

การวิเคราะห์ผลกระทบทางความร้อนต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลง

น.ส.ธิราดา เฉยสกุล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2561  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)  
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.



776837808

CU Thesais 6070220921 thesais / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48



6070220921\_776837808

Analysis of thermal effects on transformer life

Miss Tirada Chegsakul

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2018

Copyright of Chulalongkorn University



776837808

CU ThesIs 6070220921 thesis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48



ธีราดา เฉยสกุล : การวิเคราะห์ผลกระทบทางความร้อนต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลง . ( Analysis of thermal effects on transformer life) อ.ที่ปรึกษาหลัก :  
รศ. ดร.ธวัชชัย เตชะสอนันต์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอเกี่ยวกับการวิเคราะห์ผลกระทบทางความร้อนต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลง ด้วยการใช้ข้อมูลการตรวจวัดพื้นฐาน ข้อมูลของหม้อแปลง และอุณหภูมิแวดล้อม เพื่อประเมินหาอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวด ทั้งในกรณีที่หม้อแปลงจ่ายโหลดที่เป็นเชิงเส้นและโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น โดยพัฒนาวิธีการจาก IEEE Std. C57.91-2010 และ IEEE Std. C57.110-2018 รวมกัน

ในการวิเคราะห์จะใช้หม้อแปลงกำลังชนิดแช่น้ำมัน ขนาด 50 MVA และข้อมูลการตรวจวัดด้วยมิเตอร์วัดคุณภาพไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 จังหวัดระยอง เป็นเวลา 10 เดือน พร้อมทั้งศึกษาผลกระทบจากปัจจัยที่ทำให้ความร้อนในหม้อแปลงมีค่ามากขึ้น รวมไปถึงผลกระทบเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบด้วยการจำลองในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

จากการวิเคราะห์พบว่า ระดับของโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อมสามารถส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงด้วยการเพิ่มอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวด ซึ่งหากอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดมีค่ามากเกินไปจะจำกัดจะทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงลดลง แต่เมื่อมีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในขนาดที่เหมาะสมในระบบ จะสามารถช่วยลดอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงได้ โดยปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงจากมากไปน้อย คือ ระดับของโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม ตามลำดับ

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ปีการศึกษา 2561

ลายมือชื่อนิสิต .....

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....



776837808

CD :Thesis 6070220221 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

# # 6070220921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: harmonic current, solar farm, power quality, transformer life,  
hottest-spot temperature

Tirada Chegsakul : Analysis of thermal effects on transformer life. Advisor:  
Assoc. Prof. THAVATCHAI TAYJASANANT, Ph.D.

This thesis presented an analysis of thermal effects to transformer life. Basic measured data, specification of transformer and ambient temperature are used for estimating the hottest-spot temperature and transformer life when transformer supplies linear loads and nonlinear load. The proposed method is developed by combining of IEEE Std. C57.91-2010 and IEEE Std. C57.110-2018.

The 50 MVA oil-immersed power transformer was investigated with field measurement data collected by PQ Meter for 10 months at Pluakdeang 1 substation in Rayong. The factors which increase thermal effects to transformer are analyzed and the impact when solar farm is installed in the system is simulated by using DlgSILENT PowerFactory.

The results showed load level, harmonic current and ambient temperature impact on transformer by increasing the hottest-spot temperature. When the hottest-spot temperature is over its limit, the transformer will be reduced. However, solar farm is installed and its size is suitable for the system, it can decrease loss of life in transformer. The most sensitive factors form high to low are load level, harmonic current and the ambient temperature, respectively.

Field of Study: Electrical Engineering

Student's Signature .....

Academic Year: 2018

Advisor's Signature .....



776837808

CU Theses 6070220921 thesis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จไปด้วยดีด้วยความช่วยเหลือจากท่าน รองศาสตราจารย์ ดร.รัชชัย เตชสุนันต์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งท่านได้ให้คำปรึกษา และแนะนำแนวทางในการทำวิทยานิพนธ์ พร้อมทั้งแนวทางในการแก้ปัญหา นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ อันประกอบไปด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ (ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์) อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพวงศานานุรักษ์ (กรรมการสอบวิทยานิพนธ์) และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นันทิยา ชัยบุตร (กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย) ที่ได้สละเวลามาเป็นคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์พร้อมทั้งให้คำแนะนำ ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ผู้วิจัยขอขอบคุณเพื่อนและรุ่นพี่ ตลอดจนเจ้าหน้าที่ ณ ภาควิชาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว รวมไปถึงทุกๆ ท่านที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จและได้ให้กำลังใจพร้อมการสนับสนุนในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ธีราดา เฉยสกุล



776837808

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฌ
สารบัญรูปภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	3
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ .....	5
บทที่ 2 ทฤษฎีและความรู้ที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.1 หลักการทำงานของหม้อแปลง.....	6
2.2 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามตัวกลางที่ใช้เป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน .....	6
2.3 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามชนิดของระบบไฟฟ้า .....	8
2.4 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามขนาด.....	8
2.5 การระบายความร้อนของหม้อแปลง.....	9
2.6 กำลังสูญเสียของหม้อแปลง.....	10



776837808

CD :Thesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

2.7 การดูแลและบำรุงรักษาหม้อแปลง .....	12
2.8 มาตรฐานของหม้อแปลง .....	13
2.9 ความหมายของฮาร์โมนิกส์ .....	14
2.10 แหล่งกำเนิดของฮาร์โมนิกส์ .....	15
2.11 ผลกระทบของกระแสฮาร์โมนิกส์ต่อหม้อแปลง .....	16
2.12 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจากผู้ผลิตไฟฟ้า.....	16
2.13 ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์ .....	17
2.13.1 โซลาร์ฟาร์ม.....	17
2.13.2 อุปกรณ์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์.....	18
2.13.3 ชนิดของโซลาร์อินเวอร์เตอร์.....	19
2.13.4 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	21
บทที่ 3 วิธีการประเมินอายุของหม้อแปลง.....	23
3.1 การประเมินอุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวด .....	23
3.2 การประเมินอายุการใช้งานของหม้อแปลง.....	26
บทที่ 4 การศึกษาผลกระทบทางความร้อนของปัจจัยต่างๆ ต่อหม้อแปลงด้วยข้อมูลจากการวัด.....	29
4.1 ข้อมูลการทดสอบ .....	29
4.2 ผลการทดสอบ .....	35
4.3 ผลกระทบของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุหม้อแปลง.....	36
บทที่ 5 การศึกษาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ .....	42
5.1 กรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์.....	42
5.2 กรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์.....	49
บทที่ 6 สรุปและข้อเสนอแนะ .....	91
บรรณานุกรม.....	94



776837808



ประวัติผู้เขียน..... 97



776837808

CU Thesais 6070220921 thesis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อน.....	9
ตารางที่ 2.2 ตัวกลางระบายความร้อน.....	9
ตารางที่ 3.1 ค่าตัวแปร $m$ และ $n$ ตามชนิดของการระบายความร้อนของหม้อแปลง.....	24
ตารางที่ 4.1 รายละเอียดข้อมูลของหม้อแปลง.....	30
ตารางที่ 4.2 กระแสฮาร์มอนิกส์ที่ลำดับฮาร์มอนิกส์ต่างๆ และการคำนวณ .....	34
ตารางที่ 4.3 กำลังสูญเสียของหม้อแปลงจากผลของกระแสฮาร์มอนิกส์ .....	35
ตารางที่ 4.4 อายุการใช้งานที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ (ปี) .....	40
ตารางที่ 4.5 ขนาดของโหลดที่ความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ (เปอร์เซ็นต์).....	40
ตารางที่ 5.1 ข้อมูลโหลดในแต่ละเดือนของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1.....	44
ตารางที่ 5.2 ความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1..	45
ตารางที่ 5.3 อุณหภูมิแวดล้อมในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 .....	46
ตารางที่ 5.4 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1.....	47
ตารางที่ 5.5 ค่าพารามิเตอร์ของสถานีไฟฟ้าต้นทางของสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 .....	49
ตารางที่ 5.6 รายละเอียดข้อมูลของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL.....	50
ตารางที่ 5.7 กระแสฮาร์มอนิกส์แต่ละลำดับของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL .....	51
ตารางที่ 5.8 รายละเอียดข้อมูลของการพิจารณาตามระดับของโหลด .....	53
ตารางที่ 5.9 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก .....	54
ตารางที่ 5.10 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน แสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก .....	55



776837808



ตารางที่ 5.22 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่ขึ้นรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน แสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดน้อย ..... 75

ตารางที่ 5.23 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย ..... 77

ตารางที่ 5.24 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่ขึ้นรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย ..... 78

ตารางที่ 5.25 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย ..... 80

ตารางที่ 5.26 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่ขึ้นรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด และอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่าย กำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย ..... 81

ตารางที่ 5.27 แร่งดันในบัสที่ 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ในระดับโหลดมาก ระดับโหลดปานกลาง และระดับโหลดน้อย เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับ กำลังไฟฟ้าเสมือน ตามขนาดการติดตั้งของระบบพลังงานแสงอาทิตย์..... 84

ตารางที่ 5.28 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงใน ระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน แสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ..... 85

ตารางที่ 5.29 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงใน ระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้ง กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน..... 86

ตารางที่ 5.30 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงใน ระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่พลังงานแสงอาทิตย์จ่าย กำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ..... 88

ตารางที่ 5.31 รายละเอียดอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดทั้งก่อนและหลังการติดตั้งพลังงาน แสงอาทิตย์ รวมถึงเปอร์เซ็นต์ของความร้อนที่ลดลงในแต่ละกรณีศึกษา ..... 89



776837808

## สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 หม้อแปลงชนิดแห้งและสิ่งห่อหุ้ม .....	6
รูปที่ 2.2 หม้อแปลงชนิดแช่น้ำมัน .....	7
รูปที่ 2.3 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของหม้อแปลง .....	10
รูปที่ 2.4 กำลังสูญเสียของหม้อแปลง .....	12
รูปที่ 2.5 อุปกรณ์ที่สำคัญในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ .....	18
รูปที่ 2.6 SMA Sunny Central 2750-EV-US inverter .....	19
รูปที่ 2.7 การต่ออนุกรม String solar inverter เพื่อให้ได้แรงดันที่ต้องการ .....	20
รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการประเมินอายุของหม้อแปลง .....	28
รูปที่ 4.1 สถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 จังหวัดปทุมธานี .....	29
รูปที่ 4.2 ข้อมูลโหลดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	30
รูปที่ 4.3 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือน และกำลังไฟฟ้าปรากฏ .....	31
รูปที่ 4.4 ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	32
รูปที่ 4.5 กระแสฮาร์มอนิกส์สเปกตรัมในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	32
รูปที่ 4.6 กระแสฮาร์มอนิกส์ลำดับที่ 5 และ 7 ในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	33
รูปที่ 4.7 อุณหภูมิแวดล้อมในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	33
รูปที่ 4.8 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 .....	35
รูปที่ 4.9 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดที่โหลดและอุณหภูมิแวดล้อมใดๆ .....	37
รูปที่ 4.10 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ .....	38
รูปที่ 4.11 อายุการใช้งานของหม้อแปลงที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ .....	39



776837808

CU Thesisis 6070220921 thesisis / revv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

รูปที่ 4.12 อายุการใช้งานของหม้อแปลงเมื่อโหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และอุณหภูมิแวดล้อมใดๆ (ปี)  
 ..... 41

รูปที่ 5.1 กรณศึกษาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลง..... 42

รูปที่ 5.2 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือน กำลังไฟฟ้าปรากฏ และตัวประกอบกำลังของสถานี  
 ไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1..... 43

รูปที่ 5.3 ข้อมูลโหลดของหม้อแปลงตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1..... 44

รูปที่ 5.4 ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 ... 45

รูปที่ 5.5 อุณหภูมิแวดล้อมตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1..... 46

รูปที่ 5.6 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1..... 47

รูปที่ 5.7 ข้อมูลโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิแวดล้อม และอุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดของขดลวด  
 ตลอด 10 เดือน ในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 ..... 48

รูปที่ 5.8 ระบบทดสอบจำลองกรณีติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 49

รูปที่ 5.9 กระแสฮาร์มอนิกส์สเปกตรัมของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL..... 51

รูปที่ 5.10 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
 พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก ..... 54

รูปที่ 5.11 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
 พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก ..... 57

รูปที่ 5.12 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
 พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก ..... 60

รูปที่ 5.13 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่าย  
 เฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับ  
 กำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก ..... 63

รูปที่ 5.14 อายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน  
 แสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่าย  
 กำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก..... 63



# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาในบทนี้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากปัจจุบันพลังงานทดแทนถูกนำมาใช้มากขึ้นทั้งในครัวเรือนและในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ รถยนต์ไฟฟ้าและสถานีอัดประจุ เป็นต้น ซึ่งการใช้พลังงานทดแทนเหล่านี้จำเป็นต้องมีการใช้โหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น เช่น อินเวอร์เตอร์ เป็นต้น เนื่องจากโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นเป็นสาเหตุให้เกิดทั้งแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกส์เข้ามาในระบบ จึงอาจทำให้ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบได้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คำนึงถึงหม้อแปลงเป็นสำคัญ

หม้อแปลงเป็นหนึ่งในอุปกรณ์ที่สำคัญ ซึ่งกล่าวได้ว่ามีผลกระทบต่อความปลอดภัย ความเชื่อมั่น และประสิทธิภาพต่อระบบไฟฟ้าโดยตรง เพราะฉะนั้นจึงจำเป็นต้องมีการวางแผนในบำรุงรักษาหม้อแปลงเพื่อป้องกันการชำรุดหรือยืดอายุการใช้งานที่จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบ โดยการทดสอบหม้อแปลงทำขึ้นเพื่อตรวจสอบสภาพของหม้อแปลงให้มีสภาพพร้อมใช้งานอยู่เสมอ สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ การทดสอบประจำ เช่น การวัดความต้านทานของขดลวด การวัดความสูญเสียมีโหลด การวัดค่าความต้านทานฉนวน เป็นต้น และการทดสอบแบบเฉพาะและการทดสอบพิเศษ เช่น การวัดการวิเคราะห์ปริมาณแก๊สในน้ำมัน เป็นต้น การตรวจวัดหม้อแปลงที่กล่าวข้างต้นนั้น เป็นการตรวจวัดที่ต้องทำโดยผู้เชี่ยวชาญหรือเครื่องมือที่มีความเฉพาะเจาะจง และอาจจะต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมหากต้องการตรวจเฉพาะแบบ ดังนั้นหากสามารถประเมินสภาพเบื้องต้นของหม้อแปลงได้โดยการใช้ข้อมูลการตรวจวัดเบื้องต้นจะเป็นการประหยัดค่าใช้จ่ายและสามารถตรวจสอบสภาพของหม้อแปลงเบื้องต้นได้ด้วย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการประเมินอายุโดยประมาณของหม้อแปลง ในกรณีที่มีหม้อแปลงจ่ายโหลดที่เป็นเชิงเส้นและโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นด้วยข้อมูลการตรวจวัด เช่น ข้อมูลโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม เป็นต้น เพื่อประเมินสภาพของหม้อแปลงและเป็นการป้องกันการชำรุดของหม้อแปลง โดยสามารถช่วยลดความเสี่ยงต่อการขัดข้องในระบบไฟฟ้าและสามารถใช้หม้อแปลงได้อย่างมีประสิทธิภาพอีกด้วย โดยอายุของหม้อแปลงที่กล่าวถึงนี้ จะหมายถึงอายุฉนวนของหม้อแปลง ซึ่งมีหลายปัจจัยที่สามารถส่งผลกระทบต่ออายุหม้อแปลงเสื่อมสภาพก่อนเวลาอัน



776837808

CD iThesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48



ควร ซึ่งความร้อนเป็นปัจจัยที่สำคัญที่จะศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ โดยจะวิเคราะห์จากอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลง เนื่องจากอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงนั้นไม่สามารถวัดได้โดยตรง แต่สามารถประมาณได้จากการคำนวณ ซึ่งมีหลายปัจจัยที่สามารถเพิ่มอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดได้ เช่น อุณหภูมิแวดล้อม โหลดของหม้อแปลง และกระแสฮาร์มอนิกส์ เป็นต้น และศึกษาไปถึงผลกระทบต่อหม้อแปลงจากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นด้วย รวมถึงการพิจารณาผลกระทบในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์ต่อหม้อแปลง โดยหม้อแปลงที่จะศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือ หม้อแปลงประเภทแช่น้ำมัน

## 1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อศึกษาผลกระทบทางความร้อนที่มีผลต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลงในด้านระดับของ โหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม
- 2) เพื่อหาอุณหภูมิที่ร้อนที่สุดและอายุการใช้งานของหม้อแปลงในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) ใช้ข้อมูลโหลดและฮาร์มอนิกส์ จากมิเตอร์ตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อย
- 2) หม้อแปลงที่ศึกษา คือ หม้อแปลงกำลัง 115/23.1 kV ชนิดแช่น้ำมันขนาด 50 MVA
- 3) ไม่คิดถึงผลของความชื้นต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลง
- 4) พิจารณาเฉพาะผลกระทบของความร้อนต่อหม้อแปลงเท่านั้น

## 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ

- 1) ศึกษาบทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ดังนี้
  - 1.1) ประเมินอายุของหม้อแปลงโดยใช้ข้อมูลจากการตรวจวัด
  - 1.2) มาตรฐาน IEEE ที่เกี่ยวข้องกับหม้อแปลงและการทดสอบ
  - 1.3) การดูแลและทดสอบหม้อแปลง
  - 1.4) ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงทางด้านความร้อน
  - 1.5) ผลกระทบจากระบบที่มีพลังงานแสงอาทิตย์ต่อหม้อแปลง
- 2) รวบรวมข้อมูลที่สำคัญของหม้อแปลง
- 3) เก็บข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์วัดคุณภาพไฟฟ้า
- 4) ตรวจสอบข้อมูลของโหลดและฮาร์มอนิกส์ที่ได้จากการตรวจวัด



776837808

CT :Thesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

- 5) สร้างวิธีการประเมินอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดและอายุของหม้อแปลง
- 6) นำข้อมูลที่ได้มาเข้าวิธีการทดสอบเพื่อหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดและอายุการใช้งานของหม้อแปลง
- 7) วิเคราะห์ถึงผลกระทบต่างๆ ที่มีผลต่อหม้อแปลง
- 8) จำลองระบบที่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อหม้อแปลง

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) สามารถนำข้อมูลการตรวจวัดเบื้องต้นมาใช้ประโยชน์ในการประเมินอายุของหม้อแปลงจากผลกระทบด้านความร้อนเพื่อบำรุงรักษาและตรวจสอบหม้อแปลง
- 2) ทราบถึงความสำคัญของปัจจัยต่างๆ ที่มีผลทำให้หม้อแปลงมีความร้อนมากขึ้นและมีอายุการใช้งานน้อยลง

### 1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการดูแลรักษาหม้อแปลง รวมไปถึงปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงมีดังนี้ บทความ [1] กล่าวถึงเทคนิคที่ใช้ในการตรวจสอบสภาพของหม้อแปลงด้วยการวิเคราะห์รายละเอียดต่างๆ เช่น การวิเคราะห์ปริมาณก๊าซในน้ำมันเพื่อตรวจสอบการเกิดการลัดวงจรในหม้อแปลง การวิเคราะห์การตอบสนองความถี่ของหม้อแปลงเพื่อดูการเคลื่อนที่ของขดลวด การวิเคราะห์การเสีรูปและการสั้นสะเทือนสำหรับการสั้นของกัมแพงและขดลวด และการวิเคราะห์ความร้อนด้วยการหาอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลง เป็นต้น โดยงานวิจัยนี้จะศึกษาปัจจัยของความร้อนที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลง ซึ่งจะวิเคราะห์ความร้อนของหม้อแปลงด้วยการหาอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลง แต่เนื่องจากการวัดอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงโดยตรงเป็นไปได้ยาก จึงมีการใช้การประมาณแบบคำนวณ โดยสามารถแบ่งการวิเคราะห์ได้เป็น 2 กรณี ดังนี้

#### 1.6.1. หม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้น

วิธีการคำนวณอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงเมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นเป็นไปตามมาตรฐาน IEEE Std C57.110-2018 [2] โดยบทความ [3] ศึกษาผลกระทบของแรงดันฮาร์มอนิกส์ต่อหม้อแปลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลดมีค่าเพิ่มขึ้น แต่พบว่า แรงดันฮาร์มอนิกส์มีผลกระทบต่อหม้อแปลงน้อยมากเมื่อเทียบกับความรุนแรงของกระแสฮาร์มอนิกส์ ซึ่งบทความ [4] ได้ศึกษาผลกระทบของกระแสฮาร์มอนิกส์ต่อหม้อแปลง โดยกระแสฮาร์มอนิกส์ทำให้

กำลังสูญเสียขณะมีโหลดของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ความร้อนในหม้อแปลงมีค่ามากขึ้น และสรุปได้ว่า ผลกระทบต่อหม้อแปลงจะเพิ่มขึ้นเป็นกำลังสองเท่าของความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ที่มีค่าเพิ่มขึ้น บทความ [5] และ [6] ได้ศึกษาผลกระทบของกระแสฮาร์มอนิกส์ต่อหม้อแปลงเช่นกัน และกล่าวว่า เมื่อกระแสฮาร์มอนิกส์มากขึ้น จะส่งผลให้อายุของหม้อแปลงมีค่าลดลง โดยเปรียบเทียบจากอายุที่หายไปของหม้อแปลง (LOL) บทความ [7] ศึกษาอายุการใช้งานของหม้อแปลงจากผลกระทบของพลังงานแสงอาทิตย์ สถานีขาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงาน โดยพบว่าการเพิ่มจำนวนของพลังงานแสงอาทิตย์ สถานีขาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงาน ทำให้โหลดของหม้อแปลงเพิ่มขึ้น เนื่องจากในเวลาเช้าจะมีการเพิ่มโหลดด้วยการขาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า เวลากลางวันจะลดโหลดด้วยการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ และในเวลาเย็นจะมีระบบกักเก็บพลังงานช่วยในการลดโหลด แต่การเพิ่มของพลังงานแสงอาทิตย์ สถานีขาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงาน จะเพิ่มปริมาณของฮาร์มอนิกส์เข้าสู่ระบบ ซึ่งจะสามารถเพิ่มอายุการใช้งานของหม้อแปลง

#### 1.6.2. หม้อแปลงจ่ายโหลดเป็นเชิงเส้น

วิธีการคำนวณอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงเมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดแบบเป็นเชิงเส้นเป็นไปตามมาตรฐาน IEEE Std C57.91-2010 [8] ซึ่งบทความ [9] ได้แสดงวิธีการประเมินอายุของหม้อแปลงตามมาตรฐานและพบว่า เมื่อมีโหลดมากขึ้นจะส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงมากขึ้น ส่วนบทความ [10] ได้ทดสอบสภาพของหม้อแปลงในแต่ละฤดูที่มีการใช้โหลดและสภาพอากาศที่แตกต่างกัน และสรุปได้ว่า ขนาดของโหลดและอุณหภูมิแวดล้อมส่งผลกระทบต่ออายุของหม้อแปลงมีค่าลดลง บทความ [11] ใช้เซ็นเซอร์เป็นตัวตรวจจับอุณหภูมิของน้ำมันในหม้อแปลงและมีการใช้ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่เพื่อหาอายุการใช้งานของหม้อแปลงในหลายกรณี เช่น เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดเกิน หรือการทดสอบในอุณหภูมิแวดล้อมต่างกัน เป็นต้น ซึ่งพบว่า เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดมากและมีอุณหภูมิแวดล้อมสูงขึ้นจะทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงมีค่าลดลง บทความ [12] และ [13] ได้ศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อมที่เพิ่มขึ้นต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลง โดยอาจจะเกิดจากสภาพอากาศเปลี่ยนแปลงหรืออื่นๆ มีการใช้ Monte Carlo เพื่อช่วยในการวิเคราะห์ รวมไปถึงทำนายการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิแวดล้อมในอนาคตด้วยข้อมูลในอดีต และพบว่า การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิมีส่วนทำให้อายุที่หายไปของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้น บทความ [14] ศึกษาผลกระทบของพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาต่อหม้อแปลงจำหน่ายด้วยข้อมูลโหลดของหม้อแปลงและข้อมูลความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่า พลังงานแสงอาทิตย์ช่วยลดผลกระทบต่อหม้อแปลงได้ด้วยการช่วยจ่ายโหลด แต่หากว่า ถ้าติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์มากเกินไปกว่า 60% จะทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงลดลง เนื่องด้วยผล



776837808

จากการไหลกลับของพลังงานสู่ระบบ บทความ [15] ศึกษาผลกระทบจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ต่ออายุการใช้งานของหม้อแปลงรวมถึงศึกษาผลจากแรงดันกระเพื่อม โดยศึกษาทั้งในระบบสมดุล และระบบไม่สมดุล พบว่า พลังงานแสงอาทิตย์ช่วยในการยืดอายุการใช้งานของหม้อแปลง และผล จากแรงดันกระเพื่อมในช่วงเวลาสั้นๆ ไม่เกิน 15 นาที ไม่มีผลกระทบต่อหม้อแปลง

## 1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยมีเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึง ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึง ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและความรู้ที่เกี่ยวข้อง เช่น พื้นฐานทั่วไป ชนิด การระบายความร้อน กำลังสูญเสีย การดูแลและบำรุงรักษาของหม้อแปลง ความหมายและแหล่งกำเนิดของฮาร์มอนิกส์ ผลกระทบของฮาร์มอนิกส์ที่มีต่อหม้อแปลง รวมไปถึงความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น

บทที่ 3 กล่าวถึง วิธีการในการประเมินอายุของหม้อแปลง โดยการคำนวณอุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในกรณีที่หม้อแปลงจ่ายโหลดเป็นเชิงเส้นและโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น

บทที่ 4 กล่าวถึง การทดสอบการประเมินอายุของหม้อแปลงด้วยข้อมูลการตรวจวัดจริง รวมไปถึงการศึกษาของผลกระทบต่างๆ ต่อหม้อแปลง เช่น การเพิ่มขึ้นของโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม เป็นต้น

บทที่ 5 กล่าวถึง ผลกระทบทางด้านความร้อนต่อหม้อแปลงในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์รวมถึงการวิเคราะห์ผลที่ได้

บทที่ 6 กล่าวถึง สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ



776837808

## บทที่ 2

### ทฤษฎีและความรู้ที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 หลักการทำงานของหม้อแปลง

การทำงานของหม้อแปลง คือ การส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าจากวงจรไฟฟ้าหนึ่ง คือ ขดลวดปฐมภูมิ ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ป้อนเข้ามาจะสร้างเส้นแรงแม่เหล็กและแรงแม่เหล็กขึ้นในแกนเหล็ก โดยกระแสไฟฟ้าที่ไหลในขดลวดเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ขั้วแม่เหล็กที่เกิดขึ้นจึงสลับขั้วกลับไปกลับมาด้วยความเร็วเท่ากับความถี่ไฟฟ้า เส้นแรงแม่เหล็กที่เกิดขึ้นจะเคลื่อนที่ตัดกับขดลวดที่พันอยู่บนแกนเหล็ก ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำแรงดันไฟฟ้าไปยังอีกวงจรหนึ่ง นั่นคือ ขดลวดทุติยภูมิ ซึ่งส่งถ่ายเป็นแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าออกมา โดยที่มีความถี่ไฟฟ้าเท่ากับความถี่ไฟฟ้าที่ป้อนเข้ามาโดยอาศัยหลักการของแม่เหล็กไฟฟ้า โดยปกติจะใช้เชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าแรงสูง และไฟฟ้าแรงต่ำ จึงทำให้หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์หลักในระบบส่งกำลังไฟฟ้า [16]

#### 2.2 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามตัวกลางที่ใช้เป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน

2.2.1 หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแห้ง (Dry Type) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ฉนวนเป็นของแข็ง นิยมใช้ติดตั้งภายในอาคาร เนื่องจากมีความปลอดภัยจากการเกิดเพลิงไหม้สูง หากหม้อแปลงเกิดระเบิดขึ้น จะไม่มีส่วนที่ติดไฟ หม้อแปลงชนิดนี้ มีทั้งที่เป็นฉนวนเรซินแห้ง (Cast Resin) และฉนวนอากาศ (Air Cooled) แต่ที่นิยมใช้กันมากคือ หม้อแปลงฉนวนเรซินแห้ง ซึ่งเป็นหม้อแปลงที่ระหว่างขดลวดอัดด้วย Cast Resin Reinforced Glass Fiber ซึ่งเรซินมีคุณสมบัติติดไฟได้ที่อุณหภูมิสูงถึง 350°C ทำให้หม้อแปลงชนิดนี้ติดไฟยาก และฉนวนเรซินต้องอยู่ในสิ่งห่อหุ้มด้วย



รูปที่ 2.1 หม้อแปลงชนิดแห้งและสิ่งห่อหุ้ม

(ที่มา : <http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE8.pdf>)

2.2.2. หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid Immersed Type) คือ หม้อแปลงที่ใช้ของเหลวเป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน ซึ่งถ่ายเทความร้อนผ่านทางขดลวดทองแดงและแกนเหล็ก เนื่องจากมีราคาถูกจึงถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลาย โดยเฉพาะหม้อแปลงจำหน่ายที่ติดตั้งอยู่บนเสาไฟฟ้าทั่วประเทศ โดยสามารถแบ่งเป็น 3 ชนิด ดังนี้

1) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวติดไฟได้ (Flammable Liquid - Insulated Transformer) หรือหม้อแปลงน้ำมัน คือ หม้อแปลงที่ใช้น้ำมันเป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน ซึ่งน้ำมันหม้อแปลงมีคุณสมบัติในการเป็นฉนวนไฟฟ้าที่ดี ราคาถูก การบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก นิยมใช้กับงานภายนอกอาคาร ถ้านำมาติดตั้งภายในอาคารต้องติดตั้งในห้องหม้อแปลง เนื่องจากน้ำมันสามารถติดไฟได้ แบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ



รูปที่ 2.2 หม้อแปลงชนิดแช่น้ำมัน

(ที่มา : <http://www.hnmagnetwire.com/transformer/power-transformer/hot-sale-oil-immersed-power-transformer.html>)

- แบบมีถังพัก (Open Type with Conservator) เป็นหม้อแปลงในระบบจำหน่ายชนิดดั้งเดิมซึ่งนิยมใช้มานาน ระบายความร้อนด้วยน้ำมันและมีท่อให้อากาศผ่านเข้าออกได้ นอกจากนี้ยังมีสารซิลิกาเจลสีฟ้าใสเป็นตัวช่วยดูดความชื้น และเป็นตัวบ่งบอกความเป็นฉนวนของน้ำมันหม้อแปลง
- แบบที่มีถังปิดผนึก (Hermetically Sealed Tank) ในปัจจุบันได้มีการใช้หม้อแปลงที่มีถังปิดผนึกมากขึ้น เนื่องจากหม้อแปลงแบบนี้ไม่มีถังพัก ไม่ต้องมีซิลิกาเจลและไม่

ต้องบำรุงรักษา จึงสามารถป้องกันความชื้นได้อย่างสมบูรณ์และเพื่อรองรับการขยายตัวของน้ำมันขณะจ่ายโหลดหรือเกิดจากการลัดวงจร

2) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวติดไฟยาก (Less Flammable Liquid Insulated Transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ของเหลวที่ติดไฟยากเป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน โดยทั่วไปนิยมใช้สาร ซิลิโคน (Silicone) ซึ่งมีจุดติดไฟที่อุณหภูมิไม่ต่ำกว่า 300 °C ไม่เป็นพิษต่อบุคคลและสิ่งแวดล้อม มีความปลอดภัยสูงกว่าหม้อแปลงน้ำมันและอนุญาตให้ติดตั้งภายในอาคารได้ แต่ในปัจจุบันมีใช้น้อย

3) หม้อแปลงชนิดฉนวนของเหลวไม่ติดไฟ (Non-Flammable Fluid - Insulated Transformer) เป็นหม้อแปลงที่มีการใช้งานน้อยมากและมีราคาแพง เพราะต้องระมัดระวังการนำฉนวนไม่ติดไฟมาใช้เนื่องจากอาจเป็นพิษต่อบุคคลได้

## 2.3 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามชนิดของระบบไฟฟ้า

2.3.1. หม้อแปลงไฟฟ้าเฟสเดียว (Single Phase Transformer) หมายถึง หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้กับระบบไฟฟ้าเฟสเดียว ประกอบด้วยขดลวดด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิหนึ่งชุด

2.3.2. หม้อแปลงไฟฟ้าสามเฟส (Three Phase Transformer) หมายถึง หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้กับระบบไฟฟ้า 3 เฟส ดังนั้นจึงมีขดลวดด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิอย่างละ 3 ชุด และอาจต่อเข้าด้วยกันเป็นแบบวาย หรือสตาร์ (Wye or Star Connection) หรือแบบเดลต้า (Delta Connection)

## 2.4 ชนิดของหม้อแปลงแบ่งตามขนาด

2.4.1 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) เป็นหม้อแปลงขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งตามสถานีต้นทางสถานีย่อยของการไฟฟ้า บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน หรือสถานีจ่ายไฟของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดกลางจนถึงขนาดใหญ่ โดยทั่วไปมีขนาด 1 MVA ขึ้นไป

2.4.2. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นหม้อแปลงขนาดกลางที่ใช้ในระบบของการจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งติดตั้งบนเสาไฟฟ้านั่งร้านหรือวางบนพื้น โดยทั่วไปมีขนาดตั้งแต่ 1 kVA – 20 MVA

2.4.3. หม้อแปลงเพื่อการวัด (Instrument Transformer) เป็นหม้อแปลงสำหรับวัดค่าแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าในระบบแรงดันสูง ซึ่งไม่สามารถใช้โวลต์มิเตอร์หรือแอมป์มิเตอร์วัดได้โดยตรง เพราะอาจทำให้เครื่องมือวัดและบุคคลที่เข้าไปเกี่ยวข้องได้รับอันตราย



776837808

## 2.5 การระบายความร้อนของหม้อแปลง

ความร้อนของหม้อแปลงเกิดจากการใช้งานและกำลังสูญเสียภายใน ซึ่งทำให้หม้อแปลงมีอายุการใช้งานที่สั้นลงหรืออาจจะชำรุดได้ ดังนั้นจึงต้องมีการระบายความร้อนออกจากหม้อแปลงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน การระบายความร้อนมีอยู่หลายวิธี เช่น

- การระบายความร้อนตามธรรมชาติ คือ การใช้อากาศรอบๆ ช่วยในการระบายความร้อน
- การระบายความร้อนด้วยน้ำมัน คือ การระบายความร้อนโดยการแช่ตัวหม้อแปลงอยู่ในน้ำมันที่บรรจุอยู่ในถังหม้อแปลง
- การระบายความร้อนด้วยน้ำมันและการเป่าลม คือ การระบายความร้อนโดยการแช่ตัวหม้อแปลงอยู่ในน้ำมันที่บรรจุอยู่ในถังหม้อแปลง และใช้พัดลมเป่าที่ผิวภายนอกถังเพื่อช่วยเร่งระบายความร้อน
- การระบายความร้อนด้วยน้ำมันและน้ำ คือ การระบายความร้อนโดยการแช่ตัวหม้อแปลงอยู่ในน้ำมันที่บรรจุอยู่ในถังหม้อแปลง และมีท่อนำขดเป็นวงรอบหม้อแปลงภายในถังน้ำมันจะเป็นตัวระบาย ความร้อนแก่หม้อแปลง และน้ำจะเป็นตัวระบายความร้อนแก่น้ำมันอีกครั้งหนึ่ง
- การระบายความร้อนด้วยการปั้มน้ำมัน คือ การระบายความร้อนด้วยการปั้มน้ำมันโดยการใช้ปั้มน้ำมันให้ไหลวนเวียนได้เร็วขึ้น

โดยสัญลักษณ์แสดงวิธีและตัวกลางระบายความร้อนดังตารางที่ 2.1 และ 2.2

ตารางที่ 2.1 การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อน

การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อน	สัญลักษณ์
การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อนโดยวิธีธรรมชาติ	N
การหมุนเวียนของตัวระบายความร้อนโดยวิธีขับหรืออัด	F

ตารางที่ 2.2 ตัวกลางระบายความร้อน

ตัวกลางระบายความร้อน	สัญลักษณ์
น้ำมัน	O
ก๊าซ	G
น้ำ	W
อากาศ	A



การเขียนสัญลักษณ์ที่ป้ายกำกับของหม้อแปลงเพื่อแสดงการระบายความร้อนจะเขียนเป็นตัว  
ภาษาอังกฤษ 2 หรือ 4 ตัว ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 สัญลักษณ์การระบายความร้อนของหม้อแปลง

(ที่มา : <http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE8.pdf>)

- AF คือ หม้อแปลงชนิดแห้งระบายความร้อนด้วยวิธีอัดอากาศ
- AN คือ หม้อแปลงชนิดแห้งระบายความร้อนด้วยวิธีหมุนเวียนอากาศตามธรรมชาติ
- ONAF คือ หม้อแปลงชนิดฉนวนน้ำมันระบายความร้อนด้วยวิธีอัดอากาศ
- ONAN คือ หม้อแปลงชนิดฉนวนน้ำมันระบายความร้อนด้วยวิธีหมุนเวียนอากาศตามธรรมชาติ

## 2.6 กำลังสูญเสียของหม้อแปลง [2]

กำลังสูญเสียของหม้อแปลง มี 2 ชนิด คือ

2.6.1 กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด คือ กำลังสูญเสียในแกนเหล็กของหม้อแปลงเมื่อใช้งานหม้อแปลงที่แรงดันพิกัด โดยที่ขดลวดทุติยภูมิเปิดวงจรไว้ ซึ่งกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลดมีค่าคงที่ที่แรงดันพิกัดและความถี่พิกัด

2.6.2 กำลังสูญเสียขณะมีโหลด คือ กำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นขณะที่หม้อแปลงจ่ายโหลด ซึ่งกำลังสูญเสียขณะมีโหลดนั้นแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ

1) กำลังสูญเสียจากความต้านทานของขดลวดตัวนำ สามารถคำนวณได้จากความต้านทานที่วัดได้

2) กำลังสูญเสียเสถียรรวม เป็นกำลังสูญเสียที่เกิดจากการไหลของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในขดลวด แกน แกนยึด เกราะป้องกันแม่เหล็ก คอกหุ้ม ผนังถังและอื่น ๆ ดังนั้นกำลังสูญเสียเสถียรรวมจึงสามารถแบ่งออกได้เป็นกำลังสูญเสียเสถียรเนื่องมาจากขดลวดและกำลังสูญเสียเสถียรเนื่องจากส่วนประกอบอื่นๆ ที่ไม่ใช่ขดลวด ซึ่งกำลังสูญเสียเสถียร



เตรย์เนื่องมาจากขดลวดนั้น อาจรวมไปถึงกำลังสูญเสียของกระแสที่ไหลวนในตัวนำและ กำลังสูญเสียเนื่องมาจากการไหลเวียนของกระแสระหว่างเส้นลวดหรือวงจรขดลวดขนาน โดยกำลังสูญเสียทั้งหมดถูกเรียกรวมได้ว่า เป็นกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวด ซึ่งกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวดและกำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ ไม่สามารถวัดได้ แต่สามารถประมาณได้จากชนิดของหม้อแปลง นั่นคือ หม้อแปลงชนิดแช่น้ำมันและ หม้อแปลงชนิดแห้งจะมีกำลังสูญเสียจากกระแสไหลวนในขดลวดเป็น 0.33 และ 0.67 เท่า ของกำลังสูญเสียสเตรย์รวม ตามลำดับ

โดยความสัมพันธ์ของกำลังสูญเสียในหม้อแปลงแสดงดังสมการที่ (2.1) - (2.5) และรูปที่ 2.4

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (2.1)$$

$$P_{LL} = P_{DC} + P_{TSL} \quad (2.2)$$

$$P_{TSL} = P_{EC} + P_{OSL} \quad (2.3)$$

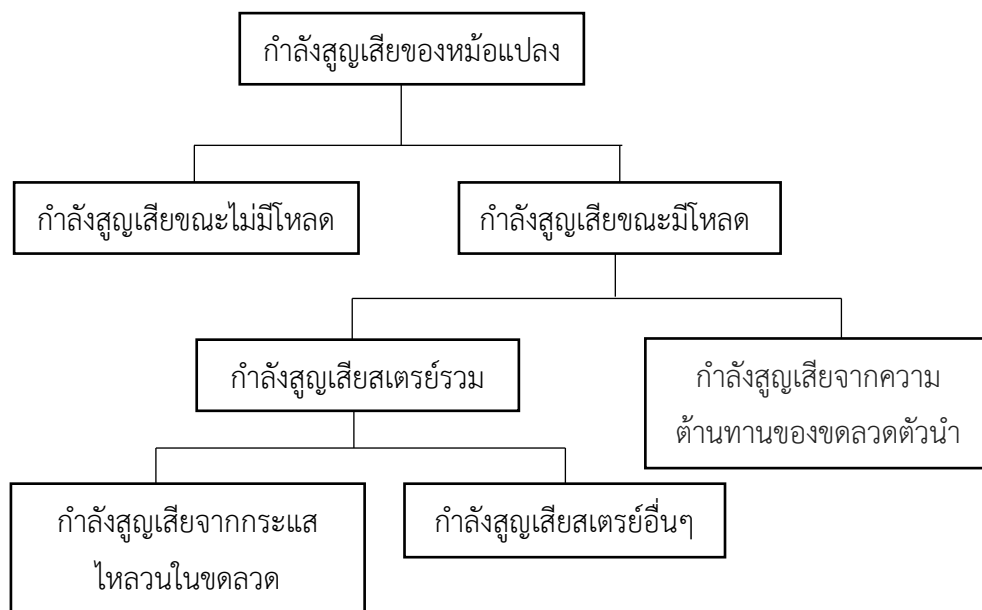
$$P_{EC,R} \approx 0.33P_{TSL,R} \quad (2.4)$$

$$P_{OSL,R} = P_{TSL,R} - P_{EC,R} \quad (2.5)$$

เมื่อ	$P_T$	คือ กำลังสูญเสียรวม
	$P_{NL}$	คือ กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด
	$P_{LL}$	คือ กำลังสูญเสียขณะมีโหลด
	$P_{DC}$	คือ กำลังสูญเสียจากความต้านทานของขดลวดตัวนำ
	$P_{TSL}$	คือ กำลังสูญเสียสเตรย์รวม
	$P_{EC}$	คือ กำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวด
	$P_{OSL}$	คือ กำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ



776837808



รูปที่ 2.4 การสูญเสียของหม้อแปลง

## 2.7 การดูแลและบำรุงรักษาหม้อแปลง

หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์ที่เปรียบเสมือนหัวใจหลักในระบบจ่ายไฟฟ้า หากหม้อแปลงชำรุดจนไม่สามารถใช้งานได้ อุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดถึงแม้จะมีประสิทธิภาพดีอย่างไรก็ตามจะไม่สามารถใช้งานได้ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อหลาย ๆ อย่างตามมา การบำรุงรักษาหม้อแปลงอย่างจึงเป็นเรื่องสำคัญและจำเป็นอย่างมาก โดยการบำรุงรักษาหม้อแปลงที่นิยมใช้กันทั่วไปอาจแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

2.7.1 การบำรุงรักษาเชิงแก้ไข คือ การบำรุงรักษาหลังจากที่หม้อแปลงเกิดการชำรุดแล้ว ซึ่งเป็นการบำรุงรักษาที่อาจส่งทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบได้ เนื่องจากหม้อแปลงอาจชำรุดจนไม่สามารถใช้งานได้ และการชำรุดอาจลุกลามจนเป็นความเสียหายที่มีค่าใช้จ่ายสูงได้

2.7.2 การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน คือ การบำรุงรักษาที่ทำตามแผนการและระยะเวลาที่ได้กำหนดไว้ เพื่อป้องกันการชำรุดของหม้อแปลง และอาจจะสามารถยืดอายุการใช้งานหม้อแปลงให้ใช้งานได้ยาวนานขึ้นอีกด้วย โดยมีการวางแผนการตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอ อาจจะเป็นรายเดือน รายไตรมาส หรือรายปี เป็นต้น โดยการบำรุงรักษาจะทำทั้งขณะที่จ่ายไฟและเมื่อดับไฟแล้ว ซึ่งหากพบเจอความผิดปกติใด ๆ ก็จะสามารถวางแผนในการซ่อมบำรุงได้ เพราะการบำรุงรักษาเชิงป้องกันเป็นการบำรุงรักษาที่เน้นการตรวจพบและซ่อมแซมก่อนที่หม้อแปลงไฟฟ้าจะเกิดการชำรุด ทำให้สามารถรับมือถึงผลที่จะตามมาได้

โดยการทดสอบและดูแลรักษาหม้อแปลง [17] แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) การทดสอบประจำ ( Routine Test ) ประกอบด้วย

- การวัดความต้านทานของขดลวด ( measurement of winding resistance )
  - การวัดอัตราส่วนของแรงดันและการตรวจสอบการกระจัดเฟส ( measurement of voltage ratio and check of phase displacement )
  - การวัดอิมพีแดนซ์ลัดวงจร ( measurement of short-circuit impedance )
  - การวัดความสูญเสียมีโหลด ( measurement of load loss )
  - การวัดความสูญเสียไม่มีโหลด และกระแสไม่มีโหลด ( measurement of no - load loss and current )
  - การทดสอบความทนต่อแรงดันตามความถี่กำลังไฟฟ้า ( power frequency AC withstand test )
  - การทดสอบความคงทนต่อแรงดันเหนี่ยวนำเกิน ( induced voltage test )
  - การวัดค่าความต้านทานฉนวน ( measurement of insulation resistance )
  - การทดสอบรอยรั่วซึมของน้ำมัน ( oil leak test )
  - การทดสอบความเป็นฉนวนของน้ำมัน ( oil dielectric strength test )
- 2) การทดสอบเฉพาะแบบ ( Type Test )
- การทดสอบแรงดันอิมพัลส์ฟ้าผ่า ( lightning impulse test )
  - การทดสอบอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น ( temperature rise test )
  - การวัดระดับเสียง ( determination of sound level )
- 3) การทดสอบพิเศษ ( Special Test )
- การทดสอบความคงทนต่อการลัดวงจร ( short-circuit withstand test )
  - การวัดการคายประจุบางส่วน ( partial discharge measurement )
  - การวิเคราะห์ปริมาณแก๊สในน้ำมัน ( dissolved gas analysis )
  - การวัดปริมาณน้ำ ในน้ำมัน ( water content measurement )

## 2.8 มาตรฐานของหม้อแปลง

- มอก.384-2543/TIS 384-2000/IEC 60076 Power Transformer
  - IEC 60076-1,2011 Part 1 : General



776837808

CT :Thesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

- IEC 60076-2,2011 Part 2 : Temperature Rise
- IEC 60076-3,2000 Part 3 : Insulation Level and Dielectric Tests
- IEC 60076-4,2002 Part 4 : Lightning and Switching Impulse
- IEC 60076-5,2006 Part 5 : Withstand Short Circuit
- IEC 60076-1,2004 Part 11 : Dry-type Transformer
- IEEE C57.12.00-2000
  - General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers

## 2.9 ความหมายของฮาร์มอนิกส์

ฮาร์มอนิกส์ คือ ส่วนประกอบในรูปคลื่นไซน์ของแรงดันและกระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นความถี่เป็นจำนวนเท่าของความถี่มูลฐานในระบบไฟฟ้า โดยในประเทศไทยมีค่าเท่ากับ 50 Hz ซึ่งการเกิดฮาร์มอนิกส์มักเกิดจากการทำงานของโหลดที่มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น โดยเมื่อฮาร์มอนิกส์เกิดขึ้น สัญญาณจะไปรวมกับสัญญาณคลื่นไซน์ความถี่มูลฐาน ทำให้สัญญาณคลื่นไซน์มีลักษณะผิดเพี้ยนไป

ความรุนแรงของฮาร์มอนิกส์สามารถใช้อธิบายด้วยสเปกตรัมฮาร์มอนิกส์ ซึ่งประกอบด้วยขนาดและมุมของฮาร์มอนิกส์แต่ละค่า ดัชนีที่นิยมในการบอกระดับความรุนแรงของฮาร์มอนิกส์คือ ความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์รวม (Total harmonic distortion, THD) แสดงใน (2.6) และ (2.7)

$$THD_i = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_h^2}}{I_1} \quad (2.6)$$

$$THD_v = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_h^2}}{V_1} \quad (2.7)$$

เมื่อ	$THD_i$	คือ ความเพี้ยนของกระแสฮาร์มอนิกส์รวม
	$THD_v$	คือ ความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกส์รวม
	$I_h$	คือ กระแสฮาร์มอนิกส์แต่ละลำดับ
	$I_1$	คือ กระแสฮาร์มอนิกส์ลำดับที่ 1



$V_h$  คือ แรงดันฮาร์มอนิกส์แต่ละลำดับ

$V_1$  คือ แรงดันฮาร์มอนิกส์ลำดับที่ 1

## 2.10 แหล่งกำเนิดของฮาร์มอนิกส์

โหลดที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกส์คือ โหลดประเภทที่ไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งเมื่อเกิดฮาร์มอนิกส์ จะทำให้กระแสฮาร์มอนิกส์ไหลเข้าสู่ระบบ ผลของกระแสฮาร์มอนิกส์จะทำให้เกิดแรงดันในระบบไฟฟ้าเพี้ยนไปจากรูปคลื่นไซน์ ค่าความเพี้ยนของแรงดันจะมากหรือน้อยจะขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของระบบและขนาดของกระแสฮาร์มอนิกส์ที่ความถี่ต่างๆ ด้วยผลของกระแสฮาร์มอนิกส์ดังกล่าว โหลดเข้าสู่ระบบใกล้เคียง อาจไปรบกวนการทำงานหรือสร้างความเสียหายแก่อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟรายอื่นและอุปกรณ์ในระบบของการไฟฟ้าได้ โดยแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกส์ เช่น

### 2.10.1 โหลดทั่วไปที่มีทั่วไปในบ้านพักหรือสำนักงาน ชนิด 1 เฟส เช่น

- 1) อุปกรณ์ที่มีการใช้แหล่งจ่ายกำลังแบบสวิทซ์ซิ่ง เช่น คอมพิวเตอร์ เป็นต้น
- 2) หลอดฟลูออเรสเซนต์ ซึ่งประกอบด้วยบัลลาสต์ที่ทำหน้าที่สร้างแรงดันสูงจ่ายให้กับตัวหลอด บัลลาสต์ที่ใช้มี 2 ชนิด คือ บัลลาสต์แกนแกนเหล็กซึ่งเวลาบัลลาสต์ทำงานจะเกิดการอาร์ค และบัลลาสต์อิเล็กทรอนิกส์ โดยวงจรภายในประกอบด้วยอุปกรณ์สวิตซ์ซิ่งที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกส์ และสามารถทำให้เกิดฮาร์มอนิกส์ได้มากกว่าบัลลาสต์แกนเหล็ก 2-3 เท่า

### 2.10.2 โหลดในภาคอุตสาหกรรม เช่น

- 1) ตัวเรียงกระแสกำลัง (Power Rectifier)
- 2) เครื่องแปลงผันกำลังแบบสถิต (Static Power Converter :SPC)
- 3) ตัวโปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์ (Programmable Logic Controller :PLC)
- 4) ชุดขับเคลื่อนปรับความเร็วได้ (Adjustable Speed Drive :ASD)

2.10.3 อุปกรณ์ที่ใช้ในการอาร์ค เช่น เต้าหลอมแบบอาร์ค เต้าหลอมแบบเหนียวนำ และเครื่องเชื่อมแบบอาร์คหรือแบบสปอต เป็นต้น โดยอุปกรณ์ที่ใช้ในการอาร์คประกอบด้วยแหล่งกำเนิดกระแสที่ไม่เป็นเชิงเส้น หลังจากที่เกิดการอาร์ค แรงดันจะมีค่าลดลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกระแสการอาร์คเป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกส์ชนิดหนึ่ง โดยระดับความรุนแรงของฮาร์มอนิกส์จะขึ้นอยู่กับระยะของการอาร์ค องค์ประกอบของฮาร์มอนิกส์ที่เกิดจากการอาร์คจะคล้ายกับการเกิดฮาร์มอนิกส์ของบัลลาสต์



776837808

2.10.4 อุปกรณ์ที่สามารถอ้อมตัวได้ เช่น หม้อแปลงและอุปกรณ์ที่มีแกนเหล็ก เช่น มอเตอร์ เป็นต้น ซึ่งฮาร์โมนิกส์เกิดจากความสัมพันธ์ไม่เป็นเชิงเส้นของแรงดันและกระแสเนื่องจากการอ้อมตัวของแกนเหล็ก แต่โดยทั่วไปหม้อแปลงจะไม่ถูกนำมาคิดเป็นแหล่งกำเนิดฮาร์โมนิกส์ เนื่องจากมีขนาดนี้ น้อยมาก

## 2.11 ผลกระทบของกระแสฮาร์โมนิกส์ต่อหม้อแปลง

เนื่องจากในปัจจุบันมีการใช้งานโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นมากขึ้นทั้งในอาคารและโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้สามารถสร้างปัญหาฮาร์โมนิกส์ให้กับระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมากและอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบจากปัญหาฮาร์โมนิกส์อันดับต้นๆ คือ หม้อแปลง โดยผลกระทบของฮาร์โมนิกส์ที่มีต่อหม้อแปลงที่สำคัญคือ ความร้อนในหม้อแปลงถูกทำให้เพิ่มขึ้น เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่มากขึ้นด้วยผลกระทบของฮาร์โมนิกส์ ซึ่งได้แก่

2.11.1 ผลกระทบกระแสฮาร์โมนิกส์ต่อกำลังสูญเสียจากความต้านทานของขดลวดตัวนำ คือ หากกระแสโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นเนื่องจากส่วนประกอบฮาร์โมนิกส์ จะทำให้กำลังสูญเสียจากความต้านทานของขดลวดตัวนำมีค่าเพิ่มขึ้นตามลำดับ และผลของ Skin effect ของขดลวดตัวนำจะทำให้ค่าความต้านทานของตัวนำสูงขึ้น เมื่อกระแสไฟฟ้าที่มีความถี่สูงไหลผ่าน ทำให้กำลังสูญเสียในขดลวดตัวนำมีค่าเพิ่มขึ้น

2.11.2 ผลกระทบกระแสฮาร์โมนิกส์ต่อกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวด คือ เมื่อกระแสโหลดและลำดับของฮาร์โมนิกส์มีค่าเพิ่มขึ้น กำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวดจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามกำลังสองของกระแสโหลดและกำลังสองของลำดับของฮาร์โมนิกส์

2.11.3. ผลกระทบกระแสฮาร์โมนิกส์ต่อกำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ คือ กำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ จะเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนกำลังสองของกระแสโหลด แต่กำลังสูญเสียนี้อาจไม่เพิ่มขึ้นเป็นสัดส่วนกำลังสองของลำดับของฮาร์โมนิกส์เช่นเดียวกับกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวด ผลกระทบของการสูญเสียสเตรย์อื่นๆ นี้จะเพิ่มขึ้นด้วยกำลัง 0.8

## 2.12 ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจากผู้ผลิตไฟฟ้า [18]

### 2.12.1 ระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้ หากมีกำลังผลิต ติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียว หลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ



776837808

โครงข่ายไฟฟ้าใน แต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อ ทุกรายที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกันต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์)

#### 2.12.2 ระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์

1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 8 เมกะวัตต์/วงจร

2) ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 10 เมกะวัตต์/วงจร

โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่รับซื้อในระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์รวมทุกวงจร จะต้องไม่เกิน 75 เปอร์เซ็นต์ (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์) ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง แต่ละลูกของสถานีไฟฟ้า

2.12.3 ระบบ 115 กิโลโวลต์ ปริมาณรวมที่รับซื้อไม่เกิน 120 เมกะวัตต์/วงจร Single Conductor และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์/วงจร Double Conductor

### 2.13 ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์

ประเทศไทยเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงในการรับพลังงานจากแสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ สามารถรับแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งปี เนื่องจากอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตร และในแต่ละวันจะรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้ประมาณ 4 – 5 ชั่วโมง โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยสามารถได้รับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยวันละ 4.7 – 5.5 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร [19]

#### 2.13.1 โซลาร์ฟาร์ม [20]

โซลาร์ฟาร์มจะผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆ แผงมาวางเรียงต่อกัน ซึ่งระบบติดตั้งของโซลาร์ฟาร์มนี้มี 2 ชนิด คือ

1) แบบยึดติดอยู่กับที่ (Fixed System) เป็นการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระบุตำแหน่งชัดเจน โดยใช้ข้อมูลเฉลี่ยของระดับความเข้มของแสงในแต่ละพื้นที่ เพื่อกำหนดองศาของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้รับแสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพที่สุด แต่การติดตั้งแบบยึดติดอยู่กับที่จะมีข้อเสีย คือ การรับแสงอาทิตย์จะรับได้ดีเพียงแค่ว่าบางช่วงเวลาของวันหรือประมาณ 5-6 ชั่วโมงต่อวัน และสามารถรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้เต็มที่ในเวลา



เที่ยงเท่านั้น เนื่องจากดวงอาทิตย์เคลื่อนที่อยู่ตลอดเวลา สำหรับข้อดีคือ ต้นทุนในการติดตั้ง และการบำรุงรักษาเซลล์แสงอาทิตย์จะต่ำกว่าการติดตั้งแบบหมุนตามดวงอาทิตย์

2) แบบหมุนตามดวงอาทิตย์ (Tracking System) การติดตั้งโซลาร์เซลล์ในรูปแบบนี้จะสามารถรับแสงอาทิตย์ได้ดีกว่าแบบยึดติดอยู่กับที่ถึง 20% หลักการทำงานของระบบหมุนตามดวงอาทิตย์ คือ จะมีแขนกลทำหน้าที่หมุนแผงเซลล์อาทิตย์ โดยจะควบคุมด้วยโปรแกรมที่เก็บข้อมูลความเข้มของแสง ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดให้หมุนไปทิศทางใด ทำมุมองศาเท่าไร จึงจะได้รับความเข้มจากแสงอาทิตย์มากที่สุด

เนื่องจากการทำโซลาร์ฟาร์มต้องใช้พื้นที่ค่อนข้างมากในการติดตั้งโซลาร์เซลล์ สถานที่สำหรับการติดตั้งจึงควรจะเป็นที่โล่งแจ้ง ไม่มีเงามาบัง ไม่อยู่ใกล้สถานที่เกิดฝุ่น ในปัจจุบันการสร้างโซลาร์ฟาร์มสามารถติดตั้งได้บนผืนน้ำ บริเวณอ่างเก็บน้ำ หรือเขื่อน ซึ่งสามารถลดการใช้ที่ดินขนาดใหญ่ลงได้ เช่น ที่อ่างเก็บน้ำควีนอลิซาเบธที่ 2 (Queen Elizabeth II) กรุงลอนดอน และเขื่อน Yamakura ประเทศญี่ปุ่น เป็นต้น นอกจากนี้การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนผืนน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นถึง 20% เมื่อเทียบกับการผลิตบนพื้นดิน เนื่องจากน้ำจะช่วยลดอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ลง

### 2.13.2 อุปกรณ์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ [21]

อุปกรณ์ที่สำคัญในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ แสดงดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 อุปกรณ์ที่สำคัญในระบบพลังงานแสงอาทิตย์

(ที่มา : <http://mint-1242.blogspot.com/>)

1) เซลล์แสงอาทิตย์ ทำหน้าที่ ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงจากดวงอาทิตย์ได้โดยตรง ซึ่งสามารถนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า หรือ ต่อขนานเพื่อเพิ่มพลังงานไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการ

2) แบตเตอรี่ ทำหน้าที่ เป็นที่กักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อสามารถนำมาใช้ในเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์หรือเวลาที่ต้องการได้

3) เครื่องควบคุมประจุ ทำหน้าที่ ป้องกันการเก็บประจุที่เยอะเกินไปในแบตเตอรี่ โดยการควบคุมกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้าให้มีปริมาณเหมาะสม เพื่อยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ รวมถึงป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลกลับเข้าเซลล์แสงอาทิตย์ ในช่วงกลางคืน

4) อินเวอร์เตอร์ ทำหน้าที่ แปลงกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตมาจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้เป็นกระแสสลับ เพื่อให้สามารถใช้ได้ในระบบต่อไป

### 2.13.3 ชนิดของโซลาร์อินเวอร์เตอร์ [22]

โซลาร์อินเวอร์เตอร์ (Solar Inverter) มีหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อนำมาต่อโหลดใช้งานต่อไป โดยสามารถแบ่งออกได้ ดังนี้

- 1) Central Solar Inverter เป็นออนกริดอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่ แสดงดังรูปที่ 2.6 มีขนาดตั้งแต่ 100 kW - 2,500 kW ส่วนใหญ่ใช้ในโซลาร์ฟาร์ม มีข้อเสีย คือ หากอินเวอร์เตอร์เสีย 1 ตัว ก็จะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบลดลงอย่างมาก ในอนาคตจึงมีการใช้ String Solar Inverter เพิ่มมากขึ้น



รูปที่ 2.6 SMA Sunny Central 2750-EV-US inverter

(ที่มา : <https://www.solarpowerworldonline.com/2017/09/sma-introduces-newest-sunny-central-solar-inverter/>)

- 2) String Solar Inverter เป็นอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็ก มีขนาดตั้งแต่ 2 - 60 kW ซึ่งเป็นอินเวอร์เตอร์ ที่เรานำมาติดตั้งใช้งานตามบ้าน สำนักงาน หรือโรงงานที่ส่วนใหญ่ติดตั้งบนหลังคาหรือดาดฟ้า เนื่องจากกำลังการผลิตและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้ง การต่อใช้งาน คือ นำแผงโซลาร์เซลล์มาอนุกรมหรือขนานกันให้ได้ค่าแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าตามที่ต้องการ แสดงดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การต่ออนุกรม String solar inverter เพื่อให้ได้แรงดันที่ต้องการ

(ที่มา : <https://www.civicsolar.com/article/solar-inverter-string-design-calculations>)

- 3) Solar Inverter แบบมี Power Optimizer เป็นอินเวอร์เตอร์ที่มีการเพิ่มอุปกรณ์ Power Optimizer ไปติดตั้งที่ใต้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง เพื่อทำหน้าที่ในการปรับแต่งค่าแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่มาจากแผงโซลาร์เซลล์ให้เหมาะสมก่อนแล้วจึงส่งต่อไปยังอินเวอร์เตอร์
- 4) โซลาร์อินเวอร์เตอร์แบบออฟกริด (Off Grid Solar Inverter) ซึ่งอินเวอร์เตอร์ประเภทนี้เหมาะกับสถานที่ที่ไม่มีไฟฟ้าของการไฟฟ้าเข้าถึง
- 5) ไฮบริดส์โซลาร์อินเวอร์เตอร์ (Hybrid Solar Inverter) แบ่งได้ 2 แบบ ดังนี้
- 5.1) ไฮบริดส์ออฟกริด คือ อินเวอร์เตอร์ที่รับไฟได้จากหลายแหล่ง เช่น จากแผงโซลาร์เซลล์ จากการไฟฟ้า จากเครื่องปั่นไฟ หรือจากกังหันปั่นไฟ เป็นต้น โดยในระบบจะมีแบตเตอรี่ เพื่อเก็บพลังงานไฟฟ้าสำรองเวลาไม่มีแสงอาทิตย์ และสามารถตั้งค่าให้รับไฟจากแหล่งใดก็ได้
- 5.2) ไฮบริดส์ออนกริด จะเหมือนกับไฮบริดส์ออฟกริดทุกอย่าง ยกเว้นถ้าไฟเหลือจากเซลล์แสงอาทิตย์จะขนานหรือเชื่อมต่อหรือไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟของการไฟฟ้า



776837808

#### 2.13.4 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

1) ระบบออฟกริด (Off Grid) หรือ แบบอิสระ (Stand Alone) คือ ระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ได้เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยระบบนี้เหมาะกับสถานที่ไม่มีไฟฟ้าเข้าถึง ซึ่งแบ่งประเภทจากการนำไปต่อเพื่อใช้งาน ดังนี้

1.1) ต่อใช้งานโดยไม่ใช้แบตเตอรี่ คือ เมื่อได้กระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แล้วต่อไปยังอุปกรณ์เพื่อใช้งานเลย ซึ่งจะใช้ได้เฉพาะเวลาที่มิแสงอาทิตย์เท่านั้นและไม่มีการเก็บประจุไฟฟ้ามาใช้งานภายหลัง

1.2) แบบต่อใช้งานโดยใช้แบตเตอรี่ คือ การนำกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ชาร์จเข้าแบตเตอรี่ แล้วจึงนำไฟฟ้าที่ได้มาใช้งาน ซึ่งมีข้อดี คือ สามารถเก็บประจุไฟฟ้าไว้ใช้งานได้ในกรณีที่ไม่มีแสงอาทิตย์หรือสามารถใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืนได้

2) ระบบออนกริด (On Grid) หรือ แบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Grid Connected) คือ ระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับด้วยอินเวอร์เตอร์ เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีข้อดีคือ สามารถนำกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มาขายให้การไฟฟ้าฯ (ทั้งนี้ต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการก่อน) หรือนำไฟฟ้าที่ได้มาใช้งานเองเพื่อลดค่าไฟฟ้า ซึ่งหากผลิตไม่พอใช้ อุปกรณ์ควบคุมก็จะนำไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟของการไฟฟ้าฯ มาใช้งานทดแทน ซึ่งแบ่งออกเป็น 2 แบบ ดังนี้

2.1) แบบผลิตเพื่อจำหน่ายไฟให้การไฟฟ้าฯ คือ เพื่อผลิตไฟฟ้าจำหน่ายให้การไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต้องมีการติดตั้งมิเตอร์แยกจากมิเตอร์ที่ใช้ไฟจากการไฟฟ้าฯ ทั้งนี้การรับซื้อไฟต้องขึ้นอยู่กับนโยบายของภาครัฐ

2.2) แบบผลิตใช้เองเพื่อลดค่าไฟฟ้า คือ เมื่อมีการใช้ไฟมากกว่าที่ผลิตเองจากเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ จะทำหน้าที่ดึงกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้ามาใช้งานอัตโนมัติ ดังนั้นก็จะทำให้ลดค่าไฟฟ้าลงได้และไม่มีข้อจำกัดเรื่องกำลังไฟไม่พอ แต่ต้องได้รับการอนุญาตจากการไฟฟ้าฯ ก่อน



776837808

3) ระบบไฮบริดส์ (Hybrid) หรือแบบผสม คือ ระบบที่นำเอาระบบอนกริดและออฟกริดมาผสมกัน ซึ่งจะมีแบตเตอรี่เพื่อสำรองพลังงานไว้ใช้ในเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ และเมื่อมีแสงอาทิตย์แล้วผลิตกระแสไฟฟ้าได้ หากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มีมากกว่าที่นำมาใช้งาน ระบบก็นำกระแสไฟฟ้านั้นชาร์จเข้าแบตเตอรี่ เพื่อนำมาใช้งานได้ต่อไป



776837808

CU Theslis 6070220221 thesis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

### บทที่ 3

#### วิธีการประเมินอายุของหม้อแปลง

หม้อแปลงแบบแช่น้ำมันจะมีฉนวนอยู่ 2 แบบ คือ ฉนวนน้ำมันและฉนวนกระดาษ ซึ่งขดลวดของหม้อแปลงจะถูกพันด้วยฉนวนกระดาษหลายชั้นและทั้งหมดจะถูกแช่อยู่ในฉนวนน้ำมัน โดยฉนวนกระดาษจะทำมาจากเซลลูโลส (Cellulose) ที่ประกอบไปด้วยโมเลกุลของกลูโคสจัดเรียงเป็นแนวโซ่ยาว เมื่อฉนวนกระดาษสัมผัสกับออกซิเจน ความร้อน ละอองน้ำ และกรด จะสามารถทำลายการจับกลุ่มของโมเลกุลของกลูโคส ทำให้ความยาวของโซ่มีขนาดลดลง ส่งผลให้ฉนวนกระดาษเปราะและเสื่อมสภาพลง ซึ่งอาจจะเกิดความเสี่ยงที่ทำให้ขดลวดภายในหม้อแปลงสัมผัสกัน และเกิดการลัดวงจรขึ้น ทำให้หม้อแปลงชำรุดได้ โดยคุณภาพฉนวนน้ำมันสามารถปรับปรุงให้ดีขึ้นได้ด้วยการกรอง แต่ไม่สามารถที่จะปรับปรุงคุณภาพฉนวนกระดาษภายในหม้อแปลงได้ จึงอาจกล่าวได้ว่า อายุของหม้อแปลงอาจมีอายุเท่ากับอายุของฉนวนกระดาษที่อยู่ภายในหม้อแปลง โดยปกติฉนวนกระดาษของหม้อแปลงที่ไม่ได้มีการตัดแปลงตามอ้างอิงจาก [8] จะมีอายุการใช้งาน 180,000 ชั่วโมง หรือประมาณ 20.55 ปี

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะให้ความสำคัญกับผลกระทบจากความร้อน เนื่องจากเป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดที่ทำให้ฉนวนกระดาษเสื่อมสภาพได้ ดังนั้นอายุของหม้อแปลงจึงสามารถประเมินได้จากอุณหภูมิของจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดด้วยวิธีที่พัฒนาจากการรวมกันของ [2] และ [8]

#### 3.1 การประเมินอุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวด

อุณหภูมิของจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดมีผลกระทบโดยตรงต่อหม้อแปลง ซึ่งมีหลายปัจจัยที่ทำให้อุณหภูมิของจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดเพิ่มขึ้น ไม่ว่าจะเป็นการเพิ่มขึ้นของโหลดของหม้อแปลง การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิแวดล้อม รวมไปถึงฮาร์มอนิกส์ที่เกิดขึ้นในระบบ เมื่ออุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดมีค่าเกินค่าอ้างอิงมาตรฐาน นั่นคือ  $110^{\circ}\text{C}$  จะทำให้อายุของหม้อแปลงมีค่าน้อยลงกว่าที่ควรจะเป็น เนื่องจากการวัดค่าอุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดยากต่อการวัดโดยตรง แต่สามารถประมาณค่าได้จาก ผลรวมของอุณหภูมิแวดล้อม อุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่มากกว่าอุณหภูมิแวดล้อม และอุณหภูมิที่จุดสูงสุดของขดลวดที่มากกว่าอุณหภูมิของน้ำมันตอนบน แสดงดังสมการที่ (3.1)

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO/A} + \Delta\theta_{H/TO} \quad (3.1)$$

เมื่อ  $\theta_H$  คือ อุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของขดลวด ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\theta_A$  คือ อุณหภูมิแวดล้อม ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\Delta\theta_{TO/A}$  คือ อุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่มากกว่าอุณหภูมิแวดล้อม ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\Delta\theta_{H/TO}$  คือ อุณหภูมิที่จุดสูงสุดของขดลวดที่มากกว่าอุณหภูมิของน้ำมันตอนบน ( $^{\circ}\text{C}$ )

สำหรับอุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่มากกว่าอุณหภูมิแวดล้อมและอุณหภูมิที่จุดสูงสุดของขดลวดที่มากกว่าอุณหภูมิของน้ำมันตอนบนจะขึ้นอยู่กับขนาดของระดับของโหลดที่ไหลผ่านหม้อแปลง กำลังสูญเสียของหม้อแปลง และวิธีการระบายความร้อนของหม้อแปลงดังแสดงใน (3.2) และ (3.3)

$$\Delta\theta_{TO/A} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{K^2 P_{LL,RH} + P_{NL}}{P_{LL,R} + P_{NL}} \right]^n \quad (3.2)$$

$$\Delta\theta_{H/TO} = (\Delta\theta_{W,R} - \Delta\theta_{TO,R}) \left[ \frac{K^2 P_{LL,RH}}{P_{LL,R}} \right]^m \quad (3.3)$$

เมื่อ  $\Delta\theta_{TO,R}$  คือ อุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่โหลดพิกัด ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\Delta\theta_{W,R}$  คือ อุณหภูมิสูงสุดของขดลวดที่มากกว่าอุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่โหลดพิกัด ( $^{\circ}\text{C}$ )

$P_{LL,R}$  คือ กำลังสูญเสียขณะมีโหลดที่โหลดพิกัด

$P_{LL,RH}$  คือ กำลังสูญเสียขณะมีโหลดที่โหลดพิกัดที่กรณีมีฮาร์มอนิกส์

$P_{NL}$  คือ กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด

$K$  คือ ระดับของโหลด (เปอร์เซ็นต์)

สำหรับค่าของ  $m$  และ  $n$  นั้น ขึ้นอยู่กับระบบระบายความร้อนของหม้อแปลง ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และการคำนวณขั้นตอนต่อไปแบ่งออกเป็น 2 วิธี ดังนี้

ตารางที่ 3.1 ค่าตัวแปร  $m$  และ  $n$  ตามชนิดของการระบายความร้อนของหม้อแปลง

ชนิดของการระบายความร้อน	$m$	$n$
ONAN	0.8	0.8
ONAF	0.8	0.9
OFAF or OFWF	0.8	0.9
ODAF or ODWF	1.0	1.0



776837808

### 3.1.1 เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดแบบเชิงเส้น

เนื่องจากหม้อแปลงจ่ายโหลดเชิงเส้นทำให้กำลังสูญเสียขณะมีโหลดในกรณีมีฮาร์มอนิกส์ มีค่าเท่ากับกำลังสูญเสียขณะมีโหลดในกรณีปกติ และขนาดของโหลดสามารถคำนวณได้ดัง (3.5)

$$P_{LL,RH} = P_{LL,R} \quad (3.4)$$

$$K = \frac{I}{I_R} \quad (3.5)$$

เมื่อ  $I$  คือ กระแสโหลด

$I_R$  คือ กระแสโหลดพิกัดที่ฝั่งทุติยภูมิของหม้อแปลง

### 3.1.2 เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดชนิดไม่เป็นเชิงเส้น

เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดชนิดไม่เป็นเชิงเส้น จึงทำให้เกิดทั้งกระแสฮาร์มอนิกส์และแรงดันฮาร์มอนิกส์เข้าสู่ระบบ ซึ่งกระแสฮาร์มอนิกส์มีผลทำให้กำลังสูญเสียขณะมีโหลดของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวดและกำลังสูญเสียสเตรย์รวมมีค่าเพิ่มขึ้น แสดงในรูปของตัวประกอบการคูณของฮาร์มอนิกส์ โดยแสดงใน (3.6) และ (3.7)

$$P_{LL,RH} = P_{DC,R} + F_{HL,EC} P_{EC,R} + F_{HL,OSL} P_{OSL,R} \quad (3.5)$$

$$F_{HL,EC} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_{h1}}\right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_{h1}}\right)^2} \quad (3.6)$$

$$F_{HL,OSL} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_{h1}}\right)^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_{h1}}\right)^2} \quad (3.7)$$

เมื่อ  $F_{HL,EC}$  คือ ตัวประกอบการคูณฮาร์มอนิกส์ของกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวนในขดลวด



776837808



$F_{HL,OSL}$  คือ ตัวประกอบการคูณฮาร์โมนิกส์ของกำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ

$I_{h1}$  คือ กระแสฮาร์โมนิกส์ที่ลำดับฮาร์โมนิกส์ที่ 1

$I_h$  คือ กระแสฮาร์โมนิกส์ที่ลำดับฮาร์โมนิกส์ต่างๆ

สำหรับขนาดของโหลดจำเป็นต้องคิดรวมส่วนประกอบของกระแสฮาร์โมนิกส์ด้วย ดังแสดงในสมการที่ (3.8)

$$K = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_R \left( \frac{I_{h1}}{I} \right)} \quad (3.8)$$

### 3.2 การประเมินอายุการใช้งานของหม้อแปลง

เนื่องจากอุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดของหม้อแปลงสามารถนำมาประเมินเพื่อหาอายุการใช้งานของหม้อแปลงได้ ด้วยการหาตัวแปรเร่งอายุสามารถคำนวณได้ตาม (3.9) เมื่ออุณหภูมิจุดที่ร้อนที่สุดมีค่ามากกว่าค่าอ้างอิงมาตรฐาน นั่นคือ  $110^{\circ}\text{C}$  จะทำให้ตัวแปรเร่งอายุมีค่ามากกว่า 1 และอายุการใช้งานของหม้อแปลงจะลดลง ซึ่งหากมีข้อมูลเป็นจำนวนมากจะต้องนำตัวแปรเร่งอายุมาหาค่าเฉลี่ยตาม (3.10) และสามารถนำไปหาเปอร์เซ็นต์อายุที่หายไปของหม้อแปลงจากอายุปกติและอายุการใช้งานที่เหลือที่เกิดจากผลกระทบด้านความร้อนในหม้อแปลง แสดงดัง (3.11) และ (3.12) ตามลำดับ

$$F_{AA} = \exp\left[\frac{15000}{\theta_{H,ref} + 273} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right] \quad (3.9)$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.10)$$

$$LOL = \frac{F_{EQA} \times T \times 100}{NIL} \quad (3.11)$$

$$\text{RemainingLife} = NIL - \frac{NIL \times LOL}{100} \quad (3.12)$$

เมื่อ  $F_{AA}$  คือ ตัวแปรเร่งอายุของหม้อแปลง

$\theta_{H,ref}$  คือ ค่าอ้างอิงมาตรฐานของอุณหภูมิที่จุดสูงสุดของขดลวด ( $^{\circ}\text{C}$ )



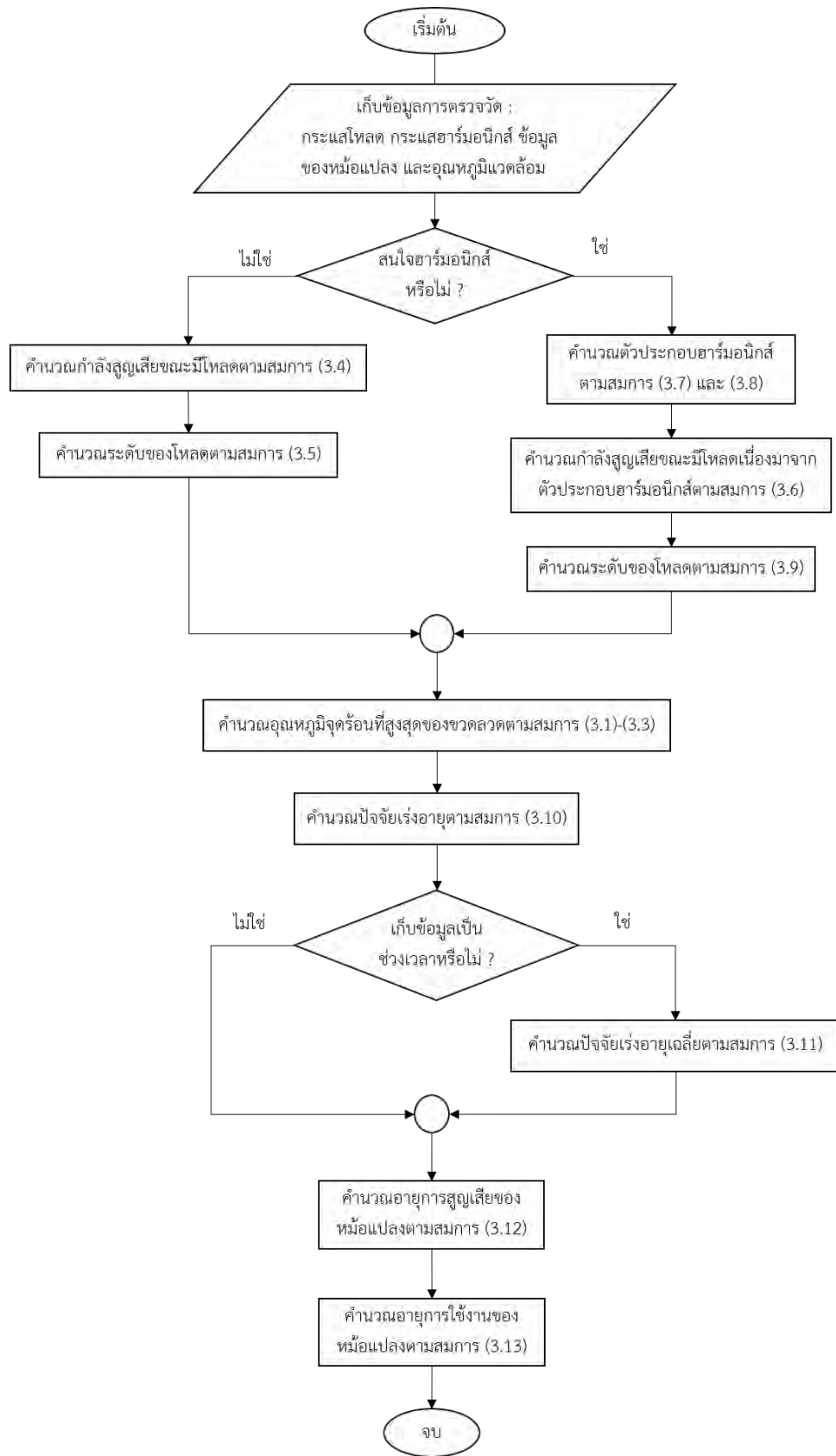
776837808

- $F_{EQA}$  คือ ค่าเฉลี่ยของตัวแปรเร่งอายุของหม้อแปลง
- $\Delta t$  คือ ช่วงเวลาที่เก็บข้อมูล
- N คือ จำนวนข้อมูลที่ตรวจวัด
- LOL คือ อายุที่หายไปของหม้อแปลงเทียบจากอายุปกติ (%)
- T คือ จำนวนเวลาที่ใช้หม้อแปลง (ปี)
- NIL คือ อายุฉนวนของหม้อแปลง (ปี)

โดยขั้นตอนวิธีการประเมินอายุของหม้อแปลงด้วยวิธีข้างต้น แสดงดังรูปที่ 3.1



776837808



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการประเมินอายุของหม้อแปลง



776837808

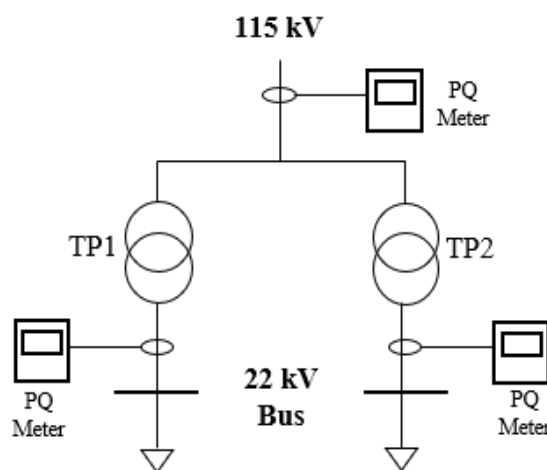
CT :thesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

## บทที่ 4

### การศึกษาผลกระทบทางความร้อนของปัจจัยต่างๆ ต่อหม้อแปลงด้วยข้อมูลจากการวัด

#### 4.1 ข้อมูลการทดสอบ

การประเมินอายุของหม้อแปลงด้วยวิธีที่กล่าวมาข้างต้นถูกทดสอบด้วยการใช้ข้อมูลการตรวจวัดเบื้องต้น จากสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 จังหวัดปทุมธานี แสดงดังรูปที่ 4.1 โดยมีเครื่องตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าติดตั้งไว้ทั้งฝั่งแรงดันทางด้าน 115 KV และ 22 KV เพื่อตรวจวัดและเก็บข้อมูลหม้อแปลงกำลังและข้อมูลการตรวจวัดทางด้าน TP1 จะถูกนำมาพิจารณาเพื่อใช้ในการศึกษาในบทนี้ โดยข้อมูลการตรวจวัดที่จะนำมาใช้ศึกษาคือ ข้อมูลในด้านแรงดัน 22 KV และหม้อแปลงที่ใช้ในการศึกษานี้คือ หม้อแปลงกำลังชนิดแช่น้ำมัน ขนาด 50 MVA ซึ่งรายละเอียดของข้อมูลทั่วไปของหม้อแปลงจากผู้ผลิต แสดงดังตารางที่ 4.1 ในส่วนของข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเก็บข้อมูลจากสถานีเก็บอุณหภูมิคูศต จังหวัดปทุมธานี โดยเป็นสถานีเก็บอุณหภูมิที่ใกล้สถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 มากที่สุด ซึ่งมีระยะห่างประมาณ 20 กิโลเมตร ข้อมูลจากการตรวจวัดที่นำมาใช้ในการศึกษาอยู่ในช่วงวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2561 จนถึงวันที่ 6 มีนาคม 2561 ซึ่งเป็นการเก็บข้อมูลการตรวจวัดในทุกๆ 10 นาที เป็นเวลาทั้งหมดจำนวน 30 วัน ข้อมูลการตรวจวัดที่ใช้ในการประเมินอายุของหม้อแปลงคือ ข้อมูลโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ลำดับที่ 1-16 อุณหภูมิแวดล้อมที่จุดตรวจวัด และพารามิเตอร์ต่างๆ ของหม้อแปลงที่ได้จากตารางที่ 4.1



รูปที่ 4.1 สถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 จังหวัดปทุมธานี

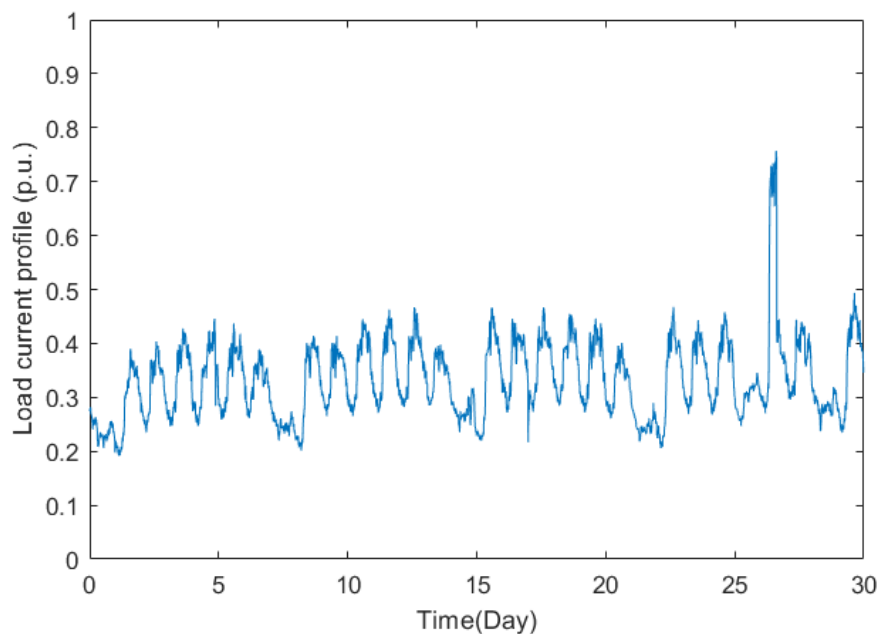


776837808

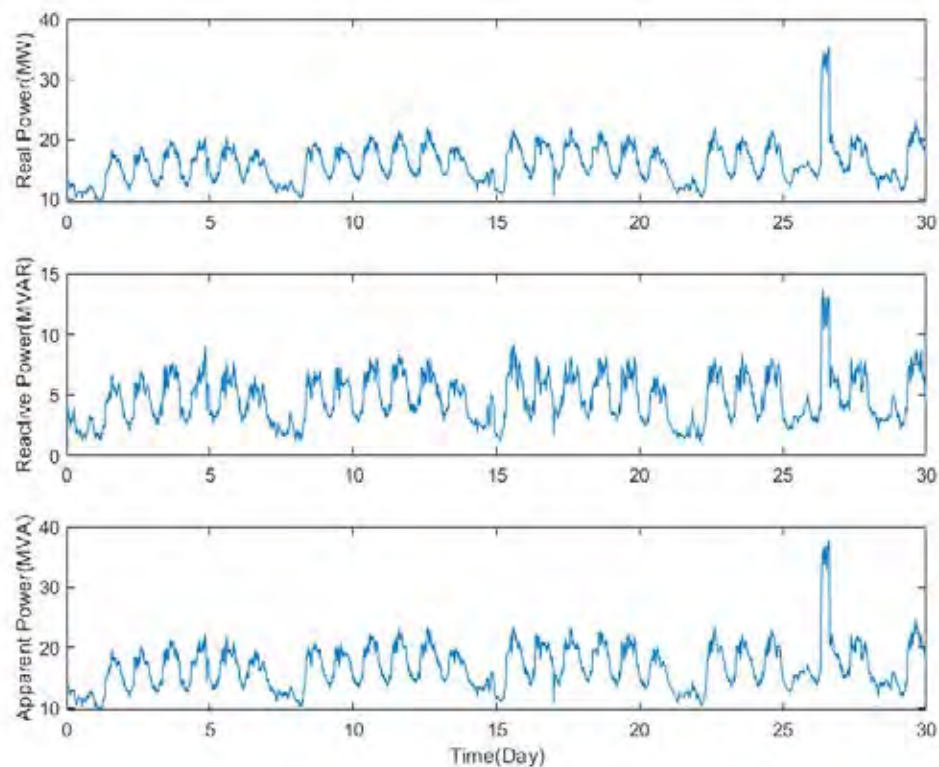
ตารางที่ 4.1 รายละเอียดข้อมูลของหม้อแปลง

พิกัดหม้อแปลง (MVA)	50
แรงดันพิกัดฝั่งปฐมภูมิ (kV)	115
แรงดันพิกัดฝั่งทุติยภูมิ (kV)	23.1
กำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด (kW)	16.657
กำลังสูญเสียขณะมีโหลด (kW)	129.43
กำลังสูญเสียจากความต้านทานของตัวนำ (kW)	107.74
กำลังสูญเสียเสถียรารวม (kW)	21.69
อุณหภูมิของขดลวดที่พิกัด (°C)	55
อุณหภูมิของน้ำมันตอนบนที่พิกัด (°C)	50

ระดับของโหลดของหม้อแปลงตลอด 30 วัน มีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.33 เพอร์ยูนิต โดยในช่วงวันที่ 26 - 28 กุมภาพันธ์ เป็นช่วงที่มีโหลดมากถึง 0.7 - 0.8 เพอร์ยูนิต และช่วงในอื่นๆ มีโหลดประมาณ 0.2 - 0.4 เพอร์ยูนิต แสดงดังรูปที่ 4.2 ในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) กำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) และกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent power) แสดงในรูปที่ 4.3 โดยสังเกตได้ว่าค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนมีค่าน้อยเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริง



รูปที่ 4.2 ข้อมูลโหลดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4

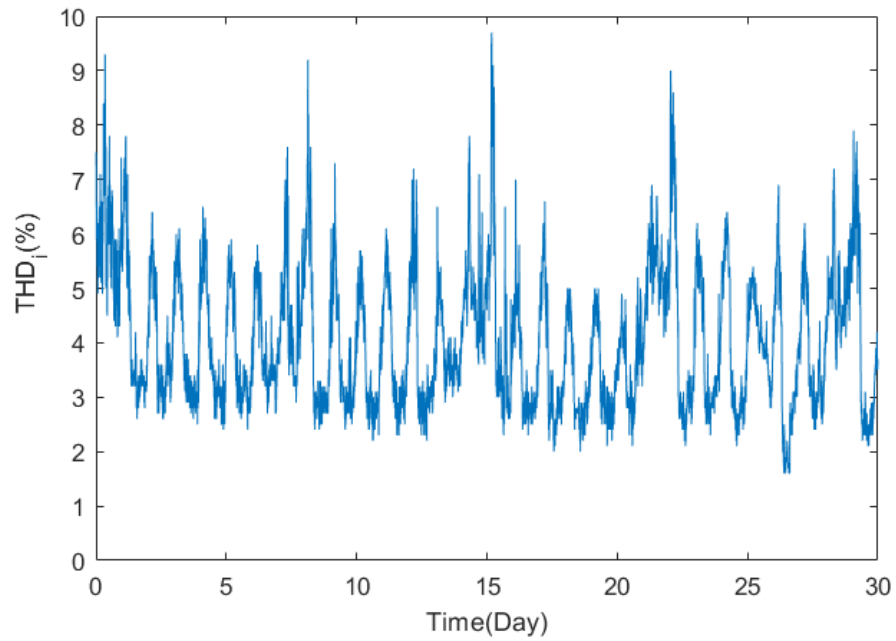


รูปที่ 4.3 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือน และกำลังไฟฟ้าปรากฏ

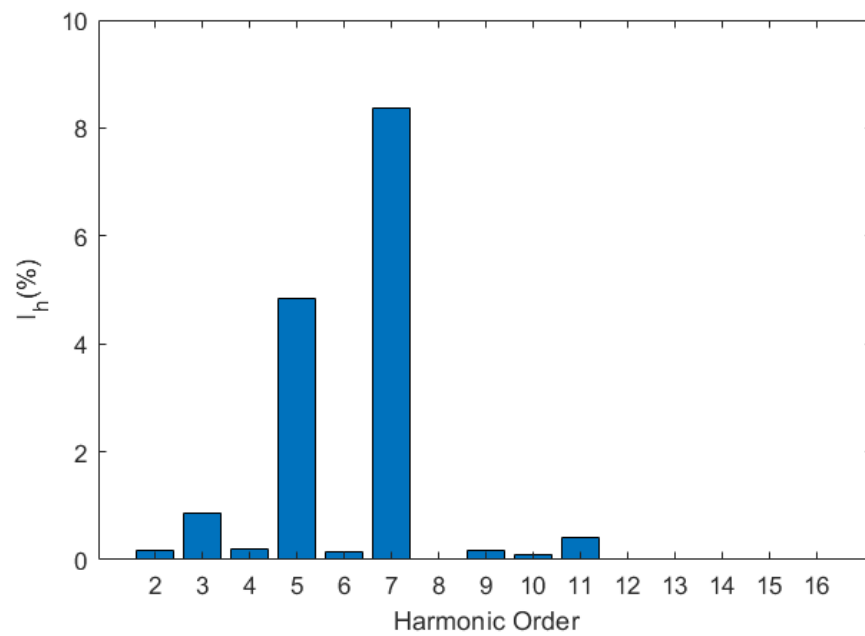
ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์จากข้อมูลตรวจวัดมีค่าเฉลี่ยโดยประมาณ 4% โดยมีค่ามากที่สุดประมาณ 9% และน้อยที่สุดประมาณ 2% ซึ่งมีค่าค่อนข้างน้อยมาก เนื่องจากเป็นข้อมูลในสถานีไฟฟ้าย่อย แสดงได้ดังรูปที่ 4.4 และรูปที่ 4.5 แสดงฮาร์โมนิกส์สเปกตรัมของกระแสฮาร์โมนิกส์ ตั้งแต่ลำดับที่ 2-16 ณ วันที่ 19 กุมภาพันธ์ 2561 เวลา 04.10 น. โดยเป็นเวลาที่มิกระแสฮาร์โมนิกส์มากที่สุดใน 30 วัน มีกระแสไหลตประมาณ 261 แอมป์ ซึ่งจะสังเกตได้ว่า กระแสฮาร์โมนิกส์ลำดับที่ 7 และ 5 มีค่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับกระแสฮาร์โมนิกส์ในลำดับอื่นๆ อย่างเห็นได้ชัด โดยจากข้อมูลการตรวจวัดใน 30 วันนี้ กระแสฮาร์โมนิกส์ลำดับที่ 5 มีค่าโดยเฉลี่ยประมาณ 2% และกระแสฮาร์โมนิกส์ลำดับที่ 7 มีค่าโดยเฉลี่ยประมาณ 4% แสดงดังรูปที่ 4.6



776837808



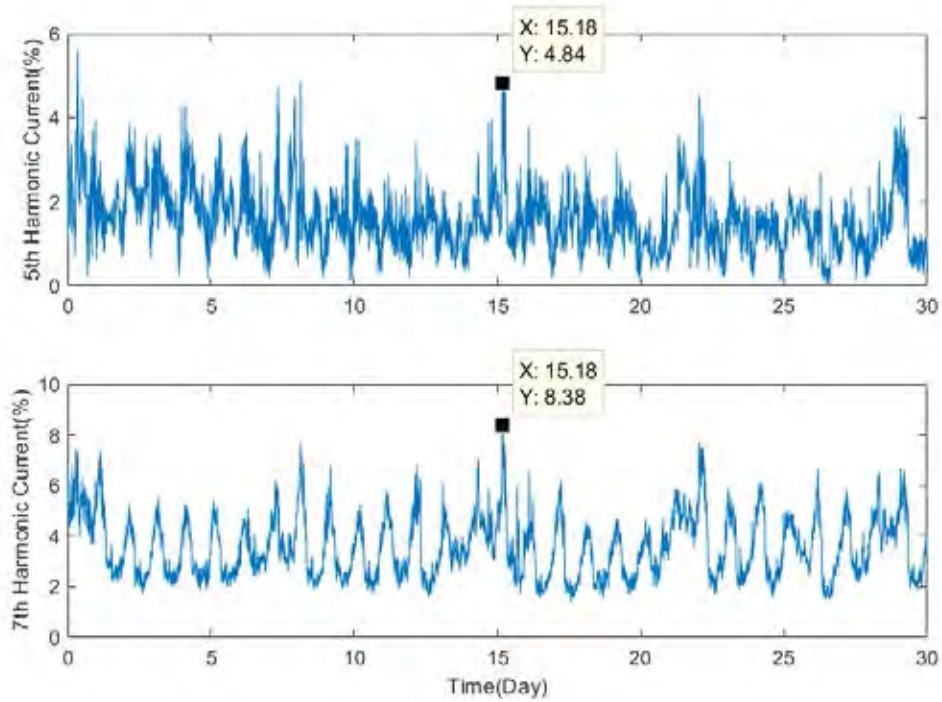
รูปที่ 4.4 ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกในสถานีไฟฟ้าย่อยนวนคร 4



รูปที่ 4.5 กระแสฮาร์มอนิกสเปกตรัมในสถานีไฟฟ้าย่อยนวนคร 4

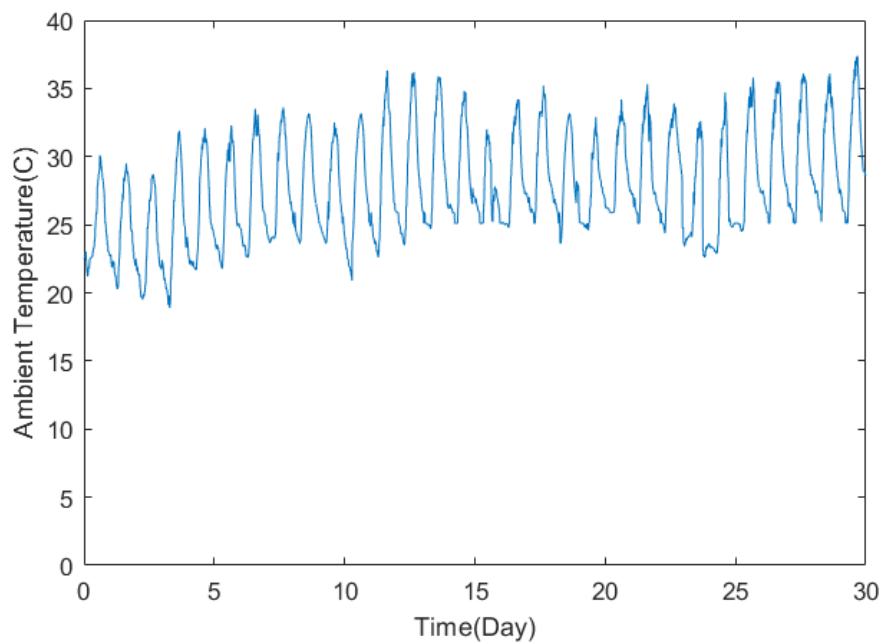


776837808



รูปที่ 4.6 กระแสฮาร์โมนิกส์ลำดับที่ 5 และ 7 ในสถานีไฟฟ้าย่อยนวนนคร 4

อุณหภูมิแวดล้อมที่จุดตรวจวัดใน 30 วัน มีค่าเฉลี่ยประมาณ 28 ซึ่งจะมีค่ามากถึง  $32^{\circ}\text{C}$  -  $35^{\circ}\text{C}$  ในเวลากลางวัน และลดต่ำลง  $22^{\circ}\text{C}$  -  $25^{\circ}\text{C}$  ในเวลากลางคืน แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 อุณหภูมิแวดล้อมในสถานีไฟฟ้าย่อยนวนนคร 4



ตัวอย่างการคำนวณในกรณีที่หม้อแปลงจ่ายโหลดไม่เป็นเชิงเส้นที่ส่งผลให้กำลังสูญเสียของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้น โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ณ วันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2561 เวลา 00.00 น. การคำนวณโหลดและตัวประกอบการคูณฮาร์มอนิกส์ แสดงดังตารางที่ 4.2 ซึ่งกำลังสูญเสียขณะมีโหลดของหม้อแปลงที่มีผลกระทบจากกระแสฮาร์มอนิกส์ แสดงดังตารางที่ 4.3 เมื่อเกิดมีความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่า 7.5% ทำให้กำลังสูญเสียขณะมีโหลดเพิ่มขึ้นถึง 0.14 กิโลวัตต์

ตารางที่ 4.2 กระแสฮาร์มอนิกส์ที่ลำดับฮาร์มอนิกส์ต่างๆ และการคำนวณ

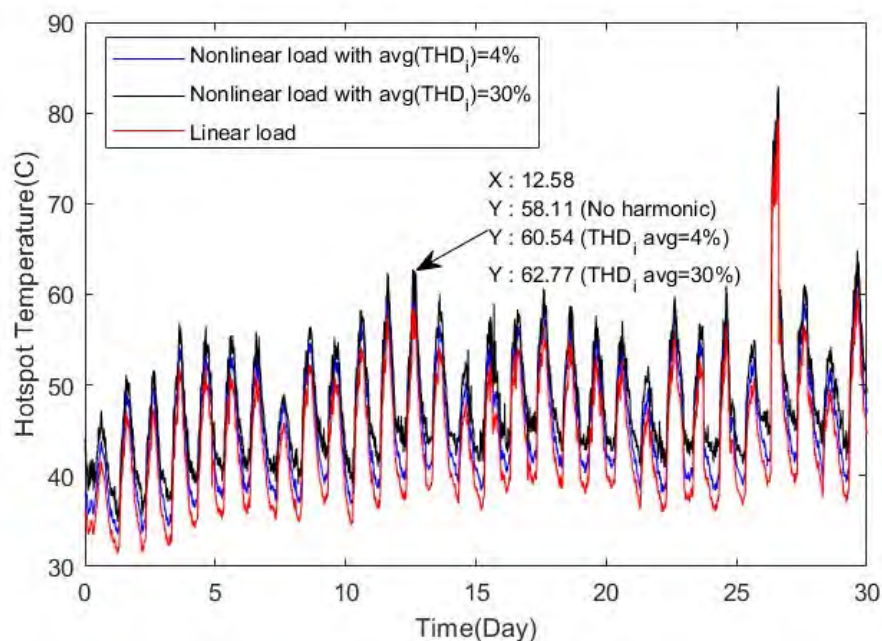
h	$I_h$	$(I_h)^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h^{0.8}$
1	350.48	122836.20	1.00	1.00	1.00
2	0.45	0.21	1.69e-06	0.67e-05	2.94e-06
3	2.17	4.72	3.84e-05	0.34e-03	9.26e-05
4	0.39	0.15	1.21e-06	0.19e-04	3.67e-06
5	10.51	110.55	0.09e-02	0.02	0.00326
6	0.35	0.12	1.00e-06	0.36e-04	4.19e-06
7	23.97	574.70	0.05e-01	0.23	0.02
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.46	0.21	1.69e-06	0.14e-03	9.80e-06
10	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00
11	1.54	2.38	1.94e-05	0.23e-02	0.13e-03
12	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.63	0.40	3.24e-06	0.55e-03	2.52e-05
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผลรวม		123529.60	1.01	1.25	1.02
ตัวประกอบการคูณฮาร์มอนิกส์ของกำลังสูญเสียจากกระแสไหลวน ตามสมการ (3.7)					1.24
ตัวประกอบการคูณฮาร์มอนิกส์ของกำลังสูญเสียสเตอริยอื่นๆ ตามสมการ (3.8)					1.01
โหลดของหม้อแปลงเมื่อคิดฮาร์มอนิกส์รวม (per unit) ตามสมการ (3.9)					0.28

ตารางที่ 4.3 กำลังสูญเสียของหม้อแปลงจากผลของกระแสฮาร์มอนิกส์

ชนิดของกำลังสูญเสีย	ค่ากำลังสูญเสีย (kW)	ตัวประกอบการคูณฮาร์มอนิกส์	กำลังสูญเสียจากกระแสฮาร์มอนิกส์ (kW)
กำลังสูญเสียจากความต้านทานของขดลวด	8.43	-	8.43
กำลังสูญเสียจากกระแสไหลวนในขดลวด	0.56	1.24	0.69
กำลังสูญเสียสเตรย์อื่นๆ	1.14	1.01	1.15
กำลังสูญเสียขณะมีโหลด	10.13	-	10.27

#### 4.2 ผลการทดสอบ

โดยทดสอบจากข้อมูลการตรวจวัดทั้ง 30 วัน ด้วยวิธีการข้างต้นทั้งหมด 3 กรณี ดังนี้ กรณีที่ 1 คือ หม้อแปลงจ่ายโหลดแบบเชิงเส้น กรณีที่ 2 คือ หม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นตามข้อมูลการตรวจวัดจริงเมื่อความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่าเป็น 4% และกรณีที่ 3 คือ หม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นเมื่อความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยเป็น 30% โดยผลลัพธ์แสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4

จากข้อมูลการตรวจวัดตลอด 30 วัน ในสถานีไฟฟ้าย่อยนคร 4 จะเห็นได้ว่า อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในหม้อแปลงมีค่าไม่เกินอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดอ้างอิง ซึ่งมีค่าเท่ากับ  $110^{\circ}\text{C}$  เพราะฉะนั้นหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าย่อยนี้จะมีอายุการใช้งานไม่ลดลงจากอายุการใช้งานจริงของหม้อแปลง โดยแบ่งเป็นการวิเคราะห์ได้ 3 ข้อ ดังนี้

ช่วงวันที่ 26 - 27 กุมภาพันธ์ ซึ่งมีโหลดประมาณ 0.7 เพอร์ยูนิต มีค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงสูงถึงประมาณ  $70^{\circ}\text{C} - 80^{\circ}\text{C}$  แต่ในช่วงเวลาอื่นๆ ที่มีโหลดประมาณ 0.2 - 0.4 เพอร์ยูนิต มีค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงประมาณ  $30^{\circ}\text{C} - 60^{\circ}\text{C}$  เพราะฉะนั้น เมื่อระดับของโหลดมากขึ้น จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงมีค่ามากขึ้น

ช่วงวันที่ 16 กุมภาพันธ์ เวลา 13.50 น. อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดเมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดเป็นเชิงเส้นและโหลดไม่เป็นเชิงเส้นในกรณีที่ 1 และ 2 คือ  $58.11^{\circ}\text{C}$  และ  $60.54^{\circ}\text{C}$  ตามลำดับ จึงสามารถสรุปได้ว่า กระแสฮาร์โมนิกส์มีผลต่อการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลง

ช่วงวันที่ 16 กุมภาพันธ์ เวลา 13.50 น. อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงของการทดสอบในกรณีที่ 2 เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่าเฉลี่ยเป็น 4% และในกรณีที่ 3 เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยเป็น 30% มีค่า  $60.54^{\circ}\text{C}$  และ  $62.77^{\circ}\text{C}$  ตามลำดับ จึงสามารถสรุปได้ว่า เมื่อมีกระแสฮาร์โมนิกส์เพิ่มขึ้นก็จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงมีค่ามากขึ้นด้วย

โดยผลกระทบต่างๆ ที่กล่าวมาที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลง อาจส่งผลทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงลดลงได้ ซึ่งจะแสดงในหัวข้อต่อไป

#### 4.3 ผลกระทบของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุหม้อแปลง

การศึกษาผลกระทบของปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อหม้อแปลง จะถูกทดสอบด้วยการใช้ข้อมูลการตรวจวัดและรายละเอียดของหม้อแปลงข้างต้น โดยจะเพิ่มผลกระทบของปัจจัยต่างๆ เช่น ระดับของโหลด กระแสฮาร์โมนิกส์และอุณหภูมิแวดล้อม หากมีอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงเกินค่ามาตรฐาน คือ  $110^{\circ}\text{C}$  จะหมายความว่า อายุการใช้งานของหม้อแปลงจะลดลง โดยอายุการใช้งานของหม้อแปลงเนื่องจากผลกระทบของปัจจัยต่างๆ จะถูกวิเคราะห์โดยนำสมการที่ (3.13) แทนลงในสมการที่ (3.12) ซึ่งแสดงดังในสมการ (4.1) และ (4.2) จากนั้นจะคิดว่า อายุการใช้งานคงเหลือมีค่าเป็นศูนย์ ซึ่งหมายถึงใช้หม้อแปลงตลอดอายุการใช้งานด้วยผลกระทบนี้ ซึ่งแสดงดังสมการที่ (4.3)



776837808

$$\text{RemainingLife} = \text{NIL} - \frac{\text{NIL} \times F_{\text{EQA}} \times T \times 100}{\text{NIL} \times 100} \quad (4.1)$$

$$\text{RemainingLife} = \text{NIL} - F_{\text{EQA}} \times T \quad (4.2)$$

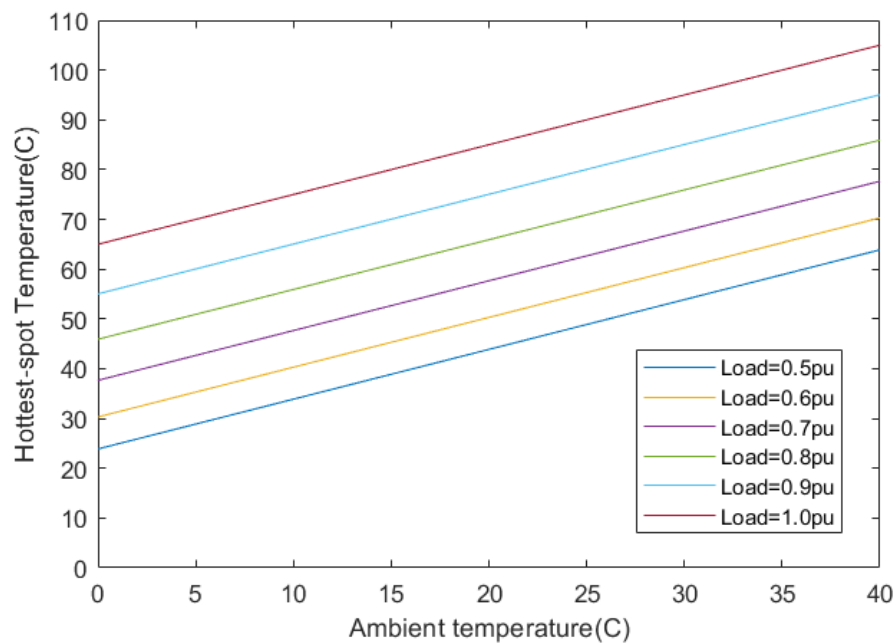
$$T = \frac{\text{NIL}}{F_{\text{EQA}}} \quad (4.3)$$

โดยการทดสอบจะแบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

#### 4.3.1 กรณีหม้อแปลงจ่ายโหลดที่เป็นเชิงเส้น

##### 1) ผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อมและระดับของโหลด

การศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อมและระดับของโหลดของหม้อแปลง จะทดสอบด้วยการเพิ่มอุณหภูมิแวดล้อมและขนาดของโหลด โดยอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงจะถูกประเมินตามวิธีข้างต้น แสดงดังรูปที่ 4.9 ซึ่งพบว่า เมื่ออุณหภูมิแวดล้อมและระดับของโหลดมีค่ามากขึ้น จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงมีค่ามากขึ้นเป็นลักษณะเชิงเส้น แต่จะเห็นได้ว่ามีค่าไม่เกินค่ามาตรฐาน ซึ่งเป็น  $110^{\circ}\text{C}$  หรือหมายความว่า อายุการใช้งานของหม้อแปลงในกรณีจ่ายโหลดที่เป็นเชิงเส้นจะมีค่าไม่ลดลง

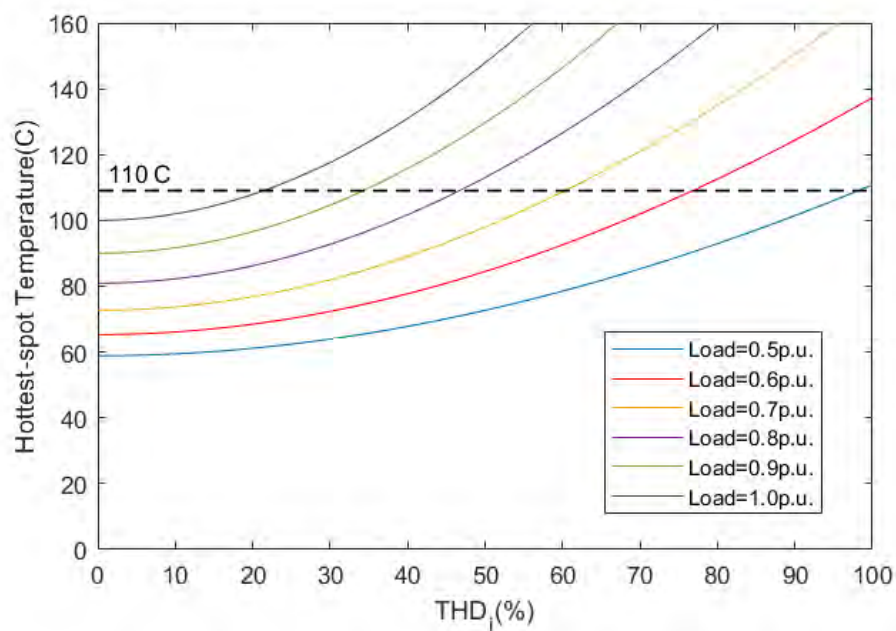


รูปที่ 4.9 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดที่โหลดและอุณหภูมิแวดล้อมใดๆ

#### 4.3.2 กรณีหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น

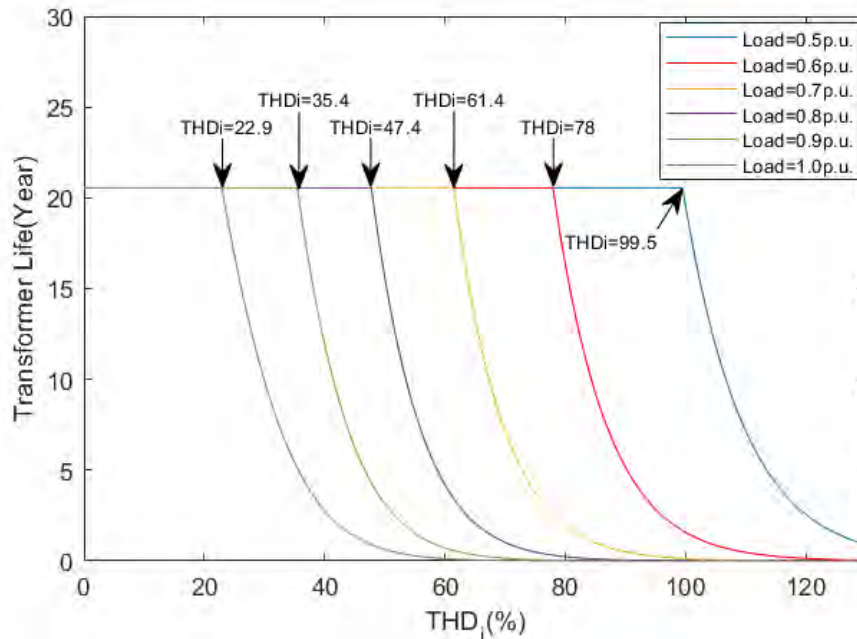
##### 1) ผลกระทบของกระแสฮาร์มอนิกและระดับของโหลด

การศึกษาผลกระทบของกระแสฮาร์มอนิกและระดับของโหลดของหม้อแปลง จะทดสอบด้วยการเพิ่มกระแสฮาร์มอนิกและขนาดของโหลดที่ไม่คิดรวมฮาร์มอนิก ในขณะที่อุณหภูมิแวดล้อมคงที่  $35^{\circ}\text{C}$  โดยอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงที่ถูกประเมินในกรณีระดับของโหลดและความเพี้ยนของกระแสฮาร์มอนิกค่าต่างๆ แสดงดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกและความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกสัใดๆ

พบว่า บางกรณีทดสอบมีอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของหม้อแปลงเกินค่ามาตรฐาน ซึ่งคือ  $110^{\circ}\text{C}$  หรือหมายความว่า อายุการใช้งานของหม้อแปลงในกรณีดังกล่าวจะมีค่าลดลงจากค่าตามที่คาดไว้ ซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.11 อายุการใช้งานของหม้อแปลงที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ

พบว่า เมื่อระดับของโหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์มีค่า 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9 และ 1.0 เพอร์ยูนิต ค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ที่จะไม่ทำให้อายุของหม้อแปลงมีค่าลดลงเนื่องจากผลกระทบดังกล่าวคือ 99.5%, 78%, 61.4%, 47.4%, 35.4% และ 22.9% ตัวอย่างเช่น เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ไม่คิดรวมฮาร์มอนิกส์ขนาด 0.8 เพอร์ยูนิต เมื่อค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่าน้อยกว่า 44.7% หม้อแปลงจะใช้งานได้ 20.55 ปี แต่หากค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่า 50% จะทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงเหลือประมาณ 15.07 ปี แต่หากหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ไม่คิดรวมฮาร์มอนิกส์ขนาด 0.7 เพอร์ยูนิต และมีค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ 50% อายุการใช้งานของหม้อแปลงยังมีค่า 20.55 ปี จึงกล่าวได้ว่า อายุของหม้อแปลงอาจจะมีค่าลดลงได้เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดและมีกระแสฮาร์มอนิกส์มากพอ โดยอายุการใช้งานของหม้อแปลงที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ แสดงดังตารางที่ 4.4



776837808

ตารางที่ 4.4 อายุการใช้งานที่โหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ (ปี)

THD <sub>i</sub> (%)	โหลดที่ไม่มีฮาร์มอนิกส์เบื้องหลัง (เปอร์เซ็นต์)					
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
20	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55
30	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	9.54
40	20.55	20.55	20.55	20.55	11.52	2.68
50	20.55	20.55	<b>20.55</b>	<b>15.07</b>	3.02	0.61
60	20.55	20.55	20.55	4.03	0.68	0.12
70	20.55	20.55	6.89	0.98	0.14	
80	20.55	15.8	1.86	0.22		
90	20.55	4.98	0.49			
100	18.89	1.51				

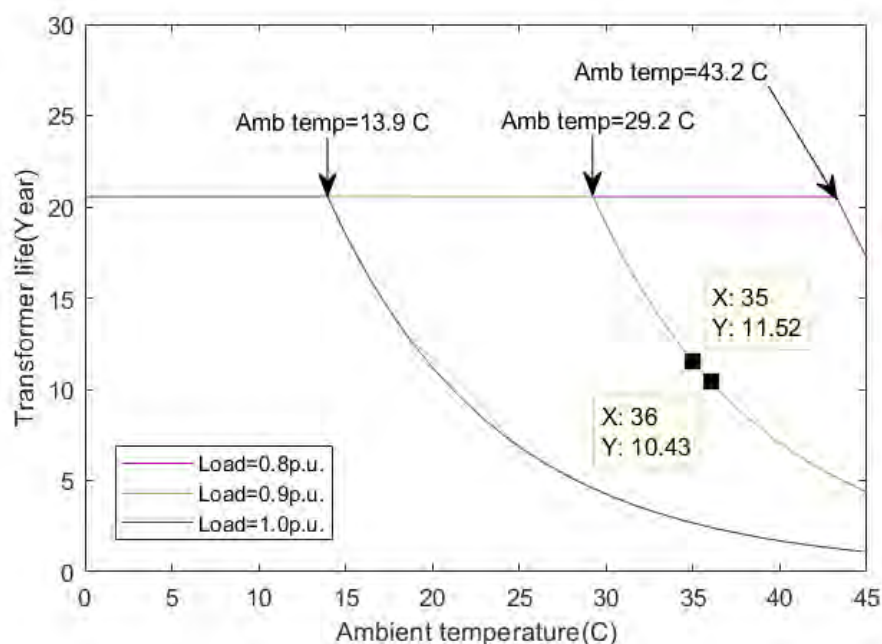
และพบว่า ขนาดของโหลดมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อกระแสฮาร์มอนิกส์เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 4.5 เช่น เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์ขนาด 0.7 เปอร์เซ็นต์ เมื่อมีค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ 30% ขนาดของโหลดจะมีค่า 0.73 เปอร์เซ็นต์ เพราะฉะนั้นเมื่อกระแสฮาร์มอนิกส์ทำให้โหลดมีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้นการเพิ่มขึ้นของโหลดอาจจะทำให้เกิดภาวะการจ่ายโหลดเกินพิกัดในหม้อแปลงได้

ตารางที่ 4.5 ขนาดของโหลดที่ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ใดๆ (เปอร์เซ็นต์)

THD <sub>i</sub> (%)	โหลดที่ไม่มีฮาร์มอนิกส์เบื้องหลัง (เปอร์เซ็นต์)					
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
20	0.51	0.61	0.71	0.82	0.92	1.02
30	0.52	0.63	<b>0.73</b>	0.84	0.94	1.04
40	0.54	0.65	0.75	0.86	0.97	1.08
50	0.56	0.67	0.78	0.89	1.01	1.12
60	0.58	0.70	0.82	0.93	1.05	1.17
70	0.61	0.73	0.85	0.98	1.10	1.22
80	0.64	0.77	0.90	1.02	1.15	1.28
90	0.67	0.81	0.94	1.08	1.21	1.34
100	0.71	0.85	0.99	1.13	1.27	1.41

## 2) ผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อมและระดับของโหลด

การศึกษาผลกระทบจากอุณหภูมิแวดล้อมต่อหม้อแปลงจะถูกทดสอบด้วยการเพิ่มอุณหภูมิแวดล้อมและขนาดของโหลดที่ไม่คิดรวมฮาร์มอนิกส์ โดยทดสอบที่ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์มีค่า 40% อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงถูกประเมินเพื่อหาอายุการใช้งาน ผลลัพธ์แสดงดังรูปที่ 4.12 ซึ่งพบว่า เมื่อโหลดมีค่าน้อยกว่า 0.8 เปรอร์ยูนิต อายุการใช้งานของหม้อแปลงจะลดลงเนื่องจากผลกระทบของอุณหภูมิแวดล้อม แต่หากโหลดมีขนาด 0.8, 0.9 และ 1.0 เปรอร์ยูนิต และเมื่ออุณหภูมิแวดล้อมมีค่ามากกว่า  $43.2^{\circ}\text{C}$ ,  $29.2^{\circ}\text{C}$  และ  $13.9^{\circ}\text{C}$  จะทำให้อายุของหม้อแปลงลดลงอย่างรวดเร็ว ซึ่งสามารถเทียบได้จากตารางที่ 4.4 เมื่อโหลดมีขนาด 0.9 เปรอร์ยูนิต และมีความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ 40% หากอุณหภูมิแวดล้อมมีค่า  $35^{\circ}\text{C}$  หม้อแปลงจะสามารถใช้งานได้ 11.52 ปี แต่หากอุณหภูมิแวดล้อมมีค่าเพิ่มขึ้นเป็น  $36^{\circ}\text{C}$  อายุการใช้งานของหม้อแปลงจะเหลือ 10.43 ปี จึงสรุปได้ว่า อุณหภูมิแวดล้อมส่งผลให้อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้นได้ แต่จะส่งผลทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงลดลงได้ก็ต่อเมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดและมีกระแสฮาร์มอนิกส์มากพอ



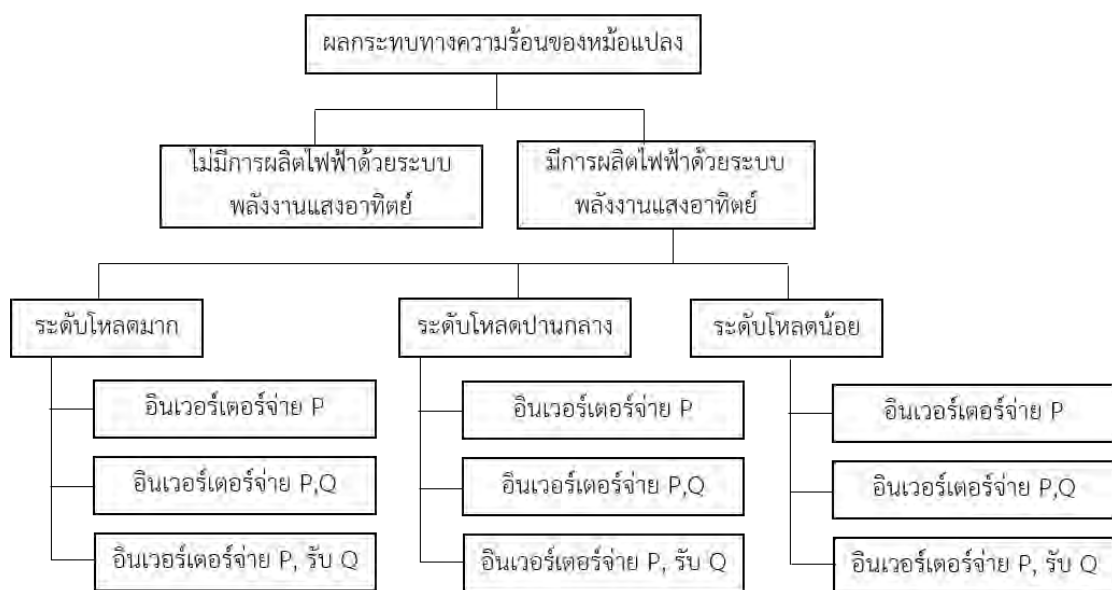
รูปที่ 4.12 อายุการใช้งานของหม้อแปลงเมื่อโหลดที่ไม่คิดฮาร์มอนิกส์และอุณหภูมิแวดล้อมใดๆ (ปี)



## บทที่ 5

### การศึกษาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

การศึกษาผลกระทบทางความร้อนของหม้อแปลงเพื่อเปรียบเทียบในกรณีที่มีและไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังแสงอาทิตย์ ศึกษาโดยใช้ข้อมูลการตรวจวัดในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 จังหวัดระยอง ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ซึ่งระบบทดสอบถูกจำลองในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactor ซึ่งแบ่งการศึกษาได้ดังรูปที่ 5.1

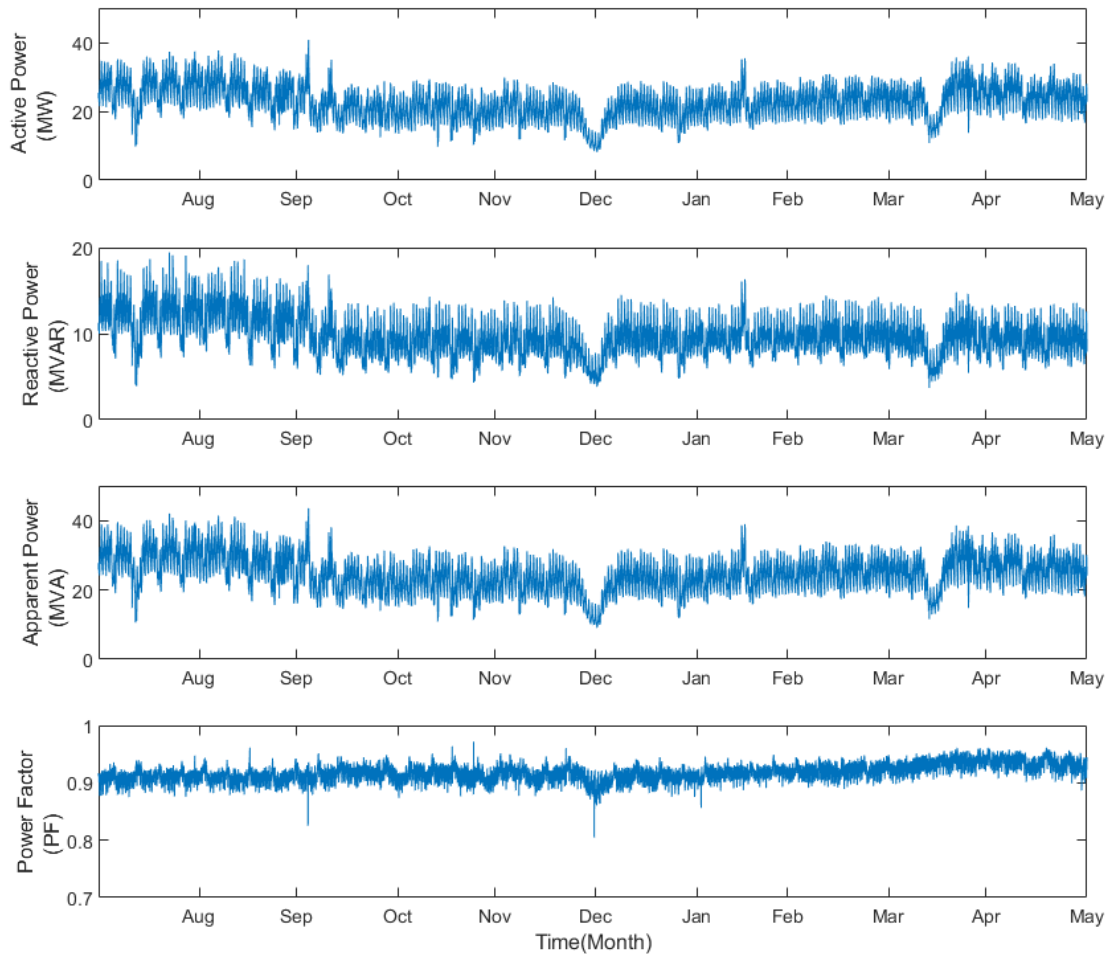


รูปที่ 5.1 กรณีศึกษาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลง

#### 5.1 กรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์

จากผลการวิเคราะห์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยนวนนคร 4 จังหวัดปทุมธานี ซึ่งใช้ข้อมูลเป็นเวลา 1 เดือนในการวิเคราะห์ผลกระทบของความร้อนต่อหม้อแปลง อาจยังเห็นไม่ชัดเจน เนื่องจากมีระดับโหลดน้อยและใช้ข้อมูลน้อยเกินไปในการวิเคราะห์ ผู้วิจัยจึงได้เปลี่ยนมาใช้ข้อมูลจากสถานีย่อยปลวกแดง 1 จังหวัดระยองแทน โดยมีระยะเวลาเก็บข้อมูล 10 เดือน ตั้งแต่เดือนสิงหาคม พ.ศ.2561 จนถึงเดือนพฤษภาคม พ.ศ.2562 ซึ่งเก็บข้อมูลทุกๆ 10 นาที โดยระยะเวลาในการเก็บข้อมูลในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 นี้ ได้ครอบคลุมทั้ง 3 ฤดูของประเทศไทย ส่วนข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเก็บข้อมูลมาจากสถานีเก็บอุณหภูมิสยามอีสเทิร์น อินดัสตรีลพาร์ค โดยมีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 ประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งสามารถนำมาวิเคราะห์ถึงความแตกต่างของผลกระทบจากอุณหภูมิแวดล้อมในแต่ละฤดู

กำลังไฟฟ้าจริงมีค่าตั้งแต่ 8.19 MW – 40.74 MW มีค่าเฉลี่ยประมาณ 22.78 MW กำลังไฟฟ้าเสมือนมีค่าตั้งแต่ 3.70 MVar – 19.44 MVar มีค่าเฉลี่ยประมาณ 9.79 MVar กำลังไฟฟ้าปรากฏมีค่าตั้งแต่ 9.05 MVA – 43.54 MVA มีค่าเฉลี่ยประมาณ 24.81 MVA ตลอด 10 เดือน และค่าตัวประกอบกำลังมีค่าตั้งแต่ 0.75 – 0.98 มีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.92 ซึ่งแสดงดังรูปที่ 5.2

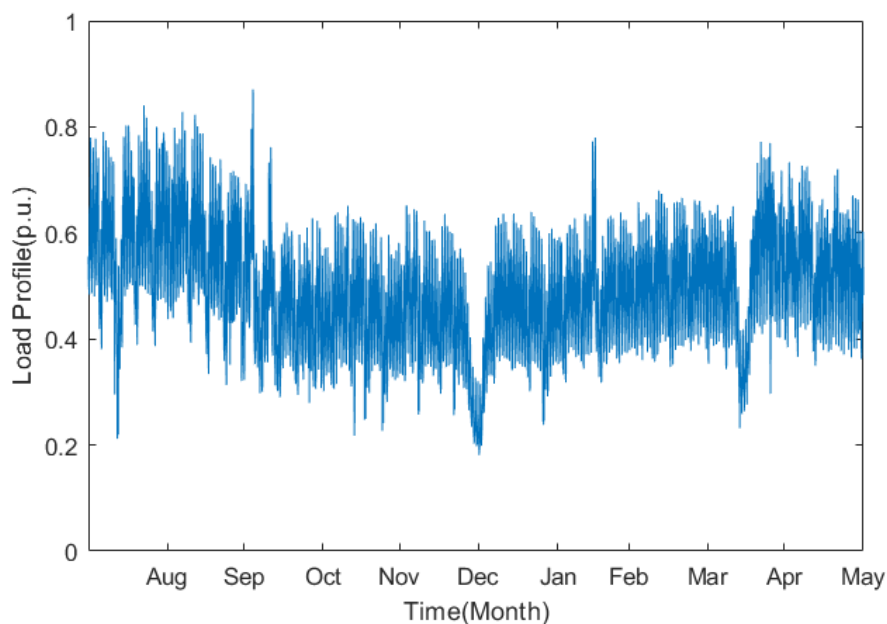


รูปที่ 5.2 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือน กำลังไฟฟ้าปรากฏ และตัวประกอบกำลังของสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ส่วนข้อมูลของการใช้โหลดตลอด 10 เดือน แสดงดังรูปที่ 5.3 พบว่ามีค่าโหลดตั้งแต่ 0.18 เพอร์ยูนิต จนถึง 0.87 เพอร์ยูนิต ซึ่งมีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.5 เพอร์ยูนิต โดยในช่วงวันหยุดจะมีการใช้โหลดน้อย เช่น วันสงกรานต์ วันปีใหม่ เป็นต้น ส่วนในช่วงที่มีการใช้โหลดเยอะในแต่ละวันจะเป็นช่วงเวลา 18.00 น. – 22.00 น. ค่าการใช้โหลดมากที่สุด น้อยที่สุด และค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือนแสดงดังตารางที่ 5.1 จากข้อมูล 10 เดือน พบว่า ช่วงฤดูฝนมีการใช้โหลดมากที่สุด



776837808

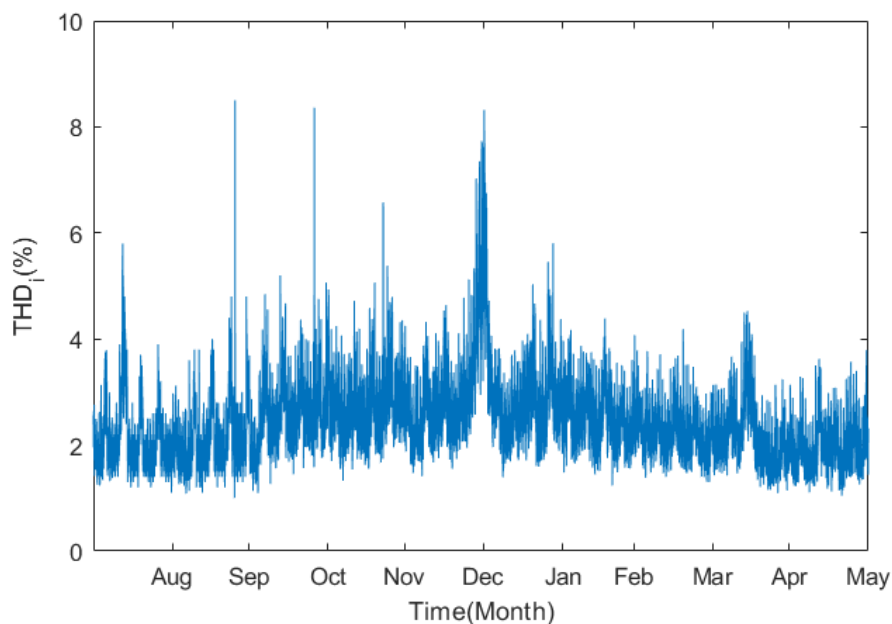


รูปที่ 5.3 ข้อมูลโหลดของหม้อแปลงตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลโหลดในแต่ละเดือนของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ฤดู	เดือน	ค่ามากที่สุด (p.u.)	ค่าน้อยที่สุด (p.u.)	ค่าเฉลี่ย (p.u.)
ฤดูฝน	สิงหาคม พ.ศ.2561	0.84	0.21	0.59
	กันยายน พ.ศ.2561	0.83	0.31	0.57
	ตุลาคม พ.ศ.2561	0.87	0.28	0.47
ฤดูหนาว	พฤศจิกายน พ.ศ.2561	0.65	0.22	0.45
	ธันวาคม พ.ศ.2561	0.65	0.2	0.43
	มกราคม พ.ศ.2562	0.64	0.18	0.44
	กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562	0.78	0.32	0.48
ฤดูร้อน	มีนาคม พ.ศ.2562	0.68	0.35	0.51
	เมษายน พ.ศ.2562	0.77	0.23	0.51
	พฤษภาคม พ.ศ.2562	0.73	0.35	0.53

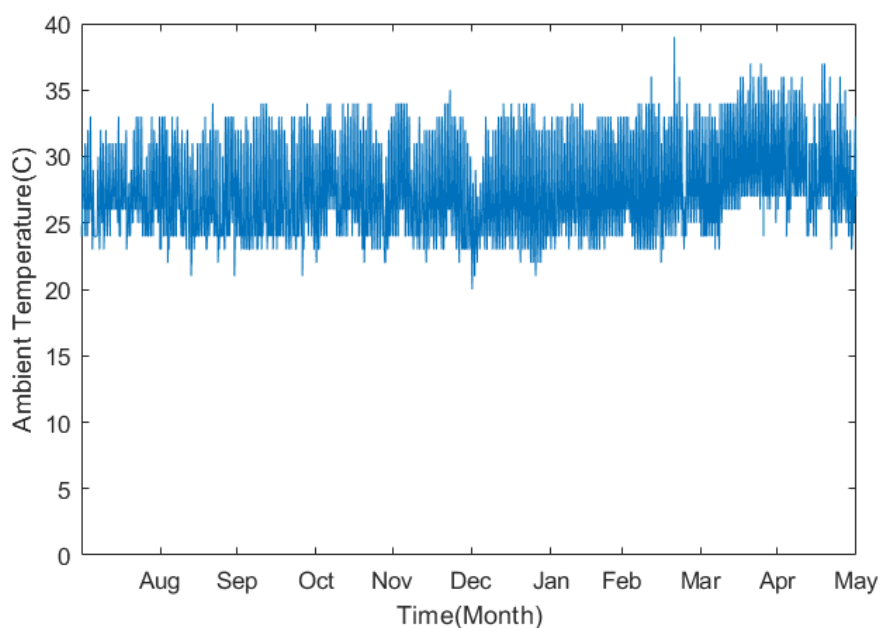
ค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์ตลอด 10 เดือน แสดงดังรูปที่ 5.4 พบว่า ค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่าตั้งแต่ 1% - 8.5% และมีค่าเฉลี่ยประมาณ 2.39% โดยค่าที่มากที่สุด น้อยที่สุด และค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 5.2



รูปที่ 5.4 ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์ตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1  
ตารางที่ 5.2 ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์ในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ฤดู	เดือน	ค่ามากที่สุด (%)	ค่าน้อยที่สุด (%)	ค่าเฉลี่ย (%)
ฤดูฝน	สิงหาคม พ.ศ.2561	5.8	1.1	2.1
	กันยายน พ.ศ.2561	8.5	1	2.1
	ตุลาคม พ.ศ.2561	8.4	1.1	2.5
ฤดูหนาว	พฤศจิกายน พ.ศ.2561	6.5	1.3	2.7
	ธันวาคม พ.ศ.2561	7.7	1.4	2.9
	มกราคม พ.ศ.2562	8.3	1.4	2.8
	กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562	4.4	1.2	2.5
ฤดูร้อน	มีนาคม พ.ศ.2562	4.2	1.3	2.2
	เมษายน พ.ศ.2562	4.5	1.1	2.1
	พฤษภาคม พ.ศ.2562	3.8	1.1	1.9

อุณหภูมิแวดล้อมตลอด 10 เดือน แสดงดังรูปที่ 5.5 พบว่า อุณหภูมิแวดล้อมมีค่าตั้งแต่ 20 °C - 39 °C และมีค่าเฉลี่ยประมาณ 27.5 °C โดยอุณหภูมิแวดล้อมที่มากที่สุด น้อยที่สุด และค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 5.3



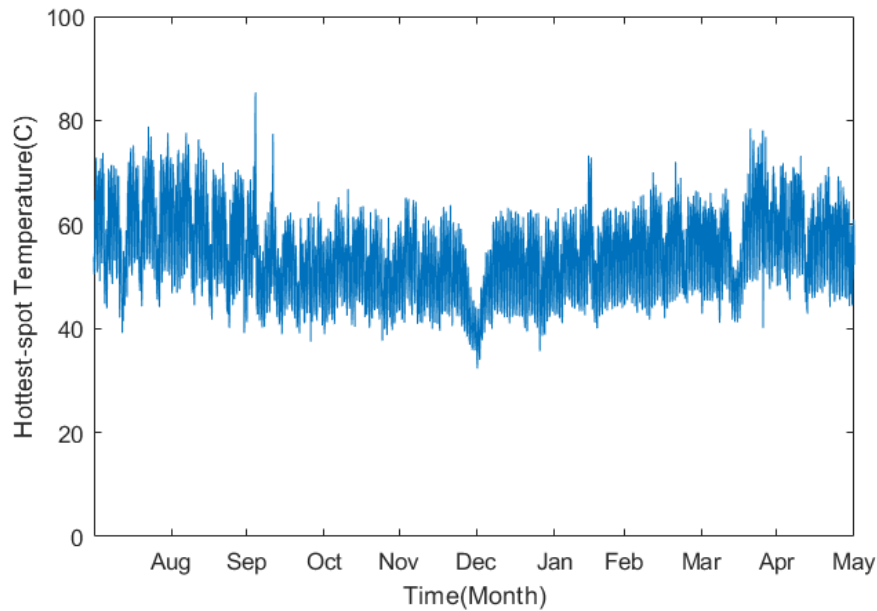
รูปที่ 5.5 อุณหภูมิแวดล้อมตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ตารางที่ 5.3 อุณหภูมิแวดล้อมในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ฤดู	เดือน	ค่ามากที่สุด (°C)	ค่าน้อยที่สุด (°C)	ค่าเฉลี่ย (°C)
ฤดูฝน	สิงหาคม พ.ศ.2561	33	23	27
	กันยายน พ.ศ.2561	34	21	27
	ตุลาคม พ.ศ.2561	34	21	27
ฤดูหนาว	พฤศจิกายน พ.ศ.2561	34	22	27
	ธันวาคม พ.ศ.2561	35	22	27
	มกราคม พ.ศ.2562	34	20	27
	กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562	34	23	27
ฤดูร้อน	มีนาคม พ.ศ.2562	39	22	28
	เมษายน พ.ศ.2562	37	23	29
	พฤษภาคม พ.ศ.2562	37	23	29

หลังจากนำข้อมูลระดับของโหลด กระแสฮาร์โมนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม มาประเมินหาอุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดด้วยวิธีที่นำเสนอในบทที่ 3 ผลลัพธ์ตลอด 10 เดือน แสดงดังรูปที่ 5.6 พบว่า อุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดของขดลวดมีค่าตั้งแต่ 32°C - 85°C และมีค่าเฉลี่ยประมาณ 54°C โดยค่าที่มากที่สุด น้อยที่สุด และค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 5.4 โดยอายุการ

สูญเสียของหม้อแปลงเมื่อเทียบกับอายุปกติตลอด 10 เดือน คิดเป็น 0.0088% ซึ่งถือว่ายังไม่ทำให้หม้อแปลงมีอายุลดลง

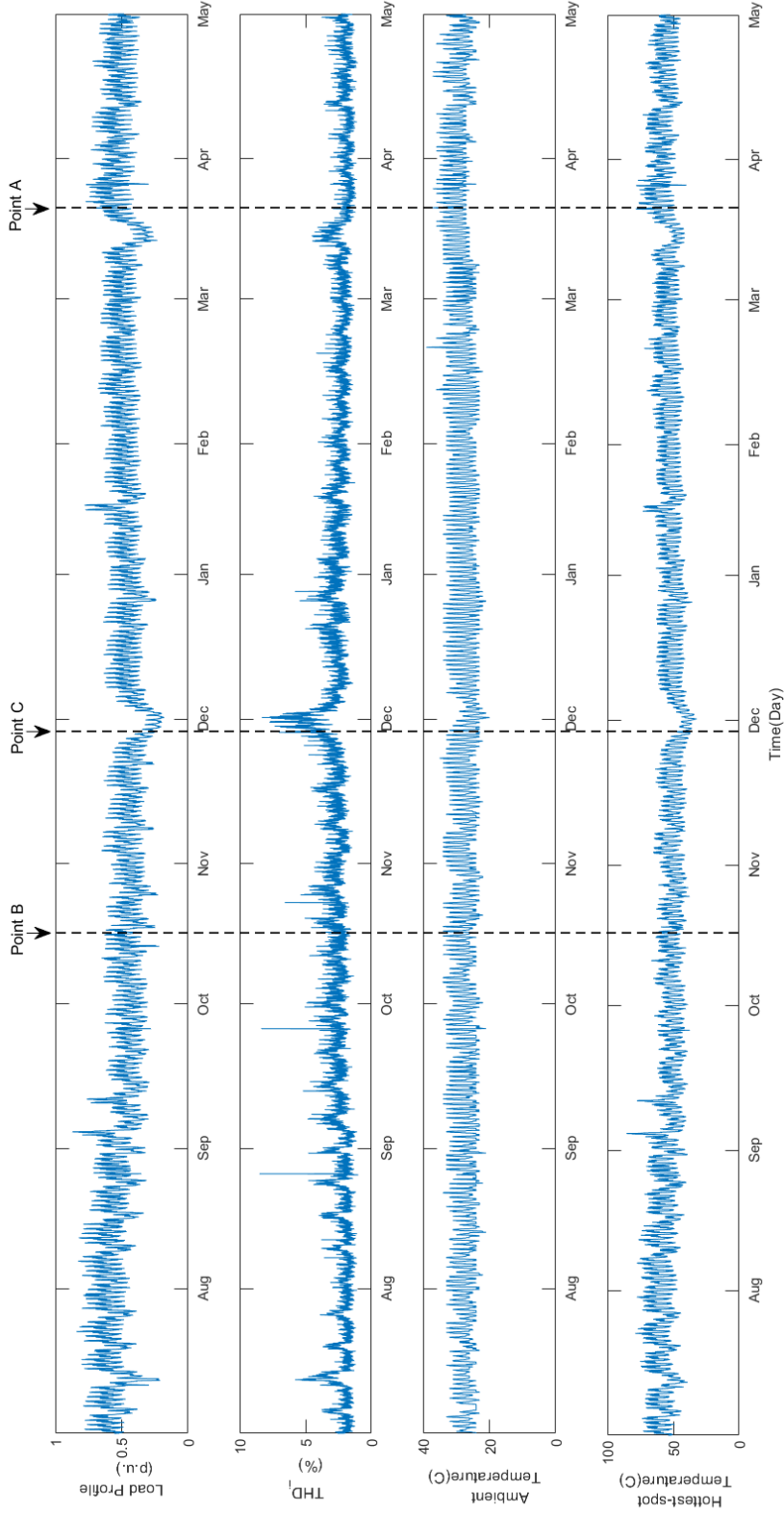


รูปที่ 5.6 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดตลอด 10 เดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ตารางที่ 5.4 อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดในแต่ละเดือนในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ฤดู	เดือน	ค่ามากที่สุด (°C)	ค่าน้อยที่สุด (°C)	ค่าเฉลี่ย (°C)
ฤดูฝน	สิงหาคม พ.ศ.2561	78.81	39.16	59.12
	กันยายน พ.ศ.2561	77.62	39.12	57.76
	ตุลาคม พ.ศ.2561	85.39	37.46	51.68
ฤดูหนาว	พฤศจิกายน พ.ศ.2561	66.78	37.62	50.96
	ธันวาคม พ.ศ.2561	65.14	35.77	49.86
	มกราคม พ.ศ.2562	63.2	32.29	49.91
	กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562	73.23	40.01	52.93
ฤดูร้อน	มีนาคม พ.ศ.2562	72.02	41.73	54.85
	เมษายน พ.ศ.2562	78.4	40.14	56.28
	พฤษภาคม พ.ศ.2562	73.17	42.85	57.06

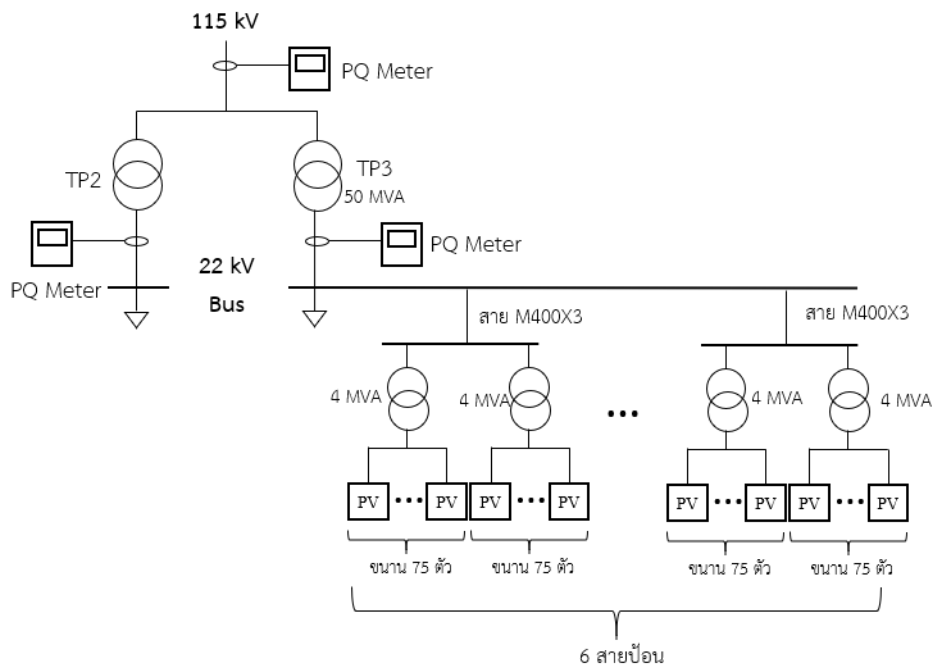
ค่าเปรียบเทียบระหว่างอุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดของชุดวัดและตัวแปรสำคัญที่ทำให้เกิดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลง นั่นคือ ข้อมูลโหลดกระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม แสดงดังรูปที่ 5.7 ซึ่งพบว่า อุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดและข้อมูลโหลดมีลักษณะของกราฟคล้ายกัน อาจสรุปได้ว่า ระดับของโหลดเป็นตัวแปรที่สำคัญที่สุดที่มีผลกระทบต่อหม้อแปลง



รูปที่ 5.7 ข้อมูลโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิแวดล้อม และอุณหภูมิที่จุดที่ร้อนที่สุดของชุดวัดตลอด 10 เดือน ในสถานีไฟฟ้าย่อยประเภท 1

## 5.2 กรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานแสงอาทิตย์

การศึกษาผลกระทบต่อหม้อแปลงด้านความร้อนในกรณีที่มีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบทดสอบถูกจำลองระบบด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactor ซึ่งทดสอบในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 จังหวัดระยอง โดยในฝั่งหม้อแปลง TP3 มีการเพิ่มระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในฝั่งแรงดัน 22 kV ดังรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 ระบบทดสอบจำลองกรณีติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

ข้อมูลรายละเอียดของสถานีย่อยปลวกแดง 1 ตามอ้างอิงจาก [23] ที่ใส่เป็น External grid ที่ระดับแรงดัน 115 kV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactor แสดงดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ค่าพารามิเตอร์ของสถานีไฟฟ้าต้นทางของสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1

แรงดัน (KV)	3-P Fault (kA)	SLG Fault (kA)	R1 (p.u.)	X1 (p.u.)	R2 (p.u.)	X2 (p.u.)	R0 (p.u.)	X0 (p.u.)
115	17.136	19.995	0.00319	0.02912	0.00280	0.02933	0.00059	0.01659

เนื่องจากปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 กล่าวว่า ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบ



จำหน่าย 22 kV จะมีปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 8 MW ต่อวงจร โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่รับซื้อในระบบจำหน่ายรวมทุกวงจร จะต้องไม่เกิน 75 % ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละตัวของสถานีไฟฟ้า ซึ่งจากในสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 หม้อแปลงในฝั่งที่ศึกษาจะเป็นหม้อแปลง TP3 ซึ่งมีขนาด 50 MVA ดังนั้นจึงสามารถรับซื้อกำลังไฟฟ้ารวมได้ไม่เกิน 37.5 MVA กรณีศึกษาจึงเลือกศึกษาผลกระทบด้านความร้อนต่อหม้อแปลงด้วยขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ 0 – 36 MVA โดยกำหนดให้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งย่อยเป็น 6 สายป้อน แต่ละสายป้อนรับกำลังไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 6 MVA และใช้หม้อแปลงขนาด 4 MVA จำนวน 2 ตัว เพื่อยกระดับแรงดันจากพลังแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ ซึ่งภายใต้หม้อแปลงแต่ละตัว จะมีโซลาร์อินเวอร์เตอร์ขนานกันจำนวน 75 ตัว (ขนาด 3 MVA) โดยอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอินเวอร์เตอร์ประเภท String Solar Inverter ของ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL ซึ่งอยู่ในรายชื่ออินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบที่เป็นไปตามข้อกำหนดของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในปี พ.ศ.2562 โดยมีรายละเอียดเป็นไปตามตารางที่ 5.6 [24]

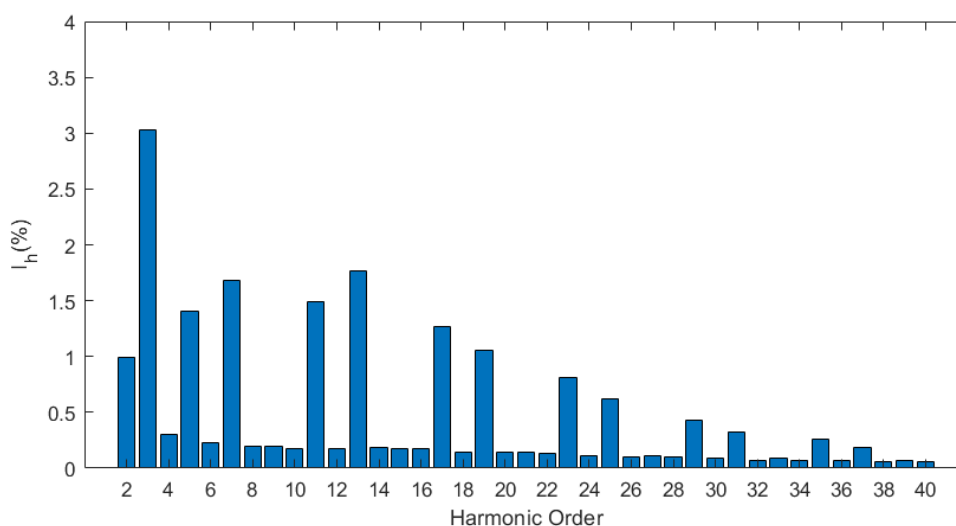
ตารางที่ 5.6 รายละเอียดข้อมูลของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL

Input	
Max. DC Usable Power	36,700 W
Max. Input Voltage	1000 V
Max. Current per MPPT	23 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	32 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	580 V ~ 850 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage	720 V
Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Rated Output Voltage	277 V / 480 V, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%



776837808

โดยอินเวอร์เตอร์รุ่นนี้จะมีกระแสฮาร์มอนิกส์สเปกตรัมที่จ่ายกระแสไฟฟ้า 100% ของพิกัดกระแสไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์เป็นไปตามรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 กระแสฮาร์มอนิกส์สเปกตรัมของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL

ค่าของกระแสฮาร์มอนิกส์ตั้งแต่ระดับที่ 1 - 40 ของอินเวอร์เตอร์เป็นไปตามตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 กระแสฮาร์มอนิกส์แต่ละลำดับของอินเวอร์เตอร์ Huawei รุ่น SUN2000-40KTL

ลำดับฮาร์มอนิกส์	กระแสฮาร์มอนิกส์ (%)	ลำดับฮาร์มอนิกส์	กระแสฮาร์มอนิกส์ (%)
1	100	21	0.1423
2	0.9958	22	0.128
3	3.0300	23	0.8108
4	0.2987	24	0.1138
5	1.4083	25	0.6259
6	0.2276	26	0.0996
7	1.6786	27	0.1138
8	0.1992	28	0.0996
9	0.1992	29	0.4268
10	0.1707	30	0.0854
11	1.4936	31	0.3272
12	0.1707	32	0.0711
13	1.7639	33	0.0854

ลำดับฮาร์มอนิกส์	กระแสฮาร์มอนิกส์ (%)	ลำดับฮาร์มอนิกส์	กระแสฮาร์มอนิกส์ (%)
14	0.1849	34	0.0711
15	0.1707	35	0.2561
16	0.1707	36	0.0711
17	1.266	37	0.1849
18	0.1423	38	0.0569
19	1.0527	39	0.0711
20	0.1423	40	0.0569

การพิจารณาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์จะเลือกข้อมูลจากช่วงเวลา 12.00 น. ของวัน เพื่อให้ระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลดได้ 100% ในกรณีของพลังงานแสงอาทิตย์ในอุดมคติ โดยจำลองและวิเคราะห์ผลกระทบของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งตั้งแต่ขนาด 0 – 36 MVA ทั้งในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1) กรณีที่จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน (อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.9) และกรณีที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน (อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.9) เพื่อนำข้อมูลโหลดและกระแสฮาร์มอนิกส์ในฝั่งทุติยภูมิของหม้อแปลงที่ได้จากการจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactor มาประเมินหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดรวมไปถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงด้วยวิธีที่นำเสนอในบทที่ 3 ซึ่งแบ่งการพิจารณาตามระดับของโหลดได้เป็น 3 กรณี คือ ระดับของโหลดมาก ระดับของโหลดปานกลาง และระดับของโหลดน้อย โดยระดับของโหลดมากและระดับของโหลดปานกลางจะเลือกพิจารณาจากวันที่มีอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในหม้อแปลงมากที่สุดในแต่ละเดือน ซึ่งระดับของโหลดมากจะพิจารณาในวันที่ 20 เมษายน พ.ศ.2562 (จุด A ในรูปที่ 5.7) และระดับของโหลดปานกลางจะพิจารณาในวันที่ 16 พฤศจิกายน พ.ศ.2561 (จุด B ในรูปที่ 5.7) แต่ในกรณีของระดับโหลดน้อยจะไม่อยู่ในกรณีของแต่ละเดือนที่มีอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในหม้อแปลงมากที่สุด จึงเลือกในช่วงเวลาที่มีโหลดน้อย นั่นคือ วันที่ 29 ธันวาคม พ.ศ.2561 (จุด C ในรูปที่ 5.7) ซึ่งในแต่ละกรณีมีรายละเอียดของโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์และอุณหภูมิแวดล้อม เป็นไปตามตารางที่ 5.8



776837808

ตารางที่ 5.8 รายละเอียดข้อมูลของการพิจารณาตามระดับของโหลด

ระดับของโหลด	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิแวดล้อม (°C)
โหลดมาก (จุด A)	34.20	11.65	36.14	0.74	2.04	37
โหลดปานกลาง (จุด B)	24.25	10.48	26.42	0.54	2.89	33
โหลดน้อย (จุด C)	12.05	5.16	13.11	0.27	4.02	31

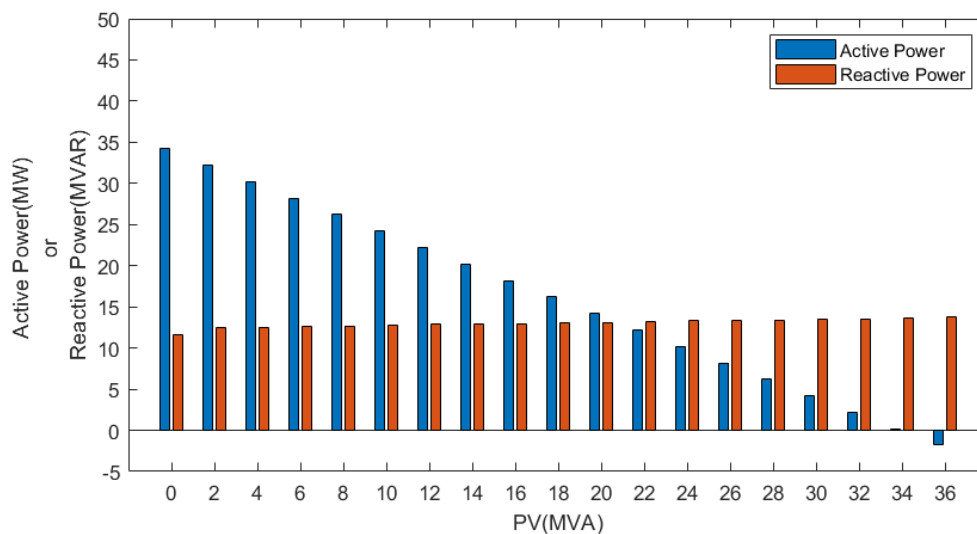
โดยจะพิจารณาว่า หม้อแปลงจะมีผลกระทบจากความร้อนในกรณีต่างๆ เป็นเวลา 1 ชั่วโมง ซึ่งจะท่อายุที่สูญเสียของหม้อแปลง (LOL) ในกรณีปกติ คือ  $5.56E-04\%$  ผลของการวิเคราะห์ในแต่ละกรณี มีดังนี้

#### 5.2.1 ระดับของโหลดมาก

การพิจารณาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงที่มีระบบพลังแสงอาทิตย์ในกรณีที่มีระดับของโหลดมาก ซึ่งมีโหลดประมาณ 0.74 เปรอ์ยูนิต ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่า 2.04% และมีอุณหภูมิแวดล้อม  $37^{\circ}\text{C}$  โดยพิจารณารายละเอียดของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละกรณี มีดังนี้

##### 1) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.10 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.9



รูปที่ 5.10 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก

ตารางที่ 5.9 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	36.13	34.20	11.64	0.74
2.00	2.00	0.00	34.54	32.20	12.48	0.71
4.00	4.00	0.00	32.71	30.20	12.55	0.67
6.00	6.00	0.00	30.91	28.20	12.65	0.63
8.00	8.00	0.00	29.12	26.20	12.70	0.60
10.00	10.00	0.00	27.36	24.20	12.77	0.56
12.00	12.00	0.00	25.66	22.20	12.87	0.53
14.00	14.00	0.00	23.98	20.20	12.91	0.49
16.00	16.00	0.00	22.36	18.20	12.99	0.46
18.00	18.00	0.00	20.82	16.20	13.08	0.43
20.00	20.00	0.00	19.34	14.20	13.13	0.40
22.00	22.00	0.00	17.98	12.20	13.20	0.37
24.00	24.00	0.00	16.76	10.20	13.30	0.34



776837808

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	26.00	0.00	15.67	8.20	13.35	0.32
28.00	28.00	0.00	14.78	6.20	13.42	0.30
30.00	30.00	0.00	14.15	4.20	13.51	0.29
32.00	32.00	0.00	13.74	2.20	13.56	0.28
34.00	34.00	0.00	13.63	0.20	13.63	0.28
36.00	36.00	0.00	13.85	-1.80	13.73	0.28

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง แต่หม้อแปลงต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเอง โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนอาจจะมีค่าเพิ่มขึ้นมา เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งที่ 36 MVA ทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดมาก

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.74	2.04	79.69	1.92E-05
2.00	0.71	2.17	77.32	1.44E-05
4.00	0.67	2.38	74.53	1.02E-05
6.00	0.63	2.63	71.90	7.34E-06
8.00	0.60	2.91	69.37	5.32E-06
10.00	0.56	3.24	67.01	3.93E-06
12.00	0.53	3.61	64.82	2.95E-06
14.00	0.49	4.03	62.76	2.25E-06
16.00	0.46	4.51	60.87	1.75E-06
18.00	0.43	5.05	59.18	1.39E-06



776837808

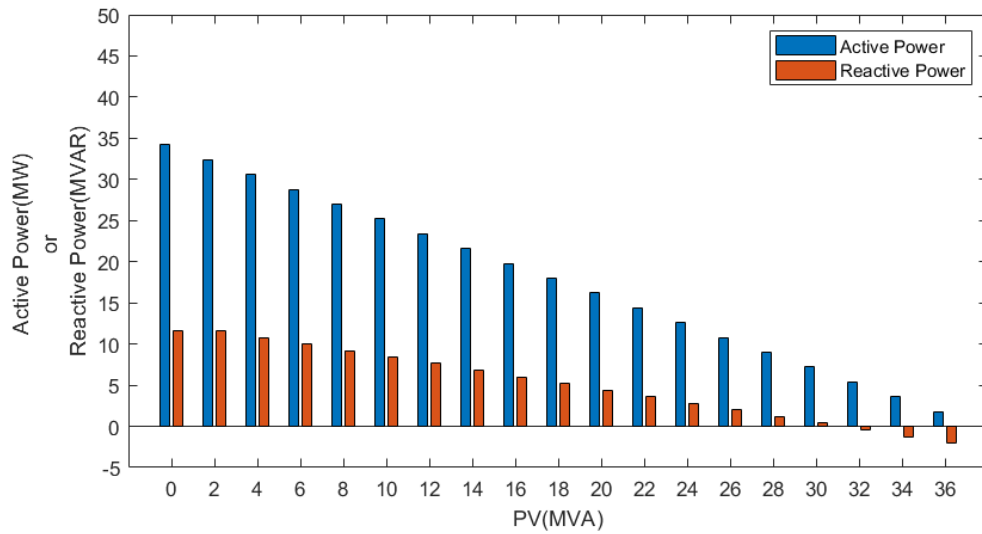
PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
20.00	0.40	5.67	57.63	1.12E-06
22.00	0.37	6.35	56.28	9.32E-07
24.00	0.34	7.09	55.14	7.96E-07
26.00	0.32	7.88	54.17	6.95E-07
28.00	0.30	8.68	53.43	6.26E-07
30.00	0.29	9.40	52.92	5.83E-07
32.00	0.28	10.04	52.60	5.58E-07
<b>34.00</b>	<b>0.28</b>	<b>10.47</b>	<b>52.53</b>	<b>5.52E-07</b>
36.00	0.28	10.67	52.70	5.65E-07

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 34 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดมาก นั่นคือ 52.53 °C และ 5.52E-07% ซึ่งลดลงจาก 79.69 °C และ 1.92E-05% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ และกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เพอร์ยูนิต

2) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.11 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.11





รูปที่ 5.11 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

ตารางที่ 5.11 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	36.13	34.20	11.64	0.74
2.00	1.80	0.87	34.42	32.40	11.61	0.70
4.00	3.60	1.74	32.46	30.60	10.81	0.66
6.00	5.40	2.62	30.50	28.80	10.04	0.62
8.00	7.20	3.49	28.53	27.00	9.22	0.58
10.00	9.00	4.36	26.57	25.20	8.41	0.54
12.00	10.80	5.23	24.62	23.40	7.64	0.50
14.00	12.60	6.10	22.65	21.60	6.81	0.46
16.00	14.40	6.97	20.69	19.80	6.01	0.41
18.00	16.20	7.85	18.75	18.00	5.23	0.37
20.00	18.00	8.72	16.79	16.20	4.40	0.33
22.00	19.80	9.59	14.84	14.40	3.60	0.30
24.00	21.60	10.46	12.91	12.60	2.81	0.26





พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	11.33	10.98	10.80	1.98	0.22
28.00	25.20	12.20	9.08	9.00	1.18	0.18
30.00	27.00	13.08	7.21	7.20	0.39	0.14
32.00	28.80	13.95	5.42	5.40	-0.44	0.11
34.00	30.60	14.82	3.81	3.60	-1.25	0.08
36.00	32.40	15.69	2.72	1.80	-2.03	0.06

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งที่ 32 MVA จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าเสมือนไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.74	2.04	79.69	1.92E-05
2.00	0.70	2.17	76.99	1.38E-05
4.00	0.66	2.39	73.89	9.42E-06
6.00	0.62	2.65	70.96	6.52E-06
8.00	0.58	2.96	68.15	4.55E-06
10.00	0.54	3.32	65.52	3.23E-06
12.00	0.50	3.75	63.05	2.34E-06
14.00	0.46	4.26	60.72	1.71E-06
16.00	0.41	4.88	58.56	1.28E-06
18.00	0.37	5.63	56.58	9.72E-07
20.00	0.33	6.56	54.75	7.54E-07



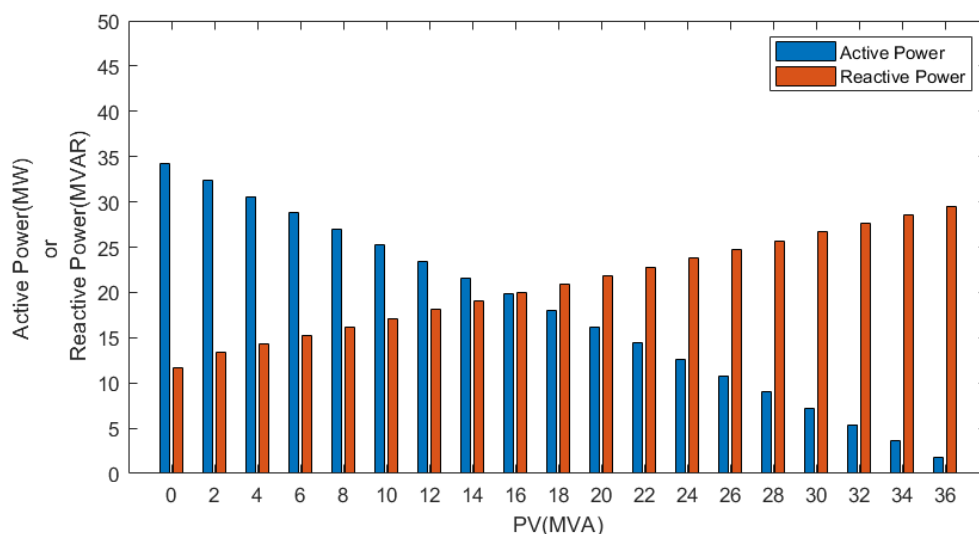
776837808

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
22.00	0.30	7.75	53.11	5.99E-07
24.00	0.26	9.29	51.65	4.87E-07
26.00	0.22	11.39	50.37	4.06E-07
28.00	0.18	14.34	49.29	3.47E-07
30.00	0.14	18.79	48.41	3.06E-07
32.00	0.11	25.99	47.74	2.77E-07
34.00	0.08	38.39	47.29	2.60E-07
<b>36.00</b>	<b>0.06</b>	<b>55.87</b>	<b>47.07</b>	<b>2.52E-07</b>

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 36 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดมาก นั่นคือ 47.07 °C และ 2.52E-07% ซึ่งลดลงจาก 79.69 °C และ 1.92E-05% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ แต่ในกรณีนี้จะเกิดปัญหาแรงดันเกินในบัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ 20 MVA ขึ้นไป เนื่องจากที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเป็นการเพิ่มแรงดันในระบบ

3) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.12 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.13



รูปที่ 5.12 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

ตารางที่ 5.13 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	36.13	34.20	11.64	0.74
2.00	1.80	-0.87	35.04	32.40	13.35	0.72
4.00	3.60	-1.74	33.77	30.60	14.29	0.70
6.00	5.40	-2.62	32.60	28.80	15.26	0.67
8.00	7.20	-3.49	31.48	27.00	16.18	0.65
10.00	9.00	-4.36	30.47	25.20	17.13	0.63
12.00	10.80	-5.23	29.59	23.40	18.10	0.62
14.00	12.60	-6.10	28.78	21.60	19.02	0.60
16.00	14.40	-6.97	28.12	19.80	19.97	0.59
18.00	16.20	-7.85	27.62	18.00	20.95	0.58
20.00	18.00	-8.72	27.22	16.20	21.87	0.57
22.00	19.80	-9.59	26.99	14.40	22.82	0.57
24.00	21.60	-10.46	26.93	12.60	23.80	0.57



776837808

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	-11.33	26.98	10.80	24.73	0.57
28.00	25.20	-12.20	27.22	9.00	25.68	0.58
30.00	27.00	-13.08	27.62	7.20	26.67	0.59
32.00	28.80	-13.95	28.12	5.40	27.60	0.61
34.00	30.60	-14.82	28.78	3.60	28.56	0.62
36.00	32.40	-15.69	29.60	1.80	29.54	0.64

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีคาลดลง แต่กำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายจะมีค่ามากขึ้น เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบและอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ระบบต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมากขึ้น และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.74	2.04	79.69	1.92E-05
2.00	0.72	2.14	78.27	1.61E-05
4.00	0.70	2.31	76.44	1.29E-05
6.00	0.67	2.50	74.78	1.05E-05
8.00	0.65	2.70	73.24	8.69E-06
10.00	0.63	2.92	71.89	7.34E-06
12.00	0.62	3.13	70.75	6.34E-06
14.00	0.60	3.36	69.72	5.57E-06
16.00	0.59	3.58	68.92	5.03E-06
18.00	0.58	3.80	68.34	4.66E-06



776837808

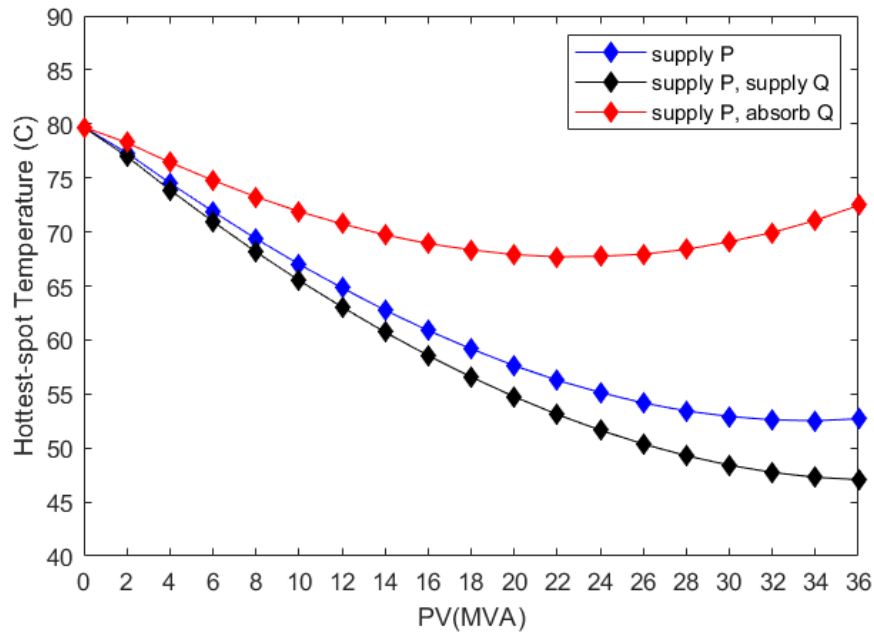
PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
20.00	0.57	4.01	67.90	4.41E-06
22.00	0.57	4.20	67.70	4.29E-06
<b>24.00</b>	<b>0.57</b>	<b>4.37</b>	<b>67.75</b>	<b>4.32E-06</b>
26.00	0.57	4.52	67.94	4.43E-06
28.00	0.58	4.63	68.38	4.69E-06
30.00	0.59	4.72	69.10	5.14E-06
32.00	0.61	4.79	69.95	5.73E-06
34.00	0.62	4.83	71.07	6.61E-06
36.00	0.64	4.84	72.46	7.87E-06

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 24 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดมาก นั่นคือ 67.75 °C และ 4.32E-06% ซึ่งลดลงจาก 79.69 °C และ 1.92E-05% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ และในกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เอร์ยูนิต

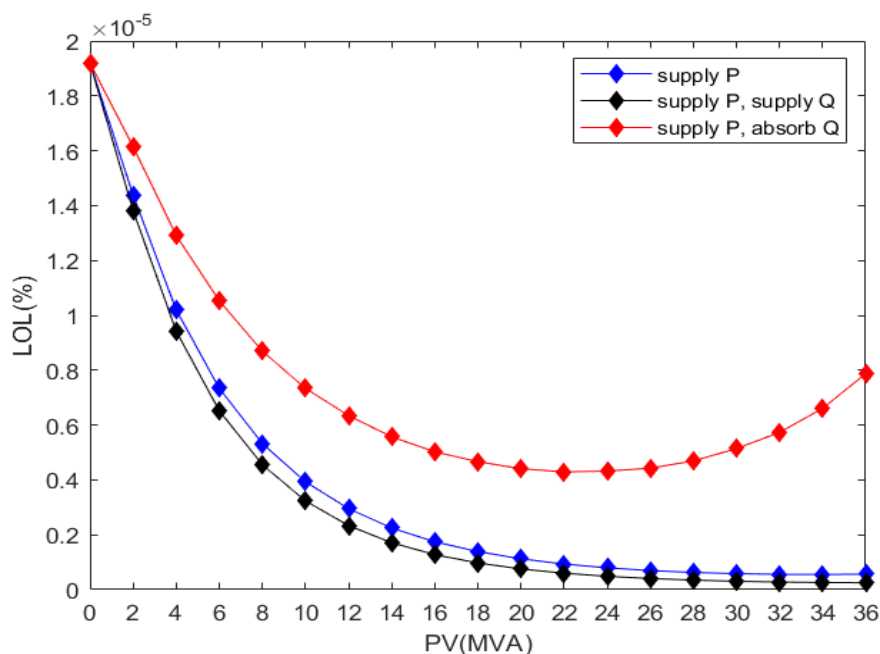
โดยการเปรียบเทียบอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดและอายุการใช้งานของหม้อแปลงที่สูญเสียไปตามขนาดที่ติดตั้งของพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน จะแสดงดังรูปที่ 5.13 และ 5.14 ตามลำดับ



776837808



รูปที่ 5.13 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในกรณีอื่นเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่าย เฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับ กำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก



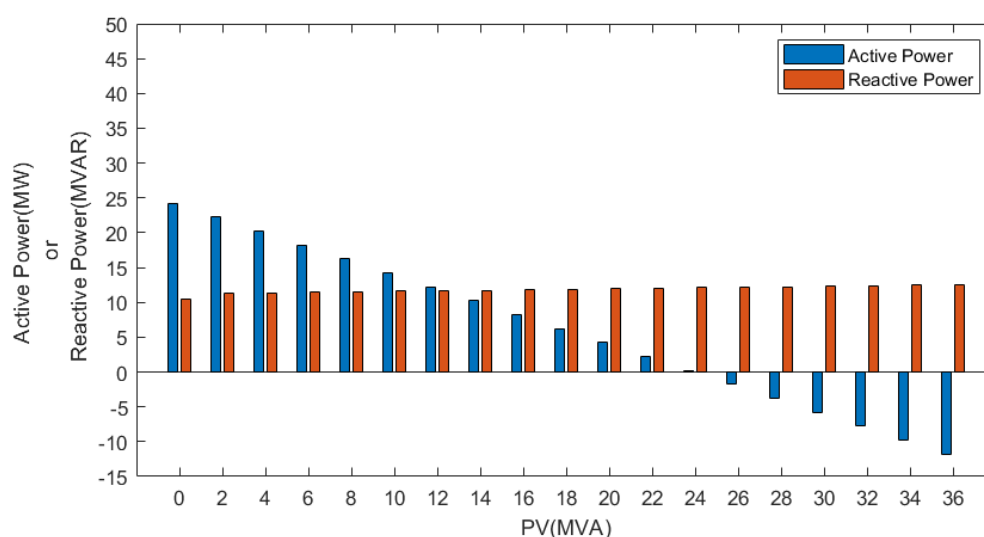
รูปที่ 5.14 อายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอื่นเวอร์เตอร์ของระบบพลังงาน แสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่าย กำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดมาก

## 5.2.2 ระดับของโหลดปานกลาง

การพิจารณาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงที่มีระบบพลังแสงอาทิตย์ในกรณีที่มีระดับของโหลดปานกลาง ซึ่งมีโหลดประมาณ 0.54 เปรอร์ยูนิต ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่า 2.89% และมีอุณหภูมิแวดล้อม  $33^{\circ}\text{C}$  โดยพิจารณารายละเอียดของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละกรณี มีดังนี้

### 1) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.15 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.15



รูปที่ 5.15 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดปานกลาง

ตารางที่ 5.15 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดปานกลาง

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	26.42	24.25	10.48	0.54
2.00	2.00	0.00	24.97	22.25	11.32	0.51
4.00	4.00	0.00	23.24	20.25	11.39	0.48
6.00	6.00	0.00	21.57	18.26	11.49	0.44

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
8.00	8.00	0.00	19.93	16.26	11.54	0.41
10.00	10.00	0.00	18.38	14.26	11.61	0.38
12.00	12.00	0.00	16.95	12.26	11.70	0.35
14.00	14.00	0.00	15.60	10.26	11.75	0.32
16.00	16.00	0.00	14.42	8.26	11.82	0.30
18.00	18.00	0.00	13.46	6.26	11.92	0.28
20.00	20.00	0.00	12.70	4.26	11.97	0.26
22.00	22.00	0.00	12.25	2.26	12.04	0.25
24.00	24.00	0.00	12.14	0.26	12.13	0.25
26.00	26.00	0.00	12.30	-1.74	12.18	0.25
28.00	28.00	0.00	12.81	-3.74	12.25	0.26
30.00	30.00	0.00	13.62	-5.74	12.35	0.28
32.00	32.00	0.00	14.62	-7.74	12.40	0.30
34.00	34.00	0.00	15.82	-9.74	12.47	0.32
36.00	36.00	0.00	17.20	-11.74	12.56	0.35

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง แต่หม้อแปลงต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเอง โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนอาจจะมีค่าเพิ่มขึ้นมา เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 26 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.16

ตารางที่ 5.16 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดปานกลาง

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.54	2.89	61.66	1.94E-06

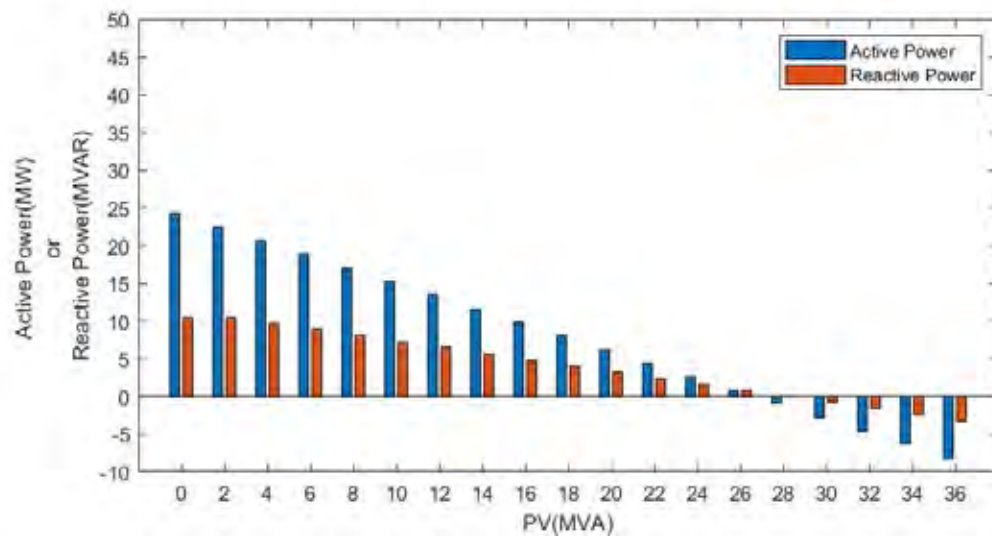


PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
2.00	0.51	2.98	59.91	1.53E-06
4.00	0.48	3.31	57.84	1.16E-06
6.00	0.44	3.69	55.95	8.91E-07
8.00	0.41	4.15	54.19	6.98E-07
10.00	0.38	4.69	52.63	5.60E-07
12.00	0.35	5.30	51.27	4.61E-07
14.00	0.32	6.01	50.07	3.89E-07
16.00	0.30	6.78	49.09	3.37E-07
18.00	0.28	7.58	48.34	3.03E-07
20.00	0.26	8.38	47.77	2.79E-07
22.00	0.25	9.06	47.45	2.66E-07
<b>24.00</b>	<b>0.25</b>	<b>9.52</b>	<b>47.38</b>	<b>2.63E-07</b>
26.00	0.25	9.77	47.51	2.68E-07
28.00	0.26	9.76	47.88	2.83E-07
30.00	0.28	9.54	48.50	3.10E-07
32.00	0.30	9.23	49.30	3.48E-07
34.00	0.32	8.84	50.33	4.03E-07
36.00	0.35	8.42	51.58	4.82E-07

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 24 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดปานกลาง นั่นคือ 47.38 °C และ 2.63E-07% ซึ่งลดลงจาก 61.66 °C และ 1.94E-06% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ และในกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เปอร์ยูนิต

2) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.16 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.17



รูปที่ 5.16 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง

ตารางที่ 5.17 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	26.42	24.25	10.48	0.54
2.00	1.80	0.87	24.77	22.45	10.45	0.51
4.00	3.60	1.74	22.80	20.66	9.65	0.46
6.00	5.40	2.62	20.84	18.86	8.88	0.42
8.00	7.20	3.49	18.86	17.06	8.05	0.38
10.00	9.00	4.36	16.89	15.26	7.25	0.34
12.00	10.80	5.23	14.93	13.46	6.47	0.30
14.00	12.60	6.10	12.95	11.66	5.65	0.26
16.00	14.40	6.97	10.98	9.86	4.85	0.22
18.00	16.20	7.85	9.02	8.06	4.06	0.18
20.00	18.00	8.72	7.04	6.26	3.24	0.14
22.00	19.80	9.59	5.08	4.46	2.43	0.10
24.00	21.60	10.46	3.13	2.66	1.65	0.07



776837808

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	11.33	1.19	0.86	0.82	0.03
28.00	25.20	12.20	0.94	-0.94	0.01	0.03
30.00	27.00	13.08	2.85	-2.74	-0.77	0.06
32.00	28.80	13.95	4.82	-4.54	-1.60	0.10
34.00	30.60	14.82	6.79	-6.34	-2.41	0.14
36.00	32.40	15.69	8.75	-8.14	-3.20	0.17

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 28 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 30 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าเสมือนไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.18

ตารางที่ 5.18 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.54	2.89	61.66	1.94E-06
2.00	0.51	2.99	59.59	1.47E-06
4.00	0.46	3.36	57.19	1.06E-06
6.00	0.42	3.80	54.97	7.78E-07
8.00	0.38	4.37	52.90	5.81E-07
10.00	0.34	5.08	51.01	4.44E-07
12.00	0.30	5.99	49.30	3.48E-07
14.00	0.26	7.21	47.77	2.78E-07
16.00	0.22	8.89	46.43	2.29E-07
18.00	0.18	11.31	45.29	1.94E-07



776837808

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
20.00	0.14	15.14	44.35	1.68E-07
22.00	0.10	21.95	43.62	1.51E-07
24.00	0.07	37.23	43.12	1.40E-07
26.00	0.03	102.47	42.85	1.34E-07
<b>28.00</b>	<b>0.03</b>	<b>134.14</b>	<b>42.83</b>	<b>1.34E-07</b>
30.00	0.06	46.30	43.08	1.39E-07
32.00	0.10	28.53	43.56	1.49E-07
34.00	0.14	21.07	44.24	1.65E-07
36.00	0.17	16.99	45.11	1.88E-07

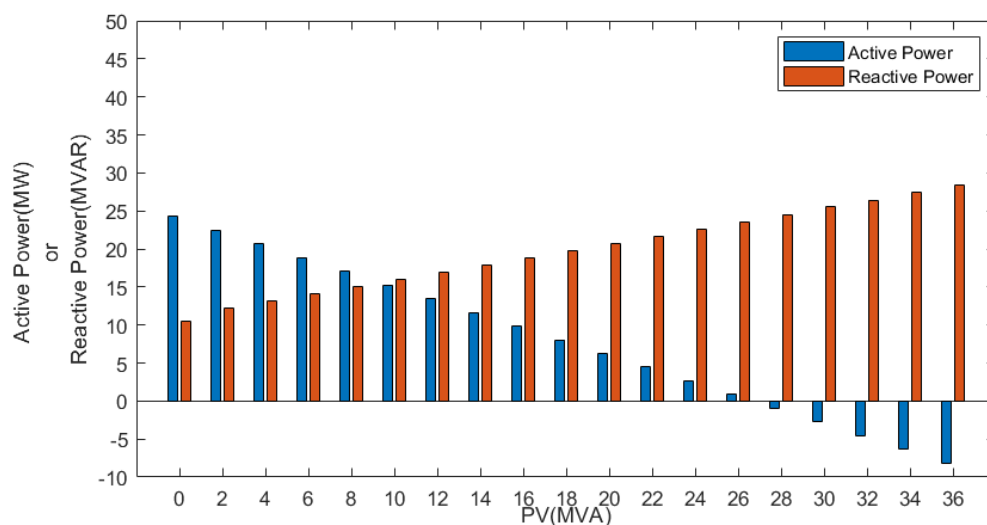
พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 28 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดปานกลาง นั่นคือ 42.83 °C และ 1.34E-07% ซึ่งลดลงจาก 61.66 °C และ 1.94E-06% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ แต่ในกรณีนี้จะเกิดปัญหาแรงดันเกินในบัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ 18 MVA ขึ้นไป เนื่องมาจากการที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเป็นการเพิ่มแรงดันในระบบ

3) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.17 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.19



776837808



รูปที่ 5.17 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง  
ตารางที่ 5.19 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	26.42	24.25	10.48	0.54
2.00	1.80	-0.87	25.55	22.45	12.19	0.52
4.00	3.60	-1.74	24.48	20.65	13.13	0.50
6.00	5.40	-2.62	23.54	18.86	14.10	0.49
8.00	7.20	-3.49	22.73	17.06	15.02	0.47
10.00	9.00	-4.36	22.08	15.26	15.96	0.46
12.00	10.80	-5.23	21.63	13.46	16.94	0.45
14.00	12.60	-6.10	21.32	11.66	17.86	0.44
16.00	14.40	-6.97	21.23	9.86	18.81	0.44
18.00	16.20	-7.85	21.36	8.06	19.78	0.45
20.00	18.00	-8.72	21.63	6.26	20.70	0.46
22.00	19.80	-9.59	22.11	4.46	21.66	0.47
24.00	21.60	-10.46	22.79	2.66	22.64	0.48



776837808

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	-11.33	23.58	0.86	23.56	0.50
28.00	25.20	-12.20	24.54	-0.94	24.52	0.52
30.00	27.00	-13.08	25.65	-2.74	25.50	0.55
32.00	28.80	-13.95	26.82	-4.54	26.43	0.58
34.00	30.60	-14.82	28.11	-6.34	27.39	0.61
36.00	32.40	-15.69	29.52	-8.14	28.38	0.64

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งตั้งแต่ 28 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ แต่กำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายจะมีค่ามากขึ้น เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบและอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ระบบต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมากขึ้น และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.20 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.54	2.89	61.66	1.94E-06
2.00	0.52	2.92	60.72	1.71E-06
4.00	0.50	3.15	59.48	1.45E-06
6.00	0.49	3.40	58.44	1.26E-06
8.00	0.47	3.66	57.55	1.11E-06
10.00	0.46	3.93	56.88	1.01E-06
12.00	0.45	4.18	56.44	9.54E-07
14.00	0.44	4.41	56.17	9.18E-07
<b>16.00</b>	<b>0.44</b>	<b>4.62</b>	<b>56.14</b>	<b>9.14E-07</b>

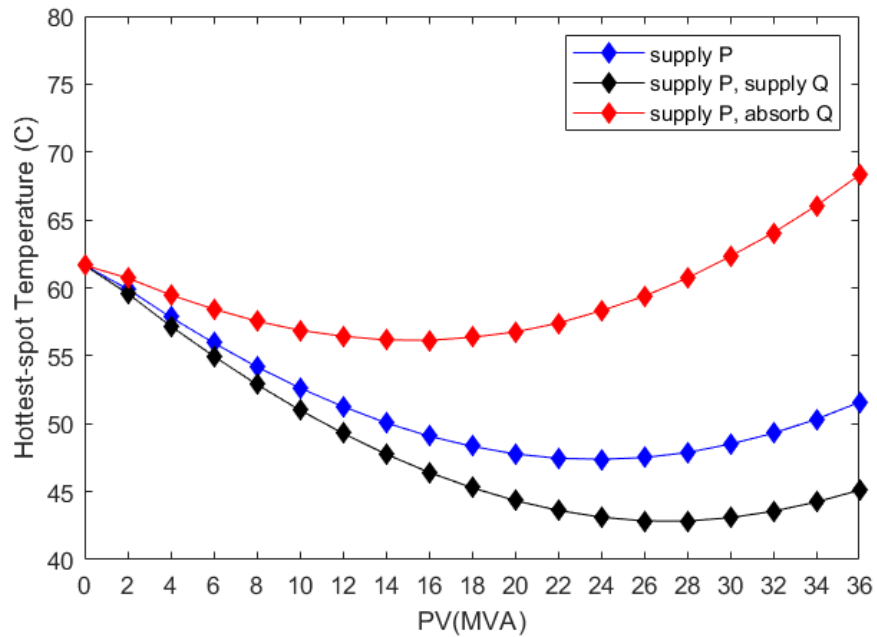


776837808

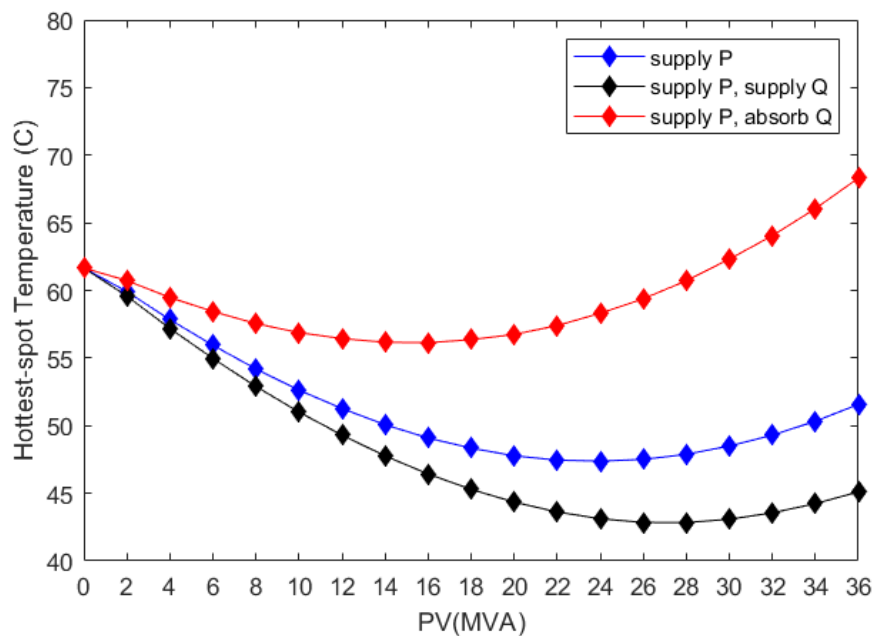
PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
18.00	0.45	4.78	56.36	9.43E-07
20.00	0.46	4.91	56.75	9.96E-07
22.00	0.47	5.00	57.40	1.09E-06
24.00	0.48	5.03	58.31	1.23E-06
26.00	0.50	5.05	59.38	1.43E-06
28.00	0.52	5.03	60.72	1.71E-06
30.00	0.55	4.98	62.31	2.12E-06
32.00	0.58	4.93	64.05	2.67E-06
34.00	0.61	4.86	66.05	3.47E-06
36.00	0.64	4.77	68.31	4.65E-06

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 16 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดปานกลาง นั่นคือ 56.14 °C และ 9.14E-07% ซึ่งลดลงจาก 61.66 °C และ 1.94E-06% ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ และในกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เปอรฺยูนิต

โดยการเปรียบเทียบอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดและอายุของหม้อแปลงที่สูญเสียไปตามขนาดที่ติดตั้งของพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน จะแสดงดังรูปที่ 5.18 และ 5.19 ตามลำดับ



รูปที่ 5.18 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในกรณีทีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง



รูปที่ 5.19 อายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีทีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดปานกลาง



776837808

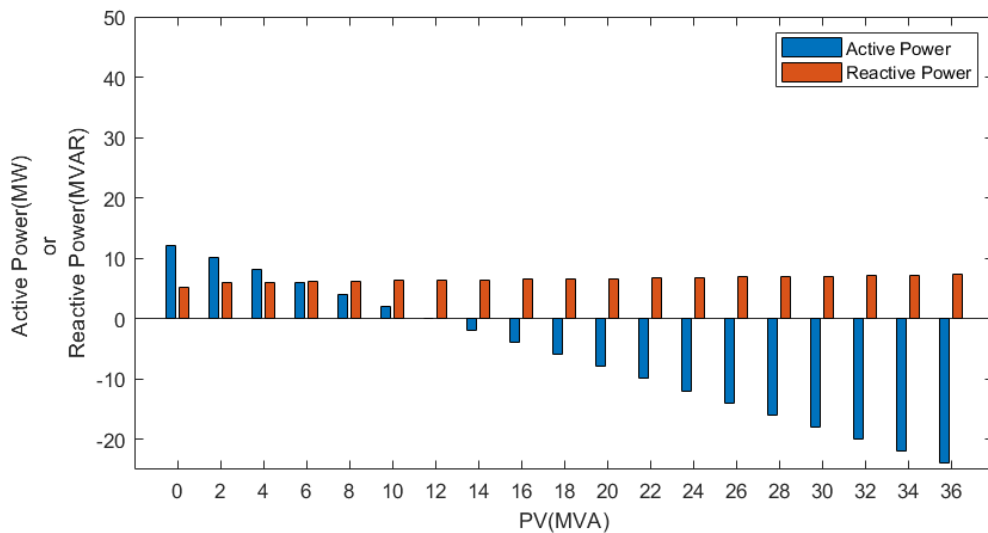


### 5.2.3 ระดับของโหลดน้อย

การพิจารณาผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงที่มีระบบพลังแสงอาทิตย์ในกรณีที่มีระดับของโหลดน้อย ซึ่งมีโหลดประมาณ 0.27 เปรอร์ยูนิต ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์โมนิกส์มีค่า 4.02% และมีอุณหภูมิแวดล้อม  $31^{\circ}\text{C}$  โดยพิจารณารายละเอียดของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละกรณี มีดังนี้

#### 1) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.20 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.21



รูปที่ 5.20 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดน้อย

ตารางที่ 5.21 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดน้อย

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	13.10	12.05	5.16	0.27
2.00	2.00	0.00	11.69	10.05	5.98	0.24
4.00	4.00	0.00	10.07	8.05	6.06	0.21
6.00	6.00	0.00	8.63	6.05	6.15	0.18

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
8.00	8.00	0.00	7.41	4.05	6.20	0.15
10.00	10.00	0.00	6.60	2.05	6.28	0.14
12.00	12.00	0.00	6.37	0.05	6.37	0.13
14.00	14.00	0.00	6.71	-1.95	6.42	0.14
16.00	16.00	0.00	7.60	-3.95	6.50	0.16
18.00	18.00	0.00	8.88	-5.95	6.59	0.18
20.00	20.00	0.00	10.36	-7.95	6.64	0.22
22.00	22.00	0.00	12.01	-9.95	6.72	0.25
24.00	24.00	0.00	13.76	-11.95	6.82	0.29
26.00	26.00	0.00	15.55	-13.95	6.86	0.32
28.00	28.00	0.00	17.40	-15.95	6.94	0.36
30.00	30.00	0.00	19.28	-17.95	7.04	0.40
32.00	32.00	0.00	21.17	-19.95	7.09	0.44
34.00	34.00	0.00	23.09	-21.95	7.16	0.48
36.00	36.00	0.00	25.03	-23.95	7.26	0.52

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง แต่หม้อแปลงต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเอง โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนอาจจะมีค่าเพิ่มขึ้นมา เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 14 MVA ขึ้นไป ทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.22 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระดับโหลดน้อย

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.27	4.02	46.14	2.19E-07



776837808

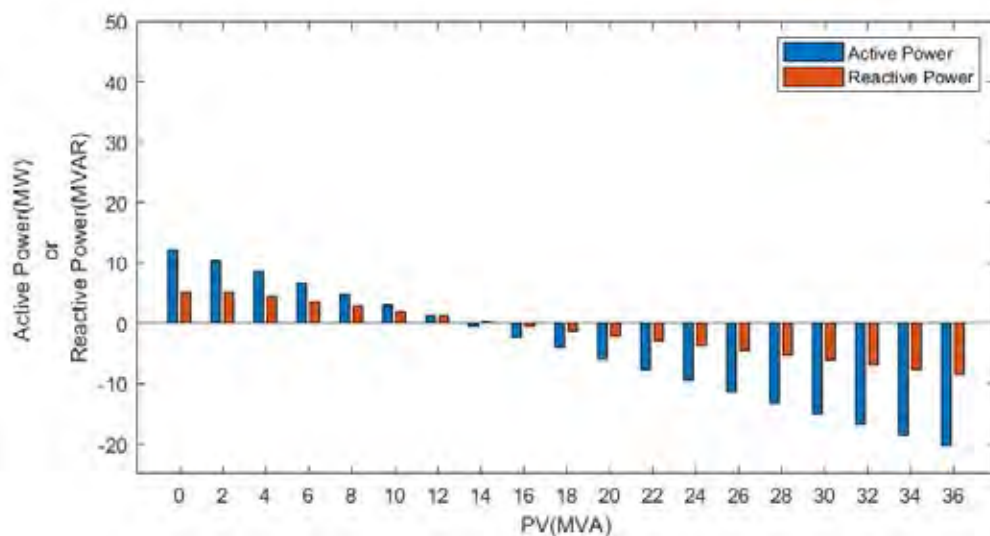
CU Thesisis 6070220921 thesisis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
2.00	0.24	4.37	45.12	1.89E-07
4.00	0.21	5.47	44.05	1.61E-07
6.00	0.18	6.88	43.22	1.42E-07
8.00	0.15	8.63	42.60	1.29E-07
10.00	0.14	10.42	42.23	1.23E-07
<b>12.00</b>	<b>0.13</b>	<b>11.57</b>	<b>42.14</b>	<b>1.21E-07</b>
14.00	0.14	11.76	42.29	1.24E-07
16.00	0.16	11.07	42.71	1.32E-07
18.00	0.18	10.08	43.38	1.46E-07
20.00	0.22	9.17	44.27	1.66E-07
22.00	0.25	8.37	45.39	1.96E-07
24.00	0.29	7.71	46.73	2.39E-07
26.00	0.32	7.18	48.25	2.99E-07
28.00	0.36	6.75	49.96	3.83E-07
30.00	0.40	6.38	51.87	5.03E-07
32.00	0.44	6.08	53.93	6.72E-07
34.00	0.48	5.82	56.16	9.17E-07
36.00	0.52	5.60	58.56	1.28E-06

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 12 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดน้อย นั่นคือ 42.14 °C และ 2.19E-07% ซึ่งลดลงจาก 46.14 °C และ 1.21E-07% ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ และในกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เปรอ์ยูนิต

2) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.21 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.23



รูปที่ 5.21 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

ตารางที่ 5.23 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	13.10	12.05	5.16	0.27
2.00	1.80	0.87	11.45	10.25	5.11	0.24
4.00	3.60	1.74	9.49	8.45	4.32	0.20
6.00	5.40	2.62	7.53	6.65	3.54	0.16
8.00	7.20	3.49	5.56	4.85	2.72	0.11
10.00	9.00	4.36	3.60	3.05	1.92	0.07
12.00	10.80	5.23	1.69	1.25	1.14	0.04
14.00	12.60	6.10	0.64	-0.55	0.32	0.02
16.00	14.40	6.97	2.40	-2.35	-0.48	0.05
18.00	16.20	7.85	4.34	-4.15	-1.26	0.09
20.00	18.00	8.72	6.31	-5.95	-2.09	0.13
22.00	19.80	9.59	8.27	-7.75	-2.89	0.17
24.00	21.60	10.46	10.23	-9.55	-3.67	0.21



776837808

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	11.33	12.21	-11.35	-4.50	0.25
28.00	25.20	12.20	14.18	-13.15	-5.31	0.28
30.00	27.00	13.08	16.14	-14.95	-6.09	0.32
32.00	28.80	13.95	18.12	-16.75	-6.92	0.36
34.00	30.60	14.82	20.10	-18.55	-7.73	0.40
36.00	32.40	15.69	22.06	-20.35	-8.51	0.44

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 14 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้ง ตั้งแต่ 16 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าเสมือนไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.24 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.27	4.02	46.14	2.19E-07
2.00	0.24	4.45	44.93	1.83E-07
4.00	0.20	5.78	43.67	1.52E-07
6.00	0.16	7.84	42.62	1.30E-07
8.00	0.11	11.45	41.79	1.15E-07
10.00	0.07	19.02	41.19	1.05E-07
12.00	0.04	43.53	40.84	9.92E-08
<b>14.00</b>	<b>0.02</b>	<b>123.96</b>	<b>40.75</b>	<b>9.79E-08</b>
16.00	0.05	35.13	40.95	1.01E-07
18.00	0.09	20.73	41.40	1.08E-07



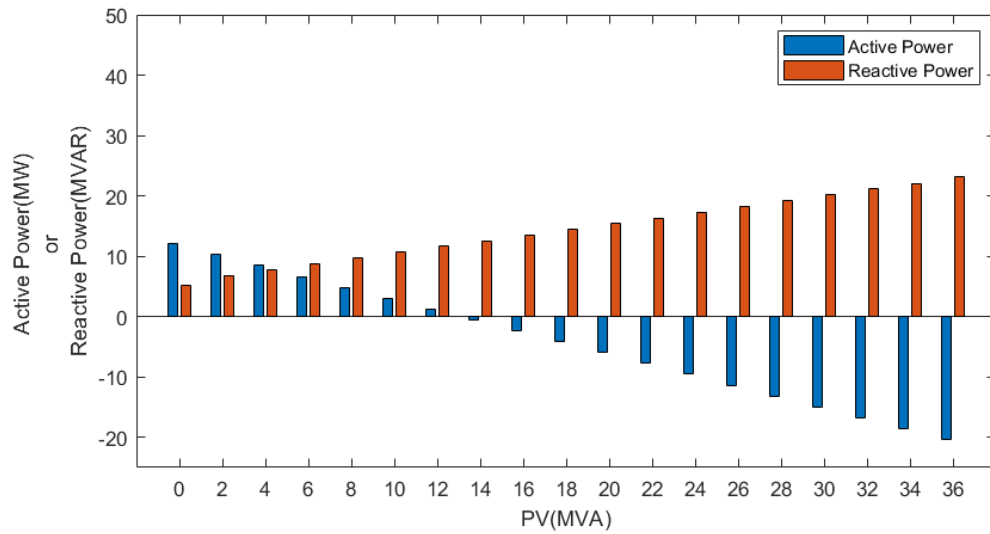
776837808

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
20.00	0.13	15.17	42.06	1.19E-07
22.00	0.17	12.27	42.94	1.36E-07
24.00	0.21	10.50	44.00	1.60E-07
26.00	0.25	9.29	45.25	1.92E-07
28.00	0.28	8.43	46.66	2.37E-07
30.00	0.32	7.79	48.22	2.97E-07
32.00	0.36	7.28	49.94	3.81E-07
34.00	0.40	6.88	51.79	4.97E-07
36.00	0.44	6.55	53.77	6.57E-07

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 14 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดน้อย นั่นคือ  $40.75^{\circ}\text{C}$  และ  $9.79\text{E-}08\%$  ซึ่งลดลงจาก  $46.14^{\circ}\text{C}$  และ  $1.21\text{E-}07\%$  ในกรณีที่ไม่มีกรติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ แต่ในกรณีนี้จะเกิดปัญหาแรงดันเกินในบัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ 32 MVA ขึ้นไป เนื่องมาจากการที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเป็นการเพิ่มแรงดันในระบบ

3) กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายให้โหลดเมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น แสดงได้ดังรูปที่ 5.22 และรายละเอียดข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5.25



รูปที่ 5.22 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

ตารางที่ 5.25 รายละเอียดข้อมูลการจ่ายโหลดของพลังงานแสงอาทิตย์และหม้อแปลงในกรณีที่ระบบ  
พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
0.00	0.00	0.00	13.10	12.05	5.16	0.27
2.00	1.80	-0.87	12.33	10.25	6.85	0.26
4.00	3.60	-1.74	11.49	8.45	7.80	0.24
6.00	5.40	-2.62	11.00	6.65	8.77	0.23
8.00	7.20	-3.49	10.83	4.85	9.69	0.23
10.00	9.00	-4.36	11.06	3.05	10.63	0.23
12.00	10.80	-5.23	11.68	1.25	11.61	0.25
14.00	12.60	-6.10	12.54	-0.55	12.53	0.27
16.00	14.40	-6.97	13.69	-2.35	13.48	0.29
18.00	16.20	-7.85	15.05	-4.15	14.46	0.32
20.00	18.00	-8.72	16.50	-5.95	15.39	0.35
22.00	19.80	-9.59	18.09	-7.75	16.34	0.39
24.00	21.60	-10.46	19.78	-9.55	17.32	0.43



พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลด			หม้อแปลงจ่ายโหลด			
S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	โหลด(p.u.)
26.00	23.40	-11.33	21.49	-11.35	18.25	0.46
28.00	25.20	-12.20	23.28	-13.15	19.21	0.50
30.00	27.00	-13.08	25.13	-14.95	20.20	0.55
32.00	28.80	-13.95	26.97	-16.75	21.13	0.59
34.00	30.60	-14.82	28.85	-18.55	22.10	0.63
36.00	32.40	-15.69	30.78	-20.35	23.09	0.68

พบว่า เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้กำลังไฟฟ้าจริงที่หม้อแปลงจ่ายมีค่าลดลง ซึ่งเมื่อมีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งตั้งแต่ 14 MVA ขึ้นไป จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบ แต่กำลังไฟฟ้าเสมือนที่หม้อแปลงจ่ายจะมีค่ามากขึ้น เนื่องมาจากกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบและอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ระบบต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมากขึ้น และเมื่อนำข้อมูลที่ได้จากการจำลองระบบทดสอบมาคำนวณหาอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดในขดลวดรวมถึงอายุที่สูญเสียไปของหม้อแปลง จะได้ผลลัพธ์แสดงในตารางที่ 5.26

ตารางที่ 5.26 รายละเอียดข้อมูลโหลด ความถี่รวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด และอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย

PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวด (°C)	LOL (%)
0.00	0.27	4.00	46.14	2.19E-07
2.00	0.26	4.16	45.60	2.03E-07
4.00	0.24	4.81	45.03	1.86E-07
6.00	0.23	5.42	44.72	1.78E-07
<b>8.00</b>	<b>0.23</b>	<b>5.93</b>	<b>44.63</b>	<b>1.75E-07</b>
10.00	0.23	6.24	44.81	1.80E-07
12.00	0.25	6.33	45.27	1.93E-07
14.00	0.27	6.29	45.95	2.13E-07
16.00	0.29	6.14	46.91	2.46E-07



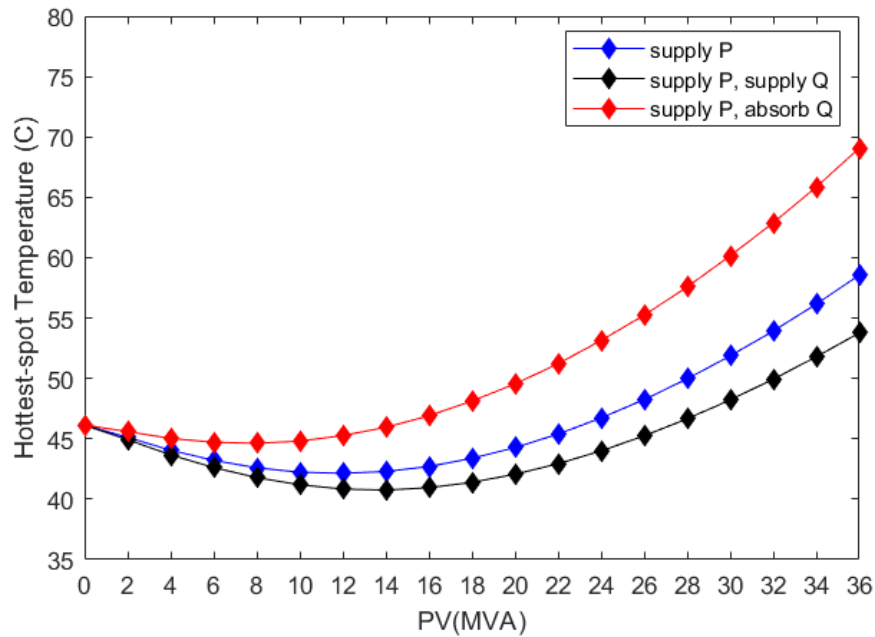
776837808



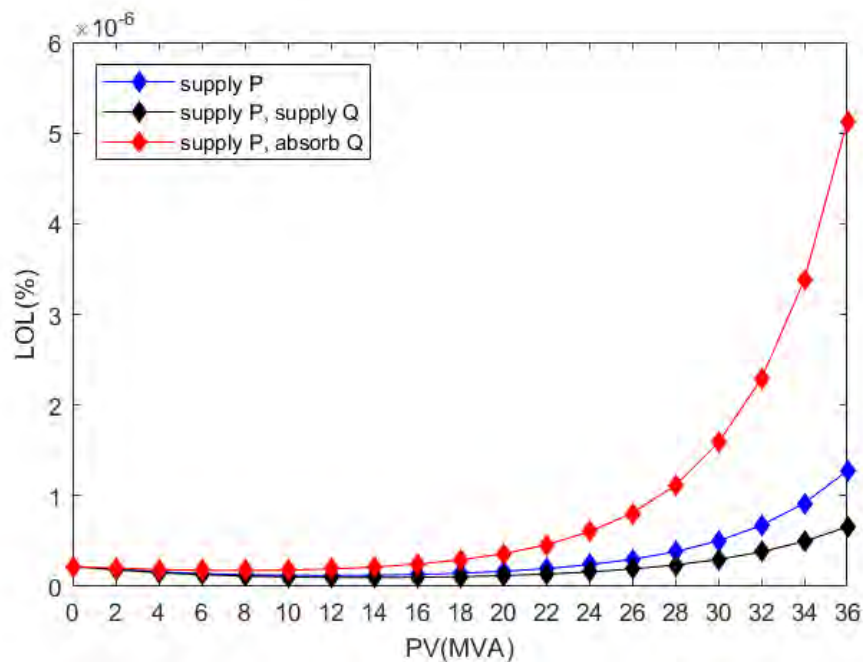
PV (MVA)	โหลด (p.u.)	THD <sub>i</sub> (%)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุด ในขดลวด (°C)	LOL (%)
18.00	0.32	5.93	48.13	2.94E-07
20.00	0.35	5.72	49.54	3.60E-07
22.00	0.39	5.50	51.22	4.58E-07
24.00	0.43	5.30	53.15	6.02E-07
26.00	0.46	5.12	55.24	8.07E-07
28.00	0.50	4.95	57.57	1.11E-06
30.00	0.55	4.79	60.16	1.59E-06
32.00	0.59	4.65	62.88	2.28E-06
34.00	0.63	4.53	65.85	3.38E-06
36.00	0.68	4.41	69.07	5.12E-06

พบว่า เมื่อติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MVA จะทำให้อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดในขดลวดและอายุที่สูญเสียของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุดในระดับโหลดน้อย นั่นคือ  $44.63^{\circ}\text{C}$  และ  $1.75\text{E-}07\%$  ซึ่งลดลงจาก  $46.14^{\circ}\text{C}$  และ  $1.21\text{E-}07\%$  ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ และในกรณีนี้ไม่มีปัญหาการเกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกในทุกบัส ซึ่งแรงดันทุกบัสมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.95 – 1.05 เพอร์ยูนิต

โดยการเปรียบเทียบอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดและอายุการใช้งานของหม้อแปลงที่สูญเสียไปตามขนาดที่ติดตั้งของพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน จะแสดงดังรูปที่ 5.23 และ 5.24 ตามลำดับ



รูปที่ 5.23 อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในกรณีทีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย



รูปที่ 5.24 อายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงในกรณีทีอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในระดับโหลดน้อย



สรุปจากผลลัพธ์ของการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงด้านความร้อน มีดังนี้

1. ความเพี้ยนของกระแสฮาร์โมนิกส์ในทุกระดับโวลต์และทุกโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์จะมีค่าเพิ่มมากขึ้น เมื่อมีพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งมากขึ้น เนื่องมาจากฮาร์โมนิกส์ที่มาจากการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีค่าความเพี้ยนของกระแสฮาร์โมนิกส์มากขึ้นที่มากกว่าในกรณีอื่นๆ
2. ในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะเกิดปัญหาแรงดันเกินในบัสที่ 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ในทุกระดับโวลต์ โดยมีรายละเอียด ดังตารางที่ 5.27

ตารางที่ 5.27 แรงดันในบัสที่ 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ในระดับโวลต์มาก ระดับโวลต์ปานกลาง และระดับโวลต์น้อย เมื่ออินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ตามขนาดการติดตั้งของระบบพลังงานแสงอาทิตย์

PV (MVA)	ระดับโวลต์มาก	ระดับโวลต์ปานกลาง	ระดับโวลต์น้อย
	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)
0.00	1.03	1.03	1.02
2.00	1.03	1.03	1.02
4.00	1.03	1.04	1.02
6.00	1.03	1.04	1.02
8.00	1.04	1.04	1.03
10.00	1.04	1.04	1.03
12.00	1.04	1.05	1.03
14.00	1.05	1.05	1.03
16.00	1.05	1.05	1.04
<b>18.00</b>	1.05	<b>1.06</b>	1.04
<b>20.00</b>	<b>1.06</b>	1.06	1.04
22.00	1.06	1.06	1.04
24.00	1.06	1.06	1.05
26.00	1.06	1.07	1.05



776837808

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก	ระดับโหลดปานกลาง	ระดับโหลดน้อย
	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)	แรงดัน (เปอร์เซ็นต์)
28.00	1.07	1.07	1.05
30.00	1.07	1.07	1.05
<b>32.00</b>	1.07	1.07	<b>1.06</b>
34.00	1.08	1.08	1.06
36.00	1.08	1.08	1.06

พบว่า จะมีปัญหาแรงดันเกิน เมื่อติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ 20 MVA ขึ้นไป ในระดับโหลดมาก ตั้งแต่ 18 MVA ขึ้นไป ในระดับโหลดปานกลาง และตั้งแต่ 32 MVA ขึ้นไป ในระดับโหลดน้อย

- อุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดของขดลวดในหม้อแปลงลดลงอย่างเห็นได้ชัด ซึ่งทำให้อายุการใช้งานที่สูญเสียของหม้อแปลงลดลงด้วยในทุกระดับโหลดและทุกโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งอุณหภูมิที่จุดร้อนที่สุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียในกรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังฟ้าเสมือน และจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังฟ้าเสมือน แสดงดังตารางที่ 5.28 – 5.30 ตามลำดับ ตารางที่ 5.28 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงในระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก		ระดับโหลดปานกลาง		ระดับโหลดน้อย	
	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)
0.00	79.69	1.92E-05	61.66	1.94E-06	46.14	2.19E-07
2.00	77.32	1.44E-05	59.91	1.53E-06	45.12	1.89E-07
4.00	74.53	1.02E-05	57.84	1.16E-06	44.05	1.61E-07
6.00	71.90	7.34E-06	55.95	8.91E-07	43.22	1.42E-07
8.00	69.37	5.32E-06	54.19	6.98E-07	42.60	1.29E-07
10.00	67.01	3.93E-06	52.63	5.60E-07	42.23	1.23E-07
<b>12.00</b>	64.82	2.95E-06	51.27	4.61E-07	<b>42.14</b>	<b>1.21E-07</b>

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก		ระดับโหลดปานกลาง		ระดับโหลดน้อย	
	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)
14.00	62.76	2.25E-06	50.07	3.89E-07	42.29	1.24E-07
16.00	60.87	1.75E-06	49.09	3.37E-07	42.71	1.32E-07
18.00	59.18	1.39E-06	48.34	3.03E-07	43.38	1.46E-07
20.00	57.63	1.12E-06	47.77	2.79E-07	44.27	1.66E-07
22.00	56.28	9.32E-07	47.45	2.66E-07	45.39	1.96E-07
<b>24.00</b>	55.14	7.96E-07	<b>47.38</b>	<b>2.63E-07</b>	46.73	2.39E-07
26.00	54.17	6.95E-07	47.51	2.68E-07	48.25	2.99E-07
28.00	53.43	6.26E-07	47.88	2.83E-07	49.96	3.83E-07
30.00	52.92	5.83E-07	48.50	3.10E-07	51.87	5.03E-07
32.00	52.60	5.58E-07	49.30	3.48E-07	53.93	6.72E-07
<b>34.00</b>	<b>52.53</b>	<b>5.52E-07</b>	50.33	4.03E-07	56.16	9.17E-07
36.00	52.70	5.65E-07	51.58	4.82E-07	58.56	1.28E-06

พบว่า กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จะสามารถติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อให้ผลกระททางทางความร้อนต่อหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุด คือ ระดับโหลดมากจะติดตั้งได้ 34 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 94.08% ของโหลด ระดับโหลดปานกลางจะติดตั้งได้ 24 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 90.84% ของโหลด และระดับโหลดน้อย จะติดตั้งได้ 12 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 91.53% ของโหลด

ตารางที่ 5.29 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงใน ระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้ง กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก		ระดับโหลดปานกลาง		ระดับโหลดน้อย	
	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)
0.00	79.69	1.92E-05	61.66	1.94E-06	46.14	2.19E-07



776837808

CU Thesisis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก		ระดับโหลดปานกลาง		ระดับโหลดน้อย	
	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)
2.00	76.99	1.38E-05	59.59	1.47E-06	44.93	1.83E-07
4.00	73.89	9.42E-06	57.19	1.06E-06	43.67	1.52E-07
6.00	70.96	6.52E-06	54.97	7.78E-07	42.62	1.30E-07
8.00	68.15	4.55E-06	52.90	5.81E-07	41.79	1.15E-07
10.00	65.52	3.23E-06	51.01	4.44E-07	41.19	1.05E-07
12.00	63.05	2.34E-06	49.30	3.48E-07	40.84	9.92E-08
<b>14.00</b>	60.72	1.71E-06	47.77	2.78E-07	<b>40.75</b>	<b>9.79E-08</b>
16.00	58.56	1.28E-06	46.43	2.29E-07	40.95	1.01E-07
18.00	56.58	9.72E-07	45.29*	1.94E-07*	41.40	1.08E-07
20.00	54.75*	7.54E-07*	44.35*	1.68E-07*	42.06	1.19E-07
22.00	53.11*	5.99E-07*	43.62*	1.51E-07*	42.94	1.36E-07
24.00	51.65*	4.87E-07*	43.12*	1.40E-07*	44.00*	1.60E-07*
26.00	50.37*	4.06E-07*	42.85*	1.34E-07*	45.25*	1.92E-07*
<b>28.00</b>	49.29*	3.47E-07*	<b>42.83*</b>	<b>1.34E-07*</b>	46.66*	2.37E-07*
30.00	48.41*	3.06E-07*	43.08*	1.39E-07*	48.22*	2.97E-07*
32.00	47.74*	2.77E-07*	43.56*	1.49E-07*	49.94*	3.81E-07*
34.00	47.29*	2.60E-07*	44.24*	1.65E-07*	51.79*	4.97E-07*
<b>36.00</b>	<b>47.07*</b>	<b>2.52E-07*</b>	45.11*	1.88E-07*	53.77*	6.57E-07*

\* หมายเหตุ : เกิดแรงดันเกินที่บัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3

พบว่า กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จะสามารถติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อให้ผลกระททางความร้อนต่อหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุด คือ ระดับโหลดมากจะติดตั้งได้ 36 MVA แต่จะเกิดแรงดันเกินที่บัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ทำให้สามารถติดตั้งได้ที่ 18 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 49.80% ของโหลด ระดับโหลดปานกลางจะติดตั้งได้ 28 MVA แต่จะเกิดแรงดันเกินที่บัส 22 kV ในฝั่งหม้อแปลง TP3 ทำให้สามารถติดตั้งได้ที่ 16 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 60.56% ของโหลด และระดับโหลดน้อยจะติดตั้งได้ 14 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 100% ของโหลด



776837808

ตารางที่ 5.30 รายละเอียดค่าอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดและอายุการใช้งานที่สูญเสียไปของหม้อแปลงใน ระดับโหลดต่างๆ ตามขนาดการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่พลังงานแสงอาทิตย์จ่าย กำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน

PV (MVA)	ระดับโหลดมาก		ระดับโหลดปานกลาง		ระดับโหลดน้อย	
	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)	อุณหภูมิที่ จุดร้อนสุด (°C)	LOL (%)
0.00	79.69	1.92E-05	61.66	1.94E-06	46.14	2.19E-07
2.00	78.27	1.61E-05	60.72	1.71E-06	45.60	2.03E-07
4.00	76.44	1.29E-05	59.48	1.45E-06	45.03	1.86E-07
6.00	74.78	1.05E-05	58.44	1.26E-06	44.72	1.78E-07
<b>8.00</b>	73.24	8.69E-06	57.55	1.11E-06	<b>44.63</b>	<b>1.75E-07</b>
10.00	71.89	7.34E-06	56.88	1.01E-06	44.81	1.80E-07
12.00	70.75	6.34E-06	56.44	9.54E-07	45.27	1.93E-07
14.00	69.72	5.57E-06	56.17	9.18E-07	45.95	2.13E-07
<b>16.00</b>	68.92	5.03E-06	<b>56.14</b>	<b>9.14E-07</b>	46.91	2.46E-07
18.00	68.34	4.66E-06	56.36	9.43E-07	48.13	2.94E-07
20.00	67.90	4.41E-06	56.75	9.96E-07	49.54	3.60E-07
22.00	67.70	4.29E-06	57.40	1.09E-06	51.22	4.58E-07
<b>24.00</b>	<b>67.75</b>	<b>4.32E-06</b>	58.31	1.23E-06	53.15	6.02E-07
26.00	67.94	4.43E-06	59.38	1.43E-06	55.24	8.07E-07
28.00	68.38	4.69E-06	60.72	1.71E-06	57.57	1.11E-06
30.00	69.10	5.14E-06	62.31	2.12E-06	60.16	1.59E-06
32.00	69.95	5.73E-06	64.05	2.67E-06	62.88	2.28E-06
34.00	71.07	6.61E-06	66.05	3.47E-06	65.85	3.38E-06
36.00	72.46	7.87E-06	68.31	4.65E-06	69.07	5.12E-06

พบว่า กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับ กำลังไฟฟ้าเสมือน จะสามารถติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อให้ผลกระททางความร้อนต่อหม้อ แปลงมีค่าน้อยที่สุด คือ ระดับโหลดมากจะติดตั้งได้ 24 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 66.41% ของโหลด

ระดับโหลดปานกลางจะติดตั้งได้ 16 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 60.56% ของโหลด และระดับโหลดน้อย จะติดตั้งได้ 8 MVA ซึ่งคิดเป็นประมาณ 61.02% ของโหลด

โดยผลลัพธ์ของอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดทั้งก่อนและหลังการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำให้ผลกระทบทางความร้อนของหม้อแปลงมีค่าน้อยที่สุด โดยที่ไม่เกิดปัญหาแรงดันเกินในทุกบัสและปัญหากำลังไฟฟ้าจริงไหลย้อนกลับ รวมถึงเปอร์เซ็นต์ของความร้อนที่ลดลงในแต่ละระดับโหลดและโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ แสดงดังตารางที่ 5.31

ตารางที่ 5.31 รายละเอียดอุณหภูมิที่จุดร้อนสุดของขดลวดทั้งก่อนและหลังการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงเปอร์เซ็นต์ของความร้อนที่ลดลงในแต่ละกรณีศึกษา

ระดับโหลด	โหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์	PV (MVA)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดก่อนติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ (°C)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดหลังติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ (°C)	อุณหภูมิที่จุดร้อนสุดที่ลดลง (%)
ระดับโหลดมาก	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง	34	79.69	52.53	34.08
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	18		56.58	29.00
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง รับกำลังไฟฟ้าเสมือน	24		67.75	14.98
ระดับโหลดปานกลาง	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง	24	61.66	47.38	23.16
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	16		46.43	24.70
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง รับกำลังไฟฟ้าเสมือน	16		56.14	8.95
ระดับโหลดน้อย	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง	12	46.14	42.14	8.67
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	14		40.75	11.68
	จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง รับกำลังไฟฟ้าเสมือน	8		44.63	3.27



776837808



พบว่า ทุกโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ช่วยลดผลกระทบทางความร้อนในหม้อแปลงได้ ทั้งนี้ต้องมีการติดตั้งขนาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม โดยสามารถดูได้จากในกรณีที่ไมเกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ โดยพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง และไม่เกิดปัญหาแรงดันเกินในทุกบัสในระบบ โดยกรณีที่ลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้น้อยที่สุด คือ กรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยสามารถลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้ 14.98%, 8.95% และ 3.27% ในระดับโหลดมาก ระดับโหลดปานกลาง และระดับโหลดน้อย ตามลำดับ ส่วนในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง และกรณีที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จะสามารถช่วยลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้ค่อนข้างดีใกล้เคียงกัน แต่จะเห็นได้ว่า ในกรณีที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์น้อยกว่า โดยกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงจะสามารถลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้ 34.08%, 23.16% และ 8.67% ในระดับโหลดมาก ระดับโหลดปานกลาง และระดับโหลดน้อย ตามลำดับ และกรณีที่อินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะสามารถลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้ 29.08%, 24.70% และ 11.68% ในระดับโหลดมาก ระดับโหลดปานกลาง และระดับโหลดน้อย ตามลำดับ



776837808

## บทที่ 6

### สรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอ การใช้ประโยชน์ของข้อมูลการตรวจวัดพื้นฐาน ข้อมูลของหม้อแปลงและอุณหภูมิแวดล้อม เพื่อประเมินหาอุณหภูมิที่ร้อนที่สุดของหม้อแปลง ในขณะที่หม้อแปลงจ่ายโหลดที่เป็นเชิงเส้นและโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งอุณหภูมิที่ร้อนที่สุดของหม้อแปลงสามารถนำมาหาอายุการใช้งานของหม้อแปลงได้ เนื่องจากว่า ผลกระทบจากความร้อนเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ฉนวนกระดาษที่ห่อหุ้มขดลวดของหม้อแปลงเสื่อมสภาพ ซึ่งฉนวนกระดาษเป็นชิ้นส่วนเดียวในหม้อแปลงที่หากเสื่อมสภาพแล้ว จะไม่สามารถเปลี่ยนได้ และอาจทำให้เกิดความเสี่ยงในการลัดวงจรในขดลวด ซึ่งทำให้หม้อแปลงพังได้ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลง เช่น ระดับโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม ซึ่งปัจจัยต่างๆ เหล่านี้ สามารถทำให้อุณหภูมิที่ร้อนที่สุดของหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้นได้ และอายุการใช้งานของหม้อแปลงลดลงได้ รวมไปถึงศึกษาผลกระทบต่อหม้อแปลงในกรณีที่มีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในโหมดการทำงานต่างๆ ของอินเวอร์เตอร์ โดยจะสามารถสรุปได้ ดังนี้

1. ลำดับความรุนแรงของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงด้านความร้อนเรียงจากมากไปน้อย คือ ระดับของโหลด กระแสฮาร์มอนิกส์ และอุณหภูมิแวดล้อม ตามลำดับ กล่าวคือ หากหม้อแปลงจ่ายโหลดมาก แต่กระแสฮาร์มอนิกส์มีค่าน้อย อายุการใช้งานของหม้อแปลงก็อาจจะลดลง แต่หากหม้อแปลงจ่ายโหลดน้อย แต่กระแสฮาร์มอนิกส์มีค่ามาก อายุการใช้งานของหม้อแปลงก็อาจจะไม่ลดลง ซึ่งสรุปได้ว่า อายุการใช้งานของหม้อแปลงจะลดลงเมื่อ หม้อแปลงจ่ายโหลดและมีกระแสฮาร์มอนิกส์ระดับหนึ่งที่มาพอ

2. ผลจากการเก็บข้อมูลจากสถานีไฟฟ้าย่อยปลวกแดง 1 เป็นเวลา 10 เดือน พบว่า ในช่วงที่เก็บข้อมูล ฤดูฝนในช่วงเดือนสิงหาคมจนถึงเดือนตุลาคม มีผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงมากที่สุด เนื่องมาจากมีการใช้โหลดมากกว่าในช่วงอื่นๆ (ดูตารางที่ 5.1 ประกอบ) ถึงแม้ว่าในฤดูร้อนที่มีอุณหภูมิแวดล้อมที่มากกว่าในช่วงอื่นถึง  $3^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C}$  แต่เนื่องจากมีระดับของโหลดน้อยกว่าในช่วงฤดูฝนจึงมีผลกระทบต่อหม้อแปลงน้อยกว่า จึงสรุปได้ว่า ช่วงที่มีการใช้โหลดเยอะจะเป็นช่วงที่ส่งผลกระทบต่อหม้อแปลงมากที่สุด แต่เนื่องจากฮาร์มอนิกส์ในระบบมีค่าค่อนข้างน้อย จึงเห็นผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้น้อยกว่าระดับของโหลด

3. ในกรณีที่มีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดผลกระทบด้านความร้อนต่อหม้อแปลงได้ในทุกโหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่ศึกษา นั่นคือ กรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง กรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน และกรณีที่



776837808

CD iThesis 6070220921 thesis / rev: 30072562 11:33:43 / seq: 48

อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน แต่จะต้องติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยขนาดที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่เกินกว่าระดับของโหลด ซึ่งจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าระบบ ซึ่งเป็นเหตุผลให้ผลกระทบทางความร้อนกลับมาเพิ่มขึ้นอีกครั้งหลังจากที่ผลกระทบทางความร้อนลดลงจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

- 3.1 โหมดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วยลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลง เรียงจากมากไปน้อย ในขณะที่ติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดเท่ากัน คือ กรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน กรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง และกรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ตามลำดับ แต่ในกรณีที่อินเวอร์เตอร์จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน อาจมีปัญหาแรงดันเกินในระบบเกิดขึ้น เมื่อมีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก เนื่องมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นการทำให้แรงดันในระบบเพิ่มขึ้น และโหมดการทำงานนี้อาจจะใช้ในกรณีเกิดปัญหาแรงดันตกในระบบได้ ทำให้อาจกล่าวได้ว่า ในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง จะช่วยลดผลกระทบทางความร้อนต่อหม้อแปลงได้ดีพอๆ กับกรณีที่จ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน แต่จำเป็นต้องมีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า
- 3.2 แม้ว่า ในกรณีที่อินเวอร์เตอร์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน จะช่วยลดผลกระทบทางความร้อนในหม้อแปลงได้น้อยที่สุด เมื่อเทียบกับโหมดการทำงานอื่นของอินเวอร์เตอร์ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ แต่ในบางครั้งก็จำเป็นต้องใช้โหมดนี้ในการทำงาน เพื่อลดแรงดันในระบบ หากเกิดปัญหาแรงดันเกินในระบบขึ้น
- 3.3 ปัญหาในด้านของกระแสฮาร์มอนิกส์ที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบ มีผลกระทบต่อหม้อแปลงค่อนข้างน้อย เนื่องจากกระแสฮาร์มอนิกส์เบื้องหลังของระบบมีค่าค่อนข้างน้อยและอินเวอร์เตอร์ที่เลือกใช้ได้ผ่านข้อกำหนดด้านเครือข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค ซึ่งมีความเพี้ยนฮาร์มอนิกส์รวมมีค่าประมาณ 5% เท่านั้น แต่ในช่วงที่มีระดับของโหลดน้อยมากๆ อาจมีค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์สูง เนื่องจากสูตรการหาความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์ที่มีตัวหาร ซึ่งคือ กระแสโหลดมีค่าน้อยมาก จึงทำให้ค่าความเพี้ยนรวมของกระแสฮาร์มอนิกส์สูง



776837808

ส่วนข้อเสนอแนะเพิ่มเติม คือ อาจมีการศึกษาผลกระทบด้านความร้อนต่อหม้อแปลงเพิ่มเติม ในหม้อแปลงจำหน่าย หรือ หม้อแปลงหน้าโรงงาน เนื่องจากจะพบผลกระทบทางความร้อนมากกว่า ในหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าย่อย เพราะจะมีกระแสฮาร์มอนิกส์เบื้องหลังที่มากกว่าในสถานีไฟฟ้าย่อย รวมไปถึงอาจจะมีการใช้อินเวอร์เตอร์รุ่นอื่นที่อาจจะมีกระแสฮาร์มอนิกส์มากกว่า ซึ่งจะทำให้เห็นผลกระทบจากกระแสฮาร์มอนิกส์ได้ชัดเจน



776837808

CU Thesais 6070220921 thesais / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

## บรรณานุกรม

1. Abu-Elanien Ahmed E. B. and Salama M. M. A., *Asset management techniques for transformers*. Electric Power Systems Research, 2010. **80**(4): p. 456-464.
2. *IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*. IEEE Std C57.110(TM)-2018 (Revision of IEEE Std C57.110-2008), 2018: p. 1-68.
3. Mantilla H. F. M., Pavas A., and Durán I. C. *Aging of distribution transformers due to voltage harmonics*. in *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*. 2017.
4. Bagheri P., Xu W., and Shaloudegi K. *New indices to evaluate the impact of harmonic currents on power transformers*. in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. 2018.
5. Said D. M., Nor K. M., and Majid M. S. *Analysis of distribution transformer losses and life expectancy using measured harmonic data*. in *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*. 2010.
6. Cazacu E., Petrescu L., and Ioniță V. *Losses and temperature rise within power transformers subjected to distorted currents*. in *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*. 2017.
7. Awadallah M. A., et al., *On the Effects of Solar Panels on Distribution Transformers*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016. **31**(3): p. 1176-1185.
8. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators - Redline*. IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995) - Redline, 2012: p. 1-172.
9. Muthanna K. T., et al., *Transformer Insulation Life Assessment*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006. **21**(1): p. 150-156.



776837808

CU Thesisis 6070220921 thesisis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

10. Almohaimeed S. A. and Suryanarayanan S. *Steady-state analysis of the impact of temperature variations on a distribution transformer*. in *2017 North American Power Symposium (NAPS)*. 2017.
11. Mahoor Mohsen, et al., *Leveraging Sensory Data in Estimating Transformer Lifetime*. 2017.
12. Stahlhut Jonathan W., Heydt Gerald T., and Selover Nancy J., *A Preliminary Assessment of the Impact of Ambient Temperature Rise on Distribution Transformer Loss of Life*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008. **23**(4): p. 2000-2007.
13. Sathyanarayana Bharadwaj R., Heydt Gerald T., and Dyer Michael L., *Distribution Transformer Life Assessment with Ambient Temperature Rise Projections*. Electric Power Components and Systems, 2009. **37**(9): p. 1005-1013.
14. Batawy S. A. El and Morsi W. G., *On the Impact of High Penetration of Rooftop Solar Photovoltaics on the Aging of Distribution Transformers*. Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, 2017. **40**(2): p. 93-100.
15. Pezeshki H., Wolfs P. J., and Ledwich G., *Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. **29**(3): p. 1212-1220.
16. Stable Electric Supply Co. Ltd. หม้อแปลงไฟฟ้า. Available from: <http://www.stable.co.th/index.php?lay=show&ac=article&id=539185370&Ntype=17>.
17. charoenchai intertrade co. ltd., *Transformer and Maintenance*.
18. การไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค, ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559.
19. สุปิน แพทย์รัตน์. การใช้งานแผงโซลาร์เซลล์; Available from: <http://www.tpc.ac.th/images/Journal/solarcell.pdf?fbclid=IwAR1P85LvLwpAegoghZFS8FWPIRzUkLWnkDkGaOGR8Rld-bGt2-loOVZxHw>.



776837808

CT Thesisis 6070220921 thesisis / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48

20. SolarcellThailand96. โซล่าฟาร์ม แหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าทางเลือก. 2017; Available from: <https://solarcellthailand96.com/knowledge/solar-farm/>.
21. LEONICS CO. LTD. . ความรู้เกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์. 2016; Available from: [http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/solar\\_knowledge.php?fbclid=IwAR1tgo1Pl-0Fur3c8gu1zHg5xMCT6WZqO2UIYOKRONhun5PXC38ISEp8dso](http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/solar_knowledge.php?fbclid=IwAR1tgo1Pl-0Fur3c8gu1zHg5xMCT6WZqO2UIYOKRONhun5PXC38ISEp8dso).
22. SolarHub Co. Ltd. ประเภทของ *Solar Inverter* ที่มีใช้งานในปัจจุบัน (พ.ศ.60). Available from: <https://www.solarhub.co.th/solar-information/solar-component/403-solar-inverter-05-2017>.
23. การไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค, รายงาน ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
24. HUAWEI, *String Inverter (SUN2000-40KTL) Datasheet*.



776837808

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ฉิราดา เฉยสกุล
วัน เดือน ปี เกิด	7 ธันวาคม 2537
สถานที่เกิด	กรุงเทพฯ
วุฒิการศึกษา	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ที่อยู่ปัจจุบัน	457/12 ถ.ประชาชื่น แขวงบางซื่อ เขตบางซื่อ กรุงเทพฯ 10800



776837808

CU Thesais 6070220921 thesais / recv: 30072562 11:33:43 / seq: 48