


การศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ  
ที่มีต่อ โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

พลากร จุกสีดา

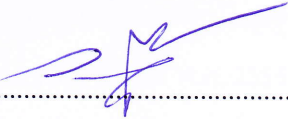
วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรม กลุ่มวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา  
ธันวาคม 2560  
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยบูรพา


คณะกรรมการควบคุมวิทยานิพนธ์และคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ได้พิจารณา  
วิทยานิพนธ์ของ พลากร จุกส์ิตา ฉบับนี้แล้ว เห็นสมควรรับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตาม  
หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรม กลุ่มวิชาเทคโนโลยี  
การจัดการพลังงาน ของมหาวิทยาลัยบูรพาได้

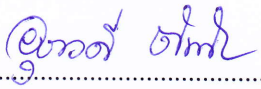
คณะกรรมการควบคุมวิทยานิพนธ์

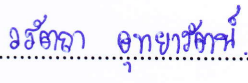
  
..... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ)

คณะกรรมการสอบปากเปล่าวิทยานิพนธ์


  
..... ประธาน  
(ดร. วัทธัญ รอดประพัฒน์)

  
..... กรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ)

  
..... กรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อุษาวดี ดันติวรานุรักษ์)

  
..... กรรมการ  
(ดร. วรรัตนา อุทัยรัตน์)

คณะวิศวกรรมศาสตร์อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตาม  
หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรม กลุ่มวิชาเทคโนโลยี  
การจัดการพลังงาน ของมหาวิทยาลัยบูรพา

  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ดร. อาณัติ ดีพัฒนา)

วันที่ 28 เดือน ธันวาคม พ.ศ 2560

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ ที่กรุณาให้คำปรึกษาแนะนำแนวทางที่ถูกต้อง ตลอดจนแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ และเอาใจใส่ด้วยดีเสมอมา จึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อุษาวดี ดันติวรานุกฤษ์ ดร. วรรตภา อุทัยรัตน์ และ ดร. วทัญญู รอดประพัฒน์ ที่ให้ความอนุเคราะห์ในการตรวจสอบ และวิจารณ์ผลงาน ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

เนื่องจกงานวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยและพัฒนาเพื่อส่งเสริมความร่วมมือกับหน่วยงานภายนอก เลขที่ วจร. 2/ 2557 ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2557 จากคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา และทุนการศึกษาระดับปริญญาโท ประจำปี พ.ศ. 2555 ตามบันทึกเลขที่ รรช. (บห)888/ 2555 ลงวันที่ 15 พฤศจิกายน พ.ศ. 2555 จึงขอขอบพระคุณ ณ ที่นี้ด้วย

ขอกราบขอบพระคุณคุณพ่อสวน คุณแม่สุนทร จุกสีดา และญาติพี่น้อง ที่ให้กำลังใจ และสนับสนุนผู้วิจัยเสมอมา

คุณค่าและประโยชน์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบเป็นกตัญญูกตเวทิตาแด่ บุพการี บุรพจารย์ และผู้มีพระคุณทุกท่านทั้งในอดีตและปัจจุบัน ที่ทำให้ข้าพเจ้าเป็นผู้มีการศึกษา และประสบความสำเร็จมาจนตราบเท่าทุกวันนี้

พลากร จุกสีดา

55921360: สาขาวิชา: เทคโนโลยีวิศวกรรม; วศ.ม. (เทคโนโลยีวิศวกรรม)

กลุ่มวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน

คำสำคัญ: ก๊าซเรือนกระจก/ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ/ พลังงานทดแทน

พลากร จุกสีดา: การศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

(A STUDY ON GREENHOUSE GAS IMPACTS OF SMART GRID IMPLEMENTATION TO THAI GRID SYSTEM SUPPLIED FROM RENEWABLE ENERGY ELECTRICITY)

คณะกรรมการควบคุมวิทยานิพนธ์: ภาวิณี สักดิ์สุนทรศิริ, Ph.D., 111 หน้า, ปี พ.ศ. 2560.

จากปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นสาเหตุหลักของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก จึงมีการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า แต่ในปัจจุบันพบว่าผลกระทบต่าง ๆ เกิดขึ้นทางด้านคุณภาพไฟฟ้า การสูญเสียพลังงานไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนสนับสนุนของภาครัฐที่สูงขึ้น โดยมีแนวโน้มการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นเป็น 20% ของเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทางหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงได้จัดทำแผนแม่บทในการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีการลงทุนมูลค่าสูง เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ซึ่งโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะสามารถลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยได้ ส่งผลให้สามารถลดทรัพยากรที่ป้อนเข้าโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ อย่างไรก็ตามการลงทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่ม ส่งผลให้มีการเพิ่มขึ้นของก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการดำเนินงานของทรัพยากรในการลงทุนเพิ่ม การวิจัยครั้งนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรชีวิตของไฟฟ้าที่ผลิตตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยกับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรชีวิตที่ลดลงภายหลังจากมีการเชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

วิธีการศึกษาคำเนินการ โดยคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์และศึกษาจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องของประเทศไทยและต่างประเทศ จากการศึกษาพบว่าปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยรวมทั้งทางตรงและทางอ้อมในปี พ.ศ. 2579 มีค่าเท่ากับ 0.6962 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เมื่อมีการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ครบถ้วน 100% จะทำให้ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงเหลือ 0.6739 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็นสัดส่วนการลดลง 3.21%

55921360: MAJOR: ENGINEERING TECHNOLOGY: M.Eng. (ENGINEERING TECHNOLOGY)

KEYWORD: GREENHOUSE GAS/ SMART GRID/ RENEWABLE ENERGY

PALAKORN JUKSEDA: A STUDY ON GREENHOUSE GAS IMPACTS OF SMART GRID IMPLEMENTATION TO THAI GRID SYSTEM SUPPLIED FROM RENEWABLE ENERGY ELECTRICITY. ADVISORY COMMITTEE: PAWINEE SUKSUNTORN SIRI, Ph.D., 111 P. 2017.

Since releasing greenhouse gas of electricity under Power Development Plan of Thailand 2558-2579 B.E., especially those which are generated from fossils is the main cause of releasing greenhouse gas, purchasing the electricity from renewable energy to Smart Grid is supported. However, recently, we have discovered many impacts from doing so, for example; the quality and the loss of electric energy, also the cost of government support is higher. The tendency of increasing ratio of renewable power generation is 20% from all types of fuels that is used to generate electricity. Involving organizations have created the model scheme of this high-cost investment on Smart Grid to support electricity generation from renewable energy. And this Smart Grid will help reduce the loss of the energy in Thailand which will lead to less resource needed in the Grid and will cause less greenhouse gas release. In spite of that, Smart Grid investment needs to be more invested and that causes an increase of greenhouse gas in upstream management in more investment. This research aims to assess and compare the amount of greenhouse gas release from electricity life cycle follows the Power Development Plan of Thailand and greenhouse gas release from the shorten life cycle after being connected to the Smart Grid. After using carbon footprint calculation and study Thai and international relating works found that the amount of greenhouse gas, both direct and indirect, release in 2579 B.E. is 0.6962 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh and is 0.6739 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh after being completely connected to Smart Grid 100% which is 3.21% decreased.

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญภาพ.....	ฉ
บทที่	
1 บทนำ.....	1
ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
สมมติฐานของการวิจัย.....	3
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย.....	3
ขอบเขตของการวิจัย.....	4
นิยามศัพท์.....	4
2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย.....	6
เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย.....	8
ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	10
โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ.....	21
การประเมินวัฏจักรชีวิต.....	28
การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์.....	30
กรณีศึกษาจากวรรณกรรม.....	33

## สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
3	39
ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	39
กำหนด BAU และ Scenario .....	40
กำหนดเป้าหมายและขอบเขตการศึกษา.....	40
กำหนดหน่วยฟังก์ชัน.....	41
เส้นทางกระบวนการของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย.....	41
การจัดทำบัญชีรายการของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อม.....	43
การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตามกรณีฐาน.....	52
การประเมินหน่วยสูญเสียของโครงข่ายไฟฟ้า.....	60
ประเมินการลดลงของคาร์บอนฟุตพริ้นท์กรณี Scenario.....	67
ดำเนินการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก.....	73
4	76
ผลการวิจัย.....	76
ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....	76
ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้า.....	78
การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้า.....	80
5	103
บทสรุป.....	103
สรุปผลการศึกษา.....	103
ข้อเสนอแนะและแนวทางในการปรับปรุงแก้ไข.....	105
บรรณานุกรม.....	106
ประวัติย่อของผู้วิจัย.....	111

## สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2-1	การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบ .....	14
2-2	หน่วยสูญเสียของ กฟภ. ปี พ.ศ. 2551-2556 .....	15
2-3	สรุปหน่วยสูญเสียของ กฟภ. รายเขต ที่เกิดจาก SPP/ VSPP ในปี พ.ศ. 2556 สะสม 2 ไตรมาส (ม.ค.-มิ.ย. 2556) .....	16
2-4	อัตราหน่วยสูญเสียเฉลี่ย (แบ่งตามชนิดพลังงานทดแทน) .....	18
2-5	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ .....	19
2-6	ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าแยกตามชนิดพลังงานทดแทน .....	20
2-7	ต้นทุนหน่วยสูญเสียแยกตามชนิดพลังงานทดแทน .....	20
2-8	ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐใน ส่วน กฟน. และ กฟภ. ....	21
2-9	การเปรียบเทียบคุณลักษณะโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ...	22
2-10	เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟผ.	25
2-11	เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟน.	26
2-12	เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.	27
2-13	ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global warming potential: GWP)....	31
2-14	การลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียและปริมาณ CO <sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2573 ในประเทศ สหรัฐอเมริกา กรณีมีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ .....	37
2-15	ค่าใช้จ่ายโดยรวมในการบริหารจัดการโหลดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะประเทศ โอมาน .....	38
3-1	ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้และปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ปี พ.ศ. 2558-2579 .....	44
3-2	ปริมาณวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามแผน AEDP2015 ปี พ.ศ. 2558-2579 .....	45
3-3	ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า .....	46
3-4	อายุการใช้งาน ต้นทุนในการก่อสร้างและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท	47



## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
3-5 ต้นทุน อายุการใช้งานของระบบส่งและระบบจำหน่าย .....	47
3-6 ราคาต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย (บาท/ kWh).....	48
3-7 ต้นทุนต่อปีของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในแต่ละเทคโนโลยี.....	49
3-8 ต้นทุนสะสมที่ใช้ในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ.....	50
3-9 ราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (บาท/ kWh).....	51
3-10 ราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจากประเทศญี่ปุ่น (เยน/ kWh).....	52
3-11 ค่าความร้อนสุทธิและค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก.....	53
3-12 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงตามแผน PDP2015 ในปี พ.ศ. 2558-2579.....	54
3-13 ค่า CO <sub>2</sub> Emissions intensity ของวัตถุดิบแต่ละชนิดที่ใช้ในกระบวนการ (t- CO <sub>2</sub> / million baht).....	56
3-14 ค่าแฟกเตอร์การคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิง.....	57
3-15 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh).....	58
3-16 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh).....	59
3-17 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh).....	60
3-18 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015.....	61
3-19 เปอร์เซนต์หน่วยสูญเสีย ตามแผน PDP2015.....	64
3-20 เปอร์เซนต์หน่วยสูญเสียที่ลดลง เมื่อเชื่อมต่อกับ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ.....	66
3-21 การเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของโครงการนำร่อง ในปี พ.ศ. 2560-2564	68
3-22 เปอร์เซนต์สัดส่วนการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในปี พ.ศ. 2558-2579.....	69
3-23 เปอร์เซนต์การลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ.....	71

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า	
3-24	ค่า CO <sub>2</sub> Emissions intensity ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (t- CO <sub>2</sub> / million Baht)...	72
3-25	ค่า CO <sub>2</sub> Emissions intensity ของเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จากประเทศญี่ปุ่น.....	73
3-26	เปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง ในปี พ.ศ. 2558-2579.....	74
3-27	การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh).....	75

## สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
2-1	โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย.....	6
2-2	กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557.....	7
2-3	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557.....	9
2-4	การผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงปี พ.ศ. 2553-2557.....	9
2-5	กราฟของหน่วยสูญเสีย ก่อนและหลังการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล แห่งหนึ่งกับระบบจำหน่าย.....	17
2-6	ขั้นตอนของการประเมินวัฏจักรชีวิต.....	28
2-7	แบบจำลอง Input/ Output model.....	29
3-1	ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	39
3-2	Technical energy system ของโครงข่ายไฟฟ้าตามกรณีฐาน.....	42
3-3	Technical energy system ของโครงข่ายไฟฟ้าตาม Scenario.....	43
3-4	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP 2015.....	55
3-5	หน่วยสูญเสียในอดีตและการคาดการณ์หน่วยสูญเสียในอนาคตตามแผน PDP2015 ปี พ.ศ. 2550-2579.....	63
4-1	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงที่ใช้ ในการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2579.....	76
4-2	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579.....	77
4-3	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579.....	78
4-4	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างระบบส่ง และระบบจำหน่ายปี พ.ศ. 2579.....	79
4-5	การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิง ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2579.....	81

## สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
4-6 การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....	81
4-7 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะปี พ.ศ. 2579.....	82
4-8 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2560.....	83
4-9 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2561.....	84
4-10 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2562.....	85
4-11 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2563.....	86
4-12 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2564.....	87
4-13 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2565.....	88
4-14 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2566.....	89
4-15 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2567.....	90
4-16 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2568.....	91
4-17 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2569.....	92
4-18 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2570.....	93
4-19 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2571.....	94
4-20 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2572.....	95
4-21 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2573.....	96
4-22 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2574.....	97
4-23 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2575.....	98
4-24 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2576.....	99
4-25 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2577.....	100
4-26 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2578.....	101
4-27 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2579.....	102

# บทที่ 1

## บทนำ

### ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

จากนโยบายการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2532 จนถึงปัจจุบัน พบว่ามีผลกระทบต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นทางด้านเทคนิค และด้านการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555) จากการเพิ่มสัดส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้ามากขึ้น (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2545) และคาดว่าแนวโน้มการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจะเพิ่มขึ้นเป็น 20% ภายในปี พ.ศ. 2577 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power development plan) พ.ศ. 2558-2579 หรือ PDP2015 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558) ซึ่งผลกระทบดังกล่าวจะสูงขึ้นในอนาคตด้วย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงได้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของไทย พ.ศ. 2558-2579 ขึ้น (กระทรวงพลังงาน, 2558) เพื่อวางกรอบทิศทางการพัฒนานโยบายระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทยในภาพรวม

โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2550) ซึ่งเชื่อมโยงระหว่างโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้น ในขณะที่กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ อาจไม่เพียงพอต่อความต้องการในอนาคตและเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามาจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2557) ซึ่งมีแนวโน้มราคาเพิ่มสูงขึ้นและมีปริมาณลดลง ทำให้ประเทศไทยต้องกำหนดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558) ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นสาเหตุหลักในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจำนวนมาก (Sujeetha Selvakkumaran, 2015) ดังนั้นจึงมีการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งใช้มาตรการจูงใจทางด้านราคาโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2549) แต่ด้วยความไม่ต่อเนื่องและไม่สม่ำเสมอของการผลิต

ไฟฟ้า ทำให้เกิดปัญหาทางเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าและปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Zahedi, 2011) รวมทั้งมีปัญหาค่าใช้จ่ายของระบบส่งที่ไม่สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้ ต่อมาจึงกำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2545) ซึ่งจะต้องมีการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบจำหน่ายรวมทั้งระบบส่งให้ทันสมัย และรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ นอกจากนี้โครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันมีสถานที่ตั้งของ โรงไฟฟ้าซึ่งบางแห่งอยู่ห่างไกลจากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้โครงข่ายไฟฟ้าพบปัญหามีหน่วยสูญเสียสูง (ประทีป พูลผล, 2553) ทำให้ภาครัฐได้สนับสนุนให้มีโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ ซึ่งยังคงส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงและหน่วยสูญเสียที่สูงขึ้น (สุทัศน์ชัย อัครชนกุล, ภายพงศ์ กมลเวชช์ และ นรวร รังสีวิจิตรประภา, 2555) ทั้งนี้โครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทยตามแผนพัฒนาโรงไฟฟ้าในอนาคต มีอัตราส่วนในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มากขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อหน่วยสูญเสีย และคุณภาพไฟฟ้ามากขึ้น แต่ก็สามารถส่งผลทำให้ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า (สุทัศน์ชัย อัครชนกุล และคณะ, 2555) จากปัญหาที่เกิดขึ้นเหล่านี้จึงจำเป็นต้องมีการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว อย่างไรก็ตามการลงทุนในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมากและการเตรียมการที่ยาวนาน อาจทำให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมมากขึ้น จึงต้องมีการศึกษาผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมต่อไป

ในการประเมินผลของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อม รวมเรียกว่า คาร์บอนฟุตพริ้นท์ของผลิตภัณฑ์ ซึ่งเป็นการประเมินก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยทางตรงในกระบวนการผลิต รวมถึงการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการคั่นน้ำของทรัพยากรที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์นั้น ๆ ย้อนกลับไปที่ ตั้งแต่ได้มาจากทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งวิเคราะห์เส้นทางกระบวนการเพื่อนำข้อมูลไปประเมินตั้งแต่กระบวนการคั่นน้ำไปยังปลายทางตลอดวัฏจักรชีวิตของโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP2015 และประเมินหน่วยสูญเสียของโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อประเมินการลดลงของคาร์บอนฟุตพริ้นท์ เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถลดหน่วยสูญเสีย (Lavanya, sambath, Sudha, & Sindhu, 2016) ทำให้ลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง โดยเฉพาะฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลทำให้ลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในขณะที่เดียวกันการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะทำให้มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้น จึงต้องมีการศึกษาผลกระทบทั้งทางตรงและทางอ้อมต่อไป

การศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ด้วยการคำนวณ

คาร์บอนฟุตพริ้นท์ จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทราบความแตกต่างของปริมาณการปลดปล่อย ก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงข่ายไฟฟ้าตามแผน PDP2015 กับโครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะในอนาคต โดยผลการศึกษาก็จะเป็นข้อมูลที่เป็นประโยชน์ เพื่อประกอบการสนับสนุนแผน ในการดำเนินการของภาครัฐต่อไป

### วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลัง ผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579
2. เพื่อเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยกับไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

### สมมติฐานของการวิจัย

1. โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียซึ่งสัมพันธ์กับการลด ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
2. โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเริ่มต้นลงทุนในปี พ.ศ. 2560 และครบสมบูรณ์ 100% ในปี พ.ศ. 2579
3. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2564-2579 ตามแผน PDP2015 มี สัดส่วนใกล้เคียงกับการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2563 ตามแผน PDP2010
4. โรงไฟฟ้าทุกประเภทมีค่าศักยภาพการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการ ต้นน้ำเท่ากัน โดยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นอยู่กับเงินลงทุนของโรงไฟฟ้านั้น ๆ

### ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย

1. ได้รับทราบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นของโครงข่ายไฟฟ้าของ ประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP2015
2. ได้รับทราบความแตกต่างจากการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ของการผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคตกับแผน PDP2015

## ขอบเขตของการวิจัย

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน อยู่ภายใต้แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงปี พ.ศ. 2558-2579
2. การดำเนินการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เป็นไปตามแผนแม่บทการพัฒนา ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579
3. ศึกษาผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง (Grid-connected)
4. การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า พิจารณาจากโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างตามแผน PDP2015
5. การวิเคราะห์แบบ Input-Output analysis (Combined PCA-IOA) ของประเทศไทย ใช้ค่า CO<sub>2</sub> Emission intensity ที่ประเมินจากแผน PDP2010 (Pawinee Suksuntornsiri, Paiboon Limpitipanich, Warunee Tia, & Bundit Limmeechokchai, 2013) โดยปี พ.ศ. 2564-2579 ใช้ค่า CO<sub>2</sub> Emission intensity ของปี พ.ศ. 2563
6. ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2015 อ้างอิงตามราคาเชื้อเพลิงจากรายงานชี้แจงการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ปี พ.ศ. 2559 (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2559)

## นิยามศัพท์

1. โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ คือ โครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร มาบริหารควบคุมการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถรองรับกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
2. แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very small power producer หรือ vspp) คือ โรงไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย ซึ่งไม่เกินขนาด 10 เมกะวัตต์ (MW) ที่ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนหรือเชื้อเพลิงฟอสซิล
3. พลังงานทดแทน คือ พลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล หรือเรียกว่าพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากเป็นพลังงานที่นำมาใช้ได้ตลอดเวลาไม่มีวันหมด หรือจัดหามาทดแทนได้โดยใช้เวลาไม่นาน ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก



4. พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่สูญเสียไป คำนวณจากหน่วยไฟฟ้าที่ซื้อมา หักออกด้วยหน่วยไฟฟ้าที่ขายออกไป ซึ่งจำแนกเป็น 2 ประเภท ประกอบด้วย หน่วยสูญเสียทางเทคนิค (Technical loss) ซึ่งเป็นกำลังสูญเสียที่เกิดจากความร้อนในสายตัวนำ หรือจากอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ในระบบ เช่น หน่วยสูญเสียในสายไฟฟ้า เป็นต้น และหน่วยสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค (Non-technical loss) ซึ่งเป็นหน่วยสูญเสียที่เกิดจากความคลาดเคลื่อนของเครื่องมือวัด ปริมาณไฟฟ้า การจดหน่วย หรือการลักลอบใช้ไฟฟ้า

5. ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse gas) คือ ก๊าซที่ปกคลุมชั้นบรรยากาศทำให้เกิดภาวะโลกร้อน มี 6 ชนิด คือ คาร์บอนไดออกไซด์ ( $\text{CO}_2$ ) มีเทน ( $\text{CH}_4$ ) ไนตรัสออกไซด์ ( $\text{N}_2\text{O}$ ) ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs) เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs) และ ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ ( $\text{SF}_6$ )

6. คาร์บอนฟุตพริ้นท์ คือ ปริมาณของก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกมาจากผลิตภัณฑ์ตลอดวัฏจักรชีวิตตั้งแต่การได้มาซึ่งวัตถุดิบ การขนส่ง การผลิต การใช้งาน และการกำจัดซาก โดยทำการคำนวณออกมาในรูปของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อหน่วยผลิตภัณฑ์

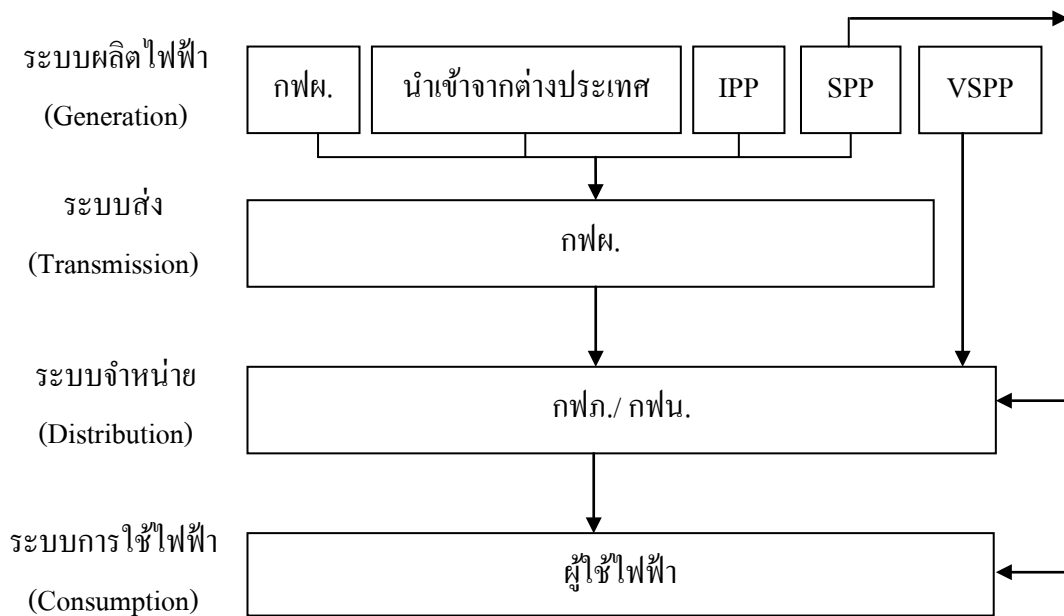
7. ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global warming potential: GWP) คือ ค่าศักยภาพของก๊าซเรือนกระจกที่ทำให้เกิดภาวะโลกร้อน โดยคิดเทียบเท่ากับการแผ่รังสีความร้อนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

## บทที่ 2

### ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย

โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของรัฐบาล ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2550) ทั้งนี้แหล่งผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ส่วนใหญ่เป็นแบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังภาพที่ 2-1

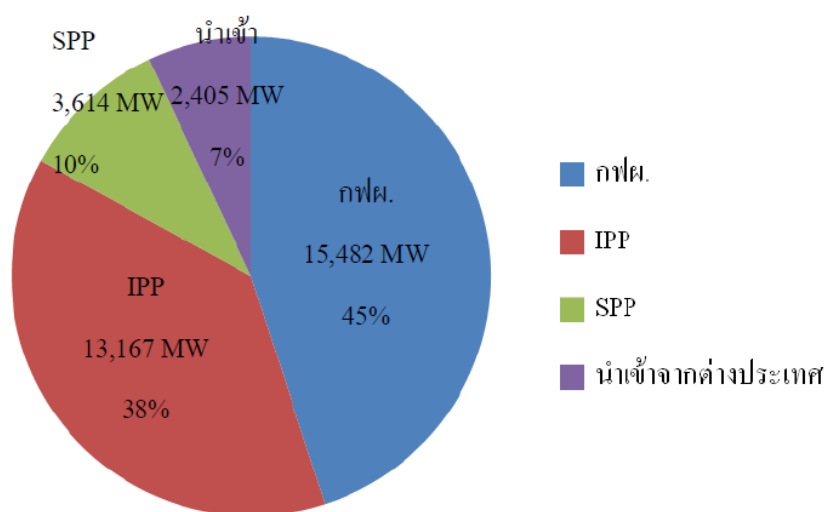


ภาพที่ 2-1 โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย

โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย โดยการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอดีตเป็นแบบรวมศูนย์กลาง คือ จากโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบส่ง ผ่านระบบจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยโครงข่ายไฟฟ้าเริ่มต้นจากโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าส่งไปยังระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และลดระดับแรงดันให้จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย จนถึงมิเตอร์เครื่องมือวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ระบบส่งจะเชื่อมโยงกันเป็นลักษณะเครือข่าย (Network) ครอบคลุมทั้งประเทศ กรณีบางพื้นที่มีเหตุการณ์โรงไฟฟ้าทำการซ่อมบำรุงประจำปีหรือมีเหตุขัดข้องอื่น ๆ ทำให้โรงไฟฟ้านั้นหยุดผลิตไฟฟ้า ทางโรงไฟฟ้าใกล้เคียงก็ยังสามารถเชื่อมต่อเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบส่งต่อไปได้

ส่วนระบบจำหน่ายจะเชื่อมโยงกันเป็นลักษณะวงจรแยกกระจายออกจากศูนย์กลาง (Radial) โดยสถานีไฟฟ้าจะเป็นลักษณะวงจร (Feeder) วางสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าหลายวงจร ซึ่งแต่ละวงจรจะมีระยะทางใกล้หรือไกลขึ้นอยู่กับตำแหน่งของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้บางพื้นที่ต้องการความมั่นคงของระบบจำหน่าย อย่างไรก็ตามในนิคมอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ ก็จะมีหลายวงจรจ่ายไฟฟ้าเชื่อมโยงกันเป็นลักษณะวงจรปิด (Closed loop) กรณีวงจรใดวงจรหนึ่งมีปัญหาไฟฟ้าขัดข้องก็สามารถรับไฟฟ้าได้จากอีกวงจรที่เชื่อมโยงถึงกัน

การผลิตไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. เป็นหลักและในปัจจุบันรัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้า จึงมีโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (Independent power producer: IPP) และ โรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small power producer: SPP) โดย SPP นอกจากขายไฟฟ้าให้ กฟผ. แล้ว ยังสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรง ทั้งนี้แหล่งผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ส่วนใหญ่เป็นแบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีสัดส่วนกำลังการผลิตดังแสดงในภาพที่ 2-2



ภาพที่ 2-2 กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557

กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2558) มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนโดยรวมมากกว่ากำลังผลิตของ กฟผ. ทั้งนี้การวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จะพิจารณาจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี เพื่อใช้ในการวางแผนผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ

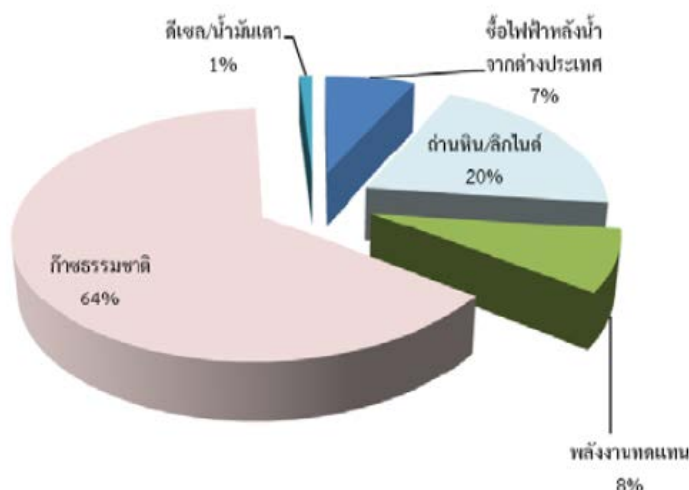
การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย ประกอบด้วย

1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำที่กักอยู่ในเขื่อน ปล่อยลงสู่ที่ต่ำด้วยแรงดันและความเร็วสูง ลงไปหมุนกังหันน้ำที่ต่อเชื่อมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า
2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ทั้งถ่านหิน ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และดีเซล มาต้มน้ำให้เดือดจนเกิดเป็นไอน้ำความดันสูงไปหมุนกังหันไอน้ำที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้ได้พลังงานไฟฟ้าออกมา
3. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ คือ โรงไฟฟ้าที่มีเครื่องกังหันก๊าซ ทำหน้าที่สันดาปภายใน โดยอัดอากาศที่มีความดันสูง ป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ที่ใช้เชื้อเพลิง ทำให้อากาศขยายตัวเกิดความดันและอุณหภูมิที่สูงขึ้นไปดันกังหันก๊าซให้หมุน ซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ได้พลังงานไฟฟ้าออกมา
4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม คือ โรงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซอยู่ร่วมกัน โดยนำความร้อนของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซมาต้มน้ำในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนให้เดือดเป็นไอน้ำความดันสูงไปหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้าต่อไป
5. โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงทดแทนฟอสซิล ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ พลังงานขยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

สำหรับระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น อยู่ภายใต้การดูแลของ กฟผ. ซึ่งระบบส่งจะมีสถานีไฟฟ้าทำหน้าที่ควบคุมและเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ส่วนระบบจำหน่ายอยู่ภายใต้การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 2 หน่วยงาน คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ครอบคลุมพื้นที่ กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้น 3 จังหวัด ดังกล่าว โดยจะมีสถานีไฟฟ้าเพื่อทำการควบคุมและลดระดับระดับแรงดัน เพื่อให้สามารถส่งจ่ายไฟฟ้าผ่านสายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป

### เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

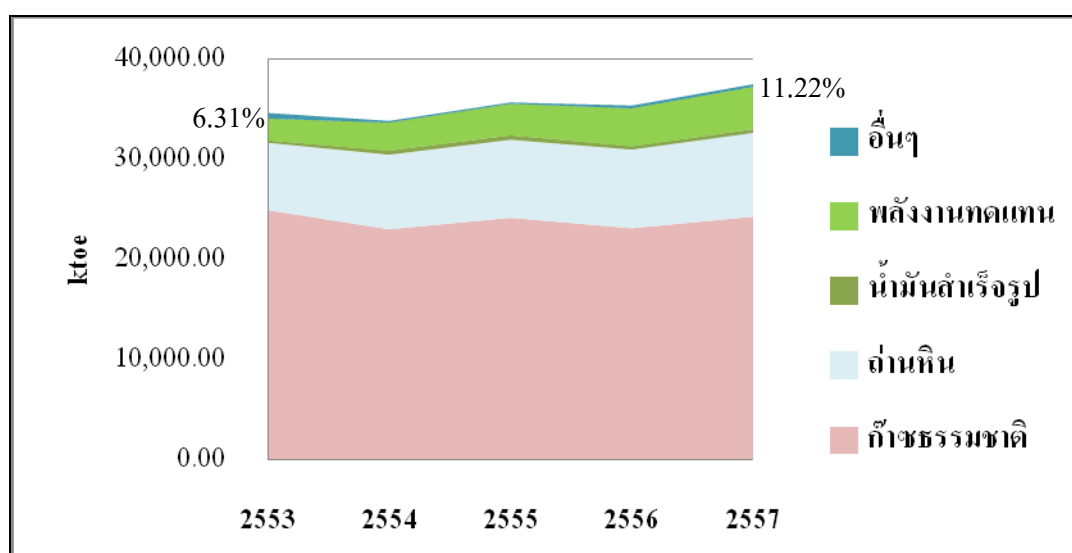
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 ใช้ข้อมูลพื้นฐานในการวางแผน จากสถิติเดือนกันยายน ปี พ.ศ. 2557 โดยมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ดังภาพที่ 2-3



ภาพที่ 2-3 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557

การผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีอัตราส่วนของเชื้อเพลิงฟอสซิลถึง 85% โดยผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมากที่สุดถึง 64% ถ่านหินและลิกไนต์ 20% น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา 1% ซื้อไฟฟ้าล้นน้ำจากต่างประเทศ 7% และพลังงานทดแทน 8% (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558)

การผลิตไฟฟ้าตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อย ๆ จากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2557 ดังแสดงในภาพที่ 2-4



ภาพที่ 2-4 การผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงปี พ.ศ. 2553-2557

จากภาพที่ 2-4 พบว่าเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในภาพรวมมีการเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากภาคเอกชนที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจาก 6.31% ในปี พ.ศ. 2553 เป็น 11.22% ในปี พ.ศ. 2557 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2557) ซึ่งการเพิ่มขึ้นนี้เป็นผลมาจากการส่งเสริมของภาครัฐบาล โดยในปี พ.ศ. 2545 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2545) เพื่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งต่อมาการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ดำเนินการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากโดยมีมาตรการจูงใจทางด้านราคาโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตามประเภทของเทคโนโลยี (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2549) และในปี พ.ศ. 2558 ได้มีการเปลี่ยนรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเป็น Feed in tariff (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2552) สำหรับความแตกต่างระหว่างส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ากับ Feed in tariff คือ โรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปรเป็นระยะเวลา 7-10 ปี และหลังจากนั้นโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากจะได้รับเพียงค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปรเท่านั้น ซึ่งมีแนวโน้มที่โรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากจะเลิกผลิตไฟฟ้าได้ ส่วน Feed in tariff นั้น โรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากได้รับราคารับซื้อคงที่ เป็นระยะเวลา 20-25 ปี ทำให้ลดความซ้ำซ้อนในการคิดค่าไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in tariff จะสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงได้ดีกว่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น และในอนาคตตามแผน PDP2015 พลังงานทดแทนที่ผลิตไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้ามีปริมาณการเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของประเทศไทยที่ผ่านมา ส่งผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งหลายหน่วยงานให้ความสำคัญและดำเนินการแก้ไขเพื่อลดปัญหา

### **ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า**

จากที่ภาครัฐมีการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนชนิดต่าง ๆ จากภาคเอกชนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยมากขึ้น พบข้อจำกัดในระบบสายส่งของ กฟผ. ในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ทั้งยังมีความหลากหลายทางเทคโนโลยีของไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มากขึ้น ต่อมาจึงมีการกำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนภาคเอกชนจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2545) ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแทน สำหรับไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของภาคเอกชนที่ได้รับซื้อเข้าสู่ระบบจำหน่ายในประเทศไทยมีความไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

แต่ละประเภทจะจ่ายไฟฟ้าได้ไม่เท่ากันในแต่ละช่วงเวลา ขึ้นกับเทคโนโลยีของแหล่งผลิตไฟฟ้านั้น ๆ ซึ่งจะต้องพิจารณาถึงความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ โครงข่ายในแต่ละช่วงเวลาร่วมด้วย

สำหรับผลการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่ผ่านเข้ามาในประเทศไทยที่พบจากการรับซื้อไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ประกอบด้วย ผลกระทบทางด้านเทคนิค ด้านพลังงาน ด้านสิ่งแวดล้อมและด้านเศรษฐศาสตร์ รายละเอียดดังนี้

#### 1. ผลกระทบด้านเทคนิค

เป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งมีผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า และเรื่องความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน โดยมีรายละเอียดดังนี้

##### 1.1 ผลกระทบต่อการวางแผนระบบไฟฟ้า

การวางแผนระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาที่ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในวงจร ซึ่งต้องดำเนินการประเมินความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตของวงจรมานั้น ๆ ทั้งนี้ในวงจรที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื่อมต่ออยู่ จะต้องมีการพิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้าร่วมด้วย ซึ่งถ้าหากกำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าไม่แน่นอน อย่างเช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมที่ขึ้นอยู่กับช่วงเวลา การวางแผนระบบไฟฟ้าจะไม่พิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้า แต่ถ้าหากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีกำลังการผลิตคงที่แบบพลังงานชีวมวล ย่อมส่งผลกระทบต่อ การวางแผนระบบไฟฟ้าที่ต้องพิจารณาในการประเมินความต้องการไฟฟ้าในวงจรมาร่วมด้วย เพื่อลดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจ่ายให้วงจรมานั้นลงไป

##### 1.2 ผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า จะต้องมีการประเมินผลกระทบที่ทำให้เกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่มีสาเหตุมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยหากมีการบริหารจัดการที่ดีอาจทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีมากขึ้น กรณีเมื่อมีระบบไฟฟ้าขัดข้องแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณนั้นได้ แต่ในอดีตที่ผ่านมาการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเคยได้รับผลกระทบไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง โดยมีสาเหตุเกิดจากจุดเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีปัญหา จึงได้มีมาตรฐานข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่ให้มีระบบป้องกันจะต้องปลดวงจรทันทีเมื่อเกิดปัญหา และการที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื่อมเข้าสู่ระบบจำหน่าย ทำให้ต้องมีการปรับปรุงระบบจำหน่ายเพื่อให้รองรับการรับซื้อไฟฟ้าได้ ซึ่งการปรับปรุงต้องมีการ

เพิ่มระยะทางของระบบจำหน่ายมากขึ้น ทำให้มีโอกาสการเกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้ามากขึ้นเช่นกัน (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555)

แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย โดยเฉพาะ แสงอาทิตย์และกังหันลมจะตัดการเชื่อมต่อบ่อยครั้ง เนื่องจากการทำงานของอุปกรณ์ควบคุม แรงดัน เพราะมีปัญหาแรงดันสูงเกิน มีสาเหตุมาจากขนาดกำลังการผลิตและพิกัดกระแสลัดวงจรของแหล่งผลิตมีค่าสูงเกินไป แต่พิกัดกระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายมีค่าต่ำ (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555) ด้วยเหตุนี้ระบบจำหน่าย จึงมีข้อจำกัดในการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จึงต้องวางแผนเสริมความมั่นคงในระบบจำหน่ายเพื่อรองรับ

### 1.3 ผลกระทบเรื่องความปลอดภัย

เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน มีการจ่ายไฟฟ้าแบบอิสระจากโครงข่ายไฟฟ้าและเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง จะทำให้เกิดผลกระทบ คือ แรงดันสูงเกิน ก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถตรวจจับกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ เนื่องจากเกิดขึ้นที่แหล่งผลิตไฟฟ้า ทำให้ระบบป้องกันไม่สามารถทำงานได้และเกิดความเสียหายในระบบ (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555) ดังนั้นจึงต้องออกแบบระบบป้องกันที่ทำงานได้ทั้งสภาวะปกติที่เชื่อมต่อโครงข่ายและสภาวะแยกตัวอิสระ ในกรณีเกิดไฟฟ้าขัดข้องที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ระบบจำหน่ายต้องสามารถปลดการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้ทันที เพื่อจำกัดพื้นที่การเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

### 1.4 ผลกระทบเรื่องปัญหาคุณภาพไฟฟ้า

ผลกระทบด้านเทคนิคจากการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผ่านมาพบปัญหาหลัก คือ ปัญหาของระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ประกอบด้วย แรงดันกระเพื่อมทำให้เกิดไฟกระพริบ แรงดันเกินพิกัด แรงดันไม่สมดุล แรงดันฮาร์มอนิก และความถี่กระเพื่อม (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555) โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม ที่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่มีอินเวอร์เตอร์ จะทำให้เกิดแรงดันไม่สมดุลและฮาร์มอนิก เป็นต้น การดำเนินการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปัจจุบันนั้น จะมีการตรวจวัดคุณภาพของไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนก่อนเปิดการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายทุกครั้ง เพื่อให้ได้ตามมาตรฐาน (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551)



สำหรับปริมาณกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายได้ มีข้อกำหนด คือ ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ใน 1 วงจรจะรองรับปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร และระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ใน 1 วงจรจะรองรับปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อวงจร (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551) ดังนั้นข้อจำกัดนี้ทำให้ในแต่ละวงจร จะมีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มเติมได้มากน้อยนั้นขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่คงเหลือในวงจรต่าง ๆ ทั้งนี้ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าเกินกว่าที่กำหนดไว้แต่มีความจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าบริเวณนั้น จะต้องดำเนินการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ หรือ 115 กิโลโวลต์ แต่ในวงจรจะต้องมีปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551)

ภายหลังการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย หากพบปัญหาคุณภาพไฟฟ้าขึ้นอีก ทางกริดไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องเป็นผู้ดำเนินการแก้ไข อย่างเช่น ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าในบางช่วงเวลาของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ภายหลังการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย ได้ดำเนินการตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า และ ไฟกระพริบ พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าและค่าความถี่ไฟฟ้าอยู่ในระดับมาตรฐาน ส่วนค่าระดับไฟกระพริบมีข้อมูลบางช่วงของวันที่ไม่สอดคล้องกับมาตรฐาน (กฤษณ์ วัฒนยานนท์, ธนวรรณ ศรีสมบุรณ์ และ ธนัญชัย ศิริรินทร์นนท์, 2552) และไม่ใช้เพียงภายในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ในต่างประเทศก็ยังคงพบปัญหาคุณภาพไฟฟ้าภายหลังการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายเช่นเดียวกัน อย่างเช่นพบปัญหาคุณภาพไฟฟ้าจากการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า (Zahedi, 2011) นอกจากนี้ยังมีผลกระทบด้านลบจากการเชื่อมต่อบริษัทพลังงานทดแทนกับระบบจำหน่ายของประเทศไทย คือทำให้แรงดันในระบบจำหน่ายสูงเกินมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทำให้กำลังไฟฟ้าในหม้อแปลงและจุดต่อร่วมลดลง โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น และการเกิดสภาวะทำงานเองโดยอิสระซึ่งในกรณีผิดปกติหากเกิดเหตุไฟฟ้าในระบบจำหน่ายขัดข้อง อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายจะต้องปลดการทำงานเองออกโดยอัตโนมัติ เพื่อความปลอดภัยของบุคลากรในการเข้าแก้ไขระบบไฟฟ้า แต่พบว่าบางครั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อไม่ตัดวงจร ทำให้ยังคงมีกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้ามาในระบบ ส่งผลให้เกิดอันตรายที่จะเกิดขึ้นในการปฏิบัติงานซ่อมบำรุง (สมชาย สดากุลเจริญ, 2553)

## 2. ผลกระทบด้านพลังงาน

จากรายงานคุณภาพพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557 พบว่าการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมด (Total primary energy supply หรือ TPES) ของประเทศไทย ยังคงพึ่งพาเชื้อเพลิง

ฟอสซิลเป็นหลัก โดยตารางที่ 2-1 แสดงถึงการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 2-1 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบ

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)

ชนิดพลังงาน	ปี พ.ศ.				
	2553	2554	2555	2556	2557
ก๊าซธรรมชาติ	24,912	22,990	24,148	23,097	24,257
ถ่านหิน	6,756	7,445	7,819	7,965	8,413
น้ำมันสำเร็จรูป	261	439	470	364	381
พลังงานทดแทน	2,190	2,836	3,150	3,807	4,211
พลังงานอื่น ๆ	566	190	140	284	268
รวม	34,685	33,900	35,727	35,417	37,530

ในปี พ.ศ. 2557 มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากก๊าซธรรมชาติสูงสุด 24,257 ktoe คิดเป็น 64% และรวมทุกพลังงานเชื้อเพลิงอยู่ที่ 37,530 ktoe ซึ่งจากปี พ.ศ. 2553-2557 ในตารางที่ 2-1 มีแนวโน้มการจัดการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดสูงขึ้น (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2557)

ผลของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนซึ่งทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลในอัตราส่วนที่เพิ่มขึ้นในอนาคต ส่งผลต่อปริมาณการจัดการจัดหาพลังงานขั้นต้นทั้งหมดที่จะเกิดการเปลี่ยนแปลงจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงนั้น อาจจะเป็นไปในทิศทางใดจะต้องทำการศึกษาเพิ่มเติมโดยพิจารณาถึงประสิทธิภาพของเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าและหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อกับระบบ นอกจากนี้ความต้องการพลังงานในวัสดุอุปกรณ์และการบริการที่เกี่ยวข้องที่จำเป็นต้องใช้ในการติดตั้งเชื่อมโยงและดูแลคุณภาพไฟฟ้าหลังจากการเชื่อมโยงเข้ากับระบบทั้งต้นน้ำและปลายน้ำด้วย ส่วนประสิทธิภาพที่พิจารณาจากพลังงานที่ป้อนเข้าไปและพลังงานที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้านั้นพบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลมีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (Mel George & Rangan Banerjee, 2011) ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื่อมกับโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้มีการสูญเสียไฟฟ้าในระบบมากขึ้นเนื่องจากตำแหน่งที่ตั้งและกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ไกลจากวงจร

ของผู้ใช้ไฟฟ้ามาก หรือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในวงจรน้อยกว่ากำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (ประทีป พุผล, 2553)

สำหรับตัวอย่างสถิติกำลังไฟฟ้าสูญเสียของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในปี พ.ศ. 2551-2556 พบว่าหน่วยสูญเสียมีแนวโน้มสูงขึ้นในแต่ละปีดังแสดงในตารางที่ 2-2 โดยหน่วยสูญเสียทางด้านเทคนิคประกอบไปด้วยหน่วยสูญเสียที่เกิดจากระบบจำหน่ายแรงสูง แรงต่ำ และอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ในระบบจำหน่าย สำหรับหน่วยสูญเสียที่ไม่ใช่ทางด้านเทคนิค เช่น การลักลอบใช้ไฟฟ้า การจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าผิดพลาด เป็นต้น

ตารางที่ 2-2 หน่วยสูญเสียของ กฟภ. ปี พ.ศ. 2551-2556

ปี พ.ศ.	หน่วยซื้อ (GWh)	หน่วยขาย (GWh)	Total loss		Non-technical loss %	Technical loss %
			(GWh)	%		
2551	95,603.40	91,145.87	4,457.54	4.67	0.97	3.70
2552	96,528.56	91,710.69	4,817.87	4.99	1.31	3.68
2553	107,762.27	102,464.14	5,298.13	4.92	1.11	3.81
2554	108,354.09	103,001.47	5,352.62	4.94	1.13	3.81
2555	118,736.36	111,716.60	7,019.76	5.92	1.98	3.94
2556	120,801.35	114,618.13	6,183.22	5.11	1.21	3.90
		เฉลี่ย		5.12	1.30	3.82

จากตารางที่ 2-2 พบว่าโดยเฉลี่ยมีหน่วยสูญเสียของระบบจำหน่าย กฟภ. คิดเป็น 5.12% ของหน่วยไฟฟ้าที่ซื้อทั้งหมด โดยจำแนกเป็นหน่วยสูญเสียทางด้านเทคนิคที่เป็นองค์ประกอบหลักเฉลี่ยอยู่ที่ 3.82% ส่วนหน่วยสูญเสียที่ไม่ใช่ทางด้านเทคนิคเฉลี่ยอยู่ที่ 1.30% (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2558)

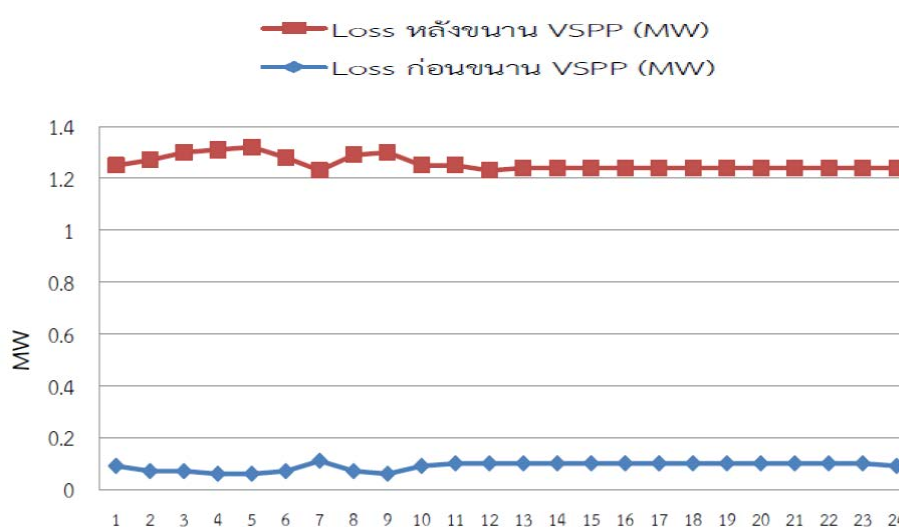
จากการรายงานค่าหน่วยสูญเสียที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. สะสม 2 ไตรมาส เดือนมกราคมถึงเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2556 (กองจ่ายไฟฟ้าควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2556) แสดงได้ดังตารางที่ 2-3

ตารางที่ 2-3 สรุปหน่วยสูญเสียของ กฟภ. รายเขต ที่เกิดจาก SPP/ VSPP ในปี พ.ศ. 2556 สะสม 2 ไตรมาส (ม.ค.-มี.ย. 2556)

เขต	หน่วยซื้อ (GWh)	หน่วยซื้อ VSPP (GWh)	หน่วยสูญเสีย รวม (GWh)	หน่วยสูญเสียก่อน ขนาน (GWh)	หน่วยสูญเสียหลัง ขนาน (GWh)	หน่วยสูญเสียจาก VSPP (GWh)	% เทียบหน่วยซื้อ ทั้งเขต	% เทียบหน่วย ซื้อ VSPP
เขต 1 เชียงใหม่	3,327.09	46.30	232.11	16.05	13.53	-2.53	-0.08%	-5.46%
เขต 2 พิษณุโลก	2,657.11	136.54	214.36	6.39	11.01	4.62	0.17%	3.38%
เขต 3 ลพบุรี	3,039.29	227.84	247.29	36.01	40.84	4.83	0.16%	2.12%
เขต 1 อุดรธานี	2,985.35	187.21	250.90	14.52	15.53	1.01	0.03%	0.54%
เขต 2 อุบลราชธานี	2,566.38	291.71	256.76	10.00	11.68	1.68	0.07%	0.58%
เขต 3 นครราชสีมา	3,875.27	412.04	251.28	39.94	45.67	5.73	0.15%	1.39%
เขต 1 อโยธยา	11,488.66	119.77	421.04	11.12	12.95	1.82	0.02%	1.52%
เขต 2 ชลบุรี	12,955.11	64.06	465.91	6.16	5.67	-0.49	0.00%	-0.76%
เขต 3 นครปฐม	7,606.01	235.07	391.91	17.83	28.62	10.78	0.14%	4.59%
เขต 1 เพชรบุรี	3,317.47	63.27	251.11	11.73	12.80	1.07	0.03%	1.69%
เขต 2 นครศรีธรรมราช	4,454.32	136.50	315.47	7.77	5.97	-1.80	-0.04%	-1.32%
เขต 3 ยะลา	2,774.58	-	202.12			ไม่มี SPP/ VSPP		
รวม	61,046.64	1,920.31	3,500.27	177.54	204.25	26.71	0.04%	1.39%

จากตารางที่ 2-3 พบว่าหน่วยสูญเสียก่อนเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าระบบมีค่า 117.54 GWh และหน่วยสูญเสียหลังเชื่อมต่อเข้าระบบมีค่า 204.25 GWh ดังนั้นแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีส่วนทำให้หน่วยสูญเสียเพิ่มขึ้น 26.71 GWh (กองจ่ายไฟฟ้าควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2556) เมื่อคิดสัดส่วนเทียบหน่วยซื้อทั้งหมด พบว่าการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทุกชนิด มีหน่วยสูญเสียที่เพิ่มขึ้นคิดเป็น 1.39% ของหน่วยซื้อทั้งหมดที่ซื้อจากพลังงานทดแทน

สำหรับหน่วยสูญเสียที่เพิ่มขึ้นหลังขนาน แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าระบบเทียบกับหน่วยซื้ออื่น พบว่าเขตพื้นที่ของ กฟภ. ที่มีหน่วยสูญเสียสูง พื้นที่เหล่านี้มีหน่วยสูญเสียเพิ่มขึ้นหลังเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าระบบ ซึ่งทาง กฟภ. ได้ดำเนินการพิจารณาจุดเชื่อมโยงที่ทำให้หน่วยสูญเสียเพิ่มขึ้นที่แสดงชัดเจน พบว่ามีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนประเภทชีวมวล ขนาด 62 MW แห่งหนึ่ง ทำให้เกิดหน่วยสูญเสียสูง โดยมีหน่วยสูญเสียหลังขนานจากการคำนวณเพิ่มขึ้น ดังภาพที่ 2-4 พบว่าหลังเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้นจะมีหน่วยสูญเสียเพิ่มสูงมากขึ้น



ภาพที่ 2-5 กราฟของหน่วยสูญเสีย ก่อนและหลังการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลแห่งหนึ่งกับระบบจำหน่าย

เมื่อพิจารณาชนิดของพลังงานทดแทนที่ส่งผลทำให้เกิดหน่วยสูญเสียหลังจากเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ดังตารางที่ 2-4 ซึ่งหน่วยสูญเสียที่พบ เกิดขึ้นมาจากตำแหน่งที่ตั้งและกำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนกับผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น ในบางพื้นที่ปริมาณความต้องการ

ไฟฟ้าในวงจร มีปริมาณมากกว่ากำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ทำให้สามารถนำไฟฟ้าที่ผลิตได้มาใช้ได้หมด หรือหากตำแหน่งที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ใกล้ผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น ก็สามารถช่วยลดหน่วยสูญเสียลงได้เช่นกัน (สุทัศน์ชัย อัครชนกุล และคณะ, 2555)

ตารางที่ 2-4 อัตราหน่วยสูญเสียเฉลี่ย (แบ่งตามชนิดพลังงานทดแทน)

ชนิดพลังงานทดแทน	อัตราหน่วยสูญเสียเฉลี่ย
แสงอาทิตย์	6.04%
ชีวมวล	3.09%
ขยะ	2.16%
ก๊าซชีวภาพ	0.09%
พลังงานลม	0.00%
พลังงานน้ำ	-1.00%

จากตารางที่ 2-4 พบว่าหน่วยสูญเสียจากการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ส่งผลทำให้มีหน่วยสูญเสียเพิ่มขึ้นมากที่สุดคิดเป็น 6.04% รองลงมาคือชีวมวล ส่วนพลังงานน้ำมีค่าคิดลบ 1.00% เนื่องจากตำแหน่งที่ตั้งอยู่ใกล้ผู้ใช้ไฟฟ้า จึงมีส่วนทำให้มีหน่วยสูญเสียในระบบลดลง และในช่วงเวลาเก็บข้อมูลยังไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่าย ทำให้หน่วยสูญเสียเป็น 0%

### 3. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแม้จะไม่มีมลพิษปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยตรง แต่กระบวนการคั้นน้ำในการผลิตไฟฟ้า พบว่ามีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ควรพิจารณาร่วมด้วย (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555) และในตารางที่ 2-5 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรชีวิตในกระบวนการคั้นน้ำไปยังปลายน้ำ ของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนบางชนิด

ตารางที่ 2-5 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ

ชนิดพลังงาน	GHG (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh)
แสงอาทิตย์	0.02719
ก๊าซชีวภาพ	0.16860
ก๊าซซีพีเคชั่น	0.32140
ก๊าซธรรมชาติ (การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง)	0.548

จากตารางที่ 2-5 แสดงถึงปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงต่าง ๆ โดยดำเนินการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ตั้งแต่กระบวนการต้นน้ำไปยังปลายน้ำ เริ่มจากการเตรียมพื้นที่ การขนส่ง การก่อสร้างติดตั้งระบบ และการผลิตไฟฟ้า พบว่ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมอยู่ที่ 0.02719 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh (นิพนธ์ เกตุจ้อย, ประพิชารีย์ ธารักษ์, ชีรารัตน์ จีระมะกร และรัฐพร เงินมีศรี, 2558) และโรงไฟฟ้าเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพขนาด 1 เมกะวัตต์ มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมอยู่ที่ 0.16860 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh (ประพิชารีย์ ธารักษ์, พิสิษฐ์ มณีโชติ, วิกานต์ วันสูงเนิน และเบญจมาภรณ์ ถนอมนันทน์, 2557) และโรงไฟฟ้าเทคโนโลยีก๊าซซีพีเคชั่น ขนาด 10 กิโลวัตต์ มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมอยู่ที่ 0.32140 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh (ประพิชารีย์ ธารักษ์ และคณะ, 2557) สำหรับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติ ในปี พ.ศ. 2557 มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งพิจารณาเฉพาะผลกระทบทางตรงอยู่ที่ 0.548 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558) ซึ่งหากพิจารณาตลอดวัฏจักรชีวิต ย่อมจะมีปริมาณมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานทดแทน นอกจากนี้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2557 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติปล่อย 58.224 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ส่วนถ่านหินและลิกไนต์ปล่อย 39.526 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และน้ำมันดีเซลปล่อย 1.492 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

#### 4. ผลกระทบด้านเศรษฐศาสตร์

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายถูกกำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ระดับแรงดันที่มีอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสูงสุด ดังตารางที่ 2-6 พบว่าต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟภ. จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าสูงที่สุด ในทุกระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับซื้อ (สุทัศน์ชัย อัครชนกุล และคณะ, 2555)

ตารางที่ 2-6 ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าแยกตามชนิดพลังงานทดแทน

ชนิดพลังงานทดแทน	ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า (บาทต่อ kWh)		
	11-33 kV	115-115 kV	115-230 kV
ชีวมวล	2.84	2.90	2.87
ชีวมวล	3.08	3.04	3.17
ขยะ	2.90	2.90	2.88
แสงอาทิตย์	3.31	3.39	3.35
พลังน้ำขนาดเล็ก	-	-	2.85
ลม	-	-	2.75

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายถูกกำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ระดับแรงดันที่มีอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสูงสุด ที่ระดับแรงดัน 115-230 kV โดยต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟภ. จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าสูงที่สุดและต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าก๊าซชีวมวลมีต้นทุนสูงเป็นอันดับที่ 2 นอกจากนี้ยังพบว่าต้นทุนหน่วยสูญเสีย ดังตารางที่ 2-7 ซึ่งจำแนกตามชนิดพลังงาน พบว่าจากการซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงที่สุด ซึ่งคิด เป็น 3 เท่าของต้นทุนหน่วยสูญเสียจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าขยะ ทั้งนี้โครงการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่จูดรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ยังไม่เหมาะสมกับ หน่วยสูญเสียที่เพิ่มขึ้น (ประทีป พุผล, 2553)

ตารางที่ 2-7 ต้นทุนหน่วยสูญเสียแยกตามชนิดพลังงานทดแทน

(สุทัศน์ชัย อัครชนกุล และคณะ, 2555)

ชนิดพลังงานทดแทน	ต้นทุนหน่วยสูญเสีย (บาทต่อ kWh)		
	11-33 kV	115-115 kV	115-230 kV
ชีวมวล	0.0891	0.0889	0.0899
ชีวมวล	0.0028	0.0028	0.0029
ขยะ	0.0621	0.0628	0.0627
แสงอาทิตย์	0.1991	0.1992	0.1998
พลังน้ำขนาดเล็ก	-	-	-0.0198



การที่ภาครัฐสนับสนุนส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้าเพื่อให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุน ทำให้เกิดต้นทุนจากการสนับสนุนของภาครัฐเพิ่มขึ้นจากประมาณการค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น จากข้อมูลการปรับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรสำหรับเดือนมกราคมถึงเดือนเมษายน พ.ศ. 2559 แสดงถึงเงินส่วนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องจ่ายให้กับโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากและค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังตารางที่ 2-8 แสดงให้เห็นถึงค่าใช้จ่ายที่ต้องใช้ในการสนับสนุนของภาครัฐและการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2559)

ตารางที่ 2-8 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในส่วน กฟน. และ กฟภ.

การไฟฟ้า	ประมาณการค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)			
	Adder	กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	Feed in tariff	รวม
การไฟฟ้านครหลวง	68.03	114.44	94.69	277.16
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	5,294.14	277.46	1,297.41	6,869.01
		รวม		7,146.17

จากผลกระทบทางด้านเทคนิค ด้านพลังงาน ด้านสิ่งแวดล้อม และด้านเศรษฐศาสตร์ ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ที่มีในปัจจุบันและมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ตามแผน PDP2015 ทำให้ต้องมีเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

### โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ คือ โครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารมาเชื่อมโยงการส่งจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีการสื่อสารสองทิศทางทำให้สามารถพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized power system) ครอบคลุมระบบผลิตไฟฟ้าระบบส่ง และระบบจำหน่าย (กระทรวงพลังงาน, 2558) ทั้งนี้ความแตกต่างของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะกับโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2-9

ตารางที่ 2-9 การเปรียบเทียบคุณลักษณะโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบัน	โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์	แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์
มีรูปแบบการทำงานแบบ Electromechanical	ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารแบบ digital
ไฟฟ้าดับบ่อยและมีระยะเวลานาน	มีระบบป้องกันที่สามารถปรับเปลี่ยนตามสถานะการจ่ายไฟ
การสื่อสารยังไม่เป็นแบบ Real time	การสื่อสารเป็นแบบ Real time
ระยะเวลาการตอบสนองช้า	ระยะเวลาการตอบสนองมีความรวดเร็ว
การทำงานยังไม่เป็นแบบอัตโนมัติ	สามารถทำงานได้อัตโนมัติและตรวจวัดได้
การสื่อสารทางเดียว	การสื่อสารสองทิศทาง
ไม่มีแหล่งสะสมพลังงาน	มีแหล่งสะสมพลังงาน
การควบคุมทั้งหมดโดยหน่วยงานการไฟฟ้า	เพิ่มการมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าในการควบคุม

จากตารางที่ 2-9 แสดงให้เห็นว่าโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เป็นการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เพื่อรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น และรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Lavanya et al., 2016)

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ถูกออกแบบให้รองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อช่วยลดหน่วยสูญเสีย กล่าวคือ มีระบบมิเตอร์อัจฉริยะ ลดหน่วยสูญเสียต่าง ๆ เช่น จากการละเมิดใช้ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์มิเตอร์ชำรุด เนื่องจากระบบมิเตอร์อัจฉริยะจะแจ้งเตือนเหตุการณ์เหล่านี้ให้การไฟฟ้าทราบได้ทันทีและยังรวมไปถึงลดหน่วยสูญเสียในขดลวดมิเตอร์ และลดความผิดพลาดในการอ่านหน่วยมิเตอร์ด้วย โดยต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ มีทั้งค่าใช้จ่ายสำหรับฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง การบริหารโครงการ ค่าใช้จ่ายระบบสารสนเทศ ส่วนระบบกักเก็บพลังงานจะช่วยลดปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยสามารถจ่ายไฟฟ้าเพื่อช่วยระบบไฟฟ้าได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้องและระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ จะช่วยลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง

สำหรับแผนการดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศไทย เป็นไปตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 ของกระทรวง

พลังงาน ที่มีการกำหนดเป้าหมายและแผนการพัฒนาไว้ โดยมีกรอบระยะเวลาไว้ 4 ระยะ (กระทรวงพลังงาน, 2558) ประกอบด้วย

1. ระยะเตรียมการทางด้านนโยบาย (พ.ศ. 2558-2559)
2. ระยะสั้นสำหรับโครงการนำร่องเพื่อดูความเหมาะสมและความคุ้มค่าในการลงทุน

(พ.ศ. 2560-2564) ประกอบด้วย

2.1 โครงการนำร่องด้านเทคโนโลยีเพื่อช่วยบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อใช้งานร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ตั้งแต่ภาคครัวเรือน อาคารพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรม (HEMS/ BEMS/ FEMS)

2.2 โครงการนำร่องด้านเทคโนโลยีระบบจัดการ การตอบสนองของโหลด (Demand response)

2.3 โครงการนำร่องด้านระบบไมโครกริด

2.4 โครงการนำร่องด้านระบบกักเก็บพลังงาน

3. ระยะกลางสำหรับพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

(พ.ศ. 2565-2574) ประกอบด้วย

3.1 เทคโนโลยีโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบผลิตและระบบส่ง (ICT integration)

3.2 เทคโนโลยีระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy management system (SCADA/ EMS))

3.3 เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่ง (Energy storage system)

3.4 เทคโนโลยีระบบสื่อสารข้อมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก/ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลระบบจำหน่าย (SPP/ VSPP data communication system)

3.5 เทคโนโลยีระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในระบบส่ง (Substation automation)

3.6 เทคโนโลยีระบบตรวจการณ์และระบบป้องกันและควบคุมในวงกว้าง (Wide area monitoring system (WAMS)/ Wide area protection and control (WAPC))

3.7 เทคโนโลยีโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบจำหน่าย (ICT integration)

3.8 เทคโนโลยีระบบบริหารจัดการระบบจำหน่าย (Distribution management system)

3.9 เทคโนโลยีระบบสายป้อนอัตโนมัติ (Distribution/ feeder automation)

- 3.10 เทคโนโลยีระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในระบบจำหน่าย (Substation automation)
- 3.11 เทคโนโลยีสมาร์ตมิเตอร์และระบบโครงสร้างพื้นฐานมิเตอร์ขั้นสูง (Smart meter +AMR/ AMI)
- 3.12 เทคโนโลยีระบบฐานข้อมูลมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (Meter data management system)
- 3.13 เทคโนโลยีระบบสื่อสารข้อมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก/ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (SPP/ VSPP data communication system)
- 3.14 เทคโนโลยีระบบไฟถนนชาญฉลาด (Intelligent street lights)
4. ระยะยาวสำหรับการเริ่มใช้โครงข่ายโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะแบบเต็มรูปแบบ (พ.ศ. 2575-2579) ประกอบด้วย
- 4.1 เทคโนโลยีระบบอัดประจุรถยนต์ไฟฟ้าชาญฉลาดในระบบส่งโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลของระบบจำหน่าย (Intelligent charging system/ V2G)
- 4.2 เทคโนโลยีระบบพยากรณ์พลังงานทดแทน (Renewable energy forecast system)
- 4.3 เทคโนโลยีระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงและการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง (EHV/ FACTS)
- 4.4 เทคโนโลยีระบบจัดการการตอบสนองของโหลดและระบบจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลของระบบจำหน่าย (Demand response/ demand-side management)
- 4.5 เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่าย (Energy storage system)
- 4.6 เทคโนโลยีระบบการอัดประจุรถยนต์ไฟฟ้าชาญฉลาดในระบบจำหน่าย (Intelligent charging system/ V2G)
- 4.7 เทคโนโลยีระบบไมโครกริด (Micro grid development)
- 4.8 เทคโนโลยีระบบจัดการ การตอบสนองของโหลดและระบบจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Demand response/ demand-side management)
- จากแผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 กำหนดให้ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. มีการประเมินเงินลงทุน โดยพิจารณาจากสมมุติฐานความสำเร็จของโครงการในกรณีที่ดีที่สุด (Best case) กรณีกลาง (Moderate case) และกรณีแย่มากที่สุด (Worst case) (กระทรวงพลังงาน, 2558) ดังตารางที่ 2-10 ถึง 2-12

ตารางที่ 2-10 เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟผ.

ลำดับ ที่	กิจกรรม	ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Wide area monitoring system (WAMS)/ Wide area protection and control (WAPC)	10	543	407	136
2	Energy management system (SCADA/ EMS)	10	1,240	1,240	620
3	EHV/ FACTS	10	100,000	50,000	-
4	Substation automation	17	15,300	11,475	3,825
5	Energy storage system	17	49,000	36,750	36,750
6	Renewable energy forecast system	10	220	165	-
7	SPP/ VSPP data communication system	10	2,913	2,185	728
8	ICT integration	10	2,000	2,000	2,000
9	Demand response/ demand-side management	17	1,000	750	-
10	Intelligent charging system/ V2G	17	1,000	250	-
ต้นทุนรวม			173,216	105,222	44,059

จากตารางที่ 2-10 แสดงให้เห็นต้นทุนของ กฟผ. ได้ประเมินเงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินการ โดยหากตั้งสมมุติฐานความสำเร็จของโครงการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในกรณีที่ดีที่สุดพบว่า กฟผ. ประเมินต้นทุนไว้ที่ 173,216 ล้านบาท

ตารางที่ 2-11 เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟน.

ลำดับ ที่	กิจกรรม	ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Distribution/ feeder automation	15	1,500	1,125	750
2	Substation automation	15	2,000	1,500	1,000
3	Distribution management system	15	1,500	1,125	1,125
4	Smart meter +AMR/ AMI	17	5,029	3,772	2,514
5	Intelligent charging system/ V2G	10	1,006	503	-
6	Demand response/ demand-side management	10	503	377	-
7	Intelligent street lights	15	4,250	1,062	-
8	Meter data management system	15	447	224	224
9	Micro grid development	-	-	-	-
10	Energy storage system	15	100	25	-
11	SPP/ VSPP data communication system	10	5	1	-
12	ICT integration	10	300	300	300
ต้นทุนรวม			16,640	10,014	5,913

จากตารางที่ 2-11 แสดงให้เห็นต้นทุนของ กฟน. ได้ประเมินเงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินการ โดยหากตั้งสมมุติฐานความสำเร็จของโครงการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในกรณีดีที่สุดพบว่า กฟน. ประเมินต้นทุนไว้ที่ 16,640 ล้านบาท

ตารางที่ 2-12 เงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.

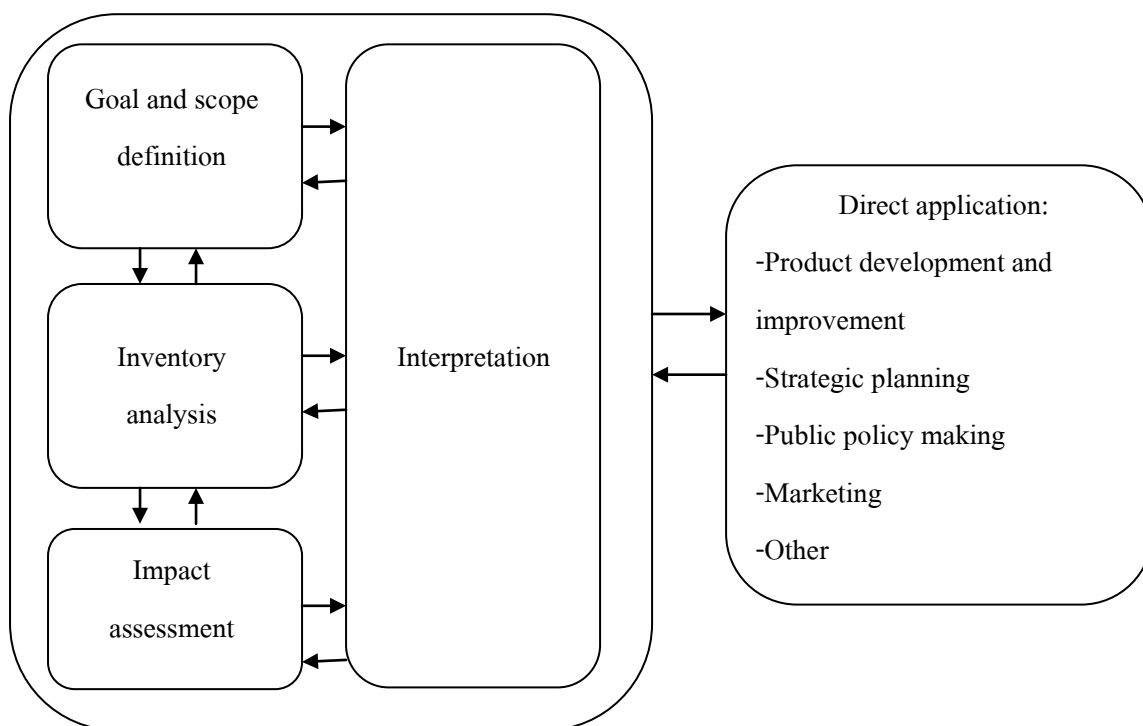
ลำดับ ที่	กิจกรรม	ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Distribution/ feeder automation	15	3,000	2,250	1,500
2	Substation automation	15	6,250	4,688	3,125
3	Distribution management system	15	3,000	2,250	2,250
4	Smart meter +AMR/ AMI	17	67,500	50,625	33,750
5	Intelligent charging system/ V2G	10	2,025	1,012	-
6	Demand response/ demand-side management	10	3,375	2,531	-
7	Intelligent street lights	15	8,500	2,125	-
8	Meter data management system	15	6,000	3,000	3,000
9	Micro grid development	15	2,200	1,100	550
10	Energy storage system	15	3,000	750	-
11	SPP/ VSPP data communication system	10	2,700	675	-
12	ICT integration	10	1,600	1,600	1,600
ต้นทุนรวม			109,150	72,606	45,775

จากตารางที่ 2-12 แสดงให้เห็นต้นทุนของ กฟภ. ได้ประเมินเงินลงทุนและระยะเวลาดำเนินการ โดยความสำเร็จของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในกรณีที่ดีที่สุดพบว่า กฟภ. ประเมินต้นทุนไว้ที่ 109,150 ล้านบาท หากรวมทั้ง กฟผ. กฟน. และ กฟภ. จะใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 299,006 ล้านบาท

จากการนำโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมาวางแผนดำเนินการในอนาคตเพื่อลดปัญหาผลกระทบต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จำเป็นต้องมีการศึกษาการศึกษาผลกระทบที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทราบความแตกต่างระหว่างไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคต ซึ่งพิจารณาตลอดวัฏจักรชีวิตของโครงข่ายไฟฟ้า

## การประเมินวัฏจักรชีวิต

หลักการประเมินวัฏจักรชีวิตตาม ISO 14040 เป็นการประเมินปัญหาและวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของผลิตภัณฑ์ตลอดวัฏจักรชีวิต ตั้งแต่การได้มาซึ่งวัตถุดิบ การผลิต การขนส่ง การใช้งาน และการกำจัดซาก โดยระบุถึงปริมาณของวัตถุดิบและพลังงานที่ใช้ เพื่อพิจารณาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยมีการกำหนดหน่วยการทำงาน (Functional unit) เพื่อเปรียบเทียบระหว่างผลิตภัณฑ์ตลอดวัฏจักรชีวิต เพื่อนำไปใช้ในการกำหนดนโยบาย และออกแบบผลิตภัณฑ์ของผู้ประกอบการ รวมทั้งให้ผู้บริโภคเลือกซื้อผลิตภัณฑ์ โดยมีขั้นตอนดังภาพที่ 2-6



ภาพที่ 2-6 ขั้นตอนของการประเมินวัฏจักรชีวิต

จากภาพที่ 2-6 แสดงถึงขั้นตอนของการประเมินวัฏจักรชีวิต (ISO 14040, 2006) มี 4 ขั้นตอน ดังนี้

1. การกำหนดเป้าหมายและขอบเขตของการประเมินวัฏจักรชีวิต (Goal and scope definition) เป็นขั้นตอนสำคัญเพื่อกำหนดเป้าหมายและขอบเขตในการศึกษา โดยมี 2 วิธี ประกอบด้วย



1.1 กำหนดขอบเขตแบบ Cradle to gate เป็นการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ตั้งแต่กระบวนการได้มาซึ่งวัตถุดิบ จนถึงการผลิตในโรงงาน โดยไม่รวมการขนส่ง การใช้งานและการกำจัดซาก

1.2 กำหนดขอบเขตแบบ Cradle to grave เป็นการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตั้งแต่กระบวนการต้นน้ำไปยังปลายน้ำ ตั้งแต่การได้มาซึ่งวัตถุดิบ การผลิต การขนส่ง การใช้งานและการกำจัดซาก

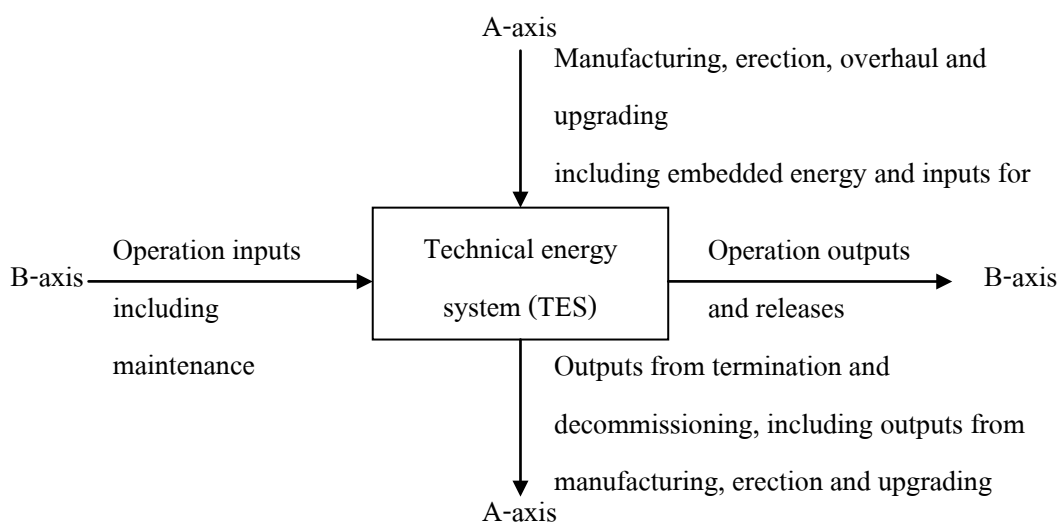
ทั้งนี้มีการกำหนดหน่วยการทำงาน เพื่อใช้สำหรับการเปรียบเทียบผล และขอบเขตของระบบ (System boundary) ซึ่งเป็นขอบเขตของระบบผลิตภัณฑ์ ประกอบด้วย การเข้ามาของวัตถุดิบ เชื้อเพลิง ทรัพยากรต่าง ๆ จนออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ

2. การวิเคราะห์บัญชีรายการ (Inventory analysis) เป็นขั้นตอนการเก็บข้อมูลของผลิตภัณฑ์ ตามขอบเขตของการศึกษาที่กำหนด เพื่อหาข้อมูลขาเข้า (input) และข้อมูลขาออก (Output) ที่เกี่ยวข้อง

3. การประเมินผลกระทบ (Impact assessment) เป็นการประเมินผลกระทบต่าง ๆ ต่อสิ่งแวดล้อม โดยใช้ข้อมูลจากขั้นตอนการวิเคราะห์บัญชีรายการ จากนั้นนำข้อมูลเชิงปริมาณมาเปรียบเทียบกับกระบวนการหรือผลิตภัณฑ์อื่น ๆ ที่มีการเปลี่ยนข้อมูลให้เป็นหน่วยเดียวกัน

4. การแปลผล (Interpretation) เป็นการนำผลจากการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม มาสรุปผลการศึกษาที่สอดคล้องกับเป้าหมายและขอบเขต

ทั้งนี้ในการประเมินวัฏจักรชีวิต ในขั้นตอนการวิเคราะห์บัญชีรายการ สามารถวิเคราะห์ด้วย Technical energy system (ISO13602-1, 2009) ดังแสดงในภาพที่ 2-7



ภาพที่ 2-7 แบบจำลอง Input/ Output model

การประเมินวัฏจักรชีวิตเป็นกระบวนการที่ดำเนินการวิเคราะห์และประเมินผลกระทบของผลิตภัณฑ์ที่มีต่อสิ่งแวดล้อมตลอดอายุการใช้งานของผลิตภัณฑ์ โดยขั้นตอนการประเมินวัฏจักรชีวิต มีหลักการประเมินโดยใช้ข้อมูลตั้งแต่กระบวนการต้นน้ำไปยังปลายน้ำของโครงข่ายไฟฟ้า

การศึกษาผลกระทบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้พบว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคตมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณเท่าใด ด้วยการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตลอดวัฏจักรชีวิตของโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป

### การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์

การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ เป็นการประเมินหาปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยมาจากผลิตภัณฑ์ตั้งแต่กระบวนการต้นน้ำไปยังปลายน้ำตลอดวัฏจักรชีวิต ซึ่งแนวทางการประเมินอ้างอิงตามมาตรฐาน ISO/ TS 14067: 2013 Greenhouse gases-carbon footprint of product-requirements and guidelines for quantification and communication (สถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ, 2557) โดยกำหนดหลักการและแนวทางในการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตามมาตรฐาน ISO 14040 และ ISO 14044 ซึ่งประเมินผลกระทบด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในหน่วยน้ำหนักของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO<sub>2</sub> equivalent หรือ CO<sub>2</sub>eq) ในการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของประเทศไทย มีองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (Thailand greenhouse gas management organization (Public organization) หรือ TGO) ที่ได้จัดทำแนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์โดยใช้หลักการประเมินผลกระทบที่มีต่อสิ่งแวดล้อมตลอดวัฏจักรชีวิต ทำให้ทราบว่าเราได้มาซึ่งผลิตภัณฑ์ได้ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากน้อยเท่าไร ทั้งนี้ก๊าซเรือนกระจกมี 6 ชนิด ประกอบด้วย ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซมีเทน ก๊าซไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน ก๊าซไนตรัสออกไซด์ ก๊าซเทอร์ฟลูออโรคาร์บอน และก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ โดยก๊าซเรือนกระจกในแต่ละชนิด จะมีค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global warming potential: GWP) ที่ระยะเวลาต่าง ๆ (IPCC, 2014) ซึ่งได้กำหนดค่าของก๊าซต่าง ๆ ยกตัวอย่างระยะเวลา 100 ปี ดังตารางที่ 2-13

ตารางที่ 2-13 ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global warming potential: GWP)  
(IPCC, 2014)

ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	GWP (100 ปี) CO <sub>2</sub> eq
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	28
N <sub>2</sub> O	265
HFC	4-12,400
PFC	6,630-11,100
SF <sub>6</sub>	23,500

การคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยนำปริมาณการใช้ทรัพยากรตามบัญชีรายการมาคูณด้วยค่าศักยภาพการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามชนิดของพลังงาน วัสดุ หรือกระบวนการต่าง ๆ (Emission factor) ค่าที่ได้จะเป็นปริมาณก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยผลิตภัณฑ์ และแปลงค่าก๊าซเรือนกระจกด้วยการคูณกับศักยภาพในการทำให้เกิดโลกร้อนในแต่ละชนิดตามตารางที่ 2-13 ก็จะได้เป็นปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยการคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์แสดงดังสมการ

$$\text{Carbon footprint} = \text{Activity} \times \text{Emission factor}$$

โดยที่

Carbon footprint คือ ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (kgCO<sub>2</sub>eq)

Activity คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง วัสดุดิบ และทรัพยากรต่าง ๆ

Emission factor คือ ค่าศักยภาพในการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามชนิดของเชื้อเพลิง วัสดุดิบและทรัพยากรต่าง ๆ (kgCO<sub>2</sub>/ unit)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีสาเหตุจากการดำเนินการต่าง ๆ ทั้งจากการปลดปล่อยทางตรง (Direct emission) ที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าโดยตรง ทั้งก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ลิกไนต์ ดีเซล น้ำมันเตา และการปลดปล่อยทางอ้อม (Indirect emission) ที่เกิดจากวัสดุดิบและเชื้อเพลิงที่ใช้ โดยไม่ได้เกิดจากการเผาไหม้โดยตรง เช่น การใช้พลังงานทดแทน การสร้างโรงไฟฟ้า การสร้างระบบส่ง และระบบจำหน่าย เป็นต้น ซึ่งแสดงออกมาในหน่วยของตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งเป็นปริมาณการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซเรือนกระจก

ชนิดต่าง ๆ ที่มีปริมาณไม่เท่ากัน นำมาแสดงตัวเลขออกมาในค่าเทียบเท่าการเกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

โดยผลการศึกษาสำหรับงานวิจัยนี้ การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตลอดวัฏจักรชีวิตของโครงข่ายไฟฟ้า จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้พบว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันตามแผน PDP2015 กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคตได้รับผลกระทบแตกต่างกันอย่างไร โดยผลการศึกษาจะเป็นข้อมูลที่เป็นประโยชน์ เพื่อประกอบการสนับสนุนแผนในการดำเนินการของภาครัฐต่อไป

การประเมินวัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์ด้วยวิธีวิเคราะห์แบบ Process chains analysis (PCA) จะพิจารณาทุกกระบวนการที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เหมาะสมสำหรับการวิเคราะห์ในกระบวนการหลัก ซึ่งต้องใช้เวลาในการเก็บข้อมูลเพื่อให้ได้ความถูกต้องมากที่สุด ซึ่งบางข้อมูลไม่สามารถจัดเก็บได้ ต้องดำเนินการประเมินร่วมกับวิธีการอื่น ๆ

การวิเคราะห์แบบ Input-Output analysis (IOA) เริ่มมาจากนักวิจัยที่ชื่อ Wassily Leontief ซึ่งทำการจำแนกผลิตภัณฑ์ตามตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิต ที่แสดงถึงความสัมพันธ์ของภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการผลิตทุกขั้นตอน ทำให้ทราบผลกระทบได้ทั้งทางตรงและทางอ้อม ทั้งนี้วิธี IOA มีฐานข้อมูลทางเศรษฐกิจที่อาจล้าสมัยและต้องคำนึงถึงแหล่งที่มาของวัตถุดิบว่ามาจากประเทศอะไร รวมทั้งค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน โดยเฉพาะก๊าซมีเทนจะมีการปรับปรุงสม่ำเสมอ และสิ่งสำคัญที่สุดต้องคำนึงถึงอายุใช้งานของอุปกรณ์

สำหรับการประเมินปริมาณการใช้พลังงานและปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตผลิตภัณฑ์ในประเทศไทยโดยการวิเคราะห์วัฏจักรชีวิต แนะนำให้ใช้วิธีการประสมระหว่าง PCA และ IOA ในการประเมิน (Pawinee Suksuntornsiri & Bundit Limmeechokchai, 2005) และให้พิจารณาในรายละเอียดต่าง ๆ ประกอบด้วย แหล่งที่มาของบัญชีรายการ วิธีการประเมินที่แตกต่างกัน ข้อมูลจากตารางปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่อาจยังไม่เป็นปัจจุบัน การใช้ค่าตัวเลข GWP ล่าสุด และการไม่ได้พิจารณาตลอดอายุการใช้งาน เป็นต้น นอกจากนี้มีการทำการเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของข้าวหลามหนองมน (Pawinee Suksuntornsiri & Paiboon Limpitipanich, 2017) พบว่าวิธีการประเมินแบบ PCA-TGO แบบ Combined PCA-IOA และประเมินด้วย SimaPro อย่างไรก็ดีอย่างหนึ่งให้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกัน ดังนั้นการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ ควรพิจารณาเลือกวิธีการประเมินจากแหล่งที่มาของบัญชีรายการเป็นหลัก ทั้งนี้การประเมินจะไม่ใช้วิธีใดวิธีหนึ่งอย่างเดียว เนื่องจากมีวิธีการวิเคราะห์และฐานข้อมูลที่แตกต่างกัน

## กรณีศึกษาจากวรรณกรรม

1. บุทธศักดิ์ ศิริสินธว์: วิทยานิพนธ์เรื่องการประเมินรอยเท้าคาร์บอนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในประเทศไทย กรณีศึกษา: โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ และโรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน โดยสาขาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2555

งานวิจัยนี้ได้ประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ในการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มาจากการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป SimaPro 7.2.4 โดยประเมินแบบ Business-to-Business (B2B) ซึ่งงานวิจัยนี้พบว่าในทุกตัวอย่างของโรงไฟฟ้าจะมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดในช่วงเวลา 20 ปี โดยโรงไฟฟ้าแม่ฮ่องสอนที่ใช้ น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลักมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด 1.06 kgCO<sub>2</sub> eq/ kWh รองลงมาคือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ซึ่งใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงหลัก 0.966 kgCO<sub>2</sub> eq/ kWh ส่วนโรงไฟฟ้าบางปะกงซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยที่สุด 0.89 kgCO<sub>2</sub> eq/ kWh โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดจะเกิดขึ้นในขั้นตอนการผลิตไฟฟ้ามากที่สุด รองลงมาคือขั้นตอนการได้มาซึ่งวัตถุดิบ ส่วนขั้นตอนการขนส่งวัตถุดิบมีการปล่อยน้อยที่สุด

2. Muhammad Khalid Farooq, S.Kumar and Ram M. Shrestha. (2013).

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาศักยภาพของการเพิ่มส่วนแบ่งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศปากีสถาน โดยใช้ MARKAL framework พบว่าหากมีสัดส่วนการผลิตและการจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable energy portfolio: RPS) มากถึง 80% จะสามารถลดความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิล ลงได้ 4,354 PJ ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ 462 ล้านตัน แต่ราคาต้นทุนของไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจาก US\$47/ MWh เป็น US\$86/ MWh และหากมีสัดส่วนการผลิตและการจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable energy portfolio: RPS) มากถึง 50% จะสามารถลดความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคการผลิตไฟฟ้าจาก 21% เหลือ 9% ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ 170 ล้านตัน ลดการพึ่งพาการนำเข้าจาก 73% เหลือ 21% แต่ราคาต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจาก US\$47/ MWh เป็น US\$59/ MWh

3. RG Pratt, PJ Balducci. (2010).

งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นว่าประเทศสหรัฐอเมริกา มีระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ประกอบไปด้วยกลไกต่าง ๆ ดังนี้

### 3.1 Conservation effect of consumer information and feedback system

มีการใช้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร มาเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้า

ทำให้สามารถวิเคราะห์และจัดเก็บข้อมูลทั้งจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แบบเวลาจริง รวมทั้งตรวจสอบปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ลดการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน ลดหน่วยสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย รวมทั้งมีการสื่อสารสองทิศทางทำให้แลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบย่อยต่าง ๆ ได้ ผ่านทางมิเตอร์อัจฉริยะที่สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าผ่านระบบอินเทอร์เน็ตได้ตลอดเวลา ช่วยลดการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้า และลดต้นทุนค่าใช้จ่ายในด้านต่าง ๆ ทั้งนี้เมื่อเกิดสมดุลในการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าได้โดยตรง

### 3.2 Deployment of diagnostics in residential and small/ medium commercial buildings

มีการวิเคราะห์และใช้งานระบบอัตโนมัติต่าง ๆ อย่างมีประสิทธิภาพ ไม่ว่าจะเป็นระบบทำความร้อน ระบบระบายอากาศ และระบบปรับอากาศ โดยมีการใช้งาน Demand response เพื่อควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับเหมาะสมกับกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า ทำให้สามารถบริหารจัดการพลังงานในครัวเรือน อาคารและโรงงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ช่วยให้การใช้พลังงานและหน่วยสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าในทางตรง ซึ่งการบริหารจัดการพลังงานในครัวเรือน อาคารและโรงงาน ทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

### 3.3 Measurement & verification for energy efficiency programs

มีระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีสารสนเทศ มีการบริหารการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพผ่านระบบ AMI (Advanced metering infrastructure) ซึ่งเป็นระบบเครือข่ายสื่อสาร สามารถวัดอ่านหน่วยไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ และเชื่อมโยงข้อมูลกับสถานีและวงจรไฟฟ้าต่าง ๆ ได้ ช่วยให้การลดการใช้พลังงานและหน่วยสูญเสียรวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟและใช้ไฟฟ้า รวมถึงการใช้งาน Distributed generation ที่มาจากพลังงานทดแทน อย่างพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ทำให้ลดผลกระทบของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าได้ทั้งทางตรงและทางอ้อม

### 3.4 Shifting load to more efficient generation

จากลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) จะมีช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) ทำให้ต้องมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนสูงให้เพียงพอต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงจึงต้องมีการนำระบบกักเก็บพลังงาน มาใช้ในการปรับโหลดให้ใกล้เคียงกันในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำ (Off peak) โดยจะสะสมพลังงานไฟฟ้าในช่วงกำลังผลิตที่สูงกว่าความต้องการ และจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามี

แนวโน้มที่มากขึ้น ลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ลดหน่วยสูญเสีย และลดปัญหาคุณภาพไฟฟ้า นอกจากนี้ยังรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลมที่มีความผันผวนสูงในกำลังการผลิต ให้เชื่อมต่อกันอย่างมีประสิทธิภาพ ทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

### 3.5 Support additional electric vehicles and plug-in hybrid electric vehicles

รองรับรถยนต์ไฟฟ้า ที่ขับเคลื่อนด้วยระบบมอเตอร์ไฟฟ้าโดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่สะสมจากแบตเตอรี่และระบบไฮบริด แทนการใช้เครื่องยนต์เผาไหม้สันดาปภายใน ทำให้ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน โดยรถยนต์ไฟฟ้าที่สามารถชาร์จไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า หากไม่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะเกิดผลกระทบอย่างมากจากปริมาณการใช้ไฟฟ้าสำหรับชาร์จรถยนต์ที่ไม่คงที่ในแต่ละช่วงเวลา นอกจากนี้รถยนต์ไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้ากลับคืนสู่ระบบไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าที่สะสมได้ภายในแบตเตอรี่ของรถยนต์ สามารถช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในบางช่วงเวลา นอกจากนี้สถานีชาร์จประจุมอเตอร์ยังเป็นช่องทางในการนำพลังงานไฟฟ้าในช่วงความต้องการต่ำมาใช้เพื่อสร้างสมดุลในระบบไฟฟ้า

### 3.6 Conservation voltage reduction and advanced voltage control

มีการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า โดยการรักษาระดับแรงดันให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า มีการควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟ (Volt/ VAR control) ทำให้เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบไฟฟ้า เนื่องจากสามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้า ทำให้ลดหน่วยสูญเสีย นอกจากนี้การเชื่อมโยงกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีความผันผวนสูงของกำลังการผลิตไฟฟ้าอย่างพลังงานแสงอาทิตย์และลม อาจส่งผลทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม แรงดันไม่สมดุล เมื่อมีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะช่วยควบคุมระดับแรงดัน ทำให้รองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

### 3.7 Support penetration of renewable wind and solar generation (25% renewable portfolio standard: RPS)

การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เพิ่มมากขึ้น คิดเป็นสัดส่วน 25% ของพลังงานทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลทำให้หน่วยสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสูงขึ้น โดยเฉพาะในระบบจำหน่ายเนื่องจากรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยตรงและมีจำนวนมากขึ้น ส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงเนื่องจากต้องผลิตไฟฟ้าเพื่อปริมาณการสูญเสีย เมื่อมีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะช่วยรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และลมที่กำลังการผลิตไฟฟ้ามีความผันผวนสูง สามารถเก็บสะสมพลังงาน

ไฟฟ้าไว้ในแบตเตอรี่ ช่วย Balancing ระบบไฟฟ้าในกรณีเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง ส่งผลทำให้ลด  
หน่วยสูญเสียและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นว่าระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ  
ของประเทศสหรัฐอเมริกา หากเป็นไปตามแผนพลังงานทดแทน RPS25% จะทำให้ลดพลังงาน  
ไฟฟ้าสูญเสียและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทางตรง 12.06% และทางอ้อม 5.5% รวม  
17.56% ดังตารางที่ 2-14



ตารางที่ 2-14 การลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียและปริมาณ CO<sub>2</sub> ในปี พ.ศ. 2573 ในประเทศ  
สหรัฐอเมริกา กรณีมีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

การดำเนินการของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	การลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และการปล่อยก๊าซ CO <sub>2</sub>	
	ทางตรง (%)	ทางอ้อม (%)
Conservation effect of consumer information and feedback system	3	-
Deployment of diagnostics in residential and small/ medium commercial buildings	3	-
Measurement & verification for energy efficiency programs	1	0.5
Shifting load to more efficient generation	0.04	-
Support additional electric vehicles and plug-in hybrid electric vehicles	3	-
Conservation voltage reduction and advanced voltage control	2	-
Support penetration of renewable wind and solar generation (25% renewable portfolio standard: RPS)	0.02	5
Total reduction	12.06	5.5
Total direct and indirect reductions	17.56	

4. Arif S. Malik and Mounir Bouzguenda. (2013).

งานวิจัยนี้นำเสนอวิธีการและผลของการศึกษาจากการประเมินผลการบริหารจัดการ โหลดในระยะยาวของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในต้นทุนที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ในสินทรัพย์ของระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศโอมาน โดยต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้คำนวณโดยตรงจากการประมาณการสินทรัพย์ หน่วยสูญเสียที่ลดลง และการลดลงของมลภาวะทางสิ่งแวดล้อม โดยเปรียบเทียบกับประมาณการต้นทุนในการลงทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะกับผลประโยชน์ต้นทุนที่จะได้รับในระยะยาว ทั้งนี้ผลการดำเนินการพบว่าการลงทุนในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศโอมาน ซึ่งมี 556,000 ครัวเรือน จะใช้เงินลงทุนใน 26 ปีข้างหน้า (ปี พ.ศ. 2553-2578) ประมาณ 1.4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 2.0 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งเปรียบเทียบกับประเทศสหรัฐอเมริกาที่มี 129.97 ล้านครัวเรือน ซึ่งใช้เงินลงทุนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะใน 20 ปีข้างหน้า ประมาณ 338 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 476 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ

ในปี พ.ศ. 2554 ประเทศโอมานมีโหลดสูงสุดอยู่ที่ 4,048 MW และมีแนวโน้มโหลดสูงสุดเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 4.9% และคาดว่าในปี พ.ศ. 2578 ประเทศโอมานจะมีโหลดสูงสุดอยู่ที่ 13,410 MW เมื่อมีการลงทุนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะสามารถดำเนินการบริหารจัดการโหลด (Load management: LM) โดยตั้งเป้าหมายลดลงสูงสุด 15% ดังตารางที่ 2-15

ตารางที่ 2-15 ค่าใช้จ่ายโดยรวมในการบริหารจัดการโหลดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ประเทศโอมาน

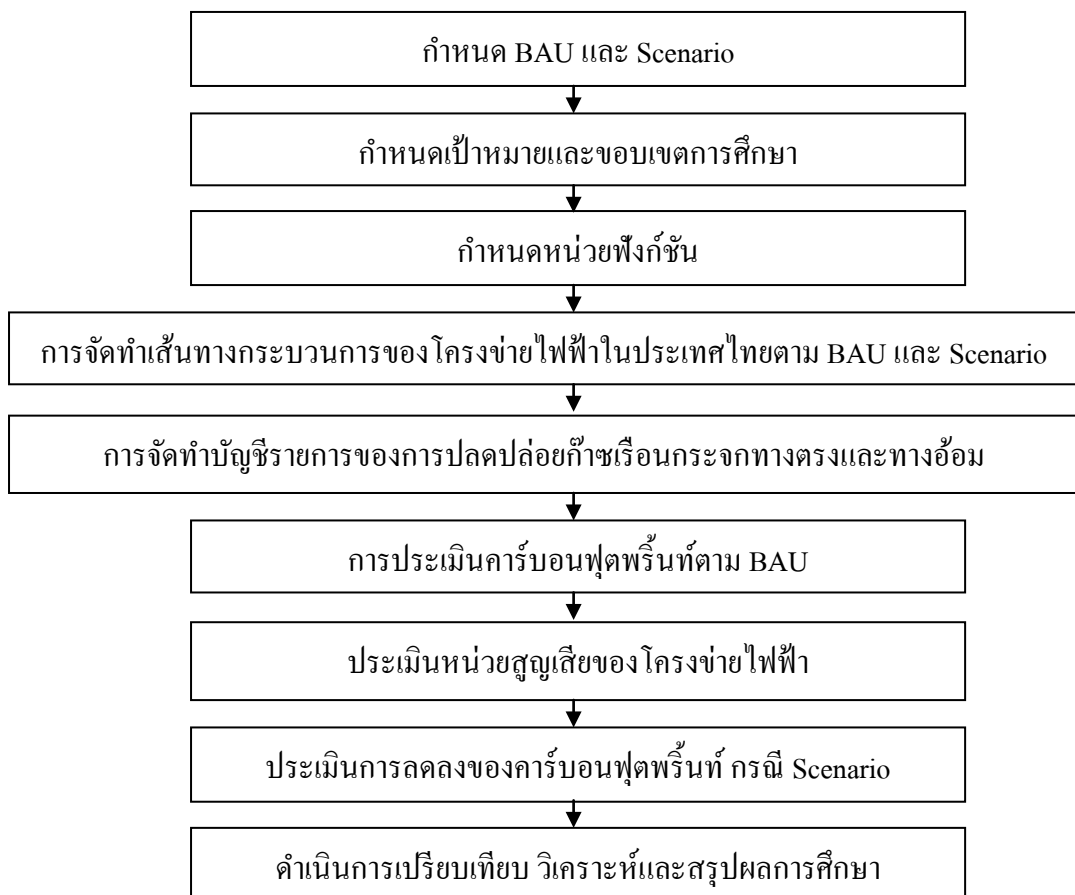
ผลประโยชน์	การบริหารจัดการ โหลด (Load management: LM) ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยการลดลงของปริมาณโหลดสูงสุด (Peak Load)		
	LM5%	LM10%	LM15%
ลดต้นทุนในระบบผลิตไฟฟ้า (พันดอลลาร์)	1,259,288	2,204,782	2,332,358
ลดต้นทุนในระบบส่ง (พันดอลลาร์)	225,912	364,659	386,713
ลดต้นทุนในระบบจำหน่าย (พันดอลลาร์)	338,869	546,988	580,069
ลดต้นทุนจากหน่วยสูญเสีย (พันดอลลาร์)	188,637	341,089	364,855
ลดต้นทุนจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (พันดอลลาร์)	299,067	542,467	583,801
รวม (พันดอลลาร์)	2,311,773	3,999,985	4,247,796

จากเงินลงทุนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศโอมาน เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมาดำเนินการบริหารจัดการโหลด ด้วยวิธีนี้สามารถลดค่าใช้จ่ายได้มากกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทั้งนี้จะต้องมีการประเมินจุดคุ้มทุนและการบริหารจัดการโหลดจะต้องได้รับความร่วมมือจากผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย

### บทที่ 3

#### ขั้นตอนการดำเนินงาน

การศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน มีวิธีดำเนินการวิจัยโดยทำการคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ ซึ่งประเมินตั้งแต่กระบวนการต้นน้ำไปยังปลายน้ำตลอดวัฏจักรชีวิต และเปรียบเทียบในกระบวนการที่ศึกษาระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP2015 กับโครงข่ายไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถแสดงขั้นตอนการดำเนินงานได้ดังภาพที่ 3-1



ภาพที่ 3-1 ขั้นตอนการดำเนินงาน

## กำหนด BAU และ Scenario

จากการศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จึงกำหนดกรณีฐาน (Business as usual หรือ BAU) คือ โครงข่ายไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558-2579 ซึ่งมีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยไม่มีการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและกำหนดกรณีทางเลือก (Scenario) คือ โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยตามแผน PDP2015 ที่มีการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สำหรับรองรับการเพิ่มขึ้นของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยเป็นไปตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 ของกระทรวงพลังงาน

## กำหนดเป้าหมายและขอบเขตการศึกษา

การกำหนดเป้าหมาย คือ เพื่อประเมินผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากไฟฟ้าของประเทศไทยและเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผน PDP2015 กับไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

สำหรับขอบเขตของการศึกษาจากเส้นทางกระบวนการในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในการศึกษาครั้งนี้ตามที่แสดงในภาพที่ 3-2 และภาพที่ 3-3 นั้น ประกอบด้วยระบบการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย รายละเอียดดังนี้

ระบบการผลิตไฟฟ้า โดยการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบส่ง ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน และการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากที่จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยตรง ทั้งนี้ ปัจจัยดำเนินการคือเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วยถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ ดีเซล น้ำมันเตา ยูเรเนียม ขยะ ก๊าซชีวภาพและชีวมวล ส่วนปัจจัยคงที่ คือการลงทุนของเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ต้องใช้ตลอดอายุการใช้งาน ประกอบด้วยการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบส่ง โดยเชื่อมต่อระหว่างระบบการผลิตไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่าย ซึ่งปัจจัยคงที่คือการลงทุนของอุปกรณ์ที่ต้องใช้ตลอดอายุการใช้งานของการก่อสร้างระบบส่งและอุปกรณ์เชื่อมต่อ ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงดันสูงและสายไฟฟ้าในระบบส่งซึ่งครอบคลุมอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ในระบบส่ง

ระบบจำหน่าย โดยเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งปัจจัยคงที่คือ การลงทุนของอุปกรณ์ที่ต้องใช้ตลอดอายุการใช้งานของการก่อสร้างระบบจำหน่ายและอุปกรณ์เชื่อมต่อ ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงดันต่ำถึงปานกลางและสายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ซึ่งครอบคลุมอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ในระบบจำหน่าย

อุปกรณ์ในการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ของโครงข่ายไฟฟ้าตาม Scenario ที่มีการลงทุนอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่ายตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 ของกระทรวงพลังงาน ประกอบด้วย ระบบตรวจการณแบบพื้นที่กว้างระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง ระบบบริหารจัดการพลังงานในระบบผลิตและระบบส่ง อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังต่าง ๆ ที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการควบคุมและการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติในระบบส่ง ระบบกักเก็บพลังงาน ระบบพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน ระบบสื่อสารข้อมูลของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ ระบบการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าและการบริหารจัดการพลังงาน เทคโนโลยีการใช้นาฬิกาของไฟฟ้า ระบบตรวจการณระบบจำหน่าย ระบบบริหารจัดการในระบบจำหน่าย ระบบอ่านค่าหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคอย่างอัตโนมัติ โครงสร้างพื้นฐานระบบมิเตอร์ขั้นสูง ระบบไฟถนนอัจฉริยะ ระบบการบริหารจัดการข้อมูลมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า และระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก ไมโครกริด

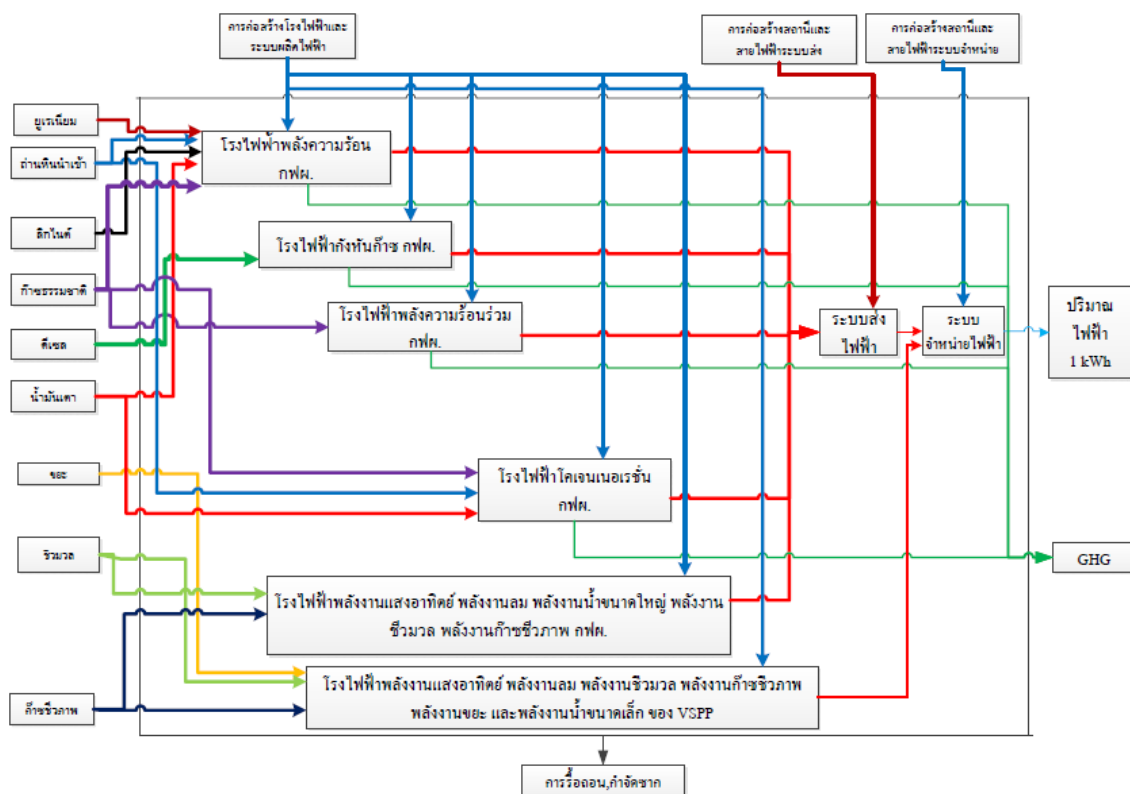
### กำหนดหน่วยฟังก์ชัน

สำหรับการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้า ระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ซึ่งเป็นกรณีฐาน กับโครงข่ายไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ที่เชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งเป็นกรณี Scenario ได้กำหนดหน่วยฟังก์ชันเป็นพลังงานไฟฟ้าจำนวน 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh)

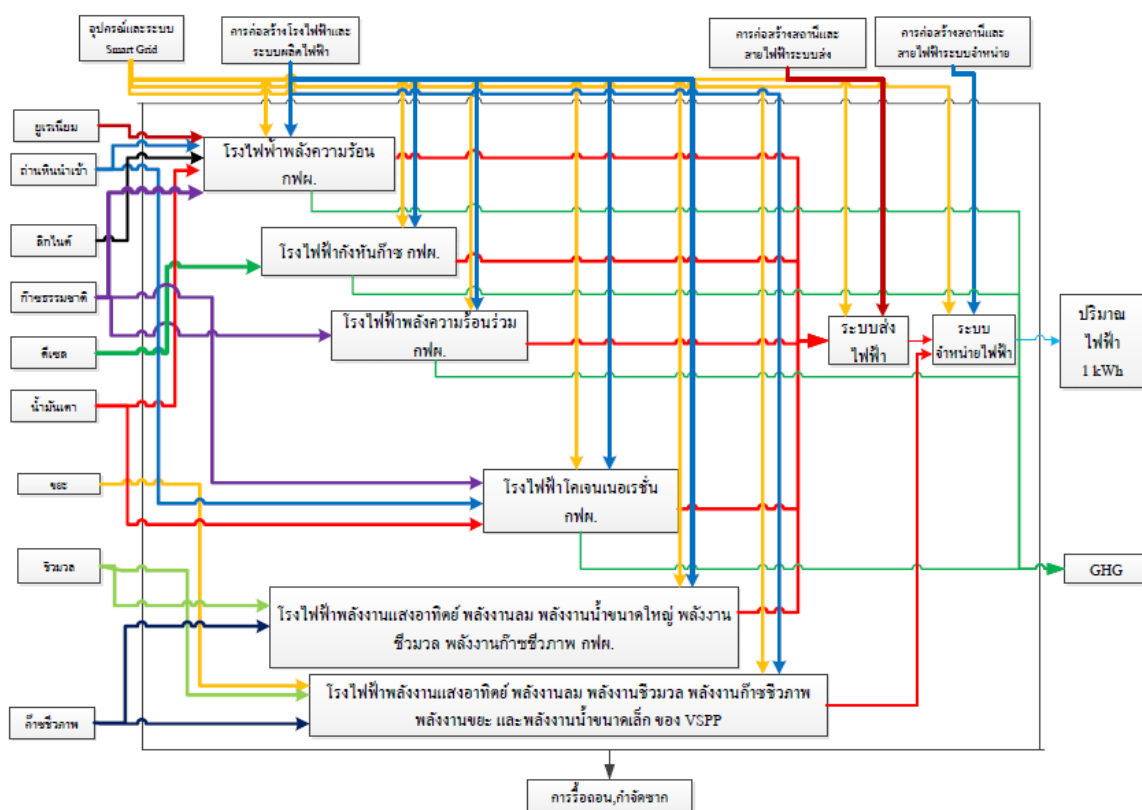
### เส้นทางกระบวนการของโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ประกอบด้วย ระบบการผลิตไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งเป็นไปตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2558-2579 โดยเส้นทางกระบวนการและขอบเขตของโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย ได้ถูกเขียนขึ้นตามแนวทางของ Technical energy system (ISO13602-1, 2009) โดยโครงข่ายไฟฟ้าตามกรณีฐาน แสดงในภาพที่ 3-2 และโครงข่ายไฟฟ้าตาม Scenario แสดงในภาพที่ 3-3 ซึ่งเส้นทางกระบวนการมีการจัดหาเชื้อเพลิง

ต่าง ๆ รวมถึงการลงทุนของอุปกรณ์ที่ต้องใช้ตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งโครงข่ายไฟฟ้าในกรณีทางเลือนี้จะแตกต่างจากโครงข่ายไฟฟ้าในกรณีฐาน ที่มีการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งจะมีการลงทุนของอุปกรณ์และมีการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่าย



ภาพที่ 3-2 Technical energy system ของโครงข่ายไฟฟ้าตามกรณีฐาน



ภาพที่ 3-3 Technical energy system ของโครงข่ายไฟฟ้าตาม Scenario

จากการเปรียบเทียบเส้นทางการกระบวนการในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยที่ใช้เป็นกรอบในการศึกษาครั้งนี้ ดังแสดงในภาพที่ 3-2 และภาพที่ 3-3 นั้น จะเห็นว่าขอบเขตประกอบด้วยระบบการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่ายที่ผลิตไฟฟ้ามายังผู้บริโภคขั้นสุดท้ายในปริมาณที่เท่ากัน จะมีความแตกต่างกันในส่วนของกรณี Scenario ที่มีการลงทุนติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ช่วยลดหน่วยสูญเสีย ทำให้ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง ดังนั้นการพิจารณาการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อม ต้องพิจารณาปัจจัยคงที่ (Capital input) และปัจจัยดำเนินการ (Variable input) ด้วยการจัดทำบัญชีรายการต่อไป

### การจัดทำบัญชีรายการของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อม

บัญชีรายการของปัจจัยที่ป้อนเข้าสู่ขอบเขต ประกอบด้วยปัจจัยคงที่และปัจจัยดำเนินการ ต่อหน่วยฟังก์ชัน หรือปริมาณต่อพลังงานไฟฟ้าจำนวน 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง รายละเอียดการจัดทำบัญชีรายการมีดังนี้

### 1. การจัดทำบัญชีรายการของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง

การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง มาจากปัจจัยดำเนินการเป็นหลัก ของเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา ดีเซล ลิกไนต์และถ่านหินนำเข้า โดยนำข้อมูลของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้และปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากขอบเขตการดำเนินการในแต่ละปีมาจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2558-2579 ดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้และปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015 ปี พ.ศ. 2558-2579 (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558)

เชื้อเพลิงฟอสซิล	หน่วย	ปี พ.ศ.				
		2560	2565	2570	2575	2579
ถ่านหินนำเข้า	พันตัน	7,000	14,000	16,000	12,000	21,000
ลิกไนต์	พันตัน	30,000	21,000	13,000	13,000	13,000
ก๊าซธรรมชาติ	พันล้านลูกบาศก์ฟุต	943	838	960	1,055	843
ดีเซล	ล้านลิตร	10	5	4	4	8
น้ำมันเตา	ล้านลิตร	44	1	1	2	1
ยูเรเนียม	ตัน	0	0	0	0	32
ปริมาณการใช้ไฟฟ้า	GWh	205,649	241,273	273,440	303,856	324,119

ในกรณีฐาน จะประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยทางตรงในกระบวนการผลิต รวมถึงการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการต้นน้ำของทรัพยากรที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตนั้น ๆ ย้อนกลับไป ซึ่งสามารถประเมินได้โดยวิธีการประเมินวัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์

### 2. การจัดทำบัญชีรายการของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม

การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม มาจาก 2 ปัจจัย คือปัจจัยดำเนินการและปัจจัยคงที่ สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้



## 2.1 ปัจจัยดำเนินการ

ปัจจัยดำเนินการที่ป้อนเข้าสู่ขอบเขตการดำเนินการ ตามภาพที่ 3-2 และภาพที่ 3-3 ประกอบไปด้วยเชื้อเพลิงที่ใช้ ซึ่งเป็นปัจจัยป้อนเข้ารายปี สำหรับปัจจัยด้านเชื้อเพลิงรายปีในอนาคต จะใช้ข้อมูลจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับล่าสุด คือ PDP2015

สำหรับวัตถุดิบและทรัพยากรอื่น ๆ ที่ป้อนเข้าสู่ขอบเขตการดำเนินการ ประกอบด้วย ไฟฟ้า น้ำ น้ำมันเชื้อเพลิง และทรัพยากรอื่น ๆ เนื่องจากมีผลต่อปริมาณการปลดปล่อย ก๊าซเรือนกระจกที่น้อยมาก (ยุทธศักดิ์ สิริสินธุ์, 2555) จึงไม่นำมาพิจารณาร่วมด้วย

ปัจจัยดำเนินการประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา ดีเซล ถิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า ยูเรเนียม โดยมีปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ดังตารางที่ 3-1 ส่วนพลังงานทดแทนประกอบด้วย ชยะ ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ ที่มีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ดังตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-2 ปริมาณวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามแผน AEDP2015 ปี พ.ศ. 2558-2579 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558)

วัตถุดิบ	หน่วย	ปี พ.ศ.				
		2560	2565	2570	2575	2579
ชยะ	พันตัน	2,025	3,760	4,032	4,303	4,520
ชีวมวล	พันตัน	18,402	23,799	26,973	30,148	32,747
ก๊าซชีวภาพ	ลูกบาศก์เมตร	449,824,311	519,897,445	576,408,036	632,918,628	678,127,102

จากข้อมูลของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้และปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปี ในตารางที่ 3-1 และตารางที่ 3-2 สามารถแสดงราคาของเชื้อเพลิงต่อหน่วย ดังตารางที่ 3-3 โดยต้นทุนราคาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2015 อ้างอิงตามราคาเชื้อเพลิงจากรายงานชี้แจงการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ปี พ.ศ. 2559 (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2559)

ตารางที่ 3-3 ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

เชื้อเพลิง	หน่วย	ราคาเชื้อเพลิง (บาท/ หน่วย)	ราคาต่อหน่วย (บาท/ kWh) จำแนกตามปี พ.ศ.				
			2560	2565	2570	2575	2579
ถ่านหินนำเข้า	พันทัน	2,803,080	0.0954	0.1627	0.1640	0.1107	0.1816
ลิกไนต์	พันทัน	569,700	0.0831	0.0496	0.0271	0.0244	0.0228
ก๊าซธรรมชาติ	ล้าน ลูกบาศก์ฟุต	320,410	1.4706	1.1134	1.1253	1.1131	0.8339
ดีเซล	ล้านลิตร	28,830,000	0.0014	0.0006	0.0004	0.0004	0.0007
น้ำมันเตา	ล้านลิตร	22,860,000	0.0049	0.0001	0.0001	0.0002	0.0001
ขยะ	พันทัน	1,500,000	0.0148	0.0234	0.0221	0.0212	0.0209
ชีวมวล	พันทัน	500,000	0.0447	0.0493	0.0493	0.0496	0.0505
ก๊าซชีวภาพ	ลูกบาศก์ เมตร	0.92	0.0020	0.0020	0.0019	0.0019	0.0019

## 2.2 ปัจจัยคงที่

ปัจจัยคงที่สำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการลงทุนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ป้อนเข้าสู่ขอบเขตการดำเนินการ ของโครงข่ายไฟฟ้าตามกรณีฐาน ในภาพที่ 3-2 และโครงข่ายไฟฟ้าตาม Scenario ในภาพที่ 3-3 นั้น ประกอบด้วย

### 2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้า

ปัจจัยคงที่ของระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วย การก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้า แต่เนื่องจากการวิจัยนี้เป็นการประเมินภาพรวมของประเทศ ดังนั้นการแจกแจงปัจจัยคงที่ในแต่ละปีนั้น จะแจกแจงเป็นโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างขึ้นในแต่ละปี โดยพิจารณาที่กำลังการผลิตตามแผน PDP2015 เพื่อนำมาคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า โดยพิจารณาจากอายุการใช้งาน ต้นทุนในการก่อสร้างและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ซึ่งได้จากการทบทวนวรรณกรรม (Jirapa Kamsamrong & Chumnong Sorapipatana, 2014) ดังแสดงในตารางที่ 3-4 โดยนำต้นทุนในแต่ละปีมาเฉลี่ยตามอายุของโรงไฟฟ้า ซึ่งในปีถัดไปเมื่อมีการลงทุนเพิ่มจะมีการสะสมต้นทุนในปีก่อนหน้าเข้าไปด้วย ทั้งนี้ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพิจารณาเฉพาะการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2015 เท่านั้น

ตารางที่ 3-4 อายุการใช้งาน ต้นทุนในการก่อสร้างและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท

ประเภทโรงไฟฟ้า	ประสิทธิภาพ โรงไฟฟ้า (%)	ต้นทุนเบื้องต้น (บาท/ kW)	ต้นทุนดำเนินการและ บำรุงรักษา (บาท/ kW)	อายุโรงไฟฟ้า (ปี)
พลังความร้อนรวม	41.2	24,990	12,745	25
พลังน้ำขนาดใหญ่	80	48,057	7,209	30
พลังความร้อน	28.6	88,706	45,240	30
ลม	25	75,004	38,252	20
ก๊าซชีวภาพ	30	56,168	28,646	20
แสงอาทิตย์	20	219,980	112,190	20
ชีวมวล	30	70,006	35,703	20
กักเก็บก๊าซ	28.5	12,308	6,277	20
นิวเคลียร์	32.8	115,464	58,887	60
โคเจนเนอเรชั่น	42	67,558	1,476	30

### 2.2.2 ระบบส่งและระบบจำหน่าย

ปัจจัยคงที่ของระบบส่งและระบบจำหน่าย ประกอบด้วยการก่อสร้างระบบส่ง ระบบจำหน่าย และอุปกรณ์เชื่อมต่อ โดยในการแจกแจงปัจจัยคงที่ในแต่ละปีนั้น จะแจกแจงเป็นค่าเสื่อมรายปีซึ่งพิจารณาจากอายุการใช้งานของระบบส่งและระบบจำหน่าย ซึ่งได้จากการทบทวนวรรณกรรม ดังแสดงในตารางที่ 3-5 โดยนำต้นทุนในแต่ละปีมาเฉลี่ยตามอายุของระบบส่งและระบบจำหน่าย ซึ่งในปีถัดไปเมื่อมีการลงทุนเพิ่มจะมีการสะสมต้นทุนในปีก่อนหน้าเข้าไปด้วย

ตารางที่ 3-5 ต้นทุน อายุการใช้งานของระบบส่งและระบบจำหน่าย

ประเภท	หน่วย	ต้นทุน (ล้านบาท/ หน่วย)	อายุใช้งาน (ปี)
สายไฟฟ้าระบบส่ง (Fukusawa, Kutani, & Li.Y, 2015)	กิโลเมตร	13.50	20
สถานีไฟฟ้าในระบบส่ง (Fukusawa et al, 2015)	แห่ง	40.00	20
สายไฟฟ้าระบบจำหน่าย (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559)	กิโลเมตร	5.77	20
สถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Narawit Dangchom, 2015)	แห่ง	45.49	20

ทั้งนี้ปัจจัยคงที่ทั้งหมด มีรายละเอียดต้นทุนราคาต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย ดังแสดงในตารางที่ 3-6

ตารางที่ 3-6 ราคาต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย (บาท/ kWh)

ปัจจัยคงที่	ปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวม	0.01185	0.02660	0.03507	0.03422	0.03457
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่	0.00055	0.01504	0.02522	0.04371	0.05371
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	0.00025	0.00122	0.00141	0.00163	0.00174
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	0.00915	0.02288	0.02486	0.02237	0.03279
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	0.00017	0.00021	0.00055	0.00068	0.00073
โรงไฟฟ้าชีวมวล	-	0.00005	0.00005	0.00004	0.00004
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	-	0.00005	0.00009	0.00015	0.00020
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	-	-	-	-	0.00102
โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	-	-	-	-	0.00588
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	0.01954	0.02304	0.02093	0.01884	0.01766
สายไฟฟ้าระบบส่ง	0.00370	0.00780	0.01120	0.01420	0.01650
สถานีไฟฟ้าในระบบส่ง	0.00010	0.00020	0.00020	0.00030	0.00040
สายไฟฟ้าระบบจำหน่าย	0.04680	0.07290	0.09450	0.11310	0.12770
สถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	0.00013	0.00037	0.00056	0.00073	0.00086

### 2.2.3 อุปกรณ์และระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

กรณี Scenario มีต้นทุนที่ใช้ในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (กระทรวงพลังงาน, 2558) สามารถคำนวณโดยการนำเงินลงทุนจำแนกตามเทคโนโลยีและระยะเวลาของอุปกรณ์ที่ติดตั้งแล้ว พิจารณาที่อายุ 20 ปี มาดำเนินการหาต้นทุนรายปี แสดงได้ตารางที่ 3-7

ตารางที่ 3-7 ต้นทุนต่อปีของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในแต่ละเทคโนโลยี (กระทรวงพลังงาน, 2558)

กิจกรรม	ปี	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)				ต้นทุนต่อปี
		พ.ศ.	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.	
Wide area monitoring system (WAMS)/ Wide area protection and control (WAPC)	2565	543	-	-	543	27.15
Energy management system	2560	1,240	-	-	1,240	62
EHV/ FACTS	2575	100,000	-	-	100,000	5,000
Substation automation	2565	15,300	2,000	6,250	23,550	1,177.5
Energy storage system	2560	49,000	100	3,000	52,100	2,605
Renewable energy forecast system	2575	220	-	-	220	11
SPP/ VSPP data communication system	2565	2,913	5	2,700	5,618	280.9
ICT integration	2565	2,000	300	1,600	3,900	195
Demand response/ demand-side management	2560	1,000	503	3,375	4,878	243.9
Intelligent charging system/ V2G	2575	1,000	1,006	2,025	4,031	201.6
Distribution/ feeder automation	2565	-	1,500	3,000	4,500	225
Distribution management system	2565	-	1,500	3,000	4,500	225
Smart meter +AMR/ AMI	2565	-	5,029	67,500	72,529	3,626.5
Intelligent street lights	2565	-	4,250	8,500	12,750	637.5
Meter data management system	2565	-	447	6,000	6,447	322.4
Micro grid development	2560	-	-	2,200	2,200	110

จากต้นทุนต่อปีในแต่ละเทคโนโลยีของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ นำมาพิจารณาอายุการใช้งาน (Life time) ของอุปกรณ์ที่เชื่อมโยงกับระบบตามปีที่เริ่มดำเนินการ จะได้ต้นทุนสะสมต่อปี ดังตารางที่ 3-8 เพื่อนำไปใช้คำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อไป

ตารางที่ 3-8 ต้นทุนสะสมที่ใช้ในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (กระทรวงพลังงาน, 2558)

การเชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	ปี พ.ศ.	ต้นทุนต่อปี (บาท/ปี)	ต้นทุนสะสม ต่อปี (บาท/ปี)
โครงการนำร่องด้าน HEMS/ BEMS/ FEMS,	2560	8,249,850,000	8,249,850,000
Demand response ระบบไมโครกริด	2561	8,249,850,000	16,499,700,000
ระบบกักเก็บพลังงาน	2562	8,249,850,000	24,749,550,000
	2563	8,249,850,000	32,999,400,000
	2564	8,249,850,000	41,249,250,000
ICT integration, Energy management system	2565	9,742,750,000	50,992,000,000
(SCADA/ EMS), Energy storage system, SPP/	2566	9,742,750,000	60,734,750,000
VSPP data communication system, Substation	2567	9,742,750,000	70,477,500,000
automation, Wide area monitoring	2568	9,742,750,000	80,220,250,000
system(WAMS)/ Wide area protection and	2569	9,742,750,000	89,963,000,001
control (WAPC), ICT integration, Distribution	2570	9,742,750,000	99,705,750,001
management system, Distribution/ feeder	2571	9,742,750,000	109,448,500,001
automation, Substation automation, Smart meter	2572	9,742,750,000	119,191,250,001
+AMR/ AMI, Meter data management system,	2573	9,742,750,000	128,934,000,001
SPP/ VSPP data communication system,	2574	9,742,750,000	138,676,750,001
Intelligent street lights			
Intelligent charging system/ V2G, Renewable	2575	14,966,300,000	153,643,050,001
energy forecast system, EHV/ FACTS, Demand	2576	14,966,300,000	168,609,350,001
response/ demand-side management, Energy	2577	14,966,300,000	183,575,650,001
storage system, Intelligent charging system/	2578	14,966,300,000	198,541,950,001
V2G, Micro grid development, Demand	2579	14,966,300,000	213,508,250,001
response/ DSM			

จากต้นทุนสะสมที่ใช้ในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถแสดงราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังตารางที่ 3-9

ตารางที่ 3-9 ราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (บาท/ kWh)

ปัจจัยคงที่	ปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
ICT integration	0.00095	0.00485	0.00784	0.01027	0.01203
Energy management system (SCADA/ EMS)	0.00030	0.00154	0.00249	0.00326	0.00383
SPP/ VSPP data communication system	-	0.00116	0.00616	0.01017	0.01300
Substation automation	0.00573	0.02928	0.04737	0.06200	0.07266
Wide area monitoring system (WAMS) / Wide area protection and control (WAPC)	-	0.00011	0.00060	0.00098	0.00126
Distribution management system	0.00109	0.00560	0.00905	0.01185	0.01388
Distribution/ feeder automation	-	0.00093	0.00494	0.00815	0.01041
Meter data management system	-	0.00134	0.00707	0.01167	0.01492
Intelligent street lights	-	0.00264	0.01399	0.02308	0.02950
Intelligent charging system/ V2G	0.00002	0.00012	0.00020	0.00093	0.00342
Renewable energy forecast system	-	-	-	0.00004	0.00017
EHV/ FACTS	-	-	-	0.01646	0.07713
Demand response/ Demand-side management	0.00119	0.00607	0.00981	0.01284	0.01505
Micro grid development	0.00053	0.00274	0.00443	0.00579	0.00679

สำหรับเทคโนโลยีของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ต้องนำเข้าเทคโนโลยีมาจากต่างประเทศ ประกอบด้วย Energy storage system และ Smart meter +AMR/ AMI เนื่องจากโครงการนำร่องมีการนำเทคโนโลยีมาจากประเทศญี่ปุ่น สามารถแสดงราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่นำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ดังตารางที่ 3-10

ตารางที่ 3-10 ราคาต่อหน่วยของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจากประเทศญี่ปุ่น  
(เยน/ kWh)

ปัจจัยคงที่	ปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
Energy storage system	0.0422	0.2159	0.3493	0.4572	0.5358
Smart meter +AMR/ AMI	0.0588	0.3006	0.4863	0.6365	0.7459

### การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตามกรณีฐาน

สำหรับการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ หรือการประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากทั้งวัฏจักรชีวิตของไฟฟ้าปริมาณ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งมีความแตกต่างกันในแต่ละปี เนื่องจากปัจจัยป้อนเข้าขอบเขตการดำเนินการของแต่ละปีมีความแตกต่างกัน สำหรับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง พิจารณาจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในแต่ละปีจาก PDP2015 และค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลต่าง ๆ (CO<sub>2</sub> Emission factor) ซึ่งเป็นแนวทางการประเมินที่ปรับปรุงมาจากแนวทางการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับประเทศ จากคณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Intergovernmental panel on climate change หรือ IPCC) เพื่อคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งทำการแปลงเป็นปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยใช้ค่าโอกาสในการเกิดภาวะโลกร้อน ทั้งนี้ IPCC ได้กำหนดค่า GWP ของก๊าซชนิดต่าง ๆ (IPCC, 2014) เปรียบเทียบกับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะเวลาต่าง ๆ ซึ่งผลรวมจากการคำนวณ จะเป็นปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทนั้น ๆ จากภาพที่ 3-2 การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงภายในขอบเขตของการดำเนินการ ตาม IPCC2006 ส่วนใหญ่เป็นการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซมีเทน และก๊าซไนตรัสออกไซด์ ที่เกิดจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคพลังงาน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการปลดปล่อยจากห้องเผาไหม้ของโรงไฟฟ้าฟอสซิล

สำหรับค่าความร้อนสุทธิและค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงฟอสซิลในแต่ละชนิด แสดงได้ดังตารางที่ 3-11



ตารางที่ 3-11 ค่าความร้อนสุทธิและค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ชนิดเชื้อเพลิง ฟอสซิล	ค่าความร้อนสุทธิ (สำนักงานนโยบายและ แผนพลังงาน, 2558)	EF (tCO <sub>2</sub> / TJ) (IPCC, 2006)	EF (tCH <sub>4</sub> / TJ) (IPCC, 2006)	EF (tN <sub>2</sub> O/ TJ) (IPCC, 2006)
ก๊าซธรรมชาติ	1.02 MJ/ ลูกบาศก์ฟุต	56.1	0.001	0.0001
น้ำมันเตา	39.77 MJ/ ลิตร	77.4	0.003	0.0006
น้ำมันดีเซล	36.42 MJ/ ลิตร	74.1	0.003	0.0006
ถ่านหิน	10.47 MJ/ kg	101	0.001	0.0015
ถ่านหินนำเข้า	26.37 MJ/ kg	94.6	0.001	0.0015

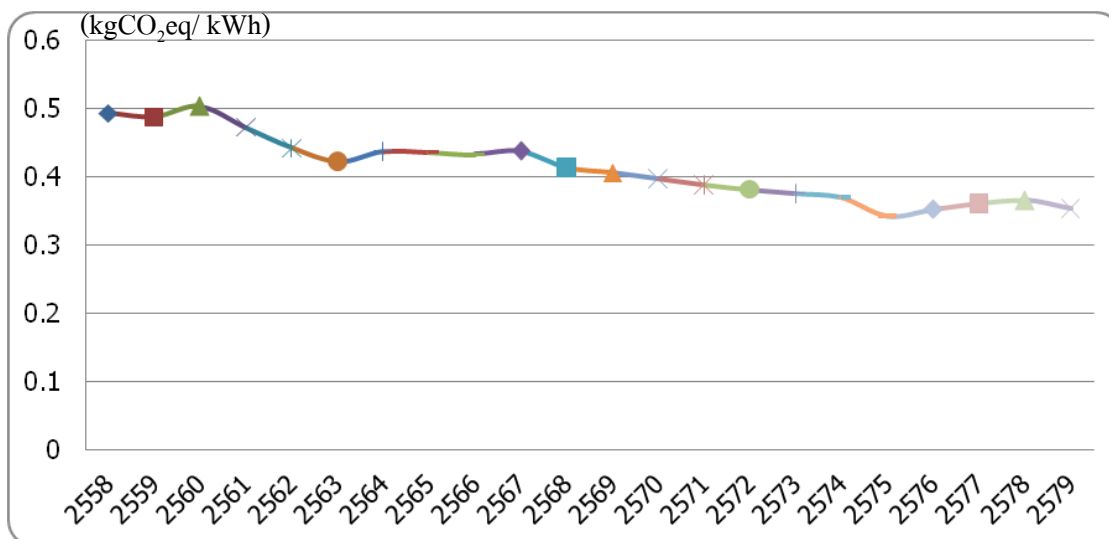
การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดต่าง ๆ สามารถคำนวณได้จากปริมาณเชื้อเพลิงจากตารางที่ 3-1 คูณด้วยค่าความร้อนสุทธิและค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ประเภทจากตารางที่ 3-11

เมื่อได้ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ประเภททำการแปลงเป็นปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยใช้ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (IPCC, 2014) จากตารางที่ 2-13 ซึ่งผลลัพธ์จากการคำนวณ สามารถแสดงปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้าของประเทศไทยตามแผน PDP2015 ปี พ.ศ. 2558-2579 ดังตารางที่ 3-12

ตารางที่ 3-12 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงตามแผน PDP2015 ในปี พ.ศ. 2558-2579

ปี พ.ศ.	ปริมาณการปลดปล่อย ก๊าซเรือนกระจกทางตรง จากโรงไฟฟ้า (tCO <sub>2</sub> eq)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (GWh) (สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน, 2558)	การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทางตรงต่อปริมาณการใช้ ไฟฟ้า(kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh)
2558	93,933,476	190,285	0.4936
2559	96,632,326	197,891	0.4883
2560	103,625,193	205,649	0.5039
2561	100,604,121	212,515	0.4734
2562	97,637,061	220,503	0.4428
2563	96,577,451	228,238	0.4231
2564	102,825,047	234,654	0.4382
2565	105,420,382	241,273	0.4369
2566	107,343,764	247,671	0.4334
2567	111,417,332	254,334	0.4381
2568	107,975,846	260,764	0.4141
2569	108,749,380	267,629	0.4063
2570	108,916,631	273,440	0.3983
2571	108,686,661	279,939	0.3883
2572	109,104,788	285,384	0.3823
2573	109,731,977	291,519	0.3764
2574	110,442,792	298,234	0.3703
2575	104,352,978	303,856	0.3434
2576	108,928,070	309,021	0.3525
2577	113,580,991	314,465	0.3612
2578	117,191,684	320,114	0.3661
2579	114,766,551	324,119	0.3541

จากตารางที่ 3-12 สามารถแสดงแนวโน้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้า ดังภาพที่ 3-4



ภาพที่ 3-4 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015

จากภาพที่ 3-4 แสดงปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงต่อหน่วยไฟฟ้าของประเทศไทยรายปีตามแผน PDP2015 พบว่ามีแนวโน้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้าลดลง เนื่องจากความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง และมีอัตราส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนสูงขึ้น

สำหรับการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม ประกอบด้วย ปัจจัยดำเนินการและปัจจัยคงที่ ด้วยการคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ ซึ่งพิจารณาจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในแต่ละปี และราคาต้นทุนจากแหล่งอ้างอิงต่าง ๆ เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนเชื้อเพลิงที่คำนวณได้ต่อหน่วยฟังก์ชันจากตารางที่ 3-3 เพื่อมาคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง สำหรับเชื้อเพลิงที่มีแหล่งผลิตในประเทศไทย และยังไม่มีการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ในกระบวนการต้นน้ำของเชื้อเพลิงนั้น ๆ จะดำเนินการประเมินกระบวนการหลักด้วยการวิเคราะห์เส้นทางกระบวนการ โดยใช้ข้อมูลกระบวนการต้นน้ำที่ได้จากการประเมินแบบ Input-output analysis (combined PCA-IOA) ซึ่งพิจารณาจากความถูกต้องของแหล่งที่มาในการจัดหาปัจจัยป้อนเข้าในแต่ละรายการ เพื่อใช้แฟลคเตอร์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มีความถูกต้องแม่นยำที่สุดในการประเมิน (Pawinee Suksuntornsiri & Paiboon Limpitapanich, 2017)

สามารถคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ โดยใช้การประเมินแบบ Input-output analysis (combined PCA-IOA) ตามตารางค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Pawinee Suksuntornsiri et al., 2013) ดังตารางที่ 3-13

ตารางที่ 3-13 ค่า CO<sub>2</sub> Emissions intensity ของวัตถุดิบแต่ละชนิดที่ใช้ในกระบวนการ  
(t- CO<sub>2</sub>/ million baht)

วัตถุดิบ/ กระบวนการ	Sector	ค่า Emission factor					
		2558	2559	2560	2561	2562	2563
ลิกไนต์	030 การทำเหมือง ถ่านหิน	36.49	36.45	36.42	36.30	36.28	36.22
ก๊าซธรรมชาติ	136 การผลิตก๊าซ ธรรมชาติ	110.12	110.06	110.01	109.84	109.80	109.73
ดีเซล	093 โรงกลั่น น้ำมันปิโตรเลียม	28.55	28.52	28.49	28.38	28.35	28.31
น้ำมันเตา	093 โรงกลั่น น้ำมันปิโตรเลียม	28.55	28.52	28.49	28.38	28.35	28.31
การก่อสร้าง โรงไฟฟ้า และระบบผลิต ไฟฟ้า	142 การก่อสร้าง โรงงานผลิตพลัง ไฟฟ้า	45.36	45.24	45.11	44.70	44.61	44.43
สายส่งและสาย จำหน่าย	120 การผลิตลวด และสายเคเบิล	43.16	43.04	42.92	42.52	42.43	42.26
สถานี ไฟฟ้าแรงสูง	142 การก่อสร้าง โรงงานผลิตพลัง ไฟฟ้า	45.36	45.24	45.11	44.70	44.61	44.43

การคำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม มาจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่คำนวณได้ต่อหน่วยฟังก์ชันจากตารางที่ 3-3 โดยมีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงคูณด้วยค่า CO<sub>2</sub> Emissions intensity ที่มีหน่วยเป็นปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อล้านบาท จากตารางที่ 3-13 ทำให้ได้ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม มีหน่วยเป็นกิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง สำหรับการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ในปี พ.ศ. 2564-2579 ใช้ค่า CO<sub>2</sub> Emissions intensity ในปี พ.ศ. 2563

สำหรับถ่านหินนำเข้า ยูเรเนียมและพลังงานทดแทน ที่มีผู้ดำเนินการประเมินไว้ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3-14

ตารางที่ 3-14 ค่าแฟกเตอร์การคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าแฟกเตอร์ (kgCO <sub>2</sub> eq/ หน่วย)	อ้างอิง
ถ่านหินนำเข้า	กิโลกรัม	2.3280	(Yue Mi, Danxing Zheng, & Xizhuo Jiang, 2015)
ขยะ	กิโลกรัม	0.0798	(พวงพันธ์ ศรีทอง, 2555)
ชีวมวล	กิโลกรัม	0.04	(ประพิฑาร ธารักษ์, เบญจมาภรณ์ ถนอมน้อม และพิสิษฐ์ มณีโชติ, 2557)
ก๊าซชีวภาพ	ลูกบาศก์ เมตร	38.7246	(วิริยะ อนันต์ประดิษฐ์, นัฐพร ไชยญาติ, อัครินทร์ อินทนิเวศน์, วรชยมล เลิศจตุรานนท์ และธรรชาติ มั่นศิลป์, 2560)
ยูเรเนียม	กิโลกรัม	38.0	(Nawshad Haque & Terry Norgate, 2014)

จากปริมาณเชื้อเพลิงในตารางที่ 3-1 และตารางที่ 3-2 สามารถคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ได้ จากการนำปริมาณเชื้อเพลิงมาคูณค่าแฟกเตอร์ในตารางที่ 3-14 ซึ่งมีการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงนั้น ๆ ในกระบวนการต้นน้ำ สามารถแสดงผลการประเมินทางอ้อมของเชื้อเพลิงได้ ดังตารางที่ 3-15

ตารางที่ 3-15 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh)

เชื้อเพลิงฟอสซิล	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh) จำแนกตามปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
ถ่านหินนำเข้า	0.07924	0.135083	0.136220	0.091938	0.150833
ลิกไนต์	0.00303	0.001796	0.000981	0.000883	0.000828
ก๊าซธรรมชาติ	0.16178	0.122173	0.123476	0.122139	0.091500
ดีเซล	0.00004	0.000017	0.000012	0.000011	0.000020
น้ำมันเตา	0.00014	0.000003	0.000002	0.000004	0.000002
ขยะ	0.00079	0.001244	0.001177	0.001130	0.001113
ชีวมวล	0.00358	0.003946	0.003946	0.003969	0.004041
ก๊าซชีวภาพ	0.08470	0.083444	0.081631	0.080662	0.081020
ยูเรเนียม	-	-	-	-	0.000004

สำหรับปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย พิจารณาจากราคาต้นทุน (บาท/ kWh) ของการก่อสร้างแต่ละปี จากตารางที่ 3-6 นำมาคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยนำต้นทุนสะสมรายปีที่ใช้ต่อไฟฟ้าที่ได้ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมงคูณด้วยค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Pawinee Suksuntornsiri et al., 2013) ของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า จากตารางที่ 3-13 สามารถแสดงผลการประเมินทางอ้อมของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย ได้ ดังตารางที่ 3-16

ตารางที่ 3-16 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย  
(kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh)

ปัจจัยคงที่	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh)				
	จำแนกตามปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	0.000534	0.001182	0.001558	0.001520	0.001536
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่	0.000025	0.000668	0.001120	0.001942	0.002386
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	0.000011	0.000054	0.000063	0.000073	0.000077
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	0.000413	0.001017	0.001104	0.000994	0.001457
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	0.000007	0.000009	0.000024	0.000030	0.000032
โรงไฟฟ้าชีวมวล	-	0.000002	0.000002	0.000002	0.000002
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	-	0.000002	0.000004	0.000007	0.000009
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	-	-	-	-	0.000045
โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	-	-	-	-	0.000261
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	0.000886	0.001045	0.000949	0.000854	0.000801
สายไฟฟ้าระบบส่ง	0.000157	0.000329	0.000473	0.000598	0.000696
สถานีไฟฟ้าในระบบส่ง	0.000003	0.000007	0.000011	0.000014	0.000017
สายไฟฟ้าระบบจำหน่าย	0.002007	0.003081	0.003993	0.004778	0.005395
สถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย	0.000006	0.000016	0.000025	0.000032	0.000038

สำหรับปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ที่มีการลงทุนเพิ่มจากแผน PDP2015 พิจารณาจากราคาดัชนีทุน (บาท/ kWh) ของการก่อสร้างแต่ละปี จากตารางที่ 3-9 นำมาคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยนำต้นทุนสะสมรายปีที่ใช้ต่อไฟฟ้าที่ได้ 1 กิโลวัตต์ ชั่วโมงคูณด้วยค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Pawinee Suksuntornsiri et al., 2013) ของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า จากตารางที่ 3-13 สามารถแสดงผลการประเมินทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้ ดังตารางที่ 3-17

ตารางที่ 3-17 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh)

ปัจจัยคงที่	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh) จำแนกตามปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
ICT integration	0.000028	0.000141	0.000228	0.000298	0.000349
Energy management system (SCADA/ EMS)	0.000004	0.000017	0.000028	0.000037	0.000043
Energy storage system	0.000029	0.000147	0.000238	0.000311	0.000365
SPP/ VSPP data communication system	-	0.000013	0.000069	0.000114	0.000145
Substation automation	0.000258	0.001301	0.002105	0.002755	0.003228
Wide area monitoring system (WAMS) / Wide area protection and control (WAPC)	-	0.000003	0.000018	0.000030	0.000038
Distribution management system	0.000013	0.000063	0.000101	0.000133	0.000155
Distribution/ feeder automation	-	0.000027	0.000143	0.000236	0.000302
Smart meter +AMR/ AMI	0.000020	0.000103	0.000167	0.000219	0.000256
Meter data management system	-	0.000015	0.000079	0.000131	0.000167
Intelligent street lights	-	0.000092	0.000489	0.000806	0.001031
Intelligent charging system/ V2G	0.000001	0.000004	0.000007	0.000032	0.000119
Renewable energy forecast system	-	-	-	0.0000004	0.000002
EHV/ FACTS	-	-	-	0.000575	0.002694
Demand response/ Demand-side management	0.000014	0.000068	0.000110	0.000144	0.000168
Micro grid development	0.000016	0.000079	0.000128	0.000168	0.000197

### การประเมินหน่วยสูญเสียของโครงข่ายไฟฟ้า

จากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยตามแผน PDP2015 สามารถแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3-18



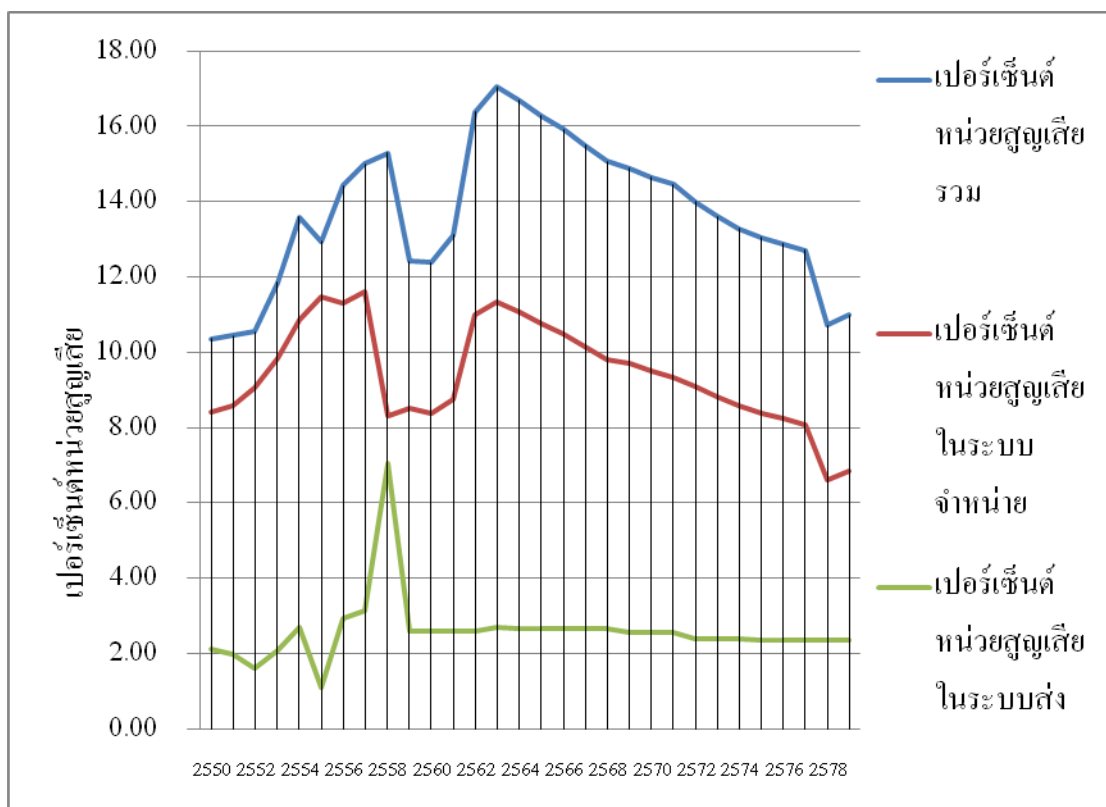
ตารางที่ 3-18 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015

ปี พ.ศ.	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จ่ายเข้าสู่ระบบส่ง (GWh)	ปริมาณไฟฟ้าจากระบบส่งเข้าสู่ระบบจำหน่าย (GWh)	ปริมาณไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (GWh)	ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย (GWh)
	A	B	C	D
2558	182,575	177,862	28,175	190,285
2559	187,080	182,249	34,037	197,891
2560	191,697	186,733	37,684	205,649
2561	193,771	188,762	44,147	212,515
2562	197,335	192,238	55,497	220,503
2563	203,321	197,859	59,565	228,238
2564	208,385	202,804	61,036	234,654
2565	213,640	207,917	62,418	241,273
2566	218,846	213,005	63,665	247,671
2567	224,018	218,069	65,026	254,334
2568	228,767	222,681	66,463	260,764
2569	233,887	227,872	68,567	267,629
2570	237,859	231,755	70,401	273,440
2571	242,373	236,161	72,596	279,939
2572	245,990	240,110	73,853	285,384
2573	250,824	244,849	74,818	291,519
2574	256,091	250,012	76,181	298,234
2575	260,160	254,002	77,640	303,856
2576	263,700	257,473	79,290	309,021
2577	267,296	260,998	81,119	314,465
2578	271,204	264,830	77,975	320,114
2579	275,325	268,869	79,038	324,119

สำหรับการคำนวณหน่วยสูญเสีย โดยนำข้อมูลมาจากรายงานที่ 3-18 ซึ่งมาจากรายงานกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 มีวิธีการดำเนินการดังนี้

1. หาข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายเข้าสู่ระบบส่ง (Column A)
2. หาปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากระบบส่งเข้าสู่ระบบจำหน่าย (Column B)
3. คำนวณหน่วยสูญเสียในระบบส่งจาก (A)-(B) และคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบส่ง
4. หาข้อมูลปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายโดยตรง (Column C)
5. คำนวณปริมาณไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบจำหน่ายจาก (B)+(C)
6. หาปริมาณความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยในแต่ละปี (Column D)
7. คำนวณหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายจาก (B)+(C)-(D) และคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย
8. รวมหน่วยสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย และคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียรวม

จากรายงานที่ 3-18 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผน PDP2015 นำมาคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสีย สามารถแสดงหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ประกอบด้วยเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียรวม หน่วยสูญเสียในระบบส่งและหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย ในปี พ.ศ. 2558-2579 และเพื่อให้เห็นแนวโน้มของหน่วยสูญเสียของประเทศไทย จึงแสดงหน่วยสูญเสียจากโครงข่ายไฟฟ้าในอดีตร่วมด้วย จากรายงานคุณภาพพลังงานของประเทศไทยปี พ.ศ. 2550-2557 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2557) ดังภาพที่ 3-5



ภาพที่ 3-5 หน่วยสูญเสียในอดีตและการคาดการณ์หน่วยสูญเสียในอนาคตตามแผน PDP2015 ปี พ.ศ. 2550-2579

จากภาพที่ 3-5 แสดงหน่วยสูญเสียในอดีตและการคาดการณ์หน่วยสูญเสียตามแผน PDP2015 ในปี พ.ศ. 2558-2579 พบว่าเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบส่งมีแนวโน้มลดลงในปี พ.ศ. 2568-2579 เนื่องจาก กฟผ. ได้ประเมินความสามารถของสายส่งและประเมินศักยภาพสายส่งในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนดีขึ้น (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2558) และในปี พ.ศ. 2579 เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบส่งจะลดลง แต่ยังคงอยู่ที่ 2.35% ส่วนเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย มีแนวโน้มลดลงเช่นเดียวกับระบบส่ง ซึ่งในปี พ.ศ. 2579 เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียอยู่ที่ 6.84% ทั้งนี้เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียรวมของแต่ละปีตามแผน PDP2015 แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3-19

ตารางที่ 3-19 เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสีย ตามแผน PDP2015

ปี พ.ศ.	เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียใน ระบบส่ง	เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียใน ระบบจำหน่าย	เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสีย โดยรวม
2558	2.58	7.65	11.21
2559	2.58	8.50	12.42
2560	2.59	8.36	12.38
2561	2.59	8.76	13.11
2562	2.58	10.99	16.38
2563	2.69	11.34	17.04
2564	2.68	11.06	16.68
2565	2.68	10.75	16.28
2566	2.67	10.48	15.92
2567	2.66	10.16	15.49
2568	2.66	9.82	15.07
2569	2.57	9.72	14.89
2570	2.57	9.50	14.64
2571	2.56	9.33	14.45
2572	2.39	9.10	14.01
2573	2.38	8.81	13.60
2574	2.37	8.57	13.29
2575	2.37	8.38	13.05
2576	2.36	8.24	12.88
2577	2.36	8.08	12.70
2578	2.35	6.62	10.72
2579	2.34	6.84	10.99

สำหรับการคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียที่ลดลงจากการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งนำข้อมูลมาจากการประเมินหน่วยสูญเสียจากโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ ในปี พ.ศ. 2556 (กองจ่ายไฟ ฝ่ายควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2556) ตามตารางที่ 2-3 พบว่าหน่วยสูญเสียหลังการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเมื่อเชื่อมเข้าระบบจะสูงขึ้น เมื่อคิดสัดส่วนเทียบหน่วยซื้อทั้งหมด พบว่าการเชื่อมต่อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนทุกชนิด มีหน่วยสูญเสียที่เพิ่มขึ้นคิดเป็น 1.39% ของหน่วยซื้อทั้งหมดที่ซื้อจากพลังงานทดแทน ดังนั้นเมื่อนำเปอร์เซ็นต์ที่ได้ มาคำนวณหาเปอร์เซ็นต์การลดลงของหน่วยสูญเสียเมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ รายละเอียดดังตารางที่ 3-20 ซึ่งมีวิธีการดำเนินการดังนี้

1. จำนวนหน่วยสูญเสียที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน จากข้อมูลปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมากที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย โดยตรงจาก PDP2015 ใน Column C คิดที่สัดส่วน 1.39%
2. จำนวนเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่คำนวณได้ตามข้อ 1) เทียบกับหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายจาก PDP2015 ใน Column B โดยเปอร์เซ็นต์ที่คำนวณได้ จะเป็นหน่วยสูญเสียที่ลดลงเมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ตารางที่ 3-20 เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียที่ลดลง เมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ปี พ.ศ.	หน่วยสูญเสียใน ระบบจำหน่าย (GWh)	ปริมาณไฟฟ้าจาก การผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานทดแทน (GWh)	หน่วยสูญเสียใน สัดส่วน 1.39% ของ ปริมาณไฟฟ้าจาก พลังงานทดแทน (GWh)	เปอร์เซ็นต์หน่วย สูญเสียที่ลดลงเมื่อ เชื่อมต่อกับ โครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ
	B	C		
2558	15,752	28,175	392	2.49
2559	18,395	34,037	473	2.57
2560	18,768	37,684	524	2.79
2561	20,394	44,147	614	3.01
2562	27,232	55,497	771	2.83
2563	29,186	59,565	828	2.84
2564	29,186	61,036	848	2.91
2565	29,062	62,418	868	2.99
2566	28,999	63,665	885	3.05
2567	28,761	65,026	904	3.14
2568	28,380	66,463	924	3.26
2569	28,810	68,567	953	3.31
2570	28,716	70,401	979	3.41
2571	28,818	72,596	1,009	3.50
2572	28,579	73,853	1,027	3.59
2573	28,148	74,818	1,040	3.69
2574	27,959	76,181	1,059	3.79
2575	27,786	77,640	1,079	3.88
2576	27,742	79,290	1,102	3.97
2577	27,652	81,119	1,128	4.08
2578	22,691	77,975	1,084	4.78
2579	23,788	79,038	1,099	4.62

สำหรับการคำนวณเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่คำนวณได้ในตารางที่ 3-20 จะเป็นเปอร์เซ็นต์การลดลงของหน่วยสูญเสีย ภายหลังจากเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะแสดงผลเป็นรายปี

ดังนั้นจากตารางที่ 3-19 เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียทั้งหมดของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2579 ที่มาจากระบบส่งและระบบจำหน่าย มีหน่วยสูญเสียเกิดขึ้น 10.99% แต่ถ้ามีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จะสามารถลดหน่วยสูญเสียที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า จากตารางที่ 3-20 คิดเป็น 4.62% ทั้งนี้เมื่อมีการลดลงของหน่วยสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย จะทำให้ลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนเท่ากัน เพื่อนำไปคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ต่อไป

### **ประเมินการลดลงของคาร์บอนฟุตพริ้นท์กรณี Scenario**

การดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถจัดสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้ากับการผลิตไฟฟ้าของไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้อย่างเหมาะสม ซึ่งส่งผลให้ระบบไฟฟ้าสามารถลดการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินและลดหน่วยสูญเสียได้ ทั้งนี้ปริมาณหน่วยสูญเสียที่ลดลงคือปริมาณหน่วยสูญเสียของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของแต่ละปีตามแผน PDP2015 จากตารางที่ 3-20 โดยการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จะเริ่มต้นในปี พ.ศ. 2560 และเพิ่มขึ้นในแต่ละปีจนครบสมบูรณ์ 100% ในปี พ.ศ. 2579 สำหรับการคำนวณเปอร์เซ็นต์สัดส่วนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในแต่ละปี พิจารณาจากการเริ่มโครงการนำร่องโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย (กระทรวงพลังงาน, 2558) ในปี พ.ศ. 2560-2564 รายละเอียดดังตารางที่ 3-21 โดยการคำนวณสัดส่วนพิจารณาจากปริมาณการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นำร่อง เทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ โดยในปี พ.ศ. 2564 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 234,654 GWh (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2558)

ตารางที่ 3-21 การเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของโครงการนำร่อง ในปี พ.ศ. 2560-2564

หน่วย งาน	พื้นที่นำร่อง	ปริมาณการใช้ ไฟฟ้า (GWh)	เปอร์เซ็นต์ สัดส่วน (%)
กฟผ.	จังหวัดแม่ฮ่องสอน (พลังงานจังหวัดแม่ฮ่องสอน, 2559)	100	0.04
กฟภ.	เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี และการดำเนินการโครงการ นำร่องอื่น ๆ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคกลาง จังหวัดชลบุรี, 2559)	29,000	12.36
กฟน.	การไฟฟ้าเขตสามเสน เขตคลองเตย เขตบางกะปิ เขตราชวัชรบุรณะ (การไฟฟ้านครหลวง, 2558)	14,869	6.34
รวม		43,969	18.74

จากตารางที่ 3-21 แสดงเปอร์เซ็นต์สัดส่วนการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของโครงการนำร่องในปี พ.ศ. 2560-2564 โดยแล้วเสร็จสมบูรณ์ในปี พ.ศ. 2564 อยู่ที่ 18.74% ดังนั้นจึงเฉลี่ยได้ว่าในปี พ.ศ. 2560-2564 รวม 5 ปี เฉลี่ยเพิ่มขึ้นปีละเท่ากับ  $18.74 \div 5 = 3.75\%$

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในระยะปานกลางในปี พ.ศ. 2565-2574 ดำเนินการในส่วนของ กฟผ. (ระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่ง) จำนวน 6 โครงการ จาก 10 โครงการ ประกอบด้วย ICT integration, Energy management system (SCADA/ EMS), Energy storage system, SPP/ VSPP data communication system, Substation automation และ Wide area monitoring system (WAMS)/ Wide area protection and control (WAPC) นอกจากนี้ดำเนินการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2574 จำนวน 8 โครงการ จาก 12 โครงการ ประกอบด้วยเทคโนโลยี ICT integration, Distribution management system, Distribution/ feeder automation, Substation automation, Smart meter+AMR/ AMI, Meter data management system, SPP/ VSPP data communication system และ Intelligent street lights ดังนั้นรวมการดำเนินการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จำนวน 14 โครงการ จาก 22 โครงการ คิดเป็น 63.64% จึงเฉลี่ยได้ว่าในปี พ.ศ. 2565-2574 รวม 10 ปี โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครอบคลุมพื้นที่ 63.64% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2574 เฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2564 ปีละเท่ากับ  $(63.64-18.74) \div 10 = 4.49\%$

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในระยะยาว ดำเนินการในส่วนของโครงการที่เหลือของ กฟผ, กฟน. และ กฟภ. โดยแล้วเสร็จสมบูรณ์ในปี พ.ศ. 2579 อยู่ที่ 100% ดังนั้นจึงเฉลี่ยได้ว่าในปี



พ.ศ. 2575-2579 รวม 5 ปี เฉลี่ยเพิ่มขึ้นปีละเท่ากับ  $(100-63.64) \div 5 = 7.27\%$  จากสัดส่วนของ  
 โคร่งข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สามารถคำนวณหา  
 ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ที่โคร่งข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครอบคลุม ดังตารางที่ 3-22

ตารางที่ 3-22 เปอร์เซนต์สัดส่วนการเชื่อมโยงระบบโคร่งข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในปี พ.ศ. 2558-2579

โคร่งข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ (กระทรวง พลังงาน, 2558)	ปี พ.ศ.	ปริมาณการ ใช้ไฟฟ้าของ ไทย (kWh)	สัดส่วนการเชื่อมโยง ของโคร่งข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ (%)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ที่ โคร่งข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ครอบคลุม (kWh)
โครงการนำร่อง	2560	205,649	3.75	7,712
	2561	212,515	7.49	15,917
	2562	220,503	11.24	24,785
	2563	228,238	14.99	34,213
	2564	234,654	18.74	43,974
ระยะปานกลาง	2565	241,273	23.23	56,048
	2566	247,671	27.72	68,654
	2567	254,334	32.21	81,921
	2568	260,764	36.70	95,700
	2569	267,629	41.19	110,236
	2570	273,440	45.68	124,907
	2571	279,939	50.17	140,445
	2572	285,384	54.66	155,991
	2573	291,519	59.15	172,433
	2574	298,234	63.64	189,796
ระยะยาว	2575	303,856	70.91	215,464
	2576	309,021	78.18	241,593
	2577	314,465	85.45	268,710
	2578	320,114	92.72	296,810
	2579	324,119	100	324,119

การเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จะเริ่มต้นในปี พ.ศ. 2560 และเพิ่มขึ้นในแต่ละปีจนครบสมบูรณ์ 100% ในปี พ.ศ. 2579 ทำให้ลดปริมาณหน่วยสูญเสียที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ดังตารางที่ 3-22 ซึ่งส่งผลกระทบต่อลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แต่ต้องลงทุนติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น ดังนั้นการพิจารณาการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อม มีขั้นตอน ดังนี้

1. กำหนดหาเปอร์เซ็นต์การลดลงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยนำสัดส่วนการเชื่อมโยงของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจากตารางที่ 3-22 คูณด้วยหน่วยสูญเสียที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละปี จากตารางที่ 3-20 จะได้เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียที่ลดลงในปีนั้น ๆ ซึ่งเท่ากับเปอร์เซ็นต์การลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แสดงได้ดังตารางที่ 3-23

2. กำหนดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของปัจจัยดำเนินการ โดยนำเปอร์เซ็นต์การลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากข้อ 1) คูณกับปริมาณของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในปัจจัยดำเนินการทั้งหมด จากนั้นดำเนินการคำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง

3. กำหนดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของปัจจัยดำเนินการ โดยนำเปอร์เซ็นต์การลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากข้อ 1) คูณกับปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ในปัจจัยดำเนินการทั้งหมด จากนั้นดำเนินการคำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม

4. กำหนดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของปัจจัยคงที่ ซึ่งเป็นการลงทุนติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น โดยนำต้นทุนสะสมรายปีในแต่ละเทคโนโลยีของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ตามตารางที่ 3-8 นำมาคำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม โดยนำต้นทุนสะสมรายปีที่ใช้ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง คูณด้วยค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ของการติดตั้งโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Pawinee Suksuntornsiri et al., 2013) ดังตารางที่ 3-23

5. ดำเนินการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อมของ BAU กับ Scenario โดย BAU ประกอบด้วยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิง และปริมาณการปลดปล่อยทางอ้อมของเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย ส่วน Scenario ประกอบด้วยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิง และปริมาณการปลดปล่อยทางอ้อมของเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่ายและเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ตารางที่ 3-23 เปอร์เซ็นต์การลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า  
อังกฤษ

ปี พ.ศ.	เปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียที่ ลดลงเมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่าย ไฟฟ้าอังกฤษ (%)	สัดส่วนการเชื่อมโยงของ โครงข่ายไฟฟ้าอังกฤษ (%)	เปอร์เซ็นต์การลด ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ในการผลิตไฟฟ้า (%)
2558	2.49	0	0
2559	2.57	0	0
2560	2.79	3.75	0.10
2561	3.01	7.49	0.23
2562	2.83	11.24	0.32
2563	2.84	14.99	0.43
2564	2.91	18.74	0.55
2565	2.99	23.23	0.69
2566	3.05	27.72	0.85
2567	3.14	32.21	1.01
2568	3.26	36.70	1.19
2569	3.31	41.19	1.36
2570	3.41	45.68	1.56
2571	3.50	50.17	1.76
2572	3.59	54.66	1.96
2573	3.69	59.15	2.18
2574	3.79	63.64	2.41
2575	3.88	70.91	2.75
2576	3.97	78.18	3.10
2577	4.08	85.45	3.49
2578	4.78	92.72	4.43
2579	4.62	100	4.62

สำหรับค่า Emission factor ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีแหล่งผลิตในประเทศไทย  
แสดงได้ดังตารางที่ 3-24

ตารางที่ 3-24 ค่า CO<sub>2</sub> Emissions intensity ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (t- CO<sub>2</sub>/ million Baht)

กระบวนการ	Sector	ค่า EF ปี พ.ศ. 2563-2579
ICT Integration	118 การผลิตอุปกรณ์และเครื่องมือทาง วิทยุ สื่อสาร	29.01
Energy management system (SCADA/ EMS)	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
SPP/ VSPP data communication system	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
Substation automation	142 การก่อสร้างโรงงานผลิตไฟฟ้า	44.43
Wide area monitoring system (WAMS)/ Wide area protection and control (WAPC)	143 การก่อสร้างอาคารและระบบสื่อสาร	30.46
Distribution management system	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
Distribution/ feeder automation	118 การผลิตอุปกรณ์และเครื่องมือทาง วิทยุ สื่อสาร	29.01
Meter data management system	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
Intelligent street lights	122 การผลิตเครื่องมือเครื่องใช้ไฟฟ้า	34.93
Intelligent charging system/ V2G	122 การผลิตเครื่องมือเครื่องใช้ไฟฟ้า	34.93
Renewable energy forecast system	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
EHV/ FACTS	122 การผลิตเครื่องมือเครื่องใช้ไฟฟ้า	34.93
Demand response/ demand-side management	159 บริการ โทรศัพท์และการสื่อสาร	11.19
Micro grid development	118 การผลิตอุปกรณ์และเครื่องมือทาง วิทยุ สื่อสาร	29.01

เนื่องจากข้อมูลที่จำแนกตามตารางค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อย  
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย ตามแผน PDP2010 (Pawinee Suksuntornsiri  
et al., 2013) มีค่า Emission factor สูงสุดในปี พ.ศ. 2563 ดังนั้นในการคำนวณตั้งแต่ปี พ.ศ.  
2564-2579 ตามแผน PDP2015 จึงใช้ค่า Emission factor ในปี พ.ศ. 2563 ในการคำนวณ สำหรับ  
ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage system) และระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart meter +AMR/  
AMI) ใช้ค่าความหนาแน่นของการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ของประเทศญี่ปุ่น (Keisuke  
Nansai, Yuichi Moriguchi, & Susumu Tohno, 2002) เนื่องจากมีการนำเข้าเทคโนโลยีมาจาก  
ต่างประเทศ แสดงดังตารางที่ 3-25

ตารางที่ 3-25 ค่า CO<sub>2</sub> Emissions intensity ของเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจาก  
ประเทศญี่ปุ่น

กระบวนการ	Sector	ค่า EF
Energy storage system	244 Batteries	0.68030
Smart meter +AMR/AMI	233 Electronic measuring instruments	0.34370

### ดำเนินการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ดำเนินการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผนพัฒนา  
กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 กับไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า  
อัจฉริยะ โดยผลกระทบที่แตกต่างประกอบด้วยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและ  
ทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม  
ของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถลดหน่วยสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ลดปริมาณ  
เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้ยังมีส่วนเพิ่ม  
ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการก่อสร้างติดตั้งอุปกรณ์ของโครงข่ายไฟฟ้า  
อัจฉริยะ

สำหรับการลดลงของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงที่ใช้  
ในการผลิตไฟฟ้า เปรียบเทียบระหว่างตามแผน PDP2015 กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ แสดงได้ดัง  
ตารางที่ 3-26

ตารางที่ 3-26 เปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง ในปี พ.ศ. 2558-2579

ปี พ.ศ.	การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง ต่อปริมาณการใช้ไฟฟ้าตาม PDP2015 (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh)	การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง ต่อปริมาณการใช้ไฟฟ้าของ Smart grid (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh)
2558	0.4936	0.4936
2559	0.4883	0.4883
2560	0.5039	0.5034
2561	0.4734	0.4723
2562	0.4428	0.4414
2563	0.4231	0.4213
2564	0.4382	0.4358
2565	0.4369	0.4339
2566	0.4334	0.4297
2567	0.4381	0.4336
2568	0.4141	0.4091
2569	0.4063	0.4008
2570	0.3983	0.3921
2571	0.3883	0.3814
2572	0.3823	0.3748
2573	0.3764	0.3682
2574	0.3703	0.3614
2575	0.3434	0.3340
2576	0.3525	0.3416
2577	0.3612	0.3486
2578	0.3661	0.3499
2579	0.3541	0.3377

สำหรับการประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม จากปริมาณเชื้อเพลิงในตารางที่ 3-1 และตารางที่ 3-2 ที่มีสัดส่วนเปอร์เซ็นต์การลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงตามตารางที่ 3-23 เมื่อเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถคำนวณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ได้จากการนำปริมาณเชื้อเพลิงมาคูณค่าแฟกเตอร์ในตารางที่ 3-13 และตารางที่ 3-14 สามารถแสดงผลการประเมินทางอ้อมของเชื้อเพลิงได้ ดังตารางที่ 3-27

ตารางที่ 3-27 การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh)

เชื้อเพลิงฟอสซิล	ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (kgCO <sub>2</sub> eq/ kWh) จำแนกตามปี พ.ศ.				
	2560	2565	2570	2575	2579
ถ่านหินนำเข้า	0.079159	0.134145	0.134098	0.089409	0.143865
ลิกไนต์	0.003024	0.001784	0.000966	0.000859	0.000789
ก๊าซธรรมชาติ	0.161614	0.121325	0.121553	0.118779	0.087272
ดีเซล	0.000040	0.000017	0.000012	0.000010	0.000019
น้ำมันเตา	0.000139	0.000003	0.000002	0.000004	0.000002
ขยะ	0.000785	0.001235	0.001158	0.001099	0.001061
ชีวมวล	0.003575	0.003918	0.003884	0.003860	0.003855
ก๊าซชีวภาพ	0.084615	0.082865	0.080359	0.078442	0.077277
ยูเรเนียม	-	-	-	-	0.000004

สำหรับปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ที่มีการลงทุนเพิ่มจากแผน PDP2015 พิจารณาจากราคาค่าต้นทุน (บาท/ kWh) ของการก่อสร้างแต่ละปี สามารถแสดงผลการประเมินทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้ ดังตารางที่ 3-17

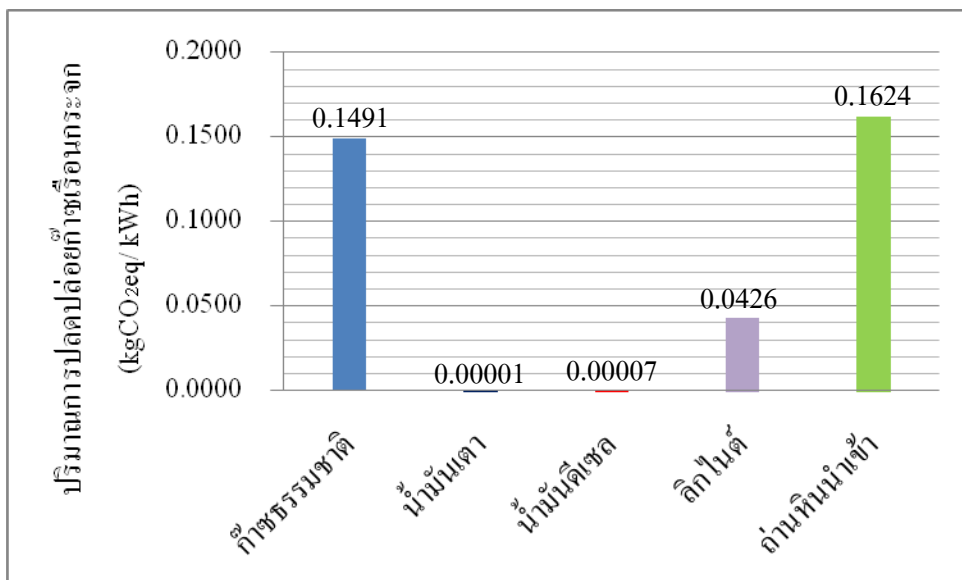
## บทที่ 4

### ผลการวิจัย

ผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย ประกอบด้วยผลกระทบทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ผลกระทบทางอ้อมของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย ทั้งนี้จะสามารถลดปริมาณหน่วยสูญเสียได้จากการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ แต่เนื่องจากจะเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2560 และเพิ่มขึ้นในแต่ละปีจนครบสมบูรณ์ 100% ในปี พ.ศ. 2579 ดังนั้นการแสดงผลในภาพรวมจึงใช้ข้อมูลในปี พ.ศ. 2579 รายละเอียดดังนี้

#### ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ปัจจัยดำเนินการประกอบด้วยเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า สำหรับเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา ดีเซล ลิกไนต์ และถ่านหินนำเข้า จะมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง ในปี พ.ศ. 2579 ดังภาพที่ 4-1

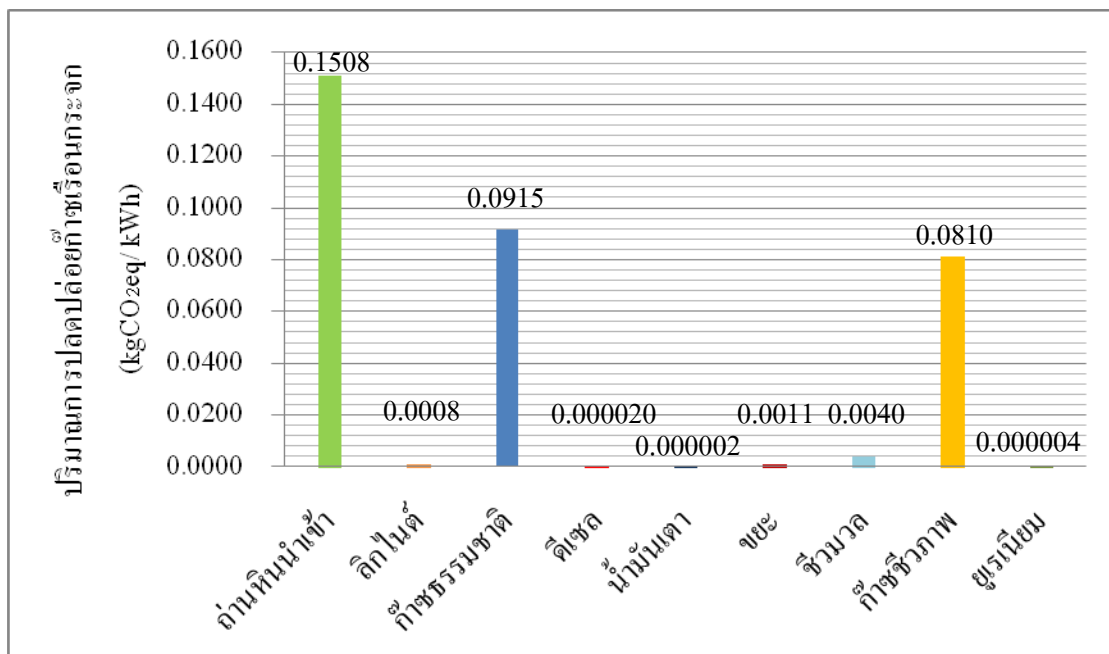


ภาพที่ 4-1 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2579



จากผลการศึกษาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 พบว่าถ่านหินนำเข้ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงสูงที่สุด 0.1624 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ดีเซล และน้ำมันเตาตามลำดับ เชื้อเพลิงฟอสซิลเมื่อเกิดการเผาไหม้ จะส่งผลทำให้เกิดก๊าซเรือนกระจกจำนวนมาก โดยผลการศึกษาพบว่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 มีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้ามากกว่าก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มปริมาณลดลงในอนาคตและมีราคาเพิ่มสูงขึ้น แต่เนื่องจากโรงไฟฟ้าฐานจำเป็นต้องพึ่งพาเชื้อเพลิงหลักที่มีเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมั่นคงทางด้านพลังงาน ถ่านหินนำเข้าจึงเป็นทางเลือกสำคัญในการนำมาใช้ควบคู่กับการพัฒนาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด แต่อย่างไรก็ตามการที่ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลเมื่อมีการเผาไหม้เพื่อการผลิตไฟฟ้าจำนวนมาก จึงมีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุดในช่วงปี พ.ศ. 2568-2579 เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น ๆ

ส่วนปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงทุกชนิดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แสดงดังภาพที่ 4-2



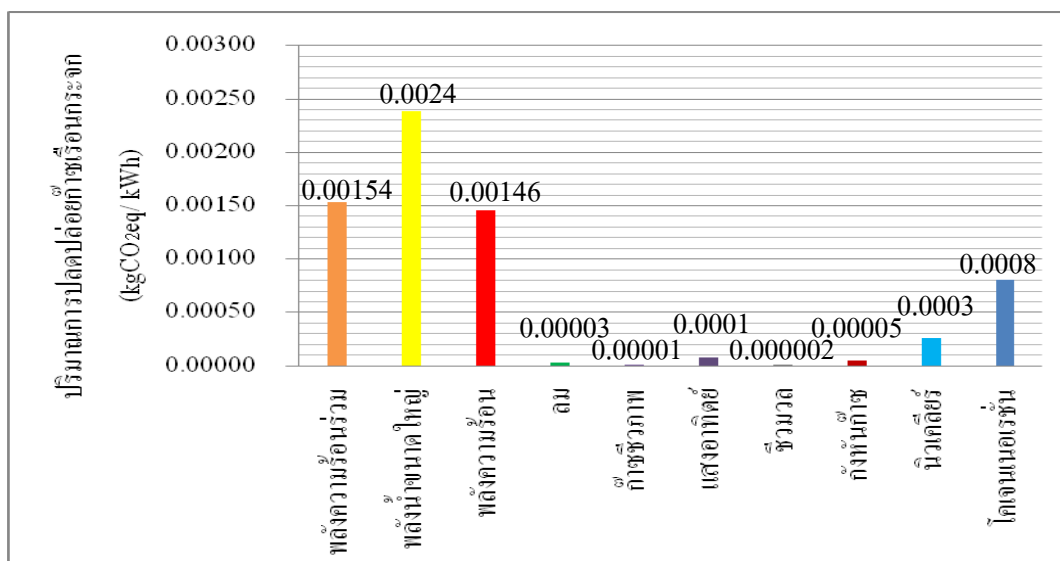
ภาพที่ 4-2 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579

จากผลการศึกษาระดับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 พบว่าถ่านหินนำเข้ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมสูงที่สุด 0.1508 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล ขยะ ลิกไนต์ ดีเซล ยูเรเนียมและ น้ำมันเตา ตามลำดับ

เชื้อเพลิงฟอสซิลและเชื้อเพลิงพลังงานทดแทน เมื่อพิจารณาตั้งแต่ขั้นตอนการได้มาของเชื้อเพลิง ย่อมมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมด้วยกันทั้งสิ้น แต่เมื่อเปรียบเทียบกัน พบว่าถ่านหินนำเข้ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมสูงที่สุด ถึงแม้ว่าการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแหล่งเชื้อเพลิงจะเกิดขึ้นที่ต่างประเทศของแหล่งผลิตต้นทางแล้ว ยังต้องการขนส่งซึ่งส่งผลทำให้ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงขึ้น ทั้งนี้ยังพบว่าก๊าซชีวภาพ ซึ่งเป็นพลังงานทดแทนมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างสูง รองจากถ่านหินนำเข้าและก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากแนวโน้มการผลิตที่เพิ่มสูงขึ้นและขั้นตอนการเตรียมวัตถุดิบและการผลิตไฟฟ้ามีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจำนวนมาก โดยเฉพาะก๊าซมีเทน ที่เกิดจากการหมักเป็นเวลานานของมูลสัตว์ น้ำเสีย และอื่น ๆ ที่ใช้ในการผลิตก๊าซชีวภาพ

### ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้า

สำหรับปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 ดังภาพที่ 4-3

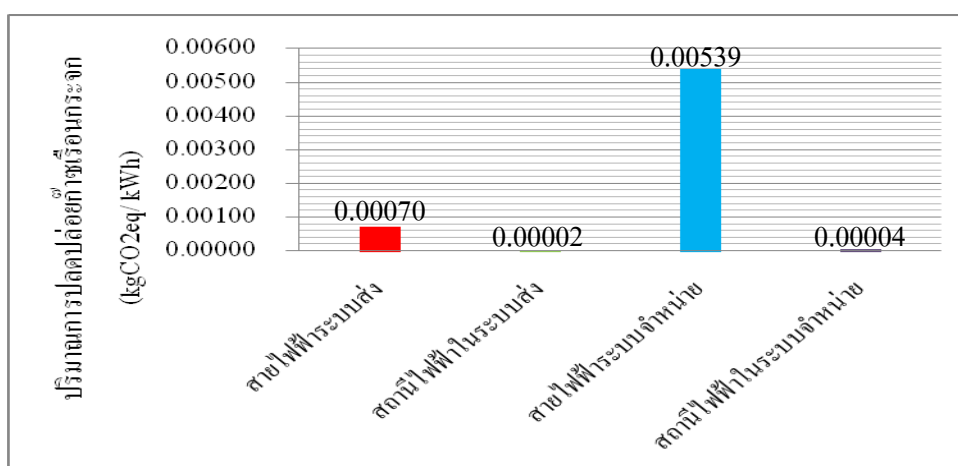


ภาพที่ 4-3 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579

ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ มีปริมาณการปลดปล่อยสูงสุดที่  $0.0024 \text{ kgCO}_2\text{eq/kWh}$  รองลงมาคือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ และโรงไฟฟ้าชีวมวล ตามลำดับ

การก่อสร้างโรงไฟฟ้า มีการใช้วัตถุดิบและทรัพยากรต่าง ๆ ในการก่อสร้าง รวมถึงขั้นตอนการดำเนินการและบำรุงรักษา จึงมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม โดยโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมสูงสุด เนื่องจากการสร้างเขื่อนต้องใช้พื้นที่จำนวนมาก มีการตัดต้นไม้และมีการลงทุนจำนวนมากในการก่อสร้าง โดยในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 มีสัดส่วนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำรวมถึงนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศมากขึ้น จึงมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ประเทศต้นทางและเกิดหน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากระบบส่งของ กฟผ. รองลงมาเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนตามลำดับ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าฐานขนาดใหญ่ โดยการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเหล่านี้มีการใช้ทรัพยากร วัตถุดิบจากภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ จึงมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมสูง ส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเนื่องจากต้นทุนต่ำกว่าโรงไฟฟ้าฐานขนาดใหญ่จึงมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่า

สำหรับปัจจัยคงที่ในการก่อสร้างระบบส่งและระบบจำหน่าย มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างปี พ.ศ. 2579 ดังภาพที่ 4-4



ภาพที่ 4-4 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างระบบส่งและระบบจำหน่ายปี พ.ศ. 2579

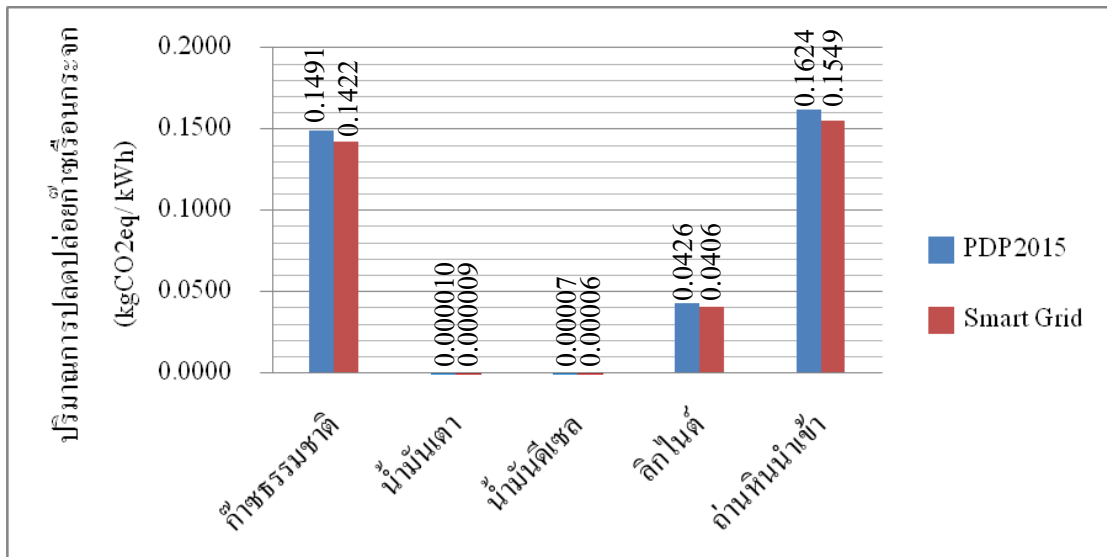
ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างระบบส่งและระบบจำหน่ายปี พ.ศ. 2579 พบว่าการติดตั้งสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายซึ่งครอบคลุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย มีปริมาณการปลดปล่อยสูงที่สุด 0.00539 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh รองลงมาคือ การติดตั้งสายไฟฟ้าในระบบส่ง สถานีไฟฟ้าระบบจำหน่ายและสถานีไฟฟ้าระบบส่ง ตามลำดับ

การก่อสร้างระบบส่งและระบบจำหน่าย มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่แตกต่างกัน เนื่องจากปริมาณการก่อสร้างที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ โดยระบบจำหน่ายครอบคลุมพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศที่จะต้องเพิ่มสายไฟฟ้าระบบจำหน่ายให้ทั่วถึงทุกครัวเรือนในทุกพื้นที่ ดังนั้นการที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้นในอนาคต จำเป็นต้องมีการเพิ่มความยาวระบบจำหน่ายเพื่อให้รองรับการเชื่อมต่อได้อย่างทั่วถึง ดังนั้นสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจึงมีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุด รองลงมาคือ สายไฟฟ้าในระบบส่งที่มีการเพิ่มความยาวระบบส่งเพื่อรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนขนาดใหญ่ที่เชื่อมต่อกับระบบส่งโดยตรงรวมทั้งรองรับ โรงไฟฟ้าฐานที่จะเกิดขึ้นในอนาคตและการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

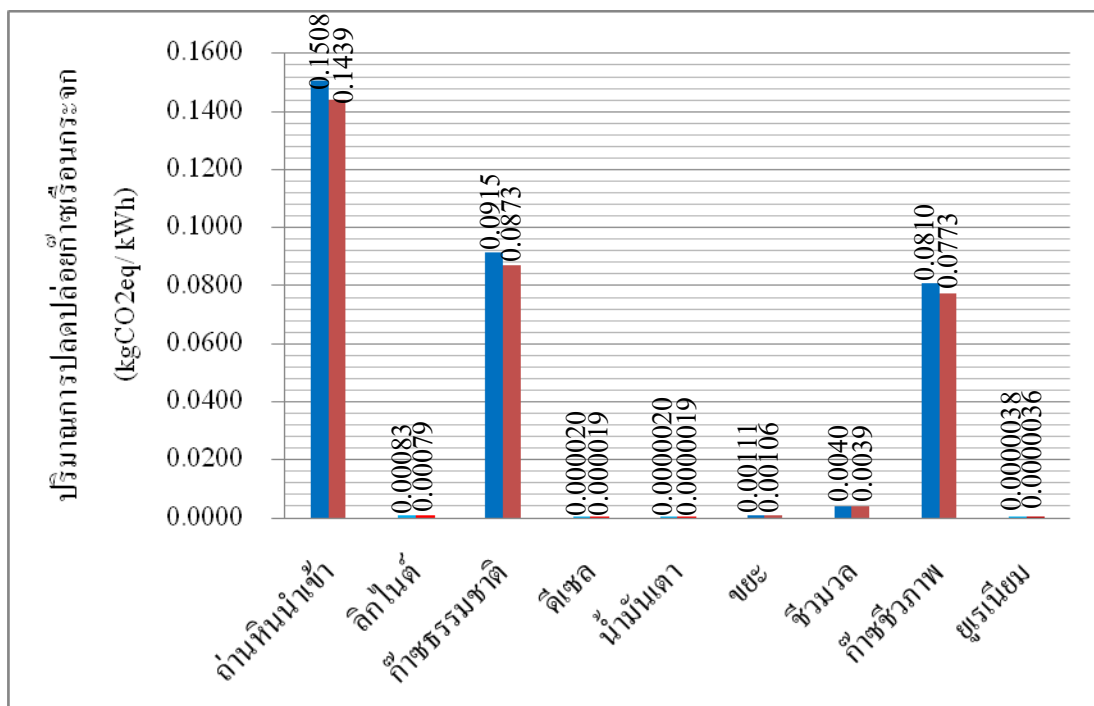
### การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้า

การศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งเปรียบเทียบกับในปี พ.ศ. 2579 โดยทำการประเมินผลกระทบเปรียบเทียบ 2 กรณี คือ โครงข่ายไฟฟ้าซึ่งรับไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP2015 เท่านั้น กับโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตามแผน PDP2015 ที่เชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยผลกระทบที่แตกต่างประกอบด้วยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถลดหน่วยสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ลดปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 ดังภาพที่ 4-5 และภาพที่ 4-6



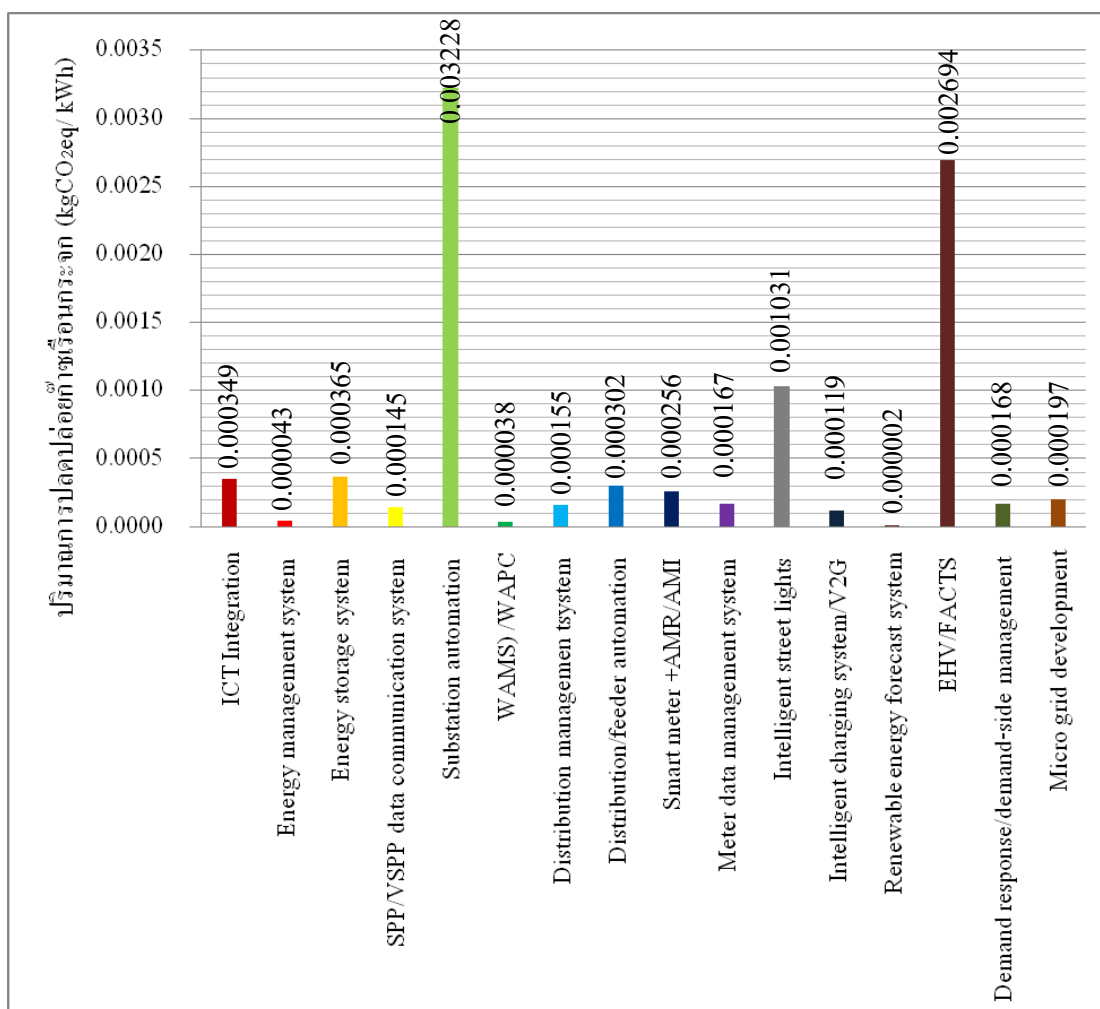
ภาพที่ 4-5 การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2579



ภาพที่ 4-6 การเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579

จากผลการศึกษ ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2579 ซึ่งเป็นปีที่เชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครบถ้วน 100% พบว่าถ่านหินนำเข้ามีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อมสูงที่สุด รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ

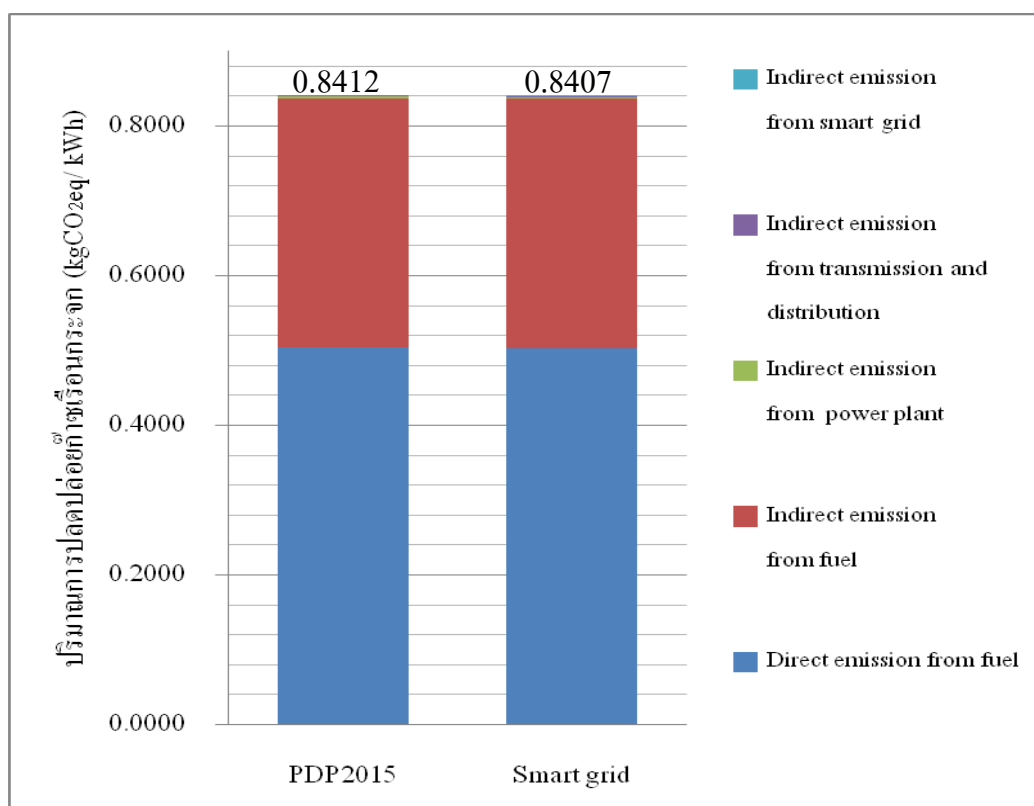
ผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของปัจจัยคงที่ ในการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ นอกจากส่งผลต่อปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าลดลง ทำให้ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกแล้ว ยังมีส่วนเพิ่มการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการก่อสร้างติดตั้งอุปกรณ์ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะปี พ.ศ. 2579 ดังภาพที่ 4-7



ภาพที่ 4-7 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะปี พ.ศ. 2579

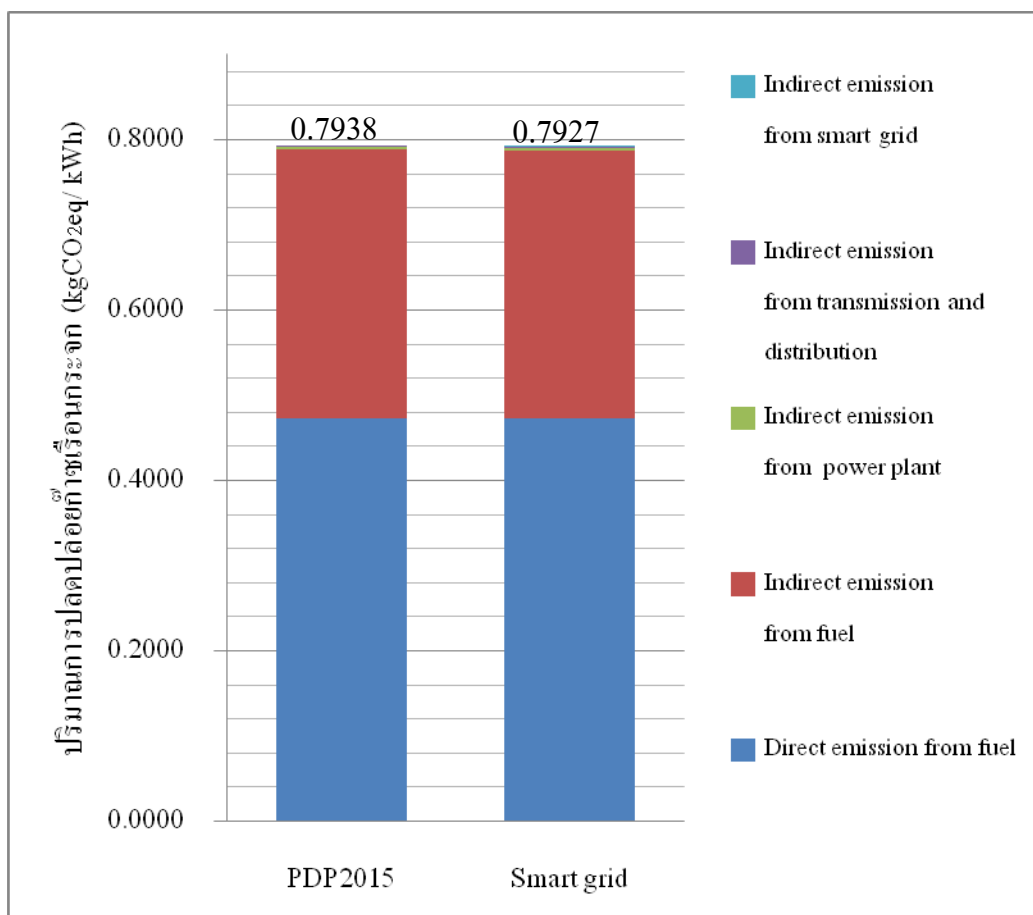
จากผลการศึกษาระดับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้าง  
โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ พบว่า การก่อสร้างระบบ Substation automation มีปริมาณการปลดปล่อย  
ก๊าซเรือนกระจกสูงสุด 0.003228 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh รองลงมาคือ EHV/ FACTS และ Intelligent street  
lights ตามลำดับ

ทั้งนี้ดำเนินการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตาม  
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power development plan ค.ศ. 2015) กับไฟฟ้าที่  
เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ พบว่าปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ BAU  
ใกล้เคียงกับ Scenario โดยปริมาณการปลดปล่อยส่วนใหญ่เกิดจากการปลดปล่อยทางตรงของ  
เชื้อเพลิง รองลงมาเป็นการปลดปล่อยทางอ้อมของเชื้อเพลิง สามารถแสดงผลในแต่ละปีได้ดังภาพ  
ที่ 4-8 ถึงภาพที่ 4-27



ภาพที่ 4-8 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2560

จากภาพที่ 4-8 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 3.75% สามารถ  
ลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าไปได้ 0.06%

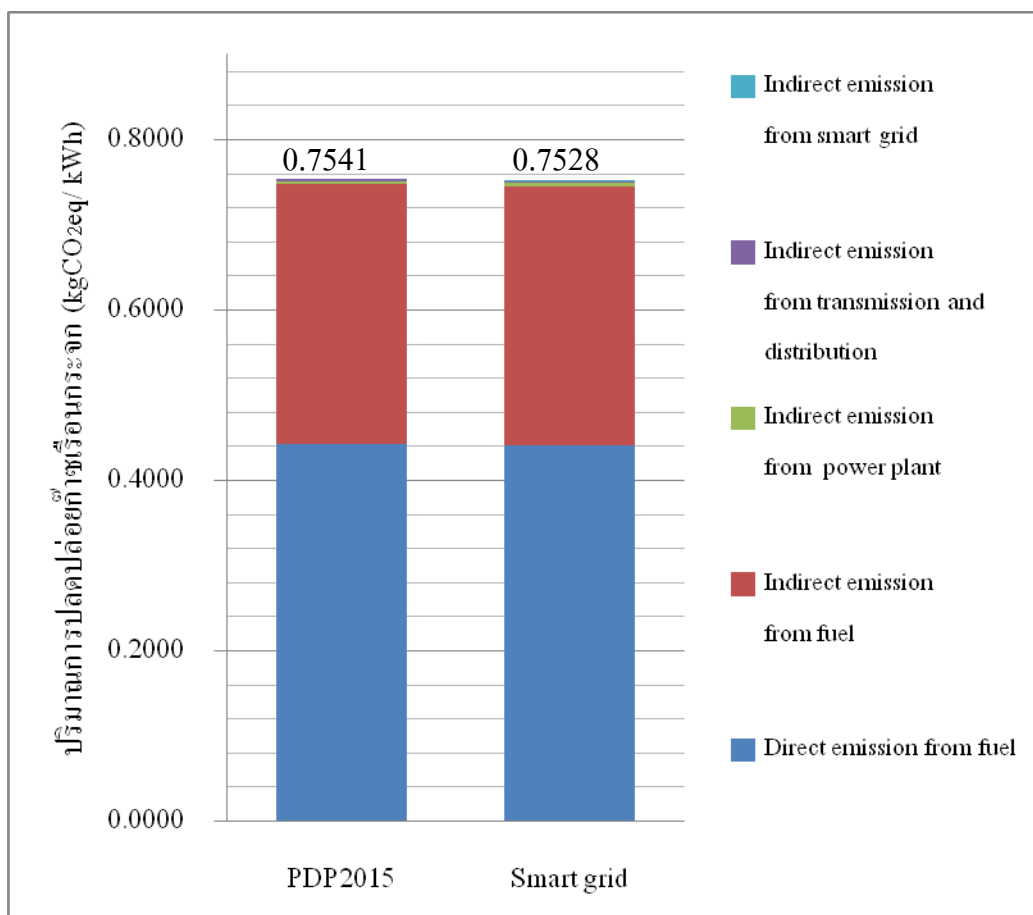


ภาพที่ 4-9 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2561

จากภาพที่ 4-9 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 7.49% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7938 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7927 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.13% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2561 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4734 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4723 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3156 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3149 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0023 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0024 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00073 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

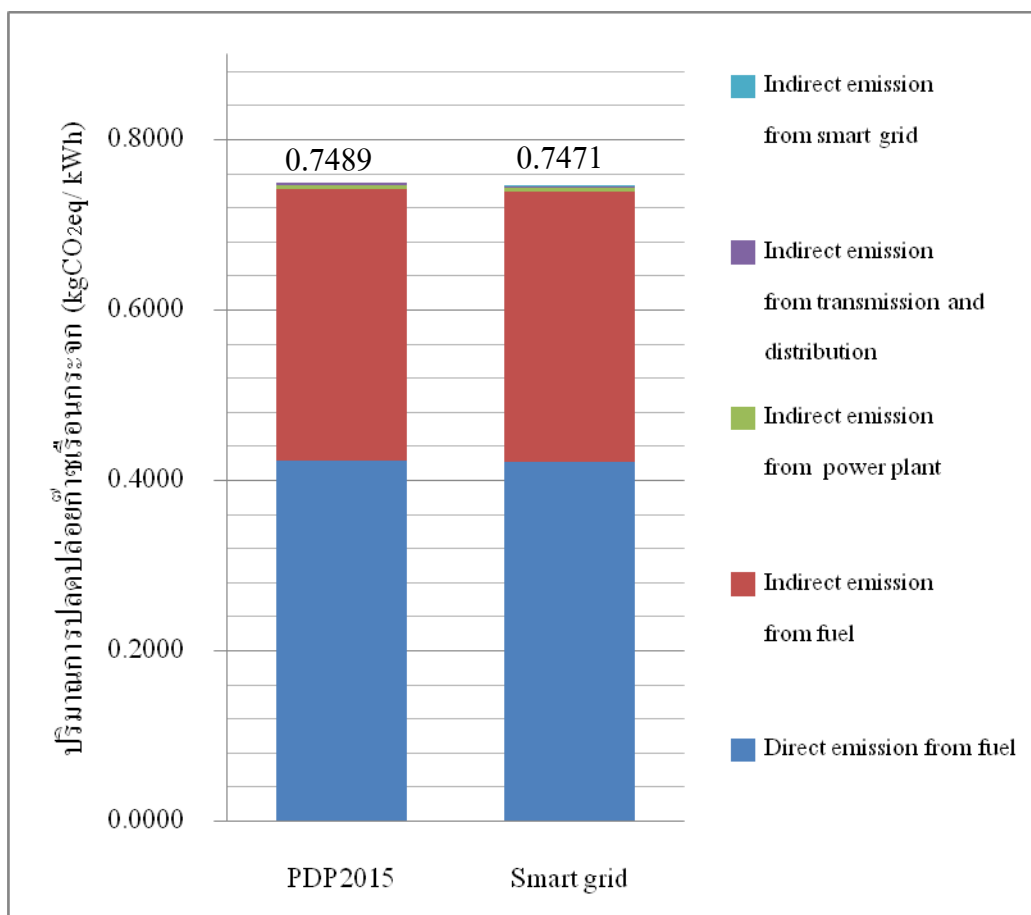




ภาพที่ 4-10 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2562

จากภาพที่ 4-10 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 11.24% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7541 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7528 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.18% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2562 มีรายละเอียดดังนี้

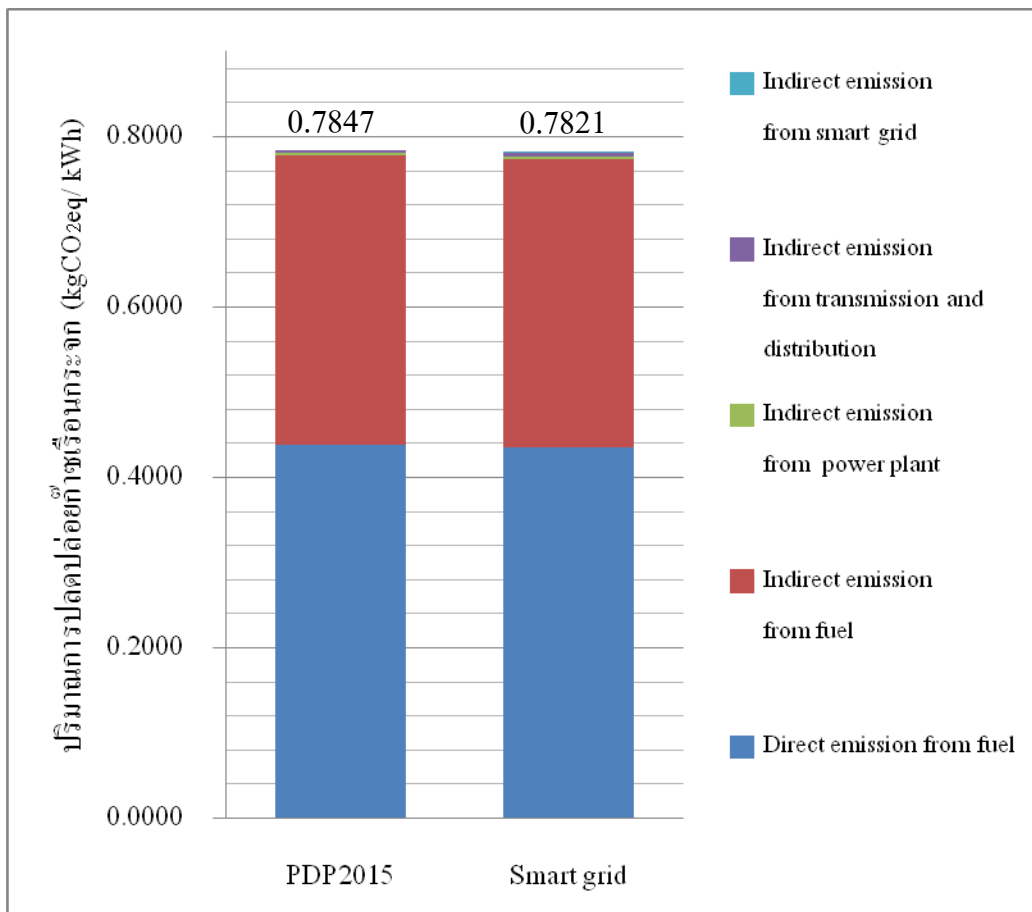
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4428 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4414 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3052 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3042 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0033 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0027 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00106 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-11 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2563

จากภาพที่ 4-11 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 14.99% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7489 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7471 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.24% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2563 มีรายละเอียดดังนี้

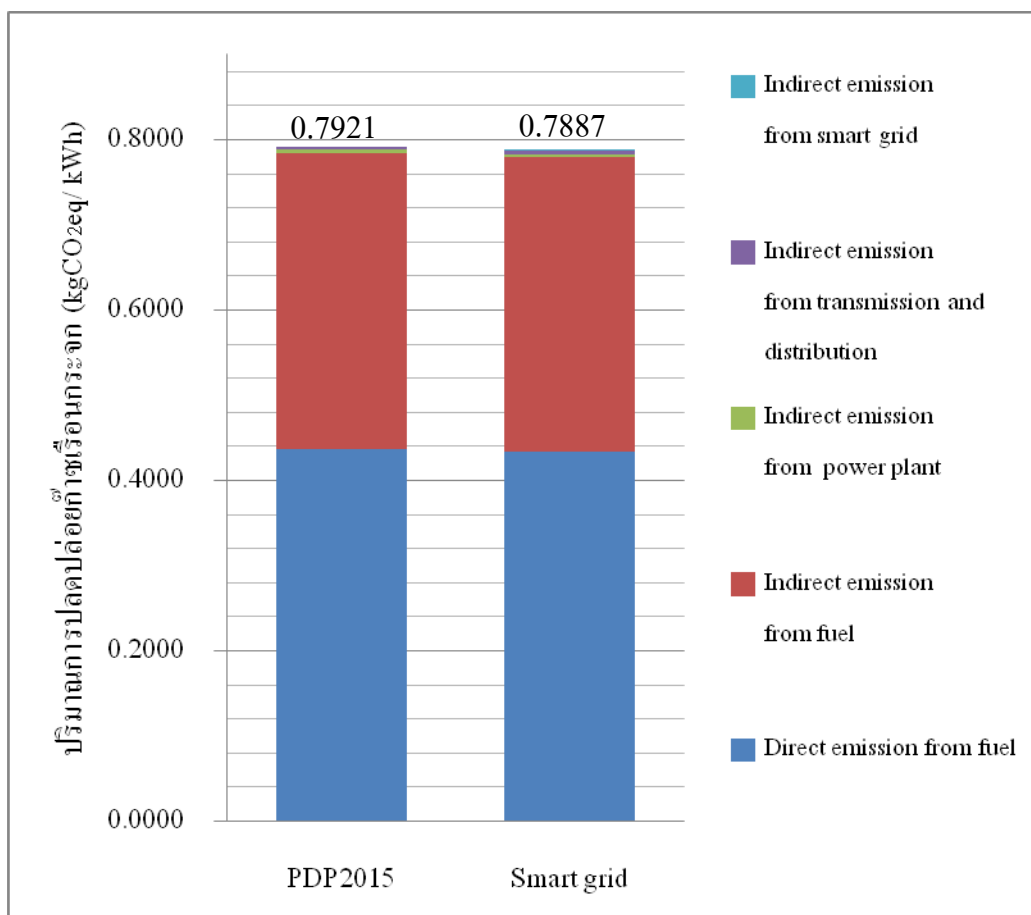
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4231 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4213 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3195 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3181 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0033 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0029 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00136 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-12 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2564

จากภาพที่ 4-12 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 18.74% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7847 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7821 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.33% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2564 มีรายละเอียดดังนี้

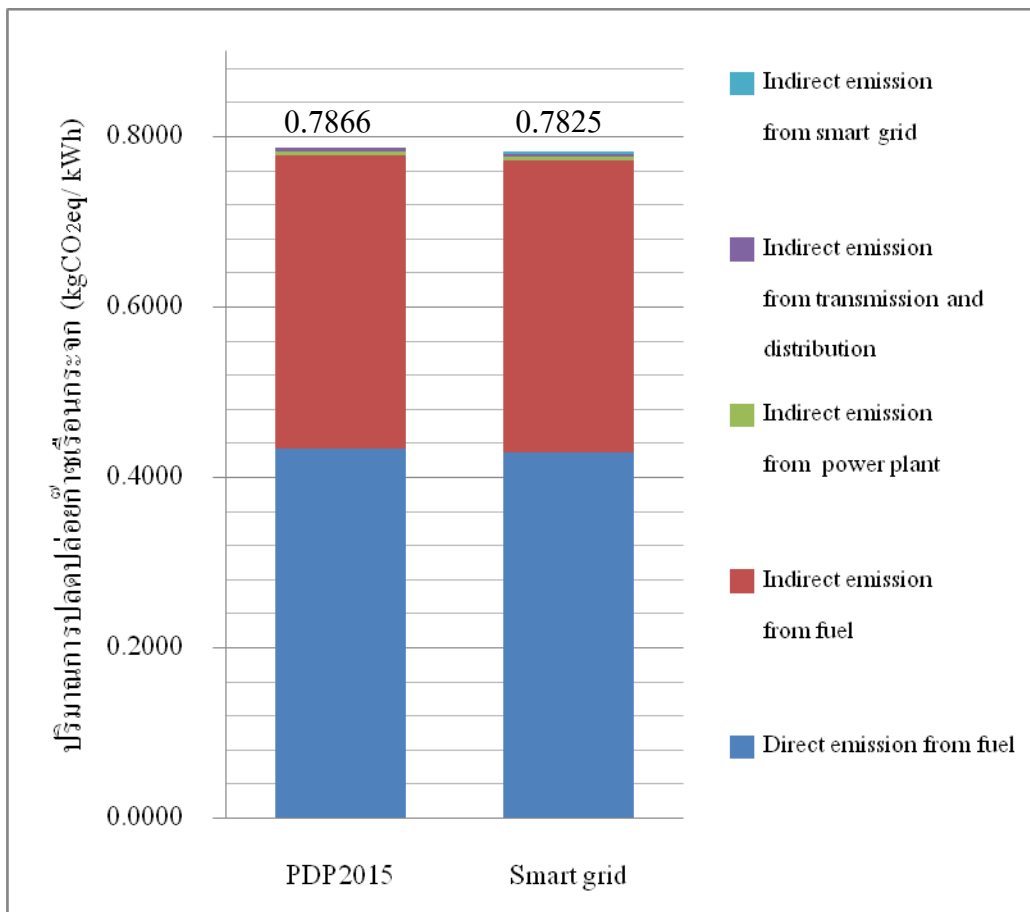
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4382 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4358 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3397 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3378 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0037 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0032 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00165 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-13 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2565

จากภาพที่ 4-13 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 23.23% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7921 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7887 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.43% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2565 มีรายละเอียดดังนี้

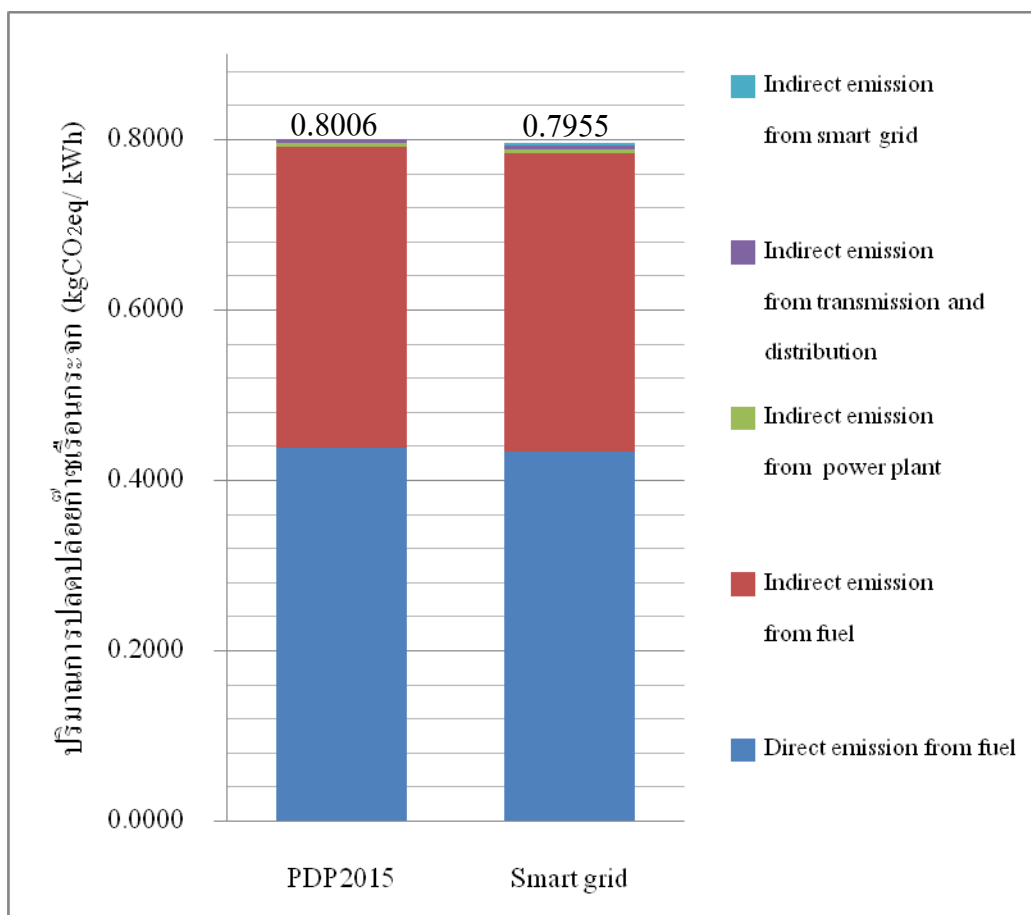
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4369 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4339 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3477 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3453 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0040 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0034 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00207 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-14 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2566

จากภาพที่ 4-14 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 27.72% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7866 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7825 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.52% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2566 มีรายละเอียดดังนี้

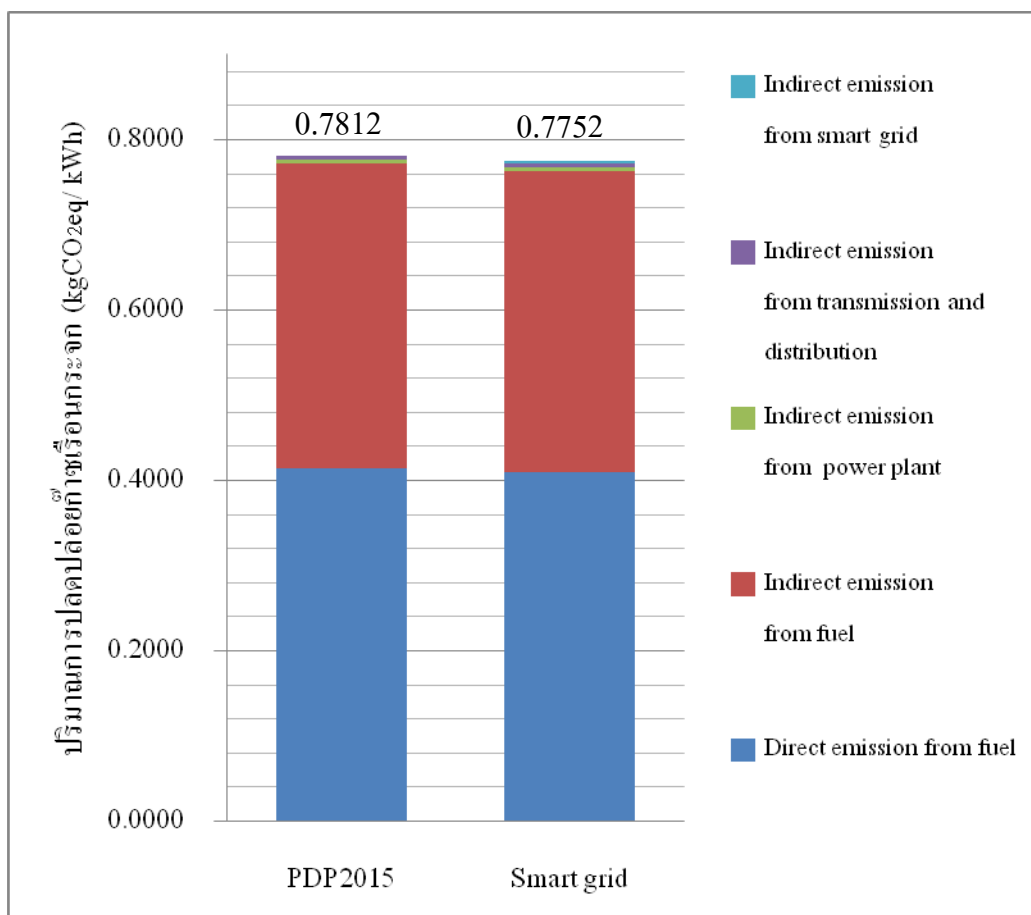
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4334 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4297 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3454 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3425 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0042 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0037 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00248 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-15 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2567

จากภาพที่ 4-15 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 32.21% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.8006 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7955 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.64% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2567 มีรายละเอียดดังนี้

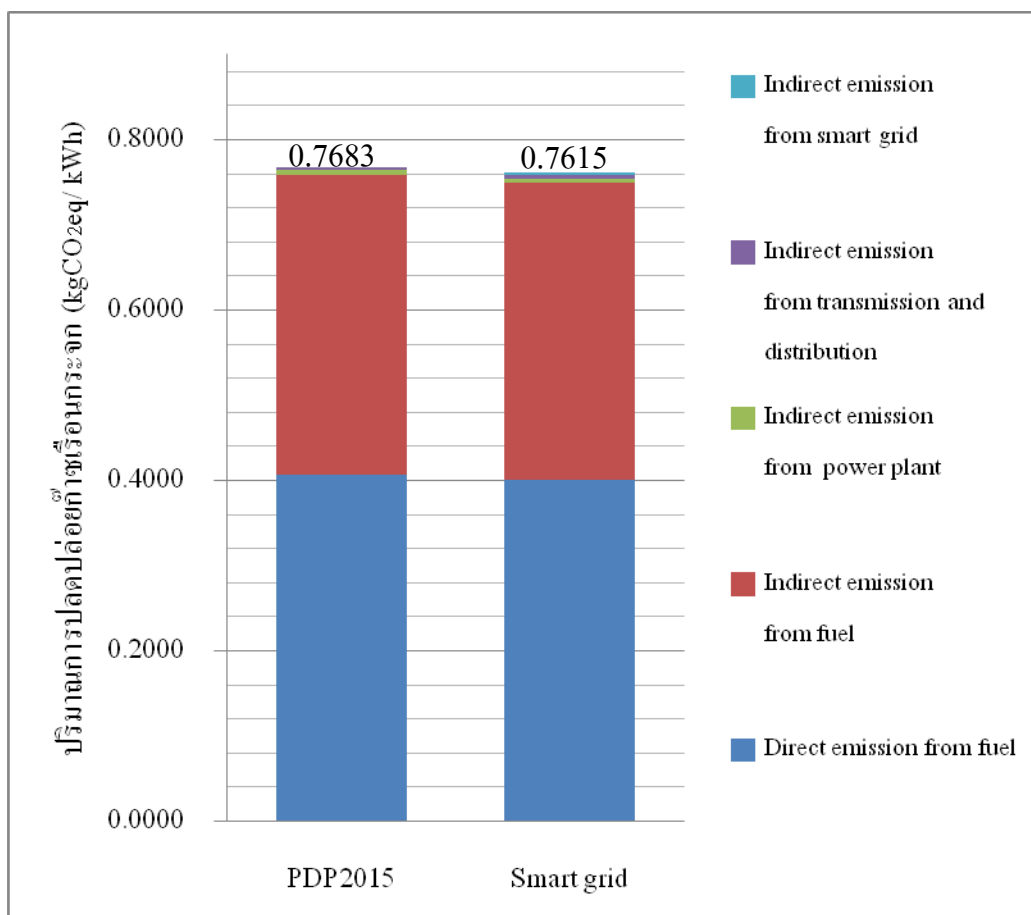
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4381 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4336 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3542 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3506 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0045 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0039 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00286 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-16 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2568

จากภาพที่ 4-16 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 36.70% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7812 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7752 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.77% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2568 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4141 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4091 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3585 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3542 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0045 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0041 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00323 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

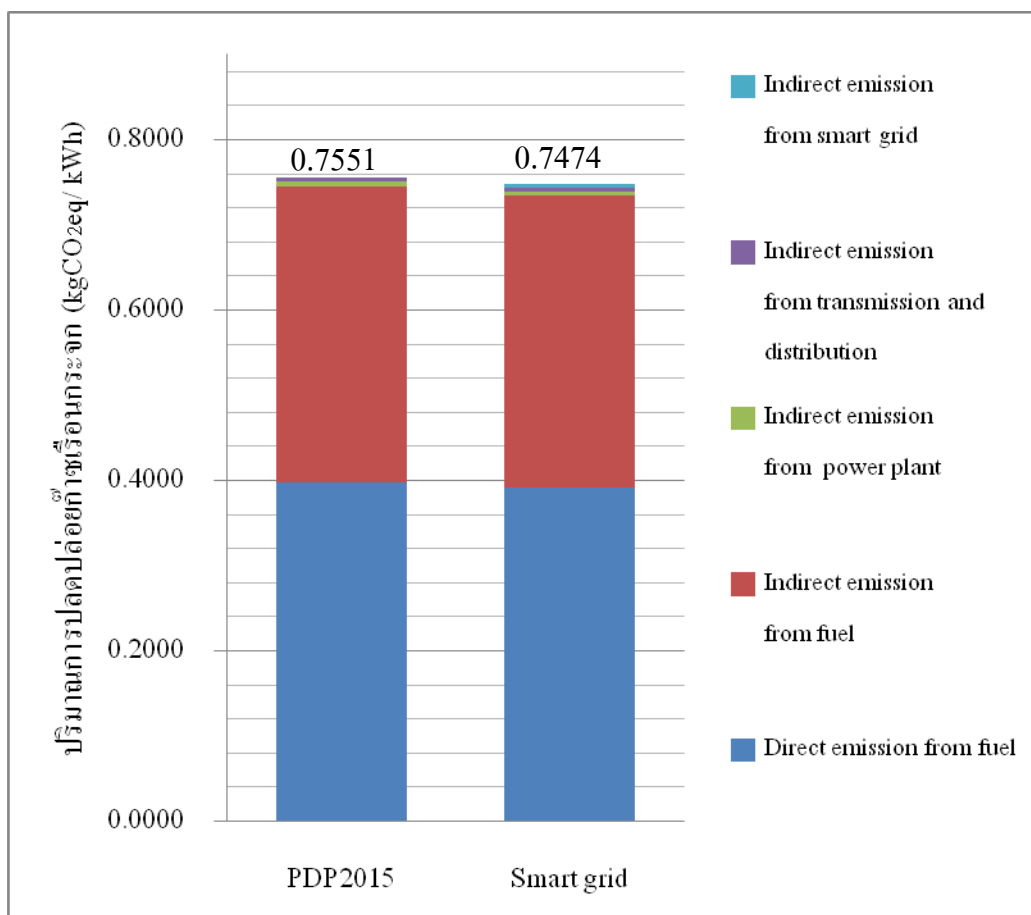


ภาพที่ 4-17 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2569

จากภาพที่ 4-17 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 41.19% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7683 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7615 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 0.88% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2569 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4063 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.4008 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3529 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3480 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0048 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0043 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00357 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

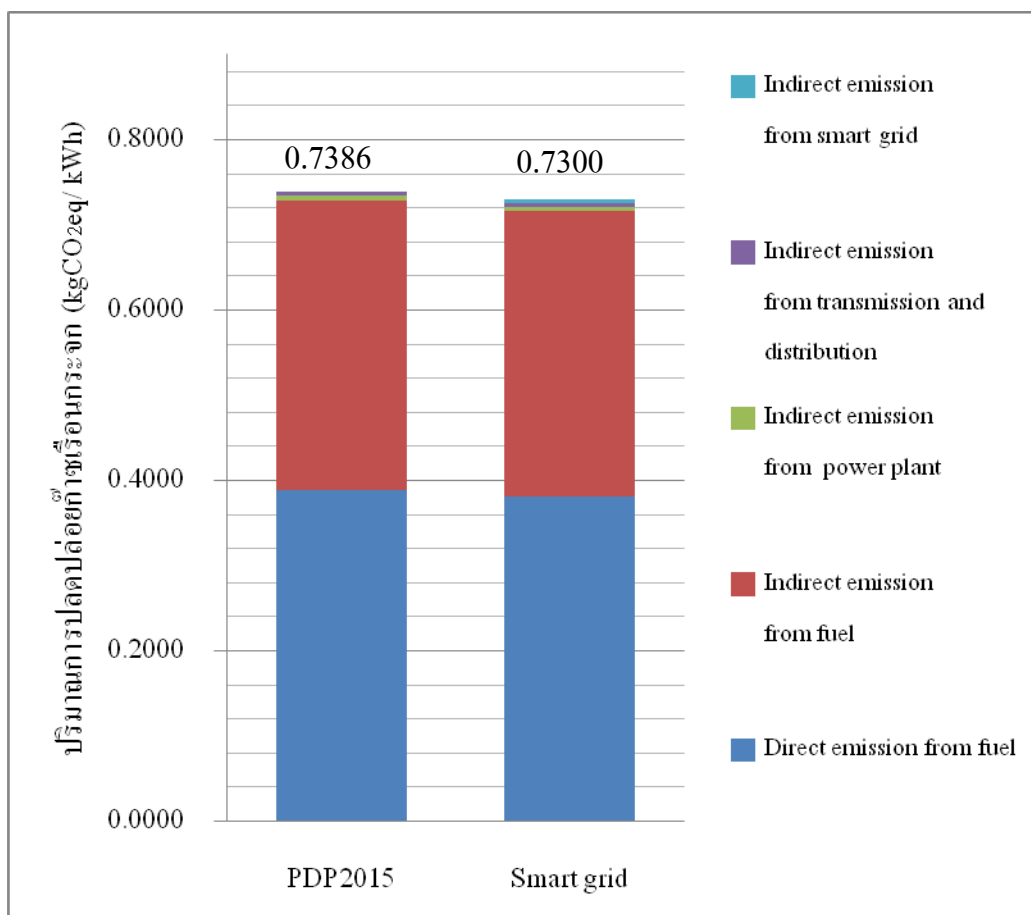




ภาพที่ 4-18 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2570

จากภาพที่ 4-18 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 45.68% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7551 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7474 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.02% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2570 มีรายละเอียดดังนี้

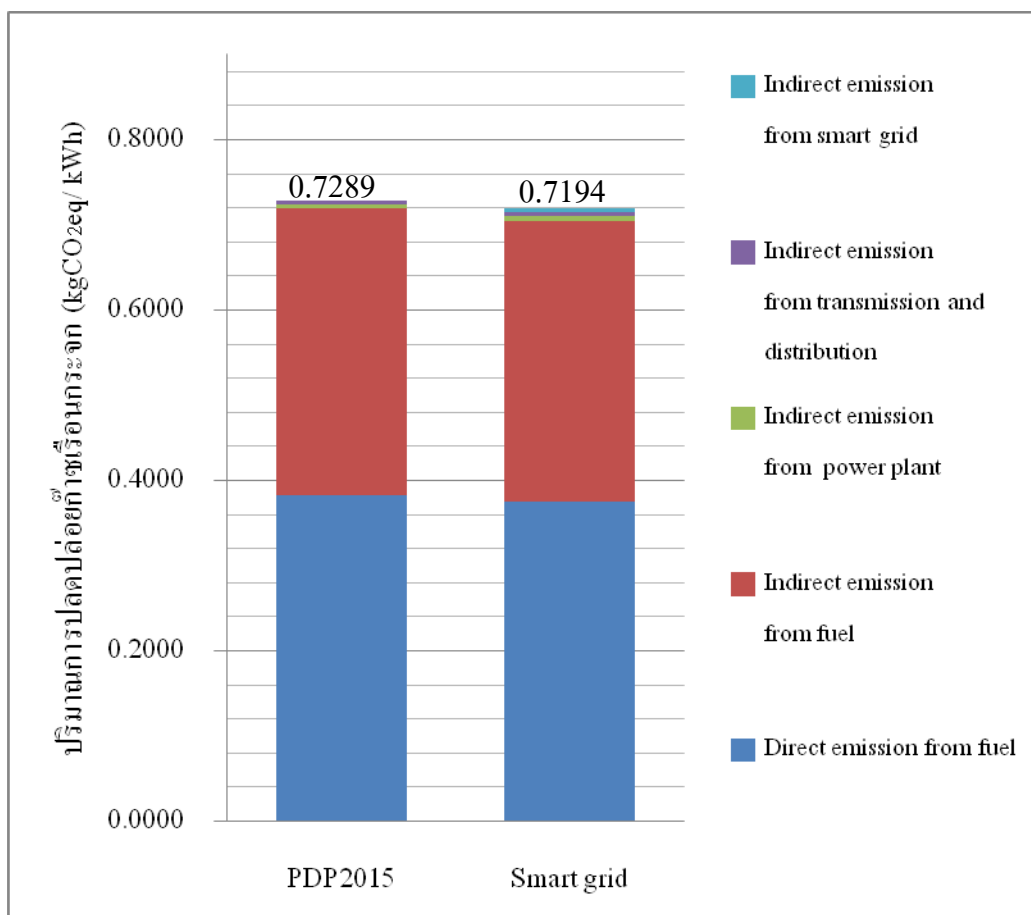
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.4983 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3921 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3474 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3420 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0048 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0045 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00391 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-19 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2571

จากภาพที่ 4-19 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 50.17% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7386 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7300 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.16% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2571 มีรายละเอียดดังนี้

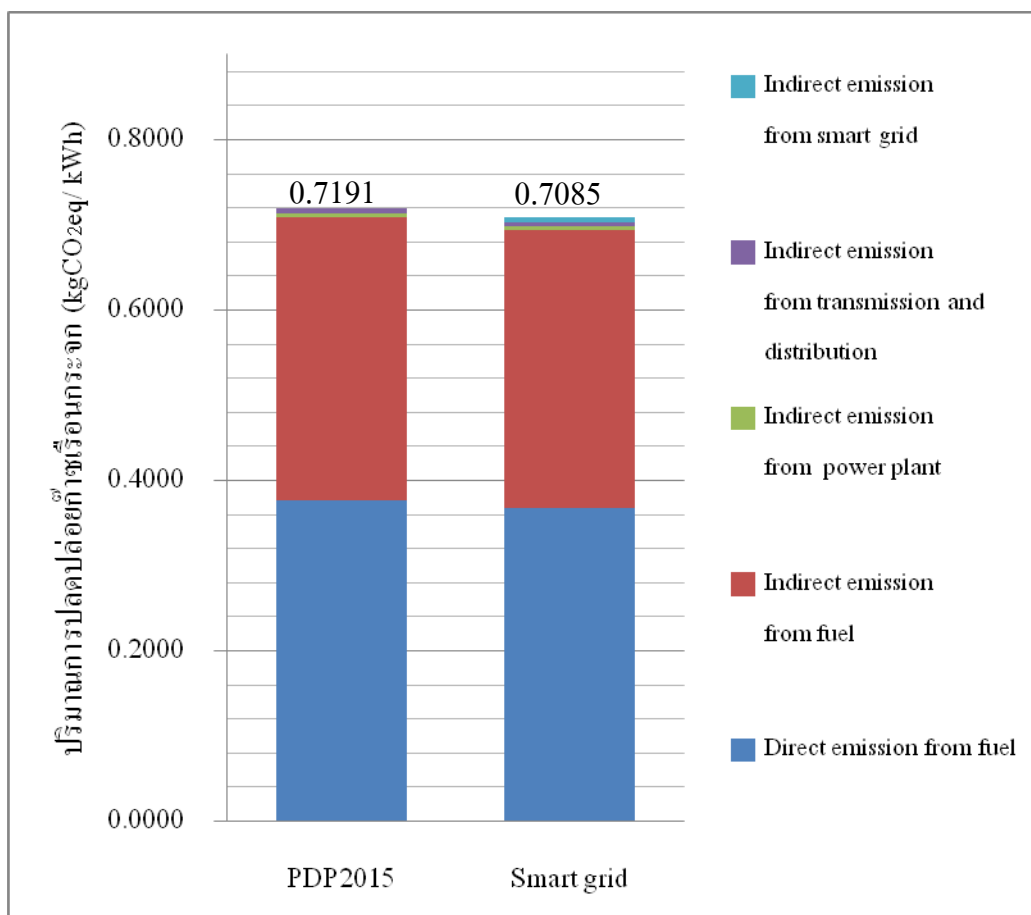
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3883 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3814 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3405 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3346 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0051 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0047 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00422 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-20 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2572

จากภาพที่ 4-20 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 54.66% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7289 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7194 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.31% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2572 มีรายละเอียดดังนี้

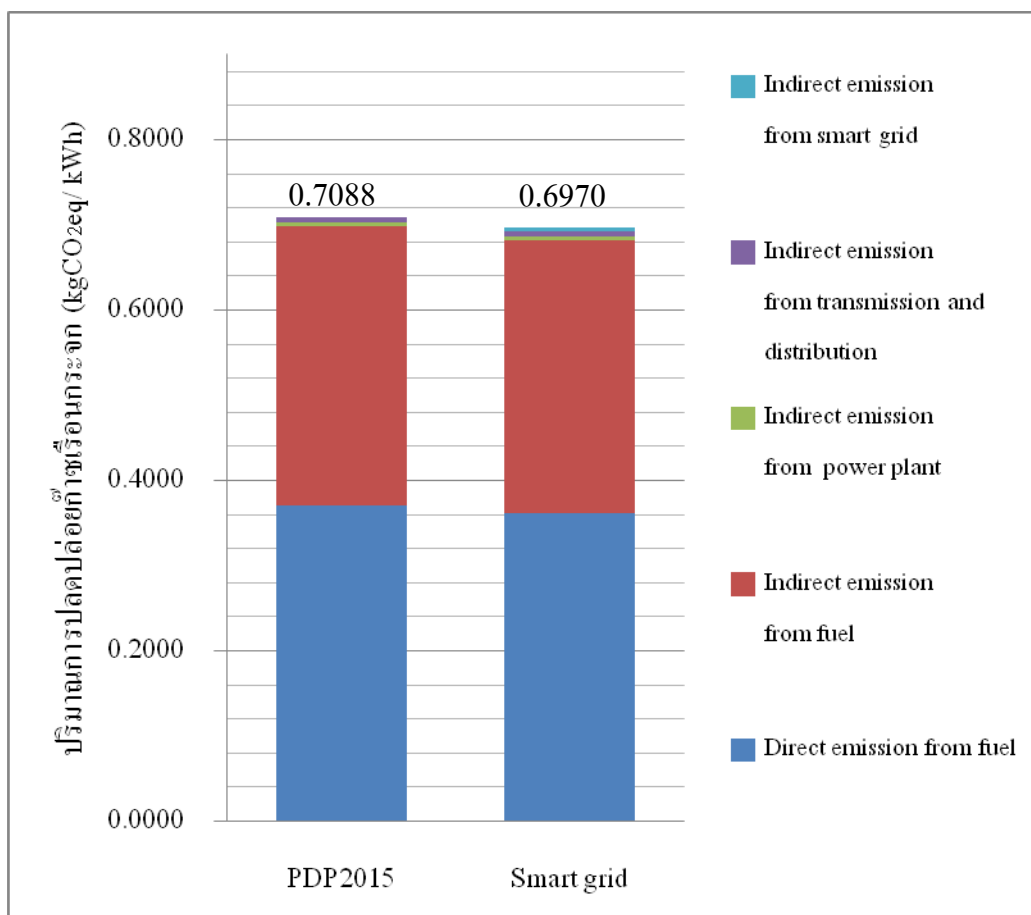
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3823 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3748 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3366 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3300 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0051 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0049 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00454 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-21 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2573

จากภาพที่ 4-21 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 59.15% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7191 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.7085 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.48% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2573 มีรายละเอียดดังนี้

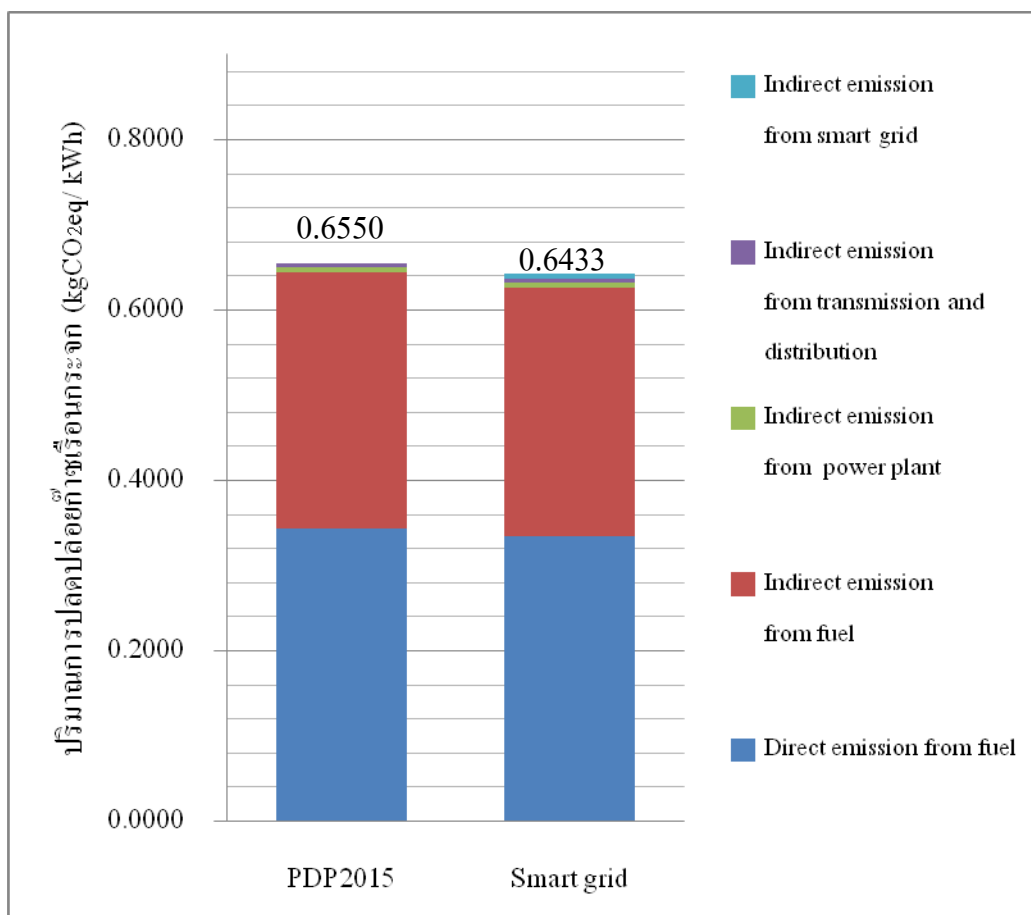
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3764 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3682 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3324 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3252 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0052 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0051 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00484 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-22 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2574

จากภาพที่ 4-22 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 63.64% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7088 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6970 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.66% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2574 มีรายละเอียดดังนี้

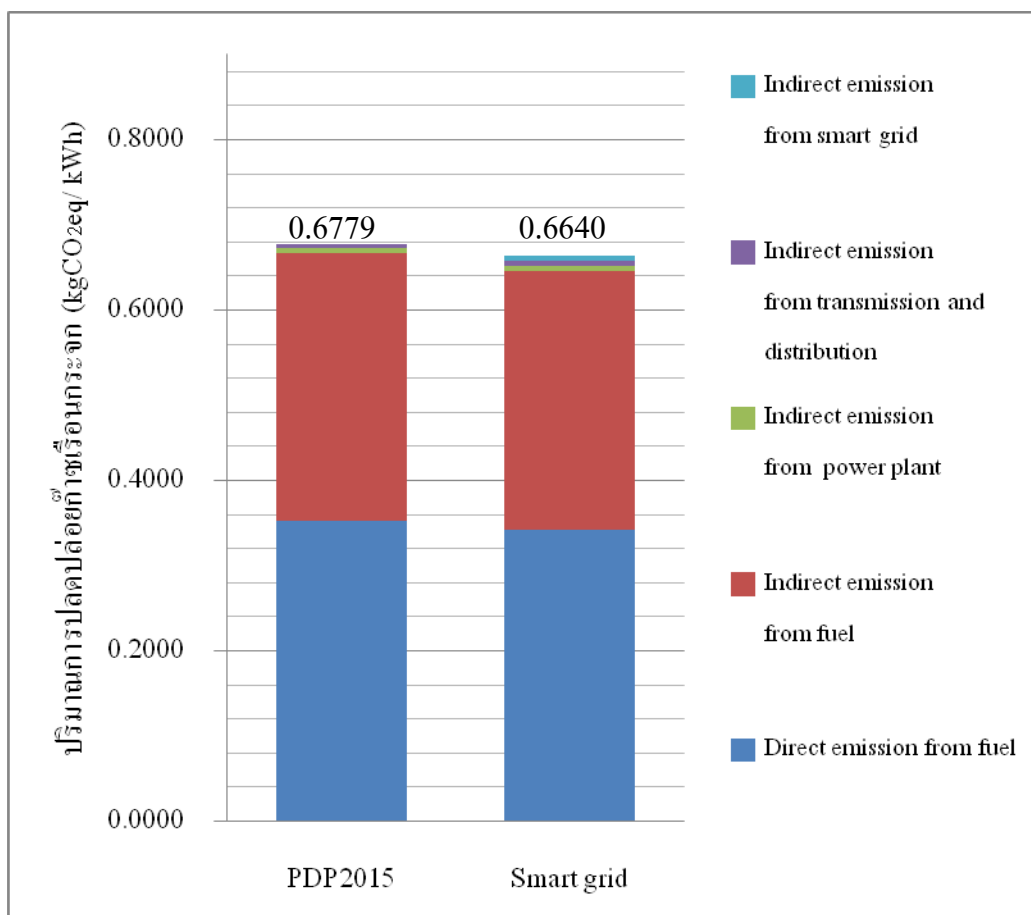
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3703 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3614 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3280 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3201 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0052 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0052 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00511 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-23 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2575

จากภาพที่ 4-23 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 70.91% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.6550 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6433 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 1.79% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2575 มีรายละเอียดดังนี้

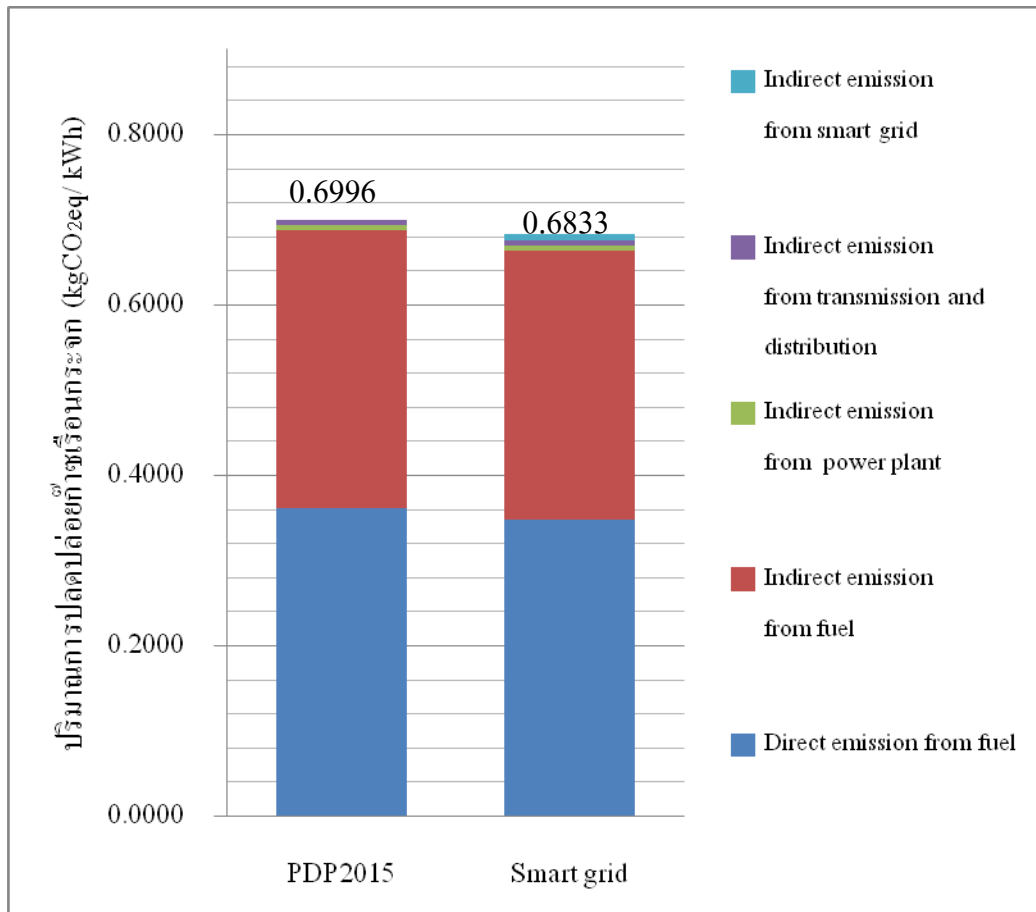
1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3434 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3340 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3007 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.2925 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0054 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0054 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00599 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-24 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2576

จากภาพที่ 4-24 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 78.18% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.6779 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6640 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 2.04% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2576 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3525 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3416 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3140 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3042 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0058 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0056 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00684 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

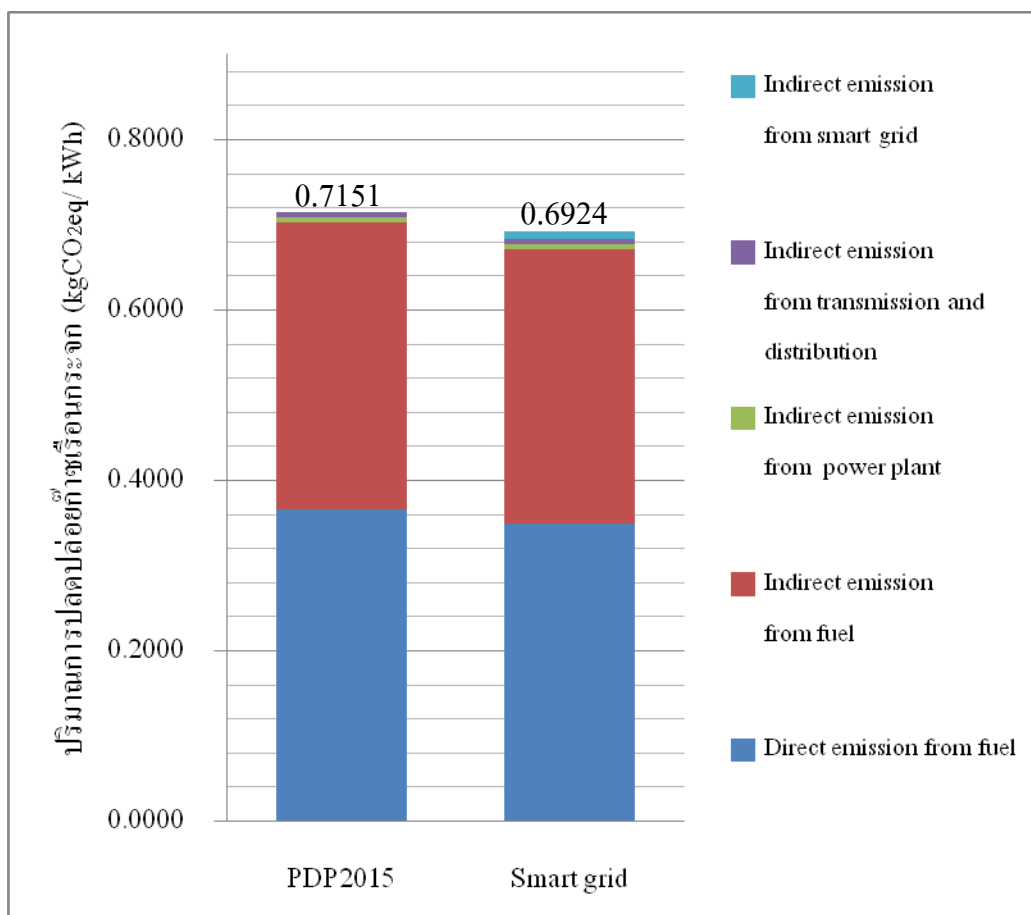


ภาพที่ 4-25 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2577

จากภาพที่ 4-25 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 85.45% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.6996 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6833 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 2.33% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2577 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3612 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3486 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3266 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3153 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0060 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0058 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00767 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

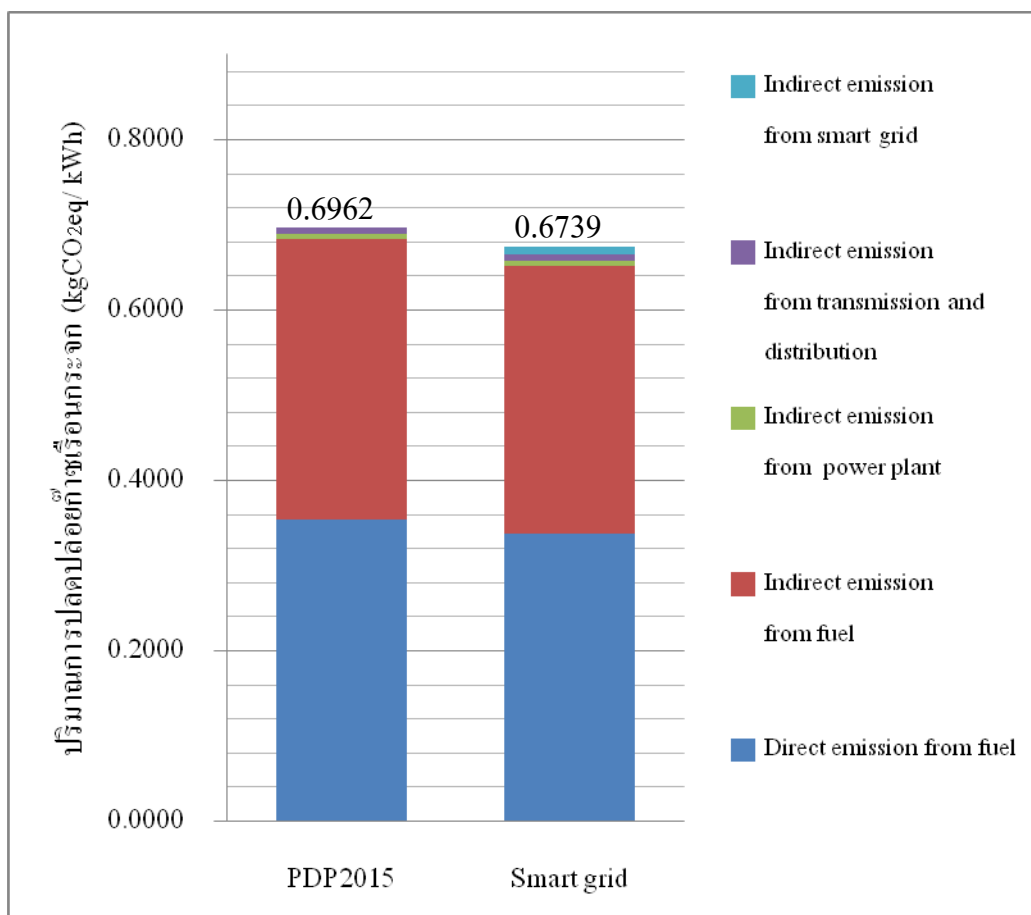




ภาพที่ 4-26 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2578

จากภาพที่ 4-26 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 92.72% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.7151 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6924 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 3.17% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2578 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3661 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3499 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3367 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3217 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0064 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0060 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00845 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh



ภาพที่ 4-27 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกของ BAU และ Scenario ปี พ.ศ. 2579

จากภาพที่ 4-27 กรณี Scenario มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 100% สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งโครงข่ายไฟฟ้าจาก 0.6962 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ลดลงเหลือ 0.6739 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็น 3.21% โดยการเปรียบเทียบระหว่าง BAU กับ Scenario ปี พ.ศ. 2579 มีรายละเอียดดังนี้

1. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3541 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3377 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของเชื้อเพลิงลดลงจาก 0.3294 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เป็น 0.3141 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
2. การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโรงไฟฟ้าจะมีค่าคงที่ คือ 0.0066 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ส่วนระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีค่าคงที่เช่นกัน คือ 0.0061 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh
3. Scenario มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มขึ้น 0.00926 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh

## บทที่ 5

### บทสรุป

จากการศึกษาผลกระทบด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ที่มีต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน แสดงให้เห็นว่า การลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งลงทุนมูลค่าสูง เมื่อทำการประเมินปริมาณการปลดปล่อย ก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อม ตลอดวัฏจักรชีวิตของ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเปรียบเทียบกับ โครงข่ายไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 พบว่าโครงข่าย ไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถลดปัญหาการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งและระบบจำหน่าย ส่งผลต่อ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ลดลง โดยเฉพาะการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งลดลงตามสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายที่ลดลงไป เมื่อ เปรียบเทียบกับ โครงข่ายไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 พบว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เมื่อมีการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะทำให้ ลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อมลงได้

#### สรุปผลการศึกษา

##### 1. เปรอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งและระบบจำหน่าย

จากเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งตามแผนพัฒนากำลังการผลิต ไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 พบว่าเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียในระบบส่งมีแนวโน้มลดลง ในปี พ.ศ. 2569-2579 เนื่องจาก กฟผ. ได้ประเมินความสามารถของสายส่งในการรองรับการผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนดีขึ้น และในปี พ.ศ. 2579 เปรอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าต่ำสุด อยู่ที่ 2.35% ส่วนเปอร์เซ็นต์หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มเช่นเดียวกับ ระบบส่ง ซึ่งภายหลังมีการปรับปรุงระบบจำหน่ายเพื่อให้รองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน ทดแทน ทำให้หน่วยสูญเสียมีแนวโน้มลดลง และในปี พ.ศ. 2579 อยู่ที่ 6.84% ทั้งนี้โครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะสามารถลดหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อพลังงานทดแทนในปี พ.ศ. 2579 อยู่ที่ 4.62%

2. โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถลดหน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้าลง ทำให้ลดปริมาณ การใช้เชื้อเพลิง โดยเฉพาะเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลทำให้ลดปริมาณการปลดปล่อย ก๊าซเรือนกระจก ถึงแม้ว่าการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะมีมูลค่าสูง ซึ่งมีผลต่อปริมาณ

การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นในทางอ้อม แต่ในภาพรวมการลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้า  
อัจฉริยะยังคงสามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาพรวมลงได้

3. ผลการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของไฟฟ้าตามแผนพัฒนา  
กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยกับ ไฟฟ้าที่เชื่อม โยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ  
มีรายละเอียดดังนี้

3.1 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิง  
การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงในปี พ.ศ. 2579  
อยู่ที่ 0.6834 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh เมื่อเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถลดหน่วยสูญเสีย  
ในระบบส่งและระบบจำหน่าย ทำให้ลดปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลทำให้ปริมาณ  
การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อมของเชื้อเพลิงภายหลังการเชื่อมต่อโครงข่าย  
ไฟฟ้าอัจฉริยะในปี พ.ศ. 2579 ลดลงอยู่ที่ 0.6519 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็นสัดส่วนการลดลงอยู่ที่  
4.62%

3.2 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของการก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้า  
อัจฉริยะ

การก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก  
บางเทคโนโลยีต้องนำเข้าอุปกรณ์มาจากต่างประเทศ โดยผลการศึกษาพบว่า การก่อสร้างระบบ  
สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุด เนื่องจากมีการลงทุนสูง รองลงมา  
เป็นระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงและการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง ทั้งนี้ปริมาณ  
การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยรวมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในปี พ.ศ. 2579 อยู่ที่ 0.00926  
kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็นสัดส่วนการเพิ่มขึ้นอยู่ที่ 1.37%

ดังนั้นหากมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในโครงข่ายไฟฟ้า  
ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีการ  
ลงทุนเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้ทั่วพื้นที่ของประเทศไทย โดยหากมีการเชื่อมต่อ  
โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครบถ้วน 100% ในปี พ.ศ. 2579 จะสามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซ  
เรือนกระจกรวมทั้งทางตรงและทางอ้อมจาก 0.6962 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh ในปี พ.ศ. 2579 ลดลงเหลือ  
0.6739 kgCO<sub>2</sub>eq/ kWh คิดเป็นสัดส่วนการลดลง 3.21%

เพื่อเป็นการรองรับปัญหาต่าง ๆ จากการเพิ่มขึ้นของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงาน  
ทดแทนในอนาคต โดยเฉพาะปัญหาการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภาครัฐจึงต้องมีการสนับสนุน  
การลงทุนของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้เกิดขึ้นในประเทศไทย

โรงจ่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในปี พ.ศ. 2579 สามารถลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จำนวน  $0.0316 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$  คิดเป็น 4.62% และเพิ่มปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมของอุปกรณ์ในโรงจ่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวน  $0.00926 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$  คิดเป็น 1.37% จากแผน PDP2015

ดังนั้น การเชื่อมต่อโรงจ่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครบถ้วน 100% จะสามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมทั้งทางตรงและทางอ้อมจาก  $0.6962 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{kWh}$  ในปี พ.ศ. 2579 ลดลงเหลือ  $0.6739 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{kWh}$  คิดเป็นสัดส่วนการลดลง 3.21%

### ข้อเสนอแนะและแนวทางในการแก้ไขปรับปรุง

1. ควรเลือกใช้รูปแบบการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของเชื้อเพลิงนั้น ๆ หรือวัตถุดิบต่าง ๆ ของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบจำหน่าย เพื่อผลต่อความแม่นยำของผลการประเมินมากที่สุด
2. ควรมีการศึกษาและประเมินผลกระทบของโรงจ่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในด้านเทคนิค ด้านพลังงาน และด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงลึกเพื่อประกอบการสนับสนุนแผนในการดำเนินการของภาครัฐต่อไป

## บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2557). รายงานคุณภาพพลังงานของประเทศไทย พ.ศ. 2557.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2558). แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative energy development plan: AEDP2015).
- กระทรวงพลังงาน. (2558). แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579.
- กฤษณ์ วัฒนกียานนท์, ธนวรรณ ศรีสมบูรณ์ และธนัญชัย คีรินทร์นนท์. (2552). การศึกษาคุณภาพไฟฟ้าของการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กจากเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 120 กิโลวัตต์ กรณีศึกษาวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 11, วันที่ 17-19 มิถุนายน 2558
- กองจ่ายไฟ ฝ่ายควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2556). การรายงานค่าน่วยสูญเสียที่เกิดจาก SPP/ VSPP สะสม 2 ไตรมาส (ม.ค.-มิ.ย. 2556)
- การไฟฟ้านครหลวง. (2558). สถิติจำนวนหน่วยจำหน่าย แยกตามการไฟฟ้านครหลวงเขต ประจำปี พ.ศ. 2558.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2558). สถานการณ์หน่วยสูญเสียเดือน ธ.ค. 2557 (ค่าเบื้องต้น). บันทึกเลขที่ กศพ.(ขถ.)209/ 2557 ลงวันที่ 30 ม.ค.2558
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2559). มาตรฐานงานก่อสร้างสายส่งและระบบแรงสูง-แรงต่ำ โครงการ ประกวดราคาจ้างเหมาก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแม่สอด 2
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคกลาง จังหวัดชลบุรี. (2559). รายงานผลดำเนินการหน่วยสูญเสีย ประจำปี 2559 .
- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2559). ชี้แจงการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) สำหรับเดือนมกราคม-เมษายน 2559.
- นิพนธ์ เกตุจ้อย, ประพิชารีย์ ธนารักษ์, ชีรารัตน์ จีระมะกร และรัฐพร เงินมีศรี. (2558). การประเมินการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 5.5 เมกะวัตต์, วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร, การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 11 วันที่ 17-19 มิถุนายน 2558, หน้า 1426-1433.

- ประทีป ฟูผล. มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ. (2553). วิทยานิพนธ์เรื่องการศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประพิการ์ ฌนาร์ฌ, เบญจมาภรณ์ ฌนอมนั่ม และพิสิษฎ์ มณี โชติ. (2557). การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์และพลังงานของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1. วิทยาลัยพลังงานทดแทนมหาวิทยาลัยนเรศวร,วารสารวิทยาศาสตร์บูรพา ปีที่ 20 (ฉบับที่ 1) มกราคม-มิถุนายน 2558, หน้า 72-82.
- ประพิการ์ ฌนาร์ฌ, พิสิษฎ์ มณี โชติ, วิกานต์ วันสูงเนิน และเบญจมาภรณ์ ฌนอมนั่ม. (2557). การประเมินวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้าชุมชน (ระยะที่ 2). วิทยาลัยพลังงานทดแทนมหาวิทยาลัยนเรศวร, หน้า 46.
- พวงพันธ์ ศรีทอง. (2555). การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของผลิตภัณฑ์เม็ดพลาสติกกรีไซเคิลชนิดโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง.
- ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2555). *โครงการวิจัยการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (รายงานฉบับสมบูรณ์).*
- ยุทธศักดิ์ ศรีสินธุ์. (2555). วิทยานิพนธ์เรื่องการประเมินรอยเท้าคาร์บอนของโรงไฟฟ้า เชื้อเพลิงฟอสซิลในประเทศไทย กรณีศึกษา: โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ และโรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน. *โครงการบูรณาการแผนยุทธศาสตร์พลังงานระดับกลุ่มจังหวัดตามยุทธศาสตร์ประเทศ.*, สาขาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2555
- วิริยะ อนันต์ประดิษฐ์, นัฎพร ไชยญาติ, อัครินทร์ อินทนิเวศน์, วรชมมล เลิศจตุรานนท์, และธนาติ มั่นศิลป์. (2560). การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของการนำผักตบชวาเพื่อผลิตพลังงานทดแทน. วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 12. หน้า 934.
- สถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ. (2557). *ISO/ TS 14067:2013 Greenhouse gases-carbon footprint of product-requirements and guidelines for quantification and communication.*
- สุทัศน์ชัย อัครฌนกุล, ฌายพงศ์ ฌมลเวชช์ และนรรว รั้งสิ่วิจิตรประภา. (2555). การศึกษาผลกระทบทางด้านต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก. การสัมมนาโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

- สมชาย สถากุลเจริญ. (2553). ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ, สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2545). มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ครั้งที่ 1/ 2545 (ครั้งที่ 88).
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2549). มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ครั้งที่ 3/ 2549 (ครั้งที่ 106).
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2550). *พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550*, หน้า 2.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2552). มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/ 2552 (ครั้งที่ 124).
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2558). *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015)*.
- Arif S. Malik., & Mounir Bouzguenda. (2013). Effects of smart grid technologies on capacity and energy savings-Acase study of Oman. *ScienceDirect of Energy*, Vol 54, pp.365-371.
- Fukusawa., Kutani., & Li,Y. (2015). Study on effective power infrastructure investment through power grid interconnections in East Asia.
- IPCC. (2006). IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories.
- IPCC. (2013). Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge university press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA.
- IPCC. (2014). IPCC fifth assessment report (AR5). เข้าถึงได้จาก <https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5 Chapter08 FINAL.pdf>. (pp.73-79)
- ISO13602-1. (2009). Technical energy system-methods for analysis, Switzerland.
- ISO14044. (2006). Environment management life cycle assessment-requirement and guidelines, Switzerland
- Jirapa Kamsamrong., & Chumnong Sorapipatana. (2014). An assessment of energy security in Thailand's power generation. *Sustainable energy technologies and assessments*. pp.45-54.



- Keisuke Nansai., Yuichi Moriguchi., & Susumu Tohno. (2002). Embodied energy and emission intensity data for Japan using Input-Output tables (3EID). National Institute for Environmental Studies, Japan.
- Lavanya., Sambath., Sudha., & Sindhu. (2016). Analysis of power loss in the distribution transmission lines of Smart Grid. *International research journal of engineering and technology*, Vol 03, Issue 07 pp.686-689.
- Mel George., & Rangan Banerjee. (2011). A methodology for analysis of impacts of grid integration of renewable energy. *Elsevier of energy policy*, Vol 62, pp.1265-1276.
- Muhammad Khalid Farooq, S.Kumar., & Ram M. Shrestha. (2013). Energy, environmental and economic effects of Renewable Portfolio Standards (RPS) in a Developing country. *ScienceDirect of Energy Policy*, Vol 62, pp.989-1001.
- Narawit Dangchom. (2015). Type Selection and Cost-Benefit Analysis of 115 kV Substation for Industrial Factory.
- Nawshad Haque., & Terry Norgate. (2014). The greenhouse gas footprint of in-situ leaching of uranium, gold and copper in Australia, *Journal of cleaner production* Volume 84(2014). pp.382-390.
- Pawinee Suksuntornsiri., & Bundit Limmeechokchai. (2005). The PCA and IOA approaches for life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from Thai commodities and energy consumption, *Songklanakarin J. Sci. Technol.*, 27(1), 177-189.
- Pawinee Suksuntornsiri., Paiboon Limpitipanich., Warunee Tia., & Bundit Limmeechokchai. (2013). Embodied primary energy and CO<sub>2</sub> Emission Intensity in Thai commodities based on PDP2010: An Input-Output analysis., 6<sup>th</sup> AUN/SEED-net regional conference on energy engineering (RCEnE).
- Pawinee Suksuntornsiri., & Paiboon Limpitipanich. (2017). Comparative Assessment of a Product's Carbon Footprint Derived from Different Upstream Emission Data: a Case of Sticky Rice in Bamboo.
- Reginald B.H.Tan., & David Wijaya. (2010). LCI (Life cycle inventory) analysis of fuels and electricity generation in Singapore. *Energy* 35. pp.4910-4916.
- RG Pratt., & PJ Balducci. (2010). The Smart Grid: An Estimation of the Energy and CO<sub>2</sub> Benefits. Pacific Northwest National Laboratory, United States Department of Energy.

- Sujeetha Selvakkumaran. (2015). Thailand's post -2020 greenhouse gas emissions regime in the energy sector. *2015 International conference on alternative energy in developing countries and emerging economies*. pp.273-274.
- Yue Mi., Danxing Zheng., & Xizhuo Jiang. (2015). Multi-product carbon footprint assessment for Low-rank coal-based acetylene manufacturing process. *Journal of cleaner production* 112(2016). pp.1676-1682.
- Zahedi. (2011). A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid. *Elsevier of renewable and sustainable energy reviews*, Vol 15, pp.4775-4779.