

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

ผลกระทบในสถานะคงตัวของ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังลม
ขนาดใหญ่เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย

STEADY-STATE IMPACT OF LARGE SCALE WIND FARM
INTERCONNECTED TO THAILAND'S DISTRIBUTION SYSTEM



จน.

ก 127 ค

เลขหมู่..... 2553

เลขทะเบียน..... 1 10419

วัน,เดือน,ปี..... - 2 11.0. 2553

b..... 12255A52
i.....

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2553

KMITL- 2010-EN-M-020-106

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**STEADY-STATE IMPACT OF LARGE SCALE WIND FARM
INTERCONNECTED TO THAILAND'S DISTRIBUTION SYSTEM**



**A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG**

2010

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับ **KMIT-2010-EN-M-020-106** ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2010

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ผลกระทบในสถานะคงตัวของ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย
นักศึกษา	กนธิ จารума
รหัสประจำตัว	50060226
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2553
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร. ชาย ชมภูอินทร์

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการศึกษาและจำลองผลกระทบ จากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิดดับเบิลเฟด (Doubly – Fed Induction Generator) เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ระดับแรงดัน 22 kV 33 kV และ 115 kV โดยในแต่ละระดับแรงดันจะทำการติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าแตกต่างกัน สำหรับผลกระทบที่ทำการศึกษานั้นจะเป็นผลในสถานะคงตัว อันประกอบไปด้วย การไหลของกำลังไฟฟ้า ขนาดแรงดันภายในระบบ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรชั่วคราว และผลกระทบด้านฮาร์มอนิก โดยในการศึกษาจะทำการเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้น เมื่อมีรูปแบบการควบคุมการทำงานที่ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้า และตำแหน่งในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่แตกต่างกัน จากผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำเป็นที่จะต้องพิจารณาถึงปัจจัยและองค์ประกอบหลายๆ ด้าน การเลือกตำแหน่งติดตั้งที่และการเลือกรูปแบบการควบคุมโดยการตั้งค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม จะทำให้เกิดผลกระทบหรือปัญหาต่อระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด อีกทั้งยังช่วยปรับปรุงขนาดแรงดันภายในระบบ และช่วยลดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าอีกด้วย

Thesis Title	Steady-State Impact of Large Scale Wind Farm Interconnected to Thailand's Distribution System
Student	Mr. Kontee Jaruma
Student ID.	50060226
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2010
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chai Chompoo-Inwai

Abstract

This thesis studies and simulates the impact of wind farm using doubly – fed Induction generator connected to distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA). According to PEA's Interconnection regulation, there are difference size of generations for each voltage of 22 kV, 33 kV and 115 kV. The results are aims in Steady-State study which composed of Power Flow Analysis, Voltage Profile Analysis, System Loss Analysis, Fault Analysis and Harmonic Analysis. From the study, the results are significant different when controlling wind farm at either different power factor mode or locations. The analysis results reveal that wind farm connected to distribution system must be considered many factors and installed area. Thus, the selection of suitable power factor control and location of wind farm make a weak immune system, improving voltage magnitude and reduced power loss in the system.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้อย่างดี ส่วนหนึ่งก็เพราะได้รับความช่วยเหลือจากบุคคลเหล่านี้ ซึ่งผู้วิจัยขอแสดงความขอบคุณมา ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณ ผศ. ดร. ชาย ชมภูอินใจ อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา ชี้แนะ แนวทางในการวิจัย ให้ข้อมูลเพิ่มเติมที่เป็นประโยชน์ในการศึกษาการทำวิจัย รวมทั้งแนะนำเทคนิคต่างๆ ในการดำเนินงานวิจัยนี้ อีกทั้งยังให้การสนับสนุนเกี่ยวกับอุปกรณ์ การสำรวจและเอกสารที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยได้อย่างดีเยี่ยม จนทำให้งานวิจัยสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอบพระคุณครอบครัวจากรูมา ที่ได้ให้กำลังใจ ความเอาใจใส่ เป็นผู้ผลักดันให้ผู้วิจัยมีความพยายามที่จะทำงานวิจัยให้สำเร็จลุล่วง รวมทั้งให้ความช่วยเหลือทางด้านทุนทรัพย์ตลอดมา

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ที่กรุณาช่วยแนะนำงานวิจัยในส่วนต่างๆ และวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่าน จากภาควิศวกรรมไฟฟ้า ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ให้ตลอดมาตั้งแต่เข้าเรียนคณะนี้

ขอขอบพระคุณอาจารย์และเจ้าหน้าที่ทุกท่าน จากคณะเทคโนโลยีสารสนเทศ ที่ช่วยเหลือเพื่อสถานที่ในการทำงานวิจัย และช่วยให้คำแนะนำพร้อมทั้งช่วยเสริมความรู้ทางการเขียนโปรแกรมเพื่อนำมาประยุกต์และปรับปรุงใช้กับงานวิจัยนี้

ขอขอบคุณสมาชิก ESIRC ทุกๆท่าน ที่เป็นที่ปรึกษาและคอยให้กำลังใจเป็นอย่างดี

ขอขอบคุณ คุณวรวัฒน์ ตั้งศรีอนุกุล คุณอนุรักษ์ ขำดี และคุณพิชัย เมืองประทุม ที่ช่วยแนะนำแนวทางและการแก้ปัญหาในงานวิจัย นายพัฒนพันธ์ บุญทอง ที่คอยช่วยเหลือข้อมูลและปรับปรุงผลงานน้อยๆในศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมส่องสว่างที่คอยช่วยเหลืองานเบ็ดเตล็ดมาตลอด

ขอขอบคุณนายมงคล บวรวิริยะนาถ ที่ช่วยแก้ปัญหาทางเทคนิคสำคัญต่างๆ พร้อมทั้งช่วยหาจุดบกพร่องของงานวิจัย จนทำให้ผลงานสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

อนึ่ง งานวิจัยที่ได้นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ส่วนหนึ่งกระทำภายใต้ศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมการส่องสว่าง (ESIRC) คณะวิศวกรรมศาสตร์และ Interactive Media and E-Learning Lab (IME) คณะเทคโนโลยีสารสนเทศ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบให้นุภาพรี นุรพคณาจารย์ และผู้มีพระคุณทุกท่าน

กนธิ จารูมา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา III และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์.....	2
1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	2
1.4 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอ.....	2
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	3
1.6 ขั้นตอนการศึกษา.....	4
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
บทที่ 2 เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานชนิดดับเบิลเฟดอินดักชันแฉกเนอเรเตอร์.....	5
2.1 องค์ประกอบทั่วไปของกักเก็บพลังงานชนิด DFIG.....	5
2.2 วงจรสมมูลของกักเก็บพลังงานชนิด DFIG.....	9
2.3 DFIG Plant Capability Curve.....	10
2.4 Reactive Capability Validation.....	12
2.5 แบบจำลอง DFIG ที่ใช้ในการศึกษา.....	13
2.5.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	15
2.5.2 การคำนวณกระแสลัดวงจร.....	16
2.5.3 การวิเคราะห์ฮาร์มอนิก.....	16
บทที่ 3 ทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษา.....	17
3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน – ราฟสัน.....	17
3.2 การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกในสายจำหน่าย.....	20

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อ IV และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.3 การคำนวณขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร.....	21
3.3.1 Three Phase Short Circuit.....	21
3.3.2 Single Phase to Ground.....	22
3.3.3 Two Phase Short – Circuit.....	23
3.3.4 Two Phase to Ground.....	24
3.4 การคำนวณค่าดัชนีชี้วัดระดับฮาร์มอนิกในระบบ.....	25
3.5 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม.....	27
3.6 เสนอแนะในการพิจารณาผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	29
บทที่ 4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการศึกษา.....	31
4.1 สมมุติฐานในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม.....	32
4.2 รูปแบบการศึกษวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะคงตัว.....	33
4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV.....	35
4.3.1 พื้นที่อำเภอนาแก จ.นครพนม.....	35
4.3.2 พื้นที่จังหวัดขอนแก่น.....	37
4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV.....	39
4.4.1 อำเภอปากน้ำ จังหวัดนครศรีธรรมราช.....	39
4.4.2 พื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	41
4.5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV.....	43
4.5.1 พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช.....	43
4.5.2 พื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	44
4.6 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย.....	46
4.7 การจำลองแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกของ DFIG 1.5 MW.....	47
บทที่ 5 ผลการศึกษาการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย.....	51
5.1 ผลการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 6 MW เข้ากับระบบจำหน่ายที่แรงดัน 22 kV.....	51
5.1.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย.....	51
5.1.2 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบ.....	52

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้ซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาตจากเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.1.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า.....	62
5.1.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร.....	65
5.1.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์โมนิก.....	72
5.2 ผลการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW เข้ากับระบบจำหน่ายที่แรงดัน 33 kV.....	86
5.2.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย.....	86
5.2.2 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบ.....	87
5.2.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า.....	96
5.2.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร.....	98
5.2.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์โมนิก.....	105
5.3 ผลการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW เข้ากับระบบจำหน่ายที่แรงดัน 115 kV.....	119
5.3.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย.....	119
5.3.2 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบ.....	120
5.3.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า.....	120
5.3.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร.....	120
5.3.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์โมนิก.....	130
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	143
6.1 ปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่งสายจำหน่ายในระบบและข้อเสนอแนะ.....	144
6.2 ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบและข้อเสนอแนะ.....	145
6.3 ปัญหาด้านความสูญเสียในระบบไฟฟ้าและข้อเสนอแนะ.....	146
6.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร.....	148
6.5 ปัญหาด้านฮาร์โมนิกต่อระบบไฟฟ้าพร้อมข้อเสนอแนะ.....	149
บรรณานุกรม.....	151
ภาคผนวก.....	153
ภาคผนวก ก. การจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด DFIG เข้าสู่ระบบจำหน่าย.....	154
ภาคผนวก ข. บทความและผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์.....	176
ประวัติผู้เขียน.....	182

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อ VI และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 Converter Sizing for Theoretical Reactive Power Operation.....	12
3.1 ค่าความต้านทานและรีแอกแตนซ์ของสาย THW ของบริษัทบางกอกเคเบิ้ล.....	20
3.2 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้งานไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม.....	27
3.3 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้งานไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม.....	28
3.4 ขีดจำกัดขนาดโหลดรวมของเครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้า.....	29
4.1 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ อ.นาแก จ.นครพนม.....	35
4.2 โหลดในพื้นที่ อ.นาแก.....	36
4.3 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ขอนแก่น.....	37
4.4 โหลดในพื้นที่ จ.ขอนแก่น.....	37
4.5 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ อ.ปากพนัง.....	39
4.6 โหลดในพื้นที่ อ.ปากพนัง.....	40
4.7 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ภูเก็ต.....	41
4.8 โหลดในพื้นที่ จ.ภูเก็ต.....	41
4.9 พารามิเตอร์ของ External Grid ที่ใช้ในพื้นที่ จ.นครศรีธรรมราช.....	43
4.10 พารามิเตอร์ของ External Grid ที่ใช้ในพื้นที่ จ.นครศรีธรรมราช.....	44
4.11 แสดงขนาดของแรงดัน (Percentage Magnitude) เฟส A ในแต่ละ Order.....	49
5.1 เปรียบเทียบจำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 22 kV.....	50
5.2 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น.....	54
5.3 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่อำเภอนาแก.....	55
5.4 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกั้นลมนที่จังหวัดขอนแก่น.....	56
5.5 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกั้นลมนที่อำเภอนาแก.....	59
5.6 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 kV.....	64
5.7 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกั้นลมนเข้าสู่พื้นที่จังหวัดขอนแก่น.....	66
5.8 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นลมนในแต่ละบริเวณของพื้นที่จังหวัดขอนแก่น.....	67

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อ VII และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.9 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่จังหวัดขอนแก่น.....	67
5.10 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมเข้าสู่พื้นที่อำเภอนาแก.....	69
5.11 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่อำเภอนาแก.....	70
5.12 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่อำเภอนาแก.....	71
5.13 เปรียบเทียบจำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 33 kV.....	86
5.14 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	88
5.15 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่อำเภอปากพนัง.....	88
5.16 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกั้นหั่นลมที่จังหวัดภูเก็ต.....	90
5.17 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกั้นหั่นลมที่อำเภอปากพนัง.....	93
5.18 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 33 kV.....	97
5.19 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	99
5.20 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	100
5.21 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	101
5.22 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมเข้าสู่พื้นที่อำเภอปากพนัง.....	102
5.23 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่อำเภอปากพนัง.....	103
5.24 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหั่นลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่อำเภอปากพนัง.....	104

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อ VIII และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.25 เปรียบเทียบจำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 115 kV.....	119
5.26 เปรียบเทียบขนาดแรงดันเมื่อมีการติดตั้งกักเหนืมในระบบ 115 kV ที่จังหวัดนครศรีฯ.....	121
5.27 เปรียบเทียบขนาดแรงดันเมื่อมีการติดตั้งกักเหนืมในระบบ 115 kV ที่จังหวัดภูเก็ต.....	122
5.28 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 115 kV.....	123
5.29 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้ง ฟาร์มกักเหนืมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดนครศรีฯ.....	124
5.30 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้ง ฟาร์มกักเหนืมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต.....	126

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 การเชื่อมต่อกังหันลมชนิด DFIG เข้ากับระบบไฟฟ้า.....	5
2.2 ไดอะแกรมแสดงการเชื่อมต่อของกังหันลม DIFG.....	6
2.3 แผนภาพแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าภายใน DFIG.....	7
2.4 DFIG Static Machine Model.....	9
2.5 DFIG Wind Park Static Power Capability Curve in Per Units.....	11
2.6 วงจรเสมือนของ Doubly-Fed Induction Machine Model ของ โปรแกรม Power Factory.....	13
2.7 Rotor-Side-PWM-Converter.....	14
2.8 Short – Circuit Model of the Doubly – Fed Induction Machine.....	16
3.1 แผงผังการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน.....	19
3.2 แสดง Connection Diagram ของ 3 Phase Short Circuit.....	21
3.3 แสดง Connection Diagram ของ Single Phase to Ground.....	22
3.4 แสดง Connection Diagram ของ 2 Phase Short – Circuit.....	23
3.5 แสดง Connection Diagram ของ 2 Phase to Ground.....	24
4.1 การเชื่อมต่อของระบบ 22 kV และ 33 kV.....	32
4.2 การเชื่อมต่อของระบบ 115 kV.....	32
4.3 โพล์ชาร์จแสดงรูปแบบการวิเคราะห์.....	34
4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของอำเภอนาแก.....	36
4.5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของจังหวัดขอนแก่น.....	38
4.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV ที่ อ.ปากพนัง.....	40
4.7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV ที่ จ.ภูเก็ต.....	42
4.8 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV ที่จังหวัดนครศรีธรรมราช.....	44
4.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV ที่จังหวัดภูเก็ต.....	45
4.10 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วม สำหรับแรงดัน 22 kV และ 33 kV.....	46
4.11 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วม (PCC) สำหรับแรงดัน 115 kV.....	47
4.12 Schematic model ของ Wind Farm 1.5 MW จาก โปรแกรม MATLAB.....	48

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.13 สัญญาณแรงดันเฟส A ที่ทำการวัดได้จากฝั่ง Grid Side Converter.....	48
4.14 สเปกตรัมของสัญญาณแรงดันเฟส A ที่ทำการวัดจากฝั่ง Grid Side Converter.....	49
5.1 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	74
5.2 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	75
5.3 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	76
5.4 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	77
5.5 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	78
5.6 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	79
5.7 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	80
5.8 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	81
5.9 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	82
5.10 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	83
5.11 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	84
5.12 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	85

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อ XI และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.13 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	107
5.14 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	108
5.15 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	109
5.16 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	110
5.17 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	111
5.18 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	112
5.19 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	113
5.20 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	114
5.21 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	115
5.22 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	116
5.23 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	117
5.24 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	118

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.25 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	131
5.26 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	132
5.27 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	133
5.28 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	134
5.29 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	135
5.30 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	136
5.31 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	137
5.32 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	138
5.33 กราฟเปรียบเทียบ%THD _v และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	139
5.34 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9.....	140
5.35 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ตโดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor	141
5.36 กราฟเปรียบเทียบ IHD _i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9.....	142

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในสถานการณ์ปัจจุบัน ปัญหาวิกฤติของพลังงานกำลังทวีความรุนแรงเพิ่มมากขึ้น เพราะก๊าซธรรมชาติ น้ำมันและถ่านหิน ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักของโลกมีปริมาณจำกัด แต่แนวโน้มการใช้พลังงานเพิ่มสูงขึ้น สำหรับประเทศไทยก็ต้องมีการพึ่งพาพลังงานนำเข้าจากต่างประเทศ การตั้งรับอย่างที่ผ่านมาทำให้ประเทศตกอยู่ในความเสี่ยงที่ราคาก๊าซธรรมชาติ น้ำมันและถ่านหินถูกกำหนดโดยผู้ค้า เพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน ความเพียงพอ มีใช้อย่างทั่วถึงและราคาเป็นธรรม ประเทศไทยจะเป็นฝ่ายรับอย่างที่เคยเป็นมา หรือมีทางเลือกใหม่ที่ประเทศกำหนดเองและสามารถเปลี่ยนเป็น “ตั้งรุก” ได้ การเปลี่ยนประเทศโดยการ “ตั้งรุก” คือ การที่เปลี่ยนจากการเป็นผู้ซื้อและนำเข้าพลังงานอย่างเดียว มาเป็น ผู้ขาย (Supply Side) หรือผู้ผลิตน้ำมันบ้าง โดยพิจารณาจุดแข็งที่ประเทศมีศักยภาพ เช่น ดิน น้ำ ลม ด้วยเหตุนี้ทางหน่วยงานราชการในหลายหน่วยงาน จึงได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีของพลังงานลมและแสงอาทิตย์เพื่อนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า [21] อีกทั้งพลังงานเหล่านี้จะก่อให้เกิดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมากเมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติ น้ำมันและถ่านหิน ซึ่งปัจจุบันเป็นปัญหาสิ่งแวดล้อม เป็นปัญหาที่หลายๆประเทศได้ให้ความสำคัญ

สำหรับประเทศไทยซึ่งตั้งอยู่ในเขตศูนย์สูตร ทำให้ศักยภาพของแสงอาทิตย์อยู่ในเกณฑ์ที่ดีสำหรับศักยภาพของความเร็วลม หากเทียบกับประเทศที่อยู่ในยุโรปและสหรัฐ ประเทศเหล่านั้นมีอัตราความเร็วลมสูงกว่าที่ตั้งของไทย แต่เนื่องจากเทคโนโลยีการผลิตกังหันลมในปัจจุบันมีการพัฒนาสูงขึ้น ทำให้สามารถใช้ความเร็วลมในระดับที่ไม่สูงมากมาผลิตกระแสไฟฟ้าได้เช่นกัน แต่พลังงานลมนั้นมีต้นทุนในการผลิตสูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก การที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายของประเทศไทย จึงมีความเป็นไปได้ที่มากกว่า แต่ในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ย่อมส่งผลกระทบต่อระบบในด้านต่างๆ จากผลงานวิจัยที่ได้มีการศึกษามาก่อนหน้านี้ จะเป็นการศึกษาจะเป็นการศึกษาเปรียบเทียบเทคโนโลยีของกังหันลมชนิดต่างๆ การออกแบบและการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ความเป็นไปได้ในการติดตั้งทางเศรษฐศาสตร์ และการศึกษาผลกระทบทางด้านเสถียรภาพที่มีต่อระบบไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงทำการออกแบบติดตั้งฟาร์มกังหันลมและศึกษาเปรียบเทียบผลกระทบในสภาวะคงตัว จากการจำลองเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมชนิดดับลิเฟดเข้าสู่ระบบจำหน่ายของประเทศไทยที่ระดับแรงดันใช้งานของกฟภ.

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์

จากการที่หลายๆหน่วยงานในประเทศ ได้รวบรวมข้อมูลพลังงานลมทั่วประเทศ ผลการศึกษาพบว่า ศักยภาพของลมที่เพียงจะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะอยู่ในบริเวณชายฝั่ง บริเวณเกาะต่าง ๆ ในอ่าวไทยและทางภาคใต้ของประเทศ ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่อยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟภ. แต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ที่ระดับแรงดันต่างๆ กันนั้น ย่อมทำให้เกิดผลกระทบทางเทคนิคที่มีต่อระบบ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะคงตัวเมื่อมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในแต่ละระดับแรงดันใช้งานของกฟภ. พร้อมทั้งเสนอแนะแนวทางในการพิจารณาเลือกรูปแบบการควบคุมการทำงานและหาตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด DFIG ที่เหมาะสม เพื่อให้ระบบเกิดภาวะผิดปกติต่างๆ (System Violation) ตามข้อกำหนดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟภ. พ.ศ. 2552

1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

ในการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้าจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำเป็นที่จะต้องนำทฤษฎีหรือหลักการต่างๆ มาทำการอ้างอิง เพื่อหาสาเหตุที่จะทำให้เกิดภาวะผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายในระบบหรือเพื่อที่จะหาวิธีในการแก้ไขปัญหาที่จะเกิดขึ้นสำหรับทฤษฎีที่นำมาใช้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประกอบไปด้วย หลักการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) ซึ่งเป็นชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและความเหมาะสมที่จะนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย สมมติฐานที่ใช้ในการหาตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ทฤษฎีโหลดโพลล์ด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน ซึ่งจะใช้ในการพิจารณาถึงผลการไหลของกำลังไฟฟ้า ขนาดแรงดันไฟฟ้า และค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ การหาขนาดแรงดันไฟฟ้าตกในสายจำหน่าย การคำนวณขนาดของค่ากำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะ เมื่อมีการลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ และการคำนวณค่าดัชนีชี้วัดระดับฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้า

1.4 การเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่นำเสนอ

ในการศึกษาจะทำการเปรียบเทียบความแตกต่างของผลกระทบในสถานะคงตัวที่เกิดขึ้น จากการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG เข้าสู่ระบบจำหน่ายของประเทศไทย โดยจะแบ่งขอบเขตของระบบที่จะใช้ในการศึกษาออกเป็น 3 ที่ระดับแรงดัน ซึ่งเป็นแรงดันใช้งานของ กฟภ. คือ 22 kV, 33kV และ 115kV และในแต่ละระดับแรงดันนั้นจะใช้พื้นที่ตัวอย่างสองพื้นที่เป็นกรณีศึกษา ทั้งนี้เพื่อให้ผลการ

วิเคราะห์มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น สำหรับผลการศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่แต่ละพื้นที่ศึกษานั้น จะเน้นเปรียบเทียบผลกระทบของการควบคุมการทำงานที่ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของกันหันลมต่างกัน คือ การควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9, Unity Power Factor และ Lagging Power Factor 0.9 ที่ระดับการจ่ายโหลดที่ใกล้เคียงกับค่าสูงสุดจริงในปัจจุบัน นอกจากนี้ยังสนใจผลกระทบในการติดตั้งกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ กัน ซึ่งตั้งอยู่บนสมมติฐาน 4 รูปแบบ คือ ติดตั้งฟาร์มกังหันลมในตำแหน่งต้นสาย(ใกล้แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเดิมของระบบ) กลางสาย ปลายสายและติดตั้งแบบกระจาย (ติดตั้งทั้งต้นสาย กลางสาย ปลายสาย)

1.5 ขอบเขตการวิจัย

ขอบเขตของระบบที่ใช้ในการศึกษาจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ระดับแรงดัน ตามแรงดันใช้งานของฟก. โดยในแต่ละระดับแรงดัน จะใช้พื้นที่ตัวอย่างสองพื้นที่เป็นกรณีศึกษา อันประกอบไปด้วยพื้นที่ขอนแก่นและพื้นที่นาแกจะใช้เป็นกรณีศึกษาของระบบ 22 kV พื้นที่ปากพนังและพื้นที่ภูเก็ตจะใช้เป็นกรณีศึกษาของระบบ 33 kV พื้นที่นครศรีธรรมราชและพื้นที่ภูเก็ตจะใช้เป็นกรณีศึกษาของระบบ 115 kV โดยในการศึกษาจะทำการเปรียบเทียบผลกระทบในสภาวะคงตัวในด้านต่างๆ เมื่อมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG ที่มีการควบคุมการทำงานและตำแหน่งในวงจรสายป้อนแตกต่างกัน โดยประเด็นในการศึกษาและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสภาวะคงตัวที่นำมาพิจารณาจะประกอบไปด้วย การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ (Voltage profile analysis) การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านความสูญเสียในระบบ (System losses analysis) การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านภาวะการณั้ผิดปกติ (Fault analysis) การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านฮาร์โมนิกที่เกิดขึ้นระบบไฟฟ้า (Harmonics analysis)

1.6 โครงสร้างวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งเนื้อหาออกเป็น 6 บทด้วยกัน คือ

บทที่1 กล่าวถึงความจำเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ สมมติฐาน ขอบเขต และขั้นตอนในการวิจัย

บทที่2 กล่าวถึงเทคโนโลยีกังหันลมชนิดดับบลิวเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์ (DFIG) ซึ่งเป็นกังหันลมที่ใช้จำลองเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งในส่วนหลักการทำงานทั่วไปและโมเดลกังหันลมที่นำมาใช้ของโปรแกรมของโปรแกรมที่ทำการศึกษา

บทที่3 กล่าวถึงทฤษฎีหรือหลักการที่จะต้องนำมาใช้ในการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิด

ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม และเงื่อนไขในการพิจารณาผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

บทที่4 กล่าวถึงข้อมูลทางกายภาพของระบบจำหน่ายที่ใช้ในการศึกษา การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย การจำลองแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิก และรูปแบบการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะคงตัว

บทที่5 กล่าวถึงผลการศึกษาเปรียบเทียบผลกระทบในสถานะคงตัวจากการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย เมื่อมีรูปแบบในการควบคุมการทำงานของท้องถิ่นประกอบกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งติดตั้งในวงจรสายป้อนแตกต่างกัน

บทที่6 กล่าวถึงบทสรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. การศึกษาข้อดีและข้อจำกัดของเทคโนโลยีกังหันลมชนิด DFIG ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่จะมีการนำเข้ามาใช้ในงานติดตั้งจริงเข้ากับระบบประเทศไทย
2. สามารถพิจารณารูปแบบการควบคุมการทำงานที่ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งในการติดตั้งของกังหันลมดับบิลเฟดให้มีความเหมาะสมกับระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่
3. การศึกษาลักษณะทางกายภาพและรูปแบบการเชื่อมของระบบจำหน่ายที่ระดับแรงดันต่างๆ
4. สามารถพิจารณาถึงปัจจัยในด้านต่างๆ ในแต่ละพื้นที่ศึกษา เพื่อที่จะติดตั้งฟาร์มกังหันลมโดยไม่ก่อให้เกิดผลกระทบทางด้านลบต่อระบบ
5. การศึกษากฎเกณฑ์และข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้าสู่ระบบจำหน่าย
6. สามารถพิจารณาแนวทางในการแก้ไขปัญหาในด้านต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมดับบิลเฟดเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้

บทที่ 2

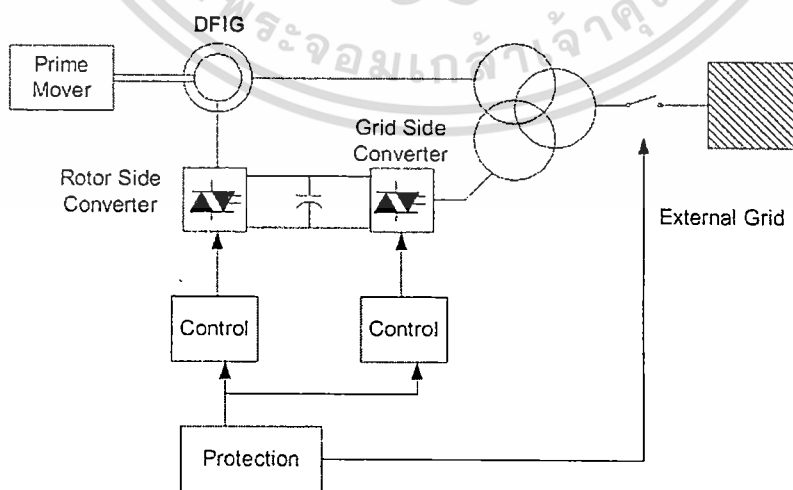
เทคโนโลยีกักกันลมชนิดดับเบิ้ลเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์

เทคโนโลยีกักกันลมในปัจจุบันดับเบิ้ลเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์ (DFIG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่มีประสิทธิภาพดีกว่าชนิด SCIG และ OSIG ซึ่งในปัจจุบัน (พ.ศ. 2552) แนวโน้มการใช้งานกักกันลมชนิดนี้มีขนาดเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด [20] เนื่องจากกักกันลมชนิดนี้สามารถปรับกำลังไฟฟ้าได้หลายช่วงการทำงาน ในบทที่ 2 นี้จึงเป็นการกล่าวถึง องค์ประกอบทั่วไปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด DFIG, วงจรสมมูลของกักกันลมชนิด DFIG, Plant Capability Curve Reactive Capability Validation และแบบจำลอง DFIG ที่นำมาใช้ในการศึกษา

2.1 องค์ประกอบทั่วไปของกักกันลมชนิด DFIG

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากักกันลมชนิด DFIG จะใช้ขั้วโรเตอร์อินดักชันเจนเนอเรเตอร์ (Wound Rotor Induction Generator) เป็นตัวให้กำเนิดพลังงานไฟฟ้า โดยส่วนสเตเตอร์ต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าโดยตรง ส่วนทางด้านโรเตอร์นั้นจะต่ออยู่กับ AC-DC-AC คอนเวอร์เตอร์หรือที่เรียกอีกอย่างว่า Back to Back คอนเวอร์เตอร์ ซึ่งคอนเวอร์เตอร์สามารถที่จะต่อระหว่างโรเตอร์กับระบบไฟฟ้า โดยใช้หม้อแปลงตัวเดียวสามขดลวดร่วมกับสเตเตอร์ก็ได้ดังในรูปที่ 2.2

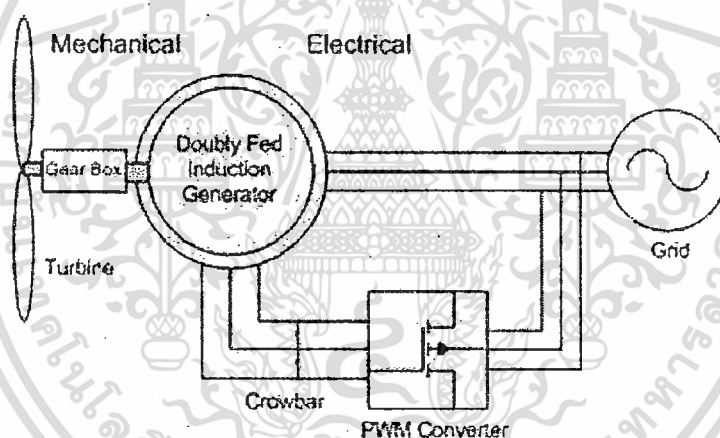
ขดลวดสเตเตอร์และขดลวดโรเตอร์ของ DFIG จะเปรียบเสมือนขดลวดปฐมภูมิและขดลวดทุติยภูมิของหม้อแปลง ซึ่งการหมุนของโรเตอร์จะทำให้เกิดความถี่ที่โรเตอร์ ส่วนความถี่ที่สเตเตอร์จะเท่ากับความถี่ของระบบไฟฟ้า (50 Hz หรือ 60 Hz) ผลต่างระหว่างความถี่ที่โรเตอร์และที่สเตเตอร์นี้เรียกว่า ความถี่สลิป (Slip Frequency)



รูปที่ 2.1 การเชื่อมต่อกักกันลมชนิด DFIG เข้ากับระบบไฟฟ้า [3]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คอนเวอร์เตอร์ที่ต่อระหว่างโรเตอร์กับระบบไฟฟ้า จะเป็นตัวควบคุมความถี่ของโรเตอร์กับระบบไฟฟ้าซึ่งจะทำให้สามารถควบคุมความเร็วของโรเตอร์ได้ในช่วงความเร็วที่กว้าง ในขณะที่ความเร็วโรเตอร์สูงกว่าความเร็วซิงโครนัส กำลังไฟฟ้าที่โรเตอร์จะจ่ายเข้าไปยังระบบผ่านคอนเวอร์เตอร์ซึ่งจะควบคุมให้มีความถี่เท่ากับ 50 Hz หรือ 60 Hz ตามความถี่ของระบบ สำหรับ DFIG จัดเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ที่กักหน้ลมสามารถปรับเปลี่ยนความเร็วได้ (Variable speed) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่รวมข้อดีทั้งของ Synchronous และ Induction Machine คือ มีการควบคุมที่ง่ายซึ่งเป็นจุดเด่นของ Induction Machine และมีสมรรถนะในการทำงานโดยรวมเทียบเท่า Synchronous โดยสามารถทำงานที่ความเร็วลมระดับต่างๆ มีช่วงการทำงานที่กว้างกว่าเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด SCIG และ OSIG เพราะมีตัว Maximum Power Tracking (MPT) ช่วยควบคุมการทำงาน สำหรับตัว MPT สามารถช่วยเพิ่มมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เมื่อเปรียบเทียบกับกักหน้ลมที่มีความเร็วคงที่ (Fixed Speed) คือ จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานให้สูงขึ้นถึง 10% [17]



รูปที่ 2.2 ไดอะแกรมแสดงการเชื่อมต่อของกังหันลม DFIG [17]

จากรูปที่ 2.2 แสดงไดอะแกรมแสดงการเชื่อมต่อของกังหันลม DFIG ที่ใช้งานในระบบ ซึ่งจะมีส่วนประกอบทั้งทางไฟฟ้าและทางกล ในระบบทางกลจะมี ใบพัด (rotor blade) เป็นองค์ประกอบหลัก ซึ่งตัวใบพัดจะถูกยึดกับส่วน Prime Mover และถูกควบคุมด้วยชิ้นส่วนของ Pitching เพื่อปรับคุณลักษณะทาง Aerodynamic โดย Prime Mover นั้นจะเชื่อมต่อเข้ากับ Step Up Gearbox เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนในระบบไฟฟ้าจะประกอบไปด้วยส่วนของ Wound Rotor Induction Generator และตัวควบคุมชุด Power Electronic Converter (PEC) ซึ่งมีฟังก์ชันการใช้งานคล้ายกับ Generator Exciter

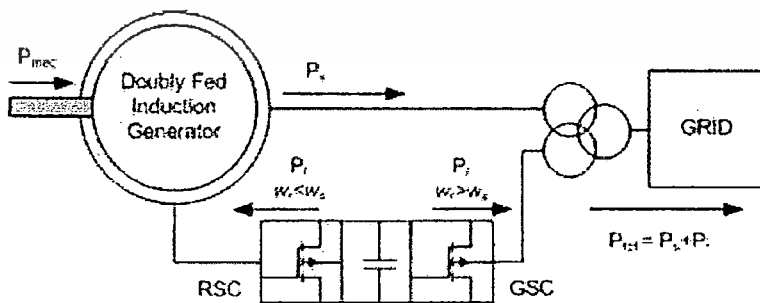
เนื่องจาก PEC จะมีชุดควบคุม Back-to-Back Converter ซึ่งมีพฤติกรรมคล้ายกับระบบของเครื่องจักรกลชนิดกระตุ้น (Machine Excitation System) คือสามารถที่จะควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้า เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างสมบูรณ์แบบ ซึ่งชุด Back-to-Back Converter นี้จะเชื่อมต่อเข้ากับชุดขดลวดโรเตอร์ (Rotor Winding) ไปยัง Grid Side ของตัวแมชชีน สำหรับสถาปัตยกรรมของคอนเวอร์เตอร์ จะประกอบไปด้วย ตัวสวิตช์ควบคุม IGBT ซึ่งจะมีตัว Common DC Bus เชื่อมต่อกับวงจร AC Circuit

สำหรับ PEC นั้นจะประกอบไปด้วยตัวควบคุมอินเวอร์เตอร์ 3 เฟสสองชุดที่มีการควบคุมเป็นอิสระต่อกันซึ่งจะมีฟังก์ชันการปฏิกรใน 4 – Quadrant สำหรับชื่อของชุดคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองนั้น คือ RSC และ GSC ได้อ้างอิงมาจากตำแหน่งเชื่อมต่อของคอนเวอร์เตอร์ คือ Respective Rotor และ Grid Side Converter ซึ่งโครงสร้างของ RSC และ GSC จะสามารถควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ในสองทิศทาง ระหว่าง Rotor Side Winding และ Stator Side Output Terminal ของตัวแมชชีน การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบนี้จะคล้ายคลึงกับ HVDC ที่ติดตั้งเข้ากับ Asynchronous 2 ตัวที่มีการเชื่อมต่อเข้าด้วยกัน จากความสามารถในการควบคุมการไหลสองทิศทางของกำลังไฟฟ้าเมื่อนำมาประยุกต์ใช้เข้ากับพฤติกรรมของเครื่องจักรกล เช่น ความเร็วทางกลที่มีค่าเปลี่ยนแปลงจากความผันผวนของลม เพื่อที่จะรักษาค่าสนามแม่เหล็กหมุนภายใน (Internal Rotating Magnetic Field) ให้มีความถี่เท่าความถี่ของกริด (เช่นเดียวกับ Synchronous Machine) แล้ว RSC จะทำการปรับกระแสที่ป้อนเข้าตัว Rotor ดังนั้น RSC จึงถือเป็นตัวที่ทำหน้าที่กระตุ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4 ความถี่ของกระแสที่ป้อนเข้าจะถูกกำหนดด้วยสมการที่ 1

$$\omega_s = \omega_r + \omega_m \quad (2.1)$$

- เมื่อ ω_s คือ ความเร็วซิงโครนัส (Synchronous Speed)
 ω_r คือ ค่าการหมุนทางกล (Mechanical Rotating)
 ω_m คือ ความเร็วของโรเตอร์ที่เกิดจากความผันผวนของลม



รูปที่ 2.3 แผนภาพแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าภายใน DFIG [17]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.3 จะแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในตัว DFIG โดยที่กำลังไฟฟ้าทางกล กำลังไฟฟ้าที่ Stator และ Rotor จะถูกกำหนดด้วยตัวแปร P_m, P_s, P_r ตามลำดับ และจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น Induction Machine ค่า Slip ก็จะถูกกำหนดดังสมการ

$$s = \frac{\omega_s - \frac{p}{2} \omega_m}{\omega_s} \quad (2.2)$$

เมื่อ p คือ จำนวน Pole
 s คือ ค่า Slip

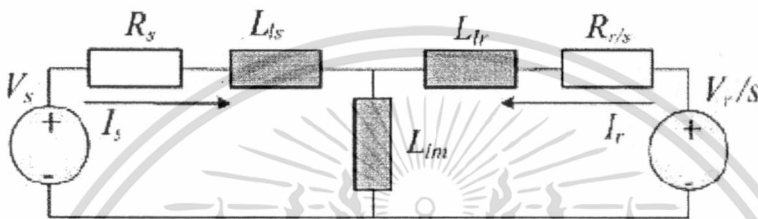
จากความสัมพันธ์ของค่ากำลังไฟฟ้า P_m, P_s, P_r สามารถคำนวณหาค่าโดยประมาณด้วยการใช้ค่า Slip ของเครื่องจักรกลเพื่อเขียนเป็นสมการ Total Electrical Real (P_{tot}) Power Output

$$P_{tot} = P_s + P_r \approx P_m \approx P_s(1-s) \quad (2.3)$$

เมื่อ P_{tot} คือ Total Electrical Real Power Output
 P_m คือ Mechanical Power Output
 P_s คือ Power Output ที่ออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ฝั่งสเตเตอร์)
 P_r คือ Power Output ที่ออกมาจากชุดคอนเวอร์เตอร์ (ฝั่งโรเตอร์)

2.2 วงจรสมมูลของกังหันลมชนิด DFIG

ความถูกต้องของแบบจำลอง Machine เป็นปัจจัยสำคัญต่อการศึกษาความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Actual Reactive Power Capability) ของฟาร์มกังหันลม DFIG โดย Machine เหล่านี้สามารถใช้แบบจำลองอย่างง่ายของ Induction Machine T-model ดังรูปที่ 5 ซึ่งโมเดลดังกล่าวเป็นโมเดลที่มีการนำตัวแหล่งกำเนิดแรงดัน (Voltage Source) เชื่อมต่อเข้ากับส่วนของโรเตอร์ สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันนี้จะเป็นตัวแทนของ Rotor Side Converter (RSC) ซึ่งเป็นตัวกระตุ้น Machine



รูปที่ 2.4 DFIG Static Machine Model [17]

จากรูปที่ 2.4 สมการแรงดันที่ส่วนของสเตเตอร์, แรงดันที่โรเตอร์ (V_s, V_r) และสมการฟลักซ์ (ψ_s, ψ_r) สามารถให้อยู่ในรูปความสัมพันธ์กับกระแสที่สเตเตอร์, กระแสที่โรเตอร์ (I_s, I_r) ดังสมการที่ 4-7 โดยที่ (R_s, L_{ls}) และ (R_r, L_{lr}) เป็นค่า Resistance และ Leakage Inductance ที่ส่วนของสเตเตอร์และโรเตอร์ตามลำดับ สำหรับค่า L_{lm} ถูกกำหนดเป็นค่า Magnetizing Inductance, ω_s คือ ค่าความถี่ของกริด, s เป็นค่า Slip ของเครื่องจักรกลไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และ $L_s = L_{ls} + L_{lm}$ และ $L_r = L_{lr} + L_{lm}$

$$V_s = (R_s + j\omega_s L_s) I_s + j\omega_s L_m (I_s + I_r) \quad (2.4)$$

$$\frac{V_r}{s} = \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_r\right) I_r + j\omega_s L_m (I_s + I_r) \quad (2.5)$$

$$\psi_s = L_s I_s - L_{lm} I_r \quad (2.6)$$

$$\psi_r = L_r I_r - L_{lm} I_s \quad (2.7)$$

ขนาดของ RSC สามารถประเมินได้จาก Rotor Side Voltage Source โดยทำการรวมสมการ KVL-Loop เข้ากับสมการ Stator และ Rotor Flux แล้วจึงทำการกำจัดสมการ Stator Flux ออกจากสมการ จนอยู่ในรูปของ Rotor Current, Voltage และ Converter MVA Rating ดังในสมการที่ 8-10

$$I_r = (\psi_r - L_m I_s) / L_r \quad (2.8)$$

$$V_r = \psi_r [(R_r / L_r) + j\omega_s s] - [I_s (L_m / L_r) R_r] \quad (2.9)$$

$$S_r = 3|(V_r I_r^*)| \quad (2.10)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

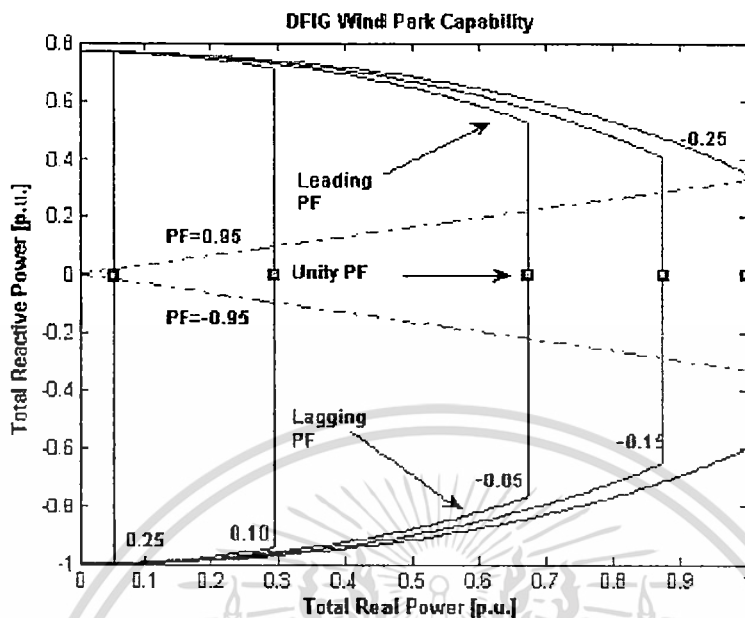
สำหรับ Converter ที่ใช้เป็นตัวกระตุ้น DFIG Machine จะเป็นชนิด Back-to-Back Power Electronic Converter (PEC) ซึ่งจะต้องมีการป้อนเป็น DC Voltage Source ภายในชุดของ Converter ในการหาขนาดของ DC Link Voltage สามารถหาค่าได้โดยใช้ความสัมพันธ์ของ AC Voltage ที่เชื่อมต่อทั้งสองทิศทางของ Converter และ Modulation Index (Pm) ดังสมการ

$$V_{dc-link} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}P_m} V_{ac} \quad (2.11)$$

เมื่อ $V_{dc-link}$ คือ ขนาดแรงดันกระแสตรงในภายในชุดคอนเวอร์เตอร์
 P_m คือ Modulation Index
 V_{ac} คือ ขนาดแรงดันกระแสสลับที่เชื่อมต่อเข้ากับชุดคอนเวอร์เตอร์

2.3 DFIG Plant Capability Curve

เป็นที่ทราบกันดีว่า Electro-Mechanical Machine ลักษณะเฉพาะที่เป็นมีข้อจำกัดอย่างหนึ่ง ซึ่งเป็นที่ยอมรับสำหรับการกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตรวม ซึ่งลักษณะเฉพาะนี้จะเป็นส่วนสำคัญในการอธิบายความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ออกมาจริง (True Power Capability) ของ Machine สำหรับข้อจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DFIGs จะถูกกำหนดด้วย 2 ปัจจัย คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) และอุปกรณ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ (Power Electronic) เมื่อกล่าวถึงคุณลักษณะของ Maximum Power Tracking จะเป็นเพียงการกำหนดขอบเขตของการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ได้จากความเร็วลม ด้วยเหตุนี้จึงต้องมีการจำกัดค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากลม โดยความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Reactive Capability) ของตัว Machine จะขึ้นอยู่กับกรอกแบบตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งทำได้โดยการจำกัดค่ากระแสและแรงดันที่ตัว Stator และ Rotor แต่ในความเป็นจริงค่าความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะเป็นค่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากเครื่องจักรกลที่จะต้องผ่านไปยังตัว Back-to-Back Converter ด้วยจึงถือว่าเป็นความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Actual Capability)



รูปที่ 2.5 DFIG Wind Park Static Power Capability Curve in Per Units [17]

Capability Curve สำหรับฟาร์มกังหันลม DFIG สามารถกำหนดด้วยการใช้ Maximum Power Tracking Characteristic ซึ่งเทคนิคนี้เป็นเทคนิคที่ใช้ในกรณีที่มีเครื่องจักรกลไฟฟ้าเพียงตัวเดียว แต่จะสมมุติว่า Power Capability ของเครื่องจักรกลสามารถ Scale Up ตามขนาดรวมของฟาร์มกังหันลม DFIG นี้เป็นการสร้างภายใต้สมมุติฐานของ DFIG Wind Park Network ซึ่งไม่พิจารณา Machine Feeder Line และ หม้อแปลง

จากกราฟในรูปที่ 2.5 แสดงการทำงานของ DFIG ภายใต้สภาวะการควบคุมที่ 0.95 leading และที่ 0.95 Lagging Power Factor ซึ่งจะถูกลวงซ้อนกับ Capability Curve ของ DFIG ที่การตอบสนองความเร็วลมต่างๆกันเพื่อกำหนดระดับของกำลังไฟฟ้าที่ถูกจ่ายออกมา ถ้าทำการพลอต Capability Curve สำหรับ Slip 0.25, 0.1, -0.05, -0.15 และ -0.25 นี้เป็น span ของ entire spectrum เมื่อมีความเร็วลมที่ Cut-in speed จะมีค่า Correspond จะมีค่าถึง 0.25 Slip และก่อนที่จะถึง Cut-out speed

ค่า Correspond จะมีค่าถึง -0.25 Slip ดังนั้นการใช้ Capability Curve ในการวิเคราะห์ระบบจะต้องมีการเพิ่มในส่วนของ Reactive Power และมีการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าด้วยการ Regulate ค่า Power Factor จากกราฟแสดงการจ่ายกำลังไฟฟ้าออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 100% โดยใช้ Capability Curve โดยไม่ให้เกิดการเพิ่มของ Reactive Power Support ที่นำมาเปรียบเทียบเพิ่มขึ้นจนถึง 0.95 Leading ในความแตกต่างของ Reactive Consumption จะใช้การควบคุมแบบ Lagging ใน Wind Park จะสามารถ Operate 100% output ได้ตลอดคั้งนั้นในช่วงเวลาที่มีการ Operate ต่ำกว่า 100% ค่า Reactive Power ที่เกิดขึ้นจึงมีความสำคัญที่จะใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4 Reactive Capability Validation

DFIG ที่ใช้ในการศึกษาเป็นยูนิตที่มีขนาดกำลังการผลิต 1.5 MW ซึ่งประกอบด้วย Power Electronic Converter ที่มี Rate 30% ของ Rate Machine สมมติฐานของ Rate Converter นี้จะถูกอธิบายด้วยการคำนวณและเปรียบเทียบการทำงานของ PEC Rating ที่การควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าที่ค่า ± 0.95 ซึ่งเป็นค่าที่นิยมใช้ในการควบคุม แต่ในการจำลองระบบที่ทำการศึกษาค้นคว้าได้เลือกการควบคุมที่ ± 0.9 Rate ของ Converter จึงได้ปรับให้มีค่าที่สูงมากขึ้น จนโปรแกรมใช้ในการศึกษาจะไม่แสดงถึงการอิ่มตัวของชุด Converter สำหรับขั้นตอนการคำนวณจะแปรตามค่า I_r, V_r, V_{dc} และ S_{Conv} ซึ่งการตอบสนองในหลายๆจุดการทำงานของค่ากำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะเป็นไปตามค่าในแถวที่ 1 - 5 ของตารางที่ 2.1 สำหรับรายละเอียดการคำนวณเพื่อที่จะนำมาใช้ในหลายๆจุดการทำงานจะถูกนำมาจาก DFIG Capability Curve ในแถวที่ 6 จะแสดงเมื่อมีจุดการทำงานที่ 0.95 Leading Power Factor สังเกตว่าในรูปที่ 6 แสดงถึงในแต่ละจุดทำงานของการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้า ค่าพิกัดของกำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกจำกัดด้วย Power Factor Regulation ให้มีค่าน้อยกว่า Capability Curve (เว้นแต่มีการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงออกมาใกล้เคียง 100%) ตามค่าที่ปรากฏในตารางที่ 2.1 เมื่อกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก DFIG (P_{tot}) มีค่าเพิ่มขึ้นขนาดของกระแส (I_r) ก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นเช่นกัน และที่การจ่ายกำลังไฟฟ้า 50% ตัว Machine จะมีความเร็วในการหมุนใกล้เคียงกับค่า Synchronous Speed, ขนาดของแรงดันที่โรเตอร์จะมีค่าต่ำที่สุด และ Rate การทำงานของชุด Converter จะมีค่าต่ำที่สุดเช่นกัน แต่เมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ 100% กระแสและแรงดันที่โรเตอร์และ Rate การทำงานของชุด Converter จะมีค่าสูงที่สุด และเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับ การควบคุมการทำงานที่ Leading Power Factor 0.95 Rate (แถวที่ 6) การทำงานของ Converter มีค่าใกล้เคียง 100% เช่นกัน

ตารางที่ 2.1 Converter Sizing for Theoretical Reactive Power Operation

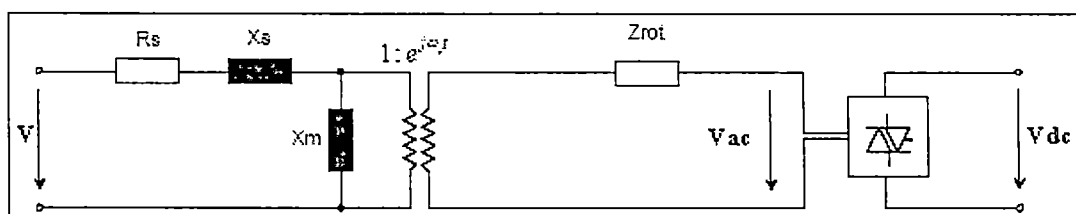
	P_{tot} [p.u.]	Q_{tot} [p.u.]	Slip [%]	V_{rotor} [V]	I_{rotor} [A]	$V_{dc-link}$ [V]	$S_{converter}$ [kVA]
1	0.05	0.8	25.26	244	352	440	258.5
2	0.25	0.72	11.5	108	449	195	146.2
3	0.5	0.63	1.33	8	425	14	10.2
4	0.75	0.49	-9.28	97	428	175	125.4
5	1	0.37	-25.14	254	468	460	357.9
6	1	0.33	-25.14	254	458	460	348.6

ขนาดแรงดันของ DC link Capacitor จะขึ้นกับแรงดันฝั่ง Stator ซึ่งสามารถคำนวณด้วยค่าสูงสุด Modulation Index คือ 0.9 ดังสมการที่ 11 ถ้าขนาดแรงดันฝั่ง Stator เป็น 575 V แล้วการตอบสนองของแรงดัน DC link จะเป็น 938 V จากตารางที่ ค่าแรงดันที่นำมาเปรียบเทียบจะเป็นแรงดันที่โรเตอร์แทนที่จะเป็นแรงดันที่ Stator เพราะแรงดันฝั่งโรเตอร์จะมีขนาดที่ต่ำกว่าและเราสามารถที่จะเทียบแรงดันฝั่งโรเตอร์เพื่อหาขนาดแรงดันฝั่ง Stator ได้ ซึ่งจากการเปรียบเทียบพบว่า ถ้าไม่ต้องการเปลี่ยน Actual DC link Capacitor Voltage Rating ก็จะต้องมีการใช้ Capability Curve สำหรับการหา PEC Rating จะต้องมีการเผื่อค่าความปลอดภัย (Margin of Safety) โดยเทียบกับ Rate kVA สูงสุด จากตารางที่ 2.1 ค่า DC Capacitor Voltage ซึ่งถูกออกแบบด้วยการคำนวณแรงดันฝั่ง Stator เมื่อมีการเผื่อค่าความปลอดภัย ขนาดของแรงดันจะถูกเพิ่มให้มีขนาดสูงถึง 1150 V ดังนั้น Rate ของ PEC ที่มีการเผื่อค่าความปลอดภัยจึงมีขนาดที่ 450 kVA

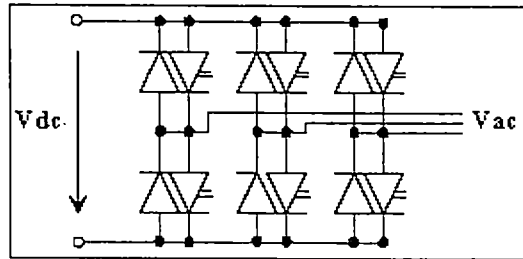
การเผื่อค่าความปลอดภัยนั้นเป็นสิ่งสำคัญมากเพราะการทำงานของ D F I G ด้วยการปรับเปลี่ยนค่า Power Factor จะต้องผลิต Q_{tot} ให้มีขนาด 0.33 แต่ Capability Curve จะต้องผลิตได้ 0.37 ที่ Rate กำลังการผลิต เมื่อเปรียบเทียบค่า I_r และ $S_{Converter}$ ในแถวที่ 5 และ 6 ของตารางที่ 2.1 แสดงให้เห็นว่ามีค่าเพิ่มขึ้นเพียง 2% จากค่า Rating ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องมีการปรับ Capability Curve ให้สูงกว่าค่าจากการ Regulate Power Factor

2.5 แบบจำลอง DFIG ที่ใช้ในการศึกษา

เทคโนโลยี D F I G เป็นเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าเสมือน (Power and Reactive Power) ที่จ่ายออกจากตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยการควบคุมแรงดันที่ Rotor และ Slip Ring ของเครื่องจักรกลไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (Induction Machine) ด้วยการใช้ PWM Converter เชื่อมต่อเข้ากับตัวควบคุม Slip Ring เป็นตัวควบคุม โดย PWM Converter จะทำหน้าที่ควบคุมขนาด (Magnitude) และ มุมองศาของแรงดัน (Phase Angle) แรงดันที่ Rotor เพื่อปรับขนาดของกำลังไฟฟ้าและไฟฟ้าเสมือนให้เป็นที่ไปตามที่ต้องการ



รูปที่ 2.6 วงจรเสมือนของ Doubly-Fed Induction Machine Model ของ โปรแกรม Power Factory [3]



รูปที่ 2.7 Rotor-Side-PWM-Converters [3]

จากรูปที่ 2.6 Doubly-Fed Induction Machine Model ของโปรแกรม Power Factory จะประกอบด้วยส่วนของ Rotor ที่เชื่อมต่อกับส่วนของ Converter เรียกว่า Rotor-Side Converter ซึ่งภายในโมเดลดังกล่าวจะเป็นโมเดลที่มี 2 Terminal คือ AC Terminal และ DC Terminal โดยโมเดลของเครื่องจักรไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (Induction Machine Model) ซึ่งเป็นส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะเป็นชนิดเดียวกับโมเดลเครื่องจักรกลไฟฟ้าเหนี่ยวนำมาตรฐาน (Standard Induction Machine Model) ของโปรแกรม Power Factory ซึ่งจะประกอบไปด้วยรายละเอียดต่างๆ ตามวิธีการประมาณของ Zrot (Approximation of Zrot) โดยสามารถแสดงให้อยู่ในรูปวงจร 3 R-L Ladder Circuits

จากรูปที่ 2.7 โมเดลของ Converter จะทำการปรับความถี่ของแรงดัน AC ให้มีค่าเข้าใกล้ความถี่มูลฐาน (Fundamental Frequency Approach) โดยในการแปลงสัญญาณแรงดัน DC เป็น AC จะทำการแปลงผ่าน Modulation Index (P_m) เพื่อที่จะสามารถกำหนดให้อยู่ในรูปของขนาด (Magnitude) และ มุมองศา (Phase Angle) ของแรงดันให้อยู่ในรูปของ Cartesian Co-Ordinate คือ ส่วนจริง (Real Part) และ ส่วนจินตภาพ (Imaginary Part) ดังสมการ

$$V_{ACr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P_{m_r} V_{DC} \quad , \quad V_{ACi} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P_{m_i} V_{DC} \quad (2.12)$$

เมื่อ V_{ACr}, V_{ACi} คือ ขนาดของแรงดันกระแสลับทั้งในส่วนจริงและส่วนจินตภาพ
 P_{m_r}, P_{m_i} คือ ค่า Modulation Index ทั้งในส่วนจริงและส่วนจินตภาพ
 V_{DC} คือ ขนาดแรงดันกระแสตรง

โดยแรงดัน AC ที่ส่วนของ Rotor จะถูกแสดงออกมาในรูปของ Rotor Reference Frame เพื่อที่จะสามารถแสดง Modulation Corresponds ของ Sinusoidal Pulse-Width Modulation (PWM) สำหรับความสัมพันธ์ระหว่างกระแส AC และกระแส DC สามารถคำนวณด้วยการสมมุติให้ PWM Converter เป็นแบบไร้ค่าความสูญเสีย (Loss-less) ดังสมการ

$$P_{AC} = \text{Re}(V_{AC} \dot{I}_{AC}) = V_{DC} I_{DC} = P_{DC} \quad (2.13)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ P_{AC}, P_{DC} คือ ขนาดของกำลังไฟฟ้าจริงทั้งในส่วนของกระแสสลับและกระแสตรง
 V_{AC}, V_{DC} คือ ขนาดแรงดันกระแสสลับและแรงดันกระแสตรง
 I_{AC}, I_{DC} คือ ขนาดของกระแสไฟฟ้าทั้งในส่วนของกระแสสลับและกระแสตรง

สำหรับประเด็นสำคัญเกี่ยวกับ Switching Loss คือ ถ้าเราพิจารณา Switching Loss เป็น No-Load Loss ก็จะสามารถหาค่า Switching Loss ได้ด้วยการใช้ Equivalent Resistance เชื่อมต่อเข้าระหว่าง DC-Node และ Ground โดยรายละเอียดของ PWM-Converter Model ของโปรแกรม Power Factory ก็พิจารณาค่า Switching Loss เป็น No-Load Loss โดยไม่จำเป็นที่จะต้องพิจารณา Switching Loss ของ Converter ทั้งหมดใน Grid-Side Converter Model เพราะมีการคำนวณที่ยุ่งยากซับซ้อน

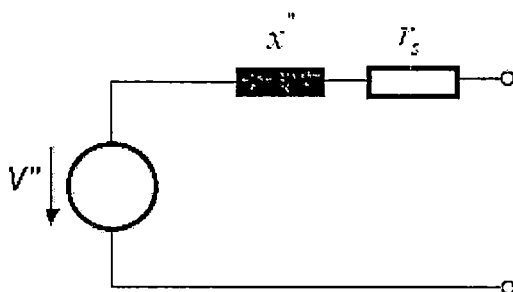
สำหรับ Model ที่นำมาใช้งานนั้นถือว่ามีความสมบูรณ์เพราะมีการ Open-Loop Rotor Voltage ในส่วนของค่า Winding Ration ระหว่าง Stator และ Rotor จะถูกคำนวณโดยตรงจาก Open-Loop Rotor Voltage โดยจะไม่พิจารณาในส่วนของ Voltage Drop ที่ข้ามผ่าน Leakage Reactance ในระหว่าง No-Load Current ดังนั้นถ้าพารามิเตอร์ทั้งสองปรากฏขึ้น คือ ทั้งค่า Winding Ratio และ ค่า Nominal Rotor Voltage ที่ได้จากการวัดจริงแล้ว ค่า Input Parameter V_{rot} "Rated Slip Ring Voltage" ก็สามารรถคำนวณได้จากค่า Winding Ratio

2.5.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

สำหรับการวิเคราะห์ Load Flow จะต้องมีกำหนดค่า Active Power, Reactive power และ Steady-State Slip ของ DFIG ในส่วนตัวแปรอื่นๆทั้งหมดรวมไปถึงค่า Corresponding Modulation Index จะถูกคำนวณในแต่ละ Iteration ของการคำนวณ Load Flow โดยค่า Active Power และ Reactive power ที่กำหนดจะเป็นค่า Stator Active Power และ Stator Reactive power แต่จะไม่ใช่เป็นการกำหนดค่า Total Active Power ของตัว DFIG

ในการประยุกต์ใช้งานอื่นๆ เช่น การที่จะระบุค่า Power ที่อยู่ระหว่าง Point เช่น H.V. Side ของ หม้อแปลงสามขดลวด (Three-Winding Transformer fed) จากการเชื่อมต่อ DFIG ซึ่ง Version ณ ปัจจุบันนี้ไม่สามารถที่จะระบุค่าได้ แต่ก็พยายามปรับปรุงแก้ไขโมเดลให้สามารถระบุค่าดังกล่าวให้ได้ในเวอร์ชันต่อไปของโปรแกรม Power Factory

2.5.2 การคำนวณขนาดของกระแสลัดวงจร



รูปที่ 2.8 Short – Circuit Model of the Doubly – Fed Induction Machine

สำหรับการวิเคราะห์ Short-circuit ตัว DFIG จะถูก Model ด้วย Subtransient Equivalent ดังรูปที่ 2.8 โดย R_r' คือ Stator Resistance และ x'' คือ Sub transient Reactance ซึ่งการตอบสนองการทำงานของระบบป้องกัน (Protective Action) เช่น Under-Voltage Tripping หรือ Bypass ของ Rotor Side Converter จะไม่สามารถพิจารณาได้โดยตรงด้วย Subtransient Model แต่ถ้า rotor Bypass เป็นค่า ideal โดยไม่มีค่า Resistance หรือ Reactance เข้ามาเพิ่มเติม ตัว Model ของ Sub Transient ที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ก็ยังคงถือว่าเป็นมีความถูกต้อง

2.5.3 การวิเคราะห์ฮาร์มอนิก

สำหรับการวิเคราะห์ Harmonic ของ DFIG Model จะเป็นเช่นเดียวกับ Standard Induction Machine Model ซึ่งจะตั้งอยู่บนพื้นฐานของ Subtransient Model ดังรูปที่ 2.8 ในการจำลองผลกระทบด้านฮาร์มอนิกจากการติดตั้ง DFIG ที่มีต่อระบบจำหน่าย จำเป็นที่จะต้องทราบขนาดของแรงดัน (Voltage Magnitude) ในแต่ละอันดับ (Order) ในการศึกษาจึงต้องมีการจำลองขนาดของแรงดันในแต่ละอันดับด้วยโปรแกรม MATLAB โดยจะกล่าวไว้ในบทที่ 4

บทที่ 3

ทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลกระทบสถานะคงตัว เมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อมีการควบคุมควบคุมค่าองค์ประกอบไฟฟ้า และตำแหน่งในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่แตกต่างกัน สำหรับผลกระทบสถานะคงตัวที่นำมาพิจารณาจะประกอบไปด้วย ผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่ง ปัญหาแรงดันไฟฟ้า (แรงดันตก, แรงดันเกิน) ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรและผลกระทบด้านฮาร์มอนิก ดังนั้นทฤษฎีที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์จะเป็นดังต่อไปนี้

3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน – ราฟสัน

สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear Equation) วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน จึงเป็นวิธีการที่เหมาะสมและสามารถหาคำตอบได้ค่อนข้างถูกต้องแม่นยำ โดยในการคำนวณจะพิจารณาที่บัสควบคุมแรงดัน โดยการกำหนดให้บัสอื่นๆเป็นโหนดบัส (ยกเว้น Swing Bus) ซึ่งทราบค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า P_{di} , Q_{di} และกำหนดขนาดและมุมของแรงดันที่ Swing Bus เป็น $|V_i| < \delta_i$ สำหรับบัสอื่นๆในระบบจะมีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า 2 ตัวแปร คือ $|V_i|$ และ δ_i ในการประมาณค่าขนาดและมุมของแรงดันที่โหนดบัส จะมี Power Mismatch ดังนี้

$$\Delta P = P_{i,sch} - P_{i,calc} \tag{3.1}$$

$$\Delta Q = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \tag{3.2}$$

เพื่ออำนวยความสะดวกในการทำความเข้าใจ สมการของ Power mismatch จึงถูกจัดให้อยู่ในรูปของเมตริกซ์ของระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

เมื่อ $[J]$ คือ จาโคเบียนเมตริกซ์ (Jacobian Matrix)

ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

1. สมมุติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่ไม่ทราบค่าในทุกบัส โดยการประมาณค่า $|V_i|$ และ δ_i สำหรับการคำนวณในรอบแรก
2. คำนวณค่ากำลังไฟฟ้า $P_{i,calc}$, $Q_{i,calc}$ และ Power mismatch P_{di} , Q_{di}
3. ตรวจสอบเงื่อนไข
 - ถ้า ΔP_i และ $\Delta Q_i < \varepsilon$ (Tolerance ε เป็นค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้และมีค่าเป็นบวกเสมอ) จะถือว่า การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นอันสิ้นสุดการคำนวณ
 - ถ้า ΔP_i และ $\Delta Q_i > \varepsilon$ ให้คำนวณในขั้นตอนที่ 4
4. คำนวณหาค่าจาโคเบียนเมตริกซ์
5. คำนวณค่า $\Delta \delta_i$ และ $\Delta |V_i|$ ของรอบการคำนวณถัดไป โดยการอินเวิร์สจาโคเบียนเมตริกซ์

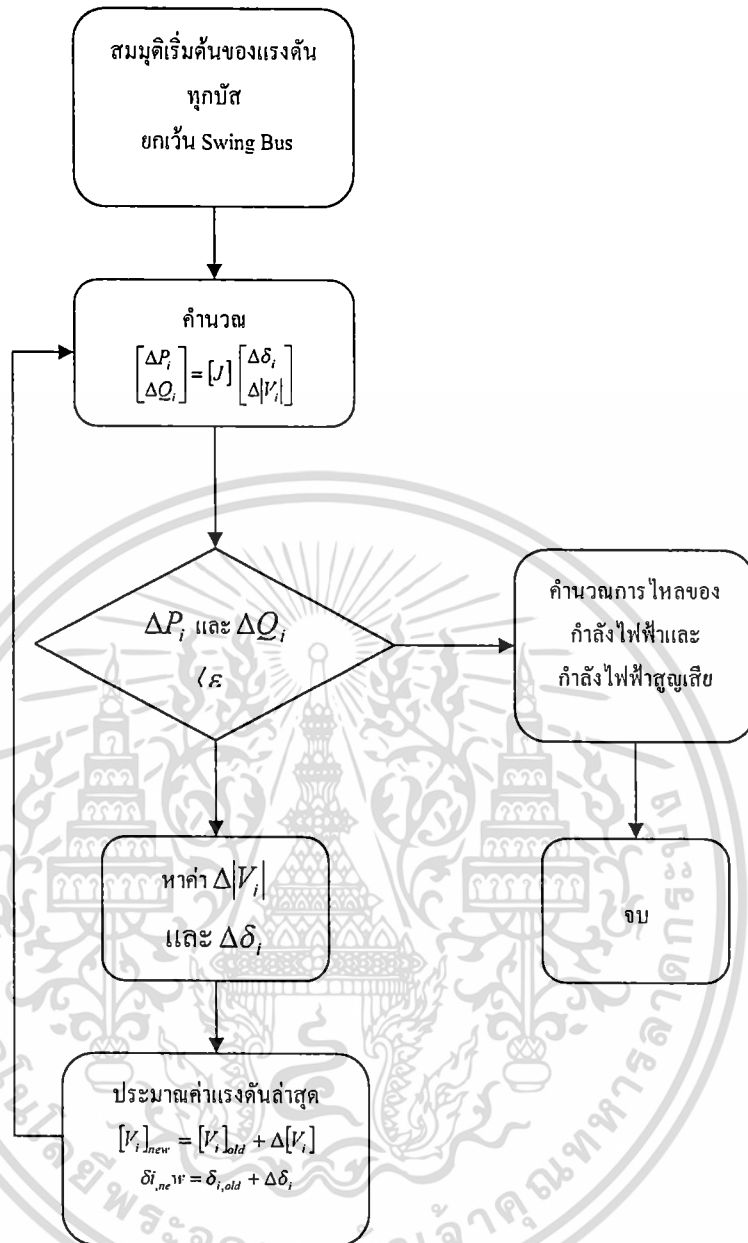
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

6. คำนวณขนาดของ $|V_i|$ และ δ_i ของค่าแรงดันล่าสุด (Update) โดยใช้ $\Delta |V_i|$ และ $\Delta \delta_i$ จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 5

$$[V_i]_{new} = [V_i]_{old} + \Delta [V_i] \quad (3.5)$$

$$\delta_{i,new} = \delta_{i,old} + \Delta \delta_i \quad (3.6)$$

7. กลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 2 โดยใช้ค่า $[V_i]_{new}$ และ $\delta_{i,new}$ ของแรงดันจากขั้นตอนที่ 6 จากหลักการคำนวณข้างต้นสามารถเขียนเป็นแผนผังการไหลของกำลังไฟฟ้าง่ายที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แผลงผังการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

3.2 การคำนวณแรงดันไฟฟ้าตกในสายจำหน่าย

แรงดันไฟฟ้าตกในสายจำหน่ายที่มีความยาวมากๆ จะส่งผลกระทบต่อปัญหาแรงดันต่ำภายในระบบและอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า สำหรับการคำนวณค่าแรงดันตกในสายส่ง 3 เฟส 4 สาย สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$V_D = \sqrt{3}I(R \cos \theta + X \sin \theta)L \quad (3.7)$$

เมื่อ	V_D	คือ	แรงดันตกในสายจำหน่ายซึ่งเป็นแรงดันไลน์
	I	คือ	กระแสไลน์ในวงจร
	R	คือ	ความต้านทานของสายส่งในแต่ละเฟสต่อหน่วยความยาวสาย
	X	คือ	รีแอกแตนซ์ของสายส่งในแต่ละเฟสต่อหน่วยความยาวสาย
	L	คือ	ความยาวของสายส่ง
	$R \cos \theta$	คือ	ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของโหลด

หมายเหตุ ค่าความต้านทานที่นำมาใช้งาน เป็นความต้านทานกระแสสลับที่อุณหภูมิ $70^\circ C$ ส่วนค่ารีแอกแตนซ์จะขึ้นอยู่กับการจัดสายและวิธีการเดินสายดังตารางข้างล่าง

ตารางที่ 3.1 ค่าความต้านทาน (R) และรีแอกแตนซ์ (X) ของสาย THW

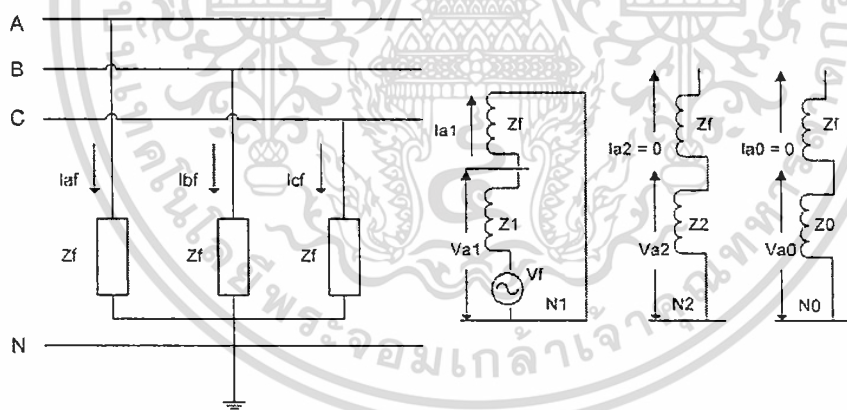
ขนาดสาย (mm ²)	ความต้านทาน (Ω / km)	รีแอกแตนซ์ในท่อ โลหะ (Ω / km)	รีแอกแตนซ์ในท่อ โลหะ (Ω / km)	รีแอกแตนซ์เดินลอย บน Rack (Ω / km)
35	0.6269	0.0983	0.1229	0.2661
50	0.4723	0.0933	0.1166	0.2566
70	0.3207	0.0904	0.1130	0.2450
95	0.2309	0.0902	0.1128	0.2347
120	0.1840	0.0879	0.1099	0.2263
150	0.1493	0.0870	0.1088	0.2198
185	0.1196	0.0873	0.1091	0.2127
240	0.0918	0.0865	0.1081	0.2037

3.3 การคำนวณขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยปกติจะเป็นระบบ 3 เฟสสมมูล แต่เมื่อระบบเกิดการลัดวงจรหรือฟอลต์ขึ้นในระบบ จะทำให้กระแสจากส่วนต่างๆ ไหลไปยังจุดที่เกิดฟอลต์ ซึ่งขนาดของกระแสฟอลต์จะมีค่าสูงกว่ากระแสปกติหลายเท่า ดังนั้นการคำนวณกระแสฟอลต์จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพราะขนาดของกระแสฟอลต์ที่คำนวณได้จะนำไปใช้พิจารณาในการเลือกพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (Protective Devices) และการกำหนดเซตริเลย์ได้อย่างเหมาะสมและปลอดภัยในระบบป้องกัน สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งประเภทของฟอลต์ออกเป็น 4 ประเภทใหญ่ๆ ดังนี้

- 3 Phase Short Circuit
- Single Phase to Ground
- 2 Phase Short Circuit
- 2 Phase to Ground

3.3.1 3 Phase Short Circuit ฟอลต์ประเภทนี้เป็น Balance Fault หรือ Symmetrical Fault เป็นฟอลต์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อย แต่เมื่อเกิดขึ้นมักจะเป็นฟอลต์ที่รุนแรงที่สุด การคำนวณ 3 Phase Short Circuit สามารถคำนวณได้หลายวิธี แต่ในที่นี้จะเสนอวิธีการคำนวณโดยใช้หลักการ Symmetrical Components ในการคำนวณดังวิธีการต่อไปนี้



รูปที่ 3.1 แสดง Connection Diagram ของ 3 Phase Short Circuit [8]

เงื่อนไข $V_a = V_b = V_c = 0$ และ $I_{a2} = I_{a0} = 0$

สมการที่ใช้ในการคำนวณ

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \tag{3.1}$$

คำนวณกระแสในแต่ละเฟสจาก

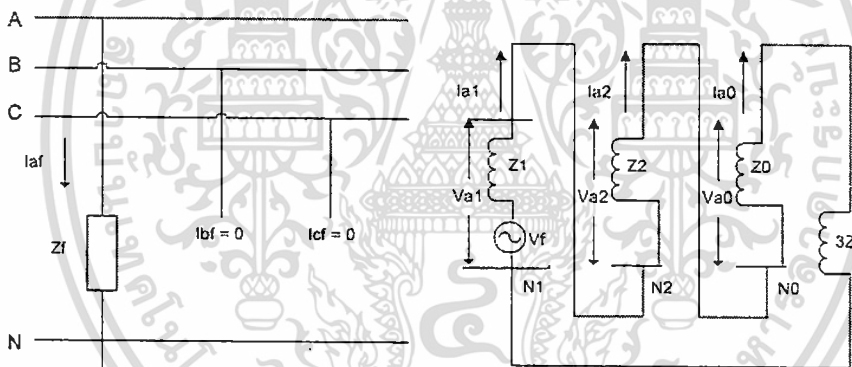
$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

คำนวณแรงดันในแต่ละเฟสจาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

3.3.2 Single Phase to Ground

เป็น Unsymmetrical Fault เกิดขึ้นเมื่อสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งของระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรลงดิน จากสถิติการเกิดฟอลต์พบว่าในระบบเกิดฟอลต์ประเภทนี้มีสถิติในการเกิดสูงที่สุด



รูปที่ 3.2 แสดง Connection Diagram ของ Single Phase to Ground [8]

เงื่อนไข $I_b = I_c = 0$ และ $I_{a1} = I_{a2} = I_{a3} = \frac{I_n}{3}$

สมการที่ใช้ในการคำนวณ

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (3.4)$$

คำนวณกระแสในแต่ละเฟส

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

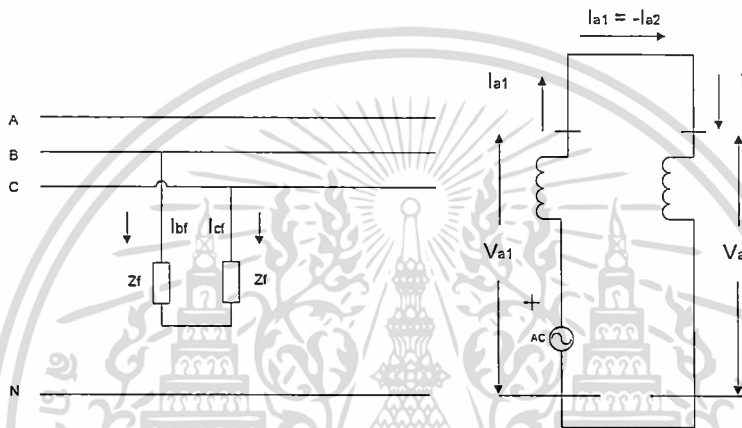
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
จะได้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คำนวณแรงดันในแต่ละเฟสจาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

3.3.3 2 Phase Short – Circuit

เป็น Unsymmetrical Fault เกิดขึ้นเมื่อสายส่งสองเส้นของเฟสใดก็ได้ของระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจร จากตัวอย่างการคำนวณเป็นการลัดวงจรระหว่างเฟส b และ เฟส c



รูปที่ 3.3 แสดง Connection Diagram ของ 2 Phase Short – Circuit [8]

เงื่อนไข $V_b = V_c$, $I_a = 0$ และ $I_b = -I_c$

สมการที่ใช้ในการคำนวณ
$$I_a = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \quad (3.7)$$

คำนวณกระแสในแต่ละเฟส
$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

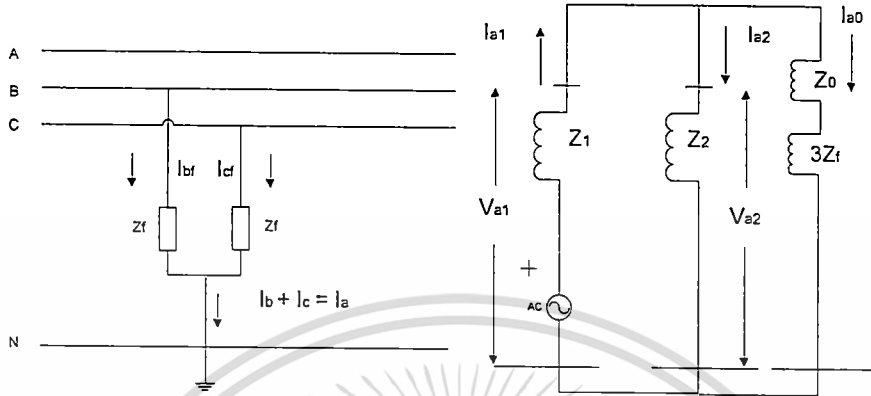
จะได้ $I_{a0} = 0$, $I_{a2} = -I_{a1}$

คำนวณแรงดันในแต่ละเฟสจาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

3.3.4 2 Phase to Ground

เป็น Unsymmetrical Fault เกิดขึ้นเมื่อสายส่งสองเส้นของเฟสใดก็ได้ของระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรลงดิน จากตัวอย่างการคำนวณเป็นการลัดวงจรระหว่างเฟส b และ เฟส c เช่นกัน



รูปที่ 3.4 แสดง Connection Diagram ของ 2 Phase to Ground [8]

เงื่อนไข $V_b = 0, V_c = 0$ และ $I_o = 0$

คำนวณกระแสในแต่ละเฟส

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{o0} \\ I_{o1} \\ I_{o2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

จะได้ $I_{o1} + I_{o2} + I_{o0} = I_o = 0, I_b = a^2 I_{o1} + a I_{o2} + I_{o0}$

และ $I_c = a I_{o1} + a^2 I_{o2} + I_{o0}$

คำนวณแรงดันในแต่ละเฟสจาก

$$\begin{bmatrix} V_o \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{o0} \\ V_{o1} \\ V_{o2} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

จะได้ $V_{o0} = V_{o1} = V_{o2} = \frac{V_a}{3}$

แทนที่ $V_f - I_o Z_1$ ให้ V_{o0}, V_{o1} และ V_{o2} คูณทั้งสองข้างด้วย Z^{-1}

$$Z^{-1} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_2} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{Z_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f - I_{a1}Z_1 \\ V_f - I_{a1}Z_1 \\ V_f - I_{a1}Z_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \frac{V_f}{Z_0} - I_{a1} \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{V_f}{Z_1} - I_{a1} + \frac{V_f}{Z_2} - I_{a1} \frac{Z_1}{Z_2} &= \frac{V_f}{Z_1} \\ \text{เมื่อทำการรวมเทอม} \quad I_{a1} \left(1 + \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{Z_1}{Z_2} \right) &= \left(\frac{V_f(Z_2 + Z_0)}{Z_2 Z_0} \right) \\ \text{และ} \quad I_{a1} &= \frac{V_f(Z_2 + Z_0)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} = \frac{V_f}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \end{aligned} \quad (3.14)$$

3.4 การคำนวณค่าดัชนีชี้วัดระดับฮาร์มอนิกในระบบ

ฮาร์มอนิก (Harmonic) คือ ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine wave) ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่มูลฐานและผลของฮาร์มอนิกเมื่อรวมกันกับสัญญาณความถี่หลักมูลด้วยวิธีการทางเวกเตอร์ ทำให้สัญญาณที่เกิดขึ้นมีขนาดเปลี่ยนไปและมีรูปสัญญาณเพี้ยนไปจากสัญญาณคลื่นไซน์ สาเหตุของฮาร์มอนิกเกิดจากโหลดประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear Load) ผลกระทบของฮาร์มอนิกทำให้เกิดสัญญาณรบกวนต่อระบบสื่อสาร อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ามีการทำงานผิดพลาดหรือมีอายุการใช้งานน้อยลงจนกระทั่งเกิดการชำรุดเสียหาย

ในทางคณิตศาสตร์สามารถใช้อุปกรณ์ฟูเรียร์อธิบายคุณลักษณะของฮาร์มอนิก โดยสัญญาณหรือฟังก์ชัน ที่เป็นคาบใดๆสามารถกระจายให้อยู่ในรูปผลรวมของฟังก์ชันตรีโกณมิติที่มีความถี่ต่างๆเป็นฟังก์ชันคาบที่เขียนแทนด้วย $f(t)$ ดังสมการ

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sin(n\omega_0 t) \quad (3.15)$$

$$a_0 = \frac{1}{T} \int f(t) dt$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int f(t) \cos(n\omega_0 t) dt$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int f(t) \sin(n\omega_0 t) dt$$

เมื่อ T คือ 1 คาบของสัญญาณและ n คือเลขจำนวนเต็มบวก
 n คือ จำนวนเต็มบวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในกรณีที่ $n = 0$ จะเป็นความถี่มูลฐาน (Fundamental Frequency) แต่กรณีที่ n มากกว่าศูนย์ จะเรียกความถี่นี้ว่าฮาร์โมนิกลำดับที่ n ซึ่งเป็นได้ทั้งลำดับคู่และคี่

ตามมาตรฐาน IEC และ IEEE ใช้ค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิก %THD (Total Harmonic Distortion) เป็นค่าบอกระดับความเพี้ยนฮาร์โมนิก ซึ่งจะแยกออกเป็นค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์โมนิก (%THDi) และค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิก (%THDv) แต่ %THDi จะเป็นเพียงค่าที่บอกถึงคุณลักษณะของกระแสฮาร์โมนิกของโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นแต่ละชนิด ดังนั้นถ้าเราจะพิจารณาค่าของ %THDi ควรจะ พิจารณาถึงพิกัดกำลังของโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้นประกอบกันด้วย ส่วนค่า % THDv นั้นสามารถที่บ่งบอกถึงระดับความรุนแรงของปัญหาฮาร์โมนิกในระบบได้ โดยจะอธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างกระแสแรงดันฮาร์โมนิก และค่าพิกัดกำลัง ด้วยเหตุนี้จึงได้ใช้ค่า %THDv เป็นดัชนีที่ใช้บ่งบอกถึงค่าความผิดเพี้ยน

$$THDv = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{50} V_n^2}{V_1^2}} \times 100\% \quad (3.16)$$

$\sum_{n=2}^{50} V_n^2$ คือ ผลรวมของขนาดแรงดันฮาร์โมนิกกำลังสองทุกลำดับ
 V_1^2 คือ ขนาดแรงดันที่ความถี่มูลฐานกำลังสอง

นอกจากนี้ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้าด้านฮาร์โมนิก ได้กำหนดค่าดัชนีชี้วัดค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิกเฉพาะ (Individual Harmonic Distortion, IHD) หรือ อัตราส่วนฮาร์โมนิก (Harmonic Ratio) ซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component) ต่อค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น ความผิดเพี้ยนของระดับแรงดัน (IHDv) และค่าความผิดเพี้ยนของระดับกระแสฮาร์โมนิก (IHDi) ในแต่ละลำดับ

3.5 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม [7]

ข้อกำหนดฉบับนี้เป็นกฎเกณฑ์ที่ใช้บังคับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรมที่สามารถเป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกไหลกลับเข้าระบบจำหน่ายของ กฟผ. โดยอ้างอิงจากมาตรฐานของประเทศอังกฤษ คือ ER G5/3 (ปี 1976) มาตรฐานของประเทศออสเตรเลีย SECWA และมาตรฐานสากลของ IEC 1000 มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและขีดจำกัดของฮาร์มอนิกที่ขอมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยบังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย)

โดยข้อกำหนดฉบับนี้ได้จัดทำขึ้น โดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยผู้แทนจาก 3 การไฟฟ้า โดยมีสาระสำคัญ คือ ได้มีการกำหนดขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิกที่ระดับแรงดันต่างๆ ดังตารางที่ 5 และ 6 และได้กำหนดวิธีการการประเมินระดับฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าออกเป็น 3 ขั้นตอน โดยวัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างอันดับของรายละเอียด ที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่จะเกิดแรงดันฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดที่ขอมรับได้อันเนื่องจากการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่งดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3.2 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม (รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความผิดเพี้ยนของแรงดันรวม VT (%)	ค่าความผิดเพี้ยนของระดับแรงดันฮาร์มอนิกในแต่ละอันดับ (%)	
0.4	5	4	2
11, 12, 22 และ 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 และที่สูงกว่า	1.5	1	0.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.3 ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใด ๆ ที่จุดต่อร่วม

ระดับ แรงดันที่จุด ต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์โมนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
0.4	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6	
11 และ 22	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1	
22, 24 และ 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1	
69	8.8	5.9	4.3	7	3	5	2	2	2	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1	
115 ขึ้นไป	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1	

ขั้นตอนการประเมินระดับฮาร์โมนิกสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 1 เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาเฉพาะขนาดของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยไม่สนใจตัวแปรอื่นๆ เช่น เครื่องต้นกำลังไฟฟ้าและตัวคุมค่าไฟฟ้ากระแสสลับชนิด 3 เฟส ที่ใช้กับไฟฟ้าแรงดันต่ำหรือแรงดันปานกลาง จะต้องมีความถี่ของโหลดรวมไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ในตารางที่ 3.4

ขั้นตอนที่ 2 การประเมินขั้นตอนนี้จะพิจารณาจากระดับแรงดันฮาร์โมนิกที่จุดต่อร่วม (PCC) ก่อนการต่อเชื่อมของผู้ใช้ไฟฟ้าและปริมาณกระแสฮาร์โมนิกจากผู้ไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้าได้ก็ต่อเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไขดังนี้

- แรงดันฮาร์โมนิกที่มีอยู่เดิมในระบบไฟฟ้า (Background Harmonic Voltage) ณ จุดต่อร่วมก่อนการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน 75% ของค่าขีดจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกที่กำหนดไว้ในตาราง
- ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกที่กำหนดไว้ในตาราง

ขั้นตอนที่ 3 เป็นขั้นตอนการประเมินที่จะต้องพิจารณาถึงตัวแปรต่างๆ ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยละเอียด ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับอนุญาตให้ต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้าได้ หากแรงดันฮาร์โมนิกจากการคำนวณหรือจำลองระบบ ณ จุดต่อร่วมภายหลังการติดตั้งการต่อเชื่อมของผู้ใช้ไฟฟ้า (เมื่อคำนวณค่าแรงดันฮาร์โมนิกจากผู้ไฟฟ้าและแรงดันฮาร์โมนิกที่มีอยู่เดิมในระบบ) มีค่าไม่เกินขีดจำกัดแรงดันฮาร์โมนิก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.4 ขีดจำกัดขนาดโหลดรวมของเครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้าและตัวคุมค่าไฟฟ้า

กระแสสลับชนิด 3 เฟส

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อรวม	เครื่องแปลงผันกำลังไฟฟ้า ชนิด 3 เฟส		ตัวคุมค่ากำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ชนิด 3 เฟส
	6 pulse (kVA)	12 pulse (kVA)	6 pulse thyristor (kVA)
400 V	6	25	7
12, 22, 24 และ 33 kV	130	350	150

3.6 เงื่อนไขในการพิจารณาผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า จะส่งผลกระทบในด้านต่างๆต่อระบบ ซึ่งจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานของทางกฟภ. ดังนั้น การศึกษาผลกระทบในสถานะคงตัวของการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่าย จำเป็นที่จะต้องเป็นไปตามมาตรฐานเช่นเดียวกัน โดยผลกระทบที่นำมาศึกษาจะประกอบไปด้วย ลักษณะการไหลของกำลังงานไฟฟ้า (Power Flow Pattern) แรงดันไฟฟ้าของระบบ (System Voltage Profile) กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้น (Short Circuit Current) ค่าความสูญเสียในระบบ (System Losses) และจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานที่ใช้ในการศึกษาเป็นชนิด Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) ซึ่งมีชุดอิเล็กทรอนิกส์กำลังประกอบอยู่ด้วย ดังนั้นจึงมีการพิจารณาผลกระทบทางด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้าในด้านฮาร์มอนิกขึ้นด้วย สำหรับเงื่อนไขในการพิจารณาปัญหาที่มีต่อระบบ จะพิจารณาตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า

จะต้องสอดคล้องตามระเบียบว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ โครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟภ. พ.ศ.2551 คือ สายส่งในระบบจะต้องไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัด

2. เงื่อนไขสำหรับการศึกษาแรงดันไฟฟ้าของระบบ

เนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบนั้น จะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบ ดังนั้นรูปแบบ การควบคุมการทำงานของกังหันลมจึงเป็นตัวแปรสำคัญ ที่แสดงลักษณะของแรงดันไฟฟ้าในระบบ ทั้งนี้การศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบทั้ง 22kV, 33kV และ 115kV จะกำหนดแรงดันในภาวะปกติของระบบอยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 pu ดังนั้นผลการวิเคราะห์ระบบที่ทำให้แรงดันเกินกว่า 1.05 pu จะเรียกสภาวะนั้นของระบบว่า “แรงดันเกิน” และหากแรงดันต่ำกว่า 0.95 pu จะเรียกว่าภาวะ “แรงดันตก”

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. เงื่อนไขสำหรับการศึกษาเรื่องความสูญเสียในระบบ

ในการศึกษาประเด็นความสูญเสียนี้ ต้องการเน้นให้เห็นถึงความแตกต่างของรูปแบบการควบคุมและตำแหน่งติดตั้งของกังหันลมที่มีต่อค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ

4. เงื่อนไขสำหรับการศึกษาเรื่องภาวะผิดปกติ (Fault) เพื่อดูระดับความรุนแรงที่เกิดขึ้น

หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ ทั้งในรูปแบบการควบคุมและตำแหน่งติดตั้งลมที่แตกต่างกัน แล้วนำมาเปรียบเทียบกับขนาดพิกัดอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่เดิม

5. เงื่อนไขสำหรับการศึกษาเรื่องฮาร์มอนิกส์จากกังหันลมชนิด DFIG

สำหรับฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมตามมาตรฐาน IEC 61400-21 นั้น กังหันลมชนิดความเร็วคงที่ (Fixed-speed) จะไม่พิจารณาค่าฮาร์มอนิกเพราะไม่มีคอนเวอร์เตอร์ ดังนั้นการพิจารณาประเด็นฮาร์มอนิกจะพิจารณาเฉพาะกังหันลมชนิดความเร็วปรับเปลี่ยนได้ (Variable speed Type) เนื่องจากกังหันลมชนิดนี้มีคอนเวอร์เตอร์ ซึ่งจะเป็นตัวสร้างกระแสฮาร์มอนิกในขณะที่กังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ โดยความถี่ที่พิจารณาค่าฮาร์มอนิกนี้อาจสูงถึง 50 เท่าของความถี่มูลฐานของระบบหรือพิจารณาถึงฮาร์มอนิกอันดับที่ 50 นอกจากนี้ผลจากความแปรปรวนจากลม จะทำให้ระดับฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นผันผวนตามขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการศึกษาผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิก ในกรณีฟาร์มกังหันลมมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่พิกัดแล้วทำการเปรียบเทียบผลทางด้านฮาร์มอนิกส์ เมื่อมีการควบคุมการทำงานและตำแหน่งในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่แตกต่างกัน ว่าผลกระทบที่เกิดขึ้นมีความเหมือนหรือแตกต่างกันอย่างไร โดยในการศึกษาจะใช้ค่าดัชนีตัวชี้วัดระดับฮาร์มอนิกที่จัดต่อรวมตาม “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม” มาเป็นตัวบ่งชี้ระดับความรุนแรงของผลกระทบฮาร์มอนิก ในการศึกษาถือว่า ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบไฟฟ้านั้น ไม่มีฮาร์มอนิกเกิดขึ้นภายในระบบ และผลการจำลองที่ได้จึงเป็นฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นมาจากอุปกรณ์ อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่อยู่ภายในกังหันลมชนิด DFIG เพียงอย่างเดียว

สำหรับการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ก็เช่นเดียวกัน ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด กฎเกณฑ์ มาตรฐานของทางกฟภ. ดังนั้นผลจากการจำลองที่ได้ จะถูกนำมาเปรียบเทียบกับเกณฑ์และข้อกำหนดเหล่านี้ เพื่อใช้ในการวางแผนและพิจารณาในการตัดสินใจในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จริง

บทที่ 4

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการศึกษา

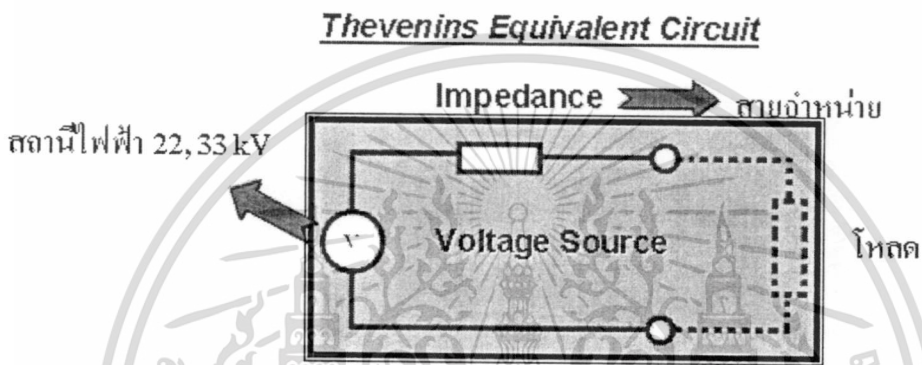
การศึกษาจำลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่ระดับแรงดันใช้งาน กฟภ. คือ ระบบ 22 kV, 33 kV และ 115 kV โดยในแต่ละระดับแรงดันจะใช้พื้นที่ศึกษาสองพื้นที่เป็นกรณีศึกษา ทั้งนี้เพื่อให้ผลการวิเคราะห์มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น สำหรับพื้นที่ที่ทำการศึกษาย่อยประกอบไปด้วย

- การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมกับระบบของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 22 kV
 - พื้นที่ขอนแก่น
 - พื้นที่นาแก
- การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมกับระบบของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 33 kV
 - พื้นที่ปากพนัง
 - พื้นที่ภูเก็ต
- การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมกับระบบของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 115 kV
 - พื้นที่นครศรีธรรมราช
 - พื้นที่ภูเก็ต

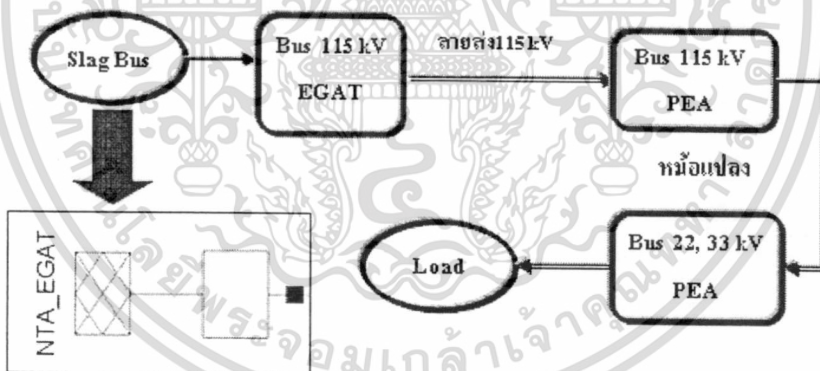
โดยธรรมชาติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีความไม่แน่นอน โดยจะขึ้นอยู่กับความแปรปรวนของลม ซึ่งส่งผลให้ระบบควบคุมจะต้องมีการปรับการทำงานของสวิตซ์ซึ่งคาปาซิเตอร์ (Switching Capacitor) หรืออุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนอื่นๆ ให้เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดของการไฟฟ้า จึงเป็นที่มาของการศึกษาและเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดจากการควบคุมการทำงานของค่าองค์ประกอบไฟฟ้าที่แตกต่างกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิดดับเบิลเฟดอินดักชันเจนเนอเรเตอร์ (Doubly-Fed Induction Generator) โดยในการศึกษาได้ออกแบบและจำลองการควบคุมการทำงานของค่าองค์ประกอบไฟฟ้าออกเป็น 3 รูปแบบ คือ แบบ Leading PF 0.9, Unity PF และ Lagging PF 0.9 นอกจากนี้ยังมีการศึกษาผลกระทบที่เกิดจากความแตกต่างของตำแหน่งในการติดตั้งฟาร์มกังหันลม คือ การติดตั้งในตำแหน่งต้นสาย กลางสาย ปลายสาย และแบบกระจาย โดยเงื่อนไขในการศึกษานั้นจะพิจารณาเฉพาะในกรณีที่ขนาดของโหลดเป็นค่าโหลดสูงสุด (Peak Load) และฟาร์มกังหันลมมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าพิกัดสูงสุดของขนาดกำลัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับระบบ 22 kV และ 33 kV จะมีรูปแบบการเชื่อมต่อโดยใช้ทฤษฎีเทวินิน (Thevenin's Theorem) กล่าวคือ มีแหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Source) เชื่อมต่อกับระบบซึ่งประกอบไปด้วย อิมพีแดนซ์ของสายส่งและโหลด ส่วนระบบ 115 kV จะมีการเชื่อมต่อโดยใช้ External Grid ซึ่งติดตั้งให้เป็นเป็น Slack bus เชื่อมต่อเข้ากับกับบัส 115 kV ของ กฟผ. ดังรูปที่ 4.1 และ 4.2 จากนั้นจึงส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งเข้าสู่ระบบจำหน่ายของกฟผ. สำหรับพารามิเตอร์ของแหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้าและ External Grid ได้อ้างอิงจากรายงานค่ากระแสแวลต์วงจรในระบบไฟฟ้าของกฟผ.ปี 2550 (2007) [8]



รูปที่ 4.1 การเชื่อมต่อของระบบ 22 kV และ 33 kV



รูปที่ 4.2 การเชื่อมต่อของระบบ 115 kV

4.1 สมมุติฐานในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

เพื่อศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมในแต่ละตำแหน่งที่แตกต่างกัน ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่สนใจจึงประกอบไปด้วย 4 ตำแหน่งที่แตกต่างกัน คือ

- ติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งต้นทางของสายป้อน
- ติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งกลางทางของสายป้อน
- ติดตั้งกังหันลม ณ ตำแหน่งปลายทางของสายป้อน
- ติดตั้งกังหันลมแบบกระจายทั้ง 3 ตำแหน่ง (ต้น กลางและปลาย) ของสายป้อน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

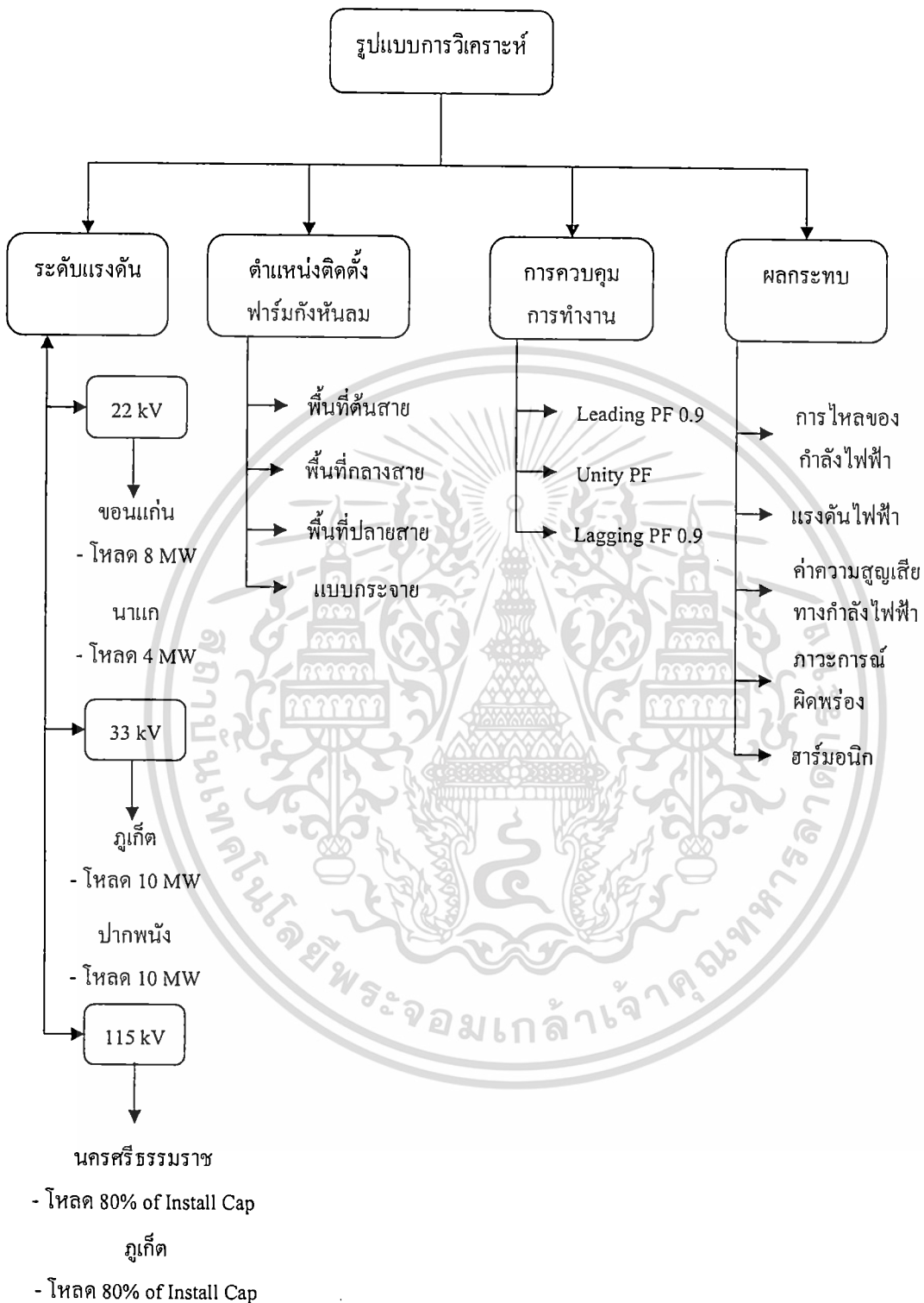
ด้วยเหตุนี้จึงได้ทำการแบ่งพื้นที่ศึกษาออกเป็น 3 บริเวณ คือ พื้นที่ต้นสาย พื้นที่กลางสาย และพื้นที่ปลายสาย แล้วทำการศึกษาทิศทางของสายจำหน่ายหลัก จากนั้นจึงติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อเข้ากับบัสที่เชื่อมต่อเข้ากับสายจำหน่ายหลักของพื้นที่ เพื่อป้องกันปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย

4.2 รูปแบบการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะคงตัว

การศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมในสถานะคงตัว จะเริ่มศึกษาจากการจำลองกรณีฐานของระบบ (Base Case) หรือระบบที่ยังไม่ได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเพื่อตรวจสอบภาวะผิดปกติต่างๆ เพื่อเป็นกรณีฐานเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบผลกระทบหลังจากทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบจำหน่าย ในการศึกษาจะทำการเปรียบเทียบผลกระทบการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม และตำแหน่งในการติดตั้งที่แตกต่างกันดังที่เคยได้กล่าวไว้ในข้างต้น เพื่อหารูปแบบที่เหมาะสมในติดตั้งสำหรับแต่ละพื้นที่ ซึ่งประเด็นที่จะพิจารณาจะประกอบไปด้วยผลกระทบที่มีต่อระบบดังต่อไปนี้

- ผลกระทบทางด้านกำลังไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis)
- ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ (Voltage profile analysis)
- ผลกระทบทางด้านความสูญเสียในระบบ (System losses analysis)
- วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านภาวะการฉัดพร้อม (Fault analysis)
- ผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกั้นหม้อ (Harmonics analysis)

สำหรับการออกแบบและขั้นตอนในการศึกษาทั้งหมดสามารถแสดงออกมาในรูปแบบโพลีชาร์จแสดงรูปแบบการวิเคราะห์ดังรูปที่ 4.3 สำหรับผลกระทบที่ได้จากการจำลองจะถูกนำไปเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSP) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี 2551 (บทที่ 3) เพื่อตรวจสอบภาวะผิดปกติต่างๆ พร้อมทั้งวิเคราะห์ผลความแตกต่างจากการติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อในแต่ละตำแหน่งติดตั้งและแต่ละรูปแบบการควบคุม พร้อมทั้งเสนอแนวทางในการแก้ไขปัญหาจากการติดตั้ง



รูปที่ 4.3 โฟลว์ชาร์จแสดงรูปแบบการวิเคราะห์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าปี 2551 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่าย 22 kV ไม่เกิน 8 MW ต่อวงจร [4] ในการศึกษาจึงได้จำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีกำลังการผลิตขนาด 6 MW เนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าขนาดดังกล่าวมีค่าไม่เกินข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อีกทั้งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจายทั้ง 3 บริเวณ สามารถที่จะออกแบบกำลังผลิตในแต่ละบริเวณให้มีขนาด 2 MW เท่ากันทั้ง 3 บริเวณ สำหรับข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ศึกษาที่ระดับแรงดัน 22 kV จะเป็นดังต่อไปนี้

4.2.1. พื้นที่อำเภอนาแก จ.นครพนม

แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า ใช้ Voltage Source ซึ่งมีขนาดแรงดัน 1.0 pu. และมีค่า Sequence Impedance ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ อ.นาแก จ.นครพนม

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.08518	2.88541
Negative Sequence	0.08518	2.88541
Zero Sequence	0.00217	0.82768
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$S_k'' = 184 \text{ MVA}$	$I_k'' = 4.84 \text{ kA}$

สายจำหน่ายในระบบ มีจำนวนทั้งหมด 161 เส้น โดยความยาวของสายจำหน่ายจากแหล่งกำเนิดแรงดันจนถึงสุดปลายสายมีความยาวประมาณ 46.75 กม.สายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 180 mm^2 และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดเป็นสายขนาด 35 mm^2

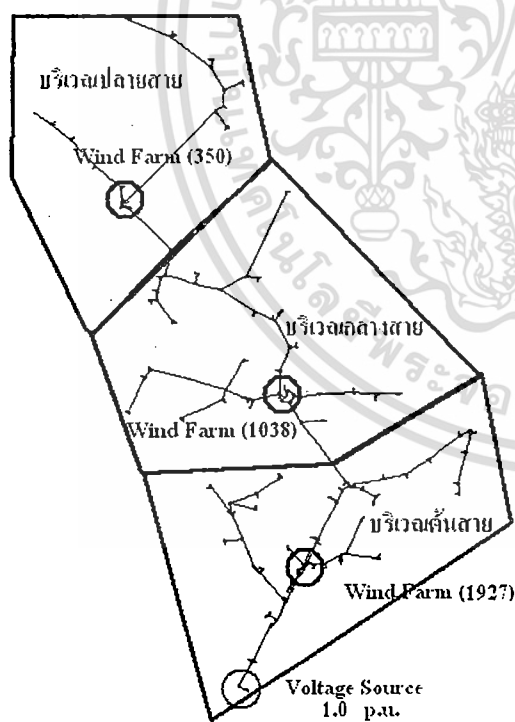
จำนวนบัส ทั้งหมด 174 บัส โดยแบ่งบัสในพื้นที่ต้นสาย 88 บัส พื้นที่กลางสาย 54 บัส พื้นที่ปลายสาย 32 บัส

โหลดในพื้นที่ ในพื้นที่มีขนาดโหลดรวมของหม้อแปลงจำหน่าย (Installed Capacity of Distribution Transformer) 4.79 MW 2.98 MVar โดยสามารถจำแนกเป็นโหลดในแต่ละเฟสของพื้นที่ติดตั้งดังตาราง 4.2

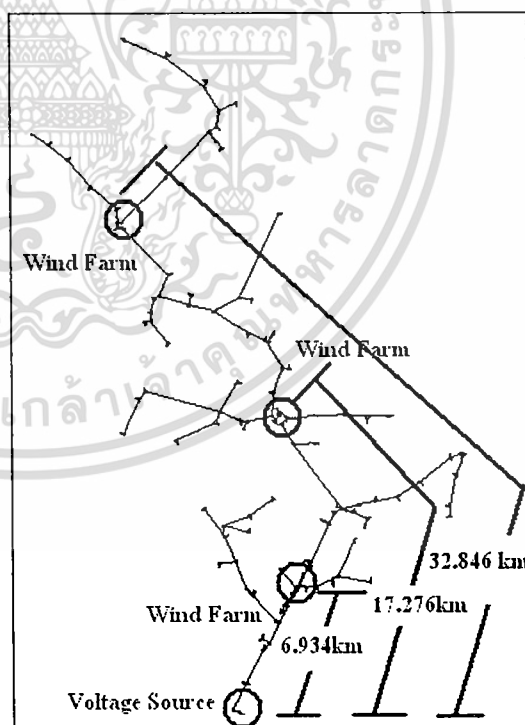
ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ในพื้นที่ต้นสายติดตั้งที่บัส N1927 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 6.934 กม. ในพื้นที่กลางสายติดตั้งที่บัส N1038 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 17.276 กม. และในพื้นที่ปลายสายติดตั้งที่บัส N350 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 32.846 กม. ดังรูปที่ 4.4

ตารางที่ 4.2 โหลดในพื้นที่ อ.นาแก

พื้นที่ติดตั้ง	Installed Capacity of Distribution Transformer (MW)					
	P (MW)/Phase			Q (Mvar)/Phase		
	A	B	C	A	B	C
ต้นสาย	0.986	0.978	1.16	0.611	0.606	0.722
กลางสาย	0.272	0.349	0.495	0.169	0.216	0.400
ปลายสาย	0	0	0.371	0	0	0.230
รวม	1.258	1.327	2.026	0.78	0.822	1.352



(ก) ตำแหน่งติดตั้ง



(ข) ระยะทางโดยประมาณ

รูปที่ 4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของอำเภอนาแก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.2 พื้นที่จังหวัดขอนแก่น

แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า ใช้ Voltage Source ซึ่งมีขนาดแรงดัน 1.0 pu. และมีค่า Sequence Impedance ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ขอนแก่น

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.07860	1.68499
Negative Sequence	0.07860	1.68499
Zero Sequence	0.00808	0.55122
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$S_k'' = 315 \text{ MVA}$	$I_k'' = 8.28 \text{ kA}$

สายจำหน่ายในระบบ มีจำนวนทั้งหมด 1 6 1 เส้น โดยความยาวของสายจำหน่ายจากแหล่งกำเนิดแรงดันจนถึงสุดปลายสายมีความยาวประมาณ 25.138 กม. สายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm² และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 50 mm²

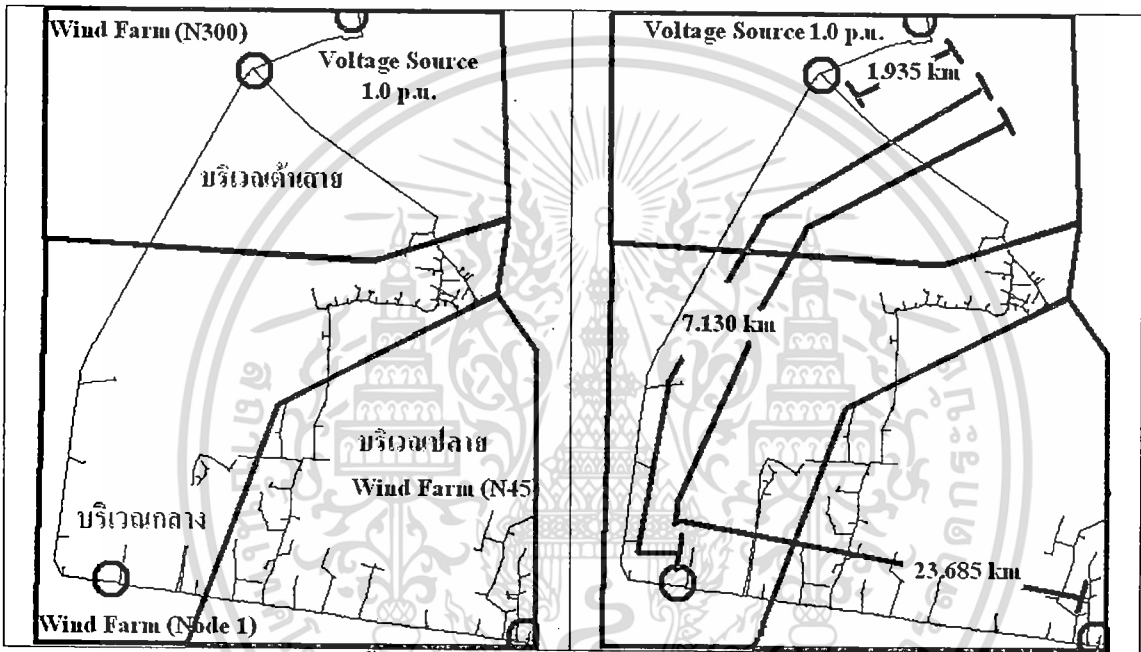
โหลดในพื้นที่ ในพื้นที่มีขนาดโหลดรวมของหม้อแปลงจำหน่าย (Installed Capacity of Distribution Transformer) 29.32 MW 1.85 MVar โดยสามารถจำแนกเป็นโหลดในแต่ละเฟสของพื้นที่ติดตั้งดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 โหลดในพื้นที่ จ.ขอนแก่น

พื้นที่ติดตั้ง	Installed Capacity of Distribution Transformer (MW)					
	P (MW)/Phase			Q (Mvar)/Phase		
	A	B	C	A	B	C
ต้นสาย	0.146	0.146	0.146	0.016	0.016	0.016
กลางสาย	4.665	4.651	4.706	0.248	0.234	0.283
ปลายสาย	4.944	4.952	5.019	0.368	0.339	0.369
รวม	9.755	9.749	9.871	0.632	0.589	0.668

จำนวนบัส ทั้งหมด 421 บัส โดยแบ่งบัสในพื้นที่ต้นสาย 35 บัส พื้นที่กลางสาย 164 บัส พื้นที่ปลายสาย 222 บัส

ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ในพื้นที่ต้นสายติดตั้งที่บัส N300 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 1.935 กม. ในพื้นที่กลางสายติดตั้งที่บัส Node1 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 7.130 กม. และในพื้นที่ปลายสายติดตั้งที่บัส N45 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 23.685 กม. ดังรูปที่ 4.5



(ก) ตำแหน่งติดตั้ง

(ข) ระยะทางโดยประมาณ

รูปที่ 4.5 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของจังหวัดขอนแก่น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV

ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าปี 2551 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่าย 33 kV ไม่เกิน 10 MW ต่อวงจร [4] ในการศึกษาจึงได้จำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีกำลังการผลิตขนาด 9 MW เนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าขนาดดังกล่าวมีค่าไม่เกินข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อีกทั้งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจายทั้ง 3 บริเวณ สามารถที่จะออกแบบกำลังผลิตในแต่ละบริเวณให้มีขนาด 3 MW เท่ากันทั้ง 3 บริเวณ สำหรับข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ศึกษาที่ระดับแรงดัน 33 kV จะเป็นดังต่อไปนี้

4.3.1 อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช

แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า ใช้ Voltage Source ซึ่งมีขนาดแรงดัน 1.0 pu. และมีค่า Sequence Impedance ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ อ.ปากพนัง

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.30731	5.11274
Negative Sequence	0.30731	5.11274
Zero Sequence	0.03038	1.39065
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$S_k'' = 234 \text{ MVA}$	$I_k'' = 4.09 \text{ kA}$

สายจำหน่ายในระบบ มีจำนวนทั้งหมด 708 เส้น ความยาวของสายจำหน่ายจากแหล่งกำเนิดแรงดันจนถึงสุดปลายสายมีความยาวประมาณ 58.89 กม.สายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm^2 และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 35 mm^2

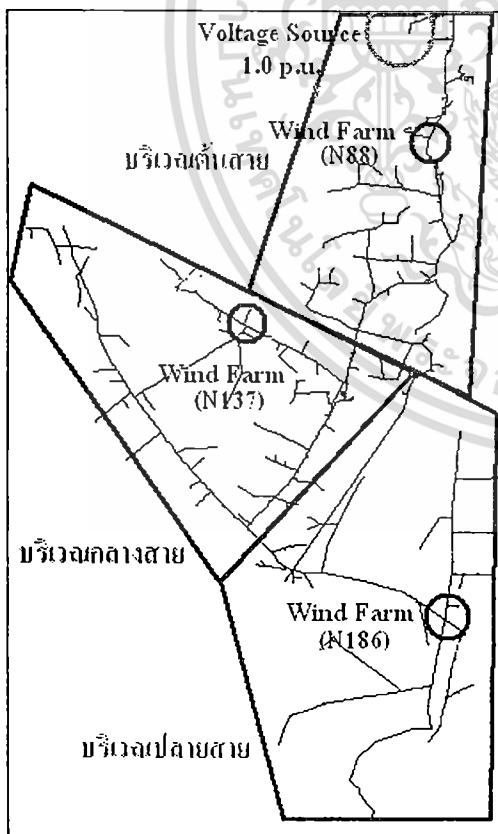
โหลดในพื้นที่ ในพื้นที่มีขนาดโหลดรวมของหม้อแปลงจำหน่าย (Installed Capacity of Distribution Transformer) 12.31 MW 7.03 MVAR โดยสามารถจำแนกเป็นโหลดในแต่ละเฟสของพื้นที่ติดตั้งดังตารางที่ 4.6

จำนวนบัส ทั้งหมด 812 บัส โดยแบ่งบัสในพื้นที่ต้นสาย 308 บัส พื้นที่กลางสาย 346 บัส พื้นที่ปลายสาย 158 บัส

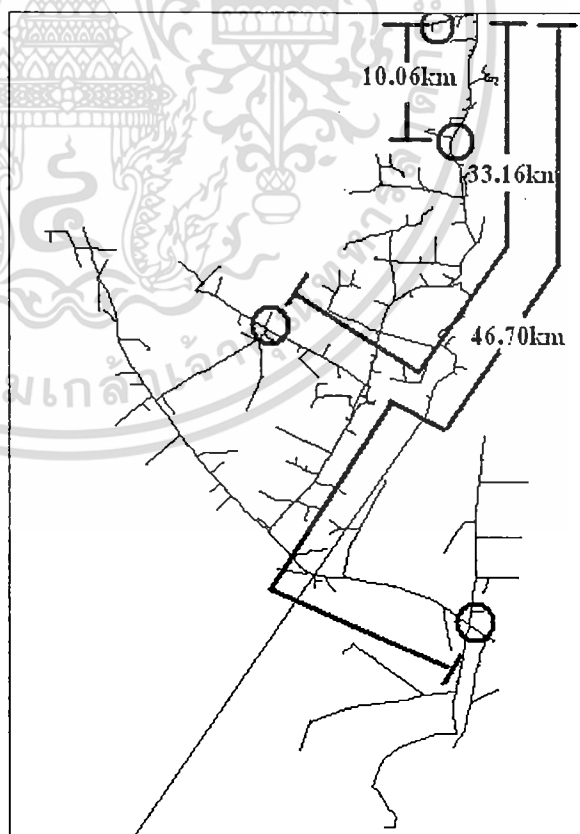
ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ในพื้นที่ต้นสายติดตั้งที่บัส N88 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 10.06 กม. ในพื้นที่กลางสายติดตั้งที่บัส N137 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 33.16 กม. และในพื้นที่ปลายสายติดตั้งที่บัส N186 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 46.70 กม. ดังแสดงในรูปที่ 4.8

ตารางที่ 4.6 โหลดในพื้นที่ อ.ปากพนัง

พื้นที่ติดตั้ง	Installed Capacity of Distribution Transformer (MW)					
	P (MW)/Phase			Q (Mvar)/Phase		
	A	B	C	A	B	C
ต้นสาย	2.24	2.28	2.27	1.19	1.21	1.2
กลางสาย	1.54	1.4	1.32	1.05	0.97	0.94
ปลายสาย	0.37	0.41	0.47	0.15	0.17	0.21
รวม	4.15	4.09	4.06	2.39	2.35	2.35



(ก) ตำแหน่งติดตั้ง



(ข) ระยะทางโดยประมาณ

รูปที่ 4.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV ที่ อ.ปากพนัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น มิอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.2 พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า ใช้ Voltage Source ซึ่งมีขนาดแรงดัน 1.0 pu. และมีค่า Sequence Impedance ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ภูเก็ต

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	1.56532	4.34944
Negative Sequence	1.56532	4.34944
Zero Sequence	0.01393	4.48134
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$S_k = 259 \text{ MVA}$	$I_k = 4.53 \text{ kA}$

สายจำหน่ายในระบบ มีจำนวนทั้งหมด 207 เส้น ความยาวของสายส่งจากแหล่งกำเนิดแรงดันจนถึงสุดปลายสายมีความยาวประมาณ 4.89 กม. และสายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm^2 และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 50 mm^2

โหลดในพื้นที่ ในพื้นที่ที่มีขนาดโหลดรวมของหม้อแปลงจำหน่าย (Installed Capacity of Distribution Transformer) 24.44 MW 13.16 MVAR โดยสามารถจำแนกเป็นโหลดในแต่ละเฟสของพื้นที่ติดตั้งดังตารางที่ 4.8

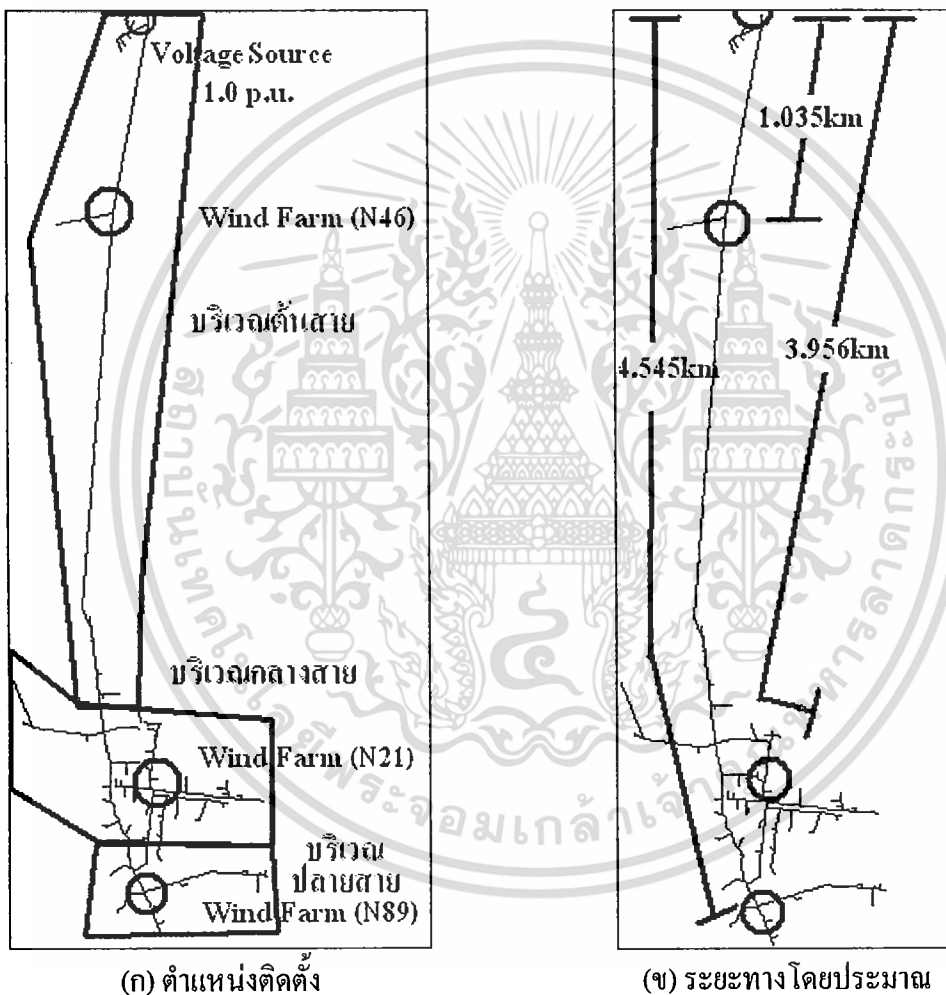
ตารางที่ 4.8 โหลดในพื้นที่ จ.ภูเก็ต

พื้นที่ติดตั้ง	Installed Capacity of Distribution Transformer (MW)					
	P (MW)/Phase			Q (Mvar)/Phase		
	A	B	C	A	B	C
ต้นสาย	0.685	0.685	0.703	0.379	0.379	0.389
กลางสาย	4.936	4.936	4.936	2.621	2.621	2.621
ปลายสาย	2.523	2.523	2.523	1.396	1.396	1.396
รวม	8.144	8.144	8.162	4.396	4.396	4.406

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จำนวนบัส ทั้งหมด 227 บัส โดยแบ่งบัสในพื้นที่ต้นสาย 37 บัส พื้นที่กลางสาย 130 บัส พื้นที่ปลายสาย 60 บัส

ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ในพื้นที่ต้นสายติดตั้งที่บัส N46 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 1.03 กม. ในพื้นที่กลางสายติดตั้งที่บัส N21 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 3.95 กม. และในพื้นที่ปลายสายติดตั้งที่บัส N89 มีระยะห่างจากแหล่งกำเนิดแรงดัน 4.54 กม. ดังแสดงในรูปที่ 4.9



(ก) ตำแหน่งติดตั้ง

(ข) ระยะทางโดยประมาณ

รูปที่ 4.7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 33 kV ที่ จ.ภูเก็ต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV

ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าปี 2551 จะต้องมีกำลังการผลิตไม่เกิน 90 MW ในการจำลองจึงได้ติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีขนาดกำลังการผลิตสูงสุด คือ 90 MW (มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมกำลังการผลิตสูงสุดตัวละ 1.5 MW เป็นจำนวน 60 ยูนิต) สำหรับข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ศึกษาที่ระดับแรงดัน 115 kV จะเป็นดังต่อไปนี้

4.4.1 พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ใช้ External Grid โดยเลือก Bus Type เป็น Slack Bus และมีค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 พารามิเตอร์ของ External Grid ที่ใช้ในพื้นที่ จ.นครศรีธรรมราช

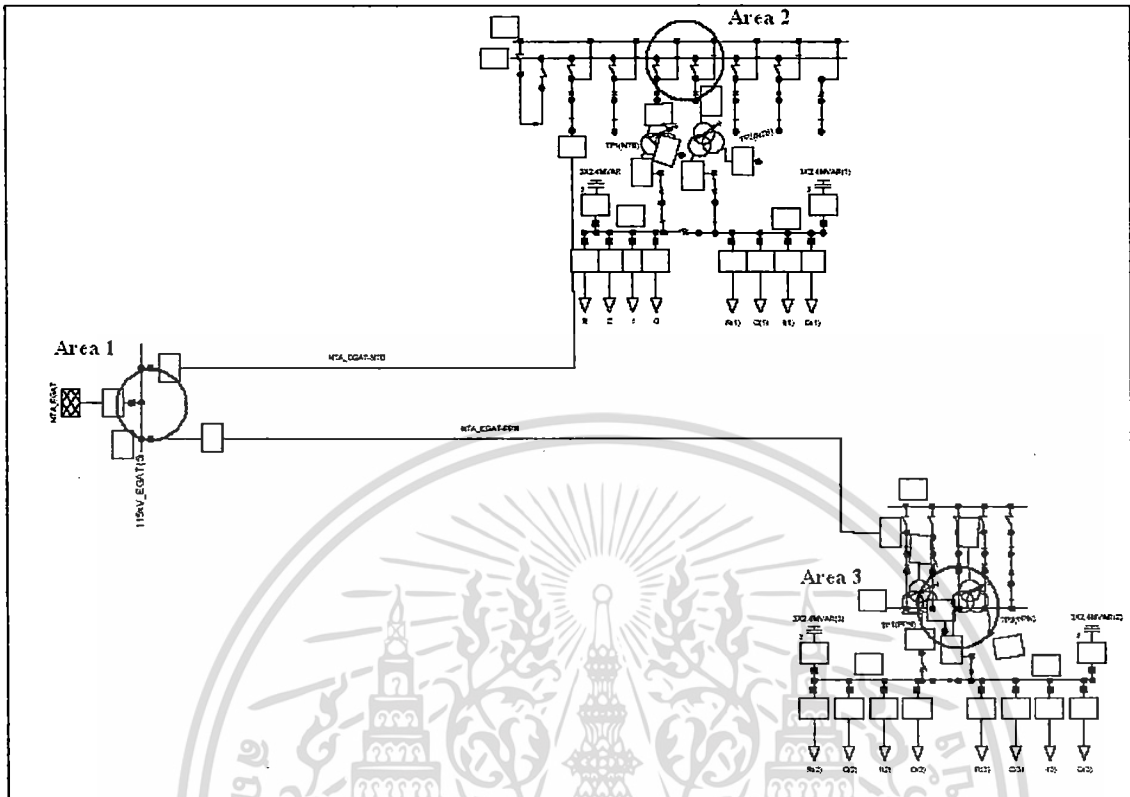
Parameter	Min Value	Max Value
Sk”(MVA)	2024.425	4024.425
Ik”(kA)	10.1635	20.20437
C- Factor	1.0	1.1
Voltage Set Point (pu.)	1.0	

สายส่งในระบบ มีทั้งหมดเป็นจำนวน 4 วงจร โดยเป็นสายส่งหลักเป็นสายขนาด 2x400 mm² ใช้กับแรงดันขนาด 115 kV จำนวนสองวงจรโดยแต่ละวงจรมีความยาวประมาณ 17 กม.และ 29 กม. ดังแสดงในรูปที่ 4.10

โหลดรวมสูงสุด (Full Load) มีขนาดประมาณ 92 MW โดยกลุ่มโหลดในพื้นที่จะถูกแบ่งออกเป็นสองกลุ่ม กลุ่มแรกมีขนาด 37.7 MW และอีกกลุ่มมีขนาด 54.3 MW

จำนวนบัส ทั้งหมด 7 บัส โดยแบ่งเป็นบัส 115 kV จำนวน 3 บัส และบัส 33 kV เป็นจำนวน 4 บัส

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.8 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV ที่จังหวัดนครศรีธรรมราช

4.3.2 พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ใช้ External Grid โดยเลือก Bus Type เป็น Slack Bus และมีค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 พารามิเตอร์ของ External Grid ที่ใช้ในพื้นที่ จ.นครศรีธรรมราช

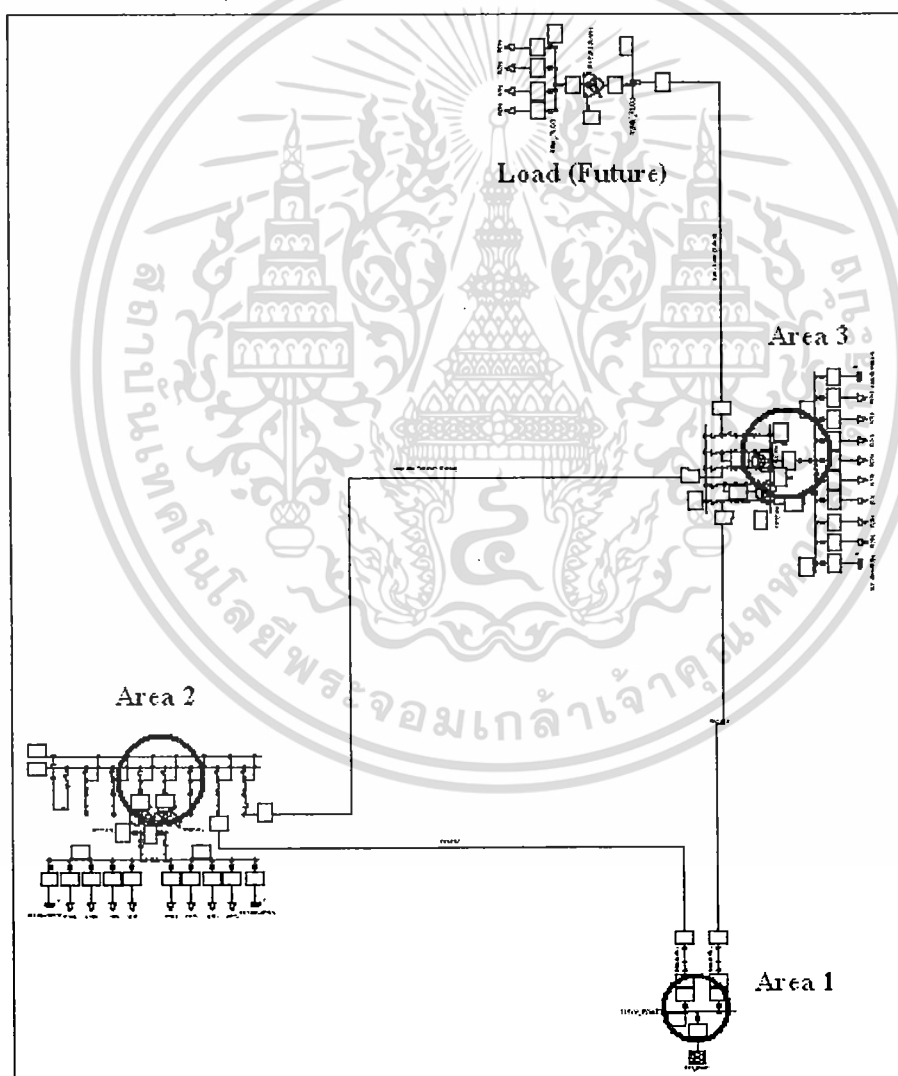
Parameter	Min Value	Max Value
Sk”(MVA)	231.7527	837.451
Ik”(kA)	1.1635	4.20437
C- Factor	1.0	1.1
Voltage Set Point (pu.)	1.0	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สายส่งในระบบ มีจำนวนทั้งหมดเป็นจำนวน 4 วงจร เป็นสายส่งหลักเป็นสายขนาด $2 \times 400 \text{ mm}^2$ ใช้กับแรงดันขนาด 115 kV จำนวนสองวงจร โดยแต่ละวงจรมีระยะประมาณ 16 กม. และ 26 กม. ดังแสดงในรูปที่ 4.11

โหลดรวมสูงสุด (Full Load) มีขนาด 148.4 MW โดยกลุ่มโหลดในพื้นที่จะถูกแบ่งออกเป็นสองกลุ่ม กลุ่มแรกมีขนาด 74.5 MW และอีกกลุ่มมีขนาด 73.9 MW

จำนวนบัส ทั้งหมด 7 บัส โดยแบ่งเป็นบัส 115 kV เป็นจำนวน 3 บัส และบัส 33 kV เป็นจำนวน 4 บัส



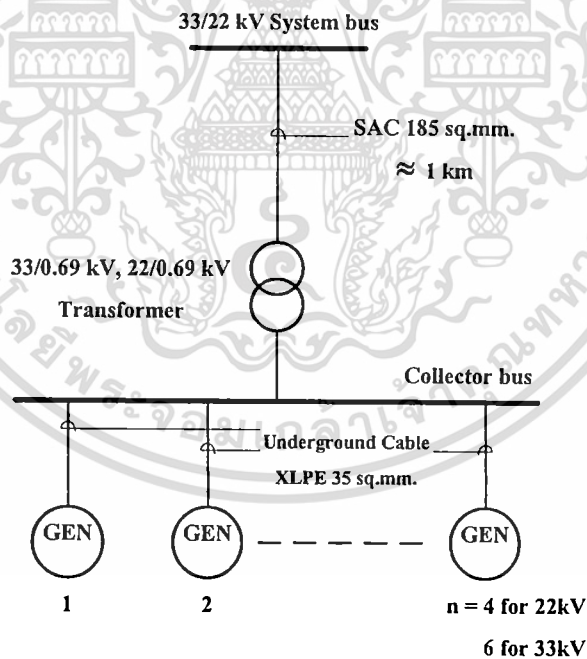
รูปที่ 4.9 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV ที่จังหวัดภูเก็ต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.5 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย

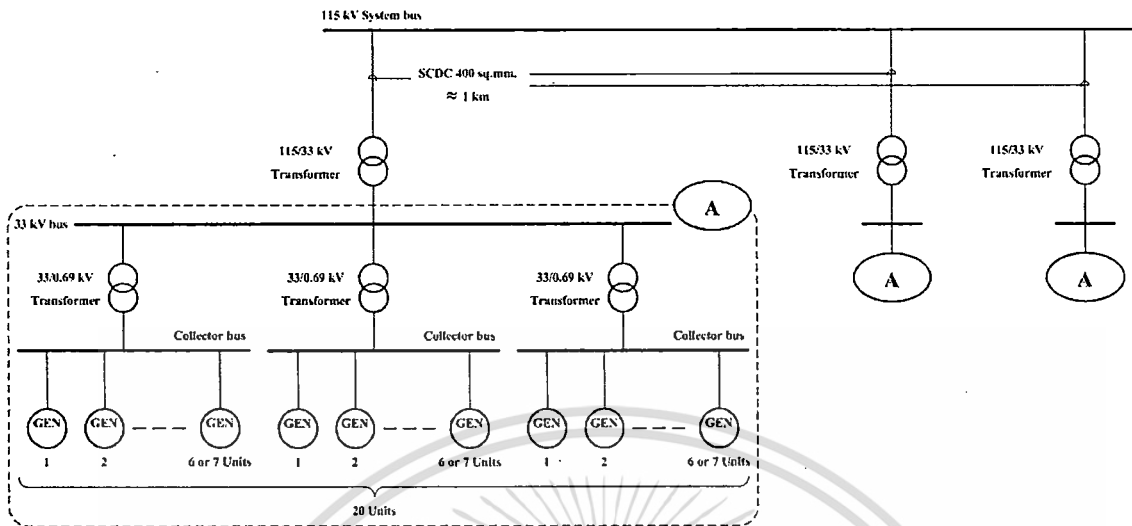
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW แต่ละยูนิต จะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันที่บัสติดตั้งฟาร์มกังหันลม (Collector Bus) ซึ่งในการจำลองระบบ 22 kV จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเป็นจำนวน 4 ยูนิต (6 MW) ส่วนระบบ 33 kV ใช้เป็นจำนวน 6 ยูนิต (9 MW) ดังแสดงในรูปที่ 4.12 และสำหรับระบบจำหน่าย 115 kV จะมีบัสติดตั้งฟาร์มกังหันลม (Collector Bus) เป็นจำนวน 3 บัส โดยในแต่ละบัสจะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเป็นจำนวน 20 ตัว (30 MW) รวมทั้งหมดใช้กังหันลมจำนวน 60 ตัว (90 MW) ดังแสดงในรูปที่ 4.13

สำหรับในแต่ละวงจรรย่อยที่ต่อกับ Collector บัสนั้น จะออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมประมาณ 6 - 7 ตัว แล้วจึงเชื่อมจากบัสของฟาร์มกังหันลมเข้าสู่บัสของระบบจำหน่าย (PCC) ผ่านสายจำหน่ายซึ่งยาวประมาณ 1 กิโลเมตร โดยสำหรับระบบ 22 kV และ 33 kV จะใช้สายจำหน่ายแบบ SAC ขนาด 185 mm^2 ส่วนระบบ 115 kV จะใช้สายส่งแบบ (Single Circuit Single Conductor SCDC) ขนาด 400 mm^2 เพื่อให้สายส่งสามารถที่จะรองรับกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลม



รูปที่ 4.10 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วม สำหรับแรงดัน 22 kV และ 33 kV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

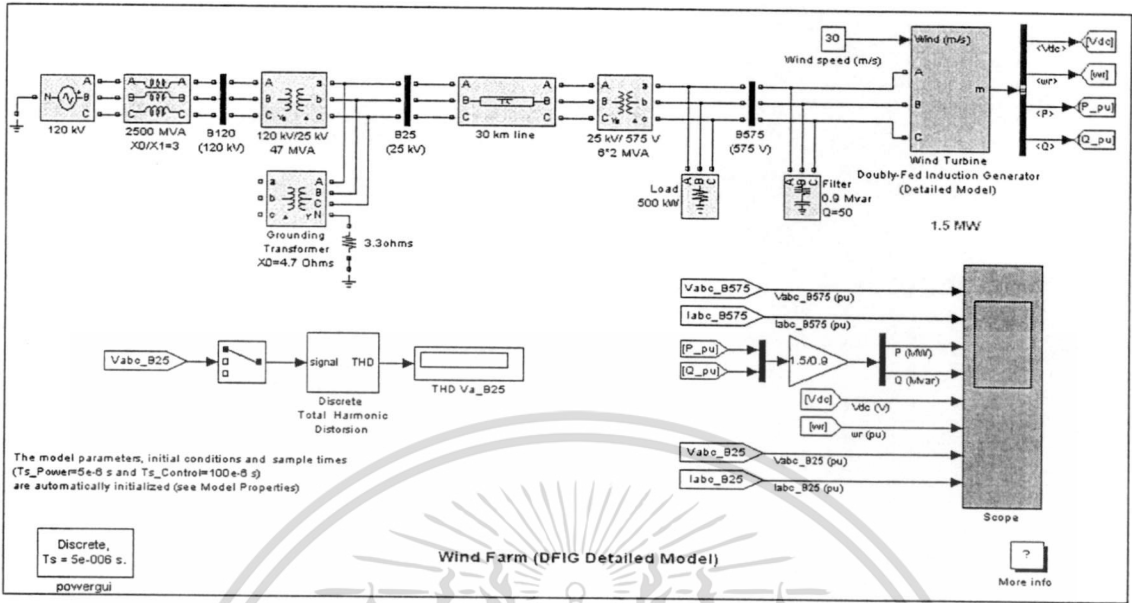


รูปที่ 4.11 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วม (PCC) สำหรับแรงดัน 115 kV

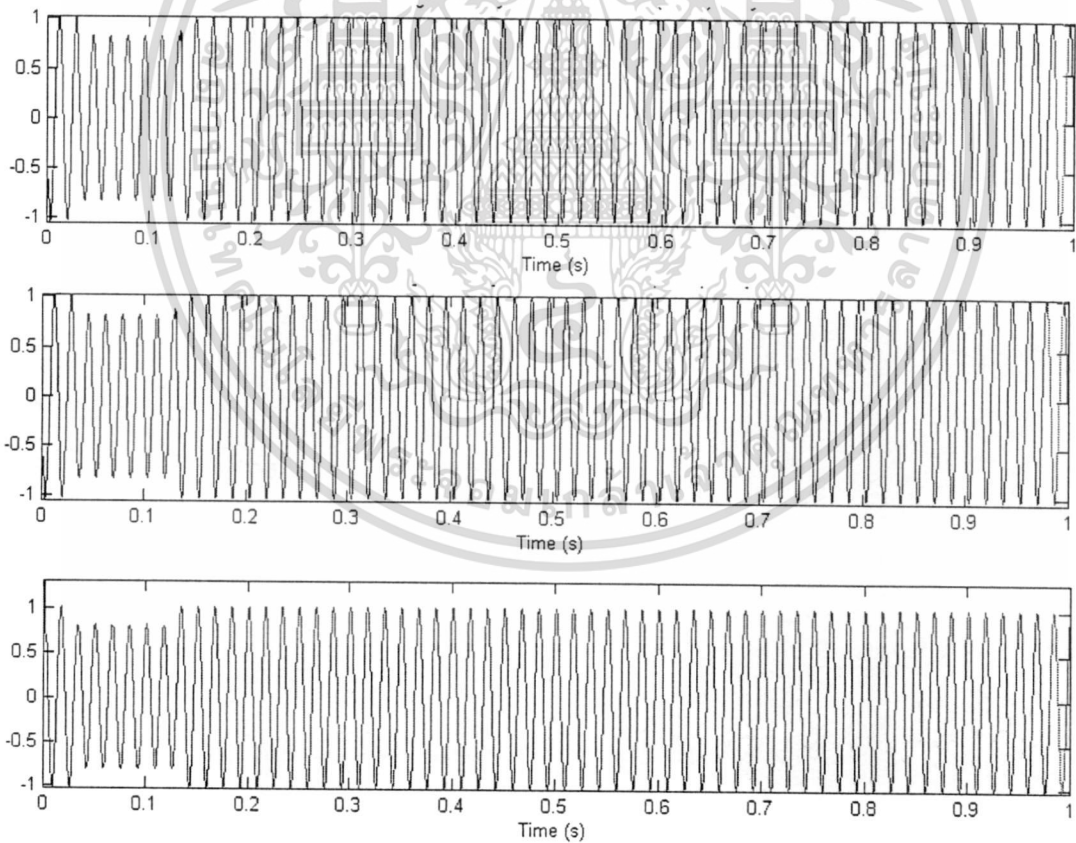
4.6 การจำลองแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกของ DFIG 1.5 MW

ผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด D F I G จะตั้งอยู่บนสมมุติฐานที่ว่า แหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกส์แรงดันเกิดจาก Back to Back Converter ภายในตัวกังหันลม ดังนั้นการจำลองผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบ จำเป็นที่จะต้องทำการระบุถึงขนาดของแรงดัน (Voltage Magnitude) ของแรงดันในแต่ละอันดับ (Order) ที่เกิดจากกังหันลม DFIG แต่เนื่องจากทางบริษัทผู้ผลิตจะไม่ทำการระบุค่าพารามิเตอร์ดังกล่าว ด้วยเหตุนี้จึงได้นำผลการจำลองของขนาดแรงดันในแต่ละอันดับของ DFIG 1.5 MW จากตัวอย่าง (Demo) ของโปรแกรม MATLAB คือ Wind Farm (DFIG Detailed Model) [18] มาช่วยในการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิก

สำหรับโครงสร้างและแบบจำลองของฟาร์มกังหันลม (DFIG Detailed Model) 1.5 MW ที่จำลองจากโปรแกรม MATLAB จะใช้ IGBT เป็นชุด Back to Back Converter โดย IGBT แต่ละตัวจะมีความถี่ในการสวิตช์เป็น 27 เท่าของความถี่ของระบบ ซึ่งในการจำลอง จะทำการวัดสัญญาณแรงดันเฟส A (รูปที่ 4.15) ด้าน Grid Side Converter แล้วจึงนำสัญญาณดังกล่าวมาทำการแยกสเปกตรัมด้วยวิธี Fast Fourier Transform (FFT) (รูปที่ 4.16) ก็จะทำให้ทราบถึงขนาดของแรงดัน (Voltage Magnitude) ในแต่ละอันดับ (Order) ดังแสดงในตารางที่ 4.11

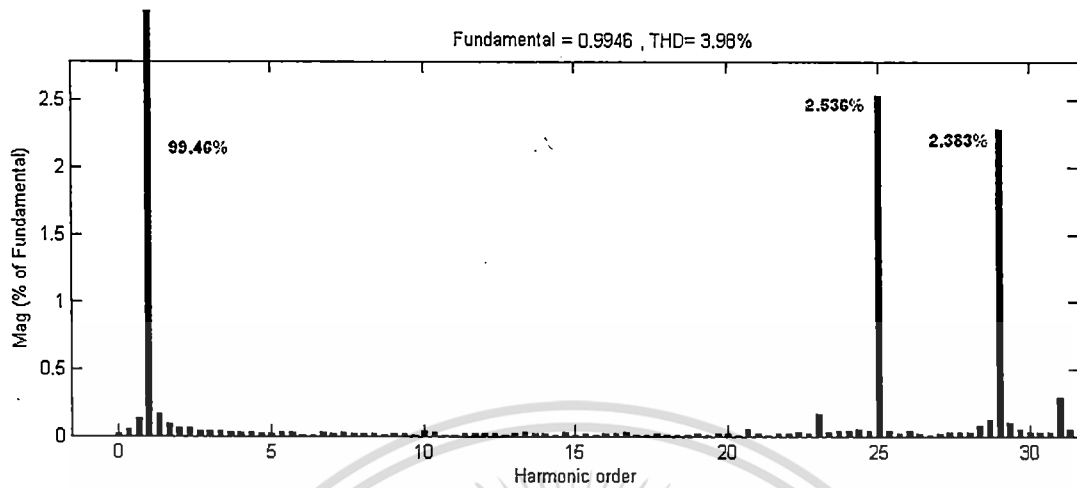


รูปที่ 4.12 โครงสร้างและแบบจำลองฟาร์มกังหันลมขนาด 1.5 MW ด้วยโปรแกรม MATLAB



รูปที่ 4.13 สัญญาณแรงดันเฟส A, B และ C ที่ทำการวัดได้จากฝั่ง Grid Side Converter

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.14 สเปกตรัมของสัญญาณแรงดันเฟส A ที่ทำการวัดจากฝั่ง Grid Side Converter

จากรูปที่ 4.14 จะเป็นสเปกตรัมของสัญญาณแรงดันเฟส A ที่ทำการวัดจากฝั่ง Grid Side Converter ส่วนสัญญาณสเปกตรัมของสัญญาณแรงดันในเฟส B, C ก็มีลักษณะเหมือนของเฟส A ทุกประการ โดยขนาดของแรงดันในแต่ละอันดับจะแสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 แสดงขนาดของแรงดัน (Percentage Magnitude) ทั้งสามเฟสในแต่ละ Order

Order	Magnitude เฟส A, B และ C (%)	Order	Magnitude เฟส A, B และ C (%)	Order	Magnitude เฟส A, B และ C (%)
1	100	11	0.022	21	0.005
2	0.849	12	0.114	22	0.059
3	0.430	13	0.086	23	0.17
4	0.160	14	0.054	24	0.021
5	0.345	15	0.1	25	2.536
6	0.061	16	0.026	26	0.026
7	0.175	17	0.083	27	0.051
8	0.150	18	0.052	28	0.049
9	0.069	19	0.036	29	2.383
10	0.144	20	0.065	30	0.063

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลการจำลองขนาดของแรงดันเฟส A ในแต่ละอันดับ พบว่า ที่อันดับ 25 และ 29 แรงดันจะมีขนาดสูงกว่าอันดับอื่นๆ เพราะเป็นอันดับที่มีความถี่ใกล้เคียงกับความถี่ในการสวิตช์ของ IGBT ที่ใช้ในการจำลอง แต่ที่อันดับ 27 กลับมีขนาดของแรงดันเป็นศูนย์ ทั้งๆที่มีความถี่ตรงกับความถี่ของการสวิตช์ เนื่องมาจากการเชื่อมต่อส่วนของโรเตอร์ของอินดักชันเจนเนอเรเตอร์กับชุดควบคุม Back to Back Converter จะทำการเชื่อมต่อผ่านตัวกระตุ้น (Exciter) ไม่ได้เชื่อมต่อกันโดยตรง ส่งผลให้ Percent Magnitude ของแรงดันที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่าของอันดับ 3 มีขนาดกลายเป็นศูนย์ (Order 3, 6, 9, 12,...) จากนั้นนำขนาดของแรงดันในแต่ละอันดับที่ได้ มาใช้ในการจำลองผลกระทบด้านฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบ โดยจะใช้ดัชนี THDv (Total Harmonic Distortion Voltage) IHDv (Individual Harmonic Distortion Voltage) และ IHDi (Individual Harmonic Distortion Current) เป็นตัวชี้วัดระดับความรุนแรงของปัญหาฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบ โดยจะนำไปเปรียบเทียบกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี 2551 สำหรับผลการศึกษานั้นจะตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า กรณีฐาน (Base Case) ไม่มีฮาร์มอนิกอยู่ในระบบเลยและฮาร์มอนิกส์ที่เกิดจากกังหันลม DFIG เกิดจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเพียงอย่างเดียว สำหรับแนวทางการศึกษาเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกส์เพื่อที่จะนำไปใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติจริงนั้น ควรจะมีการตรวจเช็คขนาดฮาร์มอนิกส์เดิมในระบบจำหน่าย เพื่อเป็นแนวทางในการป้องกันและแก้ไขปัญหาเพื่อให้ระดับความรุนแรงของฮาร์มอนิกส์อยู่ในเกณฑ์ที่มาตรฐานกฟภ. กำหนด

บทที่ 5

ผลการศึกษาการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่าย

จากการจำลองติดตั้งกังหันลมชนิด DFIG เข้าสู่ระบบจำหน่ายย่อมส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ในบทที่ 5 จึงเป็นการศึกษาผลกระทบทางสภาวะคงตัวในด้านต่างๆ อันประกอบไปด้วย การไหลของกำลังไฟฟ้า แรงดันภายในระบบ ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ภาวะการฉีกพ่วงและฮาร์มอนิก ซึ่งผลการจำลองศึกษาทั้งหมดจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับข้อกำหนดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี 2551 ดังแสดงไว้ตามลำดับดังต่อไปนี้

- ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 6 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV
- ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 33 kV
- ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV

5.1 ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 6 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV จะประกอบไปด้วยพื้นที่จังหวัดขอนแก่นและอำเภอนาแก จังหวัดนครพนม ผลจากการจำลองผลกระทบในสภาวะคงตัวเป็นดังต่อไปนี้

5.1.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส

ตารางที่ 5.1 เปรียบเทียบจำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 22 kV

พื้นที่ติดตั้ง	เฟส	จำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของระบบ 22 kV เมื่อมีการควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าทั้ง 3 รูปแบบ และมีตำแหน่งติดตั้งของฟาร์มกังหันลมแตกต่างกัน									
		พื้นที่จังหวัดขอนแก่น (395 เส้น)					พื้นที่อำเภอนาแก (161 เส้น)				
		ก่อนติดตั้ง	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ก่อนติดตั้ง	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
กลางสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ปลายสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

เอกสารนี้เป็นเอกสารสงวนไว้ใช้สำหรับโครงการซึ่งไม่เปิดเผยแก่บุคคลอื่นที่มีอำนาจหน้าที่ในการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของแรงดันก็มีค่าใกล้เคียง 1.0 pu. ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ดีมาก แต่การติดตั้งในพื้นที่ปลายสาย แม้จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบ แต่แรงดันโดยรวมของบัสในพื้นที่ปลายสายก็มีขนาดใกล้เคียงกับขอบเขตที่จะก่อให้เกิดปัญหาแรงดันเกินขึ้น ในส่วนของการควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ปลายสาย กลับก่อให้เกิดปัญหาแรงดันเกินกว่า 1.05 pu. ขึ้นที่บัสในพื้นที่ปลายสาย ส่วนการติดตั้งในรูปแบบอื่นๆ ก็ไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้ากับระบบ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.2 เปรียบเทียบจำนวนบัลที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น

พื้นที่	เฟส	จำนวนบัลที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำหรือแรงดันเกินในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น												
		ก่อนติดตั้ง	Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9			
			ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย
ต้นสาย (141 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
กลางสาย (185Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ปลายสาย (95 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 5.3 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่อำเภอนาแก

พื้นที่	เฟส	จำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าในพื้นที่อำเภอนาแก													
		ก่อนติดตั้ง	เกิดปัญหาแรงดันต่ำกว่า 0.95 pu.				เกิดปัญหาแรงดันเกิน 1.05 pu.								
			Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9				
			ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	
ต้นสาย (88 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
กลางสาย (54 Bus)	A	0	3	0	0	8	0	0	1	0	0	5	8	6	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	
ปลายสาย (32 Bus)	A	21	23	0	0	4	0	0	4	0	0	1	28	8	
	B	0	1	0	0	0	0	0	14	0	0	0	32	28	
	C	26	28	0	0	0	0	0	3	0	0	0	32	28	

ตารางที่ 5.4 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่จังหวัดขอนแก่น

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในจังหวัดขอนแก่น												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	Collector1	A	-	1	-	-	0.99	1.01	-	-	1	1.02	-	-	1.01
		B	-	1	-	-	0.99	1.01	-	-	1	1.02	-	-	1.01
		C	-	1	-	-	0.99	1.01	-	-	1	1.02	-	-	1.01
	N300 (PCC1)	A	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01	1.01
		B	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01	1.01
		C	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01	1.01
	N89	A	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01
		B	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01
		C	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1	1	1.01	1.01	1.01
	N253	A	0.99	0.98	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1
		B	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1
		C	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1	1

ตารางที่ 5.4 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกั้นลมนที่จังหวัดขอนแก่น (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (p.u.) เมื่อมีการติดตั้งกั้นลมแบบต่างๆในจังหวัดขอนแก่น													
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9				
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	
กลางสาย	Collector2	A	-	-	1	-	0.99	-	1.01	-	1.01	-	1.03	-	1.04	
		B	-	-	1	-	0.99	-	1.01	-	1.01	-	1.03	-	1.04	
		C	-	-	1	-	0.99	-	1.01	-	1.01	-	1.03	-	1.04	
	Node1 (PCC2)	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1	1.01	1	1.02	1.02	1.02
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1	1.02	1.02	1.02
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1	1.02	1.02	1.02
	N181	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1	1.01	1	1.02	1.02	1.02
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1	1.01	1	1.02	1.02	1.02
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1	1.01	1	1.02	1.02	1.02
	N217	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03

ตารางที่ 5.4 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่จังหวัดขอนแก่น (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในจังหวัดขอนแก่น												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ปลายสาย	Collector3	A	-	-	-	1	0.99	-	-	1.02	1.01	-	-	1.05	1.03
		B	-	-	-	1	0.99	-	-	1.02	1.01	-	-	1.05	1.03
		C	-	-	-	1	0.99	-	-	1.02	1.01	-	-	1.05	1.03
	N45 (PCC3)	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.04	1.03
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.04	1.03
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.04	1.03
	N84	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.04	1.03
	N134	A	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		B	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03
		C	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	0.99	1.02	1.03	1.03

ตารางที่ 5.5 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอนาแก

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอนาแก												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	Collector1	A	-	0.97	-	-	0.96	0.99	-	-	0.99	1.01	-	-	1.02
		B	-	0.98	-	-	0.96	1	-	-	0.99	1.02	-	-	1.02
		C	-	0.97	-	-	0.96	1	-	-	0.99	1.02	-	-	1.02
	N1927 (PCC1)	A	0.97	0.96	0.96	0.96	0.95	0.98	0.98	0.98	0.98	1	1	1	1.01
		B	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99	1.01	1.01	1	1.02
		C	0.97	0.97	0.96	0.96	0.95	0.99	0.98	0.98	0.99	1.01	1	1	1.01
	N1410	A	0.96	0.96	0.96	0.95	0.95	0.98	0.99	0.98	0.99	1	1.01	1.01	1.02
		B	0.97	0.96	0.97	0.96	0.95	0.98	0.99	0.99	0.99	1	1.02	1.01	1.02
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.95	0.98	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.02
	N2361	A	0.98	0.97	0.97	0.96	0.96	0.98	0.98	0.98	0.98	1	1	1	1.01
		B	0.98	0.97	0.97	0.97	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99	1	1	1	1.01
		C	0.98	0.97	0.97	0.97	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99	1	1	1	1.01

ตารางที่ 5.5 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอนาแก (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอนาแก												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
กลางสาย	Collector2	A	-	-	0.97	-	0.95	-	1.01	-	0.99	-	1.04	-	1.04
		B	-	-	0.98	-	0.95	-	1.01	-	1	-	1.05	-	1.04
		C	-	-	0.98	-	0.95	-	1.01	-	1	-	1.04	-	1.04
	N1038 (PCC2)	A	0.95	0.95	0.97	0.96	0.95	0.97	1	0.99	0.99	0.99	1.03	1.03	1.03
		B	0.96	0.96	0.97	0.96	0.95	0.98	1.01	1	1	1	1.04	1.03	1.04
		C	0.96	0.95	0.97	0.96	0.95	0.97	1	0.99	0.99	0.99	1.04	1.03	1.04
	N682	A	0.95	0.95	0.96	0.96	0.94	0.97	1	1	0.99	0.99	1.03	1.04	1.04
		B	0.96	0.95	0.97	0.96	0.95	0.97	1	1.01	1	0.98	1.04	1.05	1.04
		C	0.95	0.95	0.96	0.96	0.95	0.97	1	1.01	1	0.99	1.03	1.05	1.04
	N1018	A	0.95	0.95	0.96	0.95	0.95	0.97	1	0.99	0.99	0.99	1.03	1.02	1.03
		B	0.96	0.96	0.97	0.96	0.95	0.98	1	1	0.99	1	1.04	1.03	1.04
		C	0.95	0.95	0.97	0.96	0.95	0.97	1	0.99	0.99	0.99	1.03	1.03	1.03

ตารางที่ 5.5 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอนาแก (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอนาแก												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ปลายสาย	Collector3	A	-	-	-	1	0.95	-	-	1.06	1.01	-	-	1.11	1.06
		B	-	-	-	1.01	0.96	-	-	1.07	1.01	-	-	1.12	1.07
		C	-	-	-	1	0.96	-	-	1.06	1.01	-	-	1.11	1.06
	N350 (PCC3)	A	0.94	0.94	0.95	0.99	0.95	0.96	0.99	1.05	1	0.98	1.02	1.1	1.05
		B	0.95	0.95	0.96	1	0.96	0.97	1	1.05	1.01	0.99	1.03	1.11	1.06
		C	0.94	0.94	0.96	1	0.95	0.96	0.99	1.05	1.01	0.98	1.02	1.11	1.06
	N192	A	0.94	0.93	0.95	0.99	0.95	0.95	0.98	1.05	1	0.97	1.02	1.1	1.05
		B	0.95	0.95	0.96	1	0.95	0.97	0.99	1.05	1.01	0.99	1.03	1.1	1.06
		C	0.94	0.94	0.95	0.99	0.95	0.96	0.98	1.05	1.01	0.98	1.02	1.1	1.06
	N452	A	0.94	0.94	0.96	0.97	0.94	0.96	0.99	1.02	1	0.98	1.02	1.07	1.05
		B	0.96	0.95	0.97	0.98	0.95	0.97	1	1.03	1	0.99	1.03	1.08	1.05
		C	0.95	0.94	0.96	0.97	0.95	0.96	1	1.03	1	0.98	1.03	1.07	1.05

5.1.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้าสู่ระบบจำหน่าย ประเด็นสำคัญอีกอย่างหนึ่งในการศึกษา คือ เพื่อที่จะลดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า สำหรับระบบเทวินินที่ใช้ในการจำลอง จะเป็นพิจารณาเฉพาะค่าความสูญเสียในสายจำหน่ายของระบบ ไม่สามารถที่จะทำการพิจารณาค่าความสูญเสียในระบบส่งได้ (จะพิจารณาค่าความสูญเสียในระบบส่งได้ จะต้องทำการวิเคราะห์ด้วยระบบของประเทศไทย) ในการศึกษาจึงเป็นผลการจำลองจึงเป็นค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นภายในสายจำหน่ายเพียงอย่างเดียว

พื้นที่จังหวัดขอนแก่น

จากตารางที่ 5.6 เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบการควบคุม พบว่า การควบคุมแบบ Unity Pf. \langle Lagging Pf. 0.9 \langle Leading Pf. 0.9 ที่การควบคุมแบบ Unity Pf. เกิดค่าความสูญเสียต่ำ เนื่องจาก Pf. ของระบบมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดีอยู่แล้ว (ประมาณ 1.0) และก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมระบบมีค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าเสมือนต่ำ การควบคุมฟาร์มกังหันลมในรูปแบบจะทำให้ค่า Pf. ระบบเปลี่ยนแปลงไม่มากนัก

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในแต่ละตำแหน่งติดตั้งพบว่า การติดตั้งแบบกระจาย \langle การติดตั้งในพื้นที่กลางสาย \langle การติดตั้งพื้นที่ต้นสาย \langle การติดตั้งพื้นที่ปลายสาย แต่ถ้าพิจารณาถึงการกระจายของโหลดภายในพื้นที่ พบว่าโหลดส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย แต่การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในบริเวณปลายสายกลับให้ค่าความสูญเสียสูงที่สุด ทั้งๆที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าใกล้กับบริเวณกลุ่มโหลด ควรจะให้แนวโน้มของค่าความสูญเสียมีค่าลดลง สาเหตุเกิดเกิดขึ้นเนื่องมาจากวงจรสายป้อนของระบบนี้ ได้แยกออกเป็นสองวงจรในบริเวณพื้นที่ต้นสาย เป็นเส้นทางของวงจรสายจำหน่ายหลักหนึ่งวงจร และวงจรสายจำหน่ายย่อยหนึ่งวงจร โดยวงจรทั้งสองมาบรรจบกันในพื้นที่ปลายสาย แต่จุดเชื่อมต่อที่บรรจบกันของวงจรสายจำหน่ายย่อยในพื้นที่ปลายสายดังกล่าวเปิดวงจรอยู่ ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่ปลายสาย กระแสไฟฟ้าจะไหลจากพื้นที่ปลายสายไปยังพื้นที่ต้นสายผ่านวงจรสายจำหน่ายหลัก และไปยังวงจรสายจำหน่ายย่อย ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าจึงมีขนาดสูงกว่ากรณีการติดตั้ง ณ ตำแหน่งอื่นๆ

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าหลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลม เปรียบเทียบกับกรณีก่อนติดตั้งพบว่า ทั้งก่อนและหลังการติดตั้งค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าสูงขึ้นจากเดิมไม่มากนักเพราะกังหันลมที่ติดตั้งเข้าไปขนาด 6 MW นั้นจะน้อยกว่าขนาดโหลดที่มีอยู่ในระบบ คือ 8 MW

พื้นที่อำเภอนาแก

จากตารางที่ 5.6 เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบการควบคุมพบว่า การควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 < Unity Pf. < Leading Pf. 0.9 ซึ่งแตกต่างจากในพื้นที่ขอนแก่น เนื่องจาก Pf. ระบบมีค่าต่ำกว่าพื้นที่ขอนแก่น (ประมาณ 0.95-0.97) เพราะในพื้นที่นี้มีโหลดที่ต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนอยู่มากกว่า การควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 จึงช่วยปรับปรุงค่า Pf. ระบบให้ดีขึ้น ค่าความสูญเสียจึงมีค่าที่ต่ำ

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในแต่ละตำแหน่งติดตั้งพบว่า การติดตั้งแบบกระจาย < การติดตั้งในพื้นที่ต้นสาย < การติดตั้งพื้นที่กลางสาย < การติดตั้งพื้นที่ปลายสาย เนื่องจากการกระจายของโหลดในพื้นที่ของพื้นที่ศึกษา ส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ต้นสายและกลางสาย การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่บริเวณดังกล่าวจึงทำให้ค่าความสูญเสียมีแนวโน้มลดลง

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมเปรียบเทียบกับกรณีก่อนติดตั้งพบว่า หลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมค่าความสูญเสียเพิ่มสูงขึ้นมากกว่าก่อนทำการติดตั้งค่อนข้างมาก เนื่องจากในพื้นที่มีโหลดเพียง 4 MW แต่ในการจำลองได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 6 MW ระบบจึงมีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าออกจากพื้นที่ไปสู่ระบบภายนอก

อนึ่งสำหรับค่ากำลังการสูญเสียเสมือนที่ติดลบนั้น หมายถึง ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนมีการไหลกลับทิศทาง กล่าวคือ มีการไหลจากระบบกลับเข้าสู่สถานีไฟฟ้าต้นทาง เนื่องจากการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบมากกว่าที่โหลดทางไฟฟ้าต้องการ ทำให้แรงดันของระบบมีค่าค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับสถานีทำให้ทิศทางการไหลของกำลังงานเสมือนนั้นย้อนกลับสู่สถานี ในทางทฤษฎีแล้วกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในระบบนั้น จะเป็นการส่งผ่านกำลังจากสถานีต้นทางไปยังโหลดที่เป็นค่าความต้านทาน (Resistive Load) ในทางตรงข้ามกันการส่งผ่านกำลังงานไฟฟ้าเสมือนจะส่งจากสถานีต้นทางไปยังโหลดจำพวกรีแอกทีฟหรือคาปาซิทีฟ (Reactive or Capacitive Load) แต่อย่างไรก็ตามการส่งผ่านกำลังงานทั้งสองรูปแบบนั้นก็ย่อมเกิดกระแสไหลผ่านในสายจำหน่าย และกระแสที่ไหลดังกล่าวนั้นก็ย่อมเป็นมูลเหตุให้เกิดความสูญเสียในรูปของความร้อนขึ้นได้ในสายจำหน่ายนั้นๆ

ตารางที่ 5.6 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 kV

ตำแหน่งติดตั้ง กัณฑ์ลม	เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา เมื่อมีการติดตั้งกัณฑ์ลมแบบต่างๆ											
	พื้นที่จังหวัดขอนแก่น						พื้นที่อำเภอนาแก					
	Leading Pf 0.9		Unity Pf.		Lagging Pf. 0.9		Leading Pf 0.9		Unity Pf.		Lagging Pf. 0.9	
	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)
ก่อนติดตั้ง	0.12	0.08	0.12	0.08	0.12	0.08	0.06	-0.09	0.06	-0.09	0.06	-0.09
ต้นสาย	0.19	2	0.18	0.06	0.18	-0.83	0.21	2.32	0.16	0.32	0.15	-0.64
กลางสาย	0.17	1.97	0.15	0.01	0.17	-1.91	0.36	2.52	0.26	0.45	0.24	-1.53
ปลายสาย	0.21	2.04	0.17	0.06	0.20	-1.85	0.8	2.9	0.57	0.71	0.53	-1.3
กระจาย	0.15	2.43	0.13	-0.02	0.16	-2.41	0.32	3.05	0.17	-0.06	0.16	-3

5.1.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

พื้นที่จังหวัดขอนแก่นและอำเภอนาแก

จากตารางที่ 5.7 – 5.12 เมื่อเปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะ เมื่อเกิดการลัดวงจรในรูปแบบต่างๆ ทั้งก่อนและหลังทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG เข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ปรากฏว่าขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault $> 2\phi$ Fault, 2ϕ -G Fault $> 1\phi$ -G Fault โดยก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมนั้น ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่สถานีไฟฟ้าจังหวัดขอนแก่นมีขนาด 8.28 kA และที่สถานีไฟฟ้าอำเภอนาแกมีขนาด 4.84 kA [8] ซึ่งมีค่าไม่เกินขนาดพิกัดอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่เดิม คือ ประมาณ 12 kA

เมื่อทำการจำลองติดตั้งฟาร์มเข้าสู่พื้นที่ศึกษา โดยในการจำลองได้ทำการตัดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของกังหันลม เพื่อที่จะดูขนาดของกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้น อันเนื่องมาจากเครื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมส่งจ่ายออกมา จากผลการจำลองขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรชั่วขณะมีขนาดเพิ่มสูงมากกว่ากรณีก่อนทำการติดตั้ง ในการจำลองเมื่อทำการปรับเปลี่ยนการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของกังหันลมหรือขนาดของโหลดในพื้นที่ จะไม่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะ ผลที่ได้นำมาเสนอจึงเป็นผลของการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าและการปรับขนาดโหลดในพื้นที่เพียงรูปแบบเดียว แต่การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในตำแหน่งที่แตกต่างกัน จะส่งผลต่อขนาดของกระแสลัดวงจรชั่วขณะที่เกิดขึ้น โดยจากการจำลองพบว่า การติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจายจะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่สถานีไฟฟ้าเพิ่มสูงมากกว่าการติดตั้งกังหันลมเฉพาะตำแหน่ง (ติดตั้งเฉพาะพื้นที่ต้นสาย กลางสาย หรือปลายสาย) โดยพื้นที่ขอนแก่นมีขนาดเพิ่มขึ้นเป็น 9.34 kA และพื้นที่อำเภอนาแกมีขนาดเพิ่มขึ้นเป็น 5.27 kA แต่ก็ยังไม่เกินขนาดพิกัดอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมเช่นกัน

เมื่อเปรียบเทียบขนาดของกระแสลัดวงจรชั่วขณะที่สถานีไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษา เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมเฉพาะตำแหน่ง พบว่าการติดตั้งในพื้นที่ต้นสายจะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรชั่วขณะที่สถานีไฟฟ้ามีขนาดเพิ่มขึ้นสูงสุดและพื้นที่ปลายสายมีขนาดเพิ่มขึ้นน้อยที่สุด เพราะการติดตั้งฟาร์มกังหันลมห่างจากสถานีไฟฟ้า จะทำให้กระแสลัดวงจรที่ไหลจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมมีขนาดลดลง ซึ่งแปรผกผันกับระยะทางของสายจำหน่าย สำหรับขนาดของกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่จุดต่อร่วม (PCC) และบัสที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงของทั้งสองพื้นที่ดังที่ได้แสดงไว้ จะถูกนำมาใช้ในการพิจารณาออกแบบอุปกรณ์ป้องกันของฟาร์มกังหันลม

ตารางที่ 5.7 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดขอนแก่น

ตำแหน่ง เกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
	3 Phase Fault		1 Phase to Ground		2 Phase Short Circuit				2 Phase to Ground			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)
N300	259.6	6.81	75.44	5.94	74.94	5.9	74.94	5.9	81.96	6.45	82.16	6.47
Node1	120.43	3.16	20.63	1.62	34.77	2.74	34.77	2.74	34.05	2.68	36.78	2.9
N45	81.52	2.14	13.76	1.08	23.53	1.85	23.53	1.85	22.96	1.81	24.95	1.96
N87	259.84	6.28	75.61	5.95	75.01	5.91	75.01	5.91	82.07	6.46	82.26	6.48
N185	256.71	6.74	73.38	5.78	74.11	5.83	74.11	5.83	80.57	6.34	80.96	6.37
N151	119.86	3.15	20.53	1.62	34.6	2.72	34.6	2.72	33.89	2.67	36.61	2.88
N152	122.52	3.22	21.01	1.65	35.37	2.78	35.37	2.78	34.65	2.73	37.42	2.95
N24	81.31	2.13	13.72	1.08	23.47	1.85	23.47	1.85	22.9	1.8	24.88	1.96
N39	81.05	2.13	13.69	1.08	23.4	1.84	23.4	1.84	22.82	1.8	24.82	1.95
N44	82.83	2.16	13.88	1.09	23.74	1.87	23.74	1.87	23.16	1.82	25.16	1.98
Vsource	315.82	8.28	135.65	10.68	91.11	7.17	91.11	7.17	131.11	10.32	132.78	10.45

ตารางที่ 5.8 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กึ่งหันลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่จังหวัดขอนแก่น

ตำแหน่ง เกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกึ่งหันลมที่ต้นสาย (N300)											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
collector1	246.9	6.48	59.18	4.66	71.28	5.61	71.28	5.61	72.96	5.74	76.83	6.05
N300	298.9	7.84	81.69	6.43	86.28	6.79	86.28	6.79	92.13	7.25	93.78	7.38
N87	299.1	7.85	81.88	6.45	86.35	6.8	86.35	6.8	92.25	7.26	93.88	7.39
N185	295	7.74	79.28	6.24	85.16	6.7	85.16	6.7	90.49	7.12	92.31	7.27
V _{source}	350.8	9.19	149.1	11.74	101.8	8.01	101.8	8.01	142	11.18	146.13	11.5
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกึ่งหันลมที่กลางสาย (Node1)												
collector2	146.9	3.86	20.53	1.62	42.41	3.34	42.41	3.34	41.45	3.26	44.3	3.49
Node1	160.5	4.21	22.52	1.77	46.34	3.65	46.34	3.65	45.46	3.58	48.28	3.8
N151	159.5	4.19	22.4	1.76	46.05	3.63	46.05	3.63	45.17	3.56	47.96	3.78
N152	162.4	4.26	22.91	1.8	46.88	3.69	46.88	3.69	45.98	3.62	48.83	3.84
V _{source}	346.6	9.1	146.98	11.57	100.1	7.88	100.1	7.88	140.1	10.51	144.09	11.34
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกึ่งหันลมที่ปลายสาย (N45)												
collector3	115.8	3.04	14.53	1.14	33.44	2.63	33.44	2.63	32.77	2.58	34.67	2.73
N45	121.6	3.19	15.43	1.21	35.09	2.76	35.09	2.76	34.41	2.71	36.38	2.86
N24	121.1	3.18	15.38	1.21	34.96	2.75	34.96	2.75	34.28	2.7	36.25	2.85
N39	120.6	3.16	15.35	1.21	34.8	2.74	34.8	2.74	36.1	2.68	36.1	2.84
V _{source}	342.9	9	145.64	11.47	98.99	7.79	98.99	7.79	139.1	10.95	142.78	11.24

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.9 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กั้นล้มแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่จังหวัดขอนแก่น

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อติดตั้งกั้นล้มแบบกระจาย											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C				เฟส A	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
Collector1	233.44	6.13	57.68	4.54	67.39	5.31	67.39	5.31	68.39	5.38	73.82	5.81
Collector2	141.65	3.72	20.36	1.6	40.89	3.22	40.89	3.22	39.75	3.13	42.98	3.38
Collector3	102.9	2.7	14.11	1.11	29.71	2.34	29.71	2.34	28.95	2.28	31.07	2.45
N300	302.44	7.94	82.22	6.47	87.31	6.87	87.31	6.87	93.01	7.32	94.88	7.47
Node1	161.85	4.25	22.58	1.78	46.72	3.68	46.72	3.68	45.82	3.61	48.66	3.83
N45	111.66	2.93	15.1	1.19	32.33	2.54	32.33	2.54	31.55	2.48	33.57	2.64
N87	302.67	7.94	82.41	6.49	87.37	6.88	87.37	6.88	93.12	7.33	94.98	7.48
N185	299.4	7.86	79.91	6.29	86.43	6.8	86.43	6.8	91.62	7.21	93.63	7.37
N151	161.06	4.23	22.46	1.77	46.49	3.66	46.49	3.66	45.59	3.59	48.42	3.81
N152	163.79	4.3	22.96	1.81	47.28	3.72	47.28	3.72	46.36	3.65	49.26	3.88
N24	111.28	2.92	15.06	1.19	33.12	2.53	33.12	2.53	31.44	2.48	33.45	2.63
N39	110.79	2.91	15.03	1.18	31.98	2.52	31.98	2.52	31.29	2.46	33.33	2.62
N44	112.51	2.95	15.24	1.2	32.48	2.56	32.48	2.56	31.8	2.5	33.83	2.66
V _{source}	355.78	9.34	150.27	11.83	102.7	8.09	102.7	8.09	142.8	11.25	147.3	11.6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.10 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่อำเภอนาแก

ตำแหน่ง เกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่อำเภอนาแก เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
	3 Phase Fault		1 Phase to Ground		2 Phase Short Circuit				2 Phase to Ground			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)
N1927	103.22	2.71	23.06	1.82	29.8	2.35	29.8	2.35	30.41	2.39	31.63	2.49
N1038	56.27	1.48	11.07	0.87	16.24	1.28	16.24	1.28	15.96	1.26	17.42	1.27
N350	30.48	0.8	5.98	0.47	8.8	0.69	8.8	0.69	8.4	0.66	9.64	0.76
N1824	94.9	2.49	20.66	1.63	27.4	2.16	27.4	2.16	27.75	2.18	29.12	2.29
N1977	106.13	2.79	23.93	1.88	30.64	2.41	30.64	2.41	31.36	2.47	32.52	2.56
N1932	102.3	2.68	22.82	1.8	29.53	2.33	29.53	2.33	30.1	2.37	31.39	2.47
N914	53.55	1.41	10.47	0.82	15.46	1.22	15.46	1.22	15.16	1.19	16.59	1.31
N1046	56.43	1.48	11.11	0.87	16.29	1.28	16.29	1.28	16.01	1.26	17.47	1.38
N1090	49.75	1.31	9.91	0.78	14.36	1.13	14.36	1.13	13.96	1.1	15.56	1.23
N337	29.71	0.78	5.85	0.46	8.58	0.68	8.58	0.68	8.18	0.64	9.41	0.74
N352	30.22	0.79	5.94	0.47	8.73	0.69	8.73	0.69	8.33	0.66	9.57	0.75

ตารางที่ 5.11 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรช่วงขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กังหันลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่อำเภอนาแก

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกัณฑ์ลมที่ต้นสาย (N300)											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
Collector1	133.5	3.5	23.7	1.87	38.53	3.03	38.53	3.03	38.4	3.02	40.3	3.17
N1927	141.9	3.72	26.26	2.07	40.96	3.22	40.96	3.22	41.06	3.23	42.83	3.37
N1824	126.5	3.32	23.19	1.83	36.51	2.87	36.51	2.87	36.37	2.86	38.35	3.02
N1977	144.4	3.79	27.19	2.14	41.67	3.28	41.67	3.28	41.84	3.29	43.6	3.43
V _{source}	215.5	5.66	92.33	7.27	62.21	4.9	62.21	4.9	88.17	6.94	91.13	7.17
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกัณฑ์ลมที่กลางสาย (Node1)												
Collector2	92.94	2.44	12.52	0.99	26.83	2.11	26.83	2.11	26.46	2.08	27.75	2.18
N1038	94.99	2.49	13.14	1.03	27.42	2.16	27.42	2.16	27.01	2.13	28.43	2.24
N914	87.52	2.3	12.31	0.97	25.27	1.99	25.27	1.99	24.83	1.95	26.28	2.07
N1046	95.08	2.5	13.18	1.04	27.45	2.16	27.45	2.16	27.04	2.13	28.46	2.24
V _{source}	208.4	5.47	89.69	7.06	60.15	4.74	60.15	4.74	85.94	6.77	88.63	6.98
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกัณฑ์ลมที่ปลายสาย (N45)												
Collector3	68.96	1.81	7.35	0.58	19.91	1.57	19.91	1.57	19.65	1.55	20.39	1.61
N350	68.68	1.8	7.53	0.59	19.83	1.56	19.83	1.56	19.52	1.54	20.38	1.6
N337	65.16	1.71	7.34	0.58	18.81	1.48	18.81	1.48	18.45	1.45	19.41	1.53
N352	67.5	1.77	7.47	0.59	19.48	1.53	19.48	1.53	19.16	1.51	20.06	1.58
V _{source}	200.8	5.27	86.86	6.84	57.96	4.56	57.96	4.56	83.53	6.58	85.96	6.77

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.12 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กังหันลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่อำเภอเกาะ

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อติดตั้งกังหันลมแบบกระจาย												
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault			2 ϕ -G Fault					
			เฟส A		เฟส B		เฟส C				เฟส A		
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	
Collector1	133.9	3.51	23.78	1.87	38.65	3.04	38.65	3.04	38.15	3	40.78	3.21	
Collector2	90.31	2.37	12.46	0.98	26.07	2.05	26.07	2.05	25.49	2.01	27.2	2.14	
Collector3	54.21	1.42	6.98	0.55	15.65	1.23	15.65	1.23	15.25	1.2	16.32	1.28	
N1927	149.98	3.94	26.81	2.11	43.3	3.41	43.3	3.41	43.2	3.4	45.28	3.56	
N1038	96.67	2.54	13.22	1.04	27.91	2.2	27.91	2.2	27.38	2.16	29.02	2.28	
N350	55.62	1.46	7.19	0.57	16.06	1.26	16.06	1.26	15.64	1.23	16.76	1.32	
N1824	139.12	3.65	24	1.89	40.16	3.16	40.16	3.16	39.87	3.14	42.03	3.31	
N1977	152.22	3.99	27.75	2.18	43.94	3.46	43.94	3.46	43.92	3.46	45.99	3.62	
N914	91.34	2.4	12.46	0.98	26.37	2.08	26.37	2.08	25.83	2.03	27.45	2.16	
N1046	96.8	2.54	13.26	1.04	27.94	2.2	27.94	2.2	27.42	2.16	29.06	2.29	
N337	53.2	1.4	7.01	0.55	15.36	1.21	15.36	1.21	14.92	1.17	16.08	1.27	
N352	54.81	1.44	7.13	0.56	15.82	1.25	15.82	1.25	15.4	1.21	16.53	1.3	
V _{source}	133.9	3.51	23.78	1.87	38.65	3.04	38.65	3.04	38.15	3	40.78	3.21	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.1.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์มอนิก (%THD_v, %IHD_v และ IHD_i)

สำหรับการศึกษาผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายนั้น จะเป็นฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นมาจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่อยู่ภายในกังหันลมชนิด DFIG โดยถือว่าก่อนทำการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายนั้นไม่มีฮาร์มอนิกเกิดขึ้นภายในระบบ แต่ในความเป็นจริงควรมีการตรวจเช็คฮาร์มอนิกในระบบที่ใช้ในการศึกษา เพื่อที่จะได้หาทางป้องกันและแก้ไขปัญหาในระดับฮาร์มอนิกเกินมาตรฐานที่ทางกกพ.กำหนด ทั้งก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยในการจำลองจะใช้จำลองฮาร์มอนิกในรูปแบบไม่สมดุล

พื้นที่จังหวัดขอนแก่น

จากรูปที่ 5.1 – 5.3 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด DFIG พบว่าค่า %THD_v, %IHD_v ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 < Unity Pf. < Lagging Pf. 0.9 แต่ก็มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อเปรียบเทียบถึงรูปแบบการติดตั้งฟาร์มกังหันลมทั้งการติดตั้งเฉพาะพื้นที่ (ติดตั้งเฉพาะพื้นที่ต้นสาย กลางสาย ปลายสาย) และการติดตั้งแบบกระจาย จะพบว่าการติดตั้งในพื้นที่ปลายสายค่า %THD_v และ %IHD_v ที่จุดต่อร่วม (PCC) จะมีขนาดสูงกว่าการติดตั้งในตำแหน่งอื่นๆ และจากการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมในทุกรูปแบบการควบคุมและทุกตำแหน่งติดตั้ง เมื่อโหลดในพื้นที่มีขนาด 8 MW ค่า %THD_v ที่จุดต่อร่วมจะมีค่าอยู่ในช่วง 0.11% - 0.22% ซึ่งถือว่ามีค่าที่น้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับมาตรฐานที่ทางการกกพ. คือ จะต้องมียังค่าไม่เกิน 4% สำหรับระบบจำหน่าย 22 kV เมื่อเปรียบเทียบ %IHD_v ในแต่ละอันดับ (Order) ผลจากการจำลองที่ได้ก็มีขนาดไม่เกินข้อกำหนดเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตามเมื่อได้ทำการปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้มีขนาดลดลงปรากฏว่า %THD_v และ %IHD_v ในแต่ละอันดับจะมีขนาดเพิ่มมากขึ้น และในทางตรงกันข้ามเมื่อปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้ลดลง %THD_v และ %IHD_v จะมีขนาดลดลง

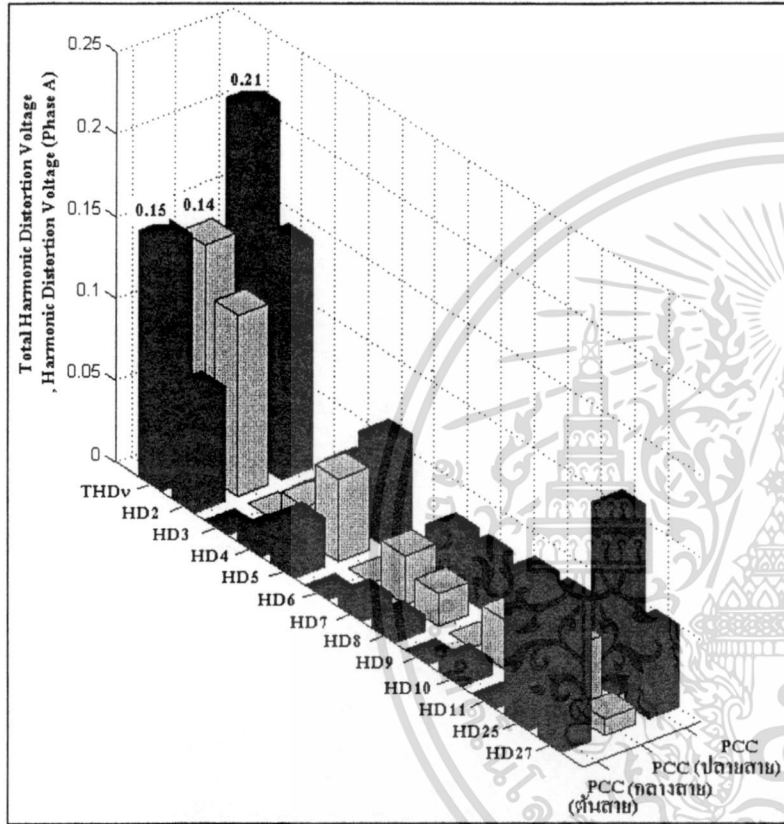
สำหรับรูปที่ 5.4 -5.6 จะเปรียบเทียบความแตกต่างของ IHD_i ที่เกิดจากการเปลี่ยนรูปแบบควบคุมและตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหัน ซึ่งแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงก็เช่นเดียวกับกรณีของแรงดัน (%HD_v) และค่าที่ได้จะไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อพิจารณาถึงค่า IHD_i หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด DFIG เข้าสู่พื้นที่ พบว่าค่า IHD_i ในแต่ละอันดับที่จุดต่อร่วมก็มีค่าไม่เกินมาตรฐานที่กกพ. กำหนดในทุกกรณีศึกษาเช่นกัน

พื้นที่อำเภอนาแก

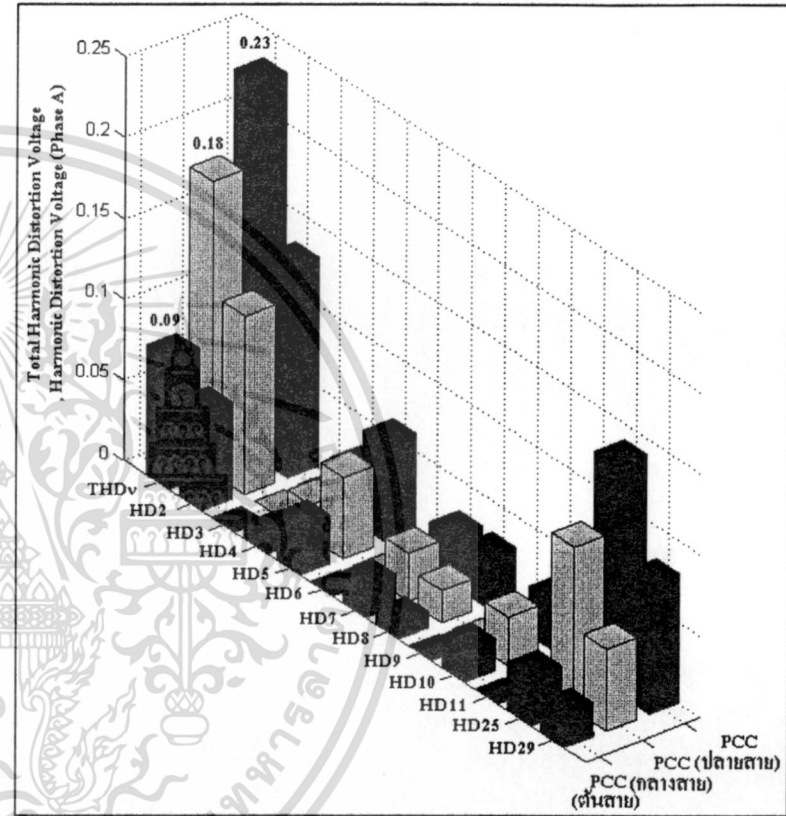
จากรูปที่ 5.7 – 5.9 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด DFIG พบว่าค่า %THDv และ %IHDv ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 < Unity Pf. < Lagging Pf. 0.9 และค่าที่ได้กลับมีความแตกต่างกันมาก เมื่อเปรียบเทียบกับพื้นที่จังหวัดขอนแก่น ถ้าเปรียบเทียบถึงรูปแบบการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ต้นสายและพื้นที่ปลายสายจะทำให้ระดับฮาร์มอนิกแรงดันในระบบมีขนาดไม่เกินข้อกำหนดของการไฟฟ้า แต่ถ้าทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ปลายสายและแบบกระจาย กลับทำให้ระดับฮาร์มอนิกในระบบกลับมีค่าเกินมาตรฐานที่ทางการกฟภ. กำหนด ซึ่งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ปลายสายจะให้ค่า %THDv ที่จุดต่อร่วม (PCC) สูงมาก คือ ประมาณ 13%-15% ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบการควบคุม ส่วนการติดตั้งแบบกระจายจะพบว่าที่จุดต่อร่วมทั้งสามตำแหน่งที่ทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลม จะให้ระดับฮาร์มอนิกเกินมาตรฐานที่ทางการกฟภ. กำหนด แทบทั้งสิ้น เพราะการติดตั้งแบบนี้จะทำให้ฮาร์มอนิกกระจายไปทั่วทั้งระบบ

เมื่อพิจารณาถึงสาเหตุของปัญหาด้านฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นในพื้นที่อำเภอนาแก เนื่องจากโหลดติดตั้งในพื้นที่อำเภอนาแกมีขนาดน้อยกว่าพื้นที่จังหวัดขอนแก่น คือ ประมาณ 4.8 MW เมื่อมีการปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้มากขึ้น %THDv ก็จะมีค่าลดลง และสาเหตุสำคัญอีกอย่างที่ทำให้ %THDv ที่จุดต่อร่วมของพื้นที่ปลายสายมีค่าที่สูงมาก ก็เพราะว่าโหลดบริเวณปลายสายของพื้นที่นี้เป็นโหลดชนิดเฟสเดียว ซึ่งทำให้เกิดความไม่สมดุลของโหลดในบริเวณดังกล่าว เมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในบริเวณพื้นที่ปลายสาย จึงได้ก่อให้เกิดปัญหาฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบขึ้นมา เมื่อพิจารณาถึง %IHDv ในแต่ละอันดับจะพบว่าอันดับที่ 25 และ 29 มีค่าเกินมาตรฐานที่ทางการกฟภ. กำหนด ซึ่งในการจำลองฮาร์มอนิกที่เกิดจากกังหันลมชนิด DFIG ได้เลือกใช้ IGBT ที่ความถี่เป็น 27 เท่าของความถี่ระบบ เป็นชุด Back-to-Back Converter ทำให้ผลกระทบฮาร์มอนิกที่เกิดจากอันดับทั้งสองจึงมีค่าที่เด่นชัด

สำหรับรูปที่ 5.9 – 5.12 ความแตกต่างของ IHDi ที่เกิดจากการเปลี่ยนรูปแบบควบคุมและตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหัน ก็มีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีของแรงดันเช่นกัน โดยการติดตั้งในพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย ขนาดของกระแสในอันดับที่ 25 และ 29 มีค่าเกินมาตรฐานที่ทางการไฟฟ้ากำหนด คือ ไม่เกิน 1 แอมป์ ซึ่งสอดคล้องกับฮาร์มอนิกแรงดัน

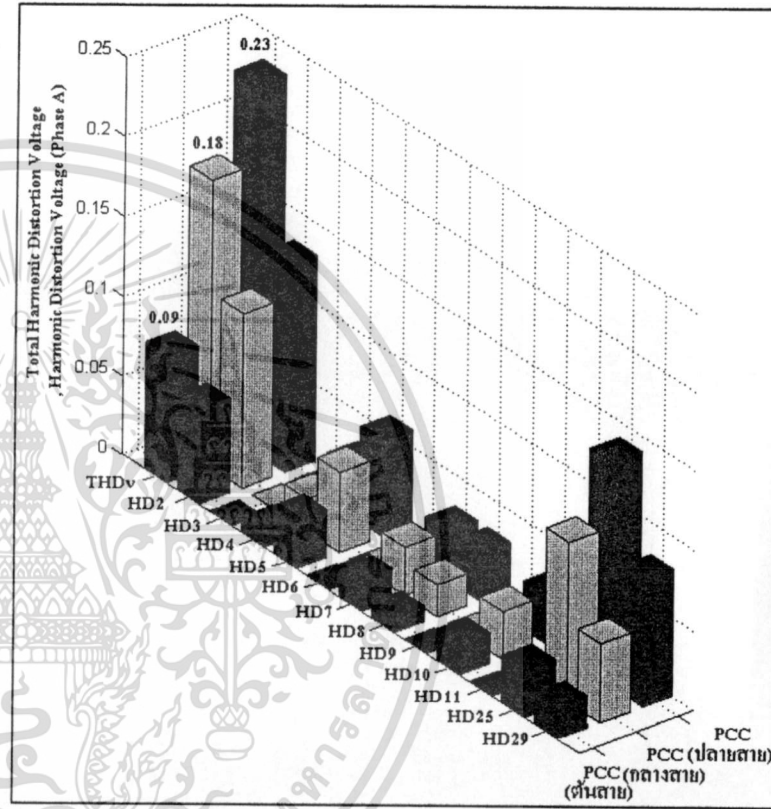
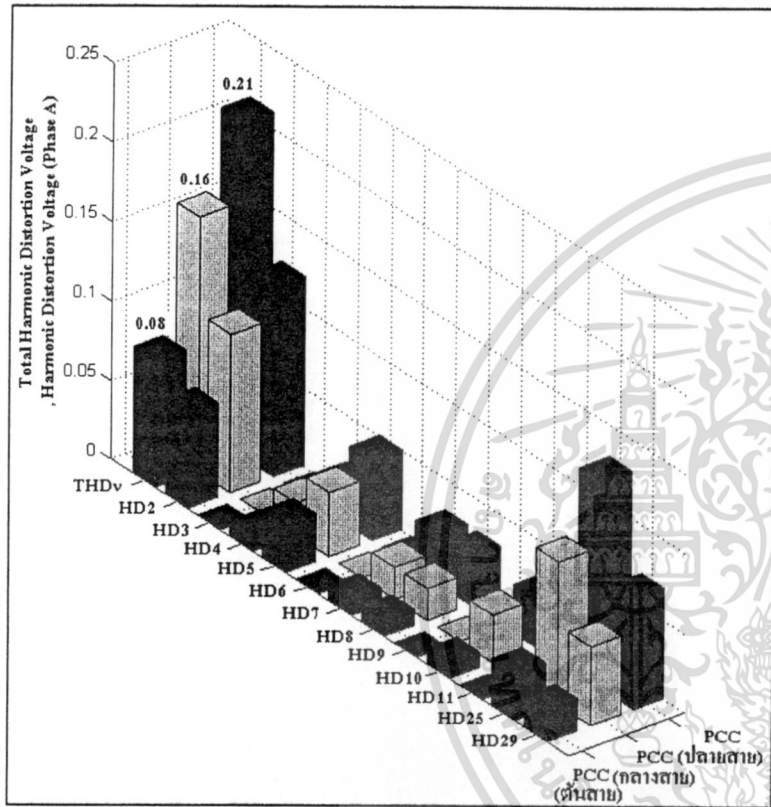


ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



จ) ติดตั้งแบบกระจาย

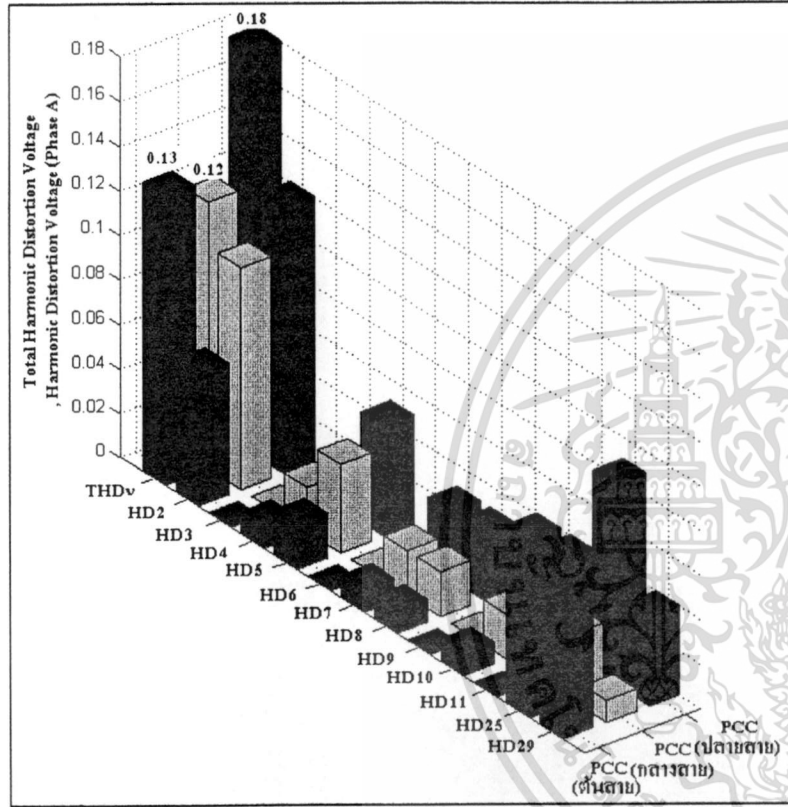
รูปที่ 5.1 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



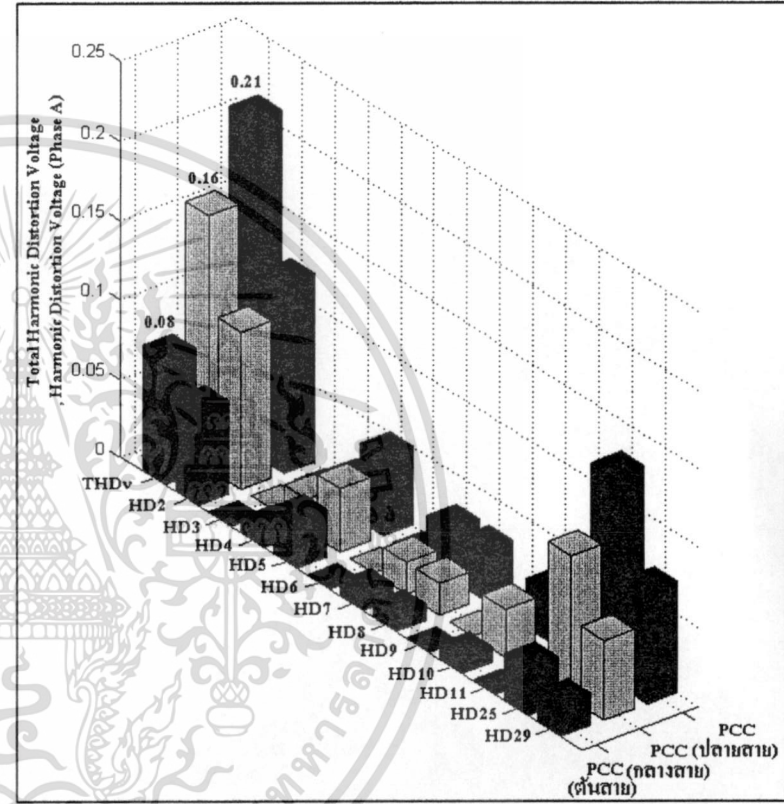
(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.2 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อรวม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor

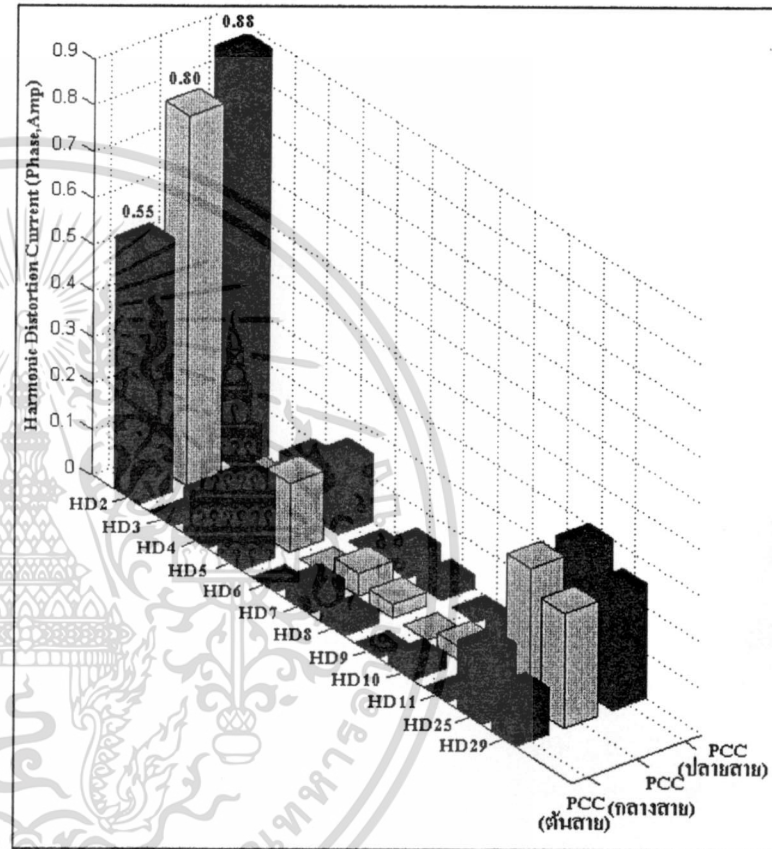
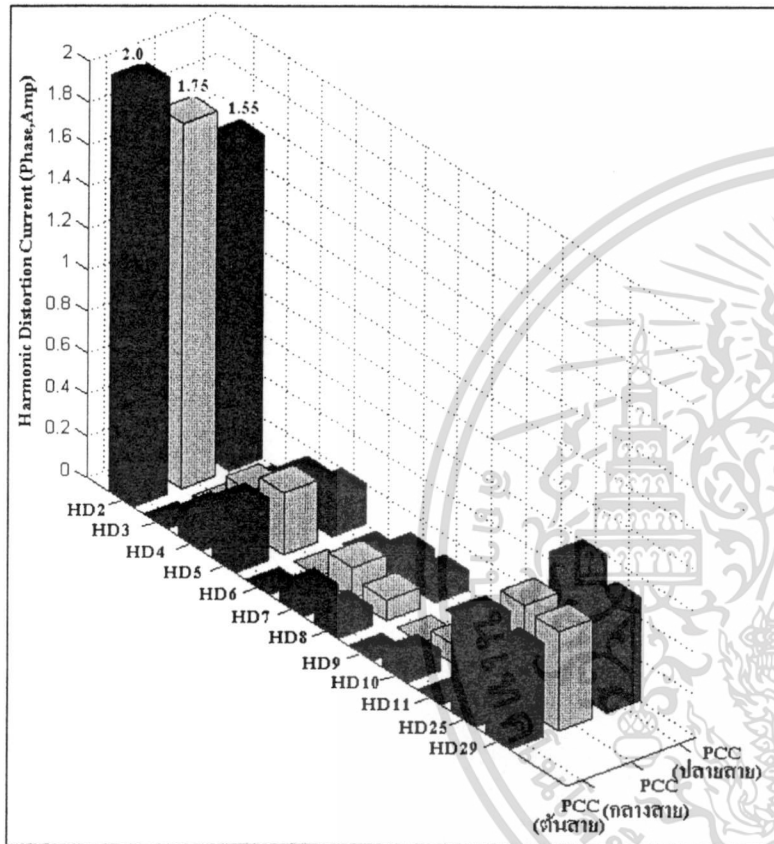


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

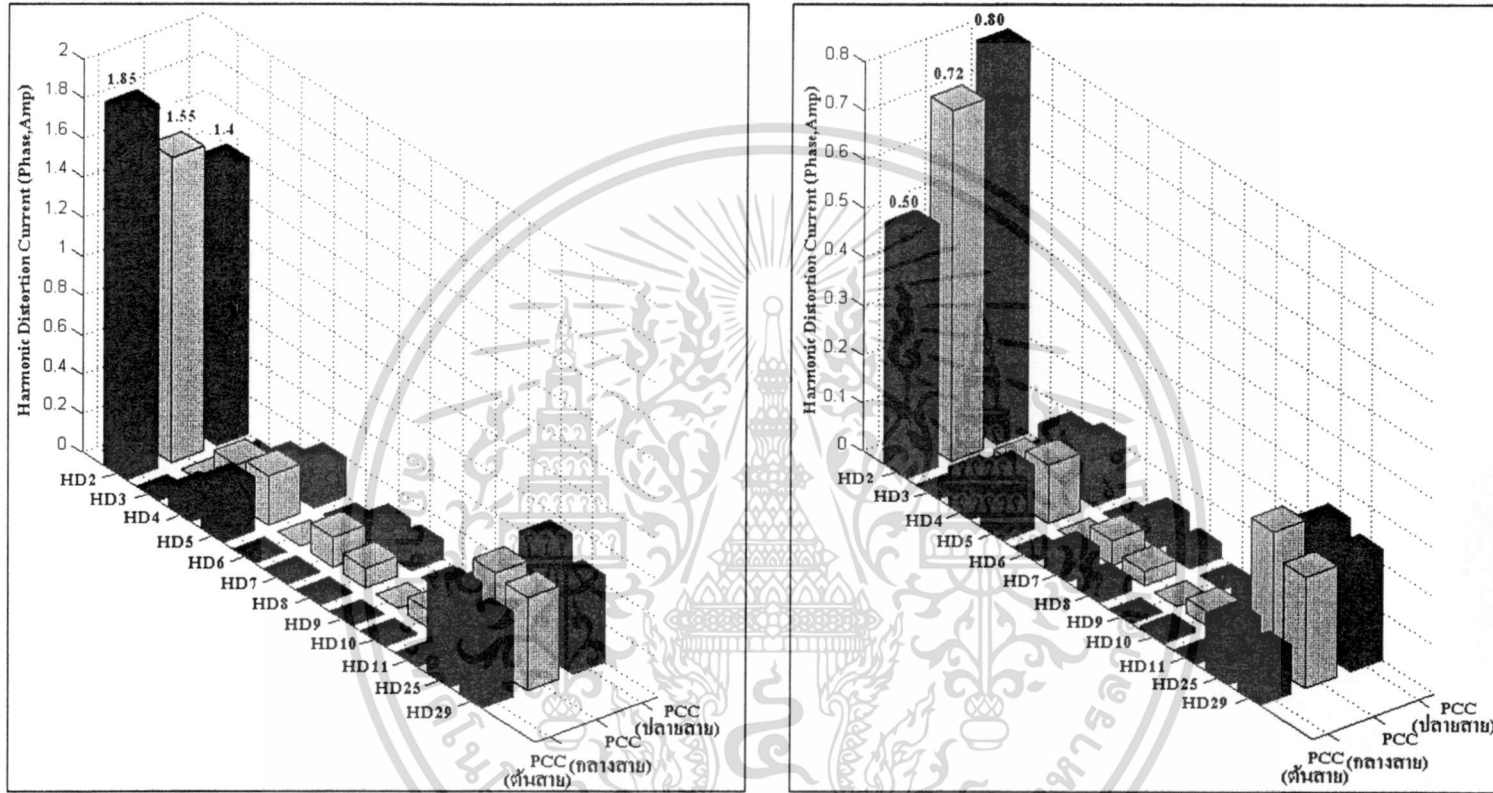
รูปที่ 5.3 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกักกันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

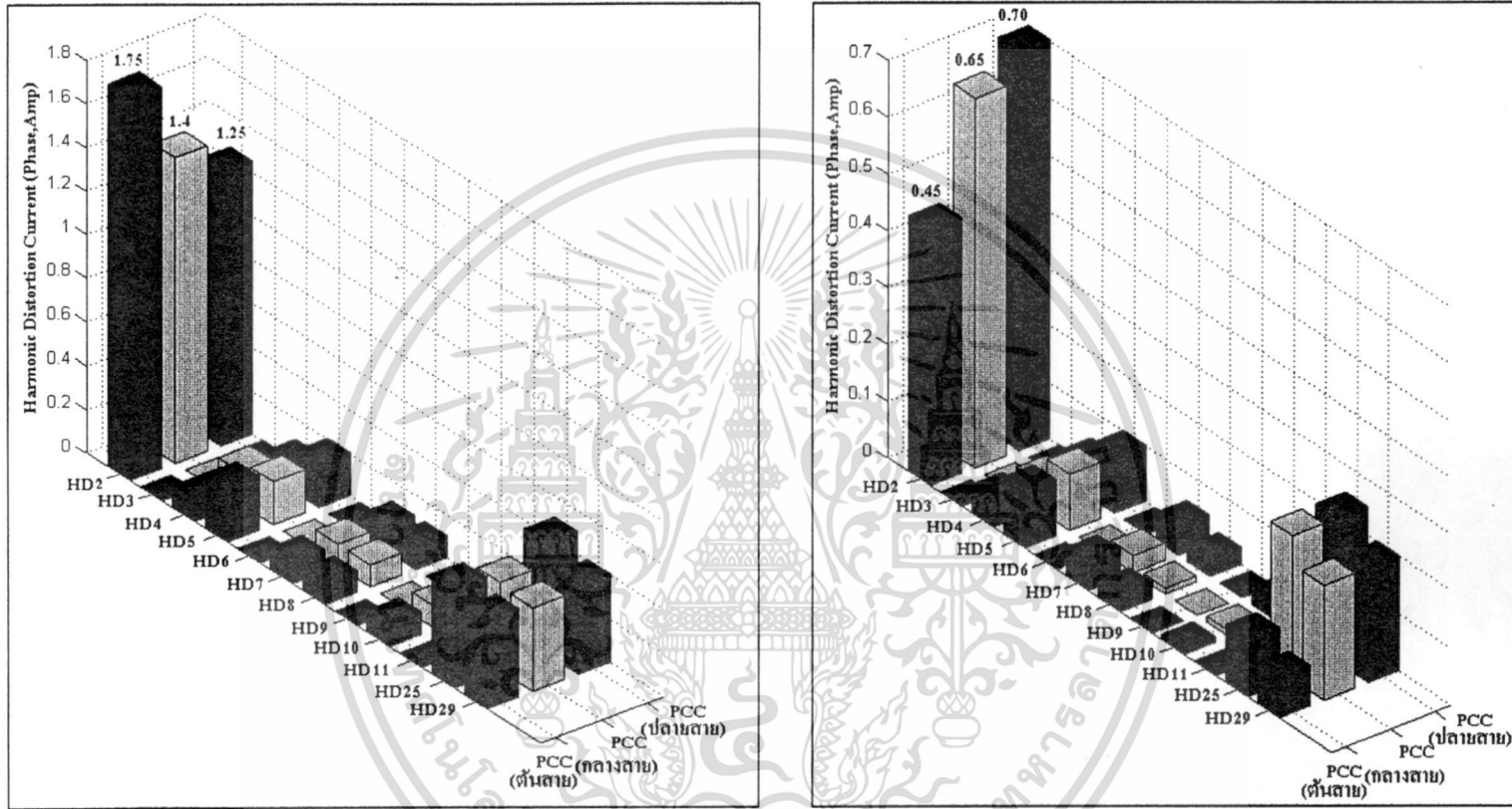
รูปที่ 5.4 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

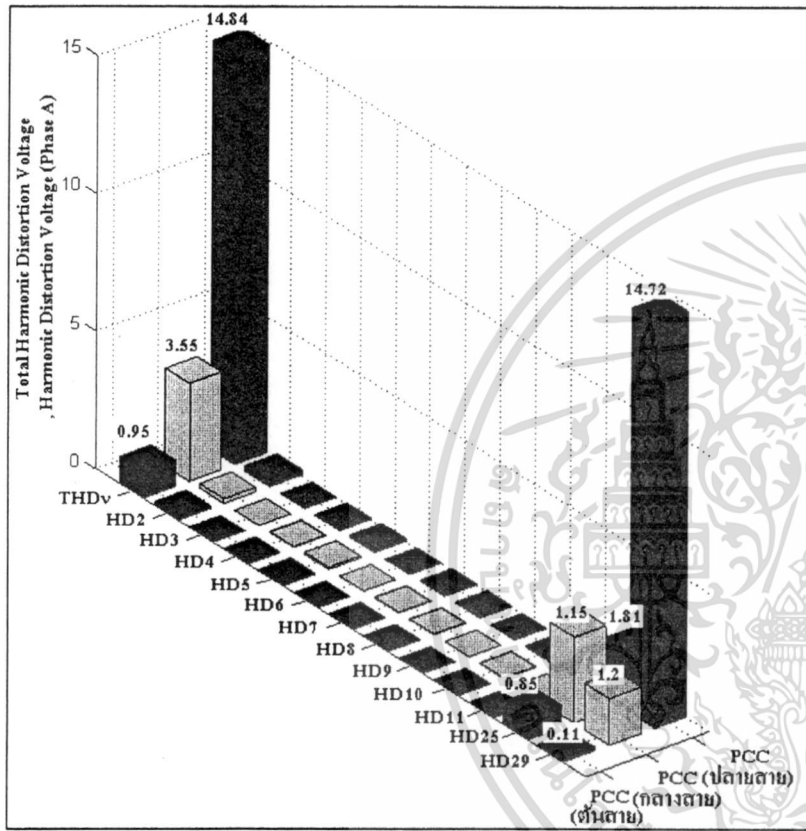
รูปที่ 5.5 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



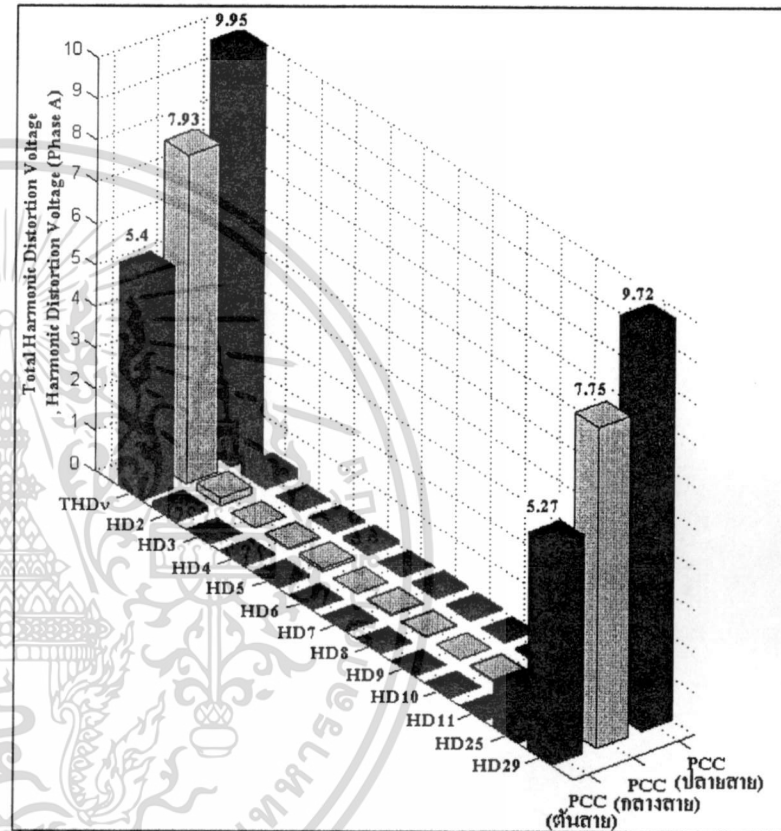
(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.6 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9

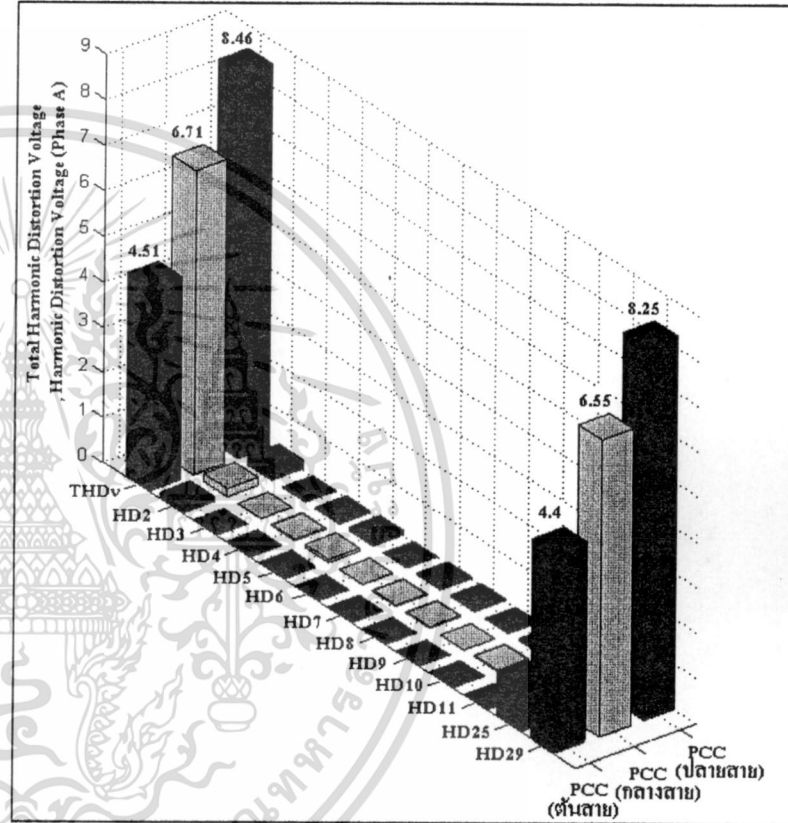
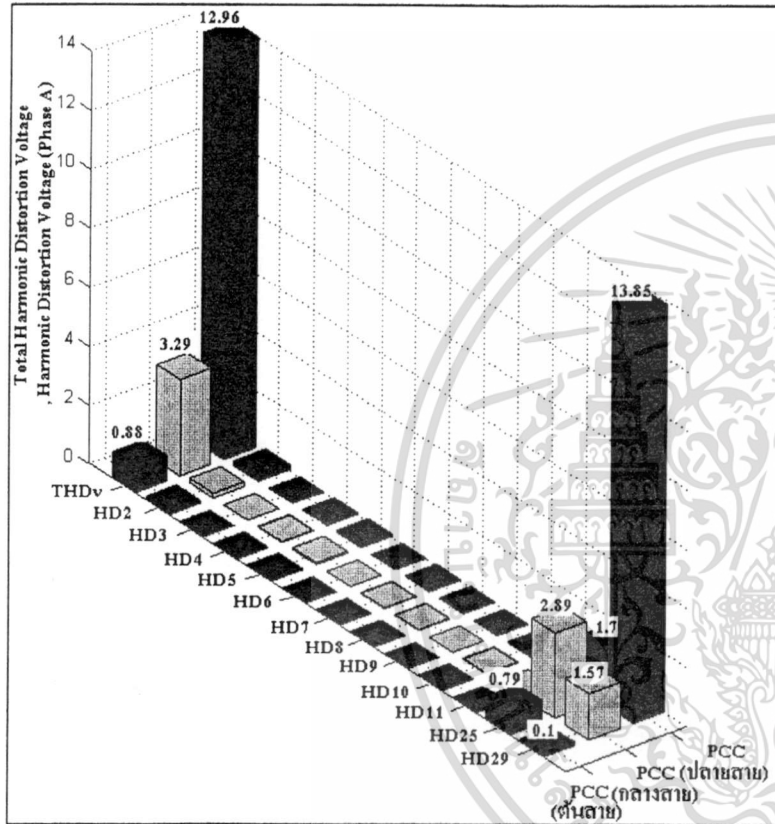


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

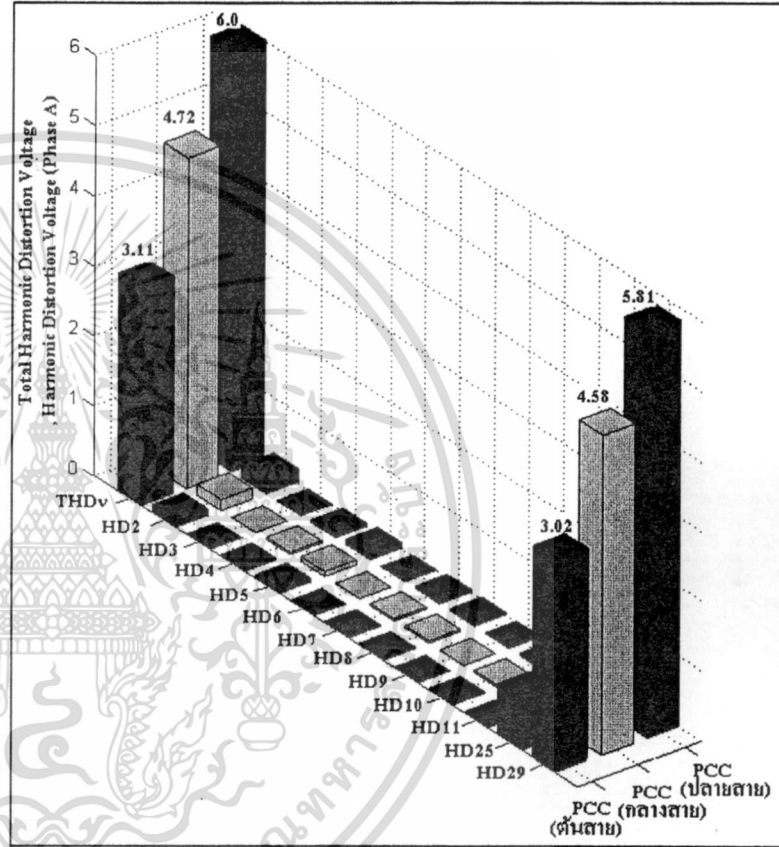
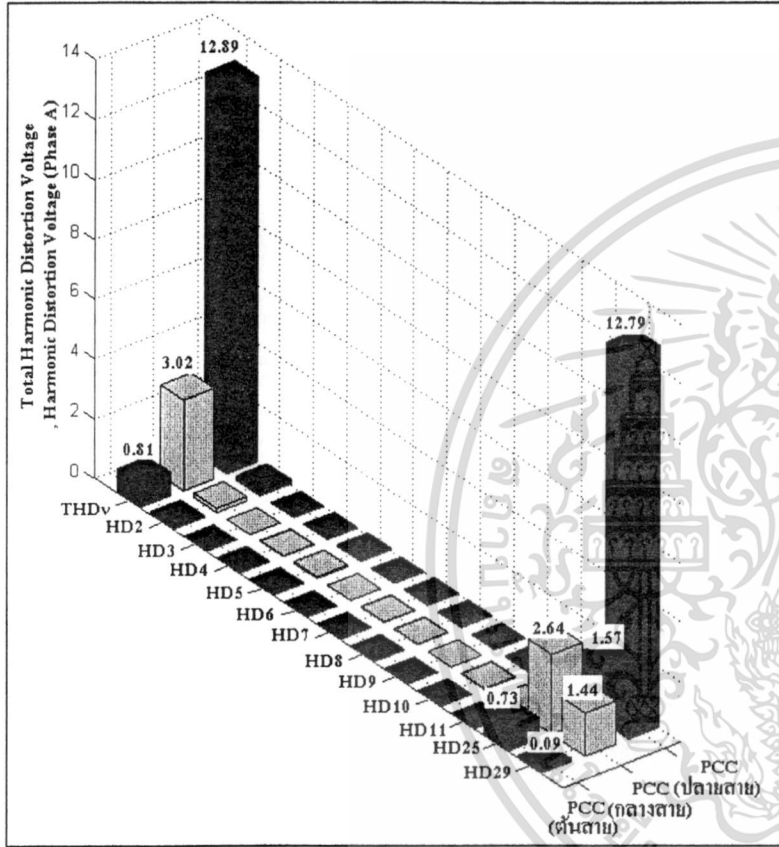
รูปที่ 5.7 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

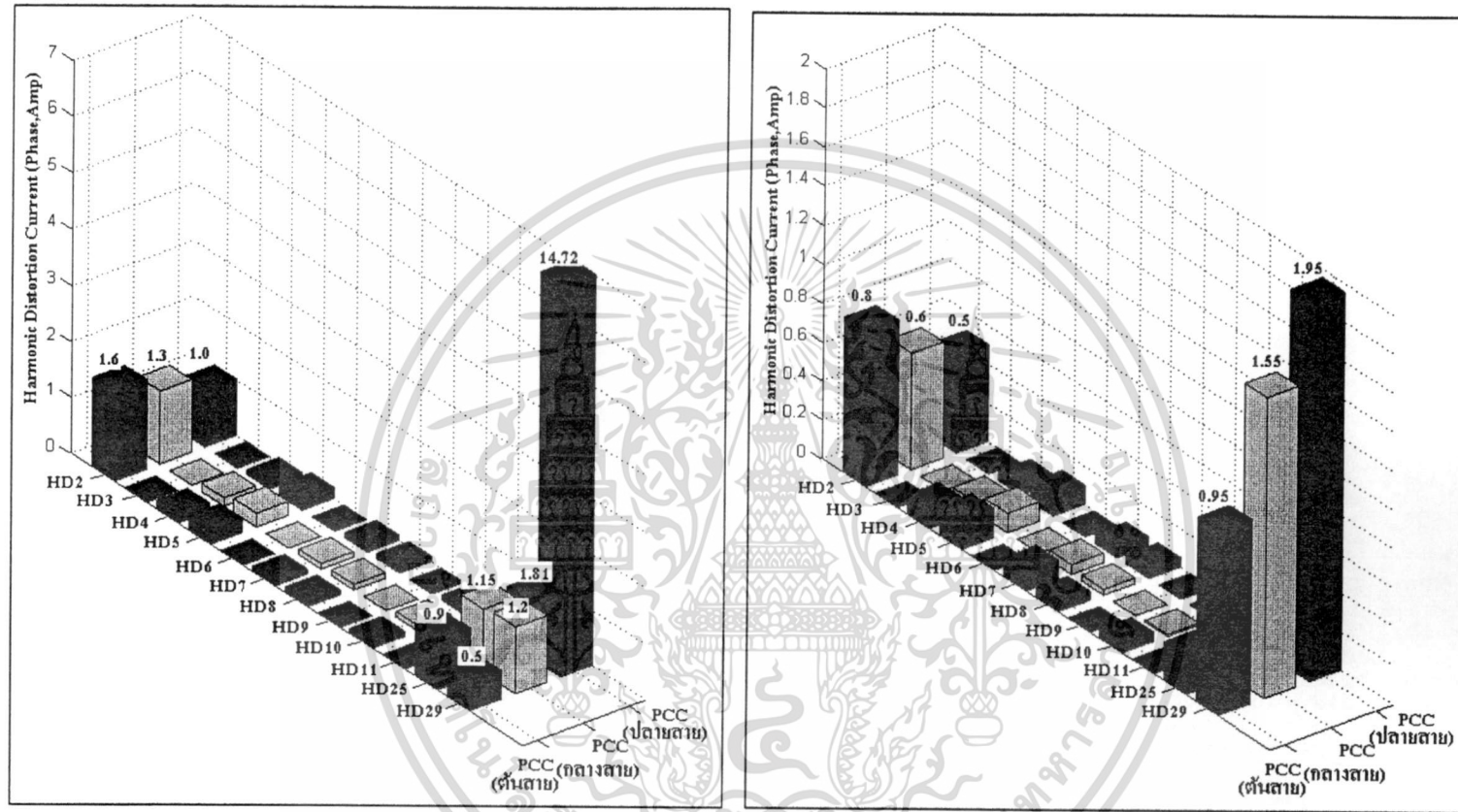
รูปที่ 5.8 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นลมนที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

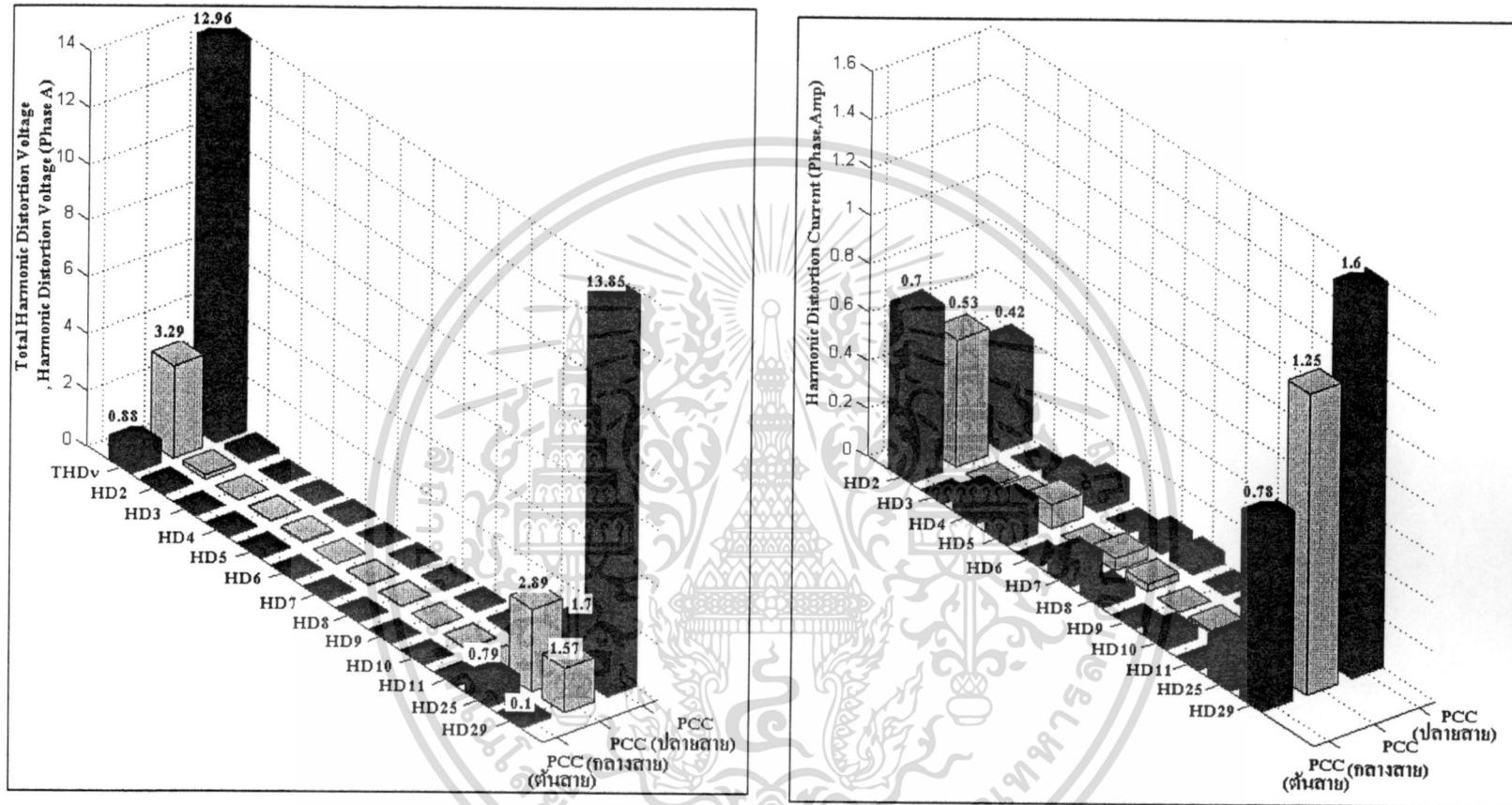
รูปที่ 5.9 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



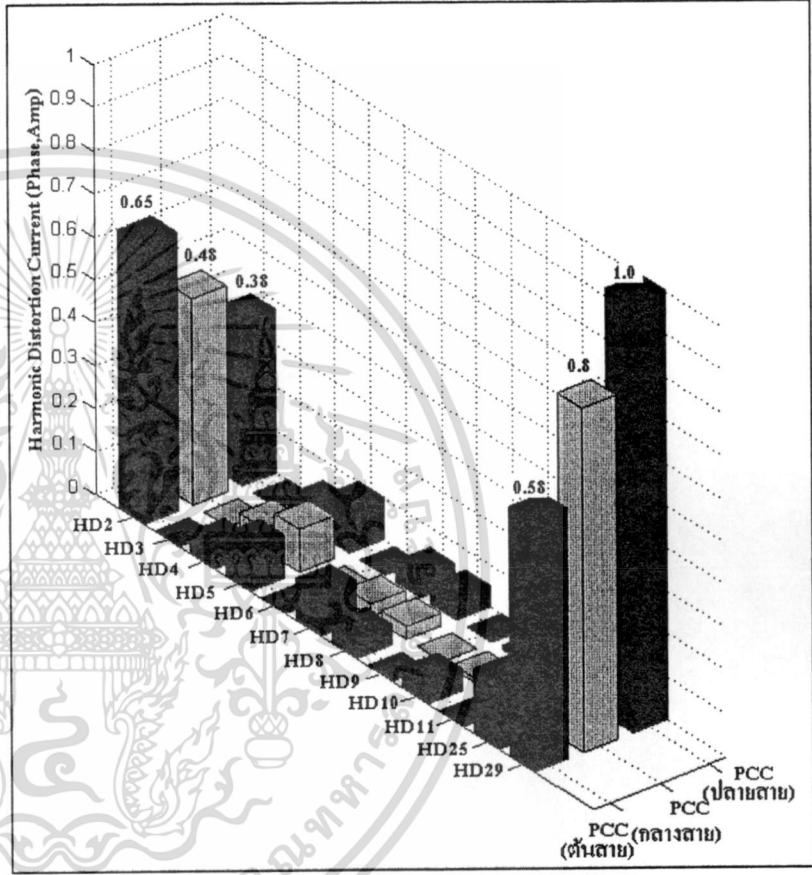
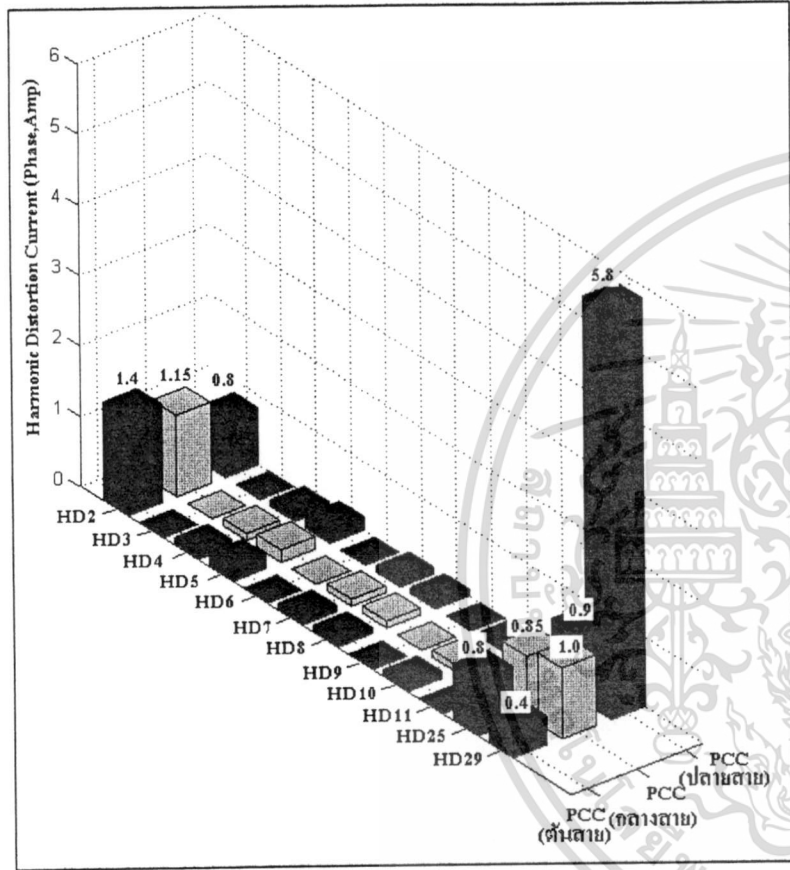
(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.10 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอนาแก โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



รูปที่ 5.11 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมลที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอ นาแก โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.12 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอเกาะ โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power

Factor 0.9

5.2 ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MWเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 33 kV

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 33 kV จะประกอบไปด้วยพื้นที่จังหวัดภูเก็ตและอำเภอ ปากพนังจังหวัดนครศรีธรรมราชผลจากการจำลองผลกระทบในสภาวะคงตัวเป็นดังต่อไปนี้

5.2.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส

ตารางที่ 5.13 เปรียบเทียบจำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 33 kV

พื้นที่ติดตั้ง	เฟส	จำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของระบบ 33 kV เมื่อมีการควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าทั้ง 3 รูปแบบ และมีตำแหน่งติดตั้งของฟาร์มกังหันลมแตกต่างกัน									
		พื้นที่จังหวัดภูเก็ต (207 เส้น)					พื้นที่อำเภอปากพนัง (708 เส้น)				
		ก่อนติดตั้ง	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ก่อนติดตั้ง	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
กลางสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ปลายสาย	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

จากผลการจำลองในตารางที่ 5.13 พบว่าก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่ศึกษาทั้งสองพื้นที่ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย และเมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG ขนาด 9 MW ในทุกรูปแบบการควบคุมกำลังประกอบกำลังไฟฟ้าและทุกตำแหน่งในการติดตั้งตามสมมุติฐานที่ได้ตั้งไว้ ก็จะไม่ทำให้ระบบของพื้นที่ศึกษาทั้งสองเกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายเช่นกัน เนื่องจากสายจำหน่ายหลักซึ่งเป็นสายขนาด 185 mm² ได้ถูกออกแบบมาเพื่อรองรับการเพิ่มกำลังการผลิตได้สูงสุด ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.1.2 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบ (แรงดันตก, แรงดันเกิน)

พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

จากผลการจำลองในตารางที่ 5.14 และ 5.16 ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่ที่เกิดระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าขึ้นภายในระบบ และเมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG ขนาด 9 MW เมื่อเปรียบเทียบถึงการควบคุมการทำงานพบว่าการควบคุมแบบ Unity Pf. และ Lagging Pf. 0.9 จะช่วยยกระดับแรงดันในระบบโดยรวม ส่วนการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 จะทำให้ขนาดแรงดันโดยรวมภายในระบบ ไม่แตกต่างกับกรณีก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมมากนัก ส่วนการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในแต่ละตำแหน่งติดตั้งตามสมมุติฐานที่ได้ตั้งไว้ ก็จะไม่ทำให้ระบบเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าขึ้น และขนาดของแรงดันในแต่ละบริเวณก็ไม่แตกต่างกันมากนัก เนื่องจากความยาวทั้งหมดของสายจำหน่ายนั้นไม่เกิน 5 กิโลเมตร และเมื่อเปรียบเทียบแรงดันในแต่ละเฟสก็พบว่ามีความใกล้เคียงกัน ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโหนดในพื้นที่นี้สมดุล

พื้นที่อำเภอปากพนัง

จากผลการจำลองในตารางที่ 5.15 และ 5.17 ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่อำเภอปากพนัง ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของพื้นที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำกว่า 0.95 pu. เป็นบริเวณกว้าง โดยเฉพาะในบริเวณพื้นที่กลางสาย และพื้นที่ปลายสาย เนื่องจากสายจำหน่ายในระบบนี้ค่อนข้างยาวมาก คือประมาณ 58.9 กิโลเมตร อีกทั้งยังมีโหนดที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนอยู่ในระบบเป็นปริมาณมาก โดยโหนดดังกล่าวส่วนใหญ่จะอยู่ในบริเวณพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย การติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 กลับทำให้ปัญหาแรงดันต่ำในระบบมีความรุนแรงเพิ่มมากยิ่งขึ้น แต่เมื่อเปลี่ยนการควบคุมเป็นแบบ Unity Pf. จะช่วยแก้ปัญหาแรงดันต่ำที่บัสในระบบได้ในระดับหนึ่ง แต่ก็ยังมีบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำอยู่เป็นจำนวนมาก ส่วนการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีการควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 ในพื้นที่กลางสาย พื้นที่ปลายสายและแบบกระจาย จะสามารถช่วยแก้ปัญหาแรงดันต่ำในระบบได้ทั้งหมด แต่การติดตั้งในพื้นที่ต้นสายจะยังเกิดปัญหาแรงดันต่ำในบริเวณปลายสาย แต่เมื่อพิจารณาขนาดแรงดันเมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีการควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 ในพื้นที่ปลายสาย พบว่ามีค่าเข้าใกล้ขอบเขตที่จะทำให้ระบบเกิดปัญหาแรงดันเกิน

ตารางที่ 5.14 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต

พื้นที่	เฟส	จำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำหรือแรงดันเกินในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต												
		ก่อนติดตั้ง	Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9			
			ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย
ต้นสาย (38 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
กลางสาย (127 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ปลายสาย (62 Bus)	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

ตารางที่ 5.15 เปรียบเทียบจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่อำเภอปากพนัง

พื้นที่	เฟส	จำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันต่ำ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง												
		เกิดปัญหาแรงดันต่ำกว่า 0.95 pu.					เกิดปัญหาแรงดันเกิน 1.05 pu.							
		ก่อนติดตั้ง	Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9			
			ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	แบบกระจาย
ต้นสาย (308 Bus)	A	272	302	303	304	297	192	60	90	190	0	0	0	0
	B	273	302	303	304	297	189	55	84	185	0	0	0	0
	C	277	301	303	304	297	175	0	0	0	0	0	0	0
กลางสาย (346 Bus)	A	346	346	346	346	346	346	202	295	346	167	0	0	0
	B	346	346	346	346	346	346	184	284	346	181	0	0	0
	C	346	346	346	346	346	346	0	0	0	0	0	0	0
ปลายสาย (158 Bus)	A	158	158	158	158	158	158	158	0	136	158	0	0	0
	B	158	158	158	158	158	158	158	0	131	158	0	0	0
	C	158	158	158	158	158	158	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 5.16 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่จังหวัดภูเก็ต

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในจังหวัดภูเก็ต												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	Collector1	A	-	0.97	-	-	0.97	0.99	-	-	0.99	1.01	-	-	1.01
		B	-	0.97	-	-	0.97	0.99	-	-	0.99	1.01	-	-	1.01
		C	-	0.97	-	-	0.97	0.99	-	-	0.99	1.01	-	-	1.01
	N46 (PCC1)	A	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1.01
		B	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1.01
		C	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.99	0.99	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1.01
	N30	A	0.98	0.97	0.97	0.97	0.96	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01
		B	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01
		C	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.99	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01
	N188	A	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01
		B	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01
		C	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.99	1	1.01	1.01	1.01

ตารางที่ 5.16 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่จังหวัดภูเก็ต (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในจังหวัดภูเก็ต												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
กลางสาย	Collector2	A	-	-	0.97	-	0.96	-	0.99	-	0.99	-	1.01	-	1.01
		B	-	-	0.97	-	0.96	-	0.99	-	0.99	-	1.01	-	1.01
		C	-	-	0.97	-	0.96	-	0.99	-	0.99	-	1.01	-	1.01
	N21 (PCC2)	A	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		B	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
	N73	A	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		B	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
	N80	A	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		B	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1

ตารางที่ 5.16 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่จังหวัดภูเก็ต (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในจังหวัดภูเก็ต												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ปลายสาย	Collector3	A	-	-	-	0.97	0.96	-	-	0.99	0.99	-	-	1.02	1.01
		B	-	-	-	0.97	0.96	-	-	0.99	0.99	-	-	1.02	1.01
		C	-	-	-	0.97	0.96	-	-	0.99	0.99	-	-	1.02	1.01
	N89 (PCC3)	A	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1.01
		B	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
	N44	A	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		B	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
	N108	A	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		B	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1
		C	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.99	0.99	0.98	1	1.01	1.01	1

ตารางที่ 5.17 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอปากพนัง

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอปากพนัง												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย	Collector1	A	-	0.92	-	-	0.92	0.96	-	-	0.96	1	-	-	0.99
		B	-	0.92	-	-	0.92	0.96	-	-	0.96	1	-	-	0.99
		C	-	0.93	-	-	0.92	0.97	-	-	0.96	1	-	-	1
	N88 (PCC1)	A	0.93	0.92	0.91	0.91	0.92	0.96	0.95	0.95	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99
		B	0.92	0.92	0.91	0.91	0.92	0.96	0.95	0.95	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99
		C	0.93	0.92	0.92	0.91	0.92	0.96	0.96	0.96	0.96	1	0.99	0.99	1
	N111	A	0.94	0.93	0.92	0.92	0.93	0.96	0.96	0.95	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99
		B	0.94	0.93	0.92	0.92	0.93	0.96	0.96	0.95	0.96	0.99	0.99	0.98	0.99
		C	0.94	0.93	0.93	0.92	0.93	0.96	0.96	0.96	0.96	0.99	0.99	0.99	0.99
	N283	A	0.91	0.9	0.9	0.89	0.9	0.94	0.95	0.94	0.95	0.97	0.99	0.99	0.99
		B	0.9	0.9	0.9	0.89	0.9	0.93	0.95	0.94	0.95	0.97	0.99	0.99	0.99
		C	0.91	0.91	0.91	0.9	0.91	0.94	0.96	0.95	0.96	0.98	1	1	1

ตารางที่ 5.17 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอปากพนัง (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอปากพนัง												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
กลางสาย	Collector2	A	-	-	0.87	-	0.88	-	0.95	-	0.94	-	1.02	-	0.99
		B	-	-	0.87	-	0.88	-	0.95	-	0.94	-	1.02	-	0.99
		C	-	-	0.89	-	0.89	-	0.97	-	0.96	-	1.02	-	1.01
	N137 (PCC2)	A	0.88	0.87	0.87	0.86	0.87	0.91	0.95	0.94	0.94	0.94	1.01	1	0.99
		B	0.88	0.87	0.87	0.86	0.87	0.91	0.95	0.93	0.93	0.94	1.01	0.99	0.99
		C	0.9	0.89	0.89	0.88	0.89	0.93	0.97	0.96	0.95	0.96	1.03	1.02	1.01
	N216	A	0.88	0.88	0.87	0.86	0.88	0.91	0.94	0.94	0.94	0.95	1	0.99	0.98
		B	0.88	0.87	0.87	0.86	0.88	0.91	0.94	0.94	0.93	0.94	1	0.99	0.98
		C	0.9	0.89	0.89	0.88	0.89	0.93	0.96	0.95	0.95	0.96	1.02	1.01	1
	N412	A	0.88	0.87	0.87	0.85	0.87	0.91	0.94	0.94	0.93	0.94	1	1	0.99
		B	0.87	0.87	0.87	0.85	0.87	0.9	0.94	0.93	0.93	0.94	1	1	0.98
		C	0.89	0.89	0.88	0.87	0.89	0.92	0.96	0.96	0.95	0.96	1.02	1.02	1.01

ตารางที่ 5.17 เปรียบเทียบขนาดแรงดันในแต่ละพื้นที่เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมที่อำเภอปากพนัง (ต่อ)

พื้นที่	บัส	เฟส	ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu.) เมื่อมีการติดตั้งกังหันลมแบบต่างๆในอำเภอปากพนัง												
			ก่อนติดตั้ง	Leading pf. 0.9				Unity pf.				Lagging pf. 0.9			
				ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ปลายสาย	Collector3	A	-	-	-	0.85	0.87	-	-	0.96	0.94	-	-	1.05	1
		B	-	-	-	0.84	0.87	-	-	0.95	0.93	-	-	1.04	0.99
		C	-	-	-	0.87	0.88	-	-	0.98	0.96	-	-	1.0๓	1.02
	N186 (PCC3)	A	0.88	0.87	0.87	0.85	0.87	0.91	0.94	0.95	0.94	0.94	1	1.04	1
		B	0.87	0.86	0.86	0.84	0.86	0.9	0.93	0.96	0.93	0.93	0.99	1.04	0.99
		C	0.89	0.88	0.88	0.86	0.89	0.92	0.95	0.97	0.96	0.95	1.02	1.0๓	1.02
	N295	A	0.88	0.87	0.87	0.85	0.87	0.91	0.94	0.95	0.94	0.94	1	1.02	0.99
		B	0.87	0.86	0.86	0.85	0.87	0.9	0.94	0.94	0.93	0.93	1	1.02	0.99
		C	0.89	0.88	0.88	0.87	0.89	0.92	0.95	0.96	0.95	0.95	1.02	1.04	1.01
	N547	A	0.88	0.87	0.87	0.85	0.87	0.91	0.94	0.96	0.94	0.94	1	1.04	1
		B	0.87	0.86	0.86	0.84	0.86	0.9	0.93	0.95	0.93	0.93	0.99	1.03	0.99
		C	0.89	0.88	0.88	0.86	0.89	0.92	0.95	0.97	0.95	0.95	1.01	1.0๓	1.01

5.2.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

จากตารางที่ 5.18 เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบการควบคุม พบว่า การควบคุมแบบ Unity Pf. < Lagging Pf. 0.9 < Leading Pf. 0.9 ที่การควบคุมแบบ Unity Pf. ทำให้ระบบเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด เนื่องจาก Pf. ของระบบมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดี เช่นเดียวกับพื้นที่จังหวัดขอนแก่น การควบคุมฟาร์มกังหันลมแบบ Unity Pf. จะทำให้ค่า Pf. ระบบเปลี่ยนแปลงไม่มากนัก

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในแต่ละตำแหน่งติดตั้งพบว่า การติดตั้งแบบกระจาย < การติดตั้งในพื้นที่กลางสาย < การติดตั้งพื้นที่ปลายสาย < การติดตั้งพื้นที่ต้นสาย ซึ่งสอดคล้องกับการกระจายตัวของโหลดภายในพื้นที่ โดยโหลดส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ทั้งก่อนและหลังการติดตั้งฟาร์มกังหันลมปรากฏว่าค่าความสูญเสียในสายจำหน่าย หลังจากติดตั้งกังหันลมมีค่ามากกว่ากรณีก่อนทำการติดตั้งในทุกกรณี

พื้นที่อำเภอปากพนัง

จากตารางที่ 5.18 เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบการควบคุม พบว่า การควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 < Unity Pf. < Leading Pf. 0.9 ที่การควบคุมแบบ Lagging Pf. 0.9 ทำให้ระบบเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าที่ต่ำ เนื่องจากระบบนี้มีโหลดที่ต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นปริมาณมากทำให้ค่า Pf. ในระบบมีค่าประมาณ 0.90-0.95 การควบคุมฟาร์มกังหันลมแบบ Lagging Pf 0.9 จะช่วยปรับปรุงค่า Pf. ให้กับระบบ ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจึงมีค่าน้อยที่สุด

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในแต่ละตำแหน่งติดตั้ง พบว่าการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจายจะทำให้ระบบเกิดค่าความสูญเสียน้อยที่สุด เมื่อพิจารณาถึงการกระจายของโหลดในพื้นที่ พบว่าโหลดส่วนใหญ่อยู่บริเวณพื้นที่ต้นสาย และพื้นที่กลางสาย การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในบริเวณพื้นที่ต้นสายและพื้นที่กลางสาย จึงทำให้ระบบเกิดความสูญเสียน้อย

เมื่อเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ทั้งก่อนและหลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมปรากฏว่าค่าความสูญเสียรวมระบบโดยรวมหลังทำการติดตั้งกังหันลม (โดยควบคุมแบบ Unity PF หรือ Lagging PF) จะมีน้อยกว่าระบบในสภาวะก่อนการติดตั้งกังหันลม ทั้งนี้เนื่องจากกังหันลมที่ติดตั้งเข้าไปขนาด 9 MW นั้นจะน้อยกว่าขนาดโหลดที่มีอยู่ในระบบคือ 10 MW ในกรณีเช่นนี้จึงทำให้ค่าความสูญเสียควรมีแนวโน้มลดลง

ตารางที่ 5.18 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 33 kV

ตำแหน่งติดตั้ง กัณฑ์ล้ม	เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา เมื่อมีการติดตั้งกัณฑ์ล้มแบบต่างๆ											
	พื้นที่จังหวัดภูเก็ต						พื้นที่อำเภอปากพนัง					
	Leading Pf 0.9		Unity Pf.		Lagging Pf. 0.9		Leading Pf 0.9		Unity Pf.		Lagging Pf. 0.9	
	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)
ก่อนติดตั้ง	0.08	0.07	0.08	0.07	0.08	0.07	0.46	0.06	0.46	0.06	0.46	0.06
ต้นสาย	0.21	4.44	0.18	0.2	0.20	-0.43	0.6	4.44	0.38	-0.21	0.35	-4.68
กลางสาย	0.18	4.4	0.12	0.15	0.15	-4.37	0.92	4.97	0.36	-0.26	0.26	-4.87
ปลายสาย	0.19	4.41	0.13	0.15	0.15	-4.43	1.24	5.71	0.49	0.08	0.37	-4.58
กระจาย	0.13	4.35	0.09	0.12	0.12	-4.40	0.59	4.49	0.22	-0.46	0.14	-5.03

5.2.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร พื้นที่จังหวัดภูเก็ตและพื้นที่อำเภอปากพนัง

จากตารางที่ 5.19 – 5.24 เมื่อเปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรช่วงระยะ ทั้งก่อนและหลังทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่ต้นสายในจังหวัดภูเก็ต ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรแบบ 2ϕ -G Fault > 3ϕ Fault > 2ϕ Fault > 1ϕ -G Fault แต่ในบริเวณพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault > 2ϕ -G Fault > 2ϕ Fault > 1ϕ -G Fault ส่วนในพื้นที่อำเภอปากพนังกระแสจากการลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault > 2ϕ -G Fault > 2ϕ Fault > 1ϕ -G Fault ในทุกตำแหน่งติดตั้ง สำหรับในกรณีก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมนั้น ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่สถานีไฟฟ้าจังหวัดภูเก็ตมีขนาด 5.00 kA และที่สถานีไฟฟ้าอำเภอปากพนังมีขนาด 4.09 kA [8] ซึ่งมีค่าไม่เกินขนาดพิกัดอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่เดิม คือ ประมาณ 12 kA

เมื่อเปรียบเทียบขนาดของกระแสลัดวงจร เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมเฉพาะพื้นที่และการติดตั้งแบบกระจาย พบว่าพื้นที่ที่เกิดขนาดของกระแสลัดวงจรจะไม่แตกต่างกันมากนัก เพราะสายจำหน่ายในพื้นที่มีระยะค่อนข้างสั้น คือ ประมาณ 5 กิโลเมตร แต่ในพื้นที่ปากพนังการติดตั้งเฉพาะพื้นที่จะทำให้ขนาดของกระแสลัดวงจรสูงกว่าการติดตั้งแบบกระจาย โดยการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ต้นสายจะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษามีขนาดเพิ่มขึ้นสูงที่สุด และพื้นที่ปลายสายมีขนาดน้อยที่สุด

เพราะขนาดของกระแสที่ไหลจะลดลงไปตามระยะทางของสายจำหน่าย

สำหรับขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรช่วงระยะที่จุดต่อร่วม และบัสในบริเวณใกล้เคียงที่ได้นำมาแสดง ก็เป็นเช่นเดียวกับการติดตั้งในระบบ 22 kV คือ นำมาใช้พิจารณาและออกแบบอุปกรณ์ป้องกันของฟาร์มกังหันลม

ตารางที่ 5.19 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

ตำแหน่ง เกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
	3 Phase Fault		1 Phase to Ground		2 Phase Short Circuit				2 Phase to Ground			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)
N46	235.91	4.13	74.04	3.89	68.1	3.5	68.1	3.57	69.78	3.66	82.49	4.33
N21	192.23	3.36	49.46	2.6	55.49	2.91	55.49	2.91	54.91	2.88	62.78	3.3
N89	189.98	3.32	47.74	2.51	54.84	2.88	54.84	2.88	54.1	2.84	61.73	3.24
N30	258.88	4.53	87.71	4.6	74.73	3.92	74.73	3.92	77.6	4.08	94.86	4.98
N188	207.32	3.63	56.31	2.96	59.85	3.14	59.85	3.14	59.63	3.13	68.68	3.6
N85	191.85	3.36	49.3	2.59	55.38	2.91	55.38	2.91	54.78	2.88	62.64	3.29
N91	191.92	3.36	49.35	2.59	55.4	2.91	55.4	2.91	47.77	2.51	57.13	3
N18	189.03	3.31	47.4	2.49	54.57	2.86	54.57	2.86	53.82	2.82	61.39	3.22
N44	191.24	3.35	48.31	2.54	55.21	2.9	55.21	2.9	54.49	2.86	62.21	3.27
Vsource	259.14	4.53	88.4	4.64	74.81	3.93	74.81	3.93	78.05	4.1	93.35	5

ตารางที่ 5.20 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กังหันลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่จังหวัดภูเก็ต

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อกังหันลมที่ต้นสาย (N46)											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
collector1	271.2	4.74	72.01	3.78	78.29	4.11	78.29	4.11	78.01	4.09	89.07	4.68
N46	296.8	5.19	84.9	4.46	85.67	4.5	85.67	4.5	85.55	4.49	100.34	5.27
N30	318.4	5.57	100.34	5.27	91.91	4.82	91.91	4.82	92.58	4.86	112.81	5.92
N188	252.9	4.42	62.39	3.27	73	3.83	73	3.83	71.71	3.76	81.97	4.3
V _{source}	318.6	5.57	101.21	5.31	91.96	4.83	91.96	4.83	92.8	4.87	113.3	5.95
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อกังหันลมที่กลางสาย (N21)												
collector2	235.8	4.13	50.47	2.65	68.07	3.57	68.07	3.57	66.72	3.5	74.13	3.89
N21	253.1	4.43	56.32	2.96	73.05	3.83	73.05	3.83	71.63	3.76	80.13	4.21
N85	252.4	4.42	56.12	2.95	72.86	3.82	72.86	3.82	71.43	3.75	79.92	4.19
N91	252.5	4.42	56.18	2.95	72.89	3.83	72.89	3.83	71.48	3.75	79.96	4.2
V _{source}	315.3	5.52	100.59	5.28	91.03	4.78	91.03	4.78	91.91	4.82	112.44	5.9
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อกังหันลมที่ปลายสาย (N89)												
collector3	233.9	4.09	48.81	2.56	67.53	3.54	67.53	3.54	66.1	3.47	73.31	3.85
N89	250.8	4.39	54.24	2.85	72.4	3.8	72.4	3.8	70.88	3.72	79.07	4.15
N18	249.1	4.36	53.81	2.82	71.92	3.77	71.92	3.77	70.42	3.7	78.53	4.12
N44	251.9	4.41	54.89	2.88	72.73	3.82	72.73	3.82	71.22	3.74	79.53	4.17
V _{source}	315.2	5.51	100.55	5.28	90.98	4.77	90.98	4.77	91.86	4.82	112.39	5.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.21 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กั้นหมันแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อติดตั้งกั้นหมันแบบกระจาย											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
Collector1	259.9	4.55	70.51	3.7	75.03	3.94	75.03	3.94	74.45	3.91	86.31	4.53
Collector2	220.3	3.85	49.1	2.58	63.59	3.34	63.59	3.34	62.01	3.25	70.08	3.68
Collector3	217.87	3.81	47.45	2.49	62.89	3.3	62.89	3.3	61.23	3.21	69.08	3.63
N46	296.65	5.19	84.87	4.45	85.63	4.49	85.63	4.49	85.56	4.49	100.3	5.26
N21	245.86	4.3	55.62	2.92	70.97	3.73	70.97	3.73	69.58	3.65	78.13	4.1
N89	242.8	4.25	53.5	2.81	70.09	3.68	70.09	3.68	68.6	3.6	76.85	4.03
N30	318.27	5.57	100.31	5.26	91.88	4.82	91.88	4.82	92.6	4.86	112.7	5.92
N188	264.09	4.62	63.65	3.34	76.24	4	76.24	4	74.99	3.94	84.98	4.46
N85	245.24	4.29	55.42	2.91	70.79	3.72	70.79	3.72	69.39	3.64	77.93	4.09
N91	245.35	4.29	55.48	2.91	70.83	3.72	70.83	3.72	69.43	3.64	77.97	4.09
N18	241.25	4.22	53.08	2.79	69.64	3.66	69.64	3.66	68.16	3.58	76.34	4.01
N44	244.51	4.28	54.2	2.84	70.59	3.7	70.59	3.7	69.1	3.63	77.46	4.07
V _{source}	318.5	5.57	101.2	5.31	91.93	4.82	91.93	4.82	92.8	4.87	113.3	5.94

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.22 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ก่อนทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่อำเภอปากพนัง

ตำแหน่ง เกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
	3 Phase Fault		1 Phase to Ground		2 Phase Short Circuit				2 Phase to Ground			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)	Sk'' (MVA)	Ik''(kA)
N88	122.43	2.14	30.92	1.62	35.34	1.86	35.34	1.86	36.55	1.92	38.36	2.01
N137	59.49	1.04	12.51	0.66	17.17	0.9	17.17	0.9	17.05	0.89	18.46	0.97
N186	46.24	0.81	9.26	0.49	13.35	0.7	13.35	0.7	13.23	0.69	14.25	0.75
N30	130.08	2.28	33.5	1.76	37.55	1.97	37.55	1.97	39.14	2.05	40.47	2.14
N369	121.3	2.12	30.58	1.61	35.02	1.84	35.02	1.84	36.17	1.9	38.02	2
N136	61.15	1.07	12.92	0.68	17.65	0.93	17.65	0.93	17.54	0.92	18.97	1
N193	59.32	1.04	12.47	0.65	17.13	0.9	17.13	0.9	17	0.89	18.4	0.97
N90	47.15	0.82	9.47	0.5	13.61	0.71	13.61	0.71	13.5	0.71	14.53	0.76
N183	46.06	0.81	9.23	0.48	13.3	0.7	13.3	0.7	13.18	0.69	14.2	0.75
Vsource	233.87	4.09	102.96	9.4	67.51	3.54	67.51	3.54	100.81	5.29	102.17	5.36

ตารางที่ 5.23 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กังหันลมในแต่ละบริเวณของพื้นที่อำเภอปากพนัง

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกังหันลมที่ต้นสาย (N300)											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
collector1	177.5	3.11	34.72	1.82	51.24	2.69	51.24	2.69	51.69	2.71	53.67	2.82
N88	183.3	3.21	37.14	1.95	52.91	2.78	52.91	2.78	53.52	2.81	55.6	2.92
N30	189.2	3.31	39.92	2.1	189.19	3.31	189.2	3.31	55.47	2.91	57.58	3.02
N369	180.8	3.16	36.66	1.92	52.19	2.74	52.19	2.74	52.71	2.77	54.91	2.88
V _{source}	279.9	4.9	120.45	6.32	80.8	4.24	80.8	4.24	114.9	6.03	119.49	6.27
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกังหันลมที่กลางสาย (Node1)												
collector2	120.2	2.1	15.45	0.81	34.69	1.82	34.69	1.82	34.45	1.81	35.59	1.87
N137	120.2	2.1	15.83	0.83	34.71	1.82	34.71	1.82	34.42	1.81	35.69	1.87
N136	118.9	2.08	16.2	0.85	34.33	1.8	34.33	1.8	34.02	1.79	35.37	1.86
N193	119.3	2.09	15.76	0.83	34.44	1.81	34.44	1.81	34.15	1.79	35.42	1.86
V _{source}	265.8	4.65	115.17	6.04	76.73	4.03	76.73	4.03	110.6	5.8	114.33	6
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อกังหันลมที่ปลายสาย (N45)												
collector3	107.8	1.89	11.74	0.62	31.13	1.63	31.13	1.63	30.89	1.62	31.74	1.67
N186	107	1.87	11.94	0.63	30.9	1.62	30.9	1.62	30.63	1.61	31.58	1.66
N90	106.4	1.86	12.15	0.64	30.73	1.61	30.73	1.61	30.45	1.6	31.43	1.65
N183	106.1	1.86	11.89	0.62	30.64	1.61	30.64	1.61	30.35	1.59	31.33	1.64
V _{source}	261.4	4.57	113.5	5.96	75.45	3.96	75.45	3.96	109.3	5.74	112.36	5.91

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.24 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์ม
กั้นหันลมแบบกระจายเข้าสู่พื้นที่อำเภอปากพนัง

ตำแหน่ง เกิดFault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆที่จังหวัดขอนแก่น เมื่อติดตั้งกั้นหันลมแบบกระจาย											
	3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
			เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)
Collector1	259.9	4.55	70.51	3.7	75.03	3.94	75.03	3.94	74.45	3.91	86.31	4.53
Collector2	220.3	3.85	49.1	2.58	63.59	3.34	63.59	3.34	62.01	3.25	70.08	3.68
Collector3	217.87	3.81	47.45	2.49	62.89	3.3	62.89	3.3	61.23	3.21	69.08	3.63
N46	296.65	5.19	84.87	4.45	85.63	4.49	85.63	4.49	85.56	4.49	100.3	5.26
N21	245.86	4.3	55.62	2.92	70.97	3.73	70.97	3.73	69.58	3.65	78.13	4.1
N89	242.8	4.25	53.5	2.81	70.09	3.68	70.09	3.68	68.6	3.6	76.85	4.03
N30	318.27	5.57	100.31	5.26	91.88	4.82	91.88	4.82	92.6	4.86	112.7	5.92
N188	264.09	4.62	63.65	3.34	76.24	4	76.24	4	74.99	3.94	84.98	4.46
N85	245.24	4.29	55.42	2.91	70.79	3.72	70.79	3.72	69.39	3.64	77.93	4.09
N91	245.35	4.29	55.48	2.91	70.83	3.72	70.83	3.72	69.43	3.64	77.97	4.09
N18	241.25	4.22	53.08	2.79	69.64	3.66	69.64	3.66	68.16	3.58	76.34	4.01
N44	244.51	4.28	54.2	2.84	70.59	3.7	70.59	3.7	69.1	3.63	77.46	4.07
V _{source}	318.5	5.57	101.2	5.31	91.93	4.82	91.93	4.82	92.8	4.87	113.3	5.94

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.2.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์โมนิก (%THD_v, %IHD_v และ IHD_i)

พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

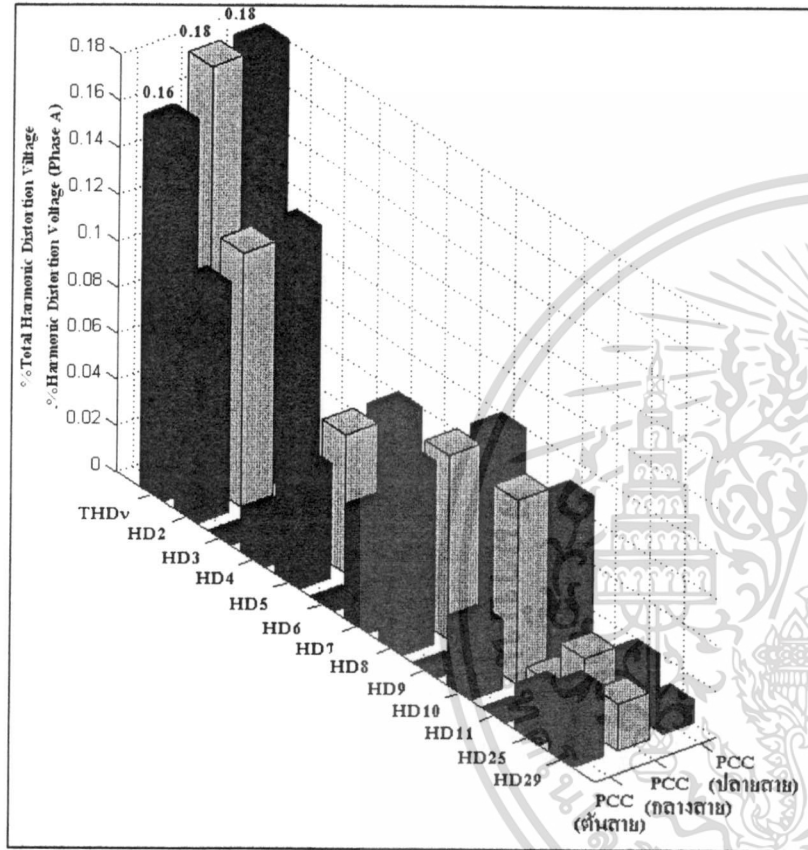
จากรูปที่ 5.13 – 5.15 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ชนิด DFIG พบว่าค่า %THD_v และ %IHD_v ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 (Unity Pf. (Lagging Pf. 0.9 แต่ก็มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อเปรียบเทียบถึงรูปแบบการติดตั้งฟาร์มกังหันลมทั้งการติดตั้งเฉพาะพื้นที่ (ติดตั้งเฉพาะพื้นที่ต้นสาย กลางสาย ปลายสาย) และการติดตั้งแบบกระจาย ค่า %THD_v และ %IHD_v ที่จุดต่อร่วม (PCC) จะมีค่าไม่แตกต่างกันเลยเนื่องจากระยะสายจำหน่ายของพื้นที่นี้มีระยะที่สั้น จากการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมในทุกรูปแบบการควบคุมและทุกตำแหน่งติดตั้ง เมื่อโหลดในพื้นที่ที่มีขนาด 10 MW ค่า %THD_v ที่จุดต่อร่วมจะมีค่าอยู่ในช่วง 0.11% - 0.20% ซึ่งถือว่ามีค่าที่น้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับมาตรฐานที่ทางกกพ. กำหนด คือ จะต้องไม่เกิน 5% สำหรับระบบจำหน่าย 33 kV เมื่อเปรียบเทียบ %IHD_v ในแต่ละอันดับ (Order) ผลจากการจำลองที่ได้ก็มิมีขนาดไม่เกินข้อกำหนดเช่นเดียวกัน ส่วนการปรับเปลี่ยนขนาดของโหลด ผลที่ได้ก็เป็นเช่นเดียวกับการติดตั้งในระบบ 22 kV คือ การปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้มีขนาดลดลง %THD_v และ %IHD_v จะมีขนาดเพิ่มมากขึ้น และการปรับขนาดโหลดในพื้นที่ที่มีขนาดเพิ่มมากขึ้น %THD_v และ %IHD_v จะมีขนาดลดลง

สำหรับรูปที่ 5.16 – 5.18 ความแตกต่างของ IHD_i ที่เกิดจากการเปลี่ยนรูปแบบควบคุมและตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหัน ก็มีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีของ %IHD_v และค่าที่ได้จะไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อพิจารณาถึงค่า IHD_i หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมชนิด DFIG เข้าสู่พื้นที่ ค่า IHD_i ในแต่ละอันดับที่จุดต่อร่วมก็มีค่าไม่เกินมาตรฐานที่กกพ. กำหนด

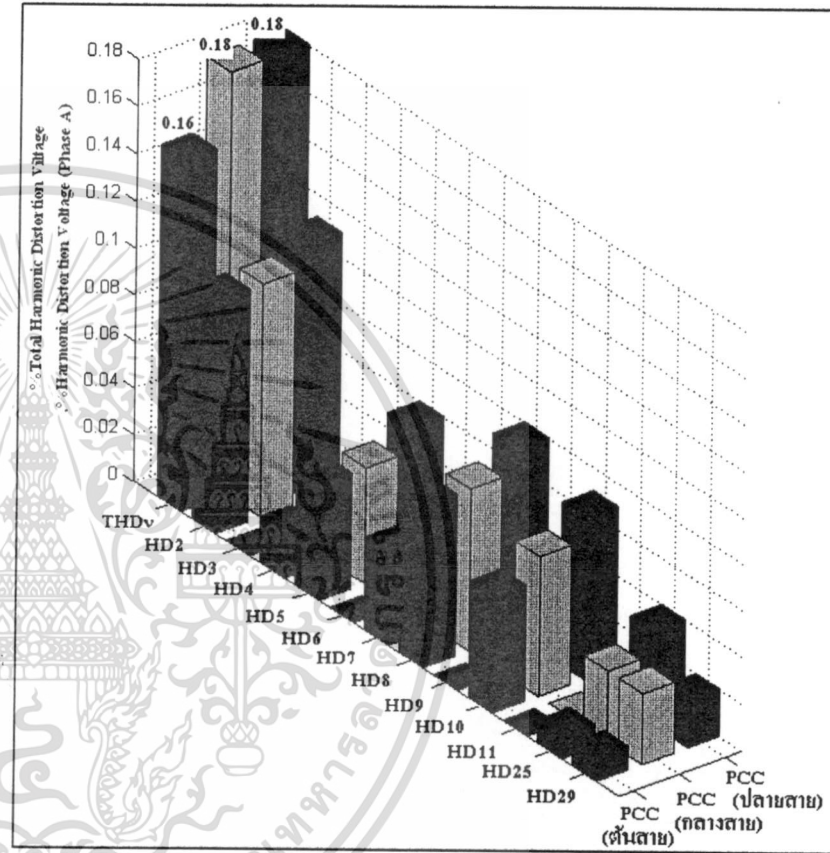
พื้นที่อำเภอปากพนัง

จากรูปที่ 5.19 – 5.21 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ชนิด DFIG พบว่าค่า %THDv และ %IHDv ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 < Unity Pf. < Lagging Pf. 0.9 ที่ได้จากการจำลองกลับมีความแตกต่างกันค่อนข้างมาก เมื่อเปรียบเทียบกับพื้นที่จังหวัดภูเก็ต เมื่อเปรียบเทียบถึงรูปแบบการติดตั้งฟาร์มกังหันลมทั้งการติดตั้งเฉพาะพื้นที่ (ติดตั้งเฉพาะพื้นที่ ต้นสาย กลางสาย ปลายสาย) และการติดตั้งแบบกระจาย พบว่าการติดตั้งในพื้นที่ต้นสายและพื้นที่ปลายสายมีระดับฮาร์มอนิกที่จุดต่อรวมเกินมาตรฐานที่การกฟภ. คือ พื้นที่ต้นสายมีค่าประมาณ 5.0%-6.5% และในพื้นที่ปลายมีค่าประมาณ 6.1%-8.0% ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบการควบคุม ส่วนการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจาย จะพบว่าระดับฮาร์มอนิกในระบบจะกระจายไปทั่วทั้งระบบ ทำให้ระดับฮาร์มอนิกที่จุดต่อรวมมีค่าไม่เกินมาตรฐานของกฟภ. ส่วนสาเหตุของปัญหาทางด้านฮาร์มอนิกส์จากการจำลองที่เกิดขึ้น เนื่องจากโหลดภายในพื้นที่นี้ ส่วนใหญ่เป็นโหลดชนิดเฟสเดียว และชนิดสองเฟส ทำให้เกิดความไม่สมดุลของโหลดเช่นเดียวกับพื้นที่อำเภอนาแก แต่ระดับความรุนแรงนั้นจะไม่เทียบเท่า เพราะขนาดโหลดในพื้นที่มีค่าที่สูงกว่า เมื่อพิจารณาถึงฮาร์มอนิกแรงดัน (%IHDv) ในแต่ละอันดับ จะพบว่าอันดับที่ 29 มีค่าเกินมาตรฐานที่ทางการกฟภ. กำหนด ส่วนอันดับที่ 25 แม้จะไม่เกินข้อกำหนดแต่ก็มีค่าใกล้เคียงกับค่ามาตรฐานของกฟภ. ซึ่งสอดคล้องกับความถี่ของสวิตช์ของคอนเวอร์ที่นำมาใช้งาน

สำหรับรูปที่ 5.22 – 5.24 จะแสดงความแตกต่างของ IHDi ที่เกิดจากการเปลี่ยนรูปแบบควบคุมและตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหัน ก็มีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีของ %IHDv เช่นกัน โดยการติดตั้งในพื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย ขนาดของกระแสในอันดับที่ 29 มีค่าเกินมาตรฐานที่ทางการไฟฟ้ากำหนด คือ ไม่เกิน 1 แอมป์ ซึ่งสอดคล้องกับฮาร์มอนิกแรงดัน

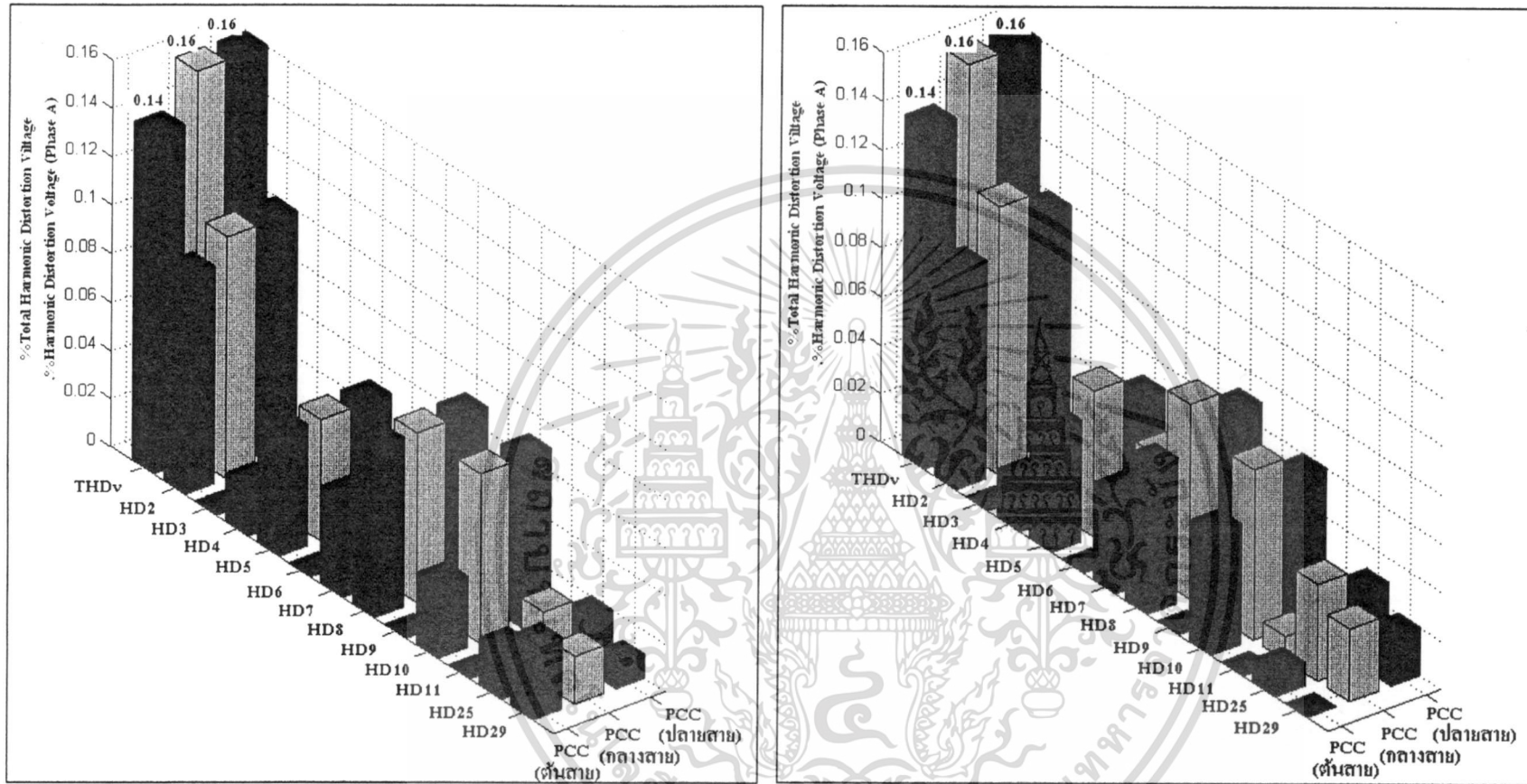


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.13 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมลที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9

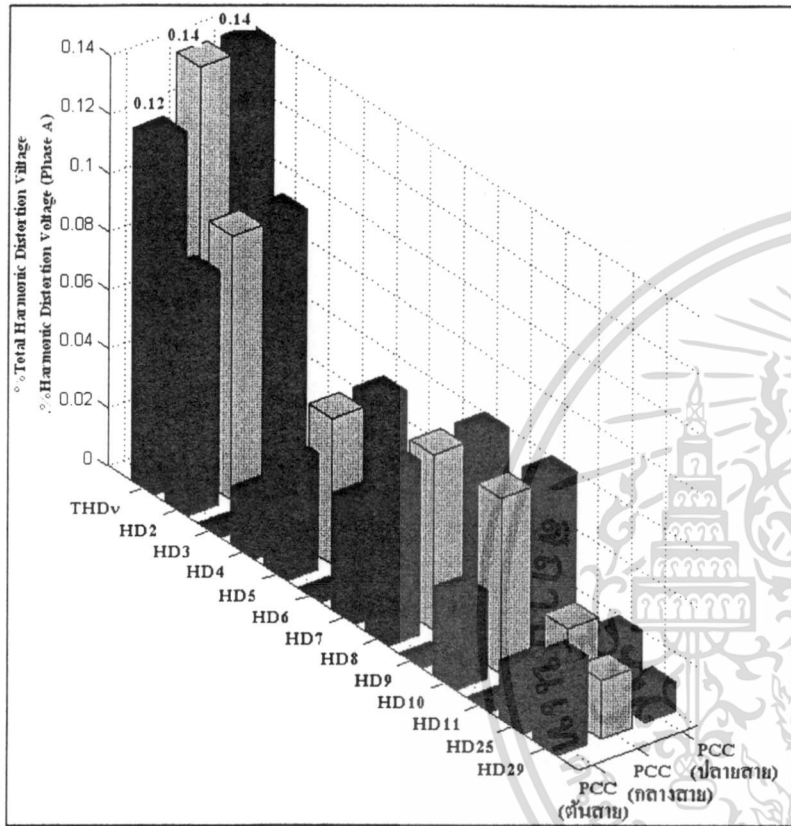


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

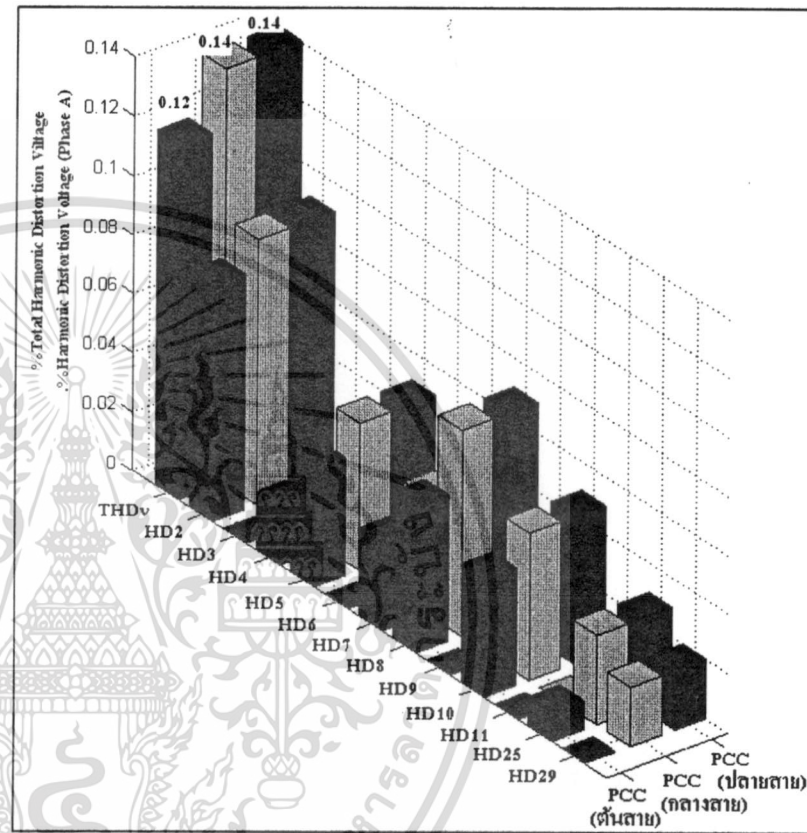
(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.14 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity

Power Factor

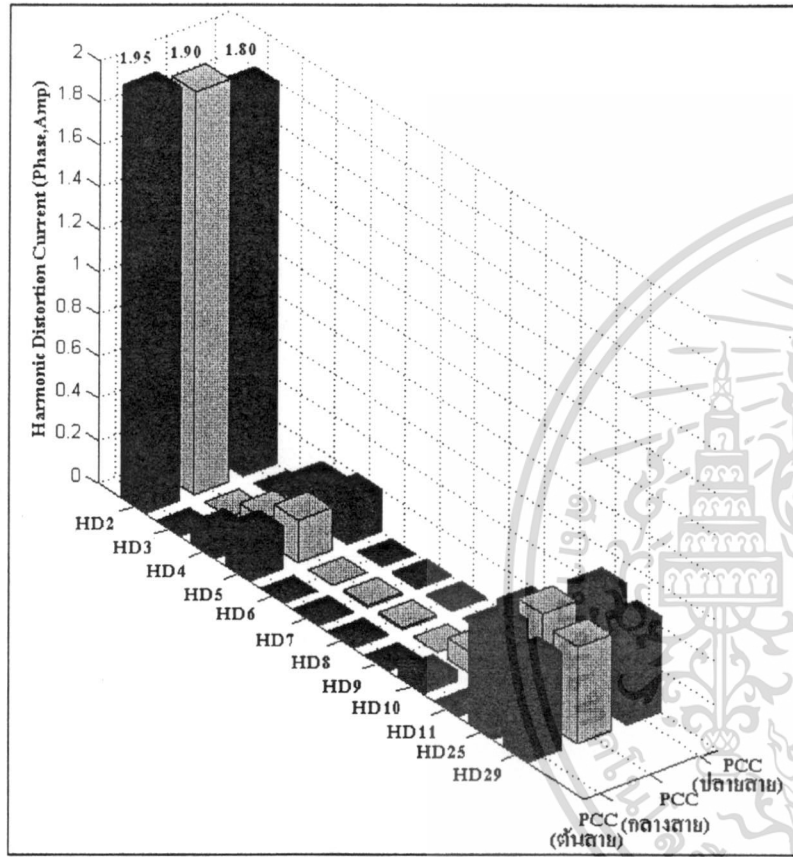


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

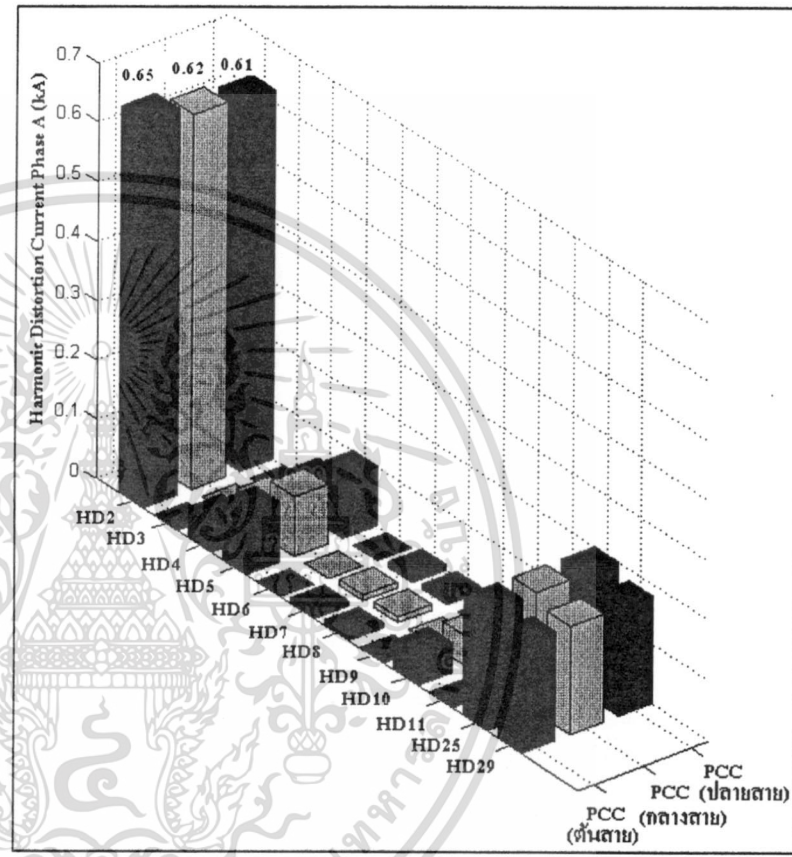


(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.15 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อรวม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมตที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9

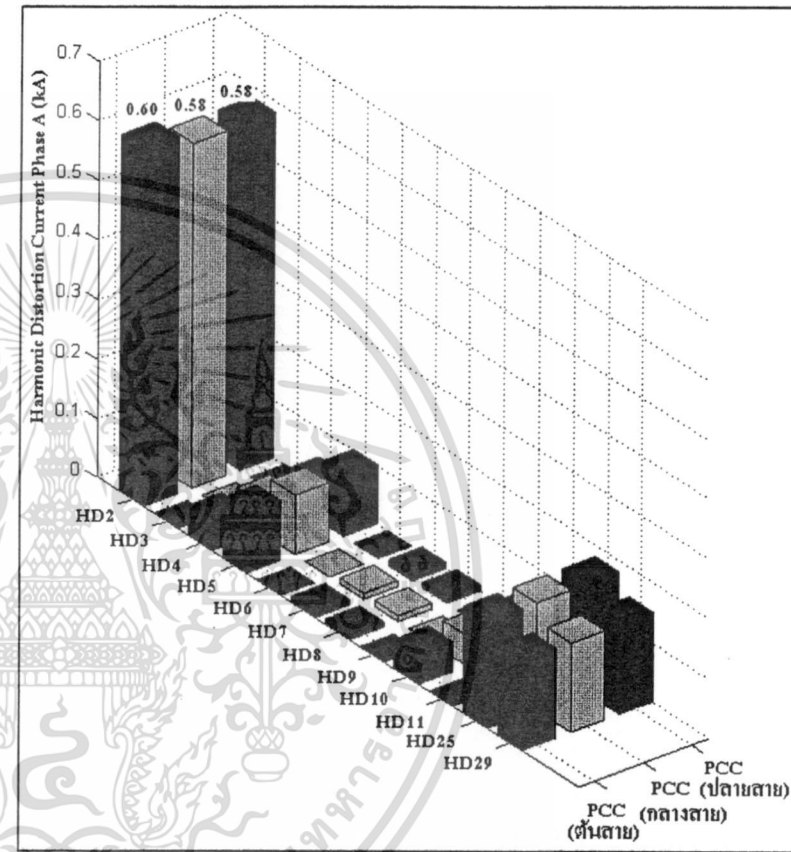
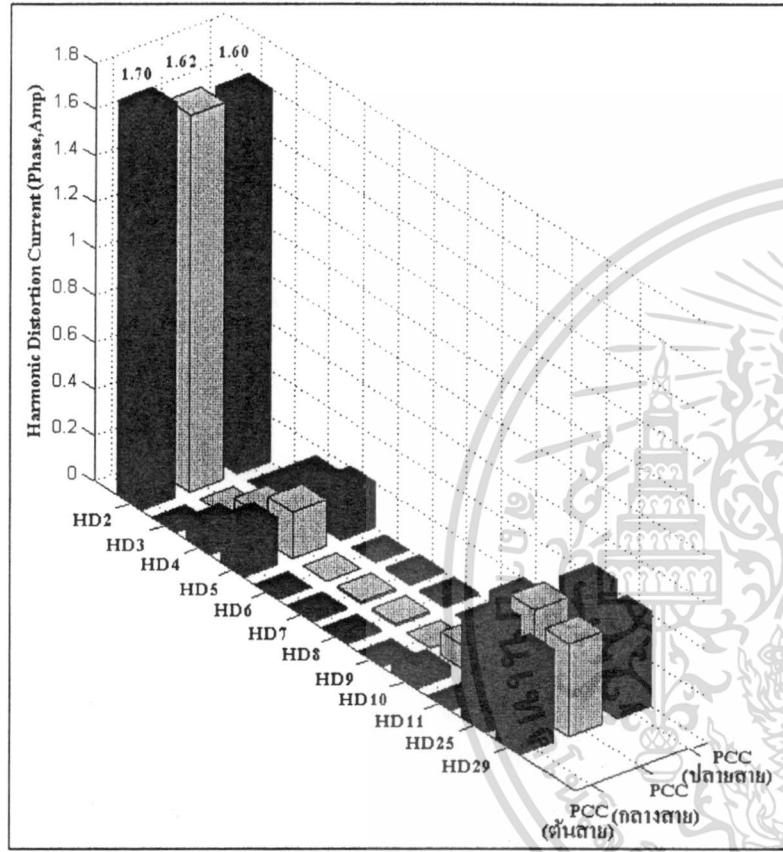


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

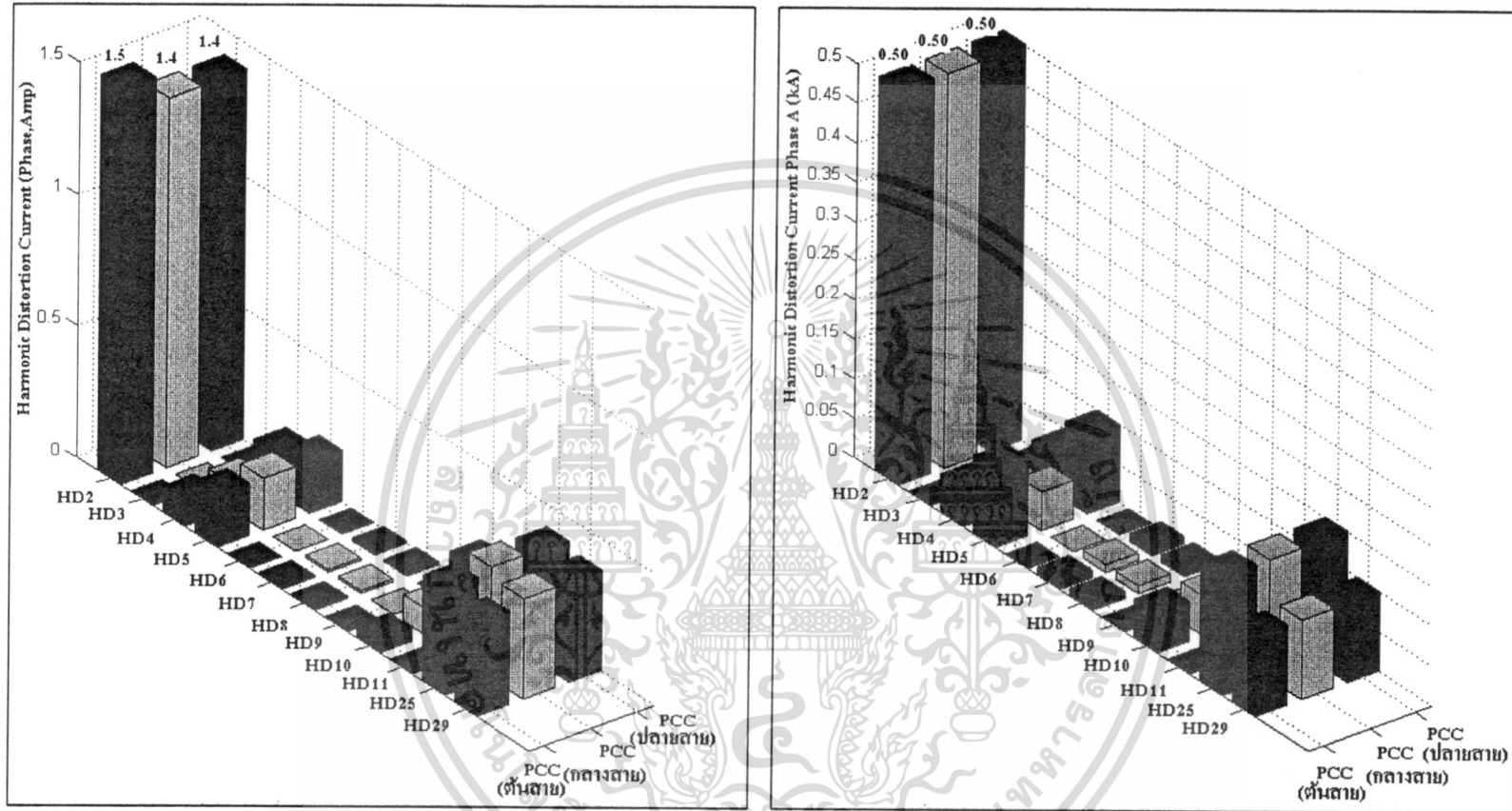
รูปที่ 5.16 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมตที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

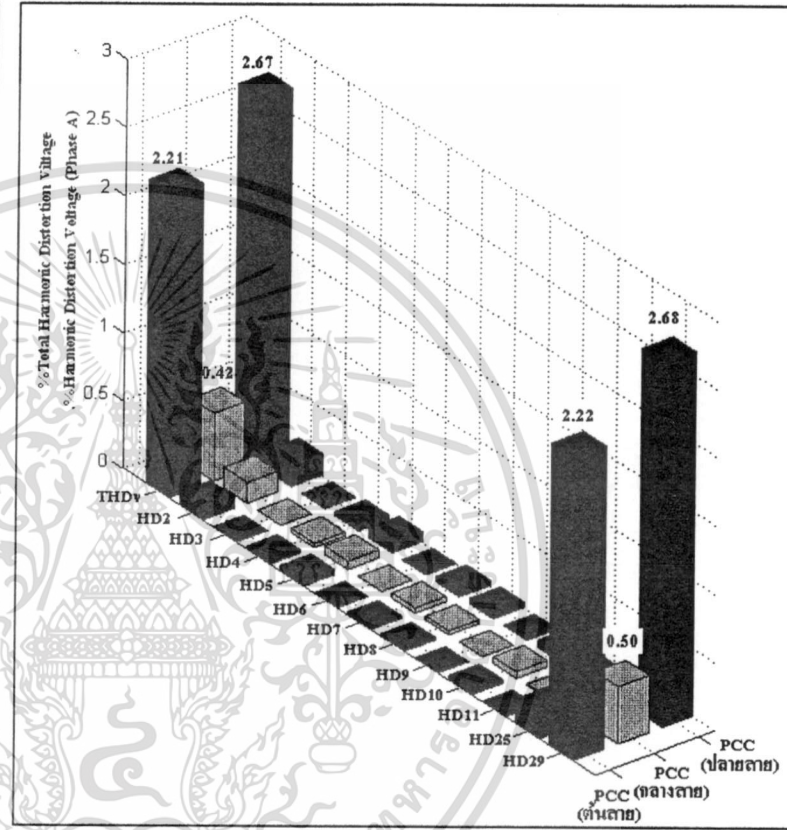
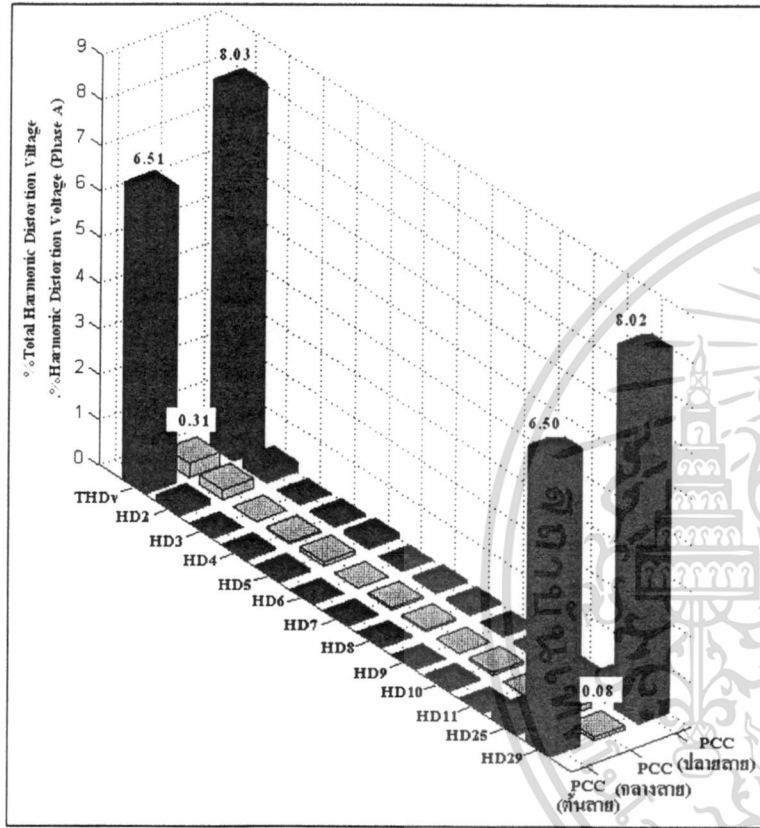
รูปที่ 5.17 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

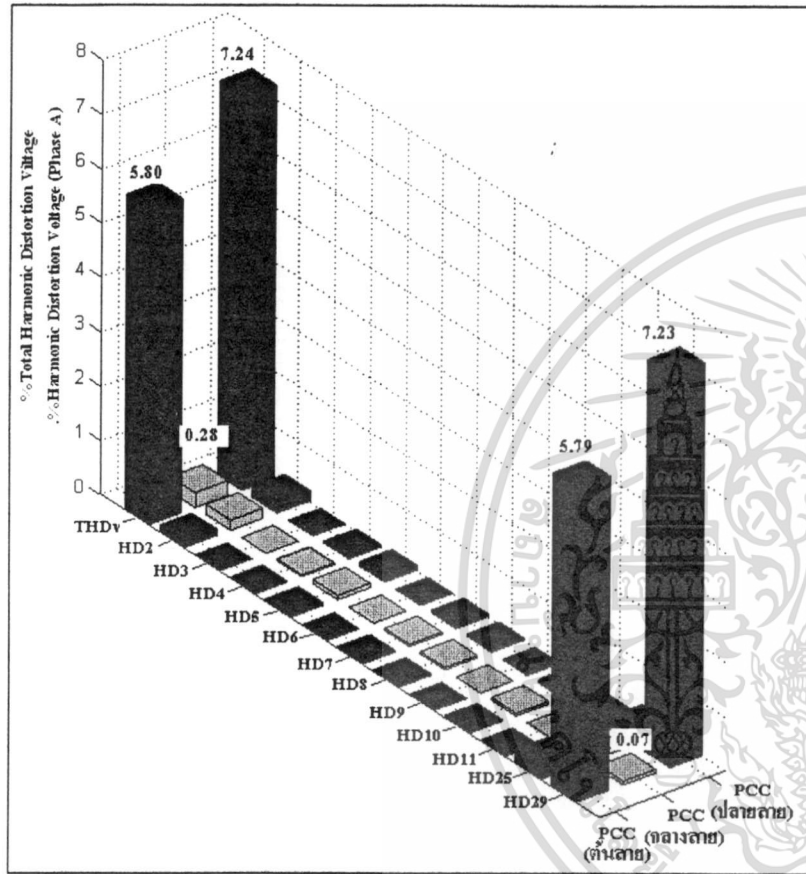
รูปที่ 5.18 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



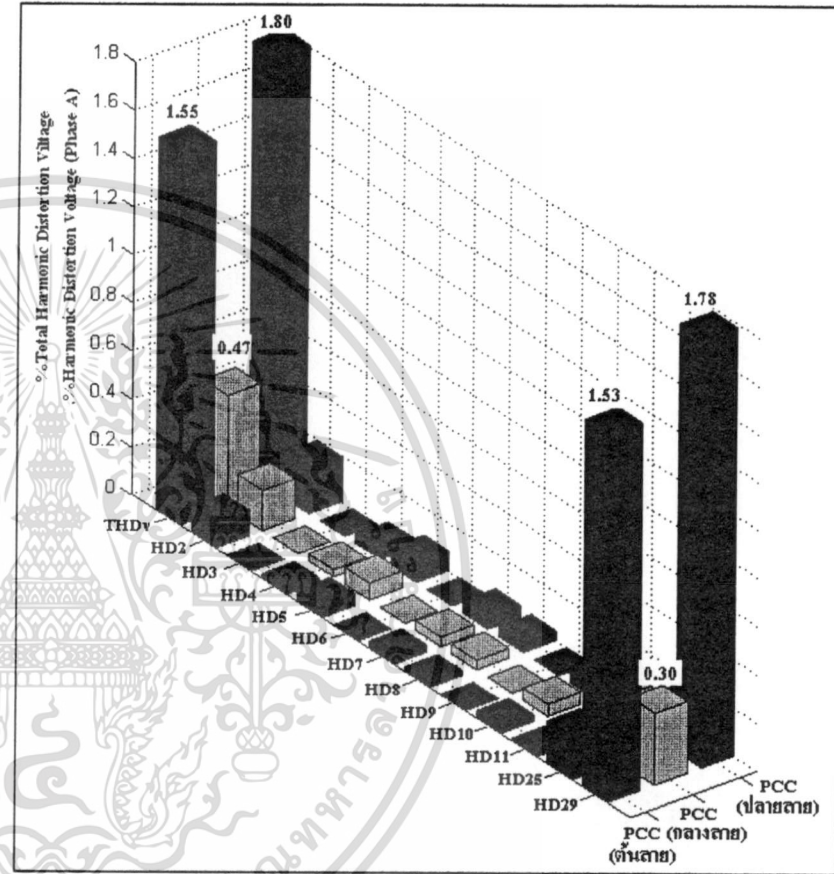
(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.19 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อรวม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9

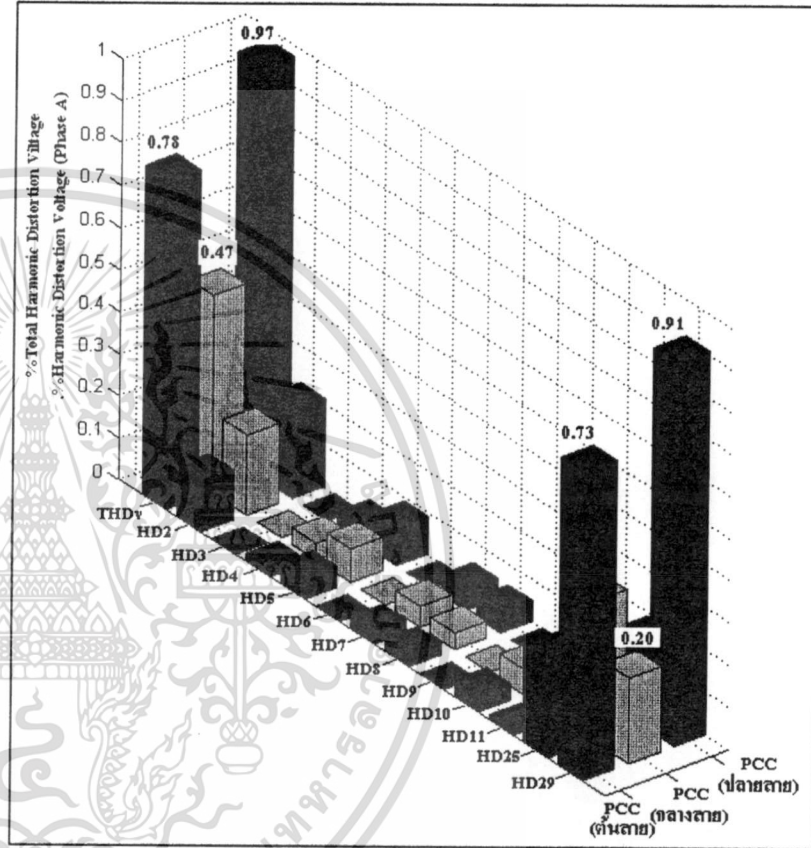
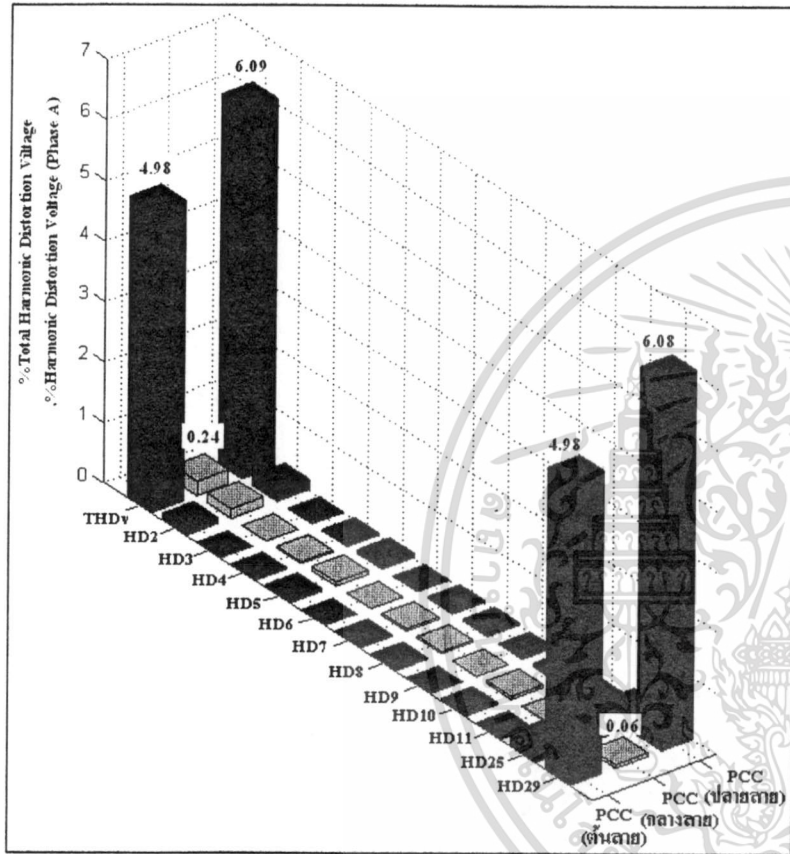


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

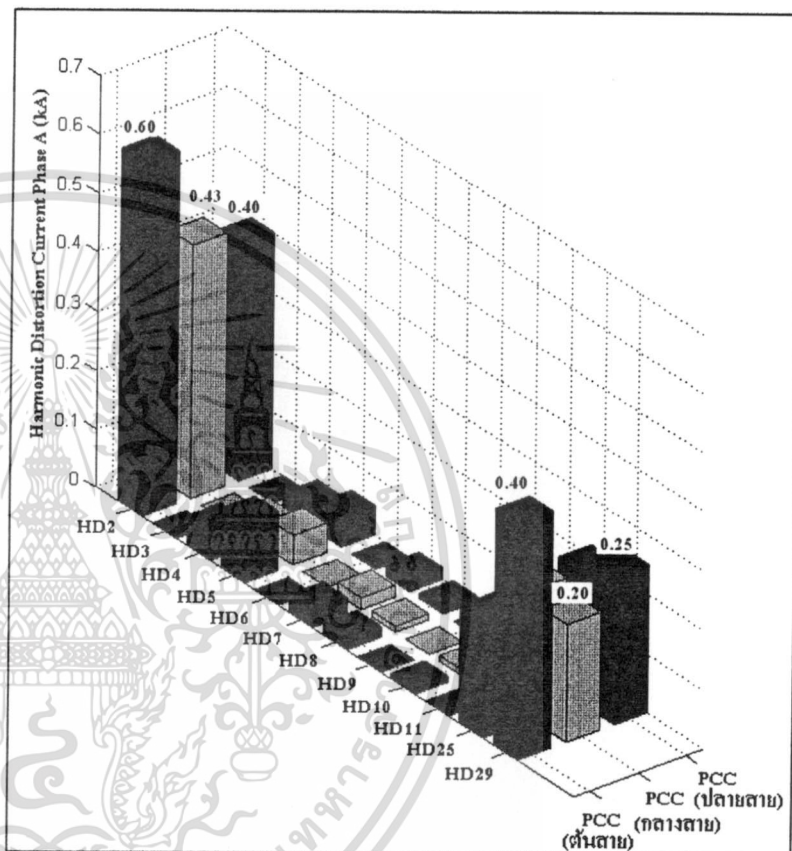
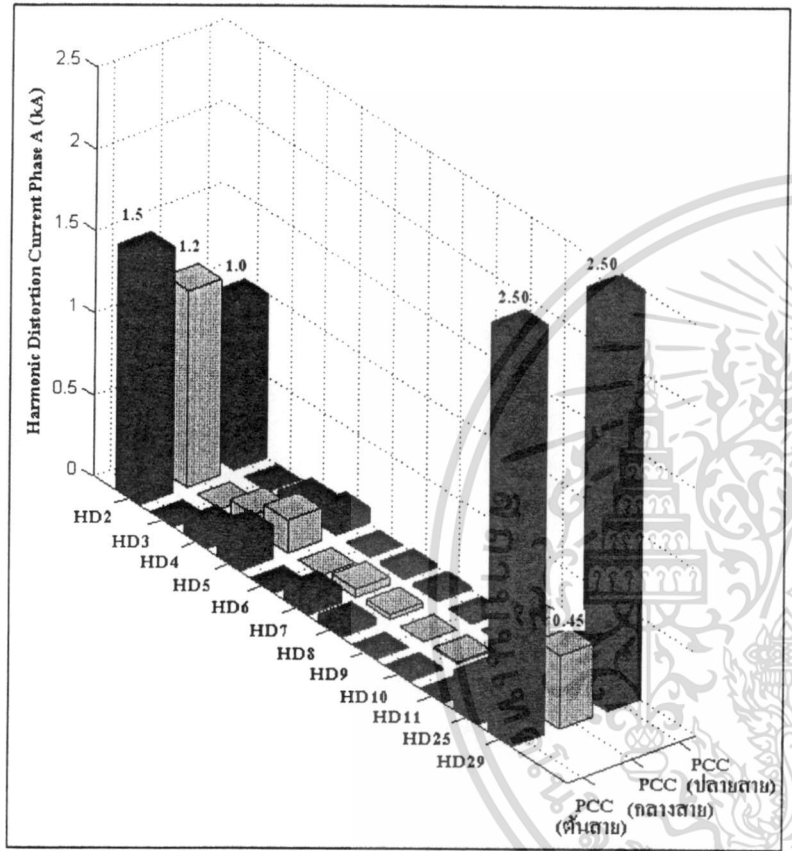
รูปที่ 5.20 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %IHDv ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

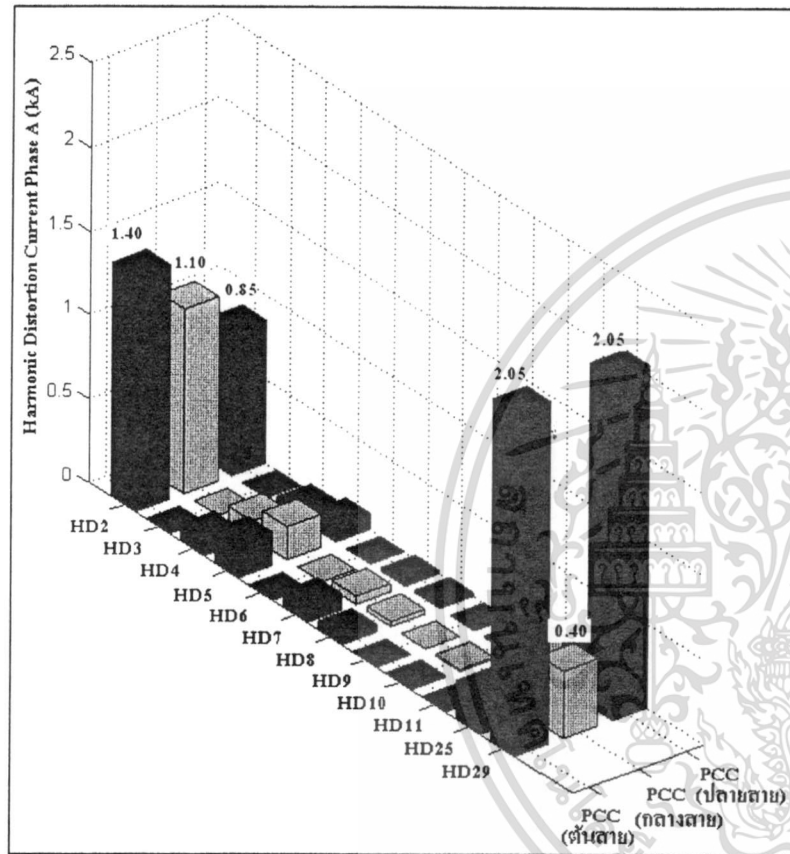
รูปที่ 5.21 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %Hd2v ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



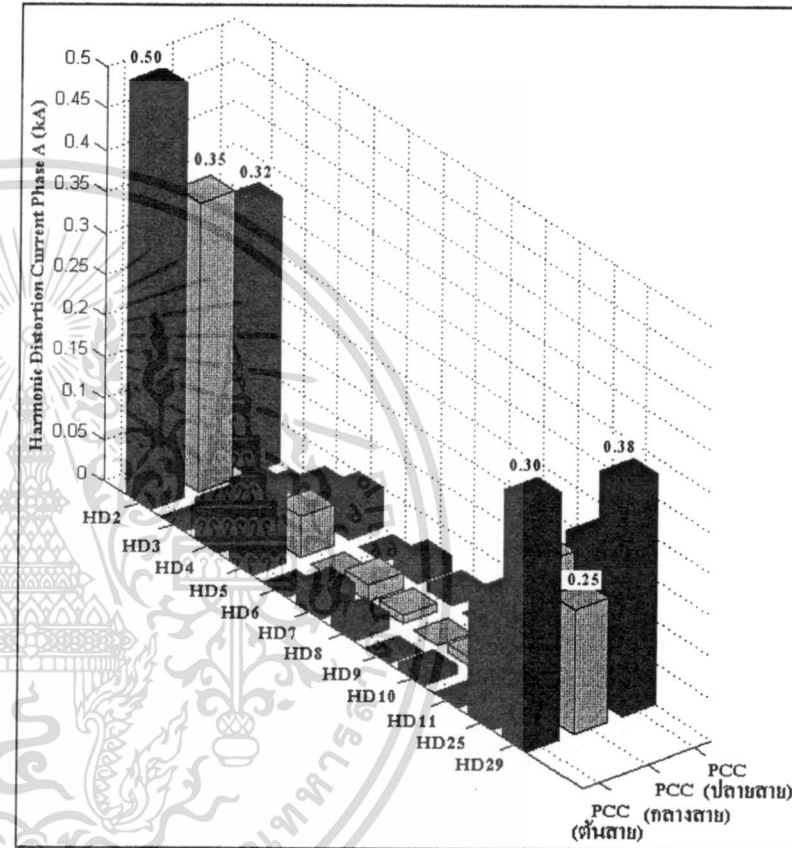
(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.22 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9

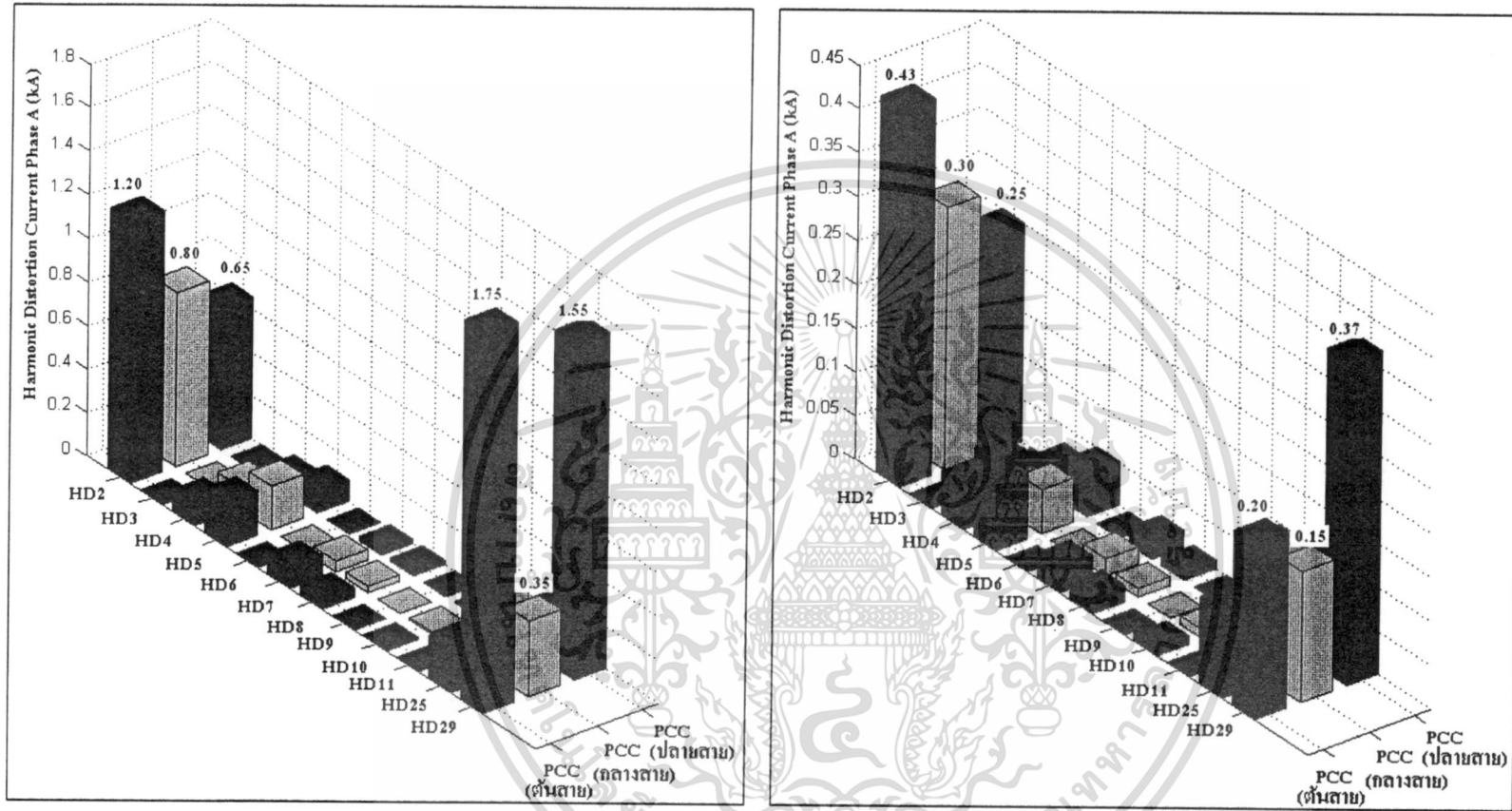


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.23 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.24 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นคลื่นที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่อำเภอปากพนัง โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9

5.3 ผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV จะประกอบไปด้วยพื้นที่จังหวัดภูเก็ตและจังหวัดนครศรีธรรมราช ผลจากการจำลองผลกระทบในสภาวะคงตัวเป็นดังต่อไปนี้

5.3.1 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่งในแต่ละเฟส

ตารางที่ 5.25 เปรียบเทียบจำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดในระบบ 115 kV

พื้นที่ติดตั้ง	จำนวนสายจำหน่ายที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัด เมื่อมีการควบคุม ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าทั้ง 3 แบบ									
	พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช (4 วงจร)					พื้นที่ภูเก็ต (4 วงจร)				
	ก่อนติดตั้ง	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	กระจาย	ก่อนติดตั้ง	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	กระจาย
พื้นที่ 1 (EGAT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
พื้นที่ 2 (PEA)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
พื้นที่ 3 (PEA)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

จากผลการจำลองดังตารางที่ 5.25 พบว่า ก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมระบบไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่ง และเมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW ในทุกรูปแบบการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้า และทุกตำแหน่งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่แตกต่างกัน คือ ติดตั้งที่บัส EGAT 115 kV, บัส 115 kV ของ PEA ทั้งสองบัส (B-542944 และ B-544146) และการติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบกระจาย ก็ไม่ทำให้ระบบของทั้งสองพื้นที่ศึกษาเกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่ง เนื่องจากสายส่งซึ่งเป็นสายขนาด 400 mm² ได้ถูกออกแบบมาเพื่อรองรับการเพิ่มกำลังการผลิตได้สูงสุดตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3.2 เปรียบเทียบผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบ (แรงดันตก, แรงดันเกิน)

จากตารางที่ 5.26 และ 5.27 พบว่าก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมของทั้งสองพื้นที่ระบบไม่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้า และเมื่อจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมในทุกรูปแบบการควบคุมและทุกตำแหน่งติดตั้งตามสมมติฐาน ขนาดของแรงดันในระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย และไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าขึ้นในระบบเช่นกัน แต่สำหรับการควบคุมกังหันลมแบบ Lagging Pf. 0.9 และติดตั้งที่บัส B-5422944 ของทั้งสองพื้นที่ ขนาดแรงดันที่จุดต่อร่วม (PCC) ก็มีขนาดสูงขึ้นถึง 1.04 pu.

5.3.3 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชและพื้นที่จังหวัดภูเก็ต

จากตารางที่ 5.28 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุม แบบ Leading PF 0.9 จะทำให้เกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าแบบ Unity PF และ Leading PF 0.9 ตามลำดับ ในส่วนของตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม การติดตั้งแบบกระจายจะทำให้ระบบเกิดค่าความสูญเสียที่น้อยที่สุด ส่วนการติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง การติดตั้งที่บัส EGAT จะทำให้ระบบมีค่าความสูญเสียมากที่สุดเพราะที่บัสดังกล่าวอยู่ไกลจากกลุ่มโหลด ส่วนการติดตั้งที่บัส B-5422944 และ B-544146 ของทั้งสองพื้นที่ ซึ่งเป็นบัสของ PEA นั้น แม้จะมีค่าความสูญเสียน้อยกว่าการติดตั้งที่บัส EGAT แต่ก็มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก เนื่องจากที่บัสทั้งสองมีโหลดเกาะอยู่เป็นปริมาณน้อยกว่ากำลังผลิตรวมของฟาร์มกังหันลมคือ 90 MW ค่ากำลังไฟฟ้าที่เหลือจะไหลผ่านสายส่งไปยังกลุ่มโหลดในอีกบริเวณ

5.3.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชและจังหวัดภูเก็ต

จากตารางที่ 5.29 และ 5.30 ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรชั่วขณะในรูปแบบ 3ϕ Fault > 2ϕ Fault, 2ϕ -G Fault > 1ϕ -G Fault ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่าย 115 kV

ในกรณีก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาดกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 33 kV ของทั้งสองพื้นที่มีขนาดไม่เกินพิคตอปรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่ [8] และเมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 90 MW เข้าสู่พื้นที่ศึกษาทั้งสอง ขนาดของกระแสลัดวงจรแม้จะมีขนาดเพิ่มสูงขึ้น แต่ก็ไม่เกินขนาดพิคตอปรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมเช่นกัน สำหรับค่ากระแสลัดวงจรภายในตารางที่ได้นำมาแสดงนั้น สามารถนำมาช่วยในการพิจารณาและออกแบบอุปกรณ์ป้องกันของฟาร์มกังหันลม

ตารางที่ 5.26 เปรียบเทียบขนาดแรงดันเมื่อมีการติดตั้งกังหันลมในระบบ 115 kV ที่จังหวัดนครศรีฯ

ระดับแรงดัน	บัส	ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกังหันลมในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช												
		ก่อน ติดตั้ง	Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9			
			EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย	EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย	EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย
115 kV	EGAT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	B-542944	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	1.04	0.99	1.01
	B-544146	0.99	0.99	1.02	1	1.02	1.01	1.04	1.02	1.02	0.99	0.99	1.02	1
33 kV	B-543016	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.03	1.04	1.03	1.03
	B-543018	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.04	1.03	1.03
	33kV_NTB	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.03	1.03	1.03	1.02	1.03	1.03	1.04	1.03
	33kV_NTB(1)	1.02	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.02

ตารางที่ 5.27 เปรียบเทียบขนาดแรงดันเมื่อมีการติดตั้งกักหน้ลมในระบบ 115 kV ที่จังหวัดนฤเก้ต

ระดับแรงดัน	บ้ส	ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเมื่อติดตั้งกักหน้ลมในพื้นที่จังหวัดนฤเก้ต												
		ก่อน ติดตั้ง	Leading Power Factor 0.9				Unity Power Factor				Lagging Power Factor 0.9			
			EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย	EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย	EGAT	B-542944	B-544146	กระจาย
115 kV	EGAT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	B-542944	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	1.04	0.99	1.01
	B-544146	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.97	0.98	0.99	0.99	1.02	1
33 kV	B-543016	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.04	1.03	1.03
	B-543018	1.01	1.01	1.03	1.03	1.03	1.01	1.01	1.01	1.02	1.03	1.04	1.03	1.03
	33kV_NTB	1.01	1.02	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.03	1.03	1.04	1.03
	33kV_NTB(1)	1.01	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.03	1.03	1.03	1.02

ตารางที่ 5.28 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 115 kV

ตำแหน่ง ติดตั้งกักหน้ ลม	ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา											
	พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช						พื้นที่จังหวัดภูเก็ต					
	Leading PF 0.9		Unity PF		Lagging PF 0.9		Leading PF 0.9		Unity PF		Lagging PF 0.9	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
ก่อนติดตั้ง	0.43	5.8	0.43	5.8	0.43	5.8	0.45	10.57	0.45	10.57	0.45	10.57
EGAT	2.08	8.96	3.09	55.69	1.88	-36.09	1.6	11.79	2	55.59	1.85	-28.32
B-542944	1.63	7.11	2.33	52.53	2.4	-33.71	1.51	11.21	2.04	56.43	1.72	-30.04
B-544146	1.58	6.81	1.83	50.61	1.87	-36.06	1.48	11.05	2.11	56.92	1.8	-29.55
กระจาย	1.15	5.28	1.59	49.7	1.36	-38.11	1.43	10.97	1.63	55	1.51	-31.95

ตารางที่ 5.29 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดนครศรีฯ

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	4024.42	20.2	1362.54	20.52	1161.75	17.5	1161.75	17.5	1351.16	20.35	1353.44	20.38
B-542944(1)	115	1001.23	5.03	221.74	3.34	289.03	4.35	289.03	4.35	296.44	4.46	204.91	4.59
B-544146(1)	115	1494.53	7.5	360.04	5.42	431.43	6.5	431.43	6.5	447.74	6.74	459.88	6.93
33kV_NTB	33	289.91	5.07	128.39	6.74	83.69	4.39	83.69	4.39	127.86	6.71	126.26	6.63
33kV_NTB(1)	33	289.91	5.07	128.39	6.74	83.69	4.39	83.69	4.39	127.86	6.71	126.26	6.63
543016(1)	33	262.68	4.6	112.35	5.9	75.83	3.98	75.83	3.98	109.93	5.77	108.14	5.68
543018(1)	33	262.68	4.6	112.35	5.9	75.83	3.98	75.83	3.98	109.93	5.77	108.14	5.68
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส 115 kV_EGAT													
115kV_EGAT	115	4489	22.54	1465.28	22.07	1295.86	19.52	1295.86	19.52	1473.11	22.19	1489.53	22.43
B-542944(1)	115	1027.18	5.16	224.27	3.38	296.52	4.47	296.52	4.47	303.26	4.57	312.68	4.71
B-544146(1)	115	1553.32	7.8	366.77	5.52	448.41	6.75	448.41	6.75	463.1	6.97	477.44	7.19
Collector 1	33	1236.62	21.64	315.52	16.56	356.98	18.74	356.98	18.74	371	19.47	387.08	20.32
33kV_NTB	33	292.33	5.11	129.34	6.79	84.39	4.43	84.39	4.43	128.71	6.76	127.12	6.67
33kV_NTB(1)	33	292.33	5.11	129.34	6.79	84.39	4.43	84.39	4.43	128.71	6.76	127.12	6.67
543016(1)	33	264.66	4.63	113.08	5.93	76.4	4.01	76.4	4.01	110.58	5.8	108.8	5.71
543018(1)	33	264.66	4.63	113.08	5.93	76.4	4.01	76.4	4.01	110.58	5.8	108.8	5.71

ตารางที่ 5.29 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดนครศรีฯ (ต่อ)

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-542944(1)											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	4367.95	21.93	1439.22	21.68	1260.92	18.99	1260.92	18.99	1441.55	21.71	1453.94	21.9
B-542944(1)	115	1470.43	7.38	258.28	3.89	424.48	6.39	424.48	6.39	427.21	6.43	439.55	6.62
B-544146(1)	115	1538.79	7.73	365.13	5.5	444.21	6.69	444.21	6.69	459.32	6.92	473.09	7.13
33kV_NTB	33	942.01	16.48	272.4	14.3	271.94	14.27	271.94	14.27	286.87	15.06	307.29	16.13
33kV_NTB(1)	33	291.74	5.1	129.11	6.78	84.22	4.42	84.22	4.42	128.5	6.74	126.91	6.66
543016(1)	33	291.74	5.1	129.11	6.78	84.22	4.42	84.22	4.42	128.5	6.74	126.91	6.66
543018(1)	33	289.24	5.06	121.94	6.4	83.5	4.38	83.5	4.38	118.95	6.24	116.37	6.11
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-544146(1)													
115kV_EGAT	115	4412.29	22.15	1448.82	21.82	1273.72	19.18	1273.72	19.18	1453.13	21.89	1466.96	22.09
B-542944(1)	115	1023.19	5.14	223.88	3.37	295.37	4.45	295.37	4.45	302.22	4.55	311.48	4.69
B-544146(1)	115	1963.29	9.86	406.93	6.13	566.75	8.54	566.75	8.54	576.7	8.69	594.45	8.95
Collector 1	33	1033.94	18.09	287.04	15.07	298.47	15.67	298.47	15.67	312.89	16.42	332.29	17.44
33kV_NTB	33	305.47	5.34	134.46	7.06	88.18	4.63	88.18	4.63	133.5	7.01	131.55	7.01
33kV_NTB(1)	33	305.47	5.34	134.46	7.06	88.18	4.63	88.18	4.63	133.5	7.01	131.55	7.01
543016(1)	33	264.36	4.63	112.97	5.93	76.31	4.01	76.31	4.01	110.48	5.8	108.7	5.71
543018(1)	33	264.36	4.63	112.97	5.93	76.31	4.01	76.31	4.01	110.48	5.8	108.7	5.71

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-542944(1)											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	4538.36	22.78	1475.81	22.23	1310.11	19.73	1310.11	19.73	1483.78	22.35	1506.22	22.69
B-542944(1)	115	1207.06	6.06	239.93	3.61	348.45	5.25	348.45	5.25	352.65	5.31	364.76	5.49
B-544146(1)	115	1724.18	8.66	384.84	5.8	497.73	7.5	497.73	7.5	509.39	7.67	527.04	7.94
Collector 1	33	1078.1	18.86	293.28	15.39	311.22	16.33	311.22	16.33	332.4	17.45	337.5	17.71
Collector 2	33	710.92	12.44	229.05	12.02	205.22	10.77	205.22	10.77	228.63	12	237.69	12.48
Collector 3	33	825.76	14.45	251.54	13.2	238.28	12.51	238.28	12.51	260.87	13.87	269.06	14.12
33kV_NTB	33	298.5	5.22	131.75	6.91	86.17	4.52	86.17	4.52	130.93	6.87	129.24	6.78
33kV_NTB(1)	33	298.5	5.22	131.75	6.91	86.17	4.52	86.17	4.52	130.93	6.87	129.24	6.78
543016(1)	33	276.39	4.84	117.33	6.16	79.79	4.19	79.79	4.19	114.52	6.01	112.5	5.9
543018(1)	33	276.39	4.84	117.33	6.16	79.79	4.19	79.79	4.19	114.52	6.01	112.5	5.9

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อไม่ได้ติดตั้งกังหันลม											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	837.45	4.2	302.73	4.56	241.75	3.64	241.75	3.64	291.64	4.39	294.11	4.43
B-542944(1)	115	622.88	3.13	190.27	2.87	179.81	2.71	179.81	2.71	198.7	2.99	201.48	3.03
B-544146(1)	115	699.46	3.36	209.39	3.15	193.26	2.91	193.26	2.91	215.8	3.25	218.11	3.29
33kV_NTB	33	229.26	4.01	102.63	5.39	66.18	3.47	66.18	3.47	102.66	5.39	102.08	5.36
33kV_NTB(1)	33	229.26	4.01	102.63	5.39	66.18	3.47	66.18	3.47	102.66	5.39	102.08	5.36
543016(1)	33	223	3.9	99.17	5.2	64.37	3.38	64.37	3.38	98.69	5.18	98.17	5.15
543018(1)	33	223	3.9	99.17	5.2	64.37	3.38	64.37	3.38	98.69	5.18	98.17	5.15
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส 115 kV_EGAT													
115kV_EGAT	115	1303.48	6.54	408.49	6.15	376.28	5.67	376.28	5.67	414.03	6.24	431.21	6.49
B-542944(1)	115	848.14	4.26	227.22	3.42	244.84	3.69	244.84	3.69	257.98	3.89	267.12	4.02
B-544146(1)	115	937	4.7	255.03	3.84	270.49	4.07	270.49	4.07	286.18	4.31	296.02	4.46
Collector 1	33	899.75	15.74	265.06	13.91	259.74	13.63	259.74	13.63	277.1	14.54	293.7	15.42
33kV_NTB	33	257.2	4.5	113.69	5.97	74.25	3.9	74.25	3.9	112.61	5.91	112.12	5.88
33kV_NTB(1)	33	257.2	4.5	113.69	5.97	74.25	3.9	74.25	3.9	112.61	5.91	112.12	5.88
543016(1)	33	249.34	4.36	109.45	5.74	71.98	3.78	71.98	3.78	107.9	5.66	107.5	5.64
543018(1)	33	249.34	4.36	109.45	5.74	71.98	3.78	71.98	3.78	107.9	5.66	107.5	5.64

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต (ต่อ)

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-542944(1)											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	1228.62	6.17	393.4	5.93	354.67	5.34	354.67	5.34	394.98	5.96	408.83	6.16
B-542944(1)	115	1089.92	5.47	257.94	3.88	314.63	4.74	314.63	4.74	323.42	4.87	336.66	4.87
B-544146(1)	115	897.7	4.51	249.07	3.75	259.14	3.9	259.14	3.9	276.01	4.16	284.37	4.28
33kV_NTB	33	837.04	14.64	253.94	13.33	241.63	12.68	241.63	12.68	259.28	13.61	276.77	14.53
33kV_NTB(1)	33	253.79	4.44	112.35	5.9	73.26	3.85	73.26	3.85	111.43	5.85	110.9	5.82
543016(1)	33	253.79	4.44	112.35	5.9	73.26	3.85	73.26	3.85	111.43	5.85	110.9	5.82
543018(1)	33	268.7	4.7	116.84	6.13	77.57	4.07	77.57	4.07	114.63	6.02	114.04	5.99
ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-544146(1)													
115kV_EGAT	115	1246.47	6.26	397.05	5.98	359.82	5.42	359.82	5.42	399.54	6.02	414.15	6.24
B-542944(1)	115	823.64	4.14	223.64	3.37	237.76	3.58	237.76	3.58	251.63	3.79	259.86	3.91
B-544146(1)	115	1136.29	5.7	282.01	4.25	328.02	4.94	328.02	4.94	339.96	5.12	353.96	5.32
Collector 1	33	851.82	14.9	256.62	13.47	245.9	12.91	245.9	12.91	263.48	13.83	280.77	14.74
33kV_NTB	33	271.65	4.75	119.29	6.26	78.42	4.12	78.42	4.12	117.73	6.18	117.09	6.15
33kV_NTB(1)	33	271.65	4.75	119.29	6.26	78.42	4.12	78.42	4.12	117.73	6.18	117.09	6.15
543016(1)	33	246.93	4.32	108.52	5.7	71.28	3.74	71.28	3.74	107.08	5.62	106.65	5.6
543018(1)	33	264.36	4.63	112.97	5.93	76.31	4.01	76.31	4.01	110.48	5.8	108.7	5.71

ตารางที่ 5.30 เปรียบเทียบขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะแบบต่างๆ ทั้งกรณีก่อนและหลังติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่พื้นที่จังหวัดภูเก็ต (ต่อ)

ตำแหน่ง เกิด Fault	แรงดัน (kV)	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-542944(1)											
		3 ϕ Fault		1 ϕ -G Fault		2 ϕ Fault				2 ϕ -G Fault			
				เฟส A		เฟส B		เฟส C		เฟส B		เฟส C	
		Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)	Sk''(MVA)	Ik'' (kA)
115kV_EGAT	115	1367.74	6.87	421.06	6.34	394.83	5.95	394.83	5.95	428.72	6.46	452.03	6.81
B-542944(1)	115	986.16	4.95	245.79	3.7	284.68	4.29	284.68	4.29	293.77	4.42	308.22	4.64
B-544146(1)	115	1063.17	5.34	272.79	4.11	306.91	4.62	306.91	4.62	318.57	4.8	333.82	5.03
Collector 1	33	751.54	13.15	237.24	12.45	216.95	11.39	216.95	11.39	241.17	12.66	247.67	13
Collector 2	33	643.61	11.26	214.55	11.26	185.79	9.75	185.79	9.75	211.16	11.08	217.85	11.43
Collector 3	33	668.54	11.7	220.02	11.55	192.99	10.13	192.99	10.13	218.09	11.45	224.75	11.8
33kV_NTB	33	266.98	4.67	117.49	6.17	77.07	4.05	77.07	4.05	115.98	6.09	115.61	6.07
33kV_NTB(1)	33	266.98	4.67	117.49	6.17	77.07	4.05	77.07	4.05	115.98	6.09	115.61	6.07
543016(1)	33	264.41	4.57	114.07	5.99	75.46	3.96	75.46	3.96	111.99	5.88	111.71	5.96
543018(1)	33	264.41	4.57	114.07	5.99	75.46	3.96	75.46	3.96	111.99	5.88	111.71	5.96

5.3.5 เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์มอนิกโดยพิจารณาจาก %THD_v, %IHD_v และ IHD_i

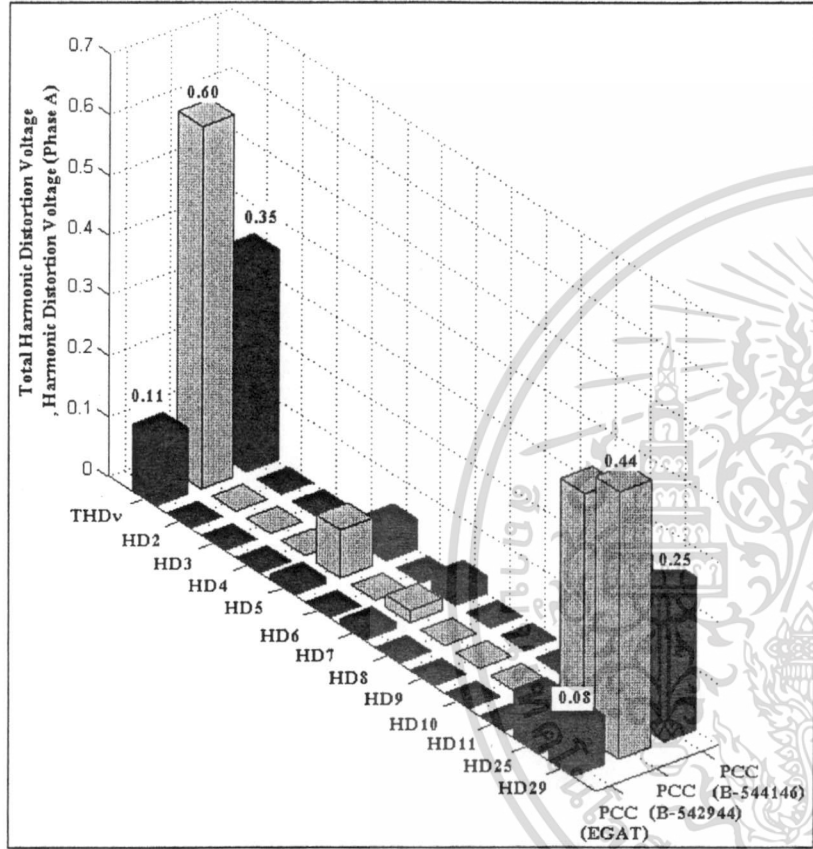
ในการศึกษาเรื่องผลกระทบด้านฮาร์มอนิกนั้น ก็เป็นเช่นเดียวกับการศึกษาในระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV คือ ก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมจะไม่มีฮาร์มอนิกเกิดขึ้นในระบบเลย และผลกระทบของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น จะมาจากการทำงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่อยู่ในกังหันลมชนิด DFIG เพียงอย่างเดียว แต่รูปแบบการจำลองจะเป็นการจำลองฮาร์มอนิกแบบสมมูล

พื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช

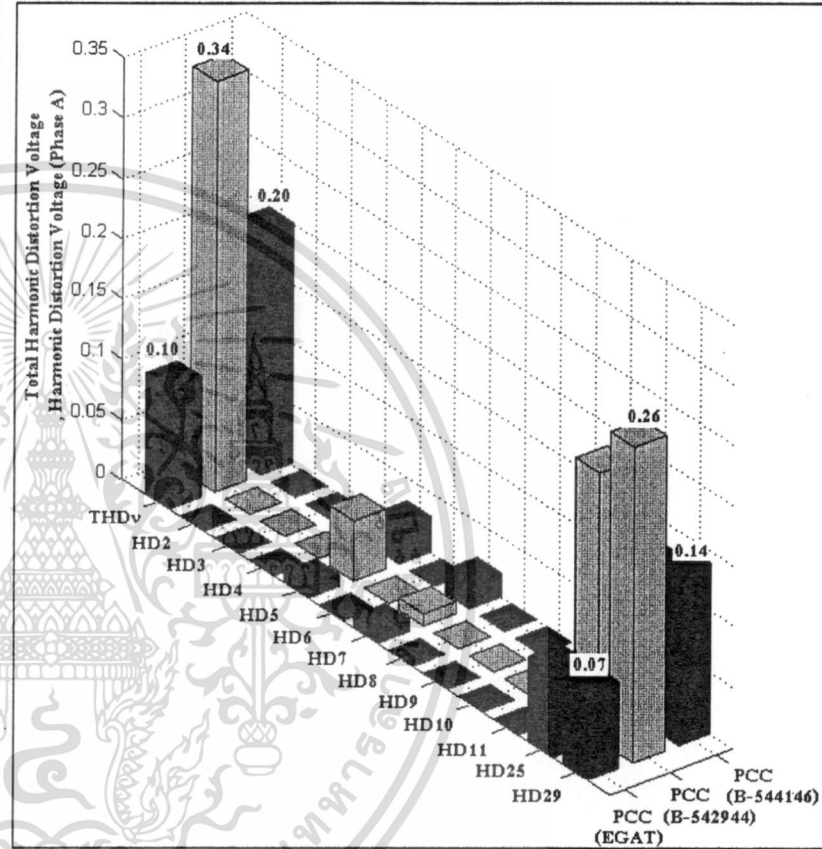
จากรูปที่ 5.25 – 5.30 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ชนิด DFIG พบว่าค่า %THD_v, %HD_v และ IHD_i ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 (Unity Pf. (Lagging Pf. 0.9 แต่ก็มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อเปรียบเทียบถึงตำแหน่งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมพบว่าการติดตั้งเฉพาะตำแหน่งจะให้ค่า %THD_v และ %HD_v ที่จุดต่อร่วม (PCC) มีค่าที่สูงกว่าการติดตั้งแบบกระจาย โดยการติดตั้งบัสของ PEA จะทำให้เกิดระดับฮาร์มอนิกสูงกว่าที่บัสของ EGAT โดยการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส B-542944 จะทำให้เกิด %THD_v ขึ้นสูงสุดแต่ก็มีค่าเพียงประมาณ 0.6% ซึ่งมีค่าไม่เกินข้อกำหนดการเชื่อมกฟภ. คือ ไม่เกิน 1.5% สำหรับระบบจำหน่าย 115 kV อย่างไรก็ตามเมื่อทำการปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้มีขนาดลดลงปรากฏว่า %THD_v จะมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น และในทางตรงข้ามกันเมื่อปรับขนาดโหลดในพื้นที่ให้มีขนาดสูงขึ้นจะพบว่า %THD_v มีค่าลดลง สำหรับค่า %IHD_v และ IHD_i ในแต่ละอันดับ (Order) หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมพบว่ามีค่าไม่เกินมาตรฐานและถือว่ามีค่าที่ต่ำ

พื้นที่จังหวัดภูเก็ต

จากรูปที่ 5.30 – 5.36 เมื่อเปรียบเทียบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ชนิด DFIG พบว่าค่า %THD_v และ %HD_v ของการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 (Unity Pf. (Lagging Pf. 0.9 แต่ก็มีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก เมื่อเปรียบเทียบถึงตำแหน่งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมพบว่าการติดตั้งเฉพาะตำแหน่งจะให้ค่า %THD_v และ %HD_v ที่จุดต่อร่วม (PCC) มีค่าที่สูงกว่าการติดตั้งแบบกระจาย โดยการติดตั้งบัสของ PEA จะทำให้เกิดระดับฮาร์มอนิกสูงกว่าที่บัสของ EGAT ซึ่งการติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส 115 kV ของ PEA ทั้งสองบัสจะทำให้เกิด %THD_v ขึ้นสูงสุดแต่ก็มีค่าเพียงประมาณ 0.3% ซึ่งมีค่าที่ต่ำและไม่เกินข้อกำหนดการเชื่อมของกฟภ. เช่นเดียวกับพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช การปรับขนาดของโหลดก็เป็นเช่นเดียวกับพื้นที่อื่นๆ สำหรับค่า HD_v และ IHD_i ในแต่ละอันดับ (Order) หลังจากติดตั้งฟาร์มกังหันลมพบว่ามีค่าไม่เกินมาตรฐานและถือว่ามีความเหมือนกัน

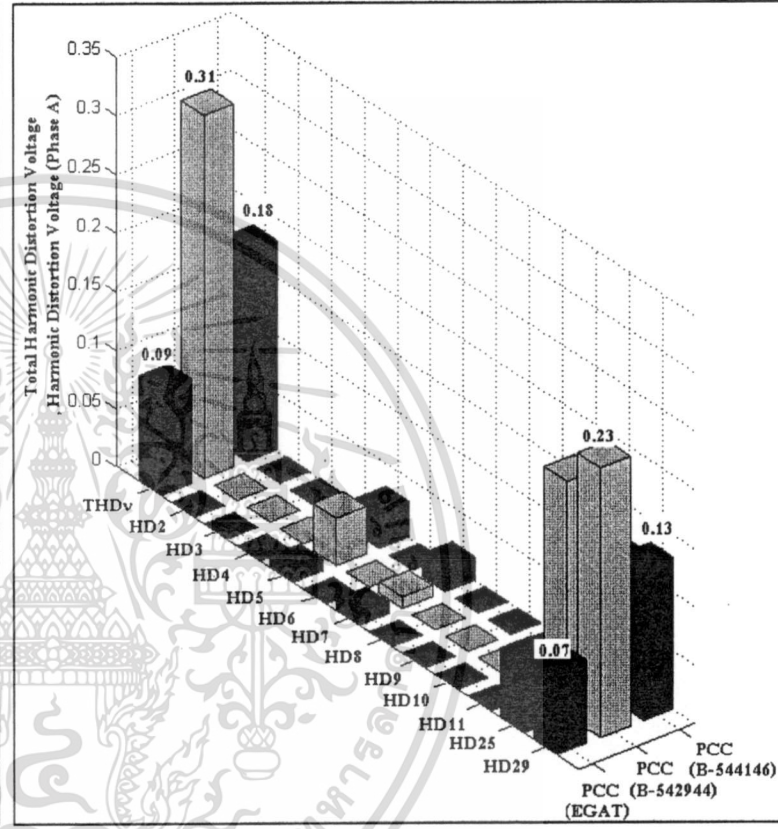
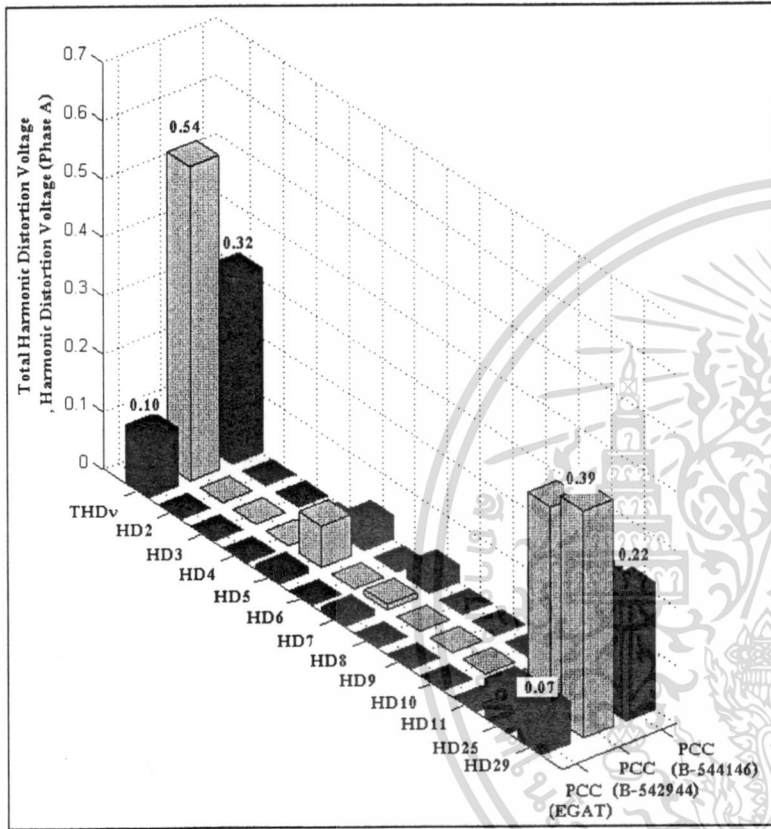


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

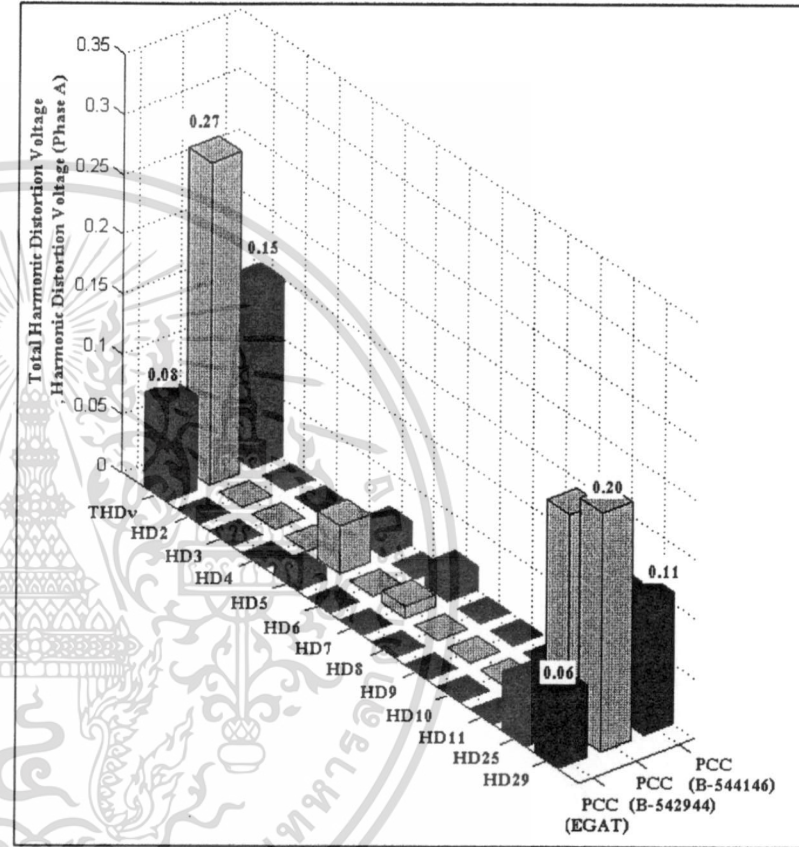
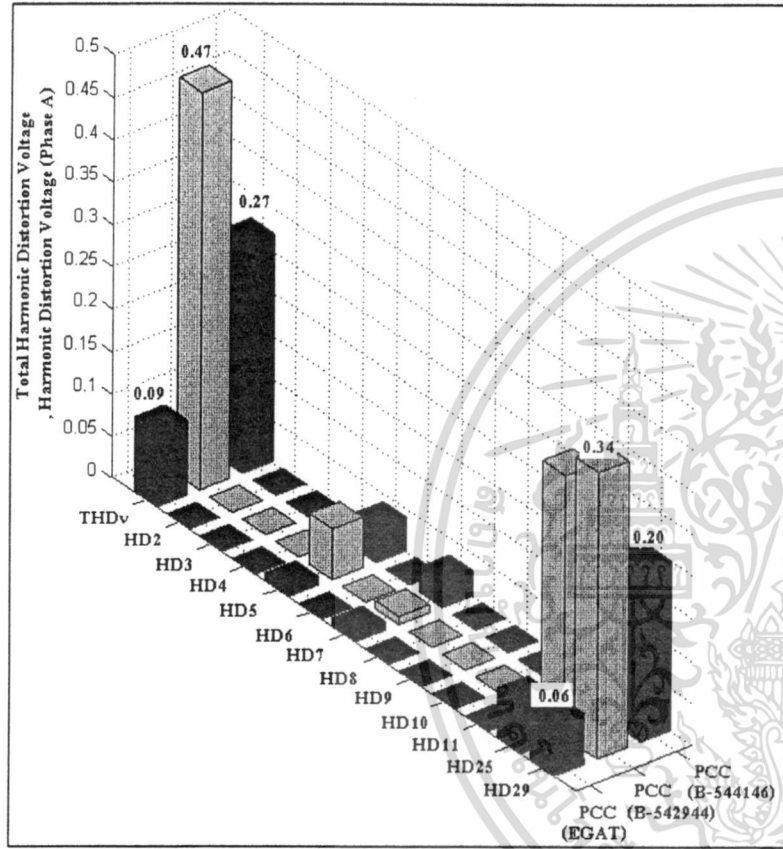
รูปที่ 5.25 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

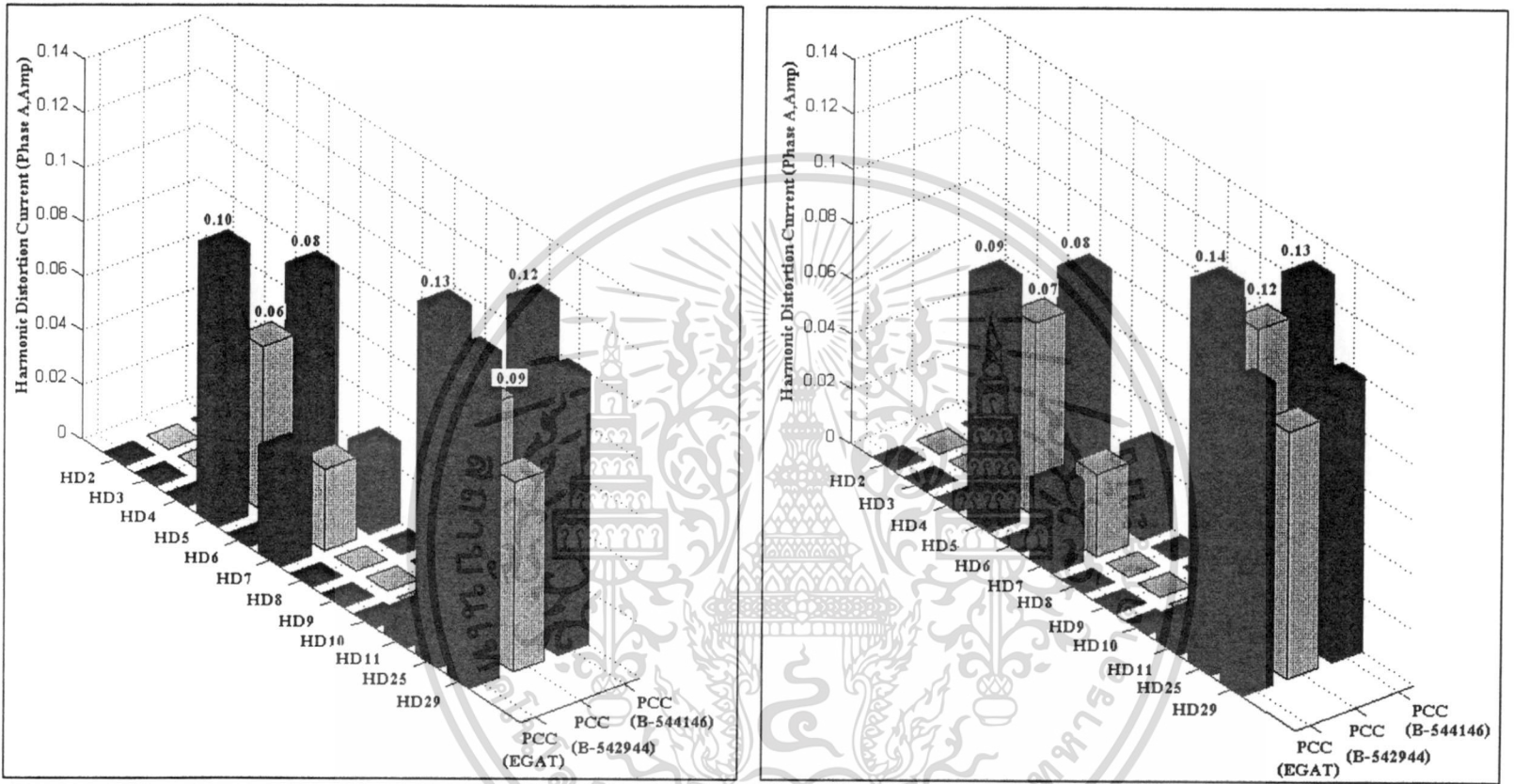
รูปที่ 5.26 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

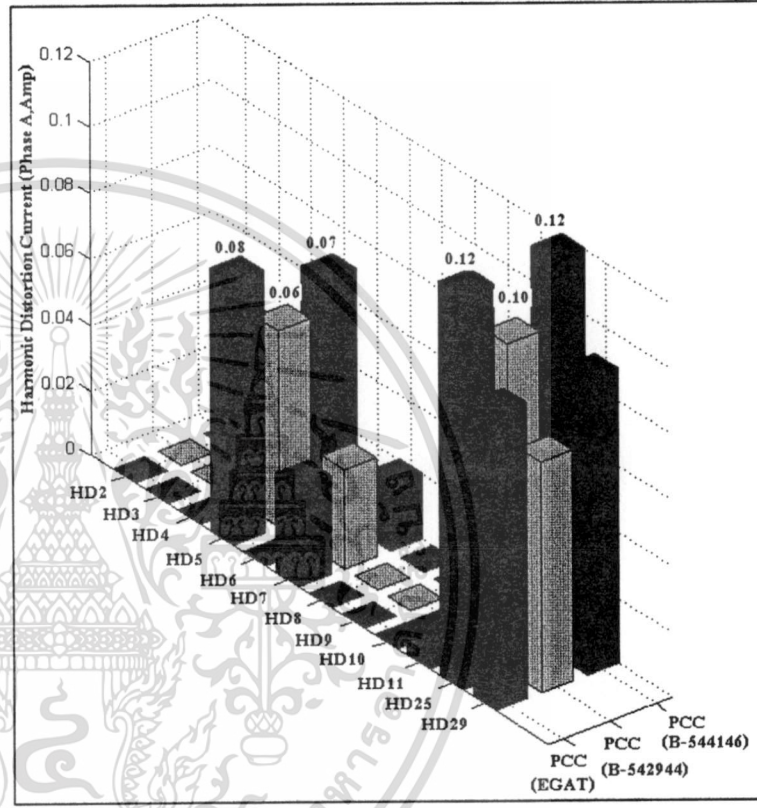
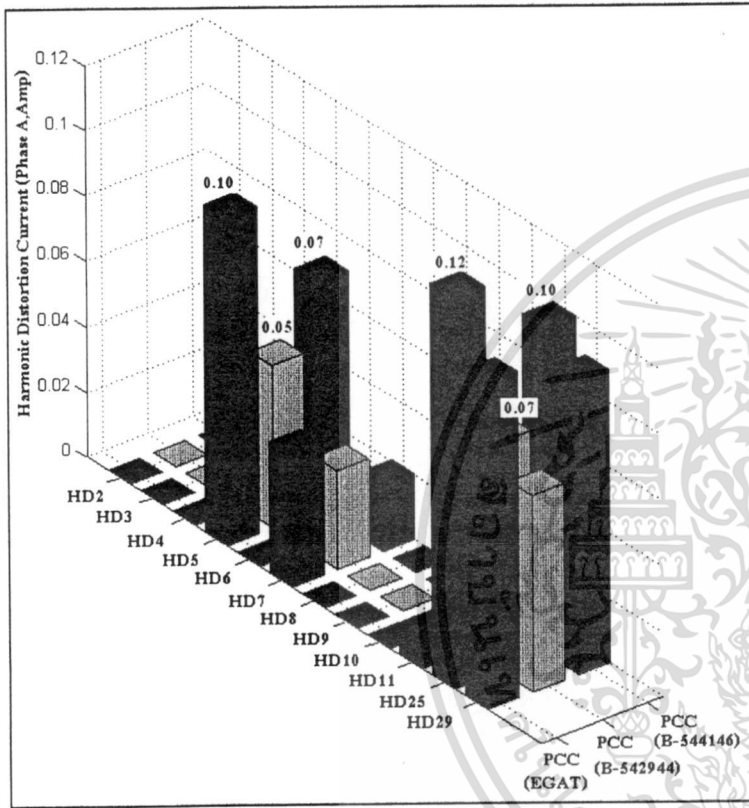
รูปที่ 5.27 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหมันสมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.28 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นคลื่นที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9

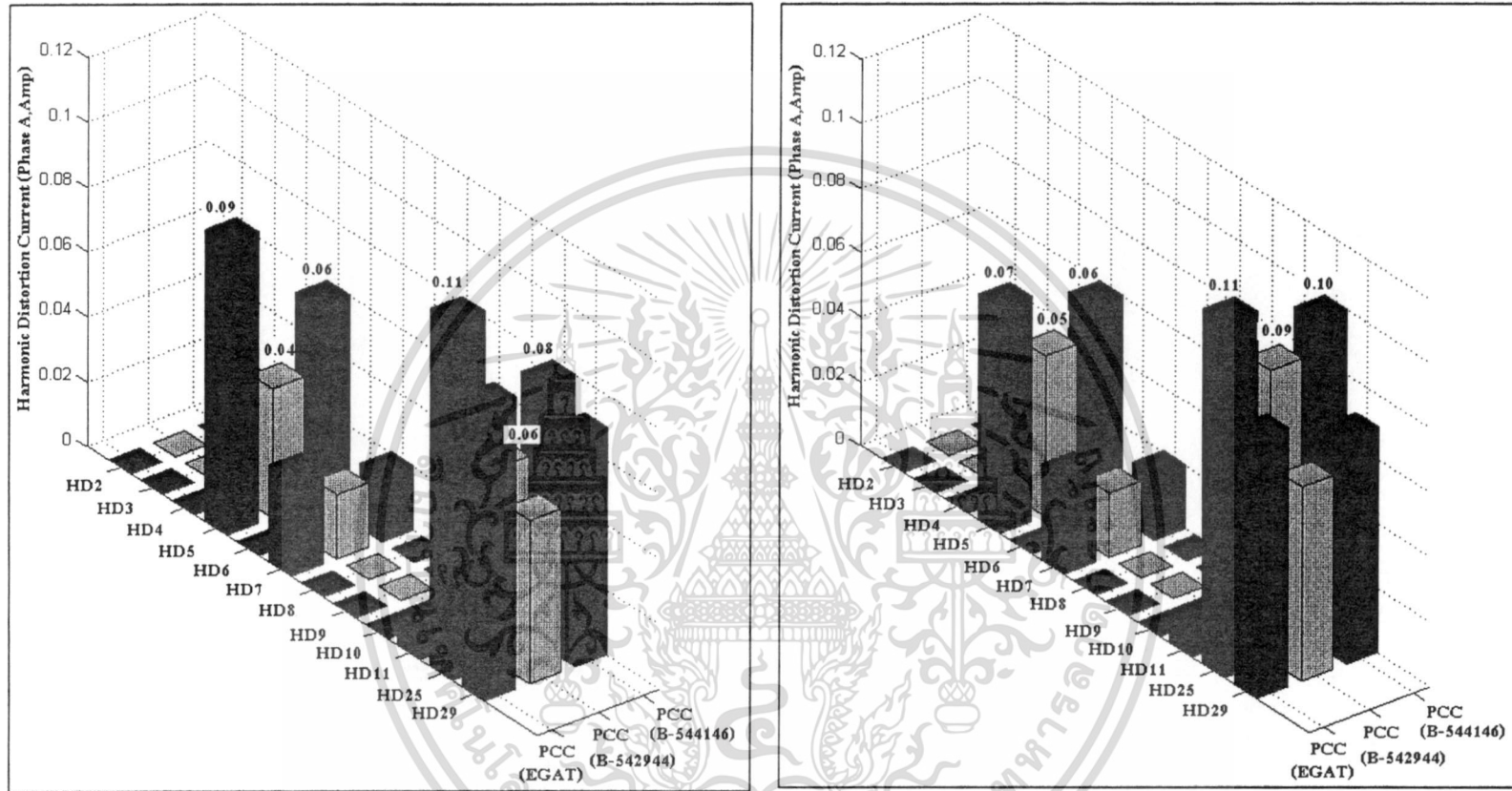


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.29 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ

Unity Power Factor

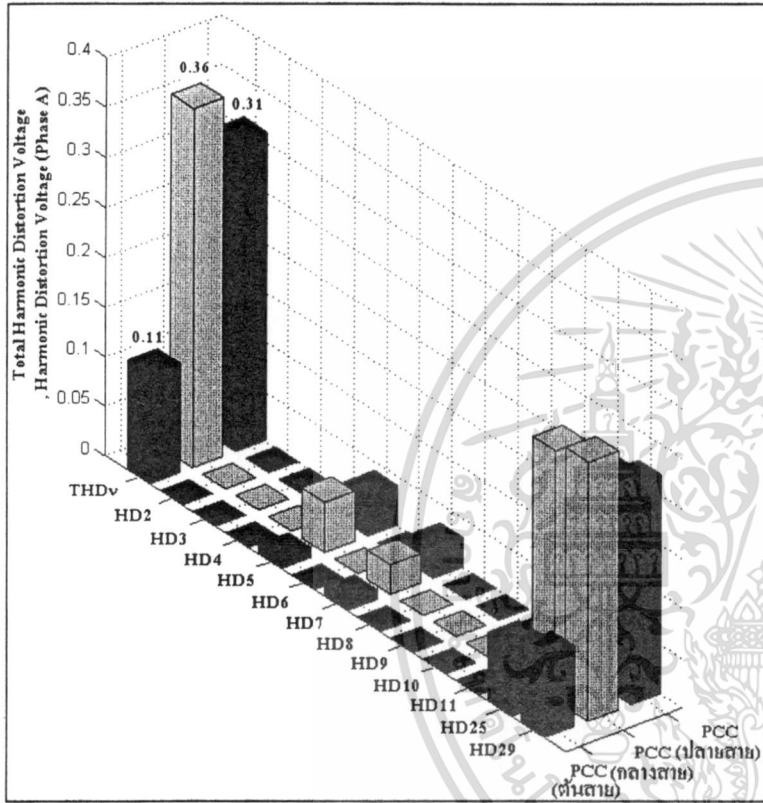


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

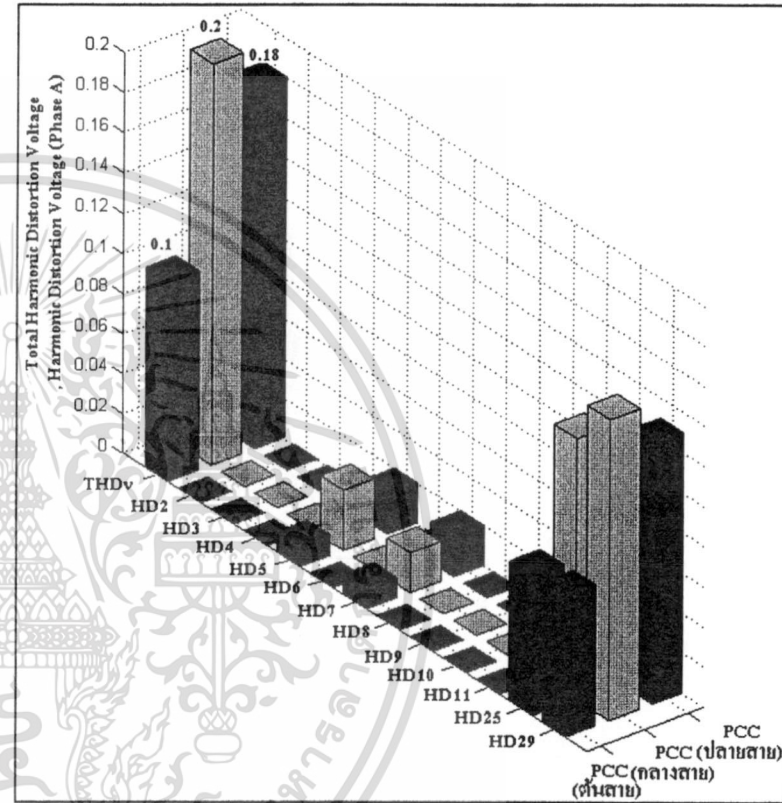
(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.30 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชโดยมีการควบคุมแบบ

Leading Power Factor 0.9

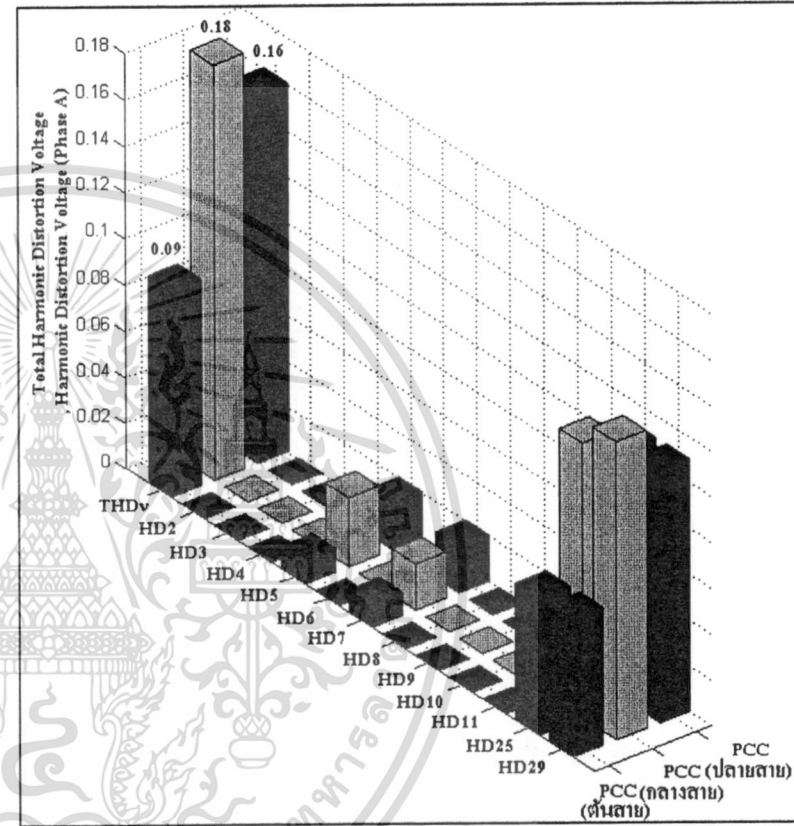
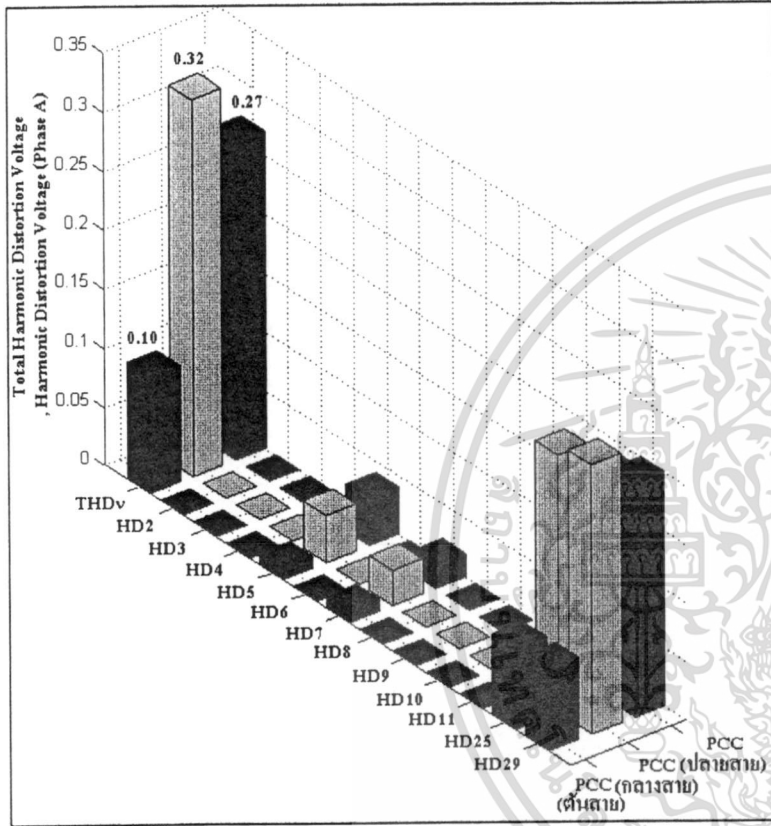


(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง



(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

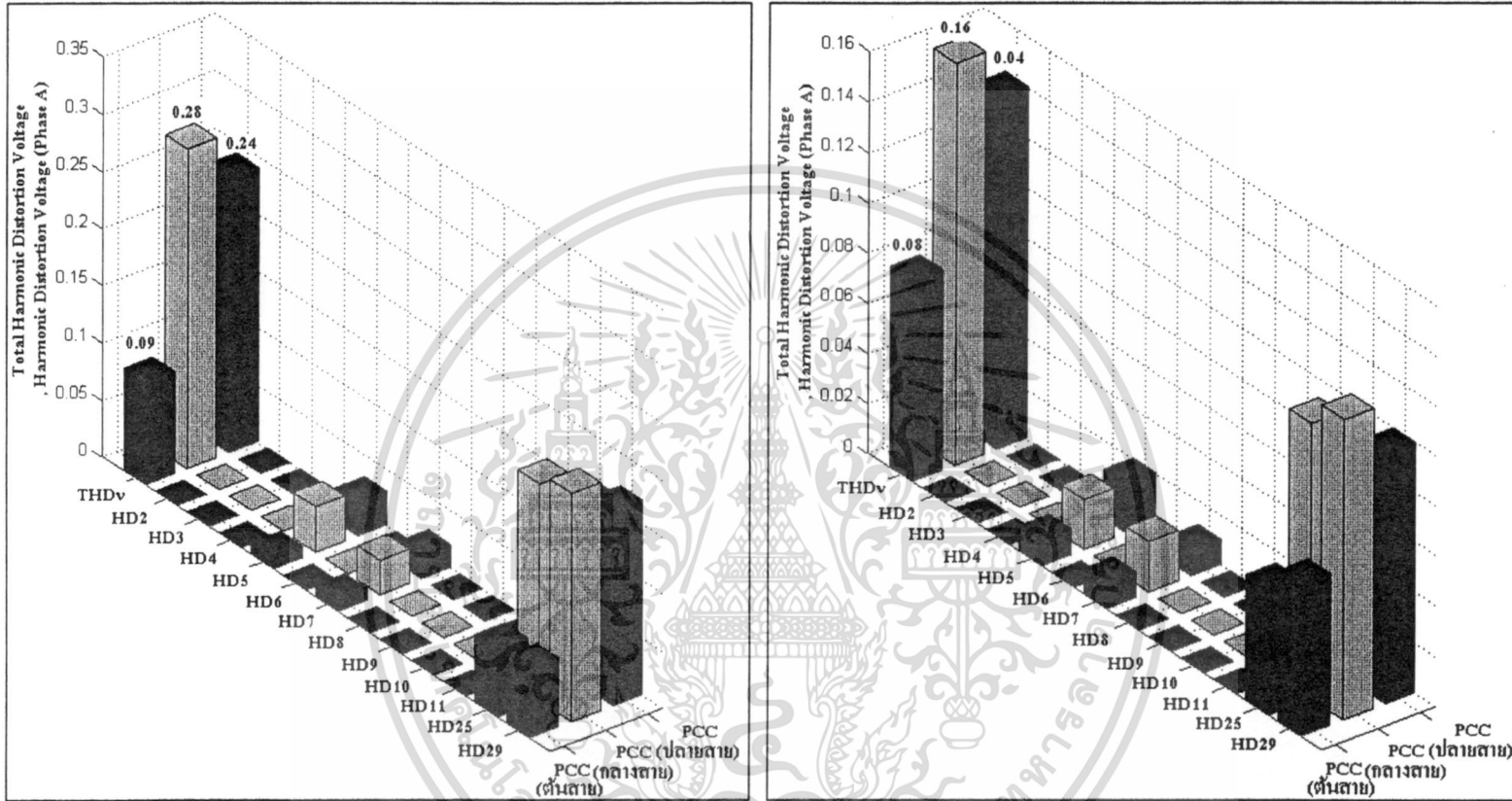
รูปที่ 5.31 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

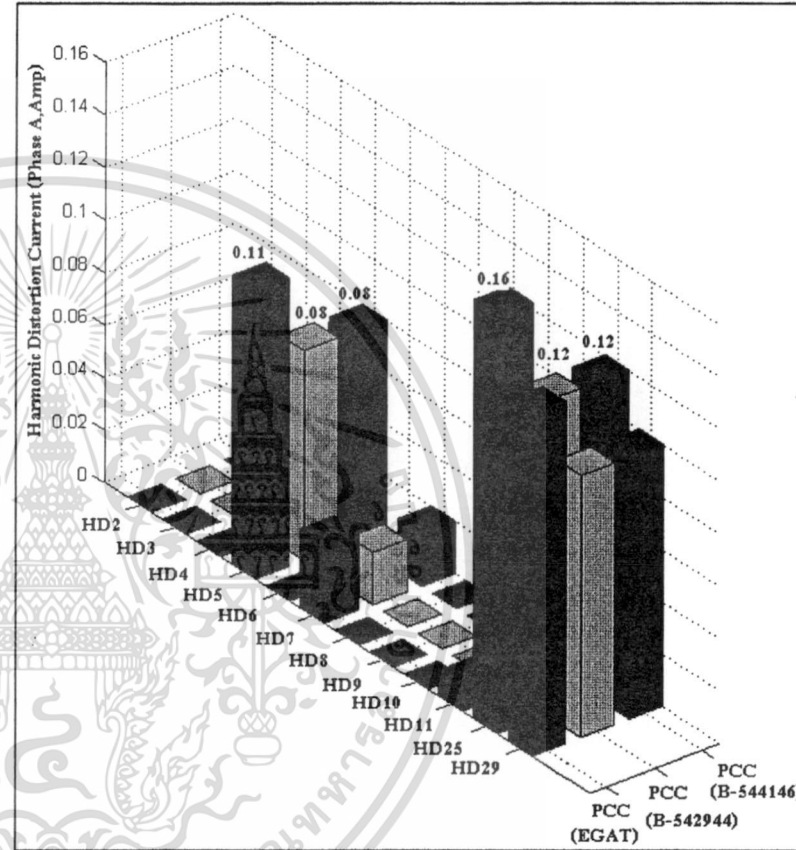
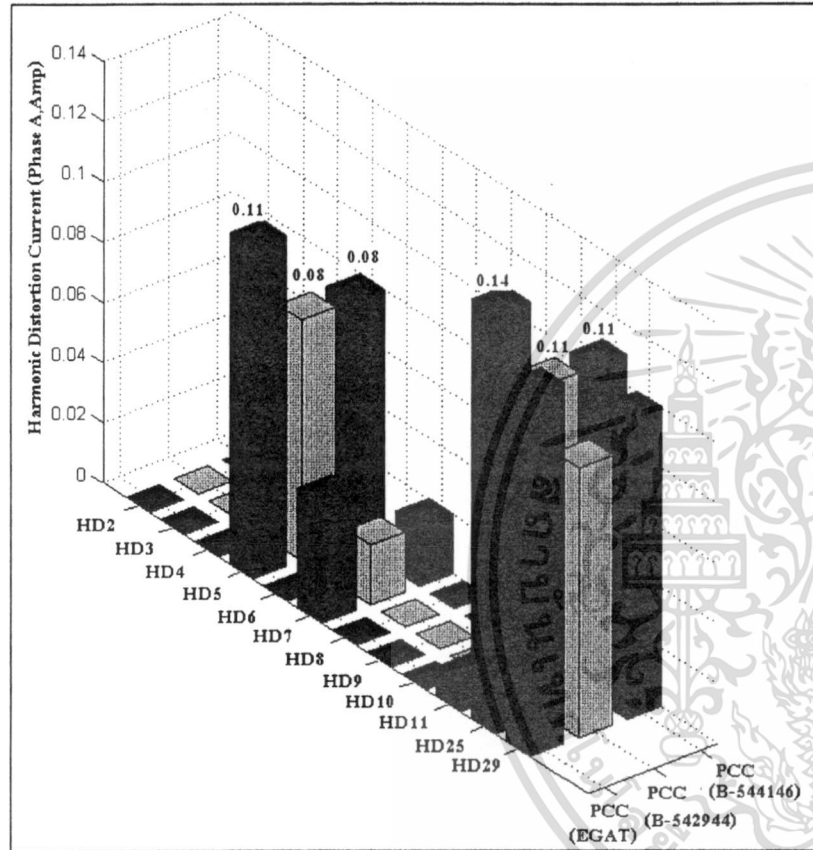
รูปที่ 5.32 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกั้นหม้อที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

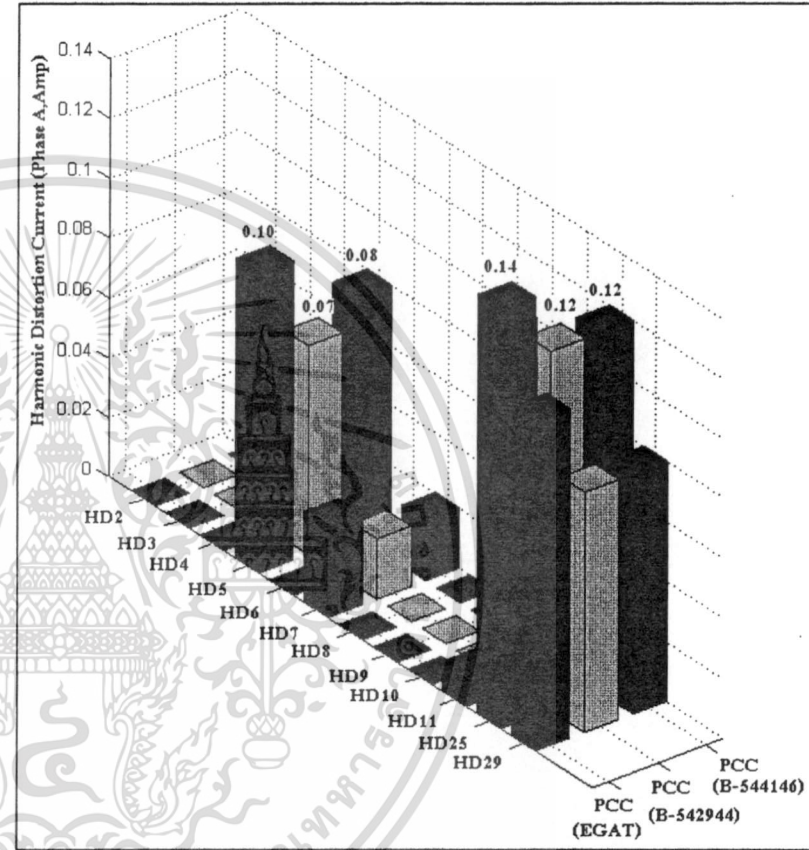
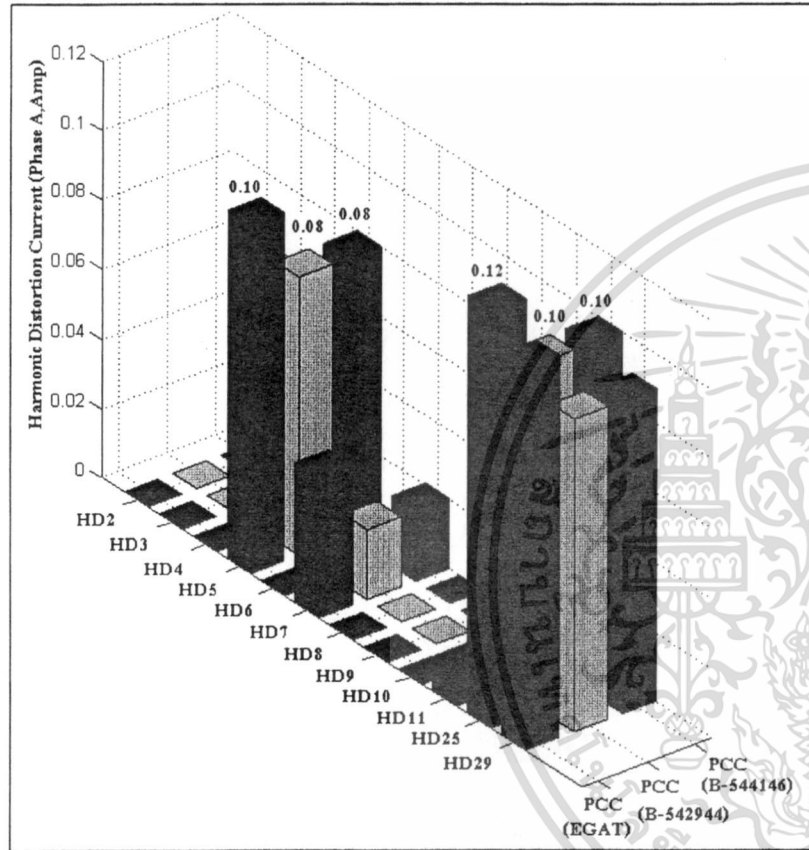
รูปที่ 5.33 กราฟเปรียบเทียบ%THDv และ %HD ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกึ่งหนึ่งลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

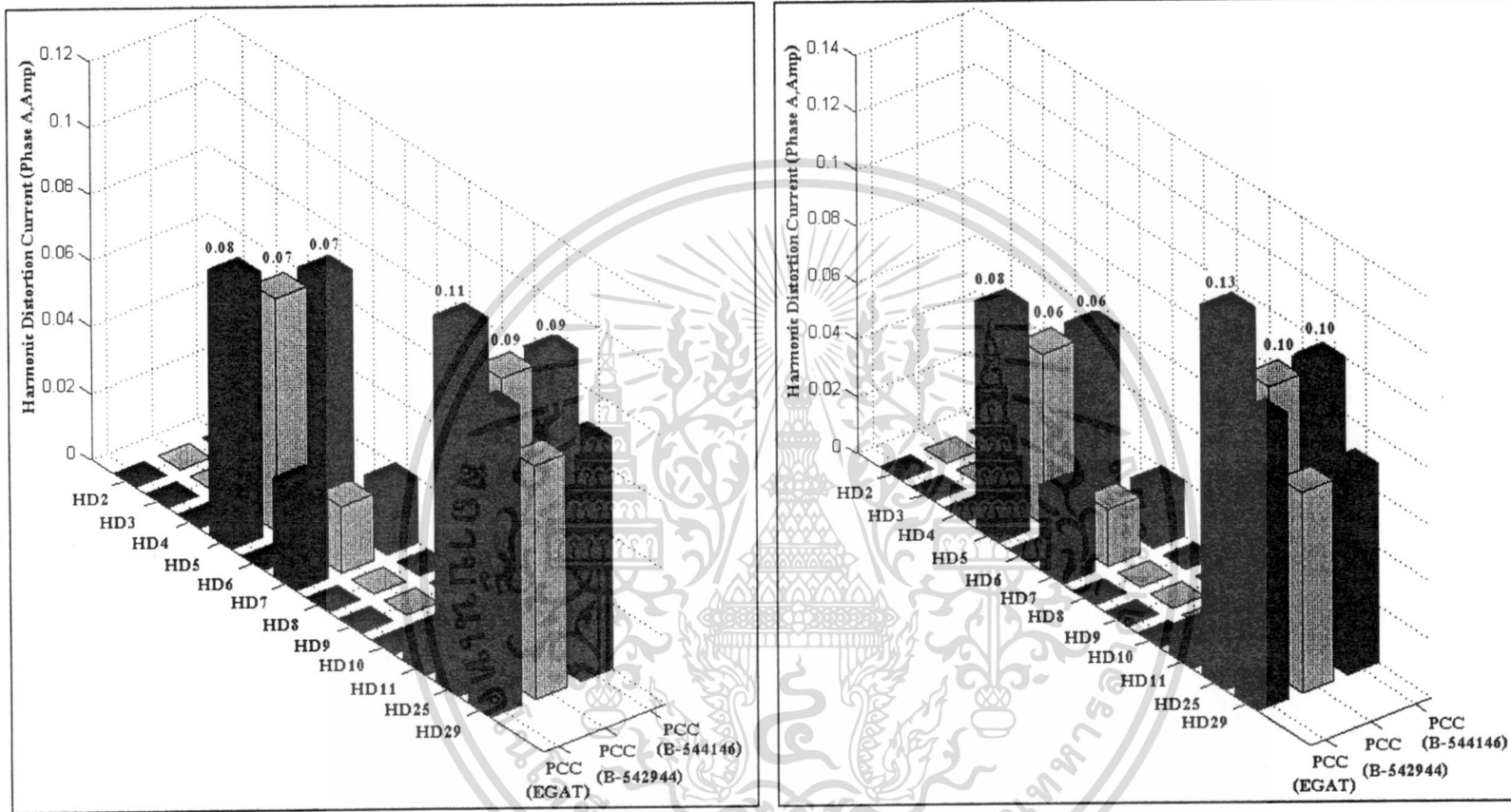
รูปที่ 5.34 กราฟเปรียบเทียบ IHDi ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Lagging Power Factor 0.9



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.35 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ตโดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor



(ก) ติดตั้งเฉพาะตำแหน่ง

(ข) ติดตั้งแบบกระจาย

รูปที่ 5.36 กราฟเปรียบเทียบ IHD_i ที่จุดต่อร่วม เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่ตำแหน่งต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต โดยมีการควบคุมแบบ Leading Power

Factor 0.9

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

จากการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG เข้าสู่จำหน่ายไฟฟ้า ในขนาดกำลังการผลิตไม่เกินข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ มีกำลังการผลิต 6 MW สำหรับระบบ 22 kV, 9 MW สำหรับระบบ 33 kV และ 90 MW สำหรับระบบ 115 kV ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่สนใจนำมาศึกษาเพื่อประเมินหาผลกระทบด้านในสถานะกึ่งตัวต่างๆ จะประกอบด้วยการศึกษาติดตั้งใน 4 ตำแหน่งที่แตกต่างกัน ดังนี้

- 1) ติดตั้งกังหันลมที่ต้นสาย (ใกล้แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเดิมของระบบ)
- 2) ติดตั้งกังหันลมที่กลางสาย
- 3) ติดตั้งกังหันลมที่ปลายสาย
- 4) ติดตั้งกังหันลมกระจายทั้งต้นสาย กลางสาย ปลายสาย

สำหรับการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้น จากการควบคุมการทำงานค่าองค์ประกอบไฟฟ้า (Power Factor) ของฟาร์มกังหันลม ที่ได้ทำการศึกษาจะแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ คือ

- 1) การควบคุมที่ Leading Power Factor 0.9
- 2) การควบคุมที่ Unity Power Factor
- 3) การควบคุมที่ Lagging Power Factor 0.9

สำหรับผลกระทบในสถานะกึ่งตัวในด้านต่างๆ จากการติดตั้งฟาร์มกังหันลม DFIG เข้าสู่พื้นที่ศึกษา โดยมีตำแหน่งในการติดตั้งและการควบคุมการทำงานของกังหันลมแตกต่างกัน สามารถสรุปออกได้เป็น 5 ประเด็นดังต่อไปนี้

6.1 ปัญหาการใช้งานเกิดพิกัดของสายส่งสายจำหน่ายในระบบและข้อเสนอแนะ

ผลจากการจำลองในระบบจำหน่าย 22 kV, 33 kV และ 115 kV พบว่าสามารถติดตั้งฟาร์มกั้นหันลมได้ในทุกๆ ตำแหน่งและการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้า โดยไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่าย เนื่องจากสายจำหน่ายหลักที่ใช้ในระบบที่ทำการศึกษานั้นได้มีการออกแบบเพื่อรองรับกำลังการผลิตไว้อยู่แล้ว จึงทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายไม่เกินพิกัด โดยตำแหน่งในการติดตั้งที่เปลี่ยนไปจะทำให้ทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนไปด้วย โดยเมื่อติดตั้งกั้นหันลมเข้าสู่ตำแหน่งใด สายจำหน่ายในบริเวณโดยรอบจะมีการใช้งานของสายเพิ่มสูงขึ้น (%Loading ของสายมีค่าเพิ่มมากขึ้น) สำหรับในแต่ละรูปแบบการควบคุม การควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 สายจำหน่ายจะมีการใช้งานมากกว่ากรณีการควบคุมแบบ Unity Pf. และ Lagging Pf. 0.9 (%Loading สูงสุด)

อย่างไรก็ตามหากมีการติดตั้งฟาร์มกั้นหันลม ในขนาดกำลังการผลิตที่เกินข้อกำหนดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งในระบบ 22 kV, 33 kV และ 115 kV จะต้องมีการพิจารณาถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยละเอียด เพราะอาจจะก่อให้เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของทั้งสายส่งและสายจำหน่ายในระบบได้

6.2 ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าของระบบ (แรงดันตก และแรงดันเกิน) และข้อเสนอแนะ

ในระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV ค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบจะขึ้นปัจจัยหลายอย่าง เช่น ขนาดโหลดในพื้นที่ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด และความยาวของสายจำหน่ายภายในระบบ โดยพื้นที่ศึกษาที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดค่อนข้างมาก มีสายจำหน่ายในระบบค่อนข้างยาวและโหลดในพื้นที่ขณะนั้นเป็นค่าโหลดสูงสุด (Peak Load) จะทำให้กรณีฐานเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าต่ำขึ้นในระบบ โดยเฉพาะในบริเวณปลายสายจำหน่าย หรือในพื้นที่ศึกษาที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดน้อยมาก มีสายจำหน่ายในระบบค่อนข้างสั้นและโหลดในพื้นที่ขณะนั้นมีขนาดน้อยกว่ากำลังการผลิต จะทำให้กรณีฐานเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินขึ้นในระบบ

ถ้าทำการติดตั้งฟาร์มกักหน้ลมเข้าสู่ระบบ การพิจารณาเลือกรูปแบบการควบคุมการทำงานของค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าให้เหมาะสมกับแต่ละพื้นที่ จึงเป็นสิ่งสำคัญเพราะถ้าเลือกรูปแบบการควบคุมการทำงานที่ไม่เหมาะสม ก็จะทำให้ความรุนแรงของปัญหาแรงดันในระบบเพิ่มมากขึ้น สำหรับการเลือกรูปแบบการควบคุมที่เหมาะสมสามารถสรุปได้เป็น 3 กรณีดังต่อไปนี้

1. กรณีที่พื้นที่ศึกษาเกิดปัญหาแรงดันต่ำในระบบ การควบคุมการทำงานที่เหมาะสมก็ควรจะเป็นแบบ Lagging Pf. 0.9 เพราะจะช่วยยกระดับแรงดันให้กับระบบค่อนข้างมาก เนื่องจากการควบคุมแบบนี้ฟาร์มกักหน้ลม จะทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากตัวฟาร์มกักหน้ลมให้กับระบบ
2. กรณีที่พื้นที่ศึกษาเกิดปัญหาแรงดันเกินในระบบ การควบคุมการทำงานที่เหมาะสมก็ควรจะเป็นแบบ Leading Pf. 0.9 เพราะจะช่วยลดระดับแรงดันให้กับระบบได้ในระดับหนึ่ง เนื่องจากการควบคุมแบบนี้ฟาร์มกักหน้ลม จะทำดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบเข้ากลับมาสู่ตัวฟาร์ม
3. กรณีที่พื้นที่ศึกษาที่ไม่เกิดปัญหาแรงดัน หรือมีค่าใกล้เคียงกับพิกัดที่จะก่อให้เกิดปัญหาแรงดันขึ้นในระบบ การควบคุมการทำงานที่เหมาะสมก็ควรจะเป็นแบบ Unity Pf. เพราะการควบคุมแบบนี้แรงดันในระบบจะถูกยกระดับขึ้นมาเพียงเล็กน้อย หรืออาจจะไม่แตกต่างกับกรณีฐานเลย ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่างๆภายในในระบบ เนื่องจากการควบคุมแบบนี้ฟาร์มกักหน้ลมจะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าให้กับระบบเพียงอย่างเดียว จะไม่มีการดึงหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบเลย

สำหรับการพิจารณาถึงตำแหน่งในการติดตั้งฟาร์มกักหน้ลม ในพื้นที่ศึกษาที่มีสายจำหน่ายระบบค่อนข้างยาว อาจจะทำให้ขนาดแรงดันที่บริเวณพื้นที่กลางสาย และปลายสาย มีปัญหาแรงดันต่ำ

เกิดขึ้น การติดตั้งฟาร์มกักกันลมในบริเวณพื้นที่ที่เกิดปัญหาปัญหาแรงดัน (บริเวณพื้นที่กลางสายหรือปลายสาย) จะช่วยแก้ปัญหาแรงดันต่ำในพื้นที่บริเวณนั้น ได้ดีกว่าการติดตั้งในบริเวณพื้นที่ต้นสายที่ไม่เกิดปัญหาแรงดัน

สำหรับระบบ 115 kV แรงดันไฟฟ้าในกรณีฐานจะอยู่ในค่าที่ดีมาก คือ มีขนาดเข้าใกล้ 1.0 pu. เนื่องจากการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระดับแรงดันสูงกระแสที่ไหลภายในสายส่งจึงมีค่าน้อย อีกทั้งแรงดันที่ตกภายในสายส่งจะมีขนาดน้อยกว่าในสายจำหน่ายของระบบ 22 kV, 33 kV เพราะในระบบทั้งสองนี้จะมีการแตกแขนงของสายจำหน่ายเป็นจำนวนมาก ส่วนระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 115 kV จะมีสายส่งเพียงไม่กี่เส้น สำหรับการพิจารณาเลือกรูปการควบคุมการทำงานของค่าองค์ประกอบไฟฟ้าควรจะเป็นแบบ Unity Pf. เพราะแรงดันภายในระบบอยู่ในเกณฑ์ที่ดีอยู่แล้ว ส่วนการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 และ Lagging Pf. 0.9 แม้จะส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันให้กับระบบแต่ก็ทำให้ขนาดแรงดันที่เปลี่ยนแปลงค่าเข้าใกล้กับพิกัดที่จะก่อให้เกิดปัญหาเพิ่มขึ้น

ในการพิจารณาถึงตำแหน่งติดตั้งพบว่าในระบบ 115 kV ที่ตำแหน่งต่างๆกัน จะส่งผลให้เกิดความแตกต่างของขนาดแรงดันน้อยมาก ดังนั้นการหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมโดยคำนึงถึงปัญหาแรงดันในระบบ 115 kV จึงไม่จำเป็นที่จะต้องมาพิจารณาก็ได้

6.3 ปัญหาด้านความสูญเสียในระบบไฟฟ้าและข้อเสนอแนะ

ในระบบจำหน่าย 22 kV, 33 kV และ 115 kV ค่าความสูญเสียภายในระบบจะเกิดจากค่าความต้านทานของสายส่งและของหม้อแปลงและการสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดจากคาร์เอดแทนซ์ของทั้งสายส่ง โดยทั่วไปแล้วการติดตั้งเครื่องกำเนิดแบบกระจายตัว (Distribution Generator, DG) เข้าสู่ระบบ จะช่วยลดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Transmission System) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ส่งจ่ายมาจากระบบการผลิต (Generation System) ผ่านมายังระบบส่งจ่ายมีค่าลดลง แต่ในการศึกษาจะเป็นการพิจารณาค่าความสูญเสียเฉพาะในระบบจำหน่ายของพื้นที่เพียงอย่างเดียว เพื่อเปรียบเทียบหารูปแบบการควบคุมและตำแหน่งติดตั้งที่จะก่อให้เกิดความสูญเสียภายในระบบจำหน่ายน้อยที่สุด

เมื่อเปรียบเทียบผลจากการควบคุมการทำงานของค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor, P f .) ต่างกันพบว่า การควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของฟาร์มกักกันลมที่เหมาะสมควรจะพิจารณาจากค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ในกรณีที่ค่าองค์ประกอบไฟฟ้าในระบบอยู่ในเกณฑ์ที่ดีแล้ว (มีค่าเข้าใกล้ Unity Pf.) การควบคุมการทำงานของฟาร์มกังหันลมแบบ Unity Pf. จะก่อให้เกิดค่าความสูญเสียต่อระบบน้อยที่สุด
2. เนื่องจากโหลดในระบบเป็นโหลดที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือน (โหลด Reactance) ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบส่วนใหญ่จึงมีค่าเป็น Lagging Pf. คือระบบมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือน การติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่มีการควบคุมแบบ Lagging Pf. ที่ค่าเหมาะสม คือ ฟาร์มกังหันลมมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนชดเชยให้กับระบบอย่างเพียงพอ จะช่วยปรับค่า Pf. ในระบบให้ดีขึ้นและถ้าสามารถปรับค่าเข้าใกล้ Unity Pf. ซึ่งจะช่วยลดค่าความสูญเสียในระบบได้เป็นอย่างมาก
3. เนื่องจากค่า Pf. ในระบบไฟฟ้ามีค่าเป็น Lagging Pf. การควบคุมการทำงานของฟาร์มกังหันลมเป็นแบบ Leading Pf. จึงก่อให้เกิดค่าความสูญเสียภายในระบบมากขึ้น เพราะการควบคุมแบบนี้จะทำให้ระบบมีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนเพิ่มมากขึ้น ทำให้ค่า Pf. ในระบบมีค่าต่ำลงยิ่งกว่ากรณีฐานหรือก่อนการติดตั้งฟาร์มกังหันลม

สำหรับการพิจารณาถึงตำแหน่งติดตั้งพบว่า การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในบริเวณกลุ่มโหลดจะช่วยลดค่าความสูญเสียภายในระบบจำหน่ายได้มากกว่าการติดตั้งไกลจากบริเวณกลุ่มโหลด เพราะการติดตั้งใกล้กลุ่มโหลดกำลังไฟฟ้าจะไหลเข้าสู่โหลดโดยตรง ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลภายในสายจำหน่ายมีค่าลดลงไปด้วย

เมื่อพิจารณาถึงกำลังการผลิตของฟาร์มกังหันลม หากมีขนาดกำลังผลิตสูงกว่า โหลดที่อยู่ในระบบ จะทำให้ค่าความสูญเสียเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากกำลังผลิตที่เหลือจะไหลคืนเข้าสู่ระบบทำให้เกิดความสูญเสียได้มากกว่า แต่ในกรณีที่ขนาดกำลังผลิตต่ำกว่า หรือใกล้เคียงกับโหลดในพื้นที่แล้ว ค่าความสูญเสียจะลดลงอย่างเห็นได้ชัด สำหรับระบบ 115 kV การติดตั้งฟาร์มกังหันลมที่บัส PEA ทั้งสองบัสแม้จะติดตั้งใกล้กลุ่มโหลดแต่ก็ยังมีค่าความสูญเสียสูงใกล้เคียงกับการติดตั้งที่บัส E G A T เนื่องจากกำลังการผลิตของฟาร์มกังหันลมนั้นมีค่ามากกว่าโหลดที่เกาะอยู่ในบริเวณนั้น จึงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่เหลือไหลผ่านสายส่งมายังโหลดอีกกลุ่ม ค่าความสูญเสียจึงยังมีค่าที่สูงอยู่

6.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

สำหรับระบบจำหน่ายที่นำมาทำการศึกษาร่วมใหญ่ ในกรณีฐานหรือก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลม ขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault $>$ 2ϕ Fault, 2ϕ -G Fault $>$ 1ϕ -G Fault หลังจากทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมพบว่าขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault $>$ 2ϕ Fault, 2ϕ -G Fault $>$ 1ϕ -G Fault เช่นกัน

จากการจำลองพบว่า ก่อนติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาดของกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ ที่สถานีไฟฟ้าของทุกพื้นที่ศึกษามีขนาดไม่เกินพิกัดอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีอยู่เดิม คือ ประมาณ 12 kA เมื่อทำการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมด้วยขนาดกำลังการผลิตตามข้อกำหนดของ VSPP (ระบบ 22 kV, 33 kV) และ SPP (ระบบ 115 kV) ในทุกพื้นที่ ขนาดของกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้ามีขนาดที่เพิ่มมากขึ้นเพราะจะมีกระแสลัดวงจรจากตัวฟาร์มไหลเข้าสู่สถานีไฟฟ้าด้วย แต่ก็ยังไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันเช่นเดิม ทำให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมยังทำงานเป็นปกติ

เมื่อเปรียบเทียบถึงการควบคุมการทำงานฟาร์มกังหันลมที่ค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าแตกต่างกันและการสเกลโหลดในพื้นที่มีให้ขนาดแตกต่างกัน จะไม่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร เนื่องจากในการคำนวณขนาดกระแสลัดวงจรจะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดัน และค่า Sequence Impedance ของทั้งแหล่งกำเนิดแรงดันและสายส่ง สำหรับการพิจารณาถึงตำแหน่งติดตั้งพบว่า การติดตั้งในบริเวณพื้นที่ต้นสายจะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้ามีขนาดเพิ่มขึ้นสูงสุด เพราะกระแสลัดวงจรจะไหลจากตัวฟาร์มไปยังสถานีไฟฟ้าในระยะทางที่สั้น ส่วนการติดตั้งในบริเวณที่ไกลกว่า (พื้นที่กลางสาย หรือปลายสาย) จะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้ามีค่าลดลงตามระยะทาง

เมื่อเปรียบเทียบผลจากการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเฉพาะพื้นที่ (ติดตั้งในพื้นที่ต้นสาย กลางสาย หรือปลายสาย) กับติดตั้งแบบกระจายจะพบว่าในบางพื้นที่การติดตั้งแบบกระจายมีขนาดกระแสลัดวงจรสูงกว่าการติดตั้งเฉพาะพื้นที่ ในบางพื้นที่การติดตั้งแบบเฉพาะพื้นที่มีค่าสูงกว่า และในบางพื้นที่ไม่แตกต่างกันมากนัก ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความยาวของสายจำหน่ายและจุดแยกของสาย (Node) ภายในพื้นที่ของแต่ละพื้นที่ที่มีการจัดเรียงของสายจำหน่ายเป็นอย่างไร

6.5 ปัญหาด้านฮาร์มอนิกต่อระบบไฟฟ้าพร้อมข้อเสนอแนะ

สำหรับการศึกษาผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายนั้น จะเป็นฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นมาจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่อยู่ภายในกังหันลมชนิด DFIG โดยถือว่าก่อนทำการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายนั้น ไม่มีฮาร์มอนิกเกิดขึ้นภายในระบบ โดยชุดอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ใช้ เป็นสวิตช์ IGBT ที่มีความถี่ในการทำงานเป็น 27 เท่าของความถี่ระบบ ซึ่งขนาดของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นในระบบ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าธุรกิจและอุตสาหกรรม ซึ่งจะใช้ดัชนี Total Harmonic Distortion (THDv) และ Individual Harmonic Distortion ของทั้งแรงดันและกระแส (IHDv, IHDi) เป็นตัวชี้วัดถึงความรุนแรงของระดับฮาร์มอนิก

เมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมโดยมีการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าแตกต่างกันจะพบว่าการควบคุมแบบ Leading Pf. 0.9 < Unity Pf. < Lagging Pf. 0.9 โดยความแตกต่างที่เกิดจากการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของกังหันลมนั้น ในบางพื้นที่ค่าที่แตกต่างกันค่อนข้างมาก ในบางพื้นที่แตกต่างกันค่อนข้างน้อย แสดงว่ามีปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อให้เกิดความแตกต่างในระดับฮาร์มอนิก

เมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ที่มีโหลดในพื้นที่สมดุล กับพื้นที่ที่มีโหลดในพื้นที่ไม่สมดุลจะพบว่าในพื้นที่ที่มีโหลดในพื้นที่สมดุลระดับฮาร์มอนิกในระบบมีค่าที่ต่ำมาก เมื่อนำค่าดัชนีทั้ง 3 ที่ได้มาเปรียบเทียบกับข้อกำหนด แต่ในพื้นที่ที่มีโหลดไม่สมดุล ระบบกลับมีฮาร์มอนิกในระดับที่รุนแรง เมื่อนำค่าดัชนีทั้ง 3 มาเปรียบเทียบกับข้อกำหนด จะพบว่ามีค่าเกินข้อกำหนดมาพอสมควร เมื่อทำการตรวจสอบจากค่า IHD ของทั้งแรงดันและกระแสจะพบว่าที่ลำดับฮาร์มอนิกที่ 25 และ 29 มีค่าเกินข้อกำหนด ซึ่งสอดคล้องกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่นำมาใช้ เพราะลำดับฮาร์มอนิกทั้งสองมีค่าใกล้เคียงกับความถี่ในการสวิตช์ แต่ในการจำลองลำดับฮาร์มอนิกในลำดับที่ 27 ซึ่งเป็นฮาร์มอนิกที่มีความถี่ตรงกับชุดสวิตช์กลับมีค่าเป็นศูนย์ สาเหตุอันเนื่องมาจาก DFIG จะมีการเชื่อมต่อชุด Back-to-Back Converter จะเชื่อมต่อกับตัวอุปกรณ์อื่นๆผ่านตัว Exciter จึงทำให้ฮาร์มอนิกที่มีลำดับเป็นจำนวนเท่าของลำดับ 3 หดไป ดังนั้นในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายควรจะมีการสำรวจความสมดุลของโหลดในพื้นที่

เมื่อเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงขนาดของโหลดภายในพื้นที่ (การปรับสเกลโหลด) เมื่อมีการปรับขนาดโหลดให้มีค่าต่ำลงระดับของฮาร์มอนิกในระบบจะมีค่าสูงขึ้น ในทางกลับกันถ้าขนาดโหลดในพื้นที่มีค่าเพิ่มมากขึ้นระดับฮาร์มอนิกในระบบจะมีค่าลดลง

การเปรียบเทียบถึงตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลม ถ้าพื้นที่ในบริเวณใดมีโหลดส่วนใหญ่ไม่สมดุลการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่นั้นก็จะเกิดปัญหาฮาร์มอนิกขึ้น เช่น การติดตั้งในพื้นที่ปากพนังการติดตั้งในพื้นที่ต้นสายและปลายสายมีระดับฮาร์มอนิกที่สูง แต่การติดตั้งในพื้นที่กลางสาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กลับมีระดับฮาร์โมนิกต่ำ วิธีการที่จะช่วยแก้ปัญหาฮาร์โมนิกในพื้นที่ที่มีโหลดในแต่ละบริเวณสมดุลและไม่สมดุลอยู่ร่วมกันอย่างพื้นที่อำเภอปากพนังนั้น คือ การติดตั้งฟาร์มกัณฑ์ลมนแบบกระจาย การติดตั้งแบบนี้ ฮาร์โมนิกในระบบที่เกิดบริเวณที่โหลดไม่สมดุล จะกระจายไปยังทั่วทุกบริเวณของพื้นที่

เนื่องจากอยู่ในช่วงที่ความถี่ค่อนข้างสูงจึงจะถูกกรองออกไปได้โดยง่ายเมื่อผ่านอุปกรณ์กรอง (Filter) ที่ต่อเชื่อมอยู่กับคอนเวอร์เตอร์ฝั่งที่เชื่อมต่อระบบ (Grid Side Converter, GSC) และเมื่อผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบของ กฟภ. ดังนั้นฮาร์โมนิกความถี่สูงดังกล่าวจึงจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

ในทางปฏิบัติก่อนที่จะดำเนินการติดตั้งกัณฑ์ลม ณ ตำแหน่งใดในระบบจำหน่าย ควรมีการตรวจเช็คขนาดฮาร์โมนิกของระบบเดิมที่มีอยู่ (Background Harmonics) เพื่อจะได้เป็นแนวทางในการป้องกันเพื่อมิให้ระดับของฮาร์โมนิกที่ ณ จุด PCC เกินกว่ามาตรฐานที่กำหนดได้

6.6 ข้อเสนอแนะในการศึกษา

ในการศึกษาจะเป็นศึกษาผลกระทบในสภาวะคงตัว เมื่อทำการติดตั้งฟาร์มกัณฑ์ลมระดับลิเฟดอินตักชั้นเจนเนอเรเตอร์ เข้าสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยจะเปรียบเทียบผลกระทบเมื่อมีการควบคุมค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งติดตั้งของฟาร์มกัณฑ์ลมที่แตกต่างกัน ซึ่งเงื่อนไขที่ได้ทำศึกษานั้น จะเป็นการจำลองเมื่อฟาร์มกัณฑ์ลมมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดตามค่าพิกัดของตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และโหลดในพื้นที่เป็นโหลดขนาดสูงสุด (Peak Load) แต่ในความเป็นจริงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมจะเกิดปัญหาด้านความไม่แน่นอนด้านการจ่ายกำลังไฟฟ้า เพราะเกิดความแปรปรวนทางด้านความเร็วลม ทำให้มีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ อีกทั้งในพื้นที่ระบบจำหน่ายโหลดจะเกิดความเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก ในการศึกษาจึงควรมีการจำลองผลกระทบเมื่อฟาร์มกัณฑ์ลมมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่จุด Cut – in และที่ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย อีกทั้งควรจะมีการจำลองเมื่อขนาดของโหลดในพื้นที่มีค่าต่ำสุดและค่าโดยเฉลี่ยด้วย เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริงและสามารถนำแนวโน้มของผลกระทบที่เกิดขึ้นมาวิเคราะห์ได้ในระดับเชิงลึกอีกด้วย

- [16] โตศักดิ์ ทัศนานุกตรียะ. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น.2540.
- [17] Ryan Konopinski. 2009. “Voltage Security Assessment with High Penetration levels of Utility Scale Doubly Fed Induction Generator Wind Plants” Master of Science Major Electrical Engineering, Iowa State University.
- [18] Richard Gagnon. Simulation Methods of the DFIG “Wind Farm (DFIG Detailed Model)” Copyright 1997-2006 The MathWorks, Inc. Published with MATLAB 7.5
- [19] อนุรักษ์ ขำดี. 2551. “การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้าประเทศไทย.” วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.
- [20] พิชัย เมืองประทุม. 2551. “ข้อเสนอแนะเชิงหลักการเพื่อการออกแบบและการทำงานของระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย” วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.
- [21] พรหมมินทร์ เลิศสุริย์เดช. 2547. “แนวคิดพลังงานไทยในอนาคต” กระทรวงพลังงาน.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



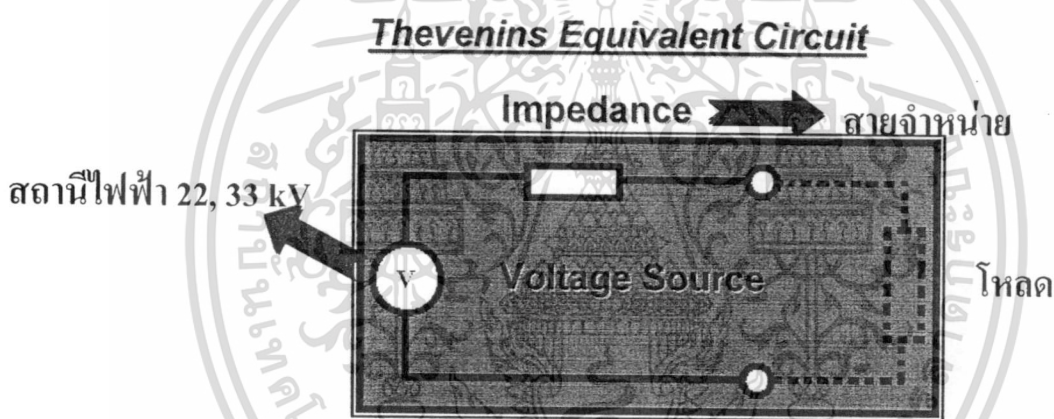
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการจำลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมของกฟภ.

ในการศึกษาจำลองผลกระทบต่อบริเวณด้วยโปรแกรมทางวิศวกรรมไฟฟ้า จะมีรูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ที่นำมาใช้งานและการติดตั้งพารามิเตอร์ภายในตัวแปรแตรมแตกต่างกัน ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นำมาศึกษา สามารถแบ่งได้เป็น 2 ระบบ คือ

ระบบจำหน่ายที่ระดับแรงดัน 22 kV, 33 kV

ในการจำลองผลกระทบสำหรับระบบ 22 kV และ 33 kV มีรูปแบบการเชื่อมต่อโดยใช้ทฤษฎีเทวินิน กล่าวคือมีแหล่งกำเนิดแรงดันเชื่อมต่อกับระบบซึ่งประกอบไปด้วย Impedance ของสายส่งและ Load ดังรูปที่ 1



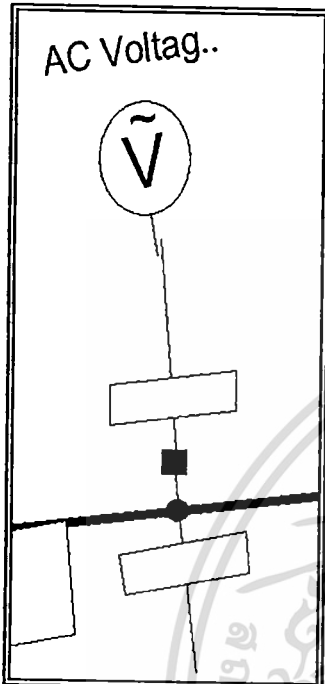
รูปที่ 1 แสดงลักษณะการเชื่อมต่อด้วยวงจรเทวินิน

สำหรับอุปกรณ์และพารามิเตอร์ที่ใช้ในการจำลองระบบจะประกอบไปด้วย

- ▶ แหล่งกำเนิดแรงดัน (Voltage Source)
- ▶ สายจำหน่าย (Distribution Line)
- ▶ โหลด (Load)
- ▶ ชั้นตัดค่าปาสิตอร์และสวิตช์ (Shunt Capacitor and Switch)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แหล่งกำเนิดแรงดัน (Voltage Source)



เป็นอุปกรณ์ที่เปรียบเสมือนสถานีไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษา ซึ่งในตัวโปรแกรมประกอบไปด้วยพารามิเตอร์ต่างๆ ดังต่อไปนี้

- Nominal Voltage
- Voltage Magnitude
- Sequence Impedance

โดย Nominal Voltage จะเป็นการระบุถึงขนาดแรงดันของระบบว่ามีค่าเป็น 22 kV หรือ 33 kV, Voltage Magnitude เป็นการระบุขนาดของแรงดันใช้งาน โดยบอกเป็นค่า per unit และ Sequence Impedance เป็นค่าที่จะใช้ในการคำนวณเกี่ยวกับการลัดวงจรและฮาร์มอนิกของระบบ ซึ่งในการศึกษาได้อ้างอิงค่าพารามิเตอร์ตัวนี้จากรายงานค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2550 ดังตัวอย่างในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ค่า Sequence Impedance จากรายงานค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2550

รายชื่อสถานีไฟฟ้า	BUS kV	หม้อแปลง MVA	3 P Fault kA	SLG Fault kA	R1 pu.	X1 pu.	R0 pu.	X0 pu.
8 กูเกิด 2	115		3.122	3.807	0.03495	0.15694	0.00622	0.07425
	33-KT1+2A	50	4.185	4.909	0.03495	0.41657	0.00089	0.23356
	33-KT2+3A	63	4.339	5.073	0.03495	0.40174	0.00089	0.22868

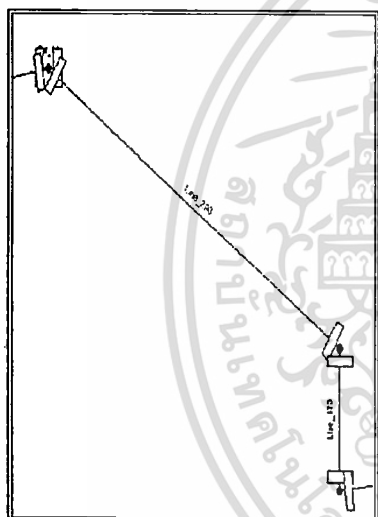
สำหรับค่า Sequence Impedance ที่ได้จากรายงานค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้านั้น มีค่าเป็น Per Unit แต่ในการจำลองจำเป็นต้องระบุออกมาเป็นค่าที่จริงที่จะนำมาใช้งาน ดังนั้นจะต้องทำการแปลงค่าในรูป Per Unit มาเป็นค่าจริงตามสมการที่ (1)

$$Z_{Base} = \frac{V_{line-line}^2}{MVA} \quad , \quad Z_{actual} = Z_{Base} \times Z_{pu.} \quad (1)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$V_{line-line}$	Nominal Voltage ของพื้นที่ศึกษา (22 kV หรือ 33 kV)
MVA	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงของระบบ ซึ่งมีขนาด 10000 MVA
Z_{Base}	ค่าเบสอิมพีแดนซ์ของแหล่งกำเนิดแรงดัน
Z_{pu}	ค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งกำเนิดแรงดันในรูป Per Unit (เป็นค่าที่ได้อ้างอิงมาจากรายงานค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของกฟภ.)
Z_{actual}	ค่าอิมพีแดนซ์จริงของแหล่งกำเนิดแรงดัน ซึ่งเป็นค่าที่จะนำมาใช้งาน

สายจำหน่าย (Distribution Line)



เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลด ซึ่งภายในตัว โปรแกรมประกอบไปด้วยพารามิเตอร์ค่าต่อไปนี้

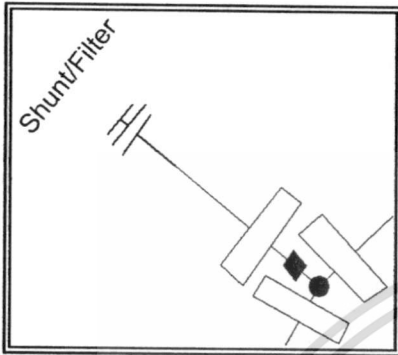
- Balance/Unbalance
- Active Power, Reactive Power
- Scaling Factor
- Voltage
- Load Model

Balance /Unbalance เป็นการกำหนดประเภทของโหลดว่าเป็นชนิด 3 เฟสสมดุลหรือเป็นโหลดที่ไม่สมดุล (โหลดประเภทเฟสเดียวหรือสองเฟส), ค่า Active Power, Reactive Power เป็นค่า Install Capacity ของหม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งไม่ใช่ค่าโหลดที่ใช้งานจริงในพื้นที่เราจึงจำเป็นต้องปรับขนาดของโหลดให้เหมาะสมกับความเป็นจริงด้วยการเลือกใช้ค่า Scaling Factor , Voltage เป็นการบ่งบอกค่าแรงดันที่ตัวโหลด สุดท้ายเป็น Load Model ซึ่งสามารถเลือกได้ว่า Model ของโหลดจะเป็น Impedance หรือ Current Source สำหรับโหลดโดยทั่วไปจะใช้เป็นค่า Impedance แต่ถ้าเราต้องการจำลองผลกระทบด้าน Harmonic ที่เกิดจากโหลด ตัว Model ของโหลดที่จะนำมาใช้งานจะถูกเซตให้เป็น Current Source โดยถือว่าโหลดเป็นตัวแหล่งกำเนิด Harmonic กระแส

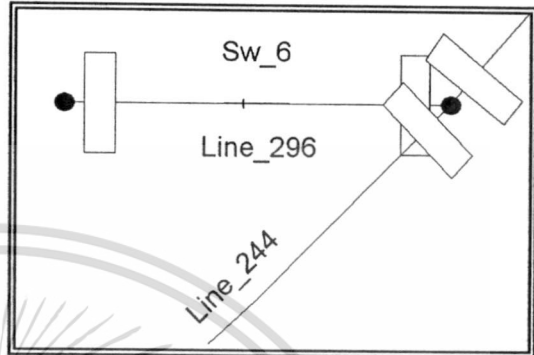
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชั้นตัดค่าปาดิเตอร์และสวิตช์ (Shunt Capacitor and Switch)

Shunt Capacitor

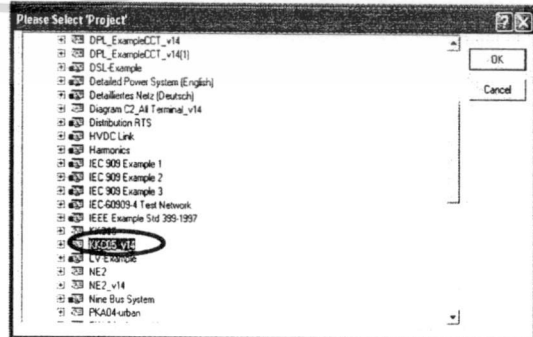
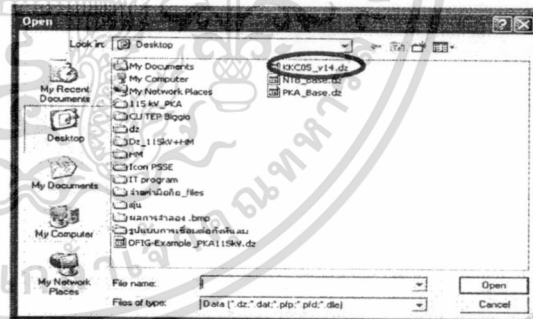
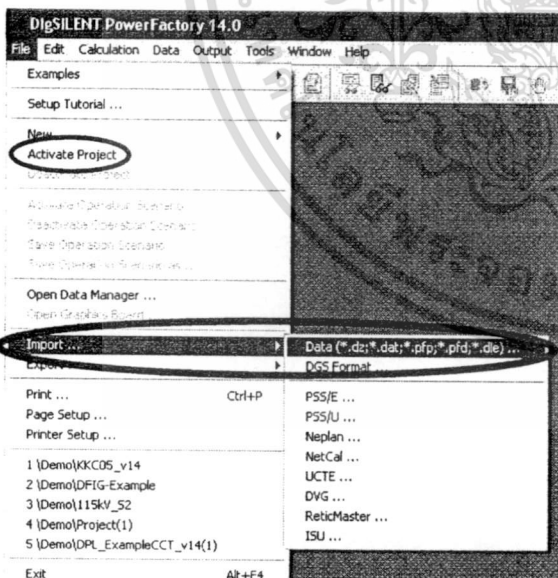


Switch



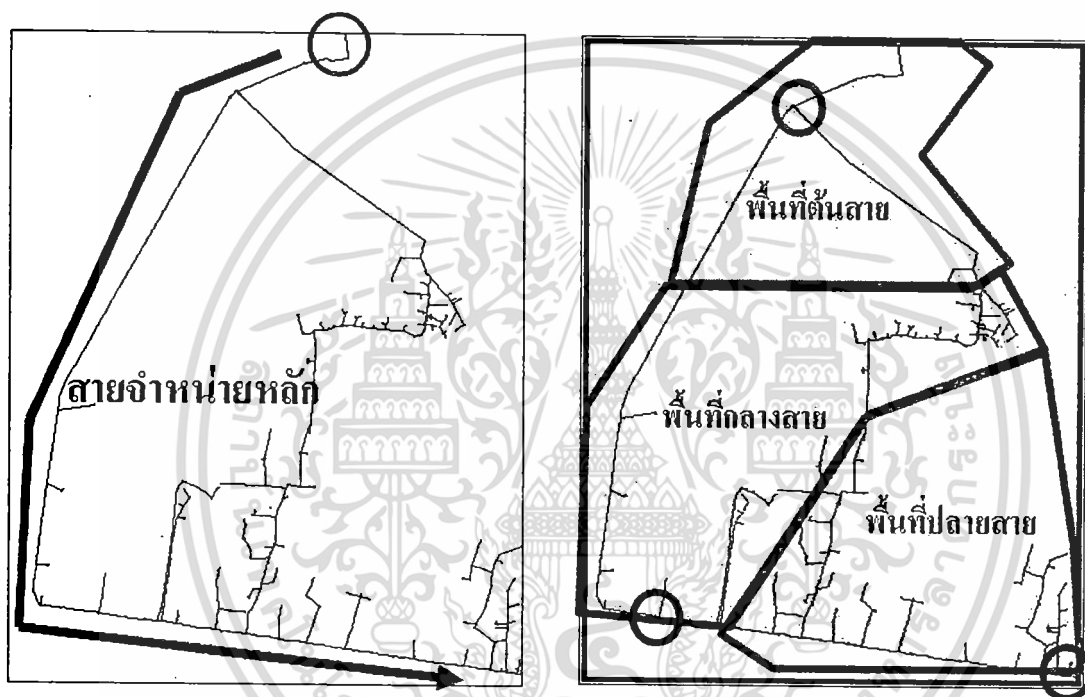
สำหรับ Shunt Capacitor จะเป็นอุปกรณ์ที่ทำทำการติดตั้งไว้เพื่อจากชดเชย Reactive power ให้กับระบบ โดยพารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องใช้คือ Rated Reactive Capacitor ในส่วน Switch จะใช้เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการตัดต่อของระบบป้องกันซึ่งจะสัมพันธ์กับ Relay Model

การจำลองผลกระทบที่มีต่อระบบ 22 kV และ 33 kV ด้วยโปรแกรม Digsilent



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในการศึกษาไฟล์ที่ใช้ในการจำลองระบบจะเป็นไฟล์นามสกุล .dz โดยไฟล์ระบบที่นำมาใช้จะเป็นไฟล์ที่ทางฟก. แปลงมาจากโปรแกรม GIS และ PSSU โดยเมื่อทำการเปิดโปรแกรมขึ้นมาจะสามารถนำไฟล์ของระบบดังกล่าวเข้าสู่ตัวโปรแกรมด้วยการเปิด File \Rightarrow Import \Rightarrow Data (.dz) (ขั้นตอนที่ 1) หลังจากทำการ Import File ระบบที่ต้องการจะศึกษาเข้าสู่ตัวโปรแกรมแล้ว ก็สามารถที่จะเปิดตัวไฟล์ของระบบได้โดยการเลือกไปที่ File \Rightarrow Active Project \Rightarrow ชื่อไฟล์ที่ได้ Import เข้าไป (ขั้นตอนที่ 2) จากตัวอย่างได้แสดงการ Import ไฟล์ KKC05_v14 ซึ่งเป็นพื้นที่ศึกษาจังหวัดขอนแก่น



(ก) ทิศทางสายจำหน่ายหลัก

(ข) การแบ่งพื้นที่ของระบบจำหน่าย

รูปที่ 2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของจังหวัดขอนแก่น

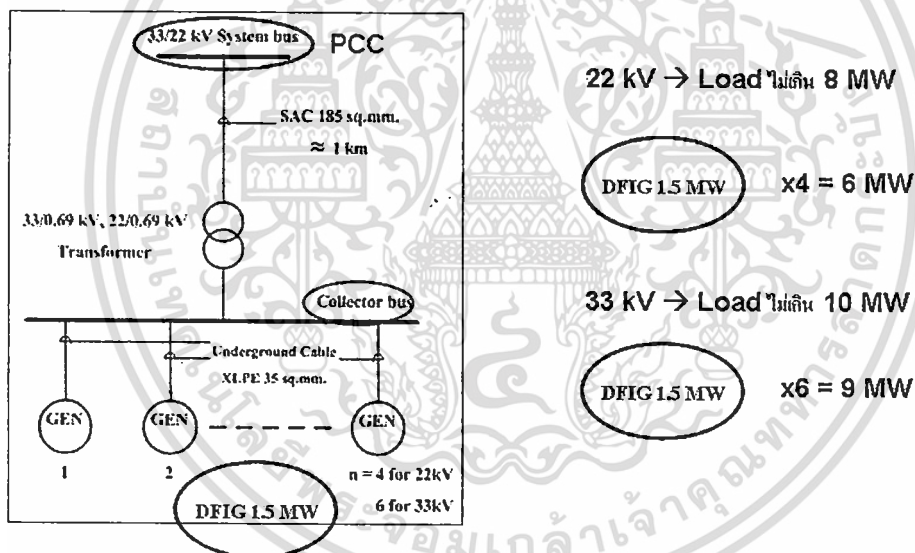
เมื่อเปิดไฟล์พื้นที่ศึกษาก็จะมีระบบดังรูป 2 เนื่องจากระบบนี้จะมีการรูปแบบการเชื่อมต่อด้วยวงจร Thevinin ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องทราบถึงตำแหน่งของแหล่งกำเนิดแรงดัน (voltage source) ซึ่งเป็นตัวแทนสถานีไฟฟ้า สำหรับพื้นที่ขอนแก่นจะมีตำแหน่งของแหล่งกำเนิดแรงดัน ณ ตำแหน่งที่แสดงไว้ในรูปที่ 2 สำหรับข้อมูลทั่วไปของระบบที่ศึกษาจะประกอบไปด้วย Voltage Magnitude และค่า Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดัน (pu.), Install Capacity of Distribution Transformer, จำนวนบัส สายจำหน่ายและชนิดในพื้นที่

จากนั้นจึงทำการปรับขนาดของโหลดของพื้นที่ศึกษา ให้มีขนาดโหลดสูงสุดเหมาะสมกับความเป็นจริง คือ ระบบ 22 kV และ 33 kV จะมีขนาดของโหลดสูงสุดในพื้นที่ไม่เกิน 8 MW และ 10 MW ตามลำดับ และในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้าสู่ระบบจำหน่าย จะต้องทำการเอกสารนี้เป็นเอกสารที่ส่งวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ติดตั้งเข้ากับสายจำหน่ายหลักหรือบัสที่เชื่อมต่อกับสายจำหน่ายหลัก เพื่อให้สายจำหน่ายสามารถรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องตรวจสอบถึงทิศทางของสายจำหน่ายหลักด้วย โดยพื้นที่ตัวอย่างจะมีทิศทางของสายจำหน่ายหลักดังรูปที่ 2 (ก)

จากสมมุติฐานของตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 4 รูปแบบดังที่กล่าวไว้ในข้างต้น จึงได้มีการแบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 บริเวณ สำหรับพื้นที่ขอนแก่นจะมีการแบ่งบริเวณเป็นดังรูป 2 (ก) ในการศึกษาถึงผลกระทบ จำเป็นที่จะต้องทราบข้อมูลของแต่ละบริเวณในพื้นที่ศึกษาอันประกอบไปด้วย จำนวนบัส สายจำหน่ายและขนาด โหลด ของพื้นที่ในแต่ละบริเวณ จากนั้นจึงเลือกตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมไว้ในแต่ละบริเวณของพื้นที่ศึกษา

การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วม สำหรับแรงดัน 22 kV และ 33 kV

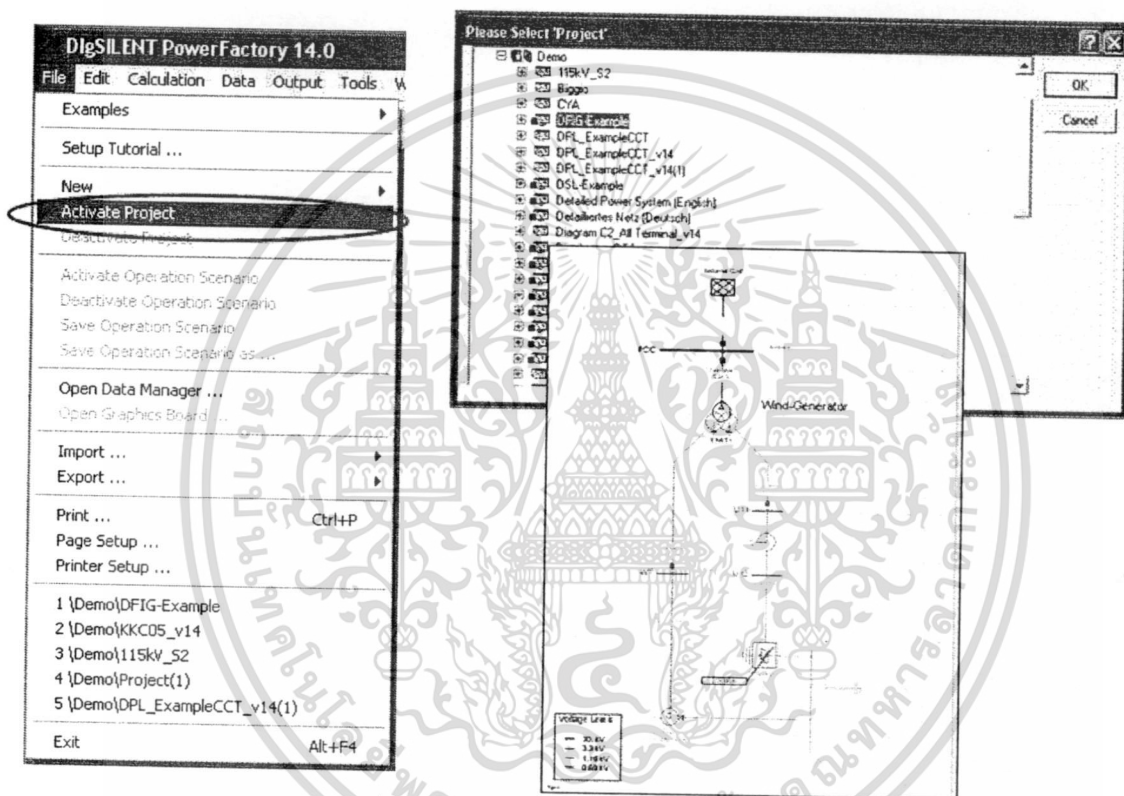


การเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายที่จุดต่อร่วมสำหรับแรงดัน 22 kV และ 33 kV ในการศึกษาจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 1.5 MW ทั้งหมดเชื่อมต่อเข้ากับบัสติดตั้งฟาร์มกังหันลม (Collector Bus) จากจึงเชื่อมต่อเข้ากับบัสของระบบ (PCC) ผ่านหม้อแปลงเพื่อเพิ่มขนาดแรงดันของฟาร์มกังหันลมให้เท่ากับแรงดันระบบ สำหรับการออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานขนาด 1.5 MW ในระบบ 22 kV และ 33 kV จะติดตั้งเป็นจำนวน 4 หน่วยและ 6 หน่วยตามลำดับ เพื่อให้กำลังการผลิตรวมของฟาร์มกังหันลม มีขนาดเหมาะสมกับขนาด โหลดสูงสุด (Peak Load) จริงของระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับระบบจำหน่ายด้วยโปรแกรม

ภายในตัวอย่างของโปรแกรมจะมี Model เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิด DFIG ซึ่งเป็น Generic Model ในจำลองผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบจำหน่าย จะใช้ Model ดังกล่าวนี้เชื่อมต่อเข้ากับ บัสของพื้นที่ศึกษาเพื่อทำการติดตั้งฟาร์มกังหันลม สำหรับการติดตั้งด้วยโปรแกรมนั้นสามารถทำได้ โดยเข้าไปที่ Active Model \Rightarrow DFIG Example จะได้ Schematic ดังที่แสดงไว้

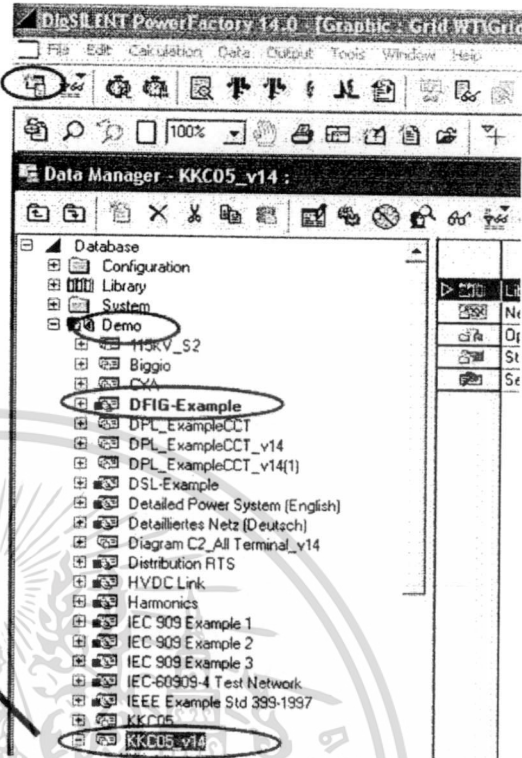
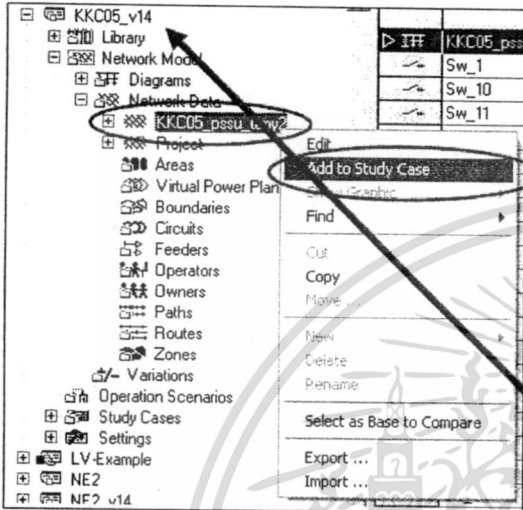


ลำดับต่อไปจะทำการดึงข้อมูลของระบบจำหน่ายที่ต้องการติดตั้งฟาร์มกังหันลม เข้าสู่ไฟล์ Model กังหันลม (DFIG-Example) ซึ่งสามารถทำได้โดยเลือก Data Manager \Rightarrow Demo จะพบว่าไฟล์ Model กังหันลมหรือ DFIG-Example นั้นจะถูกแสดงเป็นตัวหนังสือสีทึบ แสดงว่าไฟล์นี้กำลังถูก Active จากนั้นให้เลือกไปที่ไฟล์ของระบบที่ต้องการศึกษา ในตัวอย่าง คือ จังหวัดขอนแก่น KKC05_v14 จากนั้นให้เลือกเข้าไปในรายละเอียดของไฟล์ KKC05_v14 ให้เลือก Network Model \Rightarrow Network Data จะพบกับไฟล์ข้อมูลของพื้นที่จังหวัดขอนแก่น ซึ่งได้จำลองมาจากโปรแกรม PSSU จากนั้นให้กดคลิกขวาเลือก Add to Study Case โปรแกรมจะทำการดึงข้อมูลระบบจำหน่ายของพื้นที่ศึกษาเข้าสู่ไฟล์ Model กังหันลม หรือ DFIG-Example

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

New Data Manager

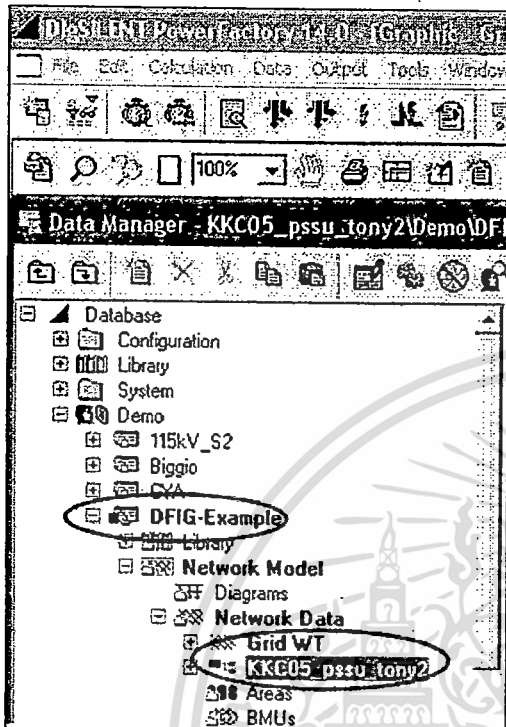
Network Model → Network Data



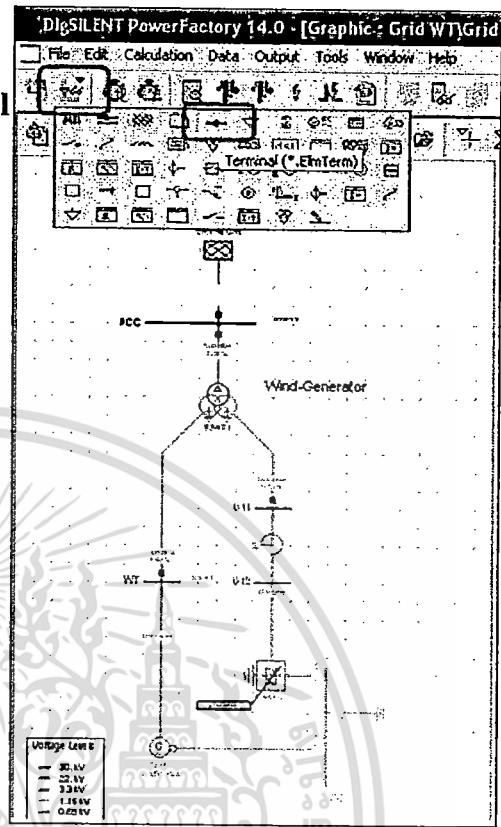
เมื่อลองเลือกไฟล์ DFIG-Example ใน Data Manager จะพบว่าไฟล์ข้อมูลของพื้นที่จังหวัดขอนแก่นได้ถูก Add เข้ามาเป็นที่เรียบร้อยแล้ว จากนั้นให้ไปหน้า Schematic ของกังหันลม แล้วเลือก Edit Relevant Object for Calculation หรือ อุปกรณ์ทั้งหมดที่ได้นำมาใช้งาน จากนั้นจึงเลือกบัสที่จะทำการเชื่อมต่อกับกังหันลมซึ่งเป็นบัสที่เชื่อมต่อเข้ากับสายจำหน่ายหลัก จากนั้นคลิกที่ drag and drop แล้วจึงนำบัสที่ต้องการเชื่อมต่อเข้ามาที่หน้า Schematic ของกังหันลม ได้ดังรูป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Edit Relevant Object for calculation

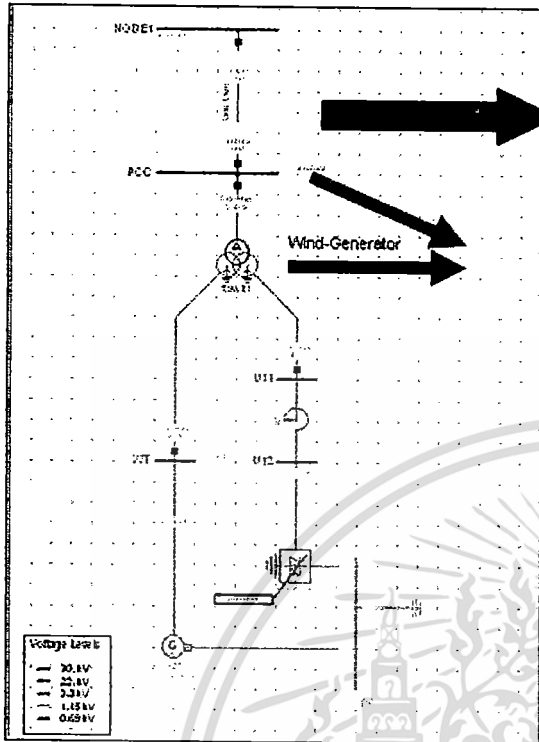


Terminal



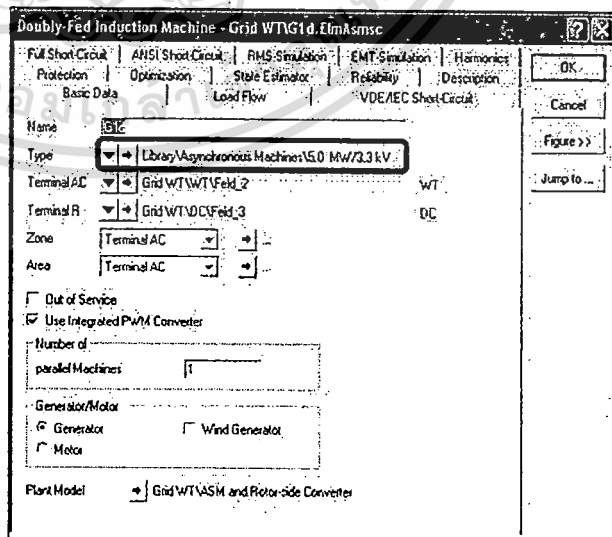
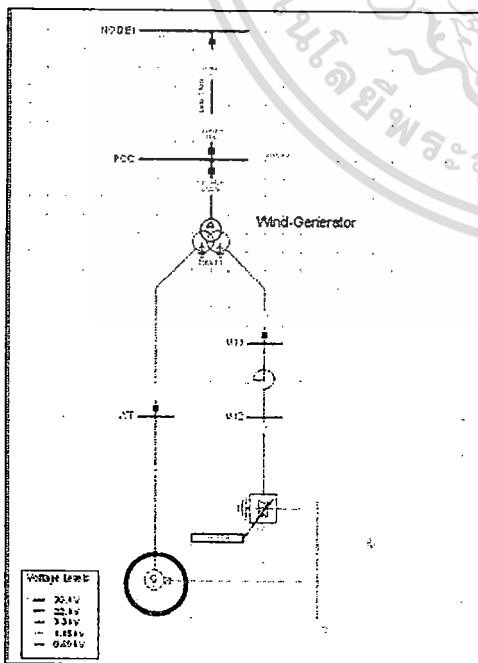
จากนั้นจึงทำการเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับบัสของทางการไฟฟ้า โดยเชื่อมผ่านสาย SAC 185 mm² โดยมีความยาวประมาณ 1 กม. โดยพารามิเตอร์ต่างๆของสายได้อ้างอิงมาจากบริษัท Bangkok Cable ส่วน Collector บัสและหม้อแปลงสามขดลวดฝั่งที่เชื่อมต่อกับ Collector ให้ปรับขนาดแรงดันให้เป็นเช่นเดียวกับระบบ คือ 22 kV และ 33 kV สำหรับพารามิเตอร์ต่างๆในหม้อแปลงไม่ได้ทำการเปลี่ยนแปลงแก้ไข เพราะหม้อแปลงในตัวอย่างฝั่ง Collector เป็นหม้อแปลงที่มีขนาดแรงดัน 30 kV ซึ่งไม่แตกต่างกับระบบที่นำมาใช้มากนัก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



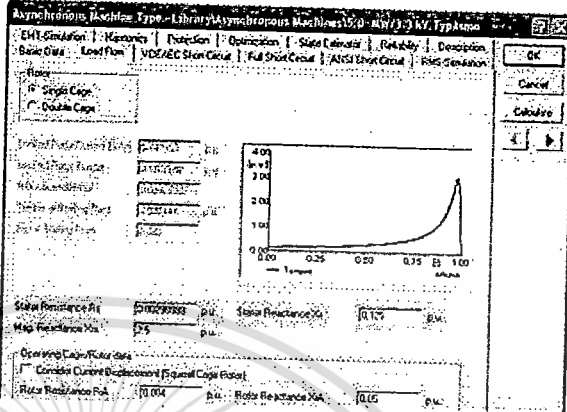
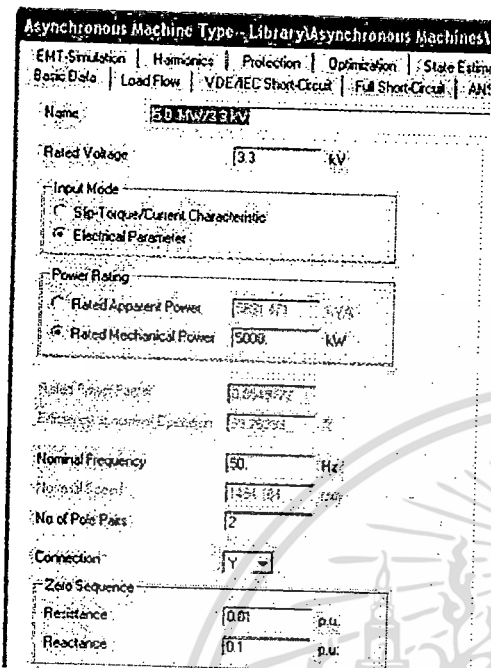
SAC 185 mm² → 1 km
 Parameter Bangkok Cable
 22 kV or 33 kV

เมื่อพิจารณาในส่วนของ Induction Generator เมื่อทำการเลือกไปที่ type ของตัว Machine จะพบพารามิเตอร์ต่างๆ สำหรับค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่ได้นำมาใช้ในการจำลองได้อย่างพารามิเตอร์จากบริษัท GE ซึ่งได้ใช้ Induction Generator ชนิด Wound Rotor ขนาด 1.5 MW 0.69 kV



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

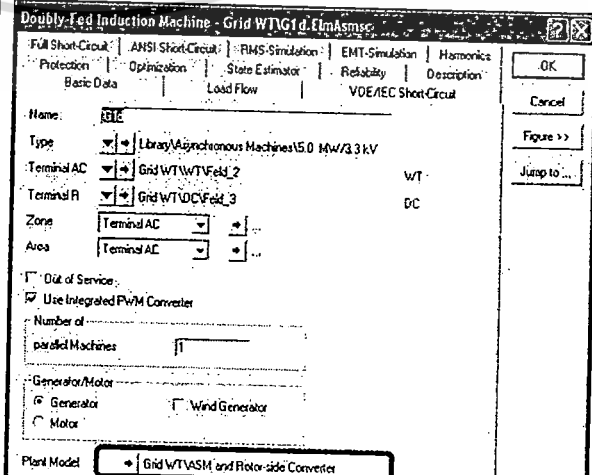
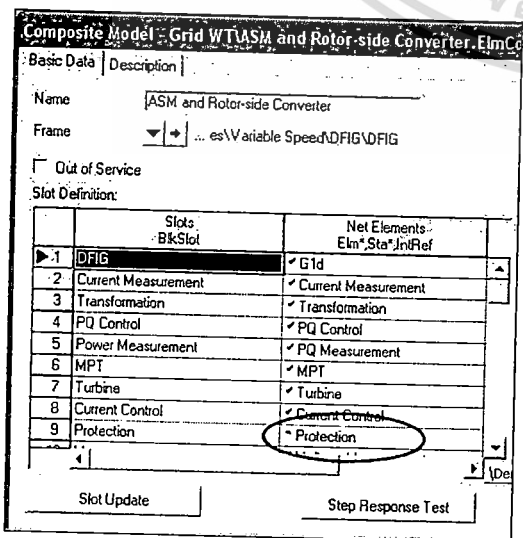
อ้างอิงจากบริษัท GE



สำหรับ Model Dynamic Parameter ซึ่งเป็น Model ที่ใช้ในการจำลองเสถียรภาพของระบบ จะประกอบด้วย Model แบบจำลองในส่วนต่างๆ ดังรูป และเมื่อทำการกดเลือกเข้าไปในแต่ละ Model จะพบค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ซึ่งค่าพารามิเตอร์เหล่านี้บางส่วนได้อ้างอิงของบริษัท GE แต่สำหรับ ค่าพารามิเตอร์บางค่า ซึ่งทางบริษัท GE ไม่ได้ระบุ ก็ได้ใช้ค่า Default ที่ทางโปรแกรมกำหนด ในการจำลองจะทำการศึกษาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่าย ด้วย เหตุนี้จึงได้ตัดการทำงานในส่วนของ Protection ออกไป ดังรูป

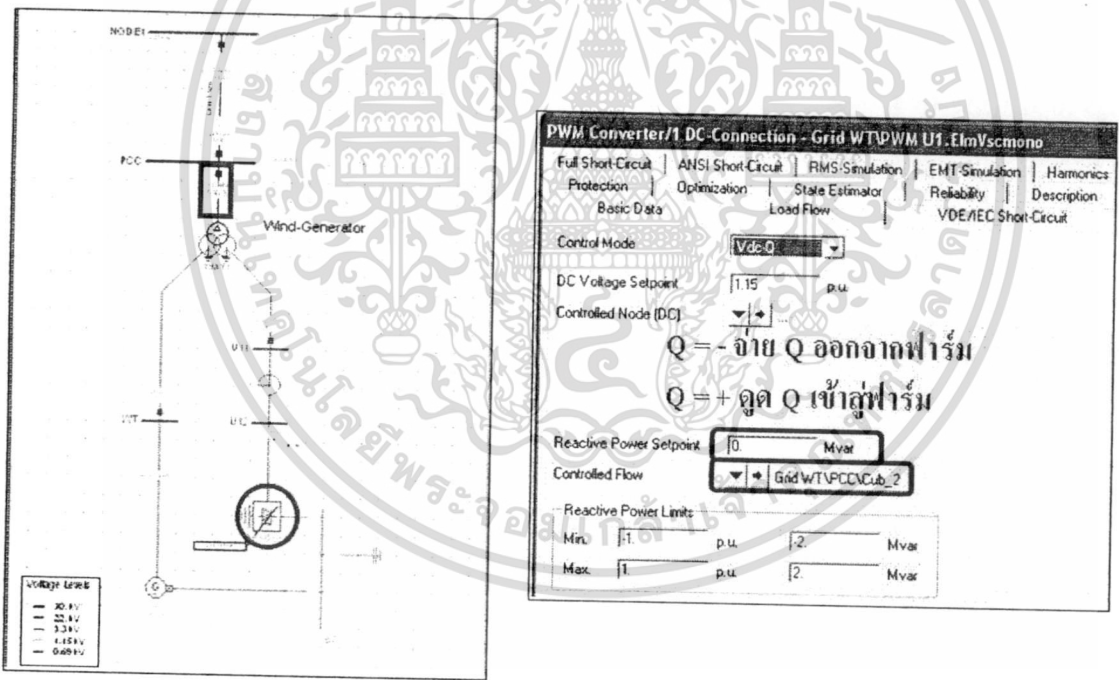
อ้างอิงจากบริษัท GE

Parameter บางตัวเป็นค่า Default

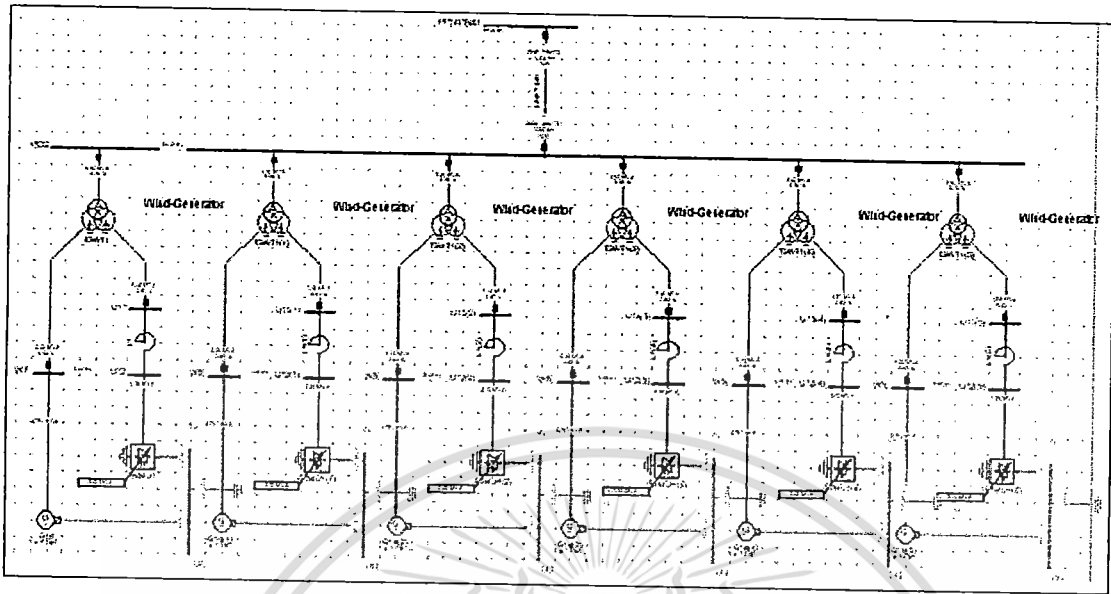


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่มีการควบคุมการทำงานของค่านำประกอบกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังนั้นชุดคอนเวอร์เตอร์ภายในโปรแกรม จึงได้เลือกรูปแบบการควบคุม Vdc-Q ซึ่งจะต้องมีการกำหนดค่า DC Voltage Setpoint และค่า Reactive Power ซึ่งในส่วนของ Reactive Power จะต้องมีการควบคุม Controlled Flow ซึ่งในการจำลองจะทำการควบคุม ณ ตำแหน่งขาออกจากหม้อแปลงฝั่งแรงดันสูงของหม้อแปลงสามเฟส สามขดลวดซึ่งเชื่อมต่อกับ Collector Bus โดยในการควบคุมจะต้องมีการเซตค่า Reactive Power เพื่อให้ได้ค่า Power Factor ตามต้องการ สำหรับการใส่ Reactive Power เป็นลบจะเป็นการที่เราจ่าย Reactive Power ออกจากตัวฟาร์มให้กับระบบ (Lagging Power Factor Control) ถ้าใส่เป็นบวกจะเป็นการดึง Reactive Power จากระบบเข้าสู่ตัวฟาร์ม (Leading Power Factor Control) แต่ถ้าไม่มีการใส่ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนหรือมีค่าเป็นศูนย์นั้น กังหันลมจะจ่ายเฉพาะค่ากำลังไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Unity Power Factor Control)

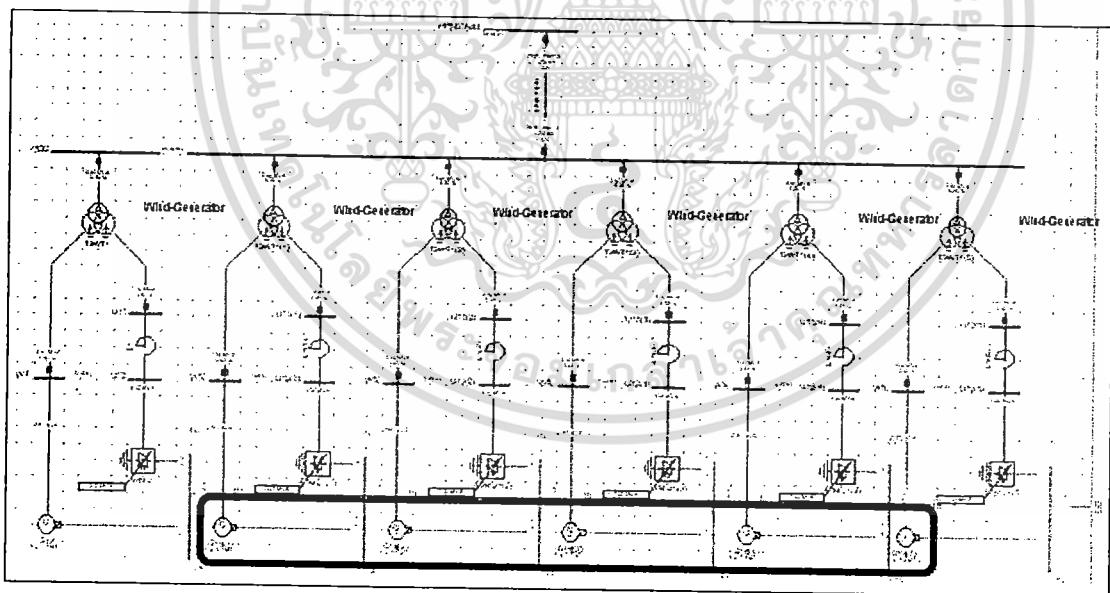


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



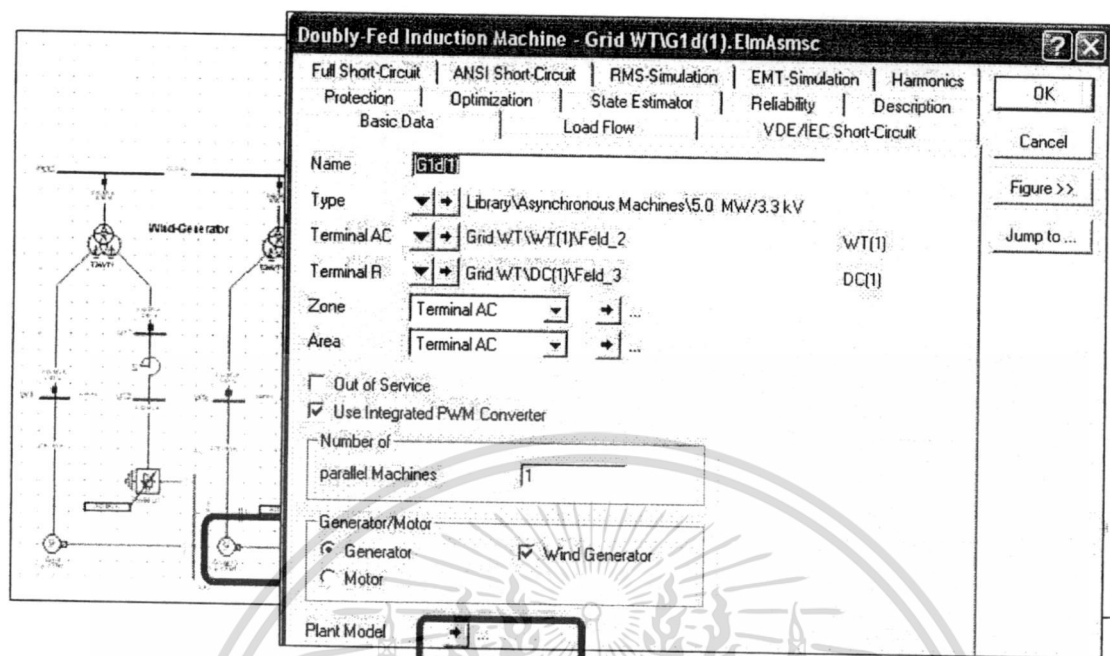
กังหันลม 6 ชุด

จากนั้นจึงทำการ Copy Schematic ของกังหันลมที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์แล้วทำการเชื่อมต่อเข้ากับ Collector Bus จากรูป จะทำการเชื่อมต่อกังหันลมเป็นจำนวน 6 หน่วย



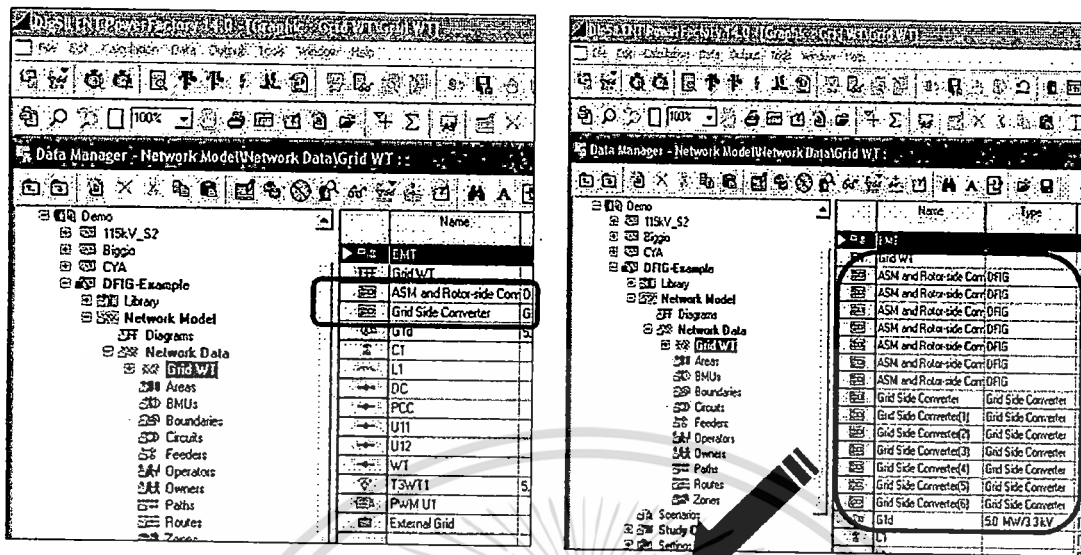
สำหรับกังหันลมที่ทำการ Copy มานั้นจะไม่มี Dynamic Model อยู่ จึงไม่สามารถทำการจำลองผลกระทบทางด้านเสถียรภาพที่มีต่อระบบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



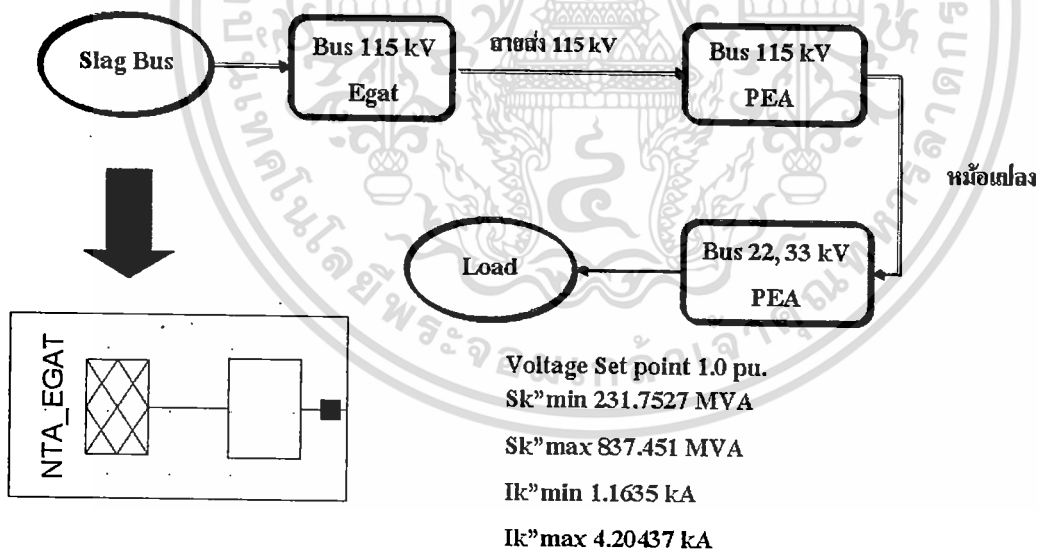
สำหรับการใส่ค่า Dynamic Model เข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่นนั้น สามารถทำได้โดยเลือกไปที่ Data Manager ⇒ Demo ⇒ DFIG Example ⇒ Grid WT ซึ่งจะพบ Model ของ ASM and Rotor-side Converter และ Grid Side Converter จากนั้นให้ทำการทำการ Copy Model ทั้งสองให้มีจำนวนเท่ากับตัวกังหันลมที่ทำการติดตั้ง สำหรับการติดตั้ง Model ASM and Rotor-side Converter ให้ทำการกดเลือก Induction Generator ที่ต้องการจะใส่ Model ในส่วนของ Model Grid Side Converter ให้ทำการกดเลือก Converter ที่ต้องการจะใส่ Model ก็จะได้พารามิเตอร์ที่มี Model Dynamic ทุกอย่างสมบูรณ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



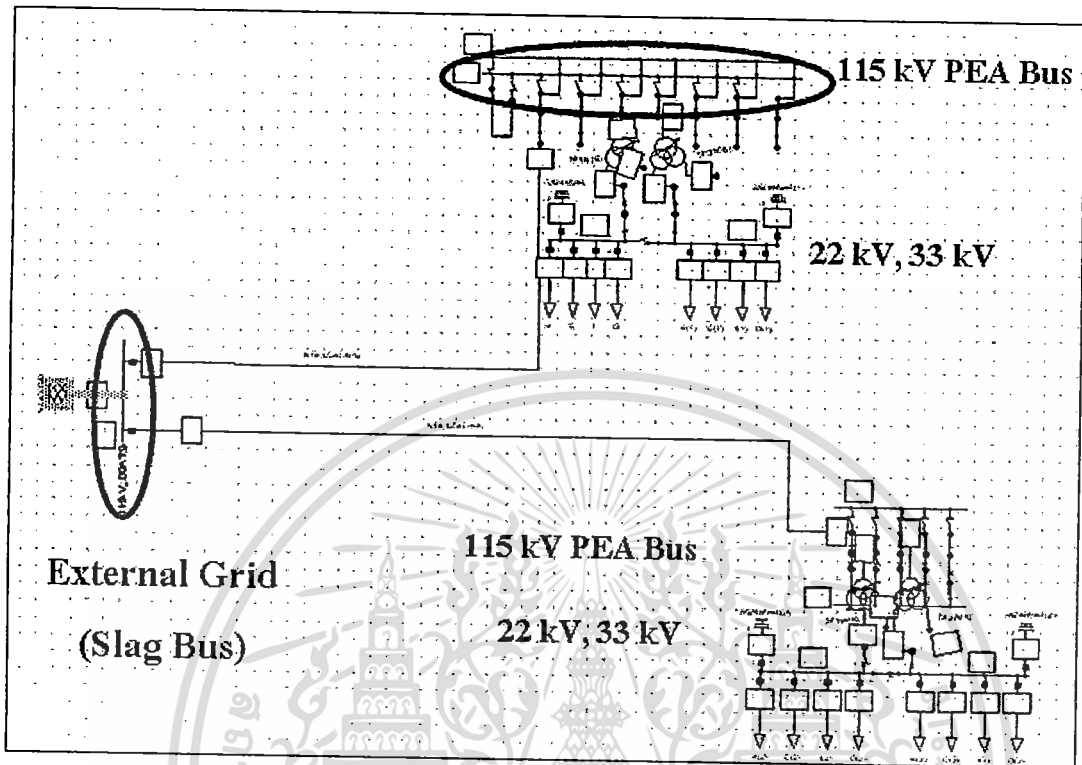
Copy : ASM and Rotor-side Converter และ Grid Side Converter
 เลือกใส่ Generator และ Converter ของ DFIG ทุกตัว

ระบบจำหน่ายที่ระดับแรงดัน 115 kV

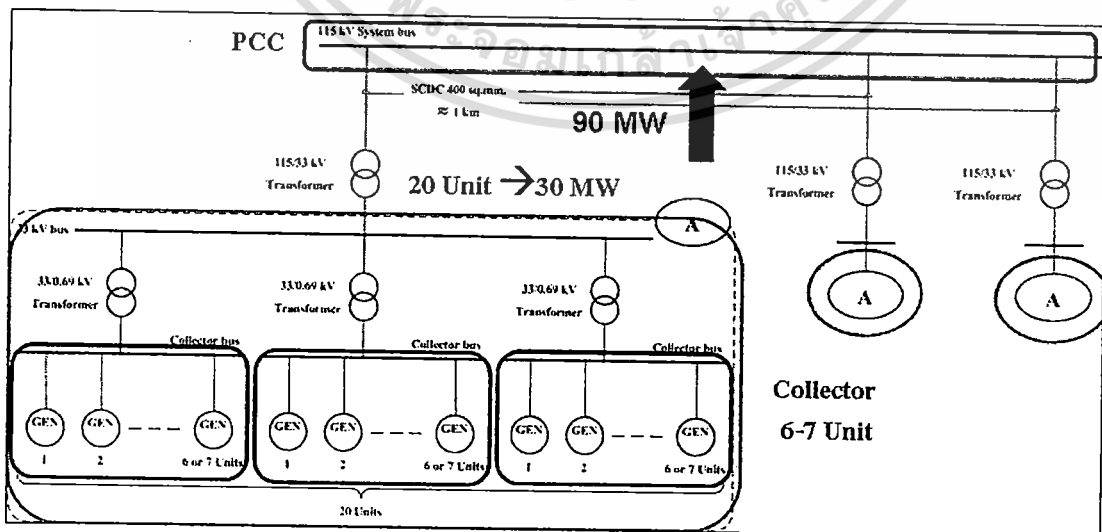


สำหรับระบบ 115 kV จะมีรูปแบบการเชื่อมต่อแตกต่างกับระบบ 22 kV , 33 kV คือ จะมีการเชื่อมต่อโดยใช้ External Grid ซึ่งถูกเซตเป็น Slack Bus เกาะอยู่กับสถานีไฟฟ้า 115 kV ของ EGAT จากนั้นจึงส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งเข้าสู่บัส 115 kV ของ PEA แล้วลดขนาดแรงดันเป็นระดับ 22 kV, 33 kV ผ่านหม้อแปลงซึ่งบัสที่ระดับแรงดันดังกล่าวจะมีโหลดเกาะอยู่ สำหรับพารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องใช้ใน External Grid จะประกอบไปด้วยค่าต่างๆที่แสดงไว้ในรูป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



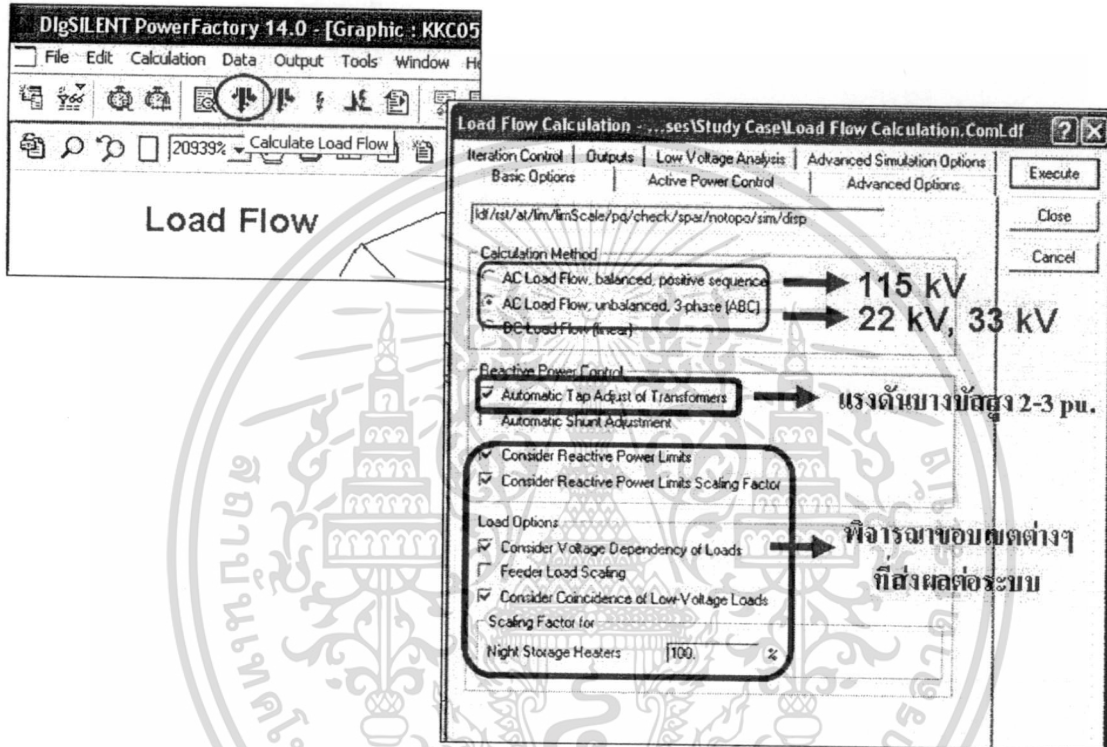
สำหรับการเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบ 115 kV จะทำการเชื่อมต่อโดยที่ Collector Bus จะเชื่อมต่อกังหันลมประมาณ 6-7 ยูนิต เป็นจำนวนสามชุด รวมมี 20 ยูนิต หรือกำลังการผลิต 30 MW แล้วจึงเชื่อมผ่านหม้อแปลงเข้าสู่ระบบ 115 kV แล้วจึงทำการเชื่อมกังหันลมอีกสองชุดเชื่อมต่อเข้าสู่จุด PCC ทำให้รวมมีกำลังการผลิต 90 MW ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของ SPP



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

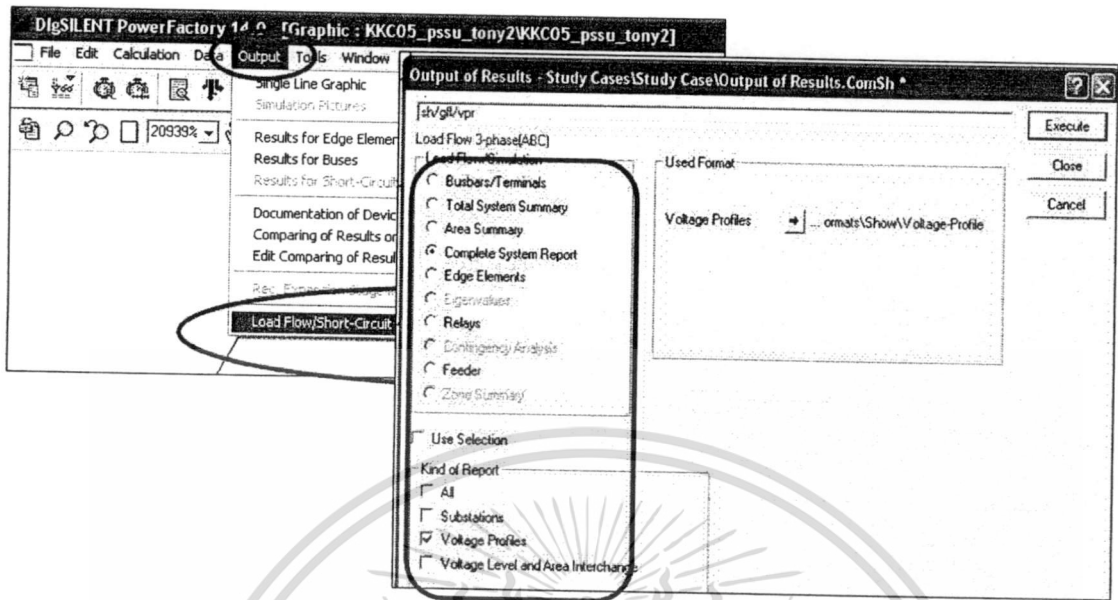
การจำลองผลกระทบในสถานะคงตัวด้วยโปรแกรม

สำหรับผลกระทบในสถานะคงตัวทางด้านการไหลของกำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าในระบบ และค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในระบบ สามารถหาได้จากการคำนวณโหลดโฟลว์



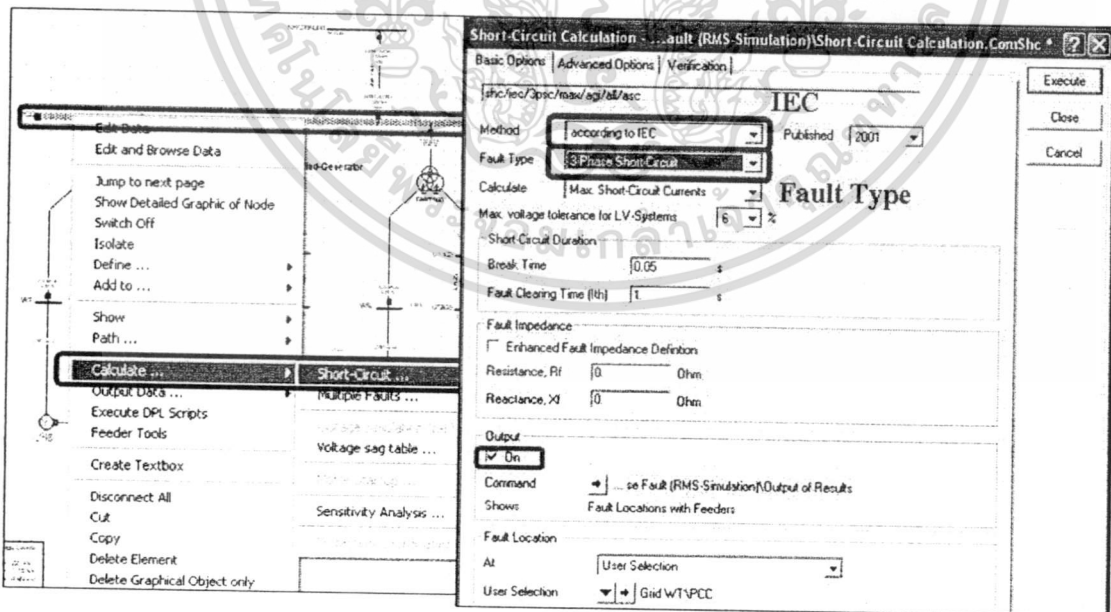
ในการคำนวณ โหลด โฟลว์ด้วยโปรแกรมสามารถทำได้โดยคลิกที่ไอคอนที่แสดงดังรูป แล้วโปรแกรมจะปรากฏในส่วนของหน้าต่าง โดยในส่วนของการเลือก Calculation Method จะทำการเลือกรัน AC Load Flow แบบ Unbalance สำหรับระบบ 22 kV, 33 kV และทำการรันแบบ AC Load Flow Balance สำหรับระบบ 115 kV และทำการเลือก Automatic Tap adjust of transformer เนื่องจากเมื่อทดลองทำการรันระบบโดยไม่เลือกคำสั่งนี้ แรงดันในบางจุดจะมีค่าสูงเกินค่าความเป็นจริงคือประมาณ 2-3 pu. สำหรับคำสั่งอื่นๆที่ทำการเลือกเพื่อให้โปรแกรมพิจารณาขอบเขตในต่างๆ ที่ส่งผลต่อระบบ จากนั้นกด Execute เพื่อทำการรัน Load Flow

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



สำหรับการแสดงผลจากการคำนวณ Power Flow สามารถทำได้โดยเลือก Output \Rightarrow Load Flow/Short Circuit \Rightarrow Analysis จากนั้นจึงเลือกแสดงผลข้อมูลตามที่ผู้ใช้งานต้องการ แล้วกด Execute โปรแกรมก็จะทำการแสดงผลการคำนวณ

การหาขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

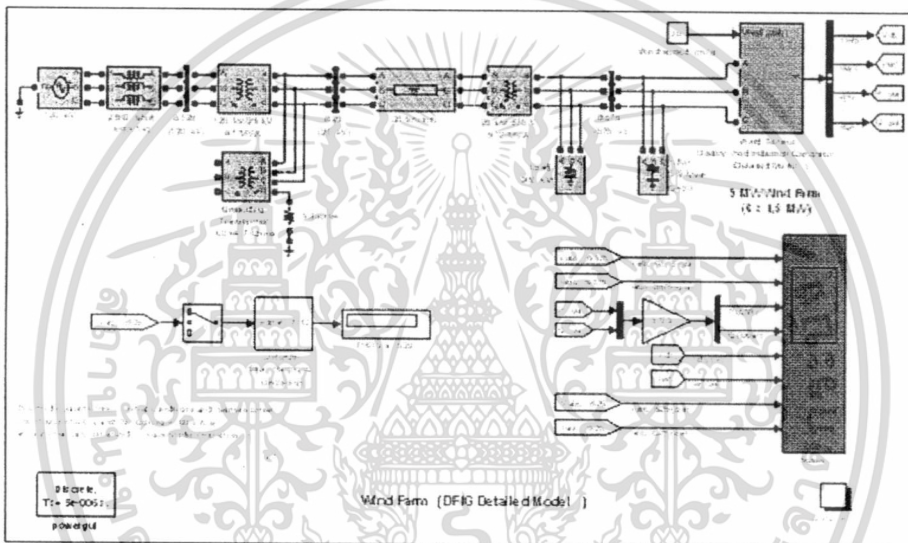


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การหาขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร ทำได้โดยเลือกอุปกรณ์ที่ต้องการ สมมุติให้เกิดเหตุการณ์ Short Circuit คลิกขวาเลือกคำสั่ง Calculate \Rightarrow Short Circuit ซึ่งจะปรากฏ หน้าต่างดังรูป สำหรับในการศึกษาได้เลือก Method ตามมาตรฐานของ IEC ในส่วนของ Fault type จะเป็นการเลือกประเภทของ Fault ที่เกิดขึ้น และในส่วนของ Output ให้เลือก ON เพื่อเวลาจำลอง Short Circuit ทางโปรแกรมจะแสดงผลการคำนวณออกมาทันที

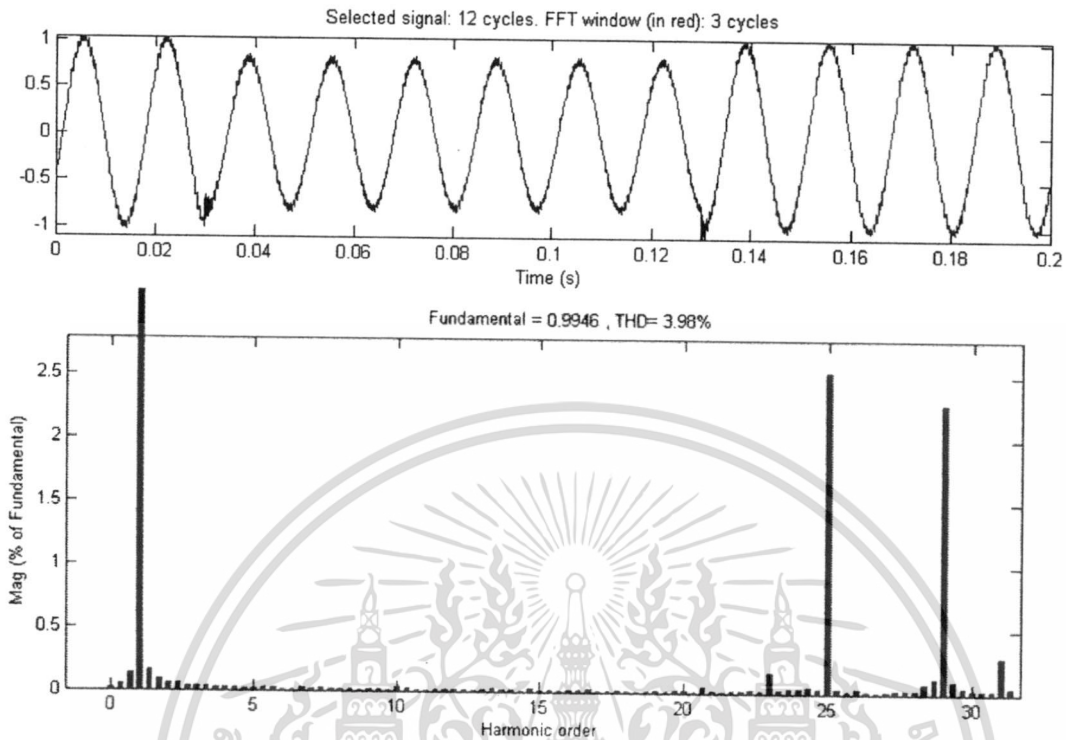
Harmonic

ความถี่ในการสวิตช์เป็น 27 เท่าของความถี่ระบบ



Demo จากโปรแกรม Matlab

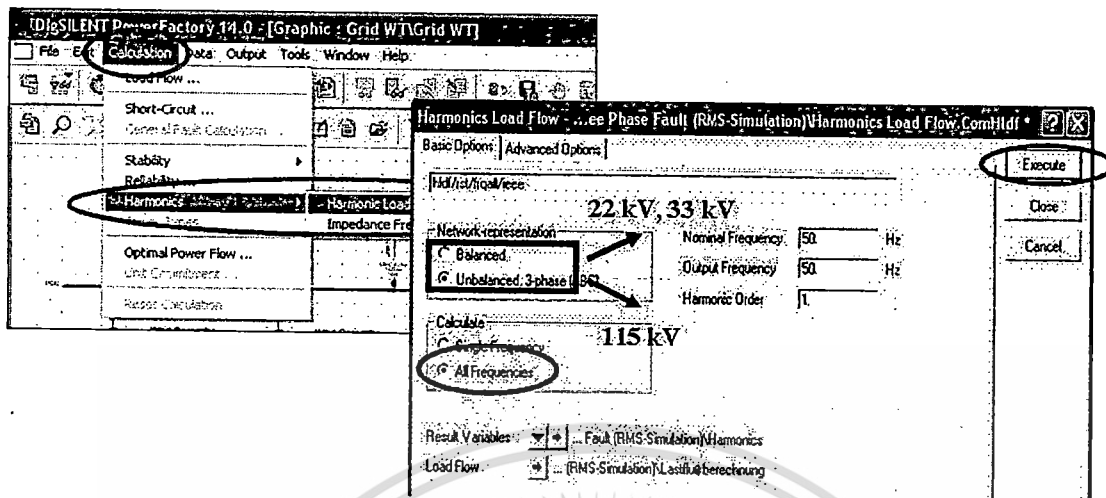
สำหรับผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิก ได้ตั้งอยู่สมมุติฐานที่ว่าฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นมาจากส่วน ของ Converter โดยสร้างฮาร์มอนิกแรงดันขึ้น ซึ่งในการจำลองผลกระทบจำเป็นที่จะต้องทราบ Magnitude Voltage ในแต่ละลำดับ (Order) ด้วยเหตุนี้จึงได้ใช้ Demo แบบจำลองกั้นหมยมจาก โปรแกรม MATLAB



จากนั้นเราเลือกไปที่ส่วนของ Converter เลือกหน้าต่าง Harmonic \Rightarrow New project type \Rightarrow Unbalance เพราะอันดับ (Order) ที่จำลองมาจากโปรแกรม MATLAB นั้นมีอันดับคู่ (Even Order) ปรากฏขึ้นมา อีกทั้งการจำลองโหนดโฟลว์ได้เลือกเป็นการจำลองแบบ Unbalance จากนั้นจึงทำการใส่ Voltage Magnitude ของแต่ละอันดับ (Order) ลงในตัวโปรแกรม

Harmonic Order	ia_h/ia_1 %	ib_h/ib_1 %	ic_h/ic_1 %	phiA_h-phiA_1 deg	phiB_h-phiB_1 deg	phiC_h-phiC_1 deg
1	1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



สำหรับการจำลองผลกระทบด้านฮาร์มอนิกที่มีต่อระบบไฟฟ้า สามารถทำได้โดยเลือกไปที่ Calculation \Rightarrow Harmonic \Rightarrow Harmonic Load Flow แล้วจึงเลือกวิธีการในการรันโดยการจำลองแบบ Unbalance จะถูกนำมาใช้กับระบบ 22 kV, 33 kV และแบบ Balance สำหรับระบบ 115 kV จากนั้นเลือก All Frequency เพื่อแสดงผลการจำลองในทุกอันดับ (Order) ที่ได้ทำการจำลอง แล้วกด Execute ซึ่งเป็นอันสิ้นสุดการจำลองผลกระทบด้านฮาร์มอนิก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ข.

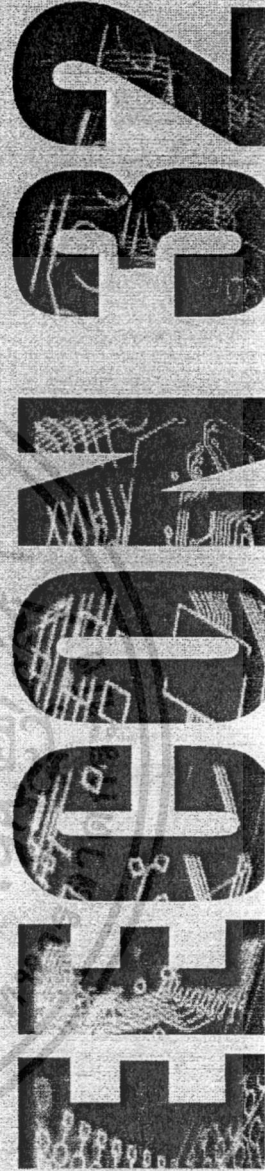
ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



PROCEEDINGS VOL. 1

PW - Electrical Power System
PE - Power Electronics
CT - Control System and Instrument Technology
CP - Computer and Information Technology



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๓๒
๒๘-๓๐ ตุลาคม ๒๕๕๒ โรงแรมทวารวดี รีสอร์ท จ.ปราจีนบุรี

32nd Electrical Engineering Conference
28-30 October 2009 Tawaravadee Resort Hotel, Prachinburi, Thailand



จัดการประชุมโดย ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
หลักสูตรวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชา
เทคโนโลยีการจัดการระบบสารสนเทศ
และภาควิชาวิศวกรรมชีวการแพทย์
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**ผลกระทบของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ที่เชื่อมต่อกับ
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทยที่ระดับแรงดัน 33 kV**
System Impact Study of Large scale wind farm connected to Thailand Distribution System at 33 kV

กณธิ ขจรมา วรวัฒน์ ลี้ทรียบุญกุล เซวร์จมนกอินเียว ซอช ชนภูอินเียว
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
0.ถดถอยกรุม แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520 E-mail: titfid_titfee@hotmail.com, cchompooinwai@yahoo.com

บทคัดย่อ

บทความนี้เป็นการศึกษาจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 9 MW เข้ากับระบบจำหน่ายทางภาคใต้ของประเทศไทย ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 33 kV โดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมชนิดดับลิซซอลอินเด็คชันเนนเนอเรเตอร์ (DFIG) ขนาด 1.5 MW โดยจะทำการศึกษาเปรียบเทียบผลกระทบในสภาวะคงตัว (Steady State) ที่เกิดขึ้นจากการควบคุมการทำงานของกังหันลมที่ต่างระดับแรงดันต่าง ๆ และทำการเปรียบเทียบผลกระทบของการติดตั้งกังหันลมในตำแหน่งที่แตกต่างกันในวงจ่ายป้อนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 33 kV. นอกจากนี้จะทำการพิจารณาในระบบในสภาวะชั่วขณะและพลวัต (Transient and Dynamic) เมื่อติดตั้งฟาร์มกังหันลมแบบมีควบคุมการทำงานเป็นแบบ Leading Power Factor 0.9 ซึ่งผลการจำลองติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ที่กวางพูนวาระบบยังรักษาเสถียรภาพอยู่ได้และการควบคุมการทำงานของกังหันลมให้มีประสิทธิภาพสูงการจะนิคมควบคุมแบบ Unity Power Factor และติดตั้งระยะไกลแนวบริเวณกลุ่มโหนดในบริเวณพื้นที่กลางสาย ทั้งนี้เพื่อให้ระบบได้รับผลกระทบน้อยที่สุดและช่วยลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่สำคัญ: ฟาร์มกังหันลม, สภาวะคงตัว, สภาวะชั่วขณะและพลวัต

Abstract

This paper presents the simulation of a 9 MW wind farm connected to 33 kV distribution system in the Southern Thailand. In this study, the uses of doubly fed induction generator size of 1.5 MW was implemented. The main objective of the study are to compare the steady state impacts of different control schemes and the impact of the different installed locations of wind farm in the same distribution feeder. Furthermore, the impact study of system dynamic and stability was also focused when wind farm are operated at leading power factor 0.9. It can be concluded from the simulated results that studied system has remain stable after system disturbance. Moreover, system can have a better performance when wind farm operated at unity power factor with distribute installed near a group of load center because this configuration provides a less power loss in the system.

Keywords: Wind farm, Steady state, Transient and Dynamic

1. บทนำ

ในปัจจุบันพลังงานจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติมีจำกัด อีกทั้งยังมีราคาเพิ่มขึ้นทุกวัน จึงทำให้ทั่วโลกหันมาสนใจแหล่งพลังงานใหม่ในรูปแบบอื่น ซึ่งพลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานทดแทนที่ธรรมชาติที่นำจะมีความเป็นไปได้ในเชิงธุรกิจ เนื่องจากต้นทุนการผลิตไม่สูงเท่ากับพลังงานในรูปแบบอื่นๆ อีกทั้งไม่ก่อให้เกิดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งเป็นปัญหาที่หลายประเทศได้ให้ความสำคัญ [1] ทำให้หน่วยงานหลายฝ่ายได้ทำการศึกษานำพลังงานชนิดนี้มาใช้ในภาคการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายของประเทศไทย

บทความนี้จึงได้นำเสนอผลการจำลองติดตั้งฟาร์มกังหันลมบริเวณพื้นที่บางภาคใต้ของชายฝั่งทะเลตะวันออกของประเทศไทย ซึ่งจะมีศักยภาพเพียงพอที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม โดยในการจำลองได้ทำการการเชื่อมต่อเป็นแบบระบบกริด (Grid-Connected) เพื่อเป็นการลดการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ในระบบ แล้วจึงศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นหลังจาการติดตั้งฟาร์มกังหันลมทั้งในสภาวะคงตัวและสภาวะชั่วขณะและพลวัต

2. ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการศึกษา

2.1 ระบบที่ใช้จำลองในสภาวะคงตัว

ระบบจำหน่ายที่นำมาใช้ในการศึกษา เป็นระบบไฟฟ้าพื้นที่ภาคใต้ของชายฝั่งทะเลตะวันออกของประเทศไทย โดยเป็นพื้นที่ที่มีความเร็วลมโดยเฉลี่ย 7 m/s [2] ถือว่ามีศักยภาพเพียงพอที่จะติดตั้งฟาร์มกังหันลม โดยในรูปแบบการจำลองระบบไฟฟ้าจะมีการเชื่อมต่อโดยใช้ทฤษฎีทวิน (Thevenin's Theorem) กล่าวคือ มีแหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Source) คือเข้ากับอินพุตของสายส่ง ในพื้นที่ศึกษา แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้ามีขนาด 1.0 pu. เพื่อศึกษาผลกระทบที่แตกต่างจากการเปลี่ยนแปลงที่ติดตั้งกังหันลม จึงได้แบ่งพื้นที่ในการศึกษาออกเป็น 3 บริเวณ คือ พื้นที่ต้นสาย พื้นที่กลางสาย และพื้นที่ปลายสาย ดังแสดงในรูปที่ 1a แล้วจึงจำลองติดตั้งกังหันลม 9 MW เข้าสู่พื้นที่ โดยรูปแบบการติดตั้งจะแบ่งเป็นการติดตั้งเฉพาะพื้นที่ คือ ติดตั้งในพื้นที่ต้นสาย ๓ สันแห่ง NSS ติดตั้งในพื้นที่กลางสาย ๓ สันแห่ง N137 ติดตั้งในพื้นที่ปลายสาย ๓ สันแห่ง N186 และติดตั้งแบบกระจาย คือ ติดตั้งในส่วนหัวและหางในพื้นที่ สำหรับข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ศึกษาจะเป็น

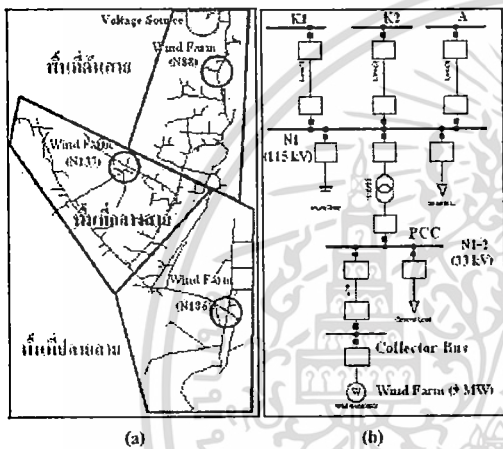
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังตารางที่ 1 ซึ่งพบว่าระบบมีสายส่งในพื้นที่ค่อนข้างยาว โหลดส่วนใหญ่จะตั้งอยู่ในพื้นที่เส้นสายและกลางสาย โหลดรวมภายในพื้นที่มีขนาดประมาณ 10 MW 5.57 MVar ซึ่งถือว่ามีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) เป็นปริมาณมาก และค่อนข้างดีสำหรับกังหันลมระบบมีค่าความสูญเสีย 0.23 MW 0.35 MVar

ตารางที่ 1 แสดงข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ที่ทำการศึกษา

พื้นที่ติดตั้ง	จำนวน		โหลดสูงสุด (Peak load)									พื้นที่ (km ²)
			P (MW)/Phase			Q (MVar)/Phase						
	มีด	สาย	A	B	C	A	B	C				
ต้นสาย	305	270	1.67	1.71	1.70	0.86	0.88	0.87				10.06
กลางสาย	346	252	1.44	1.39	1.22	0.83	0.80	0.78				33.16
ปลายสาย	158	186	0.27	0.31	0.37	0.15	0.17	0.21				46.70
รวม	812	708	3.38	3.32	3.29	1.85	1.85	1.86				

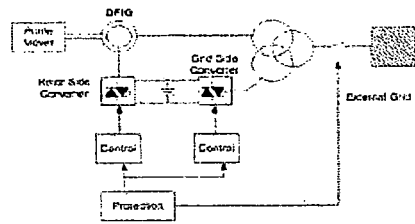
- เป็นความยาวสายส่งจากแหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Source) จนถึงจุดติดตั้งกังหันลมในแต่ละบริเวณ



รูปที่ 1 (a) การแบ่งพื้นที่ศึกษาและตำแหน่งติดตั้งกังหันลม (b) การเชื่อมต่อกังหันลม เข้ากับระบบประเทศไทย

3. แบบจำลองกังหันลมและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ

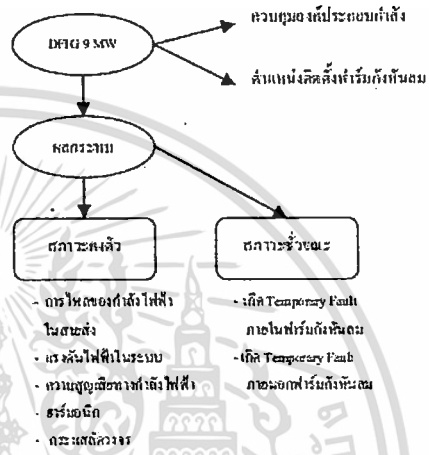
แบบจำลองกังหันลมชนิด DFIG จะใช้ตัวโรเตอร์อินดักชันเนเนอโรเตอร์ขนาด 1.5 MW เป็นตัวกำเนิดพลังงานไฟฟ้า โหลดส่วนใหญ่ของสเกลอร์จะส่งเข้ากับระบบไฟฟ้า ส่วนของโรเตอร์จะเชื่อมเข้ากับชุดควบคุม Back to Back Converter แล้วจึงถือทั้งส่วนของระบบไฟฟ้าและชุดควบคุมส่วนเหมือนแปลงชนิดสามขดลวด จุดเด่นของ Back to Back Converter คือ สามารถที่จะควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของ DFIG ได้โดยการควบคุมกระแสที่โรเตอร์ ส่วนการจำลองเชื่อมต่อกังหันลมเข้าสู่ระบบจำหน่ายจะแสดงดังรูปที่ 2 กล่าวคือ บัสสำหรับติดตั้งกังหันลม (Collector Bus) จะเชื่อมเข้ากับสายส่งเข้ากับระบบจำหน่าย (PCC) โดยในการจำลองทั้งหมดให้สายส่งยาวประมาณ 1 กิโลเมตร



รูปที่ 2 การเชื่อมต่อกังหันลมเข้ากับบัสของระบบ [3]

4. รูปแบบการวิเคราะห์

การวิเคราะห์ผลกระทบจากการติดตั้งกังหันลมทั้งในสภาวะคงตัวและสภาวะชั่วขณะเฉพาะจุด จะมีรูปแบบการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้



รูปที่ 2 แผนผังแสดงรูปแบบการวิเคราะห์

5. ผลการจำลอง

5.1 ผลการจำลองในสภาวะคงตัว

การจำลองในสภาวะคงตัวจะเปรียบเทียบผลการควบคุมการผันผวนที่แตกต่างกันและผลของการติดตั้งฟาร์มกังหันลมสถานที่แตกต่างกันในแนวจริยอนสายหนึ่ง ดังรูปแบบการวิเคราะห์ที่นำเสนอไว้ข้างต้น

ตารางที่ 2 เปรียบเทียบจำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการ เรโซแนนซ์เกินพิกัด

พื้นที่ติดตั้ง	เฟส	จำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการใช้เกินพิกัด				
		ก่อนติดตั้ง	ติดตั้งสาย Busy PF และ Leading PF 0.9			
			มีนสาย	กลางสาย	ปลายสาย	กระจาย
ต้นสาย (200)	A	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0
กลางสาย (200)	A	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0
ปลายสาย (200)	A	0	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบจำนวนมัสที่มีขนาดแรงดันเกินกว่า 0.95 pu.

พื้นที่ วัดค่า	เฟส	ก่อน ตัดค่า	จำนวนมัสที่ผิดปกติตามลำดับ							
			คิดค้นแบบ Unity PF				คิดค้นแบบ Leading PF 0.9			
			ต้น สาย	กลาง สาย	ปลาย สาย	ตรง สาย	ต้น สาย	กลาง สาย	ปลาย สาย	ตรง สาย
ต้น สาย (308)	A	132	57	0	0	0	105	104	104	104
	B	153	57	0	0	0	101	100	100	99
	C	156	0	0	0	0	66	31	59	89
กลาง สาย (346)	A	265	249	0	0	0	346	346	346	346
	B	261	261	0	0	0	346	346	346	346
	C	238	141	0	0	0	346	346	346	346
ปลาย สาย (158)	A	82	85	0	0	0	158	158	158	158
	B	106	106	0	0	0	158	158	158	158
	C	122	122	0	0	0	158	158	158	158

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

ตำแหน่งติดตั้งหม้อแปลง	ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า			
	คำนวณแบบ Unity PF		คำนวณแบบ Leading PF 0.9	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
ต้นสาย (338)	0.26	-0.46	0.43	-4.10
กลางสาย (337)	0.34	-0.35	0.75	-4.63
ปลายสาย (336)	0.46	-0.04	0.99	-5.23
ติดตั้งรวม	0.19	-0.57	0.45	-4.21

ตารางที่ 5 เปรียบเทียบขั้วถึงค่าความเพี้ยนรวมของแรงดัน (%THDv)

พื้นที่	จำนวน Busbar	เฟส ติดตั้ง	%Total Harmonic Distortion Voltage (%THDv)							
			คิดค้นแบบ Unity PF				คิดค้นแบบ Leading PF 0.9			
			ต้น สาย	กลาง สาย	ปลาย สาย	ตรง สาย	ต้น สาย	กลาง สาย	ปลาย สาย	ตรง สาย
ต้น สาย	Collector	C	0.50	-	-	0.44	0.44	-	-	0.39
	PCC	C	0.43	0.36	0.51	0.41	0.40	0.32	0.41	0.38
	NI50	C	0.45	0.45	0.62	0.50	0.40	0.39	0.50	0.45
กลาง สาย	Collector	C	-	0.48	-	0.47	-	0.77	-	0.74
	PCC	C	0.43	0.46	1.10	0.89	0.36	0.75	0.92	0.75
	NI17	C	0.41	0.38	1.03	0.86	0.36	0.67	0.84	0.73
ปลาย สาย	Collector	G	-	-	0.97	1.14	-	-	0.84	0.66
	PCC	O	0.64	1.48	0.95	1.15	0.60	1.30	0.82	0.97
	NI95	C	0.57	1.30	0.66	1.04	0.50	1.05	0.74	0.87

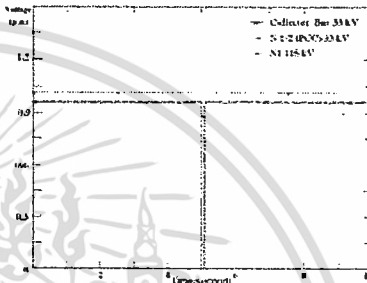
ตารางที่ 6 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าชั่วขณะและค่ากระแสลัดวงจรชั่วขณะ (SK_{1pk}) เมื่อเกิดฟอลต์แบบสามเฟสสมมูล

ตำแหน่งติดตั้ง คัทเอาท์	จำนวน เฟส ติดตั้ง	ตำแหน่ง คัทเอาท์	ก่อนตัดคัทเอาท์		ตัดคัทเอาท์		ตัดคัทเอาท์ตาม ระยะเวลา	
			SK ⁺	IK ⁺	SK ⁻	IK ⁻	SK ⁺	IK ⁻
			(MVA)	(kA)	(MVA)	(kA)	(MVA)	(kA)
ต้น สาย	3 Phase	Collector	-	-	259.62	4.54	241.82	4.23
		PCC (N38)	228.61	4.00	267.33	5.03	272.72	4.85
		NI6	259.39	4.54	316.71	5.54	307.54	5.38
		NI69	234.14	3.92	280.45	4.91	271.27	4.75
กลาง สาย	3 Phase	Collector	-	-	135.04	2.36	103.72	1.90
		PCC (N177)	76.63	1.34	136.72	2.32	113.53	1.99
		NI36	79.41	1.39	136.21	2.38	116.24	2.02
		NI91	76.35	1.34	115.57	2.17	112.92	1.98
ปลาย สาย	3 Phase	Collector	-	-	116.71	2.04	83.41	1.46
		PCC (N148)	50.76	0.98	116.66	2.04	85.64	1.50
		NI	87.51	1.01	116.89	2.04	87.29	1.51
		NI81	55.89	0.98	115.55	2.02	85.04	1.48

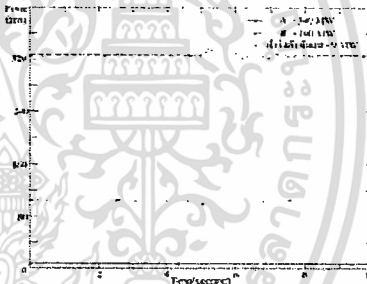
5.2 ผลการจำลองในสภาวะชั่วขณะและพลวัต

ในส่วนนี้เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งหม้อแปลงกำลังที่มีค่าการควบคุมการทำงานแบบ Leading Power Factor 0.9 เข้าที่พื้นที่ศึกษาทั้งนี้เพราะการควบคุมการทำงานในโหมดนี้มีแนวโน้มสร้างผลกระทบด้านเสถียรภาพให้แก่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สูงมากที่สุด โดยพิจารณาเสถียรภาพของแรงดันและกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดฟอลต์ชั่วขณะ (Temporary Fault) ชนิดสามเฟสสมมูล ที่ระยะเวลา 5 Cycle ในการจำลอง ได้จำลองเหตุการณ์ให้เกิดฟอลต์ชั่วขณะเกิดขึ้นภายในเฟรมกังหันลม คือที่บัส Collector และภายนอกเฟรม คือที่บัส NI ซึ่งมีระดับแรงดัน 115 kV โดยผลกระทบทางเส้นกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาที่โรงจักรไฟฟ้า A และ B ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับพื้นที่ศึกษา

1. เมื่อเกิดฟอลต์ภายในเฟรมกังหันลมโดยเกิดที่ Collector Bus

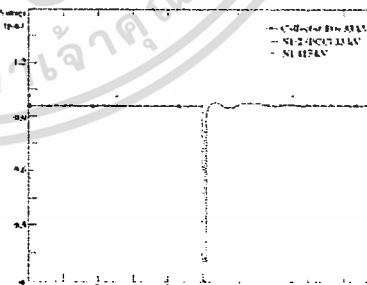


รูปที่ 3 กราฟของแรงดันหลังการเกิดฟอลต์ภายในเฟรมกังหันลม



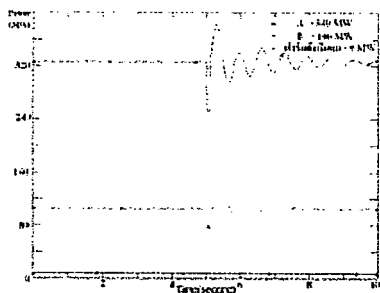
รูปที่ 4 กราฟของกำลังไฟฟ้าหลังการเกิดฟอลต์ภายในเฟรมกังหันลม

2. เมื่อเกิดฟอลต์ภายนอกเฟรมกังหันลมโดยเกิดที่ Bus NI



รูปที่ 5 กราฟของแรงดันหลังการเกิดฟอลต์ภายนอกเฟรมกังหันลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6 กราฟของกำลังไฟฟ้าหลังจากเกิดการลัดลิ่งทั้งหันลม

6. ผลการวิเคราะห์

6.1 ผลการวิเคราะห์ในสภาวะลัดลิ่ง

จากผลการศึกษาซึ่งมีผลในตารางที่ 2-6 สามารถวิเคราะห์ปัญหาและผลกระทบในประเด็นต่างๆ ดังต่อไปนี้

ปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่ง การลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมที่ทุกรูปแบบการควบคุมและในพื้นที่ศึกษาจะไม่ส่งผลให้เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่งเนื่องจากสายส่งหลักของระบบจำหน่ายถูกออกแบบมาเพื่อรองรับการเพิ่มกำลังการผลิตในระบบตามข้อกำหนดของ SPP Grid Code [4]

ปัญหาแรงดันในระบบ โดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้าที่ลัดลิ่งจะเกิดปัญหาแรงดันต่ำหรือแรงดันเกินจะขึ้นอยู่กับค่าอยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 pu. [4] แต่ในพื้นที่ศึกษามีสายส่งในระบบก่อนเข้าชาว อีทัง โทลคในพื้นที่มีความถี่ของการกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นปริมาณมาก ทำให้เกิดปัญหาแรงดันต่ำขึ้นในหลายบริเวณ สำหรับระบบที่ศึกษาพบว่าเมื่อควบคุมแบบ Unity Power Factor จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับระบบ ส่วนควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9 จะมีส่วนลดระดับแรงดัน เมื่อพิจารณาแรงดันที่ลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมโดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor การลัดลิ่งพื้นที่ต้นสายจะช่วยลดปัญหาในระบบได้บางส่วน ส่วนการลัดลิ่งตำแหน่งอื่นๆ จะช่วยแก้ปัญหาแรงดันต่ำในระบบได้ แต่เมื่อเปลี่ยนการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9 การลัดลิ่งกังหันลมในทุกตำแหน่งมีแนวโน้มทำให้ปัญหาแรงดันต่ำรุนแรงเพิ่มมากขึ้น

เปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า เมื่อเปรียบเทียบการควบคุม แบบ Unity Power Factor จะทำให้เกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าแบบ Leading Power Factor 0.9 แต่หากพิจารณาถึงสัมมน่งลัดลิ่งแล้วพบว่า การลัดลิ่งแบบกระจายหรือในพื้นที่ต้นสายจะมีค่าความสูญเสียที่น้อยกว่าโทลคส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ต้นสายและกลางสาย ในพื้นที่ศึกษาการลัดลิ่งแบบกระจายโดยมีการควบคุมแบบ Unity Power Factor จึงมีค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด

เปรียบเทียบผลกระทบเสถียรภาพ เมื่อลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมจะส่งผลให้ขนาดกระแสลัดลิ่งวงจรในระบบมีค่าสูงขึ้น แต่ก็ยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนจำหน่ายกำหนดคือประมาณ 12.5 kA. โดยรูปแบบการควบคุมจะไม่เกิดต่อขนาดของกระแสลัดลิ่งวงจร สำหรับผล

ของสถานที่ลัดลิ่งทั้งหันลมพบว่าขนาดกระแสลัดลิ่งวงจรจากการลัดลิ่งแบบกระจายจะมีค่าน้อยกว่าการลัดลิ่งเฉพาะพื้นที่

เปรียบเทียบผลกระทบด้านฮาร์มอนิก ผลจากการลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมทุกรูปแบบพบว่า %THDV มีค่าอยู่ในในช่วง 0.3 – 1.5% ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนจำหน่ายคือไม่เกิน 5% [4] เมื่อเปรียบเทียบในแต่ละการควบคุม แบบ Leading Power Factor 0.9 จะมีค่าน้อยกว่าการควบคุมแบบ Unity Power Factor เล็กน้อย

6.2 ผลการวิเคราะห์ในสภาวะช่วงขณะและพลวัต

จากกราฟรูปที่ 3-6 เมื่อเกิดฟลอคต์ช่วงขณะขึ้นภายในและภายนอกฟาร์มกังหันลม ระบบยังสามารรักษาสถียรภาพอยู่ได้ แต่ที่ส่งผลกระทบต่อให้แรงดันและกำลังไฟฟ้าที่บัสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงเกิดการแกว่ง โดยเมื่อเกิดฟลอคต์ช่วงขณะภายนอกฟาร์มกังหันลมจะทำให้แรงดันและกำลังไฟฟ้าเกิดการแกว่งมากกว่าการเกิดฟลอคต์ภายในตัวฟาร์ม

7. สรุปผล

เมื่อพิจารณาผลกระทบในสภาวะคงตัวพบว่า การควบคุมแบบ Unity Power Factor จะช่วยให้ระบบเกิดภาวะผิดปกติน้อยกว่าการควบคุมแบบ Leading Power Factor 0.9 เพราะการควบคุมแบบ Leading Power Factor ฟาร์มกังหันลมจะดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนจกระบบไฟฟ้าเข้าสู่ตัวฟาร์มทำให้ระบบเกิดปัญหาในหลายๆ ด้าน สำหรับตำแหน่งลัดลิ่งนั้นการลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมใกล้กับบริเวณกลุ่มโทลคเพื่อลดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า สำหรับระบบจำหน่ายที่มีสายส่งยาว ตำแหน่งลัดลิ่งกังหันลมควรอยู่ในพื้นที่กลางสายและปลายสายเพื่อช่วยลดปัญหาจากแรงดันตกและค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ในส่วนรูปแบบการลัดลิ่ง ควรศึกษาผลกระทบเพื่อช่วยลดขนาดของกระแสลัดลิ่งและทำให้ฟาร์มกังหันลมได้อยู่ใกล้กับกลุ่มโทลคในพื้นที่หลายๆ ตำแหน่งจะทำให้ลัดลิ่งฟาร์มกังหันลมได้อย่างมีประสิทธิภาพที่สุด

ส่วนผลกระทบในสภาวะช่วงขณะและพลวัต เมื่อเกิดฟลอคต์ช่วงขณะภายในและภายนอกฟาร์ม ระบบก็ยังสามารถรักษาสถียรภาพอยู่ได้ จึงมีความเป็นไปได้ในการที่จะลัดลิ่งกังหันลมเข้าสู่พื้นที่ศึกษา

เอกสารอ้างอิง

[1] Chai Chompoo-inwai, W.J. Lee, P. Fuangfoa, M. Williams, and J.Liao, "System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System," IEEE Transaction on Industrial Application, vol. 41, issue 1, Jan. – Feb. 2005, page(s): 163 – 168.
 [2] ศศดร.จอมภท แววศักดิ์ และคณะ. การประเมินศักยภาพของพลังงานลมเฉพาะพื้นที่ลันแนวชายฝั่งทะเลภาคใต้ของประเทศไทย. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. กันยายน 2550.
 [3] Technical Reference Power Factory 14.0 user's manual (pp201-296
 [4] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "ข้อกำหนดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า" กฟล.. พ.ศ. 2552

ประวัติผู้เขียน

นายกนธิ์ จารุมา เกิดเมื่อวันที่ 13 กรกฎาคม พ.ศ. 2527 ที่จังหวัดชุมพร สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2549 และเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่สถาบันเดียวกันในปีการศึกษา 2550 โดยมีความสนใจงานวิจัยในด้าน การออกแบบระบบไฟฟ้ากำลัง พลังงานทดแทนในด้านลมและแสงอาทิตย์ ผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้าทั้งในสถานะคงตัวและในสถานะชั่วขณะพลวัต



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้