

แผนปฏิบัติการประจำปี 2566 กฟส.น่ายิน

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
1	1.แผนงานมุ่งเน้นรักษาสภาพคล่องกระแสเงินสด	1.1 การเร่งรัดจัดเก็บเงินค่าไฟฟ้า ปี 2566 ตามค่าเกณฑ์วัดของ กรด. (เป้าหมายลูกหนี้รวมทุกประเภท) หนี้ค้างชำระต่อรายได้ตามสัดส่วนของแต่ละหน่วยงาน (%) โดยใช้ T-code ZCANR041	งานตามนโยบาย	90.45	%
2	1.แผนงานมุ่งเน้นรักษาสภาพคล่องกระแสเงินสด	1.2 เป้าหมายการเร่งรัดจัดเก็บเงินค่าไฟฟ้า ปี 2566 ตามค่าเกณฑ์วัดของ กรด. (เป้าหมายลูกหนี้รวมทุกประเภท) ระยะเวลาจัดเก็บเงิน (วัน) โดยใช้ T-code ZCANR041	งานตามนโยบาย	ไม่เกิน 27 วัน	วัน
3	1.แผนงานมุ่งเน้นรักษาสภาพคล่องกระแสเงินสด	1.3 ตรวจสอบการทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟรายใหญ่ทุกรายให้เป็นไปตามระเบียบที่ กฟผ. กำหนด	งานตามนโยบาย	100 %	%
4	1.แผนงานมุ่งเน้นรักษาสภาพคล่องกระแสเงินสด	1.4 ตรวจสอบการวางหลักทรัพย์ค้ำประกันของผู้ใช้ไฟรายใหญ่ทุกรายให้เป็นไปตามระเบียบที่ กฟผ. กำหนด	งานตามนโยบาย	100%	%
5	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.1 การปิดงานก่อสร้าง (สถานะ CLSD F4 และ CLSD E2 (ยกเล็กงาน)) ก่อนปี 2566งบ (C) ไม่น้อยกว่า 95 % (ไม่รวมที่ดินจัดสรร) (จำนวนงาน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 95 %	งาน
6	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.2 การปิดมูลค่างานก่อสร้าง งบผู้ใช้ไฟ (C) ก่อนปี 2566 ไม่น้อยกว่า 70%(ไม่รวมที่ดินจัดสรร และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนเงิน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 70%	ล้านบาท
7	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.3 การปิดงานก่อสร้าง งบผู้ใช้ไฟ (C) (สถานะ CLSD F4 และ CLSD E2 (ยกเล็กงาน)) ปี 2566 ไม่น้อยกว่า 30% (ไม่รวมที่ดินจัดสรร และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนงาน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 30 %	งาน
8	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.4 การปิดมูลค่างานก่อสร้าง งบผู้ใช้ไฟ (C) ปี 2566 ไม่น้อยกว่า 45% (ไม่รวมที่ดินจัดสรร และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนเงิน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 45%	ล้านบาท
9	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.5 การปิดงานก่อสร้าง งบลงทุน,งบโครงการ (I,P)(สถานะ CLSD F4 และ CLSD E2 (ยกเล็กงาน)) ก่อนปี 2566 ไม่น้อยกว่า 60 % (ไม่รวม งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า งานเคเบิลใต้ดิน งานก่อสร้าง ระบบสื่อสารและสายสัญญาณ และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนงาน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 60 %	งาน

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
10	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.6 การปิดมูลค่างานก่อสร้าง งบลงทุน,งบโครงการ (I,P) ก่อนปี 2566 ไม่น้อยกว่า 50% (ไม่รวม งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า งานเคเบิลใต้ดิน งานก่อสร้างระบบสื่อสารและสายสัญญาณ และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนเงิน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 50%	ล้านบาท
11	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.7 การปิดงานก่อสร้าง งบลงทุน,งบโครงการ (I,P) (สถานะ CLSD F4 และ CLSD E2 (ยกเลิกงาน))ปี 2566 ไม่น้อยกว่า 30 % (ไม่รวม และงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า งานเคเบิลใต้ดินงานก่อสร้างระบบสื่อสารและสายสัญญาณ และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนงาน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 30%	งาน
12	2. แผนงานการเพิ่มประสิทธิภาพบริหารจัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์สูงสุด	2.8 การปิดมูลค่างานก่อสร้าง งบลงทุน,งบโครงการ (I,P) ปี 2566 ไม่น้อยกว่า 30% (ไม่รวม งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า งานเคเบิลใต้ดิน งานก่อสร้างระบบสื่อสารและสายสัญญาณ และงานที่สำนักงานใหญ่เป็นผู้รับผิดชอบ) (จำนวนเงิน)	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 30%	ล้านบาท
13	3. แผนงานเพิ่มสภาพคล่องทางการเงิน	3.1 การประมวลผลบิลค่าไฟฟ้าให้แล้วเสร็จ 100% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดของแต่ละ กฟฟ.ก่อนปิดบัญชี (ยกเว้นกลุ่มไฟสาธารณะ และไฟทางหลวง)	งานตามนโยบาย	100%	ราย
14	4. แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า	4.1 แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า ด้านการดับไฟฟ้าตามแผน 4.1.1 แจ้งแผนดับไฟล่วงหน้าให้กับลูกค้าผ่านช่องทางต่างๆ ของ PEA เช่น PEA Website, PEA Smart Plus, Line Group เป็นต้น ทุกครั้งที่มีการดับไฟฟ้า (เฉพาะงานก่อสร้าง/ปรับปรุง/บำรุงรักษาระบบไฟฟ้า)	งานตามนโยบาย	100% ของแผนดับไฟฟ้า	งาน
15	4. แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า	4.1 แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า ด้านการดับไฟฟ้าตามแผน 4.1.2 ดำเนินการจ่ายกระแสไฟฟ้าคืนตามแผนการดับไฟฟ้าหรือล่าช้ากว่าแผนไม่เกิน 1 ชั่วโมง	งานตามนโยบาย	90 %ของแผนดับไฟ	งาน
16	4. แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า	4.2 แผนงานตอบสนองความต้องการ/ความคาดหวังของลูกค้า ด้านการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง 4.2.1 ดำเนินการสร้างเหตุการณ์และปรับปรุงประมาณการ/เวลาจ่ายไฟกลับคืนในระบบ OMS ในเชิง Real Time (ETR) ภายใน 1 ชั่วโมงเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ	งานตามนโยบาย	ไม่น้อยกว่า 60% ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ	งาน
17	5. แผนงานปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ	5.1 ตรวจสอบและวิเคราะห์การจ่ายไฟของระบบจำหน่ายแรงต่ำและหม้อแปลงโดยการใช้ข้อมูลจาก OPISA สถานะ ณ 31 ธันวาคม 2565	งานตามนโยบาย	924	เครื่อง

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
18	5. แผนงานปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ	5.2 นำข้อมูลการวิเคราะห์ด้วย OPSA ในปี 2565 มาจัดทำแผนงานการปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำจัดลำดับความสำคัญของแผนงานปรับปรุงฯ จัดทำงบประมาณ, แผนความต้องการพัสดุ และแผนงานก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ โดยพิจารณาหม้อแปลงที่เกิดปัญหา หม้อแปลงแรงดันตกหรือ Loading มากกว่า 100%	งานตามนโยบาย	3	เครื่อง
19	5. แผนงานปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ	5.3 ดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำที่พบปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกน้อยกว่า 200 Vหรือโหลดหม้อแปลงเกินพิกัด 100% ให้แล้วเสร็จอย่างน้อย 95% ของหม้อแปลงที่ตรวจพบภายในเดือน ธ.ค.2566 (หมายเลขงาน WBS ที่มีสถานะ D1 หรือหมายเลขใบสั่ง PM2 ที่มีสถานะ TECO	งานตามนโยบาย	3	เครื่อง
20	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.1 การปรับปรุงข้อมูลงานก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนปี 2566 (เป้าหมายจำนวนงาน ธ.ค. 2565 สถานะ F4) ให้ตรงกันใน 2 ระบบ (GIS เฟส 3 กับ SAP (PS)) ทุกงบ ทุกโครงการ ข้อมูลของ GIS เฟส 3 เมื่อเปรียบเทียบกับ SAP (PS) เป้า 100%	งานตามนโยบาย	100 %	งาน
21	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.2 การปรับปรุงข้อมูลงานก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าปี 2566 (เป้าหมายจำนวนงาน ธ.ค. 2566 สถานะ F4) ให้ตรงกันใน 2 ระบบ (GIS เฟส 3 กับ SAP (PS)) ทุกงบ ทุกโครงการ ข้อมูลของ GIS เฟส 3 เมื่อเปรียบเทียบกับ SAP (PS) เป้า 80%	งานตามนโยบาย	80 %	งาน
22	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.3 ปรับปรุงพิกัดมิเตอร์ในระบบ GIS ให้ตรงกันกับข้อมูลพิกัดมิเตอร์จากระบบจดหน่วยที่มีพิกัดมีค่าคลาดเคลื่อนไม่เกิน 10 เมตรต่อเนื่อง 4 เดือน (เป้าหมายจากรายงานเทียบพิกัดจดหน่วยตำแหน่งเดียวกัน) ทุกกฟฟ.ชั้น 1-3, กฟส., กฟย. เป้า 90%	งานตามนโยบาย	90 %	งาน
23	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.4 วิเคราะห์โหลดแรงต่ำ หม้อแปลง กฟภ. ทุกเครื่อง ด้วย OPSA เป้า 100% (ภายใน 15 ธ.ค. 2566)	งานตามนโยบาย	924	เครื่อง
24	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.5 Cleansing GIS Data ข้อมูลหม้อแปลงแรงต่ำที่ดำเนินการในปี 2566 (run ข้อมูลจากปี 2565)ใน GIS ให้ได้ ร้อยละ 100 ภายในไตรมาส 3 (หมายเหตุ : หม้อแปลงแรงดันตก, Overload,)	งานตามนโยบาย	100	%

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
25	6. แผนงานการปรับปรุงข้อมูลในระบบ GIS	6.6 ตรวจสอบและแก้ไขข้อมูล GIS ของหม้อแปลงที่ OPISA มีผลการรันผิดปกติ ได้แก่ แรงดันต่ำสุดน้อยกว่า 170 V, %Loading หม้อแปลงมากกว่า 150%, %Unbalance มากกว่า 100%,กรณีอื่นๆ ตามดุลพินิจของแต่ละเขต	งานตามนโยบาย	2	เครื่อง
26	7. แผนงานก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่าย (แรงสูง-แรงต่ำ)	7.1 ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงสูง (งบ I,P)	งานตามนโยบาย	10	วงจร-กม.
27	7. แผนงานก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่าย (แรงสูง-แรงต่ำ)	7.2 ก่อสร้าง/ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ (งบ I,P)	งานตามนโยบาย	8	วงจร-กม.
28	1. แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	1.1 การจดหน่วย/แจ้งค่าไฟฟ้า (ตอบสนองความต้องการเสี่ยงของลูกค้า) 1.1.1 จัดประชุมร่วมกับตัวแทนจดหน่วย (Out Source) แบบออนไลน์ เพื่อวิเคราะห์หาแนวทาง แก้ไขปัญหาการจดหน่วยไม่ถูกต้อง และสรุปแนวทาง เพื่อแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการต่อไป	customer	1	ครั้ง
29	1. แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	1.1 การจดหน่วย/แจ้งค่าไฟฟ้า (ตอบสนองความต้องการเสี่ยงของลูกค้า) 1.1.2 จัดประชุมร่วมกับพนักงานตรวจสอบหน่วยผู้ใช้ไฟรายใหญ่ และผู้ใช้ไฟรายย่อย แบบออนไลน์ เพื่อวิเคราะห์หาแนวทาง แก้ไขปัญหาการตรวจสอบหน่วยผู้ใช้ไฟรายใหญ่ และผู้ใช้ไฟรายย่อย ไม่ถูกต้อง และสรุปแนวทาง เพื่อแจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการต่อไป	customer	1	ครั้ง
30	1. แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	1.2 การงดจ่ายไฟ/ต่อกลับมิเตอร์ (ตอบสนองความต้องการเสี่ยงของลูกค้า) 1.2.1 จัดประชุมกับตัวแทนส่งหนังสือแจ้งเตือนค่าไฟฟ้า (INSx) และงดจ่ายไฟ (DMSx) แบบออนไลน์ เพื่อวิเคราะห์หาแนวทาง แก้ไขวิธีการส่งหนังสือแจ้งเตือนค่าไฟฟ้า (INSx) และวิธีปฏิบัติการงดจ่ายไฟ (DMSx) ที่ไม่ถูกต้อง และสรุปแนวทาง เพื่อแจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการต่อไป	customer	1	ครั้ง
31	1. แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	1.3 การแนะนำ/ให้คำปรึกษาลูกค้าในด้านระบบไฟฟ้า และการอนุรักษ์พลังงาน (ตอบสนองความต้องการเสี่ยงของลูกค้า) 1.3.1 ให้มีการประชาสัมพันธ์ การประหยัดพลังงาน จากการติดตั้ง Solar Roof Top ในรูปแบบโปสเตอร์ หรือแผ่นพับ ให้ผู้ใช้ไฟที่มาติดต่อที่สนง.ทราบ และเชิญชวนให้ใช้บริการติดตั้ง จาก กฟภ.	customer	1	กฟภ.

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
32	2. แผนงานนำเสนอการขายงานธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (ลูกค้ารายใหม่) การต่อยอด (Up selling) และการซื้อต่อเนื่อง (Cross selling) แก่ลูกค้ารายสำคัญ ไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ของ จำนวนลูกค้ารายสำคัญ กลุ่มเป้าหมาย และ ไม่น้อยกว่า 30 ราย ต่อ กฟข.	2.1 เข้าเยี่ยมเยือนลูกค้ารายสำคัญ ทุกราย ที่มีในระบบ CRM Plus เพื่อนำเสนอบริการธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	customer	10	ราย
33	2. แผนงานนำเสนอการขายงานธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (ลูกค้ารายใหม่) การต่อยอด (Up selling) และการซื้อต่อเนื่อง (Cross selling) แก่ลูกค้ารายสำคัญ ไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ของ จำนวนลูกค้ารายสำคัญ กลุ่มเป้าหมาย และ ไม่น้อยกว่า 30 ราย ต่อ กฟข.	2.2 จำนวนลูกค้ารายสำคัญที่เข้าพบ ยินดีใช้บริการธุรกิจเกี่ยวเนื่อง ไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ของจำนวนตามข้อ 2.1	customer	1	ราย
34	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.1.1 กิจกรรมป้องกันไฟดับจากสัตว์ 1.1.1.1 จัดทำแผนงานขออนุมัติติดตั้ง Animal Barrier ที่จุดติดตั้งฟิวส์แรงสูงป้องกันไลน์แยก , Disconnecting Switch ภายในไตรมาส 1	I1 OM1(SAIFI/DI)	6	จุด
35	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.1.1.2 ดำเนินการติดตั้ง Animal Barrier (ตามข้อ 1.1.1.1) ให้แล้วเสร็จในไตรมาส 4 เป้า 100%	I1 OM1(SAIFI/DI)	6	จุด
36	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.1.2 กิจกรรมปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ชำรุดเสื่อมสภาพ 1.1.2.1 สำรวจระบบไฟฟ้า วงจรที่ชำรุดเสื่อมสภาพจำนวนมาก ตามแผนงาน เปลี่ยนทดแทนฯ (MS.2000) อย่างน้อย กฟฟ.ชั้น 1-3 แห่งละ 2 งาน และ กฟส. แห่งละ 1 งาน ภายในไตรมาส 1	I1 OM1(SAIFI/DI)	1	งาน
37	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.1.2.2 ดำเนินการปรับปรุง วงจรที่ชำรุดเสื่อมสภาพจำนวนมาก ตามแผนงานเปลี่ยนทดแทนฯ (MS.2000) ตามข้อ 1.1.2.1 ภายในไตรมาส 4	I1 OM1(SAIFI/DI)	1	งาน

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
38	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.2.1 การตรวจสอบระบบไฟฟ้าทุกวงจร (เฉพาะวงจรที่ทำการจ่ายไฟ) (ตรวจสอบและติดตามผลการดำเนินงานโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากระบบ GIS) 1.2.1.1 การตรวจสอบระบบไฟฟ้าทุกวงจร (เฉพาะวงจรที่ทำการจ่ายไฟ) (ตรวจสอบและติดตามผลการดำเนินงานโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากระบบ GIS) สายส่ง 115 kV (ปีละ 4 ครั้ง) เป้า 100%	I1 OM1(SAIFI/DI)	1	วงจร
39	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.2.1 การตรวจสอบระบบไฟฟ้าทุกวงจร (เฉพาะวงจรที่ทำการจ่ายไฟ) (ตรวจสอบและติดตามผลการดำเนินงานโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากระบบ GIS) 1.2.1.2 ระบบจำหน่ายแรงสูง 22kV (ปีละ 2 ครั้ง) เป้า 100%	I1 OM1(SAIFI/DI)	8	วงจร
40	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.2.2.1 การตรวจสอบและแก้ไขจุดต่อจุดสัมผัสทางไฟฟ้าระบบจำหน่ายแรงสูง และระบบสายส่งไฟฟ้า ครบ 100% ทุกวงจร (เฉพาะวงจรที่ทำการจ่ายไฟ) โดยใช้กล้องส่องความร้อน(ตรวจสอบและติดตามผลการดำเนินงานโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากระบบ GIS) (ให้ตรวจสอบไตรมาส 1-2 และแก้ไขภายในไตรมาส 1- 4) สายส่ง 115 kV เป้า 100%	I1 OM1(SAIFI/DI)	1	วงจร
41	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.2.2.2 การตรวจสอบและแก้ไขจุดต่อจุดสัมผัสทางไฟฟ้าระบบจำหน่ายแรงสูง และระบบสายส่งไฟฟ้า ครบ 100% ทุกวงจร (เฉพาะวงจรที่ทำการจ่ายไฟ) โดยใช้กล้องส่องความร้อน(ตรวจสอบและติดตามผลการดำเนินงานโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจากระบบ GIS) (ให้ตรวจสอบไตรมาส 1-2 และแก้ไขภายในไตรมาส 1- 4) ระบบจำหน่ายแรงสูง 22kV (เฉพาะไลน์เมน) เป้า 100%	I1 OM1(SAIFI/DI)	8	วงจร
42	1. แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid)	1.3.1 ปรับปรุงเปลี่ยนชนิดสาย PIC/เปลือยเป็น ชนิดสาย SAC (งบ P,I) ไม่น้อยกว่า 70 วงจร-กม.	I1 OM1(SAIFI/DI)	ไม่น้อยกว่า 70 วงจร-กม.	วงจร-กม.
43	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.1 การตรวจสอบและแก้ปัญหามิเตอร์ผิดปกติตามใบสั่งงาน U-Cube โดยพิจารณาจากคะแนน (NL1)	I2 OM1(LOSS)	4.5	คะแนน

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
44	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.2 มาตรการตรวจสอบและแก้ไขมิเตอร์ที่มีสภาพผิดปกติที่ได้รับรายงานจากผู้อ่านหน่วย (NL2)	I2 OM1(LOSS)	4.5	คะแนน
45	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.3.1 มิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มิเตอร์ AMR ดำเนินการตรวจสอบหาสาเหตุและแก้ไขตามใบสั่งงานจากระบบ AMR	I2 OM1(LOSS)	4.5	คะแนน
46	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.3.2 ตรวจสอบมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่หน่วยการใช้ไฟฟ้าลดลงมากกว่า 25% ทุกเครื่อง (เป้าหมาย 100%)	I2 OM1(LOSS)	120	เครื่อง
47	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.4 สำรวจและปรับปรุงอุปกรณ์ประกอบมิเตอร์ที่มีสภาพเอียง ชำรุด เสื่อมสภาพหรือไม่ปลอดภัยตามมิเตอร์ชำรุด รหัส 05 ใน U-Cube (ข้อมูลสะสม ม.ค. - ก.ย. 2566) (เป้าหมาย 80%)	I2 OM1(LOSS)	80	เครื่อง
48	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.5 ตรวจสอบมิเตอร์แบ่งแดนระหว่างเขต ปีละ 1 ครั้ง(ตามจำนวนที่ติดตั้ง)	I2 OM1(LOSS)	0	เครื่อง
49	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.6 ตรวจสอบความเที่ยงตรงมิเตอร์จذبซื้อ VSPP ทุกแห่ง ปีละ 1 ครั้ง (จำนวนรายจาก กชข.)	I2 OM1(LOSS)	0	ราย
50	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.7 ตรวจสอบมิเตอร์ที่มีความเสี่ยงต่อการละเมิดการใช้ไฟฟ้า และที่มีประวัติการละเมิดฯ ซ้ำซ้อน 3.7.1 มิเตอร์ที่มีประวัติการละเมิดฯ อย่างน้อย ปีละ 2 ครั้ง (ทุกรายที่มีประวัติการตรวจพบละเมิดฯ)(เป้าหมาย 100%)	I2 OM1(LOSS)	0	เครื่อง

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
51	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.7 ตรวจสอบมิเตอร์ที่มีความเสี่ยงต่อการ ละเมิดการใช้ไฟฟ้า และที่มีประวัติการละเมิดฯ ซ้ำซ้อน 3.7.2 มิเตอร์ที่ไม่มีประวัติการละเมิด แต่มีความ เสี่ยงต่อการละเมิด ร้อยละ 0.01 ของจำนวน ผู้ใช้ไฟทั้งหมด(ปีละ 1 ครั้ง) ไม่น้อยกว่า 240 ราย	I2 OM1(LOSS)	72	ราย
52	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.8 มาตรการสำรวจและตรวจสอบมิเตอร์ไฟฟ้า สาธารณะ และไฟทางหลวง 3.8.1 กรณีเหมา จ่าย 3.8.1.1 สำรวจจุดติดตั้งดวงโคมเหมาจ่ายไฟ สาธารณะและประเมินหน่วยการใช้ไฟฟ้าให้ ถูกต้องครบถ้วน(เป้า 100%)	I2 OM1(LOSS)	2445	ดวงโคม
53	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.8 มาตรการสำรวจและตรวจสอบมิเตอร์ไฟฟ้า สาธารณะ และไฟทางหลวง 3.8.1.2 สำรวจจุดติดตั้ง Wifi และประเมิน หน่วยการใช้ไฟฟ้าให้ถูกต้องครบถ้วน (เหมา จ่าย)(เป้าหมาย 100% จุดติดตั้ง)	I2 OM1(LOSS)	121	จุด
54	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.8.2.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษามิเตอร์ไฟฟ้า สาธารณะขององค์การบริหารส่วนท้องถิ่นทุก เครื่อง ที่มีหน่วยการใช้ไฟฟ้าประจำเดือนน้อย กว่า 100 หน่วย (เป้าหมาย 100%)	I2 OM1(LOSS)	113	เครื่อง
55	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.8.2.2 ตรวจสอบและบำรุงรักษามิเตอร์ไฟ ทางหลวงทุกเครื่องที่มีหน่วยการใช้ไฟฟ้า ประจำเดือนน้อยกว่า 500 หน่วย (เป้าหมาย 100%)	I2 OM1(LOSS)	17	เครื่อง
56	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.9 ตรวจสอบมิเตอร์ผู้ใช้ไฟที่ติดตั้ง Solar roof top และพิจารณาติดตั้งมิเตอร์กันย้อนกลับ หรือมิเตอร์ Electronic (เป้าหมาย 80%)	I2 OM1(LOSS)	ไม่น้อยกว่า 80 %	เครื่อง
57	3. แผนงานด้าน Non-Technical Loss	3.10 ตรวจสอบและแก้ไขมิเตอร์ที่ไม่มีประวัติ ในเครื่องจดหน่วย (Add new) ติดต่อกันตั้งแต่ 3 เดือนขึ้นไปกรณีผิดสายและไม่พบในระบบ โดยใช้ข้อมูลจากโปรแกรม U-Cube	I2 OM1(LOSS)	100%	

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
65	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.6.1 การแก้ไขคาปาซิเตอร์ 22 เควี ที่หลุดจากระบบให้สามารถ ใช้ได้ (100%)ภายใน 15 วันหลังจากตรวจพบ	I2 OM1(LOSS)	100	ชุด
69	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.9 หม้อแปลงจำหน่าย 4.9.1 การแก้ไขกระแสไฟฟ้า Unbalance เกินกว่า 50% (เครื่อง) ไม่น้อยกว่า 300 เครื่อง	I2 OM1(LOSS)	144	เครื่อง
70	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.9 หม้อแปลงจำหน่าย 4.9.2 การสับเปลี่ยนหม้อแปลงที่จ่ายโหลดไม่เหมาะสม (จ่ายโหลดน้อยกว่า 30 % ของขนาดหม้อแปลง) ไม่น้อยกว่า 30 เครื่อง	I2 OM1(LOSS)	1	เครื่อง
71	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.9.3 การติดตั้งหม้อแปลงเสริมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟ (เควีเอ) ไม่น้อยกว่า 30,000 kVA	I2 OM1(LOSS)	200	เควีเอ
72	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.10 ปรับปรุงระบบจำหน่ายแรงต่ำ (เปลี่ยนสายแรงต่ำให้มีขนาดใหญ่ขึ้น, ตัดจ่ายไฟใหม่แรงต่ำ, ปรับปรุงพาดสายเพิ่มเฟส) ไม่น้อยกว่า 150 วงจร-กม.	I2 OM1(LOSS)		วงจร-กม.
74	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.12 การบำรุงรักษาหม้อแปลงแรงต่ำตามวาระ 4.12.1 การบำรุงรักษาหม้อแปลงแรงต่ำตามวาระ หม้อแปลง 3 เฟส 100% ไม่น้อยกว่า 11,487 เครื่อง	I2 OM1(LOSS)	248	เครื่อง
75	4. แผนงานด้าน Technical Loss	4.12 การบำรุงรักษาหม้อแปลงแรงต่ำตามวาระ 4.12.2 การบำรุงรักษาหม้อแปลงแรงต่ำตามวาระ หม้อแปลง 1 เฟส 33% ไม่น้อยกว่า 6,099 เครื่อง	I2 OM1(LOSS)	189	เครื่อง

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
76	5.แผนงานติดตามและแก้ไข ปัญหาไฟดับของระบบ จำหน่ายแรงต่ำ	5.1 ดำเนินการตรวจสอบระบบไฟฟ้าระบบ จำหน่ายแรงต่ำ 5.1.1 ดำเนินการตรวจสอบระบบไฟฟ้าระบบ จำหน่ายแรงต่ำ ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (ปีละครั้ง) 33 % ของหม้อแปลงทั้งหมด	I3 OM2 แรงต่ำ	314	เครื่อง
77	5.แผนงานติดตามและแก้ไข ปัญหาไฟดับของระบบ จำหน่ายแรงต่ำ	5.2 สำรวระบบไฟฟ้าระบบจำหน่ายแรงต่ำ เพื่อพิจารณาเปลี่ยนทดแทนอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ เสื่อมสภาพจำนวนมากหรือทั้งไลน์ (MS.3000) กฟฟ.ชั้น1-3 และ กฟส. แห่งละ 5 งาน	I3 OM2 แรงต่ำ	5	งาน
79	7. แผนงานบำรุงรักษาเชิง ป้องกัน	7.1.1 ดำเนินการแก้ไขจุดผิดปกติในระบบ ไฟฟ้าทุกจุดที่ตรวจพบจากการตรวจสอบระบบ ไฟฟ้า สายส่ง 115 เครวี (เป้าหมาย 80%ของ จุดผิดปกติ)	I4 OM3	(เป้าหมาย 80%ของจุด ผิดปกติ)	จุด
80	7. แผนงานบำรุงรักษาเชิง ป้องกัน	7.1.2 ดำเนินการแก้ไขจุดผิดปกติในระบบ ไฟฟ้าทุกจุดที่ตรวจพบจากการตรวจสอบระบบ ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายแรงสูง 22kV (เป้าหมาย 80%ของจุดผิดปกติ)	I4 OM3	(เป้าหมาย 80%ของจุด ผิดปกติ)	จุด
81	7. แผนงานบำรุงรักษาเชิง ป้องกัน	7.1.3 ดำเนินการแก้ไขจุดผิดปกติในระบบ ไฟฟ้าทุกจุดที่ตรวจพบจากการตรวจสอบระบบ ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (เป้าหมาย 80% ของจุดผิดปกติ)	I4 OM3	(เป้าหมาย 80%ของจุด ผิดปกติ)	จุด
84	8. แผนงานยกระดับการ ดำเนินงานเรื่องความ ปลอดภัยให้อยู่ในระดับ มาตรฐาน/ระดับสากล	8.2.2 ดำเนินการตามมาตรฐานระบบการ จัดการความปลอดภัย ของ กฟภ. (PEA-SMS) และติดตามผลการดำเนินงานใน PEA-SMS Monitoring มากกว่า 83%	OC1 (ความปลอดภัย)	มากกว่า 83 %	แห่ง
85	8. แผนงานยกระดับการ ดำเนินงานเรื่องความ ปลอดภัยให้อยู่ในระดับ มาตรฐาน/ระดับสากล	8.2.3 ดำเนินงานตามแผนความปลอดภัยอาชี วอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน PEA-SMS	OC1 (ความปลอดภัย)	1	แห่ง
86	8. แผนงานยกระดับการ ดำเนินงานเรื่องความ ปลอดภัยให้อยู่ในระดับ มาตรฐาน/ระดับสากล	8.2.4 ดำเนินการตรวจประเมิน เพื่อรักษา มาตรฐานระบบ PEA- SMS โดยคณะทำงาน ตรวจประเมินของเขต	OC1 (ความปลอดภัย)	1	แห่ง
87	8. แผนงานยกระดับการ ดำเนินงานเรื่องความ ปลอดภัยให้อยู่ในระดับ มาตรฐาน/ระดับสากล	8.3 นำโปรแกรมตรวจสอบการปฏิบัติงานด้วย ความปลอดภัย สำหรับการปฏิบัติงานในระบบ ไฟฟ้า Wesafe มากกว่า 60%	OC1 (ความปลอดภัย)	มากกว่า 60 %	%

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
89	8. แผนงานยกระดับการดำเนินงานเรื่องความปลอดภัยให้อยู่ในระดับมาตรฐาน/ระดับสากล	8.4.2 กฟฟ. ทุกแห่ง ตรวจสอบและดำเนินการแก้ไขระบบไฟฟ้าจุดที่อาจก่อให้เกิดอันตรายแก่ประชาชน เช่น - รายงานผลการตรวจสอบ และดำเนินการแก้ไขจุดบกพร่องให้แล้วเสร็จ สายใกล้อาคาร และกระแสไฟฟ้ารั่ว (พร้อมภาพถ่ายแนบ) เป็นประจำทุกไตรมาส	OC1 (ความปลอดภัย)	รายงานภายใน 1 เดือน หลัง สิ้นไตรมาส	ครั้ง
90	8. แผนงานยกระดับการดำเนินงานเรื่องความปลอดภัยให้อยู่ในระดับมาตรฐาน/ระดับสากล	8.4.3 สํารวจตรวจสอบสายสื่อสารที่หย่อนยานไม่เป็นไปตามมาตรฐาน เมื่อตรวจสอบพบ ให้ กฟฟ. แจ้งผู้ประกอบการทราบภายใน 24 ชม. เพื่อดำเนินการแก้ไขต่อไป	OC1 (ความปลอดภัย)	100 %	ครั้ง
94	2.แผนงานพัฒนาการให้บริการลูกค้าด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล	2.2 ให้ ทุก กฟฟ. ใช้งานระบบบริการลูกค้าอัจฉริยะ (SCS) ไม่น้อยกว่า 90% ของจำนวนคำร้องขอใช้ไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด (ไม่น้อยกว่า 90 %)	L1 (HCM2)	ไม่น้อยกว่า 90 %	%
95	2.แผนงานพัฒนาการให้บริการลูกค้าด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล	2.3 ให้ทุก กฟฟ. ดำเนินการสำรวจกรณีคำร้องขอใช้ไฟใหม่โดยใช้งานระบบจ่ายงานบริการลูกค้าอัจฉริยะบน Mobile Application (Work Order Managerment (WOM)) ไม่น้อยกว่า 50% ของจำนวนคำร้องขอใช้ไฟฟ้าในระบบ SCS	L1 (HCM2)	ไม่น้อยกว่า 50 %	%
96	2.แผนงานพัฒนาการให้บริการลูกค้าด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล	2.4 ให้ทุก กฟฟ. ดำเนินการติดตั้งมิเตอร์กรณีคำร้องขอใช้ไฟใหม่ โดยใช้งานระบบจ่ายงานบริการลูกค้าอัจฉริยะบน Mobile Application (Work Order Managerment (WOM)) ไม่น้อยกว่า 50% ของจำนวนคำร้องขอใช้ไฟฟ้าในระบบ SCS	L1 (HCM2)	ไม่น้อยกว่า 50 %	%
97	แผนเพิ่มของ กฟล.2	1. แผนงาน เร่งรัดขอจำหน่ายทรัพย์สินประเภทยานพาหนะ ที่มีอายุเกิน 30 ปี		0	คัน
98	แผนเพิ่มของ กฟล.2	2. แผนงาน เร่งรัดการขายและตัดจำหน่ายทรัพย์สินประเภทยานพาหนะที่มีอายุเกิน 30 ปี			คัน
99	แผนเพิ่มของ กฟล.2	3. แผนงาน เร่งรัดการขายและตัดจำหน่ายหม้อแปลงชำรุด ก่อนปี 2566 ที่มีการอนุมัติจำหน่ายแล้ว		4	เครื่อง
100	แผนเพิ่มของ กฟล.2	4. แผนงาน เร่งรัดการขายและตัดจำหน่ายมิเตอร์ชำรุด ก่อนปี 2566 ที่มีการอนุมัติจำหน่ายแล้ว		0	เครื่อง
102	แผนเพิ่มของ กฟล.2	5. ร้อยละความสำเร็จของการตรวจตราระบบไฟฟ้าและการแก้ไขจุดผิดปกติ โดยใช้ APSA/MFO (Patrol) ระบบสายส่ง 115 kV.		90	ร้อยละ
103	แผนเพิ่มของ กฟล.2	6. ร้อยละความสำเร็จของการตรวจตราระบบไฟฟ้าและการแก้ไขจุดผิดปกติ โดยใช้ APSA/MFO (Patrol) ระบบจำหน่าย 22 kV.		80	ร้อยละ
104	แผนเพิ่มของ กฟล.2	7. ร้อยละความสำเร็จของการตรวจตราระบบไฟฟ้าและการแก้ไขจุดผิดปกติ โดยใช้ APSA/MFO (Patrol)ระบบจำหน่ายแรงต่ำ 400/230 V.		80	ร้อยละ
105	แผนเพิ่มของ กฟล.2	8. ความครบถ้วนการใช้งาน Application APSA/MFO (Patrol) ในการตรวจตราระบบไฟฟ้า ตามพื้นที่รับผิดชอบ ระบบสายส่ง 115 kV.		90	ร้อยละ
106	แผนเพิ่มของ กฟล.2	9. ความครบถ้วนการใช้งาน Application APSA/MFO (Patrol) ในการตรวจตราระบบไฟฟ้า ตามพื้นที่รับผิดชอบ ระบบจำหน่าย 22 kV.		80	ร้อยละ

	แผนงาน / โครงการ / งาน	กิจกรรม	ด้าน	เป้าหมายปี 66	หน่วย
107	แผนเพิ่มของ กฟล.2	10. ความครบถ้วนการใช้งาน Application APSA/MFO (Patrol) ในการตรวจตราระบบไฟฟ้า ตามพื้นที่รับผิดชอบ ระบบจำหน่ายแรงต่ำ 400/230 V.		80	ร้อยละ
108	แผนเพิ่มของ กฟล.2	11. การใช้กล้อง Thermal Viewer ตรวจสอบจุดร้อนในระบบไฟฟ้า โดยใช้ Application APSA		80	ร้อยละ
109	แผนเพิ่มของ กฟล.2	12. การบริหารจัดการหม้อแปลงเกาเรือถนงค์ คลัง (คัดแยกหม้อแปลงชำรุด สถานะ ESTO 07 ดำเนินการ Block Stock และ เร่งรัดรายงานสอบสวน ส่งให้ กฟข.)		33	เครื่อง
110	แผนเพิ่มของ กฟล.2	13. เข้าพบลูกค้า เพื่อนำเสนองานธุรกิจฯ ให้ลูกค้าโดยผู้บริหารระดับสูงของ กฟฟ. (ระบบ CRM Plus ตามแบบฟอร์ม CRM-VST-002)		12	ราย
111	แผนเพิ่มของ กฟล.2	14. พนักงานขาย (Sale Engineer) ประชาสัมพันธ์งานธุรกิจเสริม เช่น งานบำรุงรักษาหม้อแปลง, งานบำรุงรักษาแบบครบวงจร, ส่องจุดร้อน, งานด้านฮอตไลน์ ฯลฯ 100 % ของลูกค้าที่มีหม้อแปลงเฉพาะราย			ราย
112	แผนเพิ่มของ กฟล.2	15. พนักงานขาย (Sale Engineer) ประจำ กฟฟ. จัดทำแผนการตลาดเชิงรุก เพื่อเข้าประชาสัมพันธ์งานธุรกิจเสริมกับเอกชน/หน่วยงานราชการ ทุกแห่งที่มีค่าไฟฟ้า ตั้งแต่ 100,000 บาท ขึ้นไป เพื่อเสนองานติดตั้งระบบ Solar Rooftop โดยจบ ผู้ใช้ไฟ 100% หรือเข้าโครงการ ESCO Model ของ กฟผ.		5	แห่ง