การประเมินศักยภาพโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

นางสาวกฤษณี สุวรรณพาหุ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Greenhouse gas emission reduction assessment of electric power generation and distribution systems

Miss Grissanee Suwanpahu

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Environmental Engineering
Department of Environmental Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินศักยภาพโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า
โดย	นางสาวกฤษณี สุวรรณพาหุ
สาขาวิชา	วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.อรทัย ชวาลภาฤทธิ์
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	ดร.ธนาพล ตันติสัตยกุล

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศรัณย์ เตชะเสน)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ ดร.อรทัย ชวาลภาฤทธิ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(ดร.ธนาพล ตันติสัตยกุล)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.ชนาธิป ผาริโน)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัจฉริยา สุริยะวงค์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.เปรมฤดี กาญจนปิยะ)

กฤษณี สุวรรณพาหุ : การประเมินศักยภาพโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า (Greenhouse gas emission reduction assessment of electric power generation and distribution systems) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร. อรทัย ชวาลภาฤทธิ์, อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม: ดร.ธนาพล ตันติสัตยกุล, 241 หน้า.

อุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าเป็นหนึ่งในอุตสาหกรรมที่มีผลต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ จากรายงานทางสถิติของประเทศไทยพบว่าการผลิตไฟฟ้าทำให้มีการใช้พลังงานมหาศาลและยังทำให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปริมาณมาก การลดการใช้พลังงานจากการปรับปรุงประสิทธิภาพจะช่วยทำให้ได้ประโยชน์ทั้งทางด้านเศรษฐกิจและทางด้านสิ่งแวดล้อม ในการศึกษานี้เป็นการศึกษามาตรการอนุรักษ์พลังงาน 12 มาตรการในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งจะคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกลไกการพัฒนาที่สะอาด (clean development mechanism; CDM) และในมุมมองทางสิ่งแวดล้อม จะคำนวณจากค่ามูลค่าสุทธิปัจจุบัน(Net present value) และ ค่าความเสียหายทางมลพิษที่ลดลง จากการทำวิจัยพบว่าการเปลี่ยนวิธีการเพื่อควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission ซึ่งเป็นมาตรการที่เปลี่ยนหัวฉีดเชื้อเพลิงให้มีการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพดีขึ้น ทำให้มีการใช้พลังงานที่ลดลงและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด และการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงินและทางสิ่งแวดล้อมก็มีคุ้มค่าที่สุดเช่นกัน อย่างไรก็ตาม เมื่อคิดเป็นความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้กับปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง กับพลังงานที่ใช้ลดลง พบว่ามาตรการreplacement transformer NO.20 เป็นมาตรการที่ค่าประสิทธิภาพสูงที่สุด เนื่องจากหม้อแปลงนี้ได้มีการใช้งานในระยะเวลายาวนาน และเมื่อเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงใหม่ มีการเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงที่มีคุณภาพสูงจากเดิมขึ้นมาก จึงทำให้ค่าความเข้มERI และ ESI มีค่าสูง นอกจากนี้งานวิจัยการประเมินศักยภาพการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการปรับปรุงประสิทธิภาพในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าสามารถนำมาใช้เป็นแนวทางในการสร้างเป้าหมายเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในอนาคตได้อีกด้วย

ภาควิชา	วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม	ลายมือชื่อนิสิต .....
สาขาวิชา	วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....
ปีการศึกษา	2559	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาร่วม .....

5670519921 : MAJOR ENVIRONMENTAL ENGINEERING
KEYWORDS: POWER GENERATION / POWER DISTRIBUTION / GREENHOUSE GASES / CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM) / GREENHOUSE GAS REDUCTION PROJECT

GRISSANEE SUWANPAHU: Greenhouse gas emission reduction assessment of electric power generation and distribution systems. ADVISOR: ASSOC. PROF.ORATHAI CHAVALPARIT, Ph.D., CO-ADVISOR: THANAPOL TANTISATTAYAKUL, Ph.D., 241 pp.

Electricity industry is one of the most important industries that contributes to Thailand's economic growth. Power generation requires a huge amount of energy and emits a great number of greenhouse gas emission. Reducing energy consumption by improving its efficiency will be beneficial in both economic and environmental aspect. In this study, twelve measures related to power generation and distribution system were assessed and analyzed its emission reduction via clean development mechanism and evaluated its cost effectiveness by using the net present value method and pollution decrease damage cost . The findings revealed that changing a burner with better efficiency was the best implemented measure providing a great point not only on total energy saving but also on gross emission reduction and on earning back the investment. The results in term of intensity of energy saving and emission reduction. However, demonstrated that replacing an old transformer with a new high efficiency one was the most effective measure because using it for a long time period results in high value of no load loss. The information regarding the potential of greenhouse gas emission reduction on the energy efficiency improvement of each measure would be a useful information for decision makers or other parties in power sector to understanding and planning the suitable strategies in the future.

Department: Environmental Engineering
Field of Study: Environmental Engineering
Academic Year: 2016

Student's Signature .....
Advisor's Signature .....
Co-Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดีด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจากรศ.ดร. อรทัย ชวาลภาฤทธิ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก และอาจารย์ ดร.ธนาพล ตันติสัตยกุล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม รวมทั้งผศ.ดร.ศรันย์ เตชะเสน รศ.ดร.ชนาธิป ผาริโน ดร.เปรมฤดี กาญจนปิยะและผศ.ดร.อัจฉริยา สุริยะวงศ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษาแนะแนวทางการทำวิจัยและข้อคิดเห็นในการแก้ไขปัญหาต่างๆคลอดจนช่วยแก้ไขและปรับปรุงเพิ่มเติมวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำให้วิทยานิพนธ์สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี และทำให้งานวิจัยนี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณบริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด บริษัทกัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด บริษัทกัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด บริษัท ไทยฮอนด้าแมนูแฟคเจอริ่ง จำกัด บริษัท ซุ่นหลีเท็กซ์ไทล์ จำกัด บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด มหาชน บริษัท ไทยโอลีโอเคมี จำกัด บริษัท พีทีที จีซี ไอหนึ่ง จำกัด มหาชน และบริษัท พีทีที จีซี สาขา 2 ที่ได้ให้ความช่วยเหลือและอนุเคราะห์ข้อมูลทำให้งานวิจัยนี้ได้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

สุดท้ายนี้ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ครอบครัว และเพื่อนๆที่คอยให้ความช่วยเหลือและสนับสนุนในทุกๆด้านๆ ไม่ว่าจะเป็นกำลังใจในการทำงานและความปรารถนาดีที่มอบให้เสมอมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญภาพ ..... ฐ
สารบัญตาราง ..... ถ
ตัวย่อและความหมาย ..... บ
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ชื่อวิทยานิพนธ์ 1
1.2 คำสำคัญ 1
1.3 บทนำ 1
บทที่ 2 3
วัตถุประสงค์และขอบเขตของงานวิจัย 3
2.1 จุดประสงค์ของงานวิจัย 3
2.2 ขอบเขตงานวิจัย 3
2.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 4
บทที่ 3 5
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 5
3.1 การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย 5
3.1.1 ที่มาและความสำคัญของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย 5
3.1.2 ลักษณะของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย 7
3.1.3 โครงสร้างและการดำเนินการในโรงไฟฟ้าในประเทศไทย 7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

3.1.4 อุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานความร้อน 15
1) กังหันก๊าซ 15
2) กังหันไอน้ำ 16
3.1.5 อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 18
หม้อแปลงไฟฟ้า(Transformer) 18
3.2 ก๊าซเรือนกระจก 21
3.2.1 ที่มาและความสำคัญ 21
3.2.2 ชนิดของก๊าซเรือนกระจก 21
3.2.3 การจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก หรือการประเมินก๊าซเรือนกระจก 23
3.2.4 วิธีการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก หรือการประเมินก๊าซเรือนกระจกตามมาตรฐาน .. 24
1) การกำหนดขอบเขต 24
2) การกำหนดชนิดก๊าซและปีฐาน 25
3) การคำนวณปริมาณ 25
4) การจัดทำรายงาน 26
3.3 ก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า 27
3.3.1 แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า 27
1) การเผาไหม้เชื้อเพลิง 27
2) การรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเชื้อเพลิง 28
3.3.2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า 28
3.3.3 ศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกของโครงสร้างไฟฟ้ากำลัง 30
1) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) 31
2) แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก(AEDP) 32
3.3.4 แนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับภาคอุตสาหกรรม 33

หน้า

3.4 กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)..... 36
3.4.1 ที่มาและความสำคัญของกลไกการพัฒนาที่สะอาด 36
3.4.2 หลักการของโครงการ CDM 38
3.4.4. ขั้นตอนการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดแบบการรวมโครงการตามแผนงาน 41
3.4.5 ประโยชน์ของโครงการ CDM..... 44
3.4.6 วิธีการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 44
3.4.7 การพัฒนาวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกโดยอ้างอิงจากหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด 45
3.4.8 กลไกการพัฒนาที่สะอาดกับระบบไฟฟ้ากำลัง..... 48
3.5 การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในโครงการประเมินศักยภาพก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้ากำลัง..... 50
3.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 52
บทที่ 4 73
วิธีดำเนินงานวิจัย 73
4.1 ศึกษาเอกสารและงานวิจัยต่างๆที่เกี่ยวข้อง..... 75
4.2 ติดต่อโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่เคยมีการปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 75
4.3 ประเมินข้อมูลของโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า..... 76
4.4 ศึกษาเอกสารและพัฒนาโมเดลตามหลักการของกลไกการพัฒนาที่สะอาด ที่เกี่ยวข้องกับวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก 77
4.5 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 121

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

4.5.1 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 121

4.5.2 การประเมินความความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้า/ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับ พลังงานที่ลดได้ และปริมาณการลดการก๊าซเรือนกระจก 122

4.5.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ 123

4.6 สรุปผลประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของโครงสร้างระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย 127

4.6.1 ผลของการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการดำเนินโครงการตามวิธีกลไกการพัฒนาที่สะอาด 127

4.6.2 ผลการเปรียบเทียบและความเข้มของปริมาณไฟฟ้าในหน่วยการผลิตและระบบจำหน่ายกับ ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก และการลดการใช้พลังงาน 128

4.6.3 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ 128

4.7 สรุปศักยภาพการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 128

บทที่ 5 129

ผลการวิจัย 129

5.1 ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 131

5.2 ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานจากการมาตรการปรับปรุงในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า 136

5.3 ผลการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจก(ERI) และพลังงานที่ลดลง (ESI) 139

5.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ 144

5.4.1 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงิน 144

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

5.4.2 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อม 147
5.4.2.1 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I9..... 149
5.4.2.2 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I8..... 149
5.4.2.3 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I4..... 149
5.4.2.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I10 150
5.5 สรุปการประเมินทางเศรษฐศาสตร์การเงินและเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม 154
5.6 วิจารณ์ผลงานวิจัย 156
บทที่ 6 159
สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 159
6.1สรุปผลการวิจัย 159
6.2 ข้อเสนอแนะ 161
รายการอ้างอิง 162
ภาคผนวก 172
ก ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงาน 173
ก.1 ข้อมูลผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I9 173
ก.1.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้..... 174
ก.1.2กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I9 179
ก.2 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I8 191
ก.2.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้..... 192
ก.2.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I8 196
ก.3 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I4 200

หน้า

ก.3.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้..... 201
ก.3.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I4 205
ก.4 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I10 218
ก.4.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้..... 219
ก.4.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I10 224
ข. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan) 230
ข.1 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I9 230
ข.2 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I8 233
ข.3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I4 237
ข.4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I10 239
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 241

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 3. 1 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย 5

ภาพที่ 3. 2 สัดส่วนการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย 6

ภาพที่ 3. 3 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยโดยแยกตามประเภทผู้ใช้ 6

ภาพที่ 3. 4 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 8

ภาพที่ 3. 5 กำลังการผลิตไฟฟ้าประเทศไทย เมื่อสิ้นเดือน ธันวาคม พ.ศ.2557 9

ภาพที่ 3. 6 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 10

ภาพที่ 3. 7 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม 11

ภาพที่ 3. 8 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 12

ภาพที่ 3. 9 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 13

ภาพที่ 3. 10 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าดีเซล 14

ภาพที่ 3. 11 การทำงานและส่วนประกอบของกังหันก๊าซ 16

ภาพที่ 3. 12 ส่วนประกอบของกังหันไอน้ำ 17

ภาพที่ 3. 13 การทำงานของหม้อแปลง 18

ภาพที่ 3. 14 แสดงแหล่งการปล่อยก๊าซของ Scope 1,2 และ 3 25

ภาพที่ 3. 15 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาครวมของประเทศไทย ในพ.ศ.2543 29

ภาพที่ 3. 16 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับ ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ 30

ภาพที่ 3. 17 เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2558-2579 31

ภาพที่ 3. 18 เป้าหมายผลประหยัดพลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2579 32

ภาพที่ 3. 19 เปรียบเทียบคาดการณ์ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า 33

ภาพที่ 3. 20 ขั้นตอนการพัฒนาโครงการCDM 43

ภาพที่ 3. 21 ขั้นตอนการพัฒนาโครงการ T-VER 46

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 3. 22 ระบบตรวจวัด รายงาน และทวนสอบ (MRV) 48

ภาพที่ 4. 1 แสดงการทำงานและอุปกรณ์ที่สำคัญของการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า 79

ภาพที่ 4. 2 ขอบเขตของโครงการการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า 86

ภาพที่ 4. 3 การปล่อยกรณีฐานสำหรับสถานการณ์ที่แตกต่างกันของโครงการ 88

ภาพที่ 4. 4 แสดงขอบเขตของโครงการ 97

ภาพที่ 4. 5 ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ใช้กับช่วงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต 99

ภาพที่ 4. 6 แสดงถึงการประเมินความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ 122

ภาพที่ 5. 1จำนวนโครงการที่แยกตามวิธีการทาง CDM ในงานวิจัยนี้ 130

ภาพที่ 5.2 ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของวิธีการ MRV I9 133

ภาพที่ 5.3 ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของวิธีการ MRV I10 134

ภาพที่ 5.4 กราฟ logalithm ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของ MRV I4 134

ภาพที่ 5.5 ภาพรวมก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (tCO_2/ปี) 135

ภาพที่ 5.6 การใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I9 137

ภาพที่ 5.7 การใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I10 137

ภาพที่ 5.8 กราฟ logalithm ของการใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I4 138

ภาพที่ 5.9 ภาพรวมการลดการใช้พลังงานแต่ละมาตรการ 139

ภาพที่ 5.10 ภาพรวมปริมาณของ ERI แต่ละมาตรการ 140

ภาพที่ 5.11 ภาพรวมปริมาณของ ESI แต่ละมาตรการ 141

ภาพที่ 5.12 ปริมาณของ ESI ในวิธีการ MRV I9 141

ภาพที่ 5.13 ปริมาณของ ERI ในวิธีการ MRV I9 142

ภาพที่ 5.14 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I10 142

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 5.15 ปริมาณของ ERI ของวิธีการ MRV I10 143

ภาพที่ 5.16 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I4 143

ภาพที่ 5.17 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I4 144

ภาพที่ 5.18 ค่า NPV ของแต่ละมาตรการในวิธีการ MRV I10 146

ภาพที่ 5.19 ค่า NPV ของแต่ละมาตรการในวิธีการ MRV I4 146

ภาพที่ 5.20 กราฟ logalithmของ NPV ในภาพรวมของแต่ละมาตรการ 147

ภาพที่ 5.21 ระยะเวลาในการคืนทุนของแต่ละมาตรการ 147

ภาพที่ 5.22 ภาพการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ พ.ศ.2557 148

ภาพที่ 5.23 กราฟ logalithm ของความสัมพันธ์ระหว่าง NPV และ C_{EC} (หน่วยล้านบาท)..... 154

ภาพที่ 5. 24 ความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและสิ่งแวดล้อม (หน่วยล้านบาท) 155

ภาพที่ ก. 1 รายละเอียดเบื้องต้นของโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I9 174

ภาพที่ ก. 2 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินโครงการ MRV I9 175

ภาพที่ ก. 3 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I9 176

ภาพที่ ก. 4 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ MRV I9 176

ภาพที่ ก. 5 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ 177

ภาพที่ ก. 6 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I9 178

ภาพที่ ก. 7 รายละเอียดจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I9 178

ภาพที่ ก. 8 ข้อมูลดิบการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน PP01 182

ภาพที่ ก. 9 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในการดำเนินก่อนกิจกรรมโครงการ PP01 182

ภาพที่ ก. 10 ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า PP01..... 183

ภาพที่ ก. 11 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP01 183

ภาพที่ ก. 12 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ 184

ภาพที่ ก. 13 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า PP02 185

ภาพที่ ก. 14 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP02 186

ภาพที่ ก. 15 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ PP02 186

ภาพที่ ก. 16 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ PP02 187

ภาพที่ ก. 17 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ PP02 187

ภาพที่ ก. 18 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า PP03 188

ภาพที่ ก. 19 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP03 189

ภาพที่ ก. 20 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ PP03 189

ภาพที่ ก. 21 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ PP03 190

ภาพที่ ก. 22 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ PP03 190

ภาพที่ ก. 23 รายละเอียดเบื้องต้นของโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I8 192

ภาพที่ ก. 24 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินโครงการ MRV I8 193

ภาพที่ ก. 25 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I8 193

ภาพที่ ก. 26 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรรมโครงการ MRV I8 194

ภาพที่ ก. 27 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ MRV I8 194

ภาพที่ ก. 28 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I8 195

ภาพที่ ก. 29 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I8 195

ภาพที่ ก. 30 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า TU01 198

ภาพที่ ก. 31 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงกังหัน TU01 199

ภาพที่ ก. 32 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ TU01 199

ภาพที่ ก. 33 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TU01 200

ภาพที่ ก. 34 รายละเอียดเบื้องต้นของ MRV I4 201

ภาพที่ ก. 35 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I4 202

ภาพที่ ก. 36 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ MRV I4 202

ภาพที่ ก. 37 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I4 203

ภาพที่ ก. 38 รายละเอียดจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I4 203

ภาพที่ ก. 39 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงพลังงาน EE01.. 207

ภาพที่ ก. 40 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ EE01 207

ภาพที่ ก. 41 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE01 208

ภาพที่ ก. 42 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE02 209

ภาพที่ ก. 43 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE02 209

ภาพที่ ก. 44 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE02 209

ภาพที่ ก. 45 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินกิจกรรมโครงการ EE03 211

ภาพที่ ก. 46 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานในกรณีดำเนินโครงการ EE03..... 211

ภาพที่ ก. 47 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE03 212

ภาพที่ ก. 48 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE04 213

ภาพที่ ก. 49 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE04 213

ภาพที่ ก. 50 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE04 214

ภาพที่ ก. 51 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกหากไม่มีการปรับปรุงการใช้พลังงาน EE05 215

ภาพที่ ก. 52 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานในกรณีดำเนินโครงการ EE05..... 215

ภาพที่ ก. 53 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE05 215

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ ก. 54 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE04 217

ภาพที่ ก. 55 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE04 217

ภาพที่ ก. 56 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE04 218

ภาพที่ ก. 57 รายละเอียดเบื้องต้นของ MRV I10 220

ภาพที่ ก. 58 รายละเอียดข้อมูลหม้อแปลง 220

ภาพที่ ก. 59 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load loss ในกรณีฐาน MRV I10 221

ภาพที่ ก. 60 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load loss ในกรณีดำเนินโครงการ MRV I10 221

ภาพที่ ก. 61 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I10 221

ภาพที่ ก. 62 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I10 222

ภาพที่ ก. 63 ภาพตารางข้อมูลของหม้อแปลง TF01 225

ภาพที่ ก. 64 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวเก่า TF01 226

ภาพที่ ก. 65 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวใหม่ TF01 227

ภาพที่ ก. 66 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TF01 227

ภาพที่ ก. 67 ข้อมูลถึงปัญหาของการใช้หม้อแปลงตัวเก่าของบริษัท 228

ภาพที่ ก. 68 ภาพตารางข้อมูลของหม้อแปลง TF02 228

ภาพที่ ก. 69 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวเก่า TF02 229

ภาพที่ ก. 70 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวใหม่ TF02 229

ภาพที่ ก. 71 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TF01 230

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3. 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามประเภทโรงไฟฟ้าเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2557 8

ตารางที่ 3. 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2557 10

ตารางที่ 3. 3 การเพิ่มประสิทธิภาพและการลดการสูญเสียของหม้อแปลง 20

ตารางที่ 3. 4 ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global Warming Potential) 22

ตารางที่ 3. 5 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 29

ตารางที่ 3. 6 กรอบประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผน PDP2015 30

ตารางที่ 3. 7 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) พ.ศ.2579 32

ตารางที่ 3. 8 ตัวอย่างแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับภาคอุตสาหกรรมแต่ละประเภท 34

ตารางที่ 3. 9 ตัวอย่างแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับระบบไฟฟ้ากำลัง 35

ตารางที่ 3. 10 ตัวอย่างระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ 47

ตารางที่ 3. 11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน 52

ตารางที่ 3. 12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด .. 60

ตารางที่ 3. 13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ 67

ตารางที่ 4. 1 ตัวอย่างวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 79

ตารางที่ 4. 2 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0061 79

ตารางที่ 4. 3 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการของ AM0061 83

ตารางที่ 4. 4 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0061 84

ตารางที่ 4. 5 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I9 87

ตารางที่ 4. 6 ตัวอย่างการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานขอโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน 92

ตารางที่ 4. 7 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0062 92

ตารางที่ 4. 8 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ ของ AM0062 95

ตารางที่ 4. 9 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0062 95

ตารางที่ 4. 10 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I8 98

ตารางที่ 4. 11 ตัวอย่างการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน 104

ตารางที่ 4. 12 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AMS-II.C 105

ตารางที่ 4. 13 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ ของ AMS-II.C 105

ตารางที่ 4. 14 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0062 106

ตารางที่ 4. 15 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ ของ AMS-II.C 107

ตารางที่ 4. 16 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I4 109

ตารางที่ 4. 17 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0067 115

ตารางที่ 4. 18 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ ของ AM0067 115

ตารางที่ 4. 19 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0067 . 116

ตารางที่ 4. 20 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I10 118

ตารางที่ 4. 21 อัตราการปล่อย และค่าเสียหายประมาณในการลดมลพิษ 124

ตารางที่ 4. 22 สรุปการประเมินในทางเชิงเศรษฐศาสตร์และการลงทุนของมาตรการ 128

ตารางที่ 5. 1 สรุปมาตรการอนุรักษ์ของโรงงานตัวแทนที่สอดคล้องกับวิธีการตามคู่มือ CDM 129

ตารางที่ 5. 2 ตารางแสดงค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ 131

ตารางที่ 5.3 สรุปผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกโดยรวมตามมาตรการ 132

ตารางที่ 5.4 สรุปผลการประเมินการลดการใช้พลังงานแต่ละมาตรการ 136

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.5 สรุปผลการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจก(ERI) และพลังงานที่ลดลง (ESI) 139

ตารางที่ 5.6 ตารางสรุปผลการประเมินเศรษฐศาสตร์ทางการเงิน 144

ตารางที่ 5.7 อัตราการปล่อย และค่าเสียหายประมาณในการลดมลพิษ 148

ตารางที่ 5.8 ค่าความเสียหายที่ลดลงได้แต่ละมาตรการของ CO_2 150

ตารางที่ 5.9 ค่าความเสียที่ลดลงได้และปริมาณการปล่อยของแต่ละมาตรการของ NOx 151

ตารางที่ 5.10 ค่าความเสียหายที่ลดลงได้และปริมาณการปล่อยของแต่ละมาตรการของSOx 152

ตารางที่ 5.11 ค่าความเสียที่ลดลงได้ของแต่ละมาตรการของมลพิษ 152

ตารางที่ 5. 12 สรุปผลประเมินความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม 155

ตารางที่ 5.13 สรุปผลการวิจัยทั้งหมด 158

ตารางที่ ก. 1 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I9 173

ตารางที่ ก. 2 ขอบเขตโครงการ(PP01) 181

ตารางที่ ก. 3 ขอบเขตโครงการ PP02 185

ตารางที่ ก. 4 ขอบเขตโครงการ PP03 188

ตารางที่ ก. 5ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I8 191

ตารางที่ ก. 6 ขอบเขตโครงการ TU01 198

ตารางที่ ก. 7 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I4 200

ตารางที่ ก. 8 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I4 204

ตารางที่ ก. 9 ขอบเขตโครงการ EE01 206

ตารางที่ ก. 10 ขอบเขตโครงการ EE02 208

ตารางที่ ก. 11 ขอบเขตโครงการ EE03 210

ตารางที่ ก. 12 ขอบเขตโครงการ EE04 212

ตารางที่ ก. 13 ขอบเขตโครงการ EE05 214

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก. 14 ขอบเขตโครงการ EE04 216

ตารางที่ ก. 15 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I10 218

ตารางที่ ก. 16 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I10 222

ตารางที่ ก. 17 ขอบเขตโครงการ TF01 226

ตารางที่ ก. 18 ขอบเขตโครงการ TF02 228

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตัวย่อและความหมาย

ตัวย่อ	คำศัพท์	ความหมาย
$	dollar	หน่วยเงินดอลล่าร์สหรัฐ
AEDP	Alternative Energy Development Plan	แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก
AR	Assessment Report	รายงานผลการประเมิน
BAU	Business-as-usual	ระดับดำเนินการปกติ
°C	Celsius	หน่วยวัดอุณหภูมิเซลเซียส
CDM	Clean development mechanism	กลไกการพัฒนาที่สะอาด
CERs	Certified Emission Reductions	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่โครงการ CDM สามารถลดได้และได้รับการรับรองจากคณะกรรมการบริหารโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด
COP	Conference of Parties	การประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ
EE	Energy Efficiency	มาตรการอนุรักษ์พลังงานจากการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน
EEDP	Energy Efficiency Development Plan	แผนอนุรักษ์พลังงาน
EI	Energy Intensity	ความเข้มของการใช้พลังงาน
GHG	Greenhouse gases	ก๊าซเรือนกระจก
GJ	Giga joule	หน่วยความร้อนพันล้านจูล
GWh	Giga watt hours	พันล้านวัตต์ชั่วโมง
GWP	Global Warming Potential	ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดโลกร้อน
IEA	International Energy Agency	องค์กรรายงานระหว่างประเทศ

ตัวย่อ	คำศัพท์	ความหมาย
INDC	Intended nationally determined contribution	การตั้งเป้าหมายของประเทศในการดำเนินการเพื่อแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	คณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยเรื่องการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ
IPP	Independent Power Produce	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่
IRR	Internal Rate of Return	การประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุน
ISO	International Standards Organization	องค์การระหว่างประเทศว่าด้วยมาตรฐานสากล
kcal	kilocalories	หน่วยวัดพลังงานความร้อนในพันกิโลแคลอรี่
kg	kilogram	หน่วยกิโลกรัม
kg °C	Kilogram celsius	หน่วยกิโลกรัมเซลเซียส
ktoe	Kilo tone of equivalent	พันตันน้ำมันดิบเทียบเท่า
kV	Kilo Volt	หน่วยแรงดันไฟฟ้าที่คิดเป็นพันโวลต์
kW	Kilo watt	หน่วยกิโลวัตต์
LCA	Life Cycle Assessment	การประเมินวัฏจักรชีวิตผลิตภัณฑ์
LED	Light Emitting Diode	หลอดไฟไดโอดแปลงแสง
MRV	Measure Reporting and Verification	การพัฒนาระบบการตรวจวัด รายงาน และการทวนสอบ
MVA	Mega Volt Ampere	หน่วยกำลังไฟฟ้า
MW	Mega watt	หน่วยล้านวัตต์
MWh	Mega watt hours	หน่วยล้านวัตต์ชั่วโมง
NAMAs	Nationally Appropriate Mitigation Actions by Developing Country	การแสดงเจตจำนงในการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมกับประเทศ ในงานวิจัยนี้จะหมายถึงประเทศไทย
NOx	Nitrogen oxide	สารประกอบไนโตรเจนออกไซด์
NPV	Net Present Value	การประเมินมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ตัวย่อ	คำศัพท์	ความหมาย
PB	Pay Back Period	การประเมินระยะเวลาคืนทุน
PDP	Power Development Plan	แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
PP	Power plant	มาตรการอนุรักษ์พลังงานจากการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า
SOx	Sulphur oxide	สารประกอบซัลเฟอร์ออกไซด์
SPP	Small Power produce	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก
tCO2e	Ton carbon dioxide equivalent	ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
TF	Transformer	มาตรการอนุรักษ์พลังงานจากการปรับปรุงประสิทธิภาพหม้อแปลง
TJ	Tera joule	หน่วยวันพลังงานความร้อนในล้านล้านจูล
Ton	Tone	หน่วยตันมวล
TR	Ton refrigerator	ภาระความเย็นในหน่วยตันความเย็น
TU	Turbine	มาตรการอนุรักษ์พลังงานจากการปรับปรุงประสิทธิภาพกังหัน
T-VER	Thailand Voluntary Emission Reduction	การพัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจกจากภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	อนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศ
V	Volt	หน่วยแรงดันไฟฟ้า
VSPP	Very Small Power Produce	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก
กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง	หน่วยงานที่ดูแลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพและปริมณฑล
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	หน่วยงานที่ดูแลในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่ง
กฟภ.	การไฟฟ้าภูมิภาค	หน่วยงานที่ดูแลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในเขตต่างจังหวัด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตัวย่อ	คำศัพท์	ความหมาย
ค.ศ.	คริสต์ศักราช	ปีคริสต์ศักราช
พ.ศ.	พุทธศักราช	ปีพุทธศักราช
สกว.	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
อบก.	องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก	องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ชื่อวิทยานิพนธ์

ภาษาไทย : การประเมินศักยภาพโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ภาษาอังกฤษ : Greenhouse gas emission reduction assessment of electric power generation and distribution systems

1.2 คำสำคัญ

ก๊าซเรือนกระจก	Greenhouse gases
การผลิตไฟฟ้า	Power generation.
การจำหน่ายไฟฟ้า	Power distribution
กลไกการพัฒนาที่สะอาด	Clean development mechanism; CDM

1.3 บทนำ

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ(Climate change) ที่เพิ่มขึ้นนั้นส่วนใหญ่เกิดจากกิจกรรมมนุษย์เป็นหลัก เช่น การเกษตร อุตสาหกรรม การขนส่ง และการเผาไหม้ เป็นต้น โดยหลายประเทศได้เห็นความสำคัญดังกล่าว และประเทศไทยเป็นหนึ่งในหลายประเทศที่ให้ความสำคัญกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ(Climate change) ล่าสุดประเทศไทยได้ให้สัตยาบันไว้ต่อเวทีการประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ฉบับที่ 21 (COP21) ณ กรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศสว่า จะดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศร้อยละ 20-25 ภายในพ.ศ.2573 (ค.ศ.2030) ให้ต่ำกว่าระดับดำเนินการปกติ (Business-as-usual :BAU) ในภาคพลังงานและภาคการขนส่ง ซึ่งนับจาก พ.ศ.2553 (ค.ศ.2012) จนถึงปัจจุบัน พ.ศ.2558 (ค.ศ.2015) ประเทศไทยได้ทำการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกไปแล้ว ร้อยละ4 (INDC 2558) จากบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในรายงานแห่งชาติครั้งที่สอง พ.ศ.2543 จะพบว่า ภาคพลังงานมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นก๊าซตัวสำคัญที่สุดของก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 70 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวมทั้งประเทศ จากการผลิตไฟฟ้ามีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาก

ที่สุดถึงร้อยละ 42 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานทั้งหมด (บัณฑิตวิทยาลัยร่วมพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. 2553) จากรายงานองค์กรพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency: IEA) ร่วมกับกระทรวงพลังงาน ได้รายงานว่าประเทศไทยมีความต้องการพลังงานมากเป็นอันดับ 2 ของอาเซียนโดยพบว่าการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยจะเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ต่อปี และในพ.ศ.2578 จะคาดการณ์ได้ว่ามีการใช้ไฟฟ้าถึง 400 ล้านเมกะวัตต์ (World Energy Outlook 2556) โดยพบว่าการใช้พลังงานทั่วโลกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้ามีอัตราเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 50 ของการใช้พลังงานทั้งหมด (World Energy Outlook 2554) และในประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าถึงร้อยละ 85 ของพลังงานในการใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทยและในพ.ศ.2579 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ.2558-2579 (PDP2015) จะมีการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าเหลือร้อยละ 60 ของพลังงานในการใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย นอกจากนี้ยังพบว่าอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบการผลิตไฟฟ้า(Generation System)ที่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลคือกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซ ทั้งสองอุปกรณ์นี้มีผลต่อปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ส่วนอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบส่ง(Transmission System) และระบบจำหน่าย(Distribution System) คือหม้อแปลง เนื่องจากว่าค่าการสูญเสียของหม้อแปลงมีผลต่อการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์ทั้งสองระบบนี้มีผลต่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เมื่อได้รับการปรับปรุงประสิทธิภาพ และในการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากโครงการการลดก๊าซเรือนกระจกทำให้ปัจจุบันมีการพัฒนาวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก 2 โครงการคือ การพัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจากภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction :T-VER) และการพัฒนาระบบการตรวจวัด รายงาน และการทวนสอบ(Measure Reporting and Verification: MRV) ซึ่งทั้งสองโครงการนี้มีการพัฒนาและอ้างอิงจากกลไกการพัฒนาที่สะอาด(Clean Development Mechanism: CDM) เพื่อให้มีวิธีการที่ง่ายและเหมาะสมกับประเทศไทย วิทยานิพนธ์นี้จึงมีความสนใจที่จะศึกษาการประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย โดยใช้หลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) นอกจากนี้ยังได้ศึกษาเชิงเศรษฐศาสตร์ด้านความคุ้มทุนของโครงการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มทุนของแต่ละมาตรการอนุรักษ์พลังงานเป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนในอนาคต

บทที่ 2

วัตถุประสงค์และขอบเขตของงานวิจัย

2.1 จุดประสงค์ของงานวิจัย

1) เพื่อพัฒนารูปแบบเครื่องมือการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากโครงการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean development mechanism: CDM)

2) เพื่อศึกษาความคุ้มทุนในการลงทุนเทคโนโลยีลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.2 ขอบเขตงานวิจัย

1) ศึกษาโครงการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าครอบคลุม 3 วิธีการ ได้แก่ การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน และการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

2) ศึกษาโครงการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในวิธีการปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3) อ้างอิงวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกโดยใช้หลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด(Clean Development Mechanism: CDM) จากคู่มือ CDM Methodology booklet sixth edition information updated as of EB78 November 2014 ของ UNFCCC

4) จัดทำวิธีการคำนวณโดยใช้โปรแกรม Microsoft excel 2013

5) นำวิธีการคำนวณที่พัฒนาขึ้นจากข้อ 1) มาใช้คำนวณที่มีการดำเนินการแล้วในโรงงานตัวแทนในการศึกษานี้ซึ่งจะครอบคลุมโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน/พลังงานความร้อนร่วม และโรงงานอุตสาหกรรมอย่างน้อย 10 โครงการ เพื่อใช้ในการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากการดำเนินโครงการ

6) ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก(Emission Factor) ที่ใช้ในการคำนวณในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงจาก องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก และจากโรงไฟฟ้า/โรงงานอุตสาหกรรมตัวแทน

7) ศึกษาการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิต/ระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยการเงินและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งหาระยะเวลาคืนทุนของแต่ละมาตรการ

2.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) มีรูปแบบการคำนวณในการประเมินศักยภาพการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยตามหลักกลไกการพัฒนาที่สะอาด

2) มีข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนเทคโนโลยีลดก๊าซเรือนกระจกซึ่งโรงงานอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้าสามารถนำไปใช้ในการตัดสินใจเลือกมาตรการที่เหมาะสมกับโรงงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3

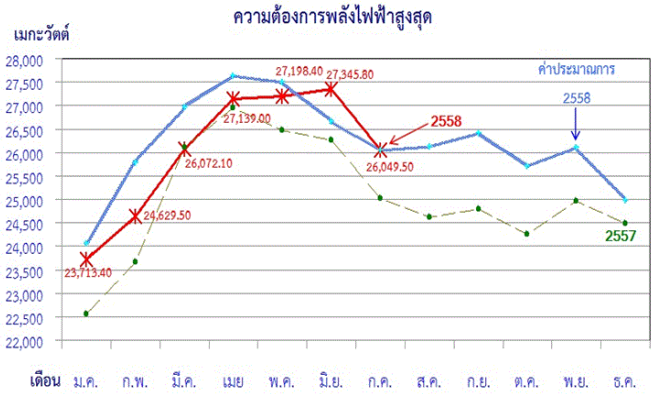
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

3.1 การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

3.1.1 ที่มาและความสำคัญของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ปัจจุบันไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับการดำรงชีวิต จึงปฏิเสธไม่ได้ว่าอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าเป็นโครงสร้างพื้นฐานสำหรับมนุษยชาติ สำหรับประเทศไทยการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในสถานการณ์ปกตินั้น ปัจจัยที่ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเพิ่มขึ้นจะมาจากการเติบโตทางเศรษฐกิจ การพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน และการพัฒนาด้านคุณภาพชีวิตของสังคมโดยรวม ปัจจุบันประเทศไทยมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณปีละ 1,200 เมกะวัตต์ ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้น (พงษ์ดิษฐ พจนา. 2558) ดังภาพที่ 3.1

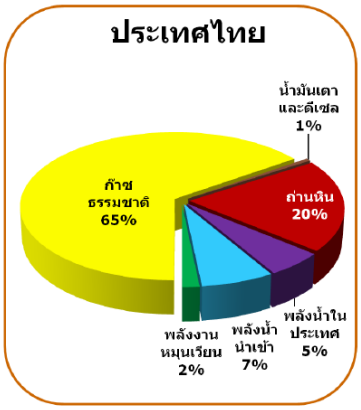
เส้นประสีเขียวคือความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในปี 2557 ในเส้นสีฟ้า คือค่าประมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในปี 2558 และเส้นสีแดงคือความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เป็นข้อมูลจริงในปี 2558 พบว่าความต้องการในการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยในปี 2558 มีความต้องการเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2557 ในทุกปี



ภาพที่ 3. 1 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย

ที่มา: กองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์การ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2558

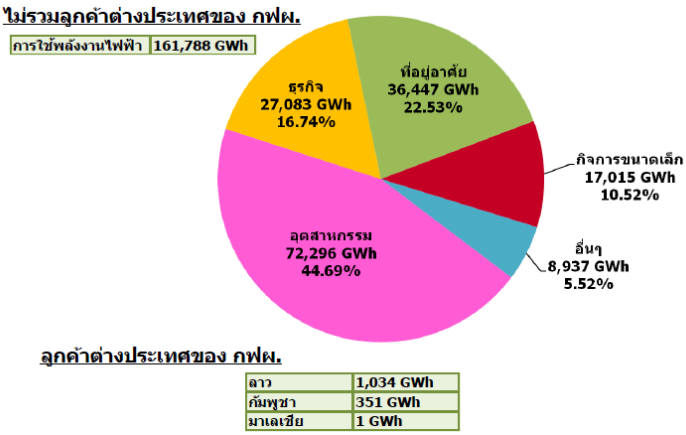
สำหรับประเทศไทยพบว่าสัดส่วนในการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าจากการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงถึงร้อยละ 65 ของพลังงานในการใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย ส่วนการใช้พลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่มาจากการใช้ถ่านหินมีอันดับรองลงมาร้อยละ 20 ของพลังงานในการใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย ดังในภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3. 2 สัดส่วนการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ที่มา: ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2558

เมื่อพิจารณาสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้พบว่า ภาคอุตสาหกรรมมีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดถึงร้อยละ 44.69 ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทุกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมาคือภาคที่อยู่อาศัย พบว่ามีการใช้พลังงานไฟฟ้าอยู่ร้อยละ 22.53 ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทุกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ดังภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3. 3 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยโดยแยกตามประเภทผู้ใช้

ที่มา: เชริด กัลยาณมิตร. 2558

3.1.2 ลักษณะของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ประเภทของโรงไฟฟ้า ซึ่งมีการจำแนกในแต่ละช่วงเวลาดังต่อไปนี้ (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2554)

(1) โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าตามความต้องการพื้นฐาน (Base load Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องอยู่ตลอดเวลา โดยไม่ขึ้นกับกำลังงานที่ต้องการใช้จริง จึงเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงราคาถูก ซึ่งจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ที่ใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เช่น น้ำมันเตา ถ่านหิน นิวเคลียร์ หรือก๊าซธรรมชาติ ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินในประเทศไทยคือ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ และตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงคือ โรงไฟฟ้าวังน้อย เป็นต้น ส่วนในประเทศไทยยังไม่การใช้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์

(2) โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าปานกลาง (Intermediate Plant) จะใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและหากก๊าซธรรมชาติมีไม่เพียงพอหรือขาดแคลนจะต้องใช้น้ำมันดีเซลแทน จึงทำให้มีค่าต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าประเภทนี้คือ โรงไฟฟ้าน้ำพอง โรงไฟฟ้าขนอม โรงไฟฟ้าราชบุรี และโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี เป็นต้น

(3) โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าช่วยที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peaking Plant) จะมีการเดินเครื่องช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงเท่านั้น ซึ่งจะเป็นโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เขื่อน กังหันลม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าประเภทนี้คือ โรงไฟฟ้าลำตะคอง โรงไฟฟ้าหนองจอก และเขื่อนภูมิพลเป็นต้น

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะเป็นตัวกำหนดในการผลิตไฟฟ้าและการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต เพื่อให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพียงพอในเวลาที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

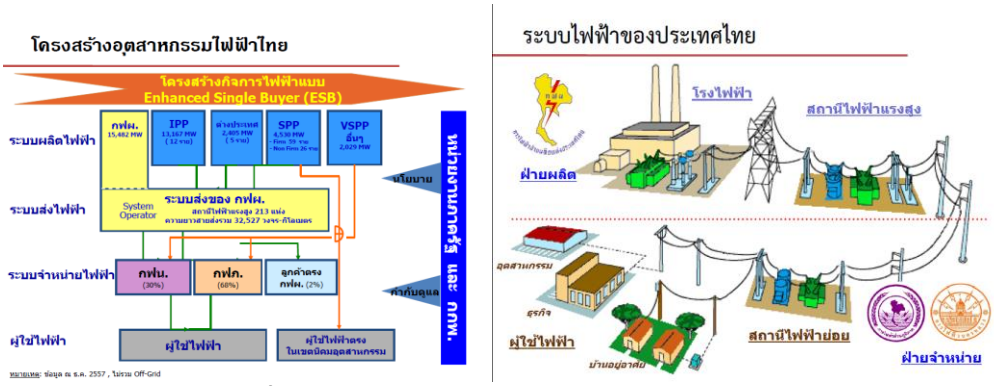
3.1.3 โครงสร้างและการดำเนินการในโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

โครงสร้างของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

โครงสร้างระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ประกอบด้วย 3 ส่วนดังภาพที่ 3.4 คือ

- ระบบผลิต (generation system)
- ระบบส่ง (transmission system) และระบบส่งย่อย (sub transmission system)
- ระบบจำหน่าย (distribution system)

1) โดยระบบผลิตจะหมายถึง แหล่งจ่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ (bulk power supply) โดยในจะเป็นความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)



ภาพที่ 3. 4 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ที่มา: เชริด กัลยาณมิตร. 2558

ตารางที่ 3. 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามประเภทโรงไฟฟ้าเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2557

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต(เมกะวัตต์)	ร้อยละ
พลังงานความร้อนร่วม	21,145	56.2
พลังงานความร้อน	7,538	20.0
พลังงานหมุนเวียน	8,476	22.5
กังหันก๊าซ เครื่องยนต์ดีเซล	153	0.5
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	0.8
รวม	**37,612**	**100.0**

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2558

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากรายงานการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ.2558-2579 (PDP2015) ว่าเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2557 ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และภาพที่ 3.5 จะพบได้ว่าประเภทโรงไฟฟ้าในประเทศไทยมากที่สุดคือ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมซึ่งจะใช้หลักการทำงานพลังงานกลร่วมกันระหว่างกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซ ขณะเดียวกันในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนซึ่งมีอยู่ร้อยละ 20 จะใช้หลักการทำงานจากกังหันไอน้ำ ส่วนประเภทโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและเครื่องยนต์ดีเซลจะใช้ในช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าปานกลางจะใช้หลักการทำงานพลังงานกลจากกังหันก๊าซ จากตารางดังกล่าวจึงพบได้ว่า การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยอุปกรณ์กังหันก๊าซและไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญที่สุด

และเมื่อแบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วยผู้ผลิตไฟฟ้า(ตารางที่ 3.2 และภาพที่ 3.5) ดังต่อไปนี้

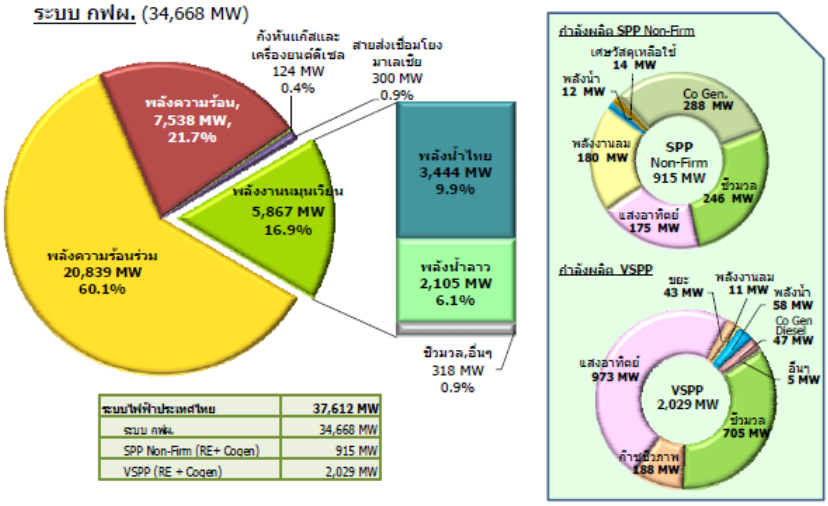
(1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งจะผลิตโรงไฟฟ้าจากไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแม่เมาะ และไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ

(2) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Produce :IPP)มีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่สูงขนาด 100 เมกะวัตต์ขึ้นไป ซึ่งส่วนใหญ่จะมีเป็นการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม เช่น บริษัท กัลฟ์เจพียูพี จำกัด เป็นต้น

(3) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Produce :SPP) ส่วนใหญ่จะเกิดจากผลพลอยได้จากโรงงานอุตสาหกรรม และโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าให้กับนิคมอุตสาหกรรม มีกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด 10-90 เมกะวัตต์ ซึ่งประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด(มหาชน) เป็นต้นและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

(4) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก(Very Small Power Produce :VSPP) ส่วนใหญ่จะเกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ นอกจากนี้ยังมีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน มีกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาดต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์ เช่น บริษัทมิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด

(5) ซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ซึ่งได้ซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านโดยผ่านระบบสายส่งไฟฟ้า ได้แก่ประเทศลาว มาเลเซีย เป็นต้น



ภาพที่ 3. 5 กำลังการผลิตไฟฟ้าประเทศไทย เมื่อสิ้นเดือน ธันวาคม พ.ศ.2557

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2558

ตารางที่ 3. 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2557

ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังการผลิต(เมกะวัตต์)	ร้อยละ
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	15,482	41.1
เอกชนรายใหญ่(IPP)	13,167	35.0
เอกชนรายเล็ก(SPP)	4,530	12.0
เอกชนรายเล็กมาก(VSPP)	2,029	5.4
ซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	2,404	6.4
รวม	**37,612**	**100.0**

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2558

ระบบการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

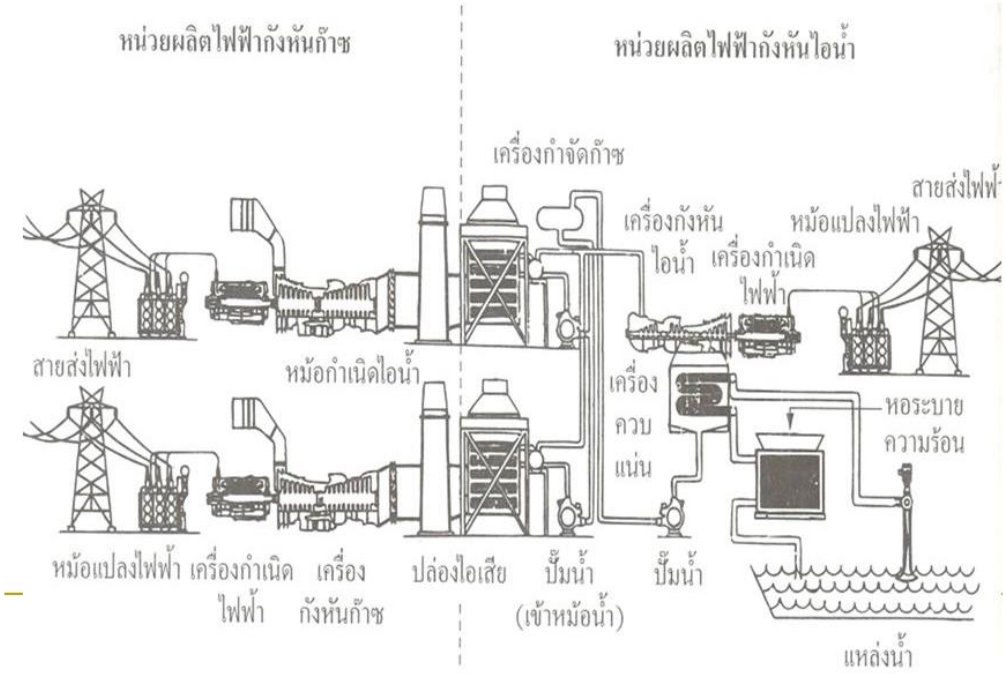
ระบบการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ต้องใช้โรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ เพื่อรองรับการผลิตจากแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงที่แตกต่างกัน ซึ่งโรงไฟฟ้าแบ่งเป็นประเภทต่างๆดังนี้

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อน** ต้องใช้พลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงต้มน้ำ เพื่อสร้างไอน้ำแรงดันสูงเป็นพลังงานขับเคลื่อนกังหัน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ใช้เชื้อเพลิงได้หลายขนาด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา เหมาะสำหรับเดินเครื่องเป็นโรงไฟฟ้าฐานที่ใช้เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง ดังภาพที่ 3.6

ภาพที่ 3. 6 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

ที่มา : สมดุลแหล่งพลังงานไฟฟ้า 2557

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม** เป็นโรงไฟฟ้าที่นำเอาเทคโนโลยีของโรงงานกังหันก๊าซ และเครื่องกังหันไอน้ำมาทำงานเป็นระบบร่วมกัน โดยการนำไอเสียจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ซึ่งมีความร้อนสูงประมาณ 500 องศาเซลเซียสไปผ่านหม้อน้ำ และถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอ เพื่อขับกังหันไอน้ำที่มีเพลาต่อตรงไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป ส่วนใหญ่โรงไฟฟ้าในประเทศไทยมักจะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทนี้ เพราะมีประสิทธิภาพที่ดีกว่า เช่นโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าน้ำพอง โรงไฟฟ้าราชบุรี โรงไฟฟ้าบางประกง โรงไฟฟ้าจะนะ เป็นต้น ดังภาพที่ 3.7

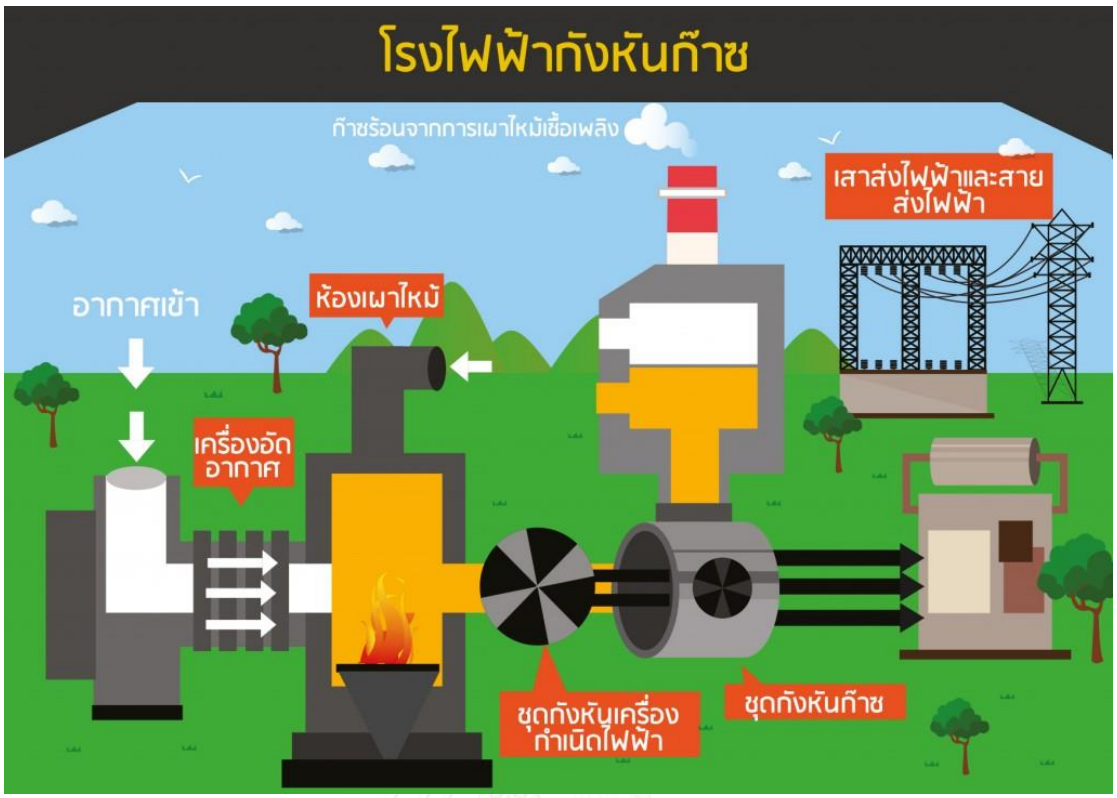


ภาพที่ 3. 7 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม
ที่มา : Kanthee Puarborn 2007

- **โรงไฟฟ้าพลังน้ำ** ใช้แรงดันของน้ำจากเขื่อนและอ่างเก็บน้ำ โรงไฟฟ้าในยุคแรกๆของประเทศไทยจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลการปล่อยน้ำ ทั้งเพื่อผลิตไฟฟ้าและชลประทาน แต่ปัจจุบันการสร้างเขื่อนขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าได้ด้วยนั้น จะมีข้อจำกัดในด้านความเหมาะสมของภูมิประเทศ ดังภาพที่ 3.8

ภาพที่ 3. 8 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ
ที่มา : สมดุลแหล่งพลังงานไฟฟ้า 2557

- **โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ** เป็นโรงไฟฟ้าใช้กังหันกาซเป็นเครื่องต้นกำลัง ซึ่งได้พลังงานจากการเผาไหม้ของส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันดีเซล กับความดันสูงจากเครื่องดันอากาศในห้องเผาไหม้ เกิดเป็นไอร้อนที่ความดันและอุณหภูมิสูง ไปขับดันใบกังหัน และเพลากังหันไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า เครื่องยนต์กังหันก๊าซเป็นเครื่องยนต์สันดาปภายใน เปลี่ยนสภาพพลังงานเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โดยทำการอัดอากาศให้มีความดันสูง 8-10 เท่า และส่งอากาศเข้าไปในห้องเผาไหม้ ทำให้เกิดการขยายตัว เกิดแรงดันและอุณหภูมิสูง ส่งอากาศเข้าไปหมุนเครื่องกังหันก๊าซ เพลงของเครื่องกังหันก๊าซจะต่อกับเพลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำ และได้กระแสไฟฟ้า ดังภาพที่ 3.9



ภาพที่ 3. 9 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ
ที่มา : สมดุลแหล่งพลังงานไฟฟ้า 2557

- **โรงไฟฟ้าดีเซล** เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนประเภทหนึ่ง ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง หลักการทำงานคล้ายกับเครื่องยนต์ดีเซล ที่ถูกฉีดเข้าไปในกระบอกสูงของเครื่องยนต์ที่ถูกอัดอากาศ มีอุณหภูมิที่เรียกว่า จังหวะอัด ในขณะเดียวกัน น้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปจะทำให้การสันดาปกับอากาศที่มีความร้อนสูง เกิดการระเบิดดันลูกสูบเคลื่อนที่ลงไปเพลาข้อเหวี่ยง ซึ่งต่อกับเพลาของเครื่องยนต์ที่ต่อกับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เกิดการเหนี่ยวนำด้วยกระแสไฟฟ้า ดังภาพที่ 3.10

ภาพที่ 3. 10 หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าดีเซล

ที่มา : (สมดุลแหล่งพลังงานไฟฟ้า 2557)

2) ระบบส่ง และระบบจำหน่าย จะเป็นการนำไฟฟ้าไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าระบบส่งย่อยและระบบจำหน่ายจะมีอยู่ 2 หน่วยงานที่ดูแลคือ ในพื้นที่บริการกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีหน้าที่รับผิดชอบ ส่วนพื้นที่อื่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะมีหน้าที่รับผิดชอบ

โรงไฟฟ้า เป็นระบบการผลิต มีชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator unit) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยแรงดัน แล้วส่งไปยังหม้อแปลง (power transformer) เพื่อยกแรงดันขึ้นให้สูง (step-up) แล้วส่งผ่านไปยังลานไกไฟฟ้า (switchyard) แล้วเข้าสู่ระบบสายส่ง ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้ (โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. 2544)

(1) สายส่ง (transmission lines) มีหน้าที่ส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าต้นทาง สำหรับแรงดันสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยใช้อยู่ที่ 115 ,230 และ 500 kV

(2) สถานีไฟฟ้าต้นทาง (terminal station) รับพลังไฟฟ้าจากระบบสายส่งเข้ามายังหม้อแปลงเพื่อลดระดับแรงดัน (step-down) ให้มีแรงดันอยู่ในระดับของระบบสายส่งย่อย

(3) สายส่งย่อย (sub transmission lines) เป็นวงจรสายส่งออกจากสถานีต้นทางเพื่อนำพลังไฟฟ้าไปจ่ายให้สถานีไฟฟ้าย่อย แรงดันของระบบส่งไฟฟ้าย่อยมี 2 ระดับ คือ 69 และ 115 kV

(4) สถานีไฟฟ้าย่อย (distribution substation) จะรับไฟฟ้าจากสายส่งไปยังหม้อแปลงกำลังเพื่อลดแรงดันให้อยู่ที่ระบบจำหน่าย

(5) สายป้อนหลัก (primary feeder) เป็นวงจรสายป้อนที่ออกจากสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อนำพลังไฟฟ้าไปจ่ายให้กับหม้อแปลงจำหน่าย แรงดันที่ใช้ในประเทศไทยมี 4 ระดับ คือ 22 และ 33 kV สำหรับพื้นที่ที่การไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาคเป็นหน่วยงานรับผิดชอบ และ 12 กับ 24 kV สำหรับพื้นที่ที่การไฟฟ้านครหลวงรับผิดชอบ

(6) สายย่อยป้อน (laterals) เป็นวงจรของสายป้อนที่แยกจากสายป้อนหลักเพื่อนำไฟฟ้าไปจ่ายให้กับหม้อแปลงที่อยู่ตามตรอกหรือซอย

(7) หม้อแปลงจำหน่าย (distribution transformers) ลดระดับแรงดันให้เป็นแรงดันต่ำ

(8) สายจำหน่ายแรงดันต่ำ (low voltage circuits) เป็นวงจรขดลวดแรงดันต่ำ เป็นระบบ 3 เฟส 4 สาย มีระดับแรงดัน 22/380 V

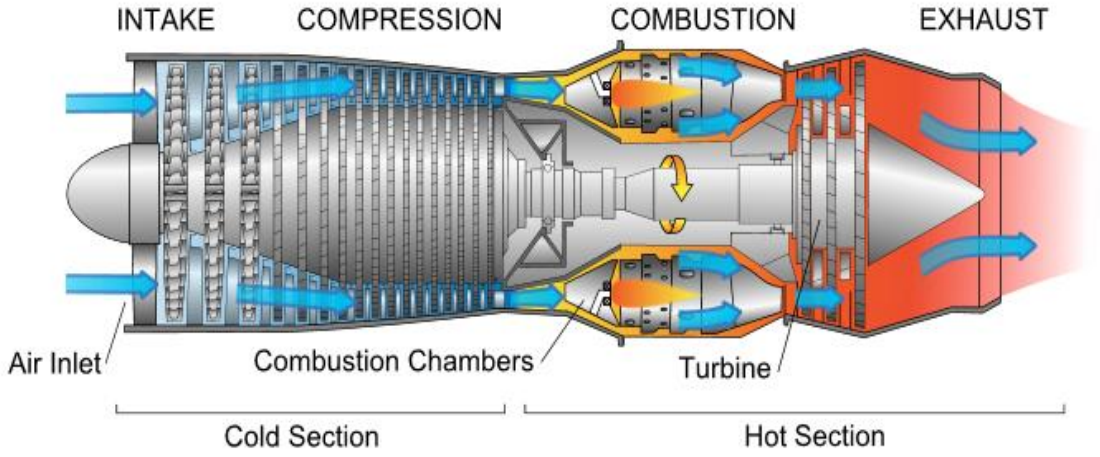
3.1.4 อุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานความร้อน

1) กังหันก๊าซ

กังหันเป็นอุปกรณ์สำคัญที่ใช้ในโรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (Combined Cycle Plant)ซึ่งเป็นการใช้กังหันก๊าซกับกังหันไอน้ำร่วมกัน กังหันก๊าซประกอบด้วย 3 ส่วนหลักๆดังภาพที่ 3.11 คือ

- เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor)
- ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)
- เครื่องกังหัน (Turbine)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3. 11 การทำงานและส่วนประกอบของกังหันก๊าซ

ที่มา : http://cset.mnsu.edu/engagethermo/components_gasturbine.html

การเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ

การเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันก๊าซคือการที่เพิ่มอัตราความร้อนและเพิ่มกำลังให้กับกังหันมากขึ้น ซึ่งประกอบไปด้วย

(1) ทำความสะอาดของห้องเผาไหม้ รูท่อ เขม่า

(2) ฉีดน้ำผสมเข้าไปในเครื่องอัด ซึ่งจะระเหยขณะที่อากาศสูงขึ้น เป็นผลให้งานของกังหันเพิ่มขึ้น เนื่องจากอัตรามวลการไหลของอากาศและไอน้ำสูงขึ้น

(3) การนำอุณหภูมิและพลังงานที่หลงเหลือจากก๊าซที่ออกจากกังหัน ส่งไปยังเครื่องอัดอากาศอีกครั้ง จึงทำให้อุณหภูมิสูงขึ้น โดยเพิ่มพลังงานถึงร้อยละ 20-30

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

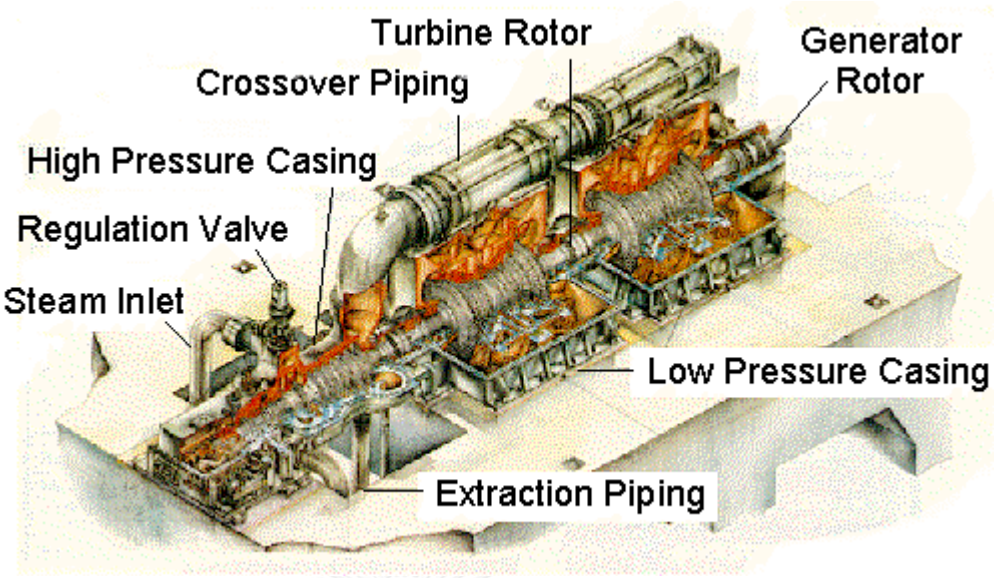
2) กังหันไอน้ำ

กังหันไอน้ำเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกล โดยเปลี่ยนรูปพลังงาน 2 ครั้ง โดยครั้งแรกพลังงานความร้อนจากไอน้ำเป็นพลังงานจลน์จากการใช้หัวฉีด จากนั้นเปลี่ยนพลังงานจลน์เป็นพลังงานกล ทำให้ไอน้ำมีความเร็วสูง วิ่งกระทบปีกกังหัน ซึ่งใช้หลักการโมเมนตัม (วิวัฒน์ ภัททิยธนี. 2544)

กังหันไอน้ำประกอบไปด้วย(ภาพที่ 3.12)(วัฒนา ถาวร. 2550)

(1) ส่วนที่อยู่กับที่ เป็นส่วนที่ไม่มีการหมุน ได้แก่ กรอบนอก (Casing)

(2) ส่วนที่หมุน มีเพลาเป็นแกนกลางและมีใบพัดหลายชุด



ภาพที่ 3. 12 ส่วนประกอบของกังหันไอน้ำ

ที่มา : http://www.jaea.go.jp/04/monju/EnglishSite/contents02-3-4.html

การเพิ่มประสิทธิภาพและลดการสูญเสียของกังหันไอน้ำ

- เมื่อเกิดรูรั่วหรือความเสียหายของอุปกรณ์อันเนื่องจากไอน้ำได้ดันพุ่งไปด้วยความเร็วและความดันสูง จะทำให้มีการสูญเสียความร้อน และสิ้นเปลื้องเชื้อเพลิงมาก ควรรีบซ่อมแซมรูรั่วหรือเปลี่ยนถอดอุปกรณ์ใหม่
- ควรมีระบบในการถ่ายเทความร้อนของเครื่องจักรที่มีการใช้งานร่วมกันหันไอน้ำ
- ใช้กังหันไอน้ำที่มีความโค้งของกังหันสัมพันธ์กับแรงดันของไอน้ำได้ดี
- สามารถใช้ความร้อนที่เหลือใช้สามารถนำกลับไปเพิ่มอุณหภูมิในการต้มน้ำในหม้อต้ม ทำให้ลดการใช้เชื้อเพลิงลงไป

ข้อดีของเครื่องกังหันก๊าซเมื่อเทียบกับกังหันไอน้ำ

(1)สามารถเดินเครื่องได้ง่าย รวดเร็ว และอุปกรณ์น้อยชิ้นกว่า

(2)ไม่มีปัญหาเรื่องการกลั่นน้ำและการหาแหล่งน้ำ เพราะไม่ต้องใช้นำเป็นจำนวนมาก เหมือนเครื่องกังหันไอน้ำ

(3)ออกแบบสร้างได้ง่าย ค่าลงทุน และค่าดำเนินงานถูกกว่าเมื่อคิดที่กำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากัน

(4)ค่าซ่อมแซมบำรุงต่ำกว่า

(5)ความดันใช้การต่ำกว่า ทำให้การสึกหรอน้อยกว่า

ข้อเสียของเครื่องกังหันก๊าซเมื่อเทียบกับกังหันไอน้ำ

(1)จะต้องมีต้นกำลังในการเริ่มเดินเครื่อง มิฉะนั้นจะไม่สามารถทำงานได้

(2)ประสิทธิภาพในการทำงานต่ำ เพราะงานที่ได้จากเครื่องกังหันส่วนหนึ่ง จะต้องนำไปขับเครื่องอัดอากาศ ทำให้เหลืองานที่จะนำไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าน้อยลง

3.1.5 อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

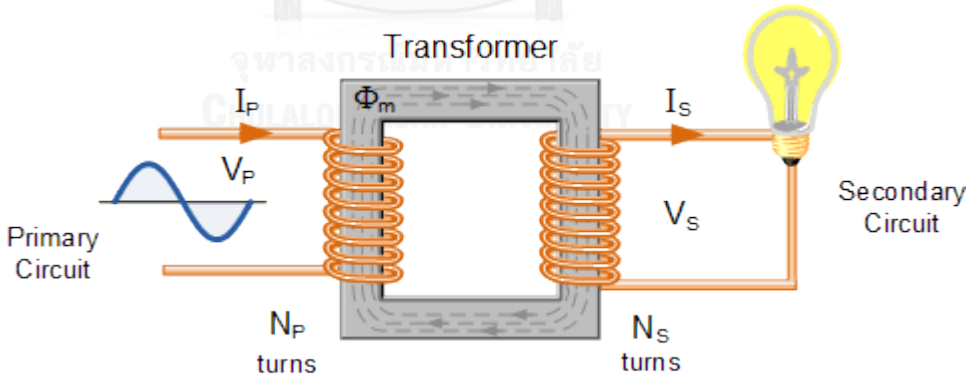
หม้อแปลงไฟฟ้า(Transformer)

หม้อแปลงเป็นเครื่องกลไฟฟ้าชนิดหนึ่งที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าของแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับให้เพิ่มขึ้นหรือลดลงได้โดยความถี่ไม่เปลี่ยนแปลง (ธวัชชัย อัตถวิบูลย์กุล. 2530)

โดยทั่วไปหม้อแปลงจะมีขดลวด 2 ชุด พันรอบแกนเหล็กซึ่งทำจากเหล็กแผ่นบางๆ หลายแผ่น ซึ่งแต่ละแผ่นจะฉาบด้วยสารที่เป็นฉนวนไฟฟ้าทั้งสองด้าน นำมาอัดซ้อนกันเรียกว่า แกนเหล็กลามิเนท (Laminated sheet steel) เพื่อลดการสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวน (Eddy Current)

ส่วนประกอบที่สำคัญของหม้อแปลงมี 3 ส่วน ดังภาพที่ 3.13 คือ

- แกนเหล็กหม้อแปลง (Transformer core)
- ขดลวดปฐมภูมิ (Primary winding)
- ขดลวดทุติยภูมิ (Secondary winding)



ภาพที่ 3. 13 การทำงานของหม้อแปลง

ที่มา : http://www.electronics-tutorials.ws/transformer/transformer-basics.html

ประเภทของหม้อแปลงแบ่งได้ดังนี้

(1) หม้อแปลงกำลัง (Power Transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ในการส่งผ่านพลังงานในระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยทั่วไปจะมีขนาดตั้งแต่ 1 MVA ขึ้นไปจนถึงหลายร้อย MVA

(2) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง

(3) หม้อแปลงวัด (Instrument Transformer) เป็นหม้อแปลงที่มิได้ใช้เพื่อการส่งผ่านพลังงาน แต่ใช้เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้า หรือแรงดันไฟฟ้า จากระบบแรงดันสูงให้มีขนาดที่เหมาะสมกับเครื่องมือวัดค่าต่างๆ เช่น มิเตอร์

หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญ ควรจะมีการดูแลบำรุงรักษาอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อยืดอายุการทำงาน และคุ้มค่า โดยสิ่งที่บอกถึงความเสื่อมสภาพของหม้อแปลงมีดังต่อไปนี้ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2555)

(1) ซิลิกาเจล หรือสารดูดความชื้นจะเปลี่ยนจากสีน้ำเงินเป็นสีชมพูหรือดำ ควรเปลี่ยนใหม่

(2) ซีลยางชำรุดน้ำมันไหลซึมออกมา

(3) ถังหม้อแปลงขึ้นสนิม ผุ ชำรุด

(4) อาร์คซิ่งฮอนชำรุด/บิดงอไม่ได้ระยะ

(5) ประเก็นกรอบ/หมดสภาพหรือชำรุดน้ำมันจะไหลซึมออกมา

(6) บุชชิ่งแรงสูง-แรงต่ำ บิ่น/แตก ชำรุด หรือมีฝุ่นเกาะหนา อาจเป็นตัวนำให้ไฟรั่วลงดินทำให้ไฟดับได้

(7) ถังอะไหล่น้ำมันหม้อแปลงมีระดับน้ำมันต่ำจะต้องเติมน้ำมันเพิ่ม

(8) ครีบระบายความร้อนสกปรก/รั่วซึม

(9) ขั้วต่อสายแรงสูง-แรงต่ำที่บุชชิ่งหลวมหรืออ๊อกไซด์จะทำให้เกิดอาร์คชำรุด

(10) ค่าความเป็นฉนวนของน้ำมันต่ำกว่าพิกัดจะต้องกรองหรือเปลี่ยนทันที

(11) ใช้งานมาแล้วเกิน 6 เดือนเป็นต้นไป

การสูญเสียในหม้อแปลง(ไชยชาญ หินเกิด. 2549)

1. การสูญเสียในแกนเหล็ก (Core loss ,Iron loss, No-load loss)

ซึ่งสามารถหาได้จากทดสอบหม้อแปลงขณะไม่มีโหลดประกอบด้วย 2 ส่วน ดังตารางที่ 3.3 และคำนวณได้ตามสมการที่ 3.1 ดังนี้

- การสูญเสียเนื่องจากฮีสเตอรีซีส (Hysteresis loss) เกิดเนื่องจากการกลับไปกลับมาของเส้นแรงแม่เหล็กที่เกิดขึ้นที่แกนเหล็กที่ใช้พันหม้อแปลง
- การสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวน (Eddy current loss) เกิดเนื่องจากกระแสไฟฟ้าสลับที่จ่ายให้ขดลวดนั้นมีการเปลี่ยนแปลงและทิศทางอยู่ตลอดเวลา

2. การสูญเสียหม้อแปลงในลวดทองแดง (Copper loss, load loss)

เป็นการสูญเสียขณะหม้อแปลงมีโหลด แต่ในขณะที่หม้อแปลงไม่มีโหลด จะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของกระแสที่ไหลในขดลวด และจะมีความร้อนเกิดขึ้น การสูญเสียหาได้จากการทดสอบหม้อแปลงขณะลัดวงจร

ประสิทธิภาพหม้อแปลง (η) = (กำลังเอาต์พุต/กำลังอินพุต) x100	**สมการที่ 3. 1**

ตารางที่ 3. 3 การเพิ่มประสิทธิภาพและการลดการสูญเสียของหม้อแปลง

ความต้องการ	**วิธีการแก้ปัญหา**
การลดการสูญเสีย (ไชยชาญ หินเกิด. 2549)	● ใช้โลหะที่เป็นแกนเหล็กหม้อแปลงที่มีฮีสเตอรีซีสต่ำ ● ใช้แผ่นเหล็กบางๆอัดซ้อนเข้าด้วยกัน แทนการใช้แกนเหล็กตัน
การเพิ่มประสิทธิภาพ (ลือชัย ทองนิล. 2546)	● จะต้องมีระบบระบายอากาศให้กับหม้อแปลง ● ระยะห่างระหว่างหม้อแปลงกับผนังจะต้องไม่น้อยกว่า 1 เมตร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2 ก๊าซเรือนกระจก

3.2.1 ที่มาและความสำคัญ

จากสถานการณ์และผลกระทบการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ส่งผลต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์โดยตรง เช่น ภัยแล้ง อุทกภัย วาตภัย รวมถึงปัญหาสุขภาพ ทำให้หลายๆประเทศได้หันมาให้ความสำคัญและหาแนวทางที่จะร่วมมือเพื่อป้องกันและแก้ไขปัญหาจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลกอย่างจริงจัง ซึ่งประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่ตระหนักและให้ความสำคัญของการแก้ไขปัญหานี้ ปัจจุบันทุกภาคส่วนได้มีการผลักดันให้มีการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำรงชีวิตของมนุษย์ให้น้อยที่สุด เช่น การเปลี่ยนมาใช้พลังงานหมุนเวียนแทนการใช้พลังงานจากฟอสซิล เป็นต้น

และในการประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ หรือ ข้อตกลงแคนคูน (Cancun Agreement :COP16) ในพ.ศ. 2553 (ค.ศ.2012) ประเทศกำลังพัฒนาในรัฐภาคีจะต้องแสดงเจตจำนงในการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมกับประเทศไทย(Nationally Appropriate Mitigation Actions by Developing Country : NAMAs) ซึ่งในขณะนั้นประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 0.84 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั่วโลก ซึ่งเฉลี่ยแล้วปล่อย 5.63 tCO_2eต่อคน และเมื่อเทียบกับ GDPก็พบว่า มีการปล่อย 409.54 tCO_2eต่อดอลล่าร์สหรัฐ

3.2.2 ชนิดของก๊าซเรือนกระจก

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse gas) เป็นก๊าซที่มีคุณสมบัติในการดูดซับคลื่นรังสีความร้อนได้ดี โดยก๊าซเรือนกระจกนั้นมีอยู่มากมายหลายชนิด ทั้งก๊าซที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ และเกิดจากกิจกรรมของมนุษย์ แต่ก๊าซเรือนกระจกที่ถูกควบคุมโดยพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) มีเพียง 7 กลุ่ม ซึ่งจะต้องเป็นก๊าซที่เกิดจากกิจกรรมของมนุษย์เท่านั้น(Anthropogenic Greenhouse Gas Emission) คือ

- ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)
- ก๊าซมีเทน (CH_4)
- ก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N_2O)
- ก๊าซไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFC)
- ก๊าซเพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFC)
- ก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6)

- ก๊าซไนโตรเจนฟลูออไรด์ (NF_3)

เนื่องจากก๊าซเรือนกระจกแต่ละชนิดมีประสิทธิภาพในการแผ่รังสีความร้อน อายุในบรรยากาศ และผลกระทบที่แตกต่างกัน ดังนั้น IPCC จึงได้กำหนดค่า “ศักยภาพของการทำให้เกิดโลกร้อน (Global Warming Potential : GWP)” ซึ่งเป็นค่าทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซเรือนกระจกแต่ละชนิดโดยคิดเทียบกับการแผ่รังสีความร้อนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยจะอยู่ในหน่วยของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2eq) ซึ่งค่าดังกล่าวได้กำหนดในรายงานประเมินสถานการณ์ด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (IPCC Assessment Report) ซึ่งเป็นรายงานการประเมินสถานการณ์ด้านการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศของโลก มีความน่าเชื่อถือ และนิยมใช้ผลเป็นค่าอ้างอิงทั่วโลก ในปัจจุบัน IPCC ได้เผยแพร่รายงานแล้ว ตามตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3. 4 ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global Warming Potential)

ก๊าซเรือนกระจก	**ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดโลกร้อน (GWP_{100})**		
	2nd Report (AR2)	**3rd Report (AR3)**	**4th Report (AR4)**
CO_2	1	1	1
CH_4	21	23	25
N_2O	312	296	298
SF_6	23,900	22,200	22,900
NF_3			17,200
HFCs	124-14,800		
PFC	7,390-12,200		

ที่มา : ดัดแปลงจากIntergovernmental Panel on Climate Change : IPCC, Second Assessment Report 1995, Third Assessment Report 2001 , Forth Assessment Report 2007

3.2.3 การจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก หรือการประเมินก๊าซเรือนกระจก

คือการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากกิจกรรมที่เกิดจากกิจกรรมต่างๆ โดยแสดงปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดที่ประเมินได้ในหน่วยของปริมาณเทียบเท่ากับปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยแบ่งระดับได้ดังนี้

1) ระดับประเทศ เป็นการประเมินและแสดงผลปริมาณการปล่อยและดูดกลับก๊าซเรือนกระจกของประเทศ โดยหลักการ วิธีการประเมิน รวมถึงการจัดทำรายงานอ้างอิงตามคู่มือ IPCC ซึ่งจะถือว่าเป็นส่วนหนึ่งในการรายงานแห่งชาติของประเทศ ต้องดำเนินการภายใต้อนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สำหรับประเทศไทยได้ดำเนินการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศในปี พ.ศ.2543 เป็นปีฐาน

2) ระดับท้องถิ่น เป็นการประเมินและแสดงผลปริมาณการปล่อยและดูดกลับก๊าซเรือนกระจกของเมืองหรือชุมชน ต้องมีการศึกษาและทำความเข้าใจเกี่ยวกับรูปแบบและลักษณะของแหล่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่อยู่ในแต่ละเมืองและชุมชนโดยอาศัยการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกเพื่อแสดงถึงสถานการณ์ของเมืองและชุมชนในปัจจุบัน เพื่อนำไปสู่การกำหนดแนวทางและมาตรการในการวางแผนลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิผล จึงเกิดแนวคิดในการสร้างสังคมคาร์บอนต่ำ

3) ระดับองค์กร เป็นการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเกิดจากการดำเนินกิจกรรมต่างๆขององค์กรทั้งทางตรงและทางอ้อม อันจะนำไปสู่การกำหนดแนวทางการบริหารจัดการเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งในระดับบริษัท โรงงาน และอุตสาหกรรมอ้างอิงวิธีคำนวณตาม ISO 14064

4) ระดับโครงการ เป็นการปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการหรือแผนงาน เป็นการแสดงผลปริมาณการปล่อยและดูดกลืนก๊าซเรือนกระจกของโครงการหรือแผนงานต่างๆโดยทั่วไป หลักการ วิธีการประเมินรวมถึงการจัดทำรายงานจะอ้างอิงตาม ISO 14064-2 หรือวิธีการของโครงการหรือแผนการนั้นๆเช่น โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM)

5) ระดับผลิตภัณฑ์ เป็นการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของผลิตภัณฑ์ หรือคาร์บอนฟุตปริ้นท์ของผลิตภัณฑ์อ้างอิงวิธีคำนวณตาม ISO 14064 ซึ่งคิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอด วัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์ที่เกิดจากกิจกรรมทั้งหมดทั้งทางตรงและทางอ้อม ตั้งแต่การได้มาซึ่งวัตถุดิบ การขนส่ง การประกอบชิ้นส่วน การใช้งาน และการจัดการซากผลิตภัณฑ์หลังใช้งาน โดยใช้หลักการแนวคิดของการประเมินวัฏจักรชีวิตผลิตภัณฑ์ (Life Cycle Assessment: LCA) ซึ่งมาจากมาตรฐาน ISO 14040 และ ISO 14044

3.2.4 วิธีการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก หรือการประเมินก๊าซเรือนกระจกตามมาตรฐาน

แนวทางการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอนหลัก ได้แก่

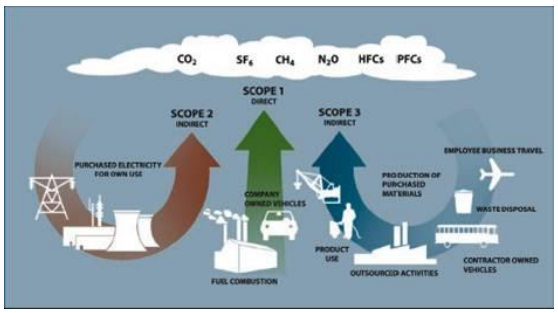
- การกำหนดขอบเขต
- การกำหนดชนิดก๊าซและปีฐาน
- การคำนวณปริมาณ
- การจัดทำรายงาน

โดยแต่ละขั้นตอนมีรายละเอียดดังนี้

1) การกำหนดขอบเขต

จะต้องทำการระบุแหล่งปล่อยและดูดกลับก๊าซเรือนกระจกที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดยได้จำแนกแหล่งปล่อยและดูดกลับก๊าซเรือนกระจกเป็น 3 ประเภทคือ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง (Direct GHG Emission : Scope 1) การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงาน (Energy Indirect GHG Emission : Scope 2) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมอื่นๆ (Other Indirect GHG Emission : Scope 3) ดังแสดงในภาพที่ 3.14 ดังนี้

- การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง (Direct GHG Emissions)
  กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซโดยตรงจากการดำเนินงานขององค์กร (Direct Emissions) ได้แก่ การผลิตไฟฟ้า ความร้อน หรือไอน้ำ เพื่อใช้ภายในหรือเพื่อจำหน่ายให้แก่องค์กรภายนอก การเผาไหม้เชื้อเพลิงจากการใช้งานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่องค์กรเป็นเจ้าของ เป็นต้น
- การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงาน (Energy Indirect GHG Emissions) กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงาน (Energy indirect emissions) ได้แก่ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า ความร้อน ไอน้ำที่นำเข้ามาจากภายนอกเพื่อใช้งานในองค์กร
- การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมอื่น (Other Indirect GHG Emissions)
  กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมอื่นๆ นอกเหนือจากที่ระบุในขอบเขตที่ 1 และ 2 ซึ่งสามารถตรวจวัดปริมาณก๊าซได้ แต่ไม่ถือเป็นข้อบังคับขึ้นอยู่กับองค์กร ได้แก่ การใช้น้ำประปา การใช้กระดาษ การเผาไหม้เชื้อเพลิงจากการเดินทางไปสัมมนาด้วยยานพาหนะส่วนตัว หรือระบบขนส่งสาธารณะของบุคลากร



ภาพที่ 3. 14 แสดงแหล่งการปล่อยก๊าซของ Scope 1,2 และ 3

ที่มา : http://www.sustainablelivingguide.com.au/work/make-your-business-carbon-neutral

2) การกำหนดชนิดก๊าซและปีฐาน

- ชนิดของก๊าซ(Types of greenhouse gases)

  ในการประเมินจะครอบคลุมก๊าซเรือนกระจก 7 ชนิดได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ มีเทน ไนตรัสออกไซด์ เปอร์ฟลูออโรคาร์บอน ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน ก๊าซไนโตรเจนฟลูออไรด์ และซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออกไรด์ โดยแสดงผลรวมของก๊าซเรือนกระจกทุกชนิดในหน่วยของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งสามารถทำได้โดยอาศัยค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนที่พิจารณาในรอบ 100 ปี (Global Warming Potential: GWP 100)

- ปีฐาน (Base year)

  ในการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกจะต้องมีการกำหนดปีฐาน เพื่อใช้สำหรับเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในแต่ละปี โดยการดำเนินการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกในแต่ละปีจะต้องมีความสอดคล้องและไม่ขัดแย้งกับการดำเนินการในปีฐาน ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงเพื่อให้ข้อมูลปีฐานยังคงสามารถใช้เป็นตัวแทนได้ ทั้งนี้ในการกำหนดปีฐานโดยทั่วไปจะใช้ปีปฏิทินเป็นตัวกำหนด

การเลือกปีที่นำมาเป็นปีฐานควรเลือกปีที่มีข้อมูลสมบูรณ์และมีการเก็บข้อมูลอย่างแม่นยำและถูกต้อง

3) การคำนวณปริมาณ

เป็นการคำนวณปริมาณการปล่อยและดูดกลับของก๊าซเรือนกระจก มีขั้นตอนดังนี้

(1) ระบุแหล่งปล่อยก๊าซเรือนกระจก

จะต้องมีการระบุแหล่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกว่ามีแหล่งหรือกิจกรรมใดบ้างที่อยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้ และมีแหล่งหรือกิจกรรมใดบ้างที่ถูกยกเว้นหรือถูกเพิ่มเข้ามาในการประเมิน ซึ่งจะต้องประกอบด้วย Scope 1 และ Scope 2 เป็นอย่างน้อย

(2) กำหนดแนวทางในการประเมิน

เมื่อระบุแหล่งปล่อยก๊าซแล้ว ทำการกำหนดแนวทางในการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกว่าจะทำการประเมินอย่างไร ได้แก่ จะอาศัยการตรวจวัดโดยตรง หรืออาศัยการคำนวณ หรืออาศัยการตรวจวัดร่วมกับการคำนวณ ซึ่งวิธีการหรือแนวทางที่กำหนดต้องมีการบันทึกเพื่อให้สามารถไปดำเนินการในปีต่อไปได้โดยหากทำการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยอาศัยการคำนวณตามสมการที่ 3.2

ปริมาณการปล่อย = ข้อมูลกิจกรรม (AD) x ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก(EF)

สมการที่3. 2

(3) เก็บรวบรวมข้อมูลและเลือกค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission factor)

เมื่อกำหนดแนวทางในการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้แล้ว จึงทำการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง รวมไปถึงค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเลือกนำมาใช้ให้เหมาะสมโดยควรมีการระบุแหล่งที่มาและวิธีการได้มาซึ่งข้อมูลเหล่านี้

(4) คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ดำเนินการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแต่ละชนิด แยกตามกิจกรรมหรือแหล่งปล่อยก๊าซในแต่ละ scope

(5) รวมรวมและแสดงผล

(6) ทำการรวบรวมปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากแต่ละกิจกรรมแต่ละแหล่งปล่อยก๊าซและแสดงผลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยภาพรวม

4) การจัดทำรายงาน

โดยจะต้องรายงานผลด้วยเนื้อหาสำคัญต่อไปนี้

- รายละเอียดหรือข้อมูลต่างๆ เช่น ชื่อ ที่อยู่ ลักษณะประเภท จำนวนคน
- ชื่อผู้รับผิดชอบ
- ระยะเวลาในการประเมิน หรือติดตามผล
- รายละเอียดการกำหนดขอบเขต
- ข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อม ในหน่วยของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า(tCO_2eq)

- รายละเอียดปีฐาน รายละเอียดในการเลือกปีฐาน
- ผลความไม่แน่นอนของข้อมูล ที่มีผลต่อความถูกต้องของข้อมูล
- รายงานว่าทำตามคู่มือหรืออ้างอิงตามมาตรฐานฉบับใด
- คำชี้แจงเกี่ยวกับการทวนสอบรายงานบัญชีก๊าซเรือนกระจกที่จัดทำขึ้นได้ผ่านการทวนสอบหรือไม่ หรืออยู่ในระดับใด

3.3 ก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

3.3.1 แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้นอันเนื่องมากจากการใช้พลังงานเพื่อผลิตพลังงาน ซึ่งความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการขับเคลื่อนและพัฒนาเศรษฐกิจ ส่งผลให้มลพิษหรือมลสารทางอากาศที่เกิดขึ้นจากการใช้พลังงานเพิ่มสูงขึ้นตาม โดยเฉพาะมลสารที่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจกซึ่งนำไปสู่ปัญหาภาวะโลกร้อนมาจาก 2 ส่วนหลักคือ การเผาไหม้เชื้อเพลิง (Fuel Combustion) และการรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเชื้อเพลิง (Fugitive Emissions) มีรายระเอียดดังต่อไปนี้

1) การเผาไหม้เชื้อเพลิง

จะพิจารณาครอบคลุมกิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทุกกิจกรรมที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงดังนี้

- สำหรับการปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 จากกิจกรรมการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล (biomass) จะนับรวมก๊าซอื่นๆที่มาจากการเผาไหม้ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและ ความร้อน กระบวนการกลั่นน้ำมัน จากการใช้เชื้อเพลิงแข็ง การบวนการผลิตและ ก่อสร้าง รวมถึงการขนส่งภายในประเทศจะนำมาพิจารณาด้วย
- การเผาไหม้ของเสียเพื่อนำไปใช้เป็นพลังงานก็พิจารณาเช่นกัน
- ในส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงจากการขนส่งทางเรือและเครื่องบินระหว่างประเทศ จะไม่นับถูกพิจารณารวม แต่ควรมีรายงานแยกไว้

พลังงานที่ใช้ส่วนใหญ่ในปัจจุบันเกิดจากการใช้เผาไหม้การเผาเชื้อเพลิงประเภทใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลแทบทั้งนั้นโดยคาร์บอน (C) กับไฮโดรเจน(H)จะสันดาปกับออกซิเจน(O_2)กลายเป็นคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) กับน้ำ (H_2O) พร้อมกับปล่อยพลังงานความร้อนออกมาซึ่งจะสามารถนำพลังงานที่เกิดขึ้นไปใช้ได้ทั้งทางตรง(ความร้อน)และทางอ้อม(พลังงานกล) ดังสมการที่ 3.3

$$C_xH_y + (X + \frac{y}{4})O_2 \rightarrow xCO_2 + \frac{y}{2}H_2O + Energy$$ **สมการที่ 3. 3**

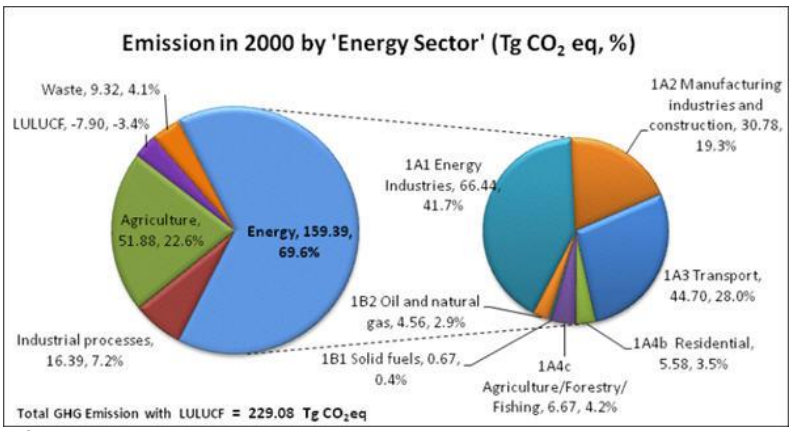
2) การรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเชื้อเพลิง

จะพิจารณาก๊าซเรือนกระจกที่รั่วซึมออกมาในระหว่างกระบวนการผลิต แปรรูป การขนส่ง การเก็บรักษา และการใช้เชื้อเพลิง ทั้งที่ตั้งใจและไม่ได้ตั้งใจ รวมถึงการเผาไหม้ที่ไม่เกี่ยวกับกระบวนการผลิต เช่น การ flaringของก๊าซธรรมชาติในการขุดเจาะน้ำมันและก๊าซธรรมชาติซึ่งการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะก่อให้เกิดก๊าซต่างๆขึ้น ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2), ก๊าซมีเทน (CH_4), ก๊าซไนตรัสออกไซด์(N_2O), ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO), ออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx), สารประกอบอินทรีย์ที่ระเหยง่ายที่ไม่ใช่มีเทน (NMVOC) รวมถึงก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) โดยก๊าซหลักที่เกิดขึ้นคือก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) สำหรับการรั่วของก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเชื้อเพลิง (Fugitive Emissions) เกิดได้จากหลายกระบวนการ ได้แก่ การทำเหมืองถ่านหิน การขุดเจาะน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น โดยก๊าซที่มีบทบาทสำคัญมากที่สุดคือ ก๊าซมีเทน (CH_4)

ซึ่งก๊าซต่างๆ ที่เกิดขึ้นทั้งจากการะบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงและจากการรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงาน โดยเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2), ก๊าซมีเทน (CH_4), และก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N_2O) ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) ก๊าซเหล่านี้เหล่านี้มีความจำเป็นต่อการรักษาอุณหภูมิในบรรยากาศของโลกให้คงที่ เนื่องจากก๊าซเหล่านี้ดูดคลื่นรังสีความร้อนไว้ในเวลากลางวัน แล้วค่อยๆแผ่รังสีความร้อนออกมาในเวลากลางคืน ทำให้อุณหภูมิในบรรยากาศโลกไม่เปลี่ยนแปลงอย่างฉับพลัน(องค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก. 2558) สำหรับก๊าซอื่นๆจัดอยู่ในกลุ่มของสารที่ก่อให้เกิดก๊าซโอโซน (Ozone Precursors)

3.3.2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

จากบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในรายงานแห่งชาติครั้งที่สอง จัดทำ โดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ.2543 (ค.ศ. 2000) ปริมาณก๊าซเรือนกระจกรวมของประเทศ (National Total Emission) มีค่า เท่ากับ 229.08 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า มีทั้งส่วนที่เป็นปริมาณจากแหล่งปล่อย (Emission by Sources) และปริมาณที่เกิดจากการดูดกลับ (Removal by Sink) โดยปริมาณที่ปล่อยออกทั้งหมดมีค่าเท่ากับ 277.7 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และค่าดูดกลับมีค่าเท่ากับ 50.22 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า การปล่อยจากภาคพลังงานมากที่สุดเท่ากับ 159.4 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นประมาณร้อยละ 70 ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้านั้นมีร้อยละ 41.7 ของภาคพลังงานทั้งหมด ดังภาพที่ 3.15



ภาพที่ 3. 15 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาครวมของประเทศไทย ในพ.ศ.2543

ที่มา : บัณฑิตวิทยาลัยร่วมพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี 2553

ในปี พ.ศ.2556 ปริมาณการปล่อยของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2) ของประเทศทั้งหมด คิดเป็น157.86 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ก๊าซมีเทน(CH_4) 58.83 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และก๊าซไนตรัสออกไซด์(N_2O) 12.39 ล้านตันคาร์บอน ไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นร้อยละ 68.9 , 25.7 และ 5.4 ตามลำดับ

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2556

เดือน	ปริมาณ CO_2 (ตัน)					kg CO_2/kWh
	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	ลิกไนต์	ก๊าซธรรมชาติ	รวม	
มกราคม	3,715	92,165	1,563,453	2,053,222	3,712,555	0.55
กุมภาพันธ์	1,890	75,315	1,375,206	2,080,897	3,533,308	0.50
มีนาคม	6,477	46,422	1,366,890	2,342,524	3,762,313	0.53
เมษายน	36,933	171,175	1,518,491	1,907,596	3,634,194	0.56
พฤษภาคม	56,788	16,684	1,666,158	2,241,688	3,981,318	0.56
มิถุนายน	14,745	88,832	1,545,216	2,182,691	3,831,484	0.56
กรกฎาคม	6,237	96,869	1,472,090	2,062,485	3,637,681	0.57
สิงหาคม	8,188	90,186	1,580,902	1,768,801	3,448,077	0.59
กันยายน	9,735	61,608	1,370,200	1,731,044	3,172,586	0.57
ตุลาคม	8,105	78,989	1,525,698	1,682,574	3,295,365	0.58
พฤศจิกายน	4,835	86,371	1,394,345	1,822,289	3,307,840	0.58
ธันวาคม	5,141	69,582	1,477,184	1,727,565	3,279,472	0.60
รวม	162,789	974,200	17,855,831	23,603,373	42,596,193	0.56

ตารางที่ 3. 5 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ที่มา : ฝ่ายสิ่งแวดล้อมโครงการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2557

จากภาพที่ 3.16 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าในพ.ศ.2543-2556 โดยคิดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง พบว่ามีแนวโน้มที่จะน้อยลงแม้ว่าจะมีปริมาณการผลิต

ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มมากขึ้น แต่การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ค่อนข้างคงที่ เนื่องจากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าและกำจัดคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดีขึ้น

ภาพที่ 3. 16 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับ ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์
ที่มา : ฝ่ายสิ่งแวดล้อมโครงการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2557

3.3.3 ศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกของโครงสร้างไฟฟ้ากำลัง

ในพ.ศ.2558 กระทรวงพลังงานได้เสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า(PDP2015) แผนดังกล่าว มีการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติน้อยลง ได้กำหนดให้สัดส่วนของ เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นตามตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3. 6 กรอบประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผน PDP2015

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

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2558

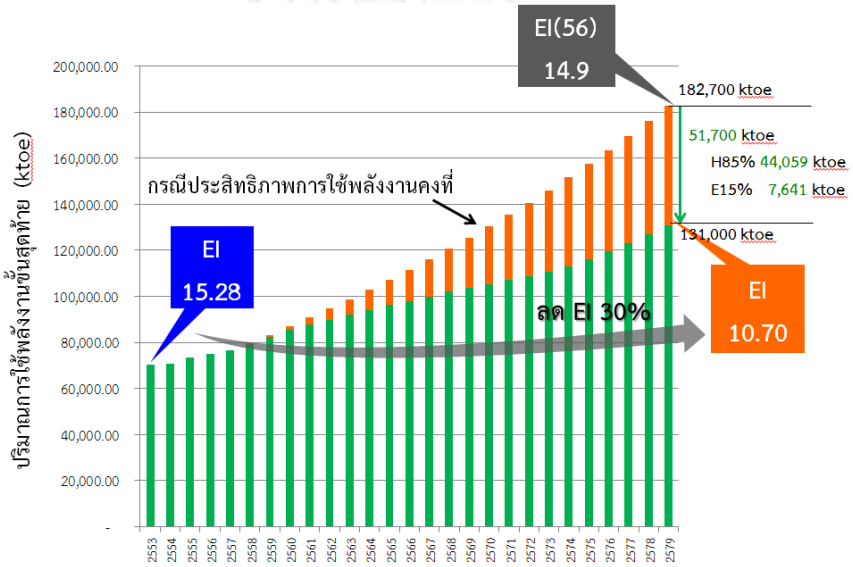
โดยในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า(PDP 2015) ทางกระทรวงพลังงานได้มีแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) สรุปได้ดังนี้

1) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP)

ในการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2558 -2579) จัดทำขึ้นโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน มีรายละเอียดดังนี้

(1) กำหนดเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะสั้น 5 ปี และระยะยาว 20ปี โดยตั้งเป้าลดความเข้มของการใช้พลังงาน (Energy Intensity : EI) ลงร้อยละ 30 ในพ.ศ. 2579 เมื่อเทียบกับพ.ศ. 2553 ในการใช้พลังงานของทุกภาคส่วน ดังภาพที่ 3.17

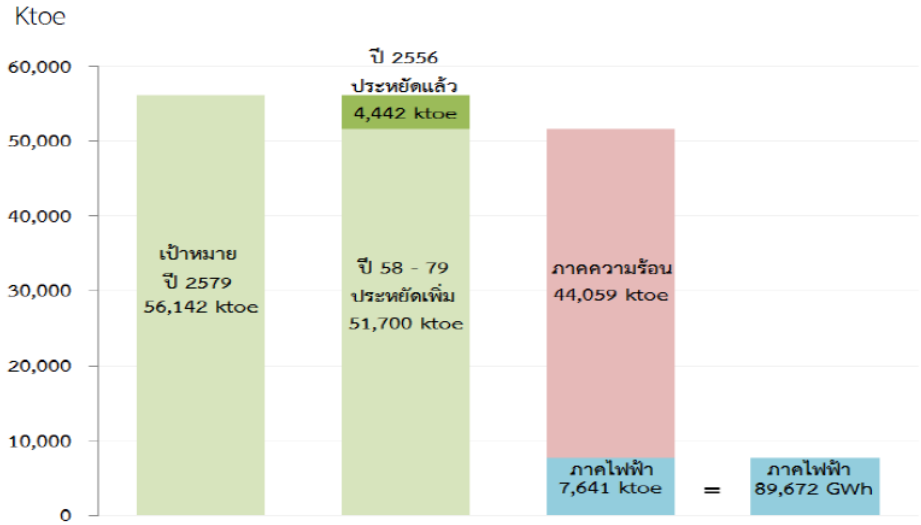
(2) กำหนดยุทธศาสตร์และแนวทางในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและให้บรรลุเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานที่ตั้งไว้ตามข้อ (1) รวมทั้งกำหนดมาตรการและแผนงานเพื่อเป็นกรอบในการจัดทำแผนปฏิบัติการการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง



ภาพที่ 3. 17 เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2558-2579

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2558

ตามภาพที่ 3.18 ได้มีเป้าหมายในการประหยัดการใช้พลังงาน ไว้ที่ 56,142 ktoe ซึ่งในปี2556 ได้ประหยัดพลังงานไปแล้ว 4,442 ktoe ซึ่งจะเหลืออยู่ 51,700 ktoe และเมื่อสิ้นปีพ.ศ.2579 คาดว่าภาคไฟฟ้าจะมีการประหยัดพลังงาน7,641 ktoe ซึ่งเท่ากับ 89,672 GWh



ภาพที่ 3. 18 เป้าหมายผลประหยัดพลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2579

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2558

2) แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก(AEDP)

จะทำการเพิ่มสัดส่วนการการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 โดยจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมเท่ากับ 19,634.4 เมกะวัตต์ ตามตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3. 7 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) พ.ศ.2579

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

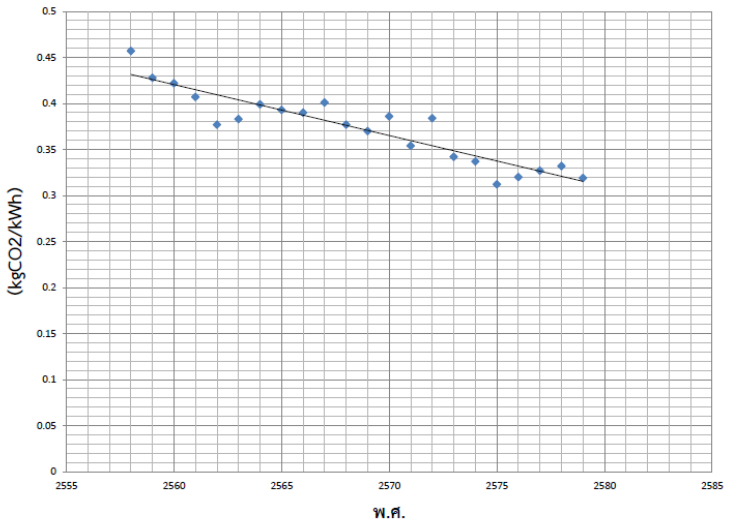
ที่มา : (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2558)

ดังนั้นจึงมีความต้องการกำหนดปริมาณการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแผน AEDP โดยจะพิจารณาจากศักยภาพด้านต่างๆ ดังนี้

(1) ศักยภาพเชิงพื้นที่การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน หรือ ระบบผลิตไฟฟ้า โดยหาพื้นที่ว่าพื้นที่บริเวณใดมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.)เป็นผู้รับผิดชอบ

(2) ศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า โดยหาความสามารถในการรับซื้อปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตามแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อใช้เป็นจุดเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

(3) ศักยภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาความเหมาะสมระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการกับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ แต่เนื่องจากปัจจุบันราคาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีราคาสูงกว่าพลังงานหลัก และเกิดไฟฟ้าไหลย้อนเมื่อมีการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป จึงควรบริหารการจัดการไม่ให้เกิดปัญหาดังกล่าว โดยผู้รับผิดชอบในส่วนนี้คือ การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค



ภาพที่ 3. 19 เปรียบเทียบคาดการณ์ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า
ที่มา :ดัดแปลงจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2558

จากภาพที่ 3.19 แผนอนุรักษ์พลังงานทั้ง 2 แผนในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP2015) พบว่าจะทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้น มีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างชัดเจน โดยเปรียบเทียบกับกับพ.ศ.2558-2579

3.3.4 แนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับภาคอุตสาหกรรม

ในการลดก๊าซเรือนกระจกจากภาคอุตสาหกรรมนั้นมีหลายมาตรการ โดยแต่ละมาตรการนั้นจะต้องเป็นแนวทางที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งขึ้นกับระดับการลงทุนในเทคโนโลยีและการอบรมจิตสำนึกของพนักงาน เพื่อให้มีศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกได้มากที่สุด ดังตารางที่3.8

ตารางที่ 3. 8 ตัวอย่างแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับภาคอุตสาหกรรมแต่ละประเภท

ประเภทอุตสาหกรรม	การอนุรักษ์พลังงาน	การเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิง ,วัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์	การนำพลังงานกลับมาใช้ใหม่และใช้พลังงานทดแทน	การใช้วัสดุอย่างมีประสิทธิภาพ	การลดการรั่วไหล GHG
ทั่วไป	การจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพของอุปกรณ์เครื่องจักร	เปลี่ยนจากการใช้ถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ	ระบบ Cogeneration		
เคมี/ปิโตรเคมี	การผลิตพลังงานความร้อนร่วม	การนำขยะพลาสติกกลับมาใช้เป็นวัตถุดิบ	การใช้พลังงานแสงอาทิตย์	Recycling	เทคโนโลยีควบคุม N_2O,PFCsและCFCs
โรงกลั่นน้ำมัน	Membrane separation	ใช้วัตถุดิบเป็นสารชีวภาพ	การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ	เพิ่มประสิทธิภาพในการขนส่ง	เทคโนโลยีควบคุม N_2O และมีเทน
ปูนซีเมนต์	Fludized bed	slag	การใช้ก๊าซชีวภาพ		
เยื่อกระดาษ	การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตเยื่อและอบแห้ง	Recycling	การใช้เชื้อเพลิงชีวมวล	ลดการสูญเสียการตัดและผลิต	
อาหาร	การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและอบแห้ง		การผลิตอาหารโดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์	ใช้น้ำแบบระบบปิด	

ที่มา : (อรทัย ชวาลภาฤทธิ์. 2558)

ในการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีหลายมาตรการ โดยแยกเป็นระบบผลิต ระบบสายส่ง ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยแต่ละระบบนั้นจะมีการอนุรักษ์พลังงานและการลดก๊าซเรือนกระจกที่มีความแตกต่างกันออกไป ดังตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3. 9 ตัวอย่างแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้ากำลัง	**อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง**	**ตัวอย่างมาตรการการลดก๊าซเรือนกระจก**
ระบบผลิต	หม้อต้มน้ำ(Boiler)	การนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ในคอนเดนเสท
	เตาเผา (Furnaces)	การอุ่นอากาศก่อนเข้าเตาเผา(Pre-heaters)
	เชื้อเพลิง(Fuel)	การเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงที่มีค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยลง
ระบบสายส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	สายส่ง	การขยายและปรับปรุงสายส่งเพื่อลดการสูญเสียขณะจ่ายไฟฟ้า และให้มีการใช้งานระยะยาว
	หม้อแปลง	การติดตั้งหม้อแปลงที่มีการสูญเสียไฟฟ้าต่ำ
ผู้ใช้ไฟฟ้า	หลอดไฟ	การเปลี่ยนหลอดไฟเป็นหลอด LED
	ระบบทำความเย็น	การทำความสะอาดชุดระบายความร้อนอย่างสม่ำเสมอ
	มอเตอร์ไฟฟ้า	การติดตั้งมอเตอร์ประหยัดพลังงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4 กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

3.4.1 ที่มาและความสำคัญของกลไกการพัฒนาที่สะอาด

กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) เป็นกลไกหนึ่งในสามกลไกภายใต้พิธีสารเกียวโต ที่ให้ประเทศที่พัฒนาแล้วซึ่งมีพันธกรณีต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสามารถซื้อคาร์บอนเครดิตที่ได้จากการทำโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศที่กำลังพัฒนา และถ่ายทอดพัฒนาเทคโนโลยีไปยังประเทศที่กำลังพัฒนา และได้รับการรับรองจาก UNFCCC ไปใช้เพื่อให้บรรลุผลตามเป้าหมาย(Zhang. and Yan. 2015)

ในปัจจุบันมีประเทศต่างๆเป็นภาคีสมาชิกพิธีสารเกียวโตถึง 163 ประเทศ โดยประเทศไทยได้เข้าร่วมให้สัตยาบันในพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม พ.ศ. 2545 เนื่องจากประเทศไทยไม่ได้อยู่ในกลุ่มภาคผนวกที่ 1 จึงไม่มีพันธกรณีในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อย่างไรก็ตามประเทศไทยได้ร่วมในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ภายใต้โครงการ CDM ซึ่งจากฐานข้อมูลของคณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM Executive Board: CDM EB) ณ เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2557 พบว่ามีโครงการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยที่ขึ้นทะเบียนกับ CDM EB แล้วจำนวน 151 โครงการ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้เท่ากับ 7,250,488 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี

วิธีการของ CDM แบ่งออกเป็น 5 วิธีการ ดังนี้(UNFCCC 2014)

1) วิธีการสำหรับกิจกรรมโครงการ CDM ขนาดใหญ่
2) วิธีการสำหรับกิจกรรมโครงการ CDM ขนาดเล็ก
3) วิธีการสำหรับกิจกรรมปลูกป่าและพื้นที่สีเขียวโครงการ CDM ขนาดใหญ่
4) วิธีการสำหรับกิจกรรมปลูกป่าและพื้นที่สีเขียวโครงการ CDM ขนาดเล็ก
5) วิธีการสำหรับกิจกรรมโครงการจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS)

แต่ละวิธีการจะเสนอเครื่องมือของกิจกรรมโครงการแต่ละมาตรการ เช่นการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากแหล่งกำเนิด

นอกจากนี้ยังแบ่งประเภทตามชนิดกิจกรรมการโครงการได้อีกดังต่อไปนี้ (UNFCCC 2014)

1) การเปลี่ยนของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มีความเข้มสูงในขั้นสุดท้าย(Displacement of a more-GHG-intensive output)

เป็นกิจกรรมที่เสนอกิจกรรมโครงการที่มีการใช้ของก๊าซเรือนกระจกที่มีความเข้มสูงในขั้นสุดท้าย โดยในประเภทนี้จะแยกตามการปรับปรุงในกิจกรรมโครงการ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มีความเข้มสูงจะถูกแทนที่ด้วยการปล่อยของกิจกรรมโครงการ

กิจกรรมโครงการผลิตพลังงานหมุนเวียนทุกชนิดและพลังงานคาร์บอนต่ำเป็นหนึ่งในประเภทนี้ ส่วนใหญ่โครงการในประเภทนี้จะมีวิธีการคำนวณการปล่อยที่ลดลง ตัวอย่างเช่น การผลิตไฟฟ้าจากขยะ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือแหล่งพลังงานคาร์บอนต่ำ และส่งไปยังสายส่ง โดยคิดค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก(Emission factor) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกรณีฐาน และในไม่มีค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission factor) ในกิจกรรมโครงการ

2) พลังงานหมุนเวียน(Renewable Energy) ในประเภทนี้จะรวมถึงแหล่งพลังงานหมุนเวียนด้วย เช่น โรงไฟฟ้าไฮโดร (Hydro power plant) โรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind power plant) พลังงานแสงอาทิตย์(solar cooker) และเชื้อเพลิงชีวภาพ (Biomass-fired boiler)

3) การผลิตไฟฟ้าคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Electricity) ในกรณีนี้ไม่รวมการลงทุนตั้งโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำต่อไป เช่นก๊าซธรรมชาติ และจะต้องไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ก่อนมีการปรับปรุงในกิจกรรมโครงการซึ่งเป็นกิจกรรมการลดที่ไม่มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิง ในขณะเดียวกันเทคโนโลยีที่ใช้ก็ไม่ใช่เทคโนโลยีที่ดีที่สุดของมาตรการนี้ โดยทั่วไปโครงการผลิตไฟฟ้าคาร์บอนต่ำจะมาจากโรงไฟฟ้าที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โครงการในประเภทนี้ยังสามารถช่วยลดการปล่อยจากสายส่งด้วย

4) ประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency) ในประเภทนี้จะร่วมถึงมาตรการประสิทธิภาพในระบบทั้งหมด ตัวอย่างกิจกรรมโครงการนี้คือ การเปลี่ยนรูปแบบการผลิตไฟฟ้า single cycle เป็น combined cycle ในโรงไฟฟ้า การติดตั้งกังหันไอน้ำที่มีประสิทธิภาพสูง การใช้สารทำความเย็นหรือการหลอดไฟที่มีประสิทธิภาพสูง การนำไอเสียความร้อนกลับมาเป็นเชื้อเพลิง การนำไอเสียกลับมาใช้ในกระบวนการผลิต เป็นต้น

5) การเปลี่ยนเชื้อเพลิง (Fuel or Feedstock switch) ปกติมาตรการการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจะมีการเปลี่ยนจากเชื้อเพลิงที่มีความเข้มสูงเป็นเชื้อเพลิงที่มีความเข้มต่ำ และพลังงานหมุนเวียนที่เป็นสารชีวภาพก็รวมอยู่ในกรณีนี้ด้วย ตัวอย่างกิจกรรม เช่น การเปลี่ยนจากเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ การเปลี่ยนจากการใช้แหล่งที่มีฟอสซิลที่มี CO_2 เป็นแหล่งที่มีพลังงานหมุนเวียนที่มี CO_2 ใช้สารทำความเย็นที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

6) การกำจัดก๊าซเรือนกระจก (GHG Destruction) ในประเภทนี้จะหมายถึงกิจกรรมที่มีการกำจัดก๊าซเรือนกระจก หลายกรณี โครงการนี้จะรวมไปถึงการจับและหมุนเวียนก๊าซเรือนกระจก ในการกำจัดนี้อาจจะรวมไปถึงการเผาหรือเปลี่ยนรูปของก๊าซเรือนกระจก ตัวอย่างของกิจกรรมคือ เผามีเทน(CH_4) และทำลายคุณสมบัติของไดไนโตรเจนออกไซด์ (N_2O)

7) การหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Emission Avoidance) ในประเภทนี้จะรวมถึงกิจกรรมต่างๆที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไปยังชั้นบรรยากาศ ตัวอย่างเช่น การหลีกเลี่ยงการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนของสารชีวภาพ(biomass) การลดการใช้ปุ๋ย

8) การลดก๊าซเรือนกระจกโดยการแทรกซึม (GHG Removal by sinks) ในประเภทนี้จะใช้หลักการ photosynthesis ในพืช CO_2 ในบรรยากาศจะถูกกำจัดและเก็บไว้ในสารชีวภาพ(biomass)

3.4.2 หลักการของโครงการ CDM

โครงการที่จะสามารถดำเนินการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดได้นั้นจำเป็นต้องมีลักษณะดังนี้(สำนักนวัตกรรมไม้เศรษฐกิจ องค์การอุตสาหกรรมป่าไม้. 2551)

1) ปริมาณการปล่อยก๊าซที่ลดได้จากโครงการ CDM นี้จะต้องได้รับการรับรอง (Certify) โดยหน่วยปฏิบัติการ (UNFCCC) CDM – Executive Board Designated Operational Entry: DOE และ Designated National Authority: DNA) ซึ่งแต่งตั้งโดยรัฐภาคีพิธีสารเกียวโต (COP/MOP)

2) จะต้องเป็นการเข้าร่วมโครงการโดยสมัครใจ (Voluntary Participation) โดยได้รับความเห็นชอบจากภาคีที่เกี่ยวข้อง รวมถึงความเห็นชอบของประเทศที่ตั้งโครงการ

3) จะต้องก่อให้เกิดประโยชน์ที่แท้จริงและตรวจวัดได้ เป็นประโยชน์ระยะยาวที่จะบรรเทากับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และจะต้องเป็นปริมาณที่ลดลงที่ได้เพิ่มเติม (Additionality) จากปริมาณการปล่อยก๊าซปกติในกรณีที่ไม่มีการดำเนินโครงการ CDM ที่ได้รับการรับรอง

4) จะต้องเป็นโครงการที่มีการดำเนินการเพิ่มเติมจากธุรกิจปกติ (Business as usual) ในด้านต่างๆเช่นด้านการเงิน (Financial) การลงทุน (Investment) เทคโนโลยี (Technology) และสิ่งแวดล้อ(Environment)

5) จะต้องสอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาอย่างยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนา ซึ่งเป็นประเทศภาคีที่ตั้งโครงการ

3.4.3 ลักษณะและประเภทของโครงการ CDM

เพื่อให้การดำเนินโครงการ CDM เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและรวดเร็ว จึงได้มีการแบ่งประเภทของโครงการออกเป็น 3 ประเภท(สำนักนวัตกรรมไม้เศรษฐกิจ องค์การอุตสาหกรรมป่าไม้. 2551) ได้แก่

- โครงการ CDM ทั่วไป
- โครงการ CDM ด้านป่าไม้
- โครงการ CDM ขนาดเล็ก

โครงการ CDM ทั่วไป

โครงการที่อยู่ในข่าย 15 ประเภทโครงการที่รัฐภาคีพิธีสารเกียวโต (COP/MOP)กำหนดขึ้นมีดังนี้

(1) อุตสาหกรรมด้านพลังงาน (จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน/ไม่หมุนเวียน) Energy Industries (Renewable/non Renewable Sources)

(2) อุตสาหกรรมการจำหน่ายพลังงาน (Energy Distribution)

(3) การใช้พลังงาน (Energy Demand)

(4) อุตสาหกรรมการผลิต (Manufacturing Industries)

(5) อุตสาหกรรมเคมี (Chemical Industries)

(6) การก่อสร้าง (Construction)

(7) การขนส่ง (Transport)

(8) เหมืองแร่และการถลุงแร่ (Mining)/Mineral Production)

(9) การผลิตโลหะ (Metal Production)

(10) การรั่วไหลของก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิง (ของแข็ง น้ำมัน และก๊าซ) (Fugitive emission from fuel)

(11) การรั่วไหลของก๊าซเรือนกระจกจากการปล่อยและการใช้ ฮาโลคาร์บอนและซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (Fugitive Emission and Consumption of Halocarbons and Sulphurhexafluoride)

(12) การใช้สารละลาย (Solvent use)

(13) การจัดการขยะและของเสีย (Waste Handing and disposal)

(14) การปลูกป่า และการฟื้นฟูป่า (Afforestation and reforestation)

(15) การเกษตรกรรม (Agriculture)

โครงการ CDM ด้านป่าไม้

สำหรับการดำเนินโครงการ CDM ด้านป่าไม้นั้น ป่า หมายถึงพื้นที่ที่มีขนาดขั้นต่ำ0.05 - 1.0 เฮกเตอร์ (500 – 1000 ตารางเมตร) โดยมีต้นไม้ปกคลุมมากกว่าร้อยละ 10 – 30 โดยต้นไม้เหล่านี้ต้องมีศักยภาพที่เติบโตและมีความสูงไม่น้อยกว่า 2 – 5 เมตรทั้งนี้กิจกรรมด้านป่าไม้ที่สามารถ

ดำเนินการเป็นโครงการ CDM ด้านป่าไม้จะได้จำกัดอยู่เฉพาะการปลูกป่า (Afforestation) และการฟื้นฟูป่า (Reforestation)

โครงการ CDM ขนาดเล็ก

โครงการ CDM ขนาดเล็กเป็นโครงการที่ช่วยลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานแล้วช่วยร่นระยะเวลา ในการขอขึ้นทะเบียนเนื่องจากมีขั้นตอนที่ง่ายและกระชับขึ้น โดยกิจกรรมที่สามารถเข้าร่วมกับโครงการ CDM ขนาดเล็ก สามารถแบ่งเป็น 4 ลักษณะกิจกรรม ได้แก่ -โครงการพลังงานหมุนเวียนที่มีการผลิตสูงสุดไม่เกิน 15 MWโครงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่สามารถลดการใช้พลังงานได้ไม่เกิน 60 GWh ต่อปี

1) โครงการอื่นๆที่สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของมนุษย์ โดยโครงการดังกล่าวมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่เกิน 60,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี

2) โครงการปลูกป่าและการฟื้นฟูสภาพป่าขนาดเล็กที่มีการดูดซับก๊าซเรือนกระจกไม่เกิน 8,000

ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี หากมีการดูดซับเกินกว่านี้ส่วนที่เกิดจะไม่ถูกนับเป็นคาร์บอนเครดิต

สำหรับเกณฑ์การพิจารณาการดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาอย่างยั่งยืนสำหรับโครงการ CDM ขึ้น ซึ่งประกอบด้วยมิติการพัฒนาอย่างยั่งยืน 4 ด้านได้แก่ ด้านทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ด้านสังคม ด้านการพัฒนาและ/หรือการถ่ายทอดเทคโนโลยีและด้านเศรษฐกิจ โดยโครงการที่คณะกรรมการองค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจกจะพิจารณาให้การรับรอง ได้แก่

1) โครงการด้านพลังงาน ได้แก่ การผลิตพลังงานและการปรับปรุงประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน เช่น โครงการพลังงานทดแทนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง โครงการแปลงกากของอุตสาหกรรมเป็นพลังงาน โครงการปรับปรุงประสิทธิภาพระบบทำความเย็น และโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในอาคาร เป็นต้น

2) โครงการด้านสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการแปลงขยะเป็นพลังงาน โครงการแปลงน้ำเสียเป็นพลังงาน เป็นต้น

3) โครงการด้านคมนาคมขนส่ง เช่น โครงการเพิ่มประสิทธิภาพในการคมนาคมขนส่งและการใช้

พลังงาน

4) โครงการด้านอุตสาหกรรม เช่น โครงการที่ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการอุตสาหกรรม

สำหรับโครงการด้านอื่นๆ ให้เป็นไปตามที่คณะกรรมการจะกำหนดเพิ่มเติมดังนั้นโครงการที่คณะกรรมการองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก จะพิจารณาให้รับคำร้องต้องเป็นโครงการที่เหมาะสมและมีประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม ตลอดจนต้องเป็นโครงการที่ส่งเสริมการพัฒนาของประเทศอย่างยั่งยืน ทั้งนี้ตามหลักเกณฑ์การพัฒนาที่ยั่งยืนสำหรับการพิจารณาโครงการพัฒนากลไกที่สะอาด

3.4.4. ขั้นตอนการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดแบบการรวมโครงการตามแผนงาน

ขั้นตอนหลักของการดำ เนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดแบบการรวมโครงการตามแผนงาน CDM Executive board ได้กำหนดออกมาเป็นขั้นตอนตามเอกสารจากการประชุม EB ครั้งที่ 47 ว่าด้วยกระบวนการและแนวทางในการขึ้นทะเบียนโครงการและการออกใบรับรองคาร์บอนเครดิตในโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดแบบการรวมโครงการตามแผนงาน ในชื่อ “ PROCEDURES FOR REGISTRATION OF A PROGRAMME OF ACTIVITIES AS A SINGLE CDM PROJECT ACTIVITY AND ISSUANCE OF CERTIFIED EMISSION REDUCTIONS FOR A PROGRAMME OF ACTIVITIES” (Version 03) จาก EB 47 Report ในส่วน Annex 29 โดยเอกสารดังกล่าว ได้แบ่งขั้นตอนหลักในการดำเนินโครงการไว้ 7 ขั้นตอนหลัก ดังภาพที่ 3.20 ดังนี้ (กรมโรงงานอุตสาหกรรม 2553)

(1) การเตรียมการดำเนินโครงการ (Preparation of a Programme of Activities)

(2) การตรวจสอบเอกสารประกอบแผนงาน (Validation of a programme of activities)

(3) การขอขึ้นทะเบียนแผนงานหลัก (Request for registration of a programme of activities)

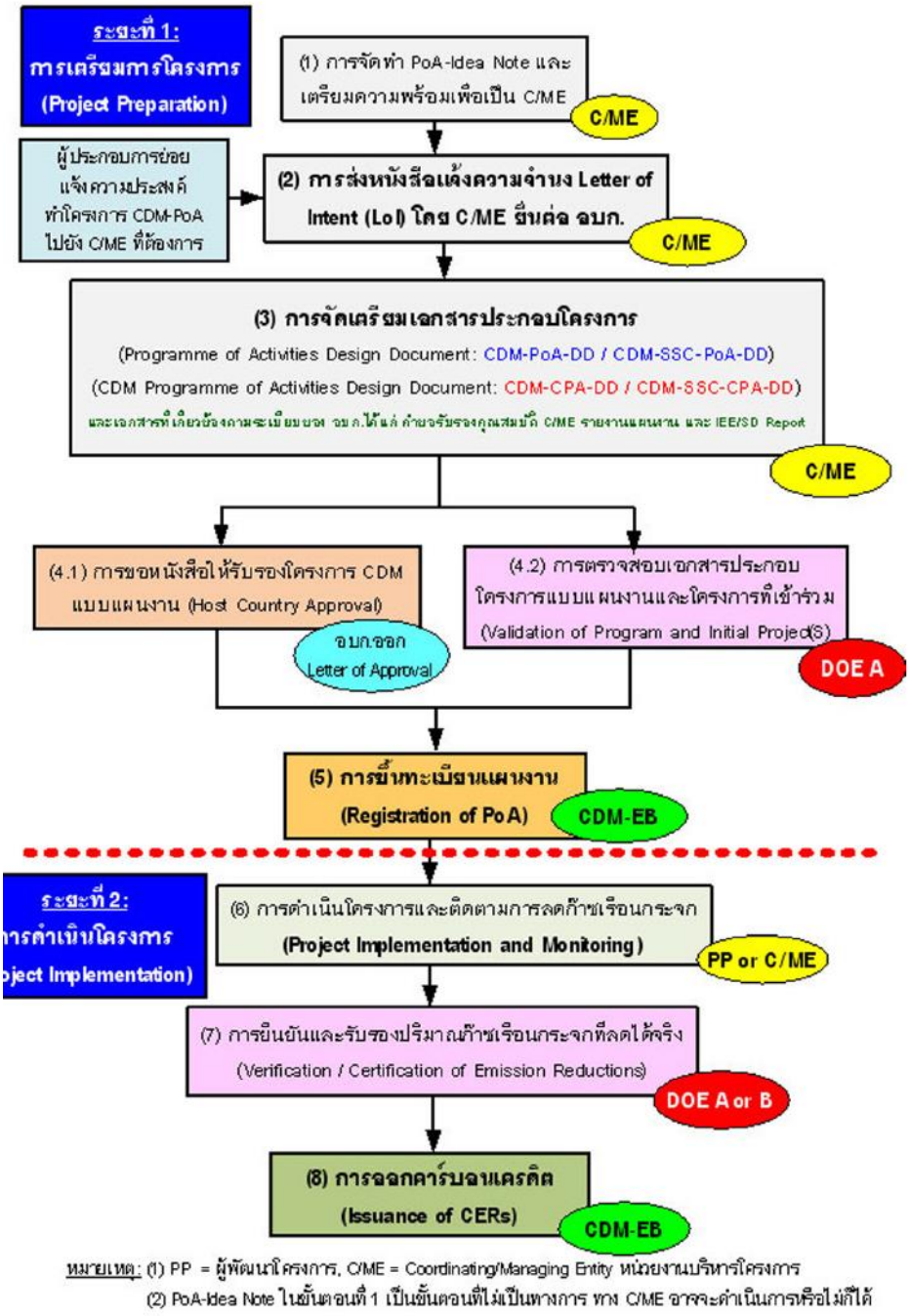
(4) แนวทางดำเนินการกรณีวิธีการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ที่เลือกใช้ถูกเพิกถอนหรือยกเว้นการใช้ชั่วคราว (Implications of an approved methodology being put on hold or withdrawn)

(5) การขอเพิ่มโครงการย่อยในแผนงานหลักที่ได้ขึ้นทะเบียนแล้ว (Inclusion or renewal of a crediting period of a CDM programme activity under a registered programme of activities)

(6) การขอต่ออายุช่วงเวลาการคิดคาร์บอนเครดิตของแผนงานหลัก (Renewal of a crediting period of CDM programme activities under a programme of activities)

(7) การขอออกใบรับรองคาร์บอนเครดิตของแผนงาน (Request for issuance of certified emission reductions for a programme of activities)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3. 20 ขั้นตอนการพัฒนาโครงการCDM

ที่มา : กรมโรงงานอุตสาหกรรม 2553

3.4.5 ประโยชน์ของโครงการ CDM

กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) เป็นการสร้างแรงจูงใจให้ประเทศกำลังพัฒนาเทคโนโลยีให้สะอาด เพื่อส่งผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ลดลง โดยเมื่อผู้พัฒนาโครงการได้รับ CERs แล้วจะสามารถนำไปขายให้กับประเทศอุตสาหกรรมได้ โดยประโยชน์จากโครงการนี้มี 3 ด้านคือ

1) ด้านสิ่งแวดล้อม

- มีการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมให้ได้ตามมาตรฐาน
- ลดปริมาณของเสียที่เกิดขึ้น
- ลดการใช้ทรัพยากรที่สิ้นเปลืองได้
- ได้รับความรู้และพัฒนาเทคโนโลยีที่สะอาดจากหน่วยงานต่างประเทศ

2) ด้านเศรษฐกิจ

- สามารถช่วยพัฒนาทางการเกษตร เนื่องจากพลังงานทดแทนส่วนใหญ่มากจากวัตถุดิบจากการเกษตร
- ลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ
- ลดภาระรัฐบาลในการลงทุนกับการบำบัดรักษาสิ่งแวดล้อม
- มีรายได้มากขึ้นจากระบบซื้อขาย CERs

3) ด้านสังคม

- ประชาชนมีคุณภาพชีวิตดีขึ้นทั้งทางด้านสุขอนามัยและด้านเศรษฐกิจครัวเรือน
- มีบทบาทและเพิ่มอำนาจต่อรองในการเจรจาเรื่องสิ่งแวดล้อมในนานาชาติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4.6 วิธีการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะใช้หลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ซึ่งจะใช้วิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีการคำนวณดังสมการที่ 3.4

$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ **สมการที่ 3. 4**

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

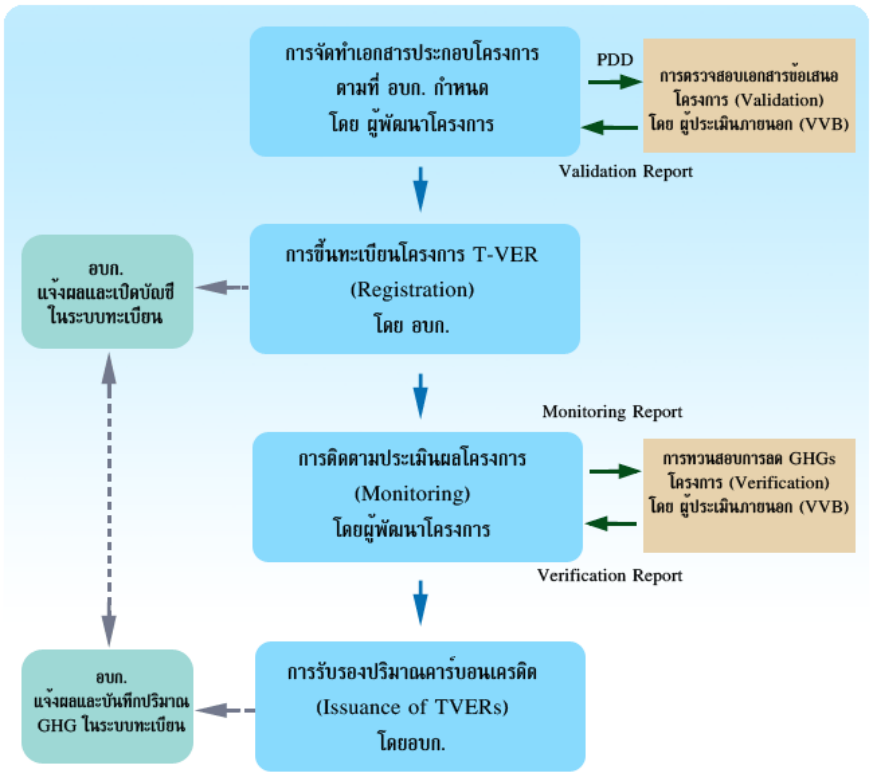
PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

เมื่อพิจารณาถึงมาตรการ โครงการ และกลไกในการลดก๊าซเรือนกระจกนั้นเพื่อช่วยบรรเทาปัญหาโลกร้อนในอนาคต ซึ่งปัจจุบันประเทศไทยมีการพัฒนาวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกโดยอ้างอิงหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาดนั้น มีอยู่ 2 โครงการคือ การพัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจากภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction :T-VER) และการพัฒนาระบบการตรวจวัด รายงาน และการทวนสอบ(Measure Reporting and Verification: MRV)

1) การพัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจากภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction :T-VER)

คือโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.) พัฒนาขึ้นเพื่อส่งเสริมและสนับสนุนให้ทุกภาคส่วนมีส่วนร่วมในการลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทยโดยความสมัครใจ โดยเอกสารโครงการเป็นภาษาไทย และได้พัฒนาวิธีการอ้างอิงระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกโดยอ้างอิงจากหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด แต่ได้มีการทำให้มีการคำนวณและการติดตามที่ง่ายขึ้น ดังภาพที่ 3.21

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3. 21 ขั้นตอนการพัฒนาโครงการ T-VER
ที่มา: องค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก, 2558

ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจจะมีอยู่ทั้งหมด 6 ประเภท ดังตารางที่ 3.10 ได้แก่

1) การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน (EE)
2) การพัฒนาพลังงานทางเลือก (AE)
3) การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน (RE)
4) การจัดการขยะมูลฝอย สิ่งปฏิกูลและวัสดุเหลือใช้ (WM)
5) การจัดการในภาคขนส่ง (TM)
6) ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว (FOR)
7) การเกษตร (AGR)
8) อื่นๆ (OTH)

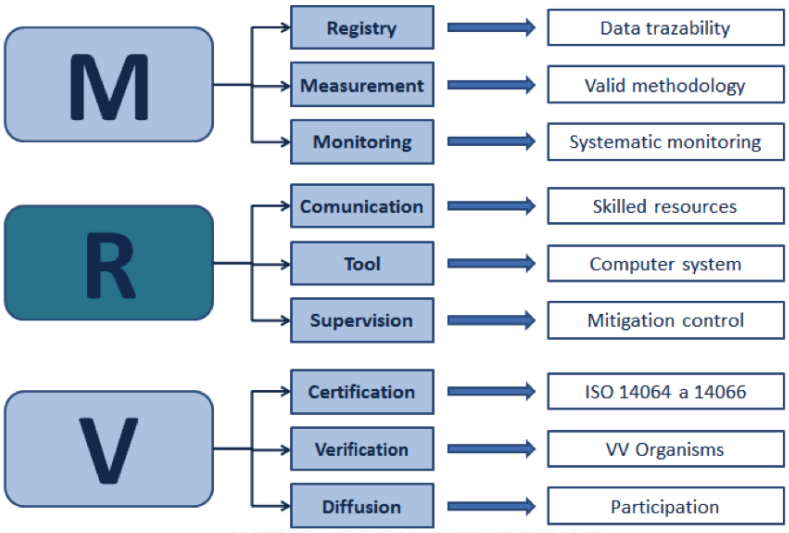
ตารางที่ 3. 10 ตัวอย่างระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ

ประเภทระเบียบวิธีการ	รหัส	ชื่อระเบียบวิธีการ
การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน (EE)	T-VER-METH-EE-01	การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้าแสงสว่างภายในอาคารเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ
	T-VER-METH-EE-02	การติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าแสงสว่างที่มีประสิทธิภาพสูงภายในอาคาร
	T-VER-METH-EE-03	การติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมเพื่อทดแทนระบบผลิตพลังงานแบบแยกส่วน
	T-VER-METH-EE-04	การติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ
	T-VER-METH-EE-05	การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตพลังงานความร้อน
	T-VER-METH-EE-06	การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้า
	T-VER-METH-EE-07	การนำความร้อนเหลือทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงงานผลิตปูนซีเมนต์
ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว (FOR)	T-VER-METH-FOR-01	การปลูกป่าอย่างยั่งยืน
	T-VER-METH-FOR-02	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการทำลายป่าและความเสื่อมโทรมของป่าและการเพิ่มพูนการกักเก็บคาร์บอนในพื้นที่ป่าในระดับโครงการ
	T-VER-METH-FOR-03	การปลูกป่าอย่างยั่งยืนขนาดใหญ่
การเกษตร	T-VER-METH-AGR -01	การใช้ปุ๋ยอย่างถูกวิธีในพื้นที่เกษตร
	T-VER-METH-AGR -02	การกักเก็บคาร์บอนและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในสวนผลไม้

ที่มา : องค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก. 2558

2) การพัฒนาระบบการตรวจวัด รายงาน และการทวนสอบ(Measure Reporting and Verification: MRV)

การตรวจวัด รายงาน และการทวนสอบ(Measure Reporting and Verification: MRV) เป็นกลไกที่ถูกสร้างขึ้นมาเพื่อพิสูจน์ความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการ โครงการ และกลไกการลดก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งพิสูจน์ความสามารถในการลดก๊าซเรือนกระจกที่ทำให้เกิดความเชื่อมั่นของตัวเลขและรายงาน ระบบ MRV ใช้กับการดำเนินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการดำเนินงานการลดก๊าซเรือนกระจก สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย(สกว.) และองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ซึ่งมีการพัฒนาเพื่อให้งานวิจัยในการลดก๊าซเรือนกระจกมีคุณภาพและเชื่อถือได้ (สิรินทรเทพ เค้าประยูร. 2558) ดังภาพที่ 3.22



ภาพที่ 3. 22 ระบบตรวจวัด รายงาน และทวนสอบ (MRV)
ที่มา: USAID, 2012

3.4.8 กลไกการพัฒนาที่สะอาดกับระบบไฟฟ้ากำลัง

โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดเป็นการสร้างแรงจูงใจให้เกิดการพัฒนาและการปรับปรุงการใช้เทคโนโลยี โดยในระบบไฟฟ้ากำลังอาจจะเป็นในรูปแบบดังเช่น การปรับเปลี่ยนรูปแบบการผลิต การใช้เชื้อเพลิง ซึ่งจะช่วยเพิ่มสมรรถนะขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคเอกชน ช่วยพัฒนาพลังงานทดแทน และช่วยการลดการนำเข้าเชื้อเพลิง ตัวอย่างการกลไกการพัฒนาที่สะอาดกับระบบไฟฟ้ามีดังต่อไปนี้

1) ระบบผลิต (generation system) ตัวอย่างวิธีการทางกลไกการพัฒนาที่สะอาดคือ

- ACM0007 การเปลี่ยนรูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบ Single cycle เป็น Combined cycle (Conversion from single cycle to combined cycle power generation) ซึ่งเป็น

การนำความร้อนไอเสียจากกังหันก๊าซมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยการนำมาผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันน้ำ โดยคิดกรณีฐานจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยการผลิตไฟฟ้ารูปแบบ Single Cycle และคิดกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในรูปแบบ Combined Cycle

- AM0061 วิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า(Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plant) คือการปรับปรุงโดยทั่วไปของโรงไฟฟ้าเช่น การเปลี่ยนอุปกรณ์ การอุดรูรั่วของท่อ การติดตั้งระบบควบคุมใหม่ เป็นต้น แต่ทั้งนี้จะไม่รวมการปรับปรุงในหม้อไอน้ำ และกังหัน โดยกรณีฐานจะคิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกก่อนการปรับปรุงและ/หรือฟื้นฟูประสิทธิภาพ และในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการจะคิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจากหลังจากมีการปรับปรุงและ/หรือฟื้นฟูประสิทธิภาพ
- AM0062 การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน (Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines) ซึ่งจะเกิดจากการเปลี่ยนใบพัด การเปลี่ยนมอเตอร์ ทั้งในรูปแบบกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำ โดยคิดกรณีฐานจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกก่อนการปรับปรุงกังหันและคิดกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกหลังมีการปรับปรุงกังหันแล้ว

2) ระบบส่ง (transmission system) ,ระบบส่งย่อย (sub transmission system) และระบบจำหน่าย (distribution system) ตัวอย่างวิธีการทางกลไกการพัฒนาที่สะอาดคือ

- AM0067 การปรับปรุงและการติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid)โดยจะคิดกรณีฐานจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากหม้อแปลงตัวเดิมหรือก่อนการปรับปรุง และคิดกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเมื่อมีการติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพดีกว่าตัวเดิมหรือปรับปรุงหม้อแปลงเรียบร้อยแล้ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.5 การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในโครงการประเมินศักยภาพก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

การพิจารณาด้านเศรษฐศาสตร์ หมายถึงการประเมินถึงต้นทุนของการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้ากำลังตามมาตรการตามหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาดในวิทยานิพนธ์นี้ทั้ง 4 มาตรการ ซึ่งจะทำการประเมินเงินลงทุน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ สำหรับในการประเมินจะใช้ดัชนีดังต่อไปนี้(มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. 2553)

1) การประเมินมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Presence Value : NPV) คือ มูลค่าผลตอบแทนที่ได้จากโครงการเทียบเท่ากับปัจจุบันในการลงทุนการเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้ากำลังตามมาต รการทั้ง 4 มาตรการตามหลักกลไกการพัฒนาการพัฒนาที่สะอาด โดยสามารถใช้กระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนหักลบด้วยต้นทุนและมีการปรับค่าของเงินตามเวลาแล้ว การคำนวณจะใช้ค่าโอกาสที่เงินจำนวนนั้นจะมีผลตอบแทนมาตรฐานให้กับธุรกิจ ซึ่งผู้ลงทุนจะตัดสินใจลงทุนในโครงการก็ต่อเมื่อค่า NPV เป็นบวกหรือมากกว่า ศูนย์ จึงจะมีความเหมาะสมและยอมรับในการลงทุนดังกล่าว แต่ถ้าค่า NPV เป็นลบหรือน้อยกว่าศูนย์ จะปฏิเสธการลงทุนทันที(อรทัย วรรคาวิสันต์. 2552) ดังสมการที่ 3.5

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ = มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน – มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน **สมการที่ 3. 5**

ค่ามูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกรณีที่ใช้อัตราส่วนลดเดียวกันหาได้จากสมการที่ 3.6

$$PVB = B_0 + \frac{B_1}{(1+i)} + \frac{B_2}{(1+i)^2} + \cdots \frac{B_n}{(1+i)^n} \quad \textbf{สมการที่ 3. 6}$$

ค่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนที่ใช้อัตราส่วนลดเดียวกันหาได้จากสมการที่ 3.7

$$PVC = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \cdots \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad \textbf{สมการที่ 3. 7}$$

โดยที่

PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนของโครงการ

PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการ

B_n = ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t = ต้นทุนที่เสียในปี t

C_0 = ค่าลงทุนในปีปัจจุบัน

I = อัตราส่วนลด (Discount Rate)

2) การประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return :IRR) คือ การพิจารณาถึงอัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์ โดยการคำนวณหา IRR จะใช้วิธีการ Trial and Error โดยเลือกอัตราส่วนลดอัตราหนึ่งมาคำนวณ ถ้าอัตราส่วนลดดังกล่าวทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ(-) แสดงว่าอัตราส่วนลดที่เลือกมามีค่าสูงเกินไป ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก(+) แสดงว่าอัตราส่วนลดนั้นมีค่าต่ำเกินไป(อรทัย วรรคาวิสันต์. 2552) ดังสมการที่ 3.8

$$IRR = NPV = \sum_{t=o}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = 0 \qquad \textbf{สมการที่ 3. 8}$$

โดยที่

IRR = อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

CF = กระแสเงินสดรับสุทธิในปีที่ t

r = อัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง

t = ระยะเวลาของโครงการ

n = อายุโครงการ

3) การประเมินระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period :PB) คือการพิจารณาถึงระยะที่ผลตอบแทนสุทธิสะสมจากการดำเนินกิจกรรมโครงการเพิ่มประสิทธิของระบบไฟฟ้ากำลังเท่ากับมูลค่าการลงทุนทั้งหมด เพื่อเป็นการประเมินขั้นต้นว่าโครงการใช้ระยะเวลานานเพียงใดถึงจะคุ้มทุน (อรทัย วรรคาวิสันต์. 2552) ดังสมการที่ 3.9

$$PB = \text{จำนวนเงินที่ลงทุนไป} + \frac{\textit{จำนวนเงินที่ไม่ได้คืนทุน}}{\textit{กระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในปีที่คืนทุน}} \qquad \textbf{สมการที่ 3. 9}$$

โครงการลงทุนใดที่มีระยะเวลาคืนทุน น้อยกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ การวิเคราะห์สามารถ ยอมรับ โครงการลงทุนนั้นได้ ในทางกลับกัน ระยะเวลาคืนทุน มากกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ สามารถ ปฏิเสธ โครงการนั้นได้ (สถาบันพัฒนาความรู้ตลาดทุน ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย. 2550)

3.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 3. 11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Banaszkiewicz 2015	ประเมินอายุการใช้งานกังหันไอน้ำ โดยคำนวณวิเคราะห์ความน่าจะเป็นโดยพิจารณาจากกลศาสตร์ ความเสียหาย และอายุการใช้งานอันเนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้น รวมถึงความปลอดภัยกรณีที่มีชิ้นส่วนมีความเสียหายหรือแตกหัก ซึ่งมีการจำลองการคำนวณตัวเลขเชิง 2D	นำไปเป็นข้อมูลเพิ่มเติมที่จะปรับปรุงประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ
Chontanawat และคณะ 2014	ศึกษาการคำนวณและวิเคราะห์การใช้พลังงานในอุตสาหกรรมในประเทศไทย (ค.ศ. 1911-2011) ซึ่งพบว่ามีแนวโน้มการใช้พลังงานที่ลดลง เนื่องจากว่าอุตสาหกรรมมีการพัฒนาให้เป็นเศรษฐกิจให้ยั่งยืน นอกจากนี้มีมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานในแต่ละอุตสาหกรรมมากขึ้น	เพื่อศึกษาการประเมินและการใช้พลังงานในประเทศไทย และเป็นข้อมูลหนึ่งเพื่อใช้การปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดีขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Pan และคณะ	ศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าและเพิ่มการจับ CO_2 เข้าไปในโรงไฟฟ้า จึงได้มีการศึกษากลยุทธ์เพื่อในการจับCO_2 และผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าไปพร้อมกัน ได้แก่ การใช้เทคนิคถ่ายเทความร้อนโดยใช้ความร้อนจากไอน้ำอีกครั้ง(HRSG)เพื่อประหยัดพลังงานในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ,หาความร้อนในการผลิตไอน้ำ จากHRSGจากกระบวนการ capture ความร้อนจากภายนอก และการหมุนเวียนไอเสีย (EGR) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยรวม และจากการวิจัยโดยการเทียบกับกรณีฐานที่ไม่มีการดำเนินการตามข้างต้น พบว่าก๊าซเรือนกระจกลดลงร้อยละ 33 ในกระบวนการการจับ CO_2 ต้องการความร้อนลดลงร้อยละ 4.3	ศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าของการหมุนเวียนไอเสียความร้อน และการเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ
Xu และคณะ 2015	ศึกษาการออกแบบแรงดันย้อนกลับของกังหันไอน้ำที่เหมาะสมกับการจับ CO_2 จากโรงไฟฟ้าถ่านหิน การศึกษาพบว่า ประสิทธิภาพของโรงงานจากการออกแบบที่ดีขึ้น มีค่าสูงขึ้นร้อยละ 2.56 มีอัตราการจับ CO_2 ถึงร้อยละ 80 จากการวิเคราะห์พบว่าการออกแบบในงานวิจัยนี้เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสำหรับการจับ CO_2 ในโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาดใหญ่	เป็นแนวทางในการออกแบบสำหรับกังหันไอน้ำเพื่อให้มีการดักจับ CO_2ให้ดีขึ้น

ตารางที่ 3. 11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Guandalini และคณะ 2015	ศึกษาการวิเคราะห์ศักยภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) ที่ขึ้นกับกังหันก๊าซแบบเดิมกับกังหันก๊าซที่มีการปรับการใช้พลังงานให้เข้ากับระบบสายส่ง พลังงานส่วนเกินที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจากฟาร์มกังหันลมจะเปลี่ยนเป็นไฮโดรเจนเพื่อนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยพารามิเตอร์ที่สำคัญคือปริมาณการปล่อย CO_2เทียบเท่าต่อชั่วโมง และพลังงานลมที่หายไป เป็นพิจารณาเปรียบเทียบกังหันก๊าซและระบบสมดุลกระแสไฟฟ้า จากการใช้สองเทคโนโลยีร่วมกัน พบว่าอัตราส่วนการผลิตไฟฟ้าและการใช้ก๊าซธรรมชาติเท่ากับ 2 และในการเพิ่มประสิทธิภาพที่น่าสนใจที่สุดคือการผลิตไฟฟ้ารวมลดลง ทำให้ช่วยลดการสูญเสียของสายส่งและลดปริมาณพลังงานผลิตไฟฟ้าจากลม แต่อย่างไรก็ตามมีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นเนื่องจากการดำเนินการของกังหันก๊าซ แต่การผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มที่ปล่อยCO_2ลดลง จึงสามารถจำกัดและชดเชยจากการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกของกังหันก๊าซได้	เพื่อใช้ในการศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจากการใช้เทคโนโลยีร่วมกันระหว่างพลังงานหมุนเวียนกับพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และในการวางแผนผลิตไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนสายส่งที่ถูกจำกัดปริมาณ

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Fu และคณะ 2015	ศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพในการระบายความร้อนถ่านหิน โดยศึกษาการเผาไหม้ถ่านหินกับพลังงานที่มีความร้อนเป็นปัจจัยทางเทคนิคและเศรษฐกิจจากมาตรการต่างๆสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพในเชิงความร้อน ผลการวิจัยจากโรงไฟฟ้าอ้างอิง พบว่าพลังงานของถ่านหินที่ใช้มีค่าเท่ากับ 1.08 ของค่าความร้อนต่ำประสิทธิภาพการระบายความร้อนเพิ่มขึ้นร้อยละ 45.5 ปัจจัยอื่นๆเช่นการถ่ายเทความร้อนก๊าซ/ไอน้ำ การสูญเสียความร้อนอุณหภูมิต่ำในวงจรไอน้ำ เป็นต้น มีผลให้ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 ประสิทธิภาพเชิงความร้อนในการจับ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.92 ถึง 3.49 เมื่อ CO_2 ถูกจับได้ทั้งหมด	เพื่อใช้ในการศึกษาการปรับปรุงประสิทธิภาพค่าความร้อนของถ่านหินที่เป็นเชื้อเพลิงหลักและการดักจับ CO_2 ในโรงไฟฟ้าถ่านหิน
Rio และคณะ 2014	เป็นการศึกษามาตรการทางเลือกต่างๆที่ประเมินการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้ถ่านหินในโรงไฟฟ้าถ่านหินรูปแบบ combined cycle จากการปรับปรุงประสิทธิภาพโดยรวมของกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซเพื่อให้มีผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้มากขึ้น โดยงานวิจัยนี้จะวัดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้ของไอเสียจาก coal boiler	เพื่อศึกษาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากการปรับปรุงประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซ

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
สวรรยา แย้มสกุลณา. 2543	เป็นการศึกษาการออกแบบระบบการจัดการพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ โดยส่วนสำคัญที่สุดของโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำคือหม้อไอน้ำ และกังหันไอน้ำ การศึกษานี้จะศึกษาผลกระทบชนิดเชื้อเพลิงชีวมวลต่อผลการผลิตไอน้ำและภาระงานของกังหันผลิตไฟฟ้าจากการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม จากการศึกษาพบว่าเครื่องกังหันที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าจะสามารถดำเนินการได้เต็มกำลังการผลิต แต่กังหันไอน้ำที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ปริมาณเท่าเดิม แต่ความร้อนที่เหลือใช้ในกระบวนการน้อยลง	เพื่อศึกษาการเปรียบเทียบกังหันที่มีประสิทธิภาพต่างกันต่อการจัดการพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ
ทรงศักดิ์ สนนา. และคณะ 2556	เป็นการศึกษาจากการวิเคราะห์วัฏจักรทางอุณหพลศาสตร์ของระบบเครื่องยนต์กังหันก๊าซขนาดเล็กแบบที่มีการดึงความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ โดยใช้เชื้อเพลิงค่าความร้อนต่ำ โดยจะใช้วิธีออฟติไมเซชั่นในการหาจุดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับเครื่องยนต์ พิจารณาจากประสิทธิภาพความร้อนที่ให้ค่าสูงสุด คอมเพรสเซอร์ ห้องเผาไหม้ กังหัน และประสิทธิผลของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ผลจากการวิเคราะห์นี้จะนำไปออกแบบเครื่องยนต์กังหันก๊าซขนาดเล็กต่อไป	เพื่อศึกษาหาจุดที่เหมาะสมสำหรับกังหันก๊าซในประสิทธิภาพต่างๆ

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Carapellucci and Giordano 2013	งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาการพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหิน 300 MW โดยการปรับปรุงของกังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า ปรับปรุงประสิทธิภาพ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง โดยเป็นไปใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนต่ำ และศึกษาผลกระทบของการใช้ความร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้าในการใช้ไอน้ำร่วมด้วย โดยพิจารณาประสิทธิภาพการทำงานร่วมกันระหว่างกังหันก๊าซกับกังหันไอน้ำ และรูปแบบของกังหันไอน้ำและหม้อไอน้ำให้สอดคล้องกับoverload วิเคราะห์ศักยภาพของโรงงานที่นำรูปแบบนี้มาใช้ และผลกระทบทางเศรษฐศาสตร์ของการใช้พลังงานและประสิทธิภาพ	เพื่อใช้ในการศึกษาการพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหิน พร้อมทั้งศึกษาผลกระทบและประสิทธิภาพการนำความร้อนที่เหลือใช้จากการผลิตไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ ไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ไอน้ำ
Xu และคณะ 2015	การเพิ่มอุณหภูมิของลิกไนต์ที่โดยใช้ไอเสียจากกังหันไอน้ำมาให้ความร้อนกับตัวกลางของเหลวเพื่อให้ความร้อนกับลิกไนต์ที่เข้ามาใช้ในโรงงานเพื่อทำให้ลิกไนต์นั้นมีความชื้นลดลง ซึ่งเป็นการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานโดยรวมของโรงไฟฟ้า ผลที่ได้คือลิกไนต์ที่ผลิตไฟฟ้าขนาด 600 เมกะวัตต์ ทำให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยรวมดีขึ้นร้อยละ 1.3 พลังงานเพิ่มขึ้น 19.7MWe เมื่อเทียบกับลิกไนต์ก่อนอบแห้ง ค่าใช้จ่ายลดลงจาก 47.3 ดอลล่าร์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง เป็น 45.1 ดอลล่าร์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง	เพื่อศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโดยการนำความร้อนจากไอเสียมาทำให้ลิกไนต์มีความชื้นลดลงและมีความร้อนมากขึ้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโดยรวมและการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Zhang และคณะ 2015	เป็นการศึกษากลไกและศักยภาพของการอนุรักษ์พลังงานในกระบวนการจับ CO_2 โดยการนำความร้อนไอเสียกลับมาใช้ ในโรงไฟฟ้าถ่านหิน จากการศึกษาพบว่าการนำความร้อนไอเสียกลับมาใช้มีบทบาทที่สำคัญในการลดการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้น และมีประสิทธิภาพในการจับ CO_2 ได้มากขึ้น	เพื่อใช้ในการศึกษาศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจก และความต้องการที่จะอนุรักษ์พลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
ปริพัฒน์ จึงชัยชนะ และ สุภาวัฒน์ วิวรรธ์ภัทรกิจ. 2555	เป็นการศึกษาการเลือกใช้เทคโนโลยีในการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ 1 MW ประกอบกับข้อมูลทางเทคนิคของประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบกังหันไอน้ำ ซึ่งประสิทธิภาพเท่ากับร้อยละ 15 ระบบกังหันก๊าซเดินคู่กับกังหันไอน้ำ เท่ากับร้อยละ 30 และระบบเครื่องยนต์ก๊าซสันดาปภายในเท่ากับร้อยละ 35 ทำให้งานวิจัยนี้เลือกใช้เครื่องยนต์ก๊าซสันดาปภายใน ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบอื่นๆ	เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบการทำงานของกังหันต่างๆ

ตารางที่ 3.11 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินใช้พลังงานและอนุรักษ์พลังงาน(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Thanapol และคณะ 2016	เป็นการศึกษามาตรการอนุรักษ์พลังงานในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในประเทศไทย ซึ่งได้ศึกษาทั้ง 3 ด้านคือ ด้านพลังงานเศรษฐศาสตร์และด้านสิ่งแวดล้อม โดยดูจากความเข้มของพลังงานที่ลดลง การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และค่าใช้จ่ายของมาตรการ	เพื่อใช้ในการศึกษาศักยภาพการประเมินทางด้านพลังงานเศรษฐศาสตร์ และด้านสิ่งแวดล้อม
Ke Wang และคณะ 2016	เป็นการศึกษาผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงงานในภาคการใช้ไฟฟ้าจากถ่านหินในจังหวัด Henan ประเทศจีน ซึ่งได้เลือกใช้การคำนวณจาก National List for Key Energy Efficient and Low carbon Technologies ซึ่งมีการคำนวณค่าใช้จ่ายรายหัวของแต่ละมาตรการซึ่งประกอบไปด้วย Boiller กังหันและความร้อน ทั้งหมด 15 มาตรการ การใช้พลังงานที่ลดลง และปริมาณการปล่อยมลพิษที่ลดลงซึ่งประกอบด้วย SO_2 NOx TSP PM10 PM2.5 และ ปรอท ที่ลดลง	เพื่อใช้ในการศึกษาผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์และเทคโนโลยี

ตารางที่ 3. 12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Lim and Lam 2014	งานวิจัยนี้ได้ศึกษากลไกการลดก๊าซเรือนกระจกโดยหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM) คาร์บอนเครดิตที่ได้จะนำไปพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศ จากการศึกษาพบว่าหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาดใช้ภาคพลังงานในเรื่องพลังงานหมุนเวียนถึงร้อยละ 69 จากโครงการของCDMทั้งหมด และยังทำให้ประเทศมาเลเซียสามารถลดก๊าซกระจกจากโครงการการใช้ก๊าซชีวมวล และพัฒนาเทคโนโลยีสะอาดเช่น พลังงานลมและพลังงานน้ำขึ้นน้ำลงในประเทศมาเลเซีย	เพื่อศึกษาการพัฒนากลไกการลดก๊าซเรือนกระจกและผลพลอยได้จากประเทศมาเลเซียซึ่งมีสภาพภูมิอากาศและภูมิประเทศใกล้เคียงกัน อีกทั้งยังเป็นหนึ่งในประชาคมอาเซียน (AEC)
จินดาพร สุนทโรทัย. 2556	เป็นการศึกษาการประเมินก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานในโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีของประเทศไทยโดยวิธีกลไกพัฒนาสะอาด (CDM) จากการศึกษาพบว่ามีมาตรการที่สอดคล้องกับวิธีกลไกการพัฒนาที่สะอาดอยู่5วิธี รวมเป็น 36 มาตรการในโรงงานอุตสาหกรรม เช่น การนำความร้อนจากไอเสียมาใช้ประโยชน์ใหม่	เพื่อศึกษาวิธีการและเป็นตัวอย่างในการประเมินการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกในภาคอุตสาหกรรมตามกลไกพัฒนาที่สะอาด

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Weiss และคณะ 2008	เป็นการศึกษาผลที่เกิดขึ้นจากการใช้หลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาดในภาคพลังงานของประเทศไทยด้วย จากการศึกษาพบว่าหลักการ CDM นำไปสู่การใช้พลังงานทดแทนที่มากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า ทำให้ช่วยลดค่าใช้จ่าย มีการพัฒนาประสิทธิภาพเทคโนโลยีของภาคพลังงานไฟฟ้า ในเทคโนโลยีพลังงานเชื้อเพลิงต่างๆ เช่น เทคโนโลยีการใช้สารชีวภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานไอน้ำ เป็นต้น และยังมีรายได้จากการขายคาร์บอนเครดิตได้อีกด้วย	เพื่อใช้ในการศึกษาผลจากการใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาดในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า โครงการลดก๊าซเรือนกระจกในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นเทคโนโลยีพลังงานเชื้อเพลิงต่างๆ
Karakosta and Psarras 2013	ศึกษาศักยภาพในการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด(CDM)ในโครงการภูมิภาคแอฟริกาเหนือลุ่มแม่น้ำเมดิเตอร์เรเนียน คือประเทศอียิปต์และโมรอคโค การลดก๊าซเรือนกระจกสามารถทำได้จากการใช้ประโยชน์พลังงานทดแทน และมาตรการประหยัดน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงาน จากการศึกษาพบว่าทั้งสองประเทศมีศักยภาพในการดำเนินกิจกรรมโครงการใกล้เคียงกัน และส่วนใหญ่มีปัญหาเดียวกัน อุปสรรคที่สำคัญที่สุดคือความไม่แน่นอนทางการเมือง	เพื่อใช้ในการศึกษาศักยภาพในการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดในเชิงพลังงาน

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Sawhney and Rahul 2014	ศึกษาโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM) ซึ่งทดลองในสิบรัฐของประเทศอินเดีย ซึ่งศึกษาปัจจัยที่แตกต่างของในการกระจายพลังงานทดแทนไปยังภูมิภาคต่างๆ จากการศึกษาพบว่ามาตรการจูงใจทางการเงินและผลประโยชน์จากการดำเนินกิจกรรมโครงการของรัฐในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแทนโดยได้รายได้จาก CERs แต่ปัญหาที่ประเทศอินเดียเจอคือ พลังงานทดแทนที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่จะหมดไปกับการสร้างผลิตภัณฑ์เพื่อต้องการ CERs และการส่งเสริมการพัฒนาในภูมิภาคอื่นๆที่มีศักยภาพทางธรรมชาติ	เพื่อใช้ในการศึกษากลประโยชน์และมาตรการจูลในการพัฒนาที่สะอาด ของประเทศอินเดีย
Watts และคณะ 2015	เป็นการศึกษาการประเมินผลงานโครงการพลังงานทดแทนในCDM ในประเทศละตินอเมริกาคือประเทศ ชิลี บราซิล และเม็กซิโกซึ่งทั้งสามประเทศนี้มีความมั่นคงในการเมืองสูง รัฐบาลเข้าถึงเงินทุนและมีการจัดการที่มีคุณภาพ จากการศึกษาพลังงานทดแทน 180 โครงการ พบว่าการประเมินในโครงการCDM ยากต่อตรวจสอบและความโปร่งใสของโครงการ บางมาตรการมีความคล้ายกันมากจนมีปัญหาต่อการตรวจสอบ และไม่ให้ความร่วมมือช่วยเหลือระหว่างประเทศที่มีการพัฒนาที่น้อยกว่า ทำให้ประเทศเหล่านี้ขาดความสามารถในการเข้าร่วมโครงการ CDM	เพื่อใช้ในการศึกษาความสามารถของประเทศในการดำเนินกิจกรรมโครงการในเชิงพลังงาน

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Zhou และคณะ 2015	งานวิจัยนี้เป็นการใช้โปรแกรม Fuzzy-interval possibilistic programming (FIPP) ซึ่งเป็นวิธีการได้รับการพัฒนาเพื่อรองรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบยั่งยืน(Electric power system :EPS) ที่มีการวางแผนการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนในความไม่แน่นอน กลไกการพัฒนาที่สะอาด FIPP-beased (FIPP-CDM) เป็นสูตรสำหรับการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เป็น CO_2 และปรับพลังงานให้เข้ากับการลงทุนในรูปแบบกำไรต่อหุ้นในวิธีการที่มีประสิทธิภาพและยั่งยืน ในเมืองเซินเจิ้น ประเทศจีนที่มีการใช้พัฒนาเศรษฐกิจได้เติบโตสูง จึงมีความพยายามที่จะใช้ CDM เข้ามาเป็นกำไรต่อหุ้นที่มีการลดก๊าซคาร์บอนผ่านรูปแบบ FIPP-CDM ซึ่งมีโครงการดังนี้ คือ (1) การจัดหาพลังงานของเมืองเพื่อเปลี่ยนจากการใช้ถ่านหินเป็นพลังงานสะอาด (2) การพัฒนาพลังงานทดแทนในท้องถิ่นผ่านโครงการCDM (3) การผสมผสานการผลิตกระแสไฟฟ้าของเมืองด้วยพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในปริมาณร้อยละ 2.12 (4) กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของโครงการ CDM พร้อมทั้งลดการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล	เพื่อใช้ในการศึกษาความพยายามของต่างประเทศที่จะนำกลไกการพัฒนาสะอาดเพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก เพื่อเศรษฐกิจที่ยั่งยืน

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Weiss และคณะ 2008	เป็นการศึกษาเครื่องมือเพื่อใช้ตัดสินใจเชิงบวกสำหรับตลาดผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจากการพัฒนาพลังงานทดแทนของกรมพลังงานทดแทน สังกัดกระทรวงพลังงาน โดยใช้มาตรการโครงการ CDM เพื่อสร้างกลไกการตลาดพลังงานและศักยภาพในการเข้าถึงเป้าหมายในภาคพลังงานของประเทศ จากการศึกษาพบว่า โครงการ CDM เมื่อมีการทำการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จะได้รับการรับรอง CERs ที่มีราคา 15 ยูโร/ตัน	เพื่อใช้ในการศึกษาในการตัดสินใจสำหรับการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยโดยใช้มาตรการโครงการการพัฒนาที่สะอาด
Restuti and Michaelowa 2007	เป็นการศึกษาศักยภาพในโครงการกากอ้อยในโรงงานน้ำตาลมาผลิตไฟฟ้าภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism:CDM) เพื่อวิเคราะห์โครงการดังกล่าวมีปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งปี และเพื่อให้ได้รับการรับรอง CERs ผลการศึกษาพบว่า ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ 260,253 MWh อินโดนีเซียสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ถึง 240,774 ตันคาร์บอน (large scale) หรือ 198,177 ตันคาร์บอน (small scale) ต่อปี นอกจากนี้ยังช่วยลดก๊าซคาร์บอนซึ่งเป็นก๊าซหลักของระบบสายส่งในเมืองชวา บาหลี และภาคใต้ของเกาะสุมาตรา	เพื่อใช้ในการศึกษาอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในกลไกการพัฒนาที่สะอาดเพื่อวิเคราะห์ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Murata และคณะ 2016	เป็นการศึกษาการประเมินประสิทธิภาพของผลประโยชน์ร่วมกันการลดการปล่อยมลพิษทางอากาศในการผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนกลไกการพัฒนาที่สะอาด โดยขอบเขตของงานวิจัยนี้จะศึกษาผลระยะยาวจากนโยบายการลดการปล่อยก๊าซและมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในประเทศจีนและอินเดีย และมีการประเมินค่าใช้จ่ายความเสียหายเล็กน้อยจากการปล่อยมลพิษทางอากาศ จากการศึกษาพบว่า การลดการปล่อยมลพิษทางอากาศจะลดลงมากกว่าที่เคยรายงานในการศึกษาก่อนหน้าในประเทศจีน ส่วนประเทศอินเดียจะมีการปล่อยฝุ่นละอองลดลงเป็นส่วนใหญ่และมีค่าการลดลงใกล้เคียงกับรายงานการศึกษาก่อนหน้า ประโยชน์จากงานวิจัยนี้เพื่อใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในโครงการ CDM	เพื่อใช้ในการศึกษาผลประโยชน์ร่วมกันการลดการปล่อยมลพิษจากอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 3.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกและกลไกการพัฒนาที่สะอาด(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Eto และคณะ 2013	เป็นการศึกษาผลประโยชน์ร่วมกันของการติดตั้งที่มีศักยภาพของ carbon dioxide capture and storage (CCS) ในภาคพลังงานของประเทศอินเดียผลที่เกิดขึ้นในการติดตั้งโครงการ CCS ประการแรกคือเมื่อลดการปล่อยก๊าซจนได้รับใบรับรอง CERs จะได้ราคา 56 ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในระบบสายส่งจะได้ราคา 49 ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ประการที่สอง จะก่อให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประการที่สามช่วยลดค่าเสียหายของมลพิษอากาศเป็นจำนวน 250 ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์	เพื่อใช้ในการศึกษาผลประโยชน์ร่วมกันของมาตรการหนึ่งในกลไกการพัฒนาที่สะอาดของประเทศอินเดีย และประโยชน์จากการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก
Mondal และคณะ 2010	ศึกษาผลของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเลือกเทคโนโลยีและการใช้พลังงานในอนาคตในประเทศบังคลาเทศในปี ค.ศ. 2035 โดยปีฐานคือ ค.ศ. 2005 ซึ่งเปาหมายท่าลดจากการใช้เทคโนโลยีจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีปริมาณคาร์บอนสูงเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีปริมาณคาร์บอนต่ำได้ร้อยละ 10-30 การนำเข้าพลังงานสุทธิลดลง 1,400 พิกะจูล ความต้องการพลังงานหลักลดลงอยู่ช่วงร้อยละ 5.5	เพื่อใช้ในการศึกษาเทคโนโลยีจากการใช้พลังงานในอนาคตเพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกและกานำเข้าพลังงาน

ตารางที่ 3. 13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Harder and Gibson 2011	ประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ในการดำเนินการโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 10 MW ในเมืองอาบู ดาบี สาธารณรัฐ อาหรับ เอมิเรต ซึ่งส่วนใหญ่ในเมืองนี้จะใช้ก๊าซธรรมชาติในการดำเนินการผลิตไฟฟ้า ค่าความเสียหายเมื่อสังคมต้องจ่ายของก๊าซเรือนกระจกมีค่าเฉลี่ย 50 ดอลล่าร์ต่อตัน แต่ถ้ามีการดำเนินการโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ จะไม่เกิดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตไฟฟ้าเลย ซึ่งจะช่วยลดค่าเสียหายของก๊าซเรือนกระจก	ศึกษาแนวทางการประเมินมูลค่าของก๊าซเรือนกระจกและค่าความเสียหายของก๊าซเรือนกระจก
Ebaid และคณะ 2015	ศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในการผลิตไฟฟ้าจากการทำงานของโรงไฟฟ้าไฮบริดซึ่งเป็นการทำงานร่วมกันของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันก๊าซกับการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งการผลิตก๊าซไฮโดรเจนนั้นจะใช้พลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และใช้เชื้อเพลิงจากน้ำ ซึ่งจะใช้งานในเวลาปกติ แต่เมื่อปริมาณของแสงอาทิตย์มีไม่เพียงพอ ก็จะใช้กังหันก๊าซในการผลิตกระแสไฟฟ้า จากการศึกษาพบว่า ถ้ามีความต้องการกำไรร้อยละ 25 ของค่าการลงทุนเบื้องต้น จะพบว่าราคาของกระแสไฟฟ้าจะมีราคา 0.12-0.16 ดอลล่าร์สหรัฐ โดยระยะเวลาการคืนทุน 13-14 ปี โดยคิดในอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8	เพื่อใช้ในการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงที่สะอาด

ตารางที่ 3.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Perwez and Sohail 2014	ศึกษาวิเคราะห์มุมมองทางการเงินและสิ่งแวดล้อมของภาคพลังงานไฟฟ้าในประเทศปากีสถาน โดยจะวิเคราะห์ถึงสถานการณ์ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงและค่าบำรุงรักษากับก๊าซเรือนกระจก จากการศึกษาพบว่าสถานการณ์Green Future(GF) จะมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าสถานการณ์การดำเนินการปกติ (BAU) และสถานการณ์ถ่านหินใหม่ (NC) เพราะในสถานการณ์ Green Future(GF) มีการใช้ทรัพยากรจากท้องถิ่นมาผลิตไฟฟ้าร่วมกับถ่านหิน โดยเน้นเทคโนโลยีจากกลไกการพัฒนาที่สะอาด นอกจากนี้ยังทำให้มีการกระจายพลังงานบนโครงสร้างพื้นฐานของประเทศ	เพื่อใช้ในการศึกษาปัจจัยในมุมมองทางการเงินและสิ่งแวดล้อมของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ รวมทั้งแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกในการผลิตไฟฟ้าในระดับประเทศ
Carmichael และคณะ 2015	เป็นการศึกษาความเสี่ยงการลงทุนในกลไกการพัฒนาที่สะอาดที่ได้รับประโยชน์จากโครงการนี้ ผลการศึกษาพบว่า เมื่อราคาคาร์บอนต่ำ ความสำเร็จของโครงการที่จะมีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะมีความเป็นไปได้ต่ำ ดังนั้นมาตรการของโครงการ CDM ควรเป็นมาตรการที่สามารถใช้ได้ทั่วโลก และนำไปสู่การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั่วโลก เพื่อให้มีการพัฒนาที่ยั่งยืน และมาตรการที่ CDM ดูมีความคุ้มทุนที่สุดสำหรับงานวิจัยนี้คือ การผลิตฟ้าพลังงานน้ำและพลังงานลม	เพื่อใช้ในการศึกษาความเสี่ยงในการลงทุนเทคโนโลยีในกลไกการพัฒนาที่สะอาด โดยประเมินความสำเร็จของโครงการเทียบกับราคาของคาร์บอน

ตารางที่ 3.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Li and Zhu 2014	เพื่อศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในลงทุนเพื่ออนุรักษ์พลังงานกับปริมาณการปล่อย CO_2ที่ลดลงในภาคอุตสาหกรรมโลหะและเหล็ก โดยจะศึกษาเทคโนโลยีอนุรักษ์พลังงานที่เป็นที่นิยมในประเทศจีนจำนวน 41 เทคโนโลยี และเมื่อมีการจัดเก็บข้อมูลโดยให้ปี 2010 เป็นกรณีฐาน พบว่า เทคโนโลยีอนุรักษ์พลังงาน 41 เทคโนโลยีนี้จะช่วยให้ประหยัดพลังงานถึง 4.63 GJต่อตันผลิตภัณฑ์ และสามารถลดปริมาณการปล่อย CO_2 443.21 กิโลกรัมต่อตันผลิตภัณฑ์ ในราคาต้นทุนของเทคโนโลยีจะวิเคราะห์บนพื้นฐานของราคาน้ำมันและราคาก๊าซ CO_2 โดยจะวิเคราะห์เปรียบเทียบ 3 สถานการณ์คือ การดำเนินการปกติ(BAU) ความคุ้มค่ากับการลงทุน (Cost-effective) และการเผยแพร่เทคโนโลยี (technical diffusion) เพื่อใช้ในการคาดการณ์ประสิทธิภาพในปี 2020 และ 2030	เพื่อใช้ในการศึกษาในความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการลงทุนเทคโนโลยีเพื่ออนุรักษ์พลังงานและความต้องการที่จะลดปริมาณการปล่อย CO_2

ตารางที่ 3.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ(ต่อ)

ผู้วิจัย	รายละเอียดงานวิจัย	ความเกี่ยวข้องและการนำไปใช้
Tol 2005	จากการศึกษางานวิจัยค่าความเสียหาย (marginal damage costs) ของคาร์บอนไดออกไซด์ 28 งานวิจัย ซึ่งค่าความเสียหายมีทั้งที่เป็น market เช่นเศรษฐกิจ หรือ GDP และ non-market เช่นสุขภาพของมนุษย์ การศึกษา คุณภาพอากาศ เป็นต้น จากการศึกษาพบว่า เมื่อพิจารณาจากงานวิจัยทั้ง 28 งานวิจัย จะได้ค่าความเสียหายจากคาร์บอนไดออกไซด์ ฐานนิยมเท่ากับ 2 ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ค่ามัธยฐาน 14ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ และ ค่าเฉลี่ย 93 ดอลล่าร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์	เพื่อใช้ในการศึกษาค่าความเสียหายที่เกิดจากปัจจัยต่างๆ แล้วนำมาเทียบกับตัวเงินในหน่วยเงินต่อคาร์บอนไดออกไซด์
Kamal และคณะ 2016	การศึกษาของงานวิจัยนี้จะเป็นการศึกษามลพิษและผลกระทบทางสุขภาพของ NO_2 SO_2 และ CO จากโรงไฟฟ้า combined cycle power plant โดยประเมินค่าความเสียหายจากความเข้มข้นของสารมลพิษ อัตราการตาย และค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการรักษา โดยคิดออกมาอยู่ในหน่วย ดอลล่าร์ต่อMWh	เพื่อศึกษาการคำนวณมลพิษและผลกระทบทางสุขภาพในเชิงเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม

งานวิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาการประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามหลักการกลไกพัฒนาที่สะอาด(Clean Development Mechanism :CDM) เนื่องจากว่า ปัจจุบันก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้นส่วนใหญ่จะเกิดจากการความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น(พงศ์ปิติ เดชะศิริ. และคณะ 2556) หลายประเทศได้เห็นความสำคัญของก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้น จึงมีความพยายามที่จะหาทางลดก๊าซเรือนกระจก เช่นการ

เปลี่ยนรูปแบบเชื้อเพลิงให้มีค่าการปล่อยคาร์บอนที่ต่ำ(Carapellucci and Giordano 2013) การนำทรัพยากรในท้องถิ่นมาใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น(Perwez and Sohail 2014) มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ได้แก่ พลังงานลม(Zhao และคณะ 2014) และพลังงานแสงอาทิตย์(Harder and Gibson 2011) เป็นต้น โดยเทคโนโลยีที่ใช้ในการลดก๊าซเรือนกระจกนั้นจะอ้างอิงตามหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด นอกจากนี้ยังมีการเผยแพร่เทคโนโลยีการลดก๊าซเรือนกระจกระหว่างประเทศตามความสามารถของแต่ละประเทศนั้นๆ(Dechezleprêtre และคณะ 2009) ปัจจุบันโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมยังไม่มีการคำนวณที่เป็นมาตรฐานอีกเป็นจำนวนมาก งานวิจัยนี้จึงคัดเลือกประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบไฟฟ้ากำลัง ประกอบด้วย 2 ระบบใหญ่ๆ คือ ระบบผลิต และระบบส่ง/จำหน่ายไฟฟ้า ปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนมากที่สุด อุปกรณ์สำคัญที่มีความสำคัญที่สุดคือ กังหันไอน้ำ และกังหันก๊าซ เพราะมีการใช้พลังงานมากที่สุดในระบบผลิตไฟฟ้า จึงต้องมีการปรับปรุงหรือเพิ่มประสิทธิภาพของอุปกรณ์ในระบบผลิต เช่น การปรับปรุงของกังหันก๊าซเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า(Carapellucci and Giordano 2015) การนำความร้อนไอเสียที่เหลือจากการดำเนินการของกังหันก๊าซมาใช้ผลิตไฟฟ้าในกังหันไอน้ำ (Rio และคณะ 2014) การนำความร้อนที่เหลือมาใช้ในการอุ่นเชื้อเพลิง(Xu และคณะ 2015) การออกแบบกังหันให้มีประสิทธิภาพสูงเพื่อให้มีการผลิตได้เต็มกำลัง(สวรรยา แย้มสกุลณา. 2543) เป็นต้น และในระบบสายส่ง/ระบบจำหน่าย อุปกรณ์ที่สำคัญคือ หม้อแปลง เช่น การติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพสูง แต่อย่างไรก็ตามในการปรับปรุงประสิทธิภาพจะต้องมีการประเมินถึงประสิทธิภาพโดยทั่วไปของอุปกรณ์รวมถึง อายุการใช้งานของอุปกรณ์ ร่องรอยความเสียหาย(Banaszkiewicz 2015) เพื่อหาจุดที่เหมาะสมที่สุดทั้งในทางด้านการปรับปรุงประสิทธิภาพของแต่ละมาตรการ(ทรงศักดิ์ สนนา. และคณะ 2556) โดยอ้างอิงตามหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด(CDM) และการคำนวณสุดท้ายของโครงการต่างๆจะต้องมีการคำนวณถึงความคุ้มทุน เพื่อใช้ในการตัดสินใจการลงทุนเพื่อพัฒนาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง จะต้องคำนึงถึงต้นทุนในการลงทุนเพื่อใช้ในการปรับปรุงในภาคพลังงานไฟฟ้า (Zhao และคณะ 2014) และค่าความเสียหายที่สังคมต้องจ่ายของก๊าซเรือนกระจก(Harder and Gibson 2011) ว่ามีความเป็นไปได้มากน้อยแค่ไหนที่จะได้ประโยชน์ตอบแทนกลับมา สำหรับในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงการประเมินระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period :PB) เพื่อเป็นการประเมินขั้นต้นว่าโครงการใช้ระยะเวลานานเพียงใดถึงจะคุ้มทุน (อรทัย วรรคาวิสันต์. 2552) ถ้านานาประเทศได้ร่วมกันพัฒนาเทคโนโลยีที่จะทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง จะทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีปริมาณลดลงอย่างรวดเร็วภายในค.ศ.2030 (Hainoun และคณะ 2014) แต่อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจะทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากขึ้นเช่นกัน การลดลงของก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เทคโนโลยี สามารถชดเชยกันได้กับการเพิ่มขึ้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า(Guandalini และคณะ 2015) และในอนาคตประเทศไทยจะมี

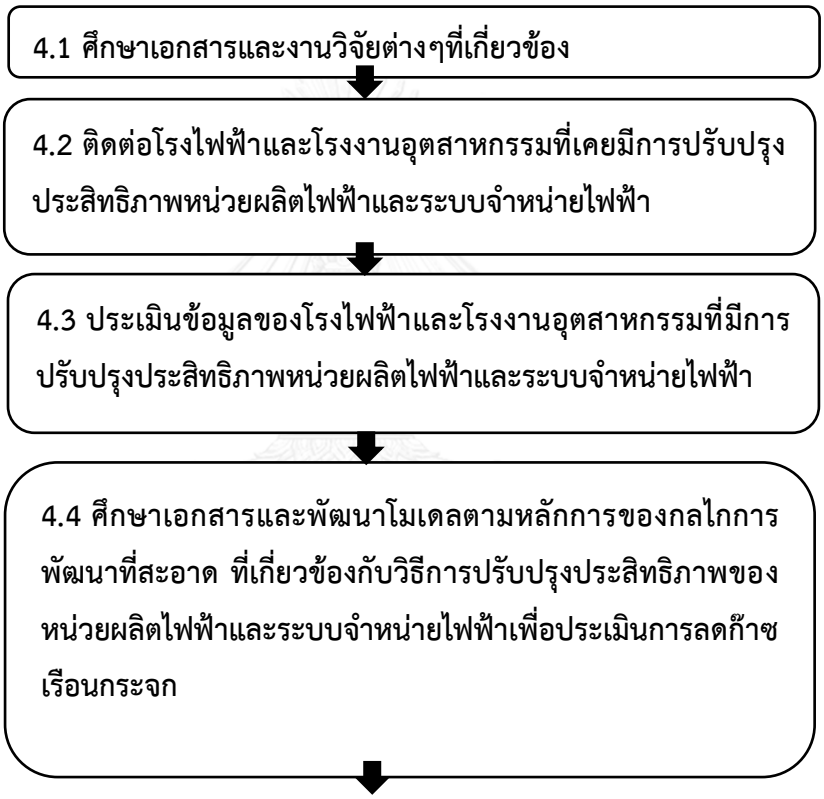
แนวโน้มในการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมลดลง เนื่องจากอุตสาหกรรมส่วนใหญ่มีมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากขึ้น เพื่อให้มีการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าที่สุด จนนำไปสู่การพัฒนาเศรษฐกิจอย่างยั่งยืนต่อไป (Chontanawat และคณะ 2014)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4

วิธีดำเนินงานวิจัย

ในงานวิจัยนี้มีความต้องการที่จะศึกษาการประเมินศักยภาพการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังในประเทศไทย โดยใช้หลักเกณฑ์และกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM Methodology) ซึ่งมีวิธีการดำเนินงานวิจัยได้ดังต่อไปนี้



4.5 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.5.1 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกอันเนื่องจากเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ

4.5.2 การประเมินความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้า/ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับ ปริมาณการลดการก๊าซเรือนกระจก

4.5.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ

4.6 สรุปผลประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของโครงสร้างระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

4.6.1 ผลของการลดก๊าซเรือนกระจกอันเนื่องจากเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการดำเนินโครงการตามวิธีกลไกการพัฒนาที่สะอาด

4.6.2 ผลการเปรียบเทียบและความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าในหน่วยการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับ ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก

4.6.3 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ

4.7 สรุปศักยภาพการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 ศึกษาเอกสารและงานวิจัยต่างๆที่เกี่ยวข้อง

งานวิทยานิพนธ์นี้เริ่มต้นจากการศึกษางานวิจัยโดยเป็นการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกตามหลักการของกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism :CDM)ของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) และศึกษาศักยภาพของการลดก๊าซเรือนกระจกโดยวิธีนี้ทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมทั้งใช้วิธีการสอบถาม รับฟังความคิดเห็น การเข้าสัมมนาอบรมกับผู้ที่เชี่ยวชาญและมีความเกี่ยวข้องกับการศึกษากลไกการลดก๊าซเรือนกระจก และอุตสาหกรรมการผลิต เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการทำวิจัยและรายงานผลของการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้

4.2 ติดต่อโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่เคยมีการปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

งานวิทยานิพนธ์นี้จะติดต่อกับโรงไฟฟ้าที่มีความอนุเคราะห์ในการให้ข้อมูลเพื่อใช้งานวิจัย โดยโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับงานวิทยานิพนธ์นี้จะต้องมีคุณสมบัติ เป็นโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอุตสาหกรรมที่เคยมีข้อมูลการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับงานวิทยานิพนธ์ ซึ่งต้องมีข้อมูลย้อนหลังซึ่งใช้ในกรณีฐาน และข้อมูลปัจจุบันซึ่งใช้กรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ และต้องเป็นโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอุตสาหกรรมที่มีข้อมูลการเพิ่มประสิทธิภาพไม่ได้เกิดขึ้นเนื่องจากแผนการบำรุงรักษาตามปกติ

ในกระบวนการเก็บข้อมูลรายละเอียดโครงการที่นำเสนอในงานวิจัยนี้จะต้องตรงประเด็น ถูกต้อง สมบูรณ์ และเพียงพอต่อการนำไปใช้ในการคำนวณ และสอดคล้องกับความเป็นจริง โดยครอบคลุมรายละเอียดกิจกรรมของโครงการ เทคโนโลยี และอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการ สถานภาพโครงการและการนับซ้ำ และข้อมูลที่รายงานมีข้อมูลหรือเอกสารหลักฐานรองรับที่น่าเชื่อถือ อย่างเพียงพอและเหมาะสม ซึ่งรายละเอียดของแต่ละโครงการจะถูกแสดงในภาคผนวก ก. (องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก 2558) ดังต่อไปนี้

1. มีการรายงานประเภทโครงการอย่างถูกต้องสอดคล้องกับวิธีการที่เกี่ยวข้อง
2. มีการรายงานที่ตั้งโครงการอย่างครบถ้วนและถูกต้อง
3. ต้องรายงานการลงทุนทั้งหมดของโครงการสอดคล้องกับเอกสารหลักฐานสนับสนุนที่น่าเชื่อถือ
4. มีการรายงานวันที่เริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการอย่างครบถ้วน และมีเอกสารหลักฐานรองรับยืนยันอย่างครบถ้วน
5. มีการรายงานวัตถุดิน แหล่งที่มา ปริมาณวัตถุดิบที่ใช้ และจำนวนวันในการเดินระบบของกิจกรรมการดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกของโครงการอย่างถูกต้อง

6. มีการรายงานเทคโนโลยีและอุปกรณ์หลัก กำลังการผลิตติดตั้ง และจำนวนที่ติดตั้งในโครงการ อย่างครบถ้วน สอดคล้องกับเอกสารหลักฐานสนับสนุนที่น่าเชื่อถือ

7. มีการชี้แจ้งสถานภาพการดำเนินงานของโครงการตามความเป็นจริง

นอกจากนี้ ข้อมูลที่ได้รับจากโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม ก่อนที่จะนำไปใช้ในการประเมินตามวิธีการ จะต้องผ่านการตรวจสอบและทวนสอบเอกสารโดยจะต้องปฏิบัติตามหลักการดังต่อไปนี้(องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก 2558)

1.ตรงประเด็น ข้อมูลในเอกสารข้อเสนอโครงการหรือรายงานผล การติดตามต้องมีการรายงานและมีการเลือกใช้ข้อมูลในการคำนวณเฉพาะที่เกี่ยวข้องกับโครงการหรืออยู่ในขอบเขตโครงการ และข้อกำหนดตามวิธีการในงานวิจัยนี้เท่านั้น

2.ความสมบูรณ์ ปริมาณการปล่อยจากทุกกิจกรรมที่เกิดขึ้นภายในโครงการหรือเกี่ยวข้องกับโครงการ มีการรวบรวมข้อมูลทุกอย่างที่เกี่ยวข้อง รวมถึงข้อมูลทุกอย่างที่เกี่ยวข้องจะนำมาสนับสนุนหลักเกณฑ์และกระบวนการอย่างครบถ้วนสมบูรณ์

3.ความสอดคล้อง ข้อมูลที่เก็บรวบรวมต้องมากจากการดำเนินตามหลักการเดียวกัน ข้อมูลในส่วนต่างๆมีการเลือกใช้ข้อมูลในการคำนวณ มีการรายงานไปในทิศทางเดียวกัน หรือใช้วิธีสอดคล้องกันตลอดการรายงาน

4.ความถูกต้อง ข้อมูลที่รวบรวมหรือคำนวณ ที่ถูกต้อง เชื่อถือได้ และเป็นที่ยอมรับ โดยลดอคติ และความไม่แน่นอนให้มากที่สุด มีการเลือกใช้ข้อมูลในการคำนวณที่ถูกต้องสอดคล้องกับการดำเนินการจริง และมีการเลือกใช้สมการตามวิธีการอย่างถูกต้องสามารถคำนวณผลซ้ำได้

5.ความโปร่งใส ข้อมูลที่รวมรวมหรือคำนวณ ต้องมีที่มา แหล่งอ้างอิง หรือหลักฐานรองรับที่น่าเชื่อถือ อย่างเพียงพอและเหมาะสม สามารถคำนวณผลซ้ำได้

6.ความอนุรักษ์ ถ้ามีการใช้สมมติฐานการคำนวณ หรือการประมาณการของข้อมูลกิจกรรมที่ใช้ในการคำนวณต้องมีการพิจารณาเปรียบเทียบวิธีต่างๆ

การเก็บรวมรวมข้อมูลเพื่อใช้ในการคำนวณและประเมิน สามารถศึกษาพารามิเตอร์ต่างๆ และทวนสอบโดยแสดงได้ในภาคผนวก ข.

4.3 ประเมินข้อมูลของโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตรวจสอบข้อมูลจากการสอบถามโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมว่ามีข้อมูลย้อนหลังและข้อมูลปัจจุบันของการเพิ่มประสิทธิภาพในแต่ละโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าใดบ้าง เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ว่าหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าใดบ้างที่มีความน่าสนใจในการพัฒนารูปแบบการคำนวณตามหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาด

(CDM) เพื่อใช้ในการศึกษาและประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า และติดต่อหน่วยงานที่มีโครงการเข้าข่ายกับมาตรการที่ศึกษาในงานวิทยานิพนธ์นี้ เพื่อให้ได้ข้อมูลย้อนหลังที่เกี่ยวข้องกับมาตรการต่อไป

4.4 ศึกษาเอกสารและพัฒนาโมเดลตามหลักการของกลไกการพัฒนาที่สะอาด ที่เกี่ยวข้องกับวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อประเมินการลดก๊าซเรือนกระจก

จากเอกสาร CDM เมื่อได้ศึกษาแล้วพบว่าจะต้องมีข้อมูลทั่วไปของโครงการดังต่อไปนี้

1. ข้อมูลทั่วไปของโครงการ เช่น ชื่อระเบียบวิธีการ ประเภทโครงการ ลักษณะโครงการ ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย และ เงื่อนไขเบื้องต้นของกิจกรรมโครงการ
2. ชอบเขตของโครงการ ทั้งในกรณีฐาน(Baseline Scenario) และกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ(Project Scenario)
3. กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณทั้งในกรณีฐาน(Baseline Scenario) และ กรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ (Project Scenario)
4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)
5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)
6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)
7. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การศึกษาข้อมูลเพิ่มเติม พบว่า การลดก๊าซเรือนกระจกโดยหลักการกลไกการพัฒนาที่สะอาดตามคู่มือระเบียบวิธี (CDM Methodology Booklet) พบว่าได้มาตรการที่เกี่ยวข้องกับการศึกษานี้ได้ 3 วิธี ดังต่อไปนี้ (UNFCCC 2014)

- AM0061 การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า
  (Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants)
- AM0062 การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าโดยการปรับปรุงกังหัน
  (Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)
- AMS-II.C การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)

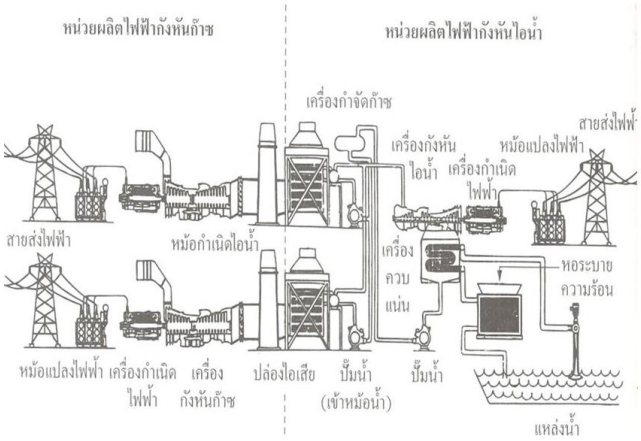
- AM0067 การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพสูงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

MRV I9

การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

(Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants)



ภาพที่ 4. 1 แสดงการทำงานและอุปกรณ์ที่สำคัญของการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า

ที่มา : Kanthee Puarborn 2007

ตารางที่ 4. 1 ตัวอย่างวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

อุปกรณ์/ระบบที่เกี่ยวข้อง	ตัวอย่างวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า	**ผลของการลดการใช้พลังงานที่มีผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจก**
เครื่องสูบจ่าย(Pumps)	การใช้เครื่องสูบจ่ายที่มีประสิทธิภาพ	ช่วยประหยัดพลังงานหรือช่วยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลง
	การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมความเร็วรอบมอเตอร์	ช่วยลดการสูญเสียพลังงานความร้อนในตัวมอเตอร์
เตาเผา (Furnaces)	ติดตั้งฉนวนที่ผิวเตา	ช่วยลดความสูญเสียความร้อนที่ผิวเตา
	การใช้หัวเผาประสิทธิภาพสูง	เพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ให้มีการเผาไหม้สมบูรณ์มากขึ้น
หอระบายความร้อน	ปรับอุณหภูมิและอัตราการไหลของน้ำระบายความร้อนให้เหมาะสม	ช่วยลดการสูญเสียพลังงานจากการระบายความร้อน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4. 2 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0061

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
BE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ปรับปรุงในกรณีฐานสำหรับปี y	$BE_y = EL_{BL,AVR} \cdot EF_{BL,plant,y} + (EL_{BL,MAX} - EL_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{BL,plant,y}, EF_{BL,non\text{-}plant,y}) + (EL_{PJ,adj,y} - EL_{BL,MAX}) \cdot EF_{BL,non\text{-}plant,y}$	tCO_2	ไม่มีการเปลี่ยนสมการ แต่เปลี่ยนตัวแปรตามสมการที่ 4.1,4.2 และ 4.3 เพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณ
		$BE_y = EL_{BL,AVR} \cdot EF_{BL,plant,y} + (EL_{PJ,adj,y} - EL_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{BL,plant,y}, EF_{BL,non\text{-}plant,y})$	tCO_2	
		$BE_y = EF_{BL,plant,y} \cdot EL_{PJ,adj,y}$	tCO_2	
$EL_{PJ,adj,y}$	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ปรับประสิทธิภาพแล้วในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการในปี y	$EL_{PJ,adj,y} = EL_{PJ,y} \cdot (\eta_{PJ,min.y}) / (\eta_{PJ,y})$	MWh	ไม่มีการเปลี่ยนสมการ แต่เปลี่ยนตัวแปรตามสมการที่ 4.4 เพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณ
$\eta_{PJ,min.y}$	ประสิทธิภาพขั้นต่ำของโรงไฟฟ้าก่อนมีการปรับปรุงประสิทธิภาพ	$\eta_{PJ,min.y} = \min(\eta_{PJ,1,...,} \eta_{PJ,y-1})$		ไม่มีการเปลี่ยนสมการและตัวแปร

ตารางที่ 4.2 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0061(ต่อ)

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
$EL_{BL,MAX}$	ปริมาณไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยก่อนการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า	$EL_{BL,MAX}$ =(ปริมาณไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก่อนการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า) x (เวลาที่มีการดำเนินการก่อนการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า)	MWh	ได้จากการตรวจวัดของโรงงานแล้วจึงไม่แสดงในสมการ
T_{BL}	ระยะเวลาที่มีการดำเนินการก่อนการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า	$T_{BL} = 8{,}760 - \frac{\sum_{□=1}^{5} (\text{เวลาที่ไม่ได้ในการดำเนินการผลิต})}{5}$	ชั่วโมง	ได้จากการตรวจวัดของโรงงานแล้วจึงไม่แสดงในสมการ
$EF_{BL,plant,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์ต่ำสุดของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	$EF_{BL,plant,y} = \min\left(\frac{3.6}{1000} \cdot \frac{1}{\eta BL,adj} \cdot \frac{\sum_{x=1}^{5} \sum_{i}^{i} (EFi,x \cdot Fi,x \cdot NCVi,x)}{\sum_{x=1}^{5} \sum_{i}^{i} (Fi,x \cdot NCVi,x)}; \frac{3.6}{1000} \cdot \frac{1}{\eta BL,adj} \cdot \frac{\sum_{x=1}^{5} \sum_{i}^{i} (EFi,y \cdot Fi,x \cdot NCVi,y)}{\sum_{x=1}^{5} \sum_{i}^{i} (Fi,y \cdot NCVi,y)} \right)$	tCO_2/ MWh	ไม่แสดงสมการเพราะคิดจากการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 4. 2 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0061(ต่อ)

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
$\eta_{BL,adj}$	ประสิทธิภาพของการใช้พลังงานที่มีการปรับก่อนการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า	$\eta_{BL,adj}=\eta_{BL,ดีที่สุดก่อนการดำเนินกิจกรรมโครงการ}+\Delta\eta_{บำรุงรักษา}+\Delta\eta_{การใช้พลังงานจากกิจกรรมโครงการ}$		ไม่แสดงเพราะประสิทธิภาพนี้มีการตรวจวัดจากโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว
$EF_{BL,non-plant,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์ ในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าในโครงการ	$EF_{BL,non,plant,y}=\frac{3.6}{1000}\cdot\frac{ค่าสัมประสิทธิ์การใช้น้ำมันเชื้อเพลิง}{ประสิทธิภาพของเทคโนโลยี}$	tCO_2/MWh	ไม่แสดงเพราะใช้การคำนวณของโรงไฟฟ้าในการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรืออ้างอิงจากองค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 4. 3 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการของ AM0061

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
PE_y	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y	$PE_y = PE_{FC,elec,y} + PE_{FC,aux,y} + (EL_{aux,grid,y} \cdot EF_{grid,y})$	tCO_2	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง แสดงสมการทั้งหมด
$PE_{FC,elec,y}$	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการในปี y	$PE_{FC,elec,y} = PE_{FC,j,y}$	tCO_2	
$PE_{FC,aux,y}$	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจาก เมื่อมีการback up หรือการใช้สำรอง เพื่อผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการในปี y	$PE_{FC,aux,y} = PE_{FC,j,y}$	tCO_2	

ตารางที่ 4. 4 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0061ก่อนการพัฒนา

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
ER_y	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y	$ER_y = BE_y - PE_y$	tCO_2/ ปี	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง แสดงสมการทั้งหมด

Chulalongkorn University จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

MRV I9

การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

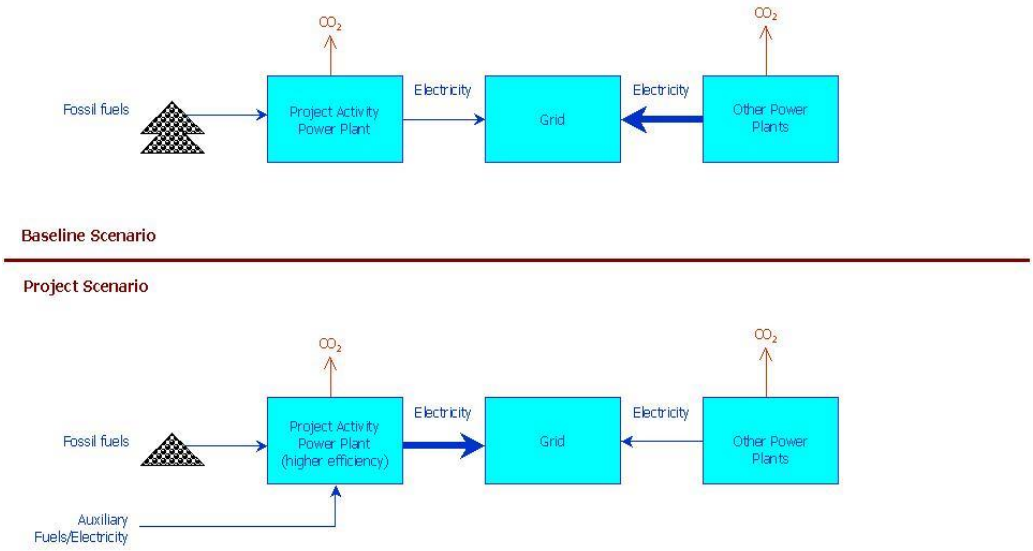
(Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants)

ชื่อระเบียบวิธีการ (Methodology)	วิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants)
ประเภทโครงการ (Project Type)	โครงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการเพื่อใช้เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเพื่อใช้ในการจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้บริโภค
ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า เพื่อให้มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าได้สูงกว่าเดิม
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	โดยมีเงื่อนไขของโครงการ ดังนี้ 1. จะต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่โครงการที่จะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าใหม่ 2.ความสามารถในหน่วยการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเนื่องจากโครงการจะต้องมีค่าเพิ่มขึ้นไม่เกินร้อยละ 15 จากที่ได้ออกแบบไว้ 3. โรงไฟฟ้าจะต้องมีอายุไม่ต่ำกว่า 10 ปี และมีข้อมูลในการใช้เชื้อเพลิงย้อนหลังอย่างน้อย 5 ปี 4. ในโครงการนี้จะไม่รวมการบำรุงรักษาตามปกติ
หมายเหตุ	-

ขอบเขตของโครงการ

เป็นโครงการที่ใช้เป็นเครื่องมือที่ในการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเพื่อใช้ในการจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคเพื่อให้มีการผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพได้ดีกว่าเดิม

ขอบเขตโครงการเป็นพื้นที่ที่อยู่ภายใต้กิจกรรมการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้าเดียวกัน ยกเว้นการปรับปรุงหม้อไอน้ำ(boiler) และ กังหัน(Turbine) ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4. 2 ขอบเขตของโครงการการฟื้นฟูและ/หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

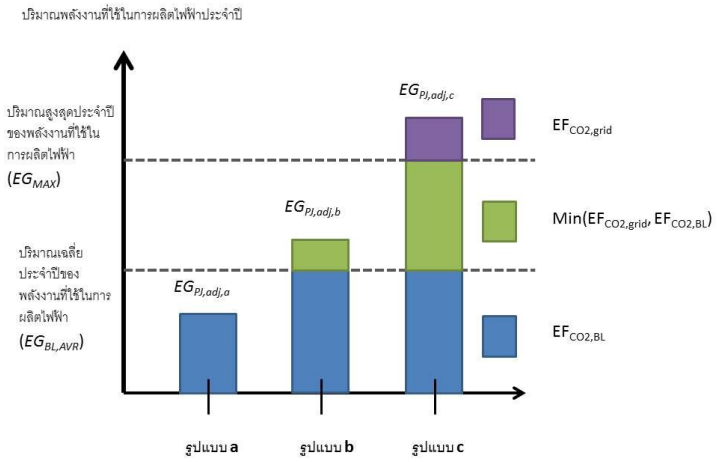
ตารางที่ 4. 5 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I9

	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	**ชนิดของก๊าซเรือนกระจก**	**รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	พื้นที่หน่วยผลิตไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีหน่วยผลิตไฟฟ้า ก่อนการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	พื้นที่หน่วยผลิตไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าเดียวกัน	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีหน่วยผลิตไฟฟ้า หลังการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน(Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานนั้น จะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงานในโรงไฟฟ้า ทำให้มีการผลิตพลังงานที่สูงกว่าเดิม โดยการตรวจวัดหรือคำนวณจากข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมก่อนการดำเนินโครงการ ดังภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4. 3 การปล่อยกรณีฐานสำหรับสถานการณ์ที่แตกต่างกันของโครงการ

1. การหาค่าการปล่อยกรณีฐานสำหรับสถานการณ์ที่แตกต่างของโครงการ

<u>รูปแบบ a</u> ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในโครงการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน ($EG_{PJ,adj,y}$) ต่ำกว่าปริมาณเฉลี่ยประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า(EG_{AVR}) ดังสมการที่ 4.1 นี้

$$BE_y = EG_{PJ1,adj,y} \cdot EF_{CO2,BL,y} \qquad \textbf{สมการที่ 4. 1}$$

<u>รูปแบบ b</u> ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน ($EG_{PJ,adj,y}$) เกินต่ำกว่าปริมาณเฉลี่ยประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า(EG_{AVR}) แต่ต่ำกว่าปริมาณสูงสุดประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า(EG_{MAX})ดังสมการที่ 4.2 นี้

$$BE_y = EG_{AVR} \cdot EF_{CO2,BL,y} + (EG_{PJ,adj,y}-EG_{MAX}) \cdot \min(EF_{grid,y}; EF_{CO2,BL,y}) \qquad \textbf{สมการที่ 4. 2}$$

<u>รูปแบบ c</u>ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน ($EG_{PJ,adj,y}$) เกินปริมาณสูงสุดประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า(EG_{MAX})ดังสมการที่ 4.3 นี้

$$BE_y = EG_{AVR} \cdot EF_{CO2,BL,y} + (EG_{MAX}-EG_{AVR}) \cdot \min(EF_{grid,y}; EF_{CO2,BL,y}) + (EG_{PJ,y}-EG_{AVR}) \cdot EF_{grid,y}$$

สมการที่ 4. 3

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าในปี y (ตันCO_2/ปี)

$EF_{CO2,BL,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน ในปี y (ตันCO_2/เมกะวัตต์) ตามที่ อบก. กำหนด

EG_{MAX} = ปริมาณสูงสุดประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์/ปี)

$EF_{grid,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี y (ตันCO_2/เมกะวัตต์) ตามที่ อบก. กำหนด

$EG_{PJ,adj,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อผลิตไฟฟ้าในปีy เมื่อมีการปรับแก้แล้ว (เมกะวัตต์/ปี)

EG_{AVR} ปริมาณเฉลี่ยประจำปีของพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์/ปี)

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในโครงการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน สามารถคำนวณกรณีฐานได้ในอนาคตจากการมีประสิทธิภาพมาตรการในการปรับปรุง โดยคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดในโรงไฟฟ้า ($EG_{PJ,y}$)โดยคูณกับสัดส่วนของประสิทธิภาพต่ำสุดในกิจกรรมโครงการที่ผ่านมาส่วนด้วยประสิทธิภาพหลังมีการจัดการของกิจกรรมโครงการ ดังสมการที่ 4.4 และ 4.5

$$EG_{PJ,adj,y} = EG_{PJ,y} \cdot \frac{\eta_{PJ,min,y}}{\eta_{PJ,y}} \quad \textbf{สมการที่ 4. 4}$$

และ

$$\eta_{PJ,min,y} = \min(\eta_{PJ,1...}, \eta_{PJ,y}) \quad \textbf{สมการที่ 4. 5}$$

โดยที่

$EG_{PJ,adj,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในโครงการเนื่องจากปรับแก้ประสิทธิภาพ(เมกะวัตต์/ปี)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y (เมกะวัตต์/ปี)

$\eta_{PJ,min,y}$	=	ประสิทธิภาพเฉลี่ยในปีที่ต่ำสุดของหน่วยปฏิบัติการไฟฟ้าที่สามารถวัดในก่อนหน้าจนถึงปีที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการปีy

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการนั้น จะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) สามารถคิดในรูป ($PE_{FC,j,y}$)ซึ่ง J คือการเผาไหม้เชื้อเพลิงสำหรับการใช้ผลิตไฟฟ้าร่วมกับการใช้ความร้อนจากไอเสียในsteam turbine

โดยการตรวจวัดหรือคำนวณจากข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมจากการดำเนินโครงการ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.6, 4.7 และ 4.8 ดังนี้

$PE_y = PE_{FC,elec,y} + PE_{FC,aux,y} + EL_{aux,grid,y} \cdot EF_{grid,y}$ **สมการที่ 4. 6**

$PE_{FC,elec,y} = PE_{FC,j,y}$ **สมการที่ 4. 7**

$PE_{FC,aux,y} = PE_{FC,j,y}$ **สมการที่ 4. 8**

โดยที่

PE_y	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (ตันCO_2/ปี)
$PE_{FC,elec,y}$	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้าจากการดำเนินกิจกรรมโครงการ (ตันCO_2/ปี)
$PE_{FC,aux,y}$	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในกรณีที่มีการback-up หรือการใช้ไฟฟ้าสำรองจากการดำเนินกิจกรรมโครงการในปี y (ตันCO_2/ปี)
$EL_{aux,grid,y}$	=	ปริมาณไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่มีการback-up หรือการใช้ไฟฟ้าสำรองจากการดำเนินกิจกรรมโครงการโครงการ ในปี y (เมกะวัตต์)
$EF_{grid,y}$	=	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y (ตันCO_2/เมกะจูล) ตามที่ อบก. กำหนด

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณที่สมการที่ 4.9 ดังนี้

$ER_y = BE_y - PE_y$ **สมการที่ 4. 9**

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (ตันCO_2 เทียบเท่า/ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

MRV I8

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน

(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

ตารางที่ 4. 6 ตัวอย่างการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานขอโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน

กังหัน	**การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน**	**ผลของการลดการใช้พลังงานที่มีผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจก**
กังหันก๊าซ	ฉีดน้ำผสมเข้าไปในเครื่องอัด ซึ่งจะระเหยขณะที่อากาศสูงขึ้น	งานของกังหันเพิ่มขึ้นเนื่องจากอัตรามวลการไหลของอากาศและไอน้ำสูงขึ้น
	การนำอุณหภูมิและพลังงานที่หลงเหลือจากก๊าซที่ออกจากกังหัน ส่งไปยังเครื่องอัดอากาศอีกครั้ง จึงทำให้อุณหภูมิสูงขึ้น	ลดการใช้พลังงานของกังหันถึงร้อยละ 20-30
กังหันไอน้ำ	ซ่อมแซมรูรั่วหรือเปลี่ยนถอดอุปกรณ์ใหม่ เมื่อเกิดรูรั่วหรือความเสียหายของอุปกรณ์อันเนื่องจากไอน้ำได้ดันพุ่งไปด้วยความเร็วและความดัน	ลดการสูญเสียความร้อนและลดการใช้เชื้อเพลิง
	ใช้กังหันไอน้ำที่มีขนาดและความโค้งของกังหันสัมพันธ์กับแรงดันของไอน้ำได้ดี	ลดการสูญเสียพลังงานกลของไอน้ำวิ่งกระทบกังหัน

ตารางที่ 4. 7 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0062

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
BE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในกรณีฐานสำหรับปี y	$BE_y = EG_{AVR} \cdot EF_{BL,y} + (EF_{MAX} - EG_{AVR}) \cdot \min(EF_{BL,y} \cdot EF_{grid,y}) + (EG_{PJ,y} - EG_{MAX}) \cdot EF_{grid,y}$	tCO_2/ปี	ตัดให้เหลือ 2 กรณี เพราะไม่คิดปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้เฉลี่ยด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ สมการที่ 4.10,4.11
		$BE_y = EGA_{AVR} \cdot EF_{BL,y} + (EG_{PJ,y} - EG_{MAX}) \cdot \min(EF_{BL,y}; EF_{grid,y})$	tCO_2/ปี	
		$BEy = EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,y}$	tCO_2/ปี	
EG_{MAX}	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{MAX} = กำลังการผลิตติดตั้งของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (MW) x จำนวนชั่วโมงผลิตไฟฟ้าเมื่อหักลบชั่วโมงที่จำเป็นต้องใช้ในการบำรุงรักษาตามแผน	MWh/ปี	การคำนวณตามสมการนี้
T_{MAX}	จำนวนชั่วโมงที่กังหันผลิตไฟฟ้า	$T_{MAX} = 8{,}760 - \frac{\sum_{x=1}^{3} \text{จำนวนชั่วโมงที่จำเป็นต้องใช้ในการบำรุงรักษา}}{3}$	ชั่วโมง	ไม่แสดงสมการเพราะโรงงานมีการตรวจวัดอยู่แล้ว
$EG_{PJ,y,adjusted}$	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y เมื่อมีการปรับค่าแล้ว	$EG_{PJ,y,adjusted} = EG_{PJ,y} \times \eta_{PJ,min} / \eta_{PJ,y}$ ถ้า $\eta_{PJ,min} > \eta_{PJ,min}$	MWh/ปี	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.12 และ 4.13

ตารางที่ 4.7 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0062 (ต่อ)

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
EG_{AVR}	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงระยะเวลา 3 ปี	$EG_{AVR} = \frac{\sum_{x=1}^{3} EG_{Tur,x}}{3}$	MWh/ปี	ตัดออกเพราะไม่คิดปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้เฉลี่ยด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ
$EF_{BL,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก ของกังหันไอน้ำ	$EF_{BL,y} = \frac{3.6}{1000} X \frac{EF_{FF,BL} \times FC_{P,y} \times NCV_{FF,PJ}}{\eta_{BL,y} x\ HI_{PJ,y}}$	tCO_2/MWh	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.14
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก ของกังหันไอน้ำ	$EF_{BL,y} = \frac{3.6}{1000} X \frac{EF_{FF,BL}}{\eta_{BL,y}}$	tCO_2/MWh	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.15
$\eta_{PJ,y}$	ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ ในปี y	$\eta_{PJ,y} = \frac{EG_{PJ,y} \cdot (3.6/1000)}{HI_{PJ,y}}$		ไม่แสดงสมการ เพราะใช้ค่าที่โรงงานมีการตรวจวัด
	ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซ ในปี y	$\eta_{PJ,y} = \frac{EG_{PJ,y} \cdot (3.6/1000)}{FC_{PJ,y} x\ NCV_{FF,PJ}}$		ไม่แสดงสมการ เพราะใช้ค่าที่โรงงานมีการตรวจวัด

ตารางที่ 4. 8 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการของ AM0062

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y	$PE_y = FC_{PJ,y}$	tCO_2/ ปี	ปรับให้เหมาะสมตามสมการที่ 4.16 และ 4.17
$FC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจริงในปี y	$FC_{PJ,y}$ =ปริมาณเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ใช้ x สัดส่วนความร้อน	มวลหรือปริมาตร	

ตารางที่ 4. 9 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0062

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
ER_y	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y	$ER_y = BE_y - PE_y$	tCO_2/ ปี	ไม่มีการเปลี่ยนแปลงแสดงสมการทั้งหมด

MRV I8

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน

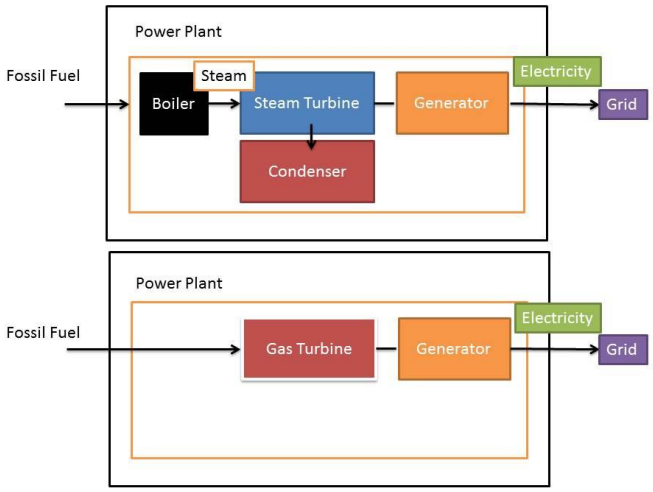
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

1. ชื่อระเบียบวิธีการ (Methodology)	การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน (Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)
2. ประเภทโครงการ (Project Type)	โครงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
3. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์ในการลดก๊าซเรือนกระจกด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
4. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมเพิ่มประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ หรือกังหันก๊าซในหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ด้วยการปรับปรุงหรือเปลี่ยนส่วนประกอบของกังหันเป็นชนิดที่มีประสิทธิภาพพลังงานที่ดีขึ้น เช่น การเปลี่ยนใบพัดของกังหัน
5. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	โดยมีเงื่อนไขของโครงการ ดังนี้ 1. หน่วยผลิตไฟฟ้าต้องผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ไม่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (biomass) หรือ ความร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการ 2. ต้องไม่เป็นกิจกรรมที่เป็นการดำเนินงานตามปกติของหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือ เป็นกิจกรรมตามคำแนะนำของผู้ผลิตกังหัน เช่น การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (preventive maintenance) และการบำรุงรักษาตามรอบปกติที่ทำให้ประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นหลังจากดำเนินการ ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพพลังงาน เช่น ความดัน อุณหภูมิ และคุณภาพไอ ของไอน้ำ อุณหภูมิการเผาไหม้ในช่วงดำเนินโครงการจะต้องไม่แตกต่างจากกรณีฐาน (เปลี่ยนแปลงไม่เกิน 5%)
6. หมายเหตุ	

ขอบเขตของโครงการ

เป็นโครงการที่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหันให้มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่สูงขึ้น เพื่อลดการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ขอบเขตโครงการเป็นพื้นที่ในหน่วยผลิตไฟฟ้าที่มีกิจกรรมการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของกังหันแยกกรณี กังหันไอน้ำ และกังหันก๊าซ ดังแสดงในรูปด้านล่าง ดังแสดงในภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4. 4 แสดงขอบเขตของโครงการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

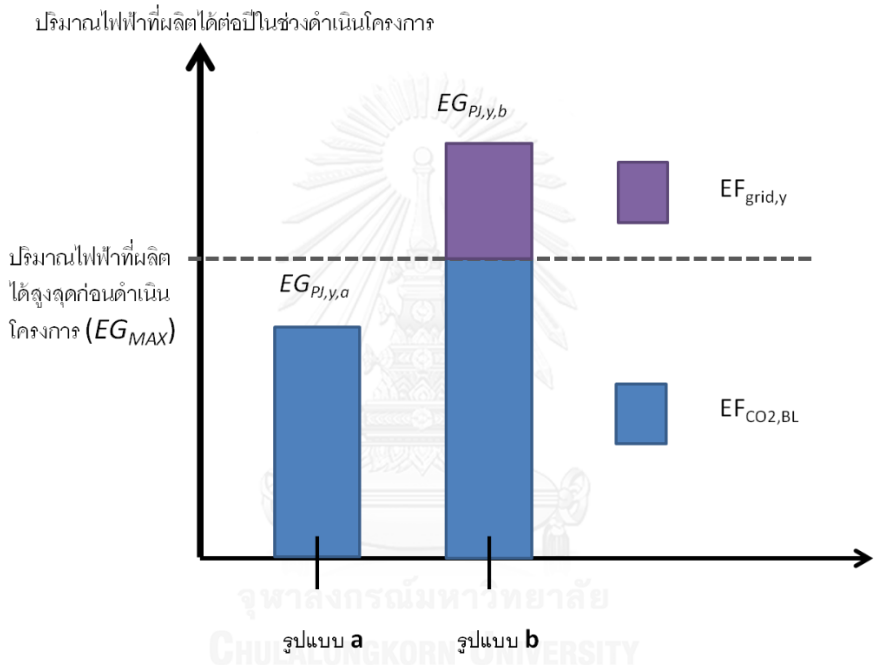
ตารางที่ 4. 10 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I8

	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	**ชนิดของก๊าซเรือนกระจก**	**รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน	การผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า
	การผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลของหน่วยผลิตไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	การผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลของหน่วยผลิตไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันหลังปรับปรุงประสิทธิภาพ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน จะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในช่วงดำเนินโครงการหากไม่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการ โดยคิดเสมือนกับทำการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันเดิมก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ ประกอบกับการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในกรณีที่ปริมาณไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการสูงกว่าปริมาณไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถผลิตได้จากกังหันเดิมก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ ดังภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4. 5 ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ใช้กับช่วงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต

1.การหาค่าการปล่อยกรณีฐานสำหรับสถานการณ์ที่แตกต่างของโครงการ

<u>รูปแบบ a</u> ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงดำเนินโครงการ มีค่าไม่เกิน ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้สูงสุดจากกังหันก่อนที่จะดำเนินกิจกรรมโครงการ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานสามารถคำนวณดังสมการที่4.10

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{CO2,BL}$$ **สมการที่ 4. 10**

รูปแบบ b ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงดำเนินโครงการ มีค่าสูงกว่า ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้สูงสุดจากกังหันก่อนที่จะดำเนินกิจกรรมโครงการ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานสามารถคำนวณดังสมการที่ 4.11

$$BE_y = EG_{MAX} \cdot EF_{CO2,BL} + (EG_{PJ,y} - EG_{MAX}) \cdot EF_{grid,y}$$ **สมการที่ 4. 11**

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในกรณีฐานสำหรับปี y (tCO_2/ปี)

$EF_{grid,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

$EF_{CO2,BL}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (tCO_2/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน (MWh)

EG_{MAX} = ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (MWh)

= กำลังการผลิตติดตั้งของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (MW) x จำนวนชั่วโมงผลิตไฟฟ้าเมื่อหักลบชั่วโมงที่จำเป็นต้องใช้ในการบำรุงรักษาตามแผน

2.การหาค่า **$EG_{PJ,y}$**

สามารถคำนวณได้ดังสมการ 4.12 และ 4.13

$$EG_{PJ,y} = EG_{GEN,y} \times \eta_{PJ,retro} / \eta_{PJ,y}, \text{ เมื่อ } \eta_{PJ,y} > \eta_{PJ,retro}$$ **สมการที่ 4. 12**

$$= EG_{GEN,y} \quad \text{เมื่อ } \eta_{PJ,y} \leq \eta_{PJ,retro}$$ **สมการที่ 4. 13**

โดยที่

$EG_{GEN,y}$ = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y(MWh)

$\eta_{PJ,retro}$ = ประสิทธิภาพของกังหันที่ตรวจวัดทันทีภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพ

$\eta_{PJ,y}$ = ประสิทธิภาพของกังหันในปีที่ y

3.การหาค่า $EF_{CO2,BL}$

สามารถคำนวณได้ดังสมการ 4.14 สำหรับกังหันไอน้ำ และ 4.15 สำหรับกังหันแก๊ส

กรณีที่1 : Emission factor สำหรับกังหันไอน้ำ

$$EF_{CO_2,BL} = \frac{ST_{BL} \times EF_{steam,y}}{EG_{BL}}$$ **สมการที่ 4. 14**

กรณีที่2 : Emission factor สำหรับกังหันแก๊ส

$$EF_{CO_2,BL} = \frac{\sum_i \left(FC_{i,BL} \times NCV_i \times EF_{CO_2,i}\right)}{EG_{BL}}$$ **สมการที่ 4. 15**

โดยที่

ST_{BL} = ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ได้นำมาใช้ในกังหันไอน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้าก่อนเริ่มดำเนินโครงการ (GJ)

$EF_{steam,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตไอน้ำที่ใช้ในช่วงดำเนินโครงการ (tCO_{2e}/GJ)

$FC_{i,BL}$ = ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในกังหันก๊าซสำหรับผลิตไฟฟ้าก่อนเริ่มดำเนินโครงการ (t เชื้อเพลิง)

NCV_i = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (GJ/t เชื้อเพลิง)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าสัมประสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (tCO_{2e}/GJ)

EG_{BL} = ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าผลิตได้จริงจากกังหันก่อนเริ่มดำเนินโครงการ (MWh)

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการนั้น จะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2) จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันที่ผ่านการปรับปรุงประสิทธิภาพจากการดำเนินโครงการ

การตรวจวัดหรือคำนวณจากข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมจากการดำเนินโครงการ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 4.16 และ 4.17 ดังนี้

กรณีกังหันไอน้ำ

$$PE_y = ST_y \times EF_{steam,y}$$ **สมการที่ 4. 16**

กรณีกังหันก๊าซ

$$PE_y = \sum_i \left(FC_{PJ,i,y} \times NCV_i \times EF_{CO_2,i} \right)$$ **สมการที่ 4. 17**

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/ปี)

ST_y = ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ได้นำมาใช้ในกังหันไอน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้าในปี y (GJ)

$EF_{steam,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตไอน้ำที่ใช้ในโครงการในปีที่ y (tCO_{2e}/GJ)

$FC_{PJ,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในปี y (t เชื้อเพลิง)

$NCV_{PJ,i}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด I (GJ/t เชื้อเพลิง)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (tCO_{2e}/GJ)

i = ชนิดเชื้อเพลิง

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.18 ดังนี้

$ER_y = BE_y - PE_y$ **สมการที่ 4. 18**

โดยที่

ER_y = ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2/ปี)

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2/ปี)

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

MRV I4

การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)

ตารางที่ 4. 11 ตัวอย่างการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน	**ผลของการลดการใช้พลังงานที่มีผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจก**
การปรับปรุงประสิทธิภาพโดยการเปลี่ยนใบพัดในหอหล่อเย็น	ลดการใช้พลังงานไฟฟ้า
ซ่อมแซมรูรั่วหรือเปลี่ยนถอดอุปกรณ์ใหม่ เมื่อเกิดรูรั่วหรือความเสียหายของอุปกรณ์	ลดการสูญเสียความร้อนและลดการใช้เชื้อเพลิง
การปรับอุณหภูมิ และอัตราการไหลของน้ำระบายความร้อนให้เหมาะสม	ลดการสูญเสียพลังงานจากการระบายความร้อน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4. 12 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AMS-II.C

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
BE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานสำหรับปี y	$BE_y = E_{BL} \cdot EF_{CO2,Elec,y} + Q_{ref.BL} \cdot GWP_{ref,BL}$	tCO_2/ปี	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.12 และ 4.13
$E_{BL,y}$	ปริมาณการใช้พลังงานสำหรับกรณีฐานในปี y	$\mathrm{EL_{BL,y}} = \sum_i (\mathrm{n_i} \cdot \rho_i \cdot \frac{\mathrm{o_i}}{1-\mathrm{l_y}})$	kWh	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.12 และ 4.13

ตารางที่ 4. 13 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการของ AMS-II.C

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y	$PE_y = EP_{PJ,y} \cdot EF_{CO2,y} + PE_{ref.y}$	tCO_2	ปรับให้เหมาะสมตามสมการที่ 4.16 และ 4.17
$E_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้พลังงานสำหรับกรณีดำเนินโครงการในปี y	$\mathrm{EL_{PJ,y}} = \sum_i (\mathrm{n_i} \cdot \rho_i \cdot \frac{\mathrm{o_i}}{1-\mathrm{l_y}})$	kWh	ปรับให้เหมาะสมในสมการที่ 4.12 และ 4.13

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
$PE_{ref,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการรั่วไหลของสารทำความเย็นของอุปกรณ์ในช่วงมีโครงการในปีที่ y	$PE_{ref,y} = Q_{ref,y} \cdot GWP_{ref,\ PJ}$	tCO_{2e}/ปี	ไม่นำมาคำนวณเพราะไม่คิดจากการรั่วไหลของสารทำความเย็น

ตารางที่ 4. 14 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AM0062

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
ER_y	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y	$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$	tCO_2/ ปี	ไม่มีการเปลี่ยนแปลงแสดงสมการทั้งหมด

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
$PE_{ref,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการรั่วไหลของสารทำความเย็นของอุปกรณ์ในช่วงมีโครงการในปีที่ y	$PE_{ref,y} = Q_{ref,y} \cdot GWP_{ref, PJ}$	tCO_{2e}/ปี	ไม่นำมาคำนวณเพราะไม่คิดจากการรั่วไหลของสารทำความเย็น

ตารางที่ 4. 14 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ AMS-II.C

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
ER_y	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y	$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$	tCO_2/ ปี	ไม่มีการเปลี่ยนแปลงแสดงสมการทั้งหมด

MRV I4

การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)

7. ชื่อระเบียบวิธีการ (Methodology)	**การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)**
8. ประเภทโครงการ (Project Type)	โครงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
9. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์ในการลดก๊าซเรือนกระจกด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
10.ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมเพิ่มประสิทธิภาพจากการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานเช่น การเปลี่ยนหลอดไฟ เครื่องทำความเย็น มอเตอร์ พัดลม เครื่องปรับอากาศ ปั๊ม ชิลเลอร์ เป็นต้น จึงเป็นผลให้มีการก๊าซเรือนกระจกลดลง
11.เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	โดยมีเงื่อนไขของโครงการ ดังนี้ 3. การติดตั้งอุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานดีขึ้นและอุปกรณ์ประหยัดพลังงานต่างๆ เช่น มอเตอร์ พัดลม ระบบปั๊ม เครื่องทำความเย็น หลอดไฟ ฯลฯ ซึ่งครอบคลุมทั้งในกรณีของโครงการก่อสร้างใหม่และโครงการปรับปรุงเพิ่มเติม **4.** การปรับปรุงขั้นตอนหรือกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานดีขึ้นส่งผลต่อการลดลงของการใช้ไฟฟ้าหรือเชื้อเพลิงฟอสซิล
12.หมายเหตุ	

ขอบเขตของโครงการ

เป็นโครงการที่มีการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานซึ่งครอบคลุมทั้งทางกายภาพ และทางภูมิศาสตร์ของอุปกรณ์ และระบบทำงานที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 4. 16 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I4

	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	**ชนิดของก๊าซเรือนกระจก**	**รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน	เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้เผาไหม้เพื่อให้พลังงานแก่อุปกรณ์/เครื่องมือ	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อให้พลังงานแก่อุปกรณ์และเครื่องมือก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ
	การใช้อุปกรณ์ต่างๆ	CO_2	
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้เผาไหม้เพื่อให้พลังงานแก่อุปกรณ์/เครื่องมือ	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อให้พลังงานแก่อุปกรณ์และเครื่องมือหลังการปรับปรุงประสิทธิภาพ
	การใช้อุปกรณ์ต่างๆ	CO_2	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

1.กรณีอุปกรณ์ใช้พลังงานไฟฟ้า เช่น มอเตอร์ ปั๊ม เครื่องทำน้ำเย็น เครื่องทำความเย็น อุปกรณ์ส่องสว่าง เป็นต้น ดังสมการที่ 4.19 และ4.20

$BE_y = EC_{BL} \cdot EF_{Elec}$ **สมการที่ 4. 19**

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานสำหรับปี y (tCO_2/ปี)

EF_{Elec} = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

EC_{BL} = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (MWh) ได้จากการตรวจวัดหรือคำนวณ

$$EC_{BL} = \sum_i n_{i,BL} \cdot p_{i,BL} \cdot o_{i,p}$$ **สมการที่ 4. 20**

โดยที่

EC_{BL} = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (MWh) ได้จากการตรวจวัดหรือคำนวณ

$n_{i,BL}$ = จำนวนของอุปกรณ์ I ในกรณีฐานซึ่งจะถูกปรับเปลี่ยนหรือแทนที่

$p_{i,BL}$ = กำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ I ในกรณีฐาน (MW)

$O_{i,BL}$ = ชั่วโมงการทำงานของอุปกรณ์ I ที่ใช้ในกรณีโครงการ (ชั่วโมง)

ในกรณีที่อุปกรณ์ที่เปลี่ยนคือเครื่องทำความเย็น (Chillers) ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของอุปกรณ์ ($p_{i,BL}$) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.21 และ4.22

$$p_{i,BL} = \varepsilon_{Chiller,BL} \cdot TR_{BL}$$ **สมการที่ 4. 21**

โดยที่

$\varepsilon_{Chiller,BL}$ = ประสิทธิภาพของเครื่องทำความเย็นในกรณีฐาน (MW/TR)

TR_{BL} = ภาระความเย็นเฉลี่ยในกรณีฐาน (TR)

$$TR_{BL} = m_{t,BL} \cdot c_p \cdot (T_{i,BL} \cdot T_{o,BL})/3025$$ **สมการที่ 4. 22**

โดยที่

$m_{t,BL}$ = ค่าอัตราการไหลเฉลี่ยของน้ำเย็นในเครื่องทำความเย็นเครื่องเดิม (kg/h)

C_p = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของน้ำเย็น (kcal/kg°C)

$T_{i,BL}$ = อุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำเย็นที่ขาเข้าของเครื่องระเหย (evaporator) ในกรณีฐาน (°C)

$T_{o,BL}$ = อุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำเย็นที่ขาออกของเครื่องระเหย (evaporator) ในกรณีฐาน (°C)

3025 = ค่าคงที่การแปลงหน่วยจาก kcal/hr เป็น TR (Tons refrigeration)

2.กรณีอุปกรณ์ใช้พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น หม้อไอน้ำ เครื่องผลิตน้ำร้อน เตาเผา เตาหลอม เครื่องอบ เป็นต้น ดังสมการที่ 4.23

$$BE = \sum_i FC_{i,BL} \cdot NCV_i \cdot EF_{Fuel,i}$$ **สมการที่ 4. 23**

โดยที่

BE = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน (tCO_2)

$FC_{i,BL}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ในกรณีฐาน (ton)

NCV_i = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชนิด i (TJ/ton)

$EF_{fuel,i}$ = สัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (tCO_2/TJ)

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

1.กรณีอุปกรณ์ใช้พลังงานไฟฟ้า เช่น มอเตอร์ ปั๊ม เครื่องทำน้ำเย็น เครื่องทำความเย็น อุปกรณ์ส่องสว่าง เป็นต้น ดังสมการที่ 4.24 และ4.25

$$PE = EC_p \cdot EF_{Elec}$$ **สมการที่ 4. 24**

โดยที่

PE = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/ปี)

EC_p = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ากรณีโครงการ (MWh) อาจใช้ค่าจากการตรวจวัดโดยตรงหรือค่าจากการคำนวณ

EF_{Elec} = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า (tCO_{2e}/MWh)

$$EC_p = \sum_i n_{i,p} \cdot p_{i,p} \cdot o_{i,p}$$ **สมการที่ 4. 25**

โดยที่

EC_p = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ากรณีโครงการ (MWh)

$n_{i,p}$ = จำนวนของอุปกรณ์ I ในกรณีฐานซึ่งจะถูกปรับเปลี่ยนหรือแทนที่

$p_{i,p}$ = กำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ I ในกรณีโครงการ (MW)

$O_{i,p}$ = ชั่วโมงการทำงานของอุปกรณ์ I ที่ใช้ในกรณีโครงการ (ชั่วโมง)

ในกรณีที่อุปกรณ์ที่เปลี่ยนคือเครื่องทำความเย็น (chillers) ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของอุปกรณ์ ($p_{i,p}$) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.26 และ 4.27

$$p_{i,p} = \varepsilon_{Chiller,p} \cdot TR_p$$ **สมการที่ 4. 26**

โดยที่

$\varepsilon_{Chiller,BL}$ = ประสิทธิภาพของเครื่องทำความเย็นในกรณีดำเนินโครงการ (MW/TR)

TR_{BL} = ภาระความเย็นเฉลี่ยในกรณีโครงการ (TR)

$$TR_p = m_{t,p} \cdot c_p \cdot (T_{i,p} \cdot T_{o,p})/3025$$ **สมการที่ 4. 27**

โดยที่

$m_{t,p}$ = ค่าอัตราการไหลเฉลี่ยของน้ำเย็นในเครื่องทำความเย็นเครื่องใหม่ (kg/h)

C_p = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของน้ำเย็น (kcal/kg°C)

$T_{i,p}$ = อุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำเย็นที่ขาเข้าของเครื่องระเหย (evaporator) ในกรณีโครงการ (°C)

$T_{o,p}$ = อุณหภูมิเฉลี่ยของน้ำเย็นที่ขาออกของเครื่องระเหย (evaporator) ในกรณีโครงการ (°C)

2.กรณีอุปกรณ์ใช้พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น หม้อไอน้ำ เครื่องผลิตน้ำร้อน เตาเผา เตาหลอม เครื่องอบ เป็นต้น ดังสมการที่ 4.28

$$PE = \sum_i FC_{i,p} \cdot NCV_i \cdot EF_{Fuel,i}$$ **สมการที่ 4. 28**

โดยที่

PE = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ (tCO_2)

$FC_{i,p}$	=	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ในกรณีโครงการ (ton)
NCV_i	=	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชนิด i (**TJ/ton**)
$EF_{fuel,i}$	=	สัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดi (**t**CO_2/TJ)

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.29 ดังนี้

$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ **สมการที่ 4. 29**

โดยที่

ER_y	=	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2/ปี)
BE_y	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2/ปี)
LE_y	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการรั่วไหลในปี y (tCO_2/ปี)
PE_y	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

MRV I10

การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(Energy Efficiency by Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)

หม้อแปลงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการปรับปรุงและหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่เพื่อให้มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นนั้นจะ ต้องมีการปรับปรุงและติดตั้งผ่านเกณฑ์มาตรฐานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ที่ได้รายงานไว้

ประโยชน์จากการใช้หม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพสูง

1. ลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากค่าการสูญเสียของอุปกรณ์
2. ลดการใช้พลังงานไฟฟ้า
3. ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ในการคำนวณประสิทธิภาพหม้อแปลง สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4.30

ประสิทธิภาพหม้อแปลง (η) = (กำลังเอาต์พุต/กำลังอินพุต) x100	**สมการที่ 4. 30**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4. 16 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0067

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
BE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน	$BE_y = \sum_{k=1}^{n}(NLL^{i}_{BL,K} x N^{i}_{k,y}) x MP x (1 - Br) x EF^{i}_{CO_2^{grid,y}} x 10^{-6})$	tCO_2/ปี	ปรับให้เหมาะสมในการคำนวณตามสมการที่ 4.31
$NLL_{BL,k}$	No-load loss ของหม้อแปลงเดิมที่ถูกเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงชนิด kหรือหม้อแปลงก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	$NLL_{BL,k} = \min(NLL_{reg,k}, NLL_{AVG,k})$		

ตารางที่ 4. 17 ตัวอย่างการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการของ AM0067

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
PE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ	$PE_y = \sum_{k=1}^{n}[(1 + UNC) x NLL^{i}_{PR,k,y} x n^{i}_{k} x MP x (1 - Br) x EF^{i}_{CO_2} 10^{-6}]$	tCO_2/ปี	ปรับให้เหมาะสมในการคำนวณตามสมการที่ 4.32

ตารางที่ 4. 18 ตัวอย่างการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของ AM0067

สัญลักษณ์	คำอธิบาย	สูตร	หน่วย	หมายเหตุ
ER_y	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y	$ER_y = BE_y - PE_y$	tCO_2/ ปี	ไม่มีการเปลี่ยนแปลงแสดงสมการทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

MRV I10

การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(Energy Efficiency by Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)

13.ชื่อระเบียบวิธีการ (Methodology)	การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Efficiency by Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)
14.ประเภทโครงการ (Project Type)	โครงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
15.ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์ในการลดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้หม้อแปลงมีประสิทธิภาพพลังงานสูงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
16.ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการปรับปรุงและปรับเปลี่ยนหม้อแปลงเป็นชนิดที่ประสิทธิภาพพลังงานที่สูงกว่าเดิม
17.เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	โดยมีเงื่อนไขของโครงการ ดังนี้ 1. คิดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากการลดลงของกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (no-load loss) เพียงอย่างเดียว 2. ค่ากำลังสูญเสียขณะต่อโหลด (load loss) ของหม้อแปลงที่ดำเนินการภายใต้โครงการ จะต้องมีค่าไม่เกิน load loss ของหม้อแปลงในกรณีฐาน 3. ประสิทธิภาพของหม้อแปลงต้องเป็นไปตามข้อกำหนด หรือมาตรฐานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 4. ในกรณีที่นำหม้อแปลงที่ใช้งานอยู่ที่อื่นมาใช้ในขอบเขตของการดำเนินโครงการ จะไม่ถูกนำมาพิจารณาในระเบียบวิธีการนี้ 5. ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับหม้อแปลงเดิมที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายย้อนหลัง 3 ปี

ขอบเขตโครงการ

เป็นโครงการที่มีการปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ เพื่อลดความสูญเสียใช้พลังงานไฟฟ้า

ขอบเขตโครงการเป็นพื้นที่ที่อยู่ภายใต้กิจกรรมการปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้ขอบเขตของโครงการจะถูกนำมาพิจารณาทั้งหมด

ตารางที่ 4. 20 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณMRV I10

	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	**ชนิดของก๊าซเรือนกระจก**	**รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียเนื่องจากกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (no load loss) ในหม้อแปลงเดิมหรือก่อนการปรับปรุง
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า	CO_2	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียเนื่องจากกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (no load loss) ในหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่หรือเมื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของหม้อแปลงแล้ว

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน(Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานนั้น จะคิดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าที่สูญเสียจากกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (No load loss) ของหม้อแปลงเดิม หากไม่มีการเปลี่ยนหม้อแปลงจากกิจกรรมโครงการ

1.การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

สามารถคำนวณดังสมการที่ 4.31 ดังนี้

$BE_y = \sum_{k=1}^{n}(NLL_{BL,K} \times N_k \times H_y) \times EF_{CO_2,grid,y} \times 10^{-3}$ **สมการที่ 4. 31**

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (tCO_2/ปี)

$NLL_{BL,k}$ = No-load loss ของหม้อแปลงเดิมที่ถูกเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงชนิด kหรือหม้อแปลงก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (kW)

k = ชนิดของหม้อแปลง ที่ติดตั้งในกิจกรรมโครงการนี้

Hy = จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่ายในช่วงดำเนินโครงการ (ชั่วโมง)

$EF_{CO2\ grid,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากในโครงข่ายไฟฟ้า (ตัน CO_2/MW)

n_k = จำนวนหม้อแปลงชนิด k (เครื่อง)

Chulalongkorn University

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการนั้น จะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการปรับปรุงหรือติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายโดยการตรวจวัดหรือคำนวณจากข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณดังสมการที่ 4.32 ดังนี้

$$PE_y = \sum_{k=1}^{n} \left(NLL_{BL,K} \times N_k \times H_y\right) \times EF_{CO_2,grid,y} \times 10^{-3}$$

สมการที่ 4. 32

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ (tCO_2/ปี)

$NLL_{BL,k}$ = No-load loss ของหม้อแปลงเดิมที่ถูกเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงชนิด kหรือหม้อแปลงหลังการปรับปรุงประสิทธิภาพ k(kW)

k = ชนิดของหม้อแปลง ที่ติดตั้งในกิจกรรมโครงการนี้

Hy = จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่ายในช่วงดำเนินโครงการ (ชั่วโมง)

$EF_{CO2\ grid,y}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากในโครงข่ายไฟฟ้า (ตัน CO_2/MW)

n_k = จำนวนหม้อแปลงชนิด k (เครื่อง)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ที่สมการที่ 4.33 ดังนี้

$ER_y = BE_y - PE_y$ **สมการที่ 4. 33**

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2/ปี)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2/ปี)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/ปี)

4.5 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.5.1 ประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แต่ละมาตรการนั้นจะมีลักษณะการประเมินหาค่าการปล่อยจากกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแตกต่างกันไป ซึ่งสุดท้ายแล้วค่าการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกนั้นสามารถคิดได้ดังสมการที่ 4.34

การคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 4.34 ดังนี้

$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ **สมการที่ 4. 34**

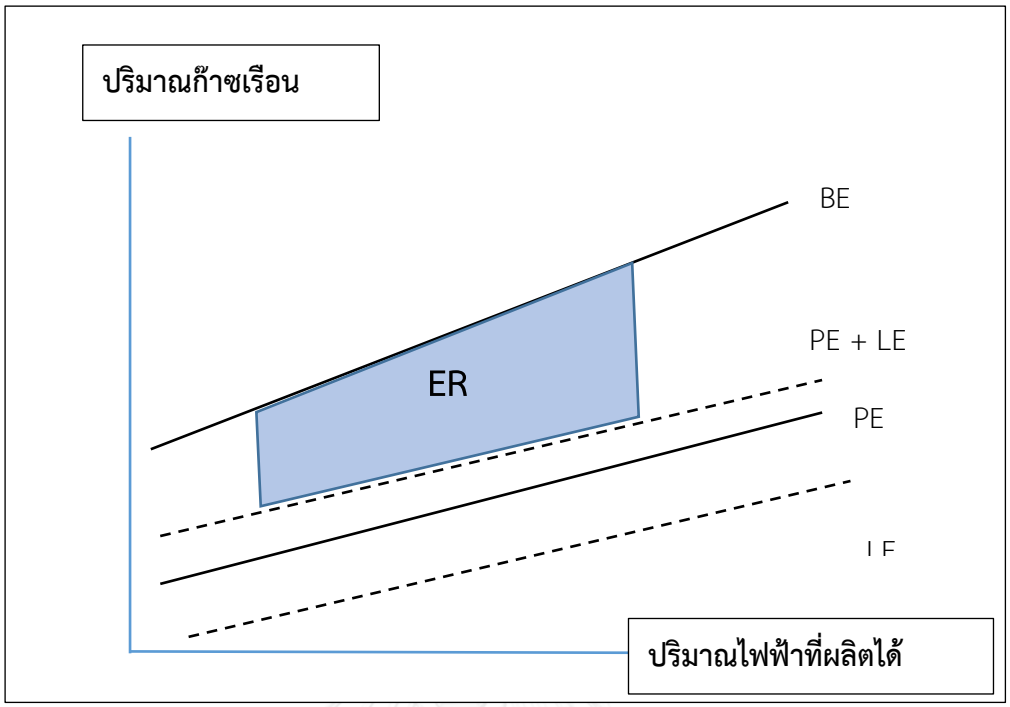
โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (ตันCO_2เทียบเท่า/ปี)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (ตันCO_2 เทียบเท่า/ปี)

LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (ตันCO_2 เทียบเท่า/ปี)



ภาพที่ 4. 6 แสดงถึงการประเมินความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้

4.5.2 การประเมินความความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้า/ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับ พลังงานที่ลดได้ และปริมาณการลดการก๊าซเรือนกระจก

ในแต่ละมาตรการนั้นจะต้องมีการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือพลังงานที่ลดได้ และปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง เพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบและผลประโยชน์จากการลดพลังงาน และการลดก๊าซเรือนกระจก

การคำนวณการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับพลังงานที่ลดได้

มาตรการปรับปรุงหรือการเพิ่มประสิทธิภาพจะต้องมีการคำนวณในการลดการใช้พลังงานในแต่ละมาตรการ เพื่อเทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือพลังงานที่ใช้ในการผลิต (ในกรณีที่วัดพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก) ในช่วงก่อนการปรับปรุงหรือเพิ่มประสิทธิภาพในกิจกรรมโครงการของแต่ละมาตรการและใช้ในการศึกษาผลตอบแทน/ผลประโยชน์ทางพลังงาน โดยวัดจากความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Energy Saving Intensity : ESI) ดังสมการที่ 4.35

ESI	=	ES / EG	**สมการที่ 4. 35**
ESI	=	ความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับพลังงานที่ลดได้	
EG	=	ปริมาณของไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือพลังงานที่ใช้ (MWh)	
ES	=	พลังงานที่ลดลงเมื่อมีการดำเนินกิจกรรมโครงการของแต่ละกิจกรรมโครงการ (MWh)	

การคำนวณการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง

เมื่อมีการปรับปรุงหรือการเพิ่มประสิทธิภาพจะต้องมีการคำนวณในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีมีการดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว เพื่อเทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือพลังงานทั้งหมดที่ใช้หลังจากการปรับปรุงหรือเพิ่มประสิทธิภาพในกิจกรรมโครงการของแต่ละมาตรการ และใช้ในการศึกษาผลตอบแทน/ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อม(ก๊าซเรือนกระจก) เมื่อมีการปรับปรุงประสิทธิภาพแล้ว วัดจากความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้(Emission Reduction Intensity : ERI) ดังสมการที่ 4.36

ERI	=	ER/ EG	**สมการที่ 4. 36**
ERI	=	ความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (tCO_2e /MWh)	
EG	=	ปริมาณของไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือพลังงานทั้งหมดที่ใช้ (MWh)	
ER	=	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงเมื่อมีการดำเนินกิจกรรมโครงการ (tCO_2e)	

4.5.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ

แต่ละมาตรการนั้นจะต้องมีการคำนวณค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเทคโนโลยีทั้งในกระบวนการดำเนินกิจกรรมโครงการและกรณีฐานกับปริมาณก๊าซเรือนกระจก จะประเมินการคำนวณทางเศรษฐศาตร์ดังนี้ คือ การคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ และการลงทุน นอกจากนี้จะศึกษาระยะเวลาในการคืนทุน เพื่อใช้ในการพิจารณาถึงความคุ้มทุนและความเป็นไปได้ของแต่ละมาตรการ

การประเมินผลตอบแทนและการลงทุนทางการเงิน

ในการคำนวณการลงทุนและทางการเงิน จะพิจารณา ผลประโยชน์ทางการเงิน ในที่นี้จะพิจารณาถึงกรณีว่า เมื่อมีการดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว จะช่วยในการลดค่าใช้จ่าย หรือประหยัดพลังงาน ต่อปี ซึ่งจะเทียบออกมาในหน่วยบาทต้นทุนทางการเงิน ในที่นี้จะพิจารณาในค่าใช้จ่ายในการลงทุน รวมกับค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ซึ่งจะใช้อัตราส่วนลดในการคำนวณต้นทุนทางการเงินเพื่อใช้หาค่ามูลค่าปัจจุบัน ซึ่งจะเทียบออกมาในหน่วยบาท ในงานวิจัยนี้จะใช้การคำนวณ Net present value หรือ NPV ดังสมการที่ 4.37

$$NPV = \sum_{t=1}^{t} \frac{ES_t}{(1+i)^t} - I_0 \qquad \textbf{สมการที่ 4.37}$$

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

t = อายุโครงการหรืออุปกรณ์ (ปี)

ES_t = ต้นทุนพลังงานที่ประหยัดได้ (Energy cost savings)ต่อปี ตลอดอายุโครงการหรืออุปกรณ์ (บาท)

I_0 = เงินจ่ายลงทุนตอนเริ่มโครงการ (บาท)

i = อัตราลดค่า (Discount rate) ในที่นี้จะคิดที่ร้อยละ 10

การประเมินผลตอบแทนและการลงทุนทางสิ่งแวดล้อม

ในการประเมินเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อมจะใช้ค่าใช้จ่ายโดยอ้างจากเอกสาร Environmental Costs of Electricity Generation. ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4. 21 อัตราการปล่อย และค่าเสียหายประมาณในการลดมลพิษ

เชื้อเพลิง		ถ่านหิน	ก๊าซธรรมชาติ
ไนโตรเจนออกไซด์(NOx)	อัตราการปล่อย (kg NOx/GJ)	0.361	0.171
	ค่าเสียหายประมาณต่ำสุด($/GJ)	0.15	0.07
	ค่าเสียหายประมาณสูงสุด($/GJ)	0.77	0.36
ซัลเฟอร์ออกไซด์(SOx)	อัตราการปล่อย (kg SOx/GJ)	0.387	0
	ค่าเสียหายประมาณต่ำสุด($/GJ)	0.39	0
	ค่าเสียหายประมาณสูงสุด($/GJ)	1.98	0
คาร์บอนไดออกไซด์(CO_2)	ค่าใช้จ่ายประมาณ($/GJ)	3.5	6

ที่มา :Tim Denne 2016

ในการคำนวณด้านนี้ จะพิจารณาเป็น ผลประโยชน์ทางทางสิ่งแวดล้อม(B_{EC}) ในที่นี้จะพิจารณาถึงกรณีว่า เมื่อมีการดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว จะช่วยลดการใช้พลังงานต่อปี รวมถึงผลตอบแทนสิ่งแวดล้อม คือ ค่าใช้จ่ายที่มาตรการนี้สามารถลดก๊าซ CO_2,SOx และ NOx ดังสมการที่ 4.38 4.39 และตารางที่ 4.20

B_{NOx}	=	$(\sum_1^k(R_{NOx} \times P \times 3.6)) \times ES$	**สมการที่ 4.38**
B_{NOx}	=	ปริมาณการลดการปล่อยNOxจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (กิโลกรัมต่อปี)	
k	=	ชนิดของเชื้อเพลิง k	
P	=	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	
R_{NOx}	=	อัตราการปล่อยของNOx (กิโลกรัมNOx ต่อ GJ)	
3.6	=	เป็นหน่วยจาก GJ เป็น MWh	
ES	=	ปริมาณพลังงานที่ลดได้ (MWh)	

B_{SOx}	=	$(\sum_1^k(R \times P \times 3.6)) \times ES$	**สมการที่ 4.39**
B_{SOx}	=	ปริมาณการลดการปล่อยSOxจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (กิโลกรัมต่อปี)	
k	=	ชนิดของเชื้อเพลิง k	
P	=	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	
R_{SOx}	=	อัตราการปล่อยของSOx (กิโลกรัมNOx ต่อ GJ)	
3.6	=	เป็นหน่วยจาก GJ เป็น MWh	
ES	=	ปริมาณพลังงานที่ลดได้ (MWh)	

ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อม(C_{EC}) ในที่นี้จะพิจารณาถึงค่าเสียหายที่สังคมต้องจ่าย เช่น สุขภาพ การศึกษา เป็นต้น เป็นค่าใช้จ่ายที่จะต้องจ่ายเพื่อให้เกิดโครงการหรือมาตรการดังกล่าว ดังสมการที่ 4.40 4.41 และ 4.42

C_{NOx}	=	$(\sum_1^k(D_{NOx} \times P \times 3.6)) \times ES$	**สมการที่ 4. 41**
C_{NOx}	=	ค่าเสียหายของNOx (หน่วยเงิน ต่อปี)	
k	=	ชนิดของเชื้อเพลิง k	
D_{NOx}	=	หน่วยเงินของมลพิษชนิด NOx (หน่วยเงิน ต่อGJ)	
P	=	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	
3.6	=	เป็นหน่วยจาก GJ เป็น MWh	
ES	=	ปริมาณพลังงานลดที่ลดได้ (MWh)	

C_{SOx}	=	$(\sum_1^k(D_{SOx} \times P \times 3.6)) \times ES$	**สมการที่ 4.42**
C_{NOx}	=	ค่าเสียหายของSOx (หน่วยเงิน ต่อปี)	
k	=	ชนิดของเชื้อเพลิง k	
D_{SOx}	=	หน่วยเงินของมลพิษชนิด NOx (หน่วยเงิน ต่อGJ)	
P	=	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	
3.6	=	เป็นหน่วยจาก GJ เป็น MWh	
ES	=	ปริมาณพลังงานลดที่ลดได้ (MWh)	

C_{EC}	=	$C_{NOx} + C_{SOx} + C_{CO2}$	**สมการที่ 4. 40**
C_{EC}	=	ค่าเสียหายของการลดการปล่อยมลพิษจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (หน่วยเงิน ต่อปี)	
C_{NOx}	=	ค่าเสียหายของการลดการปล่อยNOxจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (หน่วยเงิน ต่อปี)	
C_{SOx}	=	ค่าเสียหายของการลดการปล่อยSOxจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (หน่วยเงิน ต่อปี)	
C_{SOx}	=	ค่าเสียหายของการลดการปล่อยSOxจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (หน่วยเงิน ต่อปี)	

การประเมินหาระยะเวลาคืนทุน

นอกจากนี้ได้มีการหาระยะเวลาคืนทุน (Payback Period หรือ PB) คือระยะเวลาที่การลงทุนนั้นใช้ไปในการลงทุน ว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้วจะใช้ระยะเวลากี่งวดในการคืนทุน เพื่อใช้ในการตรวจสอบความคุ้มค่าจากการลงทุนเพื่อใช้ในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จะสามารถคำนวณหาได้โดยการได้ดังสมการที่ 4.43

$$PB = \frac{\textit{เงินลงทุนในเทคโนโลยีและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อปี}}{\textit{ผลประโยชน์ต่อปี}}$$ **สมการที่ 4. 43**

โครงการลงทุนใดที่มีระยะเวลาคืนทุน น้อยกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ การวิเคราะห์สามารถ ยอมรับ โครงการลงทุนนั้นได้ ในทางกลับกัน ระยะเวลาคืนทุน มากกว่า ระยะเวลาที่เราตั้งเกณฑ์ไว้ สามารถ ปฏิเสธ โครงการนั้นได้ (สถาบันพัฒนาความรู้ตลาดทุน ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย. 2550)

4.6 สรุปผลประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของโครงสร้างระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

4.6.1 ผลของการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการดำเนินโครงการตามวิธีกลไกการพัฒนาที่สะอาด

เมื่อพลังงานมีมูลค่า การใช้พลังงานให้น้อยที่สุดและให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุดจึงเป็นหัวใจสำคัญของภาคธุรกิจ และไฟฟ้าก็เป็นปัจจัยที่สำคัญในการดำเนินกิจกรรมหน่วยงาน ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้ในภาคอุตสาหกรรมทั้งการผลิตไฟฟ้า และอุตสาหกรรมทั่วไปจึงเล็งเห็นความสำคัญในการดำเนินกิจกรรมการลดการใช้พลังงานและ/หรือการเพิ่มประสิทธิภาพตั้งแต่เล็กน้อยไปจนถึงระดับโครงการ และการเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะช่วยลดก๊าซเรือนกระจกได้หรือไม่ และวัดปริมาณของก๊าซเรือนกระจกจากการเปรียบเทียบระหว่างการปล่อยปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน (Baseline Emission) กับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ (Project Emission) พร้อมทั้งสรุปปัจจัยที่ผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจกของแต่ละมาตรการ

4.6.2 ผลการเปรียบเทียบและความเข้มของปริมาณไฟฟ้าในหน่วยการผลิตและระบบจำหน่ายกับปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก และการลดการใช้พลังงาน

ในการวิเคราะห์ปริมาณความเข้มไฟฟ้ากับปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกนั้น จะพิจารณาว่าในพลังงานไฟฟ้าใน 1 MWh จะสามารถช่วยลดก๊าซเรือนกระจกไปได้กี่ตันคาร์บอนไดออกไซด์ และลดการใช้พลังงานกี่MWh เพื่อพิจารณาว่าเทคโนโลยีที่ใช้ในแต่ละมาตรการต่างๆนั้น พร้อมทั้งหาข้อดีและข้อเสียของแต่มาตรการต่างๆ และถ้ามีค่ามาก จะถือว่าเทคโนโลยีที่ใช้ในมาตรการต่างๆนั้นจะมีผลดีต่อการช่วยลดก๊าซเรือนกระจกและลดการใช้พลังงานระดับโครงการ

4.6.3 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ

ในการคำนวณระยะเวลาคืนทุน จะพิจารณาเปรียบเทียบมาตรการเดียวกันแต่ละโรงงาน เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบ และในเชิงทางเศรษฐศาสตร์จะสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.21 นี้

ตารางที่ 4. 22 สรุปการประเมินในทางเชิงเศรษฐศาสตร์และการลงทุนของมาตรการ

NPV	C_{EC}	สรุปผลการประเมิน
บวก	ต่ำ	มีผลต่อสิ่งแวดล้อมน้อย แต่มีคุ้มค่าต่อการลงทุน
บวก	สูง	มีผลสิ่งแวดล้อมมาก และคุ้มค่าต่อการลงทุน ถือว่าเป็นที่ยอมรับได้ ได้ผลประโยชน์ ไม่จำเป็นต้องได้รับการสนับสนุน
ลบ	สูง	มาตรการนี้เป็นประโยชน์แต่ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ควรได้รับการสนับสนุนหรือส่งเสริมจากภาคส่วนอื่น
ลบ	ต่ำ	มาตรการนี้จะเกิดขึ้นได้ยาก เพราะมีผลประโยชน์น้อย

4.7 สรุปศักยภาพการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกจากการเพิ่มประสิทธิภาพระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการนำข้อมูลย้อนหลังและพิจารณาพารามิเตอร์ที่จำเป็นของแต่ละโครงการทั้งก่อนและหลังการดำเนินกิจกรรมโครงการ เทียบกับปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้และพลังงานที่ลดลง เพื่อวิเคราะห์ถึงการคาดการณ์และความเป็นไปได้ ที่จะใช้ในการตัดสินใจจัดซื้อหรือปรับปรุงเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละมาตรการโดยมีการลดก๊าซเรือนกระจกเป็นผลพลอยได้

บทที่ 5

ผลการวิจัย

การประเมินศักยภาพการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังในประเทศไทย ได้ทำการศึกษาและเก็บรวบรวมข้อมูล ทำให้ได้มาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ ที่สามารถนำมาใช้คำนวณใน CDM ดังต่อไปนี้(ตามตารางที่ 5.1)

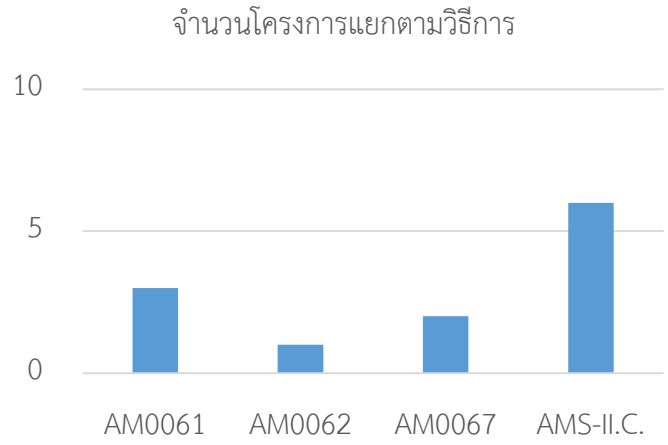
ตารางที่ 5. 1 สรุปมาตรการอนุรักษ์ของโรงงานตัวแทนที่สอดคล้องกับวิธีการตามคู่มือ CDM

รหัส	มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	ชื่อโรงงาน	ปี พ.ศ.	วิธีการ CDM
PP01	การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์ เอ็น จำกัด	2557	AM0061
PP02	ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม 2558	บริษัทกัลฟ์ เจพี เอ็นแอล แอล จำกัด	2558	AM0061
PP03	ปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	2555	AM0061
TU01	ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์ เอ็น จำกัด	2559	AM0062
TF01	Replace Transformer No.20	บริษัท ไทยฮอนด้าแมนูแฟคเจอริ่ง จำกัด	2559	AM0067
TF02	การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า	บริษัท ซุ่นหลีเท็กซ์ไทล์ จำกัด	2557	AM0067
EE01	การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission	บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด มหาชน	2555-2557	AMS-II.C.
EE02	การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ cooling Tower Fan No.3	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอล แอล จำกัด	2558	AMS-II.C.

รหัส	มาตรการอนุรักษ์พลังงาน	ชื่อโรงงาน	ปี พ.ศ.	วิธีการ CDM
EE03	มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์ เอ็น จำกัด	2558	AMS-II.C.
EE04	การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF controller ชนิดอัตโนมัติ	บริษัท ไทยโอลีโอเคมี จำกัด	2556	AMS-II.C.
EE05	ติดตั้งระบบ Low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant	บริษัท พีทีที จีซี ไอหนึ่ง จำกัด มหาชน	2557	AMS-II.C.
EE06	Key Energy Variable (KEV) control	บริษัท พีทีที จีซี สาขา 2	2556	AMS-II.C.

จากการสำรวจข้อมูลตามตารางที่ 5.1 ประกอบด้วย 12 มาตรการ จากโรงงานอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้าทั้งหมด 9 โรง ซึ่งประกอบไปด้วยวิธีการ AM0061 ทั้งหมด 3 มาตรการ วิธีการ AM0062 ทั้งหมด 1 มาตรการ วิธีการ AM0067 ทั้งหมด 2 มาตรการ และวิธีการ AMS.II-C ทั้งหมด 6 มาตรการ ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ได้ดำเนินการระหว่างในปี 2555-2559 สามารถแยกได้ตามดังภาพที่ 5.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาพที่ 5. 1จำนวนโครงการที่แยกตามวิธีการทาง CDM ในงานวิจัยนี้

5.1 ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 5. 2 ตารางแสดงค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

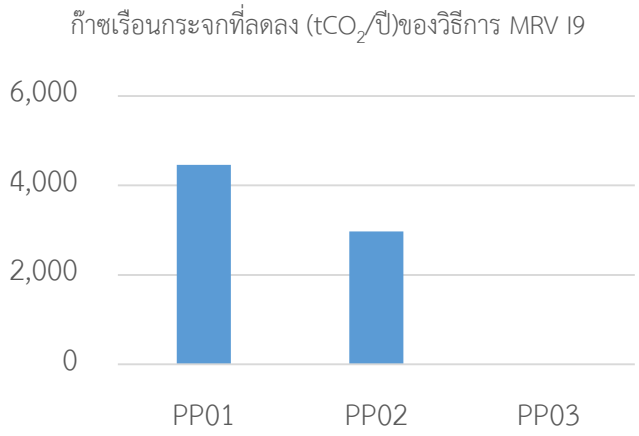
รหัส	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก		
	จากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้า/กังหัน (tCO_{2eq}/MWh)	จากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้(tCO_{2eq}/GJ)	จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (tCO_{2eq}/MWh)
PP01	0.4790	0.0561	0.5897
PP02	0.4740	0.0561	0.5897
PP03	0.6020	0.0561	0.5897
TU01	0.4654	0.0561	0.5897
TF01	-	-	0.5897
TF02	-	-	0.5897
EE01	-	-	0.5897
EE02	-	-	0.5897
EE03	-	-	0.5897
EE04	-	-	0.5897
EE05	-	-	0.5897
EE06	-	-	0.5897

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ผลการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานสามารถนำมาคำนวณโดยทวนสอบข้อมูลตามภาคผนวก ข.1 และนำมาคำนวณในภาคผนวก ก.1 ซึ่งจะใช้ค่าสัมประสิทธิ์ก๊าซเรือนกระจกจากตารางที่ 5.2 ผลวิจัยจากการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้ง 12 มาตรการ แสดงในตารางที่ 5.3 ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.3 สรุปผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกโดยรวมตามมาตรการ

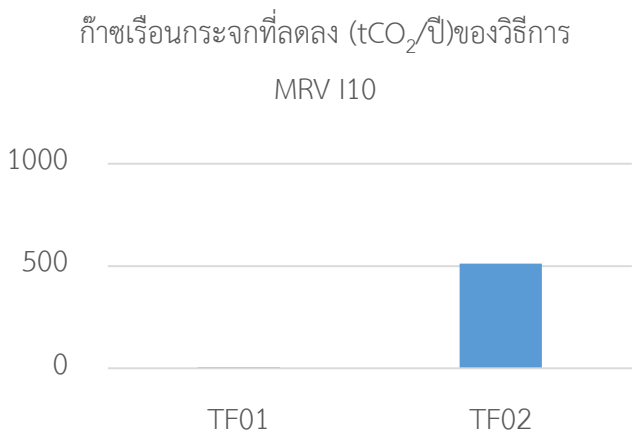
รหัส	มาตรการ	วิธีการ	ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (tCO_2/ปี)
PP01	การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม	MRV I9	4,460
PP02	ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม 2558	MRV I9	2,975
PP03	ปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine	MRV I9	0.39
TU01	ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์	MRV I8	2,861
TF01	การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า	MRV I10	5
TF02	Replace Transformer No.20	MRV I10	513
EE01	การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission	MRV I4	54,291
EE02	การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ cooling Tower Fan No.3	MRV I4	614
EE03	มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น	MRV I4	119
EE04	การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF controller ชนิดอัตโนมัติ	MRV I4	13
EE05	ติดตั้งระบบ Low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant	MRV I4	705
EE06	Key Energy Variable (KEV) control	MRV I4	29



ภาพที่ 5.2 ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของวิธีการ MRV I9

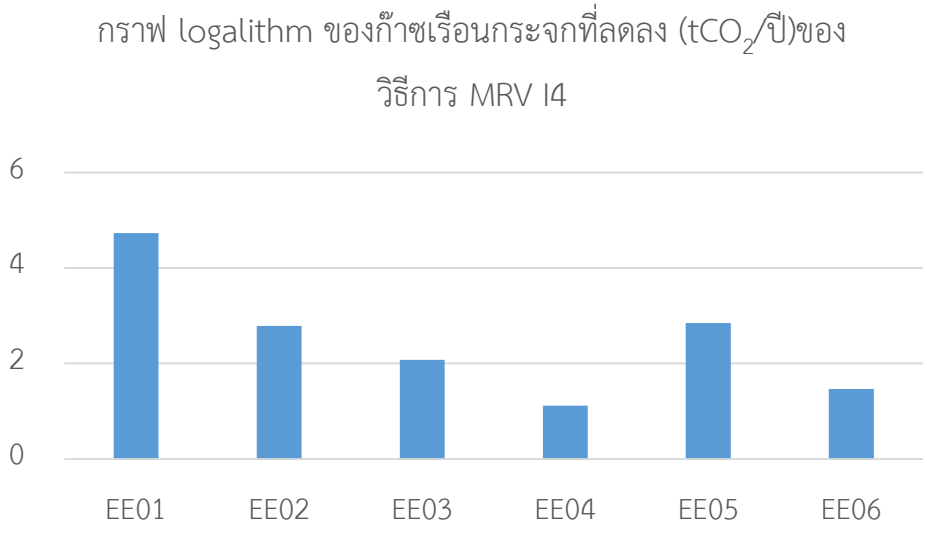
ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของวิธีการ MRV I9 ตามตารางที่ 5.3 และ ภาพที่ 5.3 พบว่า มาตรการการวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม มีค่าก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงมากที่สุด ถึง 4,460 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี เนื่องจากว่าการลดการทำงานของเครื่องจักรโดยเต็มกำลังในวันหยุดซึ่งมีการใช้ไฟฟ้าไม่มากนั้น ทำให้มีประสิทธิภาพได้ดีกว่า และนอกจากนี้ในปีหนึ่งๆพบว่ามีวันหยุดในวันอาทิตย์อย่างน้อยที่สุด 52วันต่อปี จึงทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไปได้มาก ส่วนมาตรการลดการเดินเครื่อง Gas turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม ก็เป็นเหตุผลเดียวกันข้างต้น เพียงแต่วันหยุดช่วงสงกรานต์และปีใหม่ไม่มากเท่ากับวันอาทิตย์ และมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas turbine มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยที่สุด เนื่องจากเป็นการปรับปรุงขนาดเล็ก แต่การผลิตไฟฟ้าน้อยมาก จึงทำให้ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงน้อยลง

ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของวิธีการ MRV I8 ตามตารางที่ 5.3 พบว่า มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องแก๊สเทอร์ไบน์พบว่ามีค่าการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่ที่ 2,861 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี



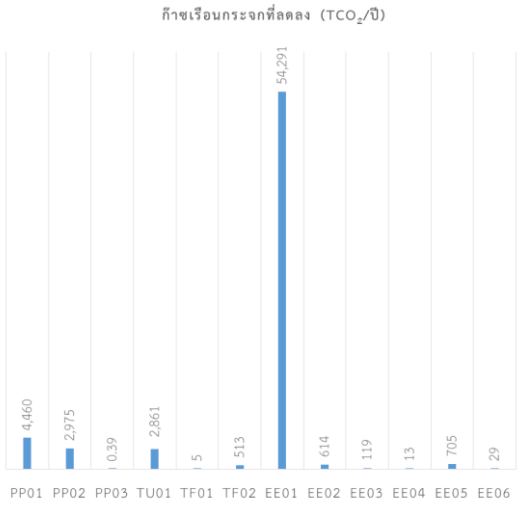
ภาพที่ 5.3 ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของวิธีการ MRV I10

ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของวิธีการ MRV I10 ตามตารางที่ 5.3 และ ภาพที่5.4 พบว่า มาตรการ Replace Transformer No.20 มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก มากที่สุดในวิธีการนี้ เนื่องจากว่า หม้อแปลงของโรงงานได้มีการใช้งานมาในระยะเวลายาวนาน แต่มีสภาพที่ทรุดโทรม ใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอย่างมาก จึงทำให้เกิดค่าการสูญเสีย(No load loss)เป็นอย่างมาก และเมื่อมีการเปลี่ยนหม้อแปลงจึงทำให้มีการเปลี่ยนหม้อแปลงที่มีคุณภาพสูง ลดค่าการสูญเสียลงไปได้มาก จึงทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ถึง 513 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี



ภาพที่ 5.4 กราฟ logalithm ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงของ MRV I4

ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกของวิธีการ MRV I4 ตามตารางที่ 5.3 และภาพที่ 5.5 พบว่า มาตรการ เปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry low emission มีค่าการลดการปล่อยมากที่สุด ได้ถึง 54,291 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี เนื่องจากว่า เป็นเทคโนโลยีที่ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างมาก จึงทำให้ลดการเผาไหม้ นอกจากนี้ยังช่วยในการลดการใช้พลังงานไอน้ำมากขึ้นด้วย



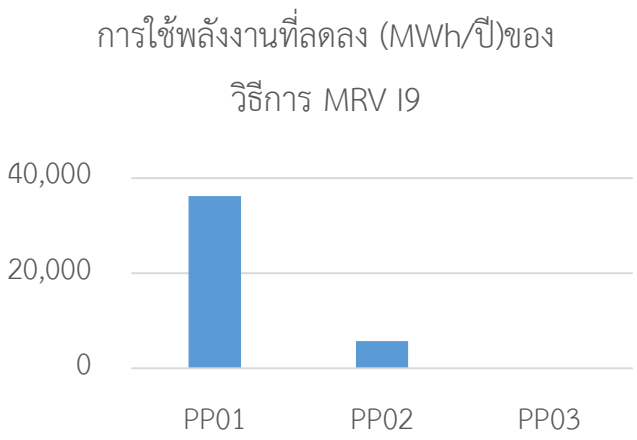
ภาพที่ 5.5 ภาพรวมก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (tCO_2/ปี)

เมื่อดูภาพรวมทั้ง 12 มาตรการแล้ว ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด ตามตารางที่ 5.3 และภาพที่ 5.6 พบว่า มาตรการการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด ได้ถึง 54,291 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี ซึ่งเป็นวิธีการ AMS-II.C ส่วนมาตรการที่มีการลดก๊าซเรือนกระจกได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้แค่ 5 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

5.2 ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานจากการมาตรการปรับปรุงในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 5.4 สรุปผลการประเมินการลดการใช้พลังงานแต่ละมาตรการ

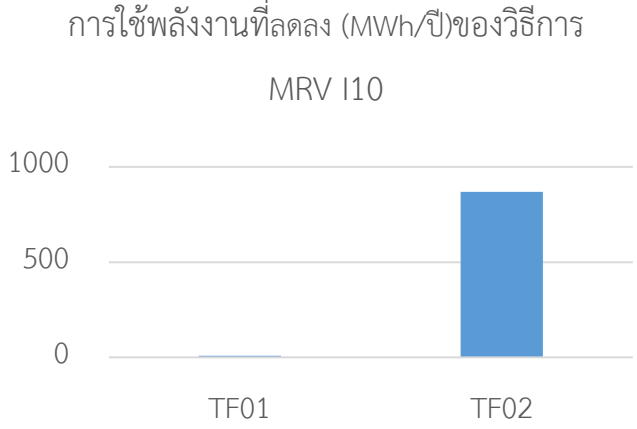
รหัส	มาตรการ	วิธีการ	การลดการใช้พลังงาน (MWh/ปี)
PP01	การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม	MRV I9	36,199
PP02	ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม 2558	MRV I9	5,719
PP03	ปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine	MRV I9	31
TU01	ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์	MRV I8	46,590
TF01	การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า	MRV I10	9
TF02	Replace Transformer No.20	MRV I10	870
EE01	การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission	MRV I4	920,318
EE02	การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ cooling Tower Fan No.3	MRV I4	347
EE03	มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น	MRV I4	202
EE04	การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF controller ชนิดอัตโนมัติ	MRV I4	22
EE05	ติดตั้งระบบ Low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant	MRV I4	4,258
EE06	Key Energy Variable (KEV) control	MRV I4	53



ภาพที่ 5.6 การใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I9

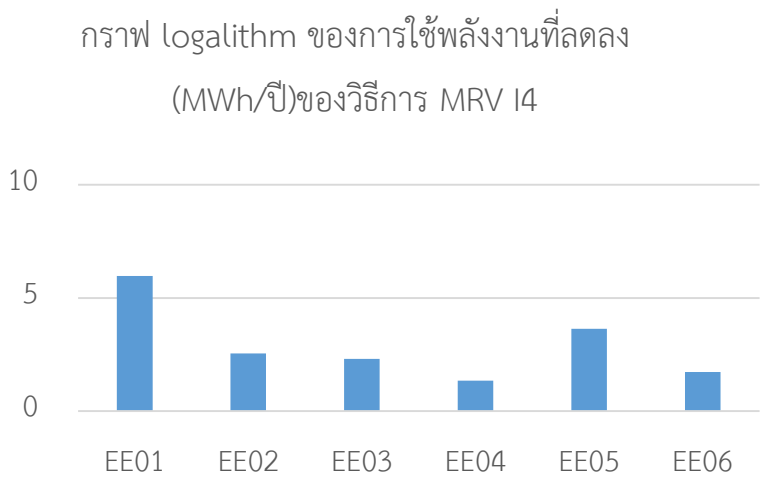
ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานของวิธีการ MRV I9 ตามตารางที่ 5.4 และ ภาพที่ 5.7 พบว่า มาตรการการวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม มีค่าก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงมากที่สุด ถึง 36,199 เมกะวัตต์ต่อปี เนื่องจากว่าวันหยุดวันอาทิตย์ในปีหนึ่งมีถึง 52 วัน และการใช้เต็มกำลังของเครื่องผลิตไฟฟ้าทำให้ช่วยเพิ่มปาระสิทธิภาพการใช้พลังงาน และมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas turbine มีการลดการการใช้พลังงานน้อยที่สุด การผลิตไฟฟ้าน้อยมาก เพียงแค่ผลิตเพื่อลดต้นทุนเท่านั้น ซึ่งผลนี้สอดคล้องกับการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกตามที่ได้กล่าวข้างต้น

ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานของวิธีการ MRV I8 ตามตารางที่ 5.4 พบว่า มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องแก๊สเทอร์ไบน์พบว่ามีค่าการลดการใช้พลังงานอยู่ที่ 46,590 เมกะวัตต์ต่อปี



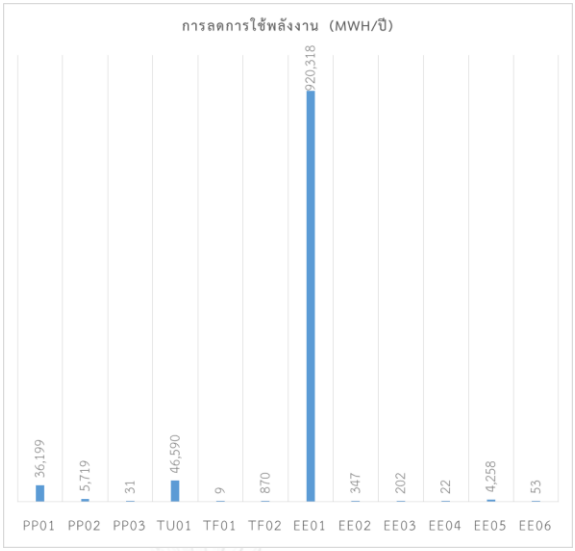
ภาพที่ 5.7 การใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I10

ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานของวิธีการ MRV I10 ตามตารางที่ 5.4 และ ภาพที่ 5.8 พบว่า มาตรการ Replace Transformer No.20 มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก มากที่สุดในวิธีการนี้ เนื่องจากว่า หม้อแปลงของโรงงานได้มีการใช้งานมาในระยะเวลายาวนาน แต่มีสภาพที่ทรุดโทรม ค่าการสูญเสีย(No load loss)มาก และเมื่อมีการเปลี่ยนหม้อแปลงจึงทำให้มีการเปลี่ยนหม้อแปลงที่มีคุณภาพสูง ลดค่าการสูญเสียลงไปได้มาก จึงทำให้ลดการใช้พลังงานได้ 870 เมกะวัตต์ต่อปี มากกว่ามาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าราวๆ 100 เท่า



ภาพที่ 5.8 กราฟ logalithm ของการใช้พลังงานที่ลดลงของวิธีการ MRV I4

ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานของวิธีการ MRV I10 ตามตารางที่ 5.4 และภาพที่ 5.9 พบว่า มาตรการ เปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry low emission มีค่าการลดการปล่อยมากที่สุด ได้ถึง 920,318 เมกะวัตต์ต่อปี เนื่องจากว่า เป็นเทคโนโลยีที่ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างมาก จึงทำให้ลดการเผาไหม้ นอกจากนี้ยังช่วยในการลดการใช้พลังงานไอน้ำมากขึ้นด้วย



ภาพที่ 5.9 ภาพรวมการลดการใช้พลังงานแต่ละมาตรการ

เมื่อดูภาพรวมทั้ง 12 มาตรการแล้ว ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด ตามตารางที่ 5.4 และภาพที่ 5.10 พบว่า มาตรการการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission มีการลดการใช้พลังงานมากที่สุด ได้ถึง 920,318เมกะวัตต์ต่อปี ซึ่งเป็นวิธีการ AMS-II.C ส่วนมาตรการที่มีการลดใช้พลังงานได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีการลดการใช้พลังงานได้แค่ 9 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

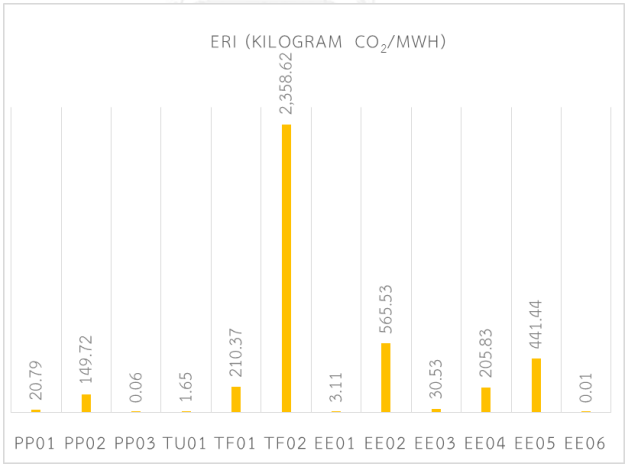
5.3 ผลการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจก(ERI) และพลังงานที่ลดลง (ESI)

ตารางที่ 5.5 สรุปผลการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจก (ERI) และพลังงานที่ลดลง (ESI)

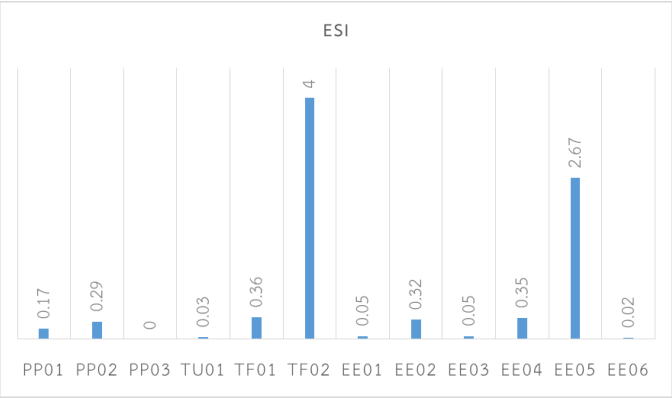
รหัส	วิธีการ	พลังงานที่ใช้ก่อนการปรับปรุง (MWh/year)	พลังงานที่ใช้หลังจากปรับปรุงแล้ว (MWh/year)	การลดการใช้พลังงาน (MWh/ปี)	ESI	ERI ($kgCO_2$/MWh)
PP01	MRV I9	250,681	214,482	36,199	0.17	20.79
PP02	MRV I9	25,589	19,870	5,719	0.29	149.72
PP03	MRV I9	6,356.23	6,324.89	31	0.00	0.06
TU01	MRV I8	1,785,511	1,738,922	46,590	0.03	1.65
TF01	MRV I10	33	25	9	0.36	210.37

รหัส	วิธีการ	พลังงานที่ใช้ก่อนการปรับปรุง (MWh/year)	พลังงานที่ใช้หลังจากปรับปรุงแล้ว (MWh/year)	การลดการใช้พลังงาน (MWh/ปี)	ESI	ERI ($kgCO_2$/MWh)
TF02	MRV I10	1,088	218	870	4.00	2,358.62
EE01	MRV I4	18,373,647	17,453,328	920,318	0.05	3.11
EE02	MRV I4	1,433	1,086	347	0.32	565.53
EE03	MRV I4	4,100	3,898	202	0.05	30.53
EE04	MRV I4	85	63	22	0.35	205.83
EE05	MRV I4	5,854	1,597	4,258	2.67	441.44
EE06	MRV I4	3,013,440	2,964,209	53	0.02	9.79

ในการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณก๊าซเรือนกระจกจะใช้ค่าลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกับปริมาณพลังงานที่ใช้ทั้งหมด ส่วนการลดการใช้พลังงานโดยรวมนั้น จะใช้เทียบค่าลดการใช้พลังงานกับปริมาณที่ใช้ทั้งหมด

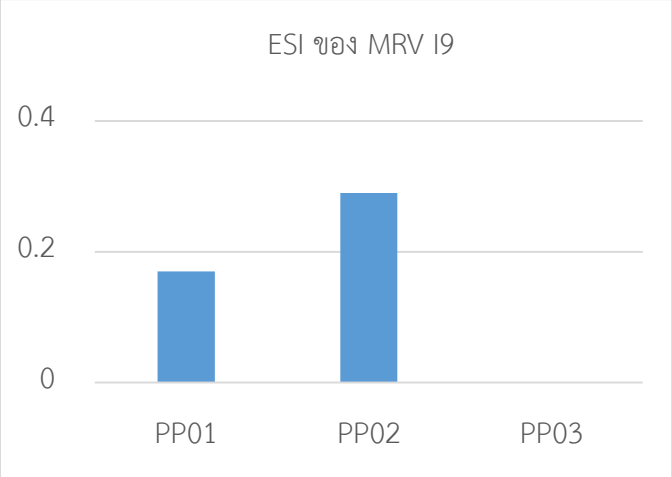


ภาพที่ 5.10 ภาพรวมปริมาณของ ERI แต่ละมาตรการ

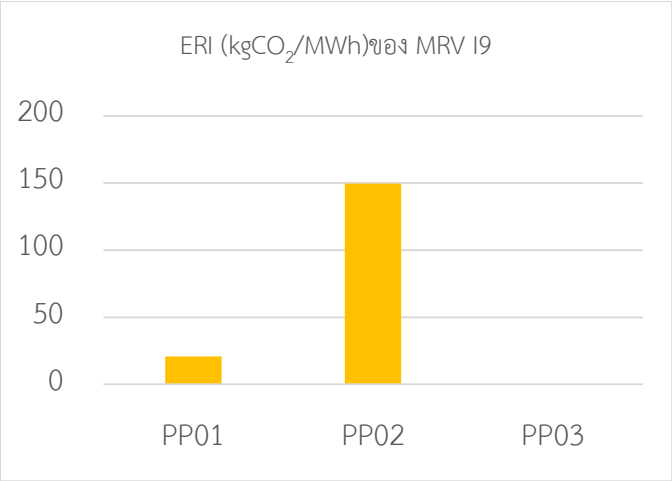


ภาพที่ 5.11 ภาพรวมปริมาณของ ESI แต่ละมาตรการ

จากการพิจารณาทั้ง 12 มาตรการ ตามตารางที่ 5.5 และภาพที่ 5.11 และ5.12 ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด พบว่า มาตรการ Replace Transformer No.20 มีค่า ERI และค่า ESI มากที่สุด ได้ถึง 2.67 และ441.44 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I10 ส่วนมาตรการที่มีการลดก๊าซเรือนกระจกได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีค่า ERI ใกล้เคียงศูนย์ และค่า ESI น้อยที่สุด และ0.06 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I9



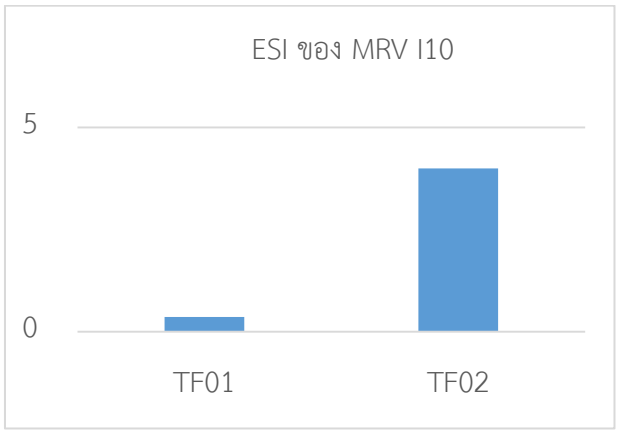
ภาพที่ 5.12 ปริมาณของ ESI ในวิธีการ MRV I9



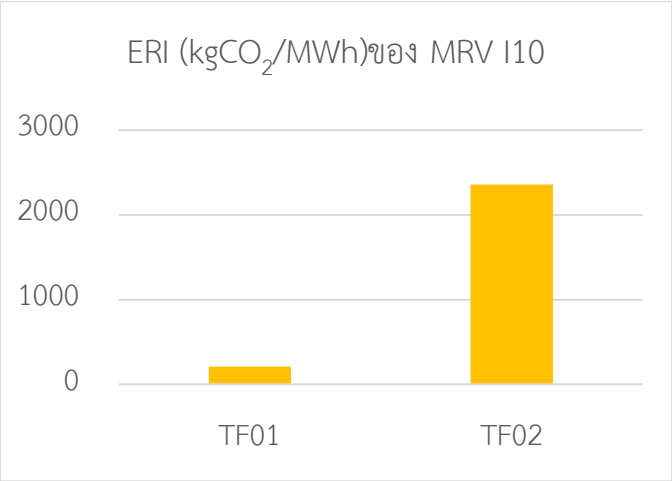
ภาพที่ 5.13 ปริมาณของ ERI ในวิธีการ MRV I9

ผลการพิจารณาความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I9 ตามตารางที่ 5.5 และภาพที่ 5.13 และ5.14 พบว่ามาตรการลดการเดินเครื่อง Gas turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายนและเดือนธันวาคม 2558 มีค่า ESI และค่า ERI มากที่สุด ซึ่งเท่ากับ 0.29 และ 149.72 $kgCO_2/MWh$ ตามลำดับ ซึ่งหมายความว่า แม้ว่าแม้มาตรการวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการไฟฟ้าอย่างเหมาะสม จะมีค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการลดการใช้พลังงานได้มากที่สุด แต่เมื่อเทียบกับการใช้พลังงานทั้งทั้งหมดที่เป็นพื้นฐานเดิมแล้วนั้น ทำให้พบว่าค่าความเข้มของปริมาณไฟฟ้ายังไม่ดีพอเท่ากับมาตรการลดการเดินเครื่อง Gas turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายนและเดือนธันวาคม 2558

ผลการพิจารณาความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I8 ตามตารางที่ 5.5 พบว่ามาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ มีค่า ESI และค่า ERI เท่ากับ 0.03 และ 1.65 $kgCO_2/MWh$ ตามลำดับ

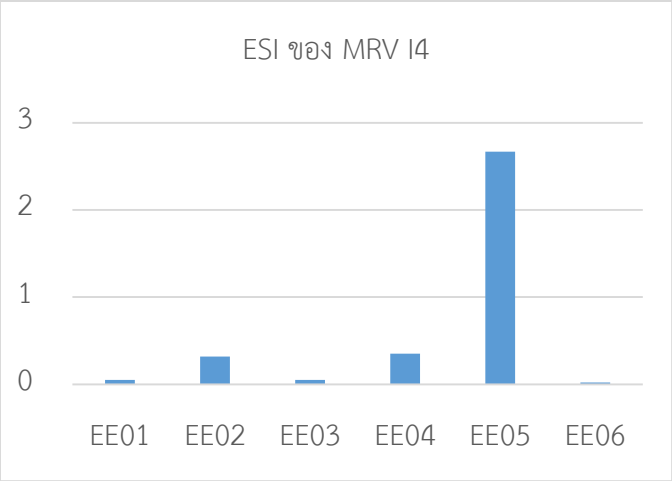


ภาพที่ 5.14 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I10

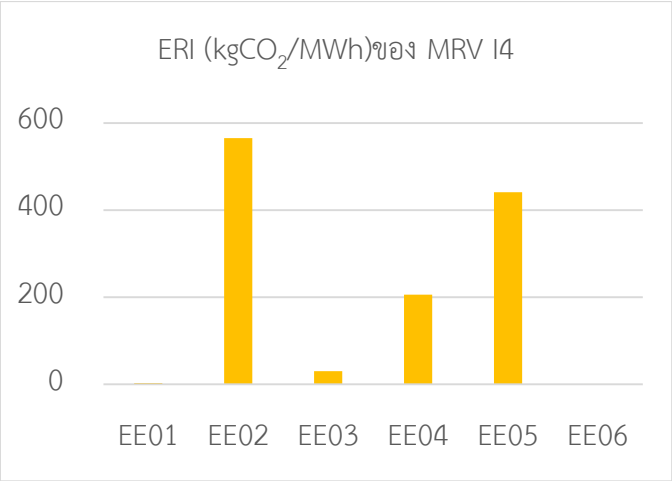


ภาพที่ 5.15 ปริมาณของ ERI ของวิธีการ MRV I10

ผลการพิจารณาความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I10 ตามตารางที่ 5.5 และ ภาพที่ 5.15 และ5.16 พบว่ามาตรการReplace Transformer No.20 มีค่า ESI และค่า ERI มากที่สุด ซึ่งเท่ากับ 4.00 และ 2,358.62 $kgCO_2/MWh$ ตามลำดับ ซึ่งมากกว่า มาตรการการเปลี่ยนหม้อแปลงได้มีค่า ESI และค่าERI มากที่สุดถึง 10 และ 100 เท่าตามลำดับ



ภาพที่ 5.16 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I4



ภาพที่ 5.17 ปริมาณของ ESI ของวิธีการ MRV I4

ผลการพิจารณาความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I4 ตามตารางที่ 5.5 และภาพที่ 5.17 และ5.18 พบว่ามาตรการติดตั้งระบบ Low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant มีค่า ESIมากที่สุดเท่ากับ 2.67 และค่า ERI มากที่สุด คือมาตรการติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ cooling Tower Fan No.3 ซึ่งเท่ากับ 565.53 $kgCO_2/MWh$

5.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ

5.4.1 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงิน

ตารางที่ 5.6 ตารางสรุปผลการประเมินเศรษฐศาสตร์ทางการเงิน

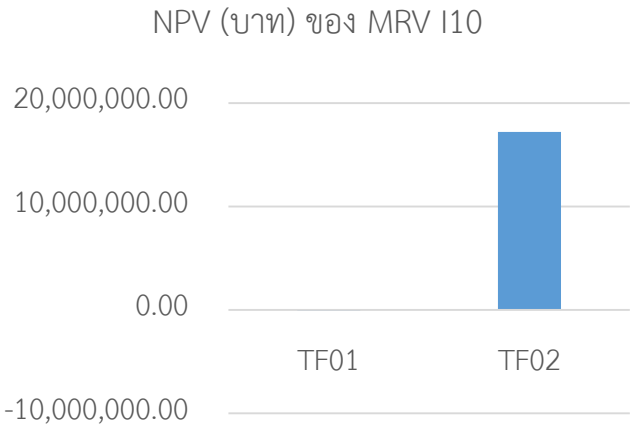
รหัส	วิธีการ	เงินลงทุน (ล้านบาท)	อายุการใช้งาน (ปี)	เวลาคืนทุน (ปี)	NPV (บาท)
PP01	MRV I9	-	-	-	-
PP02	MRV I9	-	-	-	-
PP03	MRV I9	0.0924	7	2.88	63,844.58
TU01	MRV I8	50.0000	4	12.58	101,182,338.63
TF01	MRV I10	0.2500	25	8.15	- 61,607.57
TF02	MRV I10	1.5000	26	4.63	17,210,206.84

รหัส	วิธีการ	เงินลงทุน (ล้านบาท)	อายุการใช้งาน (ปี)	เวลาคืนทุน (ปี)	NPV (บาท)
EE01	MRV I4	764.8000	20	8.00	5,024,159,399.39
EE02	MRV I4	1.2000	15	1.38	6,262,576.75
EE03	MRV I4	-	-	-	-
EE04	MRV I4	0.0084	5	0.10	286,207.82
EE05	MRV I4	3.5000	15	0.82	23,283,556.47
EE06	MRV I4	-	-		-

การพิจารณาการประเมินทางเศรษฐศาสตร์การเงิน จะใช้ค่า NPV ในการคิดถึงค่าความคุ้มทุน ซึ่งยิ่งถ้ามีค่าติดบวกมากๆ จะถือว่ามีค่าความคุ้มทุนสูง และซึ่งจะพิจารณาจากการลงทุนและอายุการใช้งานของอุปกรณ์หรือกระบวนการ โดยจะใช้ค่า discount rate เท่ากับร้อยละ 10 นอกจากนี้ในตารางที่ 5.6 ยังได้แสดงเวลาคุ้มทุนอีกด้วย

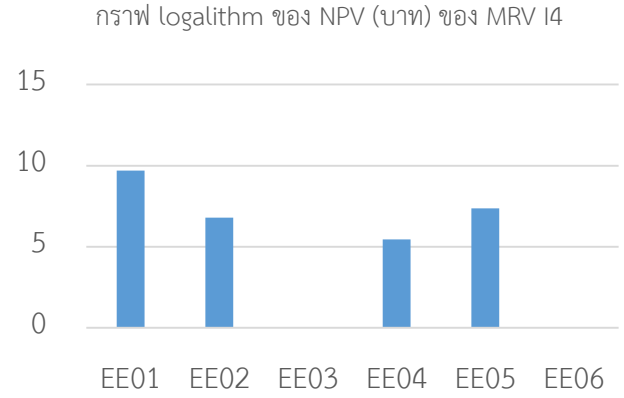
ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงินของวิธีการ MRV I9 ตามตารางที่ 5.6 โดยใช้ค่า Net present value หรือ NPV ของวิธีการ MRV I9 เพื่อศึกษาการดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว ว่าจะช่วยในการลดค่าใช้จ่ายหรือประหยัดพลังงานต่อปี ซึ่งในมาตรการวิธีการ MRV I9 โดยที่การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ลดการเดินเครื่องแก๊สเทอร์ไบน์ ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม 2558 ไม่มีค่าการลงทุน จึงไม่สามารถที่จะนำมาคิดค่า NPV ได้ ส่วนปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine ได้ค่า NPV เท่ากับ 63,844.58 บาท ซึ่งมีค่าลงทุนเท่ากับ 92,359 บาท ถือว่าคุ้มค่าต่อการลงทุน

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงินของวิธีการ MRV I8 ตามตารางที่ 5.6 การปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ ซึ่งทางบริษัทได้ทำการปรับปรุงประสิทธิภาพโดยการเปลี่ยนใบเบรด ทางบริษัทได้แจ้งว่า ในตัวเครื่องจักรเทอร์ไบน์นั้นจะสามารถใช้งานได้ถึง 20-25 ปี แต่ในส่วนของใบเบรดจะสามารถใช้งานได้แค่ 4 ปี ในงานวิจัยนี้จึงทำการคิดการใช้งานอยู่ที่ 4 ปี ได้ค่า NPV เท่ากับ 101,182,338.63 บาท ซึ่งมีค่าลงทุนสูงเท่ากับ 50 ล้านบาท แต่อย่างไรก็ตามก็ถือว่าคุ้มค่าต่อการลงทุน



ภาพที่ 5.18 ค่า NPV ของแต่ละมาตรการในวิธีการ MRV I10

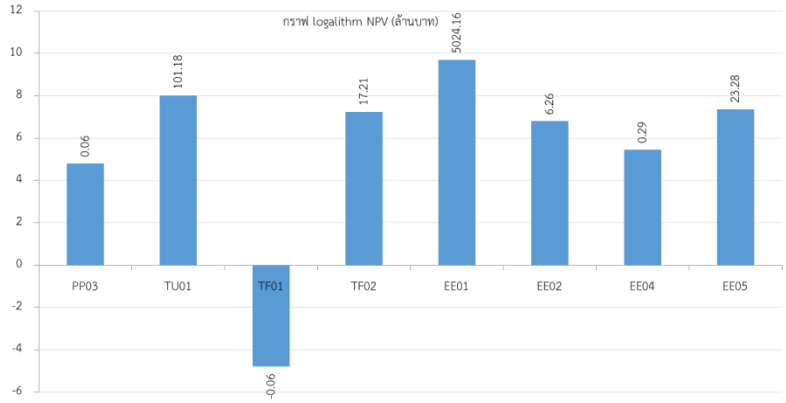
ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงินของวิธีการ MRV I10 ตามตารางที่ 5.6 และภาพที่ 5.19 มาตรการ Replace Transformerได้ค่า NPV เท่ากับ 17,210,206.84 บาท ซึ่งมีค่าลงทุนสูงเท่ากับ 1.5 ล้านบาท ซึ่งคุ้มต่อการลงทุน ส่วนมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลง แม้ว่าจะมีการลงทุนที่น้อยกว่า แต่เมื่อเทียบกับการใช้งานแล้ว ไม่คุ้มกับการลงทุน เนื่องจากค่า NPV มีค่าติดลบ ในการเปลี่ยนหม้อแปลงนั้นไม่จำเป็นว่าจะต้องเปลี่ยนเพื่อให้คุ้มกับการใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น แต่อาจจะหมายถึงการเปลี่ยนที่จำเป็นต้องเปลี่ยนเพื่อใช้ในงานอุตสาหกรรม



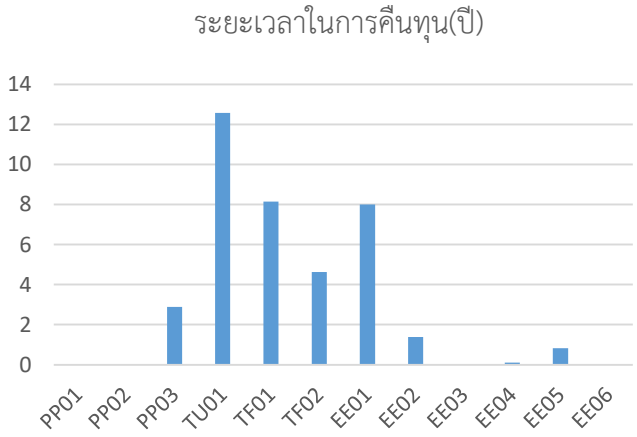
ภาพที่ 5.19 ค่า NPV ของแต่ละมาตรการในวิธีการ MRV I4

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางการเงินของวิธีการ MRV I4 ตามตารางที่ 5.6 และภาพที่ 5.20 มาตรการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission ได้ค่า NPV เท่ากับ 5,024,159,399.39 บาท ซึ่งมีค่าลงทุนสูงเท่ากับ 764.8 ล้านบาท แต่ก็ยังคุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ใหม่ ลดการใช้พลังงานเป็นอย่างมาก จึงทำให้ลดการใช้เชื้อเพลิง

ไปด้วย ส่วนมาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหล่อเย็นและ Key Energy Variable (KEV) control ไม่มีค่าการลงทุน จึงทำให้ไม่สามารถคิดค่า NPV ได้



ภาพที่ 5.20 กราฟ logalithmของ NPV ในภาพรวมของแต่ละมาตรการ

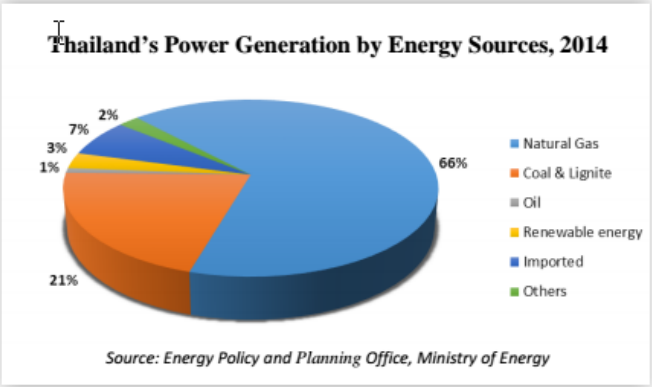


ภาพที่ 5.21 ระยะเวลาในการคืนทุนของแต่ละมาตรการ

จากภาพที่ 5.22 พบว่าเวลาคืนทุนที่ใช้เวลามากที่สุดคือ ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ มีค่าเท่ากับ 12.58 ปี ส่วนมาตรการที่ไม่มีการลงทุนจะไม่มีเวลาคืนทุน จากการศึกษาพบว่า ค่า NPV ไม่ได้มีผลต่อเวลาคุ้มทุน เมื่อดูภาพรวมของค่า NPV มาตรการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission ได้ค่า NPV สูงสุดตามภาพที่ 5.21

5.4.2 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อม

ในการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อม จะคิดถึงค่าเสียหายที่ใช้ลดก๊าซของ CO_2,SOx และ NOx



ภาพที่ 5.22 ภาพการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ พ.ศ.2557
ที่มา : กระทรวงพลังงาน 2558

จากภาพที่ 5.23 เป็นแผนภูมิแสดงถึงสัดส่วนปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในพ.ศ.2557 จากรายงานสถิติการใช้พลังงานในประเทศไทย พบว่า ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 180,945 GWh และมีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติถึงร้อยละ 66 ซึ่งคิดเป็น 119,423.7 GWh และผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินร้อยละ 21 คิดเป็น 37,998.45 GWh

ในการประเมินเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อมจะใช้ค่าใช้จ่ายโดยอ้างจากเอกสาร Environmental Costs of Electricity Generation. ซึ่งได้ตามตารางดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.7 อัตราการปล่อย และค่าเสียหายประมาณในการลดมลพิษ

เชื้อเพลิง		ถ่านหิน	ก๊าซธรรมชาติ
ไนโตรเจนออกไซด์(NOx)	อัตราการปล่อย (kg NOx/GJ)	0.361	0.171
	ค่าเสียหายประมาณต่ำสุด($/GJ)	0.15	0.07
	ค่าเสียหายประมาณสูงสุด($/GJ)	0.77	0.36
ซัลเฟอร์ออกไซด์(SOx)	อัตราการปล่อย (kg SOx/GJ)	0.387	0
	ค่าเสียหายประมาณต่ำสุด($/GJ)	0.39	0
	ค่าเสียหายประมาณสูงสุด($/GJ)	1.98	0
คาร์บอนไดออกไซด์(CO_2)	ค่าเสียหายประมาณ($/GJ)	3.5	6

ซัลเฟอร์ออกไซด์นั้นมีทั้งในรูป SO_2 และ SO_3 ซึ่งเกิดจาก ซัลเฟอร์ในเชื้อเพลิงทำปฏิกิริยากับออกซิเจนในกระบวนการเผาไหม้ ซัลเฟอร์ในก๊าซธรรมชาติจะมีค่าเป็นศูนย์ ส่วนในถ่านหินค่าจะตามตารางที่ 5.21

ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ มีผลต่อสุขภาพโดยต่อระบบทางเดินหายใจ โรคหัวใจและโรคทางหลอดเลือด นอกจากนี้ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ยังเปลี่ยนอยู่รูป sulphate aerosols และฝนกรด ซึ่งเป็นผลทำให้ทำลายสิ่งปลูกสร้างต่างๆ

ค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจะคำนวณจากผลกระทบของ SO_2ที่อยู่ในรูปของฝุ่นละอองขนาดเล็ก ที่มีผลต่อสุขภาพโดยตรง

ไนโตรเจนออกไซด์(NOx) โดยปกติแล้วจะมีอยู่ในสองรูปคือ ไนตริกออกไซด์ (NO) และไนโตรเจนไดออกไซด์ ซึ่งเกิดจากกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในความเข้มข้นที่สูงๆ NO_2 จะเป็นพิษต่อสุขภาพ ซึ่ง ไนโตรเจนไดออกไซด์สามารถเปลี่ยนอยู่ในรูปกรดไนตริก และไนเตรท

ในการคำนวณค่าเสียหายของ NOx จากเอกสารรายงานนี้ จะมีลักษณะคล้ายกับ SO_2 ซึ่งได้คำนวณจากโปรแกรม EU CAFÉ programme values

ส่วนคำนวณการใช้งานค่าใช้จ่าย CO_2 จากค่าประมาณทางเศรษฐศาสตร์ของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะคิดค่าใช้จ่ายจากการลดการใช้พลังงาน (Energy saving) โดยคิดจากสัดส่วนของการใช้เชื้อเพลิงในประเทศคูณกับค่าเสียหายประมาณของ NOx,SOx และ CO_2

5.4.2.1 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I9

ในงานวิจัยพบว่า มาตรการการวางแผนการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด เนื่องจากว่า ค่าการลดการใช้พลังงานสูงที่สุดในมาตรการนี้ และสามารถลดการก๊าซเรือนกระจกได้มาก

5.4.2.2 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I8

ในงานวิจัยนี้ มีมาตรการเดียวคือ ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ พบว่าค่าเสียหายประมาณที่ใช้ในการปล่อย CO_2 ที่ลดลงได้ถึง 25,155,966.11 บาทต่อปี ค่าเสียหายจากการปล่อย NOx ที่ลดลง สามารถลดได้อยู่ระหว่าง 469,144.15 ถึง 241,093.00 บาทต่อปี และ ค่าเสียหายประมาณเพื่อใช้ในการปล่อย SOx ที่ลดลง สามารถลดได้อยู่ระหว่าง 137,362.02 ถึง 2,510,555.16 บาทต่อปี

5.4.2.3 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I4

ในงานวิจัยพบว่า การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด เนื่องจากว่า ค่าการลดการใช้พลังงานสูงที่สุดในมาตรการนี้ และสามารถลดการก๊าซเรือนกระจกได้มาก

5.4.2.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I10

ในงานวิจัยพบว่า Replace Transformer No.20 เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด เนื่องจากว่า ค่าการลดการใช้พลังงานสูงที่สุดในมาตรการนี้ และสามารถลดการก๊าซเรือนกระจกได้มาก

ตารางที่ 5.8 ค่าความเสียหายที่ลดลงได้แต่ละมาตรการของ CO_2

รหัส	มาตรการ	วิธีการ	ค่าเสียหายที่ลดลง ประมาณCO_2(บาท)
PP01	การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม	MRV I9	19,545,795.82
PP02	ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม 2558	MRV I9	3,087,896.78
PP03	ปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine	MRV I9	16,923.25
TU01	ปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์	MRV I8	25,155,966.11
TF01	การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า	MRV I10	4,729.95
TF02	Replace Transformer No.20	MRV I10	469,754.90
EE01	การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission	MRV I4	496,924,255.12
EE02	การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ cooling Tower Fan No.3	MRV I4	187,308.02
EE03	มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น	MRV I4	109,164.56

รหัส	มาตรการ	วิธีการ	ค่าเสียหายที่ลดลงประมาณCO_2(บาท)
EE04	การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF controller ชนิดอัตโนมัติ	MRV I4	11,989.44
EE05	ติดตั้งระบบ Low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant	MRV I4	2,298,979.28
EE06	Key Energy Variable (KEV) control	MRV I4	28,379.68

ตารางที่ 5.9 ค่าความเสียที่ลดลงได้และปริมาณการปล่อยของแต่ละมาตรการของ NOx

รหัส	วิธีการ	ปริมาณNOxที่ลดได้(kg/year)	ค่าเสียหายที่ลดลงประมาณต่ำสุดNOx (บาท)	ค่าเสียหายที่ลดลงประมาณสูงสุดNOx (บาท)
PP01	MRV I9	24,587.06	364,524.99	1,873,292.54
PP02	MRV I9	3,884.33	57,588.63	295,947.74
PP03	MRV I9	21.29	315.62	1621.94
TU01	MRV I8	31,644.21	469,153.49	2,410,978.00
TF01	MRV I10	5.95	88.21	453.32
TF02	MRV I10	590.91	8,760.83	45,021.87
EE01	MRV I4	625,091.34	9,267,533.19	47,625,817.30
EE02	MRV I4	235.62	3,493.26	17,951.83
EE03	MRV I4	137.32	2,035.90	10,462.46
EE04	MRV I4	15.08	223.60	1149.08
EE05	MRV I4	2,891.93	42,875.48	220,336.93
EE06	MRV I4	35.70	529.27	2,719.94

ตารางที่ 5.10 ค่าความเสียหายที่ลดลงได้และปริมาณการปล่อยของแต่ละมาตรการของSOx

รหัส	วิธีการ	ปริมาณSOxที่ลดได้ (kg/year)	ค่าเสียหาย ประมาณต่ำสุดที่ ลดลงSOx (บาท)	ค่าเสียหายประมาณ สูงสุดที่ลดลงSOx (บาท)
PP01	MRV I9	10,590.93	384,229.05	1,950,701.32
PP02	MRV I9	1,673.18	60,701.53	308,176.98
PP03	MRV I9	9.17	332.68	1,688.97
TU01	MRV I8	13,630.81	494,513.14	2,510,605.19
TF01	MRV I10	2.56	92.98	472.06
TF02	MRV I10	254.54	9,234.39	46,882.28
EE01	MRV I4	269,259.41	9,768,480.93	49,593,826.27
EE02	MRV I4	101.49	3,682.08	18,693.64
EE03	MRV I4	59.15	2,145.94	10,894.80
EE04	MRV I4	6.50	235.69	1,196.57
EE05	MRV I4	1,245.71	45,193.08	229,441.77
EE06	MRV I4	15.38	557.88	2,832.34

ตารางที่ 5.11 ค่าความเสียที่ลดลงได้ของแต่ละมาตรการของมลพิษ

รหัส	วิธีการ	ปริมาณSOxที่ลดได้ (kg/year)	ปริมาณNOxที่ลดได้ (kg/year)	ค่าเสียหายประมาณ สูงสุดที่ลดลง โดยรวมของมลพิษ (บาท)
PP01	MRV I9	10,590.93	24,587.06	23,369,789.68
PP02	MRV I9	1,673.18	3,884.33	3,692,021.50
PP03	MRV I9	9.17	21.29	20,234.17
TU01	MRV I8	13,630.81	31,644.21	30,077,549.30
TF01	MRV I10	2.56	5.95	5,655.33
TF02	MRV I10	254.54	590.91	561,659.05
EE01	MRV I4	269,259.41	625,091.34	594,143,898.69
EE02	MRV I4	101.49	235.62	223,953.48

รหัส	วิธีการ	ปริมาณSOxที่ลดได้ (kg/year)	ปริมาณNOxที่ลดได้ (kg/year)	ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลงโดยรวมของมลพิษ (บาท)
EE03	MRV I4	59.15	137.32	130,521.82
EE04	MRV I4	6.50	15.08	14,335.09
EE05	MRV I4	1,245.71	2,891.93	2,748,757.98
EE06	MRV I4	15.38	35.70	33,931.96

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I9 ในงานวิจัยพบว่า มาตรการการวางแผนการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เป็นมาตรการที่มีสามารถลดปริมาณของ NOx, SOx ตามตารางที่ 5.9 และ5.10 ได้มากที่สุดซึ่งมีค่าเท่ากับ 24,587.06 kgNOx ต่อปี และ 10,590.93 kgSOx ต่อปี ตามลำดับ จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด ซึ่งราคาอยู่ในช่วง 364,524.99 ถึง 1,873,292.54บาท และราคาของ SOx อยู่ในช่วง384,229.05 ถึง 1,950,701.32 บาท นอกจากนี้มาตรการนี้ยังลดก๊าซ CO_2 ได้มาก ตามตารางที่ 5.8 จึงทำให้ลดค่าเสียหายจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากที่สุดเท่ากับ 19,545,795.82 บาท ปริมาณมลพิษที่ลดได้รวม 408,816.11 kg ต่อปี ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลง ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลงโดยรวมของมลพิษ มีค่าเท่ากับ 23,369,789.68 บาท ตามตารางที่ 5.11

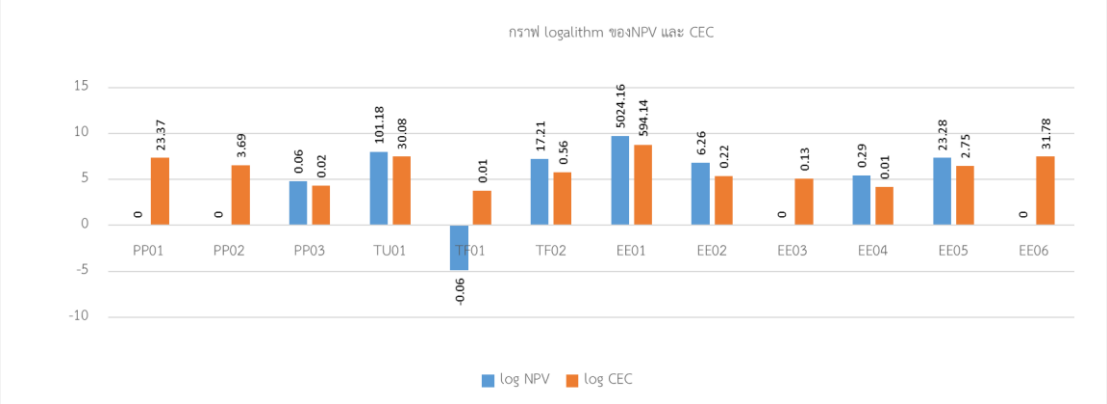
ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I8 ในงานวิจัยพบว่า มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ เป็นมาตรการที่มีสามารถลดปริมาณของ NOx, SOx ตามตารางที่ 5.9 และ5.10 มีค่าเท่ากับ 31,644.21 kgNOx ต่อปี และ 13,630.81 kgSOx ต่อปี ตามลำดับ จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด ซึ่งราคาของNOxอยู่ในช่วง 469,153.49 ถึง 2,410,978.00บาท และราคาของSOx อยู่ในช่วง494,513.14 ถึง 2,510,605.19 บาท นอกจากนี้มาตรการนี้ยังลดก๊าซ CO_2 ได้มากตามตารางที่ 5.8 จึงทำให้ลดค่าเสียหายจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เท่ากับ 25,155,966.11 บาท ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลงโดยรวมของมลพิษ มีค่าเท่ากับ 30,077,549.30 บาท ตามตารางที่ 5.11

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I10 ในงานวิจัยพบว่า Replace Transformer No.20 เป็นมาตรการที่มีสามารถลดปริมาณของ NOx, SOx ตามตารางที่5.9 และ 5.10 ได้มากที่สุดซึ่งมีค่าเท่ากับ 590.91 kgNOx ต่อปี และ 254.54 kgSOx ต่อปี ตามลำดับ จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด ซึ่งราคาอยู่ในช่วง 8,760.83 ถึง 45,021.87บาท และราคา

ของSOx อยู่ในช่วง9,234.39 ถึง 46,882.28 บาท นอกจากนี้มาตรการนี้ยังลดก๊าซ CO_2 ได้มาก ตามตารางที่ 5.8 จึงทำให้ลดค่าเสียหายจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากที่สุดเท่ากับ 469,754.90 บาท ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลงโดยรวมของมลพิษ มีค่าเท่ากับ 561,659.05 บาท ตามตารางที่ 5.11

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อมของวิธีการ MRV I14 ในงานวิจัยพบว่า การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission เป็นมาตรการที่มีสามารถลดปริมาณของ NOx, SOx ได้มากที่สุด ตามตารางที่ 5.9 และ 5.10 เนื่องจากเทคโนโลยีนี้ มีจุดประสงค์โดยเฉพาะที่จะลด NOx ซึ่งมีค่าการลดปริมาณของ NOx และ Sox เท่ากับ 625,091.34 kgNOx ต่อปี และ 269,259.41 kgSOx ต่อปี ตามลำดับ จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด ซึ่งราคาอยู่ในช่วง 9,267,533.19 ถึง 47,625,817.30 บาท และราคาของ SOx อยู่ในช่วง 9,768,480.93 ถึง 49,593,826.27 บาท นอกจากนี้มาตรการนี้ยังลดก๊าซ CO_2 ได้มาก ตามตารางที่ 5.8 จึงทำให้ลดค่าเสียหายจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากที่สุดเท่ากับ 496,924,255.12 บาท ตามตารางที่ 5.11

5.5 สรุปการประเมินทางเศรษฐศาสตร์การเงินและเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม



ภาพที่ 5.23 กราฟ logalithm ของความสัมพันธ์ระหว่าง NPV และ C_{EC} (หน่วยล้านบาท)

สรุปการประเมินในทางเชิงเศรษฐศาสตร์และการลงทุนของมาตรการทั้ง 12 มาตรการ ตามภาพที่ 5.23 และตารางที่ 5.11 พบว่า มาตรการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำ เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด และค่า NPV มีค่ามากที่สุด แม้ว่าเป็นการลงทุนที่สูง และมีผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อม คุ้มค่าต่อการลงทุน จึงไม่จำเป็นต้องได้รับการสนับสนุนจากภายนอก

ภาพที่ 5. 24 ความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและสิ่งแวดล้อม (หน่วยล้านบาท)

จากภาพที่ 5.24 เป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและสิ่งแวดล้อม เมื่อสรุปออกมาได้จะได้ผลตามตารางที่ 5.12 ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5. 12 สรุปผลประเมินความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม

ตำแหน่งที่	NPV	C_{EC}	สรุปผลการประเมิน
1	บวก	บวก	มีผลสิ่งแวดล้อมมาก และคุ้มค่าต่อการลงทุน ถือว่าเป็นที่ยอมรับได้ ได้ผลประโยชน์ ไม่จำเป็นต้องได้รับการสนับสนุน
2	ลบ	บวก	มาตรการนี้เป็นประโยชน์แต่ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ควรได้รับการสนับสนุนหรือส่งเสริมจากภาคส่วนอื่น
3	ลบ	ลบ	มาตรการนี้จะเกิดขึ้นได้ยาก เพราะมีผลประโยชน์น้อย
4	บวก	ลบ	มีผลต่อสิ่งแวดล้อมน้อย แต่มีคุ้มค่าต่อการลงทุน

จากภาพที่ 5.24 และ ตารางที่ 5.12 พบว่า มาตรการทั้ง 12 มาตรการส่วนใหญ่จะตกอยู่ในตำแหน่งที่ 1 เนื่องจากว่า ในมาตรการอนุรักษ์พลังงานส่วนใหญ่จะมุ่งเน้นในการลดการใช้พลังงาน จึงทำให้มีผลต่อการปล่อยมลพิษทางสิ่งแวดล้อม จึงเป็นผลให้ค่าความเสียหายจากการปล่อยมลพิษลดลง ในขณะเดียวกัน มาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆจะมีการคิดถึงความคุ้มทุนอันเนื่องจากการลงทุนไปด้วย จึงเป็นผลให้มาตรการส่วนใหญ่ตกอยู่ในตำแหน่งที่ 1 ของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างเศรษฐศาสตร์การเงินและสิ่งแวดล้อม ดังภาพที่ 5.24

5.6 วิจารณ์ผลงานวิจัย

1. การปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า มักจะมีค่าใช้จ่ายที่สูง แต่เมื่อได้ดำเนินการแล้วมักจะคุ้มค่าแก่การลงทุน ดังนั้น ในมาตรการใหญ่ๆเพื่อลดการใช้พลังงานที่สูงๆจึงมีไม่มากนัก นอกจากนี้โรงไฟฟ้าจะไม่ค่อยเปลี่ยนแปลงจากที่ออกแบบไว้จากเดิม เนื่องจากติดสัญญากับกระทรวงพลังงาน 20-25 ปี

2. การดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมักจะมีความสำคัญเรื่องรอง ส่วนใหญ่หน่วยงานจะมองเห็นการลดการใช้พลังงาน การผลิตไฟฟ้าที่มากขึ้นกว่า หรือผลตอบแทนในด้านปัจจัยอื่น ดังนั้นการดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจึงเป็นผลพลอยได้ของมาตรการอนุรักษ์พลังงานของโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม

3. งานวิจัยนี้จะมีการประเมินทั้งหมด 3 ด้าน จากมาตรการอนุรักษ์พลังงานของโรงงานอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้า คือ ด้านพลังงาน ด้านสิ่งแวดล้อม และด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งในด้านพลังงานนั้นผู้วิจัยจะใช้วิธีการเปรียบเทียบพลังงานที่ลดได้ในแต่ละมาตรการ ส่วนด้านสิ่งแวดล้อมผู้วิจัยจะเปรียบเทียบกับก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้แต่ละมาตรการ ซึ่งจะสอดคล้องกับงานวิจัยของ Thanapol และคณะ 2016 แต่อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้จะคิดความเข้มของปริมาณก๊าซเรือนกระจก/ พลังงานที่ลดลงได้ เทียบกับ ปริมาณของพลังงานที่ผลิตได้หรือพลังงานที่นำมาใช้ทั้งหมดของแต่ละมาตรการ (ERI และESI) ซึ่งแตกต่างจากงานวิจัยของ Thanapol และคณะ (2016) ที่คิดความเข้มของปริมาณก๊าซเรือนกระจก/ พลังงานที่ลดลงได้ เทียบกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนกับมาตรการแต่ละมาตรการ และในด้านเศรษฐศาสตร์ งานวิจัยของ Thanapol และคณะ (2016) จะมีการคิดโดยใช้ NPV เพื่อเปรียบเทียบทางเศรษฐศาสตร์เพียงอย่างเดียว ส่วนงานวิจัยนี้ จะคิดกับในด้านค่าเสียหายที่เกิดจาก SOx NOx และ CO_2 ที่ลดลงด้วย โดยใช้ค่าคำนวณจาก Denne (2016)

4. การคำนวณผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมนั้น งานวิจัยของ Ke Wang และคณะ (2016) ได้นำวิธีการของ National List for Key Energy Efficient and Low carbon Technologies (National development and reform commission 2016) นำมาวิเคราะห์ ส่วนงานวิจัยนี้ ทางผู้วิจัยได้นำ Clean development mechanism: CDM มาใช้ในการวิเคราะห์เพื่อหาผลประโยชน์ที่ลดได้ ซึ่งKe Wang จะสนใจผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากพลังงานที่ลดได้ และการปล่อยมลพิษ

อื่นๆที่ประกอบด้วย NOx SO_2 TSP PM10 PM2.5 และปรอทเป็นนัยสำคัญ ส่วนงานวิจัยนี้จะสนใจพลังงานที่ลดได้และก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงเป็นนัยสำคัญ

5. ในการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยนี้ สาเหตุที่ใช้ค่าจาก Denne (2016) เนื่องจากมีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จากการฐานข้อมูลจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยรวม ไม่เจาะจงโรงไฟฟ้าใดโรงไฟฟ้าหนึ่ง และนอกจากนี้ยังมีค่าสูงต่ำเพื่อใช้ในการประเมินได้ แต่อย่างไรก็ตามในงานวิจัยของ Harder and Gibson (2011) ก็มีความน่าสนใจเนื่องจากมีการนำค่าความเสียหายที่สังคมต้องจ่ายมาใช้ในการคำนวณ แต่งานวิจัยของเขากลับนำมาการดำเนินการโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์มาใช้ โดยวิเคราะห์ค่าเสียหายจาก Tol (2005) มาใช้ โดยคิดจากสุขภาพการศึกษาและคุณภาพอากาศ และสถานการณ์ market และ non market โดยแปลผลออกมาในหน่วย หน่วยเงินต่อปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ ส่วนงานวิจัยของ Kamal และคณะ (2016) จะเป็นการประเมินค่าความเสียหายจากความเข้มข้นของสารมลพิษ อัตราการตาย เข้ามาร่วมด้วย ซึ่งงานวิจัยนี้ไม่เน้นการคิดเชิงเศรษฐศาสตร์ทางนี้ เนื่องจากไม่ใช่เหตุผลทางนัยสำคัญ จึงทำให้ผู้วิจัยได้นำ Denne (2016) ซึ่งค่าเสียหายที่นำมาคิด NOx และ SOx จะคิดจากการประเมินปัญหาทางสุขภาพ ส่วนค่าเสียของ CO_2 คิดจากการเศรษฐศาสตร์ที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และเมื่อนำมาคำนวณกับสถิติการใช้เชื้อเพลิงโดยรวมในประเทศไทย แล้วนำมาแปลผลในค่าความเสียหายที่ลดลงจากการประหยัดพลังงานในหน่วยเงินต่อปี

6. ผู้วิจัยได้ทำการทดลองสูตรโดยการนำค่าตัวอย่างจาก Project design document (PDD) ในวิธีการ AM0061 AM0062 AM0067 และกรณีศึกษาตัวอย่างเพื่อมาพิสูจน์ในวิธีการ AMS-II.C จากหนังสือ MRV ระบบการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคอุตสาหกรรม พบว่าค่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง พลังงานที่ลดลง ERI และ ESI เมื่อเทียบกับการคำนวณที่ปรับสูตรแล้ว มีค่าที่เหมือนกันและใกล้เคียงกันมาก แต่ในการคำนวณในรูปแบบ MRV มีความสะดวกในการคำนวณกว่ามาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.13 สรุปผลการวิจัยทั้งหมด

รหัส	CDM	ก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (tCO_2/ปี)	พลังงานที่ลดได้ (MWh/ปี)	ESI	ERI ($kgCO_2$/MWh)	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	NPV (บาท)	ค่าเสียหายประมาณสูงสุดที่ลดลงโดยรวมของมลพิษ(บาท)
PP01	AM0061	4,460	36,199	0.17	20.79	-	-	23,369,789.68
PP02	AM0061	2,975	5,719	0.29	149.72	-	-	3,692,021.50
PP03	AM0061	0.39	31	0.00	0.06	2.88	63,844.58	20,234.17
TU01	AM0062	2,861	46,590	0.03	1.65	12.58	101,182,338.63	30,077,549.30
TF01	AM0067	5	9	0.36	210.37	8.15	- 61,607.57	5,655.33
TF02	AM0067	513	870	4.00	2,358.62	4.63	17,210,206.84	561,659.05
EE01	AMS-II.C.	54,291	920,318	0.05	3.11	8.00	5,024,159,399.39	594,143,898.69
EE02	AMS-II.C.	614	347	0.32	565.53	1.38	6,262,576.75	223,953.48
EE03	AMS-II.C.	119	202	0.05	30.53	-	-	130,521.82
EE04	AMS-II.C.	13	22	0.35	205.83	0.10	286,207.82	14,335.09
EE05	AMS-II.C.	705	4,258	2.67	441.44	0.82	23,283,556.47	2,748,757.98
EE06	AMS-II.C.	29	53	0.02	9.79	-	-	33,931.96

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

การวิจัยนี้เป็นการศึกษาการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการอนุรักษ์ด้วยวิธีคำนวณตามคู่มือระเบียบวิธีกลไกการพัฒนาที่สะอาด ของ UNFCCC สำหรับนำไปประเมินผลการลดก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานของการระบบผลิตไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทย รวมทั้งประเมินศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานของอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งผลการวิจัยนี้สามารถนำไปเป็นแนวทางเพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

6.1สรุปผลการวิจัย

มาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ได้ดำเนินการระหว่างในปี 2555-2559 ใน 4 วิธีการ ประกอบไปด้วยมาตรการที่สอดคล้องกับวิธีการ MRV I9 ทั้งหมด 3 มาตรการ มาตรการที่สอดคล้องกับวิธีการ MRV I8 ทั้งหมด 1 มาตรการ มาตรการที่สอดคล้องกับวิธีการ MRV I10 ทั้งหมด 2 มาตรการ และมาตรการที่สอดคล้องกับวิธีการ MRV I4 ทั้งหมด 6 มาตรการ รวมทั้งหมด 12 มาตรการ ซึ่งจะนำมาใช้ในการคำนวณปริมาณของพลังงานที่ลดลง ซึ่งเกิดจากการใช้เชื้อเพลิงและพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงด้วย เมื่อนำมาคำนวณกับค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประสิทธิภาพของอุปกรณ์และโรงไฟฟ้า ทำให้สามารถคิดค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ ซึ่งการคิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจะนำมาจากการปรับสูตรจากวิธีการตามรูปแบบ CDM เพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณในรูปแบบ MRV เมื่อได้ค่าพลังงานที่ลดลงมาแล้ว สามารถที่จะนำมาคำนวณค่าความเข้มของพลังงานที่ใช้ลดลง และค่าความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง เพื่อใช้ในการเทียบกับพลังงานทั้งหมดที่ได้นำมาไปใช้ ให้อยู่ในรูปสัดส่วนเดียวกัน สามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้ นอกจากนี้ได้มีการคำนวณเศรษฐศาสตร์เพิ่มเติม ซึ่งได้แก่ เศรษฐศาสตร์การเงิน และเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม โดยเศรษฐศาสตร์การเงิน จะใช้ค่า NPV ซึ่งเป็นสูตรมาตรฐานเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบความคุ้มทุนจากการลงทุน ผลประโยชน์ทางการเงินจากการประหยัดพลังงาน เทียบกับอายุของโครงการหรืออุปกรณ์ นอกจากนี้ยังมีการคำนวณระยะเวลาคืนทุนเพื่อประกอบการตัดสินใจของการลงทุนแต่ละมาตรการ และในส่วนของเศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม เนื่องจากว่า งานวิจัยนี้ได้มีการทำการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง ซึ่งงานวิจัยนี้จะหมายถึง ก๊าซเรือนกระจกจากการปล่อย CO_2 เทียบเท่า แต่ในกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้น เนื่องจากมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นผลทำให้เกิดการปล่อยก๊าซ SOx และ NOx ผู้วิจัยจึงทำการคำนวณการปล่อยก๊าซมลพิษดังกล่าว จากการสัดส่วนการใช้พลังงาน

ในประเทศไทย มาคำนวณกับอัตราการปล่อยและค่าความเสียหาย จากรายงานเอกสารของ Denne 2016 ซึ่งได้คำนวณผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลของประเทศเนเธอร์แลนด์ มีการผลิตไฟฟ้าที่คล้ายคลึงประเทศไทยมากที่สุด เมื่อนำมาคำนวณกับค่าพลังงานที่ลดลงทำให้ได้ค่าความเสียหายที่ลดลงของมลพิษต่างๆจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งผลสรุปที่ได้มีดังต่อไปนี้

ผลการประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 12 มาตรการ ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด พบว่า มาตรการการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด ได้ถึง 54,291 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I4 ส่วนมาตรการที่มีการลดก๊าซเรือนกระจกได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้แค่ 5 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

ผลการประเมินการลดการใช้พลังงานจากการมาตรการปรับปรุงในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 12 มาตรการ ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด พบว่า มาตรการการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission มีการลดการใช้พลังงานมากที่สุด ได้ถึง 920,318เมกะวัตต์ต่อปี ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I4 ส่วนมาตรการที่มีการลดใช้พลังงานได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีการลดการใช้พลังงานได้แค่ 9 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

เมื่อเปรียบเทียบแนวโน้มการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการลดลงของพลังงาน ส่วนใหญ่แล้วจะไปในทิศทางเดียวกัน แต่บางมาตรการไม่สามารถไปในทิศทางเดียวกันได้ เนื่องจากว่าการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นหลัก ทั้งจากเชื้อเพลิงที่ใช้ โครงข่ายไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีปัจจัยเรื่องประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่จะมีผลต่อการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วย แต่ในกรณีการลดลงของพลังงานจะขึ้นกับปริมาณการใช้เชื้อเพลิง หรือปริมาณการใช้พลังงานเพียงอย่างเดียว

ผลการประเมินความเข้มของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้กับปริมาณของก๊าซเรือนกระจก (ERI) และพลังงานที่ลดลง (ESI) ทั้ง 12 มาตรการ ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด พบว่า มาตรการ Replace Transformer No. 20 มีค่า ERI และค่า ESI มากที่สุด ได้ถึง 2.67 และ441.44 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I10 ส่วนมาตรการที่มีการลดก๊าซเรือนกระจกได้น้อยที่สุด คือมาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีค่า ERI ใกล้เคียงศูนย์ และค่า ESI น้อยที่สุด และ 0.06 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I9

ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และการลงทุนในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ ในทางการเงิน จะใช้ค่า NPV ในการคิดถึงค่าความคุ้มทุน ซึ่งยิ่งถ้ามีค่าติดบวก จะถือว่ามีค่าความคุ้มทุน และซึ่งจะพิจารณาจากการลงทุนและอายุการใช้งานของอุปกรณ์หรือกระบวนการ โดยจะใช้ค่า discount rate เท่ากับร้อยละ 10 นอกจากนี้ในตารางที่ ยังได้แสดงเวลาคุ้มทุนอีกด้วย พบว่า

ทั้ง 12 มาตรการ ผลการพิจารณามาตรการทั้งหมด พบว่า มาตรการการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission มีค่า NPV มากที่สุด ได้ถึง 5,024,159,399.39 บาท แม้ว่าจะมีการลงทุนที่สูงที่สุด ซึ่งเป็นวิธีการ MRV I4 ส่วนมาตรการที่มีค่า NPV น้อยที่สุด คือ มาตรการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า มีค่าติดลบ 61,607.57 บาท เป็นวิธีการ MRV I10 ส่วนการประเมินระยะเวลาคืนทุน พบว่า มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพประจำปีของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์ มีระยะเวลาคืนทุนมากที่สุดคือ 12.58 ปี

ส่วนการประเมินเศรษฐศาสตร์ทางสิ่งแวดล้อม จะคิดถึงค่าเสียหายที่ใช้ลดก๊าซของ CO_2,SOx และ NOx ทั้ง 12 มาตรการ พบว่า ในงานวิจัยพบว่า การเปลี่ยนวิธีการเพื่อควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด จึงทำให้สามารถลดค่าเสียหายได้มากที่สุด เนื่องจากว่า ค่าการลดการใช้พลังงานสูงที่สุดในมาตรการนี้ และสามารถลดการก๊าซเรือนกระจกได้มาก

สรุปการประเมินในทางเชิงเศรษฐศาสตร์และการลงทุนของมาตรการทั้ง 12 มาตรการ ในมาตรการอนุรักษ์พลังงานส่วนใหญ่จะมุ่งเน้นในการลดการใช้พลังงาน จึงทำให้มีผลต่อการปล่อยมลพิษทางสิ่งแวดล้อม จึงเป็นผลให้ค่าความเสียหายจากการปล่อยมลพิษลดลง ในขณะเดียวกันมาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆจะมีการคิดถึงความคุ้มทุนอันเนื่องจากการลงทุนไปด้วย ซึ่งมาตรการเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำ เป็นมาตรการที่มีสามารถปริมาณของ NOx, SOx และ CO_2 ได้มากที่สุด และค่า NPV มีค่ามากที่สุด แม้ว่าเป็นการลงทุนที่สูง แต่ก็คุ้มค่าต่อการลงทุน จึงไม่จำเป็นต้องได้รับการสนับสนุนจากภายนอก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.2 ข้อเสนอแนะ

1.ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมในอุตสาหกรรมอื่นๆด้วย เช่น อุตสาหกรรมแก้ว อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ เป็นต้น และศึกษาเพิ่มเติมที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนารูปแบบการคำนวณลดก๊าซเรือนกระจกในอุตสาหกรรมไฟฟ้าในวิธีการจาก CDM เพิ่มเติม

2.ควรศึกษาปัจจัยอื่นๆเพิ่มเติม เช่น สถานที่ตั้ง สภาพภูมิประเทศและสภาพภูมิอากาศ แผนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม จากการศึกษามาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ เพื่อที่จะสามารถคาดเดาความเป็นไปได้ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

รายการอ้างอิง

Banaszkiewicz, M. (2015). "Multilevel approach to lifetime assessment of steam turbines." International Journal of Fatigue 73: 39-47.

Carapellucci, R. and L. Giordano (2013). "A comparison between exergetic and economic criteria for optimizing the heat recovery steam generators of gas-steam power plants." Energy 58: 458-472.

Carapellucci, R. and L. Giordano (2015). "Upgrading existing coal-fired power plants through heavy-duty and aeroderivative gas turbines." Applied Energy 156: 86-98.

Carmichael, D. G., et al. (2015). "Improving the attractiveness of CDM projects through allowing and incorporating options." Energy Policy 86: 784-791.

Chontanawat, J., et al. (2014). "Decomposition analysis of the change of energy intensity of manufacturing industries in Thailand." Energy 77: 171-182.

Dechezleprêtre, A., et al. (2009). "Technology transfer by CDM projects: A comparison of Brazil, China, India and Mexico." Energy Policy 37(2): 703-711.

Ebaid, M. S. Y., et al. (2015). "THERMO economic analysis OF PV and hydrogen gas turbine hybrid power plant of 100 MW power output." International Journal of Hydrogen Energy 40(36): 12120-12143.

Eto, R., et al. (2013). "Co-benefits of including CCS projects in the CDM in India's power sector." Energy Policy 58: 260-268.

Fu, C., et al. (2015). "Thermal efficiency of coal-fired power plants: From theoretical to practical assessments." Energy Conversion and Management 105: 530-544.

Guandalini, G., et al. (2015). "Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment." Applied Energy 147: 117-130.

Hainoun, A., et al. (2014). "Future development of Syrian power sector in view of GHG mitigation options." Renewable and Sustainable Energy Reviews 38: 1045-1055.

Harder, E. and J. M. Gibson (2011). "The costs and benefits of large-scale solar photovoltaic power production in Abu Dhabi, United Arab Emirates." Renewable Energy 36(2): 789-796.

National Development and Reform Commission. National list for key energy effiencet and low carbon technologies (energy efficiency) Available from: http://www.sdpc.gov.cn. (1.10.16)

http://cset.mnsu.edu/engagethermo/components_gasturbine.html. "Gas Turbine."

http://www.electronics-tutorials.ws/transformer/transformer-basics.html. "Transformer Basics."

http://www.jaea.go.jp/04/monju/EnglishSite/contents02-3-4.html. "The water steam system."

http://www.sustainablelivingguide.com.au/work/make-your-business-carbon-neutral. "Make your business carbon neutral."

INDC (2558). Submission by Thailand Intended Nationally Determined Contribution and Report Information (INDC).

Kamal, A. et.al (2016). "Cost-analysis of health impact associated with emissions from combined cycle power plant." Cleaner Production 139: 1408-1424.

Karakosta, C. and J. Psarras (2013). "Understanding CDM potential in the Mediterranean basin: A country assessment of Egypt and Morocco." Energy Policy 60: 827-839.

Ke , W. , et.al. (2016) "Environmental co-benefits of energy efficiency improvement in coal-fired power sector: A case study of Henan Province, China" Appllied Energy

Li, Y. and L. Zhu (2014). "Cost of energy saving and CO2 emissions reduction in China's iron and steel sector." Applied Energy 130: 603-616.

Lim, X.-L. and W.-H. Lam (2014). "Review on Clean Development Mechanism (CDM) implementation in Malaysia. " Renewable and Sustainable Energy Reviews 29: 276-285.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Mondal, M. A. H., et al. (2010). "The future choice of technologies and co-benefits of CO2 emission reduction in Bangladesh power sector." Energy 35(12): 4902-4909.

Murata, A., et al. (2016). "Environmental co-benefits of the promotion of renewable power generation in China and India through clean development mechanisms." Renewable Energy 87, Part 1: 120-129.

Pan, M., et al. "Application of optimal design methodologies in retrofitting natural gas combined cycle power plants with CO2 capture." Applied Energy.

Perwez, U. and A. Sohail (2014). "GHG Emissions and Monetary Analysis of Electric Power Sector of Pakistan: Alternative Scenarios and it's Implications." Energy Procedia 61: 2443-2449.

Restuti, D. and A. Michaelowa (2007). "The economic potential of bagasse cogeneration as CDM projects in Indonesia." Energy Policy 35(7): 3952-3966.

Rio, M. S. d., et al. (2014). "Maintaining the Power Output of An Existing Coal Plant with the Addition of CO2 Capture: Retrofits Options With Gas Turbine Combined Cycle Plants." Energy Procedia 63: 2530-2541.

Sawhney, A. and M. Rahul (2014). "Examining the regional pattern of renewable energy CDM power projects in India." Energy Economics 42: 240-247.

Tim , D.,(2006). "Environmetal cost" Environmental costs of Electricity Generation. Environment Waikato :5-16.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Thanapol, T., et al. (2015). "Assessment of energy efficiency measures in the petrochemcal industry in Thailand." Cleaner Production137**:** 931-941.

Tol, R. S. J. (2005). "The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties." Energy Policy 33(16): 2064-2074.

UNFCCC,(2014). CDM Methodology booklet sixth edition information updated as of EB78 November 2014

Watts, D., et al. (2015). "Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the world's portfolio and the role of Latin America." Renewable and Sustainable Energy Reviews 41: 1176-1189.

Weiss, P., et al. (2008). "Modelling the impacts of CDM incentives for the Thai electricity sector." Energy Policy 36(3): 1134-1147.

Xu, C., et al. (2015). "An improved configuration of low-temperature pre-drying using waste heat integrated in an air-cooled lignite fired power plant." Applied Thermal Engineering 90: 312-321.

Xu, G., et al. (2015). "A new proposed approach for future large-scale de-carbonization coal-fired power plants." Applied Thermal Engineering 87: 316-327.

Zhang, G., et al. (2015). "CO2 capture by chemical absorption in coal-fired power plants: Energy-saving mechanism, proposed methods, and performance analysis." International Journal of Greenhouse Gas Control 39: 449-462.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Zhang., C. and J. Yan. (2015). "CDM's influence on technology transfers: A study of the implemented clean development mechanism projects in China." Applied Energy 158: 355-365.

Zhao, Z.-Y., et al. (2014). "The impact of the CDM (clean development mechanism) on the cost price of wind power electricity: A China study." Energy 69: 179-185.

Zhou, Y., et al. (2015). "Planning sustainable electric-power system with carbon emission abatement through CDM under uncertainty." Applied Energy 140: 350-364.

กรมโรงงานอุตสาหกรรม (2553). คู่มือการพัฒนาโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดแบบการรวมโครงการตามแผนงาน(CDM-Programme of Activities :POA). สำนักสนธิสัญญาและยุทธศาสตร์ กรมโรงงานอุตสาหกรรม, สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ 1: 254.

กองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์การ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). "ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด."

จินดาพร สุนทโรทัย. (2556). การประเมินการลดก๊าซเรือนกระจกจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานของอุตสาหกรรมปิโครเคมีในประเทศไทย. สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ปริญญาโท: 211.

เชริด กัลยาณมิตร. (2558). Power Point แผนพัฒนาพลังงาน 2558(PDP2015). การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: 12.

ไชยชาญ หินเกิด. (2549). หม้อแปลงไฟฟ้า. ซีเอ็ดยูเคชั่น.

โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. (2544). การผลิต การส่งและการจ่ายไฟฟ้า. ซีเอ็ดยูเคชั่น.

ทรงศักดิ์ สนนา., et al. (2556). "การวิเคราะห์วัฏจักรทางอุณหพลศาสตร์โดยวิธีออฟติไมเซชั่นสำหรับเครื่องยนต์กังหันก๊าซขนาดเล็กเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงความร้อนต่ำ." การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 27.

ธวัชชัย อัตถวิบูลย์กุล. (2530). หม้อแปลงไฟฟ้า. สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล.

บัณฑิตวิทยาลัยร่วมพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. (2553). รายงานแห่งชาติฉบับที่2 การจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยกรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม.

ปริพัฒน์ จึงชัยชนะ และ สุภาวัฒน์ วิวรรธ์ภัทรกิจ. (2555). "การประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วย Biogas จากขยะ กรณีศึกษา ตลาดไท." วารสารวิจัยพลังงาน ปีที่ 9 ฉบับที่2555/1: 11.

ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). "สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย."

ฝ่ายสิ่งแวดล้อมโครงการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557). "ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้า กฟผ. 2556."

พงศ์ปิติ เดชะศิริ., et al. (2556). "ศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานสำหรับอุตสาหกรรมสิ่งทอในประเทศไทย." วารสารวิจัยพลังงาน 1 (มกราคม-เมษายน 2556).

พงษ์ดิษฐ พจนา. (2558). วิกฤติพลังงานไฟฟ้า...ทางออกสุดท้ายที่เหลืออยู่. http://www.egat.co.th/.

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2553). การศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้ในการนำขยะมาผลิตเชื้อเพลิงขยะ RDF-5 และศึกษาความยั่งยืนจากการกำจัดขยะ. มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

กระทรวงพลังงาน.(2558).รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2558. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.กระทรวงพลังงาน.

ลือชัย ทองนิล. (2546). คู่มือวิศวกรไฟฟ้า. สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น).

วัฒนา ถาวร. (2550). โรงไฟฟ้าต้นกำลัง. สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น).

วิวัฒน์ ภัททิยธนี. (2544). เทคโนโลยีไอน้ำ. ซีเอ็ดยูเคชั่น.

สถาบันพัฒนาความรู้ตลาดทุน ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย. (2550). การเงินธุรกิจ. อมรินทร์พริ้นติ้งพับลิชชิ่ง.

สวรรยา แย้มสกุลณา. (2543). การออกแบบระบบจัดการพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ. สาขาเคมีเทคนิค ภาควิชาเคมีเทคนิค คณะวิทยาศาสตร์ สาขาเคมีเทคนิค ภาควิชาเคมีเทคนิค คณะวิทยาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ปริญญาโท: 117.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2554). การใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย. กระทรวงพลังงาน.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2558). แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558-2579(PDP2015). กระทรวงพลังงาน: 93.

สำนักนวัตกรรมไม้เศรษฐกิจ องค์การอุตสาหกรรมป่าไม้. (2551). กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism:CDM). สำนักนวัตกรรมไม้เศรษฐกิจ องค์การอุตสาหกรรมป่าไหม้: 49.

สิรินทรเทพ เค้าประยูร. (2558). เดินหน้าระบบ MRV กลไกบริหารจัดการโลกร้อน. ชุดโครงการพัฒนาความรู้และยุทธศาสตร์นโยบายสิ่งแวดล้อม.

องค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก การดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศไทย Nationally appropriate mitigation actions NAMAs.

องค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก. (2558). "โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย."

อรทัย ชวาลภาฤทธิ์. (2558). MRV ระบบการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคอุตสาหกรรม. ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ร่วมกับสำนักงานกองทุน สนับสนุนการวิจัย (สกว), บริษัท วิกิ จำกัด.

อรทัย วรรคาวิสันต์. (2552). การวิเคราะห์ความเป็นไปได้โครงการลงทุนผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์. บริหารธุรกิจ. มหาวิทยาลัยกรุงเทพ, มหาวิทยาลัยกรุงเทพ. บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ก ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงาน

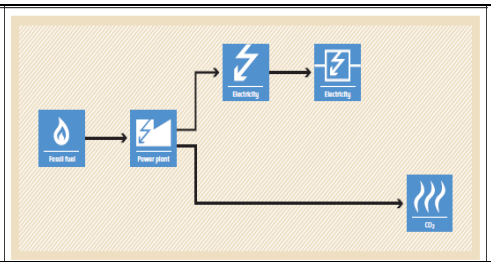
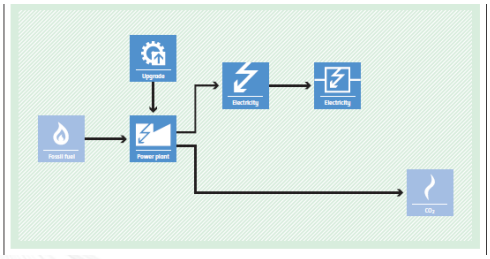
ก.1 ข้อมูลผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I9

การประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I9 สามารถดูภาพรวมได้ดังตารางที่ ก.1

ตารางที่ ก. 1 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I9

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า Methodology for rehabilitation and/ or energy efficiency improvement in existing power plants
ชนิดการลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เทคโนโลยีที่ปรับปรุงเป็นผลให้ประสิทธิภาพพลังงานเพิ่มขึ้นในโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. จะต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่โครงการที่จะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าใหม่ 2.ความสามารถในหน่วยการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเนื่องจากโครงการจะต้องมีค่าเพิ่มขึ้นไม่เกินร้อยละ 15 จากที่ได้ออกแบบไว้ 3. โรงไฟฟ้าจะต้องมีอายุไม่ต่ำกว่า 10 ปี และมีข้อมูลในการใช้เชื้อเพลิงย้อนหลังอย่างน้อย 5 ปี 4. ในโครงการนี้จะไม่รวมการบำรุงรักษาตามปกติ
ตัวแปรสำคัญ	• ประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ • ปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้โรงไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ • ค่าความร้อนและสัมประสิทธิของเชื้อเพลิงใช้ในโรงไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ

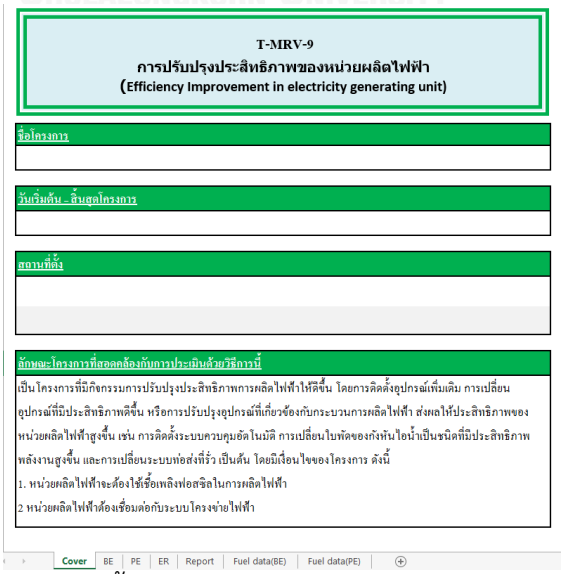
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

	• ปริมาณไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้ากรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ
ภาพรวมช่วงกรณีฐาน การดำเนินการและการใช้อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในการดำเนินการตามปกติ (BAU)	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ มาตรการปรับปรุง/ฟื้นฟูประสิทธิภาพพลังงาน ของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นผลให้มีการใช้ฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าน้อยลง	

ก.1.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้

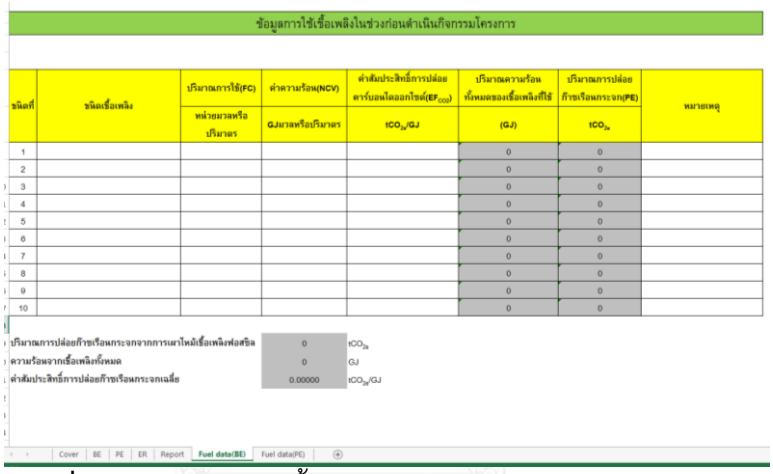
รูปแบบการคำนวณเมื่อได้รับการพัฒนาเป็น MRV แล้ว นำโครงการมาตรการอนุรักษ์ตัวอย่างที่ผ่านการทวนสอบข้อมูลแล้ว มาคำนวณตามเทมเพลตตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1.กรอกข้อมูลในหน้า “Cover” เช่น ชื่อโครงการ วันเริ่มต้น-สิ้นสุดโครงการ และสถานที่ตั้ง ซึ่งประกอบไปด้วยชื่อบริษัท และที่อยู่ ดังภาพที่ ก.1



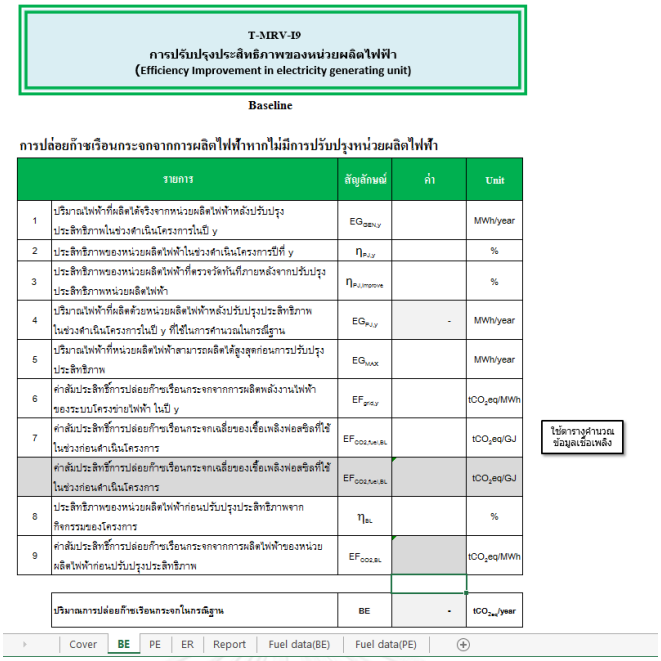
ภาพที่ ก. 1 รายละเอียดเบื้องต้นของโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I9

2.กรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(BE)” ซึ่งประกอบไปด้วย ชนิดเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในหน่วยมวลหรือปริมาตร ค่าความร้อนในหน่วย GJ/มวลหรือปริมาตร ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ในหน่วย tCO_{2e}/GJ ซึ่งในช่อง ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ละเชื้อเพลิง จะแสดงในรูปของตัวเลขการคำนวณ และสุดท้ายจะปรากฏผลการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ความร้อนจากเชื้อเพลิงทั้งหมด และค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย ดังภาพที่ ก.2



ภาพที่ ก. 2 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินโครงการ MRV I9

3. เมื่อกรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(BE)” จะปรากฏตัวเลขในช่อง “ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ”ในหน้า “BE” ส่วนในช่องอื่นๆใส่ข้อมูลเช่น ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าได้จริง เป็นต้น ดังภาพที่ ก.3



T-MRV-I9
การปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้า
(Efficiency Improvement in electricity generating unit)

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EG_{BEM,y}$		MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการปีที่ y	$\eta_{PJ,y}$		%
3	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้า	$\eta_{PJ,Improve}$		%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EG_{PJ,y}$	-	MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{MAX}		MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{grid,y}$		tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,Fuel,BL}$		tCO_2eq/GJ
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,Fuel,BL}$		tCO_2eq/GJ
8	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ	η_{BL}		%
9	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,BL}$		tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**-**	**tCO_{2eq}/year**

ไปตารางคำนวณข้อมูลเชื้อเพลิง

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 3 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I9

4.กรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(PE)” ซึ่งประกอบไปด้วย ชนิดเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในหน่วยมวลหรือปริมาตร ค่าความร้อนในหน่วย GJ/มวลหรือปริมาตร ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ในหน่วย tCO_{2e}/GJ ซึ่งในช่อง ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ละเชื้อเพลิง จะแสดงในรูปของตัวเลขการคำนวณ และสุดท้ายจะปรากฏผลการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ดังภาพที่ ก.4

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

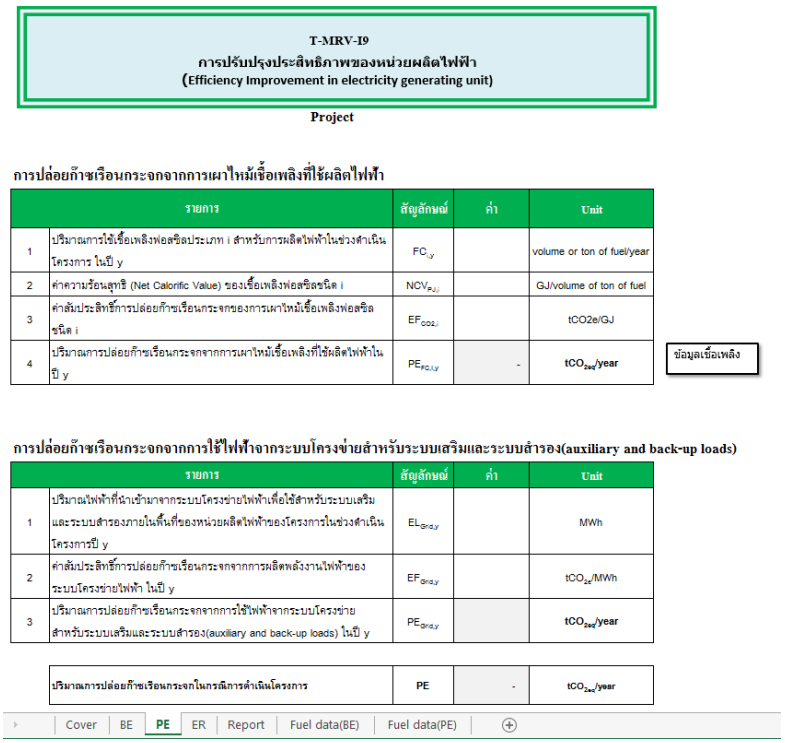
ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC) หน่วยมวลหรือปริมาตร	ค่าความร้อน(NCV) GJ/มวลหรือปริมาตร	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2}) tCO_{2e}/GJ	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้ (GJ)	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE) tCO_{2e}	หมายเหตุ
1					0	0	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล 0 tCO_{2e}

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 4 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ MRV I9

5. เมื่อกรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(PE)” จะปรากฏตัวเลขในช่อง “ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y”ในหน้า “PE”กรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียว สามารถกรอกข้อมูลได้ในหน้า “PE” ได้โดยไม่ต้องกรอกข้อมูลเชื้อเพลิงในช่อง “Fuel data(PE)” และในกรณีที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีที่มีการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง สามารถกรอกข้อมูลการใช้ไฟฟ้าได้ตามตารางด้านล่างของภาพที่ ก.5



T-MRV-I9
การปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้า
(Efficiency Improvement in electricity generating unit)

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการ ในปี y	$FC_{i,y}$		volume or ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{FC,i}$		GJ/volume of ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$EF_{CO2,i}$		tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,i,y}$	-	**tCO_{2eq}/year**

ข้อมูลเชื้อเพลิง

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads)

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่นำเข้ามาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับระบบเสริมและระบบสำรองภายในพื้นที่ของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการในช่วงดำเนินโครงการปี y	$EL_{Grid,y}$		MWh
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{Grid,y}$		tCO_{2e}/MWh
3	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads) ในปี y	$PE_{Grid,y}$		**tCO_{2eq}/year**

	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	PE	-	**tCO_{2eq}/year**

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 5 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ MRV I9

6.ในหน้า “ER” จะเป็นการแสดงผลการคำนวณจากหน้า “PE” และ “BE” ซึ่งจะแสดงค่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงในหน่วย tCO_{2eq}/year ดังภาพที่ ก.6

T-MRV-I9
การปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้า
(Efficiency Improvement in electricity generating unit)

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	-	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,I,y}$	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads) ในปี y	$PE_{Grid,y}$	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	**PE**	-	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	-	**tCO_{2eq}/year**

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 6 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I9

7.กรอกข้อมูลรายละเอียดต่างๆในหน้า “Report” ในส่วนที่ 1 จะเป็นรายละเอียดการจัดทำเอกสาร ส่วนที่2 จะเป็นรายละเอียดโครงการ ส่วนที่3 จะเป็นรายละเอียดการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังภาพที่ ก.7

T-MRV-I9
การปรับปรุงประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้า
(Efficiency Improvement in electricity generating unit)

ส่วนที่ 1 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร		
1.1	วันที่จัดทำเอกสาร	
1.2	Version	
1.3	ชื่อบริษัทที่ทำโครงการ	
1.4	ชื่อผู้ประสานงาน	
1.5	ที่อยู่บริษัท	
1.6	โทรศัพท์	
1.7	โทรสาร	
1.8	E-mail	

ส่วนที่ 2 รายละเอียดโครงการ		
2.1	ชื่อโครงการ	
2.2	สถานที่ตั้งโครงการ	
2.3	วันที่เริ่มต้นโครงการ	
2.4	วันที่สิ้นสุดโครงการ	
2.5	ระยะเวลาโครงการ	
2.6	รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ	
2.7	เทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการ	
2.8	ลักษณะของกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจกในโครงการที่เข้าข่ายวิธีการประเมินนี้	
2.9	ขอบเขตการดำเนินโครงการ	

ส่วนที่ 3 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก			
3.1	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	-	tCO2eq/year
3.2	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	-	tCO2eq/year
3.2.1	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	-	tCO2eq/year
3.2.2	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary	-	tCO2eq/year
3.3	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	-	tCO2eq/year

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 7 รายละเอียดจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I9

ก.1.2กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I9

ตัวอย่างการคำนวณกรณีศึกษา การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้า AzDRES Power plant และการเปลี่ยนสัดส่วนการผสมเชื้อเพลิงในประเทศ Azerbiajan ในปี 2006 (UNFCCC 2009)

รายละเอียดโครงการ

เป็นโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าขนาด330MW ซึ่งมีการปรับระบบควบคุมการผลิตไฟฟ้าให้ทันสมัยมากขึ้น หลังจากไม่ได้รับการปรับปรุงมาเป็นเวลานาน
ข้อมูลมีดังต่อไปนี้

1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการ	=	2,087,158	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตในช่วงดำเนินโครงการ	=	41.01	%
3	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	=	280	MW
4	จำนวนชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า	=	8760	ชั่วโมงต่อปี
5	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	=	0.6184	tCO_{2eq}/MWh
6	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมโครงการ	=	32.60	%
7	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	541.33	ล้านลูกบาศก์เมตร
8	ปริมาณเชื้อเพลิง mazut ที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	12	กิโลตัน
9	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้หลังการปรับปรุง	=	449.060	ล้านลูกบาศก์เมตร
10	ปริมาณเชื้อเพลิง mazut ที่ใช้หลังการปรับปรุง	=	68	กิโลตัน
11	ค่าความร้อนก๊าซธรรมชาติที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	34.679	พันลูกบาศก์เมตร
10	ค่าความร้อนเชื้อเพลิง mazut ที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	40.643	TJ/กิโลตัน
12	ค่าความร้อนก๊าซธรรมชาติที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	34.679	พันลูกบาศก์เมตร
13	ค่าความร้อนเชื้อเพลิง mazut ที่ใช้ก่อนการปรับปรุง	=	40.643	TJ/กิโลตัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

14	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของก๊าซธรรมชาติ ก่อนการปรับปรุง	=	58.3	tCO_2/TJ
15	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิง mazut หลังการปรับปรุง	=	76.6	tCO_2/TJ
16	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของก๊าซธรรมชาติ ก่อนการปรับปรุง	=	56.1	tCO_2/TJ
17	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิง mazut หลังการปรับปรุง	=	77.37	tCO_2/TJ

เมื่อได้ข้อมูลแล้วนำมาคำนวณเปรียบเทียบได้ข้อมูลดังต่อไปนี้

รายละเอียด	CDM AM0061	MRV I9
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน ($tCO_2/year$)	1,354,400	1,354,400
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในดำเนินโครงการ ($tCO_2/year$)	1,086,277	1,086,277
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง($tCO_2/year$)	268,123	268,123
พลังงานที่ลดลงได้ (MWh/year)	365,642	365,642
ESI	0.18	0.18
ERI	0.13	0.13

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (PP01)

กรณีศึกษา : บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติ โดยมีการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานจากการจัดการเดินเครื่องให้เหมาะสม

ชื่อโครงการ : การวางแผนการจัดการเดินเครื่องให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : มกราคม 2557 ถึง ธันวาคม 2557

สถานที่ตั้งโครงการ : เลขที่ 59/4 หมู่ 4 ตำบลเชียงรากน้อย อำเภอ สามโคก จังหวัด ปทุมธานี รหัสไปรษณีย์ 12160

งบประมาณโครงการ : ไม่มี

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

การเดินเครื่องในวันหยุดสุดสัปดาห์และวันหยุดพิเศษนั้นลูกค้ามีความต้องการพลังไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์ปกติ คำนวณค่าเฉลี่ยก่อนปรับปรุงของเครื่อง A และ B ได้ประมาณ 25 MW หลังปรับปรุงได้ดำเนินการลดการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าจากจำนวนสองตัวเหลือหนึ่งตัว แบบเต็มกำลังประมาณ 40 MW ในช่วงเวลาที่ลูกค้ามีความต้องการพลังไฟฟ้าต่ำ ส่งผลให้ค่าการใช้พลังงานจำเพาะลดลง

2. ขอบเขตโครงการ

ทำการจัดการเดินเครื่องให้เหมาะสม โดยการหยุดการเดินเครื่องในวันหยุดตัวหนึ่ง และเดินเครื่องเต็มกำลังกับตัวหนึ่ง

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 2 ขอบเขตโครงการ(PP01)

กรณี	**แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก**	**ชนิดก๊าซเรือนกระจก**
กรณีฐาน	เครื่องผลิตไฟฟ้า 2 เครื่อง	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	เครื่องผลิตไฟฟ้า 1 เครื่องแบบเต็มกำลัง	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EG_{BL,y}$	722,560	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการปีที่ y	$\eta_{BL,y}$	42.74%	%
3	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มขึ้นได้ภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้า	$\eta_{BL,Improve}$	42.74%	%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EG_{BL,y}$	722,560	MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{MAX}	911,520	MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{grid,y}$	0.5697	tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,fuel,BL}$		tCO_2eq/GJ
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,fuel,BL}$	0.05610	tCO_2eq/GJ
8	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ	η_{BL}	42.19%	%
9	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,BL}$	0.479	tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	345,825	tCO_{2e}/year

ภาพที่ ก. 8 ข้อมูลดิบการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน PP01

ข้อมูลในภาพที่ ก.8 สามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงดังภาพที่ ก.9

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(BE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJมวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	ก๊าซธรรมชาติ	5,680,494	1.055	0.0561	5,992,921	336,203	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล	336,203	tCO_{2e}
ความร้อนจากเชื้อเพลิงทั้งหมด	5,992,921	GJ
ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย	0.05610	tCO_{2e}/GJ

ภาพที่ ก. 9 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในการดำเนินก่อนกิจกรรมโครงการ PP01

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการ ในปี y	$FC_{i,y}$		volume or ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{PJ,i}$		GJ/volume of ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$EF_{CO2,i}$		tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,i,y}$	341,464	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 10 ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า PP01

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงตามภาพที่ ก.11 โดยใช้ข้อมูลจาก ภาพที่ ก.10 ข้างล่างดังนี้

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJ/มวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	ก๊าซธรรมชาติ	5,769,394	1.055	0.0561	6,086,710.67	341,464.47	
2					0.00	0.00	
3					0.00	0.00	
4					0.00	0.00	
5					0.00	0.00	
6					0.00	0.00	
7					0.00	0.00	
8					0.00	0.00	
9					0.00	0.00	
10					0.00	0.00	
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล			341,464	tCO_{2e}			

ภาพที่ ก. 11 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP01

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.12

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	345,925	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,i,y}$	341,464	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads) ในปี y	$PE_{Grid,y}$	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	PE	341,464	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE	4,460	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 12 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

2.ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม ปี 2558(PP02)

ชื่อโครงการ : ลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ช่วงวันหยุดยาวเดือนเมษายน และเดือนธันวาคม ปี 2558

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : เมษายน 2558 และ ธันวาคม 2558

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัทกัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด 339 หมู่ 3 เขตประกอบอุตสาหกรรมเหมราช ระยอง ตำบลหนองละลอก อำเภอบ้านค่าย จังหวัดระยอง รหัสไปรษณีย์ 21120

งบประมาณโครงการ : ไม่มี

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

เนื่องจากในช่วงวันหยุดเทศกาลวันปีใหม่และวันสงกรานต์ ทางลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ซึ่งหากเดินเครื่อง Gas Turbine ทั้ง 2 unit จะส่งผลให้ใช้พลังงานสิ้นเปลืองและไม่เต็มประสิทธิภาพ ทางโรงไฟฟ้าจึงมีมาตรการลดการเดินเครื่อง Gas Turbine ลง 1 unit เพื่อเดินเครื่องอีก unit ให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด ถึงแม้ว่าอาจทำให้สามารถขายพลังงานไฟฟ้าได้ลดลง แต่สามารถลดการใช้พลังงานความร้อนลงเป็นจำนวนเงินที่มากกว่า และไม่มีผลกระทบต่อเครื่องจักร

2. ขอบเขตโครงการ

หยุดการเดินเครื่อง Gas Turbine (GT12,GT11) เพื่อให้เดินเครื่อง Gas Turbine (GT11,GT12) อีกunit หนึ่งให้เต็มประสิทธิภาพในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 3 ขอบเขตโครงการ PP02

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	เครื่องผลิตไฟฟ้า 2 เครื่อง	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	เครื่องผลิตไฟฟ้า 1 เครื่องแบบเต็มกำลัง	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EG_{facility,y}$	823,689	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการปีที่ y	$\eta_{PJ,y}$	42.97%	%
3	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้า	$\eta_{PJ,measured}$	42.97%	%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EG_{PJ,y}$	823,689	MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{max}	1,097,628	MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{grid,y}$	0.5997	tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,ff,ex-ante}$		tCO_2eq/GJ
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,ff,ex-ante}$	0.05610	tCO_2eq/GJ
8	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ	η_{ex}	42.64%	%
9	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,ex}$	0.474	tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**ee**	**390,129**	$tCO_{2e}/year$

ภาพที่ ก. 13 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า PP02

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงตามข้อมูลดังภาพที่ 5.14 เพื่อมาคำนวณในภาพที่ 5.13 ดังนี้

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJมวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	Natural Gas	6,338,883	1.055	0.0561	6,687,522	375,170	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล	375,170	tCO_{2e}
ความร้อนจากเชื้อเพลิงทั้งหมด	6,687,522	GJ
ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย	0.05610	tCO_{2e}/GJ

ภาพที่ ก. 14 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP02

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการ ในปี y	$FC_{i,y}$		volume or ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{PJ,i}$		GJ/volume of ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$EF_{CO2,i}$		tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,i,y}$	387,153	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 15 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ PP02

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิง ตามภาพที่ ก.16 เพื่อมาคำนวณ ตามภาพที่ ก.15 ดังนี้

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJ/มวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	Natural Gas	6,541,350	1.055	0.0561	6901124.25	387153.0704	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล 387,153 tCO_{2e}

ภาพที่ ก. 16 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ PP02

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.17

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	390,129	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,I,y}$	387,153	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads) ในปี y	$PE_{Grid,y}$	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	**PE**	387,153	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	2,975	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 17 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ PP02

3.การปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine(PP03)

ชื่อโครงการ : การปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องยนต์ Gas Engine

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : สิงหาคม 2555

สถานที่ตั้งโครงการ : อาคาร Utility บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) เลขที่ 59 ถนนราษฎร์นิยม ตำบล เนินพระ อำเภอ เมืองระยอง จังหวัด ระยอง รหัสไปรษณีย์ 21150

งบประมาณโครงการ : 92,359 บาท

1. **รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ**

1.ดำเนินการปรับแต่ง Valve ให้อยู่ในค่ามาตรฐานที่กำหนด

2.ปรับตั้งชุดการจุดระเบิดของเครื่องยนต์ให้อยู่ในค่ามาตรฐานที่กำหนด

3.เปลี่ยนถ่ายน้ำมันเครื่องยนต์

4.หลังจากดำเนินการแล้วเสร็จทดสอบเดินเครื่อง

2. **ขอบเขตโครงการ**

ปรับปรุงประสิทธิภาพ Gas Engine ณ อาคาร utility บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด โดยมีจุดประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการเผาไหม้ของเครื่องยนต์ ลดการสูญเสียเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมากกว่าปกติ

3. **แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ**

ตารางที่ ก. 4 ขอบเขตโครงการ PP03

กรณี	**แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก**	**ชนิดก๊าซเรือนกระจก**
กรณีฐาน	Gas Turbine ก่อนการปรับปรุง	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	Gas Turbine การปรับปรุงแล้ว	CO_2

4. **การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน**

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EG_{BE,y}$	178	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการปีที่ y	$\eta_{BE,y}$	33.80%	%
3	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ตรวจวัดหลังภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้า	$\eta_{BE,Improve}$	33.80%	%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EG_{BE,y}$	178	MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{max}	142	MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{grid,y}$	0.5897	tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,fuel,BL}$		tCO_2eq/GJ
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,fuel,BL}$	0.05610	tCO_2eq/GJ
8	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ	η_{BL}	33.54%	%
9	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,BL}$	0.602	tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	107	$tCO_{2eq}/year$

ภาพที่ ก. 18 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า PP03

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงตามภาพที่ ก.19 เพื่อมาคำนวณ ตามภาพที่ ก.18 ดังนี้

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJมวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	Natural Gas	1,445	1.055	0.0561	1,524	85	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล	85	tCO_{2e}
ความร้อนจากเชื้อเพลิงทั้งหมด	1,524	GJ
ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย	0.05610	tCO_{2e}/GJ

ภาพที่ ก. 19 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ PP03

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$FC_{i,y}$		volume or ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{FJ,i}$		GJ/volume of ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$EF_{CO2,i}$		tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,i,y}$	106	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 20 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ PP03

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงตามภาพที่ ก.21 เพื่อมาคำนวณ ตามภาพที่ ก.20 ดังนี้

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2})	ปริมาณความร้อนทั้งหมดของเชื้อเพลิงที่ใช้	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJ/มวลหรือปริมาตร	tCO_{2e}/GJ	(GJ)	tCO_{2e}	
1	Natural Gas	1,799	1.055	0.0561	1898.384583	106.4993751	
2					0	0	
3					0	0	
4					0	0	
5					0	0	
6					0	0	
7					0	0	
8					0	0	
9					0	0	
10					0	0	
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล			106	tCO_{2e}			

ภาพที่ ก. 21 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินโครงการ PP03

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	106.89	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปี y	$PE_{FC,I,y}$	106.50	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายสำหรับระบบเสริมและระบบสำรอง(auxiliary and back-up loads) ในปี y	$PE_{Grid,y}$	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	**PE**	106.50	**tCO_{2eq}/year**

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	0.39	**tCO_{2eq}/year**

Chulalongkorn University

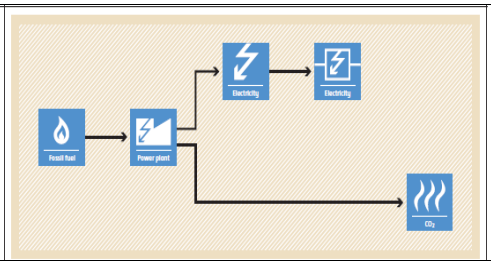
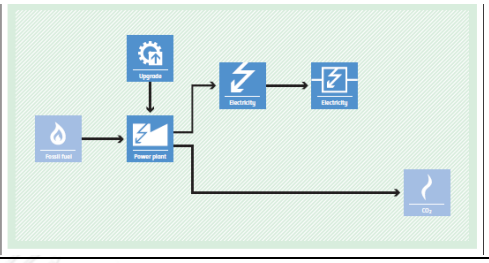
ภาพที่ ก. 22 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ PP03

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.22

ก.2 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I8

ตารางที่ ก. 5ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I8

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าโดยการปรับปรุงกังหัน (Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)
ชนิดการลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เทคโนโลยีที่ปรับปรุงเป็นผลให้ประสิทธิภาพพลังงานเพิ่มขึ้นในโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. หน่วยผลิตไฟฟ้าต้องผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ไม่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (biomass) หรือ ความร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการ 2. ต้องไม่เป็นกิจกรรมที่เป็นการดำเนินงานตามปกติของหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือ เป็นกิจกรรมตามคำแนะนำของผู้ผลิตกังหัน เช่น การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (preventive maintenance) และการบำรุงรักษาตามรอบปกติที่ทำให้ประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นหลังจากดำเนินการ ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพพลังงาน เช่น ความดัน อุณหภูมิ และคุณภาพไอ ของไอน้ำ อุณหภูมิการเผาไหม้ ในช่วงดำเนินโครงการจะต้องไม่แตกต่างจากกรณีฐาน (เปลี่ยนแปลงไม่เกิน 5%)
ตัวแปรสำคัญ	• ปริมาณ ค่าความร้อน และ สัมประสิทธิ์ของเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า • ปริมาณไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้ากรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ • เอลทัลปีของไอน้ำที่ใช้ในกังหัน ในกรณีของกังหันไอน้ำ

ภาพรวมช่วงกรณีฐาน คิดในกรณีที่กังหันยังไม่มีการดำเนินการปรับปรุง	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ การปรับปรุงของกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซทำให้ประสิทธิภาพของพลังงานดีขึ้นในโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่เดิม เป็นผลให้การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง	

ก.2.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้

รูปแบบการคำนวณเมื่อได้รับการพัฒนาเป็น MRV I8 แล้ว นำโครงการมาตรการอนุรักษ์ตัวอย่างที่ผ่านการทวนสอบข้อมูลแล้ว มาคำนวณตามเทมเพลตตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1.กรอกข้อมูลในหน้า “Cover” เช่น ชื่อโครงการ วันเริ่มต้น-สิ้นสุดโครงการ และสถานที่ตั้ง ซึ่งประกอบไปด้วยชื่อบริษัท และที่อยู่ ดังภาพที่ ก.23

ภาพที่ ก. 23 รายละเอียดเบื้องต้นของโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในวิธีการ MRV I8

2.กรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(BE)” ซึ่งประกอบไปด้วย ชนิดเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในหน่วยมวลหรือปริมาตร ค่าความร้อนในหน่วย GJ/มวลหรือปริมาตร ซึ่งในคำนวณออกมา

ในช่อง ปริมาณความร้อน และสุดท้ายจะปรากฏผลการคำนวณปริมาณความร้อนรวมของฟอสซิลทั้งหมดในหน่วย GJ ดังภาพที่ ก.24

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC)	ค่าความร้อน(NCV)	ความร้อน (FC x NCV)	หมายเหตุ
		หน่วยมวลหรือปริมาตร	GJ/มวลหรือปริมาตร	GJ	
1				0	
2				0	
3				0	
4				0	
5				0	
6				0	
7				0	
8				0	
9				0	
10				0	

ปริมาณความร้อนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งหมด 0 GJ

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 24 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินโครงการ MRV I8

3.เมื่อกรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(BE)” จะปรากฏตัวเลขในช่อง “ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ” และเลือกชนิดกังหันที่ใช้ในการคำนวณซึ่งได้แก่ steam turbine และ gas turbineในหน้า “BE” ส่วนในช่องอื่นๆใส่ข้อมูลเช่น ประสิทธิภาพของกังหัน ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าได้จริงจากการปรับปรุงกังหัน เป็นต้น ดังภาพที่ ก. 25

Chulalongkorn University

T-MRV-I8

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

Baseline

ชนิดกังหัน Steamturbine

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐานจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันเดิม

	รายการ	ข้อมูลอ้างอิง	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพและจำหน่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EO_{GEN,y}$		MWh/year
2	ประสิทธิภาพของกังหันในปีที่ y	$\eta_{BE,y}$		%
3	ประสิทธิภาพของกังหันที่ตรวจวัดในการผลิตไฟฟ้าในช่วงปีฐาน (กรณี)	$\eta_{BE,MES}$		%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EO_{BE,y}$		MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EO_{MAX}		MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปี y	$EF_{grid,y}$		tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันหากกังหันไม่ได้รับการปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CCGT,BL}$		tCO_2eq/MWh
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพสำหรับคำนวณ	$EF_{CCGT,BL}$		tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของกังหันเดิม			$tCO_{2eq}/year$

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

Page 1

ภาพที่ ก. 25 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I8

4.กรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(PE)” ซึ่งประกอบไปด้วย ชนิดเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในหน่วยมวลหรือปริมาตร ค่าความร้อนในหน่วย GJ/มวลหรือปริมาตร ซึ่งในคำนวณออกมาในช่อง ปริมาณความร้อน และสุดท้ายจะปรากฏผลการคำนวณปริมาณความร้อนรวมของฟอสซิลทั้งหมดในหน่วย GJ ดังภาพที่ ก.26

ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ

ชนิดที่	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้(FC) หน่วยมวลหรือปริมาตร	ค่าความร้อน(NCV) GJมวลหรือปริมาตร	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์(EF_{CO2}) tCO_{2e}/GJ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก(PE) tCO_{2e}	หมายเหตุ
1					0	
2					0	
3					0	
4					0	
5					0	
6					0	
7					0	
8					0	
9					0	
10					0	

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล 0 tCO_{2e}

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 26 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรรมโครงการ MRV I8

5.เมื่อกรอกข้อมูลในหน้า “Fuel data(PE)” จะปรากฏตัวเลขในช่อง “ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y”ในหน้า “PE”กรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวสามารถกรอกข้อมูลได้ในหน้า “PE” ได้โดยไม่ต้องกรอกข้อมูลเชื้อเพลิงในช่อง “Fuel data(PE)” ดังภาพที่ ก.27

T-MRV-I8
การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันก๊าซ

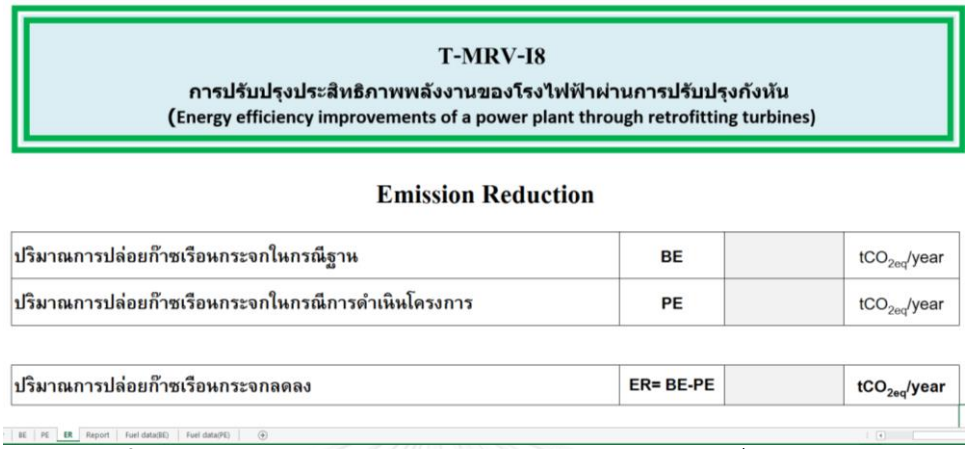
	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในปี y	$FC_{Pi,y}$		ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{PJ,i}$		GJ/ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	EF_{CO2}		tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y	PE_y		tCO_{2e}/year
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ	PE		tCO_{2e}/year

ใช้ตารางคำนวณข้อมูลเชื้อเพลิง

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 27 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ MRV I8

6.ในหน้า “ER” จะเป็นการแสดงผลการคำนวณจากหน้า “PE” และ “BE” ซึ่งจะแสดงค่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงในหน่วย tCO_{2eq}/year ดังภาพที่ ก.28



T-MRV-I8

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

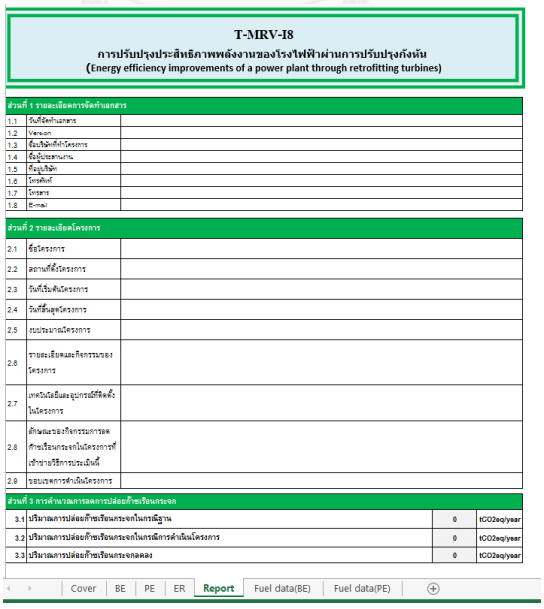
Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	PE		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE		tCO_{2eq}/year

BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 28 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I8

7. กรอกข้อมูลรายละเอียดต่างๆในหน้า “Report” ในส่วนที่ 1 จะเป็นรายละเอียดการจัดทำเอกสาร ส่วนที่2 จะเป็นรายละเอียดโครงการ ส่วนที่3 จะเป็นรายละเอียดการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังภาพที่ ก.29



T-MRV-I8

การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

ส่วนที่ 1 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร		
1.1	วันที่จัดทำเอกสาร	
1.2	ไฟล์ของ	
1.3	ชื่อบริษัทที่ทำโครงการ	
1.4	ที่อยู่บริษัทตามงาน	
1.5	ที่อยู่บริษัท	
1.6	โทรศัพท์	
1.7	โทรสาร	
1.8	E-mail	

ส่วนที่ 2 รายละเอียดโครงการ		
2.1	ชื่อโครงการ	
2.2	สถานที่ตั้งโครงการ	
2.3	วันที่เริ่มต้นโครงการ	
2.4	วันที่สิ้นสุดโครงการ	
2.5	งบประมาณโครงการ	
2.6	รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ	
2.7	เทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการ	
2.8	ลักษณะของกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจกในโครงการที่เข้าข่ายวิธีการประเมินนี้	
2.9	รอบบรรการดำเนินโครงการ	

ส่วนที่ 3 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก			
3.1	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	0	tCO2eq/year
3.2	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	0	tCO2eq/year
3.3	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	0	tCO2eq/year

Cover | BE | PE | ER | Report | Fuel data(BE) | Fuel data(PE)

ภาพที่ ก. 29 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I8

ก.2.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I8

ตัวอย่างการคำนวณกรณีศึกษา การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้า Pucheng โดยการปรับปรุงกังหันในประเทศจีนในปี 2008 (UNFCCC 2011)

รายละเอียดโครงการ

ปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำของโรงไฟฟ้าถ่านหิน Pucheng โดยติดตั้งกังหันไอน้ำขนาด 330MW โดยการเปลี่ยน turbine rotors ช่วยให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น ข้อมูลมีดังต่อไปนี้

1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพแล้ว	=	1,456,910	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตในช่วงดำเนินโครงการ	=	45.46	%
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	=	0.8958	tCO_{2eq}/MWh
4	ปริมาณจากถ่านหินที่ใช้ก่อนและหลังการปรับปรุง	=	557,032	ตัน
5	ค่าความร้อนของถ่านหิน	=	0.0207	TJต่อตันถ่านหิน
6	ปริมาณจากถ่านหินที่ใช้หลังการปรับปรุง	=	557,032	ตัน
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของกังหันก่อนการปรับปรุง	=	101.32	tCO_2/TJ
8	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของถ่านหิน	=	664,089	tCO_2/ตันถ่านหิน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อได้ข้อมูลแล้วนำมาคำนวณเปรียบเทียบได้ข้อมูลดังต่อไปนี้

รายละเอียด	CDM AM0062	MRV I8
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน (tCO_2/year)	1,300,871	1,305,100
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในดำเนินโครงการ (tCO_2/year)	1,168,959	1,169,210
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง(tCO_2/year)	131,911	135,890
พลังงานที่ลดลงได้ (MWh/year)	1,433,890	1,433,890
ESI	0.98	0.09
ERI	0.98	0.09

1.ปรับปรุงประสิทธิภาพของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์(TU01)

ชื่อโครงการ : ปรับปรุงประสิทธิภาพของเครื่องจักรแก๊สเทอร์ไบน์

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : 5 พฤษภาคม 2559 ถึง 22 พฤษภาคม 2559

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด เลขที่ 59/4 หมู่ 4 ตำบลเชียงรากน้อย อำเภอ สามโคก จังหวัด ปทุมธานี รหัสไปรษณีย์ 12160

งบประมาณโครงการ : 50 ล้านบาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

จากการpretest gas turbine section เนื่องจากประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำลงจากการใช้งานของใบเบรดเป็นระยะเวลายาวนาน จึงทำให้เกิดการสึกกร่อน และมีรอยรั่วเกิดขึ้น จึงทำการเปลี่ยนใบเบรดตัวใหม่ให้มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าดีขึ้น

2. ขอบเขตโครงการ

เปลี่ยนใบเบรดที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำ เป็นใบเบรดที่มีประสิทธิภาพดีขึ้น

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 6 ขอบเขตโครงการ TU01

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	ใบเบรดที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่ำ	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	ใบเบรดที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูง	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

T-MRV-I8
การปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าผ่านการปรับปรุงกังหัน
(Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines)

Baseline

ชนิดกังหัน: Gas turbine

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐานจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันเดิม

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพและจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการในปี y	$EG_{GEN,y}$	760,673	MWh/year
2	ประสิทธิภาพของกังหันในปีที่ y	$\eta_{PJ,y}$	84.00%	%
3	ประสิทธิภาพของกังหันที่ตรวจวัดทันทีภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพ	$\eta_{PJ,retro}$	85.00%	%
4	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพในช่วงดำเนินโครงการในปี y ที่ใช้ในการคำนวณในกรณีฐาน	$EG_{PJ,y}$	760,673	MWh/year
5	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	EG_{MAX}	774,743	MWh/year
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y	$EF_{grid,y}$	0.5897	tCO_2eq/MWh
7	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันหากกังหันไม่ได้รับการปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,BL}$		tCO_2eq/MWh
	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพสำหรับคำนวณ	$EF_{CO2,BL}$	0.4654	tCO_2eq/MWh

Page 1

ภาพที่ ก. 30 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า TU01

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงตามภาพที่ ก.31 เพื่อมาคำนวณ ตามภาพที่ ก.30 ดังนี้

ตารางคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีกังหันก๊าซ

1	ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในกังหันก๊าซสำหรับผลิตไฟฟ้าก่อนเริ่มดำเนินโครงการ	$FC_{i,BL}$	6,092,740	ton of fuel
2	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	NCV_i	1.06	GJ/ton of fuel
3	ค่าความร้อนรวมจากเชื้อเพลิงทุกชนิด	FC x NCV	6,427,841	GJ
4	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าผลิตได้จริงจากกังหันก๊าซก่อนเริ่มดำเนินโครงการ	EG_{BL}	774,743	MWh
5	ค่าสัมประสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงดำเนินโครงการ	$EF_{CO2,y}$	0.056100	tCO2eq/GJ
6	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันไอน้ำก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ	$EF_{CO2,BL}$	0.4654	tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของกังหันเดิม		**354,053**	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 31 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงกังหัน TU01

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันก๊าซ

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในปี y	$FC_{PJ,y}$	5,933,761	ton of fuel/year
2	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	$NCV_{PJ,i}$	1.055	GJ/ton of fuel
3	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i	EF_{CO2}	0.056	tCO2e/GJ
4	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y	PE_y	351,193	**tCO_{2eq}/year**
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการ	**PE**	**351,193**	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 32 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ TU01

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.33

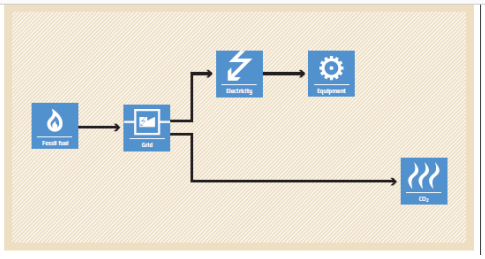
Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	354,053	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีการดำเนินโครงการ	PE	351,193	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE	2,861	**tCO_{2eq}/year**

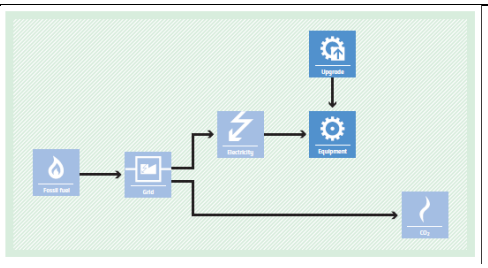
ภาพที่ ก. 33 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TU01

ก.3 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I4

ตารางที่ ก. 7 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I4

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Demand- Side energy efficiency activities for specific technologies)
ชนิดการลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงแทนที่เทคโนโลยีที่ปล่อย GHG สูง
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. เทคโนโลยีที่มีการปรับปรุงจะต้องมีประสิทธิภาพสูงกว่ากรณีฐานระหว่าง 90 ถึง 150 % 2.สารความเย็นที่ถูกใช้ในโครงการจะต้องไม่มีสารที่ทำลายชั้นโอโซน
ตัวแปรสำคัญ	• มีการติดตามตรวจสอบของระบบ
ภาพรวมช่วงกรณีฐาน อุปกรณ์มีประสิทธิภาพต่ำ (หลอดไฟ เครื่องทำความเย็น มอเตอร์ พัดลม เครื่องปรับอากาศ ปั๊ม ชิลเลอร์) ที่มีการใช้พลังงานมาก เป็นผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ	

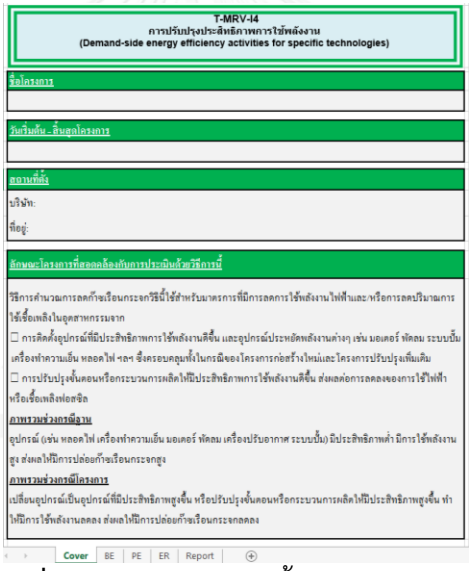
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูง (หลอดไฟ เครื่องทำความเย็น มอเตอร์ พัดลม เครื่องปรับอากาศ ปั้ม ชิลเลอร์) ที่มีการใช้พลังงานน้อย เป็นผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ	

ก.3.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้

รูปแบบการคำนวณเมื่อได้รับการพัฒนาเป็น MRV แล้ว นำโครงการมาตรการอนุรักษ์ตัวอย่างที่ผ่านการทวนสอบข้อมูลแล้ว มาคำนวณตามเทมเพลตตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

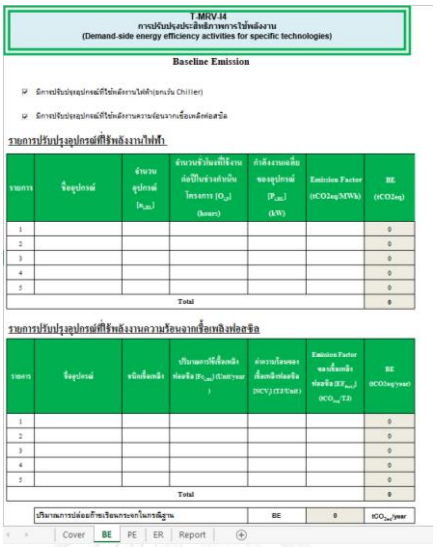
1.กรอกข้อมูลในหน้า “Cover” เช่น ชื่อโครงการ วันเริ่มต้น-สิ้นสุดโครงการ และสถานที่ตั้ง ซึ่งประกอบไปด้วยชื่อบริษัท และที่อยู่ ดังภาพที่ ก.34



ภาพที่ ก. 34 รายละเอียดเบื้องต้นของ MRV I4

2.ในหน้า “BE” พิจารณาจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานว่ามีการใช้พลังงานจากใด ในกรณีที่เป็นการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า ให้เลือก “มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า (ยกเว้น chiller)” ในกรณีที่เป็นการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ให้เลือก “มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล” จากนั้นกรอกข้อมูลรายการอุปกรณ์ จำนวนอุปกรณ์ จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปี กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ และ

Emission Factor เพื่อให้Excel ได้คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน ดังภาพที่ ก.35


T-MRV-I4
การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)
Baseline Emission
รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า
รายการ | ชื่ออุปกรณ์ | จำนวนอุปกรณ์ | จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ | กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ | Emission Factor | BE
1 | 2 | 3 | 4 | 5 | Total | 0
รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
รายการ | ชื่ออุปกรณ์ | ชนิดเชื้อเพลิง | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล | ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล | Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล | BE
1 | 2 | 3 | 4 | 5 | Total | 0
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน | BE | 0 | tCO2eq/year
Cover | BE | PE | ER | Report

ภาพที่ ก. 35 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน MRV I4

3.ในหน้า “PE” กรอกข้อมูลรายการอุปกรณ์ จำนวนอุปกรณ์ จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปี กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ และEmission Factor เพื่อให้Excel ได้คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ ดังภาพที่ ก.36

T-MRV-I4
การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)
Project Emission
รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า
รายการ | ชื่ออุปกรณ์ | จำนวนอุปกรณ์ | จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ | กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ | Emission Factor | PE
1 | 2 | 3 | 4 | 5 | Total | 0
รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
รายการ | ชื่ออุปกรณ์ | ชนิดเชื้อเพลิง | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล | ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล | Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล | PE
1 | 2 | 3 | 4 | 5 | Total | -
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการฐาน | PE | - | tCO2e/year

ภาพที่ ก. 36 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ MRV I4

4. ในหน้า “ER” จะเป็นการแสดงผลการคำนวณจากหน้า “PE” และ “BE” ซึ่งจะแสดงค่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงในหน่วย tCO_{2eq}/year ดังภาพที่ ก.37

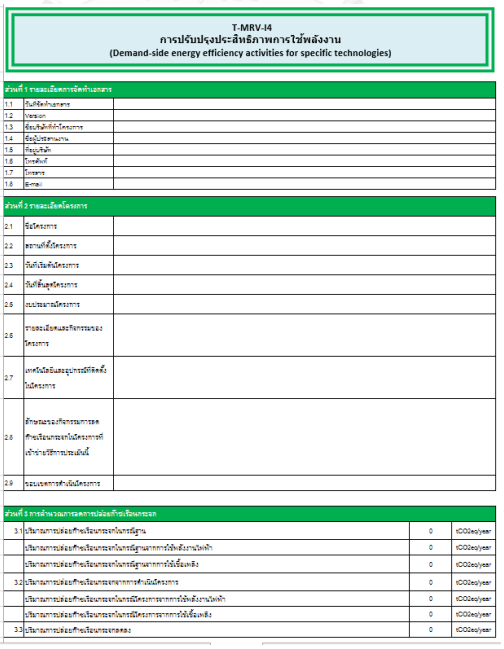
T-MRV-I4
การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**		**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**		**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**		**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 37 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I4

5. กรอกข้อมูลรายละเอียดต่างๆในหน้า “Report” ในส่วนที่ 1 จะเป็นรายละเอียดการจัดทำเอกสาร ส่วนที่2 จะเป็นรายละเอียดโครงการ ส่วนที่3 จะเป็นรายละเอียดการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังภาพที่ ก.38


T-MRV-I4
การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
(Demand-side energy efficiency activities for specific technologies)

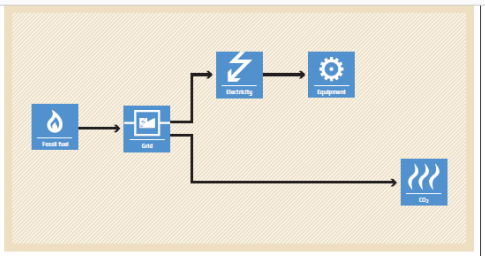
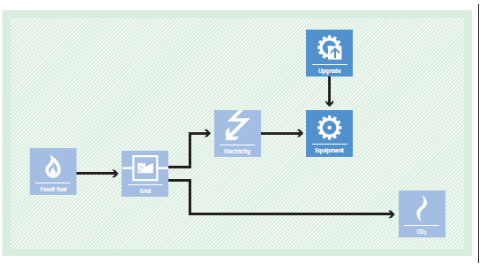
ส่วนที่ 1 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร		
1.1		
1.2		
1.3		
1.4		
1.5		
1.6		
1.7		
1.8		

ส่วนที่ 2 รายละเอียดโครงการ		
2.1		
2.2		
2.3		
2.4		
2.5		
2.6		
2.7		
2.8		
2.9		

ส่วนที่ 3 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก			
3.1		0	tCO2eq/year
		0	tCO2eq/year
		0	tCO2eq/year
3.2		0	tCO2eq/year
		0	tCO2eq/year
		0	tCO2eq/year
3.3		0	tCO2eq/year

ภาพที่ ก. 38 รายละเอียดจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I4

ตารางที่ ก. 8 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I4

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Demand- Side energy efficiency activities for specific technologies)
ชนิดการลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงแทนที่เทคโนโลยีที่ปล่อย GHG สูง
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. เทคโนโลยีที่มีการปรับปรุงจะต้องมีประสิทธิภาพสูงกว่ากรณีฐานระหว่าง 90 ถึง 150 % 2.สารความเย็นที่ถูกใช้ในโครงการจะต้องไม่มีสารที่ทำลายชั้นโอโซน
ตัวแปรสำคัญ	• มีการติดตามตรวจสอบของระบบ
ภาพรวมช่วงกรณีฐาน อุปกรณ์มีประสิทธิภาพต่ำ (หลอดไฟ เครื่องทำความเย็น มอเตอร์ พัดลม เครื่องปรับอากาศ ปั้ม ชิลเลอร์) ที่มีการใช้พลังงานมาก เป็นผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูง (หลอดไฟ เครื่องทำความเย็น มอเตอร์ พัดลม เครื่องปรับอากาศ ปั้ม ชิลเลอร์) ที่มีการใช้พลังงานน้อย เป็นผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ	

Chulalongkorn University

ก.3.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I4

ตัวอย่างการคำนวณกรณีศึกษา การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าของใบพัดในระบบหอหล่อเย็นโดยการเปลี่ยนชนิดของใบพัด(อรทัย ชวาลภาฤทธิ์ และคณะ 2558)

รายละเอียดโครงการ

โรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทยที่ได้ทำการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าของใบพัดในระบบหอหล่อเย็นโดยการเปลี่ยนชนิดของใบพัดเป็นชนิดที่มี air flow เพิ่มขึ้นเพื่อลดการใช้พลังงาน

ข้อมูลมีดังต่อไปนี้

1	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน	=	1,645	MWh/year
2	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีดำเนินโครงการ	=	964	MWh/year
3	จำนวนใบพัด	=	1	ตัว
4	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	=	0.3784	tCO_{2eq}/MWh
5	กำลังไฟฟ้าของใบพัดในกรณีฐาน	=	0.188	MW
6	กำลังไฟฟ้าของใบพัดในกรณีดำเนินโครงการ	=	0.110	MW
7	ชั่วโมงการทำงานของใบพัด	=	8,760	ชั่วโมง

เมื่อได้ข้อมูลแล้วนำมาคำนวณเปรียบเทียบได้ข้อมูลดังต่อไปนี้

รายละเอียด	**CDM AMS-II.C**	**MRV I4**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน(tCO_2/year)	623	623
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในดำเนินโครงการ(tCO_2/year)	365	365
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง(tCO_2/year)	258	258
พลังงานที่ลดลงได้ (MWh/year)	681	681
ESI	0.27	0.27
ERI	0.38	0.38

1. การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission (EE01)

ชื่อโครงการ : การเปลี่ยนวิธีการควบคุม NOx จากการใช้ไอน้ำเป็นเทคโนโลยี Dry Low Emission

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : มกราคม 2555 ถึง ธันวาคม 2555

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)

งบประมาณโครงการ : 23.9ล้านเหรียญหรือ 764.8 ล้านบาท (ใช้อัตราแลกเปลี่ยน 32 บาทต่อเหรียญ)

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

เป็นโครงการเปลี่ยนหัวเผาจาก Standard Combustor เป็น Premixed Combustor ซึ่งเชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซธรรมชาติและอากาศจะถูกฉีดเข้ามาผสมให้คลุกเคล้ากันก่อน หลังจากนั้นก็จะไหลไปสู่ Zone ของการเผาไหม้ โดยจะควบคุมการเผาไหม้ให้เป็นแบบ Lean นั่นคืออัตราส่วนระหว่างเชื้อเพลิงกับอากาศที่ป้อนเข้าห้องเผาไหม้จะมีค่าน้อยกว่าการเผาไหม้ตามทฤษฎี จึงส่งผลให้อุณหภูมิที่เกิดขึ้น ใน Zone ของการเผาไหม้ไม่สูงถึงจุดที่จะเกิด NOx ทำให้ค่า NOx ที่ออกมาต่ำ และวิธีการนี้จะไม่เกิดความสิ้นเปลืองในการใช้ไอน้ำเพื่อฉีดลดอุณหภูมิในห้องเผาไหม้ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้อยู่ก่อน ทำให้เกิดผลประหยัดเชื้อเพลิงที่ต้องใช้เพื่อการผลิตไอน้ำ

2. กระจกขอบเขตโครงการ

เปลี่ยนหัวเผาจาก Standard Combustor เป็น Premixed Combustor

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 9 ขอบเขตโครงการ EE01

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	Standard Combustor	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	Premixed Combustor	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline Emission

☐ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า(ยกเว้น Chiller)

☑ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล [$Fc_{i,BL}$] (Unit/year)	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล [NCV_i] (TJ/Unit)	Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล [$EF_{fuel,i}$] (tCO_{2eq}/TJ)	BE (tCO_{2eq}/year)
1	Standard Combustor + Steam Injection	natural gas	4,090,304,234.00	0.004492	0.058992	1,083,898
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						**1,083,898**

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	1,083,898	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 39 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าหากไม่มีการปรับปรุงพลังงาน EE01

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project Emission

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล [$Fc_{i,p}$] (Unit/year)	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล [NCV_i] (TJ/Unit)	Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล [$EF_{fuel,i}$] (tCO_{2eq}/TJ)	PE (tCO_{2eq}/year)
1	Premixed Combustor, Dry Low Emiss	natural gas	4,090,304,234.00	0.004267	0.058992	1,029,606.74
2						-
3						-
4						-
5						-
Total						**1,029,606.74**

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการฐาน	PE	1,029,606.74	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 40 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ EE01

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.41

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**1,083,898.16**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}	1,083,898.16	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**	**1,029,606.74**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}	**1,029,606.74**	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	54,291.43	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 41 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE01

2. การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ Cooling Tower Fan No.3 (EE02)

ชื่อโครงการ : การติดตั้ง VSD เข้าใช้งานในการควบคุมความเร็วรอบของ Cooling Tower Fan No.3

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : 24 เมษายน 2558 ถึง 31 ธันวาคม 2558

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด

งบประมาณโครงการ : 1,200,000 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

ในสภาวะการเดินเครื่องที่ความต้องการไฟฟ้าต่ำ มีศักยภาพที่สามารถจะลดพลังงานจากการหล่อเย็นได้ โดยการปรับความเร็วรอบของ Cooling Fan No.3 ซึ่งจากการประเมินแล้ว พลังงานความร้อนที่ถูกนำออกจาก Cooling Tower (มีทั้งหมด 3 units) มีปริมาณมากเกินไป สามารถที่จะลดพลังงานสูญเสียได้โดยการปรับ Speed ของ Cooing Fan NO.3 ได้ ซึ่งช่วยลดทั้งการสูญเสียพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าที่ตัวมอเตอร์ (ประมาณการโดยใช้ Affinity's Law จะประหยัดไปได้ประมาณร้อยละ 24.21)

2. ขอบเขตโครงการ

ปรับความเร็วรอบของ Cooing Fan No.3

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 10 ขอบเขตโครงการ EE02

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	ก่อนปรับความเร็วรอบของ Cooing Fan	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	หลังปรับความเร็วรอบของ Cooing Fan	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานตามข้อมูลดังภาพที่ ก.42 ดังนี้

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,BL}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,BL}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	BE (tCO2eq)
1	NO VSD	3	8760	163.54	0.5897	2,534
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						**2,534**

ภาพที่ ก. 42 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE02

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,P}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,P}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	PE (tCO2eq)
1	VSD	3	8760	123.94	0.5897	1,921
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						**1,921**

ภาพที่ ก. 43 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE02

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.44

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**2,534**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}	2,534	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**	**1,921**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}	**1,921**	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	614	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 44 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE02

3. มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น(EE03)

ชื่อโครงการ : มาตรการวางแผนการเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น

ระยะเวลาดำเนินโครงการ :

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด เลขที่ 59/4 หมู่ 4 ตำบลเชียงรากน้อย อำเภอ สามโคก จังหวัด ปทุมธานี รหัสไปรษณีย์ 12160

งบประมาณโครงการ : ไม่มี

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

ลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นในช่วงเวลาที่ลดกำลังการผลิต โดยการนำผลบันทึกประวัติการทำงานของพัดลมจากฐานข้อมูลระบบส่วนกลางมาคำนวณผลประหยัด

2. ขอบเขตโครงการ

หยุดเดินเครื่องพัดลมของอาคารหอหล่อเย็น จำนวนหนึ่งเครื่องในวันอาทิตย์เนื่องจากโรงไฟฟ้าลดกำลังการผลิต

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 11 ขอบเขตโครงการ EE03

กรณี	**แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก**	**ชนิดก๊าซเรือนกระจก**
กรณีฐาน	เดินเครื่องพัดลมของอาคารหล่อเย็นในวันอาทิตย์ 1 เครื่อง	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	หยุดเดินเครื่องพัดลมของอาคารหล่อเย็นในวันอาทิตย์ 1 เครื่อง	CO_2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline Emission

☑ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า(ยกเว้น Chiller)

☐ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,BL}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,BL}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	BE (tCO2eq)
1	Cooling tower fan	1	8760	156	0.5897	806
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						806

ภาพที่ ก. 45 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงก่อนดำเนินกิจกรรมโครงการ EE03

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project Emission

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,P}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,P}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	PE (tCO2eq)
1	Cooling Fan Tower	1	7464	156	0.5897	687
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						687

ภาพที่ ก. 46 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานในกรณีดำเนินโครงการ EE03

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.47

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**806**	**tCO_{2e}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}	806	tCO_{2e}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}		tCO_{2e}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**	**687**	**tCO_{2e}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}	**687**	tCO_{2e}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}		tCO_{2e}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	119	**tCO_{2e}/year**

ภาพที่ ก. 47 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE03

4. การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ(EE04)

ชื่อโครงการ : การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : พฤษภาคม 2559 ถึง ธันวาคม 2559

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท ไทยโอลีโอเคมี จำกัด

งบประมาณโครงการ : 8,400 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

ทำการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ จากเดิมที่เคยใช้เป็นระบบ Manual on/off ที่ 0.80 หลังจากติดตั้ง PF Controller แล้วจึงดำเนินการตั้งค่า Setting power factor ไว้ที่ 0.93

2. ขอบเขตโครงการ

ติดตั้ง PF Controller ที่ 0.80 เป็น 0.93

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 12 ขอบเขตโครงการ EE04

กรณี	**แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก**	**ชนิดก๊าซเรือนกระจก**
กรณีฐาน	PF controller ที่ปรับตั้งที่ 0.80	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	PF controller ที่ปรับตั้งที่ 0.93	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานตามข้อมูลดังภาพที่ ก.48 ดังนี้

Baseline Emission

☑ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า(ยกเว้น Chiller)

☐ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,BL}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,BL}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	BE (tCO2eq)
1	Power factor controller 0.80	1	8640	9.88	0.5897	50
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						50

Cover | BE | PE | ER | Report

ภาพที่ ก. 48 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE04

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project Emission

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,P}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,P}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	PE (tCO2eq)
1	Power factor controller 0.93	1	8640	7.31	0.5897	37
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						37

ภาพที่ ก. 49 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE04

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.50

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**50**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}	50	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**	**37**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}	**37**	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	13	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 50 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE04

5. การติดตั้งระบบ low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant(EE05)

ชื่อโครงการ : การติดตั้งระบบ low pressure steam letdown station ที่ Combined cycle power plant

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : 2555

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท พีทีที จีซี ไอหนึ่ง

งบประมาณโครงการ : 3,500,000 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

ทำการออกแบบและติดตั้งชุด low pressure steam letdown station และนำเข้าใช้งานในช่วงภาวะปกติและในช่วงที่ STG-A Shutdown (Major Overhaul) เพื่อลด loss ที่เกิดขึ้นในช่วง STG-A S/D และเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการนำ LP steam ไปใช้งานโดยจากการนำไปใช้ในกระบวนการแลกเปลี่ยนความร้อนโดยตรงแทนการนำไปใช้ผลิตไฟฟ้าที่ STG-A

2. ขอบเขตโครงการ

การติดตั้ง low pressure steam letdown station ที่combined cycle power plant ของหน่วยผลิตสาธารณูปการ เพื่อลด loss และเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน

3.แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 13 ขอบเขตโครงการ EE05

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	ไม่มี Low pressure steam letdown station	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	ติดตั้ง Low pressure steam letdown station	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline Emission

☐ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า(ยกเว้น Chiller)

☑ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล [Fc_{LBL}] (Unit/year)	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล [NCV_j] (TJ/Unit)	Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล [$EF_{fuel,j}$] (tCO_{2eq}/TJ)	BE (tCO2eq/year)
1	witout LP steam let down station	steam	21076	1	0.045983	969
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						969

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	969	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 51 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกหากไม่มีการปรับปรุงการใช้พลังงาน EE05

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project Emission

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	ชนิดเชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล [Fc_{LP}] (Unit/year)	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิล [NCV_j] (TJ/Unit)	Emission Factor ของเชื้อเพลิงฟอสซิล [$EF_{fuel,j}$] (tCO_{2eq}/TJ)	PE (tCO2eq/year)
1	install LP steam let down station	steam	5748	1	0.045983	264.31
2						-
3						-
4						-
5						-
Total						264.31

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการฐาน	PE	264.31	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 52 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานในกรณีดำเนินโครงการ EE05

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE	969.14	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}	969.14	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	PE	264.31	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}	264.31	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE	704.83	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 53 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE05

4. การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ (EE04)

ชื่อโครงการ : การปรับตั้ง Power factor จากเดิม 0.80 เป็น 0.93 โดยการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : พฤษภาคม 2559 ถึง ธันวาคม 2559

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท ไทยโอลีโอเคมี จำกัด

งบประมาณโครงการ : 8,400 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

ทำการติดตั้ง PF Controller ชนิดอัตโนมัติ จากเดิมที่เคยใช้เป็นระบบ Manual on/off ที่ 0.80 หลังจากติดตั้ง PF Controller แล้วจึงดำเนินการตั้งค่า Setting power factor ไว้ที่ 0.93

2. ขอบเขตโครงการ

ติดตั้ง PF Controller ที่ 0.80 เป็น 0.93

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางที่ ก. 14 ขอบเขตโครงการ EE04

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	PF controller ที่ปรับตั้งที่ 0.80	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	PF controller ที่ปรับตั้งที่ 0.93	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

ซึ่งสามารถคำนวณการสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานตามข้อมูลดังภาพที่ ก.54 ดังนี้

Baseline Emission

☑ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า(ยกเว้น Chiller)

☐ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,BL}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,BL}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	BE (tCO2eq)
1	Power factor controller 0.80	1	8640	9.88	0.5897	50
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						50

Cover | BE | PE | ER | Report

ภาพที่ ก. 54 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานก่อนดำเนินโครงการ EE04

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project Emission

รายการปรับปรุงอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า

รายการ	ชื่ออุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ [$n_{i,P}$]	จำนวนชั่วโมงที่ใช้งานต่อปีในช่วงดำเนินโครงการ [$O_{i,P}$] (hours)	กำลังงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ [$P_{i,P}$] (kW)	Emission Factor (tCO2eq/MWh)	PE (tCO2eq)
1	Power factor controller 0.93	1	8640	7.31	0.5897	37
2						0
3						0
4						0
5						0
Total						37

ภาพที่ ก. 55 ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงในช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ EE04

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.56

Emission Reduction

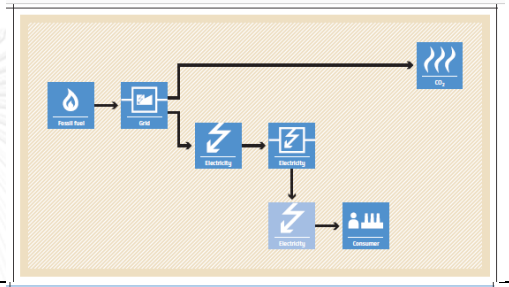
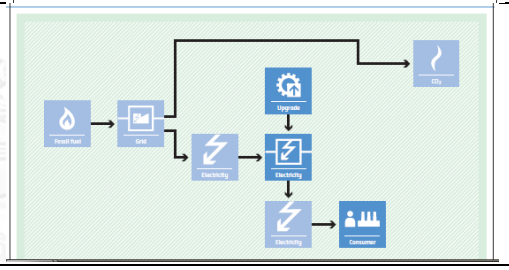
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	**BE**	**50**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	BE_{Elec}	50	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานจากการใช้เชื้อเพลิง	BE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	**PE**	**37**	**tCO_{2eq}/year**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้พลังงานไฟฟ้า	PE_{Elec}	**37**	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการจากการใช้เชื้อเพลิง	PE_{FC}		tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	13	**tCO_{2eq}/year**

ภาพที่ ก. 56 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ EE04

ก.4 ผลการประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลการลดการใช้พลังงานด้วยวิธีการ MRV I10

ตารางที่ ก. 15 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I10

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Efficiency by Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)
การลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เปลี่ยนหม้อแปลงประสิทธิภาพสูงที่ลดค่าการสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าและเป็นผลให้ลดการปล่อย GHG
เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. คิดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากการลดลงของกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (no-load loss) เพียงอย่างเดียว 2. ค่ากำลังสูญเสียขณะต่อโหลด (load loss) ของหม้อแปลงที่ดำเนินการภายใต้โครงการ จะต้องมีค่าไม่เกิน load loss ของหม้อแปลงในกรณีฐาน 3. ประสิทธิภาพของหม้อแปลงต้องเป็นไปตามข้อกำหนด หรือมาตรฐานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

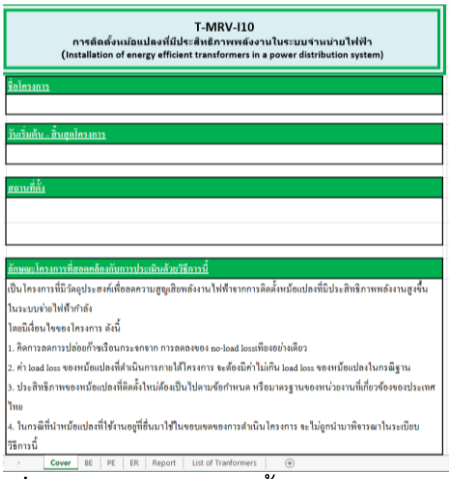
	4. ในกรณีที่นำหม้อแปลงที่ใช้งานอยู่ที่อื่นมาใช้ในขอบเขตของการดำเนินโครงการจะไม่ถูกนำมาพิจารณาในระเบียบวิธีการนี้ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับหม้อแปลงเดิมที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายย้อนหลัง 3 ปี
ตัวแปรสำคัญ	• ค่าเฉลี่ยของอัตรา no load loss จากผู้ผลิตหม้อแปลง • จำนวนหม้อแปลงที่ติดตั้ง
ภาพรวมช่วงกรณีฐาน หม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพต่ำซึ่งติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ หม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพสูงซึ่งติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เป็นผลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ก.4.1 รูปแบบการคำนวณและเทมเพลตที่ใช้ในการคำนวณของระเบียบวิธีการนี้

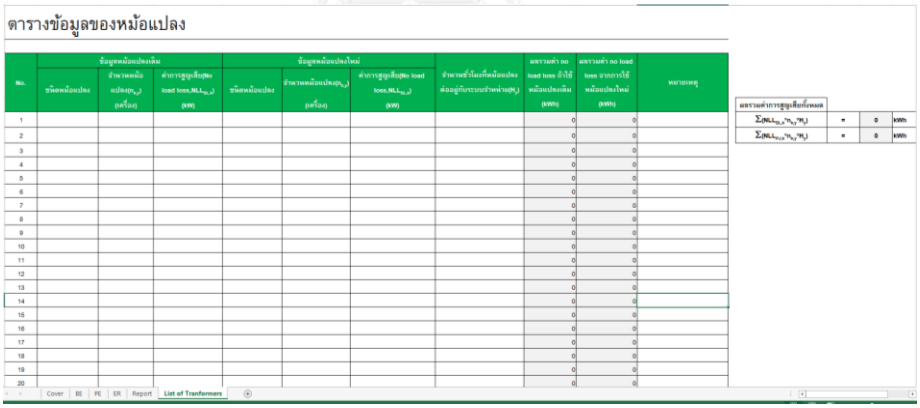
รูปแบบการคำนวณเมื่อได้รับการพัฒนาเป็น MRV แล้ว นำโครงการมาตรการอนุรักษ์ตัวอย่างที่ผ่านการทวนสอบข้อมูลแล้ว มาคำนวณตามเทมเพลตตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. กรอกข้อมูลในหน้า “Cover” เช่น ชื่อโครงการ วันเริ่มต้น-สิ้นสุดโครงการ และสถานที่ตั้งซึ่งประกอบไปด้วยชื่อบริษัท และที่อยู่ดังภาพที่ ก.57



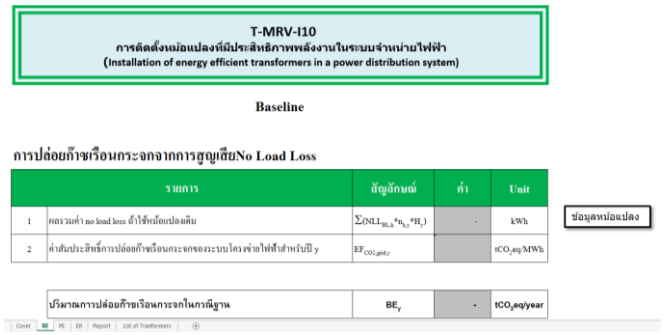
ภาพที่ ก. 57 รายละเอียดเบื้องต้นของ MRV I10

2. ในหน้า “List of Transformers” กรอกข้อมูลของหม้อแปลงเดิมและหม้อแปลงใหม่ ซึ่งประกอบไปด้วยข้อมูลชนิดหม้อแปลง จำนวนหม้อแปลง ค่าการสูญเสีย no load loss จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่าย จากนั้นExcel จะคำนวณ no load loss ที่ใช้ทั้งหม้อแปลงเดิมและหม้อแปลงใหม่ รวมทั้งผลรวมค่าการสูญเสียทั้งหมดในหน่วย kWh ดังภาพที่ ก.58



ภาพที่ ก. 58 รายละเอียดข้อมูลหม้อแปลง

3. เมื่อกรอกข้อมูลในหน้า “List of Transformers” ข้อมูลผลรวมค่า no load loss ในหม้อแปลงเดิมจะแสดงในหน้า “BE” และข้อมูลผลรวมค่า no load loss ในหม้อแปลงใหม่จะแสดงในหน้า “PE” จากนั้นกรอกข้อมูลค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปี y ลงในช่อง $EF_{CO2,grid,y}$ ซึ่งจะคำนวณค่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานในหน้า “BE” และกรณีดำเนินโครงการในหน้า “PE” ดังภาพที่ ก.59 และ ก.60



T-MRV-I10
การติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
(Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)

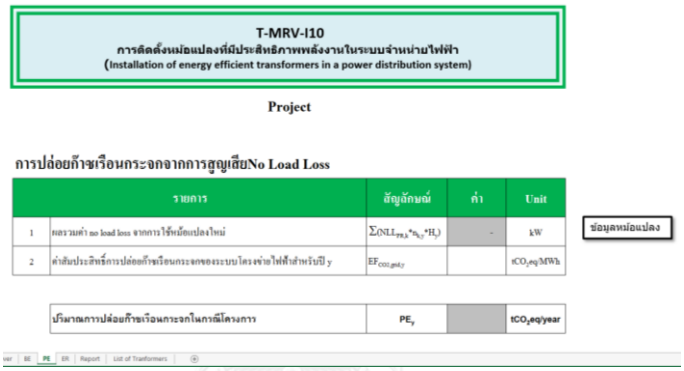
Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss เจ้าใช้หม้อแปลงเพิ่ม	$\sum(NLL_{BL,k}*n_{k,y}*H_y)$	-	kWh
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$		tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	-	$tCO_2eq/year$

ข้อมูลหม้อแปลง

ภาพที่ ก. 59 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load loss ในกรณีฐาน MRV I10



T-MRV-I10
การติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
(Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)

Project

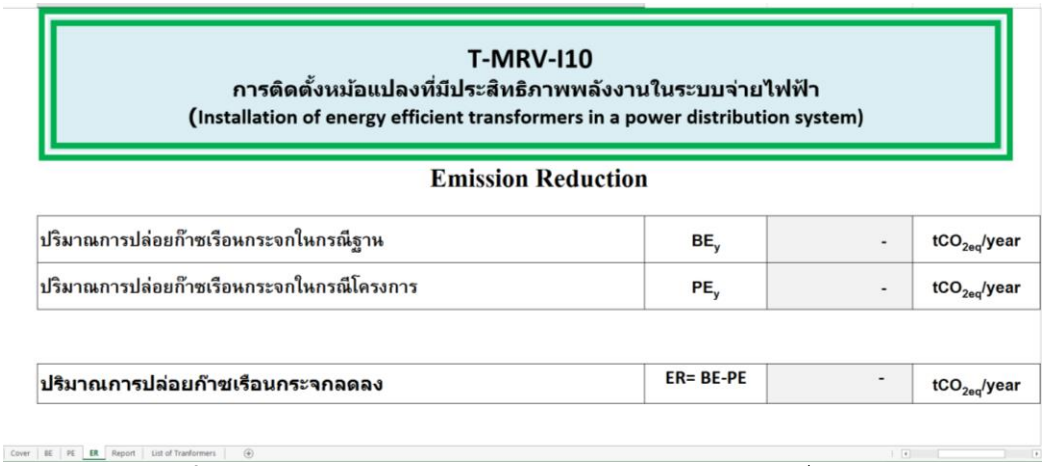
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss จากการใช้หม้อแปลงใหม่	$\sum(NLL_{PR,k}*n_{k,y}*H_y)$	-	kW
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$		tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y		$tCO_2eq/year$

ข้อมูลหม้อแปลง

ภาพที่ ก. 60 รายละเอียดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load loss ในกรณีดำเนินโครงการ MRV I10

4.ในหน้า “ER” จะเป็นการแสดงผลการคำนวณจากหน้า “PE” และ “BE” ซึ่งจะแสดงค่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงในหน่วย tCO_{2eq}/year ดังภาพที่ ก.61



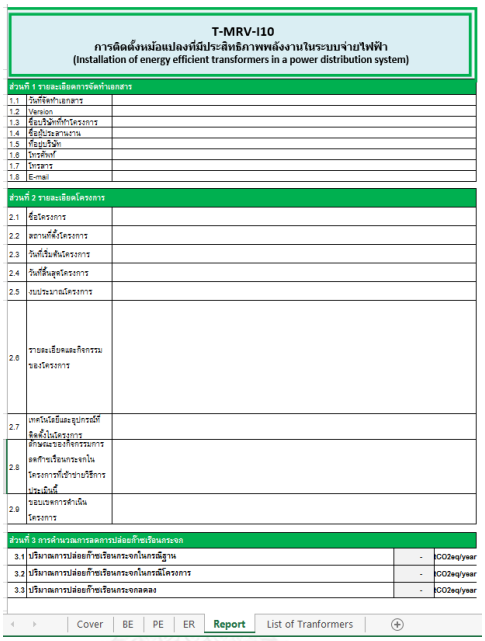
T-MRV-I10
การติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจ่ายไฟฟ้า
(Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y	-	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE	-	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 61 รายละเอียดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง MRV I10

5. กรอกข้อมูลรายละเอียดต่างๆในหน้า “Report” ในส่วนที่ 1 จะเป็นรายละเอียดการจัดทำเอกสาร ส่วนที่2 จะเป็นรายละเอียดโครงการ ส่วนที่3 จะเป็นรายละเอียดการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังภาพที่ ก.62

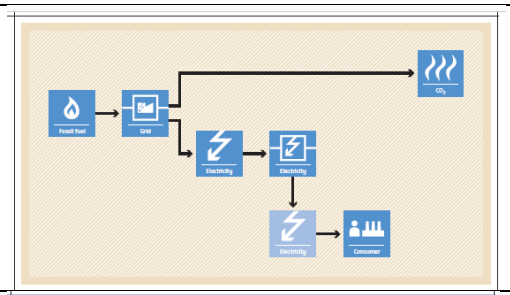
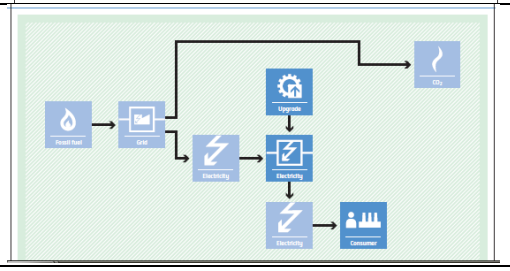


ภาพที่ ก. 62 รายละเอียดการจัดทำเอกสาร โครงการ และการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MRV I10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก. 16 ภาพรวมการประเมินด้วยระเบียบวิธี MRV I10

ชื่อวิธีการ	การปรับปรุงและติดตั้งหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Efficiency by Installation of energy efficient transformers in a power distribution system)
การลดการปล่อย GHG	Energy efficiency เปลี่ยนหม้อแปลงประสิทธิภาพสูงที่ลดค่าการสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าและเป็นผลให้ลดการปล่อย GHG

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	1. คิดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากการลดลงของกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (no-load loss) เพียงอย่างเดียว 2. ค่ากำลังสูญเสียขณะต่อโหลด (load loss) ของหม้อแปลงที่ดำเนินการภายใต้โครงการ จะต้องมีค่าไม่เกิน load loss ของหม้อแปลงในกรณีฐาน 3. ประสิทธิภาพของหม้อแปลงต้องเป็นไปตามข้อกำหนด หรือมาตรฐานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 4. ในกรณีที่นำหม้อแปลงที่ใช้งานอยู่ที่อื่นมาใช้ในขอบเขตของการดำเนินโครงการจะไม่ถูกนำมาพิจารณาในระเบียบวิธีการนี้ 5. ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับหม้อแปลงเดิมที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายย้อนหลัง 3 ปี
ตัวแปรสำคัญ	• ค่าเฉลี่ยของอัตรา no load loss จากผู้ผลิตหม้อแปลง • จำนวนหม้อแปลงที่ติดตั้ง
ภาพรวมช่วงกรณีฐาน หม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพต่ำซึ่งติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	
ภาพรวมช่วงดำเนินกิจกรรมโครงการ หม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพสูงซึ่งติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เป็นผลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ก.4.2 กรณีศึกษาโรงงานนำร่องของวิธีการ MRV I10

ตัวอย่างการคำนวณกรณีศึกษา การติดตั้งหม้อแปลงชนิด Amorphous ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมืองชานตง ประเทศจีน ในปี 2007 (UNFCCC,2007)

รายละเอียดโครงการ

เป็นจากหม้อปลงที่มีวัสดุเป็นแผ่นเหล็กซิลิกอนเป็นหม้อแปลง Amorphous ที่มีเทคโนโลยีสูงกว่า

ข้อมูลมีดังต่อไปนี้

1	No load loss ของหม้อแปลงเดิม	=	666	W
2	No load loss ของหม้อแปลงAmorphous	=	220	W
3	จำนวนหม้อแปลง	=	752	ตัว
4	จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	=	8,760	tCO_{2eq}/MWh
5	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	=	09825	tCO_{2eq}/MWh
6	จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	=	8,760	ชั่วโมง

เมื่อได้ข้อมูลแล้วนำมาคำนวณเปรียบเทียบได้ข้อมูลดังต่อไปนี้

รายละเอียด	**CDM**	**MRV I9**
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน (tCO_2/year)	1,721.49	1,721.49
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในดำเนินโครงการ (tCO_2/year)	569.52	569.52
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง(tCO_2/year)	1,151.98	1,151.98
พลังงานที่ลดลงได้ (MWh/year)	2,898,509	2,898,509
ESI	2.00	2.00
ERI	0.00	0.00

1.การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า(TF01)

ชื่อโครงการ : การเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : สิงหาคม 2557

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท ซุ่นหลีเท็กซ์ไทล์ จำกัด 139 ซ.แหลมฝ้าผ่า ถ.สุขสวัสดิ์ ต.ในคลองบางปลากลด อ.พระสมุทรเจดีย์ จ.สมุทรปราการ 10290

งบประมาณโครงการ : 250,000 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ

เนื่องจากโรงงานมีการขยายโรงทอเพิ่มและจะต้องติดตั้งหม้อแปลงขนาด 1000 kVA เพิ่มอีก 1 ลูก ให้กับโรงทอใหม่ แต่หม้อแปลงขนาด 1000 kVA ลูกเดิมใช้กับโรงกรอ มีการใช้อยู่ประมาณ 500 kVA ก็จะดำเนินการรวมโหลดหม้อแปลงที่จะติดตั้งใหม่กับลูกเดิม โดยการติดตั้งขนาด 1500 kVA แทนเพื่อลดการสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า

2. ขอบเขตโครงการ

ยกเลิกหม้อแปลง 1000 kVA เพิ่มเป็น 1500 kVA แทนการเพิ่มอีก 1000 kVA เป็น 2000 kVA

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ

ตารางข้อมูลของหม้อแปลง

No.	ข้อมูลหม้อแปลงเดิม			ข้อมูลหม้อแปลงใหม่			จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงต่ออยู่กับระบบจำหน่าย(H_i)	ผลรวมค่า no load loss ก่อนติดหม้อแปลงเดิม (kWh)	ผลรวมค่า no load loss จากการใช้หม้อแปลงใหม่ (kWh)	หมายเหตุ
	ชนิดหม้อแปลง	จำนวนหม้อแปลง ($n_{o,i}$) (เครื่อง)	ค่าการสูญเสีย(No load loss,$NLL_{o,i}$) (kW)	ชนิดหม้อแปลง	จำนวนหม้อแปลง($n_{n,i}$) (เครื่อง)	ค่าการสูญเสีย(No load loss,$NLL_{n,i}$) (kW)				
1	Oil Type 1000kVA	2	1.9	Oil Type 1500 kVA	1	2.8	8,760	33,288	24,528	
2								0	0	

ผลรวมค่าการสูญเสียทั้งหมด			
$\Sigma(NLL_{o,i} * n_{o,i} * H_i)$	=	33288	kWh
$\Sigma(NLL_{n,i} * n_{n,i} * H_i)$	=	24528	kWh

ภาพที่ ก. 63 ภาพตารางข้อมูลของหม้อแปลง TF01

ตารางที่ ก. 17 ขอบเขตโครงการ TF01

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก	
กรณีฐาน	หม้อแปลงขนาด 1000 kVA 2 เครื่อง	CO_2	
กรณีดำเนินโครงการ	หม้อแปลงขนาด 1500 kVA 1เครื่อง	CO_2	

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss ถ้าใช้หม้อแปลงเดิม	$\sum(NLL_{RL,k}*n_{k,y}*H_y)$	33,288	kWh
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$	0.5896	tCO_2eq/MWh
	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	20	$tCO_2eq/year$

ภาพที่ ก. 64 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวเก่า TF01

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss จากการใช้หม้อแปลงใหม่	$\Sigma(NLL_{pr,k}*n_{k,y}*H_y)$	24,528	kW
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$	0.5896	tCO_2eq/MWh

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y	14	$tCO_2eq/year$

ภาพที่ ก. 65 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวใหม่ TF01

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.66

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	20	$tCO_{2eq}/year$
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y	14	$tCO_{2eq}/year$

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	ER= BE-PE	5	$tCO_{2eq}/year$

ภาพที่ ก. 66 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TF01

2. Replace Transformer No.20(TF02)

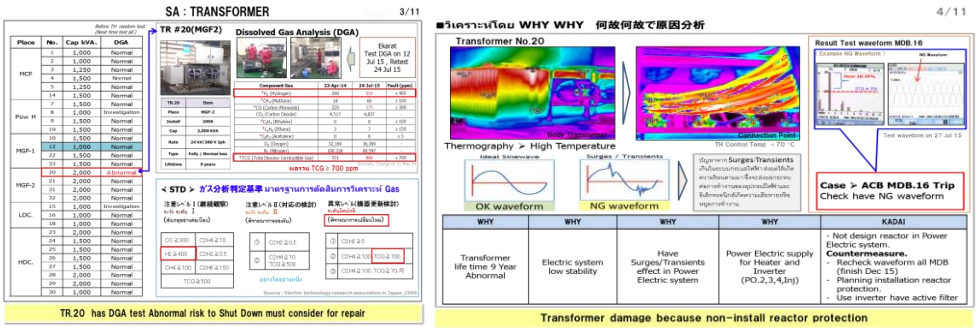
ชื่อโครงการ : Replace Transformer No.20

ระยะเวลาดำเนินโครงการ : พฤษภาคม 2559 ถึง ธันวาคม 2559

สถานที่ตั้งโครงการ : บริษัท ไทยฮอนด้า แมนูแฟคเจอริ่ง จำกัด 410 นิคมอุตสาหกรรมลาดกระบัง ถ.ฉลองกรุง แขวงลำปลาทิว เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ

งบประมาณโครงการ : 1,500,000 บาท

1. รายละเอียดโครงการและกิจกรรมโครงการ



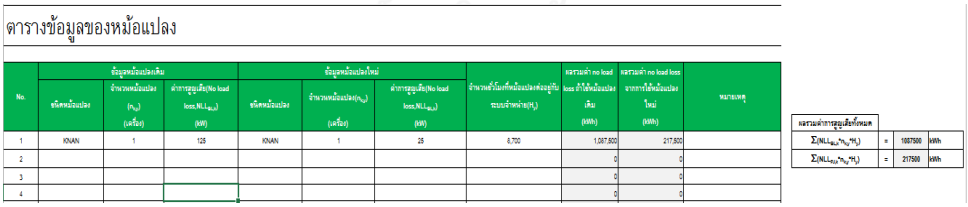
ภาพที่ ก. 67 ข้อมูลถึงปัญหาของการใช้หม้อแปลงตัวเก่าของบริษัท

เนื่องจากเกิดปัญหา Surges/Transients เกินในระบบกระแสไฟฟ้า เนื่องจากการใช้งานเป็นเวลานาน ส่งผลให้เกิดความร้อนตามมาซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าและอิเล็กโทรนิกส์ หรือหยุดการทำงาน ทำให้มีการสูญเสียกระแสไฟฟ้าเกินจริง ทางโครงการจึงมีการเปลี่ยนหม้อแปลงที่มีคุณภาพดีขึ้น ดังภาพ ก.67

2. ขอบเขตโครงการ

ยกเลิกหม้อแปลงที่มีค่าสูญเสีย 125 kW เป็น 25 kW

3. แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่รวมอยู่ในขอบเขตโครงการ



ภาพที่ ก. 68 ภาพตารางข้อมูลของหม้อแปลง TF02

ตารางที่ ก. 18 ขอบเขตโครงการ TF02

กรณี	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	หม้อแปลงมีค่าการสูญเสีย 125 kW	CO_2
กรณีดำเนินโครงการ	หม้อแปลงมีค่าการสูญเสีย 25 kW	CO_2

4. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน

Baseline

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss ถ้าใช้หม้อแปลงเดิม	$\Sigma(NLL_{BL,k}*n_{k,y}*H_y)$	1,087,500	kWh
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$	0.5896	tCO_2eq/MWh

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	641	$tCO_2eq/year$

ภาพที่ ก. 69 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวเก่า TF02

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีดำเนินโครงการ

Project

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสียNo Load Loss

	รายการ	สัญลักษณ์	ค่า	Unit
1	ผลรวมค่า no load loss จากการใช้หม้อแปลงใหม่	$\Sigma(NLL_{PR,k}*n_{k,y}*H_y)$	217,500	kW
2	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับปี y	$EF_{CO2,grid,y}$	0.5896	tCO_2eq/MWh

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y	128	$tCO_2eq/year$

ภาพที่ ก. 70 ข้อมูลการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสูญเสีย No load ใน loss ของหม้อแปลงตัวใหม่ TF02

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้

เมื่อได้ข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีดำเนินกิจกรรมโครงการแล้ว สามารถนำมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ตามภาพที่ ก.71

Emission Reduction

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน	BE_y	641	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีโครงการ	PE_y	128	tCO_{2eq}/year
ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง	**ER= BE-PE**	**513**	tCO_{2eq}/year

ภาพที่ ก. 71 การคำนวณปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ TF01

ข. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan)

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ต้องมีการติดตามผล รวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน เพื่อใช้ในการนำมาคำนวณวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น

ข.1 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I9

ข.1.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	EG_{MAX}
หน่วย	MWh
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน

พารามิเตอร์	$EF_{grid,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดย อบก.

พารามิเตอร์	NCV_i
หน่วย	GJ/หน่วยเชื้อเพลิง(มวลหรือปริมาตร)
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลชนิด i

แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 ค่าความร้อนสุทธิที่ระบุในใบแจ้งหนี้ (Invoice) จากผู้ผลิต ทางเลือกที่ 2 การทดสอบค่าความร้อนของเจ้าของโรงงาน ทางเลือกที่ 3 รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,i}$
หน่วย	tCO_{2e}/GJ
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,BL}$
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานการคำนวณของโรงงาน

พารามิเตอร์	$\eta_{PJ,Improve}$
หน่วย	
ความหมาย	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ตรวจวัดทันทีภายหลังจากปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยผลิตไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน

พารามิเตอร์	η_{BL}
หน่วย	
ความหมาย	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าก่อนปรับปรุงประสิทธิภาพจากกิจกรรมของโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ข.1.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$EG_{GEN,y}$
หน่วย	MWh/ปี
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าหลังดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EL_{Grid,y}$
หน่วย	MWh/ปี
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าที่นำเข้ามาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับระบบเสริมและระบบสำรองภายในพื้นที่ของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการในช่วงดำเนินโครงการปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$FC_{,i,y}$
หน่วย	หน่วยเชื้อเพลิง(มวลหรือปริมาตร)/ปี
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการตรวจวัด	-

พารามิเตอร์	$\eta_{PJ,y}$
หน่วย	
ความหมาย	ประสิทธิภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการปีที่ y

แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณตามหลักการทางวิศวกรรม

ข.2 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I8

ข.2.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	EG_{MAX}
หน่วย	MWh
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้สูงสุดด้วยกังหันก่อนการปรับปรุงประสิทธิภาพ (MWh)
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน

พารามิเตอร์	$EF_{grid,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดย อบก.

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,BL}$
หน่วย	tCO_{2e}/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันหากกังหันไม่ได้รับการปรับปรุงประสิทธิภาพ
แหล่งข้อมูล	รายงานการคำนวณของโรงงาน

พารามิเตอร์	$\eta_{PJ,retro}$
หน่วย	
ความหมาย	ประสิทธิภาพของกังหันตรวจวัดหลังจากการปรับปรุงประสิทธิภาพ
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน

Chulalongkorn University

พารามิเตอร์	NCV_i
หน่วย	TJ/t เชื้อเพลิง
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลชนิด i
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 ค่าความร้อนสุทธิที่ระบุในใบแจ้งหนี้ (Invoice) จากผู้ผลิต ทางเลือกที่ 2 การทดสอบค่าความร้อนของเจ้าของโรงงาน ทางเลือกที่ 3 รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,i}$
หน่วย	tCO_{2e}/GJ
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

ข.2.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$EG_{GEN,y}$
หน่วย	MWh
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากกังหันที่ปรับปรุงประสิทธิภาพและจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในช่วงดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยสรุปข้อมูลเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	ST_y
หน่วย	GJ
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำที่ใช้ในกังหันไอน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน

วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย Steam flow meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยสรุปข้อมูลเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EF_{steam,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/GJ
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไอน้ำในช่วงดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานการคำนวณของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	การคำนวณตามสมการต่อไปนี้ $$EF_{steam,y} = \min\left(\frac{\sum_i \left(FC_{i,PJ} \times NCV_i \times EF_{CO_2,i}\right)}{H_{Boiler,PJ}}, EF_{sream,BL}\right)$$ โดยที่ $H_{Boiler,PJ}$ = ปริมาณความร้อนของไอน้ำที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำในช่วงดำเนินโครงการ (GJ) $FC_{i,PJ}$ = ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในสำหรับผลิตไอน้ำในช่วงดำเนินโครงการ (t เชื้อเพลิง) NCV_i = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (GJ/t เชื้อเพลิง) $EF_{CO2,i}$ = ค่าสัมประสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (tCO_{2e}/GJ) $EF_{steam,BL}$ = สัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไอน้ำในช่วงก่อนดำเนินโครงการ

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/GJ
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงดำเนินโครงการ
วิธีการตรวจวัด	การคำนวณตามสมการต่อไปนี้

	$$EF_{CO2,y} = \min\left(\frac{\sum_i \left(FC_{i,PJ} \times NCV_i \times EF_{CO_2,i}\right)}{\sum_i \left(FC_{i,PJ} \times NCV_i\right)}, EF_{fuel,BL}\right)$$ โดยที่ $FC_{i,PJ}$ = ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i ที่ใช้ในสำหรับผลิตไอน้ำในช่วงดำเนินโครงการ (t เชื้อเพลิง) NCV_i = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (GJ/t เชื้อเพลิง) $EF_{CO2,i}$ = ค่าสัมประสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i (tCO_{2e}/GJ) $EF_{fuel,BL}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในช่วงก่อนดำเนินโครงการ

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
หน่วย	ตันเชื้อเพลิง
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจสอบเอกสารรายงาน

พารามิเตอร์	$\eta_{PJ,y}$
หน่วย	
ความหมาย	ประสิทธิภาพของกังหันตรวจวัดในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดประสิทธิภาพของกังหัน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดตามหลักการทางวิศวกรรม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ข.3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I4

ข.3.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$EF_{grid,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดย อบก.

พารามิเตอร์	NCV_i
หน่วย	TJ/t เชื้อเพลิง
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลชนิด i
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 ค่าความร้อนสุทธิที่ระบุในใบแจ้งหนี้ (Invoice) จากผู้ผลิต ทางเลือกที่ 2 การทดสอบค่าความร้อนของเจ้าของโรงงาน ทางเลือกที่ 3 รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,i}$
หน่วย	tCO_{2e}/GJ
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิด i
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

ข.3.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$n_{i,BL}$
หน่วย	
ความหมาย	จำนวนของอุปกรณ์ I ในกรณีฐานซึ่งจะถูกปรับเปลี่ยนหรือแทนที่
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน

วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดจากรายงานเอกสารของโรงงาน

พารามิเตอร์	$n_{i,P}$
หน่วย	
ความหมาย	จำนวนของอุปกรณ์ I ในกรณีดำเนินโครงการซึ่งจะถูกปรับเปลี่ยนหรือแทนที่
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดจากรายงานเอกสารของโรงงาน

พารามิเตอร์	$P_{i,BL}$
หน่วย	MW
ความหมาย	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของอุปกรณ์ i ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยสรุปข้อมูลเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$P_{i,P}$
หน่วย	MW
ความหมาย	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของอุปกรณ์ i ในกรณีดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยสรุปข้อมูลเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$O_{i,P}$
หน่วย	ชั่วโมง
ความหมาย	ชั่วโมงการทำงานของอุปกรณ์ I ใน กรณีดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยสรุปข้อมูลเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$FC_{BL,i,y}$
หน่วย	ตันเชื้อเพลิง
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับกรณีฐาน

แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจสอบเอกสารรายงาน

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
หน่วย	ตันเชื้อเพลิง
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจสอบเอกสารรายงาน

ข.4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจวัดของวิธีการ MRV I10

ข.4.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,grid,y}$
หน่วย	tCO_{2e}/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดย อบก.

พารามิเตอร์	$NLL_{BL,k}$
หน่วย	kW
ความหมาย	No-load loss ของหม้อแปลงเดิมที่ถูกเปลี่ยนเป็นหม้อแปลงชนิด k ในกิจกรรมโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการทดสอบประสิทธิภาพจากผู้ผลิตซึ่งมีการวัดก่อนที่จะส่งมอบ

ข.4.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	k
หน่วย	
ความหมาย	ชนิดของหม้อแปลง ที่ติดตั้งในกิจกรรมโครงการนี้
แหล่งข้อมูล	บันทึกการติดตั้งหม้อแปลง
วิธีการตรวจวัด	รายงาน

พารามิเตอร์	n_k
หน่วย	เครื่อง
ความหมาย	จำนวนของหม้อแปลงชนิด k
แหล่งข้อมูล	บันทึกการติดตั้งหม้อแปลง
วิธีการตรวจวัด	รายงาน

พารามิเตอร์	$NLL_{PJ,k}$
หน่วย	W
ความหมาย	No-load loss ของหม้อแปลงชนิด k ซึ่งติดตั้ง ในกิจกรรมโครงการ
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการทดสอบประสิทธิภาพจากผู้ผลิตซึ่งมีการวัดก่อนที่จะส่งมอบ
วิธีการตรวจวัด	มาตรฐานหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังระดับชาติ(มอก.384-2543) หรือ ระดับนานาชาติ (IEC60076-1)

พารามิเตอร์	H_y
หน่วย	ชั่วโมง
ความหมาย	จำนวนชั่วโมงที่หม้อแปลงเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	รายงานของโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวกฤษณี สุวรรณพาหุ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี หลักสูตรวิทยาศาสตร์บัณฑิต สาขาเคมีทรัพยากรการสิ่งแวดล้อม คณะวิทยาศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีพ.ศ.2554 และเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปีพ.ศ. 2556

ทางผู้วิจัยยังได้มีโอกาสเข้าร่วมงานประชุมระดับนานาชาติ ชื่อ 2016 International Conference on Materials Technology and Applications (ICMTA 2016) วันที่ 29-31 ตุลาคม 2559 ณ โรงแรม Hotel Royal ประเทศสิงคโปร์ ซึ่งได้เสนอบทความเรื่อง Greenhouse gases reduction assessment from energy efficiency improvement : Case study of power generation and distribution

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University