



รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้าง
และปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ
สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

1. หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

2. ความเป็นมาของโครงการ

เมื่อวันที่ 10 มิถุนายน 2551 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบในหลักการโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 ตามที่ กฟภ. ได้เสนอ “แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (ปี พ.ศ. 2550 – 2554)” สืบเนื่องมาจากการเจริญเติบโตของครัวเรือนและธุรกิจอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่การจ่ายไฟของ กฟภ. เนื้อที่ประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตรมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดย กฟภ. คาดการณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มจาก 14,181 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2550 เป็น 26,836 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2559 ดังนั้น กฟภ. จึงมีความจำเป็นต้องดำเนินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้อย่างต่อเนื่อง รองรับการใช้บริการผู้ใช้ไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้าและสนับสนุนการกระจายความเจริญไปสู่ส่วนภูมิภาค ตามนโยบายของรัฐบาล

3. วงเงินลงทุนโครงการ/แหล่งเงิน

โครงการดังกล่าวมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 17,270.00 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศ วงเงิน 12,950.00 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 4,320.00 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุน จำนวน 17,267.94 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศ จำนวน 12,851.93 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 4,416.01 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้ได้บรรจุไว้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 – 2561 โดยเป็นการออกพันธบัตร กฟภ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันจำนวน 43 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวก

4. วัตถุประสงค์ของโครงการ

เพื่อเพิ่มขีดความสามารถและความเพียงพอในการจ่ายไฟฟ้าสายเมน เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ทั้งผู้ใช้ไฟฟ้ายาวเดิมและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดยเฉพาะภาคธุรกิจอุตสาหกรรม การท่องเที่ยว และแหล่งชุมชนต่าง ๆ

5. ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ

กฟภ. มีการแบ่งการดำเนินงานในเขตพื้นที่รับผิดชอบ (73 จังหวัด) ทั่วประเทศ จำนวน 12 เขต โดยมีรายละเอียดการแบ่งเขตรายภาคปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 แสดงขอบเขตปริมาณงานของโครงการในเขตพื้นที่รับผิดชอบ

รายละเอียด	การไฟฟ้าภาค				
	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
1) ก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงสายเมน (วจรจ-กิโลเมตร)	4,140	3,900	3,860	2,530	14,430
2) ติดตั้งหม้อแปลงในระบบจำหน่าย (เควีเอ)	75,000	77,500	81,250	37,500	271,250
3) ก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วจรจ-กิโลเมตร)	375	390	410	190	1,365
4) ติดตั้งคาปาซิเตอร์ (เควีเออาร์)	116,500	196,100	214,100	199,600	726,300
5) ติดตั้งรีโวลเซอร์ (ชุด)	130	215	240	215	800
6) ติดตั้งสวิตช์ (ชุด)	410	570	1,210	770	2,960
7) ติดตั้งเบรกเกอร์ (ชุด)	22	39	-	7	68

ที่มา : กฟภ.

6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟภ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 11 มิถุนายน 2551 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการ และปิดโครงการเมื่อวันที่ 15 มีนาคม 2562 โดยใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 10 ปี 9 เดือน 5 วัน ล่าช้ากว่าแผนระยะเวลาดำเนินโครงการที่มีกำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จ 6 ปี คิดเป็นระยะเวลาสิ้นสุดโครงการที่ล่าช้ากว่าแผน 4 ปี 9 เดือน (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการ จนถึงวันที่ปิดโครงการ)

7. ผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุโครงการ 30 ปี โครงการมีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (NPV) 3,529.19 ล้านบาท และอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ร้อยละ 8.08 โดย กฟภ. ไม่สามารถแยกรายละเอียดค่าใช้จ่ายและผลการดำเนินโครงการเฉพาะรายโครงการออกมาเพียงโครงการเดียวได้ เนื่องจากในทางปฏิบัติระบบการเก็บข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการเก็บรวบรวมข้อมูลจากการไฟฟ้าหน้างานเป็นภาพรวมทั่วประเทศ จึงไม่สามารถคำนวณหาค่า NPV และ FIRR หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จได้

8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล
2) ประสิทธิภาพ	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Frequency Index: SAIFI) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Duration Index: SAIDI) และ ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Loss: LOSS) โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนกับผลผลิตหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ 3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรี กับผลหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ
3) ผลกระทบ	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
4) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จ ร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้	1. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน 2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	
5) ความยั่งยืน	
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร

หมายเหตุ : พิจารณาให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัดตามเกณฑ์ของสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ ที่คณะกรรมการนโยบายและกำกับการบริหารหนี้สาธารณะอนุมัติ

9. สรุปผลการประเมินโครงการ:

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิผลและด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ b โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) และแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในระยะถัดไปจนถึงปัจจุบัน 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	a
2) ประสิทธิภาพ		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้างบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 91.43 2. ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Duration Index: SAIDI) และร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (LOSS) 2.1 จำนวนครั้งที่ไฟดับเฉลี่ย (SAIFI) หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563 - 2564) ลดลงเหลือ 2.19 ครั้ง/ราย/ปี เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมาย 5.20 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 157.98 ทั้งนี้ จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น	b

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	<p>2.2 ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ย (SAIDI) หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563 - 2564) ลดลงเหลือ 47.33 นาที/ราย/ปี เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมาย 161.00 นาที/ราย/ปี หรือบรรลุนิติวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 170.61 ทั้งนี้ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น</p> <p>2. ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (LOSS) หลังโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563 - 2564) เฉลี่ยสูงกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ยร้อยละ 5.60 เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ยร้อยละ 5.00 คิดเป็นร้อยละ 88.00 ของค่าเป้าหมาย ทั้งนี้ ค่าร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายสูงกว่าค่าเป้าหมาย</p> <p>3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563) ลดลงเหลือ 15,567.90 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง ต่ำกว่าแผนคิดเป็นร้อยละ 63.44 ของแผน (แผน 24,539.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง)</p>	
3) ผลกระทบ		
<p>a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ</p> <p>b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ</p> <p>c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง</p>	<p>โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เช่น การเดินทาง ฝุ่นละออง และเสียง โดยโครงการมีส่วนช่วยทำให้ประชาชนในพื้นที่ได้รับบริการไฟฟ้าอย่างเพียงพอและทั่วถึง ส่งผลให้เกิดความมั่นใจในคุณภาพการให้บริการไฟฟ้า อีกทั้งยังส่งผลให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ในภาพรวมเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี เฉลี่ยร้อยละ 2.78 ต่อปี ซึ่งเป็นปัจจัยที่จะช่วยส่งเสริมให้เกิดกิจกรรมทางเศรษฐกิจด้านการผลิตและการบริโภค</p>	a
4) ประสิทธิภาพ		
<p>a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้</p> <p>b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้</p> <p>c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้</p>	<p>1. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 3,930 วัน คิดเป็นร้อยละ 179.29 ของแผน (แผน 2,192 วัน)</p> <p>2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ จำนวน 17,267.94 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 99.99 ของแผน (แผน 17,270.00 ล้านบาท)</p>	b

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืน หากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง จากส่วนกลาง และการไฟฟ้าหน้างาน ตามหลักการ และแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่าย 2. กฟภ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟภ. มีการฝึกอบรมบุคลากรหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบจำหน่ายอย่างต่อเนื่อง	a
ผลการประเมินรวม		B

หมายเหตุ : พิจารณาให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัดตามเกณฑ์ของสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ ที่คณะกรรมการนโยบายและกำกับการบริหารหนี้สาธารณะอนุมัติ

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a : โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 – 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) รวมถึงมีความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติอีกด้วย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืน กระจายการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานไปสู่ภูมิภาคอย่างสมดุลและเป็นธรรมให้ราษฎรเข้าถึงบริการได้อย่างทั่วถึง เพียงพอ และสอดคล้องกับความต้องการของพื้นที่ - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ยุทธศาสตร์ที่ 1 การสร้างความเป็นธรรมในสังคม กลยุทธ์ที่ 1.1 สร้างความมั่นคงทางเศรษฐกิจและสังคมให้ทุกคนในสังคมไทย ซึ่งเป็นเรื่องสิทธิขั้นพื้นฐานที่ประชาชนของประเทศควรได้รับจากรัฐผ่านมาตรการสวัสดิการสังคม เพื่อให้ประชาชนทุกคนมีทรัพยากรพื้นฐานในการดำเนินชีวิตที่เท่าเทียมและทั่วถึงกัน - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ซึ่งเป็นยุทธศาสตร์การสร้างเสริมความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจและแข่งขันได้อย่างยั่งยืน เป็นการพัฒนาปัจจัยสนับสนุนและอำนวยความสะดวกในด้านการค้า การท่องเที่ยว และการลงทุนให้สนับสนุนการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันได้ของผู้ประกอบการไทย และยุทธศาสตร์การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	เพื่อเป็นการสร้างความมั่นคงทางพลังงาน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด
2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554)	โครงการบรรจุในแผนการลงทุนของ กฟผ. ของแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 เป็นการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	วัตถุประสงค์ของโครงการเป็นไปตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี ซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติส่วนที่ 3 โครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานจัดหาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานทั้งระบบให้มีความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม สามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานตามการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน b : โครงการดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถและความเพียงพอในการจ่ายไฟฟ้าสายเมน เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยโครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงสายเมนและระบบจำหน่ายแรงต่ำ ติดตั้งหม้อแปลงในระบบจำหน่าย คาปาซิเตอร์ รีโกลสเซอร์ สวิตช์ และเบรกเกอร์ เพื่อก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย โดย กฟผ. ได้ปรับเปลี่ยนและลดปริมาณงานตามพื้นที่ดำเนินการจริง ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้ายาวเดิมและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดยเฉพาะภาคธุรกิจอุตสาหกรรม การท่องเที่ยว และแหล่งชุมชนต่างๆ ที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ให้บริการของ กฟผ. ได้รับความสะดวกสบายเพิ่มมากขึ้น มีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับและขัดข้องลดน้อยลง และมีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับลดน้อยลงอีกด้วย อย่างไรก็ตาม กฟผ. สามารถดำเนินการเป็นไปตามแผนงาน โดยรายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงานตามรายงานศึกษาความคุ้มค่าโครงการ	ผลการดำเนินงานหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563 - 2564)	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ผลผลิตของโครงการ แยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง แบ่งออกเป็น 7 ประเภท ได้แก่			91.43
2.1.1) ก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงสายเมน (วงจร-กิโลเมตร)	14,430	14,478	100.33
2.1.2) ติดตั้งหม้อแปลงในระบบจำหน่าย (เควีเอ)	271,250	271,250	100.00
2.1.3) ก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วงจร-กิโลเมตร)	1,365	1,365	100.00
2.1.4) ติดตั้งคาปาซิเตอร์ (เควีเออาร์)	728,600	728,600	100.00
2.1.5) ติดตั้งรีโกลสเซอร์ (ชุด)	800	800	100.00
2.1.6) ติดตั้งสวิตช์ (ชุด)	2,960	2,960	100.00
2.1.7) ติดตั้งเบรกเกอร์ (ชุด)	68	27	39.71

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงานตามรายงานศึกษาความคุ้มค่าโครงการ	ผลการดำเนินงานหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ (พ.ศ. 2563 – 2564)	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Frequency Index: SAIFI) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Duration Index: SAIDI) และร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Loss: LOSS)			
2.2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI) (ครั้ง/ราย/ปี)	5.20*	2.19	42.02
2.2.2) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI) (นาท./ราย/ปี)	161.00*	47.33	29.39
2.2.3) ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (LOSS) (ร้อยละ)	5.00*	5.60	112.00
2.3) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) (เมกะวัตต์ - ชั่วโมง)	24,539.00	15,567.90	63.44

ที่มา : กฟภ.

หมายเหตุ : * ข้อมูลจากแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าฯ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 – 2559)

ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ผลผลิตของโครงการ

โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 7 ประเภท ได้แก่ 1) งานก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงสายเมน 2) งานติดตั้งหม้อแปลงในระบบจำหน่าย 3) งานก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำ 4) งานติดตั้งคาปาซิเตอร์ 5) งานติดตั้งรีโคลสเซอร์ 6) งานติดตั้งสวิตช์ และ 7) งานติดตั้งเบรกเกอร์ ซึ่งระหว่างดำเนินโครงการ กฟภ. ต้องปรับแผน โดยเพิ่มปริมาณงานให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค เนื่องจากโครงการมีวัตถุประสงค์เพื่อก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งจากผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ เป็นการตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าให้เกิดความพึงพอใจทั้งในด้านปริมาณและคุณภาพ

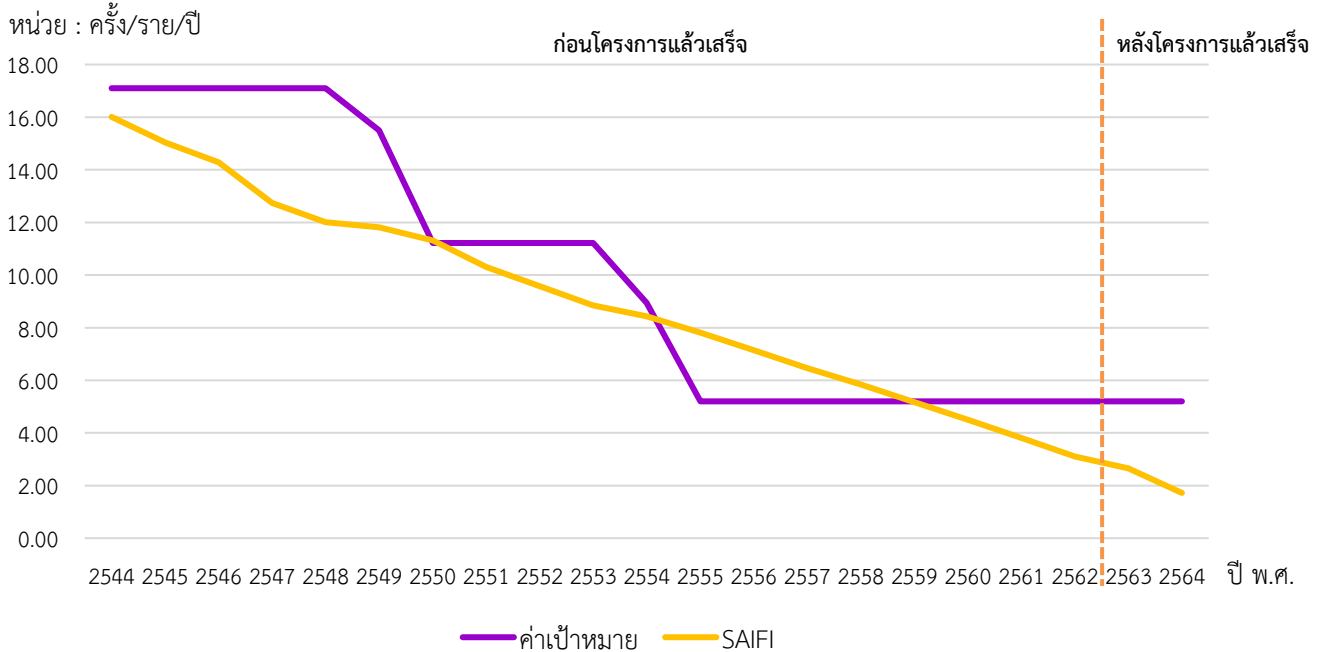
2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Frequency Index : SAIFI) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Duration Index : SAIDI) และร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Loss: LOSS)

2.2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Frequency Index: SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 – 2564 พบว่าจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมาย และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายที่ 5.20 ครั้ง/ราย/ปี เมื่อพิจารณา ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยอยู่ที่ 2.19 ครั้ง/ราย/ปี ต่ำกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 57.98 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 157.98 โดยรายละเอียดของการพิจารณาจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

แผนภูมิที่ 1 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

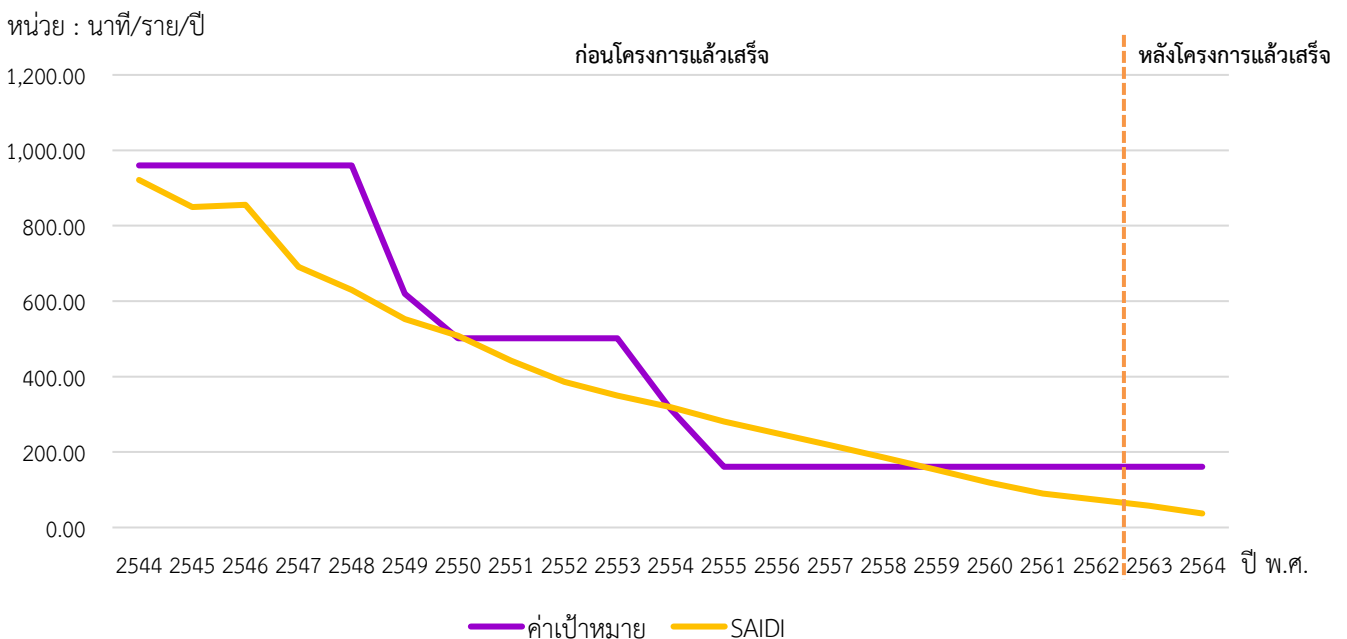


ที่มา : กฟภ.

2.2.2) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Interruption Duration Index: SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 – 2564 พบว่าระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมาย และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายที่ 161.00 นาที/ราย/ปี เมื่อพิจารณา ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยอยู่ที่ 47.33 นาที/ราย/ปี ต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ร้อยละ 70.61 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 170.61 โดยรายละเอียดของการพิจารณาระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

แผนภูมิที่ 2 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

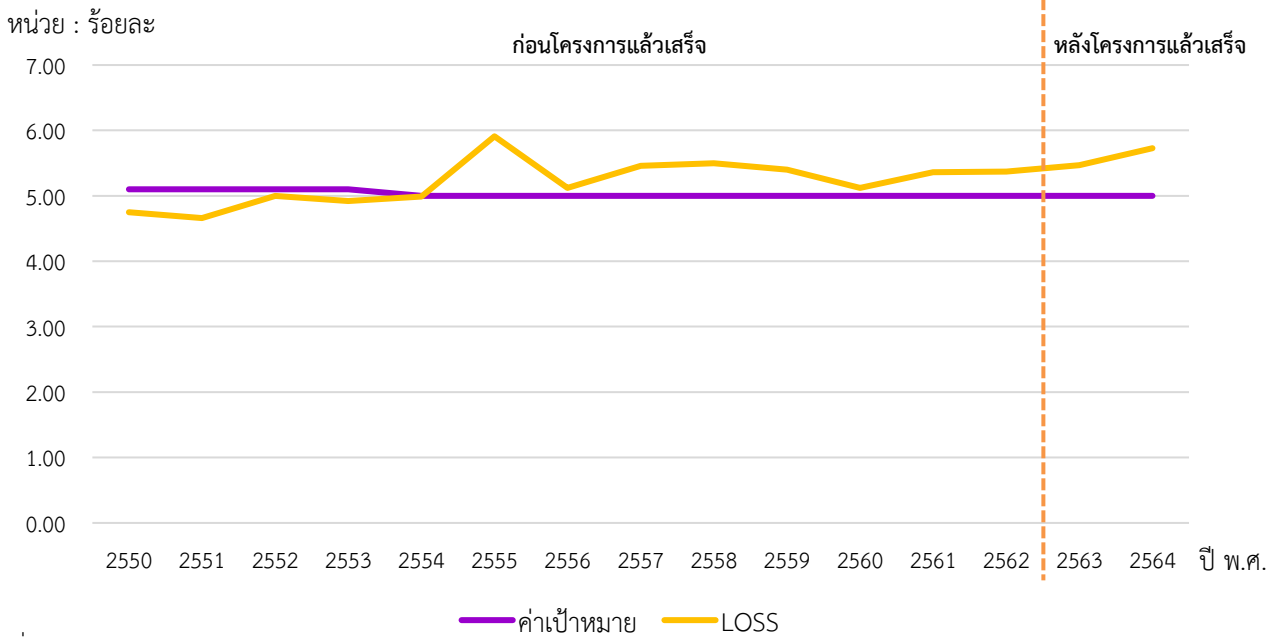


ที่มา : กฟภ.

2.2.3) ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Loss: LOSS)

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 – 2564 พบว่าร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายเฉลี่ยสูงกว่าค่าเป้าหมาย และมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายอยู่ที่ร้อยละ 5.00 อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาค่าเฉลี่ยของร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย พบว่าค่าเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.60 สูงกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 12.00 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 88.00 โดยสาเหตุที่ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี เนื่องจากหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับโหลดและความยาวของระบบจำหน่าย ดังนั้น เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมเพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าสูงขึ้นตาม โดยรายละเอียดของการพิจารณาร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Loss: LOSS)



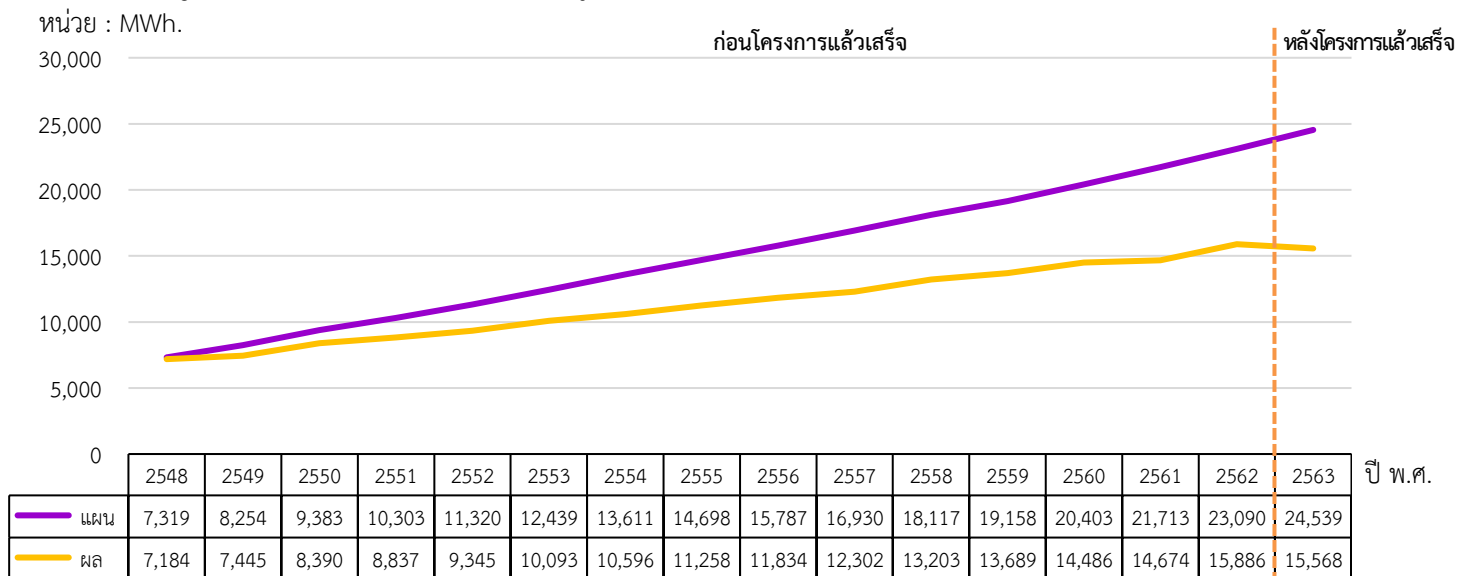
2.3) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ซึ่งเป็นค่าสูงสุดของความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาใดช่วงเวลานึง โดยปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์จากโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 ได้รวมอยู่ในค่าเฉลี่ยของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ทั้ง 12 เขต ซึ่ง กฟภ. ไม่สามารถแยกรายละเอียดของ กฟภ. เฉพาะรายโครงการออกมาเพียงโครงการเดียวได้ เนื่องจากในทางปฏิบัติระบบการเก็บข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการเก็บรวบรวมข้อมูลจากการไฟฟ้าหน่วยงานในภาพรวมทั้งประเทศ และโครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างเสริมระบบจำหน่ายแรงสูงและแรงต่ำ รวมทั้งปรับปรุงระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทรุดโทรมหรือเสื่อมสภาพในพื้นที่บริการของ กฟภ. ในปี พ.ศ. 2563 ดังนั้น ในการจัดทำรายงานศึกษาความเหมาะสมของโครงการ กฟภ. พิจารณาจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ที่เกิดขึ้นจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตในภาพรวมไม่ใช่ผลการวิเคราะห์เฉพาะโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 ซึ่งค่าที่เกิดขึ้นจริงหลังดำเนินการโครงการแล้วเสร็จต่ำกว่าประมาณการโดย กฟภ. ประมาณการปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2563 ที่เกิดขึ้นจริง จำนวน 24,539.00 เมกะวัตต์ – ชั่วโมง มีผลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2563 จำนวน 15,567.90 เมกะวัตต์ – ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 63.44 ของแผนคาดการณ์ อย่างไรก็ตาม กฟภ. ชี้แจงว่า การลงทุนของโครงการสามารถรองรับ

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตลอดอายุโครงการ 30 ปี และคาดการณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มขึ้น เมื่อมีจำนวนครัวเรือนและภาคธุรกิจเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยมีรายละเอียดของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)



ที่มา : กฟภ.

ข้อสังเกต : เนื่องจากการคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) เป็นการจัดทำตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 ดังนั้น ผลของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ที่เกิดขึ้นจริงจึงมีโอกาสมีความคลาดเคลื่อนได้ หากสถานะเศรษฐกิจในแต่ละช่วงมีความผันผวนไม่เป็นไปตามประมาณการ ดังเช่น การเริ่มชะลอตัวของเศรษฐกิจในช่วงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 เป็นต้นมา ที่เศรษฐกิจไทยได้รับผลกระทบจากปัญหาความขัดแย้งทางการเมือง ผลกระทบจากสงครามการค้าระหว่างประเทศ และผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 เป็นต้น

3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a : โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการมีส่วนช่วยทำให้ประชาชนในพื้นที่ได้รับบริการไฟฟ้าอย่างเพียงพอและทั่วถึง ส่งผลให้เกิดความมั่นใจในคุณภาพการให้บริการไฟฟ้า โดยมีรายละเอียด ดังนี้

3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ก่อนดำเนินโครงการประชาชนในพื้นที่ที่มีการจ้างงานในชนบทอยู่ในสัดส่วนที่น้อย ทำให้ต้องเดินทางมาทำงานในเมืองไม่ก่อให้เกิดการกระตุ้นเศรษฐกิจฐานรากส่งเสริมให้เกิดความเหลื่อมล้ำทางด้านเศรษฐกิจระหว่างเมืองและชนบทแต่เมื่อดำเนินโครงการแล้วเสร็จประชาชนได้รับการบริการสาธารณสุขขั้นพื้นฐานที่เท่าเทียมและเกิดกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค ลดความเหลื่อมล้ำ สร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เกิดไฟดับและไฟตกน้อยลง ช่วยลดความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ซึ่งจากการเก็บข้อมูลของ กฟภ. พบว่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จบรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้ และเมื่อเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังดำเนินโครงการมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนที่และเชิงพาณิชย์ในภาพรวมเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี เฉลี่ยร้อยละ 2.78 ต่อปี ทั้งนี้ จากการเพิ่มขึ้นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มมากขึ้นยังส่งเสริมให้มีการจ้างงานในชนบทมากขึ้น เพิ่มโอกาสในการทำงานให้แก่ชาวบ้านในชนบทเพิ่มขึ้น เช่น โรงแรม ร้านอาหาร ร้านค้าขนาดเล็ก การใช้น้ำในภาคการเกษตร เป็นต้น ก่อให้เกิดการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจท้องถิ่นและชนบทเพิ่มมากขึ้น

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

สำหรับประโยชน์ต่อสังคม การก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีส่วนทำให้ประชาชนในพื้นที่ได้รับการบริการสาธารณสุขปลอดภัยขั้นพื้นฐานอย่างเท่าเทียม ลดช่องว่างระหว่างเมืองและชนบท ประชาชนในพื้นที่ดำเนินโครงการมีไฟฟ้าใช้ตลอด 24 ชั่วโมง ส่งผลให้มีคุณภาพชีวิตดีขึ้น ประชาชนสามารถใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าได้ตามความต้องการ มีความสะดวกสบายในชีวิตประจำวันมากขึ้น รวมทั้งสร้างโอกาสด้านการศึกษาให้กับเยาวชนในพื้นที่เข้าถึงข้อมูลข่าวสารจากวิทยุ โทรทัศน์ และคอมพิวเตอร์ผ่านเครือข่ายอินเทอร์เน็ตได้รวดเร็วทันต่อเหตุการณ์มากยิ่งขึ้น นอกจากนี้ ยังเพิ่มความปลอดภัยในเวลากลางคืนเพิ่มมากขึ้น ช่วยลดอันตรายจากการลักขโมยและปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สิน

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

โครงการดังกล่าวไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อมที่จะกระทบต่อการดำเนินชีวิตประจำวันระหว่างก่อสร้างโครงการของประชาชนในพื้นที่ เช่น การเดินทาง ฝุ่นละออง และเสียง เป็นต้น อีกทั้งหลังจากดำเนินการปรับปรุงขยายเขตระบบไฟฟ้าแล้วเสร็จ โดยเปลี่ยนจากสายเปลือยเป็นสายเคเบิลหุ้มฉนวน ทำให้ต้องใช้เสาไฟฟ้าใหม่ กฟภ. จะนำเสาไฟฟ้าเก่าบางส่วนที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์มาจัดกิจกรรม "โครงการ PEA รักษ์น้ำสร้างผายถวายแม่ของแผ่นดิน" ซึ่งจะช่วยลดการสร้างขยะต่อสิ่งแวดล้อมในอนาคต

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน b : โครงการมีค่าใช้จ่ายโครงการอยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่ใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณาด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	2,192	3,930	179.29
4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	17,270.00	17,267.94	99.99

ที่มา : กฟภ.

4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 3,930 วัน โดยดำเนินการระหว่างวันที่ 11 มิถุนายน 2551 - 15 มีนาคม 2562 คิดเป็นร้อยละ 179.29 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 1,738 วัน คิดเป็นร้อยละ 79.29 สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	1 ม.ค. 51 - 31 ธ.ค. 56	2,192	11 มิ.ย. 51 - 15 มี.ค. 62	3,930	1,738	79.29	179.29

ที่มา : กฟภ.

หมายเหตุ : 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก มติ ครม. เมื่อวันที่ 10 มิ.ย. 51

2. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการจริงนับถัดจากวันที่ 10 มิ.ย. 51 ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการ จนถึงระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ

ข้อสังเกต : กฟภ. นับระยะเวลาคืนคลังด้วย จึงจะนับเป็นปิดโครงการ และเนื่องจากโครงการมีลักษณะปรับปรุงแก้ไข จึงทยอยดำเนินการและใช้งานไปจนกว่าจะครบตามแผน จึงไม่สามารถวัดการเริ่มใช้งานที่แท้จริงของโครงการได้ และ กฟภ. นับการปิดโครงการจากผลการดำเนินโครงการสิ้นสุดตามแผนทั้งหมดจึงมีความล่าช้าในภาพรวม

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 17,270.00 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงินกู้จำนวน 17,267.94 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 99.99 ของแผน ประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟผ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ จำนวน 12,851.93 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 4,416.01 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

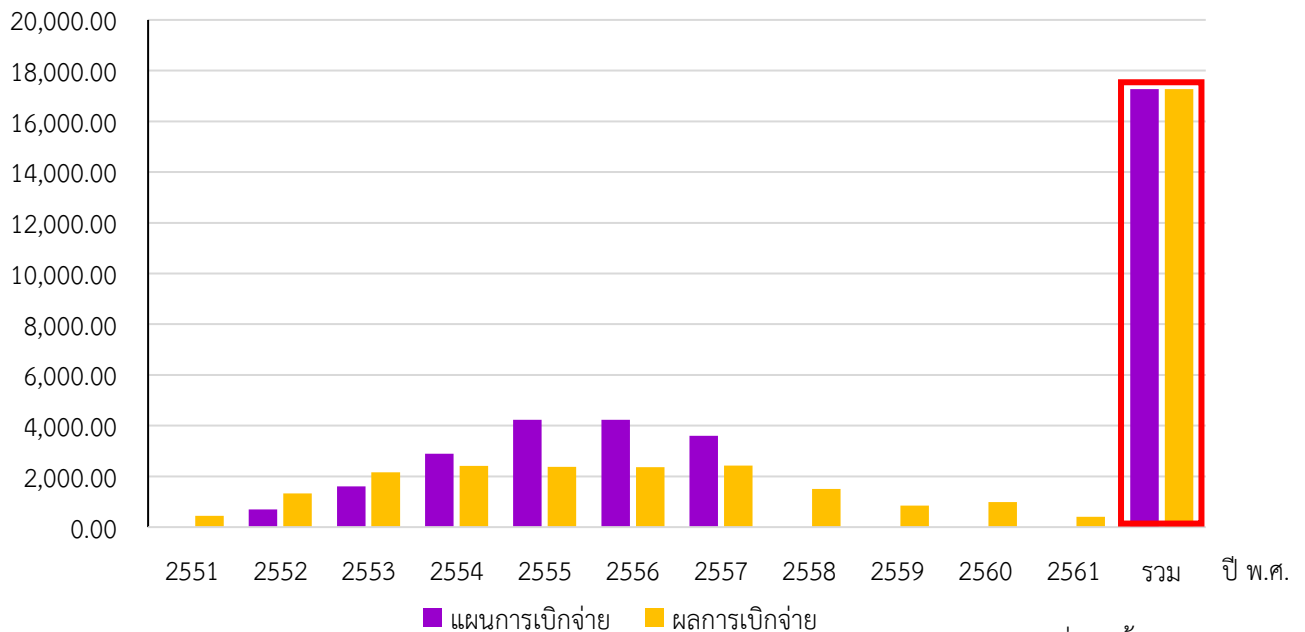
กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ร้อยละ)	ผล/แผน (ร้อยละ)
โครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7	17,270.00	17,267.94	2.06	0.01	99.99

ที่มา : กฟผ.

โดยสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 : แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้

หน่วย : ล้านบาท



หน่วย : ล้านบาท

ประเภท	2551	2552	2553	2554	2555	2556
แผนการเบิกจ่าย	-	700.00	1,610.00	2,900.00	4,230.00	4,230.00
ผลการเบิกจ่าย	442.23	1,331.90	2,160.12	2,418.24	2,382.26	2,360.00
ประเภท	2557	2558	2559	2560	2561	รวม
แผนการเบิกจ่าย	3,600	-	-	-	-	17,270.00
ผลการเบิกจ่าย	2,424.30	1,500.67	854.22	988.68	405.31	17,267.94

ที่มา : สรุปย่อรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

กองโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2551

ข้อสังเกต : กฟผ. แจ้งว่าการดำเนินโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า เนื่องจากกระบวนการจัดซื้อวัสดุอุปกรณ์เพื่อจัดสรรให้เขตต่าง ๆ ล่าช้าส่งผลให้ไม่สามารถดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าได้ตามแผน ประกอบกับได้รับผลกระทบจากวิกฤตน้ำท่วมใหญ่ ในปี พ.ศ. 2554 ส่งผลให้โครงการก่อสร้างล่าช้าออกไป อย่างไรก็ตาม โครงการยังคงมีผลการเบิกจ่ายต่อเนื่องในปี พ.ศ. 2558 – 2561 เนื่องจากการจัดซื้อวัสดุอุปกรณ์คืนคลังจะต้องจัดซื้อร่วมกับโครงการอื่นทำให้ต้องใช้เวลานานออกไป

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

ใต้คะแนน a : กฟภ. ได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มีงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟภ. และคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน สามารถดำเนินการต่อไปได้ในระยะยาว มีรายละเอียด ดังนี้

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 12 เขต ทั่วประเทศไทย กองบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า ปฏิบัติการบำรุงรักษา กอวิศวกรรมและวางแผนจากส่วนกลาง โดยมีการไฟฟ้าหน้างานเป็นหน่วยงานหลักในการดูแลและบำรุงรักษา รวมถึงการซ่อมแซมส่วนที่เกิดความชำรุดเสียหาย โดยจะมีการดูแลและบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี กฟภ. มีหน่วยงานสำหรับบำรุงรักษาโครงการจากส่วนกลาง และการไฟฟ้าหน้างาน ตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่าย โดยมีสรุปรายละเอียดของหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่าย ดังนี้

- 1) งาน Patrol ตรวจสอบระบบจำหน่ายโดยใช้โปรแกรมแอปฯ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ในส่วนของสายไฟฟ้าหลักและในสายไฟฟ้าย่อยจะตรวจสอบในช่วงที่ออกแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง
- 2) งานตัดต้นไม้ในบริเวณสายไฟฟ้าหลัก เจ้าหน้าที่ กฟภ. จะตัดต้นไม้ในจุดเสี่ยงเองและจ้างเหมาตัดต้นไม้ปีละ 2 ครั้ง และในส่วนของแนวสายไฟฟ้าย่อย กฟภ. จะจ้างเหมาตัดต้นไม้ทุกไตรมาส
- 3) งานบำรุงรักษาหม้อแปลง แบ่งการบำรุงรักษาตามชนิดหม้อแปลงออกเป็น 2 ชนิด ได้แก่ 1) หม้อแปลง 3 เฟส ติดตั้งใช้งานเกิน 5 ปี มีแผนบำรุงรักษาปีละ 1 ครั้ง และ 2) หม้อแปลง 1 เฟส วางแผนบำรุงรักษาปีละ 1 ครั้ง

5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟภ. ได้จัดฝึกอบรมหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบจำหน่ายอย่างต่อเนื่อง ได้แก่

- 1) ระบบ Patrol เป็นระบบสำหรับตรวจสอบระบบไฟฟ้าเชิงป้องกันไฟฟ้าขัดข้อง โดยมีวิธีการตรวจสอบระบบไฟฟ้าตั้งแต่การวางแผนการตรวจสอบระบบไฟฟ้า การแก้ไข และการติดตามผลการแก้ไข
- 2) ระบบ SCADA คือ การนำเทคโนโลยีด้านการควบคุมการจ่ายไฟอัตโนมัติด้วยระบบคอมพิวเตอร์มาใช้ควบคุมสั่งการจ่ายไฟฟ้าให้รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และปลอดภัยมากขึ้น สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดของระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถเรียกใช้ข้อมูลได้ทันทีและถูกต้องแม่นยำ เมื่อมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะทราบตำแหน่งที่ไฟฟ้าขัดข้อง กฟภ. จะสั่งจ่ายไฟฟ้า จากวงจรข้างเคียงให้กับผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ได้อัตโนมัติจากระยะไกล
- 3) ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System : GIS) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้ในการสนับสนุนภารกิจและกระบวนการทางธุรกิจต่าง ๆ ของ กฟภ. ทั้งในด้านการให้บริการราชการ การวางแผนการตัดสินใจ การออกแบบ การก่อสร้าง และการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า รวมถึงการจัดทำแผนที่และรายงานข้อมูลสำคัญประเภทต่าง ๆ เป็นต้น

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 โครงการช่วยเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าสายเมนได้อย่างมั่นคง เพียงพอ มีประสิทธิภาพ รวมถึงยังช่วยลดอัตราการสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

10.2 สามารถขยายขอบเขตผู้ใช้ไฟฟ้าได้มากยิ่งขึ้น เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ตามความต้องการของประชาชนและสามารถวางแผนต่อไปได้ในอนาคตทั้งผู้ใช้ไฟฟ้ายุคเดิมและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดยเฉพาะภาคธุรกิจอุตสาหกรรม การท่องเที่ยว และแหล่งชุมชนต่างๆ

10.3 โครงการช่วยลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกและดับลดน้อยลง รวมทั้งยังช่วยลดปัญหาการปฏิบัติการและบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า ส่งผลให้กระแสไฟฟ้ามีความเสถียรมากยิ่งขึ้นแม้ในพื้นที่ชนบท

11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

11.1 โครงการมีลักษณะเป็นการดำเนินงานในพื้นที่ทั่วประเทศเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่เดิม ดังนั้น การสำรวจและจัดทำฐานข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าและการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แม่นยำจะช่วยให้ กฟภ. วางแผนการดำเนินโครงการได้ดีขึ้น สามารถลดความซ้ำซ้อนระหว่างโครงการ เพิ่มประสิทธิภาพและแก้ไขปัญหาความล่าช้าในการจัดซื้ออุปกรณ์เพื่อลดระยะเวลาในการดำเนินโครงการที่สอดคล้องกับแผนงานมากยิ่งขึ้น

11.2 กฟภ. ควรพิจารณาศึกษาแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลการป้อนส่วนต้นทุนการผลิตให้สอดคล้องกับผลผลิตของโครงการที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว รวมถึงการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (EIRR) และผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) หลังโครงการแล้วเสร็จ เพื่อประกอบการพิจารณาประเมินผลสัมฤทธิ์เฉพาะส่วนของโครงการ และประโยชน์ในการพิจารณาดำเนินโครงการในอนาคต

11.3 สำหรับการลงทุนในโครงการลักษณะก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่ายระยะต่อไป กฟภ. ควรให้ความสำคัญผลผลิตของโครงการที่มีลักษณะการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงและระบบจำหน่ายแรงต่ำ เนื่องจากเป็นการช่วยตัดแบ่งโหลด และระยะทางจากระบบจำหน่ายเดิมที่มีอยู่ ซึ่งจะช่วยลดการสูญเสียในระบบจำหน่ายลง

11.4 ควรปรับปรุงข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ให้เป็นปัจจุบัน เพื่อสามารถนำไปใช้ในการวางแผนการเสริมสร้างความมั่นคงของการจ่ายไฟ และสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงของประชาชนได้อย่างถูกต้องในแต่ละพื้นที่

12. รูปภาพโครงการ



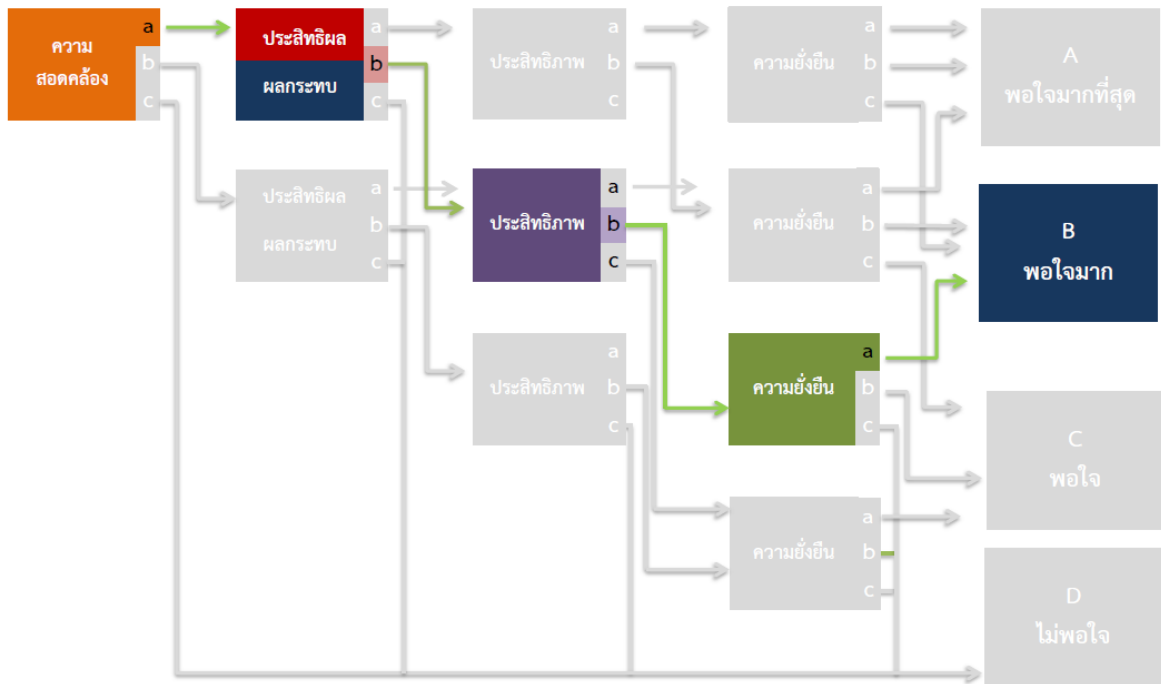
งานติดตั้งหม้อแปลงและระบบจำหน่าย



สวิตช์ชิงคาปาซิเตอร์

13. สรุปผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ และความยั่งยืน อยู่ในระดับ a และด้านประสิทธิผลและประสิทธิภาพ มีอยู่ในระดับ b ตามที่แสดงในแผนภาพด้านล่าง ดังนี้



การให้คะแนนภาพรวมด้านประสิทธิผลและผลกระทบจะใช้วิธีการให้คะแนนย่อย ดังนี้

aa (6 คะแนน)	= คะแนนรวม a
ab, ba, ac, bb (4 - 5 คะแนน)	= คะแนนรวม b
ca, cb, cc (2 - 3 คะแนน)	= คะแนนรวม c

โครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 ทำให้ประชาชนในส่วนภูมิภาคได้รับการบริการขั้นพื้นฐานด้านสาธารณูปโภคและขั้นพื้นฐานที่มีคุณภาพอย่างพอเพียง ส่งเสริมให้เกิดความเท่าเทียมในสังคมและการจ้างงานในพื้นที่ภูมิภาคเพิ่มมากขึ้น รวมทั้งยังลดการอัตราการโยกย้ายถิ่นฐานของประชาชนเข้าสู่ตัวเมือง และเป็นการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของตัวเมืองในภูมิภาค ช่วยสนับสนุนการขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจและสังคม โดยโครงการไม่ส่งผลกระทบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ภาคผนวก

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

ตารางที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	แผนการกู้เงิน ในแผนหนี้สาธารณะ	ผลการกู้เงิน ในแผนหนี้สาธารณะ	ผลการเบิกจ่ายเงินกู้ (ออกพันธบัตร กฟภ.)	ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟภ.
2551	N/A	N/A	280.00	162.23
2552	1,231.45	1,009.17	1,331.90	0.00
2553	3,732.48	2,139.92	2,160.12	0.00
2554	2,913.26	1,756.26	2,233.05	185.19
2555	2,278.96	2,278.96	1,647.00	735.26
2556	2729.32	1,915.47	1,733.93	626.07
2557	1,464.048	1,464.05	1,900.00	524.30
2558	1,779.16	1,779.16	1,500.67	0.00
2559	396.17	396.17	16.00	838.22
2560	62.77	62.77	49.25	939.43
2561	50.00	-	-	405.31
รวม	16,637.61	12,801.93	12,851.93	4,416.01

ที่มา : สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ, กฟภ.

หมายเหตุ : ไม่มีการจัดเก็บข้อมูลแผน - ผลการกู้เงินในแผนหนี้สาธารณะ ปีงบประมาณ 2551 แยกเป็นรายโครงการ

ตารางที่ 2 แสดงรายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินกู้	การเบิกจ่าย เงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย
		วันที่เริ่ม สัญญา	วันที่สิ้นสุด สัญญา	อายุ (ปี)	
1) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2551	61.05	28 ก.พ. 51	28 ก.พ. 66	15	4.90%
2) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2551	48.84	29 พ.ค. 51	29 พ.ค. 62	11	5.28%
3) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2551	48.84	10 ก.ค. 51	10 ก.ค. 59	8	6.16%
4) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2551	48.84	4 ก.ย. 51	4 ก.ย. 58	7	4.92%
5) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2552	40.70	27 พ.ย. 51	27 พ.ย. 60	9	4.43%
6) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2552	31.74	4 ธ.ค. 51	4 ธ.ค. 55	4	3.60%
7) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2552	55.00	2 เม.ย. 52	2 เม.ย. 57	5	3.10%
8) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2552	418.21	25 มิ.ย. 52	25 มิ.ย. 67	15	4.85%
9) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2552	255.96	30 ก.ย. 52	30 ก.ย. 64	12	4.58%
10) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2553	250.48	26 พ.ย. 52	26 พ.ย. 67	15	4.82%
11) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2553	349.47	3 ธ.ค. 52	3 ธ.ค. 59	7	4.15%
12) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2553	235.14	25 มี.ค. 53	25 มี.ค. 68	15	4.33%
13) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2553	280.83	6 พ.ค. 53	6 พ.ค. 70	17	4.03%
14) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2553	624.00	15 ก.ค. 53	15 ก.ค. 65	12	3.65%
15) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 9/2553	400.00	23 ก.ย. 53	23 ก.ย. 63	10	3.49%
16) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2554	545.83	16 ธ.ค. 53	16 ธ.ค. 68	15	4.18%
17) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2554	194.28	28 เม.ย. 54	28 เม.ย. 69	15	4.12%
18) พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2554	345.05	23 มิ.ย. 54	23 มิ.ย. 69	15	4.20%

รายงานผลการประเมินโครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7

แหล่งเงินกู้	การเบิกจ่าย เงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย
		วันที่เริ่ม สัญญา	วันที่สิ้นสุด สัญญา	อายุ (ปี)	
19) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 5/2554	386.62	28 ก.ค. 54	28 ก.ค. 64	10	4.25%
20) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 6/2554	162.38	18 ส.ค. 54	18 ส.ค. 66	12	3.98%
21) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 7/2554	122.11	15 ก.ย. 54	15 ก.ย. 66	12	3.90%
22) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 1/2555	472.44	10 พ.ย. 54	10 พ.ย. 62	8	3.89%
23) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 2/2555	271.58	22 ธ.ค. 54	22 ธ.ค. 64	10	3.75%
24) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 4/2555	355.71	7 มิ.ย. 55	7 มิ.ย. 60	5	3.76%
25) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 6/2555	394.30	28 มิ.ย. 55	28 มิ.ย. 65	10	3.91%
26) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 7/2555	589.50	9 ส.ค. 55	9 ส.ค. 65	10	3.71%
27) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 8/2555	195.44	13 ก.ย. 55	13 ก.ย. 60	5	3.62%
28) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 1/2556	467.77	31 ม.ค. 56	31 ม.ค. 61	5	3.57%
29) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 3/2556	37.74	14 ก.พ. 56	14 ก.พ. 61	5	3.55%
30) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 5/2556	534.64	9 พ.ค. 56	9 พ.ค. 66	10	3.79%
31) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 7/2556	376.56	20 มิ.ย. 56	20 มิ.ย. 68	12	4.40%
32) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 8/2556	116.69	11 ก.ค. 56	11 ก.ค. 66	10	4.05%
33) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 9/2556	260.90	8 ส.ค. 56	8 ส.ค. 63	7	4.07%
34) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 10/2556	121.18	3 ต.ค. 56	3 ต.ค. 71	15	4.49%
35) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 2/2557	286.23	23 ก.ย. 57	23 ก.ย. 62	5	3.28%
36) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 3/2557	597.92	25 ก.ย. 57	25 ก.ย. 67	10	3.83%
37) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 4/2557	579.90	25 ก.ย. 57	25 ก.ย. 72	15	4.09%
38) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 2/2558	619.56	10 มี.ค. 58	10 มี.ค. 73	15	3.48%
39) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 3/2558	646.89	15 พ.ค. 58	15 พ.ค. 78	20	3.72%
40) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 5/2558	512.71	25 ส.ค. 58	25 ส.ค. 83	25	3.84%
41) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 1/2559	396.17	29 เม.ย. 59	29 เม.ย. 74	15	2.40%
42) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 1/2560	62.77	25 พ.ค. 60	25 พ.ค. 70	10	3.19%
43) พันธบัตร กพล. ครั้งที่ 1/2561	50.00	5 ก.ค. 61	5 ก.ค. 71	10	3.17%
รวม	12,851.93				

ที่มา : กพล.