



## รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการ การศึกษา Feed-in Tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้า  
จากพลังงานหมุนเวียนและการศึกษาผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์  
โดยวิธี Energy Input-output Analysis

Appropriate Feed-in Tariffs and Macroeconomic  
Impact by Energy Input-Output Analysis

โดย

สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต  
คณะพลังงาน สิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา

ธันวาคม พ.ศ. 2557

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการ การศึกษา Feed-in tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงาน  
หมุนเวียนและการศึกษาผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์โดยวิธี Energy Input-  
output Analysis

Appropriate Feed-in Tariffs in Thailand and Macroeconomic Impact  
by Input-Output Model

ที่ปรึกษาโครงการ

ศ. ดร.พรายพล      คัมภรพ      คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

คณะผู้วิจัย      สังกัด

|                    |                  |                 |                                         |
|--------------------|------------------|-----------------|-----------------------------------------|
| 1. รศ. ดร.บัณฑิต   | ลี้มมิโชคชัย     | หัวหน้า         | (สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ)     |
| 2. รศ. วารุณี      | เตีย             | รองหัวหน้า      | (มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี) |
| 3. ผศ. ดร.ภาวิณี   | ศักดิ์สุนทรศิริ  | รองหัวหน้า      | (มหาวิทยาลัยบูรพา)                      |
| 4. อ. ไพบุลย์      | ลี้มปิณฑิพนิชย์  | ผู้ช่วยนักวิจัย | (มหาวิทยาลัยบูรพา)                      |
| 5. นายปิติ         | ปิตา             | ผู้ช่วยนักวิจัย | (สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ)     |
| 6. นายประจวบ       | พีระพงศ์         | ผู้ช่วยนักวิจัย | (สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ)     |
| 7. นางสาวพิศุทธิภา | จันทร์แจ้ง       | ผู้ช่วยนักวิจัย | (มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี) |
| 8. นางสาวเปมิกา    | มิศิลา           | ผู้ช่วยนักวิจัย | (สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ)     |
| 9. กัมพล           | พรหมจรรย์ประวัติ | ผู้ช่วยนักวิจัย | (สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ)     |

สนับสนุนโดยสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)

และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

(ความเห็นในรายงานนี้เป็นของผู้วิจัย สกว. และ กฟผ. ไม่จำเป็นต้องเห็นด้วยเสมอไป)

## สารบัญ

### หน้าที่

บทคัดย่อ

Abstract

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

สารบัญ

ก

รายการตาราง

ฉ

รายการรูปประกอบ

ซ

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary)

ณ

### บทที่ 1 บทนำ

1-1

1.1 ความเป็นมาของนโยบายและโครงการ FIT

1-2

1.1.1 นิยามของนโยบาย FIT

1-2

1.1.2 หลักการและเหตุผลของโครงการ

1-2

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1-3

1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

1-4

1.4 กิจกรรมและแผนการดำเนินงาน

1-5

1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

1-6

1.5.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

1-6

1.5.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

1-7

1.5.3 Optimization ในการเลือกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าที่  
ควรสนับสนุน

1-8

1.5.4 การวิเคราะห์ข้อมูล Input-Output

1-8

1.6 ผลที่คาดว่าจะได้รับเมื่อดำเนินงานเสร็จสิ้นโครงการ

1-9

1.7 กระบวนการการผลักดันผลงานดังกล่าวสู่การใช้ประโยชน์

1-9

1.8 สรุปผลที่ได้รับในระยะเวลา เดือนที่ 1-18

1-10

### บทที่ 2 ทบทวนวรรณกรรม Feed-in Tariffs

2-1

2.1 การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า

2-1

2.1.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน AEDP 25% ใน 10 ปี

2-3

2.1.2 ประวัติและที่มาของนโยบาย FIT

2-5

|                             |                                                                                                                              |             |
|-----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| 2.1.3                       | วิธีกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                                                                                   | 2-6         |
| 2.1.4                       | รูปแบบของ FIT                                                                                                                | 2-7         |
| 2.1.5                       | การควบคุมค่าใช้จ่ายของนโยบาย FIT                                                                                             | 2-13        |
| 2.1.6                       | แนวทางที่ดีที่สุดสำหรับการออกแบบและ<br>การดำเนินงานของนโยบาย FIT                                                             | 2-15        |
| 2.2                         | มาตรการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (Feed-in Tariffs, FIT)<br>ในต่างประเทศ                                         | 2-16        |
| 2.2.1                       | การประยุกต์ใช้นโยบาย FIT ในประเทศสหรัฐอเมริกา                                                                                | 2-16        |
| 2.3                         | การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย                                                                        | 2-25        |
| 2.4                         | ผลการดำเนินนโยบายการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใน<br>ปี พ.ศ. 2550-2551                                           | 2-27        |
| 2.5                         | มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย                                                                    | 2-29        |
| 2.5.1                       | คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                                                               | 2-29        |
| 2.5.2                       | การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยในปัจจุบัน                                                              | 2-30        |
| 2.5.3                       | มติของ กพข. ในวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 ที่เกี่ยวข้องกับการปรับแผน AEDP<br>และอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) | 2-37        |
| <b>เอกสารอ้างอิงบทที่ 2</b> |                                                                                                                              | <b>2-40</b> |
| <b>บทที่ 3 การวิเคราะห์</b> |                                                                                                                              | <b>3-1</b>  |
| 3.1                         | แนวทางการวิเคราะห์ทางการเงิน                                                                                                 | 3-3         |
| 3.2                         | การประเมินทางเลือกในปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                                                                 | 3-6         |
| 3.3                         | การหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization) ในการเลือกปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละ<br>ประเภทเข้าสู่ระบบ                          | 3-7         |
| 3.3.1                       | การทำนายแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ Learning curve ของเทคโนโลยีพลังงาน<br>หมุนเวียน                                            | 3-7         |
| 3.3.2                       | การเลือกการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยใช้วิธี Optimization ตามต้นทุนของ<br>เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน                         | 3-11        |
| 3.4                         | การจัดทำแนวทางที่คลาดหวังไว้และกรณีฐาน                                                                                       | 11          |
| 3.5                         | การวิเคราะห์โดยใช้วิธี Energy Input-Output Analysis                                                                          | 12          |
| 3.5.1                       | การจัดทำโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินและทางพลังงานของการ<br>ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                         | 3-14        |
| 3.5.2                       | การวางกรอบแนวทางประเมินผลกระทบต่อบริษัทเศรษฐกิจในระยะยาว                                                                     | 3-16        |
| 3.5.3                       | แบบจำลองการดำเนินการของระบบเศรษฐกิจกรณีฐาน                                                                                   | 3-17        |
| 3.5.4                       | ข้อกำหนดและสมมติฐานในการวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินการตามแนวทางที่<br>คาดหวังต่างๆ                                          | 3-20        |

|                                                                                                                              |             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>เอกสารอ้างอิงบทที่ 3</b>                                                                                                  | <b>3-24</b> |
| <b>บทที่ 4 การวิเคราะห์การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</b>                                                                | <b>4-1</b>  |
| 4.1 การวิเคราะห์กรณีพลังงานแสงอาทิตย์                                                                                        | 4-1         |
| 4.1.1 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมการวิเคราะห์การคำนวณค่า FIT ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์                                      | 4-1         |
| 4.1.2 วิธีในการวิเคราะห์                                                                                                     | 4-3         |
| 4.1.3 ผลการวิเคราะห์                                                                                                         | 4-3         |
| 4.2 การวิเคราะห์กรณีเชื้อเพลิงชีวมวล                                                                                         | 4-5         |
| 4.2.1 สมมติฐานในการวิเคราะห์                                                                                                 | 4-5         |
| 4.2.2 วิธีในการวิเคราะห์                                                                                                     | 4-6         |
| 4.2.3 ผลการวิเคราะห์                                                                                                         | 4-6         |
| 4.3 การวิเคราะห์กรณีพลังงานลม                                                                                                | 4-7         |
| 4.3.1 สมมติฐานในการวิเคราะห์                                                                                                 | 4-7         |
| 4.3.2 วิธีในการวิเคราะห์                                                                                                     | 4-7         |
| 4.3.3 ผลการวิเคราะห์                                                                                                         | 4-7         |
| 4.4 การวิเคราะห์กรณีพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                                                       | 4-8         |
| 4.4.1 สมมติฐานในการวิเคราะห์                                                                                                 | 4-8         |
| 4.4.2 วิธีในการวิเคราะห์                                                                                                     | 4-8         |
| 4.4.3 ผลการวิเคราะห์                                                                                                         | 4-8         |
| 4.6 สรุปราคา FIT                                                                                                             | 4-10        |
| 4.7 สมมติฐานในการคำนวณ FIT ในอนาคต                                                                                           | 4-11        |
| <b>เอกสารอ้างอิงบทที่ 4</b>                                                                                                  | <b>4-14</b> |
| <b>บทที่ 5 การกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามต้นทุนต่ำสุด</b>                                                  | <b>5-1</b>  |
| 5.1 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมสูงสุดรายปีสำหรับใช้ในการหาค่าเหมาะสม (Optimization) ของ เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน | 5-1         |
| 5.1.1 การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                           | 5-1         |
| 5.1.2 การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT                                                             | 5-2         |
| 5.2 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้า                                                                           | 5-3         |
| 5.2.1 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                              | 5-3         |
| 5.2.2 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT                                                                | 5-3         |
| 5.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP 2010 Ver.3                                                                     | 5-10        |
| 5.4 ผลการวิเคราะห์ตามแผน PDP 2010 ver.3                                                                                      | 5-12        |
| <b>เอกสารอ้างอิงบทที่ 5</b>                                                                                                  | <b>5-16</b> |

## บทที่ 6 ผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จากราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า

|                                                                                                                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| (Feed-in tariffs)                                                                                                                                                                                                       | 6-1 |
| 6.1 ค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)                                                                                                                                                                        | 6-1 |
| 6.2 ผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จากราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า                                                                                                                                              |     |
| (Feed-in tariffs)                                                                                                                                                                                                       | 6-1 |
| 6.2.1 เปรียบเทียบมูลค่าเงินสนับสนุนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้า<br>พลังงานหมุนเวียน                                                                                                                    | 6-1 |
| 6.2.2 ผลกระทบของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)<br>ตามแผน AEDP25%                                                                                                                    | 6-3 |
| 6.2.3 ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยวิธีการ Optimization                                                                                                                                                  | 6-5 |
| 6.2.4 ผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ต่อการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder<br>และ FIT ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573<br>ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 rev.3) โดยวิธีการ Optimization | 6-5 |

## บทที่ 7 ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

|                                                                                                           |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| โดยวิธี Energy Input-Output Analysis                                                                      | 7-1  |
| 7.1 โครงสร้างสัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน                         | 7-1  |
| 7.2 การกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจโดยวิธี<br>Energy Input-Output Analysis | 7-5  |
| 7.3 ผลการทำนายกรณีการดำเนินการกรณีฐาน                                                                     | 7-7  |
| 7.4 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจจากการดำเนินการกรณี AEDP                                                        | 7-15 |
| 7.4.1 ผลกระทบต่อความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า                                        | 7-15 |
| 7.4.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ                                                           | 7-17 |
| 7.4.3 ผลกระทบต่อปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์                                                        | 7-20 |
| 7.4.4 ผลกระทบต่อมูลค่าการจ้างงาน                                                                          | 7-22 |
| 7.4.5 ผลกระทบต่อมูลค่าการผลิตของภาคเศรษฐกิจ                                                               | 7-25 |
| 7.5 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจจากการดำเนินการกรณี Optimization                                                | 7-27 |
| 7.5.1 ผลกระทบต่อความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า                                        | 7-27 |
| 7.5.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ                                                           | 7-29 |
| 7.5.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์                                                        | 7-32 |
| 7.5.4 ผลกระทบต่อมูลค่าการจ้างงาน                                                                          | 7-34 |
| 7.5.5 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ                                                     | 7-36 |
| 7.6 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจกรณี AEDP เมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน<br>เพียงหนึ่งประเภท              | 7-39 |

|                                                                                                  |                   |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 7.6.1 ผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย                                                          | 7-39              |
| 7.6.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ                                                  | 7-40              |
| 7.6.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์                                               | 7-42              |
| 7.6.4 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจและการจ้างงาน                               | 7-43              |
| 7.7 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจกรณี Optimization เมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท | 7-46              |
| 7.7.1 ผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย                                                          | 7-46              |
| 7.7.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ                                                  | 7-47              |
| 7.7.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์                                               | 7-49              |
| 7.7.4 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจและการจ้างงาน                               | 7-50              |
| 7.8 สรุปผลกระทบในภาพรวมของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท                     | 7-53              |
| <b>เอกสารอ้างอิงบทที่ 7</b>                                                                      | <b>7-54</b>       |
| <br><b>บทที่ 8 บทสรุป</b>                                                                        | <b>8-1</b>        |
| 8.1 บทสรุปค่า                                                                                    | 8-1               |
| 8.2 บทสรุป Energy Input-output Analysis                                                          | 8-2               |
| 8.3 บทสรุปผลกระทบต่อ Ft                                                                          | 8-4               |
| 8.4 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย                                                                         | 8-6               |
| <br><b>ภาคผนวก ก ข้อมูลทางเทคนิคโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน</b>                                     | <b>ภาคผนวก-1</b>  |
| <b>ภาคผนวก ข การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</b>                                  | <b>ภาคผนวก-12</b> |
| <b>ภาคผนวก ค ภาพบรรยากาศงานสัมมนาระดมความคิดเห็นกลุ่มย่อย (Focus Group)</b>                      | <b>ภาคผนวก-21</b> |
| <b>ภาคผนวก ง สรุปผลการดำเนินงาน</b>                                                              | <b>ภาคผนวก-31</b> |

## รายการตาราง

หน้าที่

|               |                                                                                                                                      |      |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| ตารางที่ 1-1  | กิจกรรมและแผนการดำเนินงาน                                                                                                            | 1-5  |
| ตารางที่ 1-2  | สรุปผลที่ได้รับในระยะเวลา เดือนที่ 1-18                                                                                              | 1-10 |
| ตารางที่ 2-1  | ผลประโยชน์ที่ประเทศจะได้รับ                                                                                                          | 2-4  |
| ตารางที่ 2-2  | เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามเทคโนโลยี                                                                      | 2-4  |
| ตารางที่ 2-3  | Degression rate 1.5% ต่อปี สำหรับก๊าซฝึงบกลของประเทศเยอรมันในแต่ละปี                                                                 | 2-8  |
| ตารางที่ 2-4  | อัตรารับซื้อไฟฟ้าของ FIT ในประเทศฮังการี                                                                                             | 2-10 |
| ตารางที่ 2-5  | อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Roof top PV (10-30 kW)                                                            | 2-20 |
| ตารางที่ 2-6  | อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมขนาดเล็ก (Onshore)                                                                               | 2-21 |
| ตารางที่ 2-7  | อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานน้ำ (กำลังผลิตติดตั้ง <10 MW)                                                                      | 2-23 |
| ตารางที่ 2-8  | อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานชีวมวล (กำลังผลิตติดตั้ง<10 MW)                                                                    | 2-24 |
| ตารางที่ 2-9  | อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                                                                                    | 2-26 |
| ตารางที่ 2-10 | เป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ<br>แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)        | 2-36 |
| ตารางที่ 2-11 | เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้าตามมติ กพช.                                                                            | 2-37 |
| ตารางที่ 2-12 | เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตความร้อนตามมติ กพช.                                                                         | 2-37 |
| ตารางที่ 2-13 | เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่งตามมติ กพช.                                                                                | 2-38 |
| ตารางที่ 3-1  | ข้อสมมติฐานและข้อมูลทั่วไปทางการเงิน                                                                                                 | 3-3  |
| ตารางที่ 3-2  | ผลตอบแทนต่อผู้ประกอบการ                                                                                                              | 3-5  |
| ตารางที่ 3-3  | ข้อมูลอื่นๆ ที่ใช้ในการคำนวณ                                                                                                         | 3-5  |
| ตารางที่ 3-4  | ศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท                                                                               | 3-7  |
| ตารางที่ 3-5  | ตารางสรุประยะเวลาในการดำเนินงานตั้งแต่เริ่มขอสัญญาจนถึงวันที่ COD                                                                    | 3-8  |
| ตารางที่ 3-6  | จำนวนตัวแทนภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน                                                                                        | 3-15 |
| ตารางที่ 4-1  | ค่าใช้จ่ายต่อวัตต์ของการผลิตไฟฟ้าจาก<br>แผงรับแสงอาทิตย์แบบ Crystalline (บาท/Watt)                                                   | 4-2  |
| ตารางที่ 4-2  | ค่าใช้จ่ายต่อวัตต์ของการผลิตไฟฟ้าจาก<br>แผงรับแสงอาทิตย์แบบ Amorphous (บาท/Watt)                                                     | 4-2  |
| ตารางที่ 4-3  | ผลการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา                                                            | 4-4  |
| ตารางที่ 4-4  | ผลการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบโซลาร์ฟาร์มจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์<br>ชนิด Polycrystalline ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW และ 30 MW ตามลำดับ | 4-4  |

|               |                                                                                                                         |      |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| ตารางที่ 4-5  | ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าแบบโซลาร์ฟาร์มจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW และ 30 MW ตามลำดับ | 4-5  |
| ตารางที่ 4-6  | ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ                                           | 4-6  |
| ตารางที่ 4-7  | ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงมีราคาสูงขึ้น               | 4-6  |
| ตารางที่ 4-8  | ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการฟาร์มกังหันลม                                                                         | 4-8  |
| ตารางที่ 4-9  | ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                        | 4-9  |
| ตารางที่ 4-10 | สรุปราคา FIT                                                                                                            | 4-10 |
| ตารางที่ 5-1  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP2010 ver.3                                                     | 5-2  |
| ตารางที่ 5-2  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมโดย Optimization ตามอัตราซื้อแบบ Adder (พ.ศ. 2553-2573)                                          | 5-8  |
| ตารางที่ 5-3  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมโดย Optimization ตามอัตราซื้อแบบ FIT (พ.ศ. 2553-2573)                                            | 5-9  |
| ตารางที่ 5-4  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม RE ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP2010 ver.3 รวม New Biomass                                 | 5-11 |
| ตารางที่ 5-5  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP 2010 ver.3 รวม New Biomass                                    | 5-15 |
| ตารางที่ 7.1  | สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินจากการผลิตภายในประเทศของภาคการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน                     | 7-2  |
| ตารางที่ 7.2  | สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินจากการนำเข้าของภาคการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน                              | 7-3  |
| ตารางที่ 7.1  | สรุปผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งเท่านั้น                                             | 7-53 |

## รายการรูปประกอบ

|             |                                                                                                                        | หน้าที่ |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| รูปที่ 2-1  | รูปแบบ Fixed-price FIT                                                                                                 | 2-7     |
| รูปที่ 2-2  | รูปแบบการปรับอัตราเงินเฟ้อ                                                                                             | 2-9     |
| รูปที่ 2-3  | รูปแบบ front-end load                                                                                                  | 2-9     |
| รูปที่ 2-4  | รูปแบบ Premium-price FIT                                                                                               | 2-11    |
| รูปที่ 2-5  | ค่า cap and floor สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่งของประเทศไทยในปี ค.ศ. 2008                                                  | 2-12    |
| รูปที่ 2-6  | รูปแบบ Spot market gap                                                                                                 | 2-13    |
| รูปที่ 2-7  | ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งในประเทศไทย                                               | 2-19    |
| รูปที่ 2-8  | การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับแผน AEDP ข้อมูลเดือนธันวาคม 2554                                             | 2-30    |
| รูปที่ 3-1  | ขั้นตอนการดำเนินการของโครงการ                                                                                          | 3-2     |
| รูปที่ 3-2  | โครงสร้าง Feed-In tariffs ค่าไฟฟ้าปกติ และส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้า (Adder)                                                    | 3-6     |
| รูปที่ 3-3  | Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับกำลังผลิตติดตั้งสะสมของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ SPP                                 | 3-8     |
| รูปที่ 3-4  | Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับร้อยละกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า SPP                                         | 3-9     |
| รูปที่ 3-5  | Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับกำลังผลิตติดตั้งสะสมของโรงไฟฟ้า VSPP                                          | 3-9     |
| รูปที่ 3-6  | Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า VSPP                                     | 3-10    |
| รูปที่ 3-7  | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมตามแผน AEDP เทียบกับ RE หลักทั้ง 4 ประเภท                                                       | 3-10    |
| รูปที่ 3-8  | ความสัมพันธ์ของผลกระทบทางอ้อมที่เกิดในภาคการผลิตขั้นกลางในระบบเศรษฐกิจ                                                 | 3-13    |
| รูปที่ 3-9  | การจัดทำโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิต โดยการเก็บข้อมูลโครงสร้างต้นทุนการผลิตต่อผลผลิตของภาคการผลิตใหม่               | 3-13    |
| รูปที่ 3-10 | แสดงการใช้แบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตในการเปรียบเทียบผลกระทบรายปีระหว่างกรณีปกติกับกรณีที่มีการดำเนินการตามแผน      | 3-14    |
| รูปที่ 3-11 | แนวทางการทำนายผลกระทบเชิงเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและกรณีที่มีการรับซื้อไฟฟ้าด้วยราคา Feed-in tariffs ในแต่ละ Scenario | 3-16    |
| รูปที่ 3-12 | ราคาไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยระหว่างปี พ.ศ. 2556 – 2573 อ้างอิงราคาน้ำมันดิบในอนาคต                                          | 3-17    |

|              |                                                                                                                                                                                           |      |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ 3-13  | ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท สำหรับกรณีการดำเนินการตาม<br>แนวทางที่คาดหวังไว้ต่างๆ ที่สอดคล้องกับกรณี AEDP                                                            | 3-22 |
| รูปที่ 3-14  | ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท สำหรับกรณีการดำเนินการ<br>ตามแนวทางที่คาดหวังไว้ต่างๆ ที่สอดคล้องกับกรณี AEDP                                                            | 3-23 |
| รูปที่ 4-1   | สรุปค่า FIT รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท                                                                                                                                  | 4-10 |
| รูปที่ 4-2   | ค่า FIT ของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทใน<br>ปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573                                                                                               | 4-12 |
| รูปที่ 4-3   | ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนที่รับซื้อในปี พ.ศ. 2553 - 2573 สำหรับการวิเคราะห์<br>ผลกระทบของระบบเศรษฐกิจด้วยวิธี Energy input-output analysis                                      | 4-13 |
| รูปที่ 5-1   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) โดยวิธี Optimization<br>ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                                                                        | 5-4  |
| รูปที่ 5-2   | ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) โดยวิธี Optimization<br>ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                                                                         | 5-4  |
| รูปที่ 5-3   | ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสม Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                                                                                  | 5-5  |
| รูปที่ 5-4   | ร้อยละการผลิตไฟฟ้าสะสม Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder                                                                                                                         | 5-5  |
| รูปที่ 5-5   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) โดยวิธี Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้า                                                                                                                      | 5-6  |
| รูปที่ 5-6   | ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) โดยวิธี Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้า                                                                                                                       | 5-6  |
| รูปที่ 5-7   | ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสมแยกตามประเภทเทคโนโลยี                                                                                                                                        | 5-7  |
| รูปที่ 5-8   | ร้อยละของไฟฟ้าที่ผลิตได้แยกตามประเภทเทคโนโลยี                                                                                                                                             | 5-7  |
| รูปที่ 5-5   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) ตามแผน PDP 2010 ver.3                                                                                                                                        | 5-13 |
| รูปที่ 5-6   | ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) ตามแผน PDP 2010 ver.3                                                                                                                                         | 5-13 |
| รูปที่ 5-7   | ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสมแยกตามประเภทเทคโนโลยี                                                                                                                                        | 5-14 |
| รูปที่ 5-4   | ร้อยละของไฟฟ้าที่ผลิตได้แยกตามประเภทเทคโนโลยี                                                                                                                                             | 5-14 |
| รูปที่ 6-1   | เปรียบเทียบเงินสนับสนุนในแต่ละปีที่การไฟฟ้าต้องจ่ายเงินให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน<br>หมุนเวียนระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder กับ FIT ตามแผน AEDP25%                                    | 6-2  |
| รูปที่ 6-2   | เปรียบเทียบเงินสนับสนุนในแต่ละปีที่การไฟฟ้าต้องจ่ายเงินให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน<br>หมุนเวียนระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder กับ FIT โดย Optimization แบบ FIT<br>ตามแผน PDP 2010 rev.3 | 6-3  |
| รูปที่ 6-3   | ผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน AEDP25%                                                                                                                       | 6-4  |
| รูปที่ 6-4   | ผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน AEDP25%                                                                                                                         | 6-5  |
| รูปที่ 6-5 ก | กำลังผลิตไฟฟ้าสะสมจากพลังงานหมุนเวียนแหล่งต่างๆ ตาม Optimization<br>ด้วยอัตราแบบ Adder                                                                                                    | 6-6  |
| รูปที่ 6-5 ข | ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนแหล่งต่างๆ ตาม Optimization<br>ด้วยอัตราแบบ Adder                                                                                                    | 6-6  |

|        |      |                                                                                                                                                                                         |      |
|--------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ | 6-6  | ผลกระทบต่อค่า Ft จากอัตราารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา Adder                                                                                                     | 6-7  |
| รูปที่ | 6-7  | ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา FIT                                                                                                             | 6-8  |
| รูปที่ | 6-8  | ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยวิธี Optimization ตาม FIT                                                                                                                    | 6-9  |
| รูปที่ | 6-9  | ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization                                                                                                                          | 6-10 |
| รูปที่ | 6-10 | ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยวิธี Optimization ตาม FIT                                                                                                                    | 6-11 |
| รูปที่ | 7-1  | ปัจจัยการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามกลุ่มภาคการผลิต                                                                                                               | 7-4  |
| รูปที่ | 7-2  | ปัจจัยการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามปัจจัยการผลิตชั้นกลาง มูลค่าเพิ่ม และการจ้างงาน                                                                               | 7-4  |
| รูปที่ | 7-3  | ราคาเฉลี่ยต่อหน่วยของชีวมวล                                                                                                                                                             | 7-4  |
| รูปที่ | 7-4  | การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงตามแผน PDP 2010 revision 3                                                                                                                              | 7-6  |
| รูปที่ | 7-5  | การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP 25%                                                                                                                                          | 7-6  |
| รูปที่ | 7-6  | การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาตามแผน PDP 2010 revision 3 และเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่                                                                                 | 7-7  |
| รูปที่ | 7-7  | การเปรียบเทียบการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ ปี พ.ศ. 2553 – 2555 ระหว่างข้อมูลจริงและผลจากการทำนายด้วยวิธี Energy input-output analysis                                         | 7-8  |
| รูปที่ | 7-8  | การเปรียบเทียบความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคผลิตไฟฟ้า (sector 135) ปี พ.ศ. 2553 – 2555 ระหว่างการใช้จริงและการทำนายด้วยวิธี Energy input-output analysis                        | 7-8  |
| รูปที่ | 7-9  | การทำนายปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                                         | 7-10 |
| รูปที่ | 7-10 | การทำนายปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                                 | 7-10 |
| รูปที่ | 7-11 | การทำนายปริมาณความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                                      | 7-11 |
| รูปที่ | 7-12 | การทำนายปริมาณความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                              | 7-11 |
| รูปที่ | 7-13 | ปริมาณมูลค่าการจ้างงาน การบริโภคขั้นสุดท้าย ปัจจัยการผลิตชั้นกลาง และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis         | 7-12 |
| รูปที่ | 7-14 | ปริมาณมูลค่าการจ้างงาน การบริโภคขั้นสุดท้าย ปัจจัยการผลิตชั้นกลาง และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis | 7-12 |

|        |      |                                                                                                                                                                                 |      |
|--------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ | 7-15 | ปริมาณการปล่อย CO <sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                                      | 7-13 |
| รูปที่ | 7-16 | ปริมาณการปล่อย CO <sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                              | 7-13 |
| รูปที่ | 7-17 | ปริมาณการปล่อย CO <sub>2</sub> ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                                    | 7-14 |
| รูปที่ | 7-18 | ปริมาณการปล่อย CO <sub>2</sub> ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis                            | 7-14 |
| รูปที่ | 7-21 | ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                                 | 7-15 |
| รูปที่ | 7-22 | โครงสร้างความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                         | 7-16 |
| รูปที่ | 7-23 | การเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                              | 7-16 |
| รูปที่ | 7-24 | ราคาและการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                                 | 7-17 |
| รูปที่ | 7-25 | การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                               | 7-18 |
| รูปที่ | 7-26 | การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                              | 7-18 |
| รูปที่ | 7-27 | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณี AEDP                                                                                                                                  | 7-19 |
| รูปที่ | 7-28 | ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ ของภาคการผลิตพลังงาน กรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น) | 7-20 |
| รูปที่ | 7-29 | ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศ กรณี AEDP                                                                                                                   | 7-21 |
| รูปที่ | 7-30 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด กรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                    | 7-21 |
| รูปที่ | 7-31 | การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าการจ้างงานทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                         | 7-22 |
| รูปที่ | 7-32 | สัดส่วนการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Existing) และจากพลังงานหมุนเวียน                                                                                        | 7-23 |
| รูปที่ | 7-33 | สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ของกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                      | 7-24 |
| รูปที่ | 7-34 | โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                           | 7-24 |
| รูปที่ | 7-35 | โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                           | 7-25 |
| รูปที่ | 7-36 | มูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                                       | 7-26 |
| รูปที่ | 7-37 | โครงสร้างมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP                                                                                                              | 7-26 |

|        |      |                                                                                                                                                                                                       |      |
|--------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ | 7-38 | ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า<br>กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization                                                                                                                    | 7-27 |
| รูปที่ | 7-39 | โครงสร้างความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า<br>กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization                                                                                                           | 7-28 |
| รูปที่ | 7-40 | การเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า<br>กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                                 | 7-28 |
| รูปที่ | 7-41 | ราคาและการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้า<br>กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                                                  | 7-29 |
| รูปที่ | 7-42 | การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ<br>กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization                                                                                                                  | 7-30 |
| รูปที่ | 7-43 | การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ<br>กรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                 | 7-30 |
| รูปที่ | 7-44 | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณี Optimization                                                                                                                                                | 7-31 |
| รูปที่ | 7-45 | ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ<br>ของภาคการผลิตพลังงาน กรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization<br>(แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น) | 7-32 |
| รูปที่ | 7-46 | ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศ กรณี Optimization                                                                                                                                 | 7-33 |
| รูปที่ | 7-47 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด<br>กรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                       | 7-33 |
| รูปที่ | 7-48 | การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าการจ้างงานทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ<br>กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                            | 7-34 |
| รูปที่ | 7-49 | สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล<br>ของกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization                                                                                         | 7-35 |
| รูปที่ | 7-50 | โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization<br>และกรณี Optimization                                                                                                              | 7-36 |
| รูปที่ | 7-51 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวม<br>กรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                                       | 7-37 |
| รูปที่ | 7-52 | มูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้า<br>กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization                                                                                                                         | 7-38 |
| รูปที่ | 7-53 | โครงสร้างมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization<br>และกรณี Optimization                                                                                                                 | 7-38 |
| รูปที่ | 7-54 | ราคาจำหน่ายไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท<br>สำหรับกรณี AEDP                                                                                                             | 7-39 |

|        |      |                                                                                                                                                                                                                                         |      |
|--------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ | 7-55 | การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                          | 7-40 |
| รูปที่ | 7-56 | ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น)         | 7-41 |
| รูปที่ | 7-57 | การเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                         | 7-42 |
| รูปที่ | 7-58 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                | 7-47 |
| รูปที่ | 7-59 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                                    | 7-44 |
| รูปที่ | 7-60 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP                                                                                                    | 7-45 |
| รูปที่ | 7-61 | โครงสร้างมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท                                                                                                                                           | 7-45 |
| รูปที่ | 7-62 | ราคาจำหน่ายไฟฟ้ากรณีรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทกรณี Optimization                                                                                                                                                    | 7-46 |
| รูปที่ | 7-63 | การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                          | 7-47 |
| รูปที่ | 7-64 | ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น) | 7-48 |
| รูปที่ | 7-65 | การเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                         | 7-49 |
| รูปที่ | 7-66 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                        | 7-50 |
| รูปที่ | 7-67 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization                                                                                            | 7-51 |

|        |      |                                                                                                                                                  |      |
|--------|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| รูปที่ | 7-68 | โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจาก<br>พลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization | 7-52 |
| รูปที่ | 7-69 | โครงสร้างมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจาก<br>พลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท                                                | 7-52 |

## บทคัดย่อ

การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการ Feed-in-tariff (FIT) ย่อมส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศไม่มากนักน้อย สำหรับผลกระทบทางอ้อมนั้น สามารถประเมินได้จากแบบจำลองพลังงานในรูป Energy Input-output (Energy IO) ในการศึกษาวิจัยนี้ได้หาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและ FIT ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภทคือ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) พลังงานลม ชีวมวล และ พลังน้ำขนาดเล็ก แบบต้นทุนต่ำสุด (Optimization) ในขณะเดียวกันยังได้ศึกษาเปรียบเทียบ FIT ของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนนี้จากแผนการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของรัฐกับในกรณีที่แผนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามแบบต้นทุนต่ำสุด นอกจากนี้ยังได้ใช้แบบจำลอง Energy Input-output ในการประเมินผลกระทบแบบ National-wide impacts ของนโยบาย FIT พร้อมทั้งเสนอมาตรการเชิงนโยบายที่เหมาะสมกับประเทศไทย ผลการศึกษา FIT พบว่า พลังงานแสงอาทิตย์มี FIT เท่ากับ 6.12-7.12 บาท/kWh พลังงานน้ำขนาดเล็กมี FIT เท่ากับ 4.50-7.00 บาท/kWh พลังงานลมมี FIT เท่ากับ 6.02 บาท/kWh และเชื้อเพลิงชีวมวลมี FIT เท่ากับ 3.10-3.30 บาท/kWh ตามลำดับ ซึ่ง FIT จะมีค่าลดลงเมื่อโรงไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังการผลิตที่สูงขึ้น ส่วนในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์ และชีวมวลจะมี FIT ที่แปรผันตามชนิดของแผงแสงอาทิตย์และชนิดของเชื้อเพลิงชีวมวลตามลำดับ สำหรับค่า FIT ของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีแนวโน้มลดลงอันเนื่องมาจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และเทคโนโลยีพลังงานลมมีต้นทุนที่ลดลงแต่ในขณะที่ค่า FIT ของพลังงานน้ำขนาดเล็กและพลังงานชีวมวลมีแนวโน้มที่สูงขึ้นอันเนื่องมาจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของเชื้อเพลิงชีวมวล ค่าขนส่ง ค่าแรงงาน ค่าน้ำมัน และค่าเก็บเกี่ยวชีวมวล รวมทั้งต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าของพลังงานน้ำและชีวมวลมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้น

ผลการศึกษาผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยแบบจำลอง Energy input-output พบว่า เมื่อมีการเพิ่มปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย FIT จะส่งผลกระทบให้ใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีปริมาณการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเชื้อเพลิงชีวมวลมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นอันเนื่องจากราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเดิม ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีค่ามากกว่ากรณีฐานแต่กลับจะมีค่าน้อยกว่ากรณีฐานตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 – 2573 เนื่องจากการลดปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งส่งผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมในกระบวนการจัดหาพลังงาน และยังพบว่าเมื่อสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลง มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงเนื่องจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการนำเข้าเทคโนโลยีโรงไฟฟ้า solar PV และพลังงานลมจะทำให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อ GDP ของประเทศ

ท้ายสุดนี้การศึกษาผลกระทบต่อค่า Ft ระหว่างการรับซื้อแบบ Adder และ FIT พบว่าการรับซื้อแบบราคา FIT เป็นทางเลือกที่ดีที่สุดของประเทศไทยโดยจะใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อ

---

แบบราคา Adder นอกจากนี้การลำดับการรับซื้อตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะทำให้ใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่า

**คำสำคัญ:** การรับซื้อไฟฟ้าตามต้นทุนต่ำสุด/ประเทศไทย/พลังงานหมุนเวียน/Energy Input-output/  
Feed-in-tariff

## Abstract

The policy measure on Feed-in Tariff (FIT) to promote renewable energy technologies (RET) results in both direct and indirect impacts on economy. The indirect impacts can be assessed by using energy input-output (IO) approach. This study determined production cost of renewable electricity from four RETs namely, solar PV, wind, biomass and mini hydro on the basis of cost optimization. The pros and cons of FITs of RETs obtained from optimization in this study are compared with those in the Alternative Energy Development Plan (AEDP) of Ministry of Energy. The macro-economic impacts of such FITs are assessed by using energy IO for recommendation on appropriate FITs in Thailand. In this study, it was found that FITs of solar PV, wind, biomass and mini hydro are 6.12-7.12 Baht/kWh, 6.02 Baht/kWh, 3.10-3.30 Baht/kWh and 4.50-7.00 Baht/KWh respectively. These FITs of RETs will be lower when their capacities increase due to economy of scale. The FITs of solar PV technologies vary with PV types while FITs for biomass electricity depend on biomass types and sources. Trends of FITs for solar PV and wind power are decreasing due to technology development. The FITs for biomass power trend to increase due to increasing costs of biomass fuels, transportation, labors and biomass harvesting.

The energy IO was employed to assess nation-wide impacts of FIT policy in Thailand. It was found that primary energy supply will increase due to electricity production from such RETs is less energy efficient when compared to conventional fossil-based technologies in the power sector. In addition, implementation of FITs will result in higher production cost and, finally, higher detail tariffs. However, environmental benefits accrue in terms of lower direct CO<sub>2</sub> emissions and other air pollutants. The nation-wide employment is slightly decreased when compared to fossil-based power plants in the business-as-usual due to lower labor payments in operation of such RETs. Both solar PV and wind power will result in losses in gross domestic product (GDP) from imported technologies.

Finally, it was found that policy measure on promotion of RETs by using FIT will result in less impact on overall electricity production cost, when compared to the adder scheme. The electric customers will be better off paying lower electricity cost. In addition, commissioning of RETs in the electric system by cost optimization and cost priority will also result in less impact on overall electricity production cost, when compared to the adder scheme in the AEDP plan.

**Keywords:** Cost of Optimization/Energy input-output/Feed-in Tariff/Renewable Energy/Thailand

---

## ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

จากการศึกษา Feed-in Tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการศึกษาผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์โดยวิธี Energy Input-output Analysis สามารถสรุปเป็นแนวทางสำหรับการกำหนดนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าได้ดังนี้

1. **การเผยแพร่ประชาสัมพันธ์** การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลให้เกิดการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลงจึงส่งผลให้ประเทศมีความมั่นคงทางพลังงานมากขึ้น ดังนั้นรัฐบาลควรส่งเสริมให้เกิดความรู้ความเข้าใจแก่ผู้ประกอบการและผู้บริโภคในวงกว้างโดยอาศัยสื่อกลางที่ผู้ประกอบการและผู้บริโภคเข้าถึงได้ง่าย ยกตัวอย่าง สื่อสังคมออนไลน์ และจัดการนำเสนอนอกสถานที่หรือนิทรรศการ เป็นต้น
  2. **การวิจัยและพัฒนา RET** ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเนื่องสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันบางเทคโนโลยียังมีประสิทธิภาพต่ำและบางเทคโนโลยียังต้องนำเข้าเป็นมูลค่าสูงเช่น โซลาร์ PV และ กังหันลม เป็นต้น
  3. **เงินทุนสนับสนุน** ส่งเสริมให้ผู้ประกอบการให้เกิดความสนใจในการลงทุนโดยอาศัยเงินทุนสนับสนุนเบื้องต้นหรือบางส่วนเพื่อการจูงใจให้ผู้ประกอบการหันมาสนใจลงทุนในธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
  4. **ปรับการรับซื้อจาก Adder มาเป็น FIT** การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรใช้มาตรการการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariffs เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้างกล่าวจะส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคน้อยกว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบเดิม (Adder) และยังคงไว้ซึ่งระยะเวลาของการคืนทุนที่รวดเร็วสำหรับผู้ประกอบการ
  5. **วิจัยและพัฒนา T&D Loss และ Smart Grid** การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรมีนโยบายส่งเสริมและพัฒนาระบบสายส่งและจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพสูงซึ่งช่วยลดการสูญเสียกระแสไฟฟ้าในระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้ารวมถึงพัฒนาระบบ Smart Grid
  6. **ความปลอดภัยด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพชุมชน** ในเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลควรมีการส่งเสริมนโยบายและความปลอดภัยด้านสิ่งแวดล้อม และสุขภาพของผู้ได้รับผลกระทบบริเวณรอบโรงไฟฟ้า
  7. **การปลูกป่าเพิ่มแหล่งน้ำ** เมื่อมีการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กควรมีนโยบายส่งเสริมและปลูกป่าทดแทนในส่วนของการสร้างโรงไฟฟ้าในบริเวณนั้น เนื่องจากบริเวณที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กจะเป็นบริเวณพื้นที่ป่าไม้
-

8. เงินทุนสนับสนุนโซลาร์รูฟท็อป ในเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ออกนโยบายสำหรับออกเงินทุนสนับสนุนเพื่อให้ประชาชนทั่วไปสนใจเริ่มใช้โซลาร์รูฟท็อปในภาคครัวเรือนเนื่องจากสามารถช่วยลดความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้
  9. Cost optimization การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรพิจารณาการรับซื้อจากผู้ประกอบการที่มีต้นทุนในการผลิตต่ำสุด เนื่องจากจะส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) น้อยที่สุด แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นต้องให้สอดคล้องต่อศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ
  10. ผลประโยชน์ร่วมด้านการลดก๊าซเรือนกระจก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่งผลให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นภาครัฐควรมีนโยบายหรือหน่วยงานที่อำนวยความสะดวกและช่วยภาคเอกชนในการนำเสนอผลการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับการขายคาร์บอนเครดิต
-

## บทสรุปสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary)

การส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการ Feed-in-tariffs (FIT) ย่อมส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศโดยตรง ในขณะที่เดียวกันผลกระทบทางอ้อมที่เกิดจากมาตรการ Feed-in-tariffs (FIT) สามารถประเมินได้แบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy Input-output (Energy IO) ในการศึกษาวิจัยนี้ ได้ใช้แผนการผลิตไฟฟ้า PDP2010 version 3 (ประกาศใช้เมื่อ มิ.ย. พ.ศ. 2556) เพื่อศึกษาหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและอัตรา Feed-in-tariffs (FIT) ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภทคือ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) พลังงานลม ชีวมวล และ พลังน้ำขนาดเล็ก ในขณะเดียวกันยังได้ศึกษาเปรียบเทียบ อัตรา Feed-in-tariffs (FIT) ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทนี้จากแผนการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของรัฐ กับกรณีที่แผนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามแบบต้นทุนต่ำสุด (Optimization)

วัตถุประสงค์ของการวิจัยครั้งนี้คือ 1) เพื่อศึกษาหาราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 2) เพื่อกำหนดเป็นราคารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนระบบการรับซื้อแบบระบบเดิมคือ ให้ส่วนเพิ่มราคาการรับซื้อไฟฟ้า หรือ Adder 3) เป็นการสร้างแรงจูงใจสำหรับภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้เป้าหมายตามที่รัฐบาลกำหนด 4) เพื่อออกแบบและสร้างแบบจำลอง Energy Input-output Analysis ของประเทศไทยเพื่อสอดคล้องต่อการประเมินผลกระทบ National-wide impacts ของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs 5) เพื่อเสนอมาตรการเชิงนโยบายที่จะส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยต้นทุนต่ำสุด และนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs และศึกษาผลกระทบทางเศรษฐกิจของประเทศของการใช้พลังงานและมีผลกระทบโดยรวมน้อยที่สุด และ 6) เพื่อเปรียบเทียบ Feed-in tariffs ที่ได้จากแผนฯของกระทรวงพลังงาน กับปริมาณไฟฟ้าที่จะรับซื้อที่เหมาะสมตามหลักเกณฑ์ต้นทุนต่ำสุดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเป็นผลจากการทำ Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษารวมถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้บริบทของประเทศไทย และอัตรา FIT ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทที่เหมาะสมกับประเทศไทย โดยได้คำนึงถึงระยะเวลาการคืนทุนที่เหมาะสมแก่ภาคเอกชนที่ลงทุนในพลังงานหมุนเวียน และยังคงคำนึงถึงผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยรวมทั้งระบบ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง การจ้างงานและมูลค่าผลผลิตรวมของประเทศและค่า Ft นอกจากนี้ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบ Macro-economic impacts ยังช่วยจัดลำดับความสำคัญของมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้เกิดประโยชน์แก่เศรษฐกิจของประเทศไทยมากที่สุด

FIT เป็นนโยบายพลังงานที่เน้นการสนับสนุนการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนใหม่ โดยเสนอสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวสำหรับการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน สัญญาซื้อขายนี้มีอายุสัญญาอยู่ระหว่าง 10-25 ปี และมีการขยายสำหรับทุกกิโลวัตต์ชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า ระดับการจ่ายเงินของแต่ละกิโลวัตต์ชั่วโมงจะแตกต่างกันตามประเภทของเทคโนโลยี ขนาดของโรงไฟฟ้า (MW) คุณภาพของทรัพยากร และพื้นที่ที่ติดตั้ง เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของโรงไฟฟ้า การออกแบบนโยบาย FIT ต้องสามารถปรับระดับการให้ FIT ลดลงสำหรับโครงการติดตั้งในปีต่อไป ซึ่งจะมีทั้งการติดตามและส่งเสริมการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยี

การกำหนดมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในราคาตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ที่ผ่านมารัฐบาลมีนโยบายให้การส่งเสริมโดยการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่ม หรือ Adder) สำหรับโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบรับซื้อปกติโดยมีค่า Adder แตกต่างกันตามแต่ละชนิดของพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานจากขยะ พลังงานลม พลังงานน้ำขนาดเล็ก และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ราคารับซื้อดังกล่าวยังไม่จูงใจให้ผู้ประกอบการลงทุนนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่ ทำให้การส่งเสริมการใช้ประโยชน์พลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่รัฐบาลกำหนด ในขณะที่การใช้อัตรารับซื้อเพิ่ม Adder ที่ไม่เหมาะสม ย่อมส่งผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าที่ไม่เป็นธรรมต่อผู้บริโภค เนื่องจากผู้บริโภคไฟฟ้าทุกครัวเรือนและทุกรายต้องเป็นผู้รับภาระค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการอุดหนุนตามนโยบาย Adder หรือ FIT และกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยรวม ในการศึกษาครั้งนี้ได้พิจารณาพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้า 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

การส่งเสริมและสนับสนุนการให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน ย่อมส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศโดยตรง ในขณะเดียวกันผลกระทบทางอ้อมที่เกิดจากการใช้มาตรการต่างๆ ยากที่จะประเมินได้จากมุมมองของเทคโนโลยีนั้นๆ หรือมาตรการนั้นๆ ดังนั้นแบบจำลองพลังงาน Energy Input-output (Energy IO) จึงได้ถูกพัฒนาขึ้นมาโดยใช้ข้อมูลทางเศรษฐกิจของภาคผลิต 180 Sectors ในปี พ.ศ. 2543 แบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy IO ที่พัฒนาขึ้นมานี้ ได้ถูกพิสูจน์และทดสอบเทียบกับข้อมูลการใช้พลังงานของประเทศ หลังจากนั้นจึงใช้แบบจำลอง Energy IO ในการประเมินหาผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมของมาตรการ Feed-in tariffs (FIT) ต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศ เพื่อที่จะเรียงลำดับความสำคัญและหามาตรการที่ก่อให้เกิดผลกระทบโดยรวมน้อยที่สุดและก่อให้เกิดประโยชน์มากที่สุด

ผลการศึกษาโดยละเอียดพบว่าค่า FIT ที่ได้ในแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีค่าแตกต่างกันไป โดยเรียงจากค่า FIT มากไปหา FIT น้อยตามลำดับได้ดังต่อไปนี้ คือ 1) พลังงานแสงอาทิตย์มีค่า FIT เท่ากับ 6.12-7.12 บาท/kWh 2) พลังงานน้ำขนาดเล็กมีค่า FIT เท่ากับ 4.50-7.00 บาท/kWh 3) พลังงานลมมีค่า FIT เท่ากับ 6.02 บาท/kWh และเชื้อเพลิงชีวมวลมีค่า FIT เท่ากับ 3.10-3.30 บาท/kWh ตามลำดับ ซึ่งค่า FIT จะมีค่าลดลงเมื่อโรงไฟฟ้านั้นมีขนาดกำลังการผลิตที่สูงขึ้น ส่วนในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์ และชีวมวลจะมีค่า FIT ที่แปรผันตามชนิดของแผงแสงอาทิตย์และชนิดของเชื้อเพลิงชีวมวลตามลำดับ สำหรับค่า Feed-in tariffs ของปี

พ.ศ. 2563 และของปี พ.ศ. 2573 ของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม มีแนวโน้มจะลดลงอันเนื่องมาจากต้นทุนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และเทคโนโลยีพลังงานลมมีราคาลดลงแต่ในขณะที่ค่า Feed-in tariffs ของพลังงานน้ำขนาดเล็กและพลังงานชีวมวลมีแนวโน้มราคาที่สูงขึ้น อันเนื่องมาจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของเชื้อเพลิงชีวมวลและค่าดำเนินการขนส่ง ค่าแรงงาน ค่าน้ำมัน และค่าเก็บเกี่ยวชีวมวล รวมทั้งต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าของพลังงานน้ำและชีวมวลมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้น (สำหรับในกรณีของประเทศไทย)

สำหรับผลการศึกษาผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคของประเทศโดยแบบจำลอง Energy input-output analysis ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2573 เพื่อประเมินผลกระทบของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs บนสมมติฐานที่สอดคล้องกับปริมาณการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ผลกระทบของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs ใน 2 กรณี คือ กรณี AEDP และกรณี Optimization ตามการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% (AEDP 25%) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 (PDP2010 revision 3) และเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ด้วยแบบจำลองกรณีฐานของทั้ง 2 กรณี ได้แก่ กรณี BAU-AEDP (เป็นกรณีฐานอ้างอิงตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% หรือ AEDP25%) และกรณี BAU-Optimization (เป็นกรณีฐานอ้างอิงตามหลักการต้นทุนต่ำสุด) พบว่า เมื่อมีการเพิ่มปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs ทั้งกรณี AEDP และกรณี Optimization จะส่งผลกระทบดังนี้ 1) ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีปริมาณการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเชื้อเพลิงชีวมวลมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 2) ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าสูงขึ้นอันเนื่องจากราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยเดิม 3) ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2558 มีค่ามากกว่ากรณีฐาน และมีค่าน้อยกว่ากรณีฐานตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 – 2573 เนื่องจากการลดปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งส่งผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมในภาคการจัดหาพลังงาน ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้า (คือ sector 135 ในตาราง Input-Output) การขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซธรรมชาติ และพบว่าเมื่อสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเพิ่มขึ้น (ในทั้งกรณี AEDP และ กรณี Optimization) จะทำให้ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศของกรณี AEDP และกรณี Optimization มีค่าน้อยกว่ากรณีฐานของทั้งสองกรณี 4) ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลง เนื่องจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 5) มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลง เนื่องจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีส่วนมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 6) มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลง เนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศ และ 7) มูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นมูลค่าผลผลิตภายในประเทศมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากจากการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มมูลค่าการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ผลศึกษาผลกระทบต่อค่า Ft ระหว่างการรับซื้อแบบ Adder และ FIT พบว่า การรับซื้อแบบราคา FIT เป็นทางเลือกที่ดีที่สุดของประเทศไทย โดยจะใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบราคา Adder ในระยะยาวของการรับซื้อแบบ FIT จากการลำดับการรับซื้อก่อนและหลังตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Optimization) นั้นจะช่วยทำให้ใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบไม่ได้ทำ Optimization ตามราคาต้นทุน

## บทที่ 1

### บทนำ

การดำเนินการในด้านนโยบายพลังงานในภาคเศรษฐกิจ ย่อมส่งผลกระทบต่อเนื่องจากภาคเศรษฐกิจอื่นทั้งทางตรงและทางอ้อม ทั้งในด้านความต้องการพลังงานของระบบเศรษฐกิจเอง ผลกระทบจากภาคพลังงานทั้งในด้านเศรษฐศาสตร์ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากกิจกรรมพลังงานทั้งตรงและทางอ้อม

การส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการ Feed-in-tariffs (FIT) ก็เช่นกัน ย่อมส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศทั้งทางตรงและทางอ้อม แบบจำลองพลังงานในรูป Energy Input-output (Energy IO) เป็นเครื่องมือหนึ่งทางเศรษฐศาสตร์ ที่ใช้วิเคราะห์เพื่อทำนายผลลัพธ์ทางเศรษฐศาสตร์มหภาคว่าการดำเนินการตามนโยบายพลังงานเช่นใด จะส่งผลกระทบในทางตรงและทางอ้อมต่อระบบเศรษฐกิจในด้านต่างๆ มากน้อยเพียงใด เมื่อเทียบกับการไม่ดำเนินการหรือที่เรียกว่า กรณีปกติ

ในการศึกษาวิจัยนี้ ได้กำหนดผลกระทบทางตรงโดยใช้แผนการผลิตไฟฟ้า PDP2010 version 3 (ประกาศใช้เมื่อ ม.ย. พ.ศ. 2556) เพื่อศึกษาหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและอัตราซื้อไฟฟ้า Feed-in-tariffs (FIT) ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภทคือ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) พลังงานลม ชีวมวล และพลังน้ำขนาดเล็ก ในขณะเดียวกัน อัตรา Feed-in-tariffs (FIT) ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทนี้ยังได้มีศึกษาเปรียบเทียบกับแผนการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของรัฐกับกรณีที่แผนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามแบบต้นทุน Marginal Costs

นอกจากนี้ยังคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้บริบทของประเทศไทย และอัตราซื้อไฟฟ้า FIT ของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภทที่เหมาะสมกับประเทศไทย โดยได้คำนึงถึงระยะเวลาการคืนทุน (payback period) แก่ภาคเอกชนที่ลงทุนในพลังงานหมุนเวียน

ผลการศึกษาจากแบบจำลอง Energy IO นี้จะแสดงถึงผลกระทบโดยรวมต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมซึ่งประกอบด้วยผลกระทบทางตรงและผลกระทบทางอ้อม ที่เกิดจากความเชื่อมโยงของภาคเศรษฐกิจทั่วประเทศ ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยรวมทั้งระบบ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง/เพิ่มขึ้น การจ้างงานและมูลค่าผลผลิตรวมของประเทศ นอกจากนี้ผลลัพธ์จากการศึกษาผลกระทบแบบ Macro-economic impacts ยังช่วยจัดลำดับความสำคัญของมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้เกิดประโยชน์แก่เศรษฐกิจของประเทศไทยมากที่สุด

## 1.1 ความเป็นมาของนโยบายและโครงการ FIT

### 1.1.1 นิยามของนโยบาย Feed-in tariffs (FIT)

FIT เป็นนโยบายพลังงานที่เน้นการสนับสนุนการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนใหม่ โดยเสนอสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวสำหรับการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน สัญญาซื้อขายนี้มีอายุสัญญาอยู่ระหว่าง 10-25 ปี และมีการขยายสำหรับทุกกิโลวัตต์ชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า ระดับการจ่ายเงินของแต่ละกิโลวัตต์ชั่วโมงจะแตกต่างกันตามประเภทของเทคโนโลยี ขนาดของโรงไฟฟ้า (MW) คุณภาพของทรัพยากร และพื้นที่ที่ติดตั้ง เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของโรงไฟฟ้า การออกแบบนโยบาย FIT ต้องสามารถปรับระดับการให้ FIT ลดลงสำหรับโครงการติดตั้งในปีต่อไป ซึ่งจะมีทั้งการติดตามและส่งเสริมการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยี ในการเลือกวิธีการให้ FIT สามารถนำเสนอเป็นพรีเมียม หรือโบนัส ที่สูงกว่าราคาในตลาดแลกเปลี่ยน

นโยบาย FIT ที่ประสบความสำเร็จประกอบด้วย 3 ข้อกำหนดหลักที่สำคัญคือ (1) การรับประกันการรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบ grid (2) ความมั่นคงของสัญญาซื้อขายในระยะยาว (โดยทั่วไป 15-20 ปี) และ (3) ระดับการจ่ายเงินที่ขึ้นกับต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในประเทศเยอรมันได้ปรับปรุงกระบวนการจัดการดังกล่าวเพื่อลด lead time ลดค่าใช้จ่ายทางด้านการดำเนินการ ลดค่าใช้จ่ายของโครงการและช่วยเร่งการใช้พลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ยังเหมาะกับนักลงทุนที่มีความสามารถในการลงทุน ไม่ว่าจะเป็นเจ้าของบ้าน เจ้าของธุรกิจ หน่วยงานรัฐ และหน่วยงานท้องถิ่น เช่น อบต. การลงทุนของภาคเอกชน สาธารณูปโภค และองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร

Feed-in tariffs (FIT) มีการพัฒนาและมีความแตกต่างของคำนิยามที่ใช้ เพื่ออธิบาย Feed-in tariffs (FIT) ในปี พ.ศ. 2553 ประเทศเยอรมันมี Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) แปลเป็นภาษาอังกฤษว่า “Electricity Feed-in Law” ซึ่งแสดงให้เห็นว่าไฟฟ้าถูกป้อน “fed in” กลับเข้าสู่ระบบ grid ซึ่งเป็นภาษาพูดในภาษาอังกฤษ และยังใช้คำนี้ต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน อย่างไรก็ตามได้เกิดคำนิยามมากมายทั้ง Standard offer contracts, fixed-price policies, minimum price policies, feed law, feed-in law และ advanced renewable tariffs ในประเทศสหรัฐอเมริกามีการเรียกแบบง่ายๆว่า renewable energy payments หรือ renewable energy dividends การเกิดคำนิยามเหล่านี้ทั้งที่มีความหมายเดียวกัน ทำให้เกิดความสับสนของนโยบายเป็นข้อโต้แย้ง และมีส่วนทำให้เกิดความสับสนในหมู่นักลงทุนและผู้จัดทำนโยบายดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ต่อมาคำนิยามได้ถูกเปลี่ยนไปเป็น “Feed-in Tariffs” (ที่มา: Couture, T.D., Cory, K., Kreycik, C. and Williams, E., 2010, *A Policymaker’s Guide to Feed-in Tariff Policy Design*, National Renewable Energy Laboratory, pp. 7-66.)

### 1.1.2 หลักการและเหตุผลของโครงการ

การกำหนดมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในราคาตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ที่ผ่านมารัฐบาลมีนโยบายให้การส่งเสริมโดยการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่ม หรือ Adder) สำหรับโครงการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มจากราคาซื้อไฟฟ้าตามระเบียบรับซื้อปกติโดยมีค่า Adder แตกต่างกันตามแต่ละชนิดของพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานจากขยะ พลังงานลม พลังงานน้ำขนาดเล็ก และ

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ราคาการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานดังกล่าวยังไม่เป็นเหตุจูงใจให้ผู้ประกอบการลงทุนนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่ ทำให้การส่งเสริมการใช้ประโยชน์พลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่รัฐบาลกำหนด ในขณะที่การรับซื้อแบบ Adder ที่ไม่เหมาะสม ย่อมส่งผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าที่ไม่เป็นธรรมต่อผู้บริโภค และกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยรวม ในการศึกษาครั้งนี้ได้พิจารณาพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้า 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

การส่งเสริมและสนับสนุนการให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน ย่อมส่งผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศโดยตรง ในขณะเดียวกันผลกระทบทางอ้อมที่เกิดจากการใช้มาตรการต่างๆ ยากที่จะประเมินได้จากมุมมองของเทคโนโลยีนั้นๆ หรือมาตรการนั้นๆ ดังนั้นแบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy Input-output (Energy IO) จึงได้ถูกพัฒนาขึ้นมาโดยใช้ข้อมูลทางเศรษฐกิจของภาคผลิต 180 Sectors ในปี พ.ศ. 2543 แบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy IO ที่พัฒนาขึ้นมานั้นได้ถูกพิสูจน์และทดสอบเทียบกับบันทึกการใช้พลังงานของประเทศ หลังจากนั้นจึงใช้แบบจำลอง Energy IO ในการประเมินหาผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมของมาตรการ Feed-in tariffs (FIT) ต่อภาคเศรษฐกิจของประเทศ เพื่อที่จะเรียงลำดับความสำคัญและหามาตรการที่ก่อให้เกิดผลกระทบโดยรวมน้อยที่สุดและก่อให้เกิดประโยชน์มากที่สุด

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาหาราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
2. เพื่อกำหนดเป็นราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แทนระบบการรับซื้อแบบระบบเดิมคือ ให้ส่วนเพิ่มราคาการรับซื้อไฟฟ้า หรือ Adder
3. เป็นการสร้างแรงจูงใจสำหรับภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้เป้าหมายที่รัฐบาลกำหนด
4. เพื่อออกแบบ และสร้างแบบจำลอง Energy Input-output Analysis ของประเทศไทยเพื่อสอดคล้องต่อการประเมินผลกระทบ Nation-wide impacts ของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs
5. เพื่อเสนอมาตรการเชิงนโยบายที่จะส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยต้นทุนต่ำสุด และนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs และศึกษาผลกระทบทางเศรษฐกิจของประเทศของการใช้พลังงานและมีผลกระทบโดยรวมน้อยที่สุด
6. เพื่อเปรียบเทียบ Feed-in tariffs ที่ได้จากแผนฯของกระทรวงพลังงาน กับปริมาณไฟฟ้าที่จะรับซื้อที่เหมาะสมตามหลักเกณฑ์ต้นทุนต่ำสุดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเป็นผลจากการทำ Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

### 1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

1. ทบทวนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้ง 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก
2. ศึกษาทบทวนการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs จากพลังงานหมุนเวียนในประเทศต่างๆ ที่ประสบความสำเร็จโดยศึกษาเปรียบเทียบกับกรรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบอื่น ทั้งข้อดี-ข้อเสียในแต่ละประเภท
3. ศึกษาหาราคาดำเนินทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจาก 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยใช้ข้อมูลจากการสำรวจโดยตรงจากผู้ประกอบการและจากแหล่งอื่นๆ ในแต่ละประเภทของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ผลิตไฟฟ้าประเภทละ 4 โครงการรวมทั้งหมดเป็น 16 โครงการ โดยในแต่ละประเภทที่ศึกษาจะมีความหลากหลายตามขนาดของกำลังการผลิตไฟฟ้า ความแตกต่างในเทคโนโลยีที่ใช้ และชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ เช่นในกรณีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล
4. วิเคราะห์ค่าการรับซื้อไฟฟ้า Feed-in tariffs ที่เหมาะสมในแต่ละประเภทของพลังงานหมุนเวียนที่สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจทั้งในปัจจุบันและในอนาคต
5. ศึกษาผลกระทบต่างๆจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม การสร้างรายได้จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการส่งเสริมการใช้วัสดุและแรงงานในท้องถิ่น (Local contents)
6. การศึกษา Input-output model สำหรับประเทศไทย ใช้ข้อมูลล่าสุดที่สามารถหาได้จากหน่วยงานที่เชื่อถือได้ของรัฐ
7. การออกแบบ Energy Input-output model สำหรับประเทศไทย โดยแบ่งภาคเศรษฐกิจออกเป็นส่วนๆ ตามความเห็นชอบของคณะกรรมการฯ และทำการ validate แบบจำลองฯ
8. วิเคราะห์ผลกระทบต่อความต้องการพลังงานและการจัดหาพลังงานเบื้องต้น จากมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs รวมถึงการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างพลังงานของประเทศ
9. วิเคราะห์ผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจหลัก เช่น ภาคผลิต การจ้างงาน การค้า/การนำเข้า โดยใช้แบบจำลอง
10. วิเคราะห์ผลกระทบ Economy-wide effects ต่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการฯ โดยใช้แบบจำลองฯ

## 1.4 กิจกรรมและแผนการดำเนินงาน

### ตารางที่ 1-1 กิจกรรมและแผนการดำเนินงาน

| กิจกรรมการดำเนินงาน                                                                                                                   | ช่วงเวลา       | ผู้รับผิดชอบ                                  | สัมฤทธิ์ผล |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------------------|------------|
| 1. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                      | เดือนที่ 1     | ดร. บัณฑิต                                    | แล้วเสร็จ  |
| 2. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                          | เดือนที่ 1-2   | ผช. วิจัย                                     | แล้วเสร็จ  |
| 3. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์                                 | เดือนที่ 2     | ดร. บัณฑิต ดร.ภาวิณี และผช. วิจัย             | แล้วเสร็จ  |
| 4. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม                                                                              | เดือนที่ 3     | ดร. บัณฑิต                                    | แล้วเสร็จ  |
| 5. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม                                                                                  | เดือนที่ 3-4   | ผช. วิจัย                                     | แล้วเสร็จ  |
| 6. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลม                                         | เดือนที่ 4     | ดร. บัณฑิต ดร.ภาวิณี และผช. วิจัย             | แล้วเสร็จ  |
| 7. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล                                                                          | เดือนที่ 5     | รศ. วารุณี                                    | แล้วเสร็จ  |
| 8. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล                                                                              | เดือนที่ 5-6   | ผช. วิจัย                                     | แล้วเสร็จ  |
| 9. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวล                                     | เดือนที่ 6     | ดร. บัณฑิต ดร.ภาวิณี และผช. วิจัย             | แล้วเสร็จ  |
| 10. สร้างแบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy I-O                                                                                           | เดือนที่ 6-17  | ดร. บัณฑิต รศ. วารุณี ดร. ภาวิณี และผช. วิจัย | แล้วเสร็จ  |
| 11. วิเคราะห์ Energy I-O Analysis                                                                                                     | เดือนที่ 6-17  | ดร. ภาวิณี และผช. วิจัย                       | แล้วเสร็จ  |
| 12. ศึกษาผลกระทบทาง สิ่งแวดล้อม ทางสังคมด้านการสร้างงานเพิ่มจากการสร้าง โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และประโยชน์จากใช้ Local contents  | เดือนที่ 6-17  | รศ. วารุณี ดร. ภาวิณี และผช. วิจัย            | แล้วเสร็จ  |
| 13. ศึกษา macro-economic impacts จากการใช้ Feed-in-tariffs ที่เสนอต่อ ภาครัฐรวมทั้งประเทศ                                             | เดือนที่ 6-17  | รศ. วารุณี ดร. ภาวิณี และผช. วิจัย            | แล้วเสร็จ  |
| 14. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) ตั้งแต่หัวข้อ 1 ถึง 9 ตามแผนผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำสุด (optimization) | เดือนที่ 8-17  | ดร. บัณฑิต และผช. วิจัย                       | แล้วเสร็จ  |
| 15. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                                    | เดือนที่ 12    | ดร. บัณฑิต                                    | แล้วเสร็จ  |
| 16. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงไฟฟ้าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                                   | เดือนที่ 12-13 | ผช. วิจัย                                     | แล้วเสร็จ  |
| 17. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงาน น้ำขนาดเล็ก                                           | เดือนที่ 13    | ดร. บัณฑิต ดร.ภาวิณี และผช. วิจัย             | แล้วเสร็จ  |
| 18. จัดการประชุมร่วม/สัมมนาเผยแพร่                                                                                                    | เดือนที่ 18    | ดร. บัณฑิต รศ. วารุณี ดร. ภาวิณี และผช. วิจัย | แล้วเสร็จ  |
| 19. เขียนรายงานและจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์                                                                                              | เดือนที่ 16-18 | ดร. บัณฑิต รศ. วารุณี และ ดร. ภาวิณี          | แล้วเสร็จ  |

## 1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

การดำเนินการหาค่าการรับซื้อไฟฟ้า Feed-in tariffs ที่เหมาะสมในแต่ละประเภทของพลังงานหมุนเวียนในประเทศนั้นเพื่อเป็นการตอบสนองตามนโยบายรัฐบาลในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้บรรลุเป้าหมาย และจะนำระบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs มาแทนระบบเดิมคือการรับซื้อไฟฟ้าแบบ ให้ส่วนเพิ่ม หรือ Adder นั้น การศึกษาประกอบด้วยการเก็บรวบรวมข้อมูลหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะแตกต่างกันตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน แนวทางในการศึกษาและดำเนินการ โดยมีขั้นตอนดังนี้

### 1.5.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บข้อมูลแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ การรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ ได้แก่ ข้อมูลที่รวบรวมไว้แล้วจากหน่วยงานอื่นๆ เช่น จากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจากหน่วยงานอื่นๆ ส่วนข้อมูลปฐมภูมินั้น มาจากการเก็บรวบรวม และวิเคราะห์จากคณะผู้วิจัยเอง โดยมีรายละเอียดดังนี้

#### ข้อมูลทุติยภูมิ

แหล่งที่มาของข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งต่างๆ ดังที่กล่าวข้างต้นทั้งจากแหล่งในประเทศและต่างประเทศ และเอกสารที่เผยแพร่ทางเว็บไซต์ต่างๆ ได้แก่

1. สืบค้นจากหน่วยงานวิจัยด้านพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ และจาก International Journal
2. สืบค้นจาก United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)
3. รายงานมาตรการเชิงนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้า จากกระทรวงพลังงาน
4. จากรายงานประจำปีของกระทรวงพลังงาน รายงานข้อมูลปัจจัยการผลิตและผลผลิตของสำนักงานพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รายงานแผนการพัฒนารองไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2010 ver. 3)

#### ข้อมูลปฐมภูมิ

1. ข้อมูลจากการลงพื้นที่เก็บข้อมูลในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเภทต่างๆ 4 ประเภท ประเภทละ 4 โครงการรวมเป็น 16 โครงการ
2. ข้อมูลต้นทุนค่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อใช้เปรียบเทียบจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ
3. จากผลการวิเคราะห์ค่าการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานหมุนเวียนในประเภทต่างๆ
4. การรวบรวมข้อมูลสำหรับสร้าง Energy Input-output Table มีขั้นตอนในการสร้างแบบจำลองและเก็บข้อมูลดังนี้
  - 4.1 สร้างแบบจำลอง จากข้อมูล Input-output ที่ได้มาจากสำนักงานพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
  - 4.2 สร้างแบบจำลอง Energy Input-output จากข้อมูล Input-output และการใช้พลังงาน
  - 4.3 ทดสอบแบบจำลอง Energy Input-output ที่ป้อนกับการใช้พลังงานจริง

5. รวบรวมข้อมูล Input-output สำหรับพลังงานหมุนเวียนและการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) ซึ่งได้แก่ การเก็บข้อมูลที่ต้องใช้เป็น Input-output ของโครงการที่จะใช้เป็นมาตรการฯ จากกลุ่มวิจัยต่างๆ ผู้ผลิต ผู้จำหน่าย ผู้ใช้ และหน่วยงานที่ศึกษาวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีฯ

### 1.5.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

ข้อมูลที่ได้เก็บรวบรวมดังหัวข้อ 1.5.1 จะทำการวิเคราะห์ในประเด็นต่างๆ คือ การวิเคราะห์ค่าการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) การเกิดการสร้างงาน และการใช้ประโยชน์จากวัสดุท้องถิ่น (Local contents)

#### วิธีการวิเคราะห์

ในการวิเคราะห์ค่าการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) นั้นเป็นการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อหาต้นทุนค่าการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) และรายได้จากการขายไฟฟ้าของผู้ประกอบการโดยคำนึงถึงผลตอบแทนในรูปแบบ มูลค่าปัจจุบัน (Net Present Value, NPV) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### วิเคราะห์ด้วยกระแสเงินสด

เป็นการวิเคราะห์รายรับ รายจ่าย ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท เพื่อให้เกิดความมั่นใจของผู้ประกอบการว่ากระแสเงินเพียงพอกับรายจ่าย โดยรายได้หลักมาจากการขายไฟฟ้า โดยไม่รวมรายได้จากการขายคาร์บอนเครดิต ส่วนรายจ่ายนั้นมาจากหลายส่วนดังนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงไฟฟ้า ค่าติดตั้งเครื่องจักรอุปกรณ์ต่างๆ หม้อแปลงไฟฟ้า รวมทั้งอายุการใช้งาน
2. ค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเชื้อเพลิง รวมทั้งค่าขนส่งในเชื้อเพลิง
3. ค่าบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักรรายปี
4. ค่าใช้จ่ายรายปี คือ ค่าวัสดุสิ้นเปลือง ค่าแรงงาน รวมทั้งค่ารักษาพยาบาล ค่าสวัสดิการต่างๆ ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์สำนักงาน ค่าไฟฟ้า ค่าน้ำ ค่ากำจัดน้ำเสีย เป็นต้น
5. ค่าดอกเบี้ยที่ต้องชำระให้กับสถาบันเงินกู้
6. ค่าชำระเงินต้นคืนให้กับสถาบันเงินกู้รายเดือน
7. ค่าภาษี เป็นเงินที่ต้องนำส่งสรรพากร โดยคำนวณจากกำไรจากการรายได้ที่หักลดค่าเสื่อมราคาและดอกเบี้ยแล้ว โดยทั่วไปแล้วค่าภาษีจะเป็น 30% ของกำไร แต่ในส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะได้รับการยกเว้นภาษีธุรกิจเป็นเวลา 8 ปี
8. ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักร และมูลค่าที่เป็นมูลค่าซากโดยคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ของราคาเครื่องจักรใหม่

ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการได้พิจารณาทั้งมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทน (IRR) ควบคู่กันไป โดยคิดเทียบกับเกณฑ์ที่ผู้ประกอบการกำหนดไว้ล่วงหน้า นอกจากนี้การใช้กระแสเงินสดก็สามารถใช้เป็นแผนทางการเงินสำหรับผู้ประกอบการได้อีกด้วย แต่อย่างไรก็ตามในการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น ด้วยขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันอัตราผลตอบแทนของผู้ลงทุน (Equity IRR) และอัตราผลตอบแทนโครงการ (Project IRR) ใช้เป็นตัวเปรียบเทียบได้ดี

### 1.5.3 Optimization

การเลือกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าที่ควรสนับสนุน ในการศึกษานี้ จะใช้แบบจำลอง Optimization ในการเลือกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้ารายปีตามปริมาณส่วนแบ่งพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนพลังงานทดแทนฯ ที่ควรสนับสนุนโดยพิจารณาลำดับความสำคัญตามเกณฑ์ต้นทุนต่ำสุด (Marginal costs) และพิจารณาตามศักยภาพที่ประเทศไทยมี เช่น เชื้อเพลิงชีวมวลถึงแม้จะมีต้นทุนผลิตไฟฟ้าไม่สูง แต่มีศักยภาพจำกัด เป็นต้น

### 1.5.4 การวิเคราะห์ข้อมูล Input-output

การจัดเตรียม I-O model ที่เหมาะสมในการประเมินผลกระทบของการนำมาตรการต่างๆ มาใช้ในประเทศไทยซึ่งสามารถจำแนกตามการวิเคราะห์ I-O Analysis ตามมาตรการต่างๆ ที่น่าจะเกิดขึ้นได้เป็น

1. ผลกระทบทางเศรษฐกิจมหภาคของไทย อันเนื่องมาจากการเพิ่ม/ลด การบริโภคขั้นสุดท้าย (Change in final demand/final demand effect) เช่น ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งของผู้บริโภคขั้นสุดท้ายลดลง การเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้น

2. ผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคของไทย อันเนื่องมาจากการความต้องการการผลิตในภาคการผลิตเพิ่มขึ้น/ลดลง (Change in Intermediate consumptions/structural effect) ของผู้ผลิตไฟฟ้าจากการใช้มาตรการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

3. ผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคของไทย อันเนื่องมาจากประสิทธิภาพในการใช้พลังงานเปลี่ยนไปตามเทคโนโลยี (Change in energy efficiency) หรือการสับเปลี่ยนชนิดพลังงาน (Fuel substitution) ซึ่งในการวิเคราะห์ผลกระทบต่อภาคเศรษฐกิจจะเรียกว่า ผลกระทบจากการเปลี่ยนสัดส่วนการใช้พลังงาน (Fuel mix effect)

4. ผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคของไทย อันเนื่องมาจากการนำเข้าสินค้า/บริการ ที่เป็นปัจจัยการผลิตชั้นกลาง (Intermediate inputs) เพื่อใช้ในการผลิตสินค้า/บริการของผู้ผลิตในประเทศ (Internal sectors) เรียกผลกระทบนี้ว่า Import effect

5. ผลกระทบต่อการจ้างงานในประเทศ กล่าวคือ ปริมาณการจ้างงานของภาคผู้ผลิต (Intermediate sectors) จากภาคครัวเรือน (household sectors) อาจส่งผลให้รายได้ของภาคครัวเรือนเปลี่ยนแปลงไป

โดยผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคดังกล่าวประกอบไปด้วย

- ผลกระทบทางด้านมูลค่าผลผลิตรวมของประเทศ รายได้ของผู้ผลิตและรายได้ของภาคครัวเรือน
- ผลกระทบในด้านปริมาณรวมในการใช้พลังงานของประเทศ และของภาคเศรษฐกิจ
- ผลกระทบในด้านปริมาณทั้งหมดในการปลดปล่อยแก๊สเรือนกระจก

## 1.6 ผลที่ได้รับเมื่อการดำเนินงานเสร็จสิ้นโครงการ

ผลที่ได้รับเมื่อการดำเนินงานเสร็จสิ้นที่เป็นรูปธรรม และตัวชี้วัดความสำเร็จของโครงการประกอบด้วย

1. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์
2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลม
3. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวล
4. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานน้ำขนาดเล็ก
5. ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากเทคโนโลยีในข้อ 1 ถึง 4 โดยใช้เป้าหมายผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของรัฐบาล กับผลการเลือกเทคโนโลยีฯ ตามเกณฑ์ต้นทุนต่ำสุด (Optimization)
6. ผลกระทบทางสังคม สิ่งแวดล้อม การสร้างงานเพิ่มจาก Feed-in-tariff พลังงานหมุนเวียนในข้อ 1 ถึง 5
7. Macro-economic impacts จากการใช้ Feed-in-tariffs ที่เสนอต่อภาพรวมทั้งประเทศ
8. ความเห็นจากผู้มีส่วนได้เสียจากมาตรการ Feed-in-tariffs ในข้อ 1 ถึง 5
9. รายงานฉบับสมบูรณ์ และสรุปมาตรการกับผลกระทบที่จะนำเสนอต่อภาครัฐ

## 1.7 กระบวนการการผลักดันผลงานดังกล่าวออกสู่การใช้ประโยชน์

1. ได้จัดประชุมร่วมผู้มีส่วนได้เสียจากมาตรการการใช้ Feed-in-tariff
2. ได้เสนอผลการศึกษาต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

## 1.8 สรุปผลที่ได้รับในระยะเวลา เดือนที่ 1-18

### ตารางที่ 1-2 สรุปผลที่ได้รับในระยะเวลา เดือนที่ 1-18

| ช่วงเวลา      | กิจกรรม (activities)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | ผลที่คาดว่าจะได้รับ (Expected)                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | ผลที่ได้รับ (Actual outputs)                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| เดือนที่ 1-2  | 1. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์<br>2. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์<br>3. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                                                                                                                                                                                                    | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์ เท่ากับ 6.1-7.1 Baht/kWh                                                                                                                                                                                                            |
| เดือนที่ 3-4  | 4. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม<br>5. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม<br>6. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลม                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลม                                                                                                                                                                                                                                                            | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลมเท่ากับ 6.02 Baht/kWh                                                                                                                                                                                                                        |
| เดือนที่ 5-6  | 7. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล<br>8. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล<br>9. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวล                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวล                                                                                                                                                                                                                                                        | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวลเท่ากับ 4.07 Baht/kWh                                                                                                                                                                                                                    |
| เดือนที่ 6-17 | 10. สร้างแบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy I-O<br>11. วิเคราะห์ Energy I-O Analysis<br>12. ศึกษาผลกระทบทาง สิ่งแวดล้อม ทางสังคมด้านการสร้างงานเพิ่มจากการสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และประโยชน์จากใช้ Local contents<br>13. ศึกษา macro-economic impacts จากการใช้ Feed-in-tariffs ที่เสนอต่อภาพรวมทั้งประเทศ<br>14. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) ตั้งแต่หัวข้อ 1 ถึง 9 ตามแผนผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำสุด (optimization)<br>15. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก<br>16. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงไฟฟ้าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก<br>17. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานน้ำขนาดเล็ก | 1. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานน้ำขนาดเล็ก<br>2. ปริมาณพลังงานไฟฟ้า และกำลังติดตั้งสะสมแบบรายปี ในช่วงปี ค.ศ. 2010-2030<br>3. ผลการทำนายทาง เศรษฐศาสตร์มหภาคกรณีการดำเนินการของเศรษฐกิจตามปกติ (BAU)<br>4. ผลกระทบทาง เศรษฐศาสตร์มหภาคจากการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังต่างๆ (Scenarios) | 1. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานน้ำขนาดเล็ก เท่ากับ 4.5-7.5 Baht/kWh<br>2. ทราบถึงสัดส่วนของ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า และกำลังติดตั้งสะสมแบบรายปี ในช่วงปี ค.ศ. 2010-2030 ของ RE ทั้ง 4 ประเภท<br>3. ผลการทำนายตามแบบจำลองพลังงานในรูปแบบ Energy I-O ในกรณีต่างๆ ดังแสดงในบทที่ 7 |
| เดือนที่ 18   | 18. จัดการประชุมร่วม/สัมมนาเผยแพร่<br>19. เขียนรายงานและจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | ข้อเสนอแนะและราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs)                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |

## บทที่ 2

### ทบทวนวรรณกรรม Feed-in Tariffs

Feed-in tariffs (FIT) หรืออัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เป็นมาตรการหนึ่งที่สร้างแรงจูงใจในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้แก่นักลงทุน และเป็นการรับประกันราคาที่รับซื้อไฟฟ้าให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาลที่แน่นอนตามนโยบายที่รัฐเป็นผู้กำหนด ในต่างประเทศมีราคาซื้อ และให้ระยะเวลาการสนับสนุนที่ไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ในแต่ละประเทศนั้นๆ มาตรการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนนี้ จะช่วยส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งยังเป็นการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการนำเข้าพลังงานเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ โดยสามารถแบ่งเบาภาระในด้านการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งระบบผลิตและจำหน่าย และยังช่วยลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการปล่อย CO<sub>2</sub> อีกทางหนึ่งด้วย ตัวอย่างประเทศที่มีการสนับสนุนมาตรการเช่นนี้ ได้แก่ เยอรมัน เดนมาร์ก และ สเปน เป็นต้น

Feed-in tariffs (FIT) เป็นอัตราค่าไฟฟ้ารวมต่อหน่วยที่สอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละเทคโนโลยี และราคาขายไฟที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้นโยบาย Feed-in tariff (FIT) จะคงที่ตลอดอายุโครงการ ไม่เปลี่ยนแปลงตามค่าไฟฟ้าฐาน และอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ซึ่งจะมีความเป็นธรรมทั้งต่อผู้ประกอบการและผู้บริโภค ต่างจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าหรือ Adder ที่อัตราค่าไฟฟ้ารวมมาจากค่าไฟฟ้าฐาน (Peak/Off-Peak) บวกค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย บวกค่า Adder ซึ่งเป็นมาตรการจูงใจที่ดีมากต่อภาคเอกชนในการจะเข้ามาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แต่การให้ Adder ในราคาที่สูงเกินต้นทุนการผลิตจริง จะส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของทั้งประเทศสูงขึ้น ผ่านทางค่า Ft ซึ่งผู้บริโภคจะได้รับผลกระทบโดยตรง

#### 2.1 การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า

พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่มาจากธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำ ความสำเร็จของเทคโนโลยีพลังงานลมและแสงอาทิตย์ประเภท Photovoltaic (PV) ถูกผลักดันจากการสนับสนุนของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (Feed-in tariffs, FIT) ซึ่งใช้มาตรการ FIT ในทศวรรษที่ผ่านมา โดย Feed-in tariffs มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องเรื่อยๆ เพื่อการพัฒนาตลาดและลดค่าใช้จ่าย ในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV) ในขณะนี้ตลาดภายในประเทศจำนวนมากทั้ง utility-scale และประเภทระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) ซึ่งมีจำนวนมากขึ้นในไม่กี่ปีที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากการสร้างตลาดและนโยบายที่นำไปสู่การลดต้นทุนค่าใช้จ่ายในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV module) สำหรับพลังงานลมยังมีการเติบโตอย่างมากในช่วงทศวรรษ

ที่ผ่านมา กำลังผลิตติดตั้งของกังหันลมทั่วโลกในปลายปี พ.ศ. 2554 อยู่ที่ประมาณ 240 GW เพิ่มขึ้นจาก 18 GW จากปี พ.ศ. 2543 [1]

ถึงแม้ว่าข้อมูลข้างต้นจะเป็นผลดีจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แต่การผลิตไฟฟ้าทั่วโลกจากพลังงานทดแทนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 เติบโตโดยเฉลี่ยเพียง 2.8% ต่อปีเท่านั้น ซึ่งเป็นอัตราการเติบโตที่น้อยกว่า 3% ของการผลิตไฟฟ้ารวม ในขณะที่ 19.5% ของการผลิตไฟฟ้าทั่วโลกในปี ค.ศ. 1990 ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ในปี พ.ศ. 2552 ลดลงเหลือ 19.3% อันเป็นผลมาจากการเติบโตช้าของแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทไฟฟ้าพลังน้ำ ของกลุ่มประเทศ Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)

ประเทศสหรัฐอเมริกาเริ่มมีการนำรูปแบบ Feed-in tariff มาใช้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2521 เพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและการพัฒนาแหล่งพลังงานใหม่รวมถึงพลังงานหมุนเวียน เช่น ลม แสงอาทิตย์ และพลังงานความร้อนใต้พิภพภายใต้พระราชบัญญัติ Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA

ในปี พ.ศ. 2554 การผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศสหรัฐอเมริกามาจากถ่านหินในสัดส่วน 48 % และมาจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วน 13% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ ซึ่งมาจากพลังงานน้ำในสัดส่วน 8% พลังงานลม 3% ชีวมวล 1% พลังงานแสงอาทิตย์และความร้อนใต้พิภพรวมกัน 1% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด [2] ข้อมูลจาก Annual Energy Outlook 2012 (AEO2012) ได้ประมาณการไว้ว่า การผลิตไฟฟ้าทั้งหมดโดยไม่รวมไฟฟ้าพลังงานน้ำ จะเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 4 ในปี พ.ศ. 2553 เป็นร้อยละ 9 ในปี พ.ศ. 2578 ถึงแม้ว่าพลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานที่ใหญ่ที่สุด แต่ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานชีวมวลมีการเติบโตขึ้นทุกๆปี โดยเฉลี่ยในอัตรา 10% และ 6% ต่อปี ตามลำดับ

ประเทศญี่ปุ่นก่อนที่จะเกิดภัยพิบัตินิวเคลียร์ที่ฟูกูชิมะ ในเดือนมีนาคม ปี พ.ศ. 2554 ญี่ปุ่นอาศัยพลังงานจากนิวเคลียร์ในสัดส่วนประมาณ 30% ของความต้องการพลังงานของทั้งประเทศ กับอีก 60% มาจากแหล่งพลังงานทั่วไป เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าพลังน้ำคิดเป็น 9% ของญี่ปุ่น แหล่งพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล และพลังงานความร้อนใต้พิภพ มีเพียง 1% ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศ ญี่ปุ่น ตั้งแต่เกิดภัยพิบัติ ญี่ปุ่นต้องหาพลังงานเสริมจากแหล่งพลังงานอื่นๆ ในปัจจุบัน ประมาณ 90% ของการผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นทั้งหมดมาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล [3] ญี่ปุ่นได้ติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 48 GW ในปี พ.ศ. 2552 คิดเป็นสัดส่วน 16 % ของกำลังผลิตติดตั้งรวม รัฐบาลญี่ปุ่นส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก เพื่อเป็นการบริการชุมชนท้องถิ่นผ่านเงินอุดหนุนและลดความซับซ้อนของขั้นตอนการดำเนินการ

พลังงานลม แสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำขึ้นน้ำลง มีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามพลังงานเหล่านี้ก็ยังเป็นส่วนน้อยสำหรับการผลิตไฟฟ้าเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ ญี่ปุ่นกำลังพยายามที่จะกระตุ้นให้เกิดการใช้พลังงานหมุนเวียนจากแหล่งต่างๆ ให้มากขึ้น เช่น พลังแสงอาทิตย์ พลังลม พลังความร้อนใต้พิภพ พลังน้ำ และพลังชีวมวลสำหรับการผลิตไฟฟ้า กำหนดให้เพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 4 ของการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศ ญี่ปุ่น และประมาณร้อยละ 2 จากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่นในปี พ.ศ. 2553 [4] ญี่ปุ่นได้ดำเนิน

มาตรการเชิงรุก เพื่อส่งเสริมการพัฒนาแหล่งพลังงานหมุนเวียน ผ่านทางพระราชบัญญัติการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีผลบังคับตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ.2555 โดยมีการกำหนดอัตรา Feed-in tariffs สำหรับพลังงานหมุนเวียน ในราคาและระยะเวลาที่กำหนดโดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงเศรษฐกิจการค้าและอุตสาหกรรม (Minister of Economy, Trade and Industry, METI) มาตรการนี้ให้ราคาซื้อไฟฟ้าคงที่และค่อนข้างสูงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และคาดว่าจะกระตุ้นการยอมรับอย่างกว้างขวางในอุตสาหกรรมการลงทุนของญี่ปุ่น

ประเทศออสเตรเลีย มีการกำหนด Feed-in tariffs ขึ้น เพื่อสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar PV โดยจัดตั้งขึ้นในระดับรัฐร่วมกับกฎหมายของรัฐบาลกลาง คือ แต่ละรัฐในออสเตรเลียอาจมีการกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและให้โบนัสไม่เหมือนกัน รัฐบาลออสเตรเลียได้มีการกำหนดเป้าหมายในการจัดหาไฟฟ้าของประเทศที่มาจากพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2563 ให้ได้ร้อยละ 20 จากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ เป้าหมายนี้ถูกออกแบบมาเพื่อเพิ่มส่วนแบ่งตลาดของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานทดแทนโดยการระดมทุน ความแตกต่างระหว่างราคาขายส่งเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานทดแทน โครงการพลังงานหมุนเวียนมีสองส่วนคือ เป้าหมายพลังงานทดแทนขนาดใหญ่และโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก [5]

### 2.1.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 25% ใน 10 (AEDP)

ในส่วนนี้กล่าวถึงประวัติของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 10 ปี โดยเริ่มตั้งแต่แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (REDP) จนเป็นแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 10 ปี (AEDP25%) โดยทั้ง 2 แผนนั้นมีวัตถุประสงค์ไปในทิศทางเดียวกัน คือ เพื่อให้ประเทศไทยสามารถใช้พลังงานทดแทนเป็นพลังงานหลักของประเทศ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศ เพื่อเสริมสร้างการใช้พลังงานทดแทนในระดับชุมชน สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานทดแทนในประเทศ และเพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนของไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล แต่ในรายละเอียดปลีกย่อยที่ประเทศได้รับผลประโยชน์จะแตกต่างกันโดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2-1 ในงานวิจัยนี้จะกล่าวถึงเฉพาะแผนทดแทนพลังงานประเภทไฟฟ้า โดยข้อมูลของ AEDP25% จะมีสองชุดข้อมูลเนื่องจากผลของการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม พ.ศ. 2556 เห็นชอบให้ปรับค่าเป้าหมายตามแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (AEDP) ให้สอดคล้องตามแผนการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy) โดยสามารถสรุปเป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามเทคโนโลยีได้ดังตารางที่ 2-2

## ตารางที่ 2-1 ผลประโยชน์ที่ประเทศจะได้รับ

|                                                                                                                                                                 | แผนฯเดิม REDP 15 ปี                                         | แผนฯใหม่ AEDP25% ใน 10 ปี                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| <b>ด้านพลังงาน</b><br>- % การทดแทนฟอสซิล<br>- กำลังการผลิตไฟฟ้า MW จากพลังงานทดแทน<br>- ปริมาณความร้อน (ktoe)<br>- เชื้อเพลิงชีวมวล (กล/วัน)<br>- % ทดแทนน้ำมัน | 12 % (20% เมื่อรวม NGV)<br>5,604 MW<br>7,433<br>13.5<br>14% | 25% (ไม่รวม NGV)<br>9,201 MW<br>9,335<br>39.97<br>44% |
| <b>ด้านเศรษฐกิจ</b><br>- ลดการนำเข้าน้ำมัน<br>- ส่งเสริมการลงทุนในเอกชน                                                                                         | 460,000 ล้านบาท/ปี<br>382,240 ล้านบาท/ปี                    | 574,000 ล้านบาท<br>442,000 ล้านบาท                    |
| <b>ด้านสิ่งแวดล้อม</b><br>- การลด CO <sub>2</sub><br>- รายได้ที่เกิดขึ้นจากการขายคาร์บอนเครดิต                                                                  | 42 ล้านตัน/ปี ในปี 65<br>14,000 ล้านบาท/ปี                  | 76 ล้านตัน/ปี ในปี 2564<br>23,000 ล้านบาท             |
| <b>ด้านการพัฒนางานวิศวกรรมและเทคโนโลยี</b><br>- แผนงานวิจัย                                                                                                     | ไม่มี                                                       | มีแผนปฏิบัติการที่ชัดเจน (55-59)                      |

## ตารางที่ 2-2 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามเทคโนโลยี

|                          | REDP 15 ปี |       | AEDP-25% ใน 10 ปี (Ver. 1) |          | AEDP-25% ใน 10 ปี (Ver.2) |          |
|--------------------------|------------|-------|----------------------------|----------|---------------------------|----------|
|                          | MW         | ktoe  | MW                         | ktoe     | MW                        | ktoe     |
| 1. พลังงานลม             | 800        | 89    | 1,200                      | 134.36   | 1,800                     | 201.54   |
| 2. พลังงานแสงอาทิตย์     | 500        | 56    | 2,000                      | 223.93   | 3,000                     | 335.90   |
| 3. พลังงานน้ำ (ขนาดเล็ก) | 324        | 85    | 324                        | 84.65    | 324                       | 84.65    |
| พลังงานน้ำแบบสูบกลับ     |            |       | 1,284                      | 670.90   | -                         | -        |
| 4. พลังงานชีวมวล         | 3,700      | 1,933 | 3,630                      | 1,896.70 | 4,800                     | 2,508.04 |
| 5. ก๊าซชีวภาพ            | 120        | 54    | 600                        | 268.72   | 600                       | 268.72   |
| หญ้าเนเปียร์             |            |       |                            | -        | 3,000                     | 1,791.46 |
| 6. พลังงานจากขยะ         | 160        | 72    | 160                        | 71.66    | 400                       | 179.15   |
| 7. พลังงานรูปแบบใหม่     | 3.5        | 1     | 3                          | 0.90     | 3                         | 0.90     |
| รวม                      | 5,608      | 2,290 | 9,201                      | 3,351.81 | 13,927                    | 5,370.33 |

### 2.1.2 ประวัติและที่มาของนโยบาย FIT [6]

ในส่วนนี้กล่าวถึงประวัติของ FIT แบบย่อ โดยพิจารณาการพัฒนา FIT ตั้งแต่ดำเนินการครั้งแรกในแผนพลังงานแห่งชาติ (National Energy Plan) ของประเทศสหรัฐอเมริกาในปี พ.ศ. 2521 โดยเน้นที่การพัฒนาที่สำคัญในช่วงเวลาที่เกิดขึ้น หากแต่บริบทเกี่ยวกับนโยบาย FIT ในตอนแรกแตกต่างจากกรอบการใช้งานที่มีความซับซ้อนมากขึ้นในปัจจุบัน

- The Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) ถือว่าเป็นนโยบายแรกของ FIT นอกจากนี้ PURPA ต้องซื้อไฟฟ้าจาก qualifying facilities (QF) ในอัตราที่อยู่บนพื้นฐานของต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (avoided costs) การกำหนดต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จะปล่อยให้แต่ละรัฐเป็นคนกำหนด
- ในเดือนธันวาคม พ.ศ.2553 การออกกฎหมาย FIT ครั้งแรกในยุโรป ถูกนำไปใช้ ใน Electricity Feed-in Law ของประเทศเยอรมัน (StrEG) ในวันที่ 1 มกราคม ค.ศ.1991 เยอรมันต้องการกฎหมายในการซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอัตราคงที่ของราคาไฟฟ้าขายปลีก StrEG จึงมี purchase obligation สำหรับการซื้อไฟฟ้า และตั้งแต่ 65-90% ขึ้นอยู่กับประเภทเทคโนโลยีและขนาดของโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าที่มีขนาด 5 MW จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ก๊าซฝังกลบ ก๊าซจากสิ่งปฏิกูล และพลังงานชีวมวล ในประเทศเดนมาร์ก และสเปน ได้มีกำหนดที่คล้ายคลึงกันในปี พ.ศ. 2535 และ พ.ศ. 2540 ตามลำดับ
- ในการพัฒนาที่สำคัญ บางยูนิตีส์ของเทศบาลในเยอรมันเริ่มเสนอราคาของ FIT ตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ส่วนใหญ่การส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar PV วิธีการนี้ตรงกันข้ามกับวิธีกำหนดราคาตามต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ หรือตามมูลค่า เพื่อคำนวณค่าไฟฟ้า หรือหนึ่งในราคาที่ผูกติดกับราคาขายปลีกที่แพร่หลาย กรอบของค่าใช้จ่ายตามการใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพ ดำเนินโครงการเพื่อทำกำไรและการออกแบบเป็นองค์ประกอบหนึ่งที่สำคัญในนโยบาย FIT ที่จะทำให้นโยบายประสบความสำเร็จ
- พระราชบัญญัติพลังงานทดแทน (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) ของประเทศเยอรมัน ประกาศใช้ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2543 กฎหมายนี้เป็นสัญญาณของการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญในหลายด้าน กล่าวคือ 1) ราคา FIT ถูกแยกจากราคาไฟฟ้าในระดับประเทศ 2) ในทางตรงข้าม นโยบาย FIT ก่อนหน้านี้ ส่วนใหญ่เน้นการสนับสนุนโรงไฟฟ้า non-utility แต่ในกฎหมายนี้ให้โรงไฟฟ้า utility มีส่วนร่วมได้ 3) แหล่งพลังงานหมุนเวียนสามารถเข้าถึงกริด 4) การให้ FIT สำหรับพลังงานลมจะแตกต่างตามคุณภาพของทรัพยากรในพื้นที่ที่ต่างกัน และ 5) ราคา FIT เป็นราคาที่ขึ้นกับค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าทุกประเภทเทคโนโลยี
- ตั้งแต่มีการนำพระราชบัญญัติพลังงานทดแทนมาใช้ มีแนวโน้มที่ชัดเจนขึ้นทั้งในประเทศเยอรมันและประเทศอื่นๆ โดยมีระดับที่สูงขึ้นของความแตกต่างในค่าไฟฟ้า รวมถึงความแตกต่างของเทคโนโลยี ขนาด และที่ตั้ง เช่นเดียวกันคุณภาพของทรัพยากรในพื้นที่เฉพาะ ความต่างของการจ่าย FIT ช่วยสร้างความมั่นใจว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถทำกำไรได้

- พระราชบัญญัติ RD 661/2007 ของสเปนมีการแนะนำทางเลือก “sliding premium” ในการออกแบบมีตัวแปรการให้ FIT หรือพรีเมียมสูงกว่า spot market price ที่มีประสิทธิภาพ เพื่อให้แน่ใจว่ารายได้ของโครงการยังอยู่ในช่วงที่ให้ผลกำไร ผู้จัดทำนโยบายใช้ตัวเลือกนี้ในการเพิ่มการขยายตลาดของแหล่งพลังงานหมุนเวียน เพราะไฟฟ้าที่ขายโดยตรงใน spot market และยังสามารถได้รับ FIT เพิ่มเติม การขยายตลาดอาจเป็นมากกว่าความสำคัญในการแบ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้เพิ่มขึ้น ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2551 ประเทศเนเธอร์แลนด์ได้นำเอาวิธีที่คล้ายกัน คือ sliding premium ครอบคลุมความแตกต่างระหว่าง spot market price และ ราคา FIT ที่รับประกัน

จากภาพรวมประวัติของนโยบาย FIT และการเติบโตของพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าในเวลาที่ผ่านมา เป็นข้อมูลเชิงลึกที่สำคัญในการออกแบบกรอบนโยบาย FIT ที่ประสบความสำเร็จได้ดี และยังสามารถสะท้อนถึงการปรับนโยบาย FIT ในสถานการณ์เฉพาะ จะปรับตามช่วงแนวโน้มของตลาด และพัฒนาตามลำดับความสำคัญทางการเมือง นโยบาย FIT มีความซับซ้อนมากขึ้น แสดงให้เห็นถึงความสามารถในการสนับสนุนการพัฒนาในด้านเทคโนโลยีที่แตกต่างตามสถานที่ และความหลากหลายของสเกล (distributed, mid-scale, and utility-scale)

อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงนโยบายในช่วงเวลาที่ผ่านมา หนึ่งในเหตุผลที่อ้างสำหรับความสำเร็จของนโยบาย FIT คือเสถียรภาพและความต่อเนื่อง (stability and continuity) ของกรอบนโยบาย แม้ว่าการแก้ไขและปรับปรุงรายละเอียดของนโยบายในรอบของประเทศเยอรมัน เช่นการส่งเสริมความมั่นใจของนักลงทุน ซึ่งเป็นกลยุทธ์ระยะยาว เพื่อตอบสนองต่อวัตถุประสงค์ทั้งหมด ความคงที่เป็นสิ่งสำคัญ เพื่อให้มั่นใจในความมั่นคงและต่อเนื่องของการลงทุนทั้ง upstream และ downstream ในส่วนของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน ขณะที่การสร้างเงื่อนไขที่จำเป็นก็สำคัญสำหรับการลงทุนโครงการในระดับต่อเนื่อง

### 2.1.3 วิธีกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

หนึ่งในความสำคัญสำหรับการออกแบบ FIT เป็นวิธีการตรวจสอบผลตอบแทนของ FIT ที่แท้จริงให้กับผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีวิธีการที่แตกต่างกัน สามารถแบ่งออกเป็น 4 ประเภทพื้นฐาน [6]

- 1) กำหนดตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน วิธีนี้เป็นวิธีใช้กันในการวิจัยตลาดและวิเคราะห์ต้นทุนของพลังงานหมุนเวียน เพื่อสร้างระดับอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT ที่ทำให้มั่นใจว่า สามารถช่วยให้โครงการดำเนินไปได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อมีผลกำไร ข้อมูลของราคาจำเป็นในการสร้างระดับอัตราซื้อไฟฟ้า เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของตลาดจึงต้องมีการปรับอัตราในแต่ละช่วงเวลา เพื่อสะท้อนให้เห็นต้นทุนที่เป็นจริงของอุตสาหกรรมและตลาด วิธีนี้การถูกนำมาใช้มากที่สุดในสหภาพยุโรปและประสบความสำเร็จในการขับเคลื่อนการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนทั่วโลก
- 2) การตีมูลค่าตามต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided cost) วิธีการนี้เป็นการกำหนดอัตราการซื้อไฟฟ้าของ FIT ที่จัดตั้งขึ้นบนพื้นฐานของการประมาณค่าของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อสังคม เช่น บรรเทาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศ ผลกระทบต่อสุขภาพ และผลกระทบด้านอื่นๆ วิธีนี้ประเทศโปรตุเกส

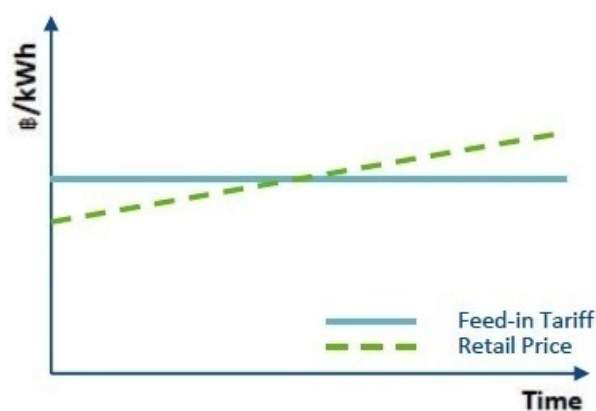
นำไปใช้ โดยตรวจสอบอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT ในตอนสุดท้าย ซึ่งรวมถึงต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และเงินลงทุนที่หลีกเลี่ยงได้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

- 3) การให้อัตราซื้อไฟฟ้าที่จูงใจในอัตราคงที่ เป็นการเสนอราคาคงที่ในการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน โดยไม่คำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการผลิตและไม่เกี่ยวกับความเชื่อในเรื่องมูลค่า สร้างอัตราการรับซื้อไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับผลกำไรที่กำหนดไว้ในเป้าหมายของโครงการพลังงานหมุนเวียน ในประเทศฝรั่งเศสนำวิธีนี้ไปใช้ในการพัฒนากังหันลม ซึ่งอัตราการรับซื้อถูกปรับให้ครอบคลุมค่าใช้จ่าย เพื่อให้แน่ใจว่าธุรกิจมีกำไร และวิธีนี้ยังถูกนำไปใช้กับระบบสาธารณูปโภคบางระบบของประเทศสหรัฐอเมริกา แต่ไม่ค่อยประสบความสำเร็จในการสร้างแรงจูงใจในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- 4) แบบที่มีการประมูล เป็นวิธีการที่แตกต่างจากสามวิธีแรก โดยการประมูลสามารถสร้างราคาที่เหมาะสมมากกว่าที่จะผ่านการวิเคราะห์ของบุคคลที่สาม ซึ่งการประมูลสามารถตั้งอัตราซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนหลายชนิด หรือสำหรับเทคโนโลยีที่หลากหลายของพลังงานหมุนเวียน ทำให้ทราบราคาที่น่าสนใจในตลาดได้โดยตรง และสามารถนำไปใช้ในเทคโนโลยีที่แตกต่างกัน ขนาดของโครงการที่แตกต่างกัน ฯลฯ

#### 2.1.4 รูปแบบของ FIT

อย่างไรก็ตามการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT อาจมีการเชื่อมโยงกับความผันผวนของราคาในตลาดจริงของไฟฟ้า ดังนั้นการกำหนดอัตราการรับซื้อไฟฟ้าของ FIT สามารถแบ่งออกเป็นสองกลุ่มใหญ่ๆ [6] คือ Fixed-price FIT และ Premium-price FIT

**2.1.4.1 Fixed-price FIT** การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ โดยไม่สนใจราคาไฟฟ้าในตลาด (เป็นอิสระจากตลาด) ดังแสดงในรูปที่ 2-1 พบว่าการกำหนดราคาคงที่ในการรับซื้อไฟฟ้าที่เป็นอิสระจากราคาไฟฟ้าขายปลีกในตลาด



รูปที่ 2-1 รูปแบบ Fixed-price FIT [7]

อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการได้รับมีค่าคงที่ โดยไม่ขึ้นกับราคาไฟฟ้าในตลาด วิธีการนี้ส่งผลดีให้กับผู้ประกอบการ เนื่องจากสามารถคาดการณ์ค่าตอบแทนที่จะเกิดขึ้นได้ตลอดอายุสัญญา ในทางกลับกันวิธีนี้ทำให้ค่าใช้จ่ายในนโยบายสูงขึ้นในระยะยาว การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Fixed-price FIT นี้สามารถแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบ ตามองค์ประกอบเสริมที่ช่วยให้บรรลุเป้าหมายของนโยบายที่แตกต่างกันได้ ดังนี้

1) รูปแบบอัตราการผลิตผลตอบแทนในแต่ละปี (Degression rate) อัตราการผลิตผลตอบแทนในแต่ละปี (Degression rate) เป็นการลดอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT โดยเริ่มลดเมื่อโครงการมีการดำเนินงานเริ่มต้นขึ้น เช่น โครงการที่ดำเนินงานในปีที่สองได้รับอัตราค่าไฟฟ้าจาก FIT ต่ำกว่าโครงการที่ดำเนินงานในปีหนึ่งปี Degression rate ถูกกำหนดเป็นการลดร้อยละต่อปี ดังตัวอย่างในตารางที่ 2-3 แสดง Degression rate 1.5% ต่อปี สำหรับก๊าซฟอสซิลของประเทศเยอรมัน ตัวเลขสะท้อนให้เห็นถึงระดับอัตราค่าไฟฟ้าที่ลดลงในปีต่อไป

ตารางที่ 2-3 Degression rate 1.5% ต่อปี สำหรับก๊าซฟอสซิลของประเทศเยอรมันในแต่ละปี [6]

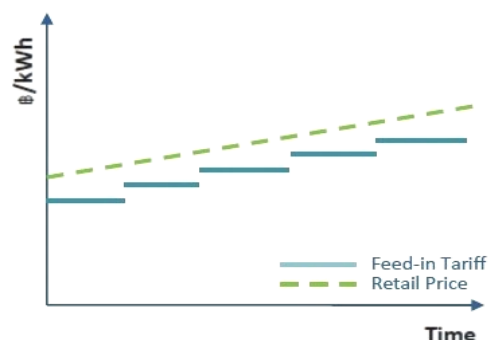
| Project Size | Payment level (Pounds cents/kWh) |      |      |      |      |      |
|--------------|----------------------------------|------|------|------|------|------|
|              | In-Service Year                  |      |      |      |      |      |
|              | 2009                             | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| 0-500 kW     | 9.00                             | 8.87 | 8.73 | 8.60 | 8.47 | 8.34 |
| 500kW-5MW    | 6.16                             | 6.07 | 5.98 | 5.89 | 5.80 | 5.71 |

Degression rate มีแนวคิดมาจากเส้นประสบการณ์ (experience curve) ที่เรียนรู้เทคโนโลยีอย่างค่อยเป็นค่อยไป และสามารถคาดการณ์การลดต้นทุนในช่วงเวลานั้น แนวโน้มการลดต้นทุนต้องปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT ในปีต่อไป ถ้านโยบายยังคงเป็นต้นทุนที่มีประสิทธิภาพเมื่อเวลาผ่านไป วิธีนี้ถูกนำไปใช้เพราะค่าใช้จ่ายรวมของเทคโนโลยี (รวมถึงค่าแรง ทุน การวิจัย การตลาด ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และอื่นๆ) มีแนวโน้มที่ลดลงไปในทางที่คาดเดาได้

การกำหนดอัตรา Degression ในอัตราที่สูงสำหรับการพัฒนาอย่างรวดเร็วของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ระบบ PV มีอัตรา Degression มากกว่า พลังงานลมและพลังงานน้ำตัวอย่างเช่น ในปี พ.ศ. 2551 เยอรมันให้อัตรา Degression 1% ต่อปีสำหรับการติดตั้งไฟฟ้าพลังงานน้ำ และ 10% ต่อปีสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ Solar PV วิธีนี้จะช่วยส่งเสริมให้เกิดความมั่นใจในการวางแผนมากขึ้น โดยมีการใช้กันอย่างแพร่หลายในสหภาพยุโรป ได้แก่ ประเทศ เยอรมัน ฝรั่งเศส อิตาลี และสวิตเซอร์แลนด์

การกำหนดอัตรา Degression โดยมีการแจ้งให้ทราบล่วงหน้าจะมีความแม่นยำให้กับนักลงทุน จะเป็นปัจจัยหนึ่งที่ใช้ตัดสินใจในการลงทุนมากขึ้น นอกจากนี้สามารถกระตุ้นให้เกิดความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น และสามารถลดค่าใช้จ่ายของนโยบาย แต่ก็เป็นเรื่องยากที่จะคาดการณ์ต้นทุนค่าใช้จ่ายในเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนได้อย่างถูกต้อง และเกิดความเสี่ยงในการกำหนดอัตรา Degression ที่สูงหรือต่ำเกินไป ที่จะทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นไม่ได้รับผลตอบแทนเท่าที่ควร

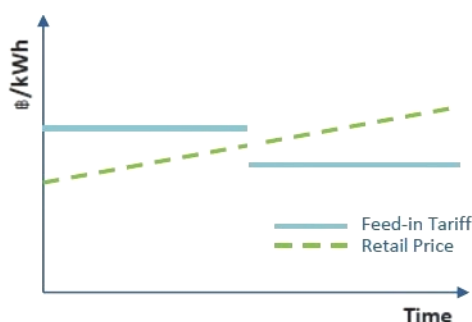
2) รูปแบบการปรับอัตราเงินเฟ้อ การปรับอัตราเงินเฟ้อเป็นการเพิ่มความมั่นใจในการลงทุน โดยการป้องกันมูลค่าที่แท้จริงของรายได้ในโครงการพลังงานหมุนเวียนจากการเปลี่ยนแปลงในระบบเศรษฐกิจ ในการออกแบบมีทั้งการปรับราคาไฟฟ้าเต็มรูปแบบ เพื่อการเปลี่ยนแปลงในดัชนีผู้บริโภค (Consumer Price Index, CPI) และการตรึงเฉพาะส่วนของราคาค่าไฟฟ้าที่ติดตามการเปลี่ยนแปลงใน CPI สามารถลดความเสี่ยงในการลงทุน สร้างความเชื่อมั่นให้นักลงทุนมากขึ้น ในขณะที่ไม่มีการปรับอัตราไฟฟ้าของ FIT การปรับอัตราเงินเฟ้ออาจเป็นวิธีที่ช่วยลดค่าใช้จ่ายโดยรวมทางสังคม โดยให้มูลค่าของอัตราไฟฟ้าของ FIT ที่ลดลง สามารถมั่นใจได้ว่าค่าตอบแทนที่ได้รับภายใต้นโยบายจะมีผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าเล็กน้อย รูปแบบการปรับอัตราเงินเฟ้อดังแสดงในรูปที่ 2-2



รูปที่ 2-2 รูปแบบการปรับอัตราเงินเฟ้อ [7]

รูปแบบการปรับอัตราเงินเฟ้อจากรูปที่ 2-2 พบว่าในช่วงท้ายอัตราซื้อไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น จึงเป็นสิ่งสำคัญ โดยเฉพาะในประเทศที่มีอัตราเงินเฟ้อสูง จะส่งผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและผู้บริโภคที่ต้องจ่ายค่าไฟฟ้ามากขึ้น วิธีนี้ประเทศไอร์แลนด์และรัฐออนตาริโอของประเทศแคนาดาได้นำไปใช้ โดยปรับขึ้น 20% ของอัตราเงินเฟ้อในราคาไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับประมาณสัดส่วนค่าใช้จ่ายของโครงการที่มีแนวโน้มจะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงใน CPI (รัฐออนตาริโอ ปี พ.ศ. 2552)

3) รูปแบบ front-end load เป็นอีกรูปแบบหนึ่งในการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้า โดยการเสนออัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT ในสัดส่วนที่สูงสำหรับระยะเวลาเริ่มต้น (เช่น 5-10 ปีแรก) และอัตราค่าไฟฟ้าของ FIT ในสัดส่วนที่ต่ำกว่าสำหรับระยะเวลาที่เหลือของสัญญา ดังแสดงในรูปที่ 2-3



รูปที่ 2-3 รูปแบบ front-end load [7]

รูปแบบ front-end load นี้มีประโยชน์มาก ซึ่งช่วยให้นักลงทุนได้รับผลตอบแทนได้เร็วขึ้น และมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นลง ตัวอย่างเช่นการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของชุมชนมินิโซตาให้ราคารับซื้อที่สูงในช่วง 10 ปีแรก และลดลงในช่วง 10 ปีหลัง ในสโลวีเนียใช้วิธีที่แตกต่างกันเล็กน้อยคือลดอัตราซื้อไฟฟ้าลง 5% หลังปีที่ 5 ของการดำเนินงาน และลดลงอีก 10% หลังปีที่ 10 (พ.ศ. 2550)

ประเทศสเปนใช้รูปแบบนี้กับโครงการที่หมดอายุสัญญา โดยลดราคาไฟฟ้าที่รับซื้อในโครงการที่เป็นรูปแบบ Fixed-FIT ของพลังงานลมลดลงจาก 0.073 €/kWh เป็น 0.061 €/kWh หลังจากระยะเวลาเริ่มต้น 20 ปี ซึ่งช่วยลดผลกระทบต่อราคาไฟฟ้า FIT ในระยะยาว

รูปแบบนี้มีประโยชน์อย่างมาก ช่วยให้สินเชื่อกองโครงการถูกชำระออกไปอย่างรวดเร็ว เพราะอัตราผลตอบแทนที่สูงในช่วงปีแรกๆ เหมาะสำหรับโครงการพลังงานที่มีต้นทุนเริ่มต้นที่สูง และสามารถเพิ่มผลตอบแทนของโครงการโดยการลดจำนวนดอกเบี้ยที่ต้องจ่าย หากโครงการนั้นมีหนี้สิน นอกจากนี้ยังสามารถปรับอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT สำหรับศักยภาพที่แตกต่างกันของพลังงานหมุนเวียนระหว่างโครงการที่นำเสนอ แต่วิธีการนี้ก็มีข้อเสียที่สำคัญคือ อาจทำให้ค่าใช้จ่ายสูงขึ้นจากนโยบายในระยะใกล้ เนื่องจากสัดส่วนของอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงในช่วงปีแรกๆ

4) รูปแบบตามความต้องการไฟฟ้า (time-of-delivery) การเสนอระดับอัตราค่าไฟฟ้าที่สูง เพื่อผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสร้างมูลค่ามากขึ้น สำหรับสาธารณูปโภค อาจช่วยสร้างตลาดไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และมีการสะท้อนให้เห็นถึงการนำองค์ประกอบที่มีมูลค่าเข้าไปในโครงสร้างค่าใช้จ่ายของ FIT ทำให้ Fixed-price FIT ตอบสนองต่อความต้องการของตลาด การสร้างแรงจูงใจนี้สามารถใช้ได้กับโครงการที่สามารถปรับเวลาในการผลิตไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการของตลาดโดยรวม รูปแบบนี้ถูกนำไปใช้ในประเทศฮังการี โดยมีการให้อัตราซื้อไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 2-4

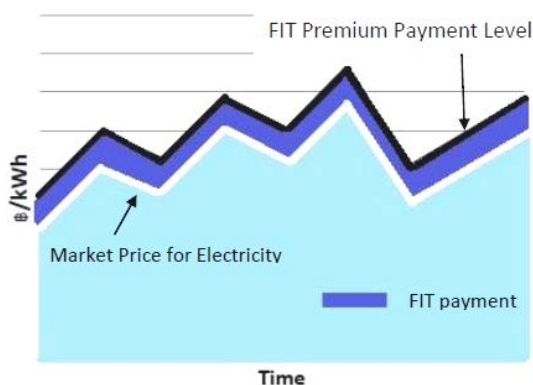
รูปแบบ FIT ของประเทศฮังการีในปี ค.ศ. 2008 (ตารางที่ 2-4) มีความแตกต่างกันตามแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศโดยรอบ (พลังงานแสงอาทิตย์และลม) และที่ไม่ได้ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ (ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และความร้อนใต้พิภพ) โดยอัตราซื้อไฟฟ้าแบ่งตามช่วงเวลาที่ต้องการใช้ไฟฟ้าคือ peak, off-peak, และ deep off-peak อัตราซื้อไฟฟ้ามากที่สุดในช่วง peak มากกว่า 275% ของช่วง deep off-peak สำหรับพลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ความร้อนใต้พิภพ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก ( $\leq 5$  MW)

ตารางที่ 2-4 อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ในประเทศฮังการี

| Technology                                             | Tariff level [€ cents/kWh] |          |               |
|--------------------------------------------------------|----------------------------|----------|---------------|
|                                                        | peak                       | off-peak | deep off-peak |
| Solar, wind                                            | 9.44                       | 9.44     | 9.44          |
| Geothermal, biomas, biogas, small hydro ( $\leq 5$ MW) | 10.72                      | 9.44     | 3.85          |
| Hydro ( $> 5$ MW)                                      | 6.90                       | 3.45     | 3.85          |

การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้านั้นมีรูปแบบที่แยกความแตกต่างของอัตราค่าไฟฟ้าใน Fixed-price FIT ที่ขึ้นอยู่กับลักษณะของโครงการพลังงานหมุนเวียน รวมถึงประเภทเทคโนโลยี ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง คุณภาพของทรัพยากรที่มีอยู่ และที่ตั้งของโครงการ องค์ประกอบเหล่านี้สามารถออกแบบกำหนดค่าตัวแปรต่างๆ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของนโยบาย หากการออกแบบได้เหมาะสมตามนโยบายของประเทศ ความแตกต่างของอัตรา FIT สามารถเพิ่มประสิทธิภาพของนโยบายในการขยายจำนวนประเภทโครงการที่สามารถพัฒนาผลกำไรและการใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่อย่างคุ้มค่า

**2.1.4.2 Premium-price FIT** การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าที่แปรผันตามราคาไฟฟ้าในตลาด (ขึ้นอยู่กับราคาตลาด) โดยกำหนดราคา premium ไว้ที่ด้านบนของราคาไฟฟ้าในตลาด ดังแสดงในรูปที่ 2-4 ทั้งนี้รูปแบบการตลาดขึ้นอยู่กับระดับอัตราซื้อไฟฟ้าที่เชื่อมโยงโดยตรงกับราคาไฟฟ้าในตลาด



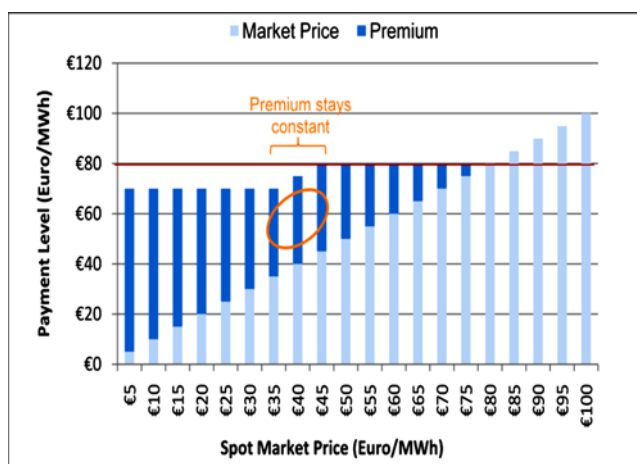
รูปที่ 2-4 รูปแบบ Premium-price FIT [6]

จากรูปที่ 2-4 เห็นได้ว่า อัตราการค่าตอบแทน (FIT payment) บวกกับราคาไฟฟ้าในตลาดกลายเป็นค่าไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการได้รับในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งวิธีการนี้สามารถดึงดูดนักลงทุนได้ แต่มีความเสี่ยงในเรื่องค่าตอบแทนที่สูงเกินไป (over compensation) ทำให้เป็นภาระผู้บริโภคที่ต้องจ่ายค่าไฟฟ้าที่สูงเกินไป การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Premium-price FIT นี้สามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ ตามองค์ประกอบเสริมที่ช่วยลดปัญหาที่เกิดขึ้น ดังนี้

1) รูปแบบราคา Premium คงที่ การกำหนดราคา Premium คงที่บวกกับราคาไฟฟ้าที่กำหนดด้านบนของตลาดซื้อขาย (Spot Market) ในระหว่างปี พ.ศ. 2541 และ พ.ศ. 2547 ประเทศสเปนนำเสนอทางเลือกระหว่างค่าตอบแทนแบบ Fixed-price FIT และ Premium คงที่ (ค่าตอบแทนสูงกว่าราคาในตลาดซื้อขาย) สเปนเลิกใช้รูปแบบนี้ในปี พ.ศ. 2547 เพื่อให้มีที่ว่างสำหรับโครงสร้างนโยบาย FIT ใหม่ที่ถูกกำหนดเป็นอัตราร้อยละของราคาในตลาดแลกเปลี่ยน รูปแบบนี้เป็นการสร้างแรงจูงใจในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพราะเมื่อราคาในตลาดสูง ราคาซื้อไฟฟ้าที่จะสูงรวมกับส่วนเพิ่มคงที่ด้านบน มีแนวโน้มที่สนับสนุนการผลิตไฟฟ้า เมื่อมีความต้องการการใช้ไฟฟ้ามากขึ้น โอกาสของค่าตอบแทนที่สูง อาจเข้าใจว่าเป็นค่าตอบแทนสำหรับการเพิ่มความเสี่ยงของตลาด

นอกจากนี้รูปแบบราคา Premium คงที่ไม่ได้หมายความว่า ราคาไฟฟ้าจะสามารถลดลงอย่างกะทันหัน ซึ่งทำให้เกิดโครงการที่มีการจ่ายเงินทุนที่สูงขัดแย้งกับรายได้ที่ไม่เพียงพอที่จะครอบคลุมค่าใช้จ่ายของโครงการ ทำให้เพิ่มความเสี่ยงของนโยบาย FIT ในการพัฒนาโครงการ ความไม่แน่นอนของกระแสรายได้ในอนาคตนี้ เพิ่มความเสี่ยงให้กับนักลงทุนที่มีแนวโน้มที่ต้องการเพิ่มผลตอบแทนและอาจทำให้เพิ่มดอกเบี้ยในหนี้สินซึ่งมาจากต้นทุนส่วนเพิ่มในการใช้พลังงานหมุนเวียน

2) รูปแบบ Cap and Floor value รูปแบบนี้เป็นการแก้ปัญหาที่เกิดจากค่าตอบแทนที่มากเกินไป (over compensation) ที่อาจเป็นผลมาจากการผูกอัตราค่าไฟฟ้าของ FIT ในราคาตลาด และราคา Premium ที่แปรผันระหว่างสองค่าที่จำกัด (cap and floor) โดยเมื่อราคาไฟฟ้าในตลาดมีค่าลดลง ราคา Premium จะเพิ่มขึ้นจนถึงระดับของค่าตอบแทนต่ำสุด (floor value) และเมื่อราคาไฟฟ้าในตลาดสูงขึ้น ราคา Premium จะลดลง ภาระของผู้บริโภคก็น้อยลง ถ้าหากราคาไฟฟ้าเฉลี่ยในตลาดมีค่ามากกว่าค่าตอบแทนสูงสุด (cap value) ณ จุดนี้ราคา Premium มีค่าเป็นศูนย์ ภาระของผู้บริโภคก็จะเป็นศูนย์ไปด้วย วิธีการนี้สร้างเสถียรภาพและครอบคลุมอัตราค่าตอบแทน ยกตัวอย่างเช่นในประเทศสเปน ดังรูปที่ 2-5 แสดงให้เห็นถึงระดับอัตราค่าไฟฟ้าของ Premium FIT สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่งในปี ค.ศ. 2008



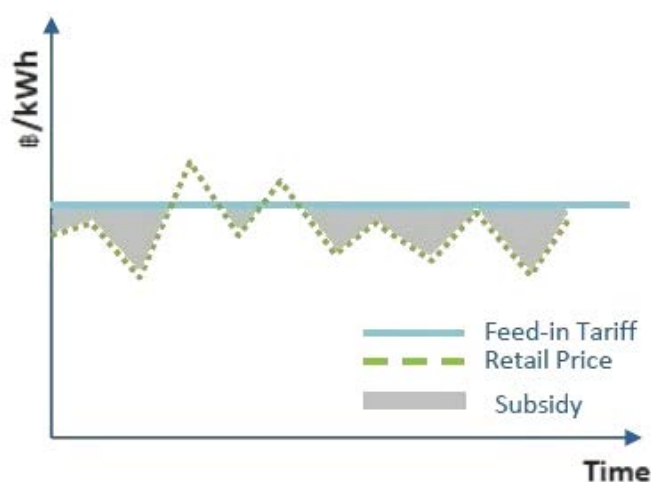
รูปที่ 2-5 ค่า cap and floor สำหรับพลังงานลมนอกชายฝั่งของประเทศสเปนในปี พ.ศ. 2551 [6]

จากรูปที่ 2-5 พบว่าค่า floor นี้ตั้งไว้ที่ 73.66 €/MWh ซึ่งหมายความว่า ถ้าราคาไฟฟ้าในตลาดลดลง ราคา Premium จะต้องเพิ่ม แต่ถ้าราคาไฟฟ้าในตลาดเพิ่มขึ้น ราคา Premium จะลดลงจนกว่าราคาตลาดไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นอยู่เหนือค่า cap ที่ 87.79 €/MWh ณ จุดนี้ Premium ที่นำเสนอให้เป็นศูนย์ และได้รับอัตราไฟฟ้าเป็นราคาไฟฟ้าในตลาด

ดังนั้นค่า cap value หมายถึงราคารับซื้อไฟฟ้าสูงสุดที่รัฐจ่ายให้ เมื่อราคาไฟฟ้าในตลาดบวกกับราคา Premium มีค่ามากกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าสูงสุด รัฐจะรับซื้อในราคาของ cap value ส่วนค่า floor value หมายถึงราคารับซื้อไฟฟ้าต่ำสุดที่รัฐจ่ายให้ เมื่อราคาไฟฟ้าในตลาดบวกกับราคา Premium มีค่าน้อยกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าต่ำสุด รัฐจะรับซื้อในราคาของ floor value

3) รูปแบบ Spot Market Gap รูปแบบ Spot Market Gap เป็นเหมือนการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าต่ำสุดเอาไว้ โดยอัตราซื้อไฟฟ้าจริงของ FIT มาจากช่องว่างระหว่างอัตราซื้อของ FIT ที่กำหนดและราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายรวมกับอัตราซื้อของ FIT ดังแสดงในรูปที่ 2-6

รูปแบบนี้อธิบายดังนี้ ผู้ประกอบการจะได้รับราคาค่าไฟฟ้าจากเงินอุดหนุนบวกกับอัตราซื้อไฟฟ้าของ FIT (รูปที่ 2-6) แต่ถ้าราคาไฟฟ้าในตลาดสูงกว่าอัตราซื้อของ FIT ผู้ประกอบการจะได้รับราคาค่าไฟฟ้าในราคาเดียวกับอัตราซื้อไฟฟ้าที่กำหนดไว้ รูปแบบนี้ถูกนำไปใช้ในประเทศเนเธอร์แลนด์ แต่ไม่รับประกันอัตราซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำ ถ้าราคาค่าไฟฟ้าลดลงต่ำกว่าสองในสามของราคาในตลาดไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ อัตราซื้อไฟฟ้าก็ลดลงเช่นกัน เนื่องจากเนเธอร์แลนด์จ่าย FIT ผ่านตัวเงินการคลังของรัฐบาล วิธีการนี้ช่วยลดอัตราเงินอุดหนุน ในกรณีที่ราคาไฟฟ้าลดลง ในขณะที่จำกัดค่าใช้จ่ายโดยรวมของนโยบายจะสร้างความเสี่ยงเพิ่มขึ้นให้แก่คลังทุน



รูปที่ 2-6 รูปแบบ Spot market gap [7]

ประโยชน์ของรูปแบบนี้คือ นักลงทุนทราบค่าตอบแทนขั้นต่ำ ทำให้มั่นใจได้ว่ามีความแน่นอนในราคา เช่นเดียวกับรูปแบบ Fixed-price FIT ให้ความโปร่งใสมากขึ้นในการคำนวณค่าใช้จ่ายในนโยบาย ช่วยจำกัดค่าใช้จ่ายในนโยบาย เนื่องจากไม่มีค่าตอบแทน FIT เมื่อราคาไฟฟ้าในตลาดเพิ่มขึ้นเหนือค่าตอบแทนที่กำหนดไว้ และง่ายกว่ารูปแบบ Cap and Floor value

### 2.1.5 การควบคุมค่าใช้จ่ายของนโยบาย FIT

FIT สามารถให้แรงจูงใจแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ผู้จัดทำนโยบายต้องแน่ใจว่านโยบายของตนรวมวิธีการควบคุมค่าใช้จ่ายทั้งหมดตั้งแต่แรก จากประสบการณ์ที่ผ่านมาของตลาดพลังงานแสงอาทิตย์ PV ของประเทศสเปนในปี พ.ศ.2551 อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีคุณภาพสูงและการกำกับดูแลไม่เพียงพอ นำไปสู่การเร่งพัฒนาและหน่วยงานกำกับดูแลมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายบ่อยครั้ง

การควบคุมค่าใช้จ่ายคือการพิจารณานโยบาย FIT ซึ่งประกอบด้วย Solar PV เพราะมีแนวโน้มของต้นทุนที่สูงกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ การกำหนดสามารถนำไปสู่การจ่ายค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นของผู้บริโภค นอกจากนี้ทั้งการผลิต Solar PV และการใช้งานสามารถปรับขนาดได้อย่างรวดเร็ว เพื่อการตอบสนองและสร้างแรงจูงใจ โดยเฉพาะอย่างยิ่งระดับการจ่ายเงินเชิงรุกที่จ่ายทั้งปีหรือมากกว่าปี สำหรับโปรแกรมที่ไม่มีรูปแบบของการควบคุมค่าใช้จ่ายบางค่า ค่าใช้จ่ายทั้งหมดอาจมากขึ้นกว่าที่คาดไว้ ทั้งหมดนี้นำไปสู่ความน่าสนใจในกลไกการควบคุมค่าใช้จ่ายของนโยบาย

อย่างแรกการกำหนดนโยบายสามารถนำ cap กับขนาดของโปรแกรมรวมที่จำกัดจำนวนเมกะวัตต์ทั้งหมดที่สามารถติดตั้งตามวันที่กำหนด สอง cap สามารถกำหนดขนาดของแต่ละโครงการซึ่งช่วยลดความเสี่ยงของการตอบสนอง larger-than-expected volume ในช่วงเวลาอันสั้น สองวิธีนี้ได้รับการรับรองจากประเทศสเปนในปี 2008 โดยมีการแก้ไขเพิ่มเติมในนโยบายการส่งเสริม Solar PV

วิธีที่สาม cap สามารถกำหนดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง เมื่อได้รับอนุญาตภายใต้นโยบาย สามารถทำได้ทั้งการกำหนดอัตราร้อยละสูงสุดในการเพิ่มขึ้นของอัตรารวมที่ยินยอม หรือโดยกำหนดจำนวนเงินค่าใช้จ่ายสำหรับนโยบายรวมหลังการจ่าย FIT ลื่นสุด

วิธีการที่สี่ การควบคุมค่าใช้จ่ายของนโยบายในรูปขององค์ประกอบการใช้งานพลังงานหมุนเวียน โดยการกำหนด cap ในเทคโนโลยี ยังสามารถช่วยให้ส่วนของการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดมีมากขึ้นโดยประกอบด้วยต้นทุนทางเทคโนโลยีที่ต่ำ อย่างไรก็ตามควรสังเกตว่าวิธีการนี้มีโอกาสน้อยที่ให้ cap ที่แน่นอนกับค่าใช้จ่าย

การควบคุมค่าใช้จ่ายอาจมีในรูปแบบอื่นๆ นอกจาก cap ตัวอย่างเช่น วิธีการเสริมการควบคุมการเติบโตของตลาดคือการแนะนำให้ปรับเปลี่ยนระดับการจ่าย FIT ให้บ่อยมากขึ้น การปรับการจ่ายเงินสามารถพิจารณาตามปริมาณกำลังการผลิตหรือจากการทบทวนระดับการจ่ายเงินให้บ่อยกว่าปีละครั้ง วิธีการใดๆ ที่ช่วยป้องกันสถานการณ์ที่อัตราค่าไฟฟ้าอยู่นอกการปรับข้อมูลให้ตรงกับความเป็นจริงของตลาดและ การจ่ายเงินที่สูงเกินไป เมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายจริงของเทคโนโลยี สัญญาของผลตอบแทนที่สูงมีแนวโน้มในการดึงดูดความสนใจของนักลงทุนในตลาดมากขึ้น การแก้ไขปัญหของ Over-deployment กับ Over-payment

การรักษาระดับอัตราค่าไฟฟ้าให้เป็นไปในทิศทางเดียวกับความเป็นจริงของตลาดเป็นความท้าทาย เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของค่าใช้จ่ายในการป้อนข้อมูลสินค้า (ต้นทุนหลักสำหรับการใช้งานพลังงานลม หรือ ซิลิกอนในเทคโนโลยี Solar PV) และมีความสัมพันธ์ต่อเนื่องของอุปสงค์และอุปทาน ปัจจัยดังกล่าวสามารถบิบบการใช้งานที่ช้าหรือเพิ่มการทำงาน ซึ่งเป็นการเร่งการพัฒนา

มาตรการการควบคุมค่าใช้จ่ายของนโยบายมีความสำคัญ ไม่เพียงแต่ปกป้องผู้จ่ายอัตราค่าไฟฟ้า แต่ยังสนับสนุนให้เกิดเสถียรภาพสำหรับนักลงทุนและผู้ผลิต พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงกรอบนโยบายจะสร้างความไม่แน่นอนระหว่างผู้เข้าร่วมตลาด และมีผลกระทบในทางลบต่อการลงทุนและต่อพลังงานหมุนเวียนอย่างแพร่หลาย ความจริงสำหรับการผลิตในประเทศและกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความโดดเด่นโดยสภาพคล่องของเงินทุนต่ำกว่า

downstream เช่นการพัฒนาโครงการ ทั้งหมดนี้เน้นความสำคัญของการออกแบบนโยบาย FIT กับปัญหาของการควบคุมค่าใช้จ่าย ช่วยหลีกเลี่ยงการขึ้นราคาและวัฏจักรการพัฒนา เช่นเดียวกับเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลลัพธ์จากการเปลี่ยนแปลงนโยบายฯ อย่างรวดเร็ว

**2.1.6 แนวทางที่ดีที่สุดสำหรับการออกแบบและการดำเนินงานของนโยบาย FIT [6]** จากหลักฐานและกรณีศึกษา แนวทางที่ดีที่สุดในการออกแบบนโยบาย FIT โดยทั่วไป ในการออกแบบมีความแตกต่างกันบ้างตามประเภทของเทคโนโลยีมากกว่าความแตกต่างพื้นฐานอื่นๆ และเน้นที่ FIT ต้องรวมองค์ประกอบที่แตกต่างกันของการออกแบบในชุดนโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนแบบบูรณาการจึงจะประสบความสำเร็จอย่างสูง นอกจากนี้แนวทางที่ดีที่สุดต้องคำนึงถึงลักษณะอำนาจที่มี และยังขึ้นอยู่กับลำดับความสำคัญทางการเมืองและการระบุวัตถุประสงค์ของนโยบาย

การวิเคราะห์แนวทางที่ดีที่สุดในโครงสร้างการจ่าย FIT

1. การให้ความมั่นใจในเสถียรภาพของนโยบาย สิ่งที่ทำให้นโยบาย FIT ประสบความสำเร็จคือ ความมั่นคงของนโยบายในระยะยาว การเปลี่ยนแปลงนโยบายอย่างรวดเร็วในการจ่ายเงินหรือโครงสร้างนโยบายสร้างความไม่เชื่อมั่นให้กับนักลงทุนและเป็นอุปสรรคต่อการเติบโตของพลังงานหมุนเวียน ราคาที่แน่นอนและความเชื่อมั่นในนโยบาย ถ้าไม่มีเสถียรภาพ นักลงทุนจะไม่เต็มใจที่จะมีส่วนร่วม ทั้งในด้าน upstream และ downstream ของการจัดหาพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะทำให้เป้าหมายของพลังงานหมุนเวียนไม่สัมฤทธิ์ผล
2. ความแตกต่างในการจ่าย FIT ตามค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ความแตกต่างของอัตราค่าไฟฟ้าตามค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นการส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่หลากหลาย เป็นหลักการของค่าใช้จ่ายที่ครอบคลุมผลตอบแทน (cost-covering compensation) โดยการตั้งระดับการจ่ายเงินตามเทคโนโลยี ขนาดของโครงการ พื้นที่ (ตามแนวชายฝั่งหรือนอกชายฝั่งของพลังงานลม) และคุณภาพของทรัพยากรเป็นการส่งเสริมการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนที่หลากหลาย อย่างไรก็ตามการตั้งราคาต่ำเกินไป ทำให้เกิดการพัฒนากำลังผลิตน้อย แต่ถ้าตั้งราคาสูงเกินไปค่าใช้จ่ายในการพัฒนาก็จะมีค่ามาก
3. การส่งเสริมการเปลี่ยนแปลงนวัตกรรมและเทคโนโลยี เพราะความต้องการลดต้นทุนที่เกิดขึ้นในด้านต่างๆ นักวิเคราะห์จึงแนะนำการปรับลดอัตรา (Tariff depression) ของการจ่ายเงินให้เหมาะสม ซึ่งช่วยคาดการณ์การลดค่าใช้จ่ายในอนาคตและลดความเสี่ยงของการเกิดผลตอบแทนที่สูงเกินไป (overcompensation) ในระยะยาว ในขณะที่การส่งเสริมให้ผู้ผลิตลงทุนใน R&D (การวิจัยและพัฒนา) และกระตุ้นให้เกิดการลดค่าใช้จ่ายผ่านการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานและเทคโนโลยีนวัตกรรมใหม่ อัตราการลด (Degression rate) ที่แตกต่างกันให้เห็นถึงความสัมพันธ์ของประเภทเทคโนโลยี ความเป็นไปได้ที่จะปรับระดับการจ่าย FIT ตามขนาดการใช้งาน (เป้าหมายกำลังการผลิต) หรือตามช่วงเวลาที่ผ่านมาไป (ทุกปีหรือทุกสองปี) โดยทั้งสองอย่างสามารถให้ระดับความมั่นใจในการจ่าย FIT และยังคงติดตามค่าใช้จ่ายของเทคโนโลยีที่เกิดขึ้นจริง

4. ความแตกต่างทางราคา FIT ตามเวลาในการจัดส่ง (สำหรับการจัดการทรัพยากรพลังงานหมุนเวียน) ระดับการจ่าย FIT ที่สูงขึ้นเล็กน้อยสำหรับการผลิตไฟฟ้าที่ความต้องการสูงสุด ความแตกต่างของการจ่ายเงินตามช่วงเวลาที่จะจัดส่งสามารถสร้างแรงจูงใจให้ตรงกับการผลิตไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกับความต้องการ สามารถดำเนินการตามเวลาของวันหรือช่วงเวลาที่แตกต่างกันของฤดูกาลที่สำคัญ และยังช่วยสร้างระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากขึ้น เป็นประโยชน์ต่อผู้บริโภค grid operator และสังคม

5. เป้าหมายบางประการในวัตถุประสงค์ของนโยบายผ่านการให้โบนัส นักออกแบบนโยบายเสนอการจ่ายเงินโบนัสเพื่อสนับสนุนตัวเลือกบางตัวหรือพฤติกรรมของนักพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน การจ่ายเงินโบนัสสามารถกำหนดเป้าหมายของนโยบายบางอย่าง สามารถกระตุ้นการพัฒนาเทคโนโลยีและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของการจัดหาไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น การจ่ายเงินโบนัสอาจเป็นประโยชน์ในการบรรลุเป้าหมายที่หลากหลายของนโยบาย แต่ควรจะต้องเลือกรอบคอบ เพื่อให้มั่นใจว่าเกิดผลประโยชน์สูงสุด

6. นโยบาย FIT แบบ Premium-Price โดยนำเสนอแบบ Sliding Premium เพื่อให้นโยบาย Premium-price FIT สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การออกแบบนโยบายแบบ Sliding Premium มีความปลอดภัยในการลงทุนมากกว่าแบบ Premium Price คงที่ และลดโอกาสการเกิดผลตอบแทนที่มากเกินไปและอยู่ภายใต้ผลตอบแทน

## 2.2 มาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Feed-in Tariffs) ในต่างประเทศ

### 2.2.1 การประยุกต์ใช้นโยบาย FIT ในประเทศสหรัฐอเมริกา [6]

ประเทศสหรัฐอเมริกามี 6 รัฐที่มีการดำเนินนโยบายซึ่งแบ่งจำนวนลักษณะเด่นของ FIT และจำนวนของรัฐอื่นๆ ยังมีการพิจารณานโยบายเหล่านี้ ในหัวข้อนี้จะสำรวจการพิจารณาตลาดไฟฟ้าของสหรัฐฯ และสำรวจความสัมพันธ์ระหว่างนโยบาย FIT และนโยบาย RPS หนึ่งในคำถามแรกๆ เมื่อมีนโยบาย FIT มีการพิจารณาในสหรัฐฯ ว่ามันมีผลกระทบกับกรอบนโยบาย RPS ที่มีอยู่อย่างไร ในขณะที่การออกแบบนโยบายแต่ละนโยบายจะเป็นตัวกำหนดคำตอบที่ชัดเจนว่าสองนโยบายสามารถมีโครงสร้างการทำงานร่วมกันและยังสามารถทำงานประสานกันได้

นโยบาย RPS ที่สร้างเป้าหมายสำหรับการใช้พลังงานหมุนเวียนใหม่ๆ มีหลายวิธีที่คล้ายคลึงกับแนวทาง EU-wide ซึ่งพบในสหภาพยุโรป แนวทางนี้กำหนดเป้าหมายบางส่วน of พลังงานหมุนเวียน (รวมทั้งเป้าหมายไฟฟ้า ความร้อนและเชื้อเพลิง) ในทุกประเทศสมาชิกสหภาพยุโรป ในทางตรงกันข้าม สหรัฐอเมริกาตัดสินใจแข่งขันหรือตลาดซื้อขายพลังงานหมุนเวียนมีการใช้กันมากที่สุด เพื่อให้ตรงกับเป้าหมายของ RPS ส่วนในสหภาพยุโรปกลไกการจัดซื้อที่พบมากที่สุดที่จะไปถึงเป้าหมายคือ FIT แสดงให้เห็นว่า FIT สามารถนำมาใช้ส่งเสริมนโยบาย RPS โดยให้กลไกการรับซื้อผ่านกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนใหม่ซึ่งสามารถพัฒนาได้ตลอดเวลา

ไม่ว่านโยบายจะเป็นอย่างไร รายได้ที่ซับซ้อนและมีหลายองค์ประกอบ (โดยเฉพาะถ้าไม่คงที่) มีแนวโน้มในการลดความโปร่งใสและการคาดการณ์ของสภาพการลงทุนมีแนวโน้มที่จะนำไปสู่ผลตอบแทนที่สูงกว่าความต้องการการ

ลงทุนต่ำหรือทั้งสองอย่าง FIT ให้รายได้ในระยะยาว (single long-term revenue stream) สามารถลดความเสี่ยงในการลงทุนและเพิ่มอัตราการใช้งานพลังงานหมุนเวียน อย่างไรก็ตามกลไกการรับซื้ออื่นๆ ในทางทฤษฎีสามารถบรรลุวัตถุประสงค์เดียวกันนี้ โดยมีความเหมือนกันหรือคล้ายกันขององค์ประกอบพื้นฐาน

### ข้อดีและข้อเสียของนโยบาย FIT [6]

นโยบาย FIT มีการพัฒนาอย่างมาก ในส่วนนี้จะกล่าวถึงข้อขัดแย้งในนโยบาย FIT ที่เกิดขึ้นในช่วงการพัฒนา เริ่มด้วยการเปรียบเทียบข้อดี

ข้อดีของนโยบาย FIT ในหลักเศรษฐกิจ รวมถึงความสามารถในการ:

- ให้ความปลอดภัยและมั่นคงของตลาดแก่นักลงทุน
- กระตุ้นการเจริญเติบโตของปริมาณของอุตสาหกรรม และการสร้างงานที่สำคัญ
- เฉพาะเงินต้นทุน ถ้าโรงไฟฟ้าดำเนินการจริง
- ให้ต้นทุนการทำธุรกรรมที่ต่ำกว่า
- สามารถรักษาผลประโยชน์ในราคาคงที่ (fixed-price) ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสำหรับลูกค้า โดยทำหน้าที่เป็นรั้วกันความเสี่ยง
- การกระจายค่าใช้จ่ายและการพัฒนาผลประโยชน์อย่างเท่าเทียมกันผ่านพื้นที่ทางภูมิศาสตร์
- ขจัดปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการเข้าถึงและการเชื่อมต่อกริด และเพิ่มการเข้าถึงตลาดแก่นักลงทุนและผู้เข้าร่วม

ผลประโยชน์อื่นๆ ของนโยบาย FIT

- มีผลกระทบที่วัดได้ในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและกำลังการผลิต
- ปรับนโยบายขององค์ประกอบในการออกแบบ เพื่อความหลากหลายของเป้าหมายนโยบาย
- ส่งเสริมเทคโนโลยีในแต่ละขั้นตอนของการกำหนด รวมถึงส่งเสริมเทคโนโลยีใหม่ๆ
- กำหนดนโยบาย เพื่อสนับสนุนสถานะของตลาดต่างๆ รวมทั้งการควบคุมและการแข่งขันในตลาดไฟฟ้า
- ไม่จำกัดระยะเวลาในการพัฒนาโรงไฟฟ้า
- เข้ากันได้กับ RPS
- สามารถช่วยยุติข้อโต้แย้งตอบสนอง RPS
- สามารถให้ราคารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่เชื่อมโยงกับค่าใช้จ่ายที่หลีกเลี่ยงได้
- แสดงให้เห็นถึง flexible project-specific design ที่ช่วยให้แน่ใจว่าค่าใช้จ่ายและประสิทธิภาพอยู่ในระดับที่สูง

ข้อเสียของนโยบาย FIT ในหลักเศรษฐกิจ:

- FIT สามารถนำไปสู่ราคาไฟฟ้าที่แพง ถ้ามีการเติบโตของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนใหม่เกิดขึ้น (ต้นทุนสูง)

- FIT อาจจะเป็นราคาไฟฟ้าขายส่งในตลาด
- FIT ไม่ได้มีผลโดยตรงกับ high up-front cost ของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน โดยทั่วไป FIT ได้รับการออกแบบให้เสนอรายได้ที่มั่นคงในช่วง 15-25 ปี ซึ่งจะช่วยให้ high up-front cost ถูกตัดจ่ายเมื่อเวลาผ่านไป
- FIT ไม่ได้เป็น Market-Oriented เพราะ FIT มักเกี่ยวข้องกับการใช้บทบัญญัติสำหรับการผลิตไฟฟ้า และระดับการจ่ายเงินที่ถูกเสนอมากเป็นอิสระจาก Market price signals
- เนื่องจากข้อเท็จจริงที่ว่า เงินลงทุนในพลังงานหมุนเวียนโดยทั่วไปจำกัดให้กับประชาชนที่มีรายได้ (การลงทุน) เช่นเดียวกับสถานที่ให้บริการที่ติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียน FIT อาจไม่รวมบุคคลที่มีรายได้ต่ำในการเข้าร่วม เพราะโดยทั่วไปต้องแบ่งภาระค่าใช้จ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้สูงกว่า ซึ่งจะทำให้เกิดความไม่เสมอภาคทางสังคม
- อาจเป็นเรื่องยากที่จะควบคุมค่าใช้จ่ายทั้งหมดของนโยบายภายใต้นโยบาย FIT เพราะมันเป็นเรื่องยากที่จะคาดการณ์อัตราการบริโภคของตลาด โดยไม่ต้องมี intermediate caps หรือ capacity-based depression
- FIT ไม่สนับสนุนให้มีการแข่งขันด้านราคาระหว่างผู้พัฒนาโครงการ
- เป็นสิ่งท้าทายที่รวม FIT ในกรอบนโยบายที่มีอยู่และการกำกับดูแลสภาพแวดล้อม
- เป็นเรื่องยากที่จะมีความเท่าเทียมในการแบ่ง costs across ratepayer classes เช่นเดียวกับพื้นที่ทางภูมิศาสตร์ที่แตกต่างกัน

นอกจากนี้ปัญหาเศรษฐกิจอาจมีข้อจำกัดอื่นๆ เนื่องจากความต้องการทางการเมืองสำหรับการดำเนินงานที่ประสบความสำเร็จในนโยบาย FIT ตัวอย่างเช่น:

- FIT มาพร้อมกับการรับประกันการเชื่อมต่อกริด โดยไม่คำนึงถึงโครงการที่ตั้งอยู่บนกริด ซึ่งนำไปสู่ less-than-optimal project siting และทำให้ส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของกริด คือไม่สามารถใช้การส่งที่มีอยู่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- FIT ต้องมุ่งไปข้างหน้าและมีความมุ่งมั่นในการบริหารอย่างต่อเนื่องในการตั้งค่าการจ่ายเงินอย่างถูกต้อง ถ้าตั้งค่าการจ่าย FIT สูงเกินไปจะส่งผลให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของนโยบายสูงขึ้นด้วย แต่ถ้าตั้งต่ำเกินไป อาจมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเกิดขึ้นน้อยหรือไม่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเกิดขึ้นใหม่
- FIT ได้แสดงให้เห็นการทำงานได้ดีที่สุด เมื่อความมุ่งมั่นของนโยบายในระยะยาว ทำให้เกิดการพัฒนากำลังหมุนเวียน ถ้าไม่มีความมุ่งมั่นนี้ การเริ่มๆ และหยุดๆ ในการดำเนินนโยบาย (start-and-stop policy implementation) เป็นอุปสรรคของความสำเร็จของนโยบาย
- ผลจากการเติบโตทางเทคโนโลยีอย่างรวดเร็วและการเปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายในอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน ผู้จัดทำนโยบายอาจจะพยายาม over-exercise ในลักษณะทางธรรมชาติของนโยบาย FIT ถ้าการแก้ไขรวดเร็วเกินไปและ/หรือใหญ่เกินไป อาจสามารถลดความมั่นคง (ความน่าเชื่อถือ) ของตลาดพลังงานหมุนเวียนสำหรับนักลงทุนที่มีศักยภาพ

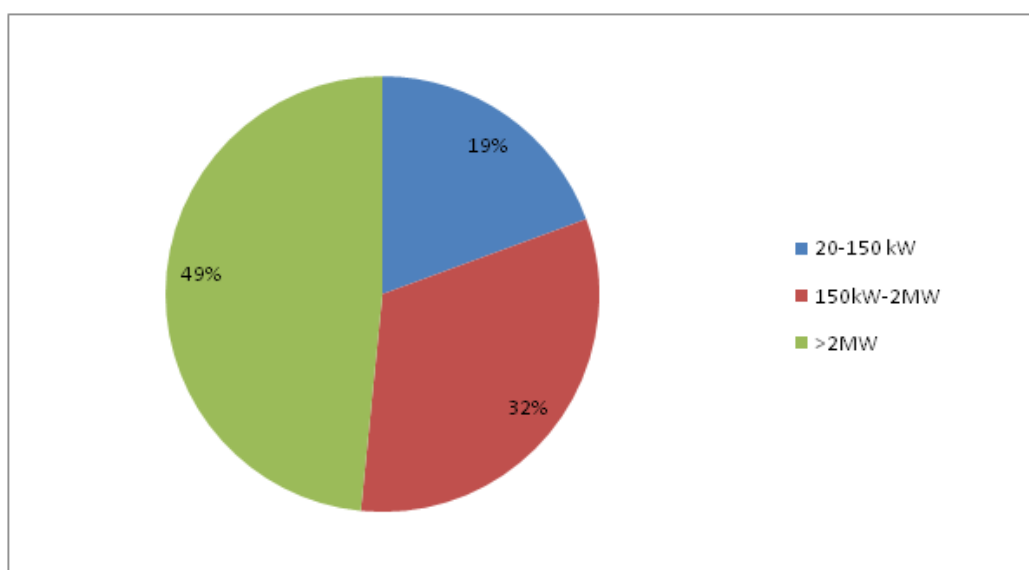
- นโยบาย FIT ถูกสร้างขึ้นเพื่อส่งเสริมการเติบโตและการขยายตัวของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน เป็นไปได้ว่าอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียนสามารถพัฒนาความเชื่อมั่นในนโยบาย

นโยบาย FIT มีความซับซ้อนและมีข้อดีหลายประการรวมทั้งสามารถกำหนดเป้าหมายที่หลากหลายของนโยบาย ก่อให้เกิดความท้าทายและการดำเนินการให้สำเร็จ นโยบายที่ดีคือการตอบสนองวัตถุประสงค์ในเวลาที่เหมาะสม และคุ้มค่า ความท้าทายเหล่านี้ต้องมีการแก้ไขโดยตรงระหว่างการออกแบบและการดำเนินการ

มาตรการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนนี้เป็นการกำหนดราคาซื้อไฟฟ้าที่มีการรับประกันราคาในช่วงระยะเวลาหนึ่งของเวลาที่ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนให้กับ Grid ในบางประเทศให้อัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ (Fixed-FIT) ตลอดระยะสัญญา และในขณะที่บางประเทศให้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Premium FIT จึงถูกแสดงในหน่วยของสกุลเงินของประเทศนั้นๆ ต่อ kWh และการให้อัตราซื้อไฟฟ้าสามารถแบ่งตามประเภทของพลังงานหมุนเวียนได้ [8] ดังนี้

1. พลังงานแสงอาทิตย์ ในหลายประเทศมีการให้อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ตามขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ตามประเภทของเทคโนโลยี หรือตามพื้นที่ที่ติดตั้ง (บนหลังคาบ้าน หรือบนพื้นดิน) ดังตารางที่ 2-5 แสดงอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar rooftop PV ที่กำลังผลิตติดตั้งตั้งแต่ 10-30 kWh

นอกจากนี้ ในประเทศกรีซมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar rooftop PV จำนวน 6,647 โครงการ และ Solar farm 297 โครงการ [9] ซึ่งสามารถคิดปริมาณการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเภทของพลังงานแสงอาทิตย์เป็นเปอร์เซ็นต์ของจำนวนโครงการที่ให้การสนับสนุนทั้งหมดดังรูปที่ 2-7 ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ประเทศกรีซมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนใหญ่มาจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar farm ถึงแม้ว่าการสนับสนุนพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar rooftop PV มีมากกว่าประเภท Solar farm ก็ตาม



รูปที่ 2-7 ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งในประเทศกรีซ

ตารางที่ 2-5 อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar rooftop PV (10-30 kW)

| ประเทศ         | ระยะเวลานับสนุน (ปี) | บาท/kWh | Local unit/kWh |
|----------------|----------------------|---------|----------------|
| Greece         | 25                   | 19.88   | 0.495 EUR      |
| Ontario        | 20                   | 17.12   | 0.549 CAD      |
| Japan          | 10                   | 15.82   | 42 JPY         |
| Israel         | 20                   | 13.54   | 1.67 ILS       |
| Ecuador        | 15                   | 12.30   | 0.400 USD      |
| Malaysia       | 21                   | 12.19   | 1.20 MYR       |
| Switzerland    | 25                   | 11.97   | 0.361 CHF      |
| Uganda         | 20                   | 11.13   | 0.362 USD      |
| Slovenia       | 15                   | 10.98   | 0.273 EUR      |
| Cyprus         | 20                   | 10.04   | 0.25 EUR       |
| Hawaii         | 20                   | 8.42    | 0.274 USD      |
| Italy          | 20                   | 6.87    | 0.171 EUR      |
| Bulgaria       | 25                   | 5.88    | 0.28996 BGN    |
| Czech Republic | 20                   | 3.89    | 2.43 CZK       |
| Germany        | 20                   | 3.15    | 0.1592 EUR     |

หมายเหตุ: อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย)

|                |                     |           |                      |
|----------------|---------------------|-----------|----------------------|
| สหภาพยุโรป     | 1 EUR = 40.1634 บาท | แคนาดา    | 1 CAD = 31.1864 บาท  |
| สวิตเซอร์แลนด์ | 1 CHF = 33.1688 บาท | อังกฤษ    | 1 GBP = 49.5921 บาท  |
| ดอลลาร์สหรัฐฯ  | 1 USD = 30.7321 บาท | บัลแกเรีย | 1 BGN = 20.26169 บาท |
| กรีซ           | 1 CZK = 1.6037 บาท  | อิสราเอล  | 1 NIS = 8.1087 บาท   |
| ญี่ปุ่น        | 1 JPY = 37.6722 บาท | มาเลเซีย  | 1 MYR = 10.1544 บาท  |

2. พลังงานลม ตั้งแต่ศตวรรษที่ 21 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีการเติบโตมากขึ้น กำลังการผลิตติดตั้งทั่วโลกในปลายปี พ.ศ. 2554 อยู่ที่ประมาณ 238 GW เพิ่มขึ้นจาก 18 GW ในตอนปลายปี พ.ศ. 2543 ในปี พ.ศ. 2554 ปีเดียวเพิ่มขึ้นประมาณ 41 GW กว่าสองสามปีที่ผ่านมาการเติบโตทางด้านพลังงานงานลมย้ายจากยุโรปและอเมริกาเหนือไปยังเอเชีย ซึ่งกลายมาเป็นผู้นำระดับโลก ประเทศจีนกลายเป็นผู้นำระดับโลกในแง่ของการผลิตติดตั้งรวมในเวลาอันสั้น นำหน้าประเทศสหรัฐอเมริกาในปี พ.ศ. 2553 จำนวนมาตรการที่สำคัญล่าสุดและโปรแกรมที่เป็นการสนับสนุนการขยายตลาดพลังงานลม และนโยบายใหม่ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาพลังงานลมนอกชายฝั่ง 10 ประเทศในโซนยุโรปได้ตกลงที่จะพัฒนาการผลิตไฟฟ้าในทะเลเหนือ เพื่อการพัฒนาพลังงานลมนอกชายฝั่ง [10]

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีต้นทุนสูงขึ้น เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษามากขึ้น ดังนั้นการให้อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมจึงมีอัตราที่สูงขึ้น และยังต้องมีอัตราซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างตามพื้นที่ที่

มีคุณภาพของทรัพยากรที่ต่างกัน ดังตารางที่ 2-6 แสดงอัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมตามแนวชายฝั่งที่มีขนาดเล็ก

ตารางที่ 2-6 อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมขนาดเล็ก (Onshore)

| ประเทศ         | ระยะเวลานับสนุน (ปี) | บาท/kWh | Local Unit/kWh |
|----------------|----------------------|---------|----------------|
| Greece         | 20                   | 10.04   | 0.25 EUR       |
| Cyprus         | 20                   | 7.63    | 0.19 EUR       |
| Slovenia       | 15                   | 3.83    | 0.095 EUR      |
| Uganda         | 20                   | 3.81    | 0.124 USD      |
| Ontario        | 20                   | 3.59    | 0.115 CAD      |
| Germany        | 20                   | 3.59    | 0.0893 EUR     |
| Czech Republic | 20                   | 3.40    | 2.12 CZK       |
| Luxembourg     | 15                   | 3.32    | 0.0827 EUR     |
| France         | 15                   | 3.29    | 0.082 EUR      |
| Spain          | 20                   | 3.26    | 0.08127 EUR    |
| Slovakia       | 15                   | 3.18    | 0.079 EUR      |
| Bulgaria       | 15                   | 3.01    | 0.149 BGN      |
| Portugal       | 15                   | 2.97    | 0.074 EUR      |
| Ecuador        | 15                   | 2.81    | 0.091 USD      |
| Ireland        | 15                   | 2.73    | 0.068 EUR      |

3. พลังงานน้ำ ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ใหญ่ที่สุดของโลก ประเทศจีนเป็นผู้นำการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ตามด้วยประเทศบราซิล, แคนาดา, สหรัฐอเมริกาและรัสเซีย ส่วนใหญ่พลังงานหมุนเวียนที่นำมาผลิตไฟฟ้าคือพลังงานน้ำ แต่ในระหว่างปี พ.ศ. 2548-2553 พลังงานน้ำกลายเป็นที่สองในการผลิตไฟฟ้า รองจากพลังงานลมที่มีกำลังผลิตติดตั้งใหม่ในช่วงปีนั้น

ด้านมุมมองเทคโนโลยีพลังงานในปี พ.ศ. 2553 (Energy Technology Perspectives 2010) ของ IEA สถานการณ์ใน BLUE map ซึ่งกำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ลดลงครึ่งหนึ่งของการปล่อย CO<sub>2</sub> ภายในปี พ.ศ. 2593 (เทียบกับระดับการปล่อย CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2548) และโครงการพลังงานน้ำที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ถึง 6,000 TWh ในปี พ.ศ. 2593 ประมาณสองเท่าของปัจจุบัน ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมของโครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำจะต้องมีการพิจารณาอย่างรอบคอบ โดยควรปฏิบัติตามวิธีการแบบบูรณาการในการจัดการทรัพยากรน้ำคือ การวางแผนการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในการดำเนินงานร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และใช้วิธีการแบบครอบคลุมในการประเมินผลประโยชน์ร่วมและผลกระทบของโครงการอุปสรรคอีกอย่างหนึ่งคือ อัตราการซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำถูกจำกัดขนาดคือ ให้การสนับสนุนเฉพาะโครงการขนาดเล็ก ดังนั้นจึงควรให้มีอัตราซื้อไฟฟ้าแตกต่างกันตามขนาดของโครงการเช่นเดียวกับโครงการพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ

4. พลังงานชีวมวล ปี พ.ศ. 2551 ทั่วโลกใช้พลังงานชีวมวลประมาณ 10% ของพลังงานขั้นปฐมภูมิ ส่วนใหญ่เป็นการบริโภคในประเทศที่กำลังพัฒนาในการประกอบอาหารและการทำความร้อน โดยใช้เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งไม่มีประสิทธิภาพมากนัก ส่งผลกระทบต่อสุขภาพ (มลพิษทางอากาศ เช่น ควัน) และสิ่งแวดล้อม (การตัดไม้ทำลายป่า) ในทางตรงกันข้ามการจัดหาพลังงานชีวภาพในปัจจุบันมีน้อยเมื่อเทียบกับการเติบโตอย่างต่อเนื่องในทศวรรษที่ผ่านมา รวมทั้งสิ้น 280 TWh ของไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ เช่น 1.5% ของการผลิตไฟฟ้าทั่วโลกถูกสร้างขึ้นในปี พ.ศ. 2553 และมีปริมาณ 8 EJ ของพลังงานชีวภาพ ใช้ในการทำความร้อนของภาคอุตสาหกรรม

ในปี พ.ศ. 2554 ในประเทศสหรัฐอเมริกาที่กำลังผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพประมาณ 13.7 GW เพิ่มขึ้นประมาณ 3% จากปี พ.ศ. 2553 (13.3 GW) และผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลเพิ่มขึ้นจาก 56.1 TWh ในปี พ.ศ. 2553 เป็น 56.7 TWh ในปี พ.ศ. 2554

การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล (ไม่รวมที่มาจากขยะมูลฝอย) ในสหภาพยุโรปรวมมีกำลังผลิตติดตั้ง 26.2 GW ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 เพิ่มขึ้น 12.2% ในปี พ.ศ. 2553 ถึง 69.9 TWh โดยมี 25.3 TWh (36%) จากทั้งหมดนี้มาจากโรงไฟฟ้าอย่างเดียว และส่วนที่เหลือมาจาก Combined heat and power plant (CHP) กำลังการผลิตไฟฟ้าจากขยะ (Municipal solid waste, MSW) ในปี พ.ศ. 2553 เท่ากับ 17.3 TWh เพิ่มขึ้น 13.5% จากปี พ.ศ. 2552 โดยที่ 46.3% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากทั้งหมดเป็นไฟฟ้าที่ผลิตจาก CHP และส่วนที่เหลือมาจากโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว จากห้าประเทศชั้นนำได้แก่ เยอรมัน สวีเดน ฟินแลนด์ อังกฤษ และเนเธอร์แลนด์คิดเป็นเกือบสองในสามของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในสหภาพยุโรปที่เป็นของแข็ง (รวมถึง MSW) ประเทศเยอรมันมีสัดส่วนที่ใหญ่ที่สุด (17.6%) ในสหภาพยุโรป ส่วนผู้ผลิตรายใหญ่อื่นๆ ได้แก่ โปแลนด์ อิตาลี เดนมาร์ก และออสเตรีย

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลของบราซิลมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องถึง 8.9 GW โดยปี พ.ศ. 2554 เพิ่มขึ้น 14% จาก 7.8 GW ในปี พ.ศ. 2553 โดยส่วนใหญ่ (7.3 GW) มาจากชานอ้อย ส่วนจีนซึ่งมีโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลครั้งแรกในปี ค.ศ.2006 ได้เห็นการเติบโตที่โดดเด่น จีนมีความสามารถในการติดตั้งรวมถึง 4.4 GW ในตอนปลายปี พ.ศ. 2554 เพิ่มขึ้นจาก 10% ในช่วง พ.ศ. 2553 สำหรับอินเดียเพิ่มขึ้นประมาณ 0.6 GW ของกำลังการผลิตในช่วง พ.ศ. 2554 และเพิ่มขึ้นถึง 3.8 GW ในปี พ.ศ. 2554 ญี่ปุ่นมีกำลังการผลิตติดตั้งชีวมวล 3.3 GW [11] ในขณะที่กำลังผลิตติดตั้งของประเทศไทยมี 4,441.64 MW (ข้อมูลจากสำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน มิถุนายน พ.ศ. 2555)

ตารางที่ 2-7 อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานน้ำ (กำลังผลิตติดตั้ง &lt;10 MW)

| ประเทศ         | ระยะเวลานับสนุน (ปี) | บาท/kWh | Local Unit/kWh |
|----------------|----------------------|---------|----------------|
| United Kingdom | 20                   | 10.86   | 0.219 GBP      |
| Japan          | 20                   | 9.49    | 25.20 JPY      |
| Switzerland    | 25                   | 8.62    | 0.26 CHF       |
| Hawaii         | 20                   | 6.55    | 0.213 USD      |
| France         | 20                   | 6.02    | 0.15 EUR       |
| Czech Republic | 30                   | 5.18    | 3.23 CZK       |
| Germany        | 20                   | 5.10    | 0.127 EUR      |
| Slovenia       | 15                   | 4.24    | 0.105 EUR      |
| Ontario        | 40                   | 4.09    | 0.131 CAD      |
| Portugal       | 25                   | 3.82    | 0.095 EUR      |
| Greece         | 20                   | 3.53    | 0.0878 EUR     |
| Ireland        | 15                   | 3.53    | 0.088 EUR      |
| Spain          | 25                   | 3.48    | 0.0866 EUR     |
| Luxembourg     | 15                   | 3.41    | 0.085 EUR      |
| Slovakia       | 15                   | 2.48    | 0.062 EUR      |
| Malaysia       | 21                   | 2.44    | 0.24 MYR       |
| Uganda         | 20                   | 2.24    | 0.073 USD      |
| Ecuador        | 15                   | 2.20    | 0.072 USD      |
| Bulgaria       | 15                   | 1.99    | 0.098 BGN      |

ในแอฟริกา ประเทศที่มีการผลิตน้ำตลามาก ทำให้การผลิตไฟฟ้าและความร้อน (CHP) มาจากชานอ้อย Grid connected มีอยู่ในประเทศเคนยา มอริเชียส แทนซาเนีย ยูกันดา และซิมบับเว อย่างไรก็ตามแม้แอฟริกาจะมีศักยภาพในแหล่งพลังงานชีวมวลมากมาย แต่การผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลยังคงต่ำมาก จนกระทั่งเมื่อเร็วๆ นี้ มีการวางแผนหรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในแคเมอรูน กานา โลบิเรีย ไนจีเรีย รวันดา เซเนกัล เซียร์ราลีโอนและซูดาน ส่วนแผนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 11.5 MW ในประเทศเคนยาได้ประกาศในช่วงต้นปี พ.ศ. 2555

อัตราการซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานชีวมวล ในบางประเทศกำหนดตามชนิดของชีวมวลที่ใช้ผลิตไฟฟ้า อย่างในประเทศญี่ปุ่นให้อัตราซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวลตามชนิดคือ ขยะมูลฝอย 17.85 JPY/kWh ไม้ 25.2 JPY/kWh และของเสียจากสิ่งก่อสร้าง 13.65 JPY/kWh [3] และในบางประเทศกำหนดตามขนาดของกำลังผลิตติดตั้งเป็นดังแสดงในตารางที่ 2-8

การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศมีการให้อัตราซื้อไฟฟ้าที่คล้ายกัน คือให้ตามประเภทของพลังงานและขนาดของกำลังผลิตติดตั้ง อีกทั้งรูปแบบของ Feed-in tariffs ที่นำมาใช้ในการกำหนด

เป็นแบบ Degression และแบบ Premium ซึ่งมีการให้โบนัสในส่วนต่างๆของการใช้พลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้า เช่นให้โบนัสสำหรับโครงการที่ดำเนินการเสร็จก่อนเวลาที่กำหนด หรือให้ส่วนเพิ่มกับโครงการที่มีส่วนร่วมกับชุมชน นอกจากนี้ให้ Feed-in tariff กับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีอัตราสูงกว่าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ทั้งนี้เป็นเพราะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่สูงกว่า การให้อัตรารับซื้อ Feed-in tariff อาจมีอัตรารับซื้อที่มากกว่าหรือน้อยกว่ากัน ตามความสำคัญของนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของแต่ละประเทศ

ตารางที่ 2-8 อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานชีวมวล (กำลังผลิตติดตั้ง <10 MW)

| ประเทศ         | ระยะเวลาสนับสนุน (ปี) | บาท/kWh | Local Unit/kWh |
|----------------|-----------------------|---------|----------------|
| Italy          | 15                    | 10.32   | 0.257 EUR      |
| Greece         | 20                    | 6.02    | 0.15 EUR       |
| Czech republic | 20                    | 5.98    | 3.73 CZK       |
| Bulgaria       | 15                    | 5.82    | 0.287 BGN      |
| Austria        | 15                    | 5.57    | 0.1388 EUR     |
| Cyprus         | 20                    | 5.42    | 0.135 EUR      |
| Luxembourg     | 15                    | 5.02    | 0.125 EUR      |
| Ireland        | 15                    | 5.02    | 0.125 EUR      |
| Slovakia       | 15                    | 4.93    | 0.123 EUR      |
| France         | 20                    | 4.84    | 0.1205 EUR     |
| Portugal       | 25                    | 4.78    | 0.119 EUR      |
| Ontario        | 20                    | 4.30    | 0.138 CAD      |
| Uganda         | 20                    | 3.17    | 0.103 EUR      |
| Malaysia       | 16                    | 3.15    | 0.31 MYR       |
| Germany        | 20                    | 2.41    | 0.06 EUR       |
| Spain          | 15                    | 2.39    | 0.0595 EUR     |

### 2.3 การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

ประเทศไทยมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ หรือ adder) ในปี พ.ศ. 2549 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และเห็นควรกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิง โดยให้การสนับสนุน 1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย ไม่เกิน 10 MW ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ VSPP ได้รับส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าในอัตรากที่ และ 2) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 10 MW จะเปิดให้มีการประมูลแข่งขันส่วนเพิ่ม

อัตราซื้อไฟฟ้า มีผลบังคับใช้ในปี พ.ศ. 2550 เป็นต้นมา และในปี พ.ศ. 2553 [12] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ปรับปรุงมาตรการดังกล่าวให้เหมาะสม สอดคล้องกับแนวโน้มของต้นทุน เทคโนโลยี และภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนไป รวมถึงดำเนินการปรับปรุงหลักเกณฑ์ เงื่อนไข เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย

การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า จะให้การสนับสนุนแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) การสนับสนุนส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าแก่ผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP ให้ในอัตราส่วนคงที่ทุกแหล่งพลังงานหมุนเวียน แต่ในส่วนของ SPP ให้อัตราการสนับสนุนคงที่กับพลังงานหมุนเวียน คือ ลม รังสีอาทิตย์ พลังงานชีวมวลและขยะ ซึ่งมีการให้อัตราส่วนเพิ่มตามที่ประกาศไว้ ดังตารางที่ 2-9

ประเทศไทยมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ หรือ adder) ตามตารางที่ 2-9 ซึ่งการกำหนดส่วนเพิ่มฯ แบ่งตามประเภทของเทคโนโลยีที่ผลิตไฟฟ้าและขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ดังนี้

- 1) ชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ พลังงานน้ำ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์
- 2) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง กำหนดให้ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ตั้งแต่ 50 kW

ตารางที่ 2-9 อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน [12]

| เชื้อเพลิง                                                                     | ส่วนเพิ่ม <sup>*</sup><br>ปี 2550<br>(บาท/<br>kWh) | ส่วนเพิ่ม <sup>*</sup><br>ปี 2552<br>(บาท/<br>kWh) | ส่วนเพิ่ม <sup>*</sup><br>ปี 2553<br>(บาท/<br>kWh) | ส่วนเพิ่ม<br>พิเศษเพื่อ<br>ทดแทน<br>ดีเซล (บาท/<br>kWh) | ส่วนเพิ่มพิเศษ<br>3 จ.ชายแดน<br>ภาคใต้ และ 4<br>อ. ใน จ.สงขลา<br>(บาท/kWh) | ระยะเวลา<br>สนับสนุน<br>(ปี) |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| <b>ชีวมวล</b>                                                                  |                                                    |                                                    |                                                    |                                                         |                                                                            |                              |
| กำลังผลิตติดตั้ง 1 MW                                                          | 0.30                                               | 0.50                                               | 0.5                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| กำลังผลิตติดตั้ง >1MW                                                          | 0.30                                               | 0.30                                               | 0.3                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| <b>ก๊าซชีวภาพ</b>                                                              |                                                    |                                                    |                                                    |                                                         |                                                                            |                              |
| กำลังผลิตติดตั้ง <1 MW                                                         | 0.30                                               | 0.50                                               | 0.5                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| กำลังผลิตติดตั้ง > 1MW                                                         | 0.30                                               | 0.30                                               | 0.3                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| <b>ขยะ (ขยะชุมชน/ขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นอินทรีย์วัตถุ)</b> |                                                    |                                                    |                                                    |                                                         |                                                                            |                              |
| ระบบหมักหรือหลุมฝัง<br>กลบขยะ                                                  | 2.50                                               | 2.50                                               | 2.5                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| พลังงานความร้อน<br>(Thermal Process)                                           | 2.50                                               | 3.50                                               | 3.5                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| <b>พลังงานลม</b>                                                               |                                                    |                                                    |                                                    |                                                         |                                                                            |                              |
| กำลังผลิตติดตั้ง <50MW                                                         | 3.50                                               | 4.50                                               | 4.5                                                | 1.50                                                    | 1.50                                                                       | 10                           |
| กำลังผลิตติดตั้ง >50MW                                                         | 3.50                                               | 3.50                                               | 3.5                                                | 1.50                                                    | 1.50                                                                       | 10                           |
| <b>พลังงานน้ำขนาดเล็ก</b>                                                      |                                                    |                                                    |                                                    |                                                         |                                                                            |                              |
| 50 kW-200 MW                                                                   | 0.40                                               | 0.80                                               | 0.8                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| กำลังผลิตติดตั้ง 50 MW                                                         | 0.80                                               | 1.50                                               | 1.5                                                | 1.00                                                    | 1.00                                                                       | 7                            |
| พลังงานแสงอาทิตย์                                                              | 8.00                                               | 8.00                                               | 6.5                                                | 1.50                                                    | 1.50                                                                       | 10                           |

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

## 2.4 ผลการดำเนินนโยบายการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2550-2551 [13]

นโยบายการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นการเพิ่มแรงจูงใจให้กับภาคเอกชนที่เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตและขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานที่หลากหลายมากขึ้น และเป็นการสร้างมูลค่าให้แก่เศรษฐกิจเหลือใช้ทางการเกษตรหลายชนิด อย่างไรก็ตามยังมีปัญหาในทางปฏิบัติในการให้ส่วนเพิ่มฯ สามารถสรุปได้ดังนี้

1. การกำหนดระยะเวลาและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับ SPP มีการกำหนดเป้าหมายปริมาณไฟฟ้ารับซื้อ แต่ไม่กำหนดระยะเวลาการยื่นข้อเสนอ ทำให้มีผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่าเป้าหมาย และผู้ประกอบการบางรายยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบ VSPP ขนานกันไปด้วย ส่งผลให้ผู้ประกอบการมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่ระบบได้ปริมาณไฟฟ้าเท่าเดิม ในส่วนของ VSPP หลักเกณฑ์และเงื่อนไขการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าง่ายและมีความยุ่งยากน้อยกว่า SPP ทำให้มีการยื่นข้อเสนอให้ทันกำหนดเวลา โดยไม่มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการอย่างละเอียด บางรายยังไม่มีความพร้อมในการดำเนินงาน ทำให้เกิดปัญหาในการพิจารณา โดยเฉพาะรายที่ยื่นข้อเสนอในบริเวณจุดเชื่อมต่อเดียวกัน ทำให้อาจมีพื้นที่ของโครงการทับซ้อนกันได้

2. แนวทางปฏิบัติของการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า SPP ในช่วง off-Peak ไม่เกินร้อยละ 65 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา ทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าลดลง และเป็นการใช้เชื้อเพลิงอย่างไม่มีประสิทธิภาพ ซึ่งเป็นการปฏิบัติที่ไม่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีต้นทุนสูงกว่า และมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่สูงกว่า

3. การคำนวณหน่วยไฟฟ้าที่จะได้รับส่วนเพิ่มฯ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ผลตอบแทนที่ได้รับจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าไม่คุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าบางประเภทยังสูงอยู่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ปริมาณน้อย และไม่เพียงพอที่จะขายเข้าระบบ ทำให้ไม่เหมาะสมกับการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าตามหน่วยไฟฟ้าที่รับเข้าระบบเพื่อให้ได้รับส่วนเพิ่มฯ ได้

4. แนวโน้มขนาดโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่จะเกิดขึ้นใหม่เป็นโครงการขนาดใหญ่ ซึ่งจากการวิเคราะห์ขนาดของโรงไฟฟ้า VSPP และ SPP ที่เสนอขอ Adder มีกำลังกำลังการผลิตอยู่ที่ระหว่าง 5-10 MW และโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นกิจการต่อยอดมาจากอุตสาหกรรมที่เป็นเจ้าของวัสดุเหลือใช้จากอุตสาหกรรมเกษตร เช่น โรงสี และโรงงานน้ำตาลที่มีกลบและกากอ้อยเป็นวัสดุเหลือใช้

แนวทางการปรับปรุงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1. การกำหนดระยะเวลาและปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อที่ได้รับส่วนเพิ่มฯ
  - ยกเลิกเป้าหมายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจาก SPP พลังงานหมุนเวียนเดิม และกำหนดเป้าหมายพลังงานไฟฟ้ารับซื้อใหม่ให้สอดคล้องกับเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี โดยให้นับรวม

ผู้ประกอบการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว แต่อยู่ระหว่างการดำเนินการ ผู้ประกอบการที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าแล้วแต่อยู่ระหว่างการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า และผู้ประกอบการที่จะยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าใหม่

- ให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ได้โดยไม่จำกัดปริมาณ ทั้งนี้ในกรณีพลังงานหมุนเวียนที่ขอรับส่วนเพิ่มฯ ให้พิจารณาปริมาณการรับซื้อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ร้อยละ 25 ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)
- โครงการที่ได้รับการตอบรับ หรือมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า แต่ยังไม่ได้อำนาจไฟฟ้าเข้าระบบ เห็นควรให้การไฟฟ้ากำหนดวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้า
- ให้มีการแก้ไขหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการพิจารณาซื้อไฟฟ้า โดยเพิ่มเติมเอกสารประกอบการพิจารณา
  - 1) แผนการดำเนินงานและเอกสารประกอบการพิจารณาในขั้นตอนการยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้า การตอบรับซื้อไฟฟ้า การจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อแสดงความพร้อมของโครงการ และ 2) ให้มีการวางค้ำประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าที่เหมาะสมกับขนาดของโครงการ

## 2. การปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

- กำหนดส่วนเพิ่มฯ แยกตามประเภทเทคโนโลยี และเชื้อเพลิง โดยให้ส่วนเพิ่มสูงขึ้นสำหรับโครงการระดับชุมชน เพื่อส่งเสริมการจัดการด้านเชื้อเพลิง การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม การพัฒนาเทคโนโลยีภายในประเทศ และเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรป่าไม้และต้นน้ำ
- กำหนดระยะเวลา 7 ปี นับจากวันที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามสัญญา ยกเว้นพลังงานลมและแสงอาทิตย์สนับสนุนเป็นเวลา 10 ปี
- มีผลบังคับใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบภายหลังจากวันที่ประกาศใช้มาตรการสนับสนุนใหม่ และผู้ผลิตไฟฟ้าที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าก่อนวันที่ออกประกาศ แต่ยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า หรือยังไม่ได้มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

## 3. การปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

- SPP ที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 MW หากขอยกเลิกสัญญาและประสงค์ที่จะเปลี่ยนไปใช้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ให้สามารถรับส่วนเพิ่มตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ตามอัตราเดิมได้ และระยะเวลาสนับสนุนให้นับจากวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าตาม SPP เดิมจนครบ 7 ปี
- ให้การไฟฟ้าสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ตามความสามารถในการผลิตทั้งในช่วง Peak และ Off-Peak ซึ่งเป็นการช่วยแก้ไขปัญหาที่เกิดจากแนวทางการสั่งการเดินเครื่องของ กฟผ. ซึ่งเป็นการปฏิบัติที่ไม่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เป็นโครงการขนาดเล็ก
- ให้ปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ในส่วนของการคำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านให้คิดจากหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แทนที่จะคิดจากหน่วยพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งเป็นการเพิ่มแรงจูงใจในการลงทุนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาแพงอย่างเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

## 2.5 มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

### 2.5.1 คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน [14]

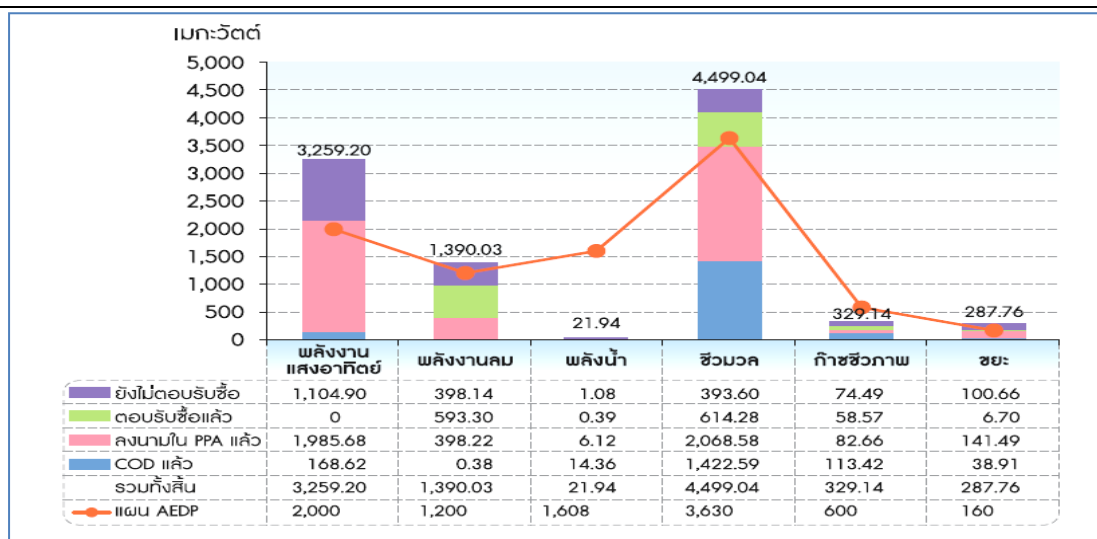
คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และเร่งรัดดำเนินการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน นับตั้งแต่เดือนสิงหาคม พ.ศ. 2553 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2554 โดยสรุปผลการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

#### 1. การกำหนดแนวทางการคัดกรองโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังนี้

- แนวทางการดำเนินการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง
- แนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมายในการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน
- แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนด SCOD และ (4) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ไม่สามารถลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

2. คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีการดำเนินการตามแนวทางคัดกรองโครงการ โดยมีโครงการที่จะสิ้นสุดคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้า เนื่องจากไม่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามกำหนด หรือโครงการที่ควรสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามกำหนด Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) รวมทั้งสิ้น 271 โครงการ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,200.90 MW โดยสรุป

3. คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแนวทางการดำเนินการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดยสรุปกำลังผลิตติดตั้งจากพลังงานหมุนเวียนที่รับซื้อจากทุกประเภทเชื้อเพลิงและทุกขั้นตอนได้รวมทั้งสิ้น 9,787.11 MW โดยสามารถจำแนกประเภทเชื้อเพลิงและสถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2-8



รูปที่ 2-8 การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเทียบกับแผน AEDP ข้อมูลเดือนธันวาคม พ.ศ. 2554 [14]

อย่างไรก็ตาม การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานหมุนเวียนยังคงมีปัญหาอุปสรรคในการปฏิบัติ โดยสรุปปัญหาอุปสรรคได้ดังนี้

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้ง 3 อ่างอิงมีระเบียบที่ต่างกัน ทำให้มีมาตรฐานการรับซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างกัน
2. ไม่มีการกำหนดระยะเวลาในการยื่นเอกสารประกอบการพิจารณา ทำให้ไม่ชัดเจนในระยะเวลาที่ใช้พิจารณา
3. การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน ที่กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าตามอัตราไฟฟ้าขายส่งและค่าไฟฟ้าขายปลีกที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ทำให้ระเบียบดังกล่าวไม่สอดคล้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยรูปแบบ Feed-in tariff ที่มีอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่
4. ปัญหาการตรวจวัดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงเสริมเชิงพาณิชย์ (ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน) ไม่เป็นร้อยละ 25 ในทางปฏิบัตินั้นพิสูจน์ได้ยากมากจนถึงไม่สามารถทำได้เลย
5. ไม่มีการกำหนดบทปรับหรือบทลงโทษสำหรับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ ซึ่งมีผลกระทบต่อการจัดหาไฟฟ้าตามแผนการจัดหา
6. ผู้ประกอบการโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พยายามดำเนินโครงการให้ล่าช้า และทำการขอขยายวัน SCOD เพื่อให้ได้ผลตอบแทนเพิ่มมากขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากการที่ราคาแผงเซลล์อาทิตย์มีราคาลดลงอย่างมากในช่วงปี พ.ศ. 2552 เป็นต้นมา เนื่องจากการก้าวกระโดดของความต้องการเซลล์แสงอาทิตย์ในตลาดโลก

**2.5.2 การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยในปัจจุบัน** การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ได้พิจารณานโยบายด้านพลังงาน ที่เกี่ยวข้องกับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าดังนี้

1. แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี กล่าวคือ “นโยบายจะลดระดับการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573)” มีผลให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศลดลง เนื่องจากมีการสนับสนุนการประหยัดพลังงาน และการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

2. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก ร้อยละ 25 ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) กล่าวคือ “นโยบาย จะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เพื่อไปทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี” จะทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วน เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ถูกทดแทนด้วย โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการกำหนดยุทธศาสตร์ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนตามแผน AEDP ใน 6 ประเด็น ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง
2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์พลังงานของประเทศ
3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน
4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ระบบสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งการพัฒนาสู่ระบบ Smart Grid
5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน
6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายในการกระตุ้นเศรษฐกิจ ทำให้ค่าพยากรณ์การเติบโต หรือการขยายตัวของเศรษฐกิจไทย (GDP) เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นจากเดิม อย่างไรก็ตามค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดสุทธิปี พ.ศ. 2573 มีค่าประมาณ 52,256 MW ลดลงจากการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในชุดก่อนนี้ 3,494 MW (หรือคิดเป็น ร้อยละ 6.27) และเนื่องด้วยนโยบายของรัฐบาลที่มีเป้าหมายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย จึงได้บรรจุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ จำนวน 14,580.4 MW เมื่อรวมกับกำลังผลิตในปัจจุบัน จำนวน 6,340.2 MW และหักออกด้วยกำลังผลิตที่หมดอายุ จำนวน 374.3 MW จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมสุทธิ ณ สิ้นแผนฯ ในปี พ.ศ. 2573 เท่ากับ 20,546.3 MW คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 29 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ แบ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนในประเทศ 13,688.3 MW และพลังงานหมุนเวียนจากต่างประเทศ 6,858 MW [15]

พลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้า แยกตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน

1. พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานทดแทนประเภทหมุนเวียนที่ใช้แล้วเกิดขึ้นใหม่ได้ตามธรรมชาติ เป็นพลังงานที่สะอาด ปราศจากมลพิษ และเป็นพลังงานที่มีศักยภาพสูง โดยผ่านเซลล์สุริยะหรือโฟโตโวลตาอิก ซึ่งสามารถติดตั้งบนหลังคาบ้านเรือน ตึกอาคาร หรือที่ใดๆ ที่มีแสงแดดส่องถึง ตลอดหลายปีมานี้เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ได้รับการพัฒนา อย่างไรก็ตามการนำอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มาใช้ยังมีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องทราบศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของบริเวณที่จะใช้งานด้วย โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากก็จะ

มีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้สูง สำหรับการนำพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสง เราจำเป็นต้องทราบสัดส่วนของรังสีรวมต่อรังสีกระจายด้วย [16] ในประเทศไทยมีการส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งตามแผน AEDP เป้าหมายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี พ.ศ.2564 คือ 2,000 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 75.48 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ [15] ดังนี้

- ส่งเสริมโครงการระบบขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งในระดับชุมชนและครัวเรือนทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV rooftop) ให้ได้ 1,000 MW ภายใน 10 ปี โดยพิจารณาพื้นที่ติดตั้งในบ้านของประชาชนทั่วไป อาคารสำนักงาน หลังคาโรงงานอุตสาหกรรม โครงการบ้านจัดสรร หรือ คอนโดมิเนียม และอาคารภาครัฐ
- ปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ โดยปรับ Adder เป็นระบบ Feed-in tariff (FIT)
- ผลักดันการปรับปรุง แก๊ส พรบ.โรงงาน (พ.ศ. 2535)
- ปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน โดยให้ 3 การไฟฟ้าเตรียมความพร้อมในการขยาย และเพิ่มระบบสายส่งเพื่อรองรับพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นรวมทั้งเตรียมการพัฒนาสู่ระบบ Smart Grid
- ประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชนการส่งเสริมให้ภาคประชาชน หรือภาคส่วนที่เกี่ยวข้องให้มีความรู้ความเข้าใจในเรื่องการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบต่างๆ
- การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร โดยส่งเสริมอุตสาหกรรมผลิตแผงแสงอาทิตย์ต้นน้ำครบวงจร เช่น โรงงานผลิตซิลิกอนเวเฟอร์

ปัญหา อุปสรรค

- ข้อจำกัดด้านขีดความสามารถของระบบสายส่งไฟฟ้า
- ขาดการสนับสนุนด้านการเงิน การให้แรงจูงใจด้านภาษี อย่างเพียงพอและต่อเนื่อง
- มาตรการสนับสนุน ส่งเสริมการใช้งาน ทั้งในภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม และชุมชน
- การอนุญาตผลิตไฟฟ้าล่าช้า/มีหลายหน่วยงานรับผิดชอบ

2. พลังงานลม ลมเป็นปรากฏการณ์ทางธรรมชาติ ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิ ความกดดันของบรรยากาศและแรงจากการหมุนของโลก สิ่งเหล่านี้เป็นปัจจัยที่ก่อให้เกิดความเร็วลมและกำลังลม เป็นที่ยอมรับโดยทั่วไปว่าลมเป็นพลังงานรูปหนึ่งที่มีอยู่ในตัวเอง ซึ่งในบางครั้งแรงที่เกิดจากลมอาจทำให้บ้านเรือนที่อยู่อาศัยพังทลายต้นไม้ หักโค่นลง สิ่งของวัตถุต่างๆ ล้มหรือปลิวลอยไปตามลม ฯลฯ ในปัจจุบันมนุษย์จึงได้ให้ความสำคัญและนำพลังงานจากลมมาใช้ประโยชน์มากขึ้น เนื่องจากพลังงานลมมีอยู่โดยทั่วไป ไม่ต้องซื้อหา เป็นพลังงานที่สะอาดไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสภาพแวดล้อม และสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้อย่างไม่รู้จักหมดสิ้น [17]

การพัฒนาการใช้ประโยชน์จากพลังงานลมนั้นมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศในแถบทวีปยุโรปซึ่งได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลม เพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ที่มีขนาดใหญ่และมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าที่สูง อย่างไรก็ตามแม้จะมีการใช้และพัฒนาพลังงานลมมาช้านาน แต่ก็ยังมีจุดเสียดุลในหลายๆ ด้าน ไม่ว่าจะเป็นขาดการสนับสนุนด้านเงินทุน การหันไปใช้พลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง และมี

ต้นทุนที่ถูกกว่ากังหันลม รวมไปถึงมาตรการคั่นคว่ำวิจัยและพัฒนาที่ดี อย่างไรก็ตามเมื่อราคาพลังงานเชื้อเพลิงมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับการคำนึงถึงผลกระทบจากการใช้พลังงานที่มีต่อสภาวะแวดล้อม โดยเฉพาะผลกระทบจากภาวะเรือนกระจกที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพของโลก ได้ทำให้ความสนใจในการใช้พลังงานลมจากประเทศต่างๆ เพิ่มขึ้นอีกครั้ง เพราะพลังงานลมเป็นพลังงานทดแทนที่สะอาด ไม่มีวันหมด ไม่สร้างมลพิษ และไม่ก่อให้เกิดผลเสียต่อสภาพแวดล้อม ประเทศไทยมีเป้าหมายในปี พ.ศ. 2564 คือ 1,200 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 7.28 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ [15] ดังนี้

- ส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนด้วยกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าอื่นในชุมชนห่างไกล และเกาะที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ และกังหันลมเพื่อการเกษตรโดยเฉพาะกังหันลมสูบน้ำและระเหยดินน้ำเพื่อการอุปโภค บริโภค
- ปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ โดยการอำนวยความสะดวกให้เอกชนสามารถที่จะขอใช้พื้นที่และดำเนินติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่ห่างไกลได้
- ผลักดันแก้ไข ปรับปรุง ข้อมกฎหมายและระเบียบปฏิบัติบางอย่างที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานลม เช่น
  - 1) ระเบียบปฏิบัติของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เกี่ยวกับการขอใช้พื้นที่เพื่อพัฒนาโครงการพลังงานลม
  - 2) การขอยกเว้นพื้นที่ 1-B ที่ไม่มีสภาพป่าต้นน้ำหลงเหลืออยู่และยากต่อการฟื้นฟูในบางพื้นที่เพื่อสามารถให้ภาคเอกชนขอใช้พื้นที่เพื่อพัฒนาโครงการพลังงานลมได้
  - 3) แก้ไข พรบ.โรงงาน (พ.ศ.2535)
- การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน โดยการจัดทำแผนขยายระบบสายส่ง และระบบเก็บสะสมพลังงาน เช่น ระบบสูบลับในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง เช่น บริเวณภาคอีสาน
- ส่งเสริมให้มีการสร้างเครือข่ายผู้ใช้และผลิตพลังงานลม
- ส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร โดยผลักดันให้มีอุตสาหกรรมการผลิตอุปกรณ์ส่วนควบเพื่อการกักเก็บไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าจากลมแบบผสมผสาน และพัฒนารูปแบบกังหันลมที่เหมาะสมกับความเร็วลมของประเทศ

#### ปัญหา อุปสรรค

- การต่อต้านจากมวลชนในพื้นที่
- ข้อจำกัดด้านขีดความสามารถของระบบสายส่งไฟฟ้า
- การขออนุญาตใช้พื้นที่ในการดำเนินงาน
- การอนุญาตผลิตไฟฟ้าล่าช้า/มีหลายหน่วยงานรับผิดชอบ
- แหล่งเงินทุนขาดความเชื่อมั่นในด้านความคุ้มค่า

3. พลังงานน้ำ เป็นรูปแบบหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าโดยการอาศัยพลังงานของน้ำที่เคลื่อนที่ ปัจจุบันนี้พลังงานน้ำส่วนมากจะถูกใช้เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้แล้วพลังงานน้ำยังถูกนำไปใช้ในการชลประทาน การสี การทอผ้า และใช้ในโรงเลื่อย พลังงานของมวลน้ำที่เคลื่อนที่ได้ถูกมนุษย์นำมาใช้นานนับศตวรรษ โดยได้มีการสร้างกังหันน้ำ (Water wheel) เพื่อใช้ในการงานต่างๆ ในอินเดีย และชาวโรมันก็ได้มีการประยุกต์เพื่อใช้ในการโม่แป้งจาก

เมล็ดพืชต่างๆ ส่วนผู้คนในจีนและตะวันออกไกลก็ได้มีการใช้พลังงานน้ำเพื่อสร้าง Pot wheel เพื่อใช้ในการวิดน้ำเพื่อการชลประทาน โดยในช่วงทศวรรษ 1830 ซึ่งเป็นยุคที่การสร้างคลองเฟื่องฟูถึงขีดสุด ก็ได้มีการประยุกต์เอาพลังงานน้ำมาเพื่อขับเคลื่อนให้เรือขึ้นและลงจากเขา โดยอาศัยรางรถไฟที่ลาดเอียง (Inclined plane railroad: funicular) โดยตัวอย่างของการประยุกต์ใช้แบบนี้อยู่ที่คลอง Tyrone ในไอร์แลนด์เหนือ อย่างไรก็ตามเนื่องจากการประยุกต์ใช้พลังงานน้ำในยุคแรกนั้นเป็นการส่งต่อ พลังงานโดยตรง (Direct mechanical power transmission) ทำให้การใช้พลังงานน้ำในยุคนั้นต้องอยู่ใกล้แหล่งพลังงาน เช่น น้ำตก เป็นต้น ปัจจุบันนี้ พลังงานน้ำได้ถูกใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้า ทำให้สามารถส่งต่อพลังงานไปใช้ในที่ที่ห่างจากแหล่งน้ำได้ [18] ประเทศไทยได้ใช้เขื่อนในการผลิตไฟฟ้า และให้การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ โดยมีการกำหนดเป้าหมายในปี พ.ศ. 2564 ในการผลิตกระแสไฟฟ้าคือ 1,608 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 86.39 MW (ไม่รวมระบบสูบลูกกลับที่มีอยู่ปัจจุบันของ กฟผ. คือ ลำตะคอง 1-2 500 MW) โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ [15] ดังนี้

- การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง โดยผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้านให้แก่ราษฎรที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ โดยไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (Off Grid) และสนับสนุนการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชนในองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้ในอนาคต
- การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทนโดยแก้ไขปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่อาจตั้งอยู่ในพื้นที่อ่อนไหว เช่น พื้นที่ลุ่มน้ำชั้นที่ 1-B พื้นที่อุทยานแห่งชาติ หรือเขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า เป็นต้น
- การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน โดยมอบหมายให้ พพ. และ กฟผ. พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กท้ายเขื่อนชลประทานและระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กกำลังผลิตตั้งแต่ 200-6,000 kW และมอบหมายให้ กฟผ. พัฒนาโครงการระบบสูบลูกกลับใหม่ใน 2 พื้นที่ ได้แก่ โครงการลำตะคองสูบลูกกลับ (3-4) 500 MW และโครงการเขื่อนจุฬาภรณ์สูบลูกกลับขนาด 784 MW เพื่อช่วยรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทนในเขตพื้นที่ภาคอีสาน
- การเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลและประโยชน์ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ
- การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา Micro hydro turbine แบบน้ำไหล และศึกษาพัฒนาเครื่องกังหันน้ำแบบความสูงหัวน้ำต่ำ

#### ปัญหา อุปสรรค

- การขออนุญาตใช้พื้นที่ในการดำเนินงาน
- การอนุญาตผลิตไฟฟ้าล่าช้า/มีหลายหน่วยงานรับผิดชอบ

4. พลังงานชีวมวล ชีวมวล (Biomass) หมายถึง อินทรีย์สารที่ได้จากพืชและสัตว์ต่างๆ เช่น เศษไม้ ขยะ วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ที่เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญของโลก ชีวมวลสามารถนำมาเผาไหม้เพื่อนำพลังงานความร้อนที่ได้ไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าทดแทนพลังงานจากฟอสซิลซึ่งมีอยู่อย่างจำกัดและอาจหมดลงได้ ชีวมวลแบ่งตามแหล่งที่มาได้ [19] ดังนี้

1. พืชผลทางการเกษตร (agricultural crops)
2. เศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (agricultural residues)
3. ไม้และเศษไม้ (wood and wood residues)
4. ของเหลือจากจากอุตสาหกรรมและชุมชน

พลังงานชีวมวล (Bio-energy) หมายถึง พลังงานที่ได้จากชีวมวลชนิดต่างๆ โดยกระบวนการแปรรูปชีวมวลไปเป็นพลังงานรูปแบบต่างๆ มีดังนี้ คือ

1. การเผาไหม้โดยตรง (combustion) เมื่อนำชีวมวลมาเผา จะได้รับความร้อนตามค่าความร้อนของชนิดชีวมวล ความร้อนที่ได้จากการเผาสามารถนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำนี้จะถูกนำไปขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ตัวอย่างชีวมวลประเภทนี้คือ เศษวัสดุทางการเกษตร และเศษไม้
2. การผลิตก๊าซ (gasification) เป็นกระบวนการเปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งหรือชีวมวลให้เป็นแก๊สเชื้อเพลิง เรียกว่าแก๊สชีวภาพ (biogas) มีองค์ประกอบของแก๊สมีเทน ไฮโดรเจน และ คาร์บอนมอนอกไซด์ สามารถนำไปใช้กับกังหันแก๊ส (gas turbine)
3. การหมัก (fermentation) เป็นการนำชีวมวลมาหมักด้วยแบคทีเรียในสภาวะไร้อากาศ ชีวมวลจะถูกย่อยสลายและแตกตัว เกิดแก๊สชีวภาพ (biogas) ที่มีองค์ประกอบของแก๊สมีเทนและคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สมีเทนใช้เป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์สำหรับผลิตไฟฟ้า
4. การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากพืช มีกระบวนการที่ใช้ผลิตดังนี้
  - 4.1 กระบวนการทางชีวภาพ ทำการย่อยสลายแป้ง น้ำตาล และเซลลูโลสจากพืชทางการเกษตร เช่น อ้อย มันสำปะหลัง ให้เป็นเอทานอล เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเหลวในเครื่องยนต์เบนซิน
  - 4.2 กระบวนการทางฟิสิกส์และเคมี โดยสกัดน้ำมันออกจากพืชน้ำมัน จากนั้นนำน้ำมันที่ได้ไปผ่านกระบวนการ transesterification เพื่อผลิตเป็นไบโอดีเซล
  - 4.3 กระบวนการใช้ความร้อนสูง เช่นกระบวนการไพโรไลซิส เมื่อวัสดุทางการเกษตรได้รับความร้อนสูงในสภาพไร้ออกซิเจน จะเกิดการสลายตัว เกิดเป็นเชื้อเพลิงในรูปของเหลวและแก๊สผสมกัน

การใช้พลังงานชีวมวลมีข้อดี คือ เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย เนื่องจากมีปริมาณกำมะถันต่ำกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่นมาก และไม่ก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก นอกจากนี้การนำแหล่งวัตถุดิบที่มีอยู่ภายในประเทศมาใช้ ถือเป็นการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งเกษตรกรยังมีรายได้เพิ่มจากการขายวัสดุทางการเกษตรที่เหลือใช้อีกด้วย ส่วนข้อด้อย คือ แม้พลังงานชีวมวลจะมีอยู่มาก แต่มีอยู่อย่างกระจัดกระจายทำให้ยากแก่การรวบรวมเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากๆ อย่างสม่ำเสมอ [20]

ประเทศไทยเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลในปี พ.ศ. 2564 คือ 3,630 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 1,751.86 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ [15] ดังนี้

- ส่งเสริมให้มีการจัดตั้ง “สถานีผลิตพลังงานชุมชน Distributed-Green-Generation-DDG (DGG)” โดยมีกลุ่มวิสาหกิจพลังงานชุมชนเป็นเจ้าของและบริหารจัดการสถานีฯ ได้อย่างครบวงจร และส่งเสริมการปลูกไม้โตเร็วในพื้นที่รกร้างว่างเปล่า/พื้นที่ที่ไม่ได้มีการใช้ประโยชน์ พร้อมแปรรูป เพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้สถานีผลิตพลังงานชุมชน นำไปใช้ต่อยอดในการผลิตไฟฟ้า

- พิจารณากำหนดมาตรการสนับสนุนเชิง Adder หรือ FIT และ Renewable Heat Incentive (RHI) พิเศษสำหรับโครงการ DGG ในระดับชุมชนเป็นการเฉพาะ และจัดเตรียมมาตรการด้านการเงินสนับสนุนการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเดิมชีวมวลที่ใช้ Low Pressure Boiler ที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ให้เป็น High pressure boiler
- มอบหมาย กฟผ. และ กฟภ. พิจารณาขยายระบบสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานจากชีวมวลสูง เช่น บริเวณภาคใต้
- สร้างกระบวนการมีส่วนร่วมในพื้นที่เป้าหมายที่จะมีการจัดตั้งระบบผลิตพลังงานจากชีวมวล รณรงค์ให้ความรู้แก่เด็กเยาวชนในการจัดการชีวมวลเพื่อพลังงานและสิ่งแวดล้อมเชิงลึกระดับ พื้นที่ และสร้างเครือข่ายผู้ประกอบการพลังงานชีวมวล
- ส่งเสริมการพัฒนาการผลิต การใช้ และมาตรฐานของ Biomass Pallet เพื่อพัฒนาให้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับอนาคต พัฒนาเทคโนโลยี Gasifier และ Gas Engine และพัฒนาอุตสาหกรรมต่อเนื่อง เพื่อการผลิตภายในประเทศ และพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลเหลว (Biomass-to-Liquid)

#### ปัญหาและอุปสรรค

- การต่อต้านจากมวลชนในพื้นที่
- การบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวล
- สิทธิประโยชน์ด้านการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่ง (Adder)
- การอนุญาตผลิตไฟฟ้าล่าช้า/มีหลายหน่วยงานรับผิดชอบ

**ตารางที่ 2-10** เป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)

| ประเภท               | เป้าหมายปริมาณการผลิตไฟฟ้าในปี<br>พ.ศ.2564 (ล้านหน่วย: GWh) | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในปี<br>พ.ศ. 2564 (MW) |
|----------------------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1. พลังงานแสงอาทิตย์ | 2,484                                                       | 2,000                                         |
| 2. พลังงานลม         | 1,283                                                       | 1,200                                         |
| 3. ไฟฟ้าพลังงานน้ำ   | 5,604                                                       | 1,608                                         |
| 4. พลังงานชีวมวล     | 14,008                                                      | 3,630                                         |

ตารางที่ 2-10 แสดงเป้าหมายของกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี พบว่าในปี พ.ศ. 2564 กำลังการผลิตติดตั้งจากพลังแสงอาทิตย์เป็น 2,000 MW พลังลม 1,200 MW พลังน้ำ 1,608 MW และพลังชีวมวล 3,630 MW

การใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2554 รวมทั้งสิ้น 148,700 GWh ลดลงจากปี พ.ศ. 2553 ร้อยละ 0.4 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยรวม 31,773 MW เพิ่มจากปีก่อน ร้อยละ 0.9 ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากปีก่อน โดยผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

รวมทั้งสิ้น 8,164 GWh เพิ่มขึ้นร้อยละ 47.4% และเป็นสัดส่วนร้อยละ 5.3 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ พลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานชีวมวล สามารถผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 89 GWh เพิ่มจากปี พ.ศ. 2553 กว่า 3 เท่า [21] แต่ก็ยังต่ำกว่าเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถึง 71% และมีเพียงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และก๊าซชีวภาพเท่านั้นที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามเป้าหมาย

### 2.5.3 มติของ กพข. ในวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 ที่เกี่ยวข้องกับเรื่องการปรับแผน AEDP และอัตราารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff (FIT) มีรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าดังต่อไปนี้

1. การปรับเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี มีการเห็นชอบให้ปรับเป้าหมายในการใช้พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้าดังตารางที่ 2-11 ถึง 2-13 ต่อไปนี้

ตารางที่ 2-11 เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้าตามมติ กพข.

| ประเภทไฟฟ้า              | เป้าหมาย (MW) |        | CF   | พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย) |           |
|--------------------------|---------------|--------|------|--------------------------|-----------|
|                          | เดิม          | ใหม่   |      | เดิม                     | ใหม่      |
| 1. พลังงานลม             | 1,200         | 1,800  | 0.15 | 1,576.80                 | 2,365.20  |
| 2. พลังงานแสงอาทิตย์     | 2,000         | 3,000  | 0.15 | 2,628.00                 | 3,942.00  |
| 3. พลังงานน้ำ (ขนาดเล็ก) | 324           | 324    | 0.35 | 993.38                   | 993.38    |
| พลังงานน้ำแบบสูบกลับ     | 1,284         | -      | 0.70 | 7,873.49                 | -         |
| 4. พลังงานชีวมวล         | 3,630         | 4,800  | 0.70 | 22,259.16                | 29,433.60 |
| 5. ก๊าซชีวภาพ            | 600           | 600    | 0.60 | 3,153.60                 | 3,153.60  |
| หญ้าเนเปียร์             |               | 3,000  | 0.80 | -                        | 21,024.00 |
| 6. พลังงานจากขยะ         | 160           | 400    | 0.60 | 840.96                   | 2,102.40  |
| 7. พลังงานรูปแบบใหม่     | 3             | 3      | 0.40 | 10.51                    | 10.51     |
| รวม                      | 9,201         | 13,927 |      | 39,335.90                | 63,024.70 |

หมายเหตุ CF = capacity factor

**ตารางที่ 2-12** เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตความร้อนตามมติ กพข.

| ประเภทความร้อน    | เป้าหมาย (ktoe) |       |
|-------------------|-----------------|-------|
|                   | เดิม            | ใหม่  |
| พลังงานแสงอาทิตย์ | 100             | 100   |
| พลังงานชีวมวล     | 8,200           | 8,500 |
| ก๊าซชีวภาพ        | 1,000           | 1,000 |
| ขยะ               | 35              | 200   |
| รวม               | 9,335           | 9,800 |

**ตารางที่ 2-13** เป้าหมายใหม่ในการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่งตามมติ กพข.

| เชื้อเพลิงชีวภาพ     | เป้าหมาย (ล้านลิตร/วัน) |          | factor | Ktoe      |          |
|----------------------|-------------------------|----------|--------|-----------|----------|
|                      | เดิม                    | ใหม่     |        | เดิม      | ใหม่     |
| เอทานอล              | 9.00                    | 9.00     | 0.7450 | 2,447.33  | 2,447.33 |
| ไบโอดีเซล (B10)      | 5.97                    | 7.20     | 0.8620 | 1,878.34  | 2,265.34 |
| เชื้อเพลิงใหม่ (BHD) | 25.00                   | 3.00     | 0.8620 | 7,865.75  | 943.89   |
| ก๊าซชีวภาพอัด (CBG)  | -                       | 1,200.00 | 0.0087 | -         | 3,807.09 |
| รวม                  |                         |          |        | 12,191.42 | 9,463.64 |

2. การพิจารณาอัตราการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in tariff (FIT) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) กพข. มีมติให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา โดยมีระยะเวลาในการสนับสนุน 25 ปี ดังนี้

- 1) กลุ่มบ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp (kWp = kW สูงสุด) ให้อัตรา FIT 6.96 บาทต่อหน่วย
- 2) กลุ่มอาคารธุรกิจ ขนาดเล็กขนาดกำลังผลิตติดตั้ง มากกว่า 10-250 kWp ให้อัตรา FIT 6.55 บาทต่อหน่วย
- 3) กลุ่มอาคารธุรกิจ ขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง มากกว่า 250-1,000 kWp ให้อัตรา FIT 6.16 บาทต่อหน่วย

ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในปี พ.ศ. 2556 รวมกำลังผลิตติดตั้ง 200 MWp แบ่งเป็น

- (1) บ้านอยู่อาศัย ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 100 MWp ให้อัตรา FIT

(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็กและอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 100 MWp นอกจากนี้ กพข. ยังมีมติให้ กกพ. รับไปดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ตลอดทั้งหลักเกณฑ์และการออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรม โดยพิจารณาค่าใช้จ่ายการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดจาก

โครงการฯเป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า พร้อมทั้งการจัดทำกระบวนการขอใบอนุญาตแบบ One stop service ในส่วนของใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง และยังให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดหย่อนค่าธรรมเนียมการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องสำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย โดยมอบให้ กกพ. เป็นผู้กำหนดอัตราลดหย่อนค่าเชื่อมโยงที่เหมาะสมต่อไป

3. โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน กพข. เห็นชอบให้ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ชุมชน โดยมีอัตรารับซื้อดังนี้

ปีที่ 1-3                      ระบบ FiT อัตรา 9.75 บาทต่อหน่วย

ปีที่ 4-10                    ระบบ FiT อัตรา 6.50 บาทต่อหน่วย

ปีที่ 11-25                  ระบบ FiT อัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย

โดยดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) ภายในปี พ.ศ. 2557

นอกจากนี้ กพข. ยังเห็นชอบให้กระทรวงพลังงาน (พณ.) ร่วมกับสำนักงานกองทุนหมู่บ้านและชุมชนเมืองแห่งชาติ (สทบ.) ดำเนินการพัฒนาโครงการฯ และให้ กกพ. ดำเนินการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการฯต่อไป โดยพิจารณาค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกิดขึ้นเป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า

## เอกสารอ้างอิงบทที่ 2

1. International Energy Agency, 2012, **Renewable Energy** [Online], Available: <http://www.iea.org/topics/renewables/> [2 มกราคม 2556].
2. U.S. Energy Information Administration, 2012, **Electricity in U.S.** [Online], Available: [http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity\\_in\\_the\\_united\\_states](http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_in_the_united_states) [2 มกราคม 2556].
3. DLA Piper, 2012, **Japans Renewable energy Feed-in Tariff Regime** [Online], available: <http://www.dlapiper.com/files/Publication/b01bd22c-1b39-48ca-93f9-124fc9553f2d/Presentation/PublicationAttachment/e10d7d94-4ef3-428a-a785-15d88867f2c7/japans-renewable-energy-feed-in-tariff-regime.pdf> [30 ตุลาคม 2555].
4. U.S. Energy Information Administration, 2012, **Japan** [Online], Available: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA> [2 มกราคม 2556].
5. Energy Supply Association of Australia, 2012, **the Renewable Energy Target** [Online], Available: [http://www.esaa.com.au/energy\\_you/the\\_renewable\\_energy\\_target\\_1\\_1\\_1\\_1\\_1](http://www.esaa.com.au/energy_you/the_renewable_energy_target_1_1_1_1_1) [2 มกราคม 2556].
6. Couture, T.D., Cory, K., Kreycik, C. and Williams, E., 2010, **A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design**, National Renewable Energy Laboratory, pp. 7-66.
7. Couture, T. and Gagnon, Y., 2010, "An Analysis of Feed-in Tariff Remuneration Models: Implications for Renewable Energy Investment", **Energy Policy**, Vol. 38, No. 2, pp. 955-965.
8. Gipe, P., 2011, **Snapshot of Feed-in Tariffs around the World in 2011**[Online], Available: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/10/snapshot-of-feed-in-tariffs-around-the-world-in-2011?page=all> [11 ธันวาคม 2555].
9. Danchev, S., Maniatis, G. and Tsakanikas, A., 2010, Returns on investment in electricity producing photovoltaic systems under de-escalating feed-in tariffs: The case of Greece, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 14, No., pp.500-505.
10. International Energy Agency, 2012, **Wind power** [Online], Available: <http://www.iea.org/topics/windpower/> [2 มกราคม 2556].
11. International Energy Agency, 2012, **Bioenergy** [Online], Available: <http://www.iea.org/topics/bioenergy/> [2 มกราคม 2556].
12. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2554, "การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า", **EPPO ANNUAL REPORT 2010**, หน้า 66-67.
13. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2552, "แนวทางการปรับปรุงส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน", **วารสารนโยบายพลังงาน**, ฉบับที่ 83, หน้า 53-56.

14. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2555, “ผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน”, **วารสารนโยบายพลังงาน**, ฉบับที่ 95, หน้า 43-45.
15. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555, **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)** [Online],  
Available: <http://www.dede.go.th/dede/images/stories/aedp25.pdf> [16 ตุลาคม 2555].
16. กระทรวงพลังงาน, ไม่ระบุวันที่, **พลังงานแสงอาทิตย์** [Online],  
Available: <http://www.energy.go.th/index.php?q=node/375> [6 พฤศจิกายน 2555].
17. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ไม่ระบุวันที่, **พลังงานลม** [Online],  
Available: [http://www.dede.go.th/dede/index.php?option=com\\_content&view=article&id=97&Itemid=58&lang=th](http://www.dede.go.th/dede/index.php?option=com_content&view=article&id=97&Itemid=58&lang=th) [6 พฤศจิกายน 2555].
18. ไม่ระบุชื่อ, 2555, **พลังงานน้ำ** [Online], Available: <http://th.wikipedia.org/wiki/พลังงานน้ำ> [6 พฤศจิกายน 2555].
19. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, ไม่ระบุวันที่, **ชีวมวล** [Online], Available: <http://www.eppo.go.th/engy/Load/ET08.pdf> [6 พฤศจิกายน 2555].
20. นกตล พลเสน, ไม่ระบุวันที่, **ชีวมวล** [Online], Available: <http://www.thaienv.com/content/view/805/47/> [6 พฤศจิกายน 2555].
21. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555, **รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2554** [Online],  
Available: [http://www.dede.go.th/dede/images/stories/stat\\_dede/electric54\\_1.pdf](http://www.dede.go.th/dede/images/stories/stat_dede/electric54_1.pdf) [7 มกราคม 2556].

### บทที่ 3

#### การวิเคราะห์

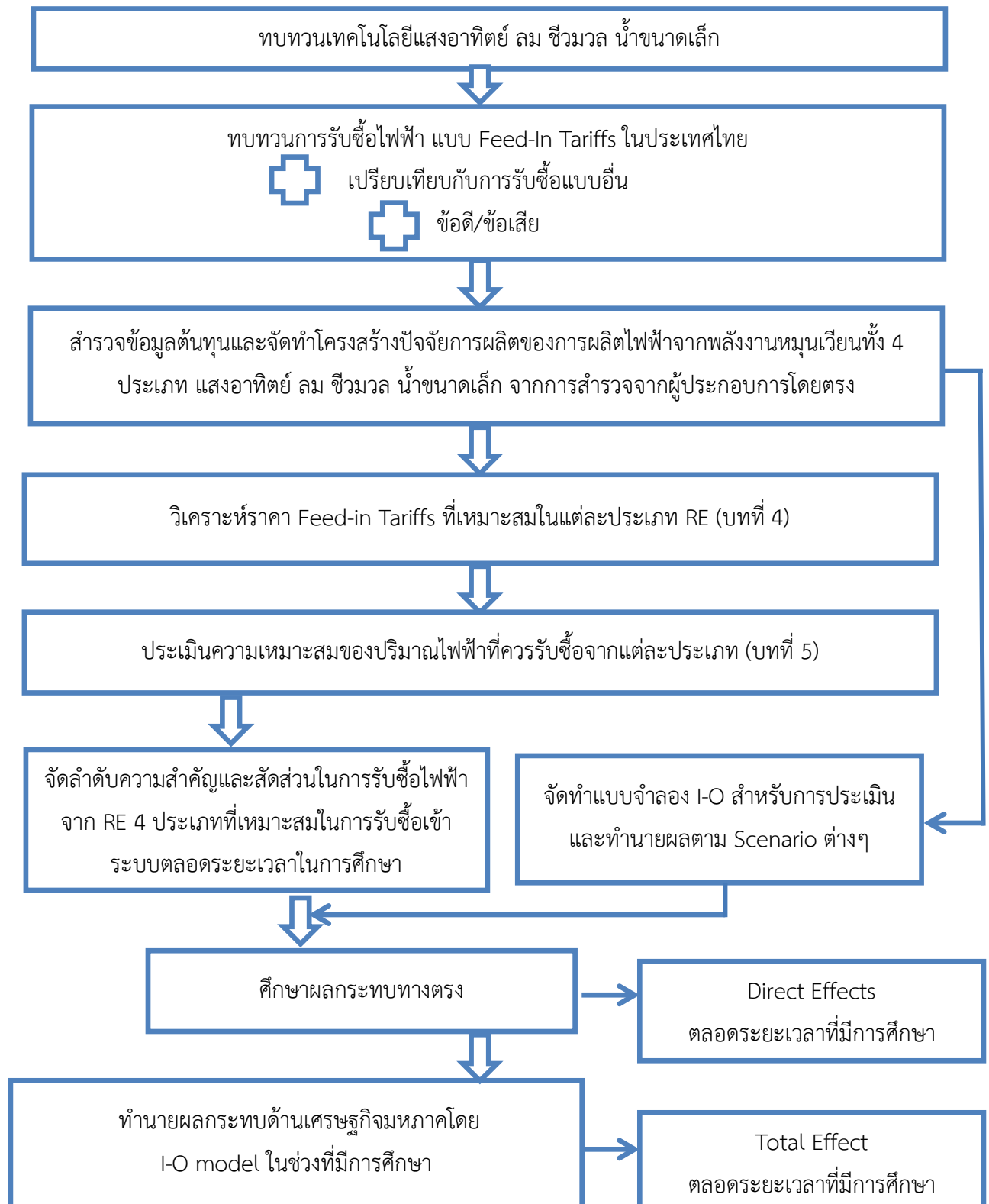
ขั้นตอนการดำเนินการของโครงการโดยสังเขปแสดงได้ดังรูปที่ 3.1 โดยการดำเนินการเริ่มจากการทบทวนเทคโนโลยีพลังงานทดแทน ที่มีผลต่อการดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อป้อนเข้าสู่ระบบจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยตลอดระยะเวลาตามการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs

ขั้นตอนแรกมาเป็นการทบทวนการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนแบบ Feed-In tariffs นั้นว่ามีข้อดีหรือข้อเสียประการใดเมื่อเปรียบเทียบกับกรรับซื้อไฟฟ้าแบบอื่น

ขั้นตอนต่อมาเป็นการประเมินทางเศรษฐศาสตร์โดยการรวบรวมข้อมูลจากผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทั้ง 4 ประเภท เพื่อประเมินหาราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Feed-In tariffs) (รายละเอียดแสดงในบทที่ 4) ขั้นต่ำที่เหมาะสมต่อการดำเนินธุรกิจของผู้ประกอบการที่สามารถดำเนินการผลิตเพื่อขายไฟฟ้าให้แก่ระบบส่งได้ตลอดระยะเวลาตามแผน

จากนั้นจะเป็นการประเมินรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามอัตราซื้อต่ำสุด (รายละเอียดเพิ่มเติมในบทที่ 5) ในการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทเข้าสู่ระบบหรือขายไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องพิจารณาลำดับความสำคัญและสัดส่วนของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท ให้มีความเหมาะสมและเกิดประโยชน์สูงสุดในทางเศรษฐศาสตร์ต่อประเทศไทยในภาพรวม ทั้งนี้แต่เดิมประเทศไทยได้ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธี Adder มาแล้วระยะหนึ่ง ดังนั้นในการเปลี่ยนวิธีการรับซื้อด้วยวิธี FIT จึงจำเป็นต้องทำการศึกษาเชิงเปรียบเทียบถึงผลกระทบด้านราคาไฟฟ้าขายปลีกที่เป็นธรรมต่อผู้บริโภคไฟฟ้าของทั้งประเทศด้วย ซึ่งสามารถเปรียบเทียบโดยใช้เงินรวมที่ใช้ในการสนับสนุนในการจ่ายชำระเป็นต้นทุนค่าไฟฟ้าจากส่วนเพิ่มจากการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากการรับซื้อไฟฟ้าจากทั้ง 2 กรณี ตลอดระยะเวลาในการศึกษา (รายละเอียด แสดงในบทที่ 6)

ขั้นตอนสุดท้ายเป็นการประเมินผลกระทบทางตรงต่อประเทศของนโยบายรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทั้ง 4 ประเภทนี้ โดยนำผลการประเมินราคาและปริมาณรับซื้อตลอดระยะเวลาที่ทำการศึกษานี้ ไปวิเคราะห์หาผลกระทบเชิงซ้อนต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศโดยใช้แบบจำลองที่พัฒนาจากตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิต (Input-output Table) โดยจะได้ทราบผลกระทบด้านต่างๆ เป็นรายปีตลอดระยะเวลาตามแผนฯ เช่น ด้านเศรษฐกิจ ด้านพลังงานปฏุมภูมิของประเทศ ด้านการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ และด้านการขยายตัวของการจ้างงาน (รายละเอียดดังบทที่ 7)



รูปที่ 3-1 ขั้นตอนการดำเนินการของการศึกษา

### 3.1 แนวทางการวิเคราะห์ทางการเงิน

การวิเคราะห์การลงทุนทางการเงินในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทดังกล่าว ได้ทำการประเมินโดยใช้วิธี Discounted Cash Flow Analysis โดยจะคำนวณหาอัตราซื้อไฟฟ้า (บาท/kWh) ที่ทำให้ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนในระดับหนึ่งที่มีผลต่อความสามารถในการคืนทุนและความคุ้มค่าของโครงการ ในการคำนวณค่า Feed-in tariffs ได้ใช้โปรแกรม RETScreen [1]

สมมติฐานทั่วไปที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงิน

ในงานวิจัยนี้ได้มีการกำหนดข้อสมมติฐานทั่วไปสำหรับร่วมใช้ในการวิเคราะห์พลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท สำหรับข้อสมมติฐานที่แตกต่างกันในแต่ละเทคโนโลยีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน คณะผู้วิจัยได้นำเสนอไว้ในส่วนของการวิเคราะห์พลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

การลงทุนและค่าใช้จ่ายต่างๆ ในการการผลิตไฟฟ้า (Electricity generating cost หรือ Cost of energy, COE) ผู้วิจัยกำหนดสมมติฐานการคำนวณทางการเงินไว้ที่ปีฐานเดียวกัน โดยอ้างอิงกับภาวะทางการเงินในปี พ.ศ. 2556 ดังแสดงไว้ใน ตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 ข้อสมมติฐานและข้อมูลทั่วไปทางการเงิน

| รายการ                        | ข้อมูล                             | ที่มาของข้อมูล |
|-------------------------------|------------------------------------|----------------|
| Interest Rate (%)             | 6.989                              | *1             |
| Loan payment (ปี)             | 7                                  | *2, 3          |
| Exchange Rate (บาท/USD)       | 31.08                              | *4             |
| Debt Leverage (Percent ratio) | 60:40<br>75:25 สำหรับระบบ PV > 1MW | *2, 3          |
| Land rent and development     | Included in capital cost           | *2,3           |

\* หมายเหตุ อัตราดอกเบี้ยใช้ อัตราดอกเบี้ยลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี ประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา (Minimum Loan Rate)+0.5%

ที่มา:

1. <http://www.bangkokbank.com/BangkokBankThai/WebServices/Rates/Pages/LoanInterestRates.aspx>
2. <http://cdm.unfccc.int/Projects/>
3. ข้อมูลได้จากการสัมภาษณ์ผู้ลงทุนโดยตรง
4. อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ในกรุงเทพมหานคร ตั้งแต่เดือนมกราคม พ.ศ. 2555– ธันวาคม พ.ศ. 2555

สำหรับมูลค่าการลงทุนรวม ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของเทคโนโลยีแต่ละประเภทอาจมีการกำหนดข้อสมมติฐานเป็นอย่างอื่นโดยขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของแต่ละเทคโนโลยี คณะผู้วิจัยจะนำเสนอในกรณีเฉพาะต่อไป

### ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (COE)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของเทคโนโลยีชนิดต่างๆ สามารถคำนวณได้โดยรวมเงินลงทุนและเงินกู้ และนำผลที่ได้มารวมกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษา และค่าเชื้อเพลิงต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี และนำผลรวมนั้นมาหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ตามสมการที่ 3-1 ดังต่อไปนี้

$$COE = [(C+E) \times R_1 + (D \times R_2) + O\&M + \text{Fuel cost}] / [\text{Net annual energy production}] \quad (\%) \quad [3-1]$$

|                |   |                                                                                                                                       |
|----------------|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| โดยที่ C       | = | เงินลงทุนของผู้ประกอบการ                                                                                                              |
| E              | = | ค่าใช้จ่ายและดอกเบี้ยเงินกู้เฉลี่ยที่เกิดขึ้นในช่วงการก่อสร้าง                                                                        |
| D              | = | เงินกู้จากสถาบันการเงิน                                                                                                               |
| R <sub>1</sub> | = | Amortized discount factor ในส่วนของทุนที่ผู้ประกอบการใช้ไปตลอดอายุการใช้งานของอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ในโรงงาน                    |
| R <sub>2</sub> | = | Amortized discount factor ในส่วนของเงินกู้ที่ผู้ประกอบการกู้จากสถาบันการเงินโดยจะคำนวณในระยะเวลาเท่ากับอายุของเงินกู้ในที่นี้คือ 7 ปี |
| O&M            | = | ค่าใช้จ่ายรายปีในการดำเนินการและค่าบำรุงรักษาเครื่องจักร                                                                              |
| Fuel cost      | = | ค่าเชื้อเพลิงต่อปี ในบางเทคโนโลยีไม่มีค่าใช้จ่ายนี้ เช่น พลังงานน้ำ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น                            |

ค่า Capacity Factor (CF) คือ ปริมาณความพร้อมจ่ายสุทธิของการผลิตไฟฟ้าในแต่ละเทคโนโลยี คำนวณได้ดังสมการที่ 3-2

$$CF = \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ (kWh)} \times 100 / [8,760 \text{ (hr.)} \times \text{กำลังผลิตเต็มพิกัด (kW)}] \quad [3-2]$$

การวิเคราะห์เงินลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทนอกจากจะคำนึงถึงต้นทุนดังที่ได้กล่าวไปแล้ว จะต้องพิจารณาถึงรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับด้วยเช่นกัน โดยในส่วนของรายได้ ผู้วิจัยได้กำหนดข้อสมมติฐานไว้ดังต่อไปนี้

รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เป็นรายได้หลักจากการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อย่างไรก็ตาม เพื่อสร้างแรงจูงใจให้กับนักลงทุนที่มีศักยภาพและสนใจที่จะเข้าลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รัฐบาลจึงได้มีการกำหนดนโยบายใหม่ในปี พ.ศ. 2556 ให้มีการสนับสนุนทางการเงินแก่นักลงทุนดังกล่าวเป็นราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปของ Feed-in tariffs สำหรับโซลาร์ฟาร์มและเซลล์แสงอาทิตย์บน

หลังคา แทนการรับซื้อไฟฟ้าแบบเดิมแบบ Adder โดยตลอดระยะเวลาโครงการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าขายให้กับ การไฟฟ้าฯ ที่รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ประกอบการ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีภาระเงินกู้ค่าก่อสร้างกับสถาบันการเงิน ดังนั้น กำหนดให้อัตรผลตอบแทนหลังชำระภาษีต่อผู้ประกอบการ (After-tax equity IRR) ไม่ต่ำกว่า 11% (หลักเกณฑ์ ของกระทรวงพลังงาน) ตลอดอายุของโครงการ 20 ปี (ยกเว้นพลังงานน้ำขนาดเล็กใช้อายุโครงการ 30 ปี) รวมทั้ง ค่า Net present values มีค่าเป็นบวก ข้อมูลผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการได้รับแสดงไว้ในตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-2 ผลตอบแทนต่อผู้ประกอบการ

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. อัตราผลตอบแทนการลงทุนหลังชำระภาษีไม่ต่ำกว่าร้อยละ 11 ตลอดอายุโครงการ 20 ปี                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 2. รายได้หลักของผู้ประกอบการเป็นรายได้จากการขายไฟฟ้าเท่านั้น                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| 3. รายได้จากการสนับสนุนทางการเงินต่อหน่วยพลังงาน (บาท/kWh) จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์ พลังงานหรือจากแหล่งอื่น เฉพาะพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินกว่าจำนวนหน่วยที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่าย ในระยะเวลาการสนับสนุนตลอดโครงการโดยนับจากวันที่เริ่มขายไฟฟ้า (Commercial operating date หรือ COD) หรือตลอดระยะเวลาของโครงการ |

ข้อสมมติฐานอื่น ๆ

สำหรับข้อสมมติฐานอื่น ๆ ที่ใช้ในการคำนวณ ได้แสดงไว้ในตารางที่ 3-3

ตารางที่ 3-3 ข้อมูลอื่นที่ใช้ในการคำนวณ

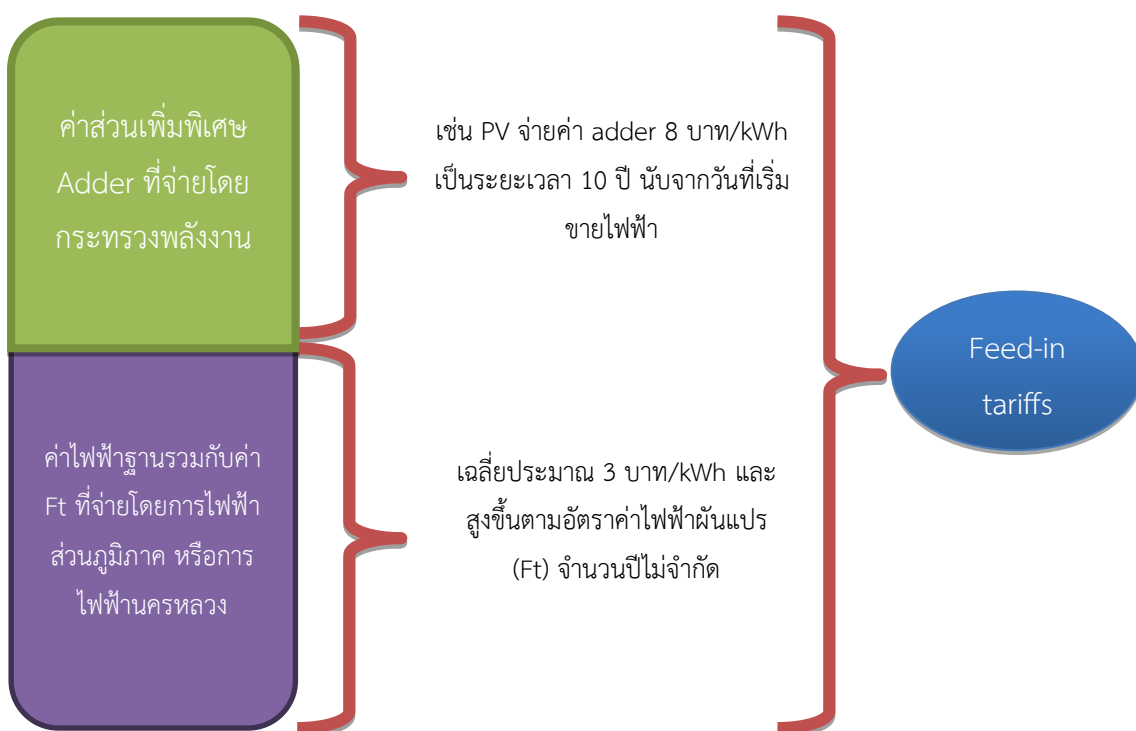
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และเหลือจากการใช้ภายในโครงการจะขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 2. สิทธิประโยชน์ด้านภาษีอากร กำหนดให้โครงการผลิตไฟฟ้าในแต่ละเทคโนโลยี ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) โดยจะได้รับสิทธิประโยชน์ ด้านภาษีอากรยกเว้นพลังงานแสงอาทิตย์แบบ roof-top ซึ่งมีขนาดน้อยกว่าหรือเท่ากับ 10 kW <sub>p</sub> และ ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล (Tax holiday) เป็นระยะเวลา 8 ปี นับจากวันที่เริ่มดำเนินโครงการ |
| 3. ดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง ใช้ค่าเฉลี่ย ซึ่งเท่ากับครึ่งหนึ่งของดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นทั้งหมดจากเงินกู้ ระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้างแตกต่างกันตามขนาดและประเภทของเทคโนโลยี                                                                                                                                                                                                              |
| 4. อัตราส่วนลด (discount rate) กำหนดอัตราส่วนลดไว้ที่ร้อยละ 10 คิดตามสถานะดอกเบี้ยและอัตรา เงินเฟ้อในประเทศ [2]                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 5. อัตราเงินเฟ้อ คิดจากอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 5 ปี ย้อนหลัง โดยอัตราเงินเฟ้อมีค่าเท่ากับร้อยละ 3 ต่อปี [3]                                                                                                                                                                                                                                                                                |

### 3.2 การประเมินทางเลือกในปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การศึกษานี้ตั้งสมมุติฐานว่าประเทศไทยจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท (พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เชื้อเพลิงชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก) ด้วยราคาซื้อแบบ Feed-in tariffs (FIT) จากนั้นจะเป็นกระบวนการคัดเลือกว่าในแต่ละปีตามระยะเวลาที่ทำการศึกษานั้น ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) ควรจะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนประเภทใดและเป็นปริมาณอย่างละเท่าใดในแต่ละปี กำหนดให้ปริมาณไฟฟ้าที่จะรับซื้อ (MWh) เป็นไปตามแผน AEDP25% และตามแผน PDP 2010 Ver.3

ในการพิจารณาว่าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในปริมาณเท่าใดนั้น มีปัจจัยต่าง ๆ เช่น

- 1) ราคา FIT ที่ระบบ Grid ต้องจ่าย ซึ่งเป็นราคาที่สูงกว่าค่าไฟฟ้าฐานบวกค่า Ft ซึ่งสูงกว่าหรือเท่ากับค่าไฟฟ้าส่วนต่าง (Adders) หรือไม่ (ดูรูปที่ 3-2) ซึ่งหากรบบไฟฟ้าของประเทศรับซื้อไฟฟ้าที่มีราคาสูงกว่าไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งอื่นเป็นปริมาณมาก จะส่งผลทางตรงให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องรับภาระค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้น
- 2) ศักยภาพของแหล่งพลังงานทดแทนนั้นๆที่นำมาผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบ



รูปที่ 3-2 โครงสร้าง Feed-In tariffs ค่าไฟฟ้าปกติ และส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้า (Adder)

การทบทวนศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภทที่เกี่ยวข้องในโครงการนี้พบว่าศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังตารางที่ 3.4

### ตารางที่ 3-4 ศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท

| ประเภทพลังงาน           | ศักยภาพ | existing 2554 |
|-------------------------|---------|---------------|
| ไฟฟ้า                   | MW      | MW            |
| แสงอาทิตย์              | 50,000  | 75.48         |
| Solar Farm              |         | 45.48         |
| Solar ชุมชน และ roofTop |         | 30.00         |
| พลังงานลม               | 1,600   | 7.28          |
| ไฟฟ้าพลังน้ำ            | 700     | 86.39         |
| ชีวมวล                  | 4,400   | 1,751.86      |
| โรงไฟฟ้าชีวมวล          |         | 1,752         |
| on grid                 |         | 705           |
| off grid                |         | 1,047         |

\*ที่มา: ศักยภาพและเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 10 ปี (2555-2564)

### 3.3 การหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization) ในการเลือกปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเข้าสู่ระบบ

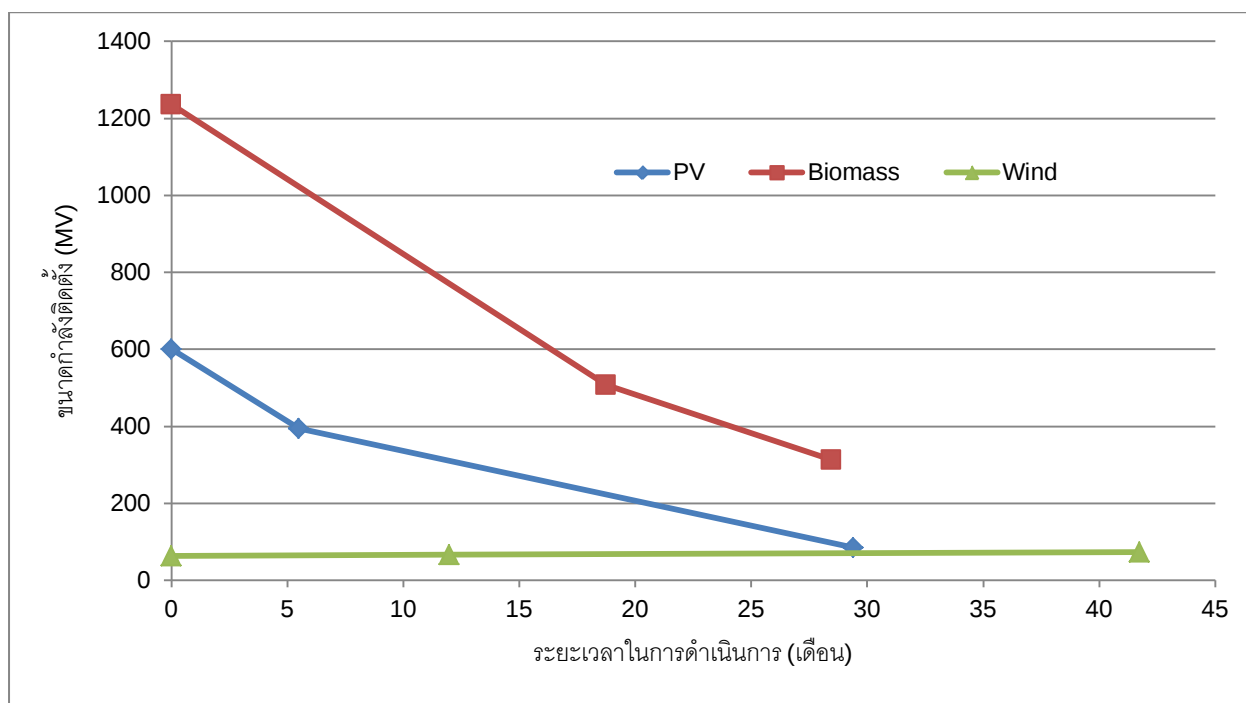
#### 3.3.1 การทำนายแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ Learning curve ของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

งานวิจัยนี้ได้รวบรวมสถิติข้อมูลด้านกำลังติดตั้งโรงไฟฟ้า และระยะเวลาตั้งแต่โรงไฟฟ้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จนกระทั่งโรงไฟฟ้าเริ่มขายไฟฟ้าเข้าระบบ Grid แล้วจัดทำ Learning Curve เพื่อหาระยะเวลาเฉลี่ยในการสร้างโรงไฟฟ้าจนถึงขั้นตอนการขายไฟฟ้าเข้าสายส่งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานลม และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล โดยใช้ข้อมูลของสถานะการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ที่ได้จากกระทรวงพลังงาน [5] และ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน [6] แสดงได้ดังรูปที่ 3-3, 3-4, 3-5 และ 3-6 จากรูปที่ 3-3 เป็นความสัมพันธ์ระหว่างระยะเวลาการดำเนินการกับขนาดกำลังผลิตติดตั้งสะสมของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ SPP โดยแต่ละจุดบนเส้นกราฟแสดงถึงจำนวนวันที่เริ่มต้นขออนุมัติ ระยะเวลาวันยื่น PPA และระยะเวลาวันยื่น COD ตามลำดับ ซึ่งเห็นได้ว่ากำลังผลิตติดตั้งสะสมที่ขออนุญาตของโรงไฟฟ้าในตอนเริ่มต้นนั้นมีขนาดกำลังผลิตสะสมที่สูงมาก แต่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งสะสมจริง ตอนที่โรงไฟฟ้าเริ่มขายไฟฟ้าเข้าระบบ Grid (หรือ COD) เหลืออยู่ไม่ถึง 30% และใช้ระยะเวลานับตั้งแต่การดำเนินการยื่นขอ จนถึงวันเริ่มจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบรวมสูงสุดอยู่ที่ 42 เดือน ดังในตารางที่ 3-5 โดยแสดงได้ดังรูปที่ 3-4 ในส่วนของกรณีของโรงไฟฟ้าขนาด VSPP แสดงได้ดังรูปที่ 3-5 และ 3-6 ตามลำดับ ซึ่งเห็นได้ว่าการกำลังผลิตติดตั้งสะสมของโรงไฟฟ้าในตอนเริ่มต้นขออนุมัตินั้นจะมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งสะสมที่สูงมากแต่เหลือกำลังผลิตติดตั้งสะสมไม่ถึง 30% ตอนที่โรงไฟฟ้าเริ่มขายไฟฟ้าเข้าระบบ Grid (COD) เช่นกัน โดยมีโอกาสเริ่มขายไฟฟ้าเข้าระบบ Grid สูงสุดอยู่ที่ 20.9% จากกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมทั้งหมด และใช้ระยะเวลารวมในการ

ดำเนินการยื่นขอจนถึงวันจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบสูงสุดอยู่ที่ 36 เดือน สามารถสร้างตารางสรุประยะเวลาในการดำเนินงานตั้งแต่เริ่มขอสัญญาจนถึงวันที่ COD ได้ ดังตารางที่ 3-5

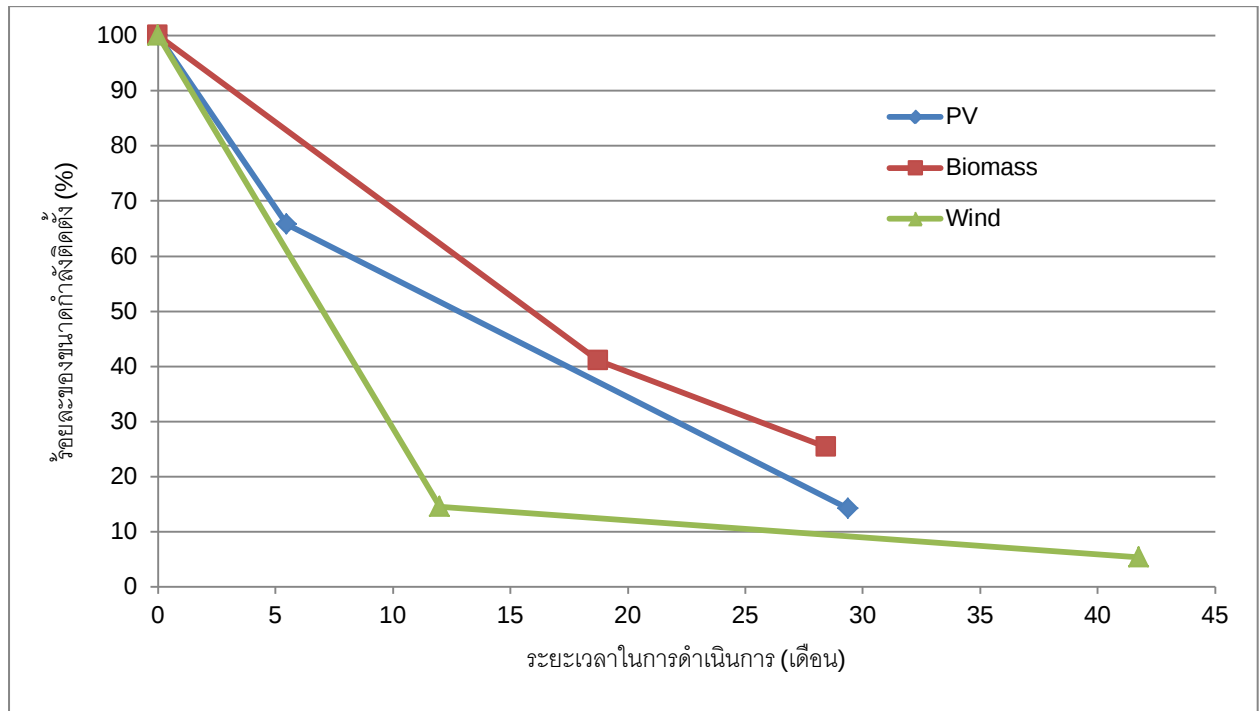
ตารางที่ 3-5 ตารางสรุประยะเวลาในการดำเนินงานตั้งแต่เริ่มขอสัญญาจนถึงวันที่ COD

| SPP  | Technology      | MW     | Month | Year | % ของการ COD เทียบกับที่ยื่นขอ |
|------|-----------------|--------|-------|------|--------------------------------|
|      | Solar-PV        | 85.50  | 29.40 | 2    | 14.14                          |
|      | Biomass         | 312.60 | 28.40 | 2    | 25.28                          |
|      | Wind            | 72.5   | 41.70 | 3    | 5.33                           |
| VSPP |                 |        |       |      |                                |
|      | Solar-Parabolic | 8.00   | 36.00 | 3    | 3.48                           |
|      | Solar-PV        | 268.91 | 19.58 | 2    | 14.96                          |
|      | Biomass         | 473.82 | 32.27 | 3    | 20.9                           |
|      | Hydro           | 1.08   | 15.50 | 1    | 6.92                           |



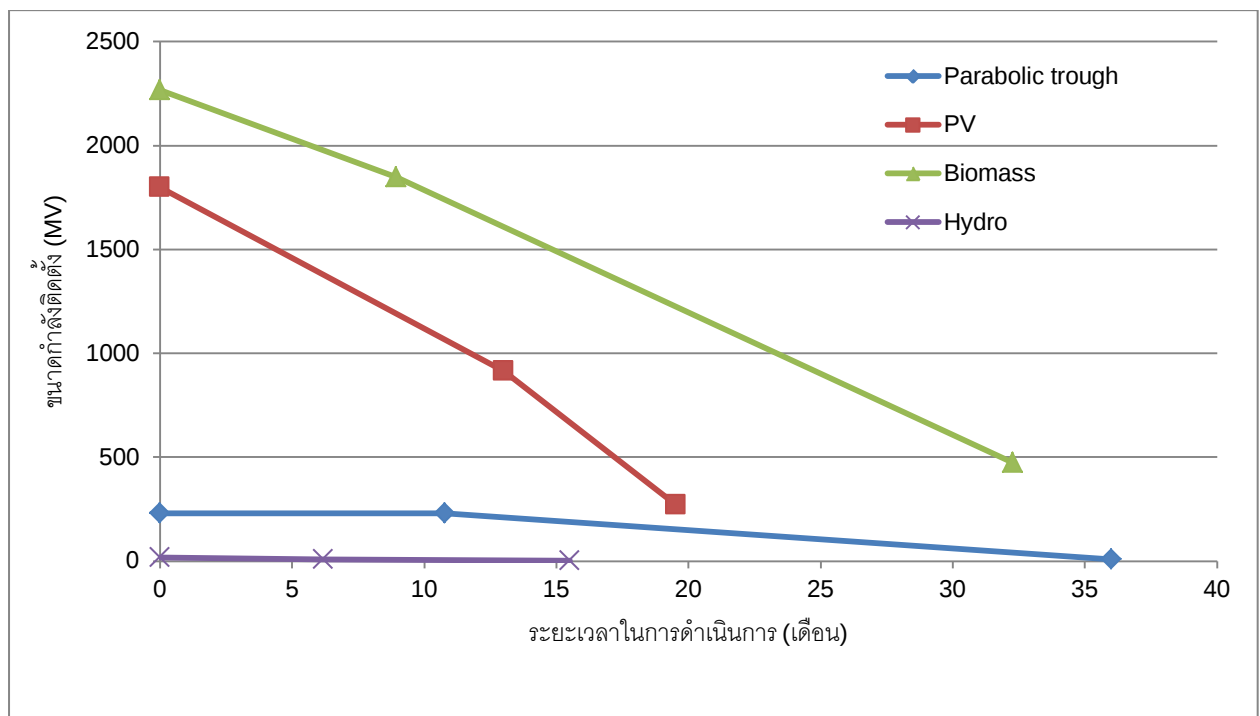
\* หมายถึง จุดที่ 1 วันที่เริ่มต้นยื่นเรื่อง จุดที่ 2 วันที่เริ่มต้นยื่นเรื่องถึงวันที่ได้รับการอนุมัติ, จุดที่ 3 วันที่ได้รับการอนุมัติถึงวันที่เริ่มขายพลังงานไฟฟ้า

รูปที่ 3-3 Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับกำลังผลิตติดตั้งสะสมของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ SPP



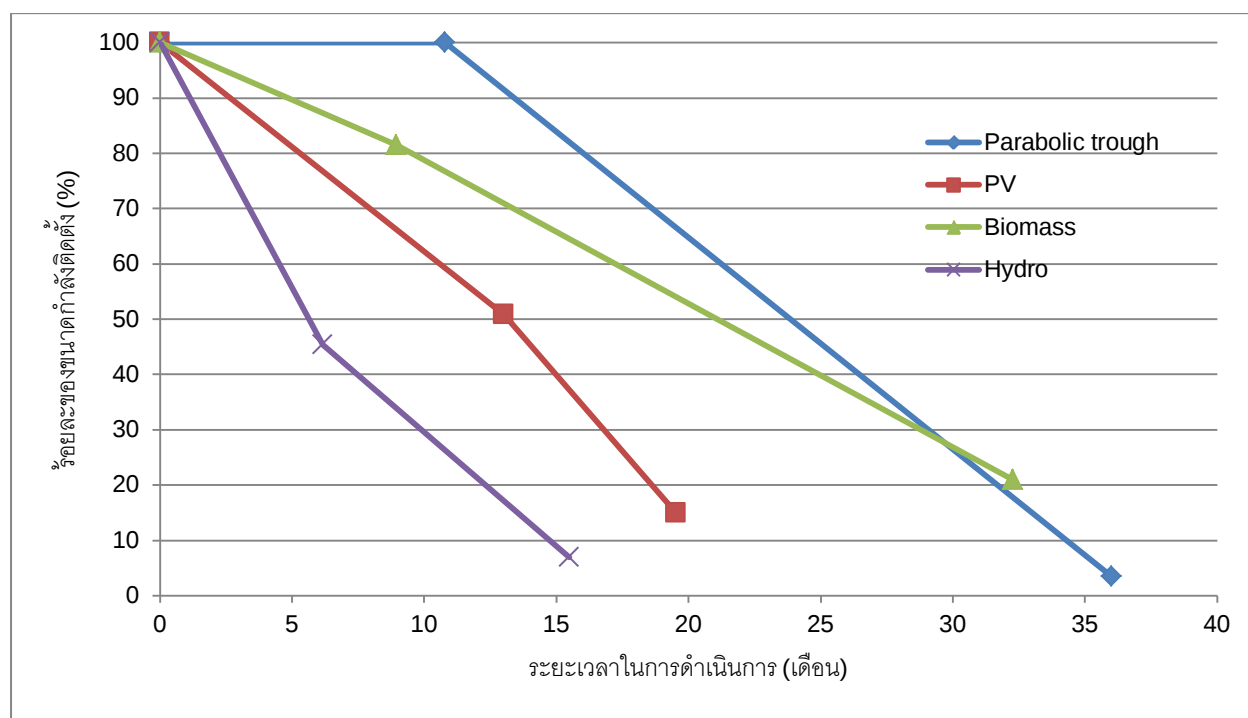
\* หมายถึง จุดที่ 1 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่อง จุดที่ 2 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่องถึงวันที่ได้รับการอนุมัติ, จุดที่ 3 วันที่ได้รับการอนุมัติถึงวันที่เริ่มขายพลังงานไฟฟ้า

รูปที่ 3-4 Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับร้อยละกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า SPP



\* หมายถึง จุดที่ 1 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่อง จุดที่ 2 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่องถึงวันที่ได้รับการอนุมัติ, จุดที่ 3 วันที่ได้รับการอนุมัติถึงวันที่เริ่มขายพลังงานไฟฟ้า

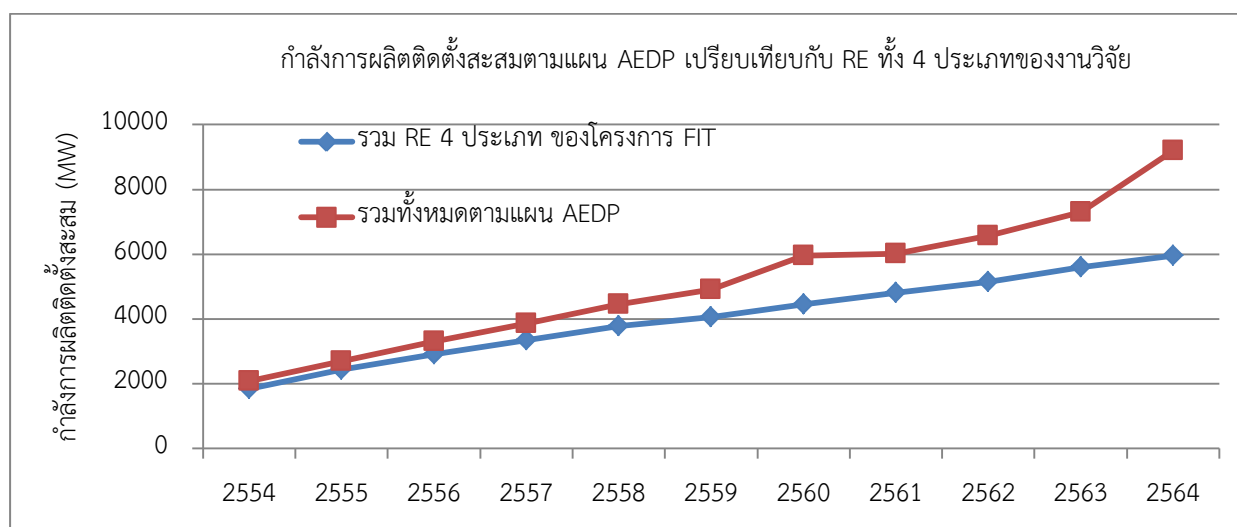
รูปที่ 3-5 Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับกำลังผลิตติดตั้งสะสมของโรงไฟฟ้า VSPP



\* หมายถึง จุดที่ 1 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่อง จุดที่ 2 วันที่เริ่มต้นขึ้นเรื่องถึงวันที่ได้รับการอนุมัติ, จุดที่ 3 วันที่ได้รับการอนุมัติถึงวันที่เริ่มขายพลังงานไฟฟ้า

รูปที่ 3-6 Learning Curve ของระยะเวลาการดำเนินการกับร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า VSPP

งานวิจัย FIT นี้ได้ศึกษาถึงผลกระทบในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 โดยคิดเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เชื้อเพลิงชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยที่ตามแผน AEDP25% นั้น มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากกว่า 4 ประเภท แต่สาเหตุที่เลือกโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แค่ 4 ประเภท เนื่องจากกำลังผลิตติดตั้งสะสมรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหลัก 4 ประเภทนี้ คิดเป็นกำลังผลิตเฉลี่ย (MW) มากกว่า 80% ดังนั้นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหลัก 4 ประเภทนี้จึงสามารถใช้เป็นตัวแทนในการศึกษาได้ โดยแสดงได้ดังรูปที่ 3-7



รูปที่ 3-7 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมตามแผน AEDP เทียบกับ RE หลักทั้ง 4 ประเภท

### 3.3.2 การเลือกการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยใช้วิธี Optimization ตามต้นทุนของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

การทำ Optimization อาศัยข้อมูล Learning Curve ของโรงไฟฟ้าที่สามารถสร้างขึ้นได้ในในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 และข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 จากแผน PDP2010 Ver.3 และข้อมูลศักยภาพพลังงานชีวมวลคงเหลือของประเทศไทยจากการศึกษาของกระทรวงพลังงาน [5] โดยอาศัยสมมุติฐานดังต่อไปนี้

1. เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใดถูกที่สุดจะได้รับการเลือกก่อน
2. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท ที่สามารถสร้างขึ้นได้ในในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 อ้างอิงตามตารางที่ 5-1
3. ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 อ้างอิงตามตารางที่ 5-1
4. กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 แยกตามแต่ละประเภทของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอ้างอิงตามตารางที่ 5-2

### 3.4 การจัดทำแนวทางที่ตลาดหวังไว้และกรณีฐาน

ในการศึกษานี้จึงกำหนดแนวทางการศึกษาทั้งกรณีฐานและกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่ตลาดหวังไว้ทั้งหมด 4 กรณี ดังนี้

- 1) กรณีฐาน BAU-AEDP เป็นกรณีฐานที่ใช้เปรียบเทียบผลการศึกษาสำหรับกรณี AEDP โดยกำหนดให้ไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลตามปริมาณไฟฟ้าที่ปรากฏในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 (PDP 2010 revision 3) และเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณที่ปรากฏในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% (AEDP25%) กรณีฐานนี้ใช้พยากรณ์ผลการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553-2564
- 2) กรณีฐาน BAU-Optimization เป็นกรณีฐานที่ใช้เปรียบเทียบผลการศึกษาสำหรับกรณี Optimization โดยกำหนดให้ไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลตามปริมาณไฟฟ้าที่ปรากฏในแผน PDP 2010 revision 3 และเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณที่ปรากฏในแผน PDP 2010 revision 3 กรณีฐานนี้ใช้ทำนายผลการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553-2573
- 3) กรณี AEDP เป็นการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณไฟฟ้าที่ปรากฏในแผน AEDP25% กรณี AEDP นี้ใช้ทำนายผลการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553-2564
- 4) กรณี Optimization เป็นการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามอัตราซื้อต่ำสุดเพื่อเลือกลำดับความสำคัญของปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งสี่ประเภทด้วยต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่ต่ำที่สุดก่อนตามศักยภาพตามลำดับ กรณี Optimization นี้ใช้ทำนายผลการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553-2573

### 3.5 การวิเคราะห์โดยใช้วิธี Energy Input-Output Analysis

Input-Output Analysis เป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ที่ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในการอธิบายความสัมพันธ์ของผลกระทบทางตรงที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงโดยรวมของระบบเศรษฐกิจ [7] โมเดลของ Input-output analysis ถูกนำเสนอครั้งแรกโดย Wassily Loentief ผู้ได้รับรางวัลโนเบลสาขาเศรษฐศาสตร์ โดย Input-output กล่าวถึงความสัมพันธ์ของหน่วยเศรษฐกิจซึ่งมีความสัมพันธ์ซึ่งกันและกัน และการเปลี่ยนแปลงใดๆที่เกิดขึ้นภายในหน่วยเศรษฐกิจหนึ่งๆ ย่อมส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจรวมของประเทศทั้งทางตรงและทางอ้อมเสมอ เนื่องจาก ปริมาณความต้องการรวมสินค้าและบริการชนิดหนึ่ง ๆ ในเศรษฐกิจใดๆ (Total requirement from the economy) จะเป็นผลรวมของปริมาณความต้องการสินค้า/บริการชนิดนั้นๆ เพื่อเป็นปัจจัยการผลิตขั้นกลาง (Intermediate requirements for intermediate sectors) กับ ปริมาณการบริโภคสินค้า/บริการชนิดนั้น ๆ โดยผู้บริโภคขั้นสุดท้าย (Final consumption) [8]

แบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิต

$$X = [I - A + M]^{-1} Y = Y + (A + M)Y + (A + M)^2 Y + \dots + (A + M)^\infty Y$$

โดย

X คือ ผลผลิตทั้งหมดจากระบบเศรษฐกิจ

I คือ เมตริกหนึ่งหน่วย

A คือ สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตจากภายในประเทศ

M คือ สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตจากภายนอกประเทศ

Y คือ ความต้องการของผู้บริโภคขั้นสุดท้าย

โดยผลกระทบจากแบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตนั้นสามารถอธิบายได้ว่า

$1 + (A + M)^1$  คือ ผลกระทบทางตรงจากความต้องการขั้นสุดท้ายและความต้องการปัจจัยการผลิตขั้นกลางที่เปลี่ยนแปลง

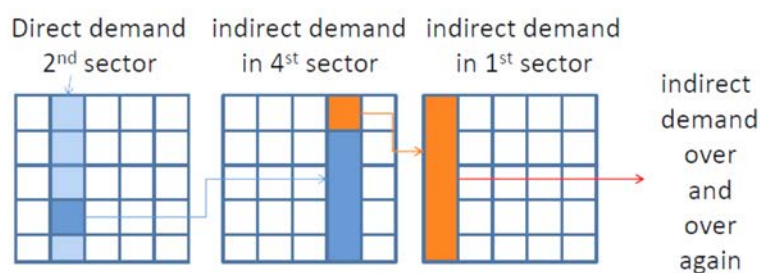
$(A + M)^2$  คือ ผลทางอ้อมในลำดับที่ 2 ที่เกิดจากความต้องการต่อเนื่องที่เปลี่ยนแปลงในภาคเศรษฐกิจขั้นกลาง

$(A + M)^3$  คือ ผลทางอ้อมในลำดับที่ 3 ที่เกิดจากความต้องการต่อเนื่องที่เปลี่ยนแปลงในภาคเศรษฐกิจขั้นกลางในขั้นที่ 2

$(A + M)^\infty$  คือ ผลทางอ้อมในลำดับที่  $\infty$  ที่เกิดจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นในภาคเศรษฐกิจขั้นก่อนหน้านี้อย่างหนึ่งขั้น

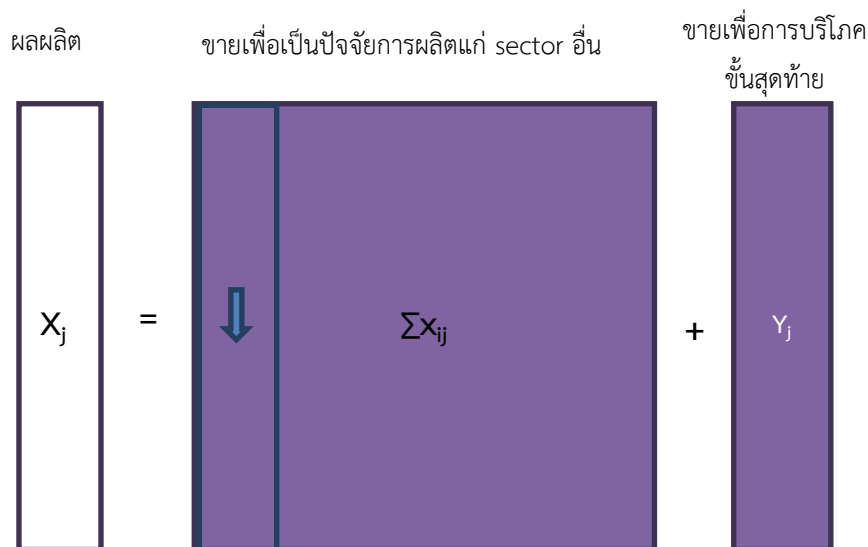
ดังนั้นจะเห็นว่าแบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตจะสามารถแสดงถึงผลกระทบต่อเนื่องจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นที่ดึงความต้องการเชื่อมโยงซึ่งกันและกันของภาคเศรษฐกิจต่างๆทุกภาคเศรษฐกิจในระบบเศรษฐกิจได้ครบถ้วนถึงขั้นอนันต์ ซึ่งสามารถอธิบายความสัมพันธ์ของโครงสร้างปัจจัยการผลิต ของผลกระทบทางอ้อมต่อเนื่องไปยังลำดับอนันต์ ได้ด้วยตัวอย่างจากการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างความต้องการปัจจัยการผลิตหนึ่งในภาคการผลิตขั้นกลางที่ 2 ด้วย เมตริกจัตุรัส A หรือ A+M และเวกเตอร์ในองค์ประกอบของภาคเศรษฐกิจ (sector) ตามที่แสดงด้วยเมตริกอย่างง่ายขนาด 4x4 ในรูปที่ 3-8

## Indirect effects



รูปที่ 3-8 ความสัมพันธ์ของผลกระทบทางอ้อมที่เกิดในภาคการผลิตชั้นกลางในระบบเศรษฐกิจ

สำหรับการจัดทำโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิตสามารถจัดทำได้โดยการสำรวจข้อมูลปฐมภูมิของปัจจัยการผลิตต่อผลผลิตในอดีต เพื่อนำมาทำนายผลผลิตในอนาคต หากมีความต้องการขั้นสุดท้ายเปลี่ยนแปลงไป โดยมีสมมติฐานว่าโครงสร้างปัจจัยการผลิตต่อผลผลิตมีโครงสร้างเช่นในอดีต และความต้องการปัจจัยการผลิตต่อผลผลิตความสัมพันธ์เชิงเส้น ดังนั้นในการจัดทำแบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตในการศึกษาเพื่อทำนายแนวโน้มของผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดย Feed-in Tariffs ใน การศึกษานี้ ได้จัดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเป็นภาคเศรษฐกิจหนึ่งในระบบเศรษฐกิจ และให้โครงสร้างต้นทุนชั้นกลางต่อผลผลิตเป็นส่วนหนึ่งในโครงสร้าง I-O model ตามที่แสดงในรูปที่ 3-9 โดยมีที่มาจากการดำเนินการสำรวจโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่ได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าแล้วในประเทศไทย



โครงสร้างต้นทุนชั้นกลางต่อผลผลิต นำไปสร้าง I-O model

รูปที่ 3-9 การจัดทำโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิต โดยการเก็บข้อมูลโครงสร้างต้นทุนการผลิตต่อผลผลิตของภาคการผลิตใหม่

สำหรับการนำแบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตมาใช้ในการทำนายผลกระทบตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-In Tariffs นั้น คณะนักวิจัยได้จัดทำแบบจำลองโครงสร้างรายปีตลอดระยะเวลาที่ศึกษา ตามที่แสดงในรูปที่ 3.10 โดยทำแบบจำลองรายปีของกรณีปกติ (BAU) และแบบจำลองของกรณีที่มีการดำเนินการตามแผน (Program) จากนั้นทำการเปรียบเทียบผลกระทบรายปีระหว่างกรณีปกติกับกรณีที่มีการดำเนินการตามแผน



รูปที่ 3.10 แสดงการใช้แบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิตในการเปรียบเทียบผลกระทบรายปีระหว่างกรณีปกติกับกรณีที่มีการดำเนินการตามแผน

### 3.5.1 การจัดทำโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินและทางพลังงานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การวิเคราะห์ Energy input-output analysis เป็นการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของภาคการผลิตซึ่งมีผลกระทบซึ่งกันและกันทั้งทางด้านการเงิน พลังงาน และการปลดปล่อยมลภาวะ โดยใช้ข้อมูลความสัมพันธ์ของการซื้อขายระหว่างหน่วยเศรษฐกิจหรือตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิต โดยตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตของประเทศไทยนั้นจัดทำโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ หรือ สศช. ซึ่งทำการสำรวจเพื่อจัดทำตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทุกๆ 5 ปี โดยฉบับล่าสุดคือ ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงิน ปี พ.ศ. 2548 และตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางพลังงาน ปี พ.ศ. 2543

ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตซึ่งจัดทำโดย สศช. นั้น ประกอบด้วยภาคการผลิตจำนวน 180 ภาคการผลิตดังแสดงนิยามในภาคผนวกที่ ข ตั้งแต่ภาคการผลิต 001 - 180 โดยสามารถจำแนกเป็น 3 กลุ่มภาคการผลิตหลัก คือ ภาคการเกษตร ภาคอุตสาหกรรม และภาคบริการ โดยคณะผู้วิจัยได้เพิ่มภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวน 5 ภาคการผลิต (subsector & Input-Output Table) ได้แก่

- 1) โซลาร์ฟาร์ม
- 2) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา
- 3) โรงไฟฟ้าชีวมวล

- 4) ฟาร์มกังหันลม
- 5) โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

โดยในการศึกษานี้ คณะผู้วิจัยจัดทำตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่นเดียวกับการจัดทำตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตของ สศช. นั่นคือ ใช้วิธีการสำรวจโดยใช้แบบสอบถามของ สศช. และทำการสัมภาษณ์ตัวแทนภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 18 ตัวแทน จาก 5 ภาคการผลิตไฟฟ้าดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 3-6

**ตารางที่ 3-6** จำนวนตัวแทนภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

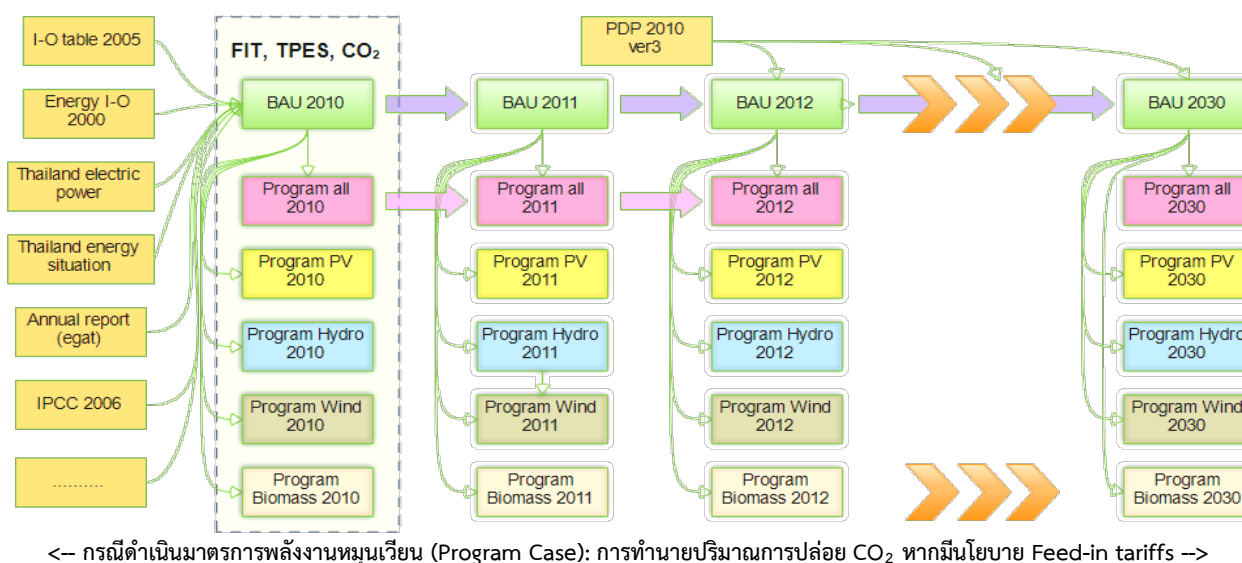
| ลำดับ | ภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน   | จำนวนตัวแทน |
|-------|--------------------------------------|-------------|
| 1     | โซลาร์ฟาร์ม                          | 4           |
| 2     | ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา | 3           |
| 3     | โรงไฟฟ้าชีวมวล                       | 3           |
| 4     | ฟาร์มกังหันลม                        | 4           |
| 5     | โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก              | 4           |
| รวม   |                                      | 18          |

การคัดเลือกตัวแทนของภาคการผลิตไฟฟ้านั้น คณะผู้วิจัยคัดเลือกโดยคำนึงถึงความสอดคล้องของข้อมูลที่จะเป็นตัวแทนของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดได้ ดังนี้

- 1) โซลาร์ฟาร์ม ขนาด 10 – 30 MW
- 2) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 3 – 330 kW
- 3) โรงไฟฟ้าชีวมวล ครอบคลุมการผลิตไฟฟ้าจากแกลบ กากอ้อย และไม้โตเร็ว ขนาดไม่เกิน 10 MW
- 4) ฟาร์มกังหันลม ขนาด 50 – 110 MW
- 5) โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ขนาด 20 – 1360 kW

### 3.5.2 การวางกรอบแนวทางประเมินผลกระทบต่อบริษัทเศรษฐกิจในระยะยาว

การดำเนินการประเมินผลกระทบต่อบริษัทเศรษฐกิจของประเทศไทยโดยใช้แบบจำลองปัจจัยการผลิตและผลผลิต ซึ่งคิดค้นโดย Wassily Loontjief [7] โดยเพิ่มปริมาณการบริโภคสินค้า/บริการภาคครัวเรือน (Household sector) เป็นภาคการผลิตด้วย [8] ในการวิเคราะห์ผลกระทบด้านต่างๆ จะเป็นการวิเคราะห์รายปีตลอดระยะเวลา 21 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ตามระยะเวลาในการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs ได้แก่ ด้านเศรษฐกิจ ด้านการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ ด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และด้านการขยายตัวของการจ้างงาน ตามแนวทางการวิเคราะห์ที่แสดงด้วยแผนภาพกระบวนการในรูปที่ 3-11



รูปที่ 3-11 แนวทางการทำนายผลกระทบเชิงเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานและกรณีที่มีการรับซื้อไฟฟ้าด้วยราคา Feed-in tariffs ในแต่ละ Scenario

ในการวิเคราะห์หาผลกระทบของการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศไทยโดยวิธี Energy input-output analysis นั้น คณะผู้วิจัยกำหนดให้การดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังไว้มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 (PDP 2010 revision 3) [9] ดังแสดงในรูปที่ 7-4 และเพิ่มการผลิตไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามแนวทางที่คาดหวังไว้ 4 แนวทางหลัก (Scenarios) ดังนี้

- 1) กรณี AEDP เป็นกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีต่างๆ ตามแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก 25% (AEDP25%) [10] ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 – 2564 ดังแสดงปริมาณไฟฟ้ารับซื้อในรูปที่ 7-5 โดยกรณี AEDP ใช้ทำนายผลการศึกษาดังแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2564
- 2) กรณี Optimization เป็นการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามอัตราซื้อต่ำสุดเพื่อเลือกลำดับความสำคัญของปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทด้วยต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่ต่ำที่สุดก่อนตามศักยภาพตามลำดับ โดยใช้ข้อมูลที่สอดคล้องกับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) และเพิ่มปริมาณไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ ตามข้อกำหนด สมมติฐาน และแนวทางดังที่อธิบายไว้ในบทที่ 5 ดังแสดงปริมาณไฟฟ้ารับซื้อในรูปที่ 7-6 กรณี Optimization ใช้ทำนายผลการศึกษาดังแต่ปี พ.ศ.2553 – 2573
- 3) กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อที่สอดคล้องกับกรณี AEDP โดยแยกเป็นกรณีย่อยดังนี้
  - a. กรณี AEDP-Solar farm เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มเท่านั้น

- b. กรณี AEDP-Solar rooftop เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาเท่านั้น
  - c. กรณี AEDP-Biomass เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเท่านั้น
  - d. กรณี AEDP-Wind farm เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากฟาร์มกังหันลมเท่านั้น
  - e. กรณี AEDP-Small hydro เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเท่านั้น
- 4) กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อที่สอดคล้องกับกรณี Optimization โดยแยกเป็นกรณีย่อยดังนี้
- a. กรณี Opt.-Solar farm เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มเท่านั้น
  - b. กรณี Opt.-Solar rooftop เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาเท่านั้น
  - c. กรณี Opt.-Biomass เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเท่านั้น
  - d. กรณี Opt.-Wind farm เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากฟาร์มกังหันลมเท่านั้น
  - e. กรณี Opt.-Small hydro เป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเท่านั้น

### 3.5.3 แบบจำลองการดำเนินการของระบบเศรษฐกิจกรณีฐาน

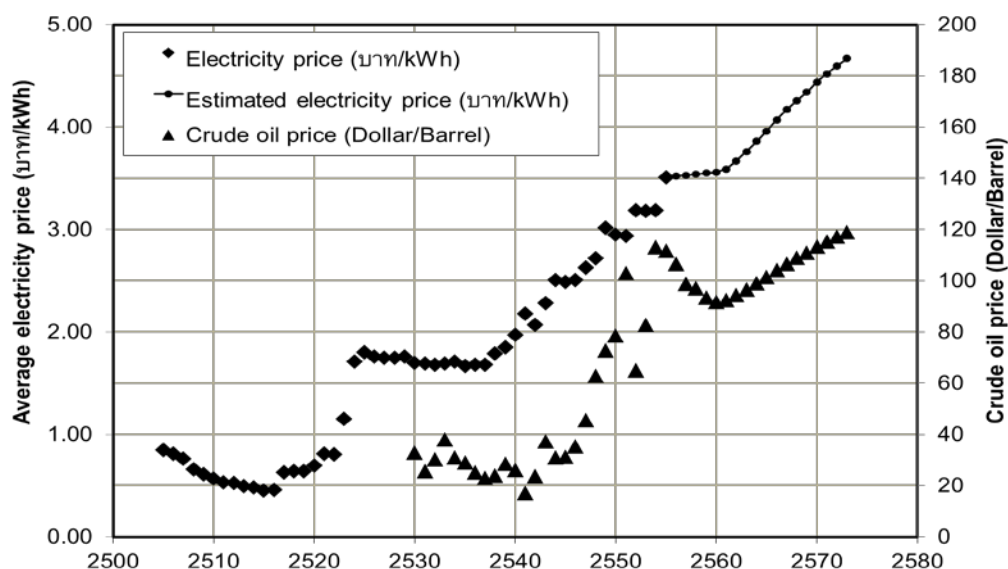
#### ข้อกำหนดและสมมติฐานของการวิเคราะห์

คณะผู้วิจัยกำหนดเงื่อนไขและสมมติฐานของการจัดทำตามแผนการดำเนินการของระบบเศรษฐกิจตามกรณีฐาน ดังนี้

1. ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตของประเทศไทยที่ใช้อ้างอิงในการศึกษานี้เป็นฉบับล่าสุด ได้แก่ ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินปี พ.ศ. 2548 [11] และตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางพลังงานปี พ.ศ. 2543 [12] ซึ่งจัดทำโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.)
2. ลักษณะโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินของทุกภาคเศรษฐกิจมีอัตราส่วนที่คงที่ตลอดระยะเวลาตามแผน ยกเว้นภาคการผลิตไฟฟ้า โดยมีลักษณะโครงสร้างแปรเปลี่ยนตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตและปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลแต่ละชนิดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้างวดแสดงในแผน PDP 2010 revision 3

3. ลักษณะโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางพลังงานของทุกภาคเศรษฐกิจมีอัตราส่วนที่คงที่ตลอดระยะเวลาตามแผน ยกเว้นภาคการผลิตไฟฟ้า โดยมีลักษณะโครงสร้างแปรเปลี่ยนตามปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด ประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้า ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้า และการสูญเสียไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า [13]
4. การกำหนดให้โครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินและทางพลังงานมีอัตราส่วนเปลี่ยนแปลงเฉพาะภาคการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากประเทศไทยมีการกำหนดแผนการผลิตไฟฟ้าไว้แล้ว แต่ยังไม่มีการจัดทำแนวทางการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางการเงินและการใช้พลังงานของภาคการผลิตอื่นๆ ซึ่งถือว่ามีความกระทบในเชิงซ้อนต่อโครงสร้างการใช้พลังงานของภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ของประเทศไม่มากนักเมื่อเทียบกับโครงสร้างการใช้พลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า
5. กำหนดกรณีฐานเป็นสองกรณี ได้แก่ กรณีฐาน BAU-AEDP และกรณีฐาน BAU-Optimization ตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท เพื่อเปรียบเทียบผลลัพธ์กับแนวทางที่คาดหวังทั้งสองแนวทาง ได้แก่ กรณี AEDP และกรณี Optimization ตามลำดับ
6. กรณีฐาน BAU-AEDP กำหนดให้การผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงระยะเวลาที่ศึกษา เป็นการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันปิโตรเลียม ทดแทนการผลิตไฟฟ้ารวมจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณไฟฟ้าที่ปรากฏในแผน AEDP25% สำหรับปี พ.ศ. 2555 – 2564 ดังแสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปที่ 3-12
7. กรณี BAU-Optimization กำหนดให้การผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงระยะเวลาที่ศึกษา เป็นการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันปิโตรเลียม ทดแทนการผลิตไฟฟ้ารวมจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามอัตรารับซื้อต่ำที่สุดตามศักยภาพตามลำดับ โดยใช้ข้อมูลที่สุดคล้อยกับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) ที่ปรากฏในแผน PDP 2010 revision 3 และเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ สำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2573 ดังแสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปที่ 7-6
8. การเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ทำขึ้นกระทำโดยเปรียบเทียบข้อมูลการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ และความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคผลิตไฟฟ้า (sector 135) สำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2555
9. ลักษณะโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินและทางพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้านั้น จะเป็นการรวมโครงสร้างทั้งที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าโดยภาครัฐและภาคเอกชน ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก
10. การพยากรณ์ราคาไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยในอนาคตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 – 2573 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามลักษณะแนวโน้มที่พบในอดีตจนถึงปัจจุบัน และทำนายแนวโน้มการเพิ่มของราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยโดยอ้างอิงแนวโน้มราคาพยากรณ์น้ำมันดิบในอนาคต [14] ดังที่แสดงในรูปที่ 3-12

11. แบบจำลองที่ได้จากการวิเคราะห์เป็นผลกระทบในแง่ลบต่างๆ ได้แก่ การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ พลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ และการจ้างงาน
12. ราคาไฟฟ้ารับซื้อแบบ Feed-in tariffs ของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทเป็นผลที่ได้จากการศึกษาในเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากบทที่ 4 ยกเว้นระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มและระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา เนื่องจากราคาเซลล์แสงอาทิตย์มีแนวโน้มลดลงมากจึงไม่สามารถกำหนดราคาในอนาคตได้โดยง่าย ดังนั้น คณะผู้วิจัยจึงเลือกใช้การทํานายราคา Feed-in tariffs สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มและระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ด้วยต้นทุนการลงทุนโรงไฟฟ้าตามแนวทางของ International Energy Agency [15] ดังรายละเอียดแสดงในบทที่ 4
13. ราคาไฟฟ้ารับซื้อ Feed-in tariffs สำหรับกรณีฐานแสดงในบทที่ 4
14. การประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงจากภาคเศรษฐกิจต่างๆ นั้น ประเมิน CO<sub>2</sub> ที่ปลดปล่อยจากทุกภาคเศรษฐกิจจากกิจกรรมการเผาไหม้เชื้อเพลิง โดยอ้างอิงวิธีการตาม IPCC 2006 Guideline [16]
15. อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP Growth) ของการบริโภคขั้นสุดท้าย เลือกใช้อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2553 ตามประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมประเทศไทย (TSIC) 16 กลุ่ม จัดทำโดย สศช. [17] และใช้อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจตามทีระบุไว้ในรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับปี พ.ศ. 2554 – 2555 และในแผน PDP 2010 revision 3 สำหรับปี พ.ศ. 2556 – 2573



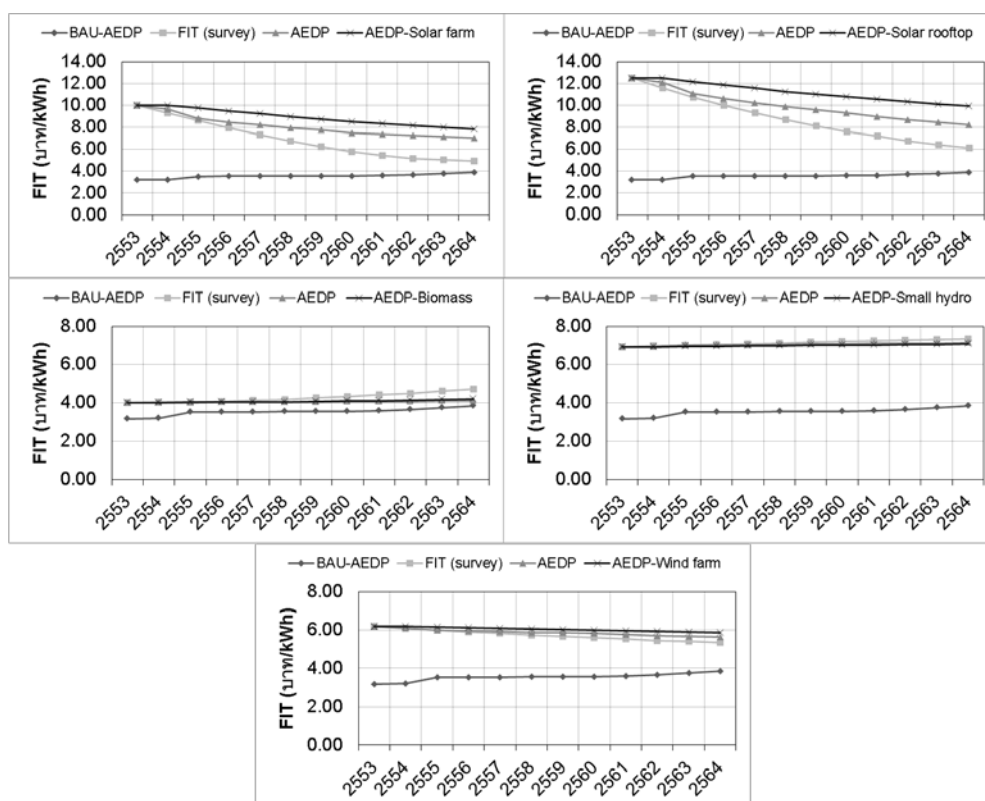
รูปที่ 3-12 ราคาไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยระหว่างปี พ.ศ. 2556 – 2573 อ้างอิงราคาน้ำมันดิบในอนาคต

### 3.5.4 ข้อกำหนดและสมมติฐานในการวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังต่างๆ

ในการจัดทำแผนตามกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวัง (Scenarios) ต่างๆ นั้น คณะผู้วิจัยกำหนดเงื่อนไขและสมมติฐานเพิ่มเติมจากกรณีฐาน ดังนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของภาคผลิตไฟฟ้า (sector 135) เป็นไปตามแผน PDP2010 revision 3 ดังแสดงในรูปที่ 7-3
2. กำหนดกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังจำนวนสองกรณี ตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท ได้แก่ กรณี AEDP และกรณี Optimization
3. กรณี AEDP เป็นกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีต่างๆ ตามแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก 25% (AEDP25%) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 – 2564 ดังแสดงปริมาณไฟฟ้ารับซื้อในรูปที่ 7-4 โดยกรณี AEDP ใช้ทำนายผลการศึกษาดังแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2564
4. กรณี Optimization เป็นการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามอัตราซื้อต่ำสุดเพื่อเลือกลำดับความสำคัญของปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทด้วยต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่ต่ำที่สุดก่อนตามศักยภาพตามลำดับ โดยใช้ข้อมูลที่สอดคล้องกับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) และเพิ่มปริมาณไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ ตามข้อกำหนด สมมติฐานและแนวทางดังที่อธิบายไว้ในบทที่ 5 ดังแสดงปริมาณไฟฟ้ารับซื้อในรูปที่ 7-5 กรณี Optimization ใช้ทำนายผลการศึกษาดังแต่ปี พ.ศ.2553 – 2573
5. ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท กำหนดดังนี้
  - a. ปี พ.ศ. 2553 – 2554 มีปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท ตามที่เกิดขึ้นจริง
  - b. ปี พ.ศ. 2555 – 2564 มีปริมาณไฟฟ้ารับซื้อทั้งหมดจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท ตามที่ระบุในแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก 25% ดังแสดงโครงสร้างปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปที่ 7-4 สำหรับกรณี AEDP
  - c. ปี พ.ศ. 2555 – 2573 มีปริมาณไฟฟ้ารับซื้อทั้งหมดจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภทสอดคล้องกับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) ตามแผน PDP 2010 revision 3 ร่วมกับการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ ดังแสดงในโครงสร้างปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปที่ 7-5 สำหรับกรณี Optimization
6. กำหนดราคา Feed-in tariffs ของราคาไฟฟ้ารับซื้อจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละแห่งนั้นจะพิจารณาให้ภาคผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละแห่งได้รับราคา Feed-in tariffs ดังแสดงในบทที่ 4 ด้วยราคาไฟฟ้ารับซื้อคงที่นาน 20 ปี นับจากวันที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial operation date: COD)

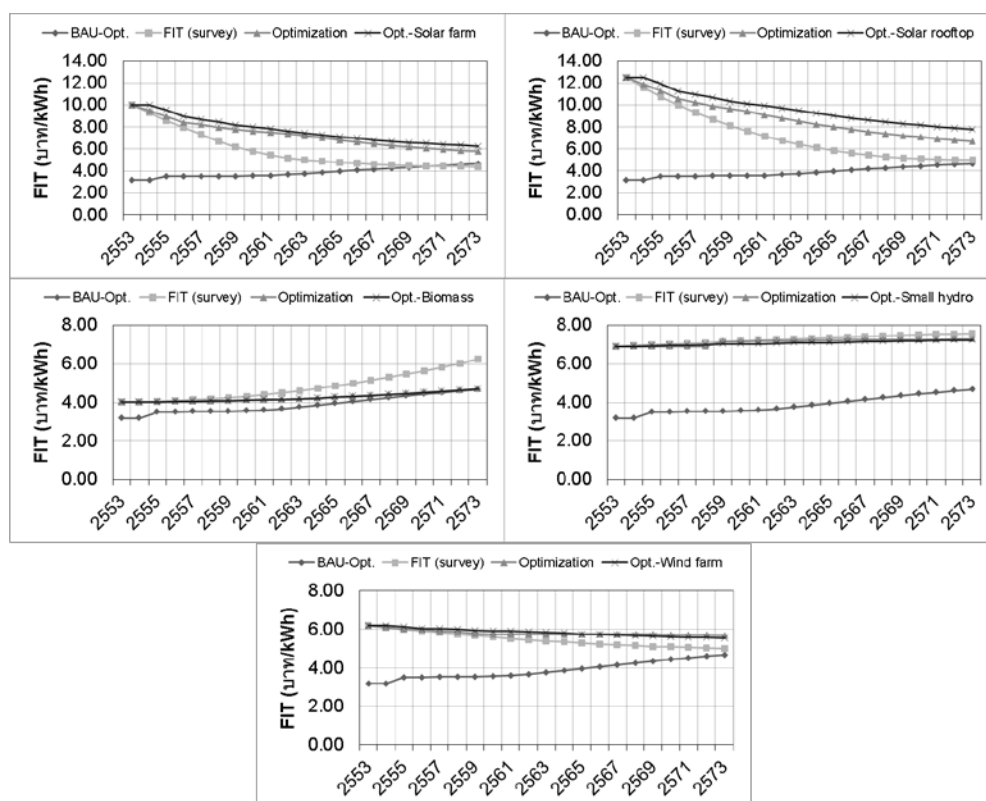
- 
7. ราคา Feed-in tariffs ของราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทสำหรับกรณี AEDP กรณี BAU-AEDP และกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทได้แก่ กรณี AEDP-Solar farm กรณี AEDP-Solar rooftop กรณี AEDP-Biomass กรณี AEDP-Wind farm และกรณี AEDP-Small hydro พร้อมทั้งราคาไฟฟ้ารับซื้อนี้ก็กับราคา Feed-in tariffs (survey) แสดงในรูปที่ 3-13 โดย พิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้รับราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD ทำให้ราคาไฟฟ้ารับซื้อโดยเฉลี่ยที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกรายในแต่ละปี (FIT) ของกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังต่างๆ มีค่าต่างไปจากราคา Feed-in tariffs ที่วิเคราะห์ตามต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์จากรูปที่ 4
  8. ราคา Feed-in tariffs ของราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทสำหรับกรณี Optimization กรณี BAU-Optimization และกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทได้แก่ กรณี Opt.-Solar farm กรณี Opt.-Solar rooftop กรณี Opt.-Biomass กรณี Opt.-Wind farm และกรณี Opt.-Small hydro พร้อมทั้งราคาไฟฟ้ารับซื้อนี้ก็กับราคา Feed-in tariffs (survey) แสดงในรูปที่ 3-14 โดย พิจารณาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้รับราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD ทำให้ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ยที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกรายในแต่ละปี (FIT) ของกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังต่างๆ มีค่าต่างไปจากราคา Feed-in tariffs ที่วิเคราะห์ตามต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์จากรูปที่ 4



รูปที่ 3-13 ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท สำหรับกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่  
คาดหวังไว้ต่างๆ ที่สอดคล้องกับกรณี AEDP

หมายเหตุ: FIT ในรูปที่ 3-13 มีความหมายดังนี้

- BAU-AEDP หมายถึง ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 7-5
- FIT (ที่ได้จากการเก็บข้อมูลในการศึกษานี้) หมายถึง ราคา Feed-in tariffs ที่วิเคราะห์ตามต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ดังแสดงในรูปที่ 7-6
- AEDP หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- AEDP-Solar farm หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- AEDP-Solar rooftop หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- AEDP-Biomass หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- AEDP-Wind farm หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากฟาร์มกังหันลม โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- AEDP-Small hydro หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD



รูปที่ 3-14 ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท สำหรับกรณีการดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังไว้ต่างๆ ที่สอดคล้องกับกรณี Optimization

หมายเหตุ: FIT ในรูปที่ 3-14 มีความหมายดังนี้

- BAU-Optimization หมายถึง ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 7-5
- FIT (ที่ได้จากการเก็บข้อมูลในการศึกษานี้) หมายถึง ราคา Feed-in tariffs ที่วิเคราะห์ตามต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ดังแสดงในรูปที่ 7-6
- Optimization หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- Opt.-Solar farm หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- Opt.-Solar rooftop หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- Opt.-Biomass หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- Opt.-Wind farm หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากฟาร์มกังหันลม โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD
- Opt.-Small hydro หมายถึง ราคาไฟฟ้ารับซื้อเฉลี่ย ที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โดยกำหนดราคาคงที่ 20 ปี นับจากวัน COD

### เอกสารอ้างอิงบทที่ 3

1. Natural resource Canada, 2012, Energy [Online], Available: [www.nrcan.gc.ca](http://www.nrcan.gc.ca) [2 มกราคม 2556].
2. Mitra Kami Delivand et al, 2012, Environmental and socio-economic feasibility assessment of rice straw conversion to power and ethanol in Thailand.
3. Bank of Thailand, 2014, Financial [Online], Available: <http://www.bot.or.th/English/Statistics/FinancialMarkets/InterestRate/Pages/StatInterestRate.aspx> [13 มกราคม 2557]
4. SOLARTECH CENTER LIMITED PARTNERSHIP, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.solartech-center.com/> [20 ธันวาคม 2556]
5. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.eppo.go.th/power/index.html> [7 พฤษภาคม 2553]
6. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.erc.or.th/ERCSP/Default.aspx?x=0&muid=23&prid=41> [7 พฤษภาคม 2553]
7. Loontjens, Wassily, 1986, *Input-Output Economic*, 2<sup>nd</sup> Edition, Oxford University Press, United States.
8. Miller, Ronald E. and Blair, Peter C., 1985, *Input-output analysis: Foundations and Extensions*, Prentice-Hall, Inc., United States of America.
9. Energy Policy and Planning Office (EPPO), 2012, Power Development Plan 2010 Revision 3 [Online], Available: <http://www.eppo.go.th/power/PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-T.pdf> [1 August 2012].
10. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012, The Renewable and Alternative Energy Development Plan for 25 Percent in 10 Years (AEDP 2012-2021) [Online], Available: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm) [15 July 2012].
11. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Input-Output Table 2005 [Online], Available: <http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=97> [2 Jan 2012].
12. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Input-Output Table 2000 [Online], Available: <http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=97> [2 Jan 2012]
13. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Energy Input-Output Table 2000 [Personal communication].

14. P. Suksuntornsiri, B.Limmeechokchai, 2010, Economy-Wide Impact on Embodied Energy Intensities and GHG Emissions Data from Power Sector: Input-Output Analysis, The 3rd AUN/SEED-Net Regional Conference on New and Renewable Energy, 13-14 October, 2010, Penang, Malaysia.
15. U.S. Energy Information Administration, 2013, Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040 [Online], Available: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm) [2 Jan 2013].
16. International Energy Agency, 2012, Energy [Online], Available: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar\\_Energy\\_Perspectives2011.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf) [2 มกราคม 2556]
17. Chiang, Y. H., Cheng, E.W.L. and Tang, B. D. S., 2006, Examining Repurcussions of Consumptions and Inputs Placed on the Construction Sector by Use of I-O Tables and DEA, Building and Environment, Vol. 41, pp.1-11.
18. Loentief, Wassily, 1986, *Input-Output Economic*, 2<sup>nd</sup> Edition, Oxford University Press, United States.
19. IPCC, 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Online], <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html> [1 Jan 2009]
20. Miller, Ronal E. and Blair, Peter C., 1985, Input-output analysis: Foundations and Extensions, Prentice-Hall, Inc., United States of America.

## บทที่ 4

### การวิเคราะห์ราคาซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ในบทนี้ได้ทำการวิเคราะห์ราคาซื้อขายไฟฟ้า (Feed-in tariff) ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานจากชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก วิธีการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าจะใช้วิธีพิจารณาจากต้นทุนตามเทคโนโลยีที่ใช้การผลิตไฟฟ้า

#### 4.1 การวิเคราะห์กรณี พลังงานแสงอาทิตย์

##### 4.1.1 ข้อสมมติฐานเพิ่มเติมการวิเคราะห์การคำนวณค่า FIT ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

- กำหนดอายุโครงการสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ 20 ปี
- ค่าใช้จ่าย O&M ของ inverter นำมาจากรายงานการประชุมคณะอนุกรรมการพิจารณาบททวนอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า ครั้งที่ 3/2553 โดยแยกเป็นสองขนาดคือ สำหรับ residential กำหนดให้ราคาคงที่ 10,000 บาทและสำหรับ commercial กำหนดเป็น 20% ของราคา inverter ที่ติดตั้งครั้งแรกและสำหรับ utility กำหนดเป็น 10% ของราคา inverter ที่ติดตั้งครั้งแรกเนื่องจากอุปกรณ์ภายใน inverter สำหรับ commercial มีราคาสูงกว่า utility โดยจะมีการเปลี่ยน inverter ในปีที่ 11 อย่างไรก็ตาม หากราคาอุปกรณ์ลดลงมากผู้ประกอบการอาจจะไม่เปลี่ยนอุปกรณ์ แต่อาจซื้อใหม่ทั้งหมดซึ่งจะเสียค่าใช้จ่ายน้อยกว่าการเปลี่ยนอุปกรณ์
- ค่าเช่าที่ดินและการใช้พื้นที่ คิดจากราคาประเมินที่ดินของกรมธนารักษ์โดยสรุปค่าเช่าที่ดินสำหรับ utility scale อยู่ที่ 25,000 บาท/ไร่/ปี สำหรับเทคโนโลยี Crystalline มีการใช้ที่ดิน 10 ไร่/MW ส่วนเทคโนโลยี Amorphous มีการใช้ที่ดิน 25 ไร่/MW ส่วนการติดตั้งใน residential และ commercial scale ไม่ต้องเช่าที่ดินเนื่องจากใช้หลังคาบ้าน หรือ อาคารอยู่แล้ว
- ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในประเภทที่อยู่อาศัยแสดงใน ตารางที่ 4-1 และ ตารางที่ 4-2 จากตารางทั้งสองนี้ ทำให้สามารถสรุปราคาตลาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Crystalline ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งต่างๆ ในประเทศไทย แสดงการกระจายตัวสรุปเป็นช่วงราคาได้ดังนี้ 1.) Residential scale 150.04-190 บาท/Watt 2.) Commercial scale 127.30-160.6 บาท/Watt 3.) Utility scale 100.64-141.28 บาท/Watt ในขณะที่ราคาตลาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Amorphous ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งต่างๆ ในประเทศไทยมีช่วงราคาดังนี้ 1.) Residential Scale 144.00-165.87 บาท/Watt 2.) Commercial Scale 112.43-142.80 บาท/Watt 3.) Utility Scale 89.91-114.89 บาท/Watt ราคานี้เป็นราคาที่ใช้ติดตั้งในระหว่างปี พ.ศ. 2553-2554 แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีราคาลดลงมากเมื่อเทียบกับปัจจุบัน (พ.ศ.2556) ทางคณะผู้ศึกษาจึงใช้ราคาต้นทุนจากราคาปัจจุบันแสดงได้ดังตารางที่ 4-3 และ 4-4

ตารางที่ 4-1 ค่าใช้จ่ายต่อวัตต์ของการผลิตไฟฟ้าจากแผงรับแสงอาทิตย์แบบ Crystalline (บาท/Watt)

| Items              | สัดส่วน | Residential<br>3 kW |        | สัดส่วน | Commercial<br>50 kW-1 MW |       | สัดส่วน | Utility<br>มากกว่า 1 MW |        |
|--------------------|---------|---------------------|--------|---------|--------------------------|-------|---------|-------------------------|--------|
|                    | %       | Min                 | Max    | %       | Min                      | Max   | %       | Min                     | Max    |
| Module cost        | 61.00   | 91.50               | 115.90 | 54.00   | 68.74                    | 86.63 | 51.00   | 51.26                   | 72.42  |
| Inverter           | 10.50   | 15.79               | 19.95  | 11.00   | 14.00                    | 17.69 | 12.00   | 11.59                   | 16.33  |
| Electrical balance | 5.00    | 7.50                | 9.50   | 6.00    | 7.64                     | 9.65  | 7.00    | 6.78                    | 9.58   |
| Mounting structure | 9.00    | 13.50               | 17.10  | 10.50   | 13.37                    | 16.88 | 12.00   | 12.06                   | 17.04  |
| Engineering        | 6.50    | 9.75                | 12.35  | 7.00    | 8.91                     | 11.26 | 7.00    | 7.29                    | 10.29  |
| Transportation     | 3.00    | 4.50                | 5.70   | 5.00    | 6.37                     | 8.04  | 4.00    | 4.02                    | 5.68   |
| Installation       | 5.00    | 7.50                | 9.50   | 6.50    | 8.27                     | 10.45 | 7.00    | 7.04                    | 9.94   |
| Total system cost  | 100     | 150.04              | 190    | 100     | 127.3                    | 160.6 | 100     | 100.04                  | 141.28 |

ที่มา : ข้อมูลจากผู้เชี่ยวชาญพลังงานแสงอาทิตย์ พ.ศ. 2553

- หมายเหตุ 1. Electrtrical balance หมายถึง ระบบสายไฟ มิเตอร์ หม้อแปลง ระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้า
2. Engineering หมายถึงค่าใช้จ่ายในการให้คำปรึกษาโดยวิศวกร ออกแบบ คุมงาน และระบบรากฐาน รวมทั้งทดสอบระบบ
3. Mounting Structure รวมถึงการติดตั้งฐานวางแผงแสงอาทิตย์และระบบรากฐานในกรณีระบบใหญ่

ตารางที่ 4-2 ค่าใช้จ่ายต่อวัตต์ของการผลิตไฟฟ้าจากแผงรับแสงอาทิตย์แบบ Amorphous (บาท/Watt)

| Items              | สัดส่วน | Residential<br>3 kW |        | สัดส่วน | Commercial<br>50 kW-1 MW |        | สัดส่วน | Utility<br>มากกว่า 1 MW |        |
|--------------------|---------|---------------------|--------|---------|--------------------------|--------|---------|-------------------------|--------|
|                    | %       | Min                 | Max    | %       | Min                      | Max    | %       | Min                     | Max    |
| Module cost        | 44.44   | 64.00               | 73.72  | 41.01   | 46.11                    | 58.57  | 45.04   | 40.50                   | 51.75  |
| Inverter           | 11.11   | 16.00               | 18.43  | 11.57   | 13.01                    | 16.53  | 12.91   | 11.61                   | 14.84  |
| Electrical balance | 6.67    | 9.60                | 11.06  | 7.72    | 8.68                     | 11.02  | 7.26    | 6.53                    | 8.34   |
| Mounting structure | 16.67   | 24.00               | 27.65  | 17.64   | 19.83                    | 25.19  | 14.01   | 12.60                   | 16.10  |
| Engineering        | 6.67    | 9.60                | 11.06  | 6.62    | 7.44                     | 9.45   | 6.26    | 5.63                    | 7.19   |
| Transportation     | 5.56    | 8.00                | 9.22   | 6.07    | 6.82                     | 8.66   | 5.00    | 4.50                    | 5.75   |
| Installation       | 8.89    | 12.80               | 14.74  | 9.37    | 10.54                    | 13.38  | 9.51    | 8.55                    | 10.92  |
| Total system cost  | 100     | 144.00              | 165.87 | 100     | 112.43                   | 142.80 | 100     | 89.91                   | 114.89 |

ที่มา : ข้อมูลจากผู้เชี่ยวชาญพลังงานแสงอาทิตย์ พ.ศ. 2553

- หมายเหตุ 1. Electrtrical balance หมายถึง ระบบสายไฟ มิเตอร์ หม้อแปลง ระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้า
2. Engineering หมายถึงค่าใช้จ่ายในการให้คำปรึกษาโดยวิศวกร ออกแบบ คุมงาน และระบบรากฐาน รวมทั้งทดสอบระบบ
3. Mounting Structure รวมถึงการติดตั้งฐานวางแผงแสงอาทิตย์ และระบบรากฐานในกรณีระบบใหญ่

**4.1.2 วิธีการวิเคราะห์** การวิเคราะห์จะแยกการวิเคราะห์ตามขนาดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยแบ่งออกเป็น 2 แบบ คือ 1) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV rooftop) 2) โซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) โดยมีวิธีการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

1. ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV rooftop) พิจารณาตามกำลังการผลิต 3 ระดับ กำลังการผลิต คือ 1.) กำลังการผลิตต่ำกว่า 10 kW 2.) 10 kW – 250 kW และ 3.) มากกว่า 250 kW การวิเคราะห์ทางการเงินของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก ประเภทติดตั้งบนหลังคา และมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Crystalline และ Amorphous ใช้ข้อมูลราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์อ้างอิงจากผู้นำเข้าและจัดจำหน่าย [5] และได้กำหนดสมมติฐานทางด้านต่างๆ ไว้ดังในสมมติฐานที่ได้กล่าวไว้เบื้องต้น

2. โซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) ในการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ลักษณะเป็น Solar farm โดยแบ่งการศึกษาเป็น 2 ส่วน คือ 1. ข้อมูลโครงสร้างต้นทุนจากสถานที่จริงจำนวน 4 โรงไฟฟ้าคือ 1.) โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยาบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) 2.) โซลาร์ฟาร์มจังหวัดลำปาง 3.) โซลาร์ฟาร์มจังหวัดนครสวรรค์ และ 4.) โซลาร์ฟาร์มจังหวัดนครสวรรค์ดังตารางที่ ก-2 และ 2. ข้อมูลราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์และราคาอุปกรณ์ต่างๆ อ้างอิงจากผู้นำเข้าและจัดจำหน่าย [5] เพื่อให้สะท้อนกับต้นทุนที่ลงทุนในปัจจุบัน โดยแยกการวิเคราะห์ออกเป็นตามชนิดของแผงและขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง

**4.1.3 ผลการวิเคราะห์** โครงการผลิตไฟฟ้าจากแผงรับแสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา โดยใช้ข้อมูลโครงสร้างการลงทุนจากการเยี่ยมชมและการเก็บข้อมูลจากโรงไฟฟ้ารายละเอียดดังตารางที่ ก-1 ในภาคผนวก ก ประกอบกับข้อมูลราคาเซลล์แสงอาทิตย์และราคาอุปกรณ์ต่างๆ จาก IEA ได้ราคาการรับซื้อ FIT ของประเภทโครงการ Residential Commercial และ Industrial ดังราคาต่อไปนี้ คือ 7.12 6.82 และ 6.50 บาท/kWh ตามลำดับ ดังตารางที่ 4-3 โดยจะเห็นได้ว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงรับแสงอาทิตย์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นราคา FIT จะถูกลง

ผลการวิเคราะห์โครงการผลิตไฟฟ้าแบบโซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) แยกตามชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline ขนาดกำลังติดตั้ง 10 MW และ 30 MW มีราคา FIT คือ 6.12 และ 5.92 บาท/kWh ตามลำดับ และสำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ขนาดกำลังติดตั้ง 10 MW และ 30 MW มีค่า FIT คือ 5.87 และ 5.67 บาท/kWh ตามลำดับ รายละเอียดดังตารางที่ 4-4 และตารางที่ 4-5 ตามลำดับ

ตารางที่ 4-3 ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา

| Parameter \ Plant       | unit                       | Residential<br>3 kW | Commercial<br>200 kW | Industrial<br>330 kW |
|-------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| Total investment        | บาท/kW                     | 65,416              | 63,846               | 61,745               |
| Expected lifetime       | ปี                         | 20                  | 20                   | 20                   |
| Discounted rate         | %                          | 10                  | 10                   | 10                   |
| Debt ratio              |                            | 1:1                 | 1:1                  | 3:2                  |
| Payback period          | ปี                         | 7.8                 | 7.9                  | 7.9                  |
| O&M cost                | % of total investment cost | 1%                  | 0.8%                 | 0.6%                 |
| Income tax              | %                          | 12.5                | 15                   | 30                   |
| BOI incentive           | ปี                         | No                  | No                   | 8                    |
| Plant load factor       | %                          | 15.0                | 15.0                 | 15.0                 |
| System derating factor  | %                          | 80.76               | 80.76                | 80.76                |
| After-tax equity IRR    | %                          | 11.1                | 11.2                 | 11.2                 |
| Proposed feed-in tariff | บาท/kWh                    | 7.12                | 6.82                 | 6.50                 |

ตารางที่ 4-4 ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าแบบโซลาร์ฟาร์มจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW และ 30 MW ตามลำดับ

| Parameter \ Plant              |                            | Installed capacity<br>10 MW | Installed capacity<br>30 MW |
|--------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Parameter                      | unit                       | Values                      | Values                      |
| Total capacity to grid         | MW                         | 10                          | 30                          |
| Total investment <sup>1</sup>  | บาท/kW                     | 59,000                      | 57,000                      |
| Expected lifetime              | ปี                         | 20                          | 20                          |
| Discounted rate                | %                          | 10                          | 10                          |
| Payback period                 | ปี                         | 7.7                         | 7.7                         |
| Fraction of debt               |                            | 54%                         | 54%                         |
| Operating and maintenance cost | % of total investment cost | 0.5                         | 0.5                         |
| Land rent                      | บาท/ปี                     | 3,000,000                   | 9,000,000                   |
| Plant load factor <sup>2</sup> | %                          | 16.0                        | 16.0                        |
| System derating factor         | %                          | 80.7                        | 80.7                        |
| After-tax equity IRR           | %                          | 11.2                        | 11.2                        |
| Feed-in tariff                 | บาท/kWh                    | 6.12                        | 5.92                        |

หมายเหตุ

1.เป็นราคาที่ดินและการใช้ประโยชน์ คิดจากข้อมูลที่ดินประเมินของกรมธนารักษ์ โดยสรุปค่าเช่าที่ดินสำหรับ Utility scale อยู่ที่ 30,000 บาท/ไร่/ปี โดยเทคโนโลยี Crystalline มีการใช้ที่ดิน 10 ไร่/MW และเทคโนโลยี Amorphous มีการใช้ที่ดิน 25 ไร่/MW นอกจากนี้ราคาดังกล่าวรวมถึง ค่าพัฒนาโครงการ Infrastructure และ Distribution upgrade and High voltage transmission installation

2.Plant load factor อ้างอิงจากค่า capacity factor ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของ โรงไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มบางจาก อ. บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา และข้อมูลจาก Ministry of Energy.

ตารางที่ 4-5 ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าแบบโซลาร์ฟาร์มจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW และ 30 MW ตามลำดับ

| Plant<br>Parameter             |                            | Installed capacity<br>10 MW | Installed capacity<br>30 MW |
|--------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Parameter                      | unit                       | Value                       | Value                       |
| Total capacity to grid         | MW                         | 10                          | 30                          |
| Total investment <sup>1</sup>  | บาท/kW                     | 51,000                      | 48,000                      |
| Expected lifetime              | ปี                         | 20                          | 20                          |
| Discounted rate                | %                          | 10                          | 10                          |
| Payback period                 | ปี                         | 7.0                         | 7.0                         |
| Fraction of debt               |                            | 54%                         | 54%                         |
| Operating and maintenance cost | % of total investment cost | 0.5                         | 0.5                         |
| Land rent                      | บาท/ปี                     | 7,500,000                   | 22,500,000                  |
| Plant load factor <sup>2</sup> | %                          | 16.0                        | 16.0                        |
| System derating factor         | %                          | 80.49                       | 80.70                       |
| After-tax equity IRR           | %                          | 11.0                        | 11.2                        |
| Feed-in tariff                 | บาท/kWh                    | 5.87                        | 5.67                        |

หมายเหตุ

1.เป็นราคาที่ดินและการใช้ประโยชน์ คิดจากข้อมูลที่ดินประเมินของกรมธนารักษ์ โดยสรุปค่าเช่าที่ดินสำหรับ Utility scale อยู่ที่ 30,000 บาท/ไร่/ปี โดยเทคโนโลยี Crystalline มีการใช้ที่ดิน 10 ไร่/MW และเทคโนโลยี Amorphous มีการใช้ที่ดิน 25 ไร่/MW นอกจากนี้ราคาค่าดังกล่าวรวมถึง ค่าพัฒนาโครงการ Infrastructure และ Distribution upgrade and High voltage transmission installation

2.Plant load factor อ้างอิงจากค่า capacity factor ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ของ โรงไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มบางจาก อ. บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา และข้อมูลจาก Ministry of Energy.

## 4.2 การวิเคราะห์กรณี เชื้อเพลิงชีวมวล

### 4.2.1 สมมติฐานเพิ่มเติมการวิเคราะห์การคำนวณค่า FIT ในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล

1. กำหนดอายุโครงการสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล 20 ปีและค่าการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตลอดระยะเวลาของโครงการ
2. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องจักรประมาณร้อยละ 3-4 ของเงินลงทุนรวม
3. ค่าที่ดิน การพัฒนาที่ดินและระบบจำหน่ายไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า จะรวมในเงินลงทุนรวมทั้งหมดแล้ว
4. ค่าเชื้อเพลิงต่อต้านจะแปรผันตามชนิดเชื้อเพลิงแต่ละประเภท เช่น เชื้อเพลิงแกลบ ชานอ้อย ไม้โตเร็ว หรือวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรต่างๆ รวมค่าขนส่ง ค่าแรงงาน และค่าจัดเก็บแล้ว กำหนดให้ปรับราคาสูงขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2556-2563 และราคาเชื้อเพลิงสูงขึ้นร้อยละ 4 ต่อปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2563 เป็นต้นไป

5. ประเภทโรงไฟฟ้าที่เป็นตัวแทนในการศึกษา FIT เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าขายอย่างเดียวไม่รวมโรงงานที่ขายไอน้ำด้วย
6. Capacity Factor ของโครงการสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงจากแกลบ ชานอ้อย และไม้โตเร็ว มีค่าเท่ากับ 85%

**4.2.2 วิธีการวิเคราะห์** วิเคราะห์ตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในโครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากชีวมวลโดยแบ่งออกเป็น 4 ประเภท คือ 1) แกลบ 2) ชานอ้อย 3) ไม้โตเร็ว 4) ทางปาล์ม ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW และกำลังการผลิตที่ทำสัญญาขายตามข้อมูลจากการเยี่ยมชม โดยใช้พื้นฐานโครงสร้างต้นทุนจากการเยี่ยมชมและเก็บข้อมูลจากโรงไฟฟ้ารายละเอียดแสดงดังตารางที่ ก-3 ก-4 ก-5 ก-6 และ ก-7 และราคาเชื้อเพลิงจากแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้

**4.2.3 ผลการวิเคราะห์** จากการศึกษาพบว่าค่า FIT ของโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแกลบ ชานอ้อย ไม้โตเร็ว และทางปาล์ม มีค่าเท่ากับ 3.91 3.81 4.07 และ 3.85 บาท/kWh ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 4-6 และในตารางที่ 4-7 เป็นผลการศึกษาค่า FIT ในกรณีที่เชื้อเพลิงแกลบมีราคาเพิ่มขึ้น

**ตารางที่ 4-6** ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ

|                               | โรงไฟฟ้าแกลบ | โรงไฟฟ้าชานอ้อย | โรงไฟฟ้าไม้โตเร็ว | โรงไฟฟ้าทางปาล์ม |
|-------------------------------|--------------|-----------------|-------------------|------------------|
| Installed capacity (MW)       | 9.9          | 9.5             | 9.9               | 9.0              |
| Electricity to grid (MW)      | 7.5          | 8.0             | 8.0               | 8.1              |
| Loan ratio                    | 60%          | 60%             | 60%               | 60%              |
| Project life time             | 20           | 20              | 20                | 20               |
| Fuel cost in 2013 (บาท/ton)   | 1000         | 550             | 1050              | 1000             |
| Lower heating values ( MJ/kg) | 13.517       | 7.368           | 8.514             | 11.000           |
| Income tax                    | 30%          | 30%             | 30%               | 30%              |
| Feed-in tariffs (บาท/kWh)     | 3.91         | 3.81            | 4.07              | 3.85             |

**ตารางที่ 4-7** ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบกรณีที่เชื้อเพลิงมีราคาสูงขึ้น

| Biomass cost (บาท/ton)    | 1,000 | 1,200 | 1,300 |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| Feed-in tariffs (บาท/kWh) | 3.91  | 4.15  | 4.27  |

\*หมายเหตุ อ้างอิงราคาในปี พ.ศ. 2556

### 4.3 การวิเคราะห์กรณีพลังงานลม

#### 4.3.1 สมมติฐานเพิ่มเติมการวิเคราะห์การคำนวณค่า FIT ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

1. กำหนดอายุโครงการสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีอายุ 20 ปีและค่าการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตลอดระยะเวลาของโครงการ
2. กำหนดให้พื้นที่ที่มีความเหมาะสมยกตัวอย่าง เช่น ลักษณะการใช้งานของพื้นที่ในแหล่งศักยภาพนั้น ไม่เป็นพื้นที่ประกาศเขตอุทยานแห่งชาติ หรือเป็นพื้นที่ป่าตามประกาศและข้อบังคับของกรมป่าไม้ ไม่มีโบราณสถานและอุทยานประวัติศาสตร์อยู่ในบริเวณใกล้เคียง ไม่มีผลกระทบต่อนก สัตว์ป่า สัตว์น้ำเลี้ยง ลูกด้วยนม มีประชาชนอยู่อาศัยไม่หนาแน่น ไม่มีมลภาวะทางเสียง และทัศนียภาพ มีระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการเชื่อมต่อนระบบไฟฟ้าสามารถเข้าถึงสถานที่ติดตั้งได้ง่าย
3. รายละเอียดข้อมูลด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมใช้จากโครงการ ห้วยบง 2 วินด์ฟาร์ม ห้วยบง 3 วินด์ฟาร์ม เขาค้อวินด์ฟาร์ม และ ภูยางเดี่ยว แสดงได้ดังตารางที่ ก-8
4. ค่าใช้จ่าย O&M คิดเป็น 3.47% ของการลงทุน

**4.3.2 วิธีการวิเคราะห์** การวิเคราะห์พลังงานที่ผลิตได้ของกังหันลมหาได้จาก พลังงานที่ผลิต (หน่วยต่อปี) =ขนาดของกังหันลม (kW) X Plant Factor (%) X จำนวนชั่วโมงในระยะเวลา 1 ปี (8,760 ชม.) โดยศึกษาใน 4 โครงการ คือ 1.) ห้วยบง 2 วินด์ฟาร์มมีกำลังการผลิตติดตั้ง 103.5 MW ตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยบง อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา 2.) ห้วยบง 3 วินด์ฟาร์มมีกำลังการผลิตติดตั้ง 103.5 MW ตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยบง อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมาและเขตตำบลหนองวัง อำเภอเทพารักษ์ จังหวัดนครราชสีมา 3) ภูยางเดี่ยววินด์ฟาร์มมีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในโครงการ 82.5 MW ตั้งอยู่ที่อำเภอนิคมน้ำอ้อย จังหวัดมุกดาหาร 4) เขาค้อวินด์ฟาร์มกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในโครงการ 59.8 MW ตั้งอยู่ที่ตำบลทุ่งสะโม่ และตำบลเขาค้อ อำเภอเขาค้อ จังหวัดเพชรบูรณ์

**4.3.3 ผลการวิเคราะห์** จากการศึกษาการผลิตไฟฟ้าทั้ง 4 โครงการคือ 1.) ห้วยบง 2 วินด์ฟาร์มมี 2.) ห้วยบง 3 วินด์ฟาร์ม 3) ภูยางเดี่ยววินด์ฟาร์ม 4) เขาค้อวินด์ฟาร์ม มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างสูงถ้าหากรัฐบาลให้การสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตลอดระยะเวลา 20 ปี ราคาการรับซื้อ FIT จะเท่ากับ 5.71 6.02 5.57 และ 6.02 บาท/kWh ตามลำดับ ดังตารางที่ 4-8 สิ่งที่น่าสนใจสำหรับการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้คือ การผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมที่มีขนาดใหญ่ขึ้นทำให้ได้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำลงสำหรับในพื้นที่ที่มีศักยภาพลมสูง

**ตารางที่ 4-8 ผลการคำนวณอัตราซื้อไฟฟ้าจากโครงการฟาร์มกังหันลม**

| Project name                        | ห้วยบง 2 | ห้วยบง 3 | ภูยางเดี่ยว | เขาค้อ  |
|-------------------------------------|----------|----------|-------------|---------|
| Installed capacity (MW)             | 103.5    | 103.5    | 82.5        | 59.8    |
| Power supply to grid (MW)           | 90.0     | 90.0     | 82.5        | 59.8    |
| Plant capacity factor               | 19.6%    | 21.6 %   | 20.4 %      | 20.9 %  |
| Total capital cost (ล้านบาท)        | 6,392.9  | 6714.6   | 5666.2      | 4524.6  |
| Annual cost (ล้านบาท)               | 144.7    | 152.2    | 80.55       | 64.00   |
| Average annual wind velocity (m/s)  | 6.1      | 6.3      | 6.3         | 6.2     |
| Annual electricity generation (GWh) | 177.533  | 174.440  | 147.561     | 109.612 |
| After tax Equity IRR (%)            | 11.00    | 11.0     | 11.0        | 11.0    |
| Debt ratio (%)                      | 50       | 50       | 50          | 50      |
| Project life (ปี)                   | 20       | 20       | 20          | 20      |
| Proposed feed-in tariff (บาท/kWh)   | 5.71     | 6.02     | 5.57        | 6.02    |

**4.4 การวิเคราะห์กรณีพลังงานน้ำขนาดเล็ก****4.4.1 ข้อสมมติฐานเพิ่มเติมสำหรับการคำนวณค่า FIT ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก**

- กำหนดอายุโครงการสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีอายุ 20 ปีและค่าการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in tariffs ตลอดระยะเวลาของโครงการ
- รายละเอียดข้อมูลด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กใช้ข้อมูลจริงจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง<sup>1</sup> โดยรายละเอียดดังกล่าวผนวก ก และตารางที่ ก-9 ก-10 และ ก-11
- การลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กไม่มีการกู้เงินมาลงทุน เป็นการลงทุนเอง 100%

**4.4.2 วิธีการวิเคราะห์** ทำการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กโดยแบ่งขนาดของโรงไฟฟ้าเป็น 3 ระดับ คือ 1)

โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตต่ำกว่า 50 kW 2) โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตมากกว่า 50 kW แต่น้อยกว่าหรือเท่ากับ 200 kW

และ 3) โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตเท่ากับหรือมากกว่า 1000 kW โดยใช้รายละเอียดทางเทคนิคและการลงทุนจากการเยี่ยมชมและเก็บข้อมูลจริง

**4.4.3 ผลการวิเคราะห์** การศึกษา FIT ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ 4 แห่งซึ่งมีกำลังผลิตระหว่าง 20 kW-1360 kW พบว่าค่า FIT ที่เสนอเพื่อให้รัฐบาลรับซื้อไฟฟ้าที่ทำให้ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่าในการลงทุน (มากกว่า 11% IRR to equity) พบว่า 1) โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตต่ำกว่า 50 kW (ในกรณีที่ใช้ศึกษาโรงไฟฟ้ามีกำลังผลิตเท่ากับ 20 kW) มีค่า FIT มีค่าเท่ากับ 7.00 บาท/kWh 2) โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตมากกว่า 50 kW แต่น้อยกว่าหรือเท่ากับ 200 kW มีค่า FIT เท่ากับ 5.60 บาท/kWh และ 3) โรงไฟฟ้าที่กำลังผลิตเท่ากับหรือมากกว่า 1000 kW มีค่า FIT เท่ากับ 4.50 บาท/kWh ข้อสังเกตจากการศึกษาครั้งนี้พบว่าศักยภาพของน้ำมีค่าต่ำกว่าที่ออกแบบ

มากทำให้ค่า Plant capacity factor มีค่าอยู่ระหว่าง 10-22% ส่งผลให้ค่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีค่าสูงและทำให้ FIT ที่รัฐบาลต้องรับซื้อมีราคาสูงด้วย

ตารางที่ 4-9 ผลการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก

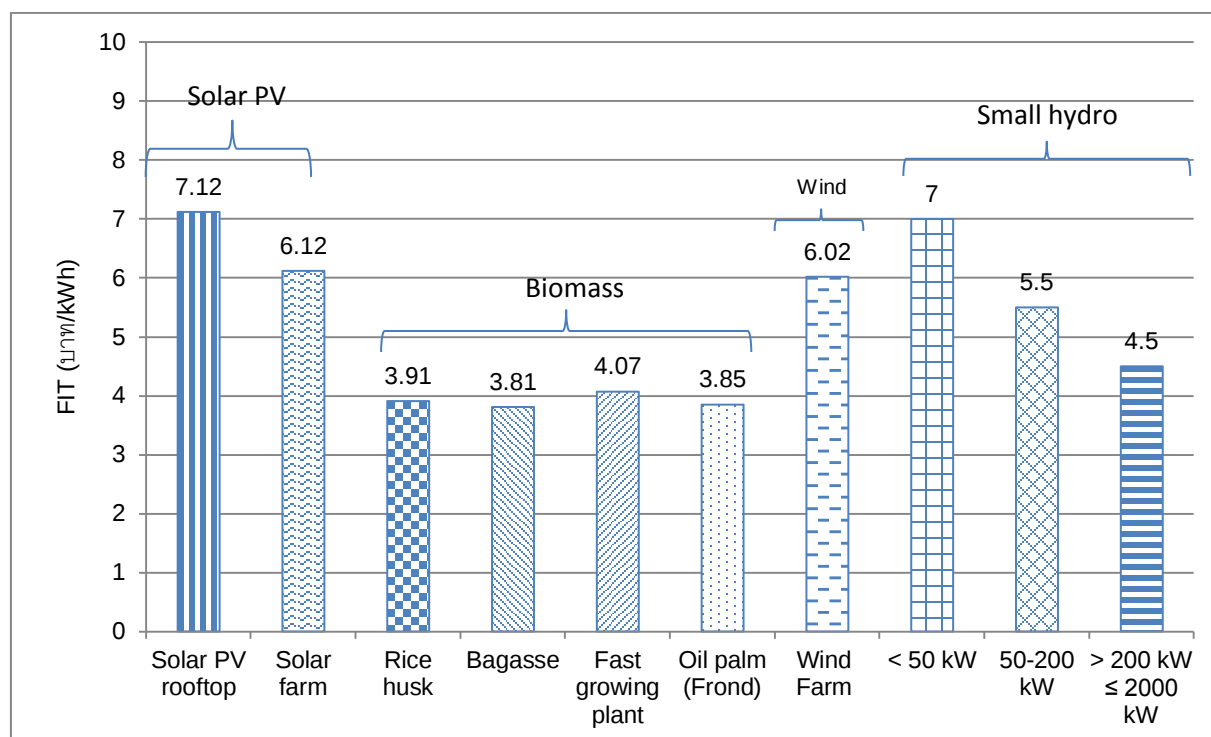
|                              |         | โรงไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว<br>(ข้อมูลปี พ.ศ. 2531) | โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่สาบ<br>(ข้อมูลปี พ.ศ. 2531) | โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่กาบอง 1<br>(ข้อมูลปี พ.ศ. 2526) | โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคัง<br>(ข้อมูลปี พ.ศ. 2549) |
|------------------------------|---------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Parameter                    | unit    | Value                                          | Value                                         | Value                                             | Value                                          |
| Total capacity to grid       | kW      | 200                                            | 1,360                                         | 20                                                | 37                                             |
| Total investment             | บาท     | 9,190,000                                      | 102,150,000                                   | 2,177,370                                         | 3,763,083                                      |
| Cost                         | บาท/kW  | 45,950                                         | 75,110                                        | 108,869                                           | 101,705                                        |
| Expected lifetime            | ปี      | 30                                             | 30                                            | 30                                                | 30                                             |
| Debt ratio                   | %       | 0                                              | 0                                             | 0                                                 | 0                                              |
| Discounted rate              | %       | 10                                             | 10                                            | 10                                                | 10                                             |
| Inflation rate               | %       | 2.5                                            | 2.5                                           | 2.5                                               | 2.5                                            |
| Payback period               | ปี      | 8.8                                            | 8.7                                           | 8.8                                               | 8.6                                            |
| annual O&M cost              | บาท/ปี  | 10,000                                         | 50,000                                        | 1,000                                             | 5,000                                          |
| Periodical cost              | บาท/ปี  | 91,900/10                                      | 1,000,000/10                                  | 40,000/5                                          | 70,000/5                                       |
| Plant capacity factor        | %       | 11                                             | 22                                            | 20                                                | 17                                             |
| Total electricity generation | MWh/ปี  | 191                                            | 2,615                                         | 35                                                | 55                                             |
| After-tax equity IRR         | %       | 11                                             | 11                                            | 11                                                | 11                                             |
| Proposed feed-in tariff      | บาท/kWh | 5.50                                           | 4.50                                          | 7.00                                              | 8.00                                           |

#### 4.6 สรุปราคา FIT ณ ปี พ.ศ. 2555

จากการศึกษาพบว่าค่า FIT ที่ได้ในแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีค่าแตกต่างกันไปโดยสามารถเรียงจากค่า FIT มากไปหา FIT น้อยเรียงตามลำดับได้ดังต่อไปนี้ คือ 1) พลังงานแสงอาทิตย์มีค่า FIT เท่ากับ 6.12-7.12 บาท/kWh 2) พลังงานน้ำขนาดเล็กมีค่า FIT เท่ากับ 4.50-7.00 บาท/kWh 3) พลังงานลมมีค่า FIT เท่ากับ 6.02 บาท/kWh และเชื้อเพลิงชีวมวลมีค่า FIT เท่ากับ 3.10-3.30 บาท/kWh ตามลำดับ ซึ่งค่า FIT ของทุกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนจะลดลงเมื่อโรงไฟฟ้านั้นมีขนาดกำลังการผลิตที่สูงขึ้น แต่จะมีในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์จะมีค่า FIT ที่จะแปรผันตามชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และชีวมวลจะมีค่า FIT ที่จะแปรผันตามชนิดของเชื้อเพลิงชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 4-1 และรูปที่ 4-1

ตารางที่ 4-10 สรุปราคา FIT

| Solar PV (บาท/kWh) |      | Biomass (บาท/kWh)           |      | Wind Farm (บาท/kWh) |      | Small Hydro (บาท/kWh)       |      |
|--------------------|------|-----------------------------|------|---------------------|------|-----------------------------|------|
| Solar PV rooftop   | 7.12 | Rice husk<br>9.9 MW         | 3.91 | Capacity 103.5      | 6.02 | น้อยกว่า<br>50 kW           | 7.00 |
| Solar farm         | 6.12 | Bagasse<br>9.5 MW           | 3.81 |                     |      | ระหว่าง<br>50-200 kW        | 5.50 |
|                    |      | Fast growing plan<br>9.9 MW | 4.07 |                     |      | มากกว่า<br>200 kW ≥ 2000 kW | 4.50 |
|                    |      | Old palm (Fronnd)           | 3.85 |                     |      |                             |      |



รูปที่ 4-1 สรุปค่า FIT รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท

#### 4.7 สมมติฐานในการคำนวณ FIT ในอนาคต

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษา Feed-in tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทคือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็กโดยทำการศึกษาในช่วงปี พ.ศ. 2553–2573 ดังนั้นจึงทำการทำนายค่า FIT ที่จะเหมาะสมในช่วงเวลาดังกล่าว โดยอาศัยสมมติฐาน (อ้างอิงตาม International Energy Agency, Technology roadmaps 2010, IEA 2010 [6]) ดังต่อไปนี้ คือ

1. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแยกออกเป็น 2 ประเภท คือ Residential และ Utility โดย residential มีต้นทุนการลงทุนที่ลดลงในทุกปีโดยดูได้จากปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573 มีต้นทุนในการลงทุนโดยประมาณ 3,800 USD/kWp 1,960 USD/kWp และ 1,405 USD/kWp ตามลำดับ และ Utility มีต้นทุนการลงทุนที่ลดลงในทุกปีโดยดูได้จากปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573 มีต้นทุนในการลงทุนโดยประมาณ 3,120 USD/kWp, 1390 USD/kWp และ 1,100USD/kWp ตามลำดับ

2. สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมนั้น จาก Technology roadmaps 2010, IEA 2010 (BLUE map scenario ) ได้คาดการณ์ว่าต้นทุนการติดตั้งฟาร์มกังหันลม (ประเภท wind farm onshore) จากต้นทุน 1.7 million USD/MW ในปี พ.ศ. 2553–2573 จะลดลงเป็น 1.4 million USD/MW ในปี พ.ศ. 2573 หรือลดลง 17% และนอกจากนี้ค่าบำรุงรักษาและซ่อมบำรุง (Operation and maintenance cost) ก็ลดลง 17% เช่นกัน ต้นทุนการลงทุนที่ลดลงในทุกๆปีของปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573 มีต้นทุนในการลงทุนโดยประมาณ 2,434 USD/kWp 2,200 USD/kWp และ 2,027 USD/kWp ตามลำดับ

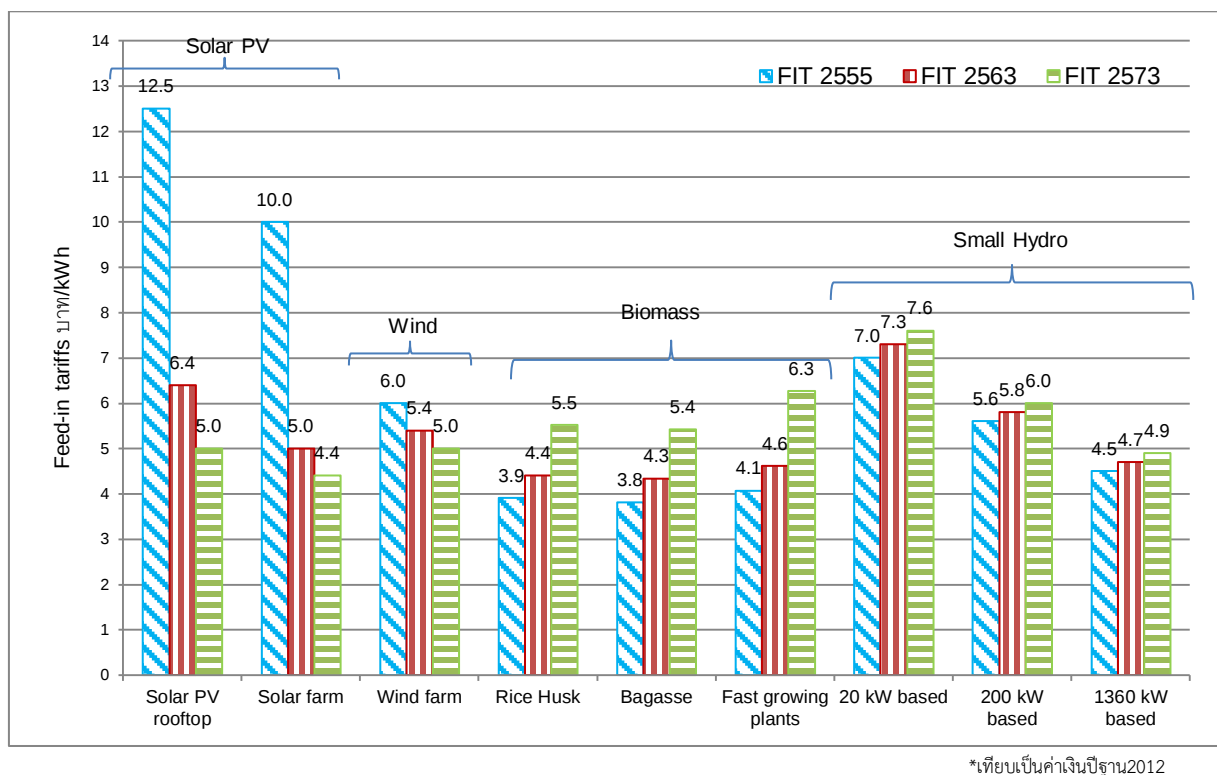
3. สำหรับโรงไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลนั้น จาก Technology roadmaps 2010, IEA 2010 ได้คาดการณ์ว่าต้นทุนการลงทุนรวมของโรงไฟฟ้า (Total capital cost) จะลดลงประมาณ 20% จากปัจจุบันจนถึงปี พ.ศ. 2573 ในขณะเดียวกัน Operating cost (เป็นค่าใช้จ่ายรายปี) ค่อนข้างจะคงที่ คือประมาณ 5-6% ของราคาต้นทุนรวม แต่อย่างไรก็ตามโรงไฟฟ้าชีวมวลมีค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่เป็นตัวแปรสำคัญในการกำหนดค่าราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและค่า Feed-in tariffs ดังนั้นผู้วิจัยได้ตั้งให้ต้นทุนสูงขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ในการคำนวณให้ต้นทุนเชื้อเพลิง (อ้างอิงเชื้อเพลิงแกลบ) เป็น 2.97 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2555, 3.99 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2563, และ 5.36 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2573 ซึ่งสอดคล้องกับการศึกษาของ Boris C. [4] และคณะฯ ได้คาดการณ์ต้นทุนเชื้อเพลิงดังนี้ 3.46 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2551-2555, 4.23 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2563, และ 4.94 USD/GJ ในปี พ.ศ. 2573 ในขณะที่ IEA 2010 ได้กำหนดราคาเชื้อเพลิงระหว่างปี 2553-2573 อยู่เฉลี่ยระหว่าง 4-8 USD/GJ

4. สำหรับโรงไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำนั้นค่าต้นทุนจะแปรผันโดยตรงกับศักยภาพของน้ำซึ่งจะขึ้นกับพื้นที่ที่แตกต่างกันของแหล่งน้ำนั้นๆ ส่วนต้นทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กนั้นจะแปรผันระหว่าง 1,300 – 8,000 USD /kW (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 31.08 บาท/1 USD) [IEA, 2010] ค่าต้นทุนค่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมากทั่วโลกโดยอาจจะสูงถึง 180-227 USD/MWh [IEA, 2010] World Energy outlook, 2010 ได้คาดการณ์ราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมากโดยคิดที่ฐานค่าเงินในปี พ.ศ. 2552 ทั่วโลกดังนี้ ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2563 ราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าที่ระดับต่ำที่ 71 USD/MWh ที่ระดับกลาง 141 USD/MWh และที่ระดับสูง 247

USD/MWh และในช่วงปี พ.ศ. 2564-2578 ราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าที่ระดับต่ำที่ 70 USD/MWh ที่ระดับกลาง 143 USD/MWh และที่ระดับสูง 245 USD/MWh จะเห็นว่าราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมากไม่ค่อยเปลี่ยนแปลงมากนัก ส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่มากกว่า 2000 kW เป็นข้อตกลงของการไฟฟ้าผลิตแห่งประเทศไทยกับรัฐบาลโดยตรง

### ผลการศึกษา FIT ในอนาคต

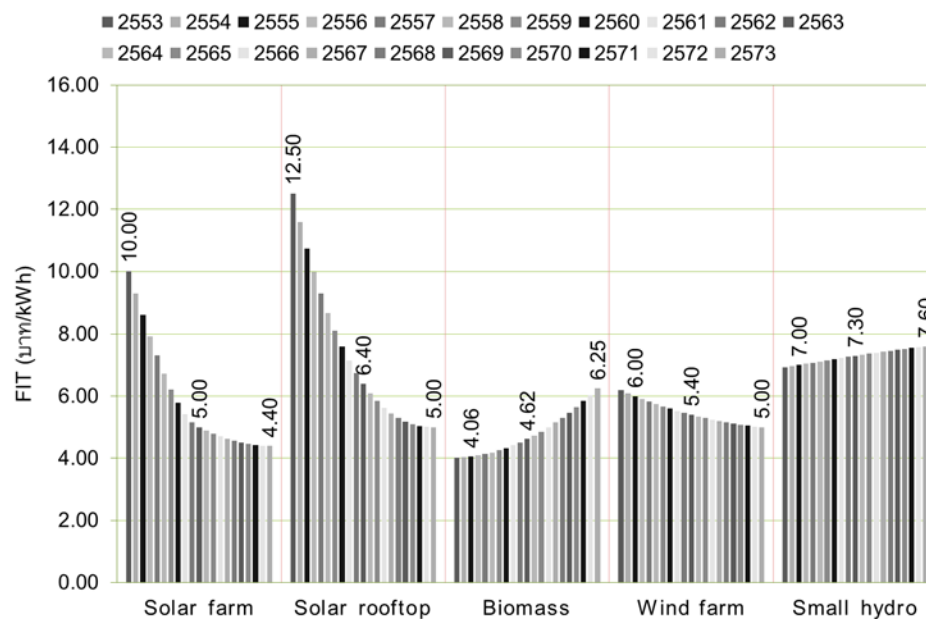
จากสมมติฐานข้างต้นสามารถคำนวณค่า Feed-in tariffs ได้โดยใช้สมมติฐานทางการเงินอื่นๆ เช่นเดียวกับที่คำนวณ ค่า Feed-in tariffs ในสภาพปัจจุบัน โดยค่า Feed-in tariffs ของพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม มีแนวโน้มจะลดลงอันเนื่องมาจากราคาของเซลล์แสงอาทิตย์และเทคโนโลยีพลังงานลม จะมีต้นทุนที่ถูกลง แต่ในขณะที่ค่า Feed-in tariffs ของพลังงานชีวมวลมีแนวโน้มที่สูงขึ้น ในปี พ.ศ. 2563 และปี พ.ศ. 2573 อันเนื่องมาจากต้นทุนเชื้อเพลิงชีวมวลจะเกี่ยวข้องกับค่าขนส่ง ค่าแรงงาน ค่าน้ำมัน ค่าเก็บเกี่ยวเชื้อเพลิง และต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น (สำหรับในประเทศไทย) เมื่อเทียบจากผลการศึกษาของ IEA ในปี 2010 ที่คาดการณ์เรื่องต้นทุนการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 4-2



รูปที่ 4-2 ค่า FIT ของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทในปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573

ผลการคำนวณ Feed-in tariffs ของพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภทจะนำไปใช้วิเคราะห์ผลกระทบของระบบเศรษฐกิจจากการดำเนินมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธี Energy input-output analysis ดังจะได้กล่าวต่อไปในบทที่ 6 ดังนั้นคณะผู้วิจัยจึงเลือกใช้ค่า FIT ของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้ง

4 ประเภทในปี พ.ศ. 2555, 2563 และ 2573 เพื่อเป็นตัวแทนของการวิเคราะห์ผลกระทบด้วยวิธี Energy input-output analysis ดังต่อไปนี้ คือ 1) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคามีค่า FIT เท่ากับ 5.00-12.50 บาท/kWh 2) ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์มมีค่า FIT เท่ากับ 10.00-4.40 บาท/kWh 3) พลังงานน้ำขนาดเล็กมีค่า FIT เท่ากับ 7.00-7.60 บาท/kWh 4) พลังงานลมมีค่า FIT เท่ากับ 6.00-5.00 บาท/kWh และ 5) เชื้อเพลิงชีวมวลมีค่า FIT เท่ากับ 4.06-6.25 บาท/kWh ดังแสดงราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งสี่ประเภทสำหรับการวิเคราะห์ผลด้วยวิธี Energy input-output analysis ในรูปที่ 4-3



รูปที่ 4-3 ราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนที่รับซื้อในปี พ.ศ. 2553 - 2573 สำหรับการวิเคราะห์ผลกระทบของระบบเศรษฐกิจด้วยวิธี Energy input-output analysis

## เอกสารอ้างอิงบทที่ 4

1. Natural resource Canada, 2012, Energy [Online], Available: [www.nrcan.gc.ca](http://www.nrcan.gc.ca) [2 มกราคม 2556].
2. Mitra Kami Delivand et al, 2012, Environmental and socio-economic feasibility assessment of rice straw conversion to power and ethanol in Thailand.
3. Bank of Thailand, 2014, Financial [Online], Available: <http://www.bot.or.th/English/Statistics/FinancialMarkets/InterestRate/Pages/StatInterestRate.aspx> [13 มกราคม 2557]
4. Boris, C., Goran, K., Neven D., 2012. A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia, Energy (48), pp.80-87
5. SOLARTECH CENTER LIMITED PARTNERSHIP, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.solartech-center.com/> [20 ธันวาคม 2556]
6. International Energy Agency, 2012, Energy [Online], Available: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar\\_Energy\\_Perspectives2011.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf) [2 มกราคม 2556]

## บทที่ 5

### การกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามต้นทุนต่ำสุดและ ตามแผน PDP2010 ver.3

ในบทนี้เป็นการกำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 โดยมี  
การแบ่งเป็น กรณี ศึกษาต่อไปนี้

1. กำลังการผลิตติดตั้งสะสมสูงสุดรายปีสำหรับใช้ในการหาค่าเหมาะสม (Optimization) ของเทคโนโลยี  
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
  - การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder
  - การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT
2. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP 2010 Ver.3

โดยมีรายละเอียดการศึกษาดังต่อไปนี้

#### 5.1 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมสูงสุดรายปีสำหรับใช้ในการหาค่าเหมาะสม (Optimization) ของเทคโนโลยี การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การหาค่าเหมาะสมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับการศึกษานี้ จะใช้ตามต้นทุนที่ถูก  
ที่สุด โดยอ้างอิงจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT เนื่องจากอัตรารับซื้อเหล่านี้จะแปรผันตาม  
ต้นทุนอยู่แล้ว โดยถ้าต้นทุนสูงอัตรารับซื้อก็จะสูงตามต้นทุน ในทางกลับกันถ้าต้นทุนต่ำก็จะลดลงตามต้นทุน

##### 5.1.1 การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ตารางที่ 5-1 แสดงถึงรายละเอียดของกำลังการผลิตติดตั้งสะสมสูงสุดรายปี และกำลังการผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นในแต่ละ  
ปี (MW) อ้างอิงตามแผน PDP2010 ver.3 โดยมีค่าเท่ากับ 11,025.62 MW ทั้งนี้ชนิดของโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะ  
เกิดขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 (ดูรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.3.1) โดยในขั้นตอนของการเลือกเทคโนโลยีการ  
ผลิตไฟฟ้าเพื่อมาผลิตไฟฟ้านั้นจะรวมในส่วนของการพิจารณาได้เพิ่มส่วนของศักยภาพคงเหลือเข้าไปอีก 1,736 MW [3]  
รวมเป็นศักยภาพทั้งสิ้น 5093.36 MW เพื่อไปทดแทนเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าชนิดอื่น โดยรายละเอียดการเลือก  
เข้าของโรงไฟฟ้าได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

ตารางที่ 5-1 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมสูงสุดในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP2010 ver.3

| ปี   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมของ RE 4 ประเภท (MW) | กำลังการผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้น<br>ในแต่ละปี (MW) |
|------|---------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 2553 | 795.52                                      | 0.0                                               |
| 2554 | 896.12                                      | 100.6                                             |
| 2555 | 1,588.42                                    | 692.3                                             |
| 2556 | 2,552.72                                    | 964.3                                             |
| 2557 | 3,204.22                                    | 651.5                                             |
| 2558 | 3,878.72                                    | 674.5                                             |
| 2559 | 4,829.42                                    | 950.7                                             |
| 2560 | 5,299.92                                    | 470.5                                             |
| 2561 | 5,625.82                                    | 325.9                                             |
| 2562 | 6,074.42                                    | 448.6                                             |
| 2563 | 6,467.62                                    | 393.2                                             |
| 2564 | 6,865.22                                    | 397.6                                             |
| 2565 | 7,341.91                                    | 476.7                                             |
| 2566 | 7,809.19                                    | 467.3                                             |
| 2567 | 8,271.68                                    | 462.5                                             |
| 2568 | 8,716.17                                    | 444.5                                             |
| 2569 | 9,158.86                                    | 442.7                                             |
| 2570 | 9,650.25                                    | 491.4                                             |
| 2571 | 10,090.64                                   | 440.4                                             |
| 2572 | 10,544.73                                   | 454.1                                             |
| 2573 | 11,025.62                                   | 480.9                                             |

### 5.1.2 การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

ในส่วนของการหาค่าเหมาะสมโดยอัตราซื้อแบบ FIT นั้น จะใช้กำลังการผลิตติดตั้งสะสมเช่นเดียวกับการหาค่าเหมาะสมโดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยอ้างอิงกำลังการผลิตติดตั้งสะสมจากตารางที่ 5-1

## 5.2 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้า

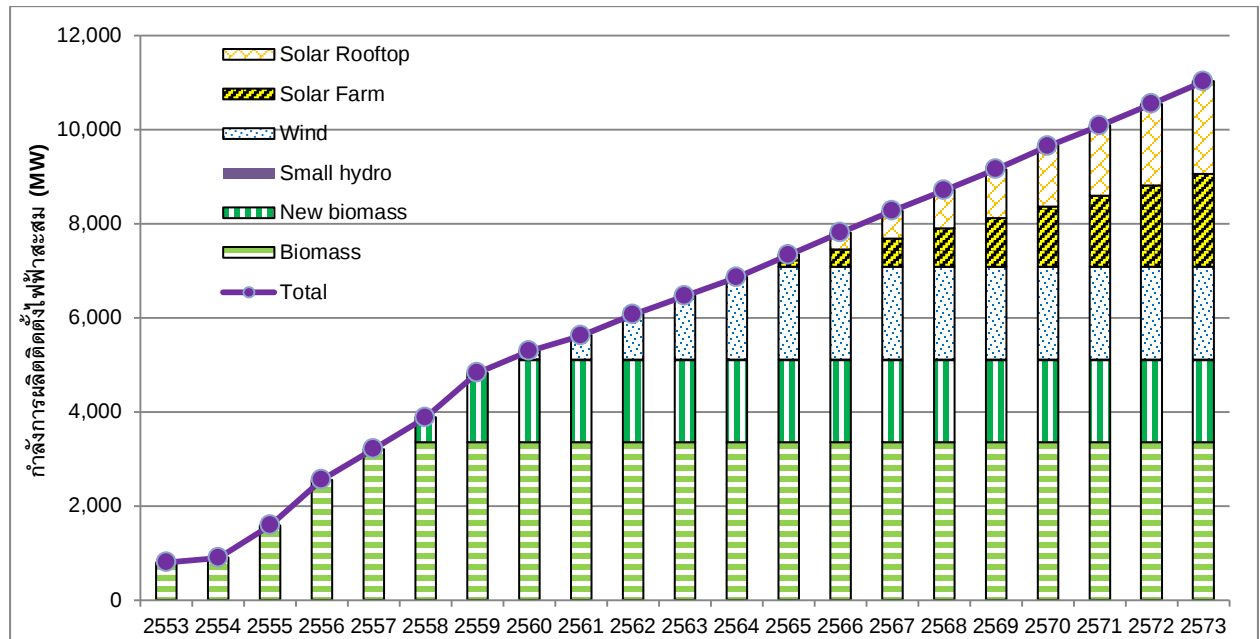
ผลการวิเคราะห์การหาค่าเหมาะสม (Optimization) โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT นั้นสามารถวิเคราะห์และแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

### 5.2.1 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

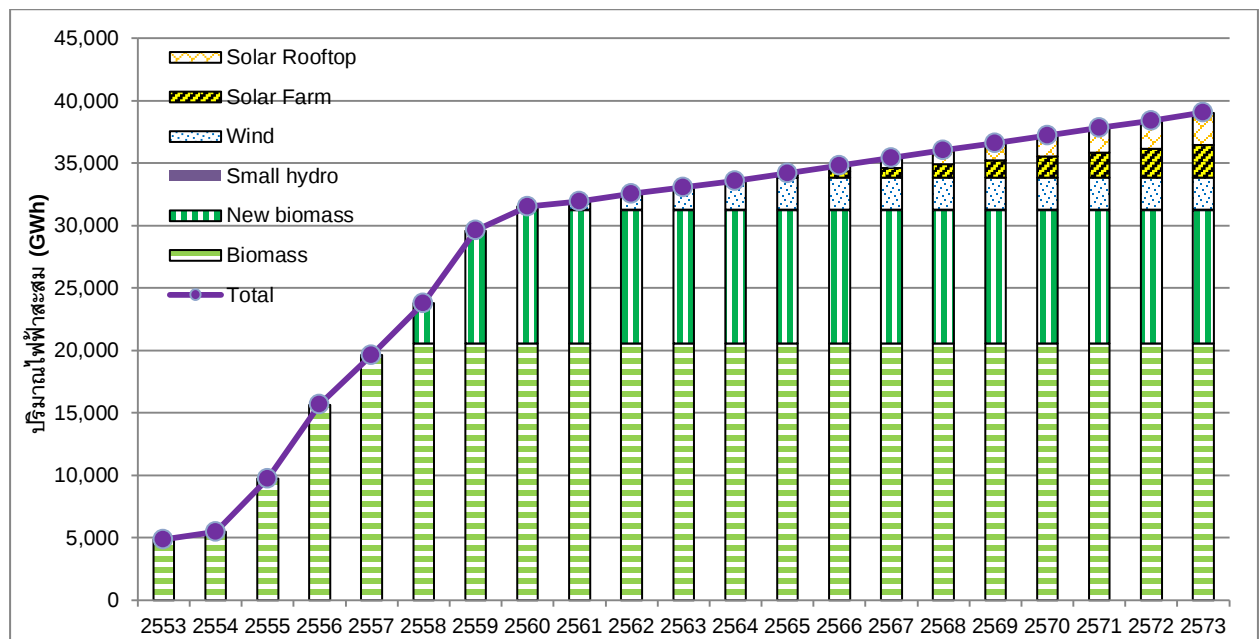
การเลือกชนิดโรงไฟฟ้าจะอ้างอิงจากอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยใช้ Adder ตามที่สำนักนโยบายและแผนพลังงานประกาศสำหรับอัตราการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ณ ปี พ.ศ. 2553 ดังนี้ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลเท่ากับ 0.3 บาท/kWh จากพลังงานน้ำขนาดเล็กเท่ากับ 0.8 บาท/kWh จากพลังงานลมเท่ากับ 3.5 บาท/kWh และจากพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 6.5 บาท/kWh ทำให้สามารถสรุปกำลังการผลิตติดตั้งเหมาะสมสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 5-1 และรายละเอียดของการ Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้าของกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 แยกตามแต่ละประเภทพลังงานหมุนเวียนได้แสดงดังตารางที่ 5-2 และรูปที่ 5-3 และรูปที่ 5-4 แสดงถึงร้อยละกำลังติดตั้งสะสมกับร้อยละการผลิตไฟฟ้าสะสมแบบ Optimization ตามลำดับ โดยเมื่อดูจากอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะพบว่า เชื้อเพลิงชีวมวลจะได้รับการเลือกก่อนเนื่องจากมีอัตราการรับซื้อที่ต่ำที่สุด รองลงมาเป็นพลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ

### 5.2.2 ผลการวิเคราะห์ Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

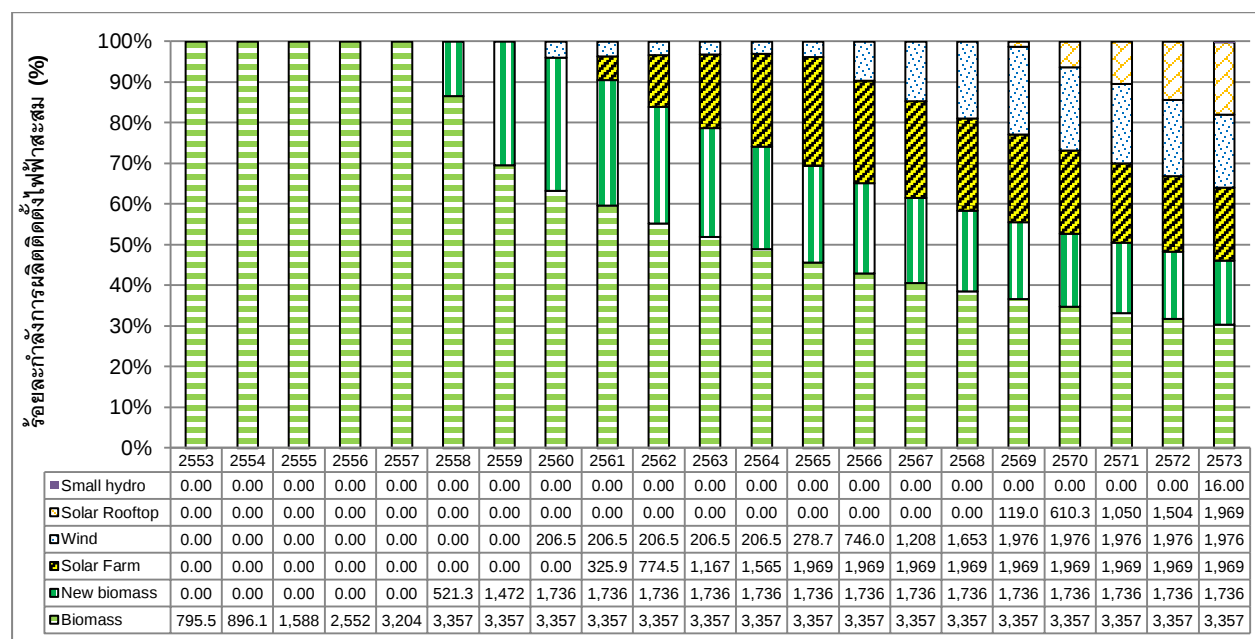
โดยสามารถสรุปการ Optimization ของกำลังการผลิตติดตั้งสะสมสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 5-5 ส่วนรายละเอียดของการ Optimization ตามต้นทุนผลิตไฟฟ้าของกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 แยกตามแต่ละประเภทพลังงานหมุนเวียนได้แสดงดังตารางที่ 5-3 สำหรับรูปที่ 5-6 แสดงถึงผล Optimization ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลได้รับการคัดเลือกเป็นอันดับหนึ่ง รองลงมาคือโซลาร์ฟาร์ม พลังงานลมและพลังงานน้ำขนาดเล็กจะไม่ได้ถูกเลือก เนื่องจากมีต้นทุนที่สูงที่สุดและศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าเต็มตามแผน PDP2010 ver.3 แล้วแต่มีบางช่วงเวลาที่ไม่ได้รับการเลือกตามลำดับดังที่ได้กล่าวมา เนื่องจากอาศัยข้อมูลสถิติระยะเวลาในการติดตั้งโรงไฟฟ้าจนถึงระยะเวลาขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบช่วยในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า และราคาไฟฟ้าขายส่งเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า (รายละเอียดแสดงได้ดังรูปที่ 3-12) ยกตัวอย่างเช่น ในปี พ.ศ. 2560 พลังงานลมจะได้รับเลือกเนื่องจากเงินสนับสนุนในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมในปี พ.ศ. 2560 นั้นมีค่าต่ำกว่าเงินสนับสนุนในการรับซื้อไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ทั้งแบบ Solar farm และ Solar rooftop แต่ในปี พ.ศ. 2561 เงินสนับสนุนในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีค่าต่ำกว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลม เป็นต้น เมื่อถึงระยะปี พ.ศ. 2573 พบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลมีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในปี พ.ศ. 2573 มากที่สุด รองลงมาคือพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยคิดเป็น 54.8% ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลสามารถผลิตปริมาณไฟฟ้าได้ 31,232.5 GWh หรือคิดเป็น 85% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจากแผน AEDP25% ในขณะที่พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมเป็นอันดับที่สองสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียง 2,916.6 GWh หรือคิดเป็นเพียง 7.94% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจากแผน AEDP25%



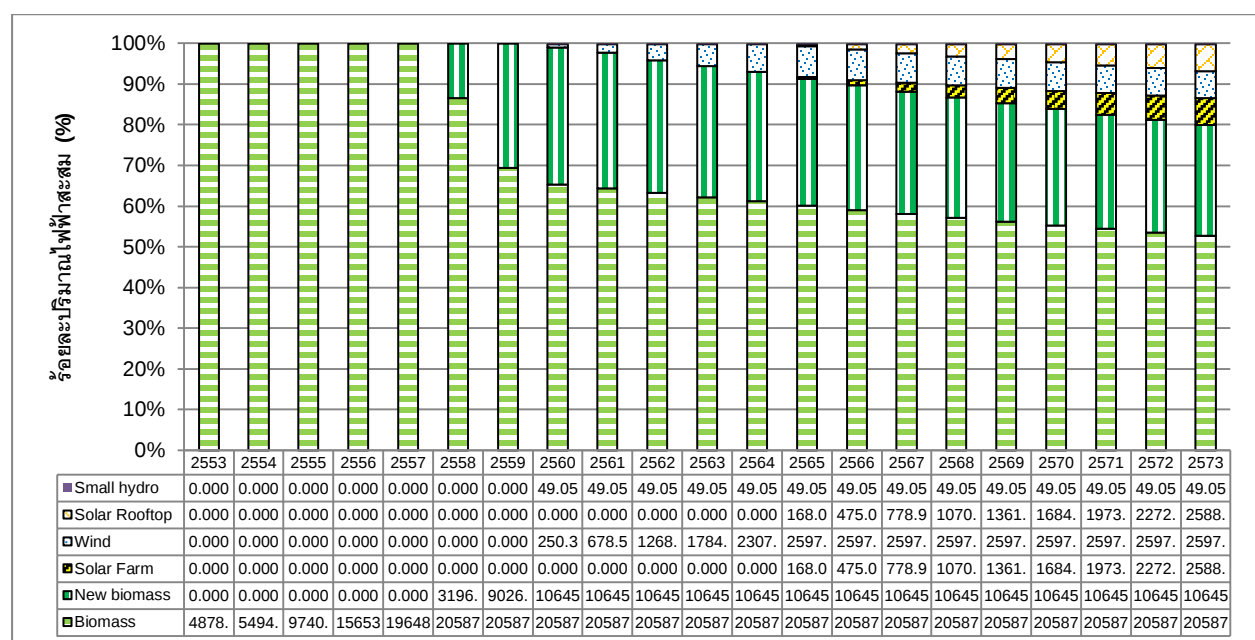
รูปที่ 5-1 กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) โดยวิธี Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder



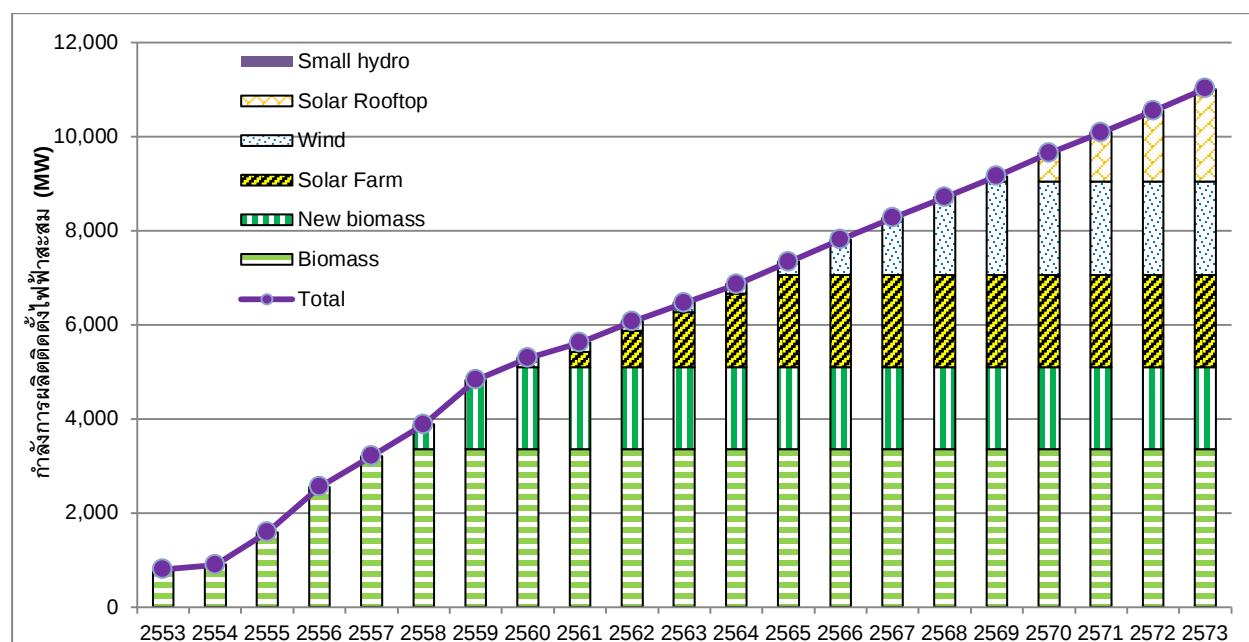
รูปที่ 5-2 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) โดยวิธี Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder



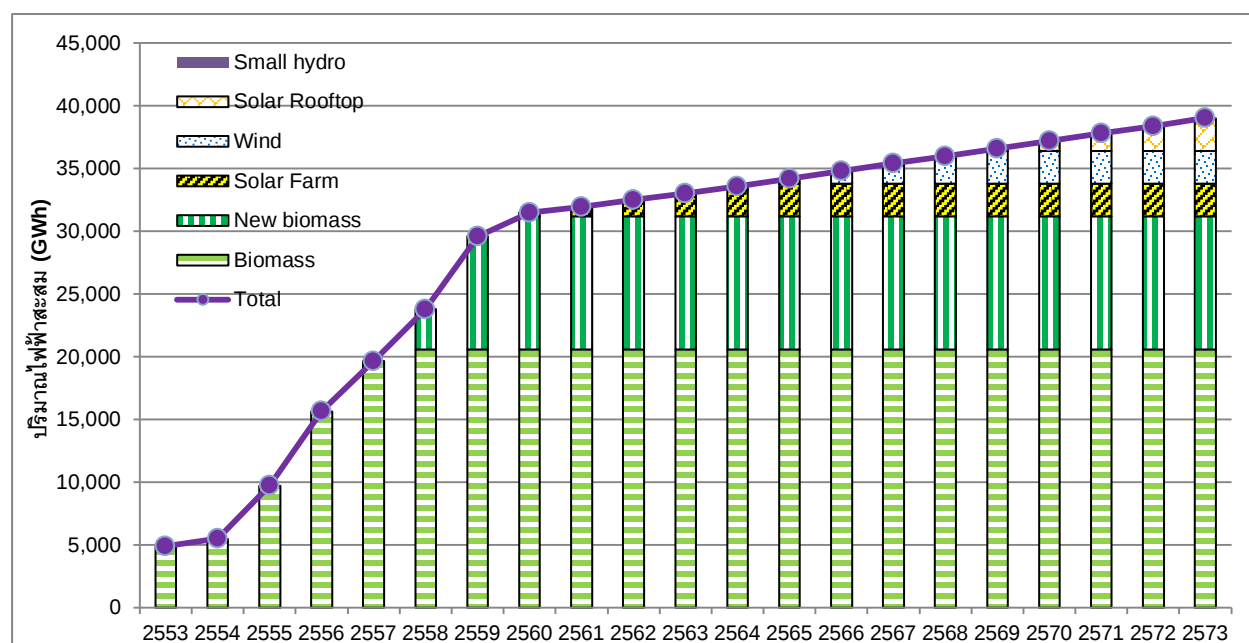
รูปที่ 5-3 ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสม Optimization ตามอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder



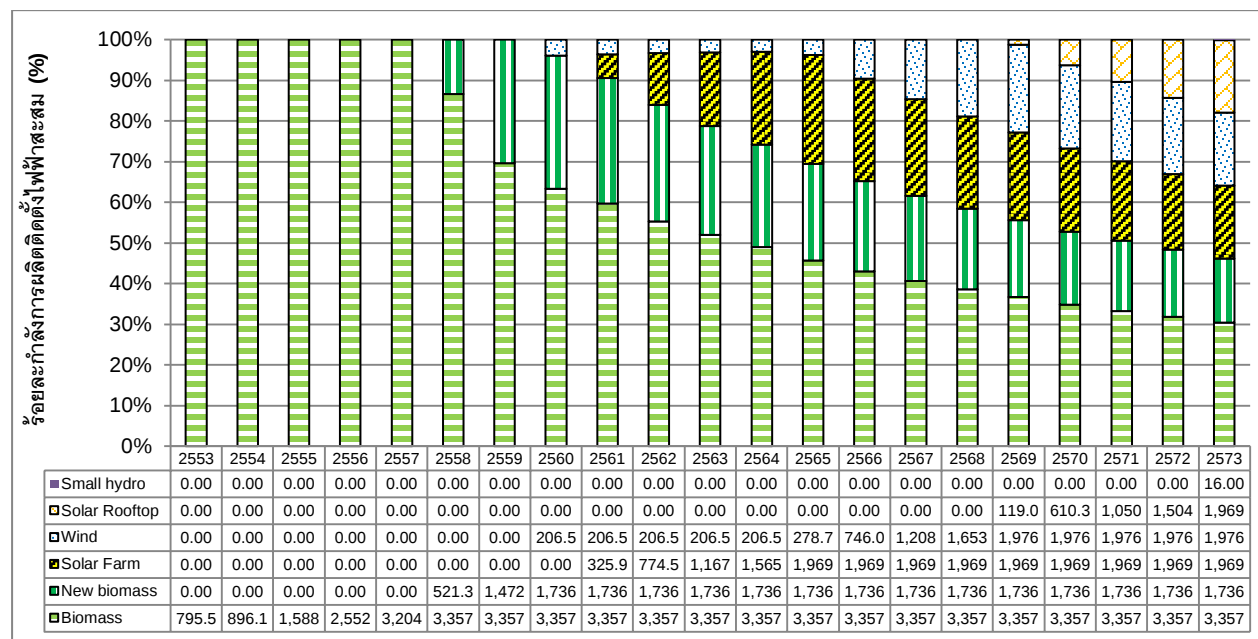
รูปที่ 5-4 ร้อยละการผลิตไฟฟ้าสะสม Optimization ตามอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder



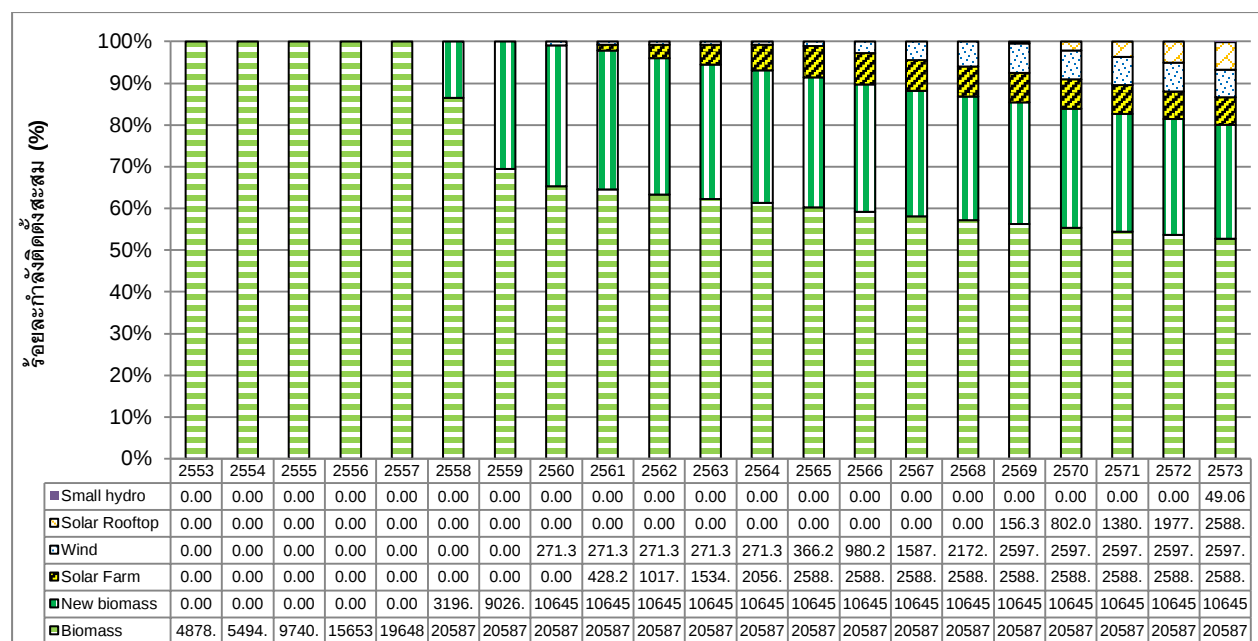
รูปที่ 5-5 กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) โดยวิธี Optimization ตามอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT



รูปที่ 5-6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) โดยวิธี Optimization ตามอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT



รูปที่ 5-7 ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสม Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT



รูปที่ 5-8 ร้อยละการผลิตไฟฟ้าสะสม Optimization ตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

ตารางที่ 5-2 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมโดย Optimization ตามอัตราซื้อแบบ Adder (พ.ศ. 2553-2573)

| ปี   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม<br>ของ RE 4 ประเภท (MW) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก<br>RE 4 ประเภท (GWh) | Biomass and |           | New biomass |           | Small hydro |       | Wind     |          | Solar farm |          | Solar Roof top |          |
|------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-------|----------|----------|------------|----------|----------------|----------|
|      |                                                 |                                         | MW          | GWh       | MW          | GWh       | MW          | GWh   | MW       | GWh      | MW         | GWh      | MW             | GWh      |
| 2553 | 795.5                                           | 5,344.8                                 | 795.50      | 4,878.01  | 0.00        | 0.00      | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2554 | 896.1                                           | 5,477.9                                 | 896.10      | 5,494.89  | 0.00        | 0.00      | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2555 | 1,588.4                                         | 8,071.2                                 | 1,588.40    | 9,740.07  | 0.00        | 0.00      | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2556 | 2,552.7                                         | 12,614.4                                | 2,552.70    | 15,653.16 | 0.00        | 0.00      | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2557 | 3,204.2                                         | 14,740.4                                | 3,204.20    | 19,648.15 | 0.00        | 0.00      | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2558 | 3,878.7                                         | 16,760.6                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 521.34      | 3,196.86  | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2559 | 4,829.4                                         | 19,242.6                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,472.04    | 9,026.55  | 0.00        | 0.00  | 0.00     | 0.00     | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2560 | 5,299.9                                         | 20,917.4                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 190.50   | 250.32   | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2561 | 5,625.8                                         | 22,401.2                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 516.40   | 678.55   | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2562 | 6,074.4                                         | 24,055.7                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 965.00   | 1,268.01 | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2563 | 6,467.6                                         | 25,907.6                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,358.20 | 1,784.67 | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2564 | 6,865.2                                         | 27,493.4                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,755.80 | 2,307.12 | 0.00       | 0.00     | 0.00           | 0.00     |
| 2565 | 7,341.9                                         | 29,527.6                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 127.90     | 168.06   | 127.90         | 168.06   |
| 2566 | 7,809.2                                         | 31,434.8                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 361.54     | 475.07   | 361.54         | 475.07   |
| 2567 | 8,271.7                                         | 33,364.7                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 592.79     | 778.92   | 592.79         | 778.92   |
| 2568 | 8,716.2                                         | 35,171.4                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 815.03     | 1,070.95 | 815.03         | 1,070.95 |
| 2569 | 9,158.9                                         | 36,951.5                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 1,036.38   | 1,361.80 | 1,036.38       | 1,361.80 |
| 2570 | 9,650.3                                         | 38,813.3                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 1,282.07   | 1,684.64 | 1,282.07       | 1,684.64 |
| 2571 | 10,090.6                                        | 40,576.5                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 1,502.27   | 1,973.98 | 1,502.27       | 1,973.98 |
| 2572 | 10,544.7                                        | 42,362.6                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 1,729.31   | 2,272.32 | 1,729.31       | 2,272.32 |
| 2573 | 11,025.6                                        | 44,191.7                                | 3,357.36    | 20,587.33 | 1,736.00    | 10,645.15 | 16.00       | 49.06 | 1,976.70 | 2,597.38 | 1,969.76   | 2,588.26 | 1,969.76       | 2,588.26 |

\* ค่า Plant factor จากการลงพื้นที่เก็บข้อมูล มีค่าดังนี้ PV = 15%, WIND = 19%, SMALL HYDRO = 22% และ BIOMASS = 80%

ตารางที่ 5-3 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมโดย Optimization ตามอัตราซื้อแบบ FIT (พ.ศ. 2553-2573)

| ปี   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสม<br>ของ RE 4 ประเภท (MW) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก<br>RE 4 ประเภท (GWh) | Biomass and |          | New biomass |          | Solar farm |         | Wind     |         | Solar Roof top |         | Small hydro |       |
|------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|----------|-------------|----------|------------|---------|----------|---------|----------------|---------|-------------|-------|
|      |                                                 |                                         | MW          | GWh      | MW          | GWh      | MW         | GWh     | MW       | GWh     | MW             | GWh     | MW          | GWh   |
| 2553 | 795.5                                           | 5,344.8                                 | 795.50      | 4878.01  | 0.00        | 0.00     | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2554 | 896.1                                           | 5,477.9                                 | 896.10      | 5494.89  | 0.00        | 0.00     | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2555 | 1,588.4                                         | 8,071.2                                 | 1,588.40    | 9740.07  | 0.00        | 0.00     | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2556 | 2,552.7                                         | 12,614.4                                | 2,552.70    | 15653.16 | 0.00        | 0.00     | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2557 | 3,204.2                                         | 14,740.4                                | 3,204.20    | 19648.15 | 0.00        | 0.00     | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2558 | 3,878.7                                         | 16,760.6                                | 3,357.36    | 20587.33 | 521.34      | 3196.86  | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2559 | 4,829.4                                         | 19,242.6                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,472.04    | 9026.55  | 0.00       | 0.00    | 0.00     | 0.00    | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2560 | 5,299.9                                         | 20,917.4                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 0.00       | 0.00    | 206.54   | 271.39  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2561 | 5,625.8                                         | 22,401.2                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 325.90     | 428.23  | 206.54   | 271.39  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2562 | 6,074.4                                         | 24,055.7                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 774.50     | 1017.69 | 206.54   | 271.39  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2563 | 6,467.6                                         | 25,907.6                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,167.70   | 1534.36 | 206.54   | 271.39  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2564 | 6,865.2                                         | 27,493.4                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,565.30   | 2056.80 | 206.54   | 271.39  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2565 | 7,341.9                                         | 29,527.6                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 278.74   | 366.26  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2566 | 7,809.2                                         | 31,434.8                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 746.03   | 980.28  | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2567 | 8,271.7                                         | 33,364.7                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,208.52 | 1587.99 | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2568 | 8,716.2                                         | 35,171.4                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,653.01 | 2172.05 | 0.00           | 0.00    | 0.00        | 0.00  |
| 2569 | 9,158.9                                         | 36,951.5                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,976.71 | 2597.39 | 119.00         | 156.37  | 0.00        | 0.00  |
| 2570 | 9,650.3                                         | 38,813.3                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,976.71 | 2597.39 | 610.39         | 802.05  | 0.00        | 0.00  |
| 2571 | 10,090.6                                        | 40,576.5                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,976.71 | 2597.39 | 1,050.78       | 1380.72 | 0.00        | 0.00  |
| 2572 | 10,544.7                                        | 42,362.6                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,976.71 | 2597.39 | 1,504.87       | 1977.40 | 0.00        | 0.00  |
| 2573 | 11,025.6                                        | 44,191.7                                | 3,357.36    | 20587.33 | 1,736.00    | 10645.15 | 1,969.80   | 2588.32 | 1,976.71 | 2597.39 | 1,969.77       | 2588.27 | 16.00       | 49.06 |

\* ค่า Plant factor จากการลงพื้นที่เก็บข้อมูล มีค่าดังนี้ PV = 15%, WIND = 19%, SMALL HYDRO = 22% และ BIOMASS = 80%

---

### 5.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP 2010 Ver.3

ตารางที่ 5-3 แสดงถึงรายละเอียดของกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรายปี กำลังการผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี (MW) ชนิดของโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 (ดูรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.3.1) และ ศักยภาพสูงสุดของเทคโนโลยีทั้ง 4 ประเภท ตามแผน PDP2010 ver.3 รวมกับศักยภาพพลังงานชีวมวลคงเหลือของประเทศไทย โดยกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทั้ง 4 ประเภทเทคโนโลยีตามแผน PDP2010 ver.3 เท่ากับ 9,289.62 MW แบ่งเป็นกำลังการผลิตของ Solar PV เท่ากับ 3939.9 MW กำลังการผลิตของ Wind เท่ากับ 1,976.7 MW กำลังการผลิตของ Small hydro เท่ากับ 16 MW และ กำลังการผลิตของ Biomass เท่ากับ 5,093 MW ในส่วนของชีวมวลได้เพิ่มส่วนของศักยภาพคงเหลือเข้าไปทั้งสิ้น 1,736 MW [3] ซึ่งรวม New Biomass แล้วกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทั้ง 4 ประเภทเทคโนโลยีจะเท่ากับ 11,025.6 MW ในปี พ.ศ. 2573

**ตารางที่ 5-4** กำลังการผลิตติดตั้งสะสม RE ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP2010 ver.3

## รวม New Biomass

| ปี   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมของ RE 4 ประเภท (MW) | กำลังการผลิตติดตั้งที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี (MW) | โครงการที่เกิดขึ้น* |
|------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------|
| 2553 | 795.52                                      | 0.0                                           | 7                   |
| 2554 | 896.12                                      | 100.6                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2555 | 1,588.42                                    | 692.3                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2556 | 2,552.72                                    | 964.3                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2557 | 3,204.22                                    | 651.5                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2558 | 3,878.72                                    | 674.5                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2559 | 4,829.42                                    | 950.7                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2560 | 5,299.92                                    | 470.5                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2561 | 5,625.82                                    | 325.9                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2562 | 6,074.42                                    | 448.6                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2563 | 6,467.62                                    | 393.2                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2564 | 6,865.22                                    | 397.6                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2565 | 7,341.91                                    | 476.7                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2566 | 7,809.19                                    | 467.3                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2567 | 8,271.68                                    | 462.5                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2568 | 8,716.17                                    | 444.5                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2569 | 9,158.86                                    | 442.7                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2570 | 9,650.25                                    | 491.4                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2571 | 10,090.64                                   | 440.4                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |
| 2572 | 10,544.73                                   | 454.1                                         | 1, 2, 5, 7          |
| 2573 | 11,025.62                                   | 480.9                                         | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 |

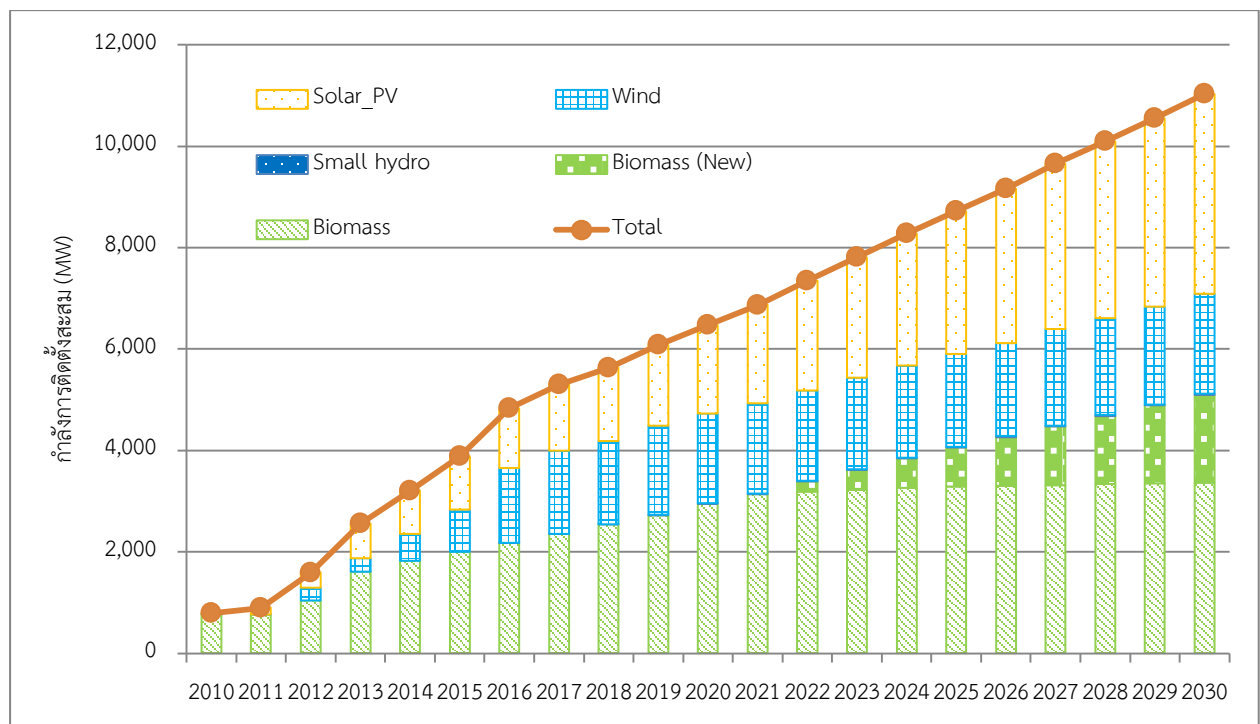
\* หมายเหตุ กำลังการผลิตติดตั้งสะสมนี้รวมศักยภาพพลังงานชีวมวลคงเหลือของประเทศไทย

1. คือ SPP\_SUN
2. คือ SPP\_BIOMASS
3. คือ SPP\_WIND
4. คือ VSPP\_PARABOLIC
5. คือ VSPP\_PV
6. คือ VSPP\_BIOMASS
7. คือ VSPP\_HYDRO

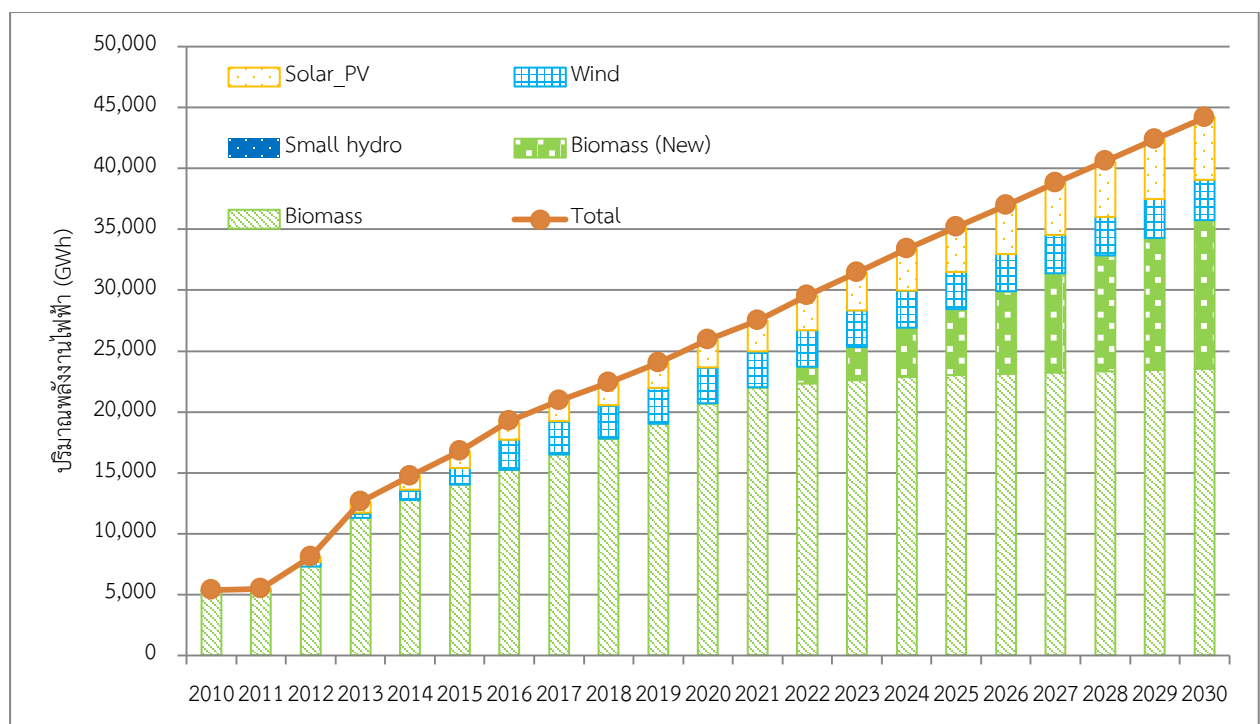
---

#### 5.4 ผลการวิเคราะห์ตามแผน PDP 2010 ver.3

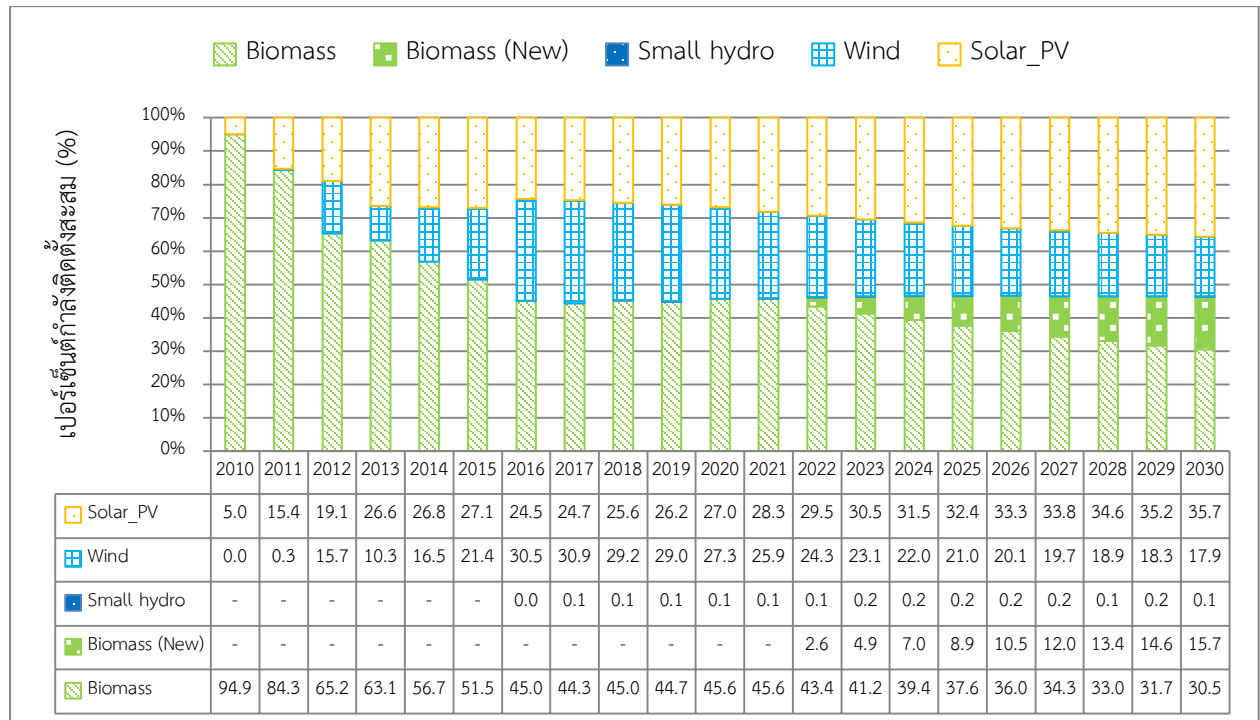
ตารางที่ 5-4 แสดงกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 แยกตามแต่ละประเภทพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถสรุปกำลังการผลิตติดตั้งสะสมได้ดังรูปที่ 5-5 และรูปที่ 5-6 แสดงถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามแผน PDP 2010 ver.3 โดยเห็นได้ว่าเมื่อพิจารณาตามต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจะได้รับการเลือกเป็นอันดับหนึ่ง รองลงมาคือพลังงานลม พลังงานน้ำขนาดเล็กและพลังงานแสงอาทิตย์ แต่มีบางช่วงเวลาที่ ไม่ได้รับการเลือกตามลำดับดังที่กล่าวมา เนื่องจากอาศัยข้อมูลสถิติระยะเวลาในการติดตั้งโรงไฟฟ้าจนถึงระยะเวลาขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบช่วยในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า เมื่อถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลยังคงมีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมในปี พ.ศ. 2573 มากที่สุด รองลงมาคือพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยคิดเป็น 46.2% ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด และสามารถผลิตปริมาณไฟฟ้าได้ 35,694.28 GWh หรือคิดเป็น 80.77% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ในขณะที่พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมเป็นอันดับที่สองสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 5,176.63 GWh หรือคิดเป็น 11.71% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



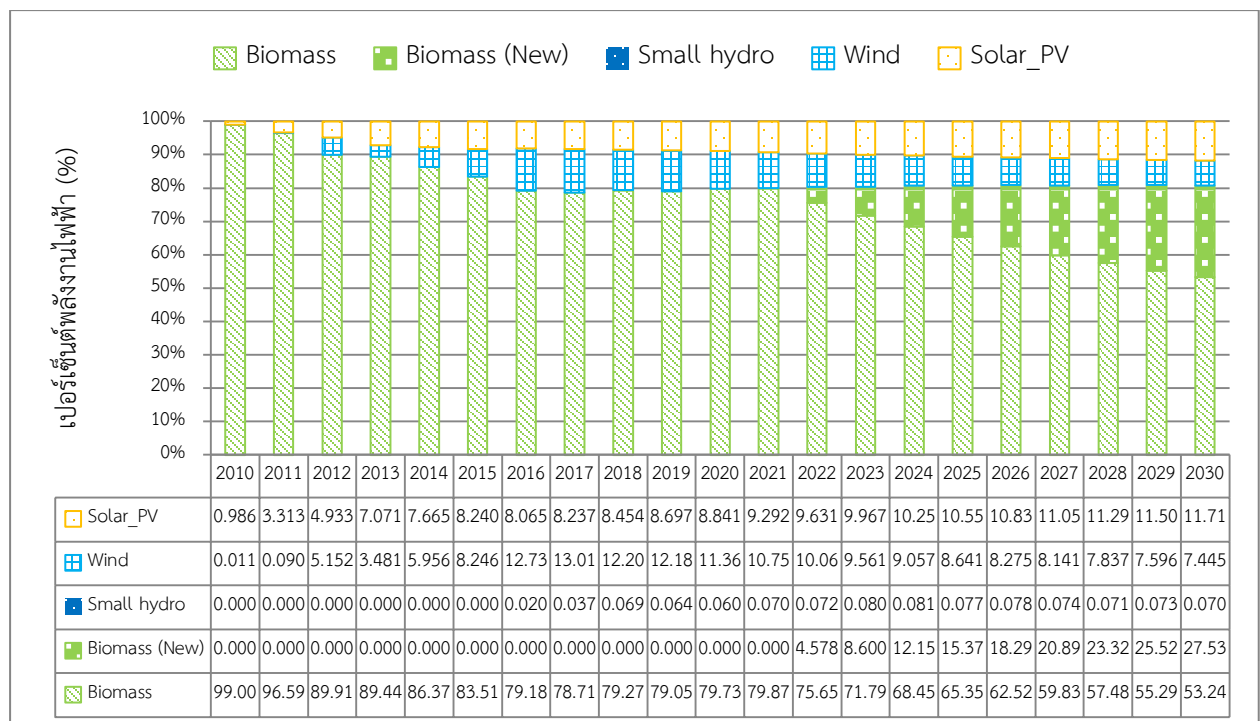
รูปที่ 5-5 กำลังการผลิตติดตั้งสะสม (MW) ตามแผน PDP 2010 ver.3



รูปที่ 5-6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh) ตามแผน PDP 2010 ver.3



รูปที่ 5-7 ร้อยละกำลังการผลิตติดตั้งสะสมแยกตามประเภทเทคโนโลยี



รูปที่ 5-8 ร้อยละของไฟฟ้าที่ผลิตได้แยกตามประเภทเทคโนโลยี

ตารางที่ 5-5 กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในช่วงปี พ.ศ. 2553-2573 ตามแผน PDP 2010 ver.3 รวม New Biomass

| ปี   | กำลังการผลิตติดตั้งสะสมของ RE 4<br>ประเภท (MW) | การผลิตไฟฟ้าของ RE 4 ประเภท (GWh) | Biomass +<br>New biomass |          | Wind    |           | Solar PV |           | Small hydro |        |
|------|------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|----------|---------|-----------|----------|-----------|-------------|--------|
|      |                                                |                                   | MW                       | GWh      | MW      | GWh       | MW       | GWh       | MW          | GWh    |
| 2553 | 795.5                                          | 5,344.8                           | 755.1                    | 5,291.5  | 0.4     | 0.599     | MW       | GWh       | -           | -      |
| 2554 | 896.1                                          | 5,477.9                           | 755.1                    | 5,291.5  | 3.0     | 4.927     | 40.1     | 52.685    | -           | -      |
| 2555 | 1,588.4                                        | 8,071.2                           | 1,035.6                  | 7,257.2  | 249.9   | 415.867   | 138.1    | 181.457   | -           | -      |
| 2556 | 2,552.7                                        | 12,614.4                          | 1,610.1                  | 11,283.3 | 263.9   | 439.169   | 303.0    | 398.135   | -           | -      |
| 2557 | 3,204.2                                        | 14,740.4                          | 1,816.9                  | 12,732.6 | 527.5   | 877.904   | 678.8    | 891.937   | -           | -      |
| 2558 | 3,878.7                                        | 16,760.6                          | 1,997.4                  | 13,997.5 | 830.4   | 1,382.051 | 859.9    | 1,129.902 | -           | -      |
| 2559 | 4,829.4                                        | 19,242.6                          | 2,174.2                  | 15,236.5 | 1,472.2 | 2,450.263 | 1,051.0  | 1,381.007 | 2.0         | 3.854  |
| 2560 | 5,299.9                                        | 20,917.4                          | 2,349.5                  | 16,465.0 | 1,635.3 | 2,721.727 | 1,181.1  | 1,551.959 | 4.0         | 7.709  |
| 2561 | 5,625.8                                        | 22,401.2                          | 2,534.0                  | 17,758.0 | 1,642.7 | 2,734.043 | 1,311.2  | 1,722.910 | 8.0         | 15.418 |
| 2562 | 6,074.4                                        | 24,055.7                          | 2,713.8                  | 19,018.0 | 1,760.5 | 2,930.110 | 1,441.2  | 1,893.730 | 8.0         | 15.418 |
| 2563 | 6,467.6                                        | 25,907.6                          | 2,947.8                  | 20,657.9 | 1,768.7 | 2,943.758 | 1,592.2  | 2,092.144 | 8.0         | 15.418 |
| 2564 | 6,865.2                                        | 27,493.4                          | 3,133.8                  | 21,961.4 | 1,777.3 | 2,958.072 | 1,743.2  | 2,290.558 | 10.0        | 19.272 |
| 2565 | 7,341.9                                        | 29,527.6                          | 3,380.4                  | 23,689.5 | 1,786.3 | 2,973.051 | 1,944.2  | 2,554.672 | 11.0        | 21.199 |
| 2566 | 7,809.2                                        | 31,434.8                          | 3,606.0                  | 25,271.1 | 1,805.8 | 3,005.507 | 2,164.3  | 2,843.884 | 13.0        | 25.054 |
| 2567 | 8,271.7                                        | 33,364.7                          | 3,837.5                  | 26,893.4 | 1,815.7 | 3,021.985 | 2,384.4  | 3,133.095 | 14.0        | 26.981 |
| 2568 | 8,716.2                                        | 35,171.4                          | 4,051.6                  | 28,393.7 | 1,826.1 | 3,039.294 | 2,604.5  | 3,422.306 | 14.0        | 26.981 |
| 2569 | 9,158.9                                        | 36,951.5                          | 4,261.3                  | 29,863.2 | 1,837.1 | 3,057.603 | 2,824.5  | 3,711.386 | 15.0        | 28.908 |
| 2570 | 9,650.3                                        | 38,813.3                          | 4,471.1                  | 31,333.4 | 1,898.6 | 3,159.963 | 3,045.5  | 4,001.780 | 15.0        | 28.908 |
| 2571 | 10,090.6                                       | 40,576.5                          | 4,678.4                  | 32,786.1 | 1,910.7 | 3,180.103 | 3,265.6  | 4,290.992 | 15.0        | 28.908 |
| 2572 | 10,544.7                                       | 42,362.6                          | 4,885.8                  | 34,239.5 | 1,933.4 | 3,217.884 | 3,486.6  | 4,581.386 | 16.0        | 30.835 |
| 2573 | 11,025.6                                       | 44,191.7                          | 5,093.4                  | 35,694.3 | 1,976.7 | 3,289.953 | 3,709.6  | 4,874.408 | 16.0        | 30.835 |

\* ค่า Plant factor จากการลงพื้นที่เก็บข้อมูล มีค่าดังนี้ PV = 15%, WIND = 19%, SMALL HYDRO = 22% และ BIOMASS = 80%

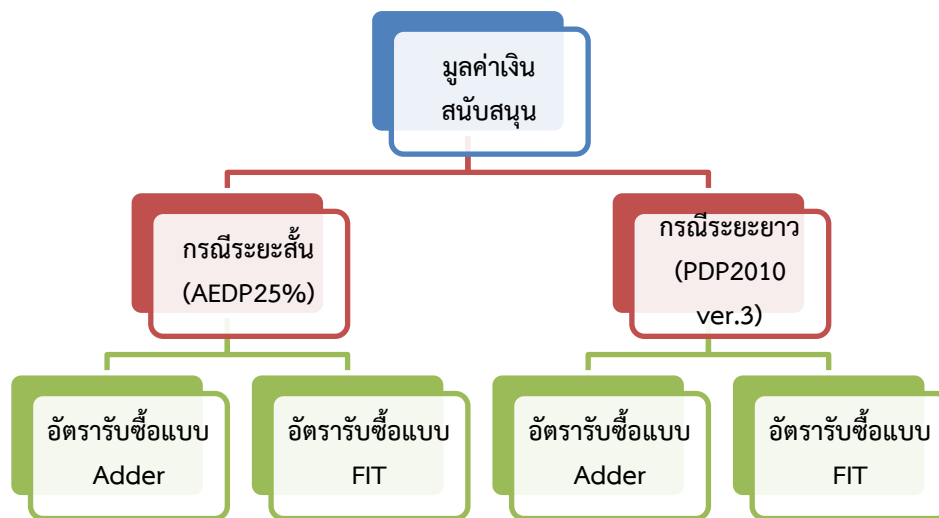
## เอกสารอ้างอิงบทที่ 5

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.eppo.go.th/power/index.html> [7 พฤษภาคม 2553]
2. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2013, Energy [Online], Available: <http://www.erc.or.th/ERCSP/Default.aspx?x=0&muid=23&prid=41> [7 พฤษภาคม 2553]
3. กรมวิทยาศาสตร์บริการ, 2013, Scien [Online], Available: [http://lib3.dss.go.th/Fulltext/Glass/Glass\\_Annual\\_Meeting\\_Handout/2011/Biomass\\_resources\\_survey\\_in\\_Thailand.pdf](http://lib3.dss.go.th/Fulltext/Glass/Glass_Annual_Meeting_Handout/2011/Biomass_resources_survey_in_Thailand.pdf) [7 มกราคม 2554]

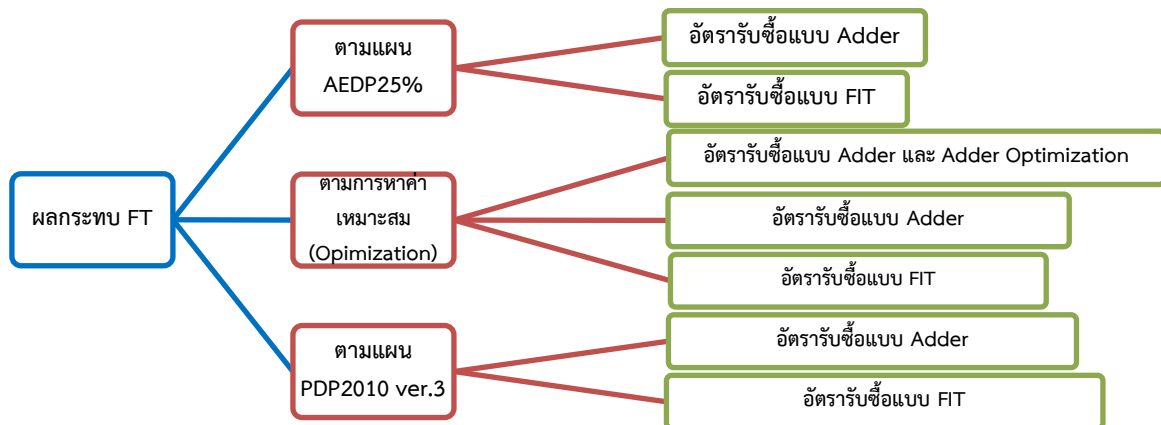
## บทที่ 6

## ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จากราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs)

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษา Feed-in tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการสร้างแรงจูงใจในระดับนโยบายที่ทำให้เกิดการสนใจและตื่นตัวของนักลงทุนจากภาคเอกชน แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นการสนับสนุนที่ดีต้องไม่ส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคหรือผู้จ่ายค่าไฟฟ้ามากเกินไป ดังนั้นงานวิจัยในบทนี้จึงทำการศึกษาผลกระทบของค่า FIT ที่ได้จากการศึกษาดังที่ได้กล่าวไว้ในบทข้างต้น โดยแยกเป็นการศึกษาของมูลค่าเงินสนับสนุนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (รูปที่ 6-1) และผลกระทบของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) (รูปที่ 6-2) รายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อถัดไป



รูปที่ 6-1 กรณีศึกษามูลค่าเงินสนับสนุนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



รูปที่ 6-2 กรณีศึกษาผลกระทบของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

## 6.1 ค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

Ft เป็น การเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าในแต่ละเดือนประกอบด้วย 3 ส่วน คือ 1) ค่าไฟฟ้าฐาน 2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าไฟฟ้าผันแปรหรือที่เรียกสั้นๆ ว่าค่า Ft และ 3) ภาษีมูลค่าเพิ่ม โดย Ft สามารถปรับค่าไฟฟ้าตามการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง และไม่ได้ขึ้นอยู่กับค่าการควบคุมของการไฟฟ้า ประเทศไทยเริ่มมีการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่า Ft ตั้งแต่การเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนกันยายน 2535 ล่าสุดเมื่อเดือน ตุลาคม 2548 ได้มีการปรับปรุงสูตร Ft โดยให้คงเหลือเฉพาะการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า เท่านั้น ปัจจุบันการปรับค่า Ft อยู่ภายใต้อำนาจการพิจารณาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

## 6.2 ผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จากราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs)

การสร้างแรงจูงใจให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นมีหลายวิธี แต่ในประเทศไทยใช้วิธีการเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าหรือเรียกว่า Adder ซึ่งในปัจจุบันมีการปรับเปลี่ยนอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากเทคโนโลยีบางประเภทให้เป็นในรูปของ Feed-in tariffs (FIT) ซึ่งวิธีการรับซื้อเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาผลกระทบของ Adder และ FIT ต่อการเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### 6.2.1 เปรียบเทียบมูลค่าเงินสนับสนุนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

การเปรียบเทียบจำนวนเงินที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในกรณีการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder มีวิธีการคำนวณดังสมการที่ 6-1 และสำหรับกรณีการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มีวิธีการคำนวณดังสมการที่ 6-2

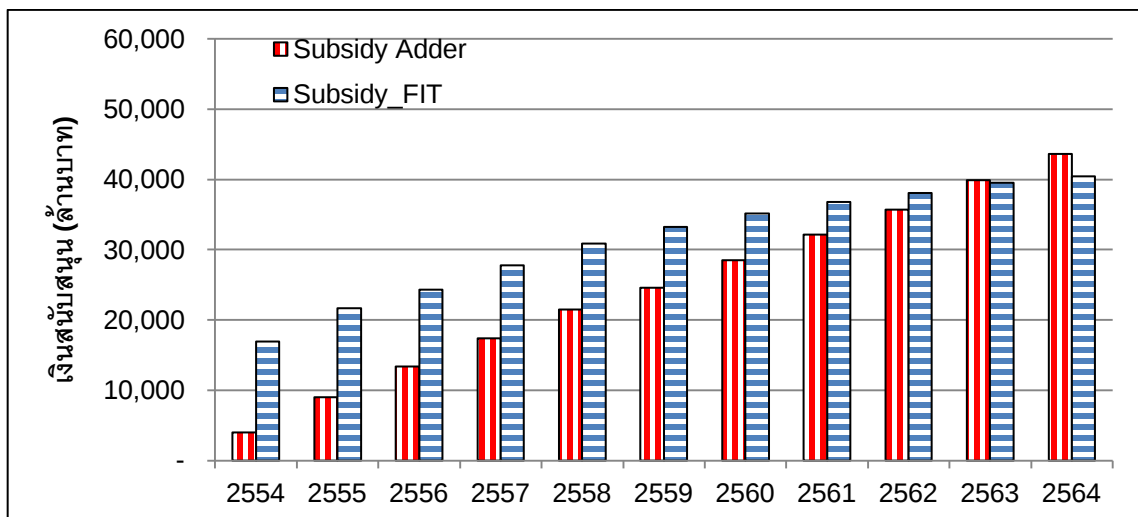
$$\text{เงินสนับสนุน กรณี Adder} = (\text{ปริมาณไฟฟ้า (kWh)} \times \text{Adder (Baht/kWh)}) \quad (6-1)$$

$$\text{เงินสนับสนุน กรณี FIT} = \text{ปริมาณไฟฟ้า (kWh)} \times (\text{FIT (Baht/kWh)} - \text{ค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย (Baht/kWh)}) \quad (6-2)$$

ในการเปรียบเทียบจำนวนเงินที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

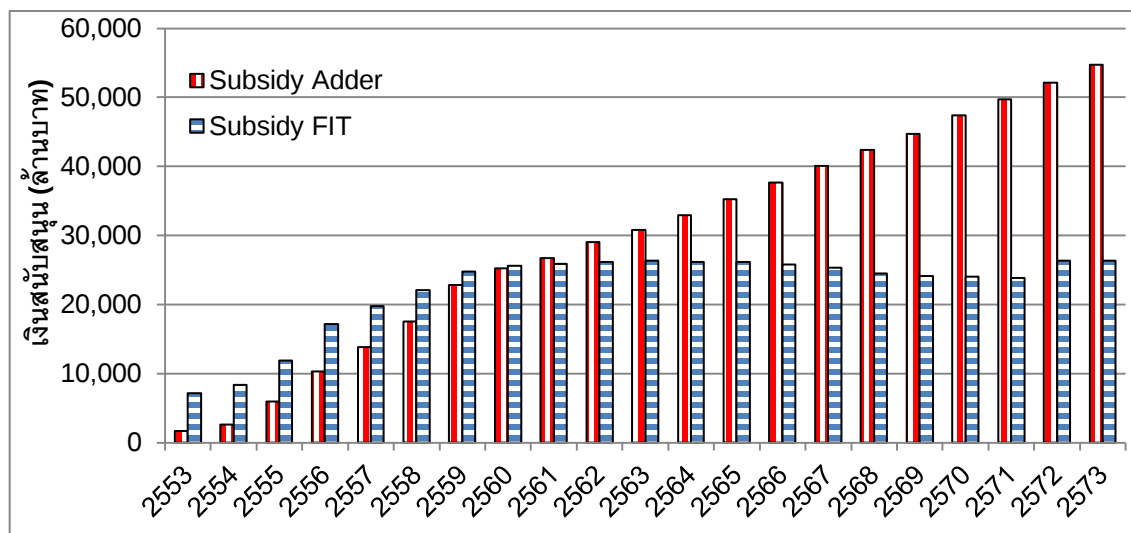
1. กรณีระยะสั้นใช้ปริมาณไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี พ.ศ. 2554-2564 (AEDP25%)
2. กรณีระยะยาวใช้ปริมาณไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 rev.3)

ผลการเปรียบเทียบจำนวนเงินในแต่ละปีที่การไฟฟ้าต้องจ่ายเงินสนับสนุนให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แสดงในรูปที่ 6-3 สำหรับกรณีการศึกษาในระยะสั้นตามแผน AEDP25% และรูปที่ 6-4 สำหรับกรณีการศึกษาในระยะยาวตามแผน PDP 2010 rev.3 พบว่าทั้ง 2 กรณี ในช่วงปีเริ่มต้นจำนวนเงินสนับสนุนสำหรับอัตราารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มีค่าสูงกว่าแบบ Adder เนื่องจากการกำหนดอัตราแบบ FIT เน้นการจูงใจโดยให้ระยะเวลาคืนทุนเร็ว และการกำหนดอัตราารับซื้อไฟฟ้าจากชีวมวลแบบ FIT มีค่าสูงกว่าแบบ Adder ประกอบกับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ขายเข้า Grid ส่วนใหญ่มาจากชีวมวล อย่างไรก็ตาม ในปีต่อๆ มาจำนวนเงินสนับสนุนสำหรับอัตราารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มีแนวโน้มต่ำกว่าแบบ Adder เนื่องจากราคาไฟฟ้าขายส่งเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงทำให้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 จำนวนเงินสนับสนุนรายปีของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มีปริมาณจำนวนเงินต่ำกว่าแบบ Adder ดังนั้นถ้าพิจารณาในกรณีระยะยาว จะเห็นได้ว่าการจ่ายเงินสนับสนุนสำหรับอัตราารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มีปริมาณจำนวนเงินต่ำกว่าแบบ Adder



รูปที่ 6-3 เปรียบเทียบเงินสนับสนุนรายปีที่การไฟฟ้าจ่ายเงินให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder กับ FIT ตามแผน AEDP25%

สำหรับกรณีการศึกษาในระยะยาว เป็นการเปรียบเทียบจำนวนการจ่ายเงินสนับสนุนให้แก่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในกรณีรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT และแบบ Adder โดยให้ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามแผน PDP 2010 rev.3 และใช้วิธี Optimization ในการเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าโดยสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณี คือ 1. กรณีตามแผน PDP 2010 rev.3 และหาจำนวนเงินสนับสนุนจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ 2. กรณีตามแผน PDP 2010 rev.3 และหาจำนวนเงินสนับสนุนจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT พบว่าได้ผลเช่นเดียวกับที่กล่าวมาแล้วข้างต้น



รูปที่ 6-4 เปรียบเทียบเงินสนับสนุนในแต่ละปีที่การไฟฟ้าต้องจ่ายเงินให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder กับ FIT ตามแผน PDP 2010 rev.3

## 6.2.2 ผลกระทบของการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ตามแผน AEDP25%

การศึกษาเชิงเปรียบเทียบในช่วงตามแผน AEDP25% นั้นได้แบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ 1 ผลกระทบต่อ Ft จากอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน AEDP25% และกรณีที่ 2 ผลกระทบต่อ Ft จากอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน AEDP25% โดยทั้งสองกรณีใช้ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อตามแผน AEDP25%

การหาผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน AEDP 25% คำนวณได้ดังสมการที่ 6-3

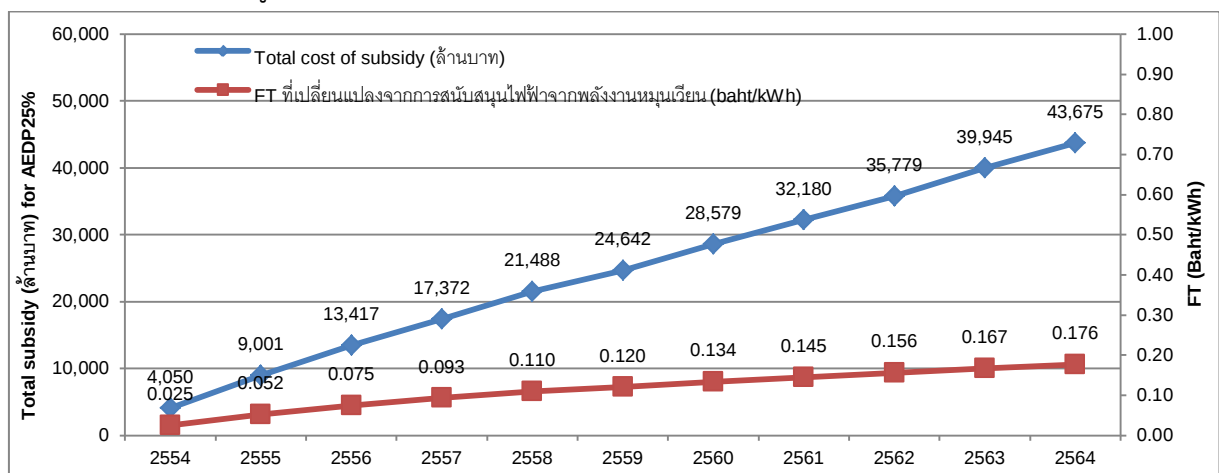
$$\text{อัตรา Ft กรณีที่ 1} = \frac{[\text{ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (kWh)} \times \text{Adder (Baht/kWh)}]}{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (kWh)}} \quad (6-3)$$

การหาผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน AEDP 25% คำนวณได้ดังสมการที่ 6-4 เนื่องจากรอการรับซื้อแบบ FIT จะรวมราคาซื้อไฟฟ้าขายส่งไว้แล้ว ดังนั้นในการคำนวณหาจำนวนเงินสนับสนุนที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จึงต้องหักราคาซื้อไฟฟ้าขายส่งออก

$$\text{อัตรา Ft กรณีที่ 2} = \frac{[\text{ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (kWh)} \times (\text{FIT- ราคาไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย (Baht/kWh)})]}{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (kWh)}} \quad (6-4)$$

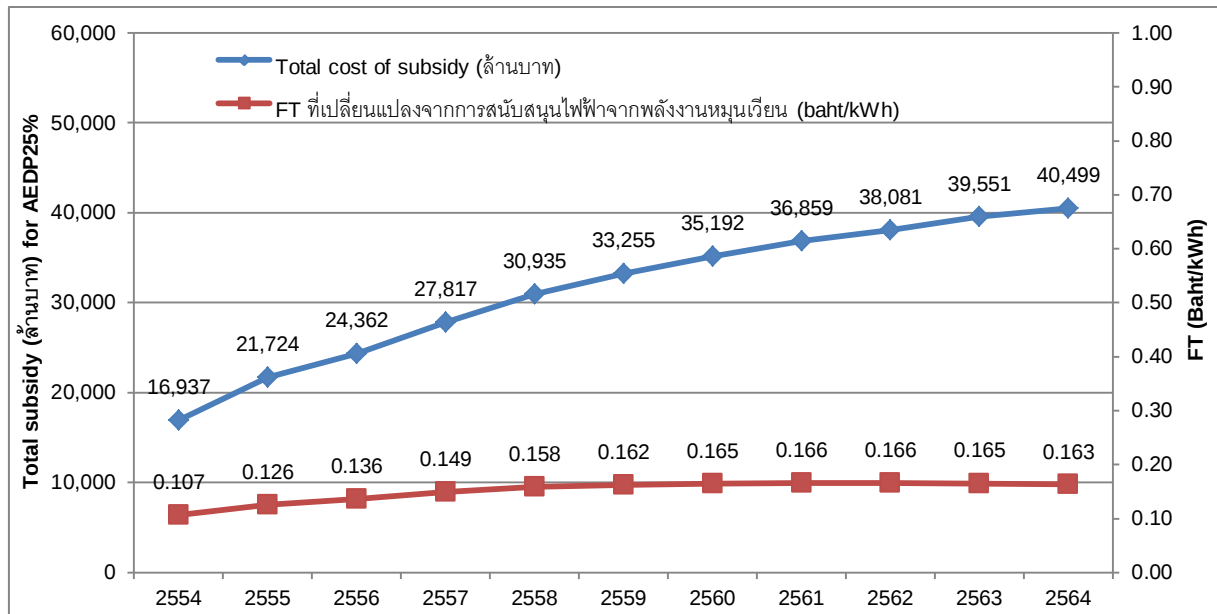
### 6.2.2.1 ผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราแบบ Adder ตามแผน AEDP25%

เนื่องจากสัดส่วนของไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่รับซื้อมีปริมาณมากขึ้นในทุกๆ ปีจึงส่งผลให้มูลค่าเงินสนับสนุน Adder มีจำนวนเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปีอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นจึงส่งผลให้ค่า Ft มีค่าเพิ่มสูงขึ้นในทุกๆ ปีด้วย โดยในปี พ.ศ. 2564 ที่ปริมาณเงินสนับสนุน 43,675 ล้านบาท จะส่งผลให้ค่า Ft มีค่าเพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.176 บาท/kWh ดังแสดงในรูปที่ 6-5



รูปที่ 6-5 ผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากรอการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน AEDP25%

**6.2.2.2 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราแบบ FIT ตามแผน AEDP25%** ในช่วงปี พ.ศ. 2554-2560 (ดูรูปที่ 6-6) ค่า Ft มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีค่าสูงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราแบบ Adder จนถึงปี พ.ศ. 2561 ค่า Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราแบบ FIT มีค่าคงที่และมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่องในปีต่อมา โดยในปี พ.ศ. 2564 ค่า Ft มีค่าลดลงเหลือ 0.163 บาท/kWh ซึ่งมีค่าต่ำกว่าค่า Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราแบบ Adder ในรูปที่ 6-5 ซึ่งมีค่า 0.176 บาท/kWh ทั้งนี้เนื่องจากจำนวนเงินสนับสนุนในระยะยาวที่ต่ำกว่าดังที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 6.2.1



รูปที่ 6-6 ผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน AEDP25%

### 6.2.3 ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยวิธีการ Optimization

การทำ Optimization เพื่อดูผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ได้แยกการวิเคราะห์ออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

1. Optimization โดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เป็นเกณฑ์ในการจัดลำดับรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาต่ำสุดก่อน กำลังการผลิตตามแผน PDP2010 rev.3 แล้วหาจำนวนเงินสนับสนุนโดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

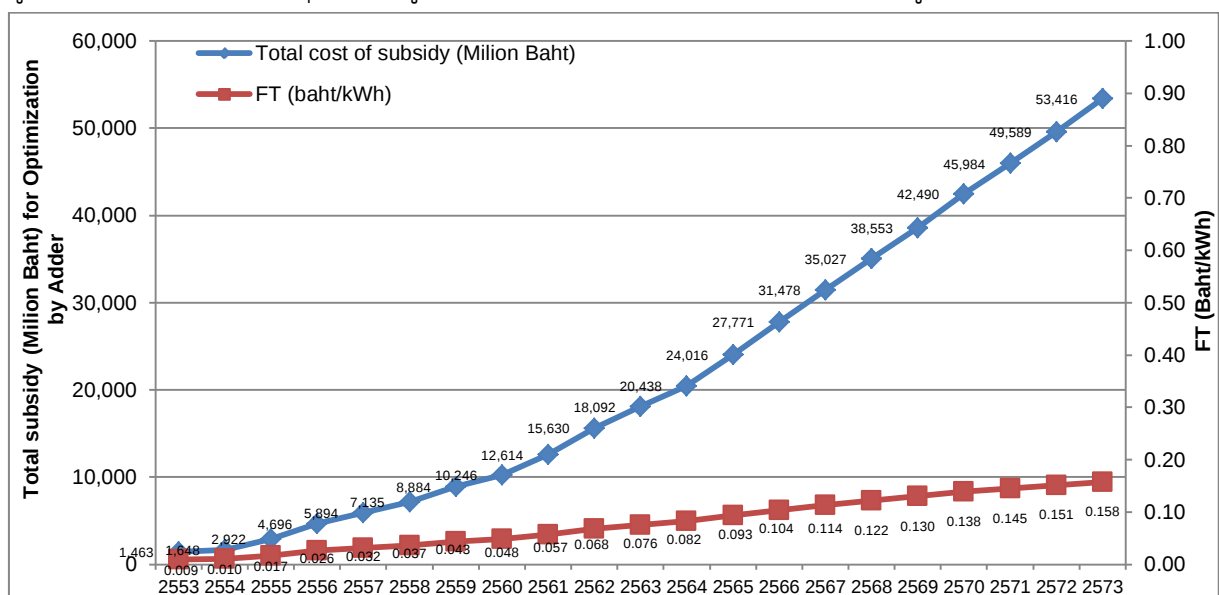
2. Optimization โดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT เป็นเกณฑ์ในการจัดลำดับรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาต่ำสุดก่อน กำลังการผลิตตามแผน PDP2010 rev.3 แล้วหาจำนวนเงินสนับสนุนโดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

3. Optimization โดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT เป็นเกณฑ์ในการจัดลำดับรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาต่ำสุดก่อน กำลังการผลิตตามแผน PDP2010 rev.3 แล้วหาจำนวนเงินสนับสนุนโดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

โดยทั้งสามกรณีนี้ มีผลการศึกษาผลกระทบต่อค่า Ft ดังต่อไปนี้

#### 6.2.3.1 ผลกระทบต่อ Ft จากอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา Adder

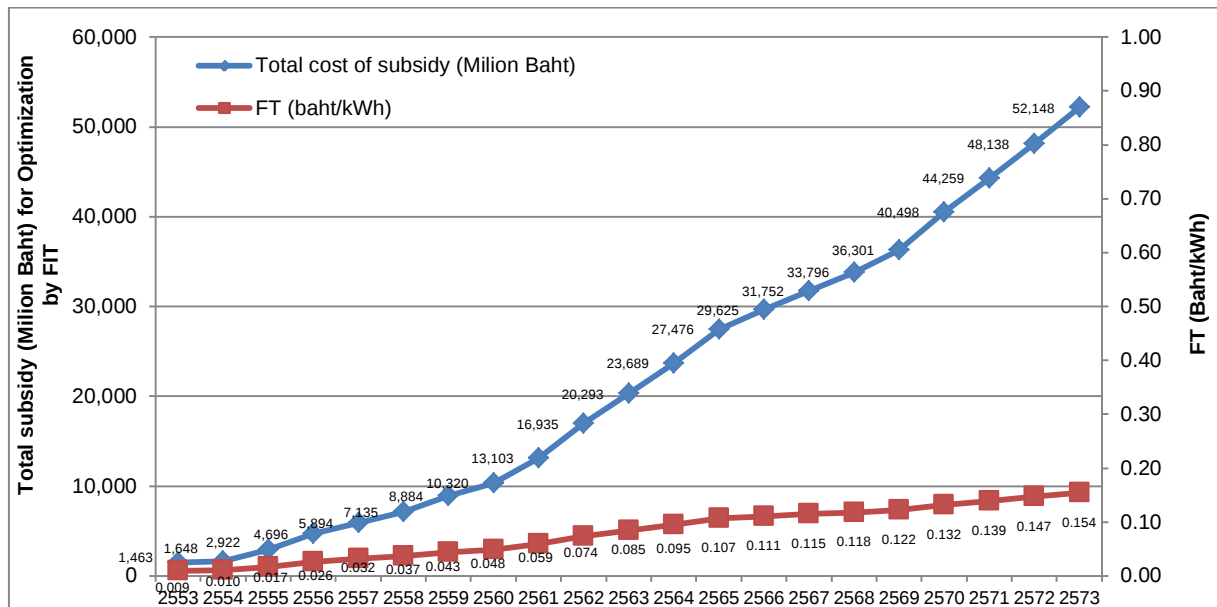
ผลการจัดทำ Optimization ในส่วนนี้ใช้ปริมาณไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 rev.3 แต่เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าในส่วนของชีวมวลจำนวน 1,736 MW ซึ่งเท่ากับ 10,645 GWh และใช้พื้นฐานในการเลือกเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าที่มีค่า Adder ถูกที่สุดจะได้รับการเลือกก่อนโดยใช้อัตราการรับซื้อแบบ Adder ตามที่กระทรวงพลังงานประกาศเป็นเกณฑ์ในการเลือกเทคโนโลยีโรงไฟฟ้า ผลการเลือกสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนได้แสดงไว้ในบทที่ 5 ดังรูปที่ 5-1 โดยพบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลได้รับการเลือกก่อนเนื่องจากมีอัตราการรับซื้อแบบ Adder ต่ำที่สุด รองลงมาคือ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานลม และ Solar Farm กับโซลาร์รูฟท็อป ตามลำดับ โดยผลการศึกษาผลกระทบที่มีต่อค่า Ft แสดงได้ดังรูปที่ 6-7 พบว่า ณ ปี พ.ศ. 2573 มีจำนวนเงินที่ต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอยู่ที่ 53,416 ล้านบาท โดยจะส่งผลต่อค่า Ft อยู่ที่ 0.158 บาท/kWh



รูปที่ 6-7 ผลกระทบต่อค่า Ft จากอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา Adder

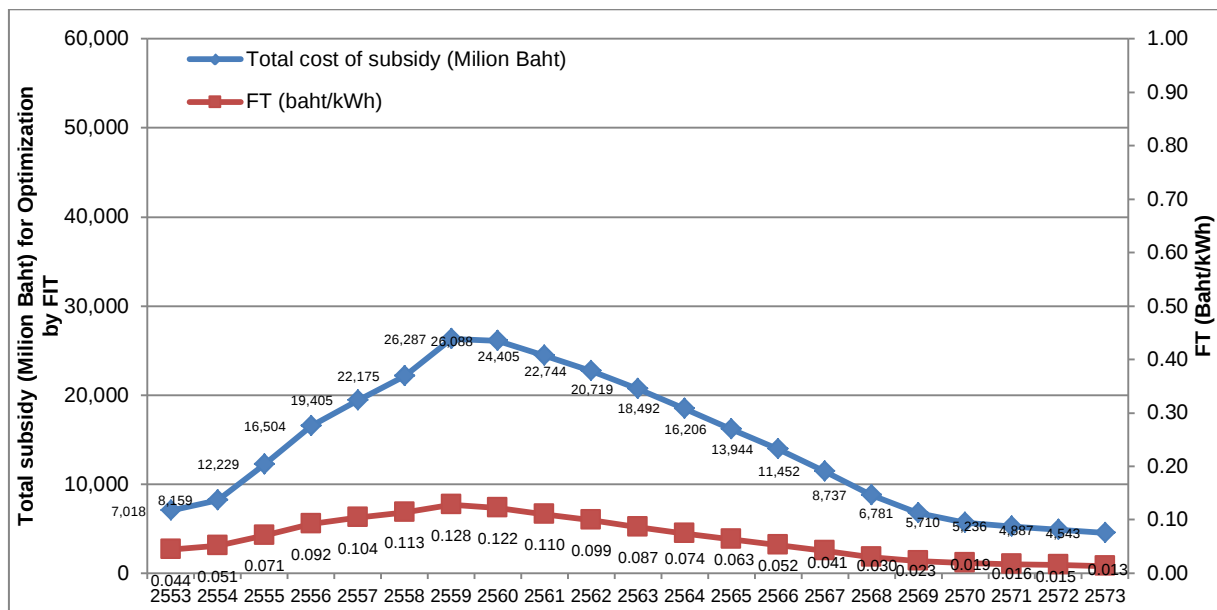
**6.2.3.2 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา FIT** ผลการจัดทำ Optimization ตามอัตรา FIT ใช้ปริมาณไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 rev.3 แต่เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าในส่วนของการชีวมวลจำนวน 1,736 MW ซึ่งเท่ากับ 10,645 GWh และใช้พื้นฐานในการเลือกเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนราคาถูกที่สุด หรือเลือกที่มีค่า FIT ถูกที่สุดจะได้รับการเลือกใช้ก่อน สัดส่วนการเลือกเข้าแสดงรายละเอียดดังบทที่ 5 (รูปที่ 5-5) โดยจะพบว่าโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลจะได้รับการเลือกก่อนเนื่องจากมีอัตราารรับซื้อแบบ FIT ต่ำที่สุด

ผลการศึกษาผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตาม FIT พบว่าแนวโน้มของการจ่ายเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปีเนื่องจากราคาไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยมีราคาสูงขึ้นในทุกๆ ปี และส่งผลให้แนวโน้มของค่า Ft มีแนวโน้มสูงขึ้นในทุกๆ ปีด้วย โดยในปี พ.ศ. 2573 มีมูลค่าเงินสนับสนุนอยู่ที่ 52,148 ล้านบาท และ Ft มีค่าอยู่ที่ 0.154 บาท/kWh โดยแสดงได้ดังรูปที่ 6-8



รูปที่ 6-8 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยวิธี Optimization ตามอัตรา FIT

**6.2.3.3 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยวิธี Optimization ตาม FIT** จากสมการที่ 6-4 นำมาหาผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ต่อการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน Optimization โดยอาศัยค่า FIT จากบทที่ 4 ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า ผลการศึกษาแสดงได้ดังรูปที่ 6-9 ตามลำดับ พบว่าในปี พ.ศ. 2559 เป็นปีที่มีการจ่ายเงินสนับสนุนสูงสุด คือ 26,287 ล้านบาท และส่งผลให้ค่า Ft อยู่ที่ 0.128 บาท/kWh และในปี พ.ศ. 2573 มีจำนวนเงินสนับสนุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ที่ 4,543 ล้านบาท และค่า Ft อยู่ที่ 0.013 บาท/kWh เห็นได้ว่าแนวโน้มของมูลค่าเงินสนับสนุนของการรับซื้อแบบ FIT มีมูลค่าเงินสนับสนุนที่เพิ่มขึ้นในช่วงระยะ 6-8 ปีแรก หลังจากนั้นจะมีมูลค่าลดลงในทุกๆ ปี และส่งผลต่อค่า FT ที่จะมีค่าลดลงในทุกๆ ปีเช่นกัน สาเหตุที่เป็นเช่นนี้อันเนื่องมาจากราคาไฟฟ้าขายส่งมีแนวโน้มที่สูงขึ้นทุกปี และเนื่องจากค่า FIT ที่คำนวณขึ้นเพื่อให้ผู้ลงทุนสามารถคืนทุนได้เร็วโดยให้ IRR อยู่ที่ 11% ขึ้นไป ทำให้ระยะเวลาการคืนทุนเฉลี่ยในแต่ละเทคโนโลยีอยู่ที่ประมาณ 6-8 ปี จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ค่า Ft ในช่วงระยะ 6-8 ปีแรกมีค่าสูงเมื่อเทียบกรณีที่ใช้อัตราการรับซื้อแบบ Adder และในช่วงปี พ.ศ. 2561 ปริมาณเงินสนับสนุนเริ่มลดลงเนื่องจากไม่ต้องจ่ายเงินให้แก่โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเนื่องจากราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยมีราคาสูงกว่า FIT ดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น



\*หมายเหตุ อัตราการรับซื้อ (FIT) ตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 4

รูปที่ 6-9 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยวิธี Optimization ตาม FIT

## 6.2.4 ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) เนื่องจากอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 rev.3)

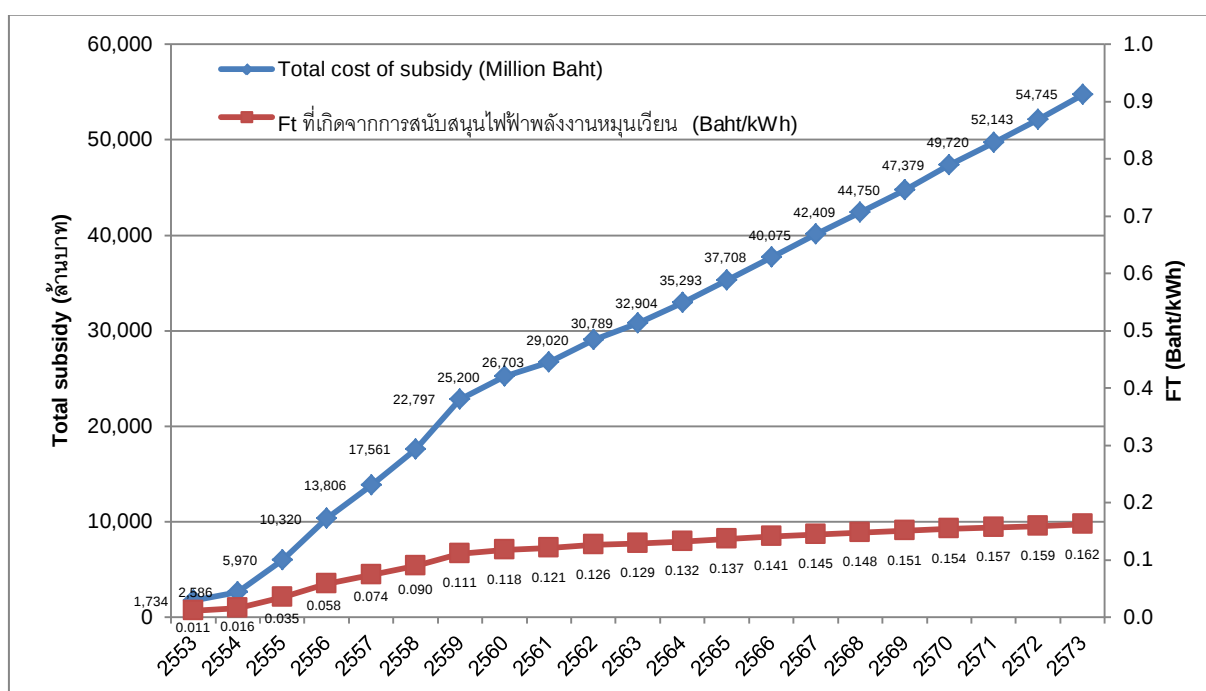
ตาม PDP 2010 rev.3 มีการคัดเลือกโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไว้แล้วถึงปี พ.ศ. 2573 ดังนั้นเพื่อดูผลกระทบต่อ การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ได้แยกการวิเคราะห์ออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

1. ตามแผน PDP2010 rev.3 และหาปริมาณเงินสนับสนุนโดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ Adder
2. ตามแผน PDP2010 rev.3 และหาปริมาณเงินสนับสนุนโดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

โดยทั้งสองกรณีนี้ มีผลรายละเอียดการศึกษาผลกระทบต่อค่า Ft ดังต่อไปนี้

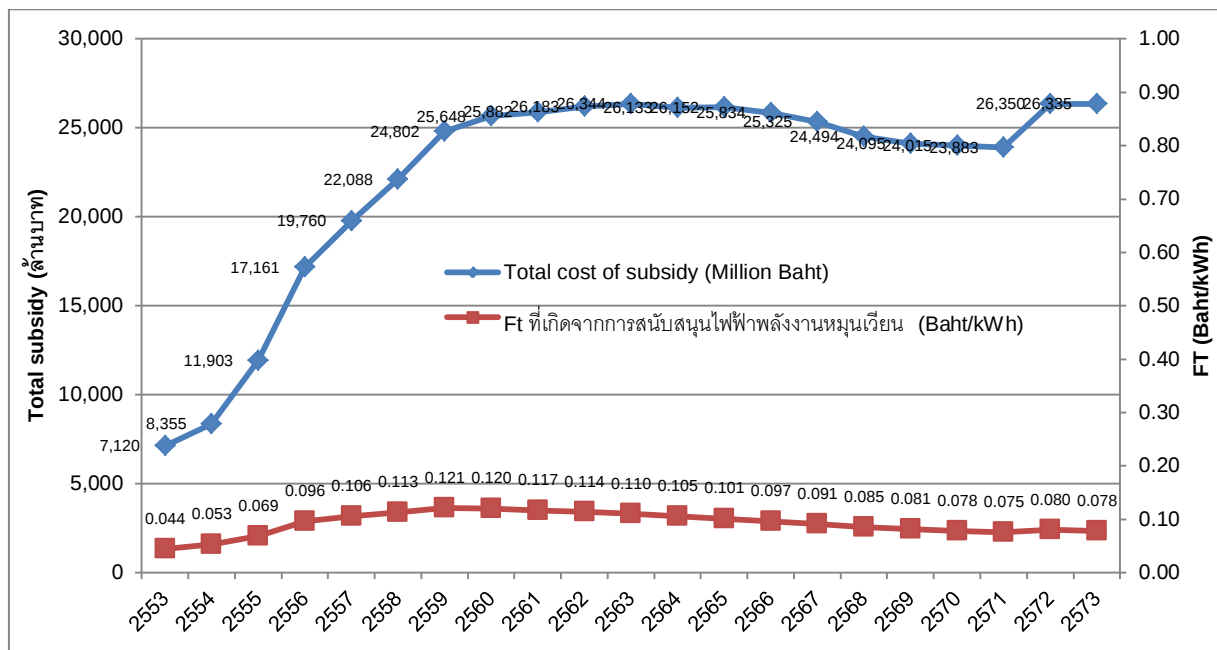
### 6.2.4.1 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน PDP 2010 rev.3 แต่จะเพิ่มในส่วน ของชีวมวลจำนวน 1,736 MW หรือ 10,645 GWh และใช้พื้นฐานในการเลือกเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุน ราคาถูกที่สุด หรือเลือกที่มีค่า FIT ถูกที่สุดจะได้รับการเลือกใช้ก่อน ดังได้กล่าวไว้ในบทที่ 5

ผลการศึกษาผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน PDP 2010 rev.3 พบว่าแนวโน้มของ การจ่ายเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปีเนื่องจากราคาไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยมีราคาสูงขึ้นในทุกๆ ปี และส่งผลให้ แนวโน้มของค่า Ft มีแนวโน้มสูงขึ้นในทุกๆ ปีด้วย โดยในปี พ.ศ. 2573 มีมูลค่าเงินสนับสนุนอยู่ที่ 54,745 ล้านบาท และมีค่า Ft อยู่ที่ 0.162 บาท/kWh โดยแสดงได้ดังรูปที่ 6-9



รูปที่ 6-9 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตามแผน PDP 2010 rev.3

**6.2.4.2 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน PDP 2010 rev.3** จากสมการที่ 6-4 นำมาหาผลกระทบต่อการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ต่อการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน PDP 2010 rev.3 จากบทที่ 4 ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า ผลการศึกษาแสดงได้ดังรูปที่ 6-10 ตามลำดับ พบว่า ณ ปี พ.ศ. 2573 มีจำนวนเงินสนับสนุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ที่ 26,335 ล้านบาท และค่า Ft อยู่ที่ 0.078 บาท/kWh และจะเห็นได้ว่าแนวโน้มของมูลค่าเงินสนับสนุนของการรับซื้อแบบ FIT มีมูลค่าเงินสนับสนุนที่เพิ่มขึ้นในช่วงระยะ 6-8 ปีแรก หลังจากนั้นจะมีมูลค่าลดลงในทุกๆ ปี และส่งผลต่อค่า FT ที่จะมีค่าลดลงในทุกๆ ปีเช่นกัน สาเหตุที่เป็นเช่นนี้นั้นเนื่องมาจากราคาไฟฟ้าขายส่งมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี และเนื่องจากค่า FIT ที่คำนวณเน้นที่ให้ผู้ลงทุนสามารถคืนทุนได้เร็วโดยให้ IRR อยู่ที่ 11% ขึ้นไป ทำให้ระยะเวลาการคืนทุนเฉลี่ยในแต่ละเทคโนโลยีอยู่ที่ประมาณ 6-8 ปี จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ค่า Ft ในช่วงระยะ 6-8 ปีแรกมีค่าสูงเมื่อเทียบกับกรณีที่ใช้ อัตราการรับซื้อแบบ Adder และในช่วงปี พ.ศ. 2561 ปริมาณเงินสนับสนุนเริ่มลดลงเนื่องมาจากไม่ต้องจ่ายเงินให้แก่โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเนื่องจากราคาไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยมีราคาสูงกว่า FIT ดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น แต่ในช่วงปี พ.ศ. 2572-2573 จะมีปริมาณเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV มากขึ้น



\*หมายเหตุ อัตราการรับซื้อ (FIT) ตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 4

รูปที่ 6-9 ผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน PDP 2010 rev.3

กล่าวโดยสรุปจากศึกษาผลกระทบต่อค่า Ft พบว่า

1. ในระยะยาวการรับซื้อแบบราคา FIT เป็นทางเลือกที่ดีที่สุด โดยจะใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบราคา Adder
2. ในระยะยาวของการรับซื้อแบบ FIT จากการลำดับการรับซื้อก่อนและหลังตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Optimization) นั้นจะช่วยทำให้ใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบไม่ได้ทำ Optimization ตามราคาต้นทุน ดังเช่นในกรณีตามแผน PDP 2010 rev.3 จะใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าตามแผน AEDP25%

## บทที่ 7

### ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยวิธี Energy Input-Output Analysis

จากการศึกษาราคาไฟฟ้ารับซื้อที่เหมาะสมจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ในบทนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธี Energy input-output analysis คณะผู้วิจัยจำแนกกลุ่มภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนออกเป็นห้าประเภท ทำให้มีภาคการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล จำนวน 6 ภาคการผลิต ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ซึ่งคือ Sector ที่ 135 ในตาราง Input-Output) ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม (Sector 901) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Sector 902) โรงไฟฟ้าชีวมวล (Sector 903) ฟาร์มกังหันลม (Sector 904) และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก (Sector 905) โดยคำจำกัดความของภาคการผลิต (Sectors) อื่นๆ นอกเหนือจากภาคการผลิตไฟฟ้านั้น คณะผู้วิจัยได้แสดงไว้ในภาคผนวก ค

#### 7.1 โครงสร้างสัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

คณะผู้วิจัยทำการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ความถูกต้องของข้อมูลเพื่อจัดทำค่าสัมประสิทธิ์  $A_{ij}$  ของปัจจัยการผลิตชั้นกลาง รวมถึงการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า มูลค่าการจ้างงาน (Wages) และมูลค่าเพิ่ม (Value added) ดังแสดงโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เกิดจากการผลิตภายในประเทศและเกิดจากการนำเข้า ดังแสดงในตารางที่ 7-1 และตารางที่ 7-2 ตามลำดับ

**ตารางที่ 7-1** สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินจากการผลิตภายในประเทศของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

| Sector <sup>1</sup> | Solar farm | Solar rooftop | Biomass  | Wind farm | Small hydro |
|---------------------|------------|---------------|----------|-----------|-------------|
| 26                  | -          | -             | 0.146714 | -         | -           |
| 49                  | -          | -             | 0.089364 | -         | -           |
| 55                  | -          | -             | 0.092083 | -         | -           |
| 112                 | -          | -             | 0.032571 | -         | 0.110426    |
| 115                 | -          | -             | 0.042519 | -         | -           |
| 117                 | -          | 0.012302      | 0.051679 | 0.070210  | 0.044956    |
| 119                 | -          | -             | 0.003534 | -         | 0.004162    |
| 120                 | 0.006338   | 0.008863      | 0.002211 | 0.001807  | 0.003081    |
| 122                 | 0.017285   | 0.011833      | 0.011829 | 0.003163  | 0.004233    |
| 137                 | -          | -             | 0.014576 | -         | 0.031868    |
| 139                 | 0.009461   | 0.020852      | 0.002505 | -         | 0.039604    |
| 142                 | 0.061610   | 0.059893      | 0.037555 | 0.013565  | 0.129491    |
| 144                 | 0.012209   | -             | -        | 0.009965  | 0.039724    |
| 151                 | 0.018151   | 0.013511      | -        | -         | -           |
| 152                 | -          | 0.000059      | 0.013251 | 0.010780  | -           |
| 158                 | -          | -             | 0.007498 | -         | -           |
| 160                 | -          | -             | 0.034703 | -         | 0.009096    |
| 162                 | -          | -             | -        | 0.009163  | 0.008385    |
| 163                 | 0.064304   | -             | -        | 0.010780  | 0.011978    |
| 164                 | -          | -             | -        | 0.003465  | -           |
| 177                 | -          | -             | -        | -         | 0.002062    |
| 178                 | -          | -             | -        | 0.003951  | -           |
| 180                 | -          | -             | 0.003628 | 0.007359  | -           |
| 201                 | 0.025027   | 0.036656      | 0.042270 | 0.015090  | 0.017968    |

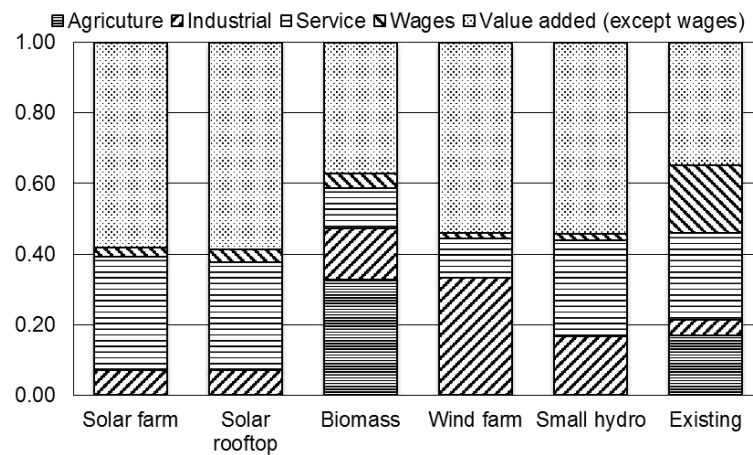
หมายเหตุ: <sup>1</sup> นิยามของ Sector แสดงในภาคผนวก ค

**ตารางที่ 7-2** สัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินจากการนำเข้าของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

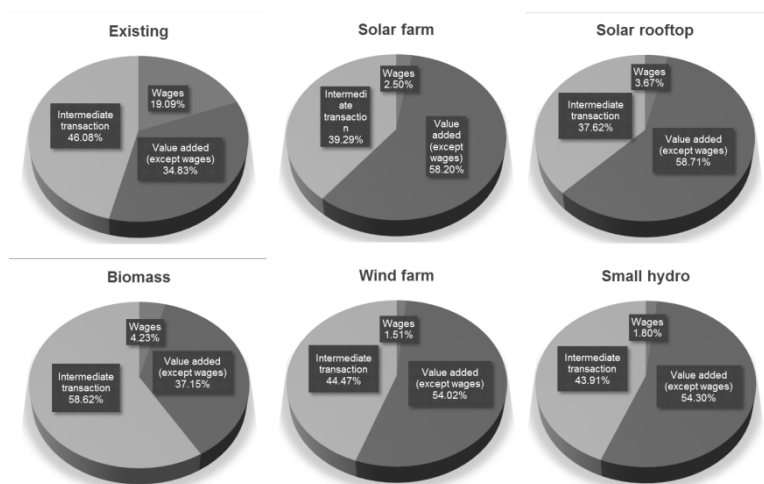
| Sector <sup>1</sup> | Solar farm | Solar rooftop | Biomass | Wind farm | Small hydro |
|---------------------|------------|---------------|---------|-----------|-------------|
| 112                 | -          | -             | -       | 0.2310134 | -           |
| 115                 | 0.039488   | 0.038632      | -       | 0.046429  | -           |
| 117                 | 0.007125   | -             | -       | -         | -           |
| 135                 | 0.156972   | 0.210254      | -       | -         | -           |
| 151                 | -          | -             | -       | 0.043941  | -           |

หมายเหตุ: <sup>1</sup> นิยามของ Sector แสดงในภาคผนวก ค

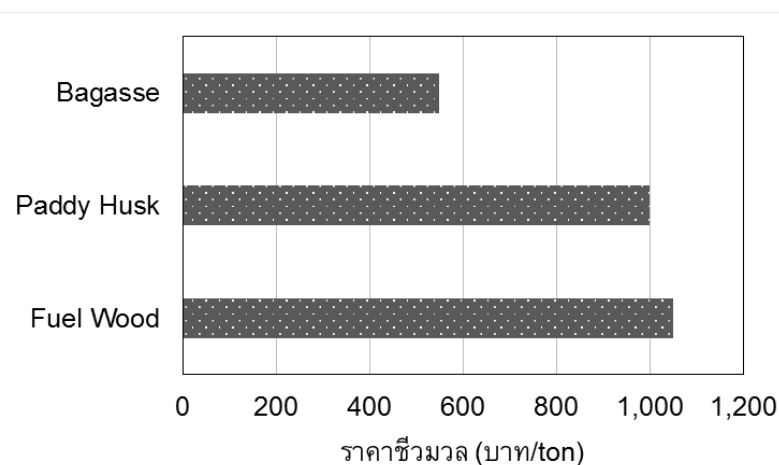
จากโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เกิดจากการผลิตภายในประเทศและเกิดจากการนำเข้ดังแสดงในตารางที่ 7-1 และตารางที่ 7-2 หากจำแนกกลุ่มของปัจจัยการผลิตใหม่เป็น 5 กลุ่มภาคการผลิต ได้แก่ ภาคการเกษตร ภาคอุตสาหกรรม ภาคบริการ การจ้างงาน และมูลค่าเพิ่ม ดังแสดงในรูปที่ 7-1 ซึ่งพบว่ามีเพียงโรงไฟฟ้าชีวมวลเท่านั้นที่มีต้นทุนการผลิตจากภาคการเกษตรเท่ากับ 32.82% ประกอบด้วยชีวมวล ได้แก่ แกลบ กากอ้อย และไม้โตเร็ว และเมื่อพิจารณาปัจจัยการผลิตชั้นกลางซึ่งเป็นการรวมภาคการเกษตร ภาคอุตสาหกรรม และภาคบริการเข้าด้วยกัน ดังแสดงในรูปที่ 7-2 พบว่า โซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีปัจจัยการผลิตชั้นกลางเท่ากับ 39.29% 37.62% 44.47% และ 43.91% ตามลำดับ โดยมีค่าต่ำกว่าปัจจัยการผลิตชั้นกลางของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลปี พ.ศ. 2553 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 46.08% ในขณะที่ปัจจัยการผลิตชั้นกลางของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลมีค่าเท่ากับ 58.62% ซึ่งมีความสูงกว่าปัจจัยการผลิตชั้นกลางของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสูงถึง 12.54% อันเนื่องจากต้นทุนชีวมวลซึ่งมีค่ามากถึง 32.82% สำหรับการจ้างงานนั้น พบว่า การจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าสูงถึง 19.09% (ข้อมูลปี พ.ศ. 2553) ในขณะที่โซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โรงไฟฟ้าชีวมวล ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีปัจจัยการจ้างงานเพียง 2.50% 3.67% 4.23% 1.51% และ 1.80% ตามลำดับ สำหรับราคาชีวมวลนั้น จากการสำรวจของคณผู้วิจัย พบว่า ราคาเฉลี่ยต่อหน่วยปี พ.ศ. 2555 ของ Fuel wood, Paddy husk และ Bagasse มีค่า 1,050 1,000 และ 550 บาท/ton ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 7-3



รูปที่ 7-1 ปัจจัยการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามกลุ่มภาคการผลิต



รูปที่ 7-2 ปัจจัยการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามปัจจัยการผลิตชั้นกลาง  
มูลค่าเพิ่ม และการจ้างงาน



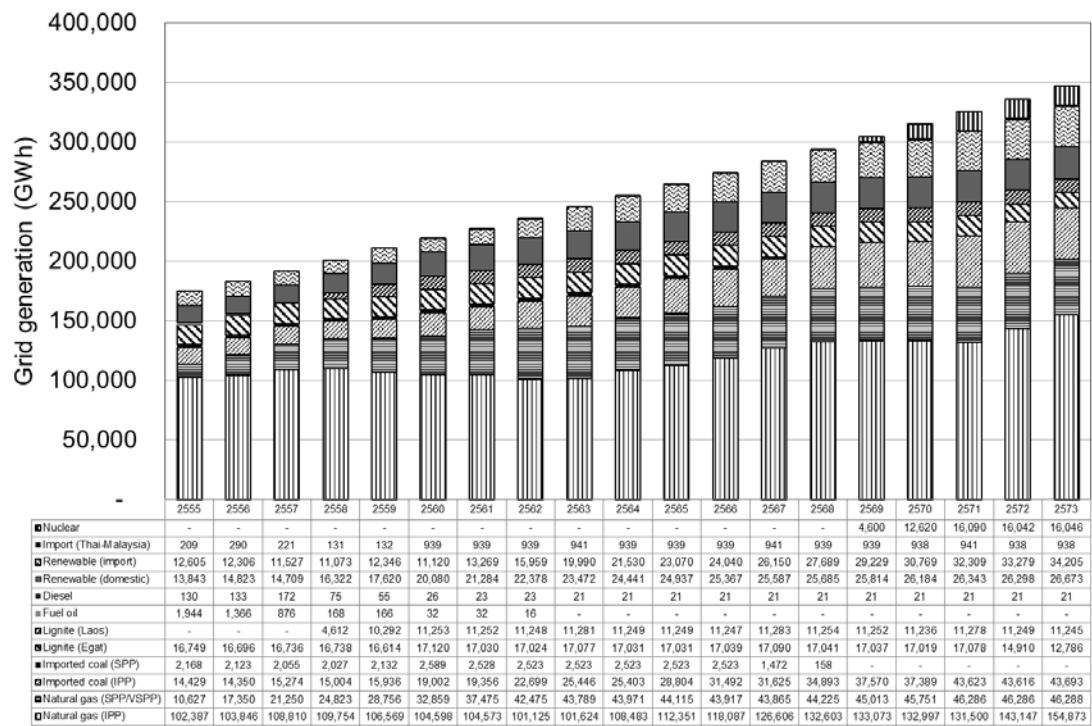
รูปที่ 7-3 ราคาเฉลี่ยต่อหน่วยของชีวมวล

## 7.2 การกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจโดยวิธี Energy Input-Output Analysis

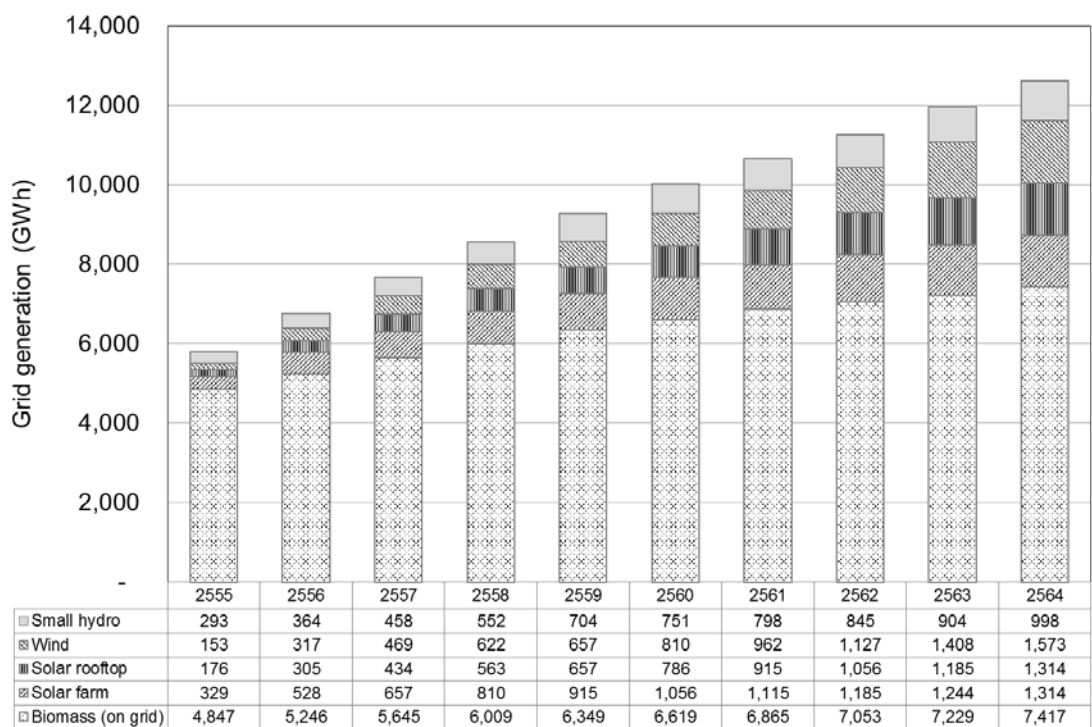
ในการศึกษาด้วยวิธี Energy input-output analysis นั้น การทำนายเปรียบเทียบผลกระทบจากการดำเนินนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-In tariffs ของประเทศไทยนั้น ดำเนินการโดยการวิเคราะห์ผลการศึกษาตามแนวทางที่กำหนดไว้สองแนวทางข้างต้นและทำการเปรียบเทียบผลกระทบที่แตกต่างไปจากกรณีฐาน (Business as usual, BAU) ซึ่งไม่มีการดำเนินแผนดำเนินการใดๆ ตลอดระยะเวลาที่ศึกษา ทั้งนี้ ปริมาณไฟฟ้ารับซื้อที่กำหนดในกรณี AEDP และกรณี Optimization ข้างต้นนั้นมีปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนด้วยปริมาณไฟฟ้ารวมที่ต่างกัน ทำให้ไม่สามารถเปรียบเทียบผลการศึกษาของทั้งสองกรณีโดยใช้กรณีฐานเดียวกันได้ คณะผู้วิจัยจึงกำหนดแบบจำลองกรณีฐานไว้สองกรณีตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนดังปรากฏอยู่ในแผน AEDP 25% แสดงในรูปที่ 7-5 และแผน PDP 2010 revision 3 แสดงในรูปที่ 7-6 ตามลำดับดังนี้

- 1) กรณีฐาน BAU-AEDP เป็นการศึกษากรณีฐานสำหรับกรณี AEDP โดยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณที่ปรากฏในแผน AEDP 25% โดยศึกษากรณีฐาน BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2564
- 2) กรณีฐาน BAU-Optimization เป็นการศึกษากรณีฐานสำหรับกรณี Optimization โดยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามข้อมูลปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) ที่ปรากฏในแผน PDP 2010 revision 3 ร่วมกับการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ โดยศึกษากรณีฐาน BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2573

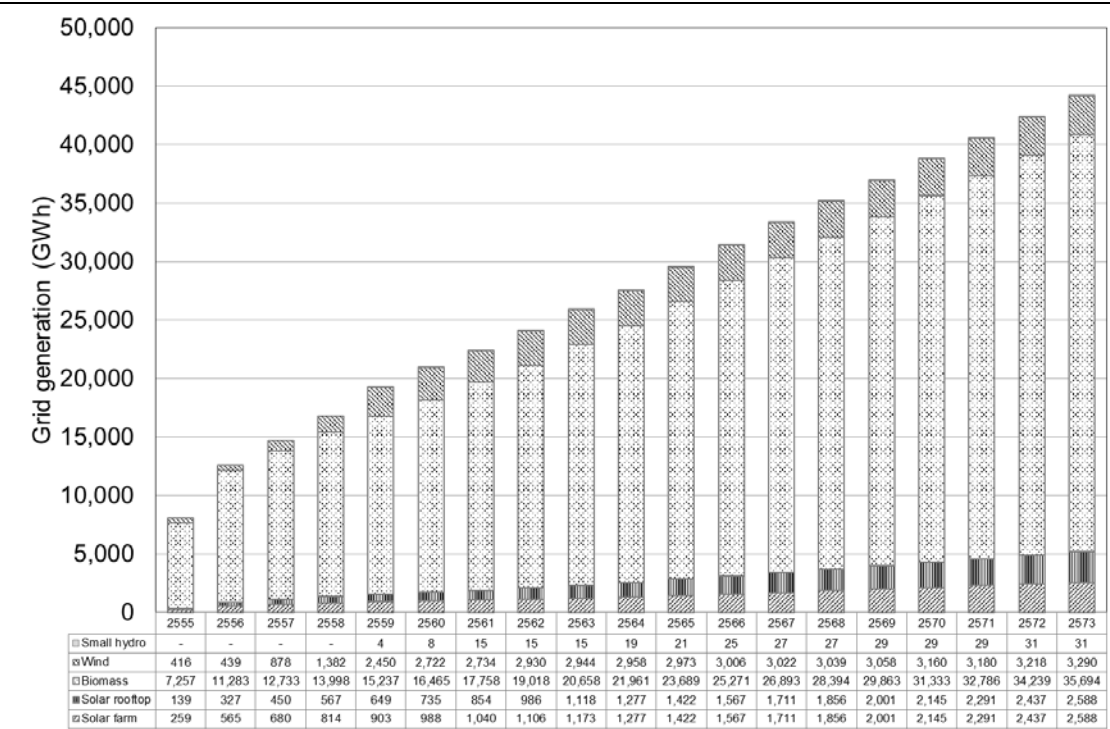
ในการศึกษาด้วยวิธี Energy input-output analysis นั้น คณะผู้วิจัยกำหนดสมมติฐานของการทำนายโครงสร้างการใช้พลังงานภายในประเทศ ด้วยการพิจารณาแนวโน้มโครงสร้างการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีความเป็นไปได้สูงที่จะดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลตามแผน PDP 2010 revision 3 ดังแสดงการประมาณการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง ในรูปที่ 7-4 รวมถึงพิจารณาโครงสร้างการใช้พลังงานปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต ราคาไฟฟ้าต่อหน่วย และราคาพลังงาน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2543 จนถึงปัจจุบัน ดังที่ปรากฏในรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย [5] รายงานพลังงานของประเทศไทย [6] รายงานพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย [7] และรายงานคุณภาพพลังงานของประเทศไทย [8] ที่จัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน รวมถึงพิจารณาความสอดคล้องของข้อมูลการใช้พลังงานและราคาพลังงานของภาคการผลิตต่างๆ ดังที่ปรากฏในตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงิน ปี พ.ศ. 2543 [9] ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงิน ปี พ.ศ. 2548 [10] และตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางพลังงาน ปี พ.ศ. 2543 [11]



รูปที่ 7-4 การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงตามแผน PDP 2010 revision 3



รูปที่ 7-5 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP25%



รูปที่ 7-6 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาตามแผน PDP 2010 revision 3 และเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่

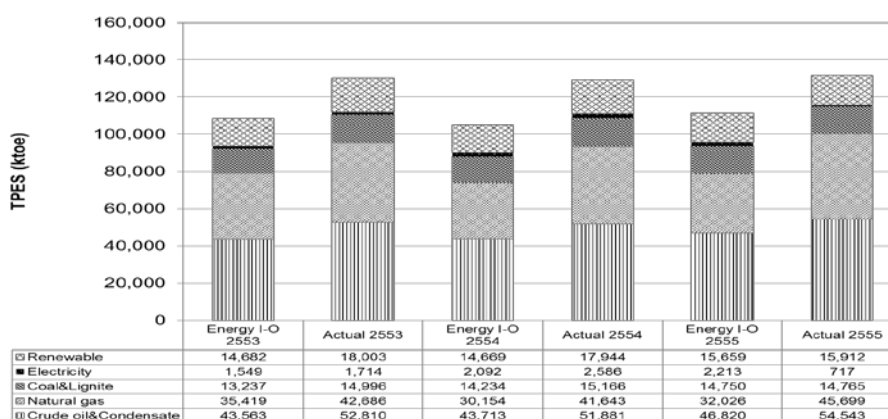
### 7.3 ผลการทํานายกรณีการดําเนินการกรณีฐาน

ในการจัดทําแผนตามกรณีฐานในช่วงระยะ 20 ปี นั้น คณะผู้วิจัยได้จัดทําโครงสร้างปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินและทางพลังงานปี พ.ศ. 2553 ก่อน โดยใช้ข้อมูลตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตฉบับล่าสุด ได้แก่ ตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินปี พ.ศ. 2548 [10] และตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางพลังงานปี พ.ศ. 2543 [11] และทำการเปรียบเทียบความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ทำขึ้นด้วยปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ และความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า (sector 135) สำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2555 ดังที่ปรากฏในรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย [5] และรายงานพลังงานของประเทศไทย [6] แล้วจึงจัดทําแบบจำลองของระบบเศรษฐกิจในกรณีฐานสำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2573

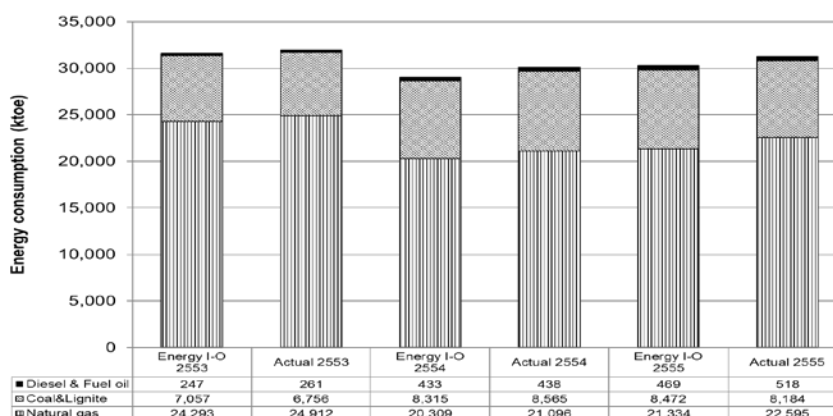
การเปรียบเทียบผลการทํานายการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทยด้วยวิธี Energy input-output analysis กับการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศที่เกิดขึ้นจริงสำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2555 แสดงในรูปที่ 7-7 พบว่า ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทยที่ได้จากการทํานายผลด้วยวิธี Energy input-output analysis มีค่าต่ำกว่าปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดที่เกิดขึ้นจริง โดยเฉพาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากการกำหนดโครงสร้างทางการแลกเปลี่ยนปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางตัวเงินและทางพลังงานของทุกภาคการผลิตมีอัตราส่วนที่คงที่ตลอดเวลาตามแผน (ยกเว้นภาคการผลิตไฟฟ้า) โดยลักษณะโครงสร้างของระบบเศรษฐกิจทางการเงินและทางพลังงานของปี พ.ศ. 2553 – 2555 ของทุกๆ ภาคการผลิตอาจมีความแตกต่างจากลักษณะโครงสร้างของระบบเศรษฐกิจทางการเงินและทางพลังงานของปี พ.ศ. 2543 และปี พ.ศ. 2548

อย่างไรก็ตาม แนวทางการวิเคราะห์ด้วย Energy input-output analysis นั้น เป็นการวิเคราะห์ผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์แบบเปรียบเทียบระหว่างผลการทำนายตามแนวทางในภาพฉาย (Scenarios) กับผลการทำนายจากกรณีฐาน ดังนั้น แม้ว่าแบบจำลองของระบบเศรษฐกิจจะคลาดเคลื่อนไปจากกรณีที่เกิดขึ้นจริง ก็จะไม่กระทบต่อผลในแง่ของส่วนต่างซึ่งเป็นผลกระทบจากการดำเนินการในกรณีต่างๆ ตามแนวทางในภาพฉาย Scenarios

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบผลการทำนายความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธี Energy input-output analysis กับการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของภาคการผลิตไฟฟ้าสำหรับปี พ.ศ. 2553 – 2555 ดังแสดงในรูปที่ 7-8 พบว่า ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าจากการทำนายผลด้วยวิธี Energy input-output analysis มีค่าใกล้เคียงกับการใช้พลังงานที่เกิดขึ้นจริงทั้งก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา โดยผลรวมของการใช้พลังงานทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2553 ปี พ.ศ. 2554 และปี พ.ศ. 2555 มีค่าคลาดเคลื่อนไปจากการใช้พลังงานจริงตามลำดับเพียง 1.04% 3.46% และ 3.26% ตามลำดับ เท่านั้น



รูปที่ 7-7 การเปรียบเทียบการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ ปี พ.ศ. 2553 – 2555 ระหว่างข้อมูลจริง และผลจากการทำนายด้วยวิธี Energy input-output analysis



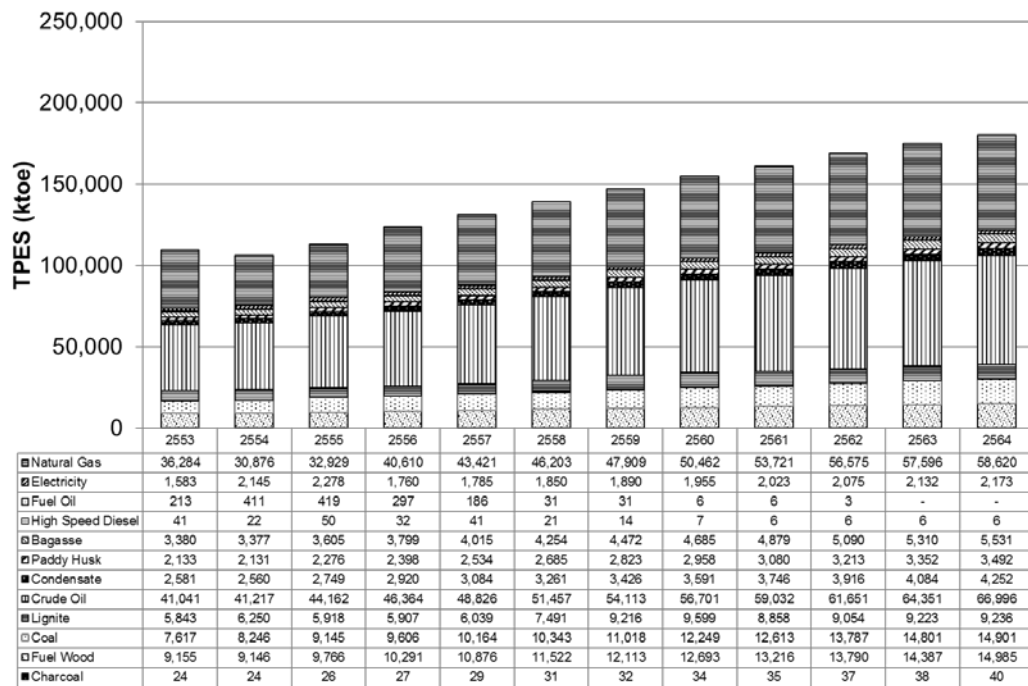
รูปที่ 7-8 การเปรียบเทียบความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคผลิตไฟฟ้า (sector 135) ปี พ.ศ. 2553 – 2555 ระหว่างการใช้จริงและการทำนายด้วยวิธี Energy input-output analysis

การจำลองการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศและความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า ดังรูปที่ 7-7 และรูปที่ 7-8 พบว่า มีความถูกต้องตามสมมติฐานของการวิเคราะห์ที่กำหนดไว้ ดังนั้น คณะผู้วิจัยจึงจัดทำแบบจำลองกรณีฐาน ตลอดระยะที่ทำการศึกษาดังตั้ง ปี พ.ศ. 2553 – 2573 โดยสร้างแบบจำลองกรณีฐานสองกรณีตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท ดังนี้

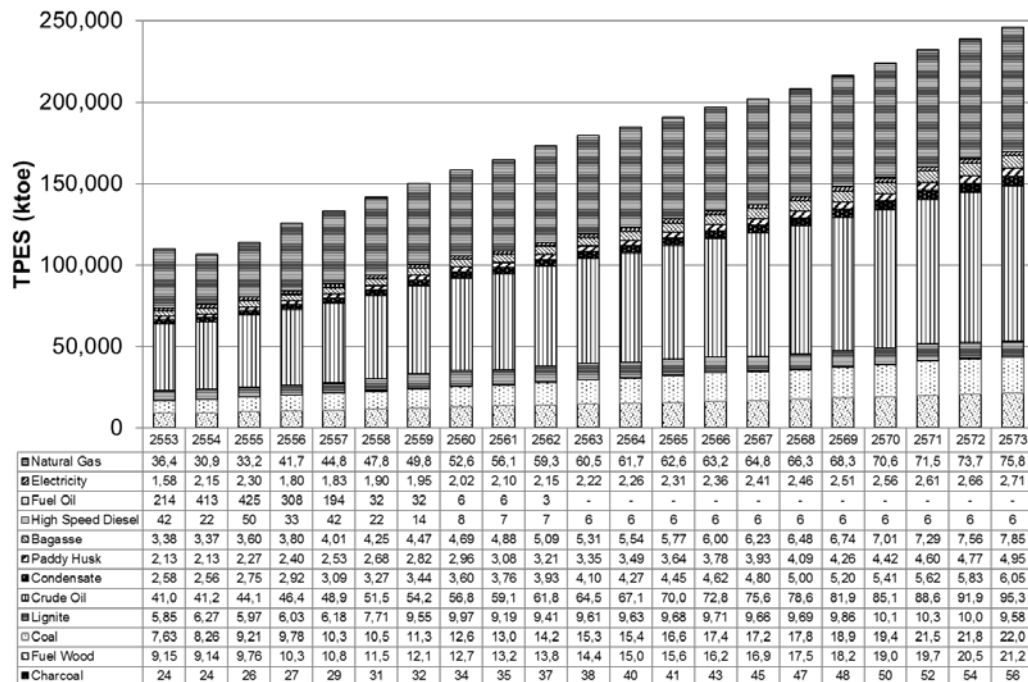
- 1) กรณีฐาน BAU-AEDP เป็นการศึกษากรณีฐานสำหรับกรณี AEDP โดยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณที่ปรากฏในแผน AEDP 25% ดังแสดงในรูปที่ 7-3 โดยศึกษากรณีฐาน BAU-AEDP ตั้งแต่ว่าปี พ.ศ. 2553 – 2564
- 2) กรณีฐาน BAU-Optimization เป็นการศึกษากรณีฐานสำหรับกรณี Optimization โดยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามข้อมูลปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายปี (MW) ที่ปรากฏในแผน PDP 2010 revision 3 ร่วมกับการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดใหม่ ดังแสดงปริมาณไฟฟ้ารับซื้อในรูปที่ 7-4 โดยศึกษากรณีฐาน BAU-Optimization ตั้งแต่ว่าปี พ.ศ. 2553 – 2573

ผลการจำลองกรณีฐาน BAU-AEDP และกรณี BAU-Optimization ที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้วิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของระบบเศรษฐกิจเมื่อดำเนินการตามแนวทางที่คาดหวังไว้ แสดงดังนี้

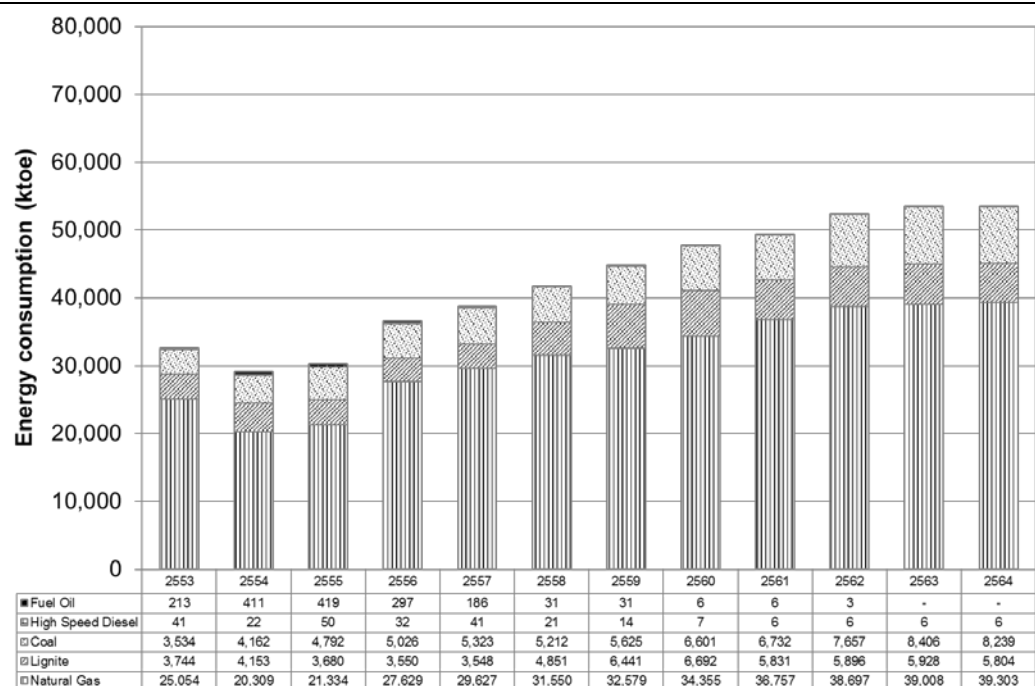
- 1) การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ ประกอบด้วย น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินและลิกไนต์ ไฟฟ้า ถ่านและฟืน และแกลบและกากอ้อย กรณี BAU-AEDP และ BAU-Optimization ดังแสดงในรูปที่ 7-9 และ 7-10 ตามลำดับ
- 2) ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินและลิกไนต์ และน้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา กรณี BAU-AEDP และ BAU-Optimization ดังแสดงในรูปที่ 7-11 และ 7-12 ตามลำดับ
- 3) มูลค่าการจ้างงาน การบริโภคขั้นสุดท้าย ปัจจัยการผลิตขั้นกลาง และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP และ BAU-Optimization ดังแสดงในรูปที่ 7-13 และ 7-14 ตามลำดับ
- 4) การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันแก๊สโซลีน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ก๊าซปิโตรเลียมเหลว ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด กรณี BAU-AEDP และ BAU-Optimization ดังแสดงในรูปที่ 7-15 และ 7-16 ตามลำดับ
- 5) การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคการผลิตไฟฟ้าที่เผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ กรณี BAU-AEDP และ BAU-Optimization ดังแสดงในรูปที่ 7-17 และ 7-18 ตามลำดับ



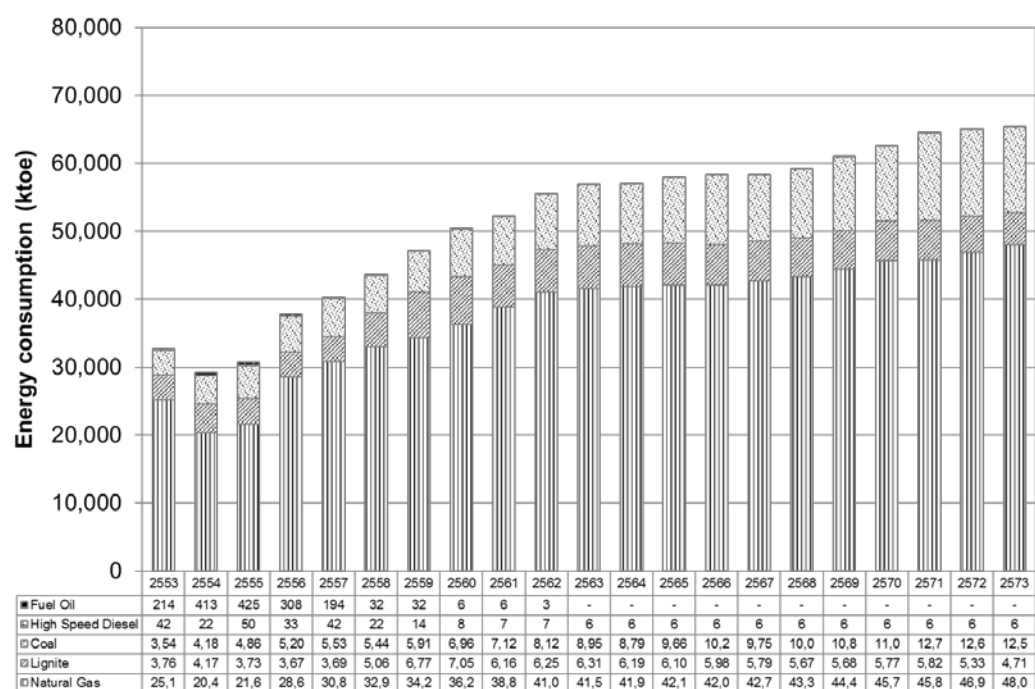
รูปที่ 7-9 การทำนายปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP  
ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



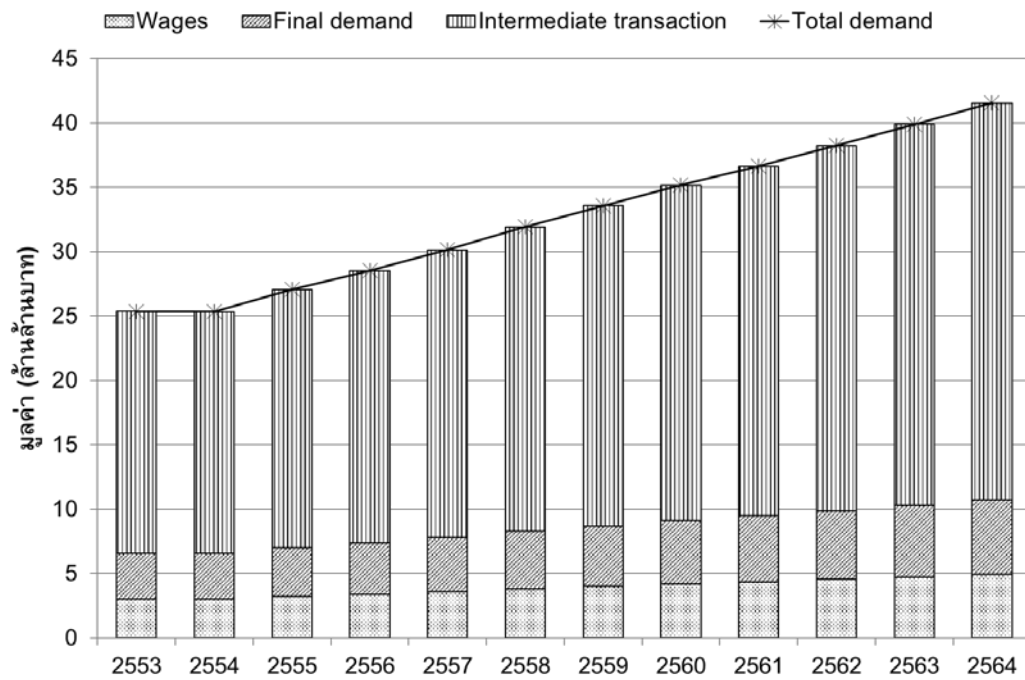
รูปที่ 7-10 การทำนายปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization  
ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



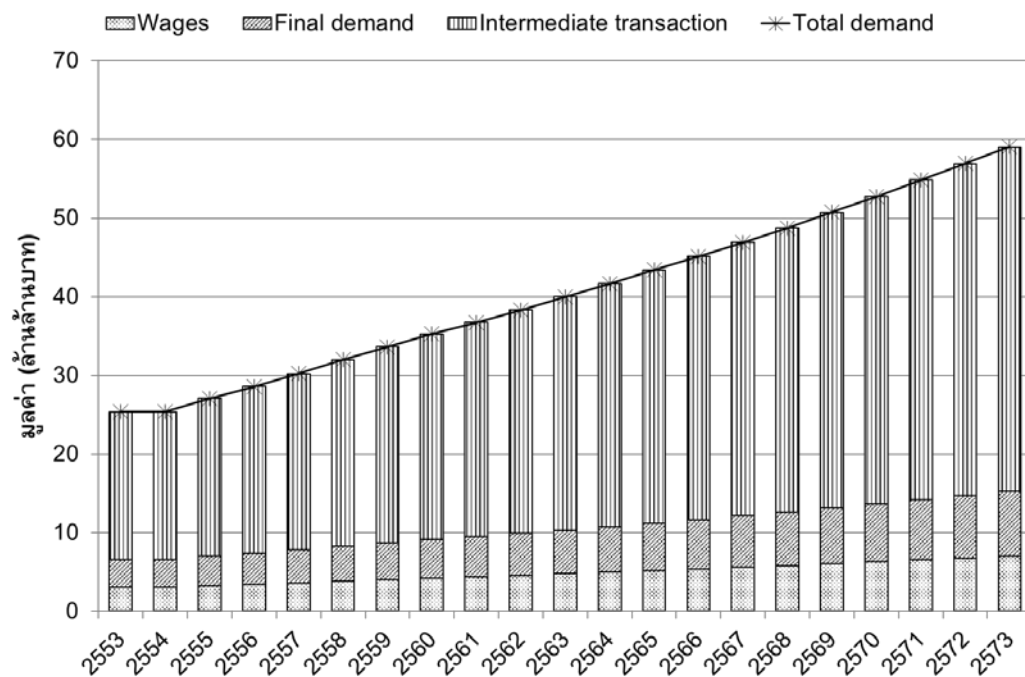
รูปที่ 7-11 การทำนายปริมาณต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



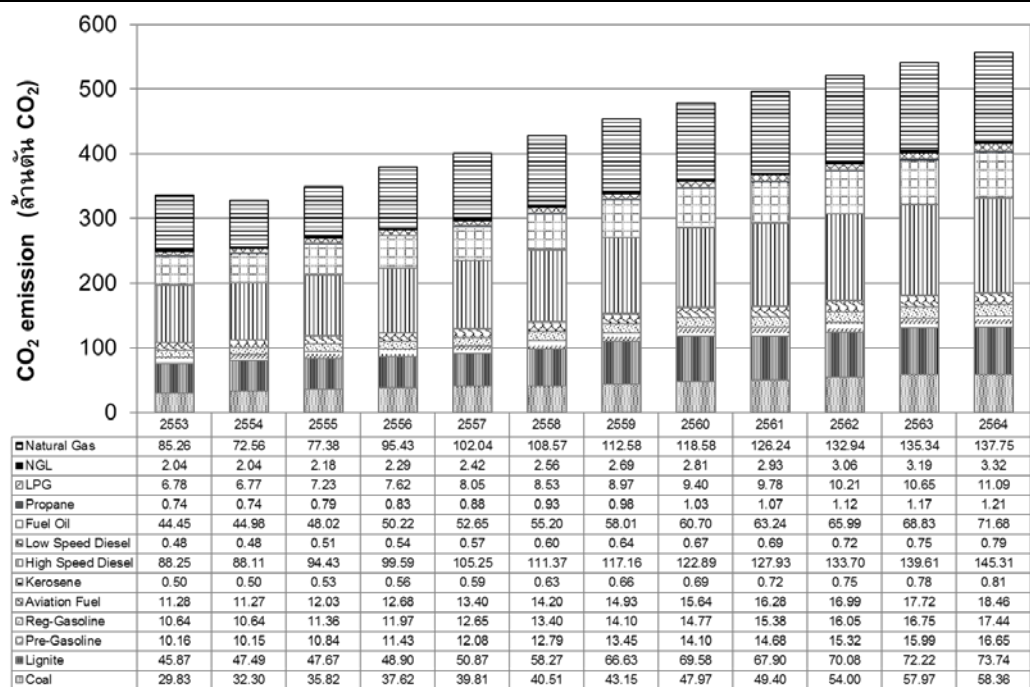
รูปที่ 7-12 การทำนายปริมาณต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



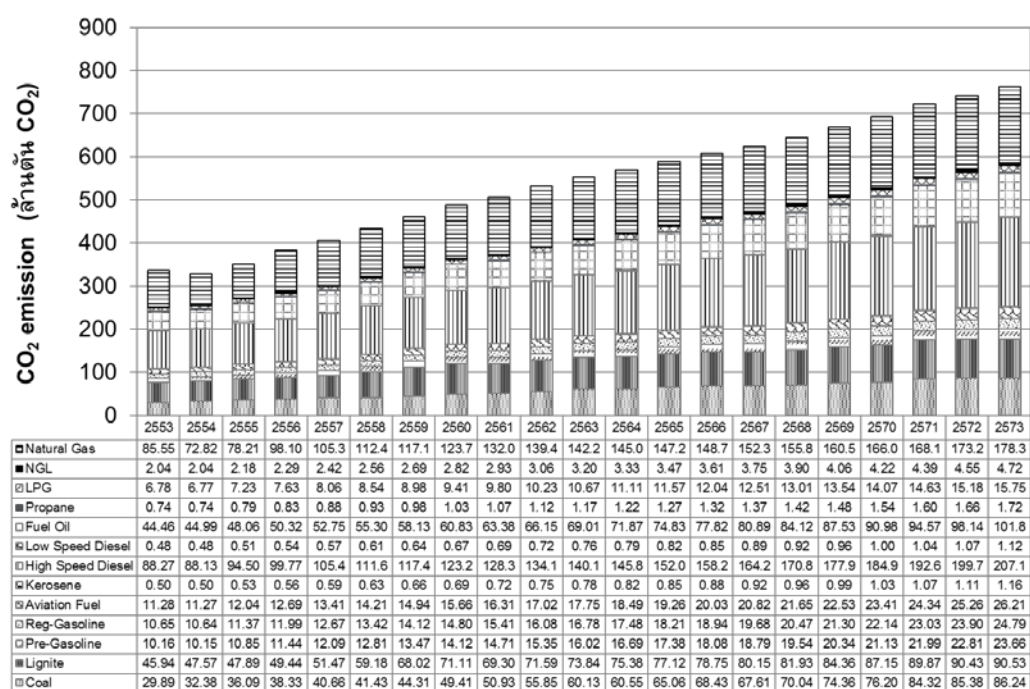
รูปที่ 7-13 ปริมาณมูลค่าการจ้างงาน การบริโภคขั้นสุดท้าย ปัจจัยการผลิตขั้นกลาง และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด  
ของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



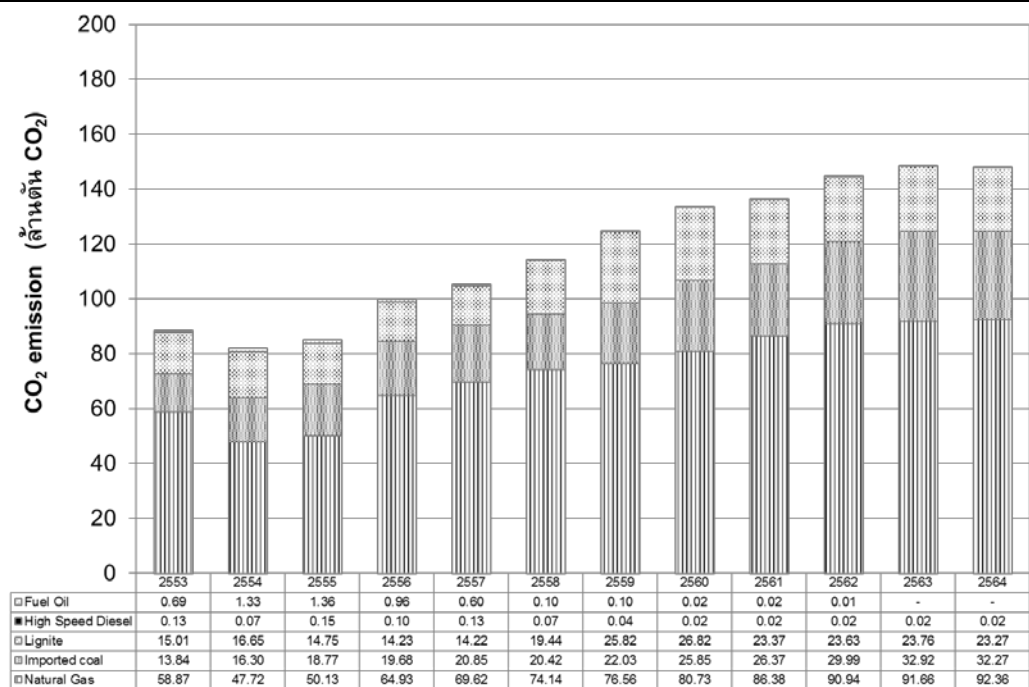
รูปที่ 7-14 ปริมาณมูลค่าการจ้างงาน การบริโภคขั้นสุดท้าย ปัจจัยการผลิตขั้นกลาง และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด  
ของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



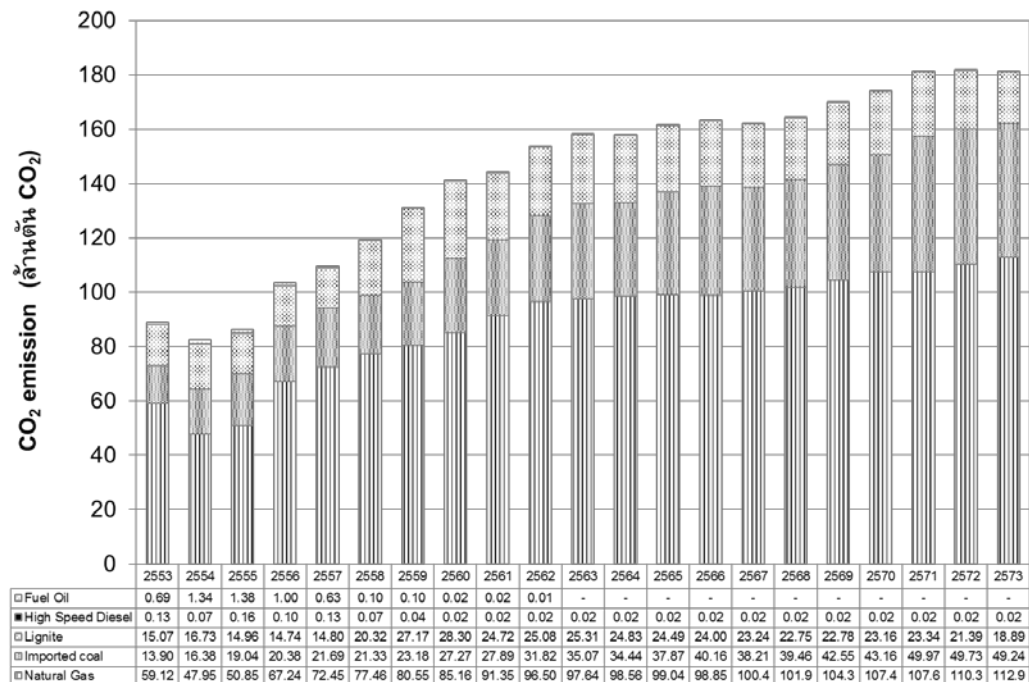
รูปที่ 7-15 ปริมาณการปล่อย CO<sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



รูปที่ 7-16 ปริมาณการปล่อย CO<sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศไทย กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis



รูปที่ 7-17 ปริมาณการปล่อย CO<sub>2</sub> ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี BAU-AEDP ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis

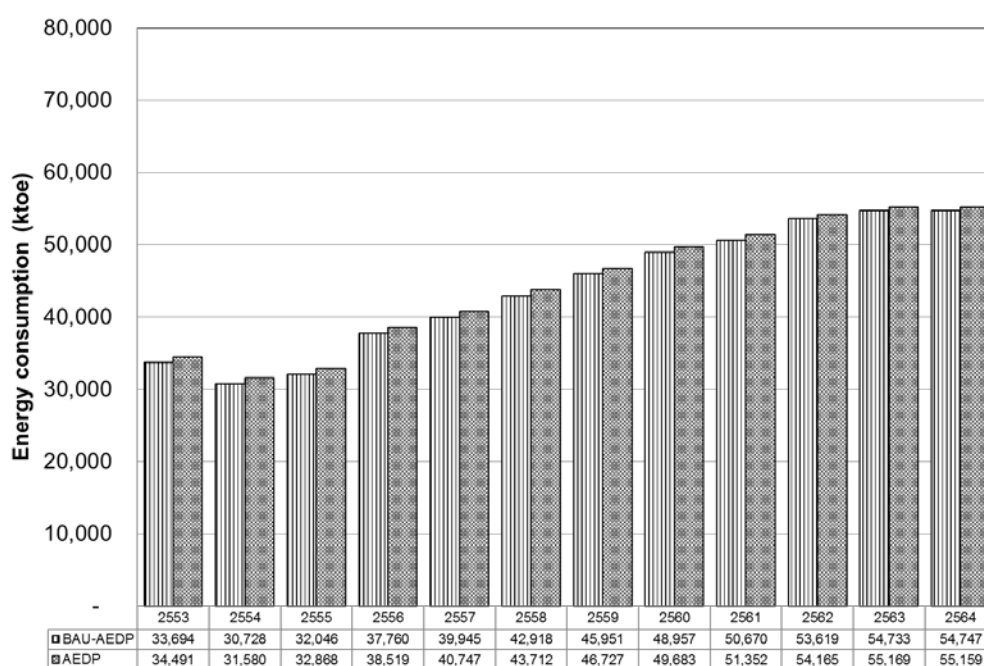


รูปที่ 7-18 ปริมาณการปล่อย CO<sub>2</sub> ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี BAU-Optimization ปี พ.ศ. 2553 – 2573 ด้วยวิธี Energy input-output analysis

## 7.4 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจจากการดำเนินการกรณี AEDP

### 7.4.1 ผลกระทบต่อความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า

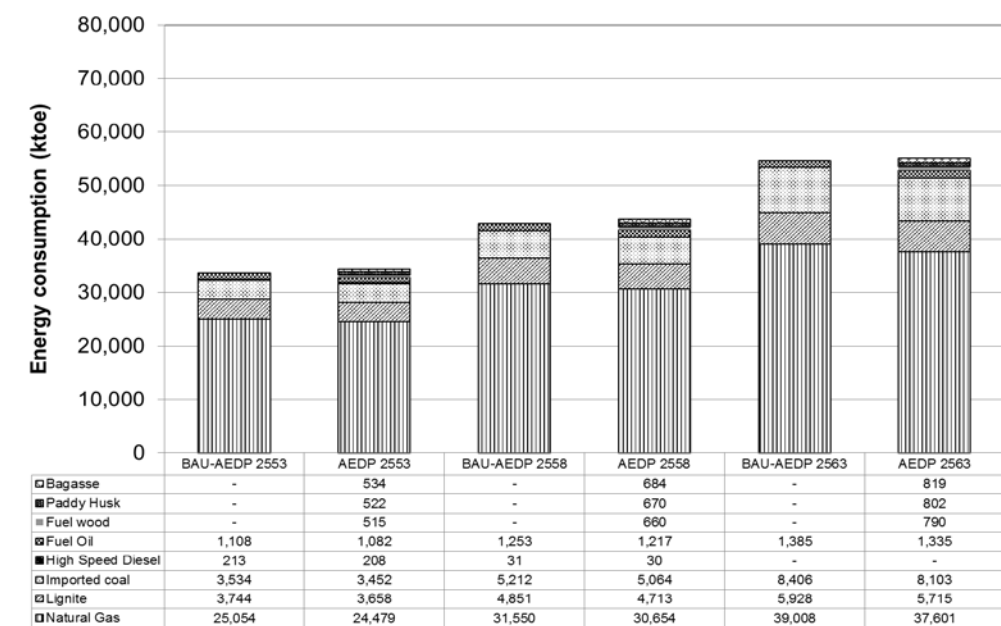
การดำเนินการมาตรการกรณี AEDP ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-21 แสดงความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 เปรียบเทียบระหว่างการใช้พลังงานในกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP พบว่าทั้งกรณี AEDP มีการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เช่น ในปี พ.ศ. 2564 ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP มีค่าเท่ากับ 54,747 ktoe ในขณะที่ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี AEDP มีค่าเท่ากับ 55,159 ktoe หรือมีความต้องการพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 412 ktoe หรือเพิ่มขึ้น 0.75% ปริมาณความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นนี้เกิดขึ้นเนื่องจากการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล



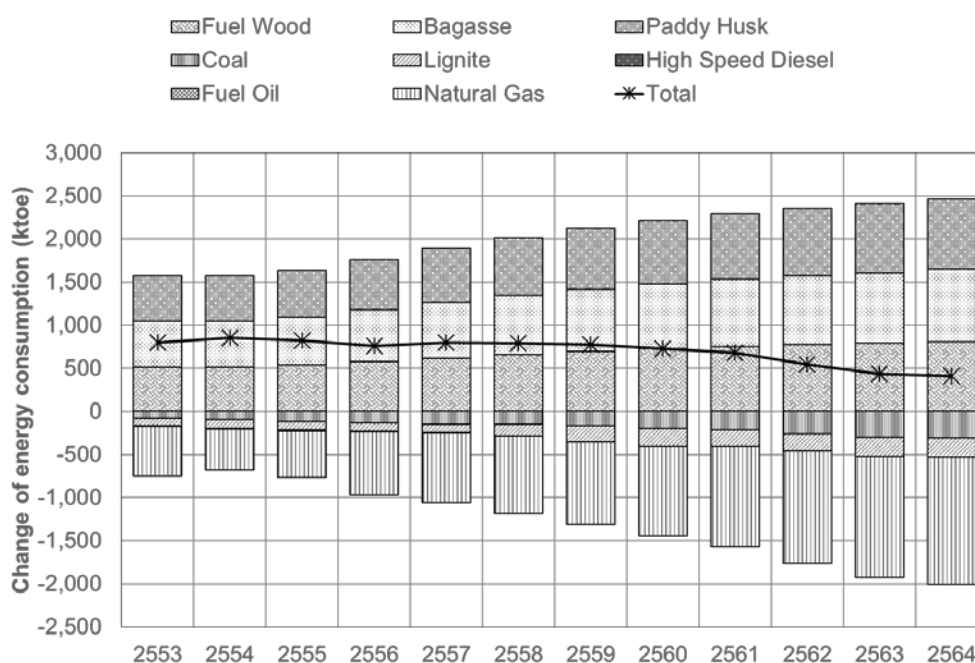
รูปที่ 7-21 ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

การเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้านั้น ประกอบด้วย การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ได้แก่ ฟืนไม้ แกลบ และกากอ้อย การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ พลังลม และพลังน้ำ และการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา โดยรูปที่ 7-22 แสดงโครงสร้างของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP ซึ่งประกอบด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และชีวมวล ได้แก่ ฟืนไม้ แกลบ และกากอ้อย ในขณะที่รูปที่ 7-23 แสดงโครงสร้างของการเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ.

2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 โดยจากรูปพบว่าภาคการผลิตไฟฟ้ามีความต้องการชีวมวลเพิ่มขึ้น ในขณะที่มีความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง เช่น ปี พ.ศ. 2563 มีการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง 1974 ktoe หรือลดลง 3.61% จากปริมาณพลังงานทั้งหมด ประกอบด้วยถ่านหินนำเข้า 303 ktoe ลิกไนต์ 213 ktoe น้ำมันดีเซล 50 ktoe และก๊าซธรรมชาติ 1,407 ktoe ในขณะที่มีการใช้พลังงานจากชีวมวลเพิ่มขึ้น 2,410 ktoe หรือเพิ่มขึ้น 4.40% จากปริมาณพลังงานทั้งหมด ประกอบด้วย ฟืนไม้ 790 ktoe แกลบ 802 ktoe และกากอ้อย 819 ktoe และมีความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้น 0.75%

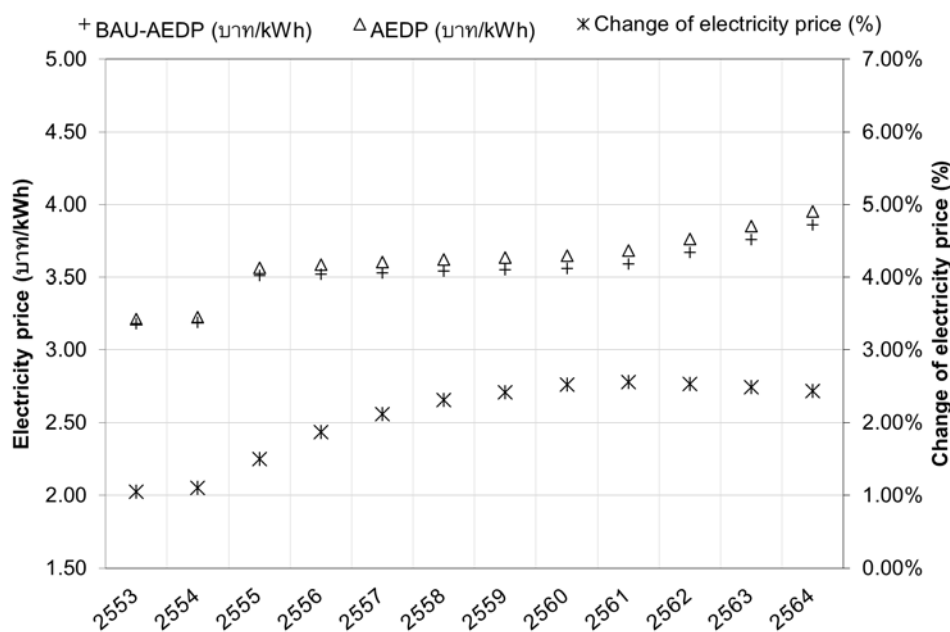


รูปที่ 7-22 โครงสร้างความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP



รูปที่ 7-23 การเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP

นอกจากนี้ จากการวิเคราะห์ด้วยวิธี Energy input-output analysis ยังพบว่า การดำเนินมาตรการในกรณี AEDP มีผลกระทบต่อราคาการจำหน่ายไฟฟ้าต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า รูปที่ 7-24 แสดงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของกรณี BAU-AEDP และ AEDP และการเปลี่ยนแปลงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP พบว่า กรณี AEDP มีราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสูงกว่ากรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 ซึ่งสอดคล้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าและราคาไฟฟ้ารับซื้อ Feed-in tariffs ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภทดังแสดงในรูปที่ 7-3 และ 7-19 ตามลำดับ

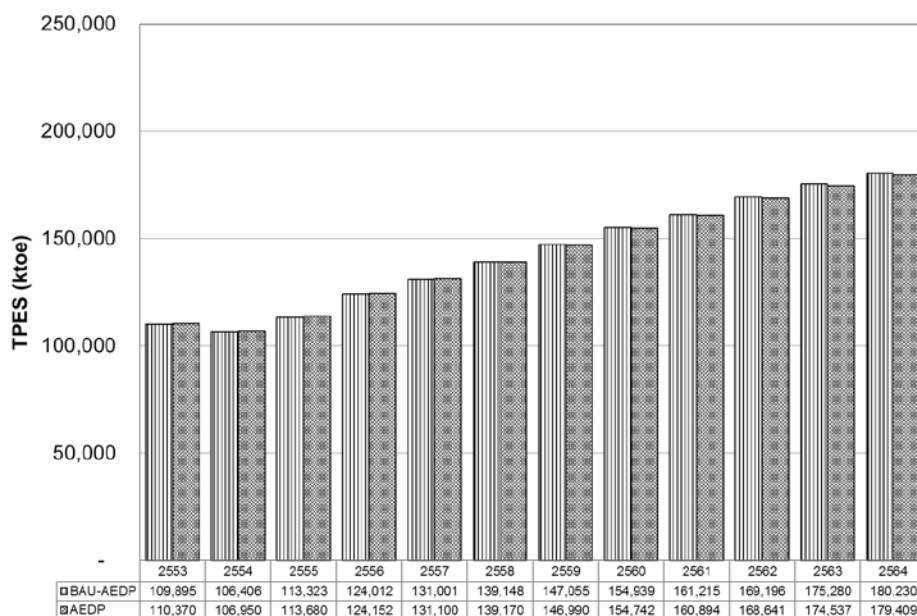


รูปที่ 7-24 ราคาและการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP

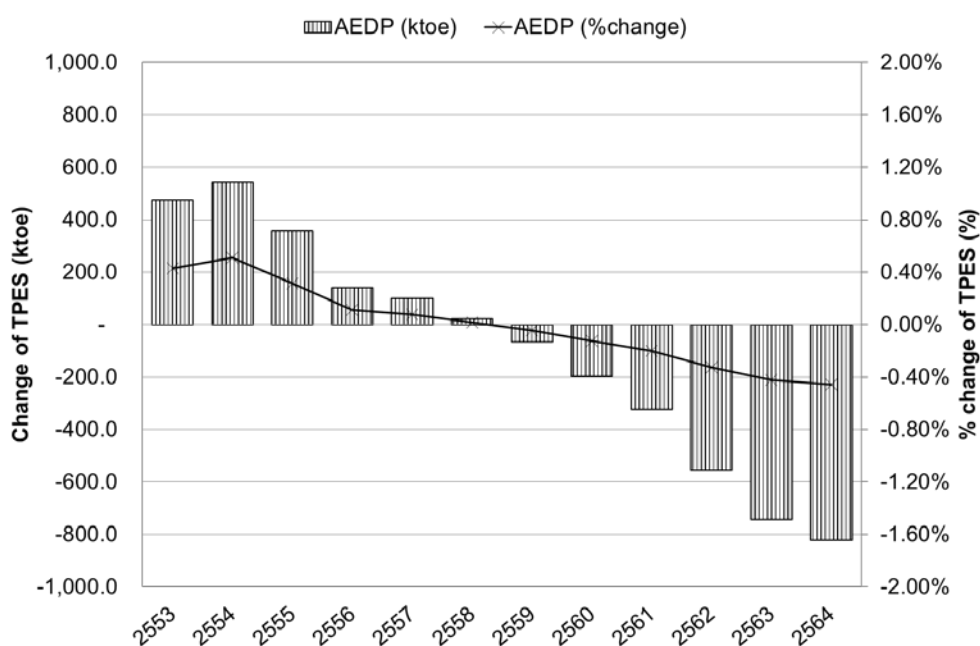
#### 7.4.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ

การดำเนินมาตรการกรณี AEDP ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP โดยมีรูปแบบการเปลี่ยนแปลงที่สอดคล้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-25 แสดงการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศสำหรับกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP โดยรูปที่ 7-26 แสดงการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 ของกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP พบว่า เมื่อดำเนินมาตรการตามกรณี AEDP ทำให้การจัดหาพลังงานขั้นต้นมีแนวโน้มลดลงตลอดระยะเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 จนถึงปี พ.ศ. 2564 โดยเริ่มมีค่าต่ำกว่ากรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 อันเป็นผลจากการลดปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลและเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภทโดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนที่ไม่มีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โซลาร์ฟาร์ม ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ดังแสดงในรูปที่ 7-27 ซึ่งแสดงปริมาณไฟฟ้า

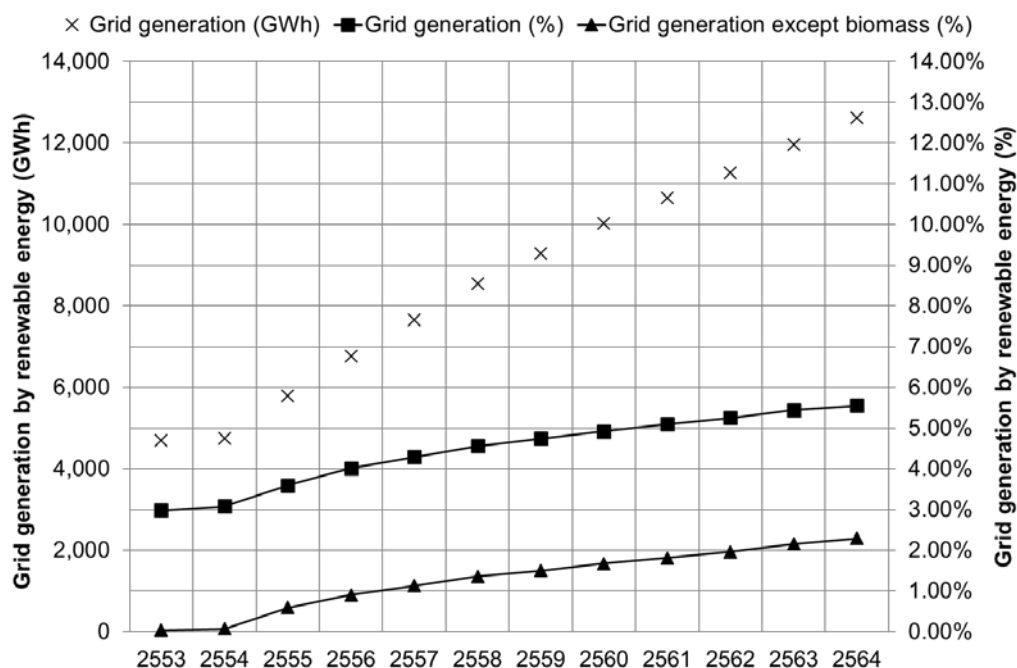
ที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนโดยพบว่ามีสัดส่วนเพิ่มมากขึ้นจากปี พ.ศ. 2553 เท่ากับ 4,693 GWh หรือ 3.07% เป็น 12,616 GWh หรือ 5.87% ในปี พ.ศ. 2564 โดยเมื่อพิจารณาช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2559 ซึ่งจากรูปที่ 7-26 พบว่าปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศกรณี AEDP มีค่าลดลงต่ำกว่ากรณี BAU-AEDP นั้น จากรูปที่ 7-27 พบว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2559 มีค่า 1.50% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยมีค่าเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2558 ซึ่งมีค่า 1.36% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



รูปที่ 7-25 การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

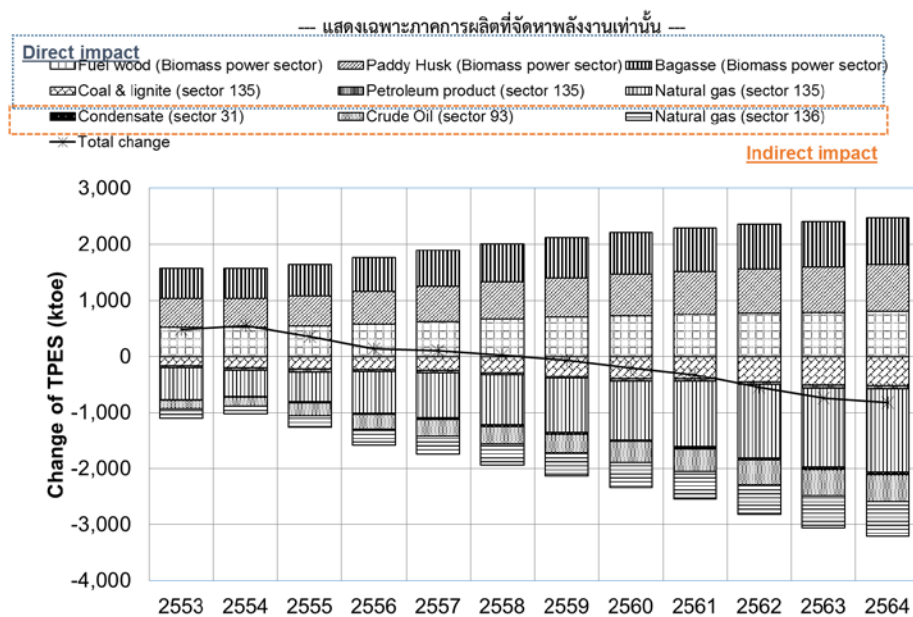


รูปที่ 7-26 การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP



รูปที่ 7-27 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณี AEDP

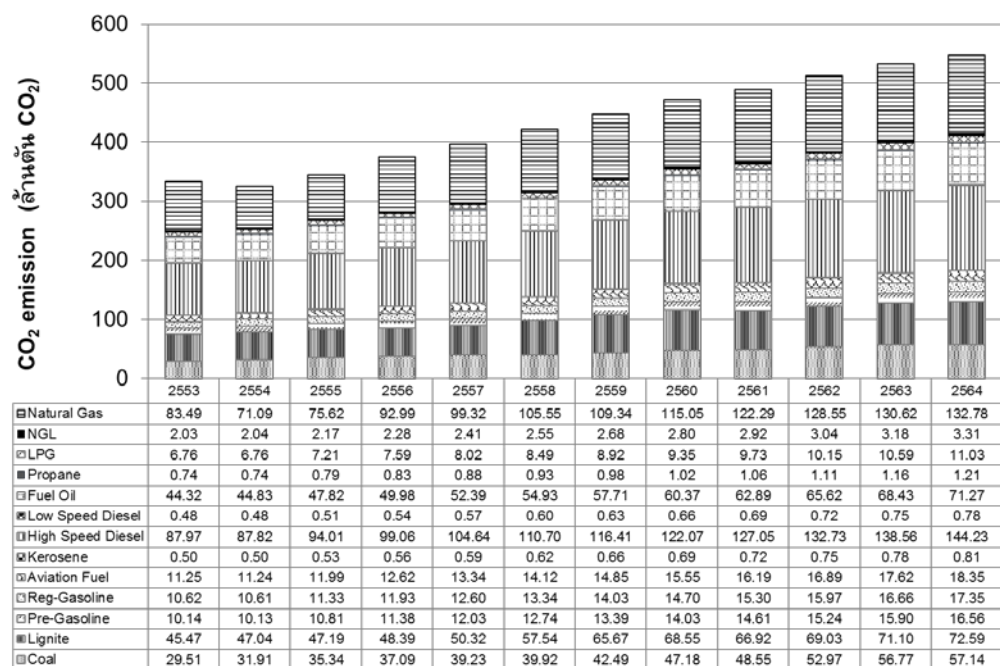
การเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศนั้น ไม่เพียงส่งผลกระทบต่อทางตรง (Direct impact) จากการเปลี่ยนประเภทของการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า แต่ยังส่งผลกระทบต่อทางอ้อม (Indirect impact) ต่อภาคการผลิตอื่นๆ โดยเฉพาะภาคการผลิตที่สอดคล้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ การขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) รูปที่ 7.28 แสดงผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงานเมื่อดำเนินมาตรการ Feed-in tariffs กรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 โดยพบว่า การลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานซึ่งเป็นผลกระทบทางอ้อมมีแนวโน้มลดลงมากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 การดำเนินมาตรการด้วยกรณี AEDP มีการลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตการขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) เท่ากับ 13.9 ktoe 138.6 ktoe และ 171.4 ktoe ตามลำดับ และในปี พ.ศ. 2564 มีการลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตการขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) เท่ากับ 47.8 ktoe 481.5 ktoe และ 612.9 ktoe ตามลำดับ เป็นต้น



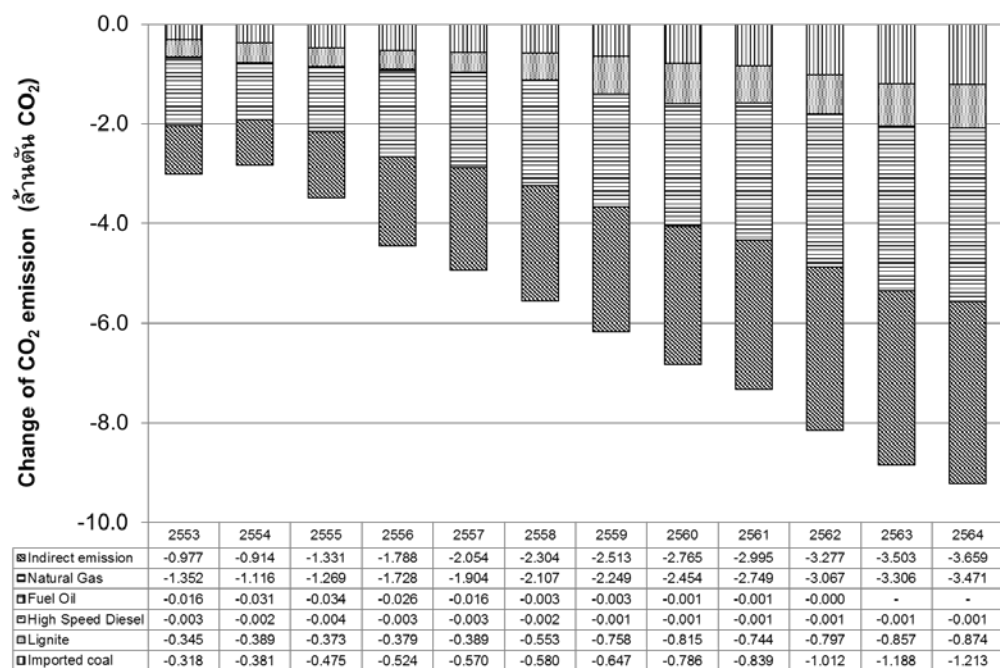
รูปที่ 7-28 ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น)

#### 7.4.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การดำเนินการมาตรการกรณี AEDP ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลง ซึ่งเป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-29 แสดงปริมาณโครงสร้างการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ของกรณี AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 โดยรูปที่ 7-30 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจของกรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 ประกอบด้วยการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า (Direct reduction) ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบเศรษฐกิจ (Indirect reduction) โดยพบว่าเมื่อเพิ่มปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้ลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> มากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รวม 3.011 ล้านตัน ประกอบด้วยการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล เท่ากับ 1.352 ล้านตัน 0.345 ล้านตัน 0.318 ล้านตัน 0.0158 และ 0.0029 ล้านตัน ตามลำดับ และลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล เท่ากับ 0.977 ตัน ในขณะที่ปี พ.ศ. 2564 สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รวมมากถึง 9.218 ล้านตัน ประกอบด้วยการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า และน้ำมันดีเซล เท่ากับ 3.471 ล้านตัน 0.874 ล้านตัน 1.213 ล้านตัน และ 0.00064 ล้านตัน ตามลำดับ และลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล เท่ากับ 3.659 ตัน



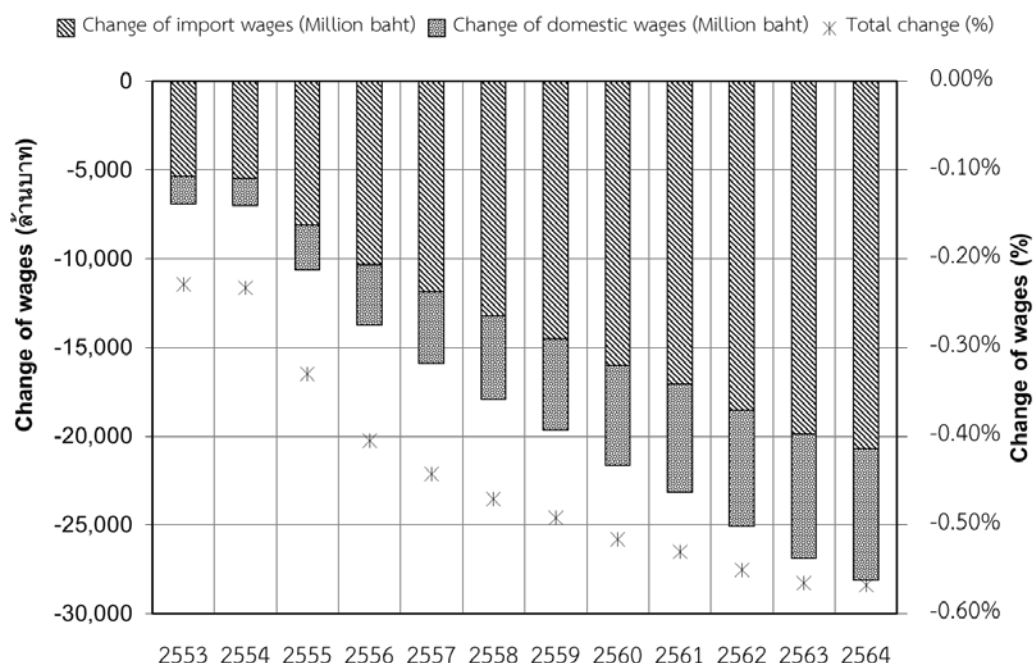
รูปที่ 7-29 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศ กรณี AEDP



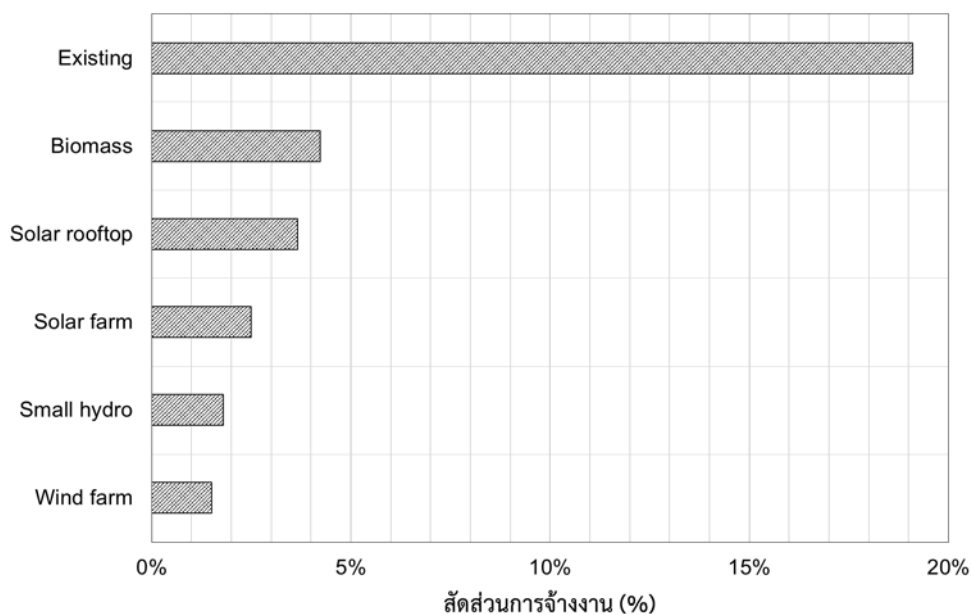
รูปที่ 7-30 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

#### 7.4.4 ผลกระทบต่อมูลค่าการจ้างงาน

การดำเนินมาตรการกรณี AEDP ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงโดยเฉพาะการลดมูลค่าการจ้างงานภายนอกประเทศ รูปที่ 7-31 แสดงการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าการจ้างงานทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ เปรียบเทียบระหว่างกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 พบว่า การดำเนินมาตรการกรณี AEDP มีมูลค่าการจ้างงานลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 มีมูลค่าการจ้างงานรวมลดลง 6,929 ล้านบาท หรือลดลง 0.23% โดยเป็นการจ้างงานภายนอกประเทศมากถึง 5,348 ล้านบาท และเป็นการจ้างแรงงานภายในประเทศเพียง 1,581 ล้านบาท ในขณะที่ปี พ.ศ. 2564 มีมูลค่าจ้างงานรวมลดลงมากถึง 28,120 ล้านบาท หรือลดลง 0.57% โดยเป็นการจ้างงานภายนอกประเทศมากถึง 20,728 ล้านบาท และเป็นการจ้างแรงงานภายในประเทศเพียง 7,392 ล้านบาท อันเนื่องการเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-27 ทั้งนี้ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีส่วนลดมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Sector 135) โดยจากการสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยคณะวิจัยฯ พบว่า ภาคการผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โรงไฟฟ้าชีวมวล ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีสัดส่วนการจ้างงานเพียง 2.50%, 3.67%, 4.23%, 1.51% และ 1.80% ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 7-32 ในขณะที่ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีส่วนลดการจ้างงานสูงถึง 19.09%



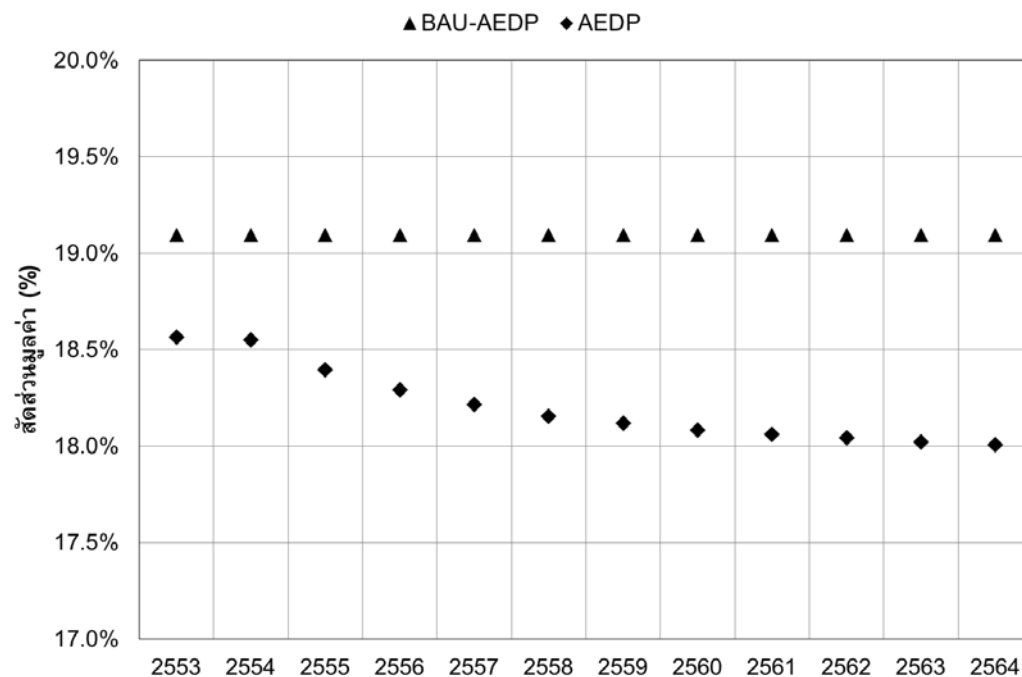
รูปที่ 7-31 การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการจ้างงานทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ กรณี AEDP เทียบกับกรณี BAU-AEDP



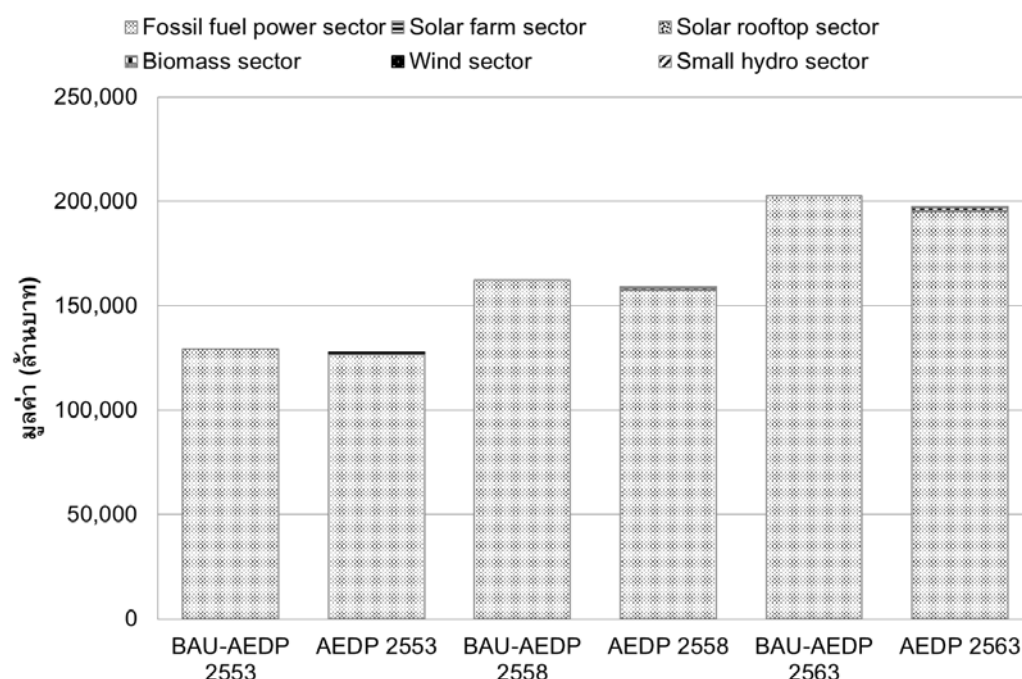
**รูปที่ 7-32** สัดส่วนการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Existing) และจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท (ข้อมูลจากสัมประสิทธิ์ปัจจัยการผลิตและผลผลิตทางการเงินของการจ้างงาน)

รูปที่ 7-33 แสดงสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ของกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 พบว่า สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของกรณี BAU-AEDP มีค่าคงที่ตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเท่ากับ 19.09% แต่สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี AEDP มีแนวโน้มลดลงและมีค่าน้อยกว่าสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานกรณี BAU-AEDP เช่น ปี พ.ศ. 2553 กรณี AEDP ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มีสัดส่วนการจ้างงานเท่ากับ 18.57% และปี พ.ศ. 2564 กรณี AEDP มีสัดส่วนการจ้างงานลดลงเหลือ 18.00%

เมื่อพิจารณามูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท ดังแสดงโครงสร้างมูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP สำหรับปี พ.ศ. 2553 ปี พ.ศ. 2558 และปี พ.ศ. 2563 ในรูปที่ 7-34 โดยกรณี BAU-AEDP เป็นมูลค่าการจ้างงานจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเท่านั้น ในขณะที่กรณี AEDP ประกอบด้วยค่าจ้างงานจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท โดยจากรูปที่ 7-34 พบว่า มูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี AEDP มีค่าน้อยกว่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณี BAU-AEDP และมีแนวโน้มลดลงมากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 กรณี AEDP มีมูลค่าการจ้างงานลดลง 1,902 ล้านบาท หรือลดลง 1.47% ในขณะที่ปี พ.ศ. 2564 กรณี AEDP มีมูลค่าการจ้างงานลดลงมากถึง 5,642 ล้านบาท หรือลดลง 2.78% มูลค่าที่ลดลงนี้เป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีมูลค่าการจ้างงานสูงกว่า โดยเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยปริมาณดังรูปที่ 7-27 ส่งผลให้ลดมูลค่าการจ้างโดยรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



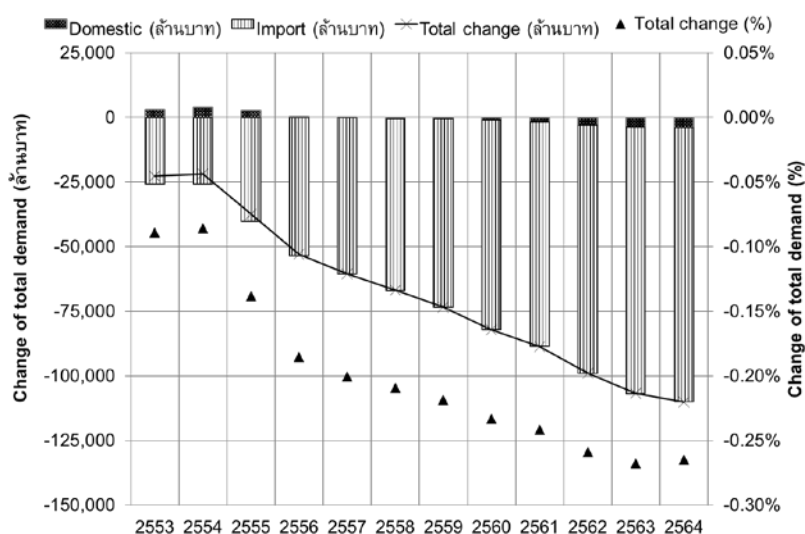
รูปที่ 7-33 สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ของกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP



รูปที่ 7-34 โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

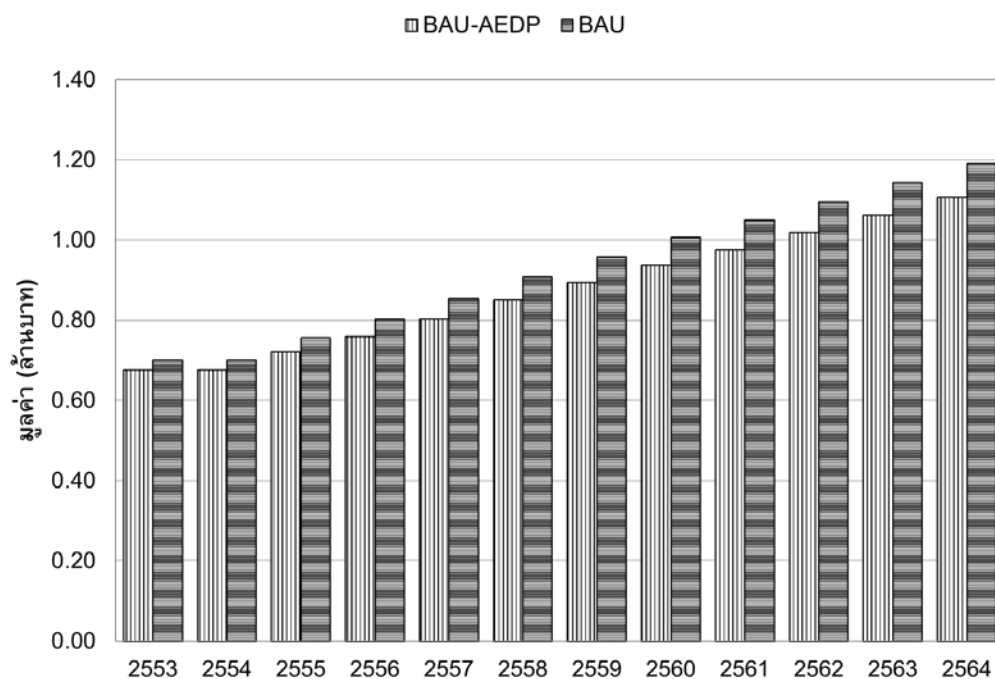
#### 7.4.5 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ

การดำเนินมาตรการกรณี AEDP ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจของประเทศไทยมีค่าลดลง รูปที่ 7-35 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจกรณี AEDP เปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 พบว่า การดำเนินมาตรการกรณี AEDP ส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมมีค่าลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษา อันเนื่องจากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ ทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลเหล่านี้ทั้งทางตรงและทางอ้อมมีค่าลดลง หากพิจารณาโครงสร้างการลดลงของมูลค่าผลผลิตรวมของระบบเศรษฐกิจดังรูปที่ 7-35 พบว่า แม้ว่าจะมีการเพิ่มมูลค่าผลผลิตภายในประเทศจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนก็ตาม แต่ในภาพรวมยังส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดลดลงอันเนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศ เช่น ปี พ.ศ. 2564 กรณี AEDP มีมูลค่าการนำเข้าลดลงมากถึง 0.447% เมื่อเปรียบเทียบกับมูลค่าการนำเข้ากรณี BAU-AEDP หรือมีมูลค่าการนำเข้าลดลง 106,173 ล้านบาท (เปรียบเทียบกับมูลค่าการนำเข้ากรณี BAU-AEDP 23.765 ล้านบาท) ในขณะที่มูลค่าของผลผลิตสินค้าในประเทศมีค่าลดลงเพียง 0.022% หรือ 3,885 ล้านบาท (เปรียบเทียบกับมูลค่าการผลิตสินค้าในประเทศกรณี BAU-AEDP 17.786 ล้านบาท) เท่านั้น

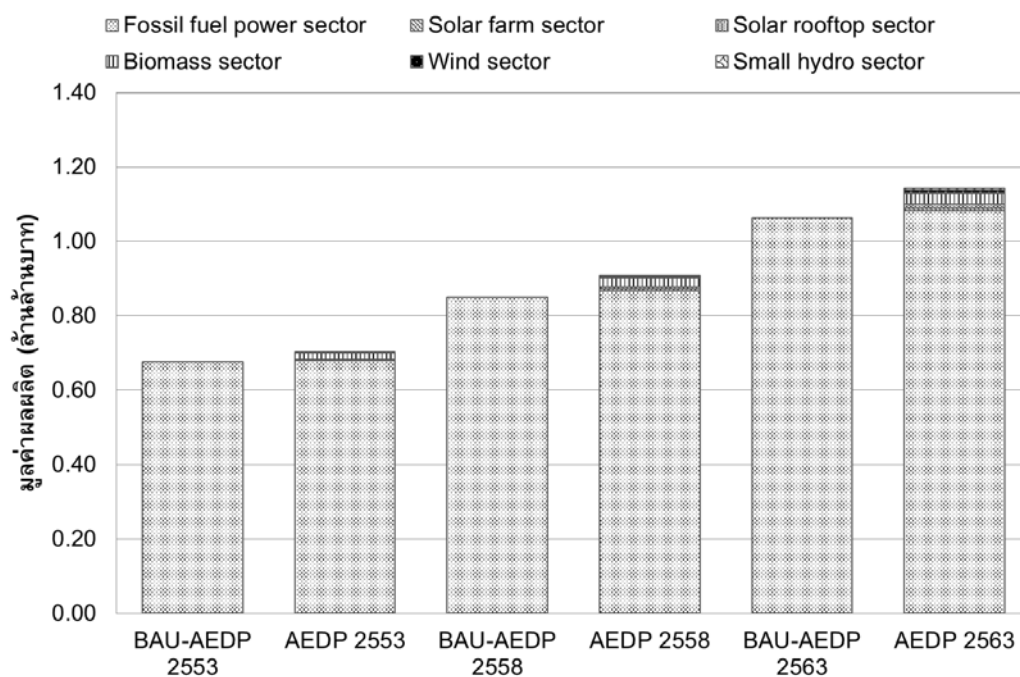


รูปที่ 7-35 โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณามูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าพบว่ามูลค่าเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-36 แสดงมูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 สำหรับกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP โดยเมื่อพิจารณาโครงสร้างของมูลค่าการผลิตรวมปี พ.ศ. 2553 พ.ศ. 2558 และ พ.ศ. 2563 สำหรับกรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP ดังรูปที่ 7-37 พบว่า มูลค่าการผลิตที่เพิ่มขึ้นนี้เกิดจากการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทและการเพิ่มมูลค่าการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในราคาที่สูงกว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย ดังแสดงในรูปที่ 7-24 ทั้งนี้ มูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นตลอดระยะเวลาที่ศึกษาซึ่งสอดคล้องกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-27



รูปที่ 7-36 มูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

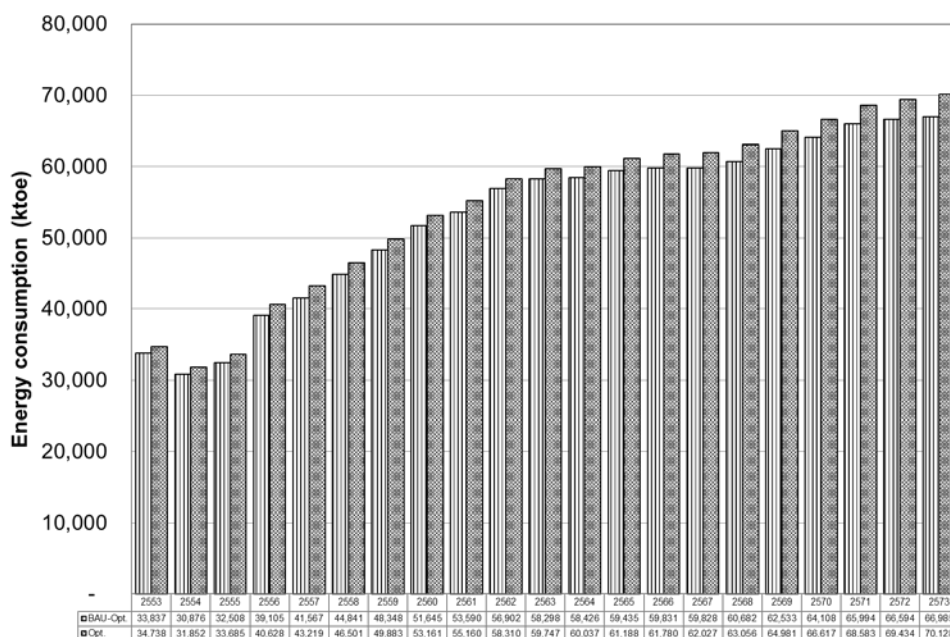


รูปที่ 7-37 โครงสร้างมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-AEDP และกรณี AEDP

## 7.5 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจจากการดำเนินการกรณี Optimization

### 7.5.1 ผลกระทบต่อความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า

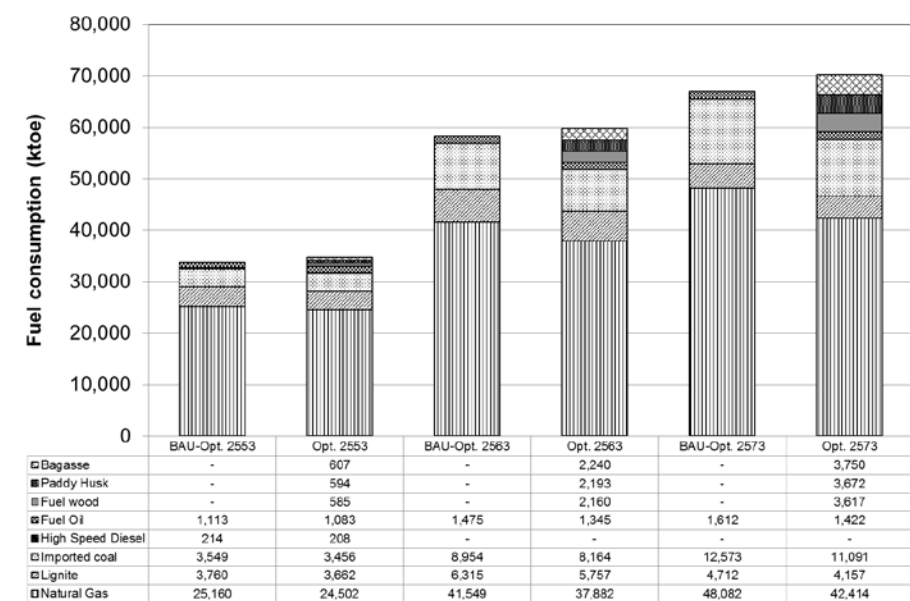
การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-38 แสดงความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 เปรียบเทียบระหว่างการใช้พลังงานในกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization พบว่า กรณี Optimization มีการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เช่น ในปี พ.ศ. 2573 ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization มีค่าเท่ากับ 66,985 ktoe ในขณะที่ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี Optimization มีค่าเท่ากับ 70,128 ktoe หรือมีความต้องการพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3,143 ktoe หรือเพิ่มขึ้น 4.69% ปริมาณความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นนี้เกิดขึ้นเนื่องจากการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล



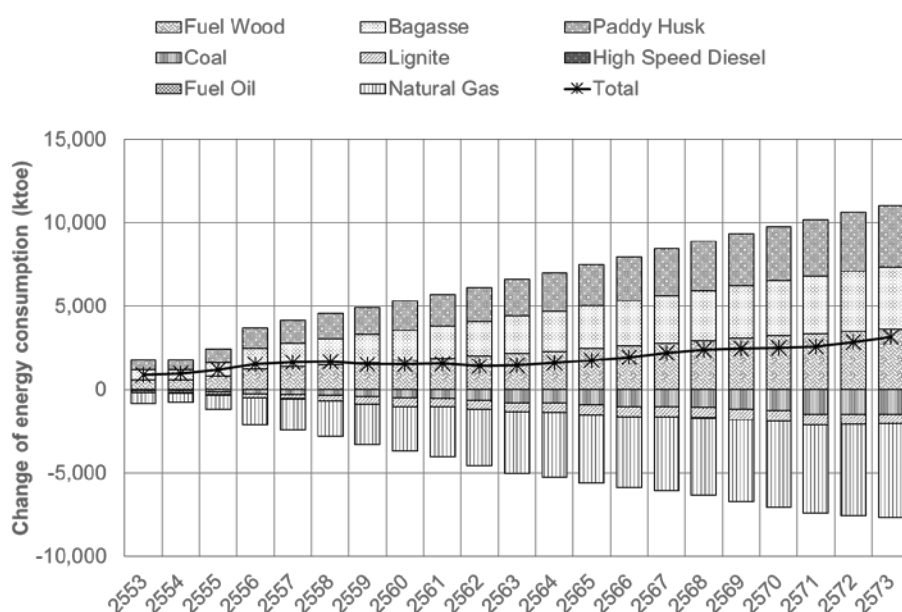
รูปที่ 7-38 ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

การเพิ่มของปริมาณความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้านั้น ประกอบด้วย การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ได้แก่ ฟืนไม้ แกลบ และกากอ้อย การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังลม และพลังงานน้ำ และการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา โดยรูปที่ 7-39 แสดงโครงสร้างของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization ซึ่งประกอบด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และชีวมวล ได้แก่ ฟืนไม้ แกลบ และกากอ้อย ในขณะที่รูปที่ 7-40 แสดงโครงสร้างของการเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ากรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี

BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2573 โดยจากรูปพบว่าภาคการผลิตไฟฟ้ามีความต้องการชีวมวลเพิ่มขึ้น ในขณะที่มีความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง เช่น ปี พ.ศ. 2573 มีการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง 7,706 ktoe หรือลดลง 11.50% จากปริมาณพลังงานทั้งหมด ประกอบด้วยถ่านหินนำเข้า 1,482 ktoe ลิกไนต์ 556 ktoe น้ำมันดีเซล 0.7 ktoe และก๊าซธรรมชาติ 5,668 ktoe ในขณะที่มีการใช้พลังงานจากชีวมวลเพิ่มขึ้น 11,040 ktoe หรือเพิ่มขึ้น 16.48% จากปริมาณพลังงานทั้งหมด ประกอบด้วย ฟืนไม้ 3,617 ktoe แกลบ 3,673 ktoe และกากอ้อย 3,750 ktoe และมีความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้น 4.98%

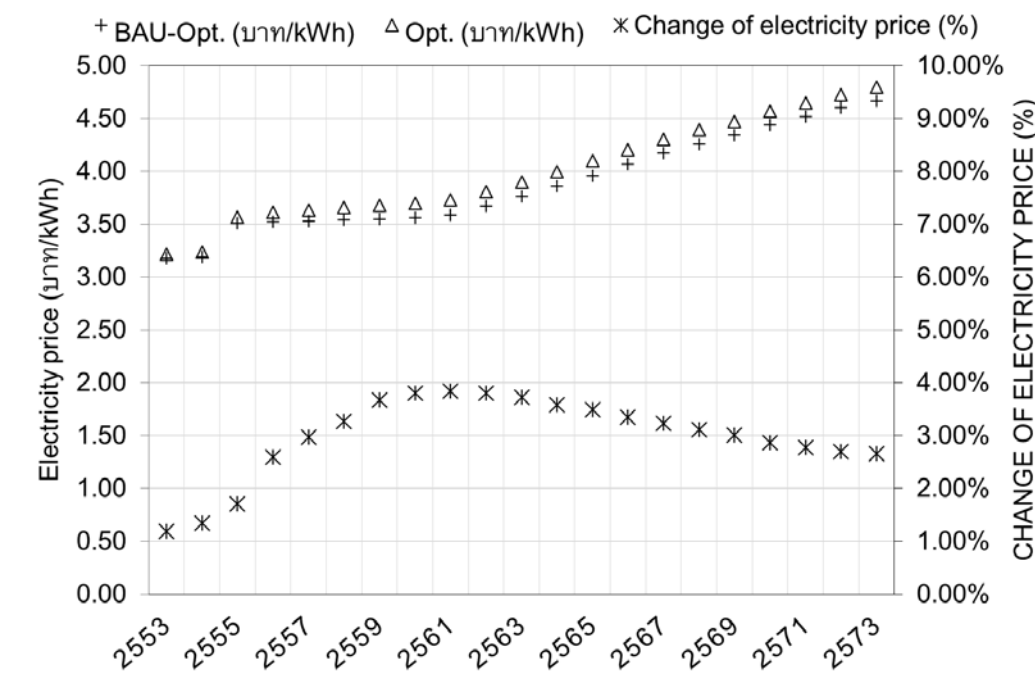


รูปที่ 7-39 โครงสร้างความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization



รูปที่ 7-40 การเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization

นอกจากนี้ การวิเคราะห์ด้วยวิธี Energy input-output analysis ยังพบว่า การดำเนินมาตรการกรณี Optimization มีผลกระทบต่อราคาการจำหน่ายไฟฟ้าต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า รูปที่ 7-41 แสดงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของกรณี BAU-Optimization และ Optimization และการเปลี่ยนแปลงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization พบว่า กรณี Optimization มีราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสูงกว่ากรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 ซึ่งสอดคล้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าและราคาไฟฟ้ารับซื้อ Feed-in tariffs ของภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภทดังแสดงในรูปที่ 7-3 และ 7-20 ตามลำดับ

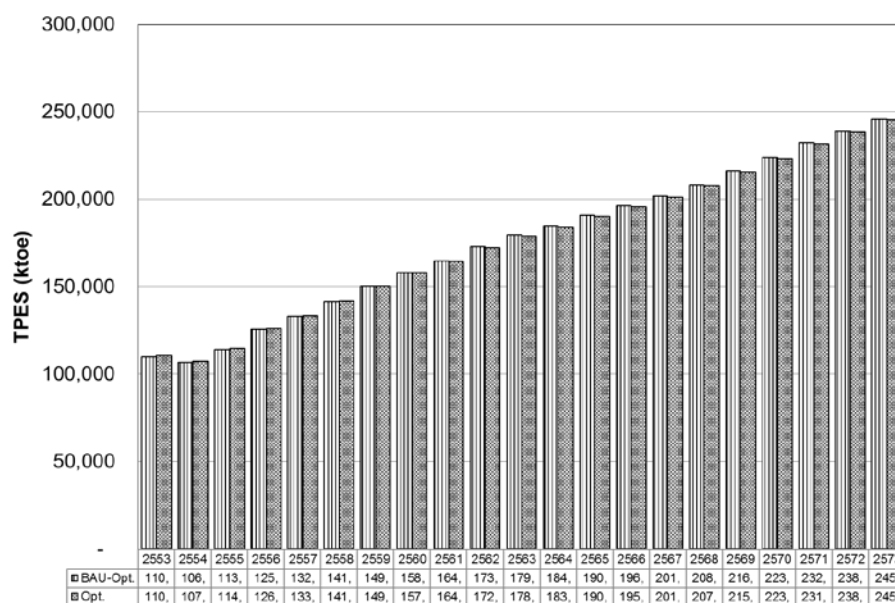


รูปที่ 7-41 ราคาและการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้า กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization

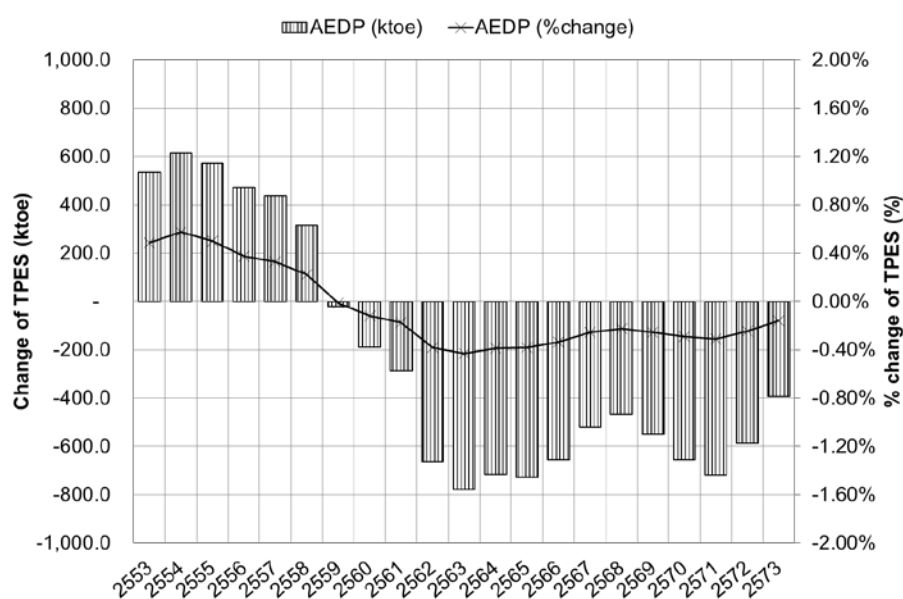
### 7.5.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ

การดำเนินมาตรการกรณี Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization โดยมีรูปแบบการเปลี่ยนแปลงที่สอดคล้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-42 แสดงการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศสำหรับกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization โดยรูปที่ 7-43 แสดงการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 ของกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization พบว่า การดำเนินมาตรการตามกรณี Optimization ทำให้การจัดหาพลังงานขั้นต้นมีแนวโน้มลดลงตลอดระยะเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 จนถึงปี พ.ศ. 2563 และมีแนวโน้มคงที่แล้วจึงเพิ่มขึ้นเล็กน้อยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 จนถึงปี 2573 ทั้งนี้ การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศกรณี Optimization เริ่มมีค่าต่ำกว่ากรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 อันเป็นผลจากการลดปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลและเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภทโดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนที่ไม่มีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โซลาร์ฟาร์ม ระบบเซลล์

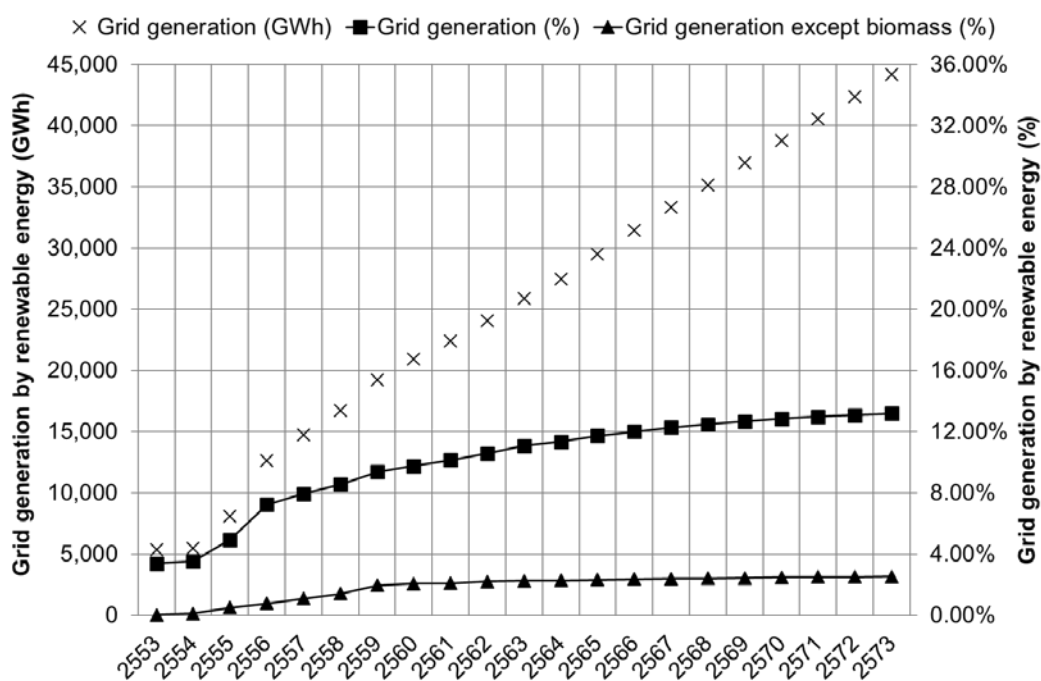
แสงอาทิตย์บนหลังคา ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ดังแสดงในรูปที่ 7-44 ซึ่งแสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนโดยพบว่ามีสัดส่วนเพิ่มมากขึ้นจากปี พ.ศ. 2553 เท่ากับ 5,345 GWh หรือ 3.38% เป็น 44,192 GWh หรือ 13.18% ในปี พ.ศ. 2573 โดยเมื่อพิจารณาช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2559 ซึ่งจากรูปที่ 7-43 พบว่าปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศกรณี Optimization มีค่าลดลงต่ำกว่ากรณี BAU-Optimization นั้น จากรูปที่ 7-44 พบว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2559 มีค่า 1.95% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยมีค่าเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2558 ซึ่งมีค่า 1.41% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



รูปที่ 7-42 การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

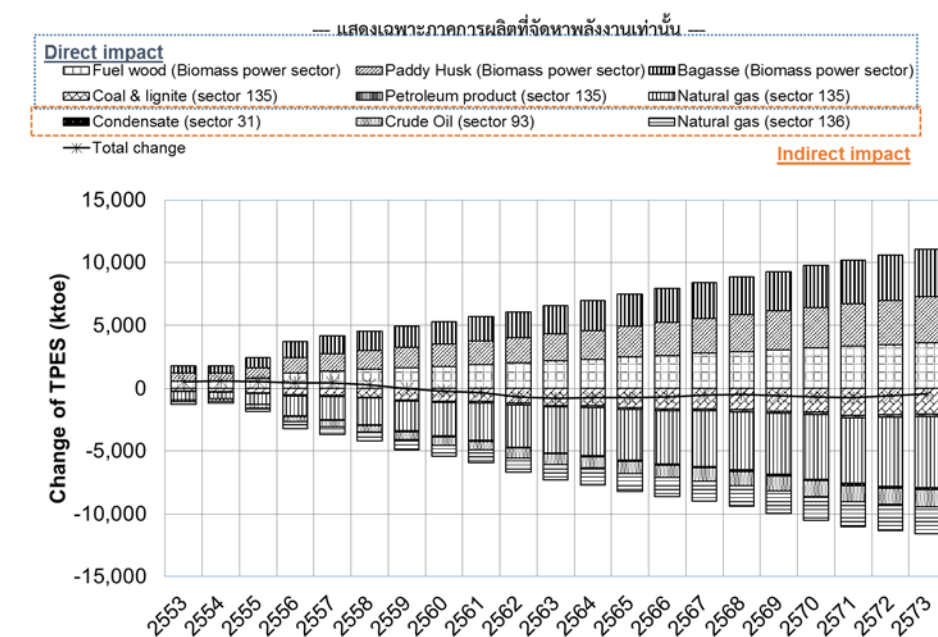


รูปที่ 7-43 การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization



รูปที่ 7-44 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณี Optimization

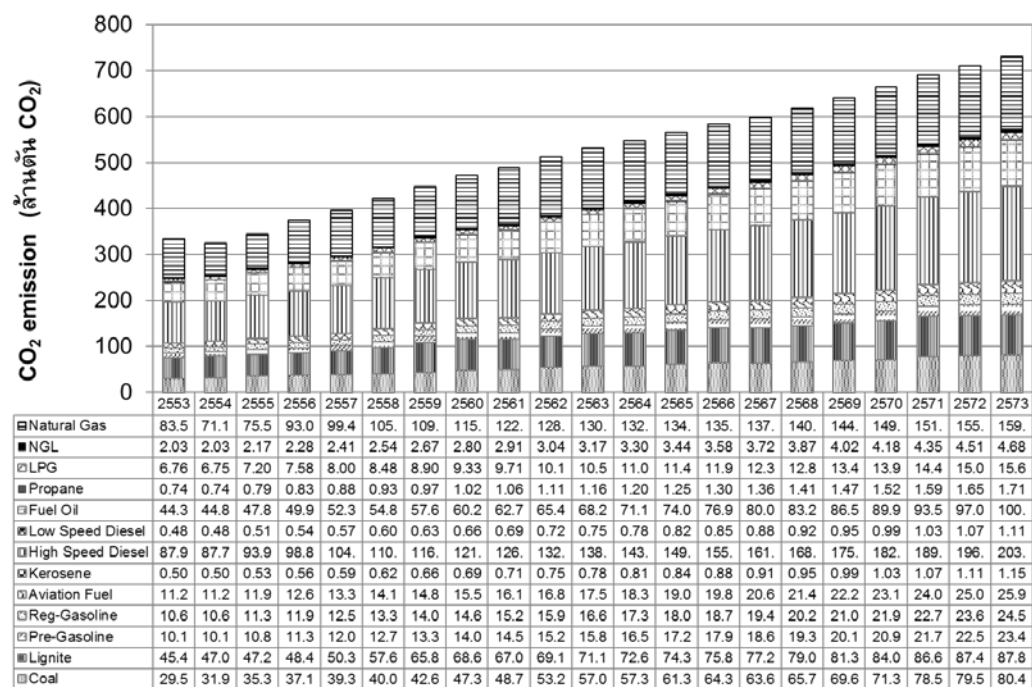
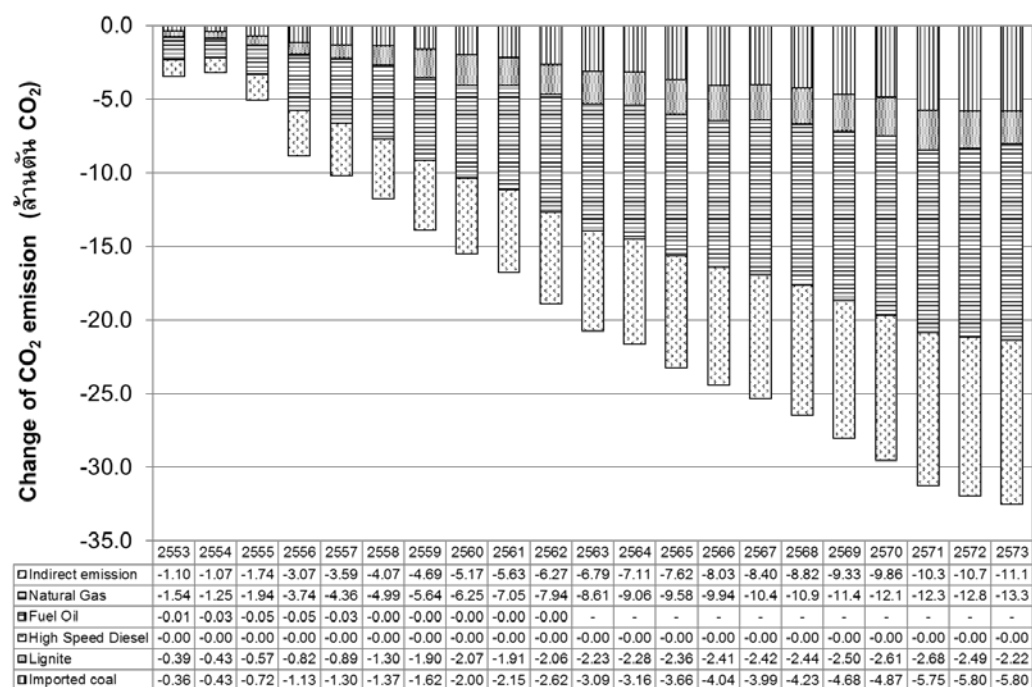
การเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศนั้น ไม่เพียงส่งผลกระทบต่อทางตรง (Direct impact) จากการเปลี่ยนประเภทของการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า แต่ยังส่งผลกระทบต่อทางอ้อม (Indirect impact) ต่อภาคการผลิตอื่นๆ โดยเฉพาะภาคการผลิตที่สอดคล้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ การขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) รูปที่ 7.45 แสดงผลกระทบต่อทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงานเมื่อดำเนินมาตรการ Feed-in tariffs กรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 โดยพบว่า การลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานซึ่งเป็นผลกระทบต่อทางอ้อมมีแนวโน้มลดลงมากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 การดำเนินมาตรการด้วยกรณี Optimization มีการลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตการขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) เท่ากับ 15.8 ktoe 157.1 ktoe และ 195.1 ktoe ตามลำดับ และในปี พ.ศ. 2573 มีการลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตการขุดเจาะน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อก๊าซ (sector 136) เท่ากับ 162.7 ktoe 1,339 ktoe และ 2,189 ktoe ตามลำดับ เป็นต้น



รูปที่ 7-45 ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น)

### 7.5.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

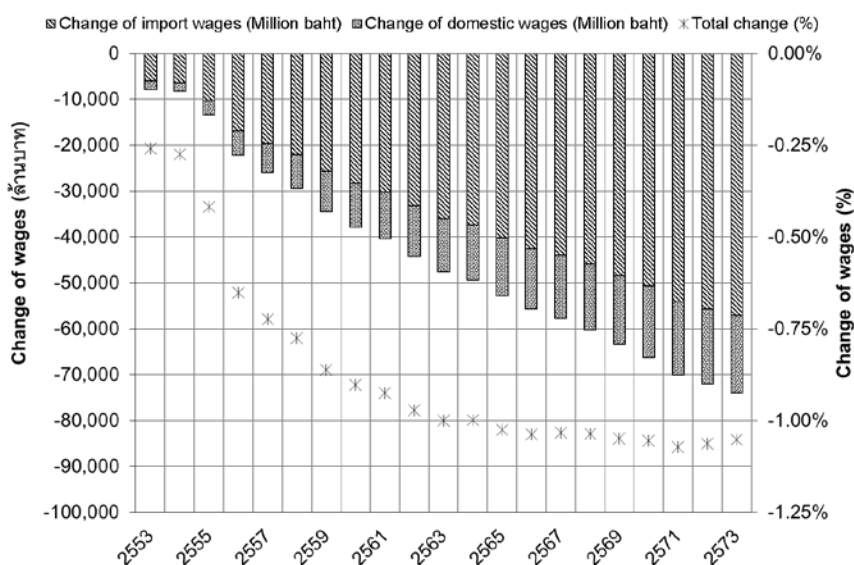
การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลง ซึ่งเป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-46 แสดงปริมาณโครงสร้างการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ของกรณี Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 โดยรูปที่ 7-47 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจของกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 ประกอบด้วยการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า (Direct reduction) ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบเศรษฐกิจ (Indirect reduction) โดยพบว่าเมื่อเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท จะส่งผลให้ลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> มากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รวม 3.436 ล้านตัน ประกอบด้วยการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล เท่ากับ 1.547 ล้านตัน 0.394 ล้านตัน 0.364 ล้านตัน 0.0181 และ 0.0034 ล้านตัน ตามลำดับ และลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล เท่ากับ 1.109 ตัน ในขณะที่ปี พ.ศ. 2573 สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> รวมมากถึง 32.511 ล้านตัน ประกอบด้วยการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า และน้ำมันดีเซล เท่ากับ 13.319 ล้านตัน 2.227 ล้านตัน 5.805 ล้านตัน และ 0.0021 ล้านตัน ตามลำดับ และลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> จากการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล เท่ากับ 11.158 ตัน

รูปที่ 7-46 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศ กรณี Optimizationรูปที่ 7-47 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

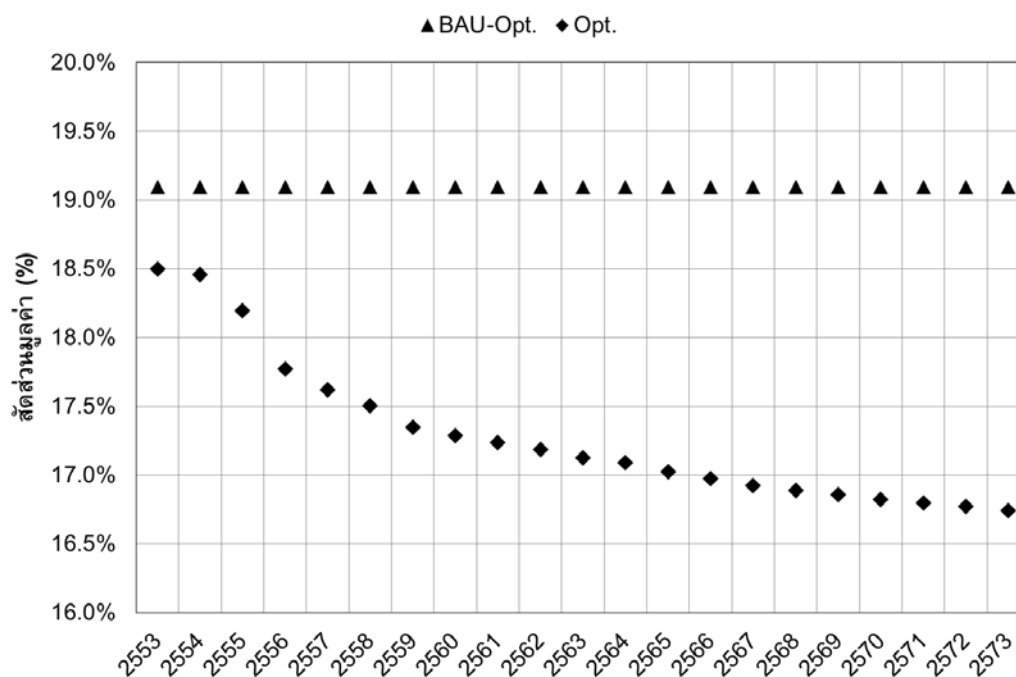
### 7.5.4 ผลกระทบต่อมูลค่าการจ้างงาน

การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงโดยเฉพาะการลดการจ้างงานภายนอกประเทศ รูปที่ 7-48 แสดงการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าการจ้างงานทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ เปรียบเทียบระหว่างกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่า การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization มีมูลค่าการจ้างงานลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 มีมูลค่าการจ้างงานรวมลดลง 7,850 ล้านบาท หรือลดลง 0.26% โดยเป็นการจ้างงานภายนอกประเทศมากถึง 6,062 ล้านบาท และเป็นการจ้างแรงงานภายในประเทศเพียง 1,788 ล้านบาท ในขณะที่ปี พ.ศ. 2573 มีมูลค่าจ้างงานรวมลดลงมากถึง 74,011 ล้านบาท หรือลดลง 1.05% โดยเป็นการจ้างงานภายนอกประเทศมากถึง 57,145 ล้านบาท และเป็นการจ้างแรงงานภายในประเทศเพียง 16,866 ล้านบาท อันเนื่องจากการเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-44 ทั้งนี้ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Sector 135) โดยจากการสำรวจต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยคณะวิจัยฯ พบว่า ภาคการผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โรงไฟฟ้าชีวมวล ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีสัดส่วนการจ้างงานเพียง 2.50%, 3.67% 4.23% 1.51% และ 1.80% ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 7-32 ในขณะที่ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีสัดส่วนการจ้างงานสูงถึง 19.09%

รูปที่ 7-49 แสดงสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ของกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่า สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของกรณี BAU-Optimization มีค่าคงที่ตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเท่ากับ 19.09% แต่สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล กรณี Optimization มีแนวโน้มลดลงและมีค่าน้อยกว่าสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานกรณี BAU-Optimization เช่น ปี พ.ศ. 2553 กรณี Optimization ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มีสัดส่วนการจ้างงานเท่ากับ 18.50% และปี พ.ศ. 2573 กรณี Optimization มีสัดส่วนการจ้างงานลดลงเหลือ 16.74%

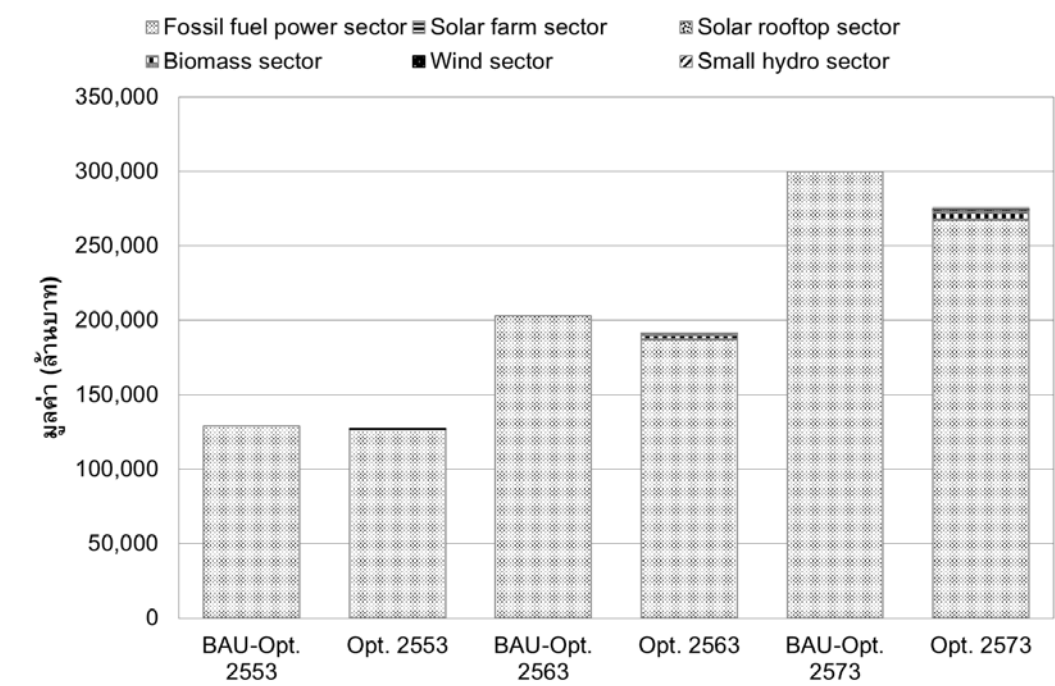


รูปที่ 7-48 การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการจ้างงาน กรณี Optimization เทียบกับกรณี BAU-Optimization



รูปที่ 7-49 สัดส่วนมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ของกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

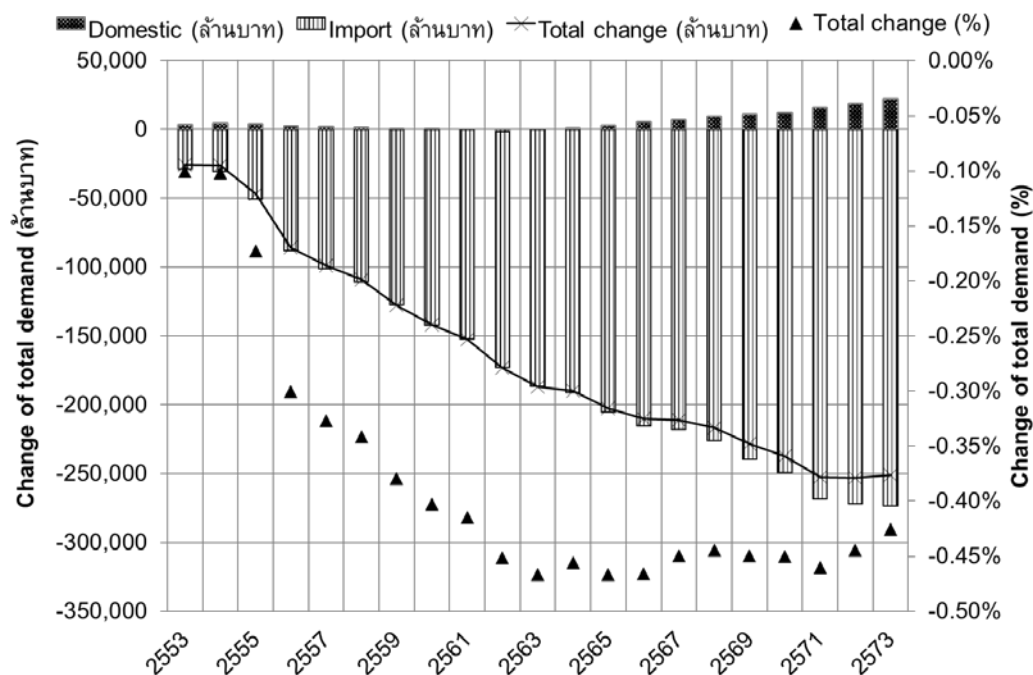
เมื่อพิจารณามูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท ดังแสดงโครงสร้างมูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization สำหรับปี พ.ศ. 2553 ปี พ.ศ. 2563 และปี พ.ศ. 2573 ในรูปที่ 7-50 โดยกรณี BAU-Optimization เป็นมูลค่าการจ้างงานจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเท่านั้น ในขณะที่กรณี Optimization ประกอบด้วยการจ้างงานจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและจากพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาทั้งห้าประเภท โดยจากรูปที่ 7-50 พบว่า มูลค่าการจ้างงานรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี Optimization มีค่าน้อยกว่าการจ้างงานของภาคผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณี BAU-Optimization และมีแนวโน้มลดลงมากขึ้น เช่น ปี พ.ศ. 2553 กรณี Optimization มีมูลค่าการจ้างงานลดลง 2,164 ล้านบาท หรือลดลง 1.68% ในขณะที่ปี พ.ศ. 2573 กรณี Optimization มีมูลค่าการจ้างงานลดลงมากถึง 25,197 ล้านบาท หรือลดลง 8.40% มูลค่าที่ลดลงนี้เป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีมูลค่าการจ้างงานสูงกว่า โดยเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยปริมาณดังรูปที่ 7-44 ส่งผลให้ลดมูลค่าการจ้างโดยรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



รูปที่ 7-50 โครงสร้างมูลค่าการจ้างงานของภาคการผลิตไฟฟ้า  
กรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

### 7.5.5 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ

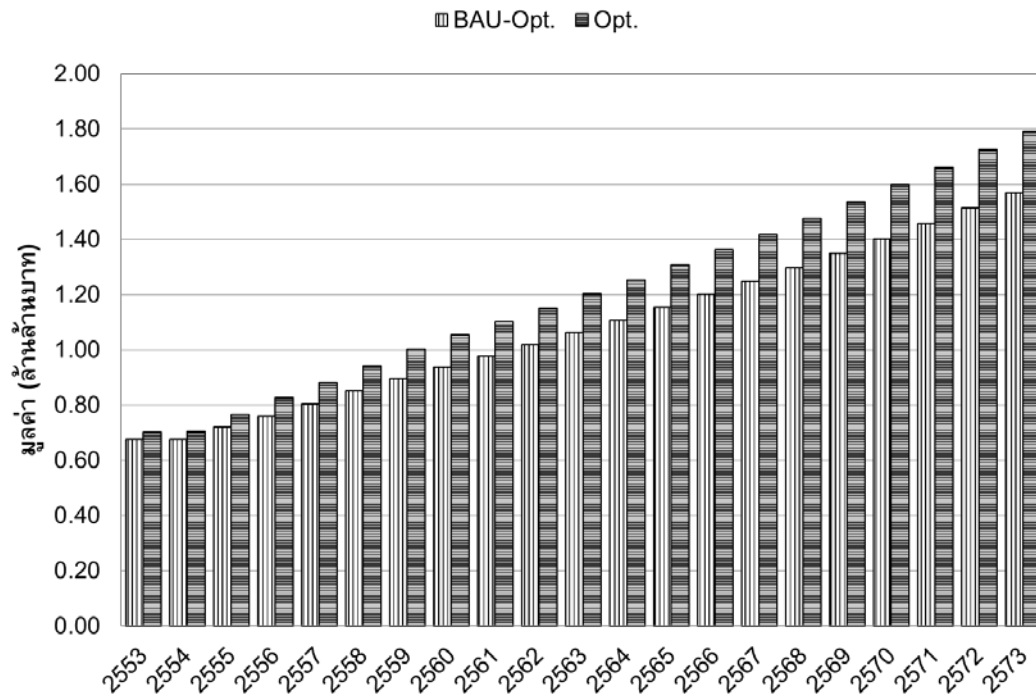
การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจของประเทศมีค่าลดลง รูปที่ 7-51 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจกรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่า การดำเนินการมาตรการกรณี Optimization ส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมมีค่าลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษา อันเนื่องจากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ ทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลเหล่านี้ทั้งทางตรงและทางอ้อมมีค่าลดลง หากพิจารณาโครงสร้างการลดลงของมูลค่าผลผลิตรวมของระบบเศรษฐกิจดังรูปที่ 7-51 พบว่า แม้ว่าจะมีการเพิ่มมูลค่าผลผลิตภายในประเทศจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ในภาพรวมยังส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดลดลงอันเนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศ เช่น ปี พ.ศ. 2573 กรณี Optimization มีมูลค่าการนำเข้าลดลงมากถึง 0.81% เมื่อเปรียบเทียบกับมูลค่าการนำเข้ากรณี BAU-Optimization หรือมีมูลค่าการนำเข้าลดลง 273,443 ล้านบาท (เปรียบเทียบกับมูลค่าการนำเข้ากรณี BAU-Optimization 33,832 ล้านบาท) ในขณะที่มีมูลค่าของผลผลิตสินค้าในประเทศมีค่าเพิ่มขึ้น 0.09% หรือ 22,227 ล้านบาท (เปรียบเทียบกับมูลค่าการผลิตสินค้าในประเทศกรณี BAU-Optimization 25,203 ล้านบาท) เท่านั้น



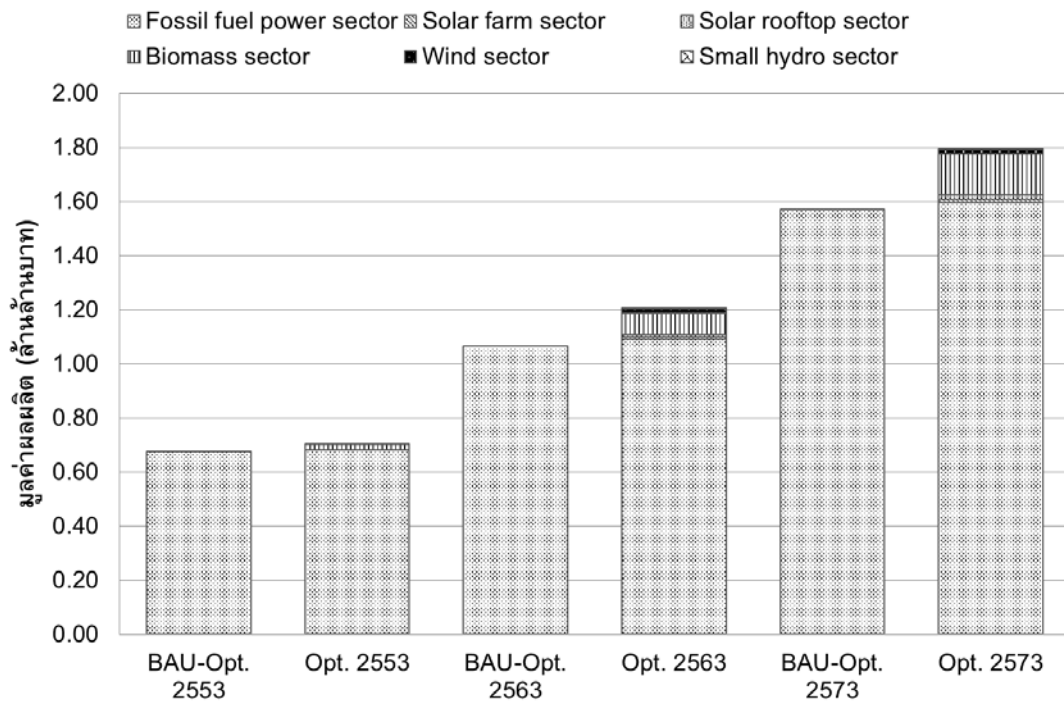
รูปที่ 7-51 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวม

กรณี Optimization เปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณามูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าพบว่ามูลค่าเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-52 แสดงมูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 สำหรับกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization โดยเมื่อพิจารณาโครงสร้างของมูลค่าการผลิตรวมปี พ.ศ. 2553 พ.ศ. 2563 และ พ.ศ. 2573 สำหรับกรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization ดังรูปที่ 7-53 พบว่า มูลค่าการผลิตที่เพิ่มขึ้นนี้เกิดจากการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทและการเพิ่มมูลค่าการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในราคาที่สูงกว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย ดังแสดงในรูปที่ 7-41 ทั้งนี้ มูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นตลอดระยะเวลาที่ศึกษาซึ่งสอดคล้องกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-44



รูปที่ 7-52 มูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

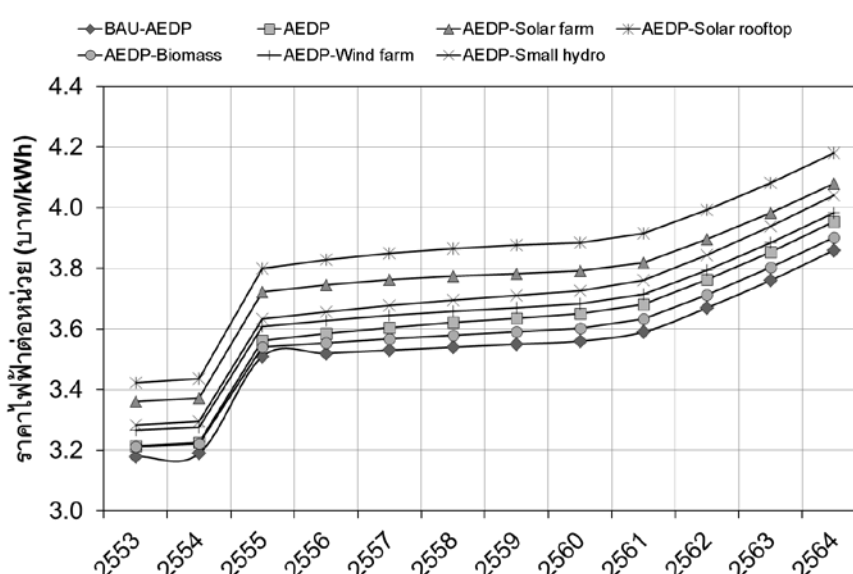


รูปที่ 7-53 โครงสร้างมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณี BAU-Optimization และกรณี Optimization

## 7.6 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจกรณี AEDP เมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท

### 7.6.1 ผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย

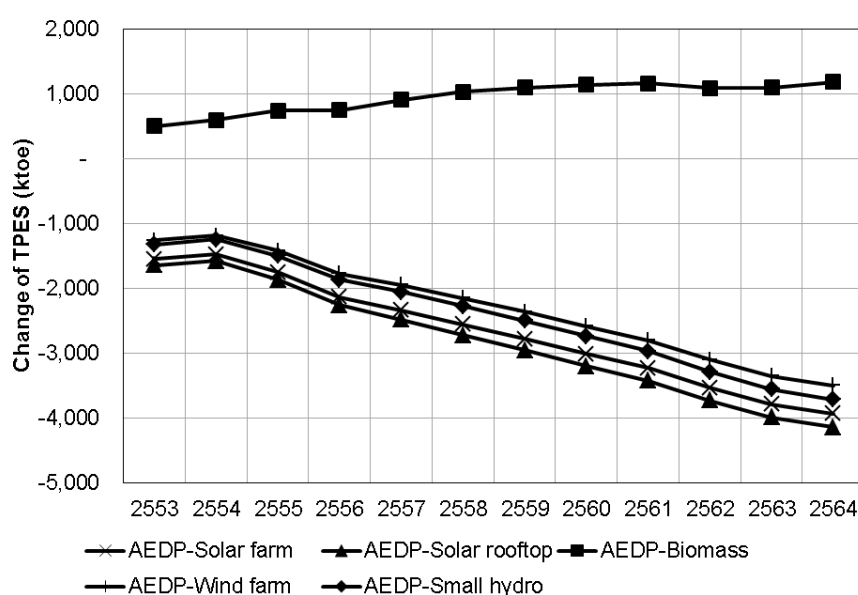
การดำเนินมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี AEDP ส่งผลผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า รูปที่ 7-54 แสดงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยทั้งกรณี BAU-AEDP กรณี AEDP และกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทอีก 5 กรณี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าสูงที่สุดตลอดระยะเวลาที่ศึกษาโดยมีราคาเฉลี่ย 3.42 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2553 และมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงราคาเฉลี่ย 4.18 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2564 โดยมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยจากกรณี BAU-AEDP มากถึง 7.64% และ 8.28% ตามลำดับ และมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยเมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ในขณะที่หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะทำให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำสุดตลอดระยะเวลาที่ศึกษาโดยมีราคาเฉลี่ย 3.21 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2553 และมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงราคาเฉลี่ย 3.90 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2564 โดยมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยจากกรณี BAU-AEDP เพียง 0.99% และ 1.08% ตามลำดับ จากรูปที่ 7.54 ยังพบว่า ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจากการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และฟาร์มกังหันลม จะมีราคาลดต่ำลงตามลำดับ และพบว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสำหรับกรณี AEDP จะมีราคาอยู่ระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากฟาร์มกังหันลมและโรงไฟฟ้าชีวมวล ส่วนราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสำหรับกรณี BAU-AEDP นั้นมีค่าต่ำสุด ทั้งนี้ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่แสดงดังรูปที่ 7-54 มีความสอดคล้องกับราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-19 นั่นคือ การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดราคาไฟฟ้ารับซื้อสูงจะส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้บริโภคในระบบเศรษฐกิจมีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย



รูปที่ 7-54 ราคาจำหน่ายไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี AEDP

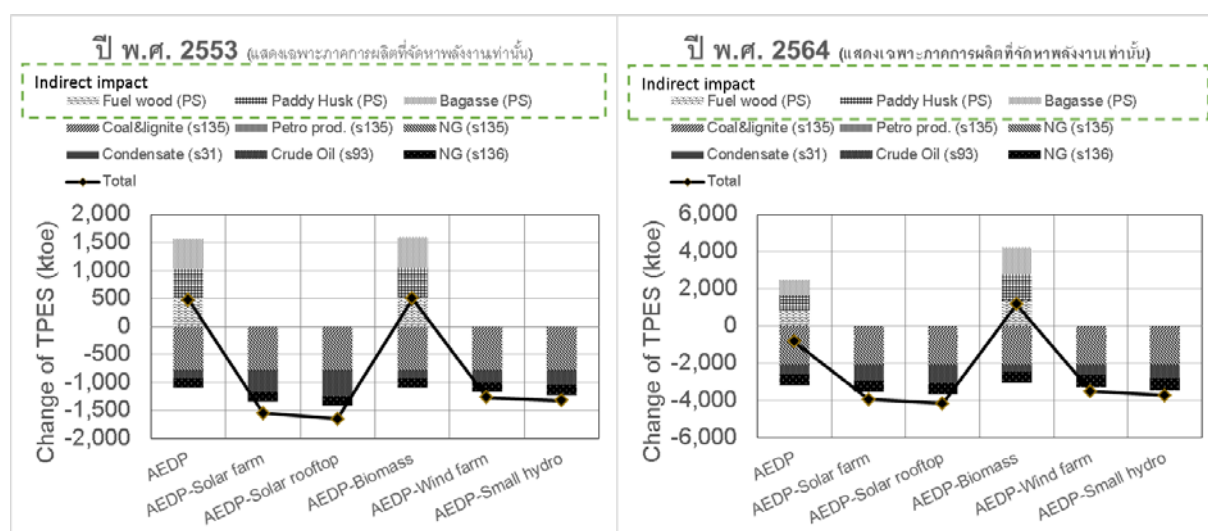
## 7.6.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ

การดำเนินมาตรการกรณีกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี AEDP ส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP รูปที่ 7-55 แสดงการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 เมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภท พบว่า การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยเพิ่มปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP จาก 498 ktoe ในปี พ.ศ. 2553 เป็น 1,182 ktoe ในปี พ.ศ. 2564 หรือเพิ่มขึ้น 0.45% และ 0.66% ตามลำดับ การเพิ่มปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศนี้เป็นผลจากการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าชีวมวลมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศตลอดระยะเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 โดยปริมาณการลดการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีค่าเรียงตามลำดับจากน้อยไปมาก คือ พาร์มกังหันลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ดังนั้น หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะสามารถลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศได้มากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP เช่น ในปี พ.ศ. 2564 นั้น หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศลงได้มากถึง 4,151 ktoe อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าจะดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามก็จะส่งผลดีต่อระบบเศรษฐกิจเนื่องจากสามารถลดปริมาณการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ แม้ว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลจะใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าก็ตามแต่ก็สามารถเพิ่มการหมุนเวียนสินค้าในระบบเศรษฐกิจได้อีกด้วย



รูปที่ 7-55 การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

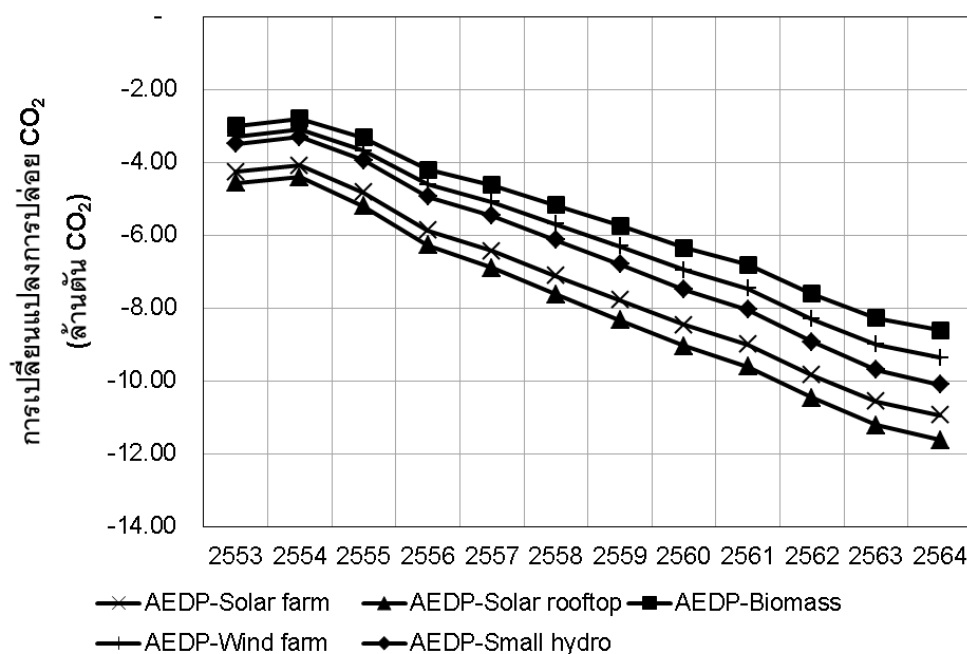
การเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศดังแสดงในรูปที่ 7-55 นั้น ไม่เพียงแต่ส่งผลกระทบต่อทางตรง (Direct impact) จากการเปลี่ยนประเภทของการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น แต่ยังส่งผลกระทบต่อทางอ้อม (Indirect impact) ต่อภาคการผลิตอื่นๆ โดยเฉพาะภาคการผลิตที่สอดคล้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ การขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) รูปที่ 7.56 แสดงโครงสร้างผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศของภาคการผลิตพลังงานเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งเท่านั้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2564 โดยพบว่า ไม่ว่าจะกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามจะส่งผลต่อการลดการใช้พลังงานฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปริมาณเท่ากันซึ่งเป็นผลกระทบทางตรง ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา แต่สำหรับผลกระทบทางอ้อมนั้น พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณความต้องการพลังงานรวมของภาคการผลิตพลังงานได้มากที่สุด ประกอบด้วย ภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดความต้องการพลังงานรวมของภาคการผลิตพลังงานได้น้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2564 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานรวมเท่ากับ 1,603.7 ktoe ประกอบด้วยภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) เท่ากับ 58.9 ktoe 962.5 ktoe และ 582.3 ktoe ตามลำดับ แต่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานรวมเท่ากับ 1,011.5 ktoe ประกอบด้วยภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) เท่ากับ 44.2 ktoe 356.3 ktoe และ 611.0 ktoe ตามลำดับ



**รูปที่ 7-56** ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น)

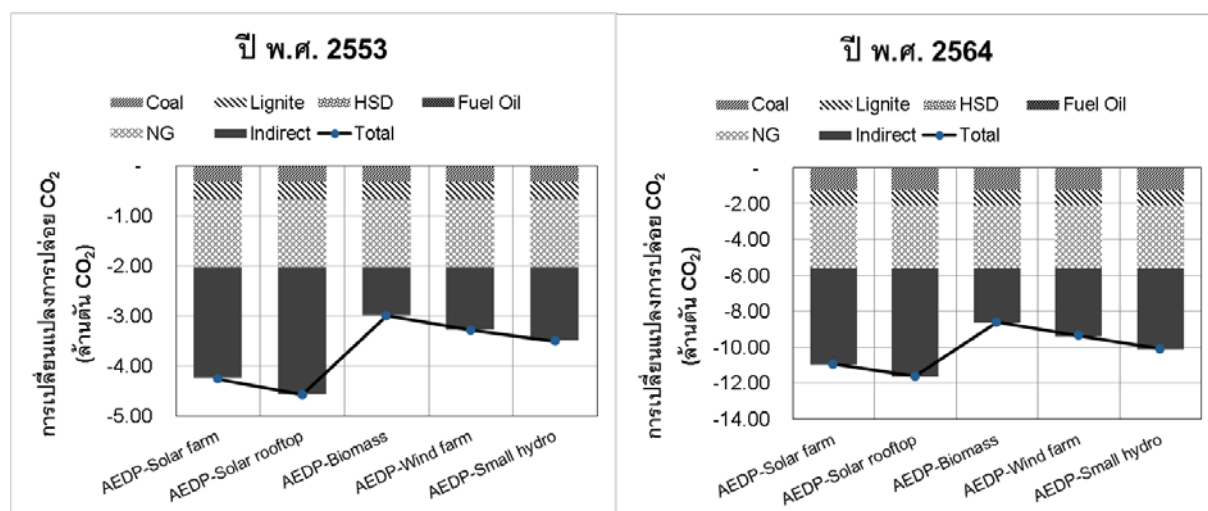
### 7.6.3 ผลกระทบต่อปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การดำเนินมาตรการการณีกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี AEDP ส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องตลอดระยะเวลาที่ศึกษา ซึ่งเป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-57 แสดงการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจสำหรับกรณีการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2564 พบว่า เมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP โดยปริมาณการลดนั้นมีค่าเรียงตามลำดับจากน้อยไปมากเมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าชีวมวล พาร์มกังหันลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ตามลำดับ ดังนั้น หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจได้มากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP เช่น ในปี พ.ศ. 2564 นั้น หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจลงได้มากถึง 11.62 ล้านตัน CO<sub>2</sub> หรือลดลง 2.09% ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจลงได้เพียง 8.61 ล้านตัน CO<sub>2</sub> หรือลดลง 1.55% เท่านั้น



รูปที่ 7-57 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี AEDP เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

การลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจจากการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทดังแสดงในรูปที่ 7-57 เป็นผลจากการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรง (Direct reduction) จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อม (Indirect reduction) จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบเศรษฐกิจ รูปที่ 7-58 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2564 ประกอบด้วย การลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรงและทางอ้อม โดยพบว่า ไม่ว่าจะกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามจะส่งผลต่อการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรงในปริมาณเท่ากันจากการลดการใช้พลังงานฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แต่สำหรับผลกระทบทางอ้อมนั้น พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาสามารถลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้มากที่สุด ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลสามารถลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้น้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2564 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อม ได้มากถึง 6.06 ล้านตัน ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้เพียง 3.05 ล้านตันเท่านั้น

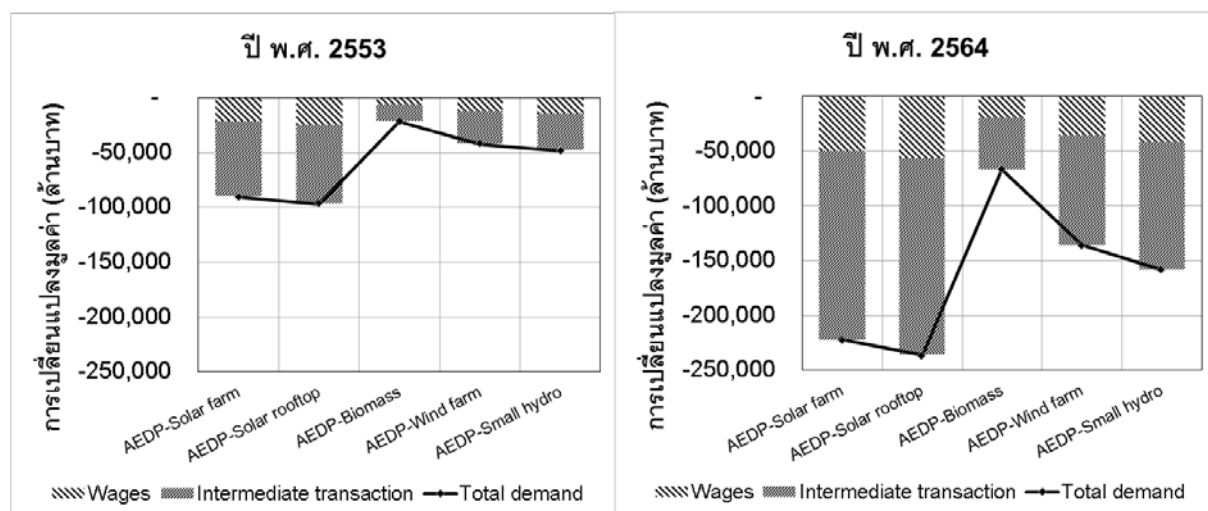


รูปที่ 7-58 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

#### 7.6.4 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจและการจ้างงาน

การดำเนินการมาตรการกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี AEDP ส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจของประเทศมีค่าลดลง รูปที่ 7-59 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ สำหรับกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2564 ประกอบด้วย การเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง (Intermediate transaction) และการจ้างงาน (Wages) โดยพบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า

เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจมากที่สุดทั้งมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลางและการจ้างงาน ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจน้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2564 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจรวมมากถึง 236,253 ล้านบาท แบ่งเป็นมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง 179,699 ล้านบาท และการจ้างงาน 56,554 ล้านบาท ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจรวมเพียง 66,478 ล้านบาท เท่านั้น โดยแบ่งเป็นมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง 47,485 ล้านบาท และการจ้างงาน 18,993 ล้านบาท

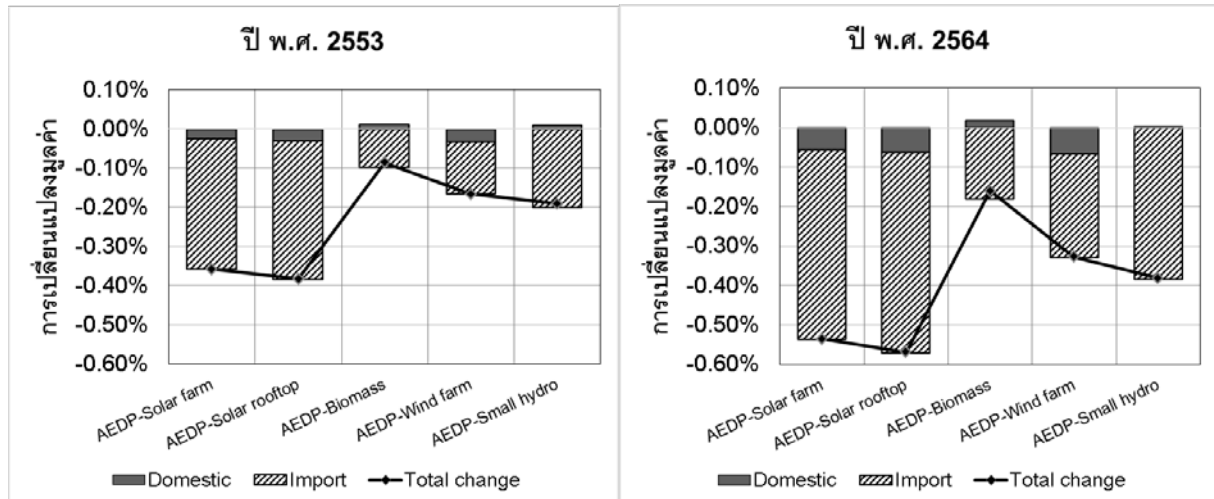


รูปที่ 7-59 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

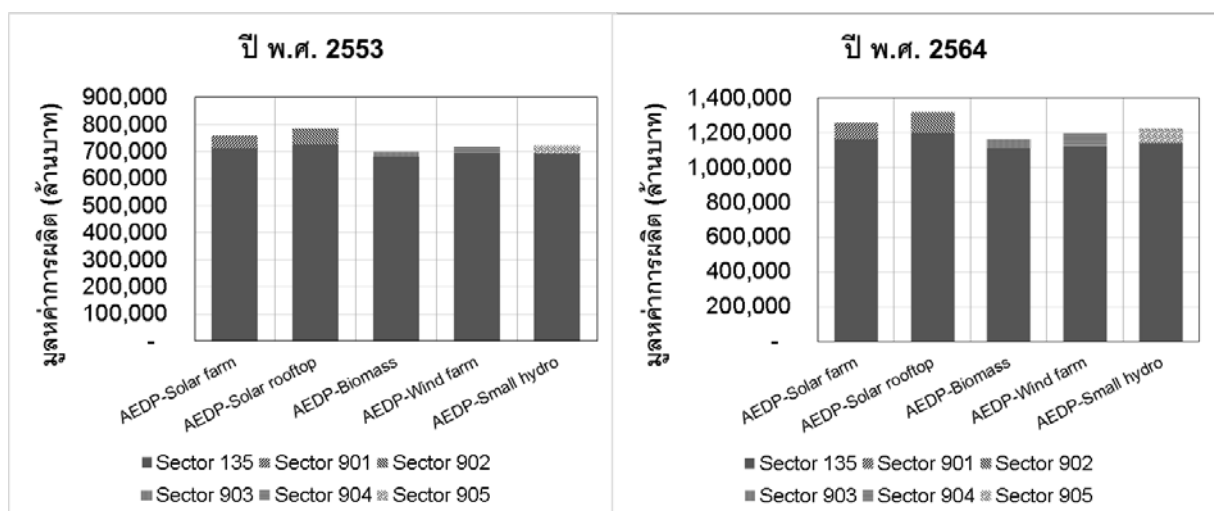
แม้ว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมมีค่าลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษา อันเนื่องจากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ ทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลเหล่านี้ทั้งทางตรงและทางอ้อมมีค่าลดลง แต่หากพิจารณาโครงสร้างการลดลงของมูลค่าผลผลิตรวมของระบบเศรษฐกิจดังรูปที่ 7-60 จะพบว่า แม้ว่าจะมีการเพิ่มมูลค่าผลผลิตภายในประเทศจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเนื่องจากการใช้ชีวมวลมากขึ้น แต่ในภาพรวมยังส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดลดลงอันเนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศโดยเฉพาะการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ปี พ.ศ. 2564 การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลส่งผลให้มูลค่าการนำเข้าลดลงมากถึง 0.18% เปรียบเทียบกับมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดจากกรณี BAU-AEDP หรือมีมูลค่าการนำเข้าลดลง 74,647 ล้านบาท ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นการเพิ่มมูลค่าของผลผลิตสินค้าในประเทศเท่ากับ 0.02% หรือ 8,169 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณามูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าของทุกกรณี ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลรวมกับภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท พบว่า มูลค่าผลผลิตรวมของภาค

การผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-61 แสดงโครงสร้างมูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าแต่ละกรณีสำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2564 พบว่า กรณีการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา จะทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่ามากที่สุด ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่าน้อยที่สุด ทั้งนี้ มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้านี้มีความสอดคล้องกับราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-19 นั่นคือ การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดราคาไฟฟ้ารับซื้อสูงจะส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่าสูงขึ้นตามไปด้วย



รูปที่ 7-60 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP

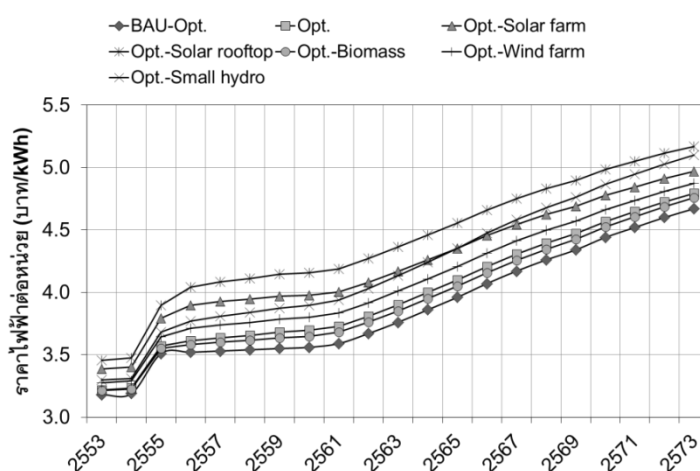


รูปที่ 7-61 โครงสร้างมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท

## 7.7 ผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจกรณี Optimization เมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท

### 7.7.1 ผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย

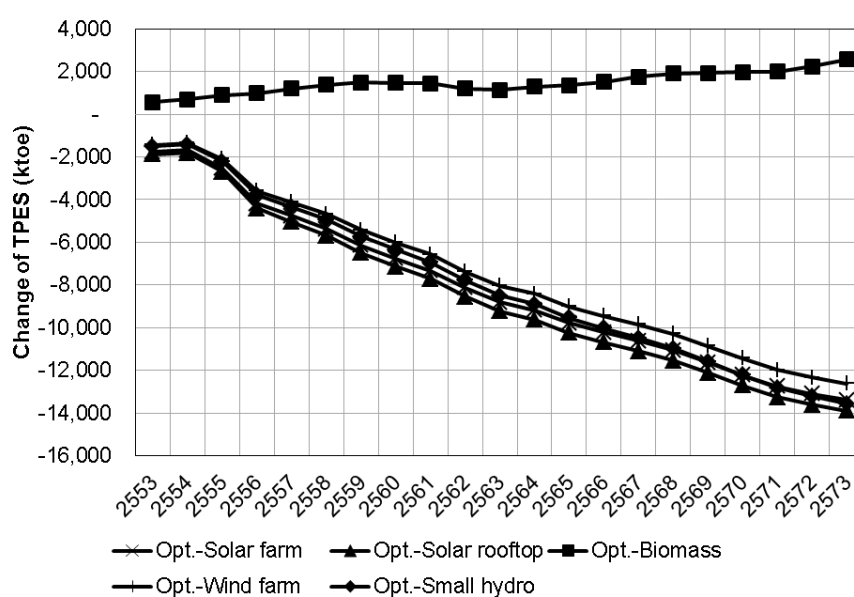
การดำเนินการมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี Optimization ส่งผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า รูปที่ 7-62 แสดงราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยทั้งกรณี BAU-Optimization กรณี Optimization และกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทอีก 5 กรณี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าสูงที่สุดตลอดระยะเวลาที่ศึกษาโดยมีราคาเฉลี่ย 3.46 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2553 และมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงราคาเฉลี่ย 5.17 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2573 โดยมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยจากกรณี BAU-Optimization มากถึง 8.67% และ 10.69% ตามลำดับ และมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยเมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ในขณะที่หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะทำให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำสุดตลอดระยะเวลาที่ศึกษาโดยมีราคาเฉลี่ย 3.22 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2553 และมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงราคาเฉลี่ย 4.76 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2573 โดยมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยจากกรณี BAU-Optimization เพียง 1.12% และ 1.90% ตามลำดับ จากรูปที่ 7.61 ยังพบว่า ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจากการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และฟาร์มกังหันลม จะมีราคาต่ำลงตามลำดับ โดยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566 นั้นราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจากการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจะมีค่าสูงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม และพบว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสำหรับกรณี Optimization จะมีราคาอยู่ระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากฟาร์มกังหันลมและโรงไฟฟ้าชีวมวล ส่วนราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยสำหรับกรณี BAU-Optimization นั้นมีค่าต่ำสุด ทั้งนี้ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่แสดงดังรูปที่ 7-62 มีความสอดคล้องกับราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-20 นั่นคือ การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดราคาไฟฟ้ารับซื้อสูงจะส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้บริโภคในระบบเศรษฐกิจมีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย



รูปที่ 7-62 ราคาจำหน่ายไฟฟ้ากรณีรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทกรณี Optimization

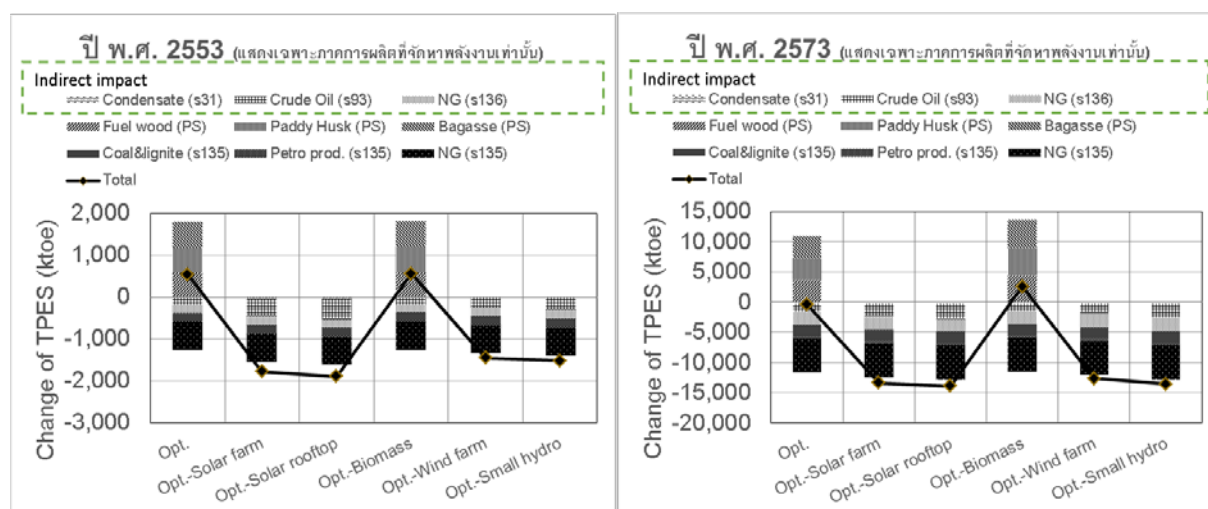
## 7.7.2 ผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศ

การดำเนินการมาตรการที่กำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี Optimization ส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization รูปที่ 7-63 แสดงการเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 เมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภท พบว่า การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยเพิ่มปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization จาก 559 ktoe ในปี พ.ศ. 2553 เป็น 2,558 ktoe ในปี พ.ศ. 2573 หรือเพิ่มขึ้น 0.51% และ 1.04% ตามลำดับ การเพิ่มปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศนี้เป็นผลจากการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าชีวมวลมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศตลอดระยะเวลาที่ศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 โดยปริมาณการลดการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีค่าเรียงตามลำดับจากน้อยไปมาก คือ ฟาร์มกังหันลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ดังนั้น หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะสามารถลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศได้มากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization เช่น ในปี พ.ศ. 2573 นั้น หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศลงได้มากถึง 13,887 ktoe อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าจะดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามก็จะส่งผลดีต่อระบบเศรษฐกิจเนื่องจากสามารถลดปริมาณการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ แม้ว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลจะใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าก็ตามแต่ก็สามารถเพิ่มการหมุนเวียนสินค้าในระบบเศรษฐกิจได้อีกด้วย



รูปที่ 7-63 การเปลี่ยนแปลงของการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

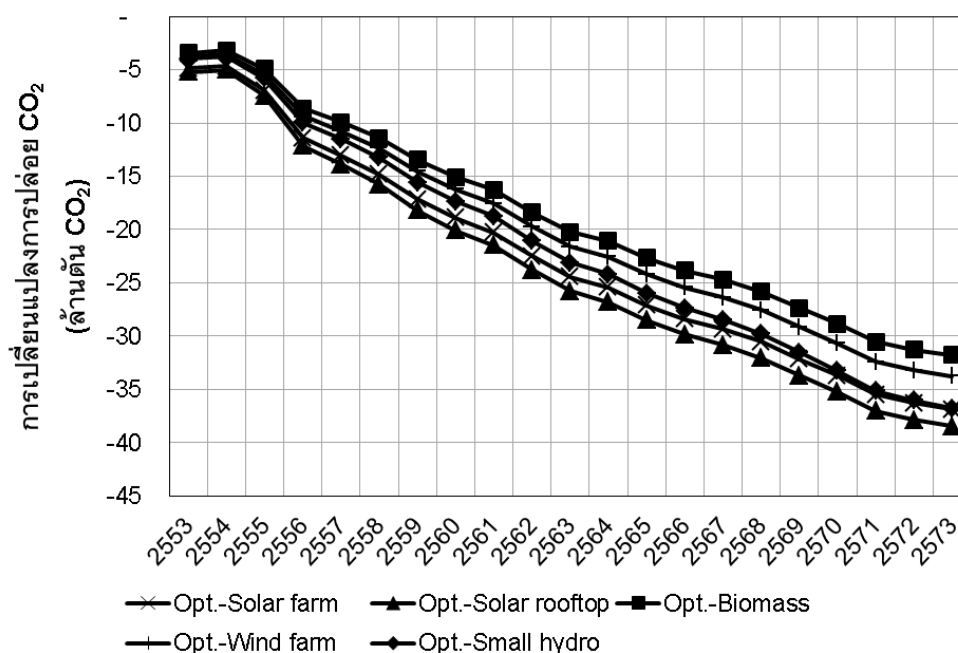
การเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศดังแสดงในรูปที่ 7-63 นั้น ไม่เพียงแต่ส่งผลผลกระทบทางตรง (Direct impact) จากการเปลี่ยนประเภทของการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น แต่ยังส่งผลกระทบต่อทางอ้อม (Indirect impact) ต่อภาคการผลิตอื่นๆ โดยเฉพาะภาคการผลิตที่สอดคล้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ การขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) น้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) รูปที่ 7.64 แสดงโครงสร้างผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศของภาคการผลิตพลังงานเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งเท่านั้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2573 โดยพบว่า ไม่ว่าจะกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามจะส่งผลต่อการลดการใช้พลังงานฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปริมาณเท่ากันซึ่งเป็นผลกระทบทางตรง ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา แต่สำหรับผลกระทบทางอ้อมนั้น พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณความต้องการพลังงานรวมของภาคการผลิตพลังงานได้มากที่สุด ประกอบด้วย ภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดความต้องการพลังงานรวมของภาคการผลิตพลังงานได้น้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2573 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานรวมเท่ากับ 4,809.2 ktoe ประกอบด้วยภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) เท่ากับ 188.9 ktoe 2,505.7 ktoe และ 2,114.6 ktoe ตามลำดับ แต่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดความต้องการพลังงานของภาคการผลิตพลังงานรวมเท่ากับ 3,547.8 ktoe ประกอบด้วยภาคการขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ (sector 31) ภาคการผลิตน้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ (sector 93) และระบบท่อแก๊ส (sector 136) เท่ากับ 159.0 ktoe 1,199.0 ktoe และ 2,189.8 ktoe ตามลำดับ



**รูปที่ 7-64** ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของการเปลี่ยนแปลงการจัดหาพลังงานขั้นต้นของประเทศของภาคการผลิตพลังงาน กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization (แสดงเฉพาะภาคการผลิตที่จัดหาพลังงานเท่านั้น)

### 7.7.3 ผลกระทบต่อการปริมาณปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

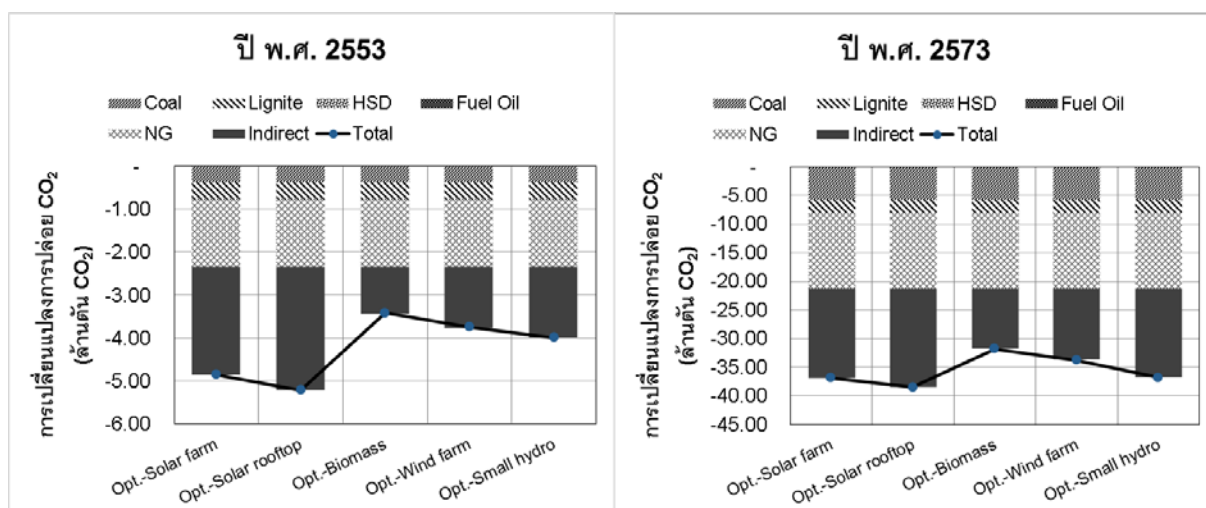
การดำเนินมาตรการกรณีกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี Optimization ส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องตลอดระยะเวลาที่ศึกษา ซึ่งเป็นผลจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปที่ 7-65 แสดงการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจสำหรับกรณีการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 พบว่า เมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization โดยปริมาณการลดนั้นมีค่าเรียงตามลำดับจากน้อยไปมากเมื่อดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าชีวมวล ฟาร์มกังหันลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ตามลำดับ ดังนั้น หากดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจได้มากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization เช่น ในปี พ.ศ. 2573 นั้น หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจลงได้มากถึง 38.5 ล้านตัน CO<sub>2</sub> หรือลดลง 5.04% ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจลงได้เพียง 31.8 ล้านตัน CO<sub>2</sub> หรือลดลง 4.17% เท่านั้น



รูปที่ 7-65 การเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทสำหรับกรณี Optimization เมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

การลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจจากการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทดังแสดงในรูปที่ 7-65 เป็นผลจากการลดการ

ปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรง (Direct reduction) จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และการลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อม (Indirect reduction) จากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบเศรษฐกิจ รูปที่ 7-66 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดในระบบเศรษฐกิจเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2573 ประกอบด้วย การลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรงและทางอ้อม โดยพบว่า ไม่ว่าจะกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตามจะส่งผลต่อการลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางตรงในปริมาณเท่ากันจากการลดการใช้พลังงานฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แต่สำหรับผลกระทบทางอ้อมนั้น พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาสามารถลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้มากที่สุด ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลสามารถลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้น้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2573 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อม ได้มากถึง 17.11 ล้านตัน ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทางอ้อมได้เพียง 10.44 ล้านตันเท่านั้น

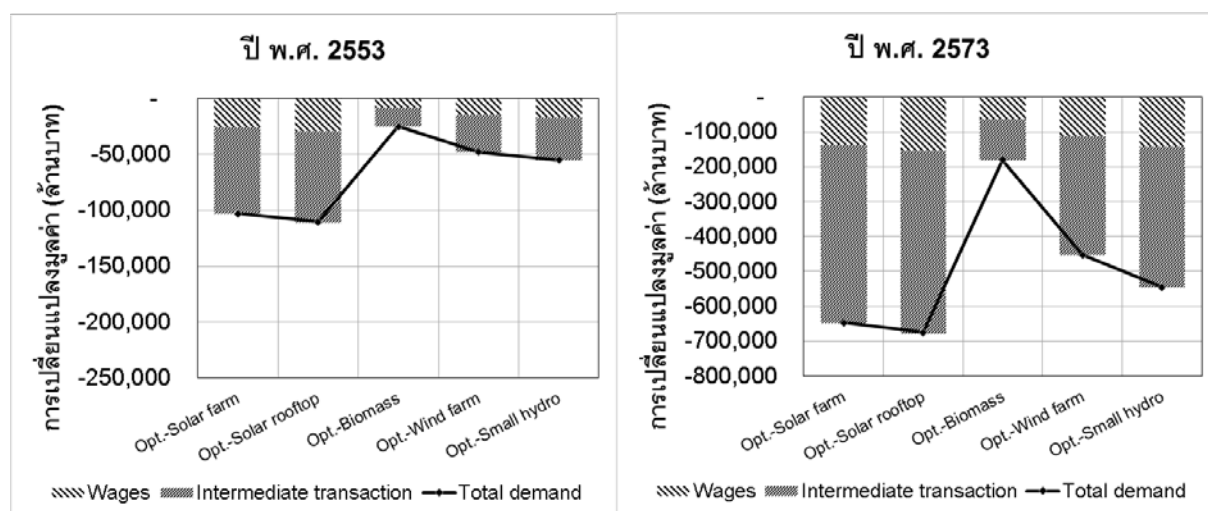


รูปที่ 7-66 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงปริมาณการปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

#### 7.7.4 ผลกระทบต่อมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจและการจ้างงาน

การดำเนินมาตรการกรณีกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทตามปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสำหรับกรณี Optimization ส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจของประเทศมีค่าลดลง รูปที่ 7-67 แสดงโครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ สำหรับกรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization สำหรับปี พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2573 ประกอบด้วย การเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง (Intermediate transaction) และการจ้างงาน (Wages) โดยพบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจมากที่สุดทั้งมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลางและการจ้างงาน ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลด

มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจน้อยสุด เช่น ปี พ.ศ. 2573 เมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจรวมมากถึง 674,988 ล้านบาท แบ่งเป็นมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง 523,332 ล้านบาท และการจ้างงาน 151,656 ล้านบาท ในขณะที่หากรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจรวมเพียง 180,110 ล้านบาท เท่านั้น โดยแบ่งเป็นมูลค่าการผลิตของภาคการผลิตขั้นกลาง 117,938 ล้านบาท และการจ้างงาน 62,172 ล้านบาท

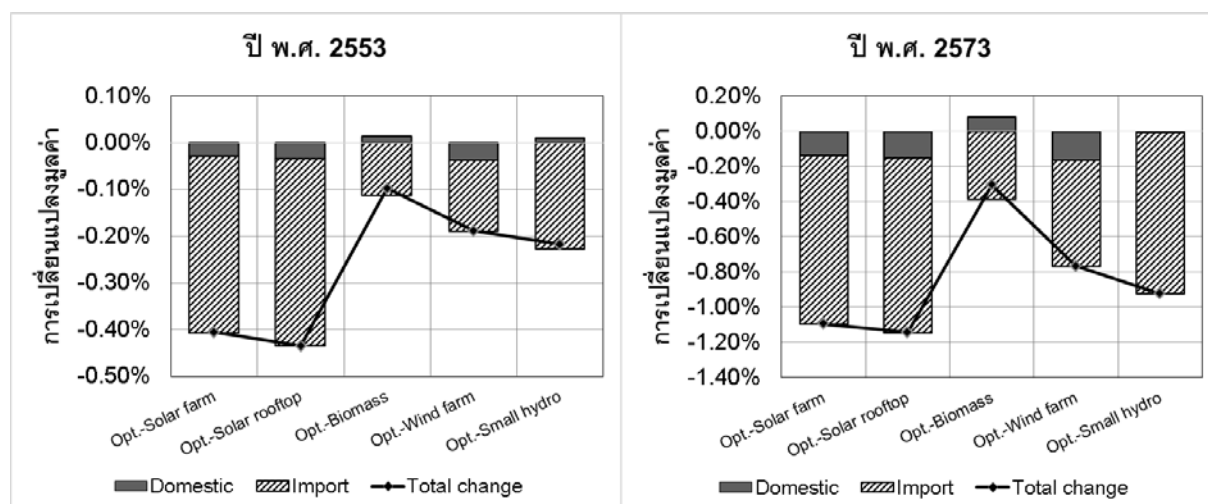


รูปที่ 7-67 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization

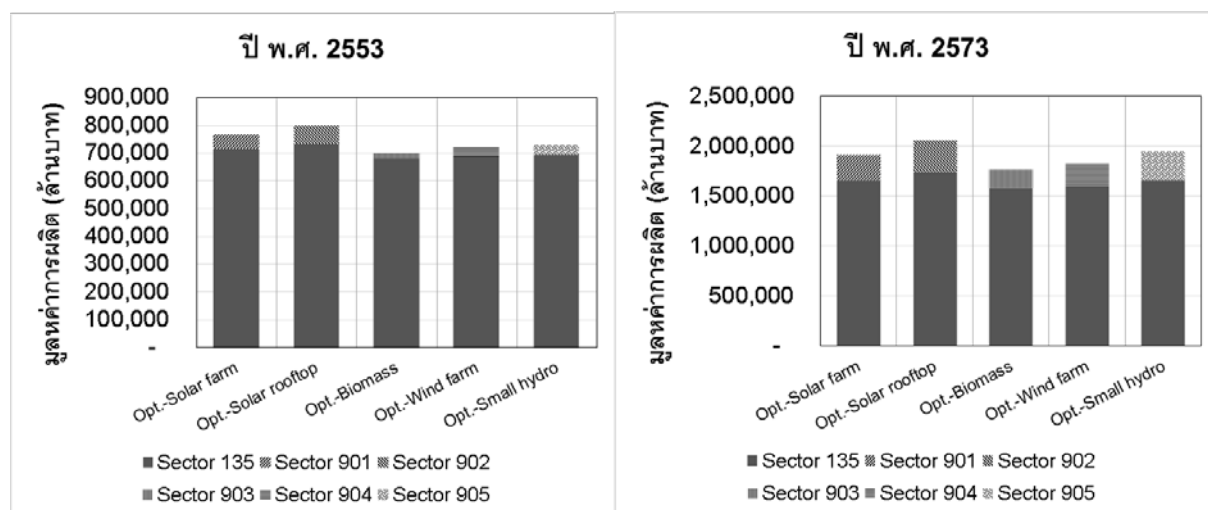
แม้ว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมมีค่าลดลงตลอดช่วงเวลาที่ศึกษา อันเนื่องจากการลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ ทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาเชื้อเพลิงฟอสซิลเหล่านี้ทั้งทางตรงและทางอ้อมมีค่าลดลง แต่หากพิจารณาโครงสร้างการลดลงของมูลค่าผลผลิตรวมของระบบเศรษฐกิจดังรูปที่ 7-68 จะพบว่า แม้ว่าจะมีการเพิ่มมูลค่าผลผลิตภายในประเทศจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเนื่องจากการใช้ชีวมวลมากขึ้น แต่ในภาพรวมยังส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดลดลงอันเนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศโดยเฉพาะการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ปี พ.ศ. 2573 การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลส่งผลให้มูลค่าการนำเข้าลดลงมากถึง 2.46% เปรียบเทียบกับมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดจากกรณี BAU-Optimization หรือมีมูลค่าการนำเข้าลดลง 228,750 ล้านบาท ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นการเพิ่มมูลค่าของผลผลิตสินค้าในประเทศเท่ากับ 0.50% หรือ 48,640 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณามูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าของทุกกรณี ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลรวมกับภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท พบว่า มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น รูปที่ 7-69 แสดงโครงสร้างมูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าแต่ละกรณีสำหรับปี

พ.ศ. 2553 และปี พ.ศ. 2573 พบว่า กรณีการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา จะทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่ามากที่สุด ในขณะที่การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะทำให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่าน้อยที่สุด ทั้งนี้ มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีความสอดคล้องกับราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนดังแสดงในรูปที่ 7-20 นั่นคือ การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดราคาไฟฟ้ารับซื้อสูงจะส่งผลให้มูลค่าผลผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้ามีมูลค่าสูงขึ้นตามไปด้วย



รูปที่ 7-68 โครงสร้างการเปลี่ยนแปลงมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมด กรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-Optimization



รูปที่ 7-69 โครงสร้างมูลค่าผลผลิตของภาคการผลิตไฟฟ้ากรณีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท

## 7.8 สรุปผลกระทบในภาพรวมของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภท

จากการวิเคราะห์ผลกระทบโดยใช้วิธี Energy Input-Output Analysis ของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดห้าประเภท ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โรงไฟฟ้าชีวมวล ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ทั้งกรณี AEDP และ Optimization ดังแสดงผลในหัวข้อ 7.6 และ 7.7 พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ ได้แก่ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของประเทศไทย ความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตไฟฟ้า การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ การปล่อยก๊าซ CO<sub>2</sub> ทั้งหมดของประเทศ การจ้างงาน และมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศโดยเฉพาะการนำเข้าสินค้ามายังระบบเศรษฐกิจของประเทศ โดยตารางที่ 7.1 แสดงสรุปภาพรวมของผลกระทบระหว่างการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภท

ตารางที่ 7.1 สรุปผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งเท่านั้น

| ผลกระทบ                                   | ผลกระทบเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP หรือ BAU-Optimization |                          |                         |                |                                         |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|-----------------------------------------|
|                                           | ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา                          | ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม | โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก | ฟาร์มกังหันลม  | โรงไฟฟ้าชีวมวล                          |
|                                           | ราคาสูงที่สุด                                                 | ราคาสูง                  | ราคาปานกลาง             | ราคาต่ำ        | ราคาต่ำที่สุด                           |
| 1. ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยของประเทศไทย            | ราคาสูงที่สุด                                                 | ราคาสูง                  | ราคาปานกลาง             | ราคาต่ำ        | ราคาต่ำที่สุด                           |
| 2. ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า   | ไม่เปลี่ยนแปลง                                                | ไม่เปลี่ยนแปลง           | ไม่เปลี่ยนแปลง          | ไม่เปลี่ยนแปลง | เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการใช้ชีวมวล        |
| 3. การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ |                                                               |                          |                         |                |                                         |
| 3.1 ทุกประเภท                             | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงน้อย                | ลดลงน้อยที่สุด | เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการใช้และผลิตชีวมวล |
| 3.2 เชื้อเพลิงฟอสซิล                      | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 4. การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub>           | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 5. การจ้างงาน                             | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 6. มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ  | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |

## เอกสารอ้างอิงบทที่ 7

1. Loentief, Wassily, 1986, *Input-Output Economic*, 2<sup>nd</sup> Edition, Oxford University Press, United States.
2. Miller, Ronal E. and Blair, Peter C., 1985, *Input-output analysis: Foundations and Extensions*, Prentice-Hall, Inc., United States of America.
3. Energy Policy and Planning Office (EPPO), 2012, Power Development Plan 2010 Revision 3 [Online], Available: <http://www.eppo.go.th/power/PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-T.pdf> [1 August 2012].
4. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012, The Renewable and Alternative Energy Development Plan for 25 Percent in 10 Years (AEDP 2012-2021) [Online], Available: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm) [15 July 2012].
5. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012, Electric Power in Thailand year 2000 – 2011 [Online], Available: <http://www.dede.go.th/dede/index.php> [2 Jan 2013].
6. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012, Thailand Energy Situation year 2000 – 2011 [Online], Available: <http://www.dede.go.th/dede/index.php> [2 Jan 2013].
7. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012 Thailand Alternative Energy Situation year 2005 – 2012 [Online], Available: <http://www.dede.go.th/dede/index.php> [2 Jan 2013].
8. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), 2012 Energy Balance of Thailand year 2012 [Online], Available: <http://www.dede.go.th/dede/index.php> [2 Jan 2013].
9. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Input-Output Table 2005 [Online], Available: <http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=97> [2 Jan 2012].
10. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Input-Output Table 2000 [Online], Available: <http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=97> [2 Jan 2012].
11. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Energy Input-Output Table 2000 [Personal communication].

12. P. Suksuntornsiri, B.Limmeechokchai, 2010, Economy-Wide Impact on Embodied Energy Intensities and GHG Emissions Data from Power Sector: Input-Output Analysis, The 3rd AUN/SEED-Net Regional Conference on New and Renewable Energy, 13-14 October, 2010, Penang, Malaysia.
13. U.S. Energy Information Administration, 2013, Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040 [Online], Available: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm) [2 Jan 2013].
14. International Energy Agency, 2012, Energy [Online], Available: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar\\_Energy\\_Perspectives2011.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf) [2 มกราคม 2556]
15. IPCC, 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Online], <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html> [1 Jan 2009]
16. Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB), 2013, Quarterly Gross Domestic Product [Online], Available: <http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=95> [24 August 2012].

## บทที่ 8

### บทสรุป

จากการศึกษาข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 4 ประเภท (พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เชื้อเพลิงชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก) ทั้งด้านเทคนิคและด้านการลงทุนที่ได้จากการเยี่ยมชมสถานที่จริง ประกอบกับข้อมูลจากหน่วยงานที่น่าเชื่อถือต่างๆ จุดประสงค์เพื่อการศึกษาเพื่อศึกษาหาราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 4 ประเภท คือ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก โดยเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและกำหนดเป็นราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แนววิธีการรับซื้อแบบวิธีเดิมคือ ให้ส่วนเพิ่มราคาค่ารับซื้อไฟฟ้า หรือ Adder เพื่อเป็นการสร้างแรงจูงใจสำหรับภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้เป้าหมายที่รัฐบาลกำหนด โดยวิธีแบบจำลอง Energy Input-output Analysis ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

#### 8.1 บทสรุปค่า FIT

จากการศึกษาพบว่าค่า FIT ที่ได้ในแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีค่าแตกต่างกันไปตามประเภทของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีดังต่อไปนี้ คือ

| Solar PV (บาท/kWh) |      | Biomass (บาท/kWh)        |      | Wind Farm (บาท/kWh) |      | Small Hydro (บาท/kWh)    |      |
|--------------------|------|--------------------------|------|---------------------|------|--------------------------|------|
| Solar PV rooftop   | 7.12 | Rice husk, 9.9 MW        | 3.91 | 103.5 MW            | 6.02 | น้อยกว่า 50 kW           | 7.00 |
| Solar farm         | 6.12 | Bagasse, 9.5 MW          | 3.81 |                     |      | ระหว่าง 50-200 kW        | 5.50 |
|                    |      | Fast growing plan 9.9 MW | 4.07 |                     |      | มากกว่า 200 kW ≥ 2000 kW | 4.50 |
|                    |      | Palm (Frond)             | 3.85 |                     |      |                          |      |

ซึ่งค่า FIT ของพลังงานหมุนเวียนทุกชนิดจะลดลงเมื่อโรงไฟฟ้านั้นมีขนาดกำลังการผลิตที่สูงขึ้น แต่จะมีในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์ และชีวมวลจะมีค่า FIT ที่จะแปรผันตามชนิดของแผงแสงอาทิตย์ และชนิดของเชื้อเพลิงชีวมวลตามลำดับ สำหรับค่า Feed-in tariffs ของปี พ.ศ. 2563 และปี พ.ศ. 2573 ของพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม มีแนวโน้มจะลดลงอันเนื่องมาจากต้นทุนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และเทคโนโลยีพลังงานลมมีราคาถูกลงแต่ในขณะที่ยังค่า Feed-in tariffs ของพลังงานน้ำขนาดเล็กและพลังงานชีวมวลมีแนวโน้มที่สูงขึ้น ในปี พ.ศ. 2563 และปี พ.ศ. 2573 อันเนื่องมาจากต้นทุนเชื้อเพลิงชีวมวลและค่าดำเนินการที่เพิ่มขึ้นจากค่าขนส่ง ค่าแรงงาน ค่าน้ำมัน ค่าเก็บเกี่ยวชีวมวล และต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าของพลังงานน้ำและชีวมวลมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้น

(สำหรับในกรณีของประเทศไทย) อย่างไรก็ตามจากผลการศึกษาของ IEA ปี 2010 ที่คาดการณ์เรื่องต้นทุนการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลในอนาคต มีแนวโน้มว่าต้นทุนต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าชีวมวลจะลดลงเล็กน้อย (สำหรับประเทศพัฒนาแล้ว)

## 8.2 บทสรุปผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยวิธี Energy Input-output Analysis

จากการศึกษา คณะผู้วิจัยสร้างแบบจำลอง Energy input-output analysis ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2573 เพื่อประเมินผลกระทบเชิงเศรษฐกิจมหภาคของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs บนสมมติฐานที่สอดคล้องกับปริมาณการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน พบว่า แบบจำลองสามารถใช้ทำนายปริมาณพลังงานรวมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2553 ปี พ.ศ. 2554 และปี พ.ศ. 2555 ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา โดยมีค่าคลาดเคลื่อนไปจากการใช้พลังงานจริงตามลำดับเพียง 1.04% 3.46% และ 3.26% ตามลำดับ เท่านั้น

คณะผู้วิจัยได้กำหนดแผนการดำเนินการสำหรับวิเคราะห์ผลกระทบของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs จำนวน 2 กรณี คือ กรณี AEDP25% และกรณี Optimization ตามการกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% (AEDP25%) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 (PDP 2010 revision 3) และเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ด้วยแบบจำลองกรณีฐานของทั้ง 2 กรณี ได้แก่ กรณี BAU-AEDP (กรณีฐานอ้างอิงตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% หรือ AEDP25%) และกรณี BAU-Optimization (กรณีฐานอ้างอิงตามหลักการต้นทุนต่ำสุด) พบว่า เมื่อมีการเพิ่มปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs ทั้งกรณี AEDP และกรณี Optimization จะส่งผลกระทบดังนี้

1. ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีปริมาณการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
2. ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าสูงขึ้นเนื่องจากราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยเดิม
3. ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศในปีตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2558 มีค่ามากกว่ากรณีฐาน และพบว่าต่อมาในช่วงปี พ.ศ. 2559 – 2573 มีค่าน้อยกว่ากรณีฐาน เนื่องจากการลดปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งส่งผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมต่อภาคการจัดหาพลังงาน และพบว่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2557 เป็นต้นไปนั้นสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โซลาร์ฟาร์ม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ฟาร์มกังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีค่ามากกว่า 1.50% สำหรับกรณี AEDP และ 1.95% สำหรับกรณี Optimization ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด
4. ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลง เนื่องจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

5. มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลง เนื่องจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
6. มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลง เนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศ
7. มูลค่าการผลิตรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นมูลค่าผลผลิตภายในประเทศมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากจากการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มมูลค่าการผลิตไฟฟ้าของภาคการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

นอกจากการวิเคราะห์ผลกระทบของนโยบายส่งเสริม Feed-in tariffs จากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งห้าประเภทตามปริมาณการดำเนินการกรณี AEDP และกรณี Optimization แล้ว คณะผู้วิจัยได้วิเคราะห์ Sensitivity จากการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งเท่านั้นจากพลังงานหมุนเวียนห้าประเภท โดยกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภทด้วยปริมาณที่สอดคล้องกับกรณี AEDP และกรณี Optimization และเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กับกรณีฐาน พบว่า การเพิ่มปริมาณไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนเพียงหนึ่งประเภททั้งกรณี AEDP25% และกรณี Optimization นั้นมีผลกระทบในขนาดที่ทิศทางเดียวกัน ดังนี้

1. ปริมาณพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีค่าไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แต่สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลมีความต้องการพลังงานในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเนื่องจากการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า
2. ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยมีค่าสูงขึ้นเนื่องจากราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทมีค่าสูงกว่าราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยเดิม ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นมีความสอดคล้องกับราคาไฟฟ้ารับซื้อจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท นั่นคือ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าสูงที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาเท่านั้น ในขณะที่ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าต่ำที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลเท่านั้น
3. ปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศมีค่าน้อยกว่ากรณีฐานเมื่อรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยการรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา จะลดปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศได้มากที่สุด แต่การรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวลจะเพิ่มปริมาณการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดเนื่องจากการใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า รวมถึงมีการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตและจัดหาชีวมวล อย่างไรก็ตาม ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงไม่ว่าจะดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดก็ตาม
4. ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลงในทุกๆ ปีตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเนื่องจากการลดปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งทดแทนด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลงมากที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้า

เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ในขณะที่ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าลดลงน้อยที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวล

5. มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเนื่องจากภาคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนมูลค่าการจ้างงานต่ำกว่าภาคการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยมูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงมากที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ในขณะที่มูลค่าการจ้างงานของประเทศมีค่าลดลงน้อยที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวล
6. มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงตลอดระยะเวลาที่ศึกษาเนื่องจากการลดมูลค่าการนำเข้าของระบบเศรษฐกิจของประเทศ โดยมูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงมากที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ในขณะที่มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของประเทศมีค่าลดลงน้อยที่สุดเมื่อรับซื้อไฟฟ้าเฉพาะจากโรงไฟฟ้าชีวมวล
7. สรุปผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทใดประเภทหนึ่งได้ในตารางต่อไปนี้

| ผลกระทบ                                   | ผลกระทบเมื่อเปรียบเทียบกับกรณี BAU-AEDP หรือ BAU-Optimization |                          |                         |                |                                         |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|-----------------------------------------|
|                                           | ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์                                  | ระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์ฟาร์ม | โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก | ฟาร์มกังหันลม  | โรงไฟฟ้าชีวมวล                          |
|                                           | บนหลังคา                                                      |                          |                         |                |                                         |
| 1. ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยของประเทศไทย            | ราคาสูงที่สุด                                                 | ราคาสูง                  | ราคาปานกลาง             | ราคาต่ำ        | ราคาต่ำที่สุด                           |
| 2. ความต้องการพลังงานของภาคการผลิตไฟฟ้า   | ไม่เปลี่ยนแปลง                                                | ไม่เปลี่ยนแปลง           | ไม่เปลี่ยนแปลง          | ไม่เปลี่ยนแปลง | เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการใช้ชีวมวล        |
| 3. การจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดของประเทศ |                                                               |                          |                         |                |                                         |
| 3.1 ทุกประเภท                             | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงน้อย                | ลดลงน้อยที่สุด | เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการใช้และผลิตชีวมวล |
| 3.2 เชื้อเพลิงฟอสซิล                      | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 4. การปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub>           | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 5. การจ้างงาน                             | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |
| 6. มูลค่าผลผลิตรวมทั้งหมดของระบบเศรษฐกิจ  | ลดลงมากที่สุด                                                 | ลดลงมาก                  | ลดลงปานกลาง             | ลดลงน้อย       | ลดลงน้อยที่สุด                          |

### 8.3 บทสรุปผลกระทบต่อ Ft

จากการศึกษาพบว่า การรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะมีมูลค่าการจ่ายเงินสนับสนุนสูงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ทั้งลักษณะโครงการระยะสั้น และโครงการระยะยาว โดยดูได้จากกรณีการรับซื้อไฟฟ้าตามแผน AEDP25% ที่มีระยะเวลาตามแผนคือ 10 ปี จะมีมูลค่าการจ่ายเงินสนับสนุน ณ ปี พ.ศ. 2564 มากกว่าการรับซื้อแบบ FIT อยู่ที่ 3,176 ล้านบาท (แบบ Adder ต้องใช้เงินสนับสนุน 43,675 ล้านบาท และแบบ FIT ใช้เงินสนับสนุน 40,499 ล้านบาท ในปี พ.ศ. 2564) และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปี ซึ่งสรุปได้ว่า ตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน AEDP25% แบบนั้นจะทำให้ค่า Ft (เฉพาะส่วนที่ใช้อุดหนุนพลังงานหมุนเวียน) เท่ากับ 17.6 สตางค์ต่อ kWh ในปี พ.ศ. 2564 ส่วนถ้าเปลี่ยนมาใช้แผนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ FIT (โดยที่ปริมาณไฟฟ้ารับซื้อยังคงเป็นไปตามแผน AEDP25%) นั้น จะทำให้ค่า Ft ลดลง 16.3 สตางค์ต่อ kWh ในปี พ.ศ. 2564 ดังนั้นมาตรการรับซื้อแบบ FIT ดังกล่าวนี้อาจลดภาระในการอุดหนุนของทั้งระบบและยังลดภาระการปรับเพิ่มค่า Ft ต่อผู้บริโภคด้วย

สำหรับผลกระทบต่อ Ft จากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ตามแผน PDP2010 rev.3 (ซึ่ง PDP มีการทำ Optimization มาระดับหนึ่งแล้ว) ผลการศึกษา พบว่า ในปี พ.ศ. 2564 จะต้องใช้จำนวนเงินสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียง 26,335 ล้านบาท และค่า Ft อยู่ที่ 7.8 สตางค์/kWh

โดยจากการศึกษาสรุปได้ว่า ภายใต้บริบทของประเทศไทย

1. ในระยะยาวการรับซื้อแบบ FIT เป็นทางเลือกที่ดีที่สุด โดยจะใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบราคา Adder
2. ในระยะยาวของการรับซื้อแบบ FIT การลำดับการรับซื้อก่อนและหลังตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Optimization) นั้นจะช่วยทำให้ใช้เงินอุดหนุนน้อยกว่าและทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นน้อยกว่าการรับซื้อแบบไม่ได้ทำ Optimization ตามราคาต้นทุน

## 8.4 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

จากการศึกษา Feed-in Tariffs ที่เหมาะสมสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการศึกษาผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์โดยวิธี Energy Input-output Analysis สามารถสรุปเป็นแนวทางสำหรับการกำหนดนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าได้ดังนี้

1. **การเผยแพร่ประชาสัมพันธ์** การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลให้เกิดการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลงจึงส่งผลให้ประเทศมีความมั่นคงทางพลังงานมากขึ้น ดังนั้นรัฐบาลควรส่งเสริมให้เกิดความรู้ความเข้าใจแก่ผู้ประกอบการและผู้บริโภคในวงกว้างโดยอาศัยสื่อกลางที่ผู้ประกอบการและผู้บริโภคเข้าถึงได้ง่าย ยกตัวอย่าง สื่อสังคมออนไลน์ และจัดการนำเสนอออกสถานที่หรือนิทรรศการ เป็นต้น
2. **การวิจัยและพัฒนา RET** ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเนื่องสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันบางเทคโนโลยียังมีประสิทธิภาพต่ำและบางเทคโนโลยียังต้องนำเข้าเป็นมูลค่าสูงเช่น โซลาร์ PV และ กังหันลม เป็นต้น
3. **เงินทุนสนับสนุน** ส่งเสริมให้ผู้ประกอบการให้เกิดความสนใจในการลงทุนโดยอาศัยเงินทุนสนับสนุนเบื้องต้นหรือบางส่วนเพื่อการจูงใจให้ผู้ประกอบการหันมาสนใจลงทุนในธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
4. **ปรับการรับซื้อจาก Adder มาเป็น FIT** การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรใช้มาตรการการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariffs เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้างกล่าวจะส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคน้อยกว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบเดิม (Adder) และยังคงไว้ซึ่งระยะเวลาของการคืนทุนที่รวดเร็วสำหรับผู้ประกอบการ
5. **วิจัยและพัฒนา T&D Loss และ Smart Grid** การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรมีนโยบายส่งเสริมและพัฒนาระบบสายส่งและจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพสูงซึ่งช่วยลดการสูญเสียกระแสไฟฟ้าในระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้ารวมถึงพัฒนาระบบ Smart Grid
6. **ความปลอดภัยด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพชุมชน** ในเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลควรมีการส่งเสริมนโยบายและความปลอดภัยด้านสิ่งแวดล้อม และสุขภาพของผู้ได้รับผลกระทบบริเวณรอบโรงไฟฟ้า
7. **การปลูกป่าเพิ่มแหล่งน้ำ** เมื่อมีการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กควรมีนโยบายส่งเสริมและปลูกป่าทดแทนในส่วนของการสร้างโรงไฟฟ้าในบริเวณนั้น เนื่องจากบริเวณที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กจะเป็นบริเวณพื้นที่ป่าไม้

8. เงินทุนสนับสนุนโซลาร์รูฟท็อป ในเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ออกนโยบายสำหรับออกเงินทุนสนับสนุนเพื่อให้ประชาชนทั่วไปสนใจเริ่มใช้โซลาร์รูฟท็อปในภาคครัวเรือนเนื่องจากสามารถช่วยลดความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้
9. Cost optimization การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรพิจารณาการรับซื้อจากผู้ประกอบการที่มีต้นทุนในการผลิตต่ำสุด เนื่องจากจะส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) น้อยที่สุด แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นต้องให้สอดคล้องต่อศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ
10. ผลประโยชน์ร่วมด้านการลดก๊าซเรือนกระจก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่งผลให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นภาครัฐควรมีนโยบายหรือหน่วยงานที่อำนวยความสะดวกและช่วยภาคเอกชนในการนำเสนอผลการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับการขายคาร์บอนเครดิต

ภาคผนวก ก  
ข้อมูลทางเทคนิคโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

## ข้อมูลด้านเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ ก-1 Solar rooftop PV modules and other components

| 11.04 kW ประเภท Residential                                      |          |                                 |                                                       |
|------------------------------------------------------------------|----------|---------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1.Solar PV modules<br>Model: D6P230A3A<br>(230 Watt)             | Quantity | Total Peak input (DC, kW)11.04  | Silicon type : Multicrytalline                        |
|                                                                  | 48       |                                 |                                                       |
| 2.Inverter Model:<br>LEONICS APOLLO G-304                        | 3        | Nominal output (AC, kW)3.5      | Max.efficiency> 91.0%                                 |
| กำลังการผลิตตั้งแต่ 300 kW ขึ้นไป                                |          |                                 |                                                       |
| 1.Solar PV<br>modulesModel: DA<br>142-C1(142 Watt)               | Quantity | Total Peak input (DC) kW<br>330 | Amorhous/microcrytalline silicon<br>(Tandem Junction) |
|                                                                  | 2,325    |                                 |                                                       |
| 2.Inverter Model:<br>LEONICS<br>APOLLO GTP 504<br>APOLLO GTP 512 |          | Nominal output(AC) kW           | Max.efficiency> 93.0%                                 |
|                                                                  |          |                                 |                                                       |
|                                                                  | 2<br>1   | 75<br>250                       |                                                       |

## ตารางที่ ก-2 Solar farm PV modules and other components

| Bangchak Solar Farm at Bangpla-in, Ayuttaya province |                    |                               |                          |
|------------------------------------------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------------|
| 1. Solar PV modules                                  | Quantity           | Total Peak input (DC)         | Poly crystalline silicon |
| Model: STP285-24/Vd                                  | Total<br>161,040   | 285 Wp each                   |                          |
| Model: STP280-24/Vd                                  |                    | 280 Wp each                   |                          |
| Model: STP275-24/Vd                                  |                    | 275 Wp each                   |                          |
| 2. Inverter                                          | Total              | Nominal output (AC)           | Max.efficiency> 98.4%    |
| Model: SUNNY CENTRAL 630HE                           | 61                 | kW 630 kW each                |                          |
| Solar Farm at Lampang province                       |                    |                               |                          |
| 1. Solar PV modules                                  | Quantity           | Total Peak input (DC)         | Amorphous silicon        |
| Model:WD-A-CC0870A                                   | Total1.010,880     | 100 Wp each                   |                          |
| 2. Inverter                                          | Total              | Nominal output(AC)            | Max.efficiency> 98.5%    |
| Model: Power one: PVI-250-TL-CN                      | 360                | 250 kW each                   |                          |
| 3. Transformer capacity 315 kV                       | Total 360          | Output/input<br>115kV/0.32 kV |                          |
| Solar Farm at Nakornsawan province                   |                    |                               |                          |
| 1. Solar PV modules                                  | Quantity           | Total Peak input (DC)         | Amorphous silicon        |
| Model:WD-A-CC0870A                                   | Total1.010,880     | 100 Wp each                   |                          |
| 2. Inverter                                          | Total              | Nominal output(AC) kW         | Max.efficiency> 98.5%    |
| Model: Power one: PVI-250-TL-CN                      | 360                | 250 kW each                   |                          |
| 3. Transformer capacity 315 kVA                      | Total<br>360       | Output/input<br>115kV/0.32 kV |                          |
| Soalr Farm at pitsanulok province                    |                    |                               |                          |
| 1.Solar PV modules                                   | Quantity           | Total Peak input (DC)         | Amorphous silicon        |
| Model:WD-A-CC0870A                                   | Total<br>1.010,880 | 100 Wp each                   |                          |
| 2.Inverter                                           | Total              | Nominal output                | Max.efficiency> 98.5%    |
| Model: Power one: PVI-250-TL-CN                      | 360                | (AC) kW 250 kW each           |                          |
| Transformer capacity 315 kVA                         | Total<br>360       | Output/input<br>115kV/0.32 kV |                          |

## ข้อมูลด้านเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล

ตารางที่ ก-3 ข้อมูลด้านเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล

| Boiler                  |                                   |                        |                                                        |                                                        |
|-------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Manufacturer            | Bangkok Industrial Boiler Co.Ltd. | ISGEC John Thompson    | Bangkok Industrial Boiler Co.Ltd.                      | Bangkok Industrial Boiler Co.Ltd.                      |
| Design pressure         | 76 barg                           | 43 barg                | 76 barg                                                | 43 barg                                                |
| Operation pressure      | 67 barg                           |                        | 67 barg                                                | 42 barg                                                |
| Working Temperature     | 485°C                             | 455 ±5°C               | 485°C                                                  | 450°C                                                  |
| Capacity                | 43.57 ton steam/hr                | 50 ton steam/hr        | 43.57 ton steam/hr                                     | 45 ton steam/hr                                        |
| Fuel                    | rice husk                         | Bagasse                | rice husk                                              | coconut fiber                                          |
| Efficiency              | 80%                               | 80%                    | 85%                                                    | 85%                                                    |
| Steam Turbine Generator |                                   |                        |                                                        |                                                        |
| Type                    | Condensing steam Turbine          | 9.5 MW Turbo Generator | Horizontal, single cylinder, bleed cum condensing type | Horizontal, single cylinder, bleed cum condensing type |
| Manufacturer            | Shinko                            | Shinko DNG 124B-70     |                                                        |                                                        |
| Steam Inlet             | 38.22 ton /hr                     |                        | 45.0 ton steam/hr                                      | 41.0 ton steam/hr                                      |
| Operating pressure      | 65 barg ±2                        | 40 barg ±2             | 65 barg ±2                                             | 41 barg ±1                                             |
| Steam temperature       | 480±10°C                          | 450±10°C               | 480±10°C                                               | 420±5°C                                                |
| Generator type          | Air-cooled type synchronous AC    | Air to water cooler    |                                                        |                                                        |
| Alternative speed       | 1500 rpm                          | 1500 rpm               | 1500 rpm                                               | 1500 rpm                                               |
| Gross power generator   | 8.5 MW                            | 9.5 MW                 | 9.9 MW                                                 | 9.4 MW                                                 |

ตารางที่ ก-4 ข้อมูลทั่วไปของโรงไฟฟ้าที่ใช้แกลบและโรงไฟฟ้าที่ใช้ขาน้อยเป็นเชื้อเพลิง

| Fuel                              | Rice husk | Bagasse |
|-----------------------------------|-----------|---------|
| Moisture                          | 9         | 50      |
| <b>Proximate analysis</b>         |           |         |
| Volatile matter                   | 63.7      | 73.8    |
| Fixed Carbon                      | 10.5      | 14.9    |
| Ash                               | 25.8      | 11.3    |
| <b>Ultimate analysis</b>          |           |         |
| Carbon                            | 45.9      | 44.8    |
| Hydrogen                          | 6.2       | 5.4     |
| Nitrogen                          | 0.6       | 0.4     |
| Oxygen                            | 47.3      | 38.1    |
| HHV (MJ/kg)                       | 15.7      | 16.7    |
| LHV (MJ/kg) <sup>*1</sup>         | 14.4      | 7.45    |
| Bulk density (kg/m <sup>3</sup> ) | 120       | 150     |

\* หมายเหตุ 1. ใช้ค่า LHV ในการคำนวณผลตอบแทน

ตารางที่ ก-5 ข้อมูลทั่วไปของโรงไฟฟ้าที่ใช้เปลือกไม้เป็นเชื้อเพลิง และขุยมะพร้าวเป็นเชื้อเพลิง

| Fuel type                                                                      | Fuel consumption ratio (%) | Lower heating Value (MJ/kg) | Specific biomass(tonne/MWh) | Annual requirement (tonne/year) |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลจากเชื้อเพลิงเศษไม้ ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 9.9 เมกะวัตต์    |                            |                             |                             |                                 |
| Wood barks                                                                     | 30                         | 4.917                       | 2,499                       | 70,666                          |
| Wood residues                                                                  | 60                         | 8.514                       | 1,443                       | 75,792                          |
| Rice husk                                                                      | 10                         | 13.705                      | 1,180                       | -                               |
| โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลจากเชื้อเพลิงขุยมะพร้าวขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 9.4 เมกะวัตต์ |                            |                             |                             |                                 |
| Coconut residues                                                               | 60                         | 10.33                       | 2,510                       | 25,883                          |
| Coconut frond                                                                  | 20                         | 14.49                       | 1,180                       | 9,272                           |
| Wood residues                                                                  | 20                         | 9.32                        | 1,443                       | 8,073                           |

ตารางที่ ก-6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษาในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ

|                              | เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจาก<br>แก๊ส |                    | เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจาก<br>ถ่าน |               | เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากเปลือกไม้ |                |
|------------------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------------------|---------------|---------------------------------|----------------|
|                              | ร้อยละ                         | จำนวนเงิน          | ร้อยละ                         | จำนวนเงิน     | ร้อยละ                          | จำนวนเงิน      |
| ค่าบำรุงรักษาและเดินเครื่อง  | 3.40%                          | 23,000,000         | 5.00%                          | 26,000,000    | 5%                              | 31,000,000บาท  |
| ค่าเชื้อเพลิงรวมทั้งค่าขนส่ง |                                | 1,150<br>บาทต่อตัน |                                | 700 บาทต่อตัน | 2%                              | 12,400,000 บาท |

ตารางที่ ก-7 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษาในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงจากเปลือกไม้

| เทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากเปลือกไม้  | สัดส่วน(ร้อยละของเงินทุนทั้งหมด) | จำนวนเงิน(บาท) |
|----------------------------------|----------------------------------|----------------|
| ค่าบำรุงรักษาและเดินเครื่องรายปี | 0.63%                            | 4,000,000      |
| ค่าบริหารและการจัดการรายปี       | 0.80%                            | 5,000,000      |
| ค่าแรงงานรายปี                   | 1.90%                            | 12,000,000     |
| ค่าซ่อมบำรุงทุก 6 ปี             | 0.95%                            | 6,000,000      |

## ข้อมูลด้านเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

ตารางที่ ก-8 Technical details of wind turbine.

| Type          |                  | Siemens SWT-2.3-101  | GETC3 2.5-103        |
|---------------|------------------|----------------------|----------------------|
| Rotor         | Turbine height   | 100 m                | 100 m                |
|               | diameter         | 101.0m               | 103.0m               |
|               | Swept area       | 8,000 m <sup>2</sup> | 8,332 m <sup>2</sup> |
|               | Cut-in speed     | 3 m/s                | 3 m/s                |
|               | Rated wind speed | 12.5 m/s             | 12.5 m/s             |
|               | Cut-out speed    | 25 m/s               | 25 m/s               |
| Generator     | Asynchronous     | 2,300 kW/1500rpm     | 2,500 kW/1500rpm     |
| No. of blades |                  | 3                    | 3                    |

## ข้อมูลด้านเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก

รายละเอียดข้อมูลด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กใช้ข้อมูลจริงจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1 โดยรายละเอียดมีดังต่อไปนี้

### 1. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว ตั้งอยู่ในเขตอำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่ ห่างจากอำเภอสะเมิงไปทางทิศตะวันตกประมาณ 20 กิโลเมตร โครงการนี้ประกอบด้วยฝายกั้นน้ำ เพื่อนำน้ำผ่านคลองยาว 200 เมตร และส่งผ่านท่อเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีความสูงของหัวน้ำ 200 เมตรสำหรับผลิตไฟฟ้า สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ 200 กิโลวัตต์ ผลิตพลังงานได้ถึง 1.469 ล้านหน่วย ถ้าหากจะผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องดีเซลให้ได้พลังงานไฟฟ้าที่เท่ากันจะต้องใช้น้ำมันดีเซลถึง 0.40 ล้านลิตร ความต้องการไฟฟ้าที่ตำบลบ่อแก้วสูงมาก เนื่องจากมีเหมืองแร่ขององค์เหมืองแร่อยู่ที่นี่ เหมืองแร่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 130 กิโลวัตต์ และใช้ประมาณ 18 ชั่วโมงต่อหนึ่งวัน ชาวบ้านส่วนใหญ่เป็นชาวเขา มีความต้องการไฟฟ้าทางด้านแสงสว่างเพียงด้านเดียวซึ่งจะใช้รวมกันทั้งหมดประมาณ 30 กิโลวัตต์ และใช้ประมาณ 4 ชั่วโมงต่อหนึ่งวัน โครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว เริ่มเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 22 สิงหาคม 2531 รายละเอียดทางเทคนิคแสดงได้ดังตารางที่ ก-9

### 2. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ อำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่สาบ ตั้งอยู่ที่บ้านทรายมูล อำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่ ห่างจากตัวอำเภอสะเมิงไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ประมาณ 6 กิโลเมตร ประกอบด้วยด้วยตัวเขื่อนเป็นเขื่อนหินทิ้ง แกนดินเหนียว ปิดกั้นลำน้ำแม่สาบ เพื่อกักเก็บน้ำได้ประมาณ 1.15 ล้านลูกบาศก์เมตร จากนั้นผันน้ำและส่งน้ำผ่านท่อเหล็กหุ้มคอนกรีต ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 เมตร ความยาว 720 เมตร ไปยังโรงไฟฟ้า ความต่างระดับตัวเขื่อนกับโรงไฟฟ้าสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า 53.7 เมตร สามารถติดตั้งกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขนาดกำลังผลิต 680 กิโลวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง กำลังผลิตรวม 1360 กิโลวัตต์ ผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุดปีละประมาณ 4.8 ล้านหน่วย และมีสายส่งแรงสูงขนาด 22 กิโลโวลต์ ความยาว 6 กิโลเมตร เพื่อนำเอาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ลดการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ทดแทนน้ำมันดิบได้ปีละประมาณ 1.60 ktoe ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ 2,600 tCO<sub>2</sub> โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่สาบ เริ่มเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2531 รายละเอียดทางเทคนิคแสดงได้ดังตารางที่ ก-10

### 3. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1 ตั้งอยู่ในเขตอำเภอแม่ออน จังหวัดเชียงใหม่ โครงการนี้ประกอบด้วยพื้นที่รับน้ำ 16 ตารางกิโลเมตรเพื่อนำท่อน้ำยาว 470 เมตร และส่งผ่านท่อน้ำผ่านยาว 100 เมตร ก่อนที่จะนำเข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีความสูงของหัวน้ำ 55 เมตรสำหรับผลิตไฟฟ้า สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ 20 กิโลวัตต์ ผลิตพลังงานได้ถึง 17,580 หน่วยไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้าที่ตำบลแม่กำปองมาก มีความต้องการไฟฟ้าทางด้านแสงสว่างเป็นส่วนใหญ่ซึ่งจะใช้รวมกันทั้งหมดประมาณ 10 กิโลวัตต์ และใช้ประมาณ 4 ชั่วโมงต่อหนึ่งวัน โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1 เริ่มเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในชุมชนและจำหน่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2526 รายละเอียดทางเทคนิคแสดงได้ดังตารางที่ ก-9

### 4. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง ตั้งอยู่เหนืออ่างเก็บน้ำแม่กว้ง ที่หมู่บ้านป่าสักงามในเขตตำบลวงเหนือ ห่างจากอำเภอดอยสะเก็ดประมาณ 4 กิโลเมตร จังหวัดเชียงใหม่ โครงการเดิมเป็นโครงการนำร่องในการสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานน้ำระดับชุมชนและเปลี่ยนเป็นขายไฟฟ้าให้กับไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โครงการนี้ประกอบด้วยพื้นที่รับน้ำ 9 ตารางกิโลเมตรเพื่อนำท่อน้ำพีวีซียาว 405 เมตร และส่งผ่านท่อน้ำท่อเหล็กยาว 35 เมตร ก่อนที่จะนำเข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีความสูงของหัวน้ำ 95 เมตรสำหรับผลิตไฟฟ้า สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ 37 กิโลวัตต์ ผลิตพลังงานได้ถึง 162,000 หน่วยไฟฟ้า โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง เริ่มเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าจำหน่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2549 รายละเอียดทางเทคนิคแสดงได้ดังตารางที่ ก-11

ตารางที่ ก-9 รายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1

|                                | โครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว     | โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1      |
|--------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| <b>พื้นที่ลุ่มน้ำ</b>          |                                |                                    |
| ปริมาณน้ำต่ำสุด                | 3.7 ตารางกิโลเมตร              | 16 ตารางกิโลเมตร                   |
| ฝายกั้นน้ำ                     | 0.12 ลบ.ม./วินาที              | 0.12 ลบ.ม./วินาที                  |
| <b>ฝายกั้นน้ำ</b>              |                                |                                    |
| ชนิด                           | ฝายคอนกรีต                     | ฝายคอนกรีต                         |
| ความสูงของสันฝาย               | 2.00 เมตร                      | 2.00 เมตร                          |
| ความยาวสันฝาย                  | 15 เมตร                        | 15 เมตร                            |
| <b>ทางส่งน้ำ</b>               |                                |                                    |
| ชนิดท่อ AC                     | ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 0.40 เมตร | ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 0.30 เมตร     |
| ขนาดความจุสูงสุด               | 0.200 ลบ.ม./วินาที             | 0.060 ลบ.ม./วินาที                 |
| ความยาวประมาณ                  | 200 เมตร                       | 50 เมตร                            |
| ท่อส่งน้ำชนิด                  | ท่อเหล็ก                       | ท่อเหล็ก                           |
| ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง           | 0.40 เมตร                      | 0.30 เมตร                          |
| ความยาว                        | 800 เมตร                       | 50 เมตร                            |
| <b>โรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำ</b>     |                                |                                    |
| เครื่องกังหันน้ำ               | PELTON แกนนอน                  | PELTON แกนนอน                      |
| กำลังติดตั้ง                   | 100 กิโลวัตต์/เครื่อง          | 20 กิโลวัตต์/เครื่อง               |
| จำนวน                          | 2 เครื่อง                      | 1 เครื่อง                          |
| ความสูงของหัวน้ำสุทธิ          | 200 เมตร                       | 50 เมตร                            |
| อัตราการไหลของน้ำที่นำไปออกแบบ | 0.10 ลบ.เมตร/วินาที            | 0.060 ลบ.เมตร/วินาที               |
| ความเร็วรอบ                    | 1,000 รอบ/วินาที               | 1,500 รอบ/วินาที                   |
| <b>เครื่องกำเนิดไฟฟ้า</b>      |                                |                                    |
| แบบ                            | อินดักชันกระแสสลับ 3 เฟส       | แบบ Bushless excitation ขนาด 3 เฟส |
| กำลังผลิต                      | 125 กิโลวัตต์-แอมป์            | 25 กิโลวัตต์-แอมป์                 |
| จำนวน                          | 2 เครื่อง                      | 1 เครื่อง                          |
| แรงดันไฟฟ้า                    | 400/230 โวลต์                  | 380 โวลต์                          |
| ความเร็วรอบ                    | 1,000 รอบ/วินาที               | 1,500 รอบ/วินาที                   |
| พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้         | 1.469 ล้านหน่วย                | 17,580 หน่วย                       |
| <b>หม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูง</b>     |                                |                                    |
| แรงดันไฟฟ้า                    | 22,000/400 โวลต์               | 3500- 380/230 โวลต์ ขนาด 3 เฟส     |
| ขนาดกำลัง                      | 400 กิโลวัตต์-แอมป์            | 25 กิโลวัตต์-แอมป์                 |
| จำนวน                          | 1 หน่วย                        | 1 หน่วย                            |
| <b>สายส่งไฟฟ้า</b>             |                                |                                    |
| ขนาด                           | 22 กิโลโวลต์                   | 3.5 กิโลโวลต์                      |
| ความยาวประมาณ                  | 19 กิโลเมตร                    | 12 กิโลเมตร                        |
| ค่าก่อสร้างโครงการทั้งหมด      | 9.19 ล้านบาท                   | 2.1137 ล้านบาท                     |

ตารางที่ ก-10 รายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ

| โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ |                           |                                    |                              |
|-----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| อ่างเก็บน้ำ                       |                           | โรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำ                |                              |
| พื้นที่รองรับน้ำฝน                | 122 ตารางกิโลเมตร         | เครื่องกังหันน้ำ                   | FRANCIS แกนนอน SINGLE RUNNER |
| ระดับน้ำสูงสุด                    | 530 เมตร                  | กำลังติดตั้ง                       | 680 กิโลวัตต์/เครื่อง        |
| ปริมาณน้ำที่ระดับสูงสุด           | 1.15 ล้านลูกบาศก์เมตร     | จำนวน                              | 2 เครื่อง                    |
| เขื่อน                            |                           | ความสูงของหัวน้ำสุทธิ              | 53.7 เมตร                    |
| ชนิด                              | เขื่อนหินทิ้งแกนดินเหนียว | อัตราการไหลของน้ำที่นำไป<br>ออกแบบ | 1.53 ลบ.เมตร/วินาที          |
| ความสูง                           | 30.00 เมตร                | ความเร็วรอบ                        | 1,000 รอบ/วินาที             |
| ความยาว                           | 105 เมตร                  | เครื่องกำเนิดไฟฟ้า                 |                              |
| ระดับสันเขื่อน                    | 535 เมตร                  | แบบ                                | ซิงโครนัส กระแสสลับ 3 เฟส    |
| ปริมาตรน้ำ                        | 125,000 ลูกบาศก์เมตร      | กำลังผลิต                          | 680 กิโลวัตต์                |
| ระบบส่งน้ำ                        |                           | จำนวน                              | 2 เครื่อง                    |
| ชนิดท่อ                           | ท่อเหล็กหุ้มคอนกรีต       | แรงดันไฟฟ้า                        | 3300 โวลต์                   |
| ความยาว                           | 720 เมตร                  | ความเร็วรอบ                        | 1,000 รอบ/วินาที             |
| ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง              | 1.50 เมตร                 | พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุด       | 4.8 ล้านหน่วย                |
| ทางระบายน้ำล้น                    |                           | หม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูง                |                              |
| ชนิด                              | ฝายน้ำล้นคอนกรีต          | แรงดันไฟฟ้า                        | 22000/3300 โวลต์             |
| กว้าง                             | 15 เมตร                   | ขนาดกำลัง                          | 1000 กิโลวัตต์-แอมป์         |
| ยาว                               | 50 เมตร                   | จำนวน                              | 2 หน่วย                      |
| ขนาดโรงไฟฟ้า                      |                           | สายส่งไฟฟ้า                        |                              |
| ชนิด                              | อาคารคอนกรีต              | ขนาด                               | 22 กิโลโวลต์                 |
| กว้าง                             | 20 เมตร                   | ความยาวประมาณ                      | 6 กิโลเมตร                   |
| ยาว                               | 70 เมตร                   | ค่าก่อสร้างโครงการทั้งหมด          | 102.15 ล้านบาท               |

## ตารางที่ ก-11 รายละเอียดโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง

| โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง |                                |                                  |                                    |
|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| พื้นที่ลุ่มน้ำ              |                                | เครื่องกำเนิดไฟฟ้า               | แบบ Induction generator ขนาด 3 เฟส |
| พื้นที่รับน้ำสูงสุด         | 9 ตารางกิโลเมตร                | แบบ                              |                                    |
| ฝายกั้นน้ำ                  |                                | จำนวน                            | 1 เครื่อง                          |
| ชนิด                        | ฝายคอนกรีต                     | แรงดันไฟฟ้า                      | 380 โวลต์                          |
| ความสูงของสันฝาย            | 1.2 เมตร                       | ความเร็วรอบ                      | 1,500 รอบ/วินาที                   |
| ความยาวสันฝาย               | 12.4 เมตร                      | ความถี่                          | Hertz                              |
| ทางส่งน้ำ                   |                                | พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้<br>ประมาณ | 162,000 หน่วย                      |
| ชนิดท่อพีวีซี               | ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 0.30 เมตร | สายส่งไฟฟ้า                      |                                    |
| ขนาดความจุสูงสุด            | 0.060 ลบ.ม./วินาที             | ขนาด                             | 380 โวลต์ ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร   |
| ความยาวประมาณ               | 405 เมตร                       | ความยาวประมาณ                    | 400 เมตร                           |
| ท่อส่งน้ำชนิด               | ท่อเหล็ก                       | ค่าก่อสร้างโครงการทั้งหมด        | 3.763083 ล้านบาท                   |

ภาคผนวก ข  
การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ ข-1 กลุ่มภาคการผลิตที่ใช้ประเมินผลกระทบ

| Sector | นิยาม                                                      | Sector | นิยาม                                              |
|--------|------------------------------------------------------------|--------|----------------------------------------------------|
| 001    | การทำนา                                                    | 048    | การผลิตน้ำมันจากสัตว์ และจากพืช                    |
| 002    | การทำไร่ข้าวโพด                                            | 049    | โรงสีข้าว และผลพลอยได้จากการสีข้าว                 |
| 003    | การปลูกข้าวฟ่าง และธัญพืชอื่น ๆ                            | 050    | ผลิตภัณฑ์อื่นๆ ที่ได้จากแป้งมันสำปะหลังและแป้งมัน  |
| 004    | การทำไร่มันสำปะหลัง                                        | 051    | การสีและบดข้าวโพด                                  |
| 005    | พืชไร่อื่น ๆ                                               | 052    | โรงงานทำแป้งและการปั่นแป้งอื่น ๆ                   |
| 006    | การปลูกพืชตระกูลถั่ว                                       | 053    | ผลิตภัณฑ์ทำขนมปังและขนมปังกรอบ                     |
| 007    | การทำสวนผัก                                                | 054    | โรงงานทำก๋วยเตี๋ยวและผลิตภัณฑ์ที่คล้ายคลึงกัน      |
| 008    | การทำสวนผลไม้                                              | 055    | โรงงานทำน้ำตาล และผลิตภัณฑ์อื่น ๆ                  |
| 009    | การทำไร่อ้อย                                               | 056    | การผลิตผลิตภัณฑ์ขนมชนิดเคลือบและมีไส้เป็นน้ำตาล    |
| 010    | การทำสวนมะพร้าว                                            | 057    | การผลิตน้ำแข็ง                                     |
| 011    | การทำสวนปาล์ม                                              | 058    | การผลิตผงชูรส                                      |
| 012    | การปลูกปอแก้ว ปอกระเจา                                     | 059    | การผลิตกาแฟ โกโก้ และชา                            |
| 013    | การเพาะปลูกพืชเส้นใย                                       | 060    | การผลิตผลิตภัณฑ์อาหารอื่น ๆ                        |
| 014    | การทำไร่ยาสูบ                                              | 061    | การผลิตอาหารสัตว์สำเร็จรูป และปลาป่น               |
| 015    | การทำสวนกาแฟและสวนชา                                       | 062    | การต้ม กลั่น การผสมสุรา                            |
| 016    | การทำสวนยางพารา                                            | 063    | โรงเบียร์                                          |
| 017    | ผลิตผลทางเกษตรอื่น ๆ                                       | 064    | อุตสาหกรรมเครื่องดื่มที่ไม่มีแอลกอฮอล์ และน้ำอัดลม |
| 018    | การเลี้ยงโคและกระบือ                                       | 065    | การอบ การบ่มใบยาสูบ                                |
| 019    | การเลี้ยงสุกร                                              | 066    | การผลิตผลิตภัณฑ์ใบยาสูบ                            |
| 020    | การเลี้ยงปศุสัตว์อื่น ๆ                                    | 067    | การปั่นด้าย                                        |
| 021    | การเลี้ยงสัตว์ปีก                                          | 068    | การทอผ้า                                           |
| 022    | ผลผลิตจากสัตว์ปีก                                          | 069    | การฟอก การพิมพ์ การย้อม                            |
| 023    | การเลี้ยงไหม                                               | 070    | การผลิตสิ่งทอสิ่งถักสำเร็จรูป                      |
| 024    | การบริการทำการเกษตร                                        | 071    | การผลิตสิ่งถัก                                     |
| 025    | การทำไม้ซุง                                                | 072    | การผลิตเครื่องแต่งกาย                              |
| 026    | การเผาถ่าน และการทำฟืน                                     | 073    | การผลิตพรมและเครื่องปูลาด                          |
| 027    | ผลผลิตจากป่าอื่น ๆ                                         | 074    | อุตสาหกรรมเกี่ยวกับผลิตภัณฑ์เชือก                  |
| 028    | การประมงในมหาสมุทร, ชายฝั่ง                                | 075    | โรงฟอกหนังและการแต่งสำเร็จหนังสัตว์                |
| 029    | การประมงน้ำจืด                                             | 076    | การผลิตผลิตภัณฑ์หนังสัตว์                          |
| 030    | การทำเหมืองถ่านหิน และแร่ลิกไนต์                           | 077    | การผลิตรองเท้า ยกเว้นรองเท้ายาง                    |
| 031    | การขุดเจาะน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติ                         | 078    | การแปรรูปไม้ ไม้อัด และอุปกรณ์ไม้                  |
| 032    | การทำเหมืองแร่เหล็ก                                        | 079    | การผลิตผลิตภัณฑ์จากไม้และไม้ก๊อก                   |
| 033    | การทำเหมืองแร่ดีบุก                                        | 080    | การผลิตเครื่องเรือนเครื่องตกแต่งที่ทำด้วยไม้       |
| 034    | การทำเหมืองทั้งสเดน                                        | 081    | การผลิตกระดาษและเยื่อกระดาษ                        |
| 035    | เหมืองแร่อื่น ๆ ที่ไม่ใช่แร่เหล็ก                          | 082    | การผลิตผลิตภัณฑ์จากกระดาษ                          |
| 036    | การทำเหมืองแร่ฟลูออไรต์                                    | 083    | การพิมพ์, การพิมพ์โฆษณา                            |
| 037    | เหมืองแร่ที่ใช้ทำเคมีภัณฑ์และปุ๋ยเคมีภัณฑ์                 | 084    | การผลิตเคมีภัณฑ์ขั้นมูลฐาน                         |
| 038    | เกลือ                                                      | 085    | การผลิตปุ๋ย ยาปราบศัตรูพืช และยาฆ่าแมลง            |
| 039    | การทำเหมืองหินปูน                                          | 086    | ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี                                 |
| 040    | การทำเหมืองหินและการย่อยทราย                               | 087    | การผลิตสีทา น้ำมันชักเงา                           |
| 041    | การทำเหมืองแร่และเหมืองหินอื่น                             | 088    | การผลิตยารักษาโรค                                  |
| 042    | การฆ่าสัตว์                                                | 089    | การผลิตสบู่และผลิตภัณฑ์ที่ใช้ทำความสะอาด           |
| 043    | การทำเนื้อกระป๋อง                                          | 090    | การผลิตเครื่องสำอางค์                              |
| 044    | การผลิตน้ำมัน และผลิตภัณฑ์จากนม                            | 091    | การผลิตไม้ขีดไฟ                                    |
| 045    | การบรรจุกระป๋อง และการเก็บรักษาผัก ผลไม้ น้ำผลไม้          | 092    | การผลิตผลิตภัณฑ์ทางเคมีอื่น ๆ                      |
| 046    | การบรรจุกระป๋อง การเก็บรักษาอาหารประเภทปลาและสัตว์น้ำอื่นๆ | 093    | น้ำมันปิโตรเลียมและแก๊สธรรมชาติ                    |

ตารางที่ ข-1 กลุ่มภาคการผลิตที่ใช้ประเมินผลกระทบ (ต่อ)

| Sector | นิยาม                                                     | Sector | นิยาม                                                          |
|--------|-----------------------------------------------------------|--------|----------------------------------------------------------------|
| 047    | การผลิตน้ำมันมะพร้าว และน้ำมันปาล์ม                       | 094    | ผลผลิตอื่น ๆ จากถ่านหิน และน้ำมันปิโตรเลียม                    |
| 095    | การผลิตยางแผ่นและยางก้อน                                  | 141    | การก่อสร้างงานบริการที่ไม่เกี่ยวกับงานเกษตร                    |
| 096    | การผลิตยางนอกยางใน                                        | 142    | การก่อสร้างโรงงานผลิตพลังไฟฟ้าและสาธารณูปโภค                   |
| 097    | การผลิตผลิตภัณฑ์ยางอื่น ๆ                                 | 143    | การก่อสร้างอาคารโทรศัพท์ โทรเลข วิทยุกระจายเสียง และหอโทรทัศน์ |
| 098    | การผลิตผลิตภัณฑ์พลาสติก                                   | 144    | การก่อสร้างอื่น ๆ                                              |
| 099    | การผลิตกระเบื้องเคลือบและเครื่องปั้นดินเผา                | 145    | การค้าส่ง                                                      |
| 100    | การผลิตแก้วและผลิตภัณฑ์แก้ว                               | 146    | การค้าปลีก                                                     |
| 101    | การผลิตผลิตภัณฑ์ที่ใช้ในงานก่อสร้าง                       | 147    | ภัตตาคารและร้านอาหารเครื่องดื่ม                                |
| 102    | การผลิตซีเมนต์                                            | 148    | โรงแรมและที่พักอื่น ๆ                                          |
| 103    | การผลิตผลิตภัณฑ์คอนกรีต                                   | 149    | การขนส่งโดยรถไฟ                                                |
| 104    | การผลิตผลิตภัณฑ์โลหะอื่น ๆ                                | 150    | การขนส่งโดยรถประจำทางและไม่ประจำทาง                            |
| 105    | อุตสาหกรรมเหล็กและเหล็กกล้า                               | 151    | การขนส่งสินค้าทางบก                                            |
| 106    | การผลิตผลิตภัณฑ์เหล็กกล้า                                 | 152    | การให้บริการแก่การขนส่งทางบก                                   |
| 107    | ผลิตภัณฑ์อื่น ๆ ที่ไม่ใช่เหล็ก, ถลุงแร่อื่น ๆ             | 153    | การขนส่งทางทะเลหลวงและชายฝั่ง                                  |
| 108    | การผลิตเครื่องตัดและเครื่องมือ                            | 154    | การขนส่งทางน้ำภายในประเทศ                                      |
| 109    | การผลิตเครื่องเรือนที่ทำด้วยโลหะ                          | 155    | บริการการขนส่งทางน้ำ                                           |
| 110    | การผลิตผลิตภัณฑ์โลหะ                                      | 156    | การขนส่งทางอากาศ                                               |
| 111    | การผลิตผลิตภัณฑ์โลหะอื่น ๆ                                | 157    | บริการเกี่ยวเนื่องกับการขนส่ง                                  |
| 112    | การผลิตเครื่องยนต์และกังหัน                               | 158    | สถานที่เก็บสินค้าและไซโล                                       |
| 113    | การผลิตเครื่องจักรและอุปกรณ์ทางเกษตร                      | 159    | บริการไปรษณีย์โทรเลข                                           |
| 114    | การผลิตเครื่องจักรที่ใช้ประดิษฐ์เครื่องมือและโลหะ         | 160    | สถาบันการเงิน                                                  |
| 115    | การผลิตเครื่องจักรและอุปกรณ์พิเศษ                         | 161    | การประกันชีวิต                                                 |
| 116    | เครื่องมือเครื่องจักรที่ใช้ในขนส่ง และครัวเรือน           | 162    | บริการประกันภัยอื่น ๆ                                          |
| 117    | เครื่องจักรและเครื่องไฟฟ้าสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม          | 163    | บริการด้านอสังหาริมทรัพย์                                      |
| 118    | อุปกรณ์การสื่อสารเครื่องรับวิทยุ โทรศัพท์ และแผงวงจรไฟฟ้า | 164    | การบริการทางธุรกิจต่าง ๆ                                       |
| 119    | เครื่องใช้และอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ                           | 165    | การบริหารราชการ                                                |
| 120    | ลวดและสายเคเบิลชนิดหุ้มฉนวน                               | 166    | การบริการรักษาความสะอาด                                        |
| 121    | แบตเตอรี่และหม้อเก็บประจุไฟฟ้า                            | 167    | การบริการการศึกษา                                              |
| 122    | เครื่องมือเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ                           | 168    | สถาบันวิจัย                                                    |
| 123    | การต่อเรือและการซ่อมเรือ                                  | 169    | การบริการทางการแพทย์และอนามัย                                  |
| 124    | การผลิตอุปกรณ์รถไฟ                                        | 170    | สถาบันธุรกิจ สมาคมอาชีพและผู้ใช้แรง                            |
| 125    | การผลิตยานยนต์                                            | 171    | การบริการชุมชนอื่น ๆ                                           |
| 126    | การผลิตรถจักรยานยนต์ จักรยาน และรถเข็นอื่น ๆ              | 172    | บริการด้านภาพยนตร์และการจัดจำหน่าย                             |
| 127    | การซ่อมแซมยานพาหนะทุกชนิด                                 | 173    | โรงฉายภาพยนตร์และโรงละคร                                       |
| 128    | การผลิตอากาศยาน                                           | 174    | วิทยุ โทรศัพท์, บริการที่เกี่ยวข้อง                            |
| 129    | อุปกรณ์เกี่ยวกับงานวิทยาศาสตร์                            | 175    | ห้องสมุด, พิพิธภัณฑ์ และบริการทางวัฒนธรรมอื่น ๆ                |
| 130    | การผลิตอุปกรณ์การถ่ายภาพและสายตา                          | 176    | การบันเทิงและบริการสันทนาการ                                   |
| 131    | การผลิตนาฬิกา                                             | 177    | การซ่อมแซม                                                     |
| 132    | การผลิตเครื่องประดับและผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้อง             | 178    | การบริการส่วนบุคคล                                             |
| 133    | การผลิตเครื่องดนตรีและเครื่องกีฬา                         | 180    | กิจกรรมที่มีอาจจะระบุประเภทได้                                 |
| 134    | การผลิตสินค้าอุตสาหกรรมอื่น ๆ                             | 201    | เงินเดือน ค่าจ้าง ค่าตอบแทน                                    |
| 135    | การผลิตไฟฟ้า (จากเชื้อเพลิงฟอสซิล)                        | 901    | การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ฟาร์ม                                     |
| 136    | ระบบท่อแก๊ส                                               | 902    | การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา                         |
| 137    | การประปา                                                  | 903    | การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล                                          |
| 138    | การก่อสร้างที่อยู่อาศัย                                   | 904    | การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลม                                   |
| 139    | การก่อสร้างอาคารที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัย                     | 905    | การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขนาดเล็ก                                 |
| 140    | การก่อสร้างงานบริการสาธารณะทางด้านการเกษตรและป่าไม้       |        |                                                                |

ภาคผนวก ค  
การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

## การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

### 1. มูลนิธิคุ้มครองผู้บริโภค



รูปที่ ค-1 โครงการผลิตไฟฟ้าจากแผงรับแสงอาทิตย์ขนาด 11.04 kW ในโครงการที่ศึกษา

### 2. เทศโกโลตัส อ.บางพระ จ.ชลบุรี



รูปที่ ค-2 Integrated solar roof top and ground mounted PV 330 kWp

3. โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา  
บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)



รูปที่ ค-3 โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)



รูปที่ ค-4 ตัวอย่าง Solar PV ของบริษัท บางจากโซล่า  
การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล

1. บจก. แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์ อำเภอบ้านบึง จังหวัดชลบุรี



รูปที่ ค-5 โรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลของบจก. แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์

2. บริษัท พลังงานสะอาดดี ทับสะแก จำกัด



รูปที่ ค-6 โรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลของบริษัท พลังงานสะอาดดี ทับสะแก จำกัด

## การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

### 1. บริษัท เฟิร์ส โคราซ วินด์ จำกัด



รูปที่ ค-7 โรงไฟฟ้าจากพลังงานลมของบริษัท เฟิร์ส โคราซ วินด์ จำกัด



รูปที่ ค-8 โรงไฟฟ้าจากพลังงานลมของบริษัท เฟิร์ส โคราซ วินด์ จำกัด

## การเข้าเยี่ยมชมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก

### 1. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำบ่อแก้ว อำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่



รูปที่ ค-9 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำบ่อแก้ว



รูปที่ ค-10 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำบ่อแก้ว

## 2. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ อำเภอสะเมิง จังหวัดเชียงใหม่



รูปที่ ค-11 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ



รูปที่ ค-12 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กแม่สาบ

### 3. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่กำปอง 1 ต.ห้วยแก้ว กิ่งอำเภอแม่ออน จ.เชียงใหม่

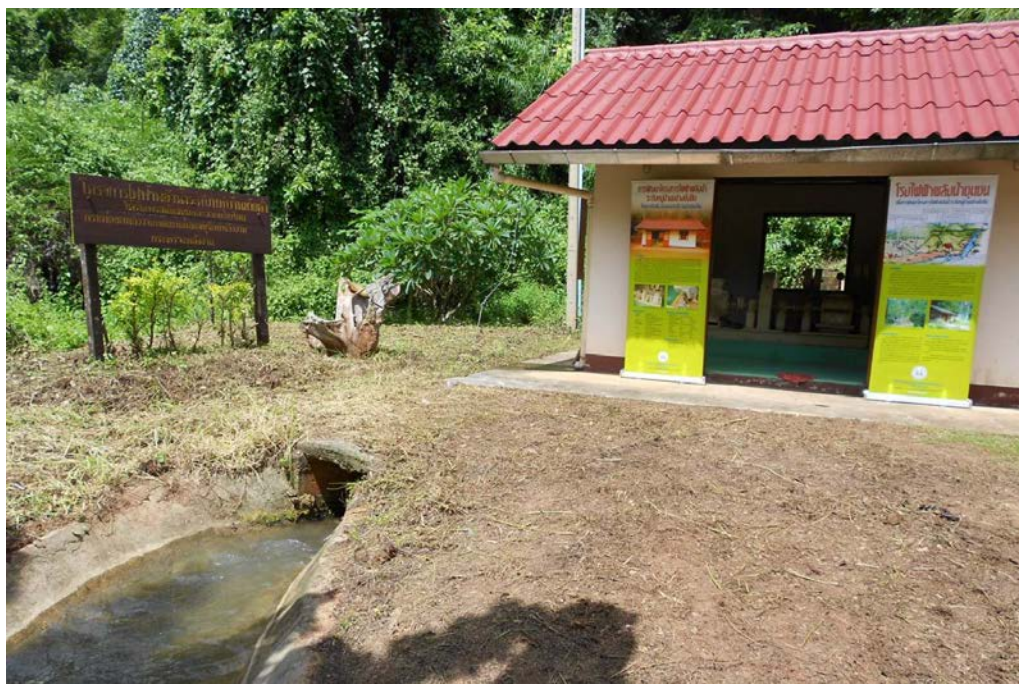


รูปที่ ค-13 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กแม่กำปอง 1



รูปที่ ค-14 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กแม่กำปอง 1

4. โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยคั่ง ชุมชนบ้านป่าสักงาม ตำบลลงเหนืออำเภอต๋อยสะเก็ด จังหวัดเชียงใหม่



รูปที่ ค-15 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กห้วยคั่ง



รูปที่ ค-16 โรงไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กห้วยคั่ง

ภาคผนวก ค

ภาพบรรยากาศงานสัมมนาระดมความคิดเห็นกลุ่มย่อย (Focus Group)

เวลา ๐๘.๓๐ – ๐๙.๐๐ น. ลงทะเบียน



เวลา ๐๙.๐๐ – ๐๙.๓๐ น. กล่าวเปิดการสัมมนา โดยผู้แทนสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย-การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (รศ.ดร.ศุภชาติ จงไขบุญพัฒน์)



เวลา ๐๙.๓๐ – ๑๐.๐๐ น. แนะนำโครงการ โดย หัวหน้าโครงการ (รศ. ดร. บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย)



เวลา ๑๐.๑๕ – ๑๑.๓๐ น. นำเสนอผลการศึกษา Feed-in tariffs โดยคณะนักวิจัย  
(รศ.วารุณี เตีย ผศ.ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ และอ.ไพบุลย์ ลัมปิตพานิชย์)



เวลา ๑๑.๓๐ – ๑๒.๐๐ น. ตอบข้อซักถาม



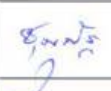
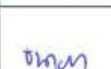
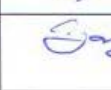
เวลา ๑๒.๐๐ น. ปิดการสัมมนา



เรื่อง การศึกษา Feed-in tariffs สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
และผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค  
ในวันศุกร์ที่ 10 มกราคม 2557 เวลา 8.30 – 12.00 น.  
ณ ห้องประกายเพชร โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ

| ลำดับที่ | หน่วยงาน                                                           | ชื่อ-สกุล                     | ตำแหน่ง                                | ลายเซ็น |
|----------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------|---------|
| 1        | สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน                                        | นางสาวแพรวพรรณ วงศ์บุญเพ็ง    | นักวิเคราะห์นโยบาย<br>และแผนปฏิบัติการ |         |
| 2        | สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน                                        | นายสิทธิชัย โอภาสวิชระกุล     | ที่ปรึกษา                              |         |
| 3        | สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน                                        | นายสราวุธย์ ด่านพิทักษ์กุล    | นักวิเคราะห์นโยบาย<br>และแผนปฏิบัติการ |         |
| 4        | สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน                                        | นายอรณพ นิจนันต์              | ที่ปรึกษา                              |         |
| 5        | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางจินตนา เหล่าฤชุพงศ์        | นักวิทยาศาสตร์ชำนาญ<br>การพิเศษ        |         |
| 6        | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นายเรืองเดช ปั่นด้วง          | วิศวกรชำนาญการพิเศษ                    |         |
| 7        | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นายอดิศักดิ์ ชูสุข            | วิศวกรชำนาญการพิเศษ                    |         |
| 8        | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวสุกมล ประกอบชาติ        | นักวิทยาศาสตร์ชำนาญ<br>การพิเศษ        |         |
| 9        | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวธารทิพย์ เศรษฐชาวนวิทย์ | นักวิทยาศาสตร์ชำนาญ<br>การพิเศษ        |         |
| 10       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นายสงกรานต์ คำศรี             | วิศวกรชำนาญการพิเศษ                    |         |
| 11       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นายเทอดศักดิ์ ทองคำธรรมชาติ   | วิศวกรชำนาญการ                         |         |
| 12       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวกานต์นลิน อีรัตน์นันท   | วิศวกรชำนาญการ                         |         |
| 13       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวปัทมา ศิริพัฒ           | นักวิทยาศาสตร์<br>ชำนาญการ             |         |
| 14       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวจริยา บุตรเนตร          | วิศวกรปฏิบัติการ                       |         |
| 15       | สำนักวิจัยค้นคว้าพลังงาน<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวพรรณณ ชนาภิวัฒน์        | นักวิทยาศาสตร์<br>ปฏิบัติการ           |         |

เรื่อง การศึกษา Feed-in tariffs สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
และผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค  
ในวันศุกร์ที่ 10 มกราคม 2557 เวลา 8.30 – 12.00 น.  
ณ ห้องประกายเพชร โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ

| ลำดับที่ | หน่วยงาน                                                              | ชื่อ-สกุล                  | ตำแหน่ง                                                    | ลายเซ็น                                                                               |
|----------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 16       | สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางกุลวรีย์ บุณณสังจะวราพร | ผู้อำนวยการ<br>กลุ่มนวัตกรรม                               |                                                                                       |
| 17       | สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์<br>กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | นางสาวธิดารัตน์ ไสว        | นักวิทยาศาสตร์<br>ปฏิบัติการ                               |                                                                                       |
| 18       | ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงาน<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | นายชุมณัฐ ศิวะศรียานนท์    | วิศวกรระดับ 9                                              |    |
| 19       | ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงาน<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | นายสุเจตน์ สุปรานี         | เศรษฐกรระดับ 8                                             |    |
| 20       | ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | คุณสรพัญญ์ วงษ์สนิท        | วิศวกรระดับ 8                                              |    |
| 21       | ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | คุณพิมพ์ชนก พึ่งวิทยา      | วิศวกรระดับ 6                                              |    |
| 22       | ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | คุณธนพร รุจิระอาภา         | วิศวกรระดับ 5                                              |   |
| 23       | ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า<br>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย                  | คุณธนาภา กังสกุลนิติ       | วิศวกรระดับ 4                                              |  |
| 24       | การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค                                                   | นายธีรเดช ทองขวัญ          | วศก.9                                                      |                                                                                       |
| 25       | การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค                                                   | นางสาวณฐา อุดมวงศ์ไพบูลย์  | ผ.วพ.                                                      |  |
| 26       | การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค<br>เขต 3 ภาคกลาง จ.นครปฐม                         | นายทรงศักดิ์ สกุนิยมพร     | ผู้ช่วยหัวหน้าแผนกแผน<br>ธุรกิจและการตลาด                  |  |
| 27       | การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค<br>เขต 2 ภาคกลาง จ.ชลบุรี                         | นางสาวชุดิมา เกียรติเสรี   | วศก.7                                                      |                                                                                       |
| 28       | การไฟฟ้านครหลวง                                                       | นายศักดิ์ชัย รักษ์สุรวงศา  | ผู้ช่วยผู้อำนวยการกอง<br>แผนกลยุทธ์และ<br>มาตรฐานงานบริการ |  |
| 29       | มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม                                        | ดร. วชิร จรรย์จารัส        | ที่ปรึกษาด้านเทคนิค<br>มูลนิธิพลังงานเพื่อ<br>สิ่งแวดล้อม  |  |

เรื่อง การศึกษา Feed-in tariffs สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
และผลกระทบต่อเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค  
ในวันศุกร์ที่ 10 มกราคม 2557 เวลา 8.30 – 12.00 น.  
ณ ห้องประกายเพชร โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ

| ลำดับที่ | หน่วยงาน                             | ชื่อ-สกุล                   | ตำแหน่ง                                                        | ลายเซ็น                                                                              |
|----------|--------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| 30       | สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | นางสาวณมล อินทร์            | ผู้อำนวยการฝ่ายกำกับ<br>กิจการไฟฟ้าและก๊าซ<br>ธรรมชาติ         |                                                                                      |
| 31       | สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | นางสาวจิรวรรณ โรจน์เจริญชัย | เจ้าหน้าที่วิชาการ ฝ่าย<br>กำกับกิจการไฟฟ้าและ<br>ก๊าซธรรมชาติ |   |
| 32       | สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | นางสาวปาไลดา นกพล           | เจ้าหน้าที่วิชาการ ฝ่าย<br>กำกับกิจการไฟฟ้าและ<br>ก๊าซธรรมชาติ |                                                                                      |
| 33       | สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | นายคมกฤษ ดันตระวานิชย์      | ผู้อำนวยการฝ่ายใบอนุญาต                                        |                                                                                      |
| 34       | สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน | นางสุภัทรา วิชชุโอภาส       | ผู้อำนวยการพิเศษ                                               |  |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |
|          |                                      |                             |                                                                |                                                                                      |

เรื่อง การศึกษา Feed-in tariffs สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน  
และผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค  
ในวันศุกร์ที่ 10 มกราคม 2557 เวลา 8.30 – 12.00 น.  
ณ ห้องประกายเพชร โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ

| ลำดับที่ | หน่วยงาน                                           | ชื่อ-สกุล                    | ตำแหน่ง                        | ลายเซ็น       |
|----------|----------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------|
| 35       | บจก. เอ็กซ์เซลเลนซ์ เอ็นเนอร์ยี อินเทอร์เน็ตซันแนล | นายรวมลาภ อนันตสานต์         | รองกรรมการผู้จัดการ            | วิวัฒน์ (หม)  |
| 36       | บจก. TRUE ENERGY GROUP                             | คุณจรัส เตชะนิธิ             | กรรมการผู้จัดการ               |               |
| 37       | บจก. สหอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม                       | คุณวิจิตร พันธุ์ศักดิ์ศิริ   | ที่ปรึกษาด้านวิศวกรรม          |               |
| 38       | บจก. พลังงานสะอาดทับสะแก                           | นายชัยยุทธ ธีรานูวรรตน์      | ผู้ถือหุ้น                     |               |
| 39       | บจก. พลังงานสะอาดทับสะแก                           | นายประสพโชค เปล่งปลั่ง       | วิศวกรไฟฟ้า                    |               |
| 40       | บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน)                     | นางสาวบุษราภรณ์ จันทร์ชูเชิด | รองกรรมการผู้จัดการใหญ่        | B. Lu         |
| 41       | บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน)                     | นายประชิดพล หิมะทองคำ        | รองกรรมการผู้จัดการใหญ่        | P. Lu         |
| 42       | บจก. โซลาร์ เพาเวอร์ รูฟ                           | คุณณัฐพล สุวรรณศิริ          | ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่    | Thew          |
| 43       | บริษัท สหโคเจน(ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)               | นายวรวิทย์ อินทวร            | หัวหน้าแผนกพัฒนาโครงการ-ชีวมวล |               |
| 44       | บริษัท สหโคเจน(ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)               | นางสาวพลอย ธีรวัฒน์วาทิ      | วิศวกรพัฒนาโครงการ             | พลอย ธีรวัฒน์ |
| 45       | บริษัท สหโคเจน(ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)               | นางสาวภัทรพรรณ คูเสริมมิตร   | เจ้าหน้าที่วางแผนกลยุทธ์       | P + K         |
| 46       | บจก. อุตสาหกรรมน้ำตาลปราณบุรี                      | นายวุฒินันท์ พิทักษ์สิทธิ์   | ผู้จัดการทั่วไป                |               |
| 47       | บจก. เซลเลนเนียม (ประเทศไทย)                       | นายกฤษฎา กัมปนาทแสนยากร      |                                |               |
| 48       |                                                    | นายรักจิต ฐิตพัฒน์พงศ์       |                                |               |

## เรื่อง การศึกษา Feed-in tariffs สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

และผลกระทบต่อเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาค

ในวันศุกร์ที่ 10 มกราคม 2557 เวลา 8.30 – 12.00 น.

ณ ห้องประกายเพชร โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ

| ลำดับที่ | หน่วยงาน                                                               | ชื่อ-สกุล               | ตำแหน่ง                                          | ลายเซ็น |
|----------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------|---------|
| 49       |                                                                        | นายสมพร ธเนศวรณิษฐ์     |                                                  |         |
| 50       | บจก. วิทย์ไบโอเพาเวอร์                                                 | นายวินัย วัฒนวิทย์      | กรรมการผู้จัดการ                                 | Win     |
| 51       | บจก. วิทย์ไบโอเพาเวอร์                                                 | นายสมหวัง สุ่มธนกิจ     | ผู้จัดการโรงงาน                                  |         |
| 52       | บจก. วิทย์ไบโอเพาเวอร์                                                 | นางสาวกนกวรรณ วชิรวัฒน์ | ผู้จัดการบัญชี                                   |         |
| 53       | บจก. แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์                                           | สุธีร์ ฉุยฉาย           | คณะกรรมการบริหาร                                 |         |
| 54       | บจก. แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์                                           | คุณกฤตาการ ยมภักดี      | Process Manager                                  | ngmmr   |
| 55       | สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน)                               | นายชายน้อย เผื่อนโกสุม  | กรรมการสถาบัน ปฏิบัติหน้าที่แทนผู้อำนวยการสถาบัน |         |
| 56       | กลุ่มน้ำตาลบริษัท เกษตรไทย อินเตอร์เนชั่นแนล ชูการ์ คอร์ปอเรชั่น จำกัด | คุณเดชา อินทรประสิทธิ์  | ทพ. ป๋วยเกียรติพร วาฬ                            | BA      |
| 57       | กลุ่มน้ำตาลบริษัท เกษตรไทย อินเตอร์เนชั่นแนล ชูการ์ คอร์ปอเรชั่น จำกัด | คุณฐานิยา ธารณามย์      | เจ้าหน้าที่ระบบอาวุโสอาวุโสอาวุโส                | ฐานิยา  |
| 58       |                                                                        |                         |                                                  |         |
| 59       |                                                                        |                         |                                                  |         |
| 60       |                                                                        |                         |                                                  |         |
| 61       |                                                                        |                         |                                                  |         |
| 62       |                                                                        |                         |                                                  |         |

ภาคผนวก ง  
สรุปผลการดำเนินงาน

## สรุปผลการดำเนินงาน

ชื่อหัวหน้าโครงการวิจัยผู้รับทุน : รศ. ดร. บัณฑิต ลี้มีโชคชัย

โครงการเริ่มเมื่อวันที่ 17 กันยายน พ.ศ. 2555 รวมเวลาที่ทำวิจัยทั้งสิ้น 18 เดือน

ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์ ในช่วงตั้งแต่วันที่ 17 กันยายน พ.ศ. 2555 ถึงวันที่ 15 มีนาคม พ.ศ. 2557

การดำเนินงานที่ได้ทำในระยะเวลา 18 เดือนนับจากเริ่มโครงการนั้น จากกิจกรรมและแผนการดำเนินงานที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 1 สามารถสรุปได้ว่าการดำเนินการเป็นไปตามแผนงานที่ได้กำหนดไว้ โดยสามารถสรุปผลการดำเนินการได้ดังตารางที่ 5-1

# ตารางที่ ง-1 ผลของการดำเนินการ

| กิจกรรมการดำเนินงาน                                                                                                                   | ช่วงเวลา       | สัมฤทธิ์ผล |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------|
| 1. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                      | เดือนที่ 1     | แล้วเสร็จ  |
| 2. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์                                                                          | เดือนที่ 1-2   | แล้วเสร็จ  |
| 3. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานแสงอาทิตย์                                 | เดือนที่ 2     | แล้วเสร็จ  |
| 4. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม                                                                              | เดือนที่ 3     | แล้วเสร็จ  |
| 5. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม                                                                                  | เดือนที่ 3-4   | แล้วเสร็จ  |
| 6. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานลม                                         | เดือนที่ 4     | แล้วเสร็จ  |
| 7. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล                                                                          | เดือนที่ 5     | แล้วเสร็จ  |
| 8. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล                                                                              | เดือนที่ 5-6   | แล้วเสร็จ  |
| 9. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานชีวมวล                                     | เดือนที่ 6     | แล้วเสร็จ  |
| 10. สร้างแบบจำลองพลังงานในรูป Energy I-O                                                                                              | เดือนที่ 6-17  | แล้วเสร็จ  |
| 11. วิเคราะห์ Energy I-O Analysis                                                                                                     | เดือนที่ 6-17  | แล้วเสร็จ  |
| 12. ศึกษาผลกระทบทาง สิ่งแวดล้อม ทางสังคมด้านการสร้างงานเพิ่มจากการสร้าง โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และประโยชน์จากใช้ Local contents  | เดือนที่ 6-17  | แล้วเสร็จ  |
| 13. ศึกษา macro-economic impacts จากการใช้ Feed-in-tariffs ที่เสนอต่อภาพรวม ทั้งประเทศ                                                | เดือนที่ 6-17  | แล้วเสร็จ  |
| 14. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) ตั้งแต่หัวข้อ 1 ถึง 9 ตามแผนผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำสุด (optimization) | เดือนที่ 8-17  | แล้วเสร็จ  |
| 15. ทบทวนเทคโนโลยีทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                                    | เดือนที่ 12    | แล้วเสร็จ  |
| 16. ลงพื้นที่เก็บข้อมูล ณ โรงไฟฟ้าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก                                                                   | เดือนที่ 12-13 | แล้วเสร็จ  |
| 17. วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in tariffs) จากพลังงานน้ำ ขนาดเล็ก                                           | เดือนที่ 13    | แล้วเสร็จ  |
| 18. จัดการประชุมร่วม/สัมมนาเผยแพร่                                                                                                    | เดือนที่ 18    | แล้วเสร็จ  |
| 19. เขียนรายงานและจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์                                                                                              | เดือนที่ 16-18 | แล้วเสร็จ  |

ลงนาม.....

(หัวหน้าโครงการวิจัยผู้รับทุน)

วันที่ .....