รายงานผลการประเมินโครงการขยาย ระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ

สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

1. <u>หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ</u> : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

2. <u>ความเป็นมาของโครงการ</u>

เมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบในหลักการโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 ของ กฟผ. ภายใต้กรอบวงเงินลงทุน 23,000.00 ล้านบาท เพื่อก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั่วพื้นที่ประเทศไทย ยกเว้นบริเวณเขตนครหลวงและปริมณฑล เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่เพิ่มขึ้น โดยสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าฉบับเดือนเมษายน 2549 และแผนการดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยได้กำหนดช่วงระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่ปี 2550 ถึง 2554 ซึ่งเป็นการดำเนินงานต่อเนื่องจากโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 10 (พ.ศ. 2544 - 2548) ทั้งนี้ ในการก่อสร้างสายส่งบางส่วนได้ใช้เขตเดินสายไฟฟ้าเดิม เพื่อยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นหรือใช้ขนาดสายใหญ่ขึ้น อันจะส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีขีดความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีความมั่นคงและความน่าเชื่อถือได้สูงขึ้น

3. <u>วงเงินลงทุนโครงการ/แหล่งเงิน</u>

โครงการดังกล่าวมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 23,000.00 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนจำนวน 22,545.67 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศจำนวน 5,801.30 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 16,744.37 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้เป็นการทยอยออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 9 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวก

4. <u>วัตถุประสงค์ของโครงการ</u>

4.1 เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตลอดเวลาของภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจ และผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปทั้งในปัจจุบันและที่ขอใช้ไฟฟ้าเพิ่มได้อย่างต่อเนื่อง

4.2 เพื่อรักษาหรือเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทำให้ลดปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับ ซึ่งเป็นการลดความสูญเสียทางเศรษฐกิจของประเทศ

5. <u>ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ</u>

ทั่วพื้นที่ประเทศไทย ยกเว้นบริเวณเขตนครหลวงและปริมณฑล ประกอบด้วยโครงการย่อยจำนวน 17 โครงการ ดังนี้

1. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV สระบุรี 5
2. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ท่าวุ้ง - ลพบุรี 1 และ 115 kV ท่าตะโก - ชัยบาดาล
3. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ระยอง 3 - ระยอง 1
4. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV ราชบุรี 3 - สมุทรสาคร 4 - สมุทรสาคร 3 - สามพราน 1 และสายส่ง 115 kV สมุทรสาคร 1 - สมุทรสาคร 3 - สามพราน 1
5. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV กาญจนบุรี 2 - กาญจนบุรี 1
6. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 kV น้ำพอง 2 - อุดรธานี 3 (ระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 230 kV)
7. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV สีคิ้ว - นครราชสีมา 3

8. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV สุรินทร์ 2 - บุรีรัมย์ (ระยะแรกจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 115 kV)

9. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ร้อยเอ็ด 1 – มหาสารคาม

10. งานขึงสายส่ง 115 kV อุดรธานี 2 - หนองบัวลำภู วงจรที่ 2 และงานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV หนองบัวลำภู – เลย

11. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV กระบี่ - พังงา 2 - ภูเก็ต 3

12. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV แม่เมาะ 3 - แม่เมาะ 4 - ลำพูน 2 และ 115 kV แม่เมาะ 3 - ลำปาง 1 และ 115 kV ลำพูน 1 - ลำพูน 2

13. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV พะเยา

14. งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV พิจิตร

15. งานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติมตามสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ

16. งานติดตั้ง Shunt Capacitor

17. งานขยายระบบเบ็ดเตล็ดระหว่างโครงการ

6. <u>วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ</u>

กฟผ. เริ่มต้นโครงการเมื่อเดือนกันยายน 2551 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการเมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2550 และปิดโครงการเมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2558 โดยใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 7 ปี 4 เดือน (2,671 วัน) โครงการแล้วเสร็จล่าช้ากว่าแผนระยะเวลาดำเนินการที่มีกำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2554 (2,009 วัน) คิดเป็นระยะเวลาสิ้นสุดโครงการที่ล่าช้ากว่าแผนจำนวน 1 ปี 9 เดือน (662 วัน)

7. <u>ผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ</u>

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ (Feasibility Study) ที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุ 25 ปี โครงการมีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV) 21,132.20 ล้านบาท อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio) 1.23 อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ร้อยละ 12.79 และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) ร้อยละ 18.72 ทั้งนี้ รายงานการศึกษาภายหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ มีการเปลี่ยนแปลงตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ โดยมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ 7,689.80 อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย 1.11 อัตราผลตอบแทนทางการเงิน ร้อยละ 8.31 และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ ร้อยละ 13.69

8. <u>ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ</u>

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
2) ประสิทธิผล	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)
3) ผลกระทบ	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
4) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จ ร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน 2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน
5) ความยั่งยืน	
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร

หมายเหตุ: น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

9. <u>สรุปผลการประเมินโครงการ</u>

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ A หมายถึง พอใจมากที่สุด โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ ประสิทธิผลและความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ 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)	a

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564 (PDP 2007) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP 2018) 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	
2) ประสิทธิผล		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้างบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 195.29 2. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2.1 ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟดับเฉลี่ย (SAIFI) ก่อนดำเนินโครงการ แล้วเสร็จเฉลี่ย 0.25 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เปรียบเทียบกับภายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 0.14 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ลดลงเฉลี่ย 0.11 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 156.00 ทั้งนี้ ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 2.2 ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ย (SAIDI) ก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 6.03 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เปรียบเทียบกับภายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 1.79 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ลดลงเฉลี่ย 4.24 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 129.68 ทั้งนี้ ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) เปรียบเทียบแผนและผลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศเฉลี่ยก่อนดำเนินโครงการ จำนวน 25,820.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง และภายหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย จำนวน 29,360.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง	a

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายหลังดำเนินโครงการมีค่าสูงกว่าก่อนดำเนินโครงการ จำนวน 3,540.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 113.71	
3) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม	a
4) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 2,671 วัน คิดเป็นร้อยละ 132.95 ของแผน โดยดำเนินการช้ากว่าแผน 662 วัน 2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ มีจำนวน 22,545.67 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 98.02 ของแผน น้อยกว่าแผน จำนวน 454.33 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.98	b
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงระบบส่ง โดยจะบริหารตามคู่มือระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัยฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่งและคู่มือปฏิบัติของฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่ง 2. กฟผ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟผ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบส่งอย่างต่อเนื่อง	a
ผลการประเมินรวม		**A**

หมายเหตุ: น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a: โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) และแผนยุทธศาสตร์ชาติ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ตัวชี้วัดด้านความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 3 (3) เรื่องการปรับโครงสร้างเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืนเพื่อกระจายการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานไปสู่ภูมิภาคอย่างสมดุลและเป็นธรรมให้ประชาชนเข้าถึงบริการได้อย่างทั่วถึง เพียงพอ และสอดคล้องกับความต้องการของพื้นที่ - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 1 (2) การจัดบริการทางสังคมให้ทุกคนตามสิทธิขั้นพื้นฐาน เน้นการสร้างภูมิคุ้มกันระดับปัจเจก และสร้างการมีส่วนร่วมในกระบวนการตัดสินใจในการพัฒนาประเทศ มุ่งพัฒนาระบบสาธารณูปโภคให้มีคุณภาพและมีช่องทางการเข้าถึงอย่างเท่าเทียมและทั่วถึง รวมทั้งยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 3 (7) ความเข้มแข็งภาคเกษตร ความมั่นคงของอาหารและพลังงาน เพื่อปรับระบบบริหารจัดการภาครัฐเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 7 (4) การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์ เพื่อสร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงาน
2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564 (PDP 2007) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP 2018)	โครงการได้มีการศึกษาและจัดทำขึ้นตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) เพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าในระยะยาว รวมทั้งพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป้าหมายดังกล่าวยังมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564 (PDP 2007) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP 2018) ซึ่งแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีแนวโน้มในการวางแผนการจัดหาและส่งพลังงานไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	วัตถุประสงค์ในการดำเนินโครงการมีความสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เพื่อพัฒนาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ส่งเสริมการใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน a: โครงการดำเนินการได้บรรลุตามวัตถุประสงค์ สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ และผู้บริโภค อีกทั้งยังเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบ

ไฟฟ้าปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกและไฟฟ้าดับลงได้ โครงการได้มีการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า และกระบวนการอื่นๆ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถและปรับปรุงประสิทธิภาพในการจำหน่ายไฟฟ้า อันจะส่งผลให้เกิดความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจจากการผลิตสินค้าและบริการที่มากขึ้น เนื่องด้วยความมั่นคงของระบบไฟฟ้า หรือลดความสูญเสียทางเศรษฐกิจอันเกิดจากความขัดข้องของระบบไฟฟ้า รายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงานเฉลี่ยก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จ	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ผลผลิตของโครงการ			**195.29**
2.1.1 ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า (วงจร-กม.)	1,775.80	1529.11	86.11
2.1.2 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ (แห่ง)	6.00	6.00	100.00
2.1.3 ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มเติมในสถานีไฟฟ้าแรงสูงเดิม (เอ็มวีเอ)	4,500	13,475	299.44
2.1.4 ติดตั้ง Shunt Capacitor (เอ็มวีเออาร์)	1,560	1,837.20	117.77
2.1.5 ปรับปรุงสายส่ง (วงจร-กม.)	-	373.17	373.17
2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI)			
2.2.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI) (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี)	0.25	0.14	56.00
2.2.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI) (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี)	6.03	1.79	29.68
2.2.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) (เมกะวัตต์ - ชั่วโมง)	25,820.00	29,360.00	113.71

ที่มา: กฟผ.

ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ผลผลิตของโครงการ

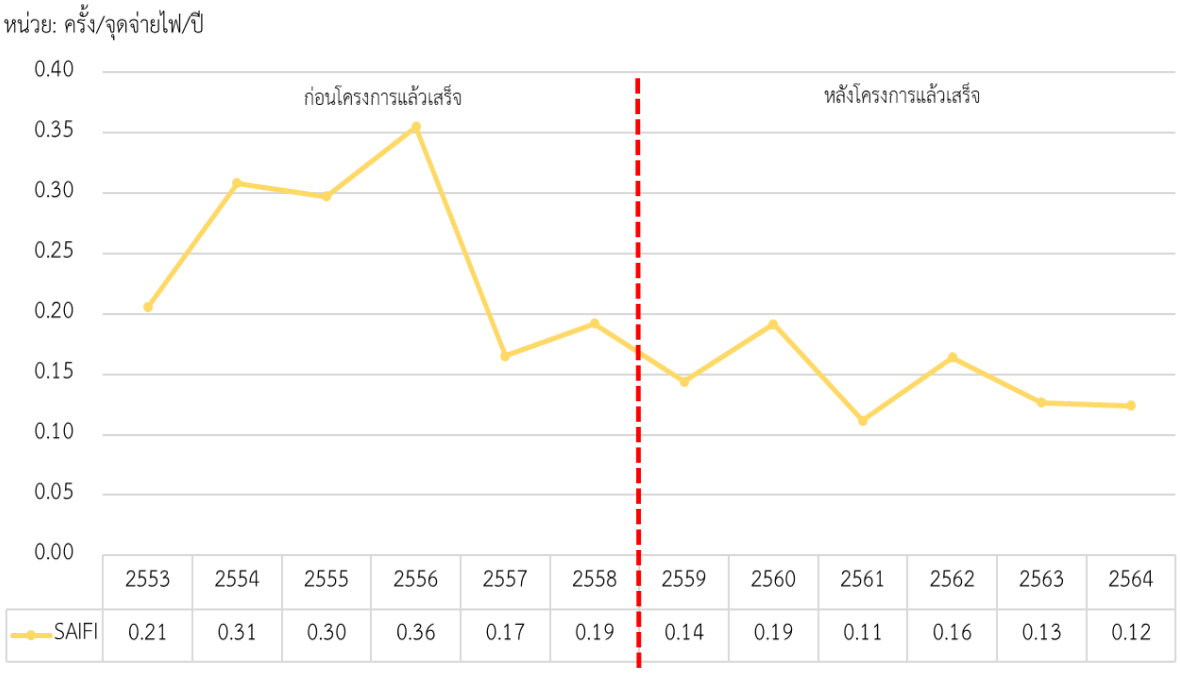
โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 5 ประเภท ได้แก่ 1) งานก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 2) งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ 3) งานติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มเติมในสถานีไฟฟ้าแรงสูงเดิม 4) งานติดตั้ง Shunt Capacitor และ 5) งานปรับปรุงสายส่ง โดย กฟผ. ดำเนินโครงการได้บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 195.29 และได้ปรับแผนเพิ่มปริมาณงานให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค อีกทั้งมีการปรับปรุงสายส่งตามความเหมาะสมของอายุการใช้งานและสภาพพื้นที่ของโครงการย่อยทั้ง 17 โครงการ เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า

ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ และผู้บริโภค อีกทั้งยังเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าจากการลดปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกและไฟฟ้าดับลงได้

2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2.2.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่า SAIFI ก่อนโครงการแล้วเสร็จและในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2553 - 2564 พบว่าค่า SAIFI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่า SAIFI ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 0.25 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาค่า SAIFI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 0.14 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 44.00 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 144.00 โดยรายละเอียดของการพิจารณาค่า SAIFI ปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

<u>แผนภูมิที่ 1</u> ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI)



	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
SAIFI	0.21	0.31	0.30	0.36	0.17	0.19	0.14	0.19	0.11	0.16	0.13	0.12

ที่มา: กฟผ.

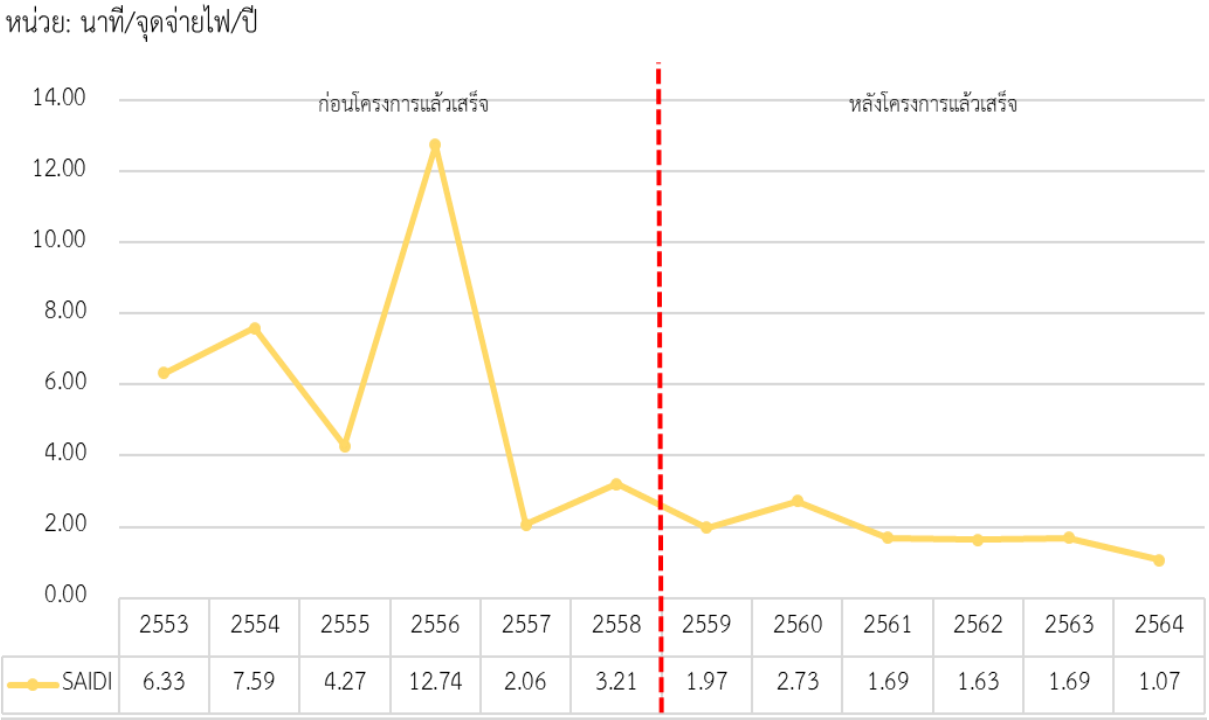
ทั้งนี้ จะสังเกตได้ว่าค่า SAIFI มีค่าสูงสุด 0.36 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ในปี 2556 ปัญหาสืบเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเมื่อวันที่ 21 พฤษภาคม 2556 สาเหตุเกิดจากสายส่ง 500 kV บางสะพาน 2 - จอมบึง วงจร 1 ลัดวงจร อีกทั้งระบบป้องกันสายส่งเชื่อมโยง HVDC ของประเทศมาเลเซียทำงานผิดพลาด ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าสูญเสียเสถียรภาพจนนำไปสู่การแยกระบบระหว่างภาคกลางและภาคใต้ ความเสียหายจากเหตุการณ์ดังกล่าวส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง จำนวน 82 จุด และพลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 193,524.20 เมกะวัตต์ - นาที

2.2.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่า SAIDI ก่อนโครงการแล้วเสร็จและในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2553 - 2564 พบว่า ค่า SAIDI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ

และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่า SAIDI ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 6.03 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาค่า SAIDI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 1.79 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 70.32 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 170.32 โดยรายละเอียดของค่า SAIDI ปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

แผนภูมิที่ 2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)



	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
SAIDI	6.33	7.59	4.27	12.74	2.06	3.21	1.97	2.73	1.69	1.63	1.69	1.07

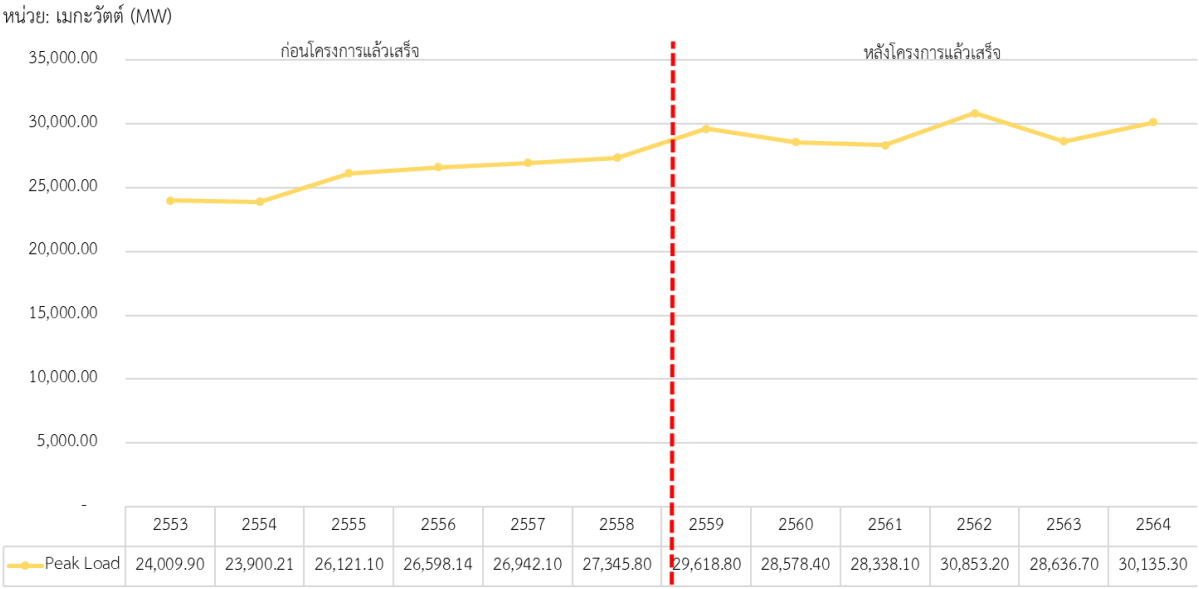
ที่มา: กฟผ.

จากแผนภูมิที่ 2 จะสังเกตได้ว่า SAIDI จะมีค่าสูงสุดที่ 12.74 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ในปี 2556 เช่นเดียวกับค่าดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีที่กล่าวมาแล้วข้างต้น สาเหตุเกิดจากสายส่ง 500 kV บางสะพาน 2 - จอมบึง วงจร 1 ลัดวงจร ส่งผลให้ค่า SAIDI ในปีดังกล่าวมีค่าสูงสุดเมื่อเทียบกับปีอื่น

2.2.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)

ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน และเชิงพาณิชย์ของ กฟผ. ทั่วประเทศ ได้รวมโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 อยู่ในค่าเฉลี่ยของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงด้วย ซึ่ง กฟผ. ไม่สามารถแยกรายละเอียดค่าใช้จ่าย และผลการดำเนินโครงการเฉพาะรายโครงการออกมาเพียงโครงการเดียวได้ โดยเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยของปี พ.ศ. 2553 - 2558 จำนวน 25,820.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง กับภายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยของปีที่ พ.ศ. 2559 – 2564 จำนวน 29,360.00 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงภายหลังโครงการแล้วเสร็จ มีค่าเฉลี่ยสูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 13.71 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 113.71 โดยมีรายละเอียดของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)



	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
Peak Load	24,009.90	23,900.21	26,121.10	26,598.14	26,942.10	27,345.80	29,618.80	28,578.40	28,338.10	30,853.20	28,636.70	30,135.30

ที่มา: กฟผ.

จากแผนภูมิที่ 3 จะสังเกตได้ว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะมีค่ามากที่สุดในปี 2562 สาเหตุที่ส่งผลให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีดังกล่าว เนื่องจากสภาพอากาศที่ร้อนอย่างต่อเนื่องในวันที่ 2 พฤษภาคม 2562 ส่งผลให้เกิดความร้อนสะสมตลอดทั้งวัน ประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท TOU Rate (Time of Use Rate) ในช่วง Off-Peak (ช่วงเวลา 22.00- 09.00 น.) อันเนื่องมาจากอุณหภูมิที่สูงถึง 32.40 องศาเซลเซียส โดยมีค่าการใช้พลังงานเท่ากับ 30,853.20 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง

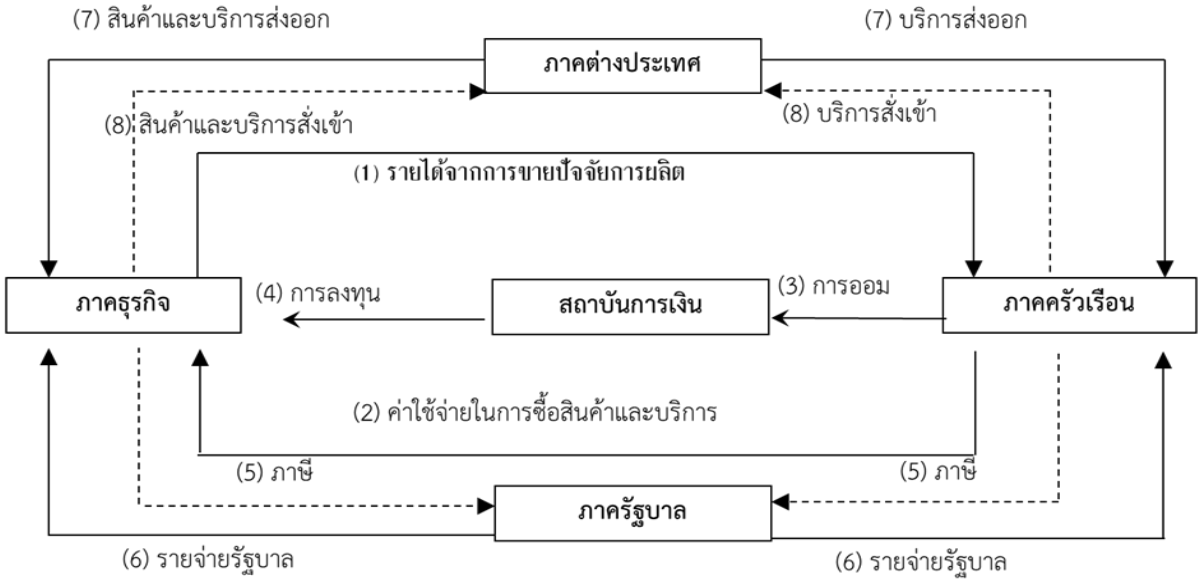
3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a: โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการมีส่วนช่วยทำให้ประชาชนในพื้นที่ได้รับบริการไฟฟ้าอย่างเพียงพอและทั่วถึง ส่งผลให้เกิดความมั่นใจในคุณภาพการให้บริการไฟฟ้าโดยมีรายละเอียด ดังนี้

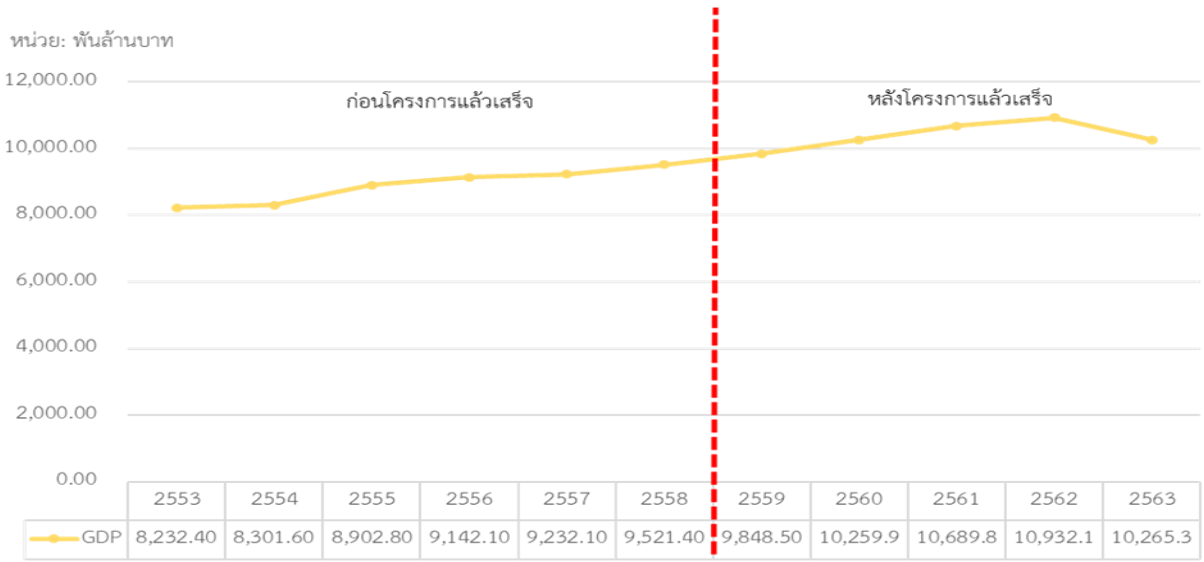
3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

การดำเนินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 มีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ และผู้บริโภคโดยทั่วไป ซึ่งถือว่าเป็นส่วนหนึ่งที่สำคัญในการเพิ่มอุปทาน (Supply) ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าให้กับผู้บริโภคในระบบเศรษฐกิจ ซึ่งผู้ผลิตสินค้าและบริการในภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจจะใช้ไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นปัจจัยการผลิต (Factors of Production) เพื่อผลิตสินค้าและบริการให้กับภาคครัวเรือนและภาครัฐ ซึ่งจะได้รับผลตอบแทนในรูปแบบของค่าใช้จ่ายในการซื้อสินค้าและบริการ รวมทั้งรายจ่ายรัฐบาล อันเป็นการเพิ่มรายได้เข้าสู่ระบบเศรษฐกิจตามแบบจำลองกระแสหมุนเวียนแบบ 4 ภาคเศรษฐกิจในแผนผังที่ 1 ส่งผลให้รายได้ประชาชาติหรือผลิตภัณฑ์ประชาชาติ (National Income) ปรับตัวสูงขึ้น

แผนผังที่ 1 แบบจำลองกระแสหมุนเวียนแบบ 4 ภาคเศรษฐกิจ



การวิเคราะห์ในรูปแบบรายได้ประชาชาติดังกล่าวสามารถพิจารณารายได้ประชาชาติในประเภทผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product: GDP) ซึ่งเป็นมูลค่ารวมของสินค้าและบริการขั้นสุดท้ายที่ผลิตขึ้นในประเทศ ในระยะเวลาหนึ่ง ทั้งนี้หากพิจารณาการคำนวณทางด้านรายจ่าย (Expenditure Approach) จากผลรวมของรายจ่ายเพื่อการบริโภคของภาคครัวเรือน (Consumption: C) รายจ่ายเพื่อการลงทุน (Investment: I) รายจ่ายของรัฐบาล (Government Spending: G) และการส่งออกสุทธิ (Net Export: (X – M)) เมื่อสมมติฐานเกิดจากการที่โครงการมีวัตถุประสงค์ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นโดยสามารถส่งผลให้ผลผลิตในระบบเศรษฐกิจเพิ่มมากขึ้น อันจะส่งผลให้เกิดการเพิ่มขึ้นของรายจ่ายเพื่อการบริโภคของภาคครัวเรือนจากผู้บริโภคทั่วไป รายจ่ายเพื่อการลงทุนจากผู้ผลิตในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจ และรายจ่ายของรัฐบาลจากการลงทุนและการบริโภค ซึ่งสามารถพิจารณาเปรียบเทียบจากแผนภูมิที่ 3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และแผนภูมิที่ 5 ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ โดยเปรียบเทียบระหว่างปี 2553 - 2563



ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย

เมื่อพิจารณาจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศจะมีความสอดคล้องกัน ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ในทิศทางบวก (Positive Relation) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเป็นไปในทิศทางเดียวกับการเพิ่มขึ้นของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ซึ่งสามารถอนุมานอย่างกว้างได้ว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามีผลต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศในทิศทางบวก สอดคล้องกับงานวิจัยของพรายพล คุ้มทรัพย์ (2560) เรื่องการใช้พลังงานกับเศรษฐกิจไทยในช่วงสองทศวรรษ โดยผลการศึกษาสามารถสรุปได้ว่าการใช้พลังงานมีการเปลี่ยนในทิศทางเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ

นอกจากการพิจารณาผลกระทบด้านเศรษฐกิจในภาพรวมระดับประเทศแล้ว โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าระยะที่ 11 ได้ดำเนินการจ้างแรงงานท้องถิ่น ซึ่งอาศัยในพื้นที่บริเวณใกล้เคียงกับงานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง ทั้งนี้ จากข้อมูลของโครงการแสดงให้เห็นว่า กฟผ. ได้ดำเนินสัญญาจ้างในประเทศสำหรับงานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง จำนวน 332 สัญญา โดย 1 สัญญา จะสามารถจ้างแรงงานท้องถิ่นเฉลี่ยที่ 100 ราย ระยะเวลาของสัญญาเฉลี่ยที่ 24 เดือน/สัญญา มูลค่ารวม 267.70 ล้านบาท การดำเนินการตามสัญญาดังกล่าวสามารถจ้างแรงงานท้องถิ่นเฉลี่ยที่ 33,200 ราย อันเป็นการสร้างรายได้และเพิ่มกำลังซื้อให้แก่คนในชุมชน ผลกระทบดังกล่าวสอดคล้องกับผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 70 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 30 ราย นั้น ผลปรากฏว่า ภาคครัวเรือนมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. เป็นการสร้างรายได้ให้กับคนในชุมชน จำนวน 34 ราย หรือร้อยละ 48.57 และภาคธุรกิจมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. เป็นการสร้างรายได้ให้กับคนในชุมชน จำนวน 21 ราย หรือร้อยละ 90.00

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

สำหรับประโยชน์ต่อสังคม โครงการสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของประชาชนทุกภาคส่วน รวมทั้งเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งมีส่วนให้ประชาชนทั่วพื้นที่ประเทศไทย (ยกเว้นเขตนครหลวงและปริมณฑล) ได้รับการบริการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานอย่างเท่าเทียม ลดช่องว่างระหว่างเมืองและชนบท อันจะเป็นการกระจายความเจริญเข้าสู่พื้นที่นอกเมือง อันประกอบด้วย ชนบทที่ด้อยพัฒนา (Underdeveloped Rural Area) ชนบทที่พัฒนาแล้ว (Developed Rural Area) และเมืองที่ด้อยพัฒนา (Underdeveloped Urban Area) ส่งผลให้ลดการเคลื่อนย้ายแรงงานข้ามพื้นที่ (Labor Migration) อันจะเป็นการลดปัญหาอาชญากรรมในพื้นที่เมือง (Rural Area) และเสริมสร้างสมรรถนะพื้นที่นอกเมืองให้เข้มแข็งและพร้อมต่อการพัฒนาเพื่อยกระดับมาตรฐานของบริการโครงสร้างพื้นฐานของเมือง อีกทั้งประชาชนสามารถใช้ไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องเพื่อเข้าถึงข้อมูลข่าวสารจากวิทยุ โทรทัศน์ และคอมพิวเตอร์ผ่านเครือข่ายอินเตอร์เน็ตได้รวดเร็ว ทันต่อเหตุการณ์มากยิ่งขึ้น ช่วยยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชน

กฟผ. ยังมีการจัดกิจกรรมที่มุ่งสร้างความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility: CSR) ตามทฤษฎีของ Archie Carroll ซึ่งถือว่ากิจกรรมของ กฟผ. เป็นระดับ Philanthropic Responsibility ซึ่งเป็นระดับสูงสุดของ CSR เป็นการดำเนินธุรกิจควบคู่กับการปฏิบัติตามแนวทางเพื่อมุ่งสร้างความรับผิดชอบต่อสังคมโดยสมัครใจ หรือที่เรียกว่า “คืนประโยชน์ให้กับสังคม” ทั้งนี้ สามารถแบ่งกิจกรรมออกเป็น 4 ประเภท ได้แก่ 1) งานชุมชนสัมพันธ์เพื่อป้องกันและแก้ไขปัญหาที่เกิดจากการดำเนินโครงการ จำนวน 23 กิจกรรม รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 0.39 ล้านบาท 2) สนับสนุนงานการกุศลและสาธารณประโยชน์ จำนวน 55 กิจกรรม

รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 1.18 ล้านบาท 3) สนับสนุนการศึกษาและกีฬา จำนวน 141 กิจกรรม รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 2.59 ล้านบาท และ 4) ชุมชนสัมพันธ์อื่นๆ จำนวน 27 กิจกรรม รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 1.06 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายทั้ง 4 ประเภท จำนวน 5.22 ล้านบาท

ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 70 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 30 ราย นั้น ผลปรากฏว่าภาคครัวเรือนมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. เป็นการสนับสนุนการศึกษาของเยาวชน จำนวน 36 ราย หรือร้อยละ 51.43 และภาคธุรกิจมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. เป็นการสนับสนุนการศึกษาของเยาวชน จำนวน 27 ราย หรือร้อยละ 90.00 ซึ่งผลสำรวจดังกล่าวสอดรับกับกิจกรรม CSR ของ กฟผ. ประเภทสนับสนุนการศึกษาและกีฬา ที่ได้จัดขึ้นในปริมาณมากที่สุด จำนวน 141 กิจกรรม และมีค่าใช้จ่ายสูงสุด จำนวน 2.59 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับกิจกรรม CSR ประเภทอื่นของ กฟผ.

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กฟผ. มีแนวทางการดำเนินงานสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในพื้นที่อนุรักษ์ โดยจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (Initial Environment Examination: IEE) ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 26 เมษายน 2554 เรื่อง การทบทวนการกำหนดประเภทและขนาดโครงการของหน่วยงานของรัฐ ที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment: EIA) ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม อีกทั้งจากผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 70 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 30 ราย นั้น ผลปรากฏว่าภาคครัวเรือนมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เฉลี่ยที่ 41 ราย หรือร้อยละ 57.75 และภาคธุรกิจมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. ส่งผลกระทบทางบวก (Positive Externality) ต่อสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยที่ 14 ราย หรือร้อยละ 46.67 ส่งผลให้การดำเนินโครงการในภาพรวมไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อมที่จะกระทบต่อการดำเนินชีวิตประจำวันแก่ประชาชนในพื้นที่ ระบบนิเวศน์ และสิ่งแวดล้อม

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน b: โครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่ ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มเติมในสถานีไฟฟ้าแรงสูงเดิม ติดตั้ง Shunt Capacitor และปรับปรุงสายส่ง เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า อันเป็นการลดปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกและไฟฟ้าดับ โดย กฟผ. ได้ปรับเพิ่มและลดปริมาณงานให้มีความเหมาะสมกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริง อีกทั้งมีการปรับปรุงสายส่งตามความเหมาะสมของอายุการใช้งาน ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการอยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่ใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	2,009	2,671	132.95
4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	23,000.00	22,545.67	98.02

ที่มา: กฟผ.

4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 2,671 วัน โดยดำเนินการระหว่างเดือนกันยายน 2551 จนถึงวันที่ 24 ธันวาคม 2558 คิดเป็นร้อยละ 132.95 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 662 วัน คิดเป็นร้อยละ 32.95 สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	เม.ย. 49 - ก.ย. 54	2,009	ก.ย. 51 - 24 ธ.ค. 58	2,671	662	32.95	132.95

ที่มา: กฟผ.

หมายเหตุ: แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก Completion Report โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 ของ กฟผ.

4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 23,000.00 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนจำนวน 22,545.67 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศจำนวน 5,801.30 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 16,744.37 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้เป็นการทยอยออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 9 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามภาคผนวก สามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายได้ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

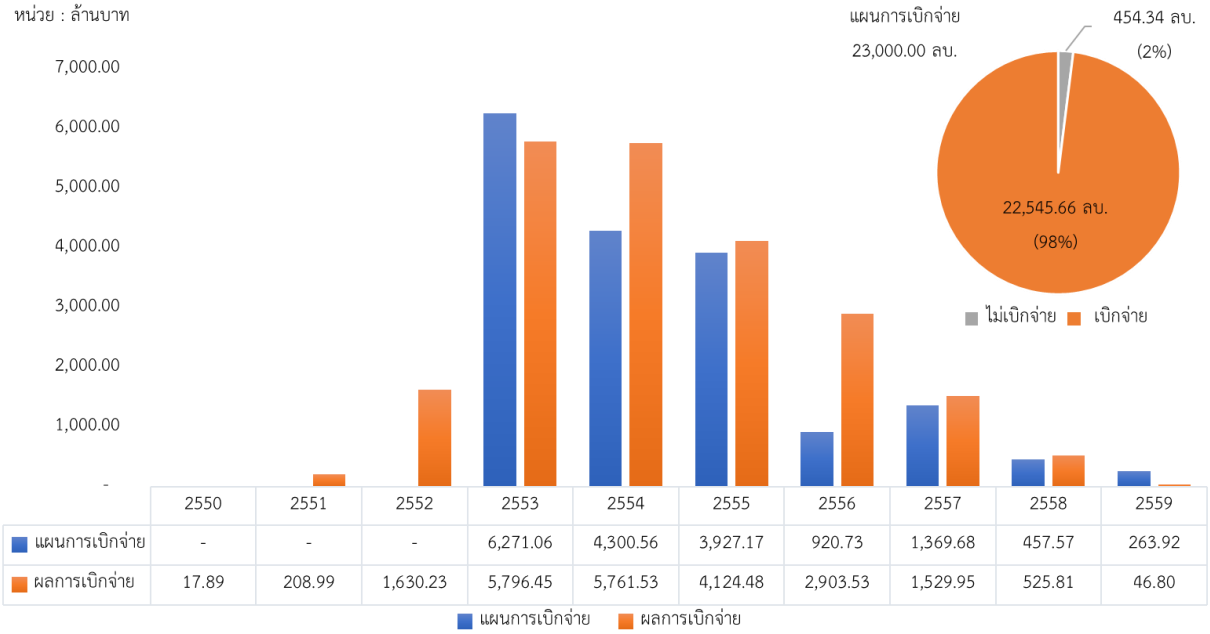
ตารางที่ 5 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ร้อยละ)	ผล/แผน (ร้อยละ)
โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11	23,000.00	22,545.67	454.33	1.98	98.02

ที่มา: กฟผ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่าย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้



	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
แผนการเบิกจ่าย	-	-	-	6,271.06	4,300.56	3,927.17	920.73	1,369.68	457.57	263.92
ผลการเบิกจ่าย	17.89	208.99	1,630.23	5,796.45	5,761.53	4,124.48	2,903.53	1,529.95	525.81	46.80

ที่มา: กฟผ.

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

ได้คะแนน a: กฟผ. ได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มีงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟผ. และคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน สามารถดำเนินการต่อไปได้ในระยะยาวอย่างต่อเนื่อง มีรายละเอียด ดังนี้

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

กฟผ. ได้จัดทำแผนซ่อมบำรุง พร้อมงบประมาณในการบำรุงรักษา โดยมีหน้าที่ในการบำรุงรักษาสายส่งและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยสามารถแบ่งรายละเอียดของงานได้ตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 รายละเอียดของงานบำรุงรักษา

ประเภทของงาน	งานที่ต้องรับผิดชอบ
งานบำรุงรักษาสายส่ง (Height and Ground)	
การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)	- ปีนตรวจสายส่งในวาระ 5 ปี - สำรวจโดยใช้เฮลิคอปเตอร์ (Helicopter) - ตรวจสายส่งทั่วไป (ลาดตระเวน) - บริหารจัดการสิ่งรุกล้ำ - ตรวจสอบและติดตามจุดวิกฤต - CSR ชุมชนที่อยู่ใกล้แนวสายส่ง

ประเภทของงาน	งานที่ต้องรับผิดชอบ
งานบำรุงรักษาสายส่ง (Height and Ground)	
การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance)	- บำรุงรักษา Live Line - บำรุงรักษา De-energized Line - ตรวจหาสาเหตุสายส่งขัดข้อง - จ้างถางวัชพืชและตัดต้นไม้อันตราย - ควบคุมงานจ้างเหมาบุคคลภายนอก - ตรวจหาสาเหตุสายส่งขัดข้องโดยใช้โดรน (Drone)
งานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง	
การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)	- ตรวจสอบอุปกรณ์สถานีไฟฟ้า บำรุงรักษาเบื้องต้นและบำรุงรักษาตามวาระ - ร่วมบำรุงรักษากับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง - จัดเก็บข้อมูลเกี่ยวกับประวัติ การบำรุงรักษาและซ่อมแซมอุปกรณ์ไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ในการวางแผนบำรุงรักษา - ประสานงานกับลูกค้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance)	- บำรุงรักษาและซ่อมแซมอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าหลังจากเกิดความเสียหาย - ร่วมซ่อมใหญ่อุปกรณ์ไฟฟ้ากับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง - วิเคราะห์สาเหตุของความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้า และระบบการรับส่งพลังงานไฟฟ้า - ประสานงานกับลูกค้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการซ่อมแซมอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบและการจ่ายไฟ

ทั้งนี้ กฟผ. ได้จัดทำและปฏิบัติตามคู่มือวิธีปฏิบัติงาน (Work Instruction) เพื่อแสดงหลักการทำงาน ขั้นตอนในการปฏิบัติงาน เครื่องมือที่จำเป็นต้องใช้ในการปฏิบัติงาน และข้อเสนอแนะในการบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการทำงานและรักษามาตรฐานการซ่อมบำรุงของหน่วยงาน ตัวอย่างคู่มือวิธีปฏิบัติงานของ กฟผ. ประกอบด้วย การบำรุงรักษาหม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) การบำรุงรักษา Medium Voltage Switchgear ตามวาระ Minor Inspection การ Overhaul Interrupter 69 kV Gas Circuit Breaker ยี่ห้อ SIEMENS Type 3AP1FG การตรวจสอบ Gas Insulated Substation (GIS) ตามวาระ Minor Inspection เป็นต้น โดย กฟผ. ได้ใช้งบประมาณในการบำรุงรักษาทั้งสิ้น จำนวน 30.54 ล้านบาท รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 รายละเอียดงบประมาณในการบำรุงรักษาแยกตามภาค

พื้นที่ดำเนินการ	ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)
ภาคเหนือ	5.02
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	14.53
ภาคกลาง	2.38
ภาคใต้	8.61
รวม	**30.54**

5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟผ. ได้จัดฝึกอบรมหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างระบบส่ง การควบคุมและบริหารงานก่อสร้าง รวมทั้งความรู้ที่เกี่ยวข้องเพื่อพัฒนาทักษะของบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจ และเกิดความชำนาญในการปฏิบัติงานตามวัตถุประสงค์ของโครงการ อันเป็นการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของผู้บริโภค และสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยมีรายชื่อหลักสูตรการอบรมตั้งแต่ปี 2553 - 2558 ระหว่างการดำเนินโครงการปรากฏตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 รายชื่อหลักสูตรฝึกอบรมในช่วงปี 2552 - 2558

ลำดับที่	ชื่อหลักสูตร	ปีที่อบรม
1	กรณีศึกษาปัญหางานก่อสร้างและแนวทาง	2553
2	การบริหารงานก่อสร้างระบบส่ง	2554
3	การจัดหาและบริหารสัญญางานก่อสร้างระบบส่ง	2554
4	ขั้นตอนงานก่อสร้างสายส่ง	2555
5	การจัดทำราคากลางงานก่อสร้าง	2555
6	การทดสอบในสนามงานก่อสร้างโยธาสถานีไฟฟ้า	2556
7	การควบคุมงานก่อสร้างสายส่ง	2556
8	ความรับผิดชอบต่อสังคมกับงานก่อสร้างระบบส่ง	2557
9	การควบคุมและบริหารงานก่อสร้าง	2557
10	เทคนิคการใช้งานวัสดุก่อสร้าง	2557
11	ความรู้เรื่องกฎหมายการก่อสร้าง	2558
12	การควบคุมและบริหารงานก่อสร้าง	2558
13	เทคนิคการควบคุมงานก่อสร้างด้านโยธา	2558

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 โครงการสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตลอดเวลาของภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจ และผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปทั้งในปัจจุบันและที่ขอใช้ไฟฟ้าเพิ่มได้อย่างต่อเนื่อง

10.2 โครงการช่วยรักษาหรือเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทำให้ลดปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับลงได้

11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

11.1 โครงการมีลักษณะเป็นการดำเนินงานในพื้นที่ทั่วประเทศเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบส่งไฟฟ้าให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่เดิมและพื้นที่ใหม่ ดังนั้น การสำรวจและจัดทำฐานข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าให้เป็นปัจจุบัน เพื่อประกอบการพยากรณ์ปริมาณการใช้ไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) และการจัดทำตัวแปรชี้วัดด้านเศรษฐกิจสามารถสะท้อนถึงผลการดำเนินโครงการที่เกิดขึ้นจะช่วยให้ กฟผ. สามารถวางแผนการดำเนินโครงการได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดความซ้ำซ้อนระหว่างโครงการเพิ่มศักยภาพในการบริหารการจัดซื้ออุปกรณ์และลดระยะเวลาในการดำเนินโครงการได้

11.2 กฟผ. ควรมีการวางแผนสำรองเพื่อลดความเสี่ยงในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่คาดฝันอันเนื่องจากปัจจัยภายนอก (External Factors) ที่หน่วยงานไม่สามารถควบคุมได้ อันอาจส่งผลให้เกิดผลกระทบในการดำเนินโครงการ เช่น เหตุการณ์อุทกภัยในปี 2554 - 2555 การขาดแคลนแรงงานอันเนื่องมาจากการปรับค่าจ้างขั้นต่ำในปี 2556 เป็นต้น และควรมีความยืดหยุ่นในกระบวนการดำเนินงานเพื่อลดปัญหาการแทรกแซงจากปัจจัยภายนอกและความล่าช้าในการดำเนินโครงการ

12. รูปภาพโครงการ

12.1 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV สระบุรี 5

12.2 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ท่าวุ้ง - ลพบุรี 1 และ 115 kV ท่าตะโก – ชัยบาดาล

12.3 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV ระยอง 3 - ระยอง 1

12.4 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV กาญจนบุรี 2 - กาญจนบุรี 1

12.5 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV สีคิ้ว - นครราชสีมา 3

12.6 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV กระบี่ - พังงา 2 - ภูเก็ต 3

12.7 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV แม่เมาะ 3 - แม่เมาะ 4 - ลำพูน 2 และ 115 kV แม่เมาะ 3 - ลำปาง 1 และ 115 kV ลำพูน 1 - ลำพูน 2

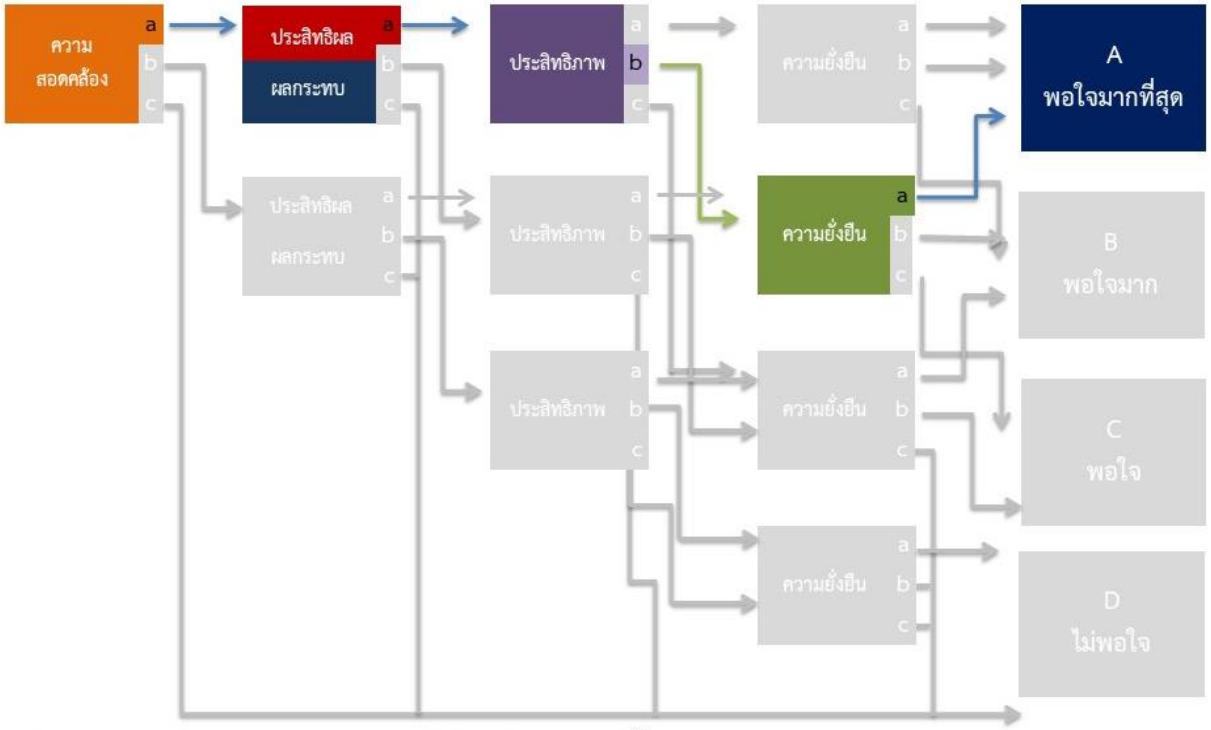
12.8 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV พะเยา

12.9 งานก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230/115 kV พิจิตร

12.10 การลงพื้นที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงกาญจนบุรี 2 ในวันที่ 23 มิถุนายน 2565

13. <u>สรุปผลการประเมินโครงการขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11</u>

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ A หมายถึง พอใจมากที่สุด โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ ประสิทธิผล และความยั่งยืนอยู่ในระดับ a ส่วนด้านประสิทธิภาพอยู่ในระดับ b 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

โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้า ระยะที่ 11 ทำให้ประชาชนในพื้นที่ทั่วประเทศไทยได้รับการบริการขั้นพื้นฐานด้านสาธารณูปโภคและขั้นพื้นฐานที่มีคุณภาพอย่างพอเพียง ส่งเสริมให้เกิดความเท่าเทียมกันในสังคมและการจ้างงานในพื้นที่ดำเนินโครงการเพิ่มมากขึ้น ทั้งยังมีภาพรวมในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของทุกภาคส่วน รวมทั้งลดปริมาณการเกิดไฟฟ้าตกและไฟฟ้าดับอันเป็นการสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ส่งผลให้การผลิตสินค้าและบริการของประเทศมีความต่อเนื่อง เกิดความน่าเชื่อถือในด้านการลงทุน อันส่งผลต่อการพัฒนาระดับรายได้ประชาชาติของประเทศต่อไป

ภาคผนวก

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี										รวม
	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	
แผนการกู้เงินในแผนหนี้สาธารณะ	-	-	2,743.89	5,270.52	2,790.80	-	1,000.00	500.00	-	-	**12,305.20**
ผลการกู้เงิน	-	-	2,301.30	-	-	2,500.00	1,000.00	-	-	-	**5,801.30**
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้	-	-	2,301.30	-	-	2,500.00	1,000.00	-	-	-	**5,801.30**
ผลการเบิกจ่ายเงินรายได้ กฟผ.	17.89	209.00	125.98	4,999.40	5,761.53	1,624.48	1,903.53	1,529.95	525.81	46.80	**16,744.37**

ที่มา: สบน.

ตารางภาคผนวกที่ 2 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินกู้	วงเงินลงนามสัญญา (ล้านบาท)	การเบิกจ่ายเงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย
			วันที่เริ่มสัญญา	วันสิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 4	186.40	186.40	12 ก.พ. 2552	12 ก.พ. 2559	7	4.34
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 22	1,000.00	1,000.00	23 ก.ค. 2552	23 ก.ค. 2567	15	4.45
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 25	1,000.00	1,000.00	30 ก.ค. 2552	30 ก.ค. 2567	15	4.50
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 32	114.90	114.90	20 ส.ค. 2552	20 ส.ค. 2567	15	4.50
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2555 ครั้งที่ 1	1,000.00	1,000.00	19 ก.ค. 2555	19 ก.ค. 2560	5	3.62
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2555 ครั้งที่ 2	1,000.00	1,000.00	19 ก.ค. 2555	19 ก.ค. 2563	8	3.76
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2555 ครั้งที่ 7	500.00	500.00	30 ส.ค. 2555	30 ส.ค. 2565	10	3.74
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2556 ครั้งที่ 5	1,000.00	1,000.00	28 มี.ค. 2556	28 มี.ค. 2571	15	4.23
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2559 ครั้งที่ 1	186.40	-	12 ก.พ. 2559	12 ก.พ. 2569	10	2.73
รวม	**5,987.70**	**5,801.30**	**อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย (ถ่วงน้ำหนัก)**			**4.07**

ที่มา: กฟผ.