและเกิดความขัดแย้งในอนาคตได้

### 5) รูปแบบการทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีทางเลือกในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้หลายรูปแบบ ดังนี้

- Utility Model PPAs

Utility แต่ละรายได้ออกรูปแบบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นของตนเอง ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2012 ซึ่งบางส่วนของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของแต่ละ Utility ก็มีบางส่วนที่ไม่สอดคล้องกับกฎระเบียบที่นำมาใช้งาน ตัวอย่างเช่น สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ Utility แต่ละรายรวมถึงบทบัญญัติที่ให้สิทธิผู้ผลิตไฟฟ้าทำข้อตกลงที่จะเปลี่ยนแปลงราคาซื้อขายในเวลาใดๆหลังจากที่มีการซื้อขายไฟกันแล้ว

- The METI Model PPA

วันที่ 26 กันยายน 2012 METI ได้ออกรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (The METI Model PPA) โดยเกิดจากการรวมบทบัญญัติที่เกี่ยวกับการเชื่อมต่อโครงข่ายและความเห็นของ METI เอง ซึ่งได้ออกแบบมาสำหรับผู้ผ่านการรับรองและมีแผน อาทิ (1) จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง Utility และผู้ผลิตไฟฟ้า (2) จะขายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่มีขนาดตั้งแต่ 500 kW ขึ้นไป (3) จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนที่จะเริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (4) จะลงทุนสำหรับโครงการพลังงานทดแทน

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า The METI Model PPA มีความสอดคล้องกับกฎระเบียบที่มีการใช้งาน และมีการคำนึงถึงความต้องการในทางปฏิบัติของสถาบันทางการเงินและผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการรับรองแล้ว เพื่อที่จะนำไปประดมทุนในการก่อสร้าง

- ทางเลือกอื่นๆ

แม้ว่า Utility แต่ละรายได้จะร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบของตนเอง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการขายไฟฟ้าในอนาคตก็ไม่จำเป็นต้องใช้แบบฟอร์มของ Utility ที่ไปยื่นขอขายไฟฟ้า ซึ่ง METI ได้ระบุในคู่มือของระเบียบที่ออกมาแล้วว่าผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการจะจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าสามารถเลือกแบบฟอร์มของการยื่นขออนุญาตได้ ซึ่งอาจจะใช้ The METI Model PPA แล้วละเลยบทบัญญัติบางข้อตามที่ Utility นั้นๆ ละเลยในแบบฟอร์มส่วนตัว หรืออีกทางเลือกหนึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำแบบฟอร์มขอขายไฟฟ้าเป็นของตนเองได้ แต่ต้องได้รับความเห็นชอบในการทำประชาพิจารณ์ด้วยและ Utility ที่จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก็ไม่สามารถที่จะปฏิเสธการขอขายไฟฟ้าได้ตามกฎระเบียบ เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้ Utility ปฏิเสธการขอขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นๆที่ไม่ใช่การผลิตไฟฟ้าของ Utility นั้นๆ

แม้ว่า METI จะมีความมุ่งมั่นในการที่จะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกใช้แบบฟอร์มในการขอขายไฟฟ้า แต่ก็ยังไม่มีความแน่ชัดถึงเฉพาะเจาะจงถึงความแตกต่างของการทำสัญญาซื้อขายแต่ละแบบว่ามีข้อดีข้อเสียอย่างไร และมีช่องว่างของสัญญาหรือไม่ เพื่อที่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการขายไฟฟ้าจะได้ทำเอกสารต่างๆของสัญญาให้ครบถ้วนก่อน ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการเจรจาระหว่าง Utility และผู้ผลิตไฟฟ้าก่อนที่จะทำสัญญาเพื่อให้มีสัญญาที่ครบถ้วน อยู่ภายใต้กฎระเบียบขั้นพื้นฐานของการซื้อขายไฟฟ้า



### 3.3.4 ประเทศมาเลเซีย

#### 1) กฎหมายพลังงานทดแทน

- พระราชบัญญัติพลังงานทดแทน 2011

พระราชบัญญัตินี้ถือเป็นเครื่องมือหลักในการกำกับดูแลของประเทศมาเลเซียในการจัดลำดับความสำคัญของการใช้พลังงานทดแทนให้มีความสำคัญสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทำให้มีการจัดตั้งและการออกโปรแกรม FiT เพื่อสนับสนุนการสร้างพลังงานทดแทนขึ้นในมาเลเซีย ซึ่งจะประกอบไปด้วย 9 ส่วน ดังนี้

- Part I: Preliminary
- Part II: FiT System
- Part III: Connection, Purchase and Distribution of RE
- Part IV: Feed-in Tariff
- Part V: Renewable Energy Fund
- Part VI: Information Gathering Powers
- Part VII: Enforcement
- Part VIII: General
- Part IX: Savings and Transitional

โดยมีเนื้อหาที่สำคัญ สรุปได้ดังนี้

มีการจัดตั้งโปรแกรม FiT ภายใต้มาตรา 4 ของพระราชบัญญัติ ผู้ผลิตพลังงานทดแทนทั่วไปที่มีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 30 MW (หรืออาจจะมีการผลิตติดตั้งที่สูงกว่าที่ได้รับอนุญาตจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวง) และมีคุณสมบัติอื่นๆ ที่อาจจะกำหนดโดย The Sustainable Energy Development Authority of Malaysia (SEDA Malaysia) ให้สามารถรับการสนับสนุนจาก FiT ได้ รวมถึงมีพระราชบัญญัติ ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อระบบ การซื้อขายไฟฟ้า และกรอบของการจัดจำหน่ายพลังงานทดแทน รวมไปถึงประเด็นต่างๆ ดังนี้

- สัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานทดแทน (PPAs)
- ขั้นตอนการประยุกต์ใช้สำหรับการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
- ข้อกำหนดสำหรับการได้รับอนุญาตในการจัดจำหน่ายการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีการติดตั้งและเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบ ซึ่งจะมีการให้ลำดับของความสำคัญของพลังงานทดแทนมากกว่าพลังงานฟอสซิลด้วย

โดยส่วนที่สำคัญจะเป็นเรื่องของอัตรา FiT และจำนวนเงินที่ได้สนับสนุนให้แก่ผู้ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และมีใบอนุญาตการขายไฟฟ้าแล้ว นอกจากนี้ ยังมีกรอบกฎหมายที่สำคัญ เพื่อช่วยในการสนับสนุนพลังงานทดแทนภายใต้พระราชบัญญัติต่างๆ อาทิเช่น

- Renewable Energy (Criteria for Renewable Resources) Regulations 2011;
- Renewable Energy (Allocation form Electricity Tariffs) Order 2011;



- Renewable Energy (Feed-in Approval and Feed-in Tariff Rate) Rules 2011;
- Renewable Energy (Renewable Energy Power Purchase Agreement) Rules 2011;
- Renewable Energy (Technical and Operational Requirements) Rules 2011;
- Renewable Energy (Recovery of Moneys by Distribution Licensee) Rules 2011;
- Renewable Energy (Administrative Fees) Order 2011.

- พระราชบัญญัติการพัฒนาพลังงานที่ยั่งยืน 2011

พระราชบัญญัติการพัฒนาพลังงานที่ยั่งยืน 2011 ให้ SEDA มีอำนาจทุกอย่างที่จำเป็นหรือสมควร ในการเชื่อมโยงการทำงานให้มีประสิทธิภาพภายใต้กฎหมายพลังงานที่ยั่งยืน หน้าที่ของ SEDA ยังรวมไปถึงการส่งเสริมวัตถุประสงค์นโยบายระดับชาติเพื่อพลังงานทดแทน การส่งเสริมการลงทุนและให้คำปรึกษาแก่ภาครัฐเพื่อให้มีพลังงานที่ยั่งยืน ซึ่งจะประกอบไปด้วย 6 ส่วน ดังนี้

- Part I: Preliminary
- Part II: The Authority
- Part III: Functions and Powers of the Authority
- Part IV: Employee of the Authority
- Part V: Finance
- Part VI: General

## 2) การลงทุนจากต่างประเทศ/การถือกรรมสิทธิ์

ในปี 2009 มาเลเซียได้ผ่อนคลายนโยบายการลงทุนจากต่างประเทศอย่างมีนัยสำคัญ ท่ามกลางการเปลี่ยนแปลง รัฐบาลได้ยกเลิกข้อกำหนดของการถือกรรมสิทธิ์ของธุรกิจของชาวต่างชาติที่ถูกจำกัดให้มีสัดส่วนไม่เกิน 30% ของธุรกิจพลังงานทดแทน ทำให้ประเทศมาเลเซียได้กลายเป็นประเทศที่นักลงทุนให้ความสนใจเพิ่มขึ้นเป็นอย่างมาก แต่ข้อจำกัดนี้ยังคงอยู่ในอุตสาหกรรมโทรคมนาคม ท่าเรือ และกลุ่มพลังงานอื่นๆ

## 3) ผลกระทบจากนโยบาย FIT ต่อโรงไฟฟ้าเดิม

Small Renewable Energy Power Programme (SREP) เริ่มต้นในประเทศมาเลเซียเมื่อเดือนพฤษภาคม 2011 โดยกระทรวงพลังงาน เทคโนโลยีสีเขียวและน้ำ (Ministry of Energy, Green Technology and Water)

- การเปลี่ยนแปลงจาก SREP ไปเป็น FIT

ผู้มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว มีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงจาก SREP ไปเป็น FIT ได้หลังได้รับการอนุมัติ แต่ผู้ที่เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าเดิมก็มีความต้องการที่จะเปลี่ยนมาใช้ FIT ด้วย โดยการลงนามในสัญญาใหม่ (Renewable Energy Power Purchase Agreement (REPPA)) ดังนั้น เจ้าของโรงไฟฟ้าเดิมจำเป็นต้องยกเลิกสัญญา REPPA ที่อยู่ภายใต้ SREP ก่อน อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงของกลุ่ม SREP สามารถทำได้โดยสมัครใจ และผู้พัฒนาโครงการที่ประสงค์อยู่ภายใต้สัญญา SREP เดิมก็สามารถทำได้เช่นกัน



- ผลกระทบที่ตามมาในช่วงระยะเวลาที่จะดำเนินโครงการต่อ  
ระยะเวลาของสัญญา FIT ที่มีการเปลี่ยนจากสัญญา SREP จะต้องมีการปรับปรุงแก้ไข เช่น โรงไฟฟ้าชีวมวลมีสิทธิได้ระยะเวลาสัญญา FIT ทั้งหมด 16 ปี ถ้าโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้ได้ดำเนินการไปแล้วภายใต้สัญญา SREP เป็นระยะเวลา 5 ปี ดังนั้นสัญญา REPPA ภายใต้สัญญา FIT จะต้องเหลือ 11 ปี
- ผลกระทบด้านอัตราการซื้อขายพลังงาน  
อัตรา FIT ที่ใช้กับผู้ที่มีสัญญา SREP เดิมจะขึ้นอยู่กับวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้าเดิม ไม่ใช่วันที่เริ่มใช้สัญญา FIT และอัตรา FIT จะมีค่าลดลงตามตาราง FIT ต่อไปนี้

ตารางที่ 3.14 อัตรา FIT สำหรับเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas)

Capacity of RE installation	FiT rate (RM per kWh)	Effective period	Annual degression rate
Installed capacity up to and including 4 MW	0.32	16 years	0.50%
Installed capacity above 4 MW, and up to and including 10 MW	0.30	16 years	0.50%
Installed capacity above 10 MW, and up to and including 30 MW	0.28	16 years	0.50%
Additional for use of gas engine technology with electrical efficiency of above 40%	+0.02	16 years	0.50%
Additional for use of locally manufactured or assembled gas engine technology	+0.01	16 years	0.50%
Additional for use of landfill or sewage gas as fuel source	+0.08	16 years	1.80%



ตารางที่ 3.15 อัตรา FiT สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass)

Capacity of RE installation	FiT rate (RM per kWh)	Effective period	Annual degression rate
Installed capacity up to and including 10 MW	0.31	16 years	0.50%
Installed capacity above 10 MW, and up to and including 20 MW	0.29	16 years	0.50%
Installed capacity above 20 MW, and up to and including 30 MW	0.27	16 years	0.50%
Additional for use of gasification technology	+0.02	16 years	0.50%
Additional for use of steam-based electricity generating systems with overall efficiency of above 14%	+0.01	16 years	0.50%
Additional for use of locally manufactured or assembled gasification technology	+0.01	16 years	0.50%
Additional for use of municipal solid waste as fuel source	+0.10	16 years	1.80%

ตารางที่ 3.16 อัตรา FiT สำหรับพลังงานน้ำขนาดเล็ก (Small Hydro)

Capacity of RE installation	FiT rate (RM per kWh)	Effective period	Annual degression rate
Installed capacity up to and including 10 MW	0.24	21 years	0%
Installed capacity above 10 MW, and up to and including 30 MW	0.23	21 years	0%



ตารางที่ 3.17 อัตรา FiT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์แบบ Solar Photovoltaic

Capacity of RE installation	FiT rate (RM per kWh)	Effective period	Annual degression rate
Installed capacity up to and including 4 kWp	1.23	21 years	8%
Installed capacity above 4 kWp, and up to and including 24 kWp	1.20	21 years	8%
Installed capacity above 24 kWp, and up to and including 72 kWp	1.18	21 years	8%
Installed capacity above 72 kWp, and up to and including 1 MWp	1.14	21 years	8%
Installed capacity above 1 MWp, and up to and including 10 MWp	0.95	21 years	8%
Installed capacity above 10 MWp, and up to and including 30 MWp	0.85	21 years	8%
Additional for installation in buildings or building structures	+0.26	21 years	8%
Additional for use as building materials	+0.25	21 years	8%
Additional for use of locally manufactured or assembled solar photovoltaic modules	+0.03	21 years	8%
Additional for use of locally manufactured or assembled solar inverters	+0.01	21 years	8%



### 3.4 ระเบียบ ประกาศ กฎหมายและใบอนุญาต ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในปัจจุบันของประเทศไทย

#### 3.4.1 ระเบียบและประกาศสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder

##### 1) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2552)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล และรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตในหัวข้อถัดไป ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย</li> <li>- <b>วัตถุประสงค์</b>ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้ SPP เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า</li> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศและพลังงานนอกแบบในการผลิตไฟฟ้า</li> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น</li> <li>○ เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า</li> </ul> </li> <li>- ให้ระเบียบฉบับนี้ใช้บังคับกับ SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ กฟผ. ได้รับคำร้องตั้งแต่วันที่ 18 เมษายน 2550 เป็นต้นไป หากโครงการที่ กฟผ. รับคำร้องก่อน 18 เมษายน 2550 หากประสงค์จะขยายปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ให้เปลี่ยนมาใช้ระเบียบฉบับนี้ โดยยื่นแบบคำร้องและข้อเสนอให้ กฟผ. พิจารณาก่อน โดยมีอายุสัญญาสิ้นสุดลงตามเดิม</li> <li>- <b>ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ SPP</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>ค.1) การผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น ซึ่งต้องไม่ใช่การใช้ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์</li> <li>ค.2) การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ขยะมูลฝอย ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ค.3) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานที่เหลือทิ้ง (ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการ) พลังงานสูญเสีย (ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์) พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ (พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ) ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป</p> <p>ค.4) การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้เชื้อเพลิงชนิดใดก็ได้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- การพิจารณาต่อรับซื้อไฟฟ้านั้น กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าภายใน 90 วัน นับจากการยื่นคำร้องและข้อเสนอที่มีข้อมูลครบถ้วนสมบูรณ์ โดย SPP จะต้องลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใน 2 ปี นับจากวันที่แจ้งผล มิเช่นนั้นให้ถือว่าคำร้องและข้อเสนอเป็นอันยกเลิก</li> <li>- เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณพลังไฟฟ้าของ SPP <b>จะต้องไม่เกิน 90 MW</b> ณ จุดเชื่อมโยง โดยการไฟฟ้าจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้</li> <li>○ กฟผ. สงวนสิทธิเป็นผู้กำหนดวัน SCOD จาก SPP</li> <li>○ SPP ต้องยื่นหลักค้ำประกันตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเข้าระบบ</li> <li>○ SPP จะต้องกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่จะจ่ายให้ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาที่มีระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 20 ปี ถึง 25 ปี</li> <li>○ กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก SPP ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ในรอบ 1 ปี ยกเว้นกรณีที่เกิดเหตุสุดวิสัยจากการไฟฟ้า</li> </ul> </li> <li>- เงื่อนไขในการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้า มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ต้องผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ในช่วงเดือน Peak คือ เดือนมีนาคม เมษายน และพฤษภาคม</li> <li>○ กฟผ. จะซื้อพลังไฟฟ้าตามสัญญาครบทั้ง 100% ตลอดเวลา หรือมากกว่าปริมาณตามสัญญา ถ้า SPP ยินยอมตามที่ กฟผ. ร้องขอ หรือเหตุสุดวิสัย กฟผ. สามารถให้ SPP ลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. ได้จัดส่งแผนล่วงหน้าไว้ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า</li> <li>○ ต้องสามารถผลิตและจ่ายพลังไฟฟ้าเพิ่มให้ กฟผ. ตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. สั่งการ (ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา) เมื่อการไฟฟ้ามีความจำเป็น โดยจะแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 นาที</li> <li>○ ต้องผลิตไฟฟ้าให้มีคุณภาพและเป็นไปตามข้อกำหนด</li> </ul> </li> <li>- เงื่อนไขในการหยุดเพื่อทำการตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า มีดังนี้</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ ต้องไม่กำหนดการหยุดในช่วงวันทำการของเดือนมีนาคม เมษายน และ พฤษภาคม ยกเว้นกรณีจำเป็นให้หยุดได้ในช่วง Peak ของแต่ละเดือน ได้ไม่เกิน 30 ชั่วโมง</li> <li>○ ต้องแจ้งกำหนดการหยุดให้การไฟฟ้าทราบล่วงหน้าตามข้อกำหนด</li> <li>○ ในรอบ 12 เดือนของปีปฏิทิน ต้องหยุดรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) ในกรณีที่ทำการซ่อมใหญ่</li> </ul> <p>- <b>หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจาก SPP</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) <u>ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment; CP)</u> กำหนดจากต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการรับซื้อจากโรงไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ รวมค่าระบบส่ง</li> <li>2) <u>ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment; EP)</u> กำหนดจากค่าเชื้อเพลิง ค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการรับซื้อจากโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration</li> <li>3) <u>ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving; FS)</u> กำหนดจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประหยัดเชื้อเพลิงที่ SPP สามารถประหยัดได้จากการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ระบบ Cogeneration</li> <li>4) <u>ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion; REP)</u> เป็นค่าการส่งเสริมสำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน</li> <li>5) <u>ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder)</u> จะเป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆ ไป</li> </ol> <p>ทั้งนี้ ในกรณีที่ SPP มีความประสงค์ให้ กฟผ. พิจารณาอัตราซื้อไฟฟ้านอกเหนือจากอัตราดังกล่าว ให้ SPP แจ้งความประสงค์ต่อ กฟผ. และ กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายๆ ไปตามความเหมาะสม แต่จะต้องไม่เกินกว่ามูลค่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าตามประกาศในงวดนั้นๆ</p> <p>- <b>การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้า (สิ่งแนบ 1) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านได้จากมิเตอร์ในช่วง 15 นาทีใดๆ จะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงิน ดังนี้</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ หาก SPP จ่ายไฟไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละ 2 จะได้รับเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ</li> <li>○ หาก SPP จ่ายไฟเกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละ 2 แต่ไม่เกินร้อยละ 5 จะได้รับอัตราร้อยละ 50 ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		○ โดยปริมาณส่วนที่เกินร้อยละ 5 กฟผ. จะไม่ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า
2	18 เม.ย. 2550 (สิ่งแนบ 4)	<p>- ประกาศเรื่อง “อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน”</p> <p>1) <b>อัตรากำลังไฟฟ้า (CP)</b> กำหนดให้ อัตรากำลังไฟฟ้าฐาน (CP<sub>0</sub>) มีค่าดังนี้</p> $CP_0 = 624.34 \text{ บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$ <p>อัตรากำลังไฟฟ้า ในเดือน t (CP<sub>t</sub>) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตรากำลังไฟฟ้าฐาน (CP<sub>0</sub>) ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน (37 บาท/เหรียญสหรัฐ) ตามสูตรการปรับอัตรากำลังไฟฟ้าดังนี้</p> $CP_t = CP_0 [ 0.50(FX_t/37) + 0.50 ] \text{ บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$ <p>โดย FX<sub>t</sub> คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย</p> <p>2) <b>อัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP)</b> กำหนดให้ อัตรากำลังงานไฟฟ้าฐาน (EP<sub>0</sub>) มีค่าดังนี้</p> $EP_0 = 0.88 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$ <p>อัตรากำลังงานไฟฟ้า ในเดือน t (EP<sub>t</sub>) จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาเชื้อเพลิงในเดือน t เปลี่ยนแปลงไปจากราคาเชื้อเพลิงฐาน (ราคาเดือนธันวาคม 2549) ตามสูตรดังนี้</p> $EP_t = ( EP_0 + ES_t ) \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$ $ES_t = [1/(26.5877 \times 10^6)] \times [(P_t^{COAL} \times FX_t) - P_0^{COAL}] \times \text{Heat rate}$ <p>โดย ES<sub>t</sub> = ค่าตัวประกอบปรับอัตรากำลังงานไฟฟ้าในเดือน t (หน่วย: บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)  26.5877x10<sup>6</sup> = Conversion Factor เชื้อเพลิงถ่านหิน (หน่วย: บีทียู/ตัน)  P<sub>t</sub><sup>COAL</sup> = ราคาเฉลี่ย FOB ของราคากำหนด ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (หน่วย: เหรียญสหรัฐ/ตัน)  FX<sub>t</sub> = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (หน่วย: บาท/เหรียญสหรัฐ)  P<sub>0</sub><sup>COAL</sup> = ราคาเฉลี่ย FOB ของราคากำหนด ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนธันวาคม 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาท/ตัน  Heat Rate<sup>COAL</sup> = อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง</p> <p>3) <b>อัตรากำลังการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)</b> กำหนดให้ อัตรากำลังการประหยัด</p>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>การใช้เชื้อเพลิงฐาน (<math>FS_0</math>) มีค่าดังนี้</p> $FS_0 = 0.36 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$ <p>อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง ในเดือน <math>t</math> (<math>FS_t</math>) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (<math>FS_0</math>) ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฏุมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม ที่ใช้สำหรับเดือน <math>t</math> (<math>PES_t</math>)</p> $FS_t = FS_0 \times [ PES_t / 10 ] \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$ <p>โดย <math>FS_t</math> = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง ในเดือน <math>t</math> (หน่วย: บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)  <math>FS_0</math> = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (หน่วย: บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)  <math>PES_t</math> = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฏุมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม ที่ใช้สำหรับเดือน <math>t</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- กรณีที่ค่า <math>PES_t</math> มีค่ามากกว่าร้อยละ 10 ให้ถือว่ามีค่าเท่ากับร้อยละ 10</li> <li>- กรณีที่ค่า <math>PES_t</math> มีค่าน้อยกว่าร้อยละ 0 ให้ถือว่ามีค่าเท่ากับร้อยละ 0</li> </ul> <p>4) อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) กำหนดดังนี้</p> $REP = 0.39 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$ <p>5) ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) ตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆ ไป</p> <p>6) ภาษีมูลค่าเพิ่ม อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม</p>
3	18 เม.ย. 2550 (สิ่งแนบ 5)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศเรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน”</li> <li>- เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามระเบียบ</li> <li>○ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อแต่ละรายไม่เกิน 90 MW ณ จุดเชื่อมโยงระบบ</li> <li>○ อัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เป็นไปตามประกาศ (สิ่งแนบ 4)</li> <li>○ ต้องมีการวางหลักค้ำประกันการยื่นคำร้องและข้อเสนอ</li> <li>○ ต้องยื่นคำร้องและข้อเสนอและไม่เปลี่ยนแปลงข้อมูลใดๆ เป็นเวลา 30 เดือน นับจากวันที่ กฟผ. ประทับตรารับคำร้องและข้อเสนอ</li> <li>○ ให้ยื่นคำร้องและข้อเสนอที่ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ.</li> <li>○ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้ SPP ที่ได้รับการพิจารณาซื้อไฟฟ้าภายใน 90 วัน นับจากที่ กฟผ. ได้รับคำร้องและข้อเสนอที่ครบถ้วนสมบูรณ์</li> <li>○ ต้องทำสัญญากับ กฟผ. ภายใน 2 ปี นับจากวันที่ กฟผ. แจ้งผลการพิจารณา</li> </ul> </li> </ul>



หมายเหตุ ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) ที่มี

การประกาศซื้อขายในปัจจุบันมีอยู่ทั้งสิ้น 3 ระเบียบ ซึ่งอัตราซื้อไฟฟ้านั้นอิงราคาเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่แตกต่างกัน จึงส่งผลทำให้โครงสร้างอัตราซื้อไฟฟ้าแตกต่างกันสำหรับระเบียบทั้ง 3 ฉบับ สรุปได้ดังนี้

ประเภทสัญญา FIRM (อายุสัญญา 20 ปีขึ้นไป)	$CP_t$	$EP_t = (EP_0 + ES_t)$	$FS = FS_0 \times [PES_t/10]$	REP	Adder
ระเบียบ 2541 (ปรับปรุง 2544) (อิงน้ำมัน)	$CP_t = CP_0 [0.70(FX_t/27) + 0.30]$ $CP_0 = 374$ บาท/kWh/เดือน	$ES_t = [1/39400] \times [P_t^{Oil} - P_0^{Oil}] \times HR$ $EP_0 = 0.71$ บาท/kWh $P_0^{Oil} = 2.9242$ บาท/ลิตร Heat rate (HR) = 8,600 BTU/kWh	-	-	-
ระเบียบ 2548 (อิงก๊าซธรรมชาติ)	$CP_t = CP_0 [0.80(FX_t/38) + 0.20]$ $CP_0 = 400$ บาท/kWh/เดือน	$ES_t = [1/10^6] \times [P_t^{NG} - P_0^{NG}] \times HR$ $EP_0 = 1.49$ บาท/kWh $P_0^{NG} = 151.4518$ บาท/MBTU Heat rate (HR) = 8,600 BTU/kWh	-	-	-
ระเบียบ 2550 (ปรับปรุง 2552) (อิงถ่านหิน)	$CP_t = CP_0 [0.50(FX_t/37) + 0.50]$ $CP_0 = 624.34$ บาท/kWh/เดือน	$ES_t = [1/(26.5877 \times 10^6)] \times [(P_t^{COAL} \times FX_t) - P_0^{COAL}] \times HR$ $EP_0 = 0.88$ บาท/kWh $P_0^{COAL} = 1,930.475$ บาท/ตัน Heat rate (HR) = 9,600 BTU/kWh	$FS_0 = 0.36$ บาท/หน่วย	0.39 บาท/หน่วย	ตามประกาศเป็นครั้งๆไป

2) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ประเภทสัญญา Non-Firm)

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2552)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล และรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตในหัวข้อถัดไป ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย</li> <li>- <b>วัตถุประสงค์</b>ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้ SPP เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า</li> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นทุนพลังงานพลอยได้ในประเทศและพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้า</li> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น</li> <li>○ เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า</li> </ul> </li> <li>- ให้ระเบียบฉบับนี้ใช้บังคับกับ SPP ประเภทสัญญา Non Firm ที่ กฟผ. ได้รับคำร้องตั้งแต่วันที่ 18 เมษายน 2550 เป็นต้นไป หากโครงการที่ กฟผ. รับคำร้องก่อน 18 เมษายน 2550 จะต้องเปลี่ยนมาใช้ระเบียบฉบับนี้ เมื่อครบอายุสัญญาเดิมแล้ว</li> <li>- <b>ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ SPP</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>ค.1) การผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น ซึ่งต้องไม่ใช่การใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>และพลังนิวเคลียร์</p> <p>ค.2) การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ขยะมูลฝอย ไม่จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่<u>ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25</u></p> <p>ค.3) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานที่เหลือทิ้ง (ไอน้ำที่เหลือจากระบวนการ) พลังงานสูญเสีย (ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์) พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ (พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ) ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป</p> <p>ค.4) การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้เชื้อเพลิงชนิดใดก็ได้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- การพิจารณาต่อรับซื้อไฟฟ้านั้น กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าภายใน 90 วัน นับจากการยื่นคำร้องและข้อเสนอที่มีข้อมูลครบถ้วนสมบูรณ์ โดย SPP จะต้องลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใน 2 ปี นับจากวันที่แจ้งผล มิเช่นนั้นให้ถือว่าคำร้องและข้อเสนอเป็นอันยกเลิก</li> <li>- เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณพลังไฟฟ้าของ SPP <u>จะต้องไม่เกิน 90 MW</u> ณ จุดเชื่อมโยง โดยการไฟฟ้าจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้</li> <li>○ กฟผ. สงวนสิทธิเป็นผู้กำหนดวัน SCOD จาก SPP</li> <li>○ SPP จะจ่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยมีอายุสัญญาเป็นระยะเวลา 1 ปี และเมื่ออายุสัญญาสิ้นสุดลง หาก SPP หรือ กฟผ. ประสงค์ที่จะต่ออายุสัญญาต่อไป ฝ่ายนั้นจะต้องแจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนครบอายุสัญญา และให้<u>สัญญามีอายุต่อไปอีกคราวละ 1 ปี</u></li> <li>○ SPP จะได้รับเงินค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non Firm ทั้งนี้ หากพบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงเสริมเกินกว่าร้อยละ 25 ในรอบปีนั้นๆ SPP รายดังกล่าวจะได้รับเงินค่าพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 2.2 (ตามสิ่งแนบ 1) สำหรับปีสัญญาถัดไป รวมทั้งต้องคืนเงินเป็นจำนวนเท่ากับที่ได้รับไปแล้วในรอบปีที่ผ่านมาจากข้อ 2.1 หักด้วยค่าพลังงานที่ควรจะได้</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ในข้อ 2.2</p> <p>- หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายกับ SPP</p> <p>1) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment; EP)</p> <p>1.1) กรณี SPP ตามลักษณะ ค.1 ค.2 และ ค.3 กำหนดให้เท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</p> <p>1.2) กรณี SPP ตามลักษณะ ค.4 จะกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่า O&amp;M ของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้น (Shot Run Avoided Energy Cost) จากการรับซื้อ SPP</p> <p>2) ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ซึ่ง SPP ตามลักษณะ ค.1 ค.2 และ ค.3 จะได้รับ Adder ตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆไป</p>
2	18 เม.ย. 2550 (สิ่งแนบ 1)	<p>- ประกาศเรื่อง “อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm”</p> <p>1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP) ไม่ได้รับค่าพลังไฟฟ้า</p> <p>2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) แบ่งออกเป็น 2 กรณี ดังนี้</p> <p>2.1) กรณีที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะในระเบียบข้อ ค.1 ค.2 และ ค.3</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</li> </ul> <p>2.2) กรณีที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะในระเบียบข้อ ค.4</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP<sub>t</sub>) จะเปลี่ยนแปลงตามราคาซื้อขายในตลาดที่ ปตท. กำหนดให้แก่ SPP โดยใช้วิธีการคำนวณดังนี้</li> </ul> $EP_t = \frac{[ (P_t \times \text{Heat Rate}/10^6) + O\&M/2 ] \times (1+T)}{(1-L)}$ <p>โดย EP<sub>t</sub> = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (หน่วย: บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)  P<sub>t</sub> = ราคาซื้อขายในตลาดที่ ปตท. กำหนดให้แก่ SPP ในเดือน t (หน่วย: บาท/ล้านบาท)  Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง  O&amp;M = ค่าใช้จ่าย O&amp;M มีค่าเท่ากับ 0.05 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง  L = อัตราความสูญเสียในสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง มีค่าเท่ากับ 4%  T = อัตรากำไรเงินได้ มีค่าเท่ากับ 15%</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP<sub>t</sub>) จะแตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลาของรอบวันที่ความต้องการไฟฟ้าแตกต่างกัน (Peak และ Off Peak) ดังนี้</li> </ul> $EP_t^{\text{Peak}} = k^{\text{Peak}} \times EP_t$ $EP_t^{\text{Off Peak}} = k^{\text{Off Peak}} \times EP_t$



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>โดย <math>EP_t^{Peak}</math> = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ในเดือน t  <math>EP_t^{Off Peak}</math> = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Off Peak ในเดือน t  <math>k^{Peak}</math> = ค่าตัวประกอบการคูณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak = 1.13  <math>k^{Off Peak}</math> = ค่าตัวประกอบการคูณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Off Peak = 0.85</p> <p>ค่า <math>k^{Peak}</math> และ <math>k^{Off Peak}</math> จะเปลี่ยนแปลงเมื่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายของ กฟผ. ในช่วงเวลา Peak และ Off Peak เปลี่ยนแปลงไป ทั้งนี้ กฟผ.จะประกาศช่วงเวลา Peak และ Off Peak รายปี รวมทั้งค่า <math>k^{Peak}</math> และ <math>k^{Off Peak}</math> ให้ SPP ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 เดือนก่อนเริ่มปีปฏิทินใดๆ</p> <p>3) ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) ตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆ ไป</p> <p>4) ภาษีมูลค่าเพิ่ม อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม</p>
3	18 เม.ย. 2550 (สิ่งแนบ 2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศเรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm”</li> <li>- เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามระเบียบ</li> <li>○ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อแต่ละรายไม่เกิน 90 MW ณ จุดเชื่อมโยงระบบ</li> <li>○ อัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เป็นไปตามประกาศ (สิ่งแนบ 1)</li> <li>○ ต้องยื่นคำร้องและข้อเสนอและไม่เปลี่ยนแปลงข้อมูลใดๆ เป็นเวลา 30 เดือน นับจากวันที่ กฟผ. ประทับตรารับคำร้องและข้อเสนอ</li> <li>○ ให้ยื่นคำร้องและข้อเสนอที่ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ.</li> <li>○ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้ SPP ที่ได้รับการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าภายใน 90 วัน นับจากที่ กฟผ. ได้รับความร้องและข้อเสนอที่ครบถ้วนสมบูรณ์</li> <li>○ ต้องทำสัญญากับ กฟผ. ภายใน 2 ปี นับจากวันที่ กฟผ. แจ้งผลการพิจารณา</li> </ul> </li> </ul>

3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	พ.ศ. 2549	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบ <b>ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์</b></li> <li>- วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้ VSPP เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม</li> <li>○ เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า</li> <li>○ เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า</li> </ul> <p>- ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ VSPP</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก พลังน้ำขนาดเล็กมาก พลังคลื่นทะเล หรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น</li> <li>○ การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตรหรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตรขยะมูลฝอย ไม่จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25</li> <li>○ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานที่เหลือทิ้ง (ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการ) พลังงานสูญเสีย (ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์) พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ (พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ) ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป</li> </ul> <p>- การพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้านั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าภายใน 45 วัน นับจากการยื่นคำร้องและข้อเสนอที่มีข้อมูลครบถ้วนสมบูรณ์ โดย VSPP จะต้องลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่แจ้งผล มิเช่นนั้นให้ถือว่าคำร้องและข้อเสนอเป็นอันยกเลิก</p> <p>- หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายกับ VSPP</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP เท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างและประเภทการใช้ไฟฟ้าของ VSPP รวมกับ Ft ขายปลีก ในเดือนนั้นๆ</li> </ol>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>2) VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 MW แบ่งได้ดังนี้</p> <p>1.3) หาก VSPP ขายไฟฟ้าเข้าระบบน้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในแต่ละเดือน จะมีการรับซื้อไฟฟ้าในส่วนนี้เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ในเดือนนั้นๆรวมกับ Ft ขายปลีก</p> <p>1.4) หาก VSPP ขายไฟฟ้าเข้าระบบมากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในแต่ละเดือน จะมีการรับซื้อไฟฟ้าในส่วนที่เท่ากับปริมาณที่ซื้อด้วยราคาตามข้อ 2.1 แต่ในส่วนที่เกินนั้น จะกำหนดราคาดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• กรณีผู้ใช้ไฟอัตราปกติ จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</li> <li>• กรณีผู้ใช้ไฟอัตรา TOU จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</li> </ul> <p>3) VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 MW แบ่งได้ดังนี้</p> <p>3.1) กรณีผู้ใช้ไฟอัตราปกติ จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</p> <p>3.2) กรณีผู้ใช้ไฟอัตรา TOU จะใช้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย</p> <p>4) VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 MW ปริมาณไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2 และ ข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณไฟฟ้าส่วนที่ขายเข้าระบบเกินกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP</p>

4) ประกาศส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder)

ลงวันที่	รายละเอียด
พ.ศ. 2553 (ปรับปรุงตั้งแต่ พ.ศ.2550- พ.ศ.2553)	- อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน สรุปการปรับปรุงแต่ละครั้งได้ดังนี้



ลงวันที่	รายละเอียด						
	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า : แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง						
	เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2550 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2552 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2553 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มพิเศษ เพื่อทดแทนดีเซล (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษสำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 40.โม.สงขลา* (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
	<b>1. ชีวมวล</b>						
	- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
	- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
	<b>2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)</b>						
	- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
	- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
	<b>3. ชยะ (ชยะชุมชน / ชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอันตรายใดๆ)</b>						
	- ระบบหมักหรือหมักกลบชยะ	2.50	2.50	2.50	1.00	1.00	7
	- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	3.50	1.00	1.00	7
	<b>4. พลังงานลม</b>						
	- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	3.50	4.50	4.50	1.50	1.50	10
	- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	3.50	1.50	1.50	10
	<b>5. พลังงานน้ำขนาดเล็ก</b>						
	- 50 kW ≤ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	0.40	0.80	0.80	1.00	1.00	7
	- กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	0.80	1.50	1.50	1.00	1.00	7
	6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	8.00	6.50	1.50	1.50	10

\* 4 อำเภอในจังหวัดสงขลาได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

- การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า
  - ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ได้รับ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบสุทธิ\* คูณกับราคาส่วนเพิ่ม (Adder) ตามประเภทเชื้อเพลิง
  - \* ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ก่อนหักค่าดำเนินการร้อยละ 2
  - ยกเว้นโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) ให้คำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์
- การยกเลิกการให้ส่วนเพิ่มฯ ถ้าไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือน นับจากวัน SCOD แล้ว ให้ถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลง

### 3.4.2 ระเบียบและประกาศสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT

- 1) ประกาศ กกพ. เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น Feed-in Tariff (FiT) พ.ศ. 2558

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	23 ม.ค. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้ใช้บังคับกับโครงการพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ที่ยื่นขอขายไฟฟ้าในแบบ Adder แล้ว และมีความประสงค์จะเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้แบบ FiT</li> <li>- ไม่ให้ใช้บังคับใช้กับโครงการในรูปแบบ Adder ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว</li> <li>- โครงการที่มีความประสงค์จะปรับเปลี่ยนจาก Adder เป็น FiT จะต้องมิลักษณะดังนี้</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ โครงการที่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือได้รับอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557 และต้องไม่เคยต่ออายุโครงการหรือยังไม่พ้นกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) โดยจะได้รับอัตรา FIT ตามประกาศและให้มีกำหนดวัน SCOD ตามเดิม</li> <li>○ โครงการที่ยื่นคำขอขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ได้รับการอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้า สามารถเปลี่ยนเป็น FIT ได้ โดยการรับซื้อไฟฟ้าจะเป็นรูปแบบการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding) เสมือนเป็นโครงการใหม่</li> </ul> <p>- กำหนดให้ผู้เข้าร่วมโครงการดำเนินการดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ยื่นคำขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมหรือคำขอขายไฟฟ้าเดิมต่อสำนักงาน กกพ. ภายในวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 เวลา 15.30 น. ทั้งนี้จำไม่มีการหักเงินค้ำประกัน</li> <li>○ ยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ ต่อ สำนักงาน กกพ. ภายในวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2558 เวลา 15.30 น.</li> </ul>
2	2 ก.พ. 2558 (เพิ่มเติม)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้ใช้บังคับกับโครงการที่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือได้รับอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557 และต้องไม่เคยต่ออายุโครงการหรือยังไม่พ้นกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD)</li> <li>- ในกรณีที่ผู้เข้าร่วมโครงการขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมและยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ ให้การไฟฟ้าตรวจสอบความถูกต้องของเอกสาร โดยไม่ต้องยกเลิกสัญญาทั้งฉบับ สามารถยกเลิกข้อตกลงในส่วน Adder และแก้ไขเพิ่มเติมข้อตกลงเป็นแบบ FIT ได้ และให้จัดทำเป็นเอกสารแนบท้ายสัญญาเดิม</li> <li>○ การไฟฟ้าจะต้องแจ้งให้ผู้เข้าร่วมโครงการทราบถึงวันเวลาเข้าทำสัญญาภายใน 15 วัน นับตั้งแต่การไฟฟ้าได้รับคำขอจากทางสำนักงาน กกพ. โดยให้ดำเนินการลงนามเอกสารแนบท้ายสัญญาเดิมให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 20 มีนาคม 2558</li> <li>- ในกรณีที่ผู้เข้าร่วมโครงการขอยกเลิกคำขอขายไฟฟ้าเดิมที่ได้รับการตอบรับและยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ ให้การไฟฟ้าตรวจสอบความถูกต้องของคำขอขายไฟฟ้าใหม่ และให้มีกำหนดวัน SCOD ตามที่เคยยื่นในแบบ Adder เดิม (ใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) พ.ศ.2549</li> <li>○ การไฟฟ้าจะต้องแจ้งให้ผู้เข้าร่วมโครงการทราบถึงวันเวลาเข้าทำสัญญาภายใน 15 วัน นับตั้งแต่การไฟฟ้าได้รับคำขอจากทางสำนักงาน กกพ. โดย</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ให้ดำเนินการลงนามสัญญาให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 20 พฤษภาคม 2558</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้เข้าร่วมโครงการจะได้รับสิทธิในการได้รับ FIT แทน Adder นับตั้งแต่วันที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ตั้งแต่วันที่ 24 มกราคม 2558</li> <li>- ในกรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงผสมผสานระหว่างพีซพลังงานและน้ำเสีย/ของเสีย ให้พิจารณากำหนด FIT ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ในกรณีที่พลังงานความร้อนที่ได้ใช้จากการใช้น้ำเสียหรือของเสียในแต่ละรอบปีไม่เกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ให้ได้รับ FIT ก๊าซชีวภาพ (พีซพลังงาน)</li> <li>○ ในกรณีที่พลังงานความร้อนที่ได้ใช้จากการใช้น้ำเสียหรือของเสียในแต่ละรอบปีเกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ให้ได้รับ FIT ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)</li> </ul> </li> </ul>
3	24 ก.พ. 2558 (เพิ่มเติมฉบับที่ 2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้มีการขยายกำหนดระยะเวลาดำเนินการขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมหรือการขอยกเลิกค่าซื้อขายไฟฟ้าเดิมและการยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ รวมทั้งการดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ยื่นคำขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิมหรือค่าซื้อขายไฟฟ้าเดิมต่อสำนักงาน กกพ. ทั้งนี้จะไม่มีการหักเงินค้ำประกัน และยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่ ต่อ สำนักงาน กกพ. ภายในวันที่ 31 มีนาคม 2558 เวลา 15.30 น.</li> <li>○ ให้การไฟฟ้าดำเนินการแก้ไขเพิ่มเติมข้อตกลงแบบ FIT (สำหรับโครงการที่ขอยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเดิม) ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 30 เมษายน 2558 พร้อมทั้งดำเนินการลงนามในเอกสารแนบท้ายสัญญาเดิมให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 15 พฤษภาคม 2558</li> <li>○ ให้ดำเนินการลงนามสัญญา (สำหรับโครงการที่ขอยกเลิกค่าซื้อขายไฟฟ้าเดิมที่ได้รับการตอบรับ) ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2558</li> </ul> </li> </ul>

2) ระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ Feed-in Tariff (ไม่รวมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์) พ.ศ. ๒๕๕๘

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	26 ก.พ. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไม่ให้ใช้บังคับกับโครงการที่เคยได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ เช่น กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ส่วนเพิ่ม Adder เงินอุดหนุนอื่นๆ รวมถึงโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้ใช้สำหรับโครงการที่ยื่นขอขายไฟฟ้า แต่ยังไม่ได้รับการอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้า ตามประกาศของ สำนักงาน กกพ. และได้ดำเนินการยื่นคำขอยกเลิกคำขอขายไฟฟ้าเดิมและยื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่กับ สำนักงาน กกพ. แล้ว หรือเป็นโครงการตามประกาศของ กกพ. เรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์) ในแบบ Feed-in Tariff” เท่านั้น</li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อจาก VSPP ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่และปริมาณที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบไม่เกิน 10 MW ณ จุดเชื่อมโยง โดยคำนึงถึงศักยภาพของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้</li> <li>- เมื่อมีการยื่นคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้าแล้ว ห้ามเปลี่ยนแปลงจุดรับซื้อไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมโยง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง หรือข้อมูลอื่นใดตามหลักเกณฑ์วิธีการ เงื่อนไขที่ประกาศกำหนด</li> <li>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุสัญญาตามแต่ประเภทพลังงานหมุนเวียน และ VSPP จะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในวัน SCOD ที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าแต่ละคราว</li> <li>- ก่อนวัน COD ทาง VSPP จะต้องนำใบอนุญาตที่กฎหมายกำหนดมาแสดงต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เป็นคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า</li> <li>- VSPP มีหน้าที่นำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามระเบียบ กกพ. รวมทั้งต้องปฏิบัติตามระเบียบหรือประกาศ กกพ. ที่เกี่ยวข้องกับมาตรการป้องกัน แก้ไข และติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม</li> <li>- ห้ามมิให้ VSPP นำเชื้อเพลิงอื่นมาผลิตไฟฟ้าหรือนำพลังงานจากแหล่งอื่นมาขายเข้าระบบ นอกเหนือจากประเภทพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดไว้ในสัญญา มิเช่นนั้นจะถือว่า VSPP ผิดสัญญาและถือว่าสัญญาสิ้นสุดลงทันที โดยจะถูกดำเนินคดีตามกฎหมายต่อไป พร้อมทั้งต้องเสียค่าปรับ 5 ล้านบาท/MWp ตามขนาดกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญาอีกด้วย</li> <li>- การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding) ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ เงื่อนไขที่ประกาศกำหนดหรือวิธีการอื่นใดที่จะประกาศกำหนดในแต่ละคราว</li> <li>- กกพ. จะประกาศการรับซื้อไฟฟ้าโดยกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขดังต่อไปนี้</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าของแต่ละประเภทพลังงานหมุนเวียน รวมถึงกำหนดบริเวณพื้นที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สามารถรับไฟฟ้าจาก VSPP ได้</li> <li>○ กำหนดวันเปิดรับและปิดรับคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้า กรอบวันที่ประกาศผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า และกรอบระยะเวลาลงนามสัญญา</li> <li>○ อัตรา FiT กรอบระยะเวลาวัน SCOD ระยะเวลาการให้อัตรา FiT และระยะเวลาอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของแต่ละประเภทพลังงานหมุนเวียน</li> <li>○ ค่าธรรมเนียมการยื่นคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้า หลักประกันค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การตรวจสอบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง</li> <li>○ สถานที่ยื่นแบบคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้า</li> <li>○ หลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น หลักเกณฑ์การคัดเลือกคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้า หลักเกณฑ์การคัดเลือก Competitive Bidding</li> </ul> <p>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้วัดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือนนั้นๆ จากมิเตอร์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด หากช่วงเวลาใดๆ ที่มีการจ่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายสูงสุดตามสัญญา การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินให้กับ VSPP</p> <p>- ราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อจาก VSPP ในแต่ละเดือน เป็นอัตรา FiT ตามอัตราที่กำหนดไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า</p> <p>- มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า (ตามวิธีการคำนวณข้างต้น) <b>คูณด้วยอัตราที่กำหนดไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า</b></p> <p>- การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ห้ามมิให้ VSPP โอนสิทธิและหน้าที่ในคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้าหรือในสัญญาให้กับผู้อื่น หากกรณี VSPP เป็นนิติบุคคล ห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนผู้ถือหุ้นเดิมจนเป็นเหตุให้ผู้ถือหุ้นเดิมตามรายละเอียดที่ยื่นคำร้องและข้อเสนอ นั้น น้อยกว่ากึ่งหนึ่งและห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนหุ้นที่ถือโดยผู้ถือหุ้นเดิมเหลือน้อยกว่าร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นทั้งหมด จนกว่าจะได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วเป็นระยะเวลา 3 ปี (ระเบียบข้อ 27)</p>
2	25 มี.ค.2558 (ฉบับที่ 2)	<p>- ระเบียบนี้เรียกว่า “ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ Feed-in Tariff (ไม่รวมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์) (ฉบับ</p>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ที่ 2) พ.ศ.2558”</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้ยกเลิกความในข้อ 27 วรรคหนึ่งของระเบียบฉบับที่ 1 และให้ใช้ความต่อไปนี้แทน <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ห้ามมิให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โอนสิทธิและหน้าที่ในคำขอขายไฟฟ้า หรือในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้กับผู้อื่น เว้นแต่จะได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.</li> </ul> </li> </ul>

- 3) ระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับผู้ที่ยื่นขอขายไฟฟ้าไว้ในระบบส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) เดิม พ.ศ. ๒๕๕๗

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	30 ธ.ค. 2557	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้ใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ที่ยื่นขอขายไฟฟ้าไว้ในระบบส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) เดิม ภายใต้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินและยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า (โดยมิให้นำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งมาบังคับใช้)</li> <li>- ผู้เข้าร่วมโครงการต้องผ่านการเจรจาซื้อไฟฟ้าจาก พพ. แล้ว</li> <li>- ผู้เข้าร่วมโครงการที่ได้รับความเห็นชอบจาก คณก.บริหารฯ แล้ว ให้มายื่นคำขอขายไฟฟ้าใหม่กับการไฟฟ้า (ต้องยื่นหลักประกันในวงเงิน 200 บาท/kWp) เพื่อลงนามซื้อขายไฟฟ้าต่อไป <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กำหนดให้มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งตามคำขอในระบบ Adder เดิม</li> <li>○ กำหนดให้มีปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เสนอขายจะต้องไม่เกินตามคำขอในระบบ Adder เดิม</li> </ul> </li> <li>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุสัญญา 25 ปี ทั้งนี้ให้ผู้เข้าร่วมโครงการเข้าทำสัญญาภายใน 60 วันนับจากวันที่ได้รับหนังสือแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า หากไม่เข้าทำสัญญาตามกำหนดให้ถือว่าคำร้องและข้อเสนอเป็นอันยกเลิก</li> <li>- หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามวัน SCOD และมีความประสงค์จะขอขยายวัน SCOD จะต้องแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนวัน SCOD โดยการไฟฟ้าจากพิจารณาการขยายวัน SCOD จากความพร้อม 4 ด้าน ทั้งนี้สามารถขยายวัน SCOD ออกไปได้อีกแต่ไม่เกินวันที่ 31 ธันวาคม 2558</li> <li>- การคืนหรือยึดหลักประกันหรือการบังคับชำระหนี้จากหลักประกัน มีดังนี้</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าตามกำหนดวัน SCOD การไฟฟ้าจะคืนหลักประกันภายใน 15 วันทำการ นับจากวันที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (COD)</li> <li>○ กรณีไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าตามกำหนดวัน SCOD การไฟฟ้าจะคิดค่าปรับในอัตราร้อยละ 1.11 ของวงเงินหลักประกัน ตั้งแต่วันที่ถัดจากวัน SCOD จนถึงวันที่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ เว้นแต่ในกรณีเหตุสุดวิสัย ทั้งนี้ หากได้มีการคิดค่าปรับจนครบมูลค่าหลักประกันแล้วให้ถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นอันสิ้นสุดลง หรือกรณีคิดค่าปรับจนถึงวันที่ 30 ธันวาคม 2558 แต่ยังไม่ครบมูลค่าหลักประกันและยังไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ให้การไฟฟ้ายึดหลักประกันที่เหลือและถือว่าสัญญาเป็นอันสิ้นสุดลง</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าได้ภายหลังกำหนดวัน SCOD การไฟฟ้าจะคืนหลักประกันที่เหลือภายใน 15 วันทำการ หลังจากหักค่าปรับหรือค่าใช้จ่ายอื่น ๆ แล้ว</li> <li>○ กรณีผู้เข้าร่วมโครงการไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขให้ถูกต้องและครบถ้วนตามที่ การไฟฟ้ากำหนดทุกประการ โดยมีสาเหตุจากความผิดของผู้เข้าร่วมโครงการ ให้การไฟฟ้ายึดหลักประกัน</li> <li>- ก่อนวัน COD ผู้เข้าร่วมโครงการจะต้องนำใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนดมาแสดงต่อการไฟฟ้าที่เป็นคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า</li> <li>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่<b>ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16</b> จะได้รับอัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT) ที่ 5.66 บาท/หน่วย <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Capacity Factor ร้อยละ 16 คิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 1,401,600 หน่วย/MWp/ปี (365 วัน) หรือ 1,405,440 หน่วย/MWp/ปี (366 วัน)</li> <li>○ สำหรับส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 จะได้รับอัตรารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย (ในระยะเวลา 12 เดือน) แต่ทั้งนี้ อัตราดังกล่าวจะต้องไม่เกินอัตรา FiT ที่ 5.66 บาท/หน่วย</li> <li>○ ทั้งนี้ สำหรับปริมาณรับซื้อในปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา ถ้าไม่ครบปี ปฏิทินให้ใช้อัตรา FiT 5.66 บาท/หน่วย โดยไม่ต้องคิด Capacity Factor</li> </ul> </li> <li>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีระยะเวลา 25 ปี โดยการนับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้พิจารณาแล้วแต่กรณี ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าก่อนวัน SCOD ให้นับจากวันที่จ่ายไฟฟ้าจริง (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าในวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD นั้น (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าหลังวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD (วัน SCOD ตามสัญญา)</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้เข้าร่วมโครงการมีหน้าที่จะต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามระเบียบ กกพ. รวมทั้งต้องปฏิบัติตามประกาศ กกพ. เรื่อง “<u>มาตรการด้านการออกแบบติดตั้งและการจัดการขยะและกากของเสียสำหรับผู้ประกอบการกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า</u>” หรือ ประกาศ กกพ. เรื่อง “<u>มาตรการป้องกัน แก๊ส และติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับผู้ประกอบการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่เข้าข่ายต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี</u>”</li> <li>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าให้วัดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือนนั้นๆ จากมิเตอร์ที่การไฟฟ้ากำหนด หากช่วงเวลาใดๆ ที่มีการจ่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายสูงสุดตามสัญญา การไฟฟ้าจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินให้ผู้เข้าร่วมโครงการ</li> <li>- มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า คุณด้วย อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่กำหนด (ตามหลักการคำนวณข้างต้น)</li> <li>- ห้ามมิให้ผู้เข้าร่วมโครงการนำเชื้อเพลิงอื่นๆ มาผลิตไฟฟ้าหรือนำพลังงานจากแหล่งอื่นมาขายเข้าระบบ รวมถึงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมจากที่ระบุไว้ในสัญญา มิเช่นนั้นจะถือว่าผู้เข้าร่วมโครงการผิดสัญญาและถือว่าสัญญาสิ้นสุดลงทันที โดยจะถูกดำเนินคดีตามกฎหมายต่อไป พร้อมทั้งต้องเสียค่าปรับ 5 ล้านบาท/MWp ตามขนาดกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญาอีกด้วย</li> <li>- การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ห้ามมิให้ผู้เข้าร่วมโครงการโอนสิทธิและหน้าที่ในค่าซื้อขายไฟฟ้าหรือในสัญญาให้กับผู้อื่น หากกรณีผู้เข้าร่วมโครงการเป็นนิติบุคคล ห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนผู้ถือหุ้นเดิมจนเป็นเหตุให้ผู้ถือหุ้นเดิมตามที่ยื่นขอขายไฟฟ้าแบบ Adder เดิม น้อยกว่ากึ่งหนึ่งและห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนหุ้นที่ถือโดยผู้ถือหุ้นเดิมเหลือน้อยกว่าร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นทั้งหมดจนกว่าจะได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วเป็นระยะเวลา 3 ปี (ระเบียบข้อ 26)</li> </ul>
2	2 ก.พ. 2558 (ข้อชี้แจง)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- เพื่อให้คำจำกัดความคำว่า “ผู้เข้าร่วมโครงการ” ตามระเบียบข้างต้นนั้นมีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น กกพ. จึงออกคำชี้แจงดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ผู้เข้าร่วมโครงการ หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการเจรจาซื้อขายไฟฟ้าจาก กกพ. แล้ว และได้รับความเห็นชอบจาก คณก.บริหารฯ ของกระทรวงพลังงานแล้ว เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2557</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		○ ซึ่งผู้เข้าร่วมโครงการดังกล่าวจะต้องปฏิบัติตามระเบียบข้อ 26
3	25 มี.ค.2558 (ฉบับที่ 2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระเบียบนี้เรียกว่า “ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับผู้ที่ยื่นขอขายไฟฟ้าไว้ในระบบส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) เดิม (ฉบับที่ 2) พ.ศ.2558”</li> <li>- ให้ยกเลิกความในข้อ 26 วรรคหนึ่งของระเบียบฉบับที่ 1 และให้ใช้ความต่อไปนี้แทน               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ห้ามมิให้ผู้เข้าร่วมโครงการโอนสิทธิและหน้าที่ในคำขอขายไฟฟ้าหรือในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้กับผู้อื่น เว้นแต่จะได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.</li> </ul> </li> </ul>

4) ประกาศ กกพ. เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด																																		
1	6 ก.ย. 2556	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศ กกพ. เรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา”</li> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2556 ในปริมาณการรับซื้อที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 200 MWp ดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมในแต่ละประเภท</li> </ul> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>อาคาร</th> <th>กำลังผลิตติดตั้ง</th> <th>กำลังผลิตติดตั้งรวม</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) บ้านอยู่อาศัย</td> <td>ไม่เกิน 10 kWp</td> <td>100 MWp</td> </tr> <tr> <td>(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก</td> <td>&gt; 10-250 kWp</td> <td rowspan="2">100 MWp</td> </tr> <tr> <td>(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน</td> <td>&gt;250-1,000 kWp</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย</li> </ul> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">พื้นที่เขต</th> <th colspan="2">ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MWp)</th> </tr> <tr> <th>กลุ่มบ้านอยู่อาศัย</th> <th>กลุ่มอาคารธุรกิจ/โรงงาน</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)</td> <td>40</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)</td> <td>60</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>- ภาคเหนือ 20 จังหวัด</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>- ภาคใต้ 18 จังหวัด</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table> </li> </ul>	อาคาร	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตติดตั้งรวม	(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	100 MWp	(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	> 10-250 kWp	100 MWp	(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	>250-1,000 kWp	พื้นที่เขต	ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MWp)		กลุ่มบ้านอยู่อาศัย	กลุ่มอาคารธุรกิจ/โรงงาน	(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	40	40	(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	60	60	- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	15	15	- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด	15	15	- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ	15	15	- ภาคใต้ 18 จังหวัด	15	15
อาคาร	กำลังผลิตติดตั้ง	กำลังผลิตติดตั้งรวม																																		
(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	100 MWp																																		
(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	> 10-250 kWp	100 MWp																																		
(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	>250-1,000 kWp																																			
พื้นที่เขต	ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MWp)																																			
	กลุ่มบ้านอยู่อาศัย	กลุ่มอาคารธุรกิจ/โรงงาน																																		
(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	40	40																																		
(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	60	60																																		
- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	15	15																																		
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด	15	15																																		
- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ	15	15																																		
- ภาคใต้ 18 จังหวัด	15	15																																		



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด												
		<p>ทั้งนี้ หากมีข้อจำกัดของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถเปลี่ยนแปลงปริมาณและจุดรับซื้อได้ตามความเหมาะสม</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้ที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องมีความสมบูรณ์ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ เป็นเจ้าของอาคาร หรือได้รับการยินยอมจากผู้ที่ เป็นเจ้าของอาคาร หรือมีสัญญาเช่า ทั้งนี้ อาคารนั้นจะต้องไม่เคยติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาก่อน</li> <li>○ กรณีที่ผู้ประสงค์จะขายไฟฟ้าเป็นนิติบุคคล จะต้องมิวัตถุประสงค์ที่ระบุในหนังสือรับรองให้ดำเนินการเกี่ยวกับการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า</li> <li>○ ไม่เป็นกระทรวง ทบวง กรม รัฐวิสาหกิจ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หรือส่วนราชการที่มีชื่อเรียกอย่างอื่นและมีฐานะเป็นกรม ส่วนราชการสังกัดรัฐสภา ศาล หรือหน่วยงานรัฐอื่นๆ</li> <li>○ อาคารที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าอยู่แล้ว ตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งสอดคล้องกับกลุ่มประเภทอาคารตามการแบ่งกลุ่มการส่งเสริม</li> </ul> </li> <li>- ผู้ที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้า ตั้งแต่วันจันทร์ที่ 23 กันยายน 2556 ถึงวันศุกร์ที่ 11 ตุลาคม 2556 เวลา 09.00 – 15.00 น. ณ ที่ทำการการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามที่กำหนด <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ผู้ที่ประสงค์ในกลุ่มบ้านอยู่อาศัยสามารถยื่นคำขอได้ไม่เกิน 10 แบบคำขอขายไฟฟ้าต่อครั้ง ส่วนกลุ่มอาคารธุรกิจหรือโรงงานสามารถยื่นคำขอได้ไม่เกิน 1 แบบคำขอขายไฟฟ้าต่อครั้ง</li> </ul> </li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียงลำดับคำขอขายไฟฟ้าตามวันและเวลาที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์เป็นสำคัญ ทั้งนี้ กรณีต้องมีการจัดส่งเอกสารเพิ่มเติม หากส่งเกินกำหนดวันและเวลาปิดคำขอ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะไม่รับเอกสารใดๆ เพิ่มเติม โดยถือว่าไม่ประสงค์จะจัดส่งข้อมูลเพิ่มเติมแล้ว</li> <li>- ราคารับซื้อไฟฟ้าให้เป็นไปตามอัตรา FiT ดังปรากฏตามตารางด้านล่างเป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากกำหนดวัน SCOD <table border="1" data-bbox="582 1720 1449 1933"> <thead> <tr> <th>อาคาร</th> <th>กำลังผลิตติดตั้ง</th> <th>อัตรารับซื้อไฟฟ้า FiT (บาท/หน่วย)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) บ้านอยู่อาศัย</td> <td>ไม่เกิน 10 kWp</td> <td>6.96</td> </tr> <tr> <td>(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก</td> <td>&gt; 10-250 kWp</td> <td>6.55</td> </tr> <tr> <td>(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน</td> <td>&gt;250-1,000 kWp</td> <td>6.16</td> </tr> </tbody> </table> </li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะทยอยประกาศรายชื่อผู้ยื่นคำขอที่ผ่านการคัดเลือก</li> </ul>	อาคาร	กำลังผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า FiT (บาท/หน่วย)	(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	6.96	(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	> 10-250 kWp	6.55	(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	>250-1,000 kWp	6.16
อาคาร	กำลังผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า FiT (บาท/หน่วย)												
(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kWp	6.96												
(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	> 10-250 kWp	6.55												
(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	>250-1,000 kWp	6.16												



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ตั้งแต่วันจันทร์ที่ 14 ตุลาคม 2556 เป็นต้นไป โดยผู้ที่ผ่านการคัดเลือกจะต้องรับทราบเงื่อนไขต่างๆ และลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเร็วภายในระยะเวลาที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้ที่ลงนามสัญญาแล้วจะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ภายในกำหนดวัน SCOD แต่ไม่เกินวันที่ 31 ธันวาคม 2556 <ul style="list-style-type: none"> <li>o ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีกำหนดระยะเวลา 25 ปี นับจากกำหนดวัน SCOD หากจ่ายไฟฟ้าไม่เป็นไปตามกำหนด จะไม่มีผลกระทบต่อวันสิ้นสุดการขายไฟฟ้าที่กำหนดในสัญญา</li> </ul> </li> <li>- ก่อนวัน COD ผู้ยื่นคำขอจะต้องนำใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด มาแสดงต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เป็นคู่สัญญา</li> <li>- ผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ควรเป็นผู้ที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียนจาก พพ. หรือผู้ที่มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพที่เกี่ยวข้อง</li> <li>- ผู้ผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ควรจะหาการรับประกันระบบผลิตไฟฟ้าจากบุคคลที่สามตามที่เหมาะสม</li> <li>- ผู้ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่นๆ ที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด ห้ามมิให้มีการนำพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากแหล่งอื่นมาขายเข้าระบบนอกจากพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้สัญญาซื้อขายดังกล่าว หากพบว่ามี การดำเนินการดังกล่าวจะถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นอันสิ้นสุดลงโดยทันที และผู้กระทำผิดจะได้รับการลงโทษปรับตามที่กำหนด และชำระเงินที่ได้รับจากการขายไฟฟ้าคืนการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเต็มจำนวนที่ได้รับตั้งแต่วันที่ COD</li> </ul>
2	17 ก.ย. 2556	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศ กกพ. เรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม)”</li> <li>- ขอแก้ไขสถานที่ยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง เพื่ออำนวยความสะดวกต่อผู้ที่มีความประสงค์</li> </ul>
3	10 ต.ค. 2556	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศ กกพ. เรื่อง “ขยายระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับบ้านอยู่อาศัย”</li> <li>- เพื่อให้สามารถดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop สำหรับบ้านอยู่อาศัยเป็นไปตามเป้าหมาย กกพ. จึงประกาศขยายเวลาการยื่นแบบคำขอสำหรับบ้านอยู่อาศัยที่จะครบกำหนดในวันที่ 11 ตุลาคม 2556 ออกไปเป็นวันที่</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด								
		15 พฤศจิกายน 2556								
4	24 มี.ค. 2557	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศสำนักงาน กกพ. เรื่อง “การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) <u>ไม่ถือเป็นโรงงานผลิตไฟฟ้า</u>”</li> <li>- อาศัยอำนาจตามมาตรา 48 แห่ง พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 10/2557 (ครั้งที่ 259) เมื่อวันที่ 13 มีนาคม 2557 ได้มีมติให้การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) <u>ไม่ถือเป็นโรงผลิตพลังงานไฟฟ้า</u> จึงเป็นกิจการไฟฟ้าที่ไม่ต้องยื่นคำขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (รง.4)</li> <li>- แต่ถือว่าเป็นกิจการไฟฟ้าที่ต้องแจ้งต่อ สำนักงาน กกพ. ตามประกาศของ กกพ. เรื่อง การกำหนดให้กิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตเป็นกิจการที่ต้องแจ้ง พ.ศ. 2551</li> </ul>								
กกพ.	15 ส.ค. 2557	<ul style="list-style-type: none"> <li>- กกพ. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 มีมติสำหรับ Solar PV Rooftop ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ให้ขยายกำหนดวัน SCOD ของ Solar PV Rooftop สำหรับโครงการที่ผูกพันกับภาครัฐแล้ว 130.64 MWp จากที่กำหนดไว้เดิมภายในเดือนธันวาคม 2556 เป็นภายในสิ้นเดือนธันวาคม 2557</li> <li>○ ให้เปิดรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ Solar PV Rooftop สำหรับบ้านอยู่อาศัยขนาดไม่เกิน 10 kWp เพิ่มอีก 69.36 MW โดยกำหนดอัตรา FiT 6.85 บาท/หน่วย โดยมีกำหนดวัน SCOD ภายในสิ้นเดือนธันวาคม 2558</li> </ul> </li> </ul>								
5	2 ก.พ. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศ กกพ. เรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์)”</li> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ประเภทบ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 kWp โดยให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD) ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2558 ในปริมาณการรับซื้อเพิ่มเติมให้ครบตามเป้าหมาย 100 MWp</li> <li>- ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มในแต่ละพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ครบตามเป้าหมาย 100 MWp มีดังนี้</li> </ul> <table border="1" style="margin-left: 40px; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>พื้นที่/เขต</th> <th>กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)</td> <td>35.691</td> </tr> <tr> <td>(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)</td> <td>32.530</td> </tr> <tr> <td>- ภาคเหนือ 20 จังหวัด</td> <td>8.574</td> </tr> </tbody> </table>	พื้นที่/เขต	กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)	(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	35.691	(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	32.530	- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	8.574
พื้นที่/เขต	กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)									
(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	35.691									
(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	32.530									
- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	8.574									



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด				
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด</li> <li>- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ</li> <li>- ภาคใต้ 18 จังหวัด</li> </ul>	<table border="1"> <tr> <td>0.058</td> </tr> <tr> <td>10.396</td> </tr> <tr> <td>13.501</td> </tr> </table>	0.058	10.396	13.501
0.058						
10.396						
13.501						
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้ที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีคุณสมบัติและไม่มีลักษณะต้องห้าม ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ เป็นเจ้าของอาคาร หรือได้รับการยินยอมจากผู้ที่ เป็นเจ้าของอาคาร หรือมีสัญญาเช่า ทั้งนี้ ผู้ที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าจะต้องไม่เคยได้รับการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ตามนโยบายรัฐบาลในรูปแบบอื่นๆ</li> <li>○ โดยอาคารที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีมิเตอร์ที่มีการซื้อไฟฟ้าอยู่แล้ว หรือเป็นผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ ตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งอาคารดังกล่าวจะต้องไม่เป็นของหน่วยงานของรัฐ (ตามที่ระบุไว้ด้านล่าง)</li> <li>○ กรณีที่ผู้ประสงค์จะขายไฟฟ้าเป็นนิติบุคคล จะต้องมิวัตถุประสงค์ที่ระบุในหนังสือรับรองให้ดำเนินการเกี่ยวกับการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า</li> <li>○ <u>ไม่เป็น</u>กระทรวง ทบวง กรม รัฐวิสาหกิจ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หรือส่วนราชการที่มีชื่อเรียกอย่างอื่นและมีฐานะเป็นกรม ส่วนราชการสังกัดรัฐสภา ศาล หรือหน่วยงานรัฐอื่นๆ</li> </ul> </li> <li>- ผู้ที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าตามที่กำหนด ตั้งแต่วันที่ 9 กุมภาพันธ์ 2558 ถึงวันที่รับซื้อได้เต็มเป้าหมาย ทั้งนี้ต้องไม่เกินวันที่ 30 มิถุนายน 2558 ในเวลาทำการ ณ ที่ทำการการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามที่กำหนด</li> <li>- ในแบบคำขอหนึ่งๆ จะมีกำลังผลิตติดตั้งตามกำหนด ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ จะต้องติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่เกิน 10 kWp</li> <li>○ จะต้องเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้วงจรและมีจุดรับซื้อไฟฟ้าเดียวกัน</li> </ul> </li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียงลำดับคำขอขายไฟฟ้าตามวันและเวลาที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์เป็นสำคัญ ทั้งนี้ กรณีต้องมีการจัดส่งเอกสารเพิ่มเติมต้องส่งภายใน 15 วัน แต่ไม่เกินกำหนดวันและเวลาปิดคำขอ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะไม่รับเอกสารใดๆ เพิ่มเติมหลังพ้นกำหนดปิดรับคำขอขายไฟฟ้า โดยถือว่าไม่ประสงค์จะจัดส่งข้อมูลเพิ่มเติมแล้ว</li> <li>- อัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ให้เป็นไปตามอัตรา FiT ประเภทบ้านอยู่อาศัย กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบในส่วนปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 14.84 (หรือคิดเป็น</li> </ul>				



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>1,299.98 หน่วย/kWp/ปี (365 วัน) หรือ 1,303.55 หน่วย/kWp/ปี (366 วัน))  <b>ในอัตรา 6.85 บาท/หน่วย</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ สำหรับส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 14.84 จะได้รับอัตราซื้อไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย (ในระยะเวลา 12 เดือน) แต่ทั้งนี้ อัตราดังกล่าวจะต้องไม่เกินอัตรา FIT ที่ 6.85 บาท/หน่วย</li> <li>○ ทั้งนี้ สำหรับปริมาณรับซื้อในปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา ถ้าไม่ครบปี ปฏิทินให้ใช้อัตรา FIT 6.85 บาท/หน่วย โดยไม่ต้องคิด Capacity Factor</li> </ul> <p>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะประกาศรายชื่อผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าเป็นระยะๆ ตามลำดับที่ผ่านการคัดเลือก ทั้งนี้ ไม่เกินวันที่ 31 กรกฎาคม 2558 โดยผู้ที่ผ่านการคัดเลือกจะต้องรับทราบเงื่อนไขต่างๆ และลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใน 60 วันนับจากวันที่ประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือก หากไม่ดำเนินการภายในระยะเวลาที่กำหนด ให้ถือว่าคำขอนั้นเป็นอันยกเลิก</p> <p>- ผู้ที่ลงนามสัญญาแล้ว จะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในกำหนดวัน SCOD แต่ไม่เกินวันที่ 31 ธันวาคม 2558 มิเช่นนั้นให้ถือว่าสัญญาเป็นอันสิ้นสุดลง</p> <p>- ก่อนวัน COD ผู้ยื่นคำขอจะต้องนำใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด มาแสดงต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เป็นคู่สัญญา</p> <p>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีระยะเวลา 25 ปี โดยการนับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้พิจารณาแล้วแต่กรณี ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าก่อนวัน SCOD ให้นับจากวันที่จ่ายไฟฟ้าจริง (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าในวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD นั้น (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าหลังวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD (วัน SCOD ตามสัญญา)</li> </ul> <p>- ผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ควรเป็นผู้ที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียนจาก พพ. หรือผู้ที่มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพที่เกี่ยวข้อง</p> <p>- ผู้ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่นๆ ที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด <u>ห้ามมิให้มีการนำเชื้อเพลิงอื่นๆ หรือนำพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งอื่นมาขายเข้าระบบนอกจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สัญญาซื้อขาย รวมถึงห้ามมิให้ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมจากที่ระบุไว้ในสัญญา</u> หากพบว่ามีการดำเนินการดังกล่าวจะถือว่าเป็นการผิดสัญญาและถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นอันสิ้นสุดลงโดยทันที และจะต้องเสียค่าปรับตามที่ระบุไว้ในสัญญา</p> <p>- ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามประกาศ กพพ. เรื่อง “มาตรการด้านการออกแบบ</p>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด														
		<p>ติดตั้งและการจัดการขยะและกากของเสียสำหรับผู้ประกอบการกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า”</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องรับผิดชอบในการกำจัดแผง Solar PV Rooftop ที่ไม่ได้ใช้งานหรือเสื่อมสภาพและตามข้อกำหนดในกฎหมายต่างๆที่เกี่ยวข้อง</li> </ul>														
6	17 ก.พ. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประกาศ กพพ. เรื่อง “การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) (แก้ไขเพิ่มเติม)”</li> <li>- ทำการแก้ไขข้อความ “ผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ต้องเป็นผู้ที่มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพที่เกี่ยวข้อง” โดยยกเลิกคำว่า “ควรเป็นผู้ที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียนจาก พพ.”</li> <li>- แก้ไขปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มในแต่ละพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ครบตามเป้าหมาย 100 MWp มีดังนี้</li> </ul> <table border="1" style="margin-left: 40px;"> <thead> <tr> <th>พื้นที่/เขต</th> <th>กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)</td> <td>35.691</td> </tr> <tr> <td>(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)</td> <td>42.941</td> </tr> <tr> <td>- ภาคเหนือ 20 จังหวัด</td> <td>10.047</td> </tr> <tr> <td>- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด</td> <td>8.235</td> </tr> <tr> <td>- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ</td> <td>10.969</td> </tr> <tr> <td>- ภาคใต้ 18 จังหวัด</td> <td>13.691</td> </tr> </tbody> </table>	พื้นที่/เขต	กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)	(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	35.691	(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	42.941	- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	10.047	- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด	8.235	- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ	10.969	- ภาคใต้ 18 จังหวัด	13.691
พื้นที่/เขต	กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)															
(1) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	35.691															
(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	42.941															
- ภาคเหนือ 20 จังหวัด	10.047															
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20 จังหวัด	8.235															
- ภาคกลาง 16 จังหวัด 1 อำเภอ	10.969															
- ภาคใต้ 18 จังหวัด	13.691															

5) ระเบียบ กพพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	30 ส.ค. 2556	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระเบียบ กพพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2556</li> <li>- การผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop หมายถึง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิก ที่ติดตั้งบนหลังคา ดาดฟ้า หรือส่วนหนึ่งส่วนใดบนอาคาร <ul style="list-style-type: none"> <li>○ อาคารตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร แต่ไม่รวมกำแพง รั้ว ป้าย หรือสิ่งก่อสร้างขึ้นสำหรับติดหรือตั้งป้าย หรือพื้นที่จอดรถ กลับริด หรือทางเข้าออกของรถสำหรับอาคาร หรือสิ่งก่อสร้างขึ้นอย่างอื่นทำนองเดียวกัน</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- คำนียามของการแบ่งประเภทบ้านอยู่อาศัย หรืออาคารธุรกิจ หรือโรงงาน               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ บ้านอยู่อาศัย หมายถึง อาคารของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1</li> <li>○ อาคารธุรกิจหรือโรงงาน หมายถึง อาคารของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก หรือประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง หรือประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ หรือประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง</li> </ul> </li> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบนี้ โดยจะรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่และปริมาณที่กำหนดในประกาศในแต่ละคราว</li> <li>- ผู้ที่ยื่นขอ Solar PV Rooftop เมื่อยื่นแบบคำขอแล้ว ห้ามไม่ให้เปลี่ยนแปลงข้อมูลกำลังผลิตติดตั้ง ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย และจุดรับซื้อไฟฟ้าก่อนวันลงนามสัญญา</li> <li>- ในการยื่นคำขอขายไฟฟ้า ผู้ยื่นจะต้องระบุวัน SCOD ที่ชัดเจนและอยู่ในกรอบเวลา SCOD ที่กำหนดในประกาศ ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถเปลี่ยนแปลงกำหนดวัน SCOD ได้ตามความเหมาะสม</li> <li>- การรับซื้อไฟฟ้าให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยเรียงลำดับตามคำขอขายไฟฟ้าที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์ โดยพิจารณาจากคุณสมบัติ หลักเกณฑ์ วิธีการ เงื่อนไขที่ประกาศกำหนด หรือวิธีการอื่นใดที่ประกาศในแต่ละคราว</li> <li>- กกพ. จะประกาศรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว โดยกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไข ดังต่อไปนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม รวมถึงกำหนดบริเวณพื้นที่ระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับได้</li> <li>○ กำหนดวันเปิดและปิดรับคำขอขายไฟฟ้า และกรอบวันประกาศผล</li> <li>○ อัตรา FIT กรอบระยะเวลาวัน SCOD และระยะเวลาการให้ FIT</li> <li>○ ค่าธรรมเนียม และค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง</li> <li>○ สถานที่ยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้า</li> <li>○ หลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง</li> </ul> </li> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาคำขอขายไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ความสอดคล้องกับหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดและความครบถ้วนสมบูรณ์ของเอกสารหลักฐาน ตามรายละเอียดที่กำหนด</li> <li>○ วันและเวลาที่ได้รับแบบคำขอที่มีความครบถ้วนสมบูรณ์เป็นสำคัญ</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ ลำดับค่าขอขายไฟฟ้าจากผู้ยื่นเรียงตามลำดับวันเวลาที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์จนกว่าปริมาณที่เสนอขายรวมเท่ากับปริมาณรับซื้อที่ประกาศในแต่ละคราว ซึ่งถือว่าค่าขอเหล่านั้นได้รับคัดเลือกให้มาทำสัญญา</li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือกให้มาลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายในกำหนดวันที่ระบุไว้ในประกาศ หากไม่ลงนามภายในระยะเวลาที่กำหนดจะถือว่าค่าขอขายไฟฟ้าเป็นอันยกเลิก</li> <li>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะรับซื้อให้เป็นไปตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือนนั้นๆ จากมิเตอร์ที่การไฟฟ้ากำหนด หากในเดือนใดที่มีการจ่ายไฟฟ้าเกินกว่าที่ระบุในสัญญา การไฟฟ้าจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินนั้น</li> <li>- ราคาซื้อไฟฟ้าเป็นอัตรา FIT ตามอัตราที่กำหนดในประกาศแต่ละคราว</li> <li>- มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า คุณด้วย อัตรา FIT ที่กำหนดในประกาศ</li> <li>- ผู้ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขต่างๆที่กำหนด รวมทั้งห้ามเปลี่ยนแปลงขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ปริมาณพลังไฟฟ้เสนอขาย จุดรับซื้อไฟฟ้าและเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า หลังจากทีลงนามสัญญาแล้ว</li> <li>- ในกรณีผู้ผลิตไฟฟ้ามีความประสงค์จะขอโอนสิทธิหน้าที่ในการปฏิบัติตามสัญญา จะต้องได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามหลักเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด และแจ้งให้สำนักงาน กกพ. ทราบด้วย</li> <li>- หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามกำหนดวัน SCOD ได้ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและผู้ผลิตไฟฟ้าปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญาอย่างเคร่งครัด</li> </ul>
2	30 ธ.ค. 2557	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) พ.ศ. 2557</li> <li>- ระเบียบนี้ใช้สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าตามประกาศ กกพ. <u>เพิ่มเติมในประเภทบ้านอยู่อาศัยเท่านั้น</u></li> <li>- การผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop หมายถึง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิก ที่ติดตั้งบนหลังคา ดาดฟ้า หรือส่วนหนึ่งส่วนใดบนอาคาร (ตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร)</li> <li>○ แต่ไม่รวมกำแพง รั้ว ป้าย หรือสิ่งก่อสร้างขึ้นสำหรับติดตั้งป้าย หรือพื้นที่จอดรถ กลับริด หรือทางเข้าออกของรถสำหรับอาคาร หรือสิ่งก่อสร้างขึ้นอย่างอื่นทำนองเดียวกัน</li> <li>- ประเภทบ้านอยู่อาศัย หมายถึง อาคารของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบนี้ โดยจะรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่และปริมาณที่กำหนดในประกาศในแต่ละคราว</li> <li>- ผู้ที่ยื่นขอ Solar PV Rooftop เมื่อยื่นแบบคำขอแล้ว ห้ามเปลี่ยนแปลงจุดรับซื้อไฟฟ้า แต่ในส่วนของการห้ามเปลี่ยนแปลงขนาดกำลังผลิตติดตั้ง เว้นแต่จะได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยความเห็นชอบของ กกพ.</li> <li>- ในการยื่นคำขอขายไฟฟ้า ผู้ยื่นจะต้องระบุวัน SCOD ที่ชัดเจน โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถเปลี่ยนแปลงกำหนดวัน SCOD ได้ตามความเหมาะสม ทั้งนี้ วัน SCOD จะต้องเป็นไปตามกรอบเวลาที่กำหนดในประกาศ</li> <li>- การรับซื้อไฟฟ้าให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยเรียงลำดับตามคำขอขายไฟฟ้าที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์ โดยพิจารณาจากคุณสมบัติ หลักเกณฑ์ วิธีการ เงื่อนไขที่ประกาศกำหนด หรือวิธีการอื่นใดที่ประกาศในแต่ละคราว</li> <li>- กกพ. จะประกาศรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว โดยกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไข ดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม รวมถึงกำหนดบริเวณพื้นที่ระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับได้</li> <li>○ กำหนดวันเปิดและปิดรับคำขอขายไฟฟ้า และกรอบวันประกาศผล</li> <li>○ อัตรา FIT กรอบระยะเวลาวัน SCOD และระยะเวลาการให้ FIT</li> <li>○ ค่าธรรมเนียม และค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง</li> <li>○ สถานที่ยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้า</li> <li>○ หลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง</li> </ul> </li> <li>- ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาคำขอขายไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ความสอดคล้องกับหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดและความครบถ้วนสมบูรณ์ของเอกสารหลักฐาน ตามรายละเอียดที่กำหนด</li> <li>○ วันและเวลาที่ได้รับแบบคำขอที่มีความครบถ้วนสมบูรณ์เป็นสำคัญ</li> <li>○ ลำดับคำขอขายไฟฟ้าจากผู้ยื่นเรียงตามลำดับวันเวลาที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์จนกว่าปริมาณที่เสนอขายรวมเท่ากับปริมาณรับซื้อที่ประกาศในแต่ละคราว ซึ่งถือว่าคำขอเหล่านั้นได้รับคัดเลือกให้มาทำสัญญา</li> </ul> </li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะประกาศรายชื่อผู้ผ่านการคัดเลือกให้มาลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายใน 60 วัน นับจากวันที่ประกาศรายชื่อ หากไม่ลงนาม</li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>ภายในระยะเวลาที่กำหนดจะถือว่าค่าซื้อขายไฟฟ้าเป็นอันยกเลิก</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะรับซื้อให้เป็นไปตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือนนั้นๆ จากมิเตอร์ที่การไฟฟ้ากำหนด หากในเดือนใดที่มีการจ่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดตามที่ระบุในสัญญา การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินนั้น <ul style="list-style-type: none"> <li>○ ในกรณีผู้ผลิตไฟฟ้ามีการซื้อไฟฟ้าเข้าไปใช้ในระบบผลิตผ่านมิเตอร์ โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้างดกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคิดเงินค่าไฟฟ้าตามวิธีปฏิบัติที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด</li> </ul> </li> <li>- ราคาซื้อไฟฟ้าเป็นอัตรา FIT ตามอัตราที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า</li> <li>- มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า คูณด้วย อัตรา FIT ที่กำหนดในประกาศ (ตามหลักการคำนวณข้างต้น)</li> <li>- ผู้ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามเงื่อนไขต่างๆที่กำหนดอย่างเคร่งครัด รวมทั้งห้ามมิให้โอนสิทธิและหน้าที่ในค่าซื้อขายไฟฟ้าหรือในสัญญาให้กับผู้อื่น เว้นแต่จะได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามหลักเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด โดยความเห็นชอบของ กกพ.</li> </ul>

6) ระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร

ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
1	6 มี.ค. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระเบียบ กกพ. ว่าด้วย “การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร”</li> <li>- ใช้กับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ภายใต้โครงการนี้เท่านั้น</li> <li>- นิยามของหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร <ul style="list-style-type: none"> <li>○ หน่วยงานราชการ คือ หน่วยงานของส่วนราชการตามกฎหมายว่าด้วยระเบียบบริหารราชการแผ่นดิน และให้หมายความรวมถึงองค์กรที่รัฐจัดตั้งขึ้น</li> <li>○ สหกรณ์ภาคการเกษตร คือ สหกรณ์ที่ได้จดทะเบียนสหกรณ์ประเภทสหกรณ์การเกษตร สหกรณ์นิคม และสหกรณ์ประมงตามกฎหมายว่าด้วยสหกรณ์</li> </ul> </li> <li>- สถานที่ตั้งโครงการต้องเป็นพื้นที่ ดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>○ <u>กรณีเป็นหน่วยงานราชการ</u> ให้โครงการตั้งอยู่ในที่ราชพัสดุซึ่งหน่วยงานราชการที่เข้าร่วมโครงการเป็นผู้ครอบครองและได้รับอนุญาตจากกรมธนารักษ์</li> </ul> </li> </ul>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>รักษำให้นำพื้นที่ราชพัสดุในครอบครองมาใช้ประโยชน์ในโครงการนี้ หรือเป็นที่ดินที่หน่วยงานราชการเป็นเจ้าของที่ดิน</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กรณีเป็นสหกรณ์ภาคการเกษตร ให้โครงการตั้งอยู่ในที่ดินที่สหกรณ์ภาคการเกษตรเป็นเจ้าของหรือที่ดินที่สมาชิกสหกรณ์ภาคการเกษตรเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์หรือมีสิทธิครอบครองตามกฎหมาย เพื่อใช้ดำเนินโครงการ</li> <li>- ผู้ที่ประสงค์จะเป็นเจ้าของโครงการจะต้องยื่นความจำนงขอเข้าร่วมโครงการตามหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขตามที่ คณก.บริหารฯกำหนด และภายหลังจากที่ได้รับการตอบรับเข้าร่วมโครงการแล้ว ให้เจ้าของโครงการมายื่นคำร้องและข้อเสนอขอขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อลงนามสัญญาต่อไป</li> <li>- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบนี้ ในปริมาณการรับซื้อที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน <b>5 MWp ต่อ 1 โครงการ รวมให้เต็มตามเป้าหมาย 800 MWp</b></li> <li>- ต้องคำนึงถึงและปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น กฎหมายว่าด้วยโรงงาน กฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร กฎหมายว่าด้วยการผังเมือง กฎหมายว่าด้วยการพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน กฎหมายว่าด้วยการให้เอกชนร่วมลงทุนในกิจการของรัฐ กฎหมายว่าด้วยราชพัสดุ กฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน</li> <li>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุสัญญา <b>25 ปี</b> และจะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในวัน SCOD ทั้งนี้ให้ลงนามสัญญาภายใน <u>120 วันนับจากวันที่ได้รับหนังสือแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า</u> มิเช่นนั้นให้ถือว่าคำขอเป็นอันยกเลิก</li> <li>- หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนดวัน SCOD และมีความประสงค์ขอขยายวัน SCOD จะต้องแจ้งให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนวัน SCOD โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาตามความพร้อม 4 ด้าน ให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน โดยสามารถขยายวัน SCOD ออกไปได้อีก แต่ไม่เกินวันที่ <b>30 มิถุนายน 2559</b></li> <li>- ก่อนวัน COD เจ้าของโครงการจะต้องนำใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนดมาแสดงต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เป็นคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า</li> <li>- ถ้าไม่มีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าภายในวัน SCOD ให้ถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลง เว้นแต่กรณีเป็นเหตุสุดวิสัยตามที่กำหนดไว้ในสัญญา</li> <li>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกิน <b>Capacity Factor ร้อยละ 16</b> จะได้รับอัตราซื้อไฟฟ้า (FiT) ที่ 5.66 บาท/หน่วย</li> <li>○ Capacity Factor ร้อยละ 16 คิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 1,401,600</li> </ul>

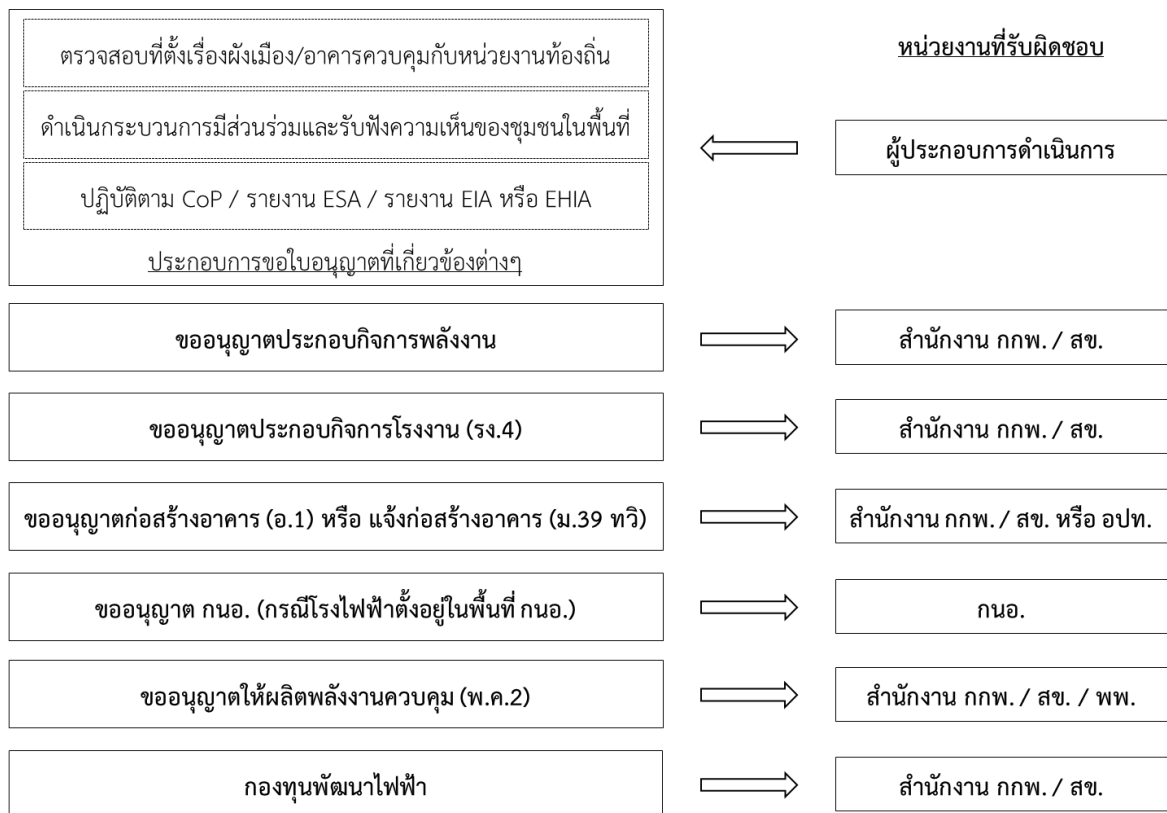


ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>หน่วย/MWp/ปี (365 วัน) หรือ 1,405,440 หน่วย/MWp/ปี (366 วัน)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ สำหรับส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 จะได้รับอัตราซื้อไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย (ในระยะเวลา 12 เดือน) แต่ทั้งนี้ อัตราดังกล่าวจะต้องไม่เกินอัตรา FIT ที่ 5.66 บาท/หน่วย</li> <li>○ ทั้งนี้ สำหรับปริมาณรับซื้อในปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา ถ้าไม่ครบปี ปฏิทินให้ใช้อัตรา FIT 5.66 บาท/หน่วย โดยไม่ต้องคิด Capacity Factor</li> </ul> <p>- สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีระยะเวลา 25 ปี โดยการนับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้พิจารณาแล้วแต่กรณี ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าก่อนวัน SCOD ให้นับจากวันที่จ่ายไฟฟ้าจริง (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าในวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD นั้น (วัน COD จริง)</li> <li>○ กรณีจ่ายไฟฟ้าหลังวัน SCOD ให้นับจากวัน SCOD (วัน SCOD ตามสัญญา)</li> </ul> <p>- ผู้รับใบอนุญาตมีหน้าที่จะต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามระเบียบ กกพ. รวมทั้งต้องปฏิบัติตามประกาศ กกพ. เรื่อง “<u>มาตรการด้านการออกแบบติดตั้งและการจัดการขยะและกากของเสียสำหรับผู้ประกอบการกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า</u>” หรือ ประกาศ กกพ. เรื่อง “<u>มาตรการป้องกัน แก๊ส และติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับผู้ประกอบการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่เข้าข่ายต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี</u>”</p> <p>- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าให้วัดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือนนั้นๆ จากมิเตอร์ที่การไฟฟ้ากำหนด หากช่วงเวลาใดๆ ที่มีการจ่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายสูงสุดตามสัญญา การไฟฟ้าจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินให้ผู้เข้าร่วมโครงการ</p> <p>- มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า คุณด้วย อัตราซื้อไฟฟ้าที่กำหนด (ตามหลักการคำนวณข้างต้น)</p> <p>- ห้ามมิให้ผู้รับใบอนุญาตนำเชื้อเพลิงอื่น ๆ มาผลิตไฟฟ้าหรือนำพลังงานจากแหล่งอื่นมาขายเข้าระบบ รวมถึงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมจากที่ระบุไว้ในสัญญา มิเช่นนั้นจะถือว่าผู้เข้าร่วมโครงการผิดสัญญาและถือว่าสัญญาสิ้นสุดลงทันที โดยจะถูกดำเนินคดีตามกฎหมายต่อไป พร้อมทั้งต้องเสียค่าปรับ 5 ล้านบาท/MWp ตามขนาดกำลังผลิตติดตั้งตามสัญญาอีกด้วย</p>



ฉบับที่	ลงวันที่	รายละเอียด
		<p>- การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ห้ามมิให้ผู้เข้าร่วมโครงการโอนสิทธิและหน้าที่ในคำขอขายไฟฟ้าหรือในสัญญาให้กับผู้อื่น เว้นแต่จะได้รับการยินยอมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.</p> <p>○ ในกรณีผู้สนับสนุนโครงการเป็นนิติบุคคล ห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนผู้ถือหุ้นเดิมจนเป็นเหตุให้ผู้ถือหุ้นเดิมตามสัญญาน้อยกว่ากึ่งหนึ่งและห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงจำนวนหุ้นที่ถือเหลือน้อยกว่าร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นทั้งหมดจนกว่าจะได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วเป็นระยะเวลา 3 ปี</p>

### 3.4.3 กฎหมายและใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า



- หมายเหตุ
- (1) สำนักงาน กกพ. คือ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
  - (2) สข. คือ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประจำเขต
  - (3) อปท. คือ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น
  - (4) กนอ. คือ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

### รูปที่ 3.13 ภาพรวมกฎหมายและใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า



1) การตรวจสอบที่ตั้งเรื่องผังเมือง/อาคารควบคุมกับหน่วยงานท้องถิ่น

● **แผนผังเมือง**

เป็นแผนผังเมืองที่สร้างขึ้นเพื่อควบคุมเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์ที่ดิน โดยประกอบไปด้วย การวางและจัดทำผังเมืองรวม และผังเมืองเฉพาะ

● **ผังเมืองรวม**

เป็นแผนผัง นโยบายและโครงการรวมทั้งมาตรการควบคุมโดยทั่วไปเพื่อใช้เป็นแนวทางในการพัฒนา และการดำรงรักษาเมือง หรือชนบท ในด้านการใช้ประโยชน์ในทรัพย์สิน การคมนาคม และการขนส่ง การสาธารณสุข ูปโภค บริการสาธารณะ และสภาพแวดล้อม

● **ผังเมืองเฉพาะ คืออะไร**

เป็นแผนผังและโครงการดำเนินการเพื่อพัฒนาหรือดำรงรักษาบริเวณเฉพาะแห่งหรือกิจการที่เกี่ยวข้องในเมือง และชนบทเพื่อประโยชน์แก่การผังเมือง

● **การแบ่งโซนสีพื้นที่ได้ 22 โซนสี ได้แก่**

1		เขตสีเหลืองและเส้นทแยงสีขาว	ที่ดินประเภทอนุรักษ์เพื่อการอยู่อาศัย
2		เขตสีเหลือง	ที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นน้อย
3		เขตสีส้ม	ที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นปานกลาง
4		เขตสีน้ำตาล	ที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นมาก
5		เขตสีแดง	ที่ดินประเภทพาณิชยกรรมและที่อยู่อาศัยหนาแน่นมาก
6		เขตสีม่วง	ที่ดินประเภทอุตสาหกรรมและคลังสินค้า
7		เขตสีม่วงอ่อน	ที่ดินประเภทอุตสาหกรรมเฉพาะกิจ
8		เขตสีเมืงมะพร้าว	ที่ดินประเภทคลังสินค้า
9		เขตสีขาวยมีกรอบและเส้นทแยงสีม่วง	ที่ดินประเภทอุตสาหกรรมทั่วไปที่ไม่เป็นมลพิษต่อชุมชนหรือสิ่งแวดล้อมและคลังสินค้า
10		เขตสีเขียว	ที่ดินประเภทชนบทและเกษตรกรรม
11		เขตสีขาวยมีกรอบและเส้นทแยงสีเขียว	ที่ดินประเภทอนุรักษ์ชนบทและเกษตรกรรม



12		เขตสีเขียวมีกรอบและเส้นทแยงสีน้ำตาล	ที่ดินประเภทปฏิรูปที่ดินเพื่อเกษตรกรรม
13		เขตสีเขียวมีกรอบและเส้นทแยงสีขาว	ที่ดินประเภทอนุรักษ์สภาพแวดล้อมเพื่อการท่องเที่ยว
14		เขตสีเขียวอ่อน	ที่ดินประเภทที่โล่งเพื่อนันทนาการและการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม
15		เขตสีเขียวอ่อนมีกรอบและเส้นทแยงสีขาว	ที่ดินประเภทที่โล่งเพื่อนันทนาการ การเลี้ยงสัตว์ และรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม
16		เขตสีเขียวอ่อนมีกรอบและเส้นทแยงสีเขียว	ที่ดินประเภทที่สงวนเพื่อนันทนาการและการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม
17		เขตสีเขียวอ่อนและเส้นทแยงสีขาว	ที่ดินประเภทอนุรักษ์ป่าไม้
18		เขตสีเขียวมะกอก	ที่ดินประเภทสถานศึกษา
19		เขตสีฟ้า	ที่ดินประเภทที่โล่งเพื่อการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมและการประมง
20		เขตสีน้ำตาลอ่อน	ที่ดินประเภทอนุรักษ์เพื่อส่งเสริมเอกลักษณ์ศิลปวัฒนธรรมไทย
21		เขตสีเทาอ่อน	ที่ดินประเภทสถานศาสนา
22		เขตสีน้ำเงิน	ที่ดินประเภทสถาบันราชการ การสาธารณูปโภค และสาธารณูปการ

● **ผังเมืองรวม แบ่งได้ 8 ประเภท**

1. **ที่ดินประเภทที่อยู่อาศัย** แบ่งออกเป็น 3 ระดับ คือ

- **เขตพื้นที่สีเหลือง** กำหนดไว้ให้เป็น ที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นน้อย ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเป็นที่อยู่อาศัย หรือสถาบันราชการ หรือสาธารณประโยชน์เท่านั้น พื้นที่นี้ส่วนมากจะอยู่นอกเมืองหรือในชนบท
- **เขตพื้นที่สีส้ม** กำหนดไว้ให้เป็นที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นปานกลาง ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเป็นที่อยู่อาศัย หรือสถาบันราชการ หรือสาธารณประโยชน์เท่านั้น พื้นที่นี้จะมีผู้อยู่อาศัยมากกว่าพื้นที่สีเหลือง



- เขตพื้นที่สีน้ำตาล กำหนดไว้ให้เป็นที่ดินประเภทที่อยู่อาศัยหนาแน่นมาก ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเป็นที่อยู่อาศัย หรือสถาบันราชการ หรือสาธารณประโยชน์เป็นส่วนใหญ่ สำหรับการใช้ที่ดินเพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกินร้อยละสิบ
2. เขตพื้นที่สีแดง ที่ดินประเภทพาณิชยกรรม แบ่งออกเป็น 5 ระดับ คือ ที่ดินประเภท พ.1-พ.5  
ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อพาณิชยกรรม การอยู่อาศัย สถาบันราชการ การสาธารณูปโภค และสาธารณูปการเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกิน ร้อยละสิบของ ที่ดินประเภทนี้ในแต่ละบริเวณ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด ส่วนมากจะอยู่ในเมืองใหญ่ๆ การใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกิน ร้อยละสิบ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด
3. เขตพื้นที่สีม่วงที่ดินประเภทอุตสาหกรรม  
เขตพื้นที่สีม่วงเป็นพื้นที่ใช้ประโยชน์สำหรับที่ดินประเภทอุตสาหกรรมและคลังสินค้าที่สามารถสร้างโรงงานได้ในเขตพื้นที่นั้น แบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ
  - ที่ดินประเภท อ.1 กำหนดเป็นเขตอุตสาหกรรม เพื่อการบริหารและจัดการสิ่งแวดล้อม สำหรับการประกอบกิจการประเภทอุตสาหกรรมการผลิตที่มีมลพิษน้อย
  - ที่ดินประเภท อ.2 กำหนดเป็นนิคมอุตสาหกรรม ที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมาย ว่าด้วยการนิคมอุตสาหกรรม ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์เพื่ออุตสาหกรรม นิคมอุตสาหกรรม การสาธารณูปโภคและสาธารณูปการเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกินร้อยละสิบ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด
4. เขตพื้นที่สีเม็ดมะปราง ที่ดินประเภทคลังสินค้า  
กำหนดให้เป็นที่ดินประเภท อ.3 ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อคลังสินค้า อุตสาหกรรมเกี่ยวกับการบรรจุสินค้า อุตสาหกรรมเกี่ยวกับการประกอบชิ้นส่วนต่างๆ โดยไม่มีการผลิต และอุตสาหกรรมบริการชุมชน ที่ไม่ก่อเหตุรำคาญ การสาธารณูปโภค และสาธารณูปการเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการ อื่นให้ใช้ได้ไม่เกินร้อยละสิบ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด
5. เขตพื้นที่สีเขียวมีกรอบและเส้นทแยงสีเขียว ที่ดินประเภทอนุรักษ์ชนบทและเกษตรกรรม  
กำหนดให้เป็นที่ดินประเภท ก.1-ก.2 ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเกษตรกรรมหรือเกี่ยวข้องกับเกษตรกรรม สถาบันราชการ การสาธารณูปโภค และสาธารณูปการ และการอนุรักษ์และรักษาสภาพแวดล้อมเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการใช้



ประโยชน์ที่ดิน เพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ ไม่เกินร้อยละห้า และร้อยละสิบ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด

6. เขตพื้นที่สีเขียวที่ดินประเภทชนบทและเกษตรกรรม

กำหนดให้เป็นที่ดินประเภท ก.3-ก.4 ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อเกษตรกรรมหรือเกี่ยวข้องกับเกษตรกรรม สถาบันราชการ การสาธารณสุขปโภคและสาธารณูปการเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการให้ใช้ประโยชน์ที่ดิน เพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกินร้อยละห้า และร้อยละสิบ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด

7. เขตพื้นที่สีน้ำตาลอ่อนที่ดินประเภทอนุรักษ์และส่งเสริมศิลปวัฒนธรรมไทย

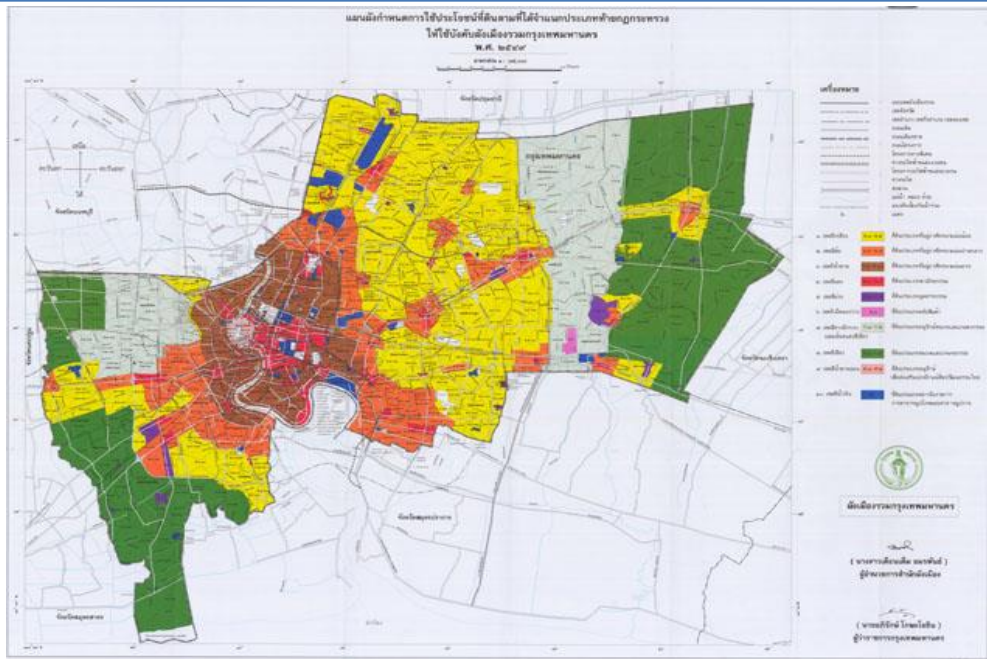
กำหนดให้เป็นที่ดินประเภท ศ.1-ศ.2 ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อการส่งเสริมเอกลักษณ์ศิลปวัฒนธรรมและสถาปัตยกรรม ท้องถิ่น การท่องเที่ยว พาณิชยกรรม การอยู่อาศัย สถาบันราชการ การสาธารณสุขปโภคและสาธารณูปการเป็นส่วนใหญ่ สำหรับการให้ใช้ประโยชน์ที่ดิน เพื่อกิจการอื่นให้ใช้ได้ไม่เกินร้อยละ และห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการตามที่กำหนด

8. เขตพื้นที่สีน้ำเงินที่ดินประเภทหน่วยงานราชการ และสาธารณสุข

กำหนดให้เป็นที่ดินประเภท ส. ที่ดินประเภทนี้ ให้ใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อสถาบันราชการ การศาสนา การศึกษา การสาธารณสุขปโภค และสาธารณูปการ หรือสาธารณประโยชน์ การใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อวัตถุประสงค์อื่น ให้ใช้ได้เฉพาะที่จำเป็น หรือเกี่ยวเนื่องกับการใช้ประโยชน์ที่ดินหลัก

● แผนผังแสดงที่โล่งและข้อกำหนด ที่โล่งแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

1. เขตพื้นที่สีเขียวอ่อน ที่โล่งเพื่อนันทนาการและการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม ให้ใช้ประโยชน์เพื่อนันทนาการหรือเกี่ยวข้องกับนันทนาการ การรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมหรือสาธารณประโยชน์เท่านั้น
2. สีเขียวอ่อนมีเส้นทแยงสีเขียว ที่โล่งพักน้ำเพื่อการป้องกันน้ำท่วม ให้ใช้ประโยชน์เพื่อการป้องกันน้ำท่วมการสาธารณสุขปโภคที่เกี่ยวกับการป้องกันน้ำท่วม หรือสวนสาธารณะเท่านั้น



รูปที่ 3.14 ตัวอย่างแผนผังเมืองรวมกรุงเทพมหานคร

○ อาคาร

ตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมการก่อสร้าง อาคาร รวมทั้งสิ่งปลูกสร้างทุกชนิดหรือสิ่งอื่นใดที่วางบน ใต้หรือผ่านเหนือพื้นดิน หรือพื้นน้ำ

○ อาคาร

ตามพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 “อาคาร” หมายถึง ตึก บ้าน เรือน โรง ร้าน แพ คลังสินค้า สำนักงาน และสิ่งที่สร้างขึ้นอย่างอื่น ซึ่งบุคคลอาจเข้าอยู่ หรือเข้าใช้สอยได้ และหมายความรวมถึงสิ่งต่อไปนี้

- (1) อัฒจันทร์ หรือสิ่งที่สร้างขึ้นอย่างอื่น เพื่อใช้เป็นที่ชุมนุมของประชาชน
  - (2) เขื่อน สะพาน อุโมงค์ ทาง หรือท่อระบายน้ำ อุโมงค์ คานเรือ ท่าเรือ ท่าจอดเรือ กำแพง หรือประตู ที่สร้างขึ้นติดต่อกันหรือใกล้เคียงกับที่สาธารณะ หรือสิ่งที่สร้างขึ้นให้บุคคลทั่วไปใช้สอย
  - (3) ป้าย หรือสิ่งที่สร้างขึ้นสำหรับติด หรือตั้งป้าย
    - ก. ที่ติด และตั้งไว้เหนือที่สาธารณะ และมีขนาดเกินหนึ่งตารางเมตร หรือมีน้ำหนักรวมทั้งโครงสร้างเกินสิบกิโลกรัม
    - ข. ที่ติดตั้งไว้ในระยะห่างจากที่สาธารณะ ซึ่งเมื่อวัดในทางราบแล้ว ระยะห่างจากที่สาธารณะมีน้อยกว่าความสูงของป้ายนั้น เมื่อวัดจากพื้นดิน และมีขนาด พื้นี่ หรือ น้ำหนักเกินกว่าที่กำหนดในกฎกระทรวง
  - (4) พื้นี่ หรือสิ่งที่สร้างขึ้นเพื่อใช้เป็นที่จอดรถ ที่กั๊บลรด์ และทางเข้าออก ของรด์ สำหรับอาคารที่กำหนดตามมาตรา 8 (9)
  - (5) สิ่งทีสร้างขึ้นอย่างอื่นตามที่กำหนดในกฎกระทรวง
- อาคารหรือสิ่งก่อสร้างทั้งหมดที่กล่าวมานี้ หากจะดำเนินการก่อสร้าง ดัดแปลง รื้อถอน



เคลื่อนย้าย ใช้หรือเปลี่ยนการใช้ ในท้องที่ที่ได้มีกฎหมายควบคุมอาคารใช้บังคับแล้ว ต้องขออนุญาตและได้รับอนุญาตจากพนักงานท้องถิ่นก่อนกระทำการใดๆ

การใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายว่าด้วยการผังเมืองสำหรับโรงไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าสามารถตรวจสอบจากสถานที่ ดังต่อไปนี้

1. กรมโยธาธิการและผังเมือง
2. สำนักผังเมืองกรุงเทพมหานคร
3. สำนักโยธาธิการและผังเมืองจังหวัด
4. สำนักงานเทศบาล
5. สำนักงานที่ตั้งของอาคาร

เมื่อตรวจสอบการใช้ประโยชน์ที่ดินแล้วไม่ขัดกับกฎกระทรวงให้ใช้บังคับผังเมืองรวม ให้ยื่นเรื่องต่อเจ้าพนักงานท้องถิ่น/หน่วยงานที่รับผิดชอบในการอนุญาตให้ก่อสร้างอาคารตามกฎหมายว่าด้วยการก่อสร้างอาคารและการอนุญาตให้ประกอบกิจการตามกฎหมายเฉพาะในเรื่องนั้นๆ ทั้งนี้ ได้มีการประกาศจังหวัดที่เป็นเขตพื้นที่ควบคุมอาคาร หรือมีการประกาศกฎกระทรวงให้ใช้ผังเมืองรวมจังหวัด ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- จังหวัดที่มีการประกาศให้เป็นเขตพื้นที่ควบคุมอาคารแล้วทั้งจังหวัดมี 13 จังหวัด และจังหวัดที่มีประกาศกฎกระทรวงให้ใช้ผังเมืองรวมจังหวัดมี 19 จังหวัด ซึ่งมีรายชื่อโดยจัดกลุ่มไว้ตามสำนักงานประจำเขต กกพ. ดังแสดงในตารางที่ 3.18
- จังหวัดที่ประกาศให้ใช้บังคับผังเมืองรวมจังหวัด จะเป็นเขตพื้นที่ควบคุมอาคารไปด้วยโดยปริยาย ฉะนั้น ในปัจจุบันจึงมี 27 จังหวัดที่เป็นเขตพื้นที่ควบคุมอาคารเต็มพื้นที่ของจังหวัด และการปลูกสร้างอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงานในพื้นที่ดังกล่าวจะต้องปฏิบัติตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร ซึ่งต้องได้รับใบอนุญาต อ.1 จาก กกพ. หรือหนังสือรับแจ้งการก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคารโดยไม่มียื่นคำขอรับใบอนุญาตตาม มาตรา 39 ทวิ ทั้งนี้ เป็นไปตามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ ระหว่าง กกพ. และกระทรวงมหาดไทย เรื่องแนวทางและขั้นตอนการอนุญาตปลูกสร้างอาคารและการอื่น เพื่อประกอบกิจการพลังงาน ฉบับลงนามวันที่ 5 กันยายน 2555
- นอกจากนี้
  - อาจมีบางพื้นที่การปกครองส่วนท้องถิ่น อาทิ เทศบาลนคร เทศบาลเมือง หรือเทศบาลตำบล ที่ประกาศเป็นเขตควบคุมอาคารด้วยแล้ว ผู้ที่ประสงค์จะประกอบกิจการพลังงานจะต้องตรวจสอบกับหน่วยงานราชการส่วนท้องถิ่นด้วยว่ามีการประกาศให้เป็นเขตควบคุมอาคารแล้วหรือไม่
  - อาคารกิจการพลังงานบางประเภท ที่เข้าข่ายเป็นอาคารสูง (ตั้งแต่ 23 เมตรขึ้นไป) หรืออาคารขนาดใหญ่พิเศษ (พื้นที่ใช้สอยรวมตั้งแต่ 10,000 ตารางเมตรขึ้นไป) แม้จะไม่อยู่ในเขตควบคุมอาคาร ก็ต้องได้รับใบอนุญาต อ.1 จาก กกพ. หรือแจ้งต่อเจ้าพนักงานท้องถิ่นและดำเนินการตามมาตรา 39 ทวิ เช่นกัน



ตารางที่ 3.18 การประกาศเขตพื้นที่ควบคุมอาคารและประกาศผังเมืองรวมจังหวัด

ลำดับ	จังหวัดที่เป็นเขตควบคุมอาคาร	ประกาศควบคุมอาคาร	ประกาศผังเมืองรวมจังหวัด
สำนักงานประจำเขต 1			
1	เชียงใหม่	✓	✓
2	เชียงราย		✓
3	ลำปาง		✓
สำนักงานประจำเขต 2			
4	พิษณุโลก		✓
5	น่าน		✓
สำนักงานประจำเขต 3			
6	สิงห์บุรี		✓
สำนักงานประจำเขต 4			
7	ขอนแก่น	✓	
สำนักงานประจำเขต 5			
8	ยโสธร		✓
สำนักงานประจำเขต 6			
9	นครราชสีมา	✓	
10	สุรินทร์		✓
สำนักงานประจำเขต 7			
11	สระบุรี		✓
12	นครนายก		✓
13	ปทุมธานี	✓	
14	ปราจีนบุรี		✓
สำนักงานประจำเขต 8			
15	ชลบุรี	✓	
16	ฉะเชิงเทรา	✓	✓
17	จันทบุรี		✓
18	ตราด		✓
สำนักงานประจำเขต 9			
19	สมุทรสาคร	✓	
20	นครปฐม	✓	
สำนักงานประจำเขต 10			
21	ราชบุรี		✓
สำนักงานประจำเขต 11			
22	ภูเก็ต	✓	✓
สำนักงานประจำเขต 12			
23	สงขลา	✓	
24	ยะลา		✓
สำนักงานประจำเขต 13			
25	กรุงเทพมหานคร	✓	✓
26	นนทบุรี	✓	✓
27	สมุทรปราการ	✓	



## 2) การดำเนินกระบวนการมีส่วนร่วมและรับฟังความคิดเห็นของชุมชนในพื้นที่<sup>1</sup>

สำหรับสิทธิการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในการปกป้องทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมของประเทศไทยที่ผ่านมาเป็นการจัดการบริหารในรูปแบบแนวตั้ง (Top-down approach) คือส่วนราชการจะมีสิทธิขาดในการตัดสินใจ ขาดการมีส่วนร่วมของประชาชน ทำให้การบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมที่ผ่านมา มีความขัดแย้งเกิดปัญหา และผลกระทบต่างๆ มากมายตามมา ไม่ว่าจะเป็นผลกระทบต่อวิถีชีวิต ความเป็นอยู่ รวมทั้งส่งผลกระทบต่อสังคมวัฒนธรรม เช่น การอพยพเข้ามาของคนต่างถิ่น ปัญหาอาชญากรรม ก่อให้เกิดปัญหาการดำรงชีพจากผลกระทบที่มีต่อฐานทรัพยากร และที่สำคัญคือทำให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและผลกระทบด้านอื่นๆ ตามมาอีกมากมายรวมทั้งผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชนผู้อาศัยอยู่ในพื้นที่ โดยในปัจจุบันได้มีการปรับแก้กฎหมายเพื่อให้ประชาชนสามารถเข้ามามีส่วนร่วมในการบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้ เริ่มตั้งแต่รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พุทธศักราช 2550 ซึ่งประกอบไปด้วยบทบัญญัติเกี่ยวกับการให้สิทธิการมีส่วนร่วมของประชาชนในด้านต่างๆกว่า 30 มาตรา โดยเฉพาะ มาตรา 57 มาตรา 66 มาตรา 67 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- **มาตรา 57** บุคคลย่อมมีสิทธิได้รับข้อมูล คำชี้แจง และเหตุผลจากหน่วยราชการ หน่วยงานของรัฐ รัฐวิสาหกิจ หรือราชการส่วนท้องถิ่น ก่อนการอนุญาตหรือการดำเนินโครงการหรือกิจกรรมใดที่

อาจมีผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย คุณภาพชีวิต หรือส่วนได้เสียสำคัญอื่นใดที่เกี่ยวข้องกับตนหรือชุมชนท้องถิ่น และมีสิทธิแสดงความคิดเห็นของตนต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อนำไปประกอบการพิจารณาในเรื่องดังกล่าวการวางแผนพัฒนาสังคม เศรษฐกิจ การเมืองและวัฒนธรรม การเวนคืนอสังหาริมทรัพย์ การวางผังเมือง การกำหนดเขตการใช้ประโยชน์ที่ดิน และการออกกฎที่อาจมีผลกระทบต่อส่วนได้เสียสำคัญของประชาชน ให้รัฐจัดให้มีกระบวนการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนอย่างทั่วถึงก่อนดำเนินการ

- **มาตรา 66** บุคคลซึ่งรวมกันเป็นชุมชน ชุมชนท้องถิ่นหรือชุมชนท้องถิ่นดั้งเดิมย่อมมีสิทธิอนุรักษ์หรือฟื้นฟูจารีตประเพณี ภูมิปัญญาท้องถิ่น ศิลปวัฒนธรรมอันดีของท้องถิ่นและของชาติและมีส่วนร่วมในการจัดการ การบำรุงรักษา และการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติสิ่งแวดล้อมรวมทั้งความหลากหลายทางชีวภาพอย่างสมดุลและยั่งยืน

- **มาตรา 67** สิทธิของบุคคลที่จะมีส่วนร่วมกับรัฐและชุมชนในการอนุรักษ์บำรุงรักษา และการได้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติและ ความหลากหลายทางชีวภาพ และในการคุ้มครอง ส่งเสริม และรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม เพื่อให้ดำรงชีพอยู่ได้อย่างปกติและต่อเนื่องในสิ่งแวดล้อมที่จะไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสุขภาพอนามัย สวัสดิการ หรือคุณภาพชีวิตของตน ย่อมได้รับความคุ้มครองตามความเหมาะสมการดำเนินโครงการหรือกิจกรรมที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนอย่างรุนแรงทั้งทางด้านคุณภาพสิ่งแวดล้อม ทรัพยากรธรรมชาติและสุขภาพ จะกระทำมิได้ เว้นแต่จะได้รับความเห็นชอบและประเมินผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของประชาชนในชุมชน และจัดให้มีกระบวนการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียก่อน รวมทั้งได้ให้องค์การอิสระซึ่งประกอบด้วยผู้แทนองค์การเอกชนด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ และผู้แทน

<sup>1</sup> คู่มือการมีส่วนร่วมของประชาชนในการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม, 2557.



สถาบันอุดมศึกษาที่จัดการการศึกษาด้านสิ่งแวดล้อมหรือทรัพยากรธรรมชาติหรือด้านสุขภาพ ให้  
ความเห็นประกอบก่อนมีการดำเนินการดังกล่าวสิทธิของชุมชนที่จะฟ้องหน่วยงานราชการ  
หน่วยงานของรัฐ รัฐวิสาหกิจ ราชการส่วนท้องถิ่นหรือองค์กรอื่นของรัฐที่เป็นนิติบุคคล เพื่อให้  
ปฏิบัติหน้าที่ตามบทบัญญัตินี้ ย่อมได้รับความคุ้มครอง

### 3) การปฏิบัติตาม CoP / รายงาน ESA / รายงาน EIA หรือ EHIA<sup>2</sup>

- ประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice: CoP)

แนวทางสำหรับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 10 MW โดยมีการกำหนด  
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้อย่าง  
เป็นมาตรฐานเดียวกัน โดยที่ครอบคลุมตั้งแต่ระยะเวลาเตรียมโครงการ ระยะก่อสร้าง และระยะดำเนินการ  
ตลอดจนกรณีที่มีการรื้อถอนอาคารบางส่วนหรือทั้งหมด

- รายงานเกี่ยวกับการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและ  
ความปลอดภัย (Environmental & Safety Assessment: ESA)

จาก ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษามาตรการป้องกันและ  
แก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย พ.ศ. 2552 ได้กล่าวว่า ผู้ใดประสงค์จะขอรับ  
ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงานหรือใบอนุญาตขยายโรงงานตามประเภทหรือชนิดของโรงงาน ให้จัดทำ  
รายงานที่เกี่ยวกับการศึกษาและมาตรการป้องกันแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย  
จำนวน 1 ฉบับ พร้อมกับการยื่นคำขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน หรือคำขอรับใบอนุญาตขยาย  
โรงงานแล้วแต่กรณี โดยให้โรงงานในเขตกรุงเทพมหานครยื่นต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรม ส่วนโรงงานใน  
จังหวัดอื่นให้ยื่นต่อสำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดท้องที่ที่โรงงานตั้งอยู่ข้อ 2 รายงานเกี่ยวกับการศึกษาและ  
มาตรการป้องกันแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย ประกอบด้วยหัวข้อการศึกษาที่  
สำคัญ ดังนี้

#### 1. ด้านสิ่งแวดล้อม

- ข้อมูลรายละเอียดของโครงการ ได้แก่ ที่ตั้งแผนที่ ผังโครงการ ขั้นตอน กระบวนการผลิต  
ระบบน้ำใช้และการระบายน้ำ ระบบพลังงาน ระบบการติดต่อสื่อสาร การใช้เชื้อเพลิง  
วัตถุดิบและสารเคมี
- ข้อมูลในสภาพแวดล้อมปัจจุบันที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ คุณภาพอากาศ คุณภาพผิวดิน คุณภาพน้ำ  
ใต้ดิน คุณภาพน้ำทะเล การใช้ประโยชน์ที่ดิน และการคมนาคม
- ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และระดับความรุนแรงของการประกอบกิจการโรงงาน
- มาตรการป้องกันและแก้ไขเพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้น

<sup>2</sup> ที่มา: <http://www.erc.or.th>



2. ด้านความปลอดภัย

- ประเมินและวิเคราะห์อันตรายที่อาจเกิดขึ้นจากโรงงานในแต่ละด้าน ได้แก่ การเก็บ การขนถ่าย การใช้วัตถุติด เชื้อเพลิง สารเคมี ผลิตภัณฑ์ อุปกรณ์ที่ใช้ ตลอดจนกระบวนการผลิตและขั้นตอนการปฏิบัติงาน
- จัดทำมาตรการควบคุมความปลอดภัยหรือแก้ไขเพื่อลดผลกระทบจากการประเมินและวิเคราะห์อันตรายที่อาจทำให้เกิดอันตรายถึงชีวิต พุพพลภาพไฟไหม้ ระเบิด สารเคมีรั่วไหล รวมทั้งจัดให้มีระบบป้องกัน ระวังอัคคีภัย และแผนฉุกเฉิน
- จัดให้มีระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย เพื่อจัดทำแผนงานและติดตามผลการดำเนินงาน

ตารางที่ 3.19 เปรียบเทียบประเด็นสำคัญสำหรับการปฏิบัติตาม CoP และ ESA

ประเด็นสำคัญ	CoP	ESA
ประกอบการขอรับใบอนุญาต	ผลิตไฟฟ้า	ร.ง. 4
ประเภทเทคโนโลยี	ทุกประเภทเทคโนโลยี	ทุกประเภทเทคโนโลยี
ประเภทเชื้อเพลิง	ทุกประเภทเชื้อเพลิงและแหล่งพลังงานต้นกำลัง	ทุกประเภทเชื้อเพลิงและแหล่งพลังงานต้นกำลัง
กำลังผลิตติดตั้งที่เข้าข่าย	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ตั้งแต่ 1,000 kVA ขึ้นไป แต่ไม่ถึง 10 MW (กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนซึ่งไม่เข้าข่ายต้องจัดทำรายงาน EIA)</li> <li>- ตั้งแต่ 1,000 kVA ขึ้นไป (กรณีโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ ลม น้ำ ซึ่งจะประกาศต่อไป)</li> </ul>	
หลักการ/วัตถุประสงค์	<p>ผู้ประกอบการจะต้อง</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน แก้ไข และติดตามตรวจสอบที่ กกพ. ได้กำหนดไว้แล้วเป็นมาตรฐานขั้นต่ำเดียวกัน สำหรับทุกโครงการ</li> <li>- ดำเนินการด้านการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อเปิดโอกาสให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกับโครงการเข้ามาแสดงความคิดเห็นตั้งแต่เริ่มต้นโครงการ รวมทั้งจะต้องรวบรวมประเด็นข้อคิดเห็นและข้อห่วงใยที่ได้มาพิจารณากำหนดเป็นมาตรการที่เหมาะสมเพิ่มเติมไว้ในแนบท้ายของรายงานตรวจสอบด้านสิ่งแวดล้อมด้วย</li> </ul>	<p>ผู้ประกอบการจะต้อง</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและประเมินและวิเคราะห์อันตรายที่อาจเกิดขึ้นจากการประกอบกิจการ และ</li> <li>- เสนอมาตรการป้องกันและแก้ไข เพื่อลดผลกระทบ และจัดให้มีระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ให้คณะกรรมการด้านความปลอดภัย เห็นชอบ ทั้งนี้ ผลการศึกษาและการกำหนดมาตรการของแต่ละโครงการอาจแตกต่างกันได้เป็นกรณีไป</li> </ul>
	<p>ทั้งนี้ เพื่อให้สอดคล้องเป็นไปในทิศทางเดียวกัน และไม่สร้างภาระเกินสมควรผู้ประกอบการสามารถนำมาตราการขั้นต่ำใน CoP ไประบุเป็นข้อเสนอเบื้องต้นในรายงาน ESA ได้ โดยกำหนดมาตรการเพิ่มเติมเฉพาะโครงการหรือแต่ละกิจกรรม</p>	



ประเด็นสำคัญ	CoP	ESA
	จากผลการศึกษาและการรับฟังความคิดเห็น	
กรณียกเว้น	ไม่มี	โรงงานที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมหรือในเขตส่งเสริมการลงทุนที่ได้จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว

- การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือ อีไอเอ (EIA)

หมายถึง การใช้หลักวิชาการในการทำนายหรือคาดการณ์ผลกระทบที่คาดว่าจะเกิดขึ้นทั้งทางบวกและทางลบจากการดำเนินโครงการที่จะมีผลต่อสิ่งแวดล้อมในทุกด้าน ทั้งด้านทรัพยากรธรรมชาติด้านเศรษฐกิจ สังคม วัฒนธรรม สุขภาพวิถีชีวิต เพื่อหาทางป้องกันผลกระทบในทางลบ หรือที่ไม่พึงประสงค์ที่อาจเกิดขึ้นให้เกิดขึ้นน้อยที่สุด หรือป้องกันไม่ให้เกิดหรือหาแนวทางลดผลกระทบเหล่านั้นโดยมีการใช้ทรัพยากรให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งมีจำนวน 35 ประเภทโครงการที่ต้องจัดทำรายงานอีไอเอ (EIA) โดยโครงการที่ต้องจัดทำรายงานอีไอเอ (EIA) มีดังนี้



ที่มา: คู่มือการมีส่วนร่วมของประชาชนในการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม, 2557

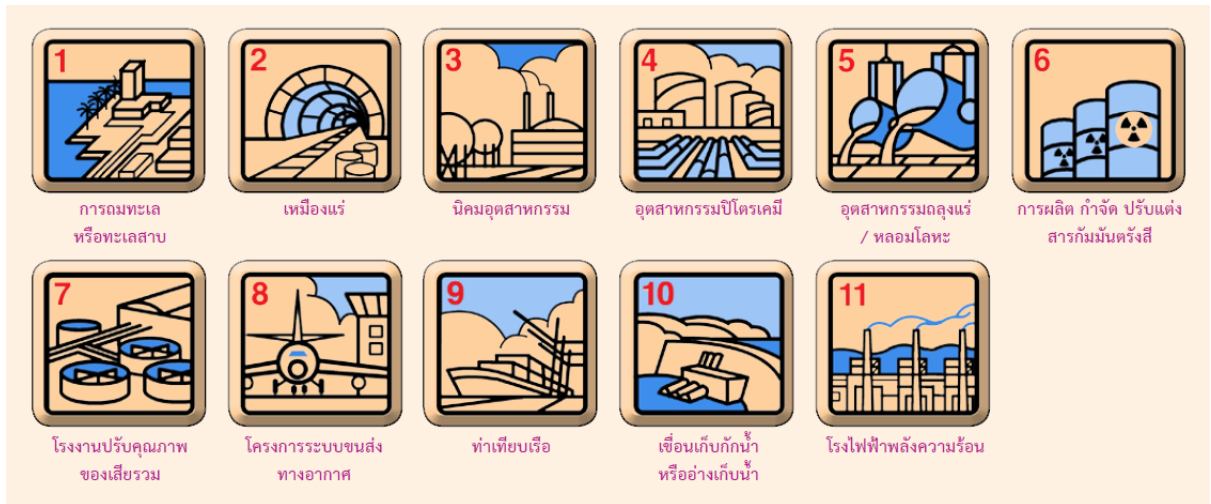
ซึ่งโครงการที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า อยู่ในลำดับที่ 18 คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ขึ้นไป โดยมีหลักเกณฑ์ วิธีการระเบียบปฏิบัติ คือ ให้เสนอในชั้นขออนุญาตก่อสร้างเพื่อประกอบกิจการกระแสไฟฟ้า หรือยื่นขออนุญาตประกอบกิจการแล้วแต่กรณี

• การประเมินผลกระทบทางสุขภาพ หรืออีเอชไอเอ (EHIA)

หมายถึง กระบวนการประเมินผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมและสุขภาพที่อาจเกิดขึ้นจากการพัฒนาโครงการหรือกิจการที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนอย่างรุนแรงทั้งด้านสิ่งแวดล้อมทรัพยากรธรรมชาติ



และสุขภาพ โดยรายงานอีเอชไอเอ (EHIA) นี้ได้ขยายมิติทางสุขภาพออกไปให้กว้างขึ้นและสร้างความเชื่อมโยงระหว่างปัจจัยกำหนดสุขภาพกับปัจจัยทางสิ่งแวดล้อมเศรษฐกิจ สังคม ระบบบริการสุขภาพและพฤติกรรมสุขภาพ และเป็นกระบวนการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดให้มีกระบวนการมีส่วนร่วมและรับฟังข้อกังวลต่างๆจากประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียไว้อย่างชัดเจน และใช้ศึกษาข้อมูลเป็นแนวทางประกอบการตัดสินใจของนักบริหารพัฒนาโครงการซึ่งประกอบด้วย 11 ประเภทโครงการ โดยโครงการที่ต้องจัดทำรายงานอีเอชไอเอ (EHIA) มีดังนี้



ที่มา: คู่มือการมีส่วนร่วมของประชาชนในการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม, 2557.

ซึ่งโครงการที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า อยู่ในลำดับที่ 11 คือ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังผลิตกระแสไฟฟ้ารวม ตั้งแต่ 100 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป
- โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ขนาดกำลังผลิตกระแสไฟฟ้ารวม ตั้งแต่ 150 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป
- โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นระบบพลังความร้อนร่วม ชนิด combined cycle หรือ cogeneration ขนาดกำลังผลิตกระแสไฟฟ้ารวม ตั้งแต่ 3,000 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ทุกขนาด

ตารางที่ 3.20 สรุปภาพรวมประเภทโรงไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตาม CoP ESA หรือต้องจัดทำรายงาน EIA/EHIA

กำลังการผลิตติดตั้ง	ประเภทโรงไฟฟ้า	
	พลังงานความร้อน	ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง
10 MW	EIA หรือ EHIA	CoP
5 MW	COP และ ESA	COP และ ESA
1,000 kVA	CoP	CoP



#### 4) การขออนุญาตประกอบกิจการพลังงาน<sup>3</sup>

จากระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการขอรับใบอนุญาตและการอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2551 ผู้ขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน ต้องยื่นเอกสารและหลักฐานเพิ่มเติมตามประเภทของกิจการพลังงานที่จะขอรับใบอนุญาต ดังต่อไปนี้

##### (ก) ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า

1. ข้อเสนอโครงการ ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับสถานที่ผลิตไฟฟ้าที่จะขออนุญาต แผนผังแสดงเส้นทางและตำแหน่งที่ตั้งสถานประกอบการ แผนธุรกิจ ทุนสำหรับใช้จ่ายก่อตั้งกิจการและทุนสำหรับดำเนินกิจการต่อไป และวัตถุประสงค์ของการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ ถ้าเป็นการผลิตเพื่อจำหน่ายให้ผู้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ต้องมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือสัญญาจะซื้อจะขายมาแสดงด้วย
2. รายละเอียดเกี่ยวกับกระบวนการผลิตไฟฟ้า ชนิดและแหล่งที่มาของพลังงานปริมาณการใช้พลังงานต่อปี และเครื่องจักรอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
3. แบบแปลนที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้า พร้อมทั้งรายการคำนวณซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับแบบแปลนของอาคารโรงไฟฟ้า แผนผังที่ตั้งเครื่องจักร พร้อมรายการเครื่องจักรและอุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า โดยมีวิศวกรลงนามรับรองตามกฎหมายว่าด้วยวิชาชีพวิศวกรรม
4. แบบระบบดับเพลิง
5. แผนปฏิบัติการฉุกเฉิน กรณีเกิดอุบัติเหตุและเพลิงไหม้
6. แผนผังประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับแผนที่แสดงลักษณะที่ตั้ง และขอบเขตของโรงผลิตไฟฟ้า แผนผังวงจรไฟฟ้าเส้นเดี่ยว (Single line diagram) แสดงวงจรของระบบผลิตไฟฟ้า ระบบป้องกัน และระบบควบคุมไฟฟ้า
7. สำเนาเอกสารขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่แสดงว่าที่ดินแปลงที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้าไม่ต้องห้ามตามกฎหมายว่าด้วยการผังเมือง สามารถใช้ประโยชน์เพื่อสร้างโรงไฟฟ้าได้
8. เอกสารข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดในเรื่องเหตุผล ความจำเป็นและวัตถุประสงค์ของโครงการ สาระสำคัญของโครงการ ผู้ดำเนินการ สถานที่ที่จะดำเนินการ ขั้นตอนและระยะเวลาดำเนินการ ผลผลิตและผลลัพธ์โครงการ ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับประชาชนและสิ่งแวดล้อม มาตรการป้องกัน แก๊ซ หรือเฝ้าระวัง ทั้งนี้ ในกรณีที่เป็นโครงการหรือกิจการซึ่งต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้ยื่นรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการตามมาตรา 49 แห่งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 เพื่อประกอบการพิจารณาแทน

<sup>3</sup> ที่มา: <http://www.erc.or.th>



**(ข) ใบอนุญาตระบบส่งไฟฟ้า**

1. แผนงานเกี่ยวกับการส่งไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับต้นทุนดำเนินการ สายส่งไฟฟ้า การเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้า และมาตรฐานด้านเทคนิคและความปลอดภัย
2. แผนผังแสดงลักษณะทิศทางและแนวเขตของระบบส่งไฟฟ้า
3. เอกสารข้อมูลเกี่ยวกับระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดในเรื่องเหตุผลความจำเป็น และวัตถุประสงค์ของโครงการ สาระสำคัญของโครงการ ผู้ดำเนินการ สถานที่ที่จะดำเนินการ ขั้นตอนและระยะเวลาดำเนินการ ผลผลิตและผลลัพธ์โครงการ ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับประชาชนและสิ่งแวดล้อม มาตรการป้องกัน แก่ไข หรือเยียวยา

**(ค) ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า**

1. แผนงานเกี่ยวกับการนำไฟฟ้าจากระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับต้นทุนดำเนินการ การเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า มาตรฐานด้านเทคนิคและความปลอดภัย ท้องที่ที่จะจำหน่ายไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าที่จะจำหน่าย มาตรฐานบริเวณที่จะจำหน่ายไฟฟ้า แนว จำนวน และขนาด ของสายเมน พร้อมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่จะก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. แผนผังแสดงลักษณะทิศทางและแนวเขตของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
3. หนังสือยินยอมให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานกับผู้รับใบอนุญาตรายอื่น หากต้องมีการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานกับผู้รับใบอนุญาตรายนั้น

**(ง) ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า**

1. สำเนาสัญญาเกี่ยวกับการประกอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งสำเนาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับลูกค้าที่จำหน่ายไฟฟ้าทุกราย ยกเว้น การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้ยื่นลักษณะของต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและจำนวนลูกค้าแต่ละประเภท
2. แผนงานเกี่ยวกับการจำหน่ายหรือการจัดให้ได้มาซึ่งไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับการจำหน่ายหรือการจัดให้ได้มาซึ่งไฟฟ้า
3. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการใช้ในแต่ละเดือน ประมาณการใช้พลังไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่จะจำหน่าย ยกเว้นการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้ยื่นข้อมูลดังกล่าวแยกตามกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท



(จ) ใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า

1. กระบวนการด้านการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย แผนการผลิตไฟฟ้าแผนบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ต่าง ๆ แผนปฏิบัติการเชื้อเพลิง แผนการประสานงานด้านปริมาณและการจัดการส่งเชื้อเพลิง และสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
2. เอกสารประกอบในการส่งเดินเครื่อง ประกอบด้วย มาตรฐานงานควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ข้อกำหนดในการควบคุมและใช้ระบบส่ง (grid code) แผนรองรับเหตุฉุกเฉินด้านเชื้อเพลิง และไฟฟ้า และแผนการนำระบบกลับเข้าใช้งานหลังเกิดไฟดับ
3. ข้อมูลด้านกำลังคน
4. เอกสารอื่นเกี่ยวกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

ซึ่งประเภทและจำนวนใบอนุญาตขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์และสถานที่ตั้งประกอบกิจการ กล่าวโดยสรุปได้ดังนี้

- การประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าทุกวัตถุประสงค์ไม่ว่าจะมีค่าตอบแทนหรือไม่ **ต้องได้รับ ใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าจาก กพ.**
- การประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าเข้าข่ายเป็นโรงงานจำพวกที่ 3 ประเภทโรงงานลำดับที่ 88 (ผลิตไฟฟ้า) ตามกฎหมายว่าด้วยโรงงาน **ต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.จ. 4) จาก กพ.**
- หากที่ตั้งสถานประกอบกิจการอยู่ในพื้นที่ควบคุมอาคารตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร **ต้องได้รับใบอนุญาตก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร (อ.1) จาก กพ.**
- หากตั้งโรงไฟฟ้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมตามกฎหมายว่าด้วยการนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.) **ต้องได้รับใบอนุญาตให้ใช้ที่ดินและประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ. 01/2) ตามกฎหมายว่าด้วยโรงงาน และใบอนุญาตก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร (กนอ. 02/2) ตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคารจาก กนอ.**
- ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตตั้งแต่ 1,000 kVA ขึ้นไป ยกเว้นการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตนเองโดยไม่พึ่งไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Stand Alone) และการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตนเองเฉพาะกรณีฉุกเฉินเท่านั้น (Emergency Backup) **จะ ต้องได้รับใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พค.2) จาก กพ.**
- ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตตั้งแต่ 200 kVA ขึ้นไป แต่ต่ำกว่า 1,000 kVA รวมถึงการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตนเองโดยไม่พึ่งไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Stand Alone) และการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตนเองเฉพาะกรณีฉุกเฉินเท่านั้น (Emergency Backup) ที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตตั้งแต่ 200 kVA ขึ้นไป **จะ ต้องได้รับใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พค.2) จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)**



- กรณีผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงจะต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้าจาก กกพ. และหากจำหน่ายไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าของตนเองก็จะต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าจาก กกพ. ด้วย ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายส่งไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า (ซึ่งเป็นผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายและจำหน่ายไฟฟ้า) ไม่ต้องขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานประเภทโครงข่ายไฟฟ้า (ระบบส่งและระบบจำหน่าย) หรือจำหน่ายไฟฟ้าจาก กกพ. อีก

ตารางที่ 3.21 สรุปภาพรวมการขอใบอนุญาตต่างๆ ตามวัตถุประสงค์การผลิตไฟฟ้า

วัตถุประสงค์การผลิตไฟฟ้า	นอกพื้นที่ กนอ.	ในพื้นที่ กนอ.
เพื่อใช้เองหรือส่งเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	1. ผลิตไฟฟ้า 2. ร.ง.4 3. อ.1 (กรณีเข้าข่าย) 4. พค.2	1. ผลิตไฟฟ้า 2. กนอ. 01/2* 3. กนอ. 02/2* 4. พค.2
เพื่อใช้เองและส่วเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบจำหน่ายของตนเอง	1. ผลิตไฟฟ้า 2. ร.ง.4 3. อ.1 (กรณีเข้าข่าย) 4. พค.2 5. ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 6. จำหน่ายไฟฟ้า	1. ผลิตไฟฟ้า 2. กนอ. 01/2* 3. กนอ. 02/2* 4. พค.2 5. ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 6. จำหน่ายไฟฟ้า
เพื่อใช้เองและส่งเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบจำหน่ายของผู้อื่น	1. ผลิตไฟฟ้า 2. ร.ง.4 3. อ.1 (กรณีเข้าข่าย) 4. พค.2 5. จำหน่ายไฟฟ้า	1. ผลิตไฟฟ้า 2. กนอ. 01/2* 3. กนอ. 02/2* 4. พค.2 5. จำหน่ายไฟฟ้า

ทั้งนี้ กกพ. ได้ประกาศประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงานที่เข้าข่ายได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาต และวิธีการดำเนินการ สรุปได้ดังนี้

- ประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาต
  - กิจการผลิตไฟฟ้า ที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตต่ำกว่า 1,000 kVA
  - กิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่ผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าตาม 1) นำไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไปใช้ในกิจการของตนเอง
  - กิจการจำหน่ายไฟฟ้า ที่มีขนาดการจำหน่ายไฟฟ้าต่ำกว่า 1,000 kVA โดยผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้า
  - กิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติไม่มีหน้าที่สั่งการด้านการผลิตไฟฟ้าโดยตรง
  - กิจการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีปริมาณการเก็บรักษาก๊าซธรรมชาติเหลวรวมของแต่ละแหล่งเก็บรักษาต่ำกว่า 50,000 ลิตร



- ให้กิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตเป็นกิจการที่**ต้องแจ้งต่อสำนักงาน** โดยผู้ประกอบกิจการพลังงานดังกล่าวสามารถยื่นแบบแจ้งได้ผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ของสำนักงานที่เว็บท่าผู้ประกอบกิจการพลังงาน (Licensee Portal)
- เมื่อสำนักงานได้รับแจ้งและตรวจสอบความถูกต้องครบถ้วนของเอกสารหลักฐานต่างๆ รวมทั้งได้บันทึกข้อมูลรายละเอียดการประกอบกิจการลงบนฐานข้อมูลเพื่อประโยชน์ทางสถิติในการกำกับดูแลเป็นที่เรียบร้อยแล้ว จะออกหนังสือไว้ให้เพื่อเป็นหลักฐาน รวมถึงใช้แสดงต่อการไฟฟ้าเพื่อแสดงความพร้อมในการขอเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วย
- หากมีการเปลี่ยนแปลงรายการข้อมูลอย่างใดอย่างหนึ่ง ขอความกรุณาแจ้งให้สำนักงานทราบภายใน 7 วัน นับแต่วันที่ได้ทำการเปลี่ยนแปลงรายการดังกล่าว เพื่อดำเนินการแก้ไขปรับปรุงหลักฐานการแจ้งให้ถูกต้องเป็นปัจจุบันต่อไป
- เอกสารประกอบการแจ้งสำหรับกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาต ประกอบด้วย
  - สำเนาบัตรประจำตัวประชาชนของผู้แจ้ง (กรณีเป็นบุคคลธรรมดา) หรือ สำเนาหนังสือรับรองการจดทะเบียนเป็นนิติบุคคล และวัตถุประสงค์การจัดตั้ง (ไม่เกิน 6 เดือน นับตั้งแต่วันที่ออกหนังสือถึงวันที่ยื่นแบบแจ้ง) (ในกรณีเป็นหนังสือรับรองจดทะเบียนนิติบุคคลต่างประเทศ ต้องมีการรับรองจากสถานทูตหรือกงสุลของประเทศนั้นๆ ในประเทศไทย)
  - หนังสือมอบอำนาจให้จัดการหรือดำเนินการแทน (ตามแบบที่สำนักงานกำหนด)
  - สำเนาบัตรประจำตัวประชาชนของผู้มีอำนาจทำการแทน ผู้แทนนิติบุคคล หรือผู้จัดการนิติบุคคล และของผู้รับมอบอำนาจ
  - สำเนาใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง.4) ลำดับที่ 88 (ผลิตไฟฟ้า) หรือ หนังสืออนุญาตให้ใช้ที่ดินและประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.)
  - สำเนาใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พ.ค.2) กรณีไม่เข้าข่ายต้องได้รับใบอนุญาต พ.ค.2 ให้ยื่นแผนผังวงจรไฟฟ้าเส้นเดียว (Single Line Diagram) แสดงวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าระบบป้องกัน และระบบควบคุมไฟฟ้า โดยมีวิศวกรลงนามรับรองตามกฎหมายว่าด้วยวิชาชีพวิศวกรรม พร้อมสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม (ไฟฟ้ากำลัง)
  - สำเนาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (กรณีมีการจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า หรือส่งเข้าสู่ระบบโครงข่ายพลังงาน)

หมายเหตุ : สำเนาเอกสารทุกฉบับ ต้องลงนามรับรองโดยผู้มีอำนาจทำการ พร้อมประทับตรานิติบุคคลและลงวันที่



## 5) การขออนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (รง.4)<sup>4</sup>

สำหรับพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 ได้ให้คำนิยามของโรงงานในมาตรา 5 ไว้ว่า "โรงงาน" หมายความว่า อาคาร สถานที่ หรือยานพาหนะที่ใช้เครื่องจักรมีกำลังรวมตั้งแต่ห้าแรงม้าหรือกำลังเทียบเท่า ตั้งแต่ห้าแรงม้าขึ้นไป หรือใช้คนงานตั้งแต่เจ็ดคนขึ้นไปโดยใช้เครื่องจักรหรือไม่ก็ตาม สำหรับทำ ผลิต ประกอบ บรรจุ ซ่อม ซ่อมบำรุง ทดสอบ ปรับปรุง แปรสภาพ ลำเลียง เก็บรักษา หรือทำลายสิ่งใด ๆ ทั้งนี้ ตามประเภท หรือชนิดของโรงงานที่ กำหนดในกฎกระทรวง

และในมาตรา 7 ให้รัฐมนตรีมีอำนาจออกกฎกระทรวงกำหนดให้โรงงาน ตามประเภทชนิดหรือขนาดใด เป็นโรงงานจำพวกที่ 1 โรงงานจำพวกที่ 2 หรือโรงงานจำพวกที่ 3 แล้วแต่กรณี โดยคำนึงถึงความจำเป็นในการควบคุมดูแล การป้องกันเหตุเดือดร้อนรำคาญ การป้องกันความเสียหาย และการป้องกันอันตรายตามระดับความรุนแรงของผลกระทบที่จะมีต่อประชาชนหรือสิ่งแวดล้อมโดยแบ่งออกเป็นดังนี้

1. โรงงานจำพวกที่ 1 ได้แก่ โรงงานประเภท ชนิด และขนาดที่สามารถประกอบกิจการโรงงานได้ทันทีตามความประสงค์ของผู้ประกอบกิจการโรงงาน
2. โรงงานจำพวกที่ 2 ได้แก่ โรงงานประเภท ชนิด และขนาดที่เมื่อจะประกอบกิจการโรงงานต้องแจ้งให้ผู้อนุญาตทราบก่อน
3. โรงงานจำพวกที่ 3 ได้แก่ โรงงานประเภท ชนิด และขนาดที่การตั้งโรงงานจะต้องได้รับใบอนุญาตก่อนจึงจะดำเนินการได้

ทั้งนี้ ตามประเภทหรือชนิดของโรงงานที่กำหนดในกฎกระทรวง โดยกิจการพลังงานที่เข้าข่ายเป็นโรงงานจำพวกที่ 3 โดยกิจการพลังงานที่เข้าข่ายตามนิยามดังกล่าวข้างต้น ได้แก่

- โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้า (ประเภทลำดับที่ 88) ทุกขนาด ไม่ว่าจะเพื่อวัตถุประสงค์ใดก็ตาม อาทิ ผลิตเพื่อจำหน่ายเป็นการเฉพาะหรือเพื่อใช้ภายในกิจการของตนเอง
- โรงงานบรรจุก๊าซในภาชนะโดยไม่มีการผลิตอย่างใดอย่างหนึ่งหรือหลายอย่าง (ประเภทลำดับที่ 91(2)) ทุกขนาด เช่น โรงงานที่มีการเก็บรักษาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Terminal)

ทั้งนี้ โรงงานทั้ง 2 ประเภทข้างต้นจัดเป็นโรงงานจำพวกที่ 3 ต้องได้รับใบอนุญาต รง.4 จาก กพ. ก่อนตั้งโรงงาน แต่สำหรับกิจการพลังงานประเภทอื่น ได้แก่ ระบบโครงข่ายพลังงาน เช่น ระบบส่งหรือจำหน่ายไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ รวมถึงศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ไม่เข้าข่ายเป็นกิจการประเภทโรงงาน โดยขั้นตอนการพิจารณาการออกใบอนุญาต รง.4 จะแล้วเสร็จภายใน 60 วัน (ไม่นับรวมขั้นตอนรับฟังความคิดเห็น และการดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้องกับการอนุญาตนี้)

<sup>4</sup> ที่มา: <http://www.erc.or.th>



## 6) การขออนุญาตก่อสร้างอาคาร (อ.1) หรือ แจ็งก่อสร้างอาคาร (ม.39 ทวิ)

โดย พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ หมวด 3 การก่อสร้าง ดัดแปลง รื้อถอน เคลื่อนย้าย และใช้หรือเปลี่ยนการใช้อาคาร โดยมาตราที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- **มาตรา 21** ผู้ใดจะก่อสร้าง ดัดแปลง หรือเคลื่อนย้ายอาคารต้องได้รับ**ใบอนุญาต**จากเจ้าพนักงานท้องถิ่น หรือแจ้งต่อเจ้าพนักงานท้องถิ่นและดำเนินการตาม มาตรา 39ทวิ
- **มาตรา 39ทวิ** ผู้ใดจะก่อสร้าง ดัดแปลง รื้อถอน หรือเคลื่อนย้ายอาคารโดย**ไม่ยื่นคำขอรับใบอนุญาต**จากเจ้าพนักงานท้องถิ่นก็ได้ โดยการแจ้งต่อ เจ้าพนักงานท้องถิ่นและต้องดำเนินการดังต่อไปนี้
  - แจ้งให้เจ้าพนักงานท้องถิ่นทราบตามแบบที่เจ้าพนักงานท้องถิ่น กำหนดพร้อมทั้งแจ้งข้อมูลและยื่นเอกสารที่เกี่ยวข้องด้วย
  - ชำระค่าธรรมเนียมการตรวจแบบแปลนก่อสร้าง หรือดัดแปลง อาคารในกรณีที่เป็นการแจ้งการก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร
  - ถ้าผู้แจ้งได้ดำเนินการตามที่ระบุไว้ในวรรคหนึ่งครบถ้วนแล้วให้เจ้าพนักงานท้องถิ่นออกใบรับแจ้งตามแบบที่เจ้าพนักงานท้องถิ่นกำหนด เพื่อเป็นหลักฐานการแจ้งให้แก่ผู้นั้น ภายในวันที่ได้รับแจ้งและให้ผู้แจ้งเริ่มต้นดำเนินการก่อสร้าง ดัดแปลง รื้อถอน หรือเคลื่อนย้ายอาคารตามที่ได้แจ้งไว้ ได้ตั้งแต่วันที่ได้รับใบแจ้ง

ทั้งนี้ เพื่อให้การอนุญาตปลูกสร้างอาคารและการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงานตามความในมาตรา 48 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และมีความชัดเจนในขั้นตอนปฏิบัติของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 และพระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2518 ประกอบมาตรา 24 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และพระราชกฤษฎีกาว่าด้วยหลักเกณฑ์และวิธีการบริหารกิจการบ้านเมืองที่ดี พ.ศ. 2546 จึงได้จัดทำบันทึกข้อตกลงความร่วมมือร่วมกันระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ซึ่งในบันทึกข้อตกลงความร่วมมือนี้เรียกว่า “กกพ.” ฝ่ายหนึ่ง กับกระทรวงมหาดไทย ซึ่งในบันทึกข้อตกลงความร่วมมือนี้เรียกว่า “มท.” อีกฝ่ายหนึ่ง ซึ่งมีรายละเอียดแนวทางและขั้นตอนการอนุญาตปลูกสร้างอาคารและการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงาน ดังนี้

### 1. ขอบเขตอำนาจหน้าที่ของหน่วยงานอนุญาต

#### 1.1 อำนาจหน้าที่ของ กกพ.

- พิจารณาออกใบอนุญาตให้ก่อสร้าง หรือดัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน โดยจะขอความเห็นชอบประกอบการพิจารณาจากราชการส่วนท้องถิ่น ประกอบด้วย



- อาคารทุกประเภทในสถานประกอบการกิจการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งเกินกว่า 150 MW ขึ้นไป
  - อาคารทุกประเภทในสถานประกอบการกิจการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 150 MW ที่มีวัตถุประสงค์เพื่อจำหน่ายเป็นการเฉพาะ
  - อาคารในสถานประกอบการกิจการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 150MW ที่มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เองภายในอาคารหรือโรงงานซึ่งเป็นอุตสาหกรรมของตนเองหรือธุรกิจต่อเนื่องและส่วนที่เหลือจำหน่าย ได้แก่ อาคารที่ใช้สำหรับกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้ากระบวนการจัดการเชื้อเพลิงกระบวนการจัดการน้ำและกระบวนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม และอาคารที่เกี่ยวข้องอื่น ตามรายการประเภทอาคาร
  - อาคารในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
  - อาคารที่มีวัตถุประสงค์ในการใช้สำหรับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติเป็นการเฉพาะ ได้แก่ กระบวนการขนส่งและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อ กระบวนการขนถ่ายและจัดเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว และกระบวนการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ
- พิจารณาต่ออายุใบอนุญาต โอนใบอนุญาต และออกใบแทนใบอนุญาต เฉพาะกรณีที่มีใบอนุญาตฉบับเดิมได้รับอนุญาตจาก กกพ.
  - ให้คำแนะนำและแก้ไขปัญหาให้แก่ผู้ประกอบการเกี่ยวกับการขออนุญาตปลูกสร้างอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงานร่วมกับราชการส่วนท้องถิ่น

ตารางที่ 3.22 สรุปภาพรวมการออกใบอนุญาตตามอำนาจหน้าที่ของ กกพ.

ใบอนุญาต	สถานที่ยื่น	หน่วยงานอนุญาต	ประเภทอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน
<b>ใบอนุญาต (มาตรา 21)</b>			
1. ใบอนุญาตก่อสร้าง/ ดัดแปลงอาคาร (อ.1)	- ในเขต กทม. ให้ยื่นที่สำนักงาน กกพ. - ในเขตจังหวัดอื่นให้ยื่นที่สำนักงาน กกพ. หรือสำนักงาน กกพ. ประจำเขตในพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า	- กกพ. โดยท้องถิ่นแจ้ง ความเห็นประกอบการ พิจารณา	1. อาคารทุกประเภทของโรงไฟฟ้าขนาด 15MW ขึ้นไป 2. อาคารทุกประเภทของโรงไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 15MW ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการเฉพาะ
2. การต่ออายุ/โอน/ออก ใบแทนใบอนุญาต	- สำนักงาน กกพ. หรือสำนักงาน กกพ. ประจำเขต	- กกพ. (เฉพาะกรณี กกพ. เป็นผู้อนุญาต)	3. อาคารในสถานประกอบการที่มีการผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 15MW เพื่อใช้เองและส่วนเหลือจำหน่าย 4. อาคารในระบบโครงข่ายไฟฟ้า 5. อาคารที่มีวัตถุประสงค์ในการใช้สำหรับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติเป็นการเฉพาะ
<b>ใบอนุญาต (มาตรา 39 ทวิ)</b>			
1. ใบรับแจ้งการก่อสร้าง/ ดัดแปลงอาคาร	- ท้องถิ่น	- ท้องถิ่นออกใบรับแจ้ง - ท้องถิ่นแจ้งความเห็น ให้ กกพ. พิจารณา ทุกท่วง/ไม่ทุกท่วง	1. อาคารทุกประเภทของโรงไฟฟ้าขนาด 15MW ขึ้นไป 2. อาคารทุกประเภทของโรงไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 15MW ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการเฉพาะ 3. อาคารในสถานประกอบการที่มีการผลิต



ใบอนุญาต	สถานที่ยื่น	หน่วยงานอนุญาต	ประเภทอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน
			ไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 15MW เพื่อใช้เองและส่วน เหลือจำหน่าย 4. อาคารในระบบโครงข่ายไฟฟ้า 5. อาคารที่มีวัตถุประสงค์ในการใช้สำหรับการ ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติเป็นการเฉพาะ

### 1.2 อำนาจหน้าที่ของราชการส่วนท้องถิ่น

- กรณีอาคารที่ กกพ. เป็นผู้อนุญาต ให้ราชการส่วนท้องถิ่นแจ้งความเห็นตามหลักเกณฑ์ของพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 และพระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2518 เพื่อประกอบการพิจารณาอนุญาตของ กกพ.
- ราชการส่วนท้องถิ่นพิจารณาออกใบอนุญาตหรือใบรับแจ้งก่อสร้าง ดัดแปลงอาคาร เคลื่อนย้ายอาคาร หรือใบอนุญาตรื้อถอนอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน
- กำกับดูแลผู้รับใบอนุญาตและผู้แจ้งตามมาตรา 39 ทวิ แห่งพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 ทั้งในระยะก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร และระหว่างการใช้อาคาร
- ให้คำแนะนำและแก้ไขปัญหาให้แก่ผู้ประกอบการเกี่ยวกับการขออนุญาตปลูกสร้างอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงานร่วมกับ กกพ.

### ตารางที่ 3.23 สรุปภาพรวมการออกใบอนุญาตตามอำนาจหน้าที่ของราชการส่วนท้องถิ่น

ใบอนุญาต	สถานที่ยื่น	หน่วยงานอนุญาต	ประเภทอาคาร
<b>ใบอนุญาต (มาตรา 21)</b>			
1. ใบอนุญาตก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคาร (อ.1)	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	1. อาคารนอกรายการใน MOU ในสถานประกอบกิจการที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 150MW เพื่อใช้เองและส่วนที่เหลือจำหน่าย 2. อาคารทุกประเภท ในสถานประกอบกิจการที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 150MW เพื่อใช้เองเพียงอย่างเดียว
2. ใบอนุญาตเคลื่อนย้ายอาคาร (อ.2, อ.3)	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
3. ใบอนุญาตรื้อถอนอาคาร (อ.1)	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
4. ใบรับรองการก่อสร้าง/ดัดแปลง/เคลื่อนย้ายอาคาร (อ.6)	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น (สำนักงาน กกพ. เข้าร่วมตรวจสอบ)	อาคารทุกประเภท
5. ใบอนุญาตเปลี่ยนการใช้อาคาร (อ.5)	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
6. การต่ออายุ/โอน/ออกใบแทนใบอนุญาต	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น (เฉพาะกรณีท้องถิ่นเป็นผู้อนุญาต)	อาคารทุกประเภท
<b>ใบอนุญาต (มาตรา 39 ทวิ)</b>			
1. ใบรับแจ้งการก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคาร	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	1. อาคารนอกรายการใน MOU ในสถานประกอบกิจการที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 150MW เพื่อใช้เองและส่วนที่เหลือจำหน่าย 2. อาคารทุกประเภท ในสถานประกอบกิจการที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 150MW เพื่อใช้เองเพียงอย่างเดียว
2. ใบรับแจ้งเคลื่อนย้ายอาคาร	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
3. ใบรับแจ้งรื้อถอนอาคาร	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
4. ใบรับแจ้งเปลี่ยนการใช้อาคาร	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท
5. การออกใบแทนใบรับแจ้ง	ท้องถิ่น	ท้องถิ่น	อาคารทุกประเภท



## 2. ขั้นตอนการขอรับใบอนุญาตและการพิจารณาอนุญาตให้ก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร และการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงาน

- การยื่นคำขอรับใบอนุญาตก่อสร้าง หรือดัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน
  - สำหรับอาคารในกรุงเทพมหานคร ให้ยื่นคำขอ ณ สำนักงานกทพ.
  - สำหรับอาคารในเขตจังหวัดอื่น ให้ยื่นคำขอต่อ สำนักงานกทพ. หรือสำนักงานประจำเขต
- สำนักงาน กทพ. หรือสำนักงานเขต ตรวจสอบความถูกต้องครบถ้วนของเอกสาร และส่งเรื่องให้ราชการส่วนท้องถิ่นภายใน 5 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับเอกสารถูกต้องครบถ้วน
- ราชการส่วนท้องถิ่นตรวจสอบแผนผังบริเวณ แบบแปลน รายการประกอบแบบแปลนหรือรายการคำนวณที่ได้ยื่นไว้ ตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมอาคาร กฎหมายว่าด้วยผังเมือง และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง
- สำนักงาน กทพ. ตรวจสอบและจัดทำความคิดเห็นเสนอให้ กทพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบภายในเวลา 15 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับเรื่องแจ้งความเห็นจากราชการส่วนท้องถิ่นโดยในกรณีที่มีเหตุจำเป็นสำนักงาน กทพ. สามารถขยายเวลาออกไปได้อีกไม่เกิน 15 วัน โดยมีหนังสือแจ้งการขยายเวลาและเหตุจำเป็นให้ผู้ขอใบอนุญาตและราชการส่วนท้องถิ่นทราบก่อนครบกำหนดเวลา
- สำนักงาน กทพ. แจ้งผลการอนุญาตและจัดส่งใบอนุญาตให้ราชการส่วนท้องถิ่นเพื่อเก็บค่าธรรมเนียมและจ่ายใบอนุญาต ภายใน 5 วัน นับถัดจากวันที่ กทพ. มีมติให้อนุญาต กรณี กทพ. มีมติไม่อนุญาต ให้สำนักงาน กทพ. แจ้งเหตุผลประกอบการพิจารณาและสิทธิอุทธรณ์ต่อผู้ขอรับใบอนุญาตและราชการส่วนท้องถิ่นผู้ทำความเห็นทราบ ภายในเวลา 5 วัน นับถัดจากวันที่ กทพ. มีมติ

ทั้งนี้ ระยะเวลาในการดำเนินการของขั้นตอนการขอรับใบอนุญาตก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน (อ.1) รวมแล้วเสร็จไม่เกิน 45 วัน หรือรวมแล้วไม่เกิน 95 วัน (กรณีขยายระยะเวลา) ซึ่งสำนักงาน กทพ. สามารถขยายเวลาได้ไม่เกิน 15 วัน และราชการส่วนท้องถิ่นสามารถขยายเวลาได้ไม่เกิน 2 คราว คราวแรกไม่เกิน 20 วัน คราวที่สองไม่เกิน 15 วัน

## 3. การแจ้งก่อสร้างอาคาร (ม.39 ทวิ)

### 3.1 ขั้นตอนการยื่นแบบแจ้ง (กรณีอาคารที่ กทพ. อนุญาต)

- การยื่นแบบแจ้งที่ราชการส่วนท้องถิ่นในท้องที่ที่ประสงค์จะก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคาร
- เมื่อราชการส่วนท้องถิ่น ได้รับแบบแจ้ง เอกสารหลักฐานครบถ้วนและผู้แจ้งได้ชำระค่าธรรมเนียมแล้ว ให้ออกใบรับแจ้งให้แก่ผู้แจ้งภายในวันที่ได้รับแจ้ง



- เมื่อราชการส่วนท้องถิ่นได้ออกใบรับแจ้งแล้ว ให้สำเนาใบแจ้งและใบรับแจ้งให้สำนักงาน กกพ. ทราบเป็นข้อมูลเบื้องต้นภายในเวลา 7 วัน นับถัดจากวันที่ออกใบรับแจ้ง และให้เจ้าพนักงานท้องถิ่นดำเนินการตรวจสอบข้อมูลและเอกสารหลักฐานประกอบการแจ้ง หากตรวจพบในภายหลังว่าผู้แจ้งได้แจ้งข้อมูลหรือยื่นเอกสารไม่ถูกต้องหรือไม่ครบถ้วนตามพระราชบัญญัติควบคุมอาคารฯ ให้เจ้าพนักงานท้องถิ่นสั่งให้ผู้แจ้งมาดำเนินการแก้ไขให้ถูกต้องหรือครบถ้วนภายในเวลา 7 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งคำสั่งดังกล่าว
- เมื่อเจ้าพนักงานท้องถิ่นตรวจพิจารณาแล้ว ให้ราชการส่วนท้องถิ่นแจ้งความเห็นประกอบการพิจารณาต่อ กกพ. และสำเนาเอกสารหลักฐานประกอบการแจ้งจำนวน 1 ชุด ให้แก่สำนักงาน กกพ. ด้วย  
ทั้งนี้ ให้เจ้าพนักงานท้องถิ่นดำเนินการในขั้นตอน 2) ถึง 4) ให้แล้วเสร็จภายใน 55 วัน นับถัดจากวันที่ออกใบรับแจ้ง ในกรณีที่มีเหตุจำเป็นราชการส่วนท้องถิ่นสามารถขยายเวลาดำเนินการได้อีกไม่เกิน 45 วัน โดยมีหนังสือแจ้งการขยายเวลาและเหตุจำเป็นให้สำนักงาน กกพ. ทราบก่อนครบกำหนดเวลา
- สำนักงาน กกพ. จัดทำความเห็นเสนอ กกพ. เพื่อพิจารณาภายในเวลา 15 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งความเห็นจากราชการส่วนท้องถิ่น
- สำนักงาน กกพ. แจ้งผลการพิจารณาของ กกพ. ให้ผู้แจ้งและราชการส่วนท้องถิ่นทราบ

### 3.2 ขั้นตอนการยื่นแบบแจ้ง (กรณีอาคารที่ราชการส่วนท้องถิ่นอนุญาต)

เมื่อราชการส่วนท้องถิ่นออกใบรับแจ้งแล้ว ให้ราชการส่วนท้องถิ่นแจ้งผลการพิจารณาให้สำนักงาน กกพ. ทราบ พอสำเนาใบรับแจ้งสมบูรณ์ ภายในเวลา 5 วัน นับถัดจากวันที่ดำเนินการแล้วเสร็จ

หมายเหตุ : ประเภทอาคารที่ราชการส่วนท้องถิ่นอนุญาต มีดังนี้

- อาคารทุกประเภทในสถานประกอบกิจการมีพลังงานที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 150 MW วัตถุประสงค์เพื่อใช้เอง
- อาคารทุกประเภทในสถานประกอบกิจการมีพลังงานที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 150 MW วัตถุประสงค์เพื่อใช้เองละส่วนที่เหลือจำหน่าย ได้แก่ อาคารอื่นๆที่ไม่ได้ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น อาคารสำนักงาน อาคารโรงงานประเภทอื่น เป็นต้น

ทั้งนี้ ระยะเวลาในการดำเนินการของขั้นตอนการยื่นแจ้งก่อสร้าง/ตัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน (มาตรา 39 ทวิ) รวมแล้วเสร็จไม่เกิน 75 วัน หรือรวมแล้วไม่เกิน 120 วัน (กรณีขยายระยะเวลา) ถ้าหากราชการส่วนท้องถิ่นต้องสอบถามความเห็นจากหน่วยงานอื่น ให้ขยายระยะเวลาดำเนินการได้ไม่เกิน 45 วัน



## 7) การขออนุญาต กนอ. (กรณีโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในพื้นที่ กนอ.)<sup>5</sup>

- ความหมายและขอบเขต

เมื่อนักลงทุนต้องการตั้งโรงงานเพื่อประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม ชั้นแรกต้องขออนุญาตใช้ที่ดิน กับ กนอ. ก่อน โดยยื่นคำขอใช้ที่ดินเพื่อประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.01/1) หาก กนอ. พิจารณาอนุญาตให้ใช้ที่ดิน กนอ. จะออกใบอนุญาตให้ใช้ที่ดินและประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.01/2) กรณีใบอนุญาตให้ใช้ที่ดินและประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.01/2 หรือ กนอ. 03/6) จะหมดอายุ เนื่องจากใบอนุญาตจะมีอายุคราวละไม่เกิน 5 ปี แต่จะเป็นก็ปีนั้นขึ้นอยู่กับเงื่อนไขที่ผู้ประกอบการทำไว้กับ กนอ. กรณีที่ใบอนุญาตประกอบกิจการจะหมดอายุ ผู้ประกอบการต้องยื่นคำขอต่ออายุใบอนุญาตประกอบอุตสาหกรรม (กนอ.03/5) ก่อนใบอนุญาตจะหมดอายุ 30 วัน

- ขั้นตอนการขออนุญาต

1. ขั้นตอนการขออนุญาตทางเอกสาร

- กรอกแบบฟอร์มคำขอใช้ที่ดินเพื่อประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.01/1) ให้ถูกต้องสมบูรณ์ จากนั้นให้ยื่นแบบฟอร์มได้ที่ ศูนย์ OSS สำนักงานใหญ่ กนอ. หรือสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมทุกแห่ง (แบบฟอร์ม 1 เล่มจะมี 3 ชุด เวลายื่นให้ยื่นทั้ง 3 ชุด)
- กนอ. พิจารณาความถูกต้องจากเอกสาร แล้ว หากสอดคล้องกับกฎหมายที่เกี่ยวข้อง กนอ. จะมีหนังสือแจ้งไปยังผู้ประกอบการ ให้มาทำสัญญาการใช้ที่ดินฯ และรับใบอนุญาตให้ใช้ที่ดินและประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (กนอ. 01/2) โดยเสียค่าบริการในการออกใบอนุญาต 10,000 บาท (ยังไม่รวม VAT)

2. ขั้นตอนการขออนุญาตทางอิเล็กทรอนิกส์ (e-Permission & Privilege)

- ลงทะเบียนเพื่อขอใช้ระบบ e-Permission & Privilege
- เมื่อผู้ลงทะเบียนได้รับอนุมัติจากทางเจ้าหน้าที่ กนอ. แล้ว จะได้รับ Username และ Password ซึ่งจะสามารถขอใบอนุญาตผ่านระบบอิเล็กทรอนิกส์ทางเครือข่ายอินเทอร์เน็ต ได้ตาม Link ที่จะแจ้งไปทาง e-Mail
- ผู้ประกอบการสามารถกรอกข้อมูลลงในแบบคำขออนุญาตผ่านระบบอิเล็กทรอนิกส์ ได้ทันทีโดยใช้ Username และ Password ที่ได้รับ
- ระบบจะแจ้งให้ผู้ประกอบการทราบถึงผลการพิจารณาทาง e-Mail หากมีการออกใบอนุญาตและ/หรือการทำนิติกรรมใดๆ จะแจ้งให้ผู้ประกอบการมาดำเนินการที่ กนอ. หรือสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมที่โรงงานตั้งอยู่

<sup>5</sup> ที่มา: การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย, 2558.



## 8) การขออนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พ.ค.2)

- นิยามและกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับพลังงานควบคุม (พ.ค.2)

ตามพระราชกฤษฎีกากำหนดพลังงานควบคุม พ.ศ. 2536 ออกตามความในพระราชบัญญัติการ พัฒนาและส่งเสริมพลังงาน พ.ศ. 2535 กำหนดให้พลังงานไฟฟ้าซึ่งมีขนาดการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิต ตั้งแต่ 200 กิโลวัตต์แอมแปร์ขึ้นไป เป็นพลังงานควบคุม ซึ่งการอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม หรือ ใบอนุญาต พค. 2 ตามกฎหมายว่าด้วยการพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ กำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามมาตรา 48 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

เนื่องจากพระราชกฤษฎีกากำหนดประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงานที่ได้รับการ ยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2552 ออกตามความในพระราชบัญญัติการ ประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 กำหนดให้กิจการดังต่อไปนี้ได้รับการยกเว้นไม่เข้าข่ายเป็นการประกอบ กิจการพลังงานที่ต้องได้รับอนุญาตจาก กกพ. แต่ทั้งนี้ กิจการดังกล่าวต้องได้รับอนุญาตจากกรมพัฒนา พลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

- กิจการที่มีผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตน้อยกว่า 1,000 kVA
- กิจการที่มีผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตนเองเฉพาะกรณีฉุกเฉินเท่านั้น (Emergency Backup Generation)
- กิจการที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้ในกิจการตนเองโดยไม่พึ่งพากับไฟฟ้าจากระบบ (Stand Alone)

- สถานที่ยื่นขอรับใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม (พค.2)

1. ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เข้าข่ายเป็นผู้ประกอบกิจการพลังงานและได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับ ใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานจาก กกพ. จะต้องยื่นขออนุญาตผลิตพลังงานควบคุมกับ พพ.
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์แอมแปร์ขึ้นไป ที่เข้าข่ายเป็นการ ประกอบกิจการพลังงานจะต้องขออนุญาตผลิตพลังงานควบคุมกับ สำนักงาน กกพ. หรือ สำนักงานประจำเขตทั้ง 13 เขต

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2557 ผู้ประกอบการต้องกรอกข้อมูลผ่านระบบเว็บทำผู้ประกอบการ พลังงาน (Licensee Portal)

- ขั้นตอนการทำงานของสำนักงานเพื่อออกใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พค.2)

1. รับยื่นแบบคำขอ พค.1 และเอกสารหลักฐานประกอบการพิจารณา
2. ตรวจสอบความถูกต้องครบถ้วนของเอกสารหลักฐาน กรณีไม่ครบถ้วนผู้ขออนุญาตต้องยื่น เอกสารเพิ่มเติมภายใน 7 วันนับจากวันที่ได้รับแจ้งจากสำนักงาน
3. บันทึกเลขทะเบียนคำขอและบันทึกวันที่รับเอกสาร
4. รับหนังสือแจ้งความพร้อมของสถานประกอบการ (กรณียื่นภายหลัง)
5. จัดแผนการตรวจสอบสถานประกอบการ
6. แจ้งกำหนดการนัดหมายเข้าตรวจสอบสถานประกอบการ



## บทที่ 4

### ให้คำปรึกษา ความเห็น และข้อเสนอแนะเพื่อสนับสนุนการดำเนินงาน ด้านมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ที่ปรึกษาจะดำเนินการศึกษาและทบทวนสมมติฐานต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการจัดทำอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT เพื่อให้สามารถส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทได้อย่างเต็มที่ ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (AEDP) นอกจากนี้ ที่ปรึกษาจะดำเนินการสนับสนุน สนพ. ในงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และสนับสนุนงานอื่นๆ ที่อยู่ในขอบข่ายที่สามารถทำได้ ตามที่ สนพ. มอบหมาย เพื่อให้เจ้าหน้าที่ สนพ. ปฏิบัติงานการจัดทำนโยบายและมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

#### 4.1 เตรียมข้อมูลที่ใช้สำหรับการประชุมคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ถ้ามี)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุน สนพ. ในงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (คณก.บริหารฯ) รวมถึง สนับสนุนการดำเนินงานของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะกรรมการประสานงานเพื่อขับเคลื่อนพันธกิจด้านพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (คณก.ขับเคลื่อนฯ) ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับสำนักนโยบายไฟฟ้า รวมทั้งสิ้น 10 ครั้ง ซึ่งรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
1	สนับสนุนการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 3/2557 (ครั้งที่ 3) ณ วันที่ 8 ธันวาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการดำเนินงานดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดทำระเบียบวาระการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 3/2557 (ครั้งที่ 3)</li> </ul> </li> </ul>
2	สนับสนุนการประชุม กพช. ครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147) ณ วันที่ 15 ธันวาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการดำเนินงานดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดทำระเบียบวาระที่ 4.1 อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับปี 2558 (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์)</li> <li>- จัดทำเอกสารแนบวาระที่ 4.1</li> <li>- จัดทำเอกสารประกอบวาระที่ 4.1</li> </ul> </li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
3	สนับสนุนการประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ เรื่อง “ข้อเสนอแนวทางการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะอุตสาหกรรม”	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ รวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลสถานการณ์ปริมาณขยะ</li> <li>■ จัดทำข้อเสนอแนวทางการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะอุตสาหกรรม รวมถึงอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT สำหรับขยะอุตสาหกรรม</li> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการเข้าร่วมประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ ดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- การประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ ณ 18 ธ.ค.2557</li> <li>- การหารือรอบ ณ 23 ธ.ค.2557</li> <li>- การหารือรอบ ณ 29 ธ.ค.2557</li> <li>- การประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ ณ 30 ธ.ค.2557</li> <li>- การประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ ณ 6 ม.ค.2558</li> <li>- การหารือรอบ ณ 9 ม.ค.2558</li> <li>- การประชุม คณก.ขับเคลื่อนฯ ณ 13 ม.ค.2558</li> </ul> </li> </ul>
4	สนับสนุนการประชุม กพช. ครั้งที่ 1/2558 (ครั้งที่ 1) ณ วันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2558 (เลื่อนวันประชุม กพช.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการดำเนินงานดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดทำระเบียบวาระ อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษจากขยะอุตสาหกรรมในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับปี 2558-2562</li> <li>- จัดทำเอกสารนำเสนอวาระ</li> </ul> </li> </ul>
5	สนับสนุนการประชุม กพช. ครั้งที่ 1/2558 (ครั้งที่ 1) ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระสำหรับการประชุม กพช. ดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษจากขยะอุตสาหกรรมในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับปี 2558-2562</li> <li>- แนวทางการดำเนินการกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญา</li> </ul> </li> </ul>
6	สนับสนุนการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 1/2558 (ครั้งที่ 4) ณ วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 1/2558 (ครั้งที่ 4)</li> </ul>
7	สนับสนุนการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 2/2558 (ครั้งที่ 5) ณ วันที่ 24 มีนาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 2/2558 (ครั้งที่ 5)</li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
8	สนับสนุนการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 3/2558 (ครั้งที่ 6) ณ วันที่ 7 พฤษภาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 3/2558 (ครั้งที่ 6)</li> </ul>
9	สนับสนุนการประชุม กพช. ครั้งที่ 2/2558 (ครั้งที่ 2) ณ วันที่ 14 พฤษภาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระสำหรับการประชุม กพช. ดังนี้                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015)</li> </ul> </li> </ul>
10	สนับสนุนการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 4/2558 (ครั้งที่ 7) ณ วันที่ 23 กรกฎาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำระเบียบวาระการประชุม คณก.บริหารฯ ครั้งที่ 4/2558 (ครั้งที่ 7)</li> </ul>

#### 4.2 ให้ความเห็นงานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง ตามที่ สนพ.มอบหมาย (ถ้ามี)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุนงานอื่นๆ ที่อยู่ในขอบข่ายที่สามารถทำได้ ตามที่ สนพ. มอบหมายรวมทั้งสิ้น 30 ครั้ง รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
1	การหารือผู้ประกอบการชีวมวล 8 สมาคม และกลุ่มสภาอุตสาหกรรม	<ul style="list-style-type: none"> <li>รวบรวมข้อมูลสมมติฐานต่างๆจากผู้ประกอบการชีวมวล 8 สมาคม และกลุ่มสภาอุตสาหกรรม</li> <li>วิเคราะห์ข้อมูลเปรียบเทียบ เพื่อจัดทำข้อสรุปอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่เหมาะสม</li> </ul>
2	วิเคราะห์การเปลี่ยนรูปแบบการส่งเสริมจากระบบ Adder เป็น FiT	<ul style="list-style-type: none"> <li>สรุปผลกระทบค่า Ft จากการส่งเสริมในระบบ Adder และระบบ FiT ของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่อยู่ในฐานะข้อมูลของ สกพ.</li> <li>ข้อเสนอแนะ Transition จาก Adder เป็น FiT</li> <li>วิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft หากมีการปรับเปลี่ยนจากระบบ Adder เป็น FiT ประกอบด้วย                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- เชื้อเพลิงขยะ (แบบผสมผสาน)</li> <li>- เชื้อเพลิงขยะ (หลุมฝังกลบ)</li> <li>- ชีวมวล</li> <li>- ก๊าซชีวภาพ</li> </ul> </li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
3	จัดทำตารางสรุปอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) ตามที่ กพข. เห็นชอบ เมื่อวันที่ 15 ธ.ค.2557	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ตารางสรุปอัตรา FIT รวมทุกประเภทเชื้อเพลิง</li> <li>■ ตารางสรุปอัตรา FIT แยกกลุ่มประเภทเชื้อเพลิง               <ul style="list-style-type: none"> <li>- กลุ่มพลังงานชีวภาพ</li> <li>- กลุ่มพลังงานธรรมชาติ</li> </ul> </li> </ul>
4	จัดทำเอกสารบรรยายสรุปเกี่ยวกับการจัดทำ อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT (FIT Master)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ แนวคิดการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT</li> <li>■ สมมติฐานทางการเงินที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT</li> <li>■ สมมติฐานทางเทคนิคของโครงการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ สรุปอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใน รูปแบบ FIT</li> </ul>
5	จัดทำรายละเอียดนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT เพื่อในการประชาสัมพันธ์บนหน้าเว็บไซต์ของ สนพ.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Feed-in Tariff คืออะไร</li> <li>■ แนวคิดการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT</li> <li>■ สูตรโครงสร้างอัตรา FIT</li> <li>■ ตัวอย่างการคิดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT</li> <li>■ อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT</li> <li>■ กระบวนการเปิดรับซื้อไฟฟ้าโดยใช้รูปแบบการ แข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding)</li> </ul>
6	การวิเคราะห์ราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับ Solar Rooftop ในกรณีเปิดเสรี	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ อัตรา FIT สำหรับ Solar Rooftop</li> <li>■ วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน               <ul style="list-style-type: none"> <li>- ราคาซื้อในรูปแบบ FIT</li> <li>- ราคาซื้อในรูปแบบค่าไฟฟ้าขายส่ง</li> <li>- ราคาซื้อในรูปแบบค่าไฟฟ้าขายปลีก</li> </ul> </li> <li>■ สรุปและข้อเสนอแนะ</li> </ul>
7	สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการจัดทำ ระเบียบวาระที่ 4.2 “หลักการและแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย พ.ศ.2558-2579 (PDP 2015)” ในการประชุม กพข. ณ 15 ธันวาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการดำเนินงานดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- ร่วมกันปรับปรุงแก้ไขวาระสำหรับการประชุม</li> <li>- จัดทำกราฟแสดงแผน AEDP ปี 2558-2579</li> <li>- จัดทำการวิเคราะห์ผลกระทบจากค่าเชื้อเพลิง ที่เกิดขึ้นจากแผน AEDP ที่จะกระจายเข้าสู่ ระบบเศรษฐกิจของประเทศไทย</li> </ul> </li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
8	วิเคราะห์เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) กรณี รพ.ที่ Commit แล้ว เทียบกันระหว่างโหลด PDP2010 Rev.3 กับ โหลด PDP2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ กราฟเปรียบเทียบโหลด PDP2010 Rev.3 กับ โหลด PDP2015               <ul style="list-style-type: none"> <li>- แสดงร่วมกับค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) สำหรับ รพ.ที่ Commit แล้ว</li> <li>- แสดงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) สำหรับ รพ.ที่ Commit แล้ว เทียบกับ โหลด PDP2015</li> </ul> </li> </ul>
9	วิเคราะห์เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) กรณี มีหรือไม่มี รพ.Gulf 5,000 MW เทียบกันระหว่างโหลด PDP2010 Rev.3 กับ โหลด PDP2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ตารางแสดงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ตั้งแต่ปี 2557-2573 กรณี มีหรือไม่มี รพ. Gulf 5,000 MW เทียบกันระหว่างโหลด PDP2010 Rev.3 กับ โหลด PDP2015</li> <li>■ กราฟเปรียบเทียบโหลด PDP2010 Rev.3 กับ โหลด PDP2015</li> </ul>
10	การประเมินราคาค่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ต้นทุนพลังงานหมุนเวียนเฉลี่ยทุกประเภทเชื้อเพลิง</li> <li>■ ทิศทางค่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคต</li> <li>■ อัตรา FiT เฉลี่ยตลอดอายุโครงการ เพื่อจัดส่งให้ คณะอนุกรรมการฯ จัดทำแผน PDP</li> </ul>
11	การร่างหนังสือออกเรื่อง การโอนย้าย กฟน. และ PEA มาอยู่สังกัดกระทรวงพลังงาน	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ความเป็นมาในอดีต</li> <li>■ เหตุผลและความจำเป็นในการโอนย้ายสังกัด</li> <li>■ ประโยชน์ที่ได้รับจากการโอนย้าย</li> </ul>
12	การจัดทำ Flow ของการอนุมัติโครงการ ในช่วงเปลี่ยนผ่าน	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flow ของการอนุมัติโครงการในช่วงเปลี่ยนผ่าน               <ul style="list-style-type: none"> <li>- โครงการ RE ที่ยื่นตามระเบียบ Adder</li> <li>- Solar Rooftop โครงการใหม่</li> <li>- Solar ล้างท่อ</li> <li>- Solar ราชการและสหกรณ์การเกษตร</li> <li>- โครงการ FiT Bidding</li> </ul> </li> </ul>
13	จัดทำสรุปการชี้แจงปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของกรณี บริษัท Gulf ในแผน PDP2010 Rev.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ หลักการคำนวณปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง</li> <li>■ ข้อมูลที่ใช้ประกอบการคำนวณ</li> <li>■ ขั้นตอนการวิเคราะห์โดยละเอียด</li> <li>■ สรุปผลการวิเคราะห์</li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
14	จัดทำสรุปการชี้แจงเหตุผลที่ยังไม่ควรประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภท SPP	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ต้นทุนมีความแตกต่างเป็นช่วงกว้าง</li> <li>■ ปัญหาสายส่งและภาระการลงทุนของการไฟฟ้า/ข้อจำกัดด้านปริมาณรับซื้อในสายส่ง</li> <li>■ ปัญหาสายส่งและภาระการลงทุนของการไฟฟ้า/ข้อจำกัดด้านปริมาณรับซื้อในสายส่ง</li> <li>■ ความทันสมัยของอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT</li> </ul>
15	จัดทำ PPT สำหรับการจัดประชุมหารือกรณี Solar Rooftop เสรี เมื่อวันที่ 9 มี.ค. 2558	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ความเป็นมา</li> <li>■ สรุปมติของ สปช. โครงการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี</li> <li>■ ความเห็นของ สนพ.</li> <li>■ ประเด็นหารือ</li> </ul>
16	จัดทำสรุปการชี้แจงข้อเท็จจริงกรณีเปลี่ยนรูปแบบจาก Adder เป็น FiT ของบริษัท เอิร์ท เทคโนโลยี เอนไวรอนเมนท์ จำกัด	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ โครงการที่สามารถเปลี่ยนเป็น FiT ได้โดยไม่ต้องเข้าสู่กระบวนการ Competitive Bidding</li> <li>■ โครงการที่สามารถเปลี่ยนเป็น FiT ได้ แต่จะเข้าสู่กระบวนการ Competitive Bidding เสมือนเป็นโครงการใหม่</li> <li>■ กรณีโครงการขยะ 2 โครงการ ของ บริษัท เอิร์ท เทคโนโลยี เอนไวรอนเมนท์ จำกัด</li> <li>■ เหตุผลของกรณีโครงการขยะ 2 โครงการ ของ บริษัท เอิร์ท เทคโนโลยี เอนไวรอนเมนท์ จำกัด ได้รับการสนับสนุนที่แตกต่างกัน</li> <li>■ ลำดับเหตุการณ์ช่วงเปลี่ยนผ่านของ คณก.บริหารฯ</li> </ul>
17	สรุปแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder และ FIT ที่ กพช. ได้มีมติไว้จนถึงปัจจุบัน	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ แนวทางการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder และ FIT แบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>- พลังงานแสงอาทิตย์</li> <li>- ชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ/พลังงานลม</li> <li>- พลังงานน้ำ</li> <li>- ขยะชุมชน</li> <li>- ขยะอุตสาหกรรม</li> </ul> </li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
18	จัดทำ PPT โรงไฟฟ้านิวเคลียร์สำหรับประเทศไทย	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สถานการณ์พัฒนา NPP ของไทย</li> <li>■ แผนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน PDP2015</li> <li>■ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ กับ Draft PDP2015</li> <li>■ Rational of PDP2015</li> <li>■ Fuel Mixed for draft PDP2015</li> </ul>
19	จัดทำข้อเสนอในการปรับปรุงฐานข้อมูลของสำนักงาน กกพ.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ข้อเสนอการปรับปรุงฐานข้อมูลพลังงานหมุนเวียนของสำนักงาน กกพ. อาทิเช่น               <ul style="list-style-type: none"> <li>- รหัสโครงการ</li> <li>- สถานที่ตั้งโครงการ</li> <li>- รูปแบบวัน/เดือน/ปี ต่างๆ</li> <li>- ประเภทและอัตรา Adder</li> <li>- กำลังผลิตติดตั้ง/ปริมาณเสนอขาย</li> </ul> </li> </ul>
20	การวิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft สำหรับโครงการชีวมวลและขยะ ที่ COD แล้ว กรณีเปลี่ยนจากระบบ Adder เป็น FiT	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ วิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft สำหรับโครงการชีวมวลที่ COD แล้ว กรณีเปลี่ยนจากระบบ Adder เป็น FiT</li> <li>■ วิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft สำหรับโครงการขยะที่ COD แล้ว กรณีเปลี่ยนจากระบบ Adder เป็น FiT</li> </ul>
21	ประวัติเกี่ยวกับนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ความเป็นมาของการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผ่านมา</li> <li>■ ทิศทางพลังงานหมุนเวียนของไทยในอนาคต</li> <li>■ ลำดับเหตุการณ์ช่วงเปลี่ยนผ่านของ คณ.บริหารฯ</li> </ul>
22	เตรียมเอกสารชี้แจงประเด็นนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT ต่อที่ปรึกษานายกรัฐมนตรี พล.อ.สกล ชื่นตระกูล (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ เป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ สถานะการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน</li> <li>■ โครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT</li> <li>■ ประเด็นวิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft สำหรับกลุ่มโครงการชีวมวลและขยะที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ที่ขอเปลี่ยนรูปแบบการส่งเสริมจาก Adder เป็น FiT</li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
23	เตรียมเอกสารชี้แจงประเด็นนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT ต่อ รศ.ดร.วิจิต หล่อจิระชุมภ์กุล เพื่อเป็นข้อมูลต่อคณะกรรมการ (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ เป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ โครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT</li> </ul>
24	ประเด็นชี้แจงการกำหนดนโยบายอุดหนุนและยกเลิกกรอบ AEDP (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ชี้แจงประเด็นการกำหนดนโยบายรับซื้อพลังงานหมุนเวียน               <ul style="list-style-type: none"> <li>- กำหนดนโยบายอุดหนุนราคาการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนทุกระบบให้เท่ากันหมด</li> <li>- ยกเลิกกรอบจำกัดหรือเป้าหมายการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท</li> </ul> </li> </ul>
25	ข้อเสนอเชิงนโยบายสำหรับการเปลี่ยนรูปแบบการส่งเสริมจาก Adder มาเป็น FIT ของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ COD แล้ว (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.4)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ วิเคราะห์จำนวนโครงการชีวมวลที่ COD แล้ว</li> <li>■ แนวทางดำเนินการวิเคราะห์ 3 กรณี</li> <li>■ วิเคราะห์กระแสเงินสด ที่ใช้ในการจัดหาเชื้อเพลิง+ ก๊าซของโรงไฟฟ้า</li> <li>■ วิเคราะห์ผลกระทบต่อค่า Ft และจำนวนเงินสนับสนุนหากมีการเปลี่ยนจาก Adder เป็น FiT</li> <li>■ ประเด็นพิจารณา</li> </ul>
26	วิเคราะห์แนวทางการปรับปรุงอัตรา FIT สำหรับโครงการ Solar ราชการและสหกรณ์การเกษตร (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.5)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ มติ กพข. ที่ผ่านมา</li> <li>■ วิเคราะห์ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์</li> <li>■ อัตราแลกเปลี่ยน THB/USD</li> <li>■ การวิเคราะห์แนวทางการปรับปรุง FiT</li> </ul>
27	การจัดทำประเด็นที่เกี่ยวข้องกับนโยบายไฟฟ้า เสนอ ผอ.ทวารัฐ สุตะบุตร (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ด้านราคาค่าไฟฟ้า</li> <li>■ ด้านระบบไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</li> <li>■ การสำรองไฟฟ้า และไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน</li> <li>■ สมดุลไฟฟ้า (ประสิทธิภาพและด้านสิ่งแวดล้อม)</li> <li>■ เทคโนโลยี EMS / EV introduction</li> <li>■ ความเท่าเทียมและการกำกับดูแล</li> </ul>



ที่	งานที่ดำเนินการ	รายละเอียด
28	เตรียมเอกสารนโยบายและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทน ให้ รมว.พ.น. นำเสนอ (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.7)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ คำแถลงนโยบายของรัฐบาล</li> <li>■ เป้าหมายหลักของการพัฒนาและบริหารภาคพลังงาน</li> <li>■ สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า PDP2015</li> <li>■ เป้าหมายพลังงานหมุนเวียน AEDP</li> <li>■ กลไกการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของรัฐ</li> <li>■ ภาพรวมการผลิตไฟฟ้าของไทยในอนาคต</li> </ul>
29	ประเด็นชี้แจงกรณี SPP (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.8)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ แนวทางการกำหนดปริมาณส่งเสริมโครงการ SPP</li> <li>■ ข้อเสนออัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT สำหรับโครงการ SPP ประกอบด้วย               <ul style="list-style-type: none"> <li>- ชีวมวล</li> <li>- ชยะ</li> <li>- พลังงานลม</li> </ul> </li> </ul>
30	สรุปโครงการที่ยื่นคำขอเปลี่ยน Adder เป็น FiT จากข้อมูลของสำนักงาน กกพ. (รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 4.9)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ สรุปจำนวนโครงการ กำลังผลิตติดตั้ง และปริมาณเสนอขาย สำหรับโครงการที่ยื่นคำขอเปลี่ยน Adder เป็น FiT โดยทำการแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้               <ul style="list-style-type: none"> <li>- กลุ่มมี PPA แล้ว</li> <li>- กลุ่มตอบรับซื้อแล้ว</li> <li>- กลุ่มยังไม่ได้รับพิจารณา</li> </ul> </li> <li>■ สรุปรายชื่อโครงการของกลุ่มต่างๆ</li> </ul>



7. สำนักงานเข้าตรวจสอบสถานประกอบกิจการ
8. เจ้าหน้าที่จัดทำรายงานการตรวจสอบสถานประกอบกิจการและแจ้งไปยังหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (พพ.)
9. ได้รับความเห็นประการพิจารณาเห็นชอบของ กกพ.
10. จัดทำระเบียบวาระการพิจารณาเห็นชอบการออกใบอนุญาต พค.2 เพื่อเสนอต่อ กกพ.
11. กกพ. พิจารณาออกใบอนุญาต
12. แจ้งผลการอนุญาตของ กกพ. ให้แก่ผู้ขออนุญาต
13. จัดพิมพ์ใบอนุญาต พค.2 เพื่อให้ กกพ. ลงนาม และ จัดส่งให้แก่ผู้ขออนุญาตตามวิธีการที่แจ้งไว้กับสำนักงาน

กระบวนการดังกล่าวใช้เวลาทั้งสิ้นประมาณ 45 วัน (นับจากวันที่เอกสารหลักฐานครบถ้วนและสถานประกอบกิจการแจ้งความพร้อมถูกต้องสมบูรณ์)

## 9) กองทุนพัฒนาไฟฟ้า

ตามมาตรา 93 ของ พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ให้มีการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นทุนสนับสนุนให้มีการให้บริการไฟฟ้าไปยังท้องถิ่นต่างๆ อย่างทั่วถึง เพื่อกระจายความเจริญไปสู่ท้องถิ่น พัฒนาชุมชนในท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย โดยคำนึงถึงความสมดุลของทรัพยากรธรรมชาติและสร้างความเป็นธรรมให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

มาตรา 96 ให้ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าเป็นผู้นำส่งเงินเข้ากองทุนนี้ โดยปัจจุบันผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจะต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า ใน 2 ช่วงเวลา ได้แก่

### o ระหว่างการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

นับแต่วันที่เริ่มก่อสร้างตามที่กำหนดในเงื่อนไขใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจนถึงวันที่เริ่มประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) ในอัตราต่อปีเท่ากับ 50,000 บาทต่อ MW ของกำลังการผลิตติดตั้ง สำหรับปีใดที่มีการก่อสร้างไม่ครบปีให้นำส่งตามสัดส่วนของเดือนที่ทำการก่อสร้างในปีนั้น ทั้งนี้ ต้องไม่น้อยกว่าปีละ 50,000 บาท

### o ระหว่างการผลิตไฟฟ้า

นับแต่วันที่เริ่มประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เป็นต้นไป ตามที่ได้แจ้งเริ่มประกอบกิจการไฟฟ้าไว้กับสำนักงาน ในอัตรารวมปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน โดยไม่รวมถึงพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิตภายในโรงไฟฟ้า (Station Service) จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง ดังนี้



เชื้อเพลิง/แหล่งพลังงานต้นกำลัง	สตางค์/หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเดือน (สตางค์/kWh)
ก๊าซธรรมชาติ	1.0
น้ำมันเตา, ดีเซล	1.5
ถ่านหิน, ลิกไนต์	2.0
พลังงานหมุนเวียนประเภทลมและแสงอาทิตย์	1.0
พลังงานหมุนเวียนประเภทน้ำ	2.0
พลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น เช่น ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล กากและเศษวัสดุเหลือใช้ ขยะชุมชน และอื่นๆ	1.0



หมายเหตุ : - ข้อมูลล่าสุด ณ เดือนเมษายน 2558

- ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ EGAT คำนวณจาก

$$\text{ค่าใช้จ่าย (บาท/ล้านบีทียู)} = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (รวมค่าขนส่ง)}}{\text{ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง}}$$

- กำหนดสมมติฐานค่าดำเนินการ = 0.60 บาท/หน่วย

- ราคาซื้อไฟฟ้าของ IPP คำนวณจาก

$$\text{ราคาซื้อไฟฟ้า (บาท/หน่วย)} = \frac{\text{CP+EP+เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า หน่วยการผลิตไฟฟ้าหน่วยการผลิตไฟฟ้า}}{\text{หน่วยการผลิตไฟฟ้า}}$$

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 2.15)



## บทที่ 5

### การจัดศึกษาดูงานในประเทศ เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ สนพ.

ที่ปรึกษาจะต้องทำการจัดศึกษาดูงานในประเทศ เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ จำนวนทั้งสิ้น 5 ครั้ง นอกจากนี้ ยังทำการสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ให้ครอบคลุมทั้ง 6 ประเภทเชื้อเพลิง รวมถึง Energy Crop ด้วย

#### 5.1 การจัดศึกษาดูงานในประเทศ 5 ครั้ง

ที่ปรึกษาได้จัดทำสรุปการศึกษาดูงาน ที่ได้ดำเนินการแล้วเสร็จรวมทั้งสิ้น 5 ครั้ง รายละเอียดมีดังนี้

##### 5.1.1 การศึกษาดูงานครั้งที่ 1 ในพื้นที่ภาคเหนือ

ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการจัดการศึกษาดูงานครั้งที่ 1 ในพื้นที่ภาคเหนือ จ.เชียงใหม่ ระหว่างวันที่ 4 - 6 กุมภาพันธ์ 2558 โดยมีผู้เข้าร่วมศึกษาดูงาน รวมทั้งสิ้น 7 ท่าน และทำการศึกษาดูงาน 4 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) บริษัท ชันสวีท จำกัด (โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ) อ.สันป่าตอง จ.เชียงใหม่
- 2) โรงไฟฟ้าบ้านตาล (โรงไฟฟ้าขยะ) อ.ฮอด จ.เชียงใหม่
- 3) วิสาหกิจชุมชนไฟฟ้าพลังน้ำบ้านแม่ใจ (โรงไฟฟ้าพลังน้ำ) อ.แม่แตง จ.เชียงใหม่
- 4) บริษัท ทิม โซลาร์ จำกัด (โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์) อ.แม่แตง จ.เชียงใหม่

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 5.1)

##### 5.1.2 การศึกษาดูงานครั้งที่ 2 ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการจัดการศึกษาดูงานครั้งที่ 2 ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ.บุรีรัมย์ และ จ.สุรินทร์ ระหว่างวันที่ 1 - 3 เมษายน 2558 โดยมีผู้เข้าร่วมศึกษาดูงาน รวมทั้งสิ้น 7 ท่าน และทำการศึกษาดูงาน 2 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) บริษัท ศรีวัฒนา กรีนเพาเวอร์ จำกัด (โรงไฟฟ้าชีวมวล) อ.เฉลิมพระเกียรติ จ.บุรีรัมย์
- 2) บริษัท มุ่งเจริญ ไบโอมแอส จำกัด (โรงไฟฟ้าชีวมวล) อ.เมือง จ.สุรินทร์

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 5.2)



### 5.1.3 การศึกษาดูงานครั้งที่ 3 ในพื้นที่ภาคใต้

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดการศึกษาดูงานครั้งที่ 3 ในพื้นที่ภาคใต้ จ.สุราษฎร์ธานี ระหว่างวันที่ 25 - 26 พฤษภาคม 2558 โดยมีผู้เข้าร่วมศึกษาดูงาน รวมทั้งสิ้น 9 ท่าน และทำการศึกษาดูงาน 2 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) บริษัท ทักษิณอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม (1993) จำกัด อ.พุนพิน จ.สุราษฎร์ธานี
- 2) บริษัท ท่าฉางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด อ.ท่าฉาง จ.สุราษฎร์ธานี

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 5.3)

### 5.1.4 การศึกษาดูงานครั้งที่ 4 ในพื้นที่ภาคกลาง-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดการศึกษาดูงานครั้งที่ 4 ในพื้นที่ภาคกลาง-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ.สระบุรี และ จ.นครราชสีมา ระหว่างวันที่ 19 - 21 มิถุนายน 2558 โดยมีผู้เข้าร่วมศึกษาดูงาน รวมทั้งสิ้น 19 ท่าน และทำการศึกษาดูงาน 1 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) บริษัท เอส ซี ไอ อีโค เซอร์วิส จำกัด อ.แก่งคอย จ.สระบุรี

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 5.4)

### 5.1.5 การศึกษาดูงานครั้งที่ 5 ในพื้นที่ภาคกลาง-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดการศึกษาดูงานครั้งที่ 5 ในพื้นที่ภาคกลาง-ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ.ลพบุรี และ จ.ชัยภูมิ ระหว่างวันที่ 25 - 26 มิถุนายน 2558 โดยมีผู้เข้าร่วมศึกษาดูงาน รวมทั้งสิ้น 9 ท่าน และทำการศึกษาดูงาน 3 โรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) บริษัท เทพพนา วินด์ฟาร์ม (วะตะแบก ๒) จำกัด อ.เทพสถิต จ.ชัยภูมิ
- 2) บริษัท เอเวอร์กรีน พلاس จำกัด อ.พัฒนานิคม จ.ลพบุรี
- 3) บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 5.5)

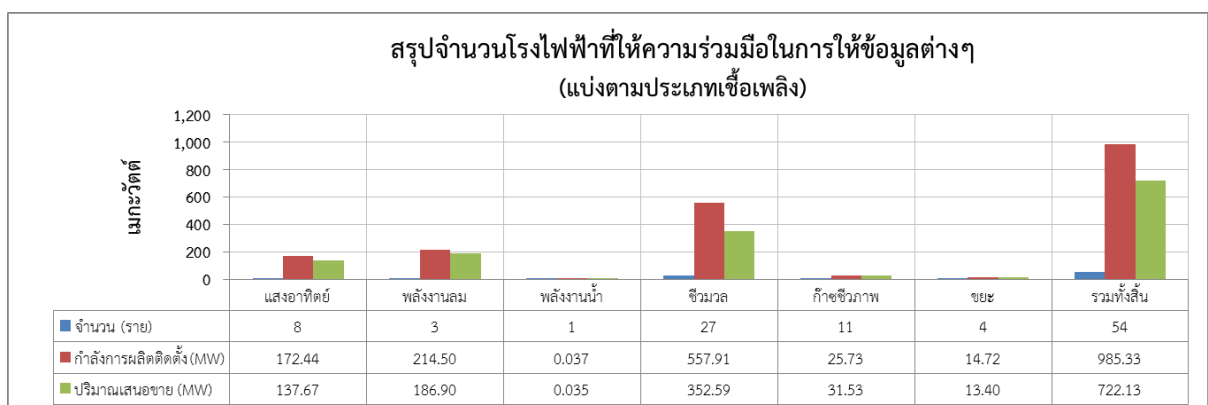


## 5.2 การสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยผ่านวิธีการต่างๆ อาทิ เช่น การลงพื้นที่สำรวจข้อมูล การส่งแบบสำรวจโรงไฟฟ้า รวมถึงการสอบถามข้อมูลจากผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ ผลการสำรวจโรงไฟฟ้าที่ได้จะนำไปใช้เพื่อเป็นสมมติฐานประกอบการจัดทำอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่จะประกาศใช้สำหรับปี 2559 ต่อไป โดยการสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น มีโรงไฟฟ้าที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้น 54 โรงไฟฟ้า กำลังผลิตติดตั้ง 985.33 เมกะวัตต์ สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 5.1 สรุปจำนวนโรงไฟฟ้าที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวน (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	8	172.44	137.67
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	3	214.50	186.90
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	1	0.037	0.035
โรงไฟฟ้าชีวมวล	27	557.91	352.59
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	11	25.73	31.53
โรงไฟฟ้าขยะ	4	14.72	13.40
<b>รวมทั้งสิ้น</b>	<b>54</b>	<b>985.33</b>	<b>722.13</b>

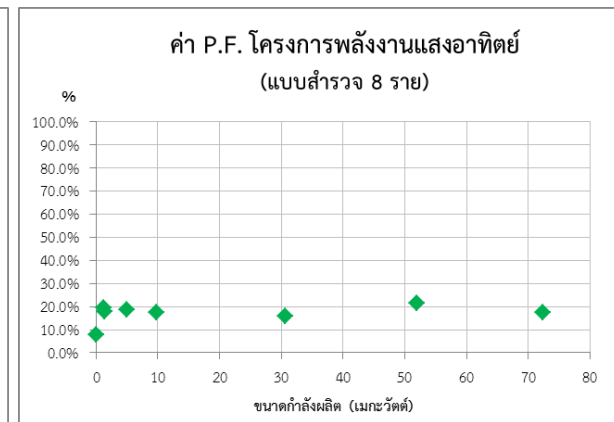
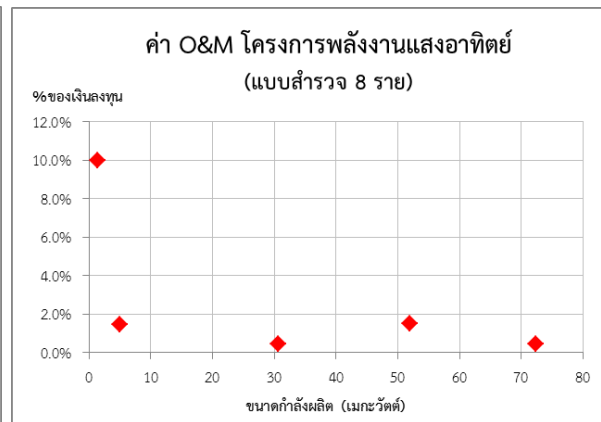
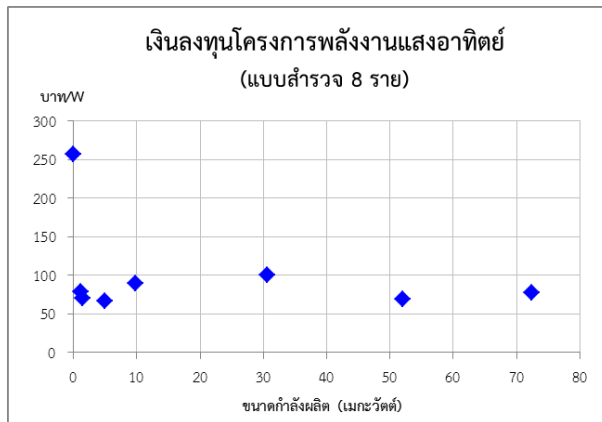


รูปที่ 5.1 : สรุปจำนวนโรงไฟฟ้าที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง



ตารางที่ 5.2 รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 8 ราย กำลังผลิตติดตั้งรวม 172.44 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ชื่อโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)
1	บริษัท บางกอกโซลาร์ พาวเวอร์ จำกัด	4.99	4.50	20 มี.ค. 2555	67.21	1.45%	18.5%
2	บริษัท พีทีพี โซลาร์ เอ็นเนอร์จี จำกัด	1.43	1.20	1 ธ.ค. 2556	69.83	10.00%	17.9%
3	บริษัท จี พาวเวอร์ โซร์ซ จำกัด	30.58	26.00	1 มี.ค. 2555	101.05	0.44%	15.7%
4	บริษัท โซลาร์ โก จำกัด	72.41	57.00	18 พ.ย. 2556	77.37	0.48%	17.5%
5	เทศบาลนครนนทบุรี	0.03	0.03	19 มิ.ย. 2557	257.10		7.9%
6	บริษัท กันกุล ชูบุ พาวเวอร์เจเน จำกัด (สาขาศรีจุฬา)	9.80	8.00	21 มิ.ย. 2556	89.78		17.4%
7	บริษัท เอ็นเค พาวเวอร์โซลาร์ จำกัด	1.20	0.94	19 พ.ย. 2556	79.17		19.5%
8	บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	52.00	40.00	2 ก.พ. 2558	69.27	1.50%	21.3%
<b>ค่าเฉลี่ย</b>					<b>101.35</b>	<b>2.77%</b>	<b>17.0%</b>

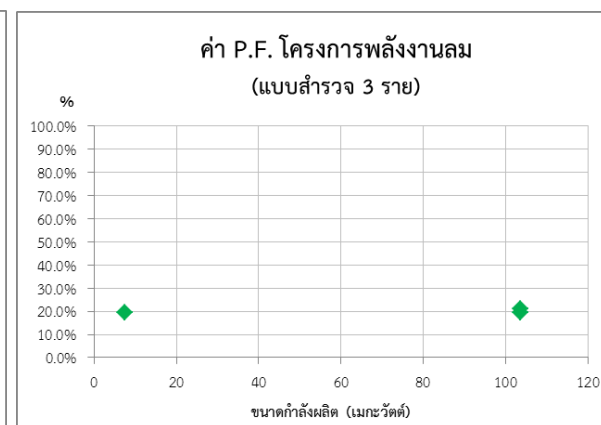
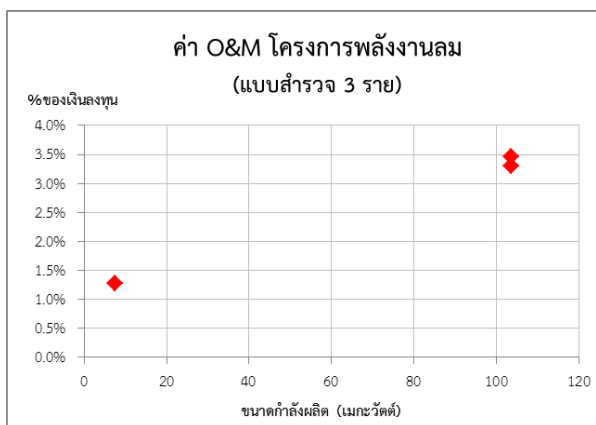
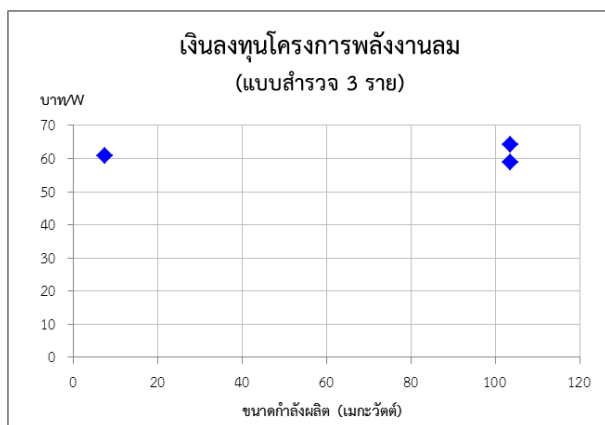


รูปที่ 5.2 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



ตารางที่ 5.3 รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 3 ราย กำลังผลิตติดตั้งรวม 214.50 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ชื่อโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)
1	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด	103.50	90.00	14 พ.ย. 2555	64.28	3.31%	20.9%
2	บริษัท เค.อาร์.ที. จำกัด	103.50	90.00	8 ก.พ. 2556	58.81	3.46%	19.5%
3	บริษัท เทพพนา วินด์ฟาร์ม จำกัด	7.50	6.90	18 ก.ค. 2556	60.80	1.27%	19.3%
<b>ค่าเฉลี่ย</b>					<b>61.30</b>	<b>2.68%</b>	<b>19.9%</b>

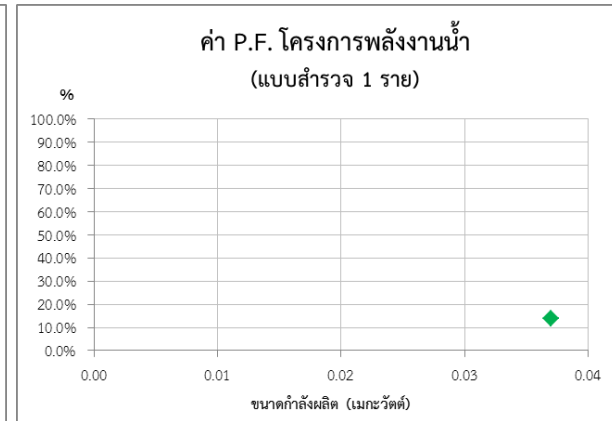
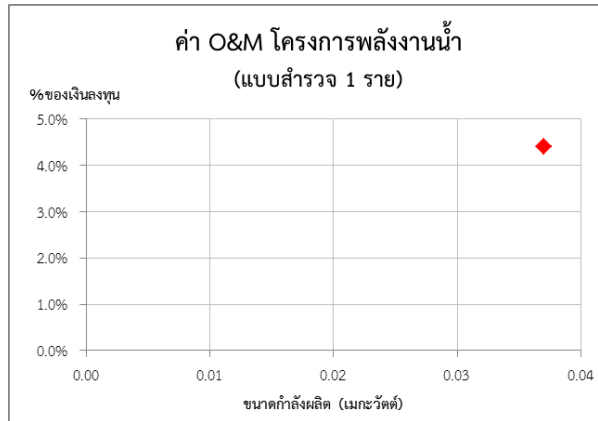
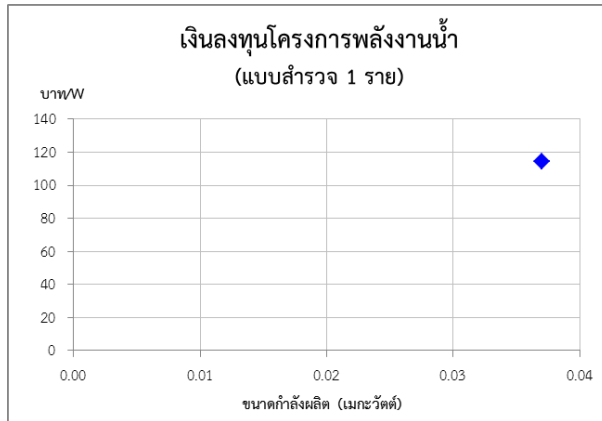


รูปที่ 5.3 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการพลังงานลมที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



ตารางที่ 5.4 รายชื่อโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 1 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 0.04 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ชื่อโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)
1	วิสาหกิจชุมชนไฟฟ้าพลังน้ำบ้านแม่ใจ	0.04	0.04	12 ก.พ. 2557	114.32	4.40%	13.9%



รูปที่ 5.4 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการพลังงานน้ำที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ

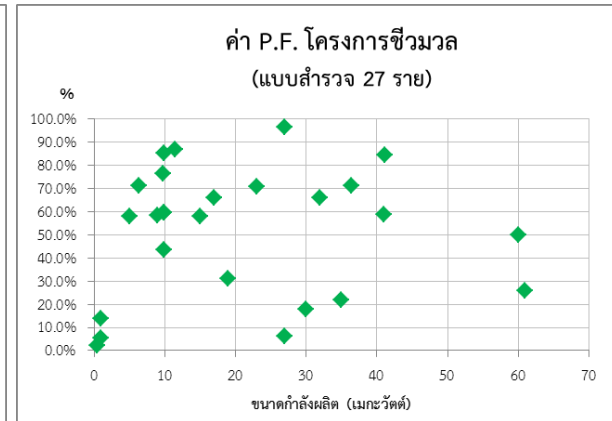
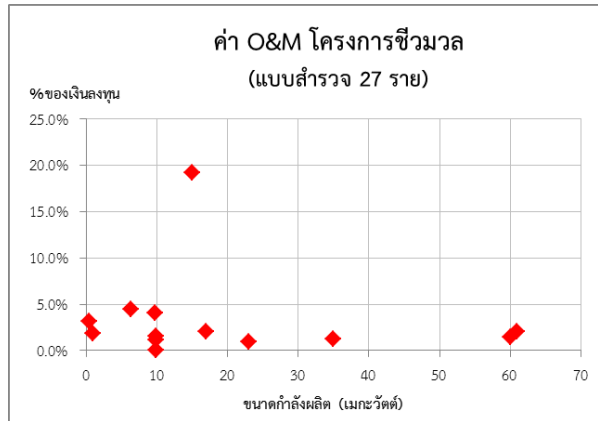
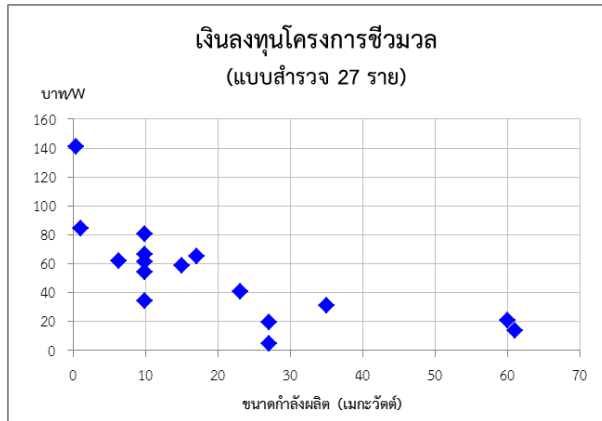


ตารางที่ 5.5 รายชื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 27 ราย กำลังผลิตติดตั้งรวม 557.91 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ชื่อโครงการ	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)	ค่า Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิงเฉลี่ย (THB/ตัน)
1	บริษัท ไทยอุธรธานี เพาเวอร์ จำกัด	กากอ้อย	30.00	8.00	6 มี.ค. 2557			18.0%	20,047	250
2	บริษัท กมลลาไสย ไปโอ เพาเวอร์ 2010 จำกัด	แกลบ	9.90	8.00	29 มี.ค. 2555	80.44	1.18%	85.5%	17,200	-
3	บริษัท ไทยรุ่งเรืองผลิตไฟฟ้า จำกัด	กากอ้อย	27.00	8.00	29 พ.ค. 2556	4.94		96.7%	-	435
4	บริษัท น้ำตาลนครเพชร จำกัด	กากอ้อย	5.00	5.00	1 มิ.ย. 2555			58.2%	-	450
5	บริษัท บ้านไร่ผลิตไฟฟ้า จำกัด (โครงการ 2)	กากอ้อย	27.00	8.00	16 มิ.ย. 2557	19.61		6.3%	-	600
6	บริษัท มุ่งเจริญไบโอแมส จำกัด	แกลบ,เปลือกไม้ยูคาลิปตัส	17.00	15.50	5 ก.ย. 2555	65.33	2.07%	66.1%	14,000	1000-2000
7	บริษัท ศรีวัฒนา กรีนเพาเวอร์ จำกัด	เปลือกไม้ยูคาลิปตัส	9.90	8.00	7 พ.ย. 2556	54.52	1.59%	43.5%	14,310	420-470
8	บริษัท เอรಾವัน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	กากอ้อย	15.00	8.00	27 มิ.ย. 2557	58.91	19.24%	58.1%	25,872	400
9	บริษัท นอร์ทอีสท์ กรีน เอ็นเนอร์จี (ประเทศไทย) จำกัด	ขี้ไม่สับ,แกลบ	0.99	0.99	29 เม.ย. 2556	84.61	1.84%	13.8%	29,300	780-1300
10	บริษัท อุทัยธานี ไปโอ เอนเนอจี จำกัด	กากอ้อย	35.00	16.00	11 เม.ย. 2557	30.89	1.28%	22.0%	-	330
11	บริษัท อุทองไบโอพาวเวอร์ จำกัด	แกลบ,กากอ้อย	9.00	8.00	30 ม.ค. 2557			58.5%	3,439	1200-1750
12	บริษัท เอช วี กรีน จำกัด	เศษไม้ฟืน,แกลบ	1.00	1.00	1 ก.ย. 2556			5.6%	-	400-750
13	บริษัท มิตรผล ไปโอ เพาเวอร์ (ด่านช้าง) โครงการ 1 จำกัด	ขานอ้อย,แกลบ ใบอ้อย	41.10	27.00	12 ก.ค. 2547			84.3%	17,935	300-410, 1640-2595
14	บริษัท มิตรผล ไปโอ เพาเวอร์ (ด่านช้าง) โครงการ 2 จำกัด	ขานอ้อย,แกลบ ใบอ้อย	11.40	10.80	13 พ.ย. 2552			86.7%	-	
15	บริษัท มิตรผล ไปโอ เพาเวอร์ (ด่านช้าง) โครงการ 3 จำกัด	ขานอ้อย,แกลบ ใบอ้อย	31.93	25.00	29 พ.ค. 2555			65.9%	-	
16	บริษัท มิตรผล ไปโอ เพาเวอร์ (กาฬสินธุ์) จำกัด	ขานอ้อย	36.39	28.00	1 ม.ค. 2556			71.4%	17,974	300
17	บริษัท มิตรผล ไปโอ เพาเวอร์ จำกัด	ชีวมวล	41.00	29.00	6 ก.ย. 2547			58.6%	17,935	300
18	บริษัท บีเอ็มพี เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน)	แกลบ,ขี้เลื่อย ชั่งข้าวโพด กะลาปาล์ม	6.30	5.00	9 ก.ย. 2544	62.27	4.42%	71.4%	20,045	600-1500
19	บริษัท ไออีซี สระแก้ว 1 จำกัด	เปลือก ใยปาล์ม ทะลายปาล์ม ไม้สับ กากอ้อย	9.90	8.00	10 เม.ย. 2556			59.6%	14,243	500-1100
20	บริษัท สหการน้ำตาลชลบุรี จำกัด	กากอ้อย	19.00	4.00	-			31.2%	20,731	500
21	บริษัท อี เอส พลังงาน จำกัด	ขานอ้อย	23.00	20.00	16 ม.ค. 2557	40.75	0.91%	70.8%	14,920	380
22	บริษัท สีนเอกพาณิชย์ จำกัด	แกลบ	9.90	8.00	18 ต.ค. 2556	34.10	0.02%	59.8%	28,485	1100-1700
23	บริษัท เกษตรไทยไปโอเพาเวอร์ จำกัด	ขานอ้อย ใบอ้อย	60.00	60.00	7 ต.ค. 2556	21.15	1.44%	49.8%	-	100
24	บริษัท ทิพย์กำแพงเพชรไปโอเอนเนอจี จำกัด	ขานอ้อย	61.00	16.00	15 ธ.ค. 2555	13.93	2.06%	25.8%	-	300-400



ลำดับที่	ชื่อโครงการ	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)	ค่า Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิงเฉลี่ย (THB/ตัน)
25	บริษัท เอเวอร์กรีน พلاس จำกัด	ชีวมวล ไม้สับ เปลือกไม้ เศษไม้ ชังข้าวโพด เหง้ามัน	9.80	8.00	18 ก.ค. 2556	61.22	4.08%	76.7%	17,832	750-1200
26	องค์การบริหารส่วนจังหวัดนครพนม	ไม้ยูคาลิปตัส พืชพลังงานทดแทน เศษไม้	0.40	0.30	16 พ.ค. 2557	141.10	3.17%	2.2%	12,660	-
27	บริษัท สวงนโบโอ-พาวเวอร์ จำกัด	ไม้สับ ทะลายปาล์ม	9.90	9.00	-	66.67			13,882	-
ค่าเฉลี่ย						52.53	3.33%	51.8%	17,822.72	



รูปที่ 5.5 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการชีวมวลที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



## บทที่ 6

### การจัดสัมมนาเพื่อให้ความรู้/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น

ที่ปรึกษาจะต้องทำการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวน 3 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมไม่น้อยกว่า 60 ท่าน ทั้งนี้ ในรายงานฉบับสมบูรณ์ ที่ปรึกษาได้จัดทำสรุปการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น/สัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น ที่ได้ดำเนินการแล้วเสร็จรวมทั้งสิ้น 3 ครั้ง รายละเอียดมีดังนี้

#### 6.1 การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model”

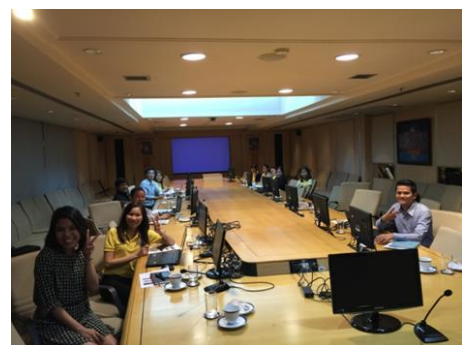
ที่ปรึกษาได้ทำการจัดอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ สนพ. โดยการจัดอบรมแบ่งออกเป็น 4 ครั้งย่อย มีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 85 ท่าน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

1. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 1 เมื่อวันอังคารที่ 10 มีนาคม 2558 เวลา 10.30 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 25 ท่าน



รูปที่ 6.1 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 1

2. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 2 เมื่อวันจันทร์ที่ 16 มีนาคม 2558 เวลา 13.30 – 15.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 22 ท่าน



รูปที่ 6.2 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 2



3. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 3 เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2558 เวลา 15.00 – 16.30 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 20 ท่าน



รูปที่ 6.3 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 3

4. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 4 เมื่อวันที่ 10 เมษายน 2558 เวลา 10.00 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 18 ท่าน



รูปที่ 6.4 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Financial Model” ครั้งที่ 4

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 6.1)

## 6.2 การอบรมให้ความรู้เรื่อง “Renewable Energy Model”

ที่ปรึกษาได้ทำการจัดอบรมให้ความรู้เรื่อง “Renewable Energy Model” เพื่อให้ความรู้และสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่ สนพ. โดยการจัดอบรมแบ่งออกเป็น 5 ครั้งย่อย มีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 95 ท่าน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

1. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Renewable Database” เมื่อวันที่ 11 พฤษภาคม 2558 เวลา 13.30 – 15.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 23 ท่าน



รูปที่ 6.5 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “การจัดทำ Renewable Database”

2. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “Ft Impact Model” เมื่อวันที่ 20 พฤษภาคม 2558 เวลา 10.30 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้ารับการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 22 ท่าน



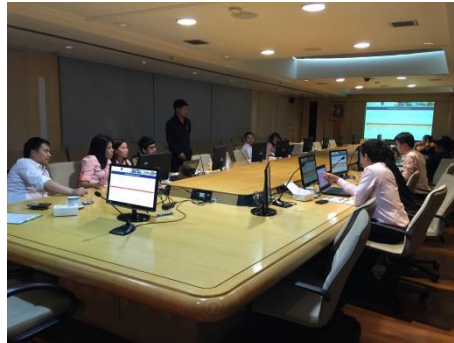
รูปที่ 6.6 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “Ft Impact Model”

3. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “Basic PDP” เมื่อวันที่ 5 มิถุนายน 2558 เวลา 10.30 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้ารับการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 14 ท่าน



รูปที่ 6.7 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “Basic PDP”

4. การอบรมให้ความรู้เรื่อง “PDP Program” เมื่อวันที่ 11 มิถุนายน 2558 เวลา 10.30 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้ารับการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 18 ท่าน



รูปที่ 6.8 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “PDP Program”

- การอบรมให้ความรู้เรื่อง “Advanced Financial Model” เมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2558 เวลา 10.30 – 12.00 น. ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ชั้น 6 สนพ. โดยมีผู้เข้าร่วมการอบรมให้ความรู้ จำนวนทั้งสิ้น 18 ท่าน



รูปที่ 6.9 ภาพประกอบการอบรมให้ความรู้เรื่อง “Advanced Financial Model”

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 6.2)

### 6.3 การสัมมนาให้ความรู้เรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของประเทศไทย”

ที่ปรึกษาได้ทำการจัดสัมมนาให้ความรู้เรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของประเทศไทย” เพื่อให้ความรู้ ความเข้าใจ รวมถึงปัญหาและอุปสรรคในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม แก่เจ้าหน้าที่ สนพ. ซึ่งมีผู้เข้าร่วมการจัดสัมมนาให้ความรู้ในครั้งนี้ จำนวนทั้งสิ้น 73 ท่าน โดยที่ปรึกษาได้เรียนเชิญวิทยากรผู้เชี่ยวชาญเกี่ยวกับพลังงานลมในประเทศไทยทั้งหน่วยงานของภาครัฐและเอกชน จำนวน 4 ท่าน ประกอบด้วย

- คุณอดิศักดิ์ ชุสุข ผู้อำนวยการกลุ่มพลังงานลม สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
- ดร.อักรินทร์ สุวรรณรัตน์ นายกสมาคมกังหันลม (ประเทศไทย) และ ดร.สุเมธ สุทธภักติ รองนายกสมาคมกังหันลม (ประเทศไทย)
- คุณธันว์ เจริญสุวรรณ กรรมการบริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด



ทั้งนี้ รายละเอียดการสัมมนาให้ความรู้ สรุปได้ดังนี้

1. สรุปสัมมนาหัวข้อ “ทิศทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมตามแผน AEDP”

โดย คุณอดิศักดิ์ ชูสุข ผู้อำนวยการกลุ่มพลังงานลม สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน  
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

● แนวคิดในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

กรณีที่ 1 ตอบสนองแผน AEDP

- ด้านศักยภาพ

- 1) ศักยภาพ เพื่อเป็นฐานข้อมูลของประเทศ
- 2) ศักยภาพเชิงลึก (micro scale)
- 3) ส่งต่อให้ภาคเอกชนเพื่อศึกษาเฉพาะแหล่ง

- ด้านการรับซื้อ

- 1) ความชัดเจนในการพิจารณา ก่อนตอบรับซื้อ (ที่ดิน, สายส่ง, กำหนด cod)
- 2) ระยะเวลาในการพิจารณาต้องชัดเจน

กรณีที่ 2 ตอบสนองความต้องการของพื้นที่ทางไกลในการผลิตไฟฟ้า

- 1) ศักยภาพ
- 2) ความพร้อมของบุคลากรในพื้นที่
- 3) การบริหารจัดการหลังจากติดตั้ง
- 4) แผนงบประมาณในการบำรุงรักษา

หากไม่พร้อมทั้ง 4 ปัจจัยนี้ โครงการจะไม่เกิดความยั่งยืน (ภาครัฐไม่ควรให้การสนับสนุน)

จากการทำแผนที่ศักยภาพพลังงานลมในปี 2540 มาจนกระทั่ง 2553 พบว่า เมื่อมีการวัดความเร็วลมกระจายไปทั่วประเทศด้วยเครื่องมือที่ทันสมัยและแม่นยำขึ้น ทำให้สามารถค้นพบตำแหน่งที่มีศักยภาพของพลังงานลมมากขึ้น สามารถทำให้เกิดแรงจูงใจและเป็นการชี้แนะเป้าหมายให้ภาคเอกชนที่สนใจมาลงทุนและทำการศึกษาย่างจริงจังในพื้นที่ที่เหมาะสมในระดับ Micro scale จากบริเวณพื้นที่ที่ได้รับการคัดกรองเบื้องต้นมาจากภาครัฐแล้ว

● เป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมตามแผน AEDP

มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147)  
วันที่ 15 ธันวาคม 2557

- มาตรการส่งเสริม อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT

- พื้นที่ทั่วไป 6.06 บาท/หน่วย ในระยะเวลา 20 ปี
- พื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ, อ.เทพา, อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี ได้รับเพิ่มอีก 0.50 บาท/หน่วยตลอดอายุโครงการ

- เป้าหมาย ในปี พ.ศ. 2579 จำนวน 3,002 MW.



- แผนการจัดทำแผนที่พลังงานลมเฉพาะแหล่งในอนาคต
  - ภาครัฐควรจะศึกษาศักยภาพจนถึงแผนที่ศักยภาพในระดับ micro
  - ศักยภาพเฉพาะแหล่งควรจะให้ภาคเอกชนดำเนินการเอง
- ประเด็นอื่นๆ
  - พื้นที่ที่มีศักยภาพของพลังงานลมที่เหมาะสมจะทำกั้นลมนอกชายฝั่ง (Wind Off-shore) จะมีศักยภาพอยู่แถวเกาะสมุย แถบจังหวัดปัตตานี แต่ข้อมูลเหล่านี้ไม่ได้มีการวัดจริงในทะเลใช้เพียงข้อมูลที่แทนจุดเจาะของบริษัทเซฟรอนเท่านั้น
  - การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีความไม่แน่นอนแม้ว่ากั้นลมแต่ละตัวจะมีคุณสมบัติที่เหมือนกัน เช่น ชนิดของกั้นลม ความเร็วลมที่ผ่าน เป็นต้น ก็อาจจะทำให้เกิดความแตกต่างของการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ถึง 50% เนื่องจากคุณภาพของเนื้อลมที่ต่างกัน
  - Plant factor ของกั้นลม ต้องดูที่ยี่ห้อของกั้นลม class ของกั้นลม และ ความสูงของกั้นลมด้วย โดยในประเทศไทยต้องเลือกกั้นลมที่มีขนาดใหญ่ มีความสูงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ เนื่องจากประเทศไทยมีความเร็วลมค่อนข้างต่ำ จึงต้องออกแบบให้กั้นลมสามารถทำงานที่ความเร็วลมต่ำๆได้

## 2. สรุปสัมมนาหัวข้อ “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของภาคเอกชน”

โดย ดร.อักรินทร์ สุวรรณรัตน์ นายกสมาคมกังหันลม (ประเทศไทย) และ  
ดร.สุเมธ สุทธภักติ รองนายกสมาคมกังหันลม (ประเทศไทย)

- ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยมีอยู่ในหลายพื้นที่ โดยมีความเร็วลมเฉลี่ย 5.5-6.5 m/s
- โครงการพลังงานลมของโลกนั้น มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นทุกปี โดยในปี 2012 ได้มีกำลังการผลิตติดตั้งถึง 44,711 MW และมีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมถึง 282,430 MW
- ขั้นตอนการพัฒนาโครงการพลังงานลม มีระยะเวลา 36-48 เดือน แบ่งเป็น 5 ขั้นตอน คือ
  - ขั้นตอนการวัดค่าลม โดยในขั้นตอนนี้ จะใช้ระยะเวลา 12-24 เดือน ในการวัดค่าพลังงาน เพื่อทำการประเมินความเสี่ยงในการทำโครงการ
  - ขั้นตอนการพัฒนาโครงการ เมื่อทำการวัดค่าลมที่ได้เรียบร้อยแล้วนั้น ในขั้นตอนนี้จะเป็นการวางแผนโครงการ วิเคราะห์ความเสี่ยงทางการเงิน และเริ่มยื่นข้อเสนอในการรับ Adder จากรัฐบาล โดยในขั้นตอนนี้ จะให้ระยะเวลาในการดำเนินการ 8-12 เดือน
  - ขั้นตอนการหาเงินกู้ ในขั้นตอนนี้ ทางผู้ดำเนินโครงการจะเริ่มทำการยื่นกู้จากทางธนาคาร โดยจะใช้ระยะเวลาในการดำเนินงาน 4-8 เดือน
  - ขั้นตอนการก่อสร้าง ใช้ระยะเวลาในการดำเนินการ 12-15 เดือน
  - ขั้นตอนการเปิดดำเนินการ ทางโครงการจะมีการเริ่มการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงการเข้าสู่สายส่ง



- อุปสรรค/ความเสี่ยง ในการดำเนินโครงการพลังงานลมของไทยนั้น มีดังนี้
  - ความไม่แน่นอนของพลังงานลม
  - นโยบายของรัฐ เนื่องจาก เมื่อมีการเปลี่ยนรัฐบาล อาจจะทำให้มีการเปลี่ยนนโยบายได้
  - ขาดความรู้ความเข้าใจในเรื่องที่เกี่ยวกับเทคโนโลยี
- ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ สำหรับโครงการ SPP ขนาด 90 MW
  - Project cost 7,400 ล้านบาท
  - ค่า O&M
    - ในปี 1-10 161.70 ล้านบาท
    - ในปี 11 เป็นต้นไป 250.70 ล้านบาท
- สรุปสถานะโครงการพลังงานลม ในปี 2014

สถานะโครงการ	COD	PPA			Total
		PPA Signed	PPA Accepted	PPA Application	
SPP	207	662.2	841.7	82.5	1,793.4
VSPP	8.78	87.29	-	23.97	120.05

### 3. สรุปสัมมนาหัวข้อ “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของภาคเอกชน : Wind Farm Project West Huay Bong 2 and 3”

โดย คุณธันว์ เจริญสุวรรณ กรรมการบริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด

โครงการ Wind Farm Project West Huay Bong 2 and 3 ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์ จังหวัดชัยภูมิและจังหวัดนครราชสีมา บนพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 100 ไร่ ซึ่งมีการดำเนินการสร้างแล้วเสร็จพร้อมจ่ายไฟแล้ว 2 โครงการและมีโครงการที่กำลังก่อสร้างอีก 7 โครงการ ซึ่งทั้ง 9 โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง 848 เมกกะวัตต์ และมีกำลังเสนอขาย 750 เมกกะวัตต์ โดยได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐในรูปแบบสัญญาขายไฟแบบ Adder เป็นจำนวน 3.5 บาทต่อหน่วย ระยะเวลา 10 ปี

#### - ภาพรวมของโครงการห้วยบง 2 และ 3

	West Huay Bong 2	West Huay Bong 3
Location	Nakhon Ratchasima Province	
Developer	K.R. Two Co., Ltd.	First Korat Wind Co., Ltd.
Shareholders	1) Aeolus Power Co., Ltd. (WEH's subsidiary) 2) Chubu Electric Power Korat, BV 3) Ratchaburi Electricity Generating Holding Plc.	60% 20% 20%
Project Value	Approximately THB 13,000 Million	
Project Period	25 years	
Lands	Build from land from the Agricultural Land Reform Office about 300 meters above sea level	



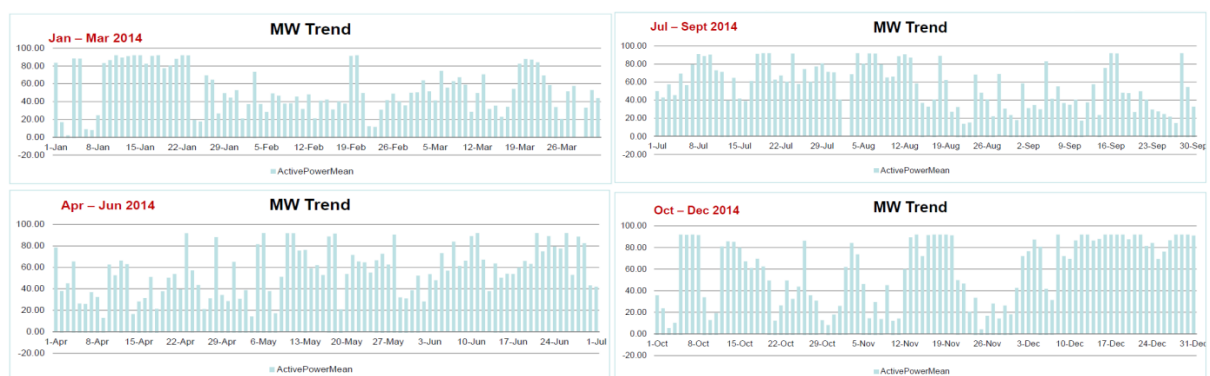
	West Huay Bong 2	West Huay Bong 3
Average Wind Speed	6.2 Meter per second	6.3 Meter per second
Production Capacity	103.5 Megawatt	103.5 Megawatt
No. of Wind Turbine	45 WTG (2.3 MW/WTG)	45 WTG (2.3 MW/WTG)
Height of WTG	99.5 Meter	99.5 Meter
Rotor Diameter	101 Meter	101 Meter
Purchaser	Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)	
Type of PPA	Non-Firm power purchase contract for Small Power Producer (SPP) for 25 years	
COD	8 February 2013	14 November 2012

– ขั้นตอนในการก่อสร้างทุ่งกังหันลม

- 1) กระบวนการเริ่มต้น จะประกอบไปด้วย การสำรวจพื้นที่ที่มีศักยภาพ การประมาณการต้นทุนของโครงการ การทำสมมติฐานทางการเงินเพื่อ การทำเรื่องกู้เงินเพื่อดำเนินโครงการ การทำการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม การออกแบบระบบกังหันลม รวมถึงการยื่นขออนุญาตขายไฟฟ้าและการตรวจสอบการรองรับของระบบไฟฟ้า และการเตรียมการเบื้องต้นก่อนที่จะมีการก่อสร้างจริง
- 2) การก่อสร้าง จะประกอบไปด้วย การก่อสร้างให้ตรงตามแผนงาน การรายงานการก่อสร้าง การทำการทบทวนสมมติฐานทางการเงิน และการทำชุมชนสัมพันธ์
- 3) การจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ จะประกอบไปด้วย ดำเนินการตามกระบวนการขายไฟ และการบริหารจัดการอื่นๆ ตลอดจนการเตรียมฝึกคนงานเพื่อการซ่อมบำรุงในอนาคตด้วย
- 4) การดำเนินการและการซ่อมบำรุง จะประกอบไปด้วย การทำรายงานการดำเนินการ การบริหารสัญญาผู้ก่อกำเนิด การทำชุมชนสัมพันธ์ การประเมินรายได้ของโครงการ การเตรียมรายจ่ายประจำปี และการบริหารจัดการอื่นๆเพื่อให้โครงการสามารถดำเนินต่อไปได้

– แนวโน้มของกำลังการผลิต

- KR2 มีระยะเวลาการรวม ประมาณ 116 ชั่วโมง/ปี คิดเป็น 1.32% (ใกล้เคียง 90 MW)
- FKW มีระยะเวลาการรวม ประมาณ 135 ชั่วโมง/ปี คิดเป็น 1.54% (ใกล้เคียง 90 MW)



รูปที่ 6.10 แนวโน้มของกำลังการผลิตของโครงการ KR2 และ FKW



คุณวัตนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้



คุณอดิศักดิ์ ชุสุข บรรยายให้ความรู้



ดร.อัชรินทร์ สุวรรณรัตน์ และ ดร.สุเมธ สุทธภักติ บรรยายให้ความรู้



คุณฉันทวี เทริญสุวรรณ บรรยายให้ความรู้



ภาพบรรยากาศงานสัมมนาให้ความรู้



ภาพบรรยากาศงานสัมมนาให้ความรู้



ภาพบรรยากาศงานสัมมนาให้ความรู้

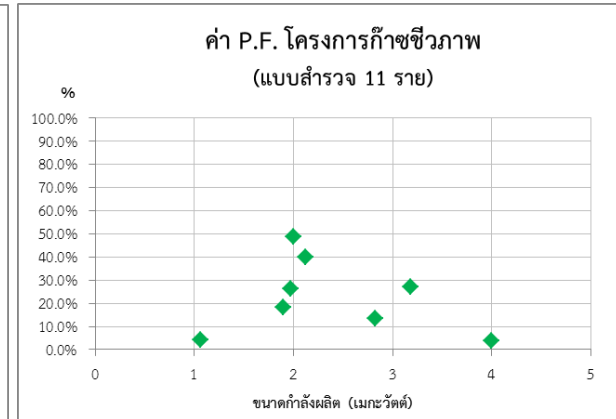
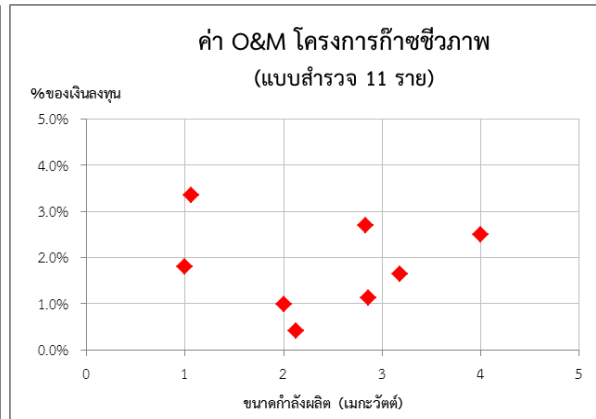
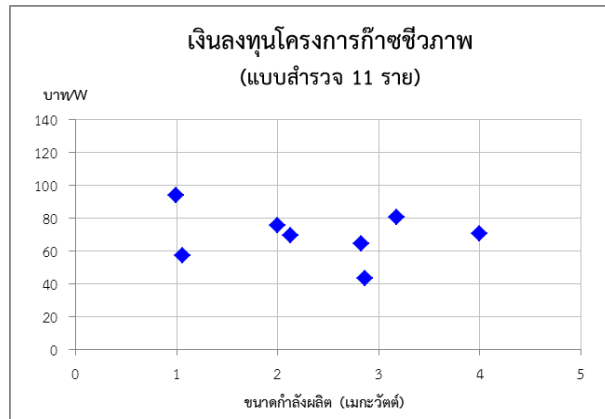
รูปที่ 6.11 ภาพประกอบการสัมมนาให้ความรู้เรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมของประเทศไทย”

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 6.3)



ตารางที่ 5.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 11 ราย กำลังผลิตติดตั้งรวม 25.73 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ชื่อโครงการ	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)	ค่า Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิงเฉลี่ย (THB/GJ)
1	บริษัท ชันสวีท จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	1.06	1.00	5 ม.ค. 2555	57.12	3.36%	4.2%	-	-
2	บริษัท แก่นเจริญ (สาขา 2) จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	1.97	1.00	1 มี.ค. 2551			26.2%	-	-
3	บริษัท โมเดิร์น กรีน พาวเวอร์ จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	2.00	3.00	22 มี.ค. 2555	75.49	0.99%	48.8%	-	-
4	บริษัท นามหงส์ พาวเวอร์ จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	3.18	3.00	22 ก.พ. 2556	80.19	1.65%	27.0%	-	-
5	บริษัท อริยุพาเวอร์ จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	4.00	3.60	19 มี.ค. 2557	70.20	2.49%	3.7%	-	-
6	บริษัท กาญจนดิษฐ์ น้ำมันปาล์ม จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	2.13	2.00	7 เม.ย. 2558	69.61	0.41%	40.0%	10,500	-
7	บริษัท ทักษิณอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม (1993) จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	2.83	6.50	12 เม.ย. 2557	64.43	2.69%	13.2%	-	-
8	บริษัท เอ็นเนอร์จี พลัส (สาขา 1) จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	2.80	2.63	3 พ.ย. 2552				-	-
9	บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	0.99	0.90	30 มิ.ย. 2558	93.56	1.81%		8,892	-
10	บริษัท สมอทองปาล์ม 2 จำกัด	ก๊าซชีวภาพ	2.86	6.00	-	43.36	1.13%		-	-
11	บริษัท สหอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด (มหาชน)	ก๊าซชีวภาพ	1.90	1.90	26 ต.ค. 2552			18.3%	18,250	-
<b>ค่าเฉลี่ย</b>						<b>69.25</b>	<b>1.81%</b>	<b>22.7%</b>	<b>12,547.33</b>	

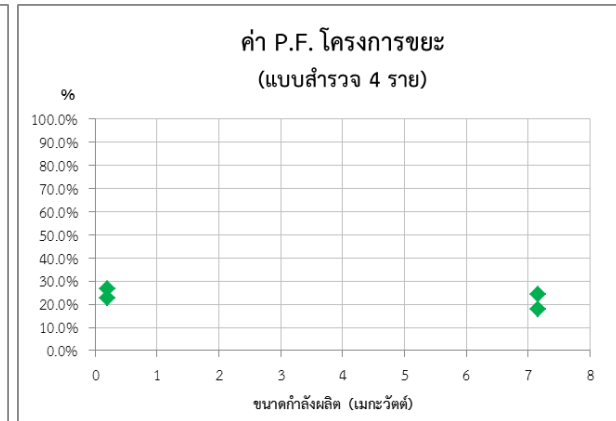
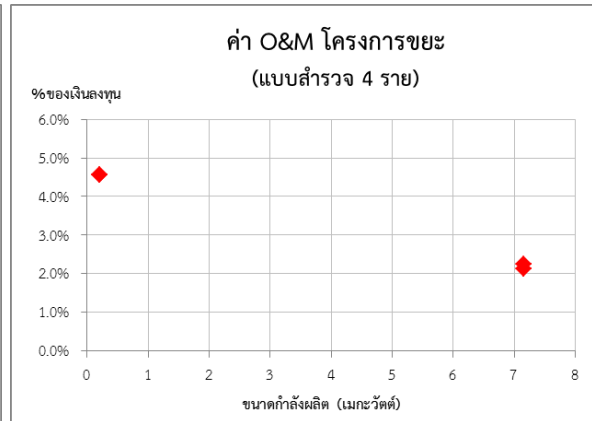
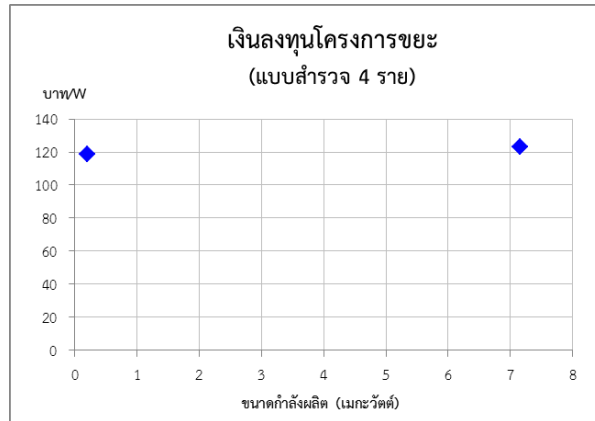


รูปที่ 5.6 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการก๊าซชีวภาพที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ

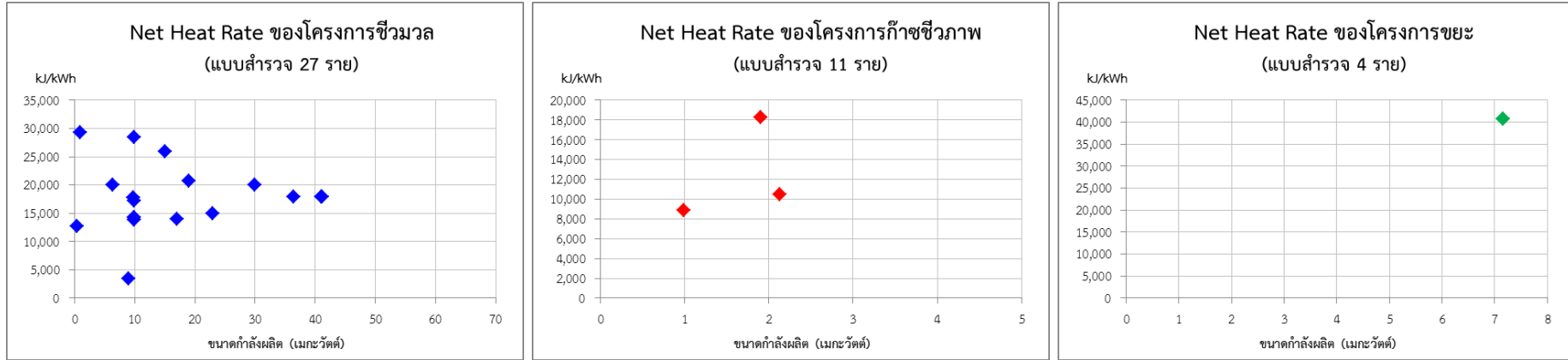


ตารางที่ 5.7 รายชื่อโรงไฟฟ้าขยะที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ จำนวน 4 ราย กำลังผลิตติดตั้งรวม 14.72 เมกะวัตต์

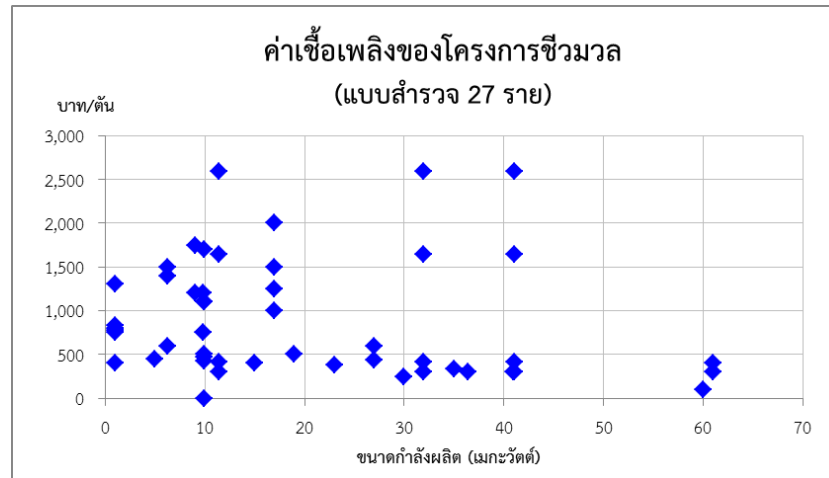
ลำดับที่	ชื่อโครงการ	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	วัน COD	เงินลงทุนระบบ (THB/W)	ค่า O&M (%)	ค่า P.F. เฉลี่ย (%)	ค่า Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิงเฉลี่ย (THB/GJ)
1	บริษัท เกาะแก้ว กรีนเอ็นเนอร์ยี จำกัด	ขยะชุมชนแปลงเป็น RDF	0.20	0.20	1 ม.ค. 2555	118.50	4.56%	26.8%	-	1000
2	บริษัท อินทจันทร์ คลีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด	ขยะชุมชนแปลงเป็น RDF	0.20	0.20	1 มิ.ย. 2557	118.50	4.56%	22.6%	-	1000
3	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี (เตา 1) จำกัด	ขยะมูลฝอยชุมชน	7.16	6.50	1 ก.ค. 2555	122.91	2.14%	18.0%	40,798	-
4	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี (เตา 2) จำกัด	ขยะมูลฝอยชุมชน	7.16	6.50	1 ก.ค. 2555	122.91	2.25%	24.2%	40,798	-
ค่าเฉลี่ย						120.70	3.38%	22.9%	40,798.00	



รูปที่ 5.7 : เงินลงทุน ค่า O&M และค่า P.F. โครงการขยะที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



รูปที่ 5.8 : ค่า Net Heat Rate ของโรงไฟฟ้ากลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



รูปที่ 5.9 : ค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลต่างๆ



บทที่ 7

สรุปข้อเสนอเชิงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff

7.1 ข้อเสนอเกี่ยวกับนโยบายหรือกฎหมายจากต่างประเทศที่น่าสนใจ

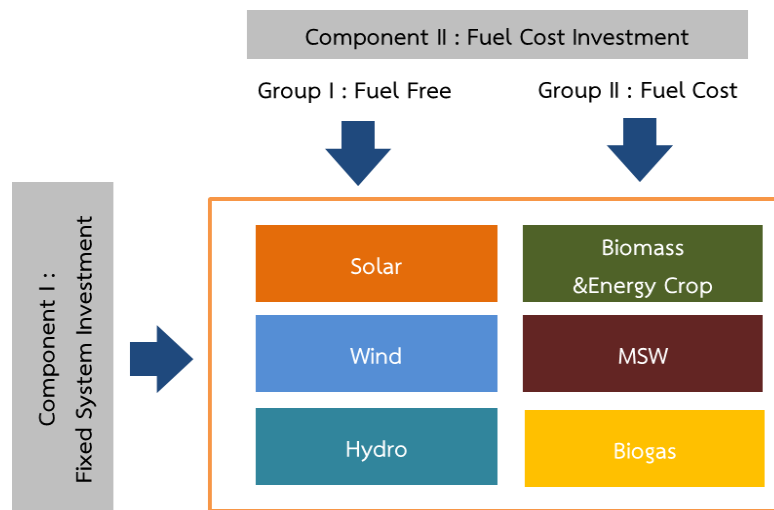
หัวข้อ	รายละเอียด
ด้านราคา รับซื้อไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> <li>- การกำหนดอัตรา FIT เพื่อส่งเสริมโครงการพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ซึ่งจะแตกต่างกันไปตามศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและเป้าหมายการส่งเสริมในแต่ละประเทศ ทั้งนี้ อาจมีการให้ส่วนเพิ่มพิเศษ (Premium) สำหรับประเภทเทคโนโลยี หรือบริเวณพื้นที่เฉพาะที่ทางภาครัฐต้องการจะส่งเสริมเป็นนโยบายพิเศษหรือเป็นการแก้ไขปัญหาอย่างเร่งด่วนได้</li> <li>- การกำหนดนโยบายให้อัตรา FIT พิเศษเพิ่มเติมสำหรับโครงการที่มีการใช้อุปกรณ์ประกอบระบบต่างๆ ที่ผลิตภายในประเทศ (Local Content)</li> <li>- การกำหนดนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้เองภายในบ้าน/อาคาร/โรงงาน ก่อนส่วนที่เหลือค่อยขายไฟเข้าสู่ระบบ โดยในเบื้องต้นอาจกำหนดให้อัตรา FIT ในส่วนของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เพียงร้อยละ 90 เท่านั้น และยกเว้นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กมาก</li> <li>- การกำหนดส่วนลด/เพิ่มของอัตรา FIT แบบรายปี ตามความเหมาะสมของประเภทเทคโนโลยีและประเภทเชื้อเพลิง เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน</li> <li>- สำหรับเทคโนโลยีหรือเชื้อเพลิงที่มีผู้สนใจพัฒนาเป็นจำนวนมาก เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ อาจกำหนดอัตรา FIT ที่จะมากหรือน้อยในแต่ละปี ขึ้นอยู่กับจำนวนหรือปริมาณโครงการที่เข้าระบบในปีก่อนหน้า เมื่อเทียบกับเป้าหมายที่ภาครัฐกำหนด</li> <li>- การกำหนดบทปรับหรือบทลงโทษให้ชัดเจนสำหรับโครงการที่จ่ายไฟเข้าระบบล่าช้ากว่าที่กำหนดสัญญา อาทิเช่น การปรับลดอัตรา FIT การปรับลดระยะเวลาการสนับสนุน เป็นต้น</li> <li>- การกำหนดนโยบายการประมูลราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยดำเนินการเป็นโครงการนำร่องสำหรับโครงการที่มีขนาดใหญ่และประเภทที่มีผู้สนใจเป็นจำนวนมากก่อน</li> </ul>
ด้านการเงิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ภาครัฐควรให้เงินสนับสนุนเพื่อวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรม รวมถึงการนำร่องโครงการที่เป็นเทคโนโลยีหรือเชื้อเพลิงใหม่ๆ เพื่อให้เกิดการเรียนรู้และพัฒนาต่อไปในอนาคต</li> <li>- การกำหนดนโยบายทางการเงิน เช่น การปล่อยเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน การขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ให้ยาวนานขึ้น ระยะเวลาปลอดการชำระคืนเงินกู้ รวมถึงโปรแกรมเงินกู้พิเศษจากภาครัฐสำหรับโครงการที่เป็นเทคโนโลยีใหม่สำหรับประเทศไทย</li> </ul>
ด้านภาษี	<ul style="list-style-type: none"> <li>- การกำหนดนโยบายยกเว้น/ลดหย่อนทางด้านภาษีต่างๆ อาทิเช่น ภาษีมูลค่าเพิ่ม/ภาษีเงินได้ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ภาษีนำเข้า/ภาษีการจำหน่ายสินค้าและบริการ สำหรับอุปกรณ์ที่ผลิตภายในประเทศ หรือนำเข้าเฉพาะที่ไม่มีการผลิตในประเทศเท่านั้น</li> <li>- การเร่งค่าเสื่อมราคา สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</li> </ul>
ด้านอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ภาครัฐควรมีกรอบแผนพัฒนาสำหรับอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียนให้ชัดเจน เพื่อให้เกิดการพัฒนาพร้อมกันระหว่างหน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชน ให้เกิดความยั่งยืน</li> </ul>



## 7.2 ข้อเสนอเกี่ยวกับอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff

### 7.2.1 แนวทางการจัดทำอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

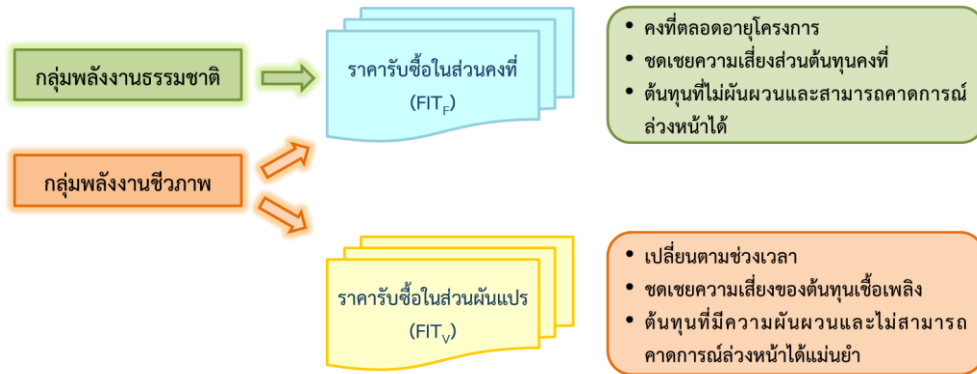
โดยทั่วไป เราสามารถแบ่งประเภทการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนออกได้เป็น 2 กลุ่มหลัก คือ (1) กลุ่มพลังงานธรรมชาติซึ่งไม่ต้องมีการจัดหาเชื้อเพลิง ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก และ (2) กลุ่มพลังงานชีวภาพซึ่งต้องมีการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อมาผลิตไฟฟ้า ได้แก่ พลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และพลังงานจากขยะ ซึ่งประเภทการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งสองกลุ่มจะมีความเสี่ยงของกิจการแตกต่างกันอย่างชัดเจน



รูปที่ 7.1 : การแบ่งประเภทการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งสองกลุ่มจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพ อันได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จะมีความเสี่ยงจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง ดังนั้น การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่เหมาะสมจึงจะต้องแบ่งโครงสร้างราคาเป็น 2 ส่วนในลักษณะ two-part tariff ด้วย ซึ่งคล้ายกับโครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าจาก IPP ดังนี้

- อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FIT fix : FIT<sub>F</sub>) คิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน เหมือนกับการคิดอัตราซื้อไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทที่ไม่มีค่าเชื้อเพลิง เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำ เป็นต้น
- อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT variable : FIT<sub>V</sub>) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยซึ่งเปลี่ยนไปตามเวลา โดยคิดจากราคาต่อค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีวมวล โดยเป็นสัดส่วนกับค่าความร้อน (Heat Rate) ของโรงไฟฟ้านั้น



รูปที่ 7.2 : โครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

อย่างไรก็ดี ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดทำอัตราซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT โดยทำการศึกษาสมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วย สมมติฐานทางการเงินและสมมติฐานทางด้านเทคนิค รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- (1) สมมติฐานทางการเงิน ประกอบด้วย การกำหนดผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม สัดส่วนหนี้สินต่อทุน อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ระยะเวลาใช้คืนเงินกู้ อัตราภาษีเงินได้ สัดส่วนความสามารถในการชำระหนี้ อัตราเงินเฟ้อ ระยะเวลาสนับสนุนโครงการ
- (2) สมมติฐานทางด้านเทคนิค ได้แก่ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า ค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง (สำหรับกลุ่มพลังงานชีวมวล) เป็นต้น

ตารางที่ 7.1 : สรุปสมมติฐานทางการเงินและทางด้านเทคนิคที่ใช้ในการจัดทำอัตราซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ FIT

ประเภทเชื้อเพลิง พลังงานหมุนเวียน	สมมติฐานทางด้านเทคนิค					สมมติฐานทางการเงิน		
	ต้นทุน (บาท/W)	O&M Cost (%)	P.F. (%)	Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิง (บาท/GJ)	DE	Interest rate	Debt term
<b>1) ชยะ (การจัดการชยะแบบผสมผสาน)<sup>(1)</sup></b>								
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	90	7.5%	70%	18,250	176	50:50	7.5%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	75	7.5%	70%	18,250	176	60:40	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	75	6.0%	70%	15,295	176	60:40	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10 MW	65	6.0%	70%	15,295	176	70:30	7.0%	10 ปี
<b>2) ชยะ (หลุมฝังกลบชยะ)</b>	75	12.5%	60%	-	-	60:40	7.0%	8 ปี
<b>3) ชีวมวล</b>								
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	90	7.5%	70%	18,250	121	50:50	7.5%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	75	7.5%	70%	18,250	121	60:40	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	75	6.0%	70%	15,295	121	60:40	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10 MW	65	6.0%	70%	15,295	121	70:30	7.0%	10 ปี
<b>4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)</b>	126	5.0%	70%	10,526	-	50:50	7.5%	8 ปี



ประเภทเชื้อเพลิง พลังงานหมุนเวียน	สมมติฐานทางด้านเทคนิค					สมมติฐานทางการเงิน		
	ต้นทุน (บาท/W)	O&M Cost (%)	P.F. (%)	Net Heat Rate (kJ/kWh)	ค่าเชื้อเพลิง (บาท/GJ)	DE	Interest rate	Debt term
5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	100	5.0%	78%	10,526	500 บาท/ตัน	50:50	7.0%	8 ปี
6) พลังงานน้ำ								
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	99.5	4.0%	41%	-	-	50:50	7.5%	8 ปี
7) พลังงานลม	64.0	2.0%	18%	-	-	60:40	7.0%	8 ปี
8) พลังงานแสงอาทิตย์								
แบบติดตั้งบนหลังคา								
กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	61.0	0.71%	14.8%	-	-	50:50	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	55.6	0.64%	14.8%	-	-	50:50	7.0%	8 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	55.4	0.60%	14.8%	-	-	60:40	7.0%	8 ปี
แบบติดตั้งบนพื้นดิน	52.6	2.09%	16.0%	-	-	70:30	6.5%	10 ปี

**หมายเหตุ** (1) การจัดการขยะแบบผสมผสาน (Integrated Solid Waste Management) คือ แนวคิดในการจัดการขยะ เพื่อให้เหลือขยะในการนำไปฝังกลบน้อยที่สุด โดยประยุกต์เทคโนโลยีหลายรูปแบบร่วมกัน ได้แก่ เทคโนโลยีการเก็บรวบรวมและคัดแยกขยะ (Recycle and Reuse) เทคโนโลยีการหมัก (Composting) และเทคโนโลยีการเผา (Incineration)

(2) การจัดทำอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT จะกำหนดผลตอบแทนและเงื่อนไขการลงทุนของโครงการ ดังนี้

- ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ (Project IRR)           ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10
- ผลตอบแทนการลงทุนส่วนทุน (Equity IRR)                ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 12
- สัดส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR)                ไม่น้อยกว่า 1.20-1.25

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 7.1-7.9)

## 7.2.2 ข้อเสนออัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FIT

ที่ปรึกษาฯ ได้ศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และจัดทำอัตรา FIT โดยคิดจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่แท้จริง บวกด้วยผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ที่เหมาะสม โดยดำเนินการศึกษาสมมติฐานทางการเงิน เช่น ผลตอบแทนการลงทุน สัดส่วนหนี้สินต่อทุน อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ระยะเวลาใช้คืนเงินกู้ ฯลฯ และสมมติฐานทางด้านเทคนิค เช่น

- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากการสำรวจล่าสุด ทั้งต้นทุนของเครื่องจักร และค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M)
- ค่าเชื้อเพลิง ที่จะมีการปรับตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation)
- ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการในระดับประมาณ 10%



ทั้งนี้ มีการกำหนดรูปแบบอัตรา FIT ออกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ (1) กลุ่มที่ไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง (ลม น้ำ) จะกำหนด FIT คงที่ตลอดอายุสัญญา และ (2) กลุ่มที่มีต้นทุนเชื้อเพลิง (ขยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ) จะมีการปรับต้นทุนเชื้อเพลิงทุกปี โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่นำเสนอสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.2 : อัตรา FIT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
	FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V,2560</sub>	FIT <sup>(1)</sup>	
<b>1) ขยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)</b>				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.16	3.21	6.37	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 เมกะวัตต์	2.63	3.21	5.84	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.41	2.69	5.10	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10 MW	2.09	2.69	4.78	20 ปี
<b>2) ขยะ (หลุมฝังกลบขยะ)</b>				
	5.60	0.00	5.60	10 ปี
<b>3) ชีวมวล</b>				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.16	2.21	5.37	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 เมกะวัตต์	2.63	2.21	4.84	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.41	1.85	4.26	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10 MW	2.09	1.85	3.94	20 ปี
<b>4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)</b>				
	3.81	0.00	3.81	20 ปี
<b>5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)</b>				
	2.81	2.55	5.36	20 ปี
<b>6) พลังงานน้ำ</b>				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.96	0.00	4.96	20 ปี
<b>7) พลังงานลม</b>				
	6.15	0.00	6.15	20 ปี
<b>8) พลังงานแสงอาทิตย์</b>				
<u>แบบติดตั้งบนหลังคา</u>				
กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.70	0.00	6.70	25 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	6.25	0.00	6.25	25 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	5.98	0.00	5.98	25 ปี
<u>แบบติดตั้งบนพื้นดิน</u>				
	5.62	0.00	5.62	25 ปี

หมายเหตุ (1) อัตรา FIT จะใช้สำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 โดยภายหลังจากปี 2560 นั้น อัตรา FIT<sub>V</sub> จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation) สำหรับประเภทเชื้อเพลิง ขยะ(การจัดการขยะแบบผสมผสาน), ชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) เท่านั้น

(รายละเอียดตาม สิ่งแนบ 7.10)



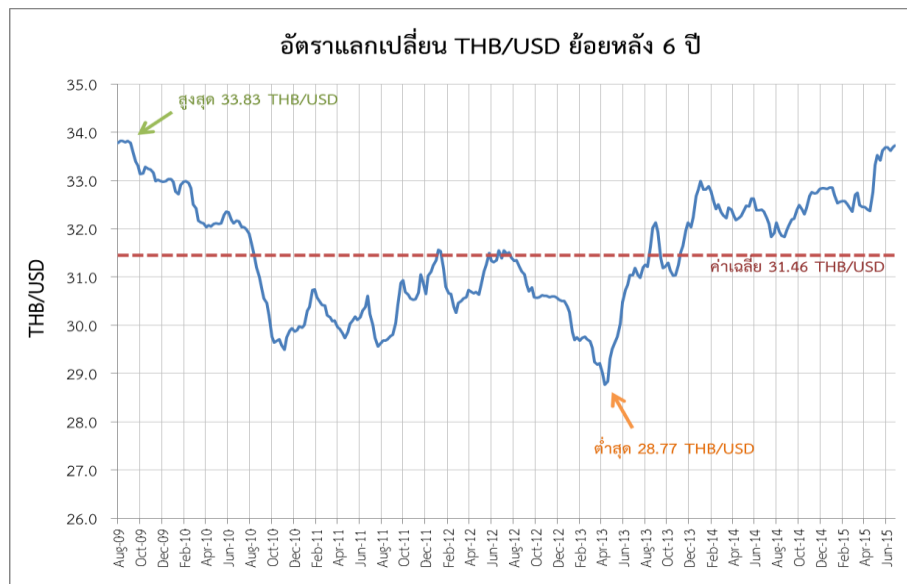
### 7.3 ข้อเสนอเชิงนโยบายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

#### 7.3.1 ข้อเสนอการปรับปรุงอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT

ที่ผ่านมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับปี 2557 ประกอบด้วย 3 กลุ่ม ได้แก่ (1) แบบติดตั้งบนพื้นดิน (2) แบบติดตั้งบนหลังคา และ (3) แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร ต่อมา กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับปี 2558 (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ประกอบด้วย 7 ประเภทเชื้อเพลิง ได้แก่ (1) ชยะ (การจัดการแบบผสมผสาน) (2) ชยะ (หลุมฝังกลบ) (3) ชีวมวล (4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) (5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) (6) พลังงานน้ำ และ (7) พลังงานลม ซึ่งถือได้ว่าอัตรา FiT มีการประกาศใช้อย่างเป็นทางการครบทุกประเภทเชื้อเพลิงแล้ว

สำหรับการปรับปรุงอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT นั้น ภายหลังจากการประกาศอัตรา FiT ในช่วงสิ้นปี 2558 ซึ่งผ่านมาเป็นระยะเวลาประมาณ 6 เดือนเท่านั้น ส่งผลให้สมมติฐานต่างๆ ในการจัดทำอัตรา FiT ไม่ได้มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ ยกเว้นราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการปรับลดลงอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังมีปัจจัยที่สำคัญอีก 2 ประการ ที่มีผลกระทบโดยตรงต่อการจัดทำอัตรา FiT มีดังนี้

- **อัตราแลกเปลี่ยน** จะส่งผลกระทบต่อสมมติฐานเฉพาะโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เท่านั้น ที่มีการอ้างอิงราคาจากต่างประเทศ (USD/THB) ซึ่งที่ผ่านมาอัตราแลกเปลี่ยนมีการผันผวนอย่างรุนแรงในรอบ 6 ปีย้อนหลัง มีค่าเฉลี่ยประมาณ 31.46 THB/USD ทั้งนี้ ที่ปรึกษาได้พิจารณา**กำหนดสมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยนมีค่า 32 THB/USD** ซึ่งเป็นค่าที่มีความเหมาะสมและครอบคลุมค่าเฉลี่ยอัตราแลกเปลี่ยนในช่วงที่ผ่านมา



รูปที่ 7.3 : อัตราแลกเปลี่ยน THB/USD ย้อนหลัง 6 ปี



ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนมีอย่างมีนัยสำคัญจะส่งผลกระทบต่อเงินลงทุนรวมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งหากอัตราแลกเปลี่ยนปรับเพิ่มขึ้นจาก 32 THB/USD (ที่กำหนดไว้) เป็น 33 THB/USD จะส่งผลต่ออัตรา FIT ดังนี้

- อัตรา FIT สำหรับพลังงานลม จะปรับเพิ่มขึ้น 0.16 บาท/หน่วย
- อัตรา FIT สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ จะปรับเพิ่มขึ้น 0.05-0.08 บาท/หน่วย

● นโยบายการสนับสนุนทางด้านภาษีเงินได้ (คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน หรือ BOI)

- เดิม : กำหนดสมมติฐานให้มีระยะเวลาปลอดภาษีเงินได้ 8 ปี และลดหย่อนภาษีเงินได้ 50% ในอีก 5 ปีถัดไป (BOI 8+5 ปี)
- ใหม่ : กำหนดสมมติฐานให้มีระยะเวลาปลอดภาษีเงินได้ 8 ปี เท่านั้น (ตามประกาศของ BOI ณ สิ้นปี 2557) โดยการลดหย่อนภาษีเงินได้ 50% ในอีก 5 ปีถัดไป จะได้รับสิทธิเฉพาะมีการตั้งสถานประกอบการในเขตส่งเสริมการลงทุนในพื้นที่ 20 จังหวัดที่มีรายได้ต่อหัวต่ำเท่านั้น จึงไม่นำมากำหนดในสมมติฐานใหม่

จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้น โดยเฉพาะนโยบายการสนับสนุนทางด้านภาษีเงินได้ลดลง จึงส่งผลให้อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทเชื่อเพลิงมีการปรับเพิ่มสูงขึ้นเพียงเล็กน้อยประมาณ 0.02-0.09 บาท/หน่วย ยกเว้นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการปรับลดลงประมาณ 0.02-0.15 บาท/หน่วย จากผลของราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการปรับลดลงและผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กำหนด แสดงได้ดังตารางที่ 7.3

อย่างไรก็ดี อัตรา FIT ที่ประกาศใช้ไปแล้วนั้น มีการรับซื้อไฟฟ้าจริงในรูปแบบ FIT เฉพาะโครงการพลังงานแสงอาทิตย์เท่านั้นที่เป็นโครงการใหม่ นอกนั้นเป็นโครงการพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ที่ได้รับสิทธิในการปรับเปลี่ยนรูปแบบการสนับสนุนจาก Adder เป็น FIT สำหรับโครงการที่มีการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือลงนามสัญญาแล้วเท่านั้น โดยยังไม่มีโครงการใหม่ที่สมัครเข้าร่วมการสนับสนุนในรูปแบบ FIT เนื่องจากปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินการจัดทำข้อเสนอปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเชิงพื้นที่ (Zoning) โดย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จในสิ้นเดือนกรกฎาคม 2558 และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน สามารถประกาศรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT โดยผ่านกระบวนการ Competitive Bidding ในช่วงเดือนสิงหาคม 2558 เป็นต้นไป จากเหตุผลดังกล่าว ที่ปรึกษาฯ มีมติเห็นชอบเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 (โครงการพลังงานแสงอาทิตย์) และ เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 (โครงการพลังงานหมุนเวียน ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์)



ตารางที่ 7.3 : เปรียบเทียบอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

กำลังผลิต (MW)	กพข. @15 DEC 2557 (Project IRR 10% Equity IRR 12%)					กรณี FIT58 (Project IRR 10% Equity IRR 12)					ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
	FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V,2560</sub>	FIT	Project IRR	Equity IRR	FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V,2560</sub>	FIT	Project IRR	Equity IRR	
<b>1) ชยะ (การจัดการชยะแบบผสมผสาน)</b>											
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	3.21	6.34	10.0%	11.1%	3.16	3.21	6.37	10.0%	11.1%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	2.61	3.21	5.82	10.0%	11.8%	2.63	3.21	5.84	10.0%	11.7%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.39	2.69	5.08	10.0%	11.7%	2.41	2.69	5.10	10.0%	11.7%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10-90 MW						2.09	2.69	4.78	10.0%	13.6%	20 ปี
<b>2) ชยะ (หลุมฝังกลบชยะ)</b>											
ทุกขนาด	5.60	0.00	5.60	13.6%	21.4%	5.60	0.00	5.60	13.6%	21.4%	10 ปี
<b>3) ชีวมวล</b>											
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	2.21	5.34	10.0%	11.1%	3.16	2.21	5.37	10.0%	11.1%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 MW	2.61	2.21	4.82	10.0%	11.8%	2.63	2.21	4.84	10.0%	11.7%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.39	1.85	4.24	10.0%	11.7%	2.41	1.85	4.26	10.0%	11.7%	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 10-90 MW						2.09	1.85	3.94	10.0%	13.6%	20 ปี
<b>4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)</b>											
ทุกขนาด	3.76	0.00	3.76	10.0%	11.2%	3.81	0.00	3.81	10.0%	11.3%	20 ปี
<b>5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)</b>											
ทุกขนาด	2.79	2.55	5.34	10.0%	11.4%	2.81	2.55	5.36	10.0%	11.3%	20 ปี
<b>6) พลังงานน้ำ</b>											
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	0.00	4.90	10.7%	12.0%	4.96	0.00	4.96	10.7%	12.0%	20 ปี
<b>7) พลังงานลม</b>											
ทุกขนาด	6.06	0.00	6.06	10.3%	12.0%	6.15	0.00	6.15	10.2%	12.0%	20 ปี
<b>8) พลังงานแสงอาทิตย์</b>											
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.85	0.00	6.85	10.7%	12.0%	6.70	0.00	6.70	10.5%	12.0%	25 ปี
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	6.40	0.00	6.40	10.7%	12.0%	6.25	0.00	6.25	10.4%	12.0%	25 ปี
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	6.01	0.00	6.01	10.3%	12.0%	5.98	0.00	5.98	10.3%	12.0%	25 ปี
บนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	0.00	5.66	9.5%	12.0%	5.62	0.00	5.62	9.5%	12.0%	25 ปี



### 7.3.2 ข้อเสนออัตรา FiT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP)

ที่ผ่านมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับปี 2558 (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ซึ่งประกาศใช้สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) เท่านั้น ส่งผลให้เกิดความไม่ชัดเจนต่อผู้พัฒนาโครงการในกลุ่มโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP) และผู้พัฒนาโครงการได้มีหนังสือร้องเรียนในประเด็นดังกล่าวเข้ามายังหน่วยงานของรัฐอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะกลุ่มโครงการพลังงานลมและโครงการชีวมวล เนื่องจากมีผู้พัฒนาโครงการกลุ่มนี้เป็นจำนวนมากที่ต้องการความชัดเจนในการลงทุนโครงการต่อไปในอนาคต อย่างไรก็ตาม โครงการพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ อาทิเช่น เชื้อเพลิงขยะ ก๊าซชีวภาพ และพลังงานน้ำ ไม่ได้มีผลกระทบต่อการใช้อัตรา FIT เนื่องจากโครงการประเภทส่วนใหญ่จะติดข้อจำกัดทางด้านเทคนิคและเชื้อเพลิงทำให้มีแต่โครงการ VSPP เท่านั้น

ที่ปรึกษาฯ จึงได้จัดทำอัตรา FIT สำหรับโครงการ SPP โดยแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

- โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

จากการเก็บรวบรวมข้อมูลสมมติฐานต่างๆ ทั้งในและต่างประเทศ รวมถึงการลงพื้นที่สำรวจโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วในประเทศไทย พบว่า เงินลงทุนรวมโครงการ ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) และค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor) ที่กำหนดในสมมติฐานนั้นมีค่าใกล้เคียงกับการดำเนินโครงการของโรงไฟฟ้าจริงภายในประเทศ สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด VSPP และ SPP ซึ่งโดยทั่วไปโครงการพลังงานลมขนาด SPP จะมีเงินลงทุนในส่วนของกังหันลมและค่าก่อสร้างที่จะได้เปรียบกว่าขนาด VSPP เนื่องจากผลของการประหยัดจากขนาด (Economy of scale) แต่จะมีเงินลงทุนสูงมากในส่วนของการก่อสร้างสายส่งหรือสายจำหน่ายเพื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เนื่องจากโครงการมักตั้งอยู่ในพื้นที่ห่างไกลสายส่ง ซึ่งแตกต่างจากโครงการ VSPP ที่จะอยู่ใกล้กับสายจำหน่ายมากกว่า รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 7.4 : เปรียบเทียบสมมติฐานทางเทคนิคสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

	สมาคมกังหันลม (ประเทศไทย) THAI WEA	บจก.เฟิร์ส โคราช วินด์ FKW	บจก.เค อาร์ ทู KR2	บจก.เทพพนา วินด์ฟาร์ม TPW	สนพ. EPPO-FIT
Installed Capacity (MW)	103.5	103.5	103.5	7.5	1.0
PPA (MW)	90.0	90.0	90.0	6.9	1.0
<b>Investment (MTHB)</b>					
EPC	6,000.0	4,070.0	3,934.0	335.0	
Transmission Line Facilities	220.0			101.5	
Development Cost	170.0	1,554.8	1,071.9	19.5	
Insurance Fee	50.0				64.0
Value Added Tax	210.0				
Contingency	300.0	757.1	867.3	20.0	
Community Development Fund	10.0				
Total	6,960.0	6,381.9	5,873.2	476.0	64.0
<b>MTHB/MW</b>	<b>67.25</b>	<b>61.66</b>	<b>56.75</b>	<b>63.47</b>	<b>64.0</b>



	สมาคมกังหันลม (ประเทศไทย) THAI WEA	บจก.เฟิร์ส โคราช วินด์ FKW	บจก.เค อาร์ ทู KR2	บจก.เทพพนา วินด์ฟาร์ม TPW	สนพ. EPPO-FIT
<b>O&amp;M Cost (MTHB/yr)</b>					
WTGs O&M	75.0			5.8	
BoP O&M	18.0			0.4	
Land Rental	3.6			0.5	
Insurance	31.0	130.0	125.4		1.27
G&A	25.0				
Auxiliary	0.6				
Agent Fee	1.5				
Contingency	7.0				
Total	161.7	130.0	125.4	6.7	1.27
<b>% of investment</b>	<b>2.3%</b>	<b>2.0%</b>	<b>2.1%</b>	<b>1.4%</b>	<b>2.0%</b>
<b>Plant Factor (%)</b>					
Plant Factor (%)	> 18%	20.9%	19.5%	19.3%	18.0%

ดังนั้น ด้วยปัจจัยหลายๆ อย่างจึงส่งผลให้สมมติฐานทางเทคนิคที่กำหนดไว้ในการจัดทำอัตรา FIT สำหรับโครงการ VSPP มีค่าไม่แตกต่างกันกับขนาด SPP จึงสรุปได้ว่า **เห็นควรให้ใช้อัตรา FIT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาด SPP เช่นเดียวกับ VSPP**

• โครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและขยะ (เทคโนโลยีความร้อน)

ที่ปรึกษา ได้จัดทำข้อเสนออัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT สำหรับโครงการชีวมวลและขยะขนาดเล็ก (SPP) ดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 7.2 ทั้งนี้ หากภาครัฐต้องการจะส่งเสริมให้โครงการขนาด SPP เป็นพิเศษ เช่นเดียวกับกรณี VSPP ที่มีการให้ FIT Premium เพื่อให้โครงการมีระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น ก็สามารถดำเนินการได้ขึ้นอยู่กับนโยบายของภาครัฐ โดยอัตรา FIT สามารถสรุปดังนี้

ตารางที่ 7.5 : อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT จากโครงการชีวมวลและขยะ

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
	FIT <sub>F</sub>	FIT <sub>V,2560</sub>	FIT <sup>(1)</sup>	
<b>1) ขยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน)</b>				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.16	3.21	6.37	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 เมกะวัตต์	2.63	3.21	5.84	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.41	2.69	5.10	20 ปี
<b>กำลังผลิตติดตั้ง &gt; 10 MW</b>	<b>2.09</b>	<b>2.69</b>	<b>4.78</b>	<b>20 ปี</b>
<b>2) ชีวมวล</b>				
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 เมกะวัตต์	3.16	2.21	5.37	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 1-3 เมกะวัตต์	2.63	2.21	4.84	20 ปี
กำลังผลิตติดตั้ง > 3-10 MW	2.41	1.85	4.26	20 ปี
<b>กำลังผลิตติดตั้ง &gt; 10 MW</b>	<b>2.09</b>	<b>1.85</b>	<b>3.94</b>	<b>20 ปี</b>



### 7.3.3 ข้อเสนอการชี้แจงประเด็นโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ COD แล้วขอเปลี่ยนรูปแบบจาก Adder มาเป็น FiT

ที่ผ่านมาคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มีมติเห็นชอบอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับปี 2558 (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) รวมถึงเห็นชอบแนวทางการดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบ Adder เป็น FiT และมอบให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานรับไปดำเนินการตามแนวทางดังนี้

- 1) ประกาศหยุดรับคำร้องขอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder โดยมีผลตั้งแต่วันที่ กพข. มีมติ
- 2) โครงการที่ได้ดำเนินการยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder แล้ว แต่มีความสนใจที่จะเข้าร่วมโครงการภายใต้รูปแบบ FiT เห็นควรให้ดำเนินการดังนี้

#### 2.1) สำหรับกลุ่มโครงการที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ให้โครงการดังกล่าวคงอยู่ในระบบ Adder ต่อไป

2.2) สำหรับกลุ่มโครงการที่ยังไม่ได้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว หรือเป็นโครงการที่ได้รับการอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557 สามารถปรับเปลี่ยนเป็นรูปแบบ FiT ได้ ทั้งนี้ โครงการที่จะเปลี่ยนรูปแบบดังกล่าว จะต้องเป็นโครงการที่ยังไม่เคยมีการต่ออายุโครงการหรือโครงการ ที่ไม่เคยกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ โดยได้รับอัตรา FiT ตามอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2558 และ ให้มีกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ตามที่เคยได้ยื่นไว้ในระบบ Adder เดิม

2.3) สำหรับกลุ่มโครงการที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ได้รับอนุมัติการตอบรับซื้อไฟฟ้า (ยังไม่มีข้อผูกพันกับภาครัฐ) สามารถปรับเปลี่ยนเป็นระบบ FiT ได้ แต่ต้องยกเลิกคำร้องเดิมโดยไม่มีการหักเงินค้ำประกัน และยื่นคำร้องใหม่ในรูปแบบ FiT โดยการรับซื้อไฟฟ้าจะเป็นรูปแบบการแข่งขันด้านราคา (Competitive Bidding) เสมือนเป็นโครงการเสนอใหม่ กับสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

จากประเด็นข้อ 2.1) นั้น ส่งผลให้กลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วเป็นเพียงกลุ่มเดียวที่ยังคงอยู่ในรูปแบบการสนับสนุนในระบบ Adder ซึ่งรวมถึงโครงการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วย และสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้ อัตราค่าไฟฟ้าแบบ FiT จะสูงกว่าค่าไฟฟ้าแบบ Adder ดังนั้น กลุ่มผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จึงมีหนังสือร้องเรียนมายังภาครัฐ เพื่อเรียกร้องว่า มติ กพข. และประกาศ กพข. สร้างความไม่เป็นธรรมต่อผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลรายเดิมในรูปแบบ Adder ซึ่งได้รับค่าไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่า และไม่มีสิทธิเปลี่ยนสัญญาไปเป็นรูปแบบ FiT ซึ่งได้รับค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่า (ต่างกันประมาณ 1 บาท/หน่วย) ส่งผลให้เกิดความเสียเปรียบในการแข่งขันในกิจการพลังงาน แข่งขันด้านการจัดซื้อเชื้อเพลิง ทั้งๆที่ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลรายเดิมและรายใหม่ต่างก็มีต้นทุนการลงทุนและใช้เทคโนโลยีเหมือนกัน



ที่ปรึกษาฯ จึงได้ทำการวิเคราะห์ประเด็นข้อร้องเรียนดังกล่าว โดยการรวบรวมข้อมูลโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วนั้น พบว่า มีจำนวนโครงการรวมทั้งสิ้น 149 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 2,289.54 เมกะวัตต์ สามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบก่อนปี 2550 (ไม่ได้รับ Adder) จำนวน 21 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 542.80 เมกะวัตต์ และโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่ปี 2550 เป็นต้นไป (ได้รับ Adder) จำนวน 128 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 1,746.74 เมกะวัตต์ ซึ่งการวิเคราะห์จะพิจารณาเฉพาะกลุ่มโรงไฟฟ้าที่ได้รับ Adder เท่านั้น รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 7.6 : สรุปโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ไม่ได้รับและได้รับการสนับสนุนในระบบ Adder

ประเภท	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
จ่ายไฟฟ้าก่อนปี 2550 (ไม่ได้รับ Adder)	21	542.80	330.15
- SPP	18	539.30	327.50
- VSPP	3	3.50	2.65
จ่ายไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2550 เป็นต้นไป (ได้รับ Adder)	128	1,746.74	976.51
- SPP	12	326.60	254.10
- VSPP	116	1,420.14	722.41
<b>รวมทั้งหมด</b>	<b>149</b>	<b>2,289.54</b>	<b>1,306.66</b>

แหล่งที่มา : ข้อมูลจากเว็บไซต์ของสำนักงาน กกพ. เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2558

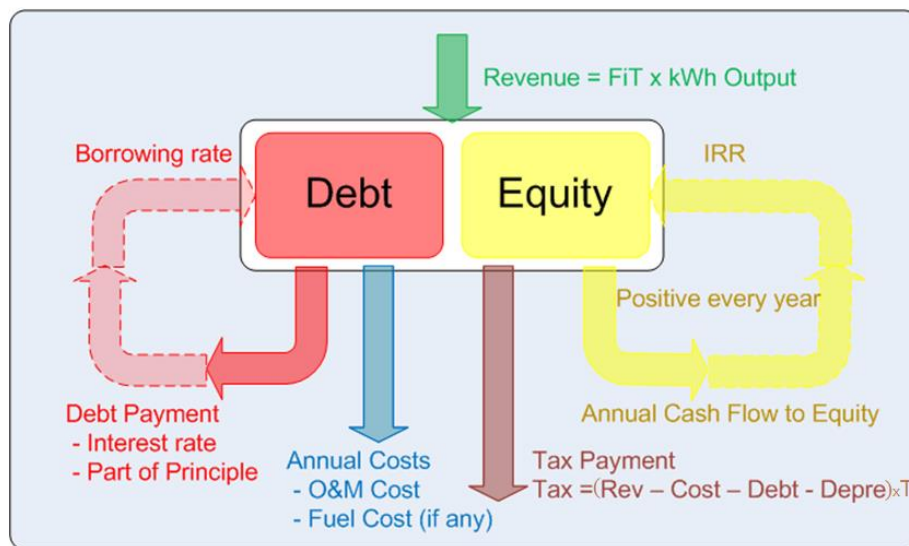
การสนับสนุนในรูปแบบ Adder นั้นจะมีระยะเวลา 7 ปี นับจากวันที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ซึ่งสำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2550 และ 2551 คาดว่าน่าจะสิ้นสุดระยะเวลาได้รับ Adder แล้ว มีจำนวน 36 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 238 เมกะวัตต์ และสำหรับโครงการตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป จะยังคงได้รับอัตรา Adder อยู่อีกในช่วงระยะเวลา 1-7 ปี ขึ้นอยู่กับวันที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของแต่ละโครงการ มีจำนวนอีก 92 โครงการ กำลังผลิตติดตั้งรวม 738.51 เมกะวัตต์ รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 7.7 : สรุปโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ได้รับ Adder ตามปีที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

ปี COD	SPP		VSPP		รวมทั้งสิ้น	
	จำนวนโครงการ	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ	ปริมาณเสนอขาย (MW)
กลุ่มที่สิ้นสุดระยะเวลารับ Adder	2	16.80	34	221.20	36	238.00
2550	2	16.80	10	65.40	12	82.20
2551			24	155.80	24	155.80
กลุ่มที่ยังไม่สิ้นสุดระยะเวลารับ Adder	10	237.30	82	501.21	92	738.51
2552	2	20.80	12	57.44	14	78.24
2553	1	30.00	6	39.18	7	69.18
2554			7	42.80	7	42.80
2555	2	40.50	16	111.99	18	152.49
2556	2	88.00	25	155.76	27	243.76
2557	2	36.00	16	94.04	18	130.04
2558	1	22.00			1	22.00
<b>รวมทั้งหมด</b>	<b>12</b>	<b>254.10</b>	<b>116</b>	<b>722.41</b>	<b>128</b>	<b>976.51</b>

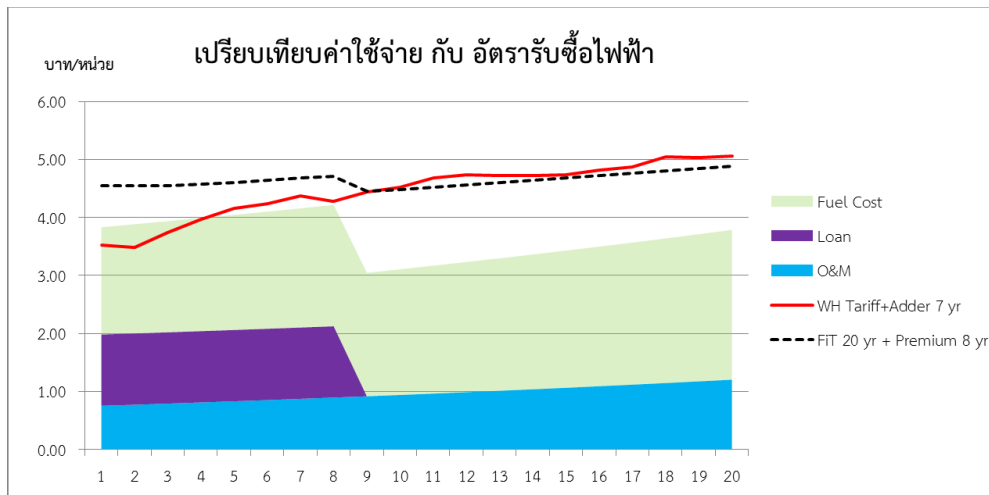


โดยแนวทางการวิเคราะห์นั้น จะพิจารณาจากประเด็นที่กลุ่มผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลได้ร้องเรียนว่าเกิดความไม่เป็นธรรม และเกิดความเสียเปรียบในการแข่งขันด้านการจัดซื้อเชื้อเพลิง ว่ามีข้อเท็จจริงมากน้อยเพียงใด ซึ่งพบว่า โครงสร้างของทุนสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยทั่วไปจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก คือ เงินกู้จากสถาบันการเงิน (Debt) และเงินทุนของนักลงทุนเอง (Equity) โดยสัดส่วนของเงินกู้ต่อเงินทุนของนักลงทุน (Debt-to-Equity Ratio; D/E) จะเป็นเท่าไรนั้นจะขึ้นอยู่กับเครดิตของผู้ลงทุน สำหรับเงินกู้ของสถาบันการเงิน เมื่อโครงการดำเนินไปได้แล้ว นักลงทุนจะต้องกันเงินสดส่วนหนึ่งไว้เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับคืนเงินต้นกู้ (Principle Payment) และค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย (Interest Payment) ให้กับสถาบันการเงินภายในระยะเวลาใช้คืนเงินต้น (Debt Term) ตามที่กำหนดเอาไว้ในสัญญาเงินกู้ อย่างไรก็ตาม นอกจากการชำระคืนเงินกู้แล้ว โครงการยังมีค่าใช้จ่ายอื่นๆ อีก อาทิเช่น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและการบำรุงรักษา (O&M) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (ถ้ามี) และภาษีเงินได้ โดยรายได้หลักของโครงการมาจากการผลิตไฟฟ้าซึ่งขายเข้าสู่ระบบด้วยราคารับซื้อตามโครงสร้างแบบ Adder หรือ FiT เพียงอย่างเดียวเท่านั้น ซึ่งกระแสเงินสดที่เหลือภายหลังหักค่าใช้จ่ายต่างๆ แล้ว จึงค่อยกลับไปสู่นักลงทุนเป็นผลตอบแทนการลงทุนในแต่ละปี สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 7.4 : รายละเอียดของกระแสเงินสดของโครงการฯ (Project's Cash flow)

จากโครงสร้างรายละเอียดของกระแสเงินสด หากจะพิจารณาความสามารถในการแข่งขันด้านการจัดหาเชื้อเพลิง ทำได้โดยการเปรียบเทียบราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder กับ FiT ซึ่งถือเป็นรายได้หลักของโครงการ กับค่าใช้จ่ายในส่วนต่างๆ ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในส่วน O&M ค่าใช้จ่ายในส่วนชำระคืนเงินกู้ และค่าเชื้อเพลิง โดยในเบื้องต้นสามารถสรุปได้ว่า กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ Adder จะไม่สามารถแข่งขันในด้านการจัดซื้อเชื้อเพลิงเทียบเท่ากับกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ FiT ซึ่งจำเป็นต้องจัดซื้อเชื้อเพลิงที่มีราคาต่ำกว่าค่าเฉลี่ยเท่านั้นถึงจะทำให้มีผลตอบแทนเข้าสู่โครงการ แต่เหตุการณ์ดังกล่าวจะเกิดขึ้นในช่วง 10 ปีแรกเท่านั้น เนื่องจากภายหลังปีที่ 10 เป็นต้นไป ราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder กับ FiT มีค่าใกล้เคียงกัน ซึ่งจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าชีวมวลทั้ง 2 รูปแบบ สามารถแข่งขันในการจัดซื้อเชื้อเพลิงได้อย่างเป็นธรรมมากขึ้นในอนาคต รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

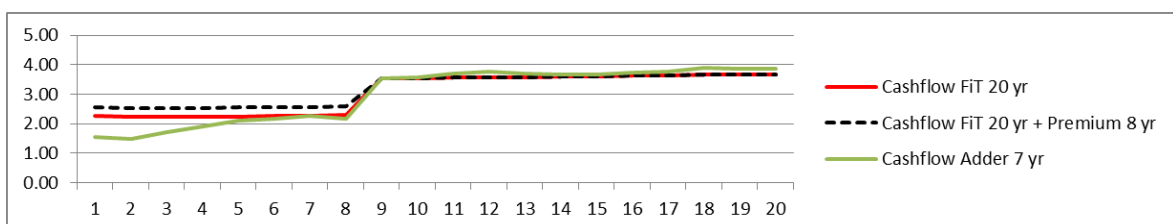


รูปที่ 7.5 : เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายของโครงการกับอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder และ FIT

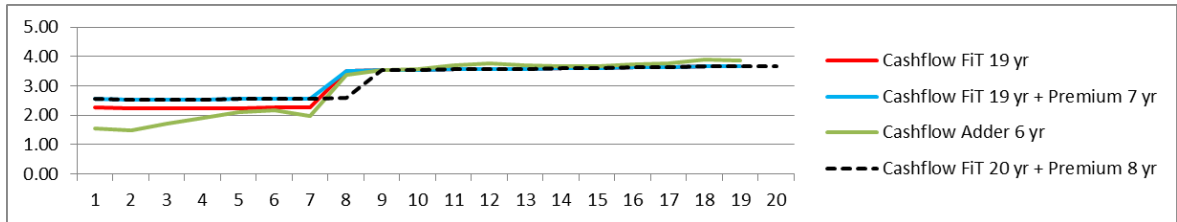
นอกจากนี้ หากวิเคราะห์เพิ่มเติมในรายละเอียดของโครงการที่ได้รับ Adder ไปแล้ว แต่มีระยะเวลาที่ได้รับ Adder ไม่เท่ากัน โดยทำการหากระแสเงินสดที่เหลือที่หักค่าใช้จ่ายในส่วนของคุณค่า O&M และภาระเงินกู้เท่านั้น ซึ่งกระแสเงินสดที่เหลือดังกล่าวจะเป็นส่วนของการจัดซื้อเชื้อเพลิงและผลตอบแทนของโครงการ ทั้งนี้การวิเคราะห์สามารถสรุปได้ว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ FIT จะมีกระแสเงินสดเหลือในส่วนของการจัดซื้อเชื้อเพลิงและผลตอบแทนการลงทุนมากกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ Adder ในช่วงแรก แต่ภายหลังจากโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ Adder ที่หมดภาระเงินกู้ไปแล้ว จะทำให้มีกระแสเงินสดเหลือเทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าในรูปแบบ FIT แต่อย่างไรก็ดี หากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ได้รับ Adder ไปแล้วเป็นระยะเวลา 1-7 ปี นั้น ทำให้คงเหลือระยะเวลาของภาระเงินกู้ที่แตกต่างกันตามไปด้วย ซึ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลใดที่หมดภาระเงินกู้เร็ว จะส่งผลให้มีกระแสเงินสดเหลือในการจัดซื้อเชื้อเพลิงและผลตอบแทนของโครงการสูงกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ FIT ที่เป็นโครงการใหม่ได้ รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

ในการวิเคราะห์ได้กำหนดสมมติฐานเบื้องต้น ประกอบด้วย

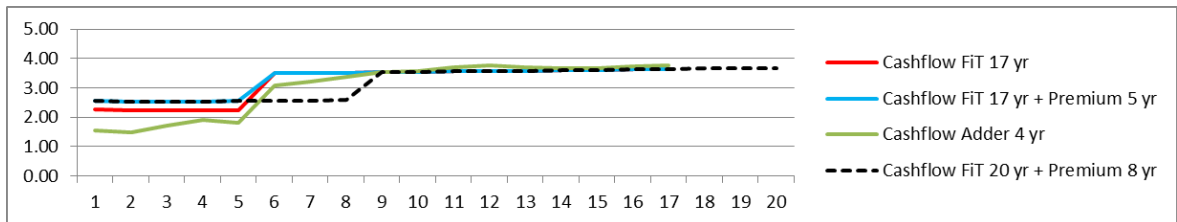
- กำหนดให้ระยะเวลาสนับสนุนในรูปแบบ Adder 7 ปี และรูปแบบ FIT 20 ปี
- กำหนดให้มีระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ 8 ปี
- กำหนดให้ระยะเวลาโรงไฟฟ้าชีวมวลในรูปแบบ Adder หากปรับเปลี่ยนเป็นรูปแบบ FIT จะกำหนดให้มีระยะเวลาโครงการ 20 ปี และได้รับอัตรา FIT Premium 8 ปี (ทำการเริ่มนับตั้งแต่วันที่จ่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder เดิม เช่น โรงไฟฟ้าชีวมวลที่ได้รับ Adder ไปแล้ว 3 ปี ก็จะมีระยะเวลาคงเหลือในรูปแบบ FIT 17 ปี และได้รับ FIT Premium ต่ออีก 5 ปี เป็นต้น)



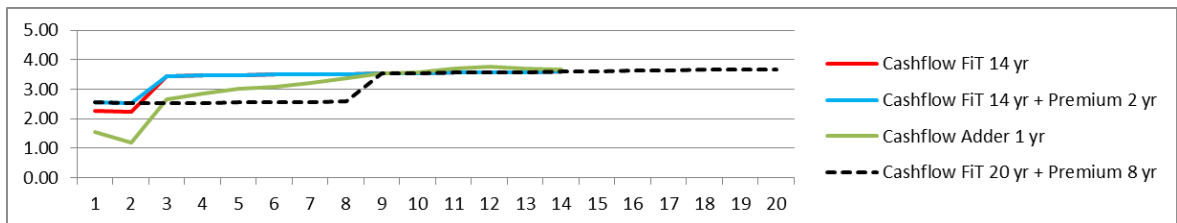
รูปที่ 7.6 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ใหม่ กับโครงการ FiT ใหม่



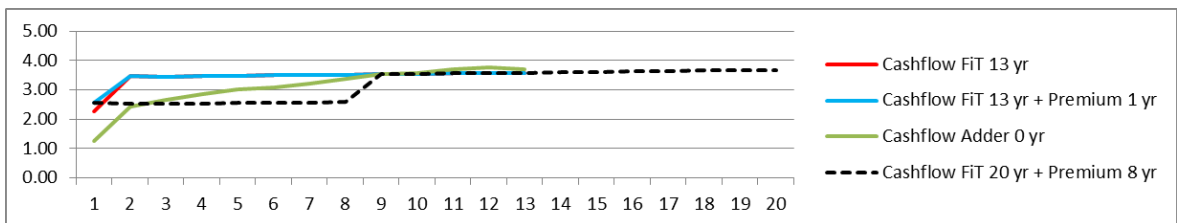
รูปที่ 7.7 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ไปแล้ว 1 ปี กับโครงการ FiT ใหม่



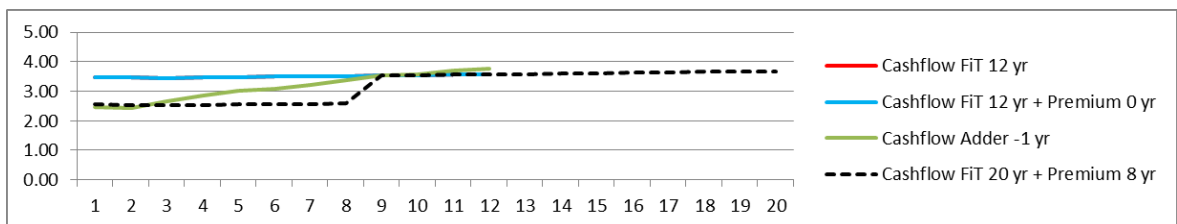
รูปที่ 7.8 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ไปแล้ว 3 ปี กับโครงการ FiT ใหม่



รูปที่ 7.9 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ไปแล้ว 6 ปี กับโครงการ FiT ใหม่



รูปที่ 7.10 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ครบแล้ว กับโครงการ FiT ใหม่



รูปที่ 7.11 : วิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีโครงการที่ได้รับ Adder ครบแล้วผ่านไป 1 ปี กับโครงการ FiT ใหม่



จากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว สามารถสรุปแนวทางการแก้ไขข้อร้องเรียนจากกลุ่มผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว และไม่มีสิทธิเปลี่ยนสัญญาไปเป็นรูปแบบ FIT โดยแบ่งออกเป็น 3 แนวทาง ได้แก่

- 1) ให้คงรูปแบบสัญญาการสนับสนุนเดิมในรูปแบบ Adder
- 2) ให้ปรับเปลี่ยนสัญญาเป็นรูปแบบ FIT (ไม่ได้รับ FIT Premium)
  - ระยะเวลาการสนับสนุน FIT จนครบอายุโครงการ 20 ปี นับตั้งแต่วันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเดิมในรูปแบบ Adder (ยกตัวอย่างเช่น จ่ายไฟแล้ว 3 ปี จะคงเหลือในรูปแบบ FIT 17 ปี เป็นต้น)
- 3) ให้ปรับเปลี่ยนสัญญาเป็นรูปแบบ FIT (ได้รับ FIT Premium)
  - ระยะเวลาการสนับสนุน FIT จนครบอายุโครงการ 20 ปี นับตั้งแต่วันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเดิมในรูปแบบ Adder (ยกตัวอย่างเช่น จ่ายไฟแล้ว 3 ปี จะคงเหลือในรูปแบบ FIT 17 ปี เป็นต้น)
  - จะได้รับอัตรา FIT Premium โดยหักลบจากระยะเวลาที่ได้รับ Adder จนครบ 8 ปี (ยกตัวอย่างเช่น ได้รับ Adder แล้ว 3 ปี ดังนั้นจะได้รับ Premium อีก 5 ปี เป็นต้น)

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายสำหรับกรณีดังกล่าวโดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

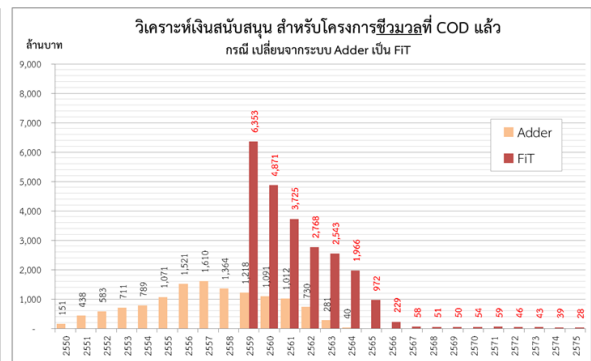
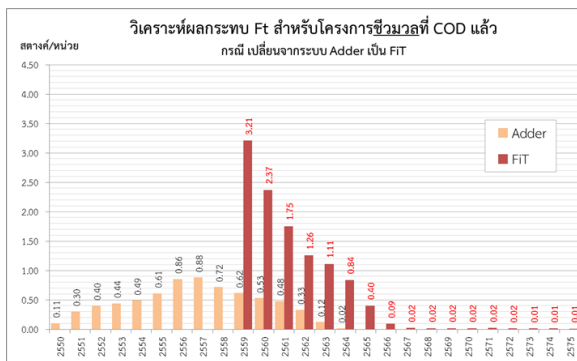
- 1) กรณีโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟแล้ว และสิ้นสุดระยะเวลา Adder แล้ว
  - ซึ่งคาดว่าจะมีภาระหนี้เงินกู้เหลืออีกประมาณ 1-2 ปี จะมีความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงใกล้เคียงหรือมากกว่ารูปแบบ FIT
  - ดังนั้น จึงเห็นควรให้อยู่ในรูปแบบ Adder ต่อไป
  - ทั้งนี้หากมีการปรับให้กลุ่มดังกล่าวรับ FIT จะส่งผลกระทบต่อความสามารถการซื้อเชื้อเพลิงของโครงการใหม่
- 2) กรณีโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟแล้ว แต่อยู่ระหว่างการได้รับ Adder
  - ซึ่งคาดว่าจะยังมีภาระหนี้เงินกู้เหลืออีกประมาณ 3-8 ปี จะต้องมีมีการปรับปรุงอัตราซื้อไฟฟ้าจาก Adder เป็น FIT เพื่อให้มีความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงใกล้เคียงกัน
  - อย่างไรก็ตาม โครงการดังกล่าวจะมีข้อได้เปรียบโครงการ FIT ใหม่ เนื่องจากหมดภาระหนี้เร็วกว่า ทำให้มีความสามารถจัดซื้อเชื้อเพลิงสูงกว่าในช่วงที่หมดภาระหนี้แล้ว
  - ดังนั้น จึงเห็นควรให้ปรับมาใช้ อัตรา FIT ปกติ (ไม่ให้อัตรา FIT Premium) เพื่อลดผลกระทบดังกล่าวที่จะแข่งขันกับโครงการ FIT ใหม่ และไม่ทำให้เกิดความได้เปรียบมากเกินไป

ทั้งนี้ ข้อเสนอของที่ปรึกษาฯ เป็นเพียงแค่วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการให้เกิดความเป็นธรรมสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลทุกกลุ่มเท่านั้น อย่างไรก็ตาม การตอบสนองข้อเรียกร้องจากกลุ่มผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ให้สามารถปรับเปลี่ยนรูปแบบการส่งเสริมจาก Adder เป็น FIT ได้หรือไม่ ขึ้นอยู่กับอำนาจการตัดสินใจจากผู้บริหารของกระทรวงพลังงานอีกครั้ง



แต่หากภาครัฐมีนโยบายให้กลุ่มผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วสามารถเปลี่ยนสัญญาไปเป็นรูปแบบ FIT ได้จะส่งผลกระทบต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนอย่างน้อยสำคัญ กล่าวคือ ผลกระทบค่า Ft จะเพิ่มขึ้นสูงสุดประมาณ 2.59-3.29 สตางค์/หน่วย หรือคิดเป็นวงเงินสนับสนุนที่เพิ่มขึ้นจากรูปแบบ Adder รวมทั้งสิ้นประมาณ 11,250-17,000 ล้านบาท ตลอดอายุโครงการ แสดงได้ดังนี้

### เปรียบเทียบกรณี Adder กับ FiT (ไม่ได้รับ Premium)

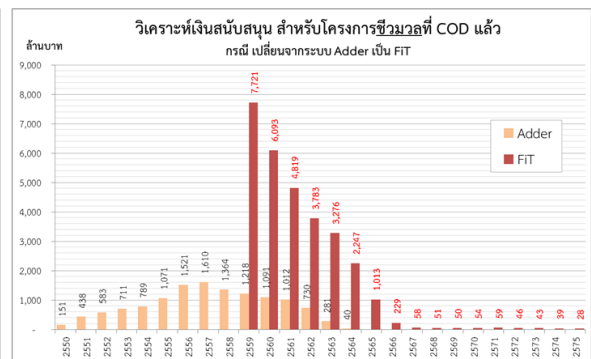
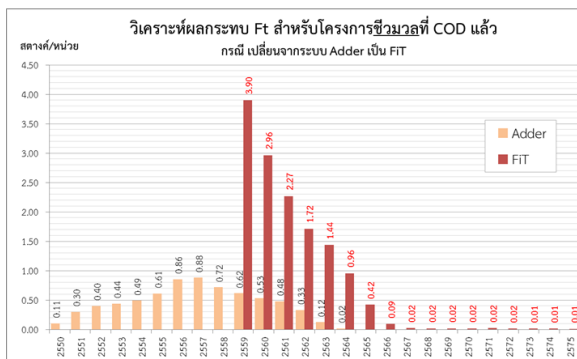


ผลกระทบ Ft เพิ่มขึ้นสูงสุด 2.59 สตางค์/หน่วย

วงเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้น รวมทั้งสิ้น 11,250 ล้านบาท

รูปที่ 7.12 : ผลกระทบค่า Ft และวงเงินสนับสนุนเพิ่มเติมกรณี ไม่ได้รับ FIT Premium

### เปรียบเทียบกรณี Adder กับ FiT (ได้รับ Premium)



ผลกระทบ Ft เพิ่มขึ้นสูงสุด 3.29 สตางค์/หน่วย

วงเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้น รวมทั้งสิ้น 17,000 ล้านบาท

รูปที่ 7.13 : ผลกระทบค่า Ft และวงเงินสนับสนุนเพิ่มเติมกรณี ได้รับ FIT Premium