

ศูนย์ข้อมูลข่าวสารของราชการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดสุโขทัย

กองวิจัย

RESEARCH DIVISION

สมัครสมาชิก ลงชื่อเข้าระบบ

หน้าหลัก
แผนที่หน่วยงาน
บุคลากร กวอ.
ติดต่อเรา
แผนผังเว็บไซต์

ค้นหา

งานศึกษาริวิจัยเพื่อจัดทำฐานข้อมูล PQDM

พัฒนารฐานข้อมูลเพื่อรวบรวมข้อมูลผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า และจัดทำรายงานอัตโนมัติ

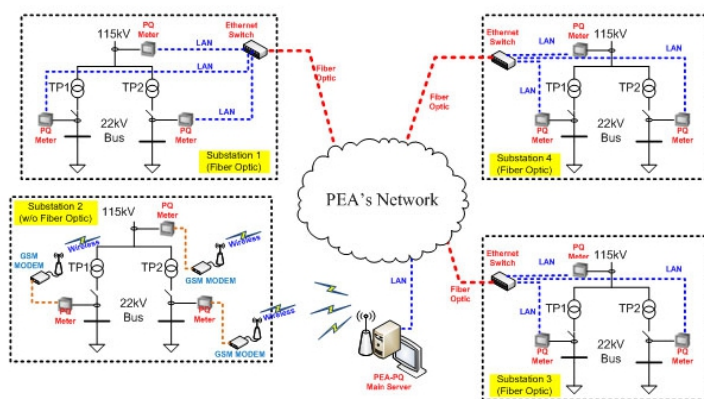
Home >
 งานวิจัย >
 งานศึกษาริวิจัยเพื่อจัดทำฐานข้อมูล PQDM

รายละเอียด :

ที่ปรึกษางานวิจัย : ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วัตถุประสงค์ :

- เพื่อให้ได้ระบบบริหาร จัดการข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งสามารถรองรับข้อมูลเชิงสถิติระยะยาว จากเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานี่ไฟฟ้า
- เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสมของ กฟภ.
- เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)
- เพื่อแสดงคุณภาพไฟฟ้าต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Intranet
- พัฒนาคคกลางกรของ กฟภ. ให้เป็นนักวิจัยเพื่อให้ความรู้ความเข้าใจต่อข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า และการนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ต่อ กฟภ.



Download เนื้อหาที่เกี่ยวข้อง เอกสารรายงานผลการศึกษาค้นค้น

Download เนื้อหาที่เกี่ยวข้อง เอกสารรายงานความก้าวหน้า ครั้งที่ 1

กรกช ยศสมบัติ

2018-12-12 14:03:37



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY



รายงานผลการศึกษาระดับต้น

งานศึกษาวิจัยเพื่อจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า
(Power Quality Database Management: PQDM)

เสนอ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เสนอโดย

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

25 ตุลาคม 2560



สารบัญ

หน้า

1	หลักการและเหตุผล.....	3
2	วัตถุประสงค์.....	7
3	ขอบเขตของงาน	8
4	แนวทางการดำเนินงาน	10
4.1	รายละเอียดการดำเนินงาน.....	10
4.2	แผนการดำเนินงาน.....	12
5	ประโยชน์ที่จะได้รับ	12
6	การส่งมอบงาน.....	13
7	การบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า.....	14
8	เอกสารอ้างอิง	26



งานวิจัยเพื่อจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

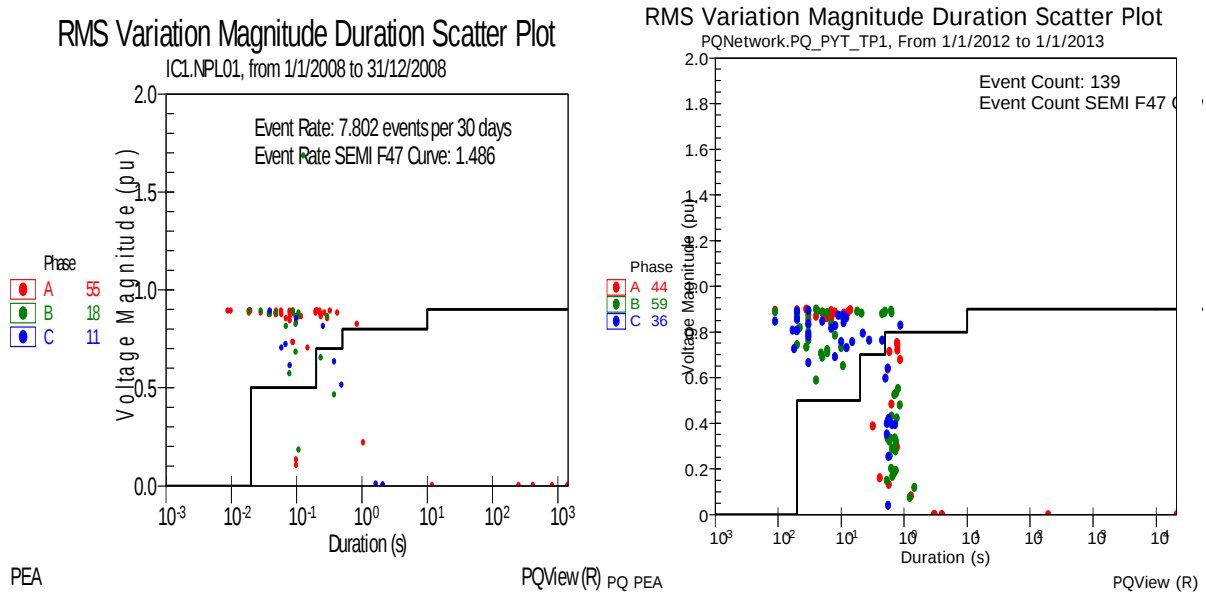
1. หลักการและเหตุผล

ปัญหาคุณภาพไฟฟ้า เป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เครื่องจักร และอุปกรณ์ไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรมปลดตัวเองออกจากระบบ หรือเกิดการชำรุดเสียหาย เป็นผลทำให้กระบวนการผลิตต่างๆ ในภาคธุรกิจอุตสาหกรรมต้องหยุดชะงัก ส่งผลให้เศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศได้รับความเสียหาย คุณภาพไฟฟ้าจึงถือเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่งในการบริการไฟฟ้าให้กับกลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรม ที่ใช้เทคโนโลยีระดับสูงในการผลิตสินค้า ซึ่งเป็นกลุ่มลูกค้าหลักของ กฟผ.

จากข้อมูลทางสถิติที่ กฟผ. เก็บรวบรวมได้ในโครงการวิจัยด้านคุณภาพไฟฟ้าชี้ให้เห็นว่าปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่เป็นปัญหาหลักที่สร้างผลกระทบต่อกระบวนการผลิตในภาคธุรกิจอุตสาหกรรมมากที่สุดคือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag/Voltage Dip) ที่มีผลมาจากฟอลต์ (Fault) ที่เกิดขึ้นในระบบสายส่งหรือระบบจำหน่ายหนึ่งๆ แล้วส่งผลให้ลูกค้าบางประเภทในพื้นที่ข้างเคียงประสบกับปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยความรุนแรงที่เกิดขึ้นนั้นจะแปรผันตรงกับขนาดของกระแสฟอลต์ ชนิดของฟอลต์ และระยะเวลาในการกำจัดฟอลต์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้า นอกจากฟอลต์ที่ กฟผ. พยายามควบคุมให้เกิดให้น้อยที่สุดแล้วยังมีฟอลต์บางประการที่ไม่สามารถควบคุมได้ง่าย อาทิเช่น ฟอลต์ที่เกิดจากฉนวนไฟฟ้าชำรุด จากฟ้าผ่า และฟอลต์จากระบบดินเสไฟฟ้า เป็นต้น

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้นทำให้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้าบางประเภทที่มีขีดจำกัดความทนได้ต่ำ (Sensitive Load) ต้องปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าทำให้เกิดไฟฟ้าดับ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้นและเศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศได้รับความเสียหาย อย่างไรก็ตามผลกระทบของปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่เกิดขึ้น ส่วนหนึ่งมีปัจจัยมาจากการเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้า ที่ไม่สอดคล้องกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หรือมีขีดจำกัดความทนได้ต่ำ ประกอบกับลูกค้ามักเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าภายในโรงงานที่มีมาตรฐานต่างกันด้วยเหตุผลทางด้านการลงทุน ผลของการเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีมาตรฐานการผลิตที่ต่างกันนี้มีผลทำให้ขีดจำกัดความทนได้ต่อปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของอุปกรณ์ไฟฟ้าในแต่ละประเภทไม่เท่ากัน จึงเป็นการยากที่ กฟผ. จะควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองทุกความต้องการของลูกค้าได้ทั้งหมด

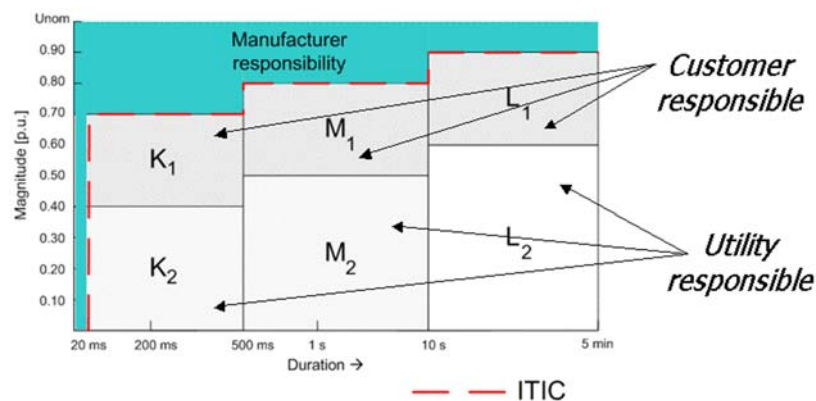
อย่างไรก็ตามจากผลการตรวจวัดระดับคุณภาพไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งในและนอกพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมภาคกลาง ดังตัวอย่างในรูปที่ 1 ที่ผ่านมามีพบว่า หากอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าผ่านมาตรฐาน SEMI F47 ตามแนวความคิดการร่วมแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ของ Eindhoven University of Technology ประเทศเนเธอร์แลนด์ (Netherlands) ดังรูปที่ 2 แล้วผลกระทบดังกล่าวย่อมสามารถลดลงได้ ดังนั้นจะเห็นว่าข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้ามีความสำคัญสำหรับลูกค้ารายใหม่ที่สนใจตั้งสถานประกอบการในพื้นที่ หรือสำหรับลูกค้ารายเดิมที่ต้องการปรับปรุงหรือขยายโรงงาน เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับลงทุนวางแผนในการเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่เหมาะสมกับระดับคุณภาพไฟฟ้าในพื้นที่ ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบจากปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้น



(ก) ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมภาคกลาง

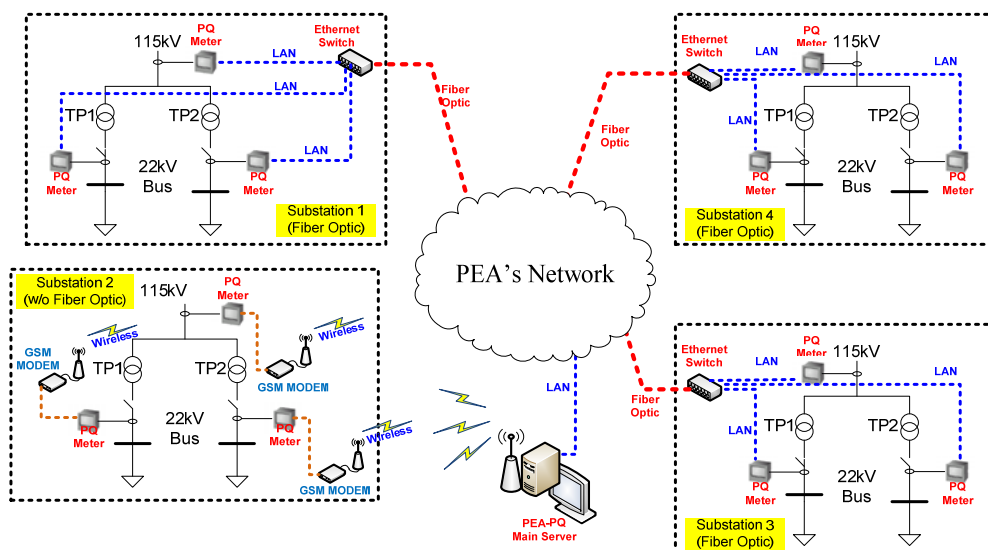
(ข) นอกพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมภาคกลาง

รูปที่ 1 ตัวอย่างข้อมูลผลการตรวจวัดระดับคุณภาพไฟฟ้าของ กฟภ.



รูปที่ 2 แนวคิดการร่วมแก้ปัญหา Voltage Dip ของ Eindhoven University of Technology เนเธอร์แลนด์

ปัจจุบัน กวจ. อยู่ระหว่างดำเนินการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าสำหรับลูกค้าในกลุ่มพื้นที่อุตสาหกรรม กลุ่มธุรกิจโรงแรม และห้างสรรพสินค้าทั่วประเทศ โดยการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า (PQ Meter) ที่สถานีไฟฟ้าที่รับผิดชอบจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับพื้นที่อุตสาหกรรม ธุรกิจ และที่อยู่อาศัยแหล่งสำคัญต่างๆ จำนวน 65 สถานี และได้จัดทำระบบฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) เพื่อเก็บข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Monitoring) โดยแต่ละสถานีไฟฟ้าจะติดตั้ง PQ Meter จำนวน 3 เครื่อง ที่ด้านขาเข้า (Incoming) 115 kV จำนวน 1 เครื่อง และติดตั้งที่ด้าน Secondary ของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า 22 kV จำนวน 2 เครื่อง โดยใช้ระบบ Fiber Optic เป็นช่องทางการสื่อสารข้อมูลจากสถานีไฟฟ้ามายัง Server ที่ กฟภ. สำนักงานใหญ่ ดังรูปที่ 3 ซึ่งข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าทั้งหมดถูกรวบรวมไว้ที่เครื่อง Server ที่สำนักงานใหญ่



รูปที่ 3 แสดงระบบสื่อสารรับ-ส่งข้อมูลระหว่างเครื่องวัดฯ มายัง Server ที่ กฟผ. สำนักงานใหญ่

กฟผ. สามารถนำข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ได้มาใช้งานให้เกิดประโยชน์ในการวิเคราะห์ และแก้ไขปัญหาให้กับลูกค้า อันเป็นการสร้างความพึงพอใจของลูกค้า และช่วยส่งเสริมภาพลักษณ์ที่ดีต่อ กฟผ. คือ

1. การใช้ประโยชน์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าระยะยาวเชิงสถิติ

โดยการนำข้อมูลคุณภาพไฟฟ้ามาประมวลผลเพื่อบ่งบอกถึงสภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบของปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า สำหรับประกอบการจัดทำดัชนีทางด้านคุณภาพไฟฟ้า และการจัดทำ Benchmarking คุณภาพไฟฟ้าในเขตพื้นที่อุตสาหกรรม ซึ่งสามารถใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการวางแผนลงทุนออกแบบ และปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อแก้ปัญหาคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในส่วนของ กฟผ. และในส่วนของลูกค้าที่จะตัดสินใจลงทุนเลือกพื้นที่ก่อตั้งโรงงานใหม่ และ/หรือออกแบบระบบไฟฟ้าเพื่อขยายกิจการ ประกอบการจัดทำแผนระยะยาวของ กฟผ. สำหรับโครงการศึกษาหาอุปกรณ์พิเศษ เพื่อติดตั้งเพิ่มเติมในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อลดผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ เช่น Dynamic Voltage Restorer, Current Limiting Fuse, Fault Current Limiter, และ FACTS เป็นต้น และเพื่อเตรียมการจัดทำ Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสมของ กฟผ. เนื่องจากแนวโน้มในอนาคต กฟผ. อาจจะต้องมีการประกาศ หรือรับประกันคุณภาพไฟฟ้าต่อลูกค้า ดังเช่นดัชนีความเชื่อถือได้ (SAIFI และ SAIDI)

อีกทั้งเพื่อให้เป็นไปตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า ต้องรายงานข้อมูลเชิงสถิติของระดับคุณภาพไฟฟ้า และจัดส่งข้อมูลดังกล่าวต่อ สกพ. พร้อมทั้งต้องมีระบบการจัดเก็บข้อมูลย้อนหลัง

2. การใช้ประโยชน์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบ Real Time

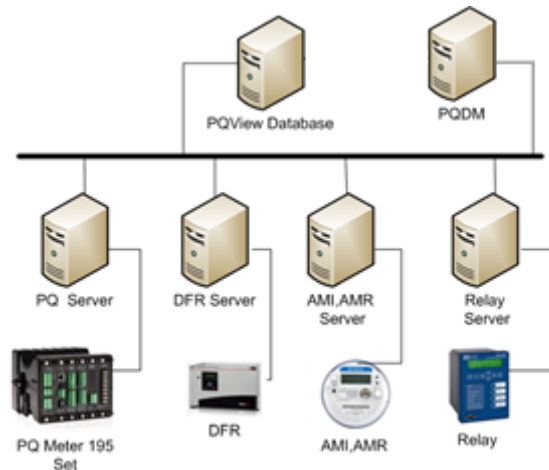
ด้วยความสามารถของ PQ Meter สามารถประยุกต์ใช้ร่วมกับระบบ Smart Grid ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตอันใกล้ ในส่วนของ Demand Response (DR), Energy Efficiency และ Distribution Resource ของลูกค้าได้

3. การจัดการและบริการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่เป็นระบบและเข้าถึงง่าย

เนื่องด้วยงานวิจัยเพื่อจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้ามีการรวบรวมข้อมูลรูปคลื่น (Wave Form) ทั้งในส่วนของกระแสและแรงดันไฟฟ้าจากหลากหลายอุปกรณ์ เช่น PQ Meter, AMI, AMR, Protection Relay และ Digital Fault Recorder (DFR) ดังรูปที่ 4 ทำให้ผู้ใช้งานที่เกี่ยวข้องสามารถนำข้อมูลมาใช้สำหรับวิเคราะห์ หาสาเหตุ

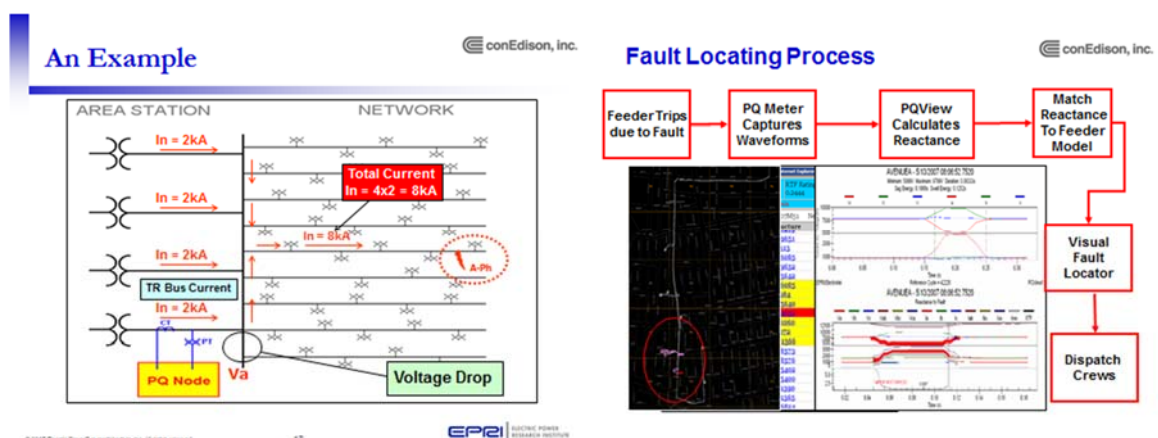
ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า เช่น ความรุนแรงของการเกิด Fault การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ ระยะเวลาการทำงานขอระบบป้องกัน และผลกระทบของปัญหานั้นๆ ต่อลูกค้า รวมถึงนำข้อมูลไปใช้สำหรับเตรียมความพร้อมในการวางแผนบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย

ถึงแม้ปัจจุบันทาง กฟผ. จะมีการใช้งานโปรแกรม PQView ในการจัดการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องมือวัดต่างๆ แต่การใช้งานยังไม่ยืดหยุ่นและการจัดทำรายงานแบบอัตโนมัติยังมีความยากลำบากอยู่



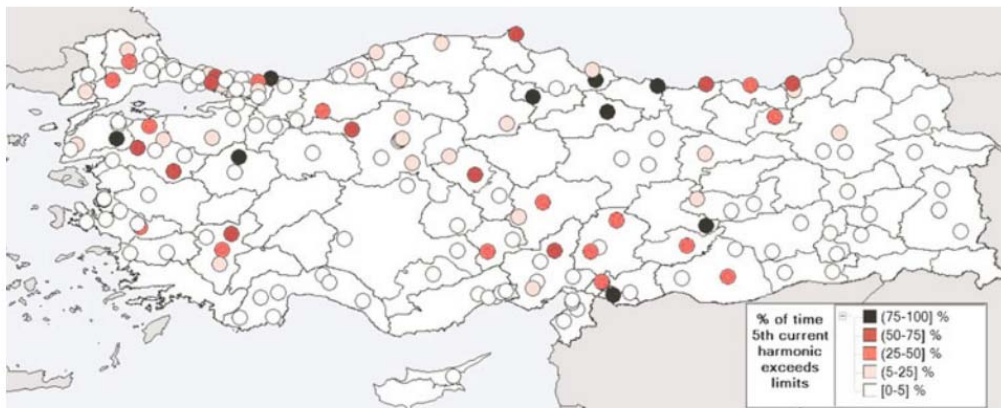
รูปที่ 4 แสดงการนำเข้าข้อมูลจากอุปกรณ์ต่างๆ

ตัวอย่างการนำผลการตรวจวัดรูปคลื่นกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากฟอลต์ มาคำนวณเพื่อหาตำแหน่งฟอลต์ (Fault Anticipation) เพื่อผนวกเข้ากับระบบ Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR) เพื่อลดจำนวนพื้นที่ที่ไฟดับ และคืนสภาพการจ่ายไฟโดยเร็วต่อไป ดังเช่นการไฟฟ้า American Electric Power (AEP), Con Edison, Detroit Edison Company, San Diego Gas & Electric, และ Tennessee Valley Authority ดังตัวอย่างการประยุกต์ใช้งานในรูปที่ 5 และสามารถผนวกเข้ากับระบบ Mobile Workforce ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการ Smart Grid ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตอันใกล้เช่นกัน



รูปที่ 5 ตัวอย่างการหาตำแหน่งการเกิดฟอลต์จาก PQ Meter ของต่างประเทศ

ตัวอย่างการนำเสนอและแสดงผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าของ Turkish Electricity Transmission Co. Inc. โดยการแสดงผลระดับฮาร์มอนิกในพื้นที่ต่างๆ บนแผนที่ ดังรูปที่ 6 ซึ่งจะทำให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าถึงข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าได้สะดวกและสามารถเตรียมการแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม



รูปที่ 6 ตัวอย่างการแสดงผลปัญหาคุณภาพไฟฟ้าบนแผนที่

2. วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้ คือ

1. เพื่อให้ได้ระบบบริหาร จัดการข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งสามารถรองรับข้อมูลเชิงสถิติระยะยาวจากเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า และสามารถรวบรวมข้อมูลจากหลากหลายแหล่งข้อมูลเช่น เครื่อง DFR, AMI, AMR, Relay มารวมไว้เพียงฐานข้อมูลเดียวเพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์และจัดทำดัชนีคุณภาพไฟฟ้า และสามารถจัดทำเป็นศูนย์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Data Center) ของ กฟภ.
2. เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสม ของ กฟภ. โดยใช้ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเชิงสถิติที่รวบรวมได้
3. เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)
4. เพื่อแสดงคุณภาพไฟฟ้าต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Intranet สำหรับผู้ที่เกี่ยวข้องใช้ในการแก้ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้น และนำข้อมูลไปใช้งานในระบบงานอื่นๆ ของ กฟภ.
5. พัฒนาศูนย์ข้อมูลของ กฟภ. ให้เป็นนักวิจัยเพื่อให้มีความรู้ความเข้าใจต่อข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า และการนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ต่อ กฟภ.



3. ขอบเขตของงาน

1. ศึกษาแนวทางหรือวิธีการบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) และการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและจากบทความทั้งในและต่างประเทศ
2. ออกแบบระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์สำหรับบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบเครือข่าย (Power Quality network database) โดยรวบรวมข้อมูลจากเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า เครื่องบันทึกสัญญาณเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder: DFR), AMR, AMI และ Protection Relay
3. ศึกษาวิจัยและพัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อนำเข้าและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า โดยทาง กฟภ. จะเป็นผู้จัดการสอบถามการเข้าถึงข้อมูลจากผู้ผลิตเครื่องมือตรวจวัดต่างๆ ดังนี้
 - 3.1 PQ Meter จำนวน 4 ผลิตภัณฑ์ ได้แก่ SATEC จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า (9 เครื่อง), Dranetz จำนวน 2 เครื่อง, Schneider จำนวน 2 เครื่อง และ Hioki จำนวน 1 เครื่อง
 - 3.2 AMI จำนวน 10 เครื่อง
 - 3.3 AMR จำนวน 10 เครื่อง ต่อสถานี จำนวน 3 สถานี
 - 3.4 Protection Relay จำนวน 3 เครื่อง
 - 3.5 Digital Fault Recorder: DFR จำนวน 3 เครื่อง
4. ศึกษาวิจัยเพื่อพัฒนากระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า ดังนี้
 - 4.1 ศึกษาการกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) โดยใช้ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเชิงสถิติที่รวบรวมได้จากข้อ 3
 - 4.2 ศึกษาการกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index) อย่างน้อย 3 สถานี
 - 4.3 นำเสนอวิธีการประยุกต์ใช้งานข้อมูลที่ได้จากระบบการตรวจวัดที่รวบรวมได้จากข้อ 3
5. พัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประมวลผลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ได้จากข้อ 3 และ/หรือแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีคุณลักษณะดังนี้
 - 5.1 ประมวลผลค่าทางสถิติของพารามิเตอร์ดังนี้ Voltage, Current, Active and Reactive Power, Power factor, Harmonic current, THDv, Pst, Plt, และประมวลผลดัชนีคุณภาพไฟฟ้าดังนี้ Voltage Dip, Swell, Unbalance, Under and Over Voltage โดยวิเคราะห์จากสถิติการเกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้าจากข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐานต่าง ๆ เช่น SARFix, SARFI_{curve}, SEMI F47
 - 5.2 จัดทำกระบวนการหาแนวโน้มของปัญหาตามค่าดัชนีคุณภาพไฟฟ้า โดยแบ่งตามรายสถานีไฟฟ้า, รายเขต, รายภาค
 - 5.3 จัดทำกระบวนการหาดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index) ของแต่ละสถานีไฟฟ้า โดยแบ่งตาม รายสถานีไฟฟ้า, รายเขต, รายภาค



6. ศึกษาวิจัย และพัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับแสดงข้อมูลสารสนเทศและปัญหาคุณภาพไฟฟ้าโดยโปรแกรมมีลักษณะเปิด (Open source) ออกแบบมาใช้เฉพาะระบบนำเข้าแจ้งเตือน และควบคุมข้อมูลอัตโนมัติ อีกทั้งยังสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ในการดึงค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ได้เป็นอย่างดี และรองรับการพัฒนาเพิ่มเติมตามความต้องการในอนาคต โดยที่โปรแกรมจะต้องรองรับการใช้งานของอุปกรณ์แสดงผล เช่น Smart phone และ Tablet ได้ โดยการใช้งานโปรแกรมจะเป็นรูปแบบ Client – Server ผ่านระบบ Web Application บนเครือข่ายของ กฟภ. (PEA Network) ดังนี้
 - 6.1 แสดงข้อมูล Waveform แรงดัน และ กระแส ในขณะเกิด fault หรือความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า
 - 6.2 แสดงข้อมูล Trend ของพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าต่างๆ เช่น Voltage, Current, Active and Reactive Power, Flickering, Harmonic current, Power Factor, Frequency, THDv และ Unbalance เป็นต้น
 - 6.3 แสดง Diagram ตำแหน่งการติดตั้งของอุปกรณ์ในข้อที่ 2 และตำแหน่งของสถานีไฟฟ้า โดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟภ. และสามารถรองรับการเพิ่มเติมและปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอุปกรณ์ในอนาคต
 - 6.4 แสดง Contour line สำหรับการกระจายตัวของปัญหาแรงดันตกชั่วขณะในพื้นที่อย่างน้อย 3 สถานี โดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟภ.
 - 6.5 แสดงดัชนี PQ Health index ของแต่ละสถานีไฟฟ้า โดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟภ.
 - 6.6 การแสดงผลข้อมูลต้องสามารถปรับรูปแบบการแสดงผลตามความต้องการของผู้ใช้งาน เช่น เรียงข้อมูลตามรายชื่อสถานี, เขตพื้นที่, เรียงลำดับเหตุการณ์ตามช่วงเวลา อีกทั้งยังสามารถ Export ข้อมูลที่แสดงนั้นในรูปแบบของไฟล์ CSV และ XML ได้
 - 6.7 โปรแกรมสามารถติดต่อสื่อสารกับผู้ใช้ได้ด้วย Web Browser เพื่อสะดวกรวดเร็วในการใช้งาน หรือหากอุปกรณ์เกิดขัดข้อง
7. พัฒนาแนวทางการรวบรวมและนำเสนอข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบรายงานแบบอัตโนมัติ ต่อผู้บริหาร และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยใช้โปรแกรม PQView เป็นแนวทาง ผ่านสื่อต่างๆ เช่น หนังสือรายงานคุณภาพไฟฟ้าประจำปี และสื่ออิเล็กทรอนิกส์ที่ง่ายต่อการเข้าถึง ซึ่งข้อมูลขั้นต่ำประกอบด้วยข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐานต่างๆ ได้แก่ Voltage, Current, Active and Reactive Power, Flickering, Harmonic current, Power Factor, Frequency, THDv, Unbalance, SARFIX, SARFICurve ,SEMI F47 โดยแบ่งตามพื้นที่ (รายสถานีไฟฟ้า รายเขต รายภาค) และตามระยะเวลา (รายไตรมาส รายปี) ทั้งนี้ต้องสามารถปรับเปลี่ยนรูปแบบของรายงานได้ตามที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยแสดงข้อมูลทั้งในรูปแบบของตารางและกราฟ
8. จัดหาอุปกรณ์สื่อสารแบบไร้สายและระบบสื่อสารเพื่อเชื่อมต่อเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 15 ชุด (สำหรับ 5 สถานี) และอุปกรณ์อื่นที่จำเป็นในเก็บรวบรวมข้อมูล, การประมวลผล และการแสดงผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

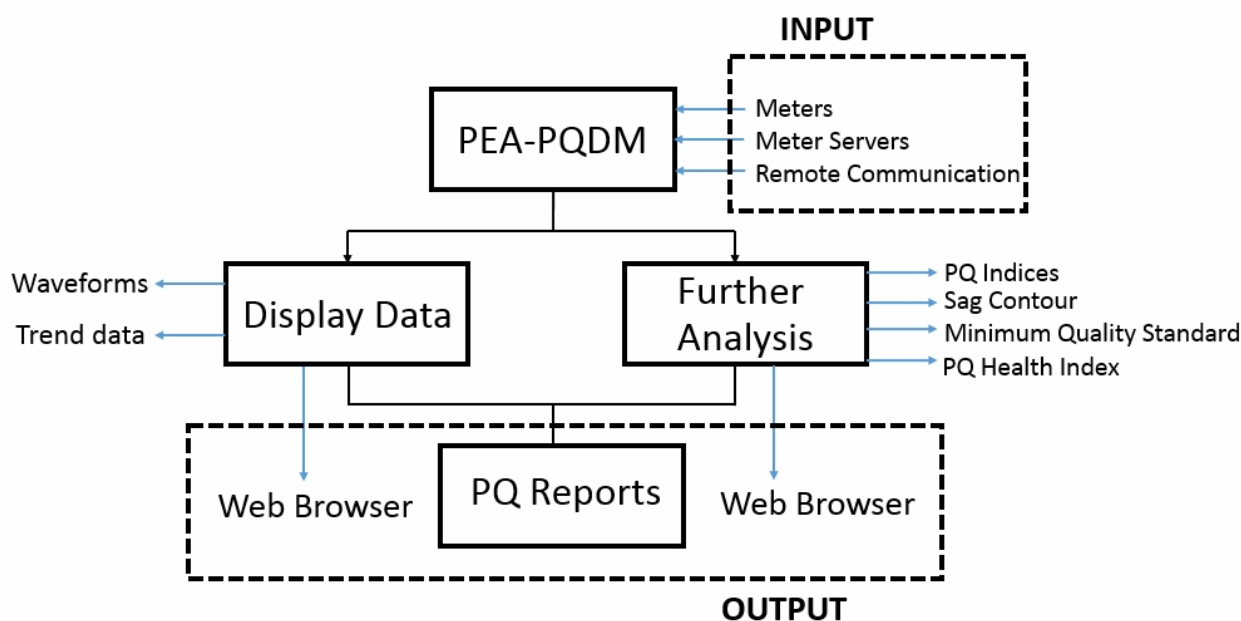


9. ฝึกอบรมบุคลากรของ กฟภ. จำนวน 50 คน จำนวน 1 ครั้ง โดยมีระยะเวลาการนำเสนออย่างน้อย 1 วัน ให้มีความรู้ความเข้าใจต่อข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า การจัดเก็บข้อมูล การวิเคราะห์ด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้า และวิธีการใช้โปรแกรม

4. แนวทางการดำเนินงาน

4.1 รายละเอียดการดำเนินงาน

แนวทางการดำเนินงานของโครงการสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7 และมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



รูปที่ 7 ภาพรวมของโครงการ

- ศึกษาแนวทางหรือวิธีการบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) และการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่มีประสบการณ์และจากบทความทางวิชาการทั้งในและต่างประเทศ เพื่อรวบรวมข้อมูลจากหลายๆแหล่งการวัดข้อมูล เช่น เครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power quality meter: PQ meter) เครื่องบันทึกสัญญาณเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder: DFR), AMR, AMI และ Protection Relay รายละเอียดของเครื่องมือวัดต่างๆที่ทราบแล้วมีดังนี้
 - ยี่ห้อและรุ่นของเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า ได้แก่ SATEC รุ่น PM180 Schneider รุ่น ION 7650
 - ยี่ห้อเครื่องบันทึกสัญญาณเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบดิจิทัล ได้แก่ Hathawayสรุปฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจะอยู่ในหัวข้อที่ 7
- ศึกษาวิจัยและพัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อนำเข้าและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากอุปกรณ์วัดต่างๆ โดยใช้โปรแกรม WEBCTRL V 6.5 รายละเอียดสามารถดูได้เพิ่มเติมที่ <http://www.automatedlogic.com/pages/product-webctrl.aspx>



3. ศึกษาวิธีการคำนวณของ 1) การกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสม โดยใช้ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเชิงสถิติที่รวบรวมได้ และ 2) การกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้า โดยภาพรวม (PQ Health Index) จากบทความทางวิชาการในต่างประเทศและข้อมูลจากการไฟฟ้าต่างๆในต่างประเทศ จากบทความที่ได้ทำการสำรวจมายังพบเอกสารเกี่ยวกับเรื่องนี้้น้อยมาก อาจเป็นเพราะแต่ละการไฟฟ้าไม่ยอมเปิดเผยรายละเอียดของข้อมูลนี้นัก
4. พัฒนาระบบการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประมวลผลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตามขอบเขตงานข้อที่ 5
5. ศึกษาวิจัย และพัฒนาระบบการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับแสดงข้อมูลสารสนเทศและปัญหาคุณภาพไฟฟ้าโดยโปรแกรมมีลักษณะเปิด (Open source) ออกแบบมาใช้เฉพาะระบบนำเข้า แจ้งเตือน และควบคุมข้อมูลอัตโนมัติ อีกทั้งยังสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ในการดึงค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ได้เป็นอย่างดี และรองรับการพัฒนาเพิ่มเติมตามความต้องการในอนาคต โดยที่โปรแกรมจะต้องรองรับการใช้งานของอุปกรณ์แสดงผล เช่น Smart phone และ Tablet ได้ โดยการใช้งานโปรแกรมจะเป็นรูปแบบ Client – Server ผ่านระบบ Web Application บนเครือข่ายของ กฟผ. (PEA Network) โดยแสดงข้อมูลตามขอบเขตงานข้อที่ 6
6. พัฒนาแนวทางการรวบรวมและนำเสนอข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบรายงานแบบอัตโนมัติ ต่อผู้บริหาร และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยใช้โปรแกรม PQView เป็นแนวทาง ผ่านสื่อต่างๆ เช่น หนังสือรายงานคุณภาพไฟฟ้าประจำปี และสื่ออิเล็กทรอนิกส์ที่ง่ายต่อการเข้าถึง
7. ติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารแบบไร้สายและระบบสื่อสารเพื่อเชื่อมต่อเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 15 ชุด (สำหรับ 5 สถานี) และอุปกรณ์อื่นที่จำเป็นในเก็บรวบรวมข้อมูล, การประมวลผล และการแสดงผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า ฐานข้อมูลในส่วนนี้ของ PQDM ที่จะพัฒนาขึ้นสามารถตรวจสอบความถูกต้องกับข้อมูลในเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่หน้างาน อาจจะมีการทดลองกับเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (Point of common coupling) กับ VSPP บางส่วน (คาดว่าจะ 3 ที่)
8. ทดสอบสมรรถนะของระบบโดยรวมที่พัฒนาขึ้น เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถนำไปใช้งานได้จริงและมีประโยชน์ในทางปฏิบัติ



4.2 แผนการดำเนินงาน

แผนการดำเนินงานสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แผนการดำเนินงาน

กิจกรรม	เดือน											
	กย	ตค	พย	ธค	มค	กพ	มีค	เมย	พค	มิย	กค	สค
ขอบเขตงานที่ 1 (PQ Database)												
รายงานผลการศึกษาระดับต้น												
ขอบเขตงานที่ 2 (PQ Network Database)												
ขอบเขตงานที่ 3 (WebCRTL)												
ขอบเขตงานที่ 4 (MQS and PQ index)												
รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 1												
ขอบเขตงานที่ 5 (Data Processing)												
ขอบเขตงานที่ 6 (Data Display)												
ขอบเขตงานที่ 7 (PQ Report)												
ขอบเขตงานที่ 8 (Remote Communication)												
ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์												
รายงานฉบับสมบูรณ์และนำเสนอผลงานวิจัย												

หมายเหตุ

1. โครงการเริ่มต้นวันที่ 25 ก.ย. 2560

2. เนื่องจากมีความเร่งด่วนในการทดสอบขอบเขตงานที่ 8 ดังนั้นแผนการดำเนินงานจึงเริ่มต้นในเดือนที่ 2

5. ประโยชน์ที่จะได้รับ

ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้

1. ช่วยให้มีเครื่องมือ ในการจัดการและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากหลากหลายอุปกรณ์ ทำให้ผู้ใช้งานที่เกี่ยวข้องสามารถนำข้อมูลมาใช้สำหรับวิเคราะห์ หาสาเหตุความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้อย่างสะดวก
2. ช่วยให้เกิดความเข้าใจและเสริมทักษะในการวิเคราะห์และประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าทั้งในส่วนของลูกค้า และระบบไฟฟ้า
3. ได้ข้อมูลในการจัดทำยุทธศาสตร์/แนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้า การปฏิบัติ และการกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสม ของ กฟภ. ที่เหมาะสมสำหรับการให้บริการลูกค้าประเภทต่างๆ
4. ได้ระบบเฝ้าระวังปัญหาคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)
5. ได้แนวทางการจัดเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2559 ผ่านระบบสื่อสารไร้สาย



6. การส่งมอบงาน

คณะผู้วิจัยจะดำเนินการศึกษาและสรุปผลนำเสนอเป็นรายงานความก้าวหน้า เสนอต่อ PEA และจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์เมื่อสิ้นสุดโครงการ ที่ปรึกษาจะต้องส่งมอบงานให้คณะกรรมการตรวจรับงานจ้างที่ปรึกษา โดยมีรายละเอียดดังนี้

ที่	รายงาน	กำหนดส่ง นับจาก ลงนามใน สัญญาจ้าง	รายละเอียดของรายงาน
1	รายงานผลการศึกษาระดับต้น	1 เดือน	เนื้อหาประกอบด้วย - รายละเอียดแนวทางการดำเนินงานวิจัยทั้งหมด - การทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง จัดพิมพ์เป็นภาษาไทยจำนวน 6 ชุดและ DVD (Electronic file)
2	รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 1	5 เดือน	เนื้อหาประกอบด้วย - ผลการดำเนินงานตามขอบเขตการดำเนินงานข้อที่ 1 ถึง 4 จัดพิมพ์เป็นภาษาไทยจำนวน 6 ชุดและ DVD (Electronic file)
3	ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์	9 เดือน	เนื้อหาประกอบด้วย - ผลการดำเนินงานตามขอบเขตการดำเนินงานข้อที่ 1 ถึง 8 จัดพิมพ์เป็นภาษาไทยจำนวน 6 ชุดและ DVD (Electronic file)
4	รายงานฉบับสมบูรณ์	12 เดือน	เนื้อหาประกอบด้วย - ผลการดำเนินงานตามขอบเขตการดำเนินงานทั้งหมด - สรุปรายงานสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary) จัดพิมพ์เป็นภาษาไทยจำนวน 6 ชุดและ DVD (Electronic file)

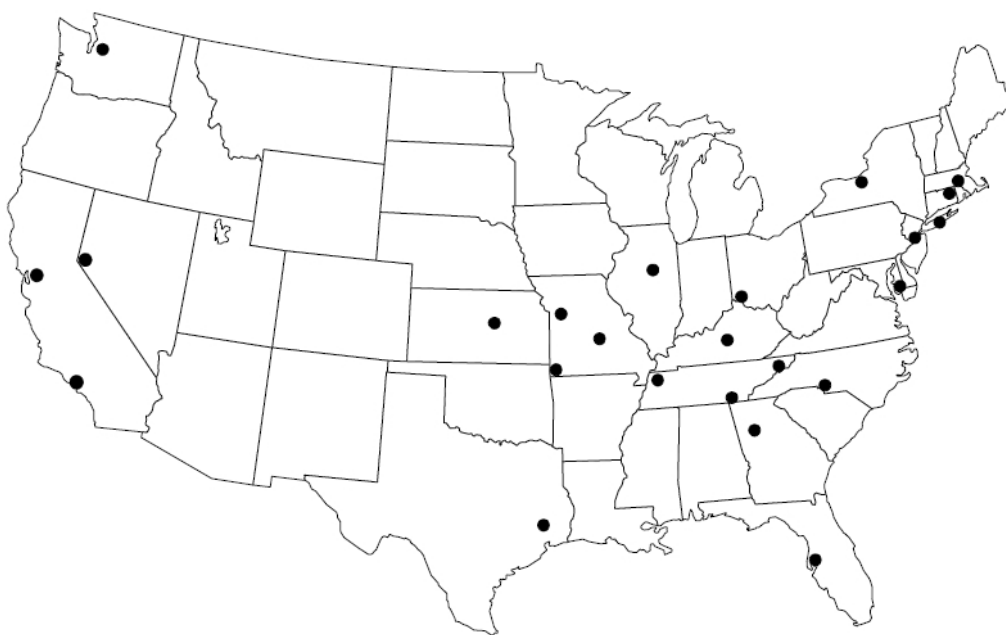
จัดการฝึกอบรม และสรุปผลงานวิจัย

ที่ปรึกษาจะต้องนำเสนอผลการศึกษาและถ่ายทอดความรู้ (Training) ให้แก่บุคลากรของ กฟผ. ตามขอบเขตของงานข้อ 9 จำนวน 50 คน ภายใน 30 วันทำการ นับจากวันที่รายงานฉบับสมบูรณ์ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับงานจ้างฯ โดยมีระยะเวลาการนำเสนออย่างน้อย 1 วัน รวมทั้งส่งมอบ วิดีทัศน์ แผ่นป้ายประชาสัมพันธ์ พร้อมขาตั้งและกล่องบรรจุ จำนวนอย่างละ 1 ชุด เพื่อใช้ในการประชาสัมพันธ์งานวิจัย

7. การบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

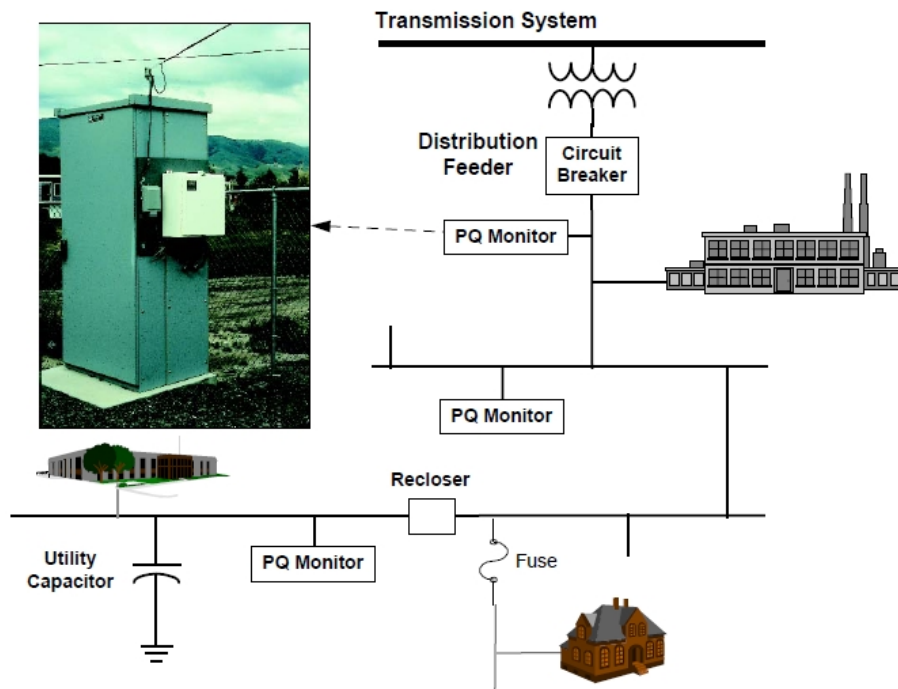
ฐานข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) เป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดที่จุดต่างๆในระบบไฟฟ้า ข้อมูลหลักทางไฟฟ้าที่มักจะตรวจวัดได้แก่ แรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง ส่วนข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่มักจะตรวจวัดได้แก่ ข้อมูลด้านฮาร์โมนิก (Harmonic) แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Dip หรือ Voltage Sag) ไฟกระพริบ (Flicker) และแรงดันไม่สมดุล (Unbalance) เช่น แรงดันและกระแสฮาร์โมนิก THDv ดัชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Index, Pst) ดัชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Index, Plt) ค่าดัชนีที่เกี่ยวข้องกับแรงดันตกชั่วขณะ เช่น System Average RMS Variation Frequency Index (SARFI) ค่า Unbalance factor เป็นต้น ข้อมูลเหล่านี้จะมีความสำคัญในการตรวจสอบสภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้สามารถทำการป้องกันปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นแล้วหรืออาจจะเกิดขึ้นได้ในอนาคต และยังช่วยในการวางแผนที่จะปรับปรุงระดับคุณภาพไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้นได้ การวิเคราะห์ข้อมูล (Data analytic) เหล่านี้จะมีความสำคัญมากขึ้นเรื่อยๆเพราะสามารถนำไปใช้งานในด้านต่างๆอีกมากมาย

การตรวจวัดข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่มีการเผยแพร่ทางบทความวิชาการได้แก่ โครงการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของประเทศสหรัฐอเมริกา (EPRI's Distribution Power Quality Project, DPQ Project) ในปี 1993-1995 โดยมีการตรวจวัดประมาณ 300 จุดวัด บน 100 สายป้อน ของ 24 การไฟฟ้า โดยข้อมูลจะเน้นฮาร์โมนิกและแรงดันตกชั่วขณะ รูปที่ 8 แสดงตำแหน่งการไฟฟ้าต่างๆที่เข้าร่วมโครงการนี้และตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 9

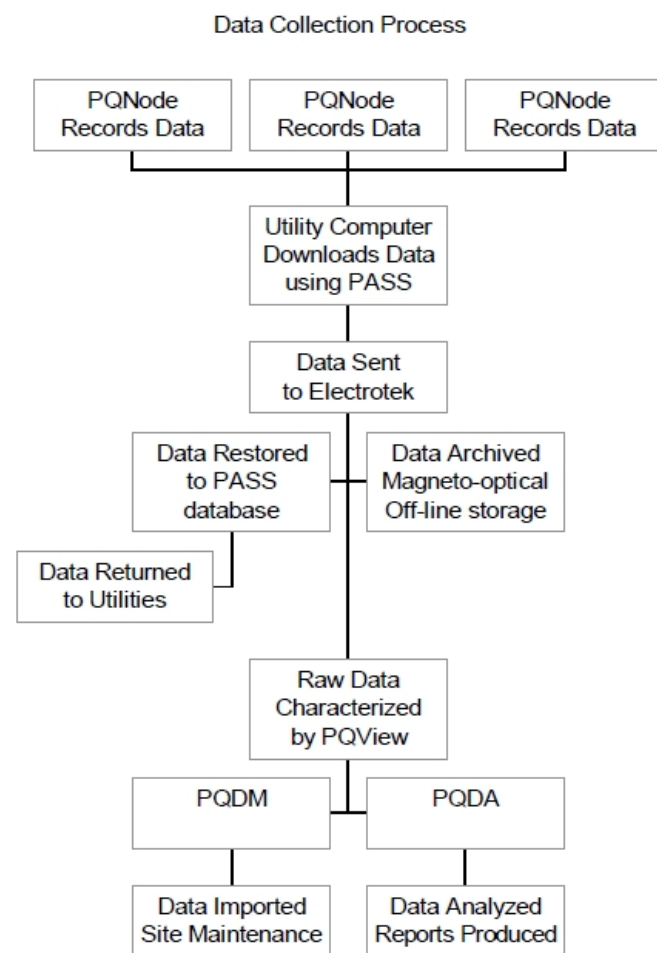


รูปที่ 8 ตำแหน่งการไฟฟ้าต่างๆที่เข้าร่วมโครงการ EPRI's DPQ

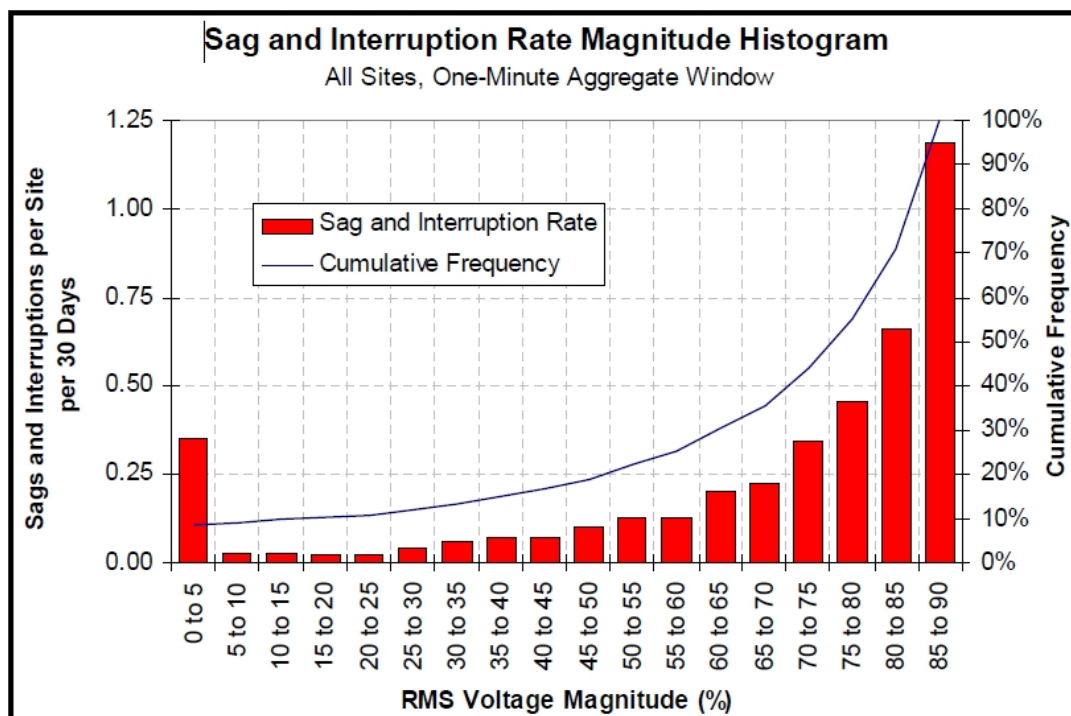
เครื่องมือวัดที่ใช้ คือ Basic Measuring Instruments (BMI) 8010 PQNode และใช้ PQView ในการรวบรวมข้อมูลจากแหล่งต่างๆและวิเคราะห์ข้อมูล โดยจะมีส่วนประกอบหลัก คือ Power Quality Data Manager (PQDM) และ Power Quality Data Analyzer (PQDA) รูปที่ 10 แสดงไดอะแกรมการเก็บข้อมูลของ DPQ Project ตัวอย่างผลการตรวจวัดแสดงในรูปที่ 11-15



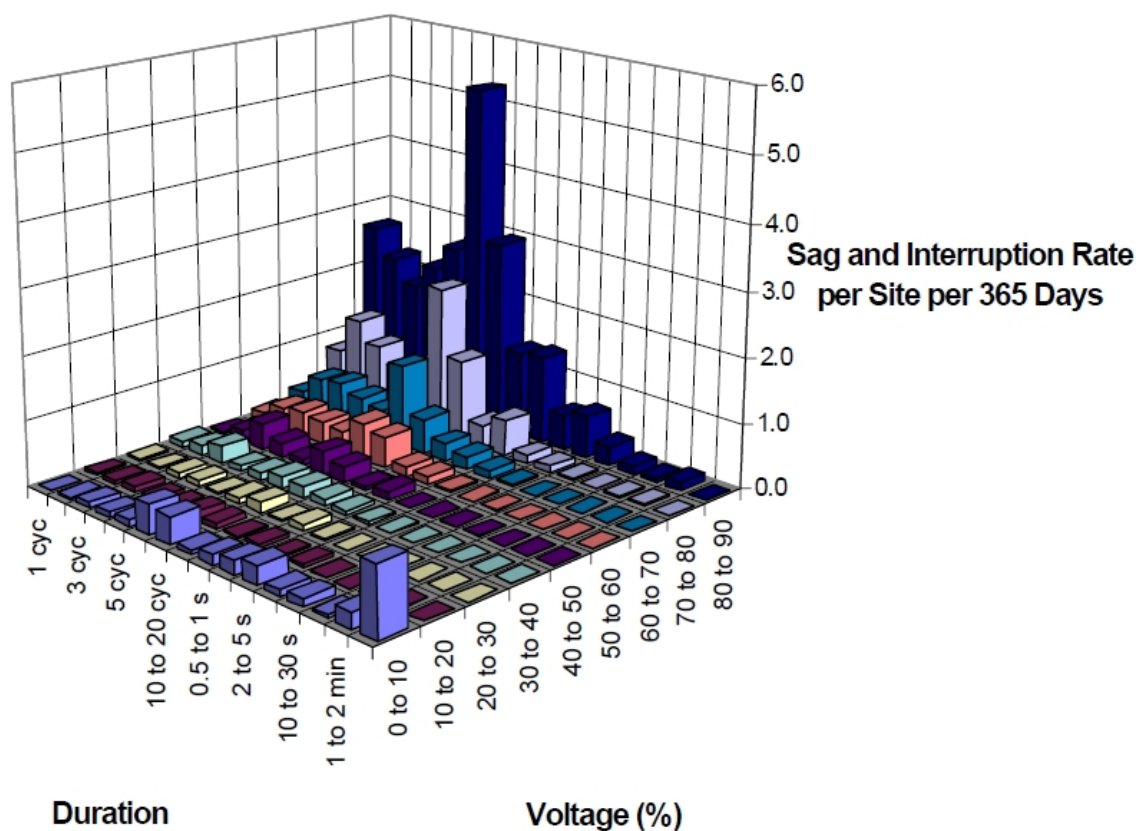
รูปที่ 9 ตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



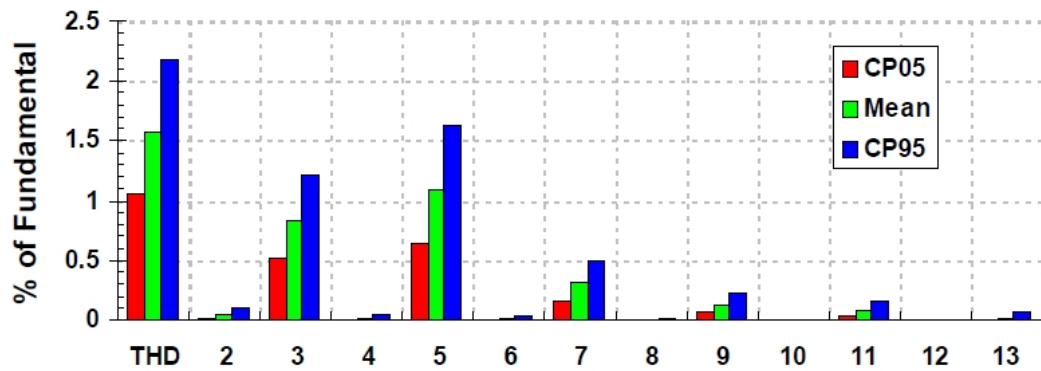
รูปที่ 10 ตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



รูปที่ 11 Histogram ของขนาดและความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับและแรงดันตกชั่วขณะต่อจุดวัดต่อ 30 วัน

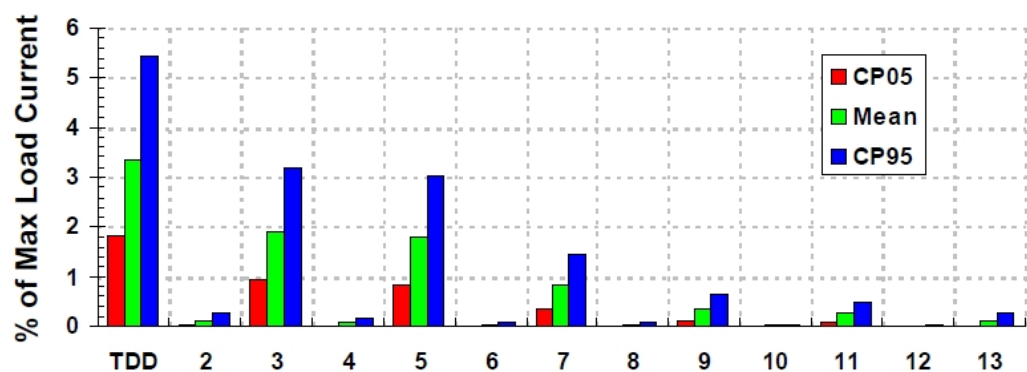


รูปที่ 12 Histogram แสดงขนาดและระยะเวลาของไฟฟ้าดับและแรงดันตกชั่วขณะต่อจุดวัดต่อ 365 วัน



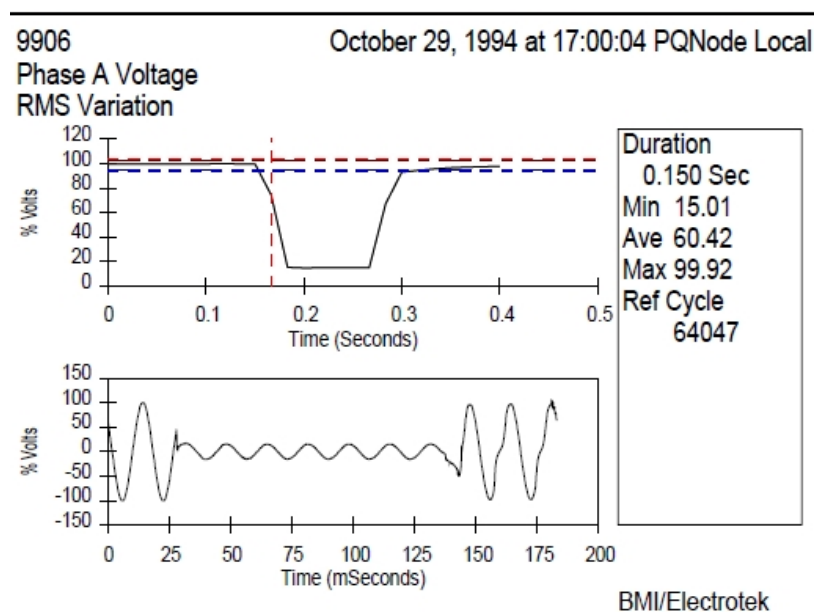
Voltage THD and Individual Harmonics

รูปที่ 13 ค่าเฉลี่ยของ THDv และแรงดันฮาร์โมนิกที่ความถี่ต่างๆของทุกตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



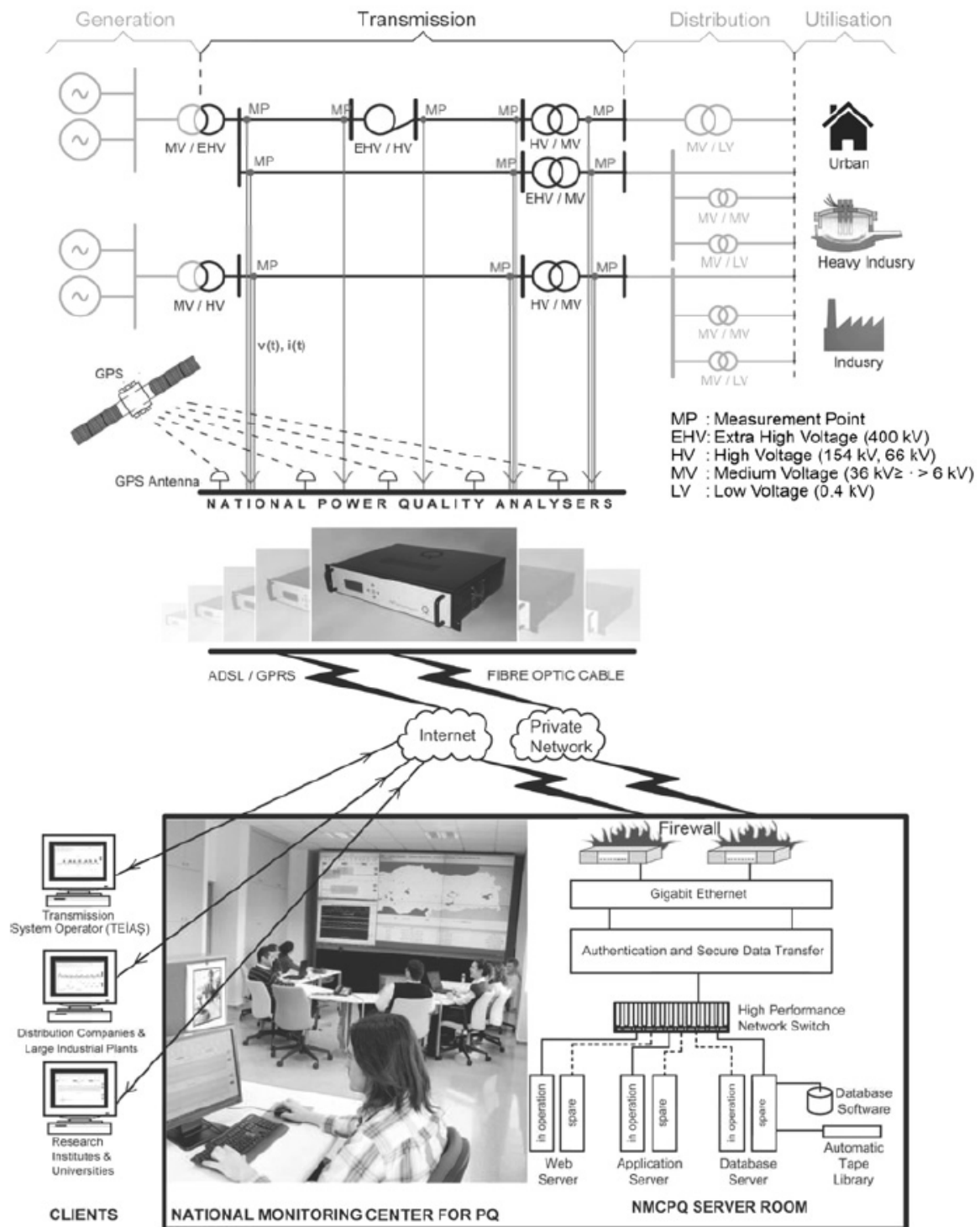
Current TDD and Individual Harmonics

รูปที่ 14 ค่าเฉลี่ยของ TDD และกระแสฮาร์โมนิกที่ความถี่ต่างๆของทุกตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



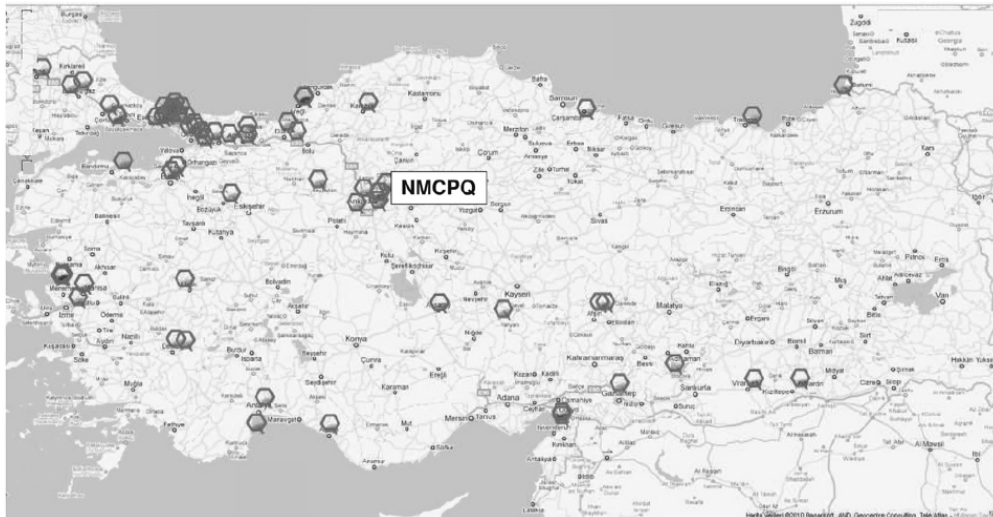
รูปที่ 15 ตัวอย่างรูปคลื่นและค่าแรงดัน RMS

การวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบส่งของประเทศตุรกีโดย Turkish Electricity Transmission Company (TEIAS) แสดงในรูปที่ 16 ระบบการตรวจวัดประกอบไปด้วย 3 ส่วนประกอบหลักคือ 1) เครื่องมือวัด PQ⁺ Analyzer 2) ศูนย์การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าระดับชาติ (National Monitoring Center for Power Quality, NMCPQ) และ 3) โปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า



รูปที่ 16 ระบบการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของ TEIAS

การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้านี้ใช้เครื่องมือการตรวจวัด 155 เครื่อง บนสายป้อนจำนวน 310 สายป้อนของระบบส่ง รูปที่ 17 แสดงตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ซึ่งความหนาแน่นของการติดตั้งอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ในแผนที่แสดงให้เห็นถึงบริเวณที่มีการประกอบกิจการอุตสาหกรรม และอุตสาหกรรมหนักซึ่งในบริเวณดังกล่าวมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในปริมาณมากซึ่งอาจทำให้ระดับคุณภาพทางไฟฟ้าลดลงได้



รูปที่ 17 แผนที่แสดงตำแหน่งติดตั้งเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้า

สำหรับอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers จะทำการตรวจวัดค่าต่าง ๆ และวิเคราะห์ค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าตามตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 ค่าพารามิเตอร์ทางคุณภาพไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัด

Table 1 Measured and computed PQ parameters and electrical quantities by the national PQ⁺ analysers

Measured quantity	Measurement intervals	Complies with	Computed for
PQ parameters			
power frequency	5 cycle ^a , 10 cycle ^a 10 s	IEC-61000-4-30 Class A	single-phase only
magnitude of the supply voltage	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
magnitude of the current	10 cycle, 3 s, 10 min	not specified in IEC-61000-4-30	all phases
flicker of the supply voltage	1 min, 5 min, 10 min, 15 min, 2 h	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-15)	all phases
supply voltage unbalance	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	one value for all phases
voltage harmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
voltage interharmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
current harmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
current interharmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
rapid voltage changes	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
PQ events (faults)			
supply voltage dips and swells	every half-cycle (one-cycle windows)	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
voltage interruptions	every half-cycle (one-cycle windows)	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
Power parameters			
active power	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC 61000-4-30 Class A	all phases
reactive power	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC 61000-4-30 Class A	all phases
apparent power ^b	10 cycle, 3 s, 10 min		all phases
power factor ^b	10 cycle, 3 s, 10 min		all phases

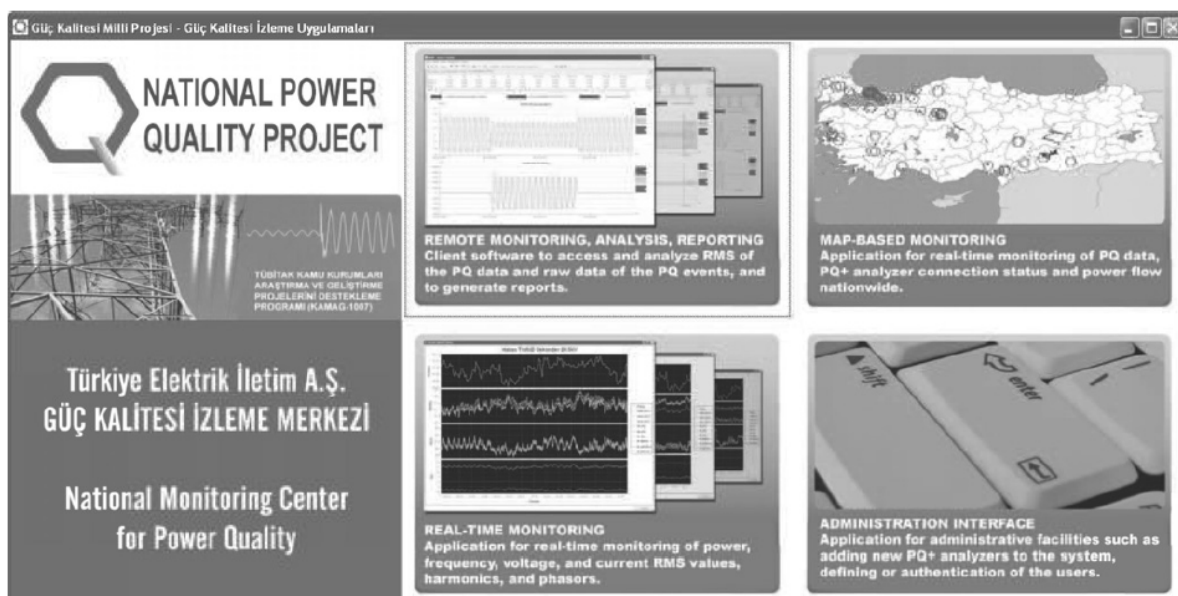
^a intervals not listed in IEC-61000-4-30

^b parameters not listed in IEC-61000-4-30

อุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers สามารถวัดข้อมูลแรงดันและกระแสได้ที่ 512 ค่าใน 1 ไซเคิล และในกรณีที่พบเหตุการณ์ (Event) เครื่องวัดนี้สามารถเก็บข้อมูลได้นาน 3 วินาที

NMCPQ เป็นส่วนที่สำคัญและจำเป็นมากของระบบการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า โดยเมื่อค่าตัวแปรต่าง ๆ ของระดับคุณภาพทางไฟฟ้าถูกตรวจวัดด้วยอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ค่าที่ตรวจวัดได้จะถูกเก็บไว้ที่ NMCPQ Database โดยแบ่งการใช้งาน Database เป็น 2 ชุดคือ ชุดแรกทำการเก็บข้อมูลทั้งหมดที่ได้จากการตรวจวัดโดยอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers และ Database อีกชุดหนึ่งซึ่งมีขนาดเล็กกว่าชุดแรกทำหน้าที่ในการเก็บข้อมูลที่วิเคราะห์ได้ย้อนหลัง 15 วัน นอกจากนี้ยังมี web server สำหรับใช้ในการตรวจสอบสถานะและการทำงานของอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ซึ่งสามารถเข้าถึงได้ผ่าน Web browser ด้วย

รูปที่ 18 แสดงหน้าจอของโปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย 4 ส่วนเชื่อมประสาน (Interface) โดยสามารถเข้าถึง Interface หรือส่วนเชื่อมประสานต่าง ๆ ได้ผ่านทาง common gateway screen



รูปที่ 18 หน้าจอของโปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า

ส่วนเชื่อมประสานหรือ Interface ต่าง ๆ ประกอบด้วย

1. Remote monitor, analysis and report interface ทำหน้าที่ 4 ประการได้แก่
 - 1.1 ทำการเก็บค่ารากกำลังสองเฉลี่ย (RMS) โดยค่าที่ทำการเก็บข้อมูลและตรวจวัดได้แก่ ขนาดกระแสและขนาดแรงดันในสายป้อน ค่า Harmonics และ Interharmonics ของกระแสและแรงดัน, Flicker, ค่ากำลังไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลัง
 - 1.2 ตรวจหาเหตุการณ์ความผิดปกติของระบบไฟฟ้า (fault events)
 - 1.3 การรายงานผล (Reports) โดยสามารถเลือกรูปแบบการรายงานผลได้ 2 รูปแบบคือ Detailed report แสดงค่าตัวแปรคุณภาพทางไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ด้วยกราฟ และ Constrained report ซึ่งให้ข้อมูลเกี่ยวกับ Flicker และ Harmonics เท่านั้น
 - 1.4 การนำข้อมูลออก (Data export) โดยนำส่งข้อมูลออกเป็น text file



2. Map-base monitoring interface ทำหน้าที่ ตรวจสอบการเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าและสถานะการติดตั้งอุปกรณ์ PQ+ Analyzers โดยแสดงสถานะในแผนที่ ส่วนเชื่อมประสานนี้สามารถแสดง load flow ใน single line diagram อีกทั้งยังทำการรวบรวมค่าของตัวแปรทางคุณภาพไฟฟ้าต่างๆขณะเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าด้วย
3. Real-time monitoring interface ทำหน้าที่แสดงผลและปรับข้อมูลดิบที่ถูกแสดงผลทุก ๆ 3 วินาที เพื่อแสดงผลค่าล่าสุดที่สามารถตรวจวัดได้และถูกเก็บอยู่ใน Database ซึ่งสามารถเห็นได้จากภาพที่ 9 ภาพแสดงรูปคลื่นความถี่ แรงดัน กระแส และกำลังไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ในระยะเวลา 1 ชั่วโมง
4. Administration Interface มีไว้เพื่อจัดการกับข้อมูลต่าง ๆ ที่วิเคราะห์และตรวจวัดได้

ความสามารถของระบบที่พัฒนาขึ้นสามารถสรุปได้ดังนี้

1. สามารถตรวจวัดค่าปริมาณทางไฟฟ้า ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ค่าคุณภาพทางไฟฟ้าและเหตุการณ์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้
2. วิเคราะห์เหตุการณ์และความผิดปกติต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องและมีผลกระทบกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้า
3. เพิ่มเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบส่งพลังงานไฟฟ้า
4. ควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบส่งพลังงานไฟฟ้าได้ เช่น shunt reactor, capacitor เป็นต้น
5. สามารถเชื่อมต่อกับระบบที่ทำการตรวจวัดกับระบบพลังงานไฟฟ้าข้างเคียงได้

การวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของประเทศออสเตรเลีย

ผู้ให้บริการโครงข่ายจำหน่าย (Distribution Network Service Providers, DNSPs) มีหน้าที่ที่จะให้บริการไฟฟ้าที่มีความน่าเชื่อถือและมีระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ดี ในปี 2002 University of Wollongong ประเทศออสเตรเลียและ DNSP จำนวน 12 จากทั้งหมด 16 แห่งในออสเตรเลียได้ริเริ่มการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในชื่อของ Long-term National Power Quality Survey และได้กลายมาเป็น Power Quality Compliance Audit (PQCA) หลังจากมีการเก็บข้อมูลมากขึ้นจาก 12,000 จุดวัด โดยทำการตรวจวัดที่ทั้งระดับแรงดัน 230 V และระดับแรงดันปานกลางและแรงสูงที่ 6.6-132 kV สำหรับค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัดนี้ ได้แก่ ขนาดแรงดัน (Steady state voltage magnitude), แรงดันไม่สมดุล (Voltage unbalance), แรงดันฮาร์โมนิก (Voltage harmonic) ถึงฮาร์โมนิกลำดับที่ 25, ไฟกระพริบ (Flicker) และแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag)

ในช่วงเริ่มแรกของโครงการนี้ เนื่องจากข้อมูลที่เก็บได้มีหลากหลายรูปแบบซึ่งการที่จะเปลี่ยนรูปแบบของข้อมูลที่ได้จากอุปกรณ์ในการตรวจวัดแต่ละประเภทโดยตรงนั้นทำได้ยาก จึงจำเป็นต้องออกแบบและเพิ่มกระบวนการแปลงข้อมูลรูปแบบต่าง ๆ ให้อยู่ในรูปแบบเดียวกัน และเก็บข้อมูลในฐานข้อมูล (Database) ที่รองรับการเปลี่ยนแปลงประเภทและชนิดของอุปกรณ์ที่ใช้ตรวจวัดค่าต่าง ๆ ได้ ในอนาคตคาดว่าจะมีการเพิ่มจำนวนตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์และจุดที่ทำการตรวจวัด ซึ่งจะทำให้มีข้อมูลจากการตรวจวัดมากขึ้น ทำให้จำเป็นต้องมีการจัดการฐานข้อมูลและขั้นตอนในการวิเคราะห์ข้อมูลที่มีประสิทธิภาพสูง



ในการวิเคราะห์และรายงานผลที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลปริมาณมากให้มีประสิทธิภาพนั้น จำเป็นต้องมีการตัดทอนเนื้อหาส่วนที่ไม่จำเป็นและเข้าใจยากทั้ง คงไว้เฉพาะรายละเอียดหรือส่วนที่สำคัญเท่านั้น อีกทั้งยังควรจัดทำ การรายงานผลให้สามารถนำไปใช้ได้กับธุรกิจหรือกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานไฟฟ้าทุกระดับ ดังนั้นรูปแบบการรายงานผลจึงถูกพัฒนาและปรับปรุงเพื่อให้ตอบสนองการใช้งานของกิจกรรมทางอุตสาหกรรมที่มีความสนใจในค่าปริมาณทางไฟฟ้าต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปและเพื่อปรับปรุงพัฒนามาตรฐานเกี่ยวกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าด้วย

1. ดัชนี

เนื่องจากจุดประสงค์ของโครงการนี้คือเพื่อวิเคราะห์หาแนวโน้มการทำงานและประสิทธิภาพของระบบ จึงได้มีการพัฒนาดัชนีขึ้นมา 2 ชนิด ได้แก่

1.1 ดัชนีปฐมภูมิ (Primary Indices) ใช้ในการประเมินผล ควบคุม และจำกัดค่าต่าง ๆ ที่ต้องการตรวจวัดให้เป็นไปตามมาตรฐาน สามารถใช้ได้กับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้ายกเว้นแรงดันตกชั่วขณะ

1.2 ดัชนีทุติยภูมิ (Secondary Indices) เป็นดัชนีที่ถูกออกแบบให้สามารถดูประสิทธิภาพและการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัดได้

ประโยชน์ของการใช้ดัชนีปฐมภูมิและดัชนีทุติยภูมิร่วมกันคือ ดัชนีปฐมภูมิจะส่งผลให้ระบบมีประสิทธิภาพสูงและมีการทำงานเป็นตามมาตรฐาน ในขณะที่ดัชนีทุติยภูมิใช้พิจารณาการทำงานของระบบที่ทำการตรวจวัดเฉพาะส่วน (มีความเฉพาะเจาะจงมากกว่าดัชนีปฐมภูมิ)

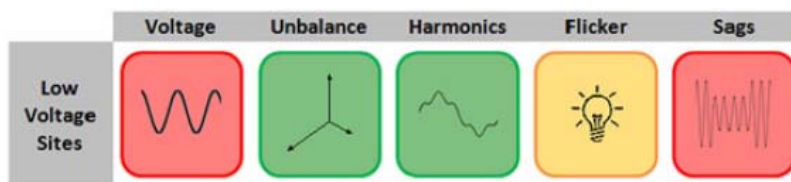
สำหรับโครงการนี้มีการพัฒนาที่สำคัญอีกด้านหนึ่ง คือ การรายงานผลเกี่ยวกับแรงดันตกชั่วขณะ เนื่องจากที่ผ่านมาแม้ว่ามีมาตรฐานระบุเกี่ยวกับการวัดค่าแรงดันตกชั่วขณะและการวิเคราะห์ค่า แต่ยังไม่มียานฉบับใดที่กล่าวถึงหรือนำเสนอเกี่ยวกับการรายงานผลของแรงดันตกชั่วขณะมาก่อน สำหรับบทความนี้ได้นำเสนอ ดัชนี ปฐมภูมิที่เกี่ยวกับแรงดันตกชั่วขณะ คือ Sag SAIFI ซึ่งเป็นการนำแนวคิดของดัชนีวัดความเชื่อถือได้หรือ SAIFI มาปรับใช้กับการพิจารณาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะซึ่งดัชนี Sag SAIFI ถูกออกแบบให้สามารถวิเคราะห์ถึงผลของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและผลกระทบต่อโหลดได้ โดยระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสามารถคำนวณได้จากกราฟ ITI (ITI Curve) โดยเมื่อระบบตรวจพบหรือตรวจวัดได้ว่ามีความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเกิดขึ้นจะทำการตัดอุปกรณ์และโหลดออกจากระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อป้องกันความเสียหาย

2. การรายงานสรุปผลสามารถแบ่งตามรายละเอียดของการรายงานจากน้อยไปมากดังนี้

2.1 รายงานสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary) เป็นการรายงานภาพรวมการทำงานของระบบประกอบด้วยตัวบ่งชี้หลัก 3 ประการ ได้แก่

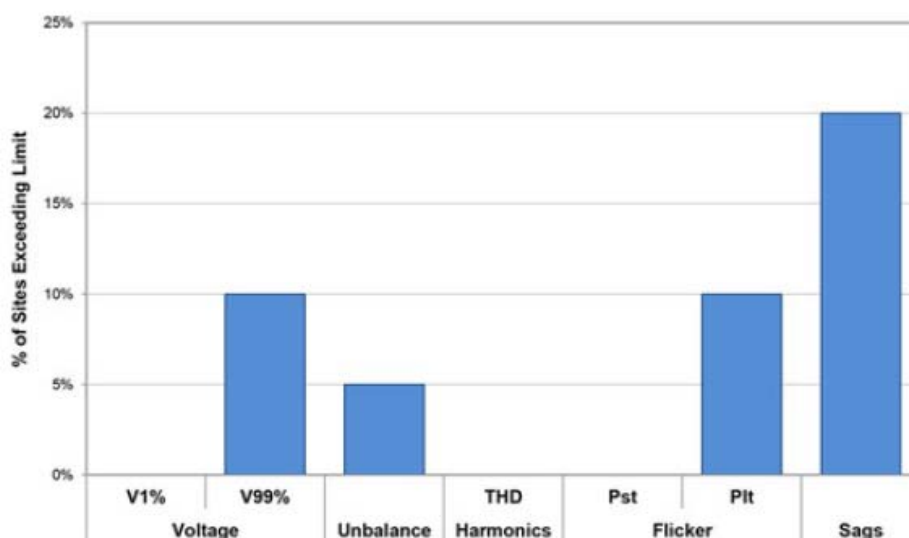
2.1.1 Summary of network compliance ให้ข้อมูลเป็นแผนภาพเกี่ยวกับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัด โดยการเปรียบเทียบข้อมูลหรือค่าที่ทำการตรวจวัดได้กับค่าลิมิตที่ถูกตั้งไว้ตามมาตรฐานที่ใช้งาน ซึ่งในทางปฏิบัติไม่สามารถทำการตรวจวัดระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกแห่งได้ ทำให้จำเป็นต้องใช้ค่าทางสถิติที่เหมาะสมที่สามารถใช้วิเคราะห์ข้อมูลที่เก็บรวบรวมหรือตรวจวัดได้เพื่อให้สามารถสะท้อนถึงการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าทั้งระบบได้ ซึ่งระบบที่ทำการ

ตรวจวัดค่าต้องมีขนาดใหญ่เพียงพอที่จะสามารถเป็นกลุ่มตัวอย่างทางสถิติเพื่อใช้เป็นตัวแทนค่าของทั้งระบบได้ สำหรับค่าทางสถิติในการประมาณการทำงานของระบบทั้งหมดคือ single sided confidence interval ซึ่งมีการแสดงผลเป็นภาพและสีสำหรับค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าต่าง ๆ เพื่อให้สามารถเข้าใจได้ง่ายดังรูปที่ 19 โดยเมื่อค่าที่ตรวจวัดได้และค่าที่ได้จากการวิเคราะห์เป็นไปตามมาตรฐานภาพจะแทนด้วยสีเขียว เมื่อค่าที่วัดได้เป็นไปตามมาตรฐานแต่ค่าที่วิเคราะห์ (วิเคราะห์และประมาณการทำงานของระบบทั้งระบบ) ไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ภาพจะถูกแทนด้วยสีเหลือง และสุดท้ายหากค่าที่วัดได้และค่าที่วิเคราะห์ได้ไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ภาพจะถูกแทนด้วยสีแดง



รูปที่ 19 ตัวอย่างการรายงานผลการวัดค่าและการวิเคราะห์ค่าเป็นรูปภาพและสี

2.1.2 Percent of sites exceeding limit เป็นกราฟแท่งแสดงเปอร์เซ็นต์ของระบบที่ตรวจวัดที่มีค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าเกินค่าลิมิตที่กำหนดไว้ ตัวอย่างดังรูปที่ 20 แสดงจำนวนเปอร์เซ็นต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าลิมิต



รูปที่ 20 ภาพแสดงจำนวนเปอร์เซ็นต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าลิมิตผ่านกราฟแท่ง

2.1.3. Long term PQ parameter trend เป็นแนวโน้มแสดงการทำงานของระบบ ซึ่งสามารถบอกถึงประสิทธิภาพในการจัดการระดับคุณภาพทางไฟฟ้าได้ โดยมีวิธีการดังนี้

1. เมื่อพิจารณาค่าที่ตรวจวัดได้เพื่อหาแนวโน้มจากค่าที่วัดได้ 2 ปีติดต่อกัน ให้ใช้ค่าจากการตรวจวัดที่มาจากระบบเดียวกัน

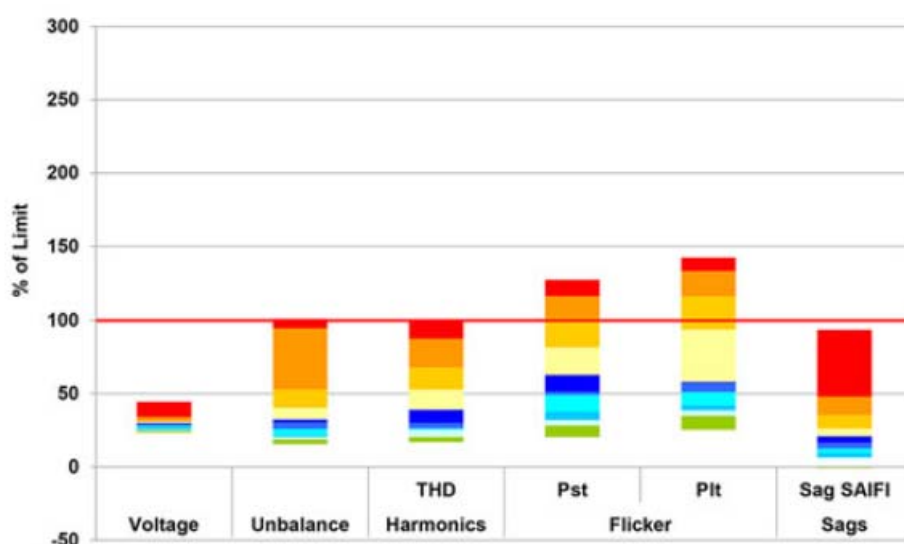


2. หากจะพิจารณาค่าที่ตรวจวัดได้ติดต่อกันเป็นเวลา 4 ปี ค่าที่ตรวจวัดเพื่อที่จะใช้ในการหาแนวโน้มต้องมีข้อมูลที่มาจากการตรวจวัดจากระบบเดียวกันอย่างน้อยเป็นเวลา 2 ปีติดต่อกัน ซึ่งวิธีการนี้จะช่วยให้มีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นในอนาคต

สาเหตุที่ต้องใช้วิธีการดังกล่าวข้างต้น เนื่องจากการทำโครงการนี้มีการเปลี่ยนระบบที่ทำการตรวจวัด ทำให้จำนวนข้อมูลและลักษณะของข้อมูลเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลต่อค่าที่สามารถตรวจวัดได้และความแม่นยำในการหาแนวโน้ม

2.2 รายงานสำหรับการไฟฟ้า (Utility reporting) แสดงการทำงานของระบบที่สนใจเทียบกับระบบอื่น ๆ ทั้งหมดที่ทำการตรวจวัดประกอบด้วย

2.2.1 Distribution of site indices แสดงการทำงานของระบบผ่านตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดค่าระดับคุณภาพทางไฟฟ้า โดยแสดงเป็นสัดส่วนของตัวแปรต่าง ๆ ในระบบเทียบกับค่าลิมิตของตัวแปรนั้น ๆ ซึ่งการนำเสนอนี้สามารถบอกถึงปัญหาเกี่ยวกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าได้ ตัวอย่างการแสดงผลดังรูปที่ 21



รูปที่ 21 ภาพแสดงสัดส่วนของตัวแปรต่าง ๆ ในระบบ

2.2.2 Utility indices เป็นค่าดัชนีที่ได้จากการคำนวณค่าจากทุกระบบที่ทำการตรวจวัด ประกอบด้วย 2 ดัชนีย่อยที่ถูกแสดงผลในรูปกราฟ

1. Utility median average value เป็นค่ามัธยฐานของระบบที่ทำการตรวจวัดทั้งระบบ ซึ่งดัชนีนี้สามารถใช้เป็นค่าเฉลี่ยแสดงการทำงานของระบบได้

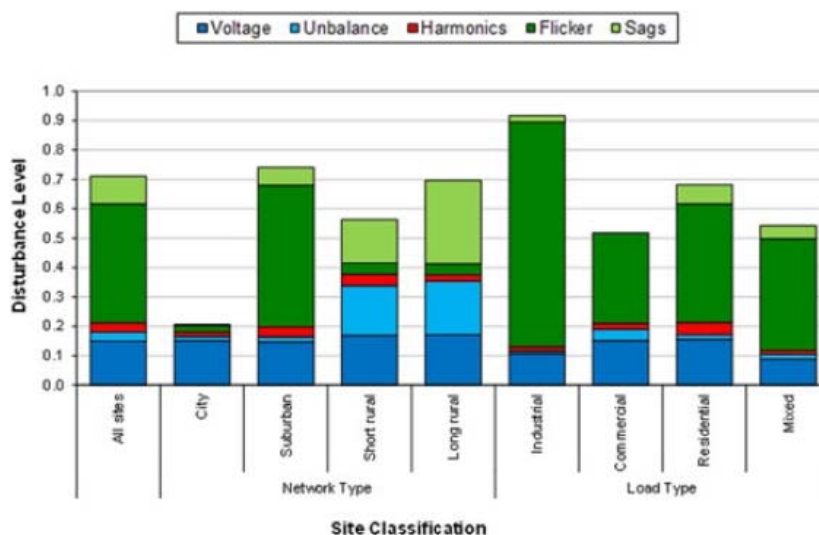
2. Utility 95th percentile value

2.2.3 Performance by site classification เป็นการพิจารณาลักษณะและสมบัติของโครงข่าย (network characteristic) ที่มีผลกระทบกับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า ประเภทของระบบที่ทำการตรวจวัดสามารถแบ่งได้ตามโครงสร้างของโครงข่าย โหลดและลักษณะเด่นของระบบที่ทำการตรวจวัด โดยสามารถแบ่งได้ชัดเจน 2 ประเภท ได้แก่ strong site และ weak site โดยใช้ระยะห่างจากหม้อแปลงเป็นตัวกำหนด

Performance by site classification ถูกแสดงด้วยกราฟแท่งในรูปที่ 22 ทั้ง strong และ weak site โดยแสดงถึงความเกี่ยวข้องระหว่างตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า (PQ parameters)



และค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบ (overall value) การวิเคราะห์หาค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบทำได้โดยการ normalized และลดการซ้ำซ้อนของข้อมูล จากนั้นนำผลลัพธ์ที่ได้มารวมกันแล้วหารด้วยจำนวนตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าทั้งหมดที่พิจารณา จะได้ค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบ (overall value)



รูปที่ 22 ตัวอย่างแสดง Performance by site classification

2.3 รายงานสำหรับโครงข่าย (Network reporting) เป็นการรายงานผลค่าดัชนีต่าง ๆ ของระบบที่ทำการตรวจวัด และมีการจัดลำดับการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าจากแย้ที่สุดไปหาดีที่สุด โดยนำเสนอ 3 ส่วนได้แก่

1. ตารางแสดงการปฏิบัติตามมาตรฐาน แสดงจำนวนและเปอร์เซ็นต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าที่กำหนดทั้งดัชนีปฐมภูมิและดัชนีทุติยภูมิ เมื่อดัชนีตัวใดมีค่าเกินกว่าค่าที่กำหนด ค่าในตารางจะเป็นสีแดง
2. กราฟดัชนีปฐมภูมิ แสดงค่าดัชนีปฐมภูมิของค่าที่แย้ที่สุด 50 อันดับแรกของระบบที่เข้ารวมการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า
3. ฮิสโตแกรมดัชนีปฐมภูมิ แสดงค่าดัชนีปฐมภูมิของแต่ละระบบที่ทำการตรวจวัด

2.4 รายงานสำหรับจุดตรวจวัด (Site reporting) เป็นรายงานผลที่มีรายละเอียดมากที่สุด มีการนำเสนอข้อมูลดิบและฮิสโตแกรมของตัวแปรต่าง ๆ ที่มีการตรวจวัด

ผลลัพธ์ถึงปัจจุบันจากโครงการนี้ทำให้เกิดความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับพฤติกรรม ความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศออสเตรเลียมากขึ้น อีกทั้งยังสามารถบ่งบอกถึงระดับคุณภาพทางไฟฟ้าที่อาจส่งผลกระทบต่อความผิดปกติของโหลดหรืออุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า หาแนวโน้มของการใช้พลังงานไฟฟ้าและระดับคุณภาพทางไฟฟ้าในอนาคตได้

สำหรับรายละเอียดของฐานข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้าต่างประเทสนั้นโดยทั่วไปมักเป็นข้อมูลลับของแต่ละการไฟฟ้าและไม่สามารถหารายละเอียดได้ง่ายนักเพราะทางการไฟฟ้าส่วนมากจะเน้นเป็นการแจ้งเตือนหรือให้ส่งข้อมูลเรื่องไฟฟ้าดับ (Outage) มากกว่าการแสดงผลทางคุณภาพไฟฟ้า เช่น ฮาร์มอนิก ไฟกระพริบ แรงดันไม่สมดุล และ แรงดันตกชั่วขณะ



8. เอกสารอ้างอิง

1. E. W. Gunther and H. Mehta, “A Survey of Distribution System Power Quality – Preliminary Results,” IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan 1995, pp. 322-328
2. EPRI, DPQ Executive Summary Report, 1995
3. EPRI, Distribution System Power Quality Assessment: Phase II, 2003
4. T. Demirci, et.al, “Nationwide real-time monitoring system for electrical quantities and power quality of the electricity transmission system,” IET Gener. Transm. Distrib, 2011, Vol. 5, Iss.5, pp.540-550
5. S. Elphick, P. Ciufo, G. Drury, V. Smith, S. Perera and V. Gosbell, “Large Scale Proactive Power Quality Monitoring: An Example from Australia,” IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 32, No.2, April 2017, pp. 881-889



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY



รายงานความก้าวหน้าครั้งที่ 1

งานศึกษาวิจัยการทำฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า
(Power Quality Database Management:PQDM)

เสนอ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เสนอโดย

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

30 พฤษภาคม 2561



สารบัญ

หน้า

1 ข้อมูลเบื้องต้นของงานวิจัย.....	3
1.1 หลักการและเหตุผล.....	3
1.2 วัตถุประสงค์.....	3
1.3 ขอบเขตของงาน.....	4
1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับ.....	6
2 การบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า.....	6
3 ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์สำหรับบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบเครือข่าย.....	19
4 โปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อนำเข้าและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า.....	22
5 กระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า.....	33
5.1 การกำหนดค่า MINIMUM QUALITY STANDARD (MQS)	33
5.2 การกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ HEALTH INDEX).....	51
5.3 วิธีการประยุกต์ใช้งานข้อมูลที่ได้จากระบบการตรวจวัด	64



งานวิจัยการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

1. ข้อมูลเบื้องต้นของงานวิจัย

1.1 หลักการและเหตุผล

ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบด้านต่างๆ เช่น ทางด้านอุตสาหกรรม เครื่องจักรและอุปกรณ์ไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรมปลดตัวเองออกจากระบบ หรือเกิดการชำรุดเสียหาย เป็นผลทำให้กระบวนการผลิตต่างๆ ในภาคธุรกิจอุตสาหกรรมต้องหยุดชะงัก ส่งผลให้เศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศได้รับความเสียหาย ทางด้านธุรกิจก็สามารถทำให้ศูนย์ข้อมูลต่างๆ เช่น ธนาคารไม่สามารถดำเนินกิจกรรมต่างๆ ได้ คุณภาพไฟฟ้าจึงถือเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่งในการบริการไฟฟ้าให้กับกลุ่มอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยีระดับสูงในการผลิตสินค้า กลุ่มธุรกิจบริการต่างๆ รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทผู้อยู่อาศัยทั่วไปด้วย

ข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าจึงมีความสำคัญสำหรับลูกค้ารายใหม่ที่น่าสนใจตั้งสถานประกอบการในพื้นที่ หรือสำหรับลูกค้ารายเดิมที่ต้องการปรับปรุงหรือขยายโรงงาน เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับลงทุนวางแผนในการเลือกใช้ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่เหมาะสมกับระดับคุณภาพไฟฟ้าในพื้นที่ ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบจากปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้น

กฟผ. สามารถนำข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ได้มาใช้งานให้เกิดประโยชน์ในการวิเคราะห์ และแก้ไขปัญหาให้กับลูกค้า อันเป็นการสร้างความพึงพอใจของลูกค้า และช่วยส่งเสริมภาพลักษณ์ที่ดีต่อ กฟผ. อันได้แก่

1. การใช้ประโยชน์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าระยะยาวเชิงสถิติ
2. การใช้ประโยชน์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบ Real Time
3. การจัดการและบริการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่เป็นระบบและเข้าถึงง่าย

ดังนั้นการจัดทำฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจึงมีความสำคัญและจะเกิดประโยชน์ต่อ กฟผ. ในด้านต่างๆ

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้ คือ

1. เพื่อให้ได้ระบบบริหาร จัดการข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งสามารถรองรับข้อมูลเชิงสถิติระยะยาวจากเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า และสามารถรวบรวมข้อมูลจากหลากหลายแหล่งข้อมูลเช่น เครื่อง DFR, AMI, AMR, Protection Relay มารวมไว้เพียงฐานข้อมูลเดียวเพื่อเป็นข้อมูลสำหรับใช้ในการวิเคราะห์และจัดทำดัชนีคุณภาพไฟฟ้า และสามารถจัดทำเป็นศูนย์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Data Center) ของ กฟผ.
2. เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสม ของ กฟผ. โดยใช้ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเชิงสถิติที่รวบรวมได้
3. เพื่อนำเสนอวิธีการคำนวณและกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)
4. เพื่อแสดงคุณภาพไฟฟ้าต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Intranet สำหรับผู้ที่เกี่ยวข้องใช้ในการแก้ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้น และนำข้อมูลไปใช้งานในระบบงานอื่นๆ ของ กฟผ.
5. พัฒนาบุคลากรของ กฟผ. ให้เป็นนักวิจัยเพื่อให้มีความรู้ความเข้าใจต่อข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า และการนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ต่อ กฟผ.



1.3 ขอบเขตของงาน

1. ศึกษาแนวทางหรือวิธีการบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) และการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่มีประสบการณ์และจากบทความทั้งในและต่างประเทศ
2. ออกแบบระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์สำหรับบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบเครือข่าย (Power Quality Network Database) โดยรวบรวมข้อมูลจากเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าเครื่องบันทึกสัญญาณเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบดิจิทัล (Digital Fault Recorder: DFR), AMR, AMI และ Protection Relay
3. ศึกษาวิจัยและพัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อนำเข้าและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า โดยทาง กฟผ. จะเป็นผู้จัดการสอบถามการเข้าถึงข้อมูลจากผู้ผลิตเครื่องมือตรวจวัดต่าง ๆ ดังนี้
 - 3.1 PQ Meter จำนวน 4 ผลิตภัณฑ์ ได้แก่ SATEC จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า (9 เครื่อง), Dranetz จำนวน 2 เครื่อง, Schneider จำนวน 2 เครื่อง และ Hioki จำนวน 1 เครื่อง
 - 3.2 AMI จำนวน 10 เครื่อง
 - 3.3 AMR จำนวน 10 เครื่อง ต่อสถานี จำนวน 3 สถานี
 - 3.4 Protection Relay จำนวน 3 เครื่อง
 - 3.5 Digital Fault Recorder: DFR จำนวน 3 เครื่องทั้งนี้ระบบฐานข้อมูล ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ และโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ต้องรองรับการเพิ่มจำนวนเครื่องมือในอนาคตได้
4. ศึกษาวิจัยเพื่อพัฒนากระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า ดังนี้
 - 4.1 ศึกษาการกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) โดยใช้ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเชิงสถิติที่รวบรวมได้จากข้อ 3
 - 4.2 ศึกษาการกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index) อย่างน้อย 3 สถานี
 - 4.3 นำเสนอวิธีการประยุกต์ใช้งานข้อมูลที่ได้จากระบบการตรวจวัดที่รวบรวมได้จากข้อ 3
5. พัฒนาระบบการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประมวลผลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ได้จากข้อ 3 และ/หรือแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีคุณลักษณะดังนี้
 - 5.1 ประมวลผลค่าทางสถิติของพารามิเตอร์ดังนี้ Voltage, Current, Active and Reactive Power, Power factor, Harmonic current, THDv, Pst, Plt, และประมวลผลดัชนีคุณภาพไฟฟ้าดังนี้ Voltage Dip, Swell, Unbalance, Under and Over Voltage โดยวิเคราะห์จากสถิติการเกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้าจากข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐานต่าง ๆ เช่น SARFix, SARFI_{curve}, SEMI F47
 - 5.2 จัดทำกระบวนการหาแนวโน้มของปัญหาตามค่าดัชนีคุณภาพไฟฟ้า โดยแบ่งตามรายสถานีไฟฟ้า, รายเขต, รายภาค



- 5.3 จัดทำกระบวนการหาดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index) ของแต่ละสถานีไฟฟ้า โดยแบ่งตาม รายสถานีไฟฟ้า, รายเขต, รายภาค
6. ศึกษาวิจัย และพัฒนากระบวนการ หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับแสดงข้อมูลสารสนเทศและปัญหาคุณภาพไฟฟ้าโดยโปรแกรมมีลักษณะเปิด (Open source) ออกแบบมาใช้เฉพาะระบบนำเข้า แจ้งเตือน และควบคุมข้อมูลอัตโนมัติ อีกทั้งยังสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ในการดึงค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ได้เป็นอย่างดี และรองรับการพัฒนาเพิ่มเติมตามความต้องการในอนาคตโดยที่โปรแกรมจะต้องรองรับการใช้งานของอุปกรณ์แสดงผล เช่น Smart phone และ Tablet ได้ โดยการใช้งานโปรแกรมจะเป็นรูปแบบ Client – Server ผ่านระบบ Web Application บนเครือข่ายของ กฟผ. (PEA Network) ดังนี้
- 6.1 แสดงข้อมูล Waveform แรงดัน และ กระแส ในขณะเกิด fault หรือความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า
- 6.2 แสดงข้อมูล Trend ของพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าต่างๆ เช่น Voltage, Current, Active and Reactive Power, Flickering, Harmonic current, Power Factor, Frequency, THDv และ Unbalance เป็นต้น
- 6.3 แสดง Diagram ตำแหน่งการติดตั้งของอุปกรณ์ในข้อที่ 2 และตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าโดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟผ. และสามารถรองรับการเพิ่มเติมและปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอุปกรณ์ในอนาคต
- 6.4 แสดง Contour line สำหรับการกระจายตัวของปัญหาแรงดันตกชั่วขณะในพื้นที่อย่างน้อย 3 สถานี โดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟผ.
- 6.5 แสดงดัชนี PQ Health index ของแต่ละสถานีไฟฟ้า โดยใช้ Software GIS นำเข้าแผนที่จากระบบ GIS ของ กฟผ.
- 6.6 การแสดงผลข้อมูลต้องสามารถปรับรูปแบบการแสดงผลตามความต้องการของผู้ใช้งาน เช่น เรียงข้อมูลตามรายชื่อสถานี, เขตพื้นที่, เรียงลำดับเหตุการณ์ตามช่วงเวลา อีกทั้งยังสามารถ Export ข้อมูลที่แสดงนั้นในรูปแบบของไฟล์ CSV และ XML ได้
- 6.7 โปรแกรมสามารถติดต่อสื่อสารกับผู้ใช้ได้ด้วย Web Browser เพื่อสะดวกรวดเร็วในการใช้งาน หรือหากอุปกรณ์เกิดขัดข้อง
7. พัฒนาแนวทางการรวบรวมและนำเสนอข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบรายงานแบบอัตโนมัติ ต่อผู้บริหาร และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยใช้โปรแกรม PQView เป็นแนวทาง ผ่านสื่อต่างๆ เช่น หนังสือรายงานคุณภาพไฟฟ้าประจำปี และสื่ออิเล็กทรอนิกส์ที่ง่ายต่อการเข้าถึง ซึ่งข้อมูลขั้นต่ำประกอบด้วยข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐานต่างๆ ได้แก่ Voltage, Current, Active and Reactive Power, Flickering, Harmonic current, Power Factor, Frequency, THDv, Unbalance, SARFI_x, SARFI_{Curve}, SEMI F47 โดยแบ่งตามพื้นที่ (รายสถานีไฟฟ้า รายเขต รายภาค) และตามระยะเวลา (รายไตรมาส รายปี) ทั้งนี้ต้องสามารถปรับเปลี่ยนรูปแบบของรายงานได้ตามที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยแสดงข้อมูลทั้งในรูปแบบตารางและกราฟ



8. จัดหาอุปกรณ์สื่อสารแบบไร้สายและระบบสื่อสารเพื่อเชื่อมต่อเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 15 ชุด (สำหรับ 5 สถานี) และอุปกรณ์อื่นที่จำเป็นในการเก็บรวบรวมข้อมูล, การประมวลผลและการแสดงผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า
9. ฝึกอบรมบุคลากรของ กฟผ. จำนวน 50 คน จำนวน 1 ครั้ง โดยมีระยะเวลาการนำเสนออย่างน้อย 1 วัน ให้มีความรู้ความเข้าใจต่อข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า การจัดเก็บข้อมูล การวิเคราะห์ด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้า และวิธีการใช้โปรแกรม

1.4 ประโยชน์ที่จะได้รับ

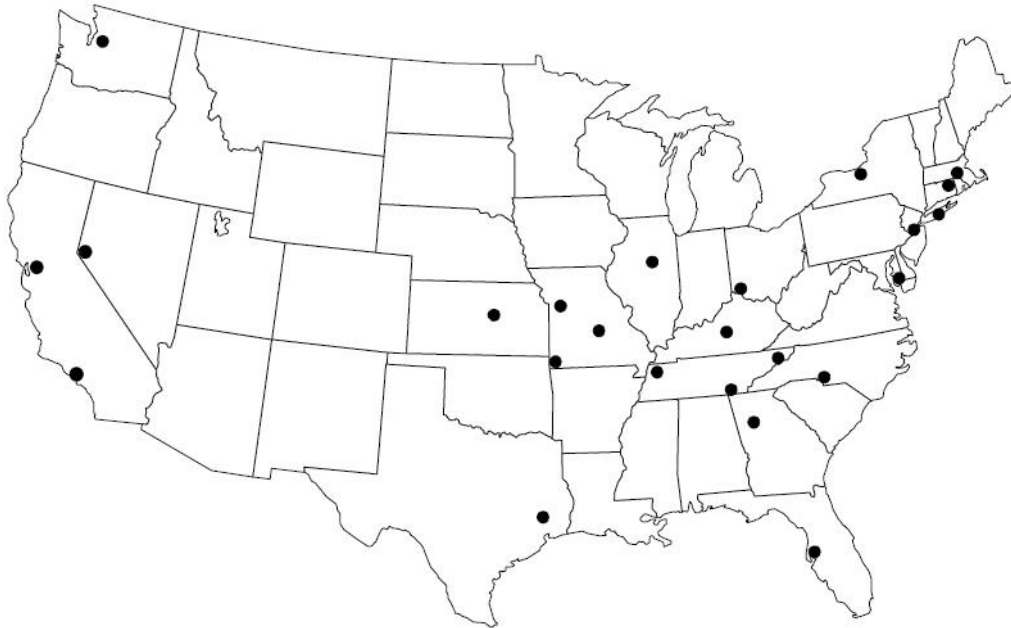
ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้

1. ช่วยให้มีเครื่องมือ ในการจัดการและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากหลากหลายอุปกรณ์ ทำให้ผู้ใช้งานที่เกี่ยวข้องสามารถนำข้อมูลมาใช้สำหรับวิเคราะห์ หาสาเหตุความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้อย่างสะดวก
2. ช่วยให้เกิดความเข้าใจและเสริมทักษะในการวิเคราะห์และประเมินผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าทั้งในส่วนของลูกค้า และระบบไฟฟ้า
3. ได้ข้อมูลในการจัดทำยุทธศาสตร์/แนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้า การปฏิบัติ และการกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) ที่เหมาะสม ของ กฟผ. ที่เหมาะสมสำหรับการให้บริการลูกค้าประเภทต่างๆ
4. ได้ระบบเฝ้าระวังปัญหาคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)
5. ได้แนวทางการจัดเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 ผ่านระบบสื่อสารไร้สาย

2. การบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการวิเคราะห์ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

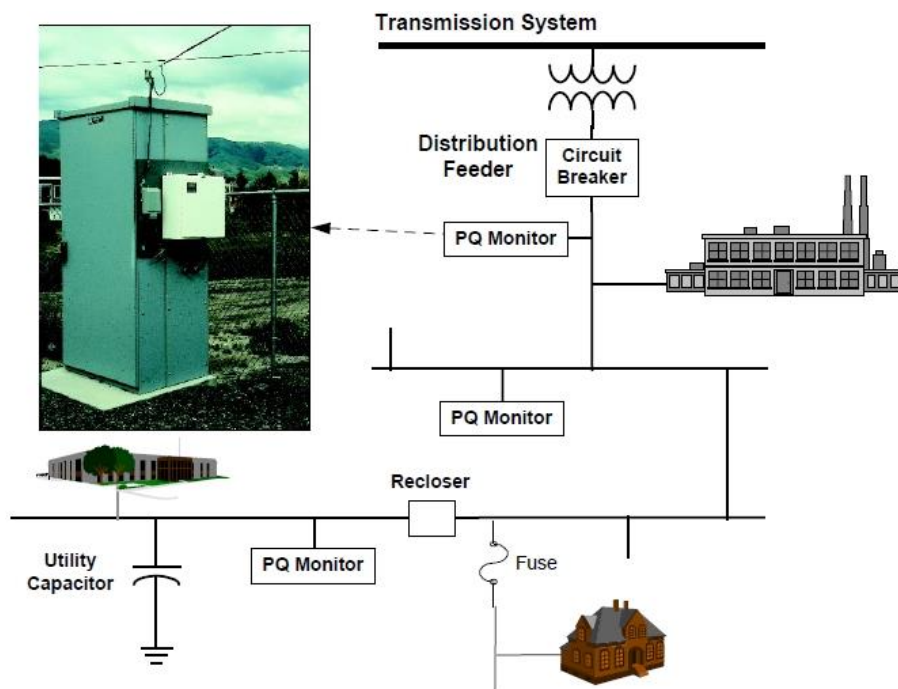
ฐานข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Database) เป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดที่จุดต่างๆในระบบไฟฟ้า ข้อมูลหลักทางไฟฟ้าที่มักจะตรวจวัดได้แก่ แรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง ส่วนข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่มักจะตรวจวัดได้แก่ ข้อมูลด้านฮาร์โมนิก (Harmonic) แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Dip หรือ Voltage Sag) ไฟกระพริบ (Flicker) และแรงดันไม่สมดุล (Unbalance) เช่น แรงดันและกระแสฮาร์โมนิก THDv ดัชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Index, Pst) ดัชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Index, Plt) ค่าดัชนีที่เกี่ยวข้องกับแรงดันตกชั่วขณะ เช่น System Average RMS Variation Frequency Index (SARFI) ค่า Unbalance factor เป็นต้น ข้อมูลเหล่านี้จะมีความสำคัญในการตรวจสอบสภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้สามารถทำการป้องกันปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นแล้วหรืออาจจะเกิดขึ้นได้ในอนาคต และยังช่วยในการวางแผนที่จะปรับปรุงระดับคุณภาพไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้นได้ การวิเคราะห์ข้อมูล (Data analytic) เหล่านี้จะมีความสำคัญมากขึ้นเรื่อยๆ เพราะสามารถนำไปใช้งานในด้านต่างๆ อีกมากมาย

การตรวจวัดข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่มีการเผยแพร่ทางบทความวิชาการได้แก่ โครงการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของประเทศสหรัฐอเมริกา (EPRI's Distribution Power Quality Project, DPQ Project) ในปี 1993-1995 โดยมีการตรวจวัดประมาณ 300 จุดวัด บน 100 สายป้อน ของ 24 การไฟฟ้า โดยข้อมูลจะเน้นฮาร์โมนิกและแรงดันตกชั่วขณะ รูปที่ 2.1 แสดงตำแหน่งการไฟฟ้าต่างๆที่เข้าร่วมโครงการนี้และตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 2.2

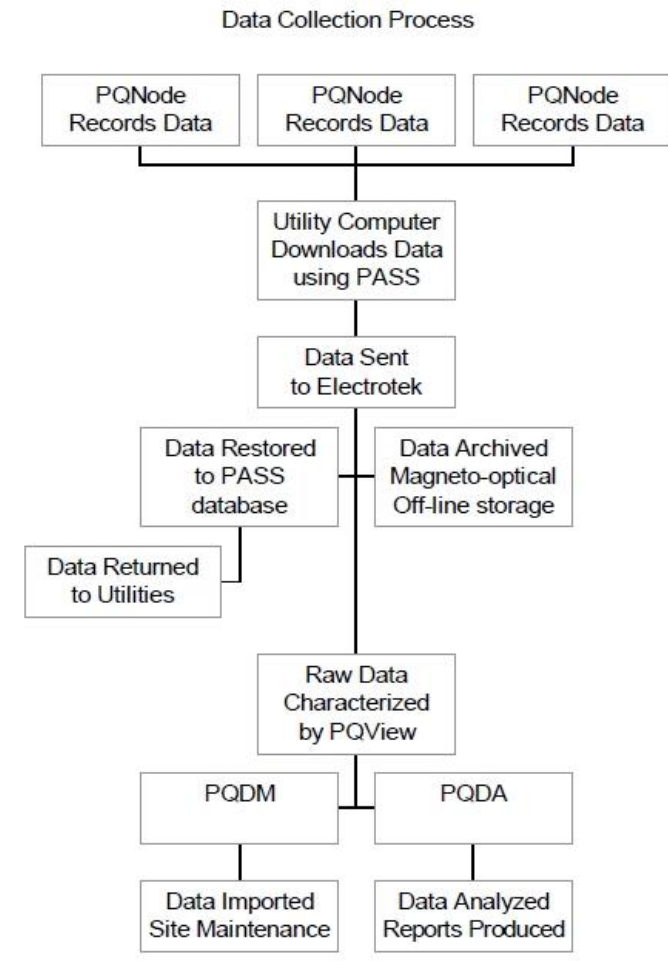


รูปที่ 2.1 ตำแหน่งการไฟฟ้าต่างๆที่เข้าร่วมโครงการ EPRI's DQP

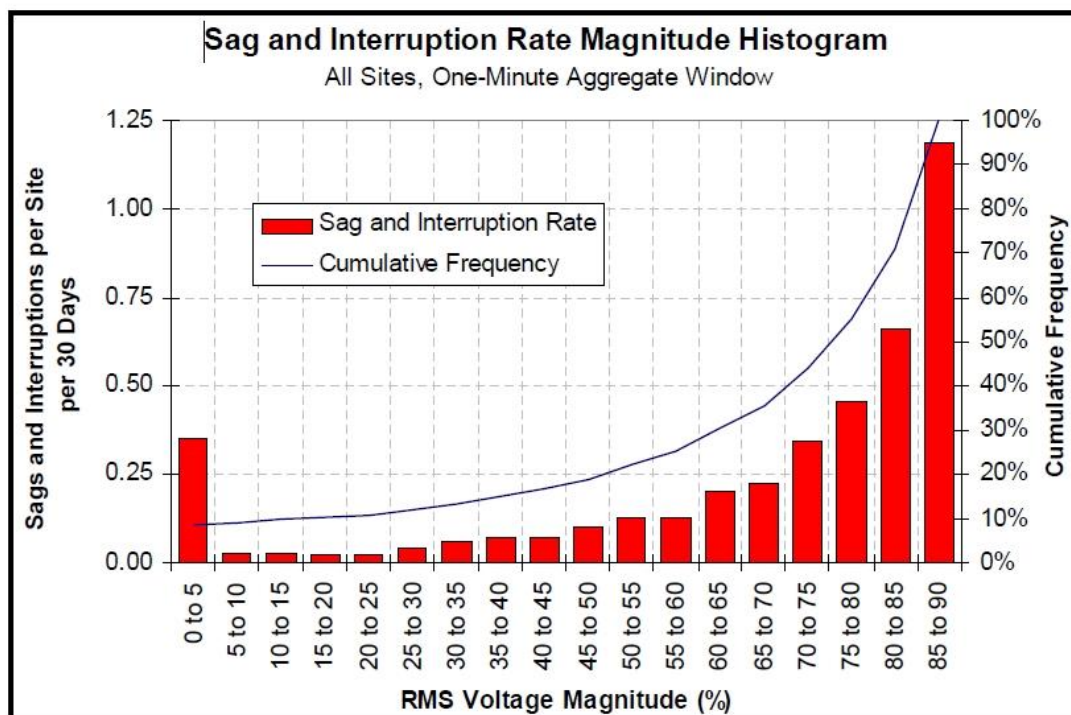
เครื่องมือวัดที่ใช้ คือ Basic Measuring Instruments (BMI) 8010 PQNodeและใช้ PQView ในการรวบรวมข้อมูลจากแหล่งต่างๆ และวิเคราะห์ข้อมูล โดยจะมีส่วนประกอบหลัก คือ Power Quality Data Manager (PQDM) และ Power Quality Data Analyzer (PQDA) รูปที่ 2.3 แสดงไดอะแกรมการเก็บข้อมูลของ DPQ Project ตัวอย่างผลการตรวจวัดแสดงในรูปที่ 2.4 – 2.8



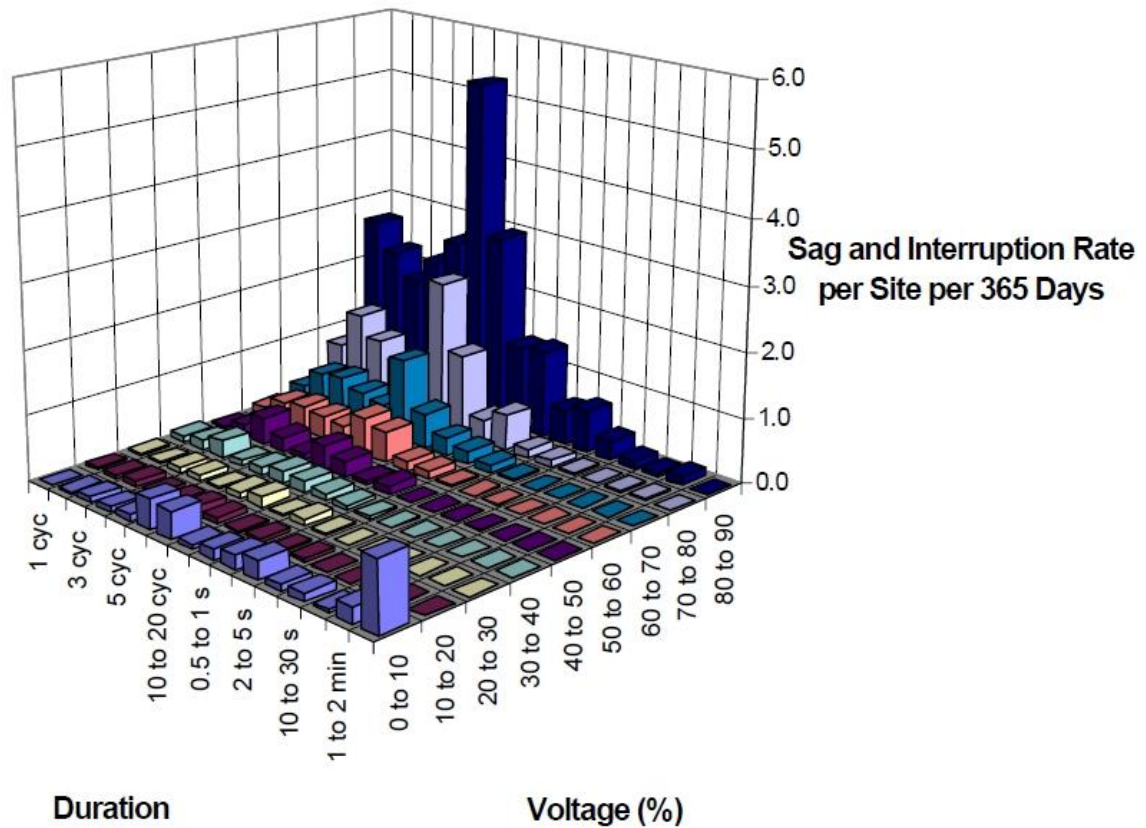
รูปที่ 2.2 ตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



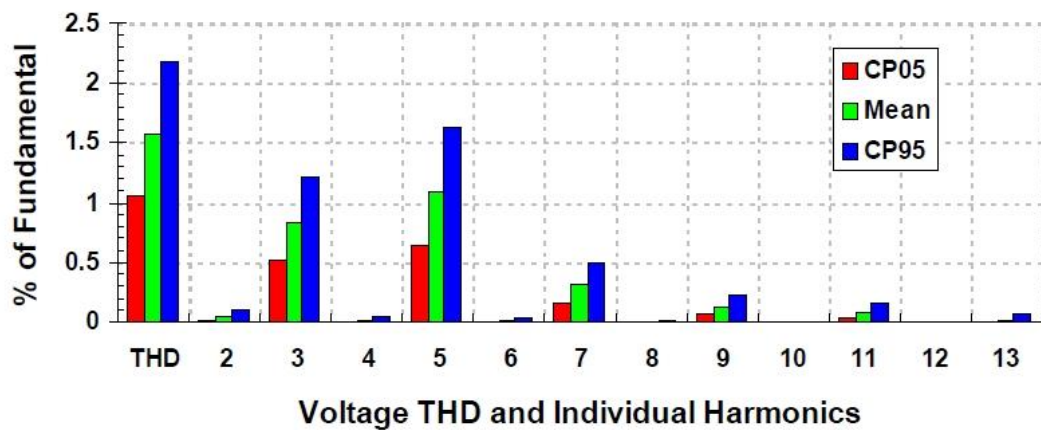
รูปที่ 2.3 ไดอะแกรมการเก็บข้อมูล ของ DPQ Project



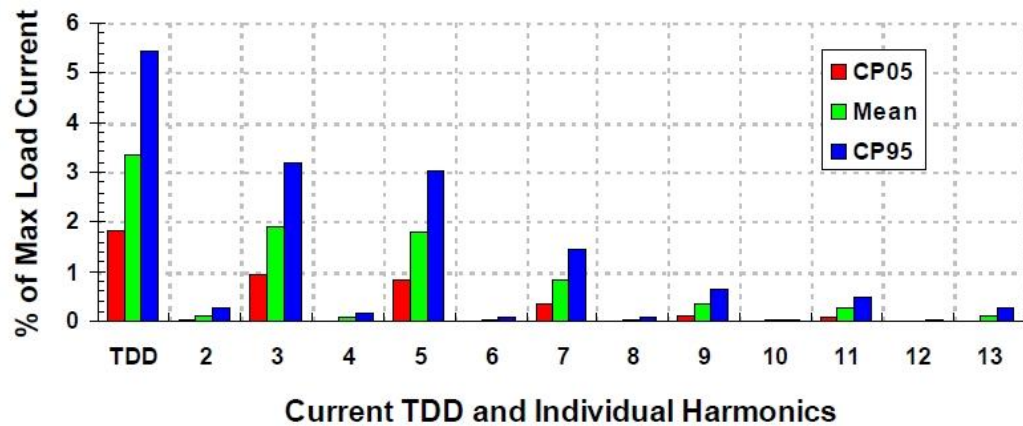
รูปที่ 2.4 Histogram ของขนาดและความถี่ในการเกิดไฟฟ้าดับและแรงดันตกชั่วขณะต่อจุดวัดต่อ 30 วัน



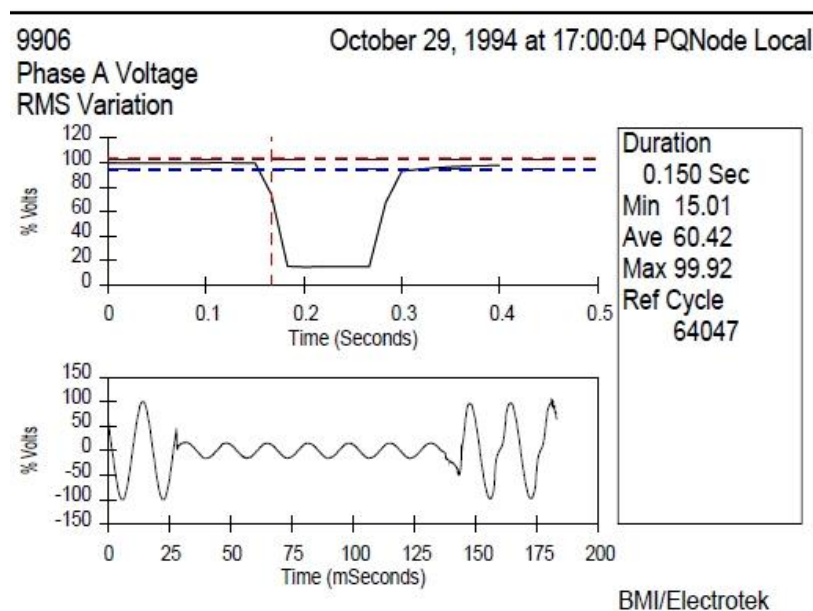
รูปที่ 2.5 Histogram แสดงขนาดและระยะเวลาของไฟฟ้าดับและแรงดันตกชั่วขณะต่อจุดวัดต่อ 365 วัน



รูปที่ 2.6 ค่าเฉลี่ยของ THDv และแรงดันฮาร์มอนิกที่ความถี่ต่างๆของทุกตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด

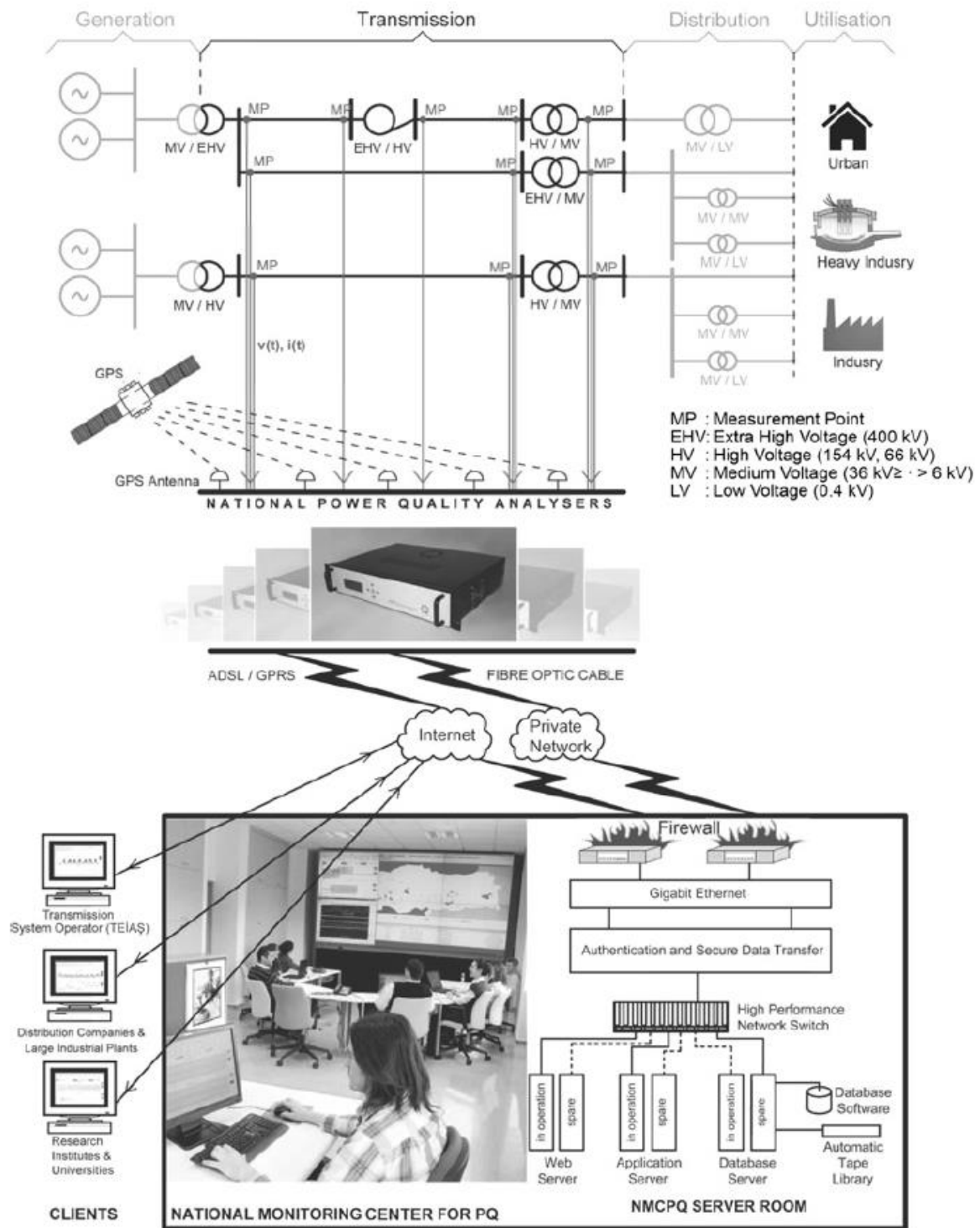


รูปที่ 2.7 ค่าเฉลี่ยของ TDD และกระแสฮาร์โมนิกที่ความถี่ต่างๆของทุกตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัด



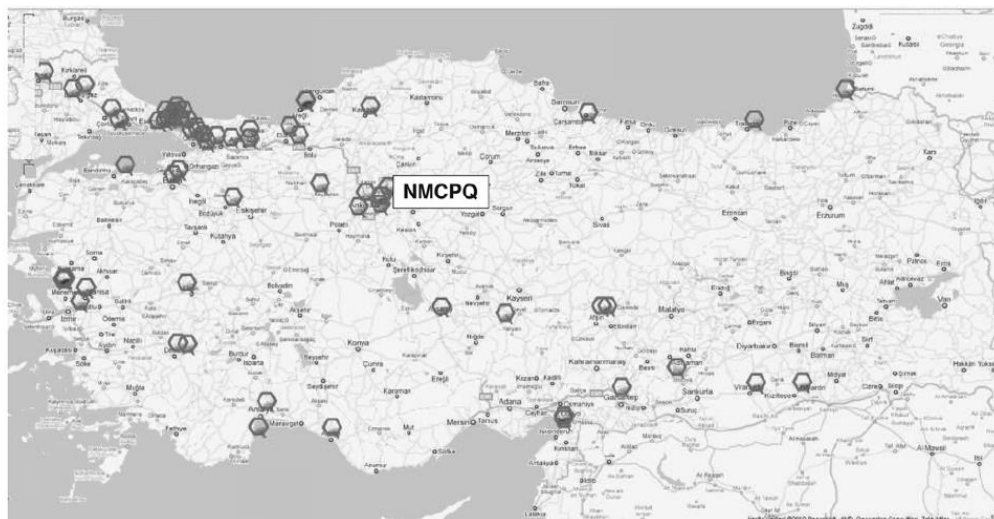
รูปที่ 2.8 ตัวอย่างรูปคลื่นและค่าแรงดัน RMS

การวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบส่งของประเทศตุรกีโดย Turkish Electricity Transmission Company (TEIAS) แสดงในรูปที่ 2.9 ระบบการตรวจวัดประกอบไปด้วย 3 ส่วนประกอบหลักคือ 1) เครื่องมือวัด PQ+ Analyzer 2) ศูนย์การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าระดับชาติ (National Monitoring Center for Power Quality, NMCPQ) และ 3) โปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า



รูปที่ 2.9 ระบบการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของ TEIAS

การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้านี้ใช้เครื่องมือการตรวจวัด 155 เครื่อง บนสายป้อนจำนวน 310 สายป้อนของระบบส่ง รูปที่ 2.10 แสดงตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ซึ่งความหนาแน่นของการติดตั้งอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ในแผนที่แสดงให้เห็นถึงบริเวณที่มีการประกอบกิจการอุตสาหกรรม และอุตสาหกรรมหนักซึ่งในบริเวณดังกล่าวมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในปริมาณมากซึ่งอาจทำให้ระดับคุณภาพทางไฟฟ้าลดลงได้



รูปที่ 2.10 แผนที่แสดงตำแหน่งติดตั้งเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้า

สำหรับอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers จะทำการตรวจวัดค่าต่าง ๆ และวิเคราะห์ค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าตามตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าพารามิเตอร์ทางคุณภาพไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัด

Table 1 Measured and computed PQ parameters and electrical quantities by the national PQ⁺ analysers

Measured quantity	Measurement intervals	Complies with	Computed for
PQ parameters			
power frequency	5 cycle ^a , 10 cycle ^a 10 s	IEC-61000-4-30 Class A	single-phase only
magnitude of the supply voltage	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
magnitude of the current	10 cycle, 3 s, 10 min	not specified in IEC-61000-4-30	all phases
flicker of the supply voltage	1 min, 5 min, 10 min, 15 min, 2 h	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-15)	all phases
supply voltage unbalance	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	one value for all phases
voltage harmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
voltage interharmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
current harmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
current interharmonics	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A (IEC-61000-4-7)	all phases
rapid voltage changes	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
PQ events (faults)			
supply voltage dips and swells	every half-cycle (one-cycle windows)	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
voltage interruptions	every half-cycle (one-cycle windows)	IEC-61000-4-30 Class A	all phases
Power parameters			
active power	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC 61000-4-30 Class A	all phases
reactive power	10 cycle, 3 s, 10 min	IEC 61000-4-30 Class A	all phases
apparent power ^b	10 cycle, 3 s, 10 min		all phases
power factor ^b	10 cycle, 3 s, 10 min		all phases

^a intervals not listed in IEC-61000-4-30

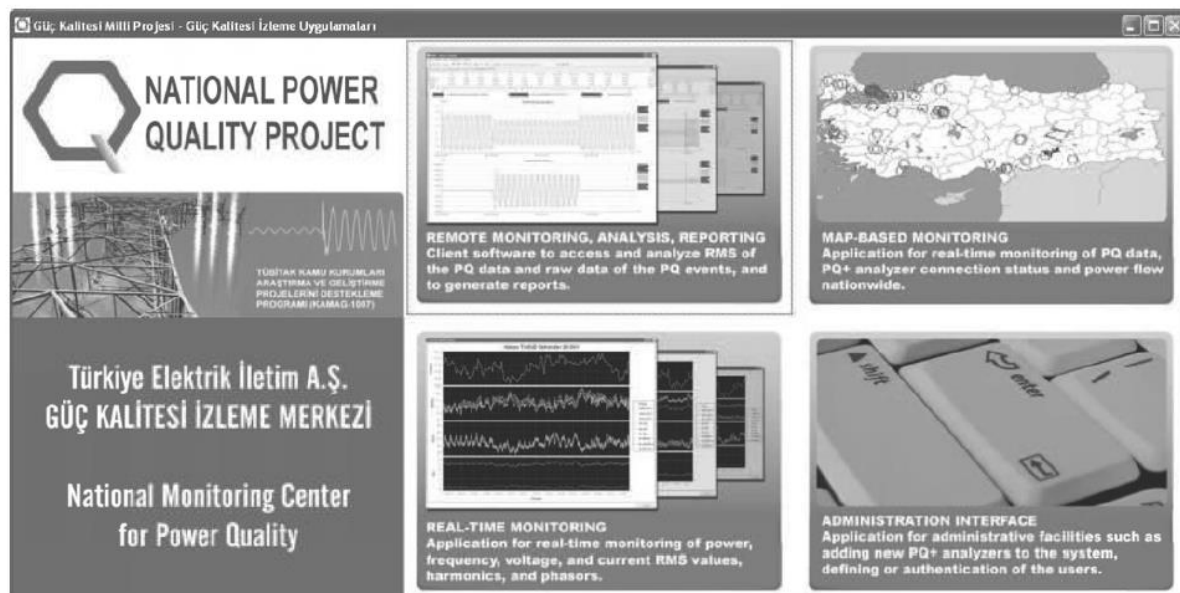
^b parameters not listed in IEC-61000-4-30

อุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers สามารถวัดข้อมูลแรงดันและกระแสได้ที่ 512 ค่าใน 1 ไซเคิล และในกรณีที่เป็นเหตุการณ์ (Event) เครื่องวัดนี้สามารถเก็บข้อมูลได้นาน 3 วินาที

NMCPQ เป็นส่วนที่สำคัญและจำเป็นมากของระบบการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า โดยเมื่อค่าตัวแปรต่าง ๆ ของระดับคุณภาพทางไฟฟ้าถูกตรวจวัดด้วยอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ค่าที่ตรวจวัดได้จะถูกเก็บไว้ที่ NMCPQ Database โดยแบ่งการใช้งาน Database เป็น 2 ชุดคือ ชุดแรกทำการเก็บข้อมูลทั้งหมดที่ได้จากการตรวจวัดโดยอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers และ Database อีกชุดหนึ่งซึ่งมีขนาดเล็กกว่าชุดแรกทำหน้าที่ในการเก็บ

ข้อมูลที่วิเคราะห์ได้ย้อนหลัง 15 วัน นอกจากนี้ยังมี web server สำหรับใช้ในการตรวจสอบสถานะและการทำงานของอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers ซึ่งสามารถเข้าถึงได้ผ่าน Web browser ด้วย

รูปที่ 2.11 แสดงหน้าจอของโปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย 4 ส่วนเชื่อมประสาน (Interface) โดยสามารถเข้าถึง Interface หรือส่วนเชื่อมประสานต่าง ๆ ได้ผ่านทาง common gateway screen



รูปที่ 2.11 หน้าจอของโปรแกรมการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า

ส่วนเชื่อมประสานหรือ Interface ต่าง ๆ ประกอบด้วย

1. Remote monitor, analysis and report interface ทำหน้าที่ 4 ประการได้แก่
 - 1.1 ทำการเก็บค่ารากกำลังสองเฉลี่ย (RMS) โดยค่าที่ทำการเก็บข้อมูลและตรวจวัดได้แก่ ขนาดกระแสและขนาดแรงดันในสายป้อน ค่า Harmonics และ Interharmonics ของกระแสและแรงดัน, Flicker, ค่ากำลังไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลัง
 - 1.2 ตรวจสอบเหตุการณ์ความผิดปกติของระบบไฟฟ้า (fault events)
 - 1.3 การรายงานผล (Reports) โดยสามารถเลือกรูปแบบการรายงานผลได้ 2 รูปแบบคือ Detailed report แสดงค่าตัวแปรคุณภาพทางไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ด้วยกราฟ และ Constrained report ซึ่งให้ข้อมูลเกี่ยวกับ Flicker และ Harmonics เท่านั้น
 - 1.4 การนำข้อมูลออก (Data export) โดยนำส่งข้อมูลออกเป็น text file
2. Map-base monitoring interface ทำหน้าที่ ตรวจสอบการเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าและสถานะการติดตั้งอุปกรณ์ PQ⁺ Analyzers โดยแสดงสถานะในแผนที่ ส่วนเชื่อมประสานนี้สามารถแสดง load flow ใน single line diagram อีกทั้งยังทำการรวบรวมค่าของตัวแปรทางคุณภาพไฟฟ้าต่างๆขณะเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าด้วย
3. Real-time monitoring interface ทำหน้าที่แสดงผลและปรับข้อมูลดิบที่ถูกแสดงผลทุก ๆ 3 วินาที เพื่อแสดงผลค่าล่าสุดที่สามารถตรวจวัดได้และถูกเก็บอยู่ใน Database
4. Administration Interface มีไว้เพื่อจัดการกับข้อมูลต่าง ๆ ที่วิเคราะห์และตรวจวัดได้



ความสามารถของระบบที่พัฒนาขึ้นสามารถสรุปได้ดังนี้

1. สามารถตรวจวัดค่าปริมาณทางไฟฟ้า ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ค่าคุณภาพทางไฟฟ้าและเหตุการณ์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้
2. วิเคราะห์เหตุการณ์และความผิดปกติต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องและมีผลกระทบกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้า
3. เพิ่มเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบส่งพลังงานไฟฟ้า
4. ควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบส่งพลังงานไฟฟ้าได้ เช่น shunt reactor, capacitor เป็นต้น
5. สามารถเชื่อมต่อกับระบบที่ทำการตรวจวัดกับระบบพลังงานไฟฟ้าข้างเคียงได้

การวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของประเทศออสเตรเลีย

ผู้ให้บริการโครงข่ายจำหน่าย (Distribution Network Service Providers, DNSPs) มีหน้าที่ที่จะให้บริการไฟฟ้าที่มีความน่าเชื่อถือและมีระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ดี ในปี 2002 University of Wollongong ประเทศออสเตรเลียและ DNSP จำนวน 12 จากทั้งหมด 16 แห่งในออสเตรเลียได้ริเริ่มการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในชื่อของ Long-term National Power Quality Survey และได้กลายมาเป็น Power Quality Compliance Audit (PQCA) หลังจากมีการเก็บข้อมูลมากขึ้นจาก 12,000 จุดวัด โดยทำการตรวจวัดที่ทั้งระดับแรงดัน 230 V และระดับแรงดันปานกลางและแรงสูงที่ 6.6-132 kV สำหรับค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัดนี้ ได้แก่ ขนาดแรงดัน (Steady state voltage magnitude), แรงดันไม่สมดุล (Voltage unbalance), แรงดันฮาร์โมนิก (Voltage harmonic) ถึงฮาร์โมนิกลำดับที่ 25, ไฟกระพริบ (Flicker) และแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag)

ในช่วงเริ่มแรกของโครงการนี้ เนื่องจากข้อมูลที่เก็บได้มีหลากหลายรูปแบบซึ่งการที่จะเปลี่ยนรูปแบบของข้อมูลที่ได้จากอุปกรณ์ในการตรวจวัดแต่ละประเภทโดยตรงนั้นทำได้ยาก จึงจำเป็นต้องออกแบบและเพิ่มกระบวนการแปลงข้อมูลรูปแบบต่าง ๆ ให้อยู่ในรูปแบบเดียวกัน และเก็บข้อมูลในฐานข้อมูล (Database) ที่รองรับการเปลี่ยนแปลงประเภทและชนิดของอุปกรณ์ที่ใช้ตรวจวัดค่าต่าง ๆ ได้ ในอนาคตคาดว่าจะมีการเพิ่มจำนวนตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์และจุดที่ทำการตรวจวัด ซึ่งจะทำให้มีข้อมูลจากการตรวจวัดมากขึ้น ทำให้จำเป็นต้องมีการจัดการฐานข้อมูลและขั้นตอนในการวิเคราะห์ข้อมูลที่มีประสิทธิภาพสูง

ในการวิเคราะห์และรายงานผลที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลปริมาณมากให้มีประสิทธิภาพนั้น จำเป็นต้องมีการตัดทอนเนื้อหาส่วนที่ไม่จำเป็นและเข้าใจยากทั้ง คงไว้เฉพาะรายละเอียดหรือส่วนที่สำคัญเท่านั้น อีกทั้งยังควรจัดทำรายงานผลให้สามารถนำไปใช้ได้กับธุรกิจหรือกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานไฟฟ้าทุกระดับ ดังนั้นรูปแบบการรายงานผลจึงถูกพัฒนาและปรับปรุงเพื่อให้ตอบสนองการใช้งานของกิจกรรมทางอุตสาหกรรมที่มีความสนใจในค่าปริมาณทางไฟฟ้าต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปและเพื่อปรับปรุงพัฒนามาตรฐานเกี่ยวกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าด้วย

1. ดัชนี

เนื่องจากจุดประสงค์ของโครงการนี้คือเพื่อวิเคราะห์หาแนวโน้มการทำงานและประสิทธิภาพของระบบ จึงได้มีการพัฒนาดัชนีขึ้นมา 2 ชนิด ได้แก่



1.1 ดัชนีปฐมภูมิ (Primary Indices) ใช้ในการประเมินผล ควบคุม และจำกัดค่าต่าง ๆ ที่ต้องการตรวจวัดให้เป็นไปตามมาตรฐาน สามารถใช้ได้กับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้ายกเว้นแรงดันตกชั่วขณะ

1.2 ดัชนีทุติยภูมิ (Secondary Indices) เป็นดัชนีที่ถูกออกแบบให้สามารถดูประสิทธิภาพและการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัดได้

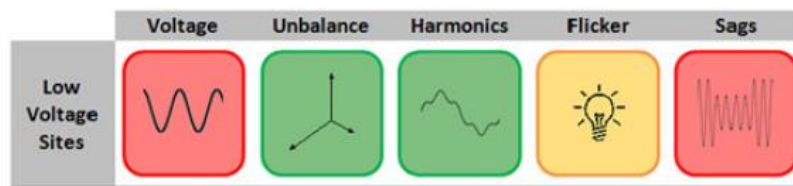
ประโยชน์ของการใช้ดัชนีปฐมภูมิและดัชนีทุติยภูมิร่วมกันคือ ดัชนีปฐมภูมิจะส่งผลให้ระบบมีประสิทธิภาพสูงและมีการทำงานเป็นตามมาตรฐาน ในขณะที่ดัชนีทุติยภูมิใช้พิจารณาการทำงานของระบบที่ทำการตรวจวัดเฉพาะส่วน (มีความเฉพาะเจาะจงมากกว่าดัชนีปฐมภูมิ)

สำหรับโครงการนี้มีการพัฒนาที่สำคัญอีกด้านหนึ่ง คือ การรายงานผลเกี่ยวกับแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากที่ผ่านมาแม้ว่ามีมาตรฐานระบุเกี่ยวกับการวัดค่าแรงดันตกชั่วขณะและการวิเคราะห์ค่า แต่ยังไม่มียานฉบับใดที่กล่าวถึงหรือนำเสนอเกี่ยวกับการรายงานผลของแรงดันตกชั่วขณะมาก่อน สำหรับบทความนี้ได้นำเสนอดัชนีปฐมภูมิที่เกี่ยวกับแรงดันตกชั่วขณะคือ Sag SAIFI ซึ่งเป็นการนำแนวคิดของดัชนีวัดความเชื่อถือได้หรือ SAIFI มาปรับใช้กับการพิจารณาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะซึ่งดัชนี Sag SAIFI ถูกออกแบบให้สามารถวิเคราะห์ถึงผลของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและผลกระทบต่อโหลดได้ โดยระดับความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสามารถคำนวณได้จากกราฟ ITI (ITI Curve) โดยเมื่อระบบตรวจพบหรือตรวจวัดได้ว่ามีความรุนแรงของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเกิดขึ้นจะทำการตัดอุปกรณ์และโหลดออกจากระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อป้องกันความเสียหาย

2. การรายงานสรุปผลสามารถแบ่งตามรายละเอียดของการรายงานจากน้อยไปมากดังนี้

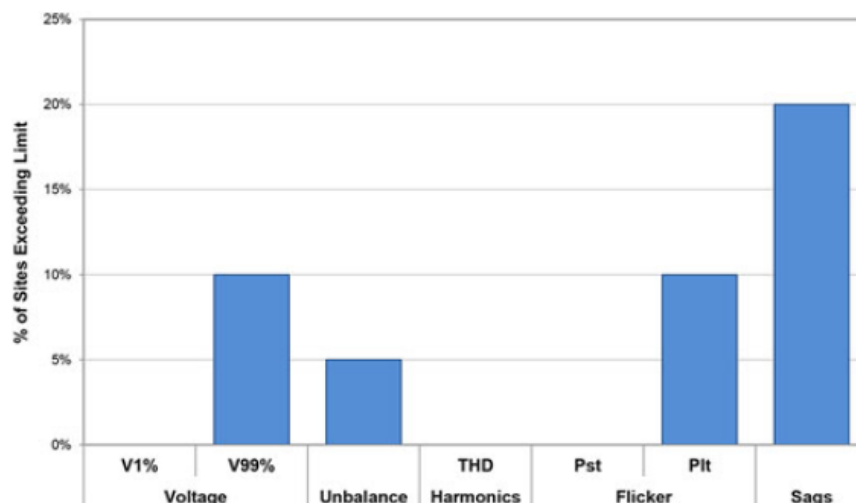
2.1 รายงานสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary) เป็นการรายงานภาพรวมการทำงานของระบบประกอบด้วยตัวบ่งชี้หลัก 3 ประการ ได้แก่

2.1.1 Summary of network compliance ให้ข้อมูลเป็นแผนภาพเกี่ยวกับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการตรวจวัด โดยการเปรียบเทียบข้อมูลหรือค่าที่ทำการตรวจวัดได้กับค่าลิมิตที่ถูกตั้งไว้ตามมาตรฐานที่ใช้งาน ซึ่งในทางปฏิบัติไม่สามารถทำการตรวจวัดระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกแห่งได้ ทำให้จำเป็นต้องใช้ค่าทางสถิติที่เหมาะสมที่สามารถใช้วิเคราะห์ข้อมูลที่เก็บรวบรวมหรือตรวจวัดได้เพื่อให้สามารถสะท้อนถึงการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าทั้งระบบได้ ซึ่งระบบที่ทำการตรวจวัดค่าต้องมีขนาดใหญ่เพียงพอที่จะสามารถเป็นกลุ่มตัวอย่างทางสถิติเพื่อใช้เป็นตัวแทนค่าของทั้งระบบได้ สำหรับค่าทางสถิติที่ใช้ในการประมาณการทำงานของระบบทั้งหมดคือ single sided confidence interval ซึ่งมีการแสดงผลเป็นภาพและสีสำหรับค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าต่าง ๆ เพื่อให้สามารถเข้าใจได้ง่ายดังรูปที่ 2.12 โดยเมื่อค่าที่ตรวจวัดได้และค่าที่ได้จากการวิเคราะห์เป็นไปตามมาตรฐานภาพจะแทนด้วยสีเขียว เมื่อค่าที่วัดได้เป็นไปตามมาตรฐานแต่ค่าที่วิเคราะห์ (วิเคราะห์และประมาณการทำงานของระบบทั้งระบบ) ไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ภาพจะถูกแทนด้วยสีเหลือง และสุดท้ายหากค่าที่วัดได้และค่าที่วิเคราะห์ได้ไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ภาพจะถูกแทนด้วยสีแดง



รูปที่ 2.12 ตัวอย่างการรายงานผลการวัดค่าและการวิเคราะห์ค่าเป็นรูปภาพและสี

2.1.2 Percent of sites exceeding limit เป็นกราฟแท่งแสดงเปอร์เซ็นต์ของระบบที่ตรวจวัดที่มีค่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าเกินค่าลิมิตที่กำหนดไว้ ตัวอย่างดังรูปที่ 2.13 แสดงจำนวนเปอร์เซ็นต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าลิมิต



รูปที่ 2.13 ภาพแสดงจำนวนเปอร์เซ็นต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าลิมิตผ่านกราฟแท่ง

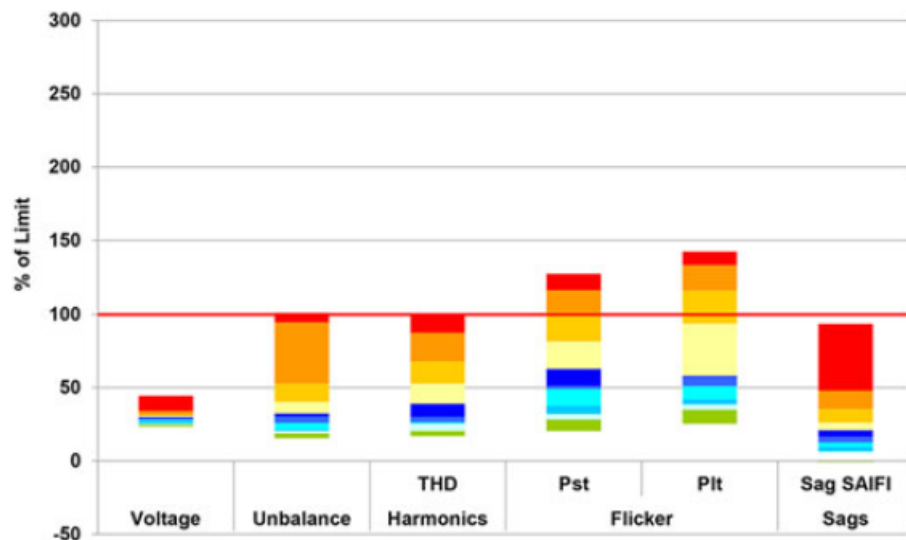
2.1.3. Long term PQ parameter trend เป็นแนวโน้มแสดงการทำงานของระบบ ซึ่งสามารถบอกถึงประสิทธิภาพในการจัดการระดับคุณภาพทางไฟฟ้าได้ โดยมีวิธีการดังนี้

1. เมื่อพิจารณาค่าที่ตรวจวัดได้เพื่อหาแนวโน้มจากค่าที่วัดได้ 2 ปีติดต่อกัน ให้ใช้ค่าจากการตรวจวัดที่มาจากระบบเดียวกัน
2. หากจะพิจารณาค่าที่ตรวจวัดได้ติดต่อกันเป็นเวลา 4 ปี ค่าที่ตรวจวัดเพื่อที่จะใช้ในการหาแนวโน้มต้องมีข้อมูลที่มาจากการตรวจวัดจากระบบเดียวกันอย่างน้อยเป็นเวลา 2 ปีติดต่อกัน ซึ่งวิธีการนี้จะช่วยให้มีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นในอนาคต

สาเหตุที่ต้องใช้วิธีการดังกล่าวข้างต้น เนื่องจากการทำโครงการนี้มีการเปลี่ยนระบบที่ทำการตรวจวัด ทำให้จำนวนข้อมูลและลักษณะของข้อมูลเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลต่อค่าที่สามารถตรวจวัดได้และความแม่นยำในการหาแนวโน้ม

2.2 รายงานสำหรับการไฟฟ้า (Utility reporting) แสดงการทำงานของระบบที่สนใจเทียบกับระบบอื่น ๆ ทั้งหมดที่ทำการตรวจวัดประกอบด้วย

2.2.1 Distribution of site indices แสดงการทำงานของระบบผ่านตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดค่าระดับคุณภาพทางไฟฟ้า โดยแสดงเป็นสัดส่วนของตัวแปรต่าง ๆ ในระบบเทียบกับค่าลิมิตของตัวแปรนั้น ๆ ซึ่งการนำเสนอสามารถบอกถึงปัญหาเกี่ยวกับระดับคุณภาพทางไฟฟ้าได้ ตัวอย่างการแสดงผลดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 ภาพแสดงสัดส่วนของตัวแปรต่าง ๆ ในระบบ

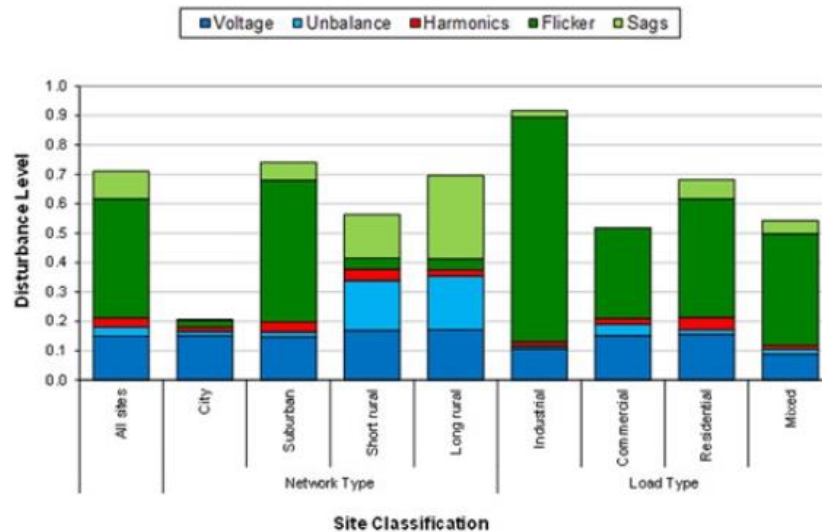
2.2.2 Utility indices เป็นค่าดัชนีที่ได้จากการคำนวณค่าจากทุกระบบที่ทำการตรวจวัด ประกอบด้วย 2 ดัชนีย่อยที่ถูกแสดงผลในรูปกราฟ

1. Utility median average value เป็นค่ามัธยฐานของระบบที่ทำการตรวจวัดทั้งระบบ ซึ่งดัชนีนี้สามารถใช้เป็นค่าเฉลี่ยแสดงการทำงานของระบบได้

2. Utility 95th percentile value

2.2.3 Performance by site classification เป็นการพิจารณาคุณลักษณะและสมบัติของโครงข่าย (network characteristic) ที่มีผลกระทบกับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า ประเภทของระบบที่ทำการตรวจวัดสามารถแบ่งได้ตามโครงสร้างของโครงข่ายโหลดและลักษณะเด่นของระบบที่ทำการตรวจวัด โดยสามารถแบ่งได้ชัดเจน 2 ประเภท ได้แก่ strong site และ weak site โดยใช้ระยะห่างจากหม้อแปลงเป็นตัวกำหนด

Performance by site classification ถูกแสดงด้วยกราฟแท่งในรูปที่ 2.15 ทั้ง strong site และ weak site โดยแสดงถึงความเกี่ยวข้องระหว่างตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า (PQ parameters) และค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบ (overall value) การวิเคราะห์หาค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบทำได้โดยการ normalized และลดการซ้ำซ้อนของข้อมูล จากนั้นนำผลลัพธ์ที่ได้มารวมกันแล้วหารด้วยจำนวนตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าทั้งหมดที่พิจารณา จะได้ค่าประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบ (overall value)



รูปที่ 2.15 ตัวอย่างแสดง Performance by site classification

2.3 รายงานสำหรับโครงข่าย (Network reporting) เป็นการรายงานผลค่าดัชนีต่าง ๆ ของระบบที่ทำการตรวจวัด และมีการจัดลำดับการทำงานของระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าจากแยที่สุ่ดไปหาดีที่สุ่ด โดยนำเสนอ 3 ส่วนได้แก

1. ตารางแสดงการปฏิบัติตามมาตรฐาน แสดงจำนวนและเปอร์เซนต์ของระบบที่มีค่าที่ตรวจวัดได้เกินค่าที่กำหนดทั้งดัชนีปฐมภูมิและดัชนีทุติยภูมิ เมื่อดัชนีตัวใดมีต่ำเกินกว่าค่าที่กำหนด ค่าในตารางจะเป็นสีแดง
2. กราฟดัชนีปฐมภูมิ แสดงค่าดัชนีปฐมภูมิของค่าที่แยที่สุ่ด 50 อันดับแรกของระบบที่เข้าร่วมการตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า
3. ฮิสโตแกรมดัชนีปฐมภูมิ แสดงค่าดัชนีปฐมภูมิของแต่ละระบบที่ทำการตรวจวัด

2.4 รายงานสำหรับจุดตรวจวัด (Site reporting) เป็นรายงานผลที่มีรายละเอียดมากที่สุด มีการนำเสนอข้อมูลดิบและฮิสโตแกรมของตัวแปรต่าง ๆ ที่มีการตรวจวัด

ผลลัพธ์ถึงปัจจุบันจากโครงการนี้ทำให้เกิดความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับพฤติกรรม ความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศออสเตรเลียมากขึ้น อีกทั้งยังสามารถบ่งบอกถึงระดับคุณภาพทางไฟฟ้าที่อาจส่งผลกระทบต่อความผิดปกติของโหลดหรืออุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า หาแนวโน้มของการใช้พลังงานไฟฟ้าและระดับคุณภาพทางไฟฟ้าในอนาคตได้

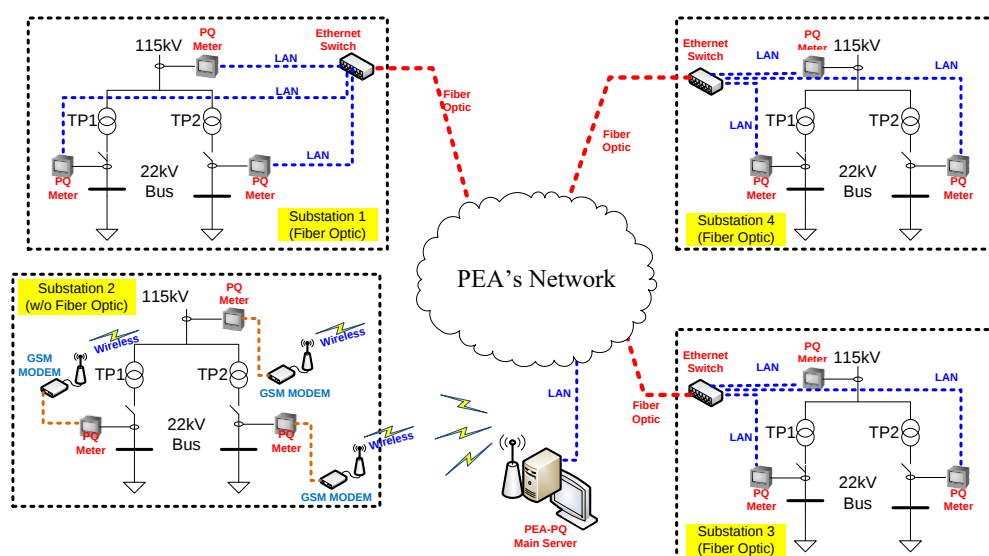
สำหรับรายละเอียดของฐานข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้าต่างประเทศนั้นโดยทั่วไปมักเป็นข้อมูลลับของแต่ละการไฟฟ้าและไม่สามารถหารายละเอียดได้ง่ายนักเพราะทางกรไฟฟ้าส่วนมากจะเน้นเป็นการแจ้งเตือนหรือให้ส่งข้อมูลเรื่องไฟฟ้าดับ (Outage) มากกว่าการแสดงข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้า เช่น ฮาร์โมนิก ไฟกระพริบ แรงดันไม่สมดุล และ แรงดันตกชั่วขณะ

เอกสารอ้างอิง

1. E. W. Gunther and H. Mehta, “A Survey of Distribution System Power Quality – Preliminary Results,” IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan 1995, pp. 322-328
2. EPRI, DPQ Executive Summary Report, 1995
3. EPRI, Distribution System Power Quality Assessment: Phase II, 2003
4. T. Demirci, et. al, “Nationwide real-time monitoring system for electrical quantities and power quality of the electricity transmission system,” IET Gener. Transm. Distrib, 2011, Vol. 5, Iss. 5, pp.540-550
5. S. Elphick, P. Ciufo, G. Drury, V. Smith, S. Perera and V. Gosbell, “Large Scale Proactive Power Quality Monitoring: An Example from Australia,” IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 32, No.2, April 2017, pp. 881-889

3. ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์สำหรับบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบเครือข่าย

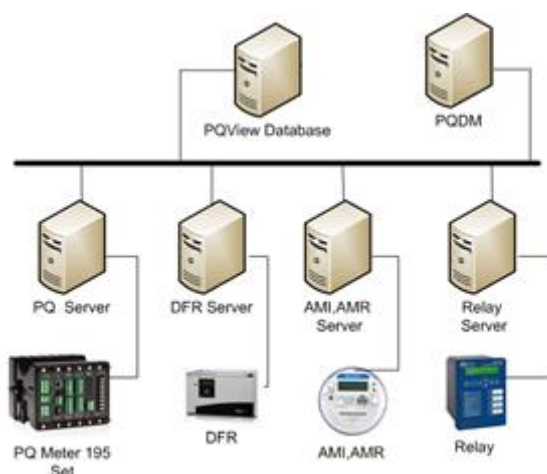
ปัจจุบัน กฟภ. มีการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า(PQ Meter) ที่สถานีไฟฟ้าที่รับผิดชอบจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับพื้นที่อุตสาหกรรม ธุรกิจ และที่อยู่อาศัยแหล่งสำคัญต่างๆ จำนวน 65 สถานี เพื่อเก็บข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Monitoring) โดยแต่ละสถานีไฟฟ้าจะติดตั้ง PQ Meter จำนวน 3 เครื่อง ที่ด้านขาเข้า (Incoming) 115 kV จำนวน 1 เครื่อง และติดตั้งที่ด้าน Secondary ของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า 22 หรือ 33 kV จำนวน 2 เครื่อง โดยใช้ระบบ Fiber Opticเป็นช่องทางการสื่อสารข้อมูลจากสถานีไฟฟ้ามายัง Server ที่ กฟภ. สำนักงานใหญ่ ดังรูปที่ 3.1 ซึ่งข้อมูลด้านคุณภาพไฟฟ้าทั้งหมดถูกรวบรวมไว้ที่เครื่อง Server ที่สำนักงานใหญ่



รูปที่ 3.1 ระบบสื่อสารรับ-ส่งข้อมูลระหว่างเครื่องวัดฯ มายัง Server ที่ กฟภ. สำนักงานใหญ่

ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์สำหรับบริหารจัดการฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าแบบเครือข่าย(PQDM) ที่ทางทีมวิจัยได้ออกแบบไว้จะเป็นการดึงข้อมูลจาก Server ของแหล่งข้อมูลต่างๆอันได้แก่ PQ Server ซึ่งจะรวบรวมข้อมูลจาก PQ meter ที่ติดตั้งตามสถานีไฟฟ้า DFR server AMI/AMR Server Relay Server หรืออาจจะเป็น PQView Server ทั้งนี้ความเหมาะสมของการเชื่อมต่อนั้นจะพยายามไม่ทำการเชื่อมต่อโดยตรงกับเครื่องมือวัด

ต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 3.2 (ปัจจุบัน กฟภ. ยังไม่มี AMI Server และ Relay Server ส่วน AMR Server ยังไม่สามารถเข้าถึงข้อมูลได้โดยตรง จะต้องให้ผู้รับผิดชอบ Export ข้อมูลออกมาให้ในรูปแบบไฟล์ database, .mdb file)



รูปที่ 3.2 การนำเข้าข้อมูลจากอุปกรณ์ต่างๆของ PQDM

ทาง PQDM จะใช้ข้อมูลที่ได้มาจากเครื่องมือวัดประเภทต่างๆซึ่งทางเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้ามีทั้งแบบติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้า (PQ meters, Protection Relay, DFR) ที่ผู้ใช้ไฟฟ้า (AMI, AMR) และเป็นแบบเคลื่อนที่ได้ (Mobile PQ meters) ซึ่งโครงสร้างไฟล์ขาออกที่ดึงได้จาก meter มีลักษณะซับซ้อนและแตกต่างกัน ทำให้ต้องมีการกำหนด Format ไฟล์ส่วนกลางเพื่อให้ง่ายต่อการดึงข้อมูลเข้า Database โดยเมื่อดึงข้อมูลจาก meter จะได้ไฟล์ข้อมูลเป็น .mdb จากนั้นจะแบ่งการเก็บข้อมูลเป็นตารางซึ่งเรียกว่า Log ใน Microsoft Access โดยลำดับการเก็บข้อมูลเข้าสู่ Database แสดงดังตารางที่ 3.1 (อ้างอิงตามรูปแบบ Log ของ Satec)

ตารางที่ 3.1 แสดงลำดับการเก็บข้อมูลเข้าสู่ Database แบบ .mdb โดยแบ่งเป็น Log

ลำดับ Log	Parameters					
Log #1	Voltage, Voltage Min, Voltage Max, PF, V THD, I THD					
	StringTime	Trigger	Sequence	V1	V2	V3
		0	0	109	365	621
	01/25/18 00:00	1	14660	13024	13047	13018
Log #2	Current, Active Power, Reactive Power, Harmonic Current, Harmonic Voltage					
	StringTime	Trigger	Sequence	I1	I2	I3
		0	0	1901	2157	2413
	01/25/18 00:00	1	44	376.76	374.5	366.8
Log #3	Voltage Dip					
	StringTime	Trigger	Sequence	N11 90%/10(	N12 85%/10(	N13 70%/10(
		0	0	92	348	604
	01/28/18 23:59	0	24	0	0	0
	02/04/18 23:59	0	25	0	0	0
	02/11/18 23:59	0	26	0	0	0



Log #4	Swell					
	StringTime ▾	Cause ▾	Point ▾	LogValue ▾	Effect ▾	Target ▾
	01/25/18 00:01	COMM	Data memory	0	Cleared max di	POWER
	01/25/18 00:01	COMM	Data memory	0	Cleared max di	VOLT/AMP
	01/25/18 00:01	COMM	Data memory	0	Cleared TOU m	
*หมายเหตุ เนื่องจาก Swell ไม่มีไฟล์ข้อมูลจริงที่ได้จัดเก็บมา จึงนำภาพ Event Log มาใช้เป็นตัวอย่าง						
Log #5	Unbalance					
	StringTime ▾	Trigger ▾	Sequence ▾	Nnv ▾	N ▾	N1 ▾
		0	0	32862	33118	33374
	01/28/18 23:59	0	24	0	1008	0
	02/04/18 23:59	0	25	38	970	0
Log #6	Under Voltage, Over Voltage					
	StringTime ▾	Trigger ▾	Sequence ▾	N11 110%/1s ▾	N12 120%/1s ▾	N13 140%/1s ▾
		0	0	32861	33117	33373
	01/28/18 23:59	0	24	0	0	0
	02/04/18 23:59	0	25	0	0	0
Log #7	Fault Voltage Waveform, Fault Current Waveform					
	StringTimeS ▾	DoubleTime ▾	StringTimeT ▾	SeriesNo ▾	RecordNo ▾	EvtType ▾
	02/01/18 07:38	1.5174707E+12	02/01/18 07:38	69	0	1286
	02/01/18 07:38	1.5174707E+12	02/01/18 07:38	69	1	1286
	02/01/18 07:38	1.5174707E+12	02/01/18 07:38	69	2	1286
ลำดับ Log	Parameters					
Log #8	Flicker					
	StringTime ▾	Trigger ▾	Sequence ▾	Nnv ▾	N ▾	N1 ▾
		0	0	32859	33115	33371
	01/28/18 23:59	0	24	1	82	0
	02/04/18 23:59	0	25	4	80	0
Log #9	Frequency					
	StringTime ▾	Trigger ▾	Sequence ▾	FREQ ▾		
		0	0	6260		
	02/01/18 07:38	6161670	0	50.05		
	02/01/18 07:38	6161670	1	50.05		
Log #9	02/01/18 07:38	6161670	2	50.04		

วิธีการดึงข้อมูลโดยใช้ Database

1. ดึงข้อมูลจาก Meter มาใส่ไว้ใน Server Database ของกฟภ. โดยเป็นไฟล์ขาออกแบบ .mdb, .csv, .sql หรือ COMTRADE ไฟล์ ซึ่งจะใช้สกุล .dat
2. ทางบริษัทจะทำการดึงข้อมูลจาก Server Database ของกฟภ. ไปเข้า Server Database ของบริษัท

3. ทางบริษัทจะทำการดึงข้อมูลจาก Server Database ของบริษัทเพื่อนำไปเข้าสู่ WebCTRL โดยไฟล์ที่นำเข้าสู่ WebCTRL นั้นต้องมี format ตามโครงสร้าง Database Structure ที่ได้กล่าวไว้ในข้างต้น
4. ผู้ใช้ WebCTRL สามารถแสดงข้อมูลที่อยู่ใน WebCTRL เป็นส่วนๆตามที่ต้องการได้ โดยสามารถเปรียบเทียบค่าต่างๆได้ตามที่ตนกำหนด

วิธีการดึงข้อมูลโดยใช้ MODBUS

1. ดึงข้อมูลจาก Meter ด้วย MODBUS โดยตรงเพื่อเข้าสู่ Server Database ของบริษัท โดยผ่าน BACNET/IP หรือ DNP 3.0
2. ถ้าเป็น Meter ที่อยู่ในสถานีระยะไกลสามารถใช้ระบบ cloud ส่งข้อมูลที่ต้องการประมวลผลมาทาง Internet ได้ด้วย 3G/4G หรือ Internet ของสถานีนั่นๆ
3. บริษัทนำข้อมูลที่ได้จาก MODBUS มาเข้าสู่ตรรกานวนตามที่ Meter นั้นๆกำหนดไว้ แล้วจึงสามารถนำเข้า WebCTRL ได้
4. ผู้ใช้ WebCTRL สามารถแสดงข้อมูลที่อยู่ใน WebCTRL เป็นส่วนๆตามที่ต้องการได้ โดยสามารถเปรียบเทียบค่าต่างๆได้ตามที่ตนกำหนด

4.โปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อนำเข้าและรวบรวมข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

สำหรับการเก็บข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าของโครงการนี้จะพิจารณาข้อมูลตรวจวัดจากเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้า 4 ชนิด คือ PQ Meter, AMI, AMR, Protection Relay และ DFR ซึ่งจะนำข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าจากเครื่องมือวัดเหล่านี้มาเก็บและวิเคราะห์ โดยแสดงผลผ่านโปรแกรม WebCTRL

4.1 PQ Meter จำนวน 4 ผลิตภัณฑ์ ได้แก่

1. Satec PM180 เป็น PQ มิเตอร์แบบติดตั้งถาวร แสดงดังรูปที่ 4.1 สามารถดึงข้อมูลได้จากMODBUS โดยรูปแบบไฟล์ขาออกจะเป็น .mdb file โดยมีความสามารถในการวัดค่าต่างๆตามที่กำหนดไว้ในขอบเขตที่ 5 และ 6 ได้ เช่น Voltage, Current, Active and Reactive Power, Power factor, Harmonic current, THDv, Pst, Plt, Voltage Dip, Swell, Unbalance, Under and Over Voltage เป็นต้น



รูปที่ 4.1 Satec PM180

2. Dranetz Power Visa เป็น PQ มิเตอร์แบบพกพาแสดงดังรูปที่ 4.2 ซึ่งต้องถูกนำไปติดตั้งในที่ที่ต้องการจะวัดค่าเพื่อเก็บข้อมูลเป็นครั้งๆไป โดยใช้เป็นแบตเตอรี่ที่ต้องชาร์จไฟฟ้าก่อนใช้งาน รูปแบบไฟล์ขาออกจะเป็น

.DDB เช่นกันแต่ต้องมีการนำข้อมูลออกมาจาก Compact Flash Card ในตัวเครื่องก่อน ไม่สามารถดึงโดยตรงผ่าน MODBUS ได้ โดยสามารถวัดค่าต่างๆได้เช่นเดียวกับ Satec PM180 ข้างต้น



รูปที่ 4.2 Dranetz Power Visa

3. Schneider ION 7650 เป็น PQ มิเตอร์แบบติดตั้งถาวรซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.3 สามารถดึงข้อมูลได้จาก MODBUS โดยรูปแบบไฟล์ขาออกจะเป็น .mdb file โดยสามารถวัดค่าต่างๆได้ตาม Satec PM180 เช่นเดียวกัน



รูปที่ 4.3 Schneider ION 7650

4. Hioki PW 3198 เป็น PQ มิเตอร์แบบพกพาแสดงดังรูปที่ 4.4 โดยต้องนำไปติดตั้งก่อนวัดค่าที่ต้องการ เช่นเดียวกับ Dranetz Power VISAซึ่งรูปแบบไฟล์ขาออกจะเป็น .csv file และสามารถแปลงเป็นไฟล์ Microsoft Excel ได้ สามารถดึงข้อมูลได้จากมิเตอร์โดยตรงผ่านสาย Lan สามารถวัดค่าต่างๆได้ตาม Satec PM180 เช่นเดียวกัน

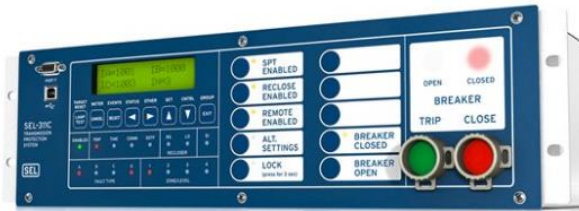


รูปที่ 4.4 Hioki PW 3198

4.2 AMI ใช้เครื่องต้นแบบของกองวิจัยที่จ้างมหาวิทยาลัยวิจัย มีรูปแบบไฟล์ขาออกเป็นไฟล์ .sql

4.3 AMR (Automatic Meter Reading) จำนวน 3 รุ่น ซึ่งเป็นของ EDMi ทั้งหมด ได้แก่ รุ่น Mk6N Mk10E และ Mk6E ซึ่งเป็น AMR แบบติดตั้งที่สามารถดึงข้อมูลได้จากMODBUS โดยมีรูปแบบไฟล์ขาออกเป็นไฟล์ .mdb

4.4 Protection Relayจำนวน 6 ผลิตภัณฑ์ ได้แก่ ยี่ห้อ SEL รุ่น 311C, 311L, 351 และ 351Aยี่ห้อ ABB รุ่น REF615 และยี่ห้อ ALSTOM รุ่น Micom P441 โดยตัวอย่างแสดงดังรูปที่ 4.5 ทั้งหมดแบบติดตั้งที่สามารถดึงข้อมูลได้จากMODBUS โดยมีรูปแบบไฟล์ขาออกเป็นไฟล์ Comtrade ของ Event ทั้งหมดที่เกิดขึ้น



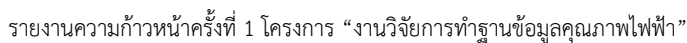
รูปที่ 4.5 ตัวอย่าง Protection Relay ที่ใช้ติดตั้งในโครงการ

4.5 DFR มีเพียงรุ่นเดียวคือ Hathaway IDM T5 แสดงดังรูปที่ 4.6 ซึ่งสามารถดึงข้อมูลได้จากMODBUS โดยมีรูปแบบไฟล์ขาออกเป็นไฟล์ Comtrade ของ Event ทั้งหมดที่เกิดขึ้น



รูปที่ 4.6 Hathaway IDM T5

การดึงข้อมูลจาก meter Satec PM180 นั้นจะได้ไฟล์เป็น .mdb แสดงดังรูปที่ 4.7 ซึ่งสามารถนำเข้าสู่ Database ได้เลย โดยไฟล์ข้อมูลนั้นจะแบ่งเป็น Log ต่างๆตามค่าที่กำหนดไว้ ซึ่งสามารถเลือก Log เพื่อดูค่าต่างๆเป็นตารางได้ด้วยการเปิดผ่านโปรแกรม Microsoft Access แสดงดังรูปที่ 4.8 และ 4.9



รูปที่ 4.7 ตัวอย่างการดึงข้อมูลด้วย MODBUS โดยไฟล์ขาออกเป็น .mdb ของ Meter Satec PM180

รูปที่ 4.8 ตัวอย่าง Datafile .mdb Log # 1รูปที่ 4.9 ตัวอย่าง Datafile .mdb ที่มีหลาย Log

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง จฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบคุณสมบัติของ PQ Meter เมื่อเทียบกับขอบเขต 5 และ 6

ขอบเขต 5	PQ Meter	Interval
Voltage	V rms 3 Phases	10 mins
Current	I rms 3 Phases	10 mins
Active Power	KWh import/export/total	10 mins
Reactive Power	Kvar import/export/total	10 mins
Power Factor	✓	10 mins
Harmonic Current	%HD01-16 3 Phases	1 min
Harmonic Voltage	THDv max 3 Phases	7 days
THDv	V THDv 3 Phases	10 mins
Pst	V pst 3 Phases	10 mins
Plt	V plt 3 Phases	10 mins
Voltage Dip	✓	7 days
Swell	✓	7 days
Unbalance	%V unbalance rms/Max	10 mins / 7 days
Under Voltage	✓	7 days
Over Voltage	110 - 200% overvoltage per 60 sec	7 days
ขอบเขต 6		
Fault Voltage Waveform	Record separately in log 7	15 mins
Fault Current Waveform	Record separately in log 7	15 mins
Voltage	V rms 3 Phases	10 mins
Current	I rms 3 Phases	10 mins
Active Power	KWh import/export/total	10 mins
Reactive Power	Kvar import/export/total	10 mins
Flickering	Vplt Max 3 Phases	7 days
Harmonic Voltage	THDv max 3 Phases	7 days
Harmonic Current	%HD01-16 3 Phases	1 min
Power Factor	✓	10 mins
Frequency	Min/Max	7 Days
THDv	V THDv 3 Phases	10 mins
Unbalance	%V unbalance rms/Max	10 mins / 7 days
นอกขอบเขต		
Rapid Voltage Changes	%dV	7 days
Voltage Interruptions	Vmin 3 Phases	7 days
Voltage Variations	V min/max	7 days



ตารางที่ 4.2 รายละเอียดของเครื่องมือวัดต่างๆที่จะพิจารณา

อุปกรณ์วัด (จำนวน)	ยี่ห้อ/รุ่น	รูปแบบไฟล์ขาออก	วิธีการดึงเข้าฐานข้อมูล	สถานที่/สถานีไฟฟ้า
1. PQ Meter				
1.1 ยี่ห้อ SATEC (9 ตัว)	PM180	.mdb file	MODBUS	1. แหลมฉบัง 1 2. แหลมฉบัง 2 3. ปลวกแดง 1 4. ปลวกแดง 2 5. ปลวกแดง 3
1.2 ยี่ห้อ Dranetz (2)	Power VISA	.DDB file	Compact Flash Card	Mobile PQ meter
1.3 ยี่ห้อ Schneider (2)	ION 7650	.mdb file	MODBUS	Mobile PQ meter
1.4 ยี่ห้อ Hioki (1)	PW 3198	.csv file	LAN Cable	Mobile PQ meter
2. AMI (10)	CU	.sql	Excel	หมู่บ้านในจังหวัดปทุมธานี
3. AMR (30)	EDMI Mk6N Mk10E Mk6E	.mdb file	MODBUS/ Excel	1. แหลมฉบัง 1 2. แหลมฉบัง 2 3. ปลวกแดง 1 4. ปลวกแดง 2 5. ปลวกแดง 3
4. Protection Relay (3)	SEL 311C และ 311L SEL 351 และ 351A ABB REF615 ALSTOM Micom P441	COMTRADE file (Event only)	MODBUS	1. แหลมฉบัง 1 2. แหลมฉบัง 2 3. ปลวกแดง 1
5. DFR (3)	Hathaway รุ่น IDM T5	COMTRADE file (Event only)	MODBUS SCADA	1. บางปะอิน 2 2. บ้านโป่ง 2 3. อ่าวไผ่ 2

หมายเหตุ

1. สถานีไฟฟ้าที่มีเครื่องมือวัด SATEC ได้เพิ่มจากเดิม 3 สถานี (9 เครื่อง) เป็น 5 สถานี (15 เครื่อง) เพื่อให้ครอบคลุมพื้นที่เขตระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor, EEC)
2. สำหรับเครื่องของ Dranetz, Schneider และ Hioki จะเป็นเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าแบบเคลื่อนที่ได้ (Mobile PQ meter) โดยไม่ได้มีการติดตั้งที่ใดโดยเฉพาะ
3. สถานที่ของเครื่อง AMR ทั้ง 30 ที่ไม่ได้คัดเลือก แต่จะเลือกจากผู้ใช้ไฟรายใหญ่ในสถานีไฟฟ้าทั้ง 5 แห่งที่มีเครื่อง SATEC

4. สถานีไฟฟ้า 5 สำหรับขอบเขตงานที่ 8 (Remote communication) ที่เลือก คือ รังสิตใต้, นวนคร 1, มาบตาพุด 1, ปลวกแดง 4 และสมุทรสาคร 1

ทีมวิจัยจะพัฒนาฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าบนโปรแกรมชื่อ WebCTRL ของบริษัท United Technologies ประเทศสหรัฐอเมริกา WebCTRL ช่วยให้สามารถเข้าใจในการดำเนินงานและการวิเคราะห์ระบบของอาคาร โดย WebCTRL ได้รวมเอาปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อม, พลังงาน และความปลอดภัย ไว้ในระบบปฏิบัติการเพื่อช่วยให้สามารถลดพลังงานเพิ่มความสะดวกสบายในการบริโภคและสามารถจัดการระบบต่างๆ ภายในอาคารได้สะดวกมากขึ้น ซึ่ง WebCTRL เป็นระบบควบคุมและจัดการไฟฟ้าที่สามารถทำงานร่วมกันกับระบบไฟฟ้าหลักหรือเครื่องจักรในอาคารโดยช่วยอำนวยความสะดวกในการจัดการ ปรับแต่งค่าระบบ และจัดการควบคุมระบบ ต่าง ๆ ในอาคารที่ ซึ่ง WebCTRL สามารถจัดการกับข้อมูลจำนวนมากและแสดงผลได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยที่ WebCTRL มีระบบการจัดการออกแบบอาคารที่ใช้งานง่าย โดยคลิกและกำหนดจุดในรูปภาพฟิกและยังสามารถปรับเปลี่ยนอาคารเป็นแบบพลวัต (dynamic) เพื่อช่วยให้การเข้าใจเงื่อนไขต่างๆ ของอาคาร ซึ่งตัวอย่างหน้าต่างของ WebCTRL แสดงดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 หน้าต่าง WebCTRL

สำหรับข้อมูลจำเพาะของระบบ อุปกรณ์ หรือบราวเซอร์ที่ต้องการเพื่อรองรับระบบปฏิบัติการของ WebCTRL แสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลจำเพาะสำหรับผู้ที่ต้องการใช้งาน WebCTRL

Client Requirements	
Specs	Dual core processor, 1.5 GB RAM, 10Mbps or higher LAN communications Supports PCs running Windows® and Apple® (Mac®) PCs running Mac OS X® and Linux®
Tablets:	Supports Microsoft® Surface™ Pro, Apple® iPad®, and Google Nexus (v7 & 10) Tablets
Browsers	Google™ Chrome™ v23.0 or later, Internet Explorer® v8 or later, Mozilla® Firefox® v21.0 or later, Safari® (Mac Only) v6 or later



ถึงแม้ WebCTRL จะมีการใช้งานหลักกับระบบของอาคารแต่ก็สามารถนำมาใช้กับระบบฐานข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่จะพัฒนาขึ้นได้เช่นกันเนื่องจากการรวบรวมข้อมูลจากหลาย ๆ แหล่งแล้วนำมาคำนวณพร้อมกับแสดงผลต่าง ๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

1. Web services

Web services เป็นคำสั่งที่ใช้สำหรับการกู้ หรือเปลี่ยนข้อมูลที่ใช้กับ WebCTRL ซึ่งทำให้สามารถเข้าถึงข้อมูลและแสดงผลได้อย่างสะดวกรวดเร็ว โดยที่จะใช้คำสั่งของ Web services ได้ต้องสร้าง WebCTRL operator และ privilege set ต้องลักษณะพิเศษดังนี้

1. Remote Data Access
2. Access Geographic Locations or Network Locations
3. Access Network items

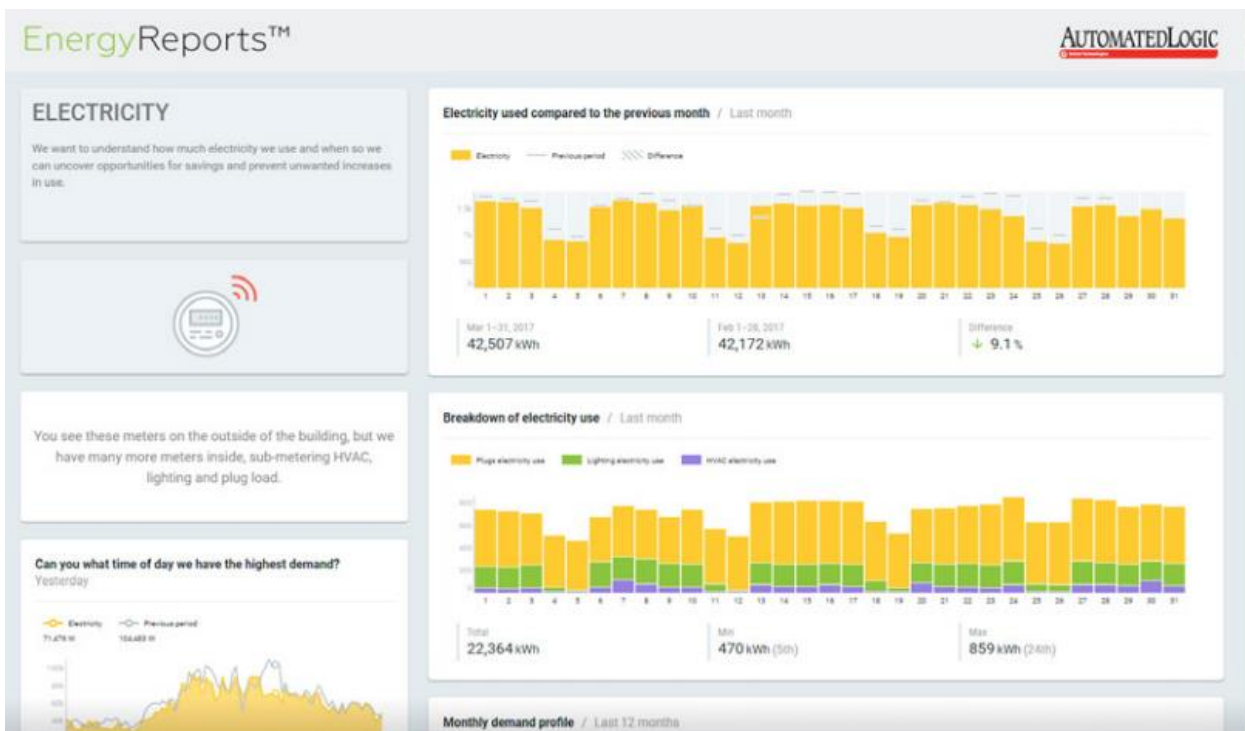
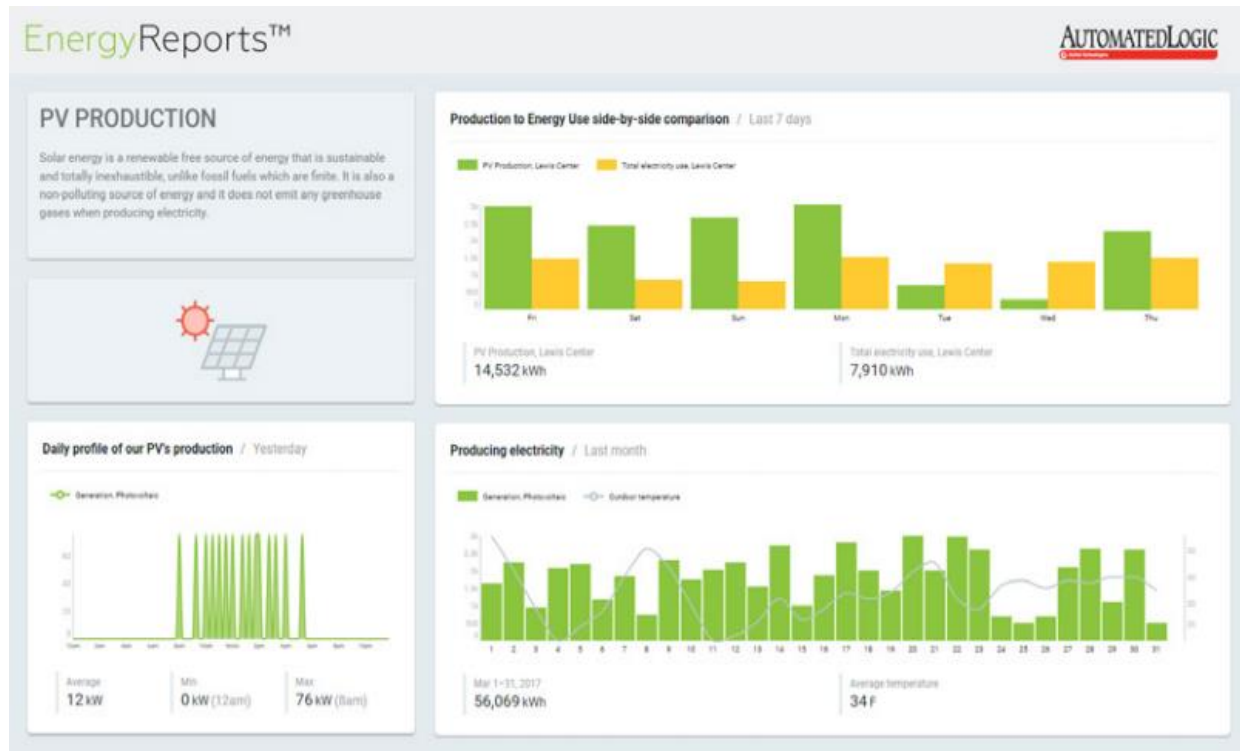
โดยใช้ SOAP (simple object access protocol) ในการเข้าถึงข้อมูลของ WebCTRL ซึ่งมีคำสั่งแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 SOAP สำหรับ WebCTRL

SOAP	WSDL	Using
Eval	<a href="http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Eval?wsdl">http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Eval?wsdl	Using Web services to set/retrieve values
Trend	<a href="http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Trend?wsdl">http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Trend?wsdl	Using Web services to retrieve trend data
Report	<a href="http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Report?wsdl">http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/Report?wsdl	Using Web services to retrieve a report
System	<a href="http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/System?wsdl">http://<WebCTRL_server>/_common/webservices/System?wsdl	Returns a path to a folder in the system folder

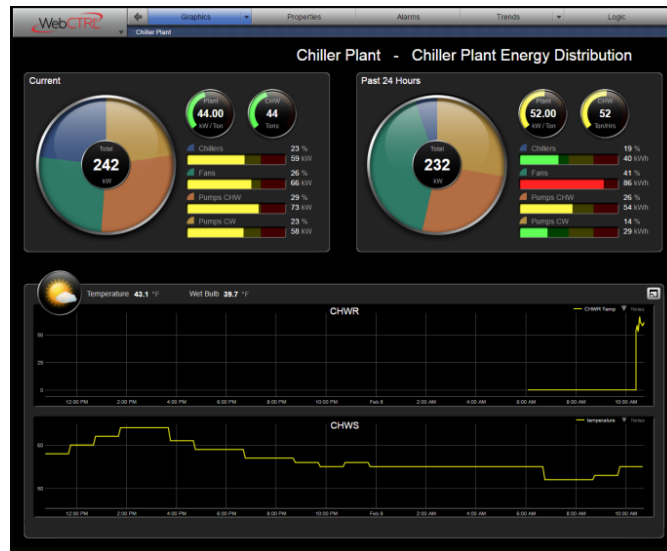
2. การแสดงผลข้อมูลผ่าน WebCTRL

WebCTRL สามารถปรับแต่งภาพกราฟฟิกกำหนดเวลารายงาน และการแจ้งเตือนได้ มี Environmental Index เป็นเครื่องมือสำหรับการวัดค่า วิเคราะห์ และอำนวยความสะดวกในการเปรียบเทียบเงื่อนไขในแต่ละจุด โดยสามารถแสดงข้อมูลออกมาในลักษณะกราฟ เพื่อให้ผู้ใช้สามารถเปรียบเทียบและวิเคราะห์ข้อมูลต่างๆได้อย่างสะดวกรวดเร็ว ตัวอย่างการแสดงผลเป็นกราฟแสดงดังรูปที่ 4.11



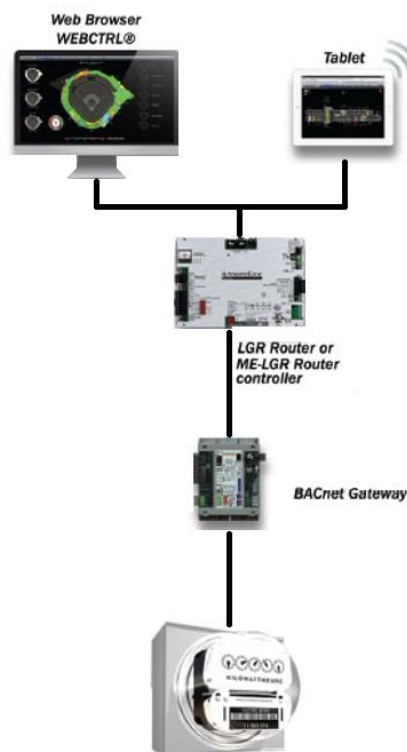
รูปที่ 4.11การแสดงผลในลักษณะกราฟผ่าน WebCTRL

นอกจากนี้ WebCTRL ยังมีเครื่องมือช่วยวิเคราะห์และตรวจสอบปัญหาสำหรับข้อมูลปริมาณมาก และแสดงผลเป็นรูปภาพ ซึ่งสามารถปรับเปลี่ยนการแสดงผลได้หลายรูปแบบตลอด 24 ชั่วโมงเช่น แสดงข้อมูลการใช้พลังงาน ณ ขณะที่น่าสนใจ แสดงข้อมูลการใช้พลังงานของ 24 ชั่วโมงที่ผ่านมา เป็นต้น ตัวอย่างการแสดงผลเป็นรูปภาพแสดงดังรูปที่ 4.12



รูปที่ 4.12 การแสดงผลข้อมูลปัจจุบันและแบบรายชั่วโมง

จากที่กล่าวมา WebCTRL จึงเหมาะสมที่ใช้ในการตรวจสอบ วิเคราะห์ ช่วยคาดการณ์ และให้ข้อมูลเชิงลึกสำหรับระบบที่มีข้อมูลปริมาณมาก ซึ่ง WebCTRLเป็นระบบที่มีการแจ้งผลแบบอัตโนมัติ ภาพรวมของระบบแสดงดังรูปที่ 4.13 WebCTRL สามารถนำมาประยุกต์เข้ากับโครงการประหยัดพลังงานโดยใช้ protocol OpenADR® 2.0 สามารถทำงานร่วมกับระบบอาคาร และ third party software โดยใช้ protocol BACNET, Modbus, LonWork และ อื่นๆได้



รูปที่ 4.13 สถาปัตยกรรมระบบสำหรับการเข้าถึงและแสดงผลข้อมูลของ PQDM



คุณสมบัติของ WebCTRL สำหรับโครงการ PQDM

1. สามารถดึงข้อมูลจาก Database ของบริษัทได้เลยจากการเข้าสู่ระบบผ่าน Web browser โดยสามารถใช้ได้กับทุก Web Browser ที่มีใช้อยู่ในขณะนี้
2. สามารถเปรียบเทียบข้อมูลตามที่ใช้กำหนดได้ โดยสามารถคัดกรอง และเปรียบเทียบค่า Min Max Average ของแต่ละค่าได้
3. สามารถ Plot กราฟของข้อมูลที่น่าสนใจเปรียบเทียบได้ พร้อมทั้งดูข้อมูลที่จุดที่ผู้ใช้ต้องการได้พร้อมๆ กัน

แนวทางการพัฒนาสำหรับภพ.

ในอนาคต ถ้ามีการเพิ่มการติดตั้ง PQ Meter มากขึ้นกว่าที่ติดตั้งไว้ สามารถขยายเครือข่ายได้ตามต้องการ โดยสามารถขยายได้ 360 ตัวโดยไม่เสียค่าใช้จ่าย ถ้ามีมิเตอร์ที่จะติดตั้งเกินในจำนวนที่กล่าวมานี้ ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการซื้อ module สำหรับต่อเพื่อดึงข้อมูลจากมิเตอร์เข้าสู่ Database และต้องเสียค่าตัวอุปกรณ์ ถ้าติดตั้ง Meter เพิ่มเติมในสถานีระยะไกลสามารถใช้ระบบ cloud ส่งข้อมูลที่ต้องการประมวลผลมาทาง Internet ได้ด้วยการเชื่อมต่ออินเทอร์เน็ต ผ่าน 3G/4G หรือ Internet ของสถานีนั่นๆ

ทางบริษัทจะทำการ support ด้วยการ minor update ประจำ Version ที่ใช้อยู่โดยไม่เสียค่าใช้จ่าย และจะปรับ WebCTRL ให้สามารถใช้ได้กับทุก browser ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ถ้าทางภพ.อยากได้รุ่นที่ดีกว่านี้ก็สามารถ upgrade package ได้ ไม่มีการซื้อใหม่ และจะมีการแก้ไข bug/glitch ที่เกิดขึ้นให้โดยไม่เสียค่าใช้จ่าย

ด้านการพัฒนาต่อจากบริษัทหลังจากทำการติดตั้งให้แล้วนั้น สามารถนำไปใช้ได้ทุกด้าน ซึ่งรวมไปถึงการแก้ code และให้ผู้อื่นเข้าใช้งานตัว WebCTRL โดยจะมีหน้า Log In ให้ โดยสามารถแก้ไขได้ทุกอย่างยกเว้นบรรทัดที่เป็นตัวลิขสิทธิ์ของ WebCTRL เองที่จะไม่สามารถแก้ไขได้ประมาณ 2 บรรทัด

เอกสารอ้างอิง

1. Satec Powerful Solutions, “PM180 eXpertMeter™”, 2015
2. Dranetz, “Power Xplorer/Power Guide/Power Visa”, June 2012
3. Schneider Electric, “ION7550/ION7650 Technical Data Sheet 2011”, June 2011
4. HIOKI E.E. CORPORATION, “PW3198 POWER QUALITY ANALYZER”, Edition 1, April 2011
5. EDM Limited, “Mk6N Smart Three Phase Electronic Revenue Meter”, 2016
6. EDM Limited, “Mk10E Smart Three Phase Electronic Revenue Meter”, 2016
7. EDM Limited, “Mk6E Smart Three Phase Electronic Revenue Meter”, 2016
8. QUALITROL Company LLC, “IDM Digital Fault Recorder”, 2012
9. <http://www.automatedlogic.com/pages/product-webctrl.aspx>

5. กระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า

เนื้อหาในส่วนนี้จะอธิบายถึงกระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากฐานข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าซึ่งแบ่งได้เป็น 3 หัวข้อย่อยได้แก่ 1. การกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS) 2. การกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index) และ 3. วิธีการประยุกต์ใช้งานข้อมูลที่ได้จากระบบการตรวจวัด

5.1 การกำหนดค่า Minimum Quality Standard (MQS)

สิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าที่จะศึกษาในโครงการวิจัยนี้ได้แก่ 1. ฮาร์โมนิก(Harmonic) 2. ไฟกระพริบ (Flicker) 3. แรงดันไม่สมดุล (Unbalance) และ 4. แรงดันตกชั่วขณะ(Voltage Sag)

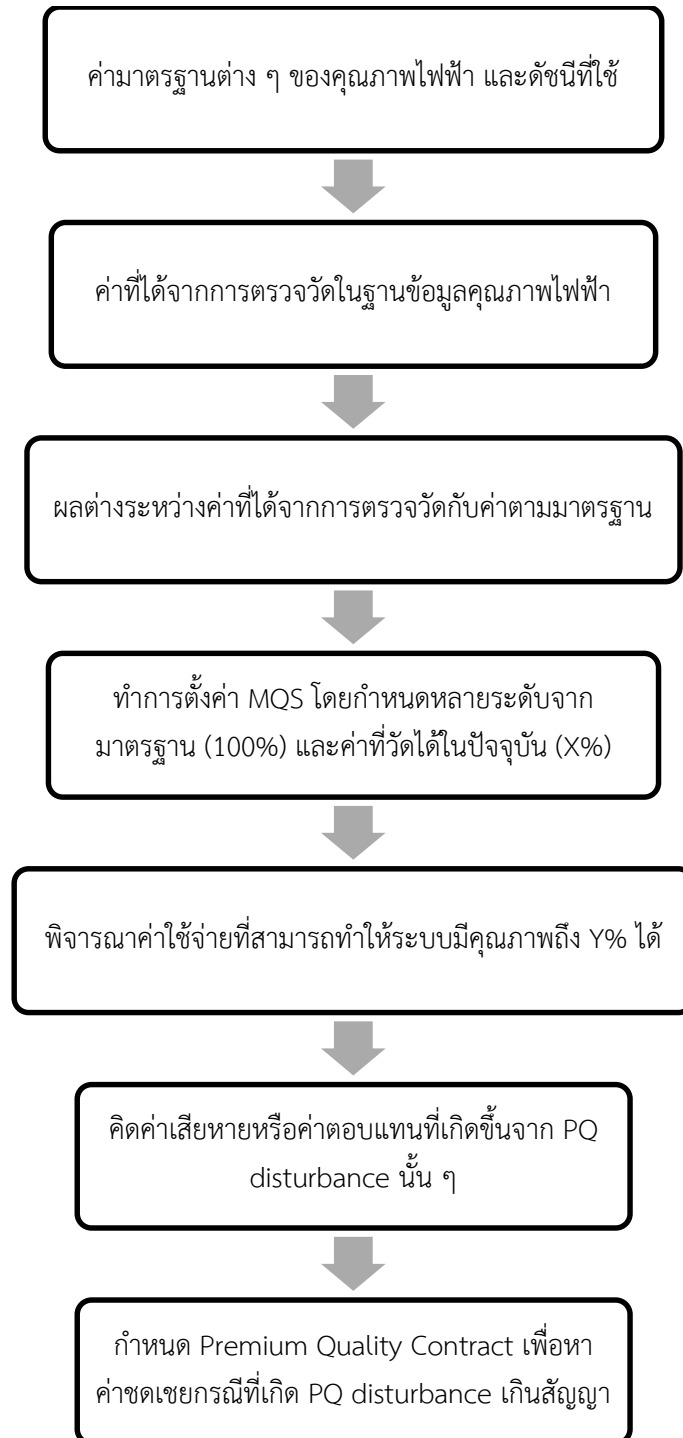
Minimum Quality Standard (MQS) ถือกำเนิดครั้งแรกในประเทศอังกฤษ การกำหนดค่า MQS นั้น จำเป็นต้องพิจารณาระดับคุณภาพไฟฟ้าปัจจุบันกับค่ากำหนดในมาตรฐานนานาชาติต่างๆที่เกี่ยวข้องกับสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้านั้นๆ เอกสารอ้างอิง[1] ได้อธิบายว่าคุณภาพบริการ (Service Quality) สามารถแบ่งได้เป็น 3 ส่วนหลักได้แก่

1. Commercial quality เกี่ยวกับส่วนคุณภาพการซื้อขายไฟฟ้าที่ไม่ได้เป็นเชิงเทคนิคต่างๆ ตัวชี้วัดที่มักจะใช้ได้แก่ ระยะเวลาที่รอเพื่อให้ได้รับการจ่ายไฟ ความถูกต้องของการอ่านค่าจากมิเตอร์ค่าไฟ
2. Continuity of supply เกี่ยวกับไฟฟ้าดับ ตัวชี้วัดที่มักจะใช้ได้แก่ จำนวนไฟฟ้าดับและระยะเวลาไฟฟ้าดับ
3. Voltage quality เกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงของคุณลักษณะของแรงดันไปจากค่าที่กำหนดหรือมาตรฐานมิติคุณภาพที่สำคัญได้แก่ จำนวนครั้งที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในระยะเวลาที่สนใจ หรือ ขนาดของการเปลี่ยนแปลง ตัวอย่างสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องคือ แรงดันตกชั่วขณะ แรงดันฮาร์โมนิก และไฟกระพริบ เป็นต้น ตัวชี้วัดที่มักจะใช้ได้แก่ ความถี่ของเหตุการณ์

เครื่องมือวัดที่ผู้กำกับดูแล (Regulator) จะนำมาใช้เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าระดับคุณภาพบริการมีค่าอยู่ที่น่าพอใจหรือไม่โดยวัดจาก 4 เครื่องมือวัดดังนี้

1. การตีพิมพ์ข้อมูล (Publication of data) ของค่าตัวบ่งชี้คุณภาพต่างๆของการไฟฟ้า
2. การตั้งค่า MQS โดยที่ผู้กำกับดูแลเป็นหน่วยงานที่ตั้งค่ามาตรฐานสมรรถนะ (Performance standard) ซึ่งจะกำหนดระดับคุณภาพที่คาดว่าจะการไฟฟ้าจะให้บริการจ่ายไฟได้ การออกแบบค่า MQS ที่เหมาะสมจำเป็นต้องมีความรู้ของราคาที่จะใช้ในการปรับปรุงเพื่อให้ได้คุณภาพไฟฟ้าในระดับที่ต้องการและผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจากการที่ได้จากการจ่ายไฟที่ระดับคุณภาพนั้นๆ
3. การเสนอใช้ค่าตอบแทนหรือค่าโทษปรับ (Reward and penalty scheme) ในกรณีที่ระดับคุณภาพไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟดีกว่าหรือแย่กว่าค่ามาตรฐานสมรรถนะ การใช้ค่าตอบแทนและค่าโทษปรับสามารถทำได้แต่ต้องมีข้อมูลของราคาที่จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับคุณภาพที่เหมาะสม
4. การสนับสนุนให้มีสัญญาคุณภาพไฟฟ้าระดับสูง (Premium quality contract) ระหว่างผู้ใช้ไฟกับการไฟฟ้า สำหรับผู้ใช้ไฟที่มีความต้องการคุณภาพไฟฟ้าระดับสูงนั้น ผู้ใช้ไฟสามารถทำสัญญากับทางการไฟฟ้าและตกลงเรื่องค่าชดเชยในกรณีที่มิได้รับระดับคุณภาพไฟฟ้าตามที่ตกลงในสัญญา

สำหรับแนวทางการกำหนด MQS ของโครงการ PQDM จะใช้มาตรฐานสากลเป็นแนวทางหลักในการเลือกค่า MQS ของสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้า และกำหนดค่าเสียหายหรือค่าตอบแทนสำหรับกรณีที่เกิดสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าขึ้น ซึ่งแผนภาพกระบวนการกำหนด MQS แสดงดังรูปที่ 5.1

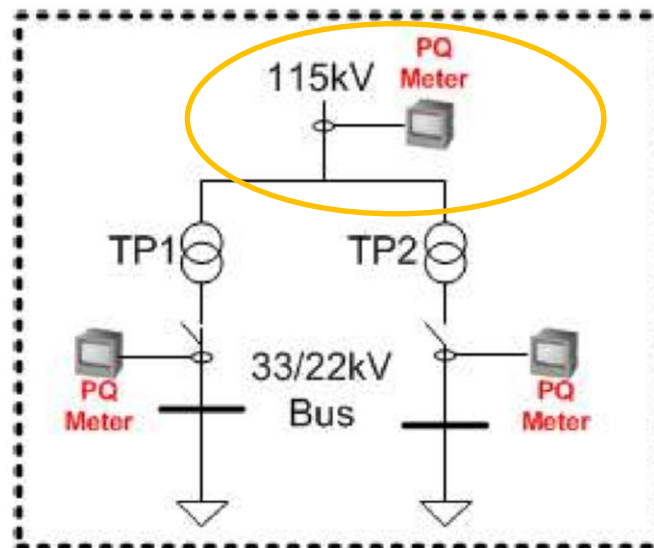


รูปที่ 5.1 กระบวนการกำหนดค่า MQS

ในประเทศไทยผู้กำกับดูแลยังไม่ได้มีการกำหนดค่ามาตรฐานสมรรถนะด้านคุณภาพไฟฟ้าออกมา จึงทำให้การตั้งค่า MQS นั้นไม่ใช่เรื่องง่าย ประเทศในทวีปยุโรปมีการศึกษาเรื่องนี้กันมากโดยใช้ข้อมูลในมาตรฐาน EN 50160 เป็นหลักและประกอบกับข้อมูลการตรวจวัดที่พบได้ในเอกสารอ้างอิง [2] ส่วนเอกสารอ้างอิง [3] อธิบายการนำเอาข้อมูลจากการตรวจวัดมาทำเป็นข้อมูลเบื้องต้นให้กับทางผู้กำกับดูแลไปพิจารณาในการตั้งมาตรฐานสมรรถนะด้านคุณภาพไฟฟ้าต่อไป โดยใช้มาตรฐาน EN 50160 และ IEC 61000-4-30 เป็นหลัก พร้อมทั้งมีดัชนีต่างๆที่จะใช้สำหรับ Benchmarking ใน Annex 3 อย่างไรก็ตามผลการตั้งค่า MQS ในแต่ละประเทศในยุโรปยังไม่มีรายงานที่ชัดเจนสิ่งที่ กฟผ สามารถทำได้คือ ศึกษามาตรฐานนานาชาติที่เกี่ยวข้องกับสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าและนำผลการตรวจวัดทางคุณภาพไฟฟ้ามาประเมินว่าอยู่ในระดับใดเมื่อเทียบกับค่ามาตรฐาน จากนั้นกำหนด

มาตรฐานสมรรถนะด้านคุณภาพไฟฟ้าออกมาก่อน แล้วค่อยกำหนดการตั้งค่า MQS ให้สอดคล้องกับมาตรฐานสมรรถนะด้านคุณภาพไฟฟ้าต่อไปโดยที่ผู้ใช้ไฟมีระดับคุณภาพไฟฟ้าที่พอใจ หากในอนาคตจะมีการเสนอใช้ค่าตอบแทนหรือค่าโทษปรับหรือการเสนอสัญญาคุณภาพไฟฟ้าระดับสูงให้กับผู้ใช้ไฟรายที่ต้องการเป็นพิเศษก็สามารถทำได้โดยพิจารณาค่าใช้จ่ายที่จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับคุณภาพที่เหมาะสมตามที่ผู้ใช้ไฟต้องการได้

ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่นำมาใช้เป็นตัวอย่างเพื่อแสดงกระบวนการกำหนดค่า MQS คือข้อมูลของสถานีนวนคร ซึ่งเป็นข้อมูลจริงของวันที่ 01/29/18 ถึง 02/04/18 จากมิเตอร์ 1 ตัวที่ติดตั้งอยู่ ณ สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ระดับแรงดัน 115kV โดยมีลักษณะการติดตั้งมิเตอร์แสดงดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 กระบวนการกำหนดค่า MQS

เนื้อหาที่สำคัญของมาตรฐานต่างๆที่เกี่ยวข้องกับสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าทั้ง 4 สามารถสรุปได้ดังนี้

5.1.1 ฮาร์โมนิก (Harmonic)

มาตรฐาน IEEE Std 519-2014อธิบายการคำนวณฮาร์โมนิกไว้ดังนี้

1. การคำนวณ window width สามารถคำนวณโดยใช้เครื่องมือทางดิจิทัลที่ใช้เทคนิคการแปลงฟูเรียร์แบบไม่ต่อเนื่อง ควรใช้ 10 cycles (ประมาณ 200 ms) สำหรับระบบไฟฟ้า 50 Hz โดยส่วนประกอบสเปกตรัมจะสามารถใช้ได้ทุกๆ 5 Hz (เช่น 0, 5, 10...50, 55, 60, 65, 70,... Hz) วัตถุประสงค์ก็นำค่าส่วนประกอบฮาร์โมนิกที่เป็นค่าที่ความถี่กลาง (50, 100, 150,... Hz สำหรับระบบไฟฟ้า 50 Hz) รวมกับค่าที่อยู่ติดกัน 5 Hz ค่าสามค่าที่ได้จะรวมกันเป็นค่าเดียวที่เป็นค่า rms เพื่อนำไปกำหนดค่าขนาดฮาร์โมนิก
2. การคำนวณค่า Very short time harmonic เป็นค่าที่ประเมินในช่วงเวลาเกิน 3 วินาทีจากการรวบรวม 15 ค่า ประมาณ 10 cycles สำหรับระบบไฟฟ้า 50 Hz โดยส่วนประกอบความถี่เฉพาะจะใช้ค่า rms ดังแสดงในสมการ (1)

$$F_{n,vs} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} F_{n,i}^2} \quad (1)$$

โดยที่ F คือ แรงดันไฟฟ้า (V) หรือ กระแส (I) เป็นค่า rms

n คือ ลำดับฮาร์โมนิก

i คือ จำนวนนับ

3. การคำนวณค่า Short time harmonic เป็นค่าที่ประเมินในช่วงเวลาเกิน 10 นาทีจากการรวบรวม 200 ค่า โดยส่วนประกอบความถี่เฉพาะจะใช้ค่า rms ดังแสดงในสมการ (2)

$$F_{n,sh} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} F_{(n,vs),i}^2} \quad (2)$$

โดยที่ F คือ แรงดันไฟฟ้า (V) หรือ กระแส (I) เป็นค่า rms

n คือ ลำดับฮาร์โมนิก

i คือ จำนวนนับ

4. การประเมินทางสถิติ

ค่า Very short และ Short time harmonic ควรสะสมในช่วงหนึ่งวันและหนึ่งสัปดาห์ตามลำดับ สำหรับ Very short time harmonic ค่า 99% ที่คำนวณได้ในช่วงหนึ่งวัน จะต้องไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด สำหรับ Short time harmonic ค่า 95% และ 99% ที่คำนวณได้ในช่วงหนึ่งสัปดาห์ จะต้องไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด ค่าสถิตินี้ควรใช้ในทั้งแรงดันและกระแสฮาร์โมนิก ยกเว้นค่า 99% ของ Short time harmonic ไม่ควรใช้กับแรงดันฮาร์โมนิก

ขีดจำกัดของฮาร์โมนิกที่แนะนำ

1. แรงดันฮาร์โมนิก

แรงดันฮาร์โมนิกส์ line-to-neutral ควรเป็นดังนี้

- 99% ของสถิติรายวันของค่า very short time (3 วินาที) ควรต่ำกว่า 1.5 เท่าของค่าในตารางที่ 5.1

- 95% ของสถิติรายสัปดาห์ของค่า short time (10 นาที) ควรต่ำกว่าค่าในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์โมนิก

แรงดันบัส	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _v)
400 V	5.0	8.0
12, 22, 24, 33, 69 kV	3.0	5.0
115 kV	1.5	2.5



2. กระแสฮาร์มอนิก

กระแสฮาร์มอนิกควรเป็นดังนี้

- 99% ของสถิติรายวันของค่า Very short time (3 วินาที) กระแสฮาร์มอนิกควรต่ำกว่า 2.0 เท่าของค่าในตารางที่ 5.2 และ 5.3
- 99% ของสถิติรายสัปดาห์ของค่า Short time (10 นาที) กระแสฮาร์มอนิกควรต่ำกว่า 1.5 เท่าของค่าในตารางที่ 5.2 และ 5.3
- 95% ของสถิติรายสัปดาห์ของค่า short time (10 นาที) กระแสฮาร์มอนิกควรต่ำกว่าค่าในตารางที่ 5.2 และ 5.3

ตารางที่ 5.2 ขีดจำกัดของความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิก สำหรับระบบ 0.4, 12, 22, 24, 33, 69 kV

ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด (%ของ I_L)						
ลำดับฮาร์มอนิก (ฮาร์มอนิกลำดับคี่)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

* ฮาร์มอนิกลำดับคี่จะมีค่าประมาณ 25% ของฮาร์มอนิกลำดับคี่

เมื่อ I_{sc} = กระแสลัดวงจรสูงสุด

I_L = ความต้องการกระแสสูงสุดของโหลด (ส่วนประกอบความถี่มูลฐาน) ภายใต้การทำงานของโหลดปกติ

ตารางที่ 5.3 ขีดจำกัดของความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิก สำหรับระบบ 115 kV

ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด (%ของ I_L)						
ลำดับฮาร์มอนิก (ฮาร์มอนิกลำดับคี่)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

* ฮาร์มอนิกลำดับคี่จะมีค่าประมาณ 25% ของฮาร์มอนิกลำดับคี่



มาตรฐาน ER G5/5-2015

ขีดจำกัดของฮาร์โมนิกที่แนะนำแสดงได้ในตารางที่ 5.4 ถึง 5.6

ตารางที่ 5.4 ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบ 400 V

ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคู่	
อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
5	4.00	3	4.00	2	1.60
7	4.00	9	1.20	4	0.90
11	3.00	15	0.30	6	0.45
13	2.50	21	0.20	8	0.40
17	1.60	≥27	0.18	10	0.40
19	1.20			≥12	0.20
23	1.20				
≥25	$0.50(25/h)+0.20$				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _V) = 5%					

ตารางที่ 5.5 ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบ 12, 22, 24, 33 kV

ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคู่	
อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
5	3.00	3	3.00	2	1.50
7	3.00	9	1.20	4	0.90
11	2.00	15	0.30	6	0.45
13	2.00	21	0.20	8	0.40
17	1.60	≥27	0.18	10	0.40
19	1.20			≥12	0.20
23	1.20				
≥25	$0.50(25/h)+0.20$				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _V) = 4%					



ตารางที่ 5.6 ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบ 69, 115 kV

ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกลำดับคู่	
อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
5	2.00	3	2.00	2	1.00
7	2.00	9	1.00	4	0.80
11	1.50	15	0.30	6	0.45
13	1.50	21	0.20	8	0.40
17	1.00	≥27	0.18	10	0.40
19	1.00			≥12	0.20
23	0.70				
≥25	$0.50(25/h)+0.20$				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _V) = 3%					



เปรียบเทียบตัวอย่างข้อมูลจากการไฟฟ้ากับมาตรฐานของฮาร์โมนิกแสดงในตารางที่ 5.7-5.9

ตารางที่ 5.7 แรงดันฮาร์โมนิกเฟส a สำหรับระบบ 115 kV ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์โมนิกลำดับคู่		
อันดับ (h)	แรงดัน ฮาร์โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)
5	2.00	0.94	3	2.00	0.28	2	1.00	0.51
7	2.00	0.78	9	1.00	0.06	4	0.80	0.17
11	1.50	0.13	15	0.30	0.04	6	0.45	0.10
13	1.50	0.18	21	0.20	0.03	8	0.40	0.07
17	1.00	0.03	27	0.18	0.02	10	0.40	0.05
19	1.00	0.03	33	0.18	0.02	12	0.20	0.05
23	0.70	0.07	39	0.18	0.01	14	0.20	0.04
25	0.70	0.02	45	0.18	0.01	16	0.20	0.03
29	0.63	0.02				18	0.20	0.03
31	0.60	0.02				20	0.20	0.03
35	0.56	0.02				22	0.20	0.02
37	0.54	0.01				24	0.20	0.02
41	0.50	0.01				26	0.20	0.02
43	0.49	0.01				28	0.20	0.02
47	0.47	0.01				30	0.20	0.02
49	0.46	0.01				32	0.20	0.02
						34	0.20	0.02
						36	0.20	0.02
						38	0.20	0.01
						40	0.20	0.01
						42	0.20	0.01
						44	0.20	0.01
						46	0.20	0.01
						48	0.20	0.01
						50	0.20	0.1



ตารางที่ 5.8 แรงดันฮาร์มอนิกเฟส b สำหรับระบบ 115 kV ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

ฮาร์มอนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์มอนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์มอนิกลำดับคู่		
อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ มอนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ มอนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ มอนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ มอนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ มอนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ มอนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)
5	2.00	0.85	3	2.00	0.33	2	1.00	0.53
7	2.00	0.77	9	1.00	0.07	4	0.80	0.19
11	1.50	0.14	15	0.30	0.04	6	0.45	0.11
13	1.50	0.17	21	0.20	0.03	8	0.40	0.08
17	1.00	0.04	27	0.18	0.02	10	0.40	0.06
19	1.00	0.03	33	0.18	0.02	12	0.20	0.05
23	0.70	0.07	39	0.18	0.02	14	0.20	0.04
25	0.70	0.02	45	0.18	0.01	16	0.20	0.04
29	0.63	0.02				18	0.20	0.03
31	0.60	0.02				20	0.20	0.03
35	0.56	0.02				22	0.20	0.03
37	0.54	0.02				24	0.20	0.03
41	0.50	0.02				26	0.20	0.02
43	0.49	0.01				28	0.20	0.02
47	0.47	0.01				30	0.20	0.02
49	0.46	0.01				32	0.20	0.02
						34	0.20	0.02
						36	0.20	0.02
						38	0.20	0.02
						40	0.20	0.02
						42	0.20	0.01
						44	0.20	0.01
						46	0.20	0.01
						48	0.20	0.01
						50	0.20	0.01



ตารางที่ 5.9 แรงดันฮาร์โมนิกเฟส c สำหรับระบบ 115 kV ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่ไม่ใช่ จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์โมนิกลำดับคี่ที่เป็น จำนวนเท่าของ 3			ฮาร์โมนิกลำดับคู่		
อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)	อันดับ (h)	แรงดันฮาร์ โมนิก มาตรฐาน (%)	แรงดันฮาร์ โมนิก ตัวอย่าง ข้อมูล (%)
5	2.00	0.96	3	2.00	0.39	2	1.00	0.49
7	2.00	0.81	9	1.00	0.06	4	0.80	0.16
11	1.50	0.13	15	0.30	0.03	6	0.45	0.10
13	1.50	0.17	21	0.20	0.02	8	0.40	0.06
17	1.00	0.03	27	0.18	0.02	10	0.40	0.05
19	1.00	0.03	33	0.18	0.01	12	0.20	0.04
23	0.70	0.02	39	0.18	0.01	14	0.20	0.03
25	0.70	0.02	45	0.18	0.01	16	0.20	0.03
29	0.63	0.02				18	0.20	0.03
31	0.60	0.02				20	0.20	0.02
35	0.56	0.01				22	0.20	0.02
37	0.54	0.01				24	0.20	0.02
41	0.50	0.01				26	0.20	0.02
43	0.49	0.01				28	0.20	0.02
47	0.47	0.01				30	0.20	0.02
49	0.46	0.06				32	0.20	0.02
						34	0.20	0.01
						36	0.20	0.01
						38	0.20	0.01
						40	0.20	0.01
						42	0.20	0.01
						44	0.20	0.01
						46	0.20	0.01
						48	0.20	0.01
						50	0.20	0.01



จาก ตารางที่ 5.7-5.9 แรงดันฮาร์โมนิก ตัวอย่างข้อมูลเรานำมาจากข้อมูล ที่นวนคร 01/29/18 - 02/04/18 โดยใช้ข้อมูลที่เป็นค่าสูงสุดของแรงดันฮาร์โมนิกแต่ละลำดับมาเป็นตัวอย่างข้อมูลที่น่ามาเทียบมาตรฐานเนื่องจากตัวอย่างข้อมูลที่ได้รับมาจาก กฟภ. ไม่ครอบคลุมค่าจริงที่จะนำมาใช้งาน จึงเลือกค่าดังกล่าวมาแทนค่าที่ต้องนำมาใช้งานจริง โดยปกติค่าที่นำมาแทนจะมีค่ามากกว่าค่าของข้อมูลที่ต้องนำมาใช้งานจริง

ตารางที่ 5.10 ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม สำหรับระบบ 115 kV ที่นวนคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _V)	มาตรฐาน (%)	ตัวอย่างข้อมูล (%)
เฟส a	3	0.9
เฟส b	3	0.8
เฟส c	3	0.9

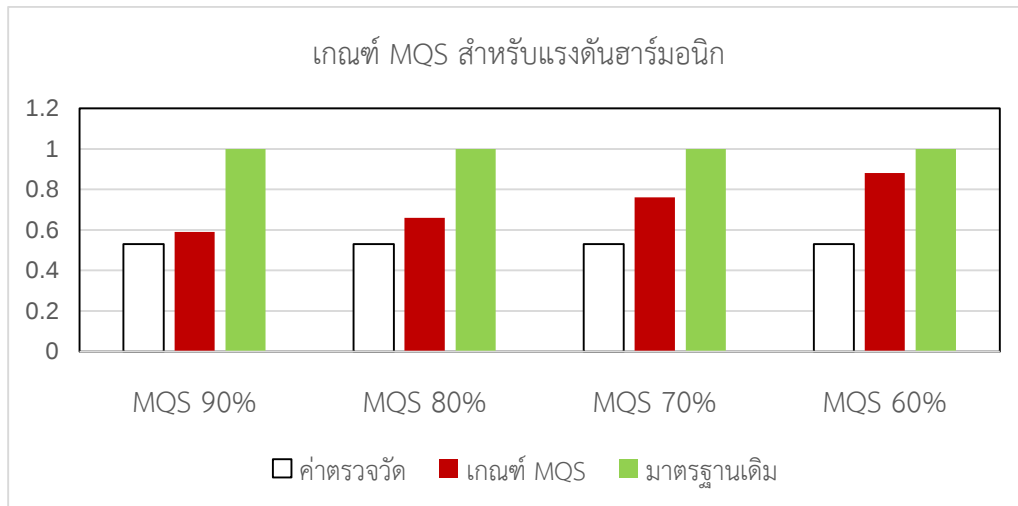
จาก ตารางที่ 5.10 ตัวอย่างข้อมูลของความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD_V) เรานำมาจากข้อมูล ที่นวนคร 01/29/18 - 02/04/18 โดยใช้ข้อมูลทุก 10 นาที แล้วนำข้อมูลมาจัดเรียงกันตามลำดับจากน้อยไปมาก แล้วจึงเลือกข้อมูลลำดับที่ 958 จากทั้งหมด 1009 จำนวน (95%ของลำดับข้อมูลที่มีค่ามากที่สุด) มาเป็นตัวอย่างข้อมูลที่น่ามาเทียบมาตรฐาน

จากตัวอย่างข้อมูลพบว่าค่าแรงดันฮาร์โมนิกที่วัดได้มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานมาก ดังนั้นจึงเสนอให้กำหนดค่า MQS จากการยกระดับมาตรฐานโดยอ้างอิงจากค่าตรวจวัดที่มีค่าใกล้เคียงกับมาตรฐานมากที่สุด แบ่งออกเป็น 4 ระดับคือ MQS 90%, MQS 80%, MQS 70% และ MQS 60% โดยที่ MQS แต่ละระดับนั้นแสดงถึงความใกล้เคียงของค่ามาตรฐานใหม่กับค่าตรวจวัดสูงสุด ดังแสดงในตารางที่ 5.11 อย่างไรก็ตามตัวคุณเพื่อปรับค่ามาตรฐานเดิมนั้นไม่ควรเกิน 1 เนื่องจากทาง กฟภ. ต้องการให้ MQS มีค่าที่ต่ำกว่ามาตรฐาน (คุณภาพดีกว่ามาตรฐาน)

ตารางที่ 5.11 ตัวอย่างการกำหนดค่า MQS ของฮาร์โมนิก

MQS (%)	ขั้นตอนการคำนวณ MQS	ตัวคูณเพื่อนำค่าไปปรับมาตรฐานเดิม (ตารางที่ 4.6)
90	$(0.53/1)/(90/100)$	0.59
80	$(0.53/1)/(80/100)$	0.66
70	$(0.53/1)/(70/100)$	0.76
60	$(0.53/1)/(60/100)$	0.88

* ค่า 0.53 คือค่าแรงดันฮาร์โมนิกค่าที่สูงที่สุดเมื่อเทียบกับมาตรฐาน คิดเป็น 53% ของค่ามาตรฐาน (จากตารางที่ 5.8 ค่าแรงดันฮาร์โมนิกเฟส b อันดับ 2)



รูปที่ 5.3 ค่าที่วัดได้เทียบกับมาตรฐานเดิมและเกณฑ์ MQS ที่กำหนด

รูปที่ 5.3 แสดงให้เห็นการกำหนดค่า MQS ของฮาร์โมนิกที่ระดับต่างๆ (60%-90%) เทียบกับค่าตรวจวัด โดยที่ MQS 90% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีกว่าเดิมมาก และ MQS 60% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีเท่ากับหรือใกล้เคียงกับมาตรฐานเดิม ซึ่งทำให้สามารถเลือกการกำหนดค่า MQS ที่เหมาะสมได้ โดยพิจารณาจากผลต่างระหว่างเกณฑ์ที่กำหนดกับค่าตรวจวัด ว่าต้องการให้มีระดับใกล้เคียงกันมากน้อยเพียงใด

5.1.2 ไฟกระพริบ (Flicker)

ขีดจำกัดของดัชนีความรุนแรงไฟกระพริบที่แนะนำจากมาตรฐาน IEEE Std 1453-2015แสดงในตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 ขีดจำกัดของไฟกระพริบที่แรงดันต่าง ๆ

	ระดับของไฟกระพริบ		
	400 V	12, 22, 24, 33 kV	69, 115 kV
P_{st}	1.0	0.9	0.8
P_{lt}	0.8	0.7	0.6

* สถิติ 95% ของค่าทั้งหมดแต่ละสัปดาห์ ไม่ควรเกินค่าในตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.13 ไฟกระพริบสำหรับระบบ 115 kV ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

	ระดับของไฟกระพริบ 115 kV			
	มาตรฐาน	ตัวอย่างข้อมูลเฟส a	ตัวอย่างข้อมูลเฟส b	ตัวอย่างข้อมูลเฟส c
P_{st}	0.8	0.21	0.2	0.21
P_{lt}	0.6	0.24	0.22	0.24

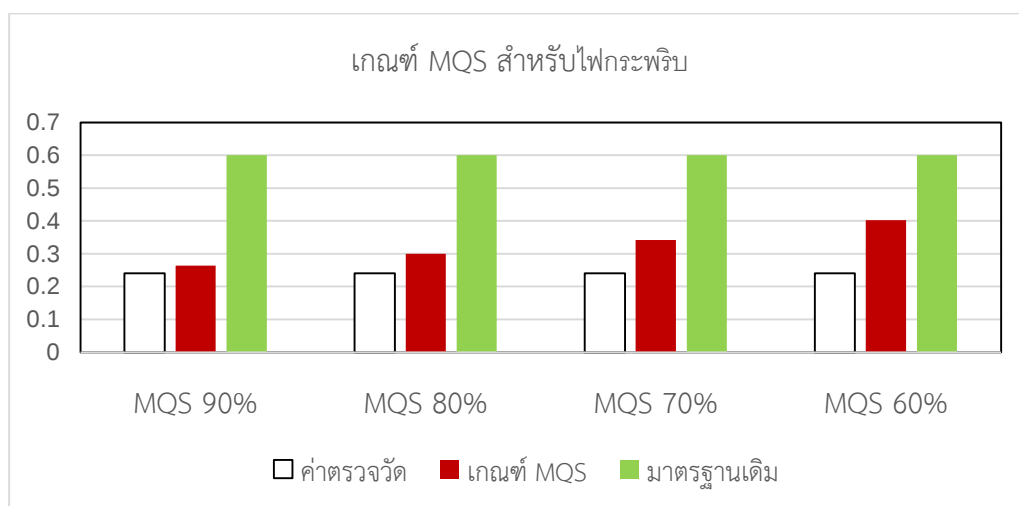
จาก ตารางที่ 5.13 ตัวอย่างข้อมูลของไฟกระพริบเรานำมาจากรายการข้อมูล ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 โดยใช้ข้อมูลทุก 10 นาที แล้วนำข้อมูลมาจัดเรียงกันตามลำดับจากน้อยไปมาก แล้วจึงเลือกข้อมูลลำดับที่ 958 จากทั้งหมด 1009 จำนวน (95%ของลำดับข้อมูลที่มีค่ามากที่สุด) มาเป็นตัวอย่างข้อมูลที่น่ามาเทียบมาตรฐาน

จากตัวอย่างข้อมูลพบว่าค่าไฟกระพริบที่วัดได้มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานมาก ดังนั้นจึงเสนอให้กำหนดค่า MQS จากการยกระดับมาตรฐานโดยอ้างอิงจากค่าตรวจวัดที่มีค่าใกล้เคียงกับมาตรฐานมากที่สุด แบ่งออกเป็น 4 ระดับ คือ MQS 90%, MQS 80%, MQS 70% และ MQS 60% โดยที่ MQS แต่ละระดับนั้นแสดงถึงความใกล้เคียงของ ค่ามาตรฐานใหม่กับค่าตรวจวัดสูงสุด ดังแสดงในตารางที่ 5.14 อย่างไรก็ตามตัวคูณเพื่อปรับค่ามาตรฐานเดิมนั้นไม่ควรเกิน 1 เนื่องจากทาง กฟผ. ต้องการให้ MQS มีค่าที่ต่ำกว่ามาตรฐาน (คุณภาพดีกว่ามาตรฐาน)

ตารางที่ 5.14 ตัวอย่างการกำหนดค่า MQS ของไฟกระพริบ

MQS (%)	ขั้นตอนการคำนวณ MQS	ตัวคูณเพื่อนำค่าไปปรับมาตรฐานเดิม (ตารางที่ 5.12)
90	$(0.24/0.6)/(90/100)$	0.44
80	$(0.24/0.6)/(80/100)$	0.50
70	$(0.24/0.6)/(70/100)$	0.57
60	$(0.24/0.6)/(60/100)$	0.67

* ค่า 0.24 คือค่าไฟกระพริบสูงสุดเมื่อเทียบกับมาตรฐาน คิดเป็น 40% ของค่ามาตรฐาน (จากตารางที่ 5.13 ค่า P_{it} ของเฟส b และเฟส c)



รูปที่ 5.4 ค่าที่วัดได้เทียบกับมาตรฐานเดิมและเกณฑ์ MQS ที่กำหนด

รูปที่ 5.4 แสดงให้เห็นการกำหนดค่า MQS ของไฟกระพริบที่ระดับต่างๆ (60%-90%) เทียบกับค่าตรวจวัด โดยที่ MQS 90% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีกว่าเดิมมาก และ MQS 60% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีกว่าหรือใกล้เคียงกับมาตรฐานเดิม ซึ่งทำให้สามารถเลือกการกำหนดค่า MQS ที่เหมาะสมได้ โดยพิจารณาจากผลต่างระหว่างเกณฑ์ที่กำหนดกับค่าตรวจวัด ว่าต้องการให้มีระดับใกล้เคียงกันมากน้อยเพียงใด



5.1.3 แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance)

แรงดันไม่สมดุลตามมาตรฐาน EN 50160 จะพิจารณาเกี่ยวกับระบบสามเฟสตามสมการ (3)

$$Unbalance = \sqrt{\frac{6 \times (U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)}{(U_{12} + U_{23} + U_{31})^2}} - 2 \quad (3)$$

โดยที่ U_{12} U_{23} และ U_{31} คือค่าแรงดันระหว่างสายทั้งสามเฟส

ขีดจำกัดของแรงดันไม่สมดุลที่แนะนำ

- ภายใต้การทำงานปกติ 95% ของสถิติรายสัปดาห์ช่วง 10 นาที ค่า r.m.s. ของส่วนประกอบ negative phase sequence ควรอยู่ในช่วง 0-2% ของส่วนประกอบ positive phase sequence

- ในบางพื้นที่ที่มีการเชื่อมต่อนะบบ หนึ่งเฟส หรือ สองเฟส อาจยอมให้ความไม่สมดุลถึง 3% ที่ชั่วจ่ายไฟฟ้าแบบสามเฟส

ตารางที่ 5.15 แรงดันไม่สมดุลสำหรับระบบ 115 kV ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 เทียบกับมาตรฐาน

	มาตรฐาน (%)	ตัวอย่างข้อมูล (%)
Voltage Unbalance	2	0.2

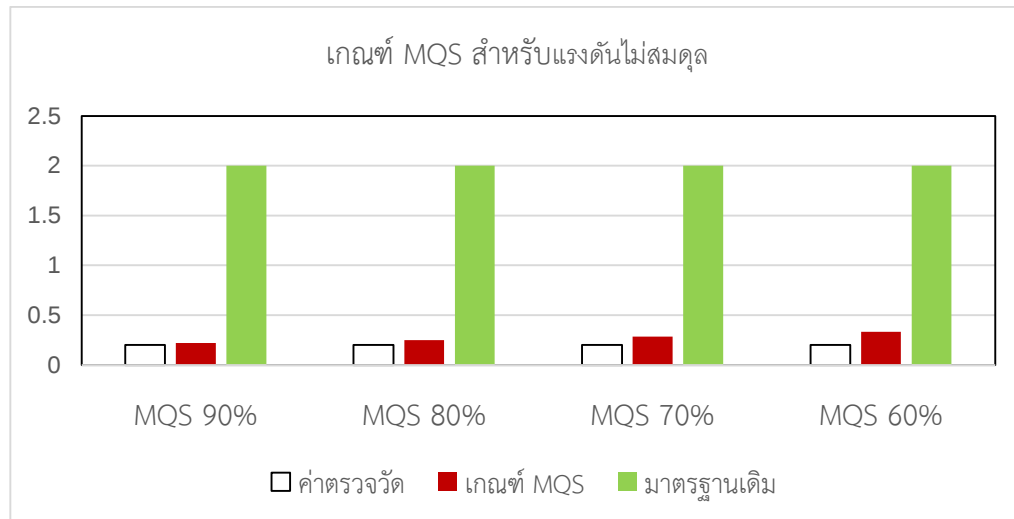
จากตารางที่ 5.15 ตัวอย่างข้อมูลของแรงดันไม่สมดุล เรานำมาจากรายการข้อมูล ที่นคร 01/29/18 - 02/04/18 โดยใช้ข้อมูลทุก 10 นาที แล้วนำข้อมูลมาจัดเรียงกันตามลำดับจากน้อยไปมาก แล้วจึงเลือกข้อมูลลำดับที่ 958 จากทั้งหมด 1009 จำนวน (95%ของลำดับข้อมูลที่มีค่ามากที่สุด) มาเป็นตัวอย่างข้อมูลที่น่ามาเทียบมาตรฐาน

จากตัวอย่างข้อมูลพบว่าค่าแรงดันไม่สมดุลที่วัดได้มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานมาก ดังนั้นจึงเสนอให้กำหนดค่า MQS จากการยกระดับมาตรฐานโดยอ้างอิงจากค่าตรวจวัดที่มีค่าใกล้เคียงกับมาตรฐานมากที่สุด แบ่งออกเป็น 4 ระดับคือ MQS 90%, MQS 80%, MQS 70% และ MQS 60% โดยที่ MQS แต่ละระดับนั้นแสดงถึงความใกล้เคียงของค่ามาตรฐานใหม่กับค่าตรวจวัดสูงสุด ดังแสดงในตารางที่ 5.16 อย่างไรก็ตามการกำหนด MQS นั้นตัวคุณไม่ควรมีค่าเกิน 1 เนื่องจากทาง กฟผ. ต้องการให้ MQS มีค่าที่ต่ำกว่ามาตรฐาน (คุณภาพดีกว่ามาตรฐาน)

ตารางที่ 5.16 ตัวอย่างการกำหนดค่า MQS ของแรงดันไม่สมดุล

MQS (%)	ขั้นตอนการคำนวณ MQS	ตัวคูณเพื่อนำค่าไปปรับมาตรฐานเดิม
90	$(0.2/2)/(90/100)$	0.111
80	$(0.2/2)/(80/100)$	0.125
70	$(0.2/2)/(70/100)$	0.143
60	$(0.2/2)/(60/100)$	0.167

* ค่า 0.2 คือค่าแรงดันไม่สมดุลสูงสุดเมื่อเทียบกับมาตรฐาน คิดเป็น 10% ของค่ามาตรฐาน (จากตารางที่ 5.15)



รูปที่ 5.5 ค่าที่วัดได้เทียบกับมาตรฐานเดิมและเกณฑ์ MQS ที่กำหนด

รูปที่ 5.5 แสดงให้เห็นการกำหนดค่า MQS ของแรงดันไม่สมดุลที่ระดับต่างๆ (60%-90%) เทียบกับค่าตรวจวัด โดยที่ MQS 90% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีกว่าเดิมมาก และ MQS 60% คือการปรับมาตรฐานให้มีคุณภาพดีกว่าหรือใกล้เคียงกับมาตรฐานเดิม ซึ่งทำให้สามารถเลือกการกำหนดค่า MQS ที่เหมาะสมได้ โดยพิจารณาจากผลต่างระหว่างเกณฑ์ที่กำหนดกับค่าตรวจวัด ว่าต้องการให้มีระดับใกล้เคียงกันมากน้อยเพียงใด

5.1.4 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

แรงดันตกชั่วขณะยังไม่มีมาตรฐานสากลเหมือนเช่นมาตรฐานของสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าทั้งสามที่ได้กล่าวถึงมาแล้ว อย่างไรก็ตามทาง IEEE ได้ออกมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (IEEE 1564) ซึ่งเป็นมาตรฐานที่นำเสนอการวัดค่าและดัชนีของแรงดันตกชั่วขณะที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า รวมถึงนำเสนอวิธีการคำนวณต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น การคำนวณระดับความรุนแรงในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละครั้ง การหาประสิทธิภาพการทำงานโดยรวมของระบบเมื่อเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เป็นต้น ซึ่งวิธีการคำนวณดังกล่าวเป็นวิธีการที่เหมาะสมกับระบบส่งพลังงานไฟฟ้าและระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า 50/60 Hz

เนื่องจากความหลากหลายของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า ทำให้ไม่สามารถกำหนดชุดดัชนีที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าแรงดันตกชั่วขณะที่แน่นอนได้ ดังนั้นจุดประสงค์ของมาตรฐานฉบับนี้คือช่วยในการเลือกใช้และวิเคราะห์ค่าดัชนีต่าง ๆ โดยการเลือกใช้ค่าดัชนีสามารถเลือกใช้ค่าดัชนีเพียงค่าเดียวหรือหลายค่าก็ได้ โดยขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของข้อมูล (มาตรฐานฉบับนี้แนะนำรูปแบบในการคำนวณและการวิเคราะห์ค่าดัชนีเท่านั้น ไม่แนะนำให้ใช้ค่าดัชนีในมาตรฐานฉบับนี้ในการวิเคราะห์ข้อมูลโดยตรง)

1. ขั้นตอนในการหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

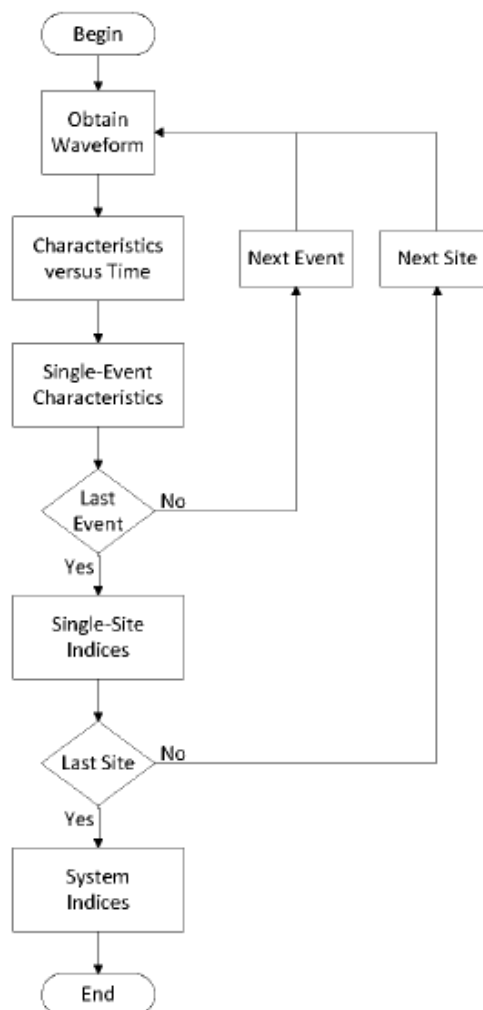
ขั้นตอนต่อไปนี้เป็นคำแนะนำการหาค่าดัชนีแสดงประสิทธิภาพของระบบเมื่อมีการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ โดยมีขั้นตอนการคำนวณค่าดัชนีดังต่อไปนี้

1.1 ทำการตรวจวัดค่าแรงดันตามจุดตรวจวัดต่าง ๆ และทำการบันทึกข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์



- 1.2 คำนวนค่า Event characteristic (ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการตรวจจับการเกิดเหตุการณ์ด้วยการวัดค่ากระแสและแรงดัน ก่อน ระหว่างและหลังการเกิดเหตุการณ์) เป็นฟังก์ชันของเวลาจากข้อมูลที่ทำการบินทีกัไว้
- 1.3 คำนวนค่า Single-event characteristic (ค่าพารามิเตอร์ที่บ่งชี้ถึงระดับความรุนแรงของเหตุการณ์สำหรับแรงดันตกชั่วขณะ ค่า Single-event characteristic ที่นิยมใช้คือขนาดและระยะเวลาในการเกิดเหตุการณ์) จากค่า Event characteristic
- 1.4 คำนวนค่า Site Indices (ค่าพารามิเตอร์ที่บ่งชี้ถึงคุณภาพแรงดันของจุดตรวจวัด) จากค่า single-event indices จากทุกเหตุการณ์ในช่วงที่สนใจ
- 1.5 คำนวนค่า System Indices (ค่าพารามิเตอร์ที่บ่งชี้ถึงระดับคุณภาพของแรงดันโดยรวมทั้งระบบไฟฟ้า) จาก Site Indices ทุกจุดตรวจวัดในระบบที่สนใจ

ขั้นตอนในการหาค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ สามารถแสดงเป็นแผนภาพดังรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.6 ขั้นตอนการคำนวณหา Voltage sag system indices

2. Single-Event characteristics

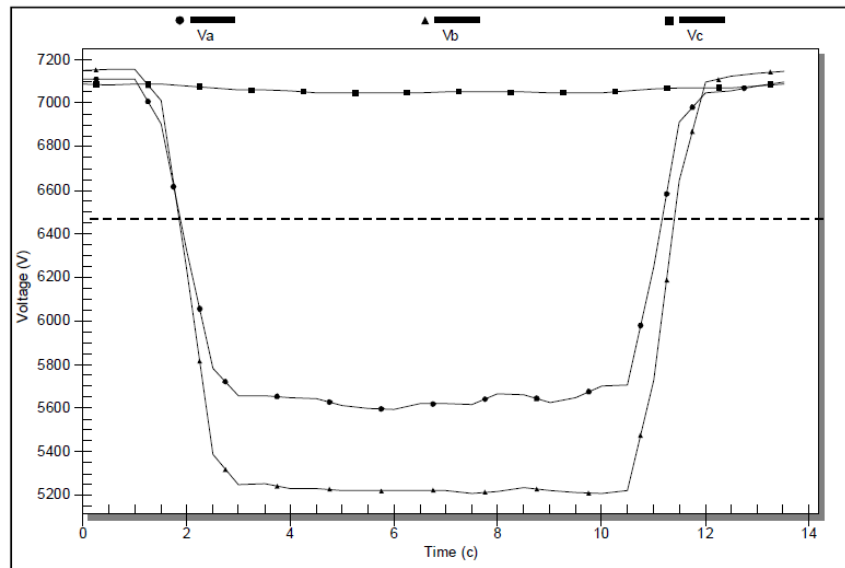
เป็นค่าพารามิเตอร์ที่คำนวณมาจากค่าแรงดันของข้อมูลที่ทำกรตรวจวัดได้ เช่น รูปคลื่นของแรงดันทั้งสามเฟส ขนาดของแรงดันเป็นฟังก์ชันของเวลา เป็นต้น ซึ่งการคำนวณค่าข้อมูลของแรงดันที่ตรวจวัดสามารถคำนวณได้ด้วยวิธีการคำนวณค่า RMS ใน 1 cycle และทำการคำนวณค่า RMS ใหม่ทุก ๆ $\frac{1}{2}$ cycle เรียกว่า ค่า $V_{rms(1/2)}$ โดยค่า Single-event indices ที่ใช้ในที่นี้คือ ขนาดของแรงดัน (Retained voltage depth) และระยะเวลาในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Duration)

2.1 Retained voltage and duration

Retained voltage คือ ค่าแรงดัน RMS ที่มีค่าต่ำสุดระหว่างการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและDuration คือ ระยะเวลาที่ค่าแรงดัน RMS มีค่าต่ำกว่าระดับแรงดันที่กำหนด(Threshold voltage)

สำหรับการหา Duration จำเป็นต้องมีการกำหนดค่าแรงดัน (Threshold voltage) โดยสามารถกำหนดได้หลายวิธี เช่น การคำนวณให้อยู่ในรูปแบบเปอร์เซ็นต์ของระดับแรงดันปกติ การคำนวณเป็นเปอร์เซ็นต์ของค่าแรงดันเฉลี่ยที่จุดตรวจวัด และการคำนวณเป็นเปอร์เซ็นต์ของค่าแรงดัน RMS ในช่วงเวลา ก่อนเกิดเหตุการณ์หรือที่เรียกว่า Pre-event voltage เป็นต้น ซึ่งระยะเวลาในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่คำนวณได้ จะสามารถบอกถึงประเภทของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ว่าเป็นการรบกวนชั่วขณะ (Momentary interruptions) หรือเป็นการ

รบกวนชั่วคราว (Temporary interruptions) เป็นต้น ตัวอย่างกราฟแสดงการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.7 การเกิดแรงดันตกชั่วขณะ โดยเส้นประแสดงระดับ Voltage sag threshold หรือระดับแรงดันที่กำหนดซึ่งมีค่าเป็น 90% ของแรงดัน 7.2 kV

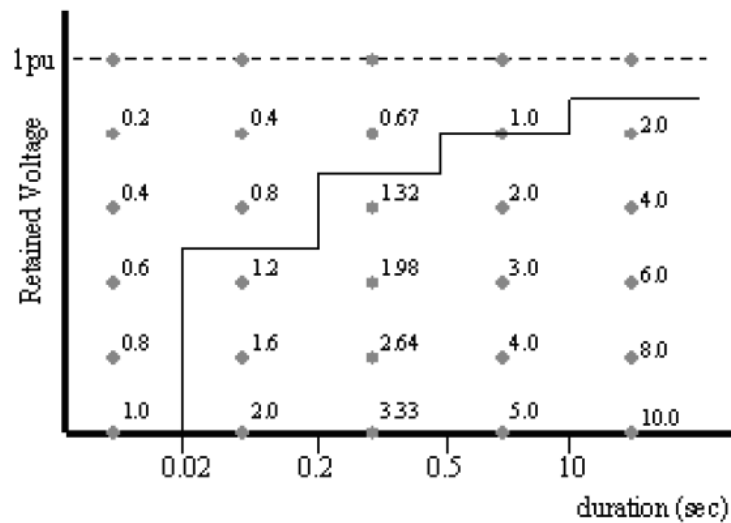
2.2 Voltage sag severity (S_e)

คำนวณได้จาก Retain voltage ในหน่วย per unit และ duration หรือระยะเวลาในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ โดยใช้กราฟต่าง ๆ ช่วยในการวิเคราะห์ เช่น กราฟ ITI Curve หรือกราฟ SEMI F47 (แสดงดังรูปที่ 5.8) เป็นต้น โดยค่า Voltage sag severity (S_e) สามารถคำนวณได้จากสมการตามตาราง 5.17

ตารางที่ 5.17 สมการการคำนวณ Voltage sag severity (S_e) อ้างอิงจากกราฟ SEMI F47

ระยะเวลาในการเกิดแรงดันตก	สมการการคำนวณ Voltage sag severity (S_e)
$d \leq 20 \text{ ms}$	$S_e = 1 - V$
$20 \text{ ms} < d \leq 200 \text{ ms}$	$S_e = 2(1 - V)$
$200 \text{ ms} < d \leq 500 \text{ ms}$	$S_e = 3.3(1 - V)$
$500 \text{ ms} < d \leq 10 \text{ s}$	$S_e = 5(1 - V)$
$d > 10 \text{ s}$	$S_e = 10(1 - V)$

ซึ่งโดยปกติแล้วจะกำหนดขนาดความรุนแรงสูงสุดของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะให้เท่ากับ 1 สำหรับเหตุการณ์ที่มีจุดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะอยู่เหนือเส้นกราฟจะมีค่า S_e น้อยกว่า 1 และสำหรับเหตุการณ์ที่มีจุดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะอยู่ใต้เส้นกราฟจะมี S_e มากกว่า 1 และสำหรับเหตุการณ์ที่มีแรงดันตกชั่วขณะมากกว่าระดับ Voltage sag threshold จะมีค่า S_e เป็นศูนย์



รูปที่ 5.8 Voltage sag severity เทียบกับกราฟ SEMI 47

3. Site indices

3.1 SARFI Indices

ค่า SARFI เป็นค่าดัชนีคุณภาพไฟฟ้าที่สื่อถึงจำนวนการเกิด voltage sag หรือการเกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าภายในระยะเวลา 1 ปี ซึ่ง SARFI-X คือ จำนวนครั้งที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่มีขนาดน้อยกว่า X เปอร์เซ็นต์ของระดับแรงดันที่กำหนด(Threshold Voltage) ภายในระยะเวลา 1 ปี โดยค่า SARFI-X นี้จะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์การเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่มีระยะเวลาไม่เกิน 1 นาทีเท่านั้น (ตามมาตรฐาน IEEE Std 1159)

3.2 Voltage sag severity

การคำนวณค่าดัชนีประจำจุดตรวจวัด(site indices)ซึ่งบ่งชี้ถึงระดับประสิทธิภาพการทำงานของระบบสามารถคำนวณได้ดังนี้

1. Total Voltage sag severity (S_{site}) มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$S_{site} = \sum_{i=1}^N S_{e-1} \quad (4)$$

2. Average Voltage sag severity ($S_{average}$) มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$S_{average} = \frac{S_{site}}{N} \quad (5)$$

เมื่อ N คือจำนวนการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดตรวจวัดที่สนใจ หรือค่า SARFI₉₀

4. System Indices

เป็นค่าดัชนีที่คำนวณมาจากค่า Site Indices ซึ่งสามารถปรับใช้ได้กับระบบหลากหลายขนาด แบ่งการคำนวณได้เป็น 2 วิธี ดังนี้

- 1 ค่า System Indices คำนวณจากการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของค่า Site Indices ซึ่งในการคำนวณจำเป็นต้องมีข้อมูลเกี่ยวกับโหลดและระบบ เพื่อใช้ในการคำนวณ สัมประสิทธิ์การถ่วงน้ำหนัก (Weighting factor) ซึ่งเป็นค่าน้ำหนักในการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก



- 2 ค่า System Indices คือค่า 95% percentile โดยการคำนวณค่า 95% percentile จำเป็นต้องมีจำนวนจุดตรวจวัดที่เหมาะสม ได้แก่ หากทำการตรวจวัดข้อมูลอย่างน้อย 20 จุดตรวจวัดจะสามารถใช้ค่า 95% percentile ในการคำนวณได้ หากทำการตรวจวัดข้อมูล 10-20 จุดตรวจวัด สามารถใช้ค่า 90% percentile ในการคำนวณได้ หากมีการตรวจวัดน้อยกว่า 10 จุดตรวจวัด แนะนำให้ใช้ค่าทางสถิติคือการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักและค่าสูงสุด

สำหรับการวิเคราะห์ System Indices จะประเมินจากค่า SARFI ซึ่งใช้เป็นค่าตัวแทนประสิทธิภาพของระบบ โดยใช้ในการวัดระดับคุณภาพเฉลี่ยของระบบที่ทำการตรวจวัด ซึ่งสามารถคำนวณได้จากค่า 95% percentile และค่า Voltage sag severity ของ System Indices คำนวณได้จากวิธีการเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักหรือ 95% percentile ของ Site Indices

5. แนวทางการกำหนด MQS

ในส่วนนี้จะเป็นการนำข้อมูลตรวจวัดจริงของ กฟภ. มาให้ประกอบเพื่อเป็นตัวอย่างในการกำหนดค่า MQS สำหรับแรงดันตกชั่วขณะ โดยจะใช้ข้อมูลของสถานีไฟฟ้านคร ที่ระดับแรงดัน 115kV วันที่ 02/04/18 เวลา 23:30:05.580 ถึง 23:30:05.637 พบว่าเกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้นที่เฟส a มีค่า 0.88 pu เป็นระยะเวลา 0.056378 วินาที ซึ่งสามารถคำนวณดัชนีต่างๆที่เกี่ยวข้องได้ดังนี้

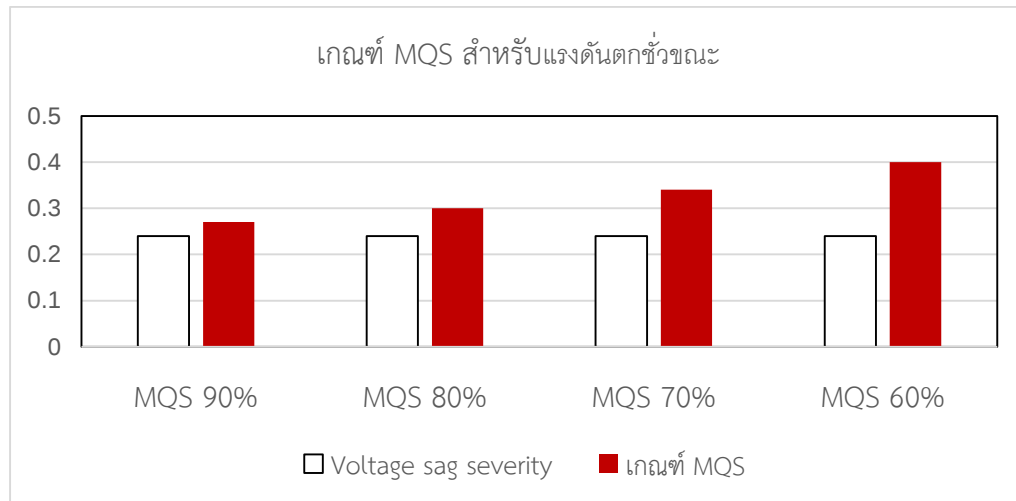
- 1 คำนวณ Voltage sag severity (S_e) จาก $S_e = 2(1 - V) = 2(1 - 0.88) = 0.24$
- 2 คำนวณค่าดัชนีประจำจุดตรวจวัด (site indices) มีด้วยกันสองวิธี แต่เนื่องจากตัวอย่างข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลของ 1 จุดตรวจวัดค่าที่ได้จึงมีค่าเท่ากับ Voltage sag severity (S_e)
- 3 สำหรับคำนวณ System Indices เนื่องจากตัวอย่างข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลของ 1 จุดตรวจวัด จึงนำค่า Voltage sag severity (S_e) มาใช้แทน System Indices จึงมีค่าเท่ากับ 0.24

เนื่องจากแรงดันตกชั่วขณะยังไม่มีมาตรฐานนำมาเปรียบเทียบ ดังนั้นสำหรับการกำหนด MQS ของแรงดันตกชั่วขณะนั้นจะใช้ค่า Voltage sag severity (S_e) เป็นค่าอ้างอิงสำหรับการกำหนดค่า MQS ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 ระดับคือ MQS 90%, MQS 80%, MQS 70% และ MQS 60% ดังแสดงในตารางที่ 5.18

ตารางที่ 5.18 ตัวอย่างการกำหนดค่า MQS ของแรงดันตกชั่วขณะ

MQS (%)	ขั้นตอนการคำนวณ MQS	ค่า MQS ที่กำหนดขึ้นมา
90	$0.24/(90/100)$	0.27
80	$0.24/(80/100)$	0.3
70	$0.24/(70/100)$	0.34
60	$0.24/(60/100)$	0.4

* ค่า 0.24 คือค่า Voltage sag severity (S_e) ที่คำนวณได้



รูปที่ 5.9 ค่า Voltage sag severity เทียบกับเกณฑ์ MQS ที่กำหนด

รูปที่ 5.9 แสดงให้เห็นการกำหนดค่า MQS ของแรงดันตกชั่วขณะที่ระดับต่างๆ (60%-90%) เทียบกับค่า Voltage sag severity โดยที่ MQS 90% คือการปรับ MQS ให้มีค่าใกล้เคียงกับ Voltage sag severity และ MQS 60% คือการปรับ MQS ให้มีค่าสูงกว่า Voltage sag severity ทำให้สามารถเลือกการกำหนดค่า MQS ที่เหมาะสม โดยพิจารณาจากผลต่างระหว่างเกณฑ์ที่กำหนดกับค่า Voltage sag severity ว่าต้องการให้มีระดับใกล้เคียงกันมากน้อยเพียงใด

จากการใช้ข้อมูลตัวอย่างพบว่าคุณภาพไฟฟ้าของสถานีนวนคร มีคุณภาพดีกว่ามาตรฐานสากลที่นำมาอ้างอิง จึงมีการกำหนด MQS ให้มีมาตรฐานที่สูงกว่ามาตรฐานที่นำมาอ้างอิง โดยดูจากความต่างของข้อมูลตัวอย่างเทียบกับมาตรฐานอ้างอิง นอกจากนี้ถ้าพบว่าข้อมูลที่ได้มีค่าต่ำกว่ามาตรฐานที่นำมาอ้างอิง ก็ควรมีการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าเพื่อให้ผ่านมาตรฐานที่กำหนด โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายที่นำมาปรับปรุงกับผลตอบแทนที่ได้จากการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า

สำหรับกรณีตัวอย่างของสถานีนวนคร เนื่องจากข้อมูลตรวจวัดเป็นข้อมูลที่สถานีไฟฟ้าค่าดัชนีต่างๆจึงมีค่าน้อยกว่ามาตรฐาน (MQS มีระดับสูงกว่ามาตรฐานอ้างอิง) แต่ถ้าตรวจวัดดัชนีต่างๆที่หน้าโรงงาน ค่าดัชนีอาจจะเกินค่ามาตรฐาน (MQS มีระดับต่ำกว่ามาตรฐานอ้างอิง) แนวทางการปรับค่าดัชนีให้ต่ำกว่ามาตรฐานเป็นดังตารางที่ 5.19

ตารางที่ 5.19 แนวทางการปรับปรุงระบบให้คุณภาพไฟฟ้าดีขึ้น

PQ	แนวทางการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า
ฮาร์โมนิก (Harmonic)	ติดตั้งอุปกรณ์กรองกระแสฮาร์โมนิกออกจากระบบ เช่น พาสซีฟ และแอคทีฟฟิลเตอร์ เป็นต้น
ไฟกระพริบ (Flicker)	ติดตั้ง Static VAR compensators (SVR) เพื่อช่วยในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า
แรงดันไม่สมดุล (Unbalance)	ควบคุมปริมาณและการกระจายของโหลดเฟสเดียวในระบบไฟฟ้า
แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag)	ซ่อมบำรุงระบบไฟฟ้าให้เหมาะสม ลดจำนวนความผิดปกติในระบบไฟฟ้า เช่น ตัดต้นไม้ที่ใกล้เคียงกับสายไฟฟ้า เป็นต้น



5.2 การกำหนดค่าดัชนีที่สื่อถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยภาพรวม (PQ Health Index)

ในหัวข้อนี้จะเป็นการศึกษาการกำหนดค่าดัชนีของข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าและการนำเสนอข้อมูล รวมไปถึงกระบวนการสร้างค่าดัชนีที่สื่อถึงระบบไฟฟ้าโดยรวม ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักคือ 1.การกำหนดค่าและนำเสนอดัชนีข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (PQ Index) 2.การวิเคราะห์ Health index ของข้อมูลอื่นๆ 3.กระบวนการสร้างดัชนีที่สื่อถึงคุณภาพไฟฟ้าโดยรวม (PQ Health Index)

5.2.1 การกำหนดค่าและนำเสนอดัชนีข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า (PQ Index)

การตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าเป็นประจำมีความสำคัญมากขึ้นในปัจจุบัน เพื่อใช้ในการวางแผนดำเนินการต่าง ๆ และเพื่อรักษาระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของระบบ แต่ในทางเศรษฐศาสตร์และในด้านค่าใช้จ่ายต่าง ๆ เราจะพบว่า เราไม่สามารถวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าได้ทุกจุดรวมวงจร (Busbar) หรือ สถานีไฟฟ้างั้น การวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ คือการวัดเฉพาะค่าที่มีความสำคัญหรือส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพทางไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าเท่านั้น โดยแสดงเป็นตัวเลขที่สื่อถึงระดับของคุณภาพไฟฟ้าที่เรียกว่า PQ index

1. การใช้หลักการของดัชนีปฐมภูมิ (Primary Indices) และทุติยภูมิ (Secondary Indices)

การตรวจวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้าโดยปกติสามารถตรวจวัดค่าต่าง ๆ และเก็บรวบรวมหรือดาวน์โหลดข้อมูลดิบเก็บไว้ที่ฐานข้อมูล (Database) ได้ โดยตัวแปรปฐมภูมิ (Primary Indices) ถูกใช้เพื่อแสดงว่า ระบบที่ทำการตรวจวัดมีค่าตัวแปรต่าง ๆ ที่ทำการตรวจวัดอยู่ในช่วงค่าที่ยอมรับได้ของมาตรฐานหรือไม่ โดยวิเคราะห์จากค่า 95% value และ ตัวแปรทุติยภูมิ (Secondary Indices) ถูกใช้เพื่อแสดงรายละเอียดของข้อมูลเพิ่มเติมจากตัวแปรปฐมภูมิ โดยสำหรับการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า (Voltage Variation) ตัวแปรทุติยภูมิจะถูกใช้เป็นดัชนีบ่งบอกผลกระทบต่อที่มีต่ออุปกรณ์หรือโหลดทางไฟฟ้าของผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า และสำหรับแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag) ตัวแปรทุติยภูมิจะถูกใช้เพื่อวิเคราะห์ค่าสูงสุดที่สามารถยอมรับได้

1.1 ดัชนีปฐมภูมิ (Primary Indices)

ใช้ค่า 95% value ทุก ๆ 10 นาที ในการวิเคราะห์ระดับคุณภาพทางไฟฟ้าเนื่องจากเป็นค่าที่เหมาะสมและเป็นที่ยอมรับในหลายมาตรฐาน สำหรับบทความฉบับนี้พิจารณาถึงดัชนีปฐมภูมิแสดงในตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.20 ดัชนีปฐมภูมิ

Unbalance	ค่าดัชนีสำหรับ Unbalance คือค่ามากที่สุดที่วัดได้ในแต่ละสัปดาห์ ซึ่งสามารถใช้ข้อมูลดังกล่าวในการวิเคราะห์แนวโน้มการเกิด Unbalance ในอนาคต
Harmonics	พิจารณาค่า Harmonics ในลำดับที่ 40 ขึ้นไปและใช้ค่า 95% value เป็นค่าทางสถิติในการวิเคราะห์ โดย THD (Total Harmonics Distortion) เป็นตัวแทนค่า Harmonics ของระบบทั้งหมดที่ทำการตรวจวัด
Voltage Variation	ใช้ค่า 95% ของ Absolute Voltage Deviation (AVD) ซึ่งเป็นค่า absolute ของผลต่างระหว่างแรงดันที่วัดได้กับค่าแรงดันค่ากลางของช่วงที่สนใจ
Voltage Sag	ใช้ CBEMA Curve ในการวิเคราะห์โดยแกน x ของกราฟคือระยะเวลา (time duration) และแกน y ของกราฟคือ ค่า Sag Voltage ซึ่งเป็นกราฟที่บ่งบอกความรุนแรงในการเกิด Sag เป็นค่าดัชนี



1.2 ดัชนีทุติยภูมิ (Secondary Indices)

ดัชนีทุติยภูมิบ่งบอกถึงคุณลักษณะและสมบัติของระบบที่ต่างกันออกไป โดยขึ้นอยู่กับตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการวัดระดับคุณภาพทางไฟฟ้า (Power Quality Parameters) ที่ทำการวิเคราะห์ แสดงในตารางที่ 5.21

ตารางที่ 5.21 ดัชนีทุติยภูมิ

Unbalance	ใช้ค่า Unbalance-over-limit Index(UoL)โดยกำหนดให้ VUF_{max} คือค่าสูงสุดของค่า unbalance ที่สามารถยอมรับได้ • $VUF > VUF_{max}$ กำหนดให้ $UoL = VUF - VUF_{max}$ • $VUF < VUF_{max}$ กำหนดให้ $UoL = 0$ จากนั้นพิจารณาค่า RMS ของ UoL ของแต่ละสัปดาห์โดยค่า unbalance-over-limit Index คือค่าที่มากที่สุดของค่า UoL ของแต่ละสัปดาห์ในช่วงระยะเวลาที่พิจารณา
Harmonics	ใช้ค่า Harmonic-over-limits Index(HoL)โดยกำหนดให้ THD_{max} คือค่าสูงสุดของค่า THD ที่สามารถยอมรับได้ • $THD > THD_{max}$ กำหนดให้ $HoL = THD - THD_{max}$ • $THD < THD_{max}$ กำหนดให้ $HoL = 0$ จากนั้นพิจารณาค่า RMS ของ HoL ในแต่ละสัปดาห์ของแต่ละเฟสโดยค่า Harmonic-over-limits Index คือค่าที่มากที่สุดของค่า HoL ของทุกเฟส
Voltage variation	ใช้ค่า Voltage-Outside-Range: (VoR) โดยกำหนดให้ V_{max} และ V_{min} คือค่าสูงสุดและต่ำสุดของแรงดันที่สามารถยอมรับได้ • $V > V_{max}$ กำหนดให้ $VoR = V - V_{max}$ • $V < V_{min}$ กำหนดให้ $VoR = V_{min} - V$ • นอกเหนือจากนี้กำหนดให้ $VoR = 0$ จากนั้นพิจารณาค่า RMS ของ VoR ในแต่ละสัปดาห์ของแต่ละเฟสโดยค่า Weekly Value คือค่าสูงสุดของ VoR ของทุกเฟส
Voltage Sag	เนื่องจากค่า Sag Index ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ระบบการป้องกันของระบบ (Protection Operation) ความผิดปกติในสายส่ง เป็นต้น จึงมีการกำหนดค่าดัชนีตามกรณีต่างดังนี้ • Protection Index(PI) ซึ่งเป็นค่าดัชนีที่พิจารณาจาก Protection curve • Number of Sag(N) ซึ่งเป็นการ weighting ถ้า $V < 0.8$ กำหนดให้ Sag weighting = 1 แต่ถ้า $0.8 < V < 0.9$ กำหนดให้ Sag weighting = $10 * (0.9 - V)$ โดยค่า Number of Sag คือผลรวมของค่า Sag weighting ในช่วงเวลาที่สนใจ

1.3 การเปรียบเทียบค่า

ดัชนีปฐมภูมิจะถูกใช้เป็นค่าดัชนีในการกำหนดค่าที่ยอมรับได้ของสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าโดยจะพิจารณาร่วมกับมาตรฐานที่ใช้ในประเทศนั้น ๆ สำหรับดัชนีทุติยภูมิจะถูกใช้เป็นค่าดัชนีในการพิจารณาค่าที่ยอมรับได้ของระดับคุณภาพทางไฟฟ้าโดยตารางที่ 5.22 และ 5.23 แสดงค่าดัชนีปฐมภูมิและดัชนีทุติยภูมิ ที่กำหนดจากข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าที่บันทึกมาเป็นระยะเวลา 6 เดือนของสถานีไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลียจำนวน 9 สถานี



ตารางที่ 5.22 ค่าดัชนีประมุขมากที่สุดที่สามารถยอมรับได้

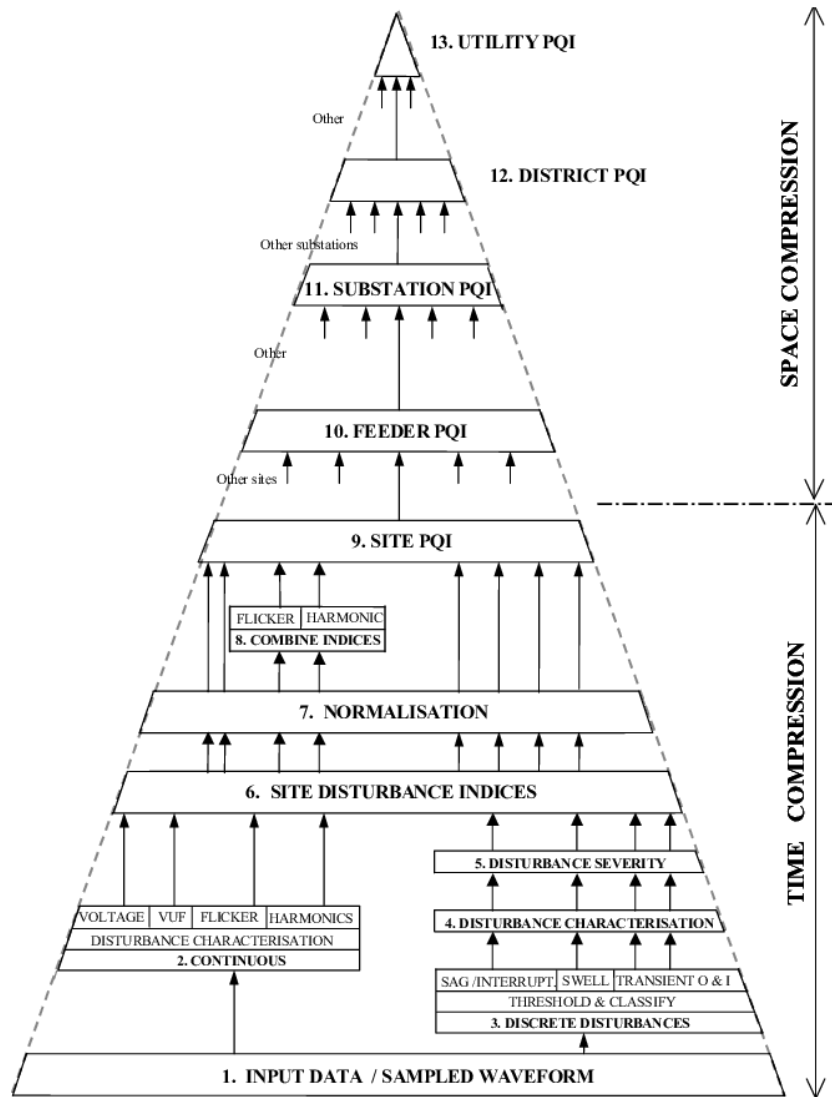
Disturbance	Index	LV Limit	MV Limit
Voltage	95% AVD	6%	3%
Unbalance	95% VUF	2%	2%
Harmonics	95% THD	8%	8%
Sags	Sag Index	200	200

ตารางที่ 5.23 ค่าดัชนีพหุติภูมิที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาค่าที่ยอมรับได้ของระดับคุณภาพทางไฟฟ้า

	LV	MV
VoRI	>3.2%	>1.8%
UoLI	>1.4%	>1.5%
HoLI	>0%	>0.5
HII	<0.7	<0.8
PI	>1 sec	>1 sec
N	>400	>400

2. การแสดงโดยใช้ Unified Power Quality Index (UPQI)

Unified Power Quality Index (UPQI) เป็นดัชนีที่ใช้สำหรับอธิบายการรบกวนต่อเนื่อง (Variation หรือ Continuous Disturbances) เช่น ระดับแรงดัน (Voltage Level), แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), แรงดันฮาร์โมนิก (Voltage Harmonic) เป็นต้น ซึ่งการวิเคราะห์ข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าแสดงด้วยแผนผังสามเหลี่ยมวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Analysis Triangle) ดังรูปที่ 5.10



รูปที่ 5.10 สามเหลี่ยมวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Analysis Triangle)

การคำนวณค่า UPQI สำหรับการรวบรวมต่อเนื่องจะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

1. ถ้าข้อมูลดัชนีทุกตัวที่พิจารณามีค่าน้อยกว่า 1 กำหนดให้ UPQI มีค่าเท่ากับดัชนีที่มีค่ามากที่สุด
2. ถ้ามีข้อมูลดัชนีค่าใดค่าหนึ่งที่มีค่ามากกว่า 1 กำหนดให้ UPQI มีค่าเท่ากับ 1 บวกกับผลรวมของส่วนต่างของดัชนีที่เกินขึ้นมา (Exceedance Value หรือ Δ_i) ซึ่งการคำนวณค่า Δ_i และ UPQI แสดงดังสมการ

$$UPQI_c = 1 + \sum_{i=1}^{N_c} \Delta_i; \Delta_i = I_{i,n} - 1 \quad (7)$$

โดยที่ ตัวห้อย c บ่งชี้ว่าเป็นดัชนีของการรวบรวมแบบต่อเนื่อง และ $I_{i,n}$ คือดัชนีตัวที่ n ของการรวบรวมลำดับที่ i ที่พิจารณา

ตัวอย่างผลการคำนวณค่า UPQI สำหรับค่าแรงดัน (Voltage, V) ความไม่สมดุล (Unbalance, U) ไฟกระพริบ (Flicker, F) และฮาร์มอนิก (Harmonic, H) แสดงดังตารางที่ 5.24 ซึ่งเป็นข้อมูลของสถานีไฟฟ้าย่อย 3 แห่งในออสเตรเลียที่มีค่าดัชนีทางคุณภาพไฟฟ้าแย่ที่สุดโดยที่ $PQI_{average}$ คือค่าเฉลี่ยและ $PQI_{maximum}$ คือค่าสูงสุดของดัชนีที่สนใจ (จากตารางที่ 5.24 คือค่า V U F และ H)

ตารางที่ 5.24 แสดงตัวของดัชนีคุณภาพไฟฟ้า

Indices	Sites		
	1	2	3
V	0.6	0.0	0.0
U	0.6	0.0	0.0
F	0.8	1.4	0.0
H	0.8	1.4	1.4
PQI _{average}	0.7	0.7	0.35
PQI _{maximum}	0.8	1.4	1.4
UPQI	0.8	1.8	1.4

3. การแสดงค่าโดยใช้ดัชนีชีวิตของผู้ผลิตไฟฟ้า (Utility Scorecard)

ในส่วนนี้เป็นการแสดงค่าดัชนีของระบบไฟฟ้าโดยรวม (Overall Indices) โดยใช้ดัชนีชีวิตของผู้ผลิตไฟฟ้า (Utility Scorecard) ซึ่งใช้ข้อมูลการเกิดปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของดัชนีปฐมภูมิ (Primary Index) โดยตรง และในบทความฉบับนี้ยังแบ่งระบบไฟฟ้าเป็น 2 ระบบ คือ แรงดันต่ำกับแรงดันปานกลาง-สูงเนื่องจากระดับแรงดันดังกล่าวมีค่ามาตรฐานต่าง ๆ ต่างกันและใช้วิธีการในการวิเคราะห์และรายงานผลต่างกัน ซึ่งดัชนีชีวิตของผู้ผลิตไฟฟ้า (Utility Scorecard) ประกอบด้วย Utility Index Table และ Worst Served Customers Table สำหรับการเปรียบเทียบดัชนีต่างๆที่แสดงในหัวข้อนี้เป็นข้อมูลจริงของสถานีไฟฟ้าออสตรเดีย 4 แห่ง

3.1 Utility Index Table

เป็นตารางที่แสดงถึงระดับของปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าต่าง ๆ ในที่นี้จะนำเสนอการคำนวณ Overall Index และลำดับที่ (Rank) ของระบบต่าง ๆ ที่ทำการวัดค่าระดับคุณภาพทางไฟฟ้า (ไม่สามารถใช้การ Normalization ได้เนื่องจากไม่มีมาตรฐานที่ได้รับการยอมรับสำหรับแรงดันไม่สมดุล และ แรงดันตกชั่วขณะซึ่งตัวอย่างค่าปัจจัยรบกวนต่างๆแสดงดังตารางที่ 5.25 รายงานนี้เสนอวิธีคำนวณ Overall index disturbance 2 วิธีดังนี้

สำหรับวิธีที่ 1 ระบบที่ทำการตรวจวัดใดมีค่า index ที่วิเคราะห์ได้ต่ำที่สุด แปลว่า ระบบมีการทำงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าน้อย ได้ Rank 1 หรือลำดับที่ 1 การคำนวณตามวิธีนี้เริ่มจากจัดลำดับของปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าแต่ละตัวก่อน จากนั้นนำลำดับของปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าทั้งหมดมาเฉลี่ย แล้วจึงนำค่าที่เฉลี่ยได้มาเรียงลำดับเป็นลำดับที่โดยผลลัพธ์แสดงดังตารางที่ 5.26

สำหรับวิธีที่ 2 มีวิธีการคำนวณคือ ทำการ Normalize primary index ที่เกี่ยวข้องกับค่า RMS โดยค่า Utility Index หากมีค่ามากกว่า 1 ถือว่ามีค่าเกินค่าเฉลี่ย แต่หากมีค่าน้อยกว่า 1 ถือว่ามีค่าต่ำกว่าค่าเฉลี่ย วิธีนี้เปรียบเทียบการเปรียบเทียบประสิทธิภาพในการทำงานของระบบที่ทำการวิเคราะห์ โดยผลลัพธ์แสดงดังตารางที่ 5.27



ตารางที่ 5.25 ตารางแสดงปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของระบบตัวอย่าง 4 ระบบ

Utility	Utility RMS Value			
	Voltage (AVD)	Unbalance	Harmonics (THD)	Sags (SI)
A	5.3%	1.4%	5.8%	342
B	3.6%	0.7%	7.2%	745
C	6.7%	2.1%	5.7%	253
D	4.8%	1.0%	4.9%	238
Global Utility Average	5.10	1.30	5.90	394.50

ตารางที่ 5.26 ตารางแสดงการจัดลำดับที่ (Ranking) ด้วย วิธีที่ 1 โดยใช้ข้อมูลจากตารางที่ 5.25

Utility	Utility Position				Average of Positions	Rank
	Voltage (AVD)	Unbalance	Harmonics (THD)	Sags (SI)		
A	3	3	2	3	2.75	3
B	1	1	4	4	2.5	2
C	4	4	1	2	2.75	3
D	2	2	4	1	2.25	1

ตารางที่ 5.27 ตารางแสดงการจัดลำดับที่ (Ranking) ด้วย วิธีที่ 2 โดยใช้ข้อมูลจากตารางที่ 5.25

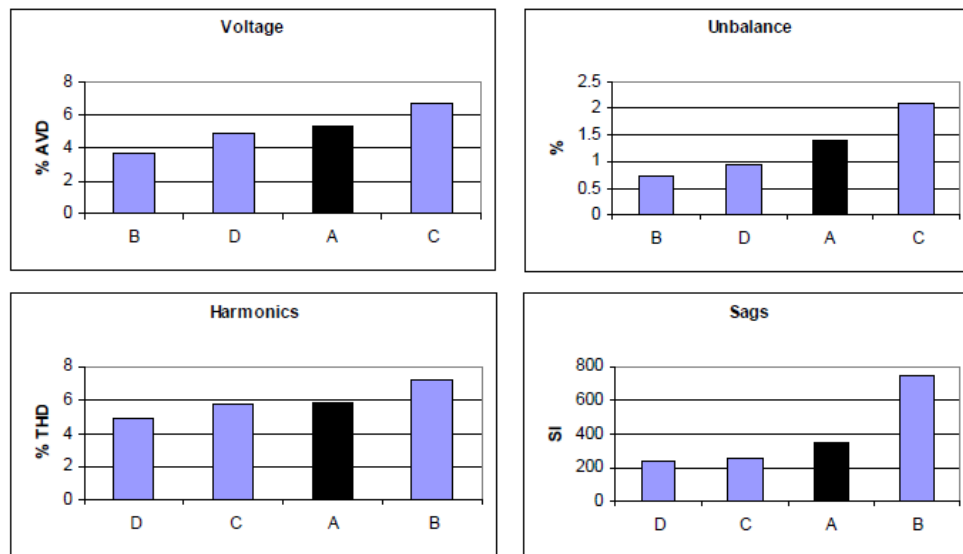
Utility	Normalised Index				Overall Index	Rank
	Voltage (AVD)	Unbalance	Harmonics (THD)	Sags (SI)		
A	1.04	1.08	0.98	0.87	0.99	2
B	0.71	0.56	1.22	1.89	1.09	3
C	1.31	1.62	0.97	0.64	1.14	4
D	0.94	0.74	0.83	0.60	0.78	1

แต่จากการวิเคราะห์ผลตามตารางข้างต้นพบว่า วิธีที่ 2 ให้ค่าลำดับที่ใกล้เคียงความจริงมากกว่า วิธีที่ 1 ซึ่งทำให้สามารถทำการวิเคราะห์เป็นตาราง Utility index ได้ด้วยการนำค่า Utility Average มาหารด้วยค่า Global Utility Average จะได้ค่า Normalize Utility Averageแสดงผลการคำนวณในตารางที่ 5.28

ตารางที่ 5.28 ตารางแสดงค่า Utility Indices

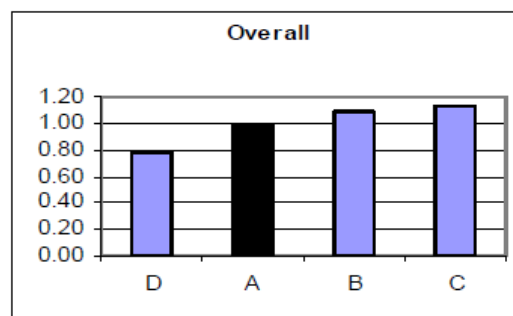
Indices	Utility Average		Global Utility Average		Normalised Utility Average	
	LV	MV	LV	MV	LV	MV
Voltage (AVDI)	5.30%	2.12%	5.10%	2.50%	1.04	0.85
Unbalance (VUFI)	1.40%	6.30%	1.29%	1.02%	1.09	6.18
Harmonics (THDI)	5.80%	3.98%	5.90%	2.70%	0.98	1.47
Sags (SI)	342	98.7	394.5	165.2	0.87	0.60

ค่า Utility Average จากตาราง Utility Indices สามารถแสดงลงบนกราฟแท่งได้เพื่อความสะดวกในการวิเคราะห์และรายงานผลข้อมูล ซึ่งจากตารางที่ 5.25 จะเห็นได้ว่าการใช้ระบบตัวอย่าง 4 ระบบ จึงแสดงค่าปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของแต่ละระบบได้ดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.11 กราฟแท่งแสดงค่าปัจจัยรบกวนระดับคุณภาพทางไฟฟ้าของแต่ละระบบ

และจากกราฟแท่งดังรูปที่ 5.11 สามารถวิเคราะห์และสร้างกราฟแท่งสำหรับดัชนีของระบบไฟฟ้าโดยรวม (Overall Indices) ได้ดังรูปที่ 5.12



รูปที่ 5.12 ภาพแสดงกราฟแท่งสำหรับดัชนีของระบบไฟฟ้าโดยรวม

3.2 Worst served customers table

เป็นการวิเคราะห์ผลด้วยค่า 95% เปอร์เซนต์ไทล์ เกิดจากการนำค่า Utility 95% value มาหารด้วย Global 95% site level จะได้ Normalize Utility 95% site level ซึ่งหากค่านี้มีค่าน้อยกว่า 1 หมายความว่าระบบเป็นระบบที่ดี มีการส่งพลังงานอยู่ในช่วงไม่เกินค่า 95% เปอร์เซนต์ไทล์ แต่เมื่อค่านี้มีค่ามากกว่า 1 จะหมายความว่าระบบนั้นมีการส่ง 5% ของพลังงานที่ไม่มีคุณภาพสู่ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าแสดงค่าดังตารางที่ 5.29

ตารางที่ 5.29 ตารางแสดง Worst Served Customers

Indices	Utility 95% Site Level		Global 95% Site Level		Normalised Utility 95% Site Level	
	LV	MV	LV	MV	LV	MV
Voltage (AVDI)	6.20%	2.50%	7.23%	3.26%	0.86	0.77
Unbalance (VUFI)	1.50%	0.86%	2.55%	1.45%	0.59	0.59
Harmonics (THDI)	6.10%	4.12%	4.98%	4.53%	1.22	0.91
Sags (SI)	623	595.8	722.69	662.9	0.86	0.90

5.2.2 การวิเคราะห์ Health Index (HI) ของข้อมูลอื่นๆ

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงการกำหนดดัชนีที่สื่อถึงคุณภาพของกลุ่มข้อมูลที่พิจารณา ซึ่งเรียกว่า Health index โดยจะนำเสนอวิธีการคำนวณค่า Health Index ของข้อมูล 2 กลุ่มคือ 1.ข้อมูลของ Oil-paper transformers insulation และ 2.ข้อมูลของ Power distribution network

1. การคำนวณ Health Index ของ Oil-paper transformers insulation

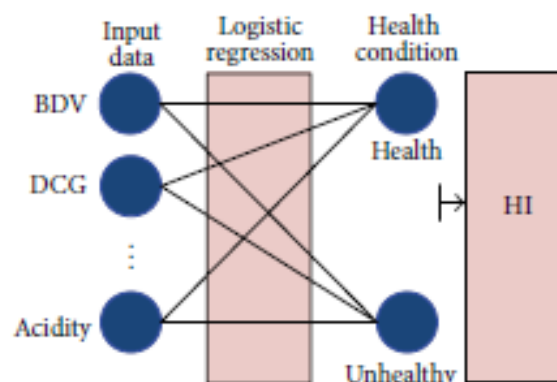
สำหรับการคำนวณ Health Index ของ Oil paper transformers insulation เป็นการคำนวณเพื่อหาดัชนีที่สื่อถึงสภาพการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าว่าอยู่ระดับใด ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 ระดับคือ ดี ปานกลาง แย่ และ แย่ที่สุด โดยอ้างอิงกับปัจจัยต่างๆ ที่มีผลกระทบกับตัวหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น Water content in oil, Total acidity of oil และ Oil breakdown voltage เป็นต้น โดยใช้การถดถอยโลจิสติกส์ (Logistic Regression) ซึ่งจะกล่าวถึงเฉพาะ แนวคิดและกระบวนการสร้าง Health Index เท่านั้น

ในการประเมินสภาพการทำงานของหม้อแปลงนั้น ต้องคำนึงถึงองค์ประกอบต่าง ๆ ที่มีผลต่อการวิเคราะห์สภาพของหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย 6 ปัจจัยที่สำคัญ คือ Water content in oil, Total acidity of oil, Dissolved combustible gases (DCG), Oil breakdown voltage (BDV), Dissipation factor (DF) และ 2-Furfuraldehyde content แสดงดังตารางที่ 5.30

ตารางที่ 5.30 ข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์ HI ของหม้อแปลง

Number	Item
1	Water content in oil
2	Total acidity of oil
3	Dissolved combustible gases (DCG)
4	Oil breakdown voltage (BDV)
5	Dissipation factor (DF)
6	2-Furfuraldehyde content

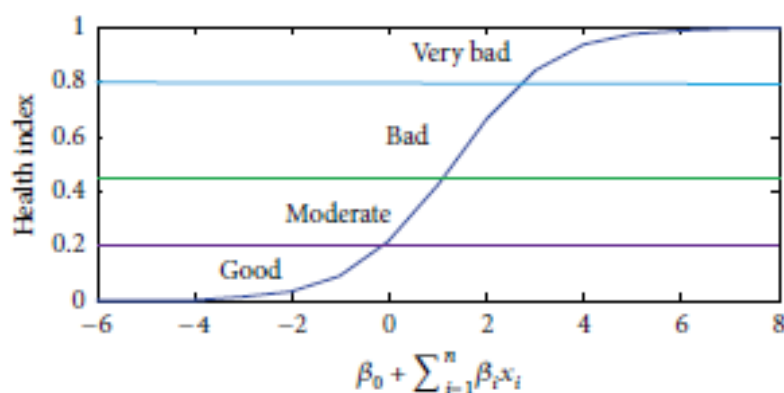
ซึ่งจะนำปัจจัยทั้ง 6 ดังกล่าวมาผ่านกระบวนการ Logistic Regression และแปลผลได้เป็น Health Index ของหม้อแปลง โดยมีแผนภาพกระบวนการแสดงดังรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.13 โมเดล Logistic Regression สำหรับคำนวณ HI

สำหรับข้อมูลตั้งต้น (Input Data) หรือตัวแปรต้นนั้นเป็นของข้อมูลของปัจจัย 6 ชนิดที่มีผลกระทบต่อสภาพการทำงานของหม้อแปลง ซึ่งปัจจัยแต่ละตัวไม่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Independent Variable) และตัวแปร

ตามคือ Health condition เป็นข้อมูลที่มี 2 ค่า (Dichotomous Dependent Variable) จะแบ่งออกเป็น 2 แบบ Health กับ Unhealthy ซึ่งผลลัพธ์ที่จะได้แปรผลออกเป็นระดับสภาพของหม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 5.14



รูปที่ 5.14 การแบ่งระดับ HI

ตารางตัวอย่างการแสดงค่า Health Index และการแปรผล แสดงดังตารางที่ 5.31 ซึ่งแสดงถึงสภาพหม้อแปลงจากดีไปจนถึงแย่ที่สุด ซึ่งเป็นการนำค่า Health Index ที่ได้มาเทียบกับกราฟในรูปที่ 5.14

ตารางที่ 5.31 แสดงการแปรผล HI

Number	HI	HI in [1]	AMHA HI
1	0.434	M	0.36 G
2	0.17	G	0.3 G
3	0.007	G	0.3 G
4	0.826	VB	0.78 B
5	0.002	G	0.2 VG
6	0.004	G	0.3 G
7	0.023	G	0.3 G
8	0.006	G	0.3 G
9	0.003	G	0.22 VG
10	0.12	G	0.3 G
11	0.973	VB	0.94 VB
12	0.841	VB	0.93 VB
13	0.973	VB	0.94 VB
14	0.589	B	0.83 B
15	0.885	VB	0.78 B
16	0.03	G	0.3 G
17	0.594	B	0.53 M
18	0.037	G	0.3 G
19	0.997	VB	0.94 VB
20	0.005	G	0.3 G
21	0.077	G	0.15 VG
22	0.002	G	0.11 VG
23	0.895	VB	0.94 VB
24	0.018	G	0.3 G
25	0.181	G	0.51 M
26	0.004	G	0.11 VG
27	0.045	G	0.42 M
28	0.006	G	0.3 G
29	0.015	G	0.3 G
30	0.2	M	0.48 M

Note: M: moderate; G: good; VB: very bad; B: bad; VG: very good.

2. การคำนวณ Health Index ของ Power Distribution Network

เครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง (Power Distribution Network) เป็นเครือข่ายที่มีความซับซ้อนมาก ที่จะตรวจวัดคุณภาพ ไม่ว่าจะเป็นคุณภาพของอุปกรณ์ติดตั้ง คุณภาพของระบบไฟฟ้า ค่าเสียหายของระบบ รวมไปถึงมูลค่าการจัดการ เนื่องจากปัจจัยต่างๆดังกล่าวมีความหลากหลายและไม่สามารถหารูปแบบเฉพาะตัวได้ ดังนั้นจึงได้มีการคำนวณหา Health Index โดยใช้ Logistic Regression ขึ้นเพื่อให้สามารถประเมินสภาพระบบไฟฟ้าโดยรวมได้ โดยที่สามารถเข้าใจได้ง่าย ซึ่งในรายงานนี้แสดง แนวคิด ลักษณะข้อมูล และตัวอย่างผลลัพธ์ เท่านั้น

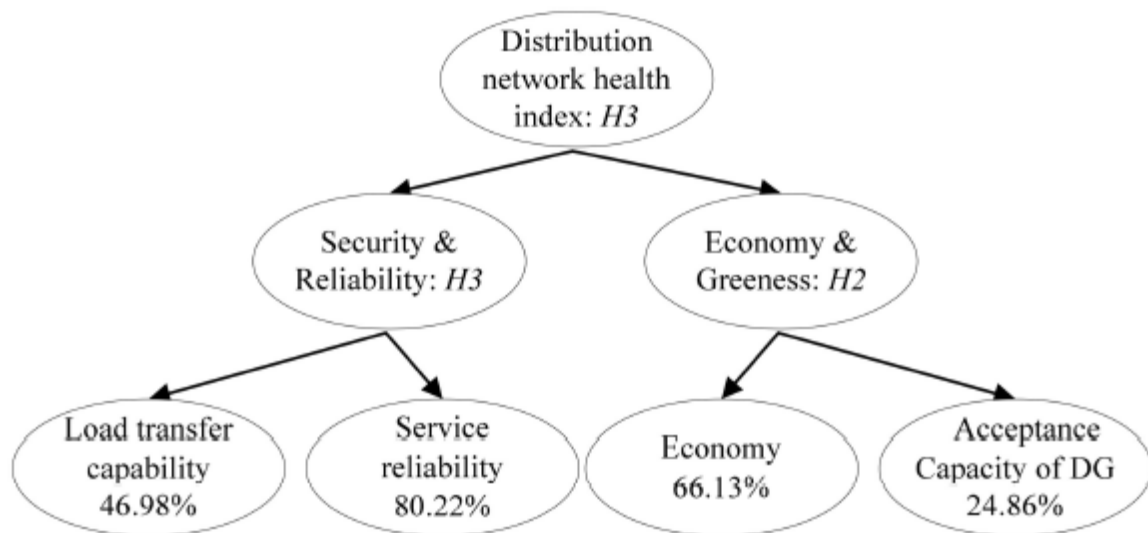
ตารางที่ 5.32 แสดงตัวแปรต้นที่ใช้ในการวิเคราะห์ HI

Metrics	Indicator	Implication	Basic computation formula ^a	Notes of computation
security	1. load transfer capability/ T_s	ability to resist major disturbance and emergency handling	$T_s = \frac{P_s}{(P_s + P_{lost})} = \frac{P_s}{P}$	solve an optimisation problem, see Appendix 1
reliability	1. voltage eligibility rate/ γ	power quality on voltage deviations	$\gamma = \left(1 - \frac{n}{N}\right) \times 100\%$	based on statistics
	2. harmonic eligibility rate/ χ	power quality on voltage harmonics	$\chi = \left(1 - \frac{n}{N}\right) \times 100\%$	
	3. time to repair/ Δt	service reliability on load loss time	$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3$	
	4. relative load loss rate/ μ_s	service reliability on load losses	$\mu_s = \frac{W_{lost}}{P_s \cdot \Delta t}$	
economy	1. network loss/ C_{s1}	active power loss	$C_{s1} = \frac{\Delta P_s}{P_s}$	
	2. operation and maintenance cost/ C_{s2}	operating costs	$C_{s2} = \frac{C_M}{W_s \cdot p}$	
	3. operating efficiency/ ξ_{s2}	focus on load rate of primary power equipment	$\xi_s = \frac{(\bar{\lambda}_T + \bar{\lambda}_L)}{2}$	
greenness	1. acceptance capacity of distributed generation/ η_s	the capability of interconnecting distributed generation into existing distribution network	$\eta_s = \frac{P_C}{P_s}$	solve an optimisation problem, see Appendix 2

ตารางที่ 5.32 แสดงค่าตัวแปรต้นที่ใช้ในการวิเคราะห์ Health Index ซึ่งประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลัก คือ ความปลอดภัย (Security) ความเชื่อถือได้ (Reliability) มูลค่าทางเศรษฐกิจ (Economy) และค่าความแข็งแรง (Greenness) โดยนำค่าตัวแปรต้นเหล่านี้มาแปลผลเป็นดัชนีที่สื่อถึงสภาพของเครือข่าย สำหรับการแปลผลค่า Health Index แสดงดังตารางที่ 5.33

ตารางที่ 5.33 การแบ่งกลุ่มและแปลผลค่า HI

HI score	Health state	Implication
$4 \leq HI \leq 5$	health	Margins of all indicators are sufficient. The ability to resist risks and adapt to operation condition variations is strong
$3 \leq HI < 4$	sub-health	Margins of some indicators are close to the standard limit. The ability to resist risks and adapt to operation condition variations declines
$2 \leq HI < 3$	minor defect	Margins of some indicators exceed the standard limit, but the overall impact is insignificant. The ability to resist risks and adapt to operation condition variations appears minor defect
$1 \leq HI < 2$	major defect	Margins of some indicators exceed the standard limit, and the overall impact is significant. The ability to resist risks and adapt to operation condition variations appears major defect
$0 < HI < 1$	critical defect	Fail to perform specified functions



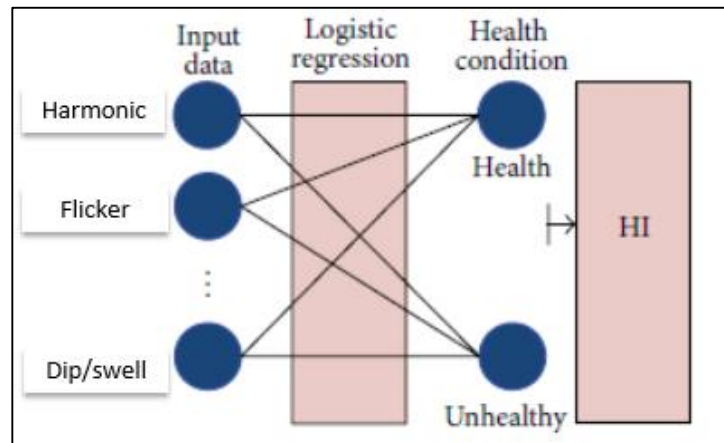
รูปที่ 5.15 ตัวอย่างกรณีศึกษา

จากตัวอย่างกรณีศึกษาในรูปที่ 5.15 พบว่า ความสามารถในการถ่ายเทโหลดของระบบอยู่ที่ 46.98% ซึ่งประเมินว่าอยู่ในระดับอ่อนแอ สมรรถนะและความเชื่อถือได้ของระบบอยู่ที่ 80.22% ซึ่งประเมินว่าอยู่ในระดับดี ความคุ้มค่าและมูลค่าเสียหายอยู่ที่ 66.13% ซึ่งประเมินว่าอยู่ในระดับปานกลาง และ ความสามารถในการติดตั้ง DG เพิ่มอยู่ที่ 24.86% ซึ่งประเมินว่าอยู่ในระดับเสี่ยง และจากการคำนวณและแปลผลพบว่า Health Index ของเครือข่ายจำหน่ายไฟฟ้ากำลังนี้อยู่ในระดับ minor defect condition

5.2.3 กระบวนการสร้างดัชนีที่สื่อถึงคุณภาพไฟฟ้าโดยรวม (PQ Health Index)

เนื่องจากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้านั้นมีหลายปัจจัยขึ้นอยู่กับตัวแปรต่างๆ เช่น การเพิ่มขึ้นและลดลงของแรงดันชั่วขณะ, ความไม่สมดุล, ฮาร์มอนิก และไฟกระพริบ เป็นต้น ซึ่งตัวแปรเหล่านี้มีลักษณะเป็นอิสระต่อกัน (Independent Variable) จึงเป็นไปได้ยากที่จะสร้างความสัมพันธ์ของตัวแปรต่างๆ เพื่อหาดัชนีโดยรวม ดังนั้นรายงานนี้จึงนำเสนอกระบวนการถดถอยเชิงโลจิก (Logistic Regression) ซึ่งเป็นกระบวนการที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับการแบ่งกลุ่ม (Classification) ของข้อมูลที่ไม่มีความสัมพันธ์กัน ซึ่งหลักการนี้สอดคล้องกับค่า PQ Health Index เนื่องจากการประเมินคุณภาพไฟฟ้าว่าอยู่ในระดับไหน (เช่น ดี ปานกลาง แย่ แย่ ที่สุด เป็นต้น)

การหา Health Index นั้นองค์ประกอบที่สำคัญคือตัวแปรต้น และตัวแปรตามที่ต้องการ สำหรับตัวแปรต้นนั้นข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์คือ แรงดันตกชั่วขณะ, แรงดันไม่สมดุล, ฮาร์มอนิก และไฟกระพริบ โดยข้อมูลแต่ละตัวจะใช้เป็นค่าดัชนีปฐมภูมิและทุติยภูมิ ที่ได้กล่าวไปแล้ว ซึ่งค่าดัชนีนี้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ ส่วนตัวแปรตามนั้นเป็นค่า Health Index เป็นตัวเลข ซึ่งใช้ในการจัดกลุ่มเพื่อประเมินคุณภาพไฟฟ้าของระบบโดยรวม ภาพรวมของกระบวนการที่นำเสนอแสดงดังรูปที่ 5.16

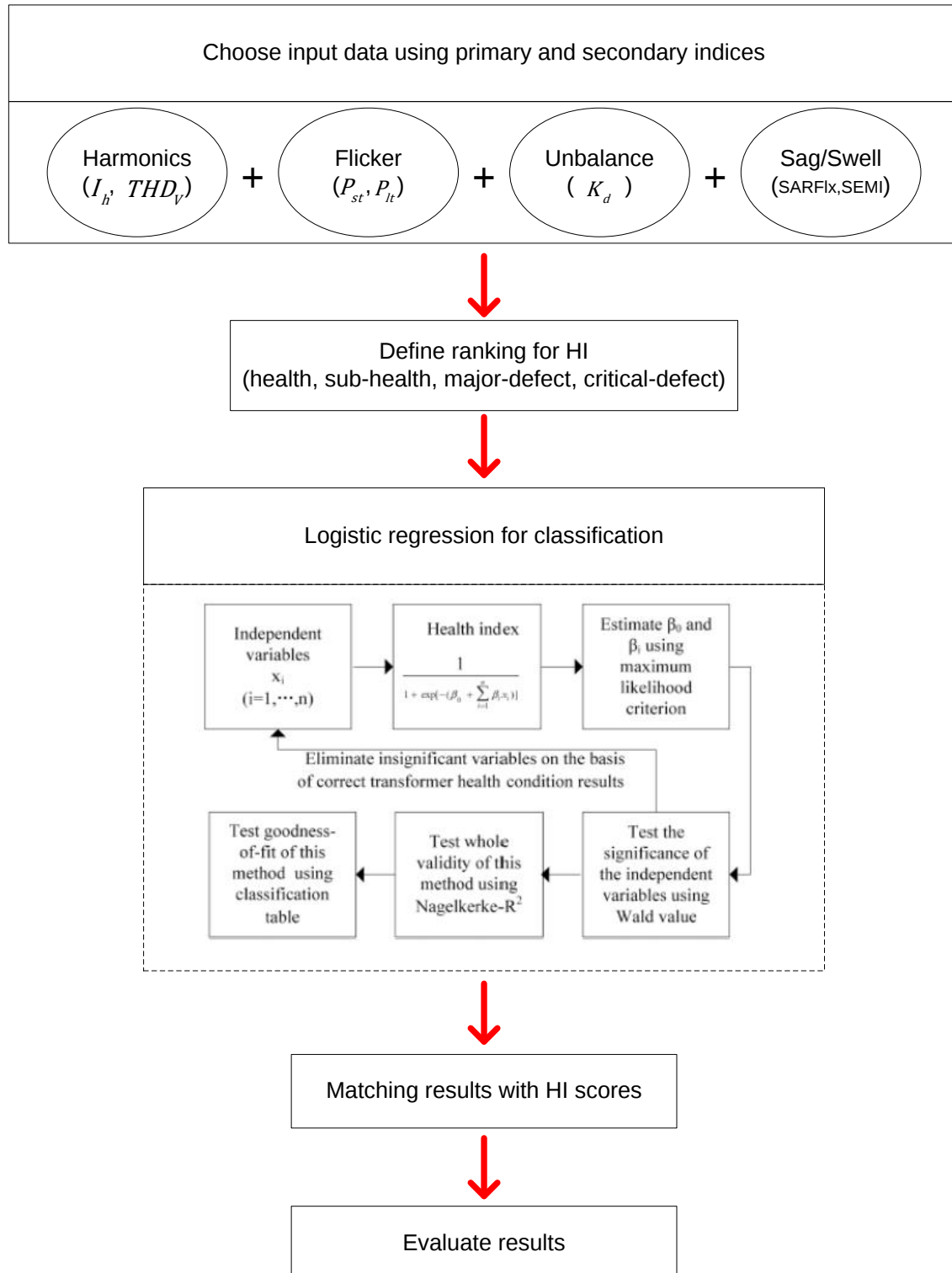


รูปที่ 5.16 แผนภาพการวิเคราะห์ Health Index อย่างง่าย

การคำนวณค่า Health Index จะใช้สมการการถดถอยเชิงโลจิก โดยที่ค่า x_i เป็นตัวแปรต้น β_i เป็นสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณหรือค่าถ่วงน้ำหนักของตัวแปรต้นนั้นๆ ส่วน HI เป็นตัวแปรตามหรือค่า Health Index ที่ต้องการ แสดงดังสมการ

$$HI = \frac{1}{1 + e^{-\left(\beta_0 + \sum_{i=1}^n \beta_i x_i\right)}} \quad (8)$$

สำหรับการวิเคราะห์ค่า Health Index นั้นต้องมีการกำหนดไว้ก่อน โดยกำหนดจากความรุนแรงของตัวแปรต้นที่พิจารณาที่ส่งผลต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจจะใช้การเปรียบเทียบกับ Minimum Quality Standard (MQS) หรือกำหนดตามความต้องการของผู้ผลิตไฟฟ้า หลังจากมีการกำหนดระดับหรือช่วงของค่า Health Index แล้วจะนำข้อมูลจริงที่วัดได้ของตัวแปรต้นชนิดต่างๆมาคำนวณด้วยสมการการถดถอยเชิงโลจิก เพื่อคำนวณสัมประสิทธิ์ (β_i) คำนวณค่า Health Index แล้วทำการแปรผลโดยเทียบกับช่วงที่กำหนด ซึ่งภาพรวมของกระบวนการคำนวณค่า PQ Health Index ที่นำเสนอแสดงดังรูปที่ 5.17



รูปที่ 5.17 แผนผังแสดงกระบวนการคำนวณ PQ Health Index

5.3 วิธีการประยุกต์ใช้งานข้อมูลที่ได้จากระบบการตรวจวัด

การประยุกต์ใช้ข้อมูลจากการตรวจวัดสามารถนำไปใช้ได้ในหลายๆด้านการดึงองค์ความรู้มาจากรายการข้อมูล (Data analytics) ที่ได้มาจากการตรวจวัดที่มีข้อมูลจำนวนมาก (Big data) เป็นงานที่ท้าทาย ต้องใช้ความรู้ ความเชี่ยวชาญ และประสบการณ์เป็นอย่างมากที่จะสกัดนำเอาองค์ความรู้ออกมาจากข้อมูลการตรวจวัดอันมหาศาลให้ได้ ทาง IEEE มีคณะทำงาน Working Group on Power Quality Data Analytics (PQDA) ซึ่งเริ่มในปี ค.ศ. 2014 การประยุกต์ใช้ข้อมูลจากการตรวจวัดสามารถสรุปได้หลักๆดังนี้

1. การใช้เอกลักษณ์ (Signature) ของรูปคลื่นกระแสและแรงดันของสิ่งรบกวนทางคุณภาพไฟฟ้าที่ได้จากการตรวจวัดมาช่วยในการตรวจสอบความล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น Cable, Overhead line Transformer Circuit breaker Capacitor และ Surge arrester เป็นต้น
2. การตรวจสอบสภาพการโหลดของหม้อแปลง (Transformer Loading) เนื่องจากการตรวจวัดข้อมูลที่สถานีไฟฟ้าจะเป็นการตรวจวัดที่ด้านปฐมภูมิ 115 kV และด้านทุติยภูมิ 22 kV ของหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าเครื่องมือวัดที่ติดตั้งจะเป็นเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้าที่มีความสามารถวัดค่าสำคัญต่างๆได้ ดังนั้นระดับโหลดที่หม้อแปลงจ่ายอยู่สามารถมาเปรียบเทียบกับขนาดพิกัดของหม้อแปลงตรวจสอบเปรียบเทียบค่าของกำลังไฟฟ้าทั้งขาเข้าและขาออกของหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าข้อมูลเหล่านี้สามารถนำไปประเมินสภาพการโหลดของหม้อแปลงได้ โดยใช้หลักการ Two-stage Load Estimator ซึ่งเป็นการนำ Active Power และ Reactive Power ที่ตรวจวัดได้โดยตรงจากเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้ามาใช้ในการประมาณกำลังไฟฟ้าที่หม้อแปลงจ่ายโหลด การรายงานผลสภาพการโหลดของหม้อแปลงแสดงดังรูปที่ 5.18

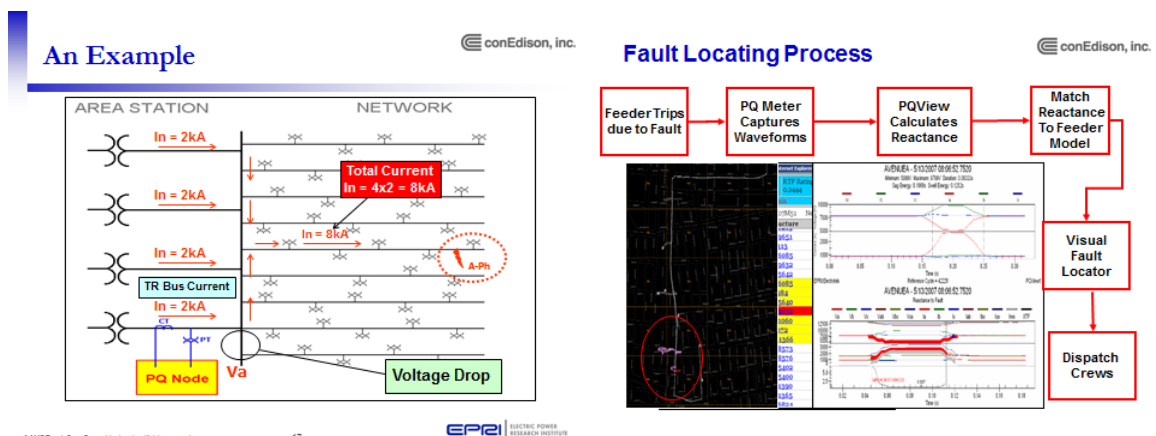


รูปที่ 5.18 แสดงการรายงานผลสภาพการโหลดของหม้อแปลง

3. ข้อมูลจากการตรวจวัดสามารถบอกถึงระดับคุณภาพไฟฟ้าที่จุดตรวจวัดต่างๆในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนั้นข้อมูลระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ได้จากสภาพที่เป็นจริงสามารถนำไปใช้ในการวางแผนเพื่อลดผลกระทบทางคุณภาพไฟฟ้าและปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ดีขึ้นได้อีกทั้งข้อมูลระดับคุณภาพไฟฟ้านี้ยังสามารถเป็นข้อมูลเบื้องต้นสำหรับการวิเคราะห์ Asset Management ได้เช่นกัน ในต่างประเทศได้มีการติดตั้งเครื่องมือวัดทางคุณภาพไฟฟ้ามาเป็นเวลาหลายสิบปี ทำให้การไฟฟ้าต่างประเทศสามารถตรวจสอบสภาพของระบบไฟฟ้าและทำการปรับปรุงให้มีระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ดียิ่งขึ้น อีกทั้งยังสามารถทำ Benchmarking กับค่าไฟฟ้าของประเทศอื่นๆได้เช่นกัน
4. สร้างความพึงพอใจให้กับลูกค้าโดยให้ข้อมูลเกี่ยวกับระดับคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟใช้อยู่แนวทางการปรับปรุงระดับคุณภาพไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น ข้อมูลเหล่านี้จะทำให้ลูกค้าเชื่อมั่นและยังซื้อบริการกับทางการไฟฟ้าต่อไปถึงแม้ในอนาคตจะมีการแข่งขันอย่างเสรีทางการซื้อขายไฟ (Retail competition) เกิดขึ้น

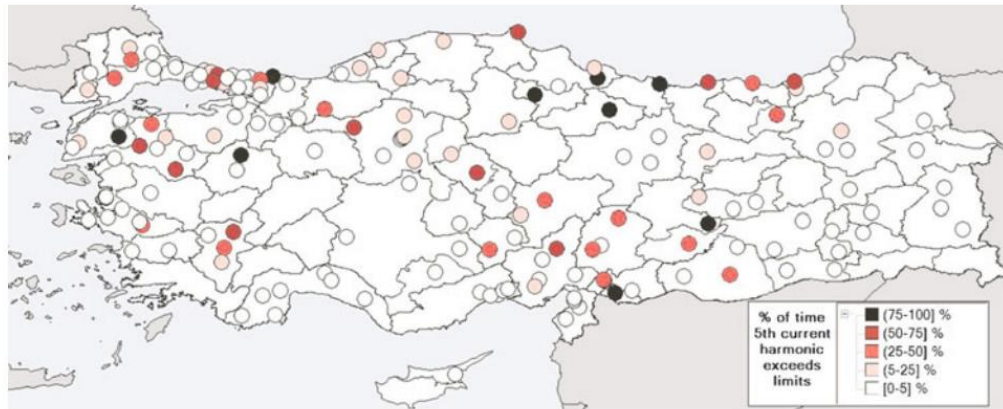
เหมือนเช่นในต่างประเทศการมีข้อมูลทางคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในมือก่อนจะทำให้การไฟฟ้าได้เปรียบในเชิงธุรกิจ เนื่องจากข้อมูลเหล่านี้ต้องมีการวิเคราะห์ในเชิงสถิติ การเก็บข้อมูลมานานย่อมได้เปรียบและน่าเชื่อถือมากกว่า

5. การนำผลการตรวจวัดรูปคลื่นกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากฟอลต์ มาคำนวณเพื่อหาตำแหน่งฟอลต์ (Fault Anticipation) เพื่อผนวกเข้ากับระบบ Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR) เพื่อลดจำนวนพื้นที่ไฟดับ และคืนสภาพการจ่ายไฟโดยเร็วต่อไป ดังเช่นการไฟฟ้า American Electric Power (AEP), Con Edison, Detroit Edison Company, San Diego Gas & Electric, และTennessee Valley Authority ตัวอย่างการประยุกต์ใช้งานในรูปที่ 5.19 และสามารถผนวกเข้ากับระบบ Mobile Workforce ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการ Smart Grid ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตอันใกล้เช่นกัน อย่างไรก็ตามการใช้ข้อมูลการตรวจวัดที่สถานีไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวไม่สามารถให้ผลการหาตำแหน่งความผิดปกติได้ถูกต้องในระบบจำหน่ายที่มีหลายสายป้อนแยกย่อย เนื่องจากข้อมูลจะมีแค่ด้านเดียวของสายป้อนคือที่สถานีไฟฟ้าและจะมีคำตอบของตำแหน่งความผิดปกติได้หลายจุดตามจำนวนของสายแยกย่อย แต่ในอนาคตจะมีการติดตั้งเครื่องมือวัดอื่น ๆ ในระบบ เช่น AMI AMR meter ข้อมูลเพิ่มเติมเหล่านี้จะสามารถช่วยตัดคำตอบของตำแหน่งความผิดปกติในสายป้อนที่ไม่ถูกต้องออกไปได้ และความแม่นยำของตำแหน่งความผิดปกติจะดีขึ้นได้ถ้าเป็นการใช้ข้อมูลทั้งสองด้าน (Two-end data) ของสายป้อน



รูปที่ 5.19 ตัวอย่างการหาตำแหน่งการเกิดฟอลต์จาก PQ Meter ของต่างประเทศ

6. การใช้ข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดสามารถทำให้แก่ระบบไฟฟ้าได้ถูกต้องและรวดเร็วขึ้นทั้งที่หน่วยงานศูนย์ควบคุม และวิศวกรไฟฟ้าผู้ที่ต้องวิเคราะห์ปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้า ตัวอย่างการนำเสนอและแสดงผลข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าของ Turkish Electricity Transmission Co. Inc. โดยการแสดงผลระดับฮาร์มอนิกในพื้นที่ต่างๆ ที่เกินค่ามาตรฐานด้วยสีที่แตกต่างกันบนแผนที่ ดังรูปที่ 5.20 ซึ่งจะทำให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าถึงข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าได้สะดวกและสามารถเตรียมการแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม



รูปที่ 5.20 ตัวอย่างการแสดงผลปัญหาคุณภาพไฟฟ้าบนแผนที่

เอกสารอ้างอิง

1. E.Fumagalli, L. Lo Schiavo and F. Delestre, “Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail”, Springer, 2007
2. 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, Council of European Energy Regulators (CEER), 2016
3. Guidelines of Good Practice on the implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for regulatory Purposes, CEER and ECRB, Ref C12-EQS-51-03, 2012
4. BS EN 50160, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Networks, 2010
5. IEEE 519, Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014
6. ER G5/5, Harmonic Voltage Distortion and the Connection of Non-Linear and Resonant Plant and Equipment to Transmission Systems and Distribution Networks in the United Kingdom, 2015
7. IEEE 1453, Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, 2015
8. V. J. Gosbell, S. Perera, R. Barr and A. Baitch, "Primary and secondary indices for power quality (PQ) survey reporting," 2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No.04EX951), 2004, pp. 419-424.
9. V. J. Gosbell, B. S. P. Perera and H. M. S. C. Herath, "Unified power quality index (UPQI) for continuous disturbances," 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.02EX630), 2002, pp. 316-321 vol.1.
10. Elphick, S. T., V. J. Gosbell, and R. Barr. "Reporting and benchmarking indices for power quality surveys." Proc. AUPEC. Vol. 4. 2004.
11. Zuo, Weijie, et al. "Calculation of a health index of oil-paper transformers insulation with binary logistic regression." Mathematical Problems in Engineering 2016 (2016).
12. Z. Ma et al., "Holistic performance evaluation framework: power distribution network health index," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 9, pp. 2184-2193, 6 22 2017.
13. Caramia, Pierluigi, Guido Carpinelli, and Paola Verde. Power quality indices in liberalized markets. John Wiley & Sons, 2009.



14. Hosmer Jr, David W., Stanley Lemeshow, and Rodney X. Sturdivant. Applied logistic regression. Vol. 398. John Wiley & Sons, 2013.
15. <http://grouper.ieee.org/groups/td/pq/data/>
16. T. Demirci, et.al, “ Nationwide real-time monitoring system for electrical quantities and power quality of the electricity transmission system,” IET Gener. Transm. Distrib, 2011, Vol. 5, Iss. 5, pp.540-550
17. S. Elphick, P. Ciufo, G. Drury, V. Smith, S. Perera and V. Gosbell, “Large Scale Proactive Power Quality Monitoring: An Example from Australia,” IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 32, No.2, April 2017, pp. 881-889