



ที่ มท 5303.5/

8652

กระทรวงมหาดไทย

ถนนอัษฎางค์ กทม. 10200

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
รับที่ 4872 124
วันที่ 1 ต.ค. 2549 16

ลง 2 413

119649

16.02.66

10 สิงหาคม 2549

เรื่อง การดำเนินการตามโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 และโครงการพัฒนา
ระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

เรียน เลขาธิการคณะรัฐมนตรี

อ้างถึง 1. มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2546

2. หนังสือสำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ด่วนที่สุด ที่ นร 0504/4724 ลงวันที่ 7 เมษายน 2549

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สรุปย่อโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2

2. สรุปย่อโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

3. สำเนาหนังสือกระทรวงมหาดไทย ที่ มท 5311.2/728 ลงวันที่ 21 มกราคม 2548

4. สำเนาหนังสือกระทรวงมหาดไทย ที่ มท 5311.2/579 ลงวันที่ 19 มกราคม 2548

5. สำเนาหนังสือสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
ที่ นร 1102/1648 ลงวันที่ 29 เมษายน 2548

6. แผนการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7. แผนการบริหารจัดการด้านคุณภาพ

ตามมติคณะรัฐมนตรีที่อ้างถึง 1 เห็นชอบแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วน
ภูมิภาค (กฟภ.) ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ.2545 - 2549) ตาม
ความเห็นของคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ โดยมีโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้
ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 และโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 รวมอยู่ด้วย
และเมื่อ กฟภ. ศึกษาความเหมาะสมแล้ว ให้นำเสนอรายละเอียดโครงการให้สำนักงานคณะกรรมการ
พัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พิจารณาตามขั้นตอนต่อไป กฟภ. ได้ดำเนินการนำ
เสนอโครงการทั้งสองต่อเลขาธิการคณะรัฐมนตรีแล้ว ต่อมา ตามหนังสือที่อ้างถึง 2 สำนักเลขาธิการ
คณะรัฐมนตรี (สลค.) ได้แจ้งว่าคณะกรรมการกลั่นกรองเรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี คณะที่ 1 (ฝ่าย
เศรษฐกิจ) ได้เสนอมติคณะกรรมการกลั่นกรองฯ ต่อนายกรัฐมนตรี เพื่อพิจารณาเรื่องดังกล่าวแล้วเมื่อ
วันที่ 27 ธันวาคม 2548 และ สลค. ได้แจ้งให้ส่งเรื่องโครงการทั้งสองดังกล่าวคืนกระทรวงมหาดไทย
เพื่อนำเสนอคณะรัฐมนตรีชุดใหม่พิจารณา

2/ กฟภ.

กฟภ. ได้จัดทำรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการทั้งสองดังกล่าว เสร็จเรียบร้อยแล้ว สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

1. โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2

1.1 ปริมาณงาน

- (1) ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลต์ Loop Line
พร้อมเพิ่ม Incoming Bay รวมระยะทาง 758 วงจร-กิโลเมตร
- (2) ติดตั้ง Compact Circuit Breaker
ระบบ 115 กิโลโวลต์ จำนวน 15 แห่ง
- (3) ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ จำนวน 8 แห่ง
Closed Loop
- (4) จัดซื้อ Mobile Transformer
ระบบ 115 -22 กิโลโวลต์ จำนวน 7 ชุด
- (5) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานไก่อ
ระบบ 230 -115 กิโลโวลต์ จำนวน 1 แห่ง
และก่อสร้างสายส่งระบบ
115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 32 วงจร-กิโลเมตร
และ Incoming Bay จำนวน 2 แห่ง
- (6) ปรับปรุงระบบ Ground ของสายส่ง
ระบบ 115 กิโลโวลต์ รวมระยะทาง 800 วงจร-กิโลเมตร

1.2 เงินลงทุน

- | | | | |
|-----------------------------|--------|--------------|---------|
| (1) เงินกู้ในประเทศ/ระดมทุน | วงเงิน | 3,170 | ล้านบาท |
| (2) เงินรายได้ กฟภ. | วงเงิน | <u>1,055</u> | ล้านบาท |
| | รวม | <u>4,225</u> | ล้านบาท |

รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1

2. โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

2.1 ปริมาณงาน

- (1) ก่อสร้างสายส่ง 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 645 วงจร-กิโลเมตร
- (2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ
115-22/33 กิโลโวลต์ จำนวน 23 แห่ง
- (3) ติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพิ่มเติม
ที่สถานีไฟฟ้าเดิม จำนวน 6 แห่ง

2.2 เงินลงทุน

(1) การระดมทุน/เงินกู้อื่นๆ	วงเงิน	1,735.99	ล้านบาท
(2) เงินกู้ในประเทศ/รายได้ กฟภ.	วงเงิน	<u>3,656.25</u>	ล้านบาท
	รวม	<u>5,392.24</u>	ล้านบาท

รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 2

กระทรวงมหาดไทย ได้พิจารณาให้ความเห็นชอบโครงการดังกล่าว พร้อมทั้งแจ้งให้ สตช. พิจารณาดำเนินการต่อไป รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 3, 4

สตช. โดยความเห็นชอบของคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ มีความเห็นดังนี้ (รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 5)

1. เห็นควรสนับสนุนให้ กฟภ. ดำเนินการโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ ไฟฟ้า ระยะที่ 2 วงเงินลงทุนรวม 4,225 ล้านบาท เพื่อลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และ พัฒนาระบบไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคให้มีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในระดับมาตรฐาน ซึ่งสามารถให้บริการระบบไฟฟ้าแก่ภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจได้อย่างมีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับนโยบาย การกระจายการลงทุนไปสู่ภูมิภาค และเป็นการเพิ่มความสามารถในการแข่งขันให้กับภาคอุตสาหกรรมและ ธุรกิจ ซึ่งส่งผลโดยตรงกับการพัฒนาประเทศ

2. เห็นควรสนับสนุนให้ กฟภ. ดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 วงเงินลงทุนรวม 5,392.24 ล้านบาท โดยจะใช้รายได้ของ กฟภ. และกู้จากสถาบัน การเงินภายในประเทศ จำนวน 3,656.25 ล้านบาท นอกนั้นเป็นการระดมทุนจำนวน 1,735.99 ล้านบาท เพื่อเพิ่มขีดความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับความต้องการที่เพิ่มขึ้นในอนาคต ได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีคุณภาพ รวมทั้งเพื่อรองรับนโยบายการกระจายกิจการอุตสาหกรรมไปสู่ ภูมิภาค และสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาคการผลิตและบริการ ซึ่งเป็นการเพิ่มขีดความสามารถใน การแข่งขันโดยรวมของประเทศ

3. จากการที่โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 และโครงการ พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 ต้องอาศัยแหล่งเงินทุนจากการกู้ภายใน ประเทศร้อยละ 75 และเมื่อพิจารณาฐานะการเงิน พบว่า กฟภ. มีการกู้เงินเพื่อลงทุนและเสริมสภาพ คล่องตัวอยู่แล้ว โดยเฉลี่ยปีละประมาณ 17,000 ล้านบาท ดังนั้น หากโครงสร้างค่าไฟฟ้ายังเป็นเช่นใน ปัจจุบัน และ กฟภ. ไม่สามารถระดมทุนได้ตามแผนที่กำหนดไว้ / กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ ให้ รวมทั้งต้องกู้เงินเพื่อการลงทุนเพิ่มขึ้นในอนาคต อาจทำให้ กฟภ. ประสบกับปัญหาการขาดสภาพ คล่องตัว จึงเห็นควรให้ กฟภ. จัดทำแผนการเงินรองรับ เพื่อมิให้มีผลกระทบต่อฐานะการเงินและการ ลงทุนโครงการในอนาคต

คณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ได้ให้ข้อสังเกตเพิ่มเติมว่า รัฐวิสาหกิจควรให้ความสำคัญกับการยกระดับคุณภาพผลผลิต โดยให้รัฐวิสาหกิจทุกแห่งจัดทำแผนการบริหารจัดการด้านคุณภาพ (Total Quality Management) และเน้นการลงทุนที่นำไปสู่การเพิ่มผลผลิตภาพ (Productivity) เป็นสำคัญ

ทั้งนี้ กฟภ. ได้จัดทำแผนการเงินของ กฟภ. (รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 6) และแผนการบริหารจัดการด้านคุณภาพ (รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 7)

เพื่อลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และพัฒนาระบบไฟฟ้าในส่วนภูมิภาค ให้มีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในระดับมาตรฐาน ตลอดจนเพื่อเพิ่มขีดความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับความต้องการที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้อย่างมีประสิทธิภาพ และโครงการทั้งสองดังกล่าวได้ผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการกลั่นกรองเรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี คณะที่ 1 (ฝ่ายเศรษฐกิจ) แล้ว ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายเร่งรัดการเบิกจ่ายเงินโครงการต่างๆ ของรัฐวิสาหกิจ จึงขอให้สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรีนำเสนอโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 และโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 เพื่อให้คณะรัฐมนตรีพิจารณาอีกครั้ง ต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการต่อไป

ขอแสดงความนับถือ

พลอากาศเอก 

(คงศักดิ์ วันทนา)

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองโครงการ

โทร. 0-2590-5716

โทรสาร 0-2589-4859, 0-2589-4850-1



สรุปย่อ

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า

ระยะที่ 8

[ส่วนที่ 2]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กันยายน 2547

กองโครงการ

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

เนื่องจากพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. มีเนื้อที่กว้างใหญ่ แต่มีสถานีไฟฟ้าไม่มากนัก ทำให้สายจำหน่ายแต่ละวงจรต้องจ่ายไฟเป็นระยะทางไกล จึงเกิดปัญหาไฟตกไฟดับและหน่วยสูญเสียสูง ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนและส่งเสริมการกระจายกิจการอุตสาหกรรมไปสู่ภูมิภาค ทำให้ความต้องการไฟฟ้ามีอัตราเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว

จากข้อเท็จจริงดังกล่าวข้างต้น พอสรุปได้ว่า โครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. จำเป็นที่จะต้องได้รับการขยายเพื่อให้สามารถรองรับและสามารถตอบสนองต่อแผนการพัฒนารัฐบาลได้อย่างทันการณ์

กฟภ. ได้ตระหนักถึงภาระหน้าที่ในอันที่จะให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ และมีความมั่นคงในการจ่ายไฟสูง สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะในเขตพื้นที่ภาคกลาง ดังนั้น กฟภ. จึงได้บรรจุโครงการพัฒนาระบบสายส่ง และสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ไว้ในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (2545 – 2549) เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อการพัฒนาธุรกิจและอุตสาหกรรม ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวได้อย่างเหมาะสมเพียงพอ และแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ดังกล่าว ได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีแล้ว เมื่อวันที่ 26 สค.2546

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 (ส่วนที่ 2) จะดำเนินการในพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และมีการพยากรณ์ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าภายใน 10 ปี (ปี 2555) จะเกินกว่าขนาดหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้าข้างเคียงที่จะรองรับได้ อีกทั้งมีปัญหในเรื่องแรงดันตก

6. สถานะของโครงการ

ดำเนินการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ คพส.8 (ส่วนที่ 2) เสร็จเรียบร้อยแล้ว อยู่ระหว่างนำเสนอขอความเห็นชอบตามขั้นตอนต่อไป

7. ขอบเขตของงาน

- ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี. ต่อจากสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. หรือสถานีไฟฟ้าของ กฟภ.
- ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22/33 เควี.
- ติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลง

8. ปริมาณงาน

รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- ก่อสร้างสายส่ง 115 เควี.	121	310	83	131	645
- ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115-22/33 เควี.	3	8	6	6	23
- ติดตั้งหม้อแปลงกำลัง	100	325	450	300	1,175
- ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลง	-	100	-	200	300

9. ระยะเวลาดำเนินการ

- 2546 - 2547 : ศึกษาความเหมาะสมโครงการ, เสนอขออนุมัติโครงการ, จัดหาเงินลงทุนของโครงการ
- 2547 - 2548 : เตรียมการดำเนินการ เช่น การจัดหาที่ดิน การสำรวจ ออกแบบการจัดเตรียมเอกสารประกวดราคา การจัดซื้อ และจ้างเหมา
- 2548 - 2553 : ดำเนินการก่อสร้าง

10. พื้นที่ดำเนินการ

ในพื้นที่ 73 จังหวัด

11. เงินลงทุน

รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- สถานีไฟฟ้า 115-22/33 เควี.	398	989	883	370	3,140
- สายส่ง 115 เควี.	238	1,146	362	506	2,252
รวม	636	2,135	1,245	1,376	5,392

12. แหล่งที่มาของเงินลงทุน

- รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- การระดมทุน	179	608	455	494	1,736
- เงินกู้ในประเทศ/รายได้ กฟภ.	457	1,527	790	882	3,656
รวม	636	2,135	1,245	1,376	5,392

13. ความต้องการเงินลงทุนรายปี

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	ระดมทุน/เงินกู้อื่นๆ	เงินกู้ในประเทศ/รายได้ กฟภ.	รวม
2549	7	128	135
2550	259	467	726
2551	511	1,016	1,527
2552	438	870	1,308
2553	454	1,053	1,507
2554	67	122	189
รวม	1,736	3,656	5,392

14. ผลตอบแทนโครงการ :

อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return) ของโครงการ

สรุปได้ ดังนี้

ภาค	B/C Ratio ที่ Dis. 4%	NPV ที่ Dis. 4% (ล้านบาท)	FIRR (%)
เหนือ	0.97	-256.45	-0.97
ตะวันออกเฉียงเหนือ	0.98	-660.89	0.84
กลาง	1.01	429.80	6.91
ใต้	0.99	-300.84	2.26
รวม	0.99	-794.35	2.64

15. ผลประโยชน์ของโครงการ

- (1) เพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าได้สอดคล้อง และเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- (2) สามารถให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหา ไฟตก ไฟดับ และความสูญเสียในระบบไฟฟ้า
- (3) เพิ่มคุณภาพในการบริการกระแสไฟฟ้าให้มีความแน่นอน สม่าเสมอ มั่นคง น่าเชื่อถือ
- (4) ลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและบำรุงรักษาของระบบไฟฟ้า
- (5) เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ
- (6) สนับสนุนและส่งเสริมนโยบายการกระจาย กิจกรรมอุตสาหกรรมไปสู่ส่วนภูมิภาค ตลอดจนแผนงานและโครงการพัฒนาต่าง ๆ ของรัฐบาล ในเขตโครงการ ซึ่งจะก่อให้เกิด การจ้างงาน ลดอัตราการอพยพย้ายถิ่นของแรงงานจากต่างจังหวัดสู่กรุงเทพมหานคร และสร้าง ความเจริญให้กับส่วนภูมิภาค

16. การบริหารโครงการ

(1) การจัดโครงสร้างองค์การเพื่อใช้ในการบริหารโครงการ

กฟภ. จะเป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินการตามโครงการทั้งหมด โดยจะตั้ง สำนักงานโครงการขึ้น ประกอบด้วย ผู้อำนวยการโครงการและวิศวกรประจำโครงการ ซึ่งมีประสบการณ์ในการดำเนินการโครงการของ กฟภ. ต่าง ๆ มาแล้ว

สำนักงานโครงการจะดำเนินการประสานกับฝ่ายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง คือ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานความปลอดภัย ฝ่ายพัสดุ ฝ่ายจัดหา ฝ่ายสื่อสาร ฝ่ายบริหารโครงการ ฝ่ายโยธา ฝ่ายวิศวกรรม ฝ่ายโยธา และสถาปัตย์ ฝ่ายเศรษฐกิจและงบประมาณ ฝ่ายบัญชี ฝ่ายก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และฝ่ายก่อสร้างระบบไฟฟ้า ตลอดจนการไฟฟ้าภาค การไฟฟ้าเขต และการไฟฟ้าจังหวัด เพื่อการออกแบบกำหนด รายละเอียดเพื่อการจัดซื้อ การจ้างเหมา และการควบคุมการก่อสร้าง

การออกแบบรายละเอียดสายส่งและสถานีไฟฟ้า จะเป็นไปตามมาตรฐานของ กฟภ. โดยฝ่ายที่เกี่ยวข้องในสำนักงานโครงการจะเป็นผู้พิจารณาปรับปรุงมาตรฐานเดิมให้มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้งานต่อไป

(2) การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ

วัสดุอุปกรณ์ที่ต้องการจัดซื้อ รวมทั้งการจ้างเหมาดำเนินการในงานบางลักษณะจะพิจารณาดำเนินการตามข้อบังคับว่าด้วยการซื้อ และการจ้างเหมาของไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยวัสดุอุปกรณ์บางรายการ เช่น ผลิตภัณฑ์คอนกรีต สายไฟฟ้า และอาร์ดแวร์ จะดำเนินการจัดหาจากผู้ผลิตในประเทศไทย ส่วนวัสดุอุปกรณ์หลักรายการอื่น เช่น อลูมิเนียมอินกอท อุปกรณ์ประกอบสายหม้อแปลงกำลัง สวิตช์เกียร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ อุปกรณ์สื่อสาร และลูกถ้วยไฟฟ้าแรงสูง คาดว่าจะจัดซื้อจากต่างประเทศ

สำนักงานโครงการจะเป็นผู้จัดเตรียมรายละเอียดทางเทคนิค ของเอกสารประกวดราคา ตลอดจนทำการประเมินรายละเอียดต่าง ๆ ของผู้เสนอราคาทั้งทางด้านเทคนิคและการเงิน

(3) การก่อสร้าง

งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าส่วนใหญ่ และงานก่อสร้างสายส่ง 115 เควี. บางส่วนจะจ้างเหมาเอกชนดำเนินการ โดยมีวิศวกรและเจ้าหน้าที่จากสำนักงานโครงการทำหน้าที่ควบคุมการดำเนินการอย่างใกล้ชิด นอกจากนั้นงานก่อสร้างสายส่ง 115 เควี. บางส่วนจะดำเนินการโดยทีมก่อสร้างของ กฟภ.

(4) การติดตามและประเมินผลโครงการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะติดตามและประเมินผลโครงการ ตลอดช่วงเวลาของการดำเนินโครงการ โดยสำนักงานโครงการจะจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าทุกระยะ 3 เดือน ส่งให้ผู้บริหารระดับสูงของ กฟภ. สถาบันที่ให้เงินกู้ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานประมาณ กระทรวงมหาดไทย และสำนักหนังสือสาธารณะ กระทรวงการคลัง

รายงานผลความก้าวหน้าจะประกอบด้วย สถานะการจัดซื้อ การทำสัญญาซื้อขายการเบิกจ่ายเงินกู้ ความก้าวหน้าของงานก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ และปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการต่าง ๆ

ในระหว่างการดำเนินงานโครงการ กฟภ. จะติดตามและตรวจสอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริง กับที่ได้คาดคะเนไว้ตอนเริ่มจัดทำโครงการตลอดเวลาเพื่อปรับแผนดำเนินการ เช่น การออกแบบ การกำหนดแผนการก่อสร้าง การจัดซื้อวัสดุอุปกรณ์ เป็นต้น ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้การดำเนินงานของโครงการบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสายส่ง 115 เควี

เขต	ที่	สถานี		รายละเอียดสายส่ง		ระยะทาง (กม.)
		ชื่อ	จังหวัด	ช่วง	ชนิด	
กฟน.2	1	โพธิ์ไทรงาม	พิจิตร	คลองขลุง (กฟภ.) - โพธิ์ไทรงาม	SS	40
รวม						40
กฟน.3	1	ชัยบาดาล 2	ลพบุรี	ชัยบาดาล 1 (กฟผ.) - ชัยบาดาล 2	SS	18
	2	ชนแดน	เพชรบูรณ์	บึงสามพัน (กฟผ.) - ชนแดน	SS	63
รวม						81
รวมทั้งสิ้น						121

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า

เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานีฯ	รูปแบบของ สถานีฯ	ปีแล้วเสร็จ
กฟน.2	1	โพธิ์ไทรงาม	พิจิตร	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2010
รวม				25			
กฟน.3	1	ชัยบาดาล 2	ลพบุรี	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2009
	2	ชนแดน	เพชรบูรณ์	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2010
รวม				75			
รวมทั้งสิ้น				100			

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสายส่ง 115 เควี

เขต	ที่	สถานี		รายละเอียดสายส่ง		ระยะทาง (กม.)
		ชื่อ	จังหวัด	ช่วง	ชนิด	
กฟผ.1	1	บ้านดุง 2	อุดรธานี	โพนพิสัย (กฟภ.) - บ้านดุง 2	SS	35
	2	กุมภวาปี	อุดรธานี	ศรีธาตุ (กฟภ.) - กุมภวาปี	SS	35
	3	ศรีบุญเรือง	หนองบัวลำภู	หนองเรือ (กฟภ.) - ศรีบุญเรือง	SS	45
รวม						115
กฟผ.2	1	เขื่องใน	อุบลราชธานี	วารินชำราบ (กฟภ.) - เขื่องใน	SS	35
	2	เลิงนกทา	อำนาจเจริญ	อำนาจเจริญ (กฟผ.) - เลิงนกทา	SS	50
	3	วาปีปทุม	มหาสารคาม	บรบือ (กฟภ.) - วาปีปทุม	SS	25
รวม						110
กฟผ.3	1	ชุมพวง	นครราชสีมา	บัวใหญ่ (กฟภ.) - ชุมพวง	SS	60
	2	ปากช่อง 3	นครราชสีมา	ปากช่อง 2 (กฟภ.) - ปากช่อง 3	SS	25
รวม						85
รวมทั้งสิ้น						310

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า

เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานีฯ	รูปแบบของ สถานีฯ	ปีแล้วเสร็จ
กฟผ.1	1	บ้านดุง 2	อุดรธานี	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2008
	2	กุมภวาปี	อุดรธานี	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2010
	3	ศรีบุญเรือง	หนองบัวลำภู	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2010
	รวม			125			
กฟผ.2	1	เขื่อนใน	อุบลราชธานี	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2009
	2	เลิงนกทา	อำนาจเจริญ	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2010
	3	วาปีปทุม	มหาสารคาม	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2010
	รวม			125			
กฟผ.3	1	ชุมพวง	นครราชสีมา	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2010
	2	ปากช่อง 3	นครราชสีมา	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2010
รวม				75			
รวมทั้งสิ้น				325			

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

เพิ่มพิกัดหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าเดิม

เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานีฯ	รูปแบบของ สถานีฯ	ปีแล้วเสร็จ
กฟผ.3	1	โชคชัย	นครราชสีมา	1 x 50	-	-	2007
	2	ท่าตูม	สุรินทร์	1 x 25	-	-	2007
	3	แก่งคร้อ	ชัยภูมิ	1 x 25	-	-	2007
รวม				100	-	-	-
รวมทั้งสิ้น				100	-	-	-

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสายส่ง 115 เควี

เขต	ที่	สถานี		รายละเอียดสายส่ง		ระยะทาง (กม.)
		ชื่อ	จังหวัด	ช่วง	ชนิด	
กฟภ.2	1	ปลวกแดง 4	ระยอง	ใต้ไลน์[ปลวกแดง 1(กฟภ.) - ปลวกแดง 4(ชั่วคราว)]	SD	-
	2	นิคมพัฒนา	ระยอง	Cut&Turn(ระยอง 2 - มาบข่า) - นิคมพัฒนา	SD	20
รวม						20
กฟภ.3	1	สมุทรสาคร 8	สมุทรสาคร	สมุทรสาคร 6(กฟภ.)-สมุทรสาคร 8-สมุทรสาคร 3(กฟภ.)	SD	14
	2	กระทุ่มแบน 5	สมุทรสาคร	บ้านแพ้ว(กฟภ.)-กระทุ่มแบน 5-กระทุ่มแบน 1(กฟภ.)	SD	1.7
	3	ดอนตูม	นครปฐม	บางเลน (กฟภ.) - ดอนตูม	SD	20
	4	ด่านมะขามเตี้ย	กาญจนบุรี	TAP LINE (กาญจนบุรี - ไทรโยค) -ด่านมะขามเตี้ย	SD	27.3
รวม						63
รวมทั้งสิ้น						83

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า

เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานีฯ	รูปแบบของ สถานีฯ	ปีแล้วเสร็จ
กฟภ.2	1	ปลวกแดง 4	ระยอง	2 x 50	CONVENTIONAL	A	2008
	2	นิคมพัฒนา	ระยอง	1 x 50	CONVENTIONAL	A	2009
รวม				150			
กฟภ.3	1	สมุทรสาคร 8	สมุทรสาคร	2 x 50	CONVENTIONAL	A	2008
	2	กระทุ่มแบน 5	สมุทรสาคร	1 x 50	CONVENTIONAL	A	2008
	3	ดอนตูม	นครปฐม	2 x 50	CONVENTIONAL	A	2009
	4	ด่านมะขามเตี้ย	กาญจนบุรี	1 x 50	CONVENTIONAL	A	2011
รวม				300			
รวมทั้งสิ้น				450			

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสายส่ง 115 เควี

เขต	ที่	สถานี .		รายละเอียดสายส่ง		ระยะทาง (กม.)
		ชื่อ	จังหวัด	ช่วง	ชนิด	
กฟต.1	1	เขาย้อย 2	เพชรบุรี	TAP LINE (ราชบุรี 2 - ปากท่อ) - เขาย้อย 2	SD	12
	2	ชุมพร 2	ชุมพร	ชุมพร 1 (กฟผ.) - ชุมพร 2	SD	18
รวม						30
กฟต.2	1	พุนพิน 2	สุราษฎร์ธานี	CUT&TURN(สุราษฎร์ธานี - เวียงสระ)-พุนพิน 2	SD	1
	2	บ้านเขาหลัก	พังงา	ท้ายเหมือง (กฟผ.) - บ้านเขาหลัก	SD	45
รวม						46
กฟต.3	1	สิงหนคร	สงขลา	ระโนด (กฟผ.) - สิงหนคร	SS	55
	2	บ้านพรุ	สงขลา	CUT&TURN(หาดใหญ่ 2- STA GROUP)- บ้านพรุ	SD	-
รวม						55
รวมทั้งสิ้น						131

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

(ส่วนที่ 2)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า

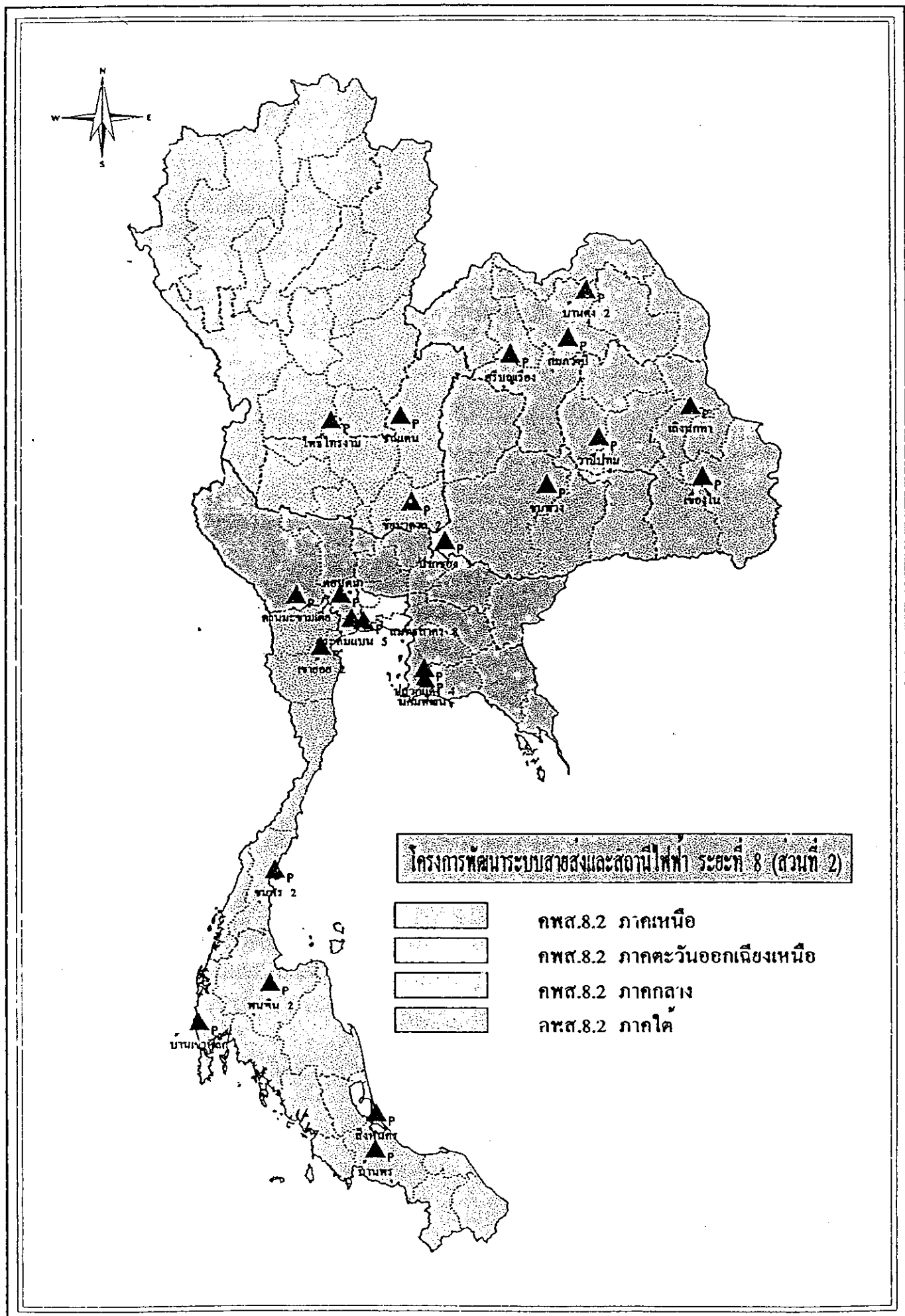
เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานีฯ	รูปแบบของ สถานีฯ	ปีแล้วเสร็จ
กฟต.1	1	เขาย้อย 2	เพชรบุรี	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2010
	2	ชุมพร 2	ชุมพร	1 x 50	CONVENTIONAL	C	2008
	รวม			100			
กฟต.2	1	พุนพิน 2	สุราษฎร์ธานี	1 x 50	CONVENTIONAL	A	2008
	2	บ้านเขาหลัก	พังงา	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2008
	รวม			75			
กฟต.3	1	สิงหนคร	สงขลา	1 x 25	CONVENTIONAL	C	2008
	2	บ้านพรุ	สงขลา	2 x 50	CONVENTIONAL	A	2008
	รวม			125			
รวมทั้งสิ้น				300			

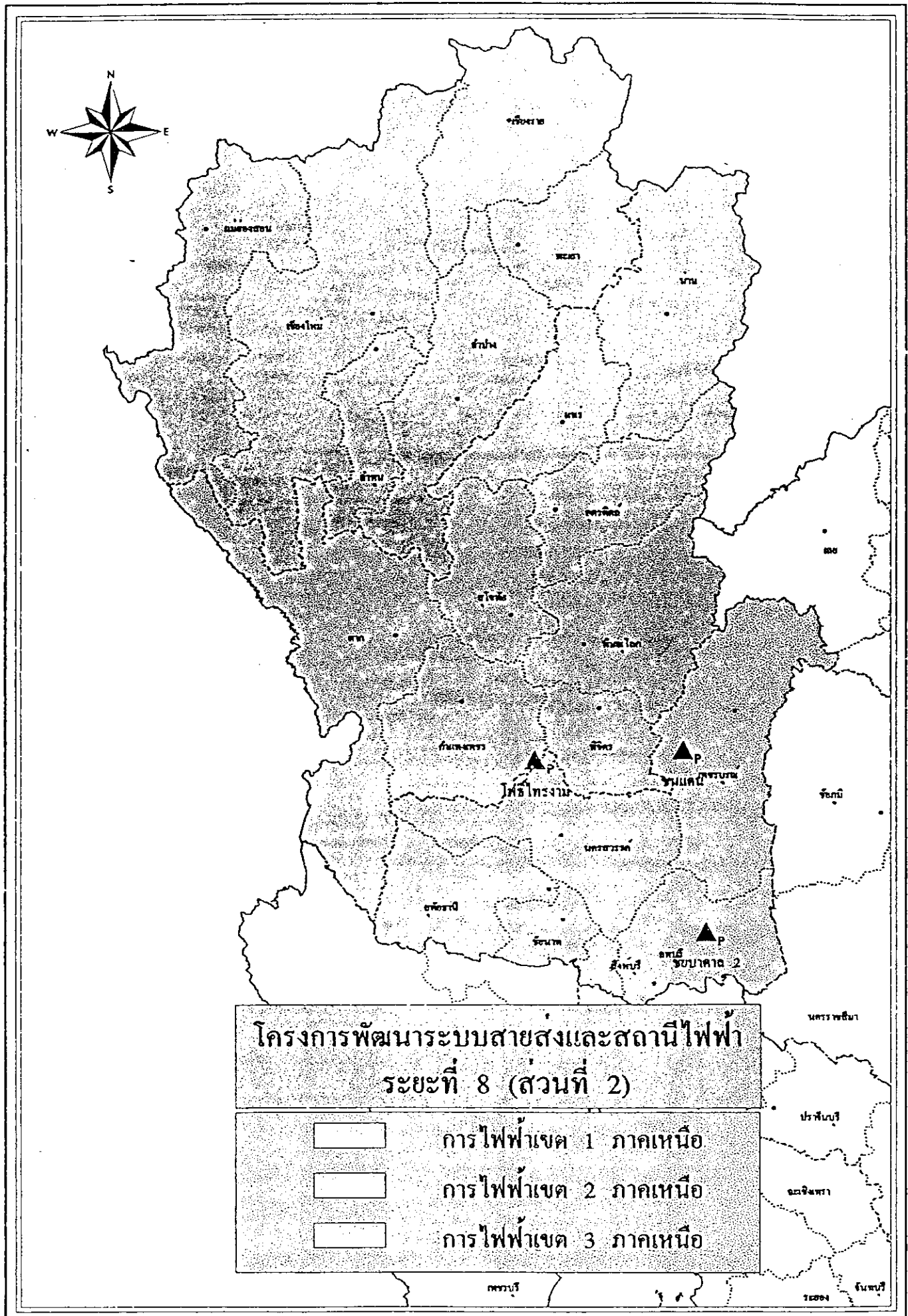
โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8

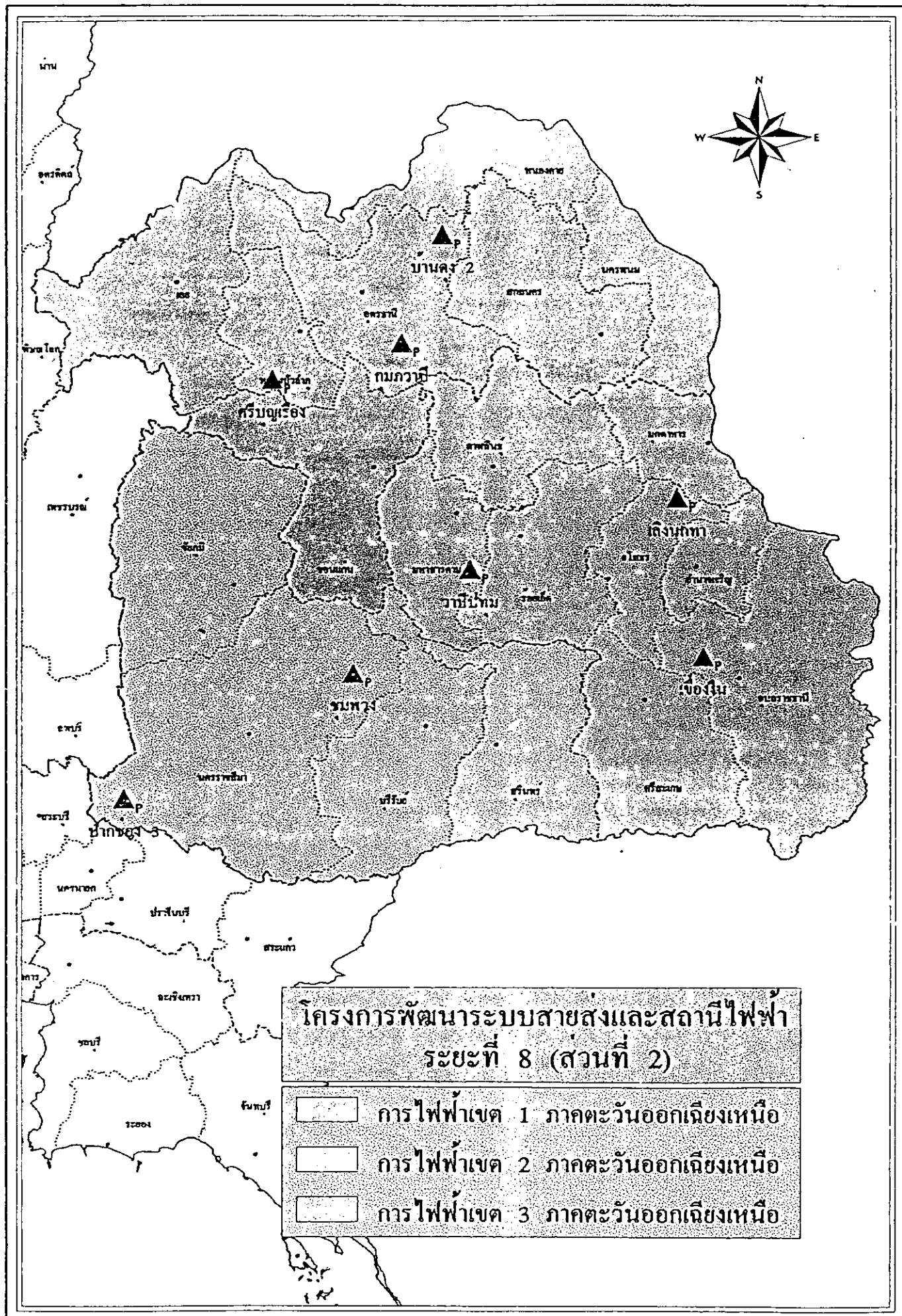
(ส่วนที่ 2)

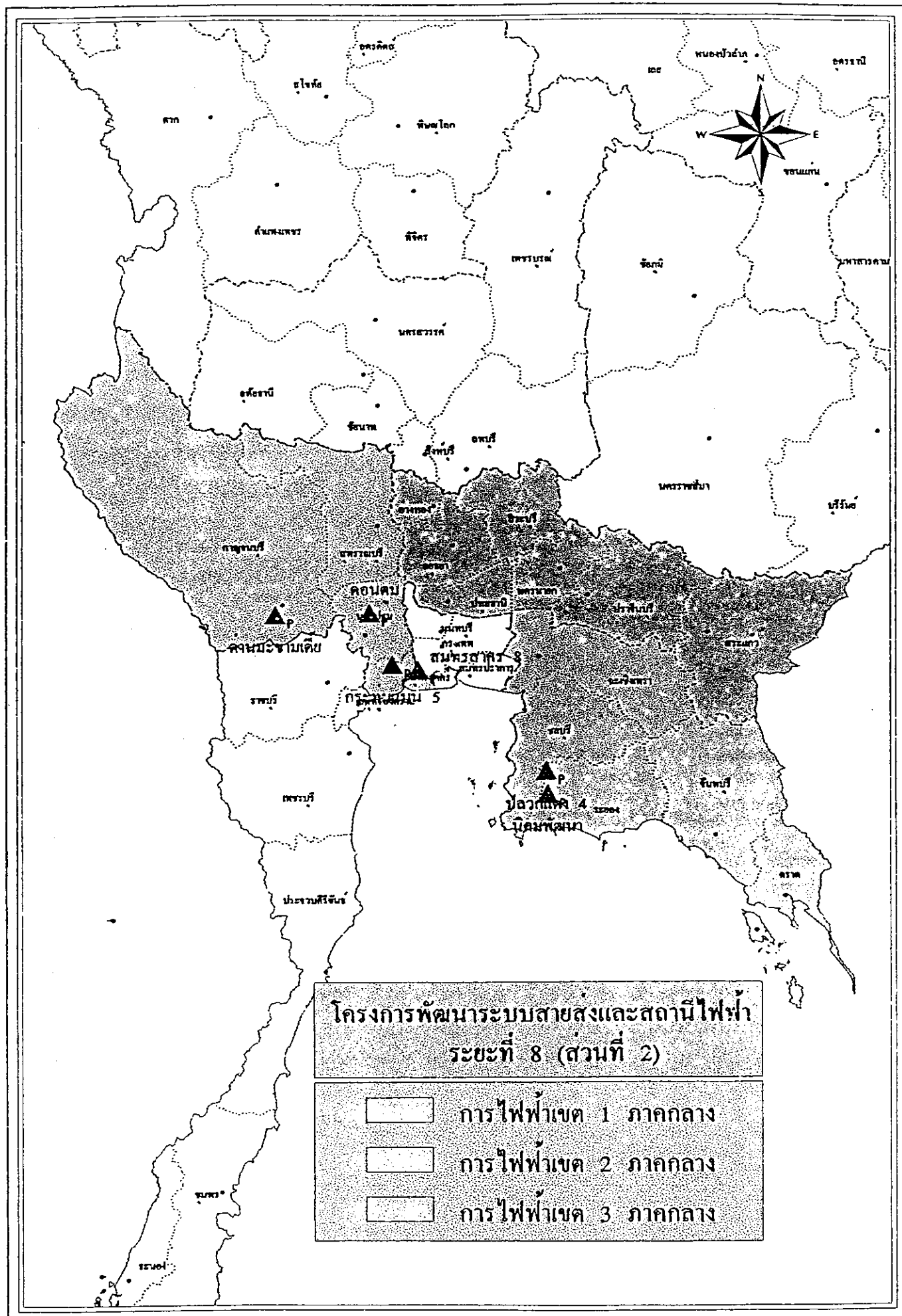
เพิ่มพิกัดหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าเดิม

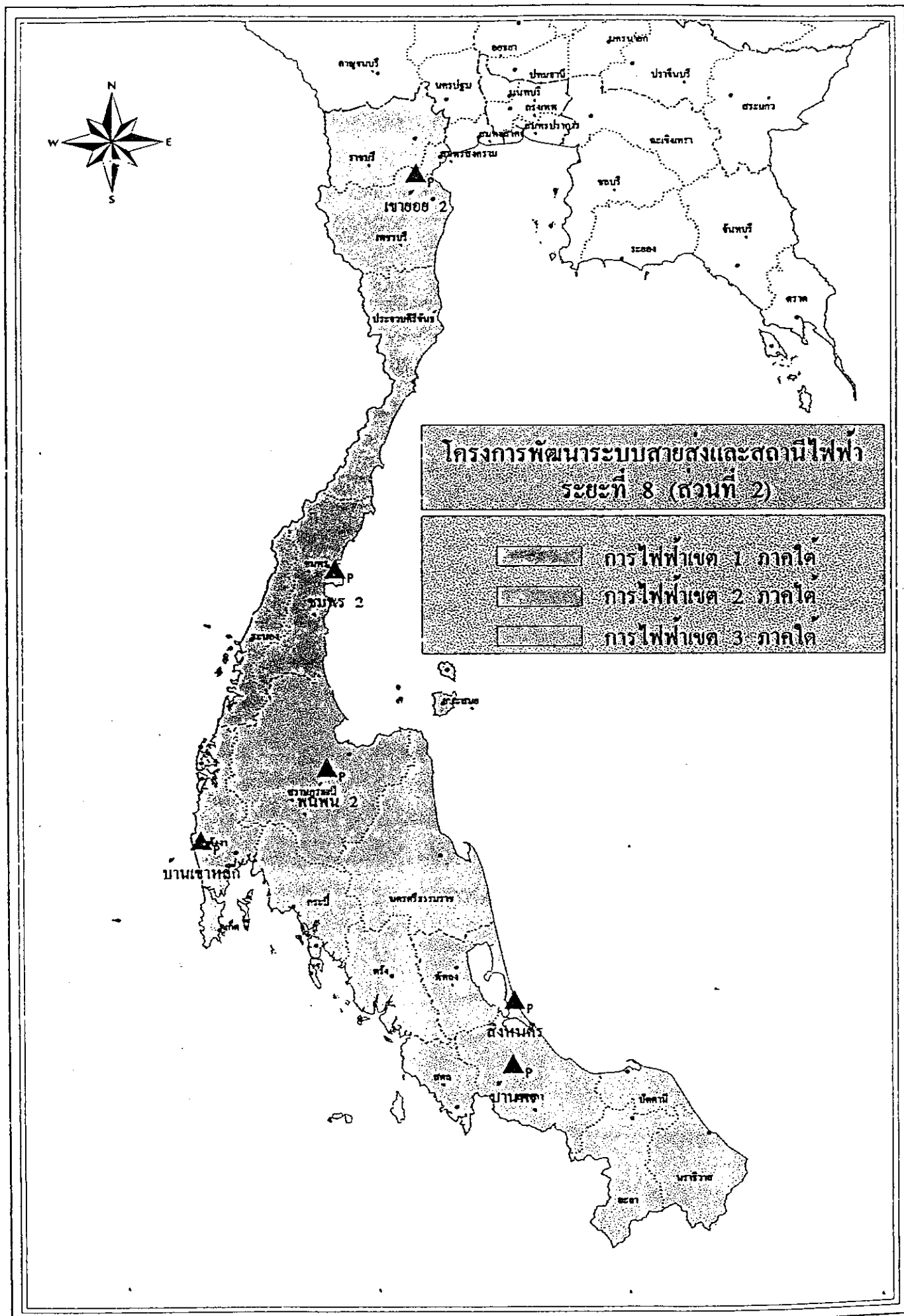
เขต	ที่	ชื่อสถานี	จังหวัด	ขนาดหม้อแปลง (MVA)	ชนิดของ สถานี	รูปแบบของ สถานี	ปีแล้วเสร็จ
กฟต.2	1	กระบี่ 2	กระบี่	2 x 50	(Replacement)	-	2010
รวม				100	-	-	
กฟต.3	1	สบ้าย้อย	สงขลา	1 x 50	-	-	2008
	2	ปัตตานี 2	ปัตตานี	1 x 50	-	-	2008
รวม				100	-	-	-
รวมทั้งสิ้น				200	-	-	-













สำนักงานคณะกรรมการ

พัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

962 ถนนกรุงเกษม กรุงเทพฯ 10100

ที่ นร 1102/1648

๒๑ เมษายน ๒๕๔๘

เรื่อง โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ ๒ และโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ ๘ ส่วนที่ ๒ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เรียน ปลัดกระทรวงมหาดไทย

- อ้างถึง 1. หนังสือกระทรวงมหาดไทย ที่ มท 5311.2/728 ลงวันที่ 21 มกราคม ๒๕๔๘
2. หนังสือกระทรวงมหาดไทย ที่ มท 5311.2/579 ลงวันที่ 19 มกราคม ๒๕๔๘

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. เอกสารข้อวิเคราะห์โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ ๒ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. เอกสารข้อวิเคราะห์โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ ๘ ส่วนที่ ๒ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตามหนังสือที่อ้างถึง กระทรวงมหาดไทยได้เสนอโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ ๒ และโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ ๘ ส่วนที่ ๒ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาเพื่อเสนอความเห็นประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรี ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

สำนักงานฯ ได้นำโครงการทั้ง ๒ โครงการดังกล่าวเสนอคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาเป็นที่เรียบร้อยแล้ว โดยคณะกรรมการฯ มีความเห็นดังนี้

1. เห็นควรสนับสนุนให้ กฟภ. ดำเนินโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ ๒ วงเงินลงทุนรวม 4,225 ล้านบาท เพื่อลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และพัฒนาระบบไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคให้มีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในระดับมาตรฐาน ซึ่งสามารถให้บริการระบบไฟฟ้าแก่ภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจได้อย่างมีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับนโยบายกระจายการลงทุนไปสู่ภูมิภาค และเป็นการเพิ่มความสามารถในการแข่งขันให้กับภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจ ซึ่งส่งผลโดยตรงกับการพัฒนาประเทศ

2. เห็นควรสนับสนุนให้ กฟภ. ดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ ๘ ส่วนที่ ๒ วงเงินลงทุนรวม 5,392.24 ล้านบาท โดยจะใช้รายได้ของ กฟภ. และกู้จากสถาบันการเงินภายในประเทศ จำนวน 3,656.25 ล้านบาท นอกนั้นเป็นการระดมทุนจำนวน 1,735.99 ล้านบาท เพื่อเพิ่มขีดความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับความต้องการ

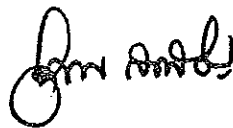
ที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีคุณภาพ รวมทั้งเพื่อรองรับนโยบายการกระจาย
กิจการอุตสาหกรรมไปสู่ภูมิภาค และสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาคการผลิตและบริการ ซึ่งเป็นการ
เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันโดยรวมของประเทศ

3. จากการที่โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 และ
โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 ต้องอาศัยแหล่งเงินทุนจากการกู้
ภายในประเทศร้อยละ 75 และเมื่อพิจารณาฐานะการเงิน พบว่า กฟภ. มีการกู้เงินเพื่อลงทุนและเสริม
สภาพคล่องสูงอยู่แล้ว โดยเฉลี่ยปีละประมาณ 17,000 ล้านบาท ดังนั้นหากโครงสร้างค่าไฟฟ้ายังเป็น
เช่นในปัจจุบัน และ กฟภ. ไม่สามารถระดมทุนได้ตามแผนที่กำหนดไว้/กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน
เงินกู้ให้ รวมทั้งต้องกู้เงินเพื่อการลงทุนเพิ่มขึ้นในอนาคต อาจทำให้ กฟภ. ประสบกับปัญหาการขาด
สภาพคล่องได้ จึงเห็นควรให้ กฟภ. จัดทำแผนการเงินรองรับ เพื่อมิให้มีผลกระทบต่อฐานะการเงิน
และการลงทุนโครงการในอนาคต

ทั้งนี้ คณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้ให้ข้อสังเกตเพิ่มเติมว่า
รัฐวิสาหกิจควรให้ความสำคัญกับการยกระดับคุณภาพผลผลิต โดยให้รัฐวิสาหกิจทุกแห่งจัดทำ
แผนการบริหารจัดการด้านคุณภาพ (Total Quality Management) และเน้นการลงทุนที่นำไปสู่การ
เพิ่มผลิตภาพ (Productivity) เป็นสำคัญ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบและโปรดนำความเห็นคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจ
และสังคมแห่งชาติ เสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อประกอบการพิจารณาต่อไปด้วย จักขอบคุณยิ่ง

ขอแสดงความนับถือ



(นายอำพน กิตติอำพน)

เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
กรรมการและเลขานุการ

กองประสานและอำนวยความสะดวกฝ่ายบริหาร

โทรศัพท์ 0-2281-6326

โทรสาร 0-2281-6637



แผนการเงิน

ของ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองโครงการ
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
ตุลาคม 2548

สารบัญ

	หน้า
1. ข้อมูลทั่วไป	1
2. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	3
3. ประมาณการเงินลงทุน	5
4. สรุปฐานะทางการเงิน	10
5. ฐานะการเงินปี 2548 – 2551	11
6. อัตราส่วนทางการเงิน	15
7. แผนระดมทุน	16
8. การจัดทำแผนการเงินรองรับฯ	20
ภาคผนวก	21

1. ข้อมูลทั่วไป

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีสำนักงานกลางตั้งอยู่ที่กรุงเทพมหานคร มีหน้าที่กำหนดนโยบาย และแผนงาน ตลอดจนให้คำปรึกษา แนะนำ และจัดหาอุปกรณ์ต่างๆ ให้หน่วยงานในส่วนภูมิภาค

สำหรับในส่วนภูมิภาค แบ่งการบริหารงานออกเป็น 4 ภาค คือ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ ซึ่งแต่ละภาคประกอบด้วย 3 เขต รวมเป็นการไฟฟ้าเขต 12 เขต ทำหน้าที่ควบคุม และให้คำแนะนำตามขั้นตอนแก่การไฟฟ้าต่างๆ ที่อยู่ในสังกัด

กฟภ. มีพื้นที่ในความรับผิดชอบประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตร คิดเป็นร้อยละ 99 ของพื้นที่ประเทศไทยทั้งหมด โดยครอบคลุม 73 จังหวัด 73,042 หมู่บ้าน และมีผู้ใช้ไฟ 13.40 ล้านราย มีสำนักงานตั้งอยู่ในพื้นที่ต่างๆ ทั่วประเทศ 912 แห่ง

1.1 วิสัยทัศน์องค์กร

กฟภ. เป็นองค์กรชั้นนำของภูมิภาคอาเซียน ด้านธุรกิจการให้บริการพลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ปลอดภัย เชื่อถือได้ สร้างความพึงพอใจสูงสุดแก่ลูกค้าทั่วประเทศ

1.2 กลยุทธ์องค์กร

เน้นกลยุทธ์การเจริญเติบโต (Growth Strategies) ดังนี้

- 1.2.1 ธุรกิจขายไฟฟ้าในประเทศ
- 1.2.2 ธุรกิจขายไฟฟ้าในต่างประเทศ
- 1.2.3 ธุรกิจเกี่ยวเนื่องในประเทศ
- 1.2.4 ธุรกิจเกี่ยวเนื่องในต่างประเทศ (กลุ่มประเทศกำลังพัฒนาทั่วโลก)
- 1.2.5 ธุรกิจพลังงานอื่นๆ ที่ไม่ใช่ไฟฟ้าจากระบบ

1.3 ปัจจัยแห่งความสำเร็จ

1.3.1 กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนการดำเนินงานที่แท้จริง

1.3.2 มีการพัฒนาคุณภาพสินค้า และบริการให้ดียิ่งขึ้น เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างต่อเนื่อง

1.3.3 ควบคุมค่าใช้จ่ายด้านการผลิตสินค้า และบริการ เพื่อแข่งขันกับผู้ประกอบการอื่นๆ ได้

1.3.4 พัฒนารูรูกิจเสริม เพื่อเพิ่มรายได้ให้กับ กฟภ.

2. การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จำแนกรายภาค

ประเภท	ปีปฏิทิน						
	2547 ⁽¹⁾	2548	2549	2550	2551	2552	2553
ภาคเหนือ							
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	10,736	11,635	12,626	13,631	14,679	15,790	16,948
พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	1,768	2,057	2,226	2,398	2,578	2,770	2,970
หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	9,773	10,058	11,406	12,315	13,263	14,267	15,313
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	3,308,948	3,366,005	3,441,870	3,516,802	3,591,188	3,665,199	3,738,481
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ							
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	10,485	11,328	12,202	13,101	14,032	15,005	16,017
พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	1,946	2,140	2,303	2,471	2,646	2,829	3,019
หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	9,314	10,131	10,912	11,715	12,548	13,417	14,321
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	4,539,223	4,678,869	4,813,628	4,944,888	5,072,191	5,195,787	5,315,645

ประเภท	ปีปฏิทิน						
	2547 ⁽¹⁾	2548	2549	2550	2551	2552	2553
ภาคกลาง							
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	42,977	47,016	51,319	55,895	60,423	65,193	70,261
พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	6,313	7,121	7,781	8,483	9,176	9,905	10,680
หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	42,558	44,810	48,910	53,274	57,592	62,140	66,974
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	2,656,681	2,710,500	2,798,200	2,885,007	2,970,885	3,055,803	3,139,675
ภาคใต้							
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	12,531	13,549	14,666	15,828	17,014	18,275	20,261
พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	1,910	2,060	2,221	2,387	2,559	2,741	3,000
หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	11,451	12,361	13,378	14,436	15,515	16,663	17,974
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	2,452,890	2,535,203	2,627,409	2,716,872	2,803,646	2,969,473	3,139,675
รวมทั้งหมด							
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	76,729	83,528	90,813	98,455	106,148	114,263	123,066
พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	11,721	12,655	13,728	14,853	15,995	17,198	18,499
หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	73,096	77,809	84,606	91,740	98,917	106,488	114,701
จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	12,957,742	13,290,576	13,681,106	14,063,569	14,437,909	14,804,657	15,163,274

ที่มา : คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า 16 มกราคม 2547

หมายเหตุ ⁽¹⁾ ปี 2547 เป็นตัวเลขจริง โดยค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดเป็น Coincident Demand ส่วนที่เหลือจาก กฟผ., เป็นตัวเลขกรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth : MEG)

3. ประมาณการเงินลงทุน (ปี 2548 – 2551)

3.1 การลงทุนที่ดำเนินการ

หน่วย : ล้านบาท

รายการ		2548	2549	2550	2551
<u>แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7</u>					
1. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 2	คพส.2	24	69	107	-
2. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 5	คสจ.5	53	24	-	-
3. จัดหาที่ดิน อาคาร ยานพาหนะและเครื่องมือต่างๆ	คจน.	22	15	37	-
4. ติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 1	คจฟ.1	284	-	-	-
5. ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระยะที่ 2	พนล.2	24	25	-	-
6. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 3	คพส.3	-	-	-	-
7. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 5	คพส.5	31	58	359	-
รวมแผนฯ 7		439	191	503	-

รายการ		2548	2549	2550	2551
<u>แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8</u>					
8. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 6.1	คพส.6.1	1,393	1,198	811	288
9. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 6.2	คพส.6.2	532	569	588	658
10. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 7.1	คพส.7.1	610	720	904	622
11. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 7.2	คพส.7.2	459	375	1,753	478
รวมแผนฯ 8		2,994	2,861	4,056	2,046
<u>แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9</u>					
12. เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2	คทฟ.2	-	498	1,358	824
13. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 8	คพส.8	329	1,425	2,224	2,207
14. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 6	คสจ.6	4,944	5,403	2,332	1,620
15. ติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 2	คจฟ.2	-	2,107	1,387	1,264
16. ขยายเขตและติดตั้งระบบไฟฟ้าให้เกาะต่างๆ	คตก.	4	950	504	814
17. ขยายเขตไฟฟ้าให้ราษฎรในชนบท ระยะที่ 3	คฟช.3	1,342	-	-	-
18. โรงไฟฟ้าผสมผสาน		-	45	34	34
รวมแผนฯ 9		6,638	10,429	7,838	6,763

รายการ		2548	2549	2550	2551
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10					
19. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 9	คพส.9	-	-	110	551
20. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7	คสจ.7	-	-	-	550
21. เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3	คชฟ.3	-	-	-	1,806
22. โครงการไฟฟ้าเพื่อการเกษตร		-	-	-	448
รวมแผนฯ 10		-	-	110	3,356
รวมโครงการ		10,071	13,481	12,507	12,164

3.2 การลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	2548	2549	2550	2551
1. สิ่งก่อสร้างระบบไฟฟ้า	2,543	3,114	2,557	2,494
2. มิเตอร์-หม้อแปลง	874	1,257	900	900
3. ทรัพย์สินครุภัณฑ์ต่างๆ	197	129	741	754
4. งานพัฒนาระบบการสื่อสาร	165	-	-	-
5. งานจ้างเหมาเคเบิลใยแก้ว	353	285	668	237
6. แผนงานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ	258	212	547	250
7. แผนงานด้านการตลาด	57	55	377	180
8. งานจัดหาที่ดินและก่อสร้างอาคาร	157	145	100	-
9. แผนงานด้านสนับสนุนการดำเนินงาน	1,093	463	746	500
10. งานพัฒนาสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์	83	170	792	641
11. งานเคเบิลใต้ดินสำหรับเมืองใหญ่	158	-	288	589

3.2 การลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ (ต่อ)

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	2548	2549	2550	2551
12. งานวิจัยพัฒนา	109	5	122	157
13. ลงทุนอื่นๆ	81	212	-	-
14. หมวดสำรอง	581	1,514	564	553
รวม	6,709	7,559	8,402	7,255
เงินสมทบจากผู้ใช้ไฟ	2,750	2,643	2,619	2,608
รวมรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ	9,458	10,202	11,021	9,863
รวมรายจ่ายลงทุนทั้งสิ้น	19,529	23,683	23,528	22,027

หมายเหตุ : ไม่รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง

3.3 สรุปปริมาณเงินลงทุน ปี 2548-2551

หน่วย : ล้านบาท

ปี	2548	2549	2550	2551
เงินลงทุนที่เป็นโครงการ	10,071	13,481	12,507	12,164
เงินลงทุนที่ไม่เป็นโครงการ	6,709	7,559	8,402	7,255
เงินสมทบผู้ใช้ไฟ	2,750	2,643	2,619	2,608
รวม	19,529	23,683	23,528	22,027

4. สรุปฐานะทางการเงิน

DESCRIPTION	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
NET PROFIT AFTER TAX RATIO :	5,970.35	5,345.67	4,968.25	4,730.59
- SELF FINANCING RATIO (%)	5.89	33.51	10.51	12.44
- DEBT SERVICE COVERAGE RATIO (TIMES)	1.67	1.57	1.34	1.34
- DEBT/EQUITY RATIO (TIMES)	1.15	1.22	1.37	1.46
- ROIC (%)	3.53	3.93	3.72	3.79

5. ฐานะการเงิน (2548-2551)

5.1 HIGHLIGHT FOR FISCAL YEARS 2005 – 2008

(MILLION BAHT)

DESCRIPTION	FORECAST			
	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
ELECTRIC REVENUES	215,820.05	250,912.71	252,091.77	271,971.52
OTHER OPERATING REVENUES	4,414.41	4,952.85	5,196.62	5,377.86
NON OPERATING REVENUES	1,028.50	1,031.66	1,071.15	1,118.03
ENERGY PURCHASES	184,902.77	217,184.57	215,975.69	233,544.16
OPERATING EXPENSES	16,275.76	17,292.74	19,014.91	20,080.69
DEPRECIATION	10,693.03	11,248.61	11,907.71	12,445.36
INTEREST ON LOAN	2,163.72	3,467.90	4,64.32	5,783.28
LOSSES ON FOREIGN EXCHANGE	302.72	-	-	-
NON OPERATING EXPENSES	645.63	643.56	719.31	817.80
NET INCOME	6,279.65	4,941.89	4,271.12	4,057.28
EBITDA	19,055.94	21,388.25	22,297.79	23,724.53
CASH AND DEPOSITS	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
FIXED DEPOSIT	725.00	725.00	725.00	725.00
GUARANTEED AND GRATUITY FUND	9,214.73	11,347.65	12,501.10	13,494.87
CAPITAL EXPENDITURE (FUND-FLOW)	19,529.58	23,683.23	23,528.36	22,027.42
CAPITAL EXPENDITURE (CASH-FLOW)	15,116.73	19,289.74	19,159.02	17,668.38
LONG-TERM LIABILITIES	81,597.76	92,868.37	106,487.06	116,533.33
TOTAL ASSETS	219,022.89	239,172.47	258,722.20	273,743.92
LOAN REPAYMENTS	16,515.1	22,221.76	6,696.71	9,771.15
BONUS TO DIRECTORS AND EMPLOYEES	680.91	728.11	777.04	825.52
REMITTANCE TO THE TREASURY	1,869.79	0.00	0.00	0.00
NUMBER OF CUSTOMERS	13,400,897	13,829,725	14,247,383	14,654,858
INCREASE (%)	3.42	3.20	3.02	2.86
NUMBER OF EMPLOYEES	26,630	26,225	25,756	25,546
INCREASE (%)	-1.26	-1.52	-1.79	-0.82
NUMBER OF CUSTOMER : EMPLOYEES	503	527	553	574
ELECTRIC ENERGY SALES (INCLUDE FREE)	80,228.00	87,224.00	94,562.00	101,944.00
INCREASE (%)	8.29	8.67	8.37	7.75
ELECTRIC ENERGY SALES	79,108.00	85,967.00	93,562.00	101,944.00
INCREASE (%)	8.22	8.67	8.37	7.75
AVERAGE PRICE PER UNIT (NET VAT)	2.7282	2.9187	2.7059	2.7092
ENERGY PURCHASES	84,582.00	91,952.00	99,678.00	107,465.00
INCREASE (%)	8.55	8.72	8.41	7.82
AVERAGE PRICE PER UNIT (NET VAT)	2.1861	2.3619	2.1667	2.1732
PEA GENERATION	46.00	57.00	71.00	71.00
INCREASE (%)	9.84	23.91	24.56	0.00
ENERGY LOSSES	4,400.00	4,785.00	5,187.00	5,592.00
INCREASE (%)	13.66	8.75	8.4	7.81
% LOSS	5.20	5.20	5.20	5.20

5.2 INCOME STATEMENT FOR FISCAL YEARS 2005 – 2008

(MILLION BAHT)

DESCRIPTION	FORECAST			
	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
ELECTRIC ENERGY SALES (INCLUDE FREE OF CHARGE)	80,228.00	87,224.00	94,562.00	101,944.00
ELECTRIC ENERGY SALES (EXCLUDE FREE OF CHARGE)	79,108.00	85,967.00	93,164.00	100,388.00
AVERAGE PRICE (NET VAT) (BAHT-KWH)	2.7282	2.9187	2.7059	2.7092
ENERGY PURCHASE (GWH)	84,582.00	91,952.00	99,678.00	107,465.00
AVERAGE PRICE (NET VAT) (BAHT-KWH)	2.1861	2.3619	2.1667	2.1732
FREE OF CHARGE (GWH)	1,120.00	1,257.00	1,398.00	1,556.00
PEA GENERATION (GWH)	46.00	57.00	71.00	71.00
LOSS UNIT	4,400.00	4,780.93	5,182.57	5,587.15
% LOSS	5.20	5.20	5.20	5.20
ELECTRIC ENERGY SALES	215,820.05	250,912.71	252,091.77	271,971.52
OTHER OPERATING REVENUES	4,414.41	4,952.85	5,196.62	5,377.86
TOTAL OPERATING REVENUES	220,234.46	255,865.56	257,288.39	277,349.38
ENERGY PURCHASES	195,754.67	224,958.22	224,157.46	242,212.68
CROSS SUBSIDY	(10,851.90)	(7,773.65)	(8,181.77)	(8,668.52)
DISTRIBUTION AND SUPPLY COST	16,512.69	17,542.14	19,264.31	20,330.09
CORPORATIZATION EXPENSE	-	-	-	-
DEPRECIATION	10,456.10	10,999.21	11,658.31	12,195.96
TOTAL OPERATING EXPENSES	211,871.55	245,725.92	246,898.31	266,070.21
NET OPERATING INCOME	8,362.91	10,139.64	10,390.08	11,279.17
OTHER REVENUES	1,028.50	1,031.66	1,071.15	1,118.03
OTHER EXPENSES	(574.45)	(632.73)	(708.48)	(806.97)
(LOSS)/GAIN ON FOREIGN EXCHANGE	(302.41)	-	-	-
INTEREST ON LOANS	(2,163.72)	(3,467.90)	(4,640.32)	(5,783.28)
FOREIGN LOANS FEES	(71.18)	(10.83)	(10.83)	(10.83)
INCOME BEFORE TAX	6,279.65	7,059.84	6,101.60	5,796.12
TAX	-	(2,117.95)	(1,830.48)	(1,738.84)
NET INCOME	6,279.65	4,941.89	4,271.12	4,057.28
EARNING BEFORE F/X RATE AND TAX	6,582.06	7,059.84	6,101.60	5,796.12

5.3 BALANCE SHEET FOR FISCAL YEARS 2005 – 2008

(MILLION BAHT)

DESCRIPTION	FORECAST			
	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
ASSETS				
CURRENT ASSETS				
CASH AND DEPOSITS	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
FIXED DEPOSIT	725.00	725.00	725.00	725.00
GUARANTEE AND GRATUITY FUND	9,214.73	11,347.65	12,501.01	13,494.87
ACCOUNTS RECEIVABLE-TRADE	18,921.21	21,997.83	22,101.20	23,844.08
INVENTORIES	8,500.00	8,500.00	8,500.00	8,500.00
OTHER CURRENT ASSETS	2,658.45	2,442.56	2,776.93	3,341.89
TOTAL CURRENT ASSETS	42,019.38	47,013.03	48,604.22	51,905.83
NON CURRENT ASSETS				
LAND, BUILDING, PROPERTY AND EQUIPMENTS	248,089.18	271,609.04	297,369.53	321,398.88
LESS ACCUMULATED DEPRECIATION	(96,917.26)	(107,547.75)	(118,877.33)	(130,724.58)
WORKS UNDER CONSTRUCTION	151,171.92	164,041.29	178,492.20	190,674.30
	20,512.91	20,759.94	18,770.43	17,069.94
	171,684.83	184,801.23	197,262.63	207,044.24
INTANGIBLE ASSET (NET)	-	-	2,533.60	1,915.20
SINKING FUND FOR REPAYMENT OF LIABILITIES	5,054.00	7,091.03	10,032.06	11,906.42
OTHER ASSETS	264.68	267.17	269.69	272.23
TOTAL ASSETS	219,022.89	239,172.47	258,722.20	273,743.92
SHAREHOLDERS EQUITY AND LIABILITIES				
CURRENT LIABILITIES				
LOANS DUE WITH IN 1 YEAR	8,896.27	6,568.84	9,371.50	9,518.20
LEASING ACCOUNT PAYABLE WITH IN 1 YEAR	6.51	6.51	6.51	6.51
BANK OVERDRAW	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00
ACCOUNTS PAYABLE-TRADE	18,362.51	21,101.87	21,026.76	22,720.49
OTHER CURRENT LIABILITIES	9,635.81	9,524.22	9,857.66	10,229.03
TOTAL CURRENT LIABILITIES	39,901.09	40,201.45	43,262.42	45,474.22
NON CURRENT LIABILITIES				
DOMESTIC AND FOREIGN LOANS	72,701.49	86,299.53	97,115.56	107,015.13
CUSTOMERS' DEPOSITS	10,820.43	11,753.35	12,718.19	13,711.96
DEFERED INCOME	796.38	737.14	728.97	795.41
SUBSIDIES FOR CONSTRUCTION COST	22,799.96	23,267.32	23,610.07	23,855.94
OTHERS	757.83	726.08	3,299.22	2,981.76
	107,876.09	122,783.42	137,472.01	148,360.20
SHAREHOLDERS EQUITY				
CAPITAL	4,889.50	4,889.50	4,889.50	4,889.50
RETAINED EARNINGS	66,356.21	71,298.10	73,098.27	75,019.99
TOTAL EQUITY	71,245.71	76,187.60	77,987.77	79,909.49
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	219,022.89	239,172.47	258,722.20	273,743.92

5.4 STATEMENT OF CASH FLOW FOR FISCAL YEARS 2005 – 2008

(MILLION BAHT)

DESCRIPTION	FORECAST			
	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
CASH IN FLOW				
ELECTRIC ENERGY SALES	,820.05	250,912.71	252,091.77	271,971.52
ADD ACCOUNT RECEIVABLE (PREVIOUS YEAR)	13,278.41	18,921.21	21,997.83	22,101.20
LESS ACCOUNT RECEIVABLE (PRESENT YEAR)	(18,921.21)	(21,997.83)	(22,101.20)	(23,844.08)
OTHER REVENUES	3,257.66	3,693.29	3,875.59	4,046.63
CUSTOMERS' DEPOSITS	904.45	932.92	964.84	993.77
FOREIGN LOANS	945.96	239.95	424.88	-
DOMESTIC LOANS	12,726.02	16,290.52	19,290.52	17,284.09
REFINANCE	12,550.00	13,325.49	-	-
ROLLOVER	-	3,776.00	600.00	2,533.33
SINKING FUND FOR REPAYMENT OF LIABILITIES	-	1,304.00	400.00	1,466.67
OTHERS	5,000.34	5,891.89	5,392.59	5,482.11
BANK OVERDRAW	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00
TOTAL CASH IN FLOW	248,561.68	296,150.56	285,936.82	305,035.24
CASH OUT FLOW				
OPERATING EXPENSES	17,818.91	18,908.19	20,657.18	21,772.97
ENERGY PURCHASES	184,902.77	217,184.57	215,975.69	233,544.16
ADD ACCOUNT RECEIVABLE (PREVIOUS YEAR)	16,239.46	18,362.51	21,101.87	21,026.76
LESS ACCOUNT RECEIVABLE (PRESENT YEAR)	(18,362.51)	(21,101.87)	(21,026.76)	(22,720.49)
CAPITAL EXPENDITURE	15,116.73	19,289.74	19,159.02	17,668.38
LOAN REPAYMENTS	16,515.10	22,221.76	6,696.71	9,771.15
REPAMENT CUSTOMERS' BORROWING	101.36	86.85	66.02	-
SINKING FUND FOR REPAYMENT OF LIABILITIES	3,078.54	3,341.03	3,341.03	3,341.03
INTEREST ON LOANS	2,163.72	3,147.90	4,640.32	5,783.28
(SAME IN P/L)	628.96	680.91	728.11	777.04
BONUS TO DIRECTOR AND EMPLOYEES	-	-	-	-
REMITTANCE TO THE TREASURY	1,972.00	1,869.79	-	-
INTEREST DURING CONSTRUCTION (IDC)	523.05	732.39	891.34	950.15
BANK OVERDRAW	-	3,000.00	3,000.00	3,000.00
OTHERS	6,374.95	4,914.90	5,107.67	5,206.82
DIVIDENDS	-	-	2,470.95	2,135.56
TAX	-	1,058.98	1,974.22	1,784.66
TOTAL CASH OUT FLOW	247,073.04	294,017.64	284,783.37	304,041.46
CASH INCREASE (DECREASE)	1,488.64	2,132.92	1,153.45	993.77
CASH BEGINNING	10,451.09	11,939.73	14,072.65	15,226.10
CASH ENDING	11,939.73	14,072.65	15,226.10	16,219.87
CUSTOMERS GUARANTEE DEPOSITS	9,214.73	11,347.65	12,501.10	13,494.87
BANK FIXED DEPOSIT	725.00	725.00	725.00	725.00
CASH&DEPOSIT	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00

6. อัตราส่วนทางการเงิน

STATEMENT OF CASH FLOW FOR FISCAL YEARS 2005 – 2008

DESCRIPTION	FORECAST			
	2548 2005	2549 2006	2550 2007	2551 2008
1. SELF-FINANCE ≥ 25.0 (%)	5.89	33.51	10.51	12.44
2. DEBT SERVICE OVERAGE ≥ 1 (TIMES)	1.67	1.57	1.34	1.34
3. DEBT EQUITY RATIO (PWC) ≤ 1.5 (TIMES)	1.15	1.22	1.37	1.46
4. RETURN ON INVESTED CAPITAL (%)	3.53	3.93	3.72	3.79
DEBT : EQUITY				
DEBT (LONG-TERM DEBT)	81,597.76	92,868.37	106,487.06	116,533.33
EQUITY (AFTER LOSS ADJUSTMENT)	71,245.71	76,187.60	77,987.77	79,909.49
DEBT : EQUITY (PWC)	1.15	1.22	1.37	1.46
SELF-FINANCING RATIO				
NET PROFIT	6,279.65	4,941.89	4,271.12	4,057.28
ADD DEPRECIATION	10,456.10	10,999.21	11,658.31	12,185.96
INTEREST ON LOAN	2,234.90	3,478.73	4,651.15	5,794.11
LOSS (GAIN) FROM FOREIGN EXCHANGE	323.98	-	-	-
LOSS FROM SALES ASSETS	300.00	300.00	300.00	300.00
REVENUE FROM SUBSIDIES FOR CONSTRUCTION COST	(2,070.07)	(2,175.53)	(2,275.99)	(2,362.57)
AMORTIZATION OF DEFERRED CHARGES	(115.19)	(115.69)	(116.19)	(86.69)
TAX	-	2,117.95	1,830.48	1,738.84
BONUS	680.91	728.11	777.04	825.52
INTERNAL CASH GENERATION (A)	18,090.28	20,274.67	21,09.91	22,462.46
LESS BONUS (PAID IN THE FISCAL YEAR)	628.96	680.91	728.11	777.04
REMITTANCE (PAID IN THE FISCAL YEAR)	1,972.00	1,869.79	-	-
DIVIDEND	-	-	2,470.95	2,135.56
TAX	-	1,058.98	1,974.22	1,784.66
DEBT SERVICE (INTEREST+LOAN REPAYMENT)	18,750.00	25,700.48	11,347.86	15,565.26
SINKING FUND OF BOND&NOTE PLUS REDEMPTION OF BOND&NOTE	3,078.54	3,341.03	3,341.03	3,341.03
REFINANCING OF LONG-TERM LOANS	-	(1,304.00)	(400.00)	(1,466.67)
ROLL OVER OF LONG-TERM LOANS	(12,550.00)	(13,325.49)	-	-
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	-	(3,776.00)	(600.00)	(2,533.33)
	5,136.69	(530.67)	84.62	245.40
TOTAL (B)	17,016.19	13,715.03	18,946.78	19,848.94
[(A-B)=(C)]	1,074.08	6,559.64	2,149.13	2,613.52
CAPITAL EXPENDITURE (D)	19,529.58	23,683.23	23,528.36	22,027.42
LESS SUBSIDIES FOR CONSTRUCTION - AT YEAR (E)	679.71	467.36	342.75	245.87
REVENUE FROM SUBSIDIES - CONSTRUCTION (E1)	2,070.07	2,175.53	2,275.99	2,362.57
CAPITAL EXPENDITURE (F) = (D-E-E1)	16,779.80	21,040.34	20,909.62	19,418.98
AVERAGE 3 YEARS CAPITAL - EXPENDITURE (D)	18,237.61	19,576.59	20,456.31	21,008.85
SELF-FINANCE (%) (C/D * 100)	5.89	33.51	10.51	12.44

7. แผนระยะลงทุน

7.1 การประเมินมูลค่าองค์กรเบื้องต้น

ใช้งบการเงินชุดงบประมาณประจำปี 2549 ในการหามูลค่าองค์กรจากวิธี Discount Cash Flow (DCF) ตั้งแต่ปี 2549 – 2558 (10 ปี) โดยคำนวณเป็น 2 กรณี คือ

- กรณีฐาน (อัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน)

- กรณีปรับปรุง มีการปรับค่าไฟฟ้า เพื่อให้ กฟผ. มีกำไรขั้นต้นในระดับที่มีผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) เท่ากับ 5% (ผลคือปรับค่าซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ลดลงประมาณ 4-5 สตางค์)

สมมุติฐานในการคำนวณมูลค่าองค์กร มีดังนี้

1. Free Cash Flow : Equity Free Cash Flow เป็นเวลา 10 ปี
2. Terminal Value : Multiplier คือ EV/EBITDA เท่ากับ 5.5 เท่า คำนวณจากปีที่ 10 (ปี 2558)
3. Discount Factor : Cost of Equity (Ke) ที่ใช้คำนวณมูลค่าองค์กรอยู่ระหว่าง 9%-12%
4. Cost of Equity (Ke) : ที่คำนวณได้ 9.63% ซึ่งจะได้ WACC ระหว่าง 6.92%-7.04%

	กรณีฐาน		กรณีปรับปรุง	
DCF at Ke 9%-12%	69,367	89,291	78,200	101,192
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นเบื้องต้น	ช่วงของมูลค่า 69,367 – 89,291 ล้านบาท		ช่วงของมูลค่า 78,200 – 101,192 ล้านบาท	
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นเบื้องต้น (โดยเฉลี่ย)	79,329 ล้านบาท		89,696 ล้านบาท	
เงินที่คาดว่าจะได้จากการระดมทุน (20% ของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น)	13,873 – 17,858 ล้านบาท		15,640 – 20,238 ล้านบาท	
ประมาณการเงินระดมทุนเบื้องต้น (โดยเฉลี่ย)	16,000 ล้านบาท		18,000 ล้านบาท	

กฟผ. คาดว่าจะระดมทุน ประมาณปลายปี 2549 หรือต้นปี 2550

7.2 สรุปผลทางการเงินก่อนและหลังระดมทุน

2.1 เปรียบเทียบเงินกู้ในประเทศเพื่อการลงทุน

กรณีฐาน

	ไม่มี IPO						มี IPO					
	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย
กู้ตามแผนลงทุน	7,940	14,554	9,931	10,549	9,872	10,569	7,940	-	9,931	10,549	9,872	7,658
กู้เพิ่มเพื่อการลงทุน	3,264	10,344	9,460	10,845	6,753	8,133	3,264	8,282	7,501	8,891	4,785	6,545
รวม	11,204	24,898	19,391	21,394	16,625	18,702	11,204	8,282	17,432	19,940	14,657	14,203
กู้ลดลง	-	-	-	-	-	-	-	16,616	1,959	1,954	1,968	4,499

กรณีปรับปรุง

	ไม่มี IPO						มี IPO					
	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย
กู้ตามแผนลงทุน	7,940	14,554	9,931	10,549	9,872	10,569	7,940	-	9,931	10,549	9,872	7,658
กู้เพิ่มเพื่อการลงทุน	-	6,070	5,114	6,256	2,241	3,936	-	1,847	2,907	4,237	-	1,798
รวม	7,940	20,624	15,045	16,805	12,113	14,505	7,940	1,847	12,838	14,786	9,872	9,456
กู้ลดลง	-	-	-	-	-	-	-	18,777	2,207	2,019	2,241	5,049

ผลวิเคราะห์

ก่อนระดมทุน กฟภ.กู้เงินมาลงทุน (กู้ตามแผน & กู้เพิ่ม) ในกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง ช่วง 5 ปี (2549-2550) โดยเฉลี่ยเป็นเงิน 18,702 ล้านบาท และ 14,505 ล้านบาท ตามลำดับ หลังจากมีการระดมทุน ส่งผลให้การกู้เงินเพิ่มเพื่อลงทุน (Additional Domestic Load) มีสัดส่วนลดลง ในกรณีฐาน และกรณีปรับปรุงโดยเฉลี่ยปีละประมาณ 4,499 ล้านบาท และ 5,049 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งทำให้โครงสร้างเงินทุนของ กฟภ. เปลี่ยนแปลงไป

2.2 เปรียบเทียบสัดส่วนทางการเงิน

กรณีฐาน

	ไม่มี IPO						มี IPO					
	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย
D/E ≤ 1.5 เท่า	1.02	1.20	1.25	1.30	1.25	1.21	1.02	0.83	0.87	0.91	0.88	0.90
DSCR ≥ 1.5 เท่า	1.87	1.40	1.20	1.06	1.19	1.26	1.87	1.47	1.36	1.17	1.32	1.38
ROA (%)	1.54	1.62	1.45	1.38	1.42	1.48	1.54	1.71	1.62	1.55	1.58	1.60
ROE (%)	4.59	5.01	4.67	4.51	4.61	4.68	4.59	4.78	4.32	4.20	4.30	4.42

กรณีปรับปรุง

	ไม่มี IPO						มี IPO					
	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย	2549	2550	2551	2552	2553	เฉลี่ย
D/E ≤ 1.5 เท่า	0.93	1.02	0.99	0.97	0.88	0.96	0.93	0.67	0.65	0.65	0.58	0.68
DSCR ≥ 1.5 เท่า	2.29	1.85	1.56	1.36	1.52	1.62	2.29	1.98	1.82	1.53	1.75	1.81
ROA (%)	2.54	3.21	3.15	3.09	3.07	3.03	2.54	3.32	3.35	3.28	3.26	3.17
ROE (%)	7.34	9.30	9.17	8.78	8.45	8.63	7.34	8.63	8.05	7.77	7.53	7.86

ผลวิเคราะห์

- ประสิทธิภาพในการจัดการหนี้ (Long Term Debt and Solvency Ratio)

อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Debt to Equity Ratio : D/E)

ในกรณีไม่มี IPO ทั้งกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง มีอัตราเฉลี่ย 5 ปี (2549 – 2553) อยู่ที่ 1.21 และ 0.96 เท่า ตามลำดับ หลังจากระดมทุนแล้ว มีผลให้โครงสร้างเงินทุนของ กฟภ. เปลี่ยนแปลงลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยมีอัตราส่วนเฉลี่ยกรณีฐานและกรณีปรับปรุงเท่ากับ 0.90 และ 0.68 เท่า ตามลำดับ

อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio : DSCR)

ในกรณีไม่มี IPO ทั้งกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง มีอัตราเฉลี่ย 5 ปี (2549 – 2553) อยู่ที่ 1.26 และ 1.62 เท่า ตามลำดับ หลังจากระดมทุนแล้ว ส่งผลให้ กฟภ. มีความสามารถในการชำระหนี้ได้ดีขึ้น เนื่องจากมีภาระหนี้ที่ลดลง โดยพิจารณาจากอัตราส่วนเฉลี่ยของกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง มีค่าสูงขึ้น เท่ากับ 1.38 และ 1.81 เท่า ตามลำดับ

- ความสามารถในการทำกำไร (Profitability Ratio)

อัตราผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (Return on Asset Ratio : ROA)

ในกรณีไม่มี IPO ทั้งกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง มีอัตราเฉลี่ย 5 ปี (2549 – 2553) อยู่ที่ 1.48 และ 3.03% ตามลำดับ หลังจากระดมทุนแล้วมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากภาระดอกเบี้ยลดลง โดยมีอัตราส่วนเฉลี่ยอยู่ที่ 1.60 และ 3.17% ตามลำดับ

อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Return on Equity Ratio : ROE)

ในกรณีไม่มี IPO ทั้งกรณีฐาน และกรณีปรับปรุง มีอัตราเฉลี่ย 5 ปี (2549 – 2553) อยู่ที่ 4.68 และ 8.63% ตามลำดับ หลังจากระดมทุนแล้วมีค่าลดลง เนื่องจากส่วนของผู้ถือหุ้นมีจำนวนเพิ่มขึ้นจากระดมทุน โดยมีอัตราส่วนเฉลี่ยอยู่ที่ 4.42 และ 7.86% ตามลำดับ

สรุป

กฟภ. กำหนดจะจดทะเบียนเป็นบริษัทจำกัด มหาชน ประมาณต้นปี 2549 คาดว่าจะระดมทุนในช่วงปลายปี พ.ศ.2549 – ต้นปี พ.ศ.2550

- หากโครงสร้างค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (Base Case) (ROIC ประมาณ 3.5%)

กฟภ. จะระดมทุนประมาณ 16,000 ล้านบาท

จะมี ROA 1.60% ROE 4.42% DSCR 1.38 และ D/E 0.90

- หากโครงสร้างค่าไฟฟ้าได้รับการปรับ (ROIC ประมาณ 5%)

กฟภ. จะระดมทุนประมาณ 18,000 ล้านบาท

จะมี ROA 3.17% ROE 7.86% DSCR 1.81 และ D/E 0.68

8. การจัดแผนการเงินรองรับ

ความเห็นของคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ในกรณีที่ กฟภ. ไม่สามารถระดมทุนได้ตามแผนที่กำหนดไว้/กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ให้ รวมทั้งต้องกู้เงินเพื่อการลงทุนเพิ่มขึ้นในอนาคต อาจทำให้ กฟภ. ประสบปัญหาการขาดสภาพคล่องได้ ให้ กฟภ. จัดทำแผนการเงินรองรับนั้น

กฟภ. ได้กำหนดแนวทางแก้ไขปัญหาสภาพคล่องทางการเงินของ กฟภ.

1. มีวงเงินกู้ระยะสั้น สำหรับเตรียมเสริมสภาพคล่อง
2. จัดหาแหล่งเงินกู้ระยะยาวที่มีระยะเวลาปลอดหนี้ และอัตราดอกเบี้ยต่ำ
3. มีแผนบริหารหนี้เงินกู้เพื่อลดภาระที่เกิดจากความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยนฯ
4. เร่งรัดการเก็บหนี้ค่าไฟฟ้าในส่วนราชการ ซึ่งมีประมาณ 1,000 ล้านบาท โดย กฟภ. กำลังเร่งประสานงานกับหน่วยราชการต่างๆ
5. ขอยายการจ่ายชำระหนี้ค่าไฟฟ้าให้บริษัท กฟผ. จำกัด (มหาชน) จาก มติ ครม. ภายใน 30 วัน ขยายเป็น 40-50 วัน โดยไม่เสียค่าปรับ

ภาคผนวก

ข้อสมมุติฐาน

การจัดทำประมาณการฐานการเงินปี 2548 - 2551

1. สถานะภาพ

กฟภ. จะจดทะเบียนเป็นบริษัทจำกัด (มหาชน) ประมาณเดือนมกราคม 2549

2. ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จัดทำเป็น 2 กรณี คือ

2.1 กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth : MEG) ชุดเดือนมกราคม มีอัตราการเพิ่มเฉลี่ย 7.86%

2.2 ปรับปรุงกรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Adjusted Moderate Economic Growth : Adj MEG) มีอัตราการเพิ่มเฉลี่ย 8.20%

โดยการจัดทำหน่วยจำหน่ายทั้ง 2 กรณี คำนวณจาก Losses ของหน่วยซื้อไฟฟ้าตามที่ กฟผ. แจ้งดังนี้

	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
MEG และ Adj. MEG (%)	5.60	5.59	5.58	5.57

3. อัตราค่าไฟฟ้า

3.1 รายได้และค่าซื้อไฟฟ้า

รายได้ค่าไฟฟ้า ประมาณการบนพื้นฐานการจำหน่ายไฟฟ้าจริง

ราคาขายเฉลี่ยต่อหน่วย	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
MEG (บาท/หน่วย)	2.1665	2.1605	2.1532	2.1465
Adj. MEG (บาท/หน่วย)	2.1649	2.1563	2.1471	2.1383

ค่าซื้อไฟฟ้า จากค่าซื้อที่ กฟผ. คำนวณ

ราคาซื้อเฉลี่ยต่อหน่วย	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
MEG (บาท/หน่วย)	1.6163	1.6063	1.5991	1.5928
Adj. MEG (บาท/หน่วย)	1.6151	1.6053	1.5981	1.5919

3.2 ค่า Ft ขายปลีก และค่า Ft ขายส่ง ตามที่ สนพ. แจ้ง แต่ข้อมูลผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนฯ และ NF กฟผ. เป็นผู้คำนวณโดยจัดทำจากสมมุติฐาน ดังนี้

- ผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนฯ

ปี 2548 (ม.ค.2548 – มิ.ย.2548) เป็นข้อมูลจริง

ปี 2548 (ก.ค.2548 – ธ.ค.2548), ปี 2549 – 2551 ใช้อัตราแลกเปลี่ยนฯ

1 US\$ = 40.00 บาท

1 YEN = 38.00 บาท

สำหรับอัตราสกุลอื่น ใช้ตามที่ตกลงระหว่าง 3 การไฟฟ้า

- NF

ปี 2548 (ม.ค.2548 – มิ.ย.2548) เป็นข้อมูลจริง

ปี 2548 (ก.ค.2548 – ธ.ค.2548), ปี 2549 – 2551 ใช้อัตราเงินเฟ้อ 3%

สำหรับปัจจัยอื่นที่ใช้ในการคำนวณ Ft ได้แก่ ส่วนลดแผนการลงทุน, DC, AF และเงินชดเชยฯ คำนวณตามสูตรที่ใช้ในปัจจุบัน

Ft ขายปลีกต่อหน่วย	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
MEG (บาท/หน่วย)	0.5852	0.8010	0.5923	0.6148
Adj. MEG (บาท/หน่วย)	0.5905	0.7996	0.6066	0.6223
Ft ขายส่งต่อหน่วย	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
MEG (บาท/หน่วย)	0.5957	0.7959	0.5995	0.6177
Adj. MEG (บาท/หน่วย)	0.6017	0.7950	0.6130	0.6244

4. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

1 US\$ = 40.00 บาท

1 YEN = 38.00 บาท

สำหรับอัตราสกุลอื่น ใช้ตามที่ตกลงระหว่าง 3 การไฟฟ้า

5. อัตราเงินเฟ้อ (CPI) ปี 2548 – 2551 : 3%

6. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ประมาณการตามหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (CPI-X และ $CVE = 0.8$) และตั้งแต่ปี 2549 มีค่าใช้จ่ายในการแปลงสภาพ (Corporatisation Related Cost) เป็นจำนวนเงินเท่ากับที่ใช้ในการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างฯ

7. Collection Period = 36 วัน และ Payment Period 36 วัน

(ตามสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษาปรับปรุงโครงสร้างฯ)

8. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ในประเทศ

อัตราดอกเบี้ย 7.25% อายุหนี้ 15 ปี

9. การกั้นเงินไว้ชำระหนี้ (Sinking Fund)

เป็นการกั้นเงินในช่วง 15 ปี (ตามสมมติฐานที่ทั้ง 3 การไฟฟ้าใช้ในการพิจารณาอัตราค่าไฟฟ้า)

10. การบริหารหนี้เงินกู้

มีการทำ Refinance และ SWAP เงินกู้ต่างประเทศ เพื่อลดความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยนฯ ดังนี้

- ปี 2548 : Refinance เงินกู้ 7 สัญญา วงเงินประมาณ 12,000 ล้านบาท เป็นเงินกู้ IBRD 1 สัญญา และ JBIC 6 สัญญา และจัดทำ SWAP เงินกู้ KFW 8 สัญญา วงเงินประมาณ 2,000 ล้านบาท
- ปี 2549 : Refinance เงินกู้ JBIC 6 สัญญา

11. โบนัสพนักงาน

คิด 9% ของกำไรสุทธิหรือเท่ากับเงินเดือน 1 เดือน

12. เงินรายได้นำส่งรัฐ

ปี 2548 นำส่งในปี 2549 เท่ากับ 1,869.79 ล้านบาท (วงเงินตามที่แจ้งในเอกสารงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2549)

13. ภาษีเงินได้นิติบุคคล และอัตราเงินปันผล

เท่ากับ 30% ของกำไรสุทธิ และ 50% ของกำไรสุทธิหลังหักภาษีฯ

14. รายจ่ายลงทุน

ใช้ประมาณการตามที่ใช้ในการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

การลงทุนที่ทำเป็นโครงการ และเพื่อดำเนินงานปกติ (กรณีรวม Overhead แต่ไม่รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง)

รายการ	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
การลงทุนที่ทำเป็นโครงการ										
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7										
1. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 2 (คพส.2)	23.79	69.07	106.58	-	-	-	-	-	-	-
2. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 5 (คสจ.5)	53.21	23.97	-	-	-	-	-	-	-	-
3. จัดหาที่ดิน อาคาร ยานพาหนะ และเครื่องมือต่างๆ (คจท.)	22.20	14.98	37.12	-	-	-	-	-	-	-
4. ติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 1 (คจฟ.1)	284.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ระยะที่ 2 (พนล.2)	24.30	25.42	-	-	-	-	-	-	-	-
6. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 3 (คพส.3)	20.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 5 (คพส.5)	30.90	57.69	359.43	-	-	-	-	-	-	-
รวมแผนฯ 7	459.59	191.13	503.13	-	-	-	-	-	-	-

การลงทุนที่ทำเป็นโครงการ และเพื่อดำเนินงานปกติ (กรณีรวม Overhead แต่ไม่รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง) (ต่อ)

รายการ	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8										
8. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 6.1 (คพส.6.1)	1,371.63	1,197.65	811.19	287.65	1,299.55	-	-	-	-	-
9. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 6.2 (คพส.6.2)	531.89	568.69	587.95	658.35	-	-	-	-	-	-
10. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 7.1 (คพส.7.1)	610.28	720.26	903.82	621.94	-	-	-	-	-	-
11. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 7.2 (คพส.7.2)	459.31	374.83	1,753.01	478.19	-	-	-	-	-	-
รวมแผนฯ 8	2,973.11	2,861.43	4,055.97	2,046.13	1,299.55	-	-	-	-	-
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9										
12. เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คพฟ.2)	-	467.64	1,358.12	824.36	1,141.30	973.45	-	-	-	-
13. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 8 (คพส.8)	328.94	1,425.18	2,224.15	2,206.52	3,464.01	2,246.48	2,366.42	1,642.56	-	-
14. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 6 (คสจ.6)	4,963.67	5,403.41	2,331.62	1,619.60	1,359.79	1,091.17	-	-	-	-
15. ติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 2 (คจพ.2)	-	2,107.39	1,386.66	1,264.43	1,691.92	2,030.31	-	-	-	-
16. ขยายเขตและติดตั้งระบบไฟฟ้าให้เกาะต่างๆ (คตก.)	4.02	950.36	503.70	814.31	191.34	-	-	-	-	-
17. ขยายเขตไฟฟ้าให้ราษฎรในชนบท ระยะที่ 3 (คพช.3)	1,341.83	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18. โรงไฟฟ้าผสมผสาน	-	44.80	33.60	33.60	-	-	-	-	-	-
รวมแผนฯ 9	6,638.46	10,428.78	7,837.85	6,762.82	7,848.36	6,341.41	2,366.42	1,642.56	-	-

การลงทุนที่ทำเป็นโครงการ และเพื่อดำเนินงานปกติ (กรณีรวม Overhead แต่ไม่รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง) (ต่อ)

รายการ	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10										
19. พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อย ระยะที่ 9 (คพส.9)	-	-	110.28	551.40	2,878.86	3,606.86	4,151.55	4,812.10	5,477.78	-
20. ก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 7 (คสจ.7)	-	-	-	55.48	2,928.90	3,638.24	4,999.72	5,148.45	5,297.18	-
21. เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3 (คขฟ.3)	-	-	-	1,805.58	4,131.51	4,137.12	3,860.31	3,987.72	2,470.78	-
22. โครงการไฟฟ้าเพื่อการเกษตร	-	-	-	448.04	456.08	456.08	456.08	456.08	456.08	-
รวมแผนฯ 10	-	-	110.28	3,355.50	10,394.61	11,838.30	13,468.66	14,404.35	13,701.82	-
แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11										
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,446.03
รวมโครงการ	10,071.16	13,481.34	12,507.23	12,164.45	19,542.52	18,179.71	15,835.08	16,046.91	13,701.82	12,446.03

การลงทุนที่ทำเป็นโครงการ และเพื่อดำเนินงานปกติ (กรณีรวม Overhead แต่ไม่รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง) (ต่อ)

รายการ	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
การลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ										
15. สิ่งก่อสร้างระบบไฟฟ้า	2,543.45	3,114.39	2,557.47	2,493.80	2,333.67	2,894.28	2,886.73	2,861.34	2,927.16	2,908.09
16. มิเตอร์-หม้อแปลง	874.70	1,257.02	900.00	900.00	900.00	900.00	900.00	900.00	900.00	900.00
17. ทรัพย์สินครุภัณฑ์ต่างๆ	196.73	128.53	741.00	754.00	766.00	766.00	766.00	766.00	766.00	766.00
18. งานพัฒนาระบบการสื่อสาร	165.73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19. งานจ้างเหมาเคเบิลใยแก้ว	353.18	284.57	668.28	237.27	-	-	-	-	-	-
20. แผนงานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ	258.17	211.56	546.70	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00
21. แผนงานด้านการตลาด	57.22	55.05	376.65	180.00	-	-	-	-	-	-
22. งานจัดหาที่ดินและก่อสร้างอาคาร	156.52	144.71	100.00	-	-	-	-	-	-	-
23. แผนงานด้านสนับสนุนการดำเนินงาน	1,093.78	462.91	745.71	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
24. งานพัฒนาสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์	83.00	170.00	792.00	641.00	-	-	-	-	-	-
25. งานเคเบิลใต้ดินสำหรับเมืองใหญ่	158.13	-	287.81	588.67	-	-	-	-	-	-
26. งานวิจัยพัฒนา	109.18	5.00	122.45	156.55	253.68	163.59	-	253.68	253.68	253.68
27. ลงทุนอื่นๆ	80.80	211.45	-	-	-	-	-	-	-	-
28. หมวดสำรอง	580.51	1,513.60	564.33	553.23	683.42	678.86	677.35	672.27	685.43	681.62
รวม	6,709.65	7,559.00	8,402.40	7,254.52	5,686.77	6,152.73	5,980.08	5,949.61	6,028.59	6,005.71
เงินสมทบจากผู้ใช้ไฟ	2,749.78	2,642.89	2,618.74	2,608.44	2,643.30	2,656.82	2,673.62	2,694.80	2,725.79	2,753.05
รวมรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ	9,458.43	10,201.89	11,021.14	9,862.96	8,330.07	8,809.55	8,653.70	8,644.41	8,754.38	8,758.76
รวมรายจ่ายลงทุนทั้งสิ้น	19,529.59	23,683.23	23,528.37	22,027.41	27,872.59	26,989.26	24,488.78	24,691.32	22,456.20	21,204.79



แผนการบริหารจัดการ
ด้านคุณภาพ
(TOTAL QUALITY MANAGEMENT: TQM)

ของ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองโครงการ
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
ตุลาคม 2548

คำนำ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีส่วนร่วมในการพัฒนาประเทศทั้งในด้านเศรษฐกิจและสังคม โดยยึดหลักการดำเนินงานด้วยจิตสำนึกของการบริการ เพื่อให้ประชาชนทั่วประเทศได้มีไฟฟ้าใช้อย่างทั่วถึงตามนโยบายรัฐบาล นอกจากนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยังได้พัฒนาองค์กร อย่างต่อเนื่อง และมุ่งปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าและการบริการให้มีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้นครอบคลุมทุกพื้นที่อย่างทั่วถึง สร้างความมั่นคงในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและความรวดเร็วในการให้บริการ เพื่อตอบสนองความต้องการและสร้างความพึงพอใจให้แก่ลูกค้าในพื้นที่รับผิดชอบ 73 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้นกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้มีการบริหารจัดการด้านคุณภาพตั้งแต่การปรับโครงสร้างองค์กร เพื่อให้การทำงานคล่องตัวและเกิดประสิทธิภาพ มีการนำเทคโนโลยีสารสนเทศมาใช้ในการปฏิบัติงาน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาและปรับปรุงการดำเนินงานทั้งด้านบุคลากรและการนำนวัตกรรมจากการวิจัยพัฒนาและเทคโนโลยีใหม่ๆ มาใช้อย่างต่อเนื่อง เพื่อให้พนักงานในองค์กรมีขีดความสามารถและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน รวมถึงมีการนำระบบต่างๆ มาใช้พัฒนาและควบคุมประสิทธิภาพการผลิตและบริการ เช่น การนำระบบบริหารคุณภาพ ตามมาตรฐานสากล ISO 9001 : 2000 มาใช้อย่างทั่วถึงในหน่วยงานการไฟฟ้าเขตทุกแห่ง เพื่อสร้างการยอมรับในระดับสากลมากขึ้น บนหลักการพื้นฐานที่มุ่งเน้นความพึงพอใจของลูกค้า โดยการสร้างความเชื่อมั่นให้กับลูกค้าเกี่ยวกับกระบวนการผลิตและคุณภาพของสินค้า

สารบัญ

	หน้า
1. วิสัยทัศน์ องค์กร	1
2. พันธกิจ	1
3. แผนกลยุทธ์ / เป้าหมาย	1
4. กลยุทธ์หลัก	
5. การบริหาร กระบวนการผลิต (Process)	3
6. การบริการลูกค้า	5
7. แผนการพัฒนาผลิตภัณฑ์และการบริการ	6
8. แผนพัฒนาบุคลากร	8
9. การประเมินผล	9

ภาคผนวก

1. วิสัยทัศน์องค์กร

เป็นองค์กรชั้นนำในภูมิภาคอาเซียนด้านธุรกิจการให้บริการพลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ปลอดภัย เชื่อถือได้ สร้าง ความพึงพอใจสูงสุดแก่ลูกค้า

2. พันธกิจ

จัดหาและให้บริการพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจที่เกี่ยวข้องทั้งในประเทศ และประเทศ ข้างเคียงได้ตามมาตรฐานสากล เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าให้เกิดความพึงพอใจ ทั้งด้านคุณภาพของสินค้าและบริการ โดยการพัฒนางานอย่างต่อเนื่อง มีการบริหารจัดการ การเชิงธุรกิจที่ทันสมัย มีประสิทธิภาพสอดคล้องกับสภาพตลาดและพร้อมสำหรับการ แข่งขันทางธุรกิจ

3. แผนกลยุทธ์/เป้าหมาย

จากวิสัยทัศน์และพันธกิจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ต้องการจะผลิตสินค้าที่มี คุณภาพและให้บริการอย่างมีคุณภาพเพื่อสร้างความพึงพอใจให้แก่ลูกค้า การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาคได้กำหนดกลุ่มลูกค้าเป้าหมายและวางแผนกลยุทธ์สำหรับสินค้าที่ผลิต คือ ระบบไฟฟ้า รวมทั้งการให้บริการสำหรับแต่ละกลุ่มเป้าหมาย ดังนี้

1. กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

กลยุทธ์ เน้นการตลาดเชิงรุก เพื่อรักษารฐานลูกค้าเก่าและเพิ่มฐานลูกค้าใหม่ โดยการพัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้มีระดับมาตรฐานความเชื่อถือได้สูงขึ้น มีบริการไฟฟ้าคุณภาพ พิเศษ เน้นการดูแลบำรุงรักษาและปรับปรุงระบบจำหน่ายและเน้นการตลาดแบบสัมพันธ์ภาพที่ สามารถดูแลเอาใจใส่แก้ไขปัญหาให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีกลยุทธ์ที่สำคัญรองรับ คือ

(1) กลยุทธ์การบริการไฟฟ้าคุณภาพพิเศษ (Customized Power)

(2) กลยุทธ์การพัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้มีมาตรฐานความเชื่อถือได้สูงขึ้น

- (3) กลยุทธ์การปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงการลงทุนใหม่เพื่อพัฒนาระบบไฟฟ้าในกลุ่มลูกค้าที่มีความจำเป็นและให้ผลตอบแทนคุ้มค่าการลงทุนในระยะสั้น
- (4) กลยุทธ์การตลาดแบบสัมพันธ์ภาพ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเข้าไปมีส่วนร่วมในการให้คำแนะนำ คำปรึกษา เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการดำเนินธุรกิจของทั้งสองฝ่าย
- (5) กลยุทธ์การขยายขอบเขตการให้บริการในพื้นที่ที่มีไฟฟ้าใช้แล้ว ให้ครอบคลุมและทั่วถึง

2. กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

กลยุทธ์ เน้นการขยายเขตไฟฟ้าให้ทั่วถึงและเพียงพอกับความต้องการ รวมทั้งการพัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้ได้มาตรฐานและทั่วถึง โดยมีกลยุทธ์ที่สำคัญ คือ

- (1) กลยุทธ์การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและมีคุณภาพได้มาตรฐานตรงตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า
- (2) กลยุทธ์การขยายขอบเขตการให้บริการให้ทั่วถึงครอบคลุมทุกพื้นที่เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจ และความ เป็นอยู่ของประชาชนในชนบท

3. กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศ

กลยุทธ์ เน้นการขยายการจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้มาตรฐานและเพียงพอกับความต้องการไปยังประเทศข้างเคียง โดยมีกลยุทธ์ที่สำคัญ คือ

- (1) การขยายการจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการไปยังปะเทศข้างเคียง ให้ได้มาตรฐาน และเพียงพอกับความต้องการ
- (2) การร่วมลงทุนในการทำธุรกิจพลังงานในประเทศข้างเคียง

รายละเอียดสัดส่วนกลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ไฟ แสดงตามภาคผนวก 1

4 กลยุทธ์หลัก

เพื่อให้การบริหารจัดการ การพัฒนาองค์กร มีสถานะที่มั่นคง สามารถแข่งขันต่อไปได้อย่างยั่งยืน โดยมีกลยุทธ์หลักดังต่อไปนี้

- (1) ปรับโครงสร้างองค์กรเป็นหน่วยธุรกิจครบวงจร และก่อตั้งบริษัทในเครือ
- (2) กระจายอำนาจให้แต่ละหน่วยปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพ สนองความต้องการของลูกค้าได้อย่างดี
- (3) นำระบบประเมินผลองค์กรแบบสมดุล Balance Scorecard มาใช้ทุกหน่วยงาน
- (4) ตั้งเป้าหมาย เพิ่มรายได้ ลดรายจ่ายให้ได้ร้อยละ 10 ต่อปี
- (5) แสวงหางานใหม่ที่จะเพิ่มรายได้ให้แก่องค์กร อาทิเช่น การขยายการก่อสร้างและบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าภายในของลูกค้า การให้เช่าเครือข่ายสื่อสาร
- (6) จัดตั้ง Holding Company และบริษัทในเครือทางด้านจำหน่ายและบริการ รวมทั้งธุรกิจลงทุนต่างๆ โดยยังคงกลุ่มเครือข่ายระบบไฟฟ้าเป็นรัฐวิสาหกิจเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และแสวงหาทุนในการขยายงาน
- (7) จัดการบริหารความเสี่ยง
- (8) เร่งนำโปรแกรมสำเร็จรูปมาใช้ในการบริหารจัดการในธุรกิจหลัก เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพองค์กร
- (9) เร่งจัดทำระบบศูนย์สั่งการอัตโนมัติ (SCADA) และระบบสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ (GIS)

5 กระบวนการระบบการผลิต (Process)

5.1 การก่อสร้างระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีทีมงานก่อสร้างที่มีประสบการณ์ในการก่อสร้างระบบไฟฟ้ามาเป็นระยะเวลายาวนาน มีมาตรฐานในการก่อสร้าง มีการควบคุมงานก่อสร้างให้เป็นไปตามมาตรฐานก่อสร้าง และมีอุปกรณ์รวมทั้งยานพาหนะที่ใช้ในการก่อสร้างระบบไฟฟ้าที่ทันสมัยอย่างพอเพียง โดยมีความสามารถก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งและระบบจำหน่าย รวมทั้งระบบไฟฟ้าใต้ดิน ทั้งในส่วนที่เป็นงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงาน

อุตสาหกรรม ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และนิคมอุตสาหกรรมทั่วประเทศ นอกจากนั้น หน่วยงานธุรกิจก่อสร้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังได้รับการรับรองระบบบริหารคุณภาพตามมาตรฐาน ISO 9000 จึงมีการปรับปรุงคุณภาพในการก่อสร้างระบบไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

5.2 การจัดซื้อ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ดำเนินการจัดซื้อในรูปแบบการประมูลทางอิเล็กทรอนิกส์ในระบบเครือข่ายอินเทอร์เน็ต (e-Auction) เพื่ออำนวยความสะดวกให้กับ supplier ต่างๆ ที่มีคุณสมบัติตรงตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถทำการประมูล ณ เวลาจริงในขณะนั้น (Real time) ตามที่กำหนด ทำให้ supplier แข่งขันกันประมูลราคา ช่วยให้ประหยัดเงินลงทุนและลดระยะเวลาการจัดซื้อลง นอกจากนี้ ได้มีการกระจายอำนาจในการจัดซื้อให้การไฟฟ้าหน่วยงาน เพื่อให้สามารถบริการประชาชนได้อย่างรวดเร็ว และแก้ไขปัญหาการขาดแคลนวัสดุอุปกรณ์ได้ทันการ

5.3 การบำรุงรักษา

หน่วยงานธุรกิจบำรุงรักษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจสอบและบำรุงรักษาที่ทันสมัยรวมทั้งให้บริการเกี่ยวกับการบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า หม้อแปลง และอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ทั้งในส่วนงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและในส่วนงานของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรม ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และนิคมอุตสาหกรรมต่างๆ ทั่วประเทศ เพื่อเพิ่มคุณค่าในการให้บริการเพื่อให้ลูกค้าเกิดความพอใจสูงสุด นอกจากนั้น หน่วยงานธุรกิจบำรุงรักษายังได้รับการรับรองระบบบริหารคุณภาพตามมาตรฐานสากล ISO 9000 ทำให้มีการพัฒนาและปรับปรุงคุณภาพในการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง

5.4 มาตรฐานของระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้จัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าต่างๆ เพื่อให้บริการจำหน่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ คุณภาพ มั่นคงเพียงพอและปลอดภัยได้มาตรฐานสากล โดยได้กำหนดมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า ดังนี้

มาตรฐานด้านเทคนิค

1. มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า

* ระดับแรงดันไฟฟ้า 115, 33 และ 22 เควี

- จ่ายไฟปกติ แรงดันไฟฟ้าอยู่ในพิกัด $\pm 5\%$

- จ่ายไฟฉุกเฉิน แรงดันไฟฟ้าอยู่ในพิกัด $\pm 10\%$

* ระดับแรงดันไฟฟ้า 220 และ 380 โวลท์

- จ่ายไฟปกติและฉุกเฉิน แรงดันไฟฟ้าอยู่ในพิกัด $\pm 10\%$

2. มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

- SAIFI 12.74 (ครั้ง/รายปี)

- SAIDI 690.83 (นาที/รายปี)

6. การบริการลูกค้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้ความสำคัญในการให้บริการกับลูกค้าอย่างทั่วถึง และมีความสะดวกรวดเร็วได้ตามมาตรฐานคุณภาพบริการ เพื่อตอบสนองตามความต้องการของลูกค้าสูงสุดในด้านต่างๆ ดังนี้

6.1 การสำรวจความพึงพอใจของลูกค้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีการสำรวจความพึงพอใจของลูกค้าในการให้บริการตามมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยว่าจ้างจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยมาทำการสำรวจ ซึ่งที่ผ่านมาลูกค้ามีความพึงพอใจต่อการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอยู่ในเกณฑ์ดีมาโดยตลอด

6.2 การเยี่ยมเยียนผู้ใช้ไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ทำการเยี่ยมเยียนผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ โดยเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจากส่วนกลางร่วมกับการไฟฟ้าเขตต่างๆ ได้จัดงานสัมมนาผู้ใช้ไฟฟ้าภายในการไฟฟ้าเขต เพื่อเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าซักถามข้อมูลต่างๆ เกี่ยวกับปัญหาในการใช้ไฟฟ้า ตลอดจนให้บริการเกี่ยวกับการดูแลบำรุงรักษาตามที่ใช้ไฟฟ้าร้องขอ นอกจากนั้น ก็มีการออกไปตรวจเยี่ยมเยียนผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าภายในบริษัท โดยมีการนำ Disturbance Recorder ไปติดตั้งเพื่อตรวจวัดคุณภาพระบบไฟฟ้าภายในบริษัทและหาสาเหตุเพื่อจะได้แก้ไขให้ต่อไป

6.3 มาตรฐานการให้บริการลูกค้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มุ่งมั่นในการให้บริการที่สะดวก รวดเร็ว หลากหลายเสมอภาค ยุติธรรมทั่วถึง และตรงตามความต้องการของลูกค้า โดยได้ทำบันทึกข้อตกลงการประเมินผลการดำเนินงานระหว่างรัฐบาลกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เกี่ยวกับการให้บริการ ดังนี้

การให้บริการภายในระยะเวลาที่กำหนด

* การขอไฟฟ้าใหม่/เพิ่ม

- เขตชุมชน (เทศบาล) ภายใน 2 วันทำการ

- เขตนอกชุมชน ภายใน 5 วัน ทำการ

* การตอบข้อร้องเรียน (ภายใน 30 วันทำการ)

* การให้บริการรับชำระค่าไฟ ณ ที่ทำการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7. แผนการพัฒนาผลิตภัณฑ์และบริการ

7.1 แผนงานโครงการต่างๆ ในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9

(พ.ศ. 2545 – 2549)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดทำแผนงานและโครงการต่างๆ ให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้าง การพัฒนาชนบทและเมืองอย่างยั่งยืน การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ โดยพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อการพัฒนาคุณภาพ และให้ก้าวทันโลกยุคเทคโนโลยีสารสนเทศ ยกกระดับคุณภาพการบริการ โดยให้ความสำคัญกับการ

จัดการดูแลบำรุงรักษาและเพิ่มมาตรฐานความปลอดภัย รวมถึงการสนับสนุนการลงทุนภาคเอกชน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดภาระการลงทุนภาครัฐ โดยมีรายละเอียดแผนงานและโครงการต่างๆ ดังนี้

แผนงาน/โครงการ	สถานะโครงการ
แผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้า 1. โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 (คพส.8) 1.1 คพส.8 ส่วนที่ 1 1.2 คพส.8 ส่วนที่ 2	คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ เมื่อ 4 มกราคม 2548 อยู่ระหว่างนำเสนอคณะกรรมการกฤษฎีกาเรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี
2. โครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 6	คณะรัฐมนตรีรับทราบให้ดำเนินโครงการได้เมื่อ 3 กุมภาพันธ์ 2547
3. โครงการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลได้นำไปยังเกาะต่างๆ ที่มีไฟฟ้าใช้แล้ว 3.1 เกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี 3.2 เกาะลันตา, เกาะสีชัง จังหวัดชลบุรี 3.3 เกาะมุกด์, เกาะสุกร, เกาะลิบง จังหวัดตรัง	คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ เมื่อ 19 เมษายน 2548 อยู่ระหว่างนำเสนอคณะกรรมการกฤษฎีกาเรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี อยู่ระหว่างศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น
4. โครงการติดตั้งศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 2	ได้รับการพิจารณาเห็นชอบจากคณะกรรมการกฤษฎีกาฯ คณะที่ 1 (คกก.1) แล้วเมื่อ 26 กันยายน 2548 และจะนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป
5. โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2	อยู่ระหว่างนำเสนอคณะกรรมการกฤษฎีกาเรื่องเสนอคณะรัฐมนตรี

รายละเอียดแผนงานโครงการต่าง ๆ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9

ที่	แผนงาน/โครงการ	2548				2549				2550				2551				2552				2553				2554				2555			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
	แผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้า																																
1	โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 (คพส.8)																																
1.1	คพส.8 ส่วนที่ 1	CA				BT/P											CN																
1.2	คพส.8 ส่วนที่ 2	NEA	CA			BT/P														CN													
2	โครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบ จำหน่าย ระยะที่ 6					BT/P											CN																
3	โครงการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยสาย เคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่าง ๆ ที่มีไฟฟ้าใช้แล้ว																																
3.1	เกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี					BT/P				CN																							
3.2	เกาะลันตา, เกาะสีชัง จังหวัดชลบุรี					CA				BT/P				CN																			
3.3	เกาะมุกด์, เกาะสุกร, เกาะลิบง จังหวัดตรัง					FS				NEA	CA			BT/P			CN																
4	โครงการติดตั้งศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 2					CA				BT/P							CN																
5	โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2					NEA	CA			BT/P							CN																

FS = Feasibility Study, NEA = NESDB Approval, CA = Cabinet Approval, BT/P = Bid Tendering/Procurement, CN=Construction

7.2 แผนงานเทคโนโลยีสารสนเทศ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้นำระบบเทคโนโลยีสารสนเทศเข้ามาใช้ในองค์กรอย่างกว้างขวาง เพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพในการประกอบการ ดังนี้

(1) นำระบบคอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์สำเร็จรูปมาใช้สำหรับธุรกิจหลักของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เพื่อทำการสนับสนุนธุรกิจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยเฉพาะ ซึ่งประกอบด้วยระบบคอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์สำเร็จรูปหลัก โดยสรุปดังนี้

* ระบบการบริหารความสัมพันธ์กับลูกค้า

(CRM: Customer Relation Management) ประกอบด้วย

- ระบบการบริหารข้อมูลลูกค้า (CIS : Customer Information System)

ได้แก่ข้อมูลลูกค้า ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลการชำระค่าไฟฟ้า

- ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS : Outage Management System)

ได้แก่การรับแจ้งเหตุไฟฟ้าขัดข้อง การจัดการระบบไฟฟ้าขัดข้อง การยืนยันและการจบงานไฟฟ้าขัดข้อง

- ระบบการบริหารงานบริการ (WMS : Work Management System)

ได้แก่ การให้บริการขอใช้ไฟฟ้าและยกเลิกการใช้ไฟฟ้า การจัดทำใบแจ้งหนี้การรับชำระค่าไฟฟ้าและการจัดการหนี้

* ระบบการวางแผนและจัดการทรัพยากรองค์กร

(ERP: Enterprise Resource Planning) ประกอบด้วย

- ระบบการบริหารการเงิน (Financial System)

ได้แก่ การวางแผนการเงิน การประมาณการรับจ่ายชำระ การบริหารเงินกู้และเงินฝากธนาคาร และการวิเคราะห์ข้อมูลการเงิน

- ระบบการบริหารพัสดุ (Material Management System)

ได้แก่ การตรวจนับพัสดุและลงรายการ การแจ้งความต้องการพัสดุ การจัดหาพัสดุและบันทึกกับพัสดุ

- ระบบการบริหารทรัพยากรบุคคล (Human Resource Management)

ได้แก่ การสรรหาและคัดเลือกการบริหารข้อมูลบุคลากร การบริหารเงินเดือน และค่าตอบแทน การลงเวลาการมาปฏิบัติงาน การฝึกอบรมและพัฒนาทรัพยากรบุคคล การประเมินผลบุคลากร และระบบการรายงานข้อมูลบุคลากร

* ระบบสนับสนุนงานเฉพาะทาง (Utility Specific) ประกอบด้วย

- ระบบการบริหารงานบำรุงรักษา (Maintenance Management System)

ได้แก่ การวางแผนกำลังคน เครื่องมือเครื่องใช้และกำหนดระยะเวลาในการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) และการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance)

- ระบบฐานข้อมูลสินทรัพย์/อุปกรณ์ไฟฟ้า (Asset Database)

ได้แก่การประเมินมูลค่าทรัพย์สิน การรับทรัพย์สิน การขายทรัพย์สินและบันทึกตัดทรัพย์สินที่ขาย

(2) ระบบศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า (Call Center)

การจัดตั้งศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟเป็นช่องทางหนึ่งที่สามารถช่วยให้การติดต่อสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับผู้ใช้ไฟฟ้าใกล้ชิดมากขึ้น เป็นการขยายขีดความสามารถสำหรับงานบริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งในเชิงปริมาณและคุณภาพ สร้างมาตรฐานการให้บริการไปสู่ระดับสากล และยังช่วยเสริมสร้างความสัมพันธ์อันดีกับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดขอบเขตของระบบการดำเนินงาน สรุปได้ดังนี้

* ศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟ (Call Center) สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

* เจ้าหน้าที่ประจำศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟเพื่อปฏิบัติการ

- กะกลางวัน 50 คน
- กะบ่าย 20 คน
- กะกลางคืน 20 คน

* Supervisor 1 คน ต่อ Agent 10 คน

* Database Server

* เครื่องคอมพิวเตอร์ เพื่อใช้ในการตรวจสอบการปฏิบัติงานของ Call Center

(Monitor) ได้ในลักษณะ Real Time

* ระบบเครือข่าย เพื่อนำมาใช้ในการเชื่อมโยงระหว่าง Call Center กับสำนักงานใหญ่ มีประสิทธิภาพไม่ต่ำกว่า 5 Mbps และมีระบบสำรองการเชื่อมโยง

8. แผนการพัฒนาบุคลากร

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คำนึงอยู่เสมอว่า พนักงานเป็นทรัพยากรที่มีค่าอย่างยิ่งขององค์กร จึงได้มีนโยบายสร้างศักยภาพของพนักงานด้วยการให้เรียนรู้ด้วยตนเอง โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพัฒนาห้องสมุดและห้องสมุดอิเล็กทรอนิกส์ (E-Library) อุปกรณ์ช่วยเรียนรู้และสื่ออิเล็กทรอนิกส์เพื่อกระตุ้นให้พนักงานอ่านหนังสือมากขึ้น ซึ่งช่วยพัฒนาพนักงานได้จำนวนมากและรวดเร็ว ขณะเดียวกันก็ได้สนับสนุนการจัดฝึกอบรมให้พนักงานทั้งในประเทศ และต่างประเทศอย่างสม่ำเสมอ จำนวนกว่า 150 หลักสูตรต่อปี จำนวนพนักงานผู้เข้ารับการอบรมมากกว่า 25,000 คน ในแต่ละปี เพื่อสร้างให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นองค์กรแห่งการเรียนรู้ (Learning Organization) รวมทั้งมีการปรับวัฒนธรรมองค์กรให้พนักงานยึดถือเป็นแนวทางในการประพฤติ ปฏิบัติ อันประกอบด้วย การให้พนักงานได้รับโอกาสในการทำงานแบบมีส่วนร่วมและมีความคิดสร้างสรรค์ ปรับตนเองให้รู้เท่าทันโลกที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลาเพื่อพร้อมต่อการปฏิบัติงานเชิงธุรกิจ มีจิตสำนึกการบริการ มีความสามัคคีในการทำงานร่วมกัน มีความรับผิดชอบงานเพื่อให้สำเร็จตามเป้าหมาย คำนึงถึงความพึงพอใจของลูกค้าทั้งภายในและภายนอกองค์กรอยู่เสมอและปฏิบัติงานอย่างถูกต้อง สามารถตรวจสอบได้ ทั้งนี้ เพื่อผลักดันให้การดำเนินงานขององค์กรมุ่งไปสู่เป้าหมายในอนาคตได้อย่างสะดวกและรวดเร็ว

9. การประเมินผล

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรัฐวิสาหกิจแห่งหนึ่งที่ได้จัดทำบันทึกข้อตกลงประเมินผลการดำเนินงานกับรัฐบาล เพื่อเป็นตัวชี้วัดผลการดำเนินงานขององค์กรว่าบรรลุตามเป้าหมายที่วางไว้หรือไม่ มีประสิทธิภาพอยู่ในเกณฑ์ระดับใด โดยรัฐบาลคาดหวังว่ารัฐวิสาหกิจควรมีการปรับปรุงและพัฒนาการทำงานให้ดีขึ้นกว่าในอดีตที่ผ่านมา ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้จัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าต่างๆ เพื่อให้บริการจำหน่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ คุณภาพ มั่นคงเพียงพอ

และปลอดภัยได้มาตรฐานสากล โดยได้กำหนดมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า ดังนี้

8.1 มาตรฐานของระบบไฟฟ้า

รายการ	ค่ามาตรฐานฯ (สนพ.)	ผลการดำเนินงาน ประจำเดือน มิถุนายน 2548	ผลการดำเนินงาน สะสม ม.ค. – มิ.ย. 2548
มาตรฐานด้านเทคนิค			
1. มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า			
แรงดันไฟฟ้าอยู่ในพิสัย $\pm 5\%$			
- แรงดันไฟฟ้า 115 เควี (ร้อยละ)	100	100	100
- แรงดันไฟฟ้า 33 เควี (ร้อยละ)	100	100	100
- แรงดันไฟฟ้า 22 เควี (ร้อยละ)	100	100	99.73
แรงดันไฟฟ้าอยู่ในพิสัย $\pm 10\%$			
- แรงดันไฟฟ้า 220 โวลท์ (ร้อยละ)	100	100	99.95
- แรงดันไฟฟ้า 380 โวลท์ (ร้อยละ)	100	100	99.90
2. มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า			
- SAIFI	12.74 (ครั้ง/รายปี) *	1.19 (ครั้ง/รายเดือน)	6.57 (ครั้ง/ราย/6เดือน)
- SAIDI	690.83 (นาทีก่อน/รายปี)*	63.25(นาทีก่อน/รายเดือน)	362.05 (นาทีก่อน/6เดือน)

หมายเหตุ * เป้าหมายตามบันทึกข้อตกลงฯ กับกระทรวงการคลังปี 2548

สำหรับมาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า SAIFI และ SAIDI ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดเป้าหมายในแต่ละปี และทำบันทึกข้อตกลงฯ กับกระทรวงการคลัง เพื่อใช้ในการประเมินผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นั้น สามารถสรุปผลการดำเนินงานในอดีตได้ดังนี้

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	น้ำหนัก (%)	ผลการดำเนินงานในอดีต				ประมาณการ	
		2544	2545	2546	2547	ณ สิ้นปี	ระดับ
							2548
มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า							
- ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)	4	16.01	15.04	14.28	12.74	12.41	ปกติ – ดีขึ้น
- ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง(SAIDI)	4	922	850	856	690.83	678.12	ปกติ – ดีขึ้น

จากผลการดำเนินงานดังกล่าว จะเห็นได้ว่า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา เพื่อให้มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น
รายละเอียดการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการแสดงตามภาคผนวก 3

8.2 มาตรฐานการให้บริการลูกค้า

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	ผลการดำเนินงานในอดีต				ประมาณการ ณ สิ้นปี 2548	ระดับ
			2544	2545	2546	2547		
การให้บริการภายในระยะเวลาที่กำหนด								
* การขอไฟฟ้าใหม่/เพิ่ม								
- เขตชุมชน (เทศบาล) ภายใน 2 วันทำการ	ร้อยละ	2	95.27	94.05	98.86	99.78	99.85	ดีขึ้น
- เขตนอกชุมชน ภายใน 5 วัน ทำการ								
* การตอบข้อร้องเรียน (ภายใน 30 วันทำการ)	ร้อยละ	2	99.43	99.14	99.21	99.58	99.35	ดีขึ้น
* การให้บริการรับชำระค่าไฟ ณ ที่ทำการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	นาที	2	-	-	-	6 นาที 53 วินาที	5 นาที 46 วินาที	ดีขึ้น มาก

ทั้งนี้เพื่อให้การบริหารจัดการ การพัฒนาองค์กรบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการกำหนดเป้าหมายการดำเนินงานและได้จัดทำบันทึกข้อตกลงกับ
กระทรวงการคลังในการประเมินผลการดำเนินงานของ กฟภ. ดังนี้

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	น้ำหนัก (ร้อยละ)
1. การดำเนินการตามนโยบาย	20
1.1 การดำเนินการตามแผนด้านบัญชีแยกต้นทุนการดำเนินงาน	10
เชิงพาณิชย์และเชิงสังคม	
1.2 ความเข้าใจในการเปลี่ยนแปลงองค์กร	10
2. ผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ	50
2.1 ตัวชี้วัดทางการเงิน	
- การลดค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	20
- กำไรจากธุรกิจเสริมเพิ่มขึ้น	3

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	น้ำหนัก (ร้อยละ)
2.2 ตัวชี้วัดที่ไม่ใช้การเงิน	
- หน่วยสูญเสีย	4
- มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	12
- จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าต่อพนักงาน	3
- การสำรวจความพึงพอใจของผู้ใช้บริการ	2
- การให้บริการภายในระยะเวลาที่กำหนด	6
3. การบริหารจัดการองค์กร	30
3.1 บทบาทของคณะกรรมการรัฐวิสาหกิจ	6
3.2 การบริหารความเสี่ยง	6
3.3 การควบคุมภายในและการตรวจสอบภายใน	6
3.4 การบริหารจัดการสารสนเทศ	6
3.5 การบริหารทรัพยากรบุคคล	6

8.3 มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และการให้บริการ

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	หน่วยวัด	ค่าเกณฑ์วัดปีบัญชี 2548					ประมาณการ ณ สิ้นปี 2548	เทียบกับเป้าหมาย ระดับ 3 “ปกติ”
		1	2	3	4	5		
1. มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า								
1.1 ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)	ครั้ง / รายปี	13.54	13.14	12.74	12.34	11.94	12.41	ปกติ - ดีขึ้น
1.2 ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI)	ครั้ง / รายปี	840.83	765.83	690.83	615.83	540.83	678.12	ปกติ - ดีขึ้น

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	หน่วยวัด	ค่าเกณฑ์วัดปีบัญชี 2548					ประมาณการ ณ สิ้นปี 2548	เทียบกับ เป้าหมาย ระดับ 3 "ปกติ"
		1	2	3	4	5		
2. การให้บริการภายใน ระยะเวลาที่กำหนด								
2.1 การขอไฟฟ้าใหม่/เพิ่ม - เขตชุมชน (เทศบาล) ภายใน 2 วัน ทำการ - เขตนอกชุมชน(เทศบาล) ภายใน 5 วันทำการ	ร้อยละ	92	94	96	98	100	99.85	ดีขึ้น - ดีขึ้นมาก
2.2 การตอบข้อร้องเรียน ภายใน 30 วัน ทำการ	ร้อยละ	92	94	96	98	100	99.35	ดีขึ้น - ดีขึ้นมาก
2.3 การให้บริการรับชำระค่าไฟ ณ ที่ทำการการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค	นาที	9 นาที 30 วินาที	9 นาที	8 นาที 30 วินาที	8 นาที	7 นาที 30 วินาที	5 นาที 46 วินาที	ดีขึ้นมาก

ภาคผนวก

สัดส่วนกลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2547

1. จำแนกรายเขต สถานะถึง 31 ธันวาคม 2547

เขต / ภาค	พลังไฟฟ้า สูงสุด ⁽¹⁾ (MW)	จำนวน ผู้ใช้ไฟ (ราย)	หน่วย จำหน่าย ⁽²⁾ (ล้านหน่วย)	รายได้ค่าไฟฟ้า (ล้านบาท) ⁽³⁾	หน่วย สูญเสีย (%)
กฟน.1	732.89 (ก.ค.47)	1,308,214	3,798.163	10,159.209	6.37
กฟน.2	583.49 (เม.ย.47)	1,116,039	2,705.253	7,119.124	7.19
กฟน.3	526.50 (พ.ย.47)	884,695	3,269.786	8,435.952	6.93
ภาคเหนือ	1,768.18 (พ.ย.47)	3,308,948	9,773.202	25,714.285	6.79
กฟฉ.1	683.54 (พ.ค.47)	1,537,664	2,876.629	7,639.838	8.23
กฟฉ.2	569.30 (ส.ค.47)	1,626,760	2,393.242	6,250.786	8.69
กฟฉ.3	712.11 (พ.ย.47)	1,374,799	4,044.335	10,538.169	6.25
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,945.58 (พ.ย.47)	4,539,223	9,314.206	24,428.793	7.51
กฟภ.1	2,557.97 (พ.ย.47)	967,276	16,662.636	40,678.759	3.06
กฟภ.2	2,351.74 (ต.ค.47)	916,389	15,787.339	39,613.624	3.28
กฟภ.3	1,566.56 (พ.ย.47)	773,016	10,108.402	26,382.606	4.63
ภาคกลาง	6,313.38 (เม.ย.47)	2,656,681	42,558.377	106,674.989	3.52
กฟต.1	620.52 (เม.ย.47)	619,717	3,683.501	9,520.063	7.16
กฟต.2	772.97 (ธ.ค.47)	972,429	4,365.727	11,807.749	6.61
กฟต.3	566.96 (ก.ย.47)	860,744	3,401.461	8,970.091	5.38
ภาคใต้	1,909.83 (พ.ย.47)	2,452,890	11,450.689	30,297.902	6.42
ภาพรวม กฟภ.	11,720.72 (พ.ย.47)	12,957,742	73,096.474	187,115.970	4.96

ที่มา : กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า, กองแผนงานระบบไฟฟ้า

กองวางแผนวิสาหกิจ

หมายเหตุ

(1) ผลรวมของค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดจากทุกสถานีในพื้นที่รับผิดชอบ ณ วัน และ เวลาเดียวกัน เฉพาะส่วนที่ซื้อจาก กฟผ. (ไม่รวมส่วนที่ซื้อจาก พพ. และ กฟภ. ผลิตเอง)

(2) หน่วยจำหน่ายไม่รวมไฟฟรี

(3) รายได้ค่ากระแสไฟฟ้าได้หักค่าส่วนลดค่าไฟฟ้าผู้ประสมภักย์น้ำท่วมซึ่ง กฟภ. รับภาระแล้ว

การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2547

2. จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

สถานะถึง 31 ธันวาคม 2547

ประเภทผู้ใช้ไฟ	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	หน่วยจำหน่าย (ล้านหน่วย)	รายได้ (ล้านบาท)	รายได้เฉลี่ย (บาท/หน่วย)
1. บ้านอยู่อาศัย (น้อยกว่า 150 หน่วย)	8,896,456	6,862.854	15,951.872	2.3244
2. บ้านอยู่อาศัย (มากกว่า 150 หน่วย)	2,993,837	9,270.720	26,706.582	2.8807
3. กิจการขนาดเล็ก	830,138	5,476.265	16,834.196	3.0740
4. กิจการขนาดกลาง	29,545	12,074.244	33,044.778	2.7368
5. กิจการขนาดใหญ่	2,619	32,380.581	76,563.006	2.3645
6. กิจการเฉพาะอย่าง	3,807	1,802.408	4,515.223	2.5051
7. ส่วนราชการและองค์กร ที่ไม่แสวงหากำไร	105,080	2,620.446	6,857.102	2.6168
8. สูบน้ำเพื่อการเกษตร	4,176	251.583	549.283	2.1833
9. ไฟชั่วคราว	92,057	497.593	2,327.708	4.6779
10. ไฟสำรอง	24	41.829	226.124	5.4060
11. อัตราที่งดจ่ายไฟได้	3	1,817.951	3,540.095	1.9560
รวม	12,957,742	73,096.474	187,115.970	2.5601

ที่มา : กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า

กองวางแผนวิสาหกิจ

การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2547

3. จำแนกรายเดือน สถานะถึง 31 ธันวาคม 2547

ปีงบประมาณ / เดือน	ความต้องการ ⁽¹⁾ พลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)	หน่วยจำหน่าย ⁽²⁾ (ล้านหน่วย)
ปี 2546			
ม.ค.2546	11,081.39	12,091,673	5,086.01
ก.พ.2546	11,525.75	12,127,742	4,876.18
มี.ค.2546	11,983.48	12,166,513	5,655.03
เม.ย.2546	12,242.99	12,200,666	5,514.02
พ.ค.2546	12,795.66	12,238,665	5,883.57
มิ.ย.2546	12,137.78	12,270,292	5,678.37
ก.ค.2546	12,864.93	12,304,669	5,651.61
ส.ค.2546	12,513.30	12,345,649	5,833.44
ก.ย.2546	12,240.92	12,377,483	5,663.42
ต.ค.2546	12,242.27	12,413,494	5,885.38
พ.ย.2546	12,374.09	12,448,989	5,700.89
ธ.ค.2546	11,802.90	12,485,385	5,435.32
ปี 2547			
ม.ค.2547	12,073.77	12,527,488	5,470.35
ก.พ.2547	12,360.15	12,572,095	5,485.61
มี.ค.2547	11,801.60	12,613,287	6,189.51
เม.ย.2547	13,846.14	12,650,231	6,130.76
พ.ค.2547	13,153.02	12,689,803	6,427.88
มิ.ย.2547	12,973.00	12,730,392	6,098.54
ก.ค.2547	13,170.77	12,769,574	6,306.37
ส.ค.2547	13,115.45	12,800,120	6,229.50
ก.ย.2547	13,200.45	12,842,703	6,269.68
ต.ค.2547	13,350.02	12,884,853	6,409.46
พ.ย.2547	13,330.13	12,926,184	6,194.46
ธ.ค.2547	12,994.87	12,957,742	5,884.35

ที่มา : กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า

กองวางแผนวิสาหกิจ

หมายเหตุ ⁽¹⁾ ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเฉพาะส่วนที่ซื้อจาก กฟผ. และ พพ. (ไม่รวมส่วนที่ กฟผ.ผลิตเอง)

⁽²⁾ หน่วยจำหน่ายไม่รวมไฟฟรี

การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2547

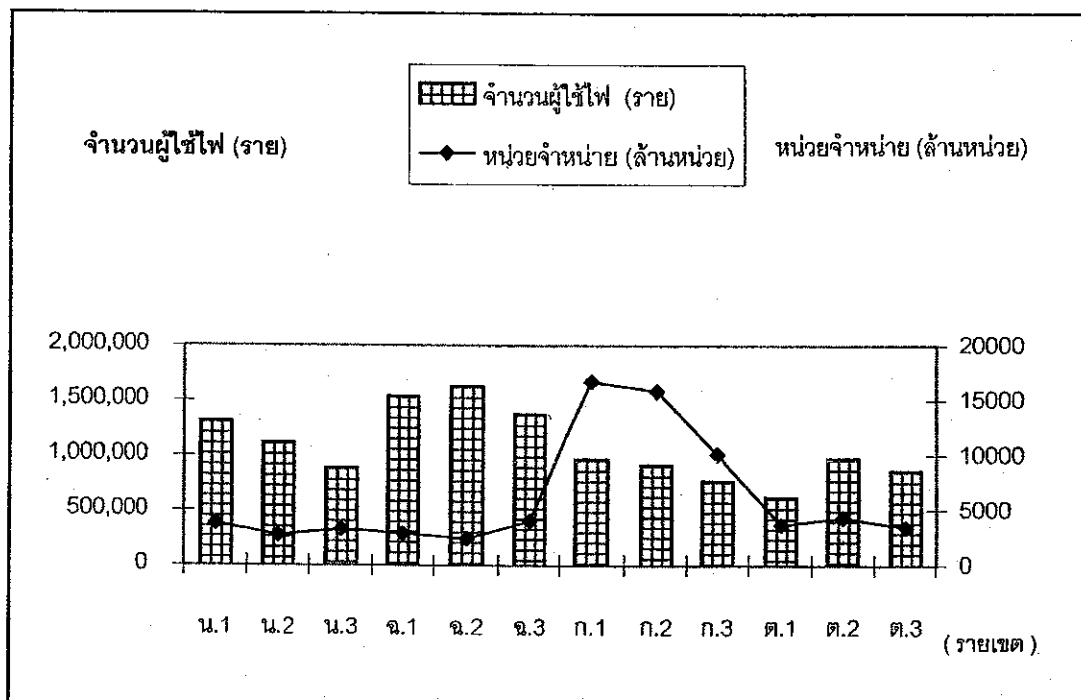
4. จำแนกรายปี สถานะถึง 31 ธันวาคม 2547

ปี งบประมาณ	หน่วยซื้อและผลิตเอง (ล้านหน่วย)	หน่วยจำหน่าย ไม่รวมไฟฟรี (ล้านหน่วย)	ไฟฟรี (ล้านหน่วย)	หน่วยสูญเสีย	
				(ล้านหน่วย)	(%)
2528	9,442.6	8,557.1	45.6	839.9	8.89
2529	10,237.3	9,304.9	52.4	880.0	8.60
2530	11,832.5	10,944.0	64.5	824.0	6.96
2531	13,780.7	12,590.5	103.4	1,086.8	7.89
2532	16,177.8	14,816.7	113.7	1,247.4	7.71
2533	19,369.5	17,804.6	126.9	1,438.0	7.42
2534	22,550.9	20,812.4	141.1	1,597.4	7.08
2535	26,197.6	24,378.7	159.9	1,659.0	6.33
2536	29,944.6	28,819.2	184.1	941.3	3.14
2537	34,380.3	32,295.6	211.6	1,873.2	5.45
2538	40,260.5	37,861.7	255.4	2,143.4	5.32
2539	45,090.6	42,389.6	301.8	2,399.2	5.32
2540	50,294.4	47,251.0	363.9	2,679.5	5.33
2541	51,483.9	48,003.8	318.6	3,161.5	6.00
2542	51,795.7	48,554.0	355.9	2,885.8	5.68
2543	56,292.1	52,370.3	664.6	3,257.2	5.79
2544	60,413.7	56,481.7	643.4	3,491.8	5.78
2545	64,339.8	60,239.4	757.5	3,714.7	5.77
2546	70,227.5	65,496.7	867.2	3,863.6	5.50
2547 (ธ.ค.)	77,962.5	73,096.5	996.0	3,870.1	4.96

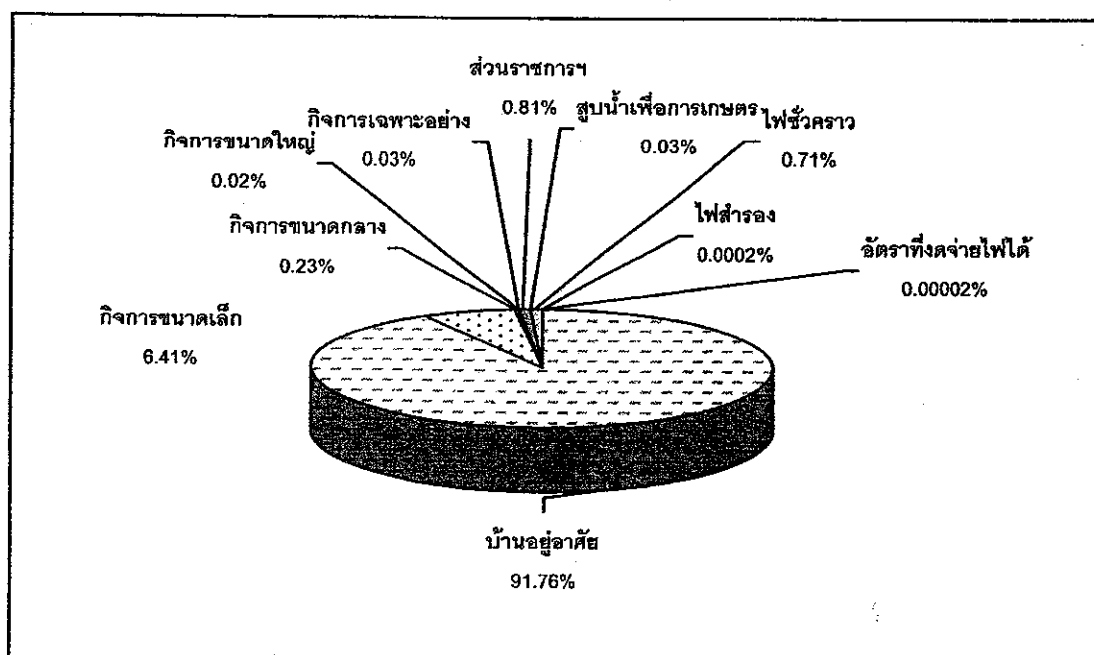
ที่มา : กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า

กองวางแผนวิสาหกิจ

กราฟแสดงการเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟและหน่วยจำหน่ายจำแนกรายเขต
ปีงบประมาณ 2547 (ม.ค.- ธ.ค.)

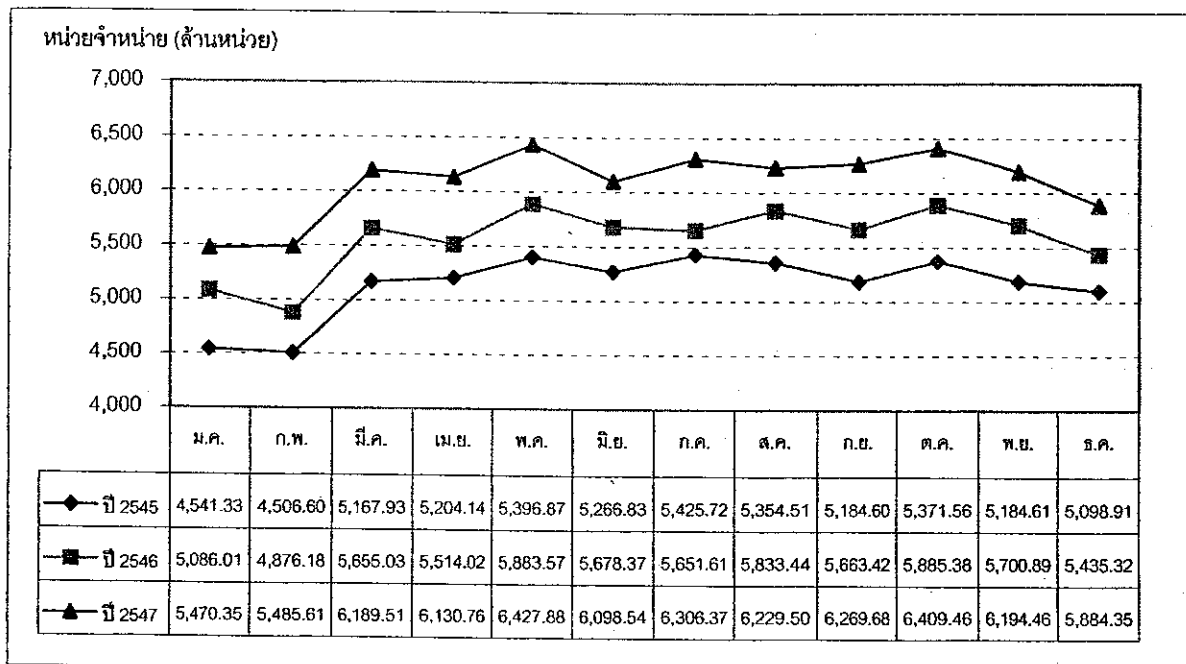


กราฟแสดงการเปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟ
ปีงบประมาณ 2547 (ม.ค.- ธ.ค.)



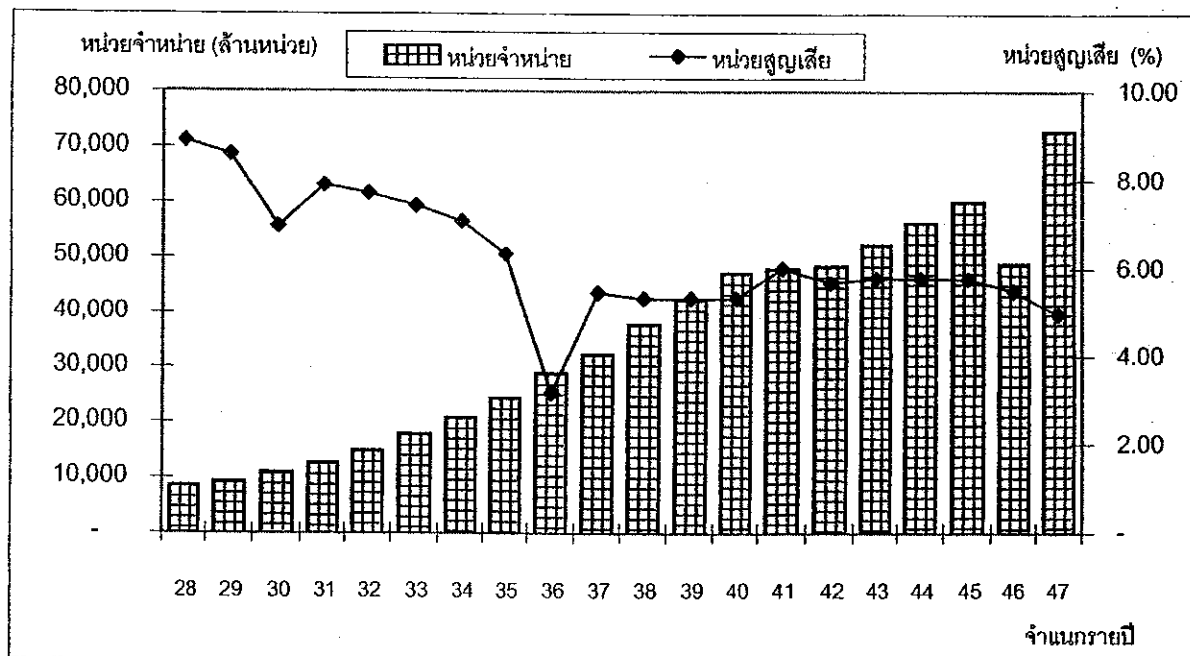
กราฟแสดงการเปรียบเทียบการจำหน่ายไฟฟ้าในเดือนเดียวกัน

ปีงบประมาณ 2545-2547



กราฟแสดงการเปรียบเทียบการจำหน่ายไฟฟ้าและหน่วยสูญเสีย

ปีงบประมาณ 2528-2547



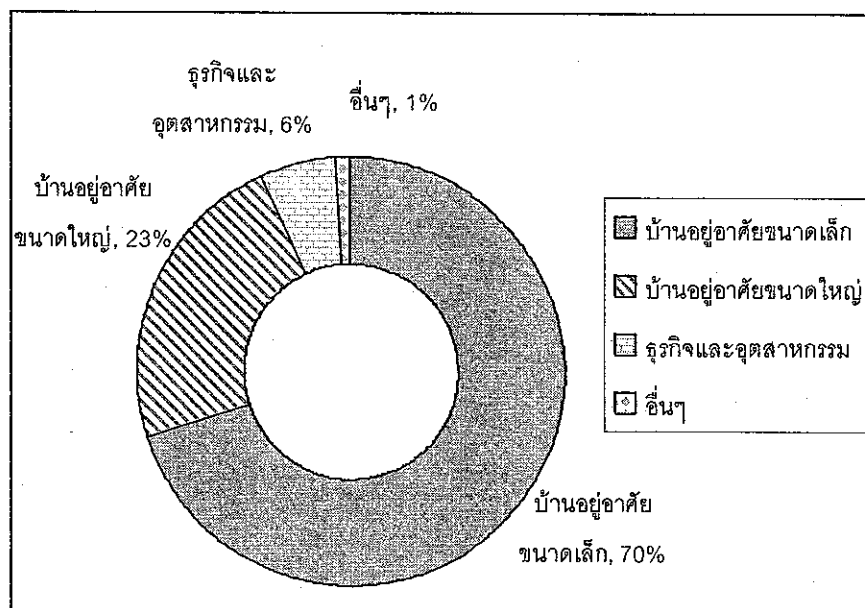
สรุป สัดส่วนกลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

แยกตามความต้องการใช้ไฟฟ้า และรายได้ สรุปได้ดังนี้

1. แยกตามความต้องการใช้ไฟฟ้า และการคาดคะเน

จากตารางการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อและผลิตเองในเขต
จำหน่ายของ กฟภ. และการพยากรณ์หน่วยจำหน่าย จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2548 –
2553 พบว่าผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังแสดงตามกราฟ

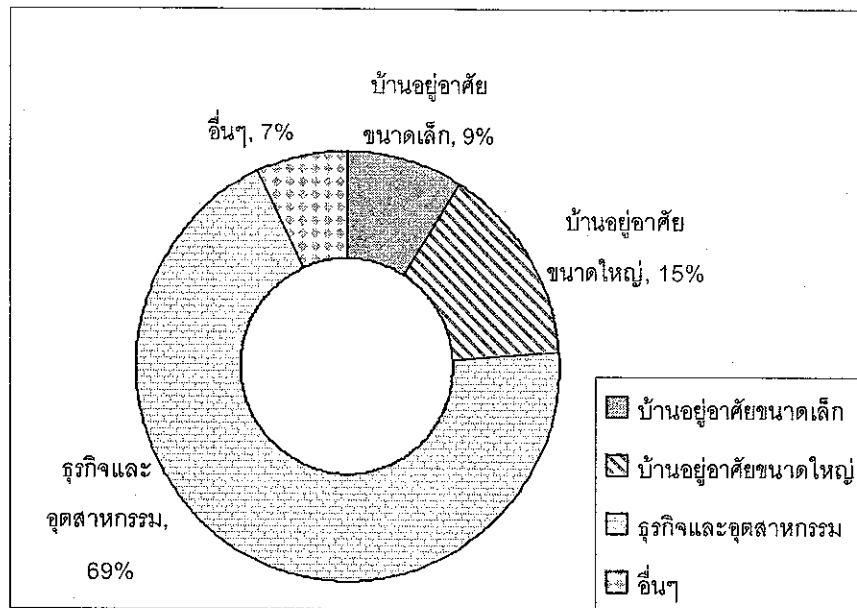
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภท



2. แยกตามรายได้

ในอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้า กฟภ. มีกลุ่มลูกค้าที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. สามารถ
แบ่งออกได้เป็น 11 ประเภท ซึ่งประกอบด้วย 1. บ้านอยู่อาศัยขนาดเล็ก (<150 kWh), 2. บ้านอยู่
อาศัยขนาดใหญ่ (>150 kWh), 3. กิจการขนาดเล็ก, 4. กิจการขนาดกลาง, 5. กิจการขนาดใหญ่, 6.
กิจการเฉพาะอย่าง, 7. ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร, 8. สูบน้ำเพื่อการเกษตร, 9. ไฟที่ไม่
สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้, 10. ไฟชั่วคราว, 11. ไฟสำรอง

รายได้ แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า



เมื่อพิจารณาถึงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าและรายได้แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า จะเห็นว่าจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของประเภทบ้านอยู่อาศัยมีจำนวนคิดเป็น 93% ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ในขณะที่รายได้ค่าไฟฟ้าของประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมเป็นลูกค้ากลุ่มที่ทำรายได้ให้ กฟภ. มากที่สุดคือ 69% ของรายได้ค่าใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ดังนั้นการกำหนดกลุ่มลูกค้าและเป้าหมายทางการตลาด จะกำหนดตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและความต้องการคุณภาพไฟฟ้าที่แตกต่างกันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท รวมถึงความสามารถในการทำกำไรของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

สรุปย่อแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9
(พ.ศ.2545-2549)

แผนงาน/โครงการ	เป้าหมาย	เงินลงทุน (ล้านบาท)			
		เงินกู้ในประเทศ/ ระดมทุน	เงินรายได้ กฟภ.	เงิน ช่วยเหลือ	รวม
1. แผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้า					
1.1 โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8	85 สถานี	9,625	3,215	-	12,840
1.2 โครงการก่อสร้างและปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย ระยะที่ 6	12,200 วงจร-กม.	12,400	4,134	-	16,534
1.3 โครงการขยายเขตไฟฟ้าให้ราษฎรในชนบท ระยะที่ 3	150,000ครัวเรือน	3,000	1,000	-	4,000
1.4 โครงการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วย สายเคเบิลใต้น้ำ ไปยังเกาะต่างๆ ที่มีไฟฟ้าแล้ว	7 เกาะ	1,915	365	-	2,280
1.5 โครงการติดตั้งระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ ระยะที่ 2	7 แห่ง	2,660	930	-	3,590
1.6 โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2	ทั่วประเทศ	4,450	1,480	-	5,930
1.7 โครงการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำสำหรับเมืองใหญ่	60 วงจร-กม.	-	1,020	-	1,020
1.8 โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน	10 แห่ง	-	100	-	100
1.9 โครงการพัฒนาระบบสื่อสาร ระยะที่ 2	5,600 กม.	1,360	450	-	1,810
1.10 โครงการพัฒนาสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ ระยะที่ 2	ทั่วประเทศ	1,130	370	-	1,500
รวมแผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้า (1)		36,540	13,064	-	49,604
2. แผนงานด้านวิจัยและพัฒนา					
2.1 งานวิจัยด้านคุณภาพไฟฟ้า (เงินลงทุนรวม 29 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 12 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	17	-	17
2.2 งานวิจัยด้านการจัดการทรัพยากรสินระบบไฟฟ้า (เงินลงทุนรวม 32 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 31 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	1	-	1
2.3 งานวิจัยแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (เงินลงทุนรวม 17 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 17 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	-	-	-
2.4 งานวิจัยปัญหาด้านอุปกรณ์ไฟฟ้า (เงินลงทุนรวม 18 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 18 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	-	-	-
2.5 งานวิจัยและพัฒนาด้านนวัตกรรม (เงินลงทุนรวม 30 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 15 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	15	-	15
2.6 งานพัฒนาบุคลากรด้านการวิจัย (เงินลงทุนรวม 80 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 80 ล้านบาท)	ทั่วประเทศ	-	-	-	-
2.7 งานติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า จ่ายชานนเข้าระบบจำหน่าย	ภาคใต้	-	3	87	90
2.8 งานจ่ายไฟให้หมู่บ้านห่างไกลด้วยพลังงานทดแทน	ทั่วประเทศ	-	96	384	480
2.9 งานศึกษาความเหมาะสมการก่อสร้างและการปรับปรุง โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก (เงินลงทุนรวม 59 ล้านบาทโดยเป็นงบทำการ 59 ล้านบาท)	แม่ฮ่องสอน, เชียงใหม่ น่าน	-	-	-	-
2.10 งานจัดตั้งทีมวิศวกรเพื่อให้บริการปรึกษาด้านอนุรักษ์พลังงาน	ทั่วประเทศ	-	20	-	20
รวมแผนงานวิจัยและพัฒนา (2)		-	152	471	623
รวมทั้งสิ้น (1)+(2)		36,540	13,216	471	50,227

หมายเหตุ : 1) อัตราแลกเปลี่ยน 1 เหรียญสหรัฐ = 45 บาท

2) ยังไม่รวมงบทำการ วงเงิน 232- ล้านบาท ในแผนงานด้านวิจัยและพัฒนา

**การดำเนินงาน
ตามมาตรฐานคุณภาพบริการ
ของ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

1. มาตรฐานด้านเทคนิค

1.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟฟ้า (จุดที่ซื้อ-ขาย)

1.1.1 พิกัดแรงดันไฟฟ้าในระดับ 115 เควี

- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟปกติ ต่ำสุด 109.2 เควี สูงสุด 120.7 เควี
- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ต่ำสุด 103.5 เควี สูงสุด 126.5 เควี

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษาคุณภาพไฟฟ้า ด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดซื้อขาย ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยกำหนดมาตรฐานเป็นพิกัด ต่ำสุดและสูงสุด ในสถานการณ์จ่ายไฟปกติ และฉุกเฉิน ซึ่งตั้งเป้าหมายในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานมากที่สุด

2. วิธีการวัด

2.1 ในแต่ละไตรมาส ให้ กฟช. สุ่มเลือกสถานีไฟฟ้า 115 เควี ของผู้ใช้ไฟ จำนวน 2 สถานี เพื่อทำการวัดแรงดันไฟฟ้า โดยมีหลักเกณฑ์การสุ่มเลือกดังนี้

2.1.1 ให้เปลี่ยนสถานีที่จะวัด ไม่ให้ซ้ำกันในแต่ละไตรมาส ทั้งนี้อนุโลมให้ซ้ำกันได้ หากผู้ใช้ไฟ 115 เควี มีไม่เพียงพอ

2.1.2 กฟช.ใดไม่มีผู้ใช้ไฟ 115 เควี ไม่ต้องดำเนินการตามมาตรฐานข้อนี้

2.3 ตั้งค่าการ Sampling ของ Voltage Recorder ไว้ที่ 15 นาที ต่อหนึ่งชุดข้อมูลบันทึก

2.4 ทำการบันทึกต่อเนื่อง เป็นเวลา 24 ชม.

2.5 จุดบันทึกสภาพแวดล้อมในการวัด ดังนี้

- ชื่อ สถานที่ประกอบการของผู้ใช้ไฟ ที่สามารถอ้างอิงและตรวจสอบภายหลังได้
- เวลาเริ่ม - สิ้นสุด การวัดแรงดันไฟฟ้า
- วัน เดือน ปี ที่วัดแรงดันไฟฟ้า
- ค่าตัวคูณ
- การตรวจสอบและบันทึกช่วงเวลาที่ใช้ขายกรณีฉุกเฉิน

3. การจัดการข้อมูล

3.1 จำนวนข้อมูลที่ได้ จากการวัด (Sampling) แต่ละสถานีจะประกอบด้วย

- แรงดัน AB จำนวน $(24 \times 60 / 15)$ 96 ข้อมูล
- แรงดัน BC จำนวน $(24 \times 60 / 15)$ 96 ข้อมูล
- แรงดัน CA จำนวน $(24 \times 60 / 15)$ 96 ข้อมูล

3.2 ให้ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟในช่วงเวลา Sampling ข้อมูล ว่ามี ข้อมูลใดเป็นเหตุการณ์ที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟปกติ หรือ ฉุกเฉินหรือไม่ แล้วแยกข้อมูลตามแต่ละกรณี (หากในช่วงเวลาทำการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่มีกรณีฉุกเฉินก็ให้หมายเหตุไว้ด้วย)

3.3 แยกข้อมูลแต่ละกรณี ที่แปลงแล้วในข้อ 3.2 เป็น กลุ่มข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน สูงกว่ามาตรฐาน และต่ำกว่ามาตรฐาน

3.4 นำข้อมูลที่ได้ตามข้อ 3.3 มาบันทึกในแบบฟอร์มรายงาน และคำนวณหาเปอร์เซ็นต์ แยกเป็น กรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน

3.5 กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน หมายถึง กรณีจ่ายไฟในเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งอาจเกิดจากอุปกรณ์ หรือระบบขัดข้อง หรือดับไฟทำงาน ทั้งนี้ไม่รวมกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ และเหตุการณ์ ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือแหล่งผลิต ไฟฟ้าอื่นซึ่งสภาพการจ่ายไฟอาจจะมีแรงดันไฟฟ้าต่ำ/สูงกว่ามาตรฐานมาก

หมายเหตุ

(1) ในการติดตั้งเครื่องวัดแรงดันไฟฟ้า ให้หาจุดวัดแรงดันไฟฟ้าในห้องควบคุมสถานีไฟฟ้า ซึ่งแปลงแรงดันไฟฟ้าผ่าน P.T. มาแล้ว โดยพิจารณา Ratio และการต่อของ P.T. เพื่อกำหนดค่าของ ตัวคูณ

(2) ในกรณีที่เครื่อง Voltage Recorder ไม่พร้อมให้อ่านค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ ณ เวลาใดเวลาหนึ่งในช่วงกลางวัน และรายงานผลการวัด ตามแบบฟอร์มเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

1. มาตรฐานด้านเทคนิค

1.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟฟ้า (จุดที่ซื้อ-ขาย)

1.1.2 พิกัดแรงดันไฟฟ้าในระดับ 33 เควี

- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟปกติ ต่ำสุด 31.3 เควี สูงสุด 34.7 เควี
- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ต่ำสุด 29.7 เควี สูงสุด 36.3 เควี

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษาคุณภาพไฟฟ้า ด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดซื้อขาย ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยกำหนดมาตรฐานเป็นพิกัด ต่ำสุดและสูงสุด ในสถานการณ์จ่ายไฟปกติ และฉุกเฉิน ซึ่งตั้งเป้าหมายในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานมากที่สุด

2. วิธีการวัด

2.1 ในแต่ละไตรมาส ให้ กฟช. สุ่มเลือกฟีดเดอร์ 33 เควี จำนวน 10 ฟีดเดอร์ เพื่อทำการวัดแรงดันไฟฟ้า โดยมีหลักเกณฑ์การสุ่มเลือกฟีดเดอร์ดังนี้

2.1.1 ให้แต่ละฟีดเดอร์ที่เลือก อยู่กระจายในแต่ละสถานีไฟฟ้า ให้ได้มากที่สุด

2.1.2 ฟีดเดอร์ที่เลือกไม่ควรให้ซ้ำกัน ทั้งนี้ต้องการให้หมุนเวียนจุดวัดในแต่ละ

ไตรมาสไปจนครบทุกฟีดเดอร์

2.1.3 กฟช. ได้ไม่มี ระบบ 33 เควี ไม่ต้องดำเนินการตามมาตรฐานข้อนี้

2.2 แต่ละฟีดเดอร์ที่เลือก ให้เลือกจุดวัด ฟีดเดอร์ ละ 3 จุด คือ ต้น กลาง และปลายฟีดเดอร์ โดยมีเกณฑ์ ในการเลือกดังนี้

2.2.1 ให้เลือกสถานที่ ที่มีหม้อแปลงชนิด 3 เฟส เป็นจุดวัดแรงดัน 33 เควี

2.2.2 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าต้นฟีดเดอร์ให้วัดที่สถานีไฟฟ้าของ กฟช. ได้

2.2.3 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้ากลางฟีดเดอร์ ให้วัด ณ จุดที่อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้า ประมาณกึ่งกลางไลน์เมนด้านที่ยาวที่สุด

2.2.4 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าปลายฟีดเดอร์ ให้วัด ณ จุดที่ไกลที่สุดของฟีดเดอร์นั้น

2.3 ตั้งค่าการ Sampling ของ Voltage Recorder ไว้ที่ 15 นาที ต่อหนึ่งชุดข้อมูลบันทึก

2.4 ทำการบันทึกต่อเนื่อง เป็นเวลา 24 ชม.

2.5 จัดบันทึกสภาพแวดล้อมในการวัด ดังนี้

- ชื่อ สถานที่ ที่สามารถอ้างอิงและตรวจสอบภายหลังได้
- เวลาเริ่ม - สิ้นสุด การวัดแรงดันไฟฟ้า
- วัน เดือน ปี ที่วัดแรงดันไฟฟ้า
- ระยะห่างระหว่างตำแหน่งวัดแรงดันไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟ
- ชื่อสถานีไฟฟ้า

- ชื่อฟีดเดอร์ที่วัดแรงดันไฟฟ้า
- หมายเลขหม้อแปลง
- ตำแหน่ง Tap หม้อแปลง
- การตรวจสอบและบันทึกช่วงเวลาที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน

3.การจัดการข้อมูล

3.1 จำนวนข้อมูลที่ได้ จากการวัด (Sampling) แต่ละจุดจะประกอบด้วย

- แรงดัน AB จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน BC จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน CA จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล

3.2 ให้ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟในช่วงเวลา Sampling ข้อมูล ว่ามี ข้อมูลใดเป็นเหตุการณ์ที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟปกติ หรือ ฉุกเฉินหรือไม่ แล้วแยกข้อมูลตามแต่ละกรณี (หากในช่วงที่ทำการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่มีกรณีฉุกเฉินก็ให้หมายเหตุไว้ด้วย)

3.3 แยกข้อมูลแต่ละกรณี ที่แปลงแล้วในข้อ 3.2 เป็นกลุ่มข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน สูงกว่ามาตรฐาน และต่ำกว่ามาตรฐาน

3.4 นำข้อมูลที่ได้ตามข้อ 3.3 มาบันทึกในแบบฟอร์มรายงาน และคำนวณหาเปอร์เซ็นต์แยกเป็น กรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน

3.5 กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน หมายถึง กรณีจ่ายไฟในเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งอาจเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบขัดข้อง หรือดับไฟทำงาน ทั้งนี้ไม่รวมกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ และเหตุการณ์ ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือแหล่งผลิตไฟฟ้าอื่นซึ่งสภาพการจ่ายไฟอาจจะมีแรงดันไฟฟ้าต่ำ/สูงกว่ามาตรฐานมาก

หมายเหตุ

- 1) ในการแปลงข้อมูลดิบในข้อ 3.1 เป็นแรงดันไฟฟ้าระบบ 33 เควี ด้วยตัวคูณดังนี้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 1 ใช้ 34650/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 2 ใช้ 33825/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 3 ใช้ 33000/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 4 ใช้ 32175/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 5 ใช้ 31350/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
- 2) ในกรณีที่เครื่อง Voltage Recorder ไม่พร้อม ให้ปฏิบัติเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543 ดังนี้
 - ให้วัดแรงดันไฟฟ้าทุกสถานีฯโดยเลือกวัดสถานีฯ ละ 1 จุด
 - ให้วัดแรงดันไฟฟ้าในเวลากลางวัน และตำแหน่งที่วัดแรงดันไฟฟ้าอยู่บริเวณกลางวงจรแรงสูง โดยระบุวัน เวลา สถานี ระยะห่างจากสถานีฯ พร้อมทั้งระบุแรงดันไฟฟ้าที่ สถานีฯ ณ เวลานั้นด้วย
 - รายงานผลการวัด ตามแบบฟอร์มเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

1. มาตรฐานด้านเทคนิค

1.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟฟ้า (จุดที่ซื้อ-ขาย)

1.1.3 พิกัดแรงดันไฟฟ้าในระดับ 22 เควี

- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟปกติ ต่ำสุด 20.9 เควี สูงสุด 23.1 เควี
- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ต่ำสุด 19.8 เควี สูงสุด 24.2 เควี

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษาคุณภาพไฟฟ้า ด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดซื้อขาย ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยกำหนดมาตรฐานเป็นพิกัด ต่ำสุดและสูงสุด ในสถานการณ์จ่ายไฟปกติ และฉุกเฉิน ซึ่งตั้งเป้าหมายในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานมากที่สุด

2. วิธีการวัด

2.1 ในแต่ละไตรมาส ให้ กฟช. สุ่มเลือกฟีดเดอร์ 22 เควี จำนวน 10 ฟีดเดอร์ เพื่อทำการวัดแรงดันไฟฟ้าโดยมีหลักเกณฑ์การสุ่มเลือกฟีดเดอร์ดังนี้

2.1.1 ให้แต่ละฟีดเดอร์ที่เลือก อยู่กระจายในแต่ละสถานีไฟฟ้า ให้ได้มากที่สุด

2.1.2 ฟีดเดอร์ที่เลือก ไม่ควรให้ซ้ำกัน ทั้งนี้ต้องการให้หมุนเวียนจุดวัดในแต่ละไตรมาสไปจนครบทุกฟีดเดอร์

2.1.3 กฟช.ใดไม่มี ระบบ 22 เควี ไม่ต้องดำเนินการตามมาตรฐานข้อนี้

2.2 แต่ละฟีดเดอร์ที่เลือก ให้เลือกจุดวัด ฟีดเดอร์ ละ 3 จุด คือ ต้น กลาง และปลาย ฟีดเดอร์ โดยมีเกณฑ์ ในการเลือกดังนี้

2.2.1 ให้เลือกสถานที่ ที่มีหม้อแปลงชนิด 3 เฟส เป็นจุดวัดแรงดัน 22 เควี

2.2.2 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าต้นฟีดเดอร์ให้วัดที่สถานีไฟฟ้าของ กฟช. ได้

2.2.3 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้ากลางฟีดเดอร์ ให้วัด ณ.จุดที่อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้า ประมาณกึ่งกลางไลน์เมนด้านที่ยาวที่สุด

2.2.4 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าปลายฟีดเดอร์ ให้วัด ณ.จุดที่ไกลที่สุดของฟีดเดอร์นั้น

2.3 ตั้งค่าการ Sampling ของ Voltage Recorder ไว้ที่ 15 นาที ต่อหนึ่งชุดข้อมูลบันทึก

2.4 ทำการบันทึกต่อเนื่อง เป็นเวลา 24 ชม.

2.5 จัดบันทึกสภาพแวดล้อมในการวัด ดังนี้

- ชื่อ สถานที่ ที่สามารถอ้างอิงและตรวจสอบภายหลังได้
- เวลาเริ่ม - สิ้นสุด การวัดแรงดันไฟฟ้า
- วัน เดือน ปี ที่วัดแรงดันไฟฟ้า
- ระยะห่างระหว่างตำแหน่งวัดแรงดันไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟ
- ชื่อสถานีไฟฟ้า
- ชื่อฟีดเดอร์ที่วัดแรงดันไฟฟ้า

- หมายเลขหม้อแปลง
- ตำแหน่ง Tap หม้อแปลง
- การตรวจสอบและบันทึกช่วงเวลาที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน

3.การจัดการข้อมูล

- 3.1 จำนวนข้อมูลที่ได้ จากการวัด (Sampling) แต่ละจุดจะประกอบด้วย
- แรงดัน AB จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
 - แรงดัน BC จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
 - แรงดัน CA จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- 3.2 ให้ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟในช่วงเวลา Sampling ข้อมูล ว่ามี ข้อมูลใดเป็นเหตุการณ์ที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟปกติ หรือ ชุกเงินหรือไม่ แล้วแยกข้อมูลตามแต่ละกรณี (หากในช่วงที่ทำการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่มีกรณีฉุกเฉินก็ให้หมายเหตุไว้ด้วย)
- 3.3 แยกข้อมูลแต่ละกรณี ที่แปลงแล้วในข้อ 3.2 เป็นกลุ่มข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน สูงกว่ามาตรฐาน และต่ำกว่ามาตรฐาน
- 3.4 นำข้อมูลที่ได้ตามข้อ 3.3 มาบันทึกในแบบฟอร์มรายงาน และคำนวณหาเปอร์เซ็นต์ แยกเป็น กรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน
- 3.5 กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน หมายถึง กรณีจ่ายไฟในเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งอาจเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบขัดข้อง หรือดับไฟทำงาน ทั้งนี้ไม่รวมกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ และ เหตุการณ์ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือแหล่งผลิตไฟฟ้าอื่นซึ่งสภาพการจ่ายไฟอาจจะมีแรงดันไฟฟ้าต่ำ/สูงกว่ามาตรฐานมาก

หมายเหตุ

- 1) ในการแปลงข้อมูลดิบในข้อ 3.1 เป็นแรงดันไฟฟ้าระบบ 22 เควี ด้วยตัวคูณดังนี้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 1 ใช้ 23100/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 2 ใช้ 22550/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 3 ใช้ 22000/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 4 ใช้ 21450/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
 - กรณีหม้อแปลง Tap 5 ใช้ 20900/400 เป็นตัวคูณค่าที่วัดได้
- 2) ในกรณีที่เครื่อง Voltage Recorder ไม่พร้อม ให้ปฏิบัติเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543 ดังนี้
 - ให้วัดแรงดันไฟฟ้าทุกสถานีโดยเลือกวัดสถานี ละ 1 จุด
 - ให้วัดแรงดันไฟฟ้าในเวลากลางวัน และตำแหน่งที่วัดแรงดันไฟฟ้าอยู่บริเวณกลางวงจรแรงสูง โดยระบุวัน เวลา สถานี ระยะห่างจากสถานี พร้อมทั้งระบุแรงดันไฟฟ้าที่สถานี ณ เวลานั้นด้วย
 - รายงานผลการวัด ตามแบบฟอร์มเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

1. มาตรฐานด้านเทคนิค

1.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟฟ้า (จุดที่ซื้อ-ขาย)

1.1.4 พิกัดแรงดันไฟฟ้าในระดับ 220 โวลต์

- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ต่ำสุด 200 โวลต์
สูงสุด 240 โวลต์

1.1.5 พิกัดแรงดันไฟฟ้าในระดับ 380 โวลต์

- ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ต่ำสุด 342 โวลต์
สูงสุด 418 โวลต์

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษาคุณภาพไฟฟ้า ด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดซื้อขาย ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยกำหนดมาตรฐานเป็นพิกัด ต่ำสุดและสูงสุด ในสถานการณ์จ่ายไฟปกติ และฉุกเฉิน ซึ่งตั้งเป้าหมายในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานมากที่สุด

2. วิธีการวัด

2.1 ในแต่ละไตรมาส ให้ กฟช. สุ่มเลือกพิดเดอร์ 380/220 โวลต์ จำนวน 30 พิดเดอร์ เพื่อทำการวัดแรงดันไฟฟ้า โดยมีหลักเกณฑ์การสุ่มเลือกพิดเดอร์ดังนี้

2.1.1 ให้แต่ละพิดเดอร์ที่เลือก อยู่กระจายคละ พื้นที่รับผิดชอบของ กฟฟ. 1.2 และ 3 ให้ได้มากที่สุด

2.1.2 พิดเดอร์ที่เลือกไม่ควรให้ซ้ำกัน ทั้งนี้ต้องการให้หมุนเวียนจุดวัดไปจนครบทุกพื้นที่บริการ

2.1.3 การวัดแรงดันไฟฟ้าระดับ 220 โวลต์ และ ระดับ 380 โวลต์ ให้วัดที่จุดเดียวกัน

2.2 แต่ละพิดเดอร์ที่เลือก ให้เลือกจุดวัด พิดเดอร์ ละ 3 จุด คือ ต้น กลาง และปลายพิดเดอร์ โดยมีเกณฑ์ ในการเลือกดังนี้

2.2.1 ให้เลือกสถานที่ ที่มีหม้อแปลงชนิด 3 เฟส ของ กฟภ. เป็นจุดวัดแรงดันไฟฟ้า

2.2.2 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าต้นพิดเดอร์ให้วัดที่ได้น้ำมันแปลงของ กฟภ.

2.2.3 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้ากลางพิดเดอร์ ให้วัด ณ.จุดที่อยู่ห่างจากหม้อแปลง ประมาณกึ่งกลางไลน์เมนชนิด 3 เฟส ด้านที่ยาวที่สุด

2.2.4 การวัดค่าแรงดันไฟฟ้าปลายพิดเดอร์ ให้วัด ณ.จุดที่ไกลที่สุดของระบบ แรงต่ำ 3 เฟสในพิดเดอร์นั้น

2.3 ตั้งค่าการ Sampling ของ Voltage Recorder ไว้ที่ 15 นาที ต่อหนึ่งชุดข้อมูลบันทึก

2.4 ทำการบันทึกต่อเนื่อง เป็นเวลา 24 ชม.

2.5 จัดบันทึกสภาพแวดล้อมในการวัด ดังนี้

- ชื่อ สถานที่ ที่สามารถอ้างอิงและตรวจสอบภายหลังได้

- หมายเลขเสา และ/หรือ หมายเลขมิเตอร์
- เวลาเริ่ม - สิ้นสุด การวัดแรงดัน
- วัน เดือน ปี ที่วัดแรงดันไฟฟ้า
- ระยะห่างระหว่างตำแหน่งวัดแรงดันไฟฟ้ากับหม้อแปลงที่จ่ายไฟ
- หมายเลขหม้อแปลง
- การตรวจสอบและบันทึกช่วงเวลาที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน

3.การจัดการข้อมูล

3.1 จำนวนข้อมูลที่ได้ จากการวัดแต่ละจุดจะประกอบด้วย

- แรงดัน AB จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน BC จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน CA จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน AN จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน BN จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล
- แรงดัน CN จำนวน ($24 \times 60 / 15$) 96 ข้อมูล

3.2 แยกข้อมูลเป็น 2 ระบบ คือ ระบบแรงดันไฟฟ้า 380 โวลท์ และ ระบบแรงดันไฟฟ้า 220 โวลท์

3.3 ให้ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟในช่วงเวลา Sampling ข้อมูล ว่ามี ข้อมูลใดเป็นเหตุการณ์ที่เข้าข่ายกรณีจ่ายไฟปกติ หรือ ชุกเงินหรือไม่ แล้วแยกข้อมูลตามแต่ละกรณี (หากในช่วงที่ทำการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าไม่มีกรณีฉุกเฉินก็ให้หมายเหตุไว้ด้วย)

3.4 แยกข้อมูลแต่ละกรณี ที่แปลงแล้วในข้อ 3.2 และ 3.3 เป็นกลุ่มข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน สูงกว่ามาตรฐาน และต่ำกว่ามาตรฐาน

3.5 นำข้อมูลที่ได้ตามข้อ 3.2-3.4 มาบันทึกในแบบฟอร์มรายงาน และคำนวณหาเปอร์เซ็นต์แยกเป็น กรณีจ่ายไฟปกติ และ กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน ของแต่ละระบบแรงดันไฟฟ้า

3.6 กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน หมายถึง กรณีจ่ายไฟในเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งอาจเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบขัดข้อง หรือดับไฟทำงาน ทั้งนี้ไม่รวมกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ และเหตุการณ์ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือแหล่งผลิตไฟฟ้าอื่นซึ่งสภาพการจ่ายไฟอาจจะมีแรงดันไฟฟ้าต่ำ/สูงกว่ามาตรฐานมาก

หมายเหตุ

ในกรณีที่เครื่อง Voltage Recorder ไม่พร้อม ให้ปฏิบัติเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543 ดังนี้

- ให้วัดแรงดันไฟฟ้าทุก กฟฟ. จดรวมงานโดยวัด กฟฟ. จดรวมงานละ 1 จุด
- ให้วัดแรงดันไฟฟ้าในเวลากลางวัน และตำแหน่งที่วัดแรงดันไฟฟ้าอยู่บริเวณกลางวงจรแรงต่ำ โดยให้ระบุวัน เวลา สถานที่ ระยะห่างจากหม้อแปลงด้วย
- รายงานผลการวัด ตามแบบฟอร์มเช่นที่เคยปฏิบัติในปี 2543

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

2. มาตรฐานการให้บริการทั่วไป

- 2.1 สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 4 ชม. นับตั้งแต่เวลาที่ได้รับแจ้งไฟฟ้าขัดข้องได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 90 ของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง ยกเว้น กรณีฉุกเฉิน

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการแก้กระแสไฟฟ้าขัดข้องให้กลับสู่สภาพปกติโดยเร็ว โดยกำหนดเป้าหมายในการจ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 4 ชม. นับตั้งแต่เวลาที่ได้รับแจ้งไฟฟ้าขัดข้องได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 90 ของ จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง

2. การจัดการข้อมูล

2.1 ให้นับเฉพาะเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในระบบแรงสูงของ กฟภ. (ไม่นับรวมระบบแรงต่ำ) ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน

2.2 ระยะเวลาการจ่ายไฟฟ้าคืน ให้นับตั้งแต่เวลาที่ กฟภ. ได้รับทราบ (ทั้งจากผู้ใช้ไฟฟ้า, พนักงาน กฟภ. หรือจากอุปกรณ์ควบคุม) จนถึงเวลาจ่ายไฟฟ้าคืนได้ทั้งหมด หรือ จ่ายไฟฟ้าคืนได้เป็น ส่วนใหญ่ (ในกรณีแก้ไขปัญหาโดยการตัดจ่ายเป็นช่วง ๆ)

2.3 ให้แยกจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ที่สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนได้ภายใน 4 ชม. และเกิน 4 ชม. ออกจากกัน แล้วนำไปบันทึกในแบบฟอร์ม

2.4 การคำนวณเปอร์เซ็นต์ที่สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนได้ภายใน 4 ชม. หาได้จาก (จำนวนครั้งที่สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนได้ภายใน 4 ชม. X 100)หารด้วย (จำนวนครั้งที่สามารถจ่ายไฟฟ้าคืนได้ภายใน 4 ชม. + จำนวนครั้งที่จ่ายไฟฟ้าคืนเกิน 4 ชม.)

หมายเหตุ

การจ่ายไฟฟ้าคืน กฟภ. จะต้องดำเนินการให้ได้ตามมาตรฐานคุณภาพบริการข้อต่างๆ ดังนี้

1. กรณีไฟฟ้าขัดข้องต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 4 ชั่วโมง นับตั้งแต่เวลาที่ได้รับทราบได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 60 ตามมาตรฐานข้อ 2.1
2. กรณีไฟฟ้าขัดข้องต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 24 ชั่วโมง นับตั้งแต่เวลาที่ได้รับทราบ หากระยะเวลาเกิน 24 ชั่วโมง กฟภ. จะจ่ายค่าปรับให้ผู้ใช้ไฟในเขตเมืองและเขตอุตสาหกรรมที่ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 300 kVA ขึ้นไป ครั้งละ 200 บาท ตามมาตรฐานข้อ 3.1.2 "การแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับ"
3. กรณีดับไฟทำงานต้องจ่ายไฟฟ้าคืนภายในเวลากำหนด หากจ่ายไฟฟ้าคืนช้ากว่ากำหนดจะจ่ายค่าปรับแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 300 kVA ขึ้นไป ครั้งละ 200 บาท ตามมาตรฐานข้อ 3.1.1 "การแจ้งขอดับไฟฟ้าง่วงหน้า"
4. จะต้องรักษามาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ค่า SAIFI, SAIDI ไม่เกินค่าที่กำหนดตามมาตรฐานข้อ 1.2.1 และ 1.2.2 "มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า"

กรณีฉุกเฉิน หมายถึง กรณีเหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่อาจคาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้า เป็นเหตุให้จำเป็นต้องดับไฟฟ้าเป็นการเร่งด่วน หรือจ่ายไฟฟ้าได้ล่าช้ากว่ากำหนด ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ หรือ เหตุขัดข้องจากแหล่งผลิตไฟฟ้า

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

2. มาตรฐานการให้บริการทั่วไป

- 2.2 สามารถแก้ไขข้อร้องเรียนในเรื่องแรงดันไฟฟ้าที่ร้องเรียนเป็นลายลักษณ์อักษรให้ปัญหาหมดไปภายใน 6 เดือน นับถัดจากวันที่ได้รับเรื่องไม่น้อยกว่าร้อยละ 80 ของจำนวนเรื่องร้องเรียนเรื่องแรงดันไฟฟ้า

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการ ในการแก้ไขข้อร้องเรียนในเรื่องแรงดันไฟฟ้า โดยตั้งเป้าหมายให้ สามารถแก้ไขข้อร้องเรียนในเรื่องแรงดันไฟฟ้าที่ร้องเรียนเป็นลายลักษณ์อักษรให้ปัญหาหมดไปภายใน 6 เดือน นับถัดจากวันที่ได้รับเรื่องไม่น้อยกว่าร้อยละ 80 ของจำนวนเรื่องร้องเรียนทั้งหมด

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ.จะนับเฉพาะเรื่องร้องเรียนที่เป็นลายลักษณ์อักษร ที่ระบุชื่อและสถานที่ ที่ กฟภ. สามารถตรวจสอบและนำไปแก้ไขได้

2.2 การนับระยะเวลาแก้ไขข้อร้องเรียน ให้นับถัดจากวันที่ กฟภ.รับเรื่องต้นทางจนถึงวันที่ กฟภ.ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ

2.3 ให้นับจำนวนเรื่องร้องเรียนตามจำนวนเอกสารร้องเรียน เช่นปัญหาเดียวกันแต่ร้องเรียนหลายฉบับก็ให้นับตามจำนวนเรื่อง(ฉบับ) เอกสารที่ร้องเรียน

2.4 ปัญหาเรื่องแรงดันไฟฟ้าในมาตรฐานข้อนี้ ให้นำหมายถึง ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก และแรงดันไฟฟ้าเกิน เท่านั้น ไม่รวมถึงปัญหาเรื่องไฟฟ้ากะพริบ แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมและปัญหาฮาร์มอนิกต่าง ๆ

หมายเหตุ
การแก้ไขข้อร้องเรียนในเรื่องแรงดันไฟฟ้านี้ กฟภ.จะต้องดำเนินการให้ได้ตามมาตรฐานคุณภาพบริการข้อต่างๆดังนี้

1. ต้องตรวจสอบชี้แจงทำความเข้าใจผู้ใช้ไฟภายใน 15 วัน หากเกิน 15 วัน กฟภ. จะจ่ายค่าปรับวันละ 50.-บาท ตามมาตรฐานฯ ข้อ 3.3.3 " เรื่องการตรวจสอบข้อร้องเรียนเกี่ยวกับระดับแรงดันไฟฟ้า และไฟฟ้ากะพริบ "
2. ต้องตอบข้อร้องเรียนการแก้ไขปัญหาที่ทำไปแล้ว หรือที่จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 30 วัน ไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ตามมาตรฐานฯข้อ 2.5 " เรื่องการตอบข้อร้องเรียนจากผู้ใช้ไฟฟ้า "
3. ต้องแก้ไขข้อร้องเรียนให้หมดไปภายใน 6 เดือน ไม่น้อยกว่าร้อยละ 80 ตามมาตรฐานข้อ 2.2 นี้

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

2. มาตรฐานการให้บริการทั่วไป

- 2.3 การอ่านหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบท ให้อ่านค่าหน่วยไฟฟ้าทุก 2 เดือน ไม่เกินร้อยละ 25 ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบท และให้อ่านค่าหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมืองในแต่ละเดือน ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 100 ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมือง

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามั่นใจได้ว่าจะไม่มีการคลาดเคลื่อนในการอ่านหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงในขณะที่ กฟภ.ยังคงรักษาระดับค่าใช้จ่ายในการจดหน่วยไม่ให้สูงมากเกินไปในเขตชนบท จึงกำหนดมาตรฐานและ เป้าหมายแยกตามพื้นที่ดังนี้

- ในเขตชนบท อนุโลมให้อ่านหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริง ทุก 2 เดือน (อ่านเดือนเว้นเดือน) โดยมีเป้าหมายทั่วประเทศไม่เกิน 25% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบท
- ในเขตเมืองให้อ่านหน่วยไฟฟ้าจริงทุกเดือน ทุกราย โดยมีเป้าหมายไม่ให้ต่ำกว่า 100 % ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมือง

2. การจัดการข้อมูล

2.1 การนับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเมืองตามมาตรฐานข้อ 2.3 นี้ ให้นับรวมจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่เขตเมือง และเขตอุตสาหกรรม

2.2 การนับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบท ให้นับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่นอกพื้นที่เขตเมือง และเขตอุตสาหกรรม

2.3. การนับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ให้นับตามจำนวนใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า (บิลที่จัดพิมพ์) ทั้งนี้ให้นับรวมบิลค่าไฟฟ้าชั่วคราว ซึ่งไม่ได้จัดส่งบิลไปเรียกเก็บเงิน (ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราวจะมาชำระค่าไฟฟ้าที่สำนักงานการไฟฟ้าทุกเดือน)

2.4 ผู้มีหน้าที่รายงานต้องรายงานตามมาตรฐานข้อนี้ให้ กฟช.ทุกเดือน และให้ กฟช. สรุปรายงาน กฟภ. ไตรมาสละ 1 ครั้ง โดยใช้ข้อมูลของเดือนสุดท้ายในแต่ละไตรมาส

2.5 การรายงานการอ่านหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงทุก 2 เดือน ในเขตชนบท ให้พิจารณารายงานตามตัวอย่างดังนี้

- สมมุติมีผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบททั้งหมด จำนวน 100 ราย
- มีผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบทที่อ่านหน่วยจริงทุกเดือนมี 80 ราย
- มีผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบทที่อยู่ในโครงการอ่านหน่วยทุก 2 เดือน จำนวน 20 ราย โดยหมุนเวียนสลับอ่านหน่วยจริงเดือนละ 10 ราย
- สรุปมีผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบทได้รับการอ่านหน่วยเดือนละ 90 ราย

ให้รายงานในแบบฟอร์มดังนี้

- อ่านค่าหน่วยไฟฟ้าที่ใช้จริงทุก 2 เดือน 20 ราย

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตชนบททั้งหมด 100 ราย

2.6 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนที่รายงาน เมื่อรวมยอดในเขตชนบท และในเขตเมืองแล้ว ควรใกล้เคียงกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ของ กฟฟ. นั้นๆ และให้สอดคล้องกับจำนวนใบแจ้งหนี้ (บิลที่จัดพิมพ์) ทั้งหมดด้วย

หมายเหตุ

- 1) สำหรับเป้าหมาย 25% ในเขตชนบท เป็นเป้าหมายทั่วประเทศ ดังนั้นเป้าหมายเบื้องต้นของแต่ละพื้นที่ต้องพิจารณาจากข้อกำหนดของ กศฟ. เป็นเกณฑ์
- 2)
 - เขตเมือง หมายถึง พื้นที่ที่อยู่ในเขตเทศบาลตามประกาศของทางราชการ ทั้งนี้ไม่รวมเขตอุตสาหกรรมซึ่งตั้งอยู่ในเขตเทศบาล
 - เขตอุตสาหกรรม หมายถึง นิคมอุตสาหกรรม หรือสวนอุตสาหกรรมที่เป็นของรัฐ หรือเอกชน ที่ได้รับอนุญาตให้จัดตั้งแล้ว โดยมีขอบเขตพื้นที่แน่นอนจัดไว้ให้โดยเฉพาะ เพื่อเป็นที่ตั้งของโรงงานอุตสาหกรรม และกิจการอื่นที่เป็นประโยชน์เกี่ยวเนื่องกับการประกอบอุตสาหกรรม
 - เขตชนบท หมายถึง พื้นที่ที่อยู่นอกเหนือจากพื้นที่เขตอุตสาหกรรมและพื้นที่เขตเมือง

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

2. มาตรฐานการให้บริการทั่วไป

- 2.4 จัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเดือนไม่น้อยกว่าร้อยละ 90 ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการจัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าให้ถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายอย่างสม่ำเสมอทุกเดือน โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถจัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 90 ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

2. การจัดการข้อมูล

- 2.1 การนับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ให้นับตามจำนวนใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า (บิลที่จัดพิมพ์)
- 2.2 ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าที่พนักงานเก็บเงินได้เรียกเก็บเงินได้แล้ว ให้ถือว่าได้จัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าแล้ว
- 2.3 ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้อยู่อาศัยไม่อยู่บ้าน และ กฟภ. ได้ปิดฝากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าหรือหย่อนในตู้จดหมายไว้ ให้ถือว่าผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าแล้ว
- 2.4 ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว (ผู้ใช้ไฟฟ้าจะมาชำระเงินที่สำนักงาน) ให้ถือว่าได้จัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าแล้ว
- 2.5 ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าขอชำระเงินผ่านธนาคาร ให้ถือว่าได้จัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าแล้ว
- 2.6 ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าในรอบเดือนที่รายงาน เมื่อรวมทั้งในเขตชนบท เขตเมือง และเขตอุตสาหกรรมแล้ว ควรใกล้เคียงกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ของ กฟพ. นั้นๆ

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

2. มาตรฐานการให้บริการทั่วไป

- 2.5 ตอบข้อร้องเรียนที่ร้องเรียนเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 30 วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับข้อร้องเรียนไม่น้อยกว่า ร้อยละ 95 ของจำนวนข้อร้องเรียนทั้งหมด

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการตอบข้อร้องเรียนที่ร้องเรียนเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 30 วันทำการ โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถดำเนินการได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ของข้อร้องเรียนทั้งหมด

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ.จะนับเฉพาะเรื่องร้องเรียนที่เป็นลายลักษณ์อักษร ที่ระบุชื่อและสถานที่ ที่ กฟภ.สามารถตรวจสอบและนำไปแก้ไขได้

2.2 การนับระยะเวลาตอบข้อร้องเรียน ให้นับถัดจากวันที่ กฟภ.รับเรื่องต้นทาง จนถึงวันที่ กฟภ.ตอบเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบ

2.3 ให้นับจำนวนเรื่องร้องเรียนตามจำนวนเอกสารร้องเรียน เช่น ปัญหาเดียวกันแต่ร้องเรียนหลายฉบับ ก็ให้นับตามจำนวนเรื่อง(ฉบับ) เอกสารที่ร้องเรียน

หมายเหตุ

1. การตอบข้อร้องเรียนในมาตรฐานข้อนี้ กฟภ.จะต้องดำเนินการให้ได้ตามมาตรฐานคุณภาพบริการข้อต่างๆดังนี้

1.1 หากเป็นการร้องเรียนเกี่ยวกับการอ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าและใบเสร็จรับเงิน ต้องพบผู้ใช้ไฟฟ้าชี้แจงทำความเข้าใจภายใน 10 วัน หากเกิน 10 วัน กฟภ.จะจ่ายค่าปรับวันละ 50.-บาท ตามมาตรฐานข้อ 3.3.4 "เรื่องการตรวจสอบข้อร้องเรียนเกี่ยวกับการอ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าและใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า"

1.2 หากเป็นการร้องเรียนเรื่องแรงดันไฟฟ้า ต้องตรวจสอบชี้แจงทำความเข้าใจกับ ผู้ใช้ไฟฟ้าภายใน 15 วัน หากเกิน 15 วัน กฟภ.จะจ่ายค่าปรับวันละ 50.-บาท ตามมาตรฐานข้อ 3.3.3 "เรื่องการตรวจสอบข้อร้องเรียนเกี่ยวกับระดับแรงดันไฟฟ้าและไฟฟ้ากะพริบ "

1.3 ต้องตอบข้อร้องเรียนการแก้ไขปัญหาที่ทำไปแล้วหรือที่จะทำให้ผู้ร้องเรียนทราบเป็นลายลักษณ์อักษรภายใน 30 วัน ไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ตามมาตรฐานข้อ 2.5 "เรื่องการตอบข้อร้องเรียนของผู้ใช้ไฟฟ้า"

2. เรื่องร้องเรียนที่ต้องปฏิบัติตามมาตรฐานข้อนี้ ไม่รวมข้อร้องเรียนที่กำหนดได้เป็นการเฉพาะแล้ว ในมาตรฐานข้ออื่น คือ

2.1 การตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียนเรื่อง การโอนชื่อผู้ใช้ไฟฟ้าและหรือการเปลี่ยนหลักประกันในมาตรฐานข้อ 3.3.1

2.2 การตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียนเรื่อง การจ่ายเงินหลักประกันการใช้ไฟฟ้าในมาตรฐานข้อ 3.3.2

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ไฟฟ้าของ กฟภ.

3.1 คุณภาพไฟฟ้า

- 3.1.1 การแจ้งขอตัดไฟฟ้าล่วงหน้าเพื่อปฏิบัติงานตามแผน ให้แจ้งวันเวลาตัดไฟฟ้า และกำหนดเวลาจ่ายไฟฟ้าคืนให้ผู้ไฟฟ้าทราบล่วงหน้าเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 3 วัน ก่อนการตัดไฟฟ้า โดยประกาศทางสื่อสิ่งพิมพ์ หรือวิทยุกระจายเสียง หรือเครื่องขยายเสียง หรือปิดประกาศให้ทราบ หากไม่แจ้งล่วงหน้าตามที่กำหนดไว้และหรือไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าคืนให้แล้วเสร็จภายในเวลาที่กำหนด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะจ่ายค่าปรับ ให้แก่ผู้ไฟฟ้าที่ติดตั้งหม้อแปลงขนาดรวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอ ขึ้นไปครั้งละ 200 บาท ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเกี่ยวกับการแจ้งขอตัดไฟฟ้าเพื่อปฏิบัติงานตามแผนให้ผู้ไฟฟ้าทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 วัน และจะต้องปฏิบัติงานให้แล้วเสร็จจ่ายไฟฟ้าคืนภายในกำหนด หากไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไข การแจ้งตัดไฟฟ้าล่วงหน้าข้างต้น และหรือเงื่อนไขการจ่ายไฟฟ้าคืนภายในกำหนดเวลาที่แจ้งไว้ กฟภ.จะจ่ายค่าปรับ ให้แก่ผู้ไฟฟ้าที่ติดตั้งหม้อแปลงรวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอ ขึ้นไป ครั้งละ 200 บาท

2. การจัดการข้อมูล

2.1 ให้นับเฉพาะการแจ้งตัดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.ตั้งแต่ระบบ 22 เควีขึ้นไป ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน

2.2 ในการแจ้งตัดไฟฟ้าแต่ละครั้ง ให้นับจำนวนผู้ไฟฟ้าที่ติดตั้งหม้อแปลงรวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอขึ้นไป ที่ได้รับผลกระทบจากการตัดไฟฟ้า โดยแยกพิจารณาข้อมูลเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่ 1 การแจ้งขอตัดไฟฟ้าล่วงหน้า และ ส่วนที่ 2 การดำเนินการจ่ายไฟฟ้าคืน

2.3 บันทึกจำนวนผู้ไฟฟ้าในส่วนที่ 1 การแจ้งขอตัดไฟฟ้าล่วงหน้า เป็นกรณีปฏิบัติได้ตามเงื่อนไข และปฏิบัติไม่ได้ตามเงื่อนไข

2.4 บันทึกจำนวนผู้ไฟฟ้าในส่วนที่ 2 การดำเนินการจ่ายไฟฟ้าคืน เป็นกรณีปฏิบัติได้ตามกำหนดเวลา และปฏิบัติไม่ได้ตามกำหนดเวลา

2.5 ผลรวมของจำนวนผู้ไฟฟ้าในขั้นตอนข้อ 2.3 ต้องเท่ากับ ผลรวมของจำนวนผู้ไฟฟ้าในขั้นตอน 2.4

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.

3.1 คุณภาพไฟฟ้า

- 3.1.2 การแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับ ให้แก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับ ภายใน 24 ชม. นับตั้งแต่ได้รับแจ้ง หากไม่สามารถดำเนินการภายในเวลาที่กำหนด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะจ่ายค่าปรับให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตเทศบาลและเขตอุตสาหกรรมที่ใช้ไฟฟ้าขนาดรวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอ ขึ้นไป ครั้งละ 200 บาทยกเว้นในกรณีฉุกเฉิน

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเกี่ยวกับการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง หาก กฟภ.ไม่สามารถแก้ไขปัญหาย้ายไฟฟ้าคืนได้ภายใน 24 ชม. กฟภ.จะจ่ายค่าปรับให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่อยู่ในเขตเมือง หรือเขตอุตสาหกรรม ที่ใช้ไฟฟ้ารวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอ ขึ้นไป ครั้งละ 200 บาท

2. การจัดการข้อมูล

- 2.1 ให้นับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับ แต่ละครั้งดังนี้
- 2.1.1 นับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งหม้อแปลงรวมกันตั้งแต่ 300 เควีเอ ขึ้นไป
- 2.1.2 นับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในเขตเมือง หรือเขตอุตสาหกรรม
- 2.2 ให้นับเฉพาะไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.ตั้งแต่ระบบ 22 เควีขึ้นไป ยกเว้นกรณี

ฉุกเฉิน

2.3 ระยะเวลาการจ่ายไฟฟ้าคืน ให้นับตั้งแต่เวลาที่ กฟภ.ได้รับทราบ (ทั้งจากผู้ใช้ไฟฟ้า, พนักงาน กฟภ., หรือจากอุปกรณ์) จนถึงเวลาจ่ายไฟฟ้าคืนได้ทั้งหมด หรือ จ่ายไฟฟ้าคืนได้เป็นส่วนใหญ่ (ในกรณีแก้ไขปัญหโดยการตัดจ่ายเป็นช่วง ๆ)

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
- 3.2 ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ขอใช้ไฟฟ้า นับถัดจากวันที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าชำระเงินและปฏิบัติตามเงื่อนไขครบถ้วน กรณีมีระบบจำหน่ายพร้อมอยู่แล้ว
- 3.2.1 ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าขอติดตั้งมิเตอร์ในระบบแรงดันไฟฟ้า 380 / 220 โวลท์ที่มีขนาดไม่เกิน 30 แอมป์ 3 เฟส
- ที่อยู่ในเขตเมือง ให้ดำเนินการติดตั้งพร้อมจ่ายไฟฟ้า ภายใน 2 วันทำการ
 - ส่วนผู้ขอใช้ไฟฟ้าที่อยู่ภายในเขตชนบท ให้ดำเนินการติดตั้งพร้อมจ่ายไฟฟ้า ภายใน 5 วันทำการ
 - หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนดให้จ่ายค่าปรับแก่ผู้ขอใช้ไฟฟ้า วันละ 50 บาท แต่ไม่เกิน 500 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเกี่ยวกับการติดตั้งมิเตอร์สำหรับผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนด

2. การจัดการข้อมูล

2.1 ให้นำเฉพาะผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขอกลับมาใช้ไฟฟ้าใหม่หลังจากถูกงดจ่ายไฟฟ้าไปแล้วเกิน 90 วัน ทั้งนี้ให้พิจารณาเงื่อนไขดังนี้

- 2.1.1 หากต้องมีการขยายเขตระบบจำหน่ายภายนอกจะไม่นำมานับในรายงานนี้
- 2.1.2 กรณีติดตั้งมิเตอร์แรงสูง หรือมิเตอร์ประกอบซีที จะไม่นำมานับในรายงานนี้
- 2.1.3 กรณีผู้ขอใช้ไฟฟ้า ไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไข เช่น ไม่ชำระเงิน หรือ ติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในไม่เรียบร้อย จะไม่นำมานับในรายงานนี้

2.2 การนับระยะเวลาดำเนินการ ให้นับเป็นวันทำการถัดจากวันที่ชำระเงิน และ/หรือ วันที่ผ่านตรวจสอบการติดตั้งไฟฟ้าภายใน จนถึงวันที่ จ่ายไฟฟ้าให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้า เช่น

- 2.2.1 ขอใช้ไฟฟ้าในวันพุธที่ 2 และชำระเงินที่สำนักงานในวันเดียวกัน กฟภ. ตรวจสอบ พร้อมติดตั้งมิเตอร์เรียบร้อยในวันศุกร์ที่ 4 นับเป็นจำนวนวันบริการเท่ากับ 2 วันทำการ
- 2.2.2 ขอใช้ไฟฟ้าในวันพุธที่ 2 และ กฟภ. ไปตรวจสอบฯ ติดตั้งมิเตอร์ พร้อมรับชำระเงินที่หน่วยงานเรียบร้อย ในวันศุกร์ที่ 4 นับเป็นจำนวนวันบริการเท่ากับ 1 วันทำการ
- 2.2.3 ขอใช้ไฟฟ้าในวันพุธที่ 2 กฟภ. ตรวจสอบฯ เรียบร้อยวัน พฤหัสบดีที่ 3 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ามาชำระเงินที่สำนักงานในวันศุกร์ที่ 4 และ กฟภ. ติดตั้งมิเตอร์ในวันจันทร์ที่ 7 จะนับเป็นจำนวนวันบริการ เท่ากับ 1 วัน

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

	3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ไฟฟ้าของ กฟภ.
3.2	ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ขอใช้ไฟฟ้า นับถัดจากวันที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าชำระเงินและ
	ปฏิบัติตามเงื่อนไขครบถ้วน กรณีมีระบบจำหน่ายพร้อมอยู่แล้ว
3.2.1	ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าขอติดตั้งมิเตอร์ในระบบแรงดันไฟฟ้า 380 / 220 โวลท์
	ที่มีขนาดเกินกว่า 30 แอมป์ 3 เฟส
	- ที่อยู่ในเขตเมือง ให้ดำเนินการติดตั้งพร้อมจ่ายไฟฟ้าภายใน 2 วันทำการ
	- ส่วนผู้ขอใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในเขตชนบท ให้ดำเนินการติดตั้งพร้อมจ่ายไฟฟ้า
	ภายใน 5 วันทำการ
	- หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนดให้จ่ายค่าปรับแก่ผู้ขอ
	ใช้ไฟฟ้า วันละ 100 บาท แต่ไม่เกิน 1,000 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเกี่ยวกับการติดตั้งมิเตอร์สำหรับผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดย กฟภ.จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนด

2. การจัดการข้อมูล

เนื่องจากปัจจุบัน กฟภ.ไม่มีและไม่ได้จัดซื้อมิเตอร์ที่มีขนาด เกิน 30 แอมป์ 3 เฟส มาใช้งาน ดังนั้นไม่ต้องรายงานตามมาตรฐานข้อนี้

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
- 3.2 ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ขอใช้ไฟฟ้า นับถัดจากวันที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าชำระเงินค่าก่อสร้าง และปฏิบัติตามเงื่อนไขครบถ้วน กรณีมีระบบจำหน่ายพร้อมอยู่แล้ว
- 3.2.2 ระยะเวลาที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันไฟฟ้า 22-33 กิโลโวลต์
- มีขนาดหม้อแปลงไม่เกิน 250 เควีเอ ให้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าภายใน 35 วันทำการ
 - ผู้ขอใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดหม้อแปลงเกินกว่า 250 เควีเอ แต่ไม่เกิน 2,000 เควีเอ ให้ดำเนินการภายใน 55 วันทำการ
- หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนดให้จ่ายค่าปรับแก่ผู้ขอใช้ไฟฟ้า วันละ 200 บาท แต่ไม่เกิน 2,000 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการเกี่ยวกับการติดตั้งมิเตอร์สำหรับผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในกำหนด

2. การจัดการข้อมูล

2.1 ให้นำเฉพาะผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขอกลับมาใช้ไฟฟ้าใหม่หลังจากถูกงดจ่ายไฟฟ้าไปแล้วเกิน 90 วัน ทั้งนี้ให้พิจารณาเงื่อนไขดังนี้

2.1.1 หากมีการขยายเขตระบบจำหน่ายแรงสูงภายนอก จะไม่นำมานับในรายงานนี้

2.1.2 กรณีติดตั้งหม้อแปลงรวมกันเกิน 2,000 เควีเอ ไม่ต้องนำมานับรวมในรายงานนี้

2.2 ระยะเวลาดำเนินการให้แบ่งระยะเวลาดำเนินการเป็น 2 ช่วงเวลา ดังนี้

2.2.1 ช่วงถัดจากวันที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าชำระเงินค่าก่อสร้างถึงวันที่ก่อสร้างระบบจำหน่ายแล้วเสร็จผ่านตรวจสอบมาตรฐาน

2.2.2 ช่วงถัดจากวันที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้าชำระเงินค่าธรรมเนียมและค่าตรวจสอบถึงวันที่ติดตั้งมิเตอร์จ่ายไฟฟ้าเรียบร้อยแล้ว

2.3 ช่วงเวลาตามการแบ่งในข้อ 2.2 หากมีขั้นตอนใดติดขัดทำให้การดำเนินการล่าช้า โดยสาเหตุเกิดจากผู้ขอใช้ไฟฟ้า ให้หักระยะเวลาที่ล่าช้านั้นออกก่อนคิดจำนวนวันบริการ

2.4 หากช่วงเวลาในข้อ 2.2 มีการซ้อนเหลื่อมกัน ให้หัก ลบระยะเวลาที่ซ้อนออก ก่อนรวมจำนวนวันบริการ

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

	3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
3.3	ระยะเวลาตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียน
3.3.1	การโอนชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า และหรือการเปลี่ยนหลักประกันการใช้ไฟฟ้าให้ดำเนินการให้แล้ว
	เสร็จภายใน 15 วันทำการ หากไม่สามารถดำเนินการตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับ
	ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าวันละ 100 บาท ของระยะที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 1000 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการตอบสนองในกรณีร้องขอหรือร้องเรียน เกี่ยวกับการโอนชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า และหรือการเปลี่ยนหลักประกันการใช้ไฟฟ้า โดย กฟภ.จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จ ภายใน 15 วันทำการ

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ.จะนับเฉพาะเรื่องร้องขอที่เป็นลายลักษณ์อักษร จากผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้ ยื่นคำร้องตามแบบฟอร์มของ กฟภ.เท่านั้น

2.2 เรื่องร้องขอ หรือร้องเรียนที่ต้องปฏิบัติตามมาตรฐานนี้ เป็นกรณีเฉพาะ ที่ผู้ยื่นคำร้องประสงค์ จะเปลี่ยนชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า (โอนเปลี่ยนเจ้าของกิจการ) และหรือมีการเปลี่ยนหลักประกันการใช้ไฟฟ้า

2.3 ให้นับระยะเวลาดังกล่าวตั้งแต่วันที่รับคำร้องจนถึงวันที่ กฟภ.มีหนังสือแจ้งให้ผู้โอน/ผู้ใช้ไฟฟ้าไปปรับค่าประกันการใช้ไฟฟ้าคืน โดยไม่นับรวม

2.3.1 ระยะเวลาที่รอผู้ใช้ไฟฟ้ามาชำระเงินหรือทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และวางค้ำประกัน

2.3.2 ระยะเวลาที่รอการยืนยันจากธนาคาร กรณีค้ำประกันการใช้ไฟฟ้าฉบับใหม่เป็นหนังสือสัญญาค้ำประกันธนาคาร

2.3.3 ระยะเวลาการโอนเปลี่ยนชื่อจากผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นชื่อ กฟภ.กรณีค้ำประกันการใช้ไฟฟ้าฉบับใหม่เป็นพันธบัตร

2.3.4 ระยะเวลาที่ธนาคารแห่งประเทศไทยดำเนินการ กรณีที่เจ้าของพันธบัตรเสียชีวิต

2.4 หากมีขั้นตอนใดติดขัดทำให้การดำเนินงานล่าช้า โดยสาเหตุเกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น กรณีหลักประกันการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ตรวจสอบแล้วไม่ถูกต้อง หรือยังมีปัญหาเรื่องภาระผูกพันของผู้โอน ค้างกับ กฟภ. ให้หัก ลบระยะเวลาดังกล่าว ก่อนคิดระยะเวลาบริการ

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

	3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
3.3	ระยะเวลาตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียน
3.3.2	การจ่ายเงินหลักประกันการใช้ไฟฟ้ากรณียกเลิกการใช้ไฟฟ้าให้ดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 3 วันทำการ หากไม่สามารถดำเนินการตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าวันละ 100 บาท ของระยะที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 1000 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการตอบสนองในกรณีร้องขอหรือร้องเรียน เกี่ยวกับการจ่ายเงินหลักประกันการใช้ไฟฟ้า โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 3 วันทำการ

2. การจัดการข้อมูล

2.1 เรื่องร้องขอ หรือร้องเรียนที่ต้องปฏิบัติตามมาตรฐานนี้ เป็นกรณีเฉพาะ ที่ผู้ยื่นคำร้องประสงค์ จะขอหลักประกันการใช้ไฟฟ้า กรณีเลิกการใช้ไฟฟ้า

2.2 กฟภ. จะนับเฉพาะเรื่องร้องขอที่เป็นลายลักษณ์อักษร จากผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้ยื่นคำร้องตามแบบฟอร์มของ กฟภ. เท่านั้น

2.3 ให้นับเวลาถัดจากวันที่รับคำร้องจนถึงวันที่ กฟภ. มีหนังสือแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไปรับค่าประกันการใช้ไฟฟ้าคืน โดยไม่รวมระยะเวลาที่ธนาคารแห่งประเทศไทยดำเนินการ กรณีเจ้าของพันธบัตรเสียชีวิต และระยะเวลาที่รอผู้ใช้ไฟฟ้ามาชำระหนี้สิน และภาระผูกพันที่ค้างชำระ

2.4 กรณีที่ผู้ร้องขอมีภาระผูกพันหรือหนี้สิน ค้างอยู่กับ กฟภ. จนทำให้การคืนหลักประกันการใช้ไฟฟ้าไม่สามารถดำเนินการได้ ให้ยกเว้นไม่ต้องนำรายดังกล่าวมาพิจารณารายงาน

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

	3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
3.3	ระยะเวลาตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียน
	3.3.3 การตรวจสอบข้อร้องเรียนเกี่ยวกับระดับแรงดันไฟฟ้า และไฟฟ้ากะพริบให้ส่งพนักงานไปดำเนินการตรวจสอบ ชี้แจงทำความเข้าใจผู้ใช้ไฟฟ้าที่ร้องเรียน ภายใน 5 วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับเรื่องร้องเรียน หากไม่ดำเนินการตามกำหนดเวลาให้จ่ายค่าปรับแก่ผู้ร้องเรียนวันละ 50 บาท ของระยะเวลาที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 500 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการตอบสนองในกรณีร้องขอหรือร้องเรียน เกี่ยวกับระดับแรงดันไฟฟ้า และไฟฟ้ากะพริบ โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถส่งพนักงานไปดำเนินการตรวจสอบ ชี้แจงทำความเข้าใจผู้ใช้ไฟฟ้าที่ร้องเรียน ภายใน 5 วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับเรื่องร้องเรียน

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ. จะนับเฉพาะเรื่องร้องเรียนที่เป็นลายลักษณ์อักษร ที่ ระบุชื่อและสถานที่ ที่ กฟภ. สามารถตรวจสอบและนำไปแก้ไขได้

2.2 การนับระยะเวลา ให้นับเวลาถัดจากวันที่ กฟภ. รับเรื่องต้นทาง จนถึงวันที่ กฟภ. ส่งพนักงานไปตรวจสอบ ชี้แจงทำความเข้าใจ เรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลงชื่อวันเวลาที่พนักงานไปพบไว้เป็นหลักฐานในคำร้องของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย

2.3. ให้นับจำนวนเรื่องร้องเรียนตามจำนวนเอกสารร้องเรียน เช่นปัญหาเดียวกันแต่ร้องเรียนหลายฉบับก็ให้นับตามจำนวนเรื่อง(ฉบับ) เอกสารที่ร้องเรียน

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.

3.3 ระยะเวลาตอบสนองที่ผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอหรือร้องเรียน

- 3.3.4 การตอบสนองข้อร้องเรียนเกี่ยวกับการอ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าและใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ให้ดำเนินการตรวจสอบติดต่อชี้แจงทำความเข้าใจกับผู้ใช้ไฟฟ้า ภายใน 5 วันทำการ หากไม่ดำเนินการตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับให้ผู้ร้องเรียน วันละ 50 บาท ของระยะเวลาที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 500 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการตอบสนองในกรณีร้องขอหรือร้องเรียน เกี่ยวกับการอ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าและใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการตรวจสอบชี้แจงทำความเข้าใจผู้ใช้ไฟฟ้าที่ร้องเรียน ภายใน 5 วันทำการ นับถัดจากได้รับเรื่องร้องเรียน

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ. จะนับเฉพาะเรื่องร้องเรียนที่เป็นลายลักษณ์อักษร ที่ระบุชื่อและสถานที่ที่ กฟภ. สามารถตรวจสอบและนำไปแก้ไขได้

2.2 การนับระยะเวลา ให้นับถัดจาก วันที่ กฟภ. รับเรื่องต้นทาง จนถึงวันที่ กฟภ. ได้ส่งพนักงานไปตรวจสอบ ชี้แจงทำความเข้าใจกับผู้ใช้ไฟฟ้า เรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลงชื่อวันเวลาที่พนักงานไปพบได้เป็นหลักฐานในคำร้องของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย

2.3. ให้นับจำนวนเรื่องร้องเรียนตามจำนวนเอกสารร้องเรียน เช่น ปัญหาเดียวกันแต่ร้องเรียนหลายฉบับ ก็ให้นับตามจำนวนเรื่อง (ฉบับ) เอกสารที่ร้องเรียน

คำแนะนำการรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรฐานคุณภาพบริการ

3. มาตรฐานการให้บริการที่การไฟฟ้ารับประกันกับผู้ไฟฟ้าของ กฟภ.
- 3.4 ระยะเวลาการต่อกลับการใช้ไฟฟ้า กรณีผู้ขอใช้ไฟฟ้าถูกงดจ่ายไฟฟ้า ได้ชำระเงินและปฏิบัติตามเงื่อนไขครบถ้วนแล้ว
- 3.4.1 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้ไฟฟ้าขนาดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ ซึ่งอยู่ในเขตเมือง ให้จ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 1 วันทำการ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า วันละ 100 บาท ของระยะเวลาที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 1000 บาท
- 3.4.2 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้ไฟฟ้าขนาดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ ซึ่งอยู่ในเขตชนบท ให้จ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 3 วันทำการ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า วันละ 50 บาท ของระยะเวลาที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 500 บาท
- 3.4.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่ใช้ไฟฟ้าขนาดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ ขึ้นไป ให้จ่ายไฟฟ้าคืนภายใน 2 วันทำการ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลา ให้จ่ายค่าปรับให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า วันละ 100 บาท ของระยะเวลาที่เกินกำหนด แต่ไม่เกิน 1000 บาท

1. จุดมุ่งหมาย

เพื่อรักษามาตรฐานการให้บริการในการจ่ายไฟฟ้าคืน กรณีผู้ขอใช้ไฟฟ้าถูกงดจ่ายไฟฟ้า โดย กฟภ. จะจ่ายค่าปรับ หากไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จ ภายใน 1 หรือ 3 วันทำการ ตามแต่กรณี

2. การจัดการข้อมูล

2.1 กฟภ. จะนับเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้า(หรือผู้รับมอบอำนาจ) ที่มีสิทธิ์ในการลงนามในคำร้อง เป็นลายลักษณ์อักษร เท่านั้น

2.2 การนับระยะเวลาดำเนินการให้นับเป็นวันทำการถัดจากวันที่ชำระเงิน และปฏิบัติตามเงื่อนไขครบถ้วนแล้วจนถึงวันที่ต่อกลับการใช้ไฟฟ้าให้ผู้ไฟฟ้า

2.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกงดการจ่ายไฟฟ้าเกิน 90 วัน ไม่ถือว่าอยู่ในรายงานนี้

2.4 กรณีผู้ใช้ไฟฟ้า ไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไข เช่น ยังมีหนี้สินค่ากระแสไฟฟ้าค้างชำระ หรือภาระผูกพันอื่นๆจะ ไม่นำมานับในรายงานนี้

หมายเหตุ

- 1) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็ก หมายถึง ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ ทั้งรายที่ใช้หม้อแปลงร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ รายที่ติดตั้งหม้อแปลงเฉพาะรายขนาดต่ำกว่า 100 เควีเอ หรือทุกขนาดรวมกันต่ำกว่า 100 เควีเอ
- 2) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ หมายถึง ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ ขึ้นไป ทั้งรายที่ใช้หม้อแปลงร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือรายที่ติดตั้งหม้อแปลงเฉพาะรายขนาดตั้งแต่ 100 เควีเอ หรือทุกขนาด รวมกันตั้งแต่ 100 เควีเอ ขึ้นไป



๒๑ มกราคม 2548

เรื่อง โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2)

เรียน เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

อ้างถึง มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2546

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2)
2. สำเนามติคณะกรรมการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2547

ตามมติคณะรัฐมนตรีที่อ้างถึง ให้ความเห็นชอบแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ.2545 - 2549) ตามมติคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ซึ่งประกอบด้วย 2 แผนงาน 20 โครงการ โดยมีโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2) รวมอยู่ด้วย ดังความละเอียดแจ้งอยู่แล้ว นั้น

กระทรวงมหาดไทย ได้รับรายงานจาก กฟภ. ความว่า ได้ว่าจ้างศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลังจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทำการศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2) และศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษฯ ได้จัดทำรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการดังกล่าวเสร็จเรียบร้อยแล้ว รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟภ. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2547 รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 2 โดยมีสาระสำคัญของโครงการพอสรุปได้ ดังนี้

- | | | |
|-----------------------------|---|---|
| 1) <u>ชื่อโครงการ</u> | : | โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2) |
| 2) <u>ระยะเวลาดำเนินการ</u> | : | ปี 2548 - 2551 |
| 3) <u>หน่วยงานรับผิดชอบ</u> | : | การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค |
| 4) <u>วัตถุประสงค์:</u> | | |

เพื่อเพิ่มความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบส่งและจ่ายไฟฟ้า โดยติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีคุณภาพมาตรฐานสูงขึ้นในพื้นที่ธุรกิจ อุตสาหกรรม นิคมอุตสาหกรรมและพื้นที่สำคัญต่างๆ

5) ขอบเขตของงาน

กิจกรรม	เพื่อแก้ปัญหา
5.1 ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 กิโลโวลท์ (เควี) พร้อมก่อสร้างอุปกรณ์ป้องกัน (Incoming Bay) ต่อจากสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) หรือสถานีไฟฟ้าของ กฟภ.	เพื่อปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Loop Line ให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ 2 ทาง
5.2 ติดตั้ง Compact Circuit Breaker ระบบ 115 เควี ตามจุดที่มีการ Tap-Line	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการตัดจ่ายไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น
5.3 ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Closed Loop	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟให้พื้นที่สำคัญให้เป็น No Outage Zone
5.4 จัดซื้อ Mobile Transformer ระบบ 115-22 เควี	เป็นการสำรองหม้อแปลงไว้ใช้งานในเวลาฉุกเฉิน
5.5 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานไถ ระบบ 230-115 เควี	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้า และลูกค้าในพื้นที่บริการให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น
5.6 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบ ลงดิน (Ground) ของระบบสายส่ง, 115 เควี โดยติดตั้ง External Ground เพิ่มเติม	เพื่อให้ระบบป้องกันฟ้าผ่าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ทำให้ระบบสายส่งมีความมั่นคงและเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น

6. ปริมาณงาน

6.1 ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี Loop Line

พร้อมเพิ่ม Incoming Bay รวมระยะทาง 758 วงจร-กิโลเมตร

6.2 ติดตั้ง Compact Circuit Breaker ระบบ 115 เควี จำนวน 15 แห่ง

6.3 ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Closed Loop	จำนวน	8 แห่ง
---	-------	--------

6.4 จัดซื้อ Mobile Transformer ระบบ 115 – 22 เควี จำนวน 7 ชุด

6.5 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานไถ ระบบ 230 – 115 เควี จำนวน 1 แห่ง

และก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี ระยะทาง 32 วงจร-กิโลเมตร

และ Incoming Bay	จำนวน	2 แห่ง
------------------	-------	--------

6.6 ปรับปรุงระบบ Ground ของสายส่งระบบ 115 เควี

รวมระยะทาง 200 วงจร-กิโลเมตร

7. แผนการดำเนินงาน

- 2546 – 2547 : ศึกษาความเหมาะสมโครงการ, เสนอขออนุมัติโครงการ
 2548 : เตรียมการดำเนินการ เช่น การสำรวจออกแบบ การ
 จัดซื้อและจ้างเหมา การจัดเตรียมเอกสารประกวดราคา
 2549 – 2551 : ดำเนินการก่อสร้าง

8. ค่าใช้จ่ายโครงการ

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	Loop Line with Incoming Bay	Compact Circuit Breaker	Closed Loop	Mobile Transformer	230-115 kV. Switching Station	External Ground	รวม
เงินกู้ในประเทศ/ ระดมทุน	1,684	270	336	110	730	40	3,170
เงินรายได้ กฟภ.	564	90	112	36	243	10	1,055
รวม	2,248	360	448	146	973	50	4,225

9. เงินลงทุน

9.1 แหล่งที่มาของเงินลงทุน

- 1) เงินกู้ในประเทศ/ระดมทุน วงเงิน 3,170 ล้านบาท
 2) เงินรายได้ กฟภ. วงเงิน 1,055 ล้านบาท

9.2 ความต้องการเงินลงทุนรายปี

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	เงินกู้ในประเทศ/ระดมทุน	รายได้ กฟภ.	รวม
2548	310	100	410
2549	1,110	370	1,480
2550	1,425	475	1,900
2551	325	110	435
รวม	3,170	1,055	4,225

10. ผลตอบแทนของโครงการ

อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ 14.02 %
 (Economic Internal Rate of Return : EIRR)

4./ ผลประโยชน์.....

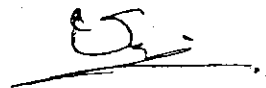
11. ผลประโยชน์ของโครงการ

- 1) สามารถให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหาไฟตกไฟดับ
- 2) เพิ่มคุณภาพในการบริการกระแสไฟฟ้าให้มีความแน่นอน สม่าเสมอมั่นคง น่าเชื่อถือ
- 3) ลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและบำรุงรักษาของระบบไฟฟ้า
- 4) สนับสนุนและส่งเสริมนโยบายการกระจายกิจการอุตสาหกรรมไปสู่ส่วนภูมิภาค ตลอดจนแผนงานและโครงการพัฒนาต่างๆ ของรัฐบาล ในเขตโครงการ ซึ่งจะก่อให้เกิดการจ้างงาน ลดอัตราการอพยพย้ายถิ่นของแรงงานจากต่างจังหวัดเข้าสู่กรุงเทพมหานคร และสร้างความเจริญให้กับส่วนภูมิภาค

กระทรวงมหาดไทยพิจารณาแล้ว เห็นชอบตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเสนอ จึงใคร่ขอให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



(นายชาญชัย สุนทรมัญญ์)
รองปลัดกระทรวง รักษาการแทน
ปลัดกระทรวงมหาดไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองโครงการ

โทร. 0-2590-5716

โทรสาร 0-2589-4859, 0-2589-4850-1

ที่ มท 5311.2/

579



กระทรวงมหาดไทย
ถนนรัชฎาภิเศก กทม.

19 มกราคม 2548

เรื่อง รายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8
ส่วนที่ 2

เรียน เลขาธิการคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

อ้างถึง (1) มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2546

(2) หนังสือสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ที่ นร 1115/3182
ลงวันที่ 28 กรกฎาคม 2547

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า
ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

2. สำเนามติคณะกรรมการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2547

ตามมติคณะรัฐมนตรีที่อ้างถึง 1 เห็นชอบแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วน-
ภูมิภาค (กฟภ.) ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (2545 - 2549) วงเงิน 50,227 ล้านบาท ตามความเห็น
ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) โดยมีโครงการพัฒนา
ระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 (คพล.8) รวมอยู่ด้วย และเมื่อ กฟภ. ศึกษาความเหมาะสม
เสร็จเรียบร้อยแล้วให้นำเสนอรายละเอียดโครงการให้ สศช. พิจารณาตามขั้นตอนต่อไป นั้น

กระทรวงมหาดไทย โดย กฟภ. ได้จัดทำรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ
พัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 1 (คพล.8.1) นำเสนอ สศช. และได้รับความ
เห็นชอบจาก สศช. แล้ว ตามหนังสือที่อ้างถึง 2

ในครั้งนี้ กระทรวงมหาดไทย ได้รับรายงานจาก กฟภ. ว่า ได้จัดทำรายงานการศึกษา
ความเหมาะสมโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 (คพล.8.2) เสร็จ
เรียบร้อยแล้วตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟภ. เมื่อวันที่ 26 ตุลาคม
2547 ตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 2 โดยมีสาระสำคัญของโครงการ พอสรุปได้ ดังนี้

2./ ชื่อโครงการ

1) ชื่อโครงการ : โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8
ส่วนที่ 2

2) ระยะเวลาดำเนินการ : ปี 2548 - 2553

3) วัตถุประสงค์

3.1) เพื่อให้ตามการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

3.2) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

3.3) เพื่อลดปัญหาในการปฏิบัติการ การบำรุงรักษา และหน่วยสูญเสีย
ของระบบไฟฟ้า

4) เป้าหมาย

- ก่อสร้างสายส่ง 115 เควี.

: จำนวนวงจร 21 วงจร

: ระยะทางรวม 645 กม.

- ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

: จำนวนสถานีไฟฟ้า 115-22/33 เควี. 23 แห่ง

: ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 1,175 เอ็มวีเอ.

: ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มจำนวน 6 สถานี 300 เอ็มวีเอ.

5) พื้นที่ดำเนินการ : ในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ดังนี้

รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- สถานีไฟฟ้า 115-22/33 เควี. (แห่ง)	3	8	6	6	23
- สายส่ง 115 เควี. (กม.)	121	310	83	131	645
- ติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพิ่มเติม (แห่ง)	-	3	-	3	6

6) เงินลงทุน (ล้านบาท)

รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- สายส่ง 115 เควี	233.65	1,146.08	361.27	506.49	2,252.49
- สถานีไฟฟ้า 115-22/33 เควี	397.92	989.01	883.28	869.54	3,139.75
รวม	636.57	2,135.09	1,244.55	1,376.03	5,392.24

7) แหล่งเงินลงทุน (ล้านบาท)

รายละเอียด	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้	รวม
- การระดมทุน / เงินกู้ อื่นๆ	179.43	607.95	454.21	494.40	1,735.99
- เงินกู้ในประเทศ/รายได้ กฟภ.	457.14	1,527.14	790.34	881.63	3,656.25
รวม	636.57	2,135.09	1,244.55	1,376.03	5,392.24

8) ผลตอบแทนโครงการ :

อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return :FIRR) ของโครงการ สรุปได้ ดังนี้

ภาค	B/C Ratio ที่ Dis. 4%	NPV ที่ Dis. 4% (ล้านบาท)	FIRR (%)
เหนือ	0.97	-256.45	-0.97
ตะวันออกเฉียงเหนือ	0.98	-660.89	0.84
กลาง	1.01	429.80	6.91
ใต้	0.99	-306.34	2.26
รวม	0.99	-794.35	2.64

9) ผลประโยชน์ของโครงการ :

9.1) เพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

9.2) สามารถให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหาไฟฟ้าตก ไฟฟ้าดับ และหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า

9.3) เพิ่มคุณภาพในการบริการกระแสไฟฟ้าให้มีความมั่นคง และน่าเชื่อถือ

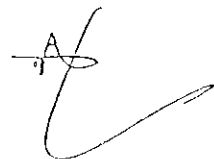
9.4) ลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการ และบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า

9.5) เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ

กระทรวงมหาดไทยพิจารณาแล้ว เห็นชอบตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเสนอ จึงใคร่ขอให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ พิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไปด้วย

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



(นายเสริมศักดิ์ พงษ์พานิช)

ปลัดกระทรวงมหาดไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองโครงการ

โทร. 0-2590-5713

โทรสาร 0-2589-4859, 0-2589-4850-1



สรุปย่อ

โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
ระยะที่ 2

กองโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กันยายน 2547

สรุปสาระสำคัญ

1. ชื่อโครงการ : โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
ระยะที่ 2 (คชฟ.2)
2. ระยะเวลาดำเนินการ : ปี 2548 – 2551
3. หน่วยงานรับผิดชอบ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4. วัตถุประสงค์

เพื่อเพิ่มความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบส่งและจ่ายไฟฟ้า โดยติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีคุณภาพมาตรฐานสูงขึ้นในพื้นที่ธุรกิจ อุตสาหกรรม นิคมอุตสาหกรรมและพื้นที่สำคัญต่าง ๆ

5. หลักการและเหตุผล

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีพื้นที่รับผิดชอบจัดหาและให้บริการพลังงานไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย ซึ่งในปีงบประมาณ 2546 มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 12,377 เมกะวัตต์ หน่วยจำหน่าย 65,497 ล้านหน่วย มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 12.38 ล้านราย โดยจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของ กฟภ. ซึ่งประกอบด้วยระบบสายส่ง 69,115 เควี 6,078 วงจร - กม. ระบบจำหน่าย 22,33 เควี 260,714 วงจร - กม. แต่ระบบสายส่งส่วนใหญ่ยังจ่ายไฟในลักษณะ Radial ถึงแม้ว่าจะมีการก่อสร้าง Loop Line บางส่วน เพื่อใช้ในการเชื่อมโยงเมื่อเกิดปัญหาเกี่ยวกับสายส่งหลักที่จ่ายไฟอยู่ แต่ก็ยังไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟได้อย่างเต็มรูปแบบ

จากค่าเป้าหมายดัชนีความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. (SAIFI และ SAIDI) ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 9 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

หน่วย : ครั้งต่อรายต่อปี

SAIFI	2545	2546	2547	2548	2549
พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม และพื้นที่อุตสาหกรรม	4.19	3.98	3.77	3.56	3.35
พื้นที่เทศบาลนคร และเทศบาลเมืองหรือเทศบาลตำบลที่เป็นพื้นที่ธุรกิจ หรือพื้นที่สำคัญพิเศษ	10.10	9.68	9.25	8.83	8.40
พื้นที่เทศบาลเมือง	12.42	12.14	11.86	11.58	11.30
พื้นที่เทศบาลตำบล	17.89	17.48	17.07	16.66	16.25
พื้นที่ชนบท	17.89	17.48	17.07	16.66	16.25
รวม	17.10	16.70	16.30	15.90	15.50

หน่วย : นาทีต่อรายต่อปี

SAIDI	2545	2546	2547	2548	2549
พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม และพื้นที่อุตสาหกรรม	120.00	110.00	100.00	88.00	77.00
พื้นที่เทศบาลนคร และเทศบาลเมืองหรือเทศบาลตำบลที่เป็นพื้นที่ธุรกิจ หรือพื้นที่สำคัญพิเศษ	528.00	468.00	403.00	340.00	277.00
พื้นที่เทศบาลเมือง	583.00	536.00	489.00	442.00	395.00
พื้นที่เทศบาลตำบล	1050.00	950.00	850.00	750.00	650.00
พื้นที่ชนบท	1050.00	950.00	850.00	750.00	650.00
รวม	960.00	875.00	790.00	705.00	620.00

เพื่อให้สามารถให้บริการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้ได้ค่าเป้าหมายตามแผนที่ได้กำหนดไว้ ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และแผนการลงทุนของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนา ฯ ฉบับที่ 9 นั้น กฟผ. ได้มุ่งเน้นการพัฒนาระบบไฟฟ้า ให้สามารถรองรับความต้องการด้านคุณภาพที่สูงขึ้นของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยปรับปรุงระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมทั้งระบบป้องกัน และควบคุมที่สถานีไฟฟ้า ให้มีความมั่นคงและเชื่อถือได้และรองรับการทำงานการจ่ายไฟฟ้าทั้งแบบ Closed Loop และ Open Loop โดยคำนึงถึงความสอดคล้องกับความต้องการด้านคุณภาพของระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

ดังนั้นเพื่อเพิ่มขีดความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กฟผ. จึงจัดทำโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 (คชฟ.2) ต่อเนื่องจากโครงการในระยะที่ 1 (คชฟ.1) โดยจะติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีคุณภาพมาตรฐานสูงขึ้น ปรับปรุงเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยมุ่งเน้นในเขตพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่อุตสาหกรรม พื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ พื้นที่สำคัญ และพื้นที่พิเศษ

6. ขอบเขตของงาน

กิจกรรม	เพื่อแก้ปัญหา
6.1 ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี พร้อมก่อสร้าง Incoming Bay ต่อจากสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. หรือสถานีไฟฟ้าของ กฟภ.	เพื่อปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Loop Line เพื่อสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ 2 ทาง
6.2 ติดตั้ง Compact Circuit Breaker ระบบ 115 เควี ตามจุดที่มีการ Tap - Line	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการตัด - จ่ายไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าต่าง ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น
6.3 ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Closed Loop	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟให้พื้นที่สำคัญให้เป็น No Outage Zone
6.4 จัดซื้อ Mobile Transformer ระบบ 115-22 เควี	เป็นการสำรองหม้อแปลงไว้ใช้งานในเวลาลูกเงิน
6.5 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานไถ 230-115 เควี	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้า และลูกค้าในพื้นที่บริการ ให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น
6.6 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบ Grounding ของระบบสายส่ง 115 เควี ให้เป็นแบบ External Ground	เพื่อให้ระบบป้องกันฟ้าผ่าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ทำให้ระบบสายส่งมีความมั่นคงและเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น

7. ปริมาณงาน

7.1 ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี.

Loop Line พร้อมเพิ่ม Incoming Bay รวมระยะทาง 758 วงจร-กม.

7.2 ติดตั้ง Compact Circuit Breaker ระบบ 115 เควี จำนวน 15 แห่ง

7.3 ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Closed Loop จำนวน 8 แห่ง

7.4 จัดซื้อ Mobile Transformer ระบบ 115-22 เควี จำนวน 7 ชุด

7.5 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานไถ

ระบบ 230-115 เควี จำนวน 1 แห่ง

และก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี ระยะทาง 32 วงจร-กม.

และ Incoming Bay จำนวน 2 แห่ง

7.6 ปรับปรุงระบบ Grounding

ระบบ 115 เควี รวมระยะทาง 800 วงจร-กม.

8. แผนการดำเนินงาน

2546-2547: ศึกษาความเหมาะสมโครงการ, เสนอขออนุมัติโครงการ

2548 : เตรียมการดำเนินการ เช่น การสำรวจออกแบบ การจัดซื้อและจ้างเหมา
การจัดเตรียมเอกสารประกวดราคา

2549-2551 : ดำเนินการก่อสร้าง

9. ค่าใช้จ่ายโครงการ

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	Loop Line with Incoming Bay (7.1)	Compact C.B (7.2)	Closed Loop (7.3)	Mobile Trans (7.4)	230 -115 kV SW Station (7.5)	External Ground (7.6)	รวม
เงินกู้ในประเทศ/ ระดมทุน	1,684	270	336	110	730	40	3,170
เงินรายได้ กฟภ.	564	90	112	36	243	10	1,055
รวม	2,248	360	448	146	973	50	4,225

10. เงินลงทุน

10.1 แหล่งที่มาของเงินทุน

1) เงินกู้ในประเทศ/ระดมทุน	วงเงิน	3,170	ล้านบาท
2) เงินรายได้ กฟภ.	วงเงิน	1,055	ล้านบาท

10.2 ความต้องการเงินลงทุนรายปี

หน่วย : ล้านบาท

ปีงบประมาณ	เงินกู้ในประเทศ/ระดมทุน	รายได้ กฟภ.	รวม
2548	310	100	410
2549	1,110	370	1,480
2550	1,425	475	1,900
2551	325	110	435
รวม	3,170	1,055	4,225

11. ตอบแทนของโครงการ

อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) : 14.02%

12. ผลประโยชน์ของโครงการ

- 1) สามารถให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหา ไฟตก ไฟดับ
- 2) เพิ่มคุณภาพในการบริการกระแสไฟฟ้า ให้มีความแน่นอน สม่าเสมอมั่นคง น่าเชื่อถือ
- 3) ลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและบำรุงรักษาของระบบไฟฟ้า
- 4) สนับสนุนและส่งเสริมนโยบายการกระจายกิจการอุตสาหกรรมไปสู่ส่วนภูมิภาค ตลอดจนแผนงานและโครงการพัฒนาต่างๆ ของรัฐบาล ในเขตโครงการ ซึ่งจะก่อให้เกิดการจ้างงานลดอัตราการอพยพย้ายถิ่นของแรงงานจากต่างจังหวัดเข้าสู่ กรุงเทพมหานคร และสร้างความเจริญให้กับส่วนภูมิภาค

13. การศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม

เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ โดยการซื้อจากเจ้าของที่ดินบริเวณที่มีความเหมาะสม ส่วนการก่อสร้างระบบสายส่ง 115 เควี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการก่อสร้างไปตามแนวเขตถนน โดยจะไม่รุกล้ำเข้าไปในพื้นที่ ป่าสงวนหรือพื้นที่ป่าอุดมสมบูรณ์ รวมทั้งพื้นที่เกษตรกรรมที่สำคัญ

ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า การดำเนินการตามโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 2 นั้น จะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาก

14. การบริหารโครงการ

14.1 การจัดโครงสร้างองค์กรในการบริหารโครงการ

กฟภ. จะเป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินการตามโครงการทั้งหมด โดยจะตั้งสำนักงานโครงการขึ้น ประกอบด้วยผู้อำนวยการโครงการ และวิศวกรประจำโครงการ ซึ่งมีประสบการณ์ในการดำเนินการโครงการของ กฟภ. ต่างๆ มาแล้ว

สำนักงานโครงการจะดำเนินการประสานกับฝ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง คือ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบ ฝ่ายพัฒนาระบบไฟฟ้า ฝ่ายอุปกรณ์ป้องกันและหม้อแปลง ฝ่ายจัดหา ฝ่ายก่อสร้าง ฝ่ายบริการ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า ฝ่ายวิศวกรรม ฝ่ายโยธาและสถาปัตย์ ฝ่ายเศรษฐกิจและงบประมาณ ฝ่ายบัญชี และฝ่ายการเงิน ตลอดจนการไฟฟ้าเขตและการไฟฟ้าจังหวัด เพื่อการออกแบบกำหนดรายละเอียดเพื่อการจัดซื้อ การจ้างเหมา และการควบคุมการก่อสร้าง

การออกแบบรายละเอียดสายส่งและสถานีไฟฟ้า จะเป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ. โดยฝ่ายที่เกี่ยวข้องในสำนักงานโครงการ จะเป็นผู้พิจารณาปรับปรุงมาตรฐานเดิมให้มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้งานต่อไป

14.2 การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ

วัสดุอุปกรณ์ที่ต้องการจัดซื้อ รวมทั้งการจ้างเหมาดำเนินการในงานบางลักษณะ จะพิจารณาดำเนินการตามข้อบังคับว่าด้วยการจัดซื้อและการจ้างเหมาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ/หรือ ตามเงื่อนไขของสถาบันเงินกู้ โดยวัสดุอุปกรณ์บางรายการ เช่น อลูมิเนียมอินกอท คาดว่า จะจัดซื้อจากต่างประเทศ และนำมาจ้างรีดในประเทศไทย

สำนักงานโครงการจะเป็นผู้จัดเตรียมรายละเอียดทางเทคนิค ของเอกสารประกวดราคา ตลอดจนทำการประเมินรายละเอียดต่างๆ ของผู้เสนอราคาทั้งทางด้านเทคนิคและการเงิน

14.3 การก่อสร้าง

งานก่อสร้างสายส่ง 115 เควี และสถานีไฟฟ้า ส่วนใหญ่จะจ้างเหมาเอกชนดำเนินการ หรืออาจจะดำเนินการจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (Turnkey) ทั้งหมด โดยมีวิศวกรและเจ้าหน้าที่จากสำนักงานโครงการทำหน้าที่ควบคุมการดำเนินการอย่างใกล้ชิด

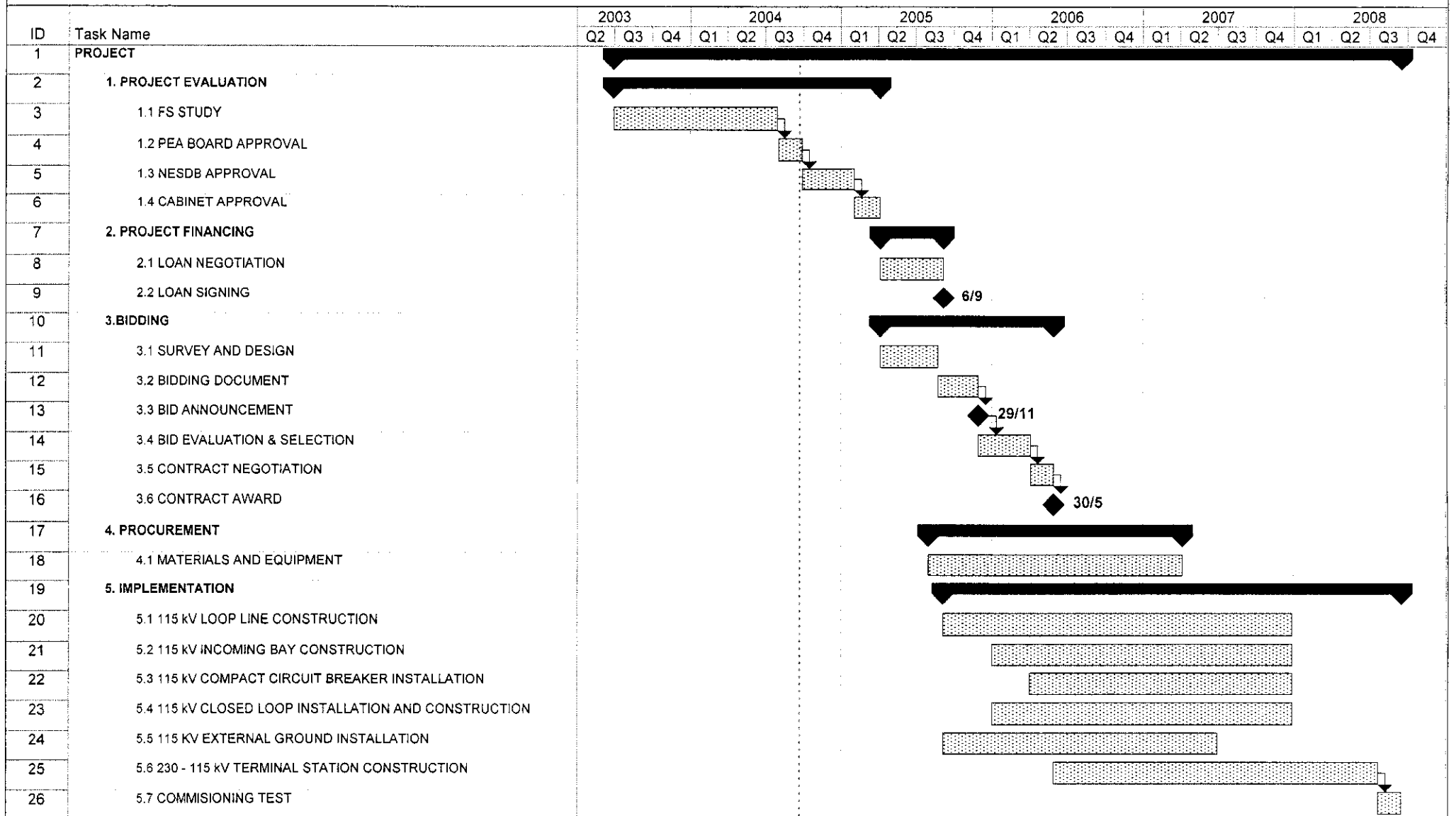
14.4 การติดตามและประเมินผลโครงการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะติดตามและประเมินผลโครงการตลอดช่วงเวลาของการดำเนินโครงการ โดยสำนักงานโครงการจะจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าทุกระยะ 3 เดือน ส่งให้ผู้บริหารระดับสูงของ กฟผ. สถาบันที่ให้เงินกู้ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานงบประมาณ กระทรวงมหาดไทย และสำนักงานเศรษฐกิจการคลังกระทรวงการคลัง

รายงานผลความก้าวหน้าจะประกอบด้วย สถานะการจัดซื้อ การทำสัญญาซื้อขาย การเบิกจ่ายเงินกู้ ความก้าวหน้าของงานก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายต่างๆ และปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการต่างๆ

ในระหว่างการดำเนินงานโครงการ กฟผ. จะติดตามและตรวจสอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริง กับที่ได้คาดคะเนไว้ตอนเริ่มจัดทำโครงการตลอดเวลาเพื่อปรับแผนดำเนินการ เช่น การออกแบบ การกำหนดแผนการก่อสร้าง การจัดซื้อวัสดุอุปกรณ์ เป็นต้น ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้การดำเนินงานของโครงการบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้

DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY IMPROVEMENT PROJECT 2nd STAGE IMPLEMENTATION SCHEDULE



Project: DRI 2 PROJECT
Date: Tue 21/9/04

Task



Split



Milestone



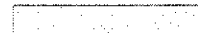
Summary



Project Summary



External Tasks



External Milestone



Deadline



ตารางที่ 1 สรุปผลการวิเคราะห์การก่อสร้าง Loop Line ที่มี EIRR $\geq 3\%$

ภาค	ลำดับที่	สถานที่เชื่อมโยง Loop Line		ความยาว Loop Line (วงจร - กม.)	เงินลงทุนรวม (บาท)	EIRR (%)
เหนือ	1	สถานีไฟฟ้าสวรรคโลก (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าพิชัย (กฟภ.)	34	82,937,120.00	14.16
ตะวันออกเฉียงเหนือ	2	สถานีไฟฟ้าบ้านผือ (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าศรีเชียงใหม่ (กฟภ.)	37.5	89,977,370.00	7.42
	3	สถานีไฟฟ้าลำปาง (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าขุนยี่ (กฟภ.)	53	121,155,620.00	5.61
	4	สถานีไฟฟ้าราชันย์ (กฟภ.)	Tap Line ระหว่างสถานีไฟฟ้าศรีสะเกษ (กฟผ.) และลำปาง (กฟภ.)	16	39,457,060.00	8.62
	5	สถานีไฟฟ้าครบุรี (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าหนองกี่ (กฟภ.)	60	135,236,120.00	3.76
	6	สถานีไฟฟ้านางรอง (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าหนองกี่ (กฟภ.)	45	105,063,620.00	
กลาง	7	สถานีไฟฟ้าสองพี่น้อง (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าลาดบัวหลวง (กฟภ.)	26.25	80,969,382.50	12.37
	8	สถานีไฟฟ้าลาดบัวหลวง (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าบางปลาหมอ (กฟภ.)	25.25	78,438,972.50	
	9	สถานีไฟฟ้าตราด (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าแหลมงอบ (กฟภ.)	29.5	89,193,215.00	6.73
	10	สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าสระแก้ว (กฟภ.)	36.8	107,665,208.00	4.10
	11	สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ (กฟภ.)	64.6	178,010,606.00	
	12	สถานีไฟฟ้าพนมทวน (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าอุทอง (กฟภ.)	31.5	94,254,035.00	8.73
	13	สถานีไฟฟ้ากาญจนบุรี (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าบ่อพลอย (กฟภ.)	45	128,414,570.00	
	14	สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าด่านช้าง (กฟภ.)	44.7	127,655,447.00	23.96
	15	สถานีไฟฟ้านครชัยศรี 2 (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าพุทธมณฑล (กฟภ.)	17.5	58,828,295.00	19.82
	16	สถานีไฟฟ้าพญาเหนือ (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าเขาไม้แก้ว (กฟภ.)	23.8	74,769,878.00	9.59
	17	สถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2 (กฟภ.)	Tap Line สฟ. บางปะอิน 1 (กฟผ.)	3.5	16,129,495.00	17.10
	18	สถานีไฟฟ้านครนายก 2 (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าวิหารแดง (กฟภ.)	23.5	66,737,695.00	11.75
	19	สถานีไฟฟ้าแก่ง (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าหนองใหญ่ (กฟภ.)	35	103,110,470.00	3.30
	20	สถานีไฟฟ้าบางปะหัน (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 (กฟภ.)	13	40,168,390.00	11.25
	21	สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ (กฟภ.)	Tap-Line สถานีไฟฟ้าคลองขวาง (กฟภ.)	35	95,837,410.00	22.81
	22	Tap-Line สถานีไฟฟ้าพนมสารคาม (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้าพนมสารคาม (กฟภ.)	3	14,864,290.00	16.15
ใต้	23	สถานีไฟฟ้าระอ่า (กฟผ.)	สถานีไฟฟ้าระอ่า 2 (กฟภ.)	13	47,441,450.00	5.85
	24	สถานีไฟฟ้าอ่าวลึก (กฟภ.)	สถานีไฟฟ้ากระบี่ 2 (กฟภ.)	42	99,029,120.00	4.29
		รวม		758.4	2,075,344,839	10.19

ตารางที่ 2 สรุปผลวิเคราะห์การก่อสร้าง Compact Circuit Breaker ที่มี EIRR $\geq$ 3%

ภาค	ลำดับที่	ชื่อสถานไฟฟ้า	เงินลงทุน(บาท)	EIRR (%)
เหนือ	1	สถานไฟฟ้าจอมทอง	22,345,780.00	51.26
	2	สถานไฟฟ้าเชียงใหม่ 3	22,345,780.00	36.78
	3	สถานไฟฟ้าพิษณุโลก 2	22,345,780.00	57.82
	4	สถานไฟฟ้านครสวรรค์	22,345,780.00	13.56
	5	สถานไฟฟ้ามโนรมย์	22,345,780.00	13.31
	6	สถานไฟฟ้าลพบุรี	22,345,780.00	10.77
ตะวันออกเฉียงเหนือ	7	สถานไฟฟ้าอุดรธานี 2	22,345,780.00	28.90
	8	สถานไฟฟ้าพังโคน	22,345,780.00	22.48
	9	สถานไฟฟ้าอุบลราชธานี 2	22,345,780.00	28.38
	10	สถานไฟฟ้าพยุหะภูมิสัย	22,345,780.00	44.62
	11	สถานไฟฟ้าชัยภูมิ	22,345,780.00	10.32
	12	สถานไฟฟ้านครราชสีมา 2	22,345,780.00	18.94
กลาง	13	สถานไฟฟ้าตราด (กฟผ.)	22,345,780.00	60.35
ใต้	14	สถานไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี	22,345,780.00	13.83
	15	สถานไฟฟ้านครศรีธรรมราช	22,345,780.00	28.88
รวม			335,186,700	29.73

ตารางที่ 3 สรุปผลวิเคราะห์การปรับปรุงวงจรระบบส่ง 115 kV เป็นแบบ Closed Loop

ที่มี $EIRR \geq 5\%$

ที่	Close Loop Circuits		เงินลงทุน	EIRR
	ช่วงสถานีไฟฟ้า	เขต	(บาท)	(%)
1	ปราจีนบุรี 2 - นนทบุรี - กบินทร์บุรี - สระแก้ว - ปราจีนบุรี 2	ก.1	241,619,668.40	11.45%
2	คลองใหม่ - บางปะกง 3 - บางปะกง 2- ชลบุรี 2 - พนัสนิคม - คลองใหม่	ก.2	39,016,830.00	24.42%
3	บ่อวิน 1 - ปลวกแดง 1 - ปลวกแดง 2 - บ่อวิน 2 - บ่อวิน 1	ก.2	16,508,080.00	15.02%
4	หาดใหญ่ 2 - หาดใหญ่ 4- หาดใหญ่ 3- ชลุง- หาดใหญ่ 2	ต.3	27,107,870.00	28.14%
5	ราชบุรี 2 - โพธาราม - ดำเนินสะดวก - ปากท่อ - ราชบุรี 2	ต.1	22,439,720.00	56.57%
6	บางปะอิน 2 - จั๊กน้อย - ไชยชนะ - สฟ. ของ SPP	ก.1	10,562,420.00	30.55%
7	ระยอง 2 - หนองละลอก - มาบข่า - ระยอง 2	ก.2	17,528,530.00	48.94%
8	พิษณุโลก 2- พิษณุโลก 3 – วังทอง – พิษณุโลก 2	น.2	31,867,890.00	6.31%
รวม			406,651,008.40	18.89



รายงานฉบับสมบูรณ์

ตารางที่ 4 สรุปผลการวิเคราะห์ โครงการศึกษาความเหมาะสมของโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 2 กฟภ.

ลำดับ ที่	กิจกรรม	สรุปรายละเอียด	เงินลงทุน (ล้านบาท)		หมายเหตุ
			Economic Cost	Financial Cost	
1	การก่อสร้าง Loop Line	ปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบ Loop Line เพื่อสามารถรับไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหรือสถานีไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 2 แหล่งจ่ายขึ้นไป ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบจ่ายไฟฟ้า กฟภ. ดีขึ้นซึ่งจาก ผลการวิเคราะห์ทั้ง 55 แห่ง จำนวน 91 สถานีไฟฟ้า พบว่ามีผลตอบแทนการลงทุน (EIRR) สูงกว่า 3% รวมทั้งสิ้น 20 แห่ง	2,075.3	2,248.2	
2	การติดตั้ง Compact Breaker	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการตัดจ่ายไฟฟ้า ให้สถานีไฟฟ้าต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยที่ช่วยจำกัดพื้นที่ไฟฟ้าดับในกรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้า จากผลการวิเคราะห์โครงการที่ กฟภ. มีแผนจะติดตั้ง Compact Breaker ทั้ง 15 แห่ง พบว่าทุกแห่งมีผลตอบแทนการลงทุน (EIRR) สูงกว่า 3% โดยการติดตั้ง Compact Breaker ที่มีผลตอบแทนการลงทุนต่ำสุด (10.32%) ที่ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ	335.2	359.3	
3	การปรับปรุงระบบส่ง 115 kV เป็นแบบ Closed Loop Circuit	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่ง 115 kV ที่แต่เดิมมีการทำงานแบบ Open Loop ให้เป็นแบบ Close Loop ส่งผลให้ระบบมีความเชื่อถือได้ดีขึ้นจำนวนครั้งและระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับจะลดลงซึ่ง จากผลการวิเคราะห์ 9 แห่ง พบว่ามีอยู่ 8 แห่งที่มีผลตอบแทนการลงทุน (EIRR) สูงกว่า 3%	406.7	448.3	
4	การสำรองหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	เป็นการสำรองหม้อแปลงชนิดเคลื่อนย้ายได้ (Mobile Transformer) ไว้ในพื้นที่ศูนย์กลางซึ่งสะดวกในการนำออกไปใช้เปลี่ยนแทนหม้อแปลงไฟฟ้าที่เกิดความเสียหายจะช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ โดยเฉพาะลูกค้ารายใหญ่ลงได้ ผลการวิเคราะห์พบว่า กฟภ. ควรมีการเตรียมหม้อแปลงฯ ดังกล่าวสำรองไว้ที่การไฟฟ้าภาคกลาง เขต 1, 2, 3 จำนวน 3, 3 และ 1 เครื่อง ตามลำดับ	136.6	146.2	



รายงานฉบับสมบูรณ์

ตารางที่ 4 สรุปผลการวิเคราะห์ โครงการศึกษาความเหมาะสมของโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าระยะที่ 2 กฟภ. (ต่อ)

ลำดับ ที่	กิจกรรม	สรุปรายละเอียด	เงินลงทุน (ล้านบาท)		หมายเหตุ
			Economic Cost	Financial Cost	
5	การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าลานโกระบบ 230-115 kV	เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่นิคมฯ นวนคร ซึ่งจะ ช่วยลดระยะทางการส่งไฟฟ้าลง ส่งผลให้เกิดไฟฟ้าขัดข้องของสายส่ง ลดลง รวมทั้งช่วยลดต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งผลการวิเคราะห์ พบว่ามีผลตอบแทนการลงทุน (EIRR) ประมาณ 14.81%	900.2	973.2	• คิดที่อัตราเงินเฟ้อ 3%
6	การปรับปรุงระบบต่อลงดินของสายส่งระบบ 115 kV	เพื่อให้ระบบป้องกันฟ้าผ่าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ทำให้ สายส่งระบบ 115 kV ในพื้นที่ที่มีฟ้าผ่าบ่อยครั้งและมีค่าความต้านทาน ดินสูง ระยะทางประมาณ 800 วงจร-กม. มีความมั่นคง และความเชื่อ ถือได้มากยิ่งขึ้น ลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ	-	50.00	• ไม่ได้วิเคราะห์ EIRR เนื่องจากปัจจุบัน ยังไม่มีการศึกษาอัตราความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้าตก หรือไฟฟ้ากระพริบ
รวม			3,854.00	4,225.20	