



รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบ  
สายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ  
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566

---

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ  
สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

# รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

1. หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

## 2. ความเป็นมาของโครงการ

เมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2544 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติอนุมัติโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 ของ กฟภ. เพื่อปรับปรุง จัดทำ และให้บริการพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ ปลอดภัย มีความมั่นคง และเชื่อถือได้ เพียงพอ ทันต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและสอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง กฟภ. จึงได้บรรจุโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 ไว้ในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 – 2544)

## 3. วงเงินลงทุนโครงการ/แหล่งเงิน

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 2,835.00 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ จำนวน 824.00 ล้านบาท และเงินบาท จำนวน 2,011.00 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนทั้งสิ้น 2,805.22 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟภ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 2,121.75 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 683.47 ล้านบาท รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

### ตารางที่ 1 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินทุน	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตรา ดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2546	62.530	3 ก.ย. 46	3 ก.ย. 58	12	4.050
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2547	126.236	17 พ.ค. 47	17 พ.ค. 50	3	2.955
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2547	105.196	10 มิ.ย. 47	10 มิ.ย. 52	5	4.400
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2547	152.535	26 ส.ค. 47	26 ส.ค. 52	5	4.700
Term Loan SCB	234.903	30 ก.ย. 47	30 ก.ย. 56	9	1.970
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2548	100.708	31 มี.ค. 48	31 มี.ค. 58	10	4.635
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2548	100.708	16 มิ.ย. 48	16 มิ.ย. 60	12	4.360
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2548	181.274	1 ก.ย. 48	1 พ.ค. 60	12 ปี 2 เดือน	5.699
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2549	58.926	25 พ.ค. 49	25 พ.ค. 64	15	6.530
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2549	57.025	15 มิ.ย. 49	15 มิ.ย. 58	9	5.990
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2549	57.025	29 ก.ค. 49	29 ก.ค. 55	6	6.070
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 13/2549	57.025	14 ก.ย. 49	14 ก.ย. 61	12	5.925
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2550	53.901	22 ก.พ. 50	22 ก.พ. 60	10	4.970
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2550	53.901	24 พ.ค. 50	24 พ.ค. 65	15	4.345
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2550	53.901	21 มิ.ย. 50	21 มิ.ย. 63	13	5.150
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2550	53.901	19 ก.ค. 50	19 ก.ค. 62	12	5.120

# รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

แหล่งเงินทุน (ต่อ)	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตรา ดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2550	80.851	2 ส.ค. 50	2 ส.ค. 59	9	4.880
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2550	83.546	6 ก.ย. 50	6 ก.ย. 55	5	4.368
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2551	56.686	28 ก.พ. 51	28 ก.พ. 66	15	4.900
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2551	45.349	29 พ.ค. 51	29 พ.ค. 62	11	5.280
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2551	45.349	10 ก.ค. 51	10 ก.ค. 59	8	6.155
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2551	45.349	4 ก.ย. 51	4 ก.ย. 58	7	4.920
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2552	37.791	27 พ.ย. 51	27 พ.ย. 60	9	4.430
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2552	29.477	4 ธ.ค. 51	4 ธ.ค. 55	4	3.595
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2552	70.000	2 เม.ย. 52	2 เม.ย. 57	5	3.100
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2552	42.845	25 มิ.ย. 52	25 มิ.ย. 67	15	4.850
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2552	7.155	30 ก.ย. 52	30 ก.ย. 64	12	4.580
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2553	1.115	25 มี.ค. 53	25 มี.ค. 68	15	4.330
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2553	63.451	6 พ.ค. 53	6 พ.ค. 70	17	4.030
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2553	3.088	15 ก.ค. 53	15 ก.ค. 65	12	3.650
<b>รวม</b>	<b>2,121.747</b>	<b>อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย (ถ่วงน้ำหนัก)</b>			<b>3.855</b>

ที่มา : กฟภ.

## 4. วัตถุประสงค์ของโครงการ

เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการบำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า

## 5. ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ

กฟภ. ดำเนินการในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคใต้ ในพื้นที่ภาคใต้และภาคกลางบางส่วน ซึ่งครอบคลุมทั้งสิ้น 18 จังหวัด โดยก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 9 แห่ง ใน 8 จังหวัด ได้แก่ ราชบุรี สงขลา นครศรีธรรมราช สตูล สุราษฎร์ธานี เพชรบุรี พังงา และตรัง

## 6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟภ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2544 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการ และ ปิดโครงการ เมื่อวันที่ 24 กรกฎาคม 2562 โดยใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 17 ปี 9 เดือน 21 วัน (6,504 วัน) ล่าช้ากว่าแผนดำเนินโครงการที่มีกำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จ 4 ปี คิดเป็นระยะเวลาสิ้นสุดโครงการที่ล่าช้ากว่าแผน 13 ปี 9 เดือน 21 วัน (5,043 วัน) (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ)

**7. ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ**

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการที่ได้วิเคราะห์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดภายใต้สมมติฐานอายุโครงการ 30 ปี โครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ร้อยละ 10.19 และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) ร้อยละ 21.44

**8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ**

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
<b>1) ความสอดคล้อง</b>	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล
<b>2) ประสิทธิภาพ</b>	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ (Peak demand) 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) 4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้
<b>3) ผลกระทบ</b>	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
<b>4) ประสิทธิภาพ</b>	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จ ร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณ และระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการ มากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการ มากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะกรรมการผู้ว่าราชการจังหวัดกับผลการดำเนินงาน 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะกรรมการผู้ว่าราชการจังหวัดกับผลการดำเนินงาน 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)
<b>5) ความยั่งยืน</b>	
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร 4. การมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

หมายเหตุ : พิจารณาโดยให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

9. สรุปผลการประเมินโครงการ:

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ c โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
<b>1) ความสอดคล้อง</b>		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) และแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในระยะถัดไปจนถึงปัจจุบัน 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	a
<b>2) ประสิทธิภาพ</b>		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่า SAIFI และค่า SAIDI พ.ศ. 2563 - 2565 1.1 ค่า SAIFI หลังโครงการแล้วเสร็จลดลงเหลือ 2.30 ครั้ง/ราย/ปีเปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ย 2.61 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 111.88 ทั้งนี้ จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมาย ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 1.2 ค่า SAIDI หลังโครงการแล้วเสร็จลดลงเหลือ 50.27 นาที/ราย/ปี เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ย 61.32 นาที/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 118.02 ทั้งนี้ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมาย ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. เขตภาคใต้ (Peak Demand) พ.ศ. 2559 - 2565 เปรียบเทียบผลการดำเนินงานและค่าเป้าหมายปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้ที่เกิดขึ้นจริงเฉลี่ย 3,612.48 เมกะวัตต์ เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ย 3,888.74 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ย คิดเป็นร้อยละ 7.10	a

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	<p>3. ร้อยละความสูญเสียพลังงาน ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) พ.ศ. 2553 – 2565) เปรียบเทียบผลการดำเนินงานและค่าเป้าหมายร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่เกิดขึ้นจริงเฉลี่ย 5.33 เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ยร้อยละ 5.23 สูงกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ย คิดเป็นร้อยละ 1.91</p> <p>ทั้งนี้ ค่าร้อยละการสูญเสียในระบบจำหน่ายสูงกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้ความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าลดลง</p> <p>4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคใต้ ระหว่างปี พ.ศ. 2553 - 2564</p> <p>4.1 ภาคครัวเรือน เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 2.57 ต่อปี</p> <p>4.2 เชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.92 ต่อปี</p>	
<b>3) ผลกระทบ</b>		
<p>a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ</p> <p>b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ</p> <p>c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง</p>	<p>โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เนื่องจาก กฟภ. ปฏิบัติตามมาตรฐานของ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) ที่กำหนดค่าความเข้มของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าในพื้นที่สาธารณะเพื่อเป็นมาตรการในการป้องกัน แก้อันตราย และลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ในการดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2</p>	a
<b>4) ประสิทธิภาพ</b>		
<p>a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้</p> <p>b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้</p> <p>c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้</p>	<p>1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้างบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 105.33</p> <p>2. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 6,504 วัน คิดเป็นร้อยละ 445.17 ของแผน (1,461 วัน)</p> <p>3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ มีจำนวน 2,805.22 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 98.95 ของแผน (แผน 2,835.00 ล้านบาท)</p> <p>4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ตามรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ มีอัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ ร้อยละ 10.19 และอัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ ร้อยละ 21.44</p> <p>โดย ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ. ไม่ได้คำนวณอัตราผลตอบแทนทางการเงินและด้านเศรษฐกิจใหม่</p>	c

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
<b>5) ความยั่งยืน</b>		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2. กฟภ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟภ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับด้านเทคนิค/ด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับงานบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 4. กฟภ. มีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า	a
<b>ผลการประเมินรวม</b>		<b>B</b>

หมายเหตุ : พิจารณาโดยให้นำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

**ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้**

**1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง**

**ได้คะแนน a :** โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 - 12 และมีความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติอีกด้วย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

**ตารางที่ 2 ความสอดคล้องของโครงการ**

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การพัฒนาสมรรถนะทางเศรษฐกิจเพื่อสนับสนุนการพัฒนาคนและคุณภาพชีวิตพัฒนาและจัดหาแหล่งพลังงานให้เพียงพอ และมีความมั่นคงควบคู่ไปกับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรองรับการผลิตสินค้าและบริการของประเทศ โดยจัดหาแหล่งพลังงานให้เพียงพอ กับความต้องการ มีคุณภาพ มีความมั่นคง และในระดับราคาที่เหมาะสม - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การเพิ่มสมรรถนะและขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ เพิ่มประสิทธิภาพและยกระดับคุณภาพโครงสร้างพื้นฐาน ทั้งด้านระบบการขนส่ง

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	<p>สื่อสารโทรคมนาคม พลังงาน และสาธารณูปการเพื่อสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาคการผลิตและบริการ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการอย่างมีคุณภาพ มีความมั่นคงในระดับราคาที่เหมาะสม และพัฒนาการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและเร่งรัดการใช้พลังงานทดแทนเพื่อประหยัดเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าพลังงาน ลดต้นทุนการผลิตและค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของประชาชน และลดมลพิษที่เกิดจากการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตและบริการของประชาชน</li> <li>- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจสู่การเติบโตอย่างมีคุณภาพและยั่งยืน กลยุทธ์ที่ 5.3 การพัฒนาความสามารถในการแข่งขันที่มีประสิทธิภาพ เท่าเทียม และเป็นธรรม สร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยจัดหาพลังงานเพื่อความมั่นคงและเน้นการกระจายชนิดของเชื้อเพลิง ส่งเสริมให้ภาคเอกชนไทยมีบทบาทในการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานมากขึ้น</li> <li>- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์ การพัฒนาด้านพลังงาน จัดหาพลังงานให้เพียงพอและสร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงาน โดยพัฒนาระบบจำหน่ายและระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีขีดความสามารถในการรองรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามศักยภาพและสอดคล้องกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ รวมถึงสอดคล้องกับปริมาณไฟฟ้าที่มีอยู่แล้วในระบบ</li> </ul>
<p>2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544)</p>	<p>- โครงการบรรจุในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 เป็นการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มขีดความสามารถ และความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า</p>
<p>3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)</p>	<p>ตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการจนถึงปัจจุบัน วัตถุประสงค์ของโครงการเป็นไปตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) ซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน ส่งเสริมการจัดหาพลังงานให้เพียงพอ เพื่อเป็นฐานความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ พร้อมไปกับการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ให้มีความสมดุลและเกิดความมั่นคง สามารถพึ่งพาตนเองทางด้านพลังงาน</p>



**2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล**

**ได้คะแนน a :** โครงการสามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า กฟภ. มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้น มีจำนวนครั้งที่ไฟดับและขัดข้องลดน้อยลง มีระยะเวลาที่ไฟดับลดน้อยลง และมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้เพิ่มมากขึ้น แต่มีร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเพิ่มขึ้นอีกด้วย อย่างไรก็ตาม กฟภ. สามารถดำเนินการเป็นไปตามแผนงาน โดยรายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 3

**ตารางที่ 3** ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนโครงการ แล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงาน เฉลี่ยหลังโครงการ แล้วเสร็จ	ร้อยละความสำเร็จของ ตัวชี้วัด
<b>2.1) ค่า SAIFI และค่า SAIDI</b>			
2.1.1 ค่า SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	2.61	2.30	111.88
2.1.2 ค่า SAIDI (นาที/ราย/ปี)	61.32	50.27	118.02
<b>2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ (Peak demand) (เมกะวัตต์)</b>	<b>3,888.74</b>	<b>3,612.48</b>	<b>92.90</b>
<b>2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)</b>	<b>5.23</b>	<b>5.33</b>	<b>98.09</b>
<b>2.4) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้</b>		<b>เพิ่มขึ้นเฉลี่ย</b>	
2.4.1 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน		ร้อยละ 2.57 ต่อปี	
2.4.2 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์		ร้อยละ 3.92 ต่อปี	

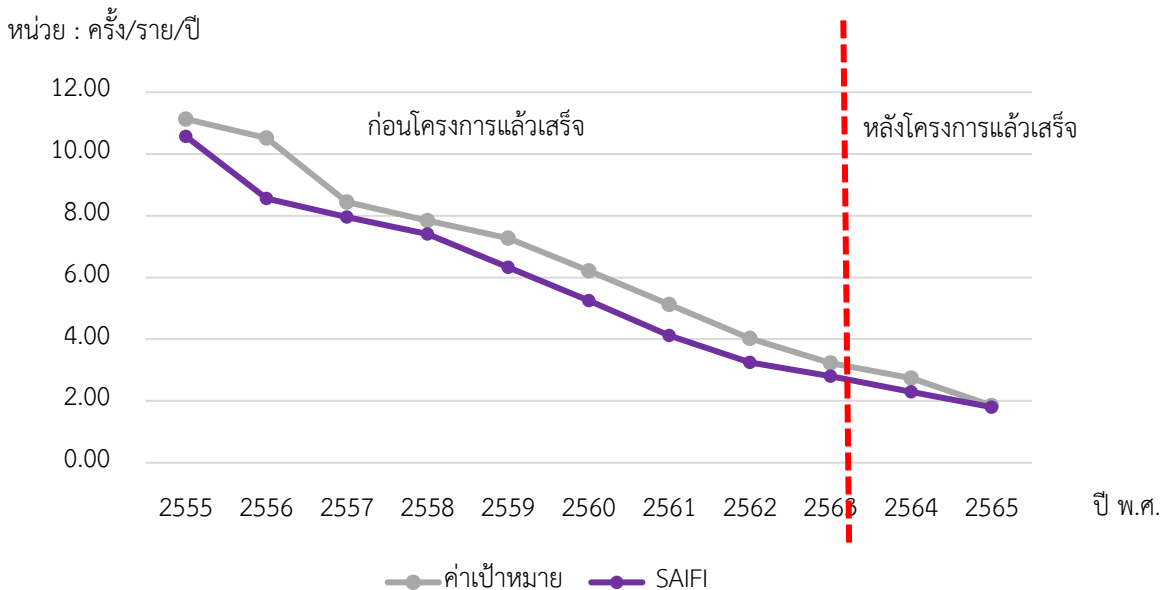
ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index : SAIDI)

2.1.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี กับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จระหว่างปี พ.ศ. 2563 - 2565 พบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมายและมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ยที่ 2.61 ครั้ง/ราย/ปี เมื่อพิจารณาค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 2.30 ครั้ง/ราย/ปี ซึ่งต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ร้อยละ 11.89 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 111.88 โดยรายละเอียดของการพิจารณาจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

**แผนภูมิที่ 1** ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

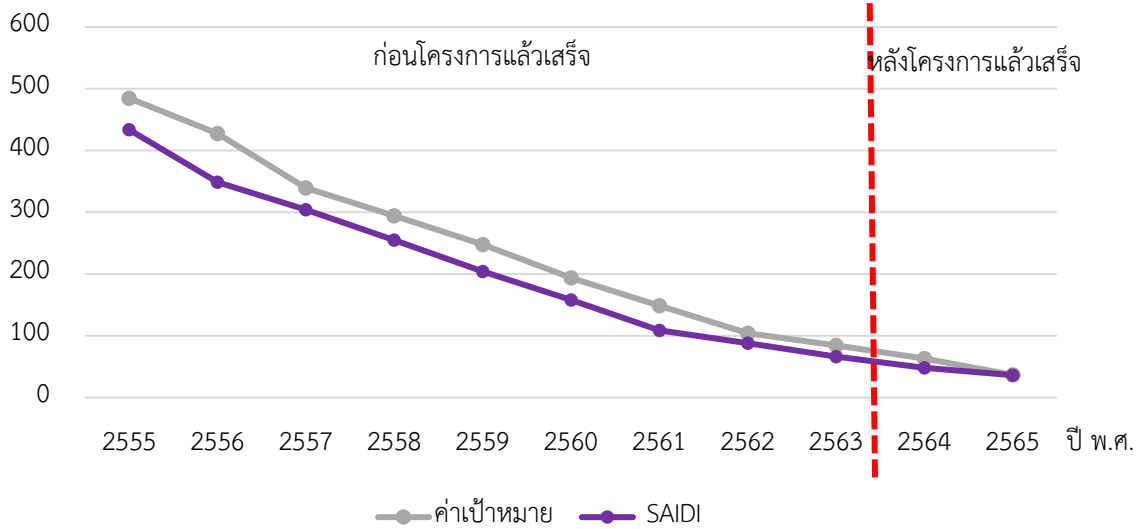


2.1.2) ค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี กับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จระหว่างปี พ.ศ. 2563 - 2565 พบว่า ระยะเวลาเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมายและมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายที่ 61.32 นาที/ราย/ปี เมื่อพิจารณาค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยอยู่ที่ 50.27 นาที/ราย/ปี ต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ร้อยละ 18.02 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 118.02 โดยรายละเอียดของการพิจารณาระยะเวลาเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

**แผนภูมิที่ 2** ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

หน่วย : นาที/ราย/ปี



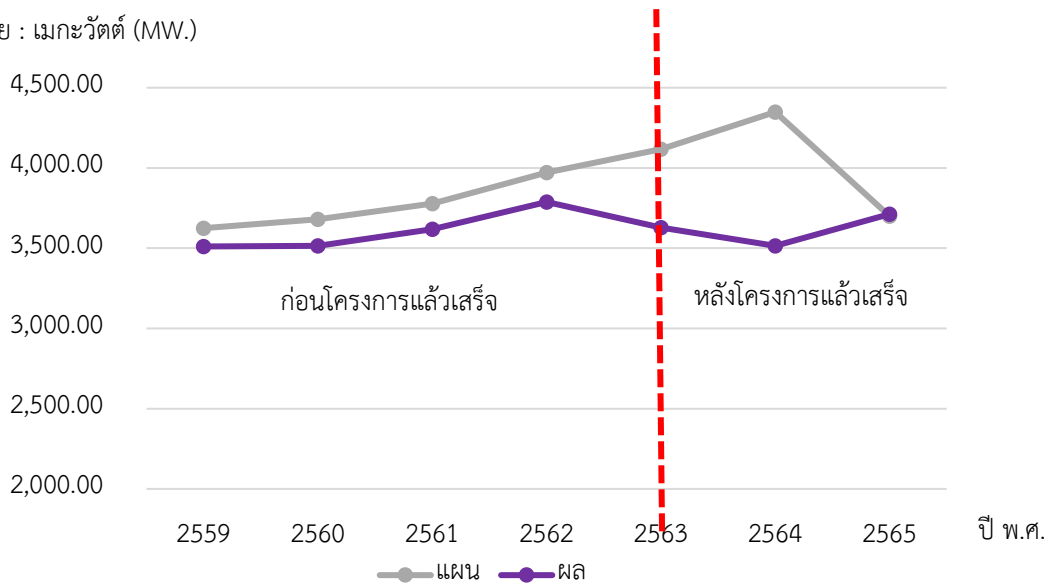
ที่มา : กฟภ.

**2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ (Peak Demand)**

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ และแผนที่ประมาณการไว้ระหว่างปี พ.ศ. 2559 - 2565 พบว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ เฉลี่ยต่ำกว่าแผนที่ประมาณการไว้ โดยมีค่าแผนที่ประมาณการไว้เฉลี่ยอยู่ที่ 3,888.74 เมกะวัตต์ เมื่อพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ เฉลี่ยอยู่ที่ 3,612.48 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าแผนที่ประมาณการไว้ ร้อยละ 7.10 หรือบรรลุนิเวศประสงค์ ร้อยละ 92.90 ซึ่งระหว่างปี พ.ศ. 2563 – 2564 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ลดลง เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ส่งผลให้สถานประกอบการต้องเลิกกิจการ กิจกรรมทางเศรษฐกิจหดตัวทั้งภาคการผลิตและบริการ ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง โดยรายละเอียดของการพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคใต้ เปรียบเทียบแผนที่ประมาณการไว้กับผลที่เกิดขึ้นจริงปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

**แผนภูมิที่ 3** ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand)

หน่วย : เมกะวัตต์ (MW.)



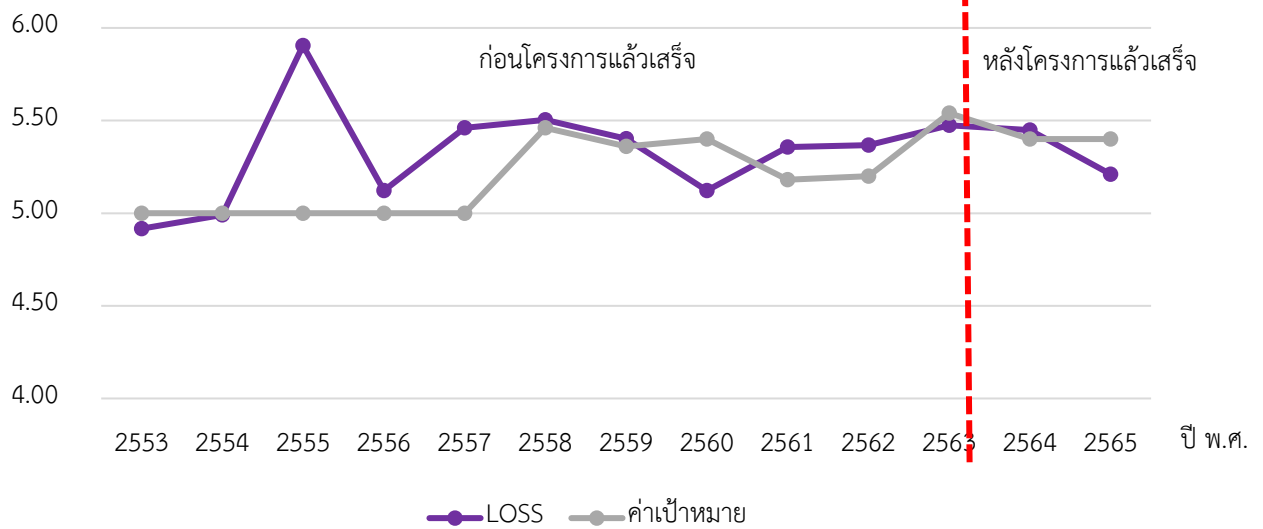
ที่มา : กฟภ.

**2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)**

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายระหว่างปี พ.ศ. 2553 - 2565 พบว่า ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเฉลี่ยสูงกว่าค่าเป้าหมาย และมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.23 เมื่อพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายที่เกิดขึ้นจริงเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.33 สูงกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 1.91 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 98.09 โดยสาเหตุที่ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี เนื่องจากหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับภาระทางไฟฟ้า (Load) และความยาวของระบบจำหน่าย ดังนั้นเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมเพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีค่าสูงขึ้นตาม แต่ในปี 2555 และ 2557 มีค่าร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายสูงกว่าค่าเป้าหมาย เนื่องจากในปี 2555 เริ่มใช้งานโปรแกรม SAP โดยติดตั้งมิเตอร์ในระบบ SAP ล่าช้า ส่งผลให้ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบต่ำกว่าค่าจริงที่เกิดขึ้น ข้อมูลหน่วยสูญเสียจึงเพิ่มขึ้น และในปี 2557 พบข้อผิดพลาดในการกรอกข้อมูลโปรแกรม SAP คำนวณหน่วยซื้อไฟฟ้าผิดพลาด ทำให้หน่วยซื้อไฟฟ้าสูงกว่าค่าที่เกิดขึ้นจริง และไม่ได้มีการปรับปรุงข้อมูลย้อนหลัง อีกทั้งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยสูงขึ้นจากเหตุการณ์ฟุตบอลโลก 2014 ซึ่งในทางเทคนิคผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยจะมีค่าความสูญเสียพลังงานในระบบจำหน่ายมากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า และระยะทางของระบบจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้า โดยรายละเอียดของการพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

**แผนภูมิที่ 4** ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)

หน่วย : ร้อยละ

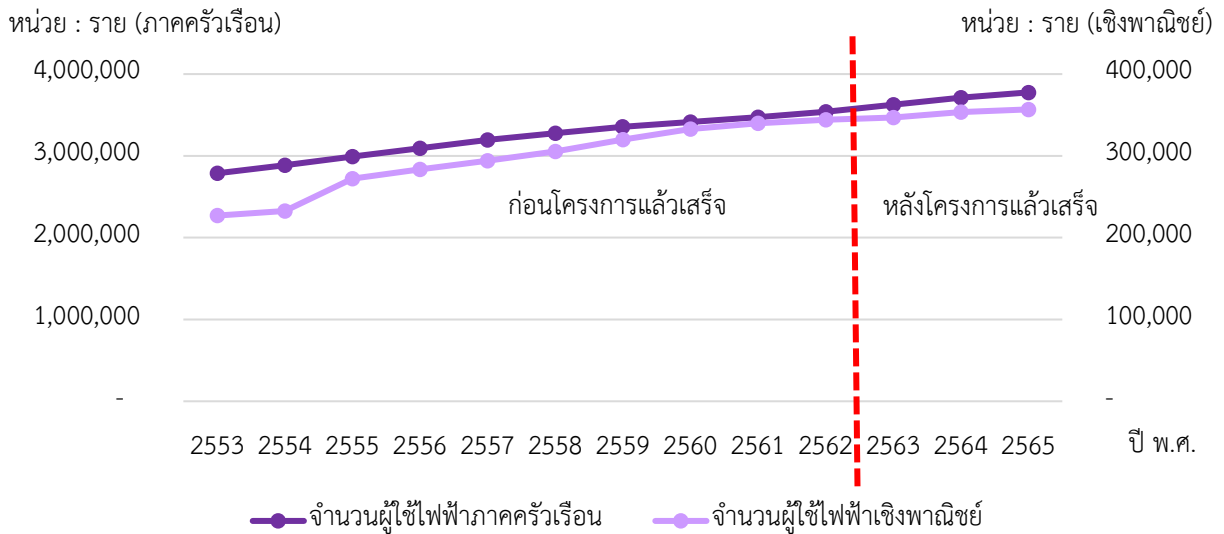


ที่มา : กฟภ.

**2.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคใต้**

เมื่อก่อสร้างโครงการแล้วเสร็จมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่โครงการเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากกระแสไฟฟ้ามีเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่เพิ่มมากขึ้น โดยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคครัวเรือนและผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เฉลี่ยร้อยละ 2.57 ต่อปี และ 3.92 ต่อปี ตามลำดับ และจะเห็นได้ว่า ในปี 2555 มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 16.92 ต่อปี และภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.62 ต่อปี เนื่องจากเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศขยายตัวจากการจ้างงานในภาคอุตสาหกรรม และภาครัฐออกมาตรการกระตุ้นการใช้จ่าย เช่น สิทธิประโยชน์จากการคืนเงินภาษีรถยนต์คันแรก ส่งผลให้การบริโภค รายได้ และความเชื่อมั่นผู้บริโภคเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ ตอนเริ่มดำเนินโครงการหน่วยงานไม่ได้กำหนดแผนการเพิ่มจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ในแต่ละปีไว้ จึงใช้การวิเคราะห์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบอัตราการเจริญเติบโตในแต่ละปี (ตารางที่ 4) ดังนั้น แนวโน้มของอัตราการเจริญเติบโตของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ของโครงการจึงไม่สะท้อนแนวโน้มภาพรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ของโครงการตลอดอายุโครงการ มีรายละเอียดตามแผนภูมิที่ 5

**แผนภูมิที่ 5** จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคใต้



**ตารางที่ 4** อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

ปี	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	เฉลี่ย
อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน	3.55	3.62	3.46	3.26	2.63	2.33	1.74	1.80	1.82	2.44	2.36	1.78	2.57
อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์	2.55	16.92	4.22	3.68	3.84	4.79	3.95	2.15	1.28	0.77	1.97	0.89	3.92

ที่มา : กฟภ.

### 3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

**ได้คะแนน a :** โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ของภาคใต้ ส่งผลให้เกิดความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

#### 3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 ประชาชนในพื้นที่คาดหวังว่าเมื่อโครงการแล้วเสร็จระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเพิ่มขึ้น ลดการเกิดไฟดับ ไฟตก เกิดการจ้างงานคนในพื้นที่เพิ่มขึ้น เกิดการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจในพื้นที่ หรือส่งเสริมการมีรายได้ของประชาชนในพื้นที่ ช่วยส่งเสริมให้เกิดการลงทุนจากภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่ ซึ่งในช่วงระยะเวลาก่อสร้างโครงการ ผู้รับจ้างได้จ้างแรงงานในพื้นที่ในส่วนงานที่ไม่ต้องใช้ความเชี่ยวชาญเฉพาะด้าน เช่น งานถมดิน ซึ่งมีส่วนช่วยเพิ่มรายได้ให้กับประชาชนในพื้นที่ และส่งเสริมให้เกิดการจ้างงานในชุมชน รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเขตมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคใต้ (กฟต. 1) ในปี 2565 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด จำนวน 1,253 เมกะวัตต์ (MW) ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2559 จำนวน 1,073 MW การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคใต้ (กฟต. 2) ในปี 2565 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด จำนวน 1,558 MW ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2559 จำนวน 1,550 MW และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคใต้ (กฟต. 3) ในปี 2565 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

สูงสุด จำนวน 981 MW ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2559 จำนวน 921 MW จะเห็นได้ว่า กฟต. 2 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดจากทั้ง 3 เขต เนื่องจาก กฟต. 2 เป็นพื้นที่รับผิดชอบของ 6 จังหวัด ได้แก่ นครศรีธรรมราช สุราษฎร์ธานี ตรัง กระบี่ พังงา และภูเก็ต โดยมีจังหวัดที่เป็นเมืองศูนย์กลางเศรษฐกิจและแหล่งท่องเที่ยวที่มีชื่อเสียง ได้แก่ สุราษฎร์ธานี และนครศรีธรรมราช คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17.30 และ 16.00 ของผลิตภัณฑ์มวลรวมภาคอุตสาหกรรมตามลำดับ นอกจากนี้ เมื่อโครงการแล้วเสร็จ ระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าในเขตพื้นที่ภาคใต้และภาคกลางบางส่วน ครอบคลุมทั้งสิ้น 18 จังหวัด ส่งผลให้เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าสามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ในเขตพื้นที่ภาคใต้เป็นส่วนใหญ่

### 3.2) ผลกระทบด้านสังคม

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ กฟท. จัดประชุมหารือกับผู้นำชุมชนและหน่วยงานราชการในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องเพื่อประชาสัมพันธ์ให้ความรู้ สร้างความเข้าใจ ถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับชุมชนอย่างทั่วถึง และมีการจัดทำแผนป้ายประชาสัมพันธ์โครงการในพื้นที่ให้ทราบถึงรายละเอียดการดำเนินโครงการ รวมถึงมีกิจกรรม CSR ในภาพรวมของพื้นที่ทั่วประเทศร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และชุมชน เพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน เช่น โครงการชุมชนปลอดภัยใช้ไฟ PEA โครงการ 1 ตำบล 1 ช่างไฟฟ้า โครงการ PEA พลังงานสะอาดเพื่อชุมชน วิสาหกิจชุมชน และโครงการ PEA LED เพื่อแหล่งท่องเที่ยวเชิงวัฒนธรรมไทย และช่วยเหลือและพัฒนาสังคม เช่น โครงการ PEA อาสาอากาศ โครงการหน่วยแพทย์เคลื่อนที่ กฟท. โครงการ Save Your Life ใส่ใจหลอดเลือดสมอง และโครงการ PEA ปันยิ้ม อัมบุนย คืบความสุขสู่สังคม รวมถึงอนุรักษ์และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการรักษาน้ำ สร้างฝาย และโครงการปลูก ดูแล รักษาป่า

### 3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กฟท. ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ที่ถูกต้องตามกฎหมาย โดยซื้อที่ดินบริเวณที่มีความเหมาะสมทางเทคนิค ซึ่งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าส่วนใหญ่จะดำเนินการบริเวณพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เป็นเขตพื้นที่ชุมชนและนิคมอุตสาหกรรม สำหรับงานก่อสร้างสายส่ง 115 kV กฟท. ดำเนินการก่อสร้างสายส่ง 115 kV ตามแนวเขตถนน โดยไม่รุกล้ำพื้นที่ป่าสงวนหรือป่าอุดมสมบูรณ์ ซึ่งคัดเลือกพื้นที่และเส้นทางสายส่งที่ไม่มีทรัพยากรธรรมชาติที่หายากหรือมีความอ่อนไหวต่อปัจจัยภายนอก เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการก่อสร้างโครงการ นอกจากนี้ กฟท. ยังมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับสนามแม่เหล็ก/สนามไฟฟ้าของ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) ซึ่งเป็นหน่วยงานสากลที่กำหนดระดับของสนามไฟฟ้าและสนามแม่เหล็กที่ปลอดภัยต่อประชาชน ซึ่ง กฟท. ใช้ข้อกำหนดของ ICNIRP เป็นมาตรฐานในการเฝ้าระวังและตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้า หากการตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้าไม่เกินกว่าค่าที่ ICNIRP กำหนด ถือว่ามีความปลอดภัย

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

**ได้คะแนน c :** โครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า สายส่ง 115 kV และติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า โดย กฟภ. ได้ปรับเพิ่มปริมาณงานตามพื้นที่ดำเนินการจริง มีค่าใช้จ่ายโครงการ อยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่ใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียด ของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณาด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 4

**ตารางที่ 4** ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ			105.33
4.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	1,461	6,504	445.17
4.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	2,835.00	2,805.22	98.95
4.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น) (ร้อยละ)			
4.4.1 อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน (FIRR)	21.44	ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ.	
4.4.2 อัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR)	10.19	ไม่ได้คำนวณค่า EIRR และ FIRR ใหม่	

ที่มา : กฟภ.

หมายเหตุ : พิจารณาโดยให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

**4.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ**

โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ 1) งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 2) งานก่อสร้างสายส่ง 115 kV และ 3) งานติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า โดย กฟภ. ดำเนินโครงการได้บรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 105.33 เนื่องจากระหว่างดำเนินโครงการ กฟภ. ต้องก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเกะสมุย 2 ขนาด 50 MVA และติดตั้งหม้อแปลงสถานีไฟฟ้ากระบี่ 2 ขนาด 50 MVA เพิ่มเติมให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของเกะสมุย รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า สามารถสรุปผลผลิตของโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5



ตารางที่ 5 ผลผลิตที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบแผนและผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนโครงการ แล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงาน เฉลี่ยหลังโครงการ แล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
<b>4.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ</b>			<b>105.33</b>
4.1.1 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า (แห่ง)	9	10	111.11
4.1.2 ก่อสร้างสายส่ง 115 kV (วงจร-กิโลเมตร)	300	275.94	91.98
- จอมบึง	40	27.86	
- ท่งใหญ่	30	30.03	
- ไชยา	45	36.48	
- คุระบุรี	60	55.18	
- ย่านตาขาว	22	31.16	
- รัตภูมิ	40	31.98	
- พังงา	6	5.17	
- ละงู	37	37.51	
- ชะอำ 2	20	20.57	
4.1.3 ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า (MVA)	775	875	112.90
- ติดตั้งหม้อแปลงรวม	675	725	107.41
- จอมบึง	100	100	
- ท่งใหญ่	100	100	
- ไชยา	50	50	
- คุระบุรี	25	25	
- ย่านตาขาว	50	50	
- รัตภูมิ	100	100	
- พังงา	100	100	
- ละงู	50	50	
- ชะอำ 2	100	100	
- เกาะสมุย 2	0	50	
- ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติม	100	150	150.00
- ป่าตอง	50	50	
- ตรัง	50	50	
- กระบี่ 2	0	50	

หมายเหตุ : พิจารณาโดยให้นำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

## รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

### 4.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินโครงการรวม 6,504 วัน ระหว่างวันที่ 3 ตุลาคม 2544 – 24 กรกฎาคม 2562 คิดเป็นร้อยละ 445.17 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 5,043 วัน คิดเป็นร้อยละ 345.17 เนื่องจากประชาชนไม่ยินยอมให้พาดสายส่งช่วงสุราษฎร์ธานี – ไชยา กฟภ. จึงต้องเจรจาจ่ายเงินค่าชดเชย และสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสมุย 1 – สถานีไฟฟ้าสมุย 2 ติดปัญหาการขออนุญาตเสาสูงเกิน 12 เมตร ของเทศบาลนครเกาะสมุย จึงต้องสับเปลี่ยนงานไปยังโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 9 ส่วนที่ 4 เพื่อให้สามารถปิดโครงการได้ และผู้รับจ้าง Supplier ของผู้รับจ้าง ขาดสภาพคล่อง รวมถึงดำเนินการตรวจสอบพัสดุทั้งหมดเพื่อขึ้นทะเบียนทรัพย์สินและดำเนินการจัดซื้อพัสดุทดแทนส่วนที่ยืมจากคลังพัสดุ สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 6

**ตารางที่ 6** ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบแผนและผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	1 ม.ค. 44 - 31 ธ.ค. 47	1,461	3 ต.ค. 44 - 24 ก.ค. 62	6,504	5,043	345.17	445.17

ที่มา : กฟภ.

หมายเหตุ : 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก มติ ครม. เมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2544

2. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ

### 4.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 2,835.00 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงินกู้ จำนวน 2,805.22 ล้านบาท คิดเป็น ร้อยละ 98.95 ของแผน ประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟภ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ จำนวน 2,121.75 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 683.47 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7

**ตารางที่ 7** ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

หน่วย : ล้านบาท

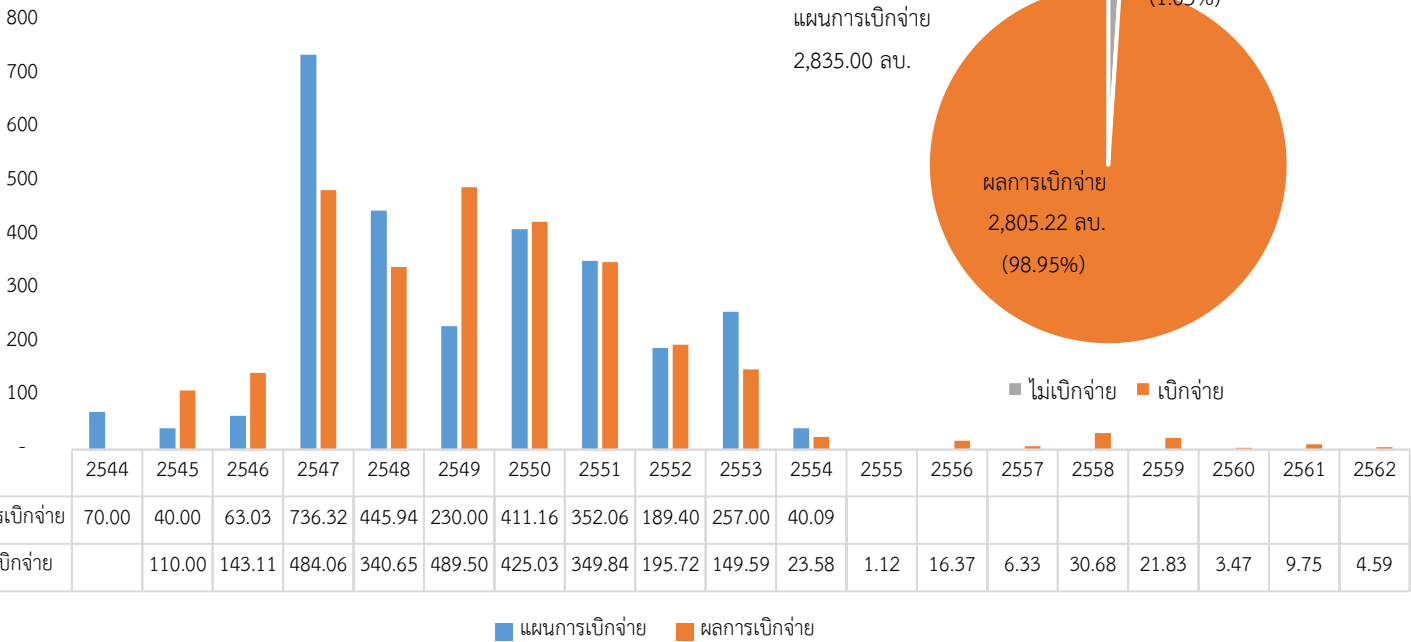
กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
			(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	
โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2	2,835.00	2,805.22	29.78	1.05	98.95

ที่มา : กฟภ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายดังรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

**แผนภูมิที่ 5 : แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้**

หน่วย : ล้านบาท



ที่มา : กฟภ.

**4.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)**

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ (Feasibility Study) ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ ตลอดอายุโครงการ 30 ปี ได้คำนวณค่า FIRR และ EIRR ของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 ที่ร้อยละ 10.19 และ ร้อยละ 21.44 ตามลำดับ โดย ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ. ไม่ได้คำนวณค่า FIRR และ EIRR ใหม่

**5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน**

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

**5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ**

กฟภ. มีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา คือ สายงานปฏิบัติการและบำรุงรักษา จากส่วนกลาง มีหน้าที่บำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งและจำหน่าย มิเตอร์และหม้อแปลง และระบบควบคุม รวมถึงระบบผลิตและเครื่องจักรกล โดยมีการไฟฟ้าหน้างานเป็นหน่วยงานหลักในการดูแลและบำรุงรักษา รวมถึงการซ่อมแซมส่วนที่ชำรุดเสียหายอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี กฟภ. มีหน่วยงานสำหรับบำรุงรักษาโครงการจากส่วนกลาง และการไฟฟ้าหน้างาน ตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า โดยมีสรุปรายละเอียดของหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ดังนี้

1) การตรวจสอบระบบไฟฟ้า (Patrol System) เพื่อค้นหาจุดเสี่ยงหรือสิ่งผิดปกติ ที่ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ปัจจุบันมีการดำเนินการใน 2 ลักษณะ ได้แก่ การตรวจสอบด้วยสายตา (Visual Check) และการตรวจสอบแบบใช้เครื่องมือ เช่น Drone Thermo Scan และ Ultra Sonic Scan เป็นต้น

2) การบำรุงรักษาอุปกรณ์ตามวาระ ได้แก่ การบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า, การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์ตัดตอน และหม้อแปลง เป็นต้น การตรวจสอบค่า Ground ในระบบไฟฟ้า และการฉีบน้ำล้างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

3) การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้า ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ เช่น Snake Guard หนามก้านนก ชุด Animal Barrier และ Insulation Cover เป็นต้น และการหล่อโคนเสาเพื่อลดความเสียหายจากอุบัติเหตุ

4) ตัดแต่งต้นไม้ใกล้แนวระบบไฟฟ้า เจ้าหน้าที่ กฟภ. จะตัดต้นไม้ในจุดเสี่ยงเองและจ้างเหมาตัดต้นไม้ปีละ 2 ครั้ง และในส่วนของแนวสายไฟฟ้าย่อย กฟภ. จะจ้างเหมาตัดต้นไม้ทุกไตรมาส

### 5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟภ. ได้จัดฝึกอบรมหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ได้แก่

1) ระบบ Patrol เป็นระบบสำหรับตรวจสอบระบบไฟฟ้าเชิงป้องกันไฟฟ้าขัดข้อง โดยมีวิธีการตรวจสอบระบบไฟฟ้าตั้งแต่การวางแผนการตรวจสอบระบบไฟฟ้า การแก้ไข และติดตามผลการแก้ไข

2) ระบบ SCADA เป็นการนำเทคโนโลยีด้านการควบคุมจ่ายไฟอัตโนมัติด้วยระบบคอมพิวเตอร์มาใช้ควบคุมสั่งการจ่ายไฟฟ้าให้รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และปลอดภัยมากขึ้น สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดของระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถเรียกใช้ข้อมูลได้ทันทีและถูกต้องแม่นยำ เมื่อมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะทราบตำแหน่งที่ไฟฟ้าขัดข้อง กฟภ. จะสั่งจ่ายไฟฟ้าแบบอัตโนมัติจากระยะไกล จากวงจรวงจรข้างเคียงให้กับผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ได้

3) ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System : GIS) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้ในการสนับสนุนภารกิจและกระบวนการทางธุรกิจต่างๆ ของ กฟภ. ทั้งในด้านการให้บริการประชาชน การวางแผนการตัดสินใจ การออกแบบ การก่อสร้าง และการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า รวมถึงการจัดทำแผนที่และรายงานข้อมูลสำคัญประเภทต่างๆ เป็นต้น

ทั้งนี้ สำหรับผู้รับจ้าง กฟภ. ได้กำหนดในสัญญาจ้างเหมาก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ให้ผู้รับจ้างดำเนินการอบรมให้พนักงาน กฟภ. เมื่อโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแล้วเสร็จ แต่ไม่ได้กำหนดให้มีการอบรมสำหรับงานก่อสร้างสายส่ง เนื่องจาก กฟภ. มีความเชี่ยวชาญ นอกจากนี้ กฟภ. ได้มีการจัดให้มีการอบรมความปลอดภัยในการปฏิบัติงานทุกสัญญาของงานก่อสร้างอีกด้วย

## 5.3) คู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

กฟภ. จัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาสายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า และการควบคุมคุณภาพหม้อแปลง โดยมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ดังนี้

- 1) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาเคเบิล”
- 2) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง”
- 3) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการควบคุมคุณภาพและซ่อมหม้อแปลง”
- 4) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการทดสอบหม้อแปลงผู้ใช้ไฟ”
- 5) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลง AVR”

## 10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 โครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

10.2 โครงการสามารถแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า

## 11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

### 11.1 ข้อเสนอแนะจากการประเมินผลโครงการในลักษณะเดียวกัน

11.1.1) โครงการมีลักษณะเป็นการดำเนินงานในพื้นที่ภาคใต้และภาคกลางเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่เดิม ดังนั้น การประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แม่นยำจะช่วยให้ กฟภ. วางแผนการดำเนินโครงการได้ดีขึ้น สามารถลดความซ้ำซ้อนระหว่างโครงการ เพิ่มประสิทธิภาพในการจัดซื้ออุปกรณ์ และลดระยะเวลาในการดำเนินโครงการที่สอดคล้องกับแผนงานมากยิ่งขึ้น

11.1.2) ควรพิจารณาศึกษาแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลการป้อนส่วนต้นทุนการผลิตให้สอดคล้องกับผลผลิตของโครงการที่เปลี่ยนแปลงเมื่อดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว รวมถึงการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (EIRR) และผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) หลังโครงการแล้วเสร็จ เพื่อประโยชน์ในการพิจารณาดำเนินโครงการของ กฟภ. ต่อไปในอนาคต และนำไปใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาประเมินผลสัมฤทธิ์เฉพาะส่วนของโครงการ

### 11.2 ข้อเสนอแนะจากผลการดำเนินโครงการ

11.2.1) ควรมีการบริหารความเสี่ยงในการดำเนินโครงการ ทั้งปัจจัยภายในและภายนอก เช่น ผู้รับจ้าง Supplier ขาดสภาพคล่อง เพื่อให้ความเสี่ยงของโครงการอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ส่งผลให้ระบบส่งไฟฟ้าดำเนินการจ่ายไฟฟ้าได้เป็นไปตามแผนที่วางไว้

11.2.2) ควรทำความเข้าใจกับชุมชน เพื่อลดข้อร้องเรียนของชุมชนในพื้นที่ดำเนินโครงการ เนื่องจากประชาชนไม่ยินยอมให้พาดสายไฟฟ้า ส่งผลให้ระยะเวลาดำเนินโครงการล่าช้ากว่าแผนที่วางไว้

11.2.3) ควรมีการพิจารณาจัดทำแผนสำรองเพื่อปิดความเสี่ยงกรณีไม่สามารถดำเนินโครงการแล้วเสร็จตามกำหนดได้ เพื่อให้โครงการสามารถให้บริการพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ เมื่อโครงการก่อสร้างแล้วเสร็จ

11.2.4) ควรมีการเก็บข้อมูลผลการดำเนินงานรายโครงการให้มีความละเอียดและครอบคลุม เพื่อให้หน่วยงานเจ้าของโครงการสามารถต่อยอดการดำเนินงานในอนาคต

11.2.5) ควรมีการปรับปรุงค่าตัวชี้วัดของโครงการให้สอดคล้องกับการดำเนินงานตามมติ ครม. โดยเฉพาะการคำนวณผลกระทบทางเศรษฐกิจและสังคมที่เปลี่ยนแปลงไป

## 12. รูปภาพโครงการ



สถานีไฟฟ้าจอมบึง



หม้อแปลงไฟฟ้า



ลานไกไฟฟ้า 115 KV



โครงการ 1 ตำบล 1 ช่างไฟฟ้า

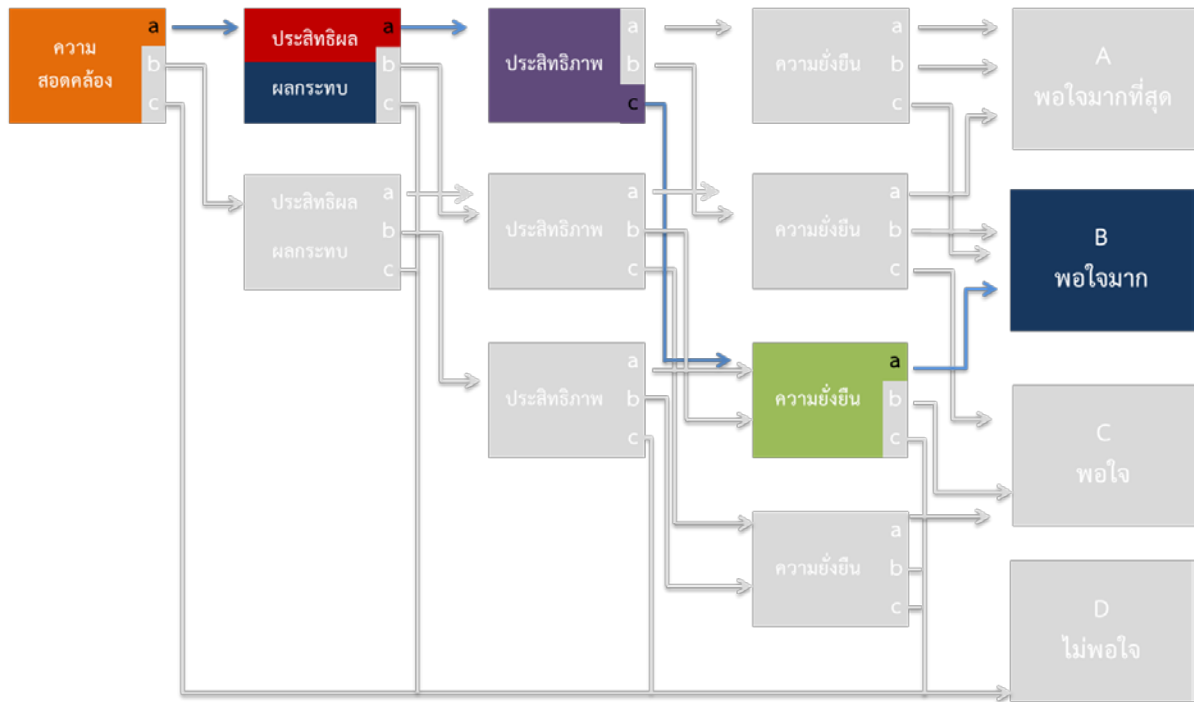


โครงการ PEA ปันยิ้ม อิ่มบุญ คืบความสุขสู่สังคม

กิจกรรม CSR

13. สรุปผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืนอยู่ในระดับ a แต่ประสิทธิภาพอยู่ในระดับ c ตามที่แสดงในแผนภาพด้านล่าง ดังนี้



การให้คะแนนภาพรวมด้านประสิทธิผลและผลกระทบจะใช้วิธีการให้คะแนนย่อย ดังนี้

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

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 มีส่วนช่วยให้เกิดการจ้างงานในท้องถิ่นเพิ่มรายได้ให้กับชุมชน ส่งเสริมความมั่นคงและมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ และสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมทั้งยังมีกิจกรรมเพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน ช่วยเหลือและพัฒนาสังคม อนุรักษ์และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ กฟผ. ปฏิบัติตามมาตรฐาน International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) กำหนดค่าความเข้มของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าในพื้นที่สาธารณะ เพื่อเป็นมาตรฐานในการป้องกัน และลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ดำเนินโครงการ โดยโครงการไม่ส่งผลกระทบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

# ภาคผนวก



# รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 2

## ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี									
	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	รวม
แผนการกู้เงินใน แผนหนี้สาธารณะ		62.530	618.870	382.690	230.001	380.001	192.733	187.268	67.654	
ผลการกู้เงิน		62.530	618.870	382.690	230.001	380.001	192.733	187.268	67.654	
ผลการเบิกจ่าย เงินกู้		106.216	484.057	340.652	364.131	380.000	260.000	120.000	66.691	
ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟภ.	110.000	36.892	-	-	125.371	45.033	89.835	75.723	82.897	
	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	รวม
แผนการกู้เงินใน แผนหนี้สาธารณะ										2,121.747
ผลการกู้เงิน										2,121.747
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้										2,121.747
ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟภ.	23.582	1.124	16.374	6.329	30.676	21.825	3.470	9.745	4.593	683.469

ที่มา : สบง.