



การไหลของกำลังไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์
ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในภาคใต้

**Power Flow and Economics Analysis of Wind Generators
in Southern Part of Thailand**

พลอยพิมพ์ แก้วทอง

Ploypim Kleawtanong

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญา
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Engineering in Electrical Engineering
Prince of Songkla University**

2558

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์



การไหลของกำลังไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์
ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในภาคใต้

**Power Flow and Economics Analysis of Wind Generators
in Southern Part of Thailand**

พลอยพิมพ์ แก้วทอง

Ploypim Kleawtanong

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญา
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Engineering in Electrical Engineering
Prince of Songkla University**

2558

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชื่อวิทยานิพนธ์ การไหลของกำลังไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของกังหันลม
ผลิตไฟฟ้าในภาคใต้
ผู้เขียน นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทอง
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

คณะกรรมการสอบ

.....

.....ประธานกรรมการ

(ดร.วฤทธิ์ วิชกุล)

(รองศาสตราจารย์ ดร.เกริกชัย ทองหนู)

.....กรรมการ

(ดร.วฤทธิ์ วิชกุล)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุศลมาลย์ เฉลิมยานนท์)

.....กรรมการ

(ดร.มงคล แซ่เจี๋ย)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พิทักษ์ บุญนุ่น)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา
วิศวกรรมไฟฟ้า

.....

(รองศาสตราจารย์ ดร.ธีระพล ศรีชนะ)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้มาจากการศึกษาวิจัยของนักศึกษาเอง และได้แสดงความขอบคุณบุคคลที่มีส่วนช่วยเหลือแล้ว

ลงชื่อ.....

(ดร. วรฤทธิ์ วิชกุล)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

ลงชื่อ.....

(นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทอง)

นักศึกษา

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้ไม่เคยเป็นส่วนหนึ่งในการอนุมัติปริญญาในระดับใดมาก่อน และ
ไม่ได้ถูกใช้ในการยื่นขออนุมัติปริญญาในขณะนี้

ลงชื่อ.....

(นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทนาง)

นักศึกษา

ชื่อวิทยานิพนธ์	การไหลของกำลังไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของกังหันลมผลิตไฟฟ้าในภาคใต้
ผู้เขียน	นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทนาง
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา	2558

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอผลการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบสายส่งของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยในกรณีที่มีฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW ติดตั้งชายฝั่งทะเลอ่าวไทยบริเวณ จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยในการศึกษานี้จะใช้การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull distribution) และเส้นโค้งกำลัง (Power curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น LTW 77 ขนาด 1.5 MW โดยการศึกษาที่ใช้โปรแกรม DIGSILENT power factory ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า นอกจากนี้วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอความสัมพันธ์ของกำลังสูญเสียเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตของฟาร์มกังหันลมเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมของฟาร์มกังหันลม โดยแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 4 กรณี ผลจากการศึกษาพบว่ากรณีที่โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเพียง 1 เฟสและกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าระบบ 500 MW จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมของระบบมีค่าต่ำสุด

จากการศึกษาการประมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่กังหันลมสามารถผลิตได้พบว่าความเป็นไปได้ที่ฟาร์มกังหันลมจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ มีค่าอยู่ที่ประมาณ 10 % ของกำลังผลิตติดตั้งหรือประมาณ 150 MW ซึ่งใกล้เคียงกับกำลังผลิตที่ทำให้กรณีที่ 1 (เดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะทั้ง 2 เฟส ตามปกติ) มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด เมื่อฟาร์มกังหันลมสามารถจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบได้ในช่วง 0-200 MW ควรจ่ายกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะทั้ง 2 เฟส ประมาณ 1000 MW และเมื่อฟาร์มกังหันลมสามารถจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบได้ในช่วง 201-1000 MW ควรจ่ายกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะเพียง 1 เฟส ถึงแม้ว่าการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบจะทำให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยเพิ่มสูงขึ้น แต่เพื่อเสริมความมั่นคงให้กับระบบการผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้

คำสำคัญ : กังหันลมผลิตไฟฟ้า, การวิเคราะห์ไหลของกำลังไฟฟ้า

Thesis Title	Power Flow Analysis with Wind Generators in Southern Part of Thailand
Author	Miss. Ploypim Kleawtanong
Major Program	Electrical Engineering
Academic Year	2015

ABSTRACT

This thesis presents case studies of a power flow analysis in the southern part of Thailand when a 1,000 MW wind farm is incorporated into the grid. In this study, we have installed the wind farm in Nakorn Si Thammarat. The study employed a Weibull distribution and power curve of wind generator LTW 77, which can provide 1.5 MW of power. This study used DIgSILENT power factory program to analyze power flow in the system. In addition, the thesis presents the relationship between the power losses in the system and the wind generation power to find the optimal operating condition of the wind farm. We divided our study into 4 cases. The study showed that the system achieved the lowest loss when the only one phase of Chana power was operated and the wind provided 500 MW of power into the system.

According to this study, we found that the wind farm could generate about 10% of the installed capacity or 150 MW. This amount of generated power would provide a lowest loss when all power plants were operated at its nominal conditions. When the wind farm generated a power between 0-200 MW, we should operate both phases of the Chana power plant to generate approximately 1,000 MW. In addition, when the wind farm generated a power between 201-1000 MW, we should operate only one phase of the Chana power plant. Finally, although the electricity production cost of wind farm results in an overall higher production cost per unit, the wind farm can strengthen the stability of the power system in the southern part of Thailand.

Keywords: wind generator, power flow analysis

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณ ดร.วฤทธิ์ วิชกุล ที่ได้กรุณาให้การสนับสนุนทุก ๆ ด้านในการทำวิทยานิพนธ์นี้เป็นอย่างดี ทั้งการแนะนำให้คำปรึกษาในด้านต่าง ๆ อุปกรณ์ในการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งเป็นกำลังใจในการแก้ปัญหาและอุปสรรคต่าง ๆ ในการทำวิทยานิพนธ์นี้ให้เป็นไปในแนวทางที่ถูกต้องสมบูรณ์

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุสุมาลย์ เฉลิมยานนท์ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษาและความรู้ พร้อมทั้งแนวทางในการแก้ปัญหาในการทำวิทยานิพนธ์นี้เป็นอย่างดี

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ อนุวัตร ประเสริฐสิทธิ์ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษาและความรู้ในการทำวิทยานิพนธ์นี้เป็นอย่างดี

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่านที่ได้กรุณาให้คำแนะนำและความคิดเห็นในการแก้ไขปรับปรุงวิทยานิพนธ์นี้

ขอขอบพระคุณผู้บริหารและเพื่อนพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้กรุณาสนับสนุนข้อมูลและโปรแกรมที่ใช้ในการทำวิทยานิพนธ์นี้ พร้อมทั้งเป็นกำลังใจช่วยเหลือให้คำปรึกษาและแก้ปัญหาในทุกๆด้านเสมอมา

ขอขอบพระคุณผู้บริหารและเพื่อนพนักงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้กรุณาสนับสนุนข้อมูลและให้คำปรึกษาเสนอแนะแนวทางแก้ไขปรับปรุงวิทยานิพนธ์นี้

ขอขอบพระคุณคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่ให้การสนับสนุนอุปกรณ์ และสถานที่ในการทำวิทยานิพนธ์นี้

ขอขอบพระคุณบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ ที่ให้การสนับสนุนทุนอุดหนุนการวิจัยเพื่อวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณเจ้าหน้าที่ และบุคลากรของภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน รวมทั้งพี่ ๆ เพื่อน ๆ ทุกท่านที่ให้คำแนะนำ และให้กำลังใจที่ดีเสมอมา

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา ผู้ให้โอกาสทางการศึกษา การสนับสนุนในทุก ๆ ด้านและให้กำลังใจที่ดีเสมอมาจนสำเร็จการศึกษา

พลอยพิมพ์ แก้วทองง

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	(8)
รายการตาราง	(11)
รายการภาพประกอบ	(12)
บทที่	
1. บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของหัวข้อวิจัย	1
1.2 การตรวจเอกสาร	3
1.3 วัตถุประสงค์ของโครงการ	9
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	9
1.5 ขอบเขตของการวิจัย	9
1.6 วิธีการวิจัย	10
1.7 แผนการดำเนินงาน	12
2. ทฤษฎีและหลักการ	13
2.1 ลม	13
2.1.1 คุณลักษณะของลม	13
2.1.2 สถิติลม	14
2.1.3 เกรเดียนท์อัตราเร็วลมทางดิ่ง	14
2.1.4 พลังงานลมและกำลังลม	16
2.2 กังหันลมผลิตไฟฟ้า	17
2.2.1 ชนิดของกังหันลม	17
2.2.2 เส้นโค้งกำลัง	18
2.3 การไหลของกำลังไฟฟ้า	19
2.3.1 ประโยชน์ของการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า	20
2.3.2 ชนิดของบัส	22
2.3.3 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า	24
2.4 โปรแกรม DIGSILENT	35
2.4.1 คุณลักษณะทั่วไปของโปรแกรม	35

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.4.2 โครงสร้างพื้นฐานของโปรแกรม	36
3. การออกแบบวงจร	43
3.1 ระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้	43
3.2 ความสามารถระบบส่งไฟฟ้าภาคใต้	48
3.3 พื้นที่เชื่อมต่อฟาร์มกังหันลม	51
3.4 การออกแบบแบบจำลองโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT	53
3.4.1 แหล่งจ่าย	55
3.4.2 ก่อสร้างแสดงผล	57
3.4.3 สายส่ง	57
3.4.4 หม้อแปลง	59
3.4.5 คาปาซิเตอร์	60
3.4.6 โหลด	61
3.5 การประมาณกำลังเฉลี่ย	62
3.5.1 ข้อมูลความเร็วลม	62
3.5.2 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า	63
4. ผลการทดลอง	65
4.1 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง	69
4.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ	85
4.2.1 ผลการศึกษากรณีที่ 1 กรณีอ้างอิงให้โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องตามโหลดสูงสุดของปี 2557	85
4.2.2 ผลการศึกษากรณีที่ 2 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องที่ 90 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดติดตั้ง	88
4.2.3 ผลการศึกษากรณีที่ 3 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องแค่ 1 เฟส	91
4.2.4 ผลการศึกษากรณีที่ 4 โรงไฟฟ้าจะนะไม่จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบ	94
4.3 ต้นทุนการผลิตเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ	98

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5 บทสรุป	105
5.1 บทสรุป	105
5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข	107
5.3 แนวทางการพัฒนาต่อไป	107
บรรณานุกรม	108
ภาคผนวก	110
ภาคผนวก ก ตารางแสดงข้อมูลโหลด	111
ภาคผนวก ข ค่าพารามิเตอร์สายส่ง	113
ภาคผนวก ค ชนิดและพิกัดสายส่ง	118
ภาคผนวก ง คาปาซิเตอร์ในสถานีไฟฟ้า	125
ภาคผนวก จ การตีพิมพ์เผยแพร่ผลงาน	127
ประวัติผู้เขียน	132

รายการตาราง

ตาราง		หน้า
3-1	สถานีไฟฟ้าในระบบภาคใต้	43
3-2	สถิติและคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าภาคใต้	48
3-3	ค่าการแจกแจงไวส์บูลล์และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้	64
4-1	ปริมาณการใช้โหลดในพื้นที่ภาคใต้แยกตามจังหวัด	68
4-2	การลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ	98
4-3	ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 1	100
4-4	ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 2	101
4-5	ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 3	102
4-6	ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 4	103

รายการภาพประกอบ

ภาพประกอบ	หน้า	
1-1	แผนที่ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลจังหวัดนครศรีธรรมราช	3
1-2	วงจรมุมของแบบจำลอง RX1	5
1-3	วงจรมุมของแบบจำลอง RX2	5
1-4	แผนภูมิอธิบายกระบวนการที่ใช้ในการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า	6
1-5	ระเบียบวิธีวิจัย	11
2-1	องค์ประกอบกังหันลมแบบต่างๆ (a) แบบความเร็วคงที่ (b) แบบความเร็วไม่คงที่ และ (c) แบบความเร็วไม่คงที่ชนิดต่อตรง	17
2-2	กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง	18
2-3	เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าของกังหันลมรุ่น LTW 77	19
2-4	ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวชนิด 4 บัส	21
2-5	ตัวอย่างระบบ 4 บัส	23
2-6	พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด	24
2-7	ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังชนิด 2 บัส	25
2-8	วงจรมุมสายส่งแบบ 2 บัส	27
2-9	การไหลของกระแสไฟฟ้าในวงจรมุมสายส่งแบบ 2 บัส	30
2-10	เมตริกจาโคเบียน $[J]$	32
2-11	หน้าต่าง Data manager แสดงโครงสร้างการจัดเก็บข้อมูล	36
2-12	หน้าต่างแสดงโครงสร้างของ Project ใน Data manager	37
2-13	ส่วนประกอบต่างๆ บนหน้าต่าง Main window	38
2-14	ส่วนประกอบของ Main tool bar และ Drawing tool bar	39
3-1	แผนที่แสดงที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้	46
3-2	การเชื่อมโยงของสถานีไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้	47
3-3	สรุปกำลังผลิตในภาคใต้	47
3-4	ระบบสายส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าจะนะ	49
3-5	แผนที่ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลจังหวัดนครศรีธรรมราช	52
3-6	การเชื่อมต่อบัสกังหันลมเข้าระบบหลัก	52

รายการภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
3-7 แบบจำลองของระบบผลิตและระบบส่งของภาคใต้ที่สร้างโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT	54
3-8 อุปกรณ์หลักในแบบจำลอง	55
3-9 การตั้งค่าบัสแหล่งจ่าย	56
3-10 การตั้งค่าบัสกึ่งหั่นลม	56
3-11 ข้อมูลที่แสดงผลในกล่อง Result box	57
3-12 การตั้งค่าสายส่ง	58
3-13 การตั้งค่าหม้อแปลง	59
3-14 การตั้งค่าคาปาซิเตอร์	60
3-15 การตั้งค่าโหลด	61
3-16 ค่าเฉลี่ยความเร็วลมรายเดือน	62
4-1 สายส่งจำนวน 15 วงจร ที่นำมาพิจารณาในแต่ละกรณีศึกษา	66
4-2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสบางสะพาน (BSP) กับบัสชุมพร (CP) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกึ่งหั่นลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	69
4-3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสบางสะพาน (BSP) กับบัสหลังสวน (LSN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกึ่งหั่นลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	71
4-4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสฟาร์มกึ่งหั่นลม (Wind) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์ม กึ่งหั่นลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	72
4-5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสขนอม (KN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกึ่งหั่นลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	73
4-6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสทุ่งสง (TS) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกึ่งหั่นลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	74

รายการภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
4-6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสทุ่งสง (TS) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	74
4-7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสพัทลุง (PU) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	75
4-8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสทุ่งสง (TS) กับบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	76
4-9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสทุ่งสง (TS) กับบัสคลองแงะ (KNE) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	77
4-10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสทุ่งสง (TS) กับบัสกระบี่ (KA) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	78
4-11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสขนอม (KN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมี การเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	79
4-12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสรัษฎะประกา (RPB) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลม มีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	80
4-13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสหลังสวน (LSN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลม มีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	81
4-14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสชุมพร (CP) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	82

รายการภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
4-15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสขาดใหญ่ (HY) กับบัสพัทลุง (PU) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	83
4-16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่าง บัสขาดใหญ่ (HY) กับบัสขนอม (KN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการ เปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	84
4-17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 1	86
4-18 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจร ที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 1	87
4-19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 2	88
4-20 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจร ที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 2	90
4-21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 3	91
4-22 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจร ที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 3	93
4-23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 4	95
4-24 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจร ที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 4	96
4-25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียรวมที่เกิดในระบบเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี	97
4-26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 1	100
4-27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 2	101
4-28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 3	102
4-29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 4	103

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ สกุล	นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทอง	
รหัสประจำตัวนักศึกษา	5410120043	
วุฒิการศึกษา		
วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์	2553

ทุนการศึกษา (ที่ได้รับในระหว่างการศึกษา)

ทุนอุดหนุนการวิจัยเพื่อวิทยานิพนธ์

การตีพิมพ์เผยแพร่ผลงาน

นางสาวพลอยพิมพ์ แก้วทอง วุฑูธี วิชกุล กุสุมาลย์ เจริญยานนท์ และ อนุวัตร ประเสริฐสิทธิ์,
 “การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อกังหันลมผลิตไฟฟ้าในภาคใต้
 ,” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 37 (EECON-37), เล่ม 1, วันที่
 19-20 พฤศจิกายน 2557, หน้า 157-160.

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของหัวข้อวิจัย

จากเศรษฐกิจที่ขยายตัวทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีปริมาณเพิ่มมากขึ้น โดยการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดของปี 2557 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2557 อยู่ที่ 26,942 MW สูงขึ้นจากปีก่อนหน้าร้อยละ 1.29 และในปี 2558 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้คาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดไว้ที่ 27,646 MW (ข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าสูงสุดปี 2558 ล่าสุดอยู่ที่ 27,139 MW เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 21 เมษายน 2558) เติบโตจากปี 2557 ร้อยละ 2.61 [1] ซึ่งการใช้ไฟฟ้านี้จะมีภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจเป็นผู้บริโภคหลัก โดยการผลิตไฟฟ้าของไทยในปัจจุบันนั้นต้องพึ่งพิงแหล่งพลังงานจากก๊าซธรรมชาติถึงร้อยละ 72.0 ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์นำเข้า และพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนรองลงไปร้อยละ 9.9 ร้อยละ 7.7 และร้อยละ 6.3 ตามลำดับ [2] เราจะเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะแตกต่างจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศที่พัฒนาแล้ว เช่น สหรัฐอเมริกาที่กระจายแหล่งผลิตไฟฟ้าไปยังแหล่งพลังงานต่างๆ และพึ่งพิงก๊าซธรรมชาติเพียงร้อยละ 24 ถ้าประเทศไทยยังคงใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนนี้จะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบพลังงานไฟฟ้าของไทยเมื่อไม่สามารถหาก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งเชื้อเพลิงได้ ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นล่าสุดในปี 2557 เมื่อแหล่งก๊าซบงกชและแหล่ง JDA-A18 หยุดจ่ายก๊าซเพื่อซ่อมบำรุงเป็นระยะเวลา 28 วัน ทำให้ในช่วงวันที่ 13 มิถุนายน ถึง 10 กรกฎาคม 2557 ไม่มีก๊าซจ่ายให้โรงไฟฟ้าบางส่วน [1] จะเห็นได้ว่าเหตุการณ์ดังกล่าวส่งผลกระทบต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นอย่างมาก โดยพื้นที่ภาคใต้ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นี้สูงสุด เนื่องจากโรงไฟฟ้าจะนะไม่สามารถเดินเครื่องได้ทำให้กำลังการผลิตหลักของภาคใต้หายไปถึง 710 MW จากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาดังกล่าวของภาคใต้ที่อาจจะสูงถึง 2,450 MW [1] พลังงานระดับนี้ทำให้สายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้และภาคกลางต้องรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นสูงถึง 844 MW เกินกว่ามาตรฐาน N-1 ประมาณ 144 MW เหตุการณ์นี้อาจจะทำให้ระบบส่งระหว่างภาคใต้และภาคกลางเกิดปัญหาจนอาจนำไปสู่การเกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างในพื้นที่ภาคใต้ (Black out) ได้ และนอกจากเหตุการณ์ล่าสุดเมื่อปี 2557 ที่ผ่านมา เมื่อย้อนกลับไปศึกษาข้อมูลปีก่อนหน้าจะพบว่า ระบบการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยประสบปัญหาเนื่องจากการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติอยู่บ่อยครั้ง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงจำเป็นจะต้องขยายกำลังการผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการและลดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติให้น้อยลง โครงการ

โรงไฟฟ้าต่างๆจึงเกิดขึ้นตามแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2553-2573 (PDP 2010) [3] ซึ่งมีทั้งโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินลิกไนต์ พลังงานนิวเคลียร์ และพลังงานทางเลือก ซึ่งการกระบวนการผลิตส่งผลต่อสิ่งแวดล้อม โดยโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ลิกไนต์ จะทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มสูงขึ้น ที่สำคัญเชื้อเพลิงบางส่วนยังต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ แม้จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณที่น้อยเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่น แต่จากเหตุการณ์โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ประเทศญี่ปุ่นระเบิดเมื่อเดือนมีนาคม 2554 ที่ผ่านมา ทำให้ประชาชนเกิดความกังวลในเรื่องความปลอดภัยและคัดค้านการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ดังนั้นพลังงานทางเลือกจึงเป็นอีกทางเลือกที่น่าสนใจมากขึ้น โดยพลังงานลมก็เป็นอีกหนึ่งในพลังงานทางเลือกที่น่าสนใจมากในตอนนี้

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติมีความสะอาดไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางสิ่งแวดล้อมใช้ได้โดยไม่มีความหาคัดค้านและยั่งยืน โดยเฉพาะเมื่อคิดในแง่ของสิ่งแวดล้อมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมถือได้ว่าเป็นศูนย์ และค่าเชื้อเพลิงในการผลิตก็ถือได้ว่าเป็นศูนย์เช่นกัน (ไม่คิดค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและบำรุงรักษา) จากรายงานของ Global Wind Power Outlook 2014 แสดงให้เห็นว่าในปัจจุบันมีการนำพลังงานลมมาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยข้อมูลปลายปี 2013 ทั่วโลกมีประเทศที่ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์มากกว่า 90 ประเทศ กำลังผลิตรวมกว่า 318 GW เพิ่มขึ้นจากในปี 2012 คิดเป็น 3.14 เปอร์เซ็นต์ [4]

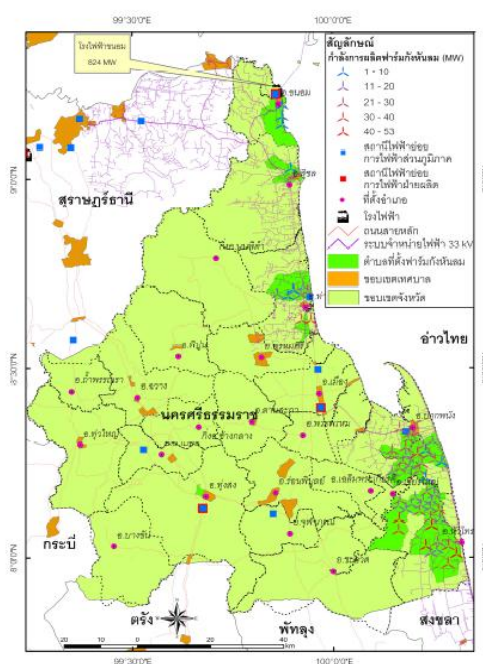
ปัจจุบัน (ข้อมูลปี 2558) กำลังการผลิตไฟฟ้าของภาคใต้มีทั้งหมด 2,306 MW แต่เมื่อวันที่ 26 เมษายน 2557 เวลา 19.30 น. ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้สูงถึง 2,467.7 MW ซึ่งเพิ่มขึ้นจากความต้องการสูงสุดในปี 2556 ถึง 1.8 เปอร์เซ็นต์ [5] จะเห็นว่ากำลังการผลิตจะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องวางแผนรับมือกับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจจะเกิดขึ้นในพื้นที่ภาคใต้ หากไม่มีการพัฒนาโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ อาจทำให้สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าเกิดความไม่มั่นคงเมื่อโรงไฟฟ้าในภาคใต้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามปกติ

จากงานวิจัยเกี่ยวกับความเป็นไปได้ของการติดตั้งฟาร์มกังหันลมบริเวณชายฝั่งทะเลภาคใต้ ผลจากการวิจัยปรากฏว่าสามารถติดตั้งฟาร์มกังหันลมขนาด 1 MW 1.5 MW และ 2 MW ได้จำนวน 69 กลุ่ม ใน 28 ตำบล 8 อำเภอ ของ 2 จังหวัด [6] ผู้วิจัยจึงมีแนวคิดที่จะนำงานวิจัยดังกล่าวมาศึกษาต่อโดยการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) เมื่อมีการสร้างฟาร์มกังหันลมในพื้นที่ตามที่อ้างอิงจากงานวิจัยที่ [6] เพื่อที่จะนำข้อมูลการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ

มีการสร้างฟาร์มกังหันลมมาใช้วิเคราะห์ประกอบกับการวางแผนจัดการเดินเครื่องของโรงผลิตไฟฟ้าหลักในภาคใต้ และวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เมื่อมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลม ในปัจจุบันจากข้อมูลรายงานสรุปสถานะ การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ๓ ภาคใต้ (กฟต.๓) ประจำเดือน ธันวาคม 2556 [7] ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พบว่าผู้ประกอบการเอกชนเริ่มหันมาให้ความสนใจและลงทุนเกี่ยวกับพลังงานลมเพิ่มมากขึ้นและมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นกว่าเดิม ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องศึกษาและวิเคราะห์เกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าถ้าหากสร้างฟาร์มกังหันลมเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ในการวางแผนจัดการการผลิตของโรงไฟฟ้าหลัก และเพื่อเสถียรภาพในการจ่ายไฟเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังลม

1.2 การตรวจเอกสาร

I. การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย [5] งานวิจัยนี้เขียนโดย มหาวิทยาลัยทักษิณ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการวิจัยพบว่ามีพื้นที่ที่เหมาะสมในการสร้างฟาร์มกังหันลมอยู่จำนวน 69 กลุ่ม ใน 28 ตำบล 8 อำเภอ ของ 2 จังหวัด คือ จังหวัดสงขลาและจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 6.8-10.2 m/s ที่ความสูง 80 m และขนาดของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สามารถติดตั้งได้มีหลายขนาดคือ 1 MW 1.5 MW และ 2 MW



ภาพประกอบ 1-1 แผนที่ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลจังหวัดนครศรีธรรมราช [5]

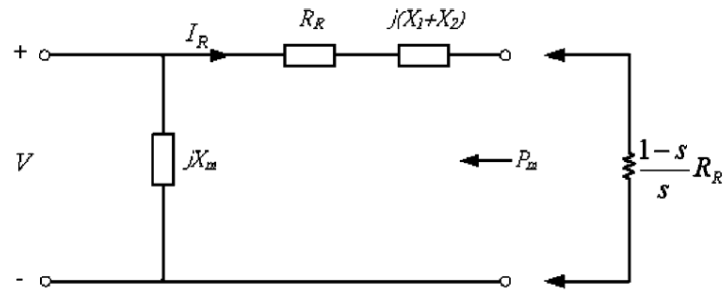
II. Critical analysis of methods for mathematical modeling of wind turbines [8]

งานวิจัยนี้เขียนโดย Vinay Thapar, Gayatri Agnihotri และ Vinod Krishna Sethi งานวิจัยนี้นำเสนอการเปรียบเทียบแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยคำนวณกำลังไฟฟ้าเปรียบเทียบระหว่างกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จากเส้นโค้งกำลังที่ได้มาจากโรงงานกับกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ งานวิจัยนี้ใช้แบบจำลองที่นำมาวิเคราะห์ทั้งหมด 4 แบบคือ Linear variation of power, Weibull parameter, Method of least squares และ Cubic spline interpolation โดยใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าในการทดลอง 3 รุ่น คือ E-33, WES-30 และ FL-250 ผลการศึกษาพบว่าแบบจำลองทางคณิตศาสตร์แบบ Method of least squares จะให้ผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าด้านนอกที่ใกล้เคียงกับกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้จากเส้นโค้งกำลังของกังหันลมที่ได้จากโรงงานมากที่สุด ซึ่งสมการที่ (1.1) แสดงสมการของแบบจำลองแบบ Method of least squares

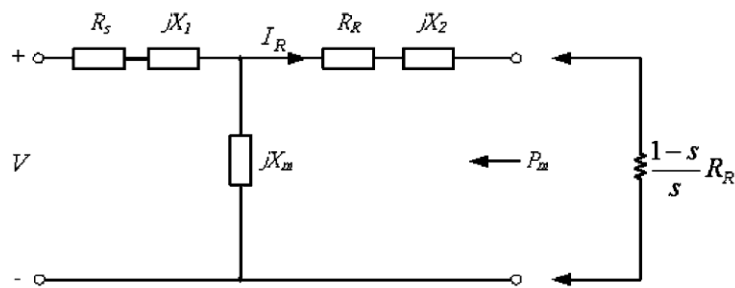
$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 & , (for V < V_c) \\
 P_e &= a + bv^k & , (for V_c \leq V \leq V_r) \\
 P_e &= P_{er} & , (for V_r < V \leq V_f) \\
 P_e &= 0 & , (for V > V_f)
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

III. Load-flow analysis of a wind farm containing multiple wind-driven wound-

rotor induction generators with dynamic slip control using RX model [9] งานวิจัยนี้เขียนโดย Li Wang งานวิจัยนำเสนอแบบจำลอง RX model สองแบบของเครื่องกำเนิดเหนี่ยวนำแบบขั้วยี่นที่ใช้ลมในการขับเคลื่อนที่ใช้การควบคุมสลลิปเชิงกล งานวิจัยใช้ RX model ในการหาค่าสลลิปของ Wind-driven Wound Rotor Induction Generator (WRIG) เพื่อนำไปหาค่ากำลังด้านออกของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และใช้สำหรับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาดใหญ่ ผู้วิจัยจะคำนวณสลลิปของแบบจำลองแบบที่หนึ่งและแบบจำลองแบบที่สอง นอกจากนี้งานวิจัยนี้ได้นำเสนอวงกลมคุณลักษณะของอิมพีแดนซ์ของแบบจำลองทั้งสอง เพื่อหาค่าอิมพีแดนซ์ภายนอก (External impedance) ที่ต่อกับขดลวดโรเตอร์ (Rotor winding) ที่เหมาะสมกับจุดทำงานที่ความเร็วลมเปลี่ยนแปลง ภาพประกอบ 1-2 และภาพประกอบ 1-3 แสดงวงจรสมมูล 1 เฟส ของแบบจำลองแบบที่ 1 (RX1) และแบบจำลองแบบที่ 2 (RX2) ตามลำดับ



ภาพประกอบ 1-2 วงจรสมมูลของแบบจำลอง RX1 [9]



ภาพประกอบ 1-3 วงจรสมมูลของแบบจำลอง RX2 [9]

IV. An economic dispatch model incorporating wind power [10] งานวิจัยนี้เขียนโดย J.Hetzer, D.C.Yu และ K.Bhattarai งานวิจัยนี้นำเสนอแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตตามหลักเศรษฐศาสตร์ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีทั้งเครื่องกำเนิดที่ใช้ในปัจจุบัน (Conventional generators) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันลม (Wind generators) รวมอยู่ด้วยกันในระบบ โดยงานวิจัยจะพิจารณาความเร็วลมโดยใช้ฟังก์ชันการแจกแจงความน่าจะเป็นไวบูลล์ (Weibull probability density function) ซึ่งหาได้จากสมการ (1.2)

$$F_V(v) = \int_0^v f_V(\tau) d\tau = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.2)$$

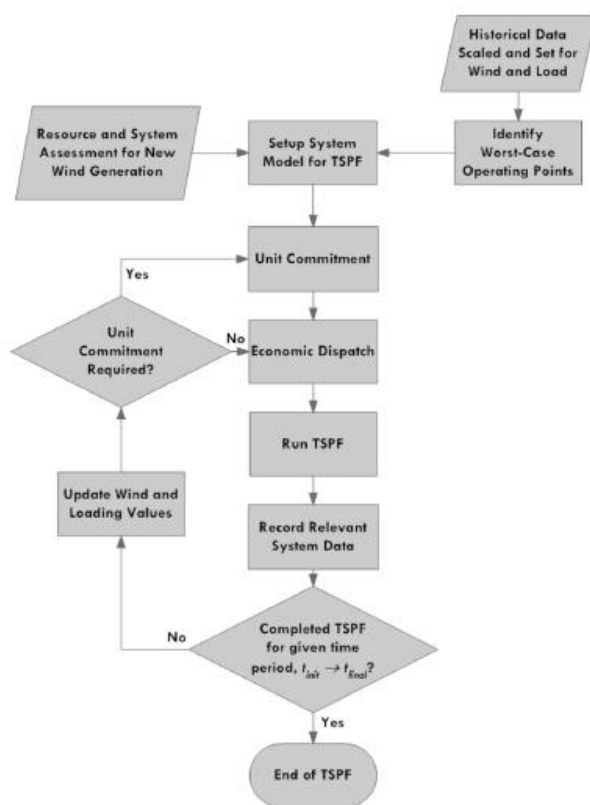
และแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตในบทความนี้สามารถหาได้จากสมการ

$$\text{cost}_{\min} = \sum_i^M C_i(p_i) + \sum_i^N C_{w_j}(w_i) + \sum_i^N C_{p,w_j}(W_{i,av} - w_i) + \sum_i^N C_{r,w,i}(w_i - W_{i,av}) \quad (1.3)$$

โดยในเทอมแรกจะเป็นผลรวมค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน เทอมที่สองเป็นค่าใช้จ่ายโดยตรงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ลมในการผลิต เทอมที่สามเป็นฟังก์ชันค่าปรับสำหรับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากเครื่องกำเนิดกังหันลมแต่ไม่ได้ใช้ในกรณี

การคาดการณ์กำลังลมที่น้อยเกินไป (Underestimation) และฟังก์ชันที่สี่เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับกำลังสำรองที่ต้องการเพิ่มในกรณีการคาดการณ์กำลังลมที่มากเกินไป (Overestimation)

V. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind [11] งานวิจัยนี้เขียนโดย E.Vittal, M.O'Malley และ A.Keane งานวิจัยนี้เสนอการวิเคราะห์เสถียรภาพของแรงดันในสถานะอยู่ตัวของระบบไฟฟ้าที่มีส่วนแบ่งการผลิตจากพลังงานลมสูง โดยได้อธิบายวิธีการในการวิเคราะห์ในบทความนี้ตามแผนภาพประกอบที่ 1-2 วิธีการนี้ได้นำไปใช้ทดสอบกับแบบจำลองระบบไฟฟ้าของเกาะไอร์แลนด์ (Irish electricity system model) ที่ประกอบด้วยระบบไฟฟ้าของไอร์แลนด์เหนือ (Northern Ireland, NI) และระบบไฟฟ้าของสาธารณรัฐไอร์แลนด์ (Republic of Ireland, ROI) โดยที่ทั้งสองระบบนี้มีการระดับแรงดันเชื่อมต่อกับกังหันลมที่ใช้ในการผลิตที่แตกต่างกัน คือระบบของ NI อยู่ที่ 33 kV และระบบของ ROI อยู่ที่ 20 kV ส่วนแรงดันในระบบส่งอยู่ที่ 110 kV



ภาพประกอบ 1-4 แผนภูมิอธิบายกระบวนการที่ใช้ในการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า [11]

VI. Probabilistic load flow including wind power generator [12] งานวิจัยนี้เขียนโดย D.Villanueva, L.Pazos และ A.Fejoo งานวิจัยนี้นำเสนอฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probabilistic Density Function, PDF) ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมผลิตไฟฟ้า โดยใช้การประมาณสมการกำลังสองของเส้นโค้งกำลังของกังหันลม ซึ่งฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมสามารถหาได้จากสมการที่ (1.4)

$$f_p(P) = \begin{cases} 0 & P < 0 \\ (1 + e^{-\frac{v_{co}}{c}} - e^{-\frac{v_{ci}}{c}}) \delta(P) & P = 0 \\ \frac{k'}{c} \left(\frac{P - \gamma'}{c}\right)^{k'-1} e^{-\left(\frac{P - \gamma'}{c}\right)^{k'}} & 0 < P < P_R \\ (e^{-\frac{v_R}{c}} - e^{-\frac{v_{co}}{c}}) \delta(P - P_R) & P = P_R \\ 0 & P_R < P \end{cases} \quad (1.4)$$

และฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมสามารถหาได้จากสมการที่ (1.5)

$$\begin{aligned} P_{RWF} &= nP_{RWT} \\ U_{CIWF} &= U_{CIWT} \\ U_{RWF} &= U_{RWT} \\ U_{COWF} &= U_{COWT} \end{aligned} \quad (1.5)$$

VII. Assessing the impact of wind power generation on operating costs [13] งานวิจัยนี้เขียนโดย M.A.Ortega-Vazquez และ D.S.Kirschen งานวิจัยนี้เสนอวิธีการสำหรับการบอกปริมาณผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีผลต่อองค์ประกอบต่างๆของต้นทุนในการดำเนินการ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีความแตกต่างจากการผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปโดยจะมีบางองค์ประกอบของต้นทุนโดยรวมเพิ่มเข้ามา อย่างแรกคือผู้ควบคุมการผลิตจะต้องจัดหากำลังไฟฟ้าสำรองเพิ่มเติมเพื่อรับมือกับความไม่แน่นอนที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจาก ค่าความผิดพลาดที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม อย่างที่สองคือกำลังไฟฟ้าสำรองนี้จะต้องสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดในขณะที่มีความคลาดเคลื่อนเกิดขึ้นจากความไม่สมดุลระหว่างโหลดและแผนการผลิตที่ได้กำหนดไว้ เพื่อประเมินผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจาก

พลังงานลมต่อต้นทุนในการดำเนินการของระบบ มีต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินการ 3 ลักษณะ ที่นำมาใช้ในการคำนวณ ดังนี้

1. Base case cost: C_B คือ ต้นทุนการดำเนินการโดยปราศจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

2. Cost with perfect forecast: C_P คือ ต้นทุนการดำเนินการของระบบที่มีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งสมมติให้มีการคาดการณ์อย่างสมบูรณ์แบบ

3. Actual cost C_A คือ ต้นทุนการดำเนินการ ซึ่งได้จากการพิจารณา ต้นทุนในการจัดหากำลังสำรองเพิ่มเติมและต้นทุนที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงกำลังสำรองเพื่อที่ชดเชยความไม่สมดุลระหว่างการคาดการณ์พลังงานลมและพลังงานลมในสถานะความเป็นจริง

ต้นทุนในการดำเนินการที่ลดลง รวมไปถึงการลดลงของพลังงานและมลภาวะที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป แสดงในรูปผลต่างระหว่างต้นทุน C_P และ C_B ดังสมการที่ (1.6)

$$\Delta W = C_B - C_P \quad (1.6)$$

ในทางตรงกันข้าม เงื่อนไขและการเปลี่ยนแปลงของกำลังสำรองที่เพิ่มเข้ามาเพื่อรับมือกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าในลักษณะของต้นทุนที่เพิ่มขึ้น คือ ผลต่างระหว่าง C_A และ C_P ดังสมการที่ (1.7)

$$\Delta E = C_A - C_P \quad (1.7)$$

ค่าปกติ (normalized value) ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในระบบสามารถนิยามได้ ดังสมการที่ (1.8)

$$\Omega = \frac{\Delta W - \Delta E}{\Delta W} = \frac{C_B - C_A}{C_B - C_P} \quad (1.8)$$

ค่าของตัวเศษในสมการ (1.8) แสดงให้เห็นถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าร่วมกับพลังงานลม ในขณะที่ค่าของตัวส่วนแสดงให้เห็นถึงค่าของต้นทุนที่ลดลง ซึ่งเป็นผลมาจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่สมมติให้มีการคาดการณ์ที่สมบูรณ์แบบ

1.3 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- I. เพื่อศึกษาการวางแผนการเดินทางเครื่องของโรงไฟฟ้าหลักในภาคใต้เมื่อมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมในภาคใต้ (บริเวณพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราช)
- II. เพื่อศึกษาผลกระทบต่อการเดินทางเครื่องของโรงไฟฟ้า เนื่องจากความไม่คงที่จากกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม
- III. สร้างกระบวนการตัดสินใจวางแผนการเดินทางเครื่องเมื่อกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

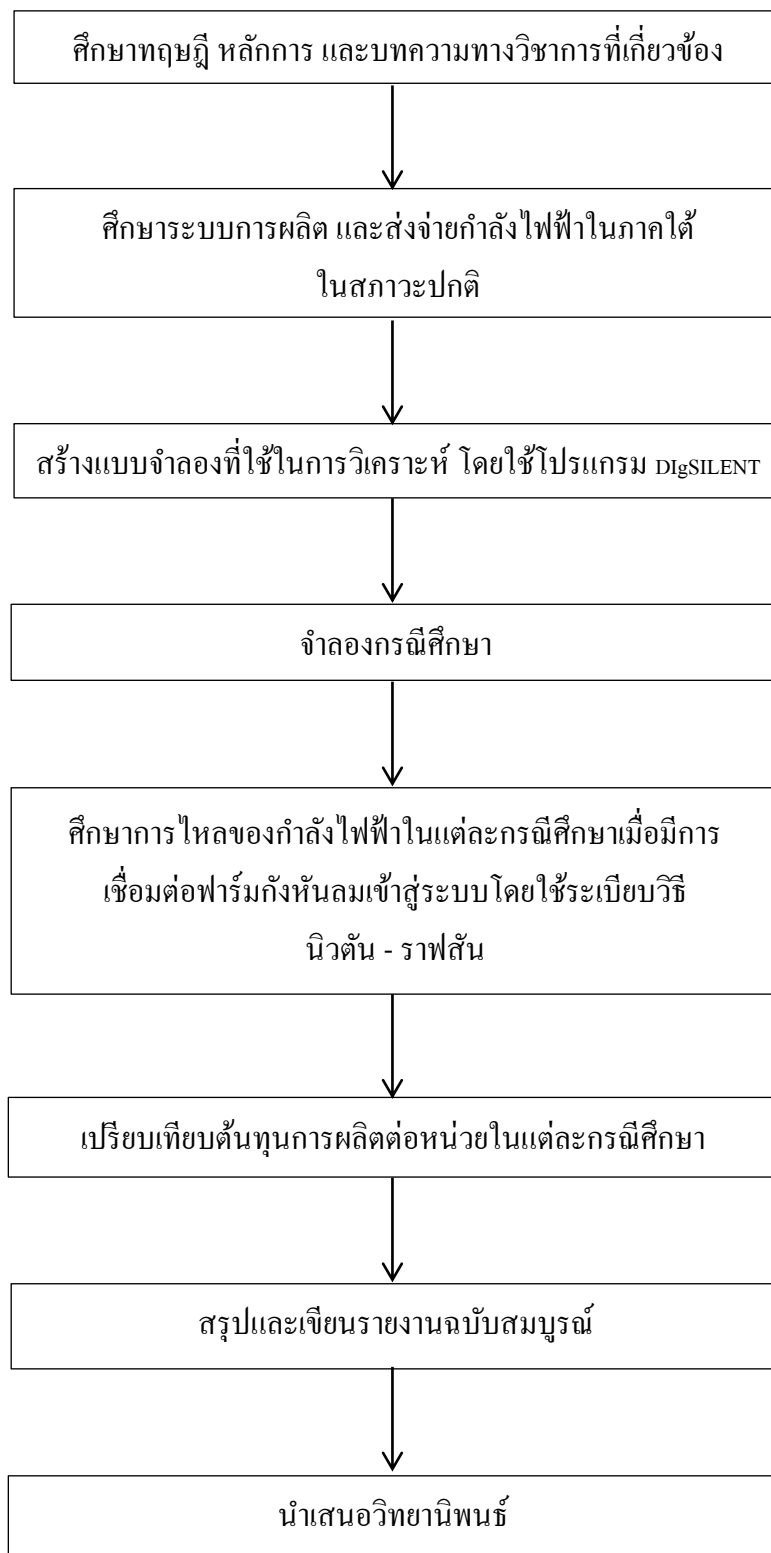
- I. ทราบถึงศักยภาพของพลังงานลมสำหรับการผลิตไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย
- II. ช่วยลดความเสี่ยงของความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม
- III. ช่วยในการวางแผนการเดินทางเครื่องของโรงไฟฟ้าหลัก

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

- I. ศึกษาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW โดยเชื่อมต่อเข้ากับระบบ 230 kV ในพื้นที่ของจังหวัดนครศรีธรรมราช
- II. ศึกษาโดยใช้กังหันลมรุ่น LTW 77 ขนาด 1.5 MW ที่ความเร็วลมเฉลี่ยในพื้นที่ที่ติดตั้งฟาร์มกังหันลมอยู่ที่ 4.2-5.8 m/s
- III. ไม่นำโรงไฟฟ้าที่เป็นโรงไฟฟ้าสำรอง (Reserve) มาคิด
- IV. งานวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์ในด้านวิศวกรรมศาสตร์ ไม่คำนึงถึงตัวแปรในด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม เช่น ผลกระทบทางด้านเสียง ผลกระทบด้านทัศนียภาพ หรือทัศนคติของประชาชนที่อาศัยบริเวณรอบฟาร์มกังหันลม ฯลฯ

1.6 วิธีการวิจัย (Methodology)

ระเบียบวิธีการวิจัยเริ่มจากปัญหาความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน แต่มีข้อจำกัดในการสร้างโรงไฟฟ้า ทำให้พลังงานทางเลือกได้ถูกผลักดันให้เข้าสู่ระบบมากขึ้น พลังงานลมเป็นอีกหนึ่งพลังงานทางเลือกที่ได้รับความนิยมเพิ่มขึ้นในพื้นที่ภาคใต้ และในการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมขนาดใหญ่เข้าสู่ระบบจำเป็นต้องศึกษาการเปลี่ยนแปลงการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตจากความไม่แน่นอนของลม ในที่นี้จะประเมินศักยภาพกำลังผลิตในพื้นที่บริเวณติดตั้งฟาร์มกังหันลม โดยอ้างอิงข้อมูลจากกังหันลมรุ่น LTW 77 ขนาด 1.5 MW ติดตั้งบริเวณอำเภอสติงพระ จังหวัดสงขลา ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สร้างแบบจำลองระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 14.0.523 มีกรณีศึกษาหลัก 4 กรณีคือ กรณีที่ 1 เป็นกรณีอ้างอิงโดยจะใช้กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงที่จ่ายตามความต้องการโหลดสูงสุดของปี 2557 ซึ่งเกิดในเดือนเมษายน 2557 กรณีที่ 2 โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องทั้ง 2 โรงโดยจ่ายโหลดที่ 90 เปอร์เซ็นต์ ของกำลังผลิตติดตั้ง กรณีที่ 3 โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเพียง 1 เฟส และกรณีที่ 4 โรงไฟฟ้าจะนะไม่สามารถจ่ายเข้าระบบได้ทั้ง 2 เฟส ระเบียบวิธีวิจัยการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบแสดงดังภาพประกอบ 1-5



ภาพประกอบ 1-5 ระเบียบวิธีวิจัย

บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการ

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้งฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าในภาคใต้เพื่อลดการพึ่งพิงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ซึ่งเป็นสาเหตุในการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมในปัจจุบันมาก การวิเคราะห์จะใช้พื้นที่บริเวณจังหวัดนครศรีธรรมราชเป็นพื้นที่ศึกษาในการติดตั้งฟาร์มกังหันลม [5] ดังนั้นในลำดับแรกจึงจำเป็นต้องศึกษาชนิดของลมที่พัดผ่านบริเวณพื้นที่ภาคใต้ ความเร็วลม ทิศทางลม กำลังลมและความแปรปรวนของลม เพื่อที่จะสามารถเลือกบริเวณที่เหมาะสมในการติดตั้งฟาร์มกังหันลม เมื่อเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมแล้ว ลำดับถัดมาที่ต้องศึกษาคือการเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind generator) ให้เหมาะสมกับสภาพภูมิประเทศ และสภาพลมของบริเวณนั้น เมื่อเลือกพื้นที่และกังหันลมที่เหมาะสมกับพื้นที่ได้แล้วจึงจะสามารถศึกษาส่วนของการประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมต่อไป

2.1 ลม (Wind)

2.1.1 คุณลักษณะของลม (Wind characteristics)

กำลังลมเป็นอัตราส่วนกับอัตราเร็วลมยกกำลังสาม ดังนั้นในการประเมินศักยภาพของพลังงานลมเพื่อศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมให้มีความถูกต้องแม่นยำจึงจำเป็นต้องทำความเข้าใจเกี่ยวกับคุณลักษณะของลมอย่างละเอียด โดยทั่วไปจะพบว่าพื้นที่บริเวณเนินเขา แนวชายฝั่งทะเล และนอกทะเลจะเป็นพื้นที่ที่มีอัตราเร็วลมที่มีค่าค่อนข้างสูงกว่าบริเวณอื่น พารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องทราบสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลมได้แก่ ข้อมูลเชิงทิศทาง (Directional data) อัตราเร็วลมเฉลี่ย (Mean wind speed) การเปลี่ยนแปลงรายวัน (Daily variation) การเปลี่ยนแปลงรายปี (Annual variation) การเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล (Seasonal variation) และการเปลี่ยนแปลงเทียบกับความสูง [5] ข้อมูลข้างต้นจะมีค่าเฉพาะขึ้นอยู่กับระยะเวลาในการบันทึกข้อมูลและตำแหน่งที่ตั้งของสถานีวัด ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ในการประเมินสมรรถนะของกังหันลมและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลม

2.1.2 สถิติลม (Wind statistics)

การศึกษาสถิติลม จะใช้การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull distribution) ในการวิเคราะห์ ซึ่งเป็นการแจกแจงทางสถิติ ประกอบด้วยพารามิเตอร์ 2 ตัวที่สามารถใช้แทนลักษณะการกระจายตัวของข้อมูลสถิติลม การแจกแจงไวบูลล์เป็นการแจกแจงที่ยอมรับกันอย่างแพร่หลายสำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติลม โดยเป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) สามารถเขียนได้ดังสมการ

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.1)$$

- เมื่อ v คือ อัตราเร็วลม (m/s)
 k คือ พารามิเตอร์รูปร่าง
 c คือ พารามิเตอร์ระดับ (m/s)

การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull distribution) ประกอบด้วยพารามิเตอร์ดังนี้

2.1.2.1 พารามิเตอร์รูปร่าง (Shape parameter, k -Shape)

พารามิเตอร์รูปร่างเป็นค่าพารามิเตอร์ที่แสดงถึงลักษณะการกระจายของสถิติลม โดยบริเวณที่มีความเร็วลมต่ำพัดผ่านบ่อยครั้งค่า k จะมีค่าต่ำและบริเวณที่มีความเร็วลมสูงพัดบ่อยครั้งจะมีค่า k สูง

2.1.2.2 พารามิเตอร์ระดับ (Scale parameter, c -Scale)

พารามิเตอร์ระดับเป็นพารามิเตอร์ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราเร็วลมเฉลี่ย โดยค่า c จะมีค่าสูงเมื่ออัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าสูง และค่า c จะมีค่าต่ำเมื่ออัตราเร็วลมเฉลี่ยมีค่าต่ำ [5]

2.1.3 เกรเดียนท์อัตราเร็วลมทางดิ่ง (Vertical wind speed gradient)

การเปลี่ยนแปลงทางดิ่งของอัตราเร็วลม (Vertical variation of the wind speed) หรือ โปรไฟล์อัตราเร็วลม (Wind speed profile) โดยทั่วไปแล้วมักจะอธิบายด้วยฟังก์ชันการเปลี่ยนแปลงอัตราเร็วลมเฉลี่ย (Mean wind speed) เทียบกับความสูง ซึ่งการเปลี่ยนแปลงทางดิ่งของอัตราเร็วลมสามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันหลายรูปแบบด้วยกัน โดยอยู่บนพื้นฐานดังนี้ [5]

2.1.3.1 ฟังก์ชันยกกำลัง (Power exponent function)

ฟังก์ชันยกกำลังเป็นสมการที่ได้จากการแทนค่าโปรไฟล์ของความเร็วม
บริเวณผิวพื้นของการไหลแบบปั่นป่วนที่ได้จากการทดลองดังสมการที่ (2.2)

$$v(z) = v_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

เมื่อ z คือ ระดับความสูงที่ต้องการทราบค่าอัตราเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)

z_r คือ ระดับความสูงที่ทราบค่าอัตราเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)

v_r คือ อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง z_r (m/s)

v_z คือ อัตราเร็วลมที่ต้องการทราบค่าที่ระดับความสูง z (m/s)

α คือ สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (ไร้หน่วย)

การประยุกต์ใช้ฟังก์ชันยกกำลังกับการปรับค่าความเร็วมที่ระดับความ
สูงต่างๆ จะกำหนดค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมตามลักษณะความขรุขระของ
พื้นผิว ซึ่งความขรุขระของพื้นผิวในแต่ละจุดตรวจวัดจะมีค่าแตกต่างกัน การ
ประเมินค่าสัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมสามารถทำได้โดยการประยุกต์ Logarithmic
แสดงดังสมการที่ (2.3)

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v_z}{v_r}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_r}\right)} \quad (2.3)$$

จากการศึกษาที่ผ่านมา สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมส่วนใหญ่จะมีค่าตั้งแต่
0.1-0.4 ขึ้นอยู่กับสภาพความขรุขระของพื้นที่ที่ทำการศึกษา ในการประมาณค่า
สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลมที่สภาพพื้นที่ต่างๆจึงสามารถวิเคราะห์หาค่าสัมประสิทธิ์
แรงเฉือนลมเฉพาะพื้นที่ (Site dependent wind shear coefficient) ได้จากสมการที่
(2.3)

2.1.3.2 ฟังก์ชันลอการิธึม (Logarithmic function)

ฟังก์ชันลอการิธึมสำหรับการอธิบายโปรไฟล์อัตราเร็วลมทางดิ่งแสดงดังสมการที่ (2.4)

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (2.4)$$

เมื่อ z_0 คือ ความยาวของความขรุขระ (Roughness length) (m)

2.1.4 พลังงานลมและกำลังลม (Wind energy and power)

พลังงานจลน์ของกระแสอากาศที่มีมวล m และเคลื่อนที่ด้วยความเร็ว v_s สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.5)

$$E = \frac{1}{2} m v_s^2 \quad (2.5)$$

ในการคำนวณพลังงานจลน์ของกระแสอากาศ E ที่กังหันลมสามารถนำไปเปลี่ยนรูปได้ จะพิจารณาส่วนหมุน (Rotor) ของกังหันลมที่มีพื้นที่ภาคตัดขวาง (Cross sectional area) A_T สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.6)

$$E = \frac{1}{2} \rho_a Vol_A v_s^2 \quad (2.6)$$

เมื่อ ρ_a คือ ความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)

Vol_A คือ ปริมาตรของก้อนมวลอากาศ (Air parcel) ที่พัดผ่านส่วนหมุน (m^3)

พลังงานต่อหนึ่งหน่วยเวลา E / t หรือกำลัง (Power) ของก้อนมวลอากาศที่พัดผ่านส่วนหมุนต่อหนึ่งหน่วยเวลาซึ่งมีพื้นที่ภาคตัดขวางเท่ากับพื้นที่ภาคตัดขวางของส่วนหมุน A_T สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.7)

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_T v_s^3 \quad (2.7)$$

2.2 กังหันลมผลิตไฟฟ้า

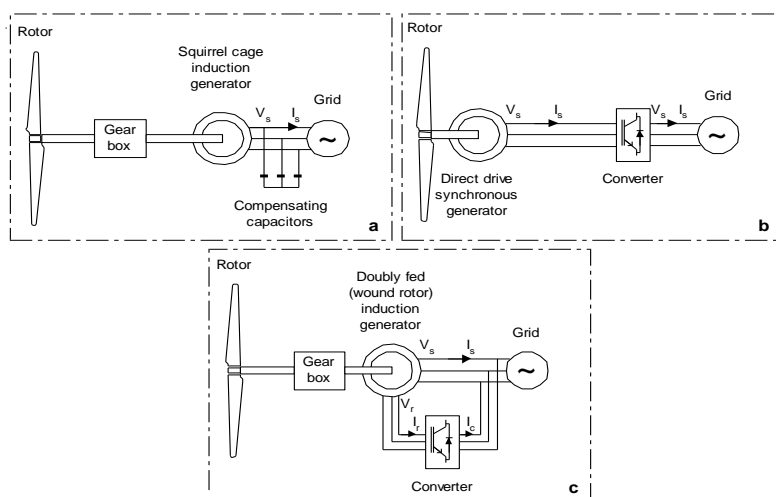
2.2.1 ชนิดของกังหันลม

กังหันลมที่ใช้ในปัจจุบันสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท โดยใช้ลักษณะการวางตัวของแกนเพลลาของกังหันลมเป็นหลักในการแบ่ง กังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอนและกังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวตั้ง [14]

2.2.1.1 กังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอน (Horizontal-Axis type Wind Turbine, HAWT)

กังหันลมประเภทนี้แกนหมุนจะวางตัวอยู่ในทิศทางขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากกับแรงลมและมีชุดควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้ารับแรงลมในแนวนอนได้ทุกทิศทางตลอดเวลา กังหันลมที่นิยมใช้กันในประเภทนี้สามารถแบ่งออกเป็น 3 แบบ ได้แก่

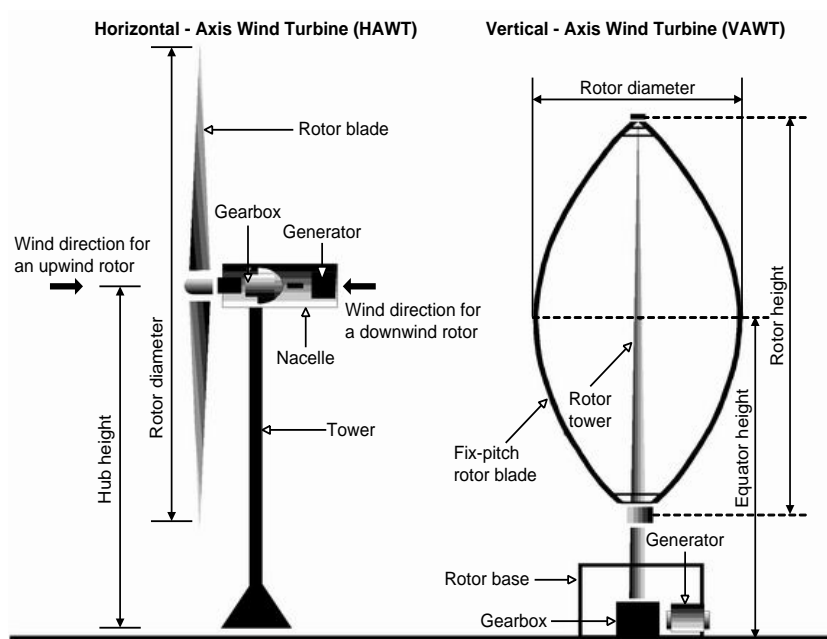
1. กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (Fixed speed turbine)
2. กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (Variable speed turbine)
3. กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดโดยตรง (Variable speed with direct-drive)



ภาพประกอบที่ 2-1 องค์ประกอบกังหันลมแบบต่างๆ (a) แบบความเร็วคงที่ (b) แบบความเร็วไม่คงที่ และ (c) แบบความเร็วไม่คงที่ชนิดโดยตรง [14]

2.2.1.2 กังหันลมที่มีแกนเพลอยู่ในแนวตั้ง (Vertical-Axis type Wind Turbine, VAWT)

กังหันลมประเภทนี้แกนหมุนจะวางตัวอยู่ในทิศที่ตั้งฉากกับทิศทางของลม สามารถรับลมได้ทุกทิศทางเช่นเดียวกับกังหันลมประเภทแรก กังหันลมประเภทนี้สามารถติดตั้งอยู่ในระดับต่ำได้ กังหันลมประเภทนี้ที่รู้จักกันดีคือกังหันลมแบบแดร์เรียวส (Darrieus) [14]



ภาพประกอบที่ 2-2 กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง [14]

2.2.2 เส้นโค้งกำลัง (Power curve)

เส้นโค้งกำลังจะเป็นสิ่งที่บ่งบอกถึงสมรรถนะของกังหันลมผลิตไฟฟ้า เราสามารถใช้เส้นโค้งกำลังในการประมาณค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม คุณลักษณะของกังหันลมและสมบัติของแหล่งลมแต่ละประเภทจะเป็นตัวกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม โดยแสดงอยู่ในรูปของความหนาแน่นความน่าจะเป็นของอัตราเร็ว (Speed probability density) ซึ่งในการวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.8)

$$P = \begin{cases} 0 & , (v < v_{ci}) \\ P_r \frac{v^k - v_{ci}^k}{v_r^k - v_{ci}^k} & , (v_{ci} \leq v \leq v_r) \\ P_r & , (v_r \leq v \leq v_{co}) \\ 0 & , (v > v_{co}) \end{cases} \quad (2.8)$$

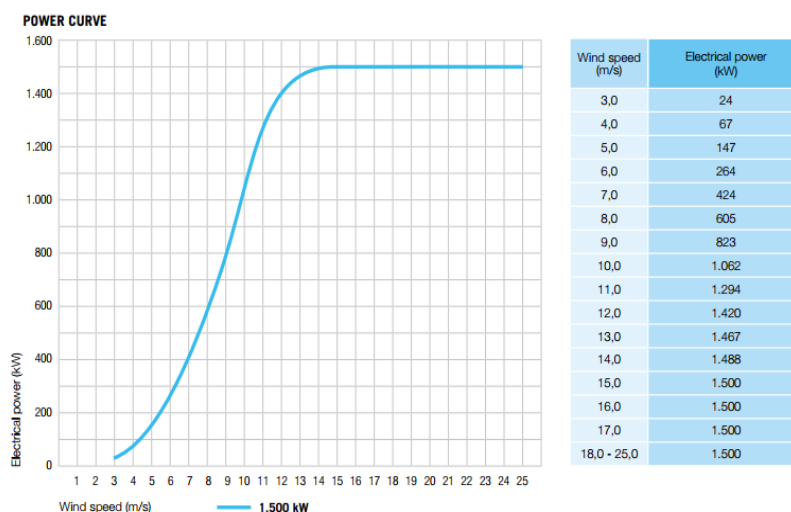
เมื่อ P คือกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม (kW)

P_r คือกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้จากกังหันลม (kW)

v_{ci} คือ Cut in wind speed (m/s)

v_{co} คือ Cut out wind speed (m/s)

v_r คือ Rate wind speed (m/s)



ภาพประกอบที่ 2-3 เส้นโค้งกำลังไฟฟ้าของกังหันลมรุ่น LTW 77 [15]

2.3 การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow)

ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าในปัจจุบันมีการเชื่อมโยงสถานีผลิตกำลังไฟฟ้าหลายๆ แห่งให้ต่อกัน โดยการนำสายส่งเชื่อมโยงถึงกันเพื่อส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจึงจำเป็นต้องวางแผนการผลิตกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อปริมาณความต้องการของกลุ่มโหลด นอกจากนี้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตยังต้องเผื่อกำลังผลิตสำรองเอาไว้ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือกรณีความต้องการโหลดที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าปกติอย่างทันทีทันใด และรองรับอัตราของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปี

เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) ที่สามารถผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า (Interconnected network) จะมีปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้คงที่ แต่ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตลอดทั้งวัน ซึ่งอาจจะส่งผลทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ดังนั้นปริมาณของกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบรวมกันแล้วต้องมีปริมาณเท่ากัน หรือต้องมากกว่าปริมาณของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการในทุกๆ เวลา

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow analysis) มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้ามากเมื่อมีการสร้างระบบไฟฟ้าใหม่ หรือเพิ่มเติมระบบไฟฟ้าใหม่เข้าไปร่วมกับระบบไฟฟ้าเก่า การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างถูกต้องจะทำให้ทราบว่าในขณะที่เกิดสถานะผิดปกติพร้อมนั้นมีกำลังไฟฟ้าที่ไหลไปยังจุดผิดปกติ (Fault) มีขนาดต่ำสุดหรือสูงสุดเท่าใด นอกจากนี้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ยังช่วยในการวางแผนการก่อสร้างสถานียไฟฟ้าเพื่อให้เหมาะสมกับกลุ่มโหลดและระบบมากที่สุด เป็นต้น

2.3.1 ประโยชน์ของการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า

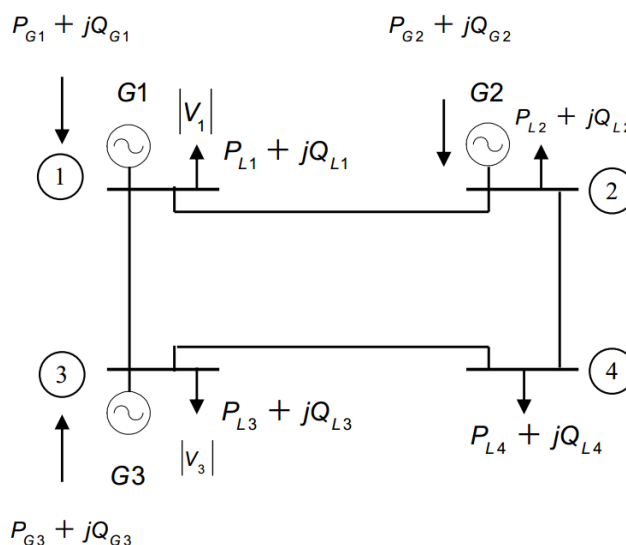
การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) คือการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active power) และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive power) ที่ไหลในสายส่งแต่ละวงจร รวมทั้งเป็นการคำนวณหาค่าขนาด (Magnitude) และมุมเฟส (Phase angle) ของค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าในแต่ละบัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาที่มีการผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

ค่าที่ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้านำมาใช้ในการวางแผนการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าโดยไม่ทำให้ระบบสายส่งเกิดการโอเวอร์โหลด (Over load) รวมทั้งมีค่าระดับแรงดันของแรงดันเคลื่อน (Voltage regulation) ที่ดี

การศึกษาและวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจึงมีประโยชน์ในการวางแผนการก่อสร้างเพิ่มเติมอุปกรณ์เข้าไปในระบบ และนอกจากนี้ยังใช้ศึกษาสภาพการทำงานทั้งเวลาปกติและในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มหรือลดโหลดเพื่อสามารถวิเคราะห์และสามารถตัดสินใจได้ว่าเมื่อกำลังการผลิตหรือโหลดในระบบมีการเปลี่ยนแปลง ควรจะแก้ปัญหาอย่างไรเพื่อให้การผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าสามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเราก็มียุทธวิธีคำนวณได้หลายวิธี แต่ที่นิยมใช้คือการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ระเบียบวิธีแบบเกาส์-ไซด์เดล (Gauss-Seidel method) และระเบียบวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method)

เราจะแสดงตัวอย่างการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ตัวอย่างระบบไฟฟ้าซึ่งแสดงด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวดังตัวอย่างในภาพประกอบที่ 2-4 [17] ซึ่งเป็นระบบที่มี 4 บัส มีบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ 3 บัส ทุกบัสมีโหลดเกาะอยู่และทราบค่าโหลดทุกบัส ดังนั้นเราจึงสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละบัสได้ว่าควรจ่ายกำลังไฟฟ้าจากบัสไหนปริมาณเท่าไร ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่สามารถจ่ายได้จากแต่ละบัสนั้นก็ขึ้นอยู่กับความสามารถในการจ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวที่มีข้อจำกัดในการผลิตที่แตกต่างกัน การวางแผนการเดินเครื่องจะมีการคำนึงถึงในแง่ของเศรษฐศาสตร์เพื่อต้องการให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตรวมของระบบต่ำสุด [16],[17],[18]

ส่วนค่าขนาดแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสต่างๆสามารถควบคุมให้มีค่าคงที่เท่าใดก็ได้โดยใช้ Automatic Voltage Regulator (AVR) ของแต่ละเครื่องกำเนิดเป็นตัวควบคุมให้คงที่ตลอดเวลาที่ค่าที่ตั้งไว้



ภาพประกอบ 2-4 ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวชนิด 4 บัส [17]

จากภาพประกอบ 2-4 เราทราบค่าขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดที่แต่ละบัส และทราบค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่จ่ายเข้าสู่ระบบโดยทำให้ค่าเชื้อเพลิงรวมของระบบมีค่าต่ำที่สุดแล้ว เราจึงนำค่าที่ทราบดังกล่าวใส่ในโปรแกรมการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อไปคำนวณหาขนาดกระแสในสายส่ง กระแสที่ออกจากเครื่องกำเนิดแต่ละเครื่อง รวมทั้งแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆในระบบ เพื่อควบคุมค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมและระบบสามารถทำงานได้ ซึ่งการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีดังกล่าวเป็น

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบปัจจุบันเพื่อทราบสถานะกระแสและแรงดันที่จุดต่างๆ ในระบบในแต่ละช่วงเวลาที่ความต้องการกำลังไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อมีการพยากรณ์ความต้องการกำลังไฟฟ้าในอนาคต เช่น 5 ปี หรือ 10 ปีข้างหน้า ทำให้ทราบปริมาณความต้องการของกำลังไฟฟ้า เราสามารถแทนค่าปริมาณกำลังไฟฟ้างกล่าวในระบบในภาพประกอบ 2-4 จากนั้นคำนวณเช่นเดียวกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในปัจจุบัน การศึกษาความต้องการของกำลังของระบบเมื่อมีความต้องการของกำลังเพิ่มมากขึ้นเพื่อหากระแสและแรงดันที่จุดต่างๆของระบบเพื่อควบคุมค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมและระบบสามารถทำงานได้ หากค่าใดที่อยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานจะได้วางแผนเพื่อรองรับ เช่น หากขนาดกระแสในสายส่งมากเกินไปขนาดที่สายส่งสามารถรองรับได้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะต้องมีการพิจารณาเพิ่มระบบสายส่ง หรือถ้าขนาดกระแสที่ส่งออกจากเครื่องกำเนิดมากเกินไปเครื่องกำเนิดจ่ายได้ต้องพิจารณาเรื่องการเพิ่มเครื่องกำเนิดใหม่เข้าสู่ระบบ ในกรณีที่แรงดันที่ได้ออกมาต่ำเกินค่าเกณฑ์ที่กำหนดต้องมีการพิจารณาเพิ่มคาปาซิเตอร์เข้าไปในระบบเป็นต้น การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีนี้คือ ศึกษาสถานะของระบบปัจจุบันว่าสามารถรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้หรือไม่ เพื่อทำการปรับปรุงเพิ่มเติมอุปกรณ์ก่อนที่โหลดอนาคตจะเกิดขึ้นจริง

2.3.2 ชนิดของบัส

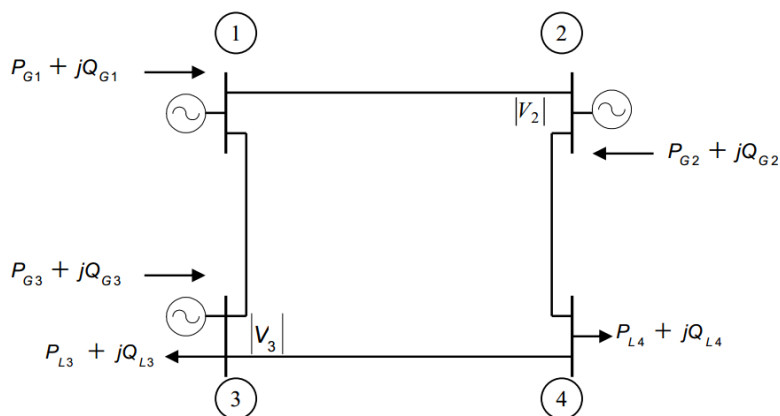
ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถแบ่งชนิดของบัสที่ใช้ในการศึกษาออกเป็น 3 ชนิด ได้แก่ แสลคบัส (Slack bus) หรือบัสอ้างอิง บัสเครื่องกำเนิด (Generator bus) และบัสโหลด (Load bus) บัสแต่ละชนิดจะมีข้อกำหนดหรือมีค่าพารามิเตอร์ที่ทราบค่าแตกต่างกัน โดยพารามิเตอร์ต่างๆของแต่ละบัสประกอบด้วย

- a) ขนาดของแรงดันไฟฟ้า $|V|$
- b) มุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$
- c) กำลังไฟฟ้าบัสจริง P
- d) กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ Q

โดยปกติจะทราบค่าพารามิเตอร์สองค่าที่บัสแต่ละชนิด ส่วนอีกสองค่าสามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าจริง (Active power) หมายถึง กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังในภาพประกอบ 2-5 ที่บัส 3 ค่าที่ทราบคือแรงดัน $|V_3|$ และค่ากำลังไฟฟ้าจริงของบัสมีค่าเท่ากับ $P_{G3} - P_{L3}$ แต่จะไม่ทราบค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive power) ของบัส 3 เนื่องจาก

ไม่ทราบ Q_{G3} และที่บัสที่ 4 จะทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริงคือ $-P_{L4}$ และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ คือ $-Q_{L4}$ แต่จะไม่ทราบค่าแรงดัน $|V_4|$ และมุมเฟสของแรงดัน $\angle V_4$



ภาพประกอบ 2-5 ตัวอย่างระบบ 4 บัส [17]

ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าได้แบ่งชนิดของบัสในระบบไฟฟ้ากำลังออกเป็น 3 ชนิด โดยในบัสแต่ละชนิดมีข้อกำหนดต่างๆ ดังนี้

2.3.2.1 แสลคบัส (Slack bus)

แสลคบัส (Slack bus) หรือสวิงบัส (Swing bus) หรือบัสอนันต์ (Infinite bus) หรือบัสอ้างอิง (Reference bus) หรือบัสแรงดันและความถี่คงที่ (Constant voltage and frequency bus) บัสชนิดนี้มีขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมคงที่โดยทั่วไปกำหนดให้เป็นมุมศูนย์โดยมุมของบัสอื่นๆ ในระบบจะมาเทียบกับบัสนี้ บัสนี้จะเป็นแหล่งกำเนิดที่มีขนาดใหญ่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการของโหลด โดยที่ขนาดแรงดันไฟฟ้า และความถี่ไม่เปลี่ยนแปลง พารามิเตอร์ที่กำหนดค่าคงที่สำหรับบัสนี้ก็คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้า ส่วน P และ Q ของบัสนี้หาได้จากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า พิจารณาภาพประกอบ 2-6 เพื่อให้เข้าใจแสลคบัสและพารามิเตอร์ของบัส

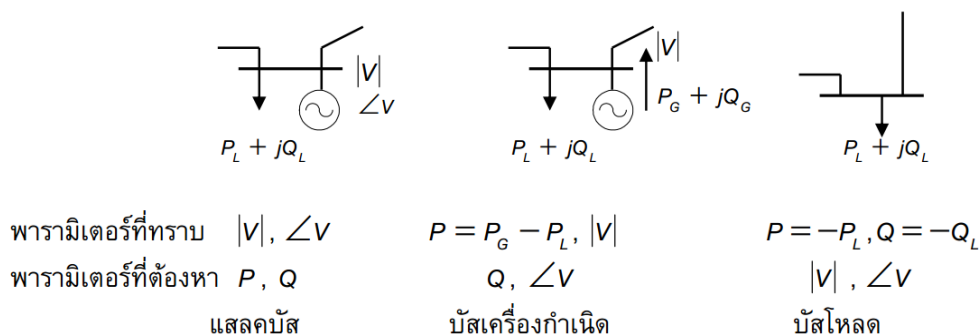
2.3.2.2 บัสเครื่องกำเนิด (Generator bus)

บัสเครื่องกำเนิดเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ต่ออยู่ หรือเป็นบัสที่มีทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดต่ออยู่ โดยปกติเราสามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่บัสเครื่องกำเนิดให้มีขนาดคงที่ได้โดยอาศัย AVR ดังนั้นขนาดแรงดันไฟฟ้าบัสเครื่องกำเนิด ($|V|$) จะมีค่าคงที่

ที่บัสชนิดนี้กำลังไฟฟ้าจริง (P) จะมีค่าคงที่ บางครั้งจึงเรียกบัสชนิดนี้ว่า PV bus นอกจากนี้ บางครั้งเราอาจกำหนดบัสชนิดนี้ให้มีกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ ในกรณีนี้เราจะเรียกบัสชนิดนี้ว่า PQ bus ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PV bus ค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการหาค่าจากการไหลของกำลังไฟฟ้าก็คือค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q และมุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$ ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PQ bus พารามิเตอร์ที่ต้องการหาค่าจากการไหลของกำลังไฟฟ้าก็คือขนาดของแรงดันไฟฟ้า $|V|$ และมุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$ เราสามารถพิจารณาได้จากภาพประกอบ 2-6 เพื่อให้เข้าใจบัสเครื่องกำเนิดและพารามิเตอร์ของบัสง่ายขึ้น

2.3.2.3 บัสโหลด (Load bus)

บัสโหลดเป็นบัสที่มีโหลดต่ออยู่ ที่บัสชนิดนี้เราจะทราบค่าพารามิเตอร์ของกำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q บางครั้งเรียกบัสนี้ว่า PQ bus ค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการหาค่าจากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า ก็คือขนาดแรงดันไฟฟ้า $|V|$ และมุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$



ภาพประกอบ 2-6 พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด [17]

2.3.3 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

สมการที่จะกล่าวถึงในหัวข้อนี้เป็นสมการที่ใช้ในการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง สมการสำคัญที่ใช้มีสองสมการคือ สมการหาแรงดันไฟฟ้า และสมการหาลำดับกำลังไฟฟ้า

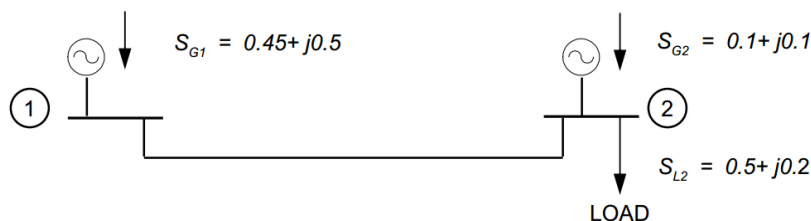
สมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส k ใดๆในระบบไฟฟ้ากำลัง แสดงได้ดังสมการที่ (2.9)

$$S_k = V_k I_k^* \quad (2.9)$$

เมื่อ V_k คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส

I_k^* คือ คอนจูเกตกระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส

สมการที่ (2.9) เป็นสมการกำลังไฟฟ้าที่หามาจากสมมติฐานที่ว่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าเป็นบวกเสมอ สำหรับโหลดล่าหลัง (Lagging load) เป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าระบบ พิจารณาภาพประกอบ 2-7 ซึ่งเป็นตัวอย่างระบบที่มี 2 บัส ค่ากำลังไฟฟ้าในรูปเป็นเปอร์เซ็นต์ (p.u.) ทั้งหมด



ภาพประกอบ 2-7 ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังชนิด 2 บัส [17]

กำลังไฟฟารวมบัส 1 $S_1 = S_{G1} = 0.45 + j0.5$

กำลังไฟฟารวมบัส 2 $S_2 = S_{G2} - S_{L2} = (0.1 + j0.1) - (0.5 + j0.2) = -0.4 + j0.1$

กำลังไฟฟ้าถูกนิยามว่าเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัสตามทิศทางกระแส I_k ที่ไหลเข้าบัส สมการแรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆสามารถหาได้โดยพิจารณาจากสมการที่ (2.9) และสามารถหากระแสไฟฟ้าได้

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (2.10)$$

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* I_k \quad (2.11)$$

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (2.12)$$

จากสมการเมตริกซ์ $[I_{BUS}] = [Y_{BUS}] [V_{BUS}]$ สามารถเขียนสมการกระแสไฟฟ้า I_k ที่บัส k ใดๆ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มี N บัส ได้ดังสมการที่ (2.13)

$$I_k = Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kN}V_N = \sum_{i=1}^N Y_{ki}V_i \quad (2.13)$$

แทนค่ากระแส I_k ในสมการที่ (2.13) เข้าไปในสมการที่ (2.12)

$$I_k = Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kk}V_k + \dots + Y_{kN}V_N = \frac{P_k - jQ_k}{V_k} \quad (2.14)$$

จัดสมการที่ (2.14) ใหม่ได้

$$Y_{kk}V_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k} - (Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{k(k-1)}V_{k-1} + Y_{k(k+1)}V_{k+1} + \dots + Y_{kN}V_N) \quad (2.15)$$

แรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{i=1, i \neq k}^N Y_{ki}V_i \right] \quad (2.16)$$

สมการที่ (2.16) เป็นสมการหาแรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ สมการนี้เป็นสมการไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear) การแก้ปัญหาคือหาค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสในระบบไฟฟ้ากำลังจึงไม่ใช่เรื่องง่ายแบบแทนสูตรคณิตศาสตร์

กำลังไฟฟ้าในสมการที่ (2.11) สามารถถูกเปลี่ยนให้อยู่ในเทอมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสและแอดมิตแตนซ์ของระบบได้ โดยแทน I_k ในสมการที่ (2.13) เข้าไปในสมการที่ (2.11) ได้

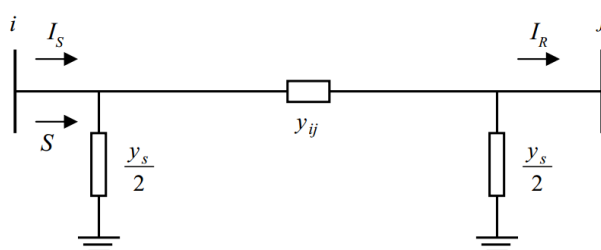
$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* \left[\sum_{i=1}^N Y_{ki}V_i \right] \quad (2.17)$$

$$P_k = \text{Re} \left[V_k^* \sum_{i=1}^N Y_{ki}V_i \right] \quad (2.18)$$

$$Q_k = -\text{Im} \left[V_k^* \sum_{i=1}^N Y_{ki}V_i \right] \quad (2.19)$$

พิจารณาสายส่งที่มีวงจรสมมูลแบบ π ต่อระหว่างบัส i และบัส j และมี Y_{ij} เป็นแอดมิตแตนซ์อนุกรมของสายส่ง Y_s เป็นแอดมิตแตนซ์ขนานในสายส่ง เมื่อหาแรงดันไฟฟ้าที่บัสได้แล้ว การหากระแสในสายส่งสามารถหาได้จากสมการที่ (2.20)

$$I_{ij} = (V_i - V_j)Y_{ij} + \frac{V_i Y_s}{2} \quad (2.20)$$



ภาพประกอบ 2-8 วงจรสมมูลสายส่งแบบ 2 บัส [17]

เมื่อพิจารณาภาพประกอบ 2-8 กำลังไฟฟ้าที่ S ไหลเข้าสายส่งสามารถหาได้จากสมการที่ (2.21)

$$S = P + jQ = V_{ij} I_{ij}^* \quad (2.21)$$

หรือ

$$S^* = P - jQ = V_{ij}^* I_{ij}$$

$$= V_i^* \left[(V_i - V_j)Y_{ij} + \frac{V_i Y_s}{2} \right]$$

$$= V_i^* \left[(V_i - V_j)Y_{ij} + |V_i|^2 \frac{Y_s}{2} \right]$$

$$P = \text{Re} \left[V_i^* (V_i - V_j)Y_{ij} + |V_i|^2 \frac{Y_s}{2} \right] \quad (2.22)$$

$$Q = \text{Im} \left[V_i^* (V_i - V_j)Y_{ij} + |V_i|^2 \frac{Y_s}{2} \right] \quad (2.23)$$

ในการแก้ปัญหาเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้านั้น ส่วนหนึ่งที่เป็นคือวิธีการแก้สมการที่มีอยู่ N สมการ ในกรณีของสมการแบบเชิงเส้นมีวิธีการอย่างง่ายก็คือการแทนค่าตัวแปรหนึ่งลงในเทอมของสมการอีกสมการหนึ่งจนกระทั่งมีตัวแปรที่ต้องการทราบค่าเหลืออยู่เพียงตัวเดียว แต่ถ้ามีตัวแปรที่ทราบค่าอยู่มากกว่าหนึ่ง เช่น มีตัวแปรที่ทราบค่าอยู่ 2-3 ตัว เราจำเป็นต้องหาวิธีการอื่นเพื่อใช้แก้สมการหาค่าของตัวแปรเหล่านี้ โดยปกติการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าจะใช้วิธีเกาส์ไซเดล (Gauss-Seidel method) และ นิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) วิธีเกาส์ไซเดลเป็นการแก้สมการการไหลกำลังไฟฟ้าในรูปของจำนวนเชิงซ้อนจนความคลาดเคลื่อนของแรงดันระหว่างคำนวณมีค่าน้อย ในขณะที่วิธีนิวตัน-ราฟสัน คำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าในรูปของโพลาร์จนกระทั่งค่า ΔP และ ΔQ มีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ โดยทั้ง 2 วิธีใช้บัลลอคมิตแดนซ์ในการคำนวณ

2.3.3.1 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าโดยวิธี เกาส์เซเดล (Gauss-Seidel method)

วิธีเกาส์เซเดลเป็นการคำนวณแบบซ้ำๆหลายๆครั้งจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^N Y_{ij} - \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad (2.24)$$

เราสามารถหาแรงดันที่บัส i ด้วยวิธี เกาส์เซเดล จากสมการ

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} + \sum Y_{ij} V_j^{(k)}}{\sum Y_{ij}} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.25)$$

เมื่อ Y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส i กับบัส j (p.u.)

P_i^{sch} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i (p.u.)

Q_i^{sch} คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสุทธิที่บัส i (p.u.)

ถ้ากำหนดทิศกระแสที่ไหลเข้าบัส i เป็นค่าบวก ที่บัสเครื่องกำเนิด กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟไหลเข้าบัส i ค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} จะมีค่าเป็นบวก และที่โหลดบัสกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟไหลเข้าบัส i ค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} จะมีค่าเป็นลบ เมื่อใช้วิธีเกาส์เซเดลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัส i หาได้จากสมการ

$$P_i^{(k+1)} = \text{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^N Y_{ij} - \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.26)$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^N Y_{ij} - \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.27)$$

จากเมตริกแอดมิตแตนซ์ $[Y]$ ของระบบไฟฟ้ากำลังพบว่า

- สมาชิกในส่วน Off-Diagonal ค่า $Y_{ij} = -Y_{ji}$
- สมาชิกในส่วน Diagonal ค่า $Y_{ii} = \sum Y_{ij}$

จากสมการที่ (2.25) สามารถเขียนสมการหาแรงดันที่บัส i ใหม่ได้เป็น

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{shc} - jQ_i^{shc}}{V_i^{*(k)}} - \sum_{j=1, j \neq i}^N Y_{ij} V_j^{(k)}}{Y_{ii}} \quad (2.28)$$

เขียนสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟใหม่ได้ดังสมการ

$$P_i^{(k+1)} = \operatorname{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.29)$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\operatorname{Im} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.30)$$

ตัวอย่างวงจรระบบไฟฟ้ากำลังดังภาพประกอบ 2-9 ค่ากระแสจากบัส i ไปบัส j มีค่าเท่ากับ

$$I_{ij} = I_l + I_{i0} = Y_{ij}(V_i - V_j) + Y_{i0}V_i \quad (2.31)$$

และ

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (2.32)$$

ค่ากระแสจากบัส j ไปบัส i มีค่าเท่ากับ

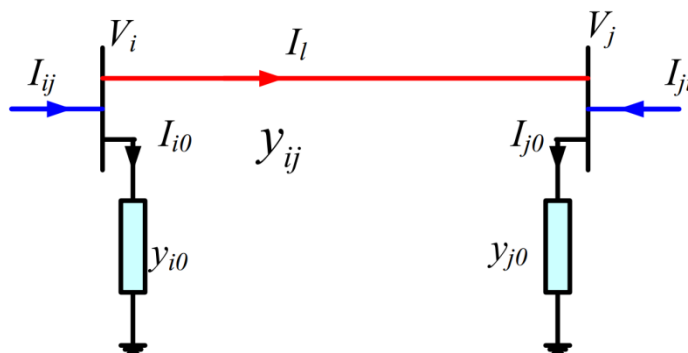
$$I_{ji} = I_l + I_{j0} = Y_{ij}(V_j - V_i) + Y_{i0}V_j \quad (2.33)$$

และ

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad (2.34)$$

กำลังสูญเสียในสายส่งระหว่างบัส i และบัส j มีค่าเท่ากับ

$$S_{L,ij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (2.35)$$



ภาพประกอบ 2-9 การไหลของกระแสไฟฟ้าในวงจรสมมูลสายส่งแบบ 2 บัส [17]

2.3.3.2 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าโดยวิธี นิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method)

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสันจะใช้ทฤษฎีอนุกรมเทย์เลอร์ (Taylor's series) ซึ่งมีความยุ่งยากกว่าการคำนวณโดยวิธีเกาส์ไซเดล แต่จะมีผลลัพธ์ที่ถูกต้องกว่าและใช้จำนวนรอบในการคำนวณน้อยกว่า การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน เหมาะสำหรับการวิเคราะห์ระบบที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อน และมักใช้คอมพิวเตอร์ในการคำนวณ

จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_i - jQ_i = V_i^* (V_i Y_{ii} + \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j) \quad j \neq i \quad (2.36)$$

ถ้ากำหนด $j = i$ จะได้

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad j = i \quad (2.37)$$

สมมติค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในรูปเชิงขั้ว (Polar form)

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad V_j = |V_j| \angle \delta_j \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$$

จะได้

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \angle (\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.38)$$

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟหาได้จากสมการ

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = f_1(\delta_i, |V_i|) \quad (2.39)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = f_2(\delta_i, |V_i|) \quad (2.40)$$

เราสามารถเขียนสมการนี้ในรูปเมตริกในการวิเคราะห์หาค่าตัวแปร-กราฟเส้นเขียนได้ดังนี้

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

สำหรับบัสอ้างอิง (Slack bus) จะไม่นำมาใช้ในการคำนวณเนื่องจากทราบค่าขนาดของแรงดัน $|V|$ และมุม δ แล้ว ในกรณีกำหนดบัส 1 เป็นบัสอ้างอิงเราจะได้สมการดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \mathbf{J}_1 & \vdots & \vdots & \mathbf{J}_2 & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \mathbf{J}_3 & \vdots & \vdots & \mathbf{J}_4 & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix}$$

ภาพประกอบ 2-10 เมตริกจาโคเบียน $[J]$ [17]

เราสามารถหาค่า J_1 จากสมการ

$$P_i = |V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad j \neq i \quad (2.41)$$

จะได้

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= \frac{\partial}{\partial \delta_j} [|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad j \neq i \end{aligned} \quad (2.42)$$

และ

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= \frac{\partial}{\partial \delta_j} [|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -\sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \frac{\partial(-\delta_i)}{\partial \delta_i}, \quad j \neq i \\ &= \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad j \neq i \end{aligned} \quad (2.43)$$

เราสามารถหาค่า J_2 จากสมการ

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= \frac{\partial}{\partial V_i} [|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j=1}^N |V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad j \neq i \end{aligned} \quad (2.44)$$

และ

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} &= \frac{\partial}{\partial V_j} [|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad j \neq i \end{aligned} \quad (2.45)$$

เราสามารถหาค่า J_3 จากสมการ

$$Q_i = -|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), j \neq i \quad (2.46)$$

จะได้

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} &= \frac{\partial}{\partial \delta_j} [-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), j \neq i \end{aligned} \quad (2.47)$$

และ

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} &= \frac{\partial}{\partial \delta_j} [-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \overset{0}{\delta_i} - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -\sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \frac{\partial(-\delta_i)}{\partial \delta_i}, j \neq i \\ &= \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), j \neq i \end{aligned} \quad (2.48)$$

หาค่า J_4 จากสมการ

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= \frac{\partial}{\partial V_i} [-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -2|V_i| \|Y_{ii}\| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j=1}^N |V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), j \neq i \end{aligned} \quad (2.49)$$

และ

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} &= \frac{\partial}{\partial V_j} [-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ &= -|V_i| \|Y_{ij}\| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), j \neq i \end{aligned} \quad (2.50)$$

ส่วนค่า $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ คือผลต่างของค่าจริง ๆ ที่บัสนั้น (Scheduled) กับค่าที่ได้จากการคำนวณแต่ละรอบของการ Iteration เรียกผลต่างนี้ว่า Power residuals โดย

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)}$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)}$$

โดยที่

$$P_i^{(k)} = \sum_{j=1}^N |V_i^{(k)} V_j^{(k)} Y_{ij}^{(k)}| \cos(\theta_{ij}^{(k)} + \delta_j^{(k)} - \delta_i^{(k)}) \quad (2.51)$$

$$Q_i^{(k)} = \sum_{j=1}^N |V_i^{(k)} V_j^{(k)} Y_{ij}^{(k)}| \sin(\theta_{ij}^{(k)} + \delta_j^{(k)} - \delta_i^{(k)}) \quad (2.52)$$

เมื่อเราทราบค่า $[J^{(k)}]$, $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ เราสามารถหาค่า $\Delta \delta_i^{(k)}$ และ $\Delta |V_i^{(k)}|$ ได้จาก

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i^{(k)} \\ \Delta |V_i^{(k)}| \end{bmatrix} = [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

เราจะได้ขนาดแรงดัน $|V_i|$ และมุมเฟสแรงดัน δ_i ที่บัสใหม่เป็น

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2.54)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2.55)$$

ทำซ้ำๆต่อไปเรื่อยๆจนค่าตอบอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

2.4 โปรแกรม DIGSILENT

2.4.1 คุณลักษณะทั่วไปของโปรแกรม

โปรแกรม DIGSILENT *PowerFactory* ย่อมาจาก Digital SimuLator for Electrical NeTwork calculation program โปรแกรมนี้เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นโปรแกรมที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือการป้อนข้อมูลด้วย Text file สามารถใช้วิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งความสามารถของโปรแกรมมีดังนี้

- Load flow and fault analysis of complete AC/DC network representation , meshed & mixed 1-,2-and 3-phase AC and /or DC networks
- Low voltage network analysis
- Distribution network optimization
- IEC cable sizing
- Dynamic simulation
- EMT simulation
- Eigenvalue analysis
- System identification
- Protection analysis
- Harmonic analysis
- Reliability
- Production planing
- Voltage stability analysis
- Contingency analysis
- Power electronic device modeling
- DPL user script
- A/D interfacing
- DOLE interface for SCADA/GIS
- PSS/E & PSS/U compatibility
- Multi-user database
- Virtual instruments

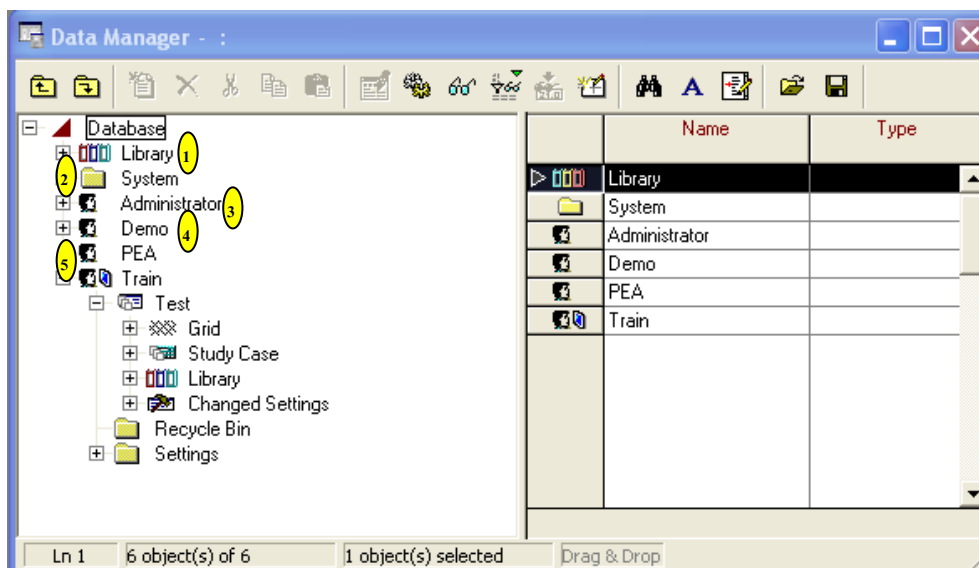
ซึ่งเราจะเห็นได้ว่าโปรแกรมนี้มีความสามารถในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ทั้งในสถานะคงตัว (Steady state) และสถานะทรานเซียน (Transient state)

2.4.2 โครงสร้างพื้นฐานของโปรแกรม

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงโครงสร้างการจัดการของข้อมูลระบบไฟฟ้าต่างๆ ที่ถูกสร้างและจัดเก็บในโปรแกรม DIgSILENT, ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้าต่าง Main window และแนะนำ Tool bar ต่างๆ ที่ใช้งานพื้นฐาน

2.4.2.1 โครงสร้างการจัดการข้อมูลในโปรแกรม DIgSILENT

ในหน้าต่างของ Data manager จะแสดงถึงโครงสร้างการจัดเก็บของไฟล์เดอร์ข้อมูลต่างๆ ที่อยู่ภายใต้ Database แสดงดังภาพประกอบ 2-11



ภาพประกอบ 2-11 หน้าต่าง Data manager แสดงโครงสร้างการจัดเก็บข้อมูล [19]
โดยแต่ละหมายเลขประกอบด้วย

- หมายเลข 1 Main library folder ประกอบด้วย Types และ Models มาตรฐานต่างๆของโปรแกรม DIgSILENT ซึ่งการที่จะปรับปรุงแก้ไขได้ต้อง Log in ใน User account ของ Administrator เท่านั้น โดยถ้า Log in ใน Normal user จะสามารถดูข้อมูลได้อย่างเดียวไม่สามารถปรับปรุงแก้ไขได้
- หมายเลข 2 System folder ประกอบด้วย Object ต่างๆ ที่ใช้ภายในโปรแกรม DIgSILENT เอง ซึ่งการที่จะปรับปรุงแก้ไขได้จะต้อง Log in ใน User account ของ Administrator เท่านั้น และหากต้องการแก้ไขควรทำภายใต้การแนะนำจากฝ่ายสนับสนุนลูกค้าของ DIgSILENT เนื่องจากอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานของโปรแกรมได้
- หมายเลข 3 Administrator folder ประกอบด้วย Object ต่างๆ ที่จำเป็นต้องใช้งานสำหรับการสร้าง การจัดการกับ User group หรือ User account และการปรับปรุงแก้ไขข้อมูลเกี่ยวกับการ Setting ค่าต่างๆ ที่เป็น Global setting
- หมายเลข 4 Demo folder ประกอบด้วยตัวอย่างโครงการงาน (Project) ต่างๆ ที่เตรียมไว้สำหรับให้ Demo-user ทดลองใช้งาน

- หมายเลข 5 User account folders ประกอบด้วยโฟลด์เดอร์ของ Project ต่างๆ และค่า Setting ต่างๆ ที่กำหนดโดย Normal user ตามตัวอย่างมี 2 User คือ User PEA และ User Train



ภาพประกอบ 2-12 หน้าต่างแสดงโครงสร้างของ Project ใน Data manager

การจัดเก็บข้อมูลใน User account folder (User: Train ภาพประกอบ 2-12) จะประกอบด้วยโฟลเดอร์ดังต่อไปนี้

- Project folder เป็นโฟลเดอร์ของโครงการที่สร้างขึ้นใหม่ หรือจากการ Import เข้ามา
- Recycle bin folder เป็นที่จัดเก็บข้อมูลต่างๆ ที่ถูกลบไปใน User นั้นๆ
- Settings folder เป็นที่จัดเก็บข้อมูลเกี่ยวกับการ Setting ค่าในการใช้งานต่างๆ ของโปรแกรมสำหรับ User นั้นๆ

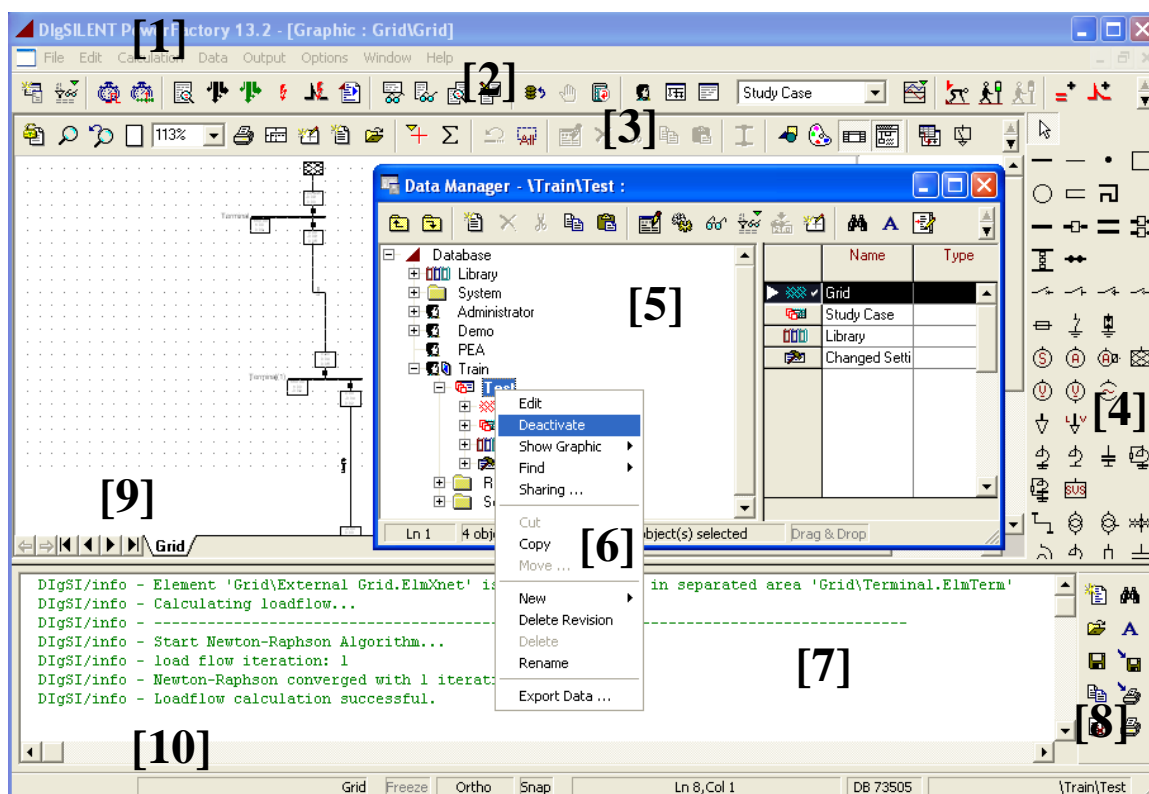
และใน Project หนึ่งๆ นั้นจะประกอบไปด้วยส่วนประกอบหลักดังต่อไปนี้ (Project : Test ในภาพประกอบ 2-12)

- Grid folder เป็นที่จัดเก็บส่วนประกอบต่างๆ ของระบบไฟฟ้าในโครงการนั้น (Element data) โดยจัดเก็บทั้งในส่วนของรูปภาพ (Graphic) และค่าพารามิเตอร์ (Attribute) ตัวอย่างเช่น แหล่งจ่ายไฟ, จุดโหลด, สายไฟ, จุดโหลด และพารามิเตอร์ต่างๆ ที่เป็นค่าเฉพาะของแต่ละอุปกรณ์นั้นๆ เช่น ระยะทางสาย, ค่าการทางไฟฟ้าของแต่ละจุดโหลด เป็นต้น
- Study case folder เป็นที่จัดเก็บเกี่ยวกับการ Setting ค่าต่างๆ ที่ใช้ในการรันโปรแกรม เช่น Grid ใดบ้างที่ต้องการรัน, รูปแบบการแสดงผลพอร์มในการรัน และ Option ที่ใช้ในการรัน Load flow เป็นต้น

- Library Folder เป็นที่จัดเก็บข้อมูลเกี่ยวกับ Type ต่างๆ ของอุปกรณ์ (Library) ที่จัดเก็บอยู่ใน User นั้นๆ ตัวอย่างเช่น ค่า Impedance per unit length ของสายไฟ, ค่าพิกัด kVA ของหม้อแปลง, ค่าแรงดัน Nominal เป็นต้น

2.4.2.2 ส่วนประกอบต่างๆ ของหน้าต่าง Main window

ส่วนประกอบของหน้าต่าง Main window ประกอบด้วยส่วนประกอบหลักๆ 10 ส่วนตามภาพประกอบ 2-13



ภาพประกอบ 2-13 ส่วนประกอบต่างๆ บนหน้าต่าง Main window

ส่วนที่ (1) Title bar แสดงชื่อและ Version ของโปรแกรม

ส่วนที่ (2) Menu bar แสดงรายชื่อคำสั่งหลักของโปรแกรม

ส่วนที่ (3) Main tool bar เป็นปุ่มที่ใช้แทนคำสั่งใน Menu bar หลัก ซึ่งสามารถเรียกใช้งานได้ทันที

ส่วนที่ (4) Drawing tool bar เป็นปุ่มที่ใช้ในการสร้างอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าในแบบจำลองต่างๆ

ส่วนที่ (5) Data manager window เป็นหน้าต่างย่อยที่แสดงโครงสร้างการจัดเก็บของข้อมูลทั้งหมดโดยมีการใช้งานคล้ายกันกับ Window explorer คือ เมื่อคลิกเลือกโพลเดอร์ที่อยู่ด้านซ้าย ทางฝั่งขวาก็จะแสดงโพลเดอร์ต่างๆ ที่อยู่ภายใต้โพลเดอร์นั้น

ส่วนที่ (6) Context menu เป็นหน้าต่างที่แสดงเมื่อคลิกขวาที่ Object โพลเดอร์ใน Data manager

ส่วนที่ (7) Output window เป็นหน้าต่างที่แสดงผลการคำนวณ หรือแสดง error

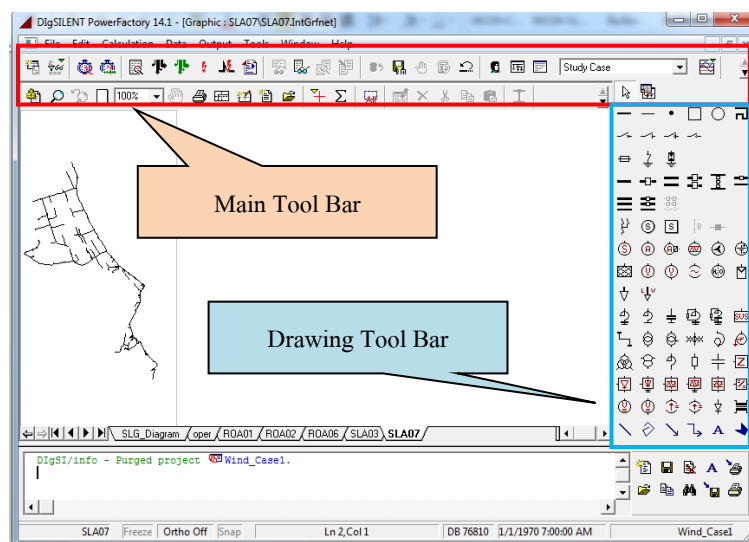
ส่วนที่ (8) Output tool bar เป็น Tool bar ซึ่งใช้งานประกอบกับหน้าต่างของ Output Window

ส่วนที่ (9) Workspace เป็นพื้นที่ที่ใช้ในการสร้าง Single line diagram

ส่วนที่ (10) Status bar แสดงสถานะการกระทำใด ๆ บนชิ้นงานที่กำลัง Active อยู่

2.4.2.3 เครื่องมือ Tool bar

ในที่นี้จะกล่าวถึง 2 ส่วนหลัก ได้แก่ Main tool bar และ Drawing tool bar ดังแสดงในภาพประกอบที่ 2-14



ภาพประกอบ 2-14 ส่วนประกอบของ Main tool bar และ Drawing tool bar

โดยในส่วนของ Main tool bar และ Drawing tool bar จะมีอุปกรณ์ที่ใช้งานพื้นฐานดังที่จะแนะนำต่อไป ในส่วนของอุปกรณ์อื่นอื่น สามารถศึกษาข้อมูลเพิ่มเติมได้จากฟังก์ชัน Help โดยกดปุ่ม F1 สำหรับ Main tool bar จะมีส่วนประกอบดังต่อไปนี้



New database manager

เปิดหน้าต่าง Data manager ซึ่งสามารถเปิดได้พร้อมกันมากกว่า 1 หน้าต่าง



Calculate load flow

คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบตามที่มีอยู่ใน Study case



Calculate short circuit

คำนวณกระแสลัดวงจรในระบบตามที่มีอยู่ใน Study case



Output calculation analysis

สำหรับเลือกรูปแบบการแสดงผลรายงานผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณ



Documentation of device data

แสดงข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่มีในระบบ



Update database

เมื่อต้องการให้นำค่าการ Set ของอุปกรณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการคำนวณไป Update ลงในฐานข้อมูล



Reset calculation

Reset ค่าที่ตั้งไว้สำหรับการคำนวณหลังจากการคำนวณครั้งล่าสุด



User settings

สำหรับตั้งค่าต่างๆ ของระบบที่ต้องการใช้งานภายใน User นั้นๆ



Select toolbar

เลือก Toolbar group ที่ใช้ทำการคำนวณ Stability, Data acquisition, Harmonics, Optimal capacitor placement



Rebuild

ให้วาดหน้าจอกกราฟิกใหม่อีกครั้ง



Freeze mode

ตรึงหน้าจอกการวาดกราฟิกไว้หลังจากวาดอุปกรณ์ต่างๆ แล้วเสร็จ ซึ่งจะทำให้ไม่สามารถแก้ไขรูปได้



Graphic options

สำหรับจัดการกับหน้าจอที่ใช้วาดกราฟิก เช่น แสดง/ไม่แสดง จุดกริด, Snap or Not, วาดเส้นตั้งฉากหรือไม่



Show layer

สำหรับเลือกชั้นข้อมูลต่างๆ ที่ต้องการให้แสดงบนหน้าจอกกราฟิก เช่น Result, Object name



Mark all elements

เลือก (Select) อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่บนหน้าจอกกราฟิก เช่น ต้องการ Move ทั้งระบบไปบริเวณอื่น



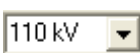
Edit and browse data

แสดงข้อมูลที่ถูกเลือก (Selected) ในหน้าจอกกราฟิก เพื่อให้ทำการแก้ไขข้อมูล



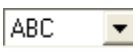
Color representation

เลือก Option ในการให้แสดงเฉดสีต่างๆ บนหน้าจอกกราฟิก เช่น แสดงสีบริเวณที่ไม่มีมีการจ่ายไฟไปถึง



Default voltage levels for terminals and busbars

เมื่อสร้างจุด โหนด หรือบัสในกราฟิก โปรแกรมจะนำค่าที่อยู่ใน Box นี้ไปเป็นค่าแรงดันของบัส



Default phase technologies for terminals

เมื่อสร้างจุด โหนด หรือบัสในกราฟิก โปรแกรมจะนำค่าที่อยู่ใน Box นี้ไปเป็นค่าเฟสของบัสนั้น

สำหรับ Drawing toolbar จะมีส่วนประกอบดังต่อไปนี้



Terminal

ใช้สร้างจุด โหนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น Bus ที่สถานีไฟฟ้า



Short terminal

ใช้สร้างจุด โหนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น Bus ที่สถานีไฟฟ้า



Point terminal

ใช้สร้างจุด โหนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในกรณีนี้มักใช้บริเวณที่เป็นทางแยก



Disconnecter

ใช้สร้างสวิตช์ในสถานีไฟฟ้า หรือในระบบส่ง ระบบจำหน่าย



External grid

ใช้สร้างแหล่งจ่ายไฟของระบบ ได้แก่ Source จาก EGAT หรือจากสถานีไฟฟ้าของ PEA



General load

ใช้สร้างโหลดของระบบ



Shunt/Filter C

ใช้สร้างคาปาซิเตอร์แบบต่อขนานระบบ



Line

ใช้สร้างสายส่ง หรือสายจำหน่าย



Fuse

ใช้สร้างฟิวส์ เช่น ฟิวส์ที่ต่ออยู่บริเวณ Line แยกของระบบจำหน่าย



2-Winding transformer

ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้า และหม้อแปลงจำหน่าย 22,33/0.4 kV



3-Winding transformer

ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้าแบบ 3 ขดลวดซึ่งมีอยู่ในบางพื้นที่



Auto transformer

ใช้สร้าง AVR หรือ Auto Voltage Regulator ในระบบจำหน่าย

บทที่ 3

การออกแบบแบบจำลอง

ในงานวิจัยเรื่องนี้ได้ทำการวิเคราะห์ระบบผลิตและระบบส่งกำลังไฟฟ้าเฉพาะในบริเวณพื้นที่ภาคใต้ ดังนั้นในการออกแบบแบบจำลองเราจึงออกแบบเฉพาะระบบผลิตและระบบส่งของพื้นที่ภาคใต้โดยเริ่มตั้งแต่สถานีบางสะพานซึ่งอยู่ส่วนบนสุด ถึงสถานีสุโข-ลก ซึ่งเป็นสถานีที่อยู่ใต้สุด ในขั้นแรกสิ่งที่เราต้องศึกษาและออกแบบคือ บริเวณที่จะเชื่อมต่อบัสฟาร์มกั้นหั้นลมเข้าสู่ระบบ

3.1 ระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้

เพื่อให้เข้าใจถึงระบบผลิตและระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ สิ่งแรกที่เราต้องศึกษาในการออกแบบจุดเชื่อมต่อฟาร์มกั้นหั้นลมเข้าสู่ระบบคือศึกษาแผนที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้

จำนวนสถานีไฟฟ้าทั้งหมดในพื้นที่โซนภาคใต้ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีทั้งหมด 34 สถานี (รวมสถานีไฟฟ้าบางสะพาน) โดยมีสถานีไฟฟ้าในระบบ 230 kV จำนวน 16 สถานี และสถานีไฟฟ้าในระบบ 115 kV จำนวน 18 สถานี ในจำนวนสถานีไฟฟ้าทั้ง 34 สถานี มีสถานีไฟฟ้าที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งระบบ 230 kV และระบบ 115 kV อยู่ทั้งหมดจำนวน 11 สถานี ดังแสดงในตาราง 3-1 ข้อมูลสายส่งและค่าพิกัดสายส่งถูกรวบรวมอยู่ในภาคผนวก ข และ ค

ตาราง 3-1 สถานีไฟฟ้าในระบบภาคใต้

ที่	สถานีไฟฟ้าในระบบภาคใต้	สถานีไฟฟ้าในระบบ 230 kV	สถานีไฟฟ้าในระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้าในระบบ 230 kV และ 115 kV
1	สฟ.บางสะพาน	สฟ.บางสะพาน	สฟ.บ้านดอน	สฟ.บางสะพาน
2	สฟ.ชุมพร	สฟ.ชุมพร	สฟ.พุนพิน	สฟ.หลังสวน
3	สฟ.หลังสวน	สฟ.หลังสวน	สฟ.ระนอง	สฟ.สุราษฎร์ธานี
4	สฟ.บ้านดอน	สฟ.สุราษฎร์ธานี	สฟ.ตะกั่วป่า	สฟ.รัชชประภา
5	สฟ.พุนพิน	สฟ.ขนอม	สฟ.พังงา	สฟ.พังงา2
6	สฟ.ระนอง	สฟ.รัชชประภา	สฟ.ภูเก็ต1	สฟ.ภูเก็ต3
7	สฟ.ตะกั่วป่า	สฟ.พังงา2	สฟ.ภูเก็ต2	สฟ.ทุ่งสง
8	สฟ.สุราษฎร์ธานี	สฟ.ภูเก็ต3	สฟ.ระนอง	สฟ.นครศรีธรรมราช

ตาราง 3-1 สถานีไฟฟ้าในระบบภาคใต้ (ต่อ)

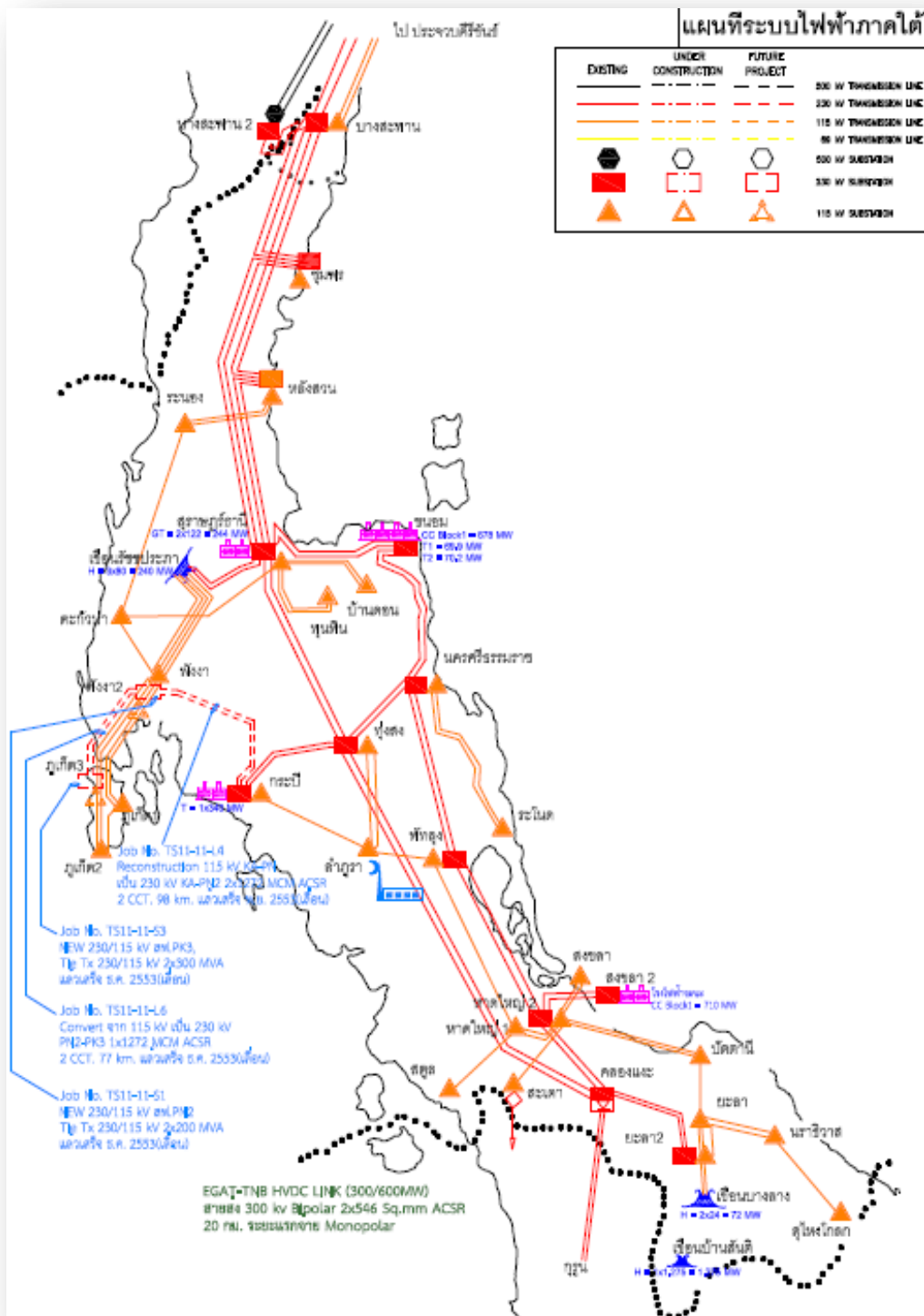
ที่	สถานีไฟฟ้าในระบบภาคใต้	สถานีไฟฟ้าในระบบ 230 kV	สถานีไฟฟ้าในระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้าในระบบ 230 kV และ 115 kV
9	สฟ.ขนอม	สฟ.กระบี่	สฟ.ลำภูรา	สฟ.พัทลุง
10	สฟ.รัชชประภา	สฟ.ทุ่งสง	สฟ.สตูล	สฟ.หาดใหญ่2
11	สฟ.พังงา	สฟ.นครศรีธรรมราช	สฟ.หาดใหญ่1	สฟ.ยะลา2
12	สฟ.พังงา2	สฟ.พัทลุง	สฟ.สงขลา	
13	สฟ.ภูเก็ต1	สฟ.คลองแงะ	สฟ.สะเดา	
14	สฟ.ภูเก็ต2	สฟ.หาดใหญ่2	สฟ.ปัตตานี	
15	สฟ.ภูเก็ต3	สฟ.สงขลา2	สฟ.ยะลา1	
16	สฟ.กระบี่	สฟ.ยะลา2	สฟ.บางยาง	
17	สฟ.ทุ่งสง		สฟ.นราธิวาส	
18	สฟ.นครศรีธรรมราช		สฟ.สุโขทัย-ลก	
19	สฟ.ระโนด			
20	สฟ.ลำภูรา			
21	สฟ.พัทลุง			
22	สฟ.สตูล			
23	สฟ.คลองแงะ			
24	สฟ.หาดใหญ่1			
25	สฟ.หาดใหญ่2			
26	สฟ.สงขลา			
27	สฟ.สงขลา2			
28	สฟ.สะเดา			
29	สฟ.ปัตตานี			
30	สฟ.ยะลา1			
31	สฟ.ยะลา2			
23	สฟ.บางยาง			
33	สฟ.นราธิวาส			
34	สฟ.สุโขทัย-ลก			

ภาพประกอบ 3-1 เป็นแผนที่แสดงที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าและโรงไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และภาพประกอบ 3-2 เป็นการนำระบบผลิตและระบบจำหน่ายมาทำเป็นแผนภาพแสดงการเชื่อมโยงของสถานีไฟฟ้าต่างๆ พื้นที่ระบบผลิตและระบบจำหน่ายระหว่างภาคใต้และภาคกลางถูกแบ่งออกจากกันที่สถานีไฟฟ้าบางสะพาน อ.บางสะพาน จ.ประจวบคีรีขันธ์ โดยจะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าจอมบึงในพื้นที่ภาคกลางในระบบ 500 kV และ 230 kV และเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าชุมพรและสถานีไฟฟ้าหลังสวนในพื้นที่ภาคใต้ในระบบ 230 kV

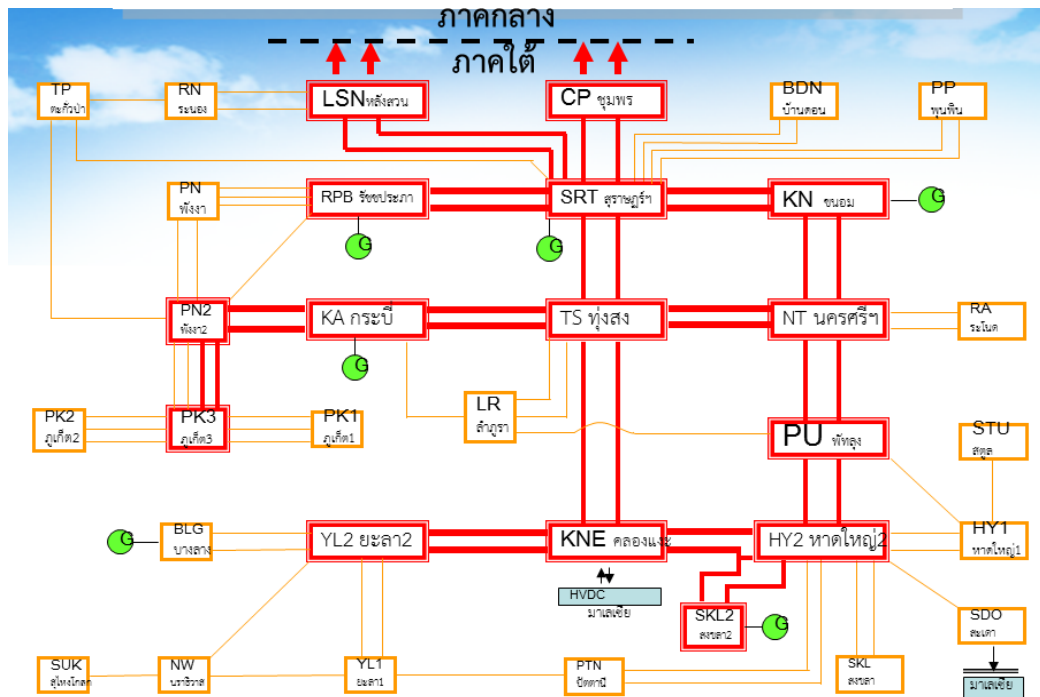
ในส่วนของกำลังผลิตในพื้นที่ภาคใต้มีสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าทั้งหมด 6 สถานี ได้แก่

1. สถานีไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สสุราษฎร์ธานี (ดีเซล)
2. สถานีไฟฟ้าขนอม เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าขนอม IPP
3. สถานีไฟฟ้ารัชชประภา เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าเขื่อนรัชชประภา
4. สถานีไฟฟ้ากระบี่ เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้ากระบี่ (น้ำมันเตา)
5. สถานีไฟฟ้าสงขลา2 เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าจะนะ
6. สถานีไฟฟ้ายะลา2 เชื่อมโยงกับโรงไฟฟ้าบางกลาง

นอกจากนี้ยังมีสถานีไฟฟ้าคลองแงะที่เป็นแหล่งจ่ายอีก 1 สถานี โดยซื้อไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (HVDC) จากสถานีไฟฟ้า GURUN ประเทศมาเลเซีย ผ่านสายส่งเชื่อมโยงไทย – มาเลเซีย ซึ่งปัจจุบันกำลังผลิตที่มีในระบบของภาคใต้ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการในการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ภาคใต้ ทำให้กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือต้องส่งมาจากภาคกลางผ่านทางสายส่งเชื่อมโยงภาคใต้และภาคกลางที่สถานีไฟฟ้าบางสะพาน ลำดับในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในภาคใต้แต่ละโรงขึ้นอยู่กับความต้องการโหลดในแต่ละช่วงเวลา โดยปกติโรงไฟฟ้าขนอม โรงไฟฟ้าจะนะ โรงไฟฟ้ากัลป์ยะลากรีนและโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีกรีน จะเดินเครื่องเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นโหลดหลัก (Base load) และมีกำลังไฟฟ้าที่รับซื้อจากประเทศมาเลเซียและสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ภาคใต้ มาช่วยรองรับโหลดในช่วงเวลาดังกล่าว ในช่วงโหลดสูงสุด (Peak load) โรงไฟฟ้ารัชชประภาและโรงไฟฟ้าบางกลาง, บ้านสันติ จะเดินเครื่องเข้ามาในระบบ ส่วนโรงไฟฟ้ากระบี่และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สสุราษฎร์ธานีจะเป็นโรงไฟฟ้าสำรองเดินเครื่องฉุกเฉิน (Reserves) ซึ่งกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทแสดงตามภาพประกอบ 3-3



ภาพประกอบ 3-1 แผนที่แสดงที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้



ภาพประกอบ 3-2 การเชื่อมโยงของสถานีไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้ [20]

Base	<ul style="list-style-type: none"> รฟ.ขนอม IPP 748.2 MW รฟ. จะนะ 710 MW SPP รฟ.กัลปียะลา + สุราษฎร์ธานี กรีน 29 MW
Peaking	<ul style="list-style-type: none"> รฟ.รัชชประภา 240 MW รฟ.บางลง, บ้านสันติ 73.3 MW
Reserve Stb	<ul style="list-style-type: none"> รฟ.กระบี่ (น้ำมันเตา) 315 MW รฟ.กังหันแก๊สสุราษฎร์ฯ (ดีเซล) 244 MW
Power Transfer	<ul style="list-style-type: none"> สายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ใต้ 600 MW มาเลเซีย 390 MW

ภาพประกอบ 3-3 สรุปกำลังผลิตในภาคใต้ [21]

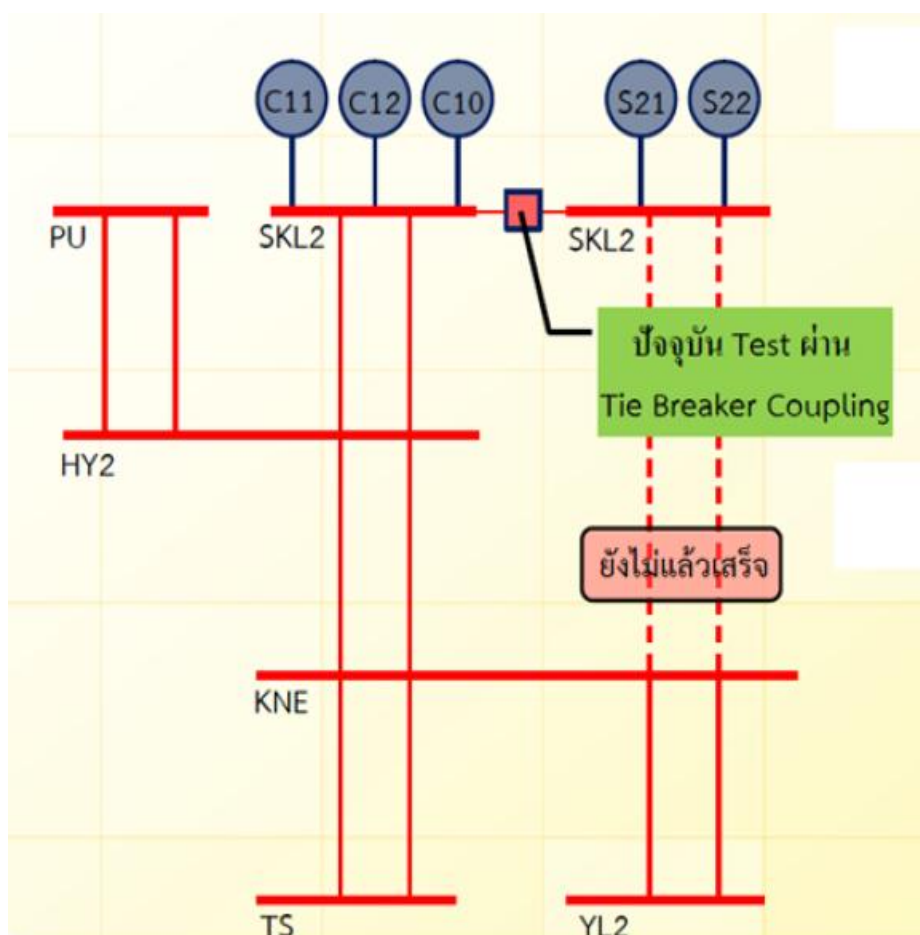
3.2 ความสามารถระบบส่งไฟฟ้าภาคใต้

จากความต้องการไฟฟ้าภาคใต้เติบโตขึ้นในทุกๆปี ดังสถิติและคาดการณ์ในตาราง 3-2 ทำให้จำเป็นต้องมีกำลังผลิตที่มากขึ้นในภาคใต้ การส่งไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้เป็นอีกกำลังผลิตหนึ่งที่สำคัญมาก การส่งไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้ สามารถส่งไฟฟ้าลงไปได้มากที่สุด 950 - 1,050 MW ซึ่งถ้ามีการส่งไฟฟ้ามากกว่าค่าดังกล่าวจะทำให้เกิดปัญหา Normal overload ที่หม้อแปลง 500/230 kV บางสะพาน2 และ/หรือแรงดันต่ำในบริเวณภาคกลางตะวันตก และ/หรือแรงดันต่ำในบริเวณภาคใต้ แต่ในการจัดการระบบให้สามารถรองรับมาตรฐานความมั่นคงกรณีแหล่งจ่าย หม้อแปลง หรือสายส่งไม่สามารถใช้งานได้ 1 วงจร (N-1) จึงต้องควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้ที่ต่ำกว่าดังกล่าว ดังนั้นเพื่อรักษาความมั่นคงภาคใต้ให้อยู่ในมาตรฐานจึงจำเป็นต้องควบคุมการส่งกำลังไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการโหลดสูงสุดให้ไม่เกินกว่า 650 MW แม้จะมีการติดตั้งหม้อแปลง 500/230 kV ที่สถานีไฟฟ้าบางสะพาน2 เพิ่ม และเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่และโรงไฟฟ้าเขื่อนรัชชประภา 3 หน่วย

ตาราง 3-2 สถิติและคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าภาคใต้

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคใต้ (MW)	ร้อยละการเติบโต	ร้อยละค่าเฉลี่ยการเติบโต
2550	1,880	4.68%	5.16%
2551	1,944	3.40%	
2552	1,989	2.31%	
2553	2,192	10.21%	
2554	2,198	0.27%	
2555	2,365	7.58%	
2556	2,424	7.58%	
2557	2,468	2.50%	-
2558	2,595	5.16%	
2559	2,729	5.16%	
2560	2,870	5.16%	
2561	3,018	5.16%	
2562	3,173	5.16%	

สายส่ง 230 kV สงขลา – คลองแงะ มีแผนก่อสร้างแล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2557 ซึ่งในกรณีที่การก่อสร้างหรือการนำเข้าใช้งานเกิดความล่าช้าจะทำให้โรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 2 จำเป็นต้องจ่ายไฟผ่าน Tie breaker coupling ดังภาพประกอบ 3-4 ซึ่งการจ่ายไฟฟ้าในลักษณะนี้ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่มีเสถียรภาพ โดยเฉพาะหากกำลังไฟฟ้าไหลผ่านสายส่ง 230 kV คลองแงะ-ทุ่งสง เกิน 400 MW หรือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ภาคใต้ เกิน 300 MW ดังนั้นเราจำเป็นต้องควบคุมโรงไฟฟ้าจะนะทั้งสองชุด เดินเครื่องรวมกันไม่เกิน 1,050 MW โดยลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 1 ซึ่งจากผลการศึกษาพบว่าหากระบบไฟฟ้าขาดเสถียรภาพ ระบบป้องกันพิเศษจะทำการปลดโรงไฟฟ้าจะนะ 2 Gas turbine เพื่อให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพ



ภาพประกอบ 3-4 ระบบสายส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าจะนะ [1]

หลังสายส่ง 230 kV สงขลา 2 – คลองแงะ ถูกนำเข้าใช้งาน ระบบยังคงมีปัญหาด้านเสถียรภาพ เกิดการลัดวงจร (Fault) บนสายส่งรอบๆ สถานีไฟฟ้า 230 kV คลองแงะ และหาค่าใหญ่ 2 ในกรณีที่มีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะสูง

ช่วง Day load และ Evening peak load สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะได้เต็มกำลังผลิต แต่จำเป็นต้องควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายส่ง 230 kV คลองแงะ-ทุ่งสง ไม่เกิน 400 MW และต้องใช้งานระบบป้องกัน Generation shedding scheme

ช่วง Light load จำเป็นต้องลดการเดินเครื่อง โรงไฟฟ้าจะนะ โดยควบคุม Power flow บนสายส่งเชื่อมโยงภาคกลาง-ภาคใต้ ไม่เกิน 300 MW และควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายส่ง 230 kV คลองแงะ-ทุ่งสง ไม่เกิน 400 MW และยังคงต้องใช้งานระบบป้องกัน Generation shedding scheme

โดยปัญหานี้จะหมดไปเมื่อความต้องการไฟฟ้าสูงขึ้นในปีถัดๆ ไป โดยคาดว่าโรงไฟฟ้าจะนะ จะสามารถเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตตลอดช่วง Day load และ Evening peak load ได้ตั้งแต่ปี 2561 เป็นต้นไป

การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนอมได้เปลี่ยนแปลงหลังจากที่โรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 2 จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ เนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าภาคใต้เพิ่มมากขึ้น จึงสามารถลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนอมลงได้ แต่อย่างไรก็ตามด้วยกระบวนการผลิตของโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 ทำให้โรงไฟฟ้าขนอมยังคงต้องเดินเครื่องใช้ก๊าซธรรมชาติไม่น้อยกว่า 130 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือเทียบเท่าการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนอมทั้งหมด

แม้ว่าโรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 2 จ่ายไฟฟ้าแล้วก็ตาม โรงไฟฟ้ากระบี่ยังคงต้องเดินเครื่องต่อเนื่องเพื่อรองรับกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติ JDA-A18 หยุดจ่ายฉุกเฉิน ซึ่งกรณีนี้จะทำให้ภาคใต้ขาดกำลังผลิต 1,476 MW ถ้าโรงไฟฟ้ากระบี่หยุดเดินเครื่องระบบจะใช้เวลาในการ Start up ประมาณ 44 ชั่วโมง ทำให้ระบบมีความเสี่ยงไฟฟ้าดับ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วง Evening peak load ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้มีการปรับปรุงโรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 1 เพื่อให้สามารถเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลได้โดยมีกำหนดแล้วเสร็จในเดือนกุมภาพันธ์ 2558 หลังจากโรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 1 สามารถเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลได้แล้ว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะสามารถลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่ลงได้

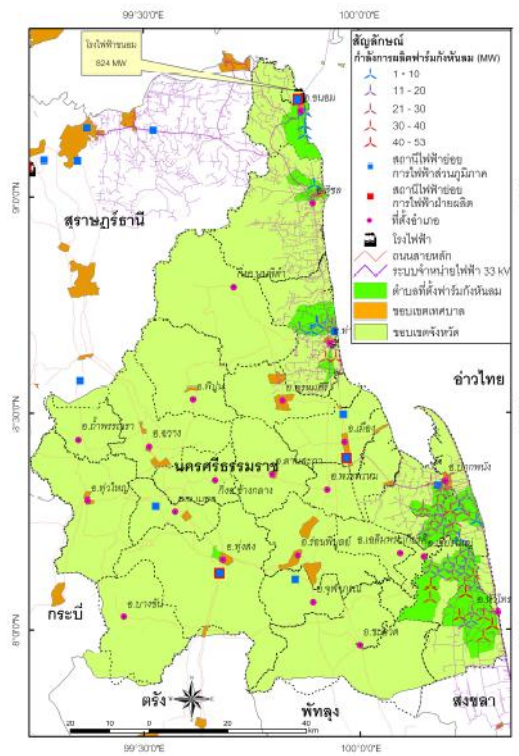
อย่างไรก็ตามปัจจุบันความต้องการไฟฟ้าบริเวณภูเก็ตมีอัตราการเติบโตสูงมาก คาดว่าในปี 2559 ระบบจะไม่สามารถรองรับสถานการณ์แบบ N-1 ได้ สายส่ง 230 kV ภูเก็ต 3 – พังงา 2 ไม่สามารถจ่ายไฟได้ 1 วงจร ทำให้จำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่เพื่อรองรับความเสี่ยงไฟฟ้าดับบริเวณภูเก็ต และมีแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าบริเวณภูเก็ตโดยมีการ

ติดตั้งอุปกรณ์ Static VAR compensator รวมถึงการก่อสร้างสายส่ง 230 kV ภูเก็ต3 – พังงา12 (Detour line) ซึ่งมีแผนแล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2559 ดังนั้นก่อนการติดตั้งแล้วเสร็จการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่ในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าบริเวณภูเก็ตสูงในปี 2559 ได้แก่ เดือนมกราคม – เมษายน และเดือนพฤศจิกายน – ธันวาคม สำหรับกรณีการติดตั้งอุปกรณ์จ่าย Reactive power ให้เพียงพอต่ำกว่ากำหนดและมีการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากระบี่และ/หรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ทำให้เกิดปัญหาแรงดันต่ำกว่ามาตรฐานบริเวณพื้นที่บัสภูเก็ต อาจทำให้ไฟฟ้าดับในกรณีปกติ อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้มีการติดตั้ง Under voltage load shedding scheme เพื่อทำหน้าที่ตัดโหลด (Shedding load) บริเวณดังกล่าว ทั้งนี้ปัญหาดังกล่าวจะหมดไปเมื่อสายส่ง 500 kV จากภาคกลางจะเชื่อมต่อถึงภูเก็ตแล้วเสร็จปลายปี 2562

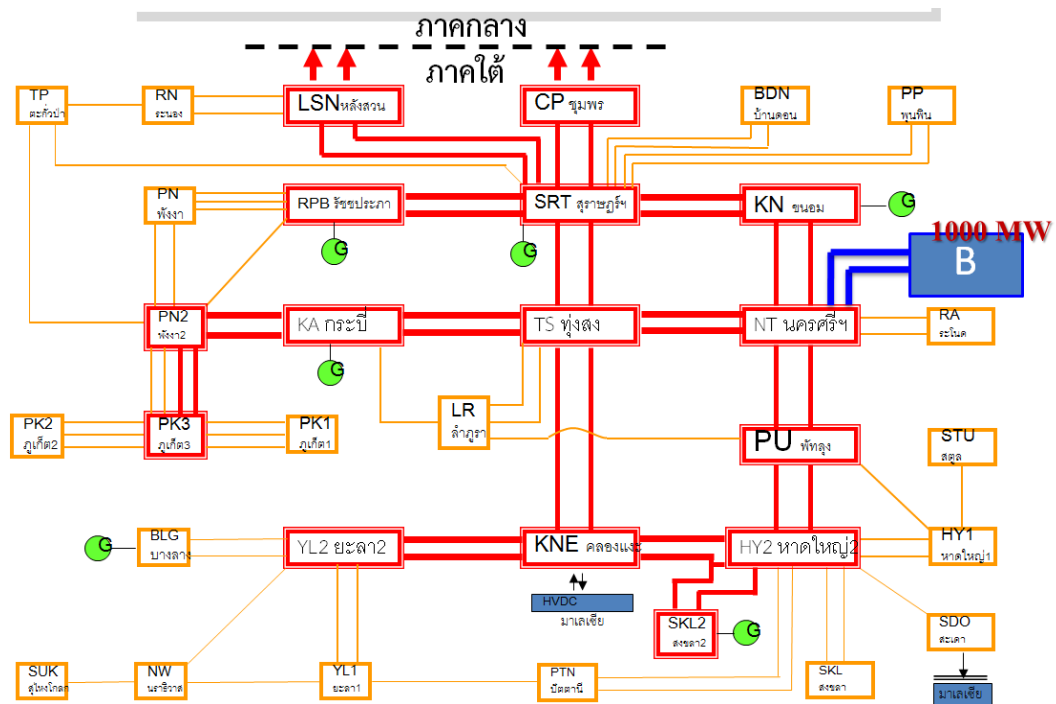
3.3 พื้นที่เชื่อมต่อฟาร์มกังหันลม

จากการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย [5] พบว่าตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทยนั้นมีพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งฟาร์มกังหันลมอยู่จำนวน 69 กลุ่ม ใน 28 ตำบล 8 อำเภอของ 2 จังหวัด คือ จังหวัดสงขลาและจังหวัดนครศรีธรรมราช โดยในพื้นที่นั้นจะมีความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ 6.8-10.2 m/s ที่ความสูง 80 m และขนาดของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่สามารถติดตั้งได้มีหลายขนาดคือ 1 MW 1.5 MW และ 2 MW โดยการศึกษานี้จะเลือกติดตั้งฟาร์มกังหันลม ขนาด 1000 MW ติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 MW จำนวน 667 ชุด แต่ประมาณฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW เพื่อให้เป็นตัวเลขที่ลงตัว โดยใช้กังหันลมรุ่น LTW 77 ขนาด 1.5 MW ติดตั้งในพื้นที่ อ.หัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช พื้นที่ในการติดตั้งแสดงดังภาพประกอบ 3-5

จากการศึกษาในหัวข้อ 3.1 และ 3.2 ทำให้ได้ข้อสรุปว่าควรเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบหลักที่สถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราชที่ระดับแรงดัน 230 kV โดยสร้างสถานีฟาร์มกังหันลมเพิ่ม แผนภาพอย่างง่ายแสดงการเชื่อมต่อบัสฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบหลักแสดงดังภาพประกอบ 3-6 ระยะทางจากสถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราชไปยังสถานีไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมโดยประมาณ 50 กิโลเมตร โดยจะทำการเพิ่มวงจรสายส่งแบบ single จำนวน 2 วงจร ใช้สายชนิด 1272 MCM ACSR พิกัดกระแสสูงสุด 1078 A



ภาพประกอบ 3-5 แผนที่ตำแหน่งติดตั้งฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเล
จังหวัดนครศรีธรรมราช [5]



ภาพประกอบ 3-6 การเชื่อมต่อบัสกังหันลมเข้าระบบหลัก

3.4 การออกแบบแบบจำลองโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT

ในการสร้างแบบจำลองเราจะให้แต่ละสถานีแทนด้วย 1 บัส ซึ่งในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในพื้นที่ภาคใต้จะมีการส่งแรงดันอยู่ด้วยกัน 2 ระดับคือ ที่ระดับแรงดัน 230 kV และที่ระดับแรงดัน 115 kV ส่วนในระบบจำหน่ายการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าในพื้นที่ภาคใต้ที่ระดับแรงดัน 3 ระดับคือ ที่ระดับแรงดัน 115 kV ที่ระดับแรงดัน 33 kV และที่ระดับแรงดัน 22 kV โดยลูกค้ารายใหญ่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตก็คือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในภาพประกอบ 3-7 เป็นแบบจำลองของระบบผลิตและระบบส่งของภาคใต้ที่สร้างโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT โดยสีแต่ละสีในแบบจำลองแทนระดับแรงดันดังต่อไปนี้

- สีแดง แสดงระบบที่ระดับแรงดัน 230 kV
- สีส้ม แสดงระบบที่ระดับแรงดัน 115 kV
- สีน้ำเงิน แสดงระบบที่ระดับแรงดัน 33 kV
- สีเขียว แสดงระบบที่ระดับแรงดัน 22 kV

ในแบบจำลองจะมีบัสที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ทั้งหมด 7 บัส คือ บัสขนอม (KN) บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) บัสรัชประภา (RPB) บัสกระบี่ (KA) บัสบางกลาง (BLG) บัสสงขลา (SLK) และบัสบางสะพาน (BSP) ซึ่งการสร้างแบบจำลองจะกำหนดให้บัสบางสะพานเป็นบัสอ้างอิง (Slack bus) เนื่องจากมีกระแสลัดวงจรสูงสุด ส่วนบัสที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่อีก 6 บัส จะเป็นบัสควบคุมแรงดัน (Voltage-controlled bus) หรือบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator bus) ดังนั้นในแบบจำลองของเราจึงมีบัสที่เป็นแหล่งจ่ายอยู่ทั้งหมด 7 บัส และบัสที่ไม่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่อีก 27 บัส จะเป็นบัสโหลด (Load bus) ในส่วนของบัสบางสะพาน (BSP) ถึงแม้ว่าในบัสนี้จะไม่มีการกำเนิดต่ออยู่ แต่บัสนี้เป็นบัสที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าในส่วนของภาคกลาง (Tie line bus) ซึ่งกำลังไฟฟ้าส่วนหนึ่งที่ได้รับมาจากภาคกลางจะรับมาโดยผ่านบัสนี้จึงสมมติให้บัสนี้เสมือนบัสที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ โดยในแบบจำลองจะมีอุปกรณ์หลักในระบบที่เราต้องสร้างและกำหนดค่าพารามิเตอร์ดังแสดงในภาพประกอบที่ 3-8

The screenshot displays the DigSILENT PowerFactory 14.0 interface. The main window shows a complex power system diagram with various components like buses, breakers, and lines. A dialog box titled "Line - egat\BSP230_CP230_1.ElmLine" is open, showing configuration parameters for a line. The dialog includes tabs for simulation types (RMS, EMT, Harmonics, etc.) and a "Basic Data" section with fields for Name, Type, Terminals, Zone, and Area. A "Parameters" section includes "Out of Service" options, "Number of parallel Lines" (set to 1), "Thermal Rating", "Length of Line" (116.32 km), "Derating Factor" (1), and "Laying" (Ground). A "Resulting Values" table is also present.

Resulting Values	
Rated Current	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	34.12799 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	84.9134 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	3.025832 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	33.95359 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0. Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0. Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.3333333
Earth Factor, Angle	180. deg

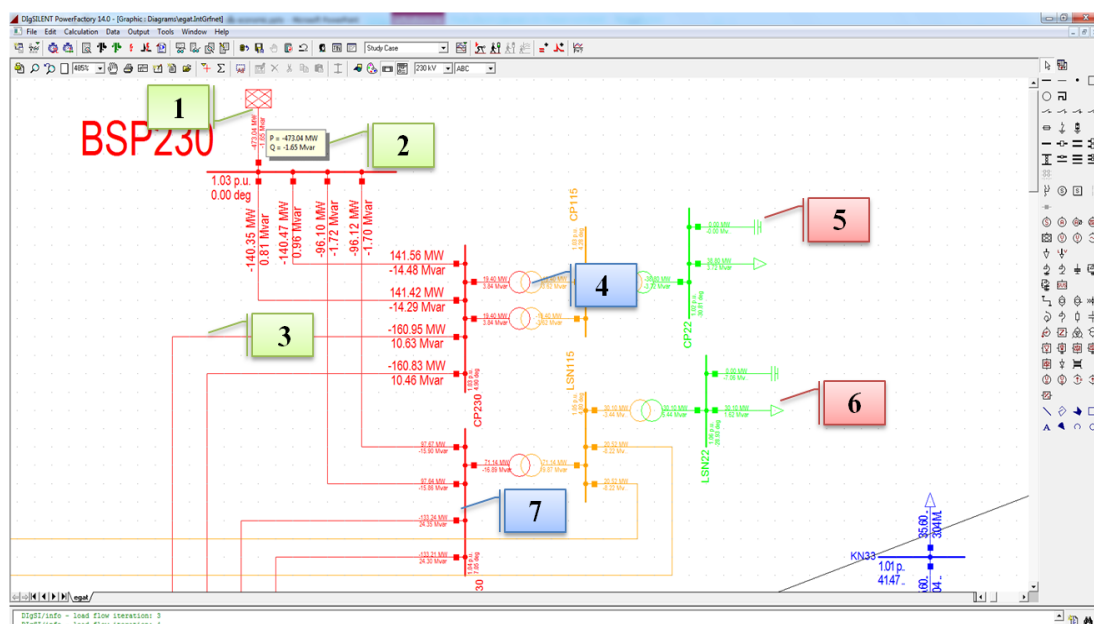
The bottom status bar shows the following information: egat Freeze Ortho Snap X= 258.231,Y= 505.892 DB 3085 7/2/2106 1:28:15 PM egatS(1)

```

DigSI/info - load flow iteration: 1
DigSI/info - load flow iteration: 2
DigSI/info - load flow iteration: 3
DigSI/info - load flow iteration: 4
DigSI/info - load flow iteration: 5
DigSI/info - Newton-Raphson converged with 5 iterations.
DigSI/info - Load flow calculation successful.

```

ภาพประกอบ 3-7 แบบจำลองของระบบผลิตและระบบส่งของภาคใต้ที่สร้างโดยใช้โปรแกรม DigSILENT



ภาพประกอบ 3-8 อุปกรณ์หลักในแบบจำลอง

ภาพประกอบที่ 3-8 แสดงอุปกรณ์หลักในแบบจำลองของระบบที่ใช้ในกรณีศึกษา ประกอบด้วย

หมายเลข 1 แหล่งจ่าย (Source)

หมายเลข 2 กล่องแสดงผล (Result box)

หมายเลข 3 สายส่ง (Transmission line)

หมายเลข 4 หม้อแปลง (Transformer)

หมายเลข 5 คาปาซิเตอร์ (Capacitor)

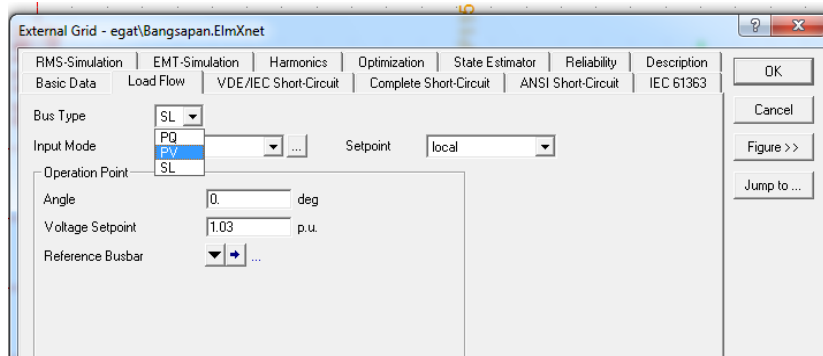
หมายเลข 6 โหลด (Load)

เมื่อวาดแบบจำลองในโปรแกรมแล้วต้องกำหนดค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์แต่ละตัวลงไปโปรแกรม โดยค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์อ้างอิงข้อมูลจากระบบส่งจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ค่าพารามิเตอร์สายส่ง ค่าชนิดและพิกัดกระแสสำหรับสายส่งแต่ละเส้น ค่าพิกัดคาปาซิเตอร์ในแต่ละสถานี และค่าโหลด แสดงในภาคผนวกท้ายเล่ม

3.4.1 แหล่งจ่าย (Source)

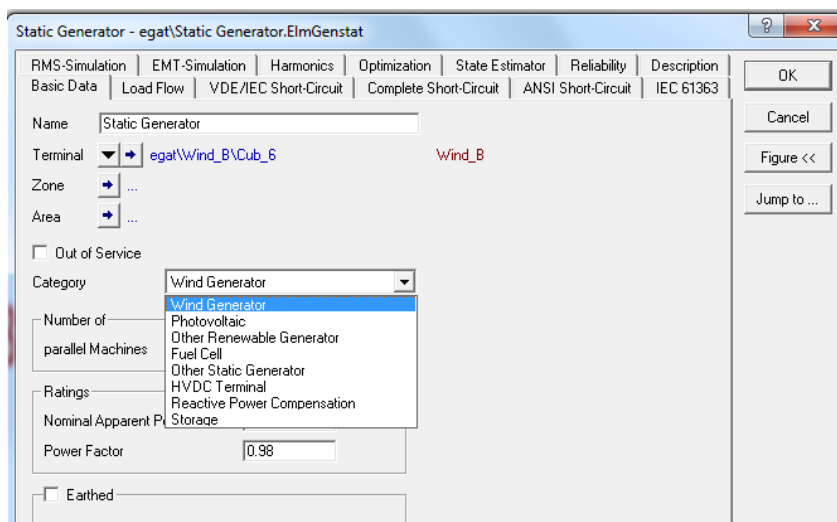
ในแบบจำลองจะมีบัสที่เป็นแหล่งจ่ายทั้งหมด 8 บัส เป็นบัสอ้างอิง (Slack bus) 1 บัส และบัสควบคุมแรงดัน (Voltage-controlled bus) หรือบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator bus) 7 บัส ภาพประกอบที่ 3-9 แสดงหน้าต่างการตั้งค่าบัสของแบบจำลองในโปรแกรม ในช่วง Bus type

จะมีให้เลือก PQ, PV และ SL โดยเราจะเลือก PV เพื่อกำหนดให้บัสนั้นเป็นบัสควบคุมแรงดัน และเลือก SL เพื่อกำหนดให้บัสนั้นเป็นบัสอ้างอิง



ภาพประกอบ 3-9 การตั้งค่าบัสแหล่งจ่าย

ในส่วนของบัสกังหันลม แหล่งจ่ายจะแตกต่างจากบัสแหล่งจ่ายอื่นๆเล็กน้อย แหล่งจ่ายที่นำมาใช้จะเลือกเป็นแหล่งจ่ายแบบ Static generator โดยเลือก Category เป็น Wind generator ดังแสดงในภาพประกอบ 3-10

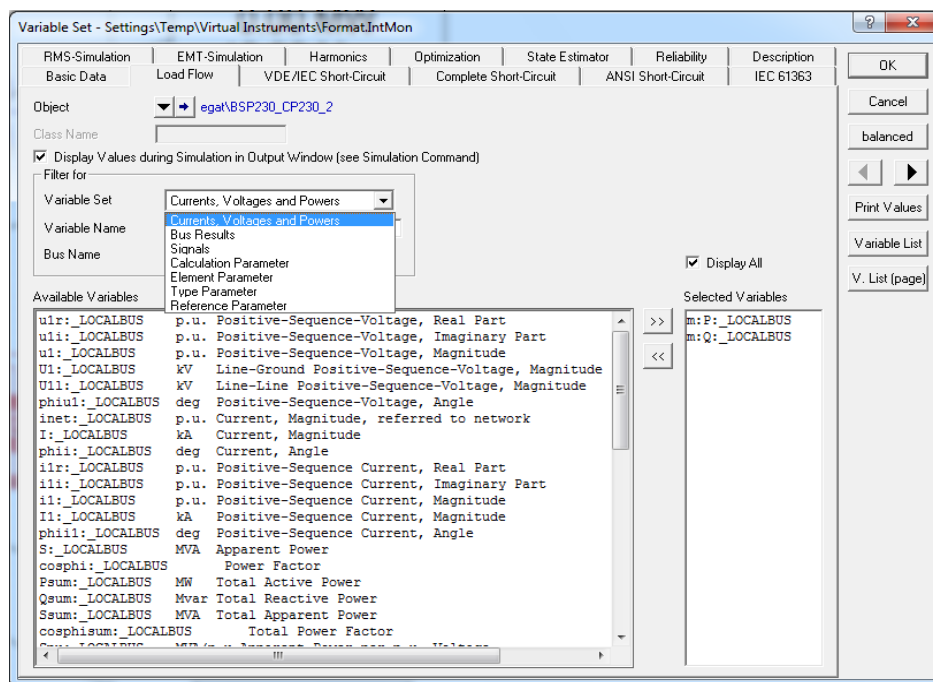


ภาพประกอบ 3-10 การตั้งค่าบัสกังหันลม

นอกจากการใช้โปรแกรม DIgSILENT ในการจำลองระบบ การทำ Simulation โดยใช้โปรแกรมอื่นๆในการคำนวณเราสามารถใส่ Generator bus ที่มีอยู่ในโปรแกรมแทน Wind generator bus ได้ เนื่องจากกังหันลมถือเป็นแหล่งจ่ายประเภทหนึ่งโดยค่าที่ได้จะมีค่าใกล้เคียงกัน

3.4.2 กล่องแสดงผล (Result box)

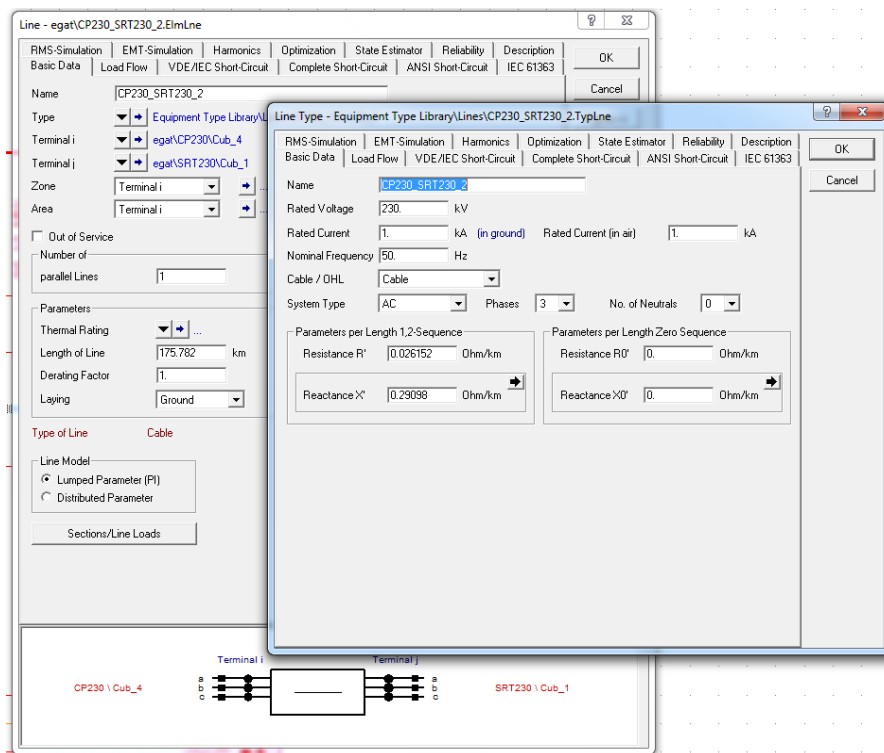
Result box เป็นกล่องแสดงผลข้อมูลที่เราต้องการรู้เมื่อทำการรันโปรแกรม โดยเราสามารถเลือกข้อมูลที่เราต้องการให้แสดงได้ โดยเลือกจากหน้าต่าง Variable setting และเลือกค่าที่เราต้องการได้จาก Variable set ดังแสดงในภาพประกอบที่ 3-11



ภาพประกอบ 3-11 ข้อมูลที่แสดงผลในกล่อง Result box

3.4.3 สายส่ง (Transmission line)

ในส่วนของสายส่งมีค่าพารามิเตอร์ที่ต้องป้อนในโปรแกรมค่อนข้างมาก เช่น ระยะทางความยาวสายส่ง ค่าอิมพีแดนซ์ ค่ารีแอกแตนซ์ ค่าชัตเซปแดนซ์ ระดับแรงดัน ความถี่ พิกัดกระแส ฯลฯ ในแบบจำลองมีจำนวนสายส่งในระบบทั้งหมด 86 วงจร เป็นสายส่งที่ระดับแรงดัน 230 kV จำนวน 38 วงจร และสายส่งที่ระดับแรงดัน 115 kV จำนวน 48 วงจร ภาพประกอบที่ 3-12 แสดงหน้าต่างในการตั้งค่าพารามิเตอร์สายส่งของโปรแกรม



ภาพประกอบ 3-12 การตั้งค่าสายส่ง

ค่าพารามิเตอร์สายส่งที่ใช้ในงานวิจัยแสดงในภาคผนวก ข ชนิดสายและค่าพิกัดกระแสของสายส่งแต่ละวงจรแสดงในภาคผนวก ค ในภาคผนวก ข ค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง ค่า R และค่า X เป็นค่าที่มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ohm/km) และค่า B เป็นค่าที่มีหน่วยเป็นไมโครซีเมนต์ต่อกิโลเมตร (uS/km) ซึ่งจากข้อมูลค่าพารามิเตอร์เดิมจะอยู่ในรูปค่าต่อหน่วย (p.u.) โดยสามารถหาค่า R และค่า X ใหม่ดังภาคผนวก ข ได้จากสูตร

$$Z_{\text{actual}} = Z_{\text{pu}} * |Z_{\text{base}}| = Z_{\text{pu}} * (|V_{\text{base}}|^2 / S_{\text{base}}) / \text{distance} \quad (\text{Ohm/km}) \quad (3.1)$$

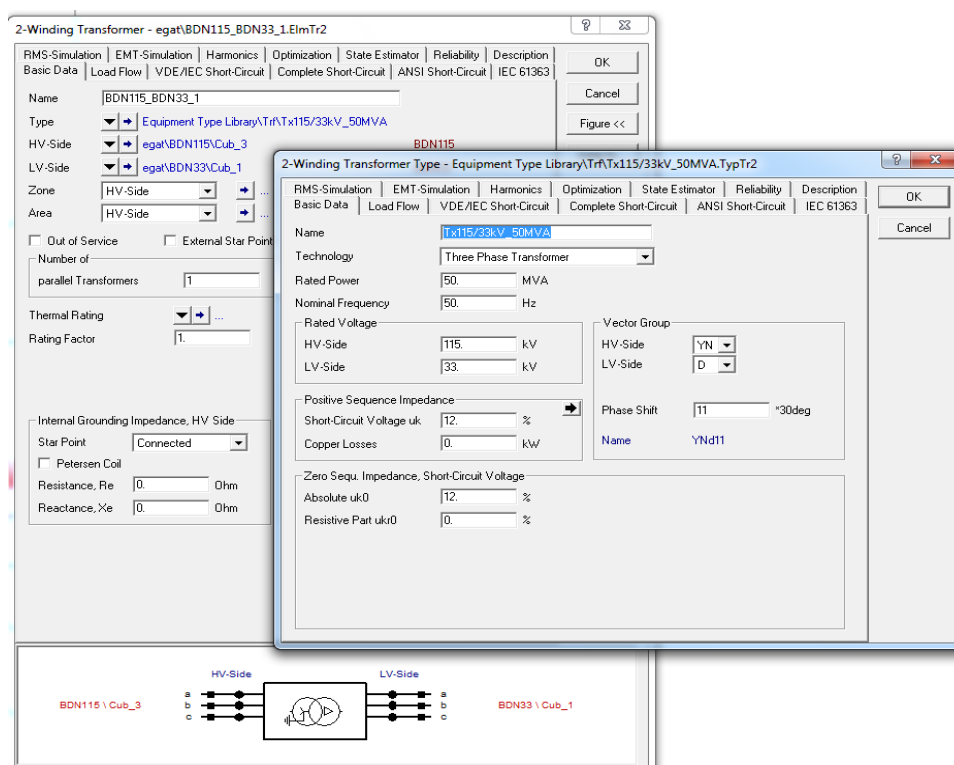
และหาค่า B ได้จากสูตร

$$B_{\text{actual}} = B_{\text{pu}} * 10^6 / (Z_{\text{base}} * \text{distance}) \quad (\text{uS/km}) \quad (3.2)$$

โดย ค่า V_{base} ที่ใช้ในการคำนวณมีค่า 115 kV และ 230 kV และค่า S_{base} มีค่า 100 MVA

3.4.4 หม้อแปลง (Transformer)

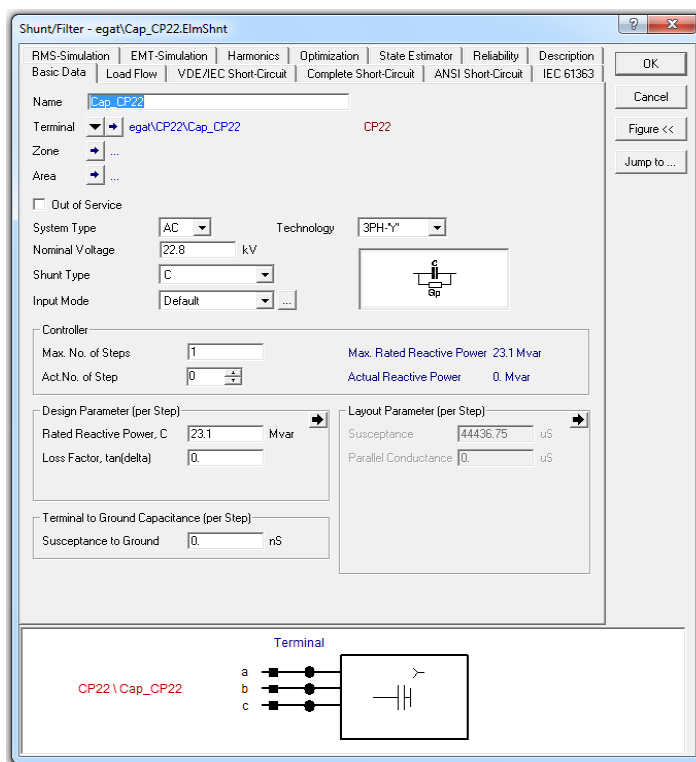
หม้อแปลงในแบบจำลองในระบบประกอบด้วยหม้อแปลง 2 ขนาด คือ หม้อแปลง 50 MVA และ 200 MVA แปลงแรงดัน 3 ระดับ คือ 230/115 kV, 115/33 kV และ 115/22 kV รวมทั้งหมดจำนวน 41 เครื่อง เชื่อมต่อโดยมี Vector group แบบ YND11 รายละเอียดในการตั้งค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงแสดงดังภาพประกอบ 3-13



ภาพประกอบ 3-13 การตั้งค่าหม้อแปลง

3.4.5 คาปาซิเตอร์ (Capacitor)

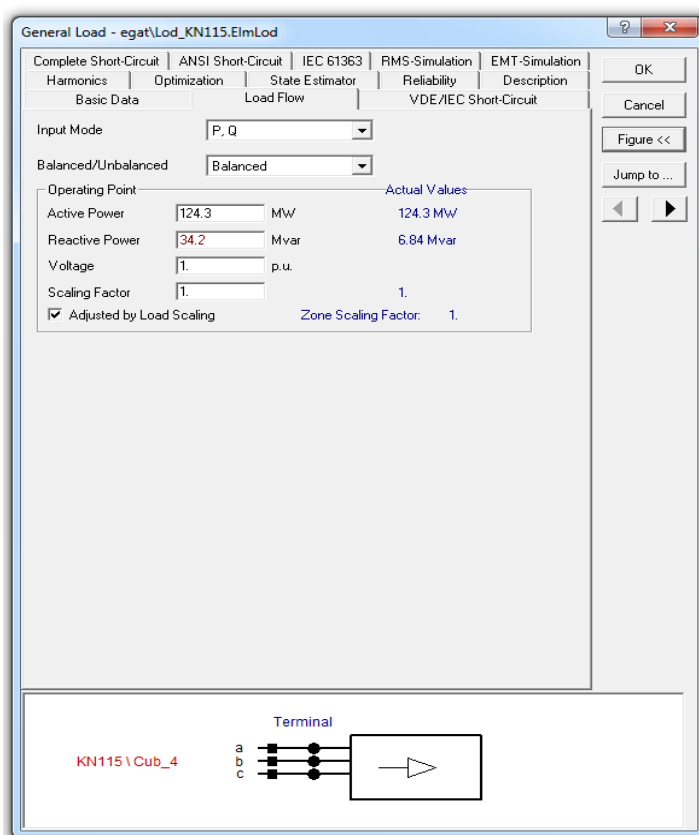
คาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในบัสของแต่ละสถานีไฟฟ้าเพื่อช่วยในการควบคุมค่า Power factor และค่าแรงดันของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยเกณฑ์ค่า Power factor ที่สถานีต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 0.875 และระดับแรงดันต้องไม่เกิน $\pm 5\%$ ของพิกัด หน้าต่างในการตั้งค่าพารามิเตอร์ของคาปาซิเตอร์แสดงดังภาพประกอบ 3-14 ค่าคาปาซิเตอร์ของแต่ละสถานีแสดงในภาคผนวก ง



ภาพประกอบ 3-14 การตั้งค่าคาปาซิเตอร์

3.4.6 โหลด (Load)

ระบบส่งในพื้นที่ภาคใต้ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จะมีโหลดจากลูกค้ารายใหญ่ก็คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจ่ายโหลดให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ระดับแรงดัน 115 kV 33 kV และ 22 kV ข้อมูลหลักที่ป้อนในโปรแกรมก็คือค่า Active power และ ค่า Reactive power หน้าต่าง ในการตั้งค่าพารามิเตอร์ของโหลดแสดงดังภาพประกอบ 3-15 ค่าโหลดที่ใช้ในงานวิจัยนี้แสดงใน ภาคผนวก ก โดยค่าโหลดที่ใช้เป็นโหลดที่เกิดขึ้นสูงสุดของปี 2557



ภาพประกอบ 3-15 การตั้งค่าโหลด

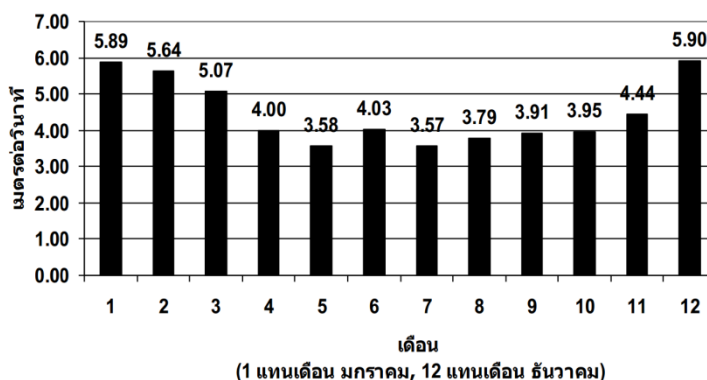
3.5 การประมาณการกำลังผลิตเฉลี่ย

ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบสายส่งของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยในกรณีที่มีฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW ติดตั้งชายฝั่งทะเลอ่าวไทย บริเวณ จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยในการศึกษานี้จะใช้การแจกแจงไวส์บูลล์ (Weibull distribution) และเส้นโค้งกำลัง (Power curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น LTW77 ขนาด 1.5 MW จากการเก็บข้อมูลความเร็วลมของโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมชนิดไม่มีเกียร์ขนาด 1.5 MW ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [22]

งานวิจัยนี้จะอ้างอิงความเร็วลมเฉลี่ยตามการเก็บข้อมูลของโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมชนิดไม่มีเกียร์ ขนาด 1.5 MW ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอสตงขลา จังหวัดสงขลา [22] มีความเร็วลมอยู่ระหว่าง 3.57 – 5.90 m/s จะไม่ใช้ความเร็วลมจากงานวิจัยการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย [5] มีความเร็วลมอยู่ระหว่าง 6.8 – 10.2 m/s ซึ่งครอบคลุมพื้นที่แนวชายฝั่งของจังหวัดนครศรีธรรมราชจนถึงแนวชายฝั่งของจังหวัดสงขลา เนื่องจากข้อมูลจาก [22] เป็นข้อมูลที่เป็นปัจจุบันกว่า [5] และได้จากเครื่องวัดที่ติดตั้งที่กังหันลมจริง

3.5.1 ข้อมูลความเร็วลม

โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมชนิดไม่มีเกียร์ ขนาด 1.5 MW ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอสตงขลา มีระบบบันทึกข้อมูลค่าความเร็วลม โดยใช้เครื่องวัดลมชนิด Ultrasonic Anemometer ผลิตภัณฑ์ Gill Instrument Ltd. ติดตั้งอยู่บริเวณด้านนอกของห้องเครื่องกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Nacelle of wind turbine) ที่ระดับความสูง 80 เมตร เก็บค่าความเร็วลมทุกๆ 10 นาที ข้อมูลตั้งแต่ เดือนกุมภาพันธ์ 2554 ถึง เดือนธันวาคม 2556 [22] เมื่อนำมาคำนวณหาความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนแสดงดังภาพประกอบ 3-16



ภาพประกอบ 3-16 ค่าเฉลี่ยความเร็วลมรายเดือน [22]

ความเร็วเฉลี่ยรายเดือนในภาพประกอบ 3-15 แสดงให้เห็นว่าชายฝั่งทะเลตะวันออกภาคใต้ตอนล่าง บริเวณชายหาดมหาธาราช อ.สติงพระ จ.สงขลา มีความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดที่ 5.90 m/s ในช่วงเดือนธันวาคม ความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุดที่ 3.57 m/s ในช่วงเดือนมิถุนายน ค่าความเร็วเฉลี่ยทั้งปี 4.48 m/s

เมื่อนำข้อมูลลมมาทำการแจกแจงไวบูลล์ (Weibull distribution) ค่าความเร็วลมมีค่าพารามิเตอร์รูปร่าง $k = 1.72$ (Form parameter) แฟกเตอร์ระดับมีค่า 4.4 m/s (Scaling factor) ผลการแจกแจงไวบูลล์แสดงตามตาราง 3-4 คอลัมน์ที่ 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหันลมรุ่น LTW77 1500 kW แสดงตามตาราง 3-4 คอลัมน์ที่ 3 เมื่อนำข้อมูลในตาราง 3-4 คอลัมน์ที่ 2 และ 3 พยากรณ์กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้ในเวลา 1 ชั่วโมง มีค่า 147,073.70 W หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้ในหนึ่งปี $(147073.70 \text{ W}/1000) \times 24 \text{ ชม.} \times 365 \text{ วัน} = 1,288,366 \text{ kWh/yr}$ พบว่า มีค่าใกล้เคียงกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

3.5.2 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมชนิดไม่มีเกียร์ ขนาด 1.5 MW ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตั้งแต่เดือน กุมภาพันธ์ 2554 ถึงเดือนธันวาคม 2556 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รวม 3,407,123 kWh เฉลี่ยรายปี 1,135,708 kWh/yr รายละเอียดแสดงตามตาราง 3-3 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงมีค่าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยพยากรณ์จากสถิติการแจกแจงไวบูลล์ $1,288,366 - 1,135,708 = 152,658 \text{ kWh/yr}$ ค่าความผิดพลาดคิดเป็น 11.85% สาเหตุเกิดจากอุปกรณ์ภายในสถานีกังหันลมผลิตไฟฟ้าชำรุดทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าต่อเนื่อง 12 เดือนใน 1 ปี ดังนั้นการบริหารจัดการงานซ่อมแซมบำรุงรักษากังหันลมที่มีประสิทธิภาพ จึงถือเป็นเรื่องสำคัญต่อผู้ประกอบการธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ช่วยให้สามารถผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และจากตาราง 3-4 กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้ในเวลา 1 ชั่วโมง มีค่า 147,073.70 W คิดเป็น 10 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้งหรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ใน 1 ปี มีค่า 1,288,366 kWh/yr

ตาราง 3-3 ค่าการแจกแจงไวลด์บัสต์และกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้

ความเร็วลม m/s	ความหนาแน่นของ ความน่าจะเป็น (%) $P(v_i)$	กำลังการผลิตไฟฟ้าของกังหัน รุ่น LTW77 (W) P_i	กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะ สามารถผลิตได้ (W) $P(v_i)P_i$
1	12.52%	0	0.00
2	17.21%	0	0.00
3	17.74%	24,000	4257.60
4	15.63%	67,000	10472.10
5	12.31%	147,000	18095.70
6	8.84%	264,000	23337.60
7	5.87%	424,000	24888.80
8	3.62%	605,000	21901.00
9	2.10%	823,000	17283.00
10	1.14%	1,062,000	12106.80
11	0.58%	1,294,000	7505.20
12	0.28%	1,420,000	3976.00
13	0.13%	1,467,700	1907.10
14	0.06%	1,488,000	892.80
15	0.02%	1,500,000	300.00
16	0.01%	1,500,000	150.00
รวม	98.06%	-	147,073.70

กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้สามารถหาได้จากผลรวมของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นคูณด้วยกำลังการผลิตของกังหันลม ดังสมการ 3.3

$$E(P) = \sum_{i=1}^N p(v_i)P_i \quad (3.3)$$

บทที่ 4

ผลการทดลอง

ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW เข้ามาในพื้นที่ภาคใต้ นั้น เราจะทำการศึกษาทั้งหมด 4 กรณี โดยใช้โรงไฟฟ้าจะนะเป็นโรงไฟฟ้าหลักในการศึกษาเปรียบเทียบเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตที่ผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ เนื่องจากโรงไฟฟ้าจะนะเป็นโรงไฟฟ้าที่จ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบในภาคใต้มากที่สุด ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าจะนะจึงมีผลต่อระบบไฟฟ้าในภาคใต้มากที่สุด กรณีศึกษาทั้ง 4 กรณีได้แก่

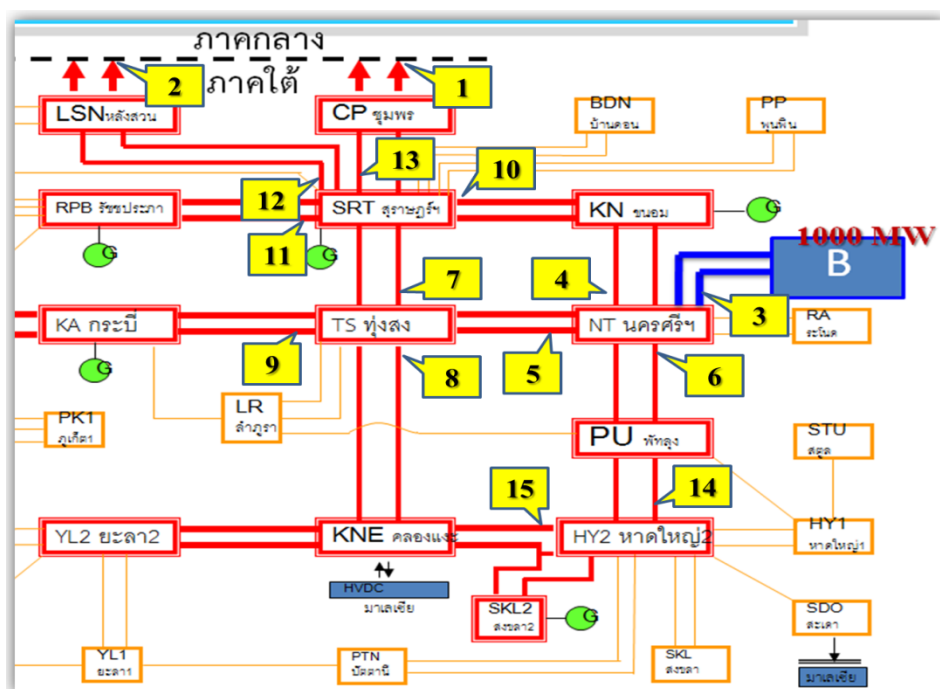
กรณีที่ 1 เป็นกรณีอ้างอิง ในกรณีนี้เราจะใช้กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงตามการจ่ายกำลังผลิตตามความต้องการโหลดสูงสุดของปี 2557 ซึ่งเกิดในเดือนเมษายน 2557 ค่ากำลังผลิตที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบและค่าโหลดในแต่ละบัสแสดงดังภาคผนวก ก

กรณีที่ 2 โรงไฟฟ้าจะนะ (CHN) เดินเครื่องทั้ง 2 เฟส จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบ 90 เปอร์เซ็นต์ ในกรณีนี้จะให้โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องเหมือนกรณีที่ 1 ยกเว้นโรงไฟฟ้าจะนะที่จะให้จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบที่ 90 เปอร์เซ็นต์ ของกำลังผลิตติดตั้งที่สามารถจ่ายได้ ในกรณีนี้โรงไฟฟ้าจะนะจะจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบ 1,350 MW ในกรณีที่โรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังผลิตสูงถึง 90 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตที่สามารถจ่ายได้นั้นจะเกิดขึ้นหลังปี 2561 ตามแผนการเดินเครื่องของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต เพื่อรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้นจากการพยากรณ์ความต้องการ โหลดเนื่องจากโรงไฟฟ้าจะนะถูกจัดให้เป็นโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วง Base load

กรณีที่ 3 โรงไฟฟ้าจะนะ (CHN) เดินเครื่องเพียงเฟส 1 เท่านั้น คือจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบเพียง 700 MW ในกรณีนี้ให้โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องเหมือนกรณีที่ 1 ยกเว้นโรงไฟฟ้าจะนะที่ให้จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบเพียง 1 เฟส ในกรณีที่โรงไฟฟ้าจะนะสามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบได้เพียง 1 เฟสนั้นสามารถเกิดขึ้นได้บ่อยครั้ง ทั้งสาเหตุมาจากการซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าเอง และกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติไม่สามารถจ่ายก๊าซให้แก่โรงไฟฟ้าได้ เราจึงได้นำกรณีนี้มาศึกษาด้วย

กรณีที่ 4 โรงไฟฟ้าจะนะ (CHN) ไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบได้ทั้ง 2 เฟส กรณีนี้เป็นกรณีที่ส่งผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้าในภาคใต้มากที่สุด ดังนั้นกรณีนี้จึงเป็นอีกกรณีที่น่าสนใจ การที่โรงไฟฟ้าจะนะไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบได้ทั้ง 2 เฟส มีโอกาสเกิดขึ้นได้ทั้งจากกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติไม่สามารถจ่ายก๊าซให้แก่โรงไฟฟ้าได้ หรือหากเกิดการชำรุดของสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสงขลา 2 กับบัสหาดใหญ่ 2

สิ่งที่เรากำลังศึกษาคือการศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ โดยเราจะพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งจำนวน 15 วงจร ที่เชื่อมโยงระหว่างบัสที่สนใจทั้งหมด 13 บัส ดังแสดงในภาพประกอบที่ 4-1 และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบ โดยนิยามกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบนั้นจะหมายถึงความถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในวงจรสายส่งทั้งหมด กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในบัส



ภาพประกอบ 4-1 สายส่งจำนวน 15 วงจร ที่นำมาพิจารณาในแต่ละกรณีศึกษา

จากภาพประกอบ 4-1 บัสสำคัญจำนวน 13 บัส ที่ให้ความสนใจในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้ามาในระบบหลักในแต่ละกรณีศึกษาประกอบด้วย

- 1 บัสบางสะพาน (BSP) กำหนดให้เป็น**บัสอ้างอิง**
- 2 บัสหลังสวน (LSN)
- 3 บัสชุมพร (CP)
- 4 บัสสุราษฎร์ธานี (SRT)
- 5 บัสรัชชประภา (RPB)

6 บัสนอม (KN)

7 บัสทุ่งสง (TS)

8 บัสนครศรีธรรมราช (NT)

9 บัสกระบี่ (KA)

10 บัสกังหันลม (WIND)

11 บัสพัทลุง (PU)

12 บัสหาดใหญ่ (HY)

13 บัสคลองแงะ (KNE)

และสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างบัสทั้ง 13 บัส จำนวน 15 วงจร ที่ใช้วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อมีฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้ามาในระบบหลักประกอบด้วย

1 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสบางสะพานกับบัสนวมพร = Line BSP to CP

2 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสบางสะพานกับบัสหลังสวน = Line BSP to LSN

3 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสนครศรีฯกับบัสฟาร์มกังหันลม = Line NT to wind

4 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสงานนครศรีธรรมราชกับบัสนอม = Line NT to KN

5 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสงานนครศรีธรรมราชกับบัสทุ่งสง = Line NT to TS

6 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสงานนครศรีธรรมราชกับบัสพัทลุง = Line NT to PU

7 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสทุ่งสงกับบัสสุราษฎร์ธานี = Line TS to SRT

8 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสทุ่งสงกับบัสคลองแงะ = Line TS to KNE

9 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสทุ่งสงกับบัสกระบี่ = Line TS to KA

10 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสสุราษฎร์ธานีกับบัสนอม = Line SRT to KN

11 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสสุราษฎร์ธานีกับบัสรัชชประภา = Line SRT to RPB

12 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสสุราษฎร์ธานีกับบัสหลังสวน = Line SRT to LSN

13 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสสุราษฎร์ธานีกับบัสนวมพร = Line SRT to CP

14 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสหาดใหญ่กับบัสพัทลุง = Line HY to PU

15 สายส่งเชื่อมโยงวงจรบัสหาดใหญ่กับบัสคลองแงะ = Line HY to KNE

ปัจจัยหลักที่นำมาใช้ในการเลือกบัสทั้ง 13 บัส และสายส่งทั้ง 15 วงจร ใน
การศึกษาคือ เราจะเลือกบัสที่มีเครื่องกำเนิดขนาดใหญ่เชื่อมต่ออยู่ บัสที่มีวงจรเชื่อมโยงระหว่างบัส
ที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ บัสที่มีวงจรเชื่อมโยงกับบัสข้างเคียงตั้งแต่ 4 วงจรขึ้นไป และบัสที่เชื่อมโยง
กับบัสที่มีกลุ่ม โหลดขนาดใหญ่เชื่อมต่ออยู่

ตารางที่ 4-1 แสดงปริมาณการใช้โหลดของแต่ละจังหวัดในพื้นที่ภาคใต้ข้อมูลย้อนหลังตั้งแต่ปี 2551 จนถึงปี 2556 โดยจังหวัดที่มีปริมาณการใช้โหลดมากที่สุดในพื้นที่ภาคใต้ อันดับที่ 1 คือ จังหวัดสงขลา โดยกลุ่มโหลดหลักในจังหวัดสงขลาจะเป็นโรงงานอุตสาหกรรมเป็นส่วนใหญ่ รองลงมาคือจังหวัดภูเก็ต จังหวัดสุราษฎร์ธานี และจังหวัดนครศรีธรรมราช ตามลำดับ จากทั้ง 4 จังหวัดที่มีปริมาณการใช้โหลดสูงสุดจะพบว่า จังหวัดสงขลา จังหวัดสุราษฎร์ธานี และจังหวัดนครศรีธรรมราช จะมีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในพื้นที่ เว้นแต่จังหวัดภูเก็ตเพียงที่เดียวที่ปัจจุบันยังไม่มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในพื้นที่ ที่สำคัญอัตราการเติบโตของกลุ่มโหลดในจังหวัดภูเก็ตที่ส่วนใหญ่เป็นกลุ่มโหลดด้านการท่องเที่ยวเป็นหลัก โดยมีอัตราการเติบโตสูงถึง 10.2 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งคิดเป็นอัตราการเติบโตสูงสุดในพื้นที่ภาคใต้ นอกจากนั้นยังมีจังหวัดในพื้นที่ข้างเคียงคือจังหวัดกระบี่ และจังหวัดพังงาที่มีอัตราการเติบโตของโหลดสูงถึง 9.8 เปอร์เซ็นต์ และ 7.5 เปอร์เซ็นต์ตามลำดับ ทำให้ในอนาคต 2-3 ปีข้างหน้า พื้นที่บริเวณนี้จะมีปริมาณโหลดเพิ่มสูงขึ้นมาก เมื่อไม่มีโรงไฟฟ้าหลักรองรับอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบในพื้นที่บริเวณนี้ได้ ซึ่งเมื่อมีการสร้างฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้ากับระบบที่บัสนครศรีธรรมราชจะช่วยลดระยะทางการส่งจ่ายพลังงานที่จ่ายให้กลุ่มโหลดในพื้นที่จังหวัดภูเก็ตและจังหวัดกระบี่ได้ใกล้เคียงเมื่อเปรียบเทียบกับการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามาจากบัสสงขลาหรือบัสบางสะพาน

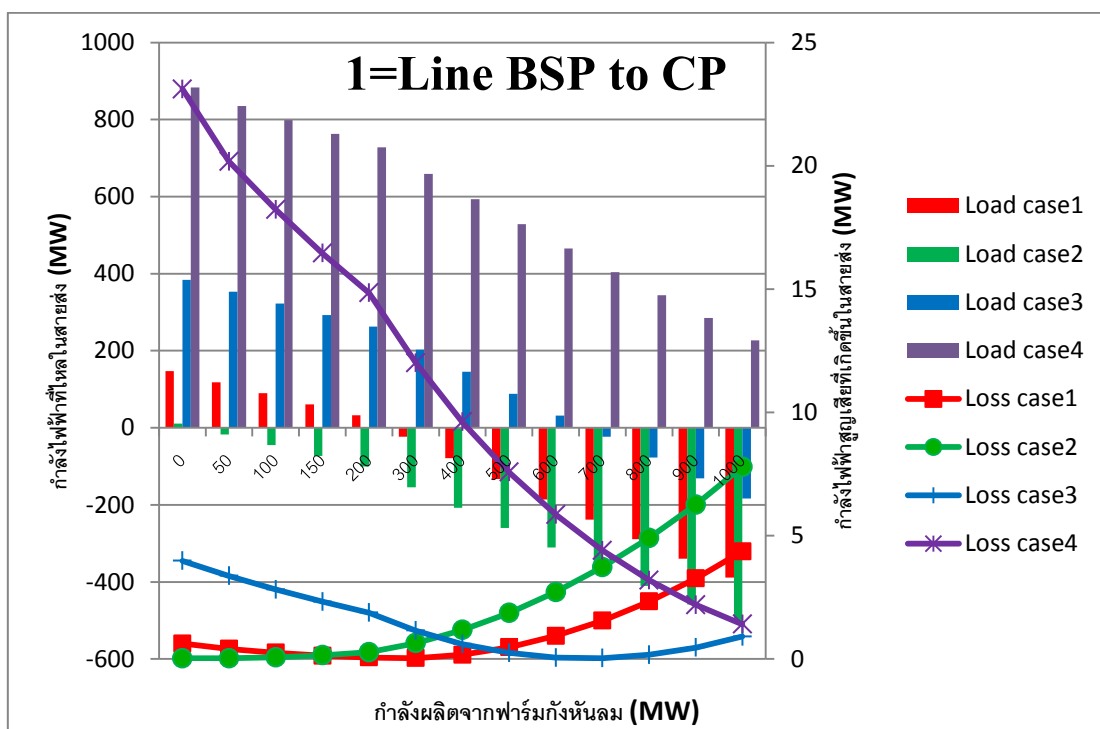
ตารางที่ 4-1 ปริมาณการใช้โหลดในพื้นที่ภาคใต้แยกตามจังหวัด

จังหวัด	ปี						เติบโตเฉลี่ย (%)
	2551	2552	2553	2554	2555	2556	
1. สงขลา	365	385	427	454	483	480	5.7 %
2. ภูเก็ต	235	302	291	302	335	373	10.2 %
3. สุราษฎร์ธานี	275	262	296	295	324	353	5.3 %
4. นครศรีธรรมราช	285	259	312	320	324	315	2.5 %
5. ตรัง	99	101	113	116	124	126	5.0 %
6. ชุมพร	101	101	107	112	122	116	2.9 %
7. กระบี่	66	81	85	86	92	104	9.8 %
8. ยะลา	74	73	81	85	92	97	5.6 %
9. พังงา	68	83	80	82	93	96	7.5 %
10. นราธิวาส	57	59	65	63	68	73	5.2 %
11. ปัตตานี	64	59	73	64	72	67	1.8 %
12. พัทลุง	52	46	53	55	62	61	3.7 %
13. สตูล	47	49	54	56	64	60	5.2 %
14. ระนอง	40	42	45	42	49	46	3.2 %

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

4.1 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง

จากการศึกษาทั้ง 4 กรณี ของสายส่งทั้ง 15 วงจรจะเห็นว่าทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow) และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในกรณีที่ 1, 2 และกรณีที่ 3 จะมีค่าไปในทิศทางเดียวกัน ส่วนในกรณีที่ 4 จะมีแนวโน้มที่แตกต่างกับกรณีที่ 1, 2 และกรณีที่ 3 อย่างเห็นได้ชัด กราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสของสายส่งทั้ง 15 วงจรเมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง เปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี แสดงให้เห็นดังภาพประกอบ 4-2 ถึง ภาพประกอบ 4-16 โดยแนวแกนนอน (แกน X) จะเป็นแกนแสดงกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมที่จ่ายเข้าสู่ระบบ ในแนวแกนตั้ง (แกน Y) ด้านซ้ายจะเป็นแกนแสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแสดงในรูปกราฟแท่ง และด้านขวาเป็นแกนแสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นสายส่งแสดงในรูปกราฟเส้น



ภาพประกอบ 4-2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสชุมพร (CP) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

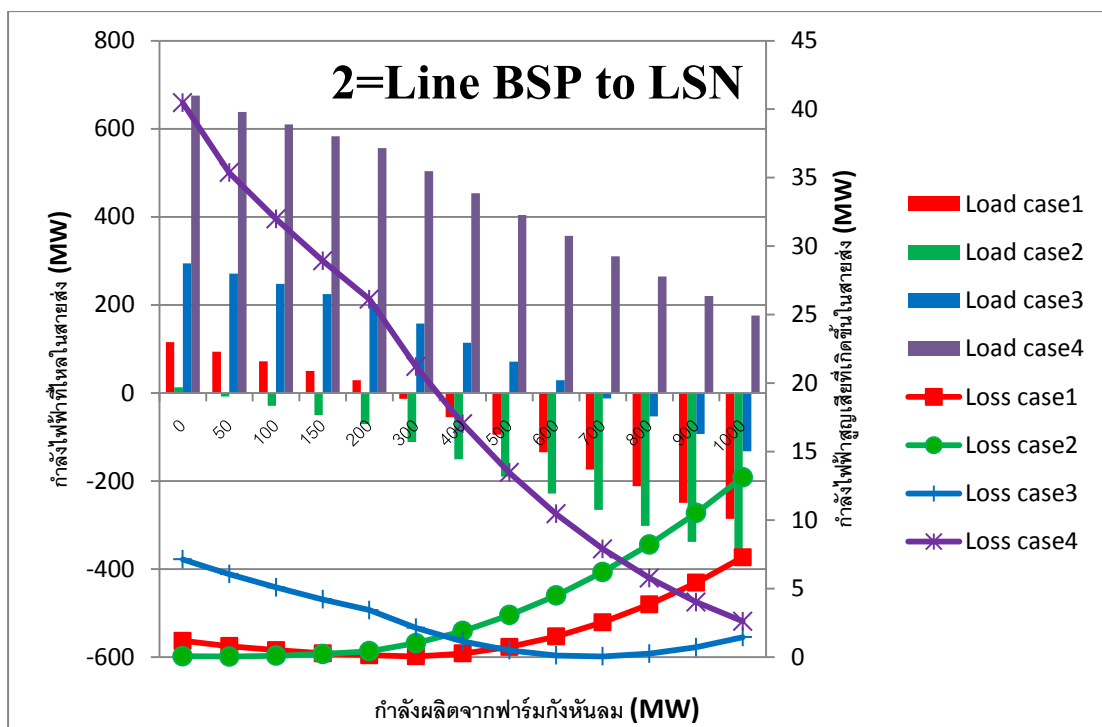
สายส่งวงจรที่ 1 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสชุมพร (CP) มีความยาว 116.32 กิโลเมตร ที่บัสชุมพร (CP) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 22 kV โหลดรวมอยู่ที่ 79 MW

กรณีที่ 1 เป็นกรณีอ้างอิงโรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบ 1072.90 MW จากกราฟจะเห็นว่ากำลังผลิตในภาคใต้ยังไม่เพียงพอต่อปริมาณ โหลด จึงทำให้ต้องดึงกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) มาเพิ่ม ทำให้มีกำลังไฟฟ้าไหลจากบัสบางสะพาน (BSP) มายังบัสชุมพร (CP) อีกประมาณ 150 MW เมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลม (Wind) จ่ายเข้าสู่ระบบที่ 300 MW จะทำให้กำลังการผลิตที่มีในภาคใต้เพียงพอต่อปริมาณ โหลด ทำให้กำลังไฟฟ้าบางส่วนไหลย้อนกลับจากบัสชุมพร (CP) ขึ้นไปยังบัสบางสะพาน (BSP) แทน

กรณีที่ 2 โรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบ 90 เปอร์เซ็นต์ (1350 MW) จากกราฟจะเห็นว่า กำลังผลิตรวมในภาคใต้มีค่าใกล้เคียงกับปริมาณ โหลดมาก จึงมีกำลังที่ต้องดึงจากบัสบางสะพาน (BSP) ลงมายังบัสชุมพร (BSP) เพียงแค่ 11 MW ทำให้เมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลม (Wind) จ่ายเข้าสู่ระบบที่ 100 MW กำลังไฟฟ้าจึงไหลย้อนกลับจากบัสชุมพร (CP) ขึ้นไปยังบัสบางสะพานแทน (BSP)

กรณีที่ 3 โรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบ 700 MW ลดลงจากกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ทำให้ปริมาณกำลังการผลิตน้อยกว่าปริมาณความต้องการ โหลดมาก กำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จึงจ่ายมายังบัสชุมพร (CP) เพิ่มมากขึ้นถึง 380 MW

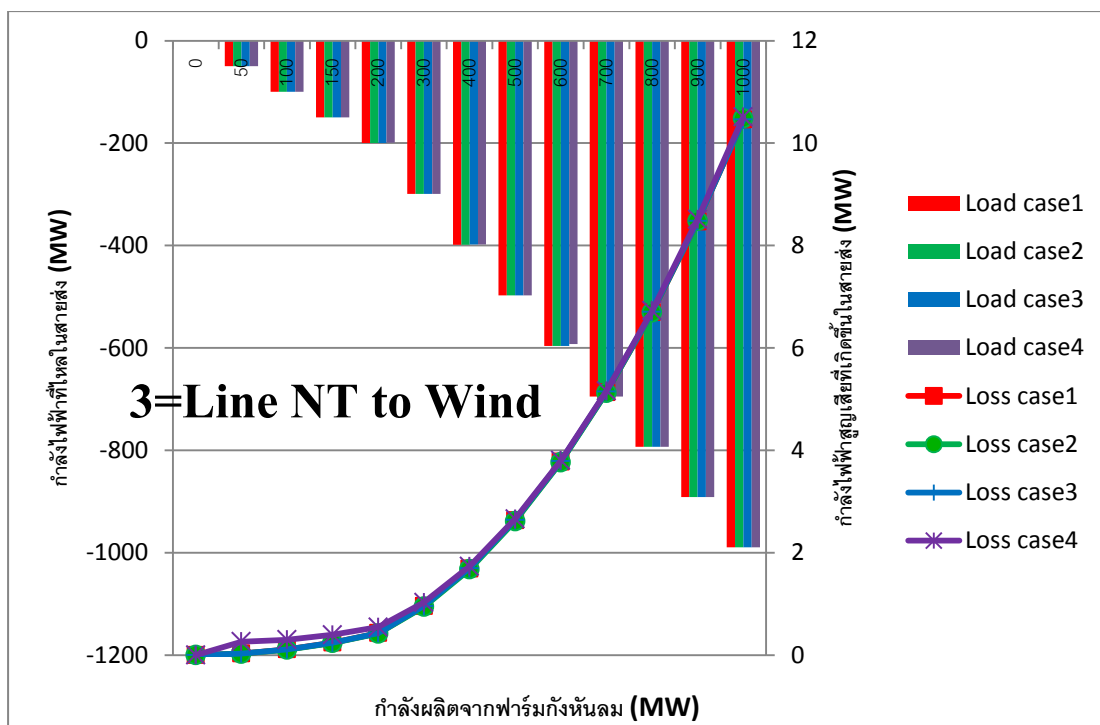
กรณีที่ 4 โรงไฟฟ้าจะนะไม่จ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบ กรณีนี้ถือว่าเป็นกรณีวิกฤตของระบบในภาคใต้มาก กำลังไฟฟ้าที่จ่ายจากบัสบางสะพาน (BSP) มายังบัสชุมพร (CP) มีค่าสูงถึง 880 MW โดยการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่สูงขนาดนี้จะมีผลต่อเสถียรภาพของระบบมาก เพราะจะทำให้ระดับแรงดันในพื้นที่ภาคกลางต่ำ อาจทำให้ความถี่เกิดการเปลี่ยนแปลง ระบบในภาคใต้อาจหลุดออกจากระบบหลัก และสายส่งระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสจอมบึง (JB) ในพื้นที่ภาคกลางไม่สามารถรองรับ โหลดในปริมาณสูงขนาดนี้ได้ จากกราฟจะเห็นว่าถึงแม้ฟาร์มกังหันลมจะจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบเต็มพิกัด 1000 MW กำลังผลิตที่มีในภาคใต้ก็ยังไม่เพียงพอต่อปริมาณความต้องการ โหลด ดังนั้นในกรณีนี้ เราจำเป็นต้องพิจารณาแผนการปลด โหลดมาใช้เพื่อช่วยรักษาเสถียรภาพระบบ



ภาพประกอบ 4-3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสหลังสวน (LSN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

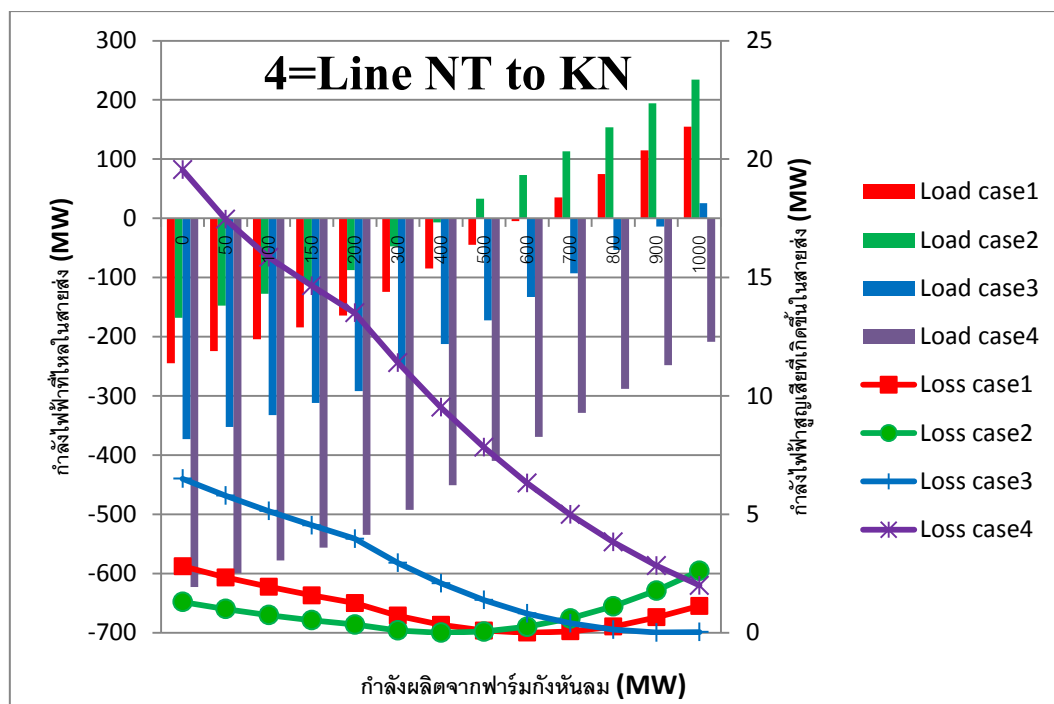
สายส่งวงจรที่ 2 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสหลังสวน (LSN) มีความยาว 179.678 กิโลเมตร บัสชุมพรจ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 22 kV โหลดรวมอยู่ที่ 36.9 MW

จากกราฟในภาพประกอบ 4-3 ที่แสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสหลังสวน (LSN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง จะเห็นได้ว่าความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงของทั้ง 4 กรณีในสายส่งวงจรนี้เป็นไปในทิศทางเดียวกับความสัมพันธ์ที่เกิดขึ้นในสายส่งวงจรเชื่อมโยงระหว่างบัสบาง-สะพาน (BSP) กับบัสชุมพร (CP) แต่ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งของวงจรนี้จะมากกว่าเนื่องจากสายส่งวงจรนี้มีระยะทางมากกว่าวงจรสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) กับบัสชุมพร (CP)



ภาพประกอบ 4-4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสฟาร์มกังหันลม (Wind) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

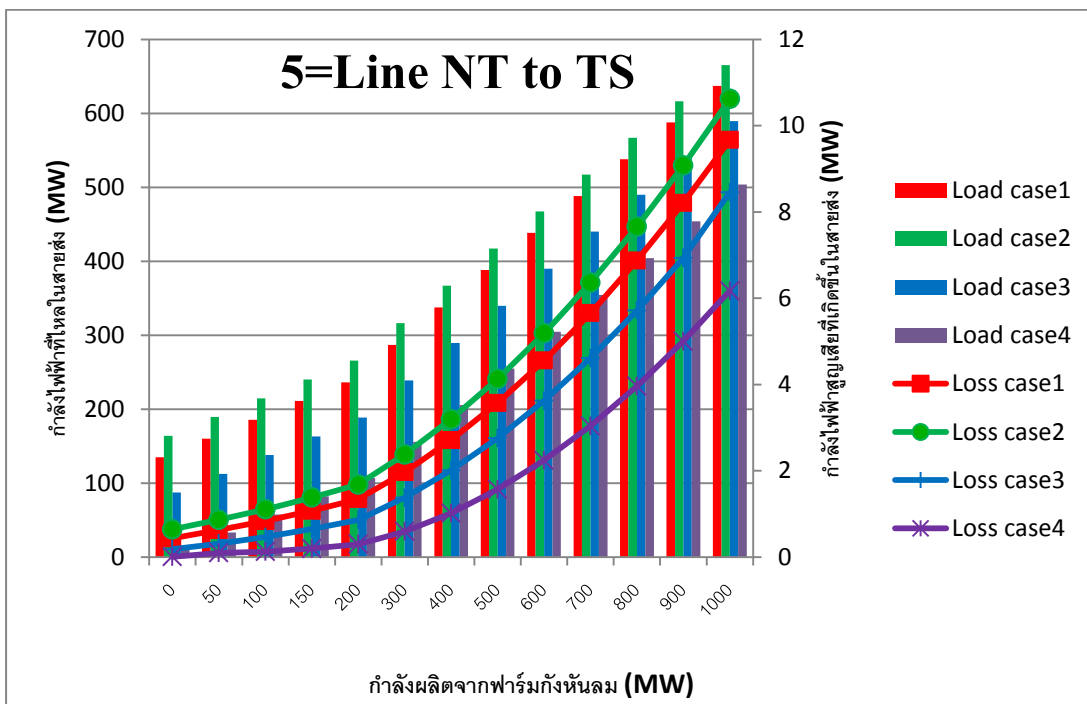
ภาพประกอบ 4-4 เป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสฟาร์มกังหันลม (Wind) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง จากกราฟจะเห็นได้ว่าเมื่อฟาร์มกังหันลมผลิตกำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบมากขึ้น กำลังไฟฟ้าไหลจากบัสกังหันลม (Wind) ไปยังบัสนครศรีธรรมราช (NT) เพิ่มขึ้น กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งจริงนี้จะแปรผันตามการไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสกังหันลม (Wind) มายังบัสนครศรีธรรมราช (NT) ที่เพิ่มขึ้น ซึ่งทั้ง 4 กรณีมีค่าใกล้เคียงกันมาก



ภาพประกอบ 4-5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสขอม (KN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 4 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสขอม (KN) มีความยาว 97.589 กิโลเมตร บัสนครศรีธรรมราช (NT) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้งานที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 33 kV โหลดรวมอยู่ที่ 141.4 MW บัสขอม (KN) จะเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ จ่ายโหลดให้ผู้ใช้งานที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 33 kV โหลดรวมอยู่ที่ 180.5 MW

จากภาพประกอบ 4-5 จะเห็นว่าทั้ง 4 กรณี กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสขอม (KN) มายังบัสนครศรีธรรมราช (NT) เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กลุ่มโหลดที่บัสนครศรีธรรมราช (NT) และบัสที่อยู่ด้านล่างลงมา เช่น บัสระโนด (RA) บัสพัทลุง (PU) บัสทุ่งสง (TS) บัสสตูล (STU) เป็นต้น ซึ่งกลุ่มโหลดของบางบัสเช่นบัสพัทลุง (PU) จะมีกำลังไฟฟ้าจากบัสหาดใหญ่ 2 (HY2) จ่ายเข้ามา โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลมาจากบัสหาดใหญ่ 2 (HY2) มีต้นกำลังมาจากโรงไฟฟ้าจะนะ ทำให้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตที่โรงไฟฟ้าจะนะ จึงส่งผลให้ปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสขอม (KN) มายังบัสนครศรีธรรมราช (NT) มีการเปลี่ยนแปลง โดยเฉพาะในกรณีที่ 3 และ 4 จะเห็นได้ชัดเจนว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสขอม (KN) มายังบัสนครศรีธรรมราช (NT) มีปริมาณที่สูงมาก เมื่อมีบัสฟาร์มกังหันลม (Wind) เชื่อมต่อเข้ากับบัสนครศรีธรรมราช (NT) จึงช่วยลดกำลังไฟฟ้าที่บัสขอม (KN) จ่ายมายังบัสนครศรีธรรมราช (NT)

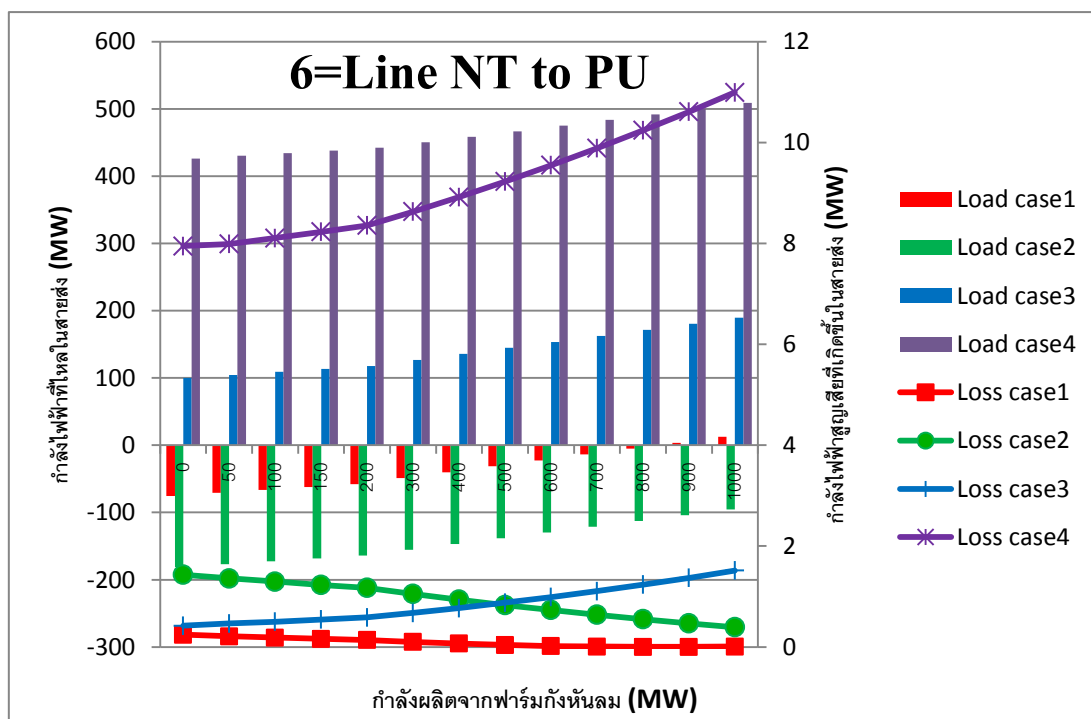


ภาพประกอบ 4-6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสทุ่งสง (TS) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 5 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสทุ่งสง (TS) มีความยาว 51.05 กิโลเมตร บัสทุ่งสง (TS) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้งานไฟที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 33 kV โหลดรวมอยู่ที่ 162 MW

จากภาพประกอบ 4-6 จะเห็นว่าทั้ง 4 กรณี กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสนครศรีธรรมราช (NT) ไปยังบัสทุ่งสง (TS) เมื่อพิจารณาที่บัสทุ่งสง (TS) จากภาพประกอบ 3-2 บัสทุ่งสง (TS) จะเชื่อมต่อกับบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) บัสคลองแงะ (KNE) บัสนครศรีธรรมราช (NT) และบัสกระบี่ (KA) กำลังไฟฟ้าจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) บัสคลองแงะ (KNE) บัสนครศรีธรรมราช (NT) จะไหลเข้าสู่บัสทุ่งสง (TS) และไหลออกจากบัสทุ่งสง (TS) ไปยังบัสกระบี่ (KA) เพื่อส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปให้กลุ่มโหลดหลักที่บัสพังงา 2 (PN2) และบัสภูเก็ต 3 (PK3) เมื่อพิจารณาระยะทางสายส่งระหว่างบัสพบวาระยะทางของสายส่งวงจรเชื่อมโยงระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) มายังบัสทุ่งสง (TS) มีระยะทางสั้นที่สุดเมื่อเทียบกับบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) และบัสคลองแงะ (KNE) มายังที่บัสทุ่งสง (TS) ดังนั้นจึงทำให้กำลังผลิตที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหัน

ลมไหลผ่านสายส่งบัสนครศรีธรรมราช (NT) มายังบัสทุ่งสง (TS) เพื่อส่งจ่ายไปยังกลุ่มโหลดที่บัส พังงา2 (PN2) และบัสภูเก็ต3 (PK3) ทิศทางเดียว

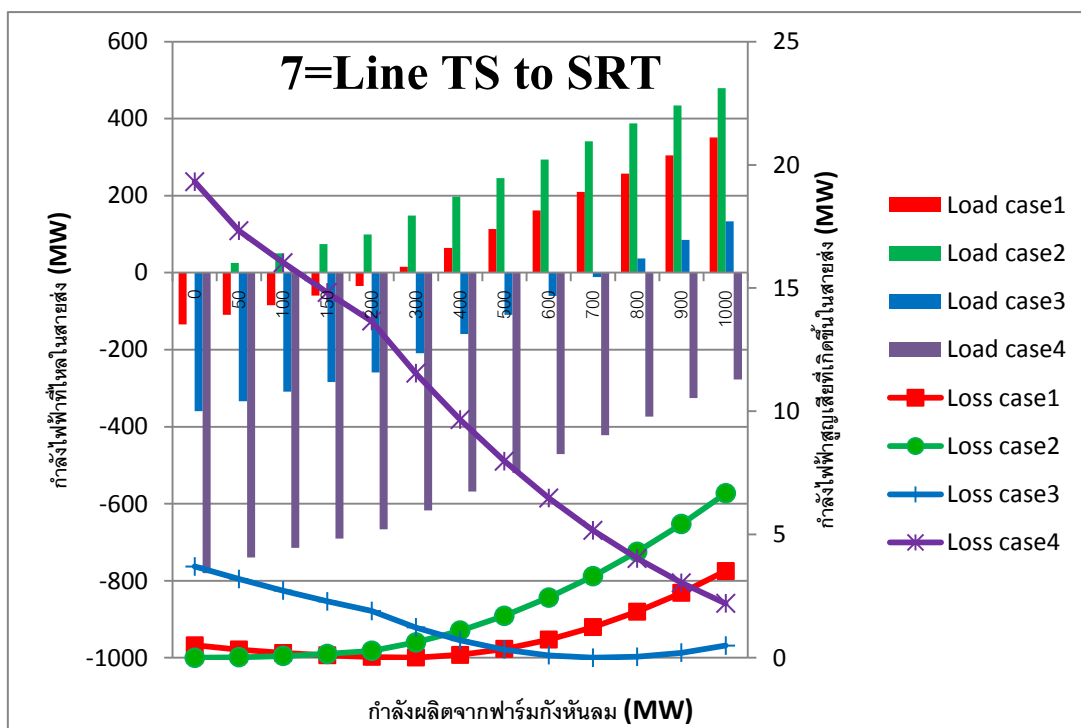


ภาพประกอบ 4-7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่ง ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัสพัทลุง (PU) เมื่อกำลังการผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบกับ 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 6 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสนครศรีธรรมราช (NT) กับบัส พัทลุง (PU) มีความยาว 89.61 กิโลเมตร บัสพัทลุง (PU) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 115 kV และ 33 kV โหลดรวมอยู่ที่ 74.1 MW

จากภาพประกอบที่ 4-7 จะเห็นได้ชัดเจนว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าและทิศทางการไหล ของกำลังไฟฟ้าของทั้ง 4 กรณีมีความแตกต่างกันอย่างชัดเจน กรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 กำลังไฟฟ้าจะ ไหลจากบัสพัทลุง (PU) ไปยังบัสนครศรีธรรมราช (NT) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก โรงไฟฟ้าจะนะมีมากกว่าความต้องการโหลดในบริเวณบัสที่เชื่อมต่อกับบัสหาดใหญ่2 (HY2) แต่ เมื่อลดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าจะนะลงเหลือแค่ 700 MW ในกรณีที่ 3 และไม่จ่ายโรงไฟฟ้าจะนะ เข้าสู่ระบบในกรณีที่ 4 จะเห็นว่าทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศโดยไหลจากบัส นครศรีธรรมราช (NT) มายังบัสพัทลุง (PU) แทน เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กลุ่มโหลดในพื้นที่จังหวัด

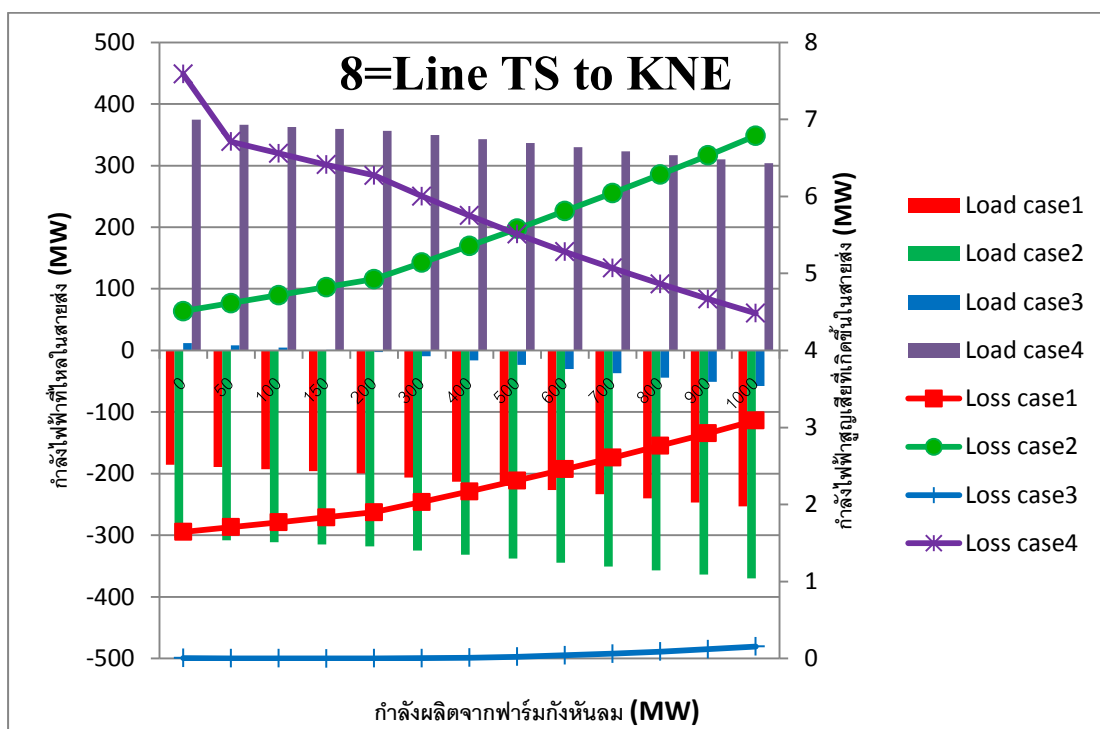
สงขลา ยะลา ปัตตานี และนราธิวาส และจะเห็นว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบจากฟาร์มกังหันลมที่เพิ่มขึ้นมีผลต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งวงจรมีน้อยมาก



ภาพประกอบ 4-8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรมี 7 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) มีความยาว 121.39 กิโลเมตร บัสสุราษฎร์ธานี (SRT) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 115 kV โหลดรวมอยู่ที่ 110.3 MW

ภาพประกอบ 4-8 จะเห็นว่าในกรณีที่ 1 กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) มายังบัสทุ่งสง (TS) 130 MW เมื่อมีกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าระบบที่ 300 MW ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปโดยจะไหลจากบัสทุ่งสง (TS) ขึ้นไปยังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) แทนนั้นหมายความว่ากำลังผลิตมีมากกว่าความต้องการโหลดในพื้นที่บริเวณนี้ ส่วนในกรณีที่ 3 และ 4 จะเห็นได้ว่าเมื่อลดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะลดลง กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) มายังบัสทุ่งสง (TS) ก็จะมีค่าเพิ่มขึ้น และจะลดลงเมื่อกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าระบบเพิ่มมากขึ้น

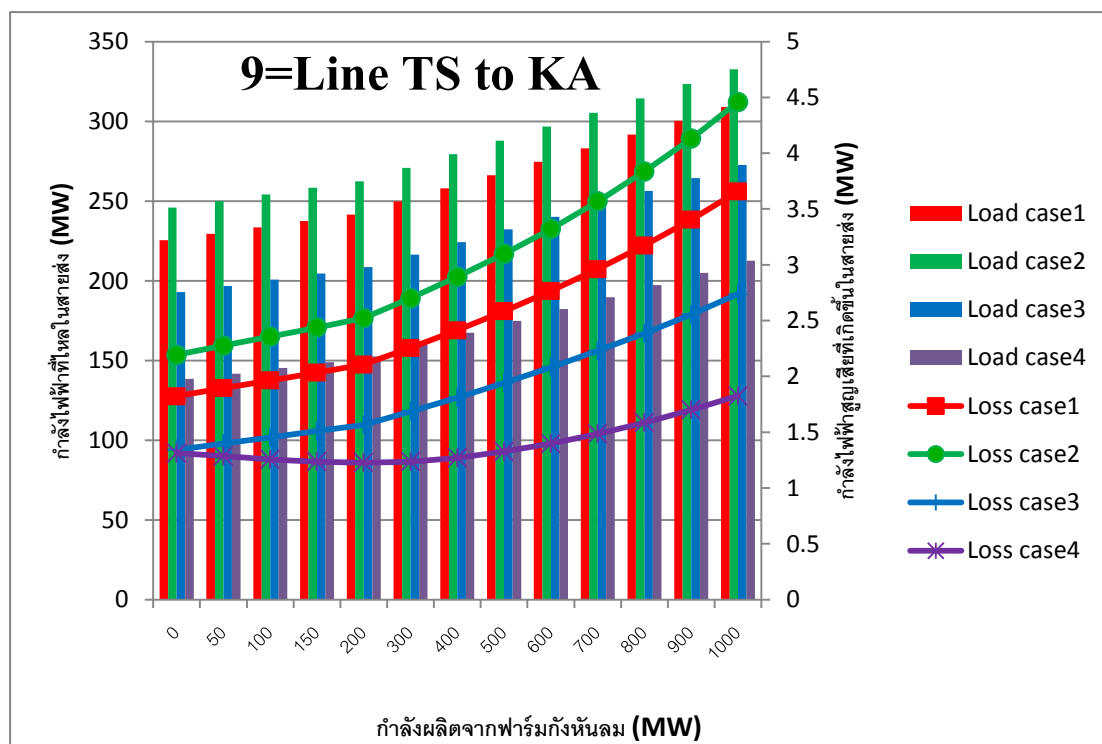


ภาพประกอบ 4-9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสคลองแงะ (KNE) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบกับทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 8 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสคลองแงะ (KNE) มีความยาว 205.13 กิโลเมตร บัสคลองแงะ (KNE) จะเป็นบัสที่ไม่มีกลุ่มโหลดเกาะอยู่ เป็นสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับสถานีอื่นเพื่อส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กลุ่มโหลดสถานีอื่นๆ และเนื่องจากสายส่งวงจรนี้มีระยะทางค่อนข้างยาว จึงทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งมีค่ามากเมื่อเปรียบเทียบกับสายส่งเส้นอื่นที่กำลังไฟฟ้าเท่ากัน

จากกราฟจะเห็นว่าในกรณีที่ 1 และ 2 ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะมีการไหลไปในทิศทางเดียวกันคือไหลจากบัสคลองแงะ (KNE) ขึ้นไปยังบัสทุ่งสง (TS) ในกรณีที่ 3 จะเห็นว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในวงจรนี้มีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับอีก 3 กรณี ในกรณีนี้แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบที่ 700 MW จะทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าและปริมาณความต้องการโหลดในพื้นที่บริเวณจังหวัดสงขลามีปริมาณที่ใกล้เคียงกันมากที่สุด และเมื่อตัดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าจะนะออกในกรณีที่ 4 จะเห็นว่าปริมาณกำลังผลิตที่มีไม่เพียงพอต่อความต้องการ

โหลด ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจึงต้องไหลจากบัสทุ่งสง (TS)มายังบัสคลองแงะ (KNE) เพื่อจ่ายให้กับกลุ่มโหลดในพื้นที่บริเวณบริเวณบัสหาดใหญ่ 2 (HY2)

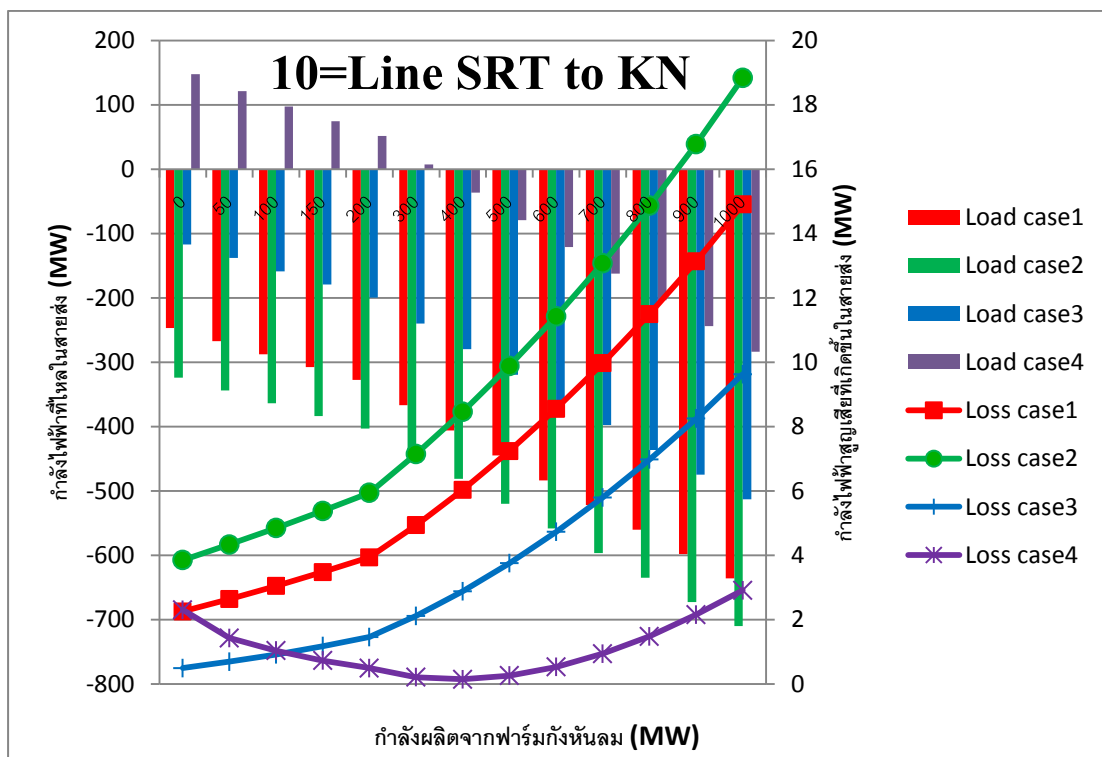


ภาพประกอบ 4-10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสกระเป๋ (KA) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 9 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสกระเป๋ (KA) มีความยาว 78.60 กิโลเมตร บัสกระเป๋ (KA) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 33 kV และ 115 kV โหลดรวมอยู่ที่ 106.7 MW

ภาพประกอบ 4-10 แสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสทุ่งสง (TS) กับบัสกระเป๋ (KA) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง จากกราฟจะเห็นได้ว่าทั้งปริมาณและทิศทางกรไหลของกำลังไฟฟ้าของทั้ง 4 กรณีเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมเพิ่มเข้ามาในระบบมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกันและมีค่าไม่แตกต่างกันมาก โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งจะมีค่าเพิ่มมากขึ้นเมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น นั่นก็คือกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่

เกิดขึ้นในสายส่งจะแปรผันตามกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่เพิ่มขึ้น และกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมที่เพิ่มขึ้นในระบบไม่ได้ส่งผลกับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งวงจรมันแต่ส่งผลกับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น

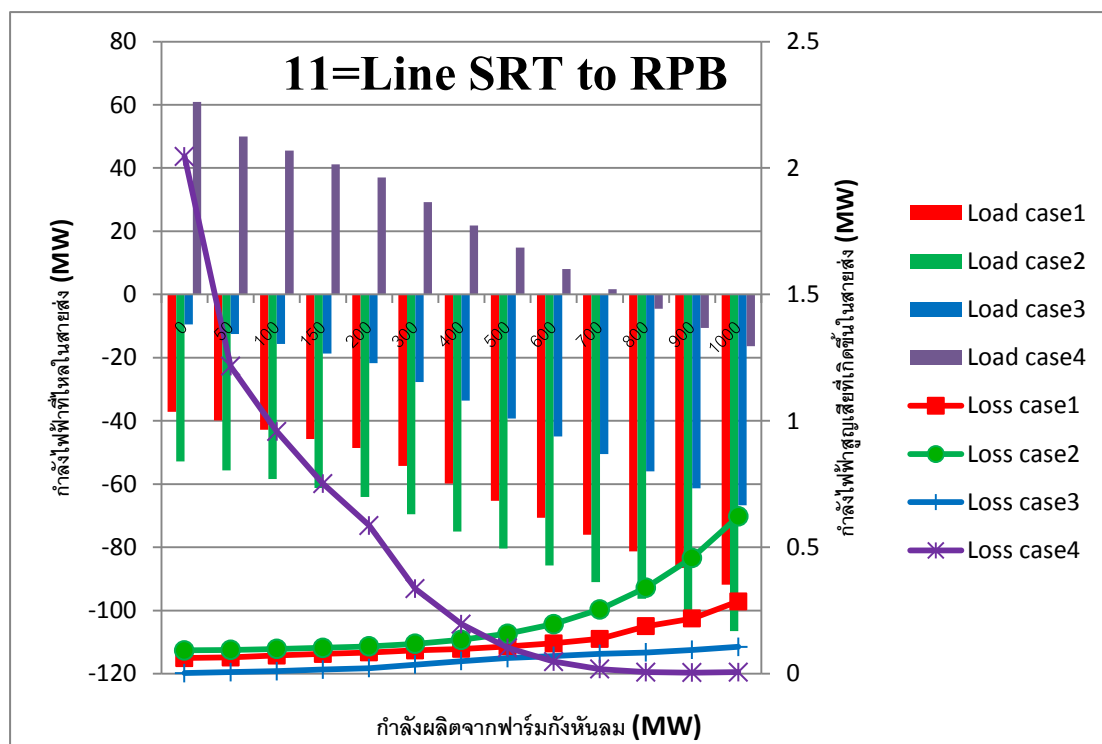


ภาพประกอบ 4-11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสขนอม (KN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 10 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสขนอม (KN) มีความยาว 76.49 กิโลเมตร

จากภาพประกอบ 4-11 จะเห็นว่าในกรณีที่ 1, 2 และ 3 ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสขนอม (KN) ไปยังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เพียงทิศทางเดียว แต่ในกรณีที่ 4 กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) ไปยังบัสขนอม (KN) เพื่อจ่ายต่อไปให้ยังบัสนครศรีธรรมราช (NT) และบัสพัทลุง (PU) เนื่องจากกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะมีไม่เพียงพอต่อความต้องการโหลดในพื้นที่บริเวณนั้น และเมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบที่ 400 MW

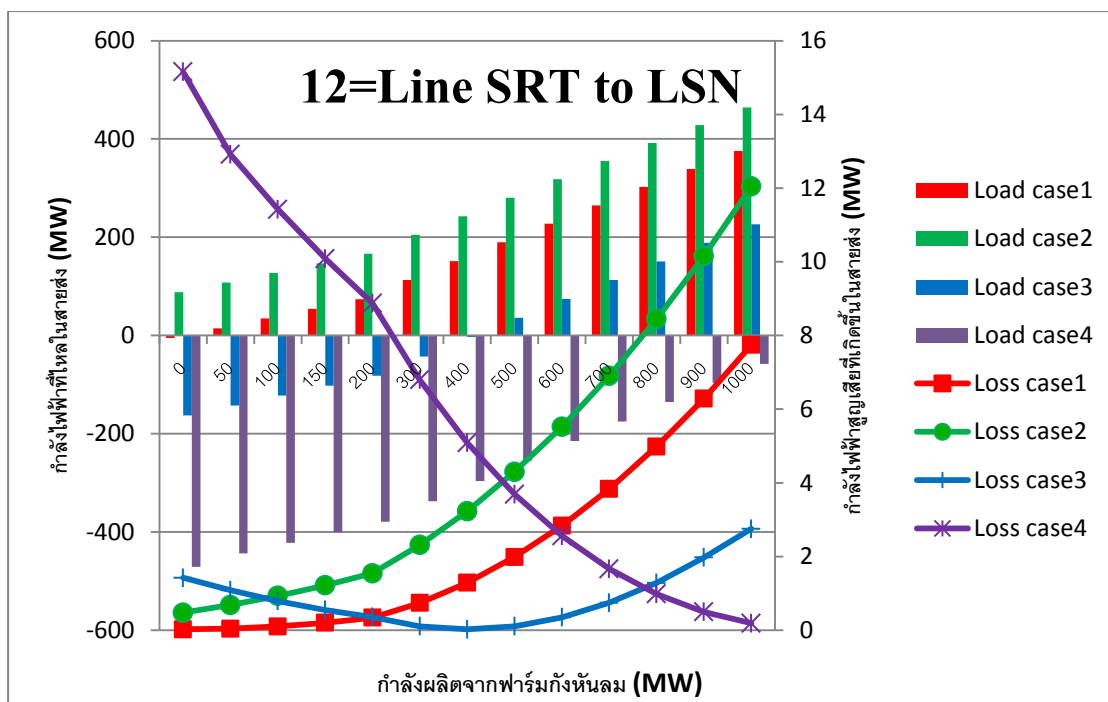
ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศจากบัสขนอม (KN) มายังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) แทน



ภาพประกอบ 4-12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสรัชประภา (RPB) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 11 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสรัชประภา (RPB) มีความยาว 51.31 กิโลเมตร โดยทั้งสองบัสเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดเชื่อมต่อกับบัสรัชประภาจ่ายโหลดให้ผู้ใช้งานไฟที่ระดับแรงดัน 33 kV โหลดรวมอยู่ที่ 16.9 MW

จากภาพประกอบ 4-12 จะเห็นว่าในกรณีที่ 1, 2 และ 3 ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสรัชประภา (RPB) ไปยังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เพียงทิศทางเดียว แต่ในกรณีที่ 4 กำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) มายังบัสรัชประภา (RPB) และเมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบที่ 400 MW ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศจากบัสรัชประภา (RPB) มายังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) แทน

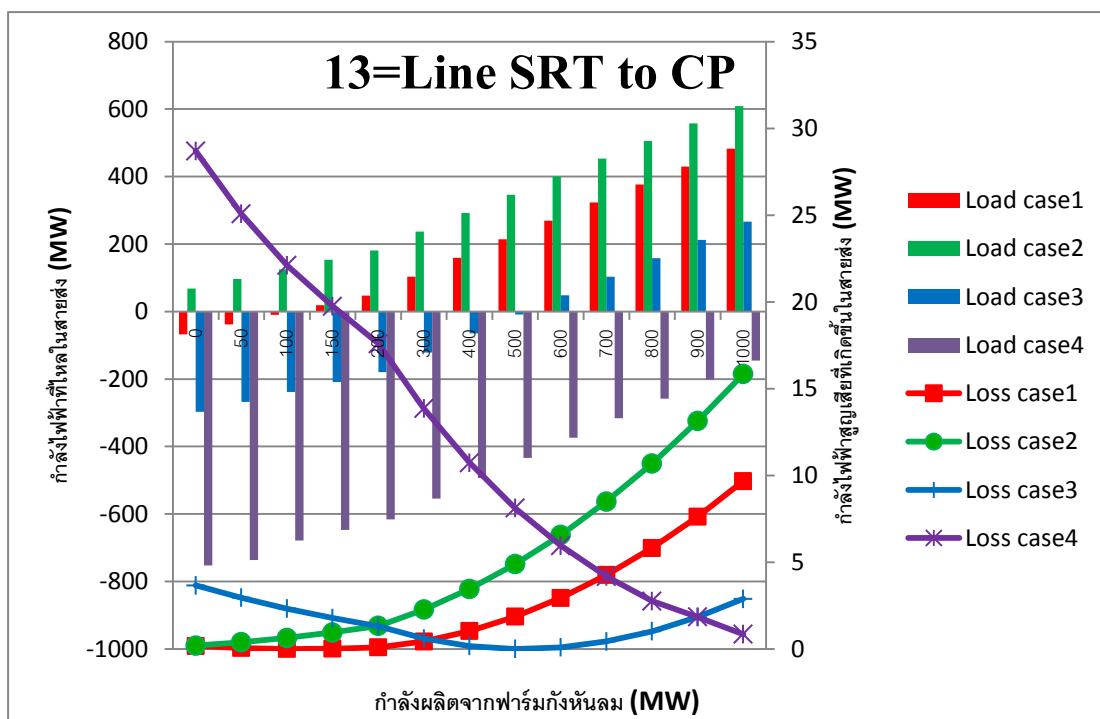


ภาพประกอบ 4-13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสหลังสวน (LSN) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง เปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 12 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสหลังสวน (LSN) มีความยาว 115.55 กิโลเมตร บัสหลังสวนจ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 22 kV โหลดรวมอยู่ที่ 26.1 MW

บัสหลังสวนเป็นบัสที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) และบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) และบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดเชื่อมต่ออยู่ จากกราฟที่ 4-13 จะเห็นว่าในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) ขึ้นไปยังบัสหลังสวน (LSN) เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดของบัสหลังสวน (LSN) ที่ระดับแรงดัน 230 kV และโหลดของบัสระนอง (RN) ที่ระดับแรงดัน 115 kV และเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเพิ่มเข้ามาในระบบมากกว่าปริมาณความต้องการโหลดกำลังส่วนที่เหลือก็จะไหลย้อนขึ้นไปยังบัสหลังสวน (LSN) และบัสบางสะพาน (BSP) แต่เมื่อลดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าจะนะลงในกรณีที่ 3 และกรณีที่ 4 ทำให้กำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะไม่เพียงพอต่อกลุ่มโหลดบริเวณใกล้เคียงบัสหาดใหญ่ 2 (HY2) จึงทำให้ต้องดึงกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมมาจากภาคกลางเพื่อจ่ายให้โหลดที่เหลือโดยผ่านสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสหลังสวน (LSN) โดยเฉพาะในกรณีที่ 4 จะเห็นได้

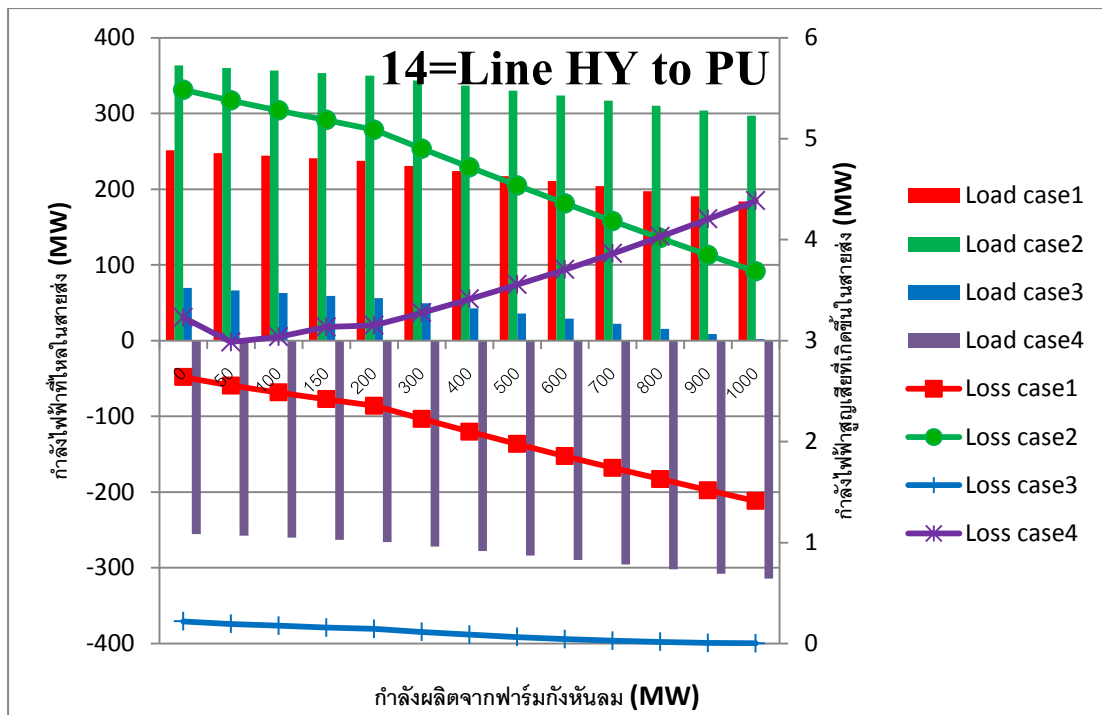
ว่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งมีปริมาณมาก และเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้ามาในระบบเพิ่มจะสามารถช่วยลดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งวงจรนี้ให้ลดลงได้



ภาพประกอบ 4-14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสชุมพร (CP) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 13 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสชุมพร (CP) มีความยาว 175.78 กิโลเมตร บัสชุมพร (CP) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้งานไฟที่ระดับแรงดัน 22 kV และ 115 kV โหลดรวมอยู่ที่ 79 MW

จากภาพประกอบ 4-14 จะเห็นว่าแนวโน้มกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งวงจรนี้จะมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกับวงจรสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสหลังสวน (LSN) ดังภาพประกอบที่ 4-13 เนื่องจากบัสชุมพรเชื่อมโยงระหว่างบัสบางสะพาน (BSP) และบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เช่นเดียวกับบัสหลังสวน (LSN) แต่ระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) กับบัสชุมพร (CP) มีระยะทางยาวกว่า ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่า

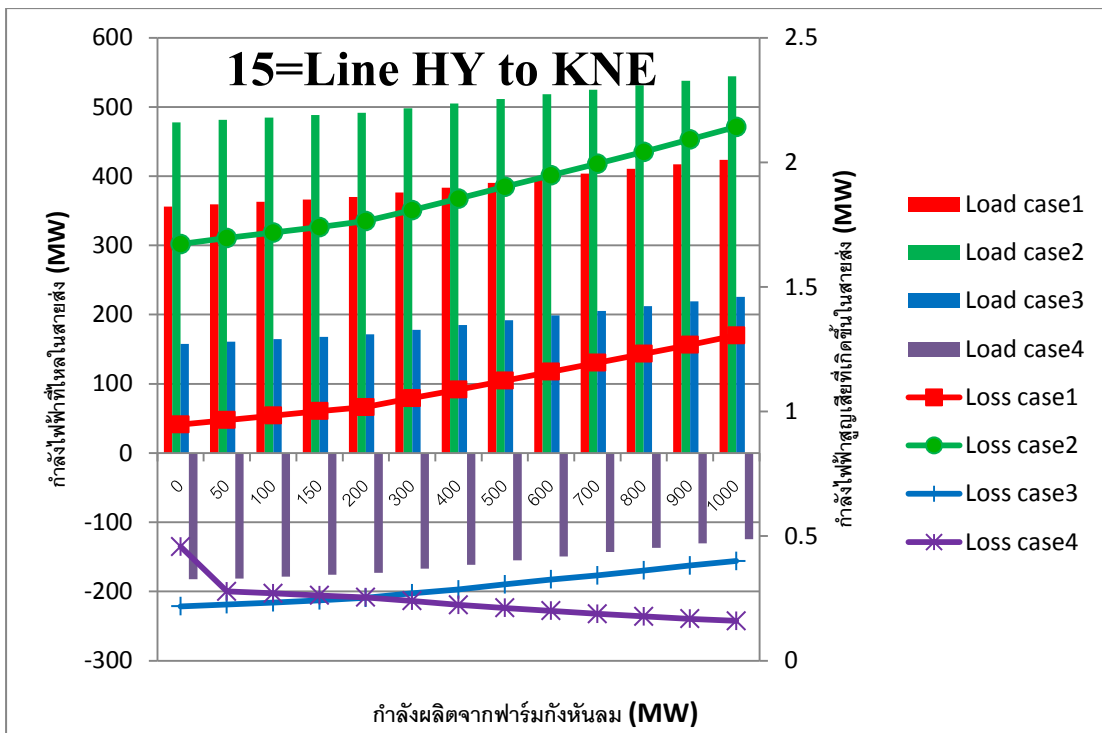


ภาพประกอบ 4-15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) กับบัสพัทลุง (PU) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงเปรียบเทียบกับทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 14 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) กับบัสพัทลุง (PU) มีความยาว 88.10 กิโลเมตร บัสหาคใหญ่ 2 (HY2) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 33 kV และ 115 kV โหลดรวมอยู่ที่ 339.90 MW บัสพัทลุง (PU) จ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 33 kV และ 115 kV โหลดรวมอยู่ที่ 74.10 MW

จากภาพประกอบ 4-15 ในกรณีที่ 1, 2 และ 3 กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) ไปยังบัสพัทลุง (PU) เมื่อมีกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ กลุ่มโหลดในบัสพัทลุง (PU) ก็จะรับกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมทำให้กำลังไฟฟ้าจากบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) จ่ายไปยังบัสพัทลุง (PU) ลดลง

ส่วนในกรณีที่ 4 จากกราฟจะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศกับกรณีที่ 1, 2 และ 3 เนื่องจากกำลังไฟฟ้าไหลจากบัสนครศรีธรรมราช (NT) มาเพื่อจ่ายให้กลุ่มโหลดบริเวณบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) เนื่องจากกลุ่มโหลดที่บัสหาคใหญ่ 2 (HY2) มีปริมาณเยอะทำให้เมื่อมีกำลังไฟฟ้าจากบัสกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสพัทลุง (PU) มายังบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) จึงมีค่าเพิ่มขึ้น



ภาพประกอบ 4-16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) กับบัสคลองแจะ (KNE) เมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลง เปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

สายส่งวงจรที่ 15 คือสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) กับบัสคลองแจะ (KNE) มีความยาว 30.17 กิโลเมตร บัสคลองแจะ (KNE) จะเชื่อมต่อกับบัสทุ่งสง (TS) บัสหาคใหญ่ 2 (HY2) และบัสยะลา 2 (YL2) โดยปกติ ที่บัสคลองแจะ (KNE) จะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงดันสูงกระแสตรง (HVDC) โดยทำสัญญาซื้อขายและขายกำลังไฟฟ้ากับประเทศมาเลเซียซึ่งที่ 300 MW ในสถานะฉุกเฉิน โดยในสถานะปกติจะผลิตกันรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อเลี้ยงอุปกรณ์ภายในสถานีประมาณ 30 MW ฝั่งละ 15 วัน จึงทำให้บางช่วงที่บัสคลองแจะจะเสมือนว่ามีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ประมาณ 30 MW และบางช่วงจะเสมือนว่ามีโหลดเชื่อมต่ออยู่ ประมาณ 30 MW สำหรับในช่วงที่นำข้อมูลโหลดมาอ้างอิง เป็นช่วงที่ฝั่งมาเลเซียจ่ายกำลังไฟฟ้ามายังบัสคลองแจะ (KNE) ปริมาณ 28.4 MW

จากภาพประกอบ 4-16 ในกรณีที่ 1, 2 และ 3 กำลังไฟฟ้าจะไหลจากบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) ไปยังบัสคลองแจะ (KNE) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าจะนะเพียงพอกับความต้องการของกลุ่มโหลดที่บัสหาคใหญ่ 2 (HY2) และเมื่อมีกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมจ่าย

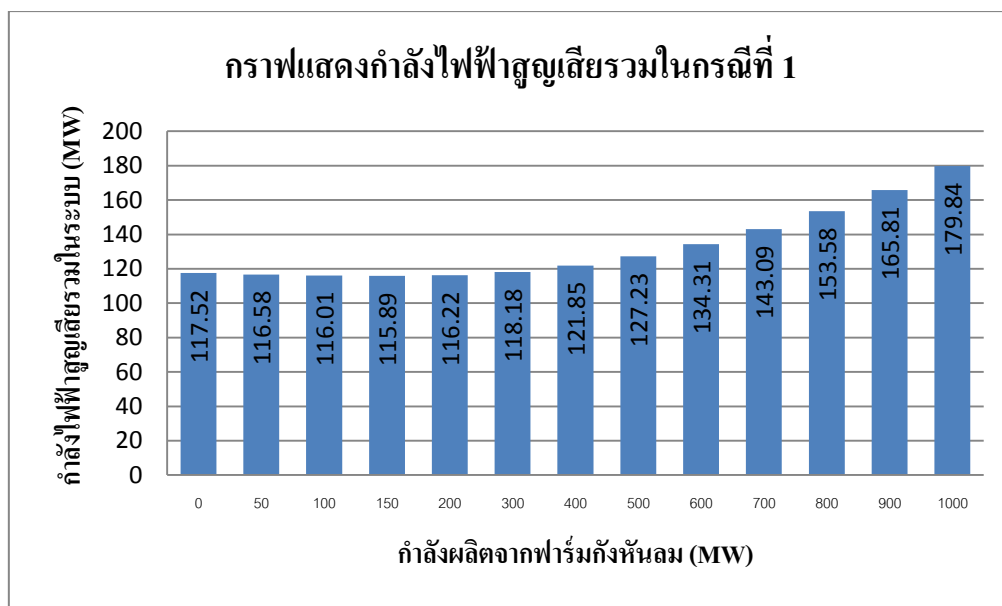
เข้าระบบเพิ่มขึ้นกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) มายังบัสขนอม (KN) จึงเพิ่มขึ้น เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจากบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) ที่ต้องไหลไปยังบัสพัทลุง (PU) ลดลง แต่ในกรณีที่ 4 กำลังไฟฟ้าจะไหลกลับทิศจากบัสคลองแงะ (KNE) มายังบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) แทน เพื่อช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดที่บัสหาคใหญ่ 2 (HY2) แทน และเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้นกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสคลองแงะ (KNE) มายังบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) จะมีปริมาณลดลง เนื่องจากมีกำลังไฟฟ้าจากบัสพัทลุง (PU) จ่ายเข้ามายังบัสหาคใหญ่ 2 (HY2) ในปริมาณมากขึ้น

4.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ

ในที่นี้เป็นการศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบของทั้ง 4 กรณี เพื่อหาจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบของแต่ละกรณีมีค่าต่ำสุด เมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ามาในระบบหลัก โดยจำลองให้มีการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตที่ได้จากฟาร์มกังหันลมให้มีการเปลี่ยนแปลงครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ ของกำลังผลิตติดตั้งของฟาร์มกังหันลม โดยแต่ละกรณีได้ผลดังนี้

4.2.1 ผลการศึกษากรณีที่ 1 กรณีอ้างอิงให้โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องตามโหลดสูงสุดของปี 2557

กรณีที่ 1 เพิ่มกำลังการผลิตที่ได้จากฟาร์มกังหันลมเข้าไปโดยที่โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องปกติ กำลังผลิตรวมของโรงไฟฟ้าในระบบก่อนเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมมีค่า 2,230.50 MW โหลดในระบบมีค่า 2,403.90 MW กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่ได้จากโปรแกรมมีค่า 117.52 MW (กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมจากระบบของ กฟผ. มีค่า 116.00 MW) กำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จ่ายเข้าระบบภาคใต้ 262.62 MW (กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบางสะพานจากระบบของ กฟผ. มีค่า 261.00 MW) เมื่อเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบในระดับกำลังการผลิตต่างๆ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบแสดงให้เห็นดังภาพประกอบ 4-17 ซึ่งเป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเปรียบเทียบกับกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมที่เพิ่มขึ้น ผลที่ได้จากโปรแกรมพบว่า เมื่อกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีค่า 150 MW เป็นจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบมีค่าต่ำสุดที่ 115.89 MW

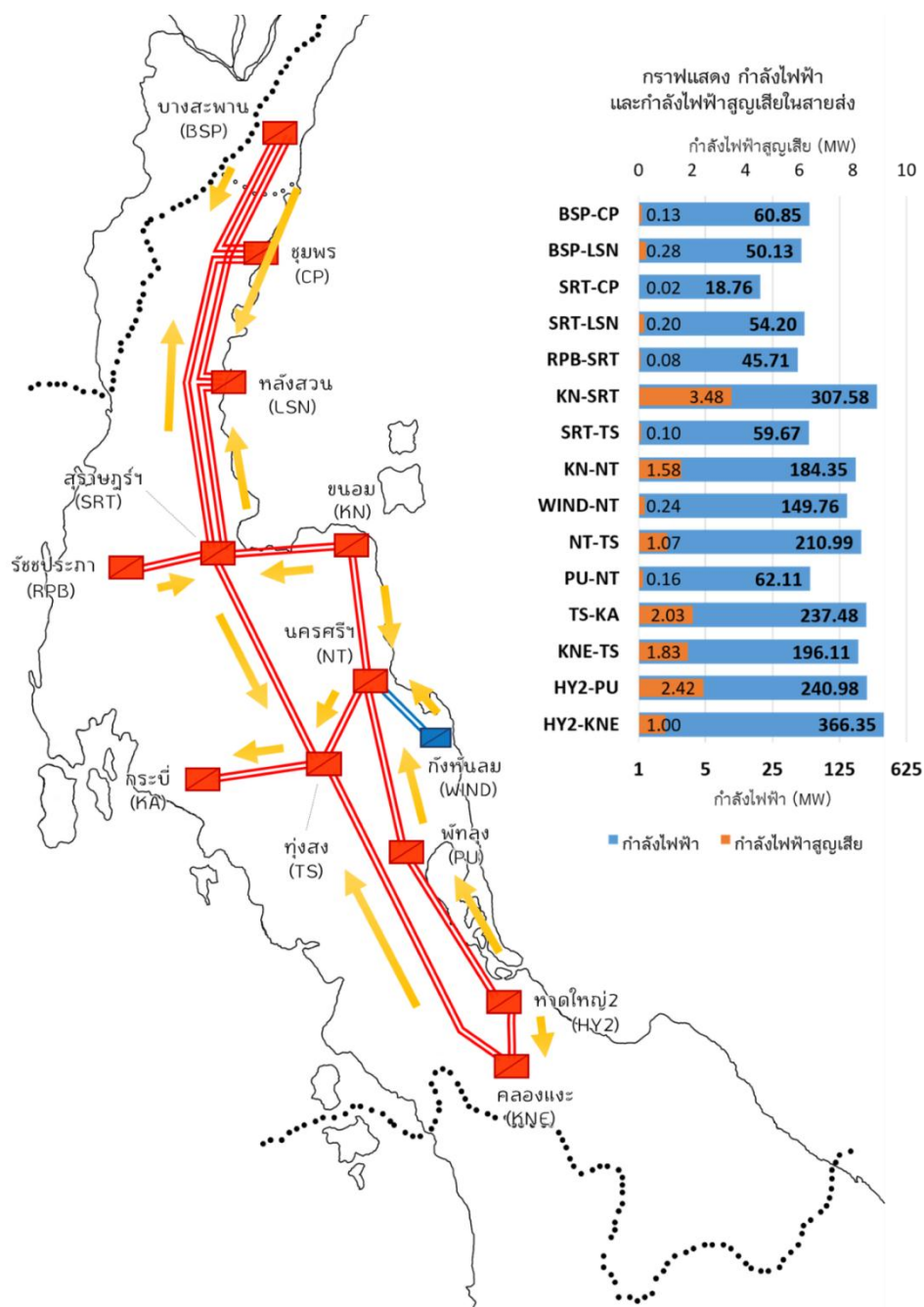


ภาพประกอบ 4-17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 1

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งทั้ง 15 วงจร จากภาพประกอบที่ 4-18 พบว่าวงจรสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) และบัสขนอม (KN) เป็นวงจรที่มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียเกิดขึ้นมากที่สุด ส่วนวงจรที่มีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านมากที่สุดคือวงจรสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสหาดใหญ่ 2 (HY2) และบัสคลองแงะ (KNE) เนื่องจากสายส่งวงจรนี้มีระยะทางที่สั้นกว่าสายส่งวงจรเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) และบัสขนอม (KN) กว่าครึ่ง จึงทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในวงจรนี้มีค่าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในวงจรเชื่อมโยงระหว่างบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) และบัสขนอม (KN) มาก

จากภาพทิศทางการไหลแสดงให้เห็นว่า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าจะนะมีเพียงพอต่อความต้องการโหลดในบัสหาดใหญ่ จึงมีกำลังไฟฟ้าเหลือไหลไปยังบัสพัทลุง (PU) และบัสทุ่งสง (TS) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมก็จะจ่ายให้แก่บัสนครศรีธรรมราช (NT) เพื่อจ่ายไปยังบัสทุ่งสง (TS) และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าขนอมก็จะไหลไปยังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปที่บัสหลังสวน (LSN) บัสชุมพร (CP) และบัสทุ่งสง (TS) โดยรวมแล้วกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการโหลด จึงทำให้มีกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) ไหลมาจ่ายให้กับกลุ่มโหลดที่บัสชุมพร (CP) และบัสหลังสวน (LSN) เพียงประมาณ 110 MW

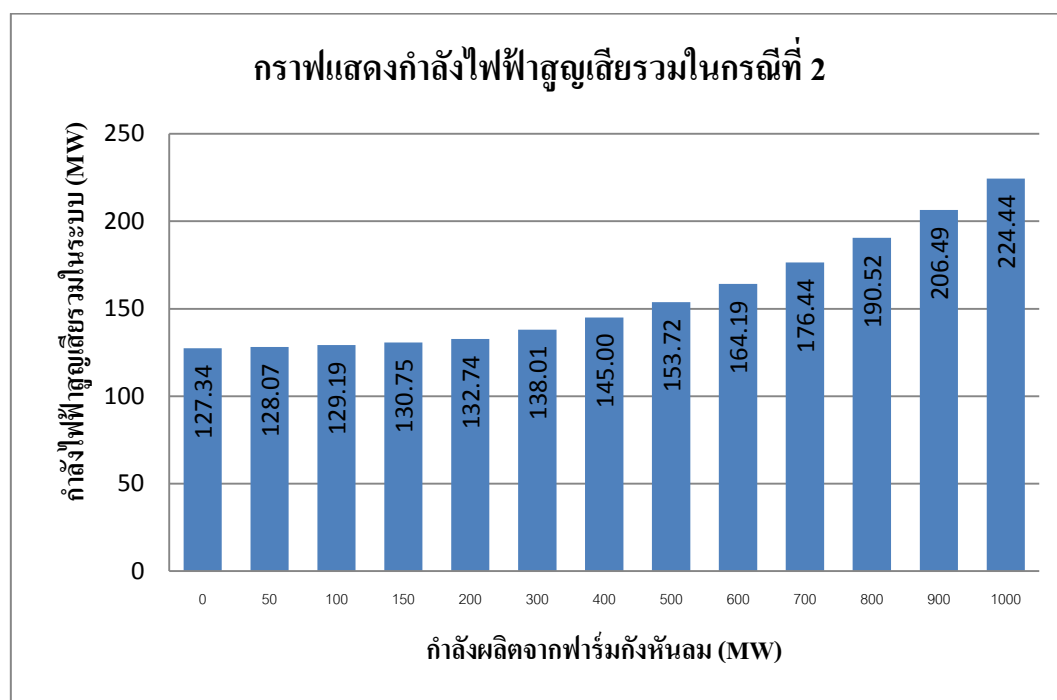
เมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าระบบมากกว่า 150 MW จะทำให้ปริมาณกำลังการผลิตมากเกินไปจนความต้องการ โหลด กำลังไฟฟ้าส่วนที่เกินก็จะไหลกลับทิศจากบัสนครศรีธรรมราช (NT) ไปยังบัสขนอม (KN) และจ่ายย้อนขึ้นไปยังบัสบางสะพาน (BSP) ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้นเมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบมากขึ้นเกิน 150 MW



ภาพประกอบ 4-18 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจร ที่ระบบมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 1

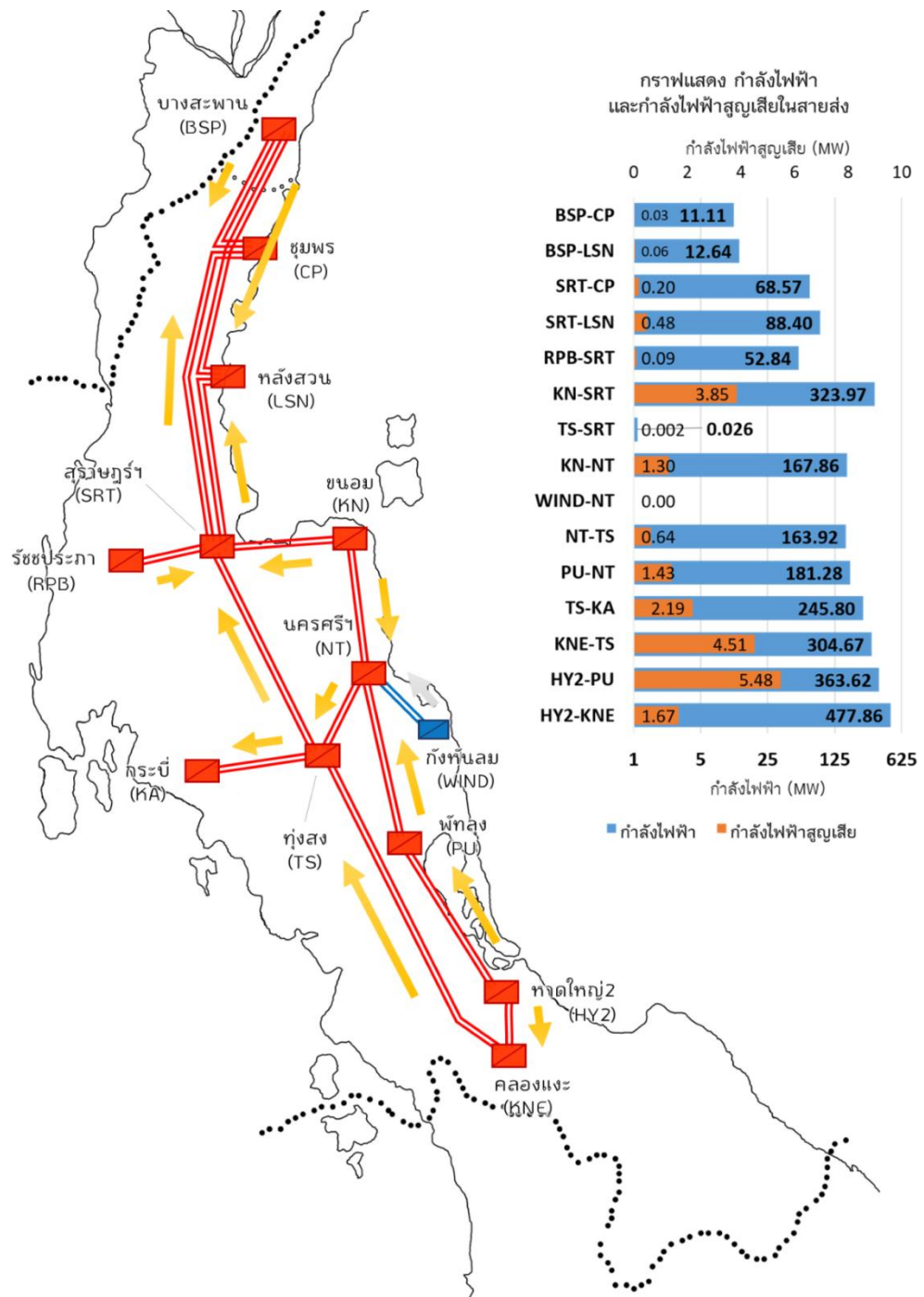
4.2.2 ผลการศึกษากรณีที่ 2 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องที่ 90 เปอร์เซ็นต์ของ พิกัดติดตั้ง

กรณีที่ 2 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องที่ 90 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้ง (คิด กำลังผลิตติดตั้งที่ 1,500 MW) หรือประมาณ 1,350 MW ในกรณีนี้กำลังผลิตรวมของระบบมีค่า 2,507.60 MW โหลดในระบบมีค่า 2,403.9 MW กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้จากโปรแกรมมีค่า 127.34 MW ทำให้ก่อนเชื่อมฟาร์มกังหันลมเข้าระบบกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จ่ายเข้าระบบ ภาคได้เพียงแค่ 23.74 MW เมื่อเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบผลที่ได้จากโปรแกรมพบว่าค่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากกำลังผลิตมีมากกว่าความต้องการโหลดของระบบในพื้นที่ภาคใต้ เมื่อมีกำลังผลิตจาก ฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าระบบเพิ่มเข้ามาทำให้มีกำลังไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่บัสบางสะพาน (BSP) และ ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ดังนั้นจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่า ต่ำสุดในกรณีที่ 2 จุดที่ฟาร์มกังหันลมไม่จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบ ดังแสดงในภาพประกอบ 4-18



ภาพประกอบ 4-19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์ม กังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 2

ภาพประกอบ 4-20 แสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจรที่ระบบมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 2 จากภาพจะเห็นว่าปริมาณกำลังผลิตที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าจะนะมีมากเกินไปจนเกินความต้องการโหลดในพื้นที่มาก สังเกตได้จากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสหาดใหญ่ 2 ขึ้นไปยังบัสพัทลุง และกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสคลองแงะขึ้นไปยังบัสทุ่งสงที่มีปริมาณเพิ่มมากขึ้นกว่ากรณีที่ 1 มาก และในกรณีนี้จะเห็นว่ามีการจ่ายจากบัสทุ่งสง (TS) ขึ้นไปยังบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) นั้นแสดงว่ากำลังไฟฟ้าที่มีมากเกินไปเกินกว่าความต้องการของกลุ่มโหลด โชนบัสที่เชื่อมต่อกับบัสกระบุรี (KA) จึงทำให้มีกำลังไฟฟ้าเหลือมากพอจ่ายให้กลุ่มโหลดที่บัสชุมพร (CP) และบัสหลังสวน (LSN) โดยที่บัสบางสะพาน (BSP) จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มมาเพียงประมาณ 25 MW เท่านั้น ดังนั้นเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้ามาก็จะเกินความต้องการของโหลดในระบบและไหลย้อนขึ้นไปยังบัสบางสะพาน (BSP) ทำให้เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจึงมีค่าเพิ่มขึ้น

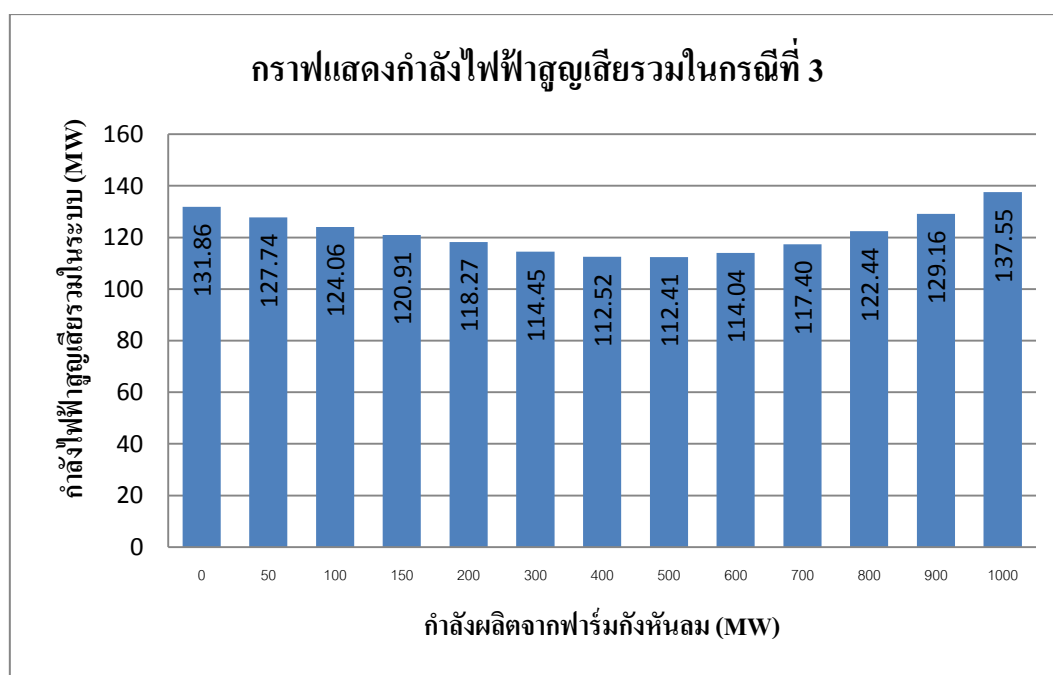


ภาพประกอบ 4-20 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจรที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 2

4.2.3 ผลการศึกษากรณีที่ 3 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องแค่ 1 เฟสเท่านั้น

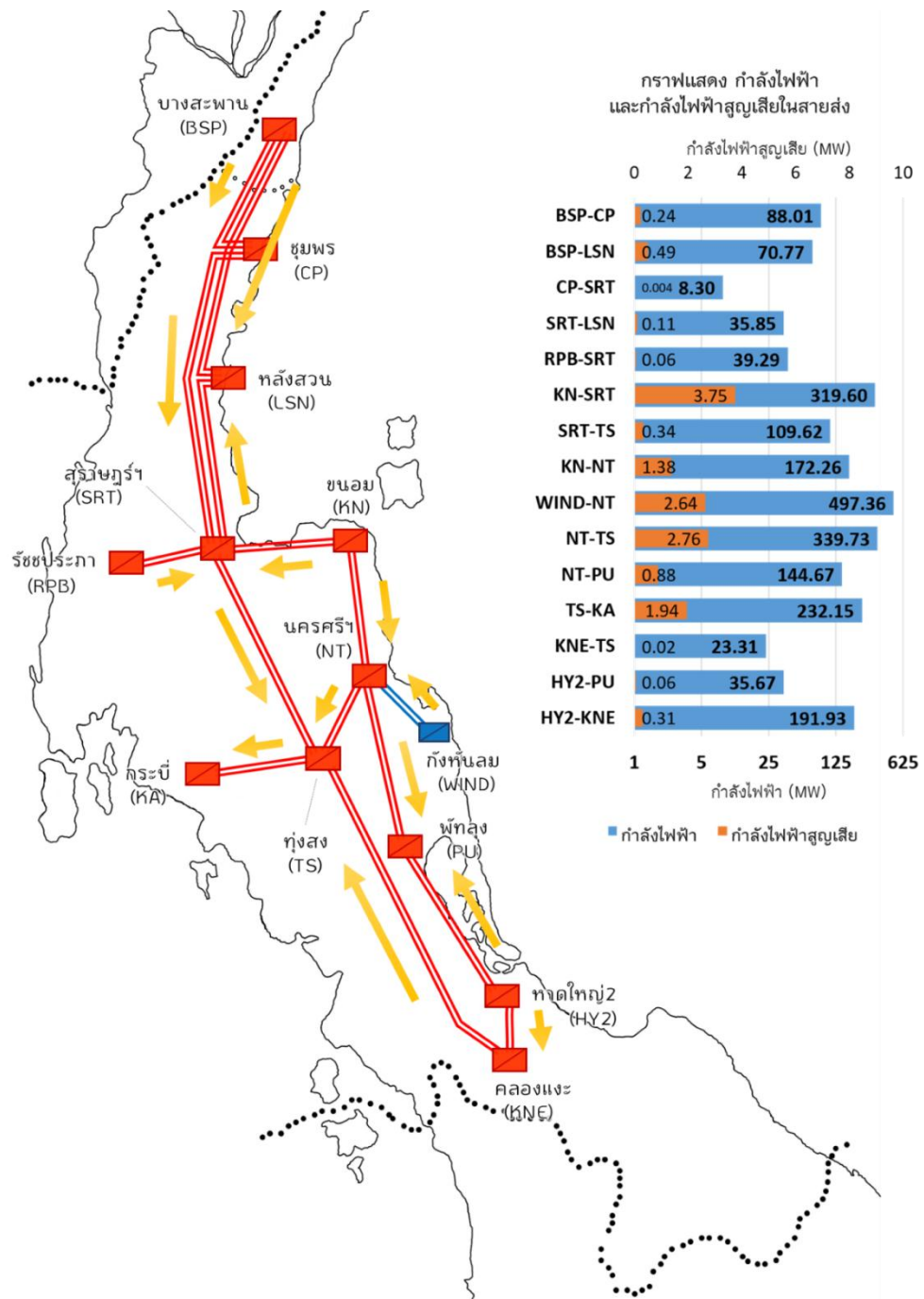
กรณีที่ 3 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเพียง 1 เฟส โดยตัดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะเฟส 2 ออกจากระบบ ในกรณีนี้โรงไฟฟ้าจะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ระบบ 700 MW กำลังผลิตรวมของระบบมีค่า 1,857.60 MW ทำให้ก่อนเชื่อมฟาร์มกังหันลมเข้าระบบกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จ่ายเข้าระบบภาคใต้ 678.26 MW โหลดในระบบมีค่า 2,403.9 MW กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้จากโปรแกรมมีค่า 131.86 MW

เมื่อเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบผลที่ได้จากโปรแกรมพบว่า เมื่อเพิ่มกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจะมีค่าลดลงจนที่ค่ากำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีค่า 500 MW เป็นจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าต่ำสุดที่ 112.41 MW และเมื่อเพิ่มกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมที่ค่ามากกว่า 500 MW ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจะปรับสูงขึ้นดังแสดงในภาพประกอบ 4-21 เป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเปรียบเทียบกับกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมที่เพิ่มขึ้นในกรณีที่ 3



ภาพประกอบ 4-21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 3

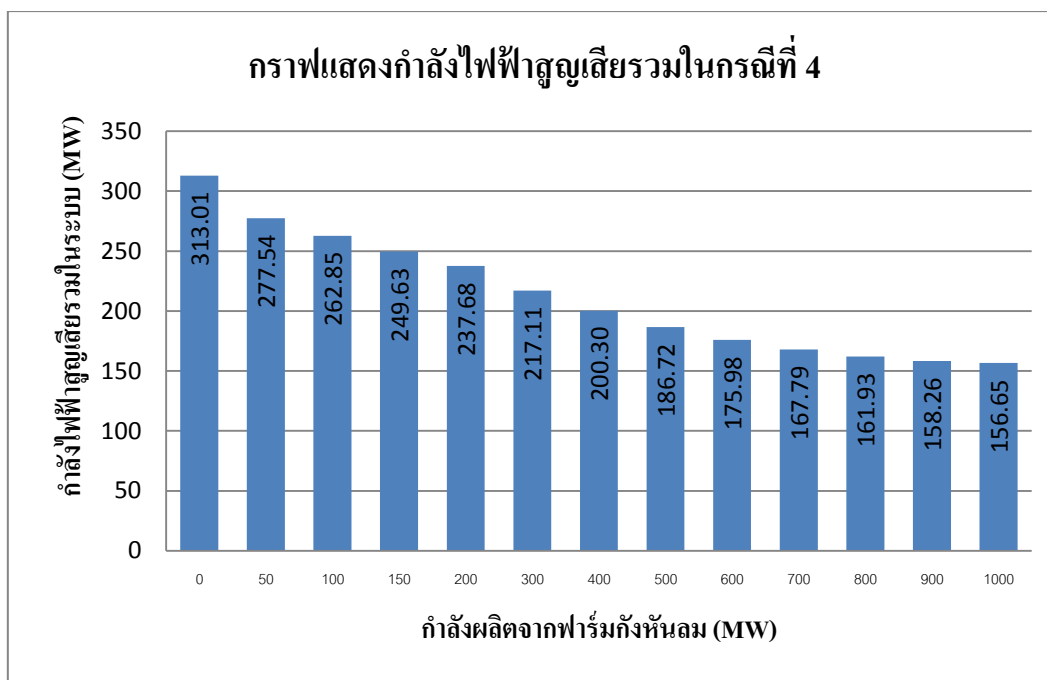
การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะเพียงเฟสเดียวนั้นจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการโหลดระบบได้ในบริเวณพื้นที่บัสภาคใหญ่2 (HY2) บัสคลองแงะ (KNE) จะมีกำลังไฟฟ้าเหลือเพียงเล็กน้อยที่จะไหลไปยังกลุ่มโหลดบัสพัทลุง (PU) และบัสทุ่งสง (TS) ทำให้กลุ่มโหลดที่บัสพัทลุง (PU) และบัสทุ่งสง (TS) ต้องมีกำลังไฟฟ้าจากบัสนครศรีธรรมราช (NT) และบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) ไหลเข้ามาเพื่อให้เพียงพอกับกลุ่มโหลด เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสสุราษฎร์ธานี (SRT) ลงมายังบัสทุ่งสง (TS) จึงลดลง ทำให้กำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จ่ายเข้าระบบลดลงด้วย เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบที่ 500 MW จะเป็นจุดที่ทำให้ปริมาณกำลังการผลิตและปริมาณโหลดในระบบมีค่าใกล้เคียงกันกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจึงมีค่าต่ำสุด และเมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบมากกว่า 500 MW ปริมาณกำลังผลิตในระบบจะมีมากกว่าปริมาณความต้องการโหลด กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือก็จะไหลขึ้นไปยังบัสบางสะพาน (BSP) กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจึงมีค่าเพิ่มขึ้น



ภาพประกอบ 4-22 กราฟแสดงทิศทางกรไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจรที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 3

4.2.4 ผลการศึกษากรณีที่ 4 โรงไฟฟ้าจะนะไม่จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบ

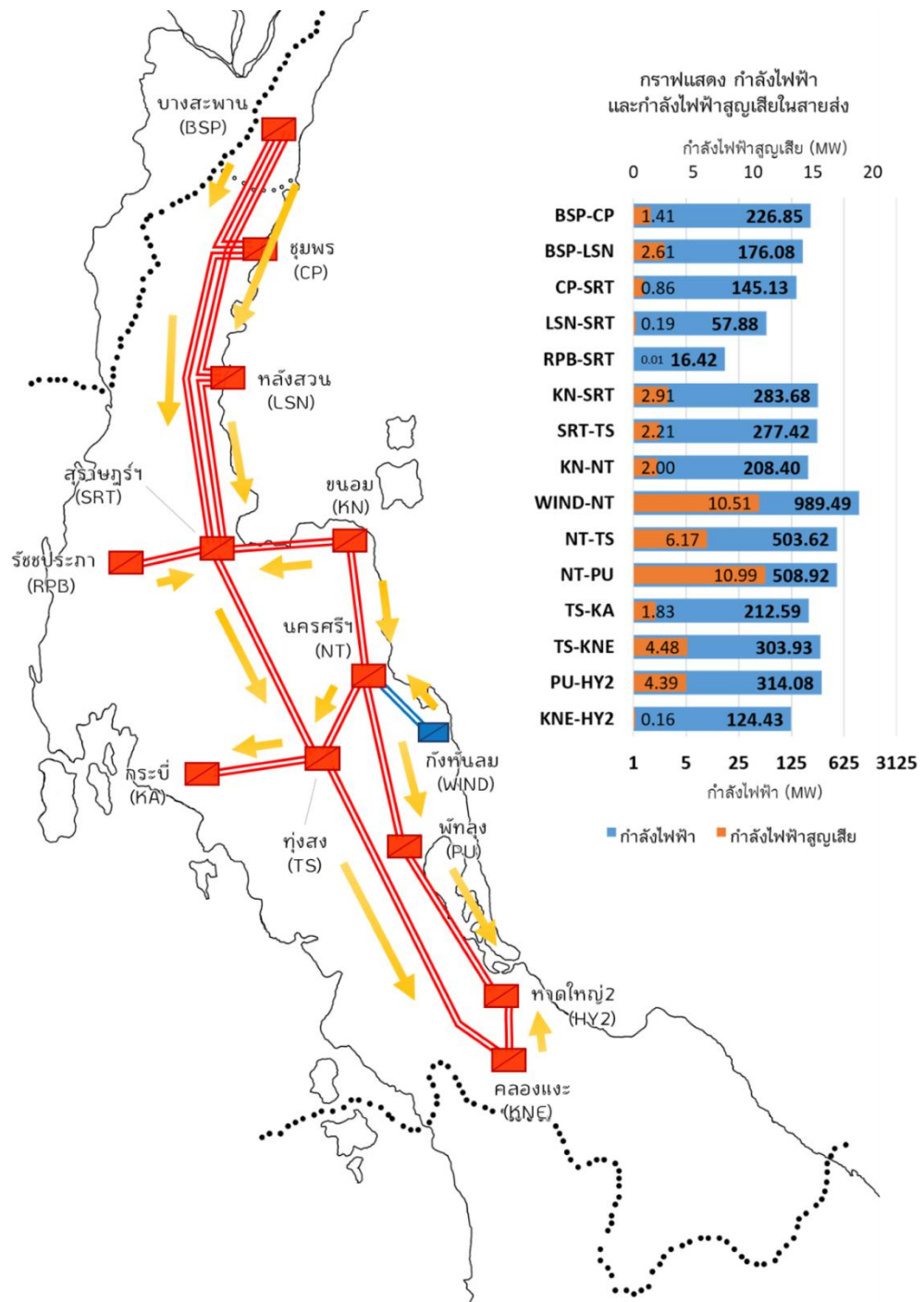
กรณีที่ 4 ให้โรงไฟฟ้าจะนะไม่จ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบทั้ง 2 เฟส ซึ่งถ้าหากเกิดกรณีนี้ขึ้นถือว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินของระบบการผลิตในภาคใต้ ในกรณีนี้กำลังผลิตรวมของระบบมีค่า 1,157.50 MW ทำให้ก่อนเชื่อมฟาร์มกังหันลมเข้าระบบกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) จ่ายเข้าระบบภาคใต้สูงถึง 1,559.41 MW โหลดในระบบมีค่า 2,403.9 MW กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้จากโปรแกรมมีค่า 313.01 MW จะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) ที่ไหลเข้าสู่ระบบมีปริมาณมากเกินไปกว่าข้อกำหนดด้านการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากภาคกลางมายังภาคใต้มาก เนื่องจากการส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้ สามารถส่งไฟฟ้าลงไปได้มากที่สุด 950 - 1,050 MW ซึ่งถ้ามีการส่งไฟฟ้ามากกว่าค่าดังกล่าวจะทำให้เกิดปัญหา Normal overload ที่หม้อแปลง 500/230 kV บางสะพาน 2 (BSP2) และ/หรือแรงดันต่ำในบริเวณภาคกลางตะวันตก และ/หรือแรงดันต่ำในบริเวณภาคใต้ ผลจากการรันด้วยโปรแกรมพบว่าค่าแรงดันที่บัสชุมพร (CP) และบัสหลังสวน (LSN) มีค่าลดลงเหลือประมาณ 218 kV ที่บัสหาดใหญ่ 2 (HY2) และบัสคลองแงะ (KNE) มีค่าลดลงเหลือประมาณ 215 kV เมื่อเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ากับระบบผลที่ได้จากโปรแกรมพบว่า เมื่อเพิ่มกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ จะช่วยลดปริมาณกำลังไฟฟ้าจากบัสบางสะพาน (BSP) ที่จ่ายเข้าสู่ระบบ และทำให้ระดับแรงดันที่บัสชุมพร (CP) บัสหาดใหญ่ 2 (HY2) และบัสอื่นๆสูงขึ้น และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบก็จะมีค่าลดลง ดังแสดงในภาพประกอบ 4-23 จากกราฟจะเห็นว่าในกรณีที่ 4 จุดที่กำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบที่ 1000 MW เป็นจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบของกรณีนี้มีค่าต่ำที่สุด



ภาพประกอบ 4-23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของสูญเสียรวมในระบบเมื่อกำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงในกรณีที่ 4

จากภาพประกอบ 4-24 เมื่อไม่มีโรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ โหลดทั้งหมดที่巴士หาดใหญ่ 2 (HY2) จึงต้องรับกำลังไฟฟ้าจาก巴士พลัง (PU) ที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมและโรงไฟฟ้าขนอม และ巴士ทุ่งสง (TS) ที่รับกำลังไฟฟ้ามาจาก巴士บางสะพาน (BSP) ซึ่งมีระยะทางไกลมากจึงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นมีค่าสูง ผลจากการรันโปรแกรมพบว่าในกรณีที่ 4 จุดที่ฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ 1000 MW เป็นจุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบมีค่าต่ำสุด และจากภาพประกอบ 4-24 จะเห็นว่าถึงแม้ว่าฟาร์มกังหันลมจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบมากถึง 1000 MW巴士บางสะพาน (BSP) ก็ยังต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสูงถึง 400 MW

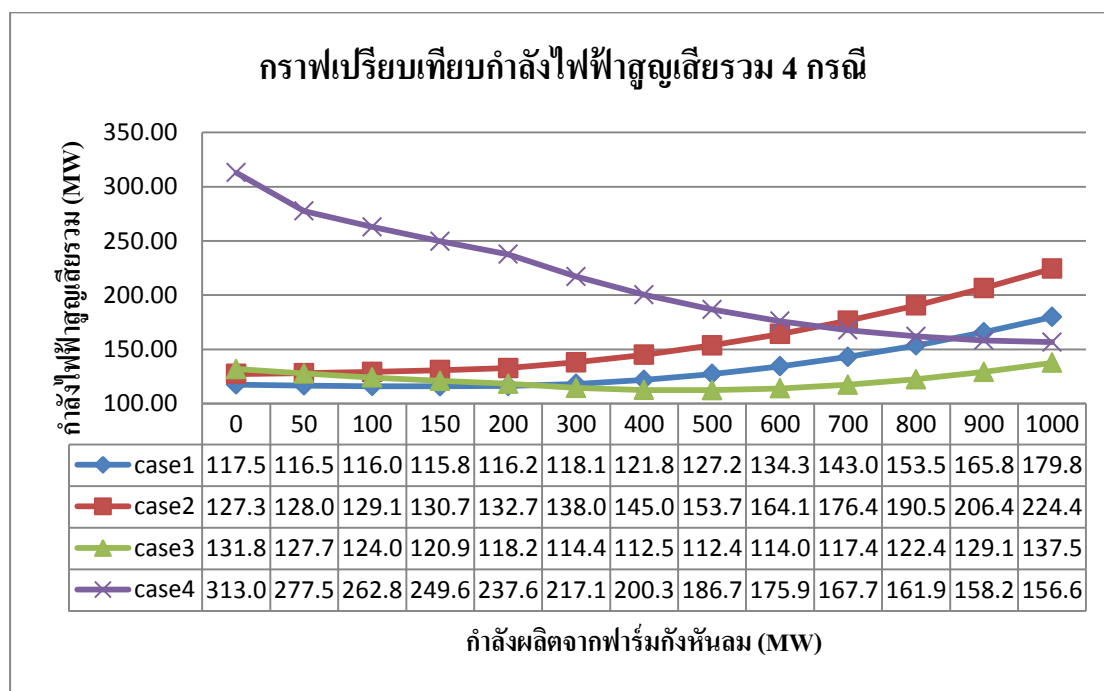
ในกรณีที่ 4 นี้ ความเป็นไปได้ที่ฟาร์มกังหันลมจะจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบมากถึง 1000 MW นั้นมีโอกาสเป็นไปได้น้อยมาก ดังนั้นในทางปฏิบัติถ้าเกิดกรณีที่โรงไฟฟ้าจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ สิ่งแรกที่ต้องพิจารณาคือลดปริมาณความต้องการโหลดในพื้นที่ออกให้ได้มากที่สุด ซึ่งโดยปกติในกรณีเหตุการณ์ฉุกเฉินเช่นนี้ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีแผนปลดโหลดรองรับเพื่อให้ส่งผลกระทบต่อระบบและผู้ใช้ไฟน้อยที่สุด



ภาพประกอบ 4-24 กราฟแสดงทิศทางการไหลและปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 15 วงจรที่ระบบมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุดในกรณีที่ 4

จากการศึกษาทั้ง 4 กรณี พบว่ากรณีที่ 3 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเพียง 1 เฟส เท่านั้น โดยตัดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะเฟส 2 ออกจากระบบ จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมของระบบเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมมีค่าน้อยที่สุด โดยที่กำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลม 500 MW จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบของกรณีที่ 3 มีค่าต่ำสุด นอกจากนั้นในกรณีที่ 3 จะเห็นว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบเมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงจะมีค่าต่ำสุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1, 2 และกรณีที่ 4

จากการศึกษาการประมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่กังหันลมสามารถผลิตได้พบว่าความเป็นไปได้ที่ฟาร์มกังหันลมจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ มีค่าอยู่ที่ประมาณ 10 % ของกำลังผลิตติดตั้ง คือประมาณ 100 MW ซึ่งใกล้เคียงกับกำลังผลิตที่ทำให้กรณีที่ 1 มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด จากภาพประกอบ 4-25 พบว่าเมื่อกำลังการผลิตที่ได้จากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 0-200 MW ควรเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะตามกรณีที่ 1 และเมื่อกำลังการผลิตที่ได้จากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 201-1000 MW ควรเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะนะตามกรณีที่ 3 จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบมีค่าต่ำสุด



ภาพประกอบ 4-25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเปรียบเทียบทั้ง 4 กรณี

4.3 ต้นทุนการผลิตเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ

ตารางที่ 4-2 ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าลงทุนก่อสร้าง ล้านบาท/เมกะวัตต์	ต้นทุนการผลิต บาท/หน่วย
ก๊าซธรรมชาติ	26.9	2.88
ถ่านหินนำเข้า	55.2	2.56
นิวเคลียร์	117.4	2.46
พลังน้ำขนาดใหญ่	122.5	0.67
น้ำมันเตา	50.5	6.16
น้ำมันดีเซล	15.5	11.62
พลังน้ำขนาดเล็ก	70	2-10
ลม	60-85	5-6
แสงอาทิตย์	80-125	10-13
ชีวมวล	40-70	3-3.5

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [20]

ตารางที่ 4-2 แสดงค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยเราจะนำค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยจากตารางที่ 4 มาใช้อ้างอิงในการเปรียบเทียบต้นทุนในการผลิตรวมของกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี ในการคำนวณต้นทุนการผลิตเราจะใช้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของฟาร์มกังหันลมอยู่ที่ 6.00 บาทต่อหน่วย และต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าจะนะและโรงไฟฟ้าอื่นๆในระบบ ต้นทุนกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสบางสะพาน (BSP) มายังภาคใต้ และต้นทุนที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบอยู่ที่ 2.88 บาทต่อหน่วย

จากข้อมูลไหลที่นำมาใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่สภาวะปกติไม่มีโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้ามาในระบบ โหลดรวมของระบบอยู่ที่ 2,620 MW (ข้อมูลจริงจากระบบ กฟผ.) โดยแยกเป็นโหลดของผู้ใช้ไฟ 2,404 MW และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ 116 MW เมื่อคิดที่ต้นทุนการผลิตต่อหน่วย 2.88 บาทต่อหน่วย ต้นทุนการผลิตรวมของระบบจึงมีค่า $2,620 * 10^3 * 2.88 = 7,545.6 * 10^3$ บาท และเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่

ระบบเราสามารถคำนวณต้นทุนที่เกิดขึ้นของจุดที่ฟาร์มกังหันลมเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบหลักและทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบต่ำสุดของทั้ง 4 กรณีดังตารางที่จะแสดงในส่วนถัดไป

ในแต่ละกรณีจะเปรียบเทียบต้นทุนรวมของระบบโดยแบ่งเป็น 4 กรณีย่อย ซึ่งกรณีย่อยทั้ง 4 กรณีพิจารณาจากจุดที่ฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบแล้วทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบของแต่ละกรณีมีค่าต่ำสุดได้แก่

กรณีย่อยที่ 1 ต้นทุนรวมเมื่อไม่มีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ ซึ่งทำให้กรณีที่ 2 มีกำลังสูญเสียรวมในระบบต่ำสุด

กรณีย่อยที่ 2 ต้นทุนรวมเมื่อมีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ 150 MW ซึ่งทำให้กรณีที่ 1 มีกำลังสูญเสียรวมในระบบต่ำสุด

กรณีย่อยที่ 3 ต้นทุนรวมเมื่อไม่มีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ 500 MW ซึ่งทำให้กรณีที่ 3 มีกำลังสูญเสียรวมในระบบต่ำสุด

กรณีย่อยที่ 4 ต้นทุนรวมเมื่อไม่มีกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ 1000 MW ซึ่งทำให้กรณีที่ 4 มีกำลังสูญเสียรวมในระบบต่ำสุด

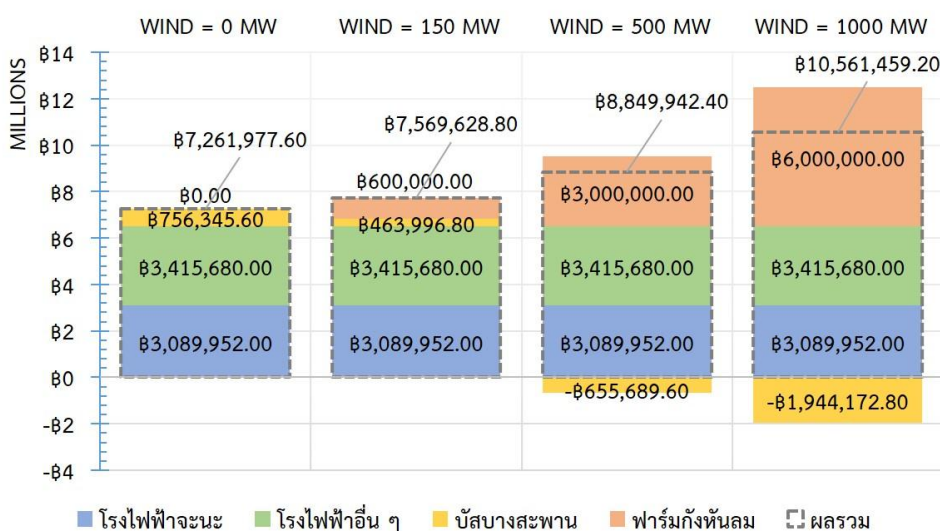
ตารางที่ 4-3 ถึง ตารางที่ 4-4 แสดงต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในแต่ละกรณี จากตารางจะเห็นว่าตัวแปรที่ทำให้ต้นทุนในการผลิตรวมมีการเปลี่ยนแปลงคือต้นทุนการผลิตที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัสบางสะพาน และต้นทุนการผลิตจากฟาร์มกังหันลมที่จ่ายเข้าสู่ระบบ ต้นทุนที่เกิดจากโรงไฟฟ้าจะนะและต้นทุนที่เกิดจากโรงไฟฟ้าอื่นๆ จะมีค่าคงที่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าไม่มีการเปลี่ยนแปลง ต้นทุนที่เกิดจากบัสบางสะพานจะมีการเปลี่ยนแปลงเป็นค่าบวกและค่าลบ โดยต้นทุนที่เป็นค่าบวกเกิดจากการดึงกำลังไฟฟ้าจากภาคกลางลงมาจ่ายให้โหลดในภาคใต้ และต้นทุนที่เป็นค่าลบคือกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ส่งจ่ายผ่านบัสสะพานขึ้นไปยังภาคกลาง ต้นทุนที่เกิดจากบัสฟาร์มกังหันลมที่จะเพิ่มขึ้นตามปริมาณกำลังผลิตที่จ่ายเข้าระบบ

จากตารางจะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงในแต่ละกรณี ไม่ได้มีผลทำให้ต้นทุนรวมในระบบมีค่าลดลง และจุดที่ต้นทุนรวมในระบบมีค่าต่ำสุดไม่ใช่จุดที่กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบมีค่าต่ำสุด ตัวแปรที่มีผลต่อต้นทุนรวมในระบบสูงสุดคือต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากบัสฟาร์มกังหันลม ดังแสดงในภาพประกอบ 4-26 ถึง ภาพประกอบ 4-29 สีฟ้าแสดงต้นทุนที่เกิดจากกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะ สีเขียวแสดงต้นทุนที่เกิดจากกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าอื่นๆ สีเหลืองแสดงต้นทุนที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านบัสบางสะพาน สีส้มแสดงต้นทุนที่เกิดจากกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลม พื้นที่ที่อยู่ในเส้นประคือต้นทุนรวมที่เกิดขึ้นในระบบ

ตารางที่ 4-3 ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 1

กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออก จากฟาร์มกังหันลม	ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)					Loss (MW)
	โรงไฟฟ้าจะนะ	โรงไฟฟ้าอื่น ๆ	บัสบางสะพาน	ฟาร์มกังหันลม	ผลรวม	
WIND = 0 MW			(MW) 262.62 (฿/kWh) 2.88 ฿756,345.60	(MW) 0.00 (฿/kWh) 6.00 ฿0.00	฿7,261,977.60	117.52
WIND = 150 MW	(MW) 1,072.90 (฿/kWh) 2.88	(MW) 1,186.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 110.99 (฿/kWh) 2.88 ฿319,651.20	(MW) 150.00 (฿/kWh) 6.00 ฿900,000.00	฿7,725,283.20	115.89
WIND = 500 MW	฿3,089,952.00	฿3,415,680.00	(MW) -227.67 (฿/kWh) 2.88 -฿655,689.60	(MW) 500.00 (฿/kWh) 6.00 ฿3,000,000.00	฿8,849,942.40	127.23
WIND = 1000 MW			(MW) -675.06 (฿/kWh) 2.88 -฿1,944,172.80	(MW) 1,000.00 (฿/kWh) 6.00 ฿6,000,000.00	฿10,561,459.20	179.84

ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า
กรณีที่ 1 : กรณีอ้างอิงให้โรงไฟฟ้าทุกโรงเดินเครื่องตามโหลดสูงสุดของปี 2557



ภาพประกอบ 4-26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 1

กรณีที่ 1 เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 500 MW และ 1000 MW จะมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนไหลย้อนกลับไปยังบัสบางสะพาน ทำให้ต้นทุนในส่วนนั้นมีค่าเป็นลบ คิดเป็นเงิน -0.655 ล้านบาท ที่ 500 MW และ -1.944 ล้านบาท ที่ 1000 MW ในกรณีนี้จุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 150 MW โดยมีต้นทุนรวมคิดเป็นเงิน 7.569 ล้านบาท และจุดที่ระบบมีต้นทุนรวมต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ มีต้นทุนรวมคิดเป็นเงิน 7.261 ล้านบาท

ตารางที่ 4-4 ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 2

กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออก จากฟาร์มกังหันลม	ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)					Loss (MW)
	โรงไฟฟ้าจะนะ	โรงไฟฟ้าอื่น ๆ	บัสบางสะพาน	ฟาร์มกังหันลม	ผลรวม	
WIND = 0 MW			(MW) 23.74 (฿/kWh) 2.88 ฿68,371.20	(MW) 0.00 (฿/kWh) 6.00 ฿0.00	฿7,372,051.20	127.34
WIND = 150 MW	(MW) 1,350.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 1,186.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) -122.85 (฿/kWh) 2.88 -฿353,808.00	(MW) 150.00 (฿/kWh) 6.00 ฿900,000.00	฿7,849,872.00	130.75
WIND = 500 MW	฿3,888,000.00	฿3,415,680.00	(MW) -449.88 (฿/kWh) 2.88 -฿1,295,654.40	(MW) 500.00 (฿/kWh) 6.00 ฿3,000,000.00	฿9,008,025.60	153.72
WIND = 1000 MW			(MW) -879.16 (฿/kWh) 2.88 -฿2,531,980.80	(MW) 1,000.00 (฿/kWh) 6.00 ฿6,000,000.00	฿10,771,699.20	224.44

ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า

กรณีที่ 2 : โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่อง 90 เปอร์เซ็นต์ ของที่กักติดตั้ง (จ่ายโหลด 1,350 MW)



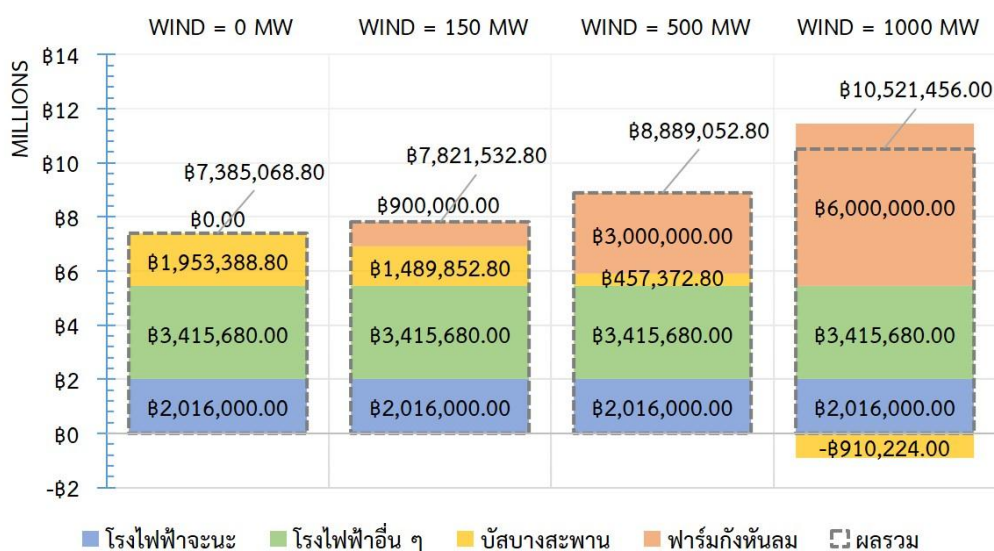
ภาพประกอบ 4-27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 2

กรณีที่ 2 เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 150 MW, 500 MW และ 1000 MW จะมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนไหลย้อนกลับไปยังบัสบางสะพาน ทำให้ต้นทุนในส่วนนั้นมีค่าเป็นลบ มีค่า -0.353 ล้านบาท ที่ 150 MW , 1.295 ล้านบาท ที่ 500 MW และ 2.531 ล้านบาท ที่ 1000 MW ในกรณีนี้จุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมและต้นทุนการผลิตรวมในระบบมีค่าต่ำสุดเป็นจุดเดียวกันคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยมีต้นทุนรวมคิดเป็นเงิน 7.372 ล้านบาท

ตารางที่ 4-5 ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 3

กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออก จากฟาร์มกังหันลม	ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)					Loss (MW)
	โรงไฟฟ้าจะนะ	โรงไฟฟ้าอื่น ๆ	บัสบางสะพาน	ฟาร์มกังหันลม	ผลรวม	
WIND = 0 MW			(MW) 678.26 (฿/kWh) 2.88 ฿1,953,388.80	(MW) 0.00 (฿/kWh) 6.00 ฿0.00	฿7,385,068.80	131.86
WIND = 150 MW	(MW) 700.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 1,186.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 517.31 (฿/kWh) 2.88 ฿1,489,852.80	(MW) 150.00 (฿/kWh) 6.00 ฿900,000.00	฿7,821,532.80	120.91
WIND = 500 MW	฿2,016,000.00	฿3,415,680.00	(MW) 158.81 (฿/kWh) 2.88 ฿457,372.80	(MW) 500.00 (฿/kWh) 6.00 ฿3,000,000.00	฿8,889,052.80	112.41
WIND = 1000 MW			(MW) -316.05 (฿/kWh) 2.88 -฿910,224.00	(MW) 1,000.00 (฿/kWh) 6.00 ฿6,000,000.00	฿10,521,456.00	137.55

ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า
กรณีที่ 3 : โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่อง 1 เฟส (จ่ายโหลด 700 MW)



ภาพประกอบ 4-28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 3

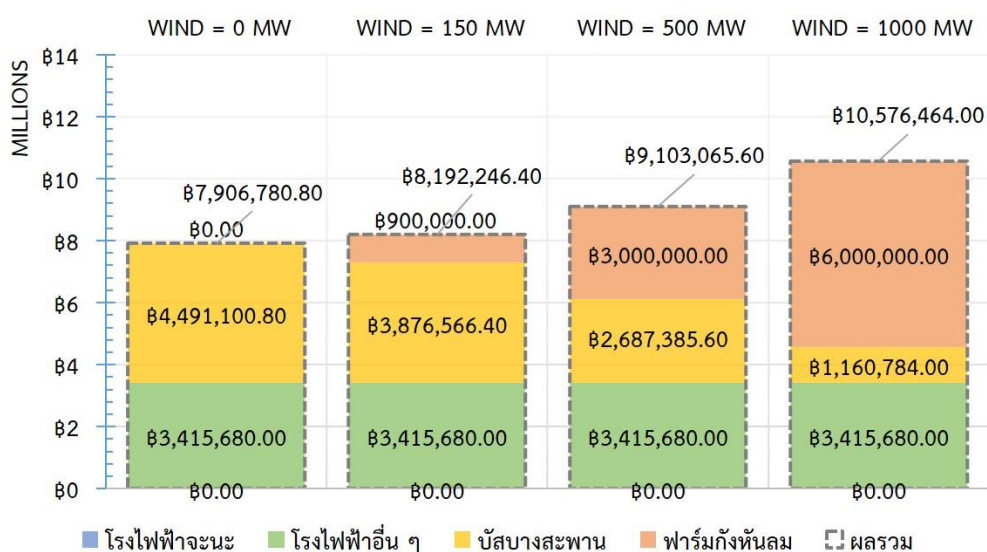
กรณีที่ 3 เมื่อฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 1000 MW จะมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนไหลย้อนกลับไปยังบัสบางสะพาน ทำให้ต้นทุนในส่วนนั้นมีค่าเป็นลบ มีค่า -0.910 ล้านบาท ในกรณีนี้จุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 500 MW และจุดที่ระบบมีต้นทุนรวมต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ตารางที่ 4-6 ต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 4

กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออก จากฟาร์มกังหันลม	ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)					Loss (MW)
	โรงไฟฟ้าจะนะ	โรงไฟฟ้าอื่น ๆ	บัสบางสะพาน	ฟาร์มกังหันลม	ผลรวม	
WIND = 0 MW			(MW) 1559.41 (฿/kWh) 2.88 ฿4,491,100.80	(MW) 0.00 (฿/kWh) 6.00 ฿0.00	฿7,906,780.80	313.01
WIND = 150 MW	(MW) 0.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 1,186.00 (฿/kWh) 2.88	(MW) 1346.03 (฿/kWh) 2.88 ฿3,876,566.40	(MW) 150.00 (฿/kWh) 6.00 ฿900,000.00	฿8,192,246.40	249.63
WIND = 500 MW	⋮ ฿0.00	฿3,415,680.00	(MW) 933.12 (฿/kWh) 2.88 ฿2,687,385.60	(MW) 500.00 (฿/kWh) 6.00 ฿3,000,000.00	฿9,103,065.60	186.72
WIND = 1000 MW			(MW) 403.05 (฿/kWh) 2.88 ฿1,160,784.00	(MW) 1,000.00 (฿/kWh) 6.00 ฿6,000,000.00	฿10,576,464.00	156.65

ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า

กรณีที่ 4 : โรงไฟฟ้าจะนะไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบได้ทั้ง 2 เฟส



ภาพประกอบ 4-29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ต้นทุนรวมการผลิตในกรณีที่ 4

กรณีที่ 4 ในกรณีนี้ต้นทุนกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะจะหายไป และจะไม่มีกำลังไฟฟ้าจากระบบภาคใต้ไหลย้อนกลับไปยังบัสบางสะพาน ทำให้มีต้นทุนการผลิตที่คิดลงในกรณีนี้จุดที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 1000 MW ซึ่งเป็นจุดที่ทำให้ต้นทุนการผลิตรวมของระบบมีค่าสูงสุดที่ 10.576 ล้านบาท และจุดที่ระบบมีต้นทุนรวมต่ำสุดคือจุดที่ฟาร์มกังหันลมไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

จากการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตรวมของทั้ง 4 กรณีหลักที่กรณีย่อยต่างๆ โดยทั้ง 4 กรณีหลัก เราได้ศึกษาแต่ละกรณีย่อย 4 กรณี คือ กรณีย่อยที่ 1 ไม่มีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ กรณีย่อยที่ 2 จ่ายกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ 150 MW กรณีย่อยที่ 3 จ่ายกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ 500 MW และกรณีย่อยที่ 4 จ่ายกำลังผลิตจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ 1000 MW โดยจากการเปรียบเทียบทุกกรณีย่อยของทุกกรณีหลักจะพบว่าจุดที่ทำให้แต่กรณีหลักมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบต่ำสุด ไม่ใช่จุดที่ทำให้ต้นทุนการผลิตรวมของระบบมีค่าต่ำสุด โดยต้นทุนการผลิตรวมของระบบที่เพิ่มขึ้นจะแปรตามกำลังการผลิตที่กังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ เมื่อกังหันลมจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้นต้นทุนการผลิตรวมของระบบก็จะเพิ่มมากขึ้นด้วยเช่นกัน ถึงแม้ว่าบางกรณีย่อยจะมีต้นทุนการผลิตที่ลดลงจากการจ่ายกำลังผลิตย่อยขึ้นไปยังบัสบางสะพานแล้วก็ตาม ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากต้นทุนในการการผลิตต่อหน่วยของฟาร์มกังหันลมมีค่าสูงกว่าต้นทุนการผลิตจากก๊าซธรรมชาติกว่าสองเท่า ทำให้ต้นทุนที่ลดลงจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงเพียงเล็กน้อย มีผลต่อต้นทุนการผลิตรวมน้อยมากเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากฟาร์มกังหันลม ดังนั้นเมื่อคิดในทางเศรษฐศาสตร์การลงทุนติดตั้งฟาร์มกังหันลมจึงมีข้อเสียที่ทำให้ต้นทุนในการการผลิตรวมของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น

บทที่ 5

บทสรุป

5.1. บทสรุป

งานวิจัยชิ้นนี้นำเสนอการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในภาคใต้เมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมขนาด 1000 MW เข้าสู่ระบบหลักของภาคใต้ โดยเชื่อมโยงกับฟาร์มกังหันลม (Wind) เข้ากับบัสนครศรีธรรมราช (NT) ที่ระดับแรงดัน 230 kV โดยในการศึกษาเราจะแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 4 กรณีหลักคือ กรณีที่ 1 ศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ามาในระบบโดยใช้กำลังผลิตและค่าโหลดสูงสุดของปี 2557 ซึ่งใช้กรณีนี้เป็นกรณีอ้างอิง กรณีที่ 2 ศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ามาในระบบโดยให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่อง 90 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้ง (โรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบหลัก 1,350 MW) กรณีที่ 3 ศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้ามาในระบบโดยให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเฟส 1 เพียง 1 เฟส (โรงไฟฟ้าจะนะจ่ายกำลังผลิตเข้าสู่ระบบหลัก 700 MW) และกรณีที่ 4 ตัดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าออกจากระบบ

จากการศึกษาทั้ง 4 กรณี พบว่ากรณีที่ 3 ให้โรงไฟฟ้าจะนะเดินเครื่องเพียง 1 เฟสเท่านั้น จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมของระบบเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมมีค่าน้อยที่สุด โดยที่กำลังการผลิตจากฟาร์มกังหันลม 500 MW จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบของกรณีที่ 3 มีค่าต่ำสุด นอกจากนั้นในกรณีที่ 3 จะเห็นว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดในระบบเมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากฟาร์มกังหันลมมีการเปลี่ยนแปลงจะมีค่าต่ำสุดเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1, 2 และ 4

นอกจากนี้ในแง่ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียแล้วเมื่อมองในแง่เสถียรภาพของระบบความสามารถและข้อจำกัดในด้านสายส่งของสายส่งในปัจจุบัน การจ่ายกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมจะเป็นการจ่ายกำลังผลิตให้กลุ่มโหลดในพื้นที่โซนจังหวัดภูเก็ต กระบี่ พังงา ซึ่งใกล้เคียงกว่าการจ่ายกำลังผลิตมาจากโรงไฟฟ้าจะนะ ช่วยลดการจ่ายกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะไม่ให้เดินเครื่องเต็มพิกัด และยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านวงจรสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัสคลองแงะ (KNE) กับบัสทุ่งสง (TS) อีกด้วย

แต่จากการศึกษาการประมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่กังหันลมสามารถผลิตได้พบว่าความเป็นไปได้ที่ฟาร์มกังหันลมจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ มีค่าอยู่ที่ประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้งซึ่งใกล้เคียงกับกำลังผลิตที่ทำให้กรณีที่ 1 มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด คือกรณีที่ 1 ที่ฟาร์มกังหันลมสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบได้ 150 MW ดังนั้นจาก

การศึกษาโดยพิจารณาจากความไม่แน่นอนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ เมื่อฟาร์มกังหันลมสามารถจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบได้ในช่วง 0-200 MW ควรจ่ายกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะทั้ง 2 เฟส ประมาณ 1000 MW ดังกรณีที่ 1 และเมื่อฟาร์มกังหันลมสามารถจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบได้ในช่วง 201-1000 MW ควรจ่ายกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าจะนะเพียง 1 เฟส ดังกรณีที่ 3

เมื่อมองในแง่ของเศรษฐศาสตร์ของทั้ง 4 กรณี เมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบ พบว่าจุดที่ทำให้แต่ละกรณีหลักมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบต่ำสุด ไม่ใช่จุดที่ทำให้ต้นทุนการผลิตรวมของระบบมีค่าต่ำสุด โดยต้นทุนการผลิตรวมของระบบที่เพิ่มขึ้นจะแปรตามกำลังการผลิตที่กังหันลมจ่ายเข้าสู่ระบบ เมื่อกังหันลมจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้นต้นทุนการผลิตรวมของระบบก็จะเพิ่มมากขึ้นด้วยเช่นกัน ถึงแม้ว่าบางกรณีย่อยจะมีต้นทุนการผลิตที่ลดลงจากการจ่ายกำลังผลิตย่อยขึ้นไปยังบัสบางสะพานแล้วก็ตาม ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากต้นทุนในการการผลิตต่อหน่วยของฟาร์มกังหันลมมีค่าสูงกว่าต้นทุนการผลิตจากก๊าซธรรมชาติถึงสองเท่า ทำให้ต้นทุนที่ลดลงจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงเพียงเล็กน้อย มีผลต่อต้นทุนการผลิตรวมน้อยมากเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากฟาร์มกังหันลม

ดังนั้นสรุปได้ว่าเมื่อมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลมเข้าสู่ระบบหลักถ้ามองในด้านของเศรษฐศาสตร์ถือว่ายังไม่คุ้มกับการลงทุน เนื่องจากต้นทุนการผลิตต่อหน่วยสูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมาก แต่ถ้ามองในด้านของเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบ โรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมสามารถช่วยให้ระบบในภาคใต้มีความมั่นคงเพิ่มขึ้นจากสถานะปกติ และโดยเฉพาะกรณีที่โรงไฟฟ้าจะนะไม่สามารถจ่ายกำลังการผลิตเข้าสู่ระบบได้ทั้ง 2 เฟส

5.2. ปัญหาและแนวทางแก้ไข

5.2.1 ค่ากำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบอาจมีความคลาดเคลื่อนจากระบบจริงเล็กน้อยเนื่องจากการยุบรวมจำนวน โหลดและหม้อแปลงในบางสถานีไฟฟ้าในแบบจำลองเพื่อให้ง่ายต่อการวาดแบบของลง แก้ไขโดยการวาดแบบจำลองใหม่โดยไม่ต้องยุบรวม โหลดและหม้อแปลง

5.2.2 กังหันลมที่ใช้ในกรณีศึกษาอาจจะเป็นเทคโนโลยีที่เก่าเมื่อเทียบกับปัจจุบัน หากมีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมจริงควรจะใช้กังหันลมรุ่นใหม่ที่มีจุด Cut in speed และ Rate speed ที่มีค่าต่ำกว่ารุ่นที่ใช้ศึกษา เพื่อให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้น

5.3. แนวทางการพัฒนาต่อไป

5.3.1 แบบจำลองที่ออกแบบสามารถนำไปออกแบบเพิ่มเติมเพื่อใช้วิเคราะห์กรณีมีการเชื่อมต่อฟาร์มกังหันลม โซลาร์ฟาร์ม หรือกรณีมีการเชื่อมต่อจากแหล่งจ่ายประเภทอื่นๆ เพิ่มเติมในพื้นที่ภาคใต้ได้

5.3.2 ในส่วนของโปรแกรม DIGSILENT สามารถวิเคราะห์เพิ่มเติมในด้านอื่นๆ เช่น ฮาร์โมนิก กระแสลัดวงจร เป็นต้น โดยใช้แบบจำลองที่สร้างขึ้นไปวิเคราะห์

บรรณานุกรม

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “Yearly Operating Program 2015 Book Final,” 2558
- [2] “สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของไทย,” Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=579&Itemid=116 [Accessed: January 5, 2015]
- [3] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553-2573” 2554
- [4] “Global Wind Energy Outlook 2014,” Available: http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/-2014/10/GWEO2014_WEB.pdf [Accessed: January 5, 2015]
- [5] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “สรุปข้อมูลการประชุม กพท - กฟผ.ปี 2557,” 2557
- [6] มหาวิทยาลัยทักษิณ, “รายงานการวิจัยการศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้,” 2551
- [7] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “รายงานสรุปสถานะ การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในพื้นที่ กฟต.3 ประจำเดือน ธันวาคม 2555,” 2556
- [8] V. Thaper, G.Agnihotri, and V.K. Sethi, “Critical analysis of methods for mathematical modeling of wind turbines,” *Trans. On Renewable Energy*, Vol.31, No.11, Nov. 2011, pp.3166-3177.
- [9] L.Wang, Y.H.Lin and Y.T.Chen, “Load-flow analysis of a wind farm containing multiple wind-driven wound-rotor induction generators with dynamic slip control using RX model,” *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, Vol.2, No.3, Feb. 2011, pp.256-264.
- [10] J.Hetzer, D.C.Yu and K.Bhattarai “An economic dispatch model incorporating wind power,” *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.23, No.2, June. 2008, pp.603-611.
- [11] E.Vittal, M.O’Malley and A.Keane, “A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind,” *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.25, No.1, Feb. 2010, pp.433-442.
- [12] D.Villanueva, L.Pazos and A.Feijoo, “Probabilistic load flow including wind power generator,” *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.26, No.3, Aug. 2011, pp.1659-1667.

- [13] M.A.Ortega-Vazquez and D.S.Kirschen, “Assessing the impact of wind power generation on operating costs,” *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.1, No.3, pp.295-301, Dec. 2010.
- [14] N. Ketjoy, and A. Sasitharanuwat. “Wind Energy Technology,” *Narasuan University Journal*, 2004.
- [15] “Technical data sheet LTW77 1500 kW ,” Available: <http://en.leitwind.com/Products-Services/Product-Overview2/LTW77-1.500-kW> [Accessed: June 23, 2014].
- [16] A.J.Pansini “Electrical distribution engineering,” 1st edition, 1986.
- [17] ประทีป พูลผล. “การศึกษาผลกระทบกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต, สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ” 2553.
- [18] T.Gonen, “Electric power transmission system engineering analysis and design,” 1st edition, 1998.
- [19] บริษัท อีเอสอาร์ไอ (ประเทศไทย) จำกัด, “คู่มือการฝึกอบรมโปรแกรมประยุกต์ Network Analysis and PowerFlow Modeling (Training Manual) โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ ระยะที่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,” 2552.
- [20] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “รายงานการประชุมร่วมระดับปฏิบัติการระหว่าง กฟภ – กฟผ. ประจำปี 2557,” 2557.
- [21] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “ข้อมูลรายงานผู้บริหาร,” 2558.
- [22] ชวงค์ วัฒนศักดิ์ภูบาล และคณะ, “โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมชนิดไม่มีเกียร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,” *บทความวิชาการ การประชุมชมรมวิศวกร การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคใต้*, 20 มกราคม 2557

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
ตารางแสดงข้อมูลโหลด

ข้อมูลโหลดสูงสุดประจำเดือนเมษายน 2557

PLANT	MW	MVAR	KV	SUB	MW	MVAR	SUB	MW	MVAR	SUB	MW	MVAR	TOTAL	MW	MVAR
KN T1	0	0	0	CP 22PEA1	14.6	8.3	KN 33PEA1	0	0	HY2 33PEA1	12.4	4.4	GEN	2230.5	311.5
KN T2	63.7	-3.6	13.2	CP 22PEA2	21	9.8	KN 33PEA2	27.5	5.5	HY2 33PEA2	15	4.6	TIE LINE	-261	-31.9
TOTAL	63.7	-3.6		CP 115PEA1	20.3	10.2	KN 115PEA1	65.9	-8.5	HY2 115PEA1	98.3	64.3	SDO-CPNG	0	0
KN GT11	95.3	14.7	11.6	CP 115PEA2	23.1	7	KN 115PEA2	51.2	27.5	HY2 115PEA2	214.2	71.8	HVDC	-28.4	12.1
KN GT12	93.6	14.5	11.6	LSN 22PEA1	10.8	2	KN 115PEA3	35.9	-2.9				GROSS GEN	2519.9	331.3
KN GT13	97.2	14.4	11.6	LSN 22PEA2	26.1	5.7	NT 33PEA1	21	6.6	SDO 33PEA1	13.7	3.3			
KN GT14	96.4	16	11.7				NT 33PEA2	23.6	8.9	SDO 33PEA2	11.9	3.6	PEA	2344.6	902.8
KN CC10	233.9	32.8	15.6	PP 33PEA1	7.9	3.9	NT 115PEA1	65.6	31	STU 33PEA1	15.9	5.9	CEMMENT	59.3	26
TOTAL	616.4	92.4		PP 33PEA2	19.2	8.7	NT 115PEA2	31.2	16.9	STU 33PEA2	17.2	17.2	LOAD	2403.9	928.8
BLG H1	22.2	6.1	13.9	BDN 33PEA1	30.1	11				STU115PEA	23.2	7.7	LOSS	116	
BLG H2	0	0	0	BDN 33PEA2	32.8	11	KA 33PEA1	9.4	5.3	YL1 33PEA1	20.8	8.5			
BLG H3	23.3	5.7	13.9	BDN 115PEA	0	0	KA 33PEA2	9.9	2.3	YL1 33PEA2	15.5	6.3	C-BANK115	466.7	
TOTAL	45.5	11.8		RPB 33PEA1	10	1.9	KA 115PEA1	32	12.8	YL1 115PEA	37.3	21.3	C-BANK33	192.7	
BST H	0	0		RPB 33PEA2	6.9	1.4	KA 115PEA2	55.4	25.7	BLG 33PEA	3.8	1	ALL C-BANK	701.4	
RPB H1	78.9	4.6	13.9	RN 33PEA1	7.2	3.7	PU 33PEA1	24.7	8	BLG 115PEA	10.1	-0.6			
RPB H2	77.9	4.8	13.9	RN 33PEA2	3.4	2	PU 33PEA2	21.5	8.1				FILTER KNE	42	
RPB H3	79	4.4	13.9	RN 115PEA	37.1	16.7	PU 115PEA	27.9	14.6	PTN 33PEA1	22.3	7.5			
TOTAL	235.8	13.8		TP 33PEA1	15.5	5.3	LR 33PEA1	24.3	11.2	PTN 33PEA2	25.9	10.6	SHUNT33	0	
SRT GT1	0	0	0	TP 33PEA2	12.6	4.7	LR 33PEA2	23.3	8.3	PTN 115PEA	27.6	9.5	SHUNT115	0	
SRT GT2	0	0	0	TP 115PEA 1	8.9	0.9	LR 115PEA	80.6	39.8	NW 33PEA1	19.2	10.3	ALL SHUNT	0	
TOTAL	0	0		PN 33PEA1	5.4	2.5	RA 33PEA1	26.3	11.8	NW 33PEA2	25.8	9.7			
KA T1	167.9	27.6	23.9	PN 33PEA2	12	4.8	RA 33PEA2	13.5	5.2				CHN S21	386.6	30.8
PK SPP	0	0		PN 115PEA1	26.6	13.7	SKL 33PEA1	19.5	4	SUK 33PEA1	10.8	5.1	CHN S22	0.2	0.1
YL_SPP (GYG)	20.3	0.7		PN 115PEA2	17.6	3.2	SKL 33PEA2	15.5	5.2	SUK 33PEA2	15.3	3.3			
KA_SPP (SRE)	0	0		PK1 33PEA1	34.2	13	SKL 33PEA3	10.9	4.5	TS 33PEA1	24.8	6			
SRT_SPP (SGEC)	8	0		PK1 33PEA2	40.2	17.1	SKL 115PEA	0	0	TS 33PEA2	21	8.2			
230BSP-CP	-150	-15.7	119.4	PK2 33PEA1	38.5	16.5	HY1 33PEA1	11.6	2.4	TS 115CEM1	16.2	9.9			
230BSP-LSN	-111	-16.2	239	PK2 33PEA2	28.8	11	HY1 33PEA2	18.9	7.1	TS 115CEM2	43.1	16.1			
CHN GT11	224.7	47		PK2 115PEA1	77.7	32.3				TS 115PEA1	56.9	26.1			
CHN GT12	225.5	44.2	0	PK2 115PEA2	51.4	26				SRT 115PEA1	76.3	29.6			
CHN ST10	235.9	46.7		PK3 115PEA	88.5	37.9				SRT 115PEA2	34	14.2			
TOTAL CHN	686.1	137.9													
										Total	2404.0	938.9			

ภาคผนวก ข
ค่าพารามิเตอร์สายส่ง

ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์สายส่ง

number	line name		circuit	line long (km)	line impedance		
	from	to			R(ohm/km)	X(ohm/km)	B(uS/km)
1	BSP บางสะพาน	CP ชุมพร	1	116.32	0.026013	0.292242	3.898703271
		CP ชุมพร	2	116.32	0.026332	0.291923	3.905691359
		LSN หลังสวน	1	179.768	0.051320	0.394937	2.901029590
		LSN หลังสวน	2	179.768	0.051438	0.394820	2.902817233
2	LSN หลังสวน	RN ระนอง	1	65.574	0.081257	0.373875	3.064979821
		RN ระนอง	2	65.574	0.081338	0.373795	3.064979821
		SRT สุราษฎร์	1	115.547	0.051688	0.396199	2.896390102
		SRT สุราษฎร์	2	115.547	0.051780	0.396062	2.898026111
3	CP ชุมพร	SRT สุราษฎร์	1	175.782	0.025851	0.291281	3.905206610
		SRT สุราษฎร์	2	175.782	0.026152	0.290980	3.912089169
4	SRT สุราษฎร์	TP ตะกั่วป่า	1	114.074	0.203950	0.435574	2.664671654
		BDN บ้านดอน	1	13.443	0.133795	0.388693	2.947402229
		BDN บ้านดอน	2	13.443	0.133795	0.388693	2.947402229
		PP พุนพิน	1	7.109	0.133757	0.388620	2.946290559
		PP พุนพิน	2	7.109	0.133757	0.388620	2.946290559
		RPB รัชชประภา	1	51.312	0.051650	0.391863	2.929555680
		RPB รัชชประภา	2	51.312	0.051650	0.391863	2.929555680
		TS หungสง	1	121.386	0.025887	0.292378	3.897485616
		TS หungสง	2	121.386	0.025887	0.292378	3.897485616
5	KN ขนอม	SRT สุราษฎร์	1	76.486	0.051596	0.392777	2.921819168
		SRT สุราษฎร์	2	76.486	0.051596	0.392777	2.921819168
		NT นครศรีฯ	1	97.589	0.051605	0.393542	2.918570903
		NT นครศรีฯ	2	97.589	0.051605	0.393542	2.918570903

ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์สายส่ง (ต่อ)

number	line name		circuit	line long (km)	line impedance		
	from	to			R(ohm/km)	X(ohm/km)	B(uS/km)
6	RPB รัชประภา	PN พังงา	1	72.7	0.133505	0.388291	2.946568101
		PN พังงา	2	72.7	0.133505	0.388291	2.946568101
		PN พังงา	3	79.3	0.081084	0.373252	3.069390246
		PN2 พังงา2	1	72.9	0.133502	0.388296	2.946782111
7	RN ระนอง	TP ตะกั่วป่า	1	116.782	0.188134	0.404976	2.812666413
8	PN2 พังงา2	PK3 ภูเก็ต3	1	76.7	0.051728	0.39644	2.895921803
		PK3 ภูเก็ต3	2	76.7	0.051796	0.396302	2.897647033
		PK3 ภูเก็ต3	1	69.9	0.133461	0.391793	2.918563111
		PK3 ภูเก็ต3	2	69.9	0.133461	0.391793	2.918563111
		TP ตะกั่วป่า	1	45.1	0.204738	0.436102	2.660753880
9	PN พังงา	PN2 พังงา2	1	0.2	0.085963	0.363688	3.024574669
		PN2 พังงา2	2	0.2	0.085963	0.363688	3.024574669
10	PK3 ภูเก็ต3	PK1 ภูเก็ต1	1	5.9	0.132474	0.388905	2.896414726
		PK1 ภูเก็ต1	2	5.9	0.132474	0.388905	2.896414726
		PK1 ภูเก็ต1	3	5.9	0.132474	0.388905	2.896414726
		PK2 ภูเก็ต2	1	11.9	0.081573	0.379191	3.018220521
		PK2 ภูเก็ต2	2	11.9	0.081573	0.379191	3.018220521
		PK2 ภูเก็ต2	3	11.9	0.081573	0.379191	3.018220521
11	KA กระบี่	PN2 พังงา2	1	98	0.025856	0.291274	3.905327727
		PN2 พังงา2	2	98	0.026180	0.290950	3.912271903
		TS ท่งสง	1	78.606	0.051886	0.396787	2.898810449
		TS ท่งสง	2	78.606	0.052156	0.396518	2.902177244
	KA กระบี่	LR ลำภูรา	1	84.73	0.204423	0.435958	2.662967902

ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์สายส่ง (ต่อ)

number	line name		circuit	line long (km)	line impedance		
	from	to			R(ohm/km)	X(ohm/km)	B(uS/km)
12	TS ทุงสง	LR ลำภูรา	1	49.445	0.081311	0.373413	3.069229124
		LR ลำภูรา	2	49.455	0.081348	0.373258	3.068608513
		NT นครศรีฯ	1	51.05	0.051812	0.397294	2.895341496
		NT นครศรีฯ	2	51.05	0.051812	0.397294	2.895341496
13	NT นครศรีฯ	RA ระโนด	1	83.593	0.081065	0.373242	3.070055635
		RA ระโนด	2	83.593	0.081065	0.373242	3.070055635
		PU พัทลุง	1	89.606	0.051598	0.393654	2.918257525
		PU พัทลุง	2	89.606	0.051598	0.393654	2.918257525
14	PU พัทลุง	LR ลำภูรา	1	63.5	0.204665	0.436154	2.662578331
		HY1 หาดใหญ่1	1	81.819	0.204455	0.435984	2.662523259
15	KNE คลองแงะ	YL2 ยะลา2	1	125.685	0.051728	0.396019	2.901754341
		YL2 ยะลา2	2	125.685	0.051980	0.395766	2.904762431
		TS ทุงสง	1	205.129	0.025608	0.290870	3.907725878
		TS ทุงสง	2	205.129	0.025608	0.290870	3.907725878
		HY2 หาดใหญ่2	1	30.171	0.026125	0.287548	3.974823030
		HY2 หาดใหญ่2	2	30.171	0.026125	0.287723	3.973569933
16	HY2 หาดใหญ่2	HY1 หาดใหญ่1	1	7.931	0.189095	0.405871	2.812537913
		HY1 หาดใหญ่1	2	8.772	0.133727	0.390931	2.930789408
		SKL สงขลา	1	20.552	0.133717	0.388861	2.943338526
		SKL สงขลา	2	20.552	0.133717	0.388861	2.943338526
		PTN บัตตานี	1	94.973	0.133416	0.388104	2.951391000
		PTN บัตตานี	2	94.973	0.133416	0.388104	2.951391000
		SDO สะเดา	1	43.915	0.133650	0.393844	2.899569477

ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์สายส่ง (ต่อ)

number	line name		circuit	line long (km)	line impedance		
	from	to			R(ohm/km)	X(ohm/km)	B(uS/km)
16	HY2 หาดใหญ่2	PU พัทลุง	1	88.101	0.051578	0.391492	2.930989006
		PU พัทลุง	2	88.101	0.051578	0.391492	2.930989006
17	SKL2 สงขลา2	HY2 หาดใหญ่2	1	28.19	0.026084	0.293117	3.894046006
		HY2 หาดใหญ่2	2	28.19	0.026459	0.292554	3.900751785
18	PTN ปัตตานี	YL1 ยะลา1	1	39.351	0.133591	0.394589	2.891911817
19	BLG บางยาง	YL2 ยะลา2	1	37.443	0.188999	0.399438	2.855506091
		YL2 ยะลา2	2	37.443	0.188999	0.399438	2.855506091
20	YL2 ยะลา2	YL1 ยะลา1	1	2.526	0.040837	0.291620	3.861541294
		YL1 ยะลา1	2	2.526	0.040837	0.291620	3.861541294
		NW นราธิวาส	1	63.6	0.080057	0.374064	3.062619634
21	YL1 ยะลา1	NW นราธิวาส	1	60.783	0.188857	0.405564	2.810207697
22	NW นราธิวาส	SUK สุโขทัย	1	50.13	0.133622	0.388572	2.944329620
23	HY1 หาดใหญ่1	STU สตูล	1	73.41	0.133403	0.393759	2.897469195

ภาคผนวก ค
ชนิดและพิกัดสายส่ง

ชนิดและพิกัดสายส่ง

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
1	BSP บางสะพาน	CP ชุมพร	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.86	230
		CP ชุมพร	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.86	230
		LSN หลังสวน	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		LSN หลังสวน	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
2	LSN หลังสวน	RN ระนอง	1	795 MCM ACSR	818	162.93	115
		RN ระนอง	2	795 MCM ACSR	818	162.93	115
	LSN หลังสวน	SRT สุราษฎร์	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		SRT สุราษฎร์	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
3.	CP ชุมพร	SRT สุราษฎร์	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
		SRT สุราษฎร์	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
4.	SRT สุราษฎร์	TP ตะกั่วป่า	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
		BDN บ้านดอน	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		BDN บ้านดอน	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PP พุนพิน	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PP พุนพิน	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115

ชนิดและพิกัดสายส่ง (ต่อ)

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
	SRT สุราษฎร์	RPB รัชชประภา	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		RPB รัชชประภา	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		TS ท่งสง	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
		TS ท่งสง	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
5.	KN ขนอม	SRT สุราษฎร์	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		SRT สุราษฎร์	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		NT นครศรีฯ	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		NT นครศรีฯ	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
	RPB รัชชประภา	PN พังงา	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PN พังงา	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PN พังงา	3	795 MCM ACSR	818	162.93	115
		PN2 พังงา2	1	795 MCM ACSR	818	162.93	115
7	RN ระนอง	TP ตะกั่วป่า	1	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
8	PN2 พังงา2	PK3 ภูเก็ต3	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		PK3 ภูเก็ต3	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230

ชนิดและพิกัดสายส่ง (ต่อ)

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
	PN2 พังงา2	PK3 ภูเก็ต3	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
		PK3 ภูเก็ต3	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
		TP ตะกั่วป่า	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
9	PN พังงา	PN2 พังงา2	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
		PN2 พังงา2	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
10	PK3 ภูเก็ต3	PK1 ภูเก็ต1	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
		PK1 ภูเก็ต1	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PK1 ภูเก็ต1	3	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PK2 ภูเก็ต2	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PK2 ภูเก็ต2	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PK2 ภูเก็ต2	3	477 MCM ACSR	600	119.51	115
11	KA กระบี่	PN2 พังงา2	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		PN2 พังงา2	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		TS ทุ่งสง	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		TS ทุ่งสง	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230

ชนิดและพิกัดสายส่ง (ต่อ)

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
	KA กระบี่	LR ลำภูรา	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
12	TS ท่งสง	LR ลำภูรา	1	795 MCM ACSR	818	162.93	115
		LR ลำภูรา	2	795 MCM ACSR	818	162.93	115
	TS ท่งสง	NT นครศรีฯ	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		NT นครศรีฯ	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
13	NT นครศรีฯ	RA ระโนด	1	795 MCM ACSR	818	162.93	115
		RA ระโนด	2	795 MCM ACSR	818	162.93	115
	NT นครศรีฯ	PU พัทลุง	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		PU พัทลุง	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
14	PU พัทลุง	LR ลำภูรา	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
		HY1 หาดใหญ่1	1	150 SQ.MM. ACC	412	82.06	115
15	KNE คลองแงะ	YL2 ยะลา2	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
		YL2 ยะลา2	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
		TS ท่งสง	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
		TS ท่งสง	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230

ชนิดและพิกัดสายส่ง (ต่อ)

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
		HY2 หาดใหญ่2	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
		HY2 หาดใหญ่2	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
16	HY2 หาดใหญ่2	HY1 หาดใหญ่1	1	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
		HY1 หาดใหญ่1	2	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
		SKL สงขลา	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		SKL สงขลา	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PTN ปัตตานี	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		PTN ปัตตานี	2	477 MCM ACSR	600	119.51	115
		SDO สะเดา	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
	HY2 หาดใหญ่2	PU พัทลุง	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
		PU พัทลุง	2	1272 MCM ACSR	1078	214.72	230
17	SKL2 สงขลา2	HY2 หาดใหญ่2	1	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
		HY2 หาดใหญ่2	2	2*1272 MCM ACSR	2156	858.6	230
18	PTN ปัตตานี	YL1 ยะลา1	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115

ชนิดและพิกัดสายส่ง (ต่อ)

number	line name		Circuit	ชนิด	พิกัดกระแส (A)	MVA	kV
	From	to					
19	BLG บางกลาง	YL2 ชะลา2	1	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
		YL2 ชะลา2	2	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
20	YL2 ชะลา2	YL1 ชะลา1	1	2*795 MCM ACSR	1636	429.43	115
		YL1 ชะลา1	2	2*795 MCM ACSR	1636	429.43	115
		NW นราธิวาส	1	1272 MCM ACSR	1078	214.72	115
21	YL1 ชะลา1	NW นราธิวาส	1	336.4 MCM ACSR	484	96.4	115
22	NW นราธิวาส	SUK สุไหงโกลก	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115
23	HY1 หาดใหญ่1	STU สตูล	1	477 MCM ACSR	600	119.51	115

ภาคผนวก ง
คาปาซิเตอร์ในสถานีไฟฟ้า

ค่าปาดชิตเตอร์ในสถานี

	22/33 kV			115 kV		
ที่	sub	kV	TOTAL (MVAR)	sub	kV	TOTAL (MVAR)
1	LSN	22.5	6.6	RN	118.3	15.09
2	CP	22.8	23.1	PK1	117.7	93.63
3	RN	33.8	15.42	PK2	118.8	137.74
4	PK1	34.1	13.2	PN	118.5	90.92
5	PK2	33.8	21.45	LR	117.2	44.08
6	TP	33.8	13.5	NT	118.5	22.04
7	LR	33.9	22.5	PU	120.1	33.06
8	RA	34.1	6.6	HY2	118.7	88.16
9	NT	34	6.6	STU	118.6	32.19
10	HY1	33.8	24.97	PTN	118.6	22.04
11	STU	34.3	30.78	YL1	120.2	22.04
12	SLK	34	22.68	NW	119.3	13.2
13	SDO	34.1	12.36	KA	117.4	20.2
14	PTN	33.7	15.96			
15	YL1	34	4.94			
16	NW	34.3	14.97	230 kV		
17	SUK	33.8	27.9	KNE	233	420
				BSP	Static Var Compensator (SVC) ขนาด +150/-300 Mvar	

