

การประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อกำหนดตัวประกอบการจัดสรรโหลด  
สำหรับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์

นางสาวตติยา ลือมงคล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
ปีการศึกษา 2554

**APPLICATION OF SATELLITE IMAGE PROCESSING  
TO CALCULATE LOAD ALLOCATION FACTOR  
FOR 22 KV POWER DISTRIBUTION**

**Tatiya Luemongkol**

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the  
Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology  
Academic Year 2011**



การประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลด  
สำหรับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา  
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(ผศ. ดร.อนันต์ อุ่นศิริวิไลย์)

ประธานกรรมการ

(รศ. ดร.ชนัดชัช กุลวรรณิขพงษ์)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(ผศ. ดร.เผด็จ เผ่าละออ)

กรรมการ

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

(รศ. น.อ. ดร.วรพจน์ ขำพิศ)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

ศตติยา ลีอมงคล : การประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลด สำหรับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ (APPLICATION OF SATELLITE IMAGE PROCESSING TO CALCULATE LOAD ALLOCATION FACTOR FOR 22 KV POWER DISTRIBUTION) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.ธนัชชัย กุลรวานิชพงษ์, 358 หน้า.

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอวิธีการคำนวณหาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor : LAF) ที่ได้รับการปรับปรุงของงานวิจัยของสายป้อน 22 กิโลโวลต์ สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา เพื่อให้สามารถทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงที่ใกล้เคียงความเป็นจริง เนื่องจากปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการพิจารณา ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเฉพาะขนาดพิกัดของหม้อแปลงเพียงปัจจัยเดียว จึงอาจจะไม่เป็นไปตามการใช้ไฟฟ้าจริงมากนักหรืออาจจะมี ความคลาดเคลื่อนมากเกินไป วิทยานิพนธ์นี้จึงได้มีการ คำนวณและพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อการใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติม โดยจะมีการพิจารณาจาก สภาพแวดล้อมต่าง ๆ ที่ส่งผลโดยตรงต่อการใช้ไฟฟ้า เช่น จำนวนพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน บิลค่าไฟฟ้า และขนาดพิกัดหม้อแปลงของแต่ละหม้อแปลงที่พิจารณา เพื่อให้ได้ ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ส่งผลให้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงที่ใกล้เคียงการใช้ ไฟฟ้าจริงมากยิ่งขึ้น และการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน ต้องมี การประยุกต์ใช้วิธีการประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียม โดยใช้เทคนิคการจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่ กำกับดูแลด้วยวิธี ISODATA

TATIYA LUEMONGKOL : APPLICATION OF SATELLITE IMAGE  
PROCESSING TO CALCULATE LOAD ALLOCATION FACTOR  
FOR 22 KV POWER DISTRIBUTION. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF.  
THANATCHAI KULWORAWANICHPONG, Ph.D., 358 PP.

LOAD ALLOCATION FACTOR/SATELLITE IMAGE/CLASSIFICATION/  
ISODATA/POWER DISTRIBUTION

This thesis presents about Load Allocation Factor that improve 22 kV power distribution feeder 10 of Nakhon Ratchasima 2 in Nakhon Ratchasima province to know PEA of each transformer in the vicinity factor Because of in the present time PEA are consider of Load Allocation Factor specific on transformer rating one factor. Maybe, it not be true of using electric and maybe cause of more inconsistent. This thesis researching and considering of factor increases using electric. Although, consider from the environment that are effect directly on using electric such as :residential area, population, household, bill for electricity and transformer rating of each transformer that considered. To know the result Load Allocation Factor value that achieve electricity of each transformer to be close to real of using electricity and calculated of residential area, population, household have to applying used calculated with of satellite image by using unsupervised classification by Isodata.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2011

Student's Signature\_\_\_\_\_

Advisor's Signature \_\_\_\_\_

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการสำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ รวมทั้งได้ให้ความช่วยเหลืออย่างดียิ่งทั้งด้านวิชาการและด้านการดำเนินงานวิจัย ซึ่งได้แก่

รองศาสตราจารย์ ดร. ธนัตถ์ กุลรวรานิชพงษ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ และแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์ยิ่งต่องานวิจัย รวมถึงได้ช่วยตรวจทานและแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนทำให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น รวมทั้งเป็นกำลังใจและเป็นแบบอย่างที่ดีในการดำเนินชีวิตหลาย ๆ ด้านให้กับผู้วิจัยเสมอมา

อาจารย์ประจำสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่าน ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และให้ความรู้ทางด้านวิชาการอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

อาจารย์ ดร. อัมพรศักดิ์ วรรณโกมล อาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และให้ความรู้ทางด้านดาวเทียมอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

อาจารย์ ดร. ทรงกต ทศานนท์ อาจารย์ประจำสาขาวิชาการรับรู้จากระยะไกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และให้ความรู้ทางด้านดาวเทียมและการรับรู้จากระยะไกลอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

อาจารย์ กฤตยา สมสัย อาจารย์ประจำสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตสกลนคร ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ ตลอดจนให้กำลังใจในการทำงานแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด

คุณมงคล ตรีกิจจานนท์ ผู้อำนวยการกองควบคุมและระบบบำรุงรักษา ฝ่ายปฏิบัติการและเครือข่ายเขต 3 ภาค 2 จังหวัดนครราชสีมา ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และให้การสนับสนุนด้านข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้สำหรับงานวิจัย

คุณเกษม ขอบจตุกลาง หัวหน้าแผนกควบคุมการจ่ายไฟและคณะทำงานแผนกควบคุมการจ่ายไฟ ฝ่ายปฏิบัติการและเครือข่ายเขต 3 ภาค 2 จังหวัดนครราชสีมา ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และให้การสนับสนุนด้านข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้สำหรับงานวิจัย

คุณบัญชา ทีเกาะ และคุณทองศักดิ์ เสงี่ยมรัตน์ วิศวกรประจำ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ และให้การสนับสนุนด้านข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้สำหรับการวิจัย

## กิตติกรรมประกาศ (ต่อ)

สำนักงานสถิติจังหวัดนครราชสีมา เทศบาลนครนครราชสีมา เทศบาลตำบลโพธิ์กลาง  
องค์การบริหารส่วนตำบลปรุใหญ่ องค์การบริหารส่วนตำบลสุรนารี องค์การบริหาร ส่วนตำบล  
บ้านใหม่ องค์การบริหารส่วนตำบลหนองจะบก ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลด้านจำนวน  
ประชากร จำนวนหลังคาเรือน และข้อมูลพื้นที่ต่าง ๆ แก่ผู้วิจัย

นายดิษฐ์ ธิรกุลโตมร และนางสาววรรณทัช เทศววัฒน์ สาขาวิชาการรับรู้จากระยะไกล  
สำนักวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ให้คำปรึกษา แนะนำในด้านควาเทียมและการ  
สำรวจระยะไกลที่เป็นประโยชน์แก่ผู้วิจัย ตลอดจนให้กำลังใจในการทำงานแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด

ขอบคุณพี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่าน รวมถึงมิตรสหายทั้งในอดีตและปัจจุบัน  
ที่คอยถามไถ่และให้กำลังใจในการทำวิจัยมาโดยตลอด

ขอขอบพระคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทความรู้ทางด้านต่าง ๆ ทั้งในอดีต  
และปัจจุบัน

สุดท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา รวมถึงญาติพี่น้องของผู้วิจัยทุกท่านที่ได้ให้  
ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย การอบรมเลี้ยงดู และให้การสนับสนุนทางการศึกษาอย่างดี  
ยิ่งมาโดยตลอด รวมทั้งเป็นกำลังใจที่ยิ่งใหญ่ในยามที่ผู้วิจัยท้อและทุกข์ใจ ทำให้ผู้วิจัยมีพลัง  
เข้มแข็งพร้อมเผชิญกับปัญหาและอุปสรรคต่าง ๆ จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา

ตติยา ล้อมงคล

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูป.....	ช
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ.....	ณ

## บทที่

### 1 บทนำ

1.1 ความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย.....	3
1.3 ข้อยกเว้นเบื้องต้น.....	3
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	3
1.5 ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	4
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
1.7 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์.....	4

### 2 ปรัชสน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ.....	6
2.2 ปรัชสน์วรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.3 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด (Load Allocation Factor, LAF).....	10
2.3.1 ตัวอย่างการคำนวณตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่วัดค่าโหลด สถานีไฟฟ้าต้นทางเป็น P(kW) และ Q(MVar).....	12
2.3.2 ตัวอย่างการคำนวณตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่วัดค่าโหลด สถานีไฟฟ้าต้นทางเป็น S(kVA).....	13

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า .....	14
2.4.1 การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน .....	15
2.4.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง .....	24
2.5 ดาวเทียมแลนด์แซต 5 .....	25
2.6 การสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม .....	30
2.6.1 กระบวนการสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม .....	30
2.6.2 ประเภทของการสำรวจข้อมูลระยะไกล .....	31
2.7 การผสมแบนด์ภาพถ่ายดาวเทียม .....	33
2.8 การคำนวณค่า Optimum index factor (OIF) .....	35
2.9 การจำแนกประเภทข้อมูล .....	38
2.9.1 ประเภทของการจำแนกข้อมูล .....	39
2.9.2 การจำแนกข้อมูลด้วยวิธี ISODATA .....	39
2.10 การคำนวณจุดพื้นที่ทดสอบและการประเมินความถูกต้อง ของการจำแนกข้อมูล .....	42
2.10.1 การหาจำนวนกลุ่มที่ใช้ในการประเมินตัวอย่างที่เหมาะสม .....	43
2.10.2 การคำนวณความถูกต้อง .....	45
2.11 สรุป .....	45
<b>3 การทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB     และโปรแกรม PSS / ADEPT</b>	
3.1 บทนำ .....	46
3.2 ลักษณะของโปรแกรม MATLAB .....	46
3.3 ลักษณะของโปรแกรม PSS / ADEPT .....	47
3.4 การประยุกต์ใช้โปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สำหรับงานวิจัย .....	48

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.5 ตัวอย่างการรันโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT	
ของระบบทดสอบ 15 บัส.....	49
3.5.1 ตัวอย่างการรันโปรแกรม MATLAB ของระบบทดสอบ 15 บัส.....	50
3.5.2 ตัวอย่างการรันโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัส.....	52
3.6 การเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า	
โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT.....	55
3.6.1 ระบบทดสอบ 15 บัส.....	57
3.6.2 ระบบทดสอบ 34 บัส.....	64
3.6.3 ระบบทดสอบ 69 บัส.....	71
3.6.4 ระบบทดสอบ 166 บัส.....	78
3.7 สรุป.....	85
<b>4 การวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อศึกษาพื้นที่ที่อยู่อาศัย</b>	
4.1 บทนำ.....	86
4.2 เตรียมภาพถ่ายดาวเทียม.....	86
4.3 การจำแนกพื้นที่ที่อยู่อาศัย.....	92
4.4 ตรวจสอบความถูกต้อง.....	96
4.5 สรุป.....	101
<b>5 การวิเคราะห์ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด</b>	
5.1 บทนำ.....	102
5.2 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 (สายป้อน 10).....	102
5.3 การคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	105
5.4 การคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย.....	107
5.4.1 ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $LAF_{ar}$ ).....	107
5.4.2 จำนวนประชากร ( $LAF_{po}$ ).....	107
5.4.3 จำนวนหลังคาเรือน ( $LAF_{ho}$ ).....	107
5.4.4 ขนาดพิกัดหม้อแปลง ( $LAF_{tr}$ ).....	107



## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.4.5	บิลค่าไฟฟ้า (LAF <sub>bi</sub> ) .....	107
5.5	ข้อมูลเบื้องต้นของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย .....	108
5.5.1	การวางแผนสายป้อนและหม้อแปลงบริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) .....	108
5.5.2	ขอบเขตหมู่บ้านบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาของงานวิจัย .....	111
5.5.3	การจำแนกประเภทหม้อแปลงที่ใช้ของ การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด .....	112
5.5.4	การให้ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของสายไฟฟ้าแรงต่ำ 3 เฟส .....	113
5.6	ปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด .....	114
5.6.1	การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย .....	114
5.6.2	การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากร .....	123
5.6.3	การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน .....	133
5.6.4	การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลง .....	141
5.6.5	การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า .....	142
5.7	ผลของงานวิจัยเพื่อใช้คำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด .....	144
5.8	ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของงานวิจัย .....	146
5.9	สรุป .....	148
6	<b>การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด</b>	
6.1	บทนำ .....	149
6.2	ตัวประกอบการจัดสรร โหลด .....	149
6.3	การแก้ปัญหาออปติไมเซชัน โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน .....	150
6.4	การคำนวณค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา โดยวิธีการค้นหาคำตอบด้วยปัญญาประดิษฐ์แบบจินเนติกอัลกอริทึม .....	157
6.5	ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และของงานวิจัย .....	167

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

6.5.1 กราฟค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้รับการปรับปรุง (ILAF) ของทั้ง 5 ปัจจัยปรับคู่กับค่าตัวปรับคู่ที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ).....	170
6.5.2 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553.....	172
6.5.3 กราฟค่าแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553.....	197
6.5.4 กราฟกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบของแต่ละเดือนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	200
6.6 ข้อเสนอแนะการพิจารณาเลือกใช้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพียงค่าเดียว.....	206
6.7 สรุป.....	207
<b>7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ</b>	
7.1 สรุปผลการวิจัย .....	208
7.2 ข้อเสนอแนะ .....	210
รายการอ้างอิง .....	211
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. ระบบทดสอบ .....	215
ภาคผนวก ข. รายละเอียดเบื้องต้นที่ใช้ในการคำนวณปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด .....	242
ภาคผนวก ค. ข้อมูลจุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย .....	263
ภาคผนวก ง. การใช้โปรแกรม ERDAS Imagine.....	272
ภาคผนวก จ. การใช้โปรแกรม ArcMap .....	288
ภาคผนวก ฉ. การใช้โปรแกรม PSS / ADEPT .....	308
ภาคผนวก ช. บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา .....	321
ประวัติผู้เขียน .....	358

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1	ข้อมูลของพิกัดหม้อแปลงในระบบจำหน่าย..... 12
2.2	โพลดของหม้อแปลงที่โนดต่าง ๆ ของหม้อแปลง 12 ตัว..... 13
2.3	โพลดของหม้อแปลงที่โนดต่าง ๆ ของหม้อแปลง 4 ตัว..... 14
2.4	ศักยภาพการใช้ประโยชน์ของช่วงคลื่นระบบ Multispectral Scanner รายละเอียดภาพ 80 เมตร ..... 25
2.5	ศักยภาพการใช้ประโยชน์ของช่วงคลื่น ระบบ Thematic Mapper (TM) รายละเอียดภาพ 30 เมตร ..... 26
2.6	แสดงค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543..... 36
2.7	แสดงค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างแบนด์ข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543..... 36
2.8	แสดงผลการคำนวณ Optimum Index Factor ข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543..... 37
4.1	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียมแลนด์แซต 5 ..... 88
4.2	ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างแบนด์ข้อมูลภาพถ่ายจาก ดาวเทียมแลนด์แซต 5..... 89
4.3	ผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์ สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ ..... 89
4.4	แสดงผลค่า Optimum Index Factor (OIF) ..... 91
4.5	ขนาดพื้นที่และค่าเปอร์เซ็นต์ของข้อมูลประเภทต่าง ๆ ที่ได้จากการจำแนก ประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลโดยวิธี ISODATA จำนวน 7 กลุ่ม ..... 95
5.1	ขนาดพิกัดหม้อแปลงและหมายเลขหม้อแปลง บริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) ..... 110
5.2	พื้นที่หมู่บ้านต่าง ๆ ที่ตั้งอยู่บริเวณการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) ..... 111
5.3	ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง..... 114

## สารบัญตาราง (ต่อ)

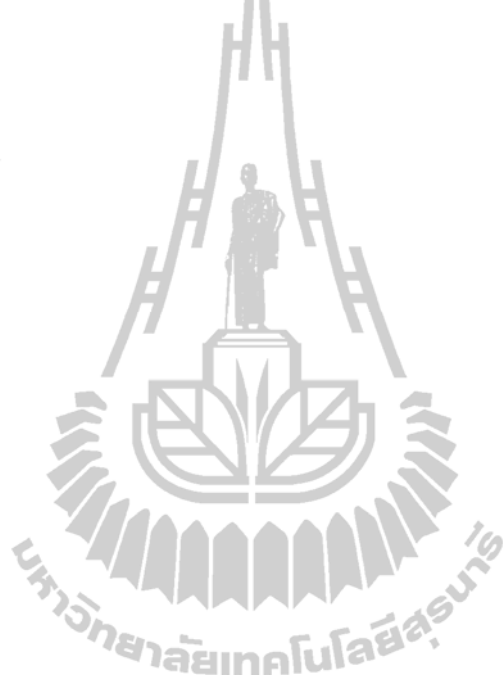
ตารางที่	หน้า
5.4	พื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง..... 121
5.5	พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง..... 122
5.6	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยใน 5 หม้อแปลง ..... 123
5.7	พื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง..... 128
5.8	พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง..... 129
5.9	จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง ..... 132
5.10	จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง..... 133
5.11	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรใน 5 หม้อแปลง ..... 133
5.12	จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง ..... 139
5.13	จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง ..... 140
5.14	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนใน 5 หม้อแปลง ..... 140
5.15	ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด 5 ปัจจัย ..... 148
6.1	ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนเมษายน ..... 161
6.2	ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนพฤษภาคม ..... 161
6.3	ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนมิถุนายน ..... 163
6.4	ผลการวิเคราะห์ค่าตัวปรับคุณภาพที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ..... 163
6.5	ตารางค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ..... 164
6.6	ตารางค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ..... 164
6.7	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่มีการปรับปรุงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ..... 166
6.8	การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าต้นทางและการใช้ไฟฟ้าจริง (บิลค่าไฟฟ้า) ประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ..... 168

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
6.9 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าจริงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 .....	172
6.10 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 .....	172
6.11 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าปรากฏประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 .....	173
6.12 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ของเดือนเมษายน 2553 .....	206
6.13 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ของเดือนพฤษภาคม 2553 .....	206
6.14 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ของเดือนมิถุนายน 2553 .....	206
ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 15 บัส.....	216
ก.2 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 15 บัส .....	217
ก.3 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 34 บัส.....	218
ก.4 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 34 บัส .....	220
ก.5 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 69 บัส.....	222
ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส .....	224
ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส.....	229
ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส .....	235
ข.1 ข้อมูลหม้อแปลงของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา.....	243
ข.2 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา .....	246
ข.3 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย .....	247
ข.4 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากร .....	250
ข.5 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน .....	253
ข.6 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพิคคัมหม้อแปลง.....	256
ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า.....	259

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ข.8	ข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ แรงดัน และค่า Power Factor ..... 262
ค.1	จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย ..... 264



## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1	การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า..... 1
1.2	การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยคำนวณจากการใช้ไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าต้นทาง ..... 2
2.1	การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า..... 11
2.2	สายป้อน 22 kV ..... 12
2.3	โหลดของสายป้อน 22 kV ..... 13
2.4	บัสในระบบไฟฟ้าโดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด สายส่งเชื่อมต่อกับบัสอื่น ..... 15
2.5	แผนภาพการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน ..... 23
2.6	ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 บัส..... 24
2.7	คุณสมบัติในการสะท้อนคลื่นจากพื้นโลกของแต่ละช่วงคลื่น ..... 28
2.8	ขนาดภาพของดาวเทียมแลนด์แซต 5 (ขวัญชัย นอแสงศรี, 2553) ..... 29
2.9	Part และ Row ที่ครอบคลุมประเทศไทยของภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 ..... 30
2.10	กระบวนการสำรวจข้อมูลระยะไกล (สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ, 2534)..... 31
2.11	กระบวนการบันทึกข้อมูล..... 32
2.12	ช่วงคลื่นต่าง ๆ ..... 33
2.13	ลักษณะการสร้างสีขึ้นมาใหม่ โดยการผสมกันของแม่สีทั้ง 3 สีในระบบ RGB ..... 34
2.14	การผสมเบนด์ของภาพถ่ายดาวเทียม..... 34
2.15	ตัวอย่างการกำหนดพิกัดของเซลล์ภาพในปริภูมิรังสี ซึ่งดูจากค่า DN ของเซลล์ ที่ได้จากแต่ละเบนด์เป็นหลัก สังเกตจากการกำหนดกลุ่มเชิงคุณลักษณะสำหรับ แต่ละเซลล์ ซึ่งในที่นี้จะแยกออกเป็น 3 รูปแบบ คือ เขตเมือง (Urban) แม่น้ำ (River) และป่าไม้ (Forest) (ทรงกต ทศานนท์, 2550)..... 38
2.16	ผังการทำงานของวิธี Isodata ในระบบการจำแนกข้อมูลแบบอิสระ (Japan Association on Remote Sensing, 1993)..... 41
3.1	ระบบทดสอบ 15 บัส ..... 49

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.2 การสร้างแหล่งจ่ายของระบบ .....	52
3.3 การสร้างสายส่งของระบบ .....	53
3.4 การสร้างโหลดของระบบ.....	54
3.5 ระบบทดสอบ 15 บัสที่สมบูรณ์ .....	55
3.6 ระบบทดสอบ 15 บัส .....	57
3.7 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 15 บัส.....	58
3.8 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 15 บัส .....	59
3.9 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 15 บัส.....	60
3.10 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังรีแอกทีฟของระบบทดสอบ 15 บัส.....	61
3.11 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า .....	62
3.12 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง.....	63
3.13 ระบบทดสอบ 34 บัส .....	64
3.14 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 34 บัส.....	65
3.15 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 34 บัส .....	66
3.16 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 34 บัส.....	67
3.17 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบทดสอบ 34 บัส.....	68
3.18 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า .....	69
3.19 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง.....	70
3.20 ระบบทดสอบ 69 บัส .....	71
3.21 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 69 บัส.....	72
3.22 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 69 บัส .....	73
3.23 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 69 บัส.....	74
3.24 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบทดสอบ 69 บัส.....	75
3.25 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า .....	76
3.26 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง.....	77
3.27 ระบบทดสอบ 166 บัส .....	78
3.28 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 166 บัส.....	79



## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.29 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 166 บัส .....	80
3.30 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 166 บัส.....	81
3.31 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 166 บัส.....	82
3.32 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า .....	83
3.33 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง.....	84
4.1 ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 ครอบคลุมบริเวณจังหวัดนครราชสีมา .....	87
4.2 ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาของการผสมแบนด์ 1 - 4 - 5.....	92
4.3 การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแล โดยวิธี ISODATA จำนวน 50 กลุ่ม .....	93
4.4 การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแล โดยวิธี ISODATA จำนวน 7 กลุ่ม.....	94
4.5 พื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่ที่ศึกษา.....	95
4.6 ข้อมูลจุดทดสอบ 200 จุดบน Google Earth .....	98
4.7 ข้อมูลจุดทดสอบบนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ได้จากการจำแนกประเภทข้อมูล ด้วยวิธี ISODATA 200 จุด .....	99
4.8 จุดทดสอบความถูกต้องของข้อมูลการจำแนกบริเวณหมายเลข 26 .....	100
5.1 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2.....	103
5.2 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ของสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 (สายป้อน 10).....	104
5.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	106
5.4 การวางแผนสายป้อนและหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) .....	109
5.5 ขอบเขตหมู่บ้านตั้งอยู่บริเวณการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10).....	111
5.6 พื้นที่ที่อยู่อาศัย .....	115
5.7 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณซอยสามยอด.....	119
5.8 จำนวนประชากร .....	124
5.9 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยและประชากรบริเวณ หน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประตู่ 1.....	127
5.10 จำนวนหลังคาเรือน (บ้าน) .....	135
5.11 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยและหลังคาเรือนบริเวณ หน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประตู่ 1.....	138

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.12 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด.....	147
6.1 Pareto Optimum Solutions.....	152
6.2 แผนผังการคำนวณค่าตัวปรับคูลที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา .....	162
6.3 ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปีจ้ย ปรับคูลกับค่าตัวปรับคูลที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนเมษายน 2553 .....	169
6.4 ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปีจ้ย ปรับคูลกับค่าตัวปรับคูลที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	170
6.5 ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปีจ้ย ปรับคูลกับค่าตัวปรับคูลที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	171
6.6 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553.....	173
6.7 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	174
6.8 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัยและ บิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	175
6.9 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคงานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	176
6.10 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553.....	177
6.11 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	178
6.12 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	179
6.13 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคงานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 .....	180

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.14 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	181
6.15 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟ ประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	182
6.16 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัย บิลค่าไฟ ประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	183
6.17 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	184
6.18 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	185
6.19 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	186
6.20 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัยและ บิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	187
6.21 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	188
6.22 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	189
6.23 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	190
6.24 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัย บิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	191
6.25 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 .....	192
6.26 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	193
6.27 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553 .....	194

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.28	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553..... 195
6.29	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 ..... 196
6.30	แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553..... 197
6.31	แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553..... 198
6.32	แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553..... 199
6.33	กำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 200
6.34	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ..... 201
6.35	กำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัย..... 202
6.36	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของงานวิจัย ..... 203
6.37	กำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้า..... 204
6.38	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้า..... 205
ก.1	ระบบทดสอบ 15 บัส ..... 216
ก.2	ระบบทดสอบ 34 บัส ..... 218
ก.3	ระบบทดสอบ 69 บัส ..... 221
ก.4	ระบบทดสอบ 166 บัส ..... 228
ง.1	แถบเครื่องมือของ โปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1 ..... 274
ง.2	แถบหน้าต่างการแสดงผลของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1 ..... 274
ง.3	การแสดงผลข้อมูลภาพบนหน้าต่างแสดงผลของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1 ..... 275
ง.4	แถบเครื่องมือที่ใช้ในการผสมแบนด์ของ โปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1 ..... 276
ง.5	หน้าต่างแสดงผลที่เปิดข้อมูลแรสเตอร์และข้อมูลเวกเตอร์ซ้อนทับกัน ..... 277
ง.6	การเลือกเครื่องมือและหน้าต่าง AOI ของ โปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1 ..... 278

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ง.7 หน้าต่าง Select Layer To Add.....	279
ง.8 หน้าต่าง Data Preparation และหน้าต่าง Subset .....	280
ง.9 หน้าต่าง Choose AOI แบบ Viewer และ AOI File ตามลำดับ .....	281
ง.10 หน้าต่าง Classification และหน้าต่าง Unsupervised Classification (ISODATA).....	282
ง.11 ผลลัพธ์จากการจำแนกด้วยวิธี ISODATA.....	282
ง.12 หน้าต่าง Image Interpret และหน้าต่าง GIS Analysis.....	283
ง.13 หน้าต่าง Recode และหน้าต่าง Thematic Recode.....	284
ง.14 การเปรียบเทียบผลการเปลี่ยนรหัสในหน้าต่าง Thematic Recode .....	284
ง.15 ตำแหน่งเครื่องมือ Utility และ LayerInfo .....	285
ง.16 หน้าต่าง ImageInfo และตำแหน่งที่แสดงระบบพิกัดภูมิศาสตร์ของข้อมูล.....	286
ง.17 หน้าต่าง Utilities และหน้าต่าง Layer Selection and Stacking.....	287
จ.1 ลักษณะหน้าต่างของโปรแกรม ArcMap.....	290
จ.2 แถบเครื่องมือต่าง ๆ ของโปรแกรม ArcMap .....	291
จ.3 หน้าต่าง Add data ของโปรแกรม ArcMap .....	292
จ.4 หน้าต่าง Layer Properties ของโปรแกรม ArcMap .....	293
จ.5 หน้าต่าง ArcCatalog ของโปรแกรม ArcMap .....	294
จ.6 หน้าต่าง Create New Shapefile และหน้าต่าง Spatial Reference Properties .....	294
จ.7 หน้าต่าง Browse for Coordinate System.....	295
จ.8 Browse for Dataset.....	296
จ.9 เครื่องมือ Conversion Tools ใน ArcToolbox และหน้าต่าง Raster to Polygon....	296
จ.10 คำสั่ง Buffer ใน Proximity ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Buffer.....	297
จ.11 คำสั่ง Intersect ใน Overlay ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Intersect .....	298
จ.12 คำสั่ง Union ใน Overlay ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Union .....	299
จ.13 การเปรียบเทียบข้อมูลตั้งต้นและผลลัพธ์ของคำสั่ง Buffer Intersect และ Union ตามลำดับ.....	299
จ.14 การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนและหลังการใส่ป้ายชื่อ.....	300

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
จ.15 การให้ป้ายชื่อและหน้าต่าง Layer Properties .....	301
จ.16 สัญลักษณ์ข้อมูลและช่อง Option ในหน้าต่าง Symbol Selector.....	302
จ.17 เครื่องมือ Editor และการเปิดหน้าต่างตารางข้อมูลลักษณะ (Attribute).....	302
จ.18 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลลักษณะ (Attribute).....	303
จ.19 ขั้นตอนการเพิ่มคอลัมน์ (Add Field) และหน้าต่าง Add Field.....	304
จ.20 การเลือกเครื่องมือ Calculate Geometry และหน้าต่าง Calculate Geometry .....	304
จ.21 การแสดงผลข้อมูลในรูปแบบเวกเตอร์และแรสเตอร์ .....	307
ฉ.1 ลักษณะหน้าต่างของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	310
ฉ.2 ส่วนประกอบต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	310
ฉ.3 แถบเครื่องมือของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	311
ฉ.4 แถบเครื่องมือการจัดการไฟล์ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	311
ฉ.5 แถบอุปกรณ์ต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	312
ฉ.6 แถบเครื่องมือกระบวนการวิเคราะห์ระบบของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	312
ฉ.7 แถบเครื่องมือต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	313
ฉ.8 แถบเครื่องมือข้อมูลต่าง ๆ และสร้างกราฟของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	313
ฉ.9 การตั้งค่าสายต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	314
ฉ.10 การตั้งค่าโนดต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	315
ฉ.11 การตั้งค่าระบบของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	316
ฉ.12 การแสดงข้อมูลระบบทดสอบของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	317
ฉ.13 การปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	318
ฉ.14 การปรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	318
ฉ.15 การปรับค่าแรงดันของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 .....	319
ฉ.16 การปรับค่าโหลดของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0.....	320

## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

$Abs(r_j)$	=	ค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่าง 2 แบนด์จากการจัดหมู่ 3 แบนด์
$Accuracy$	=	ค่าความถูกต้องที่คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
$b$	=	จำนวนแบนด์ของข้อมูล
$C$	=	ศูนย์กลางของข้อมูล
DN	=	Digital Number
E	=	ค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ (allowable error)
ETM	=	Enhanced Thematic Mapper
$ILAF$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด
$ILAF_{ar}$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย
$ILAF_{ar(A,B,C,...)}$	=	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง
$ILAF_{bi}$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า
$ILAF_{ho}$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน
$ILAF_{po}$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากร
$ILAF_{tr}$	=	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่หม้อแปลง
$K_1$	=	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย
$K_2$	=	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนประชากร
$K_3$	=	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนหลังคาเรือน
$K_4$	=	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพื้นที่หม้อแปลง
$K_5$	=	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของบิลค่าไฟฟ้า
kV	=	หน่วยกิโลของแรงดันไฟฟ้า
kVA	=	หน่วยกิโลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน
kVar	=	หน่วยกิโลของกำลังไฟฟ้าปรากฏ
kW	=	หน่วยกิโลของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟหรือกำลังไฟฟ้าจริง
$LAF$	=	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด
$LAF_{P,2}$	=	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของกำลังไฟฟ้าจริงที่โนด 2

### คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$LAF_{Q,2}$	=	ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของรีแอกทีฟที่ โหนด 2
$MSE$	=	Mean Squared Error
$MSS$	=	Multi-Spectral Scanner
$MVar$	=	หน่วยเมกะของกำลังไฟฟ้าปรากฏ
$MW$	=	หน่วยเมกะของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟหรือกำลังไฟฟ้าจริง
$N$	=	จำนวนเซลล์ทั้งหมดในกลุ่มจากทุกแบนด์
$N$	=	จำนวนจุดที่ควรตรวจวัดสำหรับใช้อ้างอิงทั้งหมดบนภาพ
$OIF$	=	Optimum Index Factor
$P$	=	กำลังไฟฟ้าแอกทีฟหรือกำลังไฟฟ้าจริง
$PC$	=	จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบตรงกับข้อมูลอ้างอิง เช่น ภาพถ่าย ทางอากาศหรือการออกภาคสนาม
$P_{cal,k}$	=	กำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่คำนวณได้ที่บัส $k$
$P_{D,k}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดที่บัส $k$
$pf$	=	ค่าตัวประกอบกำลังของโหลด
$P_{G,k}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส $k$
$P_{load}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด
$P_{loss}$	=	กำลังงานสูญเสียแอกทีฟ
$P_{ref}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่แหล่งจ่ายเฉลี่ย
$P_{sch,k}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ถูกกำหนดที่บัส $k$
$PT$	=	จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นพื้นที่ทดสอบ
$P_{total}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่แหล่งจ่ายของการทดสอบ
p.u.	=	per unit system
$q$	=	$1 - p$
$Q$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ
$Q_{cal,k}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่คำนวณได้ที่บัส $k$
$Q_{D,k}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่โหลดที่บัส $k$
$Q_{G,k}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส $k$
$Q_{load}$	=	ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่โหลด



### คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$Q_{loss}$	=	ค่ากำลังงานสูญเสียรีแอกทีฟ
$Q_{ref}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่แหล่งจ่ายเฉลี่ย
$Q_{sch,k}$	=	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ถูกกำหนดที่บัส $k$
$Q_{total}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่แหล่งจ่ายของการทดสอบ
$S$	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏ
$S_{D,k}$	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่โหลดที่บัส $k$
$S_{G,k}$	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส $k$
$S_k$	=	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแบนด์ที่ $k$
$S_{load}$	=	ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏที่โหลด
$S_{loss}$	=	กำลังงานสูญเสีย
$S_{sch,k}$	=	กำลังไฟฟ้าที่ถูกกำหนดที่บัส $k$
$S_{sch,k}$	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ถูกกำหนดที่บัส $k$
TM	=	Thematic Mapper
$V$	=	แรงดันไฟฟ้า
$V_i$	=	แรงดันไฟฟ้าที่บัส $i$
$V_k$	=	แรงดันไฟฟ้าที่บัส $k$
$ V_k $	=	ขนาดแรงดันที่บัส $k$
$Y_{bus}$	=	บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์
$y_{k,i}$	=	แอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัส $k$ และบัส $i$
$Y_{k,i}$	=	สมาชิกแถวที่ $k$ หลักที่ $i$ ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์
$\delta_i$	=	มุมของแรงดันที่บัส $i$
$\delta_k$	=	มุมของแรงดันที่บัส $k$
$\mathcal{E}_{tol}$	=	ความคลาดเคลื่อนในการหยุด
$\Delta P_k$	=	ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่บัส $k$
$\Delta Q_k$	=	ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส $k$
*	=	ตัวกระทำสังยุคเชิงซ้อน (complex conjugate)
$Z$	=	ค่ามาตรฐาน (Z-score) ทางสถิติของการทดสอบ

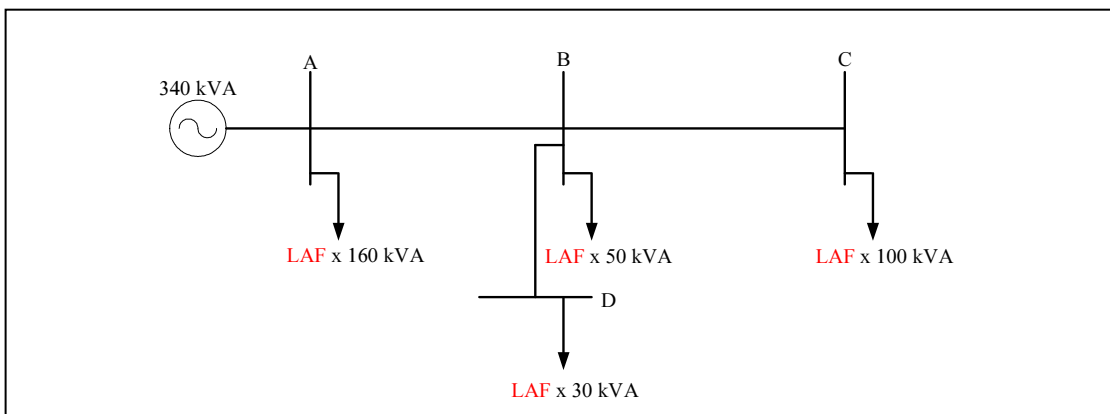
# บทที่ 1

## บทนำ

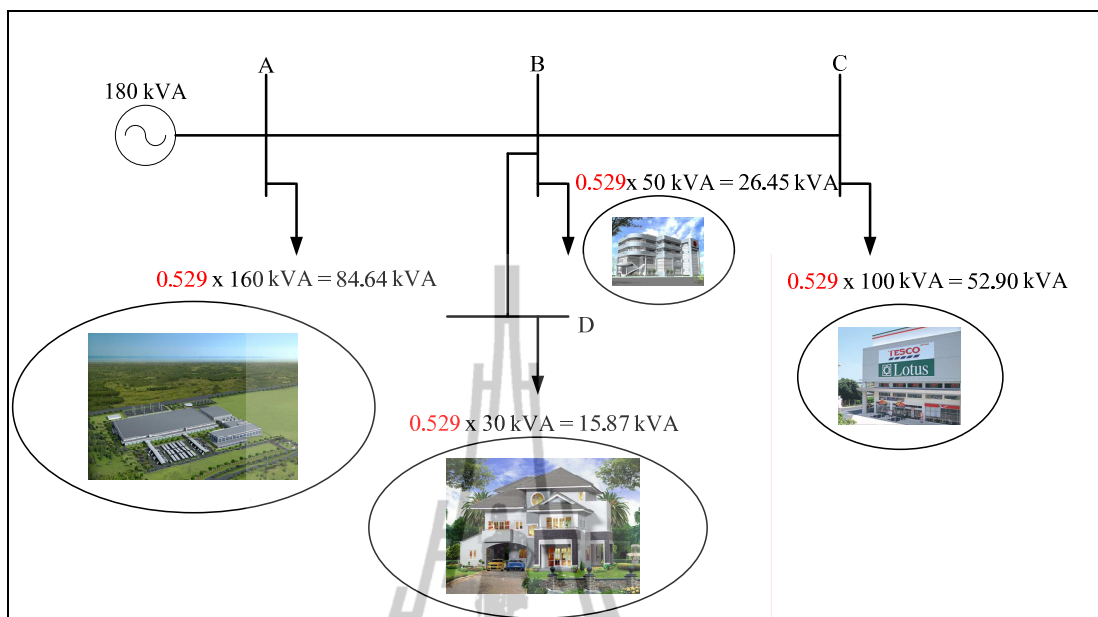
### 1.1 ความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันประเทศไทยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก เนื่องจากการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยมีอัตราการพัฒนาที่สูงขึ้นจากอดีต จึงมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่สูงขึ้นอย่างรวดเร็วเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดการพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลังอย่างต่อเนื่อง พลังงานไฟฟ้าได้เข้ามามีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนการพัฒนาของประเทศทั้งทางด้านเศรษฐกิจและสังคม ให้มีความรุดหน้าทั้งในแง่การสร้างความสะดวกสบายใช้เป็นพลังงานหลักในการขับเคลื่อนเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรมทั้งขนาดเล็ก กลาง และขนาดใหญ่ จึงมีอาจปฏิเสธได้ว่าพลังงานไฟฟ้าได้เป็นสิ่งจำเป็นของประเทศ ซึ่งส่งผลให้ภาครัฐจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อสนองต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า และจะต้องมีการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่บนระบบจำหน่ายในบริเวณต่าง ๆ ให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงของแต่ละหม้อแปลง เนื่องจากปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่สามารถทราบการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลงได้จึงมีการพิจารณาจากค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor, LAF) เพื่อนำไปเป็นตัวปรับคูณกับขนาดพิกัดหม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 1.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยคำนวณจากการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าต้นทาง

เมื่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าต้นทางจะทำให้ทราบค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดนำไปเป็นตัวปรับคูณกับขนาดพิกัดหม้อแปลงจะทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 1.2 ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ประยุกต์ใช้โปรแกรม PSS / ADEPT เพื่อช่วยในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและเมื่อทราบการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าต้นทางนำค่าการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าต้นทางมาผ่านกระบวนการปรับโหลด (Scale load) ของโปรแกรมจึงทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 1.2 เช่นกัน

จากการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพบว่ามีการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเฉพาะขนาดพิกัดของหม้อแปลงจึงอาจจะไม่เป็นไปตามการใช้ไฟฟ้าจริงมากนักหรืออาจมีความคลาดเคลื่อนมากเกินไป

ตัวอย่างเช่น ข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2510

1. หม้อแปลงขนาด 30 kVA หมายเลข 34 - 006877 ค่าไฟฟ้า 9214 กิโลวัตต์ชั่วโมง
2. หม้อแปลงขนาด 100 kVA หมายเลข 50 - 8210440 ค่าไฟฟ้า 2658 กิโลวัตต์ชั่วโมง

จะเห็นได้ว่ามีบางครั้งข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าไม่เป็นไปตามขนาดพิกัดของหม้อแปลงอาจจะไม่ใช่การใช้ไฟฟ้าที่เป็นไปตามความเป็นจริง จึงทำให้ต้องมีการค้นคว้าวิจัยเพิ่มเติม โดยในงานวิจัยนี้ จะมีการพิจารณาปัจจัยเพิ่มเติมโดยอาจจะมีการพิจารณาจากสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ที่ส่งผลโดยตรง

ต่อการใช้ไฟฟ้า อาทิเช่น จำนวนพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน ขนาดพิกัดหม้อแปลงและบิลค่าไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงที่พิจารณา และจากปัจจัยต่าง ๆ ที่พิจารณาเพิ่มเติม นั้นเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงที่ใกล้เคียงการใช้ไฟฟ้าจริงที่มากยิ่งขึ้น

## 1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

1. เพื่อวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด
2. เพื่อประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมบริเวณสายป้อน 10 (NRB10) สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา เพื่อศึกษาพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า
3. เพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าบริเวณสายจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV บริเวณสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา
4. เพื่อวิเคราะห์การปรับค่าโหลดโดยใช้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดปรับคูณขนาดพิกัดของหม้อแปลงแต่ละตัวในสายจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV

## 1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

1. วิเคราะห์ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดและปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อค่า LAF
2. ประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมบริเวณสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา เพื่อศึกษาพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า
3. วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัย

## 1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1. วิเคราะห์ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดและปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเช่น พื้นที่การใช้ไฟฟ้า จำนวนหลังคาเรือน จำนวนประชากร บิลค่าไฟฟ้าและขนาดพิกัดหม้อแปลง บริเวณสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา
2. ประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมสำรวจทรัพยากรธรรมชาติแลนด์แซท 5 (LANDSAT 5) บริเวณสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา เพื่อศึกษาพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า
3. วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัย

## 1.5 ขั้นตอนการดำเนินงาน

1. สืบค้นปริทัศน์วรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและการคำนวณค่า LAF
2. ประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมสำรวจทรัพยากรธรรมชาติแลนด์แซท 5 ของบริเวณสายป้อน 10 เพื่อศึกษาพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า
3. ศึกษาการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
4. ศึกษาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและค่าการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าต้นทาง
5. ศึกษาปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเช่น พื้นที่การใช้ไฟฟ้า จำนวนหลังคาเรือน จำนวนประชากร บิลค่าไฟฟ้าและขนาดพิกัดหม้อแปลง เพื่อคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย
6. นำค่าค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดปรับค่าน่าพิกัดของหม้อแปลงและคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของงานวิจัยและของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

## 1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. มีการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมมาประยุกต์ใช้ในระบบไฟฟ้า
2. ได้วิธีการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดจากปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด
3. ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่นำไปปรับคูนขนาดพิกัดหม้อแปลงที่วิเคราะห์จากสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ที่ทำให้ทราบค่าการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงยิ่งขึ้น
4. ได้เผยแพร่ความรู้จากงานวิจัยในที่ประชุมทางวิชาการหรือในวารสารวิชาการ

## 1.7 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 7 บท และ 7 ภาคผนวก มีดังต่อไปนี้

บทที่ 1 เป็นบทนำกล่าวถึงที่มา และความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของงานวิจัย ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงาน รวมทั้งประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย

บทที่ 2 กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง อธิบายความเป็นมาและการพัฒนาที่ได้นำเสนอจากนักวิจัยที่ผ่านมา รวมทั้งอธิบายการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ตัวประกอบการจัดสรรโหลด ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าและอธิบายเกี่ยวกับด้านของดาวเทียม เช่น

การสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม ระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์ การผสมแบนด์ภาพถ่ายดาวเทียมและการจำแนกประเภทข้อมูล

บทที่ 3 กล่าวถึงการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม ADEPT และโปรแกรม MATLAB เพื่อทำการเปรียบเทียบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า และสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรมทั้ง 2 โปรแกรมนี้สามารถใช้แทนกันได้แล้วแต่ความสะดวกในการใช้งานของแต่ละงานวิจัย

บทที่ 4 กล่าวถึงการวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อนำมาศึกษาพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า จากภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซท 5 ได้มีการจำแนกประเภทข้อมูลพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าออกมาจากประเภทข้อมูลอื่น ๆ เพื่อให้เห็นพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ชัดเจนและนำไปใช้ในงานวิจัยในขั้นตอนต่อไป

บทที่ 5 กล่าวถึงการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัย จากนั้นได้อธิบายถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดรวมถึงวิธีการคำนวณค่าปัจจัยต่าง ๆ ด้วย โดยมีการสรุปผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยทั้ง 5 ปัจจัย

บทที่ 6 กล่าวถึงระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) ของการคำนวณค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดด้วยวิธีการค้นหาด้วยปัญญาประดิษฐ์เพื่อให้เป็นค่าตัวปรับของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของทั้ง 5 ปัจจัยและทำให้ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เหมาะสมที่สุดเพียงค่าเดียวเพื่อมาเป็นตัวปรับขนาดพิกัดหม้อแปลงทุกตัวที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา จากนั้นได้กล่าวถึงผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัย

บทที่ 7 กล่าวถึงบทสรุป และข้อเสนอแนะสำหรับการหาค่าการใช้ไฟฟ้าที่สามารถพัฒนาต่อไปได้ในอนาคตเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ภาคผนวก ก. ระบบทดสอบ

ภาคผนวก ข. รายละเอียดเบื้องต้นที่ใช้ในการคำนวณปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

ภาคผนวก ค. ข้อมูลจุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย

ภาคผนวก ง. การใช้โปรแกรม ERDAS Imagine

ภาคผนวก จ. การใช้โปรแกรม ArcMAP

ภาคผนวก ฉ. การใช้โปรแกรม PSS / ADEPT

ภาคผนวก ช. บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

## บทที่ 2

### ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 บทนำ

ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเป็นสิ่งสำคัญในการวิเคราะห์การใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงว่าแต่ละวันและเวลาใด ๆ หม้อแปลงแต่ละหม้อแปลงมีการใช้ไฟฟ้าเช่นใดและสามารถประมาณโหลดการใช้ไฟฟ้า ณ เวลาใด ๆ ได้อย่างใกล้เคียงความเป็นจริงมากที่สุด

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึง ปริทัศน์วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง โดยปริทัศน์วรรณกรรมจะสรุปโดยย่อเกี่ยวกับงานวิจัยของนักวิจัยต่าง ๆ ที่ดำเนินงานวิจัยเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีภาพถ่ายดาวเทียมในด้านการจำแนกประเภทข้อมูล การไหลของกำลังไฟฟ้า การค้นหาคำตอบ โดยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม และกล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ ได้แก่ ตัวประกอบการจัดสรรโหลด การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน การสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม การผสมแบนด์ภาพถ่ายดาวเทียม การจำแนกประเภทข้อมูลด้วยวิธี ISODATA การคำนวณค่า Optimum Index Factor (OIF) และการประเมินความถูกต้องของการจำแนกข้อมูล ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความเข้าใจพื้นฐานเกี่ยวกับทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ทั้งหมด

#### 2.2 ปริทัศน์วรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากการทบทวนวรรณกรรม สารสนเทศที่เกี่ยวข้อง เกี่ยวกับการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมในการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดสำหรับระบบสายจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV และการประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมที่มีการประยุกต์ใช้งานในด้านต่าง ๆ สามารถสรุปทฤษฎี หลักการ และวิธีการดำเนินงานวิจัยต่าง ๆ ที่ใช้โดยย่อได้ดังนี้

การประยุกต์ใช้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพื่อทำให้ทราบโหลดการใช้ไฟฟ้า ณ ตำแหน่งบัสใด ๆ ตัวอย่างเช่น งานวิจัยของ Gamm, A. Z., and Golub, I. I. (2005) ได้ศึกษาผลกระทบของตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยมีการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโหลดและกำลังงานสูญเสียของสายส่ง ซึ่งมีการพิจารณาการจัดสรรโหลดในแต่ละ โหนดจากโหลดของแหล่งจ่ายและพิจารณาพร้อมกับผลของแรงดัน โดยไม่ให้แรงดันแต่ละ โหนดลดลง และในปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มี



การประยุกต์ใช้วิธีการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดดังกล่าวนี้ เพื่อช่วยในการคำนวณการใช้ไฟฟ้า ณ ตำแหน่งหม้อแปลงที่บัสต่าง ๆ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำค่าพิกัดหม้อแปลงไปคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดเพียงอย่างเดียว อาจทำให้ทราบโหลดการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงคลาดเคลื่อนจากการใช้ไฟฟ้าจริง งานวิจัยนี้จึงมีการพัฒนาการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดขึ้นมาใหม่ โดยได้เพิ่มในส่วนของปัจจัยที่มีผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด เช่น จำนวนพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนหลังคาเรือน จำนวนประชากร ขนาดพิกัด หม้อแปลง และ บิลค่าไฟฟ้า ซึ่งปัจจัยต่าง ๆ เหล่านี้ล้วนแต่มีผลโดยตรงต่อการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง จึงจะทำให้การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดใกล้เคียงกับการใช้ไฟฟ้าจริงมากยิ่งขึ้น จากเหตุผลดังกล่าวจึงได้มีการพัฒนากระบวนการสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียมมาเป็นส่วนช่วยในการคำนวณพื้นที่ที่อยู่อาศัย หลังคาเรือน และจำนวนประชากร จึงได้ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวกับการใช้ประโยชน์ที่ดินจากดาวเทียมต่าง ๆ และการใช้ประโยชน์จากการสำรวจระยะไกลช่วยในการจำแนกประเภทข้อมูลของพื้นที่ที่อยู่อาศัย สิ่งก่อสร้าง ตัวอย่างเช่น งานวิจัยของ Likura, Y. (2007) ได้มีการศึกษาเกี่ยวกับเมือง Nanjing สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนจีน โดยใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตในปี 1987 และปี 1998 เปรียบเทียบกับแผนที่ทางภูมิศาสตร์ในปี 1920 และปี 1966 และได้มีการจำแนกเมืองหรือพื้นที่ที่อยู่อาศัยเพื่อดูการขยายตัวของเมือง พบว่าพื้นที่ที่เคยเป็นพื้นที่เกษตรกรรมเมื่อประมาณ 75 ปีที่แล้ว ได้เปลี่ยนแปลงไปเป็นเขตอุตสาหกรรม ห้างสรรพสินค้า และที่อยู่อาศัยไปหมดแล้ว การศึกษาการสำรวจระยะไกลของงานวิจัยนี้ได้นำไปใช้ประโยชน์ในด้านการปกครองท้องถิ่น และการวางแผนการขยายตัวของเมือง งานวิจัย Chang - Qing, K., XIA, L., Bai, M., and Duoji, Q. (2008) ได้ประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตมาจำแนกประเภทการใช้ประโยชน์ที่ดินโดยนำภาพถ่ายดาวเทียมมาผสมแบนด์จากปริภูมิรังสี เพื่อตรวจจับมลพิษของน้ำมันที่ลอยตัวอยู่ในอากาศบริเวณที่มีการปกคลุมของน้ำแข็ง งานวิจัยของ Yin, J., and He, F. (2010) ได้ศึกษาการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินสำหรับนำมาจัดทำแผนที่เปลี่ยนแปลง เขตตำบล Panzhuhua - Huilli - Huidong ที่ตั้งอยู่ในบริเวณแม่น้ำ Jinsha ทั้งบริเวณพื้นดินและพื้นน้ำ งานวิจัยของ Nefeslioglu, H. A., Tun, M., Ayday, C., and Goktan, R. M. (2009) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของแผนที่การแบ่งแนวความอันตรายของการเกิดแผ่นดินไหวในเมือง Eskisehir ของประเทศตุรกี โดยการใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตและมีการประยุกต์ใช้การจำแนกประเภทข้อมูลดาวเทียมแลนด์แซตในปี 1997 และปี 1999 งานวิจัยของ Kavak, K. S. (2005) โดยศึกษาเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตเพื่อชี้บอกริเวณการทับถมของแร่ใยหินในบริเวณอ่างเก็บน้ำ Tertiary Sivas ประเทศตุรกี งานวิจัยของ Long, W., and Srihann, S. (2004) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินในบริเวณรัฐMississippi ประเทศสหรัฐอเมริกา มีการจำแนกประเภทข้อมูลแบบควบคุมและไม่ควบคุม โดยใช้โปรแกรม ERDAS ในการจำแนกประเภทข้อมูลออกเป็น 4 ประเภท ดังนี้ (1)ทุ่งหญ้า (2) ไม้ยืนต้น



(3) สิ่งปลูกสร้าง และ (4) พื้นที่ส่วนที่ไม่ทราบข้อมูลออกจากกัน และงานวิจัยของ Ting - Sheng, W., and Mori, M. (1998) ได้กล่าวถึงรัฐบาลของไต้หวันที่ได้จำแนกประเภทข้อมูลของสิ่งต่าง ๆ ทางตอนเหนือของไต้หวันจากภาพถ่ายดาวเทียม โดยใช้วิธีการจำแนกประเภทข้อมูลแบบควบคุมด้วยวิธี ISODATA นอกจากนี้ยังมีหน่วยงานต่าง ๆ ที่มีการนำการสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียมไปใช้งาน การใช้ประโยชน์ที่ดิน เช่น กรมทรัพยากรธรณี กรมพัฒนาที่ดิน สำนักงานเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ เป็นต้น เมื่อสามารถคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดได้แล้วจากการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียม งานวิจัยนี้จึงมีค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพิ่มขึ้นจากหนึ่งปัจจัยเป็นห้าปัจจัย จึงต้องมีการคำนวณหาค่าตัวแทนค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพื่อให้ได้ค่าเหมาะสมที่สุดแบบจินเนติกอัลกอริทึมเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์จึงมีการศึกษาเกี่ยวกับการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ตัวอย่างเช่น งานวิจัยของ Loop, B. P., Sudhoff, S. D., Zak, S. H., and Zivi, E. L. (2005) ได้ศึกษาเกี่ยวกับการค้นหาค่าตอบของค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึมสำหรับระบบไดนามิกส์ที่ไม่เป็นเชิงเส้น โดยมีการศึกษาระบบทดสอบ 6 บั๊ต 8 บั๊ต และ 17 บั๊ต งานวิจัยของ Yang, H., Dai, Y., and Zhuang, Z. (2008) ได้มีการกล่าวถึงการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาค่าตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึมและ ได้กล่าวถึงการกำหนดค่าขอบเขตของพารามิเตอร์ของระบบทดสอบ 6 บั๊ต และ 30 บั๊ต งานวิจัยของ Tai, K., Wang, N. F., and Yang, Y. W. (2010) ได้กล่าวถึงการออกแบบการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยจินเนติกอัลกอริทึม สำหรับฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชันเพื่อค้นหาค่าตัวแปรต่าง ๆ งานวิจัยของ Reddy, V. K., and Sydulu, M. (2007) ได้กล่าวถึงการหาขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาค่าตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึม เนื่องจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบนั้นทำให้มีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งมีค่าสูง จึงต้องมีการประยุกต์ใช้ตัวเก็บประจุที่มาติดตั้งบนระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยการติดตั้งแบบขนานกับวงจร เพื่อชดเชยกำลังงานที่สูญเสียไปและได้กล่าวถึงการทดสอบกับระบบทดสอบ 15 บั๊ต 31 บั๊ต 34 บั๊ต 69 บั๊ต และ 85 บั๊ต งานวิจัยของ Chao - min, C., Mu - tao, T., Ling - hong, Z., Zhuo - yu, W., Qing - wen, L., and Hua - bin, S. (2008) ได้กล่าวถึงการคำนวณหาค่าปริมาณรังสีที่ต้องให้ต่อวันสำหรับแต่ละบุคคลให้มีความเหมาะสมด้วยวิธีการค้นหาค่าตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึม เพื่อใช้รังสีในการบำบัดโรคเนื้องอก โดยมีการคำนึงถึงปริมาณรังสีที่ต้องให้ต่อครั้งเพื่อใช้ในการประเมินการรักษา งานวิจัยของ Kampisios, K., Zanchetta, P., Gerada, C., and Trentin, A., (2008) ได้กล่าวถึงการคำนวณค่าพารามิเตอร์วงจรสมมูลของมอเตอร์เหนี่ยวนำไฟฟ้ากระแสสลับ โดยได้พารามิเตอร์บางส่วนมาจากการวัดและใช้การค้นหาค่าตอบด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึมมาช่วยในการหาค่าพารามิเตอร์ส่วนที่เหลือและตรวจสอบความถูกต้องของค่าพารามิเตอร์จากการค้นหาค่าที่เหมาะสมกับแบบจำลองของมอเตอร์ที่สร้างโดยโปรแกรม MATLAB โดยคู่อ่า

ความเร็วทอร์คและกระแสในสาย ดังงานวิจัย Jin, N., Termansen, M., and Hubacek, K (2008) ได้กล่าวถึงการคำนวณค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการค้นหาค่าตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึม โดยพิจารณาในเรื่องของพลังงาน ลักษณะภูมิประเทศ และพื้นที่เกษตรกรรมเพื่อให้ได้ประโยชน์ทางด้านเศรษฐกิจสูงสุด และงานวิจัยของ Xiangzhong, M., and Song, B. (2007). ได้กล่าวถึงการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของพารามิเตอร์ในระบบควบคุม PID ด้วยวิธีการค้นหาค่าตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึม ซึ่งระบบควบคุม PID มีความสำคัญมากในด้านระบบควบคุมและบทความนี้ได้มีการอธิบายถึงการกำหนดค่าขอบเขต จำนวนประชากร ครอสโอเวอร์และมิวเทชัน เพื่อให้ได้ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม

งานวิจัยนี้นอกจากการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับความเป็นจริงแล้วยังต้องมีการนำไปทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อเปรียบเทียบผลของขนาดแรงดัน มุมเฟส และกำลังงานสูญเสียของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัยที่ได้พัฒนาขึ้นใหม่ จึงมีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น งานวิจัยของ Keyhani, A., Abur, A., and Hao, S. (1989) ได้กล่าวถึงการปรับปรุงอัตราการใช้ของวิธีนิวตัน - ราฟสันเพื่อแก้ปัญหาสถานะเลว (ill - condition) โดยการรวมพจน์อันดับสองเข้าในสมการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า งานวิจัยของ Roytelman, I. (2006) ได้กล่าวถึงการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วย DMS SCADA ซึ่งเป็นการใช้เครื่องมือวัดที่ติดตั้งอยู่บนระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ กระแสในสาย และแรงดันของบัส เครื่องมือวัดดังกล่าวมีการติดตั้งอยู่ในบางหม้อแปลงที่ติดตั้งบนระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าและสามารถทราบค่าดังกล่าวของหม้อแปลงอื่น ๆ ได้โดยใช้หลักการประมาณ งานวิจัยของ Bin, Y., Taoka, H., and Fujimoto, Y., (1998) ได้กล่าวถึงโปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์สนามแม่เหล็กไฟฟ้าของบริษัท มิทซุมิชิ อิเล็กทริก และมีการนำข้อมูลแบบจำลองพื้นฐานมาจากโปรแกรม EMTP โดยการใช้วิธีการคำนวณการไหลของนิวตัน - ราฟสันสำหรับระบบทดสอบ 14 บัส 57 บัส และ 118 บัส งานวิจัยของ Sangawongse, S., Pinkantayonk, P., and Nawapramote, W. (2003) ได้นำเสนอการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสันสำหรับระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และงานวิจัยของ วรวิฑู อังค์วานันท์ และ เกียรติยุทธ กวีญาณ (2550) ได้กล่าวถึงโปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้าฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถใช้ได้โดยลำพังบนระบบปฏิบัติการวินโดว โดยโปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้าที่มีความถี่มูลฐานและที่ความถี่ฮาร์มอนิกถึงลำดับที่ 50 โดยโหลดชนิดสมดุคและไม่สามารถเพื่อลดความผิดเพี้ยนของแรงดันไฟฟ้าให้ได้ตามที่มาตรฐานกำหนด

### 2.3 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor, LAF)

ปัญหาหลักในการวิเคราะห์ระบบจำหน่าย คือ การขาดระบบเครื่องมือวัดและการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ เข้าด้วยกันแบบเวลาจริง ๆ (Real time) หรือในแต่ละเวลาที่ต้องการทราบข้อมูลหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าตามจุดต่าง ๆ เนื่องจากระบบจำหน่ายมีโหลดเป็นหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้านี้ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดตลอดเวลาและการลงทุนติดตั้งระบบวัดและสื่อสารข้อมูลให้ครบทุกจุดโหลดมีราคาแพงและเกินความจำเป็นปกติ โหลดของสายป้อนจะถูกตรวจวัดที่สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง ดังนั้น การคำนวณโหลดของระบบจำหน่ายถือได้ว่าเป็นส่วนสำคัญที่สุดส่วนหนึ่งที่สะท้อนความแม่นยำของการคำนวณในระบบไฟฟ้ากำลัง และมีวิธีการคำนวณโหลดอยู่วิธีหนึ่งที่นิยมใช้ซึ่งเป็นวิธีการคำนวณที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำไปใช้คำนวณด้วย ได้แก่ วิธีการตรวจวัดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของสายป้อน (ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์, 2542) ซึ่งเป็นกระบวนการที่ใช้ตรวจวัดโหลดที่ต้นทางของสายป้อนหรือที่สถานีไฟฟ้านั้นเอง อย่างไรก็ตามความต้องการไฟฟ้าที่วัดได้นี้ประกอบขึ้นจากโหลดหลายจุดที่กระจายไปตามตำแหน่งต่าง ๆ ของสายป้อน โดยการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดสามารถคำนวณได้จากค่ามิเตอร์ (Metered Demand) หรือค่าโหลดที่ตรวจวัดที่สถานีไฟฟ้าต้นทางทั้งที่เป็น P (kW) Q (kVar) หรือ S (kVA) และโหลดของหม้อแปลงที่เชื่อมต่อทั้งสายป้อน Kersting, W. H. (2007) การกำหนดโหลดจะใช้หลักการของการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor, LAF) ดังนี้

$$LAF = \frac{\text{Transformer Rating}}{\text{Total Connected Load}} \quad (2.1)$$

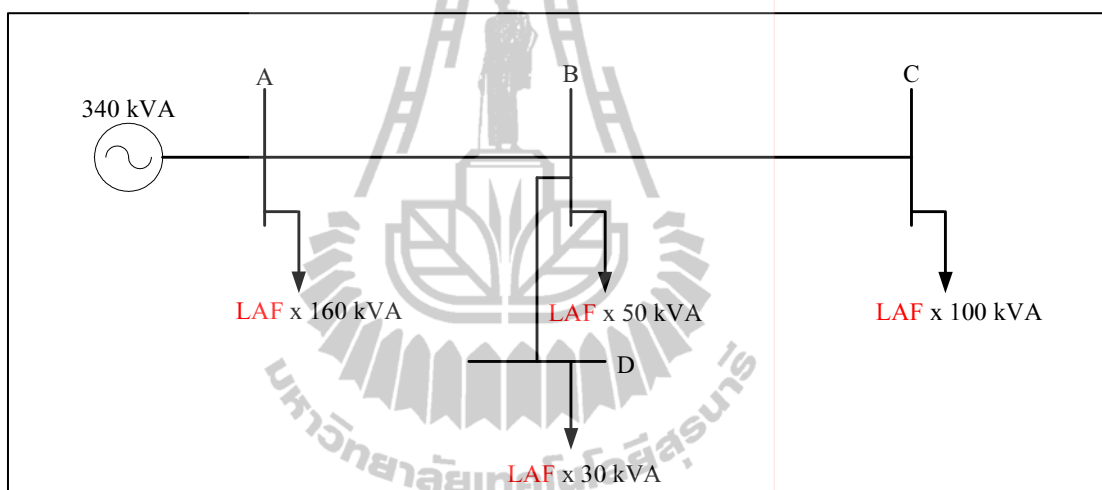
โดยที่ *Transformer Rating* คือ ขนาดพิกัดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ  
*Total Connected Load* คือ โหลดของหม้อแปลงที่เชื่อมต่อทั้งสายป้อน  
 ที่เป็น S (kVA)

โหลดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ ที่ต่อเชื่อมอยู่กับสายป้อนนั้น ๆ คำนวณได้จาก

$$\text{Transformer Demand} = LAF \times \text{Metered Demand} \quad (2.2)$$

โดยที่ <i>Transformer Demand</i>	คือ โหลดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ
<i>LAF</i>	คือ ตัวประกอบการจัดสรรโหลด
<i>Metered Demand</i>	คือ ค่ามิเตอร์หรือค่าโหลดที่วัดค่าจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง ทั้งที่เป็น P (kW) Q (kVar) หรือ S (kVA)

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงของแต่ละหม้อแปลง โดยพิจารณาจากค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load allocation factor, LAF) เพื่อนำไปเป็นตัวปรับคูณกับขนาดพิกัดหม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 2.3

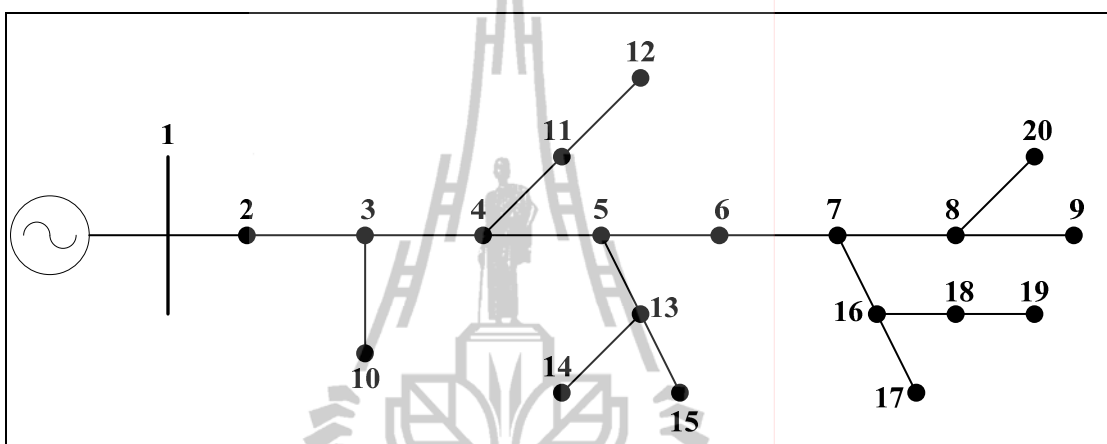


รูปที่ 2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

จากการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพบว่า มีการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเฉพาะขนาดพิกัดของหม้อแปลงจึงอาจจะไม่เป็นไปตามการใช้ไฟฟ้าจริงมากนักหรืออาจมีความคลาดเคลื่อนมากเกินไป งานวิจัยนี้จึงมีการพัฒนาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดขึ้นมาใหม่ โดยมีการเพิ่มปัจจัยในการพิจารณาให้เพิ่มมากขึ้น เช่น จำนวนพื้นที่ที่มีการใช้ไฟฟ้า จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน ขนาดพิกัดหม้อแปลงและ บิลค่าไฟฟ้า เพื่อให้ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ดีขึ้น ส่งผลให้ค่าโหลดการใช้ไฟฟ้าของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ ใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

### 2.3.1 ตัวอย่างการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่วัดค่าโหลดสถานีไฟฟ้าต้นทาง เป็น P (kW) และ Q (kVar)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV แสดงดังรูปที่ 2.4 วัดค่าโหลดที่สถานีได้ 7.8 MW 5.4 MVar และข้อมูลพิกัดหม้อแปลงที่โนดต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 2.4 จงหาค่าโหลดของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย



รูปที่ 2.2 สายป้อน 22 kV

ตารางที่ 2.1 ข้อมูลของพิกัดหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

Node	2	6	9	10	11	12	14	15	17	18	19	20
kVA	800	1250	625	2000	1250	1250	300	625	400	400	800	1000

ผลรวมของโหลดติดตั้งสูงสุดของสายป้อนนี้มีค่าเท่ากับผลรวมของพิกัดหม้อแปลง จะได้  $Total\ Connected\ Load = 10700\ kVA$

ตัวอย่างการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของ โหนด 2 จากสมการที่ 2.1 ได้ดังนี้

$$LAF_{P,2} = \frac{800\ kVA}{10700\ kVA} = 0.075 \times 7800 = 585\ kW\ (\text{real power})$$

$$LAF_{Q,2} = \frac{800\ kVA}{10700\ kVA} = 0.075 \times 5400 = 405\ kVar\ (\text{reactive power})$$

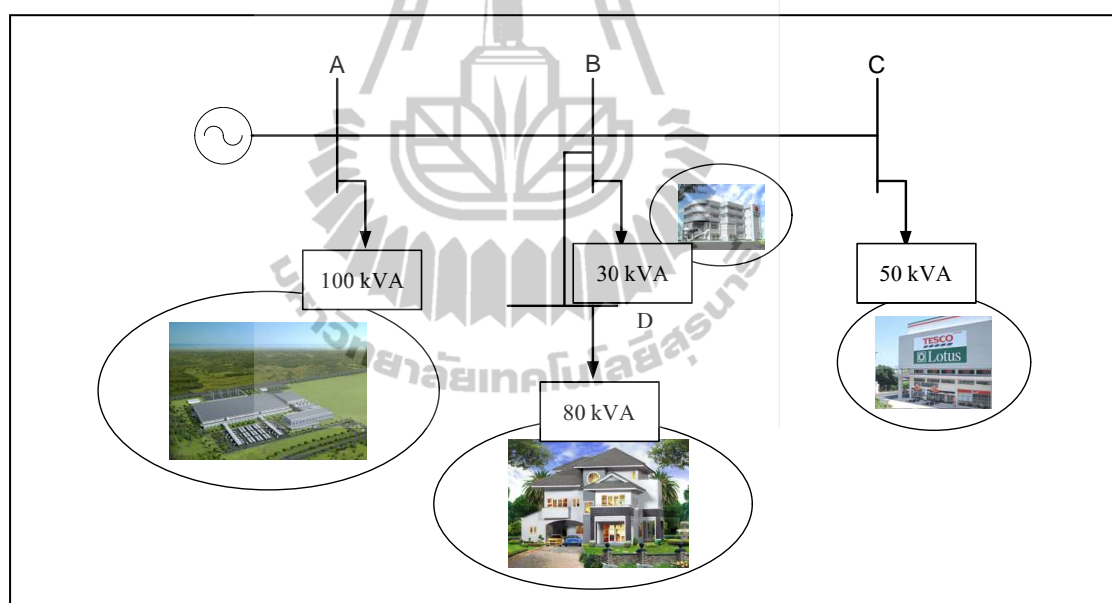
จะได้โหลดของหม้อแปลงที่โนดต่าง ๆ ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 โหลดของหม้อแปลงที่โนดต่าง ๆ ของหม้อแปลง 12 ตัว

Node	2	6	9	10	11	12	14	15	17	18	19	20
LAF	0.075	0.117	0.058	0.187	0.117	0.117	0.028	0.058	0.037	0.037	0.075	0.093
kW	585	913	452	1459	913	913	218	452	289	289	585	725
kVar	405	632	313	1010	632	632	151	313	200	200	405	502

### 2.3.2 ตัวอย่างการคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่วัดค่าโหลดสถานีไฟฟ้าต้นทาง เป็น S (kVA)

สายป้อน 22 kV แสดงดังรูปที่ 2.5 วัดค่าโหลดที่สถานีได้ 180 kVA จงหาค่าโหลดของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย



รูปที่ 2.3 โหลดของสายป้อน 22 kV

ผลรวมของโหลดติดตั้งสูงสุดของสายป้อนนี้มีค่าเท่ากับผลรวมของพิกัดหม้อแปลง จะได้ *Total Connected Load* = 260 kVA

คำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลด จากสมการที่ 2.1 ได้ดังนี้

$$LAF_A = \frac{100 \text{ kVA}}{260 \text{ kVA}} = 0.385$$

จะได้โหลดของหม้อแปลงที่โหนดต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 โหลดของหม้อแปลงที่โหนดต่าง ๆ ของหม้อแปลง 4 ตัว

Node	A	B	C	D
LAF	0.385	0.115	0.192	0.308
kVA	69.3	20.7	34.56	55.44

## 2.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

ปัญหาการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (Optimal Power Flow, OPF) (ชนิดชัย กุลรวานิซพงษ์, 2552) เป็นรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดหรือเป็นการค้นหาความสัมพันธ์ระหว่างบัสต่าง ๆ ที่เหมาะสมที่สุดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่ง โดยวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าและกระแส ณ จุดต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะการทำงานปกติ ขนาดและมุมทางไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ในระบบ กระแสที่ไหลตามสายส่งทุกเส้น กระแสจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และที่จ่ายให้โหลดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าปรากฏจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสายส่งและโหลด โดยอาศัยแนวคิดเบื้องต้น คือ การหาวิธีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด เพื่อให้ได้ค่าใช้จ่ายที่ต่ำที่สุด ทั้งนี้เนื่องจากจากโรงจักรไฟฟ้าแต่ละโรงมีระยะทางถึงโหลดต่างกันรวมทั้งต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงก็ต่างกัน ดังนั้นหากเราทราบเงื่อนไขที่ดีที่สุดในการเชื่อมต่อที่จะทำให้ต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด และก็จะสามารถวางแผนการเดินทางเครื่องจักรไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการ โหลด

ปัญหากำลังไฟฟ้าเป็นการคำนวณค่าขนาดและมุมเฟสของแรงดันในแต่ละบัส กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในแต่ละสายส่ง ตลอดจนการคำนวณค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่ง ซึ่งในแต่ละบัสมีค่าที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

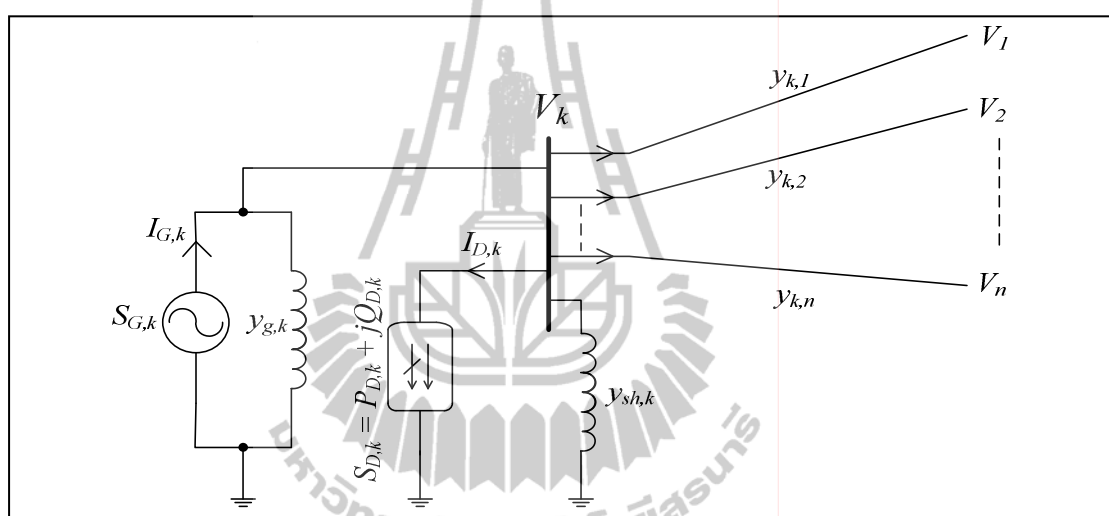
บัสอ้างอิง (Slack bus) เป็นบัสที่ค่า  $|V|$  และ  $\delta$  คงที่ ( $|V|$  and  $\delta$  are specified) และใช้บัสนี้เป็นบัสอ้างอิง ส่วน  $P$  และ  $Q$  เป็นตัวที่ไม่ทราบค่า

โหลดบัส (PQ Bus) เป็นบัสที่ค่า  $P$  และ  $Q$  คงที่ ( $P$  and  $Q$  are specified) ส่วน  $|V|$  และ  $\delta$  เป็นตัวที่ไม่ทราบค่า

บัสควบคุมแรงดัน (PV Bus) เป็นบัสที่ค่า  $P$  และ  $V$  คงที่ ( $P$  and  $V$  are specified) ส่วน  $\delta$  และ  $Q$  เป็นตัวที่ไม่ทราบค่า

### 2.4.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Saadat, H., 2004) เป็นการพิจารณาระบบไฟฟ้าที่มีจำนวนบัสทั้งสิ้น  $n$  บัส โดยที่กำหนดให้บัสหนึ่งบัสมีขนาดและมุมของแรงดันมีค่าคงที่ และใช้เป็นค่าอ้างอิงสำหรับการคำนวณซึ่งจะเรียกบัสนี้ว่าบัสอ้างอิง (reference bus) หรือที่รู้จักกันในชื่อ บัสสแลค (slack bus) และไม่ต้องทำการคำนวณหาแรงดันที่บัสนี้ ทำให้จำนวนบัสที่ต้องคำนวณลดลง 1 บัส ดังนั้น สำหรับระบบ  $n$  บัส จะมีสมการแรงดันที่ต้องหาคำตอบเพียง  $n - 1$  บัสเท่านั้น



รูปที่ 2.4 บัสในระบบไฟฟ้าโดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด สายส่งเชื่อมต่ออยู่กับบัสอื่น

พิจารณาบัส  $k$  ดังแสดงในรูปที่ 2.1 โดยใช้การวิเคราะห์แบบโนด (nodal analysis) จะได้สมการสมดุลกระแสที่โนด  $k$  ใด ๆ ดังนี้

$$y_{k,1}(V_k - V_1) + y_{k,2}(V_k - V_2) + \dots + y_{k,n}(V_k - V_n) = I_{G,k} - I_{D,k} \quad (2.3)$$

โดยที่  $I = yV$  จะได้

$$I_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i}(V_k - V_i) = I_{G,k} - I_{D,k} \quad (2.4)$$



เนื่องจากโหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะอยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้า จะได้ว่า

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} (V_k - V_i) = \left( \frac{S_{G,k} - S_{D,k}}{V_k} \right)^* \quad (2.5)$$

จัดรูปสมการใหม่ จะได้สมการการไหลกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่บัส  $k$  ใด ๆ ดังสมการที่ 2.6

$$(V_k)^* \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} (V_k - V_i) = (S_{G,k} - S_{D,k})^* \quad (2.6)$$

โดยที่  $S_{G,k}$  คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $k$   
 $S_{D,k}$  คือ กำลังไฟฟ้าที่โหลดที่บัส  $k$   
 $V_k$  คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส  $k$   
 $V_i$  คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$   
 $y_{k,i}$  คือ แอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัส  $k$  และบัส  $i$   
 $*$  คือ ตัวกระทำสังยุคเชิงซ้อน (complex conjugate)

จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใด ๆ กำหนดให้  $S_{sch} = P_{sch} + jQ_{sch}$ ,  $P_{sch} = P_G - P_D$  และ  $Q_{sch} = Q_G - Q_D$  จะได้

$$\begin{aligned} (V_k)^* \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} (V_k - V_i) &= (S_{G,k} - S_{D,k})^* = (S_{sch})^* \\ \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} (V_k - V_i) &= \left( \frac{S_{sch,k}}{V_k} \right)^* = \frac{P_{sch,k} - jQ_{sch,k}}{(V_k)^*} \\ \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} V_k - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n y_{k,i} V_i &= \frac{P_{sch,k} - jQ_{sch,k}}{(V_k)^*} \end{aligned} \quad (2.7)$$

จากการคำนวณหาบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ จะได้ความสัมพันธ์ ดังนี้

$$[Y_{bus}] : \quad Y_{k,k} = \sum_{i=1}^n y_{k,i} \quad \text{และ} \quad Y_{k,i} = -y_{k,i}$$

จัดรูปสมการที่ 2.7 โดยใช้ตัวแปรเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์ จะได้ว่า

$$Y_{k,k}V_k + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{k,i}V_i = \frac{P_{sch,k} - jQ_{sch,k}}{(V_k)^*} \quad (2.8)$$

$$\sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i = \frac{P_{sch,k} - jQ_{sch,k}}{(V_k)^*} \quad (2.9)$$

จัดรูปสมการใหม่ โดยกำหนดให้  $S_{sch,k} = P_{sch,k} + jQ_{sch,k}$  จะได้ว่า

$$\begin{aligned} \frac{(S_{sch,k})^*}{(V_k)^*} &= \sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i \\ (S_{sch,k})^* &= (V_k)^* \sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i \end{aligned} \quad (2.10)$$

สมการที่ 2.10 เป็นสมการของกำลังไฟฟ้าที่บัส  $k$  ใด ๆ และเป็นสมการเริ่มต้นของการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน กำหนดนิยามดังต่อไปนี้

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k = |V_k| e^{j\delta_k} \quad \text{คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส } k$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad \text{คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส } i$$

$$Y_{k,i} = |Y_{k,i}| \angle \theta_{k,i} = |Y_{k,i}| e^{j\theta_{k,i}} \quad \text{คือ สมาชิกแถวที่ } k \text{ หลักที่ } i \text{ ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์}$$

จากสมการที่ 2.10 เมื่อพิจารณาในรูปพิกัดเชิงขั้ว จะได้ว่า

$$\begin{aligned} (S_{sch,k})^* &= (|V_k| \angle -\delta_k) \sum_{i=1}^n (|Y_{k,i}| \angle \theta_{k,i}) (|V_i| \angle \delta_i) \\ P_{sch,k} - jQ_{sch,k} &= \sum_{i=1}^n |Y_{k,i}| V_k V_i \angle (\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \end{aligned} \quad (2.11)$$

โดยที่  $P_{sch,k} = P_{G,k} - P_{D,k}$  และ  $Q_{sch,k} = Q_{G,k} - Q_{D,k}$  จะได้ว่า

$$(P_{G,k} - P_{D,k}) - j(Q_{G,k} - Q_{D,k}) = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \angle(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.12)$$

สำหรับเฟสเซอร์แรงดันบั๊สที่เป็นผลเฉลยของระบบสมการนี้ จะทำให้สมการสมดุล อย่างไรก็ตาม ในกระบวนการวนรอบต้องดำเนินการกำหนดค่าเริ่มต้นของเฟสเซอร์แรงดันบั๊สซึ่งทำได้หลายรูปแบบ เช่น การเริ่มต้นแบบราบเรียบ โดยการกำหนดให้แรงดันบั๊สเริ่มต้นของทุกบั๊สมีค่า  $1.0 \angle 0^\circ$  p.u. หรือใช้ผลเฉลยแรงดันของการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบที่ทำงาน ณ จุดทำงานก่อนหน้าที่จะพิจารณา ถ้าค่าเริ่มต้นเหล่านี้ไม่ใช่ผลเฉลยแรงดันของระบบจะทำให้สมการดังกล่าวไม่เป็นศูนย์ เกิดความคลาดเคลื่อนของผลรวมกำลังงานไฟฟ้าที่บั๊สขึ้นมา เรียกว่า ความไม่สอดคล้องของกำลังไฟฟ้า (Power mismatches) ซึ่งมีทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ดังนี้

$$\Delta P_k = P_{sch,k} - P_{cal,k} = f_{p,k}$$

$$\Delta Q_k = Q_{sch,k} - Q_{cal,k} = f_{q,k}$$

$$P_{cal,k} = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.13)$$

$$Q_{cal,k} = -\sum_{i=1}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.14)$$

ใช้ระเบียบวิธีการวนรอบของนิวตัน - ราฟสัน ประมาณผลเฉลยของระบบสมการในรอบการคำนวณที่  $k+1$  ใด ๆ จะได้

$$f_{p,k+1} = \Delta P_{k+1} = \Delta P_k + [\nabla f_{p,k}]^T \cdot \Delta X = 0$$

$$\Delta P_k = -[\nabla f_{p,k}]^T \cdot \Delta X$$

โดยที่  $X = [\delta \quad |V|]^T$  จะได้

$$\Delta P_k = -\left( \frac{\partial f_{p,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial f_{p,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \right)$$

เนื่องจาก  $P_{sch,k}$  มีค่าคงที่ ดังนั้นจะได้ว่า  $\frac{\partial f_{p,k}}{\partial X} = -\frac{\partial P_{cal,k}}{\partial X}$  นั่นคือ

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.15)$$

ในทำนองเดียวกัน สำหรับกำลังไฟรีแอกทีฟ จะได้

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.16)$$

รวมสมการเพื่อสร้างเมตริกซ์ สำหรับปรับปรุงผลเฉลยแรงดัน ด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน หรือ Mismatches (power) = Jacobian  $\times$  Corrections (voltage) ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{cal}}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{cal}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

สามารถเขียนเป็นเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J1 & \vdots & \vdots & \vdots & J2 & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta |V_1| \\ \Delta |V_2| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

ถ้าให้บัสที่  $m$  เป็นบัสสลัก จากสมการที่ 2.17 หลักที่  $k = m$  และแถวที่  $k = m$  จะถูกกำจัดออกไปเหลือเมตริกซ์ขนาดเพียง  $2(n - 1) \times 2(n - 1)$  เท่านั้น และสามารถหาสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนได้ดังนี้

เมตริกซ์ย่อย  $J1$  : จากสมการที่ (2.15)

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = -|Y_{k,i} V_k V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.19)$$

เมตริกซ์ย่อย  $J2$  : จากสมการที่ (2.15)

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} = 2|Y_{k,k} V_k| \cos(\theta_{k,k}) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial |V_i|} = |Y_{k,i} V_k| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.21)$$

เมตริกซ์ย่อย  $J3$  : จากสมการที่ (2.16)

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_k V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} = -|Y_{k,i} V_k V_i| \cos(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.23)$$

เมตริกซ์ย่อย  $J4$  : จากสมการที่ (2.16)

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_k|} = -2|Y_{k,k} V_k| \sin(\theta_{k,k}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |Y_{k,i} V_i| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial |V_i|} = -|Y_{k,i} V_k| \sin(\theta_{k,i} - \delta_k + \delta_i) \quad i \neq k \quad (2.25)$$

จากสมการที่ (2.17) สามารถหาผลเฉลยในรอบที่  $h+1$  โดยคำนวณเมตริกซ์ผกผันจาโคเบียน จะได้

$$\begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^{(h)} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{(h)} + \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix}^{-1(h)} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(h)}$$

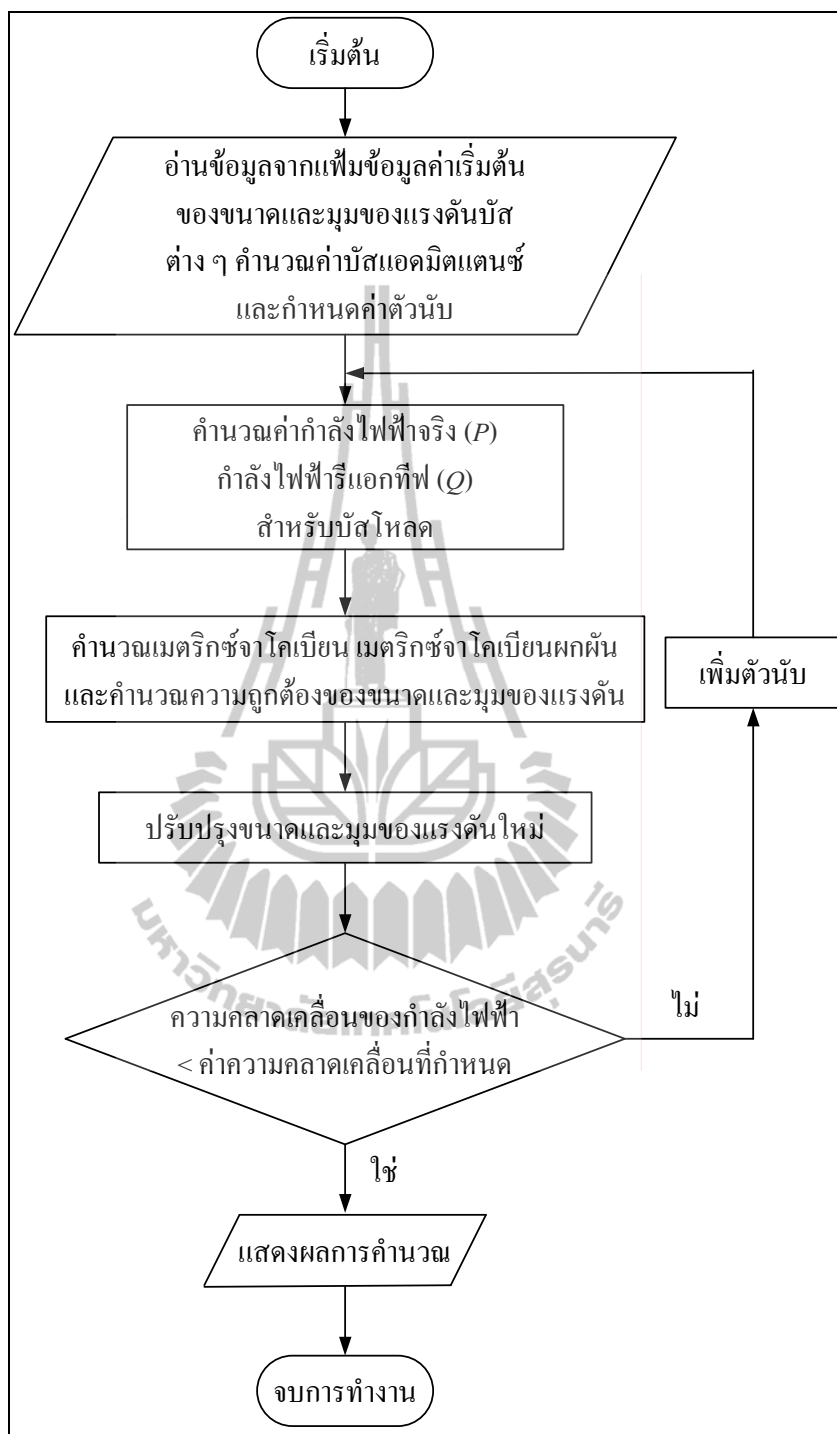
การคำนวณเพื่อปรับปรุงผลเฉลยของแรงดันจะดำเนินไปเรื่อย ๆ จนกว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าสูงสุดมีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ยอมรับได้หรือ

$$\max(|P_{mis,max}|, |Q_{mis,max}|) < \varepsilon_{tol}$$

สรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยระเบียบวิธีนิวตัน - رافสัน ดังนี้

- 1) กำหนดค่าเริ่มต้นของขนาดและมุมของแรงดันที่บัสต่าง ๆ  
เพื่อนำไปใช้สำหรับการคำนวณในรอบแรก และการคำนวณซ้ำในรอบต่อไป
- 2) คำนวณค่าแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์  $Y_{bus}$  ในรูประบบต่อหน่วย (per – unit - system)
- 3) คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง ( $P$ ) กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ( $Q$ ) สำหรับบัสโหลด
- 4) คำนวณค่าจาโคเบียนเมตริกซ์  $J_1 - J_4$
- 5) คำนวณเมตริกซ์จาโคเบียนผกผัน และคำนวณความถูกต้องของแรงดัน  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  ทุกบัส
- 6) คำนวณ  $\delta$  และ  $|V|$  ค่าใหม่โดยรวม  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  กับค่าเก่า
- 7) ดำเนินการตรวจสอบค่า  $\Delta P$  และ  $\Delta Q$  หรือค่า  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  ถ้ามีค่ามากกว่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ให้กลับไปคำนวณที่ขั้นตอนที่ 3 ใหม่
- 8) ถ้า  $\Delta P$  และ  $\Delta Q$  หรือค่า  $\Delta\delta$  และ  $\Delta|V|$  มีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนดไว้ให้แสดงผลที่ทำการคำนวณได้

สามารถอธิบายอัลกอริทึมของโปรแกรมการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - رافสัน แผนภาพการทำงาน แสดงดังรูปที่ 2.5

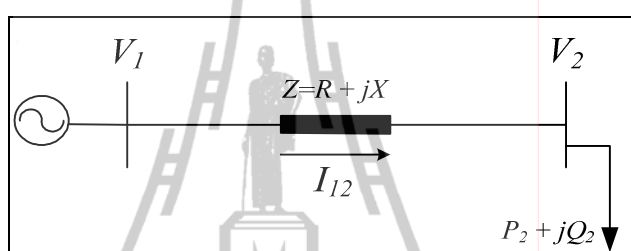


รูปที่ 2.5 แผนภาพการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน



## 2.4.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง

เมื่อคำนวณผลเฉลยแรงดันบัสเสร็จเรียบร้อยแล้ว โดยใช้วิธีการของนิวตัน - ราฟสัน ขั้นตอนต่อไปคือ การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง เพื่อดูการกระจายของการไหลของกำลังไฟฟ้าว่ามีทิศทางไปในทางใดและเป็นปริมาณเท่าใด กำลังงานสูญเสียในสายส่ง ตลอดจนแรงดันตกเป็นเท่าไร คุณสมบัติต่าง ๆ เหล่านี้เป็นตัวแปรสำคัญสำหรับการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อให้ระบบไฟฟ้าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดและประหยัด (ชนิดชัย กุลวรรณิพงษ์, 2551)



รูปที่ 2.6 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 บัส

พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลัง แสดงดังรูปที่ 2.4 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของระบบไฟฟ้าคำนวณได้จากสมการ  $S_{loss} = P_{loss} + jQ_{loss} = (I_{12})^2 Z$  โดยกำลังงานสูญเสียประกอบไปด้วย 2 ส่วน คือ กำลังงานสูญเสียแอกทีฟ  $P_{loss}$  และกำลังงานสูญเสียรีแอกทีฟ  $Q_{loss}$  ดังนี้

$$P_{loss} = (I_{12})^2 R = \left( \frac{V_1 - V_2}{Z} \right)^2 R \quad (2.26)$$

$$Q_{loss} = (I_{12})^2 X = \left( \frac{V_1 - V_2}{Z} \right)^2 X \quad (2.27)$$

โดยทั่วไปแล้วฟังก์ชันค่าเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าแอกทีฟเป็นกำลังไฟฟ้าที่ถูกเปลี่ยนให้เป็นกำลังงานในรูปแบบต่าง ๆ ที่โหลดกำลังงาน ชนิดนี้ก็คือ กำลังเฉลี่ย (Average power) นั่นเอง ซึ่งต่างจากกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เปลี่ยนเป็นพลังงานรูปอื่นชั่วคราวเท่านั้น โดยที่กำลังเฉลี่ยในหนึ่งวัฏจักรเท่ากับศูนย์ หรืออาจกล่าวได้ว่า กำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่สิ้นเปลืองกำลังไฟฟ้า ถ้าความต้องการกำลังไฟฟ้าแอกทีฟมีมากขึ้นเท่าใด

ค่าเชื้อเพลิงก็จะมากตามไปด้วย ดังนั้นกำลังไฟฟ้าแอกทีฟจึงมีความสำคัญในเชิงเศรษฐศาสตร์มากกว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ทำให้การวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าโดยทั่วไปมุ่งไปที่การลดกำลังงานสูญเสียแอกทีฟมากกว่ากำลังงานสูญเสียรีแอกทีฟ

## 2.5 ดาวเทียมแลนด์แซต 5

ดาวเทียมแลนด์แซต 5 (สำนักงานพัฒนาเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ, 2549) เป็นดาวเทียมสำรวจทรัพยากรธรรมชาติ ถูกส่งขึ้นสู่วงโคจรโดยจรวด McDonald Douglas Delta 3920 จากฐานทัพอากาศ Vandenberg, California เมื่อวันที่ 1 มีนาคม พ.ศ.2527 ปัจจุบันยังโคจรและบันทึกข้อมูล เป็นดาวเทียมที่มีการนำมาใช้ประโยชน์ในการสำรวจทรัพยากรธรรมชาติอย่างแพร่หลาย ใช้ระบบการสำรวจระยะไกลโดยอาศัยพลังงานแสงธรรมชาติดีความสูงของการโคจร 705 กิโลเมตร ลักษณะการโคจรแบบสัมพันธ์กับดวงอาทิตย์โดยผ่านขั้วโลก (near - polar sun - synchronized) เอียงทำมุมกับแกนโลก 98.2 องศา เวลาท้องถิ่นในการบันทึกข้อมูล 9:30 นาฬิกา ใช้เวลาในการโคจรรอบโลก 1 รอบ 99 นาที มีจำนวนรอบของการโคจรใน 1 วัน 14.5 รอบ บันทึกข้อมูลซ้ำที่เดิม ทุก 16 วัน ใช้ระบบบันทึกข้อมูล Multispectral Scanner (MSS) และ Thematic Mapper (TM) รายละเอียดภาพ 80 เมตร (MSS) และ 30 เมตร (TM) ความกว้างของภาพ 185 กิโลเมตร โดยมีศักยภาพการใช้ประโยชน์ของอุปกรณ์บันทึกข้อมูลดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2.4 ศักยภาพการใช้ประโยชน์ของช่วงคลื่นระบบ Multispectral Scanner

รายละเอียดภาพ 80 เมตร

แบนด์	ความยาวคลื่น (ไมโครเมตร)	ศักยภาพการใช้ประโยชน์
4	0.5 - 0.6 น้ำเงินเขียว (visible light)	แยกพืชและสภาพความเขียว แสดงความแตกต่างของพืชพรรณต่าง ๆ ที่มีความไวต่อการมีหรือไม่มีคลอโรฟิลล์
5	0.6 - 0.7 แดง (visible light)	แสดงความแตกต่างชนิดพืช
6	0.7 - 0.8 อินฟราเรดใกล้ (near IR)	แสดงความแตกต่างของพืชและแหล่งน้ำ
7	0.8 - 1.1 อินฟราเรดใกล้ (near IR)	พืช ความชื้นในดิน เมฆ และหิมะ

ตารางที่ 2.5 ศักยภาพการใช้ประโยชน์ของช่วงคลื่น ระบบ Thematic Mapper (TM)

รายละเอียดภาพ 30 เมตร

แบนด์	ความยาวคลื่น (ไมโครเมตร)	ศักยภาพการใช้ประโยชน์
1	0.45 - 0.52 น้ำเงิน(visible light)	ใช้ตรวจสอบลักษณะน้ำตามชายฝั่งเพื่อแสดงความแตกต่างของต้นไม้ชนิดผลัดใบและไม่ผลัดใบออกจากกัน และแสดงความแตกต่างของพืชพรรณต่าง ๆ ที่มีความไวต่อการมีหรือไม่มีคลอโรฟิลล์
2	0.52 - 0.60 เขียว (visible light)	แสดงการสะท้อนพลังงานสีเขียวจากพืชพรรณที่เจริญเติบโตแล้ว
3	0.63 - 0.69 แดง (visible light)	แสดงความแตกต่างของการดูดกลืนคลอโรฟิลล์ในพืชพรรณชนิดต่าง ๆ กัน
4	0.76 - 0.90 อินฟราเรดใกล้ (near IR)	ใช้ตรวจวัดปริมาณมวลชีวะ แสดงความแตกต่างของน้ำและส่วนที่ไม่ใช่น้ำ
5	1.55 - 1.75 อินฟราเรดคลื่นสั้น (short - wave IR)	ตรวจวัดความชื้นในพืช ความแตกต่างหิมะกับเมฆ
6	10.4 - 12.5 อินฟราเรดความร้อน (thermal IR)	ใช้ตรวจการการเหี่ยวเฉาอันเนื่องมาจากความร้อนในพืช แสดงความแตกต่างของความร้อนบริเวณที่ศึกษา แสดงความแตกต่างของความชื้นของดิน
7	2.08 - 2.35 อินฟราเรดสะท้อน (short - wave IR)	ใช้ตรวจความร้อนในน้ำ ใช้แยกประเภทแร่ธาตุและหินชนิดต่าง ๆ

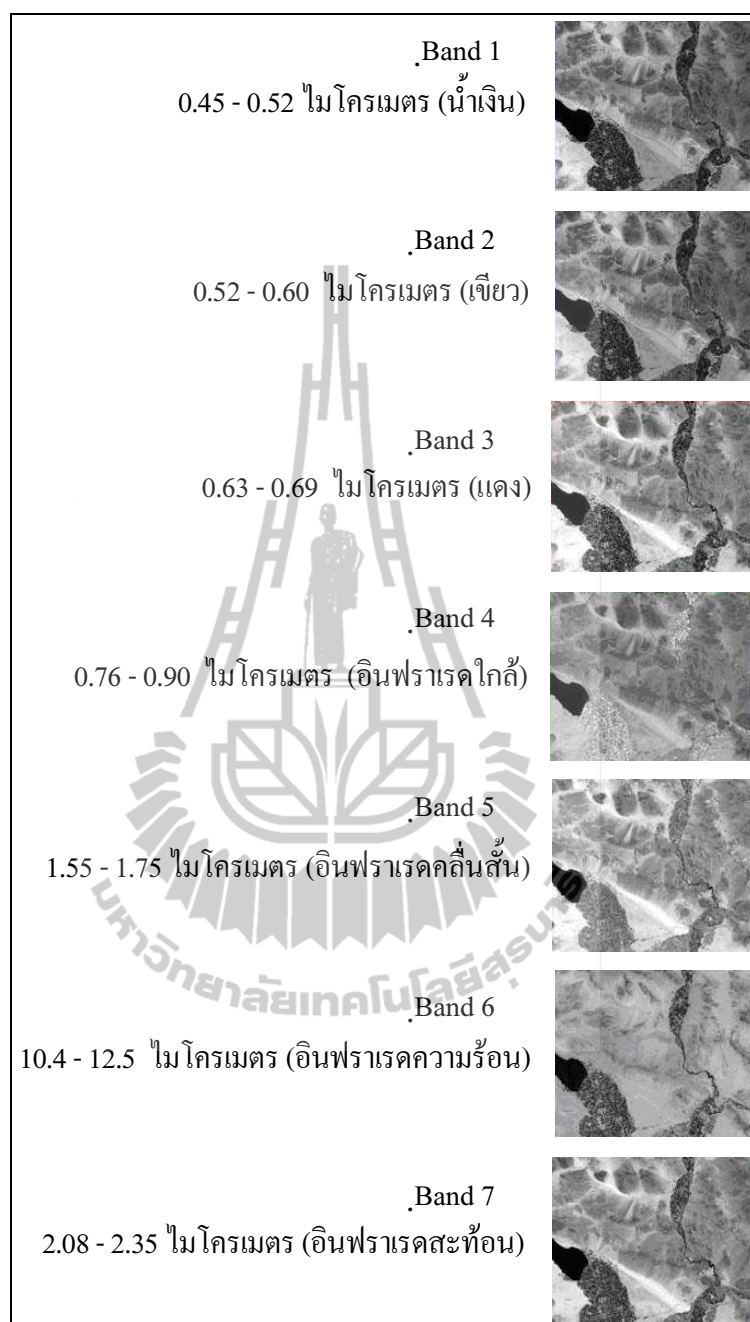
แลนดแซต เป็นชื่อของชุดดาวเทียมสำรวจทรัพยากรธรรมชาติที่ขึ้นสู่วงโคจร และทำการบันทึกข้อมูลพื้นผิวโลกมาเกือบ 3 ทศวรรษ (ดาวเทียมดวงแรกของโครงการถูกส่งขึ้นสู่อวกาศเมื่อวันที่ 23 กรกฎาคม 1972 และต่อมาดาวเทียมถูกเรียกว่า แลนดแซต ในปี 1975) โดยในระยะแรกโครงการอยู่ภายใต้การจัดการขององค์การ NOAA ของสหรัฐ แล้วถ่ายมาให้อยู่ภายใต้การจัดการของ Earth Observing Satellite Company (EOSAT) ในปี 1984 และต่อมารัฐบาลสหรัฐได้กำหนดให้เป็นพันธกิจของรัฐบาลในการที่จะมีการสำรวจทรัพยากรด้วยดาวเทียมอย่างต่อเนื่อง และได้กำหนดพันธกิจนี้ไว้ในกฎหมายชื่อ The 1992 Land Remote Sensing Policy Act และให้การ

จัดการดาวเทียม แลนด์แซต กลับมาอยู่ภายใต้ USGS และ NASA ในโครงการ U.S. Global Change Research Program ถ่ายโอนคืนจากการจัดการในเชิงพาณิชย์ มาอยู่ภายใต้การจัดการของหน่วยงานของรัฐบาลกลาง

ปัจจุบันดาวเทียมแลนด์แซตที่ทำงานอยู่คือ แลนด์แซต 5 แต่มีการเกิดข้อผิดพลาดกับแลนด์แซต 6 โดยศูนย์ควบคุมไม่สามารถติดต่อกับดาวเทียมได้ในระหว่างการปรับดาวเทียมเข้าสู่วงโคจร ได้มีการหาสาเหตุของปัญหา และกำหนดมาตรการป้องกัน จากนั้นได้เร่งดำเนินการสร้างและส่ง แลนด์แซต 7 ขึ้นสู่วงโคจรในเดือนเมษายน 1999 และปัจจุบันนี้ แลนด์แซต 7 ศูนย์ควบคุมก็ไม่สามารถติดต่อกับดาวเทียมได้

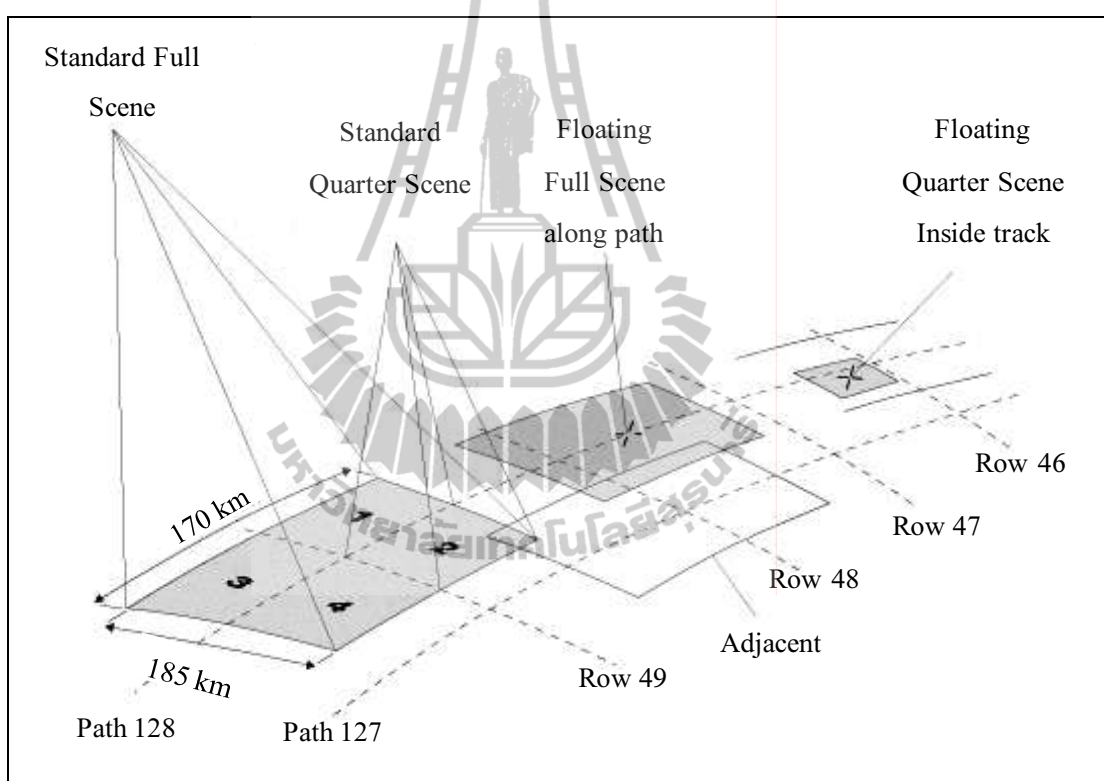
ภารกิจของแลนด์แซต คือการสำรวจข้อมูล และเผยแพร่เพื่อการใช้ประโยชน์ของพลเรือน โดยได้มีการพัฒนาอุปกรณ์สำรวจบนดาวเทียมอย่างต่อเนื่อง ในช่วงแรกของโครงการ ดาวเทียมแลนด์แซต 1 2 และ 3 ติดตั้งเครื่องมือสำรวจที่เรียกว่า MSS (Multi - Spectral Scanner) ดาวเทียมรุ่นต่อมา คือ แลนด์แซต 4 และ 5 ติดตั้งเครื่องมือสำรวจที่เรียกว่า TM (Thematic Mapper) และดาวเทียมแลนด์แซต 7 ติดตั้งอุปกรณ์ที่เรียกว่า ETM (Enhanced Thematic Mapper)

อุปกรณ์บันทึกข้อมูลของดาวเทียมแลนด์แซต 5 ใช้จัดเก็บข้อมูลของอัตราการสะท้อนของวัตถุนบนพื้นผิวโลก โดยลักษณะการสะท้อนของแต่ละช่วงคลื่นจะมีความแตกต่างกันไป ตัวอย่างคุณสมบัติในการสะท้อนคลื่นจากพื้นโลกของดาวเทียมแลนด์แซต 5 แสดงดังรูปที่ 2.7 ซึ่งแต่ละช่วงจะให้ภาพที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของแบนด์นั้นว่าสามารถสะท้อนวัตถุนิตใดบนพื้นโลกได้ดี ดังนั้นการนำช่วงคลื่นมาผสมกันนั้นจะขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ในการสำรวจ หรือความเด่นชัดของวัตถุที่ผู้ใช้งานต้องการ

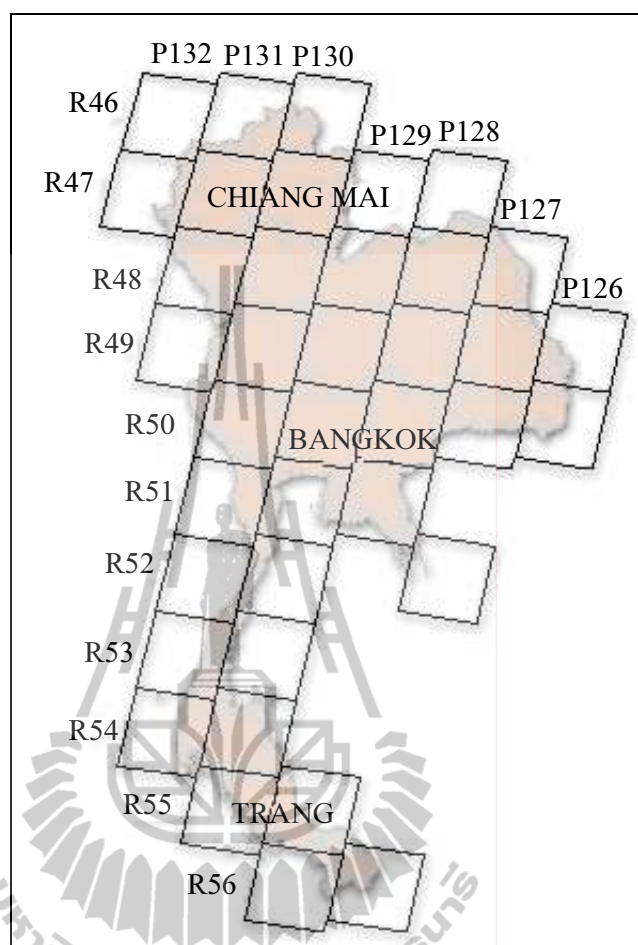


รูปที่ 2.7 คุณสมบัติในการสะท้อนคลื่นจากพื้น โลกของแต่ละช่วงคลื่น

ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 มีขนาดภาพ  $185 \times 170$  กิโลเมตร ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 31450 ตารางกิโลเมตร แต่ในการบันทึกภาพของดาวเทียมยังมีการบันทึกข้อมูลเป็นภาพย่อย หรือ ภาพขนาดเล็ก แสดงดังรูปที่ 2.8 ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้งานและถ้าต้องการภาพถ่ายดาวเทียมที่มีขนาดใหญ่มากต้องในภาพถ่ายดาวเทียมมาต่อกันตามความต้องการ โดยลักษณะของ ภาพถ่ายจะแบ่งออกเป็น Part (P) และ Row (R) ต่าง ๆ แสดงดังรูปที่ 2.9 ซึ่งเป็นภาพถ่ายดาวเทียม ที่ครอบคลุมประเทศไทย สำหรับพื้นที่ที่กรณีสึกษาใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแบบมาตรฐาน (Standard full scene) P128 R50 เพื่อให้ครอบคลุมพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา



รูปที่ 2.8 ขนาดภาพของดาวเทียมแลนด์แซต 5 (ขวัญชัย นอแสงศรี, 2553)



รูปที่ 2.9 Part และ Row ที่ครอบคลุมประเทศไทยของภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5

## 2.6 การสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม

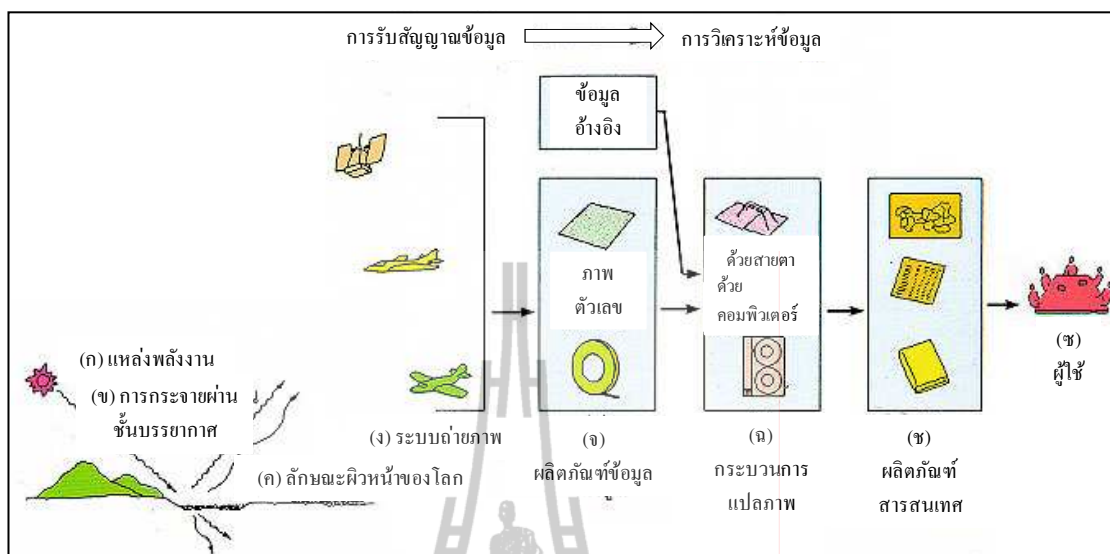
### 2.6.1 กระบวนการสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียม

กระบวนการสำรวจระยะไกล (Remote Sensing) (สมพร สว่างศ์, 2552) สามารถแบ่งออกเป็น 2 กระบวนการใหญ่ แสดงดังรูปที่ 2.10 คือ

**การรับและบันทึกข้อมูล (Data Acquisition)** เป็นกระบวนการบันทึกพลังงานที่สะท้อนหรือส่งผ่านของสิ่งปกคลุมดิน (Ground Cover) โดยเครื่องบันทึกบนยานสำรวจแล้วส่งข้อมูลเหล่านั้นไปยังสถานีรับสัญญาณภาคพื้นดิน (Ground Receiving Station) เพื่อผ่านกรรมวิธีการผลิตเป็นข้อมูลทั้งในรูปแบบภาพถ่ายและข้อมูลเชิงตัวเลข (Digital)

**การวิเคราะห์ประมวลผลข้อมูล (Data Analysis)** ประกอบด้วยการวิเคราะห์ด้วยสายตา (Visual Analysis) และการวิเคราะห์ด้วยเครื่องคอมพิวเตอร์ (Digital Analysis) ก่อนผู้ใช้จะนำผลการวิเคราะห์ไปใช้ประโยชน์





รูปที่ 2.10 กระบวนการสำรวจข้อมูลระยะไกล (สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ, 2534)

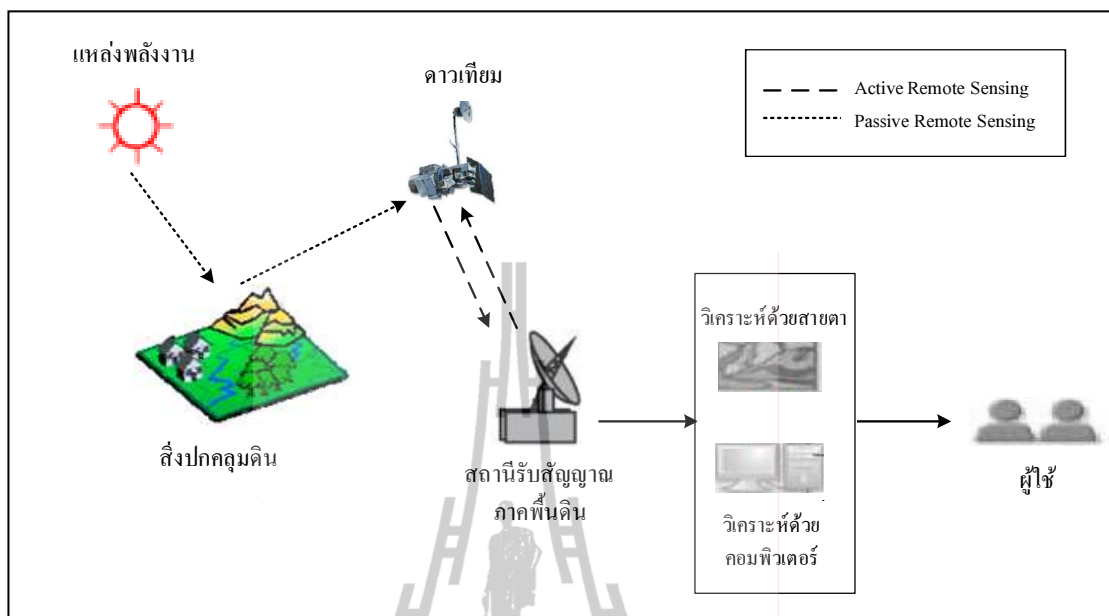
## 2.6.2 ประเภทของการสำรวจข้อมูลระยะไกล

การสำรวจระยะไกลสามารถจำแนกการบันทึกข้อมูลตามแหล่งกำเนิดพลังงานออกได้เป็น 2 ประเภท แสดงดังรูปที่ 2.11 คือ

**การบันทึกข้อมูลที่ใช้พลังงานตามธรรมชาติ (Passive Remote Sensing)** เป็นระบบการสำรวจระยะไกลที่ใช้ตั้งแต่เริ่มแรกจนถึงปัจจุบัน โดยมีดวงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานตามธรรมชาติ ระบบนี้จึงรับสัญญาณและบันทึกข้อมูลได้ในช่วงเวลากลางวัน เป็นส่วนใหญ่ ด้วยการอาศัยการสะท้อนพลังงานของวัตถุนบนพื้นโลกด้วยแสงอาทิตย์ ดังนั้นระบบนี้จึงมีข้อจำกัดด้านสภาวะอากาศ ทำให้ไม่สามารถบันทึกข้อมูลได้ดีในช่วงฤดูฝนหรือในช่วงเวลาที่มีเมฆ หมอกปกคลุมอย่างหนาแน่น อย่างไรก็ตามระบบนี้สามารถบันทึกข้อมูลในช่วงคลื่นอินฟราเรดความร้อน (Thermal Infrared) ซึ่งเป็นการแผ่พลังงานความร้อน (Emission) จากวัตถุนบนพื้นผิวโลกในเวลากลางคืนได้

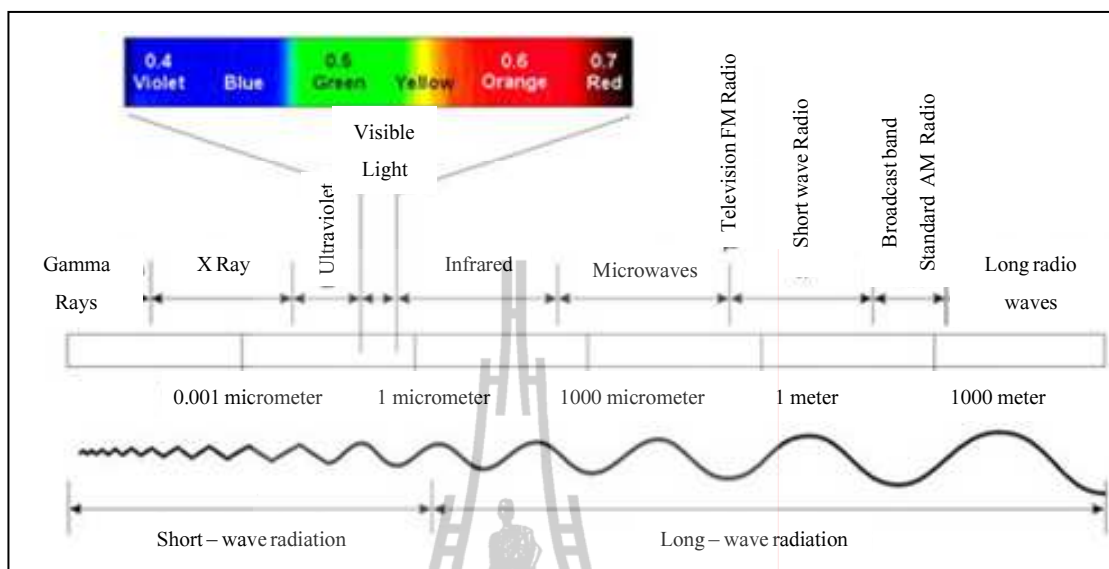
**การบันทึกข้อมูลที่ใช้พลังงานที่ประดิษฐ์ขึ้น (Active Remote Sensing)** เป็นระบบการสำรวจระยะไกลที่มีแหล่งกำเนิดพลังงานจากการสร้างขึ้นของอุปกรณ์สำรวจในช่วงคลื่นไมโครเวฟ ที่นำมาใช้ในเรดาร์ (Radio Detector and Ranging) โดยส่งผ่านพลังงานนั้นไปยังพื้นที่เป้าหมายและบันทึกสัญญาณการกระจัดกระจายกลับ (Backscatter) จากพื้นที่เป้าหมาย ระบบนี้สามารถทำงานได้โดยไม่มีข้อจำกัดด้านเวลาและสภาพภูมิอากาศ ทั้งยังสามารถ ส่งสัญญาณทะลุผ่านกลุ่มเมฆ หมอก ฝน ทำให้สามารถบันทึกสัญญาณได้ทั้งเวลากลางวันและกลางคืนในทุกฤดูกาล





รูปที่ 2.11 กระบวนการบันทึกข้อมูล

การบันทึกข้อมูล ทำได้โดยใช้พลังงานคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าจากดวงอาทิตย์หรือจากแหล่งกำเนิดแสงจากที่อื่นมาสร้างเป็นภาพที่คล้ายกับการบันทึกภาพด้วยกล้องถ่ายรูปในระดับสูงจากท้องฟ้า ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับช่วงคลื่น (Spectral) แสดงดังรูปที่ 2.12 ข้อมูลที่บันทึกได้จากดาวเทียม จะมีคุณสมบัติพิเศษที่บันทึกภาพเพียงช่วงคลื่นใดช่วงคลื่นหนึ่งของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า เรียกว่า ช่วงคลื่นหรือแบนด์ (Band) ทำให้มีการบันทึกข้อมูลในย่านที่ตามองเห็นมีความยาวช่วงคลื่นระหว่าง 0.4 - 0.7 ไมโครเมตร และตาไม่สามารถมองเห็นได้ ตัวอย่างช่วงคลื่นของอุปกรณ์แบบมัลติสเปกตรัม (Multispectral) เช่น แบนด์ 1 บันทึกข้อมูลในช่วงคลื่น 0.45 - 0.52 ไมโครเมตร แบนด์ 2 บันทึกข้อมูลในช่วงคลื่น 0.52 - 0.60 ไมโครเมตร แบนด์ 3 บันทึกข้อมูลในช่วงคลื่น 0.63 - 0.69 ไมโครเมตรและช่วงคลื่นที่ตามองไม่เห็น เช่น แบนด์ 4 บันทึกข้อมูลในช่วงคลื่น 0.76 - 0.90 ไมโครเมตร เป็นช่วงคลื่นอินฟราเรด (Infrared) และจะมีการเปลี่ยนข้อมูลช่วงคลื่นต่าง ๆ ให้เป็นข้อมูลเชิงตัวเลข (Digital Data) แล้วจัดเก็บไว้ จึงทำให้เรียกภาพถ่ายดาวเทียมว่าภาพข้อมูลดาวเทียม เมื่อต้องการดูข้อมูลจะต้องนำช่วงคลื่นมาทำการผสมสีหรือผสมแบนด์แล้วจึงนำไปประยุกต์ใช้ต่อไปได้



รูปที่ 2.12 ช่วงคลื่นต่าง ๆ

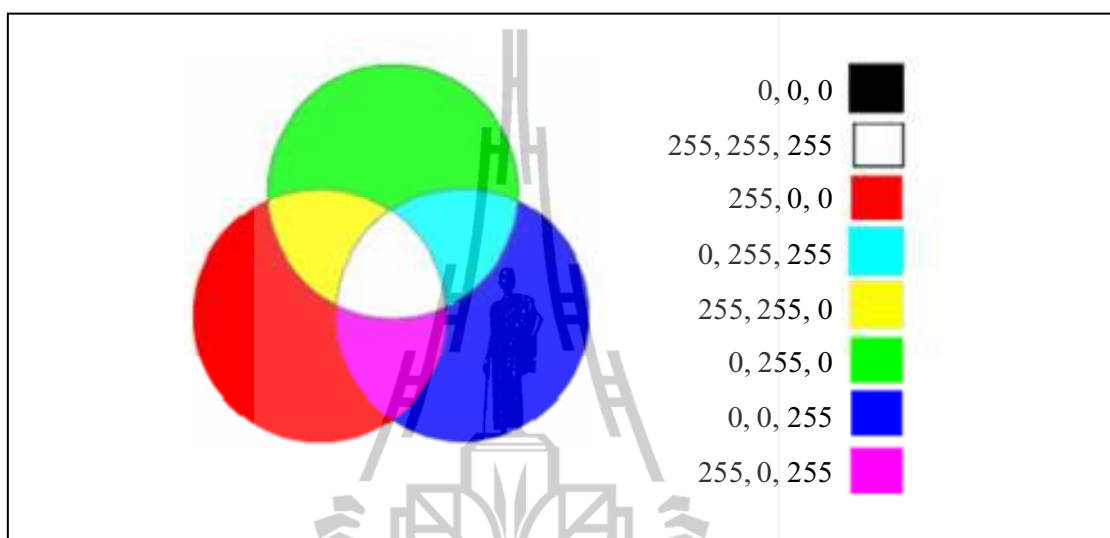
## 2.7 การผสมแบนด์ภาพถ่ายดาวเทียม

ข้อมูลดาวเทียมเชิงตัวเลขสามารถนำมาแสดงบนจอคอมพิวเตอร์โดยใช้ช่วงคลื่นเดี่ยว (Single Band Display) เพื่อให้ได้ภาพ (Gray Scale) โดยจะอยู่ในรูปของข้อมูลตัวเลข 0 - 255 ค่าข้อมูลที่ต่ำสุดจะปรากฏเป็นสีดำและค่าข้อมูลที่สูงสุดจะปรากฏสีขาวหรือจะนำมาแสดงบนจอคอมพิวเตอร์โดยใช้หลายช่วงคลื่น (Multiband Display) เพื่อสร้างภาพสีผสมที่นิยมใช้กันมากคือ ภาพผสมสีเท็จ (False Color Composite) เพราะสามารถให้การแบ่งแยกวัตถุหรือสิ่งปกคลุมดินได้ดี การผสมแบนด์นั้นใช้ข้อมูลจำนวน 3 ช่วงคลื่นหรือ 3 แบนด์ โดยกำหนดให้ข้อมูลแต่ละแบนด์เป็นแม่สี คือ สีแดง สีเขียว สีน้ำเงิน แสดงดังรูปที่ 2.13 โดยใช้หลักการรวมค่าแบบเวกเตอร์แสดงดังสมการ 2.6 หรือเรียกว่าการผสมแบนด์

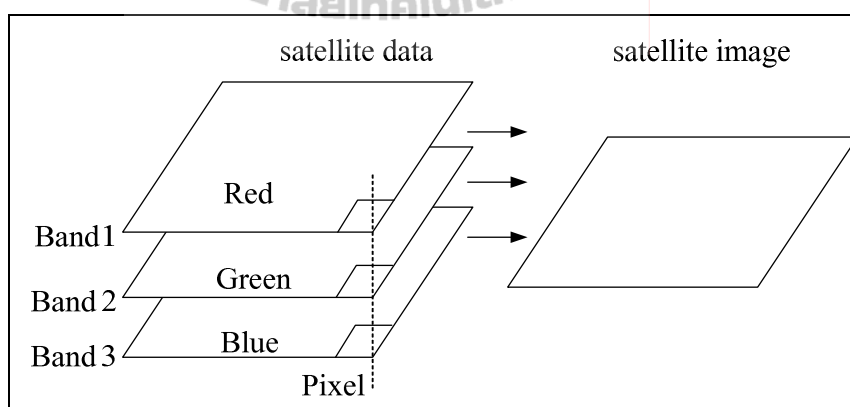
$$[R,0,0] + [0,G,0] + [0,0,B] = [R,G,B] \quad (2.28)$$

ข้อมูลดาวเทียมเชิงเลขในรูปแบบกริดประกอบด้วยจุดภาพสี่เหลี่ยมขนาดเท่า ๆ กันตามแนวตั้งและแนวนอนที่บอกค่าสะท้อนของพลังงานเป็นตัวเลข หรือเรียกว่า จุดภาพ (pixel) แสดงดังรูปที่ 2.14 โดยที่มีค่าสี  $R=0 - 255$   $G=0 - 255$   $B=0 - 255$  จะประกอบเป็นเวกเตอร์ดังสมการที่ 2.29 ซึ่งค่าต่าง ๆ จะถูกแสดงออกมาเป็นสีที่แตกต่างกันไป ลักษณะการผสมแบนด์ของข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม

$$1 \text{ Pixel} = [0 - 255, 0 - 255, 0 - 255] = \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$



รูปที่ 2.13 ลักษณะการสร้างสีขึ้นมาใหม่ โดยการผสมกันของแม่สีทั้ง 3 สี ในระบบ RGB



รูปที่ 2.14 การผสมแบนด์ของภาพถ่ายดาวเทียม

## 2.8 การคำนวณค่า Optimum index factor (OIF)

เพื่อทำการคัดเลือกชั้นข้อมูลที่เหมาะสมสำหรับการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินและสิ่งปกคลุมดิน โดยรูปแบบสมการในการคำนวณค่า OIF (Chavez, P. S., 1988) แสดงดังต่อไปนี้

$$OIF = \frac{\sum_{k=1}^3 S_k}{\sum_{j=1}^3 Abs(r_j)} \quad (2.30)$$

โดยที่  $S_k$  คือ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแบนด์ที่ k  
 $Abs(r_j)$  คือ ค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่าง 2 แบนด์  
 จากการจัดหมู่ 3 แบนด์

การลดขนาดและความซ้ำซ้อนของข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM เพื่อทำการคัดเลือกชั้นข้อมูลที่มีรายละเอียดที่เด่นชัดเหมาะสมสำหรับการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินและสิ่งปกคลุมดิน ในการศึกษาครั้งนี้ ใช้เทคนิคการคัดเลือกข้อมูลโดยการคำนวณค่า Optimum Index Factor (OIF)

การคำนวณค่า OIF จากค่าสัดส่วนของผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ เช่น ข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM ที่ไม่รวมแบนด์ Thermal - Infrared จะทำการการจัดหมู่ครั้งละ 3 แบนด์ได้ทั้งหมด 20 ชุด และทำการจัดเรียงค่า OIF ที่ได้จากการคำนวณ ค่า OIF สูงสุดบ่งบอกถึงการจัดหมู่ระหว่างแบนด์ที่ดีที่สุด และมีความแตกต่างของข้อมูลระหว่างแบนด์สูงสุด ที่มีค่าความซ้ำซ้อนน้อยที่สุด

ในการคัดเลือกข้อมูลโดยใช้เทคนิคการคำนวณค่า OIF ที่เป็นค่าสัดส่วนของผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ สรุปผลได้ดังต่อไปนี้ผลการคำนวณค่า OIF ข้อมูลภาพ Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543 มีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแต่ละแบนด์และค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างแบนด์แสดงไว้ในตารางที่ 2.6 และ 2.7 พบว่าค่า OIF ของการจัดกลุ่มระหว่างแบนด์ 2 4 7 มีค่ามากที่สุดเท่ากับ 80.3940 ในขณะเดียวกัน การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์อื่น ๆ แสดงดังรายละเอียดในตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.6 แสดงค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543

แบนด์	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	23.84130
2	47.94070
3	32.63890
4	23.16130
5	21.05000
7	47.38210

ตารางที่ 2.7 แสดงค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างแบนด์ข้อมูลภาพถ่าย

จากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543

แบนด์	แบนด์ 1	แบนด์ 2	แบนด์ 3	แบนด์ 4	แบนด์ 5	แบนด์ 7
แบนด์ 1	1.0000	0.9550	0.8598	0.2160	0.5710	0.6278
แบนด์ 2	0.9244	1.0000	0.9550	0.3716	0.7125	0.7462
แบนด์ 3	0.8598	0.3716	1.0000	0.3546	0.8077	0.8445
แบนด์ 4	0.2160	0.7125	0.3546	1.0000	0.5534	0.3560
แบนด์ 5	0.5710	0.7462	0.8077	0.5534	1.0000	0.9264
แบนด์ 7	0.6278	0.9244	0.8445	0.3560	0.9264	1.0000

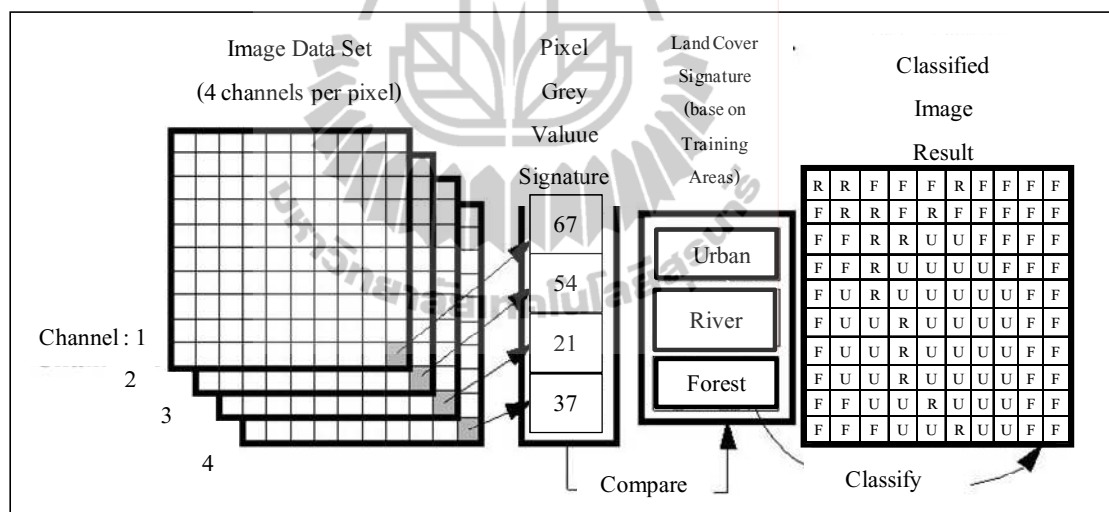
ตารางที่ 2.8 แสดงผลการคำนวณ Optimum Index Factor ข้อมูลภาพถ่าย

จากดาวเทียม Landsat - TM ปี พ.ศ. 2543

ลำดับ	การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์	ค่า OIF
1	247	80.3940
2	147	78.6699
3	347	66.3527
4	124	62.7927
5	234	61.7078
6	245	56.2758
7	134	55.6788
8	127	51.8465
9	145	50.7717
10	237	50.2662
11	457	49.8929
12	257	48.7908
13	345	44.7932
14	137	44.5355
15	157	43.4180
16	125	42.0437
17	235	41.0581
18	357	39.1952
19	123	38.1199
20	135	34.6333

## 2.9 การจำแนกประเภทข้อมูล

การจำแนกประเภทของข้อมูลบนภาพถ่ายดาวเทียม (ทรงกต ทศานนท์, 2548) สำหรับการจำแนกด้วยคอมพิวเตอร์ มักจะแยกกลุ่มข้อมูลที่มีอยู่บนภาพออกจากกัน โดยดูมาจากความแตกต่างของคุณลักษณะเชิงรังสีของสมาชิกในแต่ละกลุ่มเป็นหลัก (Spectral Pattern Recognition) การจำแนกกลุ่มเชิงรังสี ระบบมักจะนำข้อมูลค่า DN (Digital Number) ของแต่ละเซลล์บนภาพจำนวน 2 หรือ 3 แบนด์ มาเปรียบเทียบกับในปริภูมิ 2 หรือ 3 มิติ (หรือมากกว่านั้นก็ได้ขึ้นกับจำนวนแบนด์ที่ใช้ เช่น 5 แบนด์จะเป็นปริภูมิ 5 มิติ เป็นต้น) ซึ่งแต่ละแกนจะแทนค่า DN ที่มีอยู่ของแต่ละแบนด์ที่ใช้ตามลำดับ เพื่อศึกษาแบบแผนการกระจายตัว (Scatter Diagram) ของเซลล์ภาพในปริภูมิที่สร้างขึ้นดังกล่าว เรียกว่า ปริภูมิรังสี (Feature Space) ของภาพ ทั้งนี้ ตำแหน่ง หรือ พิกัด (Co - ordinate) ของแต่ละเซลล์ในปริภูมิดังกล่าวจะถูกกำหนด โดยค่า DN แต่ละแบนด์ตามลำดับ เรียก เวกเตอร์รังสี (Feature Vector หรือ Measurement Vector) ของเซลล์ แสดงดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 ตัวอย่างการกำหนดพิกัดของเซลล์ภาพในปริภูมิรังสี ซึ่งดูจากค่า DN ของเซลล์ที่ได้จากแต่ละแบนด์เป็นหลัก สืบเนื่องจากการกำหนดกลุ่มเชิงคุณลักษณะสำหรับแต่ละเซลล์ ซึ่งในที่นี้จะแยกออกเป็น 3 รูปแบบ คือ เขตเมือง (Urban) แม่น้ำ (River) และ ป่าไม้ (Forest)

### 2.9.1 ประเภทของการจำแนกข้อมูล

การจำแนกประเภทของข้อมูลบนภาพถ่ายดาวเทียมแบ่งออก 2 วิธี คือ

#### การจำแนกแบบอิสระหรือแบบไม่กำกับดูแล (Unsupervised Classification)

กรณีนี้ปล่อยให้คอมพิวเตอร์จำแนกกลุ่มของข้อมูลที่ปรากฏบนภาพออกมาอย่างอิสระขึ้นอยู่กับค่าสถิติการสะท้อนแสงข้อมูลเพียงอย่างเดียวผู้วิเคราะห์ไม่จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่ตัวอย่างของข้อมูลก่อนการจำแนกการจำแนกข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลเป็นการนำเอาจุดภาพหรือกลุ่มจุดภาพภายในข้อมูลมาแบ่งเป็นประเภทต่าง ๆ ตามคุณลักษณะด้านการสะท้อนแสงที่คล้ายกัน เรียกว่า เทคนิคการรวมกลุ่ม (Clustering) ซึ่งการจำแนกข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี คือ วิธี K - Mean และวิธี Isodata

#### การจำแนกแบบควบคุมหรือแบบกำกับดูแล (Supervised Classification)

กรณีนี้ ผู้วิเคราะห์จะต้องเป็นผู้กำหนดประเภทของกลุ่มข้อมูลที่ต้องการจำแนกให้เครื่องได้รับรู้ไว้ก่อนตั้งแต่เริ่มต้น พร้อมทั้งเงื่อนไขบางอย่างในการจำแนก เพื่อให้มันใช้เป็นเกณฑ์อ้างอิงในการทำงานต่อไป ซึ่งการจำแนกข้อมูลแบบกำกับดูแลสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 วิธี ได้แก่ (1) วิธี Parallelpiped (2) วิธี Maximum Likelihood (3) วิธี Minimum Distance และ (4) วิธี Mahalanobis Distance

วิธีการจำแนกข้อมูลที่มีประสิทธิภาพและเป็นที่ยอมรับใช้งานทั่วไปคือ วิธี Isodata ซึ่งเป็นวิธีที่ไม่ต้องกำหนดจำนวนกลุ่มตัวอย่างมากที่สุดที่ต้องการแต่มักจะบอกเป็นค่ามากที่สุดและน้อยที่สุด (หรือบอกเป็นช่วง) ทำให้การจำแนกข้อมูลเป็นไปตามคุณลักษณะเชิงรังสีและเป็นข้อแตกต่างจากวิธี K - Mean ตรงที่วิธี K - Mean ต้องการที่จะรู้จำนวนกลุ่มตัวอย่างมากที่สุดที่ต้องการแยกออกมาก่อนเริ่มการทำงาน

### 2.9.2 การจำแนกข้อมูลด้วยวิธี Isodata

วิธีการจำแนกวิธีนี้ที่กล่าวถึง เนื่องจากเป็นวิธีการจำแนกที่ใช้ในงานวิจัยนี้และระบบนี้เป็นวิธีการจำแนกข้อมูลโดยใช้ระยะห่างเชิงรังสี (Euclidian Distance) ระหว่างแต่ละเซลล์ภาพกับศูนย์กลางของกลุ่มที่กำหนดขึ้นแบบสุ่มบนปริภูมิรังสี ซึ่งจะมีขั้นตอนดังนี้

1. ผู้ศึกษาต้องกำหนดจำนวนของกลุ่มข้อมูลย่อย (Class or Cluster) มากที่สุดและน้อยที่สุดรวมทั้งจำนวนรอบของการทำงาน (Iteration) เพื่อใช้เป็นเกณฑ์อ้างอิงในการทำงาน
2. จากนั้นระบบจะเริ่มทำงาน โดยการกำหนดจุดศูนย์กลางของแต่ละกลุ่มข้อมูล (Cluster Center) ตามจำนวนที่ต้องการจากข้อ 1 ออกมาแบบสุ่ม (Random) ก่อน โดยดูจากรูปแบบการกระจายตัวของค่า DN ในปริภูมิรังสี



3. ขั้นต่อไป คือการคัดเลือกเซลล์ภาพเข้าสู่กลุ่มที่ได้มาจากข้อ 2 โดยแต่ละเซลล์จะถูกจัดให้ไปอยู่ในกลุ่มที่มีจุดศูนย์กลางห่างจากตัวมันน้อยที่สุด ซึ่งคำนวณจากสมการ 2.31 ซึ่งเมื่อเสร็จสิ้นจะได้กลุ่มข้อมูลชุดแรกออกมา

การคำนวณระยะห่างของเซลล์ภาพ 2 เซลล์ในปริภูมิรังสี ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้หลักทางเรขาคณิตปกติ

$$\Delta DN = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (2.31)$$

โดยที่  $x_1, y_1$  คือ ค่า DN ของเซลล์ภาพเซลล์ 1

$x_2, y_2$  คือ ค่า DN ของเซลล์ภาพเซลล์ 1

$\Delta DN$  คือ ระยะห่างของเซลล์ภาพ 2 เซลล์ในปริภูมิรังสี

4. จากนั้นคำนวณศูนย์กลางของแต่ละกลุ่มที่ได้ออกมาใหม่ โดยคิดมาจากค่า DN เฉลี่ยของสมาชิกทั้งหมดในกลุ่ม แล้วเริ่มทำการจัดกลุ่มให้แต่ละเซลล์ตามข้อ 3

5. หลังจากนั้นจัดกลุ่มใหม่ตามข้อ 4 ไปเรื่อยๆ จนกว่าจะครบตามจำนวนรอบที่กำหนดหรือจนกว่าตำแหน่งศูนย์กลางของแต่ละกลุ่มที่มีอยู่ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงอีกต่อไปหรือเปลี่ยนไปต่ำกว่าค่าที่กำหนดไว้ค่าหนึ่งเรียกว่า ชิดจำกัด (Threshold) ของการเลื่อนตำแหน่ง (เช่นค่า 0.01 หรือ 1%) จึงจะหยุดการทำงาน

โดยปกติการจำแนกข้อมูลออกเป็นกลุ่มของระบบดังกล่าวจะดูจากฟังก์ชันตัวหนึ่งที่กำหนดขึ้น เรียกว่า Mean Squared Error (MSE) การจำแนกเซลล์เข้าสู่กลุ่มตัวอย่างของวิธี Isodata หลาย ๆ รอบ เพื่อให้มีค่า  $MSE$  ต่ำที่สุดนั่นเองนิยามโดย

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^N [x_i - C(x_i)]^2}{Nb} \quad (2.32)$$

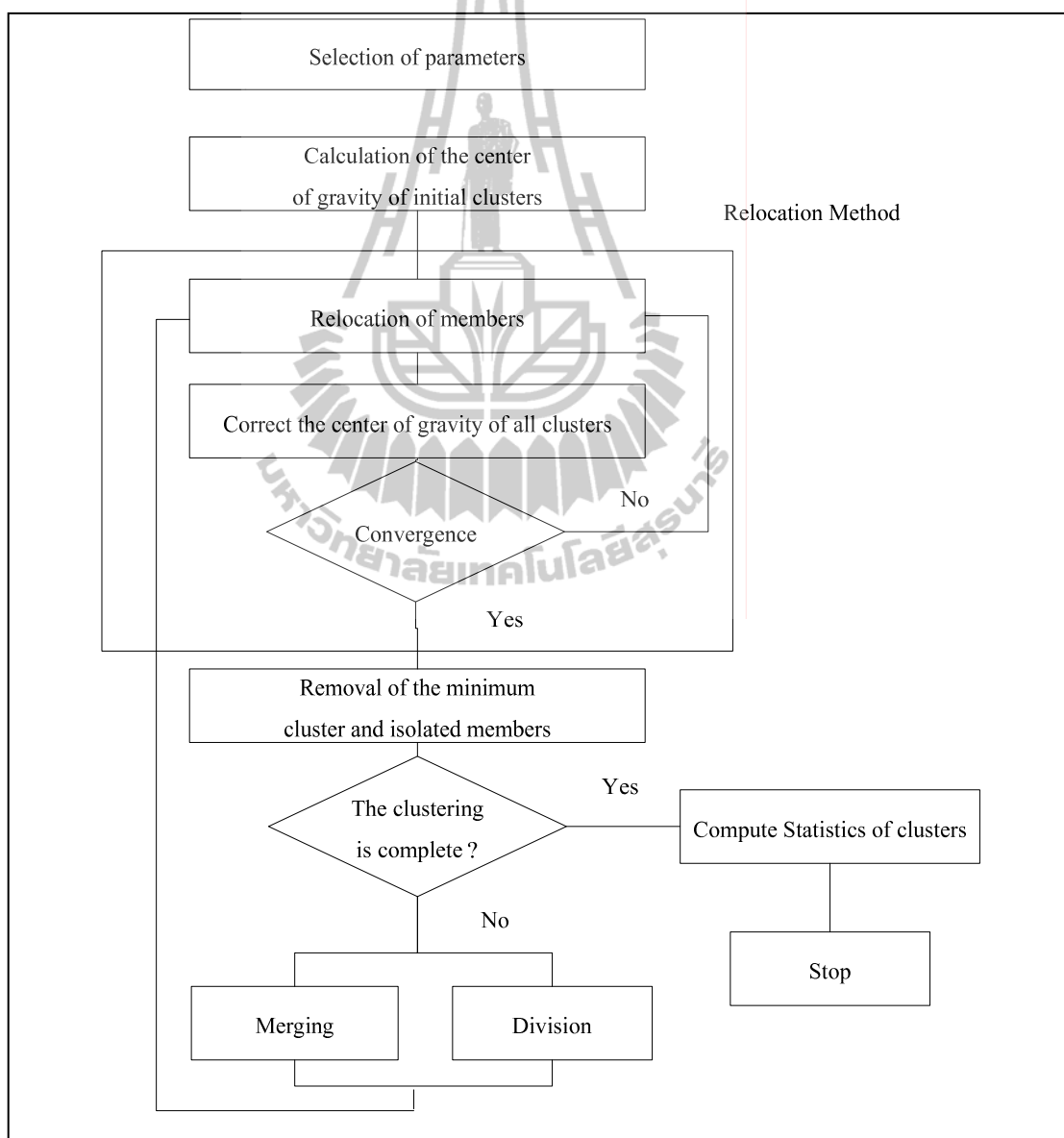
โดยที่  $N$  คือ จำนวนเซลล์ทั้งหมดในกลุ่มจากทุกแบนด์

$C$  คือ ศูนย์กลางของข้อมูล

$b$  คือ จำนวนแบนด์ของข้อมูล

$MSE$  คือ Mean Squared Error

สำหรับวัตถุประสงค์หลักของการจำแนกด้วยวิธี Isodata คือการพยายามทำให้มีค่าเฉลี่ยของระยะห่างระหว่างสมาชิกในกลุ่มและศูนย์กลางของกลุ่มน้อยที่สุดและในระหว่างการทำงานของวิธี Isodata กลุ่มตัวอย่างที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาอาจถูกยุบรวมกันหรือแยกออกจากกันได้ ตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในตอนต้นทำให้ไม่สามารถรู้ว่า สุดท้ายแล้วจะได้กลุ่มตัวอย่างออกมาจริง ๆ ก็กลุ่ม ซึ่งแตกต่างไปจากวิธี K - means ที่เราจะทราบจำนวนกลุ่มที่ได้ออกมาจากการจำแนกอย่างแน่ชัดตั้งแต่ต้น



รูปที่ 2.16 ผังการทำงานของวิธี Isodata ในระบบการจำแนกข้อมูลแบบอิสระ  
(Japan Association on Remote Sensing, 1993)

### ข้อดีของการคัดเลือกแบบอิสระหรือแบบไม่กำกับดูแล

#### เมื่อเทียบกับแบบควบคุมหรือแบบกำกับดูแล

1. วิธี Isodata ไม่จำเป็นต้องมีความรู้เรื่องคุณสมบัติเชิงรังสีของกลุ่มตัวอย่างที่ต้องการศึกษามาก่อนแต่ควรจะมีข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ศึกษามากพอควร สำหรับช่วยในการกำหนดกลุ่มเชิงคุณลักษณะขึ้นภายหลัง
2. ทำให้มีความคลาดเคลื่อนอันเนื่องมาจากตัวบุคคลต่ำ เนื่องจากเครื่องจะทำงานอย่างอิสระมาตั้งแต่เริ่มต้น ยกเว้นการกำหนดเงื่อนไขเริ่มต้นบางประการในช่วงแรก ซึ่งเราต้องเข้าไปเกี่ยวข้อง
3. ได้ผลการจำแนกที่ละเอียดกว่าการจำแนกข้อมูลแบบควบคุมหรือแบบอิสระ เนื่องจากในแบบควบคุม คอมพิวเตอร์จะจำแนกข้อมูลออกมาเท่ากับจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่เรากำหนดให้มันเท่านั้น ซึ่งอาจทำได้อย่างจำกัด

### ข้อเสียของการคัดเลือกแบบอิสระหรือแบบไม่กำกับดูแล

#### เมื่อเทียบกับแบบควบคุมหรือแบบกำกับดูแล

1. กลุ่มตัวอย่างที่แยกออกมาได้ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับกลุ่มเชิงคุณลักษณะที่เราต้องการศึกษาเสมอไปและบ่อยครั้งอาจเป็นเรื่องยุ่งยากที่จะระบุว่า กลุ่มเชิงรังสีที่แยกมาได้เป็นตัวแทนของกลุ่มเชิงคุณลักษณะใด
2. ระบบจะไม่สามารถกำหนดกลุ่มตัวอย่างที่ต้องการแยกออกมาได้เอง ซึ่งอาจจำเป็นต้องทำในบางกรณี อย่างเช่นเมื่อเราต้องการเปรียบเทียบกลุ่มข้อมูลหนึ่งกับกลุ่มตัวอย่างแบบเดียวกันของพื้นที่อื่นซึ่งมีลักษณะคล้ายกัน
3. ไม่สามารถหาความสัมพันธ์ที่เป็นแบบแผนตายตัว ระหว่างกลุ่มเชิงรังสีที่แยกได้ กับกลุ่มเชิงคุณลักษณะที่ต้องการศึกษา เนื่องจากข้อมูลเชิงรังสีของพื้นที่หนึ่ง ๆ อาจจะมีการผันแปรไปเป็นอย่างมากตามเวลาที่เปลี่ยนไป ทำให้เราต้องมีความรอบคอบในการแปลความหมายของกลุ่มเชิงรังสีที่ได้มากขึ้น

## 2.10 การคำนวณจุดพื้นที่ทดสอบและการประเมินความถูกต้องของการจำแนกข้อมูล

จากผลการจำแนกข้อมูลบนภาพที่ใช้ศึกษาจากเครื่องคอมพิวเตอร์แล้ว เราควรจะต้องทำการตรวจสอบความถูกต้องของผลการจำแนกที่ได้มาเสมอ โดยดูเปรียบเทียบกับตัวอย่างของข้อมูลที่แท้จริงในพื้นที่ เรียกว่าเทคนิค “การประเมินความถูกต้อง” (accuracy assessment) ของผลการจำแนก ทั้งนี้ เพื่อทดสอบความน่าเชื่อถือในผลการศึกษาของเรา โดยการประเมินที่ดีควรจะทำทั้งใน “เชิงคุณภาพ” (qualitative assessment) และ “เชิงปริมาณ” (quantitative assessment)

ทั้งนี้ การประเมินเชิงคุณภาพ หมายถึง การตรวจสอบในเบื้องต้นว่าผลการจำแนกที่ได้ ออกมา มีความสมจริงมากเพียงใด เมื่อเทียบกับตัวข้อมูลอ้างอิงของพื้นที่ซึ่งมีอยู่ โดยเราจะเน้น ศึกษาความถูกต้องโดยรวมของผลการจำแนก มากกว่าจะดูถึงรูปแบบหรือสาเหตุของความคลาดเคลื่อน ที่เกิดขึ้น ซึ่งต่างไปจากการประเมินเชิงปริมาณ ที่เรามักจะให้ความสำคัญกับการศึกษาเรื่องรูปแบบ และระดับของความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นอย่างละเอียด

สำหรับการประเมินความถูกต้องของผลการจำแนก (ทรงกต ทศานนท์, 2548) มักทำโดย การเลือกพื้นที่จำนวนหนึ่งในภาพออกมาแบบสุ่ม (random selection) เรียกว่าเป็น “พื้นที่ทดสอบ” (test area หรือ reference point) ซึ่งการประเมินแบ่งออกได้เป็น 2 แบบสำคัญ คือ

1. การประเมินจากข้อมูลจากแผนที่ ภาพถ่ายทางอากาศ หรือภาพถ่ายดาวเทียม ความละเอียดสูง
2. การประเมินจากข้อมูลจากการสำรวจภาคสนาม (ground - based data) ซึ่งมักมีความน่าเชื่อถือ และให้รายละเอียดของพื้นที่ได้ดีกว่าภาพถ่ายดาวเทียมหรือภาพถ่ายทางอากาศ (แต่อาจต้อง เสียเวลาและเสียค่าใช้จ่ายมากพอควร)

งานวิจัยนี้ ได้มีการตรวจสอบความถูกต้องของการจำแนก โดยประเมินจากข้อมูลภาพถ่าย ทางอากาศจากข้อมูล Google earth ซึ่งเป็นข้อมูลมีความละเอียดสูงและเป็นที่ยอมรับกันอย่าง แพร่หลาย

### 2.10.1 การหาจำนวนกลุ่มที่ใช้ในการประเมินตัวอย่างที่เหมาะสม

จำนวนพื้นที่ทดสอบที่ต้องการสำหรับแต่ละกลุ่มข้อมูล ที่ระดับความเชื่อมั่นทาง สถิติหนึ่ง ๆ อาจกำหนดไว้แตกต่างกันไป แต่ที่ใช้ทั่วไปคือ ไม่ควรมีจุดอ้างอิงน้อยกว่า 20 จุดต่อ กลุ่มตัวอย่าง สำหรับการทดสอบความถูกต้องของการจำแนก (Classification accuracy) ตั้งแต่ 85 เปอร์เซ็นต์ขึ้นไป และไม่น้อยกว่า 30 จุดต่อกลุ่มตัวอย่าง สำหรับความถูกต้องที่ 90 เปอร์เซ็นต์ขึ้นไป ที่ระดับความเชื่อมั่นทางสถิติ 95 เปอร์เซ็นต์

สำหรับจำนวนของจุดอ้างอิงรวมทั้งหมดยุคภาพ สำหรับการทดสอบความถูกต้อง ที่ระดับความถูกต้องและระดับความเชื่อมั่นทางสถิติหนึ่งหนึ่ง ๆ จะคำนวณได้ดังนี้

$$N = \frac{Z^2 pq}{E^2} \quad (2.33)$$

โดยที่  $N$  คือ จำนวนจุดที่ควรตรวจวัดสำหรับใช้อ้างอิงทั้งหมดบนภาพ

$Z$  คือ ค่ามาตรฐาน ( $Z$  - score) ทางสถิติของการทดสอบ

โดยที่ระดับความเชื่อมั่น 95 เปอร์เซ็นต์ของการทดสอบสองทาง (two - sided confidence level) คือ 1.96 ส่วน  $p$  คือ ค่าคาดหมายของระดับความถูกต้องในการจำแนก

$q$  คือ  $1 - p$

$E$  คือ ค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ (allowable error)

คิดมาจากค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของข้อมูลจากตัวค่าเฉลี่ย (standard deviation from the mean)

ยกตัวอย่างเช่น ถ้าเรากำหนดค่าคาดหมายของความถูกต้องในการจำแนกอยู่ที่ระดับ 85 เปอร์เซ็นต์ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ 5 เปอร์เซ็นต์ เราจำเป็นต้องใช้ตัวจุดอ้างอิง บนภาพทั้งหมดไม่น้อยกว่า

$$N = \frac{(1.96)^2 (0.85)(0.15)}{(0.05)^2} = 195.92$$

หรือควรต้องใช้จุดอ้างอิงรวมทั้งหมดไม่ต่ำกว่า 196 จุดในพื้นที่ศึกษา สำหรับทดสอบความถูกต้องคาดหมายที่ระดับ 85 เปอร์เซ็นต์ และที่ระดับความเชื่อมั่นทางสถิติของความถูกต้อง 95 เปอร์เซ็นต์ สำหรับความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้  $\pm 5\%$

สำหรับงานวิจัยนี้ กำหนดค่าทดสอบความถูกต้องคาดหมายที่ระดับ 85 เปอร์เซ็นต์ และที่ระดับความเชื่อมั่นทางสถิติของความถูกต้อง 95 เปอร์เซ็นต์ สำหรับความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้  $\pm 5\%$  จึงต้องใช้จำนวนกลุ่มหรือจุดข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบความถูกต้องมากกว่า 196 จุดขึ้นไปงานวิจัยนี้จึงใช้จำนวนกลุ่มหรือจำนวนจุดข้อมูลเพื่อใช้เป็นพื้นที่ในการทดสอบความถูกต้องที่ 200 จุด

### 2.10.2 การคำนวณความถูกต้อง

หลังจากนั้นจากที่ได้จำนวนกลุ่มหรือจำนวนจุดข้อมูลเพื่อใช้เป็นพื้นที่ในการทดสอบความถูกต้องจึงนำพื้นที่ทดสอบมาตรวจสอบความถูกต้องแล้วต้องทำการทดสอบความถูกต้องที่ได้จากพื้นที่ทดสอบที่แท้จริงอีกครั้ง โดยนำข้อมูลพื้นที่ทดสอบไปเปรียบเทียบความถูกต้องจากภาพถ่ายทางอากาศของ Google Earth แล้วจึงจะทราบความถูกต้องของการจำแนกแบบไม่คลุมหรืออิสระ (Isodata) จากสูตรการคำนวณความถูกต้องขั้นพื้นฐาน ดังนี้

$$Accuracy = \frac{PC}{PT} \times 100\% \quad (2.34)$$

โดยที่ *Accuracy* คือ ค่าความถูกต้องที่คิดเป็นเปอร์เซ็นต์  
*PC* คือ จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบตรงกับข้อมูลอ้างอิง  
 เช่น ภาพถ่ายทางอากาศหรือการออกภาคสนาม  
*PT* คือ จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นพื้นที่ทดสอบ

### 2.11 สรุป

ในบทนี้กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง โดยได้กล่าวถึงงานวิจัยต่าง ๆ ที่ได้มีการศึกษา และทฤษฎีที่มีความเกี่ยวข้องกับการวิจัย โดยกล่าวถึงนิยามของค่าตัวประกอบ การจัดสรรโหลด การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยนิวตัน - ราฟสัน ซึ่งเป็นการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าของระบบ ทฤษฎีเกี่ยวกับภาพถ่ายดาวเทียม ศักยภาพการสำรวจของดาวเทียม การผสมแบนด์ การจำแนกประเภทข้อมูลของภาพถ่ายดาวเทียม การคำนวณค่า Optimum Index Factor (OIF) และการคำนวณจุดพื้นที่ทดสอบและการประเมินความถูกต้องของการจำแนกข้อมูล ซึ่งทฤษฎีต่าง ๆ จะได้มีการนำไปประยุกต์ใช้เพื่อวิเคราะห์และคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดต่อไป

## บทที่ 3

### การทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT

#### 3.1 บทนำ

เนื้อหาในบทที่ 3 ได้กล่าวถึงโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ในการนำมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เนื่องจากงานวิจัยนี้ได้ใช้ข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งเป็นข้อมูลที่ต้องเปิดบนโปรแกรม PSS / ADEPT และโปรแกรมนี้ก็สามารถคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าได้เลย ส่วนงานวิจัยนี้ได้มีการพัฒนาโปรแกรม MATLAB เพื่อใช้โปรแกรม MATLAB'S TOOLBOX ช่วยในการคำนวณค่าตัวประกอบที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาเพื่อให้ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนี้ และได้ใช้โปรแกรม MATLAB คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยจะเห็นได้ว่างานวิจัยนี้ต้องมีการใช้โปรแกรมทั้งสองร่วมกันตลอดเวลาจึงต้องมีการเปรียบเทียบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของทั้งสองโปรแกรมกับระบบทดสอบต่าง ๆ เพื่อแสดงให้เห็นว่าโปรแกรมทั้งสองสามารถใช้แทนกันได้

#### 3.2 ลักษณะของโปรแกรม MATLAB

โปรแกรม MATLAB (โศรฎา แจ่มการ และ กนต์ธร ชำนิประศาสน์, 2552) โปรแกรมดังกล่าวได้ถูกเขียนขึ้นโดยใช้ภาษาซีโดยบริษัท Math Works ภายใต้โครงการ LAPACK และ ARPACK โปรแกรม MATLAB เป็นโปรแกรมการคำนวณด้านเมตริกซ์สำหรับงานทางวิทยาศาสตร์และวิศวกรรมโปรแกรมหนึ่งและโปรแกรม MATLAB เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูงเพื่อใช้ในการคำนวณทางเทคนิค โปรแกรม MATLAB ได้รวมการคำนวณ การเขียนโปรแกรมและการแสดงผลรวมกันอยู่ในตัวโปรแกรมเดียวได้อย่างมีประสิทธิภาพและอยู่ในลักษณะที่ง่ายต่อการใช้งาน นอกจากนี้ลักษณะของการเขียนสมการในโปรแกรมก็จะเหมือนการเขียนสมการคณิตศาสตร์ทั่วไป งานที่ใช้ MATLAB ก็เช่น การคำนวณทั่วไป การสร้างแบบจำลองและการทดสอบแบบจำลอง การวิเคราะห์ข้อมูล การแสดงผลในรูปแบบกราฟทั้งโดยทั่วไปและกราฟทางด้านทางวิทยาศาสตร์และวิศวกรรม สามารถสร้างโปรแกรมในลักษณะที่ติดต่อกับผู้ใช้ทางกราฟฟิกส์ นอกจากนี้โปรแกรม MATLAB ยังมีเครื่องมือหรือที่เรียกว่า Toolbox ซึ่งเป็นโปรแกรมที่เขียนขึ้นเพื่อประกอบกับการใช้ MATLAB สำหรับงานที่จำแนกเจาะจงหลายประเภท

Toolbox นั้นเป็นการนำเอาโปรแกรมที่เขียนขึ้นเป็นฟังก์ชันสำหรับ MATLAB เพื่อรวมเข้าเพื่อให้ผู้ใช้งานมีความสะดวกในการเรียกใช้มากขึ้น ทำให้ผู้ใช้ไม่จำเป็นต้องสร้างโปรแกรมขึ้นมาใช้งานเอง โดย MATLAB'S TOOLBOX ที่สร้างขึ้นนั้นจะครอบคลุมการทำงานในด้านต่าง ๆ มากมาย เช่น (1) Signal processing (2) Control systems Neural networks (3) Fuzzy logic (4) Wavelets Simulation และ (5) Genetic algorithm เป็นต้น

ความสามารถหลักของโปรแกรม MATLAB ที่ทำให้เป็นโปรแกรมที่เหมาะสมกับการทำงานทางด้านวิศวกรรมด้วยเหตุผลดังนี้

1. MATLAB เป็นโปรแกรมเพื่อการคำนวณและแสดงผลได้ทั้งตัวเลขและรูปภาพซึ่งมีประสิทธิภาพสูง โดยทางบริษัท Math Works ผู้ผลิต ได้ให้นิยามว่าเป็น High - Performance Numeric Computation and Visualization Software
2. MATLAB จะควบคุมการทำงานด้วยชุดคำสั่งและยังสามารถรวบรวมชุดคำสั่งเป็นโปรแกรมได้อีกด้วย
3. MATLAB มีฟังก์ชันที่เหมาะสมกับงานทางวิศวกรรมพื้นฐานมากมาย นอกจากนั้นผู้ใช้ยังสามารถเขียนฟังก์ชันขึ้นมาใหม่โดยสามารถใช้ประโยชน์จากฟังก์ชันที่มีอยู่แล้วเพื่อให้เหมาะกับงานของผู้ใช้แต่ละกลุ่ม
4. ลักษณะการเขียนโปรแกรม MATLAB จะใกล้เคียงการเขียนสมการทางคณิตศาสตร์ที่คุ้นเคยจึงง่ายกว่าการเขียนโปรแกรมโดยใช้ภาษาชั้นสูง เช่น ภาษาซี FORTRAN หรืออื่น ๆ
5. MATLAB มีความสามารถในการเขียนกราฟและรูปภาพทั้ง 2 มิติและ 3 มิติได้อย่างมีประสิทธิภาพ
6. MATLAB สามารถทำ Dynamic Link กับโปรแกรมอื่น ๆ ได้ไม่ว่าจะเป็น Microsoft Word Microsoft Excel หรืออื่น ๆ ที่ร่วมทำงานอยู่บน Windows
7. MATLAB มี Toolbox หรือชุดฟังก์ชันพิเศษสำหรับผู้ใช้ที่ต้องการใช้งานเฉพาะทางหรืองานด้านวิศวกรรมขั้นสูงอื่น ๆ

### 3.3 ลักษณะของโปรแกรม PSS / ADEPT

โปรแกรม ADEPT (ชัชฌพงษ์ สัจจะวัฒนวิมล, 2552) มีชื่อเต็มว่า PSS / ADEPT (Power system simulator / Advanced distribution engineering productivity tool) เป็นโปรแกรมที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ได้พัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่องและใช้กันอย่างกว้างขวางในหน่วยงานต่าง ๆ ทั่วโลก



สำหรับประเทศไทย โดยเฉพาะการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้นำโปรแกรม PSS / ADEPT มาใช้ในการวางแผนก่อสร้างระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 115 kV 22 kV ของสถานีไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูงให้สามารถจ่ายไฟได้อย่างมีประสิทธิภาพและมั่นคง

ความสามารถหลักของ โปรแกรม PSS / ADEPT มีดังนี้

1. โปรแกรม PSS / ADEPT เป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์และจำลองระบบไฟฟ้า เหมาะสำหรับการวางแผน ออกแบบและวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. สามารถคำนวณ โหลดโฟลว์ (Load flow) ในระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial) และแบบลูป (Loop)
3. สามารถวิเคราะห์กระแสสแตร์ทของมอเตอร์ที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า
4. คำนวณหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งตัวเก็บประจุ (Capacitor placement optimization) และตำแหน่งในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม (Tie open point optimization)
5. สามารถวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis) ซึ่งสามารถทำการวิเคราะห์ได้โดยง่ายในวงจรเส้นเดียว (One - line diagram) โดยได้รับการพัฒนาจากบริษัท Power Technologies (PTI) ประเทศสหรัฐอเมริกา

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ใช้โปรแกรม PSS / ADEPT เวอร์ชัน PSS / ADEPT 5.0 โดยมีความสามารถเพิ่มขึ้นในส่วนของการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์และฟิวส์ในการป้องกันระบบไฟฟ้า วิเคราะห์ฮาร์มอนิก คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า วิเคราะห์การเกิดฟอลต์และคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้า

### 3.4 การประยุกต์ใช้โปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT

สำหรับงานวิจัย

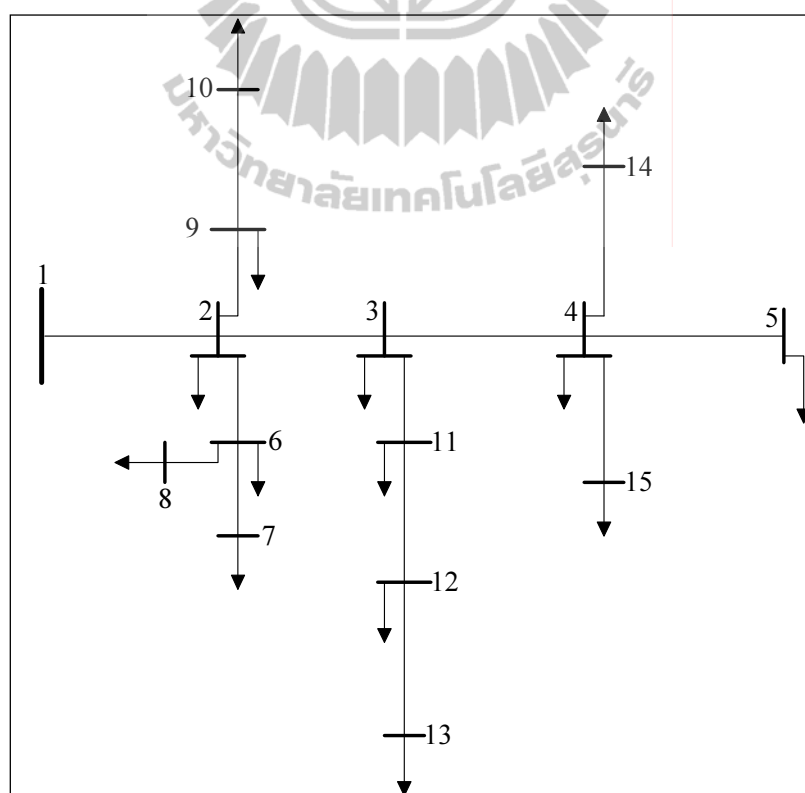
เนื้อหาในบทที่ 3 นี้ได้มีการเปรียบเทียบข้อมูลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT เนื่องจากงานวิจัยนี้ต้องมีการใช้ทั้งสองโปรแกรมร่วมกัน จึงต้องมีการทดสอบเปรียบเทียบก่อน เพื่อให้ข้อมูลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามามีค่าเท่ากัน เนื่องจากงานวิจัยนี้ได้มีการใช้ข้อมูลระบบทดสอบ 166 บัส ซึ่งเป็นข้อมูลของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา ข้อมูลดังกล่าวจะสามารถทราบข้อมูลสายส่ง ข้อมูลโหลด และข้อมูลอื่น ๆ ของระบบทดสอบดังกล่าวได้ต้องมีการเปิดข้อมูลโดยโปรแกรม PSS / ADEPT เพื่อนำข้อมูลดังกล่าวของระบบทดสอบ 166 บัส มาป้อนข้อมูลในโปรแกรม MATLAB สำหรับทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งผู้วิจัยได้เขียนโปรแกรมขึ้นมาและทำการเปรียบเทียบผลการทดสอบว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม

PSS / ADEPT มีผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าออกมาในรูปแบบใด ซึ่งผลการทดสอบดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เท่ากันทุกประการ อาทิเช่น ค่าแรงดัน ค่ามุมเฟส และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย เป็นต้น ซึ่งแสดงไว้ในหัวข้อ 3.6 หลังจากนั้นงานวิจัยนี้ยังใช้โปรแกรมสำเร็จรูปหรือเรียกว่า MATLAB's Toolbox โดยใช้เครื่องมือ Genetic Algorithm Tool ซึ่งเป็นโปรแกรมที่สามารถคำนวณหาค่าความเหมาะสมที่สุดได้ ในงานวิจัยนี้ได้แก่ ค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  เพื่อนำค่าดังกล่าวไปคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor ; LAF) ต่อไป จึงทำให้ทราบโหลดการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

### 3.5 ตัวอย่างการรันโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT

#### ของระบบทดสอบ 15 บัส

ระบบทดสอบ 15 บัส เป็นระบบทดสอบที่มีค่าฐาน 100 kVA ซึ่งข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบ 15 บัส ได้กล่าวรายละเอียดไว้ในภาคผนวก ก.



รูปที่ 3.1 ระบบทดสอบ 15 บัส

### 3.5.1 ตัวอย่างการรันโปรแกรม MATLAB ของระบบทดสอบ 15 บัส

การเขียนโปรแกรม MATLAB ใน M - File ของข้อมูลระบบทดสอบ 15 บัส โดยที่ข้อมูล Bus Code มีการแทนด้วย 1 คือบัสอ้างอิง (Slack bus) และ 0 คือ บัสโหลด (Load buses) และงานวิจัยนี้ได้อ้างอิงการเขียนข้อมูล M - File ของ lfybus lfnewton busout และ lineflow จากการศึกษาข้อมูลโดย Saddat, H. (2004)

การเขียนโปรแกรม MATLAB ใน M - File ของข้อมูลระบบทดสอบ 15 บัส ดังนี้


% 15 – Bus Test System											
%	Bus	Bus	Voltage	Angle	-----Load-----			Generator-----		Injected	
%	No	Code	Mag.	Degree	kW	kVar	kW	kVar	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	kVar
Busdata =[1	1	1	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	1.00	0	44.100	44.991	0	0	0	0	0
	3	0	1.00	0	70.000	71.414	0	0	0	0	0
	4	0	1.00	0	140.000	142.829	0	0	0	0	0
	5	0	1.00	0	44.100	44.991	0	0	0	0	0
	6	0	1.00	0	140.000	142.829	0	0	0	0	0
	7	0	1.00	0	140.000	142.829	0	0	0	0	0
	8	0	1.00	0	70.000	71.414	0	0	0	0	0
	9	0	1.00	0	70.000	71.414	0	0	0	0	0
	10	0	1.00	0	44.100	44.991	0	0	0	0	0
	11	0	1.00	0	140.000	142.829	0	0	0	0	0
	12	0	1.00	0	70.000	71.414	0	0	0	0	0
	13	0	1.00	0	44.100	44.991	0	0	0	0	0
	14	0	1.00	0	70.000	71.414	0	0	0	0	0
	15	0	1.00	0	140.000	142.829	0	0	0	0	0

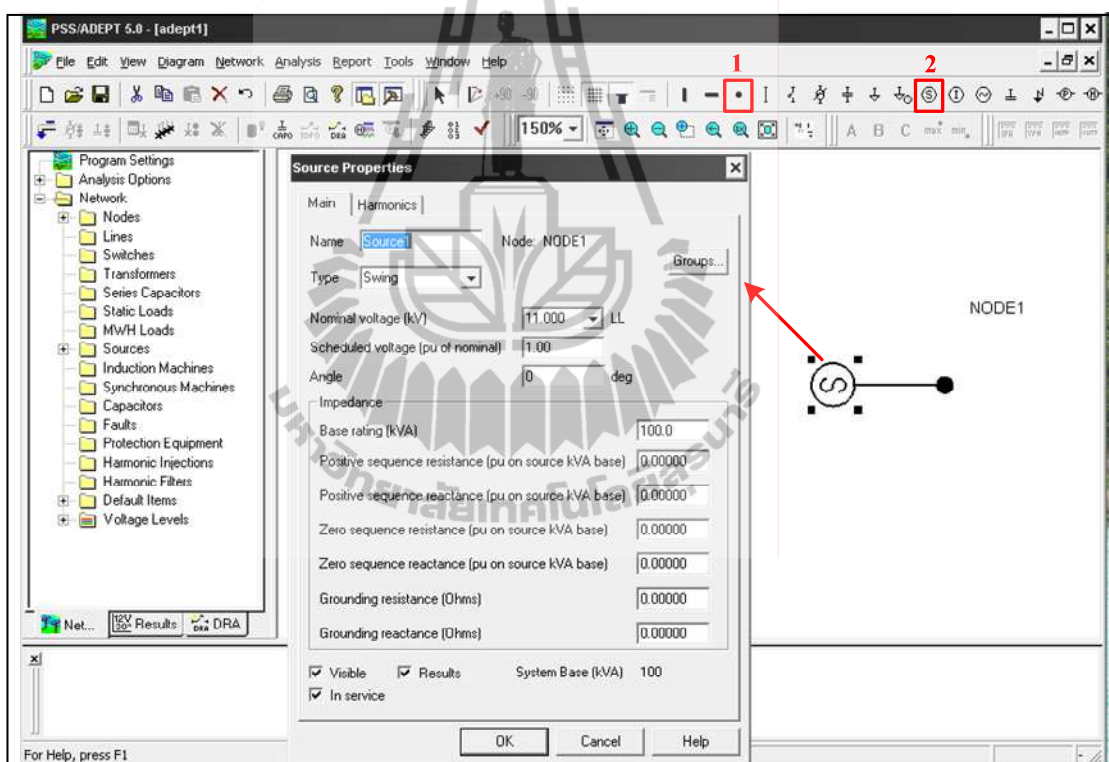
%	Bus	Bus	R	X	B	1 for Line code or
%	nl	nr	ohm	ohm	micro	tap setting value
Busdata =	[1	2	1.35309	1.32349	0	1
	2	3	1.17024	1.14464	0	1
	3	4	0.84111	0.82271	0	1
	4	5	1.52348	1.02760	0	1
	2	9	2.01317	1.35790	0	1
	9	10	1.68671	1.13770	0	1
	2	6	2.55727	1.72490	0	1
	6	7	1.08820	0.73400	0	1
	6	8	1.25143	0.84410	0	1
	3	11	1.79553	1.21110	0	1
	11	12	2.44845	1.65150	0	1
	12	13	2.01317	1.35790	0	1
	4	14	2.23081	1.50470	0	1
	4	15	1.19702	0.80740	0	1
MVAbase = 100;						%Base power 100 kVA 3 phase
kWbase = 11;						%Base Voltage 11 kV
Zbase=kW^2 / (MVAbase);						
Linedata (:,3) = linedata (:,3) / Zbase;						%R(pu)
linedata (:,4) = linedata (:,4) / Zbase;						%X(pu)
lfybus						%Forms the bus admittance matrix
lfnewton						%Power flow solution by Newton - Raphson method
busout						%Prints the power flow solution on the screen
lineflow						%Computers and displays the line flow and losses

โดยมีการแสดงข้อมูลที่ได้จากการทดสอบระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม  
MATLAB ในหัวข้อที่ 3.6

### 3.5.2 ตัวอย่างการรันโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัส

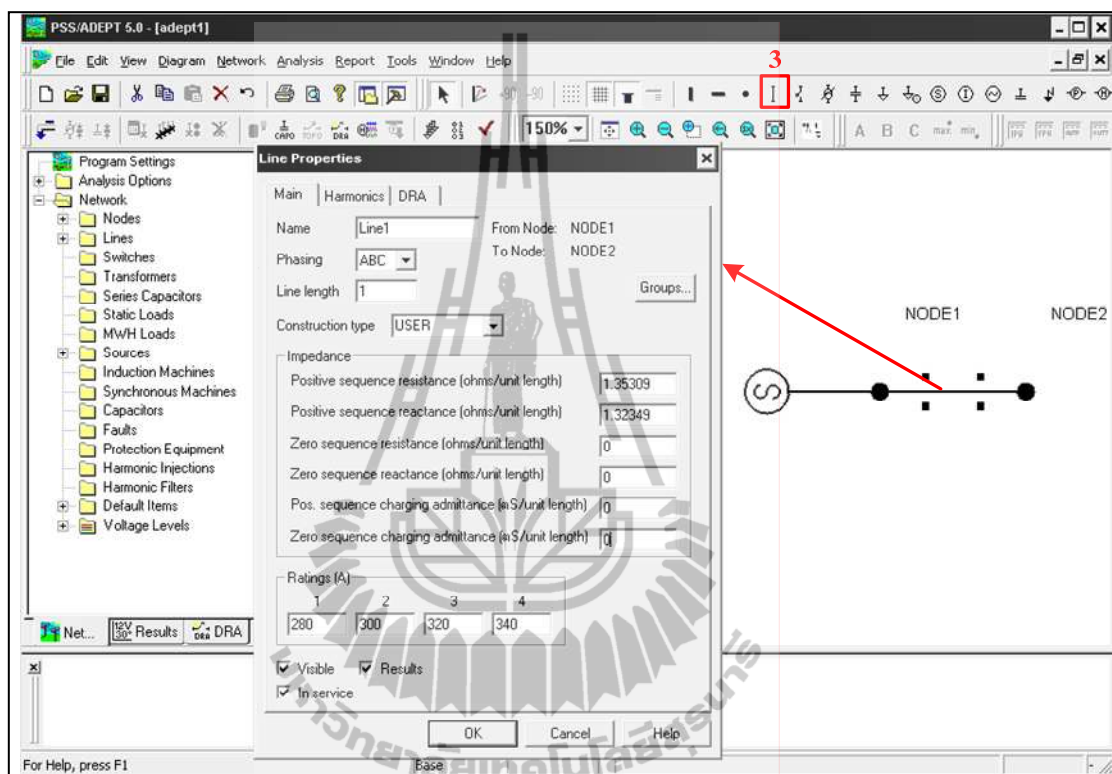
โปรแกรม PSS / ADEPT ซึ่งเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปได้กล่าวรายละเอียดการใช้โปรแกรม PSS / ADEPT ไว้ในภาคผนวก จ. และวิธีการสร้างระบบทดสอบ 15 บัส ดังต่อไปนี้

- 1) เมื่อเข้าสู่โปรแกรม PSS / ADEPT  เรียบร้อยแล้ว
- 2) กำหนดจุดโหนด โดยคลิกที่หมายเลข 1 ก่อนหลังจากนั้นคลิกหมายเลข 2 เพื่อสร้างแหล่งจ่ายขึ้นมา แสดงดังรูปที่ 3.2 จากนั้นต้องทำการป้อนข้อมูลแหล่งจ่ายของระบบทดสอบ 15 บัส ได้แก่ แรงดัน 11 กิโลโวลต์และระบบมีค่าฐาน 100 kVA



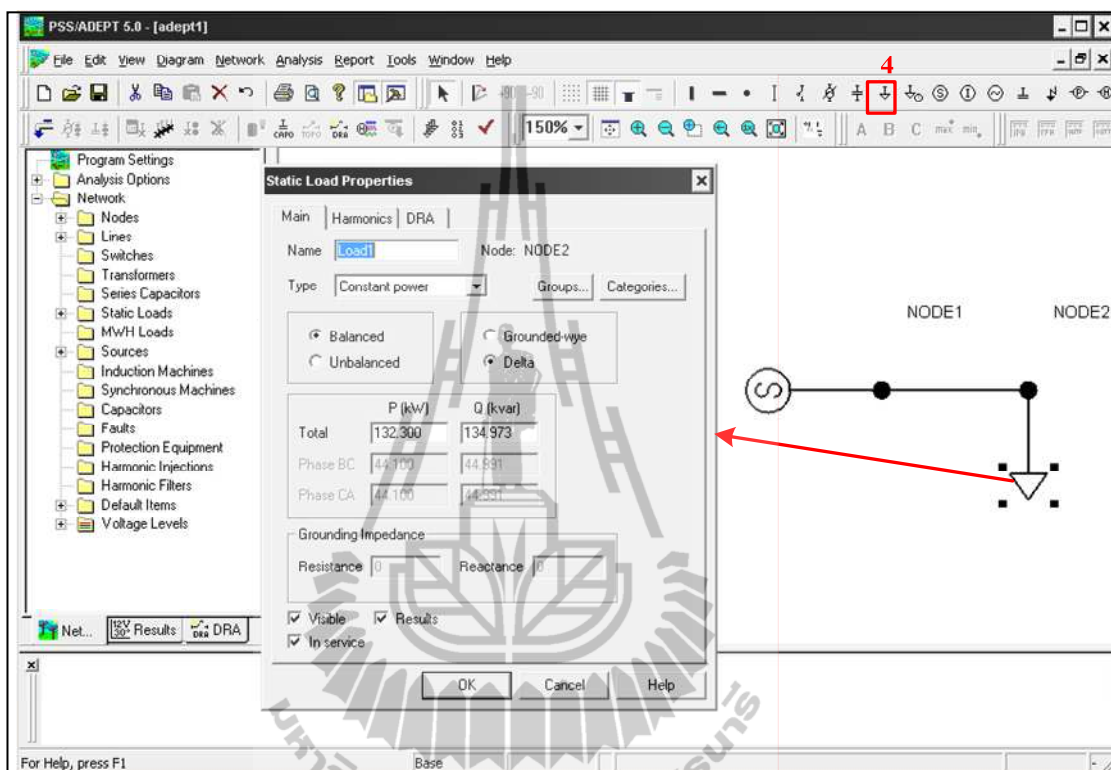
รูปที่ 3.2 การสร้างแหล่งจ่ายของระบบ

3) สร้างสายส่งที่เชื่อมระหว่าง โหนด 1 และ โหนด 2 โดยคลิกหมายเลข 3 แสดงดังรูปที่ 3.3 จากนั้นต้องป้อนข้อมูลสายส่ง R เท่ากับ 1.35309 โอห์ม และข้อมูลสายส่ง X เท่ากับ 1.32349 โอห์มที่เชื่อมระหว่าง โหนด 1 และ โหนด 2 ของระบบทดสอบ 15 บัส



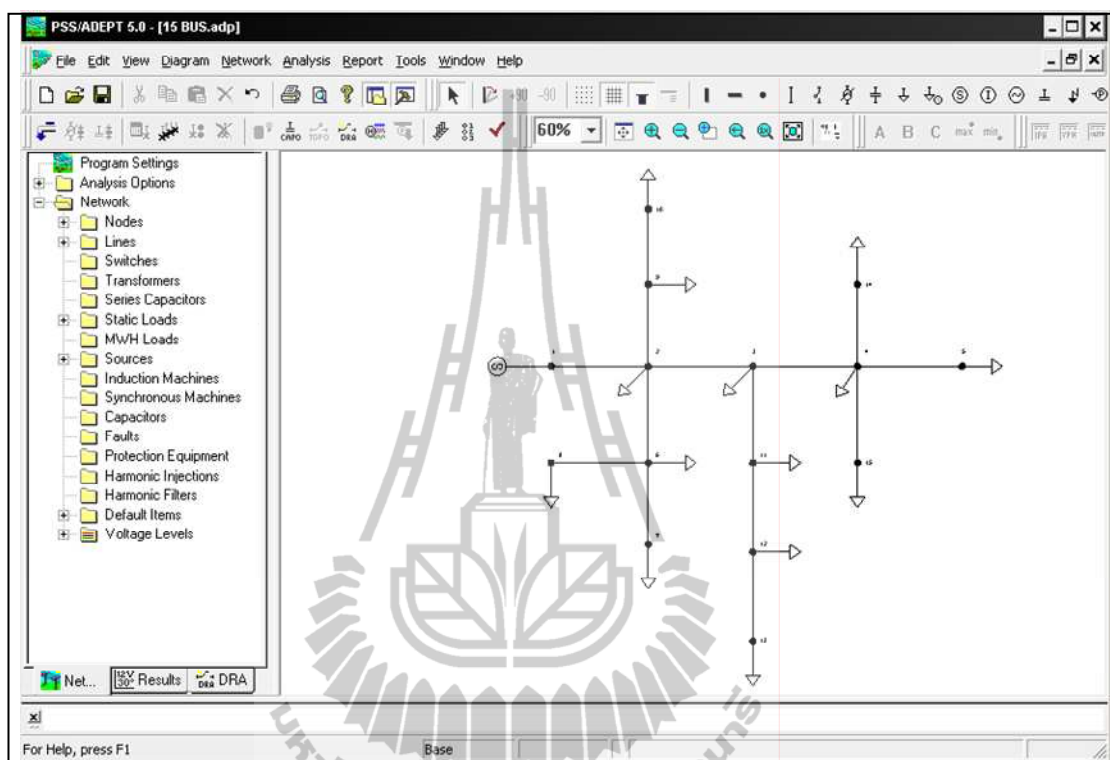
รูปที่ 3.3 การสร้างสายส่งของระบบ

4) สร้างโหลดของ โหนด 2 โดยคลิกหมายเลข 4 แสดงดังรูปที่ 3.4 จากนั้นป้อนข้อมูลค่า P เท่ากับ 44.100 กิโลวัตต์ และค่า Q เท่ากับ 44.991 กิโลวาร์ของ โหนด 2



รูปที่ 3.4 การสร้างโหลดของระบบ

5) หลังจากนั้นสร้างข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบ 15 บัส ให้ครบถ้วนตามวิธีการที่ได้กล่าวมาข้างต้นและจะได้ระบบทดสอบ 15 บัสที่สมบูรณ์ แสดงดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ระบบทดสอบ 15 บัสที่สมบูรณ์

โดยมีการแสดงข้อมูลที่ได้จากการทดสอบระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม PSS / ADEPT ในหัวข้อที่ 3.6

### 3.6 การเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT

จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้ามีระบบทดสอบต่าง ๆ ดังนี้ ระบบทดสอบ 15 บัส 34 บัส เป็นระบบทดสอบ 11 kV ระบบทดสอบ 69 บัส เป็นระบบทดสอบ 12.66 kV และระบบทดสอบนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) 166 บัส เป็นระบบทดสอบ 22 kV ระบบทดสอบทั้งหมดมีค่าฐานกำลังไฟฟ้า 100 kVA ซึ่งมีการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบดังกล่าว โดยเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB และ



โปรแกรม PSS / ADEPT ซึ่งการทดสอบดังกล่าวได้มีการเปรียบเทียบจากค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด และค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (Sum Square Error, SSE) ตามสมการที่ 3.1

$$SSE = \sum_{i=1}^N (Matlab - Adept)^2 \quad (3.1)$$

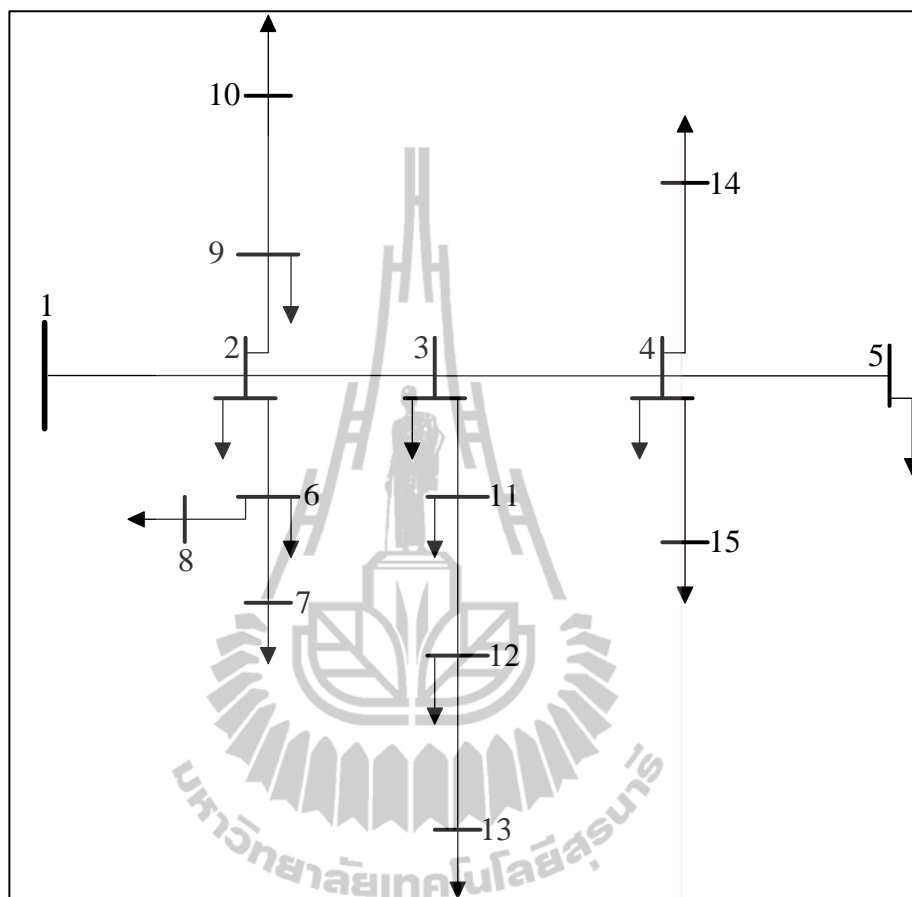
โดยที่  $N$  คือ จำนวนบัสทั้งหมดที่ใช้คำนวณ  
 $Matlab$  คือ ค่าที่ทดสอบได้โดยโปรแกรม MATLAB  
 $Adept$  คือ ค่าที่ทดสอบได้โดยโปรแกรม PSS / ADEPT

การคำนวณความคลาดเคลื่อนระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT โดยมีการคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของแรงดันไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังงานสูญเสียของกำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังงานสูญเสียของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ตามสมการที่ 3.2 ดังนี้

$$\% Error = \frac{|Matlab - Adept|}{Adept} \times 100 \quad (3.2)$$

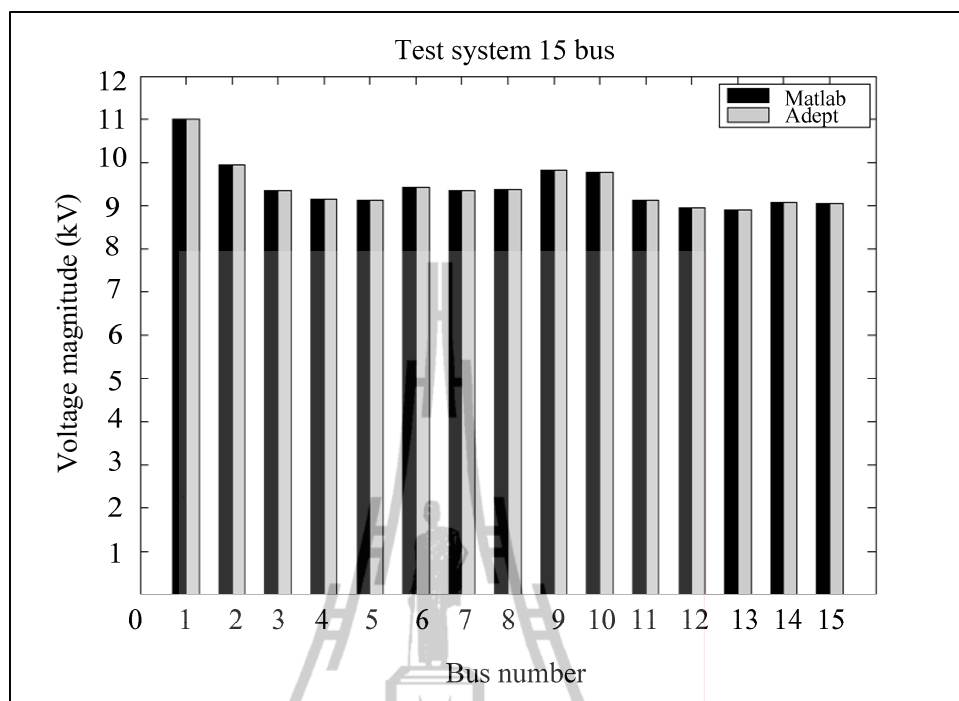
โดยที่  $\% Error$  คือ ค่าความคลาดเคลื่อน  
 $Matlab$  คือ ค่าที่ทดสอบได้โดยโปรแกรม MATLAB  
 $Adept$  คือ ค่าที่ทดสอบได้โดยโปรแกรม PSS / ADEPT

### 3.6.1 ระบบทดสอบ 15 บัส



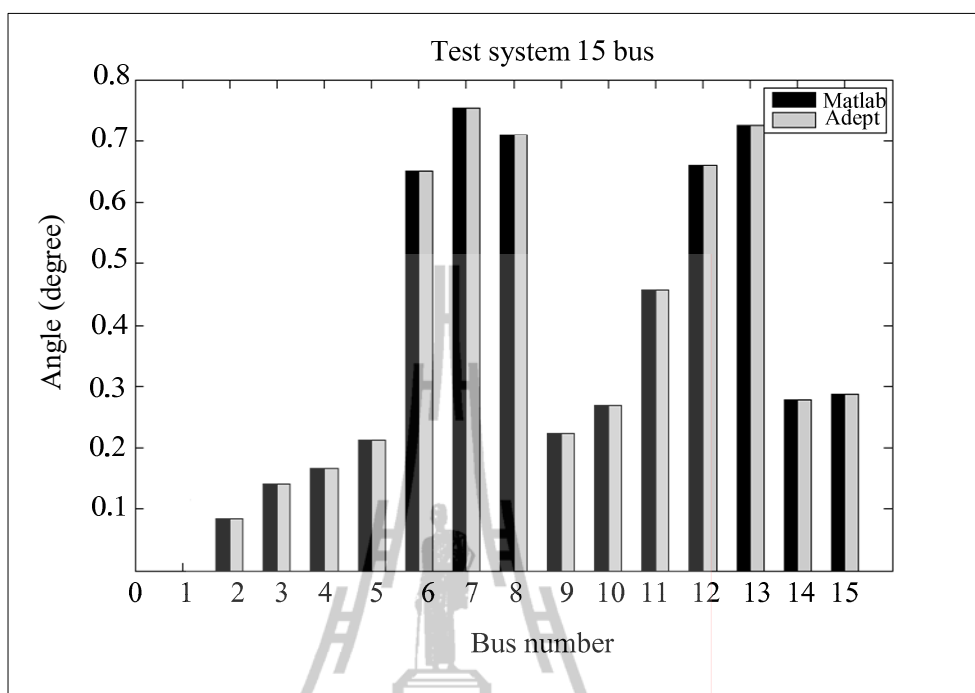
รูปที่ 3.6 ระบบทดสอบ 15 บัส

ระบบทดสอบ 15 บัส เป็นระบบทดสอบ 11 kV 100 kVA สำหรับการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อมีการเปรียบเทียบผลการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT พบว่าผลการทดสอบมีค่าขนาดแรงดันไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า และค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ใกล้เคียงกันสำหรับค่าดังกล่าว แสดงดังรูปที่ 3.7 รูปที่ 3.8 รูปที่ 3.9 และรูปที่ 3.10 ตามลำดับ และจากข้อมูลดังกล่าวสามารถนำไปหาค่าความคลาดเคลื่อนของการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT โดยที่ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3.11 ส่วนความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง แสดงดังรูปที่ 3.12



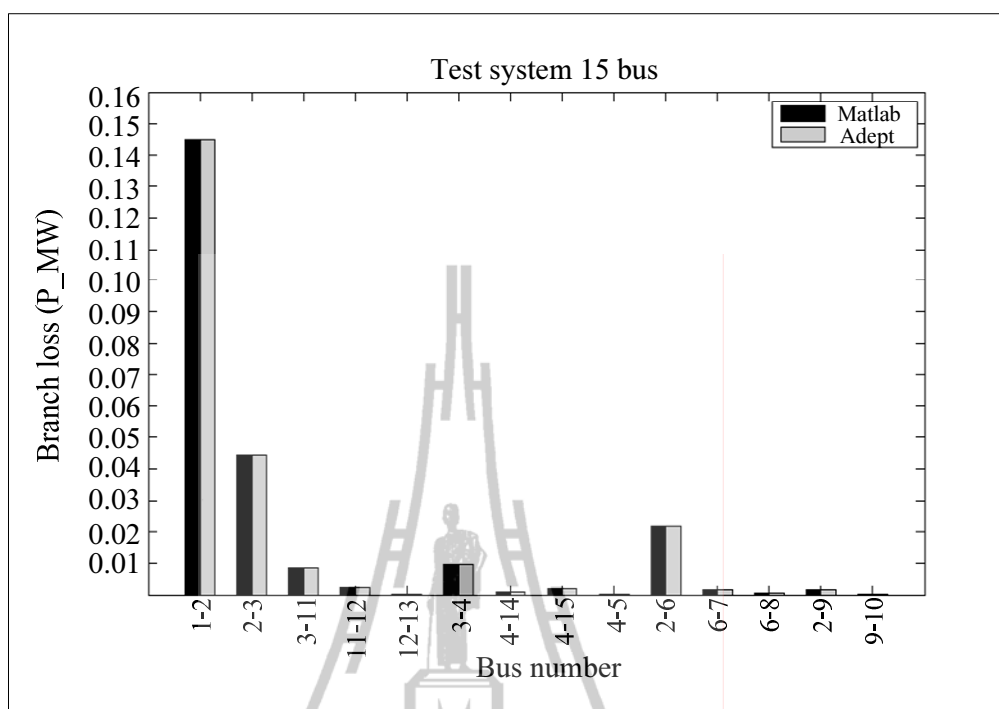
รูปที่ 3.7 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 15 บัส

จากรูปที่ 3.7 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 15 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 11 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 13 มีค่าเท่ากับ 8.909871 kV และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 11 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 13 มีค่าเท่ากับ 8.909900 kV จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 15 บัสของโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $9.535 \times 10^{-8}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



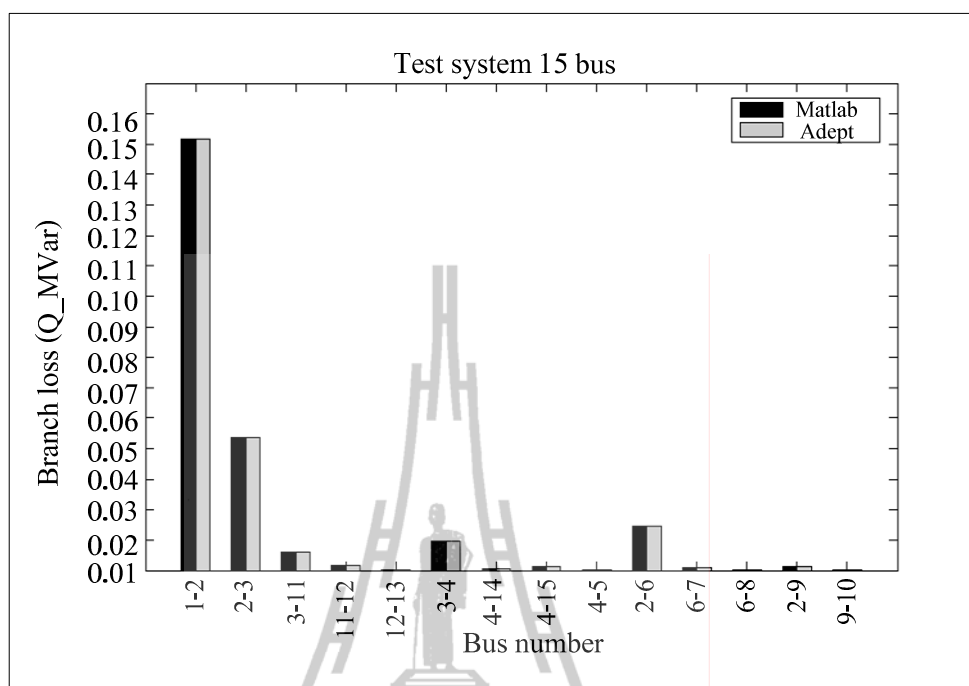
รูปที่ 3.8 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 15 บัส

จากรูปที่ 3.8 เป็นกราฟมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 15 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่าง โปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.753795 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดที่ได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 0 องศา และการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.753786 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 0 องศา จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 15 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $4.144 \times 10^{-9}$  จึงสามารถสรุปได้ว่า การทดสอบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



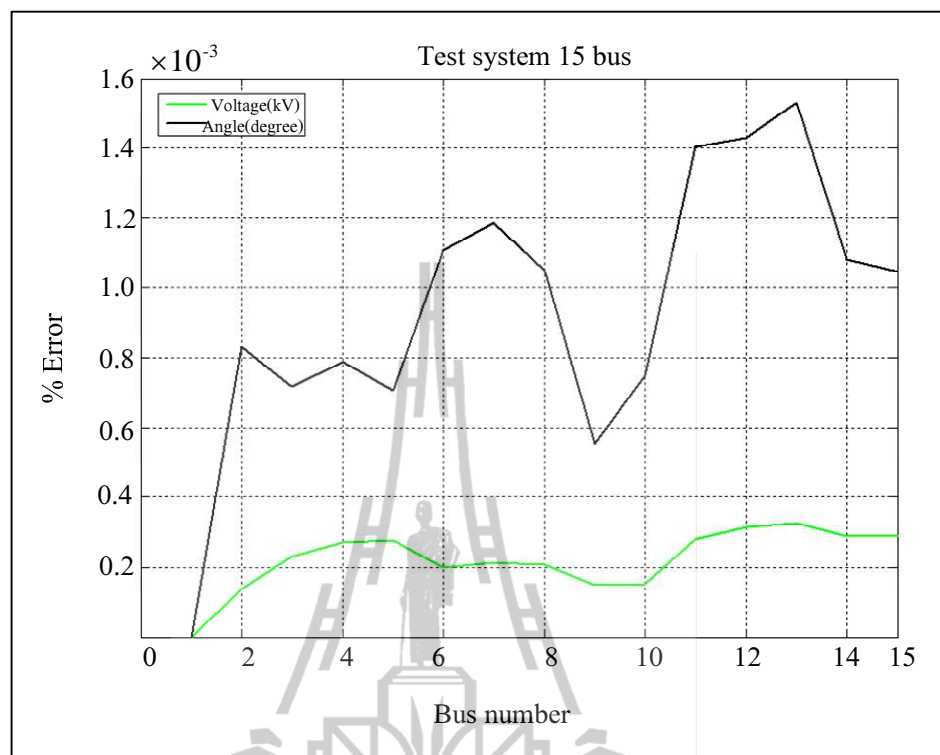
รูปที่ 3.9 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 15 บัส

จากรูปที่ 3.9 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 15 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.144759 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดที่ได้ที่บัส 9 ถึงบัส 10 มีค่าเท่ากับ 0.000210 เมกะวัตต์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.144755 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 9 ถึงบัส 10 มีค่าเท่ากับ 0.000210 เมกะวัตต์จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในระบบทดสอบ 15 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.631 \times 10^{-11}$  จึงสามารถสรุปได้ว่า การทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



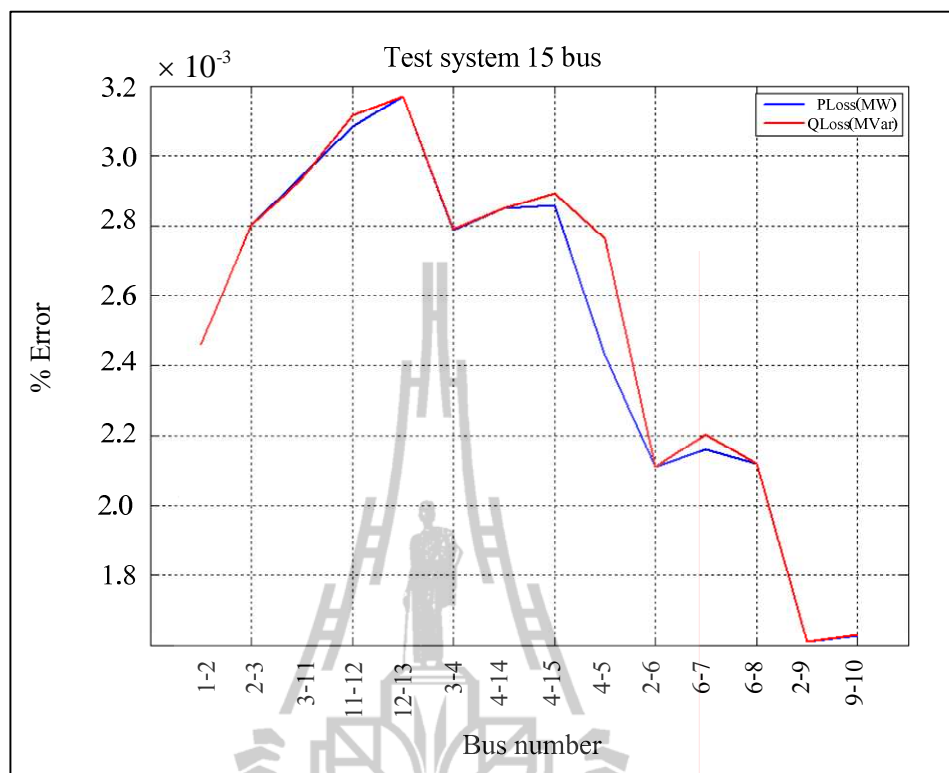
รูปที่ 3.10 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 15 บัส

จากรูปที่ 3.10 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 15 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.141592 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 9 ถึงบัส 10 มีค่าเท่ากับ 0.000142 เมกะวาร์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.141589 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 9 ถึงบัส 10 มีค่าเท่ากับ 0.000142 เมกะวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบทดสอบ 15 บัส ของโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.144 \times 10^{-11}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 15 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.11 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า

จากรูปที่ 3.11 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $3.249 \times 10^{-4}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% และค่าความคลาดเคลื่อนของค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัสมีค่าสูงสุดเท่ากับ  $1.531 \times 10^{-3}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% จากค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีน้อยมาก จึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้

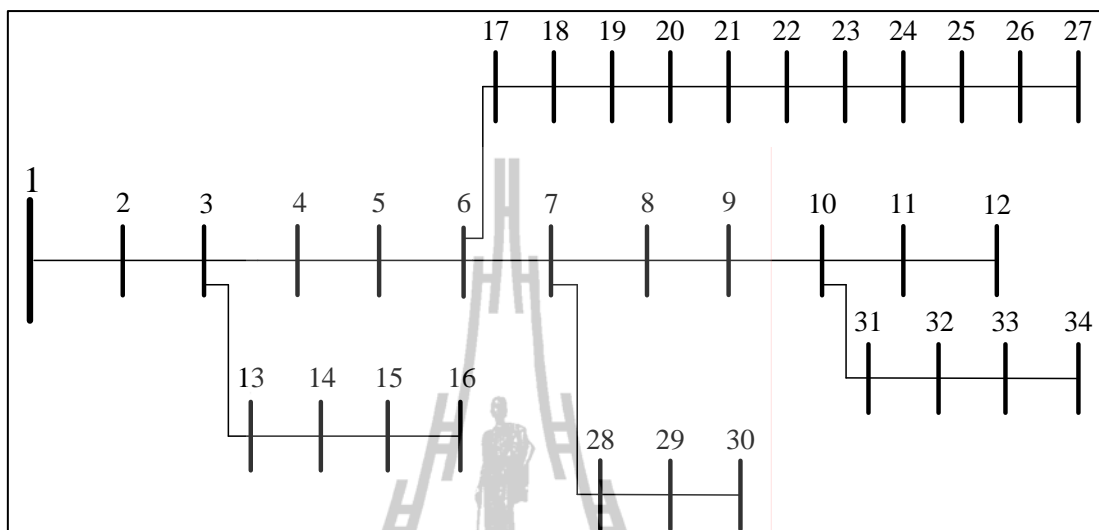


รูปที่ 3.12 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง

จากรูปที่ 3.12 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $3.169 \times 10^{-3}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $1.611 \times 10^{-3}\%$  และค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 15 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $3.169 \times 10^{-3}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $1.610 \times 10^{-3}\%$  จากค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้

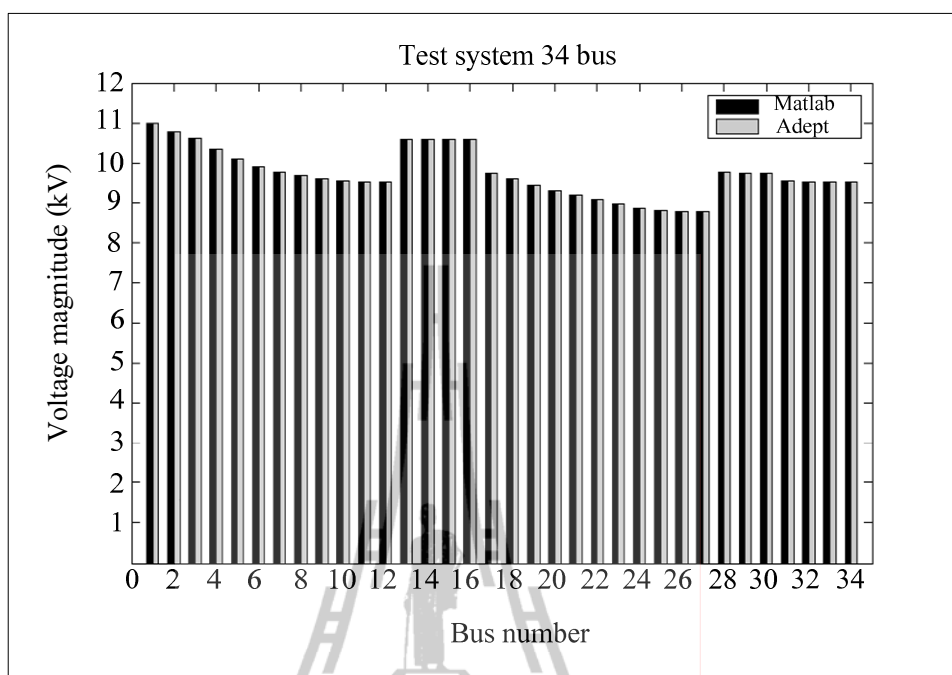


### 3.6.2 ระบบทดสอบ 34 บัส



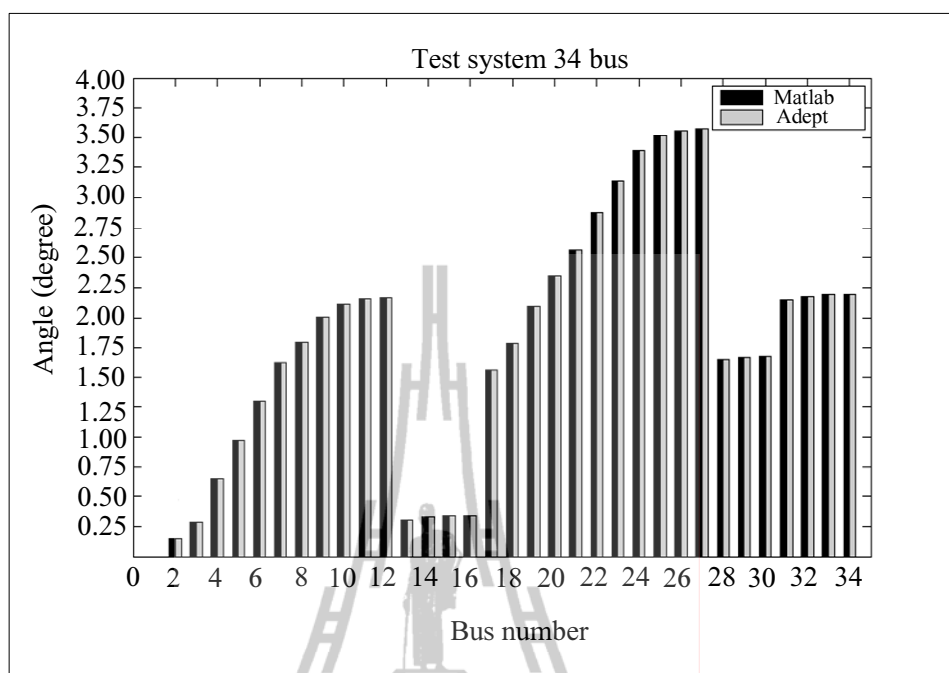
รูปที่ 3.13 ระบบทดสอบ 34 บัส

ระบบทดสอบ 34 บัส เป็นระบบทดสอบ kV 100 kVA สำหรับการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อมีการเปรียบเทียบผลการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT พบว่าผลการทดสอบมีค่าขนาดแรงดันไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า และค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ใกล้เคียงกันสำหรับค่าดังกล่าว แสดงดังรูปที่ 3.14 รูปที่ 3.15 รูปที่ 3.16 และรูปที่ 3.17 ตามลำดับ จากข้อมูลดังกล่าวสามารถนำไปหาค่าความคลาดเคลื่อนของการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT โดยที่ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 3.18 ส่วนความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง แสดงดังรูปที่ 3.19



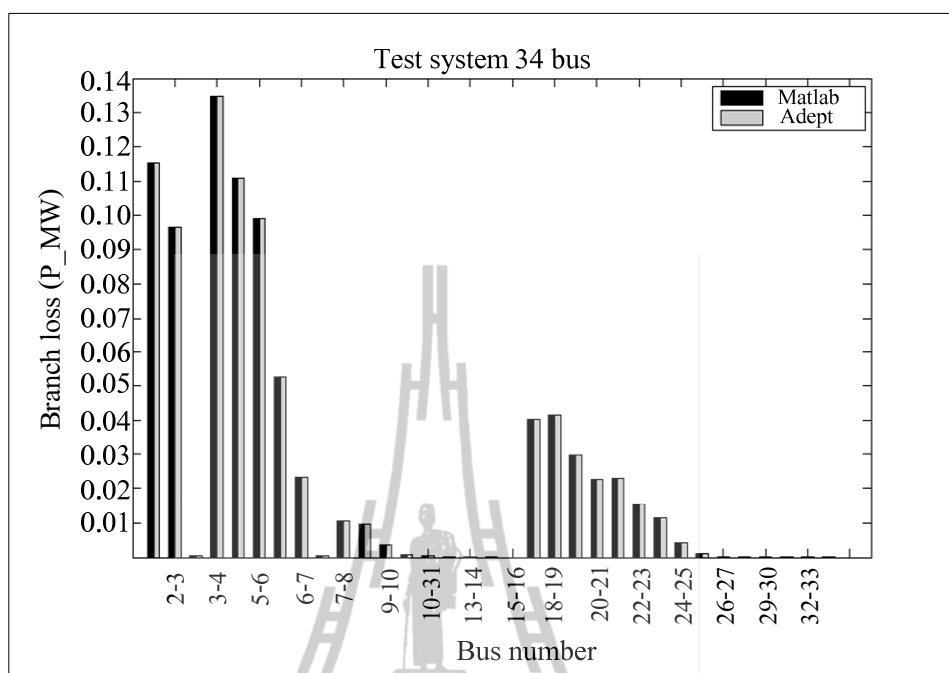
รูปที่ 3.14 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 34 บัส

จากรูปที่ 3.14 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 34 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 11 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 27 มีค่าเท่ากับ 8.797308 kV และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 11 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 27 มีค่าเท่ากับ 8.797337 kV จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 34 บัสของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $2.524 \times 10^{-7}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 34 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



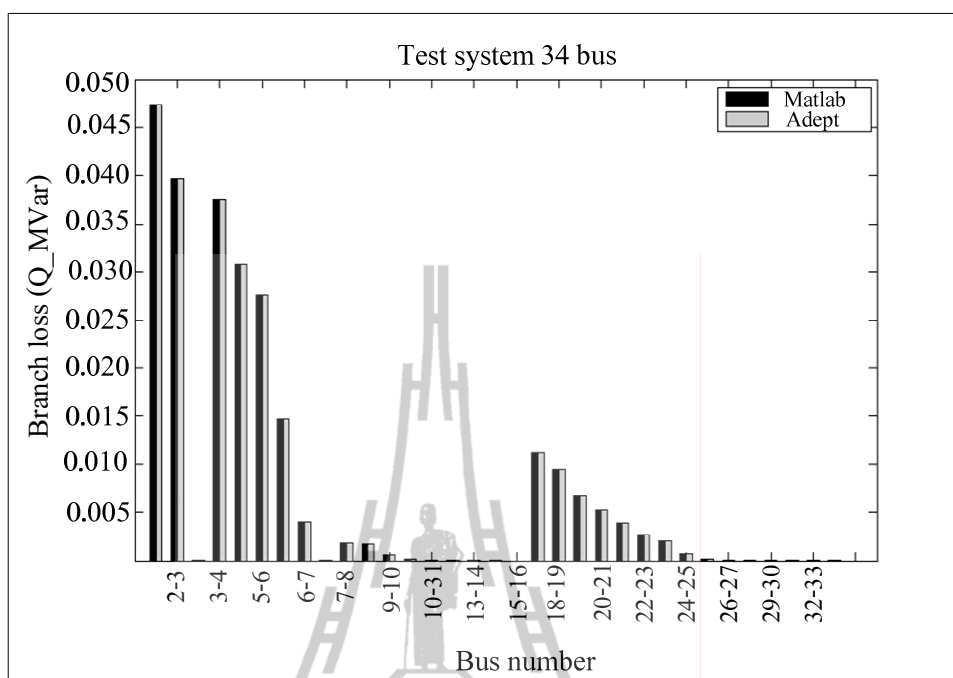
รูปที่ 3.15 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 34 บัส

จากรูปที่ 3.15 เป็นกราฟมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 34 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 27 มีค่าเท่ากับ 3.577208 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดที่ได้บัส 1 มีค่าเท่ากับ 0 องศา และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 27 มีค่าเท่ากับ 3.577163 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 0 องศา จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 34 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.749 \times 10^{-7}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบ ผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 34 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



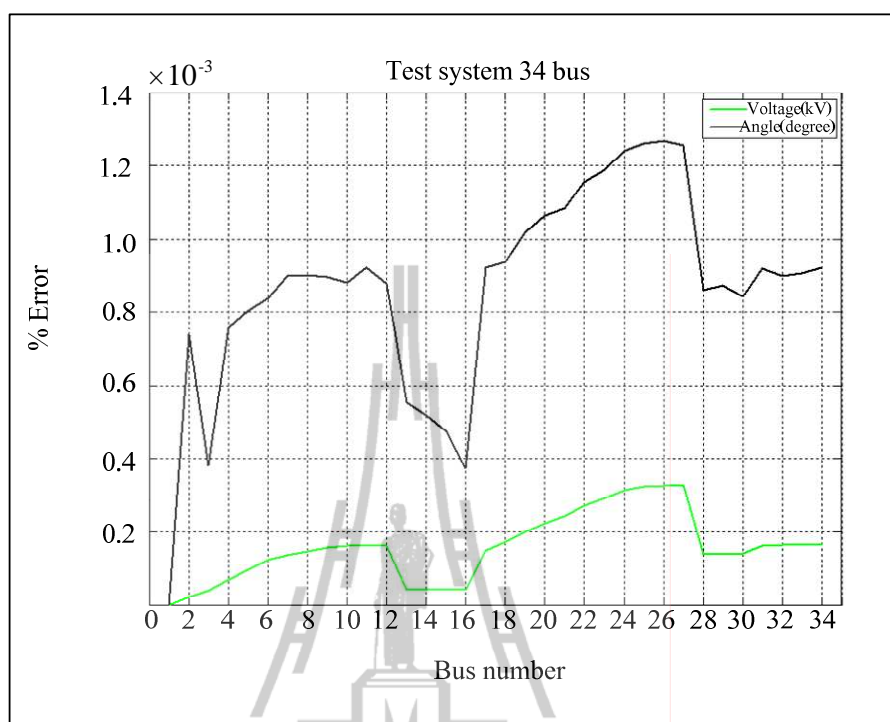
รูปที่ 3.16 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 34 บัส

จากรูปที่ 3.16 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 34 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 3 ถึงบัส 4 มีค่าเท่ากับ 0.135003 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดที่ได้ที่บัส 15 ถึงบัส 16 มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 3 ถึงบัส 4 มีค่าเท่ากับ 0.135000 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 15 ถึงบัส 16 มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในระบบทดสอบ 34 บัส ของโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.719 \times 10^{-10}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 34 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



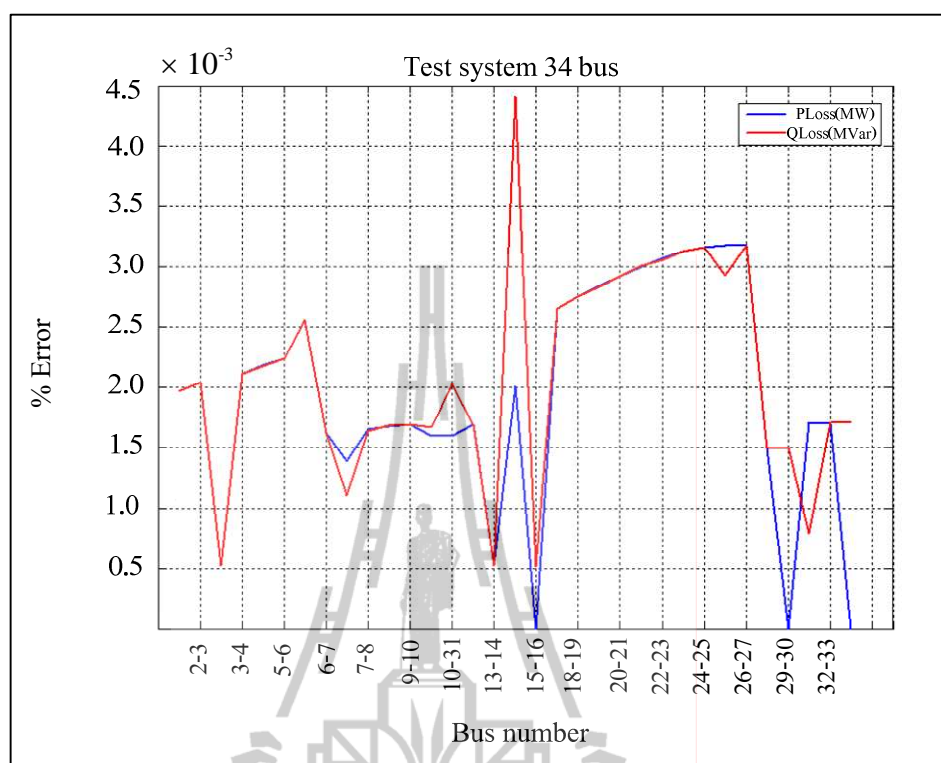
รูปที่ 3.17 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 34 บัส

จากรูปที่ 3.17 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 34 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.047397 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 15 ถึงบัส 16 มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวาร์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 ถึงบัส 2 มีค่าเท่ากับ 0.047396 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 15 ถึงบัส 16 มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบทดสอบ 34 บัส ของโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.046 \times 10^{-11}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 34 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.18 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า

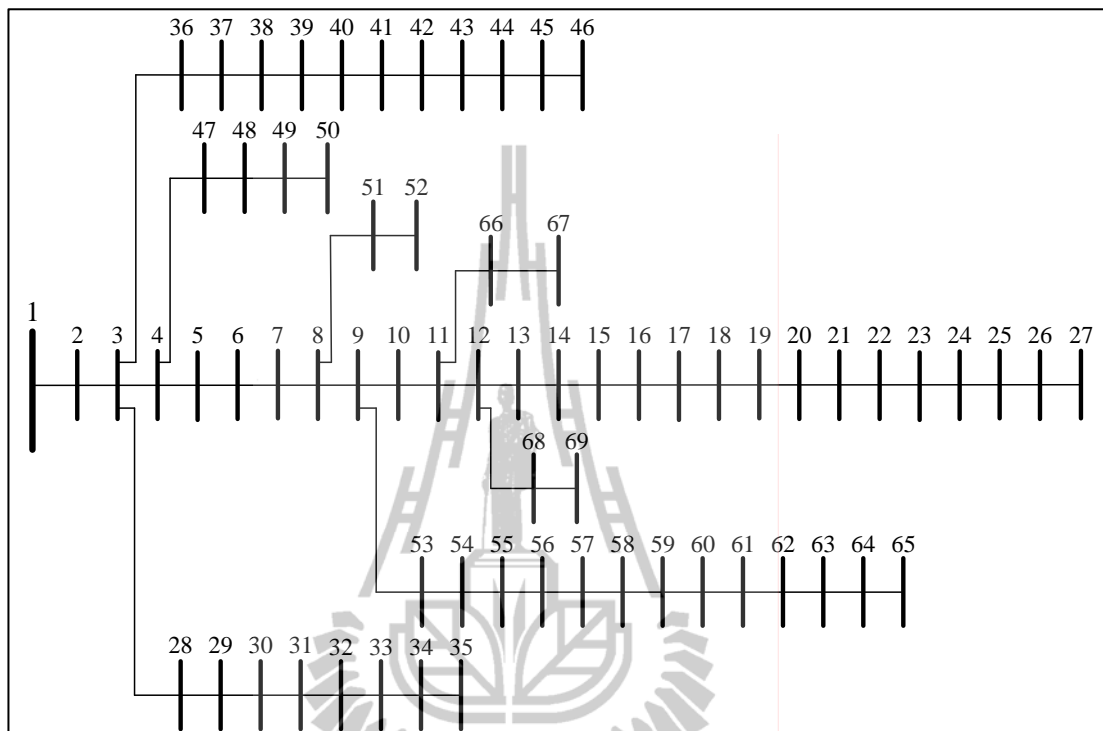
จากรูปที่ 3.18 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 34 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $3.275 \times 10^{-4}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% และค่าความคลาดเคลื่อนของค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 34 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $1.268 \times 10^{-3}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% จากค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้



รูปที่ 3.19 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง

จากรูปที่ 3.19 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 34 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $3.182 \times 10^{-3} \%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $0\%$  และค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 34 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $4.409 \times 10^{-3} \%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $5.165 \times 10^{-4} \%$  จากค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้

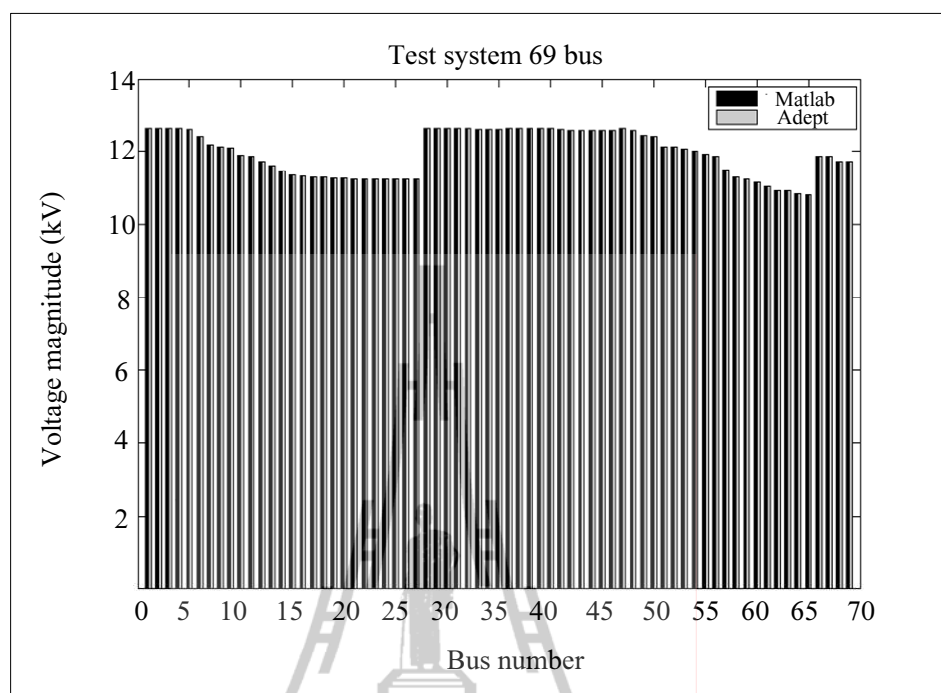
### 3.6.3 ระบบทดสอบ 69 บัส



รูปที่ 3.20 ระบบทดสอบ 69 บัส

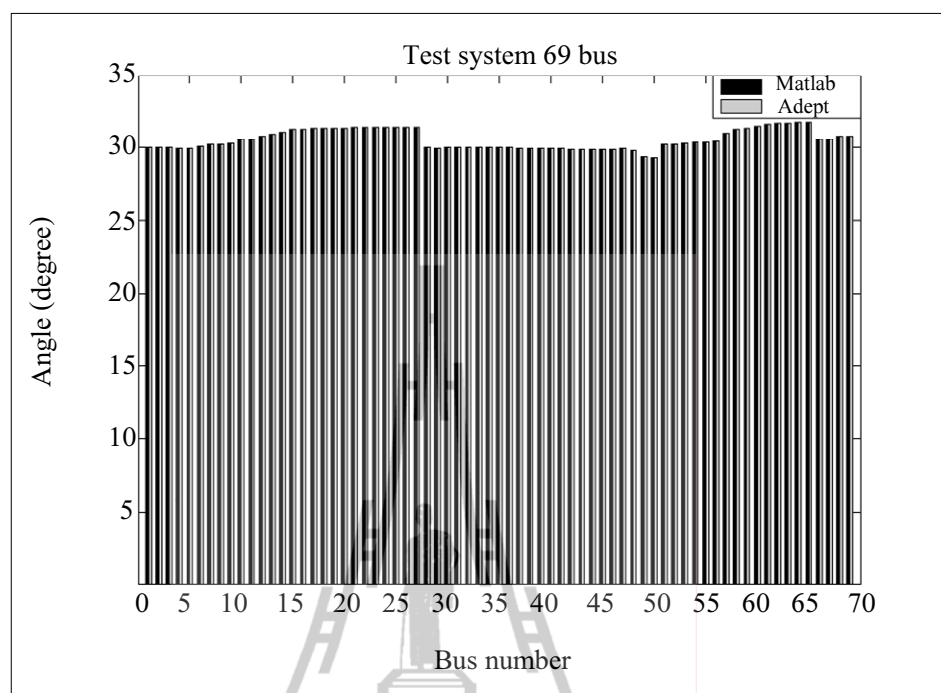
ระบบทดสอบ 69 บัส เป็นระบบทดสอบ 12.66 kV 100 kVA สำหรับการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อมีการเปรียบเทียบผลการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT พบว่าผลการทดสอบมีค่าขนาดแรงดันไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า และค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ใกล้เคียงกันสำหรับค่าดังกล่าว แสดงดังรูปที่ 3.21 รูปที่ 3.22 รูปที่ 3.23 และรูปที่ 3.24 ตามลำดับ จากข้อมูลดังกล่าวสามารถนำไปหาค่าความคลาดเคลื่อนของการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT โดยที่ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3.25 ส่วนความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง แสดงดังรูปที่ 3.26





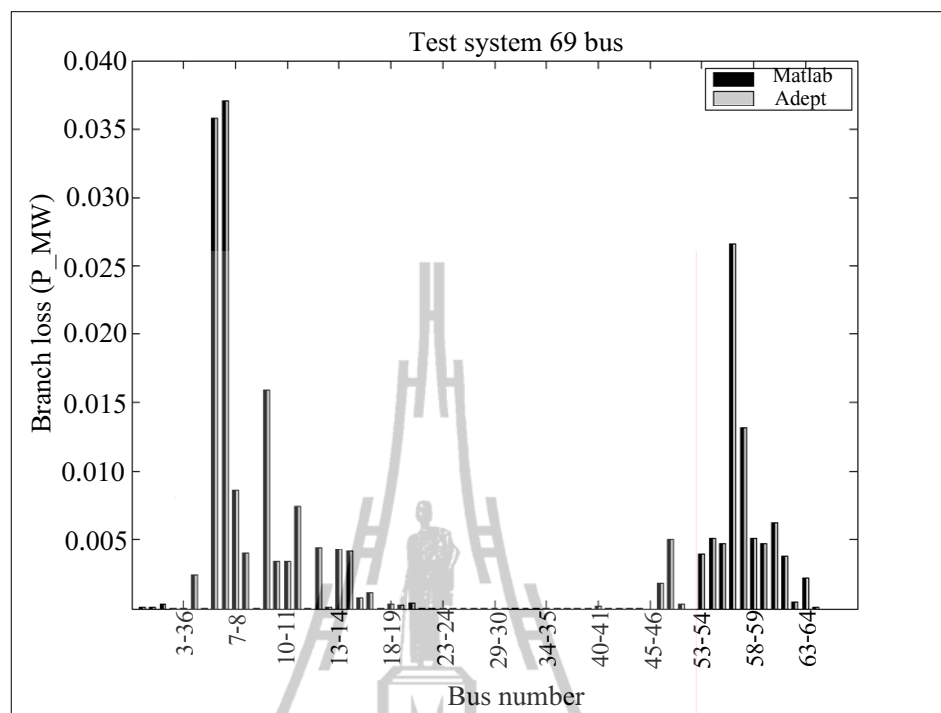
รูปที่ 3.21 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 69 บัส

จากรูปที่ 3.21 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 69 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 12.66 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 65 มีค่าเท่ากับ 10.843557 kV และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 12.66 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 65 มีค่าเท่ากับ 10.843567 kV จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 69 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $4.149 \times 10^{-8}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 69 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



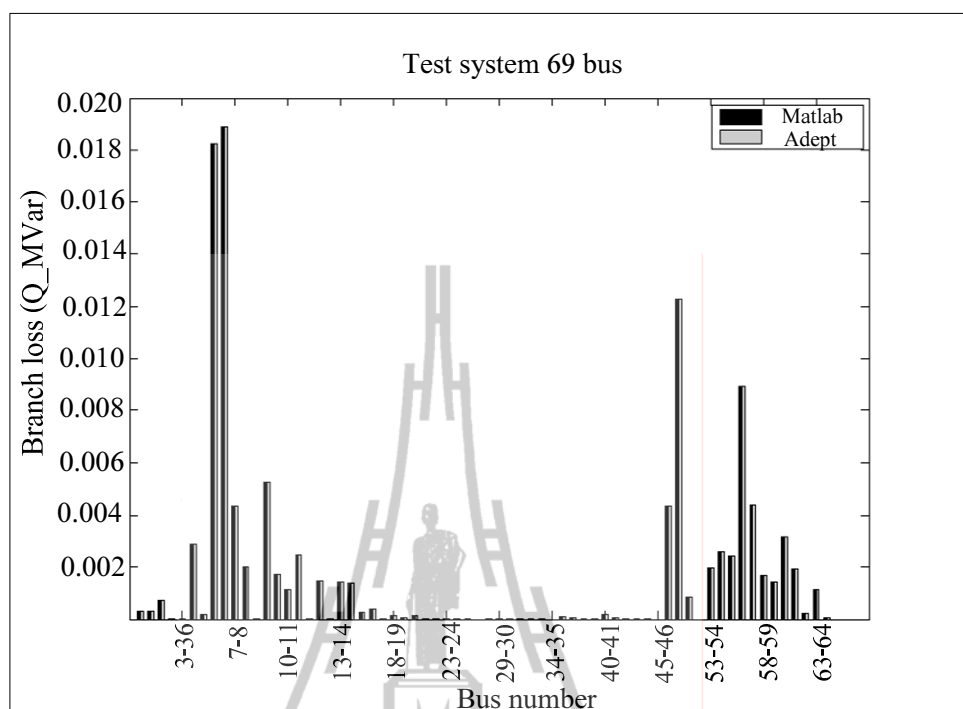
รูปที่ 3.22 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 69 บัส

จากรูปที่ 3.22 เป็นกราฟมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 69 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่าง โปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 65 มีค่าเท่ากับ 31.771147 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดที่ได้ที่บัส 50 มีค่าเท่ากับ 29.362767 องศา และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 65 มีค่าเท่ากับ 31.771138 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 50 มีค่าเท่ากับ 29.362768 องศา จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 69 บัสของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.208 \times 10^{-8}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 69 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



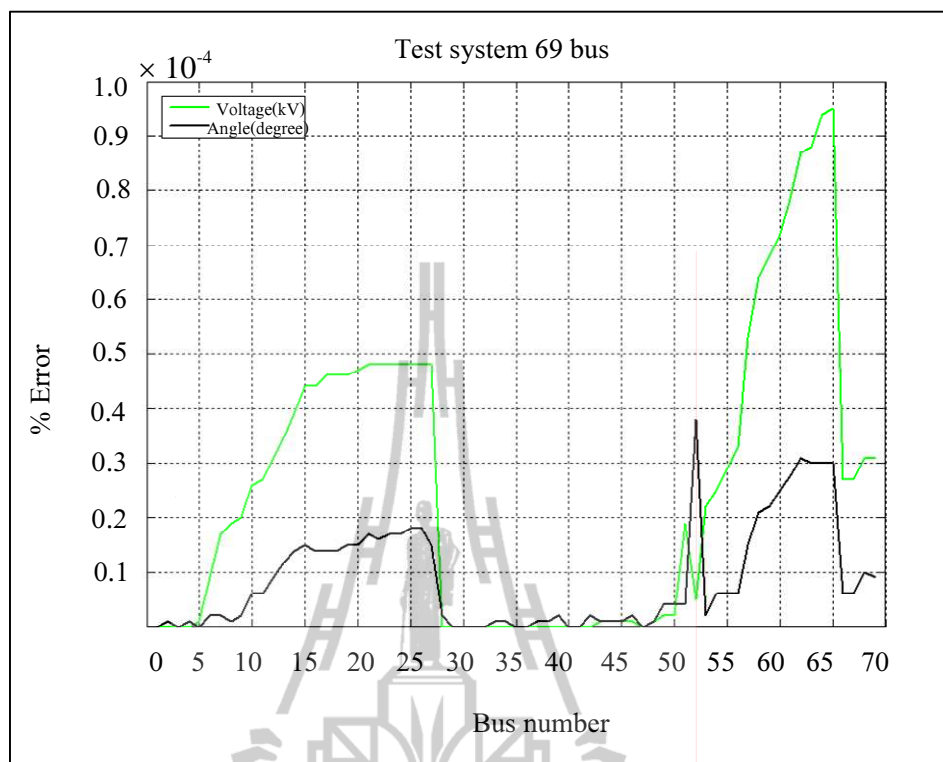
รูปที่ 3.23 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 69 บัส

จากรูปที่ 3.23 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 69 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 6 ถึงบัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.037122 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 6 ถึงบัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.037122 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในระบบทดสอบ 69 บัส ของโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $3.229 \times 10^{-12}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 69 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



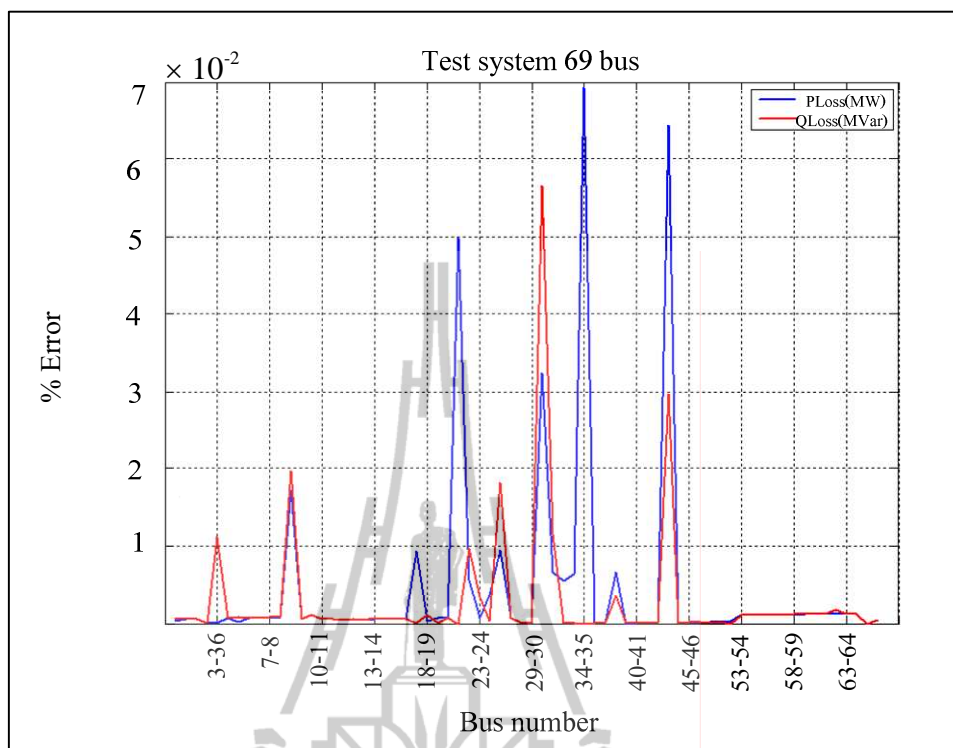
รูปที่ 3.24 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 69 บัส

จากรูปที่ 3.24 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 69 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 6 ถึงบัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.018907 เมกะวาร์และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวาร์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 6 ถึงบัส 7 มีค่าเท่ากับ 0.018907 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบทดสอบ 69 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $6.577 \times 10^{-13}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 69 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.25 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า

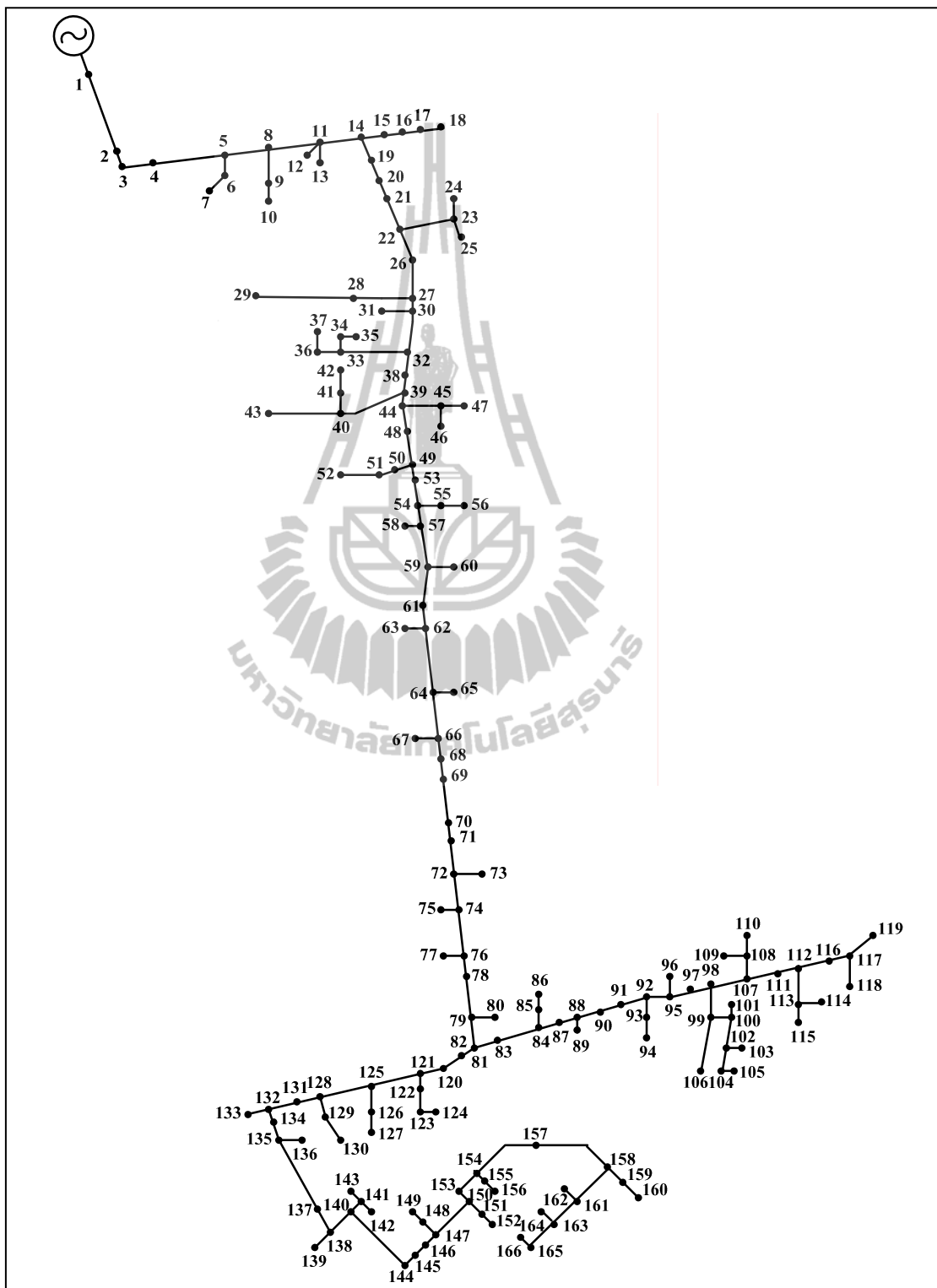
จากรูปที่ 3.25 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 69 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $9.538 \times 10^{-5}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% และค่าความคลาดเคลื่อนของค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 69 บัส มีค่า สูงสุดเท่ากับ  $3.848 \times 10^{-5}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% จากค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้



รูปที่ 3.26 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง

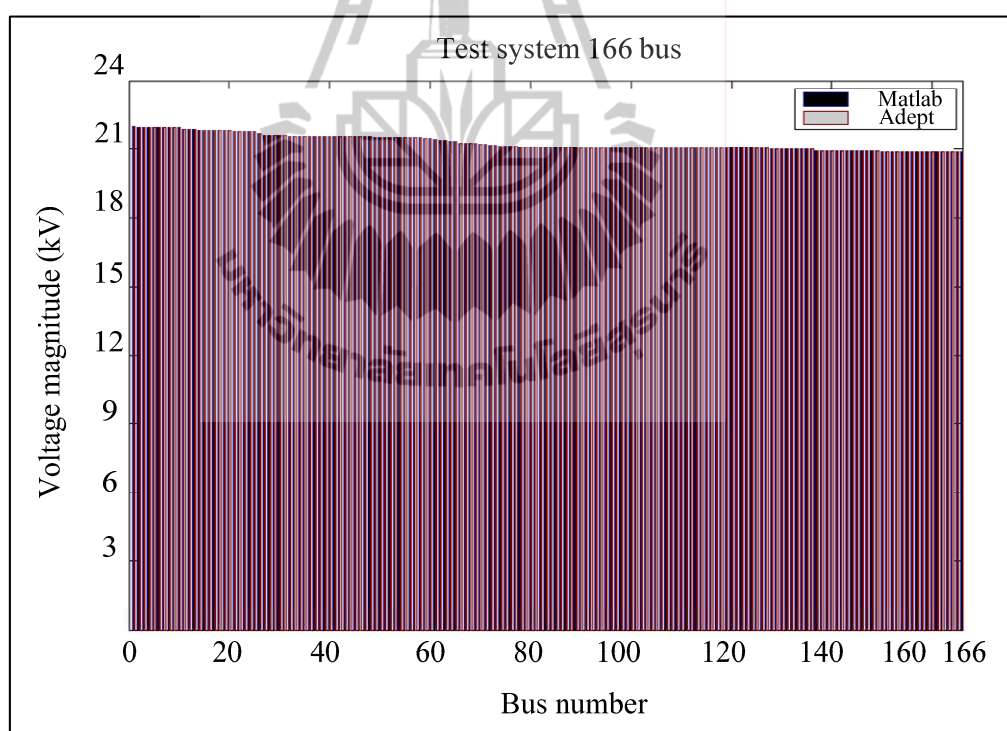
จากรูปที่ 3.26 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 69 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $6.926 \times 10^{-2}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $0\%$  และค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 69 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $5.659 \times 10^{-2}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ  $0\%$  จากค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้

## 3.6.4 ระบบทดสอบ 166 บัส



รูปที่ 3.27 ระบบทดสอบ 166 บัส

ระบบทดสอบ 166 บัส เป็นระบบทดสอบ 22 kV 100 kVA และเป็นระบบทดสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) สำหรับการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อมีการเปรียบเทียบผลการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT พบว่าผลการทดสอบมีค่าขนาดแรงดันไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า และค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใกล้เคียงกัน สำหรับค่าดังกล่าว แสดงดังรูปที่ 3.28 รูปที่ 3.29 รูปที่ 3.30 และรูปที่ 3.31 ตามลำดับ จากข้อมูลดังกล่าวสามารถนำไปหาค่าความคลาดเคลื่อนของการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT โดยที่ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3.32 ส่วนความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งแสดงดังรูปที่ 3.33

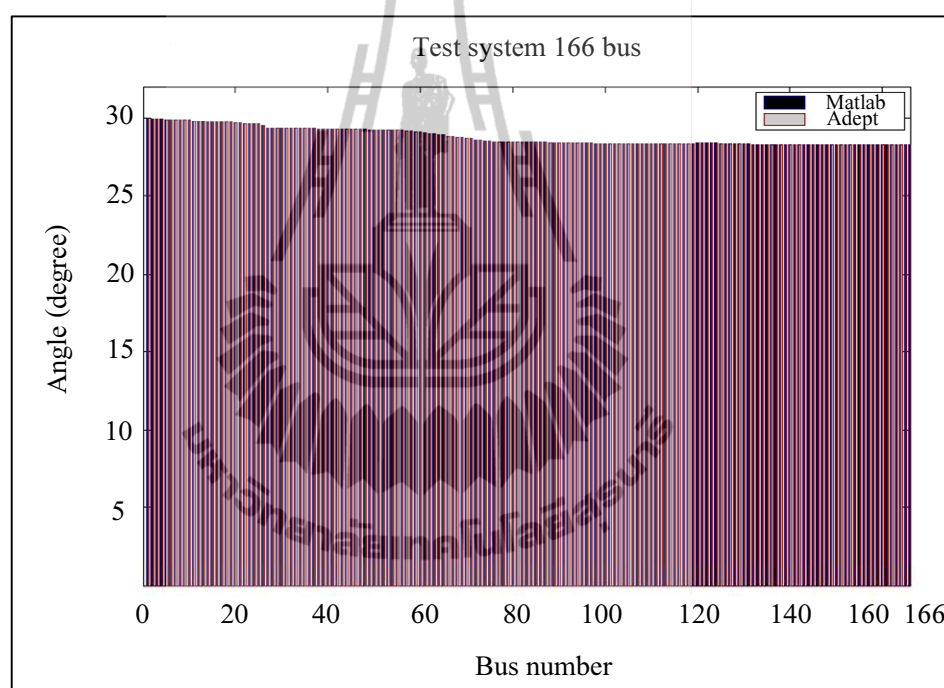


รูปที่ 3.28 แรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 166 บัส

จากรูปที่ 3.28 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 166 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 22 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่



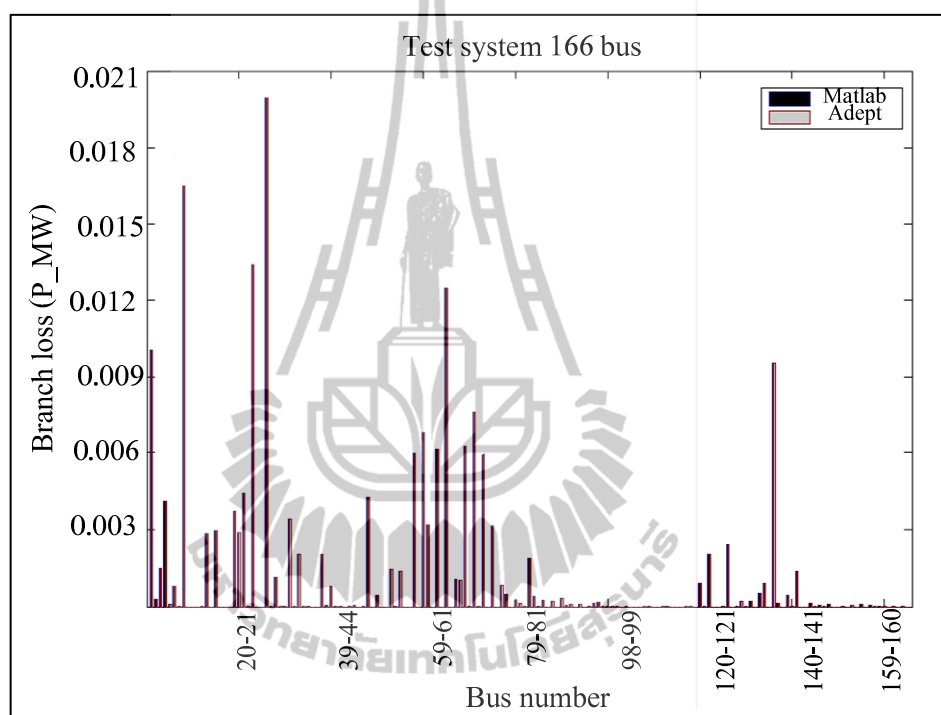
บัส 165 และบัส 166 มีค่าเท่ากับ 20.897463 kV และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 22 kV และมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 165 และบัส 166 มีค่าเท่ากับ 20.897465 kV จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 166 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $2.356 \times 10^{-8}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 166 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.29 มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบทดสอบ 166 บัส

จากรูปที่ 3.29 เป็นกราฟมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 166 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 30 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 165 และบัส 166 มีค่าเท่ากับ 28.277592 องศา และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 1 มีค่าเท่ากับ 30 องศา และมีค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่า

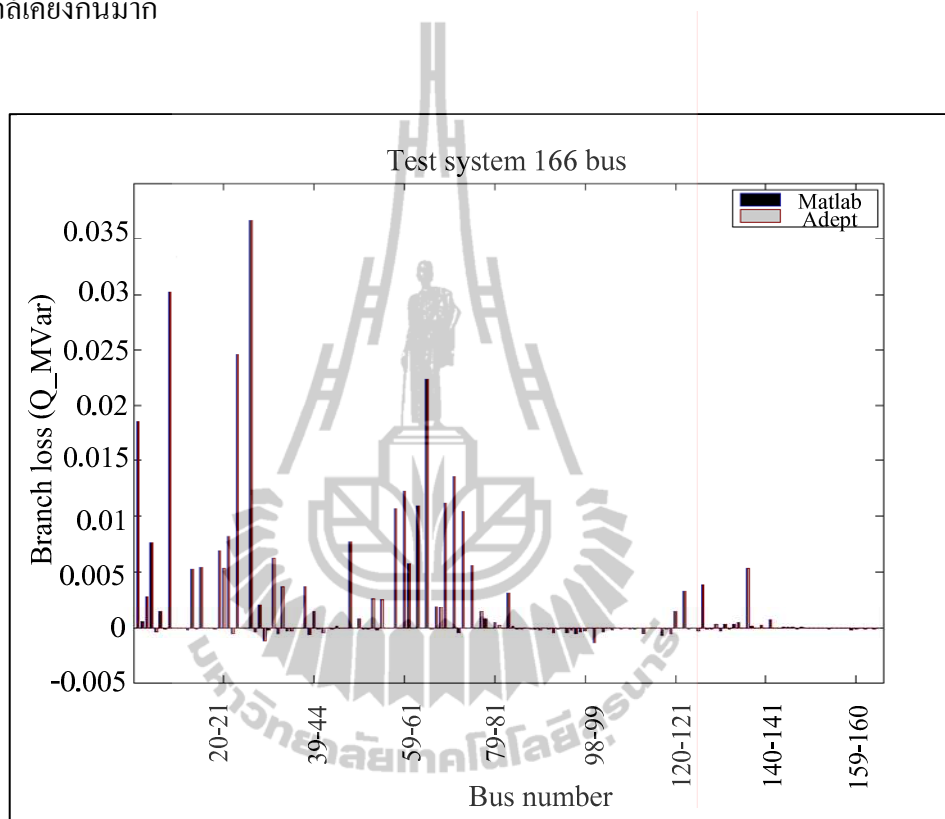
ต่ำสุดได้ที่บัส 165 และบัส 166 มีค่าเท่ากับ 28.277597 องศา จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ 166 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $8.66 \times 10^{-7}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของระบบทดสอบ 166 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.30 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 166 บัส

จากรูปที่ 3.30 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 166 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 26 ถึงบัส 27 มีค่าเท่ากับ 0.019935 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 26 ถึงบัส 27 มีค่าเท่ากับ 0.019936 เมกะวัตต์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงที่มีค่าต่ำสุดได้ในหลาย ๆ บัส มีค่าเท่ากับ 0 เมกะวัตต์

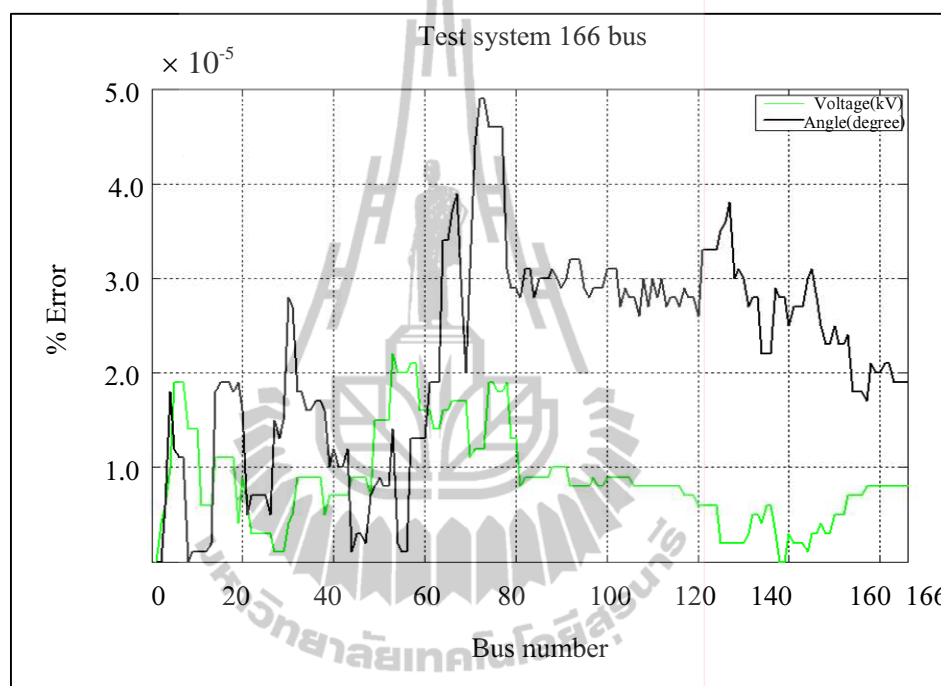
จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงในระบบทดสอบ 166 บัสของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $1.374 \times 10^{-15}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงของระบบทดสอบ 166 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.31 กำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 166 บัส

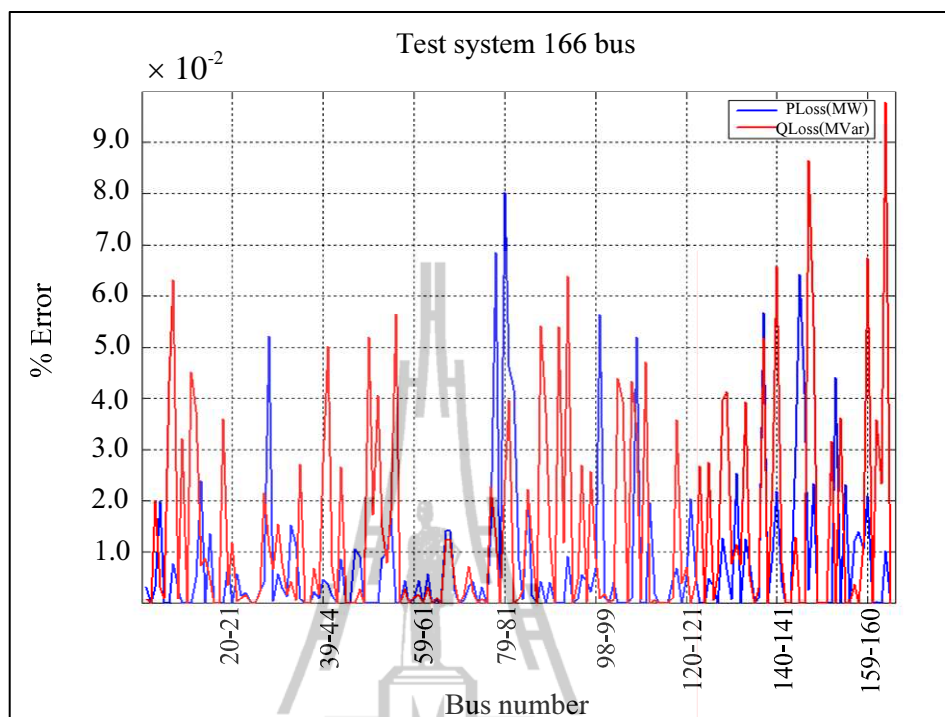
จากรูปที่ 3.31 เป็นกราฟกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละบัสของระบบทดสอบ 166 บัส ซึ่งมีการทดสอบเปรียบเทียบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสระหว่างโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถอธิบายได้ดังนี้ จากการทดสอบโดยโปรแกรม MATLAB สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 26 ถึงบัส 27 มีค่าเท่ากับ 0.036615 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุดได้ที่บัส 99 ถึงบัส 106 มีค่าเท่ากับ - 0.001387 เมกะวาร์ และจากการทดสอบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถทดสอบค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าสูงสุดได้ที่บัส 26 ถึงบัส 27 มีค่าเท่ากับ 0.036614 เมกะวาร์ และมีค่ากำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีค่าต่ำสุด

ได้ที่บัส 99 ถึงบัส 106 มีค่าเท่ากับ  $-0.001387$  เมกะวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) ของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบทดสอบ 166 บัส ของโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าเท่ากับ  $2.661 \times 10^{-12}$  จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบผลของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบทดสอบ 166 บัส โดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT มีค่าใกล้เคียงกันมาก



รูปที่ 3.32 ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า

จากรูปที่ 3.32 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบกับโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 166 บัสมีค่าสูงสุดเท่ากับ  $2.153 \times 10^{-5}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% และค่าความคลาดเคลื่อนของค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบกับโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 166 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $4.934 \times 10^{-5}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% จากค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้าและค่ามุมเฟสของแรงดันไฟฟ้ามีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้



รูปที่ 3.33 ความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่ง

จากรูปที่ 3.33 จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 166 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $8.011 \times 10^{-2}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% และค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปรียบเทียบโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบ 166 บัส มีค่าสูงสุดเท่ากับ  $9.776 \times 10^{-2}\%$  ค่าต่ำสุดเท่ากับ 0% จากค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานสูญเสียในสายส่งของกำลังไฟฟารีแอกทีฟมีค่าน้อยมากจึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถนำไปใช้ทดสอบแทนกันได้

### 3.7 สรุป

การเปรียบเทียบข้อมูลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งได้มีการทดสอบเปรียบเทียบข้อมูลโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ซึ่งมีการทดสอบกับระบบทดสอบต่าง ๆ เช่น ระบบทดสอบ 15 บัส 34 บัส เป็นระบบทดสอบ 11 kV ระบบทดสอบ 69 บัส เป็นระบบทดสอบ 12.66 kV และระบบทดสอบนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) 166 บัส เป็นระบบทดสอบ 22 kV ซึ่งเป็นระบบทดสอบของงานวิจัยนี้ โดยระบบทดสอบทั้งหมดมีค่าฐานกำลังไฟฟ้า 100 kVA ผลทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ของระบบทดสอบดังกล่าวที่ได้กล่าวมาข้างต้นนั้นพบว่า ระบบทดสอบทุกระบบมีผลของแรงดันที่บัส มุมเฟส กำลังงานสูญเสียแอกทีฟ และกำลังงานสูญเสียรีแอกทีฟ มีค่าที่ใกล้เคียงกันมากหรือเกือบจะเป็นค่าเดียวกัน หลังจากนั้น ได้มีการคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของค่าดังกล่าวของระบบทดสอบต่าง ๆ พบว่าค่าความคลาดเคลื่อนมีค่าน้อยมาก จึงสามารถสรุปได้ว่าการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT ผลที่ทดสอบได้มีค่าใกล้เคียงกันมาก จึงสามารถใช้โปรแกรมทั้งสองโปรแกรมทำงานวิจัยร่วมกันได้



## บทที่ 4

### การวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อศึกษาพื้นที่ที่อยู่อาศัย

#### 4.1 บทนำ

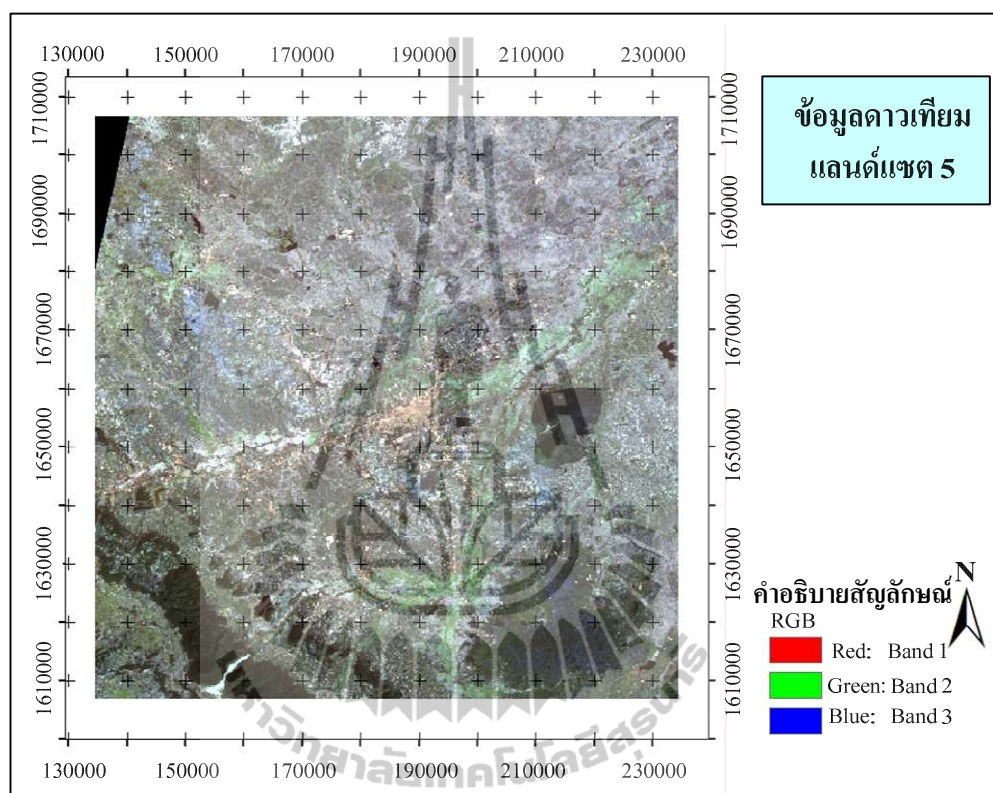
เนื้อหาในบทที่ 4 ได้กล่าวถึงการวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อศึกษาพื้นที่ที่อยู่อาศัย โดยหลักการวิเคราะห์ประกอบด้วย 3 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ 1 การเลือกแบนด์ที่มีความเหมาะสมในการนำไปวิเคราะห์พื้นที่ที่อยู่อาศัย โดยงานวิจัยนี้มีวิธีการเลือกแบนด์ที่นำไปวิเคราะห์จากการคำนวณค่า Optimum Index Factor (OIF) ให้ได้ค่าที่สูงที่สุดจะบ่งบอกถึงการจัดหมู่ระหว่างแบนด์ที่ดีที่สุดและมีความแตกต่างของข้อมูลระหว่างแบนด์สูงสุด การวิเคราะห์ข้อมูลต่าง ๆ จะมีการเลือกใช้แบนด์ที่แตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับข้อมูลที่น่ามาวิเคราะห์ ดังนั้นการเลือกแบนด์ที่เหมาะสมจะช่วยให้การวิเคราะห์มีความถูกต้องมากยิ่งขึ้นด้วย ส่วนที่ 2 การจำแนกประเภทข้อมูลพื้นที่ที่อยู่อาศัย การสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียมมีการจำแนกประเภทของข้อมูลหลายวิธี งานวิจัยนี้ได้เลือกการจำแนกประเภทของข้อมูลด้วยวิธี ISODATA เป็นการจำแนกประเภทข้อมูลวิธีนี้ขึ้นอยู่กับค่าสถิติการสะท้อนแสงของข้อมูลเพียงอย่างเดียว ผู้วิเคราะห์ไม่จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่ตัวอย่างของข้อมูลก่อนจำแนกและวิธี ISODATA เป็นวิธีที่เป็นที่นิยมกันอย่างแพร่หลาย ส่วนที่ 3 เป็นการตรวจสอบการถูกต้อง หลังจากที่ได้จำแนกข้อมูลเรียบร้อยแล้วจะต้องมีการตรวจสอบความถูกต้อง งานวิจัยนี้เลือกตรวจสอบความถูกต้องโดย Google Earth เนื่องจากเป็นภาพถ่ายที่เห็นความชัดเจนของพื้นที่ต่าง ๆ สะดวกในการใช้งานและมีข้อมูลที่อัปเดตให้ทันสมัยตลอดเวลาด้วย

#### 4.2 การเตรียมภาพถ่ายดาวเทียม

การเตรียมภาพถ่ายดาวเทียม โดยใช้ข้อมูลจากดาวเทียมแลนดแซต 5 ซึ่งเป็นดาวเทียมสำรวจทรัพยากรธรรมชาติและมีการบันทึกข้อมูลภาพเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2552 งานวิจัยนี้ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมแลนดแซตบริเวณ Path 128 Row 50 ซึ่งเป็นภาพที่ครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดนครราชสีมา แสดงดังรูปที่ 4.1 ภาพถ่ายดาวเทียมมีแบนด์ทั้งหมด 7 แบนด์ ซึ่งแต่ละแบนด์จะเก็บข้อมูลการสะท้อนในช่วงคลื่นต่าง ๆ และแสดงผลเป็นระดับค่าสีเทา หลังจากที่มีการเตรียมข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมแลนดแซตแล้วต้องมีการเลือกบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาเพื่อนำมาวิเคราะห์พื้นที่ที่อยู่อาศัย พื้นที่ที่ศึกษานั้นครอบคลุมบริเวณของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา



การดำเนินการวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมที่กล่าวถึงในบทนี้ได้ใช้โปรแกรม ERDAS ในการวิเคราะห์ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ได้รับความนิยมมากและได้กล่าวถึงการใช้โปรแกรมไว้ในภาคผนวก ง.



รูปที่ 4.1 ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 ครอบคลุมบริเวณจังหวัดนครราชสีมา

ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตดังกล่าวเลือกเฉพาะบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาภาพจากมุมซ้ายบนที่พิกัด 168028E 1664960N และมุมขวาล่างที่พิกัด 189252E 1639960N เมื่อต้องการนำภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตมาสร้างให้เกิดเป็นภาพที่แสดงถึงลักษณะต่าง ๆ ของพื้นผิวโลกต้องนำมาผสมสีเท็จหรือการผสมแบนด์ เนื่องจากสายตามนุษย์สามารถจำแนกภาพสีได้มากกว่าภาพสีเทาและการผสมแบนด์สามารถแบ่งแยกวัตถุหรือสิ่งปกคลุมดินได้ดี การผสมแบนด์นั้นต้องใช้ข้อมูลจำนวน 3 ช่วงคลื่นหรือ 3 แบนด์ โดยมีการกำหนดให้ข้อมูลแต่ละแบนด์เป็นแม่สี ได้แก่ (1) สีแดง (2) สีเขียว และ (3) สีน้ำเงิน หลังจากนั้นจึงใช้หลักการคำนวณค่า Optimum Index Factor, OIF (Chavez, P.S., 1998) เพื่อหาแบนด์ที่จะนำมาผสมแบนด์ที่เหมาะสมที่สุดและค่า OIF ที่เหมาะสมที่สุด คือ ค่าที่สูงที่สุดซึ่งบ่งบอกถึงการจัดหมู่ระหว่างแบนด์ที่ดีที่สุดและมีความแตกต่างของข้อมูล



ระหว่างแบนด์สูงสุด จึงจะทำให้ผลการจำแนกข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อวิเคราะห์พื้นที่ที่อยู่อาศัย ได้ผลที่ดีที่สุด การคำนวณค่า OIF ได้กล่าวรายละเอียดไว้ในบทที่ 2 หัวข้อ 2.8 และแสดงการคำนวณค่า OIF บริเวณที่ศึกษาดังสมการต่อไปนี้

$$OIF = \frac{\sum_{k=1}^{k=3} S_k}{\sum_{k=1}^{k=3} Abs(r_j)} \quad (4.1)$$

โดยที่  $S_k$  คือ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแบนด์ที่  $k$   
 $Abs(r_j)$  คือ ค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์  
 ระหว่างแบนด์ 2 แบนด์จากการจัดหมู่ 3 แบนด์

ข้อมูลการคำนวณค่า OIF ต้องเป็นข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียมแลนด์แซตที่ไม่รวมแบนด์ความร้อน (Thermal - Infrared) จะทำการการจัดหมู่ครั้งละ 3 แบนด์ได้ทั้งหมด 20 ชุด ในการคัดเลือกข้อมูลโดยใช้เทคนิคการคำนวณค่า OIF ที่เป็นค่าสัดส่วนของค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ แสดงดังตารางที่ 4.1 และตารางที่ 4.2 ตามลำดับ โดยที่ผลรวมค่าทั้งสองค่าที่ได้กล่าวมาข้างต้นได้ แสดงดังตารางที่ 4.3 พบว่าค่า OIF ของการจัดกลุ่มระหว่างแบนด์ 1 - 4 - 5 มีค่ามากที่สุดเท่ากับ 42.523 การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์อื่น ๆ แสดงดังรายละเอียดในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.1 ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียมแลนด์แซต 5

แบนด์	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน
1	10.378
2	7.190
3	12.993
4	13.839
5	28.457
6	9.021
7	19.823

ตารางที่ 4.2 ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างแบนด์ข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียมแลนด์เซต 5

แบนด์	1	2	3	4	5	6	7
1	1.000	0.934	0.871	0.203	0.608	0.550	0.697
2	0.934	1.000	0.947	0.306	0.685	0.444	0.751
3	0.871	0.947	1.000	0.219	0.775	0.387	0.849
4	0.203	0.306	0.219	1.000	0.452	0.277	0.262
5	0.608	0.685	0.775	0.452	1.000	0.434	0.931
6	0.550	0.444	0.387	0.277	0.434	1.000	0.412
7	0.697	0.751	0.849	0.262	0.931	0.412	1.000

ตารางที่ 4.3 ผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์

การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์	ผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	ผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์
1 - 2 - 3	30.561	2.752
1 - 2 - 4	32.407	1.442
1 - 2 - 5	46.025	2.226
1 - 2 - 7	37.391	2.381
1 - 3 - 4	38.210	1.293
1 - 3 - 5	51.828	2.254
1 - 3 - 7	43.194	2.417
1 - 4 - 5	53.674	1.262
1 - 4 - 7	45.040	1.161
1 - 5 - 7	58.658	2.235
2 - 3 - 4	35.022	1.471
2 - 3 - 5	48.640	2.406
2 - 3 - 7	40.006	2.547
2 - 4 - 5	50.486	1.442
2 - 4 - 7	41.852	1.318
2 - 5 - 7	55.470	2.366

ตารางที่ 4.3 ผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานและผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ (ต่อ)

การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์	ผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน	ผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์
3 - 4 - 5	56.289	1.446
3 - 4 - 7	47.655	1.330
3 - 5 - 7	61.273	2.555
4 - 5 - 7	63.119	1.645

จากตารางที่ 4.3 ได้มีการอธิบายวิธีการคำนวณเพิ่มเติม ตัวอย่างเช่น การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์ 1 - 4 - 5 การคำนวณค่าผลรวมค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน โดยดูค่าจากตารางที่ 4.1 คือ แบนด์ 1 มีค่า 10.378 แบนด์ 4 มีค่า 13.839 และแบนด์ 3 มีค่า 28.457 หลังจากนั้นนำค่าทั้ง 3 ค่ามารวมกันจะได้ 53.674 การคำนวณค่าผลรวมค่าสัมบูรณ์ของค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของการจัดหมู่ข้อมูลจากดาวเทียม 3 แบนด์ โดยดูค่าจากตารางที่ 4.2 คือ (1) แบนด์ 1 - 4 มีค่า 0.203 (2) แบนด์ 4 - 5 มีค่า 0.452 และ (3) แบนด์ 1 - 5 มีค่า 0.608 หลังจากนั้นนำค่าทั้ง 3 ค่ามารวมกันจะได้ 1.263 พบว่าค่า OIF ของการจัดกลุ่มระหว่างแบนด์ 1 - 4 - 5 มีค่ามากที่สุดเท่ากับ 42.524

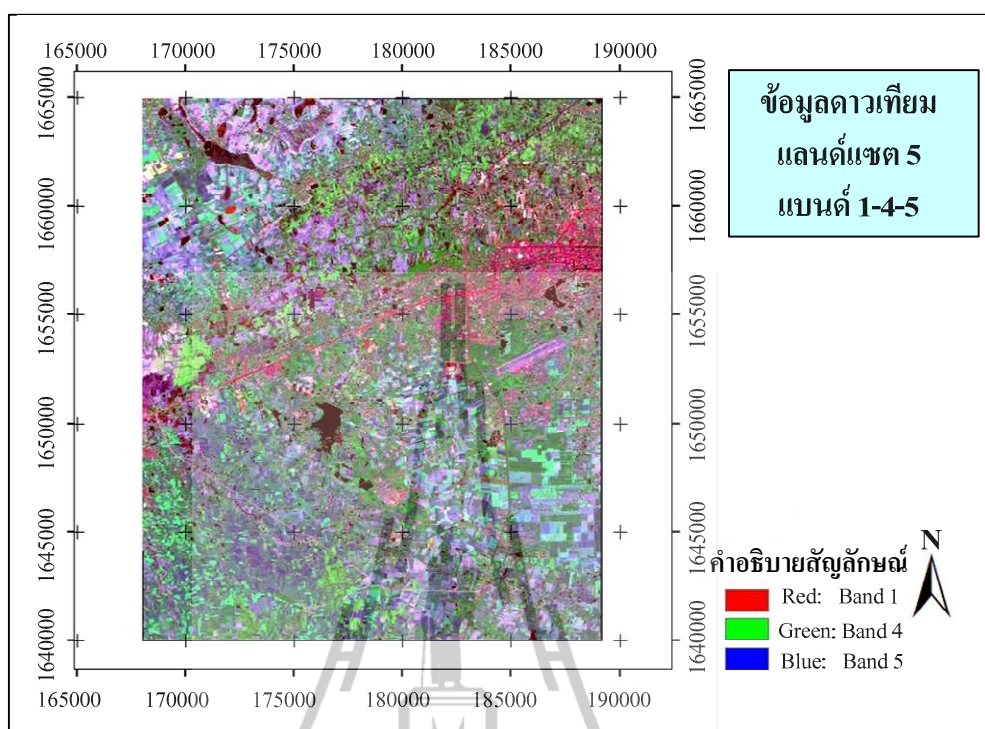
ตารางที่ 4.4 แสดงผลค่า Optimum Index Factor (OIF)

ลำดับ	การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์	ค่า OIF
1	1 - 4 - 5	42.524
2	3 - 4 - 5	38.934
3	1 - 4 - 7	38.782
4	4 - 5 - 7	38.376
5	3 - 4 - 7	35.829
6	2 - 4 - 5	35.000
7	2 - 4 - 7	31.743
8	1 - 3 - 4	29.558
9	1 - 5 - 7	26.244
10	3 - 5 - 7	23.984
11	2 - 3 - 4	23.800

ตารางที่ 4.4 แสดงผลค่า Optimum Index Factor (OIF) (ต่อ)

ลำดับ	การจัดกลุ่มระหว่างแบนด์	ค่า OIF
12	2 - 5 - 7	23.445
13	1 - 3 - 5	22.996
14	1 - 2 - 4	22.469
15	1 - 2 - 5	20.674
16	2 - 3 - 5	20.213
17	1 - 3 - 7	17.869
18	2 - 3 - 7	15.710
19	1 - 2 - 7	15.702
20	1 - 2 - 3	11.105

จากตารางที่ 4.4 ได้แสดงผลค่า OIF สามารถเห็นได้ว่าแบนด์ที่มีความเหมาะสมที่สุดที่จะนำไปจำแนกประเภทข้อมูลในขั้นต่อไป คือ แบนด์ 1 - 4 - 5 เป็นแบนด์ ที่ได้ค่า OIF คือ 42.524 ซึ่งเป็นค่าที่สูงที่สุดและมีความแตกต่างของข้อมูลระหว่างแบนด์สูงสุดของการคำนวณค่า OIF ของพื้นที่ที่ศึกษาดังกล่าวและการผสมแบนด์ 1 - 4 - 5 บริเวณพื้นที่ที่ศึกษา แสดงดังรูปที่ 4.2



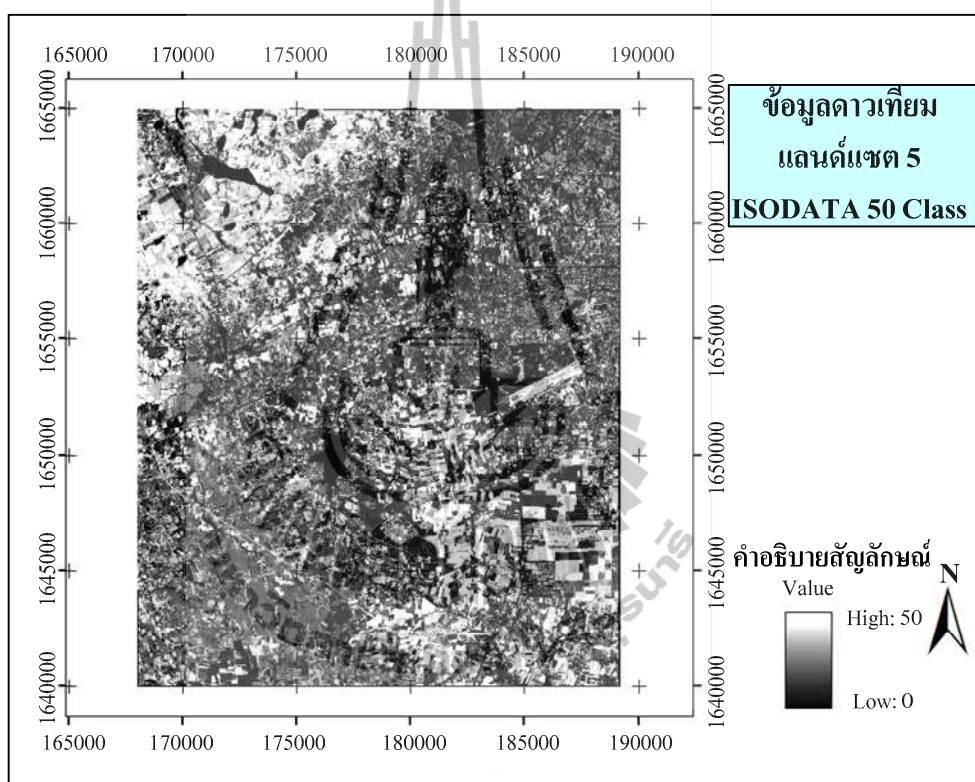
รูปที่ 4.2 ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาของการผสมแบนด์ 1 - 4 - 5

#### 4.3 การจำแนกพื้นที่ที่อยู่อาศัย

การจำแนกพื้นที่ที่อยู่อาศัย เป็นการจำแนกบริเวณเมือง อาคาร ที่อยู่อาศัยและสิ่งอื่น ๆ ให้เห็นความแตกต่างอย่างชัดเจน งานวิจัยนี้ได้เลือกใช้วิธีการจำแนกที่เป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ วิธีการจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลโดยวิธี ISODATA การจำแนกวิธีนี้เป็นวิธีการจำแนกที่ขึ้นอยู่กับค่าสถิติการสะท้อนแสงข้อมูลเพียงอย่างเดียว ผู้วิเคราะห์ไม่จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่ตัวอย่างของข้อมูลก่อนการจำแนก การจำแนกวิธี ISODATA เป็นการนำเอาจุดภาพหรือกลุ่มจุดภาพภายในข้อมูลมาแบ่งเป็นประเภทต่าง ๆ ตามคุณลักษณะการสะท้อนแสงที่คล้ายกัน เรียกว่า เทคนิคการรวมกลุ่ม (Clustering) ซึ่งได้กล่าวรายละเอียดการจำแนกข้อมูลวิธี ISODATA ไว้ในบทที่ 2 หัวข้อ 2.9

การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลโดยวิธี ISODATA ได้มีการจำแนกข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซตบริเวณพื้นที่ที่ศึกษา โดยเลือกใช้แบนด์ 1 - 4 - 5 เพื่อนำมาจำแนกข้อมูลต่าง ๆ และโปรแกรมที่ใช้ช่วยในการจำแนกประเภทข้อมูล คือ โปรแกรม ERDAS ซึ่งเป็นโปรแกรมที่เป็นที่นิยมใช้ของทางสาขาวิชาการสำรวจระยะไกลและขั้นตอนการใช้โปรแกรม ERDAS ได้กล่าวถึงไว้ในภาคผนวก ง. ซึ่งในบทนี้จะไม่กล่าวถึงการใช้โปรแกรม

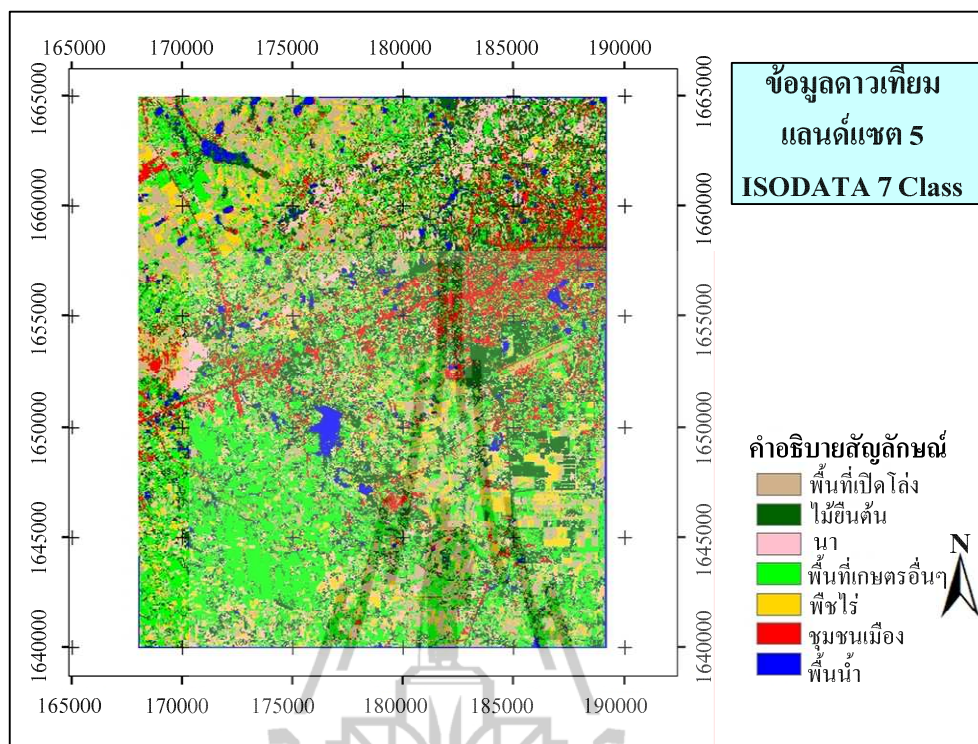
การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแล โดยวิธี ISODATA ต้องมีการกำหนดให้มีจำนวนกลุ่มและจำนวนรอบการคำนวณการแบ่งกลุ่มก่อน งานวิจัยนี้ได้มีการกำหนดให้มีจำนวนกลุ่มที่จะจำแนกออกเป็น 50 กลุ่มก่อน แล้วตั้งค่าคำนวณการแบ่งกลุ่มจำนวน 10 ครั้งเพื่อให้สามารถแยกประเภทของการใช้ประโยชน์ที่ดินและสิ่งปกคลุมดินได้ดีที่สุด และแสดงผลการจำแนกจำนวนกลุ่ม 50 กลุ่ม แสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแล โดยวิธี ISODATA จำนวน 50 กลุ่ม

จากการจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลหรือแบบอิสระ โดยวิธี ISODATA จำนวน 50 กลุ่ม ได้ผลการจำแนก แสดงดังรูปที่ 4.3 จากนั้นต้องทำการรวมกลุ่มประเภทข้อมูลชนิดเดียวกัน เนื่องจากพื้นที่ศึกษาจริงในปัจจุบันมีการใช้ประโยชน์ที่ดินเพียง 7 ประเภท ได้แก่ (1) พื้นที่เปิดโล่ง (2) ไม้ยืนต้น (3) นา (4) พื้นที่เกษตรอื่น ๆ (5) พืชไร่ (6) ชุมชนเมือง และ (7) พื้นน้ำ ดังนั้นหลังจากได้ผลลัพธ์จากการจำแนกจึงต้องมีการรวมกลุ่มประเภทข้อมูลชนิดเดียวกันไว้ด้วยกัน โดยการรวมกลุ่มประเภทข้อมูลชนิดเดียวกันสามารถทำได้จากการดูพื้นที่จำนวน 50 กลุ่ม เปรียบเทียบกับพื้นที่ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แชตเดิมก่อนมีการจำแนก เพื่อดูเปรียบเทียบว่าภาพภายในกลุ่มใดของทั้ง 50 กลุ่มจัดอยู่ในกลุ่มใดของ 8 ประเภท แสดงดังรูปที่ 4.4





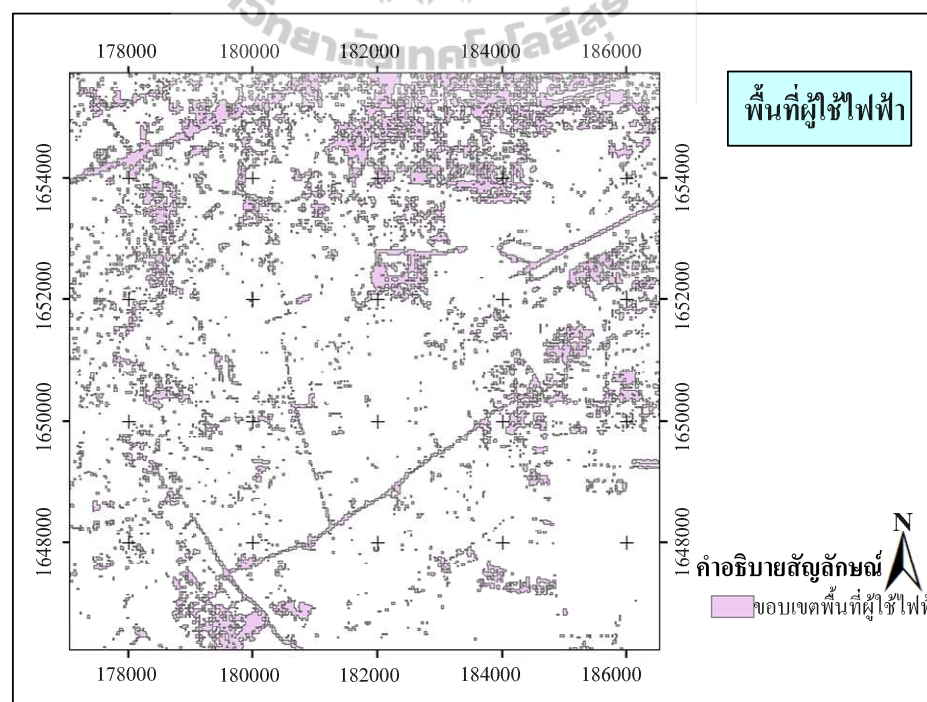
รูปที่ 4.4 การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลโดยวิธี ISODATA จำนวน 7 กลุ่ม

จากรูปที่ 4.4 เป็นการจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลหรือแบบอิสระโดยวิธี ISODATA จำนวน 7 กลุ่ม ได้แก่ (1) พื้นที่เปิดโล่ง (2) ไม้ยืนต้น (3) นา (4) พื้นที่เกษตรอื่น ๆ (5) พืชไร่ (6) ชุมชนเมือง และ (7) พื้นน้ำ สามารถคิดพื้นที่และเปอร์เซ็นต์ของแต่ละกลุ่มข้อมูลได้แสดงดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ขนาดพื้นที่และค่าเปอร์เซ็นต์ของข้อมูลประเภทต่าง ๆ ที่ได้จากการจำแนก  
ประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลโดยวิธี ISODATA จำนวน 7 กลุ่ม

ประเภท	พื้นที่ (ตารางเมตร)	ค่าเปอร์เซ็นต์
พื้นที่เปิดโล่ง (Ba)	63513419.658	12%
พื้นที่เกษตรอื่น ๆ (Ot)	171922470.968	32%
นา (Ri)	69801671.426	13%
ไม้ยืนต้น (Tr)	96734649.862	18%
ชุมชนเมือง สิ่งก่อสร้าง (U)	58113089.805	11%
พืชไร่ (Up)	50707721.084	10%
พื้นน้ำ (Wa)	19831977.196	4%

หลังจากที่ได้จำแนกข้อมูลต่าง ๆ เสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงมีการแยกพื้นที่ชุมชนเมืองและ  
สิ่งก่อสร้างต่าง ๆ ที่เรียกว่า พื้นที่ที่อยู่อาศัย ออกจากข้อมูลประเภทอื่น ๆ เพื่อให้เห็นพื้นที่ที่อยู่อาศัย  
อย่างชัดเจนและสะดวกสำหรับการนำวิเคราะห์ข้อมูลของงานวิจัยในลำดับต่อไป และได้แสดง  
ข้อมูลพื้นที่ที่อยู่อาศัย แสดงดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 พื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณพื้นที่ศึกษา



#### 4.4 ตรวจสอบความถูกต้อง

การตรวจสอบความถูกต้องเป็นการตรวจสอบการจำแนกประเภทของข้อมูลว่าข้อมูลที่ผ่านการจำแนกมานั้นมีความถูกต้องมากเพียงใด และงานวิจัยนี้ได้ใช้หลักการกำหนดจุดพื้นที่ลงบนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ได้ศึกษาเปรียบเทียบกับภาพถ่ายดาวเทียมของ Google Earth ณ ตำแหน่งเดียวกัน ข้อมูล Google Earth นั้นเป็นข้อมูลที่มีการปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบันอยู่เสมอ ปัจจุบัน Google Earth ได้ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมและมีเปลี่ยนแปลงเมื่อปี 2010 โดยการตรวจสอบความถูกต้องนั้นต้องใช้จุดในการกำหนดพื้นที่ในการทดสอบ ดังนั้นจึงต้องมีการคำนวณความเหมาะสมของจุดที่จะใช้ในการตรวจสอบ

สำหรับจำนวนของจุดอ้างอิงรวมทั้งหมดยกเว้นภาพ สำหรับการทดสอบความถูกต้องที่ระดับความถูกต้องและระดับความเชื่อมั่นทางสถิติหนึ่ง ๆ จะคำนวณได้ดังนี้

$$N = \frac{z^2 pq}{E^2} \quad (4.2)$$

โดยที่  $N$  คือ จำนวนจุดที่ควรตรวจวัดสำหรับใช้อ้างอิงทั้งหมดบนภาพ

$z$  คือ ค่ามาตรฐาน (Z - score) ทางสถิติของการทดสอบ โดยที่ระดับความเชื่อมั่น 95 เปอร์เซ็นต์ของการทดสอบสองทาง (Two - Sided Confidence Level) คือ 1.96

$p$  คือ ค่าคาดหมายของระดับความถูกต้องในการจำแนก

$q$  คือ  $1 - p$

$E$  คือ ค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ (Allowable Error) คิดมาจาก

ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของข้อมูลจากตัวค่าเฉลี่ย (Standard Deviation from the Mean)

งานวิจัยนี้ กำหนดค่าคาดหมายของความถูกต้องในการจำแนกอยู่ที่ระดับ 85 เปอร์เซ็นต์ โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ 5 เปอร์เซ็นต์ งานวิจัยนี้จึงต้องใช้จุดทดสอบหรือจุดอ้างอิงดังนี้

$$N = \frac{(1.96)^2 (0.85)(0.15)}{(0.05)^2} = 195.92 \quad (4.3)$$

จากการคำนวณดังสมการที่ 4.3 แสดงให้เห็นว่างานวิจัยนี้ต้องใช้จุดทดสอบหรือจุดอ้างอิงอย่างน้อย 195.92 จุด บนพื้นที่ทดสอบ และสำหรับการทดสอบความถูกต้องคาบหมายที่ระดับ 85 เปอร์เซ็นต์ และที่ระดับความเชื่อมั่นทางสถิติของความถูกต้อง 95 เปอร์เซ็นต์สำหรับความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้  $\pm 5\%$

จากนั้นเมื่อได้จุดทดสอบหรือจุดอ้างอิงข้างต้นแล้ว จึงต้องตรวจสอบความถูกต้องที่แท้จริงอีกครั้ง โดยทำการเปรียบเทียบจุดที่มีความถูกต้องของพื้นที่ทดสอบและจำนวนจุดทั้งหมดที่ใช้ในการทดสอบ ดังสมการต่อไปนี้

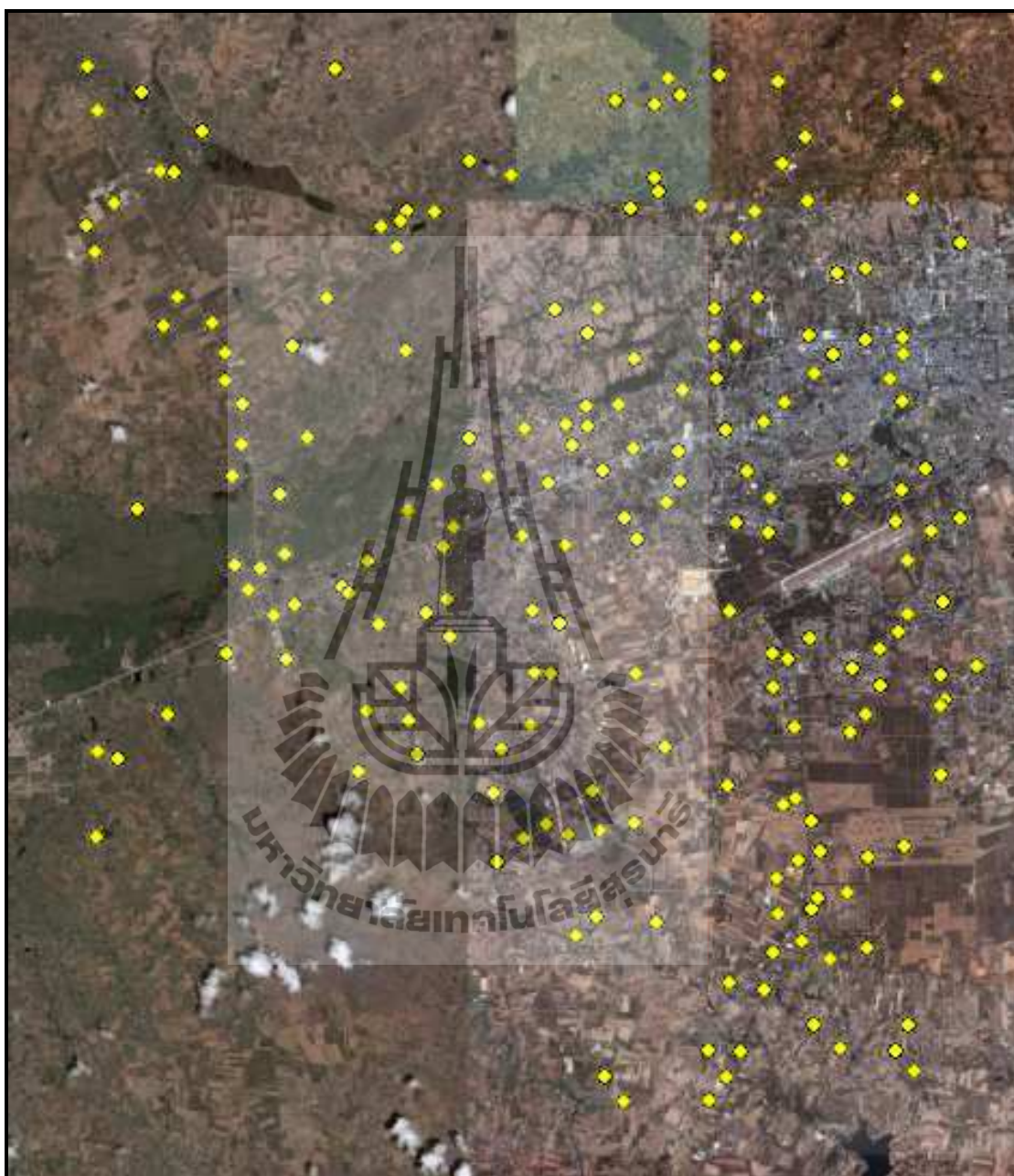
$$Accuracy = \frac{PC}{PT} \times 100\% \quad (4.4)$$

โดยที่ *Accuracy* คือ ค่าความถูกต้องที่คิดเป็นเปอร์เซ็นต์

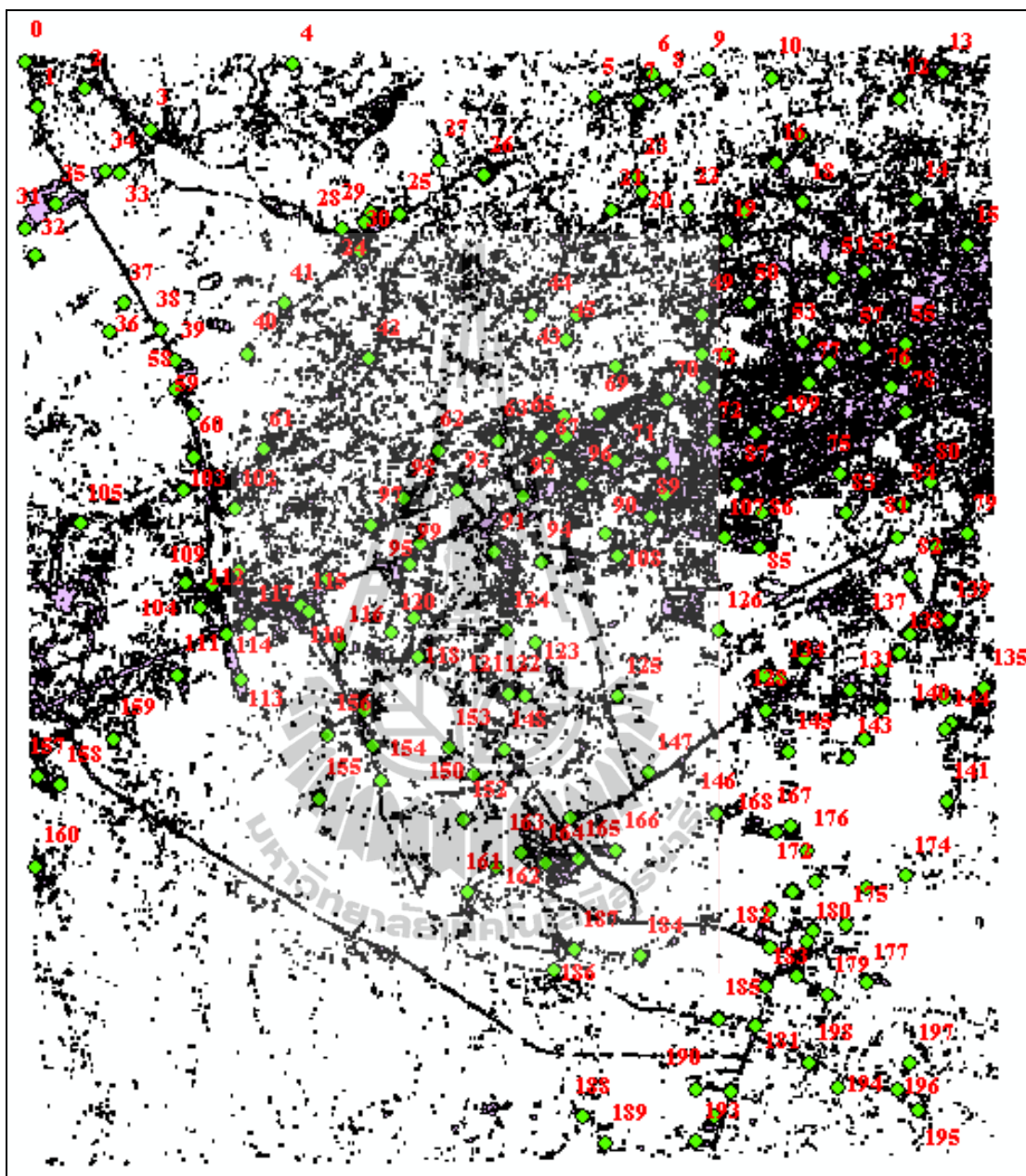
*PC* คือ จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบตรงกับข้อมูลอ้างอิง  
เช่น ภาพถ่ายทางอากาศหรือการออกภาคสนาม

*PT* คือ จำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นพื้นที่ทดสอบ

งานวิจัยนี้มีค่าจำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบตรงกับข้อมูลอ้างอิงจำนวน 188 จุดและจำนวนจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบไม่ตรงกับข้อมูลอ้างอิงจำนวน 12 จุด จากจุดข้อมูลที่ใช้เป็นจุดทดสอบหรือจุดอ้างอิงจำนวน 200 จุด จึงทำให้พื้นที่ทดสอบหรือพื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการจำแนกประเภทข้อมูลด้วยวิธี ISODATA มีความถูกต้อง 94% แสดงผลการทดสอบไว้ดังภาคผนวก ค. โดยมีการแสดงข้อมูลจุดทดสอบ 200 จุดบน Google Earth แสดงดังรูปที่ 4.6 และมีการแสดงข้อมูลจุดทดสอบบนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ได้จากการจำแนกประเภทข้อมูลด้วยวิธี ISODATA 200 จุด แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.6 ข้อมูลจุดทดสอบ 200 จุดบน Google Earth



รูปที่ 4.7 ข้อมูลจุดทดสอบบนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ได้จากการจำแนก  
ประเภทข้อมูลด้วยวิธี ISODATA 200 จุด

ตัวอย่างจุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทข้อมูลพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณ  
หมายเลข 26 ค่าพิกัด 178143E 1662110N เปรียบเทียบข้อมูลระหว่างการจำแนกประเภทข้อมูลด้วย  
วิธี ISODATA และข้อมูลพื้นที่จริงหรือข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมของ Google earth แสดงดังรูปที่ 4.8





รูปที่ 4.8 จุดทดสอบความถูกต้องของข้อมูลการจำแนกบริเวณหมายเลข 26

จากรูปที่ 4.8 เป็นการกำหนดจุดทดสอบบนภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 ที่ได้มีการจำแนกประเภทข้อมูลด้วยวิธี ISODATA เรียบร้อยแล้ว และมีการกำหนดจุดทดสอบบนภาพที่มีการจำแนกและภาพถ่ายดาวเทียมจาก Google earth ที่ตำแหน่งพิกัดเดียวกัน เพื่อตรวจสอบความถูกต้องว่าบริเวณดังกล่าวเป็นพื้นที่ที่อยู่อาศัยหรือไม่ จากบริเวณหมายเลข 26 พบว่าบริเวณดังกล่าวเป็นพื้นที่ที่อยู่อาศัยจริง

#### 4.5 สรุป

การวิเคราะห์พื้นที่ที่อยู่อาศัยของงานวิจัยนี้ จะเห็นได้ว่าสามารถนำการสำรวจระยะไกลด้วยดาวเทียมมาประยุกต์ใช้กับงานวิจัยนี้ได้ ซึ่งปัจจุบันนี้จะเห็นได้ว่าได้มีการนำการสำรวจระยะไกลไปช่วยในหลาย ๆ แขนงวิชา และงานวิจัยนี้ได้เลือกใช้โปรแกรม ERDAS เป็นโปรแกรมสำหรับวิเคราะห์ข้อมูลภาพถ่ายข้อมูลดาวเทียมและได้นำโปรแกรม ERDAS มาช่วยในการจำแนกประเภทของข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลด้วยวิธี ISODATA เป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในการจำแนกข้อมูลการประโยชน์ที่ดิน ISODATA เป็นวิธีการจำแนกที่ขึ้นอยู่กับค่าสถิติการสะท้อนแสงข้อมูลเพียงอย่างเดียว ผู้วิเคราะห์ไม่จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่ตัวอย่างของข้อมูลก่อนการจำแนกจึงมีความผิดพลาดในการวิเคราะห์ค่อนข้างน้อย และงานวิจัยนี้ได้มีการตรวจสอบความถูกต้องได้เป็น 94% ทำให้เห็นว่าการใช้การจำแนกประเภทของข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลด้วยวิธี ISODATA ได้ผลดีในการจำแนกประเภทของชุมชนเมืองและสิ่งก่อสร้าง โดยพื้นที่ที่อยู่อาศัยจะนำไปประยุกต์ใช้ในระบบไฟฟ้าต่อไป



## บทที่ 5

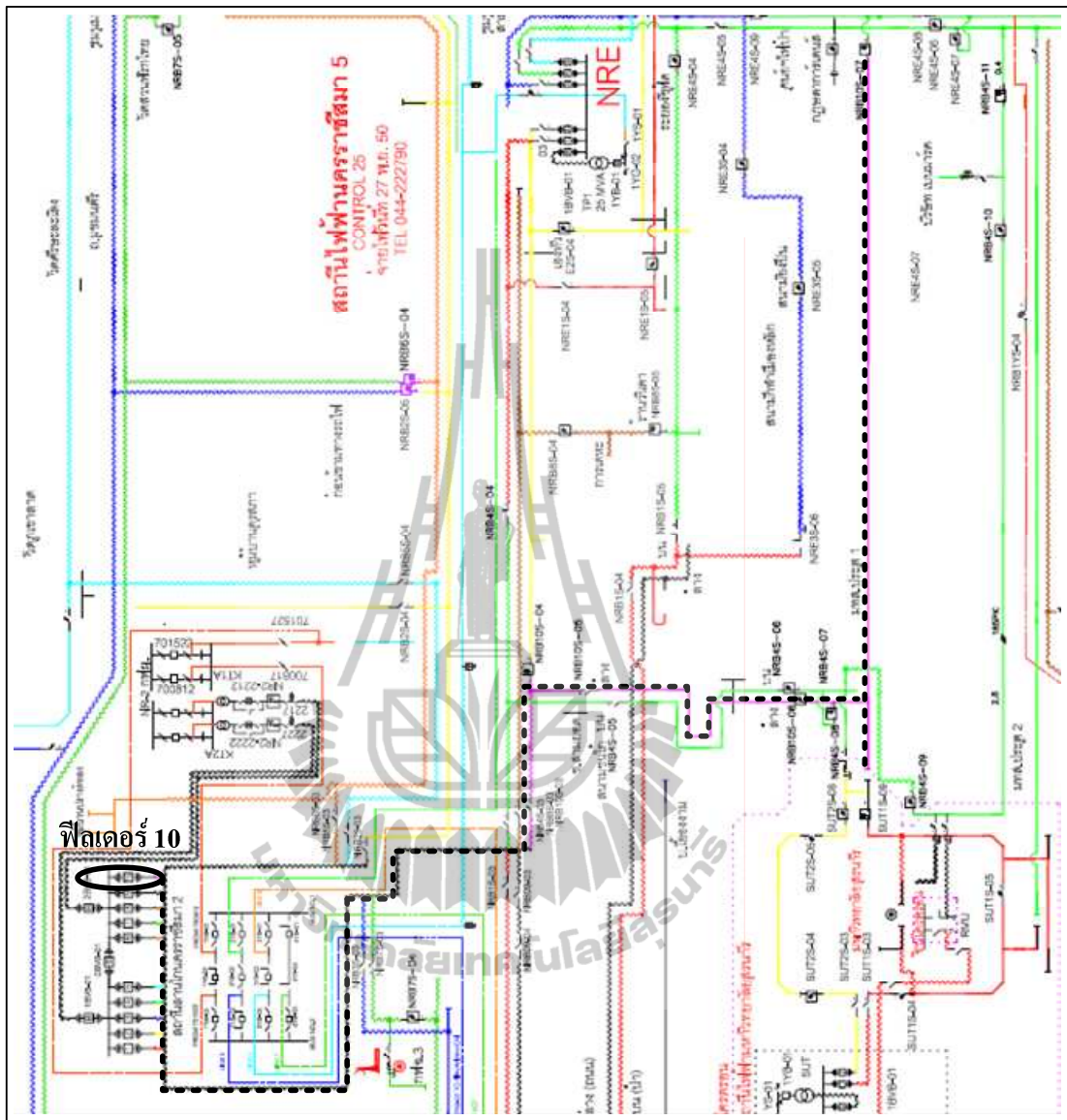
### การวิเคราะห์ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

#### 5.1 บทนำ

เนื้อหาในบทที่ 5 นี้ได้มีการกล่าวถึงหลักการวิเคราะห์ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด (Load Allocation Factor, LAF) และบริเวณพื้นที่ที่ศึกษา คือ บริเวณสายป้อน 10 ของสถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดนั้น ได้กล่าวถึงของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของงานวิจัยที่ได้มีการพัฒนาขึ้นใหม่ เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดโดยการพิจารณาเฉพาะในส่วนของพิกัดหม้อแปลงซึ่งการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลงอาจไม่เป็นไปตามขนาดพิกัดของหม้อแปลง งานวิจัยนี้จึงได้มีการพัฒนาค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดโดยมีการกำหนดปัจจัยให้มากยิ่งขึ้นและปัจจัยต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดได้มีการพิจารณาจากสภาพแวดล้อมบริเวณรอบ ๆ หม้อแปลงและพิจารณาจากองค์ประกอบพื้นฐานที่น่าจะมีผล โดยตรงกับการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ งานวิจัยนี้จึงมีการพิจารณาปัจจัยเพิ่มขึ้นเป็น 5 ปัจจัยได้แก่ (1) ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย (2) จำนวนประชากร (3) จำนวนหลังคาเรือน (4) บิลค่าไฟฟ้า และ (5) ขนาดพิกัดหม้อแปลง เนื้อหาในบทนี้ ได้กล่าวถึงวิธีการคำนวณปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลโดยตรงกับ ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด

#### 5.2 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 (สายป้อน 10)

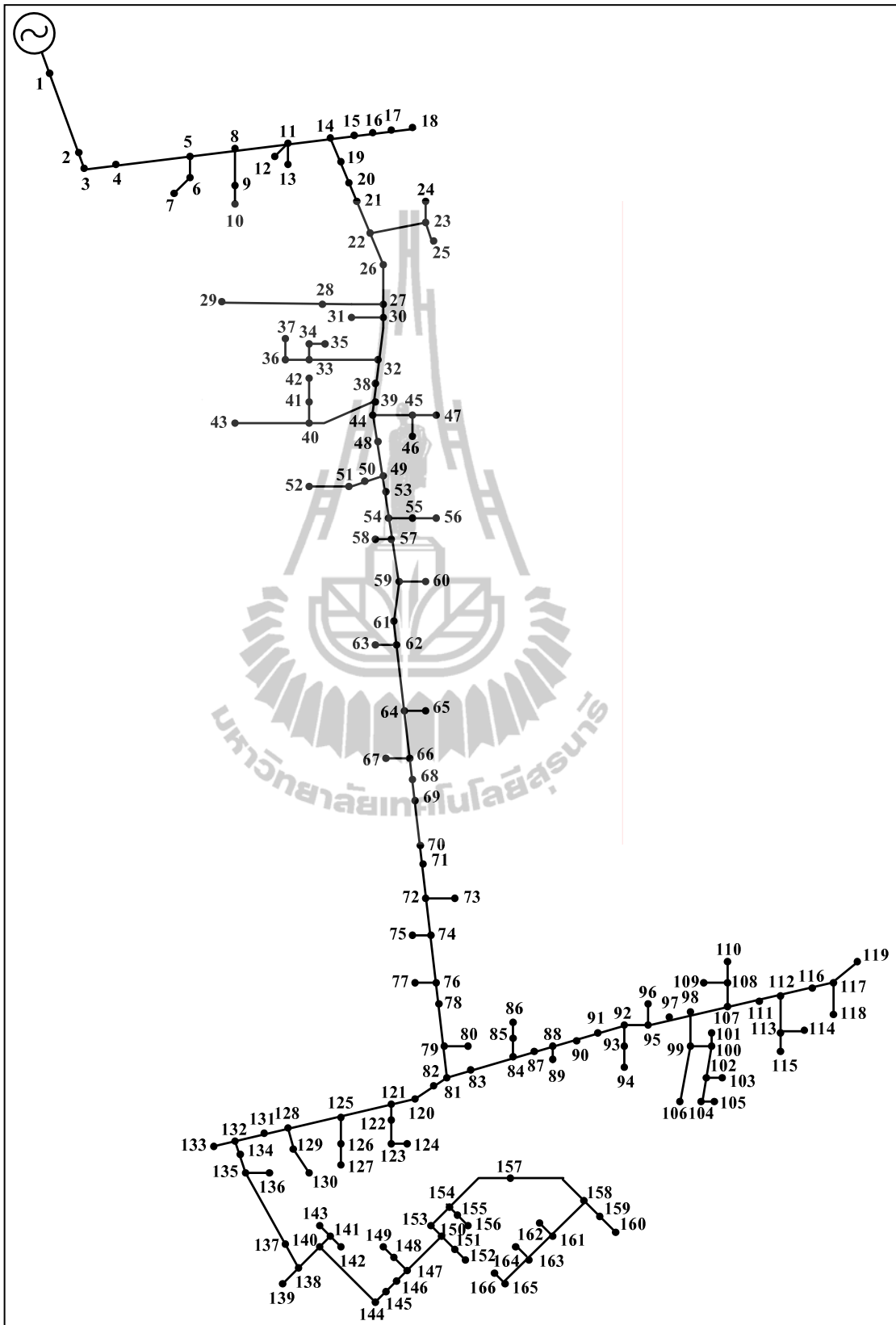
ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV ของสถานีนครราชสีมา 2 และรับแรงดัน 22 kV จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนครราชสีมาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีขนาด 50 MVA จำนวนทั้งสิ้น 2 เครื่อง และมีการจ่ายไฟฟ้าของระบบแรงดัน 22 kV ผ่าน Circuit Breaker Outgoing จำนวน 10 วงจร วงจรที่ 1 - 5 จ่ายผ่านหม้อแปลง KT1A ในขณะที่วงจรที่ 6 - 10 จ่ายผ่านหม้อแปลง KT2A งานวิจัยนี้พิจารณาเพียงวงจรเดียวเท่านั้น คือ วงจร 10 จ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 เดินสายไปทางทิศตะวันออกผ่านถนนมิตรภาพประมาณ 3 กิโลเมตร ลากสายไฟทางทิศใต้ไปทางถนนชอยสามยอด - มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จากนั้นสายจ่ายแยกเป็น 2 ทาง ทางหนึ่งลากไปทางทิศตะวันตกสิ้นสุดบริเวณหน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีเข้าไปทางหมู่บ้านสุรสวัสดิ์แลนด์ และอีกเส้นทางหนึ่งลากไปทางทิศตะวันออกสิ้นสุดบริเวณปากทางข้ามมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV ของสถานีนครราชสีมา 2

ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV ของสถานีนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) มีบัสทั้งหมด 166 บัส มีโหลดทั้งสิ้น 67 โหลด ข้อมูลของระบบแสดงไว้ที่ภาคผนวก ก. ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV ของสถานีนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10) แสดงดังรูปที่ 5.2





รูปที่ 5.2 ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV ของสถานีนครราชสีมา 2 (สายป้อน 10)

### 5.3 การคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เนื่องจากปัญหาหลักในการวิเคราะห์ระบบจำหน่าย คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่สามารถทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าตามจุดต่าง ๆ ได้เนื่องจากการขาดระบบเครื่องมือวัดและการเชื่อมต่อข้อมูลต่าง ๆ เข้าด้วยกันแบบเวลาจริง ๆ (Real time) หรือในแต่ละเวลาที่ต้องการทราบข้อมูลหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าตามจุดต่าง ๆ ซึ่งระบบจำหน่ายมีโหลดเป็นหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟมีการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดตลอดเวลาและการลงทุนติดตั้งระบบวัดและสื่อสารข้อมูลให้ครบทุกจุดโหลดมีราคาแพงและเกินความจำเป็น

การคำนวณโหลดของระบบจำหน่ายถือได้ว่าเป็นส่วนสำคัญที่สุดส่วนหนึ่งที่สะท้อนความแม่นยำของการคำนวณในระบบไฟฟ้ากำลัง และวิธีการคำนวณที่ได้รับความนิยมในการนำไปใช้คำนวณด้วย ได้แก่ วิธีการตรวจวัดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของสายป้อน (Metered Feeder Maximum Demand) เป็นกระบวนการที่ใช้ตรวจวัดโหลดที่ต้นทางของสายป้อนหรือสถานีไฟฟ้านั้นเอง อย่างไรก็ตามความต้องการไฟฟ้าที่วัดได้ประกอบขึ้นจากโหลดหลายจุดที่กระจายไปตามตำแหน่งต่าง ๆ ของสายป้อน การกำหนดโหลดตามตำแหน่งต่างๆ จะใช้หลักการของการคำนวณตัวประกอบจัดสรร โหลด (Load Allocation Factor : LAF) (Mc Donald., J. D., 2003) สามารถคำนวณได้ดังนี้

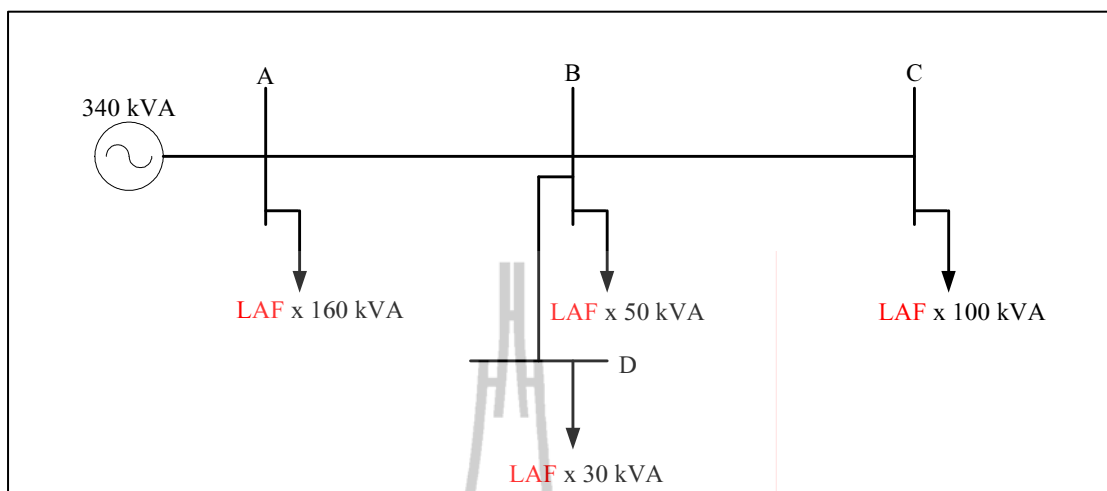
$$LAF = \frac{\text{Transformer Rating}}{\text{Total Connected Load}} \quad (5.1)$$

โดยที่ *Transformer Rating* คือ ขนาดพิกัดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ  
*Total Connected Load* คือ โหลดของหม้อแปลงที่เชื่อมต่อทั้งสายป้อนที่เป็น S(kVA)

โหลดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ ที่ต่อเชื่อมอยู่กับสายป้อนนั้น ๆ คำนวณได้จาก

$$\text{Transformer Demand} = LAF \times \text{Metered Demand} \quad (5.2)$$

โดยที่ *Transformer Demand* คือ โหลดของหม้อแปลง ณ ตำแหน่งใด ๆ  
*LAF* คือ ตัวประกอบการจัดสรรโหลด  
*Metered Demand* คือ ค่ามิเตอร์หรือค่าโหลดที่วัดค่าจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง  
 ทั้งที่เป็น P (kW) Q (kVar) หรือ S (kVA)



รูปที่ 5.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การคำนวณตัวประกอบการจัดสรร โหลด (Load Allocation Factor, LAF) จะเป็นค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ปรับคูณ โหลดหลายจุดที่กระจายไปตามตำแหน่งต่าง ๆ ของสายป้อน แสดงดังรูปที่ 5.3 และจากการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พบว่ามีการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดเฉพาะขนาดพิกัดของหม้อแปลงจึงอาจจะไม่เป็นไปตามการใช้ไฟฟ้าจริงมากนักหรืออาจมีความคลาดเคลื่อนมากเกินไป เช่น

ตัวอย่างเช่น ข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2510

1. หม้อแปลงขนาด 30 kVA หมายเลข 34 - 006877 ค่าไฟฟ้า 9214 กิโลวัตต์ชั่วโมง
2. หม้อแปลงขนาด 100 kVA หมายเลข 50 - 8210440 ค่าไฟฟ้า 2658 กิโลวัตต์ชั่วโมง

งานวิจัยนี้จึงมีการพัฒนาค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดขึ้นมาใหม่ โดยมีการเพิ่มปัจจัยในการพิจารณาให้เพิ่มมากขึ้นซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

## 5.4 การคำนวณตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย

การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย (Improved Load Allocation Factor, ILAF) ได้มีการพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ เพิ่มเติมเพื่อให้ทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่มีความสัมพันธ์กับความเป็นจริง ปัจจัยที่มีการพิจารณาเพิ่มเติมมีทั้งหมด 5 ปัจจัยดังนี้

### 5.4.1 ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ILAF_{ar}$ )

ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยเป็นการคิดขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลงบนสถานีไฟฟ้า และขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยนี้ได้ใช้ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมมาช่วยในการคำนวณโดยใช้กระบวนการสำรวจระยะไกลซึ่งได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 3

### 5.4.2 จำนวนประชากร ( $ILAF_{pa}$ )

จำนวนประชากรเป็นการคิดจำนวนประชากรที่อาศัยอยู่บริเวณที่มีการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง โดยจะคิดจำนวนประชากรตามความหนาแน่นของประชากรของแต่ละหมู่บ้านเพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีความละเอียด ข้อมูลจำนวนประชากรได้นำมาจากสำนักงานสถิติจังหวัดนครราชสีมาและองค์การบริหารส่วนตำบล

### 5.4.3 จำนวนหลังคาเรือน ( $ILAF_{ho}$ )

จำนวนหลังคาเรือนได้มีการคำนวณเช่นเดียวกับจำนวนประชากร โดยจะคิดจำนวนหลังคาเรือนตามความหนาแน่นของหลังคาเรือนของแต่ละหมู่บ้านเพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีความละเอียด ข้อมูลจำนวนหลังคาเรือนได้ข้อมูลมาจากสำนักงานสถิติ จังหวัดนครราชสีมาและองค์การบริหารส่วนตำบล

### 5.4.4 ขนาดพิกัดหม้อแปลง ( $ILAF_{tr}$ )

ขนาดพิกัดหม้อแปลงเป็นขนาดพิกัดหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 ซึ่งเป็นบริเวณพื้นที่ที่มีการศึกษาวิจัย โดยได้รับข้อมูลมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 จังหวัดนครราชสีมาแผนการจ่ายไฟฟ้า

### 5.4.5 บิลค่าไฟฟ้า ( $ILAF_{bi}$ )

บิลค่าไฟฟ้าเป็นข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง โดยได้มาจากการบันทึกข้อมูลของมิเตอร์ต่าง ๆ ที่อยู่ในสายจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงแต่ละตัวและบิลค่าไฟฟ้าได้มีการบันทึกค่าเดือนละครั้ง โดยได้รับข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา

งานวิจัยนี้จึงมีการพัฒนาสมการค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด ดังนี้

$$ILAF_i = K_1 ILAF_{ar,i} + K_2 ILAF_{po,i} + K_3 ILAF_{ho,i} + K_4 ILAF_{tr,i} + K_5 ILAF_{bi,i} \quad (5.3)$$

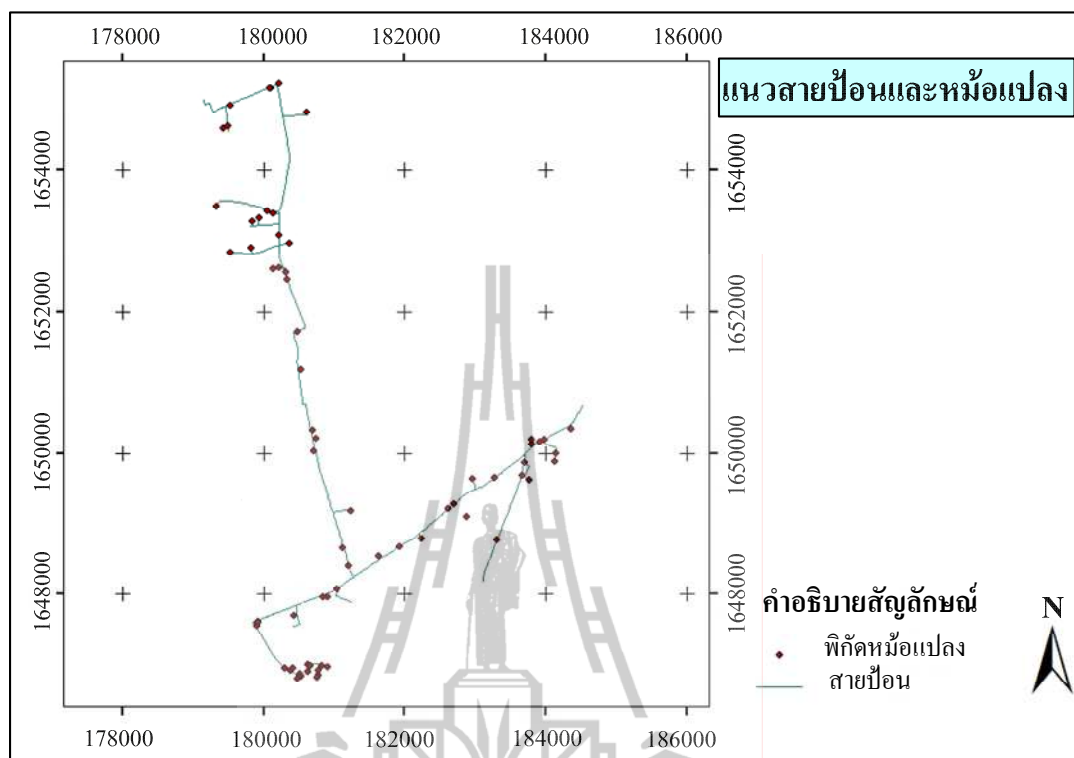
โดยที่	$K_1$	คือ	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย
	$K_2$	คือ	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนประชากร
	$K_3$	คือ	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนหลังคาเรือน
	$K_4$	คือ	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพิกัดหม้อแปลง
	$K_5$	คือ	ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของบิลค่าไฟฟ้า
	$ILAF_{ar,i}$	คือ	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{po,i}$	คือ	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{ho,i}$	คือ	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{tr,i}$	คือ	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{bi,i}$	คือ	การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$

## 5.5 ข้อมูลเบื้องต้นของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของงานวิจัย

ข้อมูลที่ต้องทราบเบื้องต้นนี้เป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับการคำนวณตัวประกอบการจัดสรร โหลด เพื่อให้ทราบข้อมูลที่ถูกต้องที่จะนำไปใช้ในการคำนวณ โดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้

### 5.5.1 การวางแผนสายป้อนและหม้อแปลงบริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10)

การวางแผนสายป้อนและหม้อแปลงบริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) แสดงดังรูปที่ 5.4 เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV จำนวน 166 บัส มีหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อนทั้งหมด 67 ตัว มีขนาดพิกัดหม้อแปลงและหมายเลขหม้อแปลง แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถดูรายละเอียดความยาวสายป้อนและ โหลดได้จากภาคผนวก ก.



รูปที่ 5.4 การวางแนวสายป้อนและหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10)

ตารางที่ 5.1 ขนาดพิกัดหม้อแปลงและหมายเลขหม้อแปลงบริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10)

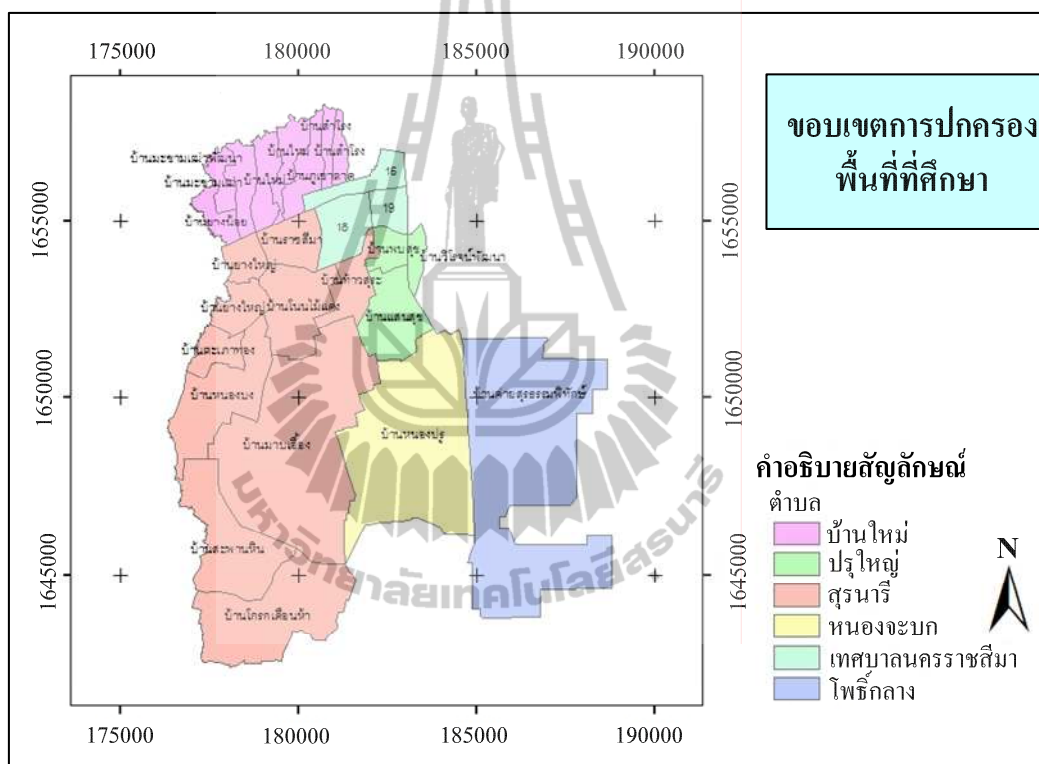
ลำดับ	ขนาดพิกัดหม้อแปลง	หมายเลขหม้อแปลง	ลำดับ	ขนาดพิกัดหม้อแปลง	หมายเลขหม้อแปลง
1	30	34 - 006877	2	500	23047666
3	100	50 - 823440	4	30	43 - 003486
5	100	40 - 020555	6	100	39 - 001371
7	50	49 - 012083	8	100	36 - 013576
9	250	37 - 019322	10	160	36 - 014029
11	100	38 - 009509	12	250	40 - 003047
13	100	36 - 003458	14	100	38 - 011138
15	160	37 - 010771	16	315	20963740
17	30	51 - 012963	18	100	46 - 006629
19	50	42 - 008725	20	30	35 - 014910
21	50	32 - 002654	22	50	45 - 024562

ตารางที่ 5.1 ขนาดพิกัดหม้อแปลงและหมายเลขหม้อแปลงบริเวณสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) (ต่อ)

ลำดับ	ขนาดพิกัด หม้อแปลง	หมายเลข หม้อแปลง	ลำดับ	ขนาดพิกัด หม้อแปลง	หมายเลข หม้อแปลง
23	160	99 - 010632	24	100	30 - 002425
25	250	32 - 012393	26	30	45 - 002620
27	20	23 - 009221	28	250	27 - 008698
29	50	38 - 015314	30	50	29 - 013421
31	30	34 - 010836	32	30	22 - 000982
33	30	51 - 013434	34	100	36 - 011900
35	100	22 - 001122	36	100	44 - 033332
37	100	44 - 004939	38	50	26 - 006153
39	100	37 - 013643	40	50	99 - 009999
41	50	36 - 013147	42	30	35 - 008339
43	100	51 - 006224	44	160	48 - 001158
45	30	34 - 003511	46	160	37 - 018001
47	50	32 - 002475	48	250	27 - 008613
49	50	29 - 015490	50	50	27 - 007245
51	160	38 - 008602	52	315	23058089
53	30	45 - 111885	54	160	38 - 008609
55	160	37 - 017861	56	160	35 - 009580
57	250	36 - 005945	58	160	36 - 005659
59	500	23058091	60	160	40 - 002513
61	30	45 - 113063	62	250	51 - 009808
63	250	24 - 016341	64	250	35 - 007658
65	315	23058090	66	100	45 - 021884
67	160	43 - 005299			

### 5.5.2 ขอบเขตหมู่บ้านบริเวณพื้นที่ที่ศึกษาของงานวิจัย

งานวิจัยนี้จำเป็นต้องทราบขอบเขตหมู่บ้านและขนาดพื้นที่ของหมู่บ้านต่าง ๆ (เทศบาลนครนครราชสีมา โปธิ์กลาง และองค์การบริหารส่วนตำบลปรุใหญ่ สุรนารี บ้านใหม่หนองจะบก, 2553) ที่อยู่ในบริเวณขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) เพื่อให้สามารถคำนวณปัจจัยต่าง ๆ ของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดได้ ซึ่งขอบเขตหมู่บ้าน แสดงดังรูปที่ 5.5 และข้อมูลขนาดพื้นที่หมู่บ้านต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 5.2



รูปที่ 5.5 ขอบเขตหมู่บ้านตั้งอยู่บริเวณการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10)

ตารางที่ 5.2 พื้นที่หมู่บ้านต่าง ๆ ที่ตั้งอยู่บริเวณการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10)

หมู่ที่	ชื่อหมู่บ้าน	ตำบล	พื้นที่ (ตารางเมตร)
1	บ้านใหม่	บ้านใหม่	1453217.341
2	บ้านใหม่	บ้านใหม่	1655980.006
4	บ้านมะขามเต่า	บ้านใหม่	1521794.093
5	บ้านภูเขาลาด	บ้านใหม่	1726300.991



ตารางที่ 5.2 พื้นที่หมู่บ้านต่าง ๆ ที่ตั้งอยู่บริเวณการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) (ต่อ)

หมู่ที่	ชื่อหมู่บ้าน	ตำบล	พื้นที่ (ตารางเมตร)
6	บ้านลำโรง	บ้านใหม่	705511.0818
9	บ้านลำโรง	บ้านใหม่	728534.83
11	บ้านยางน้อย	บ้านใหม่	1075606.806
12	บ้านมะขามเต่าพัฒนา	บ้านใหม่	992090.978
1	บ้านราชสีมา	สุรนารี	2198113.542
2	บ้านโนนไม้แดง	สุรนารี	4209665.335
3	บ้านยางใหญ่	สุรนารี	1755829.624
4	บ้านตะเกาทอง	สุรนารี	1451171.129
5	บ้านหนองบง	สุรนารี	5622493.04
6	บ้านมาบเอื้อง	สุรนารี	19000333.12
7	บ้านโคกกรวดเคื่อนห้า	สุรนารี	8463654.309
8	บ้านสะพานหิน	สุรนารี	6155544.319
9	บ้านยางใหญ่	สุรนารี	1268291.791
10	บ้านท้าวสุระ	สุรนารี	2119561.688
4	บ้านวิโรจน์พัฒนา	ปรุใหญ่	750455.4654
5	บ้านพบสุข	ปรุใหญ่	1048842.446
7	บ้านแสนสุข	ปรุใหญ่	3694850.644
4	บ้านหนองปรุ	หนองจะบก	16322420.59
9	บ้านค่ายสุรธรรมพิทักษ์	โพธิ์กลาง	22544226.190
15	เทศบาลนครนครราชสีมา	1688892.177	
18	เทศบาลนครนครราชสีมา	2480802.342	
19	เทศบาลนครนครราชสีมา	1178854.198	

### 5.5.3 การจำแนกประเภทหม้อแปลงที่ใช้ของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

การจำแนกประเภทของหม้อแปลงที่นำไปใช้ในการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดนั้น พิจารณาจากประเภทการจ่ายไฟฟ้าว่าหม้อแปลงแต่ละตัวมีการจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มใดซึ่งสามารถดูได้จากข้อมูลรายละเอียดผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับไฟฟ้าจากหม้อแปลงต่าง ๆ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2553) และสามารถแบ่งการจำแนกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) ธุรกิจส่วนตัว เช่น บริษัท ห้างหุ้นส่วนจำกัด และโรงแรม เป็นต้น
- 2) ไฟสาธารณะ ส่วนมากหม้อแปลงที่ใช้เพื่อจ่ายไฟสาธารณะ จะมีขนาดไม่เกิน 50 kVA
- 3) สถานที่อยู่อาศัย เช่น หมู่บ้านต่าง ๆ และบ้านจัดสรร สถานที่อยู่อาศัยยังสามารถแบ่งประเภทของหม้อแปลงที่จ่ายไฟฟ้าออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ หม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหม้อแปลงเฉพาะราย

การจำแนกประเภทหม้อแปลงที่กล่าวมาข้างต้น เป็นข้อมูลสำคัญที่จะนำไปคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร และหลังคาเรือน จะคิดเฉพาะหม้อแปลงที่จ่ายไฟฟ้าให้กับสถานที่อยู่อาศัยหรือบริเวณที่เป็นหมู่บ้านเท่านั้นมีหม้อแปลงทั้งหมดจำนวน 51 หม้อแปลง ส่วนการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าและขนาดพิกัดหม้อแปลงนั้นจะคิดทุกหม้อแปลงรวมทั้งหมด 67 หม้อแปลง และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ข.

#### 5.5.4 การให้ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของสายไฟฟ้าแรงสูง 3 เฟส 22 kV

การให้ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าเป็นการให้ขอบเขตโดยใช้รัศมีความยาวสายไฟฟ้าแรงสูงที่ออกจากหม้อแปลง (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2535) มาเป็นเกณฑ์ในการพิจารณา โดยจะพิจารณาตามขนาดพิกัดของหม้อแปลงซึ่งขนาดพิกัดหม้อแปลงต่างกันรัศมีความยาวสายไฟฟ้าหรือขอบเขตการจ่ายไฟฟ้างก็ต่างกันแสดงดังตารางที่ 5.3 และมีรายละเอียดเพิ่มเติมของหม้อแปลงแต่ละตัวมีรัศมีความยาวสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลงแสดงดังภาคผนวก ข.

ตารางที่ 5.3 ขนาดของสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง

ขนาดพิกัดหม้อแปลง (kVA)	รัศมีความยาวสายไฟฟ้าจากหม้อแปลง โดยประมาณ (เมตร)
20	760
30	1520
50	1120
100	720
160	600
250	360
315	560
500	720

## 5.6 ปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

ปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดเป็นปัจจัยที่งานวิจัยนี้ได้พิจารณาเพิ่มเติม จากสภาพแวดล้อมทั่วไปบริเวณหม้อแปลงต่าง ๆ ที่มีผลกระทบโดยตรงต่อการใช้ไฟฟ้าเพื่อให้สามารถทราบการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงของแต่ละหม้อแปลงได้ และสามารถสร้างระบบของงานวิจัยนี้ได้โดยโปรแกรม ArcMap ซึ่งสามารถคำนวณพื้นที่บริเวณต่าง ๆ ได้สามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติม ได้ดังภาคผนวก จ. การคำนวณปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลด 5 ปัจจัยดังนี้

### 5.6.1 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ILAF_{ar}$ )

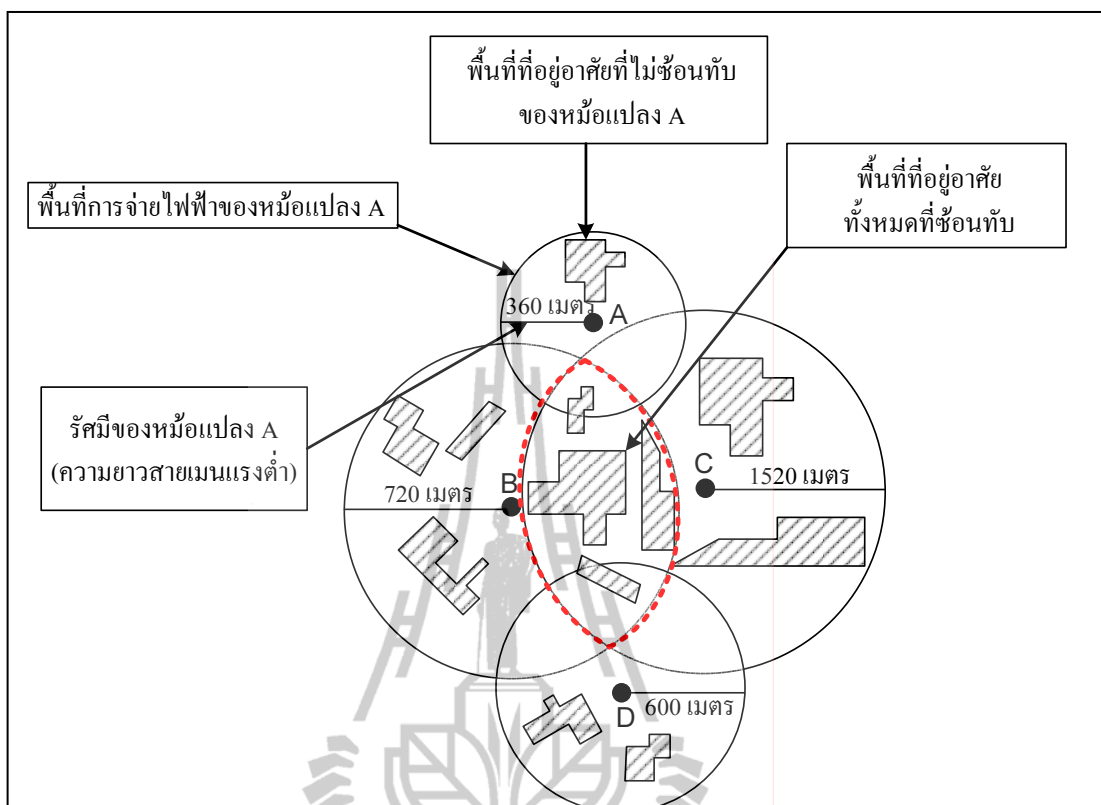
การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย เป็นการคำนวณขนาดพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณของหม้อแปลงแต่ละตัวมีการคำนวณ แสดงดังสมการที่ 5.4

$$ILAF_{ar(A,B,C,...)} = \frac{ar_{house(A,B,C,...)}}{ar_{pay electric(A,B,C,...)}} \quad (5.4)$$

โดยที่  $ILAF_{ar(A,B,C,...)}$  คือ ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย  
ของแต่ละหม้อแปลง

$ar_{house(A,B,C,...)}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง มีหน่วยเป็นตารางเมตร

$ar_{pay electric(A,B,C,...)}$  คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง มีหน่วยเป็นตารางเมตร



รูปที่ 5.6 พื้นที่ที่อยู่อาศัย

การคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house(A,B,C,...)}$ )

จากรูปที่ 5.6 พื้นที่ที่อยู่อาศัยประกอบด้วยพื้นที่ 2 ส่วน ได้แก่ (1) พื้นที่ที่อยู่อาศัยส่วนที่มีการซ้อนทับ และ (2) พื้นที่ที่อยู่อาศัยส่วนที่ไม่ซ้อนทับกัน ซึ่งการคำนวณพื้นที่ที่อยู่อาศัยส่วนที่มีการซ้อนทับกัน แสดงดังสมการที่ 5.5

การคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ซ้อนทับกัน ( $ar_{house(overlap)}$ )

$$ar_{house(overlap(A,B,C,...))} = \frac{R_{Transformer(A,B,C,...)}}{R_{Sum\ Transformer}} \times ar_{house(Sum\ Overlap)} \quad (5.5)$$

- โดยที่  $ar_{house(overlap(A,B,C,...))}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
- $R_{Transformer(A,B,C,...)}$  คือ รัศมีการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงหรือรัศมีความยาวสายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
- $R_{Sum Transformer}$  คือ รัศมีการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงหรือความยาวสายไฟฟ้าแรงสูงของหม้อแปลงรวมทุกหม้อแปลงที่มีพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าซ้อนทับกัน
- $ar_{house(Sum Overlap)}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยทั้งหมดที่มีการซ้อนทับกัน

ดังนั้นการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง ( $ar_{house(A,B,C,...)}$ ) แสดงดังสมการที่ 5.6

$$ar_{house(A,B,C,...)} = ar_{house(overlap(A,B,C,...))} + ar_{house(Not\ overlap(A,B,C,...))} \quad (5.6)$$

- โดยที่  $ar_{house(A,B,C,...)}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง
- $ar_{house(overlap(A,B,C,...))}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยส่วนที่มีการซ้อนทับ
- $ar_{house(Not\ overlap(A,B,C,...))}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยส่วนที่ไม่ซ้อนทับ

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}$ )

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าใช้วิธีการคำนวณเหมือนกับพื้นที่ที่อยู่อาศัยทุกประการมีพื้นที่ 2 ส่วนเช่นกัน ได้แก่พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าส่วนที่มีการซ้อนทับและพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าส่วนที่ไม่ซ้อนทับกัน ซึ่งการคำนวณพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าส่วนที่มีการซ้อนทับ แสดงดังสมการที่ 5.7

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ซ้อนทับกัน ( $ar_{pay\ electric(overlap)}$ )

$$ar_{pay\ electric(overlap(A,B,C,...))} = \frac{R_{Transformer(A,B,C,...)}}{R_{Sum\ Transformer}} \times ar_{pay\ electric(Sum\ Overlap)} \quad (5.7)$$

โดยที่ $ar_{pay\ electric(overlap(A,B,C,...))}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่นหม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
$R_{Transformer(A,B,C,...)}$	คือ รัศมีการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงหรือรัศมีความยาวสายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
$R_{Sum\ Transformer}$	คือ รัศมีการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงหรือรัศมีความยาวสายไฟฟ้าของหม้อแปลงรวมทุกหม้อแปลงที่มีพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าซ้อนทับกัน
$ar_{pay\ electric(Sum\ Overlap)}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่มีการซ้อนทับกัน

ดังนั้นจึงสามารถคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง ( $ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}$ ) แสดงดังสมการที่ 5.8

$$ar_{pay\ electric(A,B,C,...)} = ar_{pay\ electric(overlap(A,B,C,...))} + ar_{pay\ electric(Not\ overlap(A,B,C,...))} \quad (5.8)$$

โดยที่ $ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง
$ar_{pay\ electric(overlap(A,B,C,...))}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าส่วนที่มีการซ้อนทับ
$ar_{pay\ electric(Not\ overlap(A,B,C,...))}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าส่วนที่ไม่ซ้อนทับ

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่กล่าวไปข้างต้น ได้มีการแสดงผลการคำนวณต่าง ๆ ไว้ในภาคผนวก จ. หัวข้อ จ.3 และมีตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยในหัวข้อถัดไป งานวิจัยนี้ได้มีการประยุกต์ใช้โปรแกรม ArcMap เข้ามาช่วยในการสร้างระบบและคำนวณหาพื้นที่บริเวณต่าง ๆ

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดบริเวณชอยสามยอด ของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) ตัวอย่างพื้นที่ศึกษาบริเวณนี้มีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง คือ หม้อแปลงขนาดพิกัด 30 kVA (1 ตัว) 50 kVA (1 ตัว) 100 kVA (2 ตัว) และ 500 kVA (1 ตัว) แสดงดังรูปที่ 5.7 โดยหม้อแปลงแต่ละตัวมีค่าความยาวสายไฟฟ้าแรงต่ำตามขนาดพิกัดหม้อแปลงสามารถดูได้จากตารางที่ 5.2

จากรูปที่ 5.7 เป็นบริเวณพื้นที่ศึกษาของงานวิจัยบริเวณชอยสามยอด จะพบว่าพื้นที่ศึกษามีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง ซึ่งขนาดพิกัดหม้อแปลงได้กล่าวไป

ข้างต้นแล้ว และจะเห็นได้ว่าหม้อแปลงทั้ง 5 หม้อแปลงมีพื้นที่บางส่วนที่ซ้อนทับกับหม้อแปลงอื่น ๆ อยู่ ได้แก่

หม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่ซ้อนทับกันจำนวน 12 ตำแหน่ง ได้แก่ บริเวณหมายเลข 2 3 4 5 6 8 11 12 13 14 15 16 และพื้นที่ที่ไม่ซ้อนทับจำนวน 1 ตำแหน่ง บริเวณหมายเลข 1

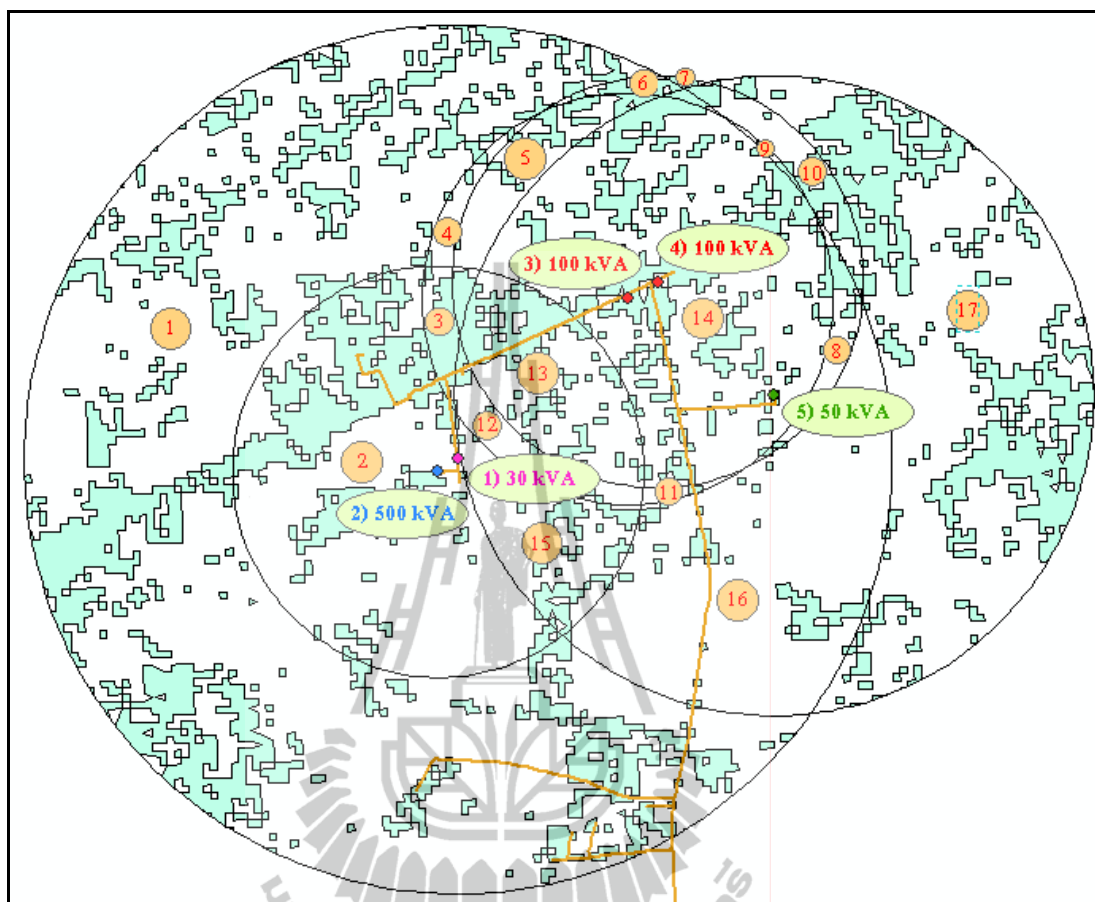
หม้อแปลงหมายเลข 2 มีพื้นที่ซ้อนทับกันจำนวน 5 ตำแหน่ง ได้แก่ บริเวณหมายเลข 2 3 12 13 15 และไม่มีพื้นที่ที่ไม่ซ้อนทับกัน

หม้อแปลงหมายเลข 3 มีพื้นที่ซ้อนทับกันจำนวน 8 ตำแหน่ง ได้แก่ บริเวณหมายเลข 3 4 5 6 9 11 12 13 14 และไม่มีพื้นที่ที่ไม่ซ้อนทับกัน

หม้อแปลงหมายเลข 4 มีพื้นที่ซ้อนทับกันจำนวน 7 ตำแหน่ง ได้แก่ บริเวณหมายเลข 5 6 8 9 10 13 14 และพื้นที่ที่ไม่ซ้อนทับจำนวน 1 ตำแหน่ง บริเวณหมายเลข 7

หม้อแปลงหมายเลข 5 มีพื้นที่ซ้อนทับกันจำนวน 9 ตำแหน่ง ได้แก่ บริเวณหมายเลข 8 9 10 11 12 13 14 15 16 และพื้นที่ที่ไม่ซ้อนทับจำนวน 1 ตำแหน่ง บริเวณหมายเลข 17





รูปที่ 5.7 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณชอยสามยอด

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของหม้อแปลงหมายเลข 1 ในบางส่วน ดังนี้

**การคำนวณพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house(Transformer\ 1)}$ )**

การคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับกัน ( $ar_{house(overlap)}$ ) บริเวณหมายเลข 2 โดยหม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณหมายเลข 2 จำนวน 284424.839 ตารางเมตรและจากตารางที่ 5.3 หม้อแปลงขนาด 30 kVA มีความยาวสายไฟฟ้าแรงต่ำ 1520 ตารางเมตร ส่วนหม้อแปลงที่ครอบคลุมพื้นที่บริเวณนี้ได้แก่หม้อแปลงหมายเลข 1 และหม้อแปลงหมายเลข 2 มีความยาวสายไฟฟ้าแรงต่ำ 1520 และ 720 ตารางเมตรตามลำดับ ดังสมการที่ 5.5 จะได้

$$ar_{house(Transformer\ 1,(2))} = \frac{1520}{(1520 + 720)} \times 284424.839 = 193002.5692\ m^2$$



การคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับกัน ( $ar_{house(overlap)}$ ) บริเวณหมายเลข 3 4 5 6 8 11 12 13 14 15 16 ทำเช่นเดียวกับบริเวณหมายเลข 2 และมีจำนวนพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับกันรวมทุกหมายเลขคือ 459812.2190 ตารางเมตร แสดงผลดังตารางที่ 5.4

การคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกัน ( $ar_{house(Not\ overlap)}$ ) โดยหม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันอยู่บริเวณเดียวกันนั้นคือ บริเวณหมายเลข 1 มีขนาดพื้นที่จำนวน 828573.0131 ตารางเมตร

ดังนั้นสามารถคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house(Transformer\ 1)}$ ) ของหม้อแปลงหมายเลข 1 จากสมการที่ 5.6 จะได้

$$ar_{house(Transformer\ 1)} = 459812.2190 + 828573.0131 = 1288385.2322\ m^2$$

#### การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric(Transformer\ 1)}$ )

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ซ้อนทับกัน ( $ar_{pay\ electric(overlap)}$ ) บริเวณหมายเลข 2 ของหม้อแปลงหมายเลข 1 ทำเช่นเดียวกันกับการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยเพียงแต่คิดพื้นที่คนละส่วนกัน จากสมการที่ 5.7 จะได้

$$ar_{pay\ electric(Transformer\ 1,(2))} = \frac{1520}{(1520 + 720)} \times 986143.491 = 669168.7973\ m^2$$

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ซ้อนทับกัน ( $ar_{pay\ electric(overlap)}$ ) บริเวณหมายเลข 3 4 5 6 8 11 12 13 14 15 16 ทำเช่นเดียวกับบริเวณหมายเลข 2 มีจำนวนพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ซ้อนทับกันรวมทุกหมายเลขคือ 1898565.7264 ตารางเมตร แสดงผลดังตารางที่ 5.5

การคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ไม่ซ้อนทับกัน ( $ar_{pay\ electric(Not\ overlap)}$ ) โดยหม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ไม่ซ้อนทับกันอยู่บริเวณเดียวกันนั้นคือ บริเวณหมายเลข 1 มีขนาดพื้นที่จำนวน 3532844.3892 ตารางเมตร

ดังนั้นสามารถคำนวณหาพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric(1)}$ ) ของหม้อแปลงหมายเลข 1 จากสมการที่ 5.8 จะได้

$$ar_{pay\ electric(Transformer\ 1)} = 1898565.7264 + 3532844.3892 = 5431410.1156\ m^2$$

#### การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ILAF_{ar(1)}$ )

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของหม้อแปลงหมายเลข 1 แสดงดังสมการที่ 5.4 จะได้

$$ILAF_{ar(1)} = \frac{1288385.2322\ m^2}{5431410.1156\ m^2} = 0.2372$$

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยในหม้อแปลงอื่น ๆ ได้ แสดงผลไว้ในตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.4 พื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	$ar_{Sum\ Overlap}$	<i>Transformer in Area</i>	$R_{Sum\ Transformer}$	พื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house}$ )				
				<i>Transformer, R<sub>Transformer</sub></i>				
				1 (1520)	2 (720)	3 (720)	4 (720)	5 (1120)
1	828573	1	1520	828573	-	-	-	-
2	284425	1 2	2240	193003	91422	-	-	-
3	33307	1 2 3	2960	17103	8102	8102	-	-
4	5295	1 3	2240	3593	-	1702	-	-
5	32647	1 3 4	2960	16765	-	7941	7941	-
6	10421	1 4	2240	7072	-	-	3350	-
7	2602	4	720	-	-	-	2602	-
8	18629	1 4 5	3360	8428	-	-	3992	6210
9	3195	3 4 5	2560	-	-	898	898	1398
10	36571	4 5	1840	-	-	-	14310	22260
11	1289	1 3 5	3360	583	-	276	-	430
12	20381	1 2 3 5	4080	7593	3597	3597	-	5595
13	103441	1 2 3 4 5	4800	32756	15516	15516	15516	24136
14	313624	1 3 4 5	4080	116840	-	55345	55345	86093
15	54660	1 2 5	3360	24727	11713	-	-	18220
16	54448	1 5	2640	31349	-	-	-	23099
17	403080	5	1120	-	-	-	-	403080
พื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับ ( $ar_{house(overlap)}$ )				459812	130350	93378	101353	187441
พื้นที่ที่อยู่อาศัยไม่ซ้อนทับ ( $ar_{house(Not\ overlap)}$ )				828573	-	-	2602	403080
พื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house}$ )				1288385	130350	93378	103955	590521

ตารางที่ 5.5 พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO	$ar_{Sum\ Overlap}$	Transformer in Area	$R_{Sum\ Transformer}$	พื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric}$ )				
				Transformer, $R_{Transformer}$				
				1 (1520)	2 (720)	3 (720)	4 (720)	5 (1120)
1	3532844	1	1520	3532844	-	-	-	-
2	986143	1 2	2240	669169	316975	-	-	-
3	43581	1 2 3	2960	22379	10601	10601	-	-
4	35881	1 3	2240	24348	-	11533	-	-
5	122910	1 3 4	2960	63116	-	29897	29897	-
6	18136	1 4	2240	12307	-	-	5830	-
7	3015	4	720	-	-	-	3015	-
8	60591	1 4 5	3360	27410	-	-	12984	20197
9	4950	3 4 5	2560	-	-	1392	1392	2166
10	92892	4 5	1840	-	-	-	36349	56543
11	11218	1 3 5	3360	5075	-	2404	-	3739
12	83956	1 2 3 5	4080	31278	14816	14816	-	23047
13	285453	1 2 3 4 5	4800	90393	42818	42818	42818	66606
14	1028047	1 3 4 5	4080	382998	-	181420	181420	282209
15	216862	1 2 5	3360	98104	46470	-	-	72287
16	819770	1 5	2640	471989	-	-	-	347781
17	1336606	5	1120	-	-	-	-	1336606
พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ซ้อนทับ ( $ar_{pay\ electric(overlap)}$ )				1898566	431680	294881	310690	874575
พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าที่ ซ้อนทับ ( $ar_{pay\ electric(Not\ overlap)}$ )				3532844	-	-	3015	1336606
พื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric}$ )				5431410	431680	294881	313705	2211181

ตารางที่ 5.6 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยใน 5 หม้อแปลง

$ILAF_{ar(1)}$	$ILAF_{ar(2)}$	$ILAF_{ar(3)}$	$ILAF_{ar(4)}$	$ILAF_{ar(5)}$
0.2372	0.3020	0.3167	0.3314	0.2671

### 5.6.2 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากร ( $ILAF_{po}$ )

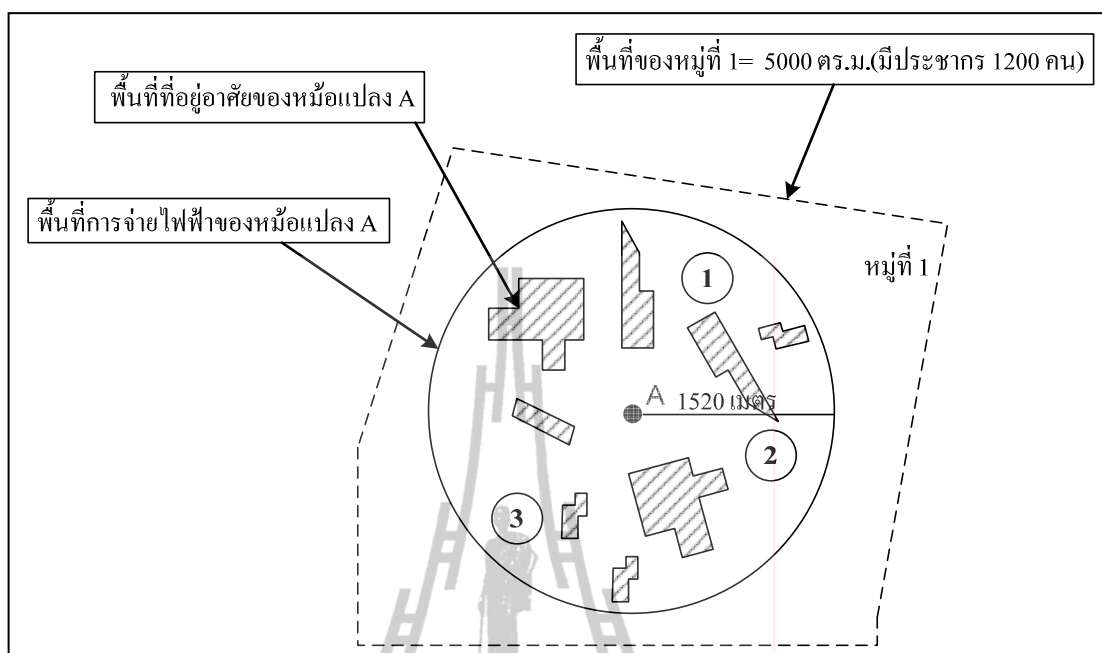
การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรเป็นการคำนวณจำนวนประชากรที่อาศัยอยู่ในขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง ซึ่งทำให้ทราบจำนวนประชากรในพื้นที่ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.9

$$ILAF_{po(A,B,C,...)} = \frac{PO_{house(A,B,C,...)}}{PO_{pay\ electric(A,B,C,...)}} \quad (5.9)$$

โดยที่  $ILAF_{po(A,B,C,...)}$  คือ ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรในแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$PO_{house(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น มีหน่วยเป็นคน

$PO_{pay\ electric(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น มีหน่วยเป็นคน



รูปที่ 5.8 จำนวนประชากร

จากรูปที่ 5.8 การคำนวณจำนวนประชากรบริเวณพื้นที่ใดก็ตามต้องทราบว่าพื้นที่ที่คำนวณนั้นอยู่ในบริเวณพื้นที่ของหมู่บ้านใด รายละเอียดพื้นที่หมู่บ้านสามารถดูได้จากตารางที่ 5.2 ส่วนขนาดจำนวนประชากรสามารถดูได้จากภาคผนวก ข. และกรณีที่มีหม้อแปลงหลายหม้อแปลงซ้อนทับกันสามารถคำนวณพื้นที่ที่ซ้อนทับกันและไม่ซ้อนทับกันได้โดยใช้หลักการเดียวกับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย

การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $po_{house(A,B,C,...)}$ )

$$po_{house(A,B,C,...)} = \frac{ar_{house(A,B,C,...)}}{ar_{Village}} \times Population_{Village} \quad (5.10)$$

โดยที่  $po_{house(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$ar_{house(A,B,C,...)}$  คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$ar_{Village}$  คือ พื้นที่ของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง

$Population_{Village}$  คือ จำนวนประชากรของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟ  
ของแต่ละหม้อแปลง

การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $po_{pay\ electric(A,B,C,...)}$ )

$$po_{pay\ electric(A,B,C,...)} = \frac{ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}}{ar_{Village}} \times Population_{Village} \quad (5.11)$$

โดยที่  $po_{pay\ electric(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า  
ของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B  
หม้อแปลง C เป็นต้น

$ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}$  คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A  
หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$ar_{Village}$  คือ พื้นที่ของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟของแต่ละหม้อแปลง

$Population_{Village}$  คือ จำนวนประชากรของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟ  
ของแต่ละหม้อแปลง

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรของงานวิจัยนี้  
สามารถดูผลการคำนวณจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ผลการคำนวณจำนวน  
ประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า และผลการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของ  
จำนวนประชากรได้จากภาคผนวก จ. ในหัวข้อ จ.4

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรบริเวณ  
หน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประตู่ 1 ของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) ตัวอย่างพื้นที่ศึกษา  
บริเวณนี้มีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 5.7 โดยหม้อแปลงแต่ละตัวมีความยาว  
สายไฟฟ้าแรงต่ำตามขนาดพิกัดหม้อแปลง สามารถดูได้จากตารางที่ 5.2

จากรูปที่ 5.9 พบว่าพื้นที่ศึกษามีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง และจะเห็นได้ว่า  
หม้อแปลงทั้ง 5 หม้อแปลง โดยมีพื้นที่บางส่วนอยู่นอกหมู่บ้านและมีพื้นที่บางส่วนซ้อนทับกับ  
หม้อแปลงอื่น ๆ อยู่ ดังนี้

หม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4  
มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 3 5 6 7 8 9 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 13 14 16 17 ส่วน  
พื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันอยู่ภายในหมู่ที่ 4 คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 4

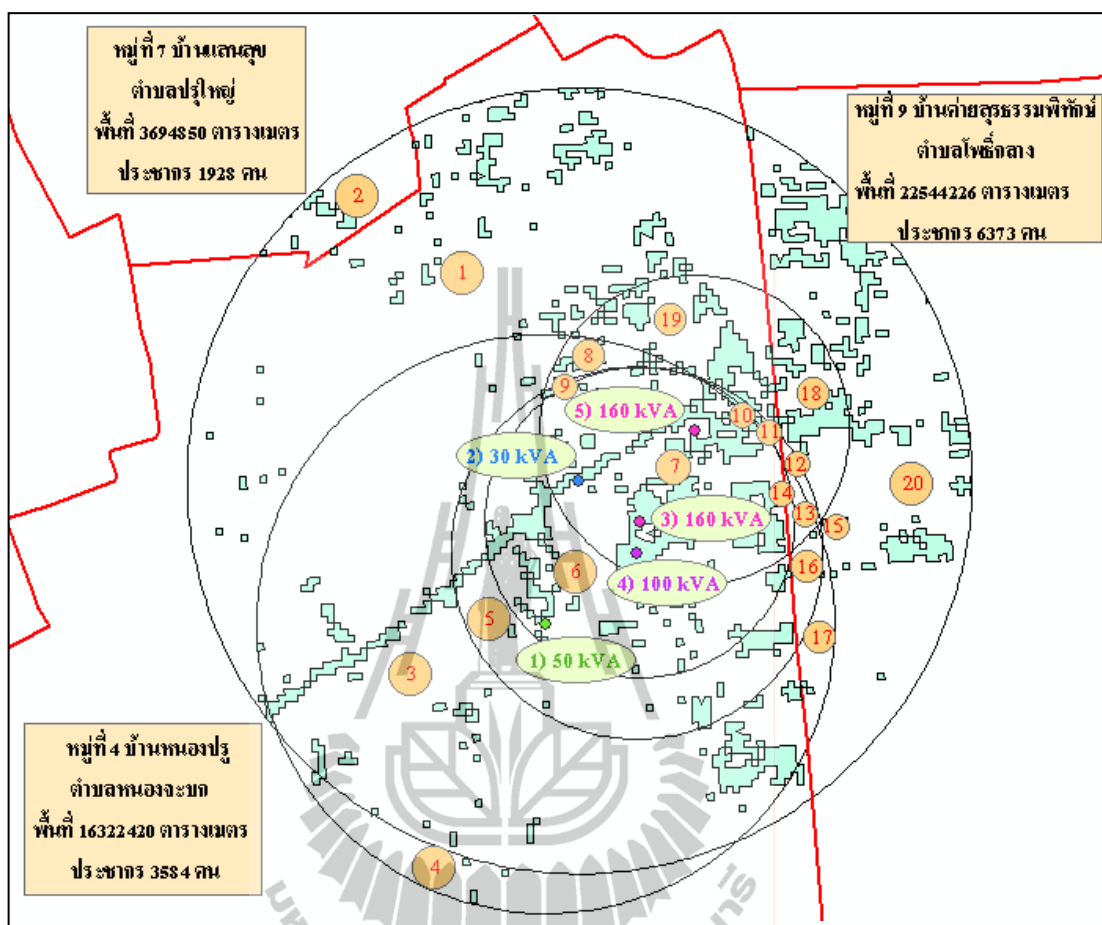
หม้อแปลงหมายเลข 2 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณหมายเลข 3 5 6 7 8 9 10 11 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 15 16 17 18 19 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันมีอยู่ 3 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 1 (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 20 และ (3) หมู่ที่ 7 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 2

หม้อแปลงหมายเลข 3 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 6 7 10 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 14 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกัน ไม่พบภายในหม้อแปลงนี้

หม้อแปลงหมายเลข 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 5 6 7 9 10 11 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 15 16 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกัน ไม่พบภายในหม้อแปลงนี้

หม้อแปลงหมายเลข 5 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 7 8 9 10 11 19 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 18 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกัน ไม่พบภายในหม้อแปลงนี้

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรจากรูปที่ 5.9 นั้น จะแสดงตัวอย่างเฉพาะการคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยและการคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าเท่านั้น จะไม่แสดงการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยและพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากวิธีการคำนวณพื้นที่ดังกล่าวมีวิธีการคำนวณเช่นเดียวกับการคำนวณในหัวข้อที่ 5.6.1 โดยจะแสดงผลดังตารางที่ 5.7 และ 5.8 ตามลำดับ



รูปที่ 5.9 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยและประชากรบริเวณหน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีประตู 1

จากรูปที่ 5.9 จะเห็นได้ว่านอกจากจะมีพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่แสดงบนภาพแล้วยังมีเส้นสีแดง คือ ขอบเขตหมู่บ้านต่าง ๆ ที่ครอบคลุมบริเวณพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงต่าง ๆ



ตารางที่ 5.7 พื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	$ar_{Sum\ Overlap}$	<i>Transformer in Area</i>	$R_{Sum\ Transformer}$	พื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ar_{house}$ )				
				<i>Transformer, R<sub>Transformer</sub></i>				
				1 (1120)	2 (1520)	3 (600)	4 (720)	5 (600)
1	110126	2	1520	-	110126	-	-	-
2	15338	2	1520	-	15338	-	-	-
3	119437	1 2	2640	50670	68767	-	-	-
4	3788	1	1120	3788	-	-	-	-
5	35650	1 2 4	3360	11883	16128	-	7639	-
6	78694	1 2 3 4	3960	22257	30206	11923	14308	-
7	200781	1 2 3 4 5	4560	49315	66927	26419	31702	26419
8	10279	1 2 5	3240	3553	4822	-	-	1904
9	1177	1 2 4 5	3960	333	452	-	214	178
10	1868	2 3 4 5	3440	-	825	326	391	326
11	3685	2 4 5	2840	-	1972	-	934	779
12	192	2 4 5	2840	-	103	-	49	41
13	465	1 2 4 5	3960	131	178	-	85	70
14	-	1 2 3 4 5	4560	-	-	-	-	-
15	-	2 4	2240	-	-	-	-	-
16	1734	1 2 4	3360	578	784	-	372	-
17	1437	1 2	2640	610	827	-	-	-
18	49452	2 5	2120	-	35456	-	-	13996
19	63202	2 5	2120	-	45315	-	-	17887
20	166698	2	1520	-	166698	-	-	-

ตารางที่ 5.8 พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	$ar_{Sum\ Overlap}$	<i>Transformer in Area</i>	$R_{Sum\ Transformer}$	พื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ar_{pay\ electric}$ )				
				<i>Transformer, R<sub>Transformer</sub></i>				
				1 (1120)	2 (1520)	3 (600)	4 (720)	5 (600)
1	110126	2	1520	-	1913892	-	-	-
2	15338	2	1520	-	139302	-	-	-
3	119437	1 2	2640	850984	1154907	-	-	-
4	3788	1	1120	228279	-	-	-	-
5	35650	1 2 4	3360	138479	187936	-	89022	-
6	78694	1 2 3 4	3960	138166	187511	74017	88821	-
7	200781	1 2 3 4 5	4560	154791	210074	82924	99509	82924
8	10279	1 2 5	3240	16271	22082	-	-	8717
9	1177	1 2 4 5	3960	1667	2262	-	1071	893
10	1868	2 3 4 5	3440	-	1753	692	831	692
11	3685	2 4 5	2840	-	5405	-	2560	2133
12	192	2 4 5	2840	-	6521	-	3089	2574
13	465	1 2 4 5	3960	4563	6192	-	2933	2444
14	-	1 2 3 4 5	4560	1918	2604	1028	1233	1028
15	-	2 4	2240	-	363	-	172	-
16	1734	1 2 4	3360	12432	16872	-	7992	-
17	1437	1 2	2640	24434	33160	-	-	-
18	49452	2 5	2120	-	113218	-	-	44691
19	63202	2 5	2120	-	171671	-	-	67765
20	166698	2	1520	-	1068304	-	-	-

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรบริเวณหม้อแปลงหมายเลข 2 ในบางส่วนดังต่อไปนี้

### การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $po_{house(Transformer 2)}$ )

การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณหมายเลข 1 ซึ่งเป็นพื้นที่ของหม้อแปลงหมายเลข 2 และตั้งอยู่ในหมู่ที่ 4 บ้านหนองปรู ตำบลหนองจะบกมีพื้นที่ 16322420 ตารางเมตร จำนวนประชากร 3584 คน และมีพื้นที่ที่อยู่อาศัย 110126 ตารางเมตร โดยดูจากตารางที่ 5.7 และจากสมการที่ 5.10 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$po_{house(Transformer 2(1))} = \frac{110126}{16322420} \times 3584 = 24.18 \text{ คน}$$

ดังนั้นการคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณหมายเลข 2 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 และ 20 จำนวนเช่นเดียวกับหมายเลข 1 และจำนวนประชากรบริเวณหมายเลขต่าง ๆ รวมกันเป็น 141.56 คน แสดงผลดังตารางที่ 5.9

### การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า

#### ( $po_{pay electric(Transformer 2)}$ )

การคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าบริเวณหมายเลข 1 ซึ่งเป็นพื้นที่ของหม้อแปลงหมายเลข 2 และตั้งอยู่ในหมู่ที่ 4 บ้านหนองปรู ตำบลหนองจะบก มีพื้นที่ 16322420 ตารางเมตร จำนวนประชากร 3584 คน และมีพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า 1913892 ตารางเมตร โดยดูจากตารางที่ 5.8 และจากสมการที่ 5.11 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$po_{pay electric(Transformer 2(1))} = \frac{1913892}{16322420} \times 3584 = 420.24 \text{ คน}$$

ดังนั้นการคำนวณหาจำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าบริเวณหมายเลข 2 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 และ 20 จำนวนเช่นเดียวกับหมายเลข 1 และจำนวนประชากรบริเวณหมายเลขต่าง ๆ รวมกันเป็น 1272.28 คน แสดงผลดังตารางที่ 5.10

### การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากร ( $ILAF_{po(2)}$ )

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของหม้อแปลงหมายเลข 2 แสดงดังสมการที่ 5.9 ดังนี้

$$ILAF_{po(Transformer 2)} = \frac{141.56}{1272.28} = 0.111$$

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรในหม้อแปลงอื่น ๆ ได้แสดงผลไว้ในตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.9 จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	Village	$ar_{Village}$	$Population_{Village}$	จำนวนประชากรคำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $po_{house}$ )				
				Transformer				
				1	2	3	4	5
1	4	16322420	3584	-	24.18	-	-	-
2	7	3694850	1928	-	8.00	-	-	-
3	4	16322420	3584	11.13	15.10	-	-	-
4	4	16322420	3584	0.83	-	-	-	-
5	4	16322420	3584	2.61	3.54	-	1.68	-
6	4	16322420	3584	4.89	6.63	2.62	3.14	-
7	4	16322420	3584	10.83	14.70	5.80	6.96	5.80
8	4	16322420	3584	0.78	1.06	-	-	0.42
9	4	16322420	3584	0.07	0.10	-	0.05	0.04
10	4	16322420	3584	-	0.18	0.07	0.09	0.07
11	4	16322420	3584	-	0.43	-	0.21	0.17
12	9	22544226	6373	-	0.03	-	0.01	0.01
13	9	22544226	6373	0.04	0.05	-	0.02	0.02
14	9	22544226	6373	-	-	-	-	-
15	9	22544226	6373	-	-	-	-	-
16	9	22544226	6373	0.16	0.22	-	0.11	-
17	9	22544226	6373	0.17	0.23	-	-	-
18	9	22544226	6373	-	10.02	-	-	3.96
19	4	16322420	3584	-	9.95	-	-	3.93
20	9	22544226	6373	-	47.12	-	-	-

ตารางที่ 5.10 จำนวนประชากรที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	Village	$ar_{Village}$	$Population_{Village}$	จำนวนประชากรคำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $po_{pay electric}$ )				
				Transformer				
				1	2	3	4	5
1	4	16322420	1174	3584	-	420.24	-	-
2	7	3694850	612	1928	-	72.69	-	-
3	4	16322420	1174	3584	186.86	253.59	-	-
4	4	16322420	1174	3584	50.12	-	-	-
5	4	16322420	1174	3584	30.41	41.27	-	19.55
6	4	16322420	1174	3584	30.34	41.17	16.25	19.50
7	4	16322420	1174	3584	33.99	46.13	18.21	21.85
8	4	16322420	1174	3584	3.57	4.85	-	-
9	4	16322420	1174	3584	0.37	0.50	-	0.24
10	4	16322420	1174	3584	-	0.39	0.15	0.18
11	4	16322420	1174	3584	-	1.19	-	0.56
12	9	22544226	2930	6373	-	1.84	-	0.87
13	9	22544226	2930	6373	1.29	1.75	-	0.83
14	9	22544226	2930	6373	0.54	0.74	0.29	0.35
15	9	22544226	2930	6373	-	0.10	-	0.05
16	9	22544226	2930	6373	3.51	4.77	-	2.26
17	9	22544226	2930	6373	6.91	9.37	-	-
18	9	22544226	2930	6373	-	32.01	-	-
19	4	16322420	1174	3584	-	37.69	-	-
20	9	22544226	2930	6373	-	302.00	-	-

ตารางที่ 5.11 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรใน 5 หม้อแปลง

$ILAF_{po(1)}$	$ILAF_{po(2)}$	$ILAF_{po(3)}$	$ILAF_{po(4)}$	$ILAF_{po(5)}$
0.091	0.111	0.243	0.185	0.287

### 5.6.3 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือน ( $ILAF_{ho}$ )

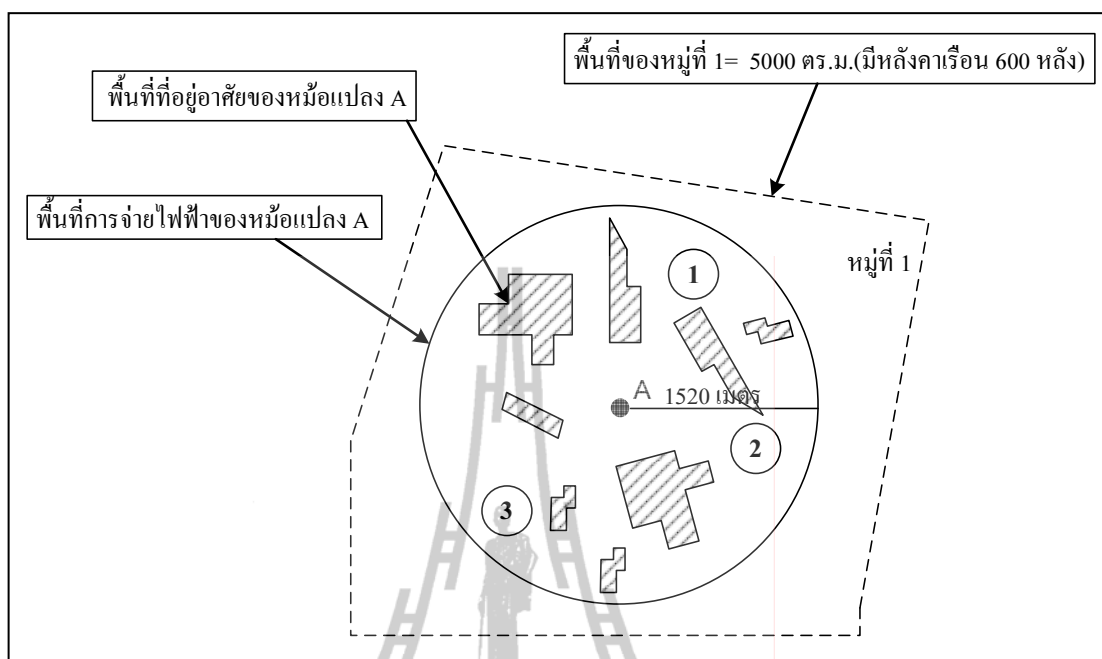
การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนเป็นการคำนวณจำนวนหลังคาเรือนที่อยู่ภายในขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง ซึ่งทำให้ทราบจำนวนหลังคาเรือนที่อยู่ในพื้นที่ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง และการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนมีวิธีการคำนวณเหมือนกับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรทุกประการมีความแตกต่างกันตรงคิดปัจจัยที่ต่างกัน สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.12

$$ILAF_{ho(A,B,C,...)} = \frac{ho_{house(A,B,C,...)}}{ho_{pay\ electric(A,B,C,...)}} \quad (5.12)$$

โดยที่  $ILAF_{ho(A,B,C,...)}$  คือ ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนในแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$ho_{house(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น มีหน่วยเป็นหลัง

$ho_{pay\ electric(A,B,C,...)}$  คือ จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น มีหน่วยเป็นหลัง



รูปที่ 5.10 จำนวนหลังคาเรือน (บ้าน)

จากรูปที่ 5.10 การคำนวณจำนวนหลังคาเรือนบริเวณพื้นที่ใดก็ได้ก็ตามต้องทราบว่าพื้นที่ที่คำนวณนั้นอยู่ในบริเวณพื้นที่ของหมู่บ้านใด รายละเอียดพื้นที่หมู่บ้านสามารถดูได้จากตารางที่ 5.2 ส่วนขนาดจำนวนประชากรสามารถดูได้จากภาคผนวก ข. และกรณีที่มีหม้อแปลงหลายหม้อแปลงซ้อนทับกันสามารถคำนวณพื้นที่ที่ซ้อนทับกันและไม่ซ้อนทับกันได้โดยใช้หลักการเดียวกับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย

การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ho_{house(A,B,C,...)}$ )

$$ho_{house(A,B,C,...)} = \frac{ar_{house(A,B,C,...)}}{ar_{Village}} \times Population_{Village} \quad (5.13)$$

โดยที่	$ho_{house(A,B,C,...)}$	คือ จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
	$ar_{house(A,B,C,...)}$	คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
	$ar_{Village}$	คือ พื้นที่ของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟของแต่ละหม้อแปลง
	$Population_{Village}$	คือ จำนวนประชากรของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟของแต่ละหม้อแปลง

การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ho_{pay\ electric(A,B,C,...)}$ )

$$ho_{pay\ electric(A,B,C,...)} = \frac{ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}}{ar_{Village}} \times Population_{Village} \quad (5.14)$$

โดยที่	$ho_{pay\ electric(A,B,C,...)}$	คือ จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
	$ar_{pay\ electric(A,B,C,...)}$	คือ พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น
	$ar_{Village}$	คือ พื้นที่ของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟของแต่ละหม้อแปลง
	$Population_{Village}$	คือ จำนวนประชากรของหมู่บ้านที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟของแต่ละหม้อแปลง

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนของงานวิจัยนี้ สามารถดูผลการคำนวณจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ผลการคำนวณจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า และผลการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนได้จากภาคผนวก ฉ. ในหัวข้อ ฉ.5



ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน บริเวณหน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประตู่ 1 ของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) ตัวอย่างพื้นที่ศึกษาบริเวณนี้มีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง แสดงดังรูปที่ 5.11 โดยหม้อแปลงแต่ละตัว มีค่าความยาวสายไฟฟ้าแรงต่ำตามขนาดพิกัดหม้อแปลง สามารถดูได้จากตารางที่ 5.2

จากรูปที่ 5.11 พบว่าพื้นที่ศึกษามีหม้อแปลงทั้งหมด 5 หม้อแปลง และจะเห็นได้ว่าหม้อแปลงทั้ง 5 หม้อแปลง โดยมีพื้นที่บางส่วนอยู่คนละหมู่บ้านและมีพื้นที่บางส่วนซ้อนทับกับหม้อแปลงอื่น ๆ อยู่ ดังนี้

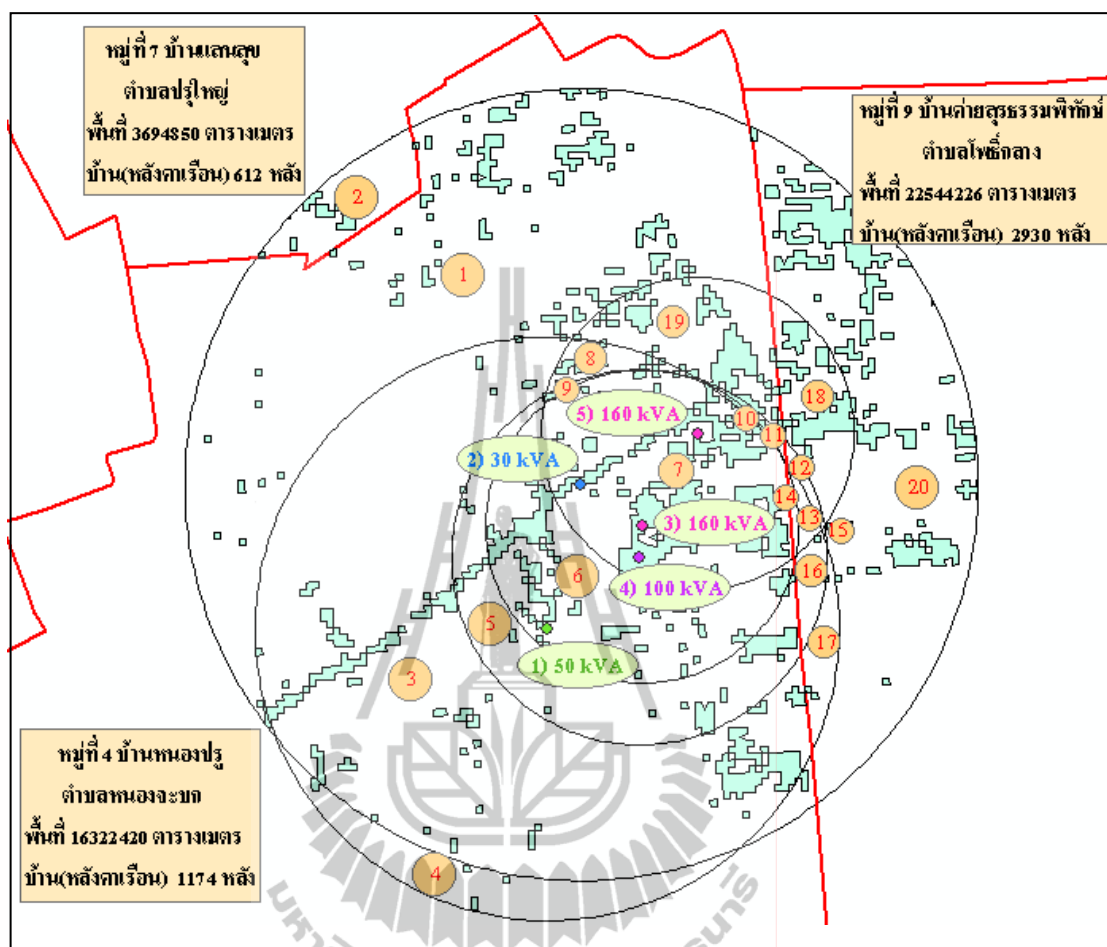
หม้อแปลงหมายเลข 1 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 3 5 6 7 8 9 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 13 14 16 17 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันอยู่ในหมู่ที่ 4 คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 4

หม้อแปลงหมายเลข 2 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณหมายเลข 3 5 6 7 8 9 10 11 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 15 16 17 18 19 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันมีอยู่ 3 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 1 (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 20 และ (3) หมู่ที่ 7 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 2

หม้อแปลงหมายเลข 3 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 6 7 10 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 14 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันไม่พบภายในหม้อแปลงนี้

หม้อแปลงหมายเลข 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 5 6 7 9 10 11 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 15 16 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันไม่พบภายในหม้อแปลงนี้

หม้อแปลงหมายเลข 5 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยซ้อนทับอยู่ 2 หมู่บ้าน ได้แก่ (1) หมู่ที่ 4 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 7 8 9 10 11 19 และ (2) หมู่ที่ 9 มีพื้นที่ที่อยู่อาศัยหมายเลข 12 13 14 18 ส่วนพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ไม่ซ้อนทับกันไม่พบภายในหม้อแปลงนี้



รูปที่ 5.11 ตัวอย่างพื้นที่ที่อยู่อาศัยและหลังคาเรือนบริเวณหน้า  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประตูล 1

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือน จากรูปที่ 5.11 นั้นจะแสดงตัวอย่างเฉพาะการคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยและการคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าเท่านั้น จะไม่แสดงการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยและพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากวิธีการคำนวณพื้นที่ดังกล่าวมีวิธีการคำนวณเช่นเดียวกับการคำนวณในหัวข้อที่ 5.6.1 โดยจะแสดงผลดังตารางที่ 5.7 และ 5.8 ตามลำดับ ซึ่งได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อ 5.6.2

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน บริเวณหม้อแปลงหมายเลข 2 ในบางส่วนดังต่อไปนี้

#### การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย

$$(ho_{house(Transformer 2)})$$

การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณ หมายเลข 1 ซึ่งเป็นพื้นที่ของหม้อแปลงหมายเลข 2 และตั้งอยู่ในหมู่ที่ 4 บ้านหนองปรู ตำบลหนองจะบก มีพื้นที่ 16322420 ตารางเมตร จำนวนหลังคาเรือน 1174 หลัง และมีพื้นที่ที่อยู่อาศัย 110126 ตารางเมตร โดยดูจากตารางที่ 5.7 และจากสมการที่ 5.13 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$ho_{house(Transformer 2(1))} = \frac{110126}{16322420} \times 1174 = 7.92 \text{ หลัง}$$

ดังนั้นการคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยบริเวณ หมายเลข 2 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 และ 20 คำนวณเช่นเดียวกับ หมายเลข 1 และจำนวนหลังคาเรือนบริเวณหมายเลขต่าง ๆ รวมกันเป็น 53.91 หลัง แสดงผลดัง ตารางที่ 5.12

#### การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า

$$(ho_{pay electric(Transformer 2)})$$

การคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าบริเวณ หมายเลข 1 ซึ่งเป็นพื้นที่ของหม้อแปลงหมายเลข 2 และตั้งอยู่ในหมู่ที่ 4 บ้านหนองปรู ตำบลหนองจะบก มีพื้นที่ 16322420 ตารางเมตร จำนวนหลังคาเรือน 1174 หลัง และมีพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า 1913892 ตารางเมตร โดยดูจากตารางที่ 5.8 และจากสมการที่ 5.14 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$ho_{pay electric(Transformer 2(1))} = \frac{1913892}{16322420} \times 1174 = 137.66 \text{ หลัง}$$

ดังนั้นการคำนวณหาจำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าบริเวณ หมายเลข 2 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 และ 20 คำนวณเช่นเดียวกับ หมายเลข 1 และจำนวนหลังคาเรือนบริเวณหมายเลขต่าง ๆ รวมกันเป็น 462.62 หลัง แสดงผลดัง ตารางที่ 5.13

#### การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน ( $LAF_{ho(2)}$ )

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของหม้อแปลงหมายเลข 2 แสดงดังสมการที่ 5.12 ได้ดังนี้

$$ILAF_{ho(Transformer 2)} = \frac{53.91}{462.62} = 0.117$$

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนในหม้อแปลง อื่น ๆ ได้ แสดงผลไว้ในตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.12 จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	Village	$ar_{Village}$	$Population_{Village}$	จำนวนหลังคาเรือนคำนวณจากพื้นที่ที่อยู่อาศัย ( $ho_{house}$ )				
				Transformer				
				1	2	3	4	5
1	4	16322420	1174	-	7.92	-	-	-
2	7	3694850	612	-	2.54	-	-	-
3	4	16322420	1174	3.64	4.95	-	-	-
4	4	16322420	1174	0.27	-	-	-	-
5	4	16322420	1174	0.85	1.16	-	0.55	-
6	4	16322420	1174	1.60	2.17	0.86	1.03	-
7	4	16322420	1174	3.55	4.81	1.90	2.28	1.90
8	4	16322420	1174	0.26	0.35	-	-	0.14
9	4	16322420	1174	0.02	0.03	-	0.02	0.01
10	4	16322420	1174	-	0.06	0.02	0.03	0.02
11	4	16322420	1174	-	0.14	-	0.07	0.06
12	9	22544226	2930	-	0.01	-	0.01	0.01
13	9	22544226	2930	0.02	0.02	-	0.01	0.01
14	9	22544226	2930	-	-	-	-	-
15	9	22544226	2930	-	-	-	-	-
16	9	22544226	2930	0.08	0.10	-	0.05	-
17	9	22544226	2930	0.08	0.11	-	-	-
18	9	22544226	2930	-	4.61	-	-	1.82
19	4	16322420	1174	-	3.26	-	-	1.29
20	9	22544226	2930	-	21.67	-	-	-

ตารางที่ 5.13 จำนวนหลังคาเรือนที่คำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลง 5 หม้อแปลง

NO.	Village	$ar_{village}$	$Population_{village}$	จำนวนหลังคาเรือนคำนวณจากพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า ( $ho_{pay electric}$ )				
				Transformer				
				1	2	3	4	5
1	4	16322420	1174	-	137.66	-	-	-
2	7	3694850	612	-	23.07	-	-	-
3	4	16322420	1174	61.21	83.07	-	-	-
4	4	16322420	1174	16.42	-	-	-	-
5	4	16322420	1174	9.96	13.52	-	6.40	-
6	4	16322420	1174	9.94	13.49	5.32	6.39	-
7	4	16322420	1174	11.13	15.11	5.96	7.16	5.96
8	4	16322420	1174	1.17	1.59	-	-	0.63
9	4	16322420	1174	0.12	0.16	-	0.08	0.06
10	4	16322420	1174	-	0.13	0.05	0.06	0.05
11	4	16322420	1174	-	0.39	-	0.18	0.15
12	9	22544226	2930	-	0.85	-	0.40	0.33
13	9	22544226	2930	0.59	0.80	-	0.38	0.32
14	9	22544226	2930	0.25	0.34	0.13	0.16	0.13
15	9	22544226	2930	-	0.05	-	0.02	-
16	9	22544226	2930	1.62	2.19	-	1.04	-
17	9	22544226	2930	3.18	4.31	-	-	-
18	9	22544226	2930	-	14.71	-	-	5.81
19	4	16322420	1174	-	12.35	-	-	4.87
20	9	22544226	2930	-	138.84	-	-	-

ตารางที่ 5.14 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนใน 5 หม้อแปลง

$ILAF_{ho(1)}$	$ILAF_{ho(2)}$	$ILAF_{ho(3)}$	$ILAF_{ho(4)}$	$ILAF_{ho(5)}$
0.090	0.117	0.242	0.181	0.286

#### 5.6.4 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลง ( $ILAF_{tr}$ )

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงเป็นการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของแต่ละหม้อแปลงที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อนตามสถานีต่าง ๆ มีวิธีการคำนวณดังสมการที่ 5.15

$$ILAF_{tr(A,B,C,...)} = \frac{Transformer\ Rating_{(A,B,C,...)}}{Total\ Connected\ Transformer} \quad (5.15)$$

โดยที่  $ILAF_{tr(A,B,C,...)}$  คือ ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงในแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$Transformer\ Rating_{(A,B,C,...)}$  คือ ขนาดพิกัดหม้อแปลงของแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น และมีหน่วยเป็น kVA

$Total\ Connected\ Transformer$  คือ ขนาดพิกัดของหม้อแปลงรวมทั้งสายป้อนที่พิจารณาและมีหน่วยเป็น kVA

ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดขนาดพิกัดหม้อแปลง

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดขนาดพิกัดหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) จังหวัดนครราชสีมา มีหม้อแปลงจำนวน 67 ตัว โดยตัวอย่างนี้เป็น การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดขนาดพิกัดหม้อแปลงบริเวณ บัส 6 มีขนาดพิกัดหม้อแปลง 30 kVA และมีขนาดพิกัดหม้อแปลงรวมทั้งสายป้อน 8695 kVA สามารถคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงจากสมการที่ 5.15 ได้ดังนี้

$$ILAF_{tr(Bus\ 6)} = \frac{30\ kVA}{8695\ kVA} = 0.0035$$

ดังนั้นค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของหม้อแปลง บัส 6 คือ 0.0035 ส่วนการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงในบัสอื่น ๆ สามารถดูผลการคำนวณได้จากภาคผนวก ฉ. ในหัวข้อ ฉ.6

### 5.6.5 การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้า ( $ILAF_{bi}$ )

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าเป็นตัวประกอบการจัดสรรโหลดปัจจัยหนึ่งที่ทำให้สามารถทราบการใช้ไฟฟ้า ซึ่งค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้านั้นมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาตามการใช้ไฟฟ้าของแต่ละเดือน การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าแสดงดังสมการที่ 5.16

$$ILAF_{bi(A,B,C,\dots)} = \frac{Bi_{(A,B,C,\dots)}}{Load\ P(kW)\ 100\%_{(A,B,C,\dots)}} \quad (5.16)$$

โดยที่  $ILAF_{bi(A,B,C,\dots)}$  คือ ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าในแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$Bi_{(A,B,C)}$  คือ บิลค่าไฟฟ้าในแต่ละหม้อแปลง เช่น หม้อแปลง A หม้อแปลง B หม้อแปลง C เป็นต้น

$Load\ P(kW)\ 100\%_{(A,B,C,\dots)}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่แต่ละหม้อแปลงสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด

#### การคำนวณบิลค่าไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง ( $Bi_{(A,B,C)}$ )

บิลค่าไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงเป็นการรวมข้อมูลมิเตอร์การใช้ไฟฟ้าของแต่ละหลังคาเรือนที่อยู่ในขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงเดียวกัน โดยสามารถดูว่ามีเตอร์ของหลังคาเรือนใดบ้างที่อยู่ในขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงได้จากสายจดหน่วยและข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงสามารถขอข้อมูลได้จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดนครราชสีมา

#### การคำนวณกำลังไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลง ( $Load\ P(kW)\ 100\%_{(A,B,C,\dots)}$ )

การคำนวณกำลังไฟฟ้าจริงที่แต่ละหม้อแปลงสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.14

จาก  $P(kW) = Power\ Factor \times S(kVA)$

$$Load\ P(kW)\ 100\% = Power\ Factor \times S(kVA) \quad (5.17)$$

โดยที่ $Load P(kW) 100\%_{(A,B,C,...)}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่แต่ละหม้อแปลงสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์
$Power Factor$	คือ ค่าตัวประกอบกำลัง ใช้ค่ามาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือ 0.875
$S(kVA)$	คือ ขนาดพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้า มีหน่วยเป็น kVA

การเปลี่ยนหน่วยของ  $Load P(kW) 100\%_{(A,B,C,...)}$  ให้อยู่ในรูปกิโลวัตต์ชั่วโมง แสดงดังสมการที่ 5.15

$$Load P(kW.hr) 100\% = Load P(kW) 100\% \times (24 \times 30) \quad (5.18)$$

โดยที่ $Load P(kW.hr) 100\%$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่แต่ละหม้อแปลงสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมง
$Load P(kW) 100\%$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่แต่ละหม้อแปลงสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าเป็นค่าตัวประกอบที่สามารถคำนวณได้เดือนละ 1 ค่า เนื่องจากบิลค่าไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลได้เดือนละ 1 ครั้ง ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าจึงเป็นเพียงปัจจัยเดียวที่ทำให้ทราบมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดโดยมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลทุก ๆ เดือนและได้มีการแสดงค่าการใช้ไฟฟ้ามีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมงและค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า ของเดือน เมษายน พฤษภาคม และมีถุนายน 2553 โดยข้อมูลทั้ง 3 เดือนนี้เป็นข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัย

#### ตัวอย่างการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) จังหวัดนครราชสีมา มีหม้อแปลงจำนวน 67 ตัว โดยตัวอย่างนี้เป็นการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าบริเวณ บัส 6 มีขนาดพิกัดหม้อแปลง 30 kVA และมีบิลค่าไฟฟ้าของเดือนเมษายน 2553 คือ 9214 กิโลวัตต์ชั่วโมงสามารถคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลง ( $Load P(kW) 100\%_{(A,B,C,...)}$ ) ซึ่งจากสมการที่ 5.17 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$Load P(kW) 100\% = 0.875 \times 30 = 26.25 \text{ กิโลวัตต์}$$



จากนั้นทำการเปลี่ยนหน่วยค่า  $Load P(kW)$  100%<sub>(A,B,C,...)</sub> ให้อยู่ในรูปกิโลวัตต์ ชั่วโมง และจากสมการที่ 5.18 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$Load P(kW.hr) 100\% = 26.25 kW \times (24 \times 30) = 18900 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

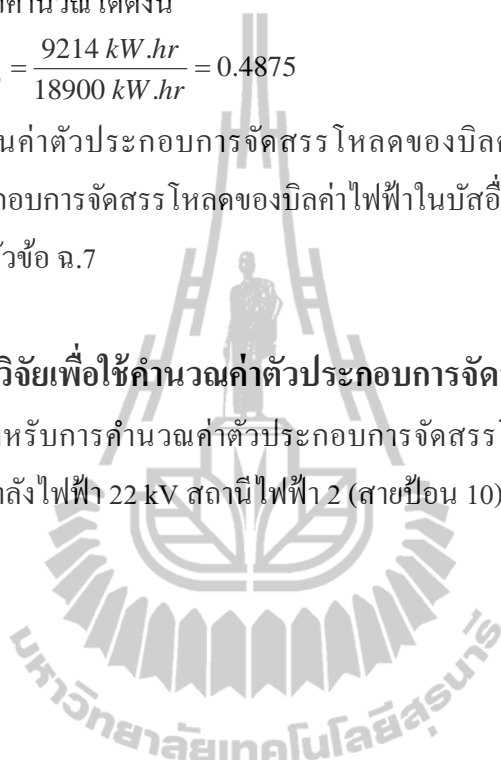
ดังนั้นสามารถคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าได้ และจากสมการที่ 5.16 สามารถคำนวณได้ดังนี้

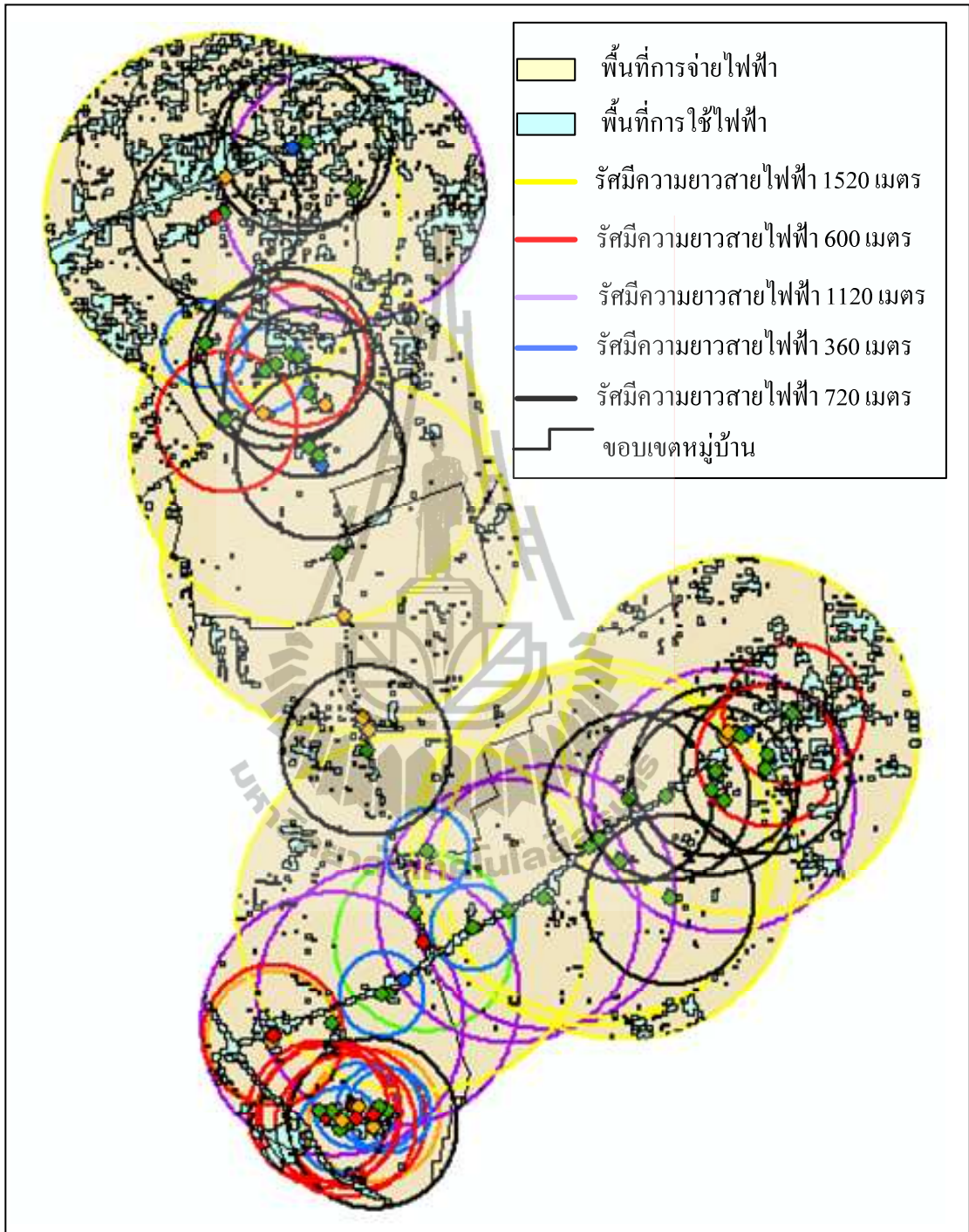
$$ILAF_{bi(A,B,C,...)} = \frac{9214 kW.hr}{18900 kW.hr} = 0.4875$$

ดังนั้นค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้า บัส 6 คือ 0.4875 ส่วนการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้าในบัสอื่น ๆ สามารถดูผลการคำนวณได้จากภาคผนวก ฉ. ในหัวข้อ ฉ.7

## 5.7 ผลของงานวิจัยเพื่อใช้คำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบัสจ่ายต่าง ๆ โดยเป็นข้อมูลของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV สถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) จังหวัดนครราชสีมา





รูปที่ 5.12 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

## 5.8 ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย

ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด 5 ปัจจัยแสดงดังตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด 5 ปัจจัย

บัส	kVA	$ILAF_{ar}$	$ILAF_{po}$	$ILAF_{ho}$	$ILAF_{tr}$	$ILAF_{bi}$		
						เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
6	30	0.2608	0.1896	0.1881	0.0035	0.4875	0.5156	0.4535
7	500	0.3081	0.2927	0.2836	0.0575	0.0646	0.0834	0.0673
9	100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0115	0.0422	0.0482	0.0467
12	30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0035	0.0971	0.1036	0.0988
13	100	0.3159	0.2832	0.2825	0.0115	0.0871	0.1110	0.1027
15	100	0.3349	0.3007	0.3002	0.0115	0.1180	0.1489	0.1302
23	50	0.2512	0.2941	0.2940	0.0058	0.3028	0.3145	0.2918
28	100	0.1336	0.1501	0.1898	0.0115	0.2377	0.2608	0.2277
29	250	0.0782	0.0373	0.0193	0.0288	0.1217	0.1213	0.1105
31	160	0.1518	0.0964	0.0960	0.0184	0.1387	0.1633	0.1391
34	100	0.1398	0.1344	0.1299	0.0115	0.1193	0.1267	0.1108
36	250	0.1894	0.1690	0.1377	0.0288	0.1037	0.1076	0.0908
38	100	0.1200	0.0983	0.0986	0.0115	0.2514	0.2891	0.2567
41	100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0115	0.0019	0.0020	0.0015
43	160	0.0519	0.0540	0.0531	0.0184	0.1393	0.1417	0.1211
47	315	0.0000	0.0000	0.0000	0.0362	0.4378	0.5414	0.5647
51	30	0.0778	0.1643	0.1609	0.0035	0.2388	0.2451	0.2108
55	100	0.0382	0.0353	0.0358	0.0115	0.2624	0.2725	0.2547
57	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.0154	0.0157	0.0150
61	30	0.0519	0.0468	0.0449	0.0035	0.2413	0.1430	0.1160
64	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.0136	0.0122	0.0129
67	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.1585	0.1715	0.1436
68	160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0184	0.0166	0.0180	0.0143
69	100	0.1026	0.0920	0.0920	0.0115	0.0301	0.0372	0.0307

ตารางที่ 5.15 ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด 5 ปีจ้ย (ต่อ)

ปี	kVA	$ILAF_{ar}$	$ILAF_{po}$	$ILAF_{ho}$	$ILAF_{tr}$	$ILAF_{bi}$		
						เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
73	250	0.0423	0.0597	0.0602	0.0288	0.2878	0.3118	0.2865
74	30	0.0573	0.0651	0.0680	0.0035	0.1014	0.1200	0.1012
76	20	0.0649	0.0612	0.0621	0.0023	0.2253	0.2699	0.2810
85	250	0.1024	0.1022	0.1022	0.0288	0.0003	0.0001	0.0000
87	50	0.0436	0.0396	0.0375	0.0058	0.3064	0.3007	0.2837
89	50	0.0441	0.0392	0.0394	0.0058	0.0720	0.0863	0.0863
90	30	0.0356	0.0341	0.0336	0.0035	0.0000	0.0000	0.0000
91	30	0.0328	0.0314	0.0309	0.0035	0.0648	0.0669	0.0571
93	30	0.0575	0.0574	0.0571	0.0035	0.1210	0.0932	0.0978
96	100	0.0506	0.0496	0.0496	0.0115	0.0698	0.0698	0.0574
97	100	0.0694	0.0734	0.0734	0.0115	0.1805	0.1851	0.2039
100	100	0.1453	0.1485	0.1485	0.0115	0.0092	0.0159	0.0194
103	100	0.1258	0.1281	0.1281	0.0115	0.2377	0.2476	0.2323
104	50	0.1347	0.1338	0.1307	0.0058	0.0343	0.0415	0.0349
106	100	0.0158	0.0192	0.0192	0.0115	0.2910	0.3047	0.2746
109	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.0247	0.0303	0.0272
110	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.0359	0.0365	0.0421
111	30	0.1283	0.1299	0.1342	0.0035	0.6432	0.6621	0.6921
113	100	0.2142	0.2039	0.1967	0.0115	0.0690	0.0858	0.0763
114	160	0.2633	0.2643	0.2643	0.0184	0.1673	0.1774	0.1593
116	30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0035	0.2671	0.2056	0.2056
118	160	0.2877	0.2865	0.2855	0.0184	0.4981	0.5368	0.5049
120	50	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.2851	0.3159	0.3037
122	250	0.1113	0.1068	0.1066	0.0288	0.0570	0.0615	0.0574
123	50	0.0583	0.0541	0.0528	0.0058	0.3302	0.3518	0.3365
126	50	0.1143	0.0964	0.0982	0.0058	0.1376	0.1465	0.1515
129	160	0.1666	0.1601	0.1601	0.0184	0.0705	0.0728	0.0968

ตารางที่ 5.15 ผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด 5 ปีจ้ย (ต่อ)

บัส	kVA	$ILAF_{ar}$	$ILAF_{po}$	$ILAF_{ho}$	$ILAF_{tr}$	$ILAF_{bi}$		
						เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
130	315	0.1787	0.1752	0.1752	0.0362	0.0351	0.0372	0.0107
135	30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0035	0.0000	0.0000	0.0000
137	160	0.2818	0.3108	0.3108	0.0184	0.0362	0.0350	0.0381
138	160	0.2590	0.2828	0.2800	0.0184	0.0433	0.0364	0.0404
141	160	0.2371	0.2502	0.2475	0.0184	0.1581	0.1642	0.1791
144	250	0.2584	0.2805	0.2805	0.0288	0.1408	0.1602	0.1662
146	160	0.1810	0.1999	0.1999	0.0184	0.1895	0.1923	0.2003
148	500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0575	0.0470	0.0543	0.0470
151	160	0.1591	0.1599	0.1599	0.0184	0.0528	0.0515	0.0633
155	30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0035	0.1256	0.1269	0.1267
157	250	0.2381	0.2891	0.2891	0.0288	0.0057	0.0070	0.0101
159	250	0.1676	0.1922	0.1922	0.0288	0.1486	0.1528	0.1793
160	250	0.1182	0.1437	0.1437	0.0288	0.0839	0.0867	0.1046
161	315	0.0775	0.0834	0.0834	0.0362	0.0894	0.1017	0.0918
163	100	0.0728	0.0759	0.0791	0.0115	0.2268	0.2416	0.2589
165	160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0184	0.0264	0.0302	0.0341

## 5.9 สรุป

การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของปีจ้ยต่าง ๆ ของงานวิจัยนี้ทั้ง 5 ปีจ้ย ได้มีการวิเคราะห์จากสภาพแวดล้อมโดยตรงที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงและได้คำนึงถึงหม้อแปลงแต่ละตัวมีการจ่ายไฟฟ้าให้กับใดบ้าง เช่น สถานที่อยู่อาศัย ไฟสาธารณะ ธุรกิจส่วนตัว เพื่อให้ทราบข้อมูลหม้อแปลงแต่ละหม้อแปลงมากยิ่งขึ้นและจะส่งผลการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดให้ได้ข้อมูลที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น ในบทนี้ได้กล่าวถึงรายละเอียดของวิธีการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดทั้ง 5 ปีจ้ย และจะเห็นได้ว่าการคำนวณพื้นที่ที่อยู่อาศัยนั้นได้มีการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายดาวเทียมเข้ามาช่วยในการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัยด้วย

## บทที่ 6

### การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้ผลเฉลย

#### ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

##### 6.1 บทนำ

ปัญหาการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องทำให้การคำนวณสามารถทำได้อย่างรวดเร็ว การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าที่ใช้กันในปัจจุบันมีหลายวิธี งานวิจัยนี้ได้มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน

เนื้อหาในบทที่ 6 ได้กล่าวถึงการคำนวณค่าตัวประกอบที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด งานวิจัยนี้มีการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) จังหวัดนครราชสีมา และใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยที่วัดจากการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีต้นทางประจำเดือนเมษายน พฤษภาคมและมิถุนายน ปี 2553 จึงต้องมีการคำนวณค่าตัวประกอบของทั้งสามเดือน และเนื้อหาในบทนี้ยังได้กล่าวถึงผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่คำนวณจากผลเฉลยค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดอีกด้วย

##### 6.2 ตัวประกอบการจัดสรรโหลด

การคำนวณหาค่าตัวประกอบที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ) เพื่อใช้เป็นค่าตัวประกอบของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของ 5 ปีจัย เพื่อให้ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เป็นตัวแทนของทั้ง 5 ปีจัย โดยจะได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เป็นตัวแทนของทั้ง 5 ปีจัย ซึ่งได้กล่าวรายละเอียดมาแล้วในบทที่ 5 และค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เป็นตัวแทนต้องมีค่าไม่เกิน 1 สมการค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด แสดงดังสมการที่ 6.1

งานวิจัยนี้จึงมีการพัฒนาสมการค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด ดังนี้

$$ILAF_i = K_1 ILAF_{ar,i} + K_2 ILAF_{po,i} + K_3 ILAF_{ho,i} + K_4 ILAF_{tr,i} + K_5 ILAF_{bi,i} \quad (6.1)$$

โดยที่	$K_1$	คือ ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย
	$K_2$	คือ ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนประชากร
	$K_3$	คือ ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนหลังคาเรือน
	$K_4$	คือ ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพิกัดหม้อแปลง
	$K_5$	คือ ตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของบิลค่าไฟฟ้า
	$ILAF_{ar,i}$	คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{po,i}$	คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากรสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{ho,i}$	คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือนสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{tr,i}$	คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$
	$ILAF_{bi,i}$	คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงตัวที่ $i$

### 6.3 การแก้ปัญหาออปติไมเซชันโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน

การแก้ปัญหาออปติไมเซชัน (ชนิดชัช กุลสุวรรณิชพงษ์, 2542) ของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นการแก้ปัญหาเกี่ยวกับการหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ภายใต้เงื่อนไขบังคับต่าง ๆ ตามเงื่อนไขการออกแบบ โดยทั่วไปปัญหาออปติไมเซชันอยู่ในรูปฟังก์ชันวัตถุประสงค์หนึ่งฟังก์ชัน แต่ในการแก้ปัญหาออปติไมเซชันบางกรณีมีความจำเป็นที่ต้องใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มากกว่าหนึ่งฟังก์ชัน ทำให้การแก้ปัญหามustเปลี่ยนแปลงไปภายใต้จุดทำงานที่เปลี่ยนไปด้วย การแก้ปัญหาออปติไมเซชันโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชันจะใช้หลักการแปลงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้งหมดให้เหลือเพียงฟังก์ชันวัตถุประสงค์หนึ่งฟังก์ชันเท่านั้น หลังจากนั้นจึงทำการแก้ปัญหาออปติไมเซชันตามปกติ



ปัญหาออปติไมเซชัน โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน มีรูปแบบปัญหาดังนี้

$$\text{Minimize } f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x) \quad (6.2)$$

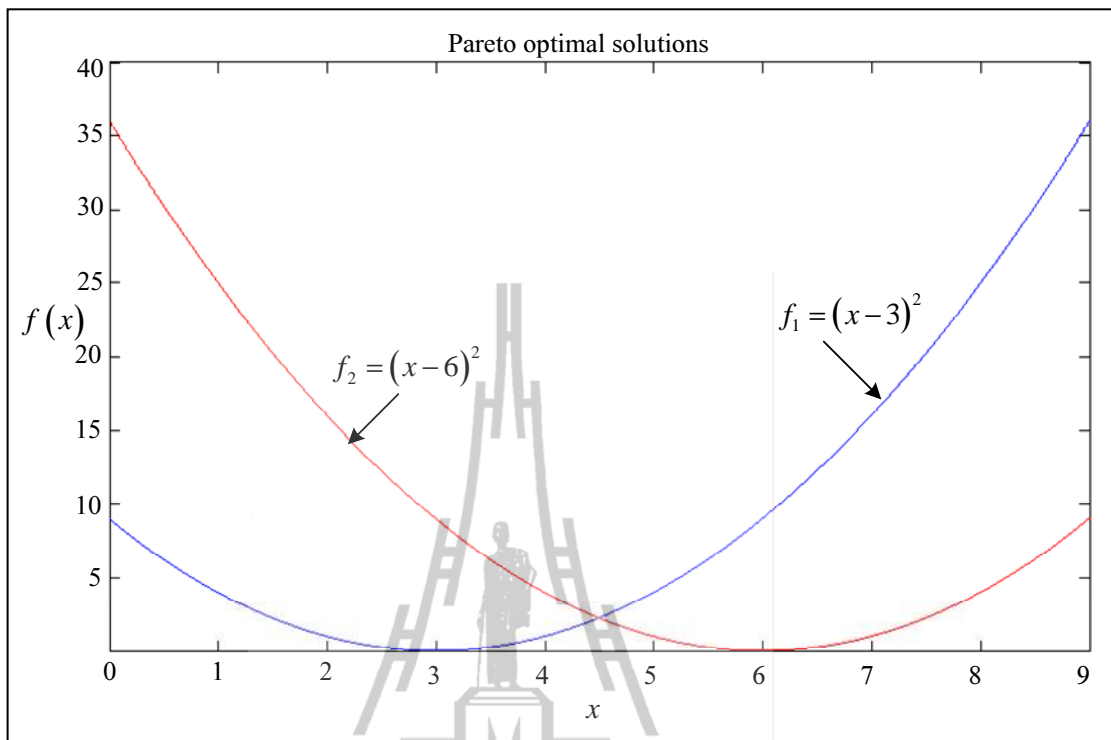
$$\text{Subject to } g_i(x) = 0 \quad (6.3)$$

$$h_i(x) \leq 0 \quad (6.4)$$

โดยปกติแล้วไม่สามารถที่จำทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้งหมดมีค่าต่ำสุดพร้อมกันได้ จึงได้นำเสนอแนวคิดที่เรียกว่า Pareto optimum solution เพื่อแก้ปัญหาออปติไมเซชันของฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน วิธีคิดของ Pareto optimum solution จะได้คำตอบที่เป็นไปได้  $x^*$  เรียกว่า Pareto optimal ก็ต่อเมื่อไม่สามารถที่หาคำตอบที่เป็นไปได้  $y$  ใดๆ ที่สามารถลดค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์บางค่า โดยไม่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์อื่น ๆ มีค่าเพิ่มขึ้นอย่างน้อยหนึ่งฟังก์ชัน

ตัวอย่างเช่น ถ้ากำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังนี้  $f_1 = (x-3)^2$  และ  $f_2 = (x-6)^2$  สามารถเขียนกราฟความสัมพันธ์ได้ แสดงดังรูปที่ 6.1 และจุดที่อยู่บนเส้น PQ ถือว่าเป็น Pareto Optimum Solutions





รูปที่ 6.1 Pareto Optimum Solutions

การแก้ปัญหาออปติไมเซชัน โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชัน โดยใช้แนวคิดของ Pareto optimum solution มีหลากหลายวิธีโดยที่วิทยานิพนธ์นี้ใช้วิธีการที่เรียกว่า Utility function method ซึ่งมีการกำหนด Utility function,  $U_i(f_i)$  ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์แต่ละฟังก์ชัน และนำมาสร้าง Overall utility function (U) ดังนี้

$$U = \sum_{i=1}^k U_i(f_i) \quad (6.5)$$

การหาค่าจุดคำตอบที่เหมาะสมทำได้โดยการหาค่าสูงสุดของ  $U$  ตามสมการที่ 6.5 โดยมีเงื่อนไขบังคับตามสมการที่ 6.3 และ 6.4 โดยรูปแบบของ Utility function อย่างง่ายที่ใช้จะอยู่ในรูป Weighting function ดังนี้

$$U = \sum_{i=1}^k U_i = -\sum_{i=1}^k w_i f_i(x) \quad (6.6)$$

โดยที่  $w_i$  คือ Weighting function ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่  $i$

วิธีที่ได้กล่าวข้างต้นเป็นวิธีที่นิยมกันอย่างแพร่หลาย แต่ในบางกรณีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ไม่สามารถบอกกันได้การกำหนดค่า Weighting function ที่เหมาะสมค่อนข้างยุ่งยากในทางปฏิบัติ จึงอาศัยหลักการออปติไมเซชันแยกทีละฟังก์ชันจะได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ลำดับที่  $i$  ใด ๆ จะได้  $f_i^*$  เทียบกับคำตอบที่เหมาะสม  $x_i^*$  และเพื่อให้ง่ายต่อการเข้าใจจึงปรับค่า  $f_i(x)$  ให้อยู่ในรูปดัชนีที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 (0 แทนจุดที่ให้ค่าความสำคัญของฟังก์ชันวัตถุประสงค์น้อยที่สุด และแทนจุดที่ให้ค่าความสำคัญของฟังก์ชันวัตถุประสงค์น้อยที่สุด)

ดังนั้นการกำหนด Utility function

$$U = \zeta_i e^{\left(1 - \frac{f_i(x)}{f_i^*(x)}\right)} \quad (6.7)$$

$$U = \sum_{i=1}^k U_i \quad (6.8)$$

โดยที่  $\zeta_i$  คือ Scaling factor ปกติกำหนดค่าเป็น 1

การแก้ปัญหาออปติไมเซชันโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชันตามวิธีที่กล่าวมาข้างต้นนี้สามารถทำได้ดังนี้

$$\text{Minimize } -U \quad (6.9)$$

$$\text{Subject to } g_i(x) = 0 \quad (6.10)$$

$$h_i(x) \leq 0 \quad (6.11)$$

### การแก้ปัญหาออปติไมเซชันของงานวิจัย

การแก้ปัญหาออปติไมเซชันของงานวิจัยในการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของระบบไฟฟ้า โดยมีการพิจารณาการใช้ไฟฟ้าจริงตามขนาดพิกัดหม้อแปลงเพียงปัจจัยเดียวตามการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปัจจุบันนี้อาจทำให้ไม่สามารถทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงการใช้ไฟฟ้าจริงได้ตามที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น เนื่องจากเมื่อมีการพิจารณาตามบิลค่าไฟฟ้าทำให้ทราบว่า การใช้ไฟฟ้าจริงไม่ได้แปรผันตามขนาดพิกัดหม้อแปลงเสมอไป จึงต้องมีการพิจารณาถึงผลกระทบทางด้านสภาพแวดล้อมโดยรอบของแต่ละหม้อแปลงและมีการพิจารณาขนาดพิกัดหม้อแปลงมาเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์และมีวัตถุประสงค์ที่สนับสนุนเพิ่มเติม งานวิจัยนี้ได้พิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้งหมด 5 ฟังก์ชัน อาทิเช่น (1) พื้นที่ที่อยู่อาศัย (2) จำนวนประชากร (3) จำนวนหลังคาเรือน (4) ขนาดพิกัดหม้อแปลง และ (5) บิลค่าไฟฟ้า การแก้ปัญหาออปติไมเซชันโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลายฟังก์ชันต้องรวมให้เหลือเพียงหนึ่งฟังก์ชัน จึงได้นิยามวิธีการคำนวณค่าดัชนีประกอบแต่ละฟังก์ชัน (Utility function) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

#### 1. ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัย

ผลรวมของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยในระบบจ่ายไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 ซึ่งมีหม้อแปลงทั้งหมด 67 หม้อแปลงดังนี้

$$ILAF_{ar,i} = \frac{ar_{house,i}}{ar_{pay\ electric,i}} \quad (6.12)$$

โดยที่  $ILAF_{ar,i}$  คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัยสำหรับหม้อแปลงตัวที่  $i$

## 2. จำนวนประชากร

ผลรวมของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรในระบบจ่ายไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้าแรงดัน 2 ซึ่งมีหม้อแปลงทั้งหมด 67 หม้อแปลงดังนี้

$$ILAF_{po,i} = \frac{po_{house,i}}{po_{pay\ electric,i}} \quad (6.13)$$

โดยที่  $ILAF_{po,i}$  คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรสำหรับหม้อแปลงตัวที่  $i$

## 3. จำนวนหลังคาเรือน

ผลรวมของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนในระบบจ่ายไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้าแรงดัน 2 ซึ่งมีหม้อแปลงทั้งหมด 67 หม้อแปลงดังนี้

$$ILAF_{ho,i} = \frac{ho_{house,i}}{ho_{pay\ electric,i}} \quad (6.14)$$

โดยที่  $ILAF_{ho,i}$  คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือนสำหรับหม้อแปลงตัวที่  $i$

## 4. ขนาดพิกัดหม้อแปลง

ผลรวมของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงในระบบจ่ายไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้าแรงดัน 2 ซึ่งมีหม้อแปลงทั้งหมด 67 หม้อแปลงดังนี้

$$ILAF_{tr,i} = \frac{Transformer\ Rating_i}{Total\ Connected\ Transformer} \quad (6.15)$$

โดยที่  $ILAF_{tr,i}$  คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของขนาดพิกัดหม้อแปลงสำหรับหม้อแปลงตัวที่  $i$

### 5. บิลค่าไฟฟ้า

ผลรวมของค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้าในระบบจ่ายไฟฟ้า 22 kV สายป้อน 10 สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 ซึ่งมีหม้อแปลงทั้งหมด 67 หม้อแปลง ดังนี้

$$ILAF_{bi,i} = \frac{Bi_i}{Load\ P(kW)\ 100\%_i} \quad (6.16)$$

โดยที่  $ILAF_{bi,i}$  คือ การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า สำหรับหม้อแปลงตัวที่  $i$

จากฟังก์ชันตัวประกอบการจัดสรร โหลดทั้ง 5 ฟังก์ชัน สามารถนำมาเขียนเป็นตัวประกอบการจัดสรร โหลดของหม้อแปลงแต่ละตัวเพียงฟังก์ชันเดียวได้ดังนี้

$$ILAF_i = ILAF_{ar,i} + ILAF_{po,i} + ILAF_{ho,i} + ILAF_{tr,i} + ILAF_{bi,i} \quad (6.17)$$

นอกจากนี้ การแก้ปัญหาค่าปรับไม่เชิงเส้น โดยใช้ฟังก์ชันตัวประกอบการจัดสรร โหลดหลาย ฟังก์ชันยังสามารถทำได้จากการพิจารณาฟังก์ชันตัวประกอบการจัดสรร โหลดทั้ง 5 ฟังก์ชันด้วย ลำดับความไม่เท่ากันได้ ดังนี้

$$ILAF_i = \xi_1 ILAF_{ar,i} + \xi_2 ILAF_{po,i} + \xi_3 ILAF_{ho,i} + \xi_4 ILAF_{tr,i} + \xi_5 ILAF_{bi,i} \quad (6.18)$$

โดยที่  $\xi_n$  คือ ค่า Scaling factor มีค่าอยู่ในช่วง  $\{0\ 1\}$

สำหรับงานวิจัยนี้เขียนสมการที่ 6.18 ได้ดังนี้ เมื่อ  $\xi_n = K_n$

$$ILAF_i = K_1 ILAF_{ar,i} + K_2 ILAF_{po,i} + K_3 ILAF_{ho,i} + K_4 ILAF_{tr,i} + K_5 ILAF_{bi,i} \quad (6.19)$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{67} (ILAF_i \times P_{load,i}) + P_{loss} \quad (6.20)$$

$$Q_{total} = \sum_{i=1}^{67} (ILAF_i \times Q_{load,i}) + Q_{loss} \quad (6.21)$$

เมื่อ  $ILAF_i$  ได้ตั้งสมการที่ 6.19 จะได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของงานวิจัยดังนี้

$$\text{Minimize: } f(x) = (P_{ref} - P_{total})^2 + (Q_{ref} - Q_{total})^2 \quad (6.22)$$

เมื่อ  $P_{load}$  ได้ตั้งสมการที่ 6.20 และ  $Q_{load}$  ได้ตั้งสมการที่ 6.21

$$\text{Minimize: } f(x) = \left[ P_{ref} - \sum_{i=1}^{67} (ILAF_i \times P_{load,i}) - P_{loss} \right]^2 + \left[ Q_{ref} - \sum_{i=1}^{67} (ILAF_i \times Q_{load,i}) - Q_{loss} \right]^2 \quad (6.23)$$

#### 6.4 การคำนวณค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาโดยวิธีการค้นหาคำตอบด้วยปัญญาประดิษฐ์

หัวข้อนี้ได้เสนอเทคนิคการค้นหาคำตอบค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$ ) ด้วยวิธีการค้นหาคำตอบแบบจินเนติกอัลกอริทึม (Genetic Algorithm, GA)

จินเนติกอัลกอริทึม (GA) เป็นปัญญาประดิษฐ์จำลองกระบวนการวิวัฒนาการในระดับยีน (Goldberg and Edward, 1989) โดยการสร้างกลุ่มประชากรโครโมโซมแทนผลเฉลย จากนั้นประชากรในกลุ่มจะแข่งขันกันเพื่อความอยู่รอด โครโมโซมที่ถูกเลือกในแต่ละรุ่นการถ่ายทอด (Generation) เท่านั้นที่มีสิทธิ์สร้างลูกหลานหรือตัวแทนในรุ่นถัดไป การสร้างลูกหลานจะใช้การดำเนินการทางสายพันธุ์ซึ่งประกอบไปด้วย คrossover และการผ่าเหล่าลูกหลานหรือทายาทที่ถูกสร้างขึ้นจะแทนที่โครโมโซมต้นแบบโดยสมบูรณ์ โดยที่หลักการคัดเลือกตามธรรมชาติ (Darwin's natural selection) สามารถสร้างผลเฉลยที่ดีได้จากกระบวนการนี้ ซึ่งจินเนติกอัลกอริทึม (อาทิตย์ ศรีแก้ว, 2552) มีองค์ประกอบหลัก ๆ ดังนี้

1. การเข้ารหัสโครโมโซม (chromosome encoding) คือ ขั้นตอนการแปลงทางเลือกสำหรับแก้ปัญหาที่เป็นไปได้ให้อยู่ในรูปแบบของโครโมโซม ในการแปลงวิธีการแก้ปัญหาที่เป็นไปได้ให้อยู่ในรูปแบบของโครโมโซมนั้นสามารถที่จะทำได้ในหลายรูปแบบแล้วแต่ความเหมาะสมของแต่ละปัญหา

2. การสุ่มเลือกประชากรเริ่มต้น (initial population) คือ การสุ่มเลือกเพื่อสร้างประชากรต้นแบบขึ้นมาเพื่อใช้เป็นจุดเริ่มต้นของขั้นตอนการวิวัฒนาการ ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนแรกก่อนเริ่มเข้าสู่ขบวนการของจินเนติกอัลกอริทึม โดยประชากรกลุ่มแรกจะเกิดจากการสุ่มเลือกขึ้นมาจากกลุ่มประชากรที่เป็นไปได้ทั้งหมดที่มีอยู่ โดยในการเลือกจะทำการสุ่มตามจำนวนประชากรที่ได้กำหนดไว้เป็นพารามิเตอร์ของอัลกอริทึม

3. ฟังก์ชันความฟิต (fitness function) คือ ฟังก์ชันสำหรับประเมินค่าความเหมาะสมเพื่อให้คะแนนสำหรับคำตอบที่เป็นไปได้ของปัญหา โครโมโซมทุกตัวจะมีค่าความเหมาะสมของตัวเองเพื่อใช้สำหรับพิจารณาว่าโครโมโซมตัวนั้นเหมาะที่จะนำมาใช้สืบทอดพันธุกรรมสำหรับสร้างโครโมโซมรุ่นใหม่หรือไม่ โดยวิธีการสำหรับหาค่าความเหมาะสมนั้นจะใช้สมการที่สอดคล้องกับแต่ละปัญหา

4. การดำเนินการทางสายพันธุ์ (genetic operator) คือ การดำเนินการตามขั้นตอนของจินเนติกอัลกอริทึม เพื่อให้การเกิดวิวัฒนาการไปสู่คำตอบที่ดีขึ้น ซึ่งได้แก่ การคัดเลือก (selection) ครอสโอเวอร์ (crossover) และการผ่าเหล่า (mutation)

5. พารามิเตอร์ (parameter) คือ ปัจจัยที่ส่งผลต่อการทำงานของจินเนติกอัลกอริทึม เช่น ขนาดของประชากรความน่าจะเป็นของการครอสโอเวอร์หรือความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า

งานวิจัยนี้ดำเนินการประยุกต์ใช้จินเนติกอัลกอริทึมเพื่อนำมาช่วยในการคำนวณหาค่าตัวปรับจูนที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาโดยใช้ MATLAB's TOOLBOX ร่วมกับการใช้โปรแกรมย่อยคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน - ราฟสัน และสามารถเขียนเป็นสมการปัญหาที่เหมาะสมที่สุดได้ ดังสมการที่ 6.24

$$\text{Minimize: } f(x) = (P_{ref} - P_{total})^2 + (Q_{ref} - Q_{total})^2 \quad (6.24)$$

$$\text{Subject to: } 0 < ILAF_i < 1$$

$$0 < K_1 < 1$$

$$0 < K_2 < 1$$

$$0 < K_3 < 1$$

$$0 < K_4 < 1$$

$$0 < K_5 < 1$$

เขียนฟังก์ชันการปรับโทษได้ดังนี้

$$P(x) = rho \left\{ \begin{aligned} & [\min(ILAF_i - 0, 0)]^2 + [\min(1 - ILAF, 0)]^2 + \\ & [\min(K_1 - 0, 0)]^2 + [\min(1 - K_1, 0)]^2 + \\ & [\min(K_2 - 0, 0)]^2 + [\min(1 - K_2, 0)]^2 + \\ & [\min(K_3 - 0, 0)]^2 + [\min(1 - K_3, 0)]^2 + \\ & [\min(K_4 - 0, 0)]^2 + [\min(1 - K_4, 0)]^2 + \\ & [\min(K_5 - 0, 0)]^2 + [\min(1 - K_5, 0)]^2 \end{aligned} \right\} \quad (6.25)$$

โดยที่  $P_{ref}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่แหล่งจ่ายเฉลี่ยของแต่ละเดือน

(เมษายน 2553 มีค่า 1.4773 เมกะวัตต์ พฤษภาคม 2553 มีค่า 1.5463 เมกะวัตต์  
และมิถุนายน 2553 มีค่า 1.5552 เมกะวัตต์)

$Q_{ref}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่แหล่งจ่ายเฉลี่ยของแต่ละเดือน

(เมษายน 2553 มีค่า 0.7848 เมกะวาร์ พฤษภาคม 2553 มีค่า 0.8121 เมกะวาร์  
และมิถุนายน 2553 มีค่า 0.8438 เมกะวาร์)

ขั้นตอนการคำนวณประกอบด้วย 4 ขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่หนึ่ง กำหนดขอบเขตโดยกำหนดให้  $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$  ขอบเขตมีค่าเริ่มต้น  $[0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$  และค่าสิ้นสุด  $[1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1]$  และคำนวณค่าพารามิเตอร์ คือ ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาทั้ง 5 ค่า ได้แก่ (1)  $K_1$  (ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพื้นที่อยู่อาศัย) (2)  $K_2$  (ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนประชากร) (3)  $K_3$  (ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของจำนวนหลังคาเรือน) (4)  $K_4$  (ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของขนาดพิกัดหม้อแปลง) และ (5)  $K_5$  (ค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของบิลค่าไฟฟ้า)

ขั้นตอนที่สอง คำนวณค่าตัวแปรต่างๆ ได้แก่  $ILAF S_{Load} P_{Load} Q_{Load}$

ดังสมการที่ 6.3 6.4 6.5 และ 6.6 ตามลำดับ

$$ILAF_i = K_1 ILAF_{ar,i} + K_2 ILAF_{po,i} + K_3 ILAF_{ho,i} + K_4 ILAF_{tr,i} + K_5 ILAF_{bi,i} \quad (6.26)$$

$$S_{Load(i)} = ILAF_{(i)} \times Transformer Rating_{(i)} \quad (6.27)$$

โดยที่  $Transformer Rating_{(i)}$  คือ ขนาดพิกัดหม้อแปลงแต่ละตัว



$$P_{Load(i)} = S_{Load(i)} \times \cos \theta \quad (6.28)$$

$$Q_{Load(i)} = S_{Load(i)} \times \sin(\cos^{-1} \theta) \quad (6.29)$$

โดยที่  $\cos \theta = pf$

$pf$  คือ ค่าตัวประกอบกำลังของโหลดในแต่ละเดือน

(เมษายน 2553 มีค่า 0.875 พฤษภาคม 2553 มีค่า 0.878

และมีถุนายน 2553 มีค่า 0.871)

ขั้นตอนที่สาม คำนวณค่าตัวแปรต่าง ๆ โดยใช้โปรแกรมย่อยของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ค่าแรงดัน ( $V$ ) ค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟที่แหล่งจ่าย ( $P_{total}$ ) ค่ากำลังไฟฟ้แอกทีฟที่แหล่งจ่าย ( $Q_{total}$ ) ค่ากำลังงานสูญเสียแอกทีฟ ( $P_{loss}$ ) ค่ากำลังงานสูญเสียรีแอกทีฟ ( $Q_{loss}$ )

ขั้นตอนที่สี่ คำนวณค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์โดยมีสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังนี้  $Minimize: f(x) = (P_{ref} - P_{total})^2 + (Q_{ref} - Q_{total})^2 + [P(x)]$

ขั้นตอนการหาค่าตัวปรับคูนที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา แสดงแผนผังลำดับขั้นตอน แสดงดังรูปที่ 6.2

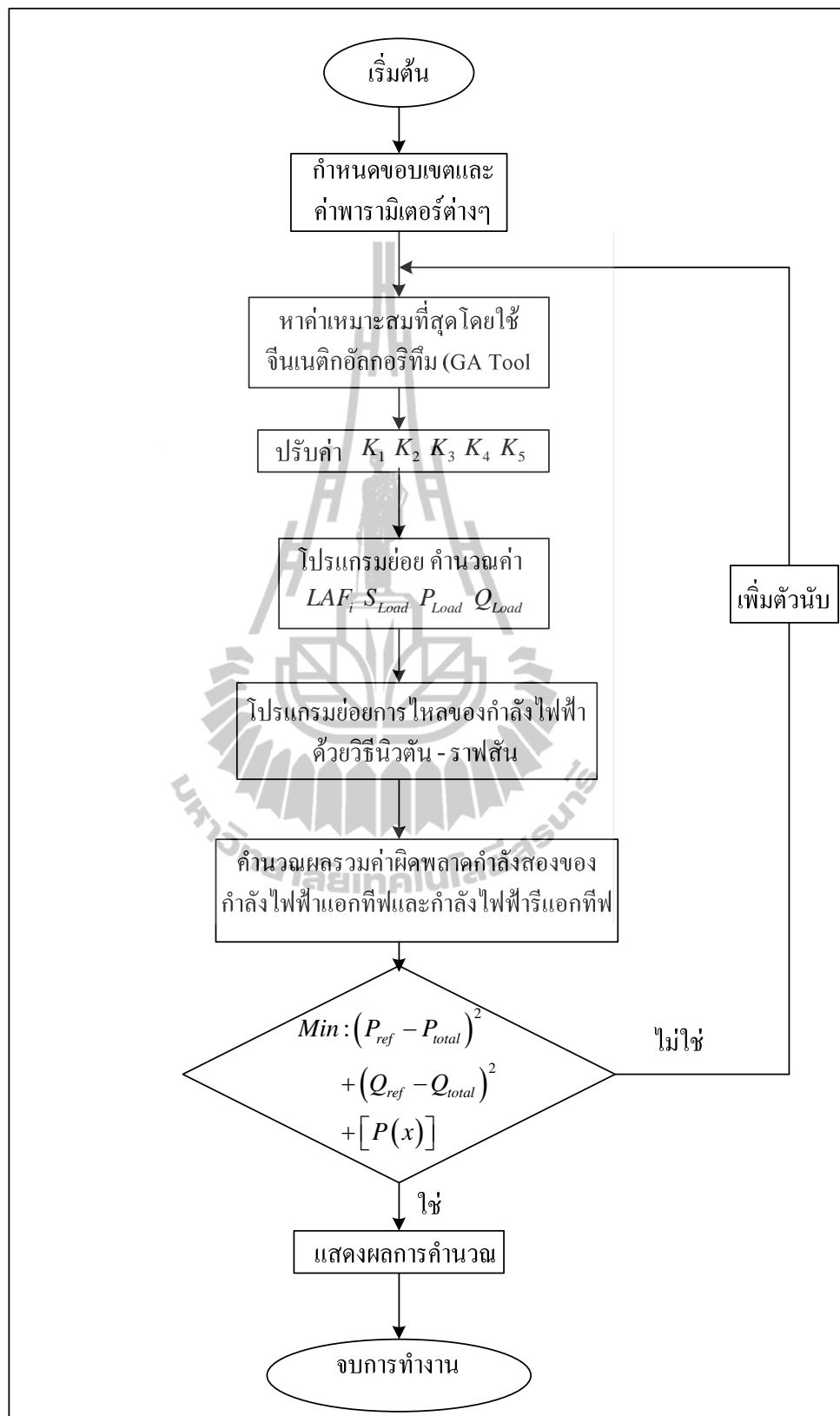
การคำนวณหาค่าตัวปรับคูนที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ต้องมีการหาค่าตัวปรับคูนของเดือน เมษายน พฤษภาคม และมีถุนายน ปี 2553 โดยใช้โปรแกรม MATLAB's TOOLBOOX หรือเครื่องมือ Genetic Algorithm Tool จึงต้องมีการเลือกใช้ตัวแปรต่าง ๆ โดยที่เดือนเมษายน แสดงค่าตัวแปรดังตารางที่ 6.1 เดือนพฤษภาคมแสดงค่าตัวแปรดังตารางที่ 6.2 และเดือนมิถุนายน แสดงค่าตัวแปร ดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.1 ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนเมษายน

ตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมใน MATLAB	ค่าของตัวแปรเงินเนติกอัลกอริทึมที่เลือกใช้
Population Type	double Vector
Population Size	100
Crossover Fraction	0.2
Generations	1000
StallGenLimit	500
StallTimeLimit	inf
CrossoverFcn	crossoverscattered
MutationFcn	mutationgaussian

ตารางที่ 6.2 ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนพฤษภาคม

ตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมใน MATLAB	ค่าของตัวแปรเงินเนติกอัลกอริทึมที่เลือกใช้
Population Type	double Vector
Population Size	100
Crossover Fraction	0.2
Generations	1000
StallGenLimit	500
StallTimeLimit	inf
CrossoverFcn	crossoverscattered
MutationFcn	mutationgaussian



รูปที่ 6.2 แผนผังการคำนวณค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา

ตารางที่ 6.3 ค่าตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมที่ใช้ใน โปรแกรม MATLAB ของเดือนมิถุนายน

ตัวแปรของเงินเนติกอัลกอริทึมใน MATLAB	ค่าของตัวแปรเงินเนติกอัลกอริทึมที่เลือกใช้
Population Type	double Vector
Population Size	100
Crossover Fraction	0.2
Generations	500
StallGenLimit	250
StallTimeLimit	inf
CrossoverFcn	crossoverscattered
MutationFcn	mutationgaussian

การค้นหาคำตอบค่าพารามิเตอร์ของค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาทั้ง 5 ค่าโดยใช้ปัญหาประดิษฐ์เงินเนติกอัลกอริทึมในโปรแกรม MATLAB สำหรับการปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่มีความสัมพันธ์กับการใช้ไฟฟ้าจริง จึงได้มีการทดสอบค้นหาคำตอบจำนวน 30 ครั้ง และนำผลคำตอบที่ได้มาเปรียบเทียบโดยเรียงลำดับค่า Best Fitness หรือ Objective Function แล้วเลือกค่า Best Fitness ที่ให้น้อยที่สุดที่สุดเป็นผลคำตอบ เนื่องจากค่า Best Fitness น้อยที่สุดคือค่าที่มีความแตกต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟน้อยที่สุด

ตารางที่ 6.4 ผลการวิเคราะห์ค่าตัวปรับที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา

ค่าตัวแปร	ค่าที่ได้จากการค้นหาด้วยวิธีเงินเนติกอัลกอริทึม		
	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
$K_1$	0.00044	0.00019	0.00161
$K_2$	0.00358	0.02855	0.02292
$K_3$	0.60692	0.56712	0.61550
$K_4$	0.02004	0.00658	0.02375
$K_5$	0.90021	0.90023	0.90935
Best Fitness	211909.499	427142.623	265777.333

ตารางที่ 6.5 ตารางค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

เดือน	P <sub>gen</sub> (kW)		Q <sub>gen</sub> (kVar)	
	กำลังไฟฟ้าจริง จากการวัดค่า (P <sub>PEA</sub> )	กำลังไฟฟ้าจริง จากการทดสอบ (P <sub>ILAF</sub> )	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟจากการวัดค่า (Q <sub>PEA</sub> )	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟจากการ ทดสอบ (Q <sub>ILAF</sub> )
เมษายน	1477.314	1477.529	784.768	784.361
พฤษภาคม	1546.317	1546.648	812.086	811.523
มิถุนายน	1555.163	1555.421	843.823	843.380

จากผลการทดสอบค่าที่ได้จากการค้นหาด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม สามารถคำนวณหาค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ได้จากสมการความคลาดเคลื่อนดังนี้

$$\%Error = \frac{|PEA - ILAF|}{PEA} \times 100 \quad (6.7)$$

โดยที่ PEA คือ ค่าจริง

ILAF คือ ค่าทดลอง

ตารางที่ 6.6 ตารางค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

เดือน	ค่าความแตกต่าง		ค่าความคลาดเคลื่อน	
	P (W)	Q (Var)	%Error P	%Error Q
เมษายน	214.407	407.497	0.015	0.052
พฤษภาคม	330.464	564.023	0.021	0.069
มิถุนายน	257.900	446.396	0.017	0.053

ตารางที่ 6.7 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่มีการปรับปรุงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

หม้อแปลง	<i>ILAF</i> <sub>April</sub>	<i>ILAF</i> <sub>May</sub>	<i>ILAF</i> <sub>June</sub>
1	0.55388	0.57632	0.53301
2	0.23261	0.24471	0.24433
3	0.03822	0.04347	0.04274
4	0.08748	0.09329	0.08993
5	0.25125	0.26836	0.27454
6	0.28988	0.31302	0.31087
7	0.45230	0.45834	0.45359
8	0.33000	0.34681	0.32781
9	0.12201	0.12141	0.11403
10	0.18390	0.20435	0.18847
11	0.18701	0.19167	0.18429
12	0.17819	0.18001	0.17219
13	0.28679	0.31908	0.29684
14	0.00194	0.00188	0.00164
15	0.15821	0.15935	0.14456
16	0.39484	0.48762	0.51437
17	0.31332	0.31662	0.29470
18	0.25832	0.26671	0.25479
19	0.01398	0.01417	0.01378
20	0.24473	0.15557	0.13436
21	0.01236	0.01102	0.01187
22	0.1428	0.15443	0.13072
23	0.01531	0.01633	0.01344
24	0.08354	0.08839	0.08709
25	0.29643	0.31673	0.2997
26	0.13288	0.14848	0.13555

ตารางที่ 6.7 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่มีการปรับปรุงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 (ต่อ)

หม้อแปลง	$ILAF_{April}$	$ILAF_{May}$	$ILAF_{June}$
27	0.2408	0.27996	0.29531
28	0.06329	0.06118	0.06610
29	0.29886	0.29314	0.28218
30	0.08900	0.10120	0.10383
31	0.02060	0.02006	0.02160
32	0.07728	0.07868	0.07180
33	0.14388	0.11796	0.12557
34	0.09337	0.09247	0.08422
35	0.20756	0.21044	0.23266
36	0.09924	0.10287	0.11295
37	0.29247	0.29930	0.29350
38	0.11086	0.11537	0.11560
39	0.27392	0.28582	0.26226
40	0.02235	0.02732	0.02487
41	0.03243	0.03290	0.03842
42	0.66106	0.67591	0.71523
43	0.18255	0.19473	0.19574
44	0.31244	0.31731	0.31445
45	0.24052	0.18511	0.18705
46	0.62319	0.65351	0.64232
47	0.25677	0.28442	0.27631
48	0.11702	0.11908	0.12112
49	0.32963	0.34824	0.33997
50	0.18398	0.19039	0.20074
51	0.16165	0.16106	0.19094
52	0.13936	0.13812	0.12273

ตารางที่ 6.7 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่มีการปรับปรุงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 (ต่อ)

หม้อแปลง	$ILAF_{April}$	$ILAF_{May}$	$ILAF_{June}$
53	0.00007	0.00002	0.00008
54	0.22282	0.21682	0.23396
55	0.21041	0.19981	0.21641
56	0.29390	0.29549	0.32175
57	0.29869	0.31154	0.33131
58	0.29308	0.29234	0.31049
59	0.04346	0.04926	0.04411
60	0.14559	0.14176	0.16034
61	0.11314	0.11426	0.11530
62	0.18231	0.17874	0.19482
63	0.25176	0.25226	0.28670
64	0.16389	0.16386	0.18773
65	0.13215	0.14149	0.13771
66	0.25271	0.26461	0.28625
67	0.02413	0.02731	0.03145

## 6.5 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

### และของงานวิจัย

งานวิจัยนี้สามารถสรุปได้ว่าผลของการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงสามารถดูได้จากการนำข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามาคำนวณค่าโหลดการใช้ไฟฟ้าจริงของกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ของแต่ละหม้อแปลงเพื่อทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าจริงของเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นว่าค่าที่ได้นั้นยังมีค่าไม่เกินค่าการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าต้นทางที่วัดได้ของกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ดังตารางที่ 6.8 แสดงให้เห็นได้ว่าค่าโหลดที่ยังขาดอยู่นั้นอาจจะมาจากค่าโหลดของปัจจัยอื่น ๆ ที่มีผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด เช่น พื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน และขนาดพิกัดหม้อแปลง ซึ่งเป็นปัจจัยที่ส่งผลโดยตรงต่อสภาพแวดล้อมบริเวณของหม้อแปลงและงานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาเพิ่มเติมนั่นเอง



ตารางที่ 6.8 การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าต้นทางและการใช้ไฟฟ้าจริง (บิลค่าไฟฟ้า)

ประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

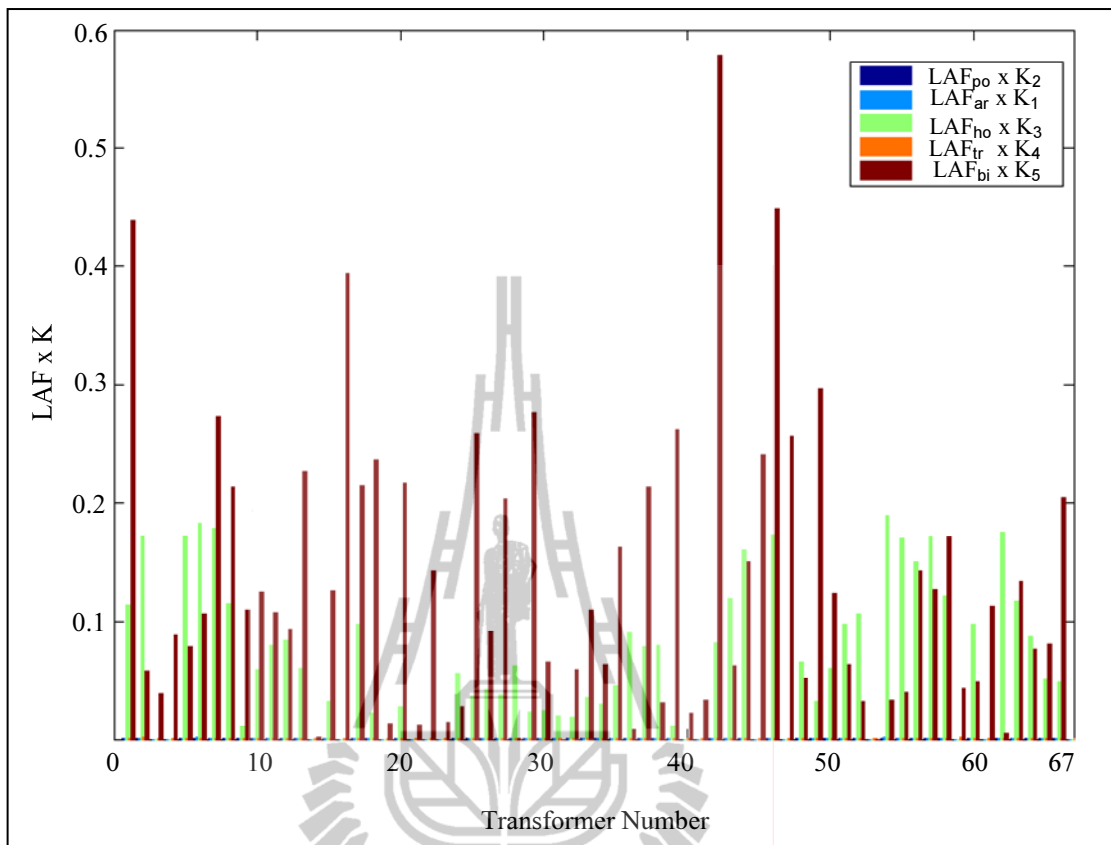
เดือน	การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าต้นทาง		การใช้ไฟฟ้าจริง (บิลค่าไฟฟ้า)	
	$P_{gen}$ (MW)_avg	$Q_{gen}$ (Mvar)_avg	$P_{gen}$ (MW)	$Q_{gen}$ (Mvar)
เมษายน	1.477314	0.784769	0.966208	0.498129
พฤษภาคม	1.546318	0.812087	1.056502	0.548615
มิถุนายน	1.555163	0.843826	1.01638	0.526233

### 6.5.1 กราฟค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้รับการปรับปรุง (ILAF)

ของทั้ง 5 ปัจจัยปรับคู่กับค่าตัวปรับคู่ที่เปลี่ยนแปลง

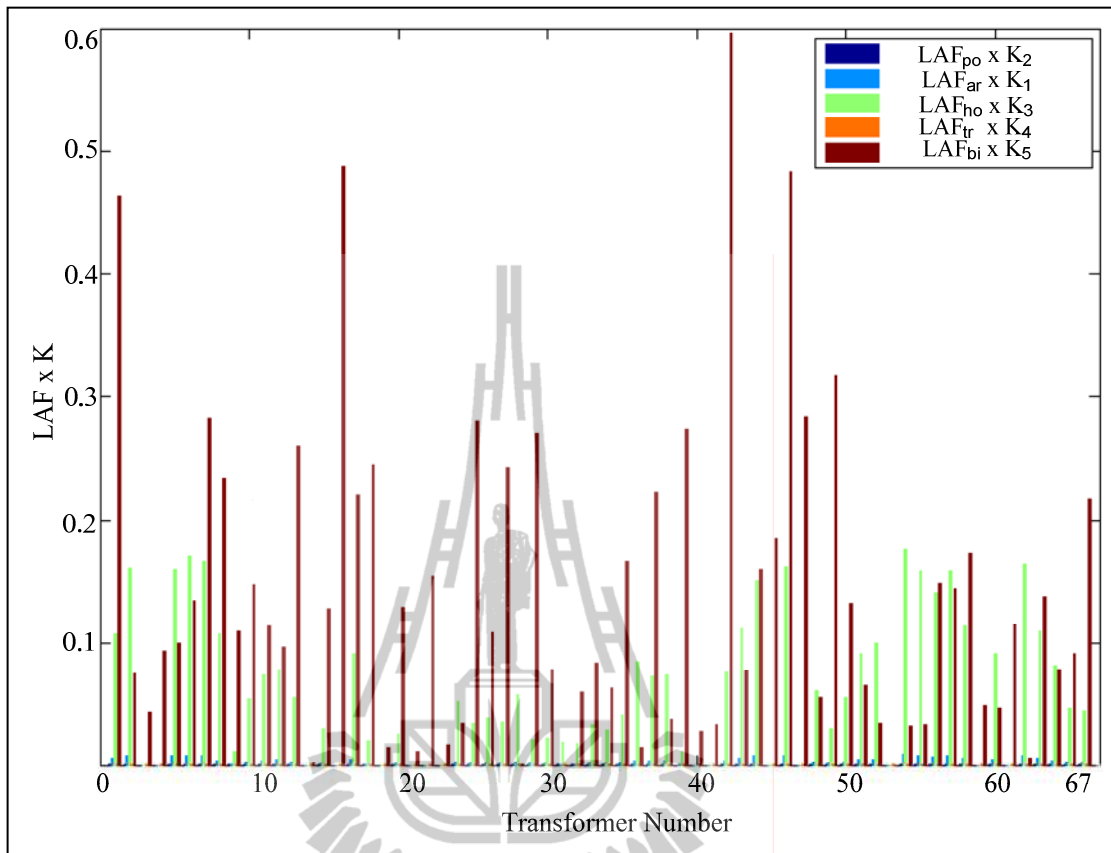
ตามเวลา ( $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ )

จากค่าตัวปรับคู่ที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ) ที่ได้จากการค้นหาคำตอบด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึมต้องนำมาทดสอบเบื้องต้นว่าค่าดังกล่าวมีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้ในงานวิจัยหรือไม่ เพื่อนำไปคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของหม้อแปลง 67 หม้อแปลง และเมื่อนำค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดไปปรับคู่กับขนาดพิกัดของหม้อแปลงแต่ละหม้อแปลงจะทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงที่ใกล้เคียงความเป็นจริงจากการศึกษาวิจัยข้างต้น พบว่า เมื่อนำค่าตัวปรับคู่ที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$ ) ปรับคู่กับค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้รับการปรับปรุงทั้ง 67 หม้อแปลง ของทั้ง 5 ปัจจัย ผลที่ได้ต้องมีแนวโน้มตามบิลค่าไฟฟ้าสูงที่สุด เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงและเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด หลังจากนั้นจึงจะนำค่า  $K_1 K_2 K_3 K_4 K_5$  ที่ได้จากการค้นหาคำตอบไปเป็นตัวปรับคู่ที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาของงานวิจัยต่อไป



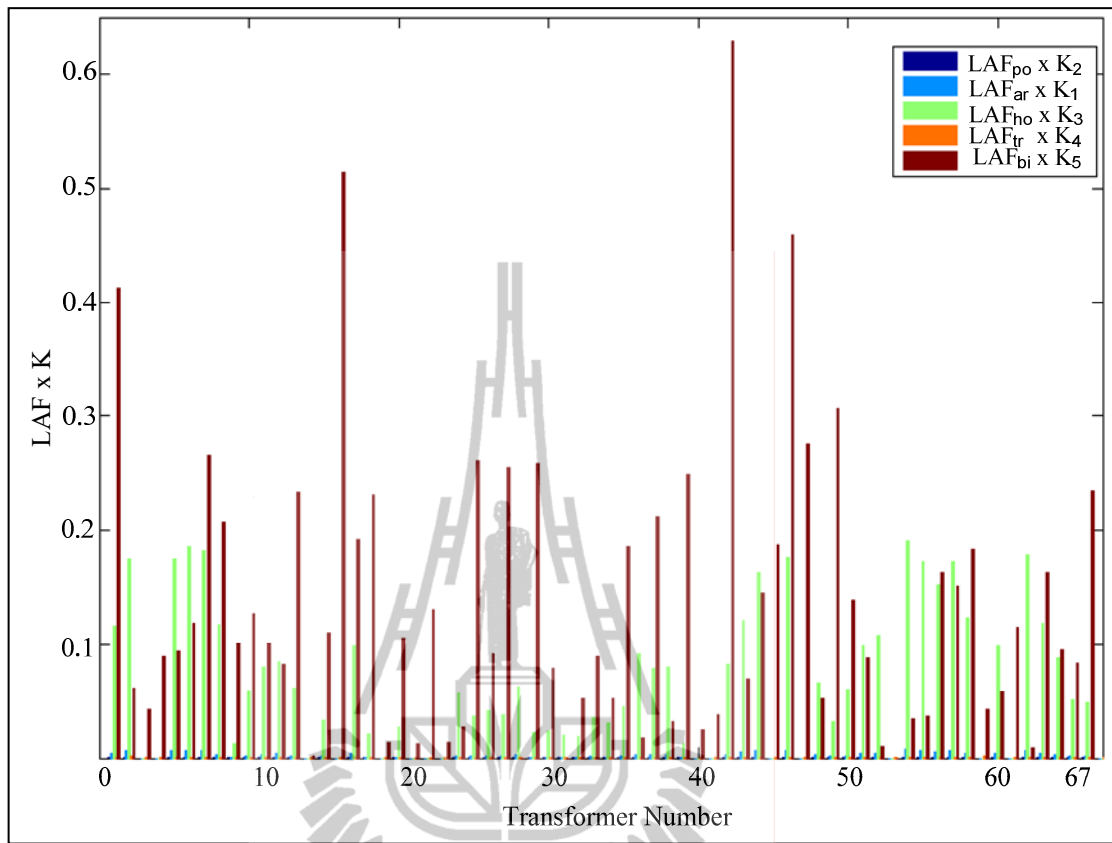
รูปที่ 6.3 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปัจจัยปรับคุณภาพ  
กับค่าตัวปรับคุณภาพที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.3 เมื่อนำค่าตัวปรับคุณภาพที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาปรับคุณภาพตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้ปรับปรุงทั้ง 5 ปัจจัยประจำเดือนเมษายน 2553 ผลที่ได้มีค่าดังนี้ ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยมีค่าสูงสุด 0.00015 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนประชากรมีค่าสูงสุด 0.00111 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนหลังคาเรือนมีค่าสูงสุด 0.18863 ค่าต่ำสุด 0 ขนาดพิกัดหม้อแปลงมีค่าสูงสุด 0.00115 ค่าต่ำสุด 0.00005 และข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุด 0.57902 ค่าต่ำสุด 0 จะเห็นได้ว่าข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดสูงที่สุดเป็นไปตามการศึกษาวิจัยข้างต้น



รูปที่ 6.4 ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปัจจัยปรับคุณภาพ  
กับค่าตัวปรับคุณภาพที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.4 เมื่อนำค่าตัวปรับคุณภาพที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาปรับคุณภาพตัวประกอบการจัดสรร โหลดที่ได้ปรับปรุงทั้ง 5 ปัจจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553 ผลที่ได้มีค่าดังนี้ ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยมีค่าสูงสุด 0.00006 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนประชากรมีค่าสูงสุด 0.00887 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนหลังคาเรือนมีค่าสูงสุด 0.17626 ค่าต่ำสุด 0 ขนาดพิภคหม้อแปลงมีค่าสูงสุด 0.00038 ค่าต่ำสุด 0.00002 และข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุด 0.59604 ค่าต่ำสุด 0 จะเห็นได้ว่าข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดสูงที่สุดเป็นไปตามการศึกษาวิจัยข้างต้น



รูปที่ 6.5 ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้รับการปรับปรุงของทั้ง 5 ปัจจัยปรับคูณ  
กับค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.5 เมื่อนำค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาปรับคูณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ได้ปรับปรุงทั้ง 5 ปัจจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553 ผลที่ได้มีค่าดังนี้ ขนาดพื้นที่ที่อยู่อาศัยมีค่าสูงสุด 0.00054 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนประชากรมีค่าสูงสุด 0.00712 ค่าต่ำสุด 0 จำนวนหลังคาเรือนมีค่าสูงสุด 0.19130 ค่าต่ำสุด 0 ขนาดพิกัดหม้อแปลงมีค่าสูงสุด 0.00137 ค่าต่ำสุด 0.00005 และข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุด 0.62936 ค่าต่ำสุด 0 จะเห็นได้ว่าข้อมูลบิลค่าไฟฟ้ามีผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดสูงที่สุดเป็นไปตามการศึกษาวิจัยข้างต้น

จากราฟผลการทดสอบรูปที่ 6.3 - 6.5 จะเห็นได้ว่าบิลค่าไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดมากที่สุดจึงสามารถสรุปได้ว่าผลของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยสอดคล้องกับบิลค่าไฟฟ้าซึ่งเป็นการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงของแต่ละเดือน ผลของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนี้จึงน่าจะเป็นค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เหมาะสมที่สุดซึ่งทำให้ทราบโหลดการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริง

### 6.5.2 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

จากค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และกำลังไฟฟ้าปรากฏ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัย สามารถหาค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (Sum Squat Error; SSE) เพื่อให้เห็นความแตกต่างของผลการทดสอบ โดยมีการเปรียบเทียบผลการทดสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้า งานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าจากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าจะต้องมีค่าน้อยที่สุด เนื่องจากผลการทดสอบของงานวิจัยมีการอ้างอิงจากบิลค่าไฟฟ้าซึ่งเป็นค่านวนได้จากการใช้ไฟฟ้าจริงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 ดังแสดงในตารางที่ 6.9 - 6.11

ตารางที่ 6.9 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าจริงประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

เดือน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัย (P)	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟฟ้า (P)	งานวิจัยและ บิลค่าไฟฟ้า (P)
เมษายน	0.44837	0.43571	0.00009
พฤษภาคม	0.92920	0.81210	0.00390
มิถุนายน	0.56140	0.51250	0.00110

ตารางที่ 6.10 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553

เดือน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัย (Q)	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟฟ้า (Q)	งานวิจัยและ บิลค่าไฟฟ้า (Q)
เมษายน	0.13731	0.99805	0.39498
พฤษภาคม	0.27680	2.04310	0.81590
มิถุนายน	0.17800	1.25140	0.48550

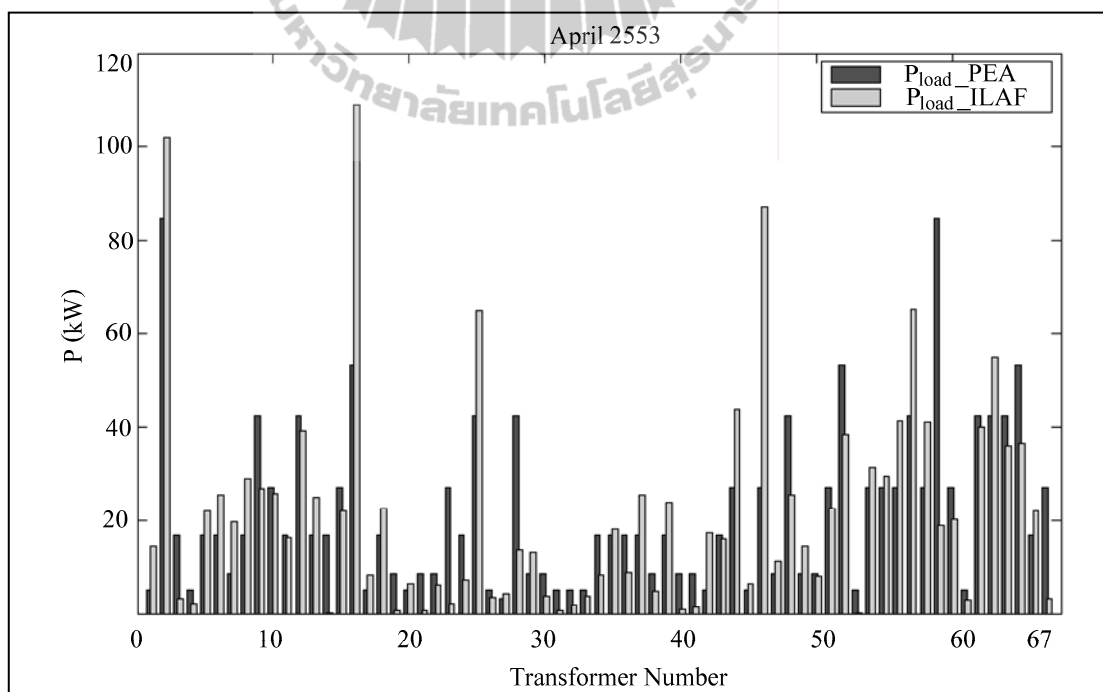
ตารางที่ 6.11 ผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าปรากฏประจำเดือนเมษายน

พฤษภาคมและมิถุนายน 2553

เดือน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และงานวิจัย (S)	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบิลค่าไฟฟ้า (S)	งานวิจัยและ บิลค่าไฟฟ้า (S)
เมษายน	0.5859	1.1263	0.0875
พฤษภาคม	1.2059	2.1786	0.1428
มิถุนายน	0.7394	1.3753	0.0979

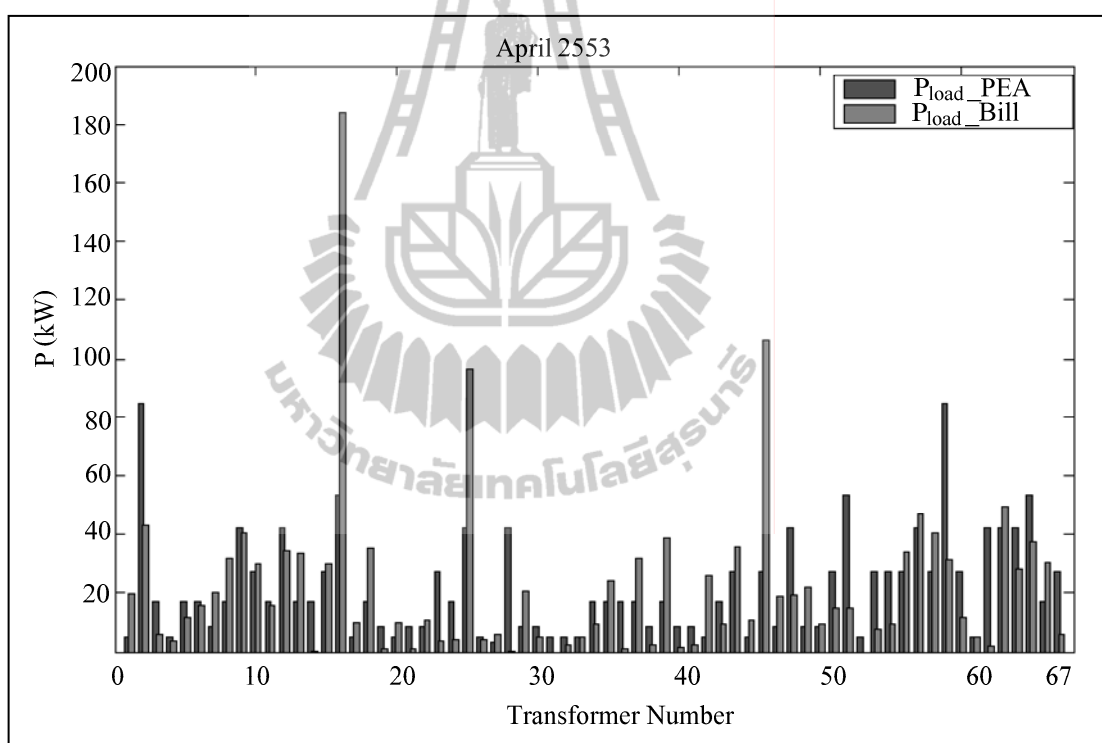
จากตารางผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าจะเห็นได้ว่าผลรวมของผลต่างกำลังสองของกำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าน้อยที่สุด ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าปรากฏเป็นตัวบ่งบอกถึงการใช้ไฟฟ้า ส่วนกำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่ได้มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งงานวิจัยนี้ไม่ต้องคำนึงถึงกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพราะไม่ได้มีผลต่อการใช้ไฟฟ้าและบิลค่าไฟฟ้าที่เป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับงานวิจัยได้แสดงค่ากำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้น

ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่โหลดของหม้อแปลงต่าง ๆ



รูปที่ 6.6 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553

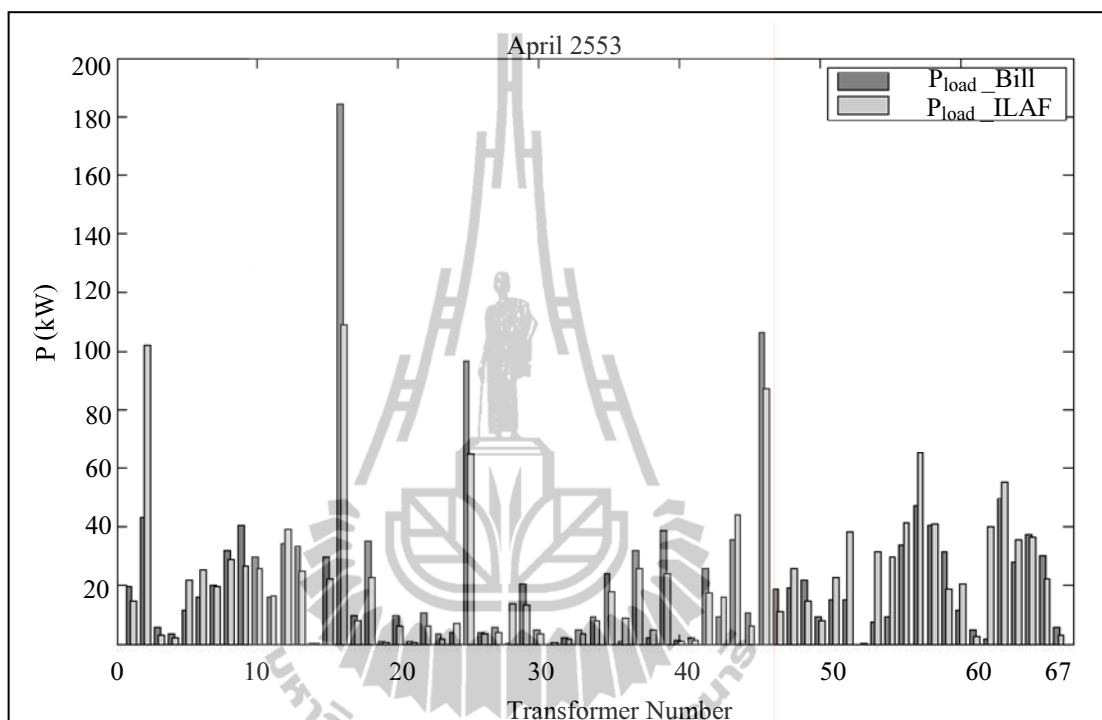
จากรูปที่ 6.6 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 84.5976 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 3.3839 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 108.8261 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0018 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.44837



รูปที่ 6.7 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.7 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 84.5976 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 3.3839 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามียุคค่าสูงสุด

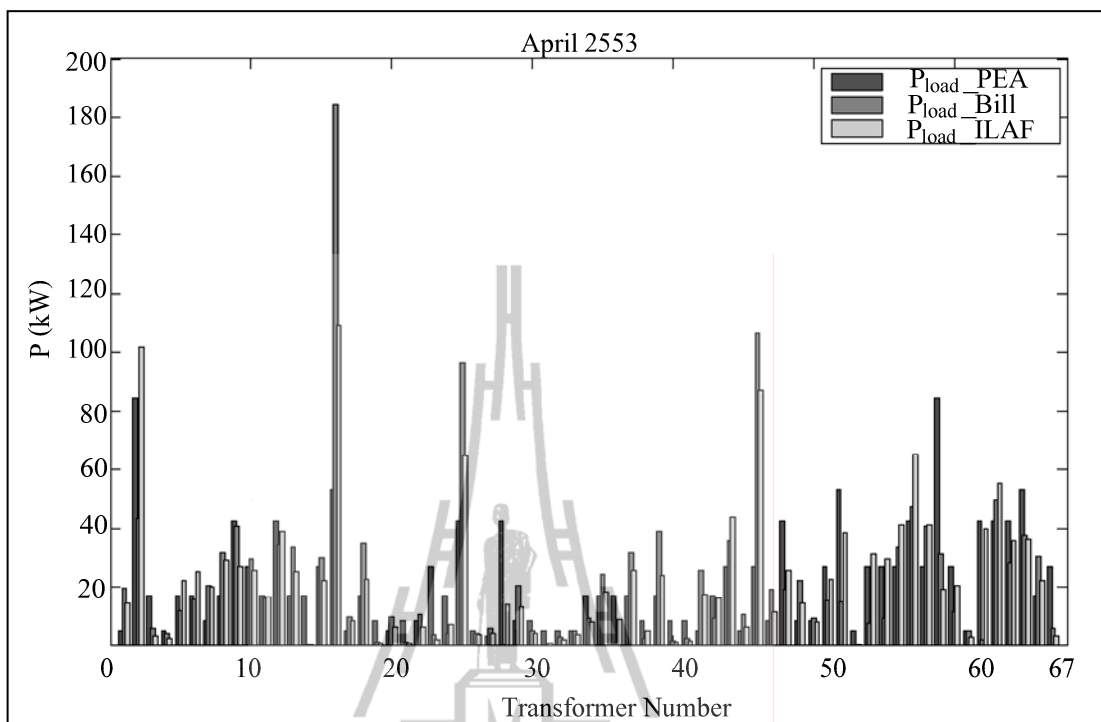
ที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 184.2479 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.43571



รูปที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัยและบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553

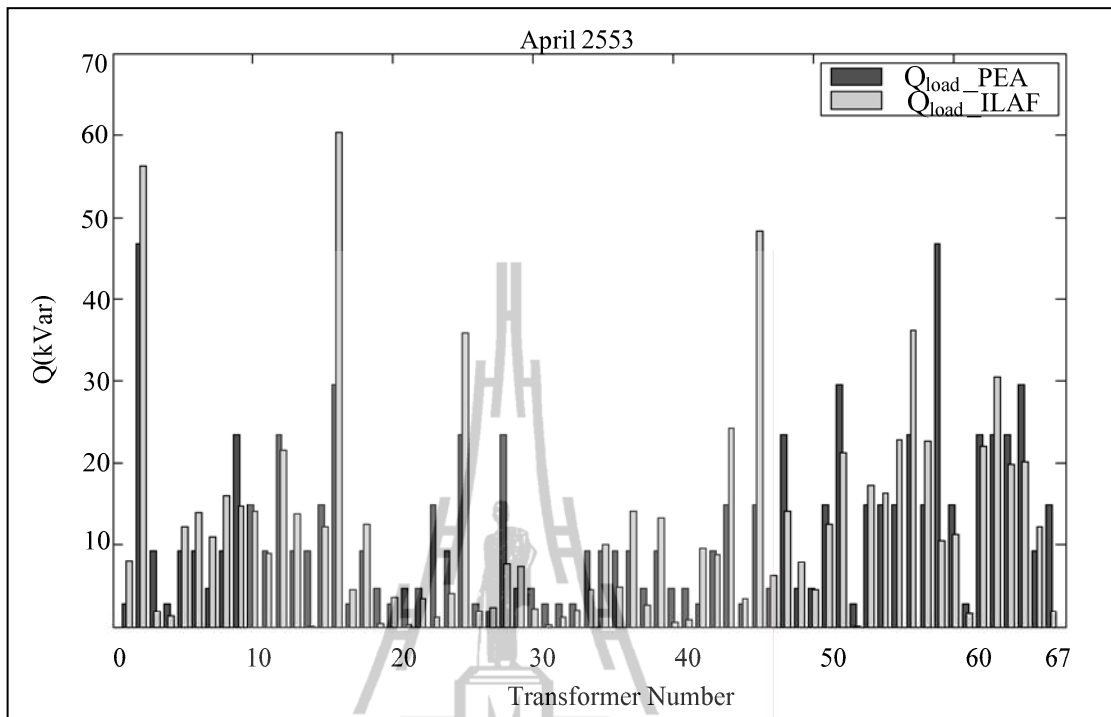
จากรูปที่ 6.8 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่าจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 108.8261 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0018 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 184.2479 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.00009





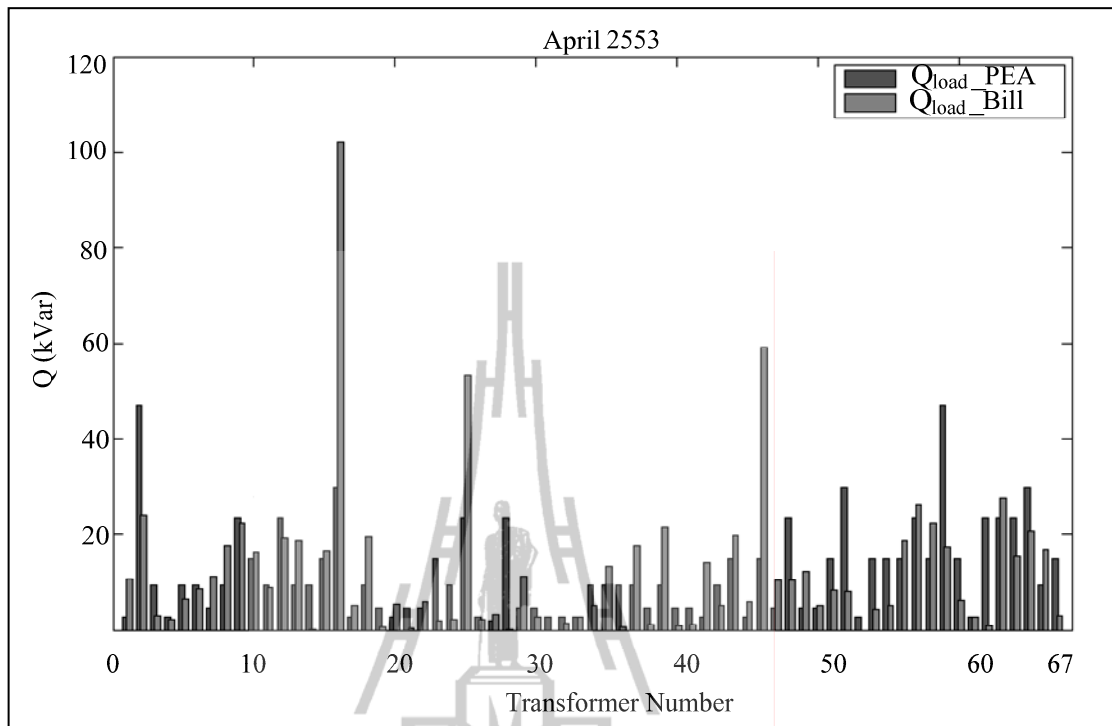
รูปที่ 6.9 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
งานวิจัยและบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.9 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.44837 สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟมีค่าเท่ากับ 0.43571 และสำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟมีค่าเท่ากับ 0.00009 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าสอดคล้องกันและใกล้เคียงกันมาก จึงสามารถนำค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยไปใช้ในการคำนวณการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลงเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากขึ้น



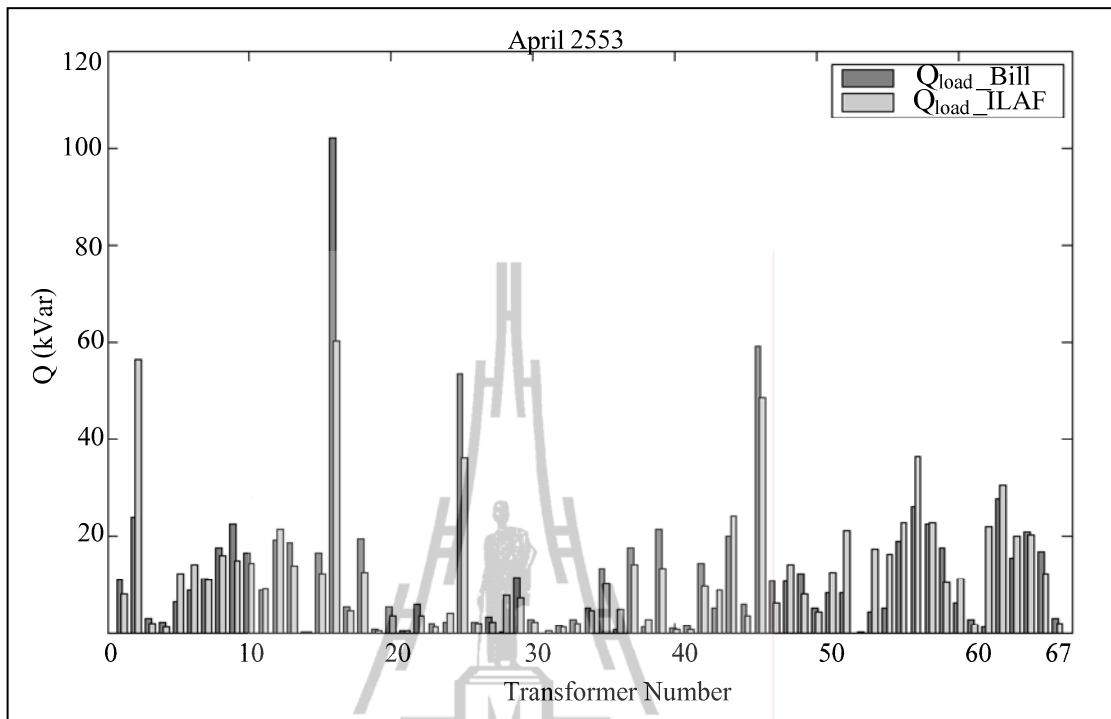
รูปที่ 6.10 กำลังไฟฟัรแอกทีฟที่เปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.10 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 46.8082 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 1.8723 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 60.2139 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0010 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.13731



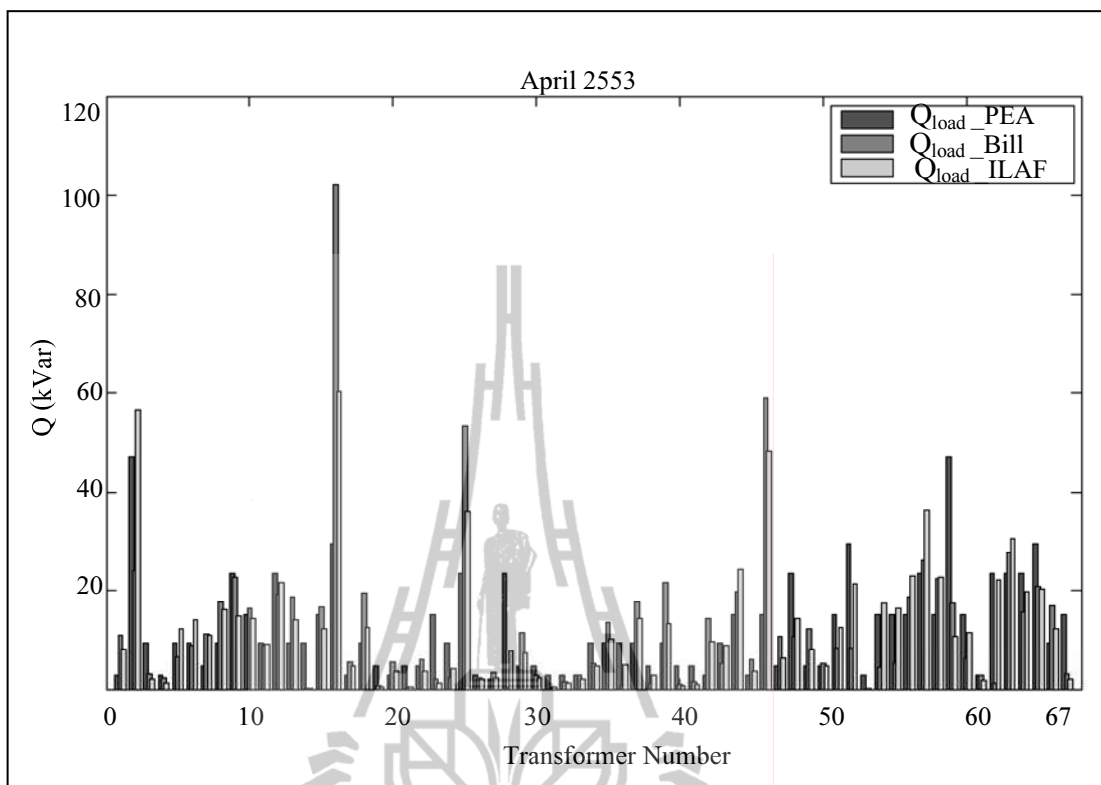
รูปที่ 6.11 กำลังไฟฟัรแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.11 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 46.8082 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 1.8723 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 102.0244 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 0.99805



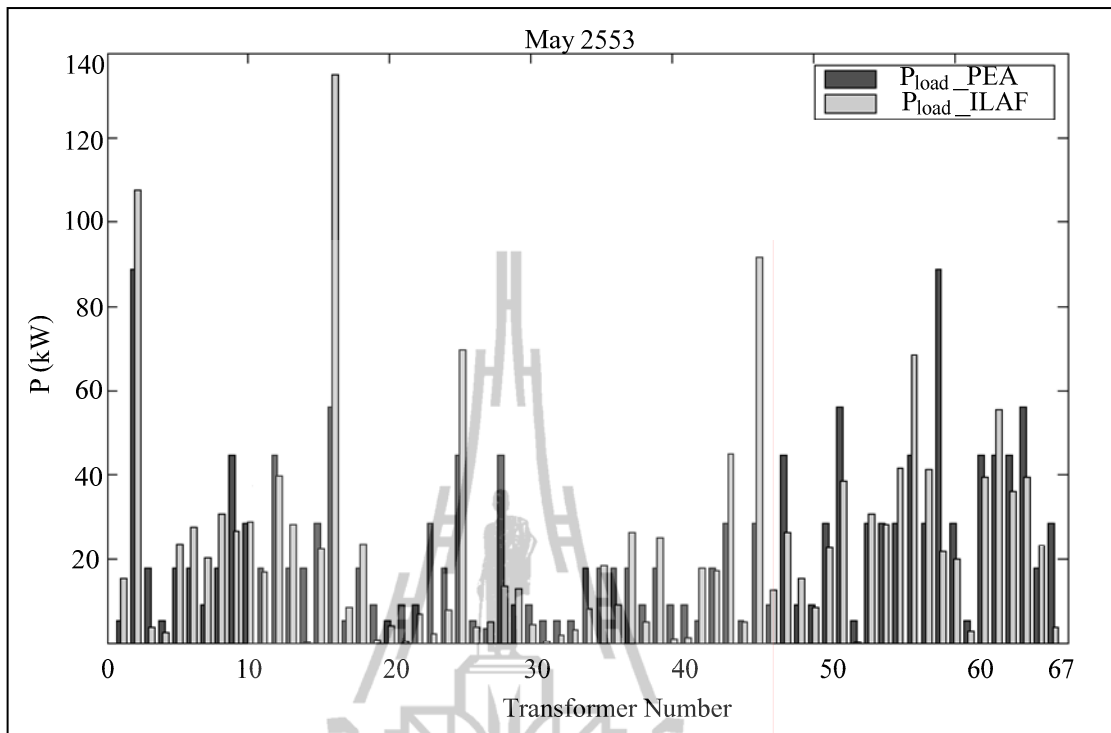
รูปที่ 6.12 กำลังไฟฟัรแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัย  
และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.12 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 60.2139 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0010 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 102.0244 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำ การคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.39498



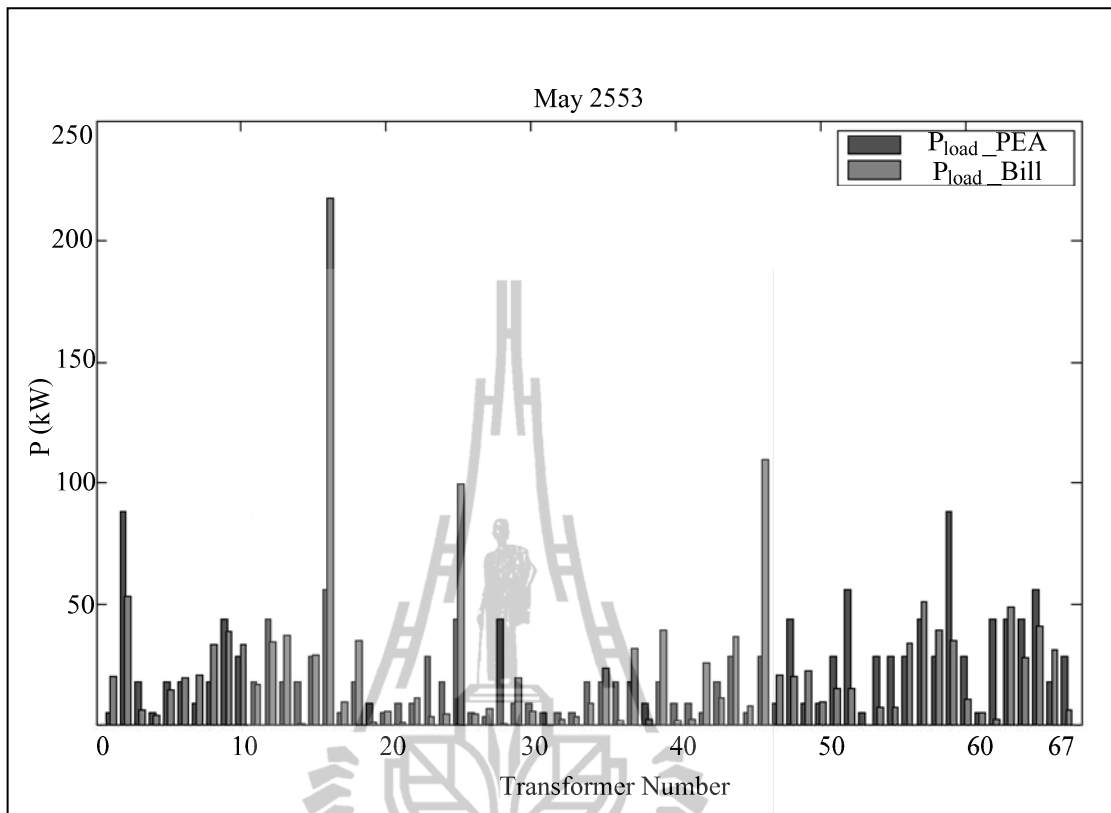
รูปที่ 6.13 กำลังไฟฟัรแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.13 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายน 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.13731 สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.99805 และสำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.39498 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าไม่สอดคล้องกันเนื่องจากงานวิจัยนี้ไม่ได้มีการพิจารณาถึงค่าของกำลังไฟฟัรแอกทีฟซึ่งข้อมูลบิลค่าไฟฟ้าที่นำมาพิจารณาสำหรับงานวิจัยนี้เป็นข้อมูลของกำลังไฟฟ้าจริง



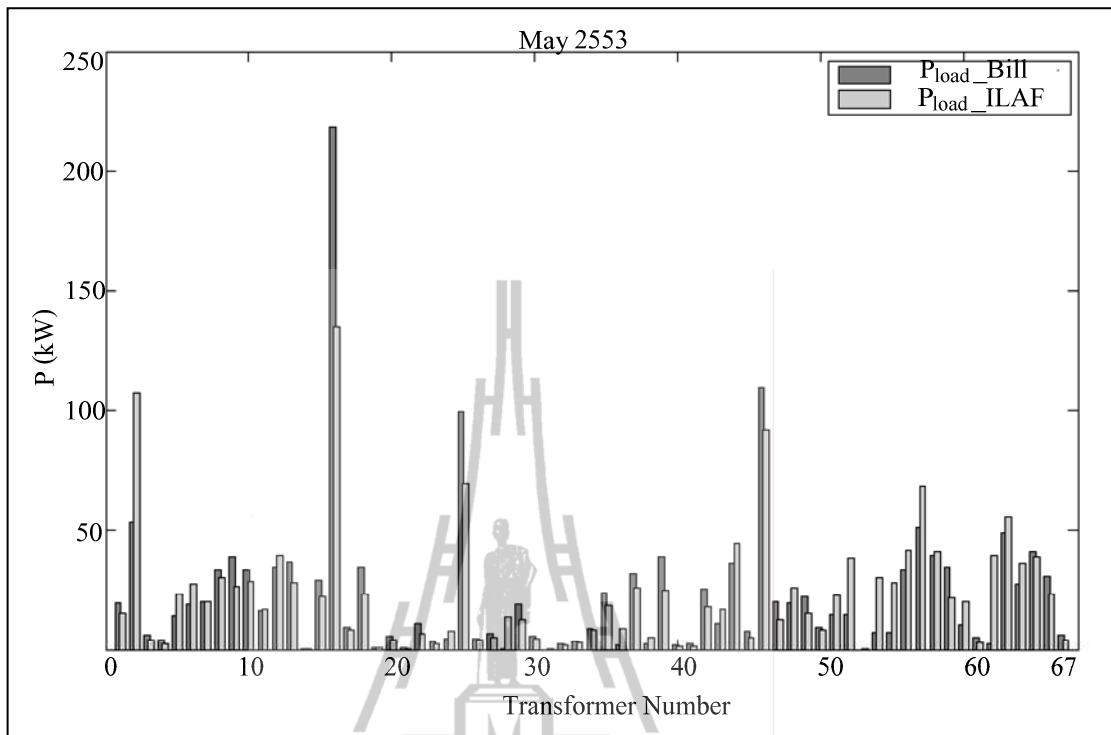
รูปที่ 6.14 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.14 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 88.5341 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 3.5414 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 134.8256 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0006 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.92920



รูปที่ 6.15 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

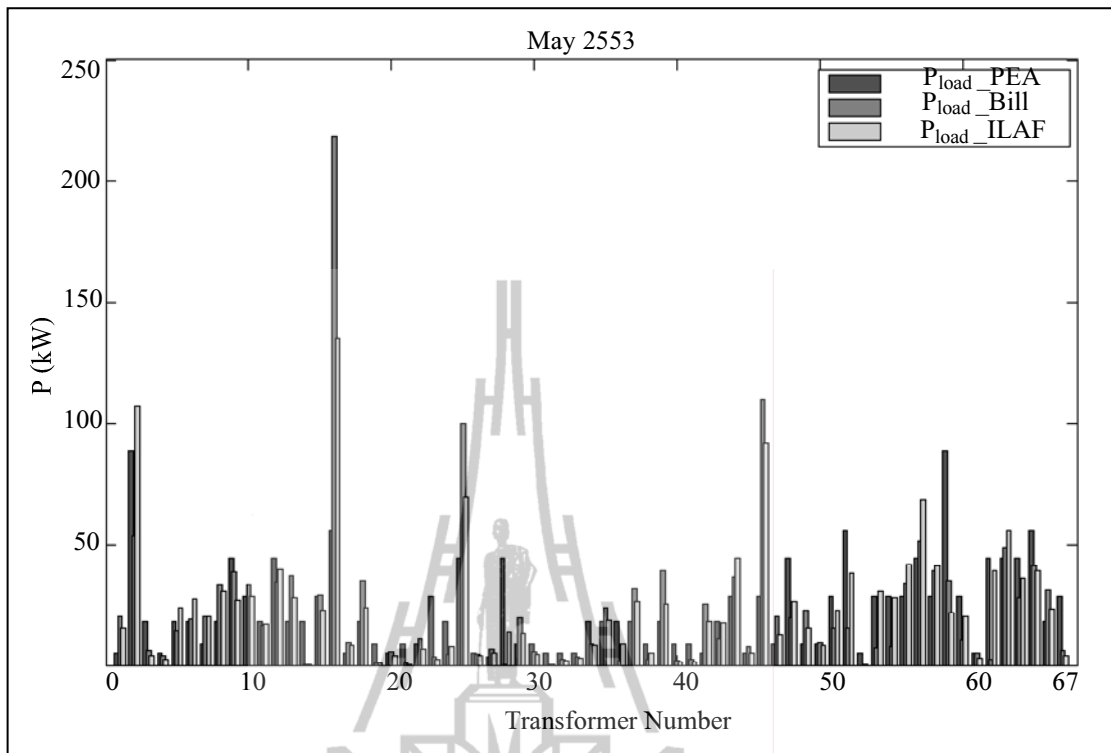
จากรูปที่ 6.15 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 88.5341 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 3.5414 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 218.1406 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 0.81210



รูปที่ 6.16 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัย บิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553

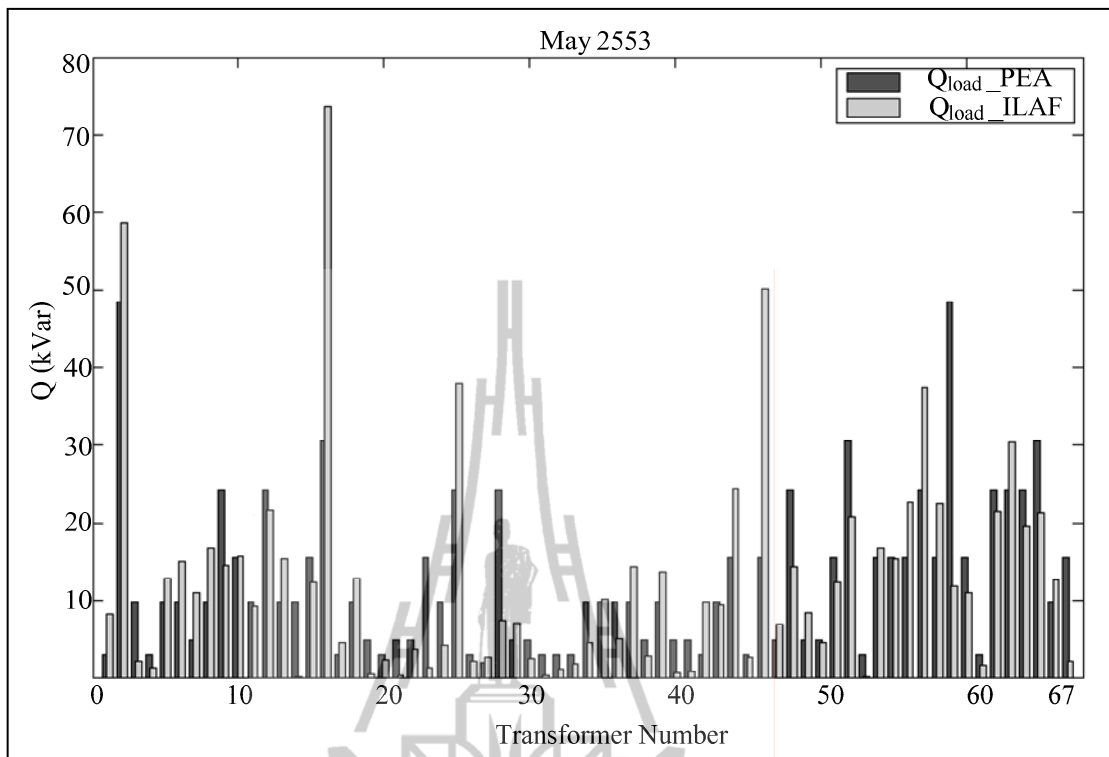
จากรูปที่ 6.16 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 134.8256 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0006 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 218.1406 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.00390





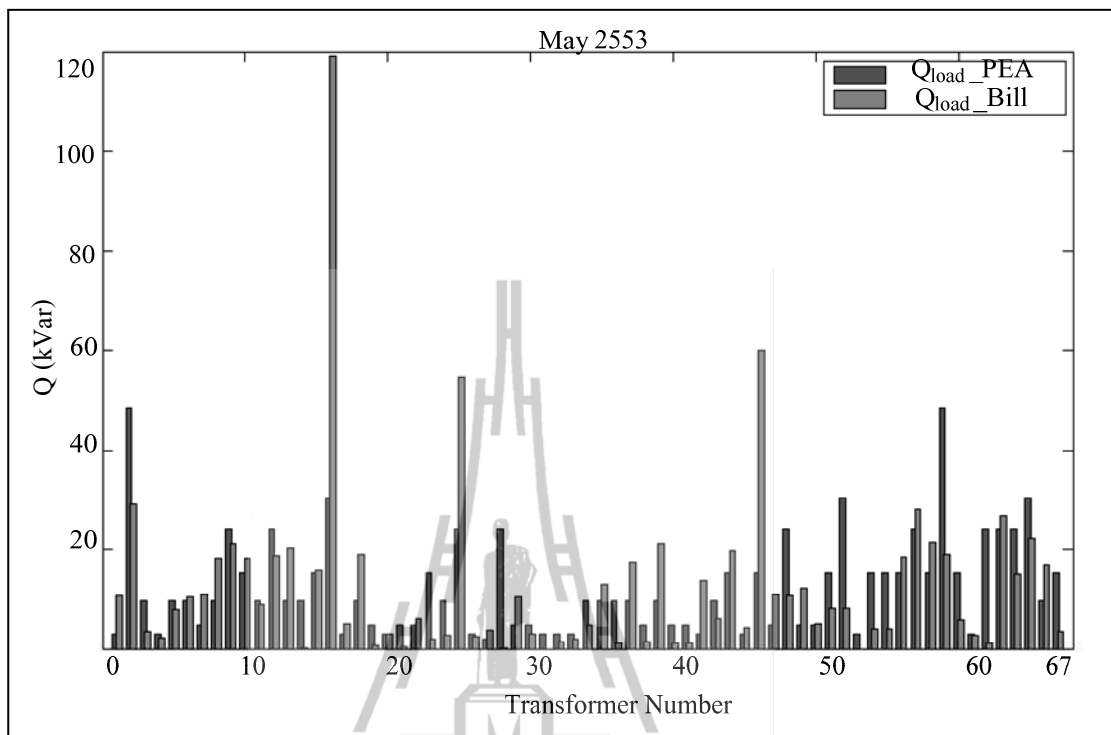
รูปที่ 6.17 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย  
และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.17 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.92920 สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 0.81210 และสำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 0.00390 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าสอดคล้องกันและใกล้เคียงกันมาก จึงสามารถนำค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยไปใช้ในการคำนวณการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลงเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากขึ้น



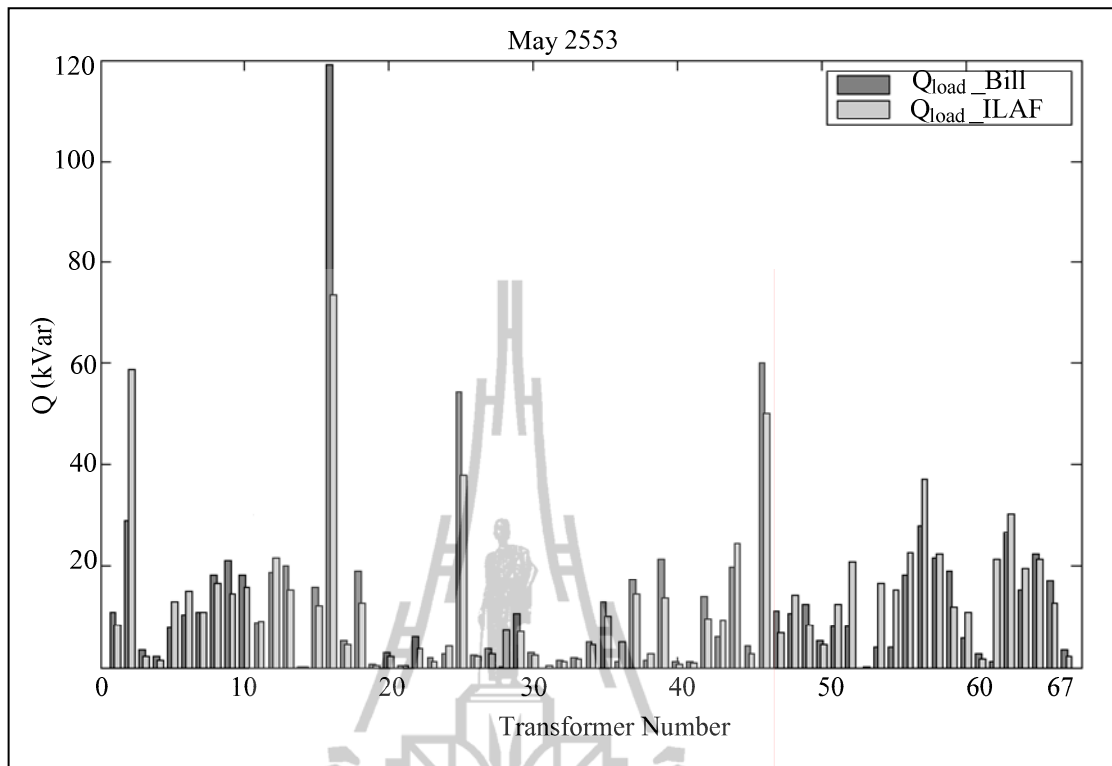
รูปที่ 6.18 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.18 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 48.3229 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 1.9329 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 73.5893 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0003 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่า 0.27680



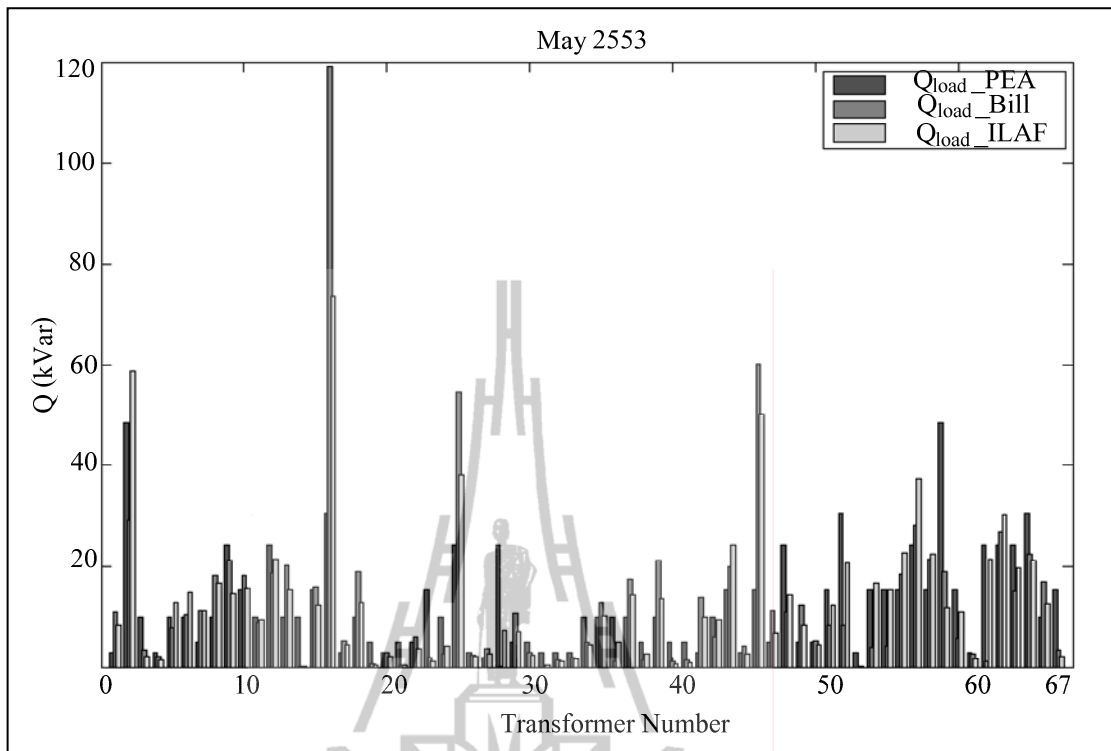
รูปที่ 6.19 กำลังไฟรีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.19 เป็นกราฟของกำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 48.3229 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 1.9329 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามียุทธศาสตร์ที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 119.1963 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามียุทธศาสตร์เท่ากับ 2.04310



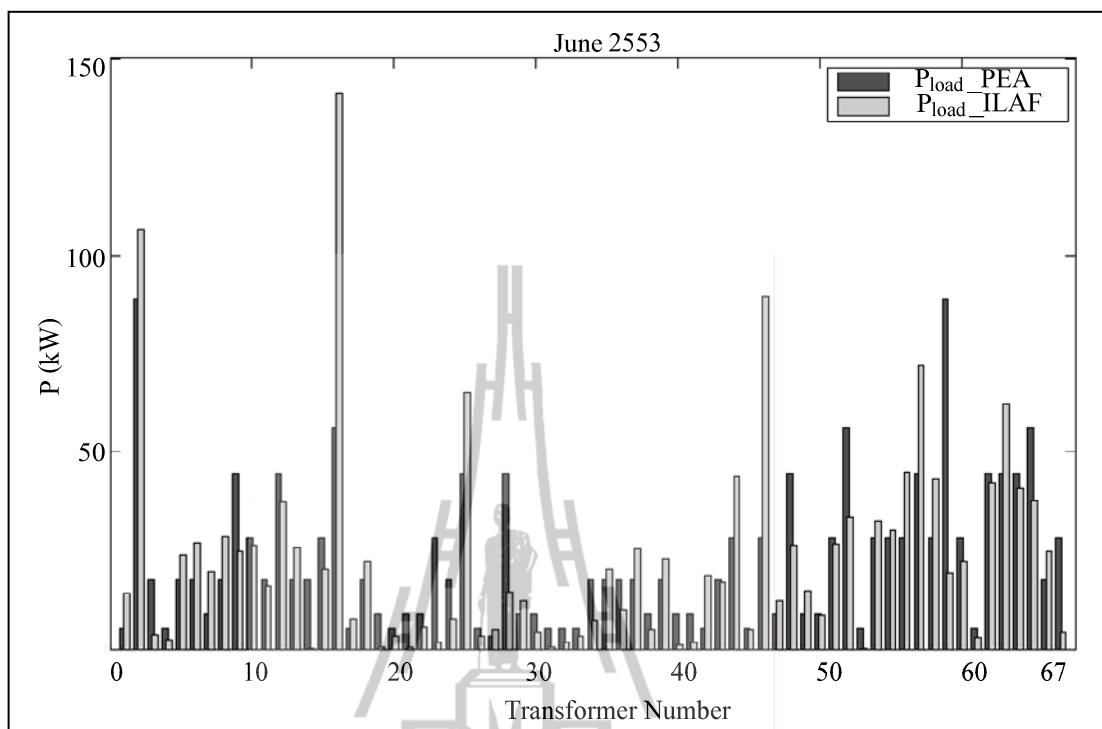
รูปที่ 6.20 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัยและ  
บิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.20 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 73.5893 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0003 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 119.1963 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.81590



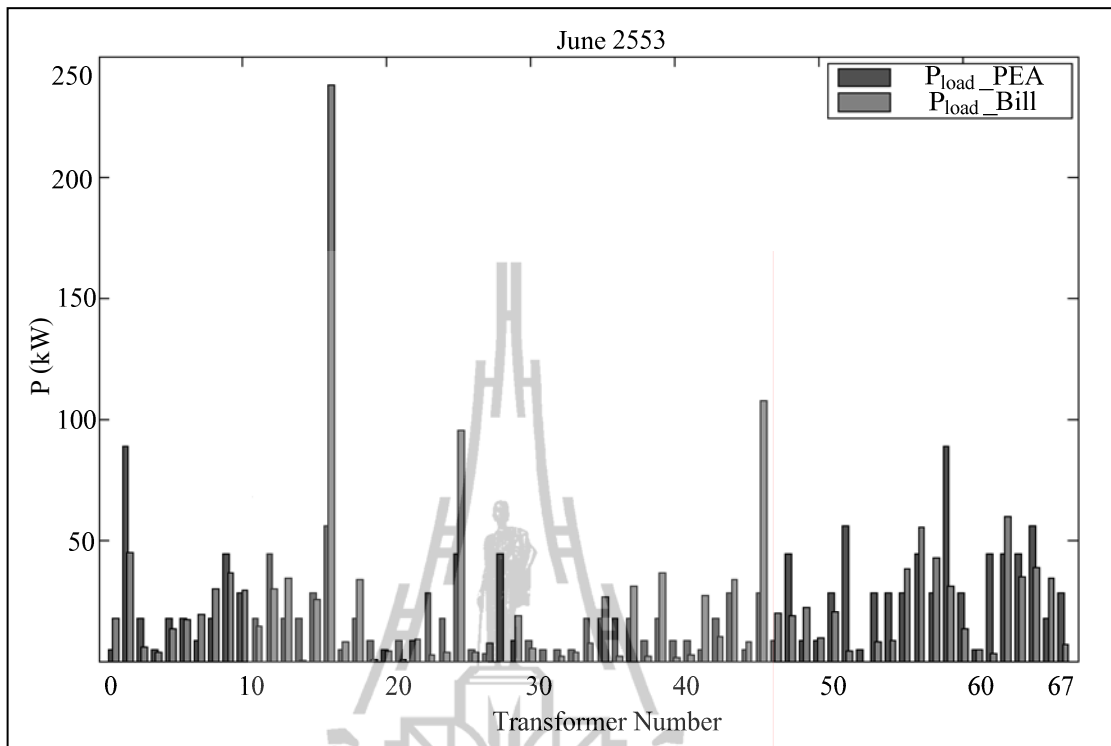
รูปที่ 6.21 กำลังไฟฟัรแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.21 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.27680 สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟามีค่าเท่ากับ 2.04310 และสำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟามีค่าเท่ากับ 0.81590 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟามีค่าไม่สอดคล้องกันเนื่องจากงานวิจัยนี้ไม่ได้มีการพิจารณาถึงค่าของกำลังไฟฟัรแอกทีฟซึ่งข้อมูลบิลค่าไฟฟานำมาพิจารณาสำหรับงานวิจัยนี้เป็นข้อมูลของกำลังไฟฟัรจริง



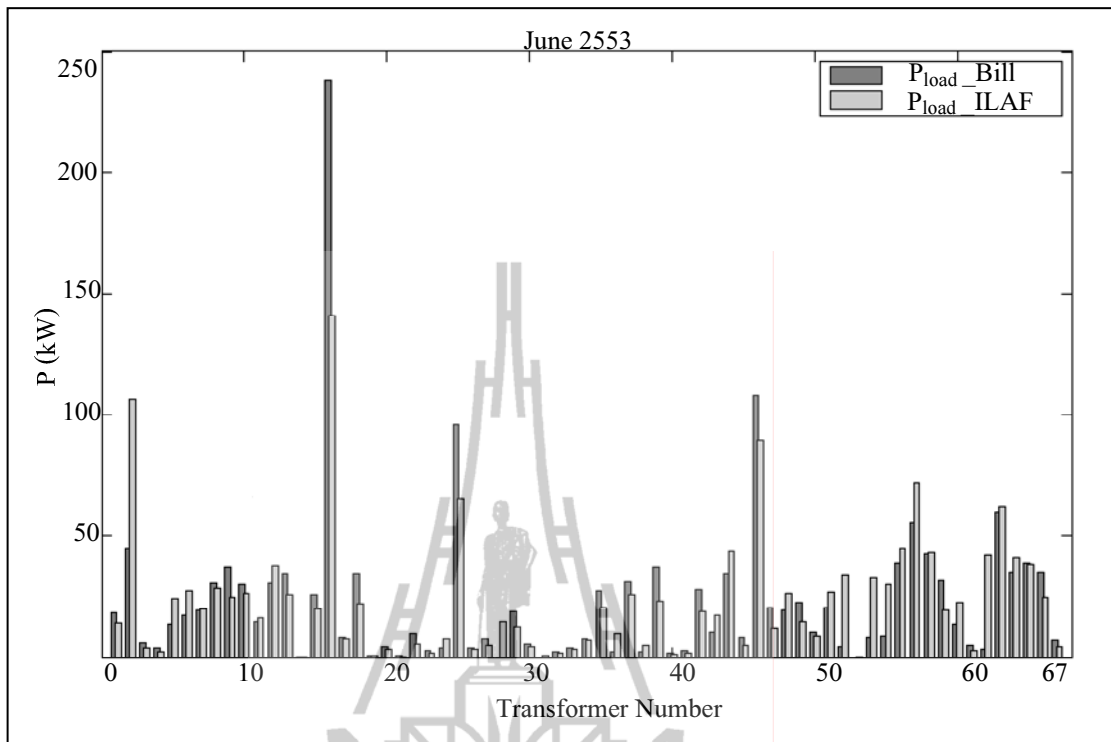
รูปที่ 6.22 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.22 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 89.0331 กิโลวัตต์และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 3.5613 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 141.1832 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0022 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.56140



รูปที่ 6.23 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553

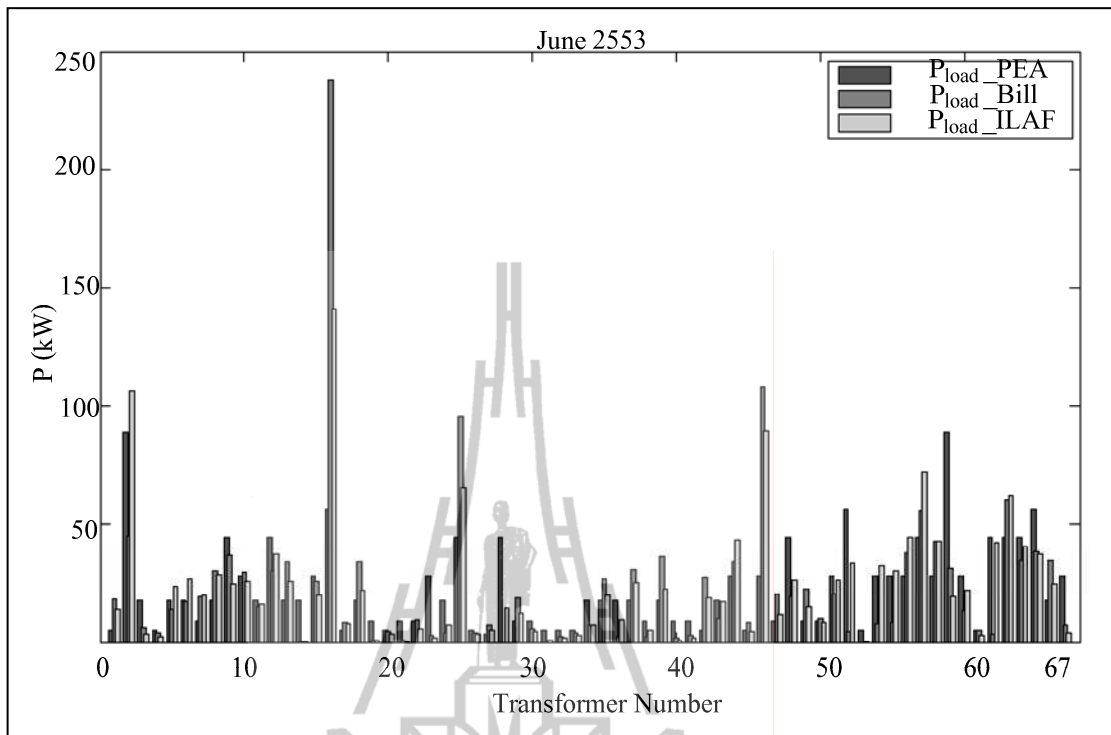
จากรูปที่ 6.23 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือน มิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 7 มีค่าเท่ากับ 89.0331 กิโลวัตต์และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่า เท่ากับ 3.5613 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้า มีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 237.8456 กิโลวัตต์และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่า เท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่า กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 0.51250



รูปที่ 6.24 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบงานวิจัย บิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553

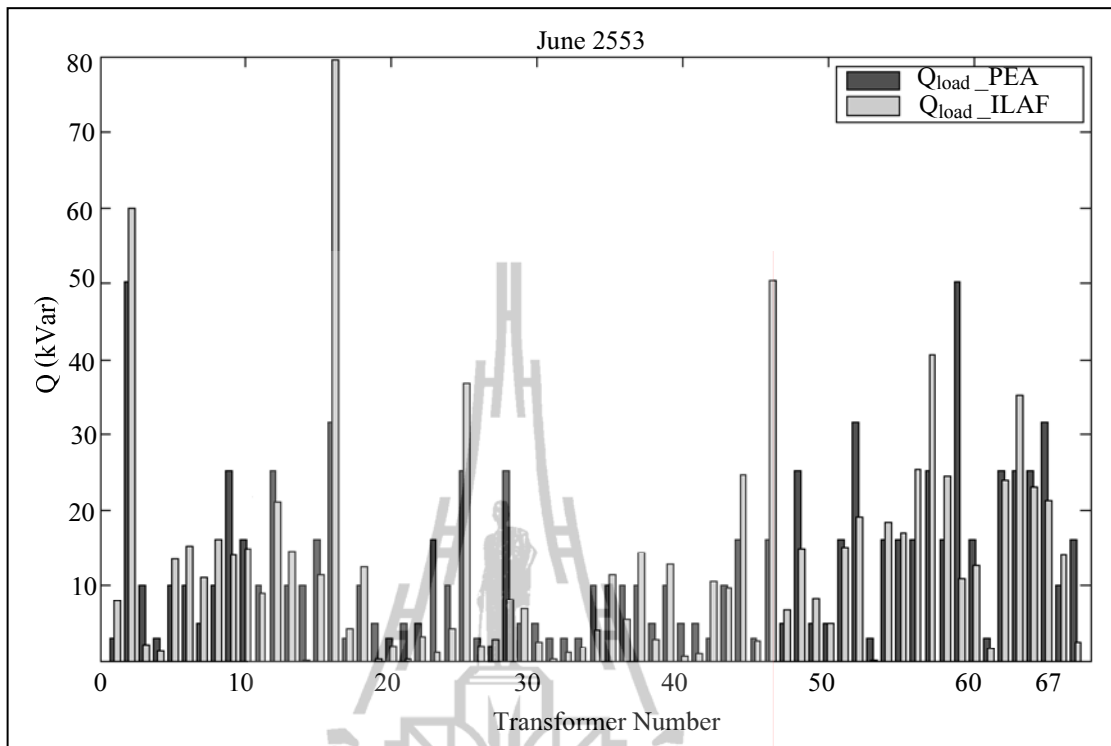
จากรูปที่ 6.24 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 141.1832 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0022 กิโลวัตต์ และจากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามียุทธศาสตร์ที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 237.8456 กิโลวัตต์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.00110





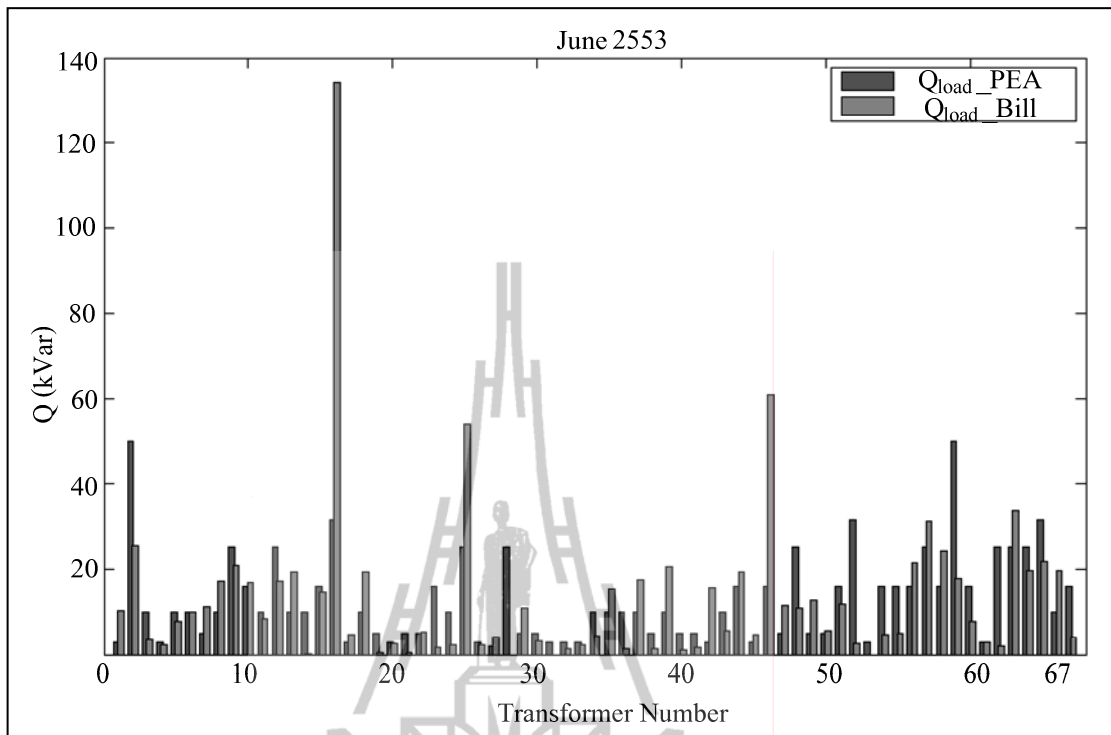
รูปที่ 6.25 กำลังไฟฟ้าจริงเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.25 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของแต่ละหม้อแปลง เปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือน มิถุนายน 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.56140 สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.51250 และสำหรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.00110 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าสอดคล้องกันและใกล้เคียงกันมาก จึงสามารถนำค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยไปใช้ในการคำนวณการใช้ไฟฟ้าจริงของแต่ละหม้อแปลงเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากขึ้น



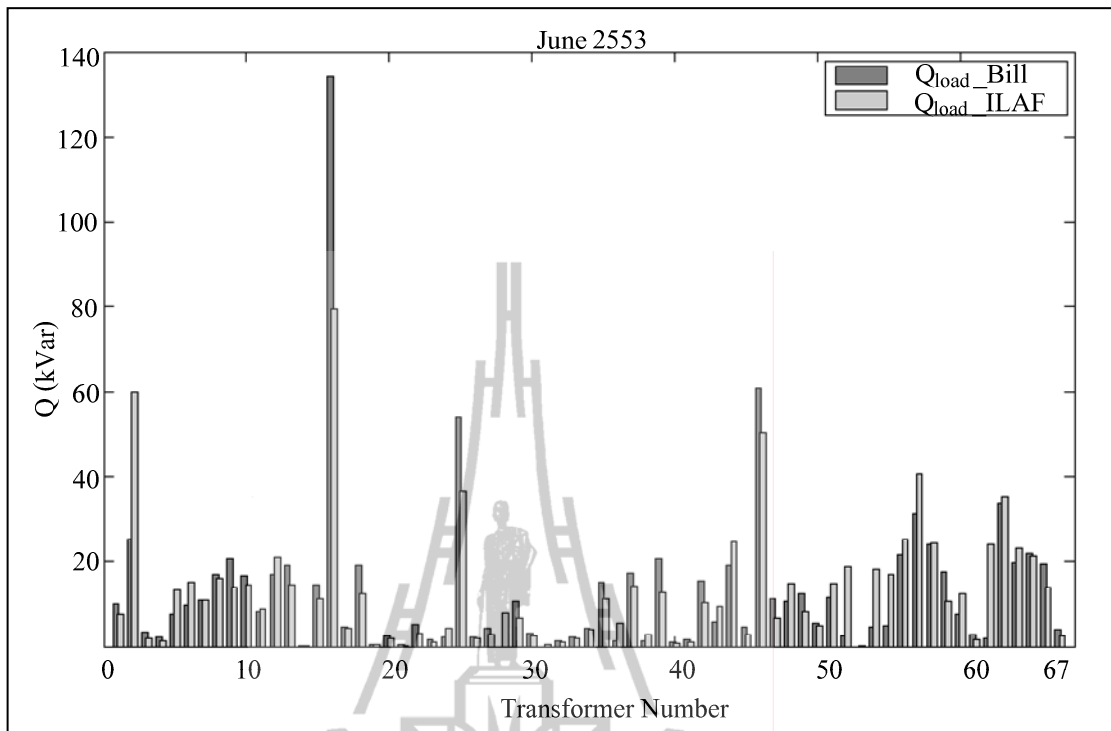
รูปที่ 6.26 กำลังไฟฟัรืแอกที่ฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.26 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรืแอกที่ฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟฟัรืแอกที่ฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 50.1329 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 2.0053 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟัรืแอกที่ฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 79.4976 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0012 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรืแอกที่ฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.17800



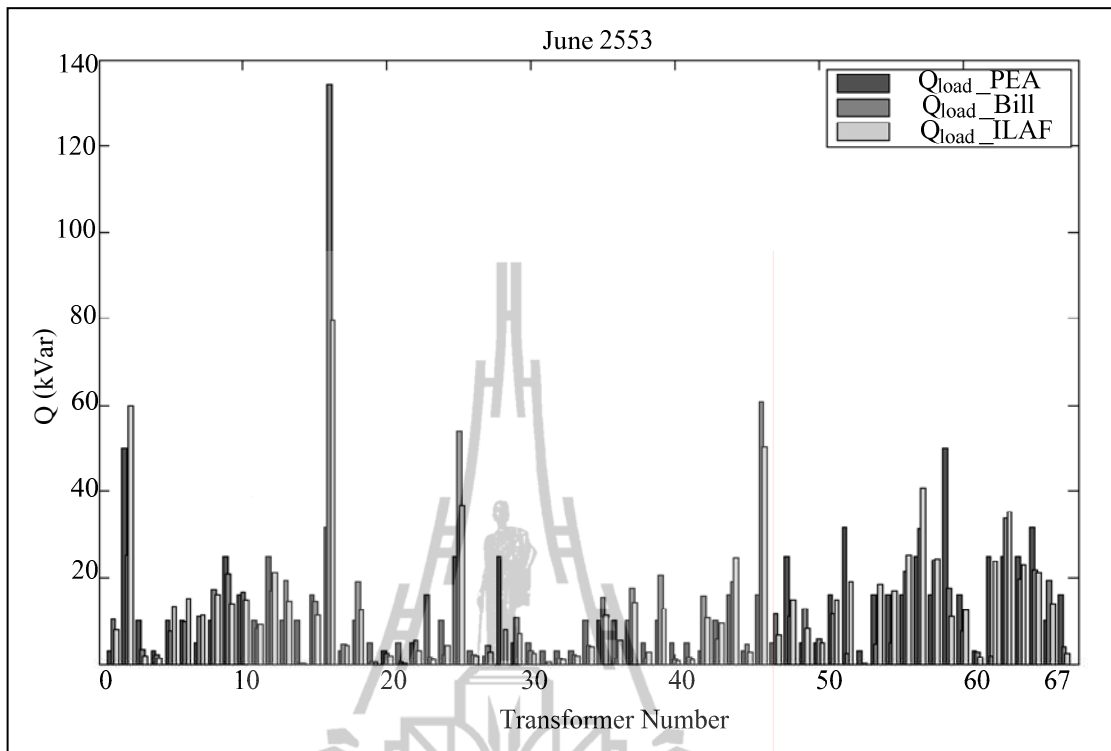
รูปที่ 6.27 กำลังไฟรีแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
และบิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.27 เป็นกราฟของกำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า จากค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดที่บัส 148 มีค่าเท่ากับ 50.1329 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 76 มีค่าเท่ากับ 2.0053 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 134.0362 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.25140



รูปที่ 6.28 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบงานวิจัย  
และบิลค่าไฟประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.28 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่าจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของงานวิจัยมีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 79.4976 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 135 มีค่าเท่ากับ 0.0012 กิโลวาร์ และจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดที่บัส 47 มีค่าเท่ากับ 134.0362 กิโลวาร์ และมีค่าต่ำสุดที่บัส 90 และ 135 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.48550

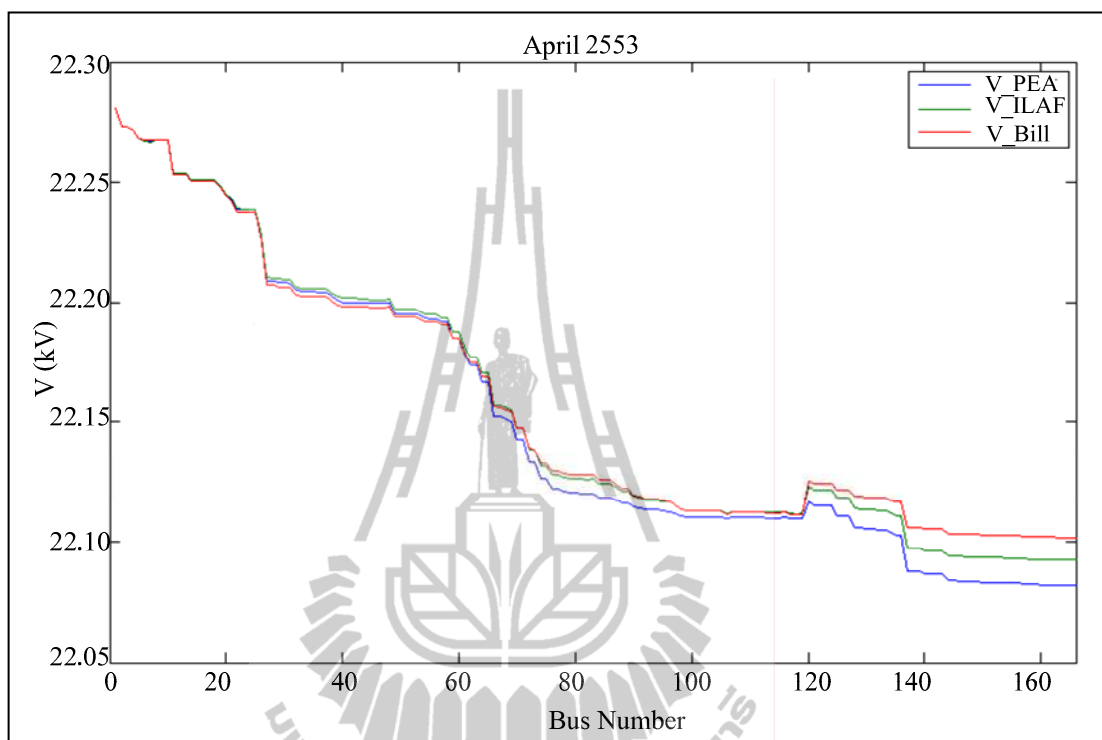


รูปที่ 6.29 กำลังไฟฟัรแอกทีฟเปรียบเทียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.13 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของแต่ละหม้อแปลงเปรียบเทียบผลการทดสอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟประจำเดือนเมษายน 2553 จากนั้นทำการคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.17800 สำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟัรมีค่าเท่ากับ 1.25140 และสำหรับค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟที่โหลดของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟัรมีค่าเท่ากับ 0.48550 จากค่าผลรวมของผลต่างกำลังสองสามารถสรุปได้ว่าผลของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟัรไม่สอดคล้องกันเนื่องจากงานวิจัยนี้ไม่ได้มีการพิจารณาถึงค่าของกำลังไฟฟัรแอกทีฟซึ่งข้อมูลบิลค่าไฟฟัรที่นำมาพิจารณาสำหรับงานวิจัยนี้เป็นข้อมูลของกำลังไฟฟัรจริง

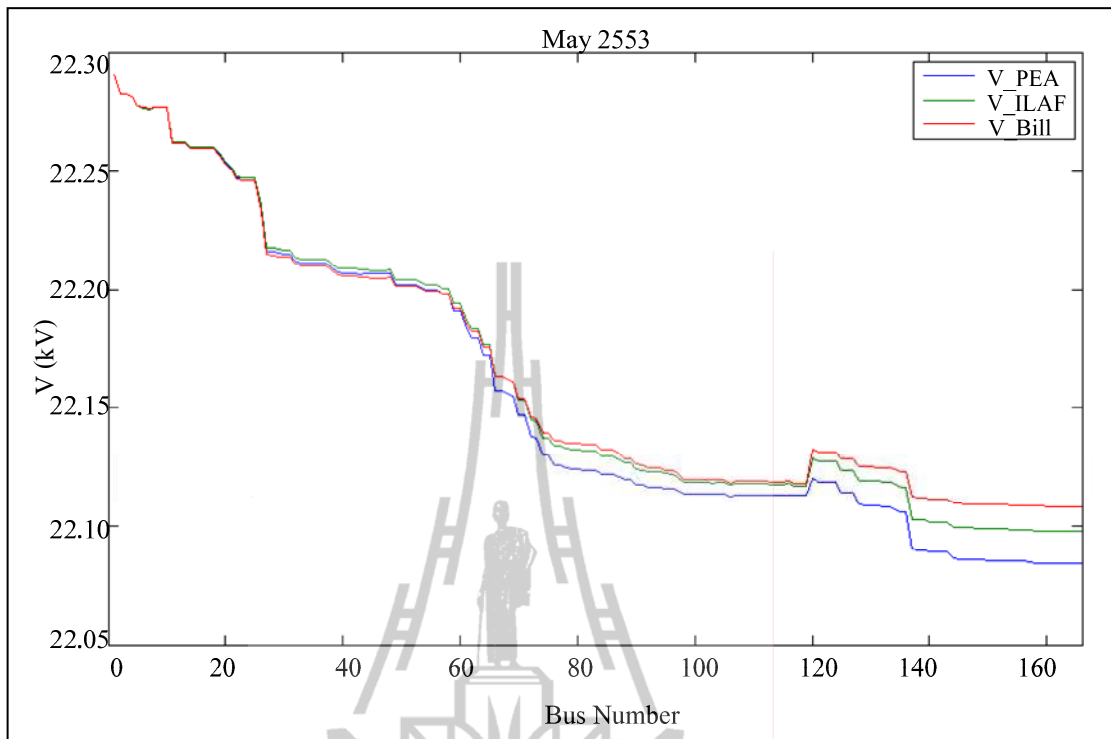
จากรูปที่ 6.6 - รูปที่ 6.29 จะเห็นได้ว่ากราฟค่ากำลังไฟฟัรจริง (P) ของงานวิจัยนี้มีความสอดคล้องกับกราฟค่ากำลังไฟฟัรจริง (P) ของบิลค่าไฟฟัร ซึ่งเป็นการใช้ไฟฟัรจริงประจำเดือนเมษายนพฤษภาคมและมิถุนายน 2553

### 6.5.3 กราฟค่าแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน พฤษภาคมและมิถุนายน 2553



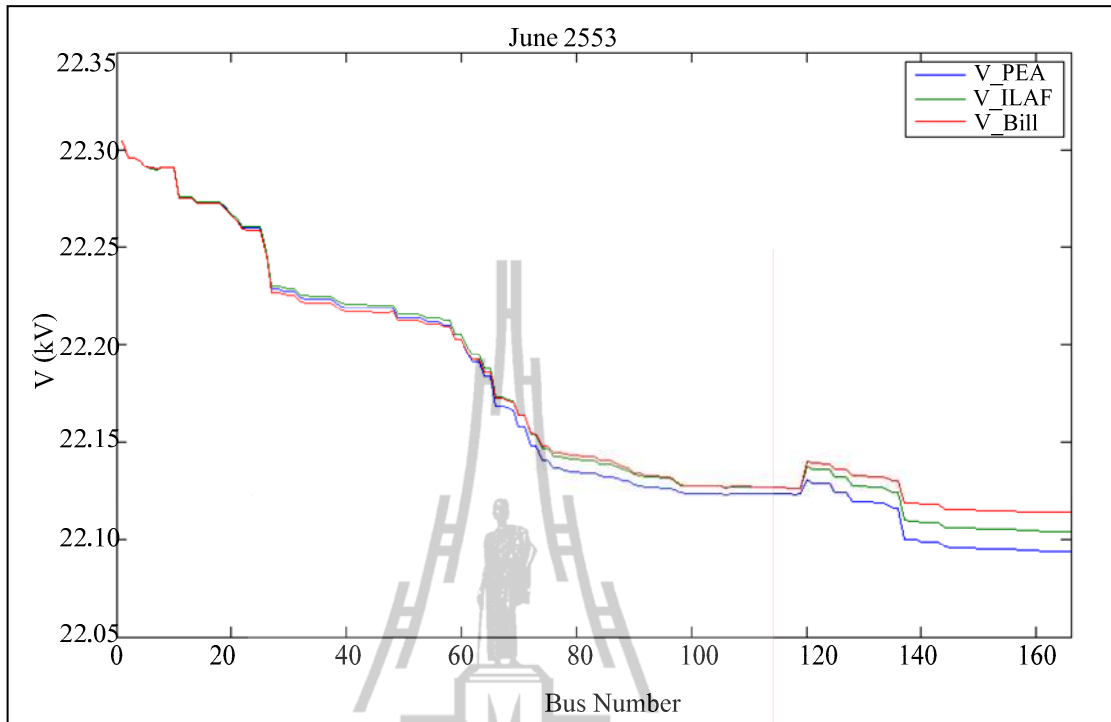
รูปที่ 6.30 แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า  
และงานวิจัยประจำเดือนเมษายน 2553

จากรูปที่ 6.30 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัย ประจำเดือนเมษายน 2553 จะเห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2806 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.0822 kV แรงดันไฟฟ้าของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2806 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.1021 kV และแรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยมีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2806 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.0928 kV จากนั้นคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.9172 ค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.5209 และค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.0557 จากกราฟดังกล่าวค่าของแรงดันไฟฟ้ามีความสอดคล้องกันแต่มีความแตกต่างกันในช่วงของความสูง



รูปที่ 6.31 แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า  
และงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคม 2553

จากรูปที่ 6.31 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัย ประจำเดือนพฤษภาคม 2553 จะเห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2907 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.0843 kV แรงดันไฟฟ้าของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2907 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.1084 kV และแรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยมีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.2907 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.0981 kV จากนั้นคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.7803 ค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.9585 และค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.1262 จากกราฟดังกล่าวค่าของแรงดันไฟฟ้ามีความสอดคล้องกันแต่มีความแตกต่างกันในช่วงของความสูง



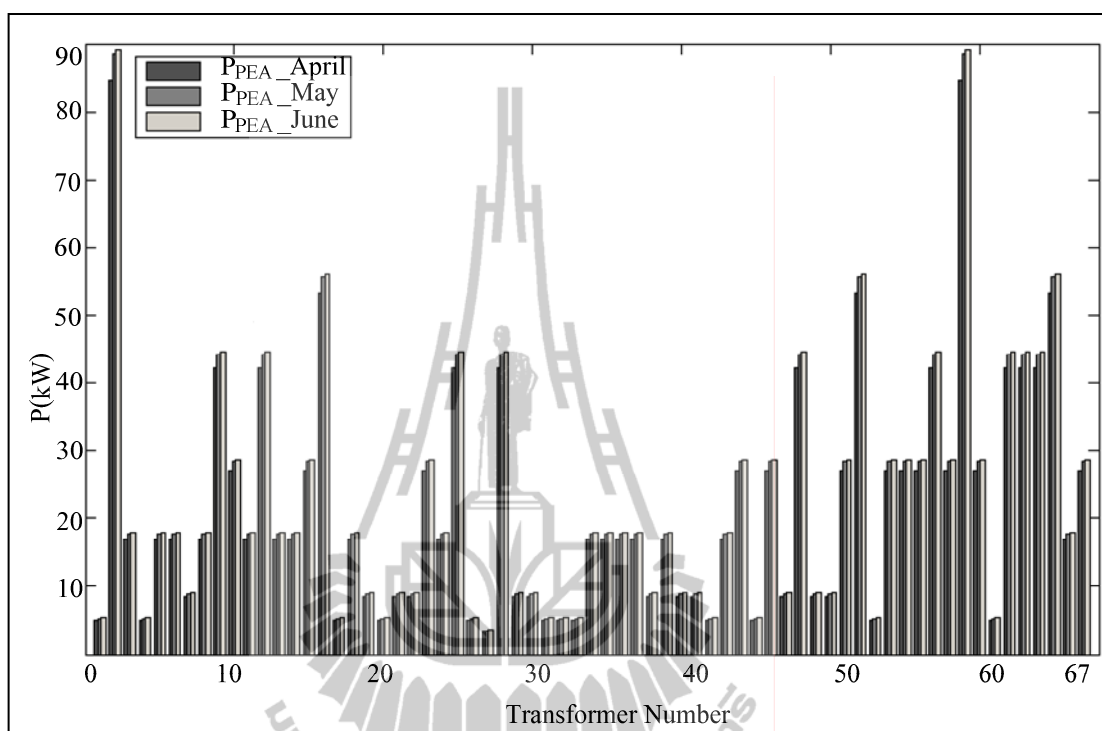
รูปที่ 6.32 แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า  
และงานวิจัย ประจำเดือนมิถุนายน 2553

จากรูปที่ 6.32 เป็นกราฟแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บิลค่าไฟฟ้า และงานวิจัย ประจำเดือนมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่า แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.3046 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.0939 kV แรงดันไฟฟ้าของบิลค่าไฟฟ้ามีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.3046 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.1136 kV และแรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยมีค่าสูงสุดเท่ากับ 22.3046 kV และต่ำสุดเท่ากับ 22.1044 kV จากนั้นคำนวณค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.0275 ค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและงานวิจัยมีค่าเท่ากับ 0.5927 และค่าผลรวมของผลต่างกำลังสอง (SSE) แรงดันไฟฟ้าของงานวิจัยและบิลค่าไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 0.0594 จากกราฟดังกล่าวค่าของแรงดันไฟฟ้ามีความสอดคล้องกันแต่มีความแตกต่างกันในช่วงของความสูง

จากรูปที่ 6.30 - รูปที่ 6.32 จะเห็นได้ว่ากราฟผลของแรงดันของงานวิจัยมีความสอดคล้องกับกราฟผลของแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและของงานวิจัย

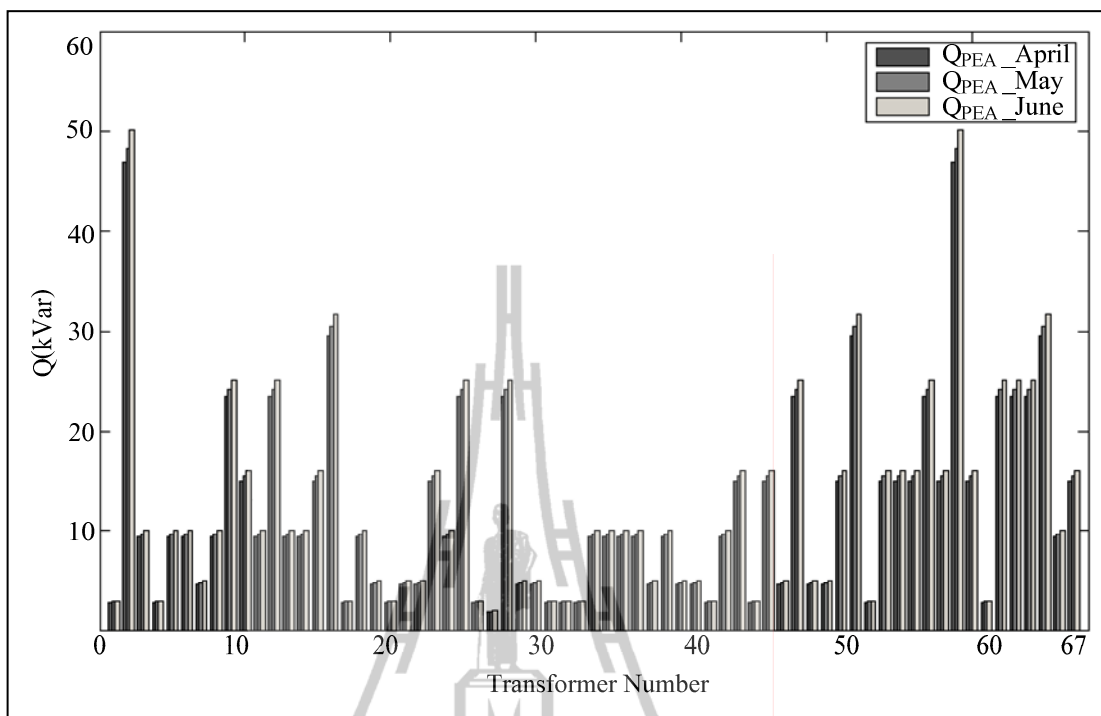


6.5.4 กราฟกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเปรียบเทียบของแต่ละเดือน  
ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



รูปที่ 6.33 กำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

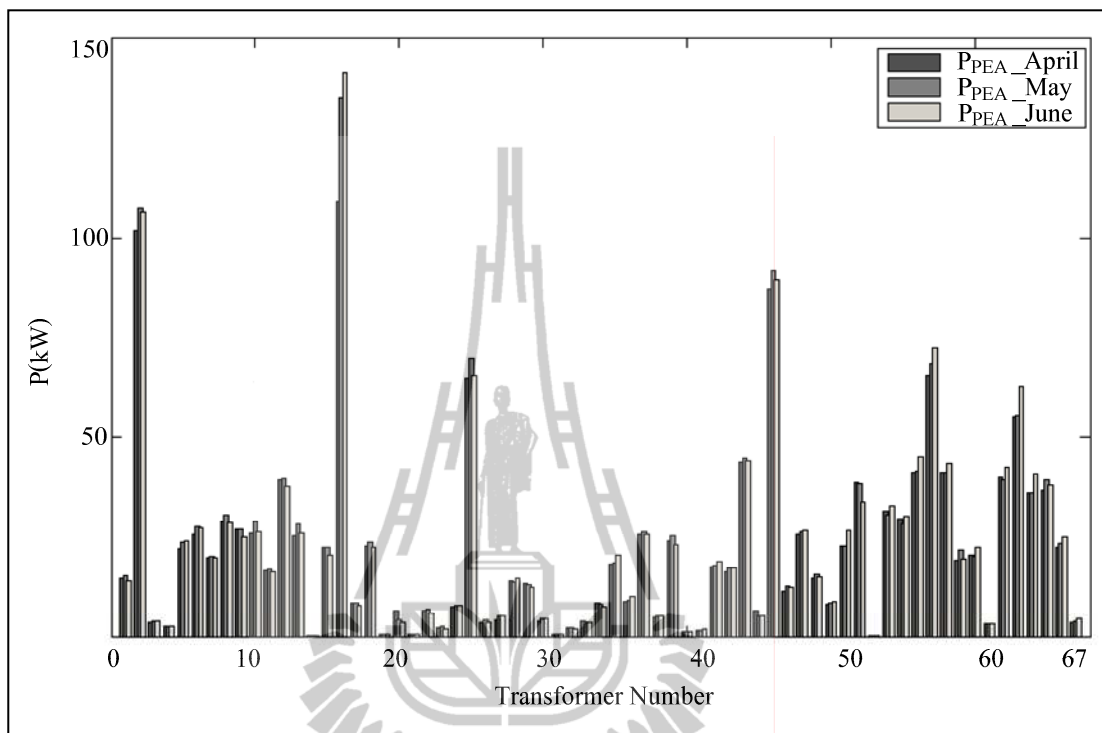
จากรูปที่ 6.33 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประจำเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกันแตกต่างกัน ในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุด เท่ากับ 84.5976 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 3.3839 กิโลวัตต์ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคประจำเดือนพฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 88.5341 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 3.5414 กิโลวัตต์ และค่ากำลังไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 89.0331 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 3.5613 กิโลวัตต์



รูปที่ 6.34 กำลังไฟฟัรแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

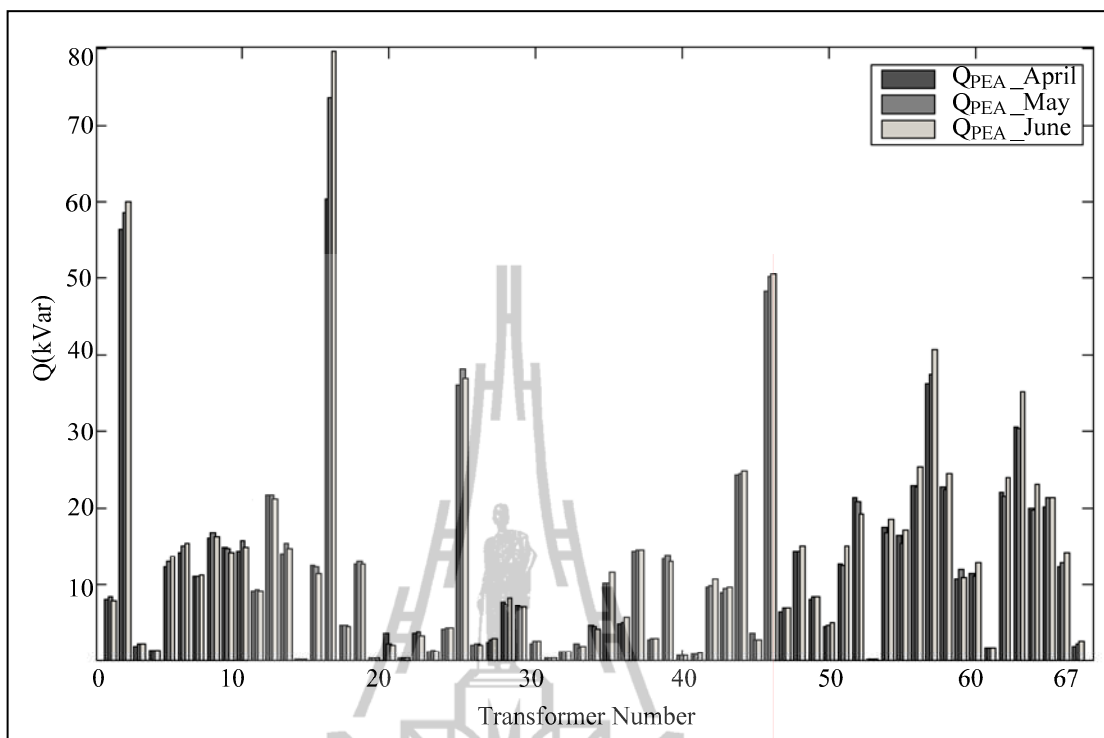
จากรูปที่ 6.34 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกัน แตกต่างกันในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 46.8082 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 1.8723 กิโลวาร์ ค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประจำเดือนพฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 48.3229 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 1.9329 กิโลวาร์ และค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 50.1329 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 2.0053 กิโลวาร์

### ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของงานวิจัย



รูปที่ 6.35 กำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัย

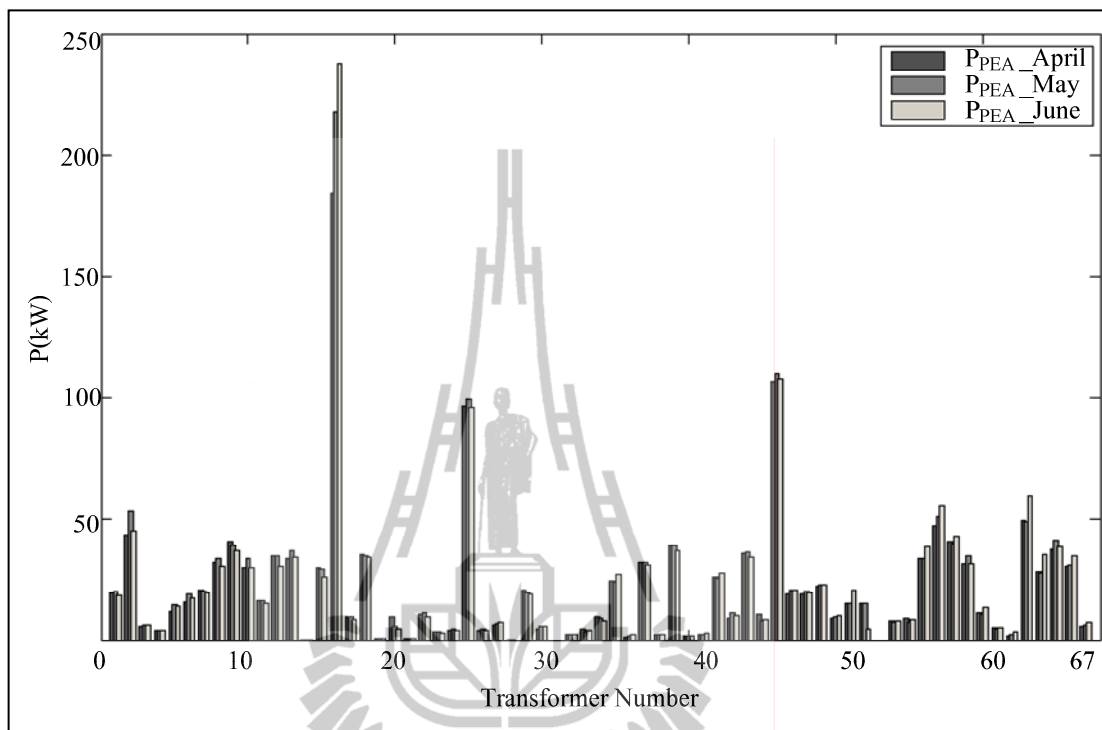
จากรูปที่ 6.35 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัยประจำเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกันแตกต่างกัน ในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัยประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 108.8261 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.0018 กิโลวัตต์ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัยประจำเดือน พฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 134.8256 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.0006 กิโลวัตต์ และค่า กำลังไฟฟ้าจริงของงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 141.1832 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่า เท่ากับ 0.0022 กิโลวัตต์



รูปที่ 6.36 กำลังไฟฟัรแอกทีฟของงานวิจัย

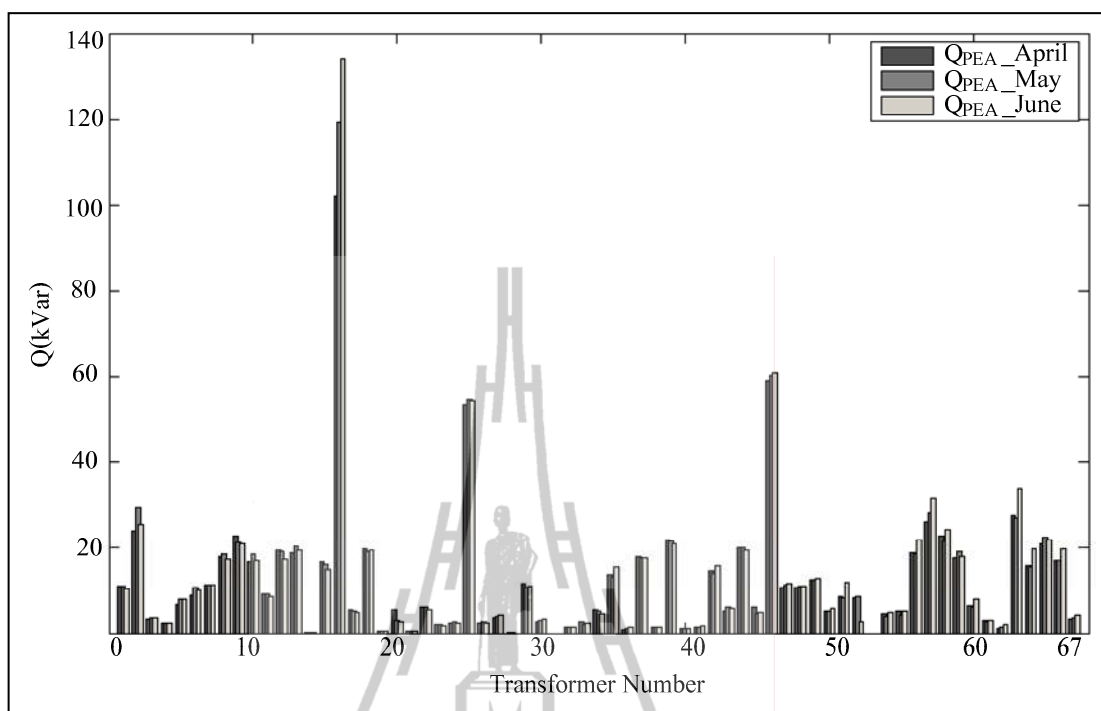
จากรูปที่ 6.36 เป็นกราฟของกำลังไฟฟัรแอกทีฟของงานวิจัยประจำเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกันแตกต่างกันในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของงานวิจัยประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 60.2139 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.0010 กิโลวาร์ ค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของงานวิจัยประจำเดือนพฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 73.5893 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.0003 กิโลวาร์และค่ากำลังไฟฟัรแอกทีฟของงานวิจัยประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 79.4976 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.0012 กิโลวาร์

### ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้า



รูปที่ 6.37 กำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้า

จากรูปที่ 6.37 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกันแตกต่างกัน ในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 184.2479 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือน พฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 218.1406 กิโลวัตต์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์ และค่ากำลังไฟฟ้าจริงของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 237.8456 กิโลวัตต์ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวัตต์



รูปที่ 6.38 กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้า

จากรูปที่ 6.38 เป็นกราฟของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 จะเห็นได้ว่ากราฟดังกล่าวมีความสอดคล้องกันแตกต่างกัน ในช่วงค่าความสูง โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนเมษายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 102.0244 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤษภาคมมีค่าสูงสุดเท่ากับ 119.1963 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์และค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนมิถุนายนมีค่าสูงสุดเท่ากับ 134.0362 กิโลวาร์ ค่าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0 กิโลวาร์

จากรูปที่ 6.33 - รูปที่ 6.38 จะเห็นได้ว่ากราฟของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค งานวิจัย และบิลค่าไฟฟ้าของทั้ง 3 เดือนมีความสัมพันธ์กันซึ่งมีความแตกต่างกันในช่วงความสูงของโหลดเท่านั้น

## 6.6 ข้อเสนอแนะการพิจารณาเลือกใช้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพียงค่าเดียว

กรณีที่มีการพิจารณาเลือกใช้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพียงค่าเดียวซึ่งเป็นตัวแทนค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของทั้ง 3 เดือนนั้น สามารถทำได้โดยนำค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  ที่ได้จากการค้นหาคำตอบในแต่ละเดือนมาเป็นตัวแทนและดูว่าเดือนใดที่นำค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  มาใช้เป็นตัวแทนแล้วทำให้ได้ค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของเดือน เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 น้อยที่สุด จึงเลือกใช้นั้นเป็นตัวแทน แสดงดังตารางที่ 6.12 - 6.14

ตารางที่ 6.12 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  ของเดือนเมษายน 2553

เดือน	$K_1 = 0.00044$ $K_2 = 0.00358$ $K_3 = 0.60692$ $K_4 = 0.02004$ $K_5 = 0.90021$			
	P (W)	Q (Var)	%Error_P	%Error_Q
เมษายน	214.407	407.497	0.015	0.052
พฤษภาคม	17527.623	9009.882	1.134	1.109
มิถุนายน	38717.703	22809.662	2.490	2.703

ตารางที่ 6.13 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  ของเดือนพฤษภาคม 2553

เดือน	$K_1 = 0.00019$ $K_2 = 0.02855$ $K_3 = 0.56712$ $K_4 = 0.00658$ $K_5 = 0.90023$			
	P (W)	Q (Var)	%Error_P	%Error_Q
เมษายน	16924.698	10069.404	1.146	1.283
พฤษภาคม	330.464	564.023	0.021	0.069
มิถุนายน	55789.476	32604.825	3.587	3.864

ตารางที่ 6.14 ค่าความคลาดเคลื่อนทั้ง 3 เดือนที่ใช้ค่า  $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$  ของเดือนมิถุนายน 2553

เดือน	$K_1 = 0.00161$ $K_2 = 0.02292$ $K_3 = 0.61550$ $K_4 = 0.02375$ $K_5 = 0.90935$			
	P (W)	Q (Var)	%Error_P	%Error_Q
เมษายน	38882.506	21391.803	2.632	2.726
พฤษภาคม	57159.964	31072.733	3.697	3.826
มิถุนายน	257.900	446.396	0.017	0.053

จะเห็นได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ใช้ค่า  $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5$  เป็นตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลานั้น ค่าความคลาดเคลื่อนที่มีค่าน้อยที่สุดคือ ค่าความคลาดเคลื่อนที่ใช้ค่า  $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5$  ของเดือนเมษายน 2553 เป็นตัวปรับคูณนั่นเอง ซึ่งสามารถนำค่าตัวปรับคูณของเดือนเมษายนไปเป็นตัวแทนเพื่อคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดและทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

## 6.7 สรุป

งานวิจัยนี้ได้มีปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของสถานีไฟฟ้า 2 (สายป้อน 10) จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งงานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ เพิ่มเติมจากสภาพแวดล้อมโดยรอบของแต่ละหม้อแปลง อาทิเช่น พื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนบิลค่าไฟฟ้า จำนวนหลังคาเรือนและขนาดพิกัดหม้อแปลง จากการพิจารณาปัจจัยดังกล่าวน่าจะทำได้ผลของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่ทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น เนื่องจากปัจจุบันนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดจากตามขนาดพิกัดของหม้อแปลงเพียงอย่างเดียวและได้กล่าวถึงสาเหตุของปัญหาไว้ในบทที่ 1 แล้ว จากผลการทดสอบจึงสามารถสรุปได้ว่าค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนี้ที่ได้มีการปรับปรุงเพิ่มเติมนั้นมีค่าสัมพันธ์กันกับบิลค่าไฟฟ้าซึ่งเป็นการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงในปัจจุบัน ดังนั้นค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนี้จึงสามารถนำไปใช้เป็นค่าตัวปรับคูณขนาดพิกัดหม้อแปลงเพื่อให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริงของแต่ละหม้อแปลงอีกด้วย



## บทที่ 7

### สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุป

งานวิจัยนี้ได้นำเสนอการประยุกต์ใช้การประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมในการคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดสำหรับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 kV เนื่องจากงานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดเพิ่มเติม การคำนวณค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งมีการพิจารณาขนาดพิกัดหม้อแปลงเพียงปัจจัยเดียว ส่วนงานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาปัจจัยเพิ่มเติมโดยพิจารณาจากสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ที่ส่งผลโดยตรงต่อการใช้ไฟฟ้า อาทิเช่น พื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน ขนาดพิกัดหม้อแปลง และบิลค่าไฟฟ้า ของแต่ละหม้อแปลงที่มีการพิจารณา งานวิจัยนี้ได้มีการศึกษาเกี่ยวกับการใช้งานภาพถ่ายดาวเทียมและได้มีการวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมด้วยคอมพิวเตอร์โดยโปรแกรม ERDAS ในการศึกษาเกี่ยวกับพื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร และจำนวนหลังคาเรือน การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนี้เพื่อทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่มีความสัมพันธ์กับความเป็นจริงของแต่ละหม้อแปลง สำหรับสายป้อน 22 kV (สายป้อน 10) สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 ซึ่งสามารถสรุปงานวิจัยได้ดังต่อไปนี้

1) การเปรียบเทียบข้อมูลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าได้มีการทดสอบเปรียบเทียบข้อมูลโดยโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT ซึ่งในงานวิจัยนี้ได้มีการใช้โปรแกรมทั้งสองโปรแกรมร่วมกันในระหว่างการทำวิจัย เนื่องจากข้อมูลสายป้อน 22 kV (สายป้อน 10) สถานีไฟฟ้านครราชสีมา 2 จำนวน 166 บัส ของงานวิจัยซึ่งได้นำข้อมูลมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งข้อมูลดังกล่าวได้มีการสร้างระบบไว้บน โปรแกรม PSS / ADEPT และงานวิจัยนี้ได้ใช้โปรแกรม MATLAB ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบ 166 บัสด้วย จะเห็นได้ว่างานวิจัยนี้ได้ใช้โปรแกรมทั้งสองร่วมกัน จึงได้มีการทดสอบโปรแกรม MATLAB และโปรแกรม PSS / ADEPT กับระบบทดสอบต่าง ๆ เช่น ระบบทดสอบ 15 บัส ระบบทดสอบ 34 บัส (ระบบทดสอบ 11 kV) ระบบทดสอบ 69 บัส (ระบบทดสอบ 11 kV) และระบบทดสอบนครราชสีมา (สายป้อน 10) 166 บัส (ระบบทดสอบ 22 kV) ผลการทดสอบดังกล่าวพบว่า ระบบทดสอบทุกระบบมีผลของแรงดันที่บัส มุมเฟส กำลังงานสูญเสียของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังงานสูญเสียของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าที่ใกล้เคียงกันมากและมีความคลาดเคลื่อนที่น้อยมาก จึงสามารถ

สรุปได้ว่าโปรแกรม MATLAB และ โปรแกรม PSS / ADEPT สามารถใช้โปรแกรมทั้งสองโปรแกรมทำงานวิจัยร่วมกันได้

2) การเตรียมข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับงานวิจัยนี้ได้มีการคำนวณค่า Optimum Index Factor (OIF) เพื่อคำนวณหาแบนด์ที่จะนำมาใช้ในการผสมแบนด์ที่เหมาะสมที่สุด ผลการทดสอบพบว่าภาพถ่ายดาวเทียมที่ได้จากการผสมแบนด์ 1 - 4 - 5 เป็นแบนด์ที่เหมาะสมในการนำมาใช้ในการคำนวณหาพื้นที่ที่อยู่อาศัย

3) การวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมแลนด์แซต 5 ของพื้นที่ที่อยู่อาศัย โดยนำโปรแกรม ERDAS มาช่วยในการจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่กำกับดูแลด้วยวิธี ISODATA ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในการจำแนกข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน มีการจำแนกข้อมูลที่สูงอยู่กับค่าสถิติการสะท้อนแสงข้อมูลเพียงอย่างเดียว ผู้วิเคราะห์ไม่จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่ตัวอย่างของข้อมูลก่อนการจำแนกจึงมีความผิดพลาดในการวิเคราะห์ค่อนข้างน้อยมากและงานวิจัยนี้ได้มีการตรวจสอบความถูกต้องของการจำแนกข้อมูลพบว่า มีความถูกต้อง 94% สำหรับการจำแนกข้อมูลพื้นที่ที่อยู่อาศัยด้วยวิธี ISODATA

4) การปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย ได้มีการพิจารณาปัจจัยที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดทั้งหมด 5 ปัจจัยด้วยกัน คือ พื้นที่ที่อยู่อาศัย จำนวนประชากร จำนวนหลังคาเรือน พิกัดหม้อแปลง และบิลค่าไฟฟ้า ซึ่งมีการพิจารณาปัจจัยดังกล่าวของแต่ละหม้อแปลง งานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของเดือนเมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน 2553 และมีการคำนวณค่าตัวปรับคูณที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา ( $K_1$   $K_2$   $K_3$   $K_4$   $K_5$ ) โดยใช้ปัญหาประดิษฐ์ด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม เพื่อใช้เป็นตัวปรับคูณของค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของ 5 ปัจจัย เพื่อให้ได้ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดที่เป็นตัวแทนของทั้ง 5 ปัจจัย โดยได้ค่าตัวปรับคูณของเดือนเมษายน 2553 ( $K_1 = 0.00044$   $K_2 = 0.00358$   $K_3 = 0.60692$   $K_4 = 0.02004$   $K_5 = 0.90021$ ) เดือนพฤษภาคม 2553 ( $K_1 = 0.00019$   $K_2 = 0.02855$   $K_3 = 0.56712$   $K_4 = 0.00658$   $K_5 = 0.90023$ ) เดือนมิถุนายน 2553 ( $K_1 = 0.00161$   $K_2 = 0.02292$   $K_3 = 0.61550$   $K_4 = 0.02375$   $K_5 = 0.90935$ ) และจากค่าตัวปรับคูณดังกล่าว ทำให้ทราบค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าดังต่อไปนี้ เดือนเมษายน 2553 (% Error P = 0.015 % Error Q = 0.052) เดือนพฤษภาคม 2553 (% Error P = 0.021 % Error Q = 0.069) เดือนมิถุนายน 2553 (% Error P = 0.017 % Error Q = 0.053)

5) จากการปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย ทำให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Q) และผลของแรงดัน (V) ของงานวิจัย มีความสอดคล้องกับข้อมูลบิลค่าไฟฟ้า ซึ่งเป็นการใช้ไฟฟ้าที่จริง จึงสามารถสรุปได้ว่าสามารถนำข้อมูลการปรับปรุง

ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยไปใช้เป็นตัวปรับคุณภาพเกิดหม้อแปลงต่าง ๆ ของสายป้อน 10 จะทำให้ทราบการใช้ไฟฟ้าที่ใกล้เคียงความเป็นจริง

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

1) งานวิจัยนี้ทราบการใช้ไฟฟ้าของแต่ละเดือนได้เพียงครั้งเดียวหากทราบการใช้ไฟฟ้าที่ละเอียดขึ้นอาจทำให้ทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของแต่ละเดือนละเอียดขึ้นเพื่อแสดงถึงความถูกต้องของงานวิจัย

2) จากข้อมูลการปรับปรุงค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัย ทำให้สามารถทราบการใช้ไฟฟ้าที่มีความใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น เนื่องจากการพิจารณาจากปัจจัยต่าง ๆ เพิ่มเติมของสภาพแวดล้อมโดยรอบของหม้อแปลง สามารถนำผลการทดสอบค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของงานวิจัยนั้น ไปเปรียบเทียบกับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงโดยใช้ SCADA ซึ่งเป็นเครื่องมือการบันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในบางหม้อแปลงของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้า และจะใช้หลักการประมาณการใช้ไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลงของระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ได้ทำการทดสอบ



## รายการอ้างอิง

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา. (2535). ตารางของขนาดสายไฟฟ้าแรงต่ำที่ออกจากหม้อแปลง. กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา. (2553). ข้อมูลการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง. แผนกควบคุมการจ่ายไฟ.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดนครราชสีมา. (2553). ข้อมูลการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละหม้อแปลง. แผนกควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่ายเขต 3 ภาค 2.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2553). คู่มือการอบรมการใช้โปรแกรม PSS / U และ PSS / ADEPT. แผนกวางแผนกองแผนงานและปฏิบัติการ กฟผ.3 กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า.
- ขวัญชัย นอแสงศรี. (2553). การวิเคราะห์ค่าสภาพความต้านทานดินสำหรับระบบสายจ่ายกำลังไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ จากการประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียม. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.: 11 - 43.
- ชิษณุพงศ์ สัจจะวัฒนวิมล. (2552). PSS / E และ PSS / ADEPT เครื่องมือในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. กองแผนงานระบบไฟฟ้ากำลัง. : 1 - 12.
- ทรงกต ทศานนท์. (2548). การวิเคราะห์และแปลภาพเชิงตัวเลข (Digital Image Analysis and Interpretation). เอกสารประกอบการสอนวิชา 106602 สำนักวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.: 101 - 139.
- เทศบาลนครนครราชสีมา ตำบลโพธิ์กลาง และองค์การบริหารส่วนตำบลปรุใหญ่ สุรนารี บ้านใหม่หนองจะบก. (2553). ข้อมูลจำนวนประชากรและจำนวนหลังคาเรือน.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2542). การทำงานที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้ตัดสับแบบพีซีซี. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.: 34 - 41.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2552). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง เรื่องการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.: 125 - 206.
- ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2551). ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า. พิมพ์ครั้งที่ 4. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (145 - 146). กรุงเทพฯ ฯ : บริษัทจรรยาสุนิทวงศ์การพิมพ์.

- วรวุฒิ องค์กรานันท์ และ เกียรติคุณท กวีญาณ. (2550). โปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้าฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้ากำลัง. **ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัย เกษตรศาสตร์**.: 1 - 10
- ศูนย์วิจัยภูมิสารสนเทศเพื่อประเทศไทย. (2549). การวิเคราะห์ข้อมูลภาพถ่ายจากดาวเทียม. (ออนไลน์). ได้จาก [http://www.Gisthai.or.th/Remote Sensing/html/Digital\\_analysis.html](http://www.Gisthai.or.th/Remote Sensing/html/Digital_analysis.html).
- โศรฎา แจ้เงการ และ กนต์ธร ชำนิประศาสน์. (2550). การใช้โปรแกรม MATLAB. **สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี**.
- สมพร ส่วงวงศ์. (2552). การสำรวจจากระยะไกลในด้านการใช้ประโยชน์ที่ดิน / สิ่งปกคลุมดินและการประยุกต์. **กรุงเทพฯ ๗: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย**.: 111 - 140.
- สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. (2540). คำบรรยายเรื่องการสำรวจจากระยะไกล (Remote Sensing Note). **กรุงเทพฯ ๗: โรงพิมพ์คุรุสภาลาดพร้าว**.
- สำนักงานพัฒนาเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ. (2549). (ออนไลน์). ได้จาก <http://www.gistda.co.th>
- สำนักงานสถิติจังหวัดนครราชสีมา. (2552). รายงานสถิติจังหวัดนครราชสีมา พ.ศ. 2553. **สำนักงานสถิติจังหวัดนครราชสีมา**.: 3 - 36
- อาทิตย์ ศรีแก้ว. (2552). ปัญหาเชิงคำนวณจีนเนติกอัลกอริทึม. **สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี** (65 - 108).
- Bin, Y., Taoka, H., and Fujimoto, Y., (1998). New 3 - phase load flow program for State initialization of the EMTP. **IEEE Transactions on Power Systems**.: 850 - 854.
- Chang - Qing, K., XIA, L., Bai, M., and Duoji, Q. (2008). Urban land use change of Nanjing, China using multitemporal satellite data. **IEEE Transactions on Geoscienc and Remote sensing**.: 273 - 276.
- Chao - min, C., Mu - tao, T., Ling - hong, Z., Zhuo - yu, W., Qing - wen, L., and Hua - bin, S. (2008). Implementation of inverse planning optimization in intensity modulated radiotherapy using genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**. : 1305 - 1308.
- Chavez, P.S. (1998). An improved dark object subtraction technique for atmospheric scattering correction of muti - spectral data. **Remote Sensing of Environment**. 55 : 1289 - 1294.
- Gamm., A. Z., and Golub., I. I. (2005). Impact of allocation factors on electric power system control. **IEEE Transactions on Power Systems**.
- Goldberg, D. E., and Edward, D. (1989). **Genetic algorithms in search optimization and machine learning**.

- Japan Association Remote Sensing (JARS). (1999). **Remote Sensing Notes (E - book)**.
- Jin, N., Termansen, M., and Hubacek, K. (2008) Genetic algorithms for dynamic Land Use optimization. **IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC 2008)**. : 3816 - 3821.
- Kampisios, K., Zanchetta, P., Gerada, C., and Trentin, A., (2008). Identification of Induction Machine Electrical parameters using genetic algorithms optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**. : 1 - 7.
- Kavak, K. S. (2005). Indication of geohazard risk and economic value of gypsum deposits in the tertiary sivas basin (Turkey) using ASTER and Landsat ETM + Images. **IEEE Transactions on Geoscienc and Remote sensing**. : 573 - 576.
- Kersting, W. H. (2007). Distribution on system modeling and analysis. 2<sup>nd</sup> Edition. **CRC Press LLC**.
- Keyhani, A., Abur, A., and Hao, S. (1989). Evaluation of power flow techniques for personal computers. **IEEE Transactions on Power Systems**. : 817 - 826.
- Likura, Y. (2007). Methodology of Cloud Height Estimation over Rugged Terrian using Landsat TM Imagery. **IEEE Transactions on Geoscienc and Remote sensing**. : 1669 - 1672.
- Long, W., and Srihann, S. (2004). Land cover classification of SSC image: unsupervised and supervised classification using ERDAS imagine. **IEEE Transactions on Geoscienc and Remote sensing**. : 2707 - 2712.
- Loop, B. P., Sudhoff, S. D., Zak, S. H., and Zivi, E. L.(2005). An optimization approach to estimating stability region using genetical gorithms. **American Control Conference**. : 231 - 236.
- Mc Donald., J. D. (2003). Electric power substation engineering. **CRC Press LLC**.
- Nefeslioglu, H. A., Tun, M., Ayday, C., and Goktan, R. M. (2009). Change detection of structures in the earthquake hazard zoning map of Eskisehir city, Turkey, by using satellite images. 2<sup>nd</sup> **GRSS / ISPRS Joint Workshop on "Data Fusion and Remote Sensing over Urban Areas"**. : 177 - 181.
- Reddy, V. K., and Sydulu, M. (2007). Index and GA based optimal location and sizing of distribution system capacitors. **IEEE Transactions on Power Systems**.
- Roytelman, I. (2006). Real - time distribution power flow lessons from practical implementations **IEEE Transactions on Power Systems**. : 505 - 509.
- Saadat, H. (2004). Powerflow analysis. **Power System Analysis 2<sup>nd</sup> Edition**.: 189 - 240.

- Sangawongse, S., Pinkantayonk, P., and Nawapramote, W. (2003). Use of remote sensing, GIS and field survey techniques for forest fire mapping in the vapper nan watershed , Northern Thailand. **In proceeding of International Congress on Modeling and Simulation 2** : 654 - 659.
- Tai, K., Wang, N. F., and Yang, Y. W. (2010). Target matching problems and an adaptive constraint strategy for multiobjective design optimization using genetic algorithm. **Computer and Structures. 88** : 1064 - 1076.
- Ting - Sheng, W., and Mori, M. (1998). The classification of the mosaic composite image in northern Taiwan. **IEEE Transactions on Geoscience and Remote sensing.** : 1043 - 1045
- Wang, X., Ziavras, S. G., Nwankpa, C., Johnson, J., and Nagvajara, P. (2006). Parallel solution of Newton's power flow equations on configurable chips. **Electrical Power and Energy System. 29** : 422 - 431
- Xiangzhong, M., and Song, B. (2007). Fast genetic algorithms used for PID parameter optimization. **In Proceeding of the IEEE International Conference on Automation and Logistics.** : 2144 - 2148.
- Yang, H., Dai, Y., and Zhuang, Z. (2008) Application in improved genetic algorithms for optimization of reactive power. **PacificAsia Workshop on Computational Intelligence and Industrial Application.** : 64 - 68.
- Yin, J., and He, F. (2010). **Establishing the data layers of land use for SWAT model based on remote sensing image.** : 1 - 4.

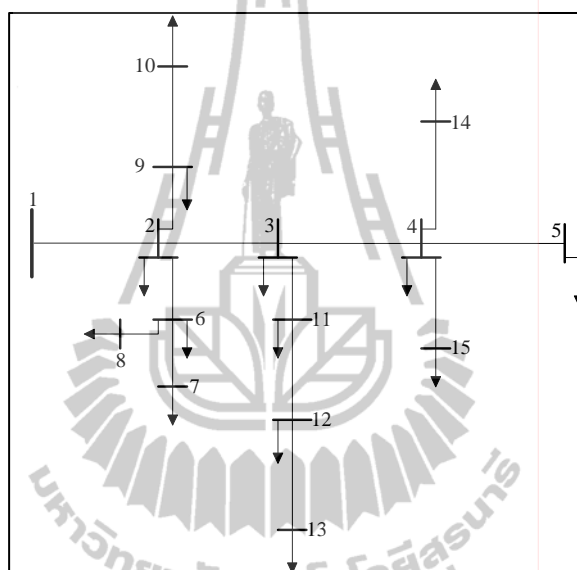




## ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่นำมาทดสอบในงานวิจัยนี้ ประกอบด้วยระบบทดสอบ 4 ระบบ คือ ระบบทดสอบ 15 บัส 34 บัส 69 บัส และระบบทดสอบของสายป้อนนครราชสีมา 2 (วงจร 3) จังหวัดนครราชสีมาเป็นระบบทดสอบ 166 บัส และระบบทดสอบที่ใช้ทดสอบในงานวิจัยนี้ในทุกะบบมีค่าฐานเท่ากับ 100 kVA รายละเอียดของระบบทดสอบแสดงได้ดังนี้

### ก.1 ระบบทดสอบ 15 บัส



รูปที่ ก.1 ระบบทดสอบ 15 บัส

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 15 บัส

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
1	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Slack bus
2	1.00	0.0	0.0	0.0	44.1	44.991	PQ bus
3	1.00	0.0	0.0	0.0	70	71.414	PQ bus
4	1.00	0.0	0.0	0.0	140	142.829	PQ bus
5	1.00	0.0	0.0	0.0	44.1	44.991	PQ bus
6	1.00	0.0	0.0	0.0	140	142.829	PQ bus

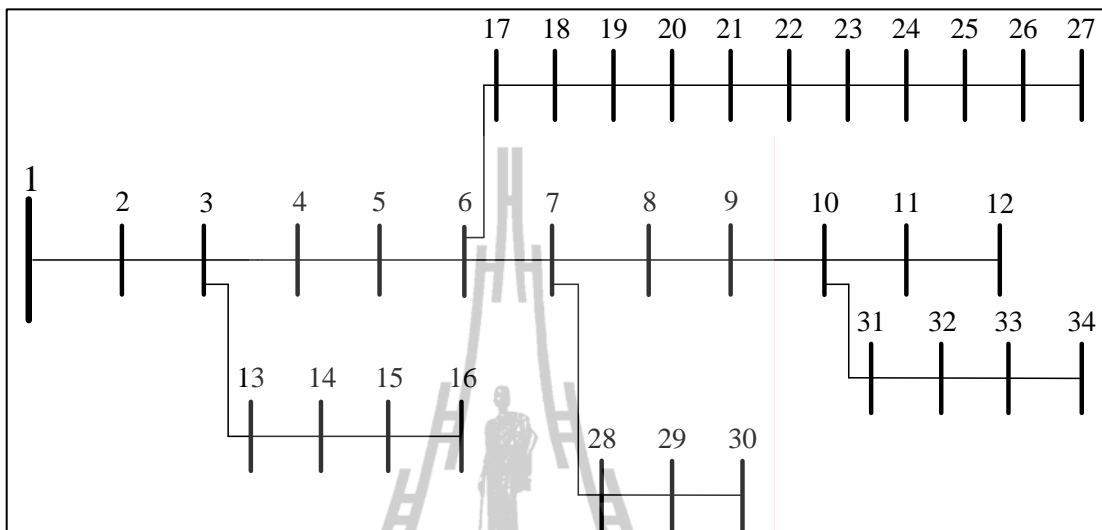
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 15 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
7	1.00	0.0	0.0	0.0	140	142.829	PQ bus
8	1.00	0.0	0.0	0.0	70	71.414	PQ bus
9	1.00	0.0	0.0	0.0	70	71.414	PQ bus
10	1.00	0.0	0.0	0.0	44.1	44.991	PQ bus
11	1.00	0.0	0.0	0.0	140	142.829	PQ bus
12	1.00	0.0	0.0	0.0	70	71.414	PQ bus
13	1.00	0.0	0.0	0.0	44.1	44.991	PQ bus
14	1.00	0.0	0.0	0.0	70	71.414	PQ bus
15	1.00	0.0	0.0	0.0	140	142.829	PQ bus

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 15 บัส

Line number	From bus	To bus	R (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
1	1	2	1.35309	1.32349	0.0	1
2	2	3	1.17024	1.14464	0.0	1
3	3	4	0.84111	0.82271	0.0	1
4	4	5	1.52348	1.02760	0.0	1
5	2	9	2.01317	1.35790	0.0	1
6	9	10	1.68671	1.13770	0.0	1
7	2	6	2.55727	1.72490	0.0	1
8	6	7	1.08820	0.73400	0.0	1
9	6	8	1.25143	0.84410	0.0	1
10	3	11	1.79553	1.21110	0.0	1
11	11	12	2.44845	1.65150	0.0	1
12	12	13	2.01317	1.35790	0.0	1
13	4	14	2.23081	1.50470	0.0	1
14	4	15	1.19702	0.80740	0.0	1

## ก.2 ระบบทดสอบ 34 บัส



รูปที่ ก.2 ระบบทดสอบ 34 บัส

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 34 บัส

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
1	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Slack bus
2	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
3	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
4	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
5	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
6	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
7	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
8	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
9	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
10	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
11	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
12	1.00	0.0	0.0	0.0	137	84	PQ bus
13	1.00	0.0	0.0	0.0	72	45	PQ bus

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 34 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
14	1.00	0.0	0.0	0.0	72	45	PQ bus
15	1.00	0.0	0.0	0.0	72	45	PQ bus
16	1.00	0.0	0.0	0.0	13.5	7.5	PQ bus
17	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
18	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
19	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
20	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
21	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
22	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
23	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
24	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
25	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
26	1.00	0.0	0.0	0.0	230	142.5	PQ bus
27	1.00	0.0	0.0	0.0	137	85	PQ bus
28	1.00	0.0	0.0	0.0	75	48	PQ bus
29	1.00	0.0	0.0	0.0	75	48	PQ bus
30	1.00	0.0	0.0	0.0	75	48	PQ bus
31	1.00	0.0	0.0	0.0	57	34.5	PQ bus
32	1.00	0.0	0.0	0.0	57	34.5	PQ bus
33	1.00	0.0	0.0	0.0	57	34.5	PQ bus
34	1.00	0.0	0.0	0.0	57	34.5	PQ bus

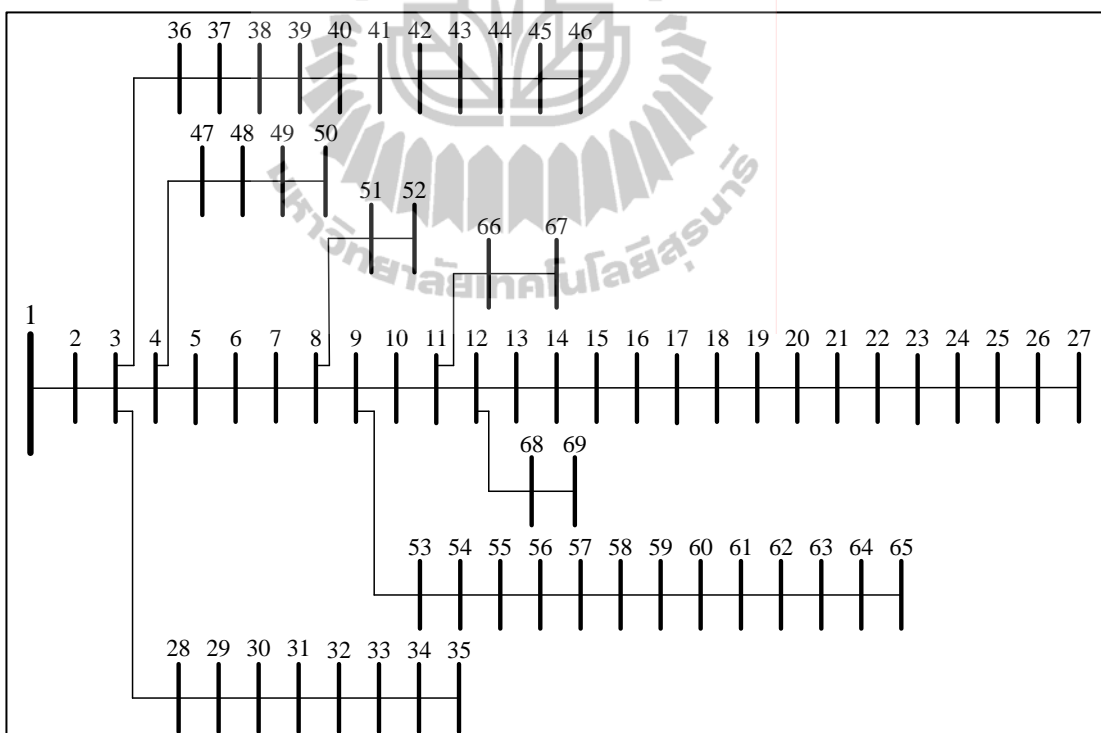
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 34 บัส

Line number	From bus	To bus	$R$ (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
1	1	2	0.11700	0.04800	0.0	1
2	2	3	0.10725	0.04400	0.0	1
3	3	4	0.16445	0.04565	0.0	1
4	4	5	0.14950	0.04150	0.0	1
5	5	6	0.14950	0.04150	0.0	1
6	6	7	0.31440	0.05400	0.0	1
7	7	8	0.20960	0.03600	0.0	1
8	8	9	0.31440	0.05400	0.0	1
9	9	10	0.20960	0.03600	0.0	1
10	10	11	0.13100	0.02250	0.0	1
11	11	12	0.10480	0.01800	0.0	1
12	3	13	0.15720	0.02700	0.0	1
13	13	14	0.20960	0.03600	0.0	1
14	14	15	0.10480	0.01800	0.0	1
15	15	16	0.05240	0.00900	0.0	1
16	6	17	0.17940	0.04980	0.0	1
17	17	18	0.16445	0.04565	0.0	1
18	18	19	0.20790	0.04730	0.0	1
19	19	20	0.18900	0.04300	0.0	1
20	20	21	0.18900	0.04300	0.0	1
21	21	22	0.26200	0.04500	0.0	1
22	22	23	0.26200	0.04500	0.0	1
23	23	24	0.31440	0.05400	0.0	1
24	24	25	0.20960	0.03600	0.0	1
25	25	26	0.13100	0.02250	0.0	1
26	26	27	0.10480	0.01800	0.0	1
27	7	28	0.15720	0.02700	0.0	1

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 34 บัส (ต่อ)

Line number	From bus	To bus	$R$ (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
28	28	29	0.15720	0.02700	0.0	1
29	29	30	0.15720	0.02700	0.0	1
30	10	31	0.15720	0.02700	0.0	1
31	31	32	0.20960	0.03600	0.0	1
32	32	33	0.15720	0.02700	0.0	1
33	33	34	0.10480	0.01800	0.0	1

ก.3 ระบบทดสอบ 69 บัส



รูปที่ ก.3 ระบบทดสอบ 69 บัส

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 69 บัส

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
1	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Slack bus
2	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
3	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
4	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
5	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
6	1.00	0.0	0.0	0.0	2.6	2.2	PQ bus
7	1.00	0.0	0.0	0.0	40.4	30	PQ bus
8	1.00	0.0	0.0	0.0	75	54	PQ bus
9	1.00	0.0	0.0	0.0	30	22	PQ bus
10	1.00	0.0	0.0	0.0	28	19	PQ bus
11	1.00	0.0	0.0	0.0	145	104	PQ bus
12	1.00	0.0	0.0	0.0	145	104	PQ bus
13	1.00	0.0	0.0	0.0	8	5.5	PQ bus
14	1.00	0.0	0.0	0.0	8	5.5	PQ bus
15	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
16	1.00	0.0	0.0	0.0	45.5	30	PQ bus
17	1.00	0.0	0.0	0.0	60	35	PQ bus
18	1.00	0.0	0.0	0.0	60	35	PQ bus
19	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
20	1.00	0.0	0.0	0.0	1	0.6	PQ bus
21	1.00	0.0	0.0	0.0	114	81	PQ bus
22	1.00	0.0	0.0	0.0	5.3	3.5	PQ bus
23	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
24	1.00	0.0	0.0	0.0	28	20	PQ bus
25	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
26	1.00	0.0	0.0	0.0	14	10	PQ bus
27	1.00	0.0	0.0	0.0	14	10	PQ bus

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
28	1.00	0.0	0.0	0.0	26	18.6	PQ bus
29	1.00	0.0	0.0	0.0	26	18.6	PQ bus
30	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
31	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
32	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
33	1.00	0.0	0.0	0.0	14	10	PQ bus
34	1.00	0.0	0.0	0.0	19.5	14	PQ bus
35	1.00	0.0	0.0	0.0	6	4	PQ bus
36	1.00	0.0	0.0	0.0	26	18.55	PQ bus
37	1.00	0.0	0.0	0.0	26	18.55	PQ bus
38	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
39	1.00	0.0	0.0	0.0	24	17	PQ bus
40	1.00	0.0	0.0	0.0	24	17	PQ bus
41	1.00	0.0	0.0	0.0	1.2	1	PQ bus
42	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
43	1.00	0.0	0.0	0.0	6	4.3	PQ bus
44	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
45	1.00	0.0	0.0	0.0	39.22	26.3	PQ bus
46	1.00	0.0	0.0	0.0	39.22	26.3	PQ bus
47	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
48	1.00	0.0	0.0	0.0	79	56.4	PQ bus
49	1.00	0.0	0.0	0.0	384.7	274.5	PQ bus
50	1.00	0.0	0.0	0.0	384.7	274.5	PQ bus
51	1.00	0.0	0.0	0.0	40.5	28.3	PQ bus
52	1.00	0.0	0.0	0.0	3.6	2.7	PQ bus
53	1.00	0.0	0.0	0.0	4.35	3.5	PQ bus
54	1.00	0.0	0.0	0.0	26.4	19	PQ bus



ตารางที่ ก.5 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
55	1.00	0.0	0.0	0.0	24	17.2	PQ bus
56	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
57	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
58	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
59	1.00	0.0	0.0	0.0	100	72	PQ bus
60	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
61	1.00	0.0	0.0	0.0	244	188	PQ bus
62	1.00	0.0	0.0	0.0	32	23	PQ bus
63	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
64	1.00	0.0	0.0	0.0	227	162	PQ bus
65	1.00	0.0	0.0	0.0	59	42	PQ bus
66	1.00	0.0	0.0	0.0	18	13	PQ bus
67	1.00	0.0	0.0	0.0	18	13	PQ bus
68	1.00	0.0	0.0	0.0	28	20	PQ bus
69	1.00	0.0	0.0	0.0	28	20	PQ bus

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส

Line number	From bus	To bus	R (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
1	1	2	0.0005	0.0012	0.0	1
2	2	3	0.0005	0.0012	0.0	1
3	3	4	0.0015	0.0036	0.0	1
4	4	5	0.0251	0.0294	0.0	1
5	5	6	0.3660	0.1864	0.0	1
6	6	7	0.3811	0.1941	0.0	1
7	7	8	0.0922	0.0470	0.0	1
8	8	9	0.0493	0.0251	0.0	1

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

Line number	From bus	To bus	$R$ (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
9	9	10	0.8190	0.2707	0.0	1
10	10	11	0.1872	0.0619	0.0	1
11	11	12	0.7114	0.2351	0.0	1
12	12	13	1.0300	0.3400	0.0	1
13	13	14	1.0440	0.3450	0.0	1
14	14	15	1.0580	0.3496	0.0	1
15	15	16	0.1966	0.0650	0.0	1
16	16	17	0.3744	0.1238	0.0	1
17	17	18	0.0047	0.0016	0.0	1
18	18	19	0.3276	0.1083	0.0	1
19	19	20	0.2106	0.0696	0.0	1
20	20	21	0.3416	0.1129	0.0	1
21	21	22	0.0140	0.0046	0.0	1
22	22	23	0.1591	0.0526	0.0	1
23	23	24	0.3463	0.1145	0.0	1
24	24	25	0.7488	0.2475	0.0	1
25	25	26	0.3089	0.1021	0.0	1
26	26	27	0.1732	0.0572	0.0	1
27	3	28	0.0044	0.0108	0.0	1
28	28	29	0.0640	0.1565	0.0	1
29	29	30	0.3978	0.1315	0.0	1
30	30	31	0.0702	0.0232	0.0	1
31	31	32	0.3510	0.1160	0.0	1
32	32	33	0.8390	0.2816	0.0	1
33	33	34	1.7080	0.5646	0.0	1
34	34	35	1.4740	0.4873	0.0	1
35	3	36	0.0044	0.0108	0.0	1

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

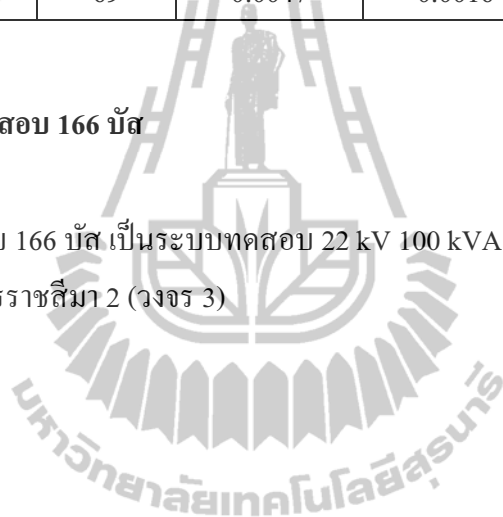
Line number	From bus	To bus	$R$ (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
36	36	37	0.0640	0.1565	0.0	1
37	37	38	0.1053	0.1230	0.0	1
38	38	39	0.0304	0.0355	0.0	1
39	39	40	0.0018	0.0021	0.0	1
40	40	41	0.7283	0.8509	0.0	1
41	41	42	0.3100	0.3623	0.0	1
42	42	43	0.0410	0.0478	0.0	1
43	43	44	0.0092	0.0116	0.0	1
44	44	45	0.1089	0.1373	0.0	1
45	45	46	0.0009	0.0012	0.0	1
46	4	47	0.0034	0.0084	0.0	1
47	47	48	0.0851	0.2083	0.0	1
48	48	49	0.2898	0.7091	0.0	1
49	49	50	0.0822	0.2011	0.0	1
50	8	51	0.0928	0.0473	0.0	1
51	51	52	0.3319	0.1114	0.0	1
52	9	53	0.1740	0.0886	0.0	1
53	53	54	0.2030	0.1034	0.0	1
54	54	55	0.2842	0.1447	0.0	1
55	55	56	0.2813	0.1433	0.0	1
56	56	57	1.5900	0.5337	0.0	1
57	57	58	0.7837	0.2630	0.0	1
58	58	59	0.3042	0.1006	0.0	1
59	59	60	0.3861	0.1172	0.0	1
60	60	61	0.5075	0.2585	0.0	1
61	61	62	0.9740	0.4960	0.0	1
62	62	63	0.1450	0.0738	0.0	1

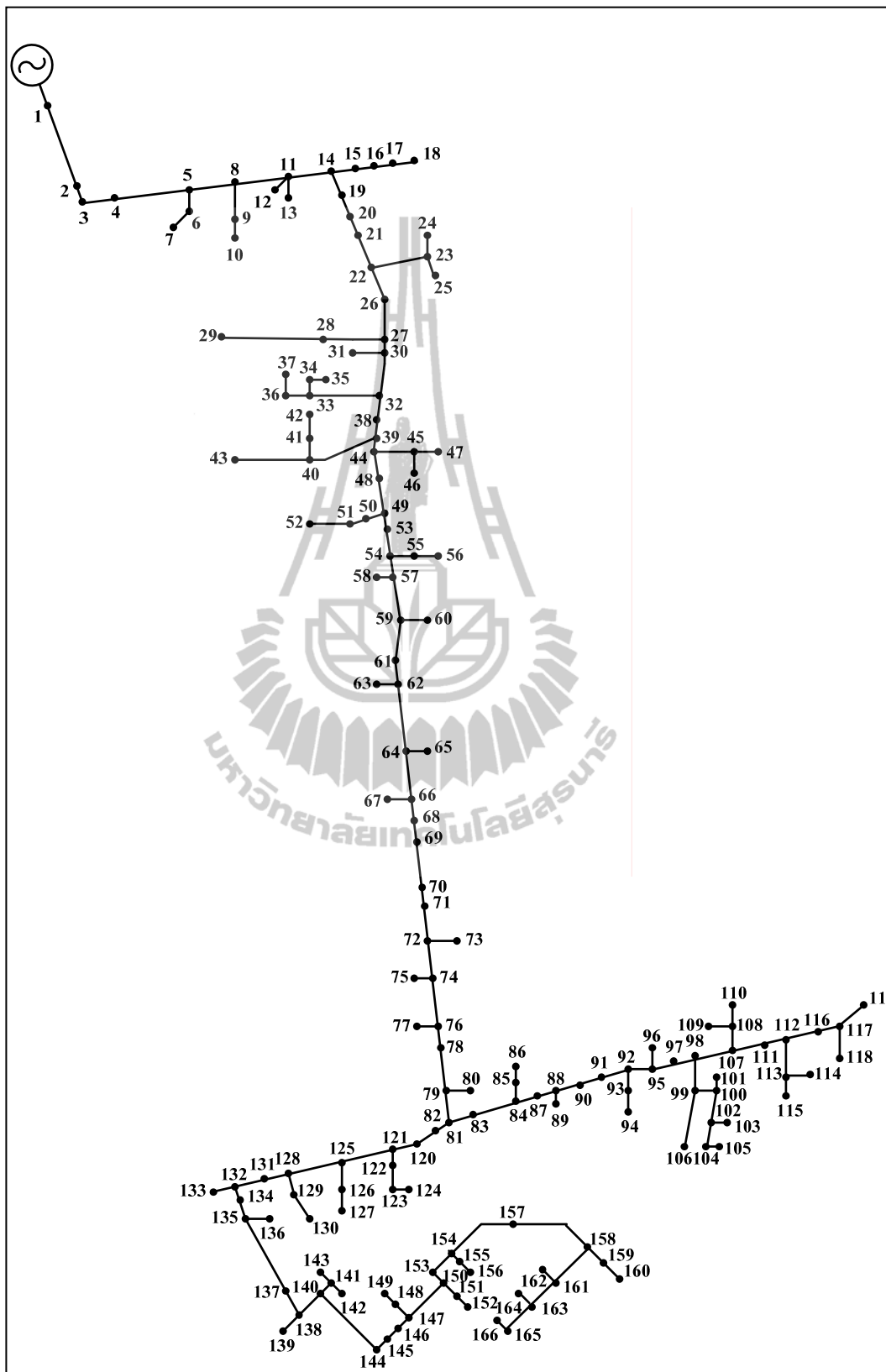
ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

Line number	From bus	To bus	$R$ (ohms)	$jX$ (ohms)	Half-line charging	Tab setting value
63	63	64	0.7105	0.3619	0.0	1
64	64	65	1.0410	0.5302	0.0	1
65	11	66	0.2012	0.0611	0.0	1
66	66	67	0.0047	0.0014	0.0	1
67	12	68	0.7394	0.2444	0.0	1
68	68	69	0.0047	0.0016	0.0	1

#### ก.4 ระบบทดสอบ 166 บัส

ระบบทดสอบ 166 บัส เป็นระบบทดสอบ 22 kV 100 kVA และเป็นระบบทดสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนครราชสีมา 2 (วงจร 3)





รูปที่ ก.4 ระบบทดสอบ 166 บัส

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
1	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Slack bus
2	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
3	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
4	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
5	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
6	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.520	PQ bus
7	1.00	0.0	0.0	0.0	437.500	242.061	PQ bus
8	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
9	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
10	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
11	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
12	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
13	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
14	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
15	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
16	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
17	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
18	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
19	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
20	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
21	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
22	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
23	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
24	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
25	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
26	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
27	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
28	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
29	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
30	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
31	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
32	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
33	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
34	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
35	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
36	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
37	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
38	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
39	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
40	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
41	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
42	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
43	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
44	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
45	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
46	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
47	1.00	0.0	0.0	0.0	275.625	152.499	PQ bus
48	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
49	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
50	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
51	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
52	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
53	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
54	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
55	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
56	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
57	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
58	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
59	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
60	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
61	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
62	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
63	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
64	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
65	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
66	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
67	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
68	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
69	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
70	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
71	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
72	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
73	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
74	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
75	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
76	1.00	0.0	0.0	0.0	17.500	9.682	PQ bus
77	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
78	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
79	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
80	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
81	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus



ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
82	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
83	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
84	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
85	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
86	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
87	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
88	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
89	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
90	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
91	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
92	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
93	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
94	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
95	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
96	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
97	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
98	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
99	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
100	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
101	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
102	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
103	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
104	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
105	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
106	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
107	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
108	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
109	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
110	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
111	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
112	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
113	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
114	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
115	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
116	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
117	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
118	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
119	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
120	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
121	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
122	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
123	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
124	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
125	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
126	1.00	0.0	0.0	0.0	43.750	24.206	PQ bus
127	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
128	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
129	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
130	1.00	0.0	0.0	0.0	275.625	152.499	PQ bus
131	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
132	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
133	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
134	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
135	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
136	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
137	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
138	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
139	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
140	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
141	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
142	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
143	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
144	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
145	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
146	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
147	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
148	1.00	0.0	0.0	0.0	437.500	242.061	PQ bus
149	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
150	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
151	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
152	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
153	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
154	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
155	1.00	0.0	0.0	0.0	26.250	14.524	PQ bus
156	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
157	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
158	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
159	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
160	1.00	0.0	0.0	0.0	218.750	121.031	PQ bus
161	1.00	0.0	0.0	0.0	275.625	152.499	PQ bus
162	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Bus code	Magnitude voltage (p.u.)	Angle (degree)	Generation		Load		Bus type
			kW	kVar	kW	kVar	
163	1.00	0.0	0.0	0.0	87.500	48.412	PQ bus
164	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus
165	1.00	0.0	0.0	0.0	140.000	77.460	PQ bus
166	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	PQ bus

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	$jX$ (ohms)				
1	1	2	0.05984	0.11390	ABC	0.0009300	1	0.3406
2	2	3	0.00162	0.00308	ABC	0.0000251	1	0.0092
3	3	4	0.00883	0.01681	ABC	0.0001373	1	0.0503
4	4	5	0.02475	0.04710	ABC	0.0003845	1	0.1408
5	5	6	0.18220	0.12048	ABC	0.0006699	1	0.2733
6	5	8	0.00515	0.00980	ABC	0.0000800	1	0.0293
7	6	7	0.04757	0.03145	ABC	0.0001750	1	0.0714
8	8	9	0.00815	0.01106	ABC	0.0000836	1	0.0306
9	8	11	0.11356	0.21615	ABC	0.0017648	1	0.6463
10	9	10	0.00122	0.00232	ABC	0.0000188	1	0.0069
11	11	12	0.00425	0.00810	ABC	0.0000661	1	0.0242
12	11	13	0.06635	0.04388	ABC	0.0002439	1	0.0995
13	11	14	0.02016	0.03836	ABC	0.0003132	1	0.1147
14	14	15	0.01383	0.02632	ABC	0.0002149	1	0.0787
15	14	19	0.02156	0.04104	ABC	0.0003350	1	0.1227
16	15	16	0.00604	0.01149	ABC	0.0000939	1	0.0344
17	16	17	0.00002	0.00004	ABC	0.0000003	1	0.0001

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 69 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
18	17	18	0.01442	0.02745	ABC	0.0002242	1	0.0821
19	19	20	0.02730	0.05196	ABC	0.0004243	1	0.1554
20	20	21	0.02115	0.04027	ABC	0.0003288	1	0.1204
21	21	22	0.03243	0.06173	ABC	0.0005041	1	0.1846
22	22	23	0.21654	0.15036	ABC	0.0008458	1	0.3383
23	22	26	0.09917	0.18875	ABC	0.0015411	1	0.5644
24	23	24	0.00344	0.00239	ABC	0.0000135	1	0.0054
25	23	25	0.00202	0.00385	ABC	0.0000314	1	0.0115
26	26	27	0.14738	0.28053	ABC	0.0022904	1	0.8388
27	27	28	0.05770	0.07828	ABC	0.0005914	1	0.2166
28	27	30	0.00922	0.01756	ABC	0.0001434	1	0.0525
29	28	29	0.20655	0.28023	ABC	0.0021170	1	0.7753
30	30	31	0.06888	0.04555	ABC	0.0002532	1	0.1033
31	30	32	0.02864	0.05451	ABC	0.0004451	1	0.1630
32	32	33	0.09205	0.12489	ABC	0.0009434	1	0.3455
33	32	38	0.01879	0.03576	ABC	0.0002919	1	0.1069
34	33	34	0.03983	0.05404	ABC	0.0004082	1	0.1495
35	34	35	0.00043	0.00059	ABC	0.0000044	1	0.0016
36	33	36	0.04944	0.06708	ABC	0.0005068	1	0.1856
37	36	37	0.00070	0.00095	ABC	0.0000071	1	0.0026
38	38	39	0.01934	0.03681	ABC	0.0003006	1	0.1101
39	39	40	0.29860	0.19746	ABC	0.0010978	1	0.4479
40	39	44	0.00813	0.01547	ABC	0.0001264	1	0.0463
41	40	41	0.05417	0.03582	ABC	0.0001993	1	0.0813
42	40	43	0.18735	0.12389	ABC	0.0006887	1	0.2810
43	41	42	0.00183	0.00121	ABC	0.0000066	1	0.0027

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
44	44	45	0.04718	0.03120	ABC	0.0001735	1	0.0708
45	44	48	0.00075	0.00142	ABC	0.0000117	1	0.0043
46	45	46	0.00185	0.00352	ABC	0.0000287	1	0.0105
47	45	47	0.00803	0.00531	ABC	0.0000294	1	0.0120
48	48	49	0.04870	0.09270	ABC	0.0007569	1	0.2772
49	49	50	0.01005	0.00664	ABC	0.0000370	1	0.0151
50	49	53	0.00509	0.00969	ABC	0.0000792	1	0.0290
51	50	51	0.04945	0.03270	ABC	0.0001819	1	0.0742
52	51	52	0.04279	0.02830	ABC	0.0001574	1	0.0642
53	53	54	0.01674	0.03187	ABC	0.0002602	1	0.0953
54	54	55	0.02934	0.03980	ABC	0.0003006	1	0.1101
55	54	57	0.01645	0.03132	ABC	0.0002556	1	0.0936
56	55	56	0.00190	0.00361	ABC	0.0000295	1	0.0108
57	57	58	0.00180	0.00342	ABC	0.0000279	1	0.0102
58	57	59	0.07168	0.13643	ABC	0.0011138	1	0.4079
59	59	60	0.01089	0.00720	ABC	0.0000400	1	0.0163
60	59	61	0.08189	0.15587	ABC	0.0012727	1	0.4661
61	61	62	0.03847	0.07322	ABC	0.0005977	1	0.2189
62	62	63	0.01322	0.00918	ABC	0.0000518	1	0.0207
63	62	64	0.07433	0.14149	ABC	0.0011553	1	0.4231
64	64	65	0.02939	0.01943	ABC	0.0001081	1	0.0441
65	64	66	0.15371	0.29257	ABC	0.0023887	1	0.8748
66	66	67	0.03412	0.02256	ABC	0.0001255	1	0.0512
67	66	68	0.01318	0.02508	ABC	0.0002048	1	0.0750
68	68	69	0.01318	0.02508	ABC	0.0002048	1	0.0750
69	69	70	0.08581	0.16333	ABC	0.0013336	1	0.4884

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
70	70	71	0.00002	0.00005	ABC	0.0000003	1	0.0001
71	71	72	0.10434	0.19860	ABC	0.0016214	1	0.5938
72	72	73	0.08029	0.10894	ABC	0.0008230	1	0.3014
73	72	74	0.08862	0.16868	ABC	0.0013773	1	0.5044
74	74	75	0.00295	0.00561	ABC	0.0000459	1	0.0168
75	74	76	0.04747	0.09035	ABC	0.0007378	1	0.2702
76	76	77	0.01336	0.00884	ABC	0.0000490	1	0.0200
77	76	78	0.01223	0.02327	ABC	0.0001900	1	0.0696
78	78	79	0.00696	0.01324	ABC	0.0001081	1	0.0396
79	79	80	0.00092	0.00174	ABC	0.0000142	1	0.0052
80	79	81	0.00399	0.00759	ABC	0.0000620	1	0.0227
81	81	82	0.00366	0.00697	ABC	0.0000568	1	0.0208
82	81	83	0.00230	0.00438	ABC	0.0000358	1	0.0131
83	83	84	0.07264	0.13826	ABC	0.0011288	1	0.4134
84	84	85	0.01615	0.02191	ABC	0.0001655	1	0.0606
85	84	87	0.06004	0.11428	ABC	0.0009330	1	0.3417
86	85	86	0.00404	0.00768	ABC	0.0000628	1	0.0230
87	87	88	0.05936	0.11299	ABC	0.0009224	1	0.3378
88	88	89	0.01535	0.02083	ABC	0.0001573	1	0.0576
89	88	90	0.09582	0.18237	ABC	0.0014890	1	0.5453
90	90	91	0.02223	0.04232	ABC	0.0003454	1	0.1265
91	91	92	0.03245	0.06176	ABC	0.0005043	1	0.1847
92	92	93	0.20783	0.13743	ABC	0.0007640	1	0.3117
93	92	95	0.03178	0.06048	ABC	0.0004940	1	0.1809
94	93	94	0.00613	0.00405	ABC	0.0000225	1	0.0092
95	95	96	0.20055	0.13262	ABC	0.0007373	1	0.3008

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
96	95	97	0.05260	0.10012	ABC	0.0008175	1	0.2994
97	97	98	0.09608	0.18287	ABC	0.0014931	1	0.5468
98	98	99	0.05209	0.07068	ABC	0.0005338	1	0.1955
99	98	107	0.04594	0.08744	ABC	0.0007140	1	0.2615
100	99	100	0.00660	0.00896	ABC	0.0000677	1	0.0248
101	99	106	0.69178	0.45745	ABC	0.0025434	1	1.0377
102	100	101	0.00394	0.00750	ABC	0.0000612	1	0.0224
103	100	102	0.05555	0.07537	ABC	0.0005693	1	0.2085
104	102	103	0.03060	0.04151	ABC	0.0003135	1	0.1148
105	102	104	0.00496	0.00672	ABC	0.0000508	1	0.0186
106	104	105	0.00074	0.00101	ABC	0.0000076	1	0.0028
107	107	108	0.03678	0.02432	ABC	0.0001353	1	0.0552
108	107	111	0.00320	0.00609	ABC	0.0000497	1	0.0182
109	108	109	0.04107	0.02716	ABC	0.0001510	1	0.0616
110	108	110	0.04224	0.02793	ABC	0.0001554	1	0.0634
111	111	112	0.00568	0.01081	ABC	0.0000882	1	0.0323
112	112	113	0.05907	0.11243	ABC	0.0009180	1	0.3362
113	112	116	0.00528	0.01005	ABC	0.0000819	1	0.0300
114	113	114	0.00098	0.00187	ABC	0.0000153	1	0.0056
115	113	115	0.00208	0.00396	ABC	0.0000322	1	0.0118
116	116	117	0.07512	0.14298	ABC	0.0011673	1	0.4275
117	117	118	0.04172	0.02759	ABC	0.0001534	1	0.0626
118	117	119	0.05498	0.10465	ABC	0.0008544	1	0.3129
119	82	120	0.05641	0.10736	ABC	0.0008765	1	0.3210
120	120	121	0.02748	0.05231	ABC	0.0004271	1	0.1564
121	121	122	0.00889	0.01206	ABC	0.0000912	1	0.0334



ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
122	121	125	0.07429	0.14140	ABC	0.0011545	1	0.4228
123	122	123	0.02291	0.03108	ABC	0.0002348	1	0.0860
124	123	124	0.00120	0.00229	ABC	0.0000186	1	0.0068
125	125	126	0.11536	0.07628	ABC	0.0004240	1	0.1730
126	125	128	0.09087	0.17295	ABC	0.0014120	1	0.5171
127	126	127	0.06787	0.04488	ABC	0.0002495	1	0.1018
128	128	129	0.02646	0.03590	ABC	0.0002711	1	0.0993
129	128	131	0.01034	0.01968	ABC	0.0001608	1	0.0589
130	129	130	0.05421	0.07355	ABC	0.0005557	1	0.2035
131	131	132	0.01081	0.02058	ABC	0.0001679	1	0.0615
132	132	133	0.01079	0.02053	ABC	0.0001677	1	0.0614
133	132	134	0.02546	0.01683	ABC	0.0000936	1	0.0382
134	134	135	0.04414	0.02919	ABC	0.0001623	1	0.0662
135	135	136	0.00395	0.00751	ABC	0.0000614	1	0.0225
136	135	137	0.49333	0.32623	ABC	0.0018137	1	0.7400
137	137	138	0.00718	0.01366	ABC	0.0001114	1	0.0408
138	138	139	0.00503	0.00682	ABC	0.0000516	1	0.0189
139	138	140	0.02899	0.01917	ABC	0.0001066	1	0.0435
140	140	141	0.01535	0.01015	ABC	0.0000564	1	0.0230
141	140	144	0.10354	0.06847	ABC	0.0003806	1	0.1553
142	141	142	0.01177	0.00778	ABC	0.0000434	1	0.0177
143	141	143	0.00083	0.00158	ABC	0.0000128	1	0.0047
144	144	145	0.01326	0.00877	ABC	0.0000488	1	0.0199
145	145	146	0.00283	0.00538	ABC	0.0000440	1	0.0161
146	146	147	0.00541	0.01029	ABC	0.0000841	1	0.0308
147	147	148	0.02561	0.02594	ABC	0.0002037	1	0.0746

ตารางที่ ก.8 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 166 บัส (ต่อ)

Num ber	From bus	To bus	Impedances		Phasing	Half-line charging (Bc / 2)	Tab setting value	Length (km)
			R (ohms)	jX (ohms)				
148	147	150	0.01713	0.03260	ABC	0.0002662	1	0.0975
149	148	149	0.00136	0.00138	ABC	0.0000109	1	0.0040
150	150	151	0.00741	0.01006	ABC	0.0000759	1	0.0278
151	150	153	0.00260	0.00494	ABC	0.0000404	1	0.0148
152	151	152	0.00218	0.00415	ABC	0.0000339	1	0.0124
153	153	154	0.00919	0.01748	ABC	0.0001428	1	0.0523
154	154	155	0.01119	0.01518	ABC	0.0001147	1	0.0420
155	154	157	0.01948	0.03707	ABC	0.0003025	1	0.1108
156	155	156	0.00213	0.00406	ABC	0.0000330	1	0.0121
157	157	158	0.01558	0.02966	ABC	0.0002422	1	0.0887
158	158	159	0.00451	0.00859	ABC	0.0000702	1	0.0257
159	158	161	0.03335	0.04525	ABC	0.0003419	1	0.1252
160	159	160	0.01500	0.02854	ABC	0.0002332	1	0.0854
161	161	162	0.00196	0.00372	ABC	0.0000303	1	0.0111
162	161	163	0.01635	0.02218	ABC	0.0001677	1	0.0614
163	163	164	0.00172	0.00328	ABC	0.0000268	1	0.0098
164	163	165	0.01184	0.01607	ABC	0.0001212	1	0.0444
165	165	166	0.00268	0.00510	ABC	0.0000418	1	0.0153



ภาคผนวก ข

รายละเอียดเบื้องต้นที่ใช้ในการคำนวณปัจจัย  
ที่ส่งผลต่อค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลด

### ข.1 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา

ลำดับ	ปี	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดพิกัด	รัศมีความยาวสายไฟฟ้าจากหม้อแปลงโดยประมาณ(เมตร)	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำแนกการใช้ไฟฟ้า
1	6	34-006877	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
2	7	23047666	500	720	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
3	9	50-823440	100	720	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
4	12	43-003486	30	1520	การไฟฟ้า	ไฟสาธารณะ
5	13	40-020555	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
6	15	39-001371	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
7	23	49-012083	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
8	28	36-013576	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
9	29	37-019322	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
10	31	36-014029	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
11	34	38-009509	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
12	36	40-003047	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
13	38	36-003458	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
14	41	38-011138	100	720	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
15	43	37-010771	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
16	47	20963740	315	560	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
17	51	51-012963	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
18	55	46-006629	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
19	57	42-008725	50	1160	เฉพาะราย	ไฟสาธารณะ
20	61	35-014910	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดพิกัด	รัศมีความยาวสายไฟฟ้าจากหม้อแปลงโดยประมาณ(เมตร)	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำแนกการใช้ไฟฟ้า
21	64	32-002654	50	1120	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
22	67	45-024562	50	1120	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
23	68	99-010632	160	600	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
24	69	30-002425	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
25	73	32-012393	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
26	74	45-002620	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
27	76	23-009221	20	760	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
28	85	27-008698	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
29	87	38-015314	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
30	89	29-013421	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
31	90	34-010836	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
32	91	22-000982	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
33	93	51-013434	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
34	96	36-011900	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
35	97	22-001122	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
36	100	44-033332	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
37	104	44-004939	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
38	103	26-006153	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
39	106	37-013643	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
40	109	99-009999	50	1120	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
41	110	36-013147	50	1120	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
42	111	35-008339	30	1520	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
43	113	51-006224	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
44	114	48-001158	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
45	116	34-003511	30	1520	เฉพาะราย	ไฟสาธารณะ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดพิกัด	รัศมีความยาวสายไฟฟ้าจากหม้อแปลงโดยประมาณ(เมตร)	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำแนกการใช้ไฟฟ้า
46	118	37-018001	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
47	120	32-002475	50	1120	เฉพาะราย	ไฟสาธารณะ
48	122	27-008613	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
49	123	29-015490	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
50	126	27-007245	50	1120	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
51	129	38-008602	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
52	130	23058089	315	560	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
53	135	45-111885	30	1520	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
54	137	38-008609	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
55	138	37-017861	160	600	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
56	141	35-009580	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
57	144	36-005945	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
58	146	36-005659	160	600	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
59	148	23058091	500	720	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
60	151	40-002513	160	600	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
61	155	45-113063	30	1520	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว
62	157	51-009808	250	360	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
63	159	24-016341	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
64	160	35-007658	250	360	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
65	161	23058090	315	560	เฉพาะราย	สถานที่อยู่อาศัย
66	163	45-021884	100	720	การไฟฟ้า	สถานที่อยู่อาศัย
67	165	43-005299	160	600	เฉพาะราย	ธุรกิจส่วนตัว

**หมายเหตุ** บริเวณพื้นที่ไฟสาธารณะและธุรกิจส่วนตัว เป็นบริเวณที่ไม่นำหม้อแปลง

มาใช้ในการวิเคราะห์พื้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวนประชากร และจำนวนหลังคาเรือน

## ข.2 ข้อมูลจำนวนประชากรและจำนวนหลังคาเรือนที่อยู่ในพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของสายป้อน 10

ข้อมูลจำนวนประชากรและจำนวนหลังคาเรือน (สำนักงานสถิติจังหวัดนครราชสีมา, 2552) เป็นข้อมูลที่มีความสำคัญกับงานวิจัยจึงต้องมีความเป็นปัจจุบันมากที่สุด

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าของสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2 จังหวัดนครราชสีมา

ลำดับ	หมู่ที่	ตำบล	จำนวนหลังคาเรือน (หลัง)	จำนวนประชากร (คน)
1	1	บ้านใหม่	137	649
2	2	บ้านใหม่	615	1624
3	4	บ้านใหม่	635	1867
4	5	บ้านใหม่	940	3049
5	6	บ้านใหม่	504	1315
6	11	บ้านใหม่	266	932
7	12	บ้านใหม่	252	1016
8	1	สุรนารี	988	2404
9	2	สุรนารี	785	1995
10	3	สุรนารี	587	2081
11	5	สุรนารี	544	1454
12	6	สุรนารี	1171	2622
13	9	สุรนารี	662	1705
14	10	สุรนารี	626	1881
15	7	ปรุใหญ่	612	1928
16	4	หนองจะบก	1174	3584
17	9	โพธิ์กลาง	2930	6373
18	15 18	เทศบาลนคร	59053	145463

**ข.3 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดพื้นที่ที่อยู่อาศัยของหม้อแปลง 67 ตัว  
ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2**

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	พื้นที่ที่อยู่อาศัย (ตารางเมตร)	พื้นที่การ จ่ายไฟฟ้า (ตารางเมตร)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ พื้นที่ที่อยู่อาศัย
1	6	34-006877	30	1132200.4517	4341119.4791	0.2608
2	7	23047666	500	131559.0573	426990.9196	0.3081
3	9	50-823440	100	0.0000	0.0000	0.0000
4	12	43-003486	30	0.0000	0.0000	0.0000
5	13	40-020555	100	93957.7627	297411.0932	0.3159
6	15	39-001371	100	105585.8548	315305.6641	0.3349
7	23	49-012083	50	603396.2770	2402273.4615	0.2512
8	28	36-013576	100	28285.9563	211671.3035	0.1336
9	29	37-019322	250	2672.5567	34157.2813	0.0782
10	31	36-014029	160	17809.9457	117313.3814	0.1518
11	34	38-009509	100	29329.3316	209795.3903	0.1398
12	36	40-003047	250	4355.2329	22992.4236	0.1894
13	38	36-003458	100	26840.3154	223745.0452	0.1200
14	41	38-011138	100	0.0000	0.0000	0.0000
15	43	37-010771	160	9320.6957	179523.1561	0.0519
16	47	20963740	315	0.0000	0.0000	0.0000
17	51	51-012963	30	277040.5231	3560074.2497	0.0778
18	55	46-006629	100	9916.8412	259519.6423	0.0382
19	57	42-008725	50	0.0000	0.0000	0.0000
20	61	35-014910	30	238185.2682	4585079.3158	0.0519
21	64	32-002654	50	0.0000	0.0000	0.0000
22	67	45-024562	50	0.0000	0.0000	0.0000



ตารางที่ ข.3 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	พื้นที่ที่อยู่อาศัย (ตารางเมตร)	พื้นที่การ จ่ายไฟฟ้า (ตารางเมตร)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ พื้นที่ที่อยู่อาศัย
23	68	99-010632	160	0.0000	0.0000	0.0000
24	69	30-002425	100	73685.5622	718372.5506	0.1026
25	73	32-012393	250	1213.2240	28694.3607	0.0423
26	74	45-002620	30	165229.8307	2885090.4405	0.0573
27	76	23-009221	20	15146.8796	233420.0279	0.0649
28	85	27-008698	250	1772.6410	17307.7562	0.1024
29	87	38-015314	50	26139.1914	598870.6023	0.0436
30	89	29-013421	50	23932.7461	542436.2128	0.0441
31	90	34-010836	30	55197.5769	1552117.8503	0.0356
32	91	22-000982	30	52078.4489	1586252.2226	0.0328
33	93	51-013434	30	104375.0402	1815419.4918	0.0575
34	96	36-011900	100	6125.7300	121123.8104	0.0506
35	97	22-001122	100	7956.4408	114619.6328	0.0694
36	100	44-033332	100	20624.5664	141932.6573	0.1453
37	104	44-004939	100	16203.2614	128765.6774	0.1258
38	103	26-006153	50	97139.1211	720998.3549	0.1347
39	106	37-013643	100	2423.0082	153646.6274	0.0158
40	109	99-009999	50	0.0000	0.0000	0.0000
41	110	36-013147	50	0.0000	0.0000	0.0000
42	111	35-008339	30	500115.6670	3899036.1007	0.1283
43	113	51-006224	100	41865.2852	195469.2256	0.2142
44	114	48-001158	160	28644.4910	108804.5182	0.2633
45	116	34-003511	30	0.0000	0.0000	0.0000
46	118	37-018001	160	57916.3649	201326.6664	0.2877
47	120	32-002475	50	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	พื้นที่ที่อยู่อาศัย (ตารางเมตร)	พื้นที่การ จ่ายไฟฟ้า (ตารางเมตร)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ พื้นที่ที่อยู่อาศัย
48	122	27-008613	250	3479.9612	31264.7067	0.1113
49	123	29-015490	50	52247.1624	896144.8382	0.0583
50	126	27-007245	50	136258.7029	1192001.7842	0.1143
51	129	38-008602	160	34299.5895	205876.0660	0.1666
52	130	23058089	315	29286.7444	163866.7832	0.1787
53	135	45-111885	30	0.0000	0.0000	0.0000
54	137	38-008609	160	50317.0678	178530.1081	0.2818
55	138	37-017861	160	40638.2681	156880.8743	0.2590
56	141	35-009580	160	32568.3243	137367.3955	0.2371
57	144	36-005945	250	6603.1948	25558.6439	0.2584
58	146	36-005659	160	28564.3166	157813.5195	0.1810
59	148	23058091	500	0.0000	0.0000	0.0000
60	151	40-002513	160	22331.5709	140323.3604	0.1591
61	155	45-113063	30	0.0000	0.0000	0.0000
62	157	51-009808	250	5023.5137	21100.7910	0.2381
63	159	24-016341	250	3927.0005	23434.4105	0.1676
64	160	35-007658	250	3183.4938	26933.8936	0.1182
65	161	23058090	315	9640.6275	124323.6194	0.0775
66	163	45-021884	100	38382.9654	527059.7726	0.0728
67	165	43-005299	160	0.0000	0.0000	0.0000

**ข.4 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดจำนวนประชากรของหม้อแปลง 67 ตัว  
ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2**

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนประชากร

ลำดับ	บัส	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดพิกัด (kVA)	จำนวนประชากรของพื้นที่ที่อยู่อาศัย (คน)	จำนวนประชากรการจ่ายไฟฟ้า (คน)	ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากรการใช้ไฟฟ้า
1	6	34-006877	30	5759.3015	30375.6123	0.1896
2	7	23047666	500	152.9893	522.6066	0.2927
3	9	50-823440	100	0.0000	0.0000	0.0000
4	12	43-003486	30	0.0000	0.0000	0.0000
5	13	40-020555	100	1596.0624	5636.1649	0.2832
6	15	39-001371	100	2593.2969	8624.5706	0.3007
7	23	49-012083	50	29491.0590	100287.4052	0.2941
8	28	36-013576	100	91.3700	608.7027	0.1501
9	29	37-019322	250	2.2647	60.6766	0.0373
10	31	36-014029	160	20.6810	214.5526	0.0964
11	34	38-009509	100	24.1997	180.0408	0.1344
12	36	40-003047	250	2.3102	13.6668	0.1690
13	38	36-003458	100	19.0522	193.7350	0.0983
14	41	38-011138	100	0.0000	0.0000	0.0000
15	43	37-010771	160	6.1953	114.6883	0.0540
16	47	20963740	315	0.0000	0.0000	0.0000
17	51	51-012963	30	1027.4939	6252.2918	0.1643
18	55	46-006629	100	4.8552	137.7028	0.0353
19	57	42-008725	50	0.0000	0.0000	0.0000
20	61	35-014910	30	68.1598	1455.9857	0.0468
21	64	32-002654	50	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากร (ต่อ)

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	จำนวนประชากร ของพื้นที่ที่อยู่ อาศัย (คน)	จำนวน ประชากร การจ่ายไฟฟ้า (คน)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ จำนวนประชากร การใช้ไฟฟ้า
22	67	45-024562	50	0.0000	0.0000	0.0000
23	68	99-010632	160	0.0000	0.0000	0.0000
24	69	30-002425	100	12.3678	134.3706	0.0920
25	73	32-012393	250	2.2915	38.3890	0.0597
26	74	45-002620	30	23.7547	364.9222	0.0651
27	76	23-009221	20	2.3706	38.7327	0.0612
28	85	27-008698	250	0.3496	3.4210	0.1022
29	87	38-015314	50	5.0774	128.3564	0.0396
30	89	29-013421	50	4.7447	121.0311	0.0392
31	90	34-010836	30	11.1294	326.0514	0.0341
32	91	22-000982	30	10.2591	326.6443	0.0314
33	93	51-013434	30	22.4226	390.8816	0.0574
34	96	36-011900	100	1.3754	27.7436	0.0496
35	97	22-001122	100	1.7193	23.4258	0.0734
36	100	44-033332	100	4.7068	31.6948	0.1485
37	104	44-004939	100	3.6121	28.1898	0.1281
38	103	26-006153	50	21.7155	162.3300	0.1338
39	106	37-013643	100	0.6493	33.8463	0.0192
40	109	99-009999	50	0.0000	0.0000	0.0000
41	110	36-013147	50	0.0000	0.0000	0.0000
42	111	35-008339	30	127.9481	985.0841	0.1299
43	113	51-006224	100	8.1976	40.2004	0.2039
44	114	48-001158	160	6.4743	24.4943	0.2643
45	116	34-003511	30	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนประชากร (ต่อ)

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	จำนวนประชากร ของพื้นที่ที่อยู่ อาศัย (คน)	จำนวน ประชากร การจ่ายไฟฟ้า (คน)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ จำนวนประชากร การใช้ไฟฟ้า
46	118	37-018001	160	13.7343	47.9457	0.2865
47	120	32-002475	50	0.0000	0.0000	0.0000
48	122	27-008613	250	0.4802	4.4979	0.1068
49	123	29-015490	50	8.3800	154.9539	0.0541
50	126	27-007245	50	17.3316	179.8663	0.0964
51	129	38-008602	160	3.7146	23.2070	0.1601
52	130	23058089	315	3.0907	17.6425	0.1752
53	135	45-111885	30	0.0000	0.0000	0.0000
54	137	38-008609	160	7.0237	22.5987	0.3108
55	138	37-017861	160	5.6864	20.1082	0.2828
56	141	35-009580	160	4.5912	18.3539	0.2502
57	144	36-005945	250	0.9413	3.3559	0.2805
58	146	36-005659	160	4.2846	21.4358	0.1999
59	148	23058091	500	0.0000	0.0000	0.0000
60	151	40-002513	160	3.0471	19.0622	0.1599
61	155	45-113063	30	0.0000	0.0000	0.0000
62	157	51-009808	250	0.7620	2.6363	0.2891
63	159	24-016341	250	0.5924	3.0817	0.1922
64	160	35-007658	250	0.5109	3.5547	0.1437
65	161	23058090	315	1.4072	16.8637	0.0834
66	163	45-021884	100	5.2879	69.7042	0.0759
67	165	43-005299	160	0.0000	0.0000	0.0000

**ข.5 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดจำนวนหลังคาเรือนของหม้อแปลง 67 ตัว  
ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2**

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของจำนวนหลังคาเรือน

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	จำนวนหลังคา เรือนของพื้นที่ที่ อยู่อาศัย (คน)	จำนวน หลังคาเรือน การจ่ายไฟฟ้า (หลัง)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรร โหลดของ จำนวนหลังคา เรือนการใช้ไฟฟ้า
1	6	34-006877	30	2281.0746	12125.1984	0.1881
2	7	23047666	500	59.0087	208.0797	0.2836
3	9	50-823440	100	0.0000	0.0000	0.0000
4	12	43-003486	30	0.0000	0.0000	0.0000
5	13	40-020555	100	641.9563	2272.1806	0.2825
6	15	39-001371	100	1046.1051	3484.8506	0.3002
7	23	49-012083	50	11965.2322	40696.7947	0.2940
8	28	36-013576	100	49.8628	262.7090	0.1898
9	29	37-019322	250	0.9018	46.6416	0.0193
10	31	36-014029	160	8.3240	86.7359	0.0960
11	34	38-009509	100	9.7018	74.6757	0.1299
12	36	40-003047	250	0.9090	6.6016	0.1377
13	38	36-003458	100	7.6359	77.4597	0.0986
14	41	38-011138	100	0.0000	0.0000	0.0000
15	43	37-010771	160	2.1130	39.7921	0.0531
16	47	20963740	315	0.0000	0.0000	0.0000
17	51	51-012963	30	408.3280	2537.1100	0.1609
18	55	46-006629	100	1.8652	52.1203	0.0358
19	57	42-008725	50	0.0000	0.0000	0.0000
20	61	35-014910	30	25.1264	559.5772	0.0449
21	64	32-002654	50	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือน (ต่อ)

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	จำนวนหลังคา เรือนของพื้นที่ ที่อยู่อาศัย (คน)	จำนวน หลังคาเรือน การจ่ายไฟฟ้า (หลัง)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ จำนวนหลังคา เรือนการใช้ไฟฟ้า
22	67	45-024562	50	0.0000	0.0000	0.0000
23	68	99-010632	160	0.0000	0.0000	0.0000
24	69	30-002425	100	5.5235	60.0107	0.0920
25	73	32-012393	250	1.0232	17.0014	0.0602
26	74	45-002620	30	10.0223	147.4812	0.0680
27	76	23-009221	20	0.9426	15.1810	0.0621
28	85	27-008698	250	0.1145	1.1206	0.1022
29	87	38-015314	50	1.7712	47.1931	0.0375
30	89	29-013421	50	1.5835	40.1556	0.0394
31	90	34-010836	30	3.7293	110.9398	0.0336
32	91	22-000982	30	3.4327	111.0587	0.0309
33	93	51-013434	30	7.3449	128.7358	0.0571
34	96	36-011900	100	0.4505	9.0879	0.0496
35	97	22-001122	100	0.5632	7.6735	0.0734
36	100	44-033332	100	1.5418	10.3822	0.1485
37	104	44-004939	100	1.1832	9.2340	0.1281
38	103	26-006153	50	7.1626	54.8062	0.1307
39	106	37-013643	100	0.2127	11.0869	0.0192
40	109	99-009999	50	0.0000	0.0000	0.0000
41	110	36-013147	50	0.0000	0.0000	0.0000
42	111	35-008339	30	49.4551	368.5421	0.1342
43	113	51-006224	100	2.7041	13.7462	0.1967
44	114	48-001158	160	2.1208	8.0247	0.2643
45	116	34-003511	30	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของจำนวนหลังคาเรือน (ต่อ)

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	จำนวนหลังคา เรือนของพื้นที่ ที่อยู่อาศัย (คน)	จำนวน หลังคาเรือน การจ่ายไฟฟ้า (หลัง)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลดของ จำนวนหลังคา เรือนการใช้ไฟฟ้า
46	118	37-018001	160	5.0260	17.6030	0.2855
47	120	32-002475	50	0.0000	0.0000	0.0000
48	122	27-008613	250	0.2145	2.0112	0.1066
49	123	29-015490	50	3.5770	67.7432	0.0528
50	126	27-007245	50	7.7115	78.5558	0.0982
51	129	38-008602	160	1.6590	10.3644	0.1601
52	130	23058089	315	1.3803	7.8792	0.1752
53	135	45-111885	30	0.0000	0.0000	0.0000
54	137	38-008609	160	3.1368	10.0927	0.3108
55	138	37-017861	160	2.5396	9.0694	0.2800
56	141	35-009580	160	2.0505	8.2860	0.2475
57	144	36-005945	250	0.4204	1.4988	0.2805
58	146	36-005659	160	1.9135	9.5734	0.1999
59	148	23058091	500	0.0000	0.0000	0.0000
60	151	40-002513	160	1.3609	8.5133	0.1599
61	155	45-113063	30	0.0000	0.0000	0.0000
62	157	51-009808	250	0.3403	1.1774	0.2891
63	159	24-016341	250	0.2646	1.3763	0.1922
64	160	35-007658	250	0.2282	1.5875	0.1437
65	161	23058090	315	0.6285	7.5314	0.0834
66	163	45-021884	100	2.3497	29.7085	0.0791
67	165	43-005299	160	0.0000	0.0000	0.0000



**ข.6 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าของหม้อแปลง 67 ตัว  
ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2**

ตารางที่ ข.6 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของพิกัดหม้อแปลง

ลำดับ	บัส	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด (kVA)	ขนาดพิกัดหม้อแปลง รวมทั้งสายป้อน ของสายป้อน 10 (kVA)	ค่าตัวประกอบการ จัดสรรโหลด พิกัดหม้อแปลงของ การใช้ไฟฟ้า
1	6	34-006877	30	8695	0.0035
2	7	23047666	500	8695	0.0575
3	9	50-823440	100	8695	0.0115
4	12	43-003486	30	8695	0.0035
5	13	40-020555	100	8695	0.0115
6	15	39-001371	100	8695	0.0115
7	23	49-012083	50	8695	0.0058
8	28	36-013576	100	8695	0.0115
9	29	37-019322	250	8695	0.0288
10	31	36-014029	160	8695	0.0184
11	34	38-009509	100	8695	0.0115
12	36	40-003047	250	8695	0.0288
13	38	36-003458	100	8695	0.0115
14	41	38-011138	100	8695	0.0115
15	43	37-010771	160	8695	0.0184
16	47	20963740	315	8695	0.0362
17	51	51-012963	30	8695	0.0035
18	55	46-006629	100	8695	0.0115
19	57	42-008725	50	8695	0.0058
20	61	35-014910	30	8695	0.0035
21	64	32-002654	50	8695	0.0058

ตารางที่ ข.6 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของฟักัดหม้อแปลง (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดฟักัด (kVA)	ขนาดฟักัดหม้อแปลงรวมทั้งสายป้อนของสายป้อน 10 (kVA)	ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดฟักัดหม้อแปลงของการใช้ไฟฟ้า
22	67	45-024562	50	8695	0.0058
23	68	99-010632	160	8695	0.0184
24	69	30-002425	100	8695	0.0115
25	73	32-012393	250	8695	0.0288
26	74	45-002620	30	8695	0.0035
27	76	23-009221	20	8695	0.0023
28	85	27-008698	250	8695	0.0288
29	87	38-015314	50	8695	0.0058
30	89	29-013421	50	8695	0.0058
31	90	34-010836	30	8695	0.0035
32	91	22-000982	30	8695	0.0035
33	93	51-013434	30	8695	0.0035
34	96	36-011900	100	8695	0.0115
35	97	22-001122	100	8695	0.0115
36	100	44-033332	100	8695	0.0115
37	104	44-004939	100	8695	0.0115
38	103	26-006153	50	8695	0.0058
39	106	37-013643	100	8695	0.0115
40	109	99-009999	50	8695	0.0058
41	110	36-013147	50	8695	0.0058
42	111	35-008339	30	8695	0.0035
43	113	51-006224	100	8695	0.0115
44	114	48-001158	160	8695	0.0184
45	116	34-003511	30	8695	0.0035

ตารางที่ ข.6 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของฟักัดหม้อแปลง (ต่อ)

ลำดับ	ปี	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดฟักัด (kVA)	ขนาดฟักัดหม้อแปลงรวมทั้งสายป้อนของสายป้อน 10 (kVA)	ค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดฟักัดหม้อแปลงของการใช้ไฟฟ้า
46	118	37-018001	160	8695	0.0184
47	120	32-002475	50	8695	0.0058
48	122	27-008613	250	8695	0.0288
49	123	29-015490	50	8695	0.0058
50	126	27-007245	50	8695	0.0058
51	129	38-008602	160	8695	0.0184
52	130	23058089	315	8695	0.0362
53	135	45-111885	30	8695	0.0035
54	137	38-008609	160	8695	0.0184
55	138	37-017861	160	8695	0.0184
56	141	35-009580	160	8695	0.0184
57	144	36-005945	250	8695	0.0288
58	146	36-005659	160	8695	0.0184
59	148	23058091	500	8695	0.0575
60	151	40-002513	160	8695	0.0184
61	155	45-113063	30	8695	0.0035
62	157	51-009808	250	8695	0.0288
63	159	24-016341	250	8695	0.0288
64	160	35-007658	250	8695	0.0288
65	161	23058090	315	8695	0.0362
66	163	45-021884	100	8695	0.0115
67	165	43-005299	160	8695	0.0184

**ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดบิลค่าไฟฟ้าของหม้อแปลง 67 ตัว  
ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อน 10 สถานีไฟฟ้า 2**

ตารางที่ ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้า

ลำดับ	หมายเลขหม้อแปลง	ขนาดพิกัด kVA	บิลค่าไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)			ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดพิกัดหม้อแปลงของ การใช้ไฟฟ้า		
			เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
1	34-006877	30	9214	9744	8571	0.4875	0.5156	0.4535
2	23047666	500	20360	26280	21192	0.0646	0.0834	0.0673
3	50-823440	100	2658	3039	2940	0.0422	0.0482	0.0467
4	43-003486	30	1836	1958.4	1866.6	0.0971	0.1036	0.0988
5	40-020555	100	5485	6992	6467	0.0871	0.1110	0.1027
6	39-001371	100	7434	9380	8202	0.1180	0.1489	0.1302
7	49-012083	50	9537	9907	9193	0.3028	0.3145	0.2918
8	36-013576	100	14975	16428	14342	0.2377	0.2608	0.2277
9	37-019322	250	19162	19109	17397	0.1217	0.1213	0.1105
10	36-014029	160	13979	16458	14025	0.1387	0.1633	0.1391
11	38-009509	100	7517	7985	6980	0.1193	0.1267	0.1108
12	40-003047	250	16327	16953	14305	0.1037	0.1076	0.0908
13	36-003458	100	15837	18212	16175	0.2514	0.2891	0.2567
14	38-011138	100	120	129	93	0.0019	0.0020	0.0015
15	37-010771	160	14041	14281	12207	0.1393	0.1417	0.1211
16	20963740	315	86872	107432	112072	0.4378	0.5414	0.5647
17	51-012963	30	4514	4632	3985	0.2388	0.2451	0.2108
18	46-006629	100	16534	17165	16044	0.2624	0.2725	0.2547
19	42-008725	50	485	495	472	0.0154	0.0157	0.0150
20	35-014910	30	4561	2703	2193	0.2413	0.1430	0.1160

ตารางที่ ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้า (ต่อ)

ลำดับ	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด kVA	บิลค่าไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)			ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดพิกัดหม้อแปลงของ การใช้ไฟฟ้า		
			เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
21	32-002654	50	427.8	382.8	407.4	0.0136	0.0122	0.0129
22	45-024562	50	4994	5402	4524	0.1585	0.1715	0.1436
23	99-010632	160	1677.5	1811.5	1439	0.0166	0.0180	0.0143
24	30-002425	100	1896.3	2340.9	1935.3	0.0301	0.0372	0.0307
25	32-012393	250	45335	49102	45117	0.2878	0.3118	0.2865
26	45-002620	30	1916	2268	1913	0.1014	0.1200	0.1012
27	23-009221	20	2839	3401	3540	0.2253	0.2699	0.2810
28	27-008698	250	48	14.4	0	0.0003	0.0001	0.0000
29	38-015314	50	9652	9471	8938	0.3064	0.3007	0.2837
30	29-013421	50	2268	2720	2719	0.0720	0.0863	0.0863
31	34-010836	30	0	0	0	0.0000	0.0000	0.0000
32	22-000982	30	1224	1265	1079	0.0648	0.0669	0.0571
33	51-013434	30	2286	1761	1849	0.1210	0.0932	0.0978
34	36-011900	100	4397	4398	3615	0.0698	0.0698	0.0574
35	22-001122	100	11372	11659	12847	0.1805	0.1851	0.2039
36	44-033332	100	580	1002	1225	0.0092	0.0159	0.0194
37	44-004939	100	14977	15599	14637	0.2377	0.2476	0.2323
38	26-006153	50	1080	1308	1099	0.0343	0.0415	0.0349
39	37-013643	100	18336	19195	17299	0.2910	0.3047	0.2746
40	99-009999	50	778	956	858	0.0247	0.0303	0.0272
41	36-013147	50	1129.6	1149.5	1325.6	0.0359	0.0365	0.0421
42	35-008339	30	12156	12513	13081	0.6432	0.6621	0.6921
43	51-006224	100	4350	5405	4807	0.0690	0.0858	0.0763

ตารางที่ ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดของบิลค่าไฟฟ้า (ต่อ)

ลำดับ	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด kVA	บิลค่าไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)			ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดพิกัดหม้อแปลงของ การใช้ไฟฟ้า		
			เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
44	48-001158	160	16860	17880	16059	0.1673	0.1774	0.1593
45	34-003511	30	5049	3886.2	3886.2	0.2671	0.2056	0.2056
46	37-018001	160	50207	54111	50896	0.4981	0.5368	0.5049
47	32-002475	50	8980.1	9951.1	9567.6	0.2851	0.3159	0.3037
48	27-008613	250	8985	9685	9046	0.0570	0.0615	0.0574
49	29-015490	50	10400	11083	10600	0.3302	0.3518	0.3365
50	27-007245	50	4333	4616	4773	0.1376	0.1465	0.1515
51	38-008602	160	7102	7338	9753	0.0705	0.0728	0.0968
52	23058089	315	6956	7376	2116	0.0351	0.0372	0.0107
53	45-111885	30	0	0	0	0.0000	0.0000	0.0000
54	38-008609	160	3645.5	3529.5	3838	0.0362	0.0350	0.0381
55	37-017861	160	4365	3670	4075	0.0433	0.0364	0.0404
56	35-009580	160	15938	16554	18058	0.1581	0.1642	0.1791
57	36-005945	250	22182	25238	26182	0.1408	0.1602	0.1662
58	36-005659	160	19098	19382	20195	0.1895	0.1923	0.2003
59	23058091	500	14792	17120	14808	0.0470	0.0543	0.0470
60	40-002513	160	5325	5193	6380	0.0528	0.0515	0.0633
61	45-113063	30	2374	2398	2395	0.1256	0.1269	0.1267
62	51-009808	250	903	1101	1590	0.0057	0.0070	0.0101
63	24-016341	250	23399	24066	28246	0.1486	0.1528	0.1793
64	35-007658	250	13214	13659	16469	0.0839	0.0867	0.1046
65	23058090	315	17732	20180	18224	0.0894	0.1017	0.0918
66	45-021884	100	14287	15222	16313	0.2268	0.2416	0.2589

ตารางที่ ข.7 ข้อมูลค่าตัวประกอบการจัดสรรโหลดของบิลค่าไฟฟ้า (ต่อ)

ลำดับ	หมายเลข หม้อแปลง	ขนาด พิกัด kVA	บิลค่าไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)			ค่าตัวประกอบการจัดสรร โหลดพิกัดหม้อแปลงของ การใช้ไฟฟ้า		
			เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน
67	43-005299	160	2660	3041	3438.5	0.0264	0.0302	0.0341

**ข.8 ข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ค่าแรงดัน และค่า Power Factor เป็นค่าเฉลี่ยของแต่ละเดือน**

ตารางที่ ข.8 ข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ แรงดันและค่า Power Factor

เดือน	แหล่งจ่าย		โหลด		แรงดัน (กิโลวัตต์)	Power Factor
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
เมษายน	1.477314	0.784769	1.471153	0.813995	22.280598	0.874992
พฤษภาคม	1.546318	0.812087	1.539608	0.840335	22.290717	0.877764
มิถุนายน	1.555163	0.843826	1.548286	0.871811	22.304642	0.871359



ข้อมูลจุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย



**ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย  
กับข้อมูลอ้างอิงจำนวน 200 จุด**

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
0	168181E	1664810N	✓
1	168408E	1663760N	✓
2	169455E	1664180N	✗
3	170868E	1663240N	✓
4	174023E	1664660N	✓
5	180619E	1663840N	✓
6	181874E	1664340N	✓
7	181552E	1663730N	✓
8	182155E	1663930N	✓
9	183084E	1664400N	✗
10	184465E	1664220N	✓
11	185088E	1662910N	✓
12	187263E	1663720N	✓
13	188216E	1664290N	✓
14	187605E	1661430N	✓
15	188716E	1660380N	✓
16	184537E	1662300N	✓
17	183874E	1661180N	✓
18	185124E	1661410N	✓
19	183433E	1660570N	✓
20	181608E	1661680N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
21	180945E	1661300N	✓
22	182604E	1661330N	✗
23	181524E	1662010N	✓
24	175670E	1661300N	✓
25	176321E	1661280N	✓
26	178143E	1662110N	✓
27	177167E	1662460N	✓
28	175059E	1660940N	✓
29	175524E	1661070N	✓
30	175428E	1660450N	✓
31	168114E	1661070N	✓
32	168304E	1660440N	✓
33	170194E	1662280N	✓
34	169868E	1662320N	✗
35	168773E	1661580N	✓
36	169900E	1658680N	✓
37	170237E	1659350N	✓
38	171047E	1658740N	✓
39	171341E	1658020N	✓
40	172928E	1658160N	✓
41	173754E	1659290N	✓
42	175603E	1658020N	✓
43	179131E	1658950N	✓
44	180135E	1658950N	✓
45	179897E	1658380N	✓
46	180985E	1657760N	✗
47	182870E	1658020N	✓
48	183382E	1658010N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
49	182894E	1658910N	✓
50	183910E	1659160N	✓
51	185791E	1659710N	✓
52	186473E	1659810N	✓
53	185104E	1658260N	✓
54	187327E	1657790N	✓
55	187319E	1658170N	✓
56	185676E	1657800N	✓
57	186442E	1658130N	✓
58	171333E	1657370N	✓
59	171733E	1656820N	✓
60	171706E	1655880N	✓
61	173253E	1656020N	✓
62	177071E	1655950N	✓
63	178377E	1656160N	✓
64	179838E	1656660N	✓
65	179349E	1656240N	✓
66	179861E	1656190N	✓
67	179492E	1655750N	✗
68	180937E	1655660N	✓
69	180604E	1656690N	✓
70	182116E	1657010N	✓
71	182001E	1655570N	✓
72	183120E	1656060N	✓
73	182913E	1657270N	✓
74	184017E	1656240N	✓
75	185858E	1655300N	✓
76	187005E	1657210N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
77	185227E	1657360N	✓
78	187291E	1656680N	✓
79	188617E	1653910N	✓
80	187815E	1655080N	✓
81	187097E	1653860N	✓
82	187358E	1652940N	✓
83	185965E	1654410N	✓
84	187243E	1654600N	✓
85	184088E	1653640N	✓
86	184144E	1654450N	✓
87	183608E	1655080N	✓
88	182020E	1654870N	✓
89	181699E	1654380N	✓
90	180707E	1654030N	✓
91	178282E	1653640N	✓
92	178921E	1654870N	✓
93	177496E	1655040N	✓
94	179298E	1653410N	✓
95	176671E	1653860N	✓
96	180207E	1655150N	✓
97	175599E	1654270N	✓
98	176305E	1654870N	✓
99	176432E	1653410N	✓
100	174635E	1653090N	✓
101	172690E	1653290N	✓
102	172595E	1654690N	✗
103	171475E	1655140N	✓
104	171507E	1653040N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
105	169225E	1654390N	✓
106	187926E	1653620N	✓
107	183330E	1653880N	✓
108	180989E	1653530N	✓
109	172110E	1652960N	✓
110	174027E	1652490N	✓
111	171281E	1650980N	✓
112	171817E	1652460N	✓
113	172690E	1650820N	✓
114	172408E	1651850N	✓
115	174194E	1652350N	✓
116	174885E	1651600N	✓
117	172900E	1652100N	✓
118	176552E	1651290N	✓
119	176496E	1652170N	✓
120	176000E	1651860N	✗
121	178536E	1650440N	✓
122	178917E	1650400N	✓
123	179143E	1651580N	✓
124	178508E	1651880N	✓
125	180925E	1650370N	✓
126	183152E	1651800N	✓
127	184144E	1650800N	✓
128	184160E	1650000N	✓
129	185037E	1651140N	✓
130	186676E	1650870N	✓
131	186025E	1650420N	✓
132	186680E	1650010N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
133	175385E	1650120N	✓
134	185037E	1651140N	✓
135	188958E	1650440N	✓
136	188105E	1650240N	✓
137	187347E	1651680N	✓
138	187124E	1651270N	✓
139	188184E	1651960N	✓
140	188196E	1649660N	✓
141	188077E	1647900N	✓
142	186327E	1649340N	✓
143	185957E	1648930N	✓
144	188089E	1649520N	✓
145	184648E	1649060N	✓
146	183048E	1647710N	✓
147	181588E	1648640N	✓
148	178425E	1649190N	✓
149	179869E	1647630N	✓
150	177730E	1648630N	✓
151	175555E	1649330N	✓
152	177532E	1647610N	✗
153	177214E	1649250N	✓
154	175746E	1648550N	✓
155	174357E	1648150N	✓
156	174567E	1649580N	✓
157	168213E	1648710N	✓
158	168681E	1648540N	✓
159	169872E	1649560N	✗
160	168150E	1646710N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
161	177595E	1645990N	✓
162	178226E	1646540N	✓
163	178766E	1646860N	✓
164	179290E	1646610N	✓
165	180020E	1646700N	✓
166	180838E	1646870N	✓
167	184652E	1647390N	✓
168	184354E	1647240N	✓
169	184691E	1645930N	✓
170	184176E	1645530N	✓
171	185136E	1645050N	✓
172	185207E	1646130N	✓
173	186338E	1645990N	✓
174	187196E	1646240N	✓
175	185834E	1645160N	✓
176	185009E	1646850N	✓
177	186283E	1643860N	✓
178	184751E	1644030N	✓
179	185410E	1643600N	✓
180	184997E	1644790N	✓
181	183850E	1642910N	✓
182	184199E	1644680N	✓
183	184072E	1643780N	✓
184	181326E	1644520N	✗
185	183025E	1643080N	✓
186	179429E	1644240N	✓
187	179913E	1644680N	✓
188	180056E	1640930N	✓

ตารางที่ ค.1 จุดทดสอบความถูกต้องของการจำแนกประเภทพื้นที่ที่อยู่อาศัย (ต่อ)

ตำแหน่ง	ตำแหน่งพิกัดทางภูมิศาสตร์		ความถูกต้อง
189	180500E	1640330N	✓
190	182513E	1641510N	✓
191	183271E	1641460N	✓
192	182929E	1640870N	✓
193	182517E	1640330N	✓
194	185624E	1641510N	✓
195	187358E	1640950N	✓
196	186926E	1641430N	✓
197	187227E	1642040N	✗
198	185013E	1642070N	✓
199	184512E	1656690N	✓







ภาคผนวก ง

การใช้โปรแกรม ERDAS Imagine



## ง.1 ลักษณะของโปรแกรม ERDAS Imagine

โปรแกรม ERDAS Imagine เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียม ได้พัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง และใช้กันอย่างกว้างขวางในหน่วยงานต่าง ๆ ทั่วโลก

โปรแกรม ERDAS Imagine สามารถนำมาใช้งานได้หลายรูปแบบ ดังต่อไปนี้

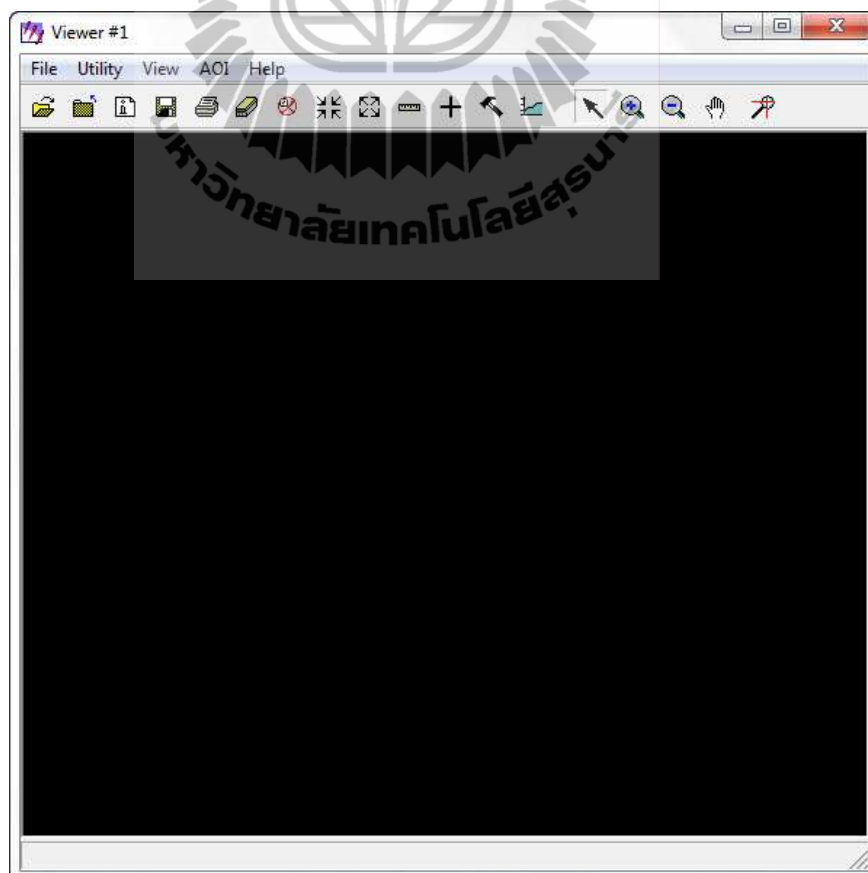
- 1) สนับสนุนการทำงานแบบ (Graphical Use Interface : GUI) เพื่อง่ายต่อการใช้งาน ในการทำแผนที่และการวิเคราะห์ข้อมูลภาพ
- 2) สามารถปรับแก้ภาพ (Geometric Correction) วิเคราะห์ภาพ (Image Analysis) การแสดงภาพ (Visualization) ทั้ง 2 มิติ และ 3 มิติ
- 3) สามารถสร้างแผนที่ผลลัพธ์ (Map Output) จากเครื่องมือพื้นฐานได้
- 4) สามารถตัดข้อมูลภาพ (Resize Image) สามารถตัดโดยกำหนดเฉพาะพื้นที่ศึกษาหรือครอบคลุมพื้นที่ที่สนใจศึกษา
- 5) สามารถบันทึกผลลัพธ์เพื่อนำไปใช้กับโปรแกรมคอมพิวเตอร์อื่น ๆ ทางด้านการสำรวจระยะไกลและระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System : GIS) ได้
- 6) สามารถกำหนดขอบเขตพื้นที่ในการจำแนกข้อมูลได้ (Masking)
- 7) สามารถจำแนกประเภทข้อมูลดาวเทียมโดยเส้นระดับของค่าภายในแบนด์ข้อมูล (Contour Lines Classification)
- 8) สามารถจำแนกประเภทข้อมูลดาวเทียมโดยใช้ค่าภายในแบนด์ข้อมูล (Density Slice)

## ง.2 แลบบเครื่องมือและคำสั่งเบื้องต้นของโปรแกรม ERDAS Imagine

การเข้าโปรแกรม ERDAS IMAGINE สามารถเลือกไอคอน  โปรแกรมจะแสดงองค์ประกอบของโปรแกรมได้ 2 ส่วน คือ แลบบเครื่องมือ (Menu) และหน้าต่างแสดงผล (Viewer) แสดงดังรูปที่ ง.1 และรูปที่ ง.2 ทั้งนี้หน้าต่างแสดงผลสามารถเรียกใช้งานได้พร้อมกันหลายหน้าจอโดยใช้เครื่องมือ  ที่แลบบเครื่องมือหลัก




รูปที่ ง.1 แลบบเครื่องมือของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

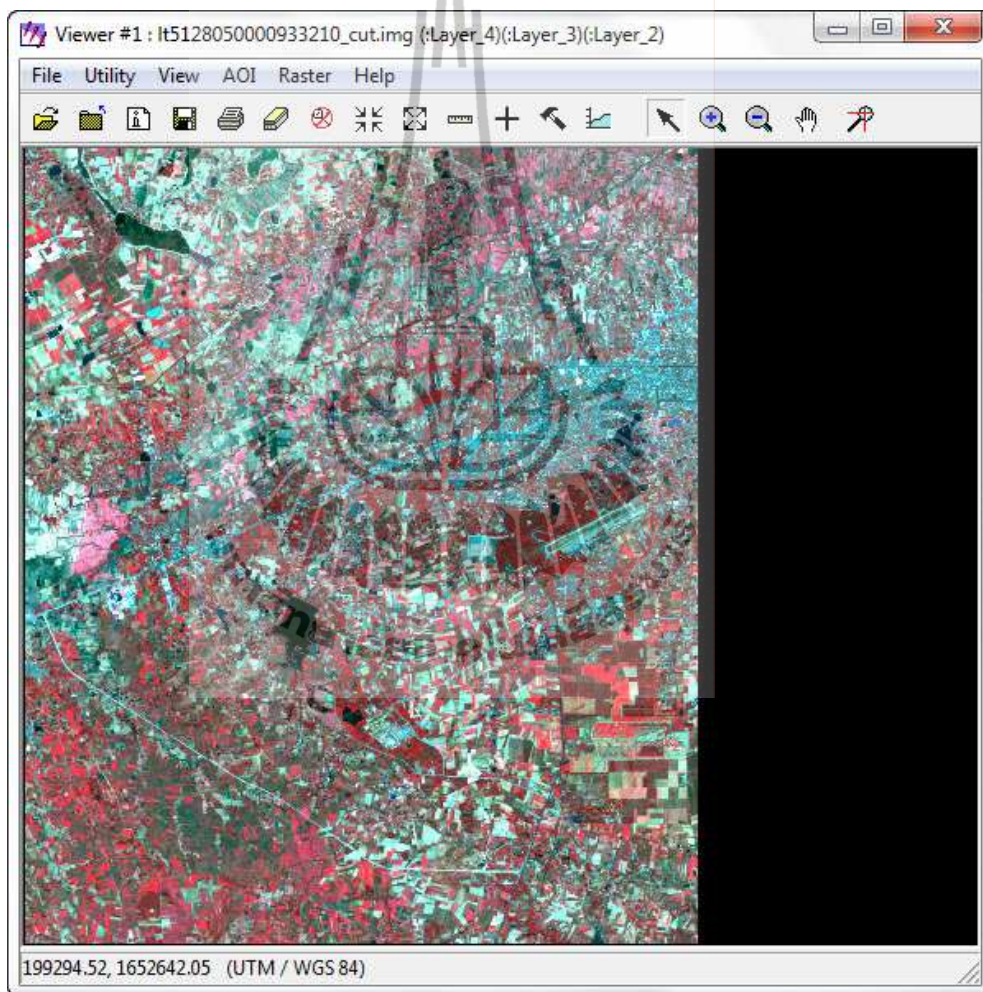


รูปที่ ง.2 แลบบหน้าต่างการแสดงผลของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

### ง.3 ขั้นตอนการใช้งานโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

#### ง.3.1 การเปิดข้อมูลภาพ

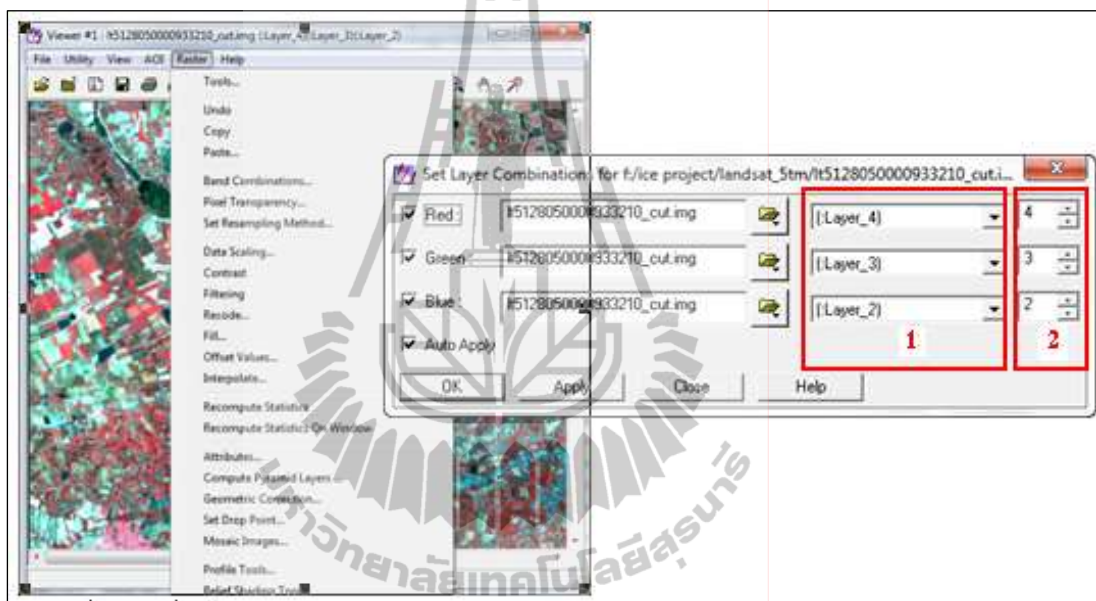
การเปิดข้อมูลภาพสามารถเปิดข้อมูลแรสเตอร์ (Raster) ที่ต้องการได้จากแถบเครื่องมือ  เพื่อแสดงผลบนหน้าต่างต่าง แสดงดังรูปที่ ง.3



รูปที่ ง.3 การแสดงข้อมูลภาพบนหน้าต่างแสดงผลของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

### ง.3.2 การผสมแบนด์

การผสมแบนด์เพื่อเน้นการแสดงผลข้อมูลที่ต้องการศึกษาให้เห็นเด่นชัด โดยการวิจัยครั้งนี้ใช้การผสมระหว่างแบนด์ 1 - 4 - 5 โดยใช้แถบเครื่องมือเรสเตอร์บนหน้าต่างที่แสดงข้อมูลดาวเทียมนั้น ๆ เมื่อปรากฏหน้าต่าง Set Layer Combination แสดงดังรูปที่ ง.4 ให้เลือกแบนด์ที่ต้องการแสดงในระบบการผสมสี (Composit Color: RGB) โดยเลือกที่แถบเครื่องมือดังหมายเลข 1 หรือ 2

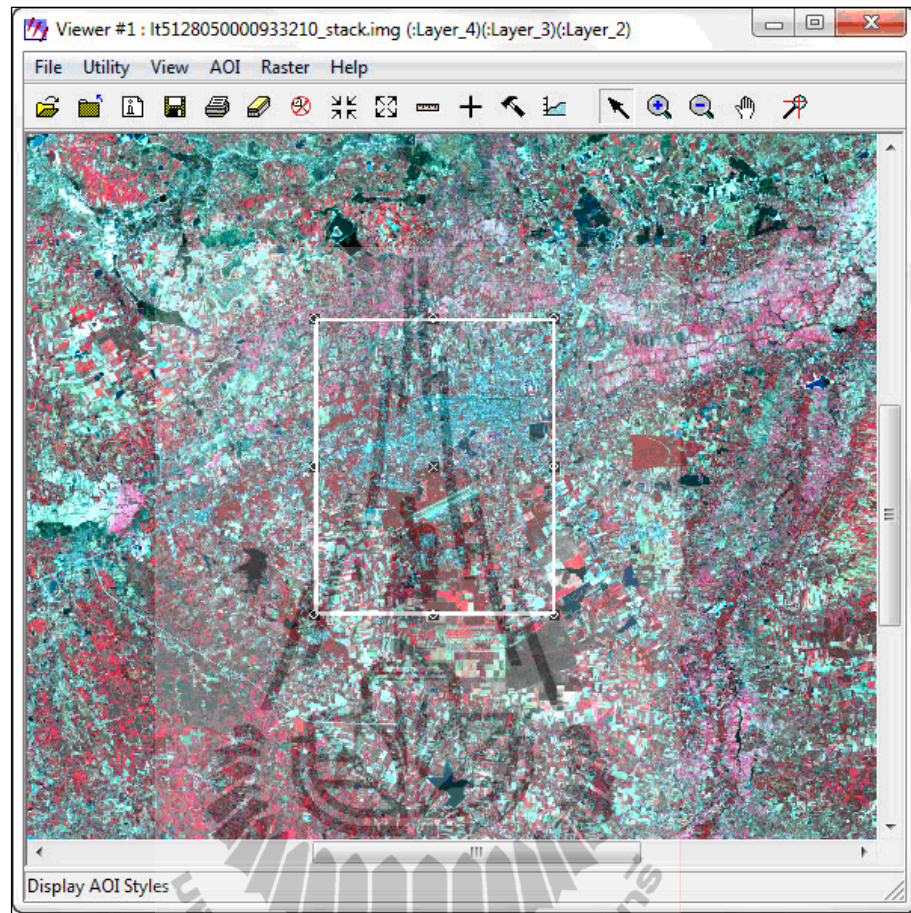


รูปที่ ง.4 แถบเครื่องมือที่ใช้ในการผสมแบนด์ของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

### ง.3.3 การตัดภาพ (Subset)


การตัดภาพเพื่อจำกัดขอบเขตข้อมูลให้อยู่ในพื้นที่ศึกษา ทั้งนี้ต้องเปิดข้อมูลดาวเทียมซึ่งเป็นข้อมูลเรสเตอร์ (Raster) และข้อมูลขอบเขตพื้นที่ศึกษาซึ่งเป็นข้อมูลเวกเตอร์ (Vector) ซ้อนทับกัน แสดงดังรูปที่ ง.5

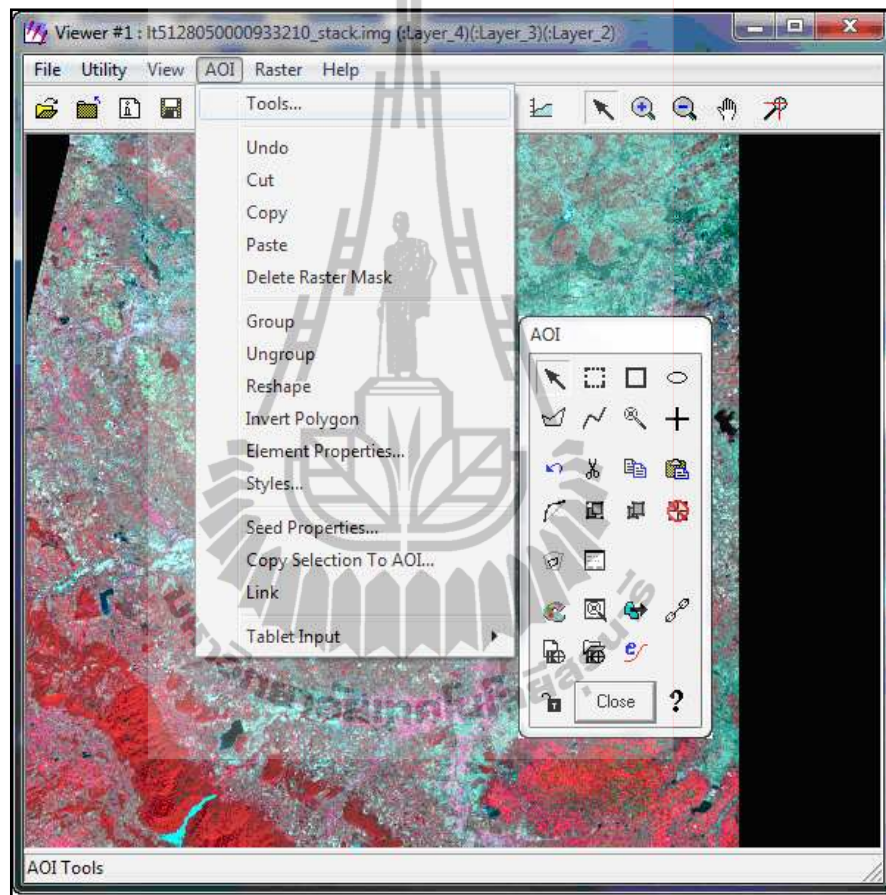




รูปที่ ง.5 หน้าต่างแสดงผลที่เปิดข้อมูลแรสเตอร์และข้อมูลเวกเตอร์ซ้อนทับกัน  
การนำข้อมูลเวกเตอร์สามารถนำเข้าได้ 2 วิธีการ ดังต่อไปนี้


### ง.3.3.1 การนำเข้าโดยใช้เครื่องมือ AOI


จากแถบ AOI บนหน้าจอแสดงผล ดังรูปที่ ง.6 โดยลากขอบเขตบนหน้าจอให้เลือกเครื่องมือ  จากหน้าต่าง AOI จากนั้นสามารถลากขอบเขตบนหน้าจอ แสดงดังรูปที่ ง.6

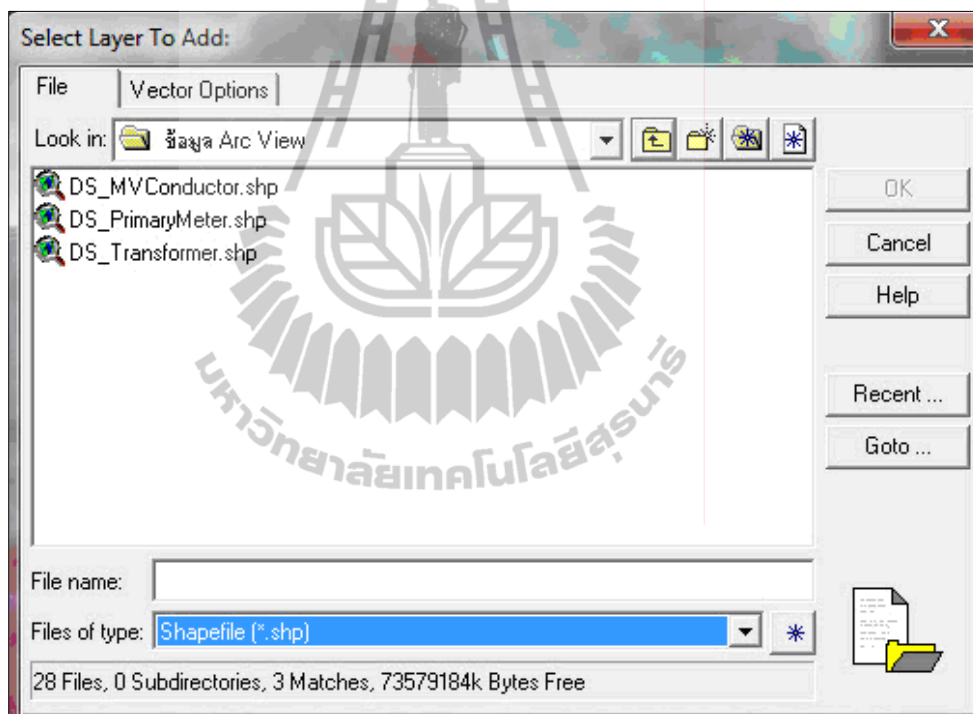


รูปที่ ง.6 การเลือกเครื่องมือและหน้าต่าง AOI ของโปรแกรม ERDAS IMAGINE 9.1

### ง.3.3.2 การนำเข้าโดยเปิดข้อมูลเวกเตอร์ที่มีบันทึกไว้แล้ว

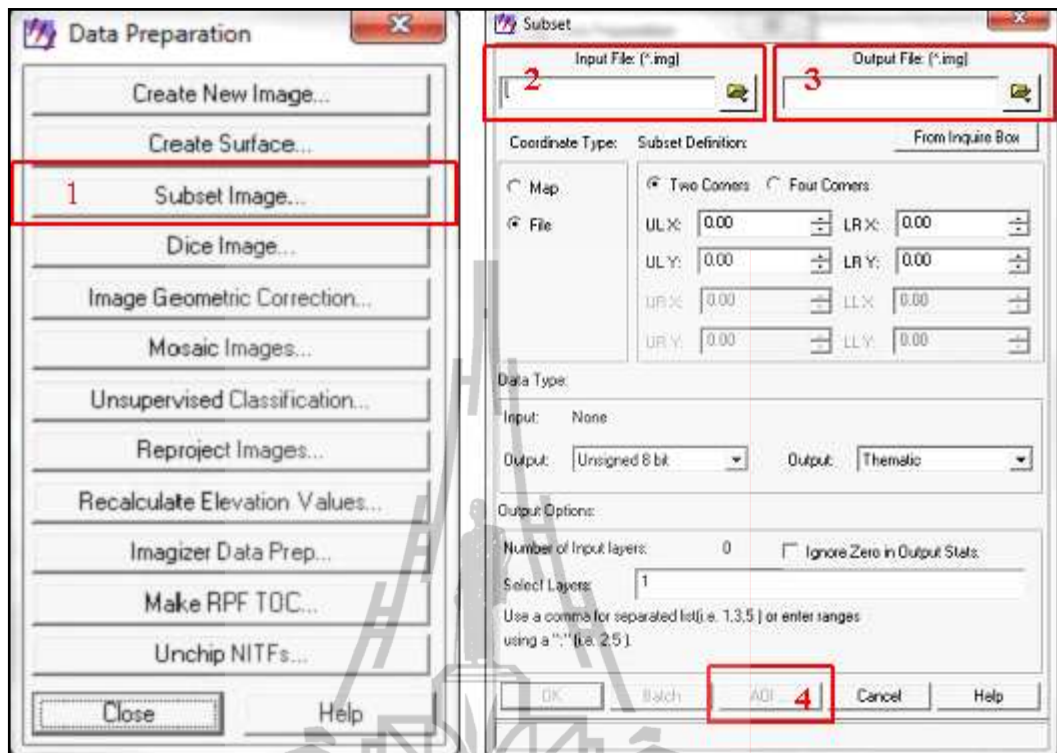
สามารถเปิดข้อมูลได้จากแหล่งบันทึกข้อมูล โดยเลือกเครื่องมือ  บนหน้าต่างแสดงผลข้อมูล หลังจากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Select Layer To Add จากนั้นเปลี่ยนนามสกุลไฟล์ที่ช่อง File of type เป็น Shapefile (\*.shp) แสดงดังรูปที่ ง.7

หลังจากเปิดข้อมูลแรสเตอร์และข้อมูลขอบเขตพื้นที่ศึกษาซึ่งเป็นข้อมูลเวกเตอร์ซ้อนทับกันแล้ว ให้เลือกเครื่องมือ  จากแถบเครื่องมือของโปรแกรม หลังจากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Data Preparation ให้เลือกคำสั่ง Subset Image ดังหมายเลข 1 จะปรากฏหน้าต่าง Subset แสดงดังรูปที่ ง.8




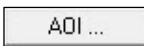
รูปที่ ง.7 หน้าต่าง Select Layer To Add





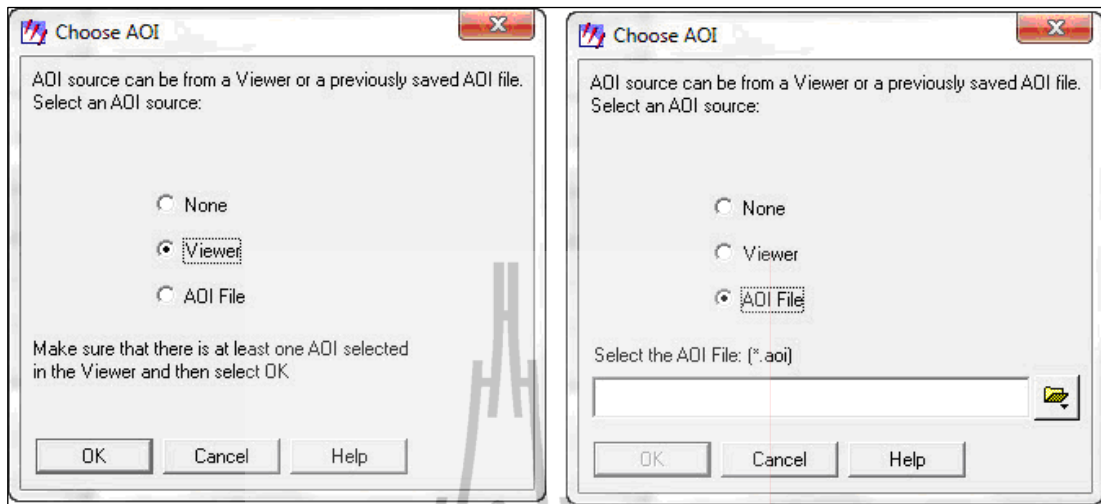
รูปที่ ง.8 หน้าต่าง Data Preparation และหน้าต่าง Subset

หน้าต่าง Subset ให้เลือกข้อมูลต้นฉบับ โดยสามารถเลือกข้อมูลที่มีเก็บบันทึกในเครื่องได้จากเครื่องมือ  ใช้คำสั่ง Input File ดังหมายเลขที่ 2 และกำหนดชื่อข้อมูลผลลัพธ์จากการตัดภาพใต้คำสั่ง Output File ดังหมายเลข 3

จากนั้นเลือกเครื่องมือ  ดังหมายเลข 4 จะปรากฏหน้าต่าง Choose AOI แสดงดังรูปที่ ง.9 ซึ่งการตัดภาพที่นิยมใช้นั้นมี 2 แบบได้แก่



**Viewer** ใช้ในกรณีที่แสดงขอบเขตซ้อนทับกับข้อมูลดาวเทียมในหน้าต่างแสดงผลโดยใช้เครื่องมือ AOI

**AOI File** ใช้ในกรณีที่มีข้อมูล AOI บันทึกไว้แล้ว

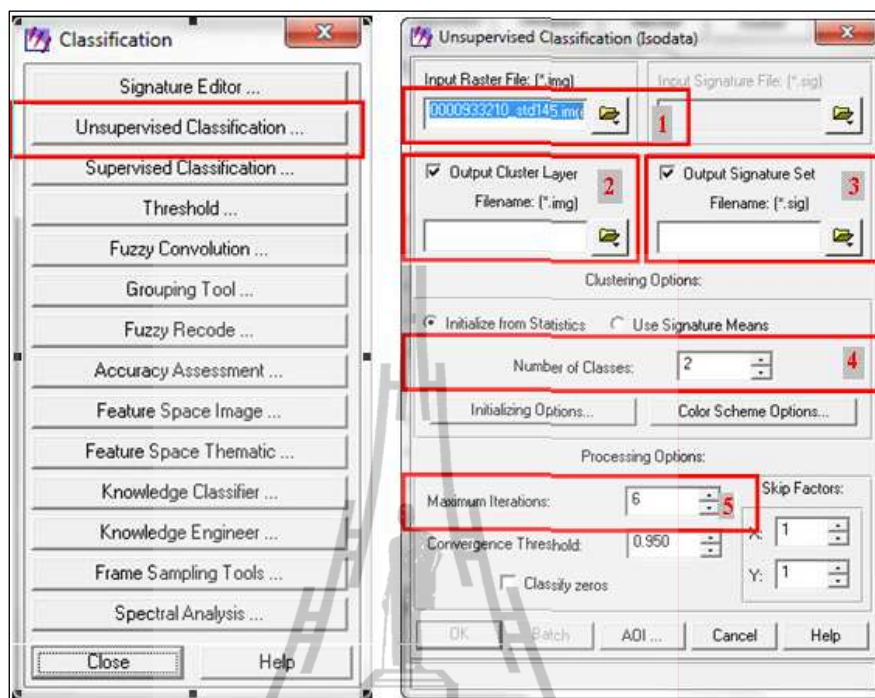


รูปที่ ง.9 หน้าต่าง Choose AOI แบบ Viewer และ AOI File ตามลำดับ

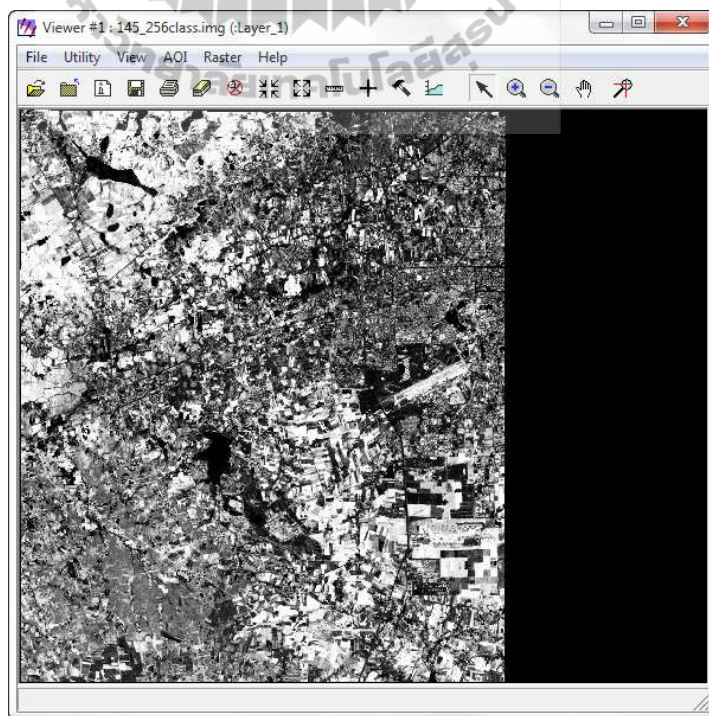
### ง.3.4 การจำแนกข้อมูลเป็นการจำแนกด้วยวิธี ISODATA

การจำแนกแบบไม่กำกับดูแล (Unsupervised Classification) โดยเลือกเครื่องมือ  หลังจากนั้นเลือกเครื่องมือ Unsupervised Classification จะปรากฏหน้าต่างแสดงดังรูปที่ ง.10 จากหน้าต่างให้เลือกข้อมูลต้นฉบับ โดยสามารถเลือกข้อมูลที่มีเก็บบันทึกในเครื่องได้จากเครื่องมือ  ภายใต้คำสั่ง Input File ดังหมายเลข 1 จากนั้นให้ตั้งชื่อผลลัพธ์จากการจำแนกในช่อง Filename (\*.img) และ Filename (\*.sig) แสดงดังหมายเลข 2 และหมายเลข 3 ตามลำดับ

การจำแนกด้วยวิธี ISODATA นั้น ระบบจะทำการจัดกลุ่มผลลัพธ์ให้อัตโนมัติ โดยผู้ใช้ต้องกำหนดจำนวนประเภทข้อมูล (Classes) ที่มีในพื้นที่ศึกษาในคำสั่ง Number Of Classes ดังหมายเลข 4 นอกจากนี้ยังสามารถกำหนดจำนวนรอบสูงสุดของการจัดกลุ่มใหม่ได้จากคำสั่ง Maximum Iteration ดังหมายเลข 5 และจะได้ผลลัพธ์แสดงดังรูปที่ ง.11




รูปที่ ง.10 หน้าต่าง Classification และหน้าต่าง Unsupervised Classification (ISODATA)

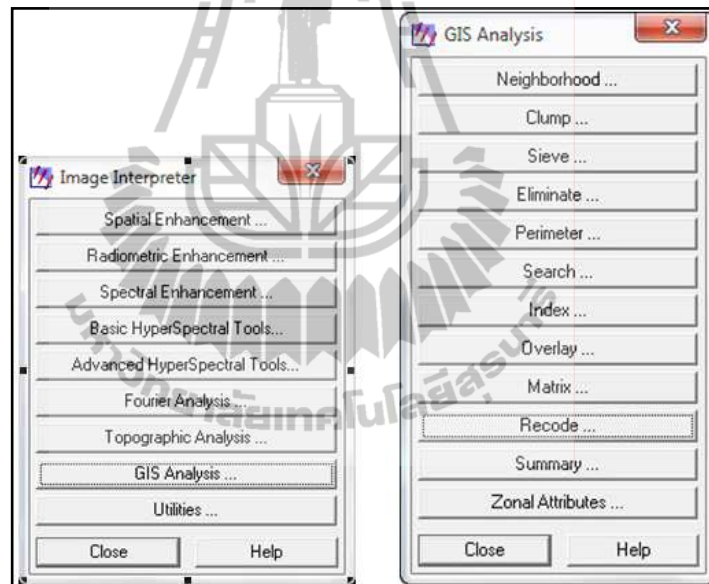


รูปที่ ง.11 ผลลัพธ์จากการจำแนกด้วยวิธี ISODATA



### ง.3.5 การรวมกลุ่มประเภทข้อมูล (Recode)

เนื่องจากการจำแนกแบบไม่กำกับดูแลด้วยวิธี ISODATA นั้น การกำหนดจำนวนประเภทข้อมูลขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งาน หากต้องการจำแนกข้อมูลละเอียดมากก็กำหนดประเภทข้อมูลมากขึ้น เช่น กำหนดประเภทข้อมูลให้ระบบทำการจำแนกทั้งหมด 50 ประเภท แต่ในพื้นที่ศึกษาจริงมีการใช้ประโยชน์ที่ดินเพียง 8 ประเภท ดังนั้นหลังจากได้ผลลัพธ์จากการจำแนกจึงมีการรวมกลุ่มประเภทข้อมูลชนิดเดียวกันไว้ด้วยกัน

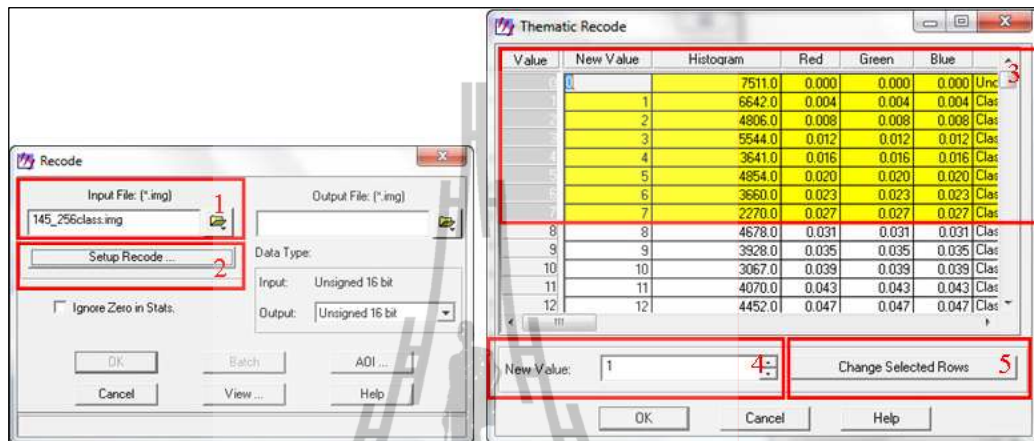
การรวมกลุ่มประเภทข้อมูลใช้เครื่องมือ  บนแถบเครื่องมือหลัก หลังจากนี้จะปรากฏหน้าต่าง Image Interpreter แล้วเลือกเครื่องมือ GIS Analysis แสดงดังรูปที่ ง.12



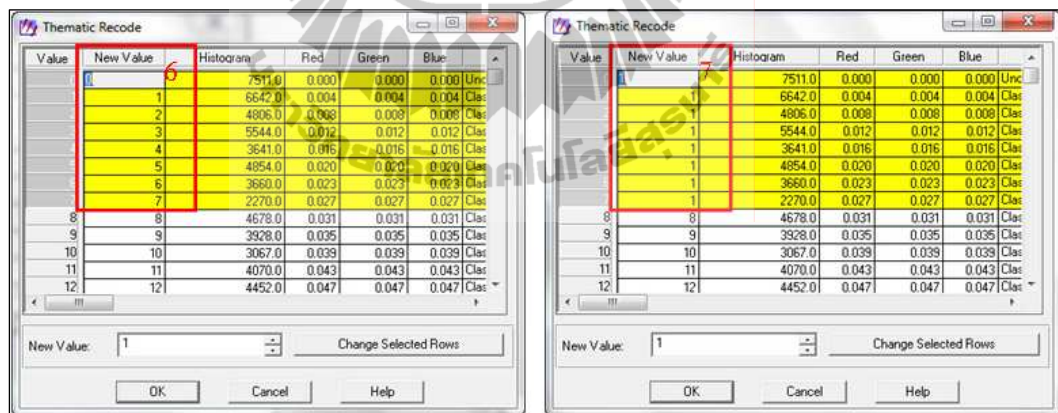
รูปที่ ง.12 หน้าต่าง Image Interpreter และหน้าต่าง GIS Analysis

เมื่อปรากฏหน้าต่าง GIS Analysis  โดยให้เลือกเครื่องมือจากหน้าต่าง Recode ให้เปิดข้อมูลผลลัพธ์ที่ต้องการรวมกลุ่มของประเภทข้อมูลจากแถบเครื่องมือ  ภายใต้คำสั่ง Input File ดังหมายเลข 1 และเลือกคำสั่ง Setup Recode ดังหมายเลข 2 ในรูปที่ ง.13 จะปรากฏหน้าต่าง Thematic Recode เมื่อปรากฏหน้าต่าง Thematic Recode เลือกกลุ่มข้อมูลที่ต้องการรวมกลุ่มเดียวกัน ข้อมูลที่เลือกไว้จะเป็นสีเหลือง ดังหมายเลข 3 จากนั้นให้รหัสใน New Value ดังหมายเลข 4 ให้เป็นหมายเลขเดียวกันแล้ว เลือกเครื่องมือ Change Selected Rows

ดั่งหมายเลข 5 ซึ่งรหัสใหม่จะปรากฏในคอลัมน์ New Value แสดงดังรูปที่ ง.14 หมายเลข 6 และหมายเลข 7



รูปที่ ง.13 หน้าต่าง Recode และหน้าต่าง Thematic Recode

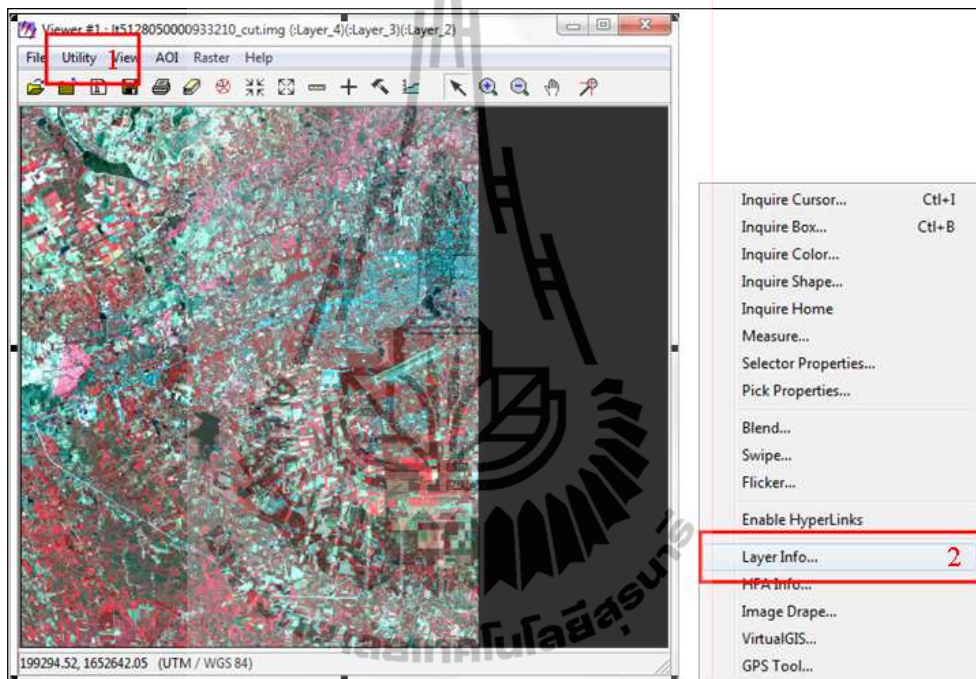


รูปที่ ง.14 การเปรียบเทียบผลการเปลี่ยนรหัสในหน้าต่าง Thematic Recode

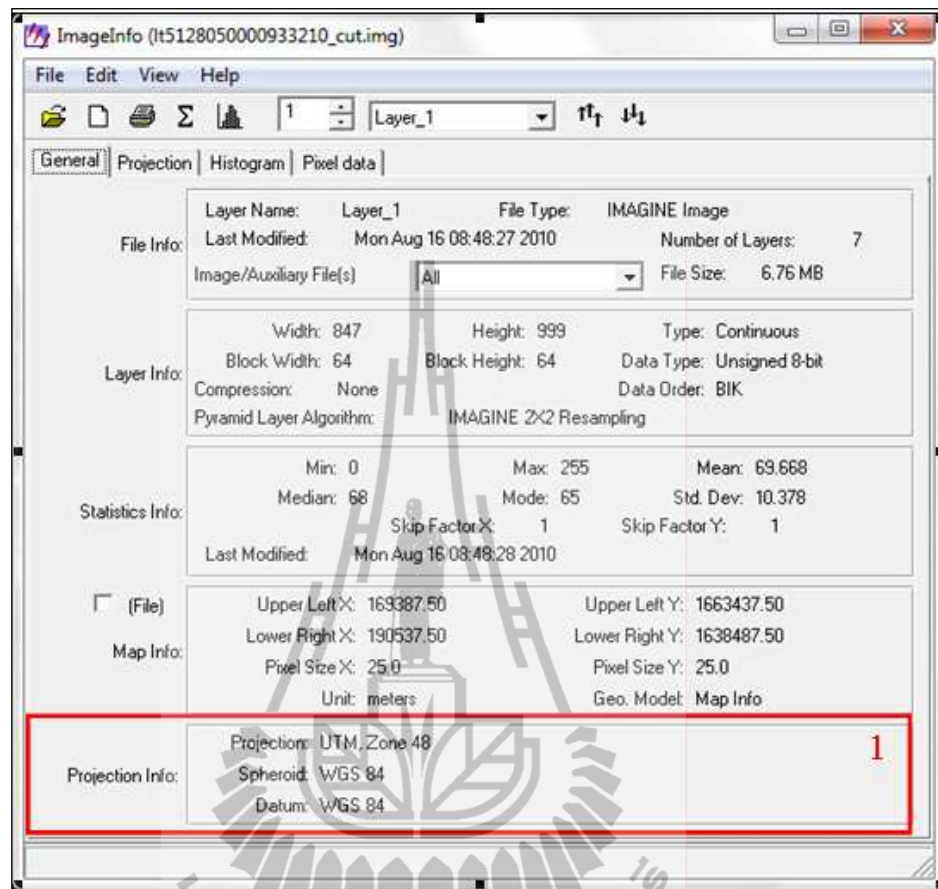


### ง.3.6 การดูระบบพิกัดภูมิศาสตร์

ผู้ใช้สามารถตรวจสอบระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์ของข้อมูลนั้นได้โดยใช้เครื่องมือ **Utility** บนหน้าต่างข้อมูลที่เปิดใช้งาน หลังจากนั้นเลือกคำสั่ง Layer Info แสดงดังรูปที่ ง.15 หมายเลข 1 และ หมายเลข 2 ตามลำดับ และจะปรากฏหน้าต่าง ImageInfo ซึ่งแสดงข้อมูลระบบพิกัดภูมิศาสตร์ แสดงดังรูปที่ ง.16






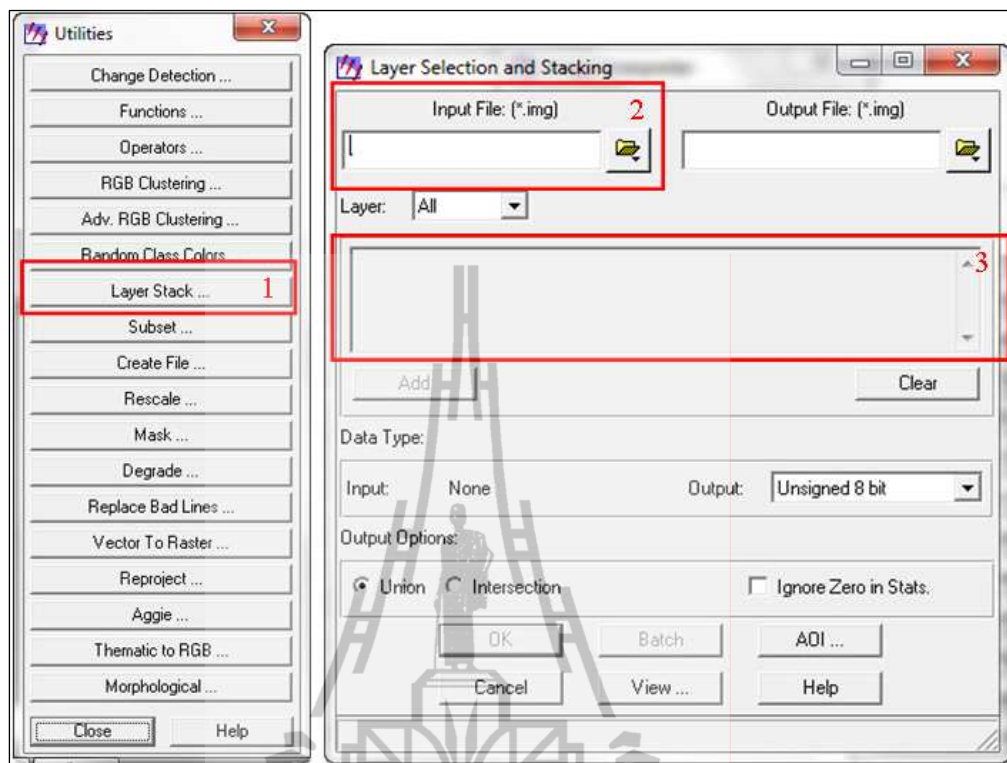
รูปที่ ง.15 ตำแหน่งเครื่องมือ Utility และ LayerInfo



รูปที่ ง.16 หน้าต่าง ImageInfo และตำแหน่งที่แสดงระบบพิกัดภูมิศาสตร์ของข้อมูล

### ง.3.7 การสร้างชุดข้อมูลใหม่

การสร้างข้อมูลใหม่เป็นการคัดเลือกเฉพาะแบนด์ที่ต้องการใช้ในการวิเคราะห์ เช่น ข้อมูลที่มีนั้นมีจำนวนแบนด์ทั้งหมด 7 แบนด์ แต่แบนด์ที่ต้องการใช้ในการวิเคราะห์ของงานวิจัยนี้เลือกใช้เฉพาะเพียงแบนด์ 1 แบนด์ 4 และแบนด์ 5 ทั้งหมด 3 แบนด์เท่านั้น ซึ่งสามารถคัดเลือกเฉพาะ 3 แบนด์ที่นำมาเพื่อสร้างข้อมูลใหม่จากเครื่องมือ  จากนั้นเลือกเครื่องมือหมายเลข 1  แสดงดังรูปที่ ง.17 และหลังจากนั้นให้เลือกข้อมูลต้นฉบับที่ต้องการคัดเลือกแบนด์ในช่องหมายเลข 2 โดยสามารถเลือกเลือกแบนด์ที่ต้องการได้จากช่อง Layer ซึ่งสามารถเลือกได้ที่ละแบนด์และให้เลือกรุ่น  จะปรากฏแบนด์ที่เลือกในช่องหมายเลข 3 ให้ทำการเลือกทีละแบนด์จนครบจำนวนที่ต้องการ จากนั้นให้กดปุ่ม OK



รูปที่ ง.17 หน้าต่าง Utilities และหน้าต่าง Layer Selection and Stacking





## จ.1 ลักษณะของโปรแกรม ArcMap

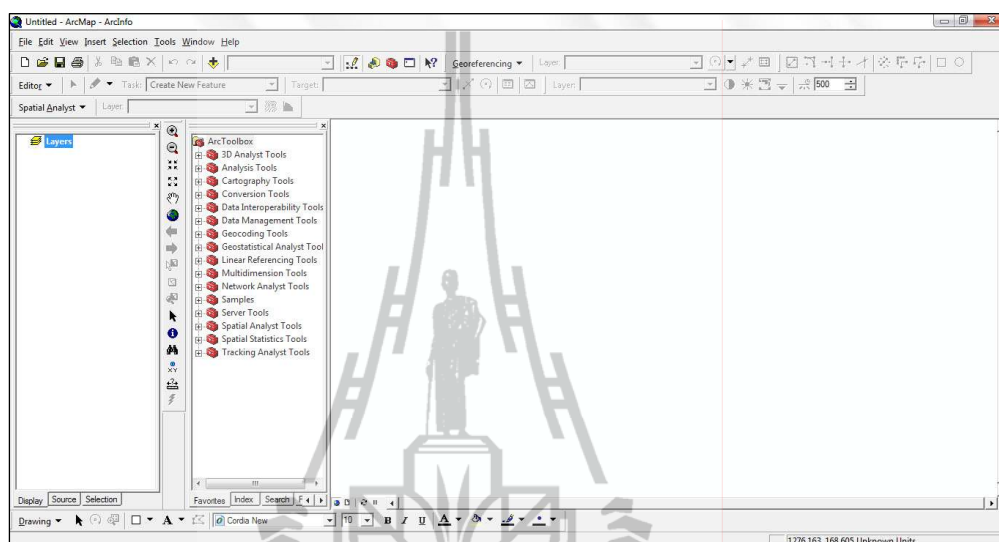
โปรแกรม ArcMap (Sangawongse, S., Pinkantayonk, P., and Nawapramote, W., 2003). เป็น โปรแกรม ArcMap เวอร์ชัน 9.2 ที่ใช้สำหรับจัดการระบบภูมิสารสนเทศได้พัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง และใช้กันอย่างกว้างขวางในหน่วยงานต่าง ๆ ทั่วโลก

โปรแกรม ArcMap สามารถนำมาใช้งานได้หลายรูปแบบ ดังต่อไปนี้

- 1) สามารถทำงานบนระบบจัดการที่เป็น DOS Windows UNIX SUN SUN / OS AIX ULTRIX
- 2) สามารถแสดงผล จัดการสอบถาม วิเคราะห์ ผสมผสานการจัดทำแผนที่ได้อัตโนมัติ
- 3) สามารถเปิดข้อมูลซ้อนกันได้หลายไฟล์ เช่น การวางสายป้อนไฟฟ้าซ้อนทับกับภาพถ่ายดาวเทียมเพื่อให้เห็นพื้นที่ต่าง ๆ อย่างชัดเจน
- 4) สามารถสร้างแผนที่ต่าง ๆ ได้หลายหลายรวมถึงสามารถคำนวณพื้นที่ในส่วนที่ต้องการได้ เช่นจัดทำแผนที่ตำบล อำเภอ และจังหวัดได้
- 5) สามารถแปลงข้อมูลในระบบเรสเตอร์ให้อยู่ในระบบเวกเตอร์ได้
- 6) มีคุณสมบัติเหมือนกับ ArcView GIS 3.x แต่ได้เพิ่มคุณสมบัติ เช่น ArcCatalog สำหรับเลือกข้อมูลจัดการข้อมูลเพื่อแสดงผล การจัดการ Projection และสามารถสร้างปุ่มคำสั่งได้ด้วยคำสั่ง Basic for Application (VBA)

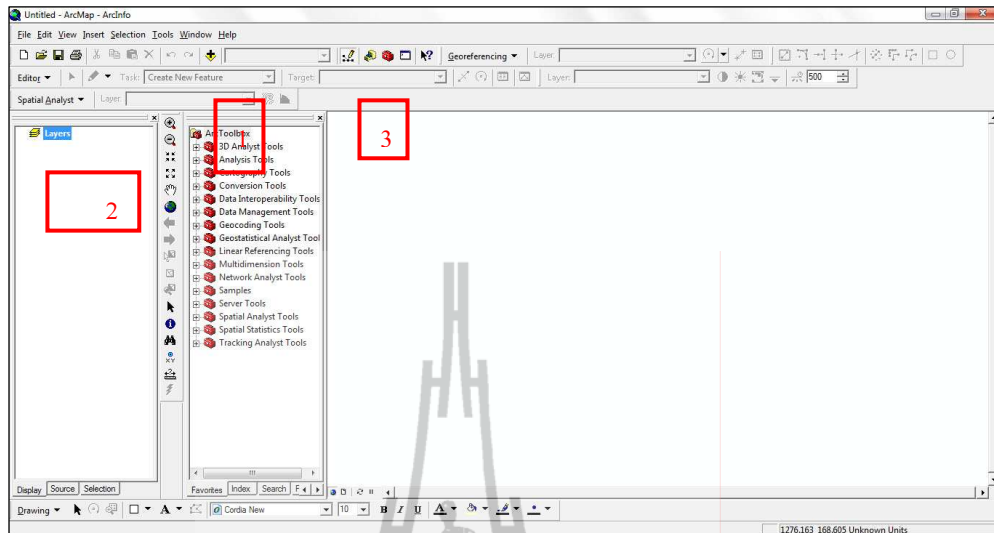
## จ.2 แถบเครื่องมือและคำสั่งเบื้องต้นของโปรแกรม ArcMap

เมื่อเข้าสู่โปรแกรม ArcMap  จะปรากฏหน้าต่าง แสดงดังรูปที่ จ.1



รูปที่ จ.1 ลักษณะหน้าต่างของโปรแกรม ArcMap



จากรูปที่ จ.2 หมายเลข 1 เป็นแถบเครื่องมือการเปิดข้อมูลเพื่อเลือกข้อมูลที่ต้องการเปิด หมายเลข 2 เป็นแถบเครื่องมือที่แสดงข้อมูลที่ได้เปิดขึ้นมาบนหน้าจอแสดงผลและหมายเลข 3 เป็นแถบเครื่องมือที่มีไว้เพื่อจัดการไฟล์ เช่น การสร้างโฟลเดอร์ใหม่ การลบโฟลเดอร์ และการสร้าง Shapefile ใหม่ด้วย

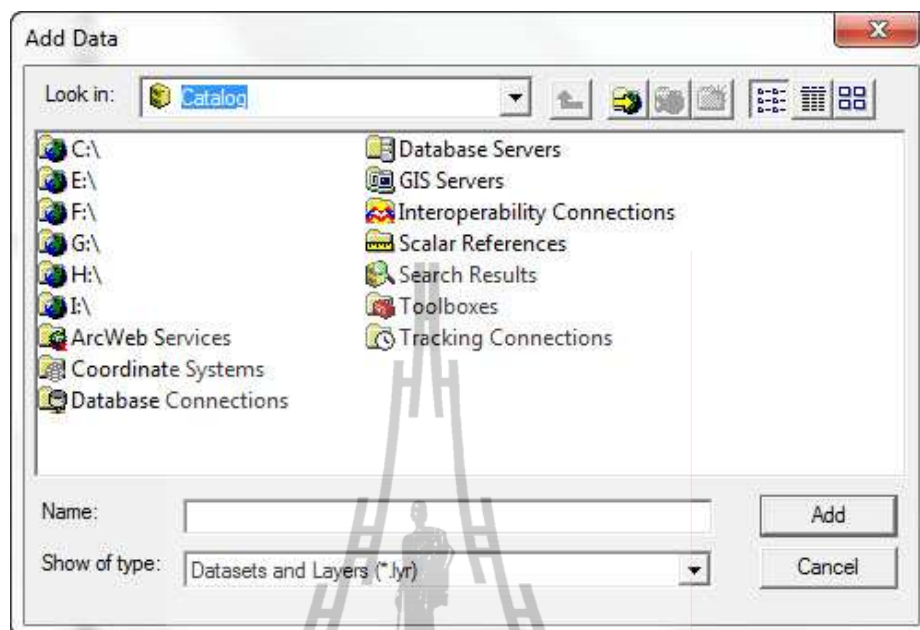


รูปที่ จ.2 แถบเครื่องมือต่างๆ ของโปรแกรม ArcMap

### จ.3 ขั้นตอนการใช้งานโปรแกรม ArcMap


#### จ.3.1 การเปิดข้อมูล

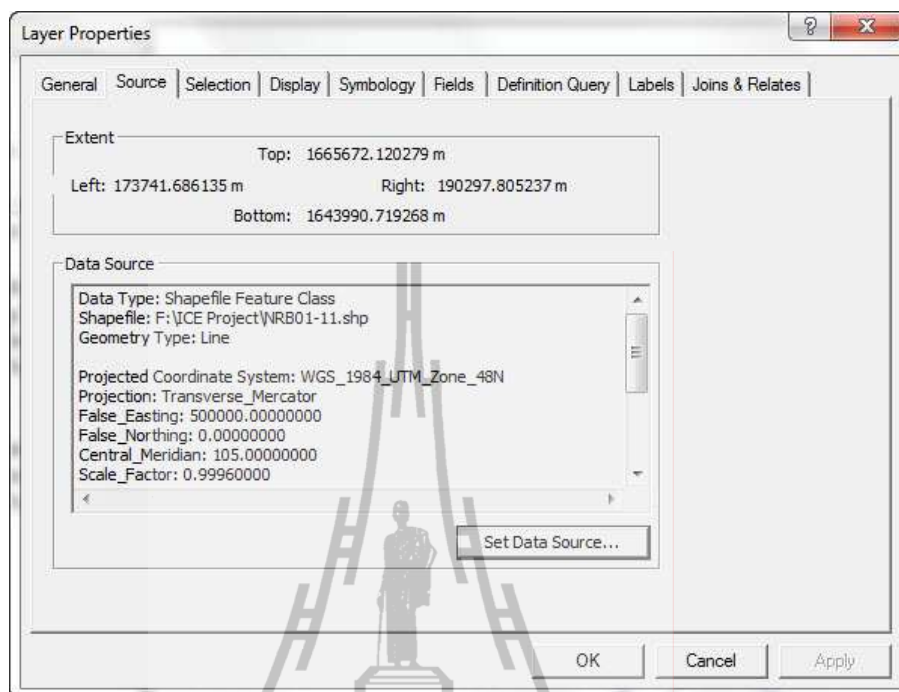
การเปิดข้อมูลสามารถเปิดข้อมูล Shapefile โดยการเลือกเครื่องมือ  บนแถบเครื่องมือ แสดงดังรูปที่ จ.2 หมายเลข 1 หรือสามารถเปิดข้อมูลได้โดยการคลิกขวาที่ชื่อชุดของชั้นข้อมูล บริเวณหมายเลข 2 แล้วเลือกเครื่องมือ  Add Data... จากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง แสดงดังรูปที่ จ.3 เพื่อเลือกข้อมูลที่ต้องการเปิด



รูปที่ จ.3 หน้าต่าง Add data ของโปรแกรม ArcMap



### จ.3.2 ระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์

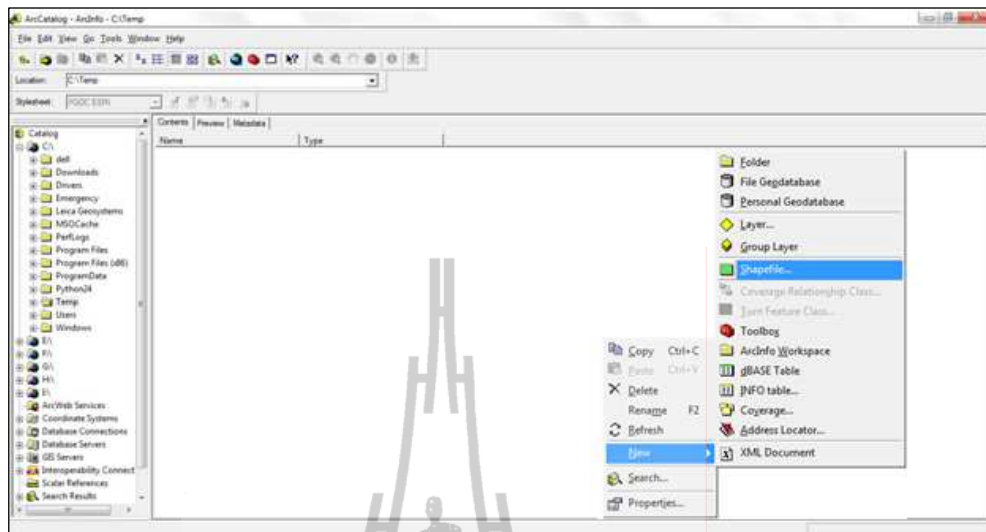
ระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์สามารถตรวจสอบระบบพิกัดภูมิศาสตร์ที่เปิดในโปรแกรมได้โดยการคลิกขวาที่ชื่อข้อมูลจากนั้นเลือกเครื่องมือ  Properties... เมื่อปรากฏหน้าต่าง Layer Properties สามารถดูระบบพิกัดภูมิศาสตร์ได้ที่แถบ Source ในช่อง Data Source แสดงดังรูปที่ จ.4



รูปที่ จ.4 หน้าต่าง Layer Properties ของ โปรแกรม ArcMap

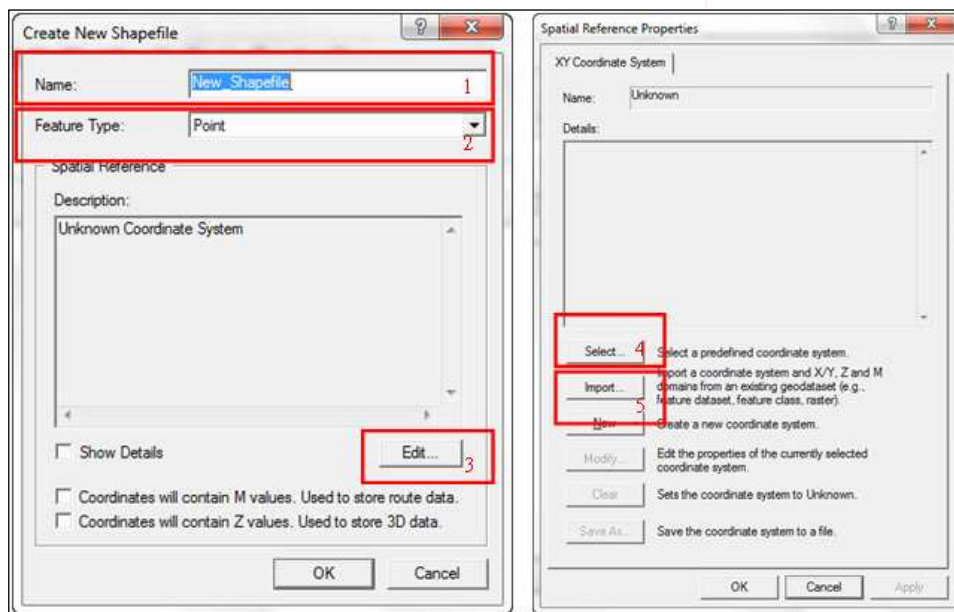
### จ.3.3 การสร้าง Shapefile

การสร้าง Shapefile เริ่มจากการสร้างข้อมูลใหม่ใน โปรแกรม ArcCatalog โดยใช้ เครื่องมือ  บนแถบเครื่องมือ แสดงดังหมายเลข 3 ในรูปที่ จ.1 และเมื่อปรากฏหน้าต่าง โปรแกรม ArcCatalog สามารถสร้างข้อมูล Shapefile ใหม่ได้โดยการคลิกขวาบนพื้นที่ว่าง ภายใต้โฟลเดอร์ที่ต้องการจัดเก็บ เลือกเครื่องมือ New แสดงดังรูปที่ จ.5 จากนั้นเลือก เครื่องมือ  Shapefile...



รูปที่ จ.5 หน้าต่าง ArcCatalog ของโปรแกรม ArcMap

จากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Create New Shapefile แสดงดังรูปที่ จ.6 ให้ตั้งชื่อไฟล์ที่ต้องการในช่อง Name ดังหมายเลข 1 จากนั้นเลือกชนิดของข้อมูลในช่อง Feature Type ตามหมายเลข 2 ซึ่งมีชนิดข้อมูล ได้แก่ Point Polyline Polygon MultiPoint MultiPatch และผู้ใช้สามารถกำหนดระบบพิกัดภูมิศาสตร์ได้โดยการกดปุ่ม Edit ดังหมายเลข 3



รูปที่ จ.6 หน้าต่าง Create New Shapefile และหน้าต่าง Spatial Reference Properties

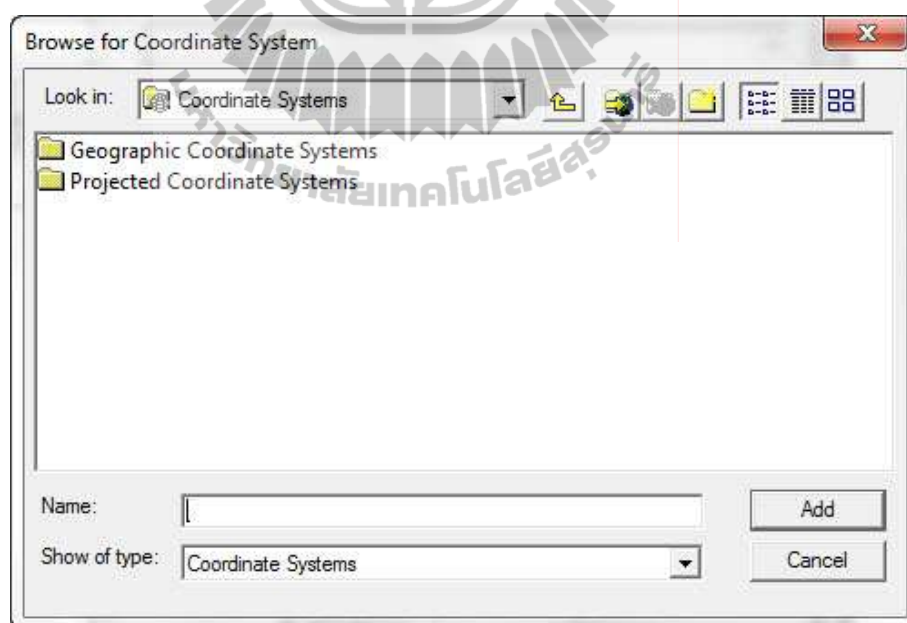
หลังจากปรากฏหน้าต่าง Spatial Reference Properties ผู้ใช้สามารถกำหนดระบบพิกัดภูมิศาสตร์ได้ 2 วิธี คือ

### จ.3.3.1 การกำหนดระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์โดยใช้ระบบที่มีอยู่ในโปรแกรม

การกำหนดระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์โดยใช้ระบบที่มีในโปรแกรมนั้นสามารถเลือกได้จากเครื่องมือ  แสดงดังหมายเลข 4 ของรูปที่ จ.6 เมื่อเลือกเครื่องมือดังกล่าวแล้วจากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Browse for Coordinate System ผู้ใช้สามารถเลือกระบบพิกัดภูมิศาสตร์ที่ต้องการได้จากระบบที่มีการบันทึกในโปรแกรม แสดงดังรูปที่ จ.7

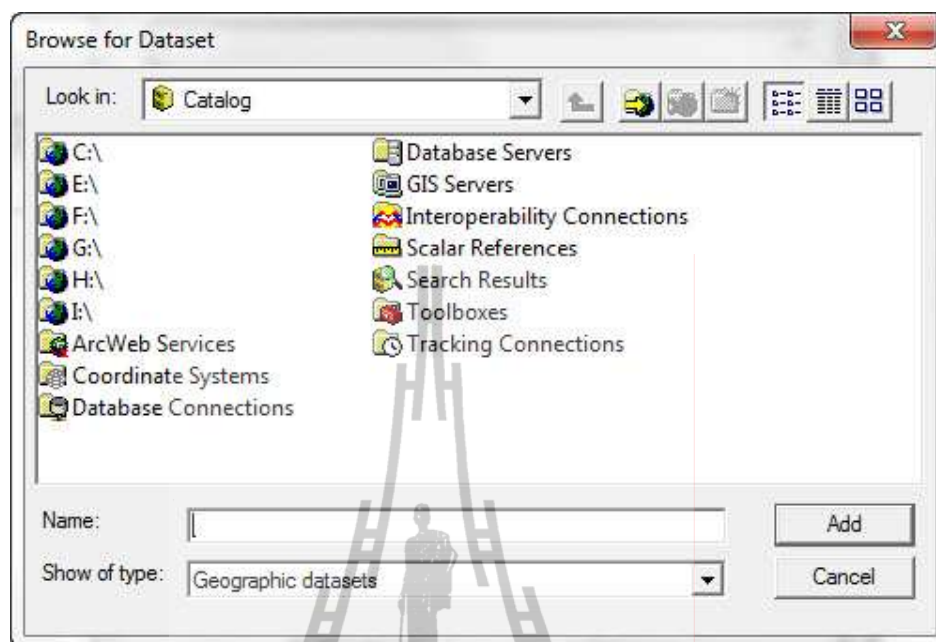
### จ.3.3.2 การกำหนดระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์โดยผู้ใช้

การกำหนดระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์โดยผู้ใช้ ถ้าข้อมูล Shapefile ที่สร้างใหม่ในระบบพิกัดภูมิศาสตร์เหมือนกับข้อมูล Shapefile ที่ผู้ใช้อยู่ในเครื่องคอมพิวเตอร์ ผู้ใช้สามารถทำการเลือกระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์โดยใช้เครื่องมือ  แสดงดังหมายเลข 5 ของรูปที่ จ.6 จะปรากฏหน้าต่าง Browse for Dataset จากนั้นเลือกข้อมูลที่ต้องการให้เป็นต้นฉบับของระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์ แสดงดังรูปที่ จ.8



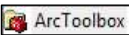
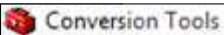
รูปที่ จ.7 หน้าต่าง Browse for Coordinate System

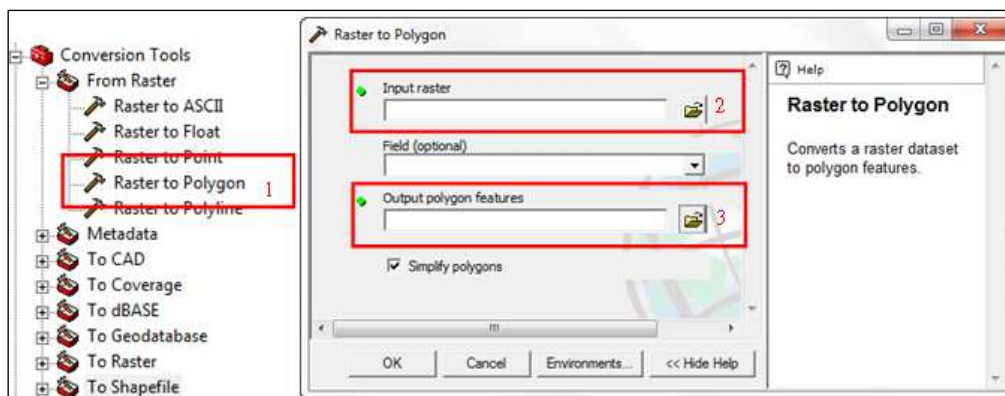




รูปที่ จ.8 Browse for Dataset

### จ.3.4 การแปลงข้อมูลแรสเตอร์เป็นข้อมูลเวกเตอร์

การแปลงข้อมูลแรสเตอร์เป็นข้อมูลเวกเตอร์สามารถใช้เครื่องมือใน  ArcToolbox เพื่อทำการแปลงแรสเตอร์เป็นเวกเตอร์เช่น ข้อมูลดาวเทียมเป็น Shapefile แสดงดังรูปที่ จ.9 โดยใช้เครื่องมือ  Conversion Tools ซึ่งอยู่ภายใน ArcToolbox เลือกเครื่องมือ Raster to Polygon ดังหมายเลข 1 เมื่อปรากฏหน้าต่าง Raster to Polygon ให้เลือกข้อมูลแรสเตอร์ของต้นฉบับที่ต้องการแปลงให้เป็น Shapefile ในช่องหมายเลข 2 จากนั้นตั้งชื่อไฟล์ผลลัพธ์ในช่องหมายเลข 3



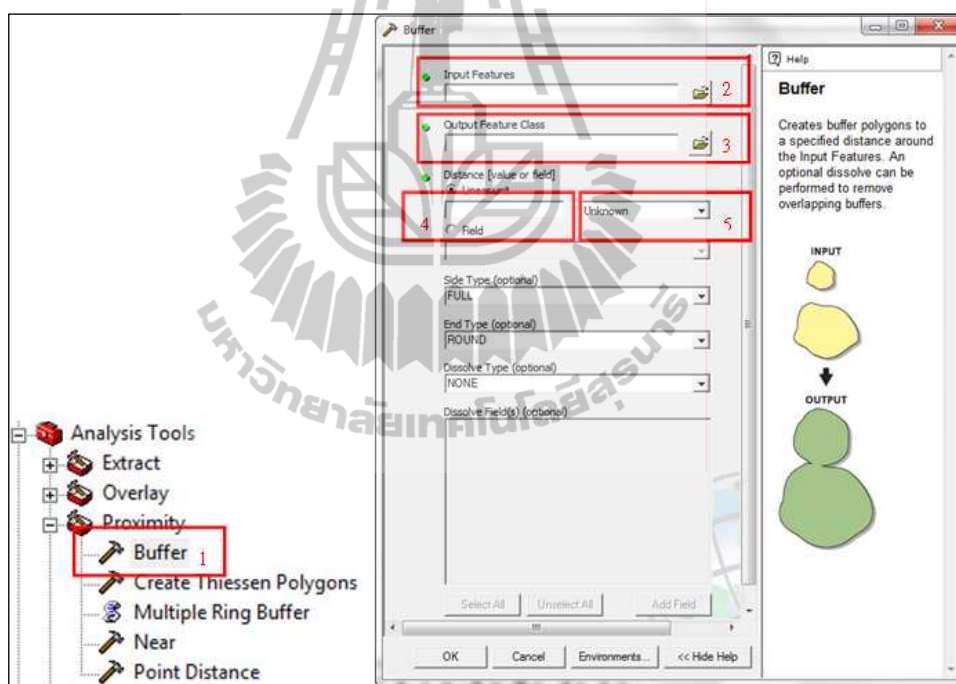
รูปที่ จ.9 เครื่องมือ Conversion Tools ใน ArcToolbox และหน้าต่าง Raster to Polygon

### จ.3.5 การวิเคราะห์ข้อมูล

ขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูลจะกล่าวถึงบางวิธีการที่ใช้ในการค้นคว้าวิจัยดังต่อไปนี้

#### จ.3.5.1 Buffer

การ Buffer เป็นการสร้างแนวกันชนหรือระยะกันชนของข้อมูล โดยใช้เครื่องมือ Proximity ในกล่องเครื่องมือ Analysis Tools ของ ArcToolbox ให้ทำการเลือกคำสั่ง Buffer ดังหมายเลข 1 เมื่อปรากฏหน้าต่าง Buffer ให้เลือกข้อมูลต้นฉบับที่ต้องการทำ Buffer ในช่อง Input Feature ดังหมายเลข 2 และตั้งชื่อไฟล์ผลลัพธ์ในช่อง Output Feature Class ดังหมายเลข 3 จากนั้นกำหนดระยะห่างที่ต้องการทำพื้นที่กันชนในช่องหมายเลข 4 และกำหนดหน่วยในช่องหมายเลข 5 แสดงดังรูปที่ จ.10



รูปที่ จ.10 คำสั่ง Buffer ใน Proximity ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Buffer

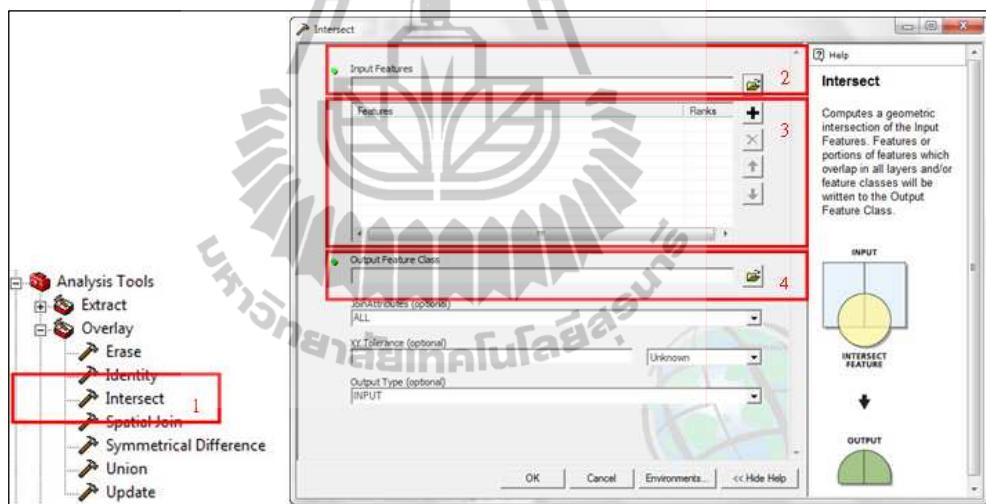
#### จ.3.5.2 Intersect

การ Intersect เป็นการซ้อนทับข้อมูลซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จะมีขอบเขตไม่เกินจากขอบเขตของชั้นข้อมูลที่ใช้ในการซ้อนทับ สามารถใช้เครื่องมือ Analysis Tools ใน ArcToolbox เลือกเครื่องมือ Overlay และคำสั่ง Intersect ดังหมายเลข 1 เมื่อปรากฏหน้าต่าง Intersect เลือกข้อมูลที่ต้องการซ้อนทับได้จากช่อง Input Feature ดังหมายเลข 2 ซึ่งข้อมูล que เลือกสามารถเลือกได้ตั้งแต่

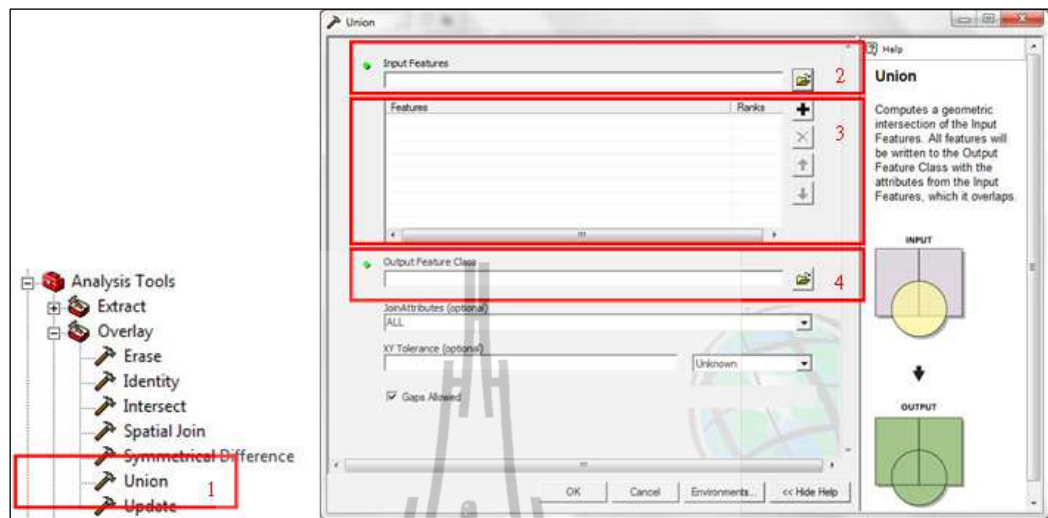
สองข้อมูลขึ้นไป จากนั้นข้อมูลที่จะเลือกจะปรากฏในช่อง Feature ดังหมายเลข 3 และให้ตั้งชื่อผลลัพธ์ในช่อง Output Feature Class ในช่องหมายเลข 4 แสดงดังรูปที่ จ.11

### จ.3.5.3 Union

การ Union เป็นการซ้อนทับโดยการรวมข้อมูลพื้นที่ระหว่างข้อมูลที่ซ้อนทับกัน สามารถใช้เครื่องมือ Analysis ใน ArcToolbox เลือกเครื่องมือ Overlay และคำสั่ง Union ดังหมายเลข 1 เมื่อปรากฏหน้าต่าง Union เลือกข้อมูลที่ต้องการซ้อนทับได้จากช่อง Input feature ดังหมายเลข 2 ซึ่งข้อมูลที่จะเลือกสามารถเลือกได้ตั้งแต่สองข้อมูลขึ้นไป จากนั้นข้อมูลที่จะเลือกจะปรากฏในช่อง Feature ดังหมายเลข 3 และให้ตั้งชื่อผลลัพธ์ในช่อง Output Feature class ในช่องหมายเลข 4 แสดงดังรูปที่ จ.12

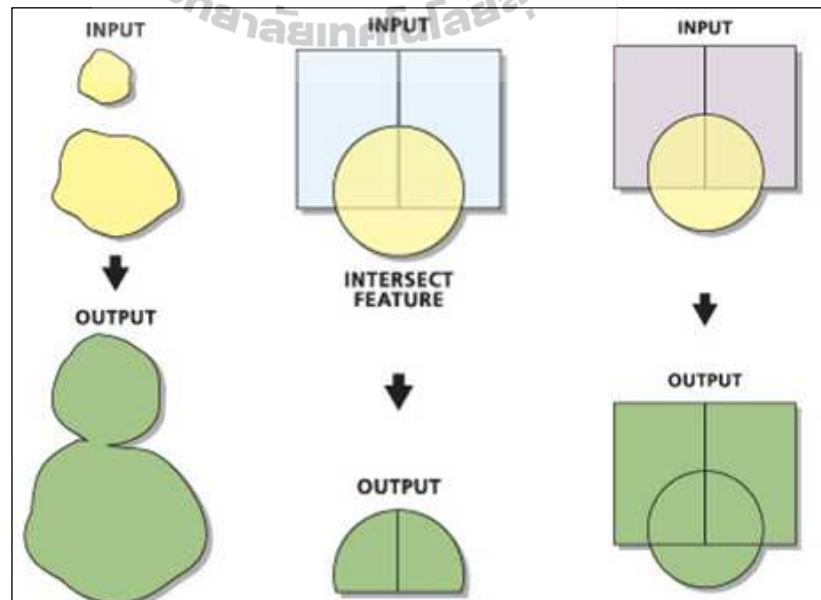


รูปที่ จ.11 คำสั่ง Intersect ใน Overlay ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Intersect



รูปที่ จ.12 คำสั่ง Union ใน Overlay ของ ArcToolbox และหน้าต่างการ Union

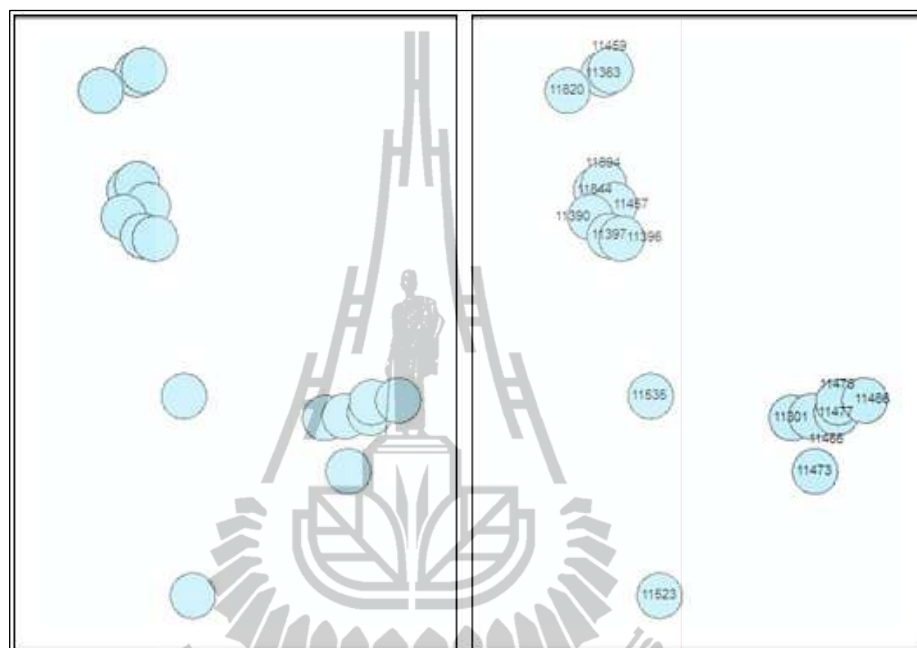
จากรูปที่ จ.13 ที่จะแสดงดังต่อไปนี้เป็นการเปรียบเทียบการทำงานของคำสั่งต่าง ๆ เช่น คำสั่ง Buffer Intersect และ Union เพื่อให้เห็นความชัดเจนของการทำงานในแต่ละคำสั่งมากยิ่งขึ้น



รูปที่ จ.13 การเปรียบเทียบข้อมูลตั้งต้นและผลลัพธ์ของคำสั่ง Buffer Intersect และ Union ตามลำดับ

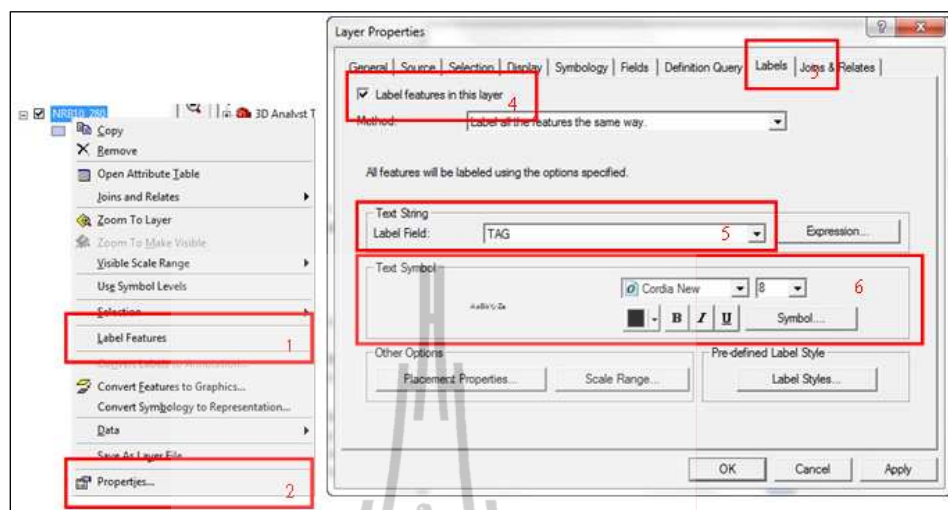
### จ.3.6 การแสดงป้ายชื่อ (Label)

การแสดงป้ายชื่อ (Label) เพื่อแสดงผลของข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute) ต่าง ๆ ที่ต้องการ แสดงดังรูปที่ จ.14



รูปที่ จ.14 การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนและหลังการใส่ป้ายชื่อ

การใส่ป้ายชื่อให้คลิกขวาที่ชื่อข้อมูล แสดงดังรูปที่ จ.15 โดยสามารถเลือกเครื่องมือ Label Feature ดังหมายเลข 1 หรือเครื่องมือ Properties ดังหมายเลข 2 ซึ่งการให้ป้ายชื่อจากเครื่องมือ Properties จะปรากฏหน้าต่าง Layer Properties เลือกที่แถบ Label ดังหมายเลข 3 โดยต้องเลือกเครื่องหมายถูกที่ช่อง Label Features in this Layer ดังหมายเลข 4 จากนั้นเลือกข้อมูลที่ต้องการแสดงได้จาก Label Field ดังหมายเลข 5 โดยสามารถปรับเปลี่ยนคุณลักษณะตัวอักษรได้จาก Text Symbol ในช่องหมายเลข 6





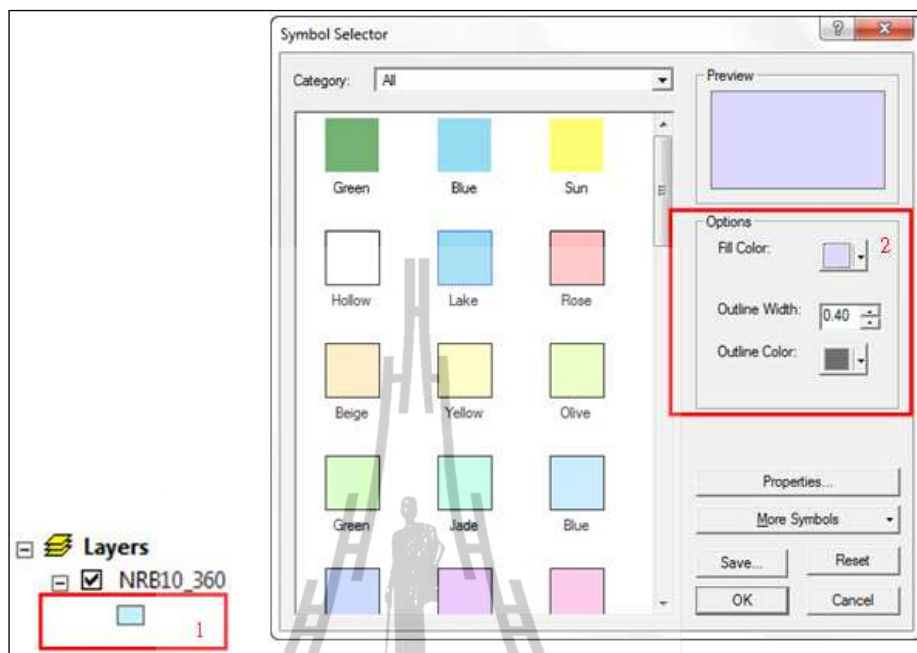
รูปที่ จ.15 การให้ป้ายชื่อและหน้าต่าง Layer Properties

### จ.3.7 การเปลี่ยนสีข้อมูล

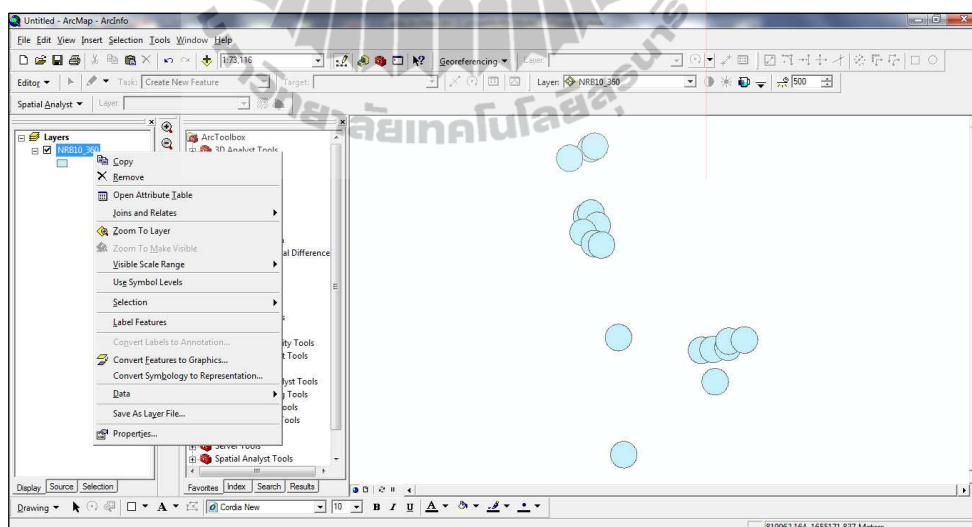
การเปลี่ยนสีข้อมูลสามารถเปลี่ยนสีข้อมูลได้โดยการคลิกที่สัญลักษณ์ของข้อมูล บริเวณหมายเลข 1 จากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Symbol Selector โดยสามารถเปลี่ยนสีข้อมูลได้จากช่อง Option ดังหมายเลข 2 ในรูปที่ จ.16

### จ.3.8 การปรับแก้ข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute)

การปรับแก้ข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute) สามารถทำได้โดยการเลือกเครื่องมือ Editor ดังหมายเลข 1 จากนั้นเลือกเครื่องมือ  Start Editing หลังจากนั้นเปิดข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute) โดยการคลิกขวาที่ข้อมูลแล้วเลือกเครื่องมือ Open Attribute Table แสดงดังรูปที่ จ.17 จากนั้นจะปรากฏหน้าต่างข้อมูลดังรูปที่ จ.18 ผู้ใช้สามารถแก้ไขข้อมูลในตารางคุณลักษณะได้หลังเสร็จสิ้นการแก้ไขข้อมูลให้เลือกเครื่องมือ Editor อีกครั้ง และเลือกคำสั่ง  Stop Editing เพื่อหยุดการแก้ไขข้อมูล



รูปที่ จ.16 สัญลักษณ์ข้อมูลและช่อง Option ในหน้าต่าง Symbol Selector



รูปที่ จ.17 เครื่องมือ Editor และการเปิดหน้าต่างตารางข้อมูลลักษณะ (Attribute)



FID	Shape *	OBJECTID	TAG	SUBTYPECOD	OP_VOLT	FACILITYID	PHASEDESIG	RATEkVA	CIRCUITCO
0	Polygon	11523	2330XF000006743	3	M2	45-021884	7	100	
1	Polygon	11301	2330XF000006521	3	M2	36-011900	7	100	
2	Polygon	11363	2330XF000006583	3	M2	40-020555	7	100	
3	Polygon	11844	2330XF000007064	3	M2	38-009509	7	100	
4	Polygon	11535	2330XF000006755	3	M2	30-002425	7	100	
5	Polygon	11894	2330XF000007114	3	M2	36-013576	7	100	
6	Polygon	11459	2330XF000006679	3	M2	39-001371	7	100	
7	Polygon	11473	2330XF000006693	3	M2	37-013643	7	100	
8	Polygon	11466	2330XF000006686	3	M2	22-001122	7	100	
9	Polygon	11820	2330XF000007040	3	M2	50-823440	7	100	
10	Polygon	11457	2330XF000006677	3	M2	36-003458	7	100	
11	Polygon	11477	2330XF000006697	3	M2	44-004939	7	100	
12	Polygon	11478	2330XF000006698	3	M2	44-033332	7	100	
13	Polygon	11390	2330XF000006610	3	M2	38-011138	7	100	

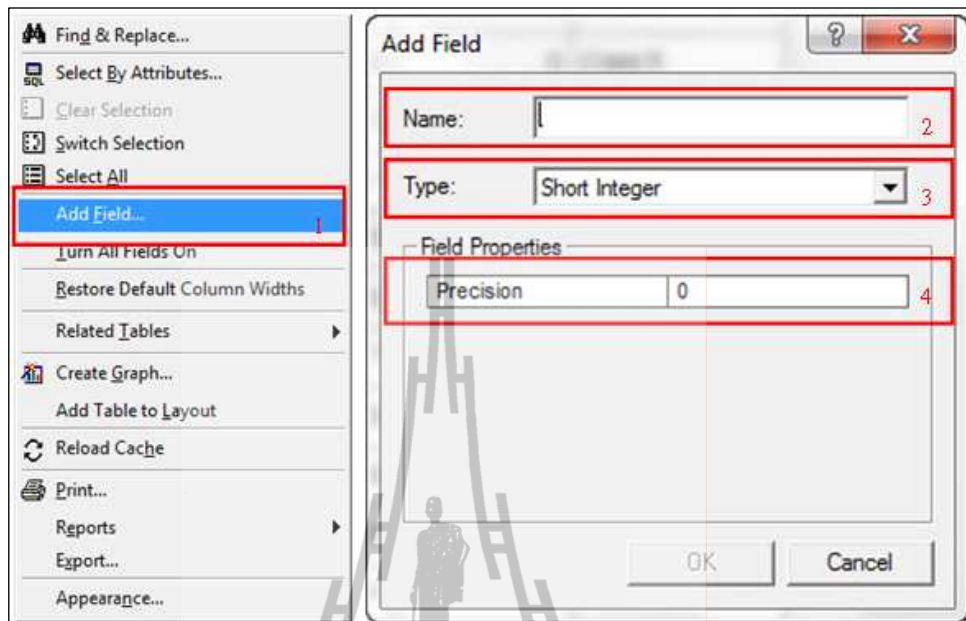
รูปที่ จ.18 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลลักษณะ (Attribute)

### จ.3.9 การคำนวณพื้นที่รูปปิด (Polygon)

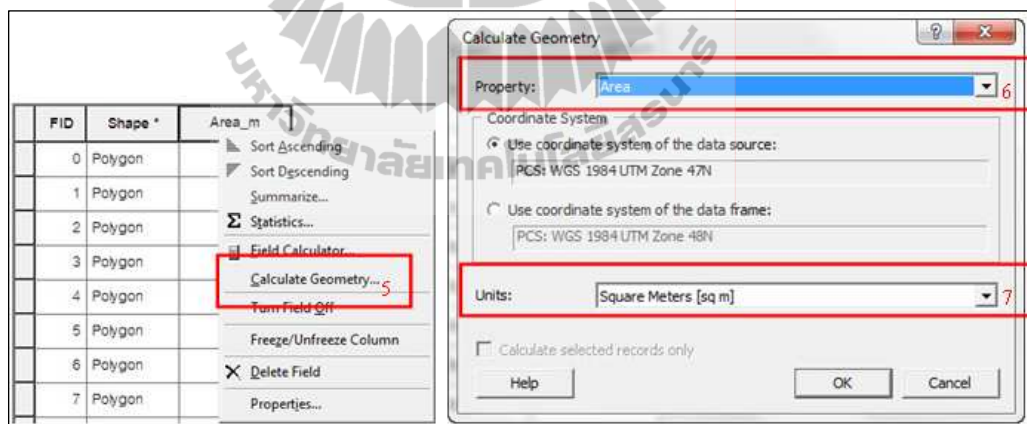
การคำนวณพื้นที่รูปปิด (Polygon) สามารถทำได้โดยคำนวณจากหน้าต่างตารางข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute) โดยไม่ต้องใช้เครื่องมือ Editor ผู้ใช้ต้องสร้างคอลัมน์ใหม่ (Field) ในตารางข้อมูลโดยหลังจากเปิดหน้าต่างตารางข้อมูลคุณลักษณะ (Attribute) ให้คลิกขวาและเลือกเครื่องมือ Add Field ดังหมายเลข 1 ตั้งชื่อคอลัมน์ใหม่ในช่อง Name ดังหมายเลข 2 แล้วกำหนดคุณสมบัติให้เป็นตัวเลข (Number) ดังหมายเลข 3 นอกจากนี้ยังสามารถกำหนดทศนิยมที่ต้องการได้ในช่อง Precision ดังหมายเลข 4 แสดงในรูปที่ จ.19

หลังจากได้คอลัมน์ใหม่ให้คลิกขวาที่หัวคอลัมน์เลือกเครื่องมือ Calculate Geometry ดังหมายเลข 5 จะปรากฏหน้าต่าง Calculate Geometry หลังจากนั้นให้เลือกข้อมูลภายในช่อง Property ให้เป็น Area ดังหมายเลข 6 จากนั้นเลือกหน่วยในช่อง Unit ตามหมายเลข 7 ให้เป็นไปตามที่ต้องการ แสดงดังรูปที่ จ.20 จากนั้น โปรแกรมจะทำการคำนวณพื้นที่ให้อัตโนมัติ





รูปที่ จ.19 ขั้นตอนการเพิ่มคอลัมน์ (Add Field) และหน้าต่าง Add Field



รูปที่ จ.20 การเลือกเครื่องมือ Calculate Geometry และหน้าต่าง Calculate Geometry

## จ.4 ลักษณะโครงสร้างของระบบภูมิสารสนเทศ

ลักษณะโครงสร้างของระบบภูมิสารสนเทศแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบดังต่อไปนี้

### จ.4.1 ลักษณะโครงสร้างแบบเวกเตอร์ (Vector Structure)

ตัวแทนของเวกเตอร์นี้อาจแสดงด้วยข้อมูลประเภทจุด เส้น หรือรูปปิดหลายเหลี่ยม ซึ่งอาศัยจุดพิกัดในการบ่งบอกถึงตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ได้ ทำให้ข้อมูลเชิงพื้นที่ที่สามารถที่จะสืบค้นหาตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ได้ในข้อมูลระบบเวกเตอร์นั้น จะใช้ลักษณะของจุดและเส้นในการแสดงลักษณะทางภูมิศาสตร์นั้นทำได้โดยจะมีจุดที่เชื่อมโยงต่อกันด้วยเส้นตรงนั้นจะเรียกว่า อาร์ค (Arc) เป็นองค์ประกอบที่สำคัญของข้อมูลรูปแบบเส้น (Linear Feature) บางครั้งอาจจะเรียกว่า Line เช่น ถนน แม่น้ำ คลอง เป็นต้น ปลายของอาร์คหลาย ๆ อาร์คที่ต่อกันจนเกิดเป็นขอบเขตนั้นเรียกว่า รูปปิดหลายเหลี่ยม (Polygon) ขบวนการของข้อมูลแบบเวกเตอร์นี้จะใช้คู่ของพิกัด X และ Y เป็นตัวชี้ตำแหน่งและลักษณะของสิ่งต่าง ๆ และนำเข้ามาตามมาตราส่วนของ แผนที่ที่เป็นต้นฉบับ จะทำให้ได้รูปร่างลักษณะ มาตราส่วน และรายละเอียดตามต้องการ

วิธีการนำเข้ามาข้อมูลของระบบ GIS ในลักษณะ โครงสร้างแบบเวกเตอร์สามารถแบ่งออกเป็นวิธีการในรูปแบบต่าง ๆ ดังนี้

#### จ.4.1.1 การป้อนข้อมูลที่เป็นจุด (Point Entities)

การป้อนข้อมูลที่เป็นจุดจะใช้คู่พิกัด X และ Y เพื่อแสดงตำแหน่งของข้อมูลทางภูมิศาสตร์หรือลักษณะของภาพต่าง ๆ นอกเหนือจากพิกัด X และ Y แล้ว อาจจะระบุถึงข้อมูลอื่น ๆ ที่ใช้ในการอธิบายความหมายหรือชนิดของข้อมูลที่เป็นจุดนั้น ๆ เช่น จุด อาจจะเป็นสัญลักษณ์ที่ไม่ได้มีความสัมพันธ์กับข้อมูลอื่น ๆ การบันทึกข้อมูลจำเป็นที่จะต้องรวมถึงข้อมูลที่ใช้อธิบายความหมายของจุดและขนาดของข้อมูลจุดนั้น ๆ หรือถ้าจุดนั้นเป็นลักษณะของข้อมูลเกี่ยวกับรายละเอียดต่าง ๆ การบันทึกข้อมูลต่าง ๆ นั้นจึงต้องมีการอธิบายถึงลักษณะที่จะใช้ในการแสดงผล รูปแบบ ตำแหน่งและมาตราส่วนต่าง ๆ การนำเข้ามาข้อมูลแบบจุดในปัจจุบันนี้สามารถแสดงถึงตำแหน่งที่ตั้งของวัตถุที่อยู่บน โลกมนุษย์อาจจะประยุกต์ใช้ได้โดยการนำระบบของการรับรู้จากระยะไกล (Remote Sensing) เช่น ภาพถ่ายทางอากาศหรือภาพถ่ายดาวเทียมเข้ามาช่วยในการนำเข้ามาของข้อมูลแบบจุดให้รวดเร็วยิ่งขึ้นหรืออาจมีการออกภาคสนามแล้วใช้ระบบกำหนดตำแหน่งบน โลก (Global Position System: GPS) ในการตรวจวัดพิกัดภูมิศาสตร์ของพื้นที่ศึกษาได้อย่างรวดเร็วและสามารถนำค่าที่ได้จากจีพีเอสไปใช้ในระบบภูมิสารสนเทศได้โดยตรงและรวดเร็วขึ้น ในปัจจุบัน

#### จ.4.1.2 การป้อนข้อมูลรูปแบบเส้น (Linear Entities)

ลักษณะของข้อมูลรูปแบบเส้นนั้น สามารถแบ่งแยกได้ในลักษณะรูปแบบของเส้นที่เกิดจากการประกอบกันของเส้นตรงย่อย ๆ (Segment) ที่มีระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์ ตั้งแต่ 2 พิกัด ขึ้นไป ลักษณะของเส้นจะถูกเก็บข้อมูลที่จุดเริ่มต้นและจุดปลายของเส้นเป็นอย่างน้อย รวมถึงข้อมูลที่ใช้อธิบายหรือแสดงความหมายของสัญลักษณ์นั้น ๆ สำหรับเส้นที่มีลักษณะต่อเนื่องและซับซ้อน จะใช้ลักษณะของกลุ่มพิกัดจำนวนมากในการใช้อธิบาย ได้แก่ ลักษณะของอาร์คและลักษณะลูกโซ่ การป้อนข้อมูลที่เป็นโครงข่ายต่อเนื่อง (Connectivity Network) เช่น ระบบระบายน้ำหรือระบบขนส่ง เป็นต้น จึงจำเป็นที่จะต้องสร้างตัวเชื่อมหรือตัวชี้ (Pointer) ในโครงสร้างของข้อมูลเพื่อเชื่อมลูกโซ่ ในแขนงต่าง ๆ ซึ่งจะมีจุดที่เรียกว่า จุดต่อ (Node) เป็นตัวช่วย โดยที่จุดต่อจะบันทึกข้อมูลขนาดของมุมแต่ละลูกโซ่ที่อยู่รวมในแต่ละจุดต่อ การนำข้อมูลประเภทเส้นนั้นบางครั้งสามารถนำเข้าจากรูปแบบอื่น ๆ เช่น AutoCAD ที่อยู่ในรูปแบบของ DHF สามารถนำเข้ามาสู่ระบบภูมิสารสนเทศ โดยจะต้องทำการให้รหัส (Code) ใหม่อีกครั้งหรืออาจจะนำเข้าจากจีพีเอสได้เช่นกัน

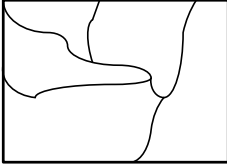
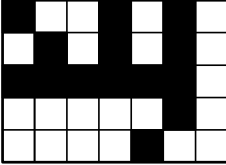
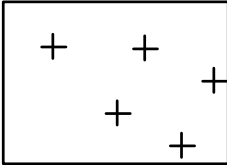
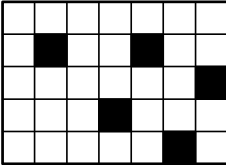
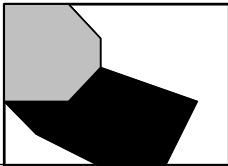
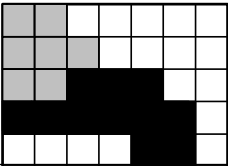
#### จ.4.1.3 การป้อนข้อมูลรูปแบบพื้นที่ (Area Entities)

การป้อนข้อมูลรูปแบบพื้นที่ในระบบภูมิสารสนเทศ เป็นการนำเข้าข้อมูลโดยอาศัยจุดและเส้น จุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดเรียกว่า จุดต่อ (Node) และจุดที่เป็นจุดต่อเนื่องของเส้นจะเรียกว่า จุดหักเห (Vertex) พิจารณารูปปิดหลายเหลี่ยมเพื่อใช้อธิบายคุณสมบัติทางวิภาคเฉพาะส่วน (Topological Properties) ของพื้นที่ซึ่งได้แก่ รูปร่าง ข้อมูลใกล้เคียง และระดับชั้นต่าง ๆ ในลักษณะที่สามารถแสดงและคำนวณผลเป็นข้อมูลในแผนที่ได้ วิธีการป้อนข้อมูลของรูปปิดหลายเหลี่ยมที่มีลักษณะง่าย ๆ จะใช้วิธีที่เรียกว่า Point List Structure แต่วิธีการนี้มีข้อจำกัดตรงที่มีจุดพิกัดเป็นจำนวนมาก เช่นจุดหนึ่ง ๆ จะเป็นตัวแทนมากกว่า 1 รูปปิดหลายเหลี่ยม เป็นต้น การแก้ไขเปลี่ยนแปลงขอบเขตของรูปปิดหลายเหลี่ยมทำได้ยาก ดังนั้นจึงอาจปรับปรุงวิธีการป้อนข้อมูลไปเป็น Common Point Dictionary Structure โดยจะแยกข้อมูลออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกจะเป็นข้อมูลกลุ่มพิกัดของจุดยอดในแต่ละรูปปิดหลายเหลี่ยมและส่วนที่ 2 จะบอกขอบเขตของรูปปิดหลายเหลี่ยมต่าง ๆ นอกจากนี้ สำหรับข้อมูลที่มีความซับซ้อนมากขึ้นก็จะใช้ลักษณะลูกโซ่และจุดต่อในการกำหนดโครงสร้างของข้อมูล

#### จ.4.2 ลักษณะโครงสร้างแบบแรสเตอร์ (Raster Structure)

ข้อมูลระบบภูมิสารสนเทศในแบบแรสเตอร์ เป็นข้อมูลที่อยู่บนพิกัดของตารางแนวนอนและแนวตั้ง ซึ่งแต่ละช่องของพิกัดเป็นช่องตารางรูปสี่เหลี่ยมจัตุรัสที่นิยมเรียกว่า กริดหรือช่อง จะมีข้อมูลประจำตำแหน่งอยู่ 1 ค่าต่อ 1 ช่องกริด ซึ่งความสามารถในการแสดงข้อมูลรูปแบบแรสเตอร์ขึ้นอยู่กับขนาดของกริด ณ ตำแหน่งพิกัดที่ประกอบขึ้นเป็นฐานข้อมูลแสดงตำแหน่งจุดนั้นซึ่งข้อมูลในรูปแบบแรสเตอร์ อาจแปลงรูปแบบมาจากข้อมูลรูปแบบเวกเตอร์ ซึ่งเห็นได้จากรูปที่ ๖.21

ลักษณะโครงสร้างแบบแรสเตอร์ จะประกอบด้วยลักษณะของช่องสี่เหลี่ยมที่เรียกว่า กริด (Grid Cell or Pixels) โดยส่วนใหญ่แล้วจะเป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัสหรือสี่เหลี่ยมผืนผ้า ขนาดของกริดขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้หรือข้อจำกัดอยู่ที่ความละเอียด (Resolution) ของข้อมูลนั้น เช่น ข้อมูลดาวเทียม LANDSAT 5 TM จะเก็บข้อมูลในลักษณะของแรสเตอร์ที่มีความละเอียดของข้อมูลเท่ากับ  $30 \times 30$  เมตร SPOT 5  $\times$  S เท่ากับ  $10 \times 10$  เมตร SPOT Panchromatic เท่ากับ  $2.5 \times 2.5$  เมตร และ IKONOS Panchromatic เท่ากับ  $1 \times 1$  เมตร เป็นต้น นอกจากนี้ขนาดของกริดยังขึ้นอยู่กับขนาดที่เหมาะสมของพื้นที่ที่ศึกษาและระบบที่จะใช้ประมวลผลอีกด้วย ในแต่ละกริดจะบรรจุตัวเลขซึ่งแทนค่าหรือชนิดของข้อมูลที่นำมาทำแผนที่โดยลักษณะของแถวแนวนอนและแนวตั้งเป็นตัวกำหนดตำแหน่งและทิศทางลักษณะของข้อมูลแบบจุดจะถูกแทนค่าด้วยกริดเพียงกริดเดียว ข้อมูลแบบเส้นจะแทนค่าด้วยจำนวนกริดที่อยู่ใกล้เคียงและอยู่ต่อเนื่องกันตามที่กำหนด ข้อมูลแบบพื้นที่จะแทนค่าด้วยความสัมพันธ์และปริมาณการกระจายไปยังกริดใกล้เคียง ลักษณะโครงสร้างแบบแรสเตอร์นี้ง่ายต่อการใช้คอมพิวเตอร์ในการจัดเก็บ การคำนวณ และการแสดงผล ข้อมูลในแต่ละช่องกริด จะแทนพื้นที่บนภาคพื้นดิน เช่น 250 250 เมตร ต่อ 1 ช่องกริด ดังนั้น ระยะทาง 1 กิโลเมตร จะแทนด้วย 4 ช่องกริด หรือ 1 ตารางกิโลเมตร จะแทนด้วย 16 ช่องกริด ถ้าให้รายละเอียดสูงกว่านี้คือให้แต่ละช่องแทนด้วยขนาด  $100 \times 100$  เมตร ดังนั้น ระยะทาง 1 กิโลเมตร จะแทนด้วย 10 ช่อง หรือ 1 ตารางกิโลเมตร จะเท่ากับ 100 ช่อง

ชนิดของข้อมูล	เวกเตอร์	แรสเตอร์
เส้น (Line ,arc)		
จุด (Point)		
รูปปิดหลายเหลี่ยม (Polygon)		

รูปที่ จ.21 การแสดงผลข้อมูลในรูปแบบเวกเตอร์และแรสเตอร์



## จ.1 ลักษณะของโปรแกรม PSS / ADEPT

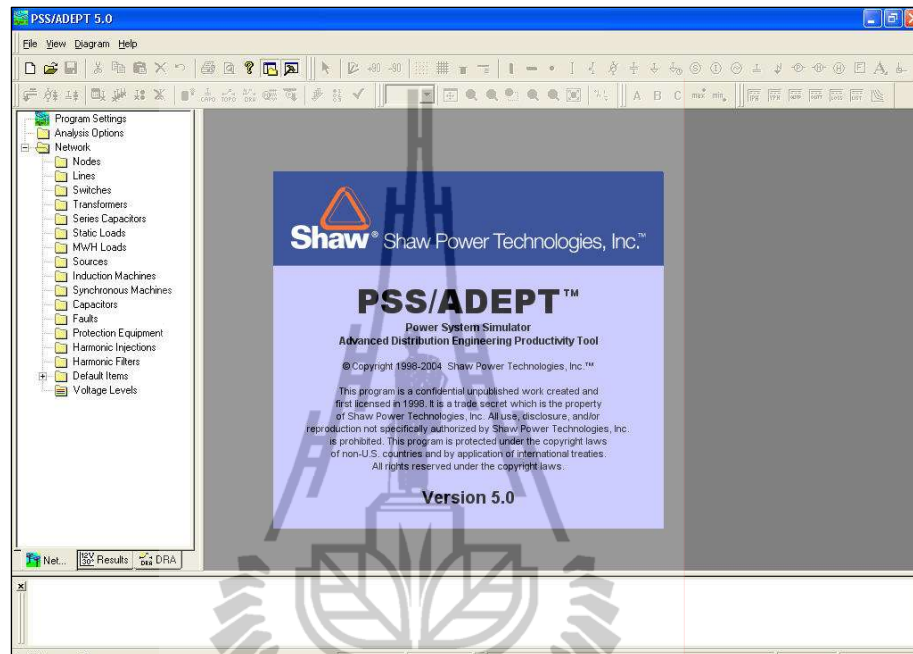
โปรแกรม ADEPT (แผนกวางแผน กองแผนงานปฏิบัติการ กฟผ.3, 2553) มีชื่อเต็มว่า PSS / ADEPT (Power system simulator /Advanced distribution engineering productivity tool) เป็นโปรแกรมที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้พัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง และใช้กันอย่างกว้างขวางในหน่วยงานต่าง ๆ ทั่วโลก

สำหรับประเทศไทย โดยเฉพาะการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้นำโปรแกรม PSS / ADEPT มาใช้ในการวางแผนก่อสร้างระบบสายส่งไฟฟ้า 115 kVA 22 kV สถานีไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง ให้สามารถจ่ายไฟได้อย่างมีประสิทธิภาพและมั่นคง

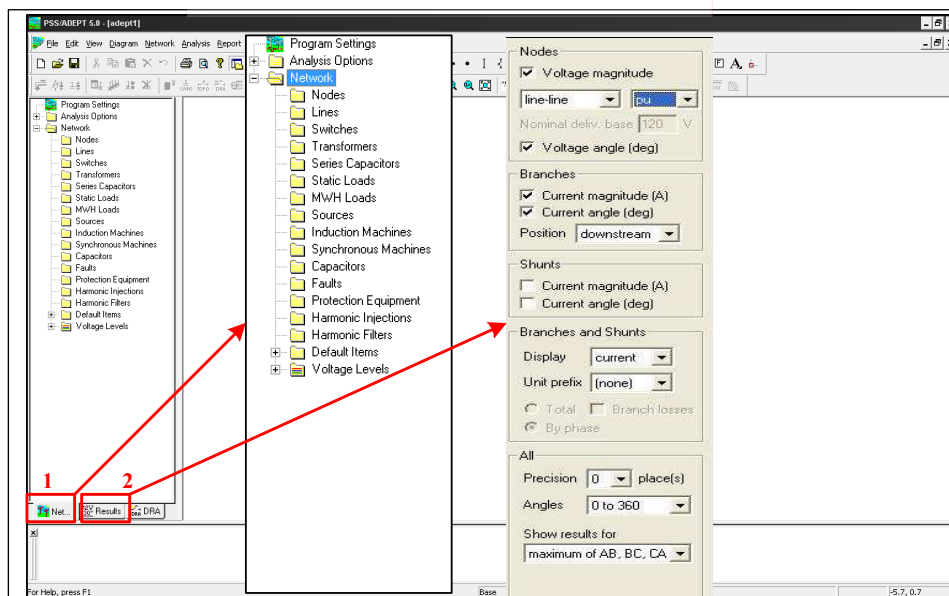
โปรแกรม PSS / ADEPT เป็นโปรแกรมที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์และจำลองระบบไฟฟ้า เหมาะสำหรับการวางแผน ออกแบบ และวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีความสามารถในการคำนวณโหลดฟลว์ (Load flow) ในระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial) และแบบลูป (Loop) วิเคราะห์กระแสสตาร์ทของมอเตอร์ที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า คำนวณหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งคาปาซิเตอร์ (Capacitor placement optimization) ตำแหน่งในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม (Tie open point optimization) และวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis) ซึ่งสามารถทำการวิเคราะห์ได้โดยง่ายในวงจรเส้นเดียว (One-line diagram) ได้รับการพัฒนาโดยบริษัท Power Technologies, Inc. (PTI) ประเทศสหรัฐอเมริกา และปัจจุบันนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ใช้ โปรแกรม PSS / ADEPT เวอร์ชัน PSS / ADEPT 5.0 โดยมีความสามารถเพิ่มขึ้นในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์และฟิวส์ในการป้องกันระบบไฟฟ้า วิเคราะห์ ฮาร์โมนิก คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า วิเคราะห์การเกิดฟอลต์ และคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้า

## จ.2 แดบเครื่องมือและคำสั่งเบื้องต้นของโปรแกรม PSS / ADEPT

เมื่อเข้าสู่โปรแกรม PSS / ADEPT  จะปรากฏหน้าต่าง แสดงดังรูปที่ จ.1



รูปที่ จ.1 ลักษณะหน้าต่างของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

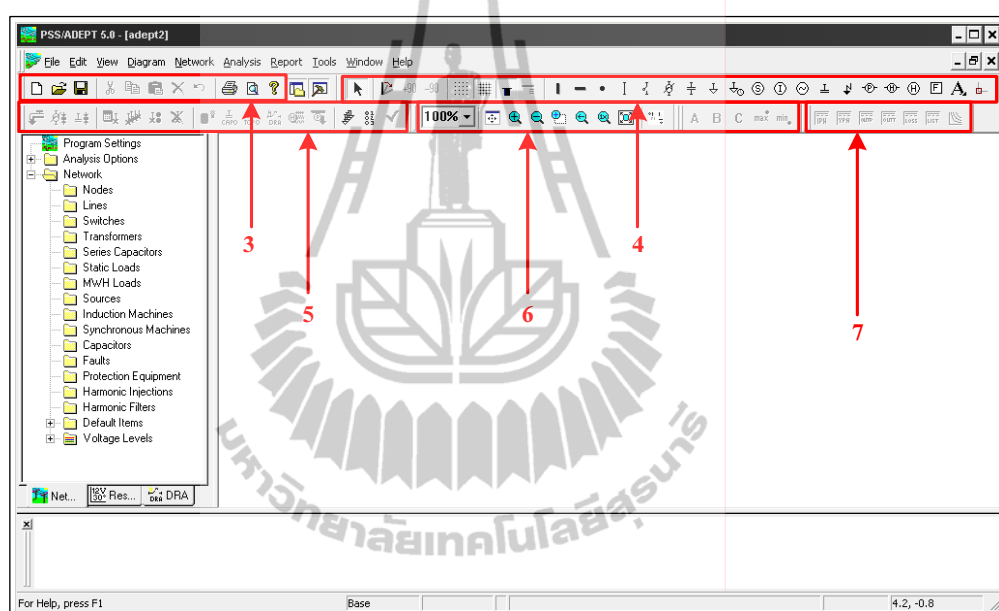


รูปที่ จ.2 ส่วนประกอบต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

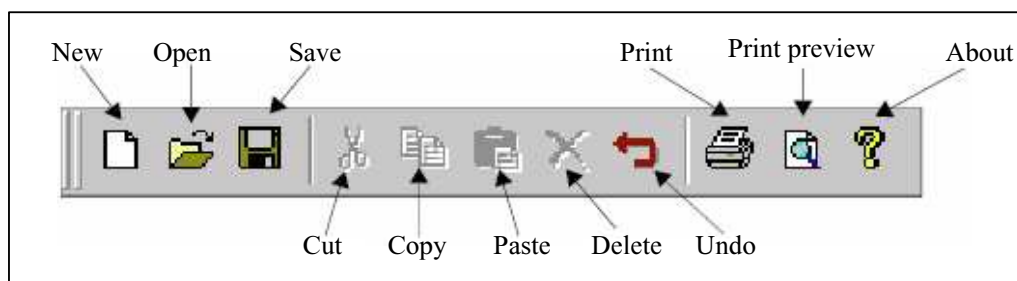


จากรูปที่ จ.2 เป็นส่วนประกอบหลักของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 โดยประกอบด้วย  
 หมายเลข 1 เป็นแถบเครื่องมือต่าง ๆ ของโปรแกรม เมื่อมีการทดสอบระบบต่าง ๆ จะ  
 ปรากฏให้เห็นได้ว่าระบบทดสอบนั้นมีอุปกรณ์ใดบ้าง จำนวนเท่าใด และในแต่ละตำแหน่งอุปกรณ์  
 มีชื่อเรียกว่าอย่างไร

หมายเลข 2 เป็นส่วนของไดอะแกรม สามารถเลือกได้ว่าจะให้แสดงผลค่าอะไรบ้าง  
 ในระบบทดสอบที่ปรากฏบนหน้าต่าง อาทิเช่น แสดงผลแรงดัน มุมเฟสของแรงดัน กำลังไฟฟ้าจริงที่สาย  
 กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่สาย กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่โหลด



รูปที่ จ.3 แถบเครื่องมือของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

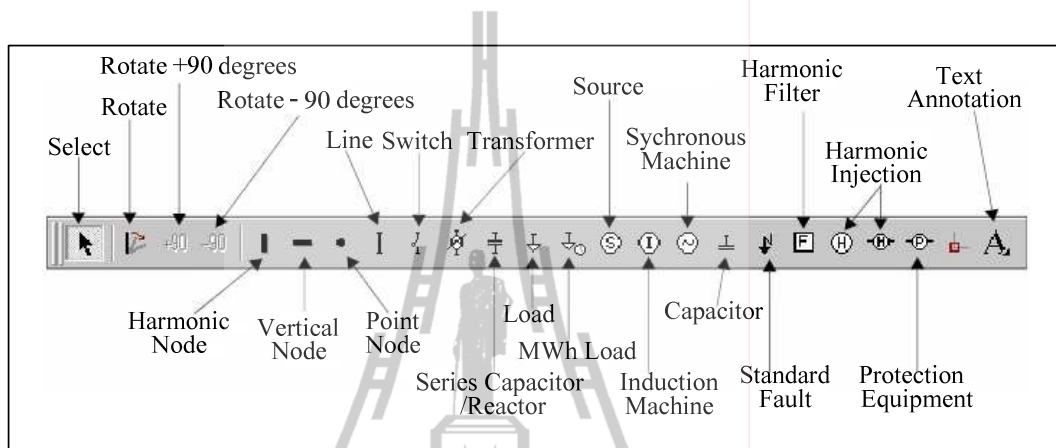


รูปที่ จ.4 แถบเครื่องมือการจัดการไฟล์ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0



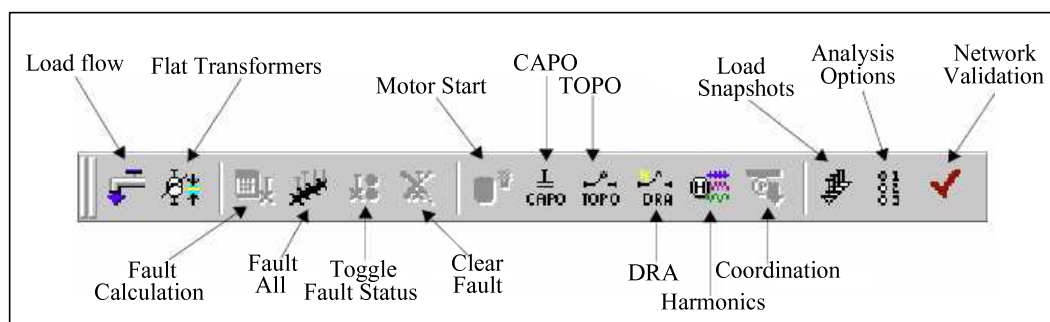
จากรูปที่ ๓.3 เป็นแถบเครื่องมือการใช้งานต่าง ๆ ที่สำคัญของ โปรแกรม PSS / ADEPT 5.0 ประกอบด้วย

หมายเลข 3 เป็นการจัดการไฟล์ข้อมูลต่าง ๆ เช่น การเปิดไฟล์ การบันทึกไฟล์ รวมถึงการคัดลอก การพิมพ์ และการจัดการไฟล์แบบอื่น ๆ ด้วย แสดงดังรูปที่ ๓. 4



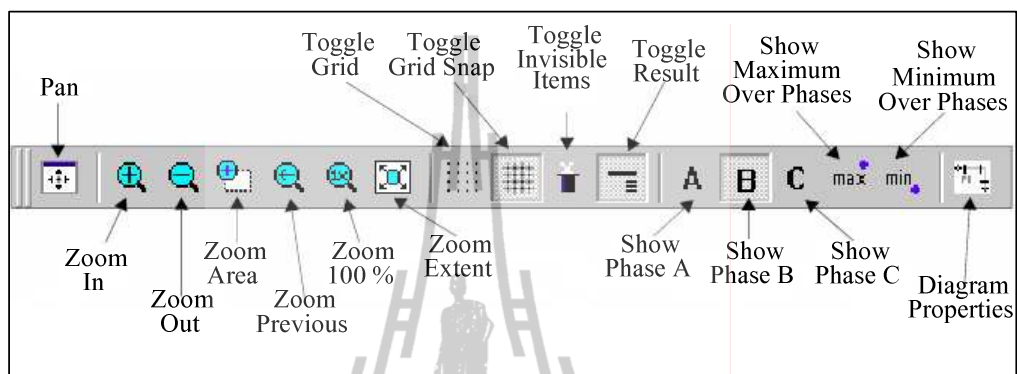
รูปที่ ๓.5 แถบอุปกรณ์ต่าง ๆ ของ โปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 4 เป็นแถบอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการสร้างระบบทดสอบต่าง ๆ เช่น โหลด สวิตช์ สาย หม้อแปลง แหล่งจ่าย ตัวเก็บประจุ โหนดแบบจุด โหนดแบบบัสบาร์ รวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และอุปกรณ์อื่น ๆ อีกแล้วแต่ผู้ใช้งานจะเลือกโดยอุปกรณ์ต่าง ๆ เหล่านี้สามารถป้อนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ได้ แสดงดังรูปที่ ๓. 5



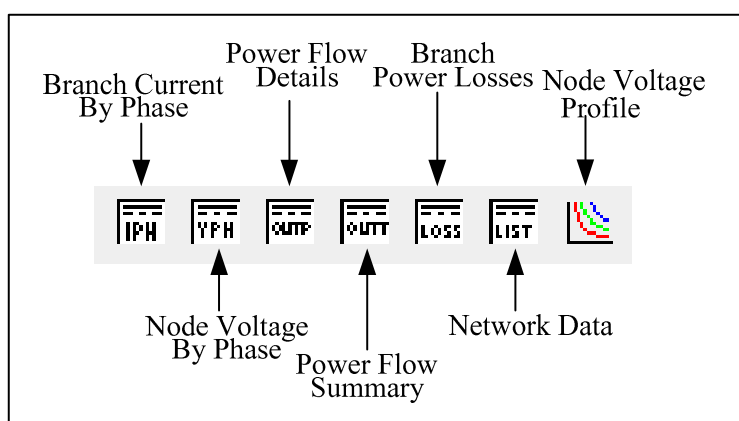
รูปที่ ๓.6 แถบเครื่องมือกระบวนการวิเคราะห์ระบบของ โปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 5 เป็นแถบเครื่องมือการวิเคราะห์ระบบทดสอบต่าง ๆ โดยจะมีกระบวนการทดสอบหลากหลาย เช่น การทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า การทดสอบโดยการคำนวณการเกิดฟอลต์ การสตาร์ทมอเตอร์ และแถบเครื่องมืออื่น ๆ แสดงดังรูปที่ ๖.6



รูปที่ ๖.7 แถบเครื่องมือต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 6 เป็นแถบเครื่องมือต่าง ๆ ที่ต้องใช้เป็นประจำระหว่างการสร้างระบบทดสอบต่าง ๆ เนื่องจากเป็นแถบเครื่องมือพื้นฐานและมีคำสั่งที่ให้แสดงค่ากำลังงานทางไฟฟ้าว่าแสดงค่าของเฟสใดระหว่างเฟส A B และ C รวมถึงมีคำสั่งที่ให้แสดงค่าเฟสที่สูงที่สุดและต่ำที่สุดด้วย ขึ้นอยู่กับว่าต้องการให้แสดงแบบใด แสดงดังรูปที่ ๖.7

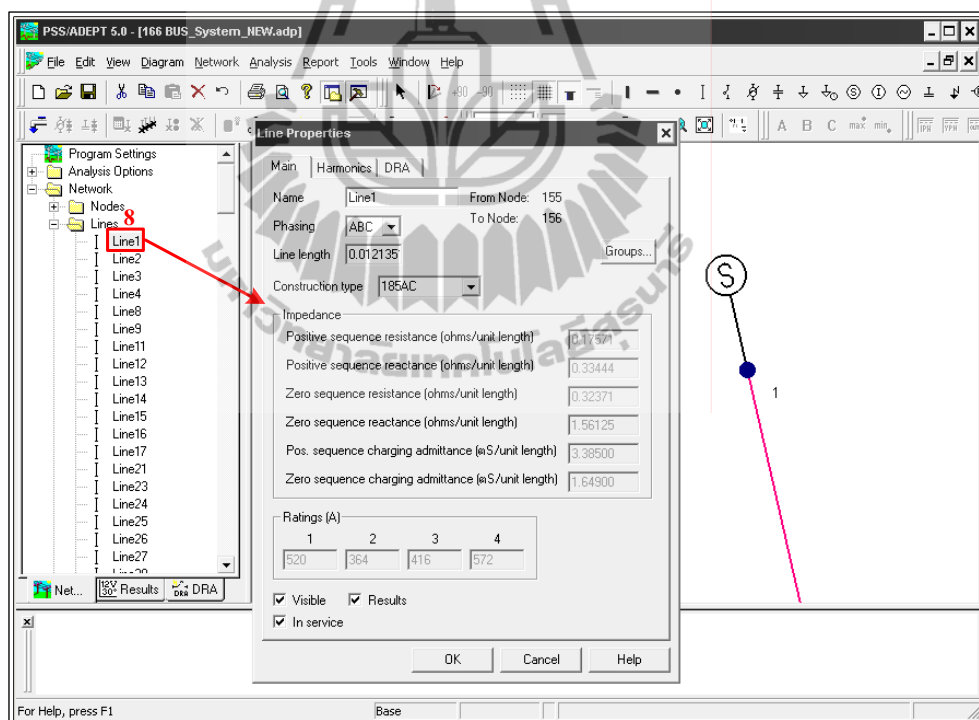


รูปที่ ๖.8 แถบเครื่องมือข้อมูลต่าง ๆ และสร้างกราฟของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 7 เป็นแถบเครื่องที่ประกอบด้วยคำสั่งการดูข้อมูลต่าง ๆ และการสร้างกราฟแรงดันที่โหนด แถบเครื่องมือนี้จะดูข้อมูลได้หลังจากมีการสั่งให้ทดสอบ โปรแกรมแล้วเช่น การสั่งให้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า หลังจากนั้นจึงสามารถเรียกดูข้อมูลต่าง ๆ ได้ เช่น แรงดันที่บัส กระแสที่บัส กำลังงานที่โหลด กำลังสูญเสียในสายส่ง และข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า รวมทั้งคำสั่งพล็อตกราฟแรงดันที่บัสต่าง ๆ ก็ได้เช่นกัน แสดงดังรูปที่ ๗.8

### ๗.3 ขั้นตอนการตั้งค่าในโปรแกรม PSS / ADEPT ก่อนการทดสอบระบบ

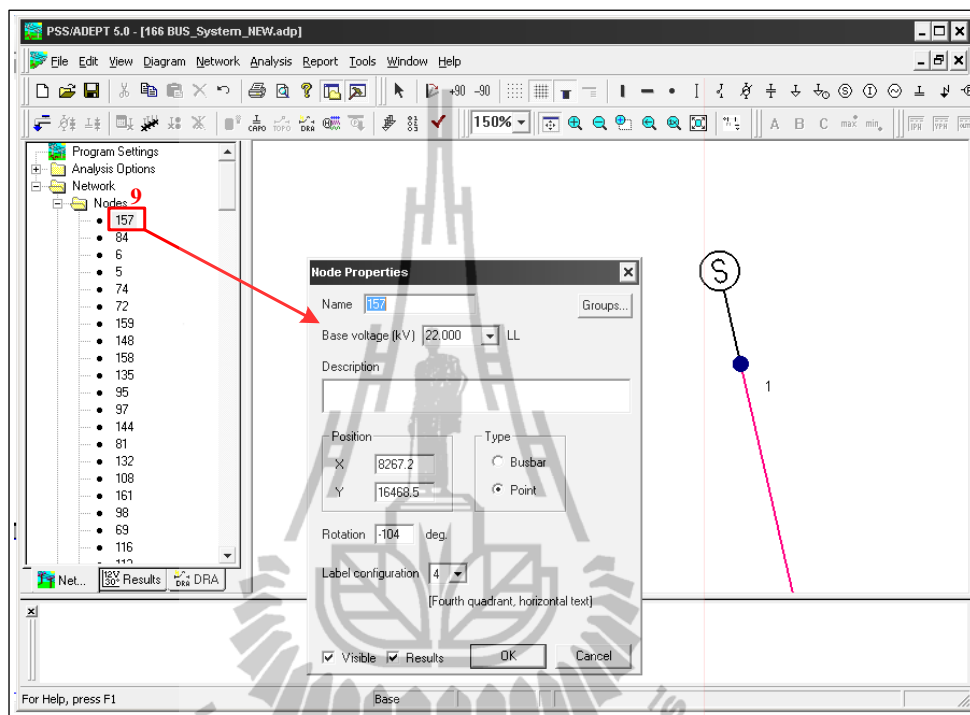
การใช้โปรแกรม PSS / ADEPT ในการทดสอบระบบต้องทำการตั้งค่าต่าง ๆ ของระบบทดสอบเป็นขั้นตอนแรกก่อนที่จะทำการทดสอบระบบเพื่อให้ระบบทดสอบมีผลการทดสอบที่ถูกต้อง เช่น ค่าแรงดัน ค่าความถี่ ค่าฐานของระบบ และค่าอื่น ๆ อีกมากมาย



รูปที่ ๗.9 การตั้งค่าสายต่าง ๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 8 เป็นการตั้งค่าโดยเลือกเฟสของสายต่าง ๆ ของระบบ เช่น เฟส ABC AB BC CA A B และ C ตามความต้องการที่จะทดสอบ ตัวอย่างแสดงดังรูปที่ ๗.9 เลือกสายที่ 1 ที่เชื่อม

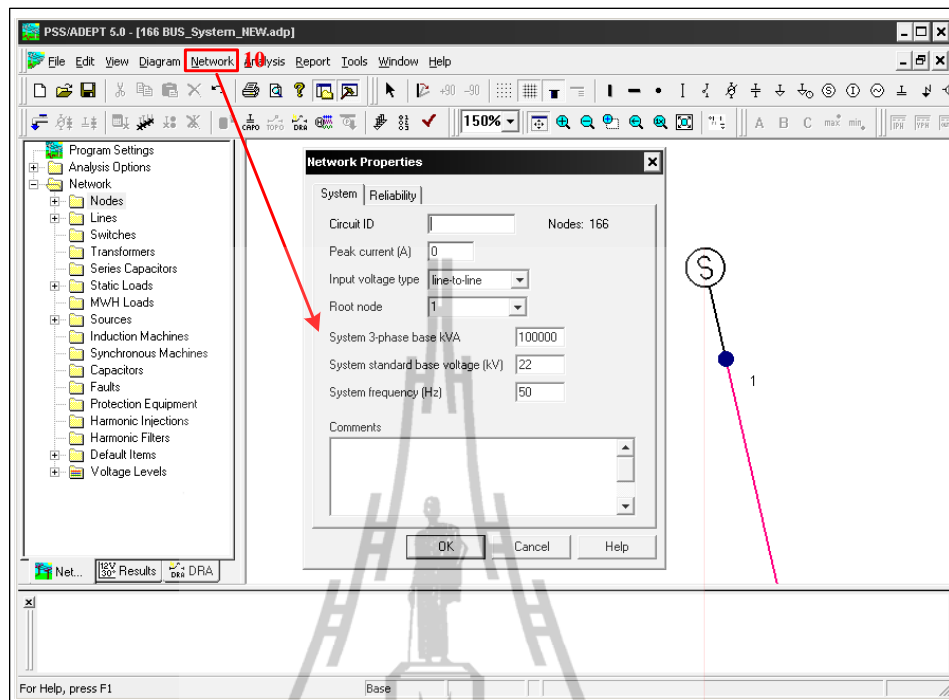
ระหว่าง โหนด 155 กับ โหนด 156 โดยระบบทดสอบนี้เลือกเฟสให้สายที่ 1 เป็น ABC หลังจากนั้นทำการกำหนดเฟสให้กับทุกสายของระบบที่ต้องการทดสอบ



รูปที่ ๑.10 การตั้งค่าโหนดต่างๆ ของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

หมายเลข 9 การตั้งค่าโหนดต่างๆ โดยกำหนดโหนดต่างๆ มีแรงดันก็กิโลวัตต์ ตัวอย่างแสดงดังรูปที่ ๑.10 เลือกโหนด 157 กำหนดให้มีแรงดัน 22 กิโลโวลต์ หลังจากนั้นทำการกำหนดค่าแรงดันให้กับทุกโหนดของระบบทดสอบ

หมายเลข 10 การตั้งค่าของระบบที่ทำการทดสอบ เช่น ค่าแรงดัน (กิโลโวลต์) ชนิดของแรงดันขาเข้า ค่าความถี่ (เฮิร์ต) และค่า kVA พื้นฐาน ตัวอย่างแสดงดังรูปที่ ๑.11 ชนิดของแรงดันแสดงเป็น line to line ระบบ 100 MVA แรงดันพื้นฐาน 22 กิโลโวลต์ ความถี่ 50 เฮิร์ต



รูปที่ ฉ.11 การตั้งค่าระบบของ โปรแกรม PSS / ADEPT 5.0


#### ฉ. 4 ขั้นตอนการใช้งานโปรแกรม PSS / ADEPT ในการปรับค่าโหลด

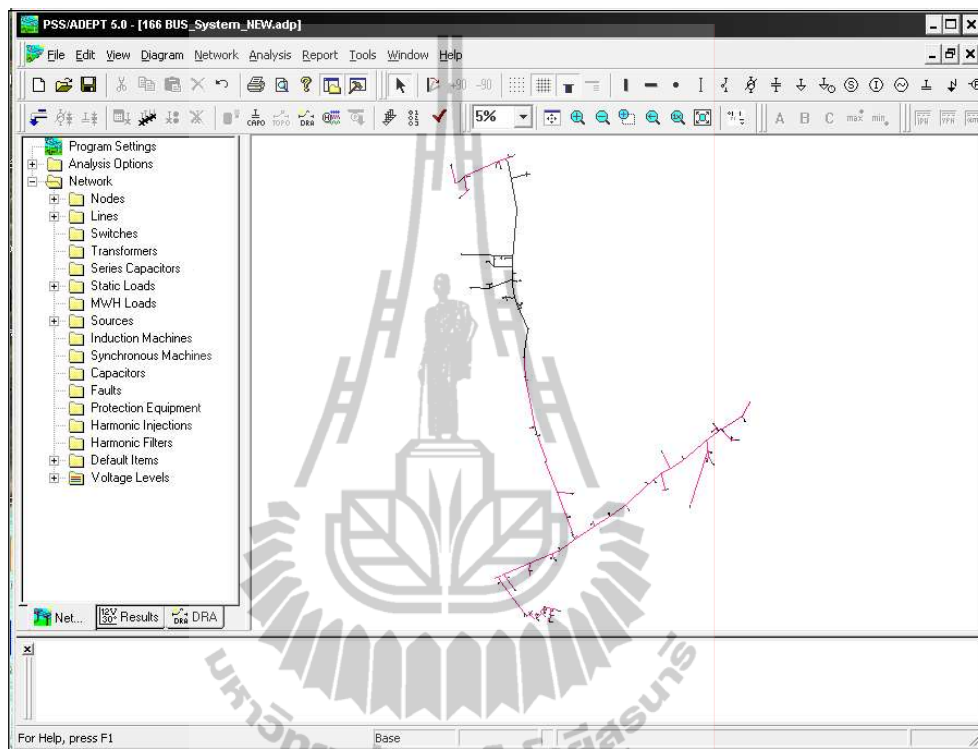
การปรับค่าโหลดเป็นการปรับค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าต้นทางหรือแหล่งจ่ายของระบบทดสอบ โดยสามารถปรับค่าโหลดของค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และค่าแรงดันได้ตามความต้องการ ระบบจะทำการจัดสรรโหลดตามสัดส่วนของค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในแต่ละโหนดของระบบ

การปรับค่าโหลดของระบบจะต้องทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และค่าแรงดันของระบบทดสอบก่อนและหลังจากนั้นจึงปรับค่าโหลดตามค่าดังกล่าว

ยกตัวอย่างการปรับค่าโหลด โดยกำหนดให้ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 2.6 เมกะวัตต์ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ 1.6 เมกะวัตต์ และค่าแรงดันที่แหล่งจ่าย 22.5 กิโลโวลต์

#### ฉ. 4.1 การเปิดข้อมูล

การเปิดข้อมูลสามารถเปิดข้อมูลได้จากแถบเครื่องมือ  เพื่อแสดงผลบนหน้าต่างแสดงผล แสดงดังรูปที่ ฉ.12



รูปที่ ฉ.12 การแสดงข้อมูลระบบทดสอบของโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

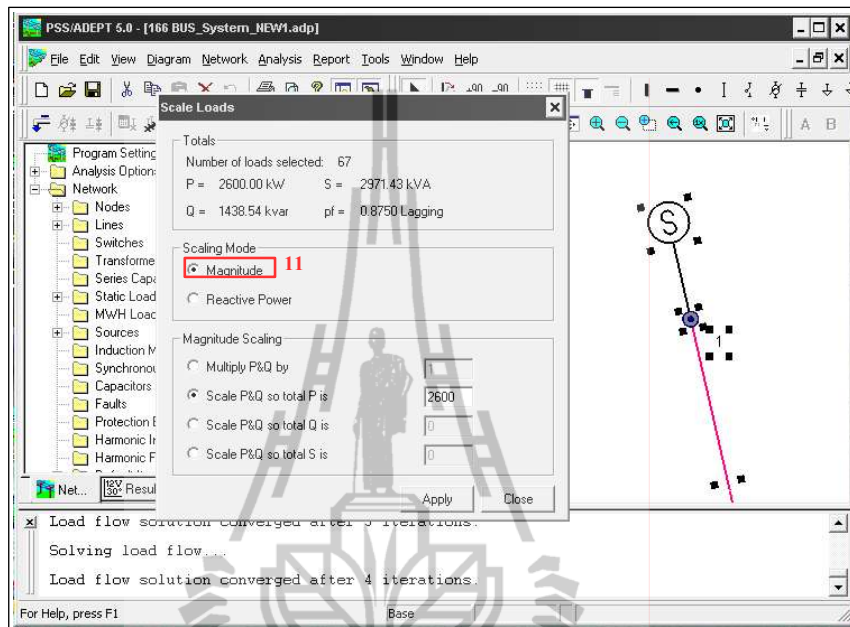
#### ฉ.4.2 การปรับค่าโหลดกำลังไฟฟ้าจริง

การปรับโหลดเป็นการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อให้ได้ค่าตามที่ต้องการ โดยค่าที่ได้ยกตัวอย่างมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง 2.6 เมกะวัตต์ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ 1.6 เมกะวัตต์ และค่าแรงดันที่แหล่งจ่าย 22.5 กิโลโวลต์ได้แสดงตัวอย่างการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริง แสดงดังรูปที่ ฉ.13

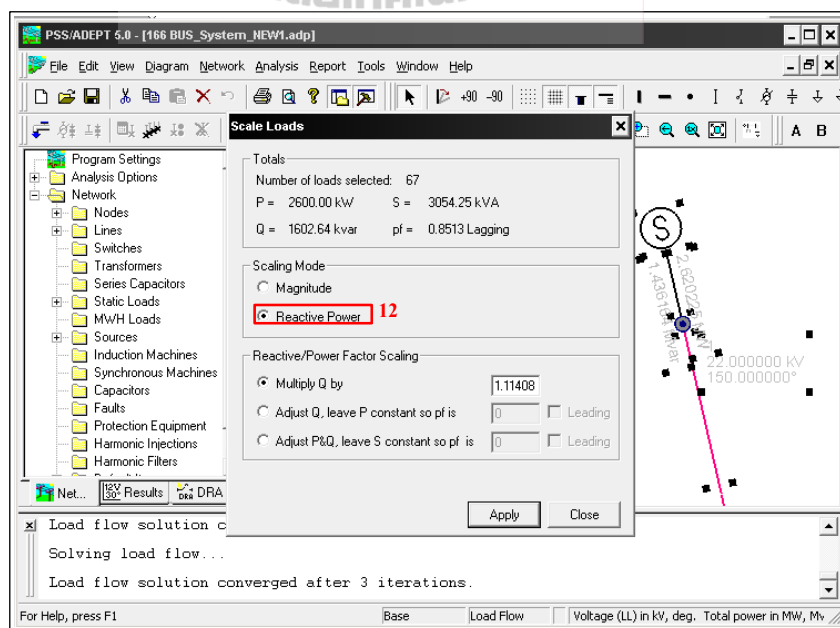
#### ฉ.4.3 การปรับค่าโหลด

การปรับค่าโหลดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ แสดงดังรูปที่ ฉ.14 การปรับค่าโหลดนั้นต้องทำการปรับค่าโหลดทั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้ได้ตามค่าที่ต้องการ โดยค่าที่นำไปใช้ปรับนั้นต้องเป็นค่าใดค่าหนึ่งนำไปคูณกับค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้า

รีแอกทีฟที่แสดงบนหน้าจอแสดงผลนั้นให้ค่าเป็นไปตามที่ต้องการ อาจจะต้องมีการปรับข้อมูลหลายครั้งจึงจะได้ค่าของกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าปรากฏ และแรงดันตามที่ต้องการ



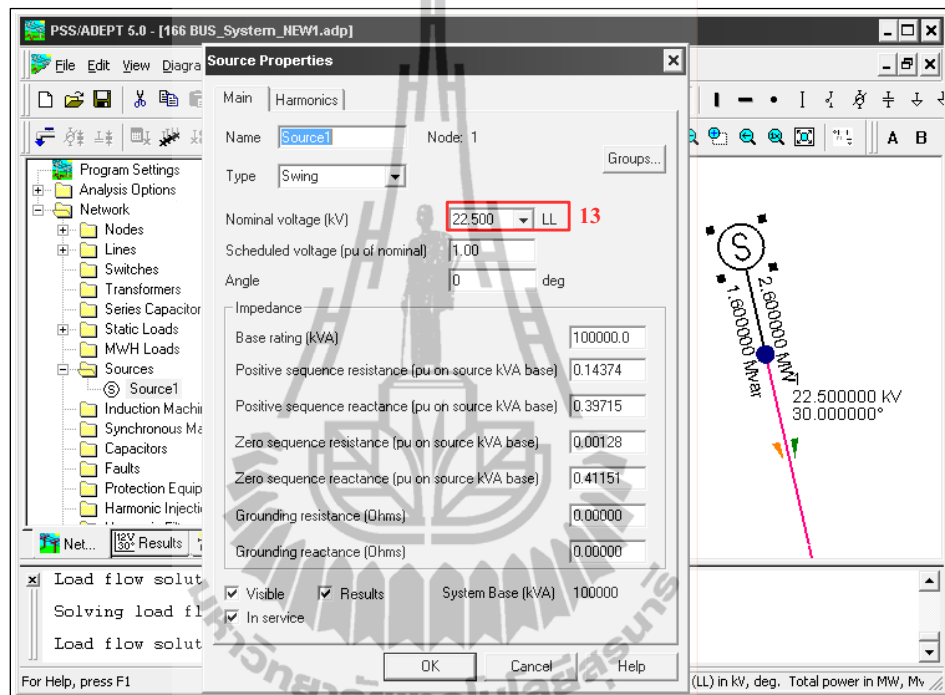
รูปที่ ๑.13 การปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0



รูปที่ ๑.14 การปรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

#### ฉ.4.4 หลังจากการปรับค่าโหลด

หลังจากการปรับค่าโหลดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเรียบร้อยแล้ว ต้องทำการปรับค่าแรงดันของระบบให้ได้ค่าตามที่ต้องการ โดยที่ยกตัวอย่างมีแรงดัน 22.5 กิโลโวลต์ แสดงดังรูปที่ ฉ.15

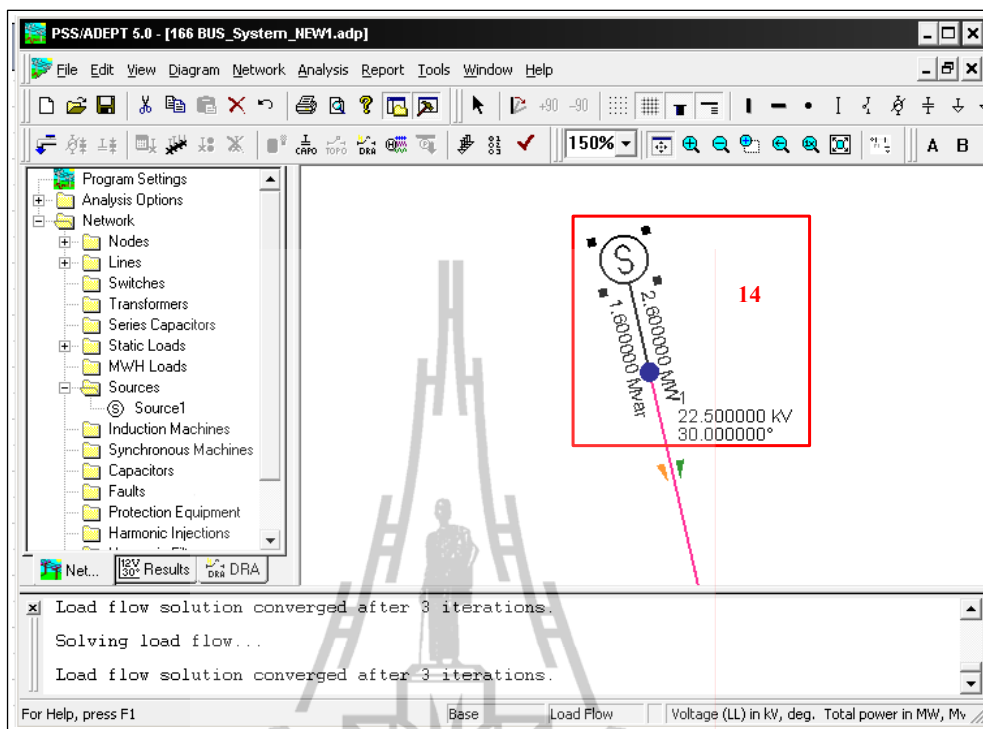


รูปที่ ฉ.15 การปรับค่าแรงดันของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0

#### ฉ.4.5 หลังจากการปรับค่าโหลดกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ และแรงดัน

หลังจากการปรับค่าโหลดกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและแรงดันของระบบเสร็จเรียบร้อยแล้ว แสดงข้อมูลดังรูปที่ ฉ.16





รูปที่ ๑.16 การปรับค่าโหลดของระบบโดยโปรแกรม PSS / ADEPT 5.0





บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

## รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์ในระหว่างศึกษา

- Luemongkol, T., and Kulworawanichpong, T. (2009). **Community Identification Based on Multispectral Image Classification for Local Electric Power Distribution Systems.** The WSEAS Transactions on Environment and Development, Issue 9, Vol. 5 : pp. 597 - 606.
- Luemongkol, T., and Kulworawanichpong, T. (2009). **Identifying Community in Feeding Areas of Local MV Power Distribution Systems Based on Multispectral Image Classification.** The 9th International Conference on Power System (PS 2009). 3-5 September, Budapest Hungary : pp. 164 - 168.
- Luemongkol, T., Wannakomol, A., and Kulworawanichpong, T. (2009). **Application of Satellite Image Techniques for Rerouting Electric Power Transmission Lines.** The 4th IASME / WSEAS International Conference on ENERGY & ENVIRONMENT (EE'09), 24 – 26 February, Cambridge England : pp. 303 - 308.
- Luemongkol, T., Wannakomol, A., and Kulworawanichpong, T. (2009). **Rerouting Electric Power Transmission Lines by using Satellite Imagery.** The WSEAS Transactions on Environment and Development, Issue 2, Vol. 5 : pp. 189 - 198.
- ศติยา ลือมงคล และ ธนัชชัย กุลวรวานิชพงษ์. (2009). การระบุขอบเขตหมู่บ้านของระบบสายป้อน 22 kV โดยการจำแนกประเภทจากแถบสีของรูปภาพ. การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 32 (EECON32) ณ โรงแรมทวาราวดีรีสอร์ท จังหวัดปราจีนบุรี วันที่ 28 - 30 ตุลาคม 2552.

## Community Identification Based on Multispectral Image Classification for Local Electric Power Distribution Systems

TATIYA LUEMONGKOL and THANATCHAI KULWORAWANICHPONG

Power System Research Unit  
School of Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology  
111 University Avenue, Nakhon Ratchasima  
THAILAND  
thanatchai@gmail.com

*Abstract:* - This paper illustrated an approach of identifying community size in feeding area of local MV power distribution systems by using satellite image processing. Information of community size is essential and can be useful to estimate electric energy used by local customers. Infrared band of satellite images can be used for this purpose. ENVI and GIS ArcView software are both working tools in this paper. Satellite images of LANDSAT 7 covered a test area in Nakhon Ratchasima 2 distribution feeders were employed for test. The results obtained from the satellite image processing based on ISODATA unsupervised classification can be used in associative with GIS information of the power distribution feeder to visualize feeder load allocation in the community point of view.

*Key-Words:* - Multispectral, Satellite imagery, ISODATA, Unsupervised classification, Minimum square error

### 1 Introduction

Satellite images have found their several applications in fields of agriculture, geology, forestry, biodiversity conservation, regional planning, education, intelligence, warfare, weather forecast, water resources, electric power system, etc [1-9]. Images can be in visible colors and in other spectra. To interpret and analyze satellite images, some efficient software packages like ERDAS or ENVI are necessary. All satellite images produced by NASA are published by Earth Observatory and are freely available to the public. Several other countries, nowadays, have satellite imaging programs, and a collaborative European effort launched the ERS and Envisat satellites carrying various sensors. There are also private companies that provide commercial satellite imagery.

For decades, electric power distribution systems, particularly in Thailand, were constructed extensively across the country. In recent years, population growth forces community expanding its size. Several villages in local areas have shifted their border and increased their electric demands. One of important work for electric power distribution planning is to manage power feeding systems to gain highest performances in several aspects. Size and site information of all local customers are key. In fact, a local electric distribution company usually bills its consumers. An amount of electric energy consumed by each customer in one month can be easily obtained. What the local utility has not known is how electrical demands are distributed along the feeder

line through its distribution transformers. Some may say that this information can be obtained by conducting a direct field survey. However, a large amount of time and efforts is required. Satellite remote sensing, which can easily monitor a large area, could provide effective information to develop community identification, if it is able to capture the community features in urban areas from satellite images. Multi-spectral characteristics show the difference of reflectance from the materials on the earth surface. Many researchers have already proposed algorithms to classify the features on the earth surface in the fields of natural environment mapping, such as for forests and agricultural lands. In this study, the classification for identifying community in parts of City of Nakhon Ratchasima was attempted using LANDSAT 7 satellite images. Satellite images from LANDSAT 7 was used in this study. Multi-spectral sensor of LANDSAT 7, Thematic Mapper (TM), has eight bands between visible and thermal infrared. Spatial resolution of its image except for the thermal infrared band is 15 – 30 m on ground.

In this paper, Section 2 gave a brief of satellite imaging technique and its processing. Section 3 described the interpretation of satellite images. Section 4 explained the satellite image processing software used in this paper. Section 5 illustrated multi-spectral image classification technique in which ISODATA unsupervised classification is focused on. The next section, Section 6, provided results of the identifying scheme proposed in

this paper. Section 7, the last section, concluded the results and discussed further for future work.

**2 Satellite Imaging Techniques**

As mentioned previously, this paper was based on image analysis. The source of these pictures came from two main sources: i) satellite images from LANDSAT 7 and topographic map based on topographical surveys.

**2.1 LANDSAT Imaging**

A latest LANDSAT, LANDSAT 7, was launched in April 1999 [10]. It has a unique and essential role in the realm of earth observing satellites in orbit. The earth observing sensors on LANDSAT 7, the enhanced thematic mapper plus (ETM+), replicates the capabilities of the thematic mapper instrument on LANDSAT 4 and 5. The ETM+ also includes new features that make it a more versatile and efficient instrument for global change studies, land cover monitoring and assessment and large area mapping. The primary new features on Landsat 7 are: i) a panchromatic band with 15m spatial resolution, ii) on board, full aperture, 5% absolute radiometric calibration and iii) a thermal IR channel with 60m spatial resolution. Fig. 1 showed a satellite image covering Thailand [11]. As mentioned earlier the dot circle is the area of study in this paper. Fig. 2 gave a close view inside the circle of Fig. 1. It revealed city of Nakhon Ratchasima from the space.



Fig. 2 Satellite image of City of Nakhon Ratchasima [11]

**2.2 Topographic Map**

A topographic map as shown in Figs 3 – 4 is a typical map characterized by large-scale detail and quantitative representation, usually using contour lines in modern mapping [12]. Traditional definitions require a topographic map to show both natural and man-made features. Topographic maps have found their several applications, for example, any type of geographic planning or large-scale architecture; earth sciences and many other geographic disciplines; mining and other earth-based endeavors; and recreational uses such as hiking.



Fig. 1 Satellite image covering Thailand [11]

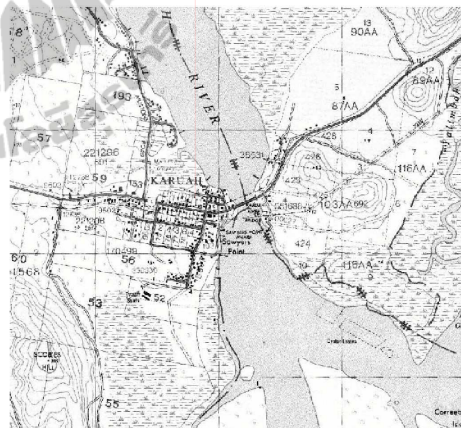


Fig. 3 Example of topographic map [13]





Fig. 4 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

In power transmission and distribution system planning, power transmission or distribution lines are located on this kind of maps. Unfortunately, information on this map is out-of-date because the topographical surveys of the country were done for decades. The only one important thing that has never been changed is GPS coordinates [14] of the power lines on the topographic maps. With these coordinates, existing power transmission line routes can be located and then mapped onto a recent version of its satellite image, as shown in Fig. 5. This procedure was described in the next sub-section.

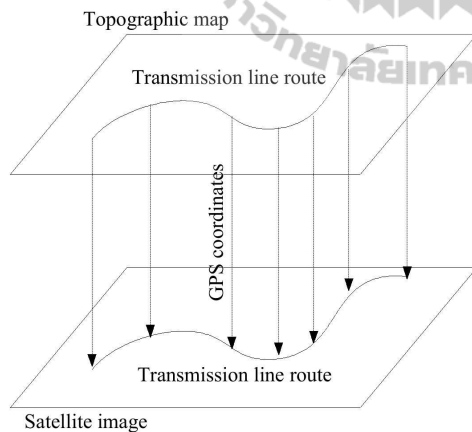


Fig. 5 GPS coordinate mapping

### 3 Unsupervised Classification

Two methods of classification are commonly used: Unsupervised and Supervised. The logic or steps involved can be briefed from this flow diagram as shown in Fig. 6.

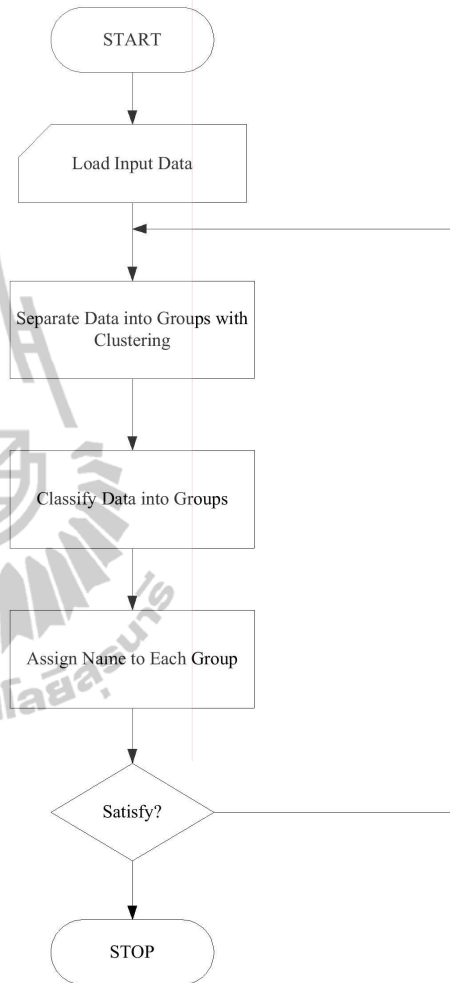


Fig. 6 Unsupervised classification

In contrast to the supervised classification, unsupervised classification requires very few inputs into the classification processes [15]. The computer selects natural groupings of pixels based on their spectral properties. However, an unsupervised classification

algorithm still requires user interaction, however these occur after the classification has been performed. In unsupervised classification, the user attempts to assign information classes to the spectral classes the computer has created. Several potential problems exist. The first is that some of the classes may be meaningless as they represent a mix of different surface covers. In other instances, a single informational class may be split among two spectral classes. As with selection of training sites, it takes careful consideration and considerable knowledge to correctly label these spectral classes.

To date, several different unsupervised classification algorithms are commonly used in remote sensing [16]. The two most frequently used algorithms are the K-mean and the ISODATA clustering algorithm. Both of these algorithms are iterative procedures. In general, both of them assign first an arbitrary initial cluster vector. The second step classifies each pixel to the closest cluster. In the third step the new cluster mean vectors are calculated based on all the pixels in one cluster. The second and third steps are repeated until the change between the iteration is small. The change can be defined in several different ways, either by measuring the distances the mean cluster vector have changed from one iteration to another or by the percentage of pixels that have changed between iterations. The isodata algorithm has some further refinements by splitting and merging of clusters. Clusters are merged if either the number of members (pixel) in a cluster is less than a certain threshold or if the centers of two clusters are closer than a certain threshold.

Clusters are split into two different clusters if the cluster standard deviation exceeds a predefined value and the number of members (pixels) is twice the threshold for the minimum number of members. The isodata algorithm is similar to the k-means algorithm with the distinct difference that the ISODATA algorithm allows for different number of clusters while the k-means assumes that the number of clusters is known a priori. The objective of the k-means algorithm is to minimize the within cluster variability. The objective function (which is to be minimized) is the sums of squares distances (errors) between each pixel and its assigned cluster center. Isodata, probably the most common unsupervised classification scheme, is the Iterative Self-Organizing Data Analysis Technique (ISODATA). ISODATA is an iterative unsupervised classification scheme. It has been developed with empirical knowledge gained through experimentation and requires relatively little in the way of human interaction. While implementations of ISODATA vary there is often some nominal inputs that need to be specified by the users.

#### 4 Results and Discussion

In this paper, electric power distribution feeders of Nakhon Ratchasima area were used for evaluation of the unsupervised classification. Fig. 7 shows a topographic map of the test area.



Fig. 7 Topographic map of the test area





Fig. 8 Multispectral image of the test area (band4, 3, 2)



■	Vegetation/Tree	29.7234 %
■	Bare Soil	33.9758 %
■	Agriculture	14.9357 %
■	Urban	2.8617 %
■	Wet land/Water/Paddy field	18.5032%

Fig. 9 Multispectral image after classification



By using ISODATA unsupervised classification, it can be partitioned areas into 5 zones: i) vegetation and tree, ii) bare soil, iii) agriculture, iv) wet/water/paddy fields, and v) urban as shown in Fig. 8. The result of ISODATA classification according to the five provided zones can be shown in Fig. 9. It consists of

Zone 1: Vegetation/tree	29.7%
Zone 2: Bare soil	34.0%
Zone 3: Agriculture	14.9%
Zone 4: Wet/water/paddy fields	18.5%
Zone 5: Urban (community)	2.9%

To achieve the goal of identifying the community, Zone 1 – 4 in the image must be separated. By keeping Zone 5 as the community zone, the two-color image rendering can be used to visualize zones of residences representing customer locations as shown in Fig. 10. The black color is the non-community while the lighter color showed the community areas. In this area, there are a number of medium voltage feeders to energize electric power to loads that are represented by community zones as shown in Figs 11-13.



Fig. 10 Classification for community and non-community



Fig. 11 MV feeders overlaying on the LANSAT 7 image of the target area

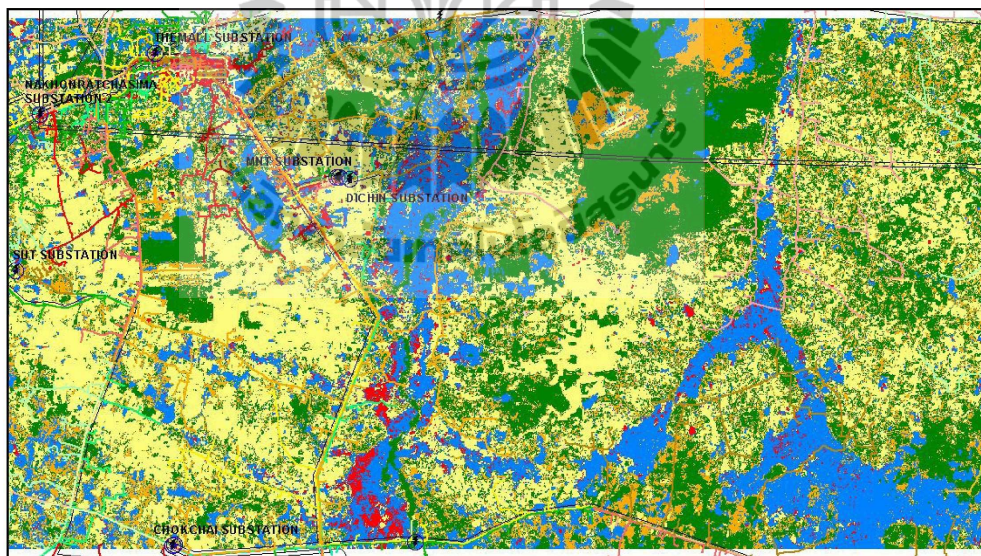


Fig. 12 MV feeders overlaying on the land use of the LANSAT 7 image of the target area



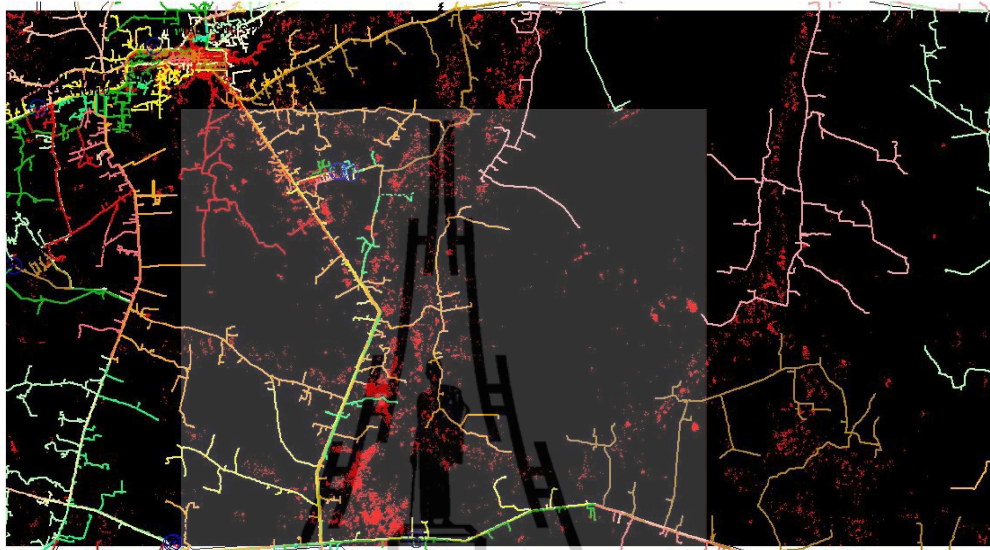


Fig. 13 MV feeders with communities

The ideal of using multispectral image classification is to distinguish community zones. The community identification can represent a densely populated area of customers that consumes a considerable amount of electric energy from the power supply grid.

• **Verification of the classification results**

Verification of the classification results requires information of already known GIS areas. Matching between areas classified by the proposed method and land use information obtained by the topographic map was described according to the comparisons between two target areas, i) Nakhon Ratchasima 2 Power substation and ii) Bueng Tale area.

**8.1 Nakhon Ratchasima 2 Power Substation**

**Table 1** GIS information for Nakhon Ratchasima 2 Power substation area

Point	GIS coordinate	
	Longitudes	Latitudes
1	190299.72E	1654555.64N
2	189245.72E	1655725.64N
3	189939.72E	1656175.64N
4	190839.72E	1654765.64N

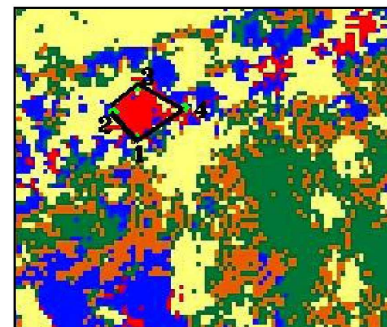
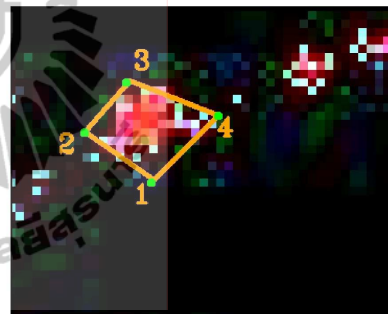


Fig. 15 Satellite image of Nakhon Ratchasima area

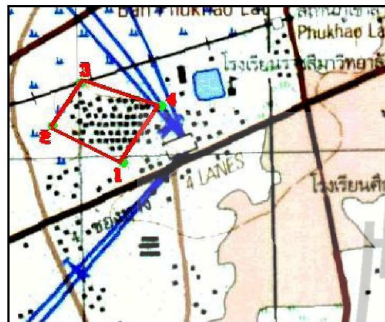


Fig. 16 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

As shown in Figs 15-16, the target area was the square 1-2-3-4. The GIS coordinate of the square can be found in Table 1. This represented a community according to the result from the classification. It was confirmed by the square in the topographic map as shown in Fig. 16.

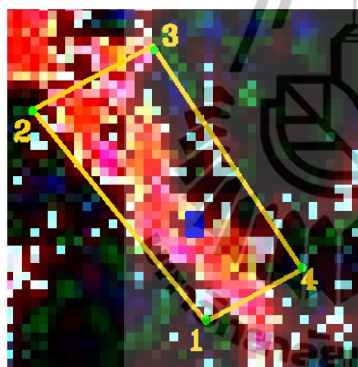


Fig. 17 Satellite image of Nakhon Ratchasima area

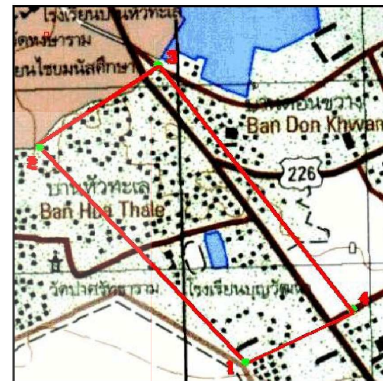


Fig. 18 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

8.2 Bueng Thale Area

Table 2 GIS information for Bueng Tale area

Point	GIS coordinate	
	Longitudes	Latitudes
1	179259.72E	1654885.64N
2	178899.72E	1655005.64N
3	179079.72E	1655185.64N
4	179499.72E	1655095.64N

As shown in Figs 17-18, the target area was the square 1-2-3-4. The GIS coordinate of the square can be found in Table 2. This represented a community according to the result from the classification. It was also confirmed by the square in the topographic map as shown in Fig. 18.

8 Conclusion

In this paper, topographic maps and satellite images were exploited in order to extract some key information describing power distribution systems, located on the maps. The application demonstrated here was the identifying community that can be used to estimate groups of customers along the power distribution feeders. A 22-kV power distribution system in province of Nakhon Ratchasima was used as a case study. As a result, exploitation of satellite image processing was very helpful. Power distribution engineers can visualize locations of their local customers without doing field surveys that are time-consuming and very expensive.

As satellite imaging is a powerful tool, our research could be extended to employ satellite image processing techniques in various fields. Power distribution planning is one of applications that can gain this work results.

*References:*

- [1] W. Elshorbagy and A. Elhakeem, Risk assessment maps of oil spill for major desalination plants in the United Arab Emirates, *Desalination*, Volume 228, Issues 1-3, pp. 200-216, 2008
- [2] X. Jin and C. H. Davis, An integrated system for automatic road mapping from high-resolution multi-spectral satellite imagery by information fusion, *Information Fusion*, Volume 6, Issue 4, pp. 257-273, 2005
- [3] G. Finnveden and A. Moberg, Environmental systems analysis tools – an overview, *Journal of Cleaner Production*, Volume 13, Issue 12, pp. 1165-1173, 2005
- [4] Y. Nishigami, H. Sano and T. Kojima, Estimation of forest area near deserts — production of Global Bio-Methanol from solar energy, *Applied Energy*, Volume 67, Issue 4, pp. 383-393, 2000
- [5] G.P. Patil, W.L. Myers, Z. Luo, G.D. Johnson and C. Taillie, Multiscale assessment of landscapes and watersheds with synoptic multivariate spatial data in environmental and ecological statistics, *Mathematical and Computer Modelling*, Volume 32, Issues 1-2, pp. 257-272, 2000
- [6] T. Luemongkol, A. Wannakomol and T. Kulworawanichpong, Rerouting electric power transmission lines by using satellite imagery, *WSEAS Trans. Environment and Development*, Issue 2, Volume 5, pp. 189 – 198, 2009
- [7] H. Roosta, R. Farhudi and M.E. Afifi, Comparison between sub-pixel classifications of MODIS images: linear mixture model and neural network model, *WSEAS Trans. Environment and Development*, Issue 2, Volume 4, pp. 161 – 168, 2009
- [8] V. Barrile, G. Armocida and F. Di Capua, Advanced thematic mapping: GIS/neural networks application for tracking isoseismic lines, *WSEAS Trans. Environment and Development*, Issue 6, Volume 9, pp. 435 – 444, 2009
- [9] K. Norsangri and T. Kulworawanichpong, Application of satellite image processing to earth resistivity map, *The 9<sup>th</sup> WSEAS International Conferences on Power Systems*, 3-5 September 2009, Budapest, Hungary, pp. 137 – 141
- [10] C. Elachi and J.V. Zyl, *Introduction to the physics and techniques of remote sensing*, Wiley-Interscience, 2006
- [11] <http://maps.google.com/>
- [12] I. Kim, D. Jung and R. Park, Document image binarization based on topographic analysis using a water flow model, *Pattern Recognition*, Volume 35, Issue 1, pp. 265-277, 2002
- [13] <http://www.lyovic.com/>
- [14] E. Mok, A fast GPS-based system for survey check of road alignments, *Advances in Building Technology*, pp. 1637-1643, 2002
- [15] Tutorials the environment for visualizing images, ENVI version 3.2, July, 1999
- [16] Yanfei Zhong, Liangpei Zhang, Bo Huang and Pingxiang Li, An unsupervised artificial immune classifier for multi/hyperspectral remote sensing imagery, *Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions*, Volume 44, Issue 2, pp. 420- 431, Feb. 2006



## Identifying Community in Feeding Areas of Local MV Power Distribution Systems Based on Multispectral Image Classification

TATIYA LUEMONGKOL and THANATCHAI KULWORAWANICHPONG

Power System Research Unit  
School of Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology  
111 University Avenue, Nakhon Ratchasima  
THAILAND  
thanatchai@gmail.com

*Abstract:* - This paper presents an approach of identifying community size in feeding area of local MV power distribution systems by using satellite image processing. Information of community size is essential and can be useful to estimate electric energy used by local customers. Infrared band of satellite images can be used for this purpose. ENVI and GIS ArcView software are both working tools in this paper. Satellite images of LANDSAT 7 covered a test area in Nakhon Ratchasima 2 distribution feeders were employed for test. The results obtained from the satellite image processing based on ISODATA unsupervised classification can be used in associative with GIS information of the power distribution feeder to visualize feeder load allocation in the community point of view.

*Key-Words:* - Multispectral, Satellite imagery, ISODATA, Unsupervised classification, Minimum square error

### 1 Introduction

Satellite images have found their several applications [1-5] in fields of agriculture, geology, forestry, biodiversity conservation, regional planning, education, intelligence, warfare, weather forecast, electric power system, etc. Images can be in visible colors and in other spectra. To interpret and analyze satellite images, some efficient software packages like ERDAS or ENVI are necessary. All satellite images produced by NASA are published by Earth Observatory and are freely available to the public. Several other countries, nowadays, have satellite imaging programs, and a collaborative European effort launched the ERS and Envisat satellites carrying various sensors. There are also private companies that provide commercial satellite imagery.

For decades, electric power distribution systems, particularly in Thailand, were constructed extensively across the country. In recent years, population growth forces community expanding its size. Several villages in local areas have shifted their border and increased their electric demands. One of important work for electric power distribution planning is to manage power feeding systems to gain highest performances in several aspects. Size and site information of all local customers are key. In fact, a local electric distribution company usually bills its consumers. An amount of electric energy consumed by each customer in one month can be easily obtained. What the local utility has not known is how electrical demands are distributed along the feeder line through its distribution transformers. Some

may say that this information can be obtained by conducting a direct field survey. However, a large amount of time and efforts is required. Satellite remote sensing, which can easily monitor a large area, could provide effective information to develop community identification, if it is able to capture the community features in urban areas from satellite images. Multi-spectral characteristics show the difference of reflectance from the materials on the earth surface. Many researchers have already proposed algorithms to classify the features on the earth surface in the fields of natural environment mapping, such as for forests and agricultural lands. In this study, the classification for identifying community in parts of City of Nakhon Ratchasima was attempted using LANSAT 7 satellite images. Satellite images from LANSAT 7 was used in this study. Multi-spectral sensor of LANSAT 7, Thematic Mapper (TM), has eight bands between visible and thermal infrared. Spatial resolution of its image except for the thermal infrared band is 15 – 30 m on ground.

In this paper, Section 2 gave a brief of satellite imaging technique and its processing. Section 3 illustrated multispectral image classification technique in which ISODATA unsupervised classification is focused on. The next section, Section 4, provided results of the identifying scheme proposed in this paper. Section 5, the last section, concluded the results and discussed further for future work.

**2 Satellite Imaging Techniques**

As mentioned previously, this paper was based on image analysis. The source of these pictures came from two main sources: i) satellite images from LANDSAT 7 and topographic map based on topographical surveys.

**3.1 LANDSAT Imaging**

A latest LANDSAT, LANDSAT 7, was launched in April 1999 [6]. It has a unique and essential role in the realm of earth observing satellites in orbit. The earth observing sensors on LANDSAT 7, the enhanced thematic mapper plus (ETM+), replicates the capabilities of the thematic mapper instrument on LANDSAT 4 and 5. The ETM+ also includes new features that make it a more versatile and efficient instrument for global change studies, land cover monitoring and assessment and large area mapping. The primary new features on Landsat 7 are: i) a panchromatic band with 15m spatial resolution, ii) on board, full aperture, 5% absolute radiometric calibration and iii) a thermal IR channel with 60m spatial resolution. Fig. 1 showed a satellite image covering Thailand [7]. As mentioned earlier the dot circle is the area of study in this paper. Fig. 2 gave a close view inside the circle of Fig. 1. It revealed city of Nakhon Ratchasima from the space.



Fig. 2 Satellite image of City of Nakhon Ratchasima [7]

**3.2 Topographic Map**

A topographic map as shown in Figs 3 – 4 is a typical map characterized by large-scale detail and quantitative representation, usually using contour lines in modern mapping [8]. Traditional definitions require a topographic map to show both natural and man-made features. Topographic maps have found their several applications, for example, any type of geographic planning or large-scale architecture; earth sciences and many other geographic disciplines; mining and other earth-based endeavors; and recreational uses such as hiking.



Fig. 1 Satellite image covering Thailand [7]

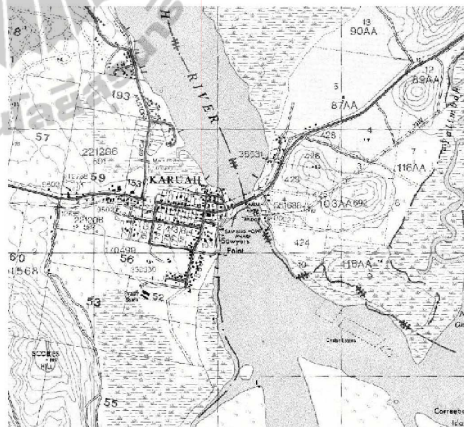


Fig. 3 Example of topographic map [9]



Fig. 4 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

In power transmission and distribution system planning, power transmission or distribution lines are located on this kind of maps. Unfortunately, information on this map is out-of-date because the topographical surveys of the country were done for decades. The only one important thing that has never been changed is GPS coordinates [10] of the power lines on the topographic maps. With these coordinates, existing power transmission line routes can be located and then mapped onto a recent version of its satellite image, as shown in Fig. 5. This procedure was described in the next subsection.

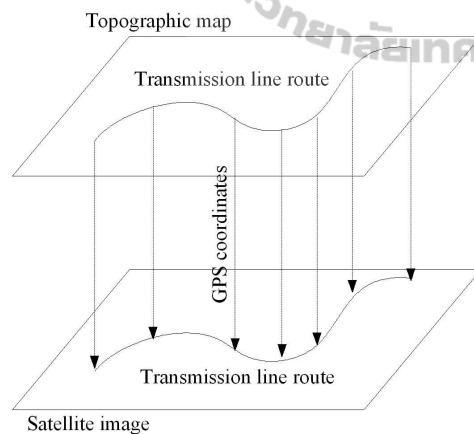


Fig. 5 GPS coordinate mapping

### 3 Unsupervised Classification

In contrast to the supervised classification, unsupervised classification requires very few inputs into the classification processes [11]. The computer selects natural groupings of pixels based on their spectral properties. However, an unsupervised classification algorithm still requires user interaction, however these occur after the classification has been performed. In unsupervised classification, the user attempts to assign information classes to the spectral classes the computer has created. Several potential problems exist. The first is that some of the classes may be meaningless as they represent a mix of different surface covers. In other instances, a single informational class may be split among two spectral classes. As with selection of training sites, it takes careful consideration and considerable knowledge to correctly label these spectral classes.

To date, several different unsupervised classification algorithms are commonly used in remote sensing [12]. The two most frequently used algorithms are the K-mean and the ISODATA clustering algorithm. Both of these algorithms are iterative procedures. In general, both of them assign first an arbitrary initial cluster vector. The second step classifies each pixel to the closest cluster. In the third step the new cluster mean vectors are calculated based on all the pixels in one cluster. The second and third steps are repeated until the change between the iteration is small. The change can be defined in several different ways, either by measuring the distances the mean cluster vector have changed from one iteration to another or by the percentage of pixels that have changed between iterations. The isodata algorithm has some further refinements by splitting and merging of clusters. Clusters are merged if either the number of members (pixel) in a cluster is less than a certain threshold or if the centers of two clusters are closer than a certain threshold. Clusters are split into two different clusters if the cluster standard deviation exceeds a predefined value and the number of members (pixels) is twice the threshold for the minimum number of members. The isodata algorithm is similar to the k-means algorithm with the distinct difference that the ISODATA algorithm allows for different number of clusters while the k-means assumes that the number of clusters is known a priori. The objective of the k-means algorithm is to minimize the within cluster variability. The objective function (which is to be minimized) is the sums of squares distances (errors) between each pixel and its assigned cluster center. Isodata, probably the most common unsupervised classification scheme, is the Iterative Self-Organizing Data Analysis Technique (ISODATA). ISODATA is an iterative unsupervised classification scheme. It has been developed with empirical knowledge gained through experimentation



and requires relatively little in the way of human interaction. While implementations of ISODATA vary there is often some nominal inputs that need to be specified by the users.

#### 4 Results and Discussion

In this paper, electric power distribution feeders of Nakhon Ratchasima area were used for evaluation of the unsupervised classification. Fig. 6 shows a topographic map of the test area.



Fig. 6 Topographic map of the test area

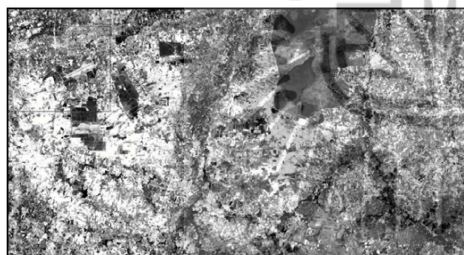


Fig. 7 Multispectral image of the test area



Vegetation/Tree	29.7234 %
Bare Soil	33.9758 %
Agriculture	14.9357 %
Urban	2.8617 %
Wetland/Water/Paddy field	18.5032 %

Fig. 8 Multispectral image after classification

By using ISODATA unsupervised classification, it can be partitioned areas into 5 zones: i) vegetation and tree, ii) bare soil, iii) agriculture, iv) wet/water/paddy fields, and v) urban. The result of ISODATA classification according to the five provided zones can be shown in Fig. 8. It consists of

Zone 1: Vegetation/tree	29.7%
Zone 2: Bare soil	34.0%
Zone 3: Agriculture	14.9%
Zone 4: Wet/water/paddy fields	18.5%
Zone 5: Urban (community)	2.9%

To achieve the goal of identifying the community, Zone 1 – 4 in the image must be separated. By keeping Zone 5 as the community zone, the two-color image rendering can be used to visualize zones of residences representing customer locations as shown in Fig. 9. The black color is the non-community while the lighter color showed the community areas. In this area, there are a number of medium voltage feeders to energize electric power to loads that are represented by community zones as shown in the picture.

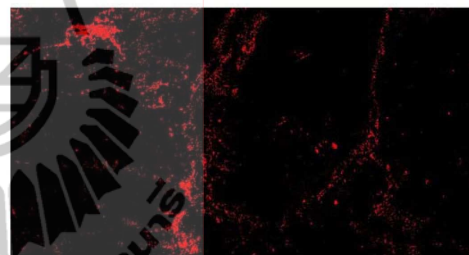


Fig. 9 Classification for community and non-community

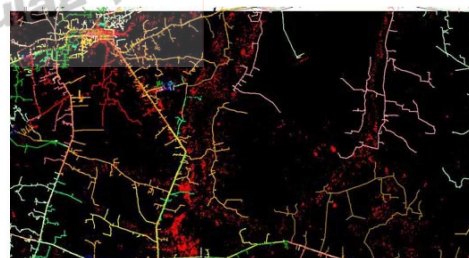


Fig. 10 Classification with distribution feeder lines

The ideal of using multispectral image classification is to distinguish community zones. The community identification can represent a densely populated area of customers that consumes a considerable amount of electric energy from the power supply grid.

## 5 Conclusion

In this paper, topographic maps and satellite images were exploited in order to extract some key information describing power distribution systems, located on the maps. The application demonstrated here was the identifying community that can be used to estimate groups of customers along the power distribution feeders. A 22-kV power distribution system in province of Nakhon Ratchasima was used as a case study. As a result, exploitation of satellite image processing was very helpful. Power distribution engineers can visualize locations of their local customers without doing field surveys that are time-consuming and very expensive.

As satellite imaging is a powerful tool, our research could be extended to employ satellite image processing techniques in various fields. Power distribution planning is one of applications that can gain this work results.

### References:

- [1] W. Elshorbagy and A. Elhakeem, Risk assessment maps of oil spill for major desalination plants in the United Arab Emirates, *Desalination*, Volume 228, Issues 1-3, pp. 200-216, 2008
- [2] X. Jin and C. H. Davis, An integrated system for automatic road mapping from high-resolution multi-spectral satellite imagery by information fusion, *Information Fusion*, Volume 6, Issue 4, pp. 257-273, 2005
- [3] G. Finnveden and A. Moberg, Environmental systems analysis tools – an overview, *Journal of Cleaner Production*, Volume 13, Issue 12, pp. 1165-1173, 2005
- [4] Y. Nishigami, H. Sano and T. Kojima, Estimation of forest area near deserts — production of Global Bio-Methanol from solar energy, *Applied Energy*, Volume 67, Issue 4, pp. 383-393, 2000
- [5] G.P. Patil, W.L. Myers, Z. Luo, G.D. Johnson and C. Taillie, Multiscale assessment of landscapes and watersheds with synoptic multivariate spatial data in environmental and ecological statistics, *Mathematical and Computer Modelling*, Volume 32, Issues 1-2, pp. 257-272, 2000
- [6] C. Elachi and J.V. Zyl, *Introduction to the physics and techniques of remote sensing*, Wiley-Interscience, 2006
- [7] <http://maps.google.com/>
- [8] I. Kim, D. Jung and R. Park, Document image binarization based on topographic analysis using a water flow model, *Pattern Recognition*, Volume 35, Issue 1, pp. 265-277, 2002
- [9] <http://www.lyovic.com/>
- [10] E. Mok, A fast GPS-based system for survey check of road alignments, *Advances in Building Technology*, pp. 1637-1643, 2002
- [11] *Tutorials the environment for visualizing images*, ENVI version 3.2, July, 1999
- [12] Yanfei Zhong, Liangpei Zhang, Bo Huang and Pingxiang Li, An unsupervised artificial immune classifier for multi/hyperspectral remote sensing imagery, *Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions*, Volume 44, Issue 2, pp. 420- 431, Feb. 2006

## Application of Satellite Imagery for Rerouting Electric Power Transmission Lines

T. LUEMONGKOL<sup>1</sup>, A. WANNAKOMOL<sup>2</sup> & T. KULWORAWANICHPONG<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Power System Research Unit, School of Electrical Engineering

<sup>2</sup>School of Geotechnology

Institute of Engineering

Suranaree University of Technology

Nakhon Ratchasima 30000, Thailand

thanatchai@gmail.com

*Abstract:* - This paper presents an application of satellite image technology for rerouting electric power transmission lines. Satellite images produced by using ENVI software were used as our major tool. Information from remote sensing and geographic information system (GIS) can be extracted by using photographs from LANDSAT ETM and topographic map. In this paper, areas of Nakhon Ratchasima province, north-east of Thailand, were examined for a case study. The main objective for rerouting electric power transmission lines is to remove all transmission portions located nearby or passed through a community.

*Key-Words:* - Power transmission line, extra high voltage system, satellite image technology, power system planning

### 1 Introduction

Satellite images have found their several applications [1-5] in fields of agriculture, geology, forestry, biodiversity conservation, regional planning, education, intelligence, warfare, weather forecast, electric power system, etc. Images can be in visible colors and in other spectra. To interpret and analyze satellite images, some efficient software packages like ERDAS or ENVI are necessary. All satellite images produced by NASA are published by Earth Observatory and are freely available to the public. Several other countries, nowadays, have satellite imaging programs, and a collaborative European effort launched the ERS and Envisat satellites carrying various sensors. There are also private companies that provide commercial satellite imagery.

For decades, electric power transmission lines, particularly in Thailand, were constructed for linked between power plants and electric power substations across the country. In recent years, population growth forces community expanding its size. Several villages in local areas have shifted their border close to or cross with electric transmission lines. One of important work for electric power transmission planning is to reroute existing power transmission lines to a direction with less community underneath or nearby. This work can be performed by using aerial pictures of the targeted area captured by some flying vehicles like UAVs or helicopters. With availability and accessibility of satellite imaging resources, it is simpler and cheaper to reroute electric power transmission lines with examining

associated satellite images. Due to the recent progress of satellite imaging technology, the image resolution of some commercial satellites can reach to less than 1 meter. This resolution is sufficient for the rerouting work mentioned earlier. It is the fact that the total area of the Earth surface is too large and satellite image resolution is relatively high. Satellite databases are huge and image processing, which creates useful images from the raw data, is time-consuming. Depending on the sensor used, weather conditions can affect image quality.

In this paper, Section 2 gave a brief of electric power transmission lines. Section 3 illustrated satellite imagery and its applications to some research fields. Topographic maps that were used in this work were also described in this section. Procedure for rerouting the electric transmission line that is the main objective of this paper was also given in this section. The next section, Section 4, provided results of the rerouting scheme proposed in this paper. Section 6, the last section, concluded the results and discussed further for future work.

### 2 Electric Power Transmission Systems

Electric power transmission systems are the systems to deliver electric power to groups of consumers in form of electric power substations. The power transmission systems are connected to power plants through step-up transformers in order to transfer electric energy, from power plants to multiple substations, across the country.



The electric power transmission systems can be carried out by means of overhead lines or underground cables [6-8]. The underground systems are rarely used in normal situations due to the two reasons: i) power is transmitted over long distances to loads and ii) the installation cost of the underground system is very expensive. To transmit powers over long distances, a high voltage system of above 110 kV is typically used. Nowadays, with increasing in electrical demands, the power transmission systems are operated at extra high voltage level, 230 kV and above.

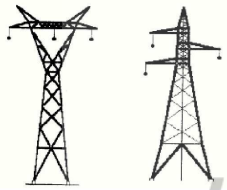


Fig. 1 Structure of steel towers for electric power transmission



Fig. 2 Electric power transmission line in Nakhon Ratchasima

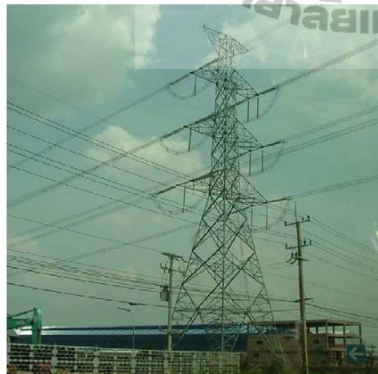


Fig. 3 Electric power transmission line passing through community area

Fig. 1 gave some steel structure of electric power transmission lines rated about 115 – 230 kV. Figs 2 showed a portion of electric transmission lines in province of Nakhon Ratchasima, Thailand. In this area, only small trees, grass or rice fields were underneath. It is different from Fig. 3 where some buildings are located nearby the power transmission line. Fig. 4 also showed Thailand's power transmission map, Electric Generating Authority of Thailand (EGAT) [9]. The dot circle in this picture indicated province of Nakhon Ratchasima, the study area that is about 250 km north-east of Bangkok, the capital of Thailand.

Although power transmission engineers typically designed their transmission systems with high level of safety, more activities of community can cause unpredictable events that may force the system failure of wide-area blackouts. Removing people in community is a social issue and it is impossible to carry out. Removing the existing transmission lines is a better choice. In addition, rerouting the transmission portion needs investment. Harm to people and power failure may cost more compensation due to the social issues.

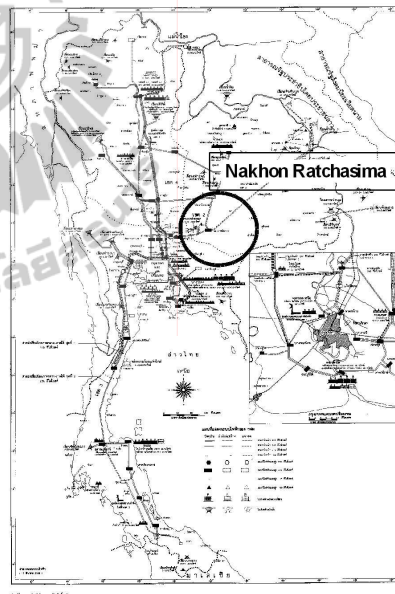


Fig. 4 Thailand's electric power transmission map

### 3 Imaging Techniques

As mentioned previously, this paper was based on aerial picture analysis. The source of these pictures came from two main sources: i) satellite images from LANDSAT and topographic map based on topographical surveys.

#### 3.1 LANDSAT Imaging

A latest LANDSAT, LANDSAT 7, was launched in April 1999 [10]. It has a unique and essential role in the realm of earth observing satellites in orbit. The earth observing sensors on LANDSAT 7, the enhanced thematic mapper plus (ETM+), replicates the capabilities of the thematic mapper instrument on LANDSAT 4 and 5. The ETM+ also includes new features that make it a more versatile and efficient instrument for global change studies, land cover monitoring and assessment and large area mapping. The primary new features on Landsat 7 are: i) a panchromatic band with 15m spatial resolution, ii) on board, full aperture, 5% absolute radiometric calibration and iii) a thermal IR channel with 60m spatial resolution. Fig. 5 showed a satellite image covering Thailand [11]. As mentioned earlier the dot circle is the area of study in this paper. Fig. 6 gave a close view inside the circle of Fig. 4. It revealed city of Nakhon Ratchasima from the space.

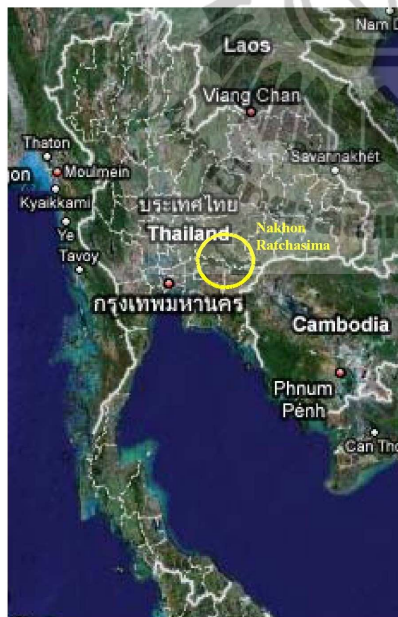


Fig. 5 Satellite image covering Thailand [11]

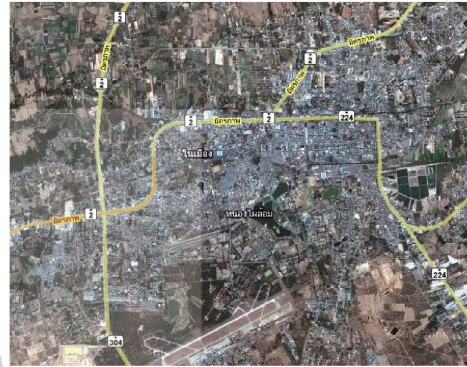


Fig. 6 Satellite image of City of Nakhon Ratchasima [11]

#### 3.2 Topographic Map

A topographic map as shown in Fig. 7 is a typical map characterized by large-scale detail and quantitative representation, usually using contour lines in modern mapping [12].



Fig. 7 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

In power transmission system planning, power transmission line routes are located on this kind of maps. Unfortunately, information on this map is out-of-date because the topographical surveys of the country were done for decades. The only one important thing that has never been changed is GPS coordinates [13] of the transmission lines on the topographic maps. With these coordinates, existing power transmission line routes can be located and then mapped onto a recent version of its



satellite image, as shown in Fig. 8. This procedure was described in the next sub-section.

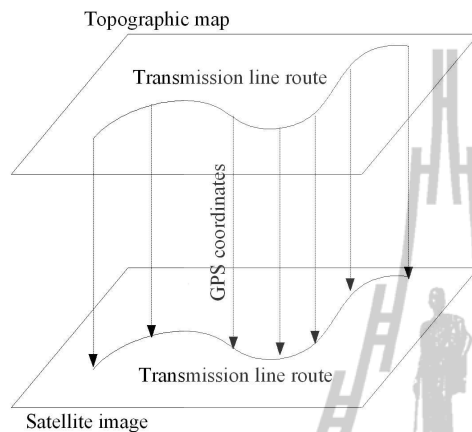


Fig. 8 GPS coordinate mapping

### 3.3 Methodology of Power Line Rerouting

Before rerouting power line portions, recent satellite images and its topographic maps must be prepared. The following is the step-by-step procedure to perform the proposed power transmission line rerouting.

#### Step 0

Prepare satellite images and topographic maps

#### Step 1

Select an appropriate topographic map

Extract GPS coordinates from the topographic map

#### Step 2

Select an appropriate satellite map

Resize the image to cover a targeted line route

Map the coordinates onto the prepared satellite image

Generate line connection to form transmission path

#### Step 3

Find a line portion that was close or passed through community

Find some space nearby that can construct the line

#### Step 4

Evaluate the rerouting transmission line

## 4 Results and Discussion

This research was conducted by considering 230-kV, 50-Hz power transmission line in province of Nakhon Ratchasima as a case study. Once obtaining a set of GPS coordinates of the transmission line on the topographic map, the transmission line can be located in satellite

image using ENVI software, not mentioned about this software herein. Figs 9 and 10 also gave other portion that was rerouted in this work. Actually, there were seven portions of the transmission lines that were rerouted throughout the line. In this paper, only two examples were given and discussed. In Fig. 10, the existing line passed through a small village and surrounded by other villages. The rerouted line can be placed as the dot line in the figure.

Although some efficient image processing techniques can be employed, in this paper only an aerial view of pictures were inspected in order to locate community on the image. Figs 11 and 12 showed a portion of transmission line in that was rerouted in the topographic map and the satellite image versions, respectively. As can be seen, the existing route was located close to the community. It was needed to be rerouted.



Fig. 9 Topographic map of a power transmission line portion for rerouting (first example)



Fig. 10 Satellite image of a power transmission line portion for rerouting (first example)

Fig. 13 showed the topographic map with inclusion of the existing power transmission line route. From this GPS coordinate information, the transmission line route can be duplicated into the satellite image as shown in Fig. 14.



Fig. 11 Topographic map of a power transmission line portion for rerouting (second example)



Fig. 12 Satellite image of a power transmission line portion for rerouting (second example)

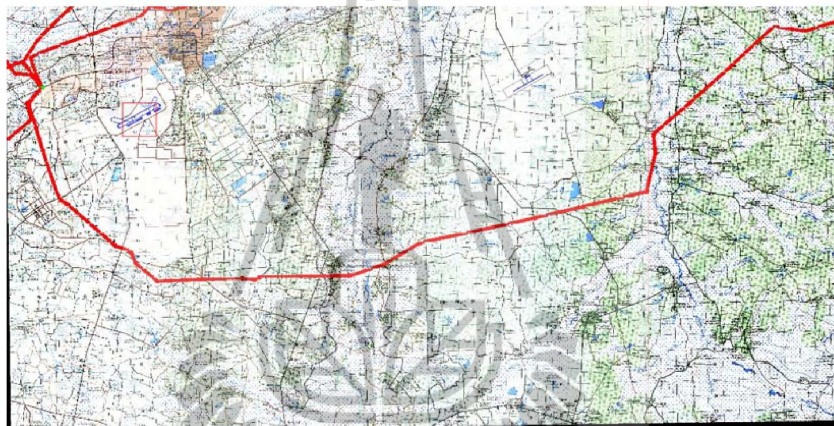


Fig. 13 Topographic map of Nakhon Ratchasima area with the transmission line route

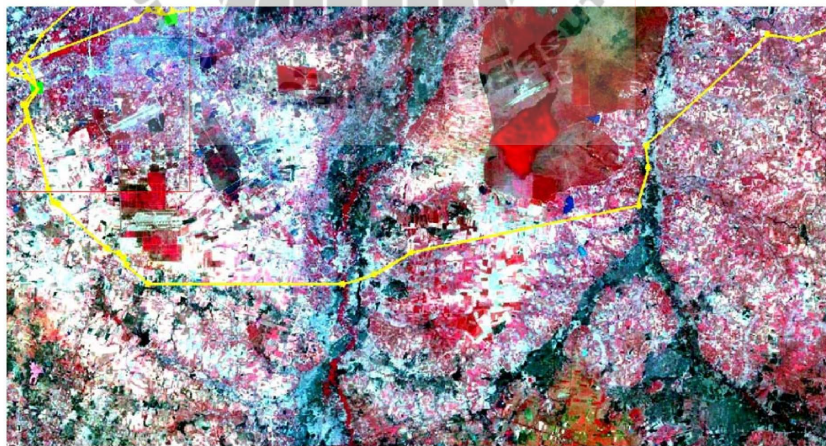


Fig. 14 Satellite image of Nakhon Ratchasima area with the transmission line route



The proposed technique is very useful. However, eye inspection is not a good way to do the rerouting work. It is limited to a small area of study. Some efficient image processing techniques may be helpful to improve this work in order to do the rerouting across the country.

## 5 Conclusion

In this paper, topographic maps and satellite images were exploited in order to extract some key information describing power transmission lines, located on the maps. The application demonstrated here was the rerouting of power transmission line portions that were located nearby or passed through community. They must be removed to some unused land nearby. A 230-kV power transmission line in province of Nakhon Ratchasima was used as a case study. There existed eight line portions that were rerouted because they were close to community. As a result, exploitation of aerial pictures and satellite images were very helpful. Power transmission engineers can reroute some portions without field surveys that are time-consuming and so expensive.

As satellite imaging is a powerful tool, our research could be extended to employ satellite image processing techniques for enhancement. The image processing can classify areas based on the image spectra. When the image pixels were categorized into two groups: i) community area and ii) non-community area, the rerouting work can be started and therefore performed efficiently.

## References:

- [1] W. Elshorbagy and A. Elhakeem, Risk assessment maps of oil spill for major desalination plants in the United Arab Emirates, *Desalination*, Volume 228, Issues 1-3, pp. 200-216, 2008
- [2] X. Jin and C. H. Davis, An integrated system for automatic road mapping from high-resolution multi-spectral satellite imagery by information fusion, *Information Fusion*, Volume 6, Issue 4, pp. 257-273, 2005
- [3] G. Finnveden and A. Moberg, Environmental systems analysis tools – an overview, *Journal of Cleaner Production*, Volume 13, Issue 12, pp. 1165-1173, 2005
- [4] Y. Nishigami, H. Sano and T. Kojima, Estimation of forest area near deserts — production of Global Bio-Methanol from solar energy, *Applied Energy*, Volume 67, Issue 4, pp. 383-393, 2000
- [5] G. P. Patil, W. L. Myers, Z. Luo, G. D. Johnson and C. Taillie, Multiscale assessment of landscapes and watersheds with synoptic multivariate spatial data in environmental and ecological statistics, *Mathematical and Computer Modelling*, Volume 32, Issues 1-2, pp. 257-272, 2000
- [6] J.J. Grainger and W.D. Stevenson, Jr., *Power system analysis* McGraw-Hill, 1994.
- [7] R.K. Rajput, *A text book of power system engineering*, Laxmi Publication, 2007
- [8] L. Grigsby, *Electric power engineering handbook*, CRC Press, Boca Raton, 2001
- [9] Power System Planning Division, *Electric Authority of Thailand*, 2002
- [10] C. Elachi and J.V. Zyl, *Introduction to the physics and techniques of remote sensing*, Wiley-Interscience, 2006
- [11] <http://maps.google.com/>
- [12] I. Kim, D. Jung and R. Park, Document image binarization based on topographic analysis using a water flow model, *Pattern Recognition*, Volume 35, Issue 1, pp. 265-277, 2002
- [13] E. Mok, A fast GPS-based system for survey check of road alignments, *Advances in Building Technology*, pp. 1637-1643, 2002



## Rerouting Electric Power Transmission Lines by using Satellite Imagery

T. LUEMONGKOL<sup>1</sup>, A. WANNAKOMOL<sup>2</sup> & T. KULWORAWANICHPONG<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Power System Research Unit, School of Electrical Engineering

<sup>2</sup>School of Geotechnology

Institute of Engineering

Suranaree University of Technology

Nakhon Ratchasima 30000, Thailand

thanatchai@gmail.com

*Abstract:* - This paper presents an application of satellite image technology for rerouting electric power transmission lines. Satellite images produced by using ENVI software were used as our major tool. Information from remote sensing and geographic information system (GIS) can be extracted by using photographs from LANDSAT ETM and topographic map. In this paper, areas of Nakhon Ratchasima province, north-east of Thailand, were examined for a case study. The main objective for rerouting electric power transmission lines is to remove all transmission portions located nearby or passed through a community.

*Key-Words:* - Power transmission line, extra high voltage system, satellite image technology, power system planning

### 1 Introduction

Satellite images have found their several applications [1-5] in fields of agriculture, geology, forestry, biodiversity conservation, regional planning, education, intelligence, warfare, weather forecast, electric power system, etc. Images can be in visible colors and in other spectra. To interpret and analyze satellite images, some efficient software packages like ERDAS or ENVI are necessary. All satellite images produced by NASA are published by Earth Observatory and are freely available to the public. Several other countries, nowadays, have satellite imaging programs, and a collaborative European effort launched the ERS and Envisat satellites carrying various sensors. There are also private companies that provide commercial satellite imagery. In the early 21st century satellite imagery became widely available when affordable, easy to use software with access to satellite imagery databases became offered by several companies and organizations.

For decades, electric power transmission lines, particularly in Thailand, were constructed for linked between power plants and electric power substations across the country. In recent years, population growth forces community expanding its size. Residential areas spread themselves in all direction without any restriction. Several villages in local areas have shifted their border close to or cross with electric transmission lines. One of important work for electric power transmission planning is to reroute existing power

transmission lines to a direction with less community underneath or nearby. This work can be performed by using aerial pictures of the targeted area captured by some flying vehicles like UAVs or helicopters. With availability and accessibility of satellite imaging resources, it is simpler and cheaper to reroute electric power transmission lines with examining associated satellite images. Due to the recent progress of satellite imaging technology, the image resolution of some commercial satellites can reach to less than 1 meter. This resolution is sufficient for the rerouting work mentioned earlier. It is the fact that the total area of the Earth surface is too large and satellite image resolution is relatively high. Satellite databases are huge and image processing, which creates useful images from the raw data, is time-consuming. Depending on the sensor used, weather conditions can affect image quality. For example, it is difficult to obtain images clearly for areas of frequent cloud cover such as mountain-tops.

In this paper, Section 2 gave a brief of electric power transmission lines. The tower structure and conductor alignment for electric power transmission systems are summarized in this section. Section 3 illustrated satellite imagery and its applications to some research fields. Topographic maps that were used in this work were also described in this section. Procedure for rerouting the electric transmission line that is the main objective of this paper was also given in this section. The next section, Section 4, provided results of the rerouting scheme proposed in this paper. Section 6, the last

section, concluded the results and discussed further for future work.

## 2 Electric Power Transmission Systems

Electric power transmission systems are the systems to deliver electric power to groups of consumers in form of electric power substations. The power transmission systems are connected to power plants through step-up transformers in order to transfer electric energy, from power plants to multiple substations, across the country. The electric power transmission systems can be carried out by means of overhead lines or underground cables [6-8]. The underground systems are rarely used in normal situations due to the two reasons: i) power is transmitted over long distances to loads and ii) the installation cost of the underground system is very expensive. To transmit powers over long distances, a high voltage system of above 110 kV is typically used. Nowadays, with increasing in electrical demands, the power transmission systems are operated at extra high voltage level, 230 kV and above. Although there are many types of transmission towers or poles used for power transmission, steel towers are invariably employed for long distance transmission at higher voltage level.



Fig. 1 Structure of steel towers for electric power transmission



Fig. 2 Electric power transmission line in Nakhon Ratchasima



Fig. 3 Electric power transmission line in Nakhon Swan

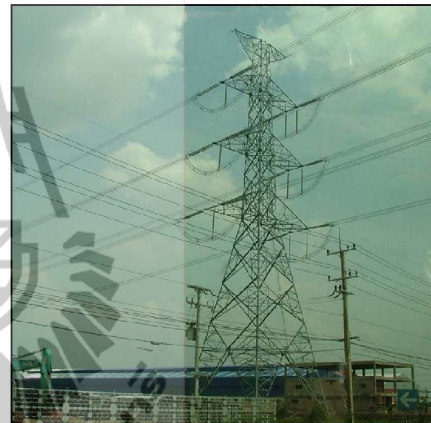


Fig. 4 Electric power transmission line passing through community area

Fig. 1 gave some steel structure of electric power transmission lines rated about 115 – 230 kV. Figs 2 and 3 showed a portion of electric transmission lines in province of Nakhon Ratchasima and Nakhon Swan, Thailand, respectively. In this area, only small trees, grass or rice fields were underneath. It is different for Fig. 4 where some buildings are located nearby the power transmission line. Fig. 5 also showed Thailand's power transmission map, Electric Generating Authority of Thailand (EGAT) [9]. The dot circle in this picture indicated province of Nakhon Ratchasima, the study area in this paper. This province is about 250 km north-east of Bangkok, the capital of Thailand.

Although power transmission engineers typically designed their transmission systems with high level of safety, more activities of community can cause unpredictable events that may force the system failure of wide-area blackouts. Removing people in community is a social issue and it is impossible to carry out. Removing

the existing transmission lines is a better choice. In addition, rerouting the transmission portion needs investment. Harm to people and power failure may cost more compensation due to the social issues.

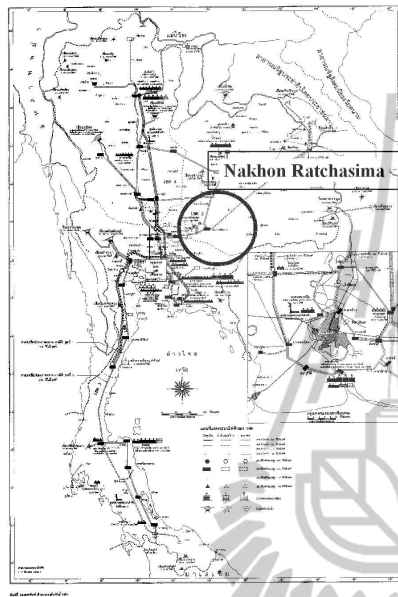


Fig. 5 Thailand's electric power transmission map

calibration and iii) a thermal IR channel with 60m spatial resolution. Fig. 6 showed a satellite image covering Thailand [11]. As mentioned earlier the dot circle is the area of study in this paper. Fig. 7 gave a close view inside the circle of Fig. 5. It revealed city of Nakhon Ratchasima from the space.

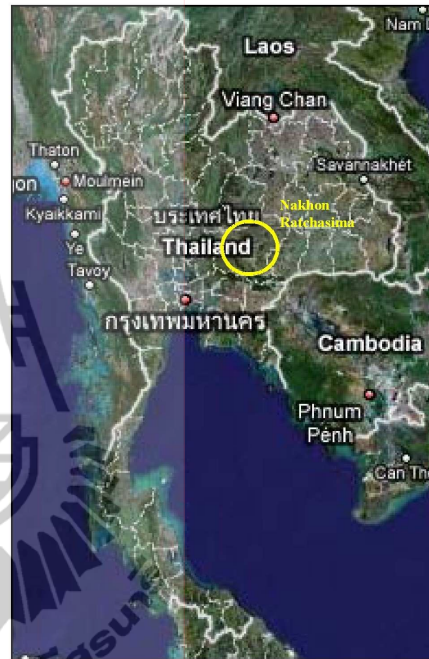


Fig. 6 Satellite image covering Thailand [11]

### 3 Imaging Techniques

As mentioned previously, this paper was based on aerial picture analysis. The source of these pictures came from two main sources: i) satellite images from LANDSAT and topographic map based on topographical surveys.

#### 3.1 LANDSAT Imaging

A latest LANDSAT, LANDSAT 7, was launched in April 1999 [10]. It has a unique and essential role in the realm of earth observing satellites in orbit. The earth observing sensors on LANDSAT 7, the enhanced thematic mapper plus (ETM+), replicates the capabilities of the thematic mapper instrument on LANDSAT 4 and 5. The ETM+ also includes new features that make it a more versatile and efficient instrument for global change studies, land cover monitoring and assessment and large area mapping. The primary new features on Landsat 7 are: i) a panchromatic band with 15m spatial resolution, ii) on board, full aperture, 5% absolute radiometric

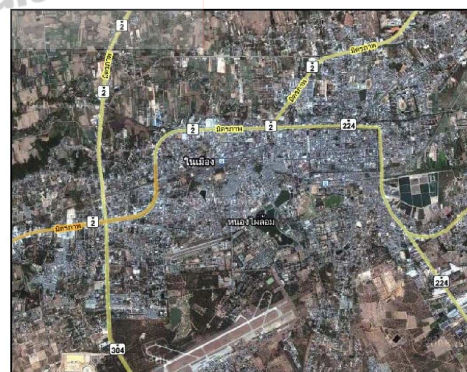


Fig. 7 Satellite image of City of Nakhon Ratchasima [11]



### 3.2 Topographic Map

A topographic map as shown in Fig. 8 is a typical map characterized by large-scale detail and quantitative representation, usually using contour lines in modern mapping [12]. Traditional definitions require a topographic map to show both natural and man-made features. Topographic maps have found their several applications, for example, any type of geographic planning or large-scale architecture; earth sciences and many other geographic disciplines; mining and other earth-based endeavors; and recreational uses such as hiking.



Fig. 8 Example of topographic map [13]

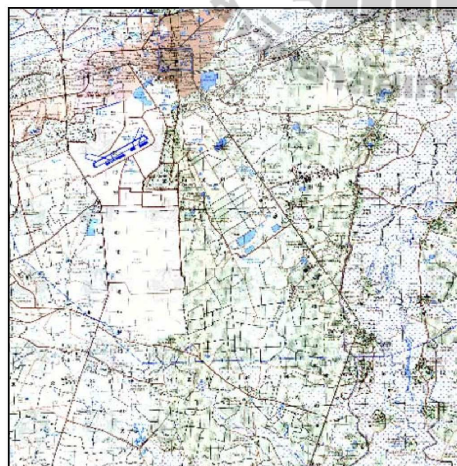


Fig. 9 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

In power transmission system planning, power transmission line routes are located on this kind of maps. Unfortunately, information on this map is out-of-date because the topographical surveys of the country were done for decades. The only one important thing that has never been changed is GPS coordinates [14] of the transmission lines on the topographic maps. With these coordinates, existing power transmission line routes can be located and then mapped onto a recent version of its satellite image, as shown in Fig. 10. This procedure was described in the next sub-section.

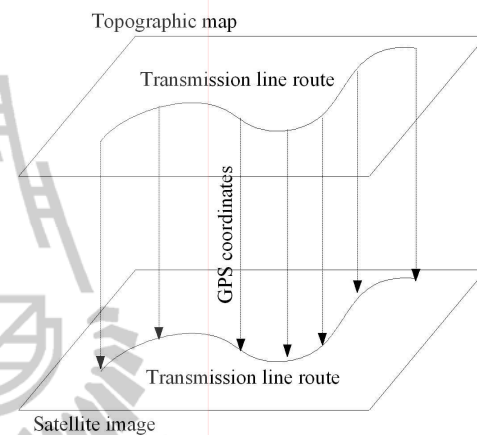


Fig. 10 GPS coordinate mapping

### 3.3 Methodology of Power Line Rerouting

Before rerouting power line portions, recent satellite images and its topographic maps must be prepared. The following is the step-by-step procedure to perform the proposed power transmission line rerouting.

#### Step 0

Prepare satellite images and topographic maps

#### Step 1

Select an appropriate topographic map

Extract GPS coordinates from the topographic map

#### Step 2

Select an appropriate satellite map

Resize the image to cover a targeted line route

Map the coordinates onto the prepared satellite image

Generate line connection to form transmission path

#### Step 3

Find a line portion that was close or passed through Community

Find some space nearby that can construct the line

#### Step 4

Evaluate the rerouting transmission line

#### 4 Results and Discussion

This research was conducted by considering a 230-kV, 50-Hz power transmission line in province of Nakhon Ratchasima as a case study [15]. This province is the

largest province in size and the second largest province in population in Thailand. The topographic map of the study was given in Fig. 11, while Fig. 12 showed colored detail of the satellite image of the same area.

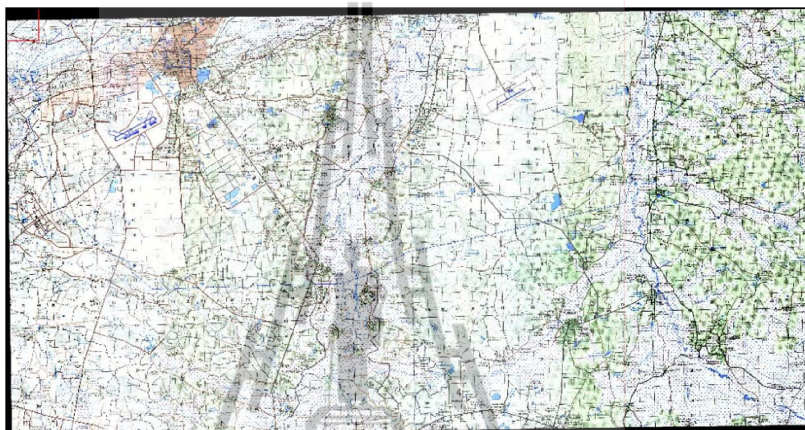


Fig. 11 Topographic map of Nakhon Ratchasima area

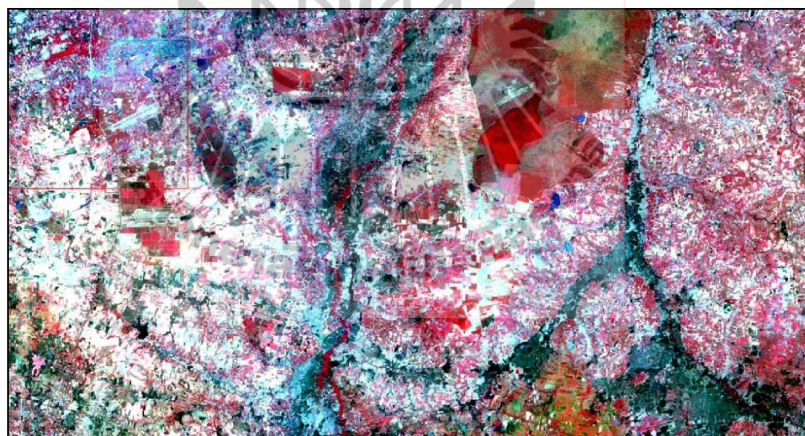


Fig. 12 Satellite image of Nakhon Ratchasima area

Once obtaining a set of GPS coordinates of the transmission line on the topographic map the transmission line can be located in satellite image using ENVI software, not mentioned about this software herein. Fig. 13 showed the topographic map with inclusion of the existing power transmission line route. From this GPS coordinate information, the transmission line route can be duplicated into the satellite image as shown in Fig. 14.

After quick inspection, there were seven possible sites that might be rerouted. The GPS coordinates of all seven selected sites before rerouted were put in Table 1. Table 2 also gave information of their GPS coordinates after rerouting. The first site as given in Figs 15 and 16 was located in Ban Nong Ya Ngam, Muang district, Nakhon Ratchasima. The second site as given in Figs 17 and 18 was located in Chaimongkol sub-district area, Muang district, Nakhon Ratchasima. The third site as given in



Figs 19 and 20 was located in Ban Nong Yaplong, Chokeychai district, Nakhon Ratchasima. The fourth site as given in Figs 21 and 22 was located in Ban Surasawat Land, Muang district, Nakhon Ratchasima. The fifth site as given in Figs 23 and 24 was located in Ban Yangyai, Muang district, Nakhon Ratchasima. The sixth site as given in Figs 25 and 26 was located in Ban Nong Khrua Chut, Nonsung district, Nakhon Ratchasima. The seventh site, the last, as given in Figs 27 and 28 was located at Ban Mai, Muang district, Nakhon Ratchasima. Although some efficient image processing techniques can be employed, in this paper only the aerial view of

pictures were inspected in order to locate community on the image. Figs 15 and 16 showed the portion of transmission line in that was rerouted in the topographic map and the satellite image, respectively. As can be seen, the existing route was located close to the community. It was needed to be rerouted.

Figs 17 and 18 also gave other portion that was rerouted in this work. In Fig. 18, the existing line passed through a small village and surrounded by other villages. The rerouted line can be placed as the dot line in the figure.

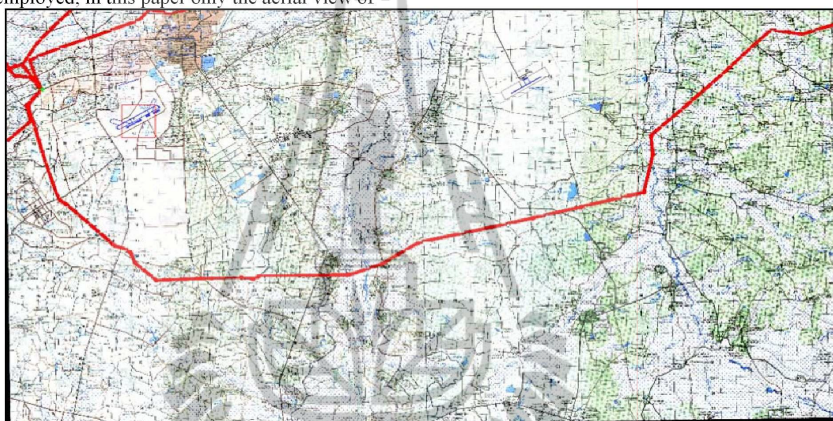


Fig. 13 Topographic map of Nakhon Ratchasima area with the transmission line route



Fig. 14 Satellite image of Nakhon Ratchasima area with the transmission line route

Table 1 GPS coordinates of the power transmission line portion of seven selected sites before rerouted

Rerouted locations	GPS coordinates	
	Longitudes	Latitudes
Ban Nong Ya Ngam (Figs 15 and 16)	186399.72E (tower 1)	1659655.64N ( tower 1)
	187719.72E (tower 2)	1659685.64N (tower 2)
Chaimongkol sub-district (Figs 17 and 18)	184419.72E (tower 1)	1644055.64N (tower 1)
	184989.72E (tower 2)	1643305.64N (tower 2)
	185319.72E (tower 3)	1642615.64N (tower 3)
Ban Nong Yaplong (Figs 19 and 20)	203589.72E (tower 1)	1644145.64N (tower 1)
Ban Surasawat Land (Figs 21 and 22)	180789.72E (tower 1)	1647715.64N (tower 1)
Ban Yangyai (Figs 23 and 24)	178389.72E (tower 1)	1652725.64N (tower 1)
Ban Nong Khruca Chut (Figs 25 and 26)	219309.72E (tower 1)	1652065.64N (tower 1)
	220419.72E (tower 2)	1652425.64N (tower 2)
Ban Mai (Figs 27 and 28)	178929.72E (tower 1)	1656985.64N (tower 1)

Table 2 GPS coordinates of the power transmission line portion of seven selected sites after rerouted

Rerouted locations	GPS coordinates	
	Longitudes	Latitudes
Ban Nong Ya Ngam (Figs 15 and 16)	186699.72E (tower 1)	1660045.64N (tower 1)
	187749.72E (tower 2)	1659835.64N (tower 2)
Chaimongkol sub-district (Figs 17 and 18)	184629.72E (tower 1)	1644505.64N (tower 1)
	185199.72E (tower 2)	1643785.64N (tower 2)
	185889.72E (tower 3)	1643035.64N (tower 3)
Ban Nong Yaplong (Figs 19 and 20)	203469.72E (tower 1)	1644265.64N (tower 1)
Ban Surasawat Land (Figs 21 and 22)	180699.72E (tower 1)	1647625.64N (tower 1)
Ban Yangyai (Figs 23 and 24)	178389.72E (tower 1)	1652515.64N (tower 1)
Ban Nong Khruca Chut (Figs 25 and 26)	219549.72E (tower 1)	1652005.64N (tower 1)
	220329.72E (tower 2)	1652665.64N (tower 2)
Ban Mai (Figs 27 and 28)	178959.72E (tower 1)	1656805.64N (tower 1)

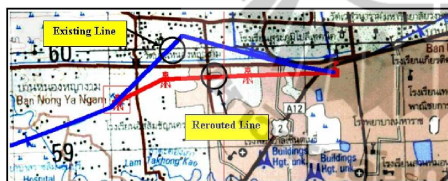


Fig. 15 Topographic map of the first site

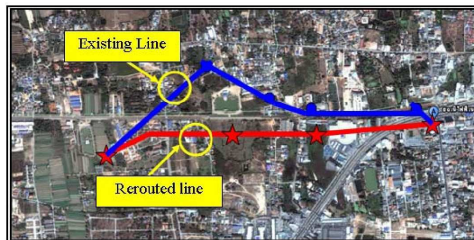


Fig. 16 Satellite image of the first site

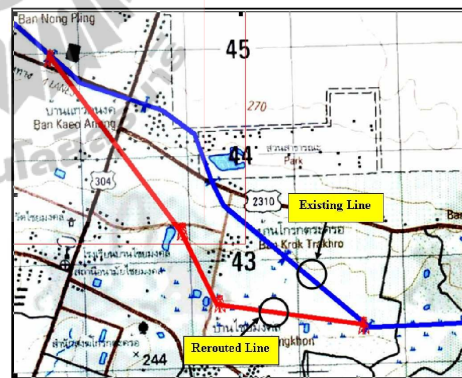


Fig. 17 Topographic map of the second site



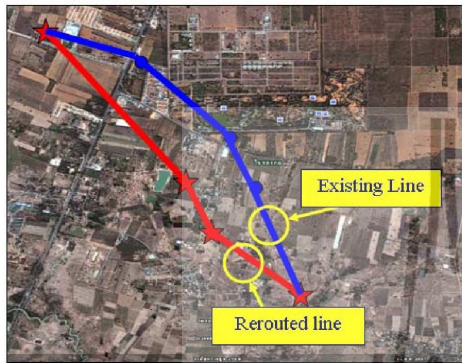


Fig. 18 Satellite image of the second site

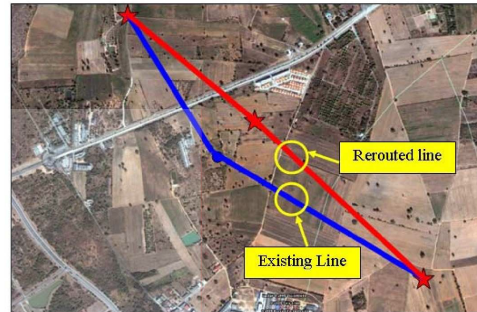


Fig. 22 Satellite image of the fourth site

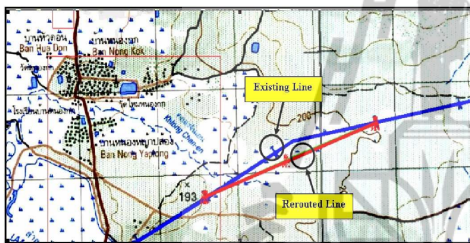


Fig. 19 Topographic map of the third site

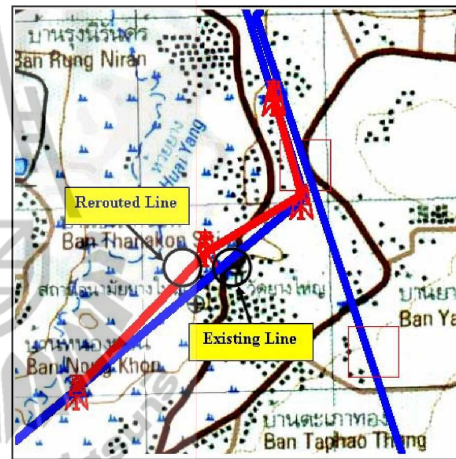


Fig. 23 Topographic map of the fifth site

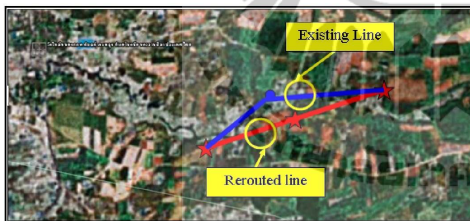


Fig. 20 Satellite image of the third site



Fig. 21 Topographic map of the fourth site



Fig. 24 Satellite image of the fifth site



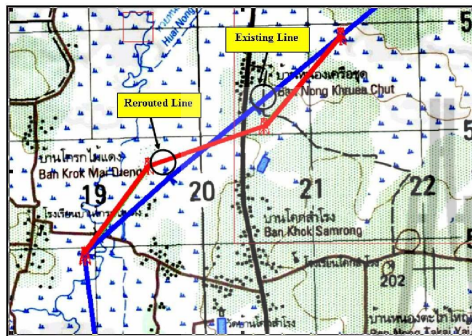


Fig. 25 Topographic map of the sixth site



Fig. 28 Image of a power transmission line portion for rerouting (seven example)

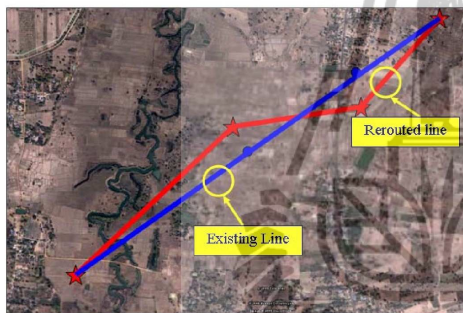


Fig. 26 Satellite image of the sixth site

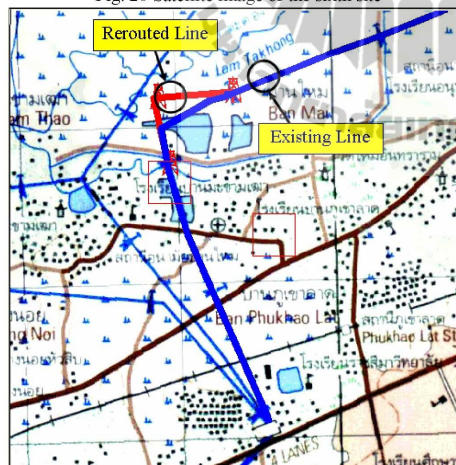


Fig. 27 Topographic map of the seventh site

The proposed technique is very useful. However, eye inspection is not a good way to do the rerouting scheme. It is limited to a small area of study. Some efficient image processing techniques may be helpful to improve this work in order to do the rerouting across the country. Satellite imagery is new for power system applications. It is very helpful if one can integrate its outstanding feature with some other techniques to evaluate environmental impacts resulting from electric power transmission lines such as electric field distribution [16-17] or audible noise [18].

### 5 Conclusion

In this paper, topographic maps and satellite images were exploited in order to extract some key information describing power transmission lines, located on the maps. The application demonstrated here was the rerouting of power transmission line portions that were located nearby or passed through community. They must be removed to some unused land nearby. A 230-kV power transmission line in province of Nakhon Ratchasima was used as a case study. There existed seven line portions that were rerouted because they were close to community. As a result, exploitation of aerial pictures and satellite images were very helpful. Power transmission engineers can reroute some portions without field surveys that are time-consuming and so expensive.

As satellite imaging is a powerful tool, our research could be extended to employ satellite image processing techniques for enhancement. The image processing can classify areas based on the image spectra. When the image pixels were categorized into two groups: i) community area and ii) non-community area, the rerouting work can be started and therefore performed efficiently.

## References:

- [1] W. Elshorbagy and A. Elhakeem, Risk assessment maps of oil spill for major desalination plants in the United Arab Emirates, *Desalination*, Volume 228, Issues 1-3, pp. 200-216, 2008
- [2] X. Jin and C. H. Davis, An integrated system for automatic road mapping from high-resolution multi-spectral satellite imagery by information fusion, *Information Fusion*, Volume 6, Issue 4, pp. 257-273, 2005
- [3] G. Finnveden and A. Moberg, Environmental systems analysis tools – an overview, *Journal of Cleaner Production*, Volume 13, Issue 12, pp. 1165-1173, 2005
- [4] Y. Nishigami, H. Sano and T. Kojima, Estimation of forest area near deserts — production of Global Bio-Methanol from solar energy, *Applied Energy*, Volume 67, Issue 4, pp. 383-393, 2000
- [5] G.P. Patil, W.L. Myers, Z. Luo, G.D. Johnson and C. Taillie, Multiscale assessment of landscapes and watersheds with synoptic multivariate spatial data in environmental and ecological statistics, *Mathematical and Computer Modelling*, Volume 32, Issues 1-2, pp. 257-272, 2000
- [6] J.J. Grainger and W.D. Stevenson, Jr., *Power system analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [7] R.K. Rajput, *A text book of power system engineering*, Laxmi Publication, 2007
- [8] L. Grigsby, *Electric power engineering handbook*, CRC Press, Boca Raton, 2001
- [9] Power System Planning Division, *Electric Authority of Thailand*, 2002
- [10] C. Elachi and J.V. Zyl, *Introduction to the physics and techniques of remote sensing*, Wiley-Interscience, 2006
- [11] <http://maps.google.com/>
- [12] I. Kim, D. Jung and R. Park, Document image binarization based on topographic analysis using a water flow model, *Pattern Recognition*, Volume 35, Issue 1, pp. 265-277, 2002
- [13] <http://www.lyovic.com/>
- [14] E. Mok, A fast GPS-based system for survey check of road alignments, *Advances in Building Technology*, pp. 1637-1643, 2002
- [15] T. Luemongkol, A. Wannakomol, and T. Kulworawanichong, Application of satellite imagery for rerouting electric power transmission lines, *The 4<sup>th</sup> IASME/WSEAS International Conference on Energy and Environment (EE'09)*, 24 – 26 February 2009, Cambridge, England, pp. 303 – 308
- [16] R. Boonwutiwivat, T. Kulworawanichpong, P. Pao-La-Or, Electric Field Distribution Resulting from a Mobile-Phone-Human Interfacing With an Overhead Power Transmission Line, *The 7<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Power Systems*, Beijing, China, 15 – 17 September 2007
- [17] R. Boonwutiwivat, T. Kulworawanichpong, P. Pao-La-Or, Electric Field Estimation around an Overhead Power Transmission Line using Neural Network Model, *The 11<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Systems*, Crete Island, Greece, 23-28 July 2007
- [18] Q. Shan, S. Bhatti, I.A. Glover, R. Atkinson, I.E. Portuguese, P.J. Moore, and R. Rutherford, Extraction of impulsive noise from measurements in 400 kV electricity substation, *The 4<sup>th</sup> IASME/WSEAS International Conference on Energy and Environment (EE'09)*, 24 – 26 February 2009, Cambridge, England, pp. 135 – 139

## การระบุขอบเขตหมู่บ้านของระบบสายป้อน 22 kV โดยการจำแนกประเภทจากแถบสีของรูปภาพ

### Identifying Community in Feeding Areas of Local MV Power Distribution

#### Systems Based on Multispectral Image Classification

ศศิญา ลือมมงคล<sup>1</sup> และ ศศ. ดร. ธนัชชัย กุลสุวรรณิชพงษ์<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

111 อ.มหาวิทยาลัย อ.เมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์: 083-3312312 E-mail: tatiyaluemongkol@hotmail.com

<sup>2</sup>ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

111 อ.มหาวิทยาลัย อ.เมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์: 044-224400, 044-224404, 089-7228578 E-mail: thanatch@sut.ac.th

#### บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการระบุขอบเขตหมู่บ้านของระบบสายป้อน 22 kV โดยใช้ภาพถ่ายดาวเทียม ซึ่งข้อมูลขอบเขตหมู่บ้านเป็นส่วนประกอบที่สำคัญและเป็นตัวช่วยในการประเมินการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้อยู่อาศัยตามท้องถิ่น แบบจำลองพารามิเตอร์ของภาพถ่ายดาวเทียมสามารถนำมาใช้กับงานนี้ได้ด้วย โปรแกรม ENVI และโปรแกรม GIS ArcView เป็นสองโปรแกรมที่นำมาใช้ในบทความนี้และใช้ภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT 7 และระบบสายป้อน 22 kV ในการตรวจสอบพื้นที่นครราชสีมา 2 ผลที่ได้รับจากระบบภาพถ่ายดาวเทียม โดยใช้กระบวนการจำแนกประเภทโดยวิธี Unsupervised แบบ ISODATA และสามารถนำไปใช้เชื่อมโยงกับข้อมูล GIS เพื่อให้ได้รูปภาพของขอบเขตหมู่บ้าน

คำสำคัญ: แถบสี, ภาพถ่ายดาวเทียม, แผนที่ภูมิประเทศ, การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่ควบคุม

#### Abstract

This paper presents an approach of identifying community size in feeding area of local MV power distribution systems by using satellite image processing. Information of community size is essential and can be useful to estimate electric energy used by local customers. Infrared band of satellite images can be used for this purpose. ENVI and GIS ArcView software are both working tools in this paper. Satellite images of LANDSAT 7 covered a test area in Nakhon Ratchasima 2 distribution feeders were employed for test. The results obtained from the satellite image processing based on ISODATA unsupervised classification can be used in associative with GIS information of the power distribution feeder to visualize feeder load allocation in the community point of view.

Keywords: Multispectral, Satellite imagery, Unsupervised Classification, Topographic Map

#### 1. คำนำ

ภาพถ่ายดาวเทียม [1-5] สามารถแบ่งแยกพื้นที่ได้ด้วยกันหลายประเภท เช่น บริเวณทุ่งนา, พื้นที่เกษตรกรรม, พื้นที่ทางธรณีวิทยา, พื้นที่ป่าไม้, บริเวณพื้นที่อยู่อาศัย, พื้นที่ทางทหาร, การพยากรณ์อากาศและระบบไฟฟ้า ภาพถ่ายดาวเทียมสามารถแบ่งแยกสื่อออกเป็นสี่ที่ตามองเห็นและสีอื่นๆ ได้ ในกรณีวิเคราะห์ภาพถ่ายดาวเทียมสามารถวิเคราะห์ได้โดยใช้โปรแกรมเข้ามาช่วยในการวิเคราะห์ ได้แก่ โปรแกรม ERDAS หรือ โปรแกรม ENVI ภาพถ่ายดาวเทียมทั้งหมดนี้เป็นภาพถ่ายที่ได้มาจากองค์การ NASA

ในบทความนี้ กล่าวถึง การวางระบบสายป้อน 22 kV ในจังหวัดนครราชสีมา ตั้งอยู่ด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศไทยเพื่อให้เกิดประโยชน์ในด้านการประมาณ โหลดต่างๆของระบบไฟฟ้า และยังสามารถช่วยให้การทำงานมีความสะดวกและรวดเร็วมากยิ่งขึ้น จึงใช้ภาพถ่ายดาวเทียม Landsat 7 ในการวิเคราะห์ โดยใช้โปรแกรม ENVI (Version 3.6) ในการจำแนกประเภทภาพถ่ายดาวเทียมให้แบ่งแยกบริเวณย่านชุมชนและบริเวณในเมืองออกจากบริเวณอื่นๆอย่างชัดเจน จะเห็นได้ว่าโปรแกรม ENVI นั้นมีประโยชน์ในหลายๆ ด้าน เช่น ในด้านทางทหารหรือการใช้ประโยชน์ที่ดิน และต้องมีการตรวจสอบความถูกต้องในการ จำแนกประเภทภาพถ่ายดาวเทียมให้แบ่งแยกบริเวณย่านชุมชนและบริเวณในเมือง โดยใช้แผนที่ Topographic Map เปรียบเทียบกับภาพถ่ายดาวเทียมที่ทำการจำแนกประเภทเรียบร้อยแล้ว หลังจากนั้นจึงใช้โปรแกรม ArcView GIS 3.3 นำข้อมูลสายป้อนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาช่วยในการวางแผนระบบสายป้อน 22 kV ลงในภาพถ่ายดาวเทียมที่ทำการจำแนกประเภทเรียบร้อยแล้ว บทความนี้เป็นการวางแผนสายป้อน 22 kV ดังกล่าวทำให้เห็นบริเวณย่านชุมชนและบริเวณในเมืองและบริเวณนั้นจะมีแนวสายป้อนพาดผ่านทำให้



สามารถนำข้อมูลเหล่านี้ไปใช้ประโยชน์ได้ในหลายๆ ด้าน เช่นการใช้ประโยชน์ในด้านการประมาณ โหลดทางไฟฟ้า เป็นต้น

หลังจากนี้จะมีกรกล่าวถึงบทความอีก 4 ส่วนด้วยกันได้แก่ ส่วนที่ 2 เทคนิคการใช้ภาพ ส่วนที่ 3 การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่ควบคุม ส่วนที่ 4 ผลสรุปและข้อคิดเห็น และส่วนที่ 5 เป็นส่วนของกรสรุป

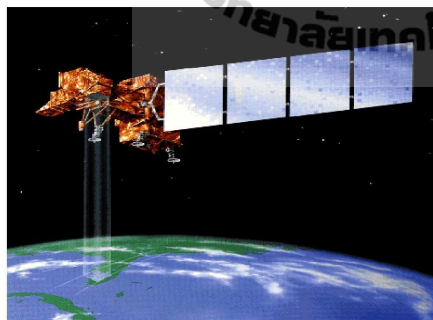
**2. เทคนิคการใช้ภาพ**

บทความนี้จะนำข้อมูลภาพถ่ายออกมาได้ด้วยถึง 2 เทคนิคคือ 1) นำภาพถ่ายดาวเทียมมาจากดาวเทียม LANDSAT และ 2) นำมาจากแผนที่ภาคแผนที่ภูมิประเทศ

**2.1 ภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT**

LANDSAT 7 เริ่มทำงานเมื่อวันที่ 15 เมษายน ค.ศ. 1999 [6]โดยมีลักษณะของวงโคจรคล้ายกับ LANDSAT 4 และ 5 โดยมีอุปกรณ์สำคัญคือ เครื่อง ETM+ (Enhanced TM Plus) ซึ่งพัฒนาขึ้นมาจากเครื่อง TM ในดาวเทียมรุ่นก่อน เครื่อง ETM+ จะแบ่งการตรวจวัดออกเป็นทั้งหมด 8 แบนด์ โดย 6 แบนด์ มีความละเอียดเชิงพื้นที่อยู่ที่ 30 เมตร ขณะที่อีก 2 แบนด์คือ แบนด์โครมาติก (panchromatic mode) จะมีความละเอียดเชิงพื้นที่ 15 เมตร ในขณะที่ช่วง TIR จะอยู่ที่ 60 เมตรโดยจัดเก็บข้อมูลเป็นแบบ 8 บิต วงโคจรของดาวเทียมยังคงเป็นแนวขั้วโลกและตามตะวันที่ระดับความสูง 705 กิโลเมตร โดยมุมเอียงของระนาบโคจรอยู่ที่ประมาณ 98.2 องศา โดย ขาลง จะเคลื่อนที่ผ่านเส้นศูนย์สูตรในเวลา 10.00 A.M. ± 15 นาที

LANDSAT 7 เป็นโครงการร่วมขององค์การ NASA องค์การ NOAA และ องค์การ USGS โดย NASA จะเป็นผู้สร้างดาวเทียมและอุปกรณ์ NOAA จะดูแลด้านการใช้ประโยชน์ข้อมูลทั่วไป และ USGS ดูแลเรื่องการเก็บรักษาและจัดจำหน่ายข้อมูล



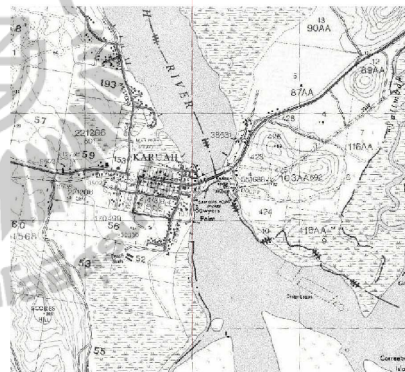
รูปที่ 1 รูปวาดของ LANDSAT 7 ขณะทำงานในอวกาศ



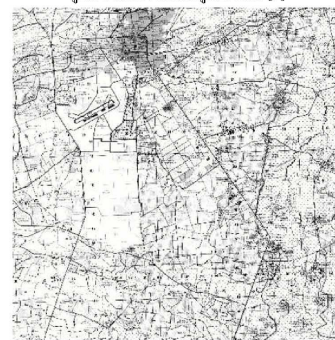
รูปที่ 2 ภาพถ่ายดาวเทียมของจังหวัดนครราชสีมา [7]

**2.2 แผนที่ภูมิประเทศ**

แผนที่ภูมิประเทศ (Topographic Map) เป็นแผนที่ที่แสดงข้อมูลทั่วไปของพื้นผิวโลก เช่น แสดงสภาพภูมิประเทศ เส้นชั้นความสูงของประเทศไทย [8] จัดทำโดยกรมแผนที่ทหารกระทรวง กลาโหม แผนที่ภูมิประเทศที่ใช้กันส่วนใหญ่ มี 2 มาตราส่วน ได้แก่ มาตราส่วนเล็ก คือ 1: 250,000 และมาตราส่วนใหญ่ คือ 1: 50,000

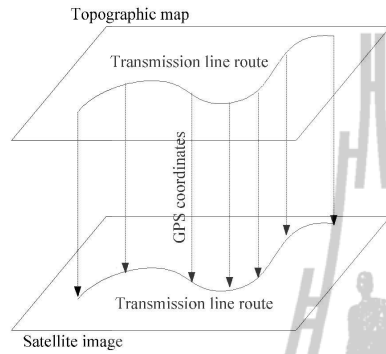


รูปที่ 3 ตัวอย่างแผนที่ภูมิประเทศ [9]



รูปที่ 4 แผนที่ภูมิประเทศบริเวณจังหวัดนครราชสีมา

นอกจากนี้แล้ว Topographic Map ยังแสดงข้อมูลต่างๆ ได้จำนวนมาก เช่น ทางถนน ทางรถไฟ หมู่น้ำ อ่างเก็บน้ำ แม่น้ำ อุทยาน ดังนั้น Topographic Map จึงมีประโยชน์มากในงานภูมิศาสตร์หรืองานสาขาอื่นๆ



รูปที่ 5 GPS coordinate mapping [10]

**3. การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่ควบคุม**

การใช้การจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินโดยวิธี Unsupervised จะทำการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินของพื้นที่ศึกษาโดยการจำแนกตามค่า Digital Number (DN) ของภาพซึ่งมีค่าตั้งแต่ 0-255 โดยการจำแนกนี้โปรแกรมจะทำการจำแนกพื้นที่ที่มีค่า Digital Number (DN) 0 ในช่วงเดียวกันจัดเป็นหมวดหมู่เดียวกันของพื้นที่และในการจำแนกการใช้ประโยชน์ที่ดินโดยวิธี Unsupervised แบ่งออกเป็น 2 วิธีดังนี้ (1) K-Mean (2) Isodata ส่วนในบทความนี้ใช้วิธี Classification แบบ Isodata [11]

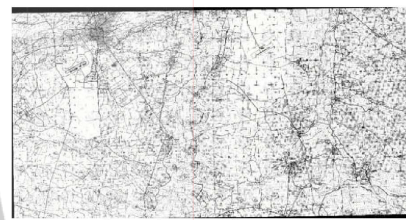
การจำแนกประเภทข้อมูลแบบไม่ควบคุม (Unsupervised Classification) นั้น จะเริ่มต้นด้วยการกำหนดจำนวนกลุ่มประเภทข้อมูล (Cluster) โดยแต่ละประเภทจะมีตำแหน่งศูนย์กลางกลุ่มข้อมูล (Class Center) ของตนเองซึ่งเป็นการอนุมานว่าตำแหน่งนี้จะมีความเป็นไปได้ในการเป็นข้อมูลประเภทนั้นมากที่สุด หลังจากนั้นจะเป็นการวิเคราะห์เชิงเปรียบเทียบระหว่างค่าสถิติของจุดภาพตำแหน่งต่างๆ กับที่ศูนย์กลางข้อมูล เพื่อคัดแยกข้อมูลต่างชนิดออกจากกันหรือรวมข้อมูลชนิดเดียวกันเข้าด้วยกันจนกระทั่งครบทุกจุดภาพ โดยมีขั้นตอนทำงานดังนี้

1. กำหนดช่วงคลื่นข้อมูลดาวเทียม เป็นการเลือกใช้ข้อมูลดาวเทียมช่วงคลื่นใดบ้างในการจำแนกประเภทข้อมูล ตัวอย่างเช่น การจำแนกประเภทข้อมูลดาวเทียม LANDSAT ระบบ TM โดยในช่วงคลื่น 2, 3 และ 4 เป็นต้น
2. กำหนดจำนวนประเภทข้อมูล (Cluster) เป็นการกำหนดให้ การจำแนกประเภทข้อมูลมีกี่ประเภทข้อมูลตัวอย่างเช่น กำหนดประเภทการใช้ที่ดิน 10 ประเภท, กำหนดประเภทข้อมูลป่าไม้ 5 ประเภท เป็นต้น
3. กำหนดสมการจำแนกประเภทข้อมูล เป็นการกำหนดว่าจะใช้สมการใดในการประมาณค่าสถิติของแต่ละประเภทข้อมูลตัวอย่างเช่น จำแนกประเภทข้อมูลการใช้ที่ดินด้วยสมการ, หรือสมการ K-Means เป็นต้น

4. กำหนดจำนวนวงรอบการคำนวณ เป็นการกำหนดวงรอบการวนซ้ำสำหรับคำนวณค่าสถิติ ตัวอย่างเช่น กำหนดวงรอบการจำแนกประเภทข้อมูลการใช้ที่ดินจำนวน 20 รอบ ฯลฯ

**4. ผลสรุปและข้อสังเกต**

ในบทความนี้ใช้ภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT 7 และ Topographic Map ซึ่งครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดนครราชสีมา ในกรณีวิเคราะห์โดยวิธีการจำแนกแบบ Unsupervised



รูปที่ 6 แผนที่ภูมิประเทศที่ใช้ในการทดสอบ



รูปที่ 7 ภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT 7 ที่ใช้ในการทดสอบ



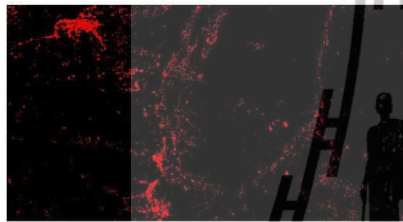
■	Vegetation/Tree	29.7234 %
■	Bare Soil	33.9758 %
■	Agriculture	14.9357 %
■	Urban	2.8617 %
■	Wet land/Water/Paddy field	18.5032 %

รูปที่ 8 ภาพถ่ายดาวเทียมโดยทำการจำแนกประเภท

โดยวิธีการจำแนกประเภทโดยวิธี Unsupervised แบบ ISODATA สามารถแบ่งแยกออกเป็น 5 ประเภทด้วยกัน ได้แก่ 1) พืชพรรณและพืชสวนผสม 2) พื้นที่เปิดโล่งหรือพื้นที่เปิดหน้าดิน 3) พื้นที่เกษตรกรรม 4) ที่นา, น้ำและพื้นที่ชุ่มน้ำ และ 5) เขตเมืองและชุมชน ผลของการจำแนกประเภทแบบ ISODATA แบ่งบริเวณต่างๆ ได้เป็นเปอร์เซ็นต์ดังนี้

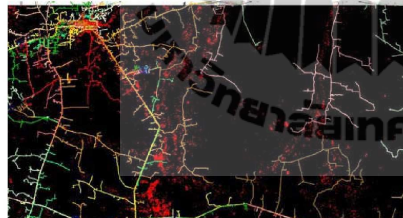
- 1) พืชพรรณและพืชสวนผสม 29.7234 %
- 2) พื้นที่เปิดโล่งหรือพื้นที่เปิดหน้าดิน 33.9758 %
- 3) พื้นที่เกษตรกรรม 14.9357 %
- 4) ที่นา, น้ำและพื้นที่ชุ่มน้ำ 18.5032 %
- 5) เขตเมืองและชุมชน (พื้นที่อยู่อาศัย) 2.8617 %

หลังจากนี้ทำการแยกบริเวณพื้นที่ประเภทที่ 1-4 ให้รวมกันเป็นบริเวณเดียวกันและประเภทที่ 5 พื้นที่อยู่อาศัยเป็นอีกบริเวณหนึ่งเพื่อทำการจำแนกประเภทออกเป็นแค่ 2 ประเภทคือประเภทที่ 1 บริเวณพื้นที่อยู่อาศัยแสดงเป็นสีแดง และประเภทที่ 2 บริเวณอื่น ๆ ให้แสดงเป็นสีดำ ดังรูปที่ 9



รูปที่ 9 การจำแนกบริเวณพื้นที่อยู่อาศัยและพื้นที่ที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัย

จากรูปที่ 9 เป็นการจำแนกบริเวณพื้นที่อยู่อาศัยและพื้นที่ที่ไม่ใช่ที่อยู่อาศัยออกจากกันโดยที่พื้นที่ที่อยู่อาศัยเป็นบริเวณที่มีสีแดง หลังจากนั้นจึงนำแนวสายป้อนไฟฟ้า 22 kV มาวางบนแผนภาพนี้และได้ทำการตรวจสอบความถูกต้องข้างต้นเรียบร้อยแล้ว โดยทำการตรวจสอบบริเวณพื้นที่ที่อยู่อาศัยจริงกับพื้นที่ที่อยู่อาศัยที่ได้จากการจำแนกแบบ ISODATA



รูปที่ 10 การจำแนกบริเวณที่อยู่อาศัยและการวางแนวสายป้อน 22 kV

## 5. สรุป

บทความนี้ได้นำเสนอวิธีการจำแนกประเภทและการวางแนวสายป้อนให้ระบบไฟฟ้า 22kV โดยใช้ภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT 7 ที่ผ่านกระบวนการผสมแบบคีย์วิธีการผสมสีเท็จซึ่งใช้วิธีการจำแนกข้อมูลแบบ (Unsupervised classification) ชนิด ISODATA ให้ผลการจำแนกที่ดีที่สุด ทำให้เห็นขอบเขตบริเวณย่านชุมชนและบริเวณในเมืองชัดเจนยิ่งขึ้น หลังจากนั้นทำการตรวจสอบข้อมูลโดยนำมาเปรียบเทียบกับแผนภาพ Topographic map ว่าบริเวณย่านชุมชนและบริเวณในเมืองตั้งอยู่ในบริเวณที่ถูกต้องและมีความเหมาะสม หลังจากนั้นจึงนำแนวสายป้อน 22 kV มาวางบนภาพถ่ายดาวเทียมที่ทำการจำแนกประเภท แล้วจึงจะได้ข้อมูลบริเวณย่านชุมชน เมืองและแนวสายป้อน 22 kV จึงสามารถนำ

ข้อมูลที่ได้ไปใช้ประโยชน์ต่างๆ ต่อไป ยกตัวอย่างเช่น การประมาณโหลดทางไฟฟ้า

## เอกสารอ้างอิง

- [1] W. Elshorbagy and A. Elhakeem, Risk assessment maps of oil spill for major desalination plants in the United Arab Emirates, Desalination, Volume 228, Issues 1-3, pp. 200-216, 2008
- [2] X. Jin and C. H. Davis, An integrated system for automatic road mapping from high-resolution multispectral satellite imagery by information fusion, Information Fusion, Volume 6, Issue 4, pp. 257-273, 2005
- [3] G. Finnveden and A. Moberg, Environmental systems analysis tools – an overview, Journal of Cleaner Production, Volume 13, Issue 12, pp. 1165-1173, 2005
- [4] Y. Nishigami, H. Sano and T. Kojima, Estimation of forest area near deserts — production of Global Bio-Methanol from solar energy, Applied Energy, Volume 67, Issue 4, pp. 383-393, 2000
- [5] G.P. Patil, W.L. Myers, Z. Luo, G.D. Johnson and C. Taillie, Multiscale assessment of landscapes and watersheds with synoptic multivariate spatial data in environmental and ecological statistics, Mathematical and Computer Modelling, Volume 32, Issues 1-2, pp. 257-272, 2000
- [6] C. Elachi and J.V. Zyl, Introduction to the physics and techniques of remote sensing, Wiley-Interscience, 2006
- [7] <http://maps.google.com/>
- [8] I. Kim, D. Jung and R. Park, Document image binarization based on topographic analysis using a water flow model, Pattern Recognition, Volume 35, Issue 1, pp. 265-277, 2002
- [9] <http://www.lyovic.com/>
- [10] E. Mok, A fast GPS-based system for survey check of road alignments, Advances in Building Technology, pp. 1637-1643, 2002
- [11] Yanfei Zhong, Liangpei Zhang, Bo Huang and Pingxiang Li, An unsupervised artificial immune classifier for multi/hyperspectral remote sensing imagery, Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions, Volume 44, Issue 2, pp. 420- 431, Feb. 2006



นางสาวตติยา ล้อมงคล

จบการศึกษาระดับปริญญาตรีสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า(ไฟฟ้ากำลัง) จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี พ.ศ. 2550 ปัจจุบันกำลังศึกษาระดับปริญญาโทที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี  
งานวิจัยที่สนใจ: Power system analysis

## ประวัติผู้เขียน

นางสาวตติยา ลือมงคล เกิดเมื่อวันที่ 2 มีนาคม พ.ศ. 2529 ที่อำเภอเมือง จังหวัดนครสวรรค์ สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนต้นและตอนปลายจากโรงเรียนบางมูลนากภูมิวิทยาคม อำเภอบางมูลนาก จังหวัดพิจิตร และระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต(วิศวกรรมไฟฟ้า) จากสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา เมื่อ พ.ศ. 2550 และได้เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าในสถาบันการศึกษาเดิม โดยได้รับทุนการศึกษาสำหรับค่าเล่าเรียน และในระหว่างที่ศึกษาอยู่นั้นได้เป็นผู้สอนปฏิบัติการของสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวน 6 รายวิชา ได้แก่ (1) ปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้า 2 (2) ปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง 1 (3) ปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง 2 (4) ปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้า 1 (5) ปฏิบัติการเครื่องจักรกลไฟฟ้า 1 และ (6) ปฏิบัติการอิเล็กทรอนิกส์วิศวกรรม ทั้งนี้มีความสนใจในด้านการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง และการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

### ผลงานวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์ในขณะศึกษา

1. การระบุขอบเขตหมู่บ้านของระบบสายป้อน 22 kV โดยการจำแนกประเภทจากแถบสีของรูปภาพ
2. Identifying Community in Feeding Areas of Local MV Power Distribution Systems Based on Multispectral Image Classification
3. Community Identification Based on Multispectral Image Classification for Local Electric Power Distribution Systems
4. Application of Satellite Image Techniques for Rerouting Electric Power Transmission Lines
5. Rerouting Electric Power Transmission Lines by using Satellite Imagery