รายงานผลการประเมินโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ

สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

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

2. <u>ความเป็นมาของโครงการ</u>

เมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2547 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. ดำเนินโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ภายใต้กรอบวงเงินลงทุน 7,410.00 ล้านบาท ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ และให้รับความเห็นและข้อสังเกตของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ กระทรวงการคลัง กระทรวงพาณิชย์ และกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมไปพิจารณาดำเนินการด้วย เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ซึ่ง กฟผ. ได้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับกลุ่มผู้ลงทุนของบริษัท Nam Theun 2 Power Company Limited (NTPC) แล้วเมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2546 ภายใต้กรอบบันทึกความเข้าใจระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาล สปป. ลาว โดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้ให้ความเห็นชอบแล้วเมื่อวันที่ 9 กันยายน 2547 กฟผ. จึงได้บรรจุโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549)

3. <u>วงเงินลงทุนและแหล่งเงินของโครงการ</u>

โครงการดังกล่าวมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 7,410.00 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 3,053.00 ล้านบาท เงินกู้ในประเทศ จำนวน 2,178.50 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 2,178.50 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุน จำนวน 4,722.50 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศ จำนวน 1,310.09 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 3,412.41 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้ได้บรรจุไว้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2550 - 2551 โดยเป็นการทยอยออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 4 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวก

4. <u>วัตถุประสงค์ของโครงการ</u>

4.1 รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ.

4.2 เพิ่มความคล่องตัวในการควบคุมและการจ่ายไฟฟ้า ตลอดจนลดความสูญเสียของระบบไฟฟ้า

4.3 ส่งเสริมความสัมพันธ์ และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทย และ สปป. ลาว ซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมต่อเศรษฐกิจ โดยเฉพาะการค้าขายระหว่างชายแดนไทย - ลาว

5. <u>ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ</u>

กฟผ. ดำเนินการก่อสร้างสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าปริมาณ 920 เมกะวัตต์ จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ใน สปป. ลาว โดยมีพื้นที่ดำเนินการใน สปป. ลาว และชายแดนประเทศไทย บริเวณจังหวัดมุกดาหารและจังหวัดร้อยเอ็ด

6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟผ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2546 โดยงานก่อสร้างแล้วเสร็จ เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2552 ใช้ระยะเวลาก่อสร้างรวมทั้งสิ้น 5 ปี 11 เดือน ช้ากว่าแผน 5 เดือน (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการนับจากวันที่ลงนามสัญญาซื้อไฟฟ้ากับกลุ่มผู้ลงทุนของบริษัท Nam Theun 2 Power Company Limited (NTPC) จนถึงวันที่ก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในเขตประเทศไทยแล้วเสร็จ เพื่อทดสอบโรงไฟฟ้าได้แล้วเสร็จ กำหนดแล้วเสร็จคือเดือนเมษายน 2552 (ภายใน 66 เดือนนับจากวันที่ลงนามสัญญา)

7. ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ (Feasibility Study) ที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุโครงการ 25 ปี โดยโครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ร้อยละ 16.13 อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of return: EIRR) ร้อยละ 20.32 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present value : NPV) 2,940.20 ล้านบาท และเมื่อดำเนินโครงการแล้วเสร็จโครงการมีค่า FIRR อยู่ที่ร้อยละ 62.09 ค่า EIRR อยู่ที่ร้อยละ 62.22 และค่า NPV 34,792.20 ล้านบาท ซึ่งมีค่าสูงกว่าที่คำนวณไว้ในรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนลดลงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งมีผลต่อราคารับซื้อไฟฟ้าและส่งผลให้โครงการมีค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าลดลง และมีอัตราผลตอบแทนของโครงการที่เพิ่มขึ้น โดยทั้งก่อนและหลังดำเนินโครงการ มีอัตราคิดลด (Discount Rate) อยู่ที่ร้อยละ 10.00

8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล
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. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) 4. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
3) ผลกระทบ	

a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
4) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลาเท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ 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

9. สรุปผลการประเมินโครงการ

โครงการมีผลประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ A หมายถึง พอใจมากที่สุด โดยด้านความสอดคล้อง ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a สำหรับด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ b โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) 2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะถัดไปจนถึงปัจจุบัน 3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	a
2) ประสิทธิผล		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 99.74 2. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) ของภาคะวันออกเฉียงเหนือ	a

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	2.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับ (SAIFI) หลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยลดลง 0.08 (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี) เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 0.30 (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี) หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย ร้อยละ 172.94 ทั้งนี้ จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 2.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับ (SAIDI) หลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยลดลง 1.16 (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี) เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 3.70 (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี) หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย ร้อยละ 168.64 ทั้งนี้ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) หลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 3,547.69 เมกะวัตต์ เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 2,426.69 เมกะวัตต์ หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย ร้อยละ 146.19 4. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss) หลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยลดลง ร้อยละ 1.64 เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย ร้อยละ 2.13 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย ร้อยละ 123.08	
3) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เนื่องจากตามความเห็นของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมที่เห็นด้วยกับการลงทุนโครงการดังกล่าว โดยให้ กฟผ. ดำเนินการตามมาตรการป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและควบคุมการปฏิบัติงานอย่างเคร่งครัด เพื่อป้องกันผลกระทบต่อระบบนิเวศของพื้นที่ป่าต้นน้ำลำธารที่สำคัญและป่าสงวนแห่งชาติในบริเวณใกล้เคียง อีกทั้งได้รับการอนุญาตใช้ประโยชน์พื้นที่ป่าไม้ก่อนดำเนินโครงการด้วยแล้ว และจากการสำรวจความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียต่อโครงการมีความพึงพอใจในการบริหารจัดการของ กฟผ.	a

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
4) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลาเท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 – 150 ของแผนที่วางไว้ c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 2,153 วัน คิดเป็นร้อยละ 107.60 ของแผน ซึ่งล่าช้ากว่าแผน 152 วัน (ร้อยละ 7.60) 2. ค่าใช้จ่ายของโครงการ จำนวน 4,722.50 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 63.73 ของแผน หรือน้อยกว่าแผน จำนวน 2,687.50 ล้านบาท (ร้อยละ 36.27)	b
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงในพื้นที่ดำเนินโครงการ ตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง 2. กฟผ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟผ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องทางด้านเทคนิคและด้านความปลอดภัย มาใช้ในการบำรุงรักษาโครงการอย่างต่อเนื่อง 4. กฟผ. มีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง	a
ผลการประเมินรวม		A

หมายเหตุ: น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a: โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) และยังมีความสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) อีกด้วย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ในส่วนของการปรับโครงสร้างทางเศรษฐกิจให้เข้าสู่สมดุลและยั่งยืน ยุทธศาสตร์ที่ 6 การเพิ่มสมรรถนะและขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ซึ่งให้ความสำคัญกับการเพิ่มประสิทธิภาพและยกระดับคุณภาพโครงสร้างพื้นฐานทั้งด้านพลังงาน เพื่อสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาค

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	การผลิตและบริการ โดยการจัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างมีคุณภาพ และส่งเสริมความร่วมมือทางเศรษฐกิจกับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อเพิ่มศักยภาพในการใช้ทรัพยากรร่วมกัน นำไปสู่การพึ่งกันซึ่งกันและกัน และยกระดับคุณภาพชีวิตของคนในภูมิภาค - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ในส่วนของการขับเคลื่อนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติสู่การปฏิบัติ ยุทธศาสตร์ที่ 3 การปรับโครงสร้างทางเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืน ซึ่งให้ความสำคัญกับดำเนินนโยบายการค้าระหว่างประเทศ การส่งเสริมการลงทุนและสร้างความร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้าน ให้สนับสนุนการปรับโครงสร้างการผลิต การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและการพัฒนาสังคมของประเทศ อีกทั้งแก้ไขปัญหาร่วมระหว่างประเทศ เช่น การใช้ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมร่วมกัน โดยเฉพาะลุ่มแม่น้ำโขง
2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004)	โครงการบรรจุอยู่ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004) ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ารวม โดยจะก่อสร้างสายส่ง 500 เควี เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 จำนวน 920 เมกะวัตต์ ในปี 2552 ซึ่งสามารถลดปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าและเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	ตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการจนถึงปัจจุบันวัตถุประสงค์ของโครงการเป็นไปตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) ซึ่งสอดคล้องกับประเด็นยุทธศาสตร์ชาติด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน ซึ่งให้ความสำคัญกับอุตสาหกรรมความมั่นคงของประเทศ โดยการส่งเสริมการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการ เพื่อเป็นฐานความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ และให้ความสำคัญกับการจัดหาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน บริหารจัดการพลังงานให้มีประสิทธิภาพและมีการแข่งขันอย่างเป็นธรรม สามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานตามการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศและการเปลี่ยนแปลงสู่เทคโนโลยีสมัยใหม่ในอนาคต

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน a: โครงการดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า ตลอดจนลดความสูญเสียของระบบไฟฟ้า ส่งผลให้ประชาชนที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ให้บริการของ กฟผ. ได้รับความสะดวกสบายเพิ่มมากขึ้น มีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับและขัดข้องลดน้อยลงและมีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับลดน้อยลงอีกด้วย อย่างไรก็ตาม กฟผ. สามารถดำเนินการเป็นไปตามแผนงาน โดยรายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงานเฉลี่ยก่อนโครงการแล้วเสร็จ	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ผลผลิตของโครงการ			**99.27**
2.1.1 ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี และ 230 เควี (วงจร-กม.)			
- ข้ามแม่น้ำโขงแบบเสาโครงเหล็ก (500 เควี)	0.75	0.75	100.00
- ชายแดนไทย/ลาว มุกดาหาร - ร้อยเอ็ด 2 (500 เควี)	165.00	159.00	96.36
- สายส่งชั่วคราว ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1 (230 เควี)	20.00	20.00	100.00
- รื้อสายส่งเดิม ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1 (230 เควี)	20.00	20.00	100.00
- สายส่งใหม่ ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1 (230 เควี)	20.00	20.00	100.00
2.1.2 ก่อสร้าง/ขยายลานไกไฟฟ้า ร้อยเอ็ด 2 (เควี)			
- ก่อสร้างลานไกไฟฟ้า	500.00	500.00	100.00
- ขยายลานไกไฟฟ้า	230.00	230.00	100.00
2.1.3 ติดตั้งหม้อแปลง ขนาด 500/230 เควี (ชุด)			
- ร้อยเอ็ด 2	2.00	2.00	100.00
2.1.4 ติดตั้ง Shunt Reactor ร้อยเอ็ด 2	✓	✓	100.00
2.1.5 ติดตั้ง Fiber Optic ในสาย Overhead Ground Wire (เส้น)			
- ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1	1.00	1.00	100.00
- มุกดาหาร - ร้อยเอ็ด 2	1.00	1.00	100.00
2.1.6 ปรับปรุงอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 เควี ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น (ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1)	✓	✓	100.00
2.1.7 เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง (ร้อยเอ็ด 2 - ร้อยเอ็ด 1)	✓	✓	100.00
2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index : SAIDI)			
2.2.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (SAIFI) (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี)	0.30	0.08	27.06
2.2.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับ (SAIDI) (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี)	3.70	1.16	31.36
2.3) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) (เมกะวัตต์)	2,426.69	3,547.69	146.19
2.4) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss)	2.13	1.64	76.92

ที่มา: กฟผ.

ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ผลผลิตของโครงการ

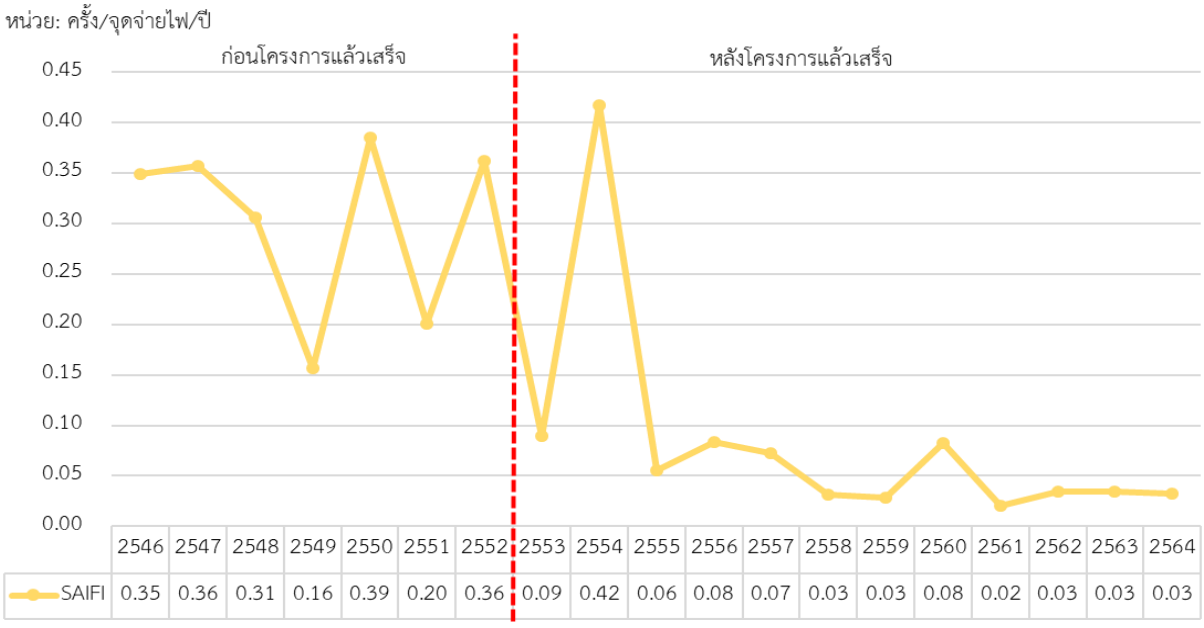
โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 7 ประเภท ได้แก่ 1) งานก่อสร้างสายส่ง 500 เควี และ 230 เควี 2) งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 500 เควี และขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 เควี 3) งานติดตั้งหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า (Inductive Voltage Transformers) 500/230 เควี 4) งานติดตั้ง Shunt Reactor ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง 5) งานติดตั้ง Fiber Optic ในสาย Overhead Ground Wire 6) งานปรับปรุงอุปกรณ์ Bay ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น และ 7) เพิ่มเติมระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง โดย กฟผ. ดำเนินโครงการได้บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 99.74 เนื่องจากก่อนดำเนินโครงการ กฟผ. ได้ประมาณระยะทางแนวเขตเดินสายส่งโดยใช้ข้อมูลอ้างอิงจากแผนที่ทางภูมิศาสตร์ โดยระหว่างดำเนินโครงการได้มีการปรับเปลี่ยนระยะทางก่อสร้างตามแนวเขตเดินสายส่งให้สอดคล้องกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์และรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ.

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

2.2.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ พบว่าจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยก่อนโครงการแล้วเสร็จอยู่ที่ 0.30 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี และเมื่อพิจารณาจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จอยู่ที่ 0.08 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จและมีแนวโน้มลดลงในแต่ละปี คิดเป็นร้อยละ 72.94 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 172.94 โดยมีรายละเอียดของการพิจารณาดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

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



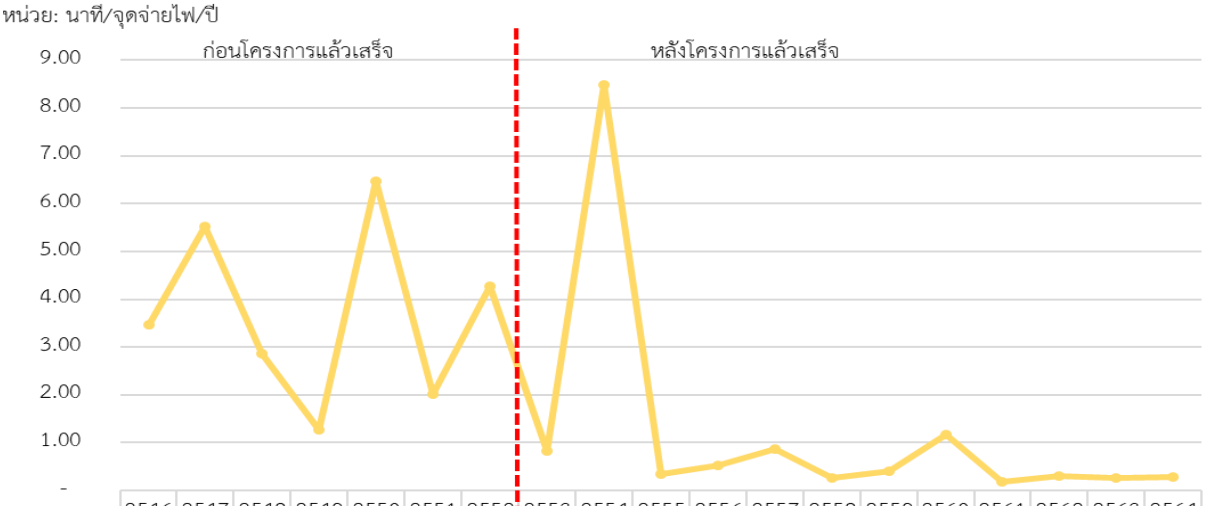
ที่มา: กฟผ.

2.2.2 ค่าดัชนีค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ พบว่าระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยก่อนโครงการแล้วเสร็จอยู่ที่ 3.70 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี และเมื่อพิจารณาระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จอยู่ที่ 1.16 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จและมีแนวโน้มลดลงในแต่ละปี คิดเป็นร้อยละ 68.64 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 168.64 โดยมีรายละเอียดของการพิจารณาค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

แผนภูมิที่ 2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)

หน่วย: นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี



	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
SAIDI	3.4	5.5	2.8	1.2	6.47	2.02	4.28	0.84	8.48	0.35	0.52	0.86	0.26	0.41	1.16	0.17	0.30	0.27	0.29

ที่มา: กฟผ.

หมายเหตุ : 1. ปี พ.ศ. 2554 ค่า SAIFI และค่า SAIDI มีแนวโน้มเพิ่มสูงกว่าปีอื่น ๆ เนื่องจากเกิดอุบัติเหตุทางธรรมชาติ มีต้นไม้ขึ้นในบริเวณแนวสายส่งจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง (สฟ.) ขอนแก่น 3 - สฟ.ร้อยเอ็ด 2 ทำให้เกิดไฟวาบตามผิวฉนวนทางไฟฟ้าระหว่างลูกถ้วยตามสายส่ง (Flashover) ส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง 30 จุดจ่ายไฟ ต้องปลดอุปกรณ์ออกจากระบบ จึงเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนใต้ ระยะเวลาไฟฟ้าดับ 866 นาที พลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 11,797.64 เมกะวัตต์ต่อนาที

2. ปี พ.ศ. 2557 ค่า SAIFI และค่า SAIDI มีแนวโน้มเพิ่มสูง เนื่องจากเกิดเหตุขัดข้องที่ สฟ.สกลนคร 1 สายส่งรับกระแสไฟฟ้าสูงกว่าปกติทำให้สายส่งหย่อนไปใกล้สายโทรศัพท์ ต้องทำการปลดอุปกรณ์ออกจากระบบ ส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง 5 จุดจ่ายไฟ มีระยะเวลาไฟฟ้าดับ 197 นาที พลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 1,293.90 เมกะวัตต์ต่อนาที และเกิดเหตุขัดข้องอื่นประกอบร่วมด้วยที่ สฟ.อุดรธานี 1 สฟ.บุรีรัมย์ และ สฟ.ประโคนชัย

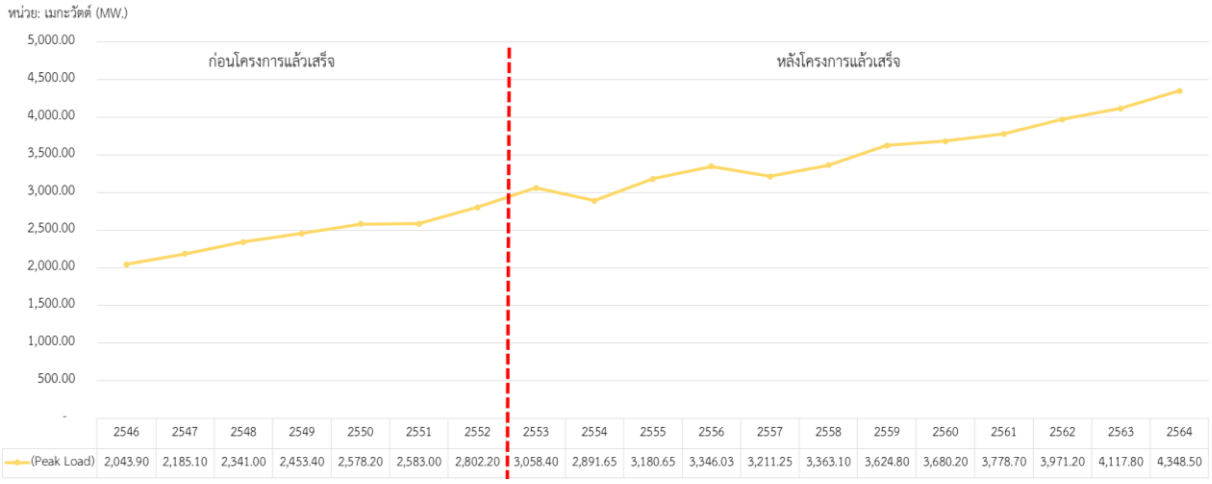
3. ปี พ.ศ. 2560 ค่า SAIFI และค่า SAIDI มีแนวโน้มเพิ่มสูง เนื่องจากเกิดเหตุขัดข้องที่ สฟ.พังโคน สายส่งของ กฟภ. มีข้อขัดข้อง โดยอุปกรณ์ตัดตอน (Breaker Fail Relay) ของสายส่งที่จ่ายไฟให้ กฟภ. ไม่ทำงานในการปลดสายส่งที่ขัดข้องออกจากระบบ กฟผ. จึงต้องปลดอุปกรณ์ทุกตัวออกจากระบบ ส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง 13 จุดจ่ายไฟ จึงมีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในพื้นที่ จ. นครพนม และพื้นที่บางส่วนของ จ.สกลนคร จ.บึงกาฬ และ จ. มุกดาหาร ระยะเวลาไฟฟ้าดับ 361 นาที พลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 5,125.60 เมกะวัตต์ต่อนาที

4. กฟผ. ดำเนินการควบคุมค่า SAIFI และค่า SAIDI ให้อยู่ภายใต้เกณฑ์วัดผลการดำเนินงานของ กฟผ. ตามเกณฑ์ที่สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) กำหนดไว้ โดยมีค่าเฉลี่ยในช่วง 5 ปี (พ.ศ. 2560 - 2564) ไม่เกินเกณฑ์ที่กำหนดตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานคุณภาพการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบส่งไฟฟ้า พ.ศ. 2564

2.3) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ พบว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 2,426.69 เมกะวัตต์ และเมื่อพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 3,547.69 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จและมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในแต่ละปี คิดเป็นร้อยละ 46.19 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 146.19 โดยมีรายละเอียดของการพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load)



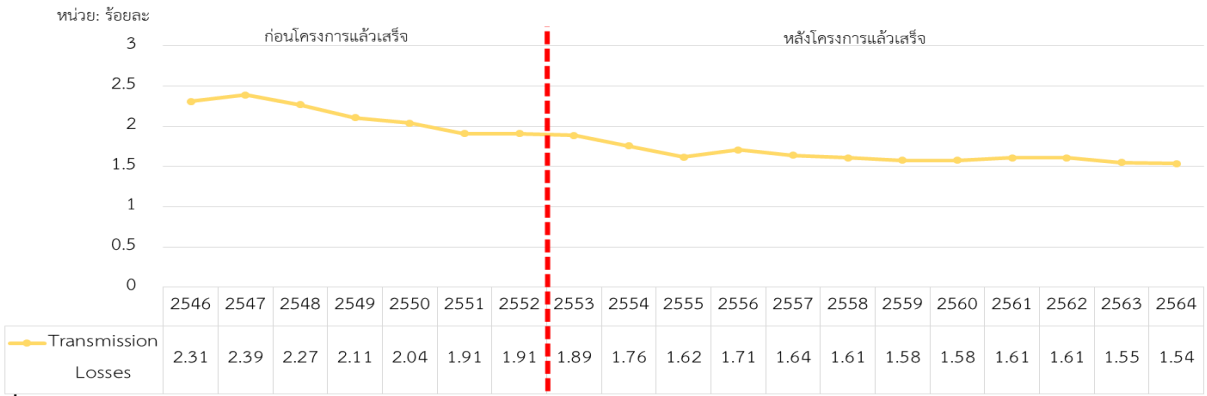
	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
(Peak Load)	2,043.90	2,185.10	2,341.00	2,453.40	2,578.20	2,583.00	2,802.20	3,058.40	2,891.65	3,180.65	3,346.03	3,211.25	3,363.10	3,624.80	3,680.20	3,778.70	3,971.20	4,117.80	4,348.50

ที่มา: กฟผ.

2.4) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss)

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ พบว่าร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 2.13 และเมื่อพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 1.64 ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จและมีแนวโน้มลดลงในแต่ละปี คิดเป็นร้อยละ 23.08 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 123.08 โดยมีรายละเอียดของการพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Loss)



	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
Transmission Losses	2.31	2.39	2.27	2.11	2.04	1.91	1.91	1.89	1.76	1.62	1.71	1.64	1.61	1.58	1.58	1.61	1.61	1.55	1.54

ที่มา : กฟผ.

หมายเหตุ: โครงการสามารถก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตประเทศไทยได้แล้วเสร็จเพื่อทดสอบโรงไฟฟ้าเมื่อวันที่ 29 กันยายน 2552 และสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) ได้ในเดือนธันวาคม 2552

3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a: โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม จากการสำรวจความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียต่อโครงการ ทั้งจากภาคธุรกิจและภาคครัวเรือน ตลอดจนรวบรวมข้อมูลจากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โดยมีรายละเอียด ดังนี้

3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ประชาชนในพื้นที่คาดหวังว่าหลังจากมีโครงการจะช่วยให้ท้องถิ่นมีการพัฒนามากขึ้น โดยในระหว่างดำเนินโครงการ พ.ศ. 2549 - 2552 กฟผ. ได้ดำเนินงานก่อสร้างสายส่ง มีการจ้างแรงงานในท้องถิ่นประมาณ 300 คน และงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง มีการจ้างแรงงานในท้องถิ่นประมาณ 220 คน และเมื่อโครงการแล้วเสร็จและสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ ประชาชนในพื้นที่มีความเห็นว่าโครงการมีส่วนช่วยให้เกิดความเจริญเติบโตทางด้านเศรษฐกิจในพื้นที่ อีกทั้งเป็นการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามอัตราการเพิ่มของประชากรและอัตราการขยายตัวของเขตเมืองในระดับภูมิภาค นอกจากนี้ ยังเสริมสร้างความมั่นคงและเสถียรภาพให้กับระบบส่งไฟฟ้าในภาคะวันออกเฉียงเหนือ และสามารถรองรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินด้านพลังงาน ช่วยลดการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งอาจทำให้อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า เครื่องจักรของภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจได้รับความเสียหายลดน้อยลง

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

กฟผ. ได้จัดทำโครงการ/กิจกรรมเพื่อสังคม (Corporate Social Responsibility : CSR) ในพื้นที่ดำเนินโครงการ รวมทั้งสิ้น 11 โครงการ/กิจกรรม เพื่อเป็นประชาสัมพันธ์สร้างความเข้าใจเกี่ยวกับภารกิจของ กฟผ. ทั้งในด้านระบบผลิตและด้านระบบส่งให้แก่ประชาชนที่อาศัยใกล้แนวเขตเดินสายส่งไฟฟ้าแรงสูงพาดผ่านและสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยเปิดให้ชุมชนและทุกภาคส่วนได้เข้ามามีส่วนร่วมเพื่อรับฟังและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น เข้าเยี่ยมชมการทำงานของ กฟผ. และจัดกิจกรรมในสถานศึกษาเพื่อบรรยายให้ความรู้กับนักเรียน คณะครู-อาจารย์ และหลังโครงการแล้วเสร็จ กฟผ. ยังคงมีโครงการพัฒนาชุมชนในพื้นที่ใกล้แนวสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อพัฒนาและฟื้นฟูท้องถิ่นในด้านต่าง ๆ เช่น สนับสนุนทุนการศึกษา อุปกรณ์การเรียนการสอนอุปกรณ์กีฬา และปรับปรุงโรงเรียน การทำนุบำรุงรักษาวัดและปูชนียสถานต่าง ๆ สนับสนุนอุปกรณ์ทางการแพทย์และสาธารณสุขให้แก่โรงพยาบาล และมอบถุงยังชีพและเครื่องอุปโภคบริโภคให้กับประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ซึ่งสร้างความพึงพอใจให้กับชุมชนเป็นอย่างมาก นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดทำแผนโครงการและกิจกรรม CSR ประจำปี 2565 จำนวน 7 โครงการ/กิจกรรม โดยใช้งบประมาณ จำนวน 230,000 บาท

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

3.3.1 กฟผ. ได้ประสานงานกับกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมในการกำหนดมาตรการป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและควบคุมการปฏิบัติงานอย่างเคร่งครัด ในกิจกรรมการก่อสร้างเสาและพาดสายส่งไฟฟ้าแรงสูงผ่านลุ่มน้ำชายแดนและพื้นที่ป่าไม้ รวมทั้งกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง เพื่อป้องกันผลกระทบต่อระบบนิเวศของพื้นที่ป่าต้นน้ำลำธาร (ลุ่มน้ำชั้นที่ 1 และชั้นที่ 2) ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2538 เรื่อง การกำหนดชั้นคุณภาพลุ่มน้ำภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือส่วนอื่น ๆ (ลุ่มน้ำชายแดน) เพื่อพื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติ ประเภทป่าเพื่อเศรษฐกิจ และเพื่อป้องกันผลกระทบต่อระบบนิเวศของพื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติประเภทป่าเพื่อเศรษฐกิจ ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เรื่อง การจำแนกเขตการใช้ประโยชน์ทรัพยากรและที่ดินป่าไม้ในพื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติ โดยดำเนินการขออนุญาตใช้ประโยชน์พื้นที่ป่าเพื่อการอนุรักษ์ รวมทั้งปฏิบัติตามกฎและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการอนุญาตใช้ประโยชน์พื้นที่ป่าไม้ก่อนการดำเนินโครงการแล้ว โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) การขออนุญาตใช้ที่ดินสาธารณประโยชน์เพื่อใช้ในก่อสร้างสายส่ง 500 เควี จากชายแดนบริเวณจังหวัดมุกดาหารไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยร้อยเอ็ด 2 จังหวัดร้อยเอ็ด ตามหนังสือกระทรวงพลังงาน ที่ พน 0202/3585 ลงวันที่ 3 ตุลาคม 2550

2) การขอใช้ที่ดินเพื่อก่อสร้างและบำรุงรักษาสายส่ง 500 เควี จังหวัดร้อยเอ็ด ตามหนังสืออนุญาตให้ใช้ที่ดินเพื่อกิจการสาธารณูปโภคและกิจการอื่น ๆ ในเขตปฏิรูปที่ดิน (ส.ป.ก. 4-31 ก.) ที่ 18/2552 และ 18.1/2552 ลงวันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2552

3) การขอใช้ที่ดินเพื่อก่อสร้างและบำรุงรักษาสายส่ง 500 เควี จังหวัดมุกดาหาร ตามหนังสืออนุญาตให้ใช้ที่ดินเพื่อกิจการสาธารณูปโภคและกิจการอื่น ๆ ในเขตปฏิรูปที่ดิน (ส.ป.ก. 4-31 ก.) ที่ 111-114/2552 ลงวันที่ 18 สิงหาคม 2552

3.3.2 จากการสอบถามความเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของโครงการ ทั้งภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ พบว่าผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของโครงการมีความพึงพอใจในการบริหารจัดการด้านคุณภาพสิ่งแวดล้อมของ กฟผ. โดยรวมทั้งก่อนและหลังมีโครงการคุณภาพน้ำ อากาศ และเสียง ไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อประชาชนที่อาศัยใกล้แนวสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง มีการจัดเจ้าหน้าที่ลงพื้นที่เพื่อพบปะผู้นำชุมชนและประชาชนในพื้นที่ ประชาสัมพันธ์และสร้างความเข้าใจกับชุมชน และเปิดโอกาสให้ชุมชนร่วมตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม อีกทั้ง กฟผ. ได้กำหนดนโยบายสิ่งแวดล้อมเพื่อเป็นแนวทางในการดำเนินงาน การวางแผนโครงการและเป้าหมาย ตามประกาศ กฟผ. ที่ 15/2553 เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2553

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน b: โครงการมีลักษณะเป็นการออกแบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าแรงสูง ก่อสร้างและรื้อสายส่ง ก่อสร้างและขยายลานไกไฟฟ้าแรงสูง ติดตั้งอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าและหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้ปรับเพิ่มปริมาณงานตามพื้นที่ดำเนินการจริง มีค่าใช้จ่ายโครงการอยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่ใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณาด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 สรุปตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ (วัน)	2,001	2,153	107.60
4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	7,410.00	4,722.50	63.73

ที่มา: กฟผ.

4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 2,153 วัน โดยดำเนินการระหว่างวันที่ 8 พฤศจิกายน 2546 – 29 กันยายน 2552 คิดเป็นร้อยละ 107.60 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 152 วัน คิดเป็นร้อยละ 7.60 สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	8 พ.ย. 46 – 30 เม.ย. 52	2,001	8 พ.ย. 46 – 29 ก.ย. 52	2,153	152	7.60	107.60

ที่มา: กฟผ.

หมายเหตุ: 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจากมติ ครม. เมื่อวันที่ 23 พ.ย. 49

2. กฟผ. ลงนามสัญญาซื้อไฟฟ้ากับกลุ่มผู้ลงทุนบริษัท NTPC เมื่อวันที่ 8 พ.ย. 46

3. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการจริงนับจากวันที่ลงนามสัญญาซื้อไฟฟ้าจนถึงวันที่ก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในเขตประเทศไทยแล้วเสร็จเพื่อทำการทดสอบโรงไฟฟ้า

4. โครงการก่อสร้างแล้วเสร็จล่าช้าจากแผน เนื่องจากงานก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ของ สปป. ลาว มีการเลื่อนกำหนดแล้วเสร็จออกไป ดังนั้น กฟผ. จึงต้องทำการปรับกำหนดแล้วเสร็จของงานก่อสร้างในฝั่งประเทศไทย เพื่อให้สอดคล้องกับแผนงานจัดซื้อจัดจ้างและกำหนดแล้วเสร็จตามสัญญา จึงไม่กระทบต่อการส่งมอบงานตามสัญญาและไม่มีค่าปรับ

4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 7,410.00 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงินกู้จำนวน 4,722.50 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 63.73 ของแผน ประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟผ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ จำนวน 1,310.09 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 3,412.41 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

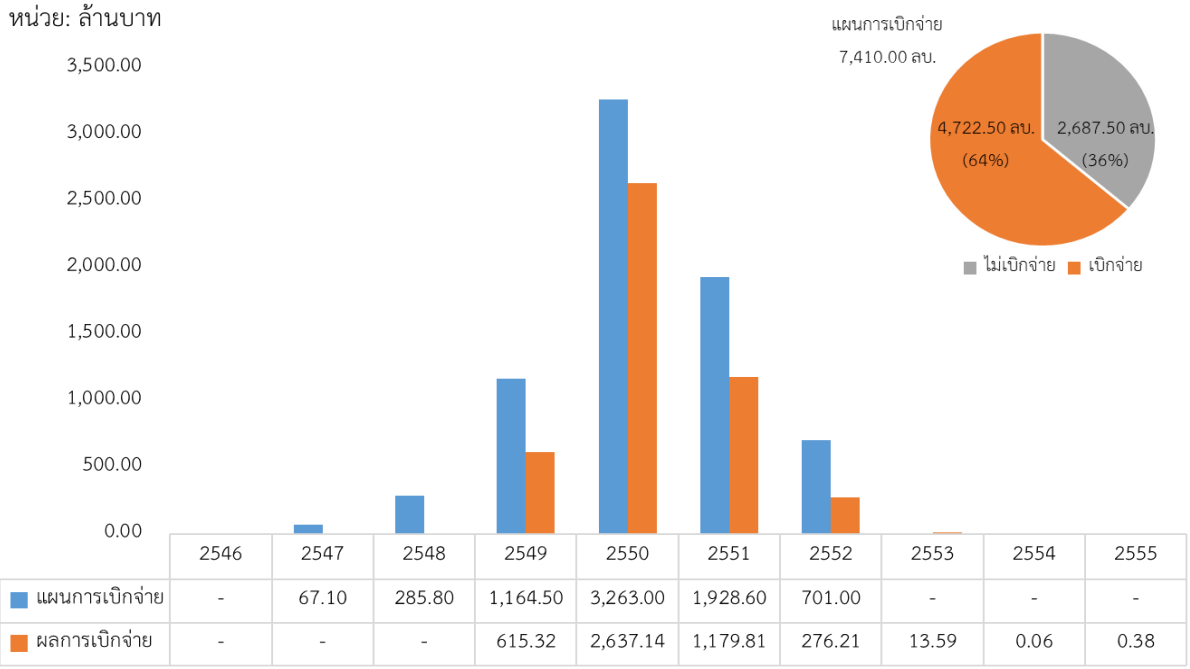
ตารางที่ 5 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ร้อยละ)	ผล/แผน (ร้อยละ)
โครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2	7,410.00	4,722.50	2,687.50	36.27	63.73

ที่มา: กฟผ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่าย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้



	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555
แผนการเบิกจ่าย	-	67.10	285.80	1,164.50	3,263.00	1,928.60	701.00	-	-	-
ผลการเบิกจ่าย	-	-	-	615.32	2,637.14	1,179.81	276.21	13.59	0.06	0.38

ที่มา: สรุปโดยย่อจากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 และเอกสารประกอบเรื่องเข้า ครม. ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 23 พ.ย. 2549

หมายเหตุ: 1. โครงการมีผลการเบิกจ่ายเงินลงทุนจริงต่ำกว่ากรอบวงเงินที่ได้รับอนุมัติ เนื่องจากไม่มีการเบิกจ่ายในรายการตามที่ได้ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นต้นทุนทางอ้อม (Indirect Cost) เช่น เงินสำรองจ่ายในกรณีจำเป็นเร่งด่วน และเงินสำรองราคา รวมทั้งรายการที่ใช้จ่ายไม่หมด ได้แก่ ภาษีนำเข้า ภาษีมูลค่าเพิ่ม และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง

2. โครงการสามารถก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าในเขตประเทศไทยแล้วเสร็จและ จ่ายไฟฟ้าเพื่อทดสอบโรงไฟฟ้าได้ในวันที่ 29 กันยายน 2552 แต่ยังคงมีผลการเบิกจ่ายถึงปี 2555 เนื่องจากเป็นการจ่ายคืนค่าประกันผลงาน คืนเงินจ่ายล่วงหน้าของการดำเนินงาน ค่าควบคุมดำเนินงาน ค่าทดแทนกรรมสิทธิ์ทรัพย์สินตามแนวสายส่งไฟฟ้า

3. โครงการไม่มีการกู้เงินต่างประเทศ และเบิกจ่ายเงินรายได้ของ กฟผ. เป็นหลัก เนื่องจาก กฟผ. ได้พิจารณาการกู้เงินตามสภาวะการตลาดการเงิน วิธีการกู้เงิน และเงื่อนไขที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งสอดคล้องตามความเห็นของกระทรวงการคลัง ประกอบกับฐานะทางการเงินของ กฟผ. ในช่วงเวลานั้นมีความพร้อมในการใช้เงินรายได้มากกว่าการกู้เงินภายในประเทศ โดยมีการเสนอรายงานการเปลี่ยนแหล่งที่มาของเงินลงทุนของโครงการต่อ สศช. ทราบ ในช่วงของการขอตั้งงบประมาณประจำปีในระหว่างดำเนินโครงการด้วยแล้ว

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

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

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

กฟผ. ได้จัดทำแผนการซ่อมบำรุง พร้อมงบประมาณในการบำรุงรักษา โดยแบ่งเป็นส่วนของงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงและงานบำรุงสายส่ง ซึ่งประกอบด้วยงานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) และงานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance) และ กฟผ. ได้จัดทำคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ซึ่งบอกวิธีปฏิบัติงานตรวจสอบ วิธีปฏิบัติงานบำรุงรักษา และคู่มือมาตรฐานต่าง ๆ เป็นต้น อีกทั้งยังมีโครงสร้างองค์กรและจัดแบ่งหน้าที่รับผิดชอบในงานบำรุงรักษา โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ตารางที่ 6 รายละเอียดงบประมาณในงานบำรุงรักษา (ปี พ.ศ. 2563 - 2564)

งาน	ลักษณะงาน	ประมาณค่าใช้จ่าย (บาท)
งานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง	- งานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) - งานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance)	910,060.00 440,000.00
รวม		**1,350,060.00**
งานบำรุงรักษาสายส่ง	- งานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) - งานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance)	528,000.00 530,300.00
รวม		**1,058,300.00**
รวมทั้งสิ้น		**2,408,360.00**

ที่มา: กฟผ.

ตารางที่ 7 โครงสร้างองค์กรและหน่วยงานที่รับผิดชอบในการบำรุงรักษาโครงการ

กอง	แผนก	หน่วยบำรุงรักษา/งานที่รับผิดชอบ
กองงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง (กถอ-ส.)	แผนกบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า 1	หน่วยบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าร้อยเอ็ด 1 - 2 - สถานีไฟฟ้าแรงสูงร้อยเอ็ด 1 - สถานีไฟฟ้าแรงสูงร้อยเอ็ด 2 - สถานีไฟฟ้าแรงสูงโพนทอง - สถานีไฟฟ้าแรงสูงมหาสารคาม - สถานีไฟฟ้าแรงสูงพยัฆภูมิพิสัย
กองงานบำรุงรักษาสายส่ง (กสอ-ส.)	แผนกบำรุงรักษาสายส่ง 1	หน่วยบำรุงรักษาสายส่งร้อยเอ็ด 1 - 2 - เสาไฟฟ้าต้นที่ 77/1-160/1
	แผนกบำรุงรักษาสายส่ง 3	หน่วยบำรุงรักษาสายส่งมุกดาหาร 1 - เสาไฟฟ้าต้นที่ 0/1-77/1

ที่มา: กฟผ.

นอกจากนี้ กฟผ. มีการจัดจ้างบริษัทเอกชน ได้แก่ บริษัท ABB Limited เพื่อทำการบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่ง 500 เควี GIS ที่ สฟ.ร้อยเอ็ด 2 เป็นวาระเฉพาะกิจในกรณีที่ต้องบำรุงรักษาเชิงแก้ไข ซึ่งทาง กฟผ. ไม่สามารถดำเนินการได้เอง ต้องอาศัยความเชี่ยวชาญของผู้ผลิตอุปกรณ์ดำเนินการแทน

5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟผ. ได้ทำแผนการฝึกอบรมพนักงานด้านเทคนิคและด้านความปลอดภัย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้บุคลากรได้รับข้อมูลที่ถูกต้องและปฏิบัติตามขั้นตอนที่ระบุไว้ในแผนปฏิบัติการอย่างเคร่งครัด เพื่อลดการเกิดอุบัติเหตุและผลกระทบต่อโครงการ ตลอดจนสามารถนำมาพัฒนางานจนเกิดความเชี่ยวชาญและมีประสิทธิภาพในการทำงานมากขึ้น โดยแบ่งตามหลักสูตรและกำหนดรายชื่อผู้ฝึกอบรมจากสังกัดที่รับผิดชอบให้สอดคล้องกับหลักสูตรที่อบรม เช่น แผนหรือหลักสูตรการเจ้าหน้าที่ด้านความปลอดภัยซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของแผนกที่เกี่ยวข้องกับงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงและงานบำรุงสายส่ง ซึ่งแสดงให้เห็นว่า กฟผ. ให้ความสำคัญกับความปลอดภัยในการปฏิบัติงานเป็นอันดับแรก

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 รองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 ของ สปป. ลาว เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่เพิ่มขึ้น

10.2 เพิ่มความมั่นคงและความมีเสถียรภาพในการจ่ายไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

10.3 เพิ่มความยืดหยุ่นในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าและการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ตลอดจนลดความสูญเสียของระบบไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

10.4 ส่งเสริมความสัมพันธ์และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทย และ สปป.ลาว

11. <u>บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ</u>

11.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินเกี่ยวกับวัสดุและอุปกรณ์ขัดข้องของสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งในช่วงหลังก่อสร้างแล้วเสร็จ กฟผ. ได้มีการจัดทำข้อตกลง และทบทวนปรับปรุงแผนและมาตรการรองรับที่ปฏิบัติร่วมกันระหว่างศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติและศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อรับทราบและแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้น

11.2 กฟผ. ควรพิจารณาการจัดทำแผนบริหารความเสี่ยง ทำการเตรียมสภาพระบบก่อนทำการปลดอุปกรณ์ให้มีความพร้อมและความเหมาะสมต่อสถานการณ์ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินเกี่ยวกับวัสดุและอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงและสายส่งตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการจนถึงช่วงก่อสร้างแล้วเสร็จ ตลอดจนช่วงการทดสอบระบบต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง และเพื่อรองรับปัญหาที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการที่มีลักษณะเดียวกันในอนาคต เพื่อเป็นการป้องกันและลดปัญหาความล่าช้าในการดำเนินการแก้ไขเหตุฉุกเฉินดังกล่าว

12. <u>รูปภาพโครงการ</u>

12.1 งานก่อสร้างสายส่ง

งานติดตั้งเสาโครงเหล็กบนฝั่ง

งานติดตั้งเสาโครงเหล็กในแม่น้ำโขง

งานขึงสายส่งบนฝั่ง

งานขึงสายส่งข้ามแม่น้ำโขง

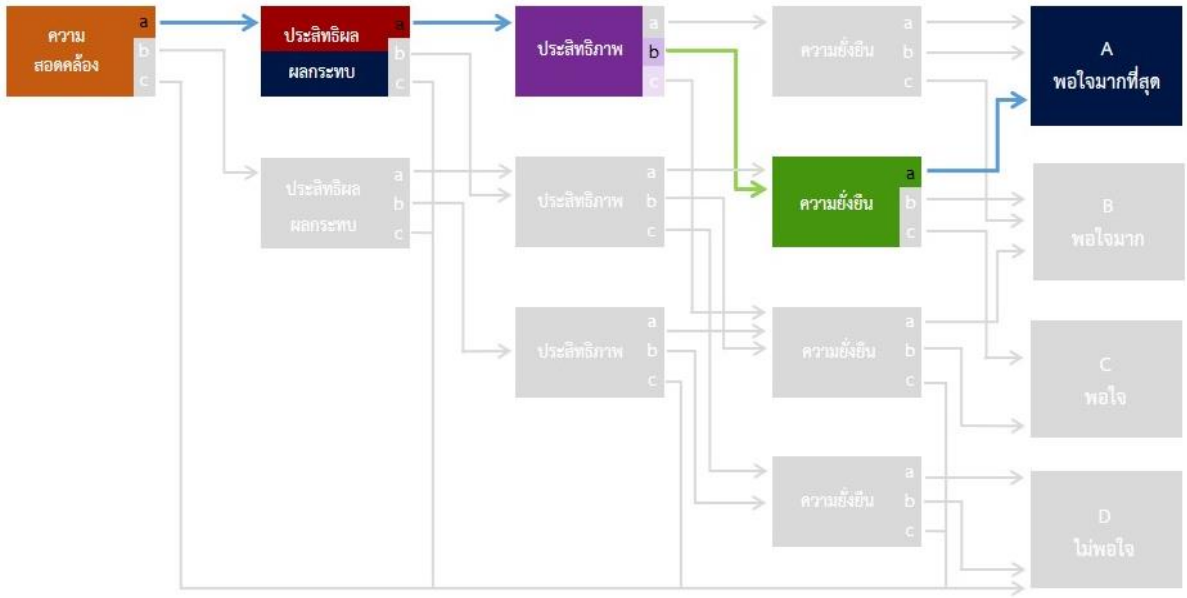
12.2 งานก่อสร้างและขยายลานไกไฟฟ้า

ลานไกไฟฟ้า

อาคารควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (RELAY ROOM)

13. <u>สรุปผลการประเมินโครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2</u>

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



การให้คะแนนภาพรวมด้านประสิทธิผลและผลกระทบจะใช้วิธีการให้คะแนนย่อย ดังนี้

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

ที่มา สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

โครงการสายส่ง 500 เควี เพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำเทิน 2 เป็นโครงการที่ช่วยรักษาระดับความมั่นคงของระบบส่งไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการเจริญเติบโตทางด้านเศรษฐกิจ ตลอดจนรักษาความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐาน

อีกทั้งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงและลานไกไฟฟ้าตั้งอยู่ใกล้แหล่งรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ช่วยลดความสูญเสียของระบบส่งไฟฟ้าได้ โดยไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ กฟผ. ยังสนับสนุน ส่งเสริมการพัฒนาคุณภาพชีวิตของชุมชนในทุก ๆ ด้าน อาทิ สนับสนุนทุนการศึกษาและอุปกรณ์การเรียนการสอนให้สถานศึกษา สนับสนุนเครื่องอุปโภคบริโภคและยาสามัญประจำบ้านให้กับประชาชนที่อาศัยในพื้นที่บริเวณใกล้เคียงของโครงการ และทำนุบำรุงด้านศาสนา ส่งเสริมศิลปวัฒนธรรมและภูมิปัญญาท้องถิ่น โดยเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยให้ประชาชนโดยรอบโรงไฟฟ้ามีความเป็นอยู่ที่ดีขึ้น โดยโครงการไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ภาคผนวก

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี							รวม
	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	
แผนการกู้เงินในแผนหนี้สาธารณะ	-	2,816.69	609.35	-	-	-	-	**-**
ผลการกู้เงิน	-	-	609.35	700.74	-	-	-	**1,310.09**
ผลการเบิกจ่าย เงินกู้	-	-	1,051.68	245.91	12.50	-	-	**1,310.09**
ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟผ.	615.32	2,637.14	128.13	30.30	1.09	0.06	0.38	**3,412.41**

ที่มา: สบน.

ตารางภาคผนวกที่ 2 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินกู้	วงเงินลงนามสัญญา (ล้านบาท)	การเบิกจ่ายเงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย
			วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2551 ครั้งที่ 8	609.35	609.35	11 ก.ย. 2551	11 ก.ย. 2561	10	5.10
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 14	200.00	200.00	30 เม.ย. 2552	30 เม.ย. 2564	12	4.24
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 19	150.00	150.00	18 มิ.ย. 2552	18 มิ.ย. 2567	15	4.94
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2552 ครั้งที่ 33	350.74	350.74	27 ส.ค. 2552	27 ส.ค. 2567	15	4.49
รวม	**1,310.09**	**1,310.09**	**อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย (ถ่วงน้ำหนัก)**			**4.79**

ที่มา: กฟผ.