

บทที่ 6

การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม

6.1 แนวคิดในการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

การกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม จะเป็นกลไกสำคัญในการสร้างแรงจูงใจให้เกิดการลงทุนโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ อันเป็นพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญประเภทหนึ่ง นอกจากนี้การศึกษานี้ยังเป็นการให้แนวทางเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมให้เกิดการขยายตัวของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำอีกด้วยเช่นกัน ซึ่งนำไปสู่การลดการปล่อยมลภาวะ จากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ อันเนื่องมาจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิล

อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (Feed-in Tariff - FIT) เป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ที่เป็นกลไกเชิงนโยบายในการพัฒนาโครงการพลังงานทดแทน โดยการให้ข้อตกลงการรับซื้อไฟฟ้าในระยะยาวแก่ผู้พัฒนาโครงการ โดยส่วนใหญ่ระยะเวลาดังกล่าวจะอยู่ในช่วง 10 - 25 ปี¹ และสามารถขยายระยะเวลาได้ตามกรอบเงื่อนไขเฉพาะอัตราค่าธรรมเนียมจะเป็นการคำนวณจากพื้นฐานของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และมีความแตกต่างกันในพลังงานทดแทนแต่ละประเภท โดยขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่นำมาใช้ ขนาดของโครงการ คุณภาพของเชื้อเพลิง และที่ตั้งของโครงการอันสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง (Langniss et al., 2009; Fouquet and Johansson, 2008) โดยทั่วไปการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมจะเป็นไปได้ในหลายแนวทาง²

การศึกษามาตรการส่งเสริมที่เหมาะสมในการพัฒนาพลังงานน้ำในครั้งนี้ จะเป็นการศึกษาถึงกลไกอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ(Feed-in Tariff-FIT) ที่ใช้เป็นการกำหนดเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำเข้าสู่ระบบ โดยใช้แนวทางการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม และดำเนินการในขอบเขตของการคำนวณ

¹ NREL (2011), A Policymaker's Guide to Feed-in tariff Policy Design

² 1) คำนวณจากฐานต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นวิธีการที่นิยมใช้กันเป็นส่วนใหญ่ โดยเฉพาะประเทศในกลุ่มประชาคมเศรษฐกิจยุโรป และวิธีการนี้ได้รับการพิสูจน์ถึงความสำเร็จอย่างกว้างขวาง (Klein et al., 2008)

2) คำนวณจากฐาน “มูลค่า” ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ทั้งมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สังคมที่เกิดขึ้นต่อสังคม และต่อผู้ลงทุนโครงการ วิธีการนี้ให้ผนวกการคิดต้นทุนจากผลกระทบสิ่งแวดล้อม และสังคมเข้าด้วยกัน และรวมถึงต้นทุนที่เกิดจากการหลีกเลี่ยง (Avoided costs)

3) เป็นการกำหนด ค่าธรรมเนียมการรับซื้อไฟฟ้าแบบคงที่ โดยไม่คำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน หรือต้นทุนที่เกิดจากการหลีกเลี่ยง (Avoided costs) แต่อย่างไรก็ตาม เป็นการกำหนดเพื่อให้ระดับผลตอบแทนการลงทุนมีค่ามากเพียงพอที่จะให้โครงการมีความเป็นไปได้

4) เป็นการกำหนด จากข้อเสนอการพัฒนาโครงการ หรือราคาจากการประมูลโครงการ วิธีการนี้จะมีความชัดเจนว่าสะท้อนราคาตลาดโดยตรง และสามารถให้อัตราค่าธรรมเนียมแตกต่างหลากหลายได้ทั้งจากประเภทของเทคโนโลยี ขนาดของโครงการ และอื่นๆ

ค่าธรรมเนียมแบบคงที่³ (Fixed-price FIT tariff) อันเป็นการจ่ายค่าธรรมเนียมต่อหน่วยไฟฟ้า (Kilowatt-hour, kWh) ที่มีความเป็นอิสระต่อราคาตลาด และมีอัตราคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาที่กำหนดไว้ เพื่อให้เกิดความมั่นคงในกระแสรายได้ระยะยาวของโครงการ

แนวทางการคำนวณค่าธรรมเนียมบ่อนไฟ จะเป็นการคำนวณโดยใช้ข้อมูลดังต่อไปนี้

- 1) คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย โดยเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าในโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าปัจจุบัน เพื่อหาต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
- 2) คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ตามแผนการพัฒนา กำลังการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ.2555 – 2573
- 3) คำนวณค่าใช้จ่ายต่อหน่วยการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยใช้ข้อมูลงานศึกษาวิจัยที่มีมาก่อนหน้า ในระดับชาติและหรือระดับนานาชาติจากนั้นนำมาคำนวณเฉลี่ยต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน
- 4) คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจำแนกตามประเภทเทคโนโลยี และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง และเฉลี่ยเป็นต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า
- 5) เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ตามข้อ 1) กับต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพื่อคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost)⁴ อันเป็นความแตกต่างระหว่างต้นทุนไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังน้ำ โดยอยู่บนพื้นฐานแนวคิดการทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิล ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเพิ่มขึ้น 1 หน่วย
- 6) การคำนวณอยู่บนพื้นฐานการพิจารณาเป็นการลงทุนในระยะยาว ซึ่งมีค่าใช้จ่ายทั้งด้านต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost) ต้นทุนเชื้อเพลิง (Energy cost) และต้นทุนดำเนินการและ

³อีกวิธีหนึ่งคือ การคำนวณค่าธรรมเนียมแบบส่วนเพิ่มจากอัตราค่าไฟฟ้ารวม (Premium-price FIT tariff) ซึ่งเป็นการบวกเพิ่มค่าธรรมเนียมในอัตราคงที่ค่าหนึ่งจากอัตราค่าไฟฟ้าจริง วิธีการนี้เป็นการนำกลไกราคาตลาด เข้ามามีส่วนพิจารณา และสามารถเอื้ออำนวยให้เกิดการพัฒนาประสิทธิภาพ และสะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงของการผลิตไฟฟ้าอย่างไ้ก็ตาม กรณีของพลังน้ำ การพัฒนาประสิทธิภาพและเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างมีความจำกัด ดังนั้น ในการศึกษาจึงเป็นการกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟแบบอัตราคงที่

⁴ต้นทุนจากการหลีกเลี่ยง (Avoided cost) เป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งครอบคลุม ต้นทุนค่าพลังงาน (Energy cost / Direct variable cost) และต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost / Direct fixed cost) ที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลดังกล่าว

บำรุงรักษา (Operation and Maintenance cost) ของโรงไฟฟ้า โดยมีสมมติฐานว่าโครงสร้างต้นทุนโรงไฟฟ้าในอนาคตจะไม่แตกต่างจากลักษณะต้นทุนในปัจจุบัน

- 7) เป็นการคำนวณภายใต้สมมติฐานโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ โดยกำหนดให้อายุโครงการเป็นไปตามอายุการใช้งานของอุปกรณ์เครื่องจักรโรงไฟฟ้าที่ระยะเวลา 25 ปี และในที่นี่ไม่มีการนำเอาค่าใช้จ่ายจากต้นทุนการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำ และหรือเขื่อนเก็บน้ำ มาคำนวณร่วมด้วย เนื่องจากเป็นสิ่งก่อสร้างที่มีอยู่แล้ว อีกทั้งวัตถุประสงค์เป็นไปเพื่อการชลประทานเป็นหลัก มิใช่เพื่อการผลิตไฟฟ้าโดยตรง
- 8) การคำนวณเป็นการจำแนกระหว่างต้นทุนและผลประโยชน์ของผู้ผลิต (Private cost and benefit) อันสะท้อนถึงตัวเลขทางการเงินจริงที่ผู้ผลิตได้รับ กับต้นทุนและผลประโยชน์ของสังคม (Social cost and benefit) ซึ่งได้แก่ผลประโยชน์ที่สังคมได้จากการไม่ปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์อันก่อเกิดผลกระทบภายนอก (Externality) ซึ่งคำนวณเป็นต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนที่ประหยัดได้ (Carbon emission saved cost) และต้นทุนการหลีกเลี่ยงจากการที่หลีกเลี่ยงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีราคาแพงกว่า (Avoided cost) และนำมาคำนวณเป็นมูลค่าเชิงเปรียบเทียบอยู่ในระบบผลตอบแทนและต้นทุน
- 9) วิธีที่ใช้คำนวณในการศึกษาครั้งนี้ เป็นการกำหนดอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อหาค่าปัจจุบันของต้นทุน ซึ่งอัตราการคิดลดนี้ จะเป็นอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้รับ เนื่องจากอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะคิดคำนวณจากต้นทุนดังกล่าว และเพื่อการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในระดับที่เหมาะสม จึงกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 11.0, 12.0, 13.0 และร้อยละ 14.0 (อัตราผลตอบแทนการลงทุน, IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0%) ตามลำดับ

นอกจากนั้น การคำนวณค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม จะเป็นการศึกษาค่าธรรมเนียม ตามความแตกต่างกันใน 3 กลุ่ม ได้แก่กลุ่มด้านการผลิต กลุ่มความเฉพาะตัวของโครงการ และกลุ่มตอบสนองเป้าหมายเฉพาะ

1) กลุ่มด้านการผลิต มีองค์ประกอบในการศึกษาคือ

1.1) ประเภทของเทคโนโลยี

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ตามลักษณะโครงการโดยแบ่งเป็น 2 ลักษณะ คือแบบน้ำไหลผ่าน (Run-of-the-river) และแบบมีอ่างเก็บน้ำ (Storage) ทั้งนี้เนื่องจากมีขนาดของการลงทุน (Capital cost) ที่แตกต่างกัน

1.2) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง แบ่งเป็น

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ตามขนาดของกำลังการผลิตติดตั้ง โดยแบ่งเป็น 3 ส่วน คือ 1) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 400 kW และ 2) ขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 400 kW แต่ไม่เกิน 2,000 kW และ 3) ขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 2,000 kW แต่ไม่เกิน 8,000 kW เนื่องจากเป็นการกำหนดตามหลักเกณฑ์การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กและขนาดเล็กมากสะท้อนถึงโครงสร้างค่าใช้จ่ายการลงทุน ต้นทุนดำเนินการ และต้นทุนบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่แตกต่างกันตามขนาดกำลังการผลิต

1.3) แหล่งทรัพยากรน้ำที่นำมาผลิตไฟฟ้า

เป็นการศึกษาต้นทุนของทรัพยากรน้ำที่นำมาผลิตไฟฟ้า โดยอาศัยการเทียบเคียงผลการศึกษาวิจัยที่มีมาก่อนหน้า และนำมาใช้ประกอบการคำนวณเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ รวมทั้งใช้ข้อมูลการคิดค่าใช้จ่ายต้นทุนน้ำของกรมชลประทาน การศึกษานี้เป็นการคำนวณเปรียบเทียบระหว่าง “การไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ” เนื่องจากมองว่าไม่มีการสูญเสียเกิดขึ้นในกระบวนการใช้น้ำมาผ่านกังหันผลิตไฟฟ้า และ “การคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ” อันมีพื้นฐานแนวคิดจากค่าเสียโอกาสของการใช้น้ำและส่งเสริมให้เกิดการรักษาต้นน้ำในด้านผลประโยชน์ที่ได้รับ โดยมีการคิดค่าน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบมีอ่างเก็บน้ำ มากกว่าการผลิตไฟฟ้าแบบน้ำไหลผ่าน เนื่องจากมีระยะเวลาการใช้น้ำที่น้อยกว่า

1.4) ค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าที่มีต่อตลาด และหรือสังคมสิ่งแวดล้อม ที่สะท้อนเฉพาะตามพื้นที่

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่จำแนกเป็นการเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (On grid) และการไม่เชื่อมต่อกับโครงข่าย (Off grid) จากเหตุผลสำคัญที่คาดการณ์ว่าการเชื่อมต่อกับโครงข่าย จำเป็นต้องอาศัยการดูแลที่ใกล้ชิดกว่า และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่ง⁵

2) กลุ่มความเฉพาะตัวของโครงการ

มีองค์ประกอบในการศึกษาดังนี้

2.1) อัตราการปรับเพิ่มลดค่าธรรมเนียม (Predetermined tariff degression)

⁵บางแนวความคิดให้ความเห็นว่าควรเป็นการประมาณการต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost) อันเนื่องมาจากการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ ทำให้ไม่จำเป็นต้องก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่ และควรจะได้รับส่วนเพิ่มค่าธรรมเนียมบ่อนไฟตามหลักเกณฑ์นี้ อย่างไรก็ตามประเด็นนี้ยังค่อนข้างคลุมเครือกับการส่งเสริมให้เกิดการบุกรุกพื้นที่ป่า เพื่อเข้าไปใช้ประโยชน์และขยายการสร้างชุมชน การคำนวณครั้งนี้จึงไม่ส่งเสริมประเด็นนี้

เป็นการศึกษาลักษณะการปรับลดค่าธรรมเนียมป้อนไฟ อันเป็นการลดภาระของผู้ใช้ไฟฟ้า ในขณะที่รักษาให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุนพัฒนาไฟฟ้าจากพลังน้ำ วิธีการศึกษาโดยทั่วไปเป็นการเปรียบเทียบรูปแบบระหว่าง การปรับอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟลงทันที จากสถานะ “มีค่าธรรมเนียมป้อนไฟ” เป็น “ไม่มีค่าธรรมเนียมป้อนไฟ” ในทันที เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาที่กำหนดไว้ และหรือเป็นการปรับลดค่าธรรมเนียมป้อนไฟทีละเล็กละน้อยต่อเนื่องเป็นรายปี โดยอัตราการปรับลดค่าธรรมเนียมจะเป็นไปตามความเหมาะสม ด้วยการคำนึงไปพร้อมกับการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return – IRR) เพื่อกำหนดระยะเวลา (ปี) ในการให้การอุดหนุน ภายใต้อัตราผลตอบแทนคงที่ค่าหนึ่ง

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากลักษณะดังกล่าวเป็นการจ่ายอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟแบบเพิ่มจากอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ขณะที่การศึกษานี้เป็นการคำนวณในลักษณะที่เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟแบบอัตราคงที่ ดังนั้น จึงไม่มีการกำหนดอัตราการเพิ่มลดค่าธรรมเนียม แต่เป็นการกำหนดให้เพียงอัตราเดียวตลอดอายุโครงการ เพื่อสร้างความมั่นใจในการลงทุนของเอกชน นอกจากนี้ การคำนวณครั้งนี้จะไม่นำการปรับอัตราเงินเฟ้อ (Annual inflation adjustment) มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากวิธีการคำนวณค่าไฟฟ้า ในปัจจุบัน ได้รวมผลจากอัตราเงินเฟ้อในทางอ้อมอยู่แล้ว จึงอาจเป็นการนับซ้ำ

2.2) อัตราตามช่วงเวลาการจ่ายเข้าระบบ (Time of delivery)

การศึกษาในส่วนนี้ เพื่อสร้างกลไกให้เกิดแรงจูงใจในการผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้ามาก เพื่อเป็นการลดภาระการจ่ายกระแสไฟฟ้าของระบบหลัก โดยจะเป็นการพิจารณาถึงมูลค่าความแตกต่างของต้นทุนการผลิตและหรือผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นระหว่างช่วงเวลา เป็นหลักในการกำหนดส่วนเพิ่มของค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม การศึกษาครั้งนี้ส่งเสริมให้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตลอดช่วงเวลา หรือกล่าวคือให้สามารถจ่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างต่อเนื่องให้มากที่สุด จึงไม่มีการกำหนดช่วงเวลาจ่ายเข้าระบบ

3) กลุ่มตอบสนองเป้าหมายเฉพาะ

มีองค์ประกอบสำหรับการศึกษาคือ

3.1) รูปแบบองค์กรเจ้าของโครงการพัฒนาพลังงานน้ำ

การศึกษาในส่วนนี้ จะเป็นการเปรียบเทียบจุดเด่นจุดด้อยของแต่ละรูปแบบองค์กรที่จะทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมีการผลิตได้อย่างยั่งยืน และให้สอดคล้องไปตามแผนงานพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555 – 2564) ที่มีการส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะทางด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ อันมีจุดมุ่งหมายให้มีการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชน ให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้ในอนาคต ส่วนเพิ่มขึ้นจากค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า สำหรับรูปแบบองค์กรเจ้าของจะมีพื้นฐานการกำหนดจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากกิจกรรมการเข้ามีส่วนร่วม และระดับของการมีส่วนร่วมของชุมชนเพื่อให้เป็นไปตามแผนงานดังกล่าว

การศึกษานี้มีการกำหนดลักษณะความเป็นเจ้าของโครงการใน 3 ลักษณะคือ

1. การลงทุนโดยหน่วยงานเอกชน
2. การลงทุนโดยหน่วยงานภาครัฐและหน่วยงานเอกชน
3. การลงทุนโดยกลุ่มชุมชนในรูปของสหกรณ์โดยร่วมกับหน่วยงานอื่นๆทั้งภาครัฐและเอกชน

3.2) กรอบระยะเวลาของการให้ค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

เป็นการศึกษาโดยกำหนดกรอบระยะเวลาการให้ค่าธรรมเนียมป้อนไฟ เป็นช่วงระยะเวลา 25 ปี ตามอายุโครงการ และกำหนดผลตอบแทนการลงทุนที่อัตรา 11.0%, 12.0%, 13.0%, และ 14.0% เพื่อคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสมโดยแปรค่าตามลักษณะของโครงการ และกำหนดให้มูลค่าซากของโครงการเป็น 0 หลังจากจบโครงการ

6.2 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณการลงทุนผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในครั้งนี้ เป็นการคำนวณจากฐานต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำโดยใช้ข้อมูลโครงการที่มีศักยภาพในเขตพื้นที่ลุ่มน้ำปิง วัง ยม ซี และ มูล โดยคำนวณจำนวนเงินลงทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ส่วนใหญ่ดำเนินการศึกษาในช่วงปี พ.ศ.2549 – 2551 และทำการคำนวณให้เป็นค่าปีฐาน ณ สิ้นปี 2554 โดยคูณอัตราดัชนีผู้บริโภค หรืออัตราเงินเฟ้อ เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง และเป็นการปรับฐานการคำนวณ เนื่องจากหลายโครงการปีมีการเริ่มต้นที่แตกต่างกัน อีกทั้งมีการแบ่งขนาดการผลิตโดยแยกประเภทลักษณะของขนาดการผลิต ดังแสดงไว้ในตารางที่ 6-1

ตารางที่ 6-1 ต้นทุนการผลิตเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จำแนกตามขนาดการผลิต ราคา ณ สิ้นปี 2554

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	ต้นทุนการลงทุน โรงไฟฟ้า (บาท)	ต้นทุนการก่อสร้าง สายส่ง (บาท)	กำลังการผลิต พลังงานไฟฟ้า (kWhต่อปี)
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	73,620,042	5,629,611	1,074,940
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	212,854,608	10,106,974	4,955,546
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	578,679,973	8,055,949	19,833,275
Storage	ไม่เกิน 400 kW	37,762,922	2,473,987	731,623
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	113,367,913	5,866,588	4,573,768
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	328,411,454	6,481,609	23,973,982

6.3 การคำนวณต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social cost and benefit)

6.3.1 ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost)

จากกรอบแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า PDP ฉบับที่ 3 พบว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเป็นการทดแทนการผลิตไฟฟ้าในอนาคตจากเชื้อเพลิง 2 ส่วนที่สำคัญ คือการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ และจากก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นการคำนวณต้นทุนที่หลีกเลี่ยงจึงคำนวณโดยเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ และการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังกล่าว

อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไปการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจะมีราคาใกล้เคียงกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล แต่เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลมีการปรับตัวเพิ่มขึ้นตามลำดับในช่วงที่ผ่านมา ขณะที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมีค่าค่อนข้างคงที่ ดังนั้น จึงเป็นไปได้ที่ค่าต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จะมีค่าเป็นบวก และแม้การผลิตจากพลังน้ำจะทำให้ลดการปล่อยมลภาวะจากคาร์บอน แต่ได้มีการคำนวณในหมวดต้นทุนจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไว้แล้วจึงมิได้คำนวณไว้ในหมวดนี้

ดังนั้น โดยการพิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคต ตามกรอบแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 พบว่ากำลังการผลิตส่วนใหญ่จะเป็นการผลิตจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ดังนั้น จากการคำนวณถ่วงน้ำหนักปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท และกำหนด ปี 2554 เป็นปีฐานในการคำนวณ และเป็นการคำนวณ ณ สิ้นปี 2554 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากถ่านหินและลิกไนต์ คิดเป็นจำนวน 24,996.71⁶ GWh ขณะที่

⁶ข้อมูลจากกองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์กร การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จำนวนลิคนต์ที่ใช้ทำการผลิตไฟฟ้ามีจำนวน 16,754 (x1,000 ตัน) โดยอ้างอิงราคาก่านหินนำเข้า⁷ สามารถคำนวณราคาต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าจากลิคนต์เป็น 1.661 บาทต่อkWh

ในทำนองเดียวกันสามารถคำนวณราคาต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติโดยอ้างอิงราคาจากต่างประเทศได้โดยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติเป็นจำนวน 52,568.77 GWhและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตใช้ก๊าซธรรมชาติจำนวน 1,330 MMSCFD (Million Standard Metric Cubic Feet per Day)ในการผลิตไฟฟ้า หรือคิดเป็น 485,450 MMSCF

อย่างไรก็ตาม มูลค่าการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศสหภาพเมียนมาร์ ในปี 2554 คิดเป็นจำนวน 950 MMSCFD เป็นมูลค่า 106,970.136 ล้านบาท⁸ หรือคิดเป็นค่าเฉลี่ย 112.60 ล้านบาทต่อMMSCFD ดังนั้น เมื่อคำนวณจากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มูลค่าการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติโดยไม่มีการคำนวณค่าการผลิต จะได้เป็น 2.8884⁹ บาทต่อ kWh ดังนั้น ต้นทุนการหลีกเลี่ยงในการศึกษาครั้งนี้คำนวณได้โดยแสดงได้ดังตารางที่ 6-2

ตารางที่ 6-2 การคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost)

ประเภทเชื้อเพลิง	ปริมาณและต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า		ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก
ถ่านหินลิคนต์	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้	24,996.71 GWh	2.4929 บาทต่อ kWh	1.560 บาทต่อ kWh
	ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า	1.661 บาทต่อ kWh		
ก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้	52,568.77 GWh		
	ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า	2.8884 บาทต่อ kWh		

$$\text{ต้นทุนการหลีกเลี่ยง} = \text{ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากลิคนต์และก๊าซธรรมชาติ} - \text{ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ} \quad (6.1)$$

$$= 2.4929 - 1.560 = 0.9329 \text{ บาทต่อkWh}$$

⁷ ราคาก่านหินนำเข้าตันละ = (45,160.57 ล้านบาท / 18,221.6 x1,000 ตัน) – ข้อมูลจาก www.eppo.go.th :วันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2556

⁸ คิดเป็นจำนวน 7,991,922,197 กิโลกรัม- ข้อมูลจากกรมศุลกากร www.customs.go.th

⁹ ไม่ได้คำนวณค่าการผลิตไฟฟ้า

6.3.2 ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและก๊าซชนิดอื่น

จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 ว่ากระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลนั้น ได้ก่อให้เกิดมลภาวะตามมา เนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกประเภทต่างๆ ที่สำคัญ อาทิ คาร์บอน ซัลเฟอร์ และไนโตรเจน เป็นต้น ก๊าซเหล่านี้เป็นผลกระทบภายนอกด้านลบ (Negative Externality) ที่เป็นต้นทุนทางสังคม ดังนั้นในการศึกษานี้จึงจะคำนวณต้นทุนเหล่านี้ออกมาโดยแบ่งเป็น 1) ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและ 2) ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่น

6.3.2.1 ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน (Carbon emission cost)

แนวคิดในการคำนวณต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน¹⁰ อันเนื่องมาจากระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีส่วนประกอบของคาร์บอน เมื่อผ่านกระบวนการสันดาปเพื่อให้เกิดการปลดปล่อยพลังงานออกมา ก็จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่สภาพแวดล้อม โดยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นับเป็นตัวแปรสำคัญในการก่อมลภาวะ ขณะที่ก๊าซอื่นๆมีสัดส่วนและผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมไม่มากเมื่อเทียบกับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การศึกษาวิจัยเพื่อกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในครั้งนี้ ใช้ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคต ตามกรอบแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ที่มีการระบุถึงปริมาณคาดการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในช่วง 20 ปี¹¹ ของแผน ดังตารางที่ 6-3

¹⁰ ก๊าซที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมชนิดอื่น อาทิ CH₄ และอื่นๆ ได้ถูกคำนวณในรูปของค่าเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และรวมเอาไว้แล้ว

¹¹ เนื่องจากอายุโครงการที่กำหนดสำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำมีกำหนดเป็น 25 ปี ดังนั้น ปริมาณคาดการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะ 5 ปีสุดท้ายจะถือว่าเป็นจำนวนเท่ากับจำนวนในปีที่ 20

ตารางที่ 6-3 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า ตามแผน PDP2010#3

(หน่วยเป็น kgCO_2/kWh)

ปี	สะสม (ปีฐาน 2555)	ปี	สะสม (ปีฐาน 2555)
2555	0.478	2567	0.427
2556	0.474	2568	0.426
2557	0.472	2569	0.424
2558	0.466	2570	0.421
2559	0.458	2571	0.419
2560	0.452	2572	0.417
2561	0.446	2573	0.415
2562	0.442	2574	0.415 ^e
2563	0.438	2575	0.415 ^e
2564	0.434	2576	0.415 ^e
2565	0.432	2577	0.415 ^e
2566	0.430	2578	0.415 ^e

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555. สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP 2010) (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3).

ในประเด็นทางด้านราคา ประเทศที่พัฒนาแล้ว เช่น สหรัฐอเมริกา และประเทศในยุโรป ต่างให้ความสำคัญกับปัญหามลภาวะทางอากาศมากขึ้น และมีการพัฒนาตลาดซื้อขายคาร์บอน (Carbon Trading Market) ขึ้น ซึ่งคาร์บอนสามารถนำมาซื้อขายแลกเปลี่ยนได้เหมือนกับสินค้าโภคภัณฑ์อื่นๆ โดยตลาดที่สำคัญในการซื้อขายคาร์บอนของโลกส่วนใหญ่จะอยู่ในยุโรปและสหรัฐอเมริกา ดังนั้น ใน การศึกษานี้จะอ้างอิงราคาคาร์บอนจากทั้งสองแหล่ง อย่างไรก็ตามราคาซื้อขายคาร์บอนในยุโรปและ สหรัฐอเมริกามีความแตกต่างกัน โดยใน พ.ศ. 2555 ระดับราคาการซื้อขายคาร์บอนในตลาด สหรัฐอเมริกาสูงกว่าในยุโรป (ดูรายละเอียดในบทที่ 4) ทั้งนี้เป็นไปตามกลไกตลาดที่กำหนดจากอุปสงค์และอุปทานของคาร์บอนในแต่ละตลาด อย่างไรก็ตามนโยบายของสหรัฐฯในระยะหลังพยายามจะ ควบคุมและลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนลง จึงเป็นแรงกดดันให้ราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาด สหรัฐามีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต และเนื่องจากราคาคาร์บอนค่อนข้างมีความผันผวนในระยะที่ผ่านมา ขึ้นกับปัจจัยแวดล้อมต่างๆที่มากกระทบ จึงมีการแบ่งราคาอ้างอิงออกเป็น 3 กรณี ดังตารางที่ 6-4

ตารางที่ 6-4 ราคาคาร์บอนในการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิล ณ ระดับราคาต่างๆ

รายการ	ระดับราคา		
	สูง	ปานกลาง	ต่ำ
ราคาคาร์บอนที่ใช้อ้างอิง (€/t CO ₂)	20	15	10
ราคาคาร์บอนต่อหน่วย (บาท/kgCO ₂)	0.8059	0.6044	0.4029

หมายเหตุ ณ อัตราแลกเปลี่ยน 40.2938 บาทต่อยูโร

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และราคาคาร์บอนอ้างอิง ดังตารางที่ 6-3 และ 6-4 จะนำมาใช้ในการคำนวณ โดยพิจารณาว่าเป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เพื่อกำหนดหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ภายใต้เงื่อนไขกำลังการผลิตที่แตกต่างกันในการศึกษานี้ ได้แสดงผลให้เห็นเป็น 2 กรณีคือ เมื่อคำนวณราคาในระดับราคา 0.6044 บาทต่อkgCO₂และเมื่อคำนวณราคาในระดับราคา 0.8059 บาทต่อkgCO₂

อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (0.9329 บาทต่อkWh) และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน นี้มิได้เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่อผู้ลงทุนทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ หากแต่เป็นค่าเสียโอกาสของสังคมในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำในทางตรงกันข้าม จึงอาจพิจารณาได้เป็นว่าต้นทุนดังกล่าว เป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social benefit) ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำดังแสดงในตารางที่ 6-7

6.3.2.2 ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่น

ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า นอกจากจะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือ CO₂ แล้ว ยังมีปริมาณก๊าซเรือนกระจกอื่นๆถูกปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตด้วย ที่สำคัญ ได้แก่ ก๊าซที่มีไนโตรเจนเป็นองค์ประกอบ (Nitrogen Oxides:NO_x) และ ก๊าซที่มีซัลเฟอร์เป็นองค์ประกอบ เช่น Sulphur Dioxide (SO₂) ในการศึกษานี้จึงนำ NO_xและ SO₂ เข้ามาร่วมพิจารณาด้วย อย่างไรก็ตาม เนื่องจากก๊าซเรือนกระจกอื่นๆที่ไม่ใช่คาร์บอนยังได้รับความสนใจไม่มากในประเทศไทย ดังนั้นข้อมูล ที่นำมาใช้ในการศึกษานี้จึงอ้างอิงจากข้อมูลในต่างประเทศเป็นหลัก

ตารางที่ 6-5 เปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซ NO_x SO_2 และ CO_2 ตามชนิดของเชื้อเพลิงหน่วย: kg/MMBTU¹²

ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการปล่อย		
	NO_x	SO_2	CO_2
ถ่านหิน	0.0015	1.1752	95.52
น้ำมัน	0.0006	0.5089	78.80
ก๊าซธรรมชาติ	0.0001	0.00045	53.06

ที่มา: Chesapeake Energy Corporation. 2013. Emission by Fuel Types.[Online].

<http://www.chk.com/corporate-responsibility/ehs/environment/air/Pages/Information.aspx>access March 2013.

จากตารางที่ 6-5 เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซ NO_x SO_2 และ CO_2 ตามชนิดของเชื้อเพลิง พบว่า ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่ก่อมลภาวะมากที่สุด และก๊าซธรรมชาติก่อมลภาวะน้อยที่สุด และเมื่อพิจารณาปริมาณก๊าซที่ถูกปล่อยออกมาจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆในการผ่านกระบวนการสันดาปนั้น CO_2 มีปริมาณมากที่สุด ขณะที่ NO_x และ SO_2 มีสัดส่วนที่ต่ำกว่ามาก ดังนั้น CO_2 จึงอยู่ในความสนใจมากกว่านั่นเอง

สำหรับประเด็นในเรื่องราคาของ NO_x และ SO_2 ก็มีตลาดในการซื้อขายคล้ายคลึงกับกรณีของคาร์บอน จากมาตรการของทางการโดยเฉพาะในประเทศสหรัฐอเมริกาที่ให้ความสำคัญในการควบคุมปริมาณก๊าซทั้งสองชนิด (ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการประสบปัญหาฝนกรดในอดีต) ในกรณีที่ผู้ผลิตสามารถควบคุมการปล่อยก๊าซได้ดีและต่ำกว่าปริมาณที่กำหนด ก็สามารถนำส่วนที่เหลือไปขายให้กับผู้ผลิตที่มีการปล่อยมากกว่าปริมาณที่กำหนด อย่างไรก็ตามตลาดซื้อขาย credit trading ของก๊าซทั้งสองชนิดนี้ยังไม่กว้างขวางเท่ากับกรณีของคาร์บอน และราคาซื้อขายมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง (ดูรายละเอียดในบทที่ 4) อันเป็นผลมาจากมาตรการควบคุมของภาครัฐ ประกอบกับการตื่นตัวของภาคเอกชนในการพัฒนาเทคโนโลยีให้มีการกำจัดของเสียได้ดีขึ้น จึงส่งผลให้ปริมาณการปล่อย NO_x และ SO_2 ลดลงค่อนข้างมากจากอดีต ทำให้ความต้องการในการแลกเปลี่ยน (trading) จึงลดลงตามไปด้วย ระดับราคาจึงต่ำมากเมื่อเทียบกับอดีต (ดูรายละเอียดในบทที่ 4)

¹² MMBTU (Million British Thermal Units)

ตารางที่ 6-6 ราคา NO_x และ SO_2

รายการ	ระดับราคา
ราคา NO_x ที่ใช้อ้างอิง (\$/ton)	15.89
ราคา SO_2 ที่ใช้อ้างอิง (\$/ton)	2.12
ราคา NO_x ต่อหน่วย (บาท/kg)	0.477
ราคา SO_2 ต่อหน่วย (บาท/kg)	0.064

หมายเหตุ ณ อัตราแลกเปลี่ยน 30 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ

ที่มา: U.S. Energy Information Administration. 2012. Emissions allowance prices for SO_2 and NO_x remained low in 2011. [Online].<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4830>access March 2013.

เมื่อคำนวณต้นทุนการปล่อยก๊าซ NO_x และ SO_2 ในอัตราต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อ kWh) งานศึกษานี้ใช้การเปรียบเทียบสัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซทั้งสามประเภทจากกระบวนการสันดาปของเชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติ (ตารางที่ 6-5) และใช้วิธีการเทียบอัตราส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (ตารางที่ 6-3) ดังนั้น จากการคำนวณพบว่าต้นทุนการปล่อยก๊าซ NO_x อยู่ระหว่าง 0.00000037284 ถึง 0.00000042944 บาทต่อ kWh และต้นทุนการปล่อยก๊าซ SO_2 อยู่ระหว่าง 0.00000022385 ถึง 0.00000025783 บาทต่อ kWh ซึ่งเป็นมูลค่าที่ต่ำมากเมื่อเทียบกับต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน อันเนื่องจากปริมาณ NO_x และ SO_2 ที่ปล่อยออกมามีไม่มาก และราคาในการซื้อขายค่อนข้างต่ำนั่นเอง ดังนั้นในการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟครั้งนี้ จึงไม่นำมาพิจารณาคำนวณรวม ซึ่งจะส่งผลต่อการกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

อย่างไรก็ตามราคาอ้างอิงที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนการปล่อยก๊าซ NO_x และ SO_2 มีความแตกต่างจากราคาอ้างอิงที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนการปล่อยก๊าซ CO_2 ที่มีตลาดแลกเปลี่ยนอย่างกว้างขวางทั้งในยุโรปและสหรัฐอเมริกา เพราะผลกระทบค่อนข้างมากจากปริมาณการปล่อยที่สูงโดยเปรียบเทียบ จึงสามารถพิจารณาข้อมูลจากหลายแหล่งได้ ส่วนราคาอ้างอิงของก๊าซ NO_x และ SO_2 นั้น ค่อนข้างมีข้อจำกัดเพราะส่วนใหญ่มีข้อมูลแพร่หลายในสหรัฐอเมริกาเท่านั้น ส่วนในยุโรปข้อมูลด้านราคาไม่ปรากฏชัดเจน เนื่องจากปริมาณการปล่อยก๊าซทั้งสองชนิดนี้มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง จึงได้รับความสนใจไม่มากเมื่อเทียบกับการปล่อยก๊าซ CO_2 ดังนั้นการศึกษานี้จึงใช้ราคาอ้างอิงในการคำนวณต้นทุนการปล่อยก๊าซ NO_x และ SO_2 ในสหรัฐอเมริกา

6.4 ผลประโยชน์ของสังคม (บาท) ที่อัตราการคิดลด 8.0%

การวิเคราะห์ในส่วนนี้เป็นการคำนวณหาผลประโยชน์ของสังคม ซึ่งเกิดจากต้นทุนการหลีกเลี่ยงและต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน โดยการกำหนดอัตราคิดลด(Discount rate, r) มีค่าเป็น 8% ซึ่งเป็นอัตรา $MLR+1\%$ แสดงผลการวิเคราะห์ดังตารางที่ 6-7

6.5 การคำนวณต้นทุนและผลประโยชน์ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

6.5.1 ต้นทุนการลงทุนผลิตไฟฟ้า (Investment marginal cost)

ต้นทุนการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ในที่นี้เป็นการคำนวณโดยใช้ข้อมูลโครงการที่มีอยู่ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเป็นการคิดค่าใช้จ่ายเงินลงทุนก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้า (MC_i) อันไม่รวมค่าก่อสร้างโครงสร้างอ่างเก็บน้ำ หรือเขื่อน และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (MC_{OM}) การคำนวณหน่วยผลิตไฟฟ้าตามที่มีการผลิตจริง ซึ่งเป็นการคำนวณที่รวมถึงตัวแปร Plant Factor ไว้แล้ว โดยต้นทุนการลงทุนทั้งสองส่วนนี้ ทำการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักด้วยขนาดกำลังการผลิตติดตั้งจริงของแต่ละโครงการ และคำนวณโดยการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักกำลังการผลิตตามช่วงกลุ่มกำลังการผลิต รวมทั้งจำแนกต้นทุนการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า และต้นทุนการก่อสร้างสายส่ง โดยแสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของแต่ละช่วงขนาดการผลิตได้ดังตารางที่ 6-8

ตารางที่ 6-7 ผลประโยชน์ของสังคม(บาท) ที่อัตราการคิดลด = 8.0%

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	ต้นทุนการ หลักเลียง	ราคาคาร์บอน 0.6044 kgCO ₂		ราคาคาร์บอน 0.8059 kgCO ₂	
			ต้นทุนการปล่อยก๊าซ คาร์บอน	ผลประโยชน์รวม	ต้นทุนการปล่อยก๊าซ คาร์บอน	ผลประโยชน์รวม
Run-of-the- river	ไม่เกิน 400 kW	3,089,213.77	10,704,788.60	13,794,002.36	14,273,641.85	17,362,855.62
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	14,244,357.95	49,359,756.93	63,604,114.88	65,815,731.49	80,060,089.44
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	56,997,810.24	197,509,643.43	254,507,453.67	263,357,084.12	320,354,894.36
Storage	ไม่เกิน 400 kW	2,102,601.76	7,285,966.28	9,388,568.04	9,715,023.54	11,817,625.30
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	15,006,094.25	51,999,336.68	67,005,430.93	69,335,316.73	84,341,410.98
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	68,897,571.22	238,744,868.73	307,642,439.95	318,339,658.69	387,237,229.91

ตารางที่ 6-8 ต้นทุนการลงทุนผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก และต้นทุนการหลีกเลี่ยงราคา ณ สิ้นปี 2554

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนการลงทุนต่อ หน่วยไฟฟ้า (บาทต่อkWh)	ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) (บาทต่อkWh)
Run-of-the- river	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.7421	0.9329
		On	7.3425	0.9329
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	3.9598	0.9329
		On	4.5602	0.9329
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.8708	0.9329
		On	2.4713	0.9329
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.5027	0.9329
		On	7.1032	0.9329
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.5875	0.9329
		On	3.1880	0.9329
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.8809	0.9329
		On	2.4813	0.9329

6.5.2 ต้นทุนการใช้น้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า (Energy cost)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจำเป็นต้องมีการใช้น้ำในการผลิต โดยปล่อยไหลผ่านกังหันอันนำไปสู่การขับเคลื่อนแกนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ลักษณะการใช้น้ำของโรงไฟฟ้านั้นไม่เป็นการทำให้น้ำสูญเสียไป หรือมีการเปลี่ยนลักษณะเชิงกายภาพไป แต่เป็นการใช้คุณสมบัติเชิงกลศาสตร์ของน้ำเท่านั้น

อย่างไรก็ตาม ในเชิงเศรษฐศาสตร์จำเป็นต้องมีการคิดค่าเสียโอกาสของการใช้ทรัพยากรงานศึกษาที่ผ่านมาได้มีการคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำไว้ที่ 0.60 บาทต่อลูกบาศก์เมตร โดยเป็นการใช้น้ำในภาคการเกษตร ขณะที่นโยบายรัฐบาลเพื่ออุดหนุนเกษตรกรจึงไม่มีการเก็บเงินสำหรับการใช้น้ำในภาคการเกษตร (0.00 บาทต่อลูกบาศก์เมตร) อัตราค่าธรรมเนียมใช้น้ำได้มีการเรียกเก็บระหว่างหน่วยงานภาครัฐเช่นกัน ต้นทุนนี้สะท้อนถึงค่าเสียโอกาสที่เกิดขึ้นจากการใช้น้ำที่มีการซื้อขายจริง โดยกรมชลประทานทำการเก็บค่าธรรมเนียมใช้น้ำที่นำมาผลิตเป็นน้ำประปาจากการประปานครหลวงที่อัตรา 0.15 บาทต่อลูกบาศก์เมตรอันเป็นลักษณะการใช้น้ำโดยตรงเพื่อนำมาผลิตเป็นสินค้าจำหน่ายสำหรับการศึกษานี้จะใช้อัตราค่าธรรมเนียมการใช้น้ำอ้างอิงจากกฎกระทรวง ซึ่งกำหนดการ

ลดหย่อนค่าชลประทานสำหรับผู้ใช้น้ำจากทางน้ำชลประทานเพื่อกิจการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กพ.ศ. 2552 โดยกรมชลประทานเรียกเก็บค่าชลประทานในอัตราดังต่อไปนี้

(1) ประเภทเขื่อนหรือฝายเก็บกักน้ำ ลูกบาศก์เมตรละ 0.0246บาท

(2) ประเภทเขื่อนหรือฝายทดน้ำ ลูกบาศก์เมตรละ 0.0064 บาท

ตารางที่ 6-9 ปริมาณการใช้น้ำต่อหน่วยไฟฟ้าและต้นทุนค่าธรรมเนียมใช้น้ำ เฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ปริมาณน้ำที่ใช้ต่อหน่วยไฟฟ้า (ลบ.ม.ต่อkWh)	ต้นทุนค่าธรรมเนียม ใช้น้ำ (บาทต่อ kWh)
Run-of-the- river	ไม่เกิน 400 kW	Off	38.7	0.248
		On	38.7	0.248
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	60.9	0.390
		On	60.9	0.390
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	60.9	0.390
		On	60.9	0.390
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	12.8	0.315
		On	12.8	0.315
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	11.0	0.271
		On	11.0	0.271
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	19.9	0.490
		On	19.9	0.490

หมายเหตุ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำไหลผ่าน มีปริมาณการใช้น้ำมากกว่าแบบอ่างเก็บน้ำ แต่มีระยะเวลาการใช้น้ำสั้นกว่า

งานศึกษานี้จึงมีแนวคิดในการวิเคราะห์อัตราการใช้ใน 2 ลักษณะคือ ที่ไม่คิดอัตราค่าธรรมเนียมใช้น้ำ ($MC_E=0$) โดยถือว่าการใช้น้ำในการผลิตไฟฟ้า มิได้เกิดการสูญเสียแต่อย่างใด และกรณีที่คิดอัตราค่าธรรมเนียมใช้น้ำอาจพิจารณาเป็นค่าเสียโอกาสในการใช้น้ำสำหรับกิจกรรมอื่นๆ และถือว่าการสูญเสียบางส่วนในกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า และถือเป็นส่วนหนึ่งในการส่งเสริมการดูแลรักษาต้นน้ำ หรือในทางกลับกันอาจจะถือเป็นต้นทุนในการดูแลรักษาต้นน้ำได้ด้วยเช่นกัน

6.5.3 ต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance cost)

ต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษา จำเป็นต้องมีเพื่อให้มั่นใจได้ว่ามีระบบการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำได้ตามปริมาณและคุณภาพที่ต้องการตลอดอายุโครงการ ในการศึกษาครั้งนี้คิดต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเป็นสัดส่วนร้อยละ 1.0 ของเงินลงทุนเริ่มต้น ตามหลักเกณฑ์ทั่วไปของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

6.6 การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม

การศึกษาวិเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเป็นการเปรียบเทียบต้นทุนกับผลประโยชน์ที่เกิดจากการลงทุนในโครงการต่างๆ เพื่อที่จะประเมินโครงการนั้นในมิติทางเศรษฐศาสตร์ และสามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการประกอบการตัดสินใจว่าควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่ โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value - NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio - BCR)¹³ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return - IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback period - PBP) เป็นส่วนสำคัญในการวิเคราะห์

การวิเคราะห์ในส่วนนี้เป็นการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม ภายใต้การกำหนดอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)¹⁴ เป็น 11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0% อันเป็นระดับทั่วไปของอัตราผลตอบแทนของการลงทุนของรัฐวิสาหกิจและหน่วยงานเอกชน หรือหากพิจารณาในแง่ดอกเบี้ยแล้ว อัตราผลตอบแทนภายในที่ระดับ 11.0% เทียบได้กับอัตราเงินกู้ประมาณ 7-8 % (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) รวมกับอัตราเงินเฟ้อประมาณ 3.0% (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) เพื่อมิให้เกิดค่าไฟฟ้าในระบบรวมมากเกินไป อันเป็นภาระแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าขณะที่เป็นระดับผลตอบแทนที่จูงใจการลงทุนผลิตไฟฟ้า โดยมีสมการเป็น

$$\text{อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟรวม} = MC_T + \text{อัตราการส่งเสริมเฉพาะ} \quad (6.2)$$

ส่วนที่สำคัญของสมการที่ (6.2) เป็นต้นทุนรวม (MC_T) ซึ่งนำมาเป็นส่วนหนึ่งในการคำนวณเพื่อกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม โดยใช้การคำนวณจากพื้นฐานแนวคิดต้นทุนส่วนเพิ่มของการ

¹³ คำนวณโดยคำนึงอัตราการคิดลด (Discount rate - r) โดยที่ B_t เป็นผลประโยชน์ที่ได้รับ และ C_t เป็นต้นทุนเงินลงทุน

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

และการคำนวณผลประโยชน์ของสังคม คำนวณจากการกำหนดอัตราการคิดลด (Discount rate, r) มีค่าเป็น 8% ซึ่งเป็นอัตรา MLR+1% จากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารรายใหญ่ 4 แห่ง ในวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2556 อัตราดอกเบี้ยของธนาคารไทยพาณิชย์ ธ.กรุงเทพ และ ธ.กรุงไทย มีอัตราเงินกู้ MLR เท่ากันที่ 7.00%

¹⁴ เป็นค่าอัตราส่วนคิดลด (r) ตามสมการที่ (6.3)

ผลิตไฟฟ้า อันประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก ได้แก่ 1) ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า (Marginal Capacity Cost, MC_C) และ 2) ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านพลังงานกับต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Marginal Energy Cost and Marginal Operating and Maintenance Cost, MC_{E+OM}) โดยมีสมการที่ใช้คำนวณ ดังนี้

$$MC_T = MC_C + MC_{E+OM} \quad (6.3)$$

และเมื่อกำหนดให้มีการแปรมูลค่าเงินตามช่วงเวลา จะได้สมการเป็น

$$MC_{T,t} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KW_t}{(1+r)^t}} + \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(E+OM)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KWh_t}{(1+r)^t}} \quad (6.4)$$

เมื่อ ∂KW_t เป็นจำนวนกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปีที่ t และ I_t เป็นเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้างดกล่าวหรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือเงินลงทุนสร้างกำลังการผลิตติดตั้งในการศึกษานี้ใช้ t เท่ากับ 25 ซึ่งเท่ากับอายุโครงการ ทั้งนี้การได้มาซึ่งสมการ (6.4) แสดงรายละเอียดไว้แล้วในบทที่ 4

จากสมการความสัมพันธ์ข้างต้น ทำการคำนวณย้อนกลับเพื่อหาอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟที่เหมาะสม จำแนกตามระดับผลตอบแทน และกรณีการคำนวณต้นทุนน้ำเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่คิดต้นทุนค่าธรรมเนียมใช้น้ำ และกรณีที่คิดต้นทุนค่าธรรมเนียมใช้น้ำ โดยแสดงผลการคำนวณได้ดังตารางที่ 6-10 ถึงตารางที่ 6-17

ตารางที่ 6-10 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=11.0\%$ กรณีไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลัง การผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการและ บำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.13	0.00	0.68	8.82	8 ปี 5.06 เดือน	1,269,963
		On	8.75	0.00	0.74	9.49	8 ปี 5.06 เดือน	1,367,075
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.10	0.00	0.43	5.53	8 ปี 5.06 เดือน	3,671,791
		On	5.34	0.00	0.45	5.79	8 ปี 5.06 เดือน	3,846,138
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.46	0.00	0.29	3.71	8 ปี 5.06 เดือน	9,982,362
		On	3.51	0.00	0.30	3.81	8 ปี 5.06 เดือน	10,121,329
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.13	0.00	0.52	6.64	8 ปี 5.06 เดือน	651,419
		On	6.52	0.00	0.55	7.07	8 ปี 5.06 เดือน	693,475
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.44	0.00	0.21	2.65	8 ปี 5.06 เดือน	1,854,422
		On	2.58	0.00	0.22	2.80	8 ปี 5.06 เดือน	1,955,622
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.60	0.00	0.13	1.73	8 ปี 5.06 เดือน	5,561,671
		On	1.63	0.00	0.14	1.77	8 ปี 5.06 เดือน	5,673,481

ตารางที่ 6-11 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=12.0\%$ กรณีไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลังการผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการ และบำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.73	0.00	0.68	9.42	7 ปี 10.12 เดือน	60,073,849
		On	9.40	0.00	0.74	10.14	7 ปี 10.12 เดือน	64,667,603
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.48	0.00	0.43	5.90	7 ปี 10.12 เดือน	173,689,055
		On	5.74	0.00	0.45	6.19	7 ปี 10.12 เดือน	181,936,332
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.72	0.00	0.29	4.01	7 ปี 10.12 เดือน	472,202,030
		On	3.77	0.00	0.30	4.07	7 ปี 10.12 เดือน	478,775,672
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.58	0.00	0.52	7.10	7 ปี 10.12 เดือน	30,814,490
		On	7.01	0.00	0.55	7.56	7 ปี 10.12 เดือน	32,803,884
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.62	0.00	0.21	2.83	7 ปี 10.12 เดือน	87,720,927
		On	2.77	0.00	0.22	2.99	7 ปี 10.12 เดือน	92,508,055
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.71	0.00	0.13	1.85	7 ปี 10.12 เดือน	263,087,285
		On	1.75	0.00	0.14	1.89	7 ปี 10.12 เดือน	268,376,269

ตารางที่ 6-12 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=13.0\%$ กรณีไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลังการผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการ และบำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.34	0.00	0.68	10.03	7 ปี 3.96 เดือน	119,993,634
		On	10.06	0.00	0.74	10.80	7 ปี 3.96 เดือน	129,169,362
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.86	0.00	0.43	6.29	7 ปี 3.96 เดือน	346,932,673
		On	6.14	0.00	0.45	6.59	7 ปี 3.96 เดือน	363,406,075
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.98	0.00	0.29	4.27	7 ปี 3.96 เดือน	943,193,065
		On	4.04	0.00	0.30	4.33	7 ปี 3.96 เดือน	956,323,492
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	7.04	0.00	0.52	7.56	7 ปี 3.96 เดือน	61,549,955
		On	7.50	0.00	0.55	8.05	7 ปี 3.96 เดือน	65,523,641
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.81	0.00	0.21	3.01	7 ปี 3.96 เดือน	175,216,888
		On	2.96	0.00	0.22	3.18	7 ปี 3.96 เดือน	184,778,866
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.83	0.00	0.13	1.97	7 ปี 3.96 เดือน	525,499,865
		On	1.87	0.00	0.14	2.01	7 ปี 3.96 เดือน	536,064,268

ตารางที่ 6-13 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=14.0\%$ กรณีไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลังการผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการ และบำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.96	0.00	0.68	10.65	6 ปี 10.48 เดือน	180,897,023
		On	10.73	0.00	0.74	11.46	6 ปี 10.48 เดือน	194,729,939
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	6.25	0.00	0.43	6.68	6 ปี 10.48 เดือน	523,020,143
		On	6.54	0.00	0.45	6.99	6 ปี 10.48 เดือน	547,854,705
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	4.25	0.00	0.29	4.54	6 ปี 10.48 เดือน	1,421,915,574
		On	4.30	0.00	0.30	4.60	6 ปี 10.48 เดือน	1,441,710,417
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	7.51	0.00	0.52	8.03	6 ปี 10.48 เดือน	92,789,952
		On	7.99	0.00	0.55	8.54	6 ปี 10.48 เดือน	98,780,503
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	3.00	0.00	0.21	3.20	6 ปี 10.48 เดือน	264,149,124
		On	3.16	0.00	0.22	3.38	6 ปี 10.48 เดือน	278,564,334
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.96	0.00	0.13	2.09	6 ปี 10.48 เดือน	792,220,033
		On	2.00	0.00	0.14	2.13	6 ปี 10.48 เดือน	808,146,454

ตารางที่ 6-14 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจาก MC_Tที่ IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0% กรณีไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC _T (ไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ)			
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.82	9.42	10.03	10.65
		On	9.49	10.14	10.80	11.46
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.53	5.90	6.29	6.68
		On	5.79	6.19	6.59	6.99
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.71	4.01	4.27	4.54
		On	3.81	4.07	4.33	4.60
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.64	7.10	7.56	8.03
		On	7.07	7.56	8.05	8.54
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.65	2.83	3.01	3.20
		On	2.80	2.99	3.18	3.38
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.73	1.85	1.97	2.09
		On	1.77	1.89	2.01	2.13

ตารางที่ 6-15 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=11.0\%$ กรณีคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลังการผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการ และบำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.13	0.248	0.68	9.07	8 ปี 2.43 เดือน	22,943,359
		On	8.75	0.248	0.74	9.74	8 ปี 2.61 เดือน	23,040,471
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.10	0.390	0.43	5.92	7 ปี 10.7 เดือน	160,829,186
		On	5.34	0.390	0.45	6.18	7 ปี 11.0 เดือน	161,003,534
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.46	0.390	0.29	4.15	7 ปี 8.05 เดือน	638,836,779
		On	3.51	0.390	0.30	4.20	7 ปี 8.16 เดือน	638,975,746
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.13	0.315	0.52	6.96	8 ปี 0.71 เดือน	19,388,197
		On	6.52	0.315	0.55	7.39	8 ปี 3.35 เดือน	19,430,253
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.44	0.271	0.21	2.92	7 ปี 8.17 เดือน	116,898,509
		On	2.58	0.271	0.22	3.07	7 ปี 8.59 เดือน	116,999,709
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.60	0.490	0.13	2.22	6 ปี 8.15 เดือน	960,614,357
		On	1.63	0.490	0.14	2.26	6 ปี 8.47 เดือน	960,726,166

ตารางที่ 6-16 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=12.0\%$ กรณีคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลัง การผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการและ บำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.73	0.248	0.68	9.67	7 ปี 7.85 เดือน	81,747,246
		On	9.40	0.248	0.74	10.39	7 ปี 8.01 เดือน	86,341,000
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.48	0.390	0.43	6.29	7 ปี 4.66 เดือน	330,846,451
		On	5.74	0.390	0.45	6.58	7 ปี 4.89 เดือน	339,093,727
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.72	0.390	0.29	4.40	7 ปี 2.33 เดือน	1,101,056,447
		On	3.77	0.390	0.30	4.46	7 ปี 2.42 เดือน	1,107,630,090
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.58	0.315	0.52	7.41	7 ปี 6.37 เดือน	49,551,268
		On	7.01	0.315	0.55	7.87	7 ปี 6.58 เดือน	51,540,662
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.62	0.271	0.21	3.10	7 ปี 2.43 เดือน	202,765,013
		On	2.77	0.271	0.22	3.26	7 ปี 2.80 เดือน	207,552,141
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.71	0.490	0.13	2.34	6 ปี 3.87 เดือน	1,218,139,971
		On	1.75	0.490	0.14	2.38	6 ปี 4.15 เดือน	1,223,428,954

ตารางที่ 6-17 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=13.0\%$ กรณีคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลัง การผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการและ บำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.34	0.248	0.68	10.28	7 ปี 2.00 เดือน	141,667,031
		On	10.06	0.248	0.74	11.04	7 ปี 2.13 เดือน	150,842,759
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.86	0.390	0.43	6.68	6 ปี 11.22 เดือน	504,090,069
		On	6.14	0.390	0.45	6.98	6 ปี 11.42 เดือน	520,563,471
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.98	0.390	0.29	4.66	6 ปี 9.18 เดือน	1,572,047,482
		On	4.04	0.390	0.30	4.72	6 ปี 9.27 เดือน	1,585,177,909
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	7.04	0.315	0.52	7.87	7 ปี 0.71 เดือน	80,286,733
		On	7.50	0.315	0.55	8.36	7 ปี 0.90 เดือน	84,260,419
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.81	0.271	0.21	3.29	6 ปี 9.28 เดือน	290,260,974
		On	2.96	0.271	0.22	3.45	6 ปี 9.59 เดือน	299,822,952
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.83	0.490	0.13	2.46	5 ปี 11.95 เดือน	1,480,552,550
		On	1.87	0.490	0.14	2.50	6 ปี 0.20 เดือน	1,491,116,954

ตารางที่ 6-18 ต้นทุนรวม (MC_T) (บาทต่อkWh) ที่ $IRR=14.0\%$ กรณีคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนกำลัง การผลิต MC_C	ต้นทุนพลังงาน (น้ำ) MC_E	ต้นทุนดำเนินการและ บำรุงรักษา MC_{OM}	ต้นทุนรวม MC_T	ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ(NPV)
Run-of-the- river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.96	0.248	0.68	10.90	6 ปี 8.76 เดือน	202,570,419
		On	10.73	0.248	0.74	11.71	6 ปี 8.88 เดือน	216,403,336
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	6.25	0.390	0.43	7.07	6 ปี 6.33 เดือน	680,177,538
		On	6.54	0.390	0.45	7.38	6 ปี 6.51 เดือน	705,012,100
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	4.25	0.390	0.29	4.93	6 ปี 4.55 เดือน	2,050,769,991
		On	4.30	0.390	0.30	4.99	6 ปี 4.62 เดือน	2,070,564,834
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	7.51	0.315	0.52	8.34	6 ปี 7.64 เดือน	111,526,730
		On	7.99	0.315	0.55	8.86	6 ปี 7.80 เดือน	117,517,281
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	3.00	0.271	0.21	3.47	6 ปี 4.63 เดือน	379,193,211
		On	3.16	0.271	0.22	3.65	6 ปี 4.91 เดือน	393,608,420
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.96	0.490	0.13	2.58	5 ปี 8.36 เดือน	1,747,272,719
		On	2.00	0.490	0.14	2.62	5 ปี 8.58 เดือน	1,763,199,140

ตารางที่ 6-19 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจาก MC_T ที่ IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0% กรณีคิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC_T (คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ)			
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.07	9.67	10.28	10.90
		On	9.74	10.39	11.04	11.71
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.92	6.29	6.68	7.07
		On	6.18	6.58	6.98	7.38
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	4.15	4.40	4.66	4.93
		On	4.20	4.46	4.72	4.99
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.96	7.41	7.87	8.34
		On	7.39	7.87	8.36	8.86
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.92	3.10	3.29	3.47
		On	3.07	3.26	3.45	3.65
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	2.22	2.34	2.46	2.58
		On	2.26	2.38	2.50	2.62

6.7 การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ จากต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม

การคำนวณในส่วนนี้เป็นการคำนวณจากพื้นฐานต้นทุนภายนอกบวกกับต้นทุนการผลิตรวมโดยไม่กำหนดอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required Internal Rate of Return – IRR) การคำนวณเริ่มต้นจากการรวมเอาผลประโยชน์ภายนอกที่เกิดขึ้น จากการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ย่อมก่อให้เกิดผลประโยชน์ในการลดต้นทุนการหลีกเลี่ยง อันสะท้อนค่าความเสี่ยงจากความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าที่มีการใช้เชื้อเพลิงบางประเภทอย่างกระจุกตัว รวมกับอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยโดยคำนวณเป็นอัตราต่อหน่วยไฟฟ้า และมีค่าเท่ากันทุกขนาดกำลังการผลิต เนื่องจากการคำนวณอัตราผลตอบแทนต่อ 1 หน่วยพลังงานไฟฟ้า และมีสมการคำนวณดังนี้

$$\begin{aligned} \text{อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT}_{EX}) &= \text{ต้นทุนการหลีกเลี่ยง} + \text{ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน} \\ &+ \text{ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่น} + \text{อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย} \end{aligned}$$

(6.5)

ผลการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟตามสมการ (6.5) โดยแยกวิเคราะห์เป็น 2 กรณี คือ กรณีแรกใช้ราคาคาร์บอนอ้างอิงที่ 15 €/t CO₂ หรือที่ราคาคาร์บอนต่อหน่วยเท่ากับ 0.6044 บาทต่อkgCO₂ และกรณีที่สอง ใช้ราคาคาร์บอนอ้างอิงที่ 20 €/t CO₂ หรือที่ราคาคาร์บอนต่อหน่วยเท่ากับ 0.8059 บาทต่อkgCO₂ แสดงดังตารางที่ 6-20 และ 6-21 ตามลำดับ

6.8 การเปรียบเทียบการส่งเสริมการลงทุนด้วยอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟที่คำนวณได้ของพลังน้ำกับการส่งเสริมการลงทุนของพลังงานประเภทอื่นในปัจจุบัน

การศึกษานี้ได้วิเคราะห์อัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟเป็นสองแนวทาง สรุปได้ดังนี้

แนวทางแรกคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟจากต้นทุนส่วนเพิ่มด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านพลังงาน(ต้นทุนการใช้น้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า) และต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยกำหนดอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อหาค่าปัจจุบันของต้นทุน ซึ่งอัตราการคิดลดนี้จะเป็นอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้รับเนื่องจากอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟจะคิดคำนวณจากต้นทุนดังกล่าว และเพื่อการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟในระดับที่เหมาะสมจึงกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 11.0, 12.0, 13.0 และร้อยละ 14.0 (อัตราผลตอบแทนการลงทุน, IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0%) ตามลำดับ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง หากพิจารณาในแง่ดอกเบี้ยแล้ว อัตราผลตอบแทนภายในที่ระดับ 11.0% เทียบได้กับอัตราเงินกู้ประมาณ 7-8 % (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) รวมกับอัตราเงินเฟ้อประมาณ 3.0% (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) ซึ่งอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟในแนวทางแรกนี้จะคำนวณโดยใช้สมการที่ (4.6)

ส่วนต้นทุนการหลีกเลี่ยงต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและก๊าซอื่นๆนี้มิได้เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่อผู้ลงทุนทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำหากแต่เป็นค่าเสียโอกาสของสังคมในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ในทางตรงกันข้ามจึงอาจพิจารณาได้เป็นว่าต้นทุนดังกล่าวเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social benefit) ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ซึ่งสามารถนำมาใช้ประกอบการกำหนดนโยบายได้ (รายละเอียดอยู่ในหัวข้อข้อเสนอแนะในบทที่ 8)

แนวทางที่สองคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟจากต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม โดยต้นทุนภายนอกคำนวณจากผลรวมของต้นทุนการหลีกเลี่ยง ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและต้นทุนการปล่อยก๊าซอื่น ส่วนต้นทุนผลิตรวมคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยโดยไม่กำหนดอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ โดยคำนวณตามสมการที่ (6.5) ทั้งนี้การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟตามแนวทางที่สองนี้ อัตราค่าธรรมเนียมบ่อนไฟจะมีค่าเท่ากันทุกกำลังผลิตสำหรับทุกรูปแบบลักษณะโครงการและการเชื่อมต่อระบบ

ในการศึกษานี้ได้พยายามเปรียบเทียบการส่งเสริมด้วยอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟของพลังน้ำกับพลังงานประเภทอื่น แต่ในปัจจุบันยังไม่มีอัตรา FIT ของพลังงานประเภทอื่นที่ประกาศใช้อย่างเป็นทางการและสามารถนำมาอ้างอิงได้ ประกอบกับการวิเคราะห์ในการศึกษานี้ใช้แนวทางการวิเคราะห์แบบ Marginal Cost ซึ่งต้องใช้ข้อมูลที่ละเอียดในการวิเคราะห์ดังที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทที่ 4 อย่างไรก็ตามเพื่อให้ผลการศึกษานี้สามารถนำไปประกอบการตัดสินใจเชิงนโยบายได้ จึงได้นำผลการศึกษามาเปรียบเทียบกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ตารางที่ 6-22 และ 6-23 แสดงผลการศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณจากแนวทางทั้งสองแนวทางเทียบกับลมและแสงอาทิตย์โดยคำนวณอัตราของลมจากอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันมีค่าเท่ากับ 3.9361 บาท/kWh ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของลมมีค่าเท่ากับ 4.50 บาท/kWh สำหรับกำลังผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับ 50 kW และ 3.50 บาท/kWh สำหรับกำลังผลิตมากกว่า 50 kW สำหรับอัตราของแสงอาทิตย์ก็ดำเนินการในทำนองเดียวกัน คือคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของแสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 6.50 บาท/kWh

ตารางที่ 6-20 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟโดยแนวคิดต้นทุนภายนอกและต้นทุนรวม(บาทต่อkWh)เมื่อใช้ราคาคาร์บอนต่อหน่วยเท่ากับ 0.6044 บาท/kgCO₂

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนการ หลักเลียง	ต้นทุนการปล่อย ก๊าซคาร์บอน	ต้นทุนการปล่อย ก๊าซชนิดอื่น	รวมต้นทุน ภายนอก	อัตรา ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย*	อัตราค่าธรรมเนียม ป้อนไฟ (FIT _{EX})
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734
		On	0.9329	0.6044	0.0000	1.5373	3.9361	5.4734

หมายเหตุ 3.9361* คืออัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย อัตราปกติใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 400 หน่วยขึ้นไป

ตารางที่ 6-21 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟโดยแนวคิดต้นทุนภายนอกและต้นทุนรวม(บาทต่อkWh)เมื่อใช้ราคาคาร์บอนต่อหน่วยเท่ากับ 0.8059 บาท/kgCO₂

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	ต้นทุนการ หลักเลียง	ต้นทุนการปล่อย ก๊าซคาร์บอน	ต้นทุนการปล่อย ก๊าซชนิดอื่น	รวมต้นทุน ภายนอก	อัตรา ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย*	อัตราค่าธรรมเนียม ป้อนไฟ (FIT _{EX})
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749
		On	0.9329	0.8059	0.0000	1.7388	3.9361	5.6749

ตารางที่ 6-22 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT), อัตรา FIT_{EX} และอัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

หน่วย : บาท/kWh

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC _T (<u>ไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ</u>)				อัตราFIT _{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.6044 kg/CO ₂	อัตราFIT _{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.8059kg/CO ₂	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adderของพลังงานลม	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder ของพลังงาน แสงอาทิตย์
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%				
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.82	9.42	10.03	10.65	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	9.49	10.14	10.80	11.46	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.53	5.90	6.29	6.68	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	5.79	6.19	6.59	6.99	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.71	4.01	4.27	4.54	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	3.81	4.07	4.33	4.60	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.64	7.10	7.56	8.03	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	7.07	7.56	8.05	8.54	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.65	2.83	3.01	3.20	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	2.80	2.99	3.18	3.38	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.73	1.85	1.97	2.09	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	1.77	1.89	2.01	2.13	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361

หมายเหตุ 1. FIT เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 1

2. FIT_{EX}เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 2

3. อัตราของพลังงานลม เป็นการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า 3.9361 บาท/kWh รวมกับอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าซึ่งมีค่าเป็น 4.50 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต ≤50kW และ 3.50 บาท/kWhสำหรับกำลังการผลิต>50kW ดังนั้นอัตรา Adder พลังงานลมในช่วงไม่เกิน 400 kW จึงระบุเป็น 8.4361/7.4361 หมายถึงมีค่าเป็น 8.4361 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต ≤50kW และ 7.4361 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต>50kW
4. อัตราของพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า 3.9361 บาท/kWh รวมกับอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าซึ่งมีค่าเป็น 6.50 บาท/kWh

ตารางที่ 6-23 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT), อัตรา FIT_{EX} และอัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

หน่วย : บาท/kWh

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC _T (คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ)				อัตราFIT _{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.6044 kg/CO ₂	อัตราFIT _{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.8059kg/CO ₂	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adderของพลังงานลม	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder ของพลังงาน แสงอาทิตย์
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%				
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.07	9.67	10.28	10.90	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	9.74	10.39	11.04	11.71	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.92	6.29	6.68	7.07	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	6.18	6.58	6.98	7.38	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า2,000 แต่ไม่ เกิน 8,000 kW	Off	4.15	4.40	4.66	4.93	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	4.20	4.46	4.72	4.99	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.96	7.41	7.87	8.34	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	7.39	7.87	8.36	8.86	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.92	3.10	3.29	3.47	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	3.07	3.26	3.45	3.65	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	2.22	2.34	2.46	2.58	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	2.26	2.38	2.50	2.62	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361

หมายเหตุ 1. FIT เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 1

2. FIT_{EX}เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 2

3. อัตราของพลังงานลม เป็นการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า 3.9361 บาท/kWh รวมกับอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าซึ่งมีค่าเป็น 4.50 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต ≤50kW และ 3.50 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต>50kW ดังนั้นอัตรา Adder พลังงานลมในช่วงไม่เกิน 400 kW จึงระบุเป็น 8.4361/7.4361 หมายถึงมีค่าเป็น 8.4361 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต ≤50kW และ 7.4361 บาท/kWh สำหรับกำลังการผลิต>50kW

4. อัตราของพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้า 3.9361 บาท/kWh รวมกับอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าซึ่งมีค่าเป็น 6.50 บาท/kWh

6.9 การคำนวณอัตราการส่งเสริมเฉพาะ

การคำนวณในส่วนนี้เป็นการคำนวณอัตราส่งเสริมเฉพาะสำหรับลักษณะองค์กรที่ร่วมดำเนินการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ต้นทุนในส่วนนี้อยู่บนพื้นฐานที่ว่าการทำงานร่วมย่อมมีต้นทุนที่สูงกว่าการทำงานเพียงหน่วยงานเดียว ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจำเป็นต้องเป็นการดำเนินงานร่วมหลายหน่วยงาน อาทิ ภาคเอกชนร่วมดำเนินงานกับหน่วยราชการ และหรือภาคประชาสังคมในรูปแบบของสหกรณ์ เนื่องจากข้อจำกัดของกฎหมาย

อัตราการส่งเสริมเฉพาะสำหรับการเพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วยงาน จะเป็นการเพิ่มในอัตรา 1% สำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 400 kW และ มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW ขณะที่เป็นการเพิ่มในอัตรา 0.50% สำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW ทุกประเภทเทคโนโลยีการผลิต อย่างไรก็ตาม เนื่องจากต้นทุนการผลิตของแต่ละประเภทและขนาดกำลังการผลิต มีความแตกต่างกัน งานศึกษานี้จึงคำนวณอัตราการส่งเสริมเฉพาะได้ดังตาราง 6-24

ตารางที่ 6-24 อัตราการส่งเสริมเฉพาะ (บาทต่อkWh)

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อ โครงข่าย	% ผลตอบแทน ที่เพิ่มขึ้น	อัตราส่งเสริมเฉพาะ (2 หน่วยงาน)	อัตราส่งเสริมเฉพาะ (3 หน่วยงานขึ้นไป)
Run-of- the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	1.0%	0.60	1.20
		On	1.0%	0.65	1.30
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	1.0%	0.37	0.74
		On	1.0%	0.40	0.80
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.5%	0.15	0.30
		On	0.5%	0.13	0.26
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	1.0%	0.46	0.92
		On	1.0%	0.49	0.98
	มากกว่า 400 แต่ ไม่เกิน 2,000 kW	Off	1.0%	0.18	0.36
		On	1.0%	0.19	0.38
	มากกว่า 2,000 แต่ ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.5%	0.06	0.12
		On	0.5%	0.06	0.12

หมายเหตุ: 1 หน่วยงาน หมายถึง มีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตเพียงรายเดียว เช่น เอกชนเป็นผู้ผลิตเพียงรายเดียว
 ขณะที่ 2 หน่วยงาน หมายถึงมีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตสองหน่วยงาน เช่น เอกชนร่วมกับภาครัฐ หรือร่วมกับ
 สหกรณ์ชุมชนและ 3 หน่วยงาน หมายถึง มีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตสามหน่วยงานขึ้นไป เช่น เอกชนร่วมกับภาครัฐ
 และสหกรณ์ชุมชน