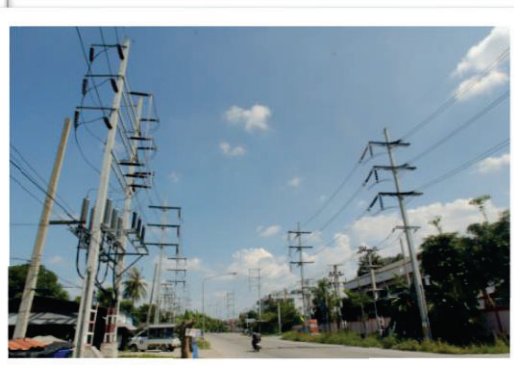




การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

## สรุปย่อ

# โครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 2



ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

พฤศจิกายน 2561

# สารบัญ

หน้า

1. ชื่อโครงการ : โครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 2 (คพจ.2) .....	1
2. ระยะเวลาดำเนินการ : 2563 - 2568 .....	1
3. หน่วยงานรับผิดชอบ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) .....	1
4. วัตถุประสงค์ .....	1
5. หลักการและเหตุผล .....	1
6. เป้าหมายและพื้นที่ดำเนินการ .....	2
7. ปริมาณงาน .....	2
8. เงินลงทุน .....	4
9. แหล่งเงินทุน .....	4
9.1 เงินลงทุนของโครงการแยกตามแหล่งการเงิน .....	4
9.2 เงินลงทุนของโครงการแยกรายปี .....	4
10. ผลตอบแทนของโครงการ .....	5
11. ผลประโยชน์ของโครงการ .....	6
12. ตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของโครงการ .....	6
13. การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม .....	6
14. การบริหารโครงการ .....	7
15. การวิเคราะห์ความเสี่ยงโครงการ .....	8
16. ปริมาณงานสถานีไฟฟ้า/สายส่ง 115 เควี/อุปกรณ์ในระบบ 115 เควี และการปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเชื่อมสภาพ แยกสายจังหวัด .....	9



1. ชื่อโครงการ : โครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 2 (คพจ.2)
2. ระยะเวลาดำเนินการ : 2563 - 2568
3. หน่วยงานรับผิดชอบ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

#### 4. วัตถุประสงค์

4.1 พัฒนาระบบไฟฟ้าและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ ให้เป็นสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System) ตาม IEC 61850 เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพปลอดภัย สอดคล้องตามมาตรฐานสากล และรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้อย่างเพียงพอ

4.2 เพิ่มประสิทธิภาพความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ลดปัญหาการปฏิบัติการและบำรุงรักษา และลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย

4.3 ปรับปรุงและเชื่อมโยงระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ธุรกิจ อุตสาหกรรม นิคมอุตสาหกรรม และพื้นที่สำคัญ ให้มีขีดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่สูงขึ้น

#### 5. หลักการและเหตุผล

กฟภ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่มีหน้าที่รับผิดชอบจัดหา จัดส่ง และจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรมต่างๆ ในพื้นที่ 74 จังหวัด ทั่วประเทศ ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตร หรือประมาณร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งประเทศ

พื้นที่ให้บริการของ กฟภ. มากถึงร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งประเทศ ประกอบกับการใช้พลังงานไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งส่งผลให้จำนวนสถานีไฟฟ้ามีไม่เพียงพอ และสายจำหน่ายแต่ละวงจรต้องจ่ายไฟเป็นระยะทางไกล จึงเกิดปัญหาไฟตกไฟดับและหน่วยสูญเสียสูง ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนและส่งเสริมการกระจายกิจการอุตสาหกรรมไปสู่ส่วนภูมิภาค ทำให้ความต้องการไฟฟ้ามีอัตราเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้น กฟภ. จำเป็นต้องมีการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย รวมถึงการเพิ่มเสถียรภาพการจ่ายไฟเพิ่มเติม เพื่อให้สามารถรองรับและตอบสนองต่อแผนการพัฒนาประเทศของรัฐบาลในการพัฒนาธุรกิจและอุตสาหกรรม ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวได้อย่างเหมาะสมเพียงพอ จึงได้จัดทำโครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 2 (คพจ.2) เพื่อดำเนินการต่อเนื่องจากโครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 1 (คพจ.1) ต่อไป



## 6. เป้าหมายและพื้นที่ดำเนินการ

ดำเนินการในพื้นที่ 4 ภาค แต่ละภาคแบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 การไฟฟ้าเขต รวมทั้งสิ้น 12 การไฟฟ้าเขต โดยแต่ละการไฟฟ้าเขตมีการไฟฟ้าจังหวัดอยู่ในความรับผิดชอบ พอสรุปได้ดังนี้

6.1 ภาคเหนือ ประกอบด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 จังหวัดเชียงใหม่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 จังหวัดพิษณุโลก และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 จังหวัดลพบุรี

6.2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประกอบด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 จังหวัดอุดรธานี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 จังหวัดอุบลราชธานี และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 จังหวัดนครราชสีมา

6.3 ภาคกลาง ประกอบด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 จังหวัดอยุธยา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 จังหวัดชลบุรี และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 จังหวัดนครปฐม

6.4 ภาคใต้ ประกอบด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 จังหวัดเพชรบุรี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 จังหวัดนครศรีธรรมราช และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 จังหวัดยะลา

โดย กฟภ. ได้วางแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง 115 เควี ระบบจำหน่ายแรงสูง 22-33 เควี และระบบจำหน่ายแรงต่ำ ให้สามารถรองรับโหลดตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ได้ถึงปี 2567 ยกเว้นพื้นที่ที่อยู่ในโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าในเมืองใหญ่ ระยะที่ 2 (คพญ.2) และขอบเขตงานตามพื้นที่เกาะต่างๆ

## 7. ปริมาณงาน

### 7.1 ปริมาณงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่ง 115 เควี

รายการ	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า/ลานไก (แห่ง)	14	14	28	13	69
(2) เพิ่ม/เปลี่ยน หม้อแปลง (เอ็มวีเอ)	325	50	300	200	875
(3) สายส่งรองรับสถานีไฟฟ้า (วงจร-กม.)	326	250	370	288	1,234
(4) ติดตั้ง Capacitor 115 เควี (ชุด)	-	1	2	-	3

### 7.2 ปริมาณงานก่อสร้าง/ปรับปรุงสถานีไฟฟ้า และระบบไฟฟ้า 115 เควี เพื่อเพิ่มความมั่นคง

รายการ	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) สายส่งลูบไล้ (วงจร-กม.)	28	230	152	136	546
(2) ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. (แห่ง)	-	2	16	4	22
(3) ติดตั้ง Load Break Switch 115 เควี (ชุด)	-	13	10	7	30



### 7.3 ปริมาณงานก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงสูง 22/33 เควี

รายการ	เหนือ	ตะวันออก เฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงสูง (วงจร-กม.)	2,556	2,545	3,225	2,286	10,612
(2) ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน/ตัดตอน <sup>1/</sup> (ชุด)	2,995	618	1,141	902	5,656
(3) ติดตั้งอุปกรณ์ปรับปรุงแรงดัน <sup>2/</sup> (ชุด)	396	284	31	306	1,017
(4) ติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารสำหรับการควบคุมระยะไกล <sup>3/</sup> (ชุด)	632	923	2,200	701	4,456

หมายเหตุ: 1/ อุปกรณ์ป้องกัน/ตัดตอน ประกอบด้วย Circuit Breaker, Recloser, Load Break Switch SF6, Drop Out Fuse และ Disconnecting Switch

2/ อุปกรณ์ปรับปรุงแรงดัน ประกอบด้วย AVR และ Capacitor

3/ อุปกรณ์สื่อสารสำหรับการควบคุมระยะไกล ประกอบด้วย FRTU-RCS Interface, MARS Remote Radio และ MARS Master

### 7.4 ปริมาณงานก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ

รายการ	เหนือ	ตะวันออก เฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วงจร-กม.)	4,819	6,039	3,506	3,896	18,260
(2) ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบระบบจำหน่าย แรงสูงสายแยกย่อย (วงจร-กม.)	2,500	2,527	2,084	2,489	9,600
(3) ติดตั้ง/ปรับปรุงหม้อแปลงจำหน่าย (เอ็มวีเอ)	668	839	684	729	2,920
(4) ติดตั้งอุปกรณ์อื่นๆ (ชุด)	3,998	26,597	1,049	21,511	53,155

หมายเหตุ: อุปกรณ์อื่นๆ ประกอบด้วย Drop out fuse 22/33 เควี, ล่อฟ้าแรงสูง, ล่อฟ้าแรงต่ำ, Recloser, SF6

ทั้งนี้ ปริมาณงานการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่ง 115 เควี ตามข้อ 7.1 และการก่อสร้าง/ปรับปรุงสถานีไฟฟ้า และระบบไฟฟ้า 115 เควี เพื่อเพิ่มความมั่นคง ตามข้อ 7.2 ได้ระบุพื้นที่ในการดำเนินงานที่ชัดเจน เนื่องจากเป็นการวิเคราะห์ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและสถานการณ์ในปัจจุบัน ดังนั้น หากการดำเนินงานในอนาคต มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า และสภาพการใช้ไฟฟ้า เห็นควรให้ กฟภ. สามารถปรับเปลี่ยนพื้นที่ดำเนินการได้ ให้เหมาะสมกับสถานการณ์จริง ภายใต้ขอบเขตปริมาณงานและวงเงินลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้รับอนุมัติจาก ครม. โดยให้นำเสนอขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อปรับเปลี่ยนพื้นที่ดำเนินการต่อไป





## 8. เงินลงทุน

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	เหนือ	ตะวันออก เฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่ง	5,309	4,355	11,903	5,560	27,127
(2) ก่อสร้าง/ปรับปรุงเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้	185	1,848	6,451	1,647	10,131
(3) ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงสูง	5,906	5,818	6,721	5,429	23,874
(4) ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ	4,216	3,821	3,954	4,211	16,202
รวมวงเงินลงทุนทั้งสิ้น	15,616	15,842	29,029	16,847	77,334

## 9. แหล่งเงินทุน

### 9.1 เงินลงทุนของโครงการแยกตามแหล่งการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	เหนือ	ตะวันออก เฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
(1) เงินกู้ในประเทศ	11,712	11,881	21,771	12,635	57,999
(2) เงินรายได้ กฟภ.	3,904	3,961	7,258	4,212	19,335
รวมวงเงินลงทุนทั้งสิ้น	15,616	15,842	29,029	16,847	77,334

### 9.2 เงินลงทุนของโครงการแยกรายปี

หน่วย : ล้านบาท

รายปี	เหนือ	ตะวันออก เฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม
2563	751	384	3,083	478	4,696
2564	4,474	4,573	10,482	5,082	24,611
2565	3,753	4,203	5,858	3,819	17,633
2566	2,605	2,373	4,570	3,173	12,721
2567	2,741	2,961	3,316	3,095	12,113
2568	1,292	1,348	1,720	1,200	5,560
รวมวงเงินลงทุนทั้งสิ้น	15,616	15,842	29,029	16,847	77,334



## 10. ผลตอบแทนของโครงการ

### 10.1 ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ สรุปได้ ดังนี้

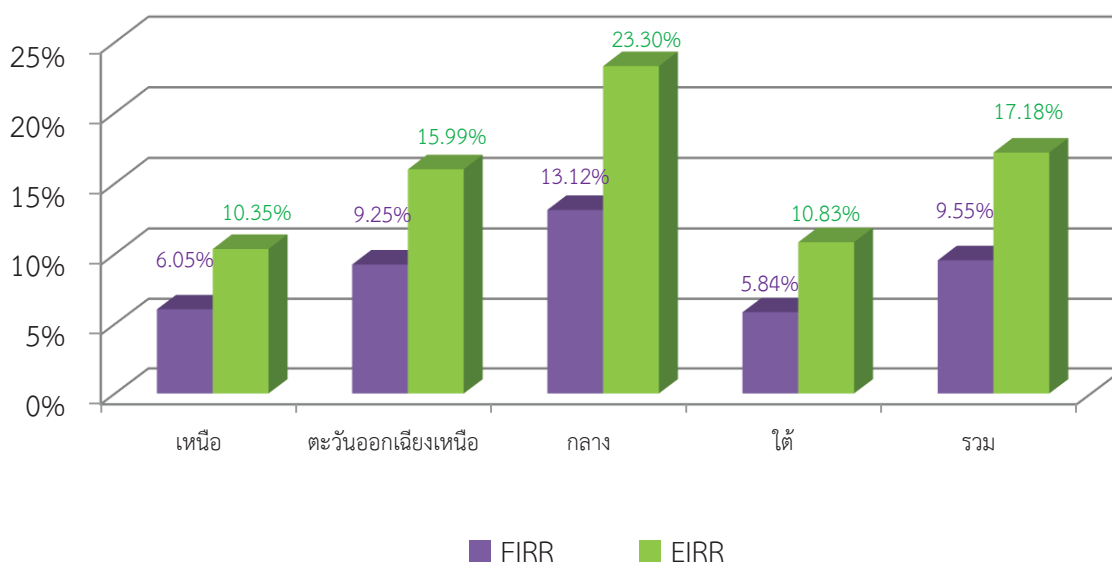
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ	16,993	ล้านบาท
(Net Present Value: NPV)		
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน	1.03	
(Benefit Cost Ratio : B/C Ratio)		
อัตราผลตอบแทนทางการเงิน	9.55	%
(Financial Internal Rate of Return: FIRR)		

### 10.2 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ สรุปได้ ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สุทธิ	35,252	ล้านบาท
(Net Present Value: NPV)		
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน	1.09	
(Benefit Cost Ratio : B/C Ratio)		
อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	17.18	%
(Economic Internal Rate of Return: EIRR)		

### 10.3 ผลตอบแทนของโครงการแยกตามรายภาค

ภาค	ผลตอบแทนทางการเงิน		ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์	
	FIRR (%)	B/C Ratio	EIRR (%)	B/C Ratio
เหนือ	6.05	0.99	10.35	1.00
ตะวันออกเฉียงเหนือ	9.25	1.02	15.99	1.05
กลาง	13.12	1.07	23.30	1.18
ใต้	5.84	0.98	10.83	1.01
รวม	9.55	1.03	17.18	1.09





## 11. ผลประโยชน์ของโครงการ

11.1 รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจาก 21,354 เมกะวัตต์ ในปี 2561 เป็น 26,466 เมกะวัตต์ ในปี 2568 หรือคิดเป็นอัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 3.11

11.2 การให้บริการ โดยคาดว่าจะมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 19.52 ล้านราย ในปี 2561 เป็น 23.09 ล้านราย ในปี 2568 หรือคิดเป็นอัตราเพิ่มเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 2.43

11.3 ระบบไฟฟ้ามีความปลอดภัยต่อผู้ใช้ไฟ และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

11.4 ลดปัญหาไฟฟ้าตก ไฟฟ้าดับ และหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า

11.5 ลดปัญหาในด้านการปฏิบัติ และการซ่อมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า

11.6 สนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ โดยเฉพาะทางภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม ที่กระจายไปสู่ส่วนภูมิภาคตามนโยบายของรัฐบาล

11.7 ระบบจำหน่ายของ กฟภ. สามารถรองรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และพลังงานทางเลือกเพิ่มขึ้นประมาณ 2,900 MW แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน Grid Capacity ของ กฟผ.

## 12. ตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของโครงการ

พัฒนาระบบไฟฟ้าและก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงปรับปรุงเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ภายใต้กรอบวงเงินของโครงการพัฒนาระบบส่งและจำหน่าย ระยะที่ 2 (คพจ.2)

## 13. การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเป็นการก่อสร้างในพื้นที่ของ กฟภ. ซึ่งไม่มีการดำเนินงานที่จะขัดต่อระเบียบ ข้อบังคับ หรือข้อห้ามทางกฎหมาย รวมทั้งไม่มีการดำเนินการที่จะส่งผลกระทบร้ายแรงต่อสิ่งแวดล้อมหรือพื้นที่ข้างเคียง เนื่องจากการดำเนินการก่อสร้างมีวิธีการและช่วงเวลาดำเนินการ 8.00 - 17.00 น. ซึ่งช่วงเวลาเดียวกับการก่อสร้างอาคารทั่วไป และการก่อสร้างสายส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็ดำเนินการในพื้นที่ริมถนนทางหลวง (Right of Way) โดยการก่อสร้างดังกล่าวเป็นการดำเนินการในพื้นที่ที่จำกัด และระยะเวลานั้น ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อพื้นที่ข้างเคียงที่สามารถเห็นได้ชัดเจน ได้แก่ ผลกระทบในเรื่องเสียงฝุ่น และของเสียในช่วงระยะเวลาก่อสร้างที่จะมีปริมาณมากกว่าในช่วงเวลาปกติเล็กน้อย และไม่ส่งผลกระทบกับชุมชนในช่วง เวลากลางคืนซึ่งเป็นช่วงเวลาพักผ่อนของผู้อยู่ในชุมชน อย่างไรก็ตาม กฟภ. มีมาตรการดูแลให้การก่อสร้างดำเนินไปอย่างปลอดภัย มีอาชีวอนามัย และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและพื้นที่ใกล้เคียงให้น้อยที่สุด

ในช่วงระยะการจ่ายไฟ และการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ซึ่งอาจเกิดผลกระทบเนื่องจากเกิดการรั่วซึมของน้ำมันหม้อแปลงที่ปนเปื้อนสู่ดินและแหล่งน้ำ หรือเกิดก๊าซซึ่งก่อให้เกิดภาวะเรือนกระจก ทั้งนี้ กฟภ. มีการวางแผนงานติดตามเฝ้าระวังและตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ และสิ่งแวดล้อมในพื้นที่สถานีไฟฟ้าเป็นประจำ เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม





## 14. การบริหารโครงการ

### 14.1 การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อใช้ในการบริหารโครงการ

เพื่อให้การดำเนินโครงการบรรลุตามวัตถุประสงค์ จึงต้องจัดโครงสร้างการบริหารโครงการให้สอดคล้องกับสภาพโครงสร้างการบริหารงาน ซึ่งประกอบด้วยคณะทำงาน 2 ส่วน คือ ส่วนกลางและการไฟฟ้าเขต โดยส่วนกลางจะดูแลรับผิดชอบด้านการจัดหาอุปกรณ์หลัก งบประมาณ และภาพรวมของโครงการ ส่วนการไฟฟ้าเขตจะดูแลรับผิดชอบด้านระบบจำหน่ายทั้งด้านการเบิกจ่ายงบประมาณ และการดำเนินงานให้เป็นไปตามโครงการ

### 14.2 การจัดซื้อที่ดิน

การจัดซื้อที่ดินจะต้องดำเนินการให้เป็นไปตามระเบียบและวิธีปฏิบัติของ กฟผ. โดยวิธีเฉพาะเจาะจง ซึ่งในการดำเนินการจัดหาที่ดิน ผู้อำนวยการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต จะแต่งตั้งคณะกรรมการจัดหาที่ดิน เพื่อดำเนินการจัดหา ตรวจสอบ และสำรวจบริเวณหรือตำแหน่งที่ดินเป้าหมาย สอบถามราคาที่ดิน ประเมินราคาที่ดิน และสรุปข้อมูลจัดหาที่ดินที่เหมาะสมสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เสนอคณะกรรมการจัดซื้อที่ดินโดยวิธีเฉพาะเจาะจง พิจารณานำเสนอขออนุมัติจัดซื้อที่ดินต่อไป โดยเมื่อได้รับอนุมัติให้จัดซื้อที่ดินแล้ว คณะกรรมการตรวจรับที่ดิน จะดำเนินการตรวจสอบที่ดิน และโอนกรรมสิทธิ์ที่ดินเป็นของ กฟผ. ต่อไป

### 14.3 การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ

วัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างจะเป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ. ซึ่งส่วนใหญ่จะซื้อจากภายในประเทศเป็นหลัก ยกเว้นบางรายการ เช่น อลูมิเนียมอินกอท Energy storage จะจัดซื้อจากต่างประเทศ โดยการจัดหาจะดำเนินการตามพระราชบัญญัติการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ พ.ศ. 2560

### 14.4 การก่อสร้าง

ดำเนินการก่อสร้างตามมาตรฐาน กฟผ. และมีวิศวกรของ กฟผ. เป็นผู้ควบคุมดูแลให้คำแนะนำและแก้ไขปัญหาอุปสรรคอย่างใกล้ชิด สำหรับการก่อสร้างระบบจำหน่าย จะดำเนินการโดยหน่วยธุรกิจก่อสร้างของ กฟผ. หรือจ้างเหมาเอกชน ทั้งนี้จะต้องอยู่ในการควบคุมดูแลของการไฟฟ้าเขต

### 14.5 การติดตามผลการดำเนินการ

สำนักงานโครงการจะติดตามประสานงานกับการไฟฟ้าเขต ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษาการไฟฟ้าหน้างานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อรวบรวมข้อมูลและสรุปรายงานผลการดำเนินงานตลอดเวลาของการดำเนินโครงการ จัดส่งให้กองโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า เพื่อรวบรวมจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าของโครงการทุกไตรมาส เพื่อรายงานผู้บริหารระดับสูงของ กฟผ. และจัดส่งให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ (สบน.) สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) กระทรวงการคลัง และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)



รายงานผลความก้าวหน้าของโครงการจะประกอบด้วย แผนการดำเนินโครงการ สถานะการจัดซื้อ/จัดจ้าง จัดทำสัญญา ผลการก่อสร้างและการเบิกจ่ายงบประมาณ พร้อมทั้งปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการ

ทั้งนี้ในระหว่างการดำเนินโครงการ กฟผ. จะติดตามและตรวจสอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงกับที่ได้คาดคะเนไว้ตอนเริ่มจัดทำโครงการตลอดเวลา เพื่อปรับเปลี่ยนแผนดำเนินโครงการ เช่น การออกแบบ การกำหนดแผนการก่อสร้าง การจัดหาวัสดุอุปกรณ์ เป็นต้น ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป เพื่อให้การดำเนินโครงการบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้

## 15. การวิเคราะห์ความเสี่ยงโครงการ

ปัจจัยเสี่ยงที่มีผลกระทบต่อการดำเนินโครงการและแนวทางการบริหารความเสี่ยงที่มีความเป็นไปได้ สามารถสรุปได้ดังนี้

ปัจจัยเสี่ยงที่มีผลกระทบต่อการดำเนินโครงการ	แนวทางการบริหารความเสี่ยง
1) จัดซื้อที่ดินตามจุดศูนย์กลางโหลด (Center Load) ไม่ได้	- หน่วยงานที่เกี่ยวข้องวางแผนการจ่ายไฟและวิเคราะห์ Center Load ใหม่ - พิจารณาก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กลงเพื่อเพิ่มโอกาสในการจัดหาที่ดิน
2) เงินลงทุนโครงการที่สูงขึ้น	- มีการวิเคราะห์ค่าสำรองเพื่อปรับราคาของโครงการไว้แล้ว
3) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพื่อรองรับโหลดที่เกิดขึ้นใหม่ไม่ทัน	- ติดตามและตรวจสอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงเพื่อเปรียบเทียบกับค่าที่พยากรณ์ไว้ - วางแผนรองรับในกรณีที่ไม่สามารถก่อสร้างสถานีไฟฟ้าได้ทัน เช่น การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าชั่วคราว



## 16. ปริมาณงานสถานีไฟฟ้า/สายส่ง 115 เควี/อุปกรณ์ในระบบ 115 เควี และการปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ แยกรายจังหวัด

### ภาคเหนือ

รายละเอียดปริมาณงานสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ สายส่ง 115 เควี และเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิม

ที่	จังหวัด	สถานีไฟฟ้า 115 เควี (แห่ง)	สายส่ง 115 เควี (วงจร - กม.)	เพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลง (แห่ง/MVA)
<b>กพน.1</b>				
1	เชียงใหม่	2	4	1/1x50(เพิ่ม)
2	เชียงราย	1	120	-
3	ลำปาง	1	-	-
4	แม่ฮ่องสอน	-	-	1/1x25(เพิ่ม)
รวม กพน.1		4	124	2/75
<b>กพน.2</b>				
1	ตาก	2	33	-
2	พิจิตร	1	29	-
3	พิษณุโลก	1	20	-
4	สุโขทัย	1	28	1/1x25(เพิ่ม)
รวม กพน.2		5	110	1/25
<b>กพน.3</b>				
1	ชัยนาท	1	4	-
2	นครสวรรค์	2	68	1/1x50(เพิ่ม)
3	ลพบุรี	2	20	2/1x50(เพิ่ม)
4	เพชรบูรณ์	-	-	1/1x25(เพิ่ม)
5	สิงห์บุรี	-	-	1/1x50(เพิ่ม)
รวม กพน.3		5	92	5/225
รวม กพน.		14	326	8/325



รายละเอียดปริมาณงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ และสายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง

ที่	จังหวัด	ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ (แห่ง)	สายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง (วงจร-กม.)
<b>กพน.1</b>			
รวม กพน.1		-	-
<b>กพน.2</b>			
รวม กพน.2		-	-
<b>กพน.3</b>			
1	อุทัยธานี	-	28
รวม กพน.3		-	28
รวม กพน.		-	28



### ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

รายละเอียดปริมาณงานสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ สายส่ง 115 เควี และเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิม

ที่	จังหวัด	สถานีไฟฟ้า 115 เควี (แห่ง)	สายส่ง 115 เควี (วงจร - กม.)	เพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลง (แห่ง/MVA)
<b>กฟฉ.1</b>				
1	บึงกาฬ	1	15	-
2	อุดรธานี	2	6	-
3	สกลนคร	1	32	-
4	ขอนแก่น	1	9	-
รวม กฟฉ.1		5	62	-
<b>กฟฉ.2</b>				
1	ร้อยเอ็ด	1	30	1(เพิ่ม)/1x50
2	อุบลราชธานี	2	23	-
3	อำนาจเจริญ	1	35	-
4	มหาสารคาม	2	40	-
รวม กฟฉ.2		6	128	1(เพิ่ม)/1x50
<b>กฟฉ.3</b>				
1	นครราชสีมา	2	55	-
2	ชัยภูมิ	1	5	-
รวม กฟฉ.3		3	60	-
รวม กฟฉ.		14	250	1/1x50



รายละเอียดปริมาณงานปรับปรุงสถานี่ไฟฟ้าเสื่อมสภาพ และสายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง

ที่	จังหวัด	ปรับปรุงสถานี่ไฟฟ้าเสื่อมสภาพ (แห่ง)	สายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง (วงจร-กม.)
<b>กฟฉ.1</b>			
1	สกลนคร	-	45
รวม กฟฉ.1		-	45
<b>กฟฉ.2</b>			
1	มุกดาหาร	1	-
2	อุบลราชธานี	-	54
3	มหาสารคาม	-	4
รวม กฟฉ.2		1	58
<b>กฟฉ.3</b>			
1	นครราชสีมา	1	76
2	สุรินทร์	-	7
3	บุรีรัมย์	-	44
รวม กฟฉ.3		1	127
รวม กฟฉ.		2	230

รายละเอียดปริมาณงานติดตั้ง Capacitor และ Load Break Switch 115 เควี

ที่	จังหวัด	ติดตั้ง Capacitor (ชุด)	ติดตั้ง Load Break Switch (ชุด)
<b>กฟฉ.1</b>			
1	อุดรธานี	-	3
2	ขอนแก่น	-	3
3	หนองคาย	-	2
4	เลย	-	2
รวม กฟฉ.1		-	10
<b>กฟฉ.2</b>			
รวม กฟฉ.2		-	-
<b>กฟฉ.3</b>			
1	นครราชสีมา	1	3
รวม กฟฉ.3		1	3
รวม กฟฉ.		1	13





ภาคกลาง

รายละเอียดปริมาณงานสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ สายส่ง 115 เควี และเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิม

ที่	จังหวัด	สถานีไฟฟ้า (แห่ง)	สายส่ง 115 เควี (วงจร - กม.)	เพิ่ม/เปลี่ยนหม้อ แปลง (แห่ง/MVA)
<b>กฟภ.1</b>				
1	ปทุมธานี	3	20	-
2	พระนครศรีอยุธยา	-	-	1/ 1x50 (เพิ่ม)
3	สระบุรี	-	-	1/ 1x50 (เพิ่ม)
4	อ่างทอง	1	2	-
รวม กฟภ.1		4	22	2/100
<b>กฟภ.2</b>				
1	ฉะเชิงเทรา	2	9	1/1x50 (เพิ่ม)
2	ชลบุรี	5	75	1/1x50 (เพิ่ม)
3	ตราด	2	121	-
4	ระยอง	5	58	1/1x50 (เพิ่ม)
รวม กฟภ.2		14	263	3/150
<b>กฟภ.3</b>				
1	กาญจนบุรี	2	23	-
2	นครปฐม	1	20	-
3	ราชบุรี (อ.บ้านโป่ง)	1	2	-
4	สมุทรสาคร	6	40	1/1x50 (เพิ่ม)
รวม กฟภ.3		10	85	1/50
รวม กฟภ.		28	370	6/300



รายละเอียดปริมาณงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ และสายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง

ที่	จังหวัด	ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ (แห่ง)	สายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง (วงจร-กม.)
<b>กฟก.1</b>			
1	ปทุมธานี	1	6
2	ปราจีนบุรี	1	-
3	พระนครศรีอยุธยา	1	8
4	สระบุรี	-	47
รวม กฟก.1		3	61
<b>กฟก.2</b>			
1	ฉะเชิงเทรา	5	3
2	ชลบุรี	5	46
3	ระยอง	-	15
รวม กฟก.2		10	64
<b>กฟก.3</b>			
1	นครปฐม	-	17
2	ราชบุรี (อ.บ้านโป่ง)	-	-
3	สมุทรสาคร	3	-
4	สุพรรณบุรี	-	10
รวม กฟก.3		3	27
รวม กฟก.		16	152

รายละเอียดปริมาณงานติดตั้ง Capacitor และ Load Break Switch 115 เควี

ที่	จังหวัด	ติดตั้ง Capacitor (ชุด)	ติดตั้ง Load Break Switch (ชุด)
<b>กฟก.2</b>			
1	จันทบุรี	1	-
2	ฉะเชิงเทรา	-	2
3	ชลบุรี	-	3
4	ตราด	-	2
5	ระยอง	-	3
รวม กฟก.2		1	10
<b>กฟก.3</b>			
1	สุพรรณบุรี	1	-
รวม กฟก.3		1	-
รวม กฟก.		2	10



### ภาคใต้

รายละเอียดปริมาณงานสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ สายส่ง 115 เควี และเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิม

ที่	จังหวัด	สถานีไฟฟ้า (แห่ง)	สายส่ง 115 เควี (วงจร – กม.)	เพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลง (แห่ง/MVA)
<b>กฟต.1</b>				
1	ราชบุรี	1	10	-
2	สมุทรสงคราม	1	10	-
3	เพชรบุรี	1	28	-
4	ประจวบคีรีขันธ์	1	15	-
5	ชุมพร	1	15	-
6	ระนอง	1	1	-
รวม กฟต.1		6	79	-
<b>กฟต.2</b>				
1	สุราษฎร์ธานี	1	6	1/1x50 (เพิ่ม)
2	พังงา	-	11	-
3	ภูเก็ต	2	38	1/1x50 (เพิ่ม)
4	กระบี่	-	-	1/1x50 (เพิ่ม)
5	นครศรีธรรมราช	1	89	-
6	ตรัง	2	40	-
รวม กฟต.2		6	184	3/150
<b>กฟต.3</b>				
1	สงขลา	-	-	1/1x50 (เพิ่ม)
2	สตูล	1	25	-
รวม กฟต.3		1	25	1/50
รวม กฟต.		13	288	4/200



รายละเอียดปริมาณงานปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ และสายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง

ที่	จังหวัด	ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ (แห่ง)	สายส่งระบบ 115 เควี รองรับความมั่นคง (วงจร-กม.)
<b>กฟต.1</b>			
1	ราชบุรี	1	-
2	ชุมพร	-	46
รวม กฟต.1		1	46
<b>กฟต.2</b>			
1	พังงา	2	-
2	ภูเก็ต	-	-*
3	กระบี่	-	12
4	ตรัง	-	29
รวม กฟต.2		2	41
<b>กฟต.3</b>			
1	สงขลา	-	49
2	สตูล	1	-
รวม กฟต.3		1	49
รวม กฟต.		4	136

หมายเหตุ:\*เป็นการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อติดตั้ง Closed Loop เท่านั้น ไม่มีการก่อสร้างสายส่ง

รายละเอียดปริมาณงานติดตั้ง Capacitor และ Load Break Switch 115 เควี

ที่	จังหวัด	ติดตั้ง Capacitor (ชุด)	ติดตั้ง Load Break Switch (ชุด)
<b>กฟต.1</b>			
1	ราชบุรี	-	3
2	ประจวบคีรีขันธ์	-	2
3	ชุมพร	-	1
รวม กฟต.1		-	6
<b>กฟก.3</b>			
1	สงขลา	-	1
รวม กฟต.3		-	1
รวม กฟต.		-	7