



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

ภาคผนวก 2

รายละเอียดคุณลักษณะเฉพาะ

งานจ้างจัดหา พัฒนา และติดตั้งระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง
(Outage Management System: OMS)

1. ข้อกำหนดความต้องการทั่วไปของระบบ (General System Requirements Specification)

วัตถุประสงค์หลักของโครงการคือการจัดหา พัฒนา ติดตั้งและบำรุงรักษา ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง หรือ Outage Management System ซึ่งต่อไปนี้จะเรียกว่า ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) เพื่อมาทดแทนระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งต่อไปนี้จะเรียกว่า PEA ระบบOMS ดังกล่าวอยู่ภายใต้โครงการระบบคอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์สำเร็จรูปสำหรับธุรกิจหลัก หรือ รชธ.ระยะที่ 2 (CBS2) ซึ่งกำลังจะสิ้นสุดสัญญาลง

เอกสารฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของข้อกำหนดคุณลักษณะด้านเทคนิคของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง OMS ซึ่งอธิบายภาพรวมของโครงการ (Project Overview) อธิบายข้อมูลภาพรวมที่เกี่ยวข้องกับโครงการ ได้แก่ ข้อมูลสำคัญเกี่ยวกับองค์กร ข้อมูลระบบซอฟต์แวร์ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องปัจจุบัน รวมถึงการเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบซอฟต์แวร์อื่นที่เกี่ยวข้อง

เอกสารฉบับนี้จะอธิบายหลักการและกระบวนการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง และความต้องการของระบบซอฟต์แวร์ ขอบเขตการดำเนินงานในการพัฒนา ติดตั้ง และบำรุงรักษาระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องOMS โดยขอบเขตการดำเนินงานนี้จะเป็นเนื้อหาสัญญาเพื่อใช้ในการจัดหาคู่สัญญามาดำเนินการ เนื้อหาประกอบด้วย ขอบเขตความรับผิดชอบในการดำเนินการของคู่สัญญา และแผนระยะเวลาในการดำเนินการโครงการ

1.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในประเทศไทย การผลิตกระแสไฟฟ้า การจัดส่งกระแสไฟฟ้า และการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า เป็นการปฏิบัติร่วมกันของ 3 องค์กรหลัก ได้แก่

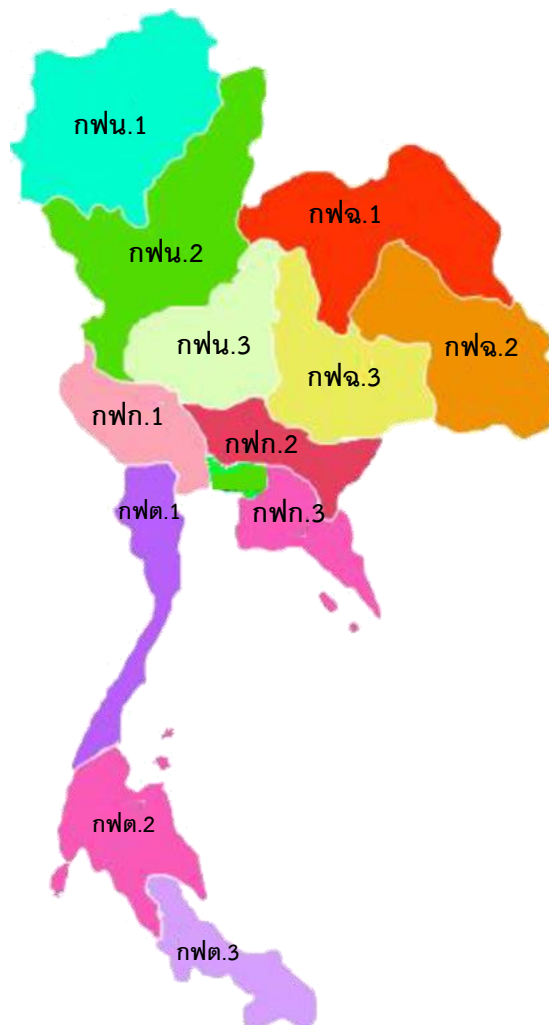
- (1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. (Electricity Generation Authority of Thailand : EGAT) มีหน้าที่ผลิตและส่งกระแสไฟฟ้าไปยังผู้จำหน่ายกระแสไฟฟ้า
- (2) การไฟฟ้านครหลวง หรือ กฟน. (Metropolitan Electricity Authority : MEA) มีหน้าที่จำหน่ายกระแสไฟฟ้า ในเขตพื้นที่เมืองหลวงและจังหวัดใกล้เคียงสองจังหวัด คือ จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ
- (3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. (Provincial Electricity Authority : PEA) มีหน้าที่จำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศยกเว้นพื้นที่บริการของ กฟน.

โครงการนี้เป็นการจัดหา พัฒนา ติดตั้งและบำรุงรักษาระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องสำหรับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2 ภาพรวมการให้บริการกระแสไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบ่งพื้นที่ความรับผิดชอบการให้บริการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าออกเป็น 4 ภาค (4 regions) ได้แก่ ภาคเหนือ (North) ภาคกลาง (Central) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (North Eastern) และภาคใต้ (South) แต่ละภาคมีการแบ่งส่วนพื้นที่ความรับผิดชอบออกเป็น เขต (Area) เรียกว่า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต จำนวนภาคละ 3 เขต รวมทั้งประเทศมีจำนวนเขตทั้งสิ้น 12 เขต ดังนี้

- (1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคเหนือ) จังหวัดเชียงใหม่ (กฟน.1)
- (2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก (กฟน.2)
- (3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคเหนือ) จังหวัดลพบุรี (กฟน.3)
- (4) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี (กฟฉ.1)
- (5) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุบลราชธานี (กฟฉ.2)
- (6) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดนครราชสีมา (กฟฉ.3)
- (7) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (กฟก.1)
- (8) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี (กฟก.2)
- (9) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม (กฟก.3)
- (10) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี (กฟต.1)
- (11) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช (กฟต.2)
- (12) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา (กฟต.3)



นอกจากนี้แต่ละเขตยังมีการแบ่งพื้นที่ความรับผิดชอบออกเป็นพื้นที่ย่อย โดยมีสำนักงาน การไฟฟ้า รับผิดชอบแต่ละพื้นที่ จำนวนทั้งสิ้น 948 แห่ง แต่ละแห่งมีขนาดแตกต่างกัน 5 ระดับ ได้แก่ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาคชั้น 1-3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสาขา และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสาขาย่อย กฟภ. มีพื้นที่ให้บริการรวม ทั้งสิ้น 510,000 ตารางกิโลเมตร (510,000 square meter) คิดเป็นร้อยละ 99 ของพื้นที่รวมของประเทศ สัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ให้บริการคิดเป็นร้อยละ 99 ของประเทศ มีข้อสำคัญดังต่อไปนี้

- จำนวนสถานีไฟฟ้า 700 สถานี
- จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 21.59 ล้านราย
- ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด 22.7 GW
- ความยาวสายแรงดันระดับกลาง (MV 22 and 33 kV) : 312,717 วงจร-กม.
- ความยาวสายแรงดันระดับสูง (HV 115 and 69 kV): 12,620 วงจร-กม.

กฟภ. ซื้อกระแสไฟฟ้าในระดับแรงดัน 22, 33 และ 115 kV จาก EGAT นอกจากนี้ยังซื้อกระแสไฟฟ้า จากผู้ผลิตกระแสไฟฟ้ากระจายตัว หรือ DG (Distributed Generation) หรือ DER (Distribution Energy

Resource) ที่เชื่อมต่ออยู่กับสายส่งกำลังไฟฟ้า ระดับแรงดันกลาง (Medium Voltage : MV) และระดับแรงดันสูง (High Voltage : HV) โดย DG ที่มีกำลังการผลิตสูงกว่า 10 MW เป็นเจ้าของและดำเนินการโดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก หรือ Small Power Producer (SPP) DG ที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 10 MW เป็นเจ้าของและดำเนินการโดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ Very Small Power Producer (VSPP) DG มีทั้งผลิตไฟฟ้าด้วยพลังแสงอาทิตย์ หรือ PV-Solar และพลังลม หรือ Wind-Turbine

มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระดับกลางส่วนใหญ่เป็น 22 kV ทั้งภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ตอนบน ส่วนภาคใต้ตอนล่างใช้มาตรฐานแรงดันกลางเป็น 33 kV อยู่บ้างบางส่วน มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระดับสูงเป็น 115 kV และ 69 kV ถูกใช้ในการส่งกำลังไฟฟ้า (HV sub-transmission system) ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็น 115 kV โครงข่ายระบบไฟฟ้าในระดับแรงดันสูงมีลักษณะเป็นเมช (Mesh network) ส่วนในระดับแรงดันกลางมีลักษณะเป็นวงจรเปิด หรือ open-loop (radial)

1.3 โครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง

กฟผ. มีศูนย์กลางการดำเนินงานอยู่ที่สำนักงานใหญ่กรุงเทพมหานคร มีศูนย์กลางการดำเนินงานของแต่ละเขต ดังต่อไปนี้

- (1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคเหนือ) จังหวัดเชียงใหม่ (กฟน.1)
- (2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก (กฟน.2)
- (3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคเหนือ) จังหวัดลพบุรี (กฟน.3)
- (4) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี (กฟฉ.1)
- (5) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุบลราชธานี (กฟฉ.2)
- (6) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดนครราชสีมา (กฟฉ.3)
- (7) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (กฟก.1)
- (8) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี (กฟก.2)
- (9) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม (กฟก.3)
- (10) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี (กฟต.1)
- (11) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช (กฟต.2)
- (12) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา (กฟต.3)

1.4 กระบวนการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง

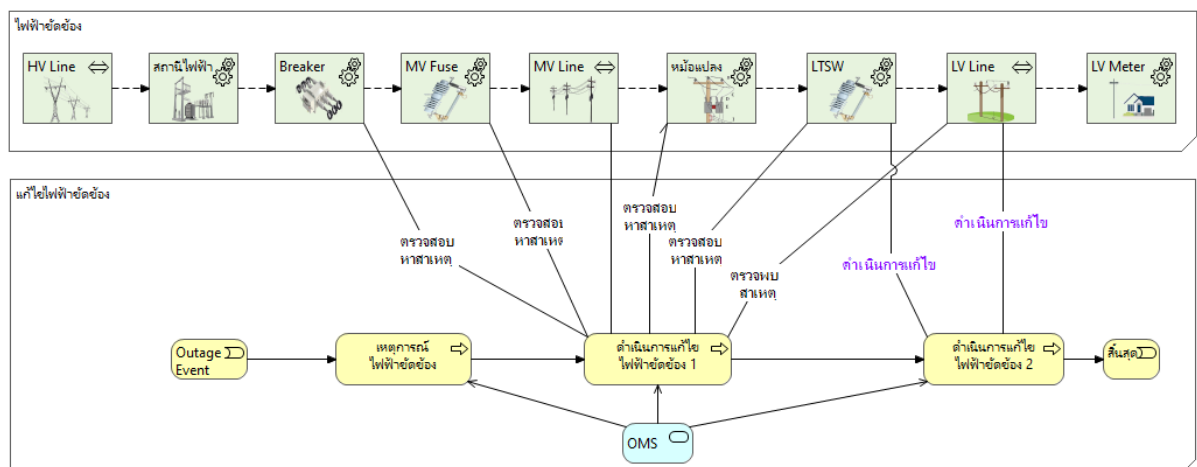
ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่มีการต่อเชื่อมโยงกันเป็นโครงข่ายที่ซับซ้อน ตั้งแต่ระบบสายส่งแรงดันไฟฟ้าระดับสูง (High Voltage Line) สถานีไฟฟ้า (sub-station) สายส่งแรงดันไฟฟ้าระดับกลาง (Medium Voltage Line) เบรกเกอร์ (breaker) จัมเปอร์ (Jumper) รีโคลเซอร์ (Recloser) โหลดเบรคสวิตช์ (LBS) ฟิวส์ (Fuse) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายส่งแรงดันไฟฟ้าระดับต่ำ (Low Voltage Line) และมีเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น

เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องอาจเกิดขึ้นได้จากหลากหลายสาเหตุ ทำให้ไม่สามารถให้บริการไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าได้ เมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้องขึ้น กฟภ. มีภารกิจสำคัญในดำเนินการค้นหาสาเหตุและแก้ไขเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง กฟภ. นั้น เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถกลับมาใช้งานได้โดยเร็ว ระบบไฟฟ้าขัดข้องอาจแบ่งออกได้เป็นสองประเภทคือ

- (1) สถานการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้อำนาจไว้ล่วงหน้า (Unplanned Outage)
- (2) สถานการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดจากการดับไฟที่มีแผนดับไฟล่วงหน้า (Planned Outage)

1.4.1 การดำเนินการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (Unplanned Outage)

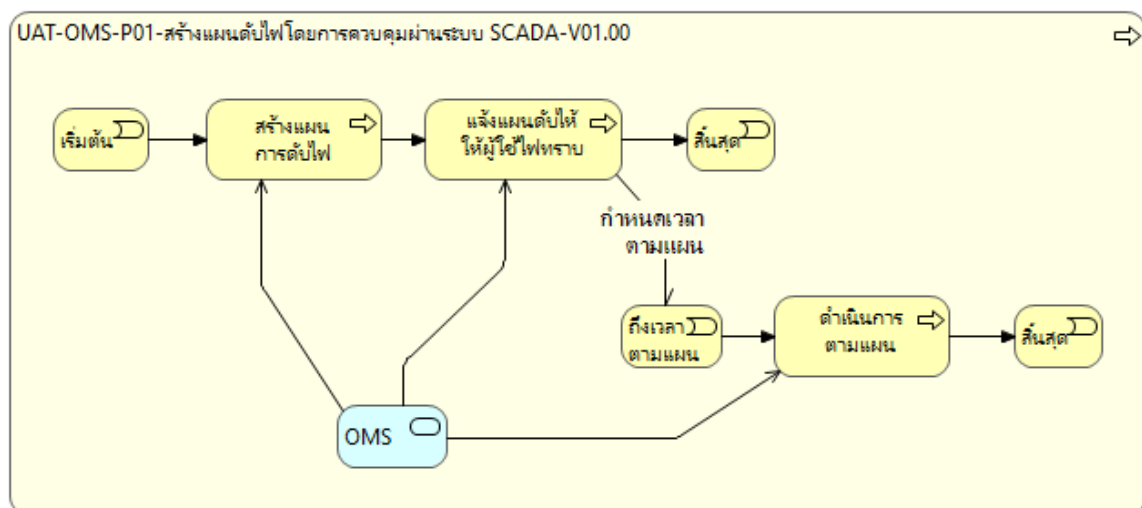
เมื่อได้รับแจ้งว่ามีความขัดข้องเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า กฟภ. จะต้องดำเนินการแก้ไขข้อขัดข้องนั้น เพื่อให้สามารถจ่ายไฟกลับคืนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเร็ว การรับแจ้งมาจากหลายทาง อาทิเช่น จากการแจ้งด้วยโทรศัพท์เข้า 1129 PEA Contact Center ผ่านช่องทางระบบ SCADA ซึ่งสามารถรับรู้ความขัดข้องนั้นได้อย่างอัตโนมัติเมื่อผู้ใช้ไฟหรือผู้เห็นเหตุการณ์แจ้งเข้ามาทางเว็บไซต์ หรือทางอีเมล หรือทางโมบายล์แอปพลิเคชัน หรือทางช่องดิจิทัลอื่น ๆ จากระบบสมาร์ตมิเตอร์ (AMI) อย่างอัตโนมัติ เป็นต้น



เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องดังกล่าว ต้องได้รับการบริหารจัดการอย่างเหมาะสม (Event Management) เพื่อให้สามารถกลับมาใช้งานได้โดยเร็ว โดยการตรวจสอบค้นหาสาเหตุ และดำเนินการแก้ไข (Work Management) ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) เป็นระบบซอฟต์แวร์ที่ช่วยสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเพื่อให้ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง OMS สนับสนุนการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างถูกต้องแม่นยำ มีคุณภาพและมีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลกับระบบอื่น อาทิเช่น ข้อมูล การปฏิสัมพันธ์กับลูกค้า ข้อมูลโครงข่ายระบบไฟฟ้า ข้อมูลมิเตอร์ ข้อมูลสถานะอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ข้อมูลบุคลากรชุดแก้ไข ข้อมูลค่าใช้จ่ายการดำเนินการ เป็นต้น

1.4.2 การดำเนินการกรณีมีแผนดับไฟล่วงหน้า (Planned Outage)

ในการปรับปรุงประสิทธิภาพระบบไฟฟ้า และ/หรือ การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เพื่อป้องกันหรือลดโอกาสในการผิดพลาดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า จำเป็นต้องวางแผนการดับไฟล่วงหน้า กรณีนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับการแจ้งล่วงหน้าเพื่อให้สามารถวางแผนการใช้ไฟของตนลดผลกระทบจากการดับไฟ จะมีการดำเนินการสองขั้นตอนคือ ขั้นตอนการสร้างแผนดับไฟ และขั้นตอนการดำเนินการตามแผน



ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) จะได้รับการออกแบบให้สนับสนุนการดำเนินการในทุกขั้นตอน ทั้งขั้นตอนสร้างแผนการดับไฟ การแจ้งแผนดับไฟให้ผู้ใช้ไฟทราบ และขั้นตอนดำเนินการตามแผนดับไฟ แจ้งเตือนเจ้าหน้าที่เมื่อถึงเวลาดับไฟ และสนับสนุนการดำเนินการตามแผนดับไฟ

2. วัตถุประสงค์

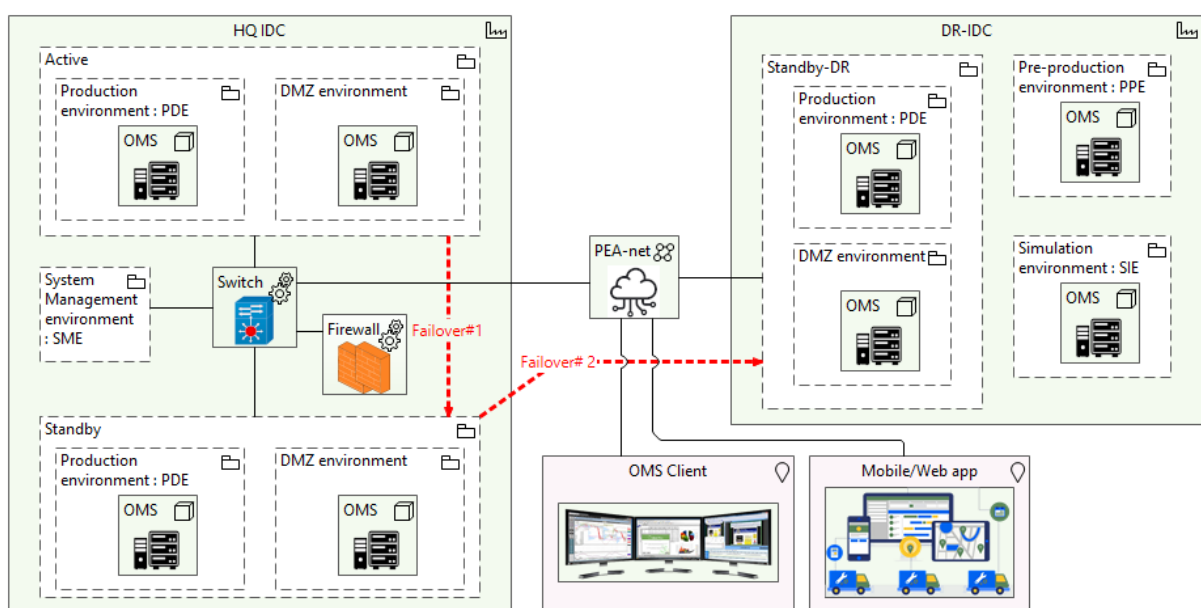
2.1 เพื่อจัดหาระบบ OMS ใหม่ทดแทนระบบเดิมที่จะสิ้นสุดสัญญา และเป็นไปตามแผนงานปฏิบัติการดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2566 – 2570

2.2 เพื่อให้มีระบบงานสนับสนุนการดำเนินการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องและการให้บริการลูกค้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยปรับใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยและบูรณาการระบบงานที่เกี่ยวข้อง

2.3 เพื่อให้มีข้อมูลสนับสนุนงานด้านการวิเคราะห์สาเหตุการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และประมวลผลความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และใช้ในการวางแผน แก้ไข และปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อป้องกันการเกิดไฟฟ้าขัดข้องในอนาคต

3.2 สถาปัตยกรรมระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย

โครงสร้างพื้นฐานเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ต้องออกแบบในลักษณะที่ประกอบด้วย ชุดเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายเสมือน (Set of Virtual Machines) ถูกจัดสรรภายใต้ ชุดของเครื่องคอมพิวเตอร์จริงทางกายภาพ (Several Physical Servers) ออกแบบให้เชื่อมต่อเข้าด้วยกันด้วยระบบเครือข่ายแลนเสมือน (VLAN) ที่ออกแบบมาแบบรีดันแดนซ์ (Redundant Virtual Local Area Network) เพื่อให้สามารถทำงานอย่างมีประสิทธิภาพและมีความมั่นคงปลอดภัย และสามารถโอนถ่ายการทำงานไปยังศูนย์คอมพิวเตอร์สำรองได้อย่างมีประสิทธิภาพ ภาพต่อไปนี้จะแสดงตัวอย่างการออกแบบระบบคอมพิวเตอร์ให้สามารถรองรับความต้องการดังกล่าว



โครงสร้างสถาปัตยกรรมของระบบ ต้องออกแบบให้แยกเป็นส่วนๆ ตามวัตถุประสงค์ของการใช้งาน ประกอบด้วย องค์ประกอบสำคัญดังต่อไปนี้

(1) ส่วนใช้งานจริง หรือ Production Environment (PDE)

เป็นระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายส่วนที่ใช้ในการทำงานจริงในการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง ถือได้ว่าเป็นส่วนระบบหลักจะต้องใช้ทำงาน

(2) ส่วนเตรียมการ หรือ Pre-Production Environment (PPE)

เป็นระบบที่ไม่ใช้ในการทำงานจริง แต่ใช้เพื่อเตรียมการด้านต่างๆ เช่น เป็นระบบที่ใช้ในการพัฒนาหรือปรับปรุงซอฟต์แวร์ใหม่ หรือ Development System (DVS) เป็นระบบที่ใช้ในการทดสอบระบบเพื่อประกันคุณภาพ หรือ Quality Assurance System (QAS)

(3) ส่วนเข้าถึงได้จากภายนอก หรือ DMZ Environment (DMZE)

เป็นส่วนของระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่ให้บริการเข้าถึงได้จากภายนอก เช่น ส่วนที่เข้าถึงได้จากอุปกรณ์โมบายที่เจ้าหน้าที่ชุดแก้ไขใช้งานจากหน่วยงาน ส่วนที่เจ้าหน้าที่ต้องการสืบค้นข้อมูล ประมวลผลข้อมูล หรือ

จัดทำรายงานข้อมูล ในลักษณะใช้งานผ่านเว็บเบราว์เซอร์ (Web Browser) เป็นต้น ส่วนนี้จะมีการป้องกันการเข้าถึงระบบหลัก เพื่อรักษาความมั่นคงปลอดภัยของระบบ

(4) ส่วนบริหารจัดการ หรือ System Management Environment (SME)

เป็นส่วนของระบบคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการบริหารจัดการระบบในภาพรวม รวมถึงมอนิเตอร์และบริหารจัดการระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ (Network Management System) สนับสนุนการรักษาความมั่นคงปลอดภัยด้านไอซีที (ICT Security) และด้านไซเบอร์ (Cyber Security)

(5) ส่วนจำลองสถานการณ์ หรือ Simulation Environment (SIE)

เป็นส่วนของระบบคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการจำลองสถานการณ์ สามารถจำลองการทำงานของระบบ ใช้ในการวิเคราะห์สถานการณ์ต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น หรือเกิดขึ้นแล้วในอดีต โดยสามารถใช้งานได้โดยไม่กระทบกับการทำงานของระบบหลัก ระบบนี้สามารถใช้ในการฝึกอบรมเจ้าหน้าที่ โดยสร้างสถานการณ์ให้ทดลองทำงานได้จริงโดยไม่กระทบการทำงานของระบบหลัก

2. ข้อกำหนดความต้องการด้านฮาร์ดแวร์ (Hardware requirements Specification)

3. ข้อกำหนดด้านฮาร์ดแวร์ของระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย

- 3.1 ผู้รับจ้างต้องออกแบบ จัดหา และติดตั้งระบบฮาร์ดแวร์ที่จำเป็นทั้งหมดอย่างเพียงพอเพื่อให้ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่เงื่อนไขกำหนด
- 3.2 ผู้รับจ้างต้องพยายามจัดหาผลิตภัณฑ์ฮาร์ดแวร์คอมพิวเตอร์จากผู้ผลิตในประเทศ หรือมีตัวแทนจำหน่าย (Supplier) ที่สามารถให้บริการผลิตภัณฑ์นั้นได้อย่างเต็มที่ในระยะยาว เช่น หลังจากสิ้นสุดระยะเวลาประกันผลงาน
- 3.3 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทั้งหมดรวมถึงซอฟต์แวร์ที่จำเป็นต้องใช้ในเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทุกรายการ ได้กำหนดเป็นคุณสมบัติขั้นต่ำที่ใช้ในโครงการนี้ ผู้ประสงค์จะเสนอราคาจะต้องพิจารณาให้รอบคอบ หากได้พิจารณาแล้วเห็นว่าอุปกรณ์หรือซอฟต์แวร์ในข้อใดยังไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้งาน ทั้งด้านประสิทธิภาพ ขนาด และจำนวน หรือจะต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์และ/หรือซอฟต์แวร์อีกในบางข้อ รวมทั้งการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในศูนย์คอมพิวเตอร์หลัก ศูนย์คอมพิวเตอร์สำรอง และการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ระหว่างศูนย์คอมพิวเตอร์หลัก และ ศูนย์คอมพิวเตอร์สำรอง ผู้ประสงค์จะเสนอราคาจะต้องเสนอเพิ่มเติมจากข้อกำหนดในวันยื่นซองประกวดราคา เพื่อให้ระบบงานทั้งโครงการทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเมื่อทดสอบการทำงานทั้งระบบแล้ว ปรากฏผลว่าไม่ผ่านเกณฑ์วัดประสิทธิภาพที่กำหนด ผู้ขายจะต้องปรับปรุงแก้ไขด้วยการเปลี่ยน/เพิ่มเติมอุปกรณ์และ/หรือซอฟต์แวร์ เพื่อให้ผลการทดสอบผ่านเกณฑ์ วัดประสิทธิภาพ โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมใด ๆ ทั้งสิ้นจาก กฟผ. พร้อมทั้งต้องส่งมอบลิขสิทธิ์การใช้งานของซอฟต์แวร์ที่เพิ่มเติมนั้นให้เป็นกรรมสิทธิ์ของ กฟผ. ด้วย โดยให้ กฟผ. พิจารณาความเหมาะสมของอุปกรณ์และซอฟต์แวร์ที่ผู้ขายนำมาเปลี่ยน/เพิ่มเติม
- 3.4 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทั้งหมดรวมทั้งซอฟต์แวร์ที่จำเป็นต้องใช้ในเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทุกรายการ จะต้องได้รับการติดตั้งและปรับแต่งค่า Configuration ให้เหมาะสมโดยทีมงานที่มีความชำนาญเพื่อให้มีประสิทธิภาพการทำงานสูงสุดและสะดวกต่อการบริหารจัดการ
- 3.5 การสำรองข้อมูล ผู้ประสงค์จะเสนอราคาจะต้องออกแบบหรือกำหนดวิธีการสำรองข้อมูลที่เป็นมาตรฐานและมีประสิทธิภาพ โดยสามารถสำรองข้อมูลในระบบจัดการฐานข้อมูลที่ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่เสนอในประกวดราคานี้ได้ทั้งแบบออนไลน์และออฟไลน์ สามารถสำรองข้อมูลได้ทั้งแบบควบคุมโดยผู้ดูแลระบบ (Manual) และสามารถตั้งค่าให้ระบบทำงานได้โดยอัตโนมัติ (Automatic) ซึ่งข้อมูลที่ถูกเก็บสำรองไว้จะต้องสามารถใช้งานทดแทนข้อมูลหลักที่เกิดความสูญหายหรือเสียหายได้ในระยะเวลาที่ กฟผ. กำหนด
- 3.6 การ Update ข้อมูลระหว่างศูนย์คอมพิวเตอร์หลักและศูนย์คอมพิวเตอร์สำรองของระบบงานที่จัดซื้อและพัฒนาขึ้นตามประกวดราคานี้ กำหนดให้สามารถทำงานได้ทั้งแบบ Synchronous mode และ

Asynchronous mode หรือดีกว่า เพื่อให้ข้อมูลที่ศูนย์คอมพิวเตอร์หลักและ ศูนย์คอมพิวเตอร์สำรอง เป็นปัจจุบัน

- 3.7 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทั้งหมด รวมถึงซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้องที่ ศูนย์คอมพิวเตอร์หลักและศูนย์คอมพิวเตอร์สำรอง จะต้องได้รับการออกแบบให้เหมาะสม ที่ต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง x 7 วัน โดยไม่มีการปิดระบบ
- 3.8 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบทั้งหมด ต้องมีการใช้งาน CPU และ Memory ไม่เกินกว่าร้อยละ 60 ของประสิทธิภาพการใช้งานสูงสุดของ Server และอุปกรณ์แต่ละชุด ส่วน อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก (External Storage) ต้องมีการใช้งานไม่เกินร้อยละ 60
- 3.9 ซอฟต์แวร์ Licenses ต่าง ๆ สำหรับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายอุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์ประกอบ ทั้งหมดต้องมีลิขสิทธิ์ถูกต้องที่สอดคล้องกับประสิทธิภาพการทำงาน

4. ความต้องการทั่วไปด้านฮาร์ดแวร์

- 4.1 ความต้องการด้านฮาร์ดแวร์นี้มิได้เป็นข้อจำกัดที่เข้มงวดของในการเลือกจัดหาฮาร์ดแวร์ที่เหมาะสม ผู้รับจ้างอาจเสนอฮาร์ดแวร์ที่เหมาะสมกับคุณลักษณะของระบบซอฟต์แวร์ที่เสนอได้ หากแสดงให้เห็นได้ว่าดีกว่าเมื่อคำนึงถึงประสิทธิภาพและราคา ตัวอย่างเช่น อาจเสนอเซิร์ฟเวอร์ ชนิดเบลด (blade server) แทนที่จะเป็นแบบติดตั้งในตู้สำหรับจัดเก็บเครื่องคอมพิวเตอร์ (Rack) หรือแบบอื่น
- 4.2 อย่างไรก็ตาม การเสนอฮาร์ดแวร์ดังกล่าว ยังคงต้องให้เป็นไปตามข้อกำหนดด้านอื่น ด้วย เช่น ต้องครอบคลุมทุกฟังก์ชันของระบบ ความสามารถของระบบ ประสิทธิภาพของระบบ และความสามารถในการขยายประสิทธิภาพของระบบ รวมถึงความปลอดภัยของระบบ และความต้องการด้านอื่นของระบบตามข้อกำหนด
- 4.3 ฮาร์ดแวร์ต้องได้รับการผลิต ประกอบ และจัดทำเอกสารประกอบผลิตด้วยความชำนาญ ด้วยกระบวนการผลิตที่มีคุณภาพสูงได้รับมาตรฐานการควบคุมคุณภาพการผลิตทั้งจากผู้รับจ้าง และผู้ผลิต อุปกรณ์ฮาร์ดแวร์และชิ้นส่วนฮาร์ดแวร์ทุกชิ้นจะต้องเป็นของใหม่ เหมาะสมกับวัตถุประสงค์ของการใช้งาน
- 4.4 ฮาร์ดแวร์ต้องได้รับการรับรองคุณภาพตามมาตรฐาน ISO 9001 และอุปกรณ์ทุกชิ้นต้องใช้ไฟฟ้าที่แรงดัน 230VAC และความถี่ 50Hz
- 4.5 ฮาร์ดแวร์ต้องได้รับการปรับปรุงสิ่งที่จำเป็นตามที่ผู้ผลิตประกาศทั้งหมดนับตั้งแต่ผลิต

5. เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายและ/หรือหน่วยประมวลผล และหน่วยความจำ

- 5.1 ผู้รับจ้างต้องจัดหา เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายและ/หรือหน่วยประมวลผล และหน่วยความจำ ที่มีสมรรถนะและความจุที่เพียงพอต่อการสนับสนุนให้ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องทำงานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพและมีความพร้อมใช้งานตามที่ระบุไว้ในข้อกำหนด

- 5.2 ระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต้องจัดเตรียมทรัพยากรอย่างเพียงพอเพื่อให้สามารถทำงานได้เต็มประสิทธิภาพ ตามที่กำหนด โดยต้องมีทรัพยากรขั้นต่ำดังต่อไปนี้
 - 5.2.1 จำนวนแกนหน่วยประมวลผลกลางรวม 500 แกน (CPU core)
 - 5.2.2 ความจุรวมของหน่วยความจำหลัก 500 GBytes (รวมทั้งศูนย์ข้อมูลหลักและศูนย์ข้อมูลสำรอง)
 - 5.2.3 ความจุรวมของหน่วยความจำสำรอง 25 TBytes
- 5.3 เทคโนโลยีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายเสมือนและเทคโนโลยีระบบเครือข่ายเสมือนที่ใช้ต้องรองรับระบบอีเทอร์เน็ต (Ethernet) ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 10Gbps
- 5.4 ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ให้ใช้ระบบเครือข่ายภายในของ กพท. โดยผู้รับจ้างต้องจัดหาอุปกรณ์ด้านเครือข่ายที่จำเป็นอื่น ๆ ทั้งหมด รวมถึงซอฟต์แวร์ที่จำเป็นทั้งหมด อาทิเช่น โปรแกรมมอนิเตอร์ระบบเครือข่าย เป็นต้น
- 5.5 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายและหน่วยประมวลผล ทางกายภาพ ต้องใช้ผลิตภัณฑ์ที่เข้ากันได้กับสถาปัตยกรรม x86 ที่เป็น 64 บิต แบบหลายแกน (64bit multi-core) รวมทั้งหน่วยความจำหลัก (main memory) หน่วยความจำสำรอง (auxiliary memory) และการเชื่อมต่อทั้งหมดเพื่อให้รองรับการแลกเปลี่ยนข้อมูลสารสนเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- 5.6 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายและหน่วยประมวลผลรวมถึงหน่วยความจำสำรองต้องเป็นรุ่นใหม่ หรือเป็นรุ่นที่ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัย
- 5.7 ต้องมีซอฟต์แวร์ระบบที่จำเป็น (Operating System) พร้อมทั้งลิขสิทธิ์การใช้งานที่จำเป็นทั้งหมด (Client Access Licenses : CALs) รวมถึงต้องได้รับการปรับปรุงด้านความมั่นคงปลอดภัยที่เป็นเวอร์ชันล่าสุดแล้ว
- 5.8 ฮาร์ดแวร์ที่เสนอต้องมีความเป็นกลางเพียงพอที่จะสามารถปรับปรุงเพิ่มประสิทธิภาพ หรือทดแทนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายและ/หรือหน่วยประมวลได้ในอนาคต เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของระบบ โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงซอฟต์แวร์ระบบ
- 5.9 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการออกแบบและผลิตขึ้นเพื่อทำงานเป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายเพื่อทำงานได้ตลอด 24 ชั่วโมง 7 เดือน
- 5.10 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต้องไม่มีข้อจำกัดในการจัดสรรหน่วยประมวลผล หน่วยความจำหลัก หรือหน่วยความจำสำรองเพื่อวัตถุประสงค์พิเศษใด ๆ
- 5.11 ผู้รับจ้างต้องติดตั้งเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายในตู้ Rack ที่จัดเตรียมให้ภายในโครงสร้างพื้นฐานศูนย์ข้อมูล (Information Data Center) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6. ขอบเขตของงานติดตั้งระบบเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย

ขอบเขตของงานการติดตั้ง ประกอบด้วย อย่างน้อยดังต่อไปนี้

- 6.1 ตู้สำหรับจัดเก็บเครื่องคอมพิวเตอร์ (Rack) ทุกตู้ ต้องติดตั้งจอมอนิเตอร์ชนิด TFT 17 นิ้ว เมาส์แบบใช้แสง (optical mouse) และแป้นพิมพ์ เพื่อใช้เป็นช่องทางติดต่อกับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย และบริหารจัดการเครือข่ายคอมพิวเตอร์
 - 6.1.1 จอมอนิเตอร์และแป้นพิมพ์จะต้องติดตั้งไว้ในตู้และสามารถดึงออกใช้งานได้อย่างสะดวกในลักษณะลิ้นชัก (drawer)
 - 6.1.2 จอมอนิเตอร์นี้ต้องสามารถใช้เป็นช่องทางในการติดต่อและจัดการเครื่องคอมพิวเตอร์/หน่วยประมวลผลกลางที่อยู่ภายในตู้ Rack ผ่านสวิตช์เควีเอ็ม (KVM switches)
- 6.2 หากไม่มีระบบพัดลมระบายความร้อน ผู้รับจ้างต้องติดตั้งชุดพัดลมระบายความร้อนด้านบน (overhead extractor fan kit)
- 6.3 ผู้รับจ้างต้องจัดหาสิ่งที่จำเป็นสำหรับการติดตั้งทุกอย่างรวมถึงชุดต่อเชื่อมสายดิน
- 6.4 สำหรับอุปกรณ์ที่มีชุดแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง (Redundant Power Supply) ให้ติดตั้งแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองให้สมบูรณ์พร้อมใช้
- 6.5 สำหรับอุปกรณ์ที่มีช่องต่อเครือข่ายสองช่อง ให้ติดตั้งเชื่อมต่อเครือข่ายทั้งสองช่องและปรับแต่งให้พร้อมใช้เพื่อยกระดับความน่าเชื่อถือของการเชื่อมต่อเครือข่าย ป้องกันความผิดพลาดโดยไม่ให้มีจุดเชื่อมต่อเพียงจุดเดียว หรือ No Single-Point of Failure : NSPOF
- 6.6 ผู้รับจ้างต้องจัดหาและติดตั้ง ระบบเครือข่ายความเร็วสูงโดยเฉพาะ (Dedicated high-speed interconnections) สำหรับรับส่งข้อมูลระหว่าง ระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย กับ โครงสร้างพื้นฐานระบบจัดเก็บข้อมูล แบบ SAN (Storage Area Network) และ/หรือ แบบ NAS (Network Attached Storage)
 - 6.6.1 การเชื่อมต่อระบบจัดเก็บข้อมูลดังกล่าว อาจใช้เทคโนโลยีเฉพาะด้านระบบจัดเก็บข้อมูล เช่น FDDI หรือ อาจใช้ระบบเครือข่ายร่วมกับ ระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย และ/หรือ หน่วยประมวลผลอื่น
 - 6.6.2 การเชื่อมต่อง่ายๆต้องเป็นไปตามมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง
- 6.7 หน่วยความจำสำรอง ของระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายหรือหน่วยประมวลผล ควรเชื่อมต่อด้วยระบบ RAID SSD โดยใช้เทคโนโลยีการเชื่อมต่อแบบ NVMe (Non-Volatile Memory Express) โดยมีการปรับแต่งค่าให้พร้อมทำงานในลักษณะที่สามารถเปลี่ยนอุปกรณ์ได้ในขณะทำงาน หรือ hot-swap และจะต้องเตรียมหน่วยความจำสำรองไว้เผื่อเพื่อให้อุปกรณ์เปลี่ยนได้ทันที อย่างน้อยหนึ่งหน่วยต่อชุด (logical group of SSDs)
- 6.8 คอมพิวเตอร์แม่ข่าย/หน่วยประมวลผล จะต้องมิไฟแสดงแจ้งเตือน กรณีอุปกรณ์หรือระบบมีความผิดพลาดหรือผิดปกติ
- 6.9 ต้องเตรียมหน่วยประมวลผลสำรอง ติดตั้งไว้ในตู้สำหรับจัดเก็บเครื่องคอมพิวเตอร์ (Rack) อื่นแยกจากตู้หลัก เพื่อยกระดับความต่อเนื่องพร้อมใช้ ลดความผิดพลาดของระบบโดยการไม่ให้มีจุดเชื่อมต่อเพียงจุดเดียว หรือ NSPOF (No Single Point of Failure)

- 6.10 คอมพิวเตอร์แม่ข่าย/หน่วยประมวลผล ต้องมีช่องเชื่อมต่อระบบเครือข่ายแบบคู่ หรือ dual Network Interface Cards (NICs) เพื่อให้ระบบยังคงสามารถทำงานได้ แม้เชื่อมต่อเพียงช่องเดียว
- 6.11 อุปกรณ์สำรองจัดเก็บข้อมูลเทป (Tape Library) หรือเทคโนโลยีอื่นที่เทียบเท่าหรือดีกว่า รองรับการสำรองข้อมูลและระบบทั้งหมด สามารถสำรองข้อมูลและระบบงานได้อย่างสมบูรณ์ ด้วยความถี่ไม่น้อยกว่าสัปดาห์ละหนึ่งครั้ง มีความจุพร้อมสำรองข้อมูลทั้งหมดเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 1 ปี พร้อมตั้งค่าให้พร้อมรองรับการกู้คืนระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ

7. ข้อกำหนดคุณลักษณะของเครื่องคอมพิวเตอร์ สำหรับใช้งานระบบบริหารไฟฟ้าจัดซื้อศูนย์ปฏิบัติการระบบไฟฟ้า จำนวน 212 ชุด

- 7.1 ข้อกำหนดคุณลักษณะเฉพาะของเครื่องคอมพิวเตอร์ พร้อมชุดโปรแกรมระบบปฏิบัติการ
 - 7.1.1 มีหน่วยประมวลผลกลาง (CPU) ไม่น้อยกว่า 6 แกนหลัก (6 core) หรือ 8 แกนเสมือน (8 Thread) โดยมีความเร็วสัญญาณนาฬิกาพื้นฐานไม่น้อยกว่า 3.00 GHz จำนวน 1 หน่วย
 - 7.1.2 หน่วยประมวลผลกลาง (CPU) มีหน่วยความจำแบบ L3 Cache Memory หรือ แบบ Smart Cache Memory ขนาดไม่น้อยกว่า 12 MB
 - 7.1.3 มี BIOS ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย ภายใต้เครื่องหมายการค้าของเครื่องคอมพิวเตอร์ที่เสนอ
 - 7.1.4 มีหน่วยความจำหลัก (RAM) แบบ DDR4 หรือดีกว่า ความเร็วไม่น้อยกว่า 2,133 MT/s ขนาดไม่น้อยกว่า 8 GB และสามารถขยายได้สูงสุดไม่น้อยกว่า 16 GB โดยไม่ต้องถอด RAM ที่ติดตั้งอยู่เดิมออก
 - 7.1.5 มีหน่วยประมวลผลเพื่อแสดงผล แยกจากแผงวงจรหลักที่มีหน่วยความจำขนาดไม่น้อยกว่า 1 GB โดยมี Port เชื่อมต่อแบบ HDMI Port หรือแบบ Display Port หรือดีกว่า จำนวนรวมไม่น้อยกว่า 4 Ports เพื่อรองรับการเชื่อมต่อได้ไม่น้อยกว่า 4 จอภาพ
 - 7.1.6 มี Ethernet Card บน PCI หรือ Built-in บน Mainboard (Disable ได้) โดยสนับสนุนความเร็ว 10/100/ 1000 Mbps มี Interface เป็น RJ-45 พร้อม Software Driver จำนวน 1 Port
 - 7.1.7 แผงวงจรหลักมีช่องสำหรับเสียบ Slot แบบ PCI หรือแบบ PCI Express หรือดีกว่า จำนวนรวมกันไม่น้อยกว่า 4 ช่อง
 - 7.1.8 มีช่องสัญญาณต่าง ๆ ดังนี้
 - 7.1.8.1 USB Port ไม่น้อยกว่า 2.0 หรือดีกว่า จำนวนไม่น้อยกว่า 8 Ports โดยมี USB Port อยู่ด้านหน้าเครื่องไม่น้อยกว่า 4 Ports (โดยไม่ได้ดัดแปลงจากผู้ผลิต)
 - 7.1.8.2 Serial Port ไม่น้อยกว่า 1 Port

- 7.1.9 หน่วยเก็บข้อมูลสำรอง
- 7.1.9.1 มีหน่วยขับเคลื่อนบันทึกแบบแข็ง (Hard Disk Drive) ชนิด SATA III หรือดีกว่า ขนาดความจุไม่น้อยกว่า 2 TB ความเร็วรอบไม่น้อยกว่า 7,200 รอบต่อนาที จำนวน 1 หน่วย
- 7.1.9.2 มีหน่วยขับเคลื่อนดิสก์ (DVD/RW Drive) ชนิดที่ใช้อ่านและเขียนแผ่น DVD Double Layer และแผ่น CD ทั่วไปได้ จำนวน 1 หน่วย หรือส่งมอบแฟลชไดรฟ์ (Flash Drive) ชนิด USB 3.0 ขึ้นไป โดยมีขนาดความจุไม่น้อยกว่า 128GB ทดแทน จำนวน 1 ชุด
- 7.1.9.3 มี Media Card Reader แบบติดตั้งภายใน
- 7.1.10 เมาส์ (Mouse) เป็นชนิด Optical พร้อมแผ่นรอง
- 7.1.11 แป้นพิมพ์ (Keyboard) เป็นชนิด USB ไม่น้อยกว่า 104 Keys มีตัวอักษรภาษาไทย ภาษาอังกฤษและตัวเลขพิมพ์บนแป้นพิมพ์อย่างถาวร
- 7.1.12 ตัวเครื่องหน่วยประมวลผลกลางที่เสนอ ต้องเป็นชนิด Mini/Micro Tower หรือ Tower ซึ่งถูกออกแบบมาให้สามารถถอดอุปกรณ์ประกอบ เช่น Hard Disk Drive, DVD/RW Drive ได้โดยไม่ต้องใช้เครื่องมือช่วย Tool-less Design
- 7.1.13 มีโปรแกรมที่ทำงานร่วมกับคุณสมบัติของระบบปฏิบัติการ ที่สามารถกู้คืนระบบ (Backups and Recovery Program) ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมายได้
- 7.1.14 มีโปรแกรมตรวจสอบอุปกรณ์ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย ภายใต้เครื่องหมายการค้าของเครื่องไมโครคอมพิวเตอร์ที่เสนอ
- 7.1.15 ระบบปฏิบัติการเป็น Microsoft Windows 11 Professional หรือเวอร์ชันใหม่กว่า ใช้ภาษาไทยได้ และมีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย โดย กฟผ. จะได้สิทธิ์ในการ Download และติดตั้ง Window Update ได้เองผ่านเครือข่าย Internet
- 7.1.16 โปรแกรม Microsoft Office 2019 Standard Edition หรือ Version ใหม่กว่า สามารถใช้งานภาษาไทยได้และมีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย
- 7.1.17 มีสาย UTP มาตรฐานไม่ต่ำกว่า CAT5E และรองรับความเร็วไม่น้อยกว่า 100 Mbps โดยมีความยาวไม่น้อยกว่า 5 เมตร พร้อมหัว RJ45 จำนวน 2 หัว และยางหุ้มหัว RJ45 ทั้ง 2 ด้าน (ให้จัดส่งแบบเข้าหัวแล้ว พร้อมใช้งาน)
- 7.1.18 มีระบบเสียงชนิดติดตั้งภายใน พร้อมลำโพงติดตั้งในตัวเครื่องไมโครคอมพิวเตอร์ หรือติดตั้งกับจอภาพหรือลำโพงแบบ USB External Stereo จำนวน 1 ชุด

- 7.1.19 แหล่งจ่ายไฟฟ้า (Power Supply) เป็นชนิด 80 Plus หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 240 Watt
- 7.1.20 เครื่องคอมพิวเตอร์ที่เสนอต้องเป็นเครื่องใหม่ และเป็นรุ่นที่ยังอยู่ในสายการผลิตในปัจจุบัน
- 7.1.21 มาตรฐานของผลิตภัณฑ์เครื่องคอมพิวเตอร์ที่เสนอ ต้องมีอย่างน้อยดังนี้
 - 7.1.21.1 ผลิตภัณฑ์ตัวเครื่องคอมพิวเตอร์ ต้องผลิตตามมาตรฐานผลิตภัณฑ์ อุตสาหกรรม สำหรับใช้งานกับไฟฟ้ากระแสสลับได้ตามมาตรฐานของไทย โดยไม่ต้องใช้อุปกรณ์แปลงระบบไฟฟ้าภายนอก
 - 7.1.21.2 ตัวเครื่องคอมพิวเตอร์ (CPU Case), แผงวงจรหลัก (Mainboard), จอภาพ (Monitor), แป้นพิมพ์ (Keyboard) และเมาส์ (Mouse) เป็นผลิตภัณฑ์ภายใต้เครื่องหมายการค้าเดียวกัน
 - 7.1.21.3 ผลิตภัณฑ์เครื่องไมโครคอมพิวเตอร์และจอภาพที่เสนอ มีเทคโนโลยีประหยัดพลังงานไฟฟ้าตามมาตรฐาน Energy Star และได้รับการรับรองมาตรฐานสิ่งแวดล้อม (EPEAT)
 - 7.1.21.4 ได้รับการรับรองผลิตภัณฑ์ตามมาตรฐานบริษัทเทคโนโลยีสารสนเทศซีดีจำกัด สัญญาณรบกวนวิทยุ (มาตรฐานเลขที่ 1956-2553) หรือจากสถาบัน FCC
 - 7.1.21.5 ได้รับการรับรองผลิตภัณฑ์ตามมาตรฐานบริษัทเทคโนโลยีสารสนเทศเฉพาะด้านความปลอดภัย (มาตรฐานเลขที่ 1561-2556) หรือจากสถาบัน UL หรือ CSA
- 7.2 ข้อกำหนดคุณลักษณะเฉพาะจอภาพขนาดไม่น้อยกว่า 24 นิ้ว จำนวน 3 ชุด
 - 7.2.1 มีจอภาพที่มีคุณลักษณะดังนี้
 - 7.2.1.1 จอภาพสีแบบ LED Backlight หรือ LED Backlit หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 24 นิ้ว
 - 7.2.2 มี Contrast Ratio ไม่น้อยกว่า 1,000:1
 - 7.2.3 มีความละเอียดของจอภาพ ไม่น้อยกว่า 1,920 x 1,080 จดภาพ
 - 7.2.4 มี HDMI Port หรือแบบ Display Port หรือดีกว่า รวมไม่น้อยกว่า 1 Port
- 7.3 ข้อกำหนดคุณลักษณะเฉพาะเครื่องสำรองไฟ (UPS) ขนาดไม่น้อยกว่า 3 kVA
 - 7.3.1 เป็นอุปกรณ์สำรองไฟฟ้าชนิด Tower ต้องเป็นของใหม่ และเป็นรุ่นที่ยังมีผลิตอยู่ในปัจจุบัน และอุปกรณ์ที่เสนอทุกชิ้นส่วนต้องสามารถใช้งานติดต่อกันได้ตลอดเวลา 24 ชั่วโมง
 - 7.3.2 เป็นอุปกรณ์สำรองไฟฟ้าชนิด True Online Double Conversion
 - 7.3.3 Output Power Capacity ไม่น้อยกว่า 2100 Watt/ 3000 VA
 - 7.3.4 รายละเอียดทางเทคนิค
 - 7.3.4.1 แรงดันไฟฟ้าขาเข้า (Input Voltage)

- 7.3.4.1.1 แรงดันไฟฟ้าขาเข้า (Input Voltage) 220 Volts $\pm 25\%$ หรือดีกว่า
- 7.3.4.1.2 ความถี่ไฟฟ้าขาเข้า (Input Frequency) 50 Hz $\pm 10\%$ หรือดีกว่า
- 7.3.4.2 แรงดันไฟฟ้าขาออก (Output Voltage)
 - 7.3.4.2.1 แรงดันไฟฟ้าขาออก (Output Voltage) 220 Volts $\pm 2\%$ หรือดีกว่า
 - 7.3.4.2.2 ความถี่ไฟฟ้าขาออก (Output Frequency) 50 Hz $\pm 0.1\%$ (Battery Mode) หรือดีกว่า
 - 7.3.4.2.3 เวลาในการ Transfer Time ในสภาวะ Synchronous Transfer = 0MS
- 7.3.5 มีระบบป้องกัน Short Circuits ,Overload ได้เป็นอย่างดี
- 7.3.6 สามารถแสดงสถานการณ์ทำงานต่างๆของอุปกรณ์สำรองไฟฟ้าแบบ LED หรือ LCD Display โดยมีรายละเอียด ดังนี้
 - 7.3.6.1 Battery
 - 7.3.6.2 Load
 - 7.3.6.3 Overload
 - 7.3.6.4 Bypass
 - 7.3.6.5 มีเสียงเตือนในสภาวะผิดปกติ
- 7.3.7 สามารถทำงานได้ในช่วงอุณหภูมิ 0 ถึง 40 องศาเซลเซียส หรือดีกว่า
- 7.3.8 มีระบบ SNMP พร้อม Software ที่ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์และสามารถตรวจสอบ (Monitoring) และแสดงผล (Display) แบบ GUI หรือ Web based
- 7.3.9 คุณสมบัติของชุดแบตเตอรี่ที่ใช้กับระบบ UPS ที่เสนอ
 - 7.3.9.1 แบตเตอรี่ต้องเป็นชนิดที่เลือก (Container) ทำจากวัสดุที่มีคุณสมบัติไม่ลามไฟ ตามมาตรฐาน UL94-HBหรือดีกว่า
 - 7.3.9.2 แบตเตอรี่เป็นแบบ Valve Regulated Lead Acid
 - 7.3.9.3 แบตเตอรี่ที่เสนอต้องได้มาตรฐาน UL,IEC,BS,DIN อย่างน้อย 1 มาตรฐาน
 - 7.3.9.4 แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ที่ 2100 วัตต์ (Full Load) ต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 15 นาที
- 7.3.10 เป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการรับรองเกี่ยวกับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า อย่างน้อย 1 มาตรฐาน ได้แก่ EN50091/EN60950,IEC 801-2,CE หรือ FCC
- 7.3.11 มีระบบ Surge protection เป็นไปตามมาตรฐาน IEC61000-4-5 class 3 หรือดีกว่า

- 7.3.12 ต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการรับรองมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม มอก.1291 เล่ม 1-2553, ISO9001 และ ISO 14001
- 7.3.13 มีเต้ารับไฟฟ้าประเภท NEMA 5-15 หรือ Universal Plug หรือ IEC320 จำนวนไม่น้อยกว่า 4 เต้ารับ ในกรณีอุปกรณ์ที่เสนอมีเต้ารับไฟฟ้าเป็น IEC320 จะต้อง มี AC Extension Cord ซึ่งประกอบด้วยสายขนาดไม่ต่ำกว่า 3x25 SQ.MM. ยาวไม่น้อยกว่า 3 เมตร โดยสายต้องได้มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม (มอก. 11-2531) ปลั๊กชนิดขาแบน พร้อมกราวด์, สวิตช์, อุปกรณ์ตัดกระแสไฟฟ้าเมื่อมีการลัดวงจรแบบไม่ใช้ Fuse และเต้ารับคู่ พร้อมกราวด์ (Grounding Duplex Universal Receptacle) ไม่น้อยกว่า 4 เต้ารับ
- 7.3.14 สาย Patch Cord ชนิด UTP Cat5e หรือดีกว่า ความยาวไม่น้อยกว่า 5 เมตร จำนวน 1 เส้น สำหรับเชื่อมต่ออุปกรณ์เครือข่าย

8. ข้อกำหนดความต้องการด้านซอฟต์แวร์ (Software requirements Specification)

ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) จะต้องได้รับการออกแบบให้มีฟังก์ชันหรือความสามารถด้านต่าง ๆ เพื่อสนับสนุนการดำเนินการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ดังต่อไปนี้

(1) ฟังก์ชันด้านการบริหารเหตุการณ์ (Event Management)

สนับสนุนการบริหารเหตุการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง ตั้งแต่เริ่มต้นจากการรับข้อมูลเหตุการณ์ใหม่ การปรับเปลี่ยนสถานะของเหตุการณ์ การรวมหรือแยกเหตุการณ์ที่เกี่ยวข้อง การยกเลิกเหตุการณ์ และการสิ้นสุดเหตุการณ์

(2) ฟังก์ชันด้านการบริหารงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Work Management)

สนับสนุนการสั่งการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ตั้งแต่ การค้นหาสาเหตุไฟฟ้าขัดข้อง การจัดการบุคลากรแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง การเบิกและเตรียมอุปกรณ์เพื่อแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง การรื้อถอนหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ การตัดจ่ายกระแสไฟฟ้าก่อนและหลังการแก้ไขระบบไฟฟ้า การจ่ายไฟกลับคืน การประมาณการเวลาที่ใช้ในการดำเนินการแก้ไข เป็นต้น

(3) ฟังก์ชันด้านการปฏิสัมพันธ์กับผู้ใช้ (User Interface)

การออกแบบหน้าจอและวิธีการใช้งานให้สามารถ สนับสนุนการปฏิสัมพันธ์กับผู้ใช้งานระบบ OMS ให้สามารถปฏิบัติงานได้อย่างสะดวก รวดเร็วและมีประสิทธิภาพ ทั้งหน้าจอสำหรับใช้งานผ่านเครื่องคอมพิวเตอร์ตั้งโต๊ะที่ศูนย์ปฏิบัติการระบบไฟฟ้าที่สำนักงาน และหน้าจอสำหรับใช้งานผ่านอุปกรณ์โมบายสำหรับเจ้าหน้าที่หน้างาน

(4) ฟังก์ชันด้านการประมวลผลสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Data Processing)

สนับสนุนการประมวลผลข้อมูลเพื่อสนับสนุนการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อให้เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องสามารถใช้ในการวิเคราะห์ วางแผน และตัดสินใจ เกี่ยวกับการบริหารไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างมีประสิทธิภาพ

(5) ฟังก์ชันด้านระบบและการสนับสนุน (System and Support)

(6) ฟังก์ชันด้านรายงานเพื่อการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Report)

(7) ฟังก์ชันด้านการเชื่อมโยงข้อมูล (System Integration)

(8) ฟังก์ชันด้านการจัดการข้อมูลกริดระบบไฟฟ้า (Grid Model Data Management)

รายละเอียดข้อกำหนดความต้องการด้านซอฟต์แวร์ (Software Specification)

1. ข้อกำหนดด้านการบริหารเหตุการณ์ (Event Management)

- 1.1. สามารถรวมกลุ่ม/แยกกลุ่ม เหตุการณ์ ได้ทั้งแบบอัตโนมัติและแบบผู้ใช้งานเป็นผู้รวม/แยกตัวเอง (Manual) ตามความต้องการของ กฟผ. อย่างน้อยดังนี้
 - 1.1.1. รวมกลุ่มเหตุการณ์โดยใช้เงื่อนไข อุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบ ที่อยู่ภายใต้วงจรจ่ายไฟเดียวกัน
 - 1.1.2. รวมกลุ่มเหตุการณ์โดยใช้เงื่อนไข ตำแหน่งหรือพิกัดทางภูมิศาสตร์
 - 1.1.3. แยกกลุ่มเหตุการณ์ ตามความต้องการของผู้ใช้งาน หรือผู้ใช้งานสามารถระบุเงื่อนไขการแยกได้
- 1.2. สามารถแสดงรายละเอียดของเหตุการณ์แผนดับไฟในรูปแบบปฏิทินได้
- 1.3. สามารถอ้างอิงเหตุการณ์กับใบสั่งงานแบบ 1 ใบหรือหลายใบได้
- 1.4. สามารถรองรับเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้ในปริมาณมาก และเหตุการณ์ไฟดับที่มีจำนวนอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบมาก เช่น เกิดภัยธรรมชาติ โดยมีกลไกในการรับมือกับปริมาณข้อมูล อย่างน้อยหนึ่งข้อจากกลไกดังต่อไปนี้ เพื่อไม่ให้เกิดภาระการทำงานของระบบหลัก หรือการเชื่อมต่อ (Integration) กับระบบอื่น
 - 1.4.1. กลไกในการหยุดการแจ้งเตือนชั่วคราว เพื่อลดปริมาณการแจ้งเตือน ทำให้ระบบทำงานได้อย่างต่อเนื่อง โดยผู้ใช้สามารถเลือกตรวจสอบได้เอง
 - 1.4.2. กลไกในการรวมกลุ่มเหตุการณ์อัตโนมัติเพื่อลดปริมาณเหตุการณ์ที่มากเกินไป ทำให้ระบบทำงานได้อย่างต่อเนื่อง โดยผู้ใช้สามารถตรวจสอบรายละเอียดเหตุการณ์ได้ภายหลัง
 - 1.4.3. กลไกในการปรับเปลี่ยนโหมดการทำงานที่สามารถรับมือกับปริมาณเหตุการณ์ที่มีจำนวนมาก โดยแต่ละโหมดสามารถตอบสนองปริมาณเหตุการณ์และความคาดหวังที่แตกต่างกัน
 - 1.4.4. กลไกอื่นเพื่อรองรับเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้ในปริมาณมาก และเหตุการณ์ไฟดับที่มีจำนวนอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบมาก
- 1.5. สามารถเพิ่มและปรับปรุงข้อมูลลูกค้า ในระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่มีอยู่ในระบบ CIS ได้อย่างน้อยดังนี้
 - รายละเอียดข้อมูลพื้นฐานของลูกค้า
 - ข้อมูลลูกค้าสำคัญ (VIP)
- 1.6. สามารถแจ้งเตือนเหตุการณ์แผนดับไฟ และเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องให้ผู้ใช้งานทราบในกรณีต่าง ๆ อย่างน้อย ดังนี้
 - ลูกค้าที่ได้รับผลกระทบแต่ไม่ได้โทรเข้ามาแจ้งผ่าน Contact Center
 - เกิดไฟดับนานเกินกว่าเวลาที่กำหนดไว้ในแผนดับไฟ
 - ยืนยันว่ามีไฟดับเกิดขึ้นจากระบบ SCADA (เช่น สัญญาณ การเปลี่ยนสถานะ)

- มีเหตุการณ์เกิดขึ้น
 - มีการเปลี่ยนแปลงสถานะของเหตุการณ์
 - ใกล้จะถึงเวลาที่เริ่มปฏิบัติงานตามแผนดับไฟ
- 1.7. สามารถให้ผู้ใช้งานเข้าข้อมูลเกี่ยวกับการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง รวมถึงกริดโมเดล จากแฟ้มข้อมูลรูปแบบอื่นได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อประหยัดเวลาการบันทึกข้อมูล โดยไม่ต้องบันทึกข้อมูลตั้งแต่ต้นทั้งหมด หรือ บันทึกด้วยมือทั้งหมด โดยให้รองรับแฟ้มข้อมูลรูปแบบ อย่างน้อย 3 รูปแบบ จากรูปแบบดังต่อไปนี้
- MS-Excel (.xls, .xlsx)
 - CSV (Comma Separated Value)
 - RDF (RDF/XML, JSON-LD)
 - CIM based format (CIM/XML, CIM/JSON)
- 1.8. สามารถประมวลผล/พยากรณ์ และสร้างเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างอัตโนมัติจากสถานะของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน อย่างน้อยดังนี้
- สถานะของอุปกรณ์ตัดตอน
 - สถานะของสมาร์ทมิเตอร์
- 1.9. สามารถประมวลผล จัดลำดับความสำคัญ เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง และเสนอข้อมูลประกอบการตัดสินใจสั่งการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง โดยประมวลผลจากข้อมูลที่เกี่ยวข้อง อย่างน้อย 3 รายการ จากรายการดังต่อไปนี้
- ประเภทและปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ
 - ความร้ายแรงของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง
 - ชนิดของเหตุการณ์
 - ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง
- 1.10. สามารถประมวลและแสดงผลเชิงเปรียบเทียบเพื่อให้ผู้ใช้สามารถใช้ประกอบการตัดสินใจในการสั่งการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง โดยใช้ข้อมูล อย่างน้อย 3 รายการ จากรายการดังต่อไปนี้
- ปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ
 - ช่วงเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบ
 - หน่วยกำลังไฟฟ้าที่สูญเสีย
 - ผลกระทบเชิงเศรษฐกิจ

2. ข้อกำหนดด้านการจัดการงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Work Management)

- 2.1. สามารถกำหนดค่าประมาณระยะเวลาการจ่ายไฟกลับคืนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้ทั้งแบบอัตโนมัติ (Automatic) และแบบกำหนดโดยผู้ใช้ (Manual) โดยในกรณีที่ปรับแบบอัตโนมัติ ให้คำนึงถึงปัจจัย ดังต่อไปนี้
 - 2.1.1. ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม
 - 2.1.2. ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นพื้นที่เมือง
 - 2.1.3. มาตรฐานการให้บริการ
 - 2.1.4. ประเภทของสาเหตุไฟฟ้าขัดข้อง
 - 2.1.5. สภาพภูมิอากาศ
- 2.2. สามารถสร้างเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและแผนดับไฟ โดยเลือกจากอุปกรณ์ในระบบเครือข่ายไฟฟ้าที่แสดงในรูปแบบ Tree Diagram, Schematic View และ Spatial ได้
- 2.3. สามารถเรียกดูและแก้ไขสถานะเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ข้อมูลใบสั่งงาน ประเภทงาน และบุคลากรสำหรับงานแก้ไข หรือตามที่ กฟผ. กำหนด ในหน้าจอการทำงานเดียวกันได้
- 2.4. สามารถสร้างใบสั่งงานได้แบบอัตโนมัติ ในกรณีดังต่อไปนี้
 - 2.4.1. กรณีได้รับข้อมูลสถานะอุปกรณ์จากระบบ SCADA
 - 2.4.2. กรณีได้รับข้อมูลจากผู้ใช้ไฟ ผ่าน Contact Center หรือ โมบิล แอป
 - 2.4.3. กรณีได้รับข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์
- 2.5. สามารถจัดเก็บข้อมูล/ติดตาม/แสดงผลการดำเนินงานแก้ไข ทั้งแบบจ่ายไฟแล้วเสร็จในสถานะการจ่ายไฟปกติ และจ่ายไฟชั่วคราวโดยมีการดำเนินงานแก้ไขภายหลัง (เช่น การเชื่อมสายชั่วคราวระดับแรงดันเดียวกันได้ทั้งหมด)
- 2.6. สามารถปิดใบสั่งงานได้ 1 ใบ หรือมากกว่าได้ในครั้งเดียวได้
- 2.7. สามารถมอบหมายงานหลายงานให้กับพนักงานรายบุคคลหรือกลุ่มพนักงาน ที่เกี่ยวข้องกับการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง โดยสามารถดำเนินการได้ที่ผลงานตามลำดับความสำคัญของงานที่ได้รับมอบหมาย
- 2.8. สามารถบริหารจัดการตารางเวลาทำงานของพนักงานรายบุคคลหรือกลุ่มพนักงานที่เกี่ยวข้องกับการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ได้เมื่อได้รับการอนุมัติจากผู้มีอำนาจ ทั้งแบบ Manual และ Automatic
- 2.9. สามารถบันทึกและติดตามการดำเนินงานของพนักงานรายบุคคลหรือกลุ่มพนักงานที่เกี่ยวข้องกับการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง อย่างน้อยดังนี้
 - การยืนยันเวลาปฏิบัติงาน (Time Confirmations) ได้แก่ เวลาเริ่มต้น เวลาสิ้นสุด ระยะเวลาทำงาน
 - ทักษะ และความชำนาญของพนักงาน
 - การดำเนินงาน/กิจกรรมที่ทำ

- 2.10. สามารถติดตาม/ตรวจสอบ ประวัติเหตุการณ์ และใบสั่งงาน ดังนี้
- วัน เวลา ที่สร้างเหตุการณ์
 - การปรับสถานะ
 - สถานะเปิด
 - สถานะปิด
 - สถานะเสร็จสมบูรณ์
 - สถานะตรวจสอบแล้ว
 - ผู้ดำเนินการ
- 2.11. สามารถสนับสนุนการคำนวณค่าใช้จ่าย โดยประมวลผลข้อมูลการใช้ทรัพยากร ดังนี้
- ระยะเวลาของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง และแผนดับไฟ
 - ค่าใช้จ่าย กฟภ. หรือ ลูกค้า
 - ประเภทกิจกรรมที่ดำเนินงาน
 - ประเภทของสาเหตุ ดังนี้
 - ต้นไม้
 - สัตว์
 - อุปกรณ์
 - สภาพอากาศ
 - ยานพาหนะ
 - ภัยธรรมชาติ
 - วงจรจ่ายไฟ (พิจารณาวงจรจ่ายไฟที่ทำให้เกิดเหตุการณ์)
- 2.12. สามารถค้นหาพนักงานรายบุคคลหรือกลุ่มพนักงานที่เกี่ยวข้องกับงานแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง เช่น พนักงาน ลูกจ้างช่าง กลุ่มพนักงาน ชุดแก้ไข ชุดปฏิบัติงานเสริม ตามเงื่อนไขที่ กฟภ. กำหนด (เช่น ชื่อ ตำแหน่ง เป็นต้น)
- 2.13. สามารถบันทึกข้อมูลเกี่ยวกับการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ผ่านอุปกรณ์โมบาย อย่างน้อยดังนี้
- สามารถรับและปรับปรุงเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องจากหน่วยงาน
 - สามารถปรับปรุงค่า ประมาณเวลาที่จ่ายไฟกลับคืน
- 2.14. สามารถสนับสนุนการสร้างแผนการดับไฟและแผนการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อให้ผู้ใช้สามารถใช้ประกอบการตัดสินใจในการวางแผนดับไฟและสั่งการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ดังต่อไปนี้
- 2.14.1.สามารถสนับสนุนการสร้างแผนสวิตชิง
 - 2.14.2.สามารถสนับสนุนการตรวจสอบแผนสวิตชิง
 - 2.14.3.สามารถประมวลผลผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากแผนสวิตชิง
 - 2.14.4.สามารถเชื่อมโดยรับข้อมูลแผนสวิตชิงกับระบบ SCADA

- 2.15. สามารถให้ผู้ใช้งานบันทึกข้อมูลแผนดับไฟ (Planned Outage) ประเภทต่าง ๆ และอาจมีลำดับความสำคัญที่แตกต่างกัน ได้อย่างยืดหยุ่นและมีประสิทธิภาพ
- 2.16. สามารถ สร้างแผนดับไฟใหม่ ลบแผนดับไฟ เปลี่ยนแปลงแผนดับไฟ (Planned outage management) เปลี่ยนแปลงวันที่เวลา เปลี่ยนแปลงสถานะของแผนดับไฟ เพิ่ม/ลบ/แก้ไข เงื่อนไข และรายละเอียดของแผน
- 2.17. สามารถบันทึกกิจกรรมและคำอธิบายที่ผู้ใช้ได้ดำเนินการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องไปแล้วในอดีต เพื่อให้สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ในสถานการณ์ใกล้เคียงกัน โดยใช้คำอธิบายที่แตกต่างกันออกไป
- 2.18. สามารถตั้งค่าหรือปรับแต่งค่าพารามิเตอร์ไว้ก่อนเป็นเริ่มต้น เพื่อสนับสนุนการจัดทำแผนดับไฟฟ้าได้ง่ายขึ้น
- 2.19. สามารถให้ผู้ใช้งานแนบเพิ่มข้อมูลที่เกี่ยวข้องในกระบวนการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง โดยสามารถแนบเพิ่มข้อมูลได้น้อยดังนี้
 - แนบข้อมูลภาพ ได้น้อยในรูปแบบ JPEG
 - แนบข้อมูลเอกสาร ในรูปแบบ PDF

3. ข้อกำหนดด้านการออกแบบหน้าจอและการปฏิสัมพันธ์กับผู้ใช้ (User Interface)

- 3.1. สามารถค้นหาและแสดงข้อมูลลูกค้าและพิกัดตำแหน่งในหน้าจอเดียวกัน ในรูปแบบ Spatial และ Schematic ได้อย่างสะดวก
- 3.2. สามารถปรับเปลี่ยนการแสดงผล Network Model (Tree Diagram, Schematic View แบบ Single Line Diagram, Spatial) ของวงจรไฟฟ้าได้อัตโนมัติ
- 3.3. ระบบต้องสามารถสร้างรูปแบบการจ่ายไฟให้เป็นแบบ Schematic View ได้โดยอัตโนมัติโดยอ้างอิงรูปแบบและทิศทางจากระบบ GIS เป็น พื้นฐานในการสร้าง
- 3.4. สามารถแสดงแผนที่ หรือสัญญาณแจ้งเตือนในแผนผัง spatial และ schematic ในระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ได้ ได้น้อย ดังนี้
 - แผนที่ของวงจรการจ่ายไฟ
 - วงจรจ่ายไฟที่พบในกรณีเกิดไฟฟ้าขัดข้อง
 - แผนดับไฟ
- 3.5. สามารถดูวงจรไฟฟ้าทั้งแบบ Tree Diagram, Schematic, Spatial และแยกข้อมูลเป็นระดับต่าง ๆ ได้น้อยดังนี้
 - ระบบสายส่ง (HV)
 - สถานีไฟฟ้า (Substation)
 - ระบบจำหน่ายแรงกลาง (MV)

- ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (LV)

- 3.6. สามารถบริหารจัดการ tagged หรือ comment บนตำแหน่งอุปกรณ์ในแผนที่ระบบไฟฟ้าได้
- 3.7. ระบบต้องสามารถแสดงผลได้แบบหลายหน้าจอ อย่างน้อย 4 หน้าจอ โดยที่หน้าจอแต่ละหน้าจอยังคงแสดงผลความละเอียดได้ไม่น้อยกว่า 1,280 x 720 จุด อีกทั้งสามารถแก้ไขและปรับแต่งหน้าจอการทำงาน ได้แก่ การจัดคอลัมน์ การปรับขนาดคอลัมน์ และสามารถบริหารเหตุการณ์และใบสั่งงานตามที่ผู้ใช้งานต้องการได้พร้อมกันได้มากกว่า 1 จอ
- 3.8. สามารถสนับสนุนข้อมูล และบริหารจัดการ กรณีเกิดภัยพิบัติ แสดงพื้นที่ลูกค้าที่ได้รับผลกระทบ แยกแยะโดยใช้เขตสีตามระยะเวลาที่ผู้ใช้ได้รับผลกระทบ ข้อมูลชุดสนับสนุน ข้อมูลพัสตูลำโพงคงคลัง เพื่อใช้ในการบริหารจัดการในห้องบัญชาการ War room ได้
- 3.9. ระบบสามารถกำหนดและปรับปรุงการแสดงผลข้อมูลเหตุการณ์ และสถานะการดำเนินการ ได้ อย่างน้อยดังนี้
 - 3.9.1. พื้นที่การปกครอง
 - 3.9.2. ประเภทพื้นที่ใช้ไฟฟ้า (Zone Use)
 - 3.9.3. การแสดงตำแหน่งพื้นที่ไฟดับ
 - 3.9.4. ค้นหาตำแหน่งอุปกรณ์ไฟฟ้าแยกตามแต่ละประเภทได้
 - 3.9.5. ตำแหน่งทีมงาน/รถแก้ไขไฟ
 - 3.9.6. ข้อมูลสถานะปัจจุบันของอุปกรณ์ กรณีปกติ หรือ กรณีที่เป็นปัจจุบัน
 - 3.9.7. พื้นที่การใช้ไฟฟ้าตามเขตการปกครองกระทรวงมหาดไทย
 - 3.9.8. พื้นที่การใช้ไฟฟ้าในคมนาคม
 - 3.9.9. พื้นที่การใช้ไฟฟ้าเมืองใหญ่
- 3.10. สามารถตรวจสอบค่าอินพุตกับกฎการตรวจสอบ (Validation Rules) ได้ ตามที่มีการกำหนดไว้ในเอกสารข้อกำหนดความต้องการสำหรับฟิลด์ที่เลือก และสามารถแสดงข้อความแสดงความผิดพลาด/ข้อความเตือน (Error/Warning Messages) ให้ผู้ใช้งานในกรณีจำเป็นได้
- 3.11. สามารถแสดงผลทุกหน้าจอด้วยภาษาไทยและภาษาอังกฤษได้
- 3.12. สามารถทำงานผ่าน Web Browser และหาก Web Browser มีการ Update Version ระบบต้องสามารถทำงานได้ตาม Version ล่าสุดในขณะนั้นได้
- 3.13. สามารถตรวจสอบความถูกต้องข้อมูลโดยใช้กฎกติกาที่เหมาะสมกับชนิดของข้อมูล และมีการแจ้งเตือนการบันทึกผิดพลาดอย่างมีประสิทธิภาพ ในการบันทึกข้อมูลในฟิลด์บนหน้าจอ
- 3.14. สามารถแสดงผลรายการเหตุการณ์เฉพาะข้อมูลบางฟิลด์ได้ตามต้องการโดยสามารถตั้งค่าเริ่มต้นฟิลด์และเงื่อนไขที่ต้องการให้แสดงได้ เช่น เงื่อนไขประเภทไฟฟ้าขัดข้อง เงื่อนไขประเภทพื้นที่
- 3.15. สามารถแสดงป๊อปอัพแสดงปฏิทิน (Calendar Popup) กรณีบันทึกข้อมูลวันที่เวลา เพื่ออำนวยความสะดวกในการเลือกวันที่เวลา กรณีบันทึกข้อมูลวันที่เวลาเองด้วยมือ และสามารถตรวจสอบความถูกต้องข้อมูลวันที่เวลาได้

- 3.16. สามารถแสดงผลข้อมูลประมวลเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง สถานะการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ในลักษณะกราฟชาร์ต หรือ Gantt Chart ได้ตามความเหมาะสมและคุณลักษณะขอข้อมูล
- 3.17. สามารถแสดงผลได้อย่างเหมาะสมและเข้าใจได้ง่าย สอดคล้องกับชนิดของข้อมูลที่แสดงผล อาทิเช่น ชนิดของแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า ชนิดของไฟฟ้าขัดข้อง เป็นต้น
- 3.18. สามารถแสดงผลและมีสโครลบาร์ (Scroll bar) ทั้งแนวตั้ง (vertical) และแนวนอน (horizontal) เพื่อให้สามารถเลือกแสดงข้อมูลได้อย่างครบถ้วน
- 3.19. สามารถทำสำเนา (copy) รายการข้อมูลที่เคยบันทึกไว้แล้วในอดีตในลักษณะ ชุดข้อมูล (template) เพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อประหยัดเวลาการบันทึกโดยไม่ต้องเริ่มต้นบันทึกข้อมูลทั้งหมดตั้งแต่เริ่มต้น หรือ บันทึกด้วยมือทั้งหมด

4. ข้อกำหนดด้านการประมวลผลข้อมูล (Outage Data Processing)

- 4.1. สามารถเก็บข้อมูลรายละเอียดอุปกรณ์/เหตุการณ์ เพื่อนำมาวิเคราะห์คำนวณประสิทธิภาพในการใช้อุปกรณ์ โดยสามารถเลือกเงื่อนไขได้ ดังนี้
 - ประเภทอุปกรณ์ รหัสอุปกรณ์
 - ช่วงเวลาการทำงาน และไม่ทำงานของอุปกรณ์ ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา
 - สาเหตุที่ทำให้อุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้
- 4.2. เก็บประวัติข้อมูลไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อวางแผนและกำหนดระยะเวลาในการบำรุงรักษาอุปกรณ์แบบป้องกันในอนาคต ประวัติข้อมูลครอบคลุมอย่างน้อยดังนี้
 - อุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบ
 - ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - ระยะเวลาการจ่ายไฟกลับคืน
- 4.3. สามารถเรียกดูค่า Utilization Factor ของอุปกรณ์แยกตามประเภทอุปกรณ์ และรหัสอุปกรณ์ตามช่วงเวลา ที่ กฟภ. กำหนด และสามารถ Export ข้อมูลตามรูปแบบที่ กฟภ. กำหนด
- 4.4. สามารถวิเคราะห์ค่าดัชนีฯ ตามเงื่อนไข อย่างน้อยดังนี้
 - ตามพื้นที่การจ่ายไฟ
 - ตามพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม
 - ตามเทศบาลนคร เทศบาลเมือง เทศบาลตำบล และเทศบาลชนบท
 - ตามประเภทอุปกรณ์
 - ตามระดับแรงดันไฟฟ้า ระบบสายส่ง สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบจำหน่าย
 - ตามกลุ่มลูกค้า ได้แก่ กิจการขนาดใหญ่ ที่อยู่อาศัย

- 4.5. สามารถแสดงข้อมูล เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง และแผนดับไฟได้แบบอัตโนมัติ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- ข้อมูลลูกค้า
 - ข้อมูลใบสั่งงาน
 - ข้อมูล อุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าขัดข้อง
- 4.6. สามารถแสดงข้อมูล หม้อแปลงระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบเครือข่ายระบบไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- ที่ตั้งหม้อแปลง
 - Serial Number
- 4.7. สามารถค้นหาและแสดงข้อมูลได้แบบทันทีทันใด เช่น เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ใบสั่งงาน พนักงานลูกค้า เป็นต้น
- 4.8. สามารถเลือกและให้แสดงข้อมูลรายละเอียดอุปกรณ์/เหตุการณ์ เพื่อนำมาวิเคราะห์คำนวณประสิทธิภาพในการใช้อุปกรณ์ ตามที่ต้องการบนหน้าจอการทำงาน เช่น Filter ตามวันและเวลาของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ประเภทของลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากแผนดับไฟและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง เป็นต้น
- 4.9. สามารถนำรายงานต่าง ๆ ตามที่ กฟภ.กำหนดมาแสดงในรูปแบบของ Dash Board หรือ BI ได้
- 4.10. สามารถสนับสนุนการรับส่งข้อมูลผ่าน Web Portal ขอบ กฟภ. ได้ อย่างน้อยดังนี้
- ข้อมูลสรุปเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - กราฟที่แสดงจำนวนลูกค้าที่ได้รับผลกระทบ
 - รายงานข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - แผนดับไฟบนแผนที่ภูมิศาสตร์
- 4.11. สามารถแสดงข้อมูลเพื่อคำนวณค่าสูญเสียโอกาสลูกค้ารายใหญ่ (Outage Claim) และข้อมูลที่เกี่ยวข้องตามที่ กฟภ. กำหนด อย่างน้อยดังต่อไปนี้
- รายชื่อลูกค้าที่ได้รับผลกระทบแยกตามประเภท เช่น ลูกค้ารายใหญ่ ลูกค้า VIP เป็นต้น
 - ระยะเวลาไฟดับ
- 4.12. สามารถแสดงผลรายการเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องโดยจัดเรียงลำดับแถวการด้วยเงื่อนไขที่กำหนดได้ ทั้งเงื่อนไขหนึ่งสมรรถหรือมากกว่าหนึ่งสมรรถ
- 4.13. สามารถแสดงผลรายการเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง โดยสามารถกำหนดเงื่อนไขในการคัดแยกหรือกรองข้อมูลแต่ละฟิลด์ได้
- 4.14. สามารถนำผลการประมวลผลมาออก (export) รายงานในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ อย่างน้อยในรูปแบบดังต่อไปนี้ เป็นอย่างน้อย
- MS-Excel (.xls, .xlsx)

- CSV (Comma Separated Value)

5. ข้อกำหนดด้านระบบและการสนับสนุน (System and Support)

- 5.1. สามารถเชื่อมโยงข้อมูลกับอุปกรณ์โมบายได้อย่างอัตโนมัติ
- 5.2. สามารถทำงานในโหมดเรียนรู้ (Study mode) หรือ โหมดจำลอง (Simulator Mode) สำหรับการอบรมหรือจำลอง เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องหรือแผนดับไฟได้
- 5.3. สามารถค้นหาข้อมูลเพื่อกำหนดเพิ่มเติม แก้ไข ปรับเปลี่ยนค่าต่าง ๆ อย่างน้อยดังต่อไปนี้
 - สิทธิ์ของผู้ใช้งานตามบทบาทหน้าที่
 - ค่าพารามิเตอร์ของระบบ
 - ค่าพารามิเตอร์สำหรับ Network Analysis
 - ข้อมูลอ้างอิง
 - บริหารการส่งต่อข้อความ
 - สร้างรายงานตามรูปแบบที่ กฟผ. กำหนด
- 5.4. สามารถจัดเก็บข้อมูลเพื่อจัดทำ Audit Trail ของการสร้างการเปลี่ยนแปลง/แก้ไขผู้ใช้งาน และแสดงข้อมูลได้ อย่างน้อยดังต่อไปนี้
 - วันที่ทำการ
 - User ID
 - User Name
 - เวลาที่ใช้งาน
 - การทำการสร้าง
 - การแก้ไข/เปลี่ยนแปลงรายการข้อมูล
- 5.5. สามารถเรียกดูข้อมูล (Adhoc) แบ่งตามเงื่อนไข อย่างน้อยดังต่อไปนี้
 - De-energised Feeder Section โดยผู้ใช้งานสามารถกำหนดขอบเขตฟีดเดอร์ที่ต้องการทราบข้อมูล
 - อุปกรณ์เครือข่ายไฟฟ้าในสถานะไม่ปกติ เช่น แสดงสถานะอุปกรณ์ Low gas, High Temperature เป็นต้น
 - Interconnection Point ระหว่างฟีดเดอร์ เช่น Tie Line เป็นต้น
 - Connectivity ที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟ และ Connectivity เชื่อมต่อข้ามเขต
- 5.6. สามารถ Upgrade ระบบโดยไม่ทำให้เกิด Down Time และไม่รบกวนการทำงานของระบบหรือการเชื่อมต่อ (Integration) กับระบบอื่น ๆ ภายนอก

- 5.7. สามารถประมวลผลและให้คำแนะนำสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง โดยคำนึงถึงมิติด้านต่าง ๆ ดังนี้
- กำไรเบื้องต้นจากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (Energy Gross Margin : EGM)
 - บริการเสริม (Ancillary Services : AS)
 - ความเพียงพอของทรัพยากร (Resource Adequacy: RA)
 - ต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น (Incremental Cost : IC)

6. ข้อกำหนดด้านรายงานเพื่อการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Report)

- 6.1. สามารถกำหนดสิทธิการแก้ไขเงื่อนไขของการเรียกรายงาน เช่น ระยะเวลาไฟดับ จำนวนลูกค้าที่ได้รับผลกระทบ สาเหตุ เป็นต้น โดยต้องจัดเก็บรายงานเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 5 ปี
- 6.2. สามารถกำหนดสิทธิการสร้างรายงานตามเงื่อนไขต่าง ๆ และจำกัดสิทธิในการใช้งาน เช่น
- 6.2.1. เรียกดูและแก้ไขรายงาน ตัวอย่างเช่น แบ่งออกเป็น 4 ระดับ คือ Management Information, Major Customer Reports, Asset Management Reports, General Outage Reports
- 6.2.2. สามารถกำหนดสิทธิเป็นรายบุคคลในกรณีผู้ใช้งานพิเศษ
- 6.3. สามารถพิมพ์ข้อมูลตามแบบฟอร์มแผนดับไฟ ที่มีรายละเอียดพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบในรูปแบบแผนที่ หรือ ข้อความที่ กฟภ. กำหนด เพื่อนำไปใช้ในการแจ้งประกาศดับไฟ โดยรายละเอียดรายชื่อพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบนี้จะแบ่งตามเงื่อนไขต่าง ๆ เช่น อุปกรณ์ ตำแหน่ง ลูกค้า เป็นต้น ทำได้ทั้งแบบ Electronic file และ Hard Copy
- 6.4. สามารถสร้างรายงาน KPI ตามรูปแบบที่ กฟภ. กำหนด อย่างน้อยดังนี้
- 6.4.1. SAIFI, SAIDI, MAIFI, CAIDI, CAIFI, ASAI, MAIFIE, CEMIn, CEMSMIn, Outage cost, ENS Report
- 6.4.2. Up Time และ Down Time ของอุปกรณ์
- 6.4.3. เวลาตอบสนองแบ่งตามสถานที่
- 6.4.4. ประสิทธิภาพการทำงานของวิศวกรและช่างทั้งของ กฟภ. เองและลูกค้า
- 6.4.5. Failure Rate (Up Time และ Down Time)
- 6.4.6. Up Time และ Down Time ของอุปกรณ์
- 6.4.7. เวลาตอบสนองแบ่งตามสถานที่
- 6.4.8. ประสิทธิภาพการทำงานของวิศวกรและช่างทั้งของ กฟภ. เองและลูกค้า
- 6.4.9. Failure Rate (Up Time และ Down Time)
- 6.5. สามารถสร้างรายงานไฟฟ้าขัดข้องด้วยเงื่อนไข อย่างน้อยดังนี้

- 6.5.1. ข้อมูลสาเหตุความขัดข้องของอุปกรณ์ (เช่น สาเหตุไฟฟ้าขัดข้อง อุปกรณ์ส่วนที่ได้รับผลกระทบ ประเภทการชำรุดเสียหาย)
 - 6.5.2. ข้อมูลพื้นที่/เจ้าของพื้นที่ (เช่น สำนักงานการไฟฟ้า ตำบล)
 - 6.5.3. ข้อมูลขั้นตอนสวิตชิง (เช่น ข้อมูลเหตุการณ์แผนดับไฟ)
 - 6.5.4. ข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้า(เช่น รหัสอุปกรณ์ วงจร สถานะอุปกรณ์ ระดับแรงดัน)
 - 6.5.5. ข้อมูลลูกค้า (เช่น จำนวนลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง)
 - 6.5.6. ระยะเวลาการแก้ไข
 - 6.5.7. ข้อมูลประวัติเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของลูกค้าตั้งแต่อดีตและปัจจุบัน (สามารถเรียกดูได้ทันทีเมื่อมีการร้องขอ)
- 6.6. สามารถสร้างรายงานในรูปแบบมาตรฐานของ กฟภ. ตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 6.7. สามารถออกรายงานในช่วงระยะเวลาต่างๆ (Periodic Reports) อย่างน้อยดังนี้
 - รายวัน
 - รายสัปดาห์
 - รายเดือน
 - รายไตรมาส
 - รายปี

ทุกรายงานต้องมีหมายเลขหน้า วัน เวลา ที่ออกรายงาน พร้อมทั้งชื่อผู้ออกรายงาน
 - 6.8. สามารถแยกการออกรายงานตามหน่วยงานของ กฟภ. อย่างน้อยดังนี้
 - แยกตามภาพรวมประเทศ
 - แยกตามภาค
 - แยกตามเขต
 - แยกตามการไฟฟ้าที่รับผิดชอบ
 - 6.9. สามารถนำออกข้อมูลในรูปแบบอิเล็กทรอนิกส์ในรูปแบบที่ กฟภ.กำหนดเพื่อให้สามารถนำไปประมวลใช้งานระบบรายงานของ กฟภ. โดยอย่างน้อยประกอบรายละเอียดข้อมูล ตามภาคผนวก B

7. ข้อกำหนดด้านการเชื่อมโยงข้อมูล (System Integration)

- 7.1. สามารถสนับสนุนการ Interface กับข้อมูลอสังหาริมทรัพย์สภาพภูมิอากาศจาก Internet แบบอัตโนมัติเพื่อให้ระบบวิเคราะห์ ประเมินและแสดงผล บริเวณพื้นที่ที่คาดว่าจะเกิดไฟฟ้าขัดข้อง
- 7.2. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบ GIS แบบอัตโนมัติ โดยมีการรับ-ส่งข้อมูลตำแหน่งอุปกรณ์ไฟฟ้า ตั้งแต่แหล่งจ่ายไฟ EGAT ไปจนถึง Meter แรงต่ำ ทั้งแบบ Initial และ Incremental
- 7.3. สามารถเรียกใช้ Map Service จากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์มาแสดงผลในระบบงานบริหารไฟฟ้าขัดข้อง แบบ อัตโนมัติ เพื่อเรียกดูข้อมูลต่าง ๆ ดังนี้

- 7.3.1. พื้นที่การปกครอง
- 7.3.2. ประเภทพื้นที่การใช้ไฟฟ้า (Zone Use)
- 7.3.3. พื้นที่การไฟฟ้า
- 7.3.4. การแสดงตำแหน่งพื้นที่ไฟดับ
- 7.3.5. ค้นหาตำแหน่งอุปกรณ์ไฟฟ้าตามชั้นข้อมูลต่าง ๆ (Layer)
- 7.3.6. ตำแหน่งทีมงาน/รถแก้ไข
- 7.3.7. ข้อมูลสถานะปัจจุบันของอุปกรณ์ กรณีสถานะปกติ หรือ กรณีที่เป็นปัจจุบัน เมื่อเกิด ผลกระทบจากไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งทำให้ตำแหน่งสถานะอุปกรณ์ไม่ตรงกับสถานะปกติ บน Spatial view ตามรูปแบบที่ กฟภ. กำหนด ทั้งแบบอัตโนมัติและสามารถเรียกดูชั้นข้อมูลได้ตามกำหนด
- 7.3.8. พื้นที่การไฟฟ้า เช่น นิคมอุตสาหกรรม เทศบาลนคร เทศบาลเมือง เทศบาลตำบล ชนบท เป็นต้น
- 7.3.9. พื้นที่การปกครองตามกระทรวงมหาดไทย เช่น จังหวัด อำเภอ นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่เมืองใหญ่ ตามที่ กฟภ. กำหนด เป็นต้น
- 7.4. สามารถส่งข้อมูลพื้นที่ ที่มีการปรับปรุง เช่น โซน พื้นที่การไฟฟ้า (5-พื้นที่) เป็นต้น และส่งข้อมูลไปยังระบบ GIS
- 7.5. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบ SCADA แบบอัตโนมัติ โดยมีการรับส่งข้อมูล ตามที่ กฟภ. กำหนด อย่างน้อยดังนี้
 - 7.5.1. รับสถานะอุปกรณ์จากระบบ SCADA โดยรับเฉพาะสถานะของอุปกรณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงเท่านั้น
 - 7.5.2. รับค่าวัดต่าง ๆ เช่น แรงดัน กระแส เมกะวัตต์ ทั้งแบบช่วงเวลา ในกรณีปกติ และทันทีทันใด ในกรณีเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.5.3. รับขั้นตอนการทำ Switching (Switching Order)
 - 7.5.4. สัญญาณเตือนและคำเตือน (Alarm)
 - 7.5.5. รับข้อมูลการ cut and jump
 - 7.5.6. รับข้อมูล Tag (Note) และ Comment (กรณีอุปกรณ์ชำรุดให้ SCADA ส่งไปบอก MMS)
 - 7.5.7. ส่งข้อมูลตำแหน่งชุดแก้ไข
 - 7.5.8. ส่งจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ ตามขั้นตอนการทำ Switching
 - 7.5.9. รับข้อมูล Section ที่เกิดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องที่ระบุได้จากระบบ SCADA
 - 7.5.10. รับค่ากระแสลัดวงจรเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ SCADA ได้
 - 7.5.11. หากระบบ SCADA มีปัญหาในส่วนจากระบบเครือข่ายที่ไม่สามารถติดต่อกับระบบได้ ต้องมีการแจ้งเตือนในบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS)

- 7.5.12. ส่งเหตุการณ์แผนดับไฟที่มีการยืนยันจากระบบ ให้ระบบ SCADA แบบอัตโนมัติ
- 7.6. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) เพื่อเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลลูกค้า อย่างน้อยดังนี้
- ข้อมูลสถานที่ใช้ไฟฟ้าลูกค้า
 - ข้อมูลรายละเอียดลูกค้า
 - ข้อมูลมิเตอร์
 - ข้อมูลประเภทการใช้ไฟ
 - ข้อมูลหน่วยการใช้ไฟฟ้า
- 7.7. สามารถรับข้อมูลเบอร์โทรศัพท์ที่ถูกปรับปรุงข้อมูลจากระบบ Contact Center
- 7.8. สามารถส่งข้อมูลลูกค้าที่มีการปรับปรุง และส่งข้อมูลไปยังระบบที่เกี่ยวข้อง
- 7.9. สามารถรับข้อมูลจาก Contact Center จาก ระบบตอบรับอัตโนมัติ และ เจ้าหน้าที่รับสาย เพื่อสร้างเหตุการณ์รับแจ้งปัญหาระบบไฟฟ้าในระบบแบบอัตโนมัติ
- 7.10. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) ไปยัง Contact Center เพื่อรับส่งข้อมูล หมายเลขเหตุการณ์การรับแจ้งปัญหาระบบไฟฟ้าขัดข้อง (ทั้งแบบอ้างอิงสถานที่ใช้ไฟ และอ้างอิงเวลาที่แจ้ง)
- 7.11. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบบำรุงรักษา เพื่อนำแผนงานบำรุงรักษามาสร้างเป็นเหตุการณ์แผนดับไฟได้แบบอัตโนมัติ และสามารถปรับปรุงแผนงานที่เหมาะสมจากระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) เพื่อไปปรับปรุงข้อมูลในระบบบำรุงรักษา
- 7.12. สามารถส่งข้อมูลการแจ้งเตือนไปยัง ระบบที่เกี่ยวข้อง เช่น กรณีที่ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) มีข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์สูงผิดปกติ (Condition Base Maintenance) และสามารถติดตามข้อมูลแผนงาน หรือใบสั่งงานบำรุงรักษาจากใบแจ้งเตือนได้ อย่างน้อยดังนี้
- 7.12.1. กิจกรรมที่ทำในแต่ละอุปกรณ์
 - 7.12.2. ระยะเวลาที่ใช้ในการทำงาน
 - 7.12.3. หน่วยงานรับผิดชอบของแต่ละกิจกรรม
- 7.13. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) และรับข้อมูลจากระบบบริหารจัดการทรัพยากรบุคคล (เฉพาะกลุ่มของพนักงาน ลูกจ้างช่าง คนงานที่เกี่ยวกับงานแก้ไขไฟ) อย่างน้อยดังนี้
- 7.13.1. ชื่อ นามสกุล
 - 7.13.2. รหัสประจำตัว
 - 7.13.3. หมายเลขบัตรประชาชน
 - 7.13.4. ทักษะ
 - 7.13.5. ตารางกำหนดเวลาปฏิบัติงาน
- 7.14. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบบริหารจัดการทรัพยากรบุคคล โดยการส่งข้อมูลการทำงานจริงของชุดแก้ไขไฟ เพื่อนำไปปรับปรุงข้อมูลบุคลากรที่เกี่ยวข้องกับงานแก้ไขไฟ ได้แก่ ข้อมูลใบสั่งงานที่เคยดำเนินงาน โดยระบุข้อมูล ได้แก่ รหัสประจำตัว วันและเวลาที่ปรับปรุงข้อมูล

- 7.15. สามารถส่งข้อมูลการใช้งานอุปกรณ์ที่ใช้ในการแก้กระแสไฟฟ้าขัดข้องไปยังระบบบริหารจัดการพัสดุ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์การจัดซื้ออุปกรณ์กลับมาทดแทน ที่คลังแก้ไฟฟ้าขัดข้อง
- 7.16. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบฐานข้อมูลสินทรัพย์/อุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อจัดทำรายงานที่เกี่ยวข้องกับสินทรัพย์/อุปกรณ์ไฟฟ้า (เช่น รายงาน Failure Rate) โดยมีข้อมูลเบื้องต้นตามที่ กฟผ กำหนดอย่างน้อยดังนี้
 - 7.16.1. ประเภทอุปกรณ์ไฟฟ้า
 - 7.16.2. ยี่ห้ออุปกรณ์ไฟฟ้า
 - 7.16.3. Failure Duration (เช่น ตั้งแต่ Failure ไปจนถึง Re-energise State)
 - 7.16.4. ข้อมูล Average Load และ Peak Load ของมิเตอร์เพื่อนำมาใช้ในการคำนวณโหลดหม้อแปลงระบบจำหน่าย
 - 7.16.5. ค่าการใช้ไฟฟ้าและเปอร์เซ็นต์การจ่ายโหลดของหม้อแปลงระบบจำหน่ายแยกตามภาคการไฟฟ้า/พื้นที่การจ่ายไฟ
 - 7.16.6. ค่าการใช้ไฟฟ้าและเปอร์เซ็นต์ Unbalance กระแสของอุปกรณ์, แรงดันสูง, Drop out fuse แรงสูง, หม้อแปลงระบบจำหน่าย, ระบบแรงต่ำ
 - 7.16.7. ข้อมูลมิเตอร์ที่ไม่ได้ใช้งาน ข้อมูลมิเตอร์ชำรุดแยกตามพื้นที่การจ่ายไฟ
 - 7.16.8. Failure Rate (เช่น คิดจากจำนวนอุปกรณ์ขัดข้องหารจำนวนอุปกรณ์ทั้งหมด)
 - 7.16.9. ข้อมูลที่จำเป็นในการจัดทำรายงานเหล่านี้จะดึงมาจากระบบภายนอก เช่น ADS, SCADA, GIS, CIS
- 7.17. สามารถเชื่อมต่อ (Interface) กับ Mobile Device แบบอัตโนมัติ ดังนี้
 - 7.17.1. ข้อมูลพิกัดตำแหน่งอุปกรณ์ที่ทำงาน
 - 7.17.2. ข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.17.3. ข้อมูลการแก้ไฟหรือแผนคำแนะนำการแก้ไฟ
 - 7.17.4. ข้อมูลลูกค้าที่ได้รับผลกระทบ
 - 7.17.5. สามารถรับและปรับปรุงใบสั่งงานเพื่อให้ชุดแก้ไฟทำงาน
 - 7.17.6. ข้อมูล Work Order ตามที่ กฟผ. กำหนด (เช่น เลขที่ Work Order, กิจกรรมตามแผนซึ่งรวมถึงข้อมูล Switching Steps และพัสดุ) เป็นต้น
 - 7.17.7. ข้อมูลสภาพการจราจรจากส่วนงานจราจร ทั้งสภาวะปกติและสภาวะฉุกเฉิน รวมทั้งสภาพของเส้นทางที่ส่งผลกระทบต่อยานพาหนะแก้ไฟ และนำมาวิเคราะห์ให้สอดคล้องกับการเส้นทางที่จะไปยังจุดเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.17.8. เหตุการณ์ในระบบงานบริหารไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.17.9. ใบสั่งงานในระบบงานบริหารไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.17.10. สถานะใบสั่งงาน
 - 7.17.11. ข้อมูลรายละเอียดเหตุการณ์

- 7.17.12. เอกสารแนบ (เช่น ภาพถ่าย และข้อความ) ก่อนและหลังดำเนินการแก้ไข
- 7.17.13. รายงานปัญหาไฟฟ้าขัดข้องจากลูกค้า เช่น ไฟดับ ไฟตก เป็นต้น
- 7.17.14. Mobile ต้องสามารถทำงานในโหมด Offline ได้และเมื่อสามารถใช้งาน Online ได้ตามปกติ จะต้องมีการ Sync. ข้อมูลกลับมาแบบอัตโนมัติ
- 7.18. สามารถรับส่งข้อมูลกับ Mobile Device และระบบภายนอกโดยอัตโนมัติสำหรับระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ตามที่ กฟผ. กำหนด อย่างน้อยดังนี้
 - 7.18.1. เหตุการณ์ในระบบงานบริหารไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.18.2. ใบสั่งงานในระบบงานบริหารไฟฟ้าขัดข้อง
 - 7.18.3. สถานะใบสั่งงาน (เช่น อยู่ระหว่างดำเนินการ, ปิด)
 - 7.18.4. ข้อมูลไฟฟ้าขัดข้อง (เช่น สาเหตุไฟฟ้าขัดข้อง เวลาจ่ายไฟกลับคืน รายละเอียดอุปกรณ์ที่ใช้ในการดำเนินการแก้ไข เป็นต้น)
 - 7.18.5. เอกสารแนบ (เช่น ภาพถ่าย และข้อความ) ก่อนและหลังดำเนินการแก้ไข
 - 7.18.6. รายงานปัญหาไฟฟ้าขัดข้องจากลูกค้า เช่น ไฟดับ ไฟตก เป็นต้น
 - 7.18.7. บันทึกข้อมูลข้อสังเกต/ข้อความ (Observations/Notes)
- 7.19. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับ ระบบบริหารข้อมูลมิเตอร์ เช่น Meter Device Management System (MDMS) (AMR และ AMI) เพื่อรับส่งข้อมูล อาทิ อย่างน้อยดังนี้
 - 7.19.1. รับการแจ้งไฟฟ้าขัดข้องและนำมาสร้างเหตุการณ์ เฉพาะเหตุการณ์ที่ระบบ SCADA ไม่สามารถตรวจสอบได้
 - 7.19.2. รับและปรับปรุงข้อมูลมิเตอร์รายใหญ่และรายย่อยได้ เช่น หน่วยการใช้ไฟ กำลังไฟฟ้า (Watt) กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า เป็นต้น ทุก ๆ 30 นาที
 - 7.19.3. รับส่งข้อมูลการทดสอบมิเตอร์รายใหญ่และรายย่อย (Ping) (เช่น Meter Ping Request และผลการทดสอบ เช่น มิเตอร์มีหรือไม่มี Power เป็นต้น) ค่าวัดต่าง ๆ เช่น หน่วยการใช้ไฟ กำลังไฟฟ้า (Watt) กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า เป็นต้น โดยต้องสามารถดูข้อมูลได้จากระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS)
 - 7.19.4. สามารถแยกสถานะของมิเตอร์ที่มีมิเตอร์ที่ถูกตัดไฟ หรือมิเตอร์ที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องได้ โดยจะไม่รับค่าหน่วยการใช้ไฟ กำลังไฟฟ้า (Watt) กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า เป็นต้น ของมิเตอร์ที่อยู่ในสถานะถูกตัดไฟ
 - 7.19.5. สามารถรับข้อมูล Power Outage Notification (PON) ได้
- 7.20. สามารถเชื่อมต่อกับระบบบริหารเงิน เพื่อใช้ในการบริหารจัดการเกี่ยวกับต้นทุนค่าใช้จ่ายได้
- 7.21. สามารถเชื่อมโยงกับสมาร์ตมิเตอร์ในระบบ Smart Grid เพื่อสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องได้
- 7.22. สามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับ PEA Mobile Application เพื่อรับ-ส่งข้อมูล รับแจ้งปัญหา ระบบไฟฟ้า ข้อมูลไฟฟ้าขัดข้อง ข้อมูลแผนดับไฟ ข้อมูลตำแหน่งและสถานะการทำงานของชุดแก้ไข

- 7.23. สามารถส่งข้อมูลผ่าน SMS และ/หรือ Application ต่าง ๆ ที่ กฟภ. มีให้กับผู้บริหาร หรือพนักงาน กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง เพื่อแจ้งข้อมูลตามที่ กฟภ. กำหนด อย่างน้อยดังนี้
- 7.23.1. สรุปเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (เช่น เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องครั้งใหญ่, พื้นที่ที่เกิดเหตุการณ์, ลูกค้าสำคัญที่ได้รับผลกระทบ)
- 7.23.2. ปัญหาสำคัญ (เช่น ใช้เวลาแก้ไขนาน)
- 7.24. สามารถตรวจสอบความถูกต้องและข้อผิดพลาดของข้อมูลที่รับส่งระหว่างระบบได้
- 7.25. ในการปรับปรุงข้อมูลจากระบบอื่น ๆ ที่เชื่อมโยงกับระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องสามารถปรับปรุงเฉพาะข้อมูลที่เปลี่ยนแปลงแบบอัตโนมัติ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้งานของระบบ
- 7.26. สามารถนำเข้าข้อมูลตั้งต้นพร้อมตรวจสอบความถูกต้องจากระบบงานที่เกี่ยวข้อง ตามที่ กฟภ. กำหนด อย่างน้อยดังนี้
- 7.26.1. ระบบ GIS แหล่งจ่ายไฟ EGAT, ระบบสายส่ง (HV), สถานีไฟฟ้า (Substation), ระบบจำหน่ายแรงกลาง (MV), ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (LV)
- 7.26.2. ระบบข้อมูลลูกค้าข้อมูลมิเตอร์และระบบข้อมูลพนักงาน อย่างน้อยดังนี้
- ชื่อลูกค้า
 - หมายเลขมิเตอร์
 - หมายเลขลูกค้า
 - ชื่อพนักงาน
 - ตำแหน่งพนักงาน
 - ทักษะการทำงาน
- 7.26.3. ระบบ SCADA ข้อมูลอุปกรณ์ เช่น Site ID หรือ Location ID ค่าแรงดัน ค่ากระแส เป็นต้น
- 7.27. ข้อกำหนดการเชื่อมโยงให้ใช้มาตรฐานเปิดหรือมาตรฐานสากล อาทิ เช่น OpenAPI, OData เพื่อให้สามารถเชื่อมโยงข้อมูลได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความเป็นกลาง ไม่ขึ้นอยู่กับผลิตภัณฑ์ซอฟต์แวร์ใดเจ้าหนึ่ง
- 7.28. สามารถเชื่อมโยงกับซอฟต์แวร์อื่นได้โดยโดยใช้เทคโนโลยี API เพื่อสนับสนุนการพัฒนาเพิ่มเติมได้อย่างมีประสิทธิภาพ ภายหลังจากที่ติดตั้งระบบและเริ่มใช้งานแล้ว โดยได้รับการพัฒนาให้สามารถเชื่อมโยงข้อมูลจากระบบซอฟต์แวร์ภายนอกได้โดยไม่กระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของระบบหลัก
- 7.29. สามารถจัดเก็บประวัติการรับส่งเชื่อมโยงข้อมูลกับซอฟต์แวร์อื่น และสามารถดึงข้อมูลมาใช้งานได้ อัตโนมัติ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของระบบหลัก
- 7.30. สามารถเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลและส่งออกข้อมูลที่เป็นใน การบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) การเชื่อมโยงข้อมูล ประกอบด้วย
- 7.30.1. ระบบภูมิศาสตร์สารสนเทศระบบไฟฟ้า (GIS)

- 7.30.2. ระบบสั่งการระบบไฟฟ้า (SCADA)
- 7.30.3. ระบบบริหารช่องทาง Contact Center
- 7.30.4. ระบบวางแผนทรัพยากรของ องค์กร (SAP-ERP)
- 7.30.5. ระบบสนับสนุนการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (UTP หรือ SAP-ISU)
- 7.30.6. ระบบบริหารทรัพย์สินขององค์กรในระบบไฟฟ้า (EAM)
- 7.30.7. ระบบสมาร์ทมิเตอร์ (AMI)
- 7.30.8. ระบบโมบายแอปผู้ใช้ไฟฟ้า (MobileApp)
- 7.30.9. ระบบโมบายเวิร์คฟอर्स (MWM)

8. ข้อกำหนดด้านการจัดการข้อมูลกริดระบบไฟฟ้า (Grid Model Data Management)

- 8.1. สามารถปรับสถานะอุปกรณ์บน Network Model โดยผู้ใช้งานได้อย่างน้อยดังนี้
 - 8.1.1.ปรับสถานะอุปกรณ์บน Tree Diagram
 - 8.1.2.ปรับสถานะอุปกรณ์บน Schematic Diagram
 - 8.1.3.ปรับสถานะอุปกรณ์บน Spatial Views
- 8.2. สามารถแสดงและสร้างความสัมพันธ์ระหว่างตำแหน่งที่ตั้งของอุปกรณ์ ในรูปแบบการแสดงผลแบบ Schematic, Spatial ได้ อย่างน้อยดังนี้
 - 8.2.1.ข้อมูลสถานที่ (Site),
 - 8.2.2.ข้อมูลขอบเขตพื้นที่ (Boundary)
 - 8.2.3.ข้อมูลสถานี่ไฟฟ้า (Substation Boundary),
 - 8.2.4.ข้อมูลอุปกรณ์ (Device)
 - 8.2.5.ข้อมูลการเชื่อมต่อทางระบบไฟฟ้า (Connectivity)
- 8.3. สามารถแสดงอุปกรณ์ ตำแหน่งอุปกรณ์ สถานะอุปกรณ์ เช่น กรณี่ปกติ หรือ กรณี่ที่เป็นปัจจุบัน เมื่อเกิดผลกระทบจากไฟฟ้าดับ ซึ่งทำให้ตำแหน่งสถานะอุปกรณ์ไม่ตรงกับสถานะปกติ บนแผนผังภูมิศาสตร์ โดยสามารถปรับสัญลักษณ์ สีและรูปแบบการแสดงผลได้
- 8.4. สามารถเรียกดูโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network Model) หรือ กริดโมเดล (Grid Model) ได้
- 8.5. สามารถนำเข้าข้อมูลกริดโมเดล จากระบบ SCADA และ ระบบ GIS ทั้งในส่วนองแรงดันสูง แรงดันกลาง และแรงดันต่ำ และสามารถปรับปรุงข้อมูลให้สอดคล้องกันเมื่อข้อมูลนำเข้าได้รับการปรับปรุง

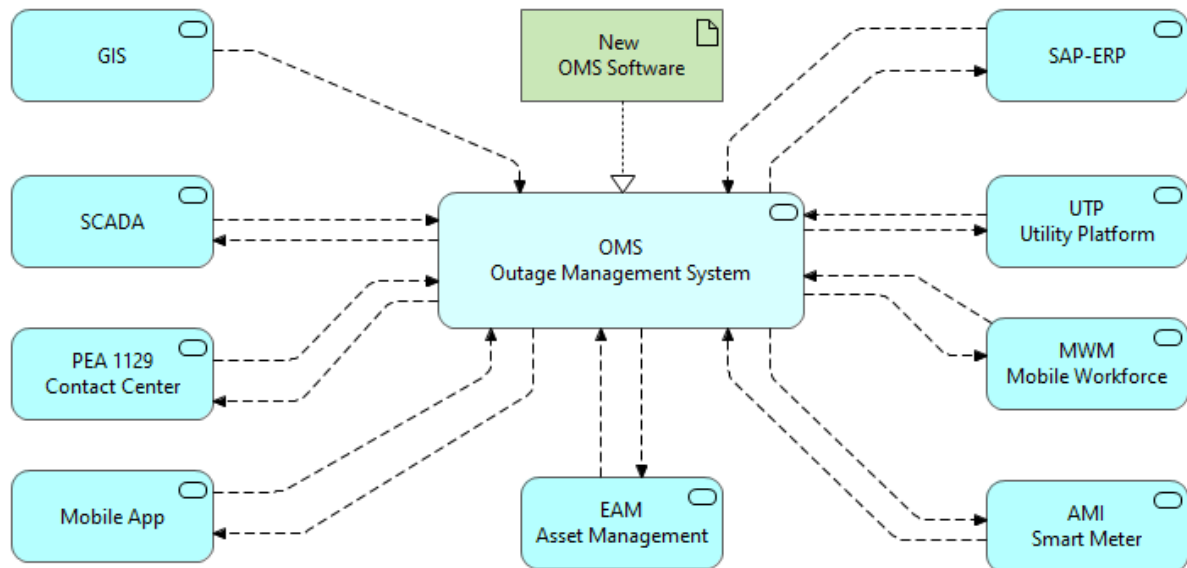
9. ข้อกำหนดความต้องการเชื่อมต่อกับระบบที่เกี่ยวข้อง (System Integration Requirements Specification)

ข้อกำหนดความต้องการเชื่อมโยงข้อมูล (System Integration)

1. การที่ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง OMS จะสามารถสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างมีประสิทธิภาพนั้น จำเป็นต้องอาศัยการเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบอื่น การรับส่งและใช้ข้อมูลร่วมกันระหว่างซอฟต์แวร์ที่แตกต่างกัน จำเป็นต้องมีการกำหนดแบบจำลองข้อมูลร่วม (Common Data Model) เพื่ออธิบายนิยามชื่อ/ความหมายข้อมูล และรูปแบบข้อมูลกลาง (Common Format) เพื่อให้ระบบซอฟต์แวร์ที่แตกต่างกันสามารถรับส่งข้อมูลและเข้าใจข้อมูลได้อย่างถูกต้องและมีคุณภาพ
2. กรณีซอฟต์แวร์ที่จะเชื่อมโยงข้อมูลด้วยนั้นมีข้อกำหนดแบบจำลองข้อมูลที่เป็นมาตรฐาน (Standard Data Model) และรูปแบบข้อมูลมาตรฐาน (Standard data format) อยู่แล้ว และมาตรฐานนั้นถูกอ้างอิงใช้อย่างกว้างขวาง (industry-wide used) หรือ มีซอฟต์แวร์โมดูลเชื่อมโยงข้อมูลที่ถูกใช้อย่างกว้างขวาง มีความน่าเชื่อถือสูง (industry-wide used adapter/module) อยู่แล้ว หรือกรณีที่ซอฟต์แวร์และวิธีการที่จะเลือกใช้ในการเชื่อมโยงนั้นเคยใช้กับการเชื่อมโยงจริงกับระบบของ กฟผ. และสามารถทำงานได้เป็นอย่างดีมาก่อน ผู้รับจ้างสามารถเลือกใช้เทคนิคการเชื่อมโยงนั้นในการเชื่อมโยงข้อมูลได้ โดยจะต้องมีเอกสารหลักฐานนำมาแสดงและได้รับความเห็นชอบจาก PEA ก่อน
3. หากซอฟต์แวร์ที่จะเชื่อมโยงข้อมูลด้วยนั้นไม่มีรูปแบบมาตรฐานหรือซอฟต์แวร์โมดูลเพื่อการเชื่อมโยงดังกล่าวข้างต้น จำเป็นต้องจัดทำแบบจำลองข้อมูลและรูปแบบข้อมูลขึ้นใหม่ ให้ใช้รูปแบบการเชื่อมโยงข้อมูลตามข้อกำหนดโปรไฟล์ในภาคผนวก A1-A9 โดยอ้างอิงตามมาตรฐานข้อมูลไออีซีซีเอ็ม (IEC Common Information Model : CIM) เวอร์ชันล่าสุด (CIM100, IEC-61970-CIM17v40, IEC-61968-CIM13v13b, IEC-62325-CIM03v17b) ซึ่งได้จัดทำขึ้นโดยคัดเลือกเฉพาะรายการข้อมูลที่เป็นมาใช้จัดทำเป็นโปรไฟล์ (CIM profile) ที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมโยงข้อมูลนั้นไว้แล้ว โดยก่อน การดำเนินการพัฒนาระบบเชื่อมโยงข้อมูลให้ผู้รับจ้างดำเนินการศึกษา ทบทวนและสอบถามกับหน่วยงานเจ้าของซอฟต์แวร์ที่จะเชื่อมโยงนั้น ปรับข้อกำหนดโปรไฟล์ให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้เกี่ยวข้องและเสนอขอรับความเห็นชอบก่อนการดำเนินการ
4. หลักการ ‘ข้อมูลต้องมีที่มาจากแหล่งข้อมูลเดียว’ หรือ ‘Single Source of Truth’ เป็นหลักการสำคัญที่ กฟผ. ใช้ในการรักษาคุณภาพ ความถูกต้อง และความน่าเชื่อถือของข้อมูล ข้อมูลที่รับส่งระหว่างซอฟต์แวร์ทุกรายการจะต้องมีรหัสอ้างอิงข้อมูล (Identifier) ที่สามารถระบุที่มาของข้อมูลและมีความเป็นหนึ่งเดียว ข้อมูลไม่ซ้ำกับข้อมูลอื่น โดยกำหนดให้ใช้ระบบรหัสอ้างอิงแบบ URI (Uniform Resource Identifier) ตามที่แนะนำไว้ในมาตรฐาน IEC CIM หรืออาจใช้ระบบรหัสอ้างอิงแบบอื่นที่เทียบเท่าหรือดีกว่าได้ หากใช้รหัสอ้างอิงแบบ URI อาจใช้รหัสเดิมที่ใช้อยู่แล้วภายในของระบบซอฟต์แวร์นั้นร่วมกับ domain name ประกอบกัน ตัวอย่างเช่น หากข้อมูลใดเกิดขึ้นจากระบบ SAP ให้ใช้รหัส ID เริ่มต้นด้วย ‘http://pea.co.th/sap#’ แล้วตามด้วยรหัสภายในของ SAP หากข้อมูลใดเกิดขึ้นจากระบบ SCADA ให้ใช้รหัส ID เริ่มต้นด้วย ‘http://pea.co.th/scada#’ แล้วตามด้วยรหัสภายในของระบบ SCADA เป็นต้น
5. ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการพัฒนาระบบเชื่อมโยงทั้งหมด ในฝั่งที่เกี่ยวข้องกับระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ที่เสนอ เช่น ค่าพัฒนาระบบซอฟต์แวร์และปรับแต่งระบบเพื่อให้ระบบเชื่อมโยงกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ

เป็นต้น ส่วนค่าไลเซนส์ (Licenses) เพื่อการเชื่อมโยงสำหรับซอฟต์แวร์ของ กฟผ. นั้น กฟผ.มีหน้าที่จัดเตรียมให้
อย่างเพียงพอ มิได้เป็นความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง

6. ให้จัดทำโปรไฟล์การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) กับซอฟต์แวร์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง จำนวน
ทั้งสิ้น 9 ระบบ ดังแสดงในภาพ โดยมีรายละเอียดดังนี้



- 6.1. เนื่องจากวัตถุประสงค์และบริบทของการเชื่อมโยงข้อมูลกับแต่ละซอฟต์แวร์ มีรายละเอียดที่แตกต่างกัน
จำเป็นต้องกำหนดรายละเอียดข้อกำหนดข้อมูล สำหรับการเชื่อมโยงข้อมูลในแต่ละบริบท ตามมาตรฐานไออีซีเอ็ม
เรียกว่า ซิมโปรไฟล์ (CIM profile)
- 6.2. ซิมโปรไฟล์จะเป็นข้อกำหนดรายละเอียดข้อมูลที่ใช้รับส่งระหว่างกัน ทั้งในขั้นตอนการพัฒนาการเชื่อมโยง และ
ขั้นตอนการตรวจสอบความถูกต้องในการเชื่อมโยงข้อมูล ในมาตรฐานไออีซีเอ็ม มีการกำหนด โปรไฟล์มาตรฐาน
ไว้จำนวนหนึ่ง เช่น IEC 61970-452 IEC 61970-456 เป็นต้น แต่อาจไม่สอดคล้องกับความต้องการจริงของ
แต่ละองค์กร จำเป็นต้องจัดทำ ซิมโปรไฟล์ขึ้นเพื่อการเชื่อมโยงข้อมูลกับแต่ละระบบ
- 6.3. ซิมโปรไฟล์ที่จัดทำขึ้น เพื่อให้ระบบที่เกี่ยวข้องสามารถนำข้อมูลไปใช้ในรูปแบบดิจิทัลได้อย่างถูกต้อง โดยไม่มี
ความคลาดเคลื่อนในการตีความความหมายข้อมูล และเนื่องจากรูปแบบข้อมูลมีลักษณะเปิด มีความเป็นกลาง
ไม่ขึ้นอยู่กับผู้ผลิตรายใดรายหนึ่ง สามารถนำไปใช้ต่อในระบบอื่นได้อย่างไม่จำกัด

7. การเชื่อมโยงข้อมูลกริดโมเดลหรือโครงข่ายไฟฟ้า (OMS_GMM)

การเชื่อมโยงนี้ เป็นการเชื่อมโยงเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลกริดโมเดล (Grid Model) หรือ ข้อมูลโครงข่ายไฟฟ้า ที่ถูกต้อง ครบถ้วน และเป็นปัจจุบัน ข้อมูลดังกล่าวถูกจัดเก็บอยู่ในระบบระบบ GIS และ ระบบ SCADA อาจแบ่งประเภทได้เป็น สองส่วน คือ ส่วนที่หนึ่งข้อมูลอุปกรณ์ส่วนที่เกี่ยวข้องกับแรงดันไฟฟ้าระดับสูงและกลาง (HV+MV) และ ส่วนที่สองคือข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแรงดันต่ำ (LV) ดังต่อไปนี้

1. อุปกรณ์บัสบาร์แรงดันกลาง จากชั้นข้อมูล DS_BusBar ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 20570 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม BusbarSection
2. อุปกรณ์คาปาซิเตอร์ จากชั้นข้อมูล DS_Capacitor ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 5349 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม ShuntCompensator
3. อุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าแรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVGenerator ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 203 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม EnergySource
4. อุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าแรงดันกลาง จากชั้นข้อมูล DS_Generator ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 1521 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม EnergySource
5. อุปกรณ์บัสบาร์แรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVBusBar ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 19238 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม BusbarSection
6. อุปกรณ์เบรกเกอร์แรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVCircuitbreaker ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 3071 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Breaker
7. อุปกรณ์เบรกเกอร์แรงดันกลาง จากชั้นข้อมูล DS_CircuitBreaker ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 8944 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Breaker
8. อุปกรณ์หม้อแปลงแรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVTransformer ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 877 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม PowerTransformer
9. อุปกรณ์หม้อแปลงจำหน่าย จากชั้นข้อมูล DS_Transformer ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 748778 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม PowerTransformer
10. อุปกรณ์ควบคุมแรงดัน จากชั้นข้อมูล DS_VoltageRegulator ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 244 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม RegulatingCondEq
11. อุปกรณ์สวิตช์แรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVSwitch ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 8208 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Breaker
12. อุปกรณ์สวิตช์แรงดันกลาง จากชั้นข้อมูล DS_Switch ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 183378 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Switch
13. อุปกรณ์รีโคลอสเซอร์ จากชั้นข้อมูล DS_RECLOSER ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 4548 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Recloser
14. อุปกรณ์สถานีไฟฟ้าย่อย จากชั้นข้อมูล DS_T_Station ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 713 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีทีเอ็ม Substation

15. สายไฟฟ้าแรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVConductor ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 14964 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม ALineSegment
16. สายไฟฟ้าแรงดันกลาง จากชั้นข้อมูล DS_MVConductor ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 2626650 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม ALineSegment
17. สายไฟฟ้าแรงดันต่ำ จากชั้นข้อมูล DS_EserviceLine ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 25711104 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม ALineSegment
18. มิเตอร์แรงดันสูง จากชั้นข้อมูล DS_HVPrimaryMeter ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 546 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม EnergyConsumer + UsagePoint + Meter
19. มิเตอร์ไพรมารี จากชั้นข้อมูล DS_PrimaryMeter ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 57657 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม EnergyConsumer + UsagePoint + Meter
20. มิเตอร์กลุ่ม จากชั้นข้อมูล DS_GroupMeter ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 16666 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม EnergyConsumer + UsagePoint + Meter
21. มิเตอร์แรงดันต่ำ จากชั้นข้อมูล DS_LowVoltageMeter ในระบบ GIS ปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 20046359 รายการ ตรงกับข้อมูลในมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม EnergyConsumer + UsagePoint + Meter

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม เช่น IEC-61970-452 IEC-61970-456 เป็นต้น โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A1 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_GMM/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS_GMM.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS_GMM.rtf หรือ OMS_GMM.docx เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS_GMM.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์

- OMS_GMM.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool

8. การเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบ SCADA (OMS_SCADA)

การเชื่อมโยงนี้ เป็นการเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูล ระหว่างระบบ OMS และระบบ SCADA ดังต่อไปนี้

- AnalogValue
- DiscreteValue
- SwitchingPlan
- SwitchingAction
- SwitchingOrder
- SwitchingPlanRequest
- Fault
- LineFault
- EquipmentFault
- FailureEvent
- EndDeviceEvent
- OutagePlan

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A2 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_SCADA/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-SCADA.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-SCADA.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-SCADA.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์

- OMS-SCADA.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS-SCADA.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

9. การเชื่อมโยงข้อมูลกับ ระบบสนับสนุนงาน 1129 PEA Contact Center

เพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลการแจ้งและการปฏิบัติงานจากผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้เกี่ยวข้อง รวมทั้งสามารถส่งข้อมูลแจ้งกลับไปยังลูกค้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง ผ่านระบบ 1129 PEA Contact Center

- Outage
- PlannedOutage
- UnplannedOutage
- Customer
- CustomerAccount
- CustomerNotification
- AccountNotification
- UsagePoint
- Meter
- OutagePlan
- TroubleOrder
- TroubleTicket
- Incident

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A3 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_CC/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-CC.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-CC.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-CC.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์

- OMS-CC.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS-SAP.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

10. การเชื่อมข้อมูลกับระบบ SAP-ERP

เพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลเกี่ยวกับบริหารทรัพยากรบุคลากรของ กฟผ. ซึ่งจำเป็นต้องใช้ในการบริหารงานบุคลากรที่มีหน้าที่แก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง และเพื่อส่งข้อมูลอื่นที่จำเป็นกลับไปยังระบบ SAP

- Person
- OperationPersonRole
- Crew
- CrewMember
- WorkTask
- WorkActivityRecord
- WorkAsset
- Vehicle
- Tool
- WorkTimeSchedule

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A4 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_SAP/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-SAP.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-SAP.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-SAP.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-SAP.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS-SAP.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

11. การเชื่อมข้อมูลกับระบบสนับสนุนระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (UTP : Utility Platform)
เพื่อให้ได้ข้อมูลเกี่ยวกับการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า นำมาใช้ในการบริหารไฟฟ้าขัดข้อง

- CustomerAccount
- Meter
- UsagePoint
- Outage
- TroubleTicket
- Asset
- Equipment
- Customer

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้งานได้
เริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A5 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_UTP/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบทานข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่าง
กัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็น
ที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-UTP.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-UTP.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-UTP.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-UTP.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS- UTP.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

12. การเชื่อมโยงข้อมูลระบบโมบายแอปพลิเคชันสำหรับลูกค้า Mobile Application for Customer

เพื่อรับส่งข้อมูลกับระบบโมบายแอปของลูกค้า ทำให้ลูกค้าสามารถแจ้งข้อมูลมาได้โดยตรง และสามารถแจ้งข้อมูลเกี่ยวกับแผนการดับไฟและเหตุการณ์ไฟดับได้อย่างสะดวก

- UnplannedOutage
- PlannedOutage
- UsagePoint
- TroubleTicket

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A6 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprf/OMS_APP/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-APP.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-APP.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-APP.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-APP.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS-APP.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

13. การเชื่อมโยงข้อมูลระบบสมาร์ตมิเตอร์ (Advance Meter Infrastructure)

เพื่อให้สามารถนำข้อมูลเกี่ยวกับสมาร์ตมิเตอร์ มาสนับสนุนเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการบริหารไฟฟ้า
ขัดข้อง

- ข้อมูลอ่านค่ามิเตอร์ - Reading
- ข้อมูลเหตุการณ์ในอุปกรณ์ - EndDeviceEvent
- ข้อมูลจุดใช้ไฟฟ้า - UsagePoint
- ข้อมูลแผนดับไฟ - OutagePlan
- ข้อมูลพื้นที่ไฟฟ้าขัดข้อง - OutageArea
- ข้อมูลมิเตอร์ - Meter

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้ค่า
เริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A7 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_AMI/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่าง
กัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็น
ที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-AMI.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-AMI.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-AMI.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-AMI.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool

- OMS-AMI.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

14. การเชื่อมโยงข้อมูลระบบ MWM (Mobile Workforce Management)

เพื่อให้สามารถรับส่งแลกเปลี่ยนข้อมูลกับระบบโมบายเวิร์คฟอร์สของ กฟภ

- ข้อมูลไฟฟ้าขัดข้อง – UnplannedOutage
- ข้อมูลการดับไฟ - PlannedOutage
- ข้อมูลชุดปฏิบัติการ - Crew
- ข้อมูลจุดใช้ไฟ - UsagePoint
- ข้อมูล TroubleTicket

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A8 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = <http://pea.co.th/cimprof/OMS-MWM /2023#>

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนั้น ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-MWM.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)
- OMS-MWM.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-MWM.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์
- OMS-MWM.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool
- OMS-MWM.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

15. การเชื่อมโยงข้อมูลระบบบริหารทรัพย์สินองค์กร (Enterprise Asset Management : EAM)

เพื่อให้ข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและกิจกรรมบริหารไฟฟ้าขัดข้อง สามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการบริหารทรัพย์สินในระบบไฟฟ้า ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ข้อมูลทรัพย์สิน - Asset

ข้อมูลเหตุการณ์ของอุปกรณ์ - EndDeviceEvent

ข้อมูลสุขภาพของทรัพย์สิน - AssetHealthEvent

ข้อมูลไฟฟ้าขัดข้อง - Outage

ข้อมูลแผนดับไฟ - OutagePlan

ข้อมูลปฏิบัติการเกี่ยวกับทรัพย์สิน - WorkTask

ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดทำ ซิมโปรไฟล์ (CIM Profile) ตามมาตรฐาน ไออีซีซีเอ็ม โดยสามารถใช้ค่าเริ่มต้นได้จาก ซิมโปรไฟล์ตัวอย่าง ตามภาพผนวก A9 โดยมีชื่อโปรไฟล์ (URL) ดังต่อไปนี้

CIM profile URL = http://pea.co.th/cimprof/OMS_EAM/2023#

โดยการจัดทำซิมโปรไฟล์ดังกล่าวนี้ ให้สอบถามข้อมูลที่ต้องการให้มีการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูลระหว่างกัน โดยทำงานร่วมกับเจ้าหน้าที่ผู้เกี่ยวข้อง โดยให้ใช้ซอฟต์แวร์เครื่องมือ (Software Tool) ที่ได้มาตรฐานเป็นที่ยอมรับ ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เช่น ซอฟต์แวร์ CIMTool (<https://github.com/CIMug-org/CIMTool>) และจัดทำ ซิมโปรไฟล์อย่างน้อย ดังต่อไปนี้

- OMS-EAM.rdf ไฟล์อธิบาย CIM profile ตามมาตรฐาน IEC61970-501 (CIM RDF)

- OMS-EAM.rtf เอกสารอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์

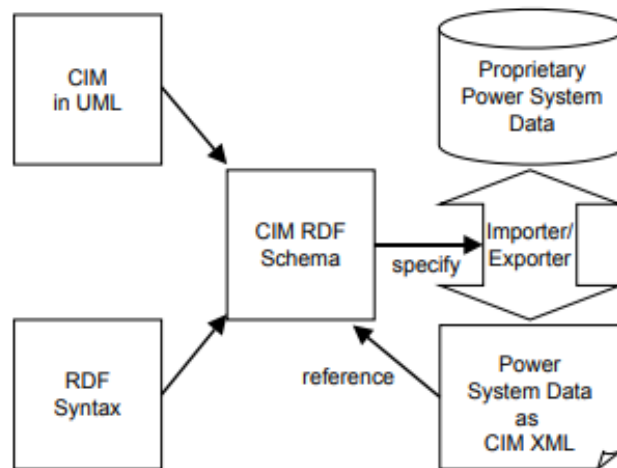
- OMS-EAM.html ไฟล์ HTML สำหรับอธิบายรายละเอียดโปรไฟล์

- OMS-EAM.owl ไฟล์อธิบาย CIM profile จากซอฟต์แวร์ CIMTool

- OMS-EAM.part100-ed2.xsd ไฟล์อธิบาย CIM XMLSchema IEC-61968-100

รูปแบบมาตรฐานข้อมูลกริดโมเดล CIM XML Format : IEC61970-552

การรับส่งข้อมูลกริดโมเดล ให้ใช้รูปแบบข้อมูลที่เป็นมาตรฐาน ในที่นี้คือมาตรฐาน CIM ในรูปแบบ XML Format ภายใต้มาตรฐาน IEC61970-552 หรือ มาตรฐานอื่นที่เทียบเท่าหรือดีกว่า เช่น JSON-LD, RDF/TTL เป็นต้น



ตัวอย่างรูปแบบข้อมูลโครงข่ายไฟฟ้ากรณีส่งข้อมูลทั้งหมด (Full Model)

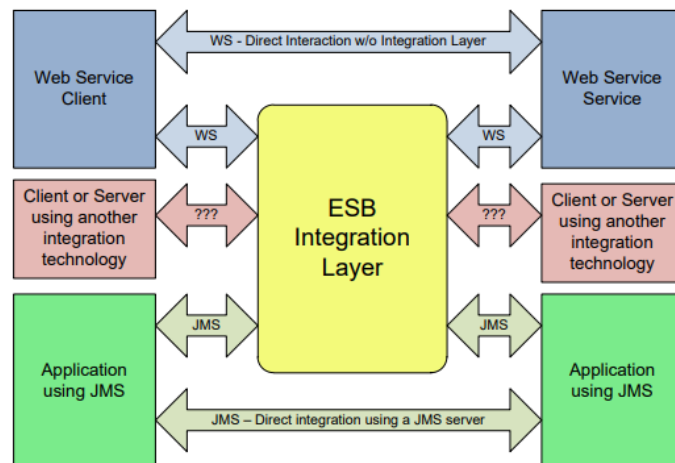
```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<rdf:RDF
  xmlns:rdf="http://www.w3.org/1999/02/22-rdf-syntax-ns#"
  xmlns:cim="http://iec.ch/TC57/2004/CIM-schema-cim10#"
  xmlns:md="http://iec.ch/TC57/61970-552/ModelDescription/1#"
  xml:base="urn:uuid:">
  <md:FullModel rdf:about="#_26cc8d71-3b7e-4cf8-8c93-8d9d557a4846">
    <md:Model.created>2008-12-24</md:Model.created>
    <md:Model.Supersedes rdf:resource="#_26cc8d71-3b7e-4cf8-8c93-8d9d557a4847"/>
    <md:Model.DependentOn rdf:resource="#_26cc8d71-3b7e-4cf8-8c93-8d9d557a4848"/>
    <md:Model.version>V32</md:Model.version>
    <md:Model.modelingAuthoritySet>http://polarenergy.com/2008/NorthPoleTSO</md:Model
.modelingAuthoritySet>
    <md:Model.description>Santa Claus made a study case peak load summer base
topology solution</md:Model.description>
    <md:Model.profile>http://iec.ch/TC57/61970-
452/EquipmentModel/1</md:Model.profile>
    <md:Model.version>179</md:Model.version>
  </md:FullModel>
  ...
</rdf:RDF>

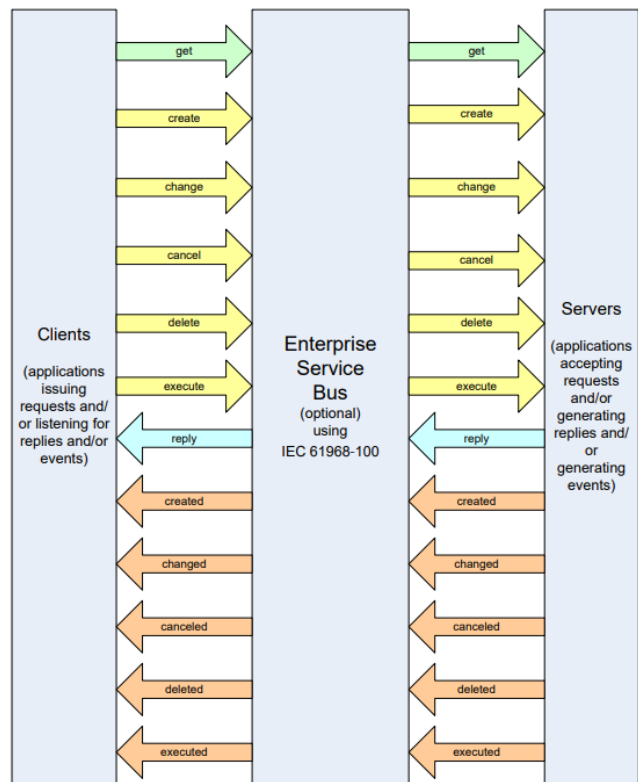
```

รูปแบบมาตรฐานเชื่อมโยงเกี่ยวกับปฏิบัติการไฟฟ้าขัดข้อง CIM XML Format : IEC61968-100

ข้อมูลที่จะใช้ในการรับส่งระหว่างกันให้จัดเก็บในรูปแบบ CIM XML ตามมาตรฐาน IEC61968-100 ส่วนการเชื่อมโยงข้อมูลสามารถทำได้หลายวิธี อาทิเช่น วิธีการเว็บเซอร์วิส (WebServices : WS) วิธีการ JMS (Java Message Service) หรือ วิธีการอื่น ๆ ซึ่งอาจมีระบบซอฟต์แวร์กลางสำหรับบริหารการรับส่ง เช่น ESB (Enterprise Service Bus) หรือ iPaaS (Integration Platform as a Service) หรือ มาตรฐานอื่นที่เทียบเท่าหรือดีกว่า เช่น JSON-LD, RDF/TTL เป็นต้น



การรับส่งข้อมูลระหว่างซอฟต์แวร์อาจมีหลายวัตถุประสงค์ เช่น เพื่ออ่านข้อมูล (get,read) เพื่อสร้างข้อมูลใหม่ (create, post) เพื่อแก้ไขข้อมูล (change) เพื่อยกเลิกปฏิบัติการ (cancel) เพื่อลบข้อมูล (delete) หรือ เพื่อเริ่มปฏิบัติการ (execute)



รูปแบบข้อมูลตามมาตรฐาน CIM XML Format : IEC61968-100

แสดงตัวอย่างข้อมูลในรูปแบบ CIM XML ตามมาตรฐาน IEC61968-100

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<RequestMessage xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message
Message.xsd" xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance">
  <Header>
    <Verb>get</Verb>
    <Noun>LoadForecast</Noun>
    <Revision>1</Revision>
    <ReplayDetection>
      <Nonce>dcd98b7102dd2f0e8b11d0f600bfb0c093</Nonce>
      <Created>2012-12-16T09:30:47.0Z</Created>
    </ReplayDetection>
    <Context>PRODUCTION</Context>

    <Timestamp>2001-12-16T09:30:47.0Z</Timestamp>
    <Source>EMS</Source>
    <AsyncReplyFlag>false</AsyncReplyFlag>
    <ReplyAddress>queue:EMS.ReplyQueue</ReplyAddress>
    <AckRequired>true</AckRequired>
    <User>
      <UserID>Bob</UserID>
      <Organization>Scheduling</Organization>
    </User>
    <MessageID>3432626</MessageID>
    <CorrelationID>3432626</CorrelationID>
    <Comment>Example message</Comment>
    <Property>
      <Name>timeout</Name>
      <Value>10</Value>
    </Property>
  </Header>
  <Request>
    <StartTime>2012-12-17T00:00:00.0Z</StartTime>
    <EndTime>2012-12-17T24:00:00.0Z</EndTime>
  </Request>
</RequestMessage>
```

วิธีการเชื่อมโยงข้อมูล

ในการพัฒนาเชื่อมโยงข้อมูลให้ใช้เทคนิควิธีการที่เป็นที่ยอมรับอย่างกว้างขวาง ในการเชื่อมโยงข้อมูลที่มีลักษณะคล้ายกัน ควรอ้างอิงมาตรฐานการเชื่อมโยงข้อมูลที่มีลักษณะเป็นสากล กรณีที่เป็นการเชื่อมโยงแบบ RESTFUL API อาทิ เช่น มาตรฐาน Open API (<https://spec.openapis.org/oas/latest.html>) หรือ OData (<https://www.odata.org/>) กรณีที่เป็นการเชื่อมโยงข้อมูลแบบเว็บเซอร์วิส อาจใช้ มาตรฐาน SOAP/WSDL (<https://www.w3.org/TR/wsdl.html>)

การเชื่อมโยงข้อมูลใดที่ กฟภ. จัดเตรียมระบบบริการการเชื่อมโยงแบบ iPaaS (Integration Platform as a Service) ไว้และกำหนดให้ต้องเชื่อมโยงผ่าน iPaaS ที่เตรียมไว้ ผู้รับจ้างต้องพัฒนาระบบเชื่อมโยงข้อมูลให้สามารถทำงานร่วมกับระบบ iPaaS ได้อย่างมีประสิทธิภาพ อาทิเช่น การพัฒนาการเชื่อมโยงแบบ RESTFUL API โดยใช้ มาตรฐาน OpenAPI ในรูปแบบที่เชื่อมโยงกับ iPaaS ได้ ส่วนการเชื่อมโยงใดที่มีได้กำหนดให้เชื่อมโยงผ่าน iPaaS ผู้รับจ้างสามารถเสนอวิธีการที่เหมาะสมและได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ. ก่อนดำเนินการ

ในการพัฒนาเชื่อมโยงข้อมูลได้อย่างมีประสิทธิภาพนั้น จำเป็นต้องมีศูนย์รวมเพื่อการประกาศข้อมูลสารสนเทศที่จำเป็น อาทิเช่น ข้อมูลรายชื่อบริการที่เปิดให้บริการ (API catalog) ข้อมูลลิงค์(URL) หรือ จุดให้บริการ (API endpoint) สำหรับให้บริการ ข้อมูลรายละเอียดวิธีการเรียกใช้ระบบ API ที่เปิดให้บริการ (Open API specification) รหัสกลาง (common code list) เป็นต้น ให้ผู้รับจ้างจัดเตรียมศูนย์ข้อมูลกลางเพื่อประกาศข้อมูลสารสนเทศที่จำเป็นเหล่านี้ โดยใช้เทคนิควิธีการที่เป็นมาตรฐานเปิด หรือเป็นมาตรฐานสากลและเป็นที่ยอมรับอย่างกว้างขวาง อาทิเช่น การใช้ มาตรฐานเดต้าแค็ตตาล็อก (<https://www.w3.org/TR/vocab-dcat-2/>) เป็นต้น

10. ข้อกำหนดความต้องการเชิงสมรรถนะ (Performance Requirements Specification)

ระบบต้องได้รับการออกแบบให้มีสมรรถนะเพียงพอ รองรับปริมาณงานต่อไปนี้

1. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ไม่น้อยกว่า 25 ล้านมิเตอร์
2. จำนวนอุปกรณ์ไฟฟ้า (Grid Model Component) ไม่น้อยกว่า 1,000,000 อุปกรณ์
3. สำหรับผู้ใช้ระบบที่ประจำศูนย์ปฏิบัติการระบบไฟฟ้า สามารถใช้พร้อมกันได้ไม่น้อยกว่า 350 ผู้ใช้งาน (Outage Workstation Concurrent Users)
4. สำหรับผู้ใช้ระบบที่ใช้ผ่านอุปกรณ์โมบาย สามารถใช้พร้อมกันได้ไม่น้อยกว่า 350 ผู้ใช้งาน (Outage Mobile Concurrent Users)
5. ปริมาณการเชื่อมโยงรับส่งข้อมูล 1 ล้านข้อมูลต่อวัน
6. ปริมาณเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง 5 ล้านเหตุการณ์ต่อปี
7. ความเร็วในการตอบสนองของการใช้งานระบบ OMS
 - 7.1. ในการบันทึกข้อมูล ต้องสามารถตอบสนองภายใน 3 วินาที ในขณะที่มีจำนวนที่ใช้พร้อมกันไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของจำนวนผู้ใช้งานสูงสุด
 - 7.2. ในการเรียกใช้ข้อมูล On-line ต้องสามารถตอบสนองภายใน 3 วินาที ในขณะที่มีจำนวนที่ใช้พร้อมกันไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของจำนวนผู้ใช้งานสูงสุด

11. ข้อกำหนดความต้องการความพร้อมใช้งาน (Availability Requirements Specification)

ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง ฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ต้องติดตั้งอยู่สองแห่ง คือ ติดตั้งที่ศูนย์ข้อมูลหลัก (Head Quarter Data Center) และที่ศูนย์ข้อมูลสำรอง (Disaster Recovery Data Center) ระบบงานที่ติดตั้งทั้งสองแห่งต้องทำงานในลักษณะสำเนาข้อมูลซึ่งกันและกันในลักษณะมิเรอร์ (Mirror) กล่าวคือ ข้อมูลจะสำเนาเพื่อให้เหมือนตลอดเวลา และเพื่อให้ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) สามารถสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างต่อเนื่อง

ระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต้องออกแบบให้สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องอย่างเป็นระบบเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น โดยใช้ความสามารถของระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Virtual Machine) และอย่างน้อยต้องสามารถทำงานได้ดังต่อไปนี้

- (1) เมื่อระบบคอมพิวเตอร์หลัก (active) ที่ศูนย์ข้อมูลหลัก(HQ IDC) เกิดความผิดพลาดไม่สามารถทำงานได้ ระบบคอมพิวเตอร์สำรอง (standby) ที่ศูนย์ข้อมูลหลัก(HQ IDC) สามารถทำงานต่อเนื่องได้ทันที
- (2) เมื่อระบบคอมพิวเตอร์หลัก (active) และระบบสำรอง (standby) ที่ศูนย์ข้อมูลหลัก (HQ IDC) เกิดความผิดพลาดไม่สามารถทำงานได้ ระบบสำรอง(backup) ที่ศูนย์ข้อมูลสำรอง (DR IDC) สามารถทำงานต่อเนื่องได้โดยเร็ว

ความต่อเนื่องของระบบคอมพิวเตอร์ต้องออกแบบอย่างรอบคอบ คำนึงถึงสถานการณ์ที่อาจเกิดขึ้นจริงในทุกมิติ อาทิ เช่น หากใช้ระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายเสมือน (Virtual Machine) เป็นระบบหลัก (active) และระบบสำรอง (standby) ควรจัดสรรทรัพยากรให้ทำงานบนระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายทางกายภาพ (Physical Machine) ที่เป็นคนละเครื่องกัน

ในการจัดทำข้อเสนอโครงการ ผู้เสนอต้องอธิบายอย่างชัดเจนถึงรายละเอียดวิธีการที่ใช้ในการสำรองข้อมูล (backup/failover) เพื่อให้สามารถสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างต่อเนื่อง และต้องทำการสาธิตการสำรองข้อมูล และการทำงานอย่างต่อเนื่องได้จริง ในช่วงการพัฒนาระบบงาน การสาธิตดังกล่าว หมายรวมถึงการทดสอบสถานการณ์สมมุติที่ร้ายแรง อาทิ เช่น กรณีระบบหลัก (active) ล้มเหลว และระบบสำรอง(standby) ต้องทำงานต่อเนื่องทันที หรือ กรณีศูนย์ข้อมูลหลักล้มเหลว ระบบ (backup) ที่ศูนย์ข้อมูลสำรอง ต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่องโดยเร็ว

12. ข้อกำหนดความต้องการความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security Requirements Specification)

1. Security Architecture

- 1.1. ผู้รับจ้างต้องระบุขอบเขตเครือข่ายของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) การเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบที่เกี่ยวข้อง และการให้บริการผู้ใช้งาน โดยจัดทำเป็นแผนผังระบบเครือข่าย (Network Diagram) หรือเอกสาร ที่ระบุองค์ประกอบทั้งหมดของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) (ทั้งที่เป็น Physical และ Virtual) และอินเทอร์เน็ตเฟกซ์ที่เป็นจุดเชื่อมโยงข้อมูล หรือจุดให้บริการผู้ใช้งาน รวมทั้งอุปกรณ์หรือระบบที่ใช้ควบคุม เผื่อไว้ ป้องกันการเข้าถึงเครือข่ายภายในของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS)
- 1.2. เครือข่ายภายในของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องออกแบบโดยแยกกลุ่มเครือข่าย (Network Zone) ออกจากกันตามความจำเป็นในการทำงาน และระดับความสำคัญต่อการให้บริการของระบบ (เช่น Production, Pre-Production, Management, De-militarized Zone (DMZ), ฯลฯ) และข้อมูลที่วิ่งผ่านระหว่างกลุ่มเครือข่าย ต้องมีการควบคุมโดย Next-Generation Firewall และระบบ Intrusion Prevention System
- 1.3. อินเทอร์เน็ตเฟกซ์ที่เป็นจุดเชื่อมโยงข้อมูล หรือให้บริการผู้ใช้งาน ต้องมีการป้องกันโดย Next-Generation Firewall และระบบ Intrusion Prevention System (IPS) ที่สามารถรองรับปริมาณข้อมูลของผู้ใช้งานตามจำนวนที่ระบุในสถาปัตยกรรมโครงสร้างพื้นฐานและการเชื่อมโยง
- 1.4. (Optional) เว็บแอปพลิเคชัน (Web Application) และ/หรือ API สำหรับอุปกรณ์เคลื่อนที่ (Mobile Device) สำหรับให้บริการผู้ใช้งาน ต้องมีการป้องกันโดย Web Application Firewall (WAF) และ/หรือ API Firewall ที่สามารถรองรับปริมาณข้อมูลของผู้ใช้งานตามจำนวนที่ระบุในสถาปัตยกรรมโครงสร้างพื้นฐานและการเชื่อมโยง
- 1.5. แอปพลิเคชัน OMS บนเวิร์กสเตชัน, เว็บแอปพลิเคชัน (Web Application), และบนอุปกรณ์เคลื่อนที่ (Mobile Device) สำหรับให้บริการผู้ใช้งาน ต้องทำงานแบบ High Availability (HA) โดยหาก Process ที่ให้บริการแอปพลิเคชัน เว็บแอปพลิเคชัน และ/หรือ API หยุดการทำงาน ผู้ใช้ต้องสามารถใช้งานระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต่อได้โดยไม่หยุดชะงัก
- 1.6. การเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบที่เกี่ยวข้อง ต้องมีการเข้ารหัสลับ (Encryption) โดยใช้อัลกอริทึมที่ปลอดภัยและได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ในกรณีที่ไม่สามารถใช้การเข้ารหัสลับได้ ผู้รับจ้างต้องกำหนดแนวทางในการตรวจสอบความถูกต้องหรือป้องกันการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลระหว่างส่ง
- 1.7. ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องรองรับการพิสูจน์ตัวตน (Authentication) ก่อนการเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งรองรับการพิสูจน์ตัวตนของผู้ใช้งานแอปพลิเคชัน OMS บนเวิร์กสเตชัน, เว็บแอปพลิเคชัน (Web Application), และบนอุปกรณ์เคลื่อนที่ (Mobile Device)
- 1.8. ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องรองรับการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งานแบบ Role-Based Access Control (RBAC) โดยต้องสามารถกำหนดให้ผู้ใช้งานเข้าถึงฟังก์ชันต่าง ๆ ในระบบได้เท่าที่จำเป็น (Least Privileges) และตามหน้าที่ความรับผิดชอบ (Separation of Duties)
- 1.9. (Optional) ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องรองรับการกำหนดสิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลของผู้ใช้งาน โดยคำนึงถึงระดับชั้นความลับของข้อมูล (Confidentiality) ความจำเป็นที่ต้องใช้ข้อมูลนั้นในการปฏิบัติงาน (Need-to-know) และความเป็นส่วนตัวของเจ้าของข้อมูล (Privacy)
- 1.10. (Optional) เครื่องเซิร์ฟเวอร์และเวิร์กสเตชันของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องติดตั้งโปรแกรมป้องกันมัลแวร์ หรือ Endpoint Detection and Response (EDR) หรือมีการทำ Application Allowlisting เพื่อป้องกันการโจมตี ติดตั้ง หรือเรียกใช้ซอฟต์แวร์ที่เป็นอันตรายต่อระบบ
- 1.11. องค์ประกอบทั้งหมดของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) (ฮาร์ดแวร์, ซอฟต์แวร์, ระบบปฏิบัติการ, เครื่อง

คอมพิวเตอร์เสมือน, อุปกรณ์เครือข่าย, เว็บแอปพลิเคชัน ฯลฯ) ต้องมีการออกแบบและควบคุมด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ โดยอ้างอิงตามมาตรฐานสากลหรือ Best Practice เช่น CIS Critical Security Controls V8 และ OWASP Top 10 2021 เป็นต้น

- 1.12. ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ต้องมีการรวบรวม จัดเก็บข้อมูล Log ด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ของระบบปฏิบัติการ อุปกรณ์เครือข่าย และแอปพลิเคชันต่างๆ เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 90 วัน และต้องสามารถส่งต่อข้อมูล Log ดังกล่าวไปยังอุปกรณ์ Log Collector หรือ SIEM ของ กฟผ. ได้

2. Security Testing

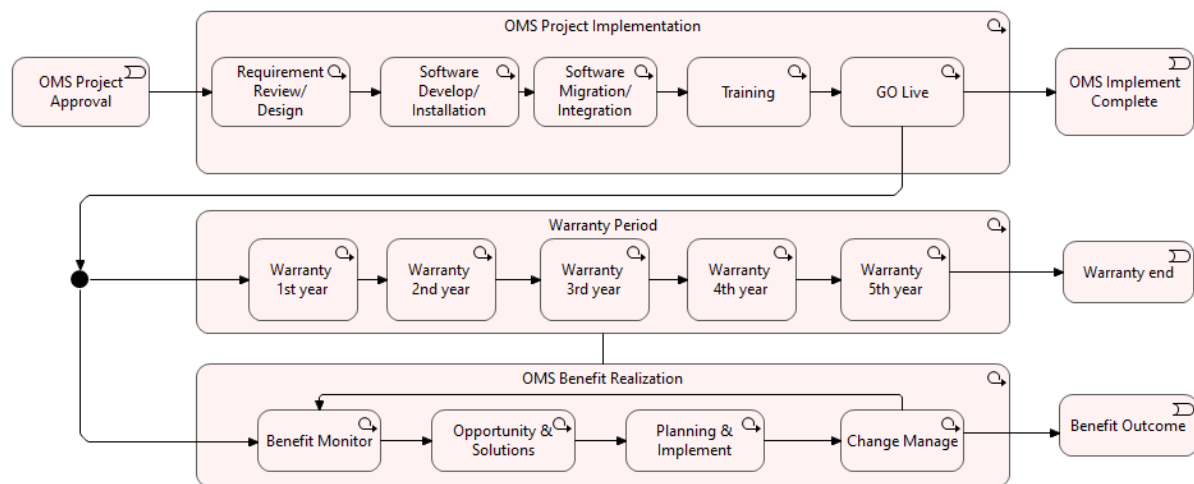
- 2.1. กฟผ. จะทำ Vulnerability Assessment (VA) องค์กรประกอบทั้งหมดของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) (ฮาร์ดแวร์, ซอฟต์แวร์, ระบบปฏิบัติการ, เครื่องคอมพิวเตอร์เสมือน, อุปกรณ์เครือข่าย, เว็บแอปพลิเคชัน ฯลฯ) ก่อนการส่งมอบระบบ เพื่อค้นหาช่องโหว่หรือจุดอ่อน โดยอ้างอิงตามมาตรฐานสากลหรือ Best Practice เช่น OWASP Top 10 2021 และ CIS Benchmarks เป็นต้น และผู้รับจ้างต้องทำการแก้ไขช่องโหว่ที่ตรวจพบ (Correction) หรือหาวิธีบรรเทาโอกาสที่จะถูกโจมตีหรือผลกระทบจากช่องโหว่นั้น (Mitigation) โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม
- 2.2. กฟผ. จะทำ Penetration Testing (Pentest) องค์กรประกอบทั้งหมดของระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) (ฮาร์ดแวร์, ซอฟต์แวร์, ระบบปฏิบัติการ, เครื่องคอมพิวเตอร์เสมือน, อุปกรณ์เครือข่าย, เว็บแอปพลิเคชัน ฯลฯ) ก่อนการส่งมอบระบบ หรือในระหว่างระยะเวลารับประกัน เพื่อค้นหาช่องโหว่หรือจุดอ่อนที่อาจถูกใช้ในการโจมตีระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) จากผู้ไม่ประสงค์ดี และผู้รับจ้างต้องทำการแก้ไขช่องโหว่ที่ค้นพบ (Correction) หรือหาวิธีบรรเทาโอกาสที่จะถูกโจมตีหรือผลกระทบจากช่องโหว่นั้น (Mitigation) โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม

3. Security Operation

- 3.1. ผู้รับจ้างต้องจัดทำ Software Bill of Materials (SBOM) โดยระบุไลบรารีและ Third-Party Software ต่าง ๆ ที่มีการใช้งานในระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) เพื่อเป็นข้อมูลให้ กฟผ. ในการบริหารจัดการช่องโหว่ด้าน Supply Chain
- 3.2. ผู้รับจ้างต้องจัดหาสิทธิ์การใช้งาน (License) หรือ Subscription ขององค์กรประกอบต่าง ๆ ในระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) ให้ครอบคลุมการใช้งานตลอดระยะเวลาประกัน

13. ข้อกำหนดความต้องการด้านการบำรุงรักษา (Maintainability Requirements Specification)

การสนับสนุนภายหลังจากการนำระบบออกใช้งาน มีระยะเวลา 5 ปี



ขอบเขตการดำเนินงานหลังการนำระบบออกใช้งานและการรับประกัน (Warranty)

1. อับเดทซอฟต์แวร์ให้เป็นเวอร์ชันล่าสุด เพื่อปิดจุดอ่อนหรือช่องโหว่ (Information System Vulnerability) ด้านความมั่นคงปลอดภัย
 - 1.1. เมื่อซอฟต์แวร์มีการอัปเดตเวอร์ชันใหม่ ที่ปรับปรุงให้ความมั่นคงปลอดภัยมากขึ้น ให้แจ้งให้ กฟผ. ทราบพร้อมแผนการอัปเดตซอฟต์แวร์เวอร์ชันใหม่ ภายใน 30 วันนับจากวันที่มีการอัปเดตเวอร์ชันใหม่ เพื่อขอความเห็นชอบการอัปเดตจาก กฟผ.
 - 1.2. ดำเนินการอัปเดตซอฟต์แวร์เวอร์ชันใหม่ โดยไม่ให้มีผลกระทบต่อการปฏิบัติการกิจของ กฟผ. หรือให้มีผลกระทบการปฏิบัติงานน้อยที่สุด
 - 1.3. จัดทำรายงานผลการอัปเดตซอฟต์แวร์เวอร์ชันใหม่
2. แก้ไขข้อบกพร่องของระบบงานเพื่อให้ทำงานตามข้อกำหนดได้อย่างครบถ้วนสมบูรณ์และมีประสิทธิภาพ
 - 2.1. รวบรวมข้อบกพร่องของระบบงานที่ค้นพบจากการใช้งานระบบของผู้ใช้งานและผู้ที่เกี่ยวข้อง
 - 2.2. วิเคราะห์สาเหตุของข้อบกพร่องของระบบงาน และจัดทำแนวทางวิธีการแก้ไขข้อบกพร่อง
 - 2.3. ดำเนินการแก้ไขข้อบกพร่องของระบบงานเพื่อให้ทำงานตามข้อกำหนดได้อย่างครบถ้วนสมบูรณ์และมีประสิทธิภาพหรือเทียบเท่าหรือดีกว่า
 - 2.4. จัดทำรายงานผลการแก้ไขข้อบกพร่องของระบบงาน
3. จัดทำรายงานสถานะการใช้งานระบบ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์บทวนการใช้งานเพื่อปรับปรุงในอนาคต
 - 3.1. ออกแบบรายงานสถานะการใช้งานระบบ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์บทวนการใช้งานเพื่อปรับปรุงในอนาคต โดยมีตัวอย่างหัวข้อรายงาน อาทิเช่น

- 3.1.1. สถิติการใช้งานระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) แยกตามมิติต่าง ๆ เช่น แยกตามฟังก์ชันการใช้งาน แยกตามหน้าจอการใช้งาน แยกตามสำนักงานการไฟฟ้า แยกตามเจ้าหน้าที่ผู้ใช้งาน เป็นต้น
- 3.1.2. สถิติการบันทึกข้อมูลผิดพลาด บันทึกไม่ถูกต้อง บันทึกข้อมูลไม่ครบถ้วน แยกตามมิติต่าง ๆ เช่น แยกตามฟังก์ชันการใช้งาน แยกตามหน้าจอการใช้งาน แยกตามสำนักงานการไฟฟ้า แยกตามเจ้าหน้าที่ผู้ใช้งาน เป็นต้น
- 3.1.3. สถิติการใช้งานผิดขั้นตอน ไม่ครบขั้นตอน หรือลำดับขั้นตอนไม่ถูกต้อง แยกตามมิติต่าง ๆ เช่น แยกตามฟังก์ชันการใช้งาน แยกตามหน้าจอการใช้งาน แยกตามสำนักงานการไฟฟ้า แยกตามเจ้าหน้าที่ผู้ใช้งาน เป็นต้น
- 3.2. จัดทำรายงานสถานะการใช้งาน เป็นประจำทุกเดือน พร้อมทั้งเสนอแนะแนวทางปรับปรุงแก้ไข หรือแนวทางการปฏิบัติเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบ
4. จัดประชุมทบทวนการใช้งานและอบรมการใช้งานระบบและแนวทางปรับปรุงในอนาคต
 - 4.1. จัดทำรายงานสรุปผลการวิเคราะห์รายงานสถานะการใช้งานระบบ พร้อมเสนอแนะแนวทางการปรับปรุงในอนาคต อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง
 - 4.2. ดำเนินการจัดประชุมผู้ใช้งานและผู้เกี่ยวข้อง เพื่อทบทวนการใช้งานและอบรมการใช้งานระบบ เน้นแนวทางการปรับปรุงในอนาคต อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง รองรับผู้เข้าร่วมประชุมไม่น้อยกว่า 60 คน
5. สนับสนุนการพัฒนาขยายผลการนำข้อมูลสารสนเทศไปใช้ประโยชน์โดยการเชื่อมโยงผ่านระบบ API
 - 5.1. เปิดช่องทางให้สามารถเข้าถึงข้อมูลในระบบ เพื่อให้สามารถนำข้อมูลไปขยายผล พัฒนาระบบสารสนเทศเพิ่มเติมด้วยตนเอง ในรูปแบบ API ตามที่กำหนดในข้อกำหนดความต้องการด้านซอฟต์แวร์
 - 5.2. ให้การสนับสนุนโดยการตอบคำถามและให้คำแนะนำแนวทางการพัฒนาระบบซอฟต์แวร์เพื่อเข้าถึงข้อมูลผ่าน API ดังกล่าว เพื่อให้เจ้าหน้าที่ของ API สามารถพัฒนาระบบสารสนเทศของตน นำข้อมูลไปขยายผลต่อยอดสนับสนุนการบริหารไฟฟ้าขัดข้องเพิ่มขึ้นในอนาคต
6. สนับสนุนช่วยเหลือการใช้งานระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้องของเจ้าหน้าที่ในลักษณะ HELP DESK ตลอด 7 วัน 24 ชั่วโมง
 - 6.1. ผู้รับจ้างต้องจัดบุคลากร ในการสนับสนุนช่วยเหลือและแก้ไขปัญหา การใช้งานระบบไฟฟ้าขัดข้องของเจ้าหน้าที่ผ่านช่องทางออนไลน์ หรือทางโทรศัพท์ ในลักษณะ HELP DESK ตลอด 7 วัน 24 ชั่วโมง

บุคลากรที่ให้การสนับสนุนช่วยเหลือและแก้ไขปัญหาเกี่ยวกับการใช้งานระบบ โดยต้องสามารถเข้าช่วยเหลือได้อย่างใกล้ชิดจากระยะทางไกลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์

14. ข้อกำหนดการประกันคุณภาพของซอฟต์แวร์ (Software Quality Assurance Specification)

14.1 การประกันคุณภาพ (Quality Assurance)

- 14.1.1 ผู้รับจ้างจะต้องใช้เทคนิคและแนวทางปฏิบัติในการประกันคุณภาพ (QA) ที่มีเอกสารและเข้มงวดตลอดทั้งโครงการนี้
- 14.1.2 โปรแกรม QA จะครอบคลุมการเตรียมการส่งมอบโครงการทั้งหมด รวมถึงเอกสารประกอบฮาร์ดแวร์ ซอฟต์แวร์ และการสนับสนุนตามที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของ กฟผ.
- 14.1.3 โปรแกรม QA จะต้องจัดให้มีการลดข้อบกพร่องให้เหลือน้อยที่สุด การตรวจพบข้อบกพร่องที่เกิดขึ้นจริงหรือที่อาจเกิดขึ้นตั้งแต่เนิ่น ๆ การดำเนินการแก้ไขอย่างทันท่วงทีและมีประสิทธิภาพ และวิธีการติดตามข้อบกพร่องดังกล่าวทั้งหมด
- 14.1.4 ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมเอกสารมาตรฐาน นโยบาย และขั้นตอนในการประกันคุณภาพให้กับ กฟผ. เมื่อเริ่มต้นโครงการ

14.2 การตรวจสอบ (System testing)

- 14.2.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องได้รับอนุญาตให้เข้าถึงสิ่งอำนวยความสะดวกของผู้รับจ้างในระหว่างการออกแบบส่วนประกอบ การออกแบบระบบ การผลิต และการทดสอบ และสิ่งอำนวยความสะดวกใด ๆ ที่มีการผลิตฮาร์ดแวร์หรือซอฟต์แวร์ที่จะส่งมอบให้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการนี้
- 14.2.2 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาสิ่งอำนวยความสะดวกในสำนักงาน อุปกรณ์ และเอกสารที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบทั้งหมดให้เสร็จสมบูรณ์ และเพื่อตรวจสอบว่าผลิตภัณฑ์นั้นถูกประดิษฐ์และบำรุงรักษาตามข้อกำหนด
- 14.2.3 กฟผ. ได้รับอนุญาตให้ตรวจสอบ ตรวจสอบ และเยี่ยมชมผลิตภัณฑ์ การออกแบบ สิ่งอำนวยความสะดวก หรือสถานที่ใด ๆ ของผู้รับจ้างช่วง ตลอดจนผลิตภัณฑ์ การออกแบบ สิ่งอำนวยความสะดวก หรือสถานที่ของผู้รับจ้างช่วง โดยแจ้งให้ทราบล่วงหน้าอย่างน้อย (7 วัน) และทุกเวลา ระหว่างกำหนดการโครงการ
- 14.2.4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้รับอนุญาตให้ทบทวนและตรวจสอบการใช้งานซอฟต์แวร์อย่างไม่เป็นทางการที่โรงงานของผู้รับจ้างและ/หรือโรงงานของผู้รับจ้างช่วงร่วมกับการประชุมโครงการตามกำหนดการโดยไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมแก่ กฟผ.
- 14.2.5 ข้อตกลงร่วมกันในวาระการประชุม เป้าหมาย และผลลัพธ์ที่คาดการณ์ไว้จะถูกส่งให้กับ กฟผ. ก่อนการสาธิตแต่ละครั้ง และผลลัพธ์จะถูกบันทึกเป็นส่วนหนึ่งของเอกสารประกอบโครงการ
- 14.2.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องได้รับอนุญาตให้เป็นสักขีพยานในการทดสอบส่วนประกอบและ/หรือการทดสอบระบบก่อนการทดสอบการยอมรับจากโรงงานอย่างเป็นทางการ
- 14.2.7 กฟผ. ได้รับอนุญาตให้ตรวจสอบและ/หรือตรวจสอบมาตรฐาน ขั้นตอน และบันทึกการประกันคุณภาพฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ของผู้รับจ้าง เอกสารที่ระบุในแผนการประกันคุณภาพซอฟต์แวร์ที่ได้รับอนุมัติจะได้รับการตรวจสอบเพื่อยืนยันว่าผู้รับจ้างได้ดำเนินกิจกรรมการประกันคุณภาพที่จำเป็น
- 14.2.8 สิทธิในการตรวจสอบจะใช้กับผู้รับจ้างช่วงใดๆ ที่พัฒนาฮาร์ดแวร์และ/หรือซอฟต์แวร์ใหม่เพื่อรวมไว้ในโครงการ เช่นเดียวกับผู้รับจ้างช่วงเหล่านั้นที่จัดหาฮาร์ดแวร์และ/หรือซอฟต์แวร์ที่ปรับแต่งเอง

ข้อกำหนดเหล่านี้จะไม่นำไปใช้กับผู้รับจ้างช่วงซึ่งจัดหาคอมพิวเตอร์มาตรฐานหรืออุปกรณ์ต่อพ่วงและผลิตภัณฑ์มาตรฐานที่จำหน่ายทั่วไป

14.3 ความรับผิดชอบในการทดสอบ

- 14.3.1 ทั้ง กฟภ. และผู้รับจ้างจะต้องกำหนดเป็นลายลักษณ์อักษรและก่อนที่จะเริ่มการทดสอบโรงงาน ผู้ประสานงานการทดสอบ
- 14.3.2 ผู้ประสานงานแต่ละรายได้แก่ กฟภ. และผู้รับจ้างมีหน้าที่รับผิดชอบในการตรวจสอบให้การทดสอบเป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟภ. และแผนการทดสอบที่ได้รับอนุมัติ
- 14.3.3 ผู้ประสานงานแต่ละฝ่ายมีอำนาจในการให้ข้อมูลกับผู้ปฏิบัติงานกับนายจ้างของตน เช่น การอนุมัติผลการทดสอบและกำหนดเวลาสำหรับการแก้ไข เพื่อให้ข้อมูลผู้ปฏิบัติงานดังกล่าวเกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว
- 14.3.4 ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบการทดสอบโรงงานที่มีโครงสร้างทั้งหมด เว้นแต่จะระบุไว้เป็นอย่างอื่นในเอกสารข้อกำหนดนี้ รวมถึงการดำเนินการทดสอบและการเก็บบันทึกทั้งหมดและการจัดทำเอกสาร
- 14.3.5 ผู้รับจ้างต้องเสนอแผนการทดสอบและขั้นตอนการทดสอบให้ กฟภ. พิจารณาอนุมัติ
- 14.3.6 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการทดสอบทั้งหมดและจัดทำเอกสารผลการทดสอบทั้งหมดและบันทึกปัญหาทั้งหมดและติดตามมติของพวกเขาเพื่อให้ กฟภ. ตรวจสอบและอนุมัติ
- 14.3.7 ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการบำรุงรักษาทั้งหมด (ฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่จัดหาโดยผู้รับจ้าง) ตลอดระยะเวลาการทดสอบทั้งหมด

14.4 เอกสารการทดสอบ

14.4.1 ข้อกำหนดทั่วไปของเอกสารการทดสอบ

- 14.4.1.1 ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมแผนการทดสอบ ขั้นตอน และบันทึกสำหรับการทดสอบทั้งหมดสำหรับคุณลักษณะและฟังก์ชันที่จำเป็นตามสัญญา
- 14.4.1.2 ผู้รับจ้างจะต้องตรวจสอบให้แน่ใจว่าการทดสอบแต่ละครั้งนั้นครอบคลุมและตรวจสอบประสิทธิภาพที่เหมาะสมของคุณสมบัติและการทำงานภายใต้การทดสอบ
- 14.4.1.3 ข้อกำหนดทั้งหมดในข้อกำหนดจะต้องผ่านการทดสอบเพื่อประเมินว่าข้อกำหนดนั้นได้รับการส่งมอบตามข้อกำหนดหรือไม่
- 14.4.1.4 แผนการทดสอบและขั้นตอนการทดสอบต้องเน้นการทดสอบข้อกำหนดการทำงานแต่ละข้อ โดยการอ้างอิงข้ามแผนการทดสอบและขั้นตอนกับข้อกำหนดเฉพาะในข้อกำหนด โดยการตรวจสอบเงื่อนไขข้อผิดพลาด โดยการบันทึกเทคนิคการจำลองที่ใช้ และระบุเกณฑ์การรับสำหรับการทดสอบแต่ละครั้ง
- 14.4.1.5 แผนการทดสอบและขั้นตอนการทดสอบจะต้องเป็นแบบแยกส่วนเพื่อให้ส่วนการทดสอบแต่ละส่วนสามารถทำซ้ำได้ตามความจำเป็น
- 14.4.1.6 แผนการทดสอบและขั้นตอนการทดสอบทั้งหมดสำหรับมาตรฐาน มาตรฐานดัดแปลง และฟังก์ชันแบบกำหนดเองจะต้องส่งให้ กฟภ. ตรวจสอบภายในสองเดือนก่อนการทดสอบจริง
- 14.4.1.7 เอกสารการทดสอบทั้งหมดจะต้องผ่านกระบวนการตรวจสอบและอนุมัติเอกสารตามที่ กฟภ.

กำหนด

- 14.4.1.8 กฟภ. จะอนุมัติแผนการทดสอบและขั้นตอนการทดสอบไม่เกินสองสัปดาห์ก่อนการทดสอบจริง

14.4.2 แผนการทดสอบ

- 14.4.2.1 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการทดสอบโดยได้รับคำแนะนำจาก กฟภ. ตามความจำเป็น และส่งแผนดังกล่าวให้ กฟภ. พิจารณาอนุมัติ
- 14.4.2.2 แผนการทดสอบจะต้องรวมถึงตารางสำหรับการทดสอบ
- 14.4.2.3 แผนการทดสอบต้องรวมถึงความรับผิดชอบของผู้รับจ้างและบุคลากรของ กฟภ. ในการดำเนินการทดสอบ รวมถึงการมอบหมายบุคลากรให้ดำเนินการและบันทึกการทดสอบ การจัดหาอุปกรณ์และข้อมูลการทดสอบ และการรายงาน ผลการทดสอบ
- 14.4.2.4 แผนการทดสอบจะต้องรวมถึงแบบฟอร์มใด ๆ ที่ต้องกรอกเป็นส่วนหนึ่งของการทดสอบและคำแนะนำในการกรอกแบบฟอร์ม
- 14.4.2.5 แผนการทดสอบต้องรวมถึงขั้นตอนสำหรับการควบคุมและบันทึกการเปลี่ยนแปลงทั้งหมดที่ทำการกับฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์หลังจากเริ่มการทดสอบ
- 14.4.2.6 แผนการทดสอบต้องรวมถึงบล็อกไดอะแกรมของการกำหนดค่าการทดสอบฮาร์ดแวร์ รวมถึงผู้รับจ้างและอุปกรณ์ที่จัดหาโดย กฟภ. ช่องทางการสื่อสารภายนอก และฮาร์ดแวร์ทดสอบหรือการจำลองใด ๆ
- 14.4.2.7 แผนการทดสอบต้องรวมถึงการระบุเครื่องมืออัตโนมัติและสคริปต์ที่ใช้สำหรับการทดสอบ ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบเครื่องมือและสคริปต์เหล่านี้พร้อมกับเอกสารคู่มือการใช้งานให้แก่ กฟภ.
- 14.4.2.8 แผนการทดสอบต้องรวมถึงเป้าหมายและผลลัพธ์ที่คาดหวังของการทดสอบ ตามที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนด
- 14.4.2.9 แผนการทดสอบต้องอธิบายถึงฮาร์ดแวร์ชั่วคราวและ/หรือการจำลองทั้งหมดที่จะใช้สำหรับการทดสอบแต่ละครั้ง

14.4.3 ขั้นตอนการทดสอบ

- 14.4.3.1 ขั้นตอนการทดสอบต้องอธิบายถึงวิธีการและกระบวนการที่จะต้องปฏิบัติตามในการทดสอบระบบ
- 14.4.3.2 ขั้นตอนการทดสอบจะต้องทำให้เป็นโมดูล เพื่อให้แต่ละฟังก์ชันสามารถทดสอบได้อย่างอิสระ และเพื่อให้การทดสอบดำเนินไปในลักษณะที่เป็นเหตุเป็นผล
- 14.4.3.3 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงชื่อของฟังก์ชันที่จะทดสอบ
- 14.4.3.4 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงรายการของส่วนการทดสอบที่จะดำเนินการและคำอธิบายของวัตถุประสงค์ของแต่ละส่วนการทดสอบ
- 14.4.3.5 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงการตั้งค่าและเงื่อนไขสำหรับแต่ละส่วน รวมถึงคำอธิบายของฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่กำลังทดสอบ อุปกรณ์ทดสอบที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบและ/หรือการจำลอง และข้อมูลที่จะจัดหาโดยผู้รับจ้างและโดย กฟภ.

- 14.4.3.6 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงคำอธิบายของเทคนิคและสถานการณ์ที่จะใช้เพื่อจำลองอินพุตฟิลต์ระบบ
- 14.4.3.7 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงคำอธิบาย รายการ และคำแนะนำสำหรับเครื่องมือซอฟต์แวร์ทดสอบ สคริปต์ และการแสดงผลทั้งหมดที่จำเป็นสำหรับขั้นตอน
- 14.4.3.8 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงคำอธิบายที่ละเอียดของขั้นตอนของแต่ละส่วนการทดสอบ รวมถึงอินพุตและการดำเนินการของผู้ใช้สำหรับแต่ละขั้นตอนการทดสอบ
- 14.4.3.9 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงผลลัพธ์ที่คาดหวังสำหรับแต่ละส่วน รวมถึงเกณฑ์ผ่าน/ไม่ผ่าน
- 14.4.3.10 ขั้นตอนการทดสอบต้องรวมถึงแบบฟอร์มสำหรับบันทึกผลการทดสอบ รวมถึงสถานะผ่าน/ไม่ผ่านและข้อสังเกตที่ทำโดยบุคลากรที่ทำการทดสอบ

14.4.4 บันทึกการทดสอบ

- 14.4.4.1 บันทึกที่สมบูรณ์ของขั้นตอนการทดสอบทั้งหมดที่ดำเนินการ รวมถึงผลการทดสอบแต่ละครั้งจะต้องได้รับการเก็บรักษาโดยผู้รับจ้าง และมอบให้กับ กฟผ. เมื่อยอมรับการทดสอบ
- 14.4.4.2 ผู้รับจ้างจะต้องเก็บรักษานบันทึกการเสร็จสิ้นการทดสอบด้วย PASS/FAIL และลายเซ็นอนุมัติ
- 14.4.4.3 บันทึกจะต้องถูกป้อนเข้าสู่ขั้นตอนการทดสอบ
- 14.4.4.4 บันทึกการทดสอบต้องรวมถึงการอ้างอิงถึงขั้นตอนการทดสอบที่เหมาะสม
- 14.4.4.5 บันทึกการทดสอบต้องรวมถึงวันที่ของการทดสอบและระยะเวลาการทดสอบ
- 14.4.4.6 บันทึกการทดสอบต้องประกอบด้วยคำอธิบายของเงื่อนไขการทดสอบ วันที่ป้อนข้อมูล หรือการกระทำของผู้ใช้ที่แตกต่างจากที่อธิบายไว้ในขั้นตอนการทดสอบ
- 14.4.4.7 บันทึกการทดสอบต้องรวมถึงผลการทดสอบสำหรับแต่ละส่วนการทดสอบ รวมทั้งการบ่งชี้ว่าผ่าน/ไม่ผ่าน และบันทึกว่าแต่ละขั้นตอนได้ดำเนินการแล้ว รวมทั้งสำเนาของจอแสดงผลใดๆ ที่ใช้แสดงผลการทดสอบอย่างเพียงพอ ข้อมูลทั้งหมดที่บันทึกไว้ระหว่างการทดสอบ
- 14.4.4.8 บันทึกการทดสอบจะรวมถึงการระบุและลายเซ็นของตัวแทนของ กฟผ. และผู้รับจ้างที่ดำเนินการและเป็นสักขีพยานในการทดสอบ
- 14.4.4.9 บันทึกการทดสอบต้องรวมถึงการให้ความเห็นโดยผู้แทน กฟผ.
- 14.4.4.10 บันทึกการทดสอบต้องรวมถึงสำเนาของรายงาน สำเนาที่แสดง และสำเนาอื่น ๆ หรือสำเนากาวที่สร้างขึ้นเป็นส่วนหนึ่งของการทดสอบ

14.5 กำหนดการทดสอบ

14.5.1 ข้อกำหนดกำหนดการทดสอบทั่วไป

- 14.5.1.1 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำตารางการทดสอบโดยละเอียดสำหรับการทดสอบระบบ
- 14.5.1.2 ตารางการทดสอบต้องเผื่อเวลาไว้อย่างเพียงพอตลอดระยะเวลาการทดสอบ
- 14.5.1.3 กฟผ. อาจใช้เวลาในการทดสอบเพิ่มเติมที่จำเป็นในการตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้นที่ตรวจพบระหว่างการทดสอบ

- 14.5.1.4 ตารางการทดสอบต้องครอบคลุมการทดสอบทุกแง่มุมและส่วนประกอบของระบบ รวมทั้งส่วนต่อประสานกับระบบอื่นและส่วนประกอบที่จัดหาโดย กฟผ. และต้องอยู่ภายใต้การอนุมัติของ กฟผ.

14.5.2 การเริ่มต้นการทดสอบ

- 14.5.2.1 ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมแผนและขั้นตอนทั้งหมดสำหรับการทดสอบให้แก่ กฟผ. เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มช่วงการทดสอบแต่ละครั้ง
- 14.5.2.2 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเตรียมเอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมด รวมทั้งเอกสารโครงการ ให้แก่ กฟผ. เพื่อตรวจทานหรืออนุมัติก่อนเริ่มช่วงการทดสอบแต่ละครั้ง
- 14.5.2.3 สำเนาของเอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมด รวมถึงเอกสารการออกแบบและการบำรุงรักษา คู่มือผู้ใช้ แผนการทดสอบ และขั้นตอนการทดสอบจะต้องวางไว้ในพื้นที่จัดเตรียมพื้นที่ทดสอบก่อนเริ่มช่วงการทดสอบแต่ละครั้ง
- 14.5.2.4 ก่อนการทดสอบใดๆ พารามิเตอร์ระบบปฏิบัติการ ไฟล์ และข้อมูลการกำหนดค่าทั้งหมดจะต้องบันทึกลงในสื่อเก็บถาวร เพื่อให้สามารถสร้างสภาพแวดล้อมการทำงานของระบบขึ้นใหม่ได้
- 14.5.2.5 ก่อนการทดสอบใด ๆ ข้อกำหนดของฐานข้อมูล จอแสดงผล และรายงานทั้งหมดจะต้องบันทึกลงในสื่อเก็บถาวร เพื่อให้ฐานข้อมูล จอแสดงผล และรายงานสามารถสร้างขึ้นใหม่ได้หากจำเป็น
- 14.5.2.6 ก่อนการทดสอบใดๆ โลบาริซอร์สโค้ดทั้งหมดจะต้องบันทึกลงในสื่อเก็บถาวร เพื่อให้ซอฟต์แวร์สามารถสร้างใหม่ได้หากจำเป็น
- 14.5.2.7 กฟผ. จะสงวนสิทธิ์ในการไม่อนุมัติการเริ่มต้นระยะเวลาการทดสอบ หากผู้รับจ้างไม่ได้จัดเตรียมเอกสารที่เหมาะสม และ/หรือ กฟผ. ระบุว่าผลต่างไม่ได้รับการบูรณาการอย่างสมบูรณ์และทดสอบโดยผู้รับจ้าง

14.5.3 เสร็จสิ้นการทดสอบ

- 14.5.3.1 การทดสอบจะถือว่าเสร็จสมบูรณ์ก็ต่อเมื่อมีรายการทั้งหมดต่อไปนี้เกิดขึ้น:
- 14.5.3.1.1. ผลการทดสอบที่คาดการณ์ไว้ได้แสดงให้เห็นเรียบร้อยแล้ว
 - 14.5.3.1.2. ความแปรปรวนทั้งหมดได้รับการแก้ไขจนเป็นที่พอใจของ กฟผ. หรือมีการกำหนดแผนบรรเทาผลกระทบที่ตกลงร่วมกัน
 - 14.5.3.1.3. บันทึกการทดสอบทั้งหมดได้ถูกส่งไปยัง กฟผ.
 - 14.5.3.1.4. กฟผ. รับทราบเป็นลายลักษณ์อักษรว่าเสร็จสิ้นการทดสอบ

14.5.4 การกำกับการทดสอบ

- 14.5.4.1 การทดสอบซ้ำให้กำหนดวันและเวลาที่ตกลงร่วมกันระหว่างผู้รับจ้างและ กฟผ.

14.5.5 การเปลี่ยนแปลงระหว่างการทดสอบ

- 14.5.5.1 ผู้รับจ้างจะต้องควบคุมสภาพแวดล้อมการทดสอบอย่างระมัดระวัง เพื่อให้สามารถระบุการเปลี่ยนแปลงทั้งหมดได้อย่างง่ายดาย และเพื่อให้การเปลี่ยนแปลงใด ๆ ที่ติดตั้งเพื่อวัตถุประสงค์ใด

ๆ สามารถถูกลบออก และสภาพแวดล้อมการทดสอบก่อนหน้านี้จะกลับคืนมา

14.5.5.2 กฟภ. มีสิทธิที่จะระงับการทดสอบ ย้อนกลับไปเป็นเวอร์ชันก่อนหน้าของซอฟต์แวร์หรือฮาร์ดแวร์ใด ๆ และเริ่มการทดสอบใด ๆ ที่ดำเนินการไปก่อนหน้านี้ใหม่ หากตามความเห็นของ กฟภ. มีการเปลี่ยนแปลงระบบที่ทดสอบโดยไม่ได้รับอนุญาตหรือ การเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจะส่งผลกระทบต่อทดสอบที่เสร็จสมบูรณ์ก่อนหน้านี้

14.5.5.3 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำและบันทึกกระบวนการควบคุมการเปลี่ยนแปลงและการจัดการการกำหนดค่าอย่างเป็นทางการสำหรับการระบุ ควบคุม และรายงานการเปลี่ยนแปลงใด ๆ ที่เกิดขึ้นกับฮาร์ดแวร์ ซอฟต์แวร์ และเอกสารได้ตลอดเวลาในระหว่างโครงการ รวมถึงหลังจากจัดส่งไปยังไซต์ของ กฟภ.

14.5.6 การทดสอบและตรวจสอบความปลอดภัยทางไซเบอร์

14.5.6.1 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการตรวจสอบความปลอดภัยทางไซเบอร์ตามข้อกำหนดการทำงานโดยบริษัทหรือองค์กรตรวจสอบมืออาชีพ โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับการตรวจสอบความปลอดภัยทางไซเบอร์ดังกล่าวแต่ เพียงผู้เดียว และได้รับการอนุมัติและรับรองโดย กฟภ.

14.5.6.2 จะต้องได้รับการตรวจสอบว่าสำหรับสินทรัพย์ระบบทั้งหมด การตรวจสอบเหตุการณ์ความปลอดภัยถูกเปิดใช้งานและทำงานตามข้อกำหนดการทำงาน

14.5.6.3 จะต้องตรวจสอบว่าพอร์ตเครือข่ายที่ไม่จำเป็นสำหรับการดำเนินการถูกปิดใช้งาน

14.5.6.4 การสแกนไวรัสและมัลแวร์ของระบบจะต้องดำเนินการเพื่อตรวจสอบว่าเครื่องมือสแกนไวรัสและมัลแวร์ทั้งหมดเปิดใช้งานอยู่ และใช้รูปแบบลายเซ็นไวรัสที่เป็นปัจจุบันที่สุด

14.5.6.5 จะต้องได้รับการตรวจสอบว่าซอฟต์แวร์ทั้งหมดที่ไม่จำเป็นสำหรับการทำงานได้ถูกลบหรือปิดใช้งานแล้ว

14.5.6.6 ไฟล์ลายเซ็นทั้งหมดที่ใช้โดยโครงสร้างความปลอดภัยของซอฟต์แวร์จะถูกสร้างขึ้นใหม่

14.5.6.7 จะต้องได้รับการตรวจสอบว่าซอฟต์แวร์ทั้งหมดที่ไม่จำเป็นสำหรับการทำงานได้ถูกลบหรือปิดใช้งานแล้ว

14.5.6.8 การใช้บัญชีที่ร่วมกันจะต้องลดลงและผู้ใช้ทุกคนที่สามารถเข้าถึงบัญชีที่ร่วมกันจะได้รับการบันทึกไว้

14.5.6.9 กฟภ. สงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบการฝึกอบรมความปลอดภัยทางไซเบอร์ของผู้รับจ้างและการตรวจสอบประวัติสำหรับเจ้าหน้าที่ผู้รับจ้างทุกคนที่จะถูกส่งไปยังไซต์งานของ กฟภ. และพนักงานทั้งหมดที่เหลือนอยู่ในสถานที่ของผู้รับจ้างที่สามารถเข้าถึงหรือจะทำงานบนระบบ

14.5.6.10 สิทธิการเข้าถึงที่กำหนดให้กับบัญชีผู้ใช้จะถูกจำกัดเฉพาะที่จำเป็นในการดำเนินงานของผู้ใช้และได้รับการอนุมัติจากฝ่ายบริหาร

14.5.6.11 ผู้ใช้ทุกคนจะต้องได้รับความรู้ด้านความปลอดภัยและการฝึกอบรมการใช้งานที่ยอมรับได้ก่อนที่จะได้รับอนุญาตให้เข้าถึงทรัพย์สินของระบบทั้งทางกายภาพและทางอิเล็กทรอนิกส์

14.5.6.12 ผู้ใช้ทุกคนจะต้องได้รับและผ่านการตรวจสอบประวัติความปลอดภัยก่อนที่จะได้รับอนุญาต

ให้เข้าถึงทรัพย์สินของระบบทั้งทางกายภาพและทางอิเล็กทรอนิกส์

14.5.6.13 การไหลเวียนของข้อมูลทั้งหมดภายในระบบ รวมถึงเส้นทางการสื่อสารและโปรโตคอลจะต้องมีการจัดทำเป็นเอกสาร

