บทที่ 4 ผลการศึกษา

4.1 ผลการศึกษาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่ประเมินจากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน

4.1.1 ผลการประเมินปริมาณมลภาวะที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน

ผลการศึกษาการปล่อยมลภาวะของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียนสามารถแยกตามประเภทพลังงานได้ดังนี้

4.1.1.1 เชื้อเพลิงฟอสซิล จากปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2551 จำแนกประเภทเชื้อเพลิงได้ 4 ชนิด ได้แก่ แก๊สธรรมชาติ ถ่านหินและลิกไนต์ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล ซึ่งปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและไฟฟ้าที่ผลิตได้ดังแสดงในตารางที่ 4.1 [10]

ตารางที่ 4.1 ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ปี พ.ศ. 2551 [10]

ชนิดเชื้อเพลิงฟอสซิล	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh)
แก๊สธรรมชาติ	907,327 ล้านลูกบาศก์ฟุต	94,549
ถ่านหินและลิกไนต์	21,435 พันตัน	29,480
น้ำมันเตา	358 ล้านลิตร	1,454
น้ำมันดีเซล	45 ล้านลิตร	180

การหาปริมาณการปล่อย CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงฟอสซิลของปี พ.ศ. 2551 จะใช้วิธี IPCC Methodology โดยการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้ง 4 ชนิดนี้ก่อให้เกิดปริมาณการปลดปล่อย CO_2 รวมทั้งสิ้น 82.04 M ton CO_2 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. แก๊สธรรมชาติ ก่อให้เกิด CO_2 ปริมาณ 51.66 M ton CO_2 คิดเป็น 0.546 CO_2 kg/kWh
2. ถ่านหินและลิกไนต์ ก่อให้เกิด CO_2 ปริมาณ 29.17 M ton CO_2 คิดเป็น 0.989 CO_2 kg/kWh
3. น้ำมันเตา ก่อให้เกิด CO_2 ปริมาณ 1.09 M ton CO_2 คิดเป็น 0.750 CO_2 kg/kWh
4. น้ำมันดีเซล ก่อให้เกิด CO_2 ปริมาณ 0.12 M ton CO_2 คิดเป็น 0.668 CO_2 kg/kWh

การหาปริมาณการปล่อย NO_x, SO_x และ PM10 จะใช้ค่าจากงานวิจัยของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) เรื่อง การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดแก๊สเรือนกระจก [12] จากการศึกษาพบว่ามีปริมาณมลภาวะที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลปี พ.ศ. 2551 ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ปริมาณมลภาวะของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลปี พ.ศ. 2551

ประเภทมลภาวะ		ปริมาณการปล่อย (ตัน)	ปริมาณ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (CO_2 kg/kWh)
CO_2	แก๊สธรรมชาติ	51,659,470.27	0.546
	ถ่านหิน/ลิกไนต์	29,166,491.32	0.989
	น้ำมันเตา	1,090,505.09	0.750
	น้ำมันดีเซล	120,173.98	0.668
	รวม	82,036,640.66	-
NO_x		201,320.00 [12]	0.0014
SO_x		93,415.00 [12]	0.0006
PM10		6,141.00 [12]	0.00004

จากตารางที่ 4.2 จะเห็นได้ว่าปริมาณการปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลมีปริมาณมากกว่ามลภาวะอื่นๆ ซึ่งแสดงให้เห็นว่า CO_2 เป็นตัวการหลักที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อน

4.1.1.2 พลังงานหมุนเวียน (น้ำ ลม รังสีอาทิตย์ และชีวมวล) จากข้อมูลของ Greentower [13] และ ณัฐ วรยศ และคณะ [14] พบว่า การปล่อย CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ทำการศึกษามีค่าดังตารางที่ 4.3 และจากการศึกษาปริมาณมลภาวะของโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบกังหันไอน้ำของ ณัฐ วรยศ และคณะ [14] และวีรชัย อาจหาญ [15] พบว่า ปริมาณการปล่อยมลภาวะอื่นๆ เมื่อเทียบกับการปล่อย CO_2 นั้นมีค่าน้อยมาก งานวิจัยนี้จึงทำการศึกษามลภาวะจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพียงชนิดเดียว คือ CO_2

ตารางที่ 4.3 ปริมาณ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน

แหล่งพลังงานหมุนเวียน	ปริมาณ CO_2ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (CO_2 kg/kWh)
น้ำ (hydro power station)	0.014 [13]
ลม (wind generator)	0.017 [13]
รังสีอาทิตย์ (photovoltaics)	0.110 [13]
ชีวมวล (condensing steam turbine)	0.1946 [14]

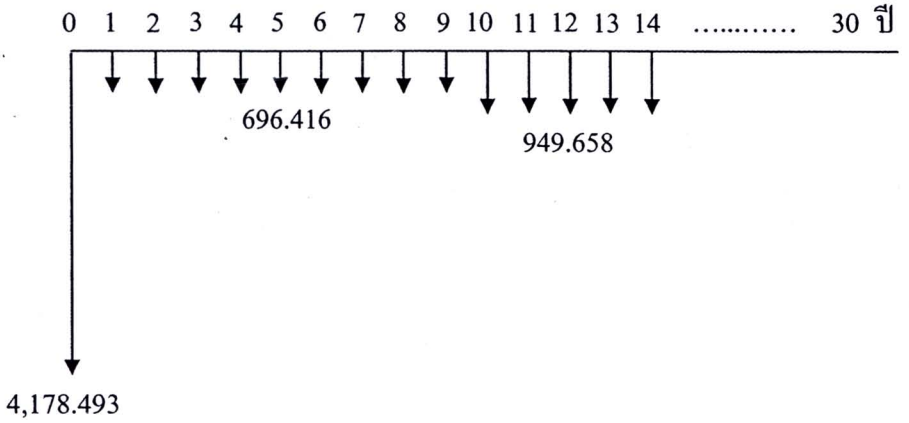
จากตารางที่ 4.3 แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบ Condensing steam turbine มีการปล่อย CO_2 ปริมาณ 0.1946 CO_2 kg/kWh มากกว่าพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น เนื่องจากต้องใช้การเผาไหม้เชื้อเพลิง ลำดับรองลงมาจะเป็นพลังงานรังสีอาทิตย์แบบ Photovoltaics ปริมาณ 0.110 CO_2 kg/kWh ตามด้วยพลังงานลมจากกังหันลมผลิตไฟฟ้า ปริมาณ 0.017 CO_2 kg/kWh และสุดท้ายคือพลังงานน้ำในส่วนของโรงไฟฟ้า ปริมาณ 0.014 CO_2 kg/kWh ดังนั้นในการให้การสนับสนุนจึงควรเลือกสนับสนุนแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีการปล่อย CO_2 ออกมาน้อยก่อน

4.1.2 ผลการประเมินค่าใช้จ่ายในการลดมลภาวะ (CO_2, NO_X, SO_X และ PM10) จากการผลิตไฟฟ้า

ผลการประเมินค่าใช้จ่ายในการลดมลภาวะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

4.1.2.1 ค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนของการลด CO_2 คิดจากการปลูกไม้สักอายุโครงการ 30 ปี โดยมีผลการประเมินดังนี้

1) ผลการประเมินค่าใช้จ่ายในการปลูกสร้างสวนป่าสัก ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการปลูกสร้างสวนป่าสักที่ประเมินจากข้อมูลงานวิจัยของอภิชาติ ขาวสะอาด และคณะ [24] เมื่อนำข้อมูลดังกล่าวมาแปลงมูลค่าให้เป็นมูลค่าของปี พ.ศ. 2552 โดยใช้ GDP Deflator ของปี พ.ศ. 2552 มีค่า 211.035 [25] คิดเป็นมูลค่าที่เพิ่มขึ้น 2.11 เท่าของปี พ.ศ. 2531 เนื่องด้วยโครงการปลูกสร้างสวนป่าสักมีค่าอำนวยการที่ไม่รวมอยู่ในค่าใช้จ่ายรายปี จึงได้ทำการเฉลี่ยค่าอำนวยการนี้ไปเป็นค่าใช้จ่ายรายปีที่ปีละเท่าๆกัน ดังนั้นจะได้ว่า งบประมาณในการปลูกสร้างสวนป่าสักปี พ.ศ. 2552 คือ ปีแรก 4,178.493 บาท/ไร่ ปีที่ 2-10 ปีละ 696.416 บาท/ไร่ และปีที่ 11-15 ปีละ 949.658 บาท/ไร่ สามารถแสดง cash flow ได้ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 Cash flow ค่าใช้จ่ายในการปลูกสร้างสวนป่าสัก

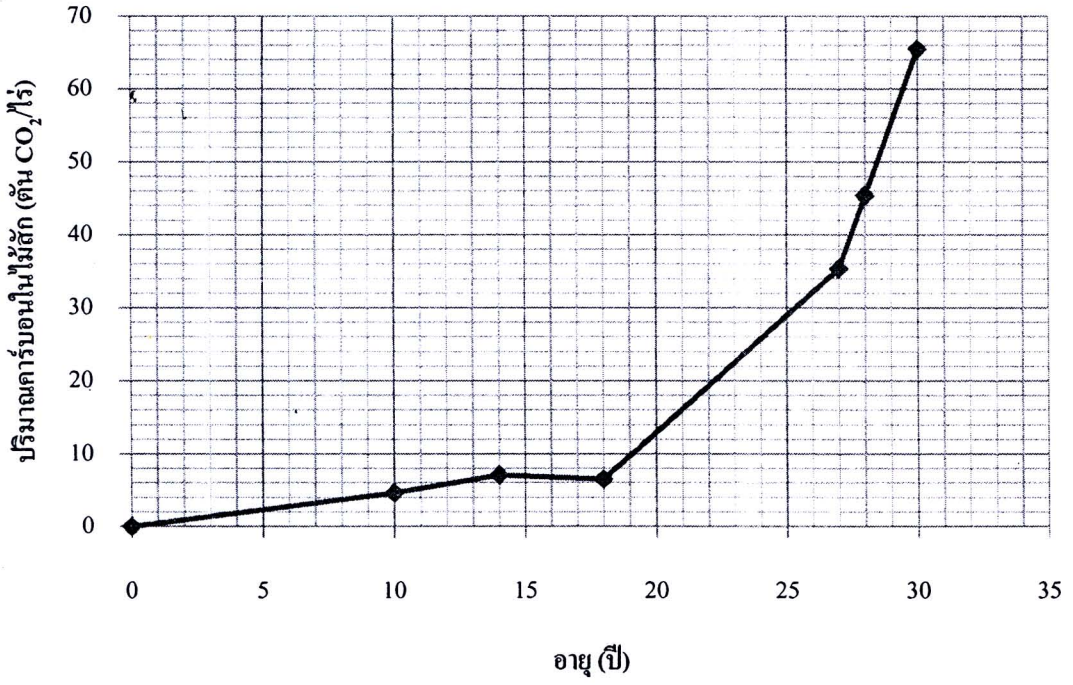
เมื่อนำมาหาค่าใช้จ่ายเทียบเท่ารายปีตามอายุโครงการ 30 ปี พบว่า ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 5.1506% จะได้ค่าใช้จ่ายรายปีมีมูลค่า 774.28 บาท/ไร่/ปี อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 6.4382% มีมูลค่า 843.11 บาท/ไร่/ปี และอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 7.7258% มีมูลค่า 911.59 บาท/ไร่/ปี แสดงให้เห็นว่าที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้สูงขึ้นจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการปลูกสร้างสวนป่าสักมีค่าสูงขึ้นตาม

2) ผลการประเมินค่าการกักเก็บ CO_2 ในรูปของ C ในเนื้อไม้สัก ป่าไม้จะมีความสามารถในการดูดซับและกักเก็บคาร์บอน (carbon uptake, carbon sink) โดยกระบวนการสังเคราะห์แสงไปกักเก็บในรูปมวลชีวภาพ โดยมวลชีวภาพของไม้สัก 1 หน่วย จะมีปริมาณคาร์บอนอยู่ร้อยละ 50 โดยน้ำหนักแห้ง [39] ความสามารถในการกักเก็บคาร์บอนเหนือพื้นดินของสวนป่าสักจำนวน 100 ต้น/ไร่ ที่มีอายุ 28 ปี จะมีค่าการกักเก็บคาร์บอน 12.39 ตัน C/ไร่ หรือ 45.43 ตัน CO_2/ไร่ [39] ซึ่งไม้สักอายุต่างกันจะมีการกักเก็บคาร์บอนในปริมาณที่ต่างกันดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ปริมาณคาร์บอนในไม้สักของส่วนที่อยู่เหนือพื้นดินที่อายุต่างๆ [39]

อายุสวนป่าสัก (ปี)	ปริมาณคาร์บอน (ตัน C/ไร่)	ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน CO_2/ไร่)
10	1.26	4.63
14	1.94	7.10
18	1.78	6.54
27	9.65	35.39
28	12.39	45.43

แต่โครงการปลูกสวนป่าสักนี้ได้กำหนดอายุโครงการไว้ที่ 30 ปี ดังนั้นจึงทำการประมาณค่า carbon sink ปีที่ 30 โดยใช้อัตราคงที่ของการเพิ่มของปริมาณคาร์บอนเหนือพื้นดิน ณ ปีที่ 27 และ 28 ไว้ จะได้ค่า carbon sink ของปีที่ 30 ประมาณ 17.87 ตัน C/ไร่ หรือ 65.51 ตัน CO_2/ไร่ ดังแสดงในรูปที่ 4.2 ซึ่งจากการศึกษาจากงานวิจัยอื่นๆ พบว่าการกักเก็บ CO_2 จะมีแนวโน้มการกักเก็บเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ตามอายุของไม้สัก และหลังจากไม้สักมีอายุ 30 ปีขึ้นไป การกักเก็บอาจจะเพิ่มในอัตราที่น้อยลง ดังนั้นจึงเลือกนำไม้สักที่อายุรอบตัด 30 ปี ตามที่กรมป่าไม้กำหนด มาใช้ประโยชน์ทางด้านการค้าแทน เช่น นำไปทำเฟอร์นิเจอร์ขาย



รูปที่ 4.2 ปริมาณคาร์บอนในไม้สักของส่วนที่อยู่เหนือพื้นดินที่อายุต่างๆ

ความเสี่ยงที่มีผลต่อการเก็บกัก CO_2 ของไม้สักที่นำมาใช้ในการประเมินได้แก่ การลักลอบตัดไม้ ไฟไหม้ มอดกัดกินไม้สัก น้ำท่วมขัง คุณภาพดินไม่เหมาะสม และการได้รับปริมาณรังสีอาทิตย์น้อย โดยทำการกำหนดความเสี่ยงของเหตุการณ์เหล่านี้จากการสอบถามนายรัตพล ภาคภูมิกมลเลิศ นักวิชาการป่าไม้ชำนาญการ ประจำสำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดพิจิตร ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ความเสี่ยงที่มีผลต่อการกักเก็บ CO_2 ของสวนป่าสัก

ความเสี่ยง	โอกาสเกิด	ระดับความรุนแรง	ผลกระทบที่เกิดขึ้น (โอกาส x ระดับความรุนแรง)
1. ลักลอบตัดไม้	1	1	1
2. ไฟไหม้	1	1	1
3. มอดกินไม้	1	1	1
4. น้ำท่วมขัง	1	2	2
5. คุณภาพดินไม่เหมาะสม	3	3	9
6. ปริมาณรังสีอาทิตย์น้อย	3	3	9
รวม (ทั้งหมด)			23 (150)

หมายเหตุ: ประเมินความเสี่ยงจากการสอบถามนายรัตพล ภาคภูมิกมลเลิศ นักวิชาการป่าไม้ชำนาญการ ประจำสำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดพิจิตร

จะได้ว่าความเสี่ยงที่เกิดขึ้นมีค่า 0.1533 หรือ 15.33 % ซึ่งเป็นความเสี่ยงที่ทำให้สวนป่าสักไม่สามารถที่จะกักเก็บ CO_2 ได้เต็มความสามารถ ดังนั้นโอกาสที่ไม้สักจะสามารถกักเก็บ CO_2 จึงมีอยู่ 84.67 % จากค่าความสามารถในการกักเก็บ CO_2 ของไม้สักอายุ 30 ปี คือ 65.51 ตัน CO_2/ไร่ เมื่อคิดความเสี่ยงด้วยค่าความสามารถในการกักเก็บ CO_2 ของไม้สักอายุ 30 ปี จะลดลงเหลือ 65.51 x 0.8467 = 55.4651 ตัน CO_2/ไร่ หรือ 1.8488 ตัน CO_2/ไร่/ปี ความเสี่ยงต่างๆที่เกิดขึ้นจึงมีผลต่อการกักเก็บ CO_2 ถ้าความเสี่ยงที่เกิดขึ้นมีค่าสูง การกักเก็บ CO_2 ของสวนป่าสักก็จะมีค่าน้อยตามความเสี่ยงที่เกิดขึ้น

3) ผลการประเมินค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนของการลด CO_2 ได้ทำการประเมินที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 5.1506%, 6.4382% และ 7.7258% โดยแยกตามชนิดเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียนได้ดังตารางที่ 4.6 และ 4.7 ตามลำดับ โดยปริมาณ CO_2 ต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเลือกใช้ค่าของ Greentower [13] และ ณัฐ วรยศ และคณะ [14] ผลการศึกษาพบว่า ค่าใช้จ่ายในการลด CO_2 จะแปรผันตรงกับปริมาณการปล่อย CO_2

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายในการลด CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 โดยการปลูกสร้างสวนป่าสัก อายุโครงการ 30 ปี แยกตามชนิดเชื้อเพลิงฟอสซิล

ชนิดเชื้อเพลิงฟอสซิล	ปริมาณ CO_2 ต่อการผลิตไฟฟ้า (CO_2 kg/kWh)	ค่าใช้จ่ายในการลด CO_2 (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้		
		5.1506%	6.4382%	7.7258%
แก๊สธรรมชาติ	0.546	0.229	0.249	0.269
ถ่านหิน/ลิกไนต์	0.989	0.414	0.451	0.488
น้ำมันเตา	0.750	0.314	0.342	0.370
น้ำมันดีเซล	0.668	0.280	0.304	0.329
เฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักตามปริมาณการปล่อย CO_2		0.294	0.322	0.346

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายในการลด CO_2 โดยการปลูกสร้างสวนป่าสัก อายุโครงการ 30 ปี แยกตามชนิดพลังงานหมุนเวียน

แหล่งพลังงานหมุนเวียน (ประเภทเทคโนโลยี)	ปริมาณ CO_2 ต่อการผลิตไฟฟ้า (CO_2 kg/kWh)	ค่าใช้จ่ายในการลด CO_2 (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้		
		5.1506%	6.4382%	7.7258%
น้ำ (hydro power station)	0.014 [13]	0.0059	0.0064	0.0069
ลม (wind generator)	0.017 [13]	0.0071	0.0078	0.0084
รังสีอาทิตย์ (photovoltaics)	0.110 [13]	0.0461	0.0502	0.0542
ชีวมวล (condensing steam turbine)	0.1946 [14]	0.0815	0.0887	0.0959

4.1.2.2 ค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนของ NO_X, SO_X และ PM10 จากการประเมินหาค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนจากมลภาวะ NO_X, SO_X และ PM10 พบว่าเมื่อนำมาคิดเป็นค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลปี พ.ศ. 2551 จะมีค่าใช้จ่ายรวม 0.314 บาท/kWh ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนจากการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 ของมลภาวะ NO_x, SO_x และ PM10

ประเภทมลภาวะ	พลังงานไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 [40] (GWh)	ปริมาณการปล่อย [12] (ตัน)	ExternE [12] (ยูโร/ตัน)	Conversion factor* (บาท/ยูโร)	หลังแปลงค่า (บาท/ตัน)	ค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน	
						ล้านบาท	บาท/kWh
NO_x	148,197	201,320	2,908	50	145,400	29,271.93	0.198
SO_x		93,415	2,939	50	146,950	13,727.33	0.093
PM10		6,141	11,723	50	586,150	3,599.55	0.024
รวม						46,598.81	0.314

หมายเหตุ: * มูลค่าในปี ค.ศ. 2000 (1 ยูโร ≈ 50 บาท)

4.1.3 ผลการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนจากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน (External Cost)

ผลการวิเคราะห์หาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนพบว่าพลังงานชีวมวลควรมีการสนับสนุนค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าต่ำที่สุดเนื่องจากมีการปล่อยมลภาวะในปริมาณมากกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่น ส่วนพลังงานหมุนเวียนที่ควรได้รับการสนับสนุนค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสูงสุดคือพลังงานน้ำเนื่องจากมีการปล่อยมลภาวะในปริมาณน้อยกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.9 ดังนั้นในการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรจะสนับสนุนประเภทพลังงานหมุนเวียนที่มีค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนต่ำก่อน ดังนี้ พลังงานน้ำ พลังงานลม พลังงานรังสีอาทิตย์ และพลังงานชีวมวล ตามลำดับ

ตารางที่ 4.9 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยหาจากค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน

แหล่งพลังงานหมุนเวียน (ประเภทเทคโนโลยี)	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (บาท/kWh) ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้		
	5.1506%	6.4382%	7.7258%
น้ำ (hydro power station)	0.605	0.631	0.656
ลม (wind generator)	0.604	0.629	0.655
รังสีอาทิตย์ (photovoltaics)	0.565	0.587	0.609
ชีวมวล (condensing steam turbine)	0.530	0.548	0.567

4.2 ผลการศึกษาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่ประเมินจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานน้ำ ลม รังสีอาทิตย์ และชีวมวล

4.2.1 ผลการประเมินต้นทุนและกำลังการผลิตไฟฟ้า

ผลจากการประเมินแยกตามประเภทพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

4.2.1.1 พลังงานน้ำ ผลการวิเคราะห์ตามสมมติฐานพบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากพลังงานน้ำของลุ่มน้ำปิง ชี และยม ที่อัตราส่วนลด 8-16% แสดงได้ดังตารางที่ 4.10 และจากการประเมินหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
1	ยม	ห้วยขุ่น	0.52	0.62	0.73	0.84	0.95
2	ยม	แฮะ	0.56	0.67	0.79	0.91	1.03
3	ชี	เขื่อนลำปาว	0.88	1.05	1.23	1.42	1.61
4	ปิง	แม่ตื่น 4a	0.89	1.06	1.24	1.43	1.62
5	ปิง	แม่ตื่น 5	0.92	1.10	1.29	1.48	1.68
6	ปิง	แม่ตื่น 4b	1.03	1.23	1.43	1.65	1.87
7	ปิง	แม่แจ่ม 5(4)	1.04	1.24	1.45	1.67	1.89
8	ชี	ฝายร้อยเอ็ด	1.09	1.30	1.52	1.75	1.99
9	ชี	ฝายคุยเชือก	1.13	1.35	1.58	1.82	2.06
10	ชี	ฝายวังยาง	1.13	1.35	1.58	1.82	2.06
11	ชี	ฝายธาตุน้อย	1.13	1.35	1.58	1.82	2.06
12	ชี	ฝายชนบท	1.14	1.36	1.59	1.83	2.08
13	ชี	ฝายยโสธร	1.15	1.37	1.61	1.85	2.10
14	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่ท้อ	1.30	1.56	1.82	2.10	2.38
15	ปิง	แม่ตื่น 2	1.35	1.61	1.88	2.17	2.46
16	ยม	แม่ต้า	1.42	1.69	1.98	2.27	2.58
17	ปิง	แม่ตื่น 3	1.42	1.70	1.99	2.29	2.59

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม (ต่อ)

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
18	ปิง	อ่างเก็บน้ำคลองวังเจ้า	1.47	1.75	2.05	2.36	2.67
19	ปิง	น้ำแม่มู	1.51	1.80	2.11	2.42	2.75
20	ปิง	แม่แจ่ม 1a	1.68	2.01	2.35	2.70	3.06
21	ยม	สบทราย	1.72	2.05	2.40	2.76	3.13
22	ชี	ลำสะพุง-3	1.75	2.09	2.45	2.82	3.20
23	ยม	อ่างห้วยแม่มอก	1.77	2.12	2.48	2.85	3.23
24	ยม	ฝายบางบ้า	1.81	2.16	2.53	2.91	3.30
25	ชี	ลำน้ำพรม-5	1.82	2.18	2.55	2.93	3.32
26	ปิง	อ่างเก็บน้ำแม่ตูบ	1.84	2.20	2.57	2.96	3.35
27	ปิง	อ่างเก็บน้ำคลองน้ำไหล	1.93	2.30	2.69	3.10	3.51
28	ชี	อ่างเก็บน้ำบึงแก่งละว้า	1.93	2.31	2.70	3.11	3.52
29	ชี	ลำน้ำพรม-6	1.96	2.34	2.74	3.15	3.58
30	ปิง	น้ำแม่เตียน	1.98	2.36	2.77	3.18	3.61
31	ปิง	แม่แปะ	2.00	2.39	2.80	3.22	3.65
32	ชี	ลำน้ำพอง-2	2.00	2.39	2.80	3.22	3.65
33	ปิง	น้ำแม่หวาน	2.03	2.43	2.84	3.27	3.70
34	ชี	อ่างเก็บน้ำลำคันฉู	2.04	2.44	2.85	3.28	3.72
35	ปิง	ห้วยแม่ป่าไผ่	2.06	2.47	2.88	3.32	3.76
36	ปิง	แม่แจ่ม 2a	2.09	2.49	2.91	3.35	3.80
37	ปิง	น้ำแม่สะป๊อก	2.11	2.52	2.94	3.39	3.84
38	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยตั้ง	2.13	2.54	2.97	3.42	3.88
39	ปิง	อ่างเก็บน้ำแม่สะลวม	2.19	2.62	3.06	3.52	4.00
40	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่ผง	2.21	2.64	3.09	3.56	4.03
41	ปิง	แม่แจ่ม 4(3b)	2.24	2.67	3.12	3.59	4.07
42	ชี	ลำสะพุง-4	2.25	2.69	3.14	3.62	4.10
43	ชี	แม่น้ำชี-1	2.34	2.79	3.27	3.76	4.26
44	ปิง	อ่างเก็บน้ำแม่ลาย	2.42	2.89	3.38	3.89	4.41
45	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยวังลิ้นฟ้า	2.43	2.90	3.39	3.90	4.42
46	ชี	ลำน้ำเชิญ-2	2.45	2.92	3.42	3.94	4.46
47	ปิง	แม่ขาน (2)	2.47	2.95	3.45	3.97	4.50
48	ปิง	ห้วยงู	2.49	2.98	3.48	4.01	4.54

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม (ต่อ)

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
49	ชี	ลำน้ำพรม-3	2.51	2.99	3.50	4.03	4.57
50	ชี	ลำน้ำเชิญ-3	2.52	3.01	3.52	4.05	4.59
51	ชี	ลำน้ำเชิญ-1	2.56	3.05	3.57	4.11	4.66
52	ชี	ลำสะพุง-2	2.59	3.09	3.61	4.16	4.71
53	ปิง	แม่กวง	2.61	3.12	3.65	4.20	4.76
54	ปิง	คลองไพร	2.63	3.14	3.68	4.23	4.80
55	ปิง	แม่แตง (1)	2.66	3.18	3.72	4.28	4.85
56	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยแกง	2.73	3.25	3.81	4.38	4.97
57	ชี	ลำน้ำพรม-4	2.78	3.33	3.89	4.48	5.08
58	ยม	งิ้วงาม	2.98	3.56	4.17	4.79	5.44
59	ชี	ลำน้ำเชิญ-5	2.99	3.57	4.18	4.81	5.45
60	ชี	อ่างเก็บน้ำแก่งเลิงจาน	3.24	3.87	4.53	5.21	5.91
61	ยม	ฝายสุโขทัย	3.26	3.89	4.56	5.24	5.94
62	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยผาลาด (ทุ่งกระเชาะ)	3.26	3.90	4.56	5.24	5.95
63	ปิง	แม่แจ่ม 1b	3.29	3.92	4.59	5.28	5.99
64	ชี	แม่น้ำชี-2	3.29	3.92	4.59	5.28	5.99
65	ชี	ลำน้ำพอง-1	3.34	3.99	4.67	5.37	6.09
66	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยสังเคียบ	3.37	4.02	4.71	5.42	6.14
67	ปิง	แม่แจ่ม 2b	3.45	4.13	4.83	5.55	6.30
68	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยยางพะไล	3.46	4.13	4.83	5.56	6.30
69	ปิง	อ่างห้วยแม่ทู้	3.49	4.16	4.87	5.61	6.35
70	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยแอ่ง	3.49	4.17	4.88	5.61	6.36
71	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยสีทน	3.51	4.19	4.90	5.64	6.39
72	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่อ้อ	3.53	4.22	4.93	5.67	6.43
73	ปิง	แม่ตื่น 1a	3.55	4.24	4.96	5.71	6.47
74	ชี	ลำน้ำพอง-3	3.59	4.28	5.01	5.77	6.54
75	ชี	ลำคันฉู-3	3.66	4.37	5.11	5.88	6.66
76	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยสะทด	3.74	4.46	5.22	6.01	6.81
77	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยทราย	3.76	4.49	5.25	6.04	6.85
78	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยคะคาง	3.77	4.50	5.26	6.05	6.86
79	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยสันโดด	3.78	4.51	5.28	6.07	6.88

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ห้องสมุดงานวิจัย

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม (ต่อ)

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
80	ชี	อ่างเก็บน้ำเลิงไก่โอก	3.85	4.59	5.37	6.18	7.01
81	ชี	ลำน้ำเชิญ-4	3.87	4.63	5.42	6.23	7.06
82	ชี	อ่างเก็บน้ำบ้านเพชร	3.87	4.63	5.42	6.23	7.06
83	ยม	บ้านหาดสะพานจันทร์	3.90	4.66	5.46	6.28	7.12
84	ชี	ลำน้ำพรม-2	3.93	4.70	5.50	6.32	7.17
85	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยวังนอง	3.94	4.71	5.51	6.34	7.19
86	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยสามพาด	3.95	4.72	5.53	6.36	7.21
87	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยส้มป่อย	3.96	4.73	5.54	6.37	7.22
88	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยตาก	3.97	4.74	5.55	6.38	7.23
89	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่สูงตอนล่าง	4.03	4.81	5.63	6.48	7.35
90	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยลิ้นควาย	4.05	4.84	5.66	6.52	7.39
91	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยยาง 1	4.10	4.90	5.73	6.60	7.48
92	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่ไข่	4.15	4.96	5.80	6.67	7.56
93	ปิง	อ่างเก็บน้ำบ้านนาโบสถ์	4.17	4.98	5.83	6.71	7.60
94	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยเตย	4.20	5.02	5.87	6.76	7.66
95	ยม	แก่งหลวง	4.24	5.06	5.92	6.81	7.72
96	ปิง	บ้านหนองออน-บ้านหนองกอก (ฝายแม่แฝก)	4.32	5.16	6.04	6.95	7.87
97	ปิง	อ่างเก็บน้ำห้วยฉลอม	4.33	5.17	6.05	6.96	7.89
98	ปิง	อ่างเก็บน้ำแม่แวน	4.36	5.21	6.10	7.02	7.95
99	ยม	ฝายบ้านท่าข้าม	4.66	5.56	6.51	7.49	8.49
100	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่คำมี	4.67	5.57	6.52	7.50	8.50
101	ชี	ลำน้ำพรม-1	4.82	5.75	6.73	7.74	8.78
102	ชี	แม่น้ำชี-3	4.87	5.81	6.80	7.82	8.87
103	ปิง	แม่ตื่น 1b	4.91	5.86	6.86	7.89	8.95
104	ชี	ลำสะพุง-1	5.00	5.98	6.99	8.05	9.12
105	ชี	ลำชีลอง-3	5.34	6.38	7.47	8.59	9.73
106	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยฝา	5.65	6.75	7.89	9.08	10.29
107	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่กระทิงตอนล่าง	5.72	6.83	8.00	9.20	10.43
108	ปิง	แม่แจ่ม 3(3a)	5.85	6.99	8.18	9.41	10.66
109	ปิง	แม่ขาน (1)	5.91	7.06	8.27	9.51	10.78
110	ปิง	แม่แจ่ม 1/2	5.94	7.09	8.30	9.54	10.82

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม (ต่อ)

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
111	ชี	ลำคันฉู-2	6.04	7.21	8.43	9.70	11.00
112	ยม	อ่างเก็บน้ำน้ำงิม	6.04	7.21	8.44	9.70	11.00
113	ชี	ลำน้ำพรม-7	6.06	7.24	8.48	9.75	11.05
114	ชี	ลำชีลอง-2	6.10	7.29	8.53	9.81	11.13
115	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยผึ้ง	6.16	7.36	8.61	9.91	11.23
116	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่รำพึง	6.17	7.37	8.62	9.92	11.25
117	ยม	อ่างเก็บน้ำน้ำปี๋	6.24	7.45	8.72	10.04	11.38
118	ชี	ลำชีลอง-4	6.46	7.72	9.03	10.39	11.78
119	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่คำปอง	6.77	8.09	9.46	10.89	12.34
120	ชี	ลำชีลอง-1	6.95	8.30	9.71	11.17	12.66
121	ชี	ลำน้ำพรม-8	7.07	8.44	9.88	11.36	12.88
122	ชี	ลำคันฉู-4	7.07	8.44	9.88	11.36	12.88
123	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยจุมจัง	7.13	8.51	9.96	11.45	12.99
124	ยม	อ่างเก็บน้ำน้ำขาม	7.19	8.59	10.05	11.56	13.11
125	ปิง	กื๊ด	7.26	8.67	10.15	11.68	13.24
126	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่กระทิง	7.29	8.71	10.19	11.72	13.29
127	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่ก๋อน	7.34	8.76	10.25	11.79	13.37
128	ยม	หาดรั่ว2	7.48	8.93	10.45	12.02	13.63
129	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยโป่งผาก	7.48	8.93	10.45	12.02	13.63
130	ชี	ลำชีลอง-5	7.61	9.09	10.64	12.24	13.87
131	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่งาว	7.68	9.18	10.74	12.35	14.00
132	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่แคม	7.73	9.23	10.80	12.43	14.09
133	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่แสลมหลวง	7.83	9.35	10.94	12.58	14.27
134	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่หวด	8.01	9.56	11.19	12.87	14.59
135	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่สาย	8.32	9.94	11.63	13.38	15.16
136	ชี	ลำกระจวน-1	8.32	9.94	11.63	13.38	15.17
137	ชี	อ่างเก็บน้ำหนองกรองแก้ว	8.70	10.39	12.16	13.99	15.86
138	ยม	อ่างเก็บแม่จ๊ะ	8.71	10.40	12.17	14.00	15.87
139	ยม	ศรีดอนไชย	8.91	10.64	12.45	14.33	16.24
140	ชี	อ่างเก็บน้ำลำช่อระกา	9.02	10.77	12.60	14.50	16.44
141	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่คำปองตอนบน	9.13	10.90	12.75	14.67	16.63

ตารางที่ 4.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในลุ่มน้ำปิง ชี และยม (ต่อ)

ลำดับ	ชื่อลุ่มน้ำ	ชื่อโครงการ	ต้นทุนที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
			8%	10%	12%	14%	16%
142	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่แลง	9.21	10.99	12.87	14.80	16.78
143	ยม	หาดรั่ว1	9.47	11.31	13.23	15.22	17.25
144	ยม	สระ	9.54	11.39	13.33	15.33	17.38
145	ชี	อ่างเก็บน้ำห้วยลอมไผ่	9.98	11.92	13.95	16.04	18.19
146	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยแม่ผึ้ง	9.99	11.94	13.97	16.07	18.22
147	ยม	อ่าวห้วยแม่สูง	10.08	12.04	14.09	16.21	18.38
148	ยม	แม่ยม	11.19	13.36	15.63	17.98	20.39
149	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยวังแตง	11.45	13.68	16.01	18.42	20.88
150	ยม	สุเม่น	11.64	13.90	16.27	18.72	21.22
151	ปิง	อ่างเก็บน้ำคลองแม่ระกา	11.90	14.22	16.64	19.14	21.69
152	ปิง	บ้านไตรสภาวคาม	12.11	14.46	16.92	19.46	22.07
153	ชี	ลำพันชาด-1	12.49	14.91	17.45	20.07	22.76
154	ยม	หนองหมู	13.66	16.31	19.09	21.96	24.89
155	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่รำพัน	13.82	16.50	19.31	22.22	25.19
156	ยม	อ่างเก็บน้ำห้วยผาเวียง	14.03	16.75	19.60	22.55	25.56
157	ชี	ลำเชียงทา-2	14.36	17.15	20.07	23.09	26.17
158	ยม	ห้วยสิงห์	15.19	18.14	21.23	24.42	27.68
159	ชี	ลำคันฉู-1	16.19	19.34	22.63	26.03	29.51
160	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่กองค่าย	19.43	23.20	27.15	31.23	35.40
161	ชี	ลำเชียงทา-1	27.75	33.14	38.78	44.61	50.57
162	ยม	อ่างเก็บน้ำแม่สอง	47.29	56.47	66.09	76.02	86.18

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
1	3.80	31.67
2	8.70	72.50
3	13.73	114.39
4	16.93	141.05

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
5	20.23	168.55
6	22.73	189.39
7	28.03	233.55
8	28.62	238.47
9	34.90	290.83
10	41.59	346.56
11	46.13	384.44
12	51.24	427.01
13	51.70	430.87
14	53.92	449.35
15	55.72	464.35
16	57.02	475.18
17	58.62	488.52
18	60.67	505.62
19	61.73	514.38
20	62.73	522.71
21	63.73	531.04
22	64.77	539.75
23	64.96	541.37
24	65.74	547.80
25	66.10	550.79
26	66.21	551.71
27	66.46	553.85
28	66.59	554.94
29	67.12	559.34
30	68.72	572.67
31	69.35	577.90
32	69.62	580.19
33	70.55	587.94
34	70.66	588.82

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
35	72.11	600.91
36	73.21	610.07
37	74.00	616.66
38	76.49	637.45
39	76.83	640.22
40	77.69	647.39
41	78.69	655.72
42	79.31	660.88
43	79.54	662.84
44	79.65	663.79
45	79.70	664.16
46	79.95	666.23
47	87.95	732.90
48	88.37	736.38
49	88.85	740.43
50	89.04	741.99
51	89.22	743.48
52	89.58	746.51
53	91.58	763.18
54	91.70	764.13
55	117.70	980.79
56	117.74	981.17
57	118.09	984.11
58	118.49	987.45
59	118.67	988.95
60	118.69	989.11
61	119.74	997.86
62	120.42	1,003.48
63	121.02	1,008.48
64	121.20	1,009.99

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
65	121.29	1,010.75
66	121.31	1,010.93
67	121.91	1,015.93
68	121.93	1,016.09
69	122.69	1,022.43
70	122.72	1,022.68
71	122.74	1,022.81
72	122.84	1,023.70
73	123.14	1,026.20
74	123.29	1,027.44
75	123.33	1,027.73
76	123.34	1,027.87
77	123.36	1,027.99
78	123.37	1,028.09
79	123.39	1,028.23
80	123.41	1,028.41
81	123.54	1,029.50
82	123.56	1,029.70
83	124.55	1,037.95
84	124.82	1,040.15
85	124.84	1,040.29
86	124.86	1,040.49
87	124.88	1,040.68
88	126.34	1,052.82
89	127.08	1,059.01
90	127.14	1,059.47
91	127.15	1,059.56
92	127.87	1,065.57
93	129.28	1,077.34
94	129.30	1,077.53

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
95	130.30	1,085.83
96	131.00	1,091.66
97	131.88	1,099.02
98	132.05	1,100.43
99	132.50	1,104.13
100	132.81	1,106.79
101	132.97	1,108.12
102	133.09	1,109.11
103	133.29	1,110.78
104	133.39	1,111.61
105	133.42	1,111.84
106	133.43	1,111.90
107	133.74	1,114.49
108	134.04	1,116.99
109	182.04	1,516.99
110	182.34	1,519.49
111	182.36	1,519.64
112	182.61	1,521.78
113	182.69	1,522.42
114	182.71	1,522.59
115	182.72	1,522.64
116	183.02	1,525.18
117	183.36	1,527.99
118	183.38	1,528.19
119	183.44	1,528.64
120	183.46	1,528.81
121	183.52	1,529.31
122	183.54	1,529.46
123	183.54	1,529.52
124	183.68	1,530.63

ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
125	260.68	2,172.30
126	260.81	2,173.40
127	260.93	2,174.40
128	261.44	2,178.69
129	261.63	2,180.24
130	261.65	2,180.39
131	261.82	2,181.86
132	262.16	2,184.67
133	262.30	2,185.82
134	262.46	2,187.21
135	262.59	2,188.22
136	262.62	2,188.48
137	262.62	2,188.52
138	262.74	2,189.48
139	263.16	2,192.98
140	263.17	2,193.07
141	263.34	2,194.51
142	263.46	2,195.50
143	263.87	2,198.96
144	263.97	2,199.79
145	263.98	2,199.87
146	264.08	2,200.65
147	264.14	2,201.19
148	264.77	2,206.40
149	264.87	2,207.21
150	265.27	2,210.59
151	265.41	2,211.77
152	265.51	2,212.60
153	265.52	2,212.70
154	265.65	2,213.74

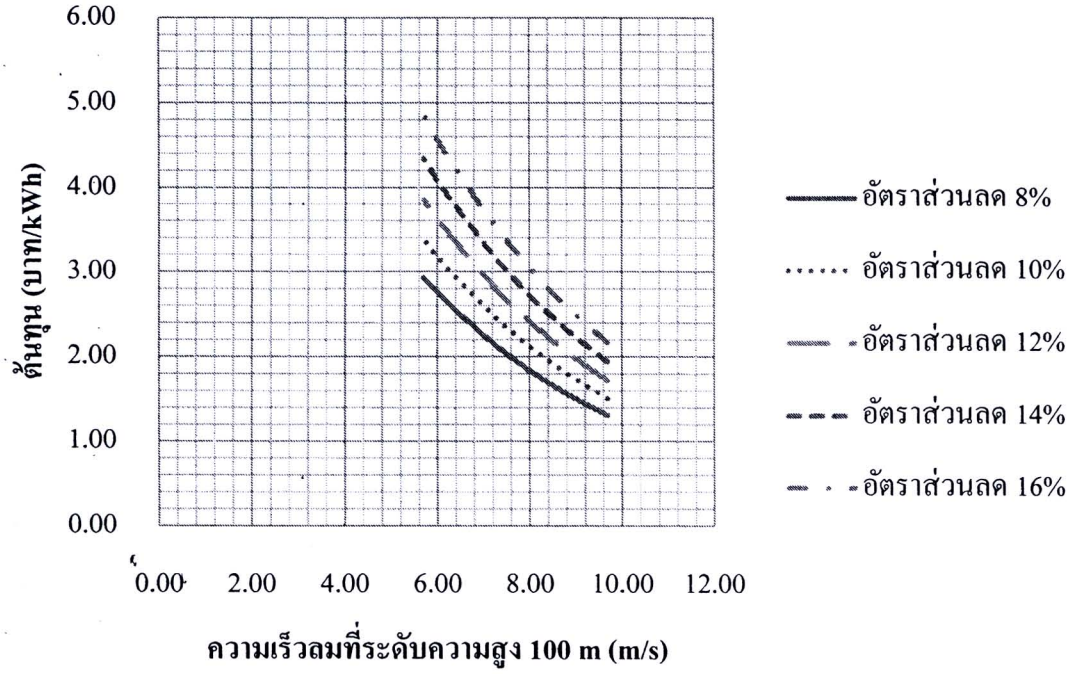
ตารางที่ 4.11 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จาก 25 ลุ่มน้ำของประเทศไทย (การจัดลำดับอ้างอิงจากตารางที่ 4.10) (ต่อ)

ลำดับ	กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม (MW)	กำลังการผลิตสะสมทั้ง 25 ลุ่มน้ำ จากการประมาณ (MW)
155	265.72	2,214.35
156	265.79	2,214.90
157	265.80	2,215.01
158	265.89	2,215.72
159	265.89	2,215.77
160	265.95	2,216.24
161	265.96	2,216.31
162	265.98	2,216.52

หมายเหตุ: กำลังการผลิตสะสมของลุ่มน้ำปิง ชี และยม ทั้ง 162 โครงการ เรียงลำดับตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

จากตารางที่ 4.10 พบว่า โครงการทั้ง 162 โครงการของลุ่มน้ำปิง ชี และยมที่ไม่ติดด้านกฎหมายพื้นที่ป่าไม้มีต้นทุนที่อัตราส่วนลด 8-16% อยู่ระหว่าง 0.52-86.18 บาท/kWh ซึ่งต้นทุนจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่มขึ้น และโครงการเหล่านี้สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 265.98 MW ดังตารางที่ 4.11 เมื่อทำการประมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากการเทียบบัญญัติไตรยางศ์ กำลังการผลิตไฟฟ้าสะสมของโครงการเหล่านี้คาดว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจาก 25 ลุ่มน้ำได้ทั้งหมด 2,216.52 MW ซึ่งเป็นค่าที่ได้จากการประมาณอย่างง่าย เนื่องจากขาดข้อมูลการวิจัยของลุ่มน้ำอื่นๆ และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำเกี่ยวข้องกันหลายปัจจัย เช่น งานโยธา อุปกรณ์ไฟฟ้า-เครื่องกล ระบบสายส่ง ค่าที่ปรึกษา สำรองเผื่อขาด ค่าบำรุงรักษา ซึ่งงบการลงทุนเหล่านี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบของแต่ละโครงการตามลักษณะภูมิประเทศ

4.2.1.2 พลังงานลม ผลการวิเคราะห์ตามสมมติฐานพบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของพลังงานลมที่อัตราส่วนลด 8-16% สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.3 และตารางที่ 4.12 โดยไม่ได้คำนวณต้นทุนของอำเภอระโนดเนื่องจากงานวิจัยของจอมภพ แววศักดิ์ และคณะ [21] อำเภอระโนดมีต้นทุนที่แตกต่างจากอำเภออื่นมาก ผลการประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะเห็นได้ว่าต้นทุนสูงขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่มขึ้น และความเร็วลมต่ำลง



รูปที่ 4.3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ความเร็วลมต่างๆ

ตารางที่ 4.12 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ความเร็วลมต่างๆ

ความเร็วลมที่ระดับ	ต้นทุนไฟฟ้าจากพลังงานลมที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาทkWh)				
ความสูง 100 m (m/s)	8%	10%	12%	14%	16%
9.68	1.31	1.51	1.72	1.94	2.17
8.89	1.54	1.77	2.02	2.28	2.55
8.24	1.76	2.02	2.31	2.60	2.91
7.74	1.94	2.24	2.55	2.88	3.21
7.15	2.19	2.52	2.88	3.24	3.62
6.19	2.65	3.06	3.49	3.93	4.39
5.70	2.93	3.38	3.85	4.35	4.86

จากการประเมินความเร็วลมเฉลี่ยแยกตามรายอำเภอจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [30] พบว่าอำเภอที่ความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด 5.7 m/s ขึ้นไปที่ระดับความสูง 100 m จะอยู่ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยใน 13 จังหวัด 98 อำเภอ ที่ได้จากการประมาณความเร็วลมตามแผนที่ลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งในบาง

จังหวัดอาจจะไม่สอดคล้องกับแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของรัดเกล้า พันธุ์อร่าม และคณะ ซึ่งประเมินโดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้านอุตุนิยมวิทยา 3 มิติ เช่น ที่อำเภอเมืองสงขลา ณ ระดับความสูง 50 m มีความเร็วลมในเดือนมกราคม 3.65 m/s [41] ส่วนในแผนที่ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานที่เลือกใช้ในงานวิจัยนี้มีความเร็วลมอยู่ในช่วง 8.8-11.9 m/s [30]

และผลจากการประเมินหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมซึ่งใช้พื้นที่ของอำเภอในแต่ละจังหวัดจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน [31] และพื้นที่นาข้าวจากสำนักสำรวจดินและวางแผนการใช้ที่ดิน [32] โดยทำการติดตั้งแบบ 5Dx10D ในพื้นที่นาข้าวของแต่ละอำเภอ โดยที่ D ของกังหันลม Vestas V80 ขนาด 2 MW มีค่า 80 m ดังนั้นกังหันลม Vestas V80 ขนาด 2 MW 1 ตัวใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 0.32 km^2 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.13

ซึ่งจะเห็นว่าพื้นที่นาข้าวที่ใช้ติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ระดับความเร็วลมเฉลี่ยสูงจะมีพื้นที่ติดตั้งกังหันลมได้น้อย หากต้องการกำลังการผลิตติดตั้งของฟาร์มกังหันลมมากขึ้นจะต้องติดตั้งในพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยต่ำ แต่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะสูงขึ้นตาม หากต้องการต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ต่ำ จะต้องเลือกที่พื้นติดตั้งที่มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงก่อนตามความเหมาะสมกับแผนการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 4.13 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่นาข้าวของประเทศไทยที่ระดับความเร็วลม และขนาดพื้นที่ที่ต้องการใช้

ความเร็วลมเฉลี่ย (m/s)	พื้นที่นาสะสม (km^2)	กำลังผลิตติดตั้งสะสม (MW)
9.68 ขึ้นไป	20.23	126
8.89 ขึ้นไป	47.07	294
8.24 ขึ้นไป	93.55	585
7.74 ขึ้นไป	497.08	3,107
7.15 ขึ้นไป	1,608.72	10,055
6.19 ขึ้นไป	2,523.88	15,774
5.70 ขึ้นไป	3,498.26	21,864

หมายเหตุ: กังหันลม Vestas V80 ขนาด 2 MW 1 ตัวใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 0.32 km^2

4.2.1.3 พลังงานรังสีอาทิตย์ ประเทศไทยเป็นประเทศที่อยู่ใกล้บริเวณเส้นศูนย์สูตรจึงได้รับปริมาณรังสีอาทิตย์มาก ศักยภาพในการนำรังสีอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้าจึงสูง เหตุที่เลือกใช้โรงไฟฟ้าเซลล์รังสีอาทิตย์เพียงเทคโนโลยีเดียวในการวิจัยเพราะเซลล์รังสีอาทิตย์มีการซื้อขายและใช้กันอย่างแพร่หลาย ผลการประเมินปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์รังสีอาทิตย์ที่เลือกใช้ในงานวิจัยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 82.66 GWh/ปี

สำหรับกรณีการเข้าร่วมทำโครงการกลไกลการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่เลือกใช้ช่วงเวลาในการคิดเครดิตแบบ 7 ปี และสามารถต่ออายุได้ 2 ครั้ง รวมเป็น 21 ปี มีมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจากการผลิตไฟฟ้าเซลล์รังสีอาทิตย์ คือ 41.18 ล้านบาท/ปี ซึ่งสามารถลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้ 9.67%

จากการวิเคราะห์ตามสมมติฐานพบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากเซลล์รังสีอาทิตย์ขนาด 30 MW ที่ใช้อ้างอิงที่ค่าอัตราส่วนลด 8-16% แสดงได้ดังตารางที่ 4.14 ผลการประเมินต้นทุนจะเห็นได้ว่าต้นทุนสูงขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่ม

ตารางที่ 4.14 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์รังสีอาทิตย์ที่อัตราส่วนลด 8-16%

อัตราส่วนลด	**8%**	**10%**	**12%**	**14%**	**16%**
ต้นทุน (บาท/kWh)	4.29	5.00	5.75	6.53	7.34

และในการประเมินหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จากการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์รังสีอาทิตย์ในพื้นที่ทิ้งร้างของประเทศไทย เนื่องจากมีความเป็นไปได้ที่จะไม่สามารถนำพื้นที่ทิ้งร้างในภาคกลางและตะวันออกเฉียงเหนือมาติดตั้งโรงไฟฟ้าได้ทั้งหมด ดังนั้นจึงประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าตามร้อยละของพื้นที่ทิ้งร้างที่คาดว่าจะติดตั้งได้ตั้งแต่ร้อยละ 10-100 ผลการประเมินแสดงได้ดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 กำลังการผลิตติดตั้งเซลล์รังสีอาทิตย์ในพื้นที่ทิ้งร้างภาคกลางและตะวันออกเฉียงเหนือ

พื้นที่ทิ้งร้าง		**กำลังการผลิตติดตั้ง**
%	**ไร่**	**MW**
100%	2,916,456	174,987
90%	2,624,810	157,489
80%	2,333,165	139,990
70%	2,041,519	122,491

ตารางที่ 4.15 กำลังการผลิตติดตั้งเซลล์รังสีอาทิตย์ในพื้นที่ทิ้งร้างภาคกลางและตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

พื้นที่ทิ้งร้าง		กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
%	ไร่	MW
60%	1,749,874	104,992
50%	1,458,228	87,494
40%	1,166,582	69,995
30%	874,937	52,496
20%	583,291	34,997
10%	291,646	17,499

หมายเหตุ: 1 MW ใช้พื้นที่ติดตั้งเซลล์รังสีอาทิตย์ 16.67 ไร่

4.2.1.4 พลังงานชีวมวล ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศสามารถปลูกพืชได้ดี ไม้โตเร็วเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลชนิดหนึ่งที่มีศักยภาพในการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าได้ งานวิจัยนี้ได้เลือกใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำควบแน่น (condensing steam turbine) เพราะเป็นเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง ระบบมีขนาดใหญ่ และง่ายต่อการควบคุมระบบ

โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำควบแน่นขนาด 10 MW ที่เลือกในงานวิจัยนี้ที่ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 18% สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ไม้โตเร็วเป็นเชื้อเพลิงได้ 61,320 MWh/ปี ต้องใช้พลังงานความร้อนจากไม้โตเร็วในการป้อนให้กับโรงไฟฟ้าปริมาณ 340,666.667 MWh/ปี คิดเป็นเชื้อเพลิงจากไม้โตเร็วที่ความชื้น 40% ที่ต้องการใช้ 99,707.32 ตัน/ปี ความชื้น 40% นี้ได้จากการตากแดด ไม้โตเร็วที่ตัดใหม่จะมีความชื้นอยู่ประมาณ 60% ดังนั้นจึงต้องปลูกไม้โตเร็วให้ได้ 149,560.98 ตัน/ปี

ในการปลูกไม้โตเร็ว (กระถินยักษ์) จะใช้ระยะห่างระหว่างต้น 1x1 เมตร จะให้ผลผลิตที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ปีละ 4.67 ตัน/ไร่ จึงจำเป็นจะต้องใช้พื้นที่เพาะปลูกรวมทั้งสิ้น 32,048.78 ไร่ เพื่อให้มีปริมาณไม้โตเร็วเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้า

สำหรับกรณีการเข้าร่วมทำโครงการกลไกลการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่เลือกใช้ช่วงเวลาในการคิดเครดิตแบบ 7 ปี และสามารถต่อคราวได้ 1 ครั้ง รวมเป็น 14 ปี มีมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจากการ
สำหรับกรณีการเข้าร่วมทำโครงการกลไกลการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่เลือกใช้ช่วงเวลาในการคิดเครดิตแบบ 7 ปี และสามารถต่อคราวได้ 1 ครั้ง รวมเป็น 14 ปี มีมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจากการ
สำหรับกรณีการเข้าร่วมทำโครงการกลไกลการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่เลือกใช้ช่วงเวลาในการคิดเครดิตแบบ 7 ปี และสามารถต่อคราวได้ 1 ครั้ง รวมเป็น 14 ปี มีมูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจากการ
สำหรับกรณีการเข้าร่วมทำโครงการกลไกลการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ที่เลือกใช้ช่วงเวลาในการคิด

จากการวิเคราะห์ตามสมมติฐานพบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ขนาด 10 MW ที่ใช้อ้างอิงที่ค่าอัตราส่วนลด 8-16% แสดงได้ดังตารางที่ 4.16 ผลการประเมินต้นทุนจะเห็นได้ว่าต้นทุนสูงขึ้นเมื่ออัตราส่วนลดเพิ่ม

ตารางที่ 4.16 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่อัตราส่วนลด 8-16%

อัตราส่วนลด	**8%**	**10%**	**12%**	**14%**	**16%**
ต้นทุน (บาท/kWh)	4.76	4.89	5.03	5.17	5.32

และจากการประเมินหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้จากการปลูกไม้โตเร็วในพื้นที่ทิ้งร้างของประเทศไทย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.17 โดยใช้วิธีในการเลือกพื้นที่ปลูกไม้โตเร็วตามความสามารถในการนำพื้นที่มาใช้ 10-100% เนื่องจากมีความเป็นไปได้ที่จะไม่สามารถนำพื้นที่ทิ้งร้างมาปลูกไม้โตเร็วได้ทั้งหมด ผลการประเมินกำลังการผลิตติดตั้งในพื้นที่ทิ้งร้างจะเห็นได้ว่ากำลังการผลิตติดตั้งจะเพิ่มขึ้นตามขนาดพื้นที่ที่สามารถนำมาใช้ปลูกไม้โตเร็ว

ตารางที่ 4.17 กำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำจากการปลูกไม้โตเร็วในพื้นที่ทิ้งร้าง

พื้นที่ทิ้งร้าง		**กำลังการผลิตติดตั้ง**
%	**ไร่**	**MW**
100%	9,179,624	2,864
90%	8,261,662	2,578
80%	7,343,699	2,291
70%	6,425,737	2,005
60%	5,507,774	1,719
50%	4,589,812	1,432
40%	3,671,850	1,146
30%	2,753,887	859
20%	1,835,925	573
10%	917,962	286

หมายเหตุ: โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำขนาด 10 MW ประสิทธิภาพ 18% ใช้พื้นที่ปลูก 32,048.78 ไร่

4.2.2 การวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากต้นทุนการผลิต

ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากต้นทุนการผลิตแยกตามประเภทพลังงานหมุนเวียนดังนี้

4.2.2.1 พลังงานน้ำ ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำตามอายุการสนับสนุน 7 ปี สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.18 ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ามีค่าอยู่ระหว่าง 0-127.32 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำได้ 514.28-2,216.52 MW

ตารางที่ 4.18 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้

กำลังการผลิตสะสมของ 25 ลุ่มน้ำ	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
514.38	-	-	-	-	-
522.71	-	-	-	-	0.18
531.04	-	-	-	-	0.29
539.75	-	-	-	-	0.39
541.37	-	-	-	-	0.44
547.80	-	-	-	-	0.54
550.79	-	-	-	-	0.58
551.71	-	-	-	-	0.63
553.85	-	-	-	0.19	0.87
554.94	-	-	-	0.21	0.89
559.34	-	-	-	0.29	0.97
572.67	-	-	-	0.33	1.02
577.90	-	-	-	0.39	1.07
580.19	-	-	-	0.39	1.08
587.94	-	-	-	0.47	1.16
588.82	-	-	-	0.50	1.19
600.91	-	-	-	0.56	1.25
610.07	-	-	-	0.61	1.31
616.66	-	-	-	0.67	1.37
637.45	-	-	-	0.72	1.43
640.22	-	-	0.08	0.89	1.61
647.39	-	-	0.13	0.94	1.67

ตารางที่ 4.18 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้ (ต่อ)

กำลังการผลิตสะสมของ 25 ลุ่มน้ำ	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
655.72	-	-	0.18	1.00	1.73
660.88	-	-	0.22	1.04	1.77
662.84	-	-	0.44	1.28	2.02
663.79	-	-	0.63	1.48	2.24
664.16	-	-	0.66	1.51	2.27
666.23	-	-	0.71	1.56	2.32
732.90	-	-	0.76	1.62	2.39
736.38	-	-	0.82	1.68	2.45
740.43	-	-	0.85	1.72	2.49
741.99	-	-	0.88	1.74	2.52
743.48	-	-	0.98	1.85	2.63
746.51	-	0.04	1.05	1.93	2.71
763.18	-	0.09	1.11	1.99	2.77
764.13	-	0.14	1.16	2.04	2.83
980.79	-	0.22	1.24	2.13	2.92
981.17	-	0.36	1.39	2.29	3.10
984.11	-	0.50	1.54	2.45	3.26
987.45	-	0.96	2.03	2.97	3.81
988.95	-	0.98	2.05	2.99	3.84
989.11	0.25	1.55	2.66	3.64	4.53
997.86	0.30	1.60	2.71	3.69	4.59
1,003.48	0.30	1.60	2.72	3.70	4.59
1,008.48	0.35	1.66	2.78	3.76	4.66
1,009.99	0.35	1.66	2.78	3.76	4.66
1,010.75	0.47	1.78	2.91	3.90	4.81
1,010.93	0.53	1.85	2.98	3.98	4.89
1,015.93	0.72	2.05	3.19	4.21	5.13
1,016.09	0.73	2.06	3.20	4.22	5.14
1,022.43	0.79	2.12	3.27	4.29	5.22
1,022.68	0.79	2.13	3.27	4.29	5.22
1,022.81	0.83	2.17	3.32	4.35	5.28

ตารางที่ 4.18 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้ (ต่อ)

กำลังการผลิตสะสมของ 25 อุ่มน้ำ	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
1,023.70	0.88	2.22	3.38	4.40	5.34
1,026.20	0.93	2.27	3.43	4.46	5.40
1,027.44	1.00	2.35	3.52	4.55	5.50
1,027.73	1.15	2.52	3.69	4.74	5.69
1,027.87	1.33	2.70	3.89	4.94	5.91
1,027.99	1.37	2.74	3.93	5.00	5.97
1,028.09	1.39	2.77	3.96	5.02	6.00
1,028.23	1.41	2.79	3.98	5.05	6.02
1,028.41	1.56	2.95	4.15	5.23	6.22
1,029.50	1.63	3.02	4.23	5.31	6.30
1,029.70	1.63	3.02	4.23	5.31	6.30
1,037.95	1.69	3.09	4.30	5.39	6.38
1,040.15	1.75	3.16	4.37	5.46	6.47
1,040.29	1.78	3.18	4.40	5.49	6.49
1,040.49	1.80	3.20	4.42	5.52	6.52
1,040.68	1.82	3.23	4.45	5.54	6.55
1,052.82	1.83	3.23	4.46	5.55	6.56
1,059.01	1.96	3.38	4.61	5.72	6.73
1,059.47	2.01	3.43	4.67	5.78	6.80
1,059.56	2.12	3.55	4.79	5.91	6.94
1,065.57	2.22	3.66	4.91	6.03	7.07
1,077.34	2.27	3.70	4.96	6.09	7.13
1,077.53	2.33	3.78	5.03	6.17	7.21
1,085.83	2.41	3.86	5.12	6.26	7.31
1,091.66	2.59	4.05	5.33	6.48	7.54
1,099.02	2.61	4.08	5.35	6.51	7.57
1,100.43	2.68	4.15	5.43	6.59	7.66
1,104.13	3.32	4.83	6.16	7.36	8.48
1,106.79	3.34	4.85	6.18	7.39	8.51
1,108.12	3.66	5.20	6.55	7.78	8.93
1,109.11	3.77	5.31	6.67	7.91	9.06

ตารางที่ 4.18 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้ (ต่อ)

กำลังการผลิตสะสมของ 25 ลุ่มน้ำ (MW)	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
	8%	10%	12%	14%	16%
1,110.78	3.86	5.41	6.78	8.02	9.18
1,111.61	4.07	5.63	7.01	8.27	9.45
1,111.84	4.80	6.41	7.85	9.16	10.39
1,111.90	5.46	7.12	8.60	9.97	11.25
1,114.49	5.62	7.29	8.79	10.16	11.45
1,116.99	5.90	7.59	9.10	10.50	11.81
1,516.99	6.04	7.74	9.26	10.66	11.99
1,519.49	6.08	7.79	9.31	10.72	12.05
1,519.64	6.30	8.01	9.56	10.98	12.32
1,521.78	6.30	8.02	9.56	10.98	12.33
1,522.42	6.36	8.08	9.63	11.06	12.41
1,522.59	6.45	8.18	9.73	11.16	12.52
1,522.64	6.58	8.31	9.87	11.32	12.68
1,525.18	6.59	8.33	9.89	11.34	12.70
1,527.99	6.75	8.49	10.07	11.52	12.90
1,528.19	7.22	9.00	10.61	12.10	13.51
1,528.64	7.89	9.72	11.37	12.91	14.37
1,528.81	8.27	10.12	11.81	13.37	14.86
1,529.31	8.53	10.40	12.10	13.69	15.20
1,529.46	8.53	10.40	12.10	13.69	15.20
1,529.52	8.65	10.54	12.25	13.84	15.36
1,530.63	8.80	10.69	12.41	14.02	15.55
2,172.30	8.95	10.85	12.58	14.20	15.74
2,173.40	9.01	10.92	12.65	14.27	15.82
2,174.40	9.11	11.02	12.76	14.39	15.95
2,178.69	9.42	11.35	13.12	14.77	16.35
2,180.24	9.42	11.35	13.12	14.77	16.35
2,180.39	9.70	11.66	13.44	15.12	16.72
2,181.86	9.86	11.83	13.63	15.31	16.92
2,184.67	9.96	11.93	13.74	15.43	17.04
2,185.82	10.17	12.16	13.98	15.69	17.32

ตารางที่ 4.18 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้ (ต่อ)

กำลังการผลิตสะสมของ 25 ลุ่มน้ำ	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
2,187.21	10.56	12.57	14.42	16.16	17.82
2,188.22	11.24	13.30	15.19	16.98	18.69
2,188.48	11.25	13.31	15.20	16.99	18.70
2,188.52	12.06	14.18	16.13	17.98	19.75
2,189.48	12.07	14.19	16.14	17.99	19.77
2,192.98	12.52	14.67	16.65	18.53	20.34
2,193.07	12.75	14.91	16.92	18.81	20.64
2,194.51	12.98	15.16	17.18	19.09	20.94
2,195.50	13.16	15.35	17.38	19.31	21.16
2,198.96	13.72	15.95	18.02	19.99	21.89
2,199.79	13.87	16.12	18.20	20.18	22.09
2,199.87	14.83	17.14	19.29	21.33	23.32
2,200.65	14.86	17.17	19.32	21.38	23.36
2,201.19	15.05	17.38	19.55	21.61	23.61
2,206.40	17.44	19.93	22.26	24.50	26.68
2,207.21	18.02	20.55	22.93	25.21	27.43
2,210.59	18.42	20.98	23.39	25.70	27.95
2,211.77	18.99	21.59	24.03	26.39	28.68
2,212.60	19.43	22.06	24.54	26.92	29.25
2,212.70	20.25	22.93	25.47	27.92	30.31
2,213.74	22.78	25.64	28.36	30.99	33.57
2,214.35	23.13	26.01	28.76	31.42	34.02
2,214.90	23.57	26.49	29.27	31.96	34.60
2,215.01	24.30	27.26	30.09	32.83	35.53
2,215.72	26.09	29.18	32.14	35.01	37.84
2,215.77	28.26	31.50	34.61	37.65	40.64
2,216.24	35.25	38.98	42.59	46.13	49.65
2,216.31	53.25	58.22	63.12	67.98	72.85
2,216.52	95.50	103.41	111.32	119.28	127.32

4.2.2.2 พลังงานลม ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานลมตามอายุการสนับสนุน 10 ปี สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.19 ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า ที่ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ราคาสูงขึ้นจะทำให้สามารถนำพลังงานลมมาผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น โดยที่ค่าการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานลมตั้งแต่ 0-2.39 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถติดตั้งฟาร์มกังหันลมจากกังหันลม Vestas V80 ที่ติดตั้งในพื้นที่นาข้าวมาผลิตไฟฟ้าได้ไม่มากกว่า 21,864 MW

ตารางที่ 4.19 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานลมและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้

ความเร็วลมเฉลี่ย (m/s)	กำลังการผลิตสะสม (MW)	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานลมที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
		8%	10%	12%	14%	16%
9.68 ขึ้นไป	126	-	-	-	-	-
8.89 ขึ้นไป	294	-	-	-	-	-
8.24 ขึ้นไป	585	-	-	-	-	-
7.74 ขึ้นไป	3,107	-	-	-	-	0.38
7.15 ขึ้นไป	10,055	-	-	-	0.40	0.88
6.19 ขึ้นไป	15,774	-	0.11	0.71	1.28	1.83
5.70 ขึ้นไป	21,864	-	0.55	1.19	1.80	2.39

4.2.2.3 พลังงานรังสีอาทิตย์ ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์ตามอายุการสนับสนุน 10 ปี สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.20 ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า ที่ค่าการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์ระหว่าง 1.94- 5.56 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์รังสีอาทิตย์ในพื้นที่ทิ้งร้างภาคกลางและตะวันออกเฉียงเหนือมาผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 174,987 MW

ตารางที่ 4.20 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์และกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้

พื้นที่ทิ้งร้าง	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์ที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
		8%	10%	12%	14%	16%
100%	174,987	1.94	2.91	3.83	4.71	5.56
90%	157,489					
80%	139,990					
70%	122,491					

ตารางที่ 4.20 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์และกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้ (ต่อ)

พื้นที่ทิ้งร้าง	กำลังการผลิตติดตั้ง	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานรังสีอาทิตย์ที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
	(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
60%	104,992	1.94	2.91	3.83	4.71	5.56
50%	87,494					
40%	69,995					
30%	52,496					
20%	34,997					
10%	17,499					

4.2.2.4 พลังงานชีวมวล ผลจากการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานชีวมวลตามอายุการสนับสนุน 7 ปี สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.21 ผลการวิเคราะห์ดังตารางแสดงให้เห็นว่า การสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าจะทำให้สามารถนำพลังงานชีวมวลมาผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น โดยที่ค่าการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานชีวมวลระหว่าง 3.30-3.55 บาท/kWh คาดว่าจะสามารถนำพลังงานชีวมวลจากโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำควบแน่นเชื้อเพลิงไม้โตเร็วที่ปลูกในพื้นที่ทิ้งร้างมาผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 2,864 MW

ตารางที่ 4.21 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและกำลังการผลิตสะสมที่คาดว่าจะติดตั้งได้

พื้นที่ทิ้งร้าง	กำลังการผลิตติดตั้ง	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่อัตราส่วนลดต่างๆ (บาท/kWh)				
	(MW)	8%	10%	12%	14%	16%
100%	2,864	3.30	3.34	3.39	3.47	3.55
90%	2,578					
80%	2,291					
70%	2,005					
60%	1,719					
50%	1,432					
40%	1,146					
30%	859					
20%	573					
10%	286					