



รายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์

การควบคุมแรงดันแบบสอดประสานภายในระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้งเครื่อง

กำเนิดแบบกระจายตัว

Coordinated voltage control within a distribution network with distributed generators



T137620

นายวรรณ นาคะวิโร

ได้รับทุนสนับสนุนงานวิจัยจากงบประมาณเงินรายได้

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ประจำปี พ.ศ. 2557

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

RCH

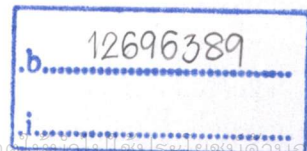
๑ 257๗

2557

เลขหมู่.....

เลขทะเบียน 137620

รับ. เดิมป. 13 ก.ค. 2558



**ชื่อโครงการ** การควบคุมแรงดันแบบสอดประสานภายในระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิด  
แบบกระจายตัว

**แหล่งเงิน** งบประมาณเงินรายได้ คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

**ประจำปีงบประมาณ** 2557

**จำนวนเงินที่ได้รับการสนับสนุน** 60,000 บาท

**ระยะเวลาทำการวิจัย** 1 ปี ตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2556 ถึง 30 กันยายน 2557

**ชื่อ-สกุล หัวหน้าโครงการ**

นายวรวิทย์ นาคะวิโร สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระ  
จอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

### **บทคัดย่อ**

โครงการวิจัยนี้ศึกษาและพัฒนาเทคนิคการควบคุมแรงดันแบบสอดประสานสำหรับระบบ  
จำหน่ายที่มีแหล่งที่มาจากพลังงานทดแทน และแหล่งกำเนิดกำลังรีแอกทีฟอื่นๆ ที่อยู่ในระบบ  
จำหน่ายไฟฟ้าให้ทำงานกันเพื่อช่วยการควบคุมแรงดันที่บัสต่างๆ ในระบบจำหน่ายที่เปลี่ยนแปลง  
ไปอยู่ตลอดเวลา เมื่อแรงดันไม่สามารถควบคุมได้ด้วยการปรับตัวควบคุม กำลังการผลิตของเครื่อง  
กำเนิดพลังงานทดแทนจะถูกลดลงอย่างเหมาะสม เพื่อปรับสมดุลระหว่างการผลิตและโหลด  
วิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อหาจุดการทำงานที่ดีที่สุด เพื่อกำหนดการของ  
ระบบให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งเอาไว้ และในเวลาเดียวกันไม่ทำให้เกิดปัญหาต่อการทำงาน  
ของระบบ การคาดการณ์กำลังการผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทนด้วย วิธีที่พัฒนาขึ้นถูกนำไป  
ทดสอบ โดยการจำลองกับระบบทดสอบจำนวน 2 ระบบ ซึ่งผลที่ได้เป็นที่น่าพึงพอใจ กล่าวคือ  
สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และลดการเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าที่บัส พร้อมทั้งไม่ทำให้  
เกิดปัญหาความปลอดภัย

**คำสำคัญ** : การควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟ แหล่งกำเนิดพลังงานทดแทน ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

## กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนการวิจัยจากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง จากแหล่งงบประมาณเงินรายได้ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2557 ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ รศ.ดร. อิศระชัย งามหฺร ที่ปรึกษางานวิจัย ที่กรุณาให้คำแนะนำและช่วยเหลือการวิจัยมาด้วยดีโดยตลอด

วรวรรณ นาคะวิโร



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ .....	i
ABSTRACT .....	ii
กิตติกรรมประกาศ .....	iii
สารบัญ.....	iv
สารบัญภาพ.....	vi
สารบัญตาราง .....	vii
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย .....	2
1.4 วิธีดำเนินการวิจัย .....	2
1.5 สมมุติฐานงานวิจัย .....	3
1.6 คำสำคัญของการวิจัย.....	3
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
บทที่ 2 แนวคิด ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1 แนวคิด และทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1.1 แรงดันในระบบจำหน่าย.....	4
2.1.2 การควบคุมแบบดั้งเดิม (Conventional control).....	5
2.1.3 การควบคุมแบบสอดประสาน (Coordinated control) .....	6
2.1.4 การไหลของกำลังที่เหมาะสมที่สุด (Optimal power flow) .....	7
2.1.5 การหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization).....	8
2.2 การทบทวนวรรณกรรม .....	9
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย .....	12
3.1 วิธีการดำเนินการที่ใช้ในงานวิจัยที่ 1 .....	12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1.1 การสร้างแบบจำลองของปัญหา (Problem formulation).....	12
3.1.2 วิธีเชิงพันธุกรรม .....	13
3.1.3 ขั้นตอนการทำงาน .....	14
3.1.4 ระบบทดสอบ .....	16
3.2 วิธีการดำเนินการที่ใช้ในงานวิจัยที่ 2 .....	17
3.2.1 การสร้างแบบจำลองของปัญหา (Problem formulation).....	17
3.2.2 วิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization).....	20
3.2.3 ขั้นตอนการทำงาน .....	21
3.2.4 ระบบทดสอบ .....	21
บทที่ 4 ผลการวิจัย.....	23
4.1 ผลจากงานวิจัยที่ 1 .....	23
4.1.1 ข้อมูลอินพุต .....	23
4.1.2 การฝึกสอนโครงข่ายประสาทเทียม .....	23
4.1.3 ผลการจำลอง .....	25
4.2 ผลจากงานวิจัยที่ 2 .....	26
4.2.1 ข้อมูลอินพุต .....	26
4.2.2 การวิเคราะห์เบื้องต้น .....	27
4.2.3 ผลจากการควบคุมโดยวิธีที่พัฒนา .....	29
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ .....	31
5.1 สรุปผลการวิจัย .....	31
5.2 ข้อเสนอแนะ .....	31
เอกสารอ้างอิง .....	32
ภาคผนวก ก ผลงานวิจัยที่ได้มีการเผยแพร่ .....	36
ประวัตินักวิจัย .....	45

## สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 ระบบจำหน่ายอย่างง่าย .....	4
ภาพที่ 2.2 การทำงานของหม้อแปลงที่มี OLTC.....	5
ภาพที่ 2.3 การควบคุมแรงดันแบบสอดคล้องประสาน .....	6
ภาพที่ 2.4 แนวคิดการประยุกต์ OPF เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย.....	8
ภาพที่ 2.5 ผังการทำงานโดยทั่วไปของวิธีเชิงวิวัฒนาการ .....	9
ภาพที่ 3.1 ผังการทำงานวิธี GA.....	14
ภาพที่ 3.2 แนวคิดการควบคุมแบบคาดการณ์ .....	15
ภาพที่ 3.3 แนวคิดการทำงานของวิธีที่พัฒนาขึ้น.....	16
ภาพที่ 3.4 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ .....	16
ภาพที่ 3.5 การเคลื่อนที่ของอนุภาค.....	20
ภาพที่ 3.6 ระบบทดสอบ.....	22
ภาพที่ 4.1 ข้อมูลอินพุท (a) กำลังไฟฟ้าแอกทีฟของโหลด (b) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแต่ละ Solar PV (c) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม .....	23
ภาพที่ 4.2 การถดถอยของ โครงข่าย ANN-W .....	24
ภาพที่ 4.3 การถดถอยของ โครงข่าย ANN-S.....	24
ภาพที่ 4.4 การถดถอยของ โครงข่าย ANN-V .....	25
ภาพที่ 4.5 ค่าตัวแปรควบคุมที่ดีที่สุด (a) ตำแหน่งแทปหม้อแปลง (b)แรงดันที่บัสเชื่อมต่อกังหันลม (c) แรงดันที่บัสเชื่อมต่อ Solar PV .....	25
ภาพที่ 4.6 แรงดันที่บัสต่าง (a) บนฟีดเดอร์ 1 (b) บนฟีดเดอร์ 2 .....	26
ภาพที่ 4.7 ข้อมูลอินพุท (a) กำลังไฟฟ้าโหลด (b) กำลังไฟฟารวมเนื่องจากลม (c) กำลังไฟฟารวมเนื่องจากแสงอาทิตย์ .....	27
ภาพที่ 4.8 แรงดันที่บัสเชื่อมต่อ Solar PV ที่ 2 .....	28
ภาพที่ 4.9 กำลังสูญเสียที่ระดับโหลดและระดับกำลังการผลิตต่างๆ.....	28
ภาพที่ 4.10 กำลังการผลิตก่อนและหลังการควบคุมแรงดัน เมื่อเทียบกับกำลังโหลด .....	29
ภาพที่ 4.11 การเปรียบเทียบแรงดันที่บัสกึ่งกลางของฟีดเดอร์ที่ 9 ด้วยวิธีการควบคุมแบบดั้งเดิม และวิธีที่นำเสนอ.....	30
ภาพที่ 4.12 ตัวแปรควบคุมที่ดีที่สุด (a) ตำแหน่งแทปหม้อแปลง (b) กำลังรีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์ (c) กำลังรีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดพลังงานลม .....	30

## สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 พารามิเตอร์ของระบบทดสอบ .....	17
--	----



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed generator: DG) ได้เข้ามามีบทบาทในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ (reliability) และความมั่นคง (security) ของระบบไฟฟ้ากำลัง ในสหรัฐอเมริกา กำลังการผลิตรวมจากเครื่องกำเนิด DG ที่มีขนาดไม่เกิน 5 MW (ขนาดสูงสุดที่ได้รับอนุญาตให้ติดตั้งได้ในระบบจำหน่าย) คิดเป็น 195 GW โดยประมาณ [1] และจากการศึกษาทางสถิติพบว่า ความสามารถในการจ่ายกำลังรีแอกทีฟจาก DG โดยรวมคิดเป็น 10% ตัวเลขดังกล่าวแสดงให้เห็นถึงศักยภาพอย่างสูงของ DG ในการสนับสนุนกำลังรีแอกทีฟที่ใกล้ศูนย์กลางโหลด (Load centers) แทนการส่งผ่านกำลังรีแอกทีฟที่ดึงมาจากระบบส่งไฟฟ้า สำหรับประเทศไทย แผนพัฒนาพลังงานแห่งชาติพัฒนาการผลิตไฟฟ้าปี 2555-2573 ได้กำหนดเป้าหมายในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนขึ้นอีก 25% ในช่วงระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า ทำให้กำลังการผลิตจากพลังงานทดแทนคิดเป็น 29% ของกำลังการผลิตโดยรวมทั้งประเทศ [2] ประกอบกับแนวคิดในการบริหารจัดการระบบให้เกิดประโยชน์สูงสุดผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ที่จะต้องรองรับการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนในรูปแบบ DG ที่ทุกระดับแรงดัน การควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟสำหรับระบบจำหน่ายในอนาคตจึงมีความสำคัญเป็นอย่างสูง [3]

โดยทั่วไปแหล่งจ่ายกำลังรีแอกทีฟในระบบจำหน่าย ประกอบด้วย ตัวเก็บประจุที่ต่อขนาน (Shunt capacitor) ตัวชดเชย Static Var Compensator: SVC และ Static synchronous compensator: STATCOM หรืออุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เช่น หม้อแปลงที่มีอุปกรณ์เปลี่ยนแทปขณะจ่ายไฟ (On-load tap changing transformer) นอกจากนี้เครื่องกำเนิด DG ในปัจจุบันมักนิยมถูกเชื่อมต่อกับคอนเวอร์เตอร์ (Converter) เพื่อความสะดวกและประสิทธิผลในการควบคุม ดังนั้นเครื่องกำเนิด DG ในรูปแบบดังกล่าวจึงมีศักยภาพที่จะเป็นผู้ให้บริการเสริม (Ancillary service provider) [4] เพื่อช่วยควบคุมระดับแรงดันในระบบจำหน่ายได้อีกด้วย เนื่องจากสามารถตอบสนองที่รวดเร็วของคอนเวอร์เตอร์ต่อเหตุการณ์ที่ไม่คาดการณ์ล่วงหน้า (Contingency) ได้รวดเร็วกว่าตัวชดเชยแบบสถิตย์ (Static compensator)

เพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ข้างต้น ระบบควบคุมและอัลกอริทึมเพื่อปรับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมมีความจำเป็นต่อการดำเนินการระบบจึงควรได้รับการพัฒนาเพื่อสามารถควบคุมระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นองค์ความรู้ที่ได้จากงานวิจัยนี้ จะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อการใช้

งานเครื่องกำเนิด DG ให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยไม่เกิดผลร้ายต่อระบบไฟฟ้า เมื่อสิ้นสุดโครงการวิจัยนี้ผู้วิจัยจะได้รับองค์ความรู้ใหม่ในการออกแบบตัวควบคุมที่เหมาะสมสำหรับ DG

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

โครงการวิจัยนี้มุ่งเน้น

- 1) การศึกษาการใช้เครื่องกำเนิด DG เพื่อสนับสนุนกำลังรีแอกทีฟเพื่อการควบคุมแรงดันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) เพื่อนำเสนอการออกแบบเทคนิคการควบคุมแบบรวมศูนย์เพื่อการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนต่ออยู่เป็นปริมาณมาก

## 1.3 ขอบเขตของการวิจัย

ขอบเขตและกิจกรรมในโครงการวิจัยนี้ประกอบด้วย

- 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า DG ที่พิจารณาในงานวิจัยนี้เป็นพลังงานจากเซลล์สุริยะ (Solar PV) และพลังงานลม (Wind energy)
- 2) ระบบทดสอบเป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียลจำนวน 2 ระบบ
- 3) การพัฒนาอัลกอริทึมที่สามารถลดทอนกำลังการผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทนได้อย่างเหมาะสมที่สุด ในกรณีที่กำลังการผลิตมีปริมาณมากกว่าโหลดมาก

## 1.4 วิธีดำเนินการวิจัย

งานวิจัยนี้ใช้เฉพาะการจำลองบนคอมพิวเตอร์เท่านั้น ผู้วิจัยได้ใช้โปรแกรม DigSilent PowerFactory [29] และโปรแกรม Power System Analysis Toolbox (PSAT) [30] ในโปรแกรม MATLAB เพื่อสร้างแบบจำลอง และทำการทดสอบกระบวนการควบคุมแรงดันที่พัฒนาขึ้นมา  
ขั้นตอนการวิจัย ประกอบด้วย

- สร้างแบบจำลองของระบบทดสอบ และอุปกรณ์ต่างๆ  
แบบจำลองประกอบด้วย ระบบทดสอบเป็นแบบเรเดียล หม้อแปลงไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- พัฒนาอัลกอริทึมการควบคุม  
เขียนอัลกอริทึมลงใน โปรแกรม DigSilent PowerFactory และ MATLAB
- ทดลอง ตรวจสอบ และปรับแก้ข้อบกพร่อง  
ทำการตรวจสอบประสิทธิภาพ ข้อดี ข้อด้อย ของวิธีการควบคุมที่ได้พัฒนามา พร้อมปรับแก้ข้อบกพร่อง

### 1.5 สมมุติฐานงานวิจัย

งานวิจัยนี้ตั้งอยู่บนสมมุติฐานต่อไปนี้

- ระบบจำหน่ายที่พิจารณามีโครงสร้างการสื่อสารพื้นฐานรองรับคำสั่งจากหน่วยประมวลผลกลางผ่านระบบ SCADA
- กำลังจากเครื่องกำเนิดพลังงานทดแทนในระบบจำหน่ายมีปริมาณมาก (เกิน 50% ในทุกกรณีการจำลอง)

### 1.6 คำสำคัญของการวิจัย

การควบคุมแรงดัน ระบบจำหน่าย แหล่งกำเนิดพลังงานทดแทน การควบคุมแบบคาดการณ์

### 1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

เมื่อสิ้นสุดโครงการนี้ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับประกอบด้วย

- ได้ระบบควบคุมแบบลูปปิดที่สามารถใช้ควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทน
- การควบคุมที่พัฒนาขึ้นมาสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตจากแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทน ได้อย่างต่อเนื่อง และมีประสิทธิภาพสูงสุด

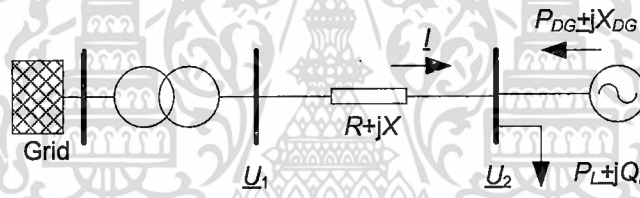
## บทที่ 2

### แนวคิด ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 แนวคิด และทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

##### 2.1.1 แรงดันในระบบจำหน่าย

เนื่องจากคุณลักษณะทางอิมพีแดนซ์ที่แตกต่างกันระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่าย กล่าวคือ ในระบบส่งสัดส่วนระหว่างค่าอิมพีแดนซ์และค่าความต้านทาน ( $X/R$ ) มีค่ามากกว่า สัดส่วนเดียวกันของระบบจำหน่าย ทำให้สมมุติฐานของการแยกพิจารณา (Decoupling) การควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟในระบบส่งอาจไม่เที่ยงตรงในระบบจำหน่าย พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างง่ายดังแสดงในภาพที่ 2.1 เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed generator: DG) ต่อที่บัส โดยมีกำลังจ่ายเข้า  $P_L + jQ_L$  และมีภาระไฟฟ้าที่รวม  $P_L + jQ_L$  MVA และมีสายส่งเชื่อมเข้ากับหม้อแปลงที่บัส 1 ซึ่งอีกด้านต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Grid)



ภาพที่ 2.1 ระบบจำหน่ายอย่างง่าย

แรงดันที่ตกคร่อมบนสายส่งคือ ผลต่างระหว่างแรงดัน  $U_2$  ที่บัส 2 และแรงดัน  $U_1$  ที่บัส 1 สามารถประมาณได้จาก

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P_L + X \cdot (Q_L - Q_{DG})}{U_2} \quad (2.1)$$

จะเห็นได้ว่าแรงดันตกคร่อมสายส่งกำลังรีแอกทีฟที่ส่งออกมาจาก DG แสดงด้วย  $Q_{DG}$  ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดัน หาก DG ใช้โหมดการควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power factor control) คงที่ นั่นหมายความว่าอัตราส่วนระหว่างกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ (P/Q ratio) จะถูกรักษาให้คงที่ เมื่อกำลังจริงของ DG ที่มาจากพลังงานทดแทน เช่น ลม หรือแสงอาทิตย์ ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงระดับตลอดเวลา จะทำให้กำลังรีแอกทีฟ  $Q_{DG}$  มีการเปลี่ยนแปลงตามด้วย ด้วยเหตุนี้ การควบคุม  $Q_{DG}$  ให้มีความสอดคล้องกับสถานะของระบบไฟฟ้าจึงมีความจำเป็น

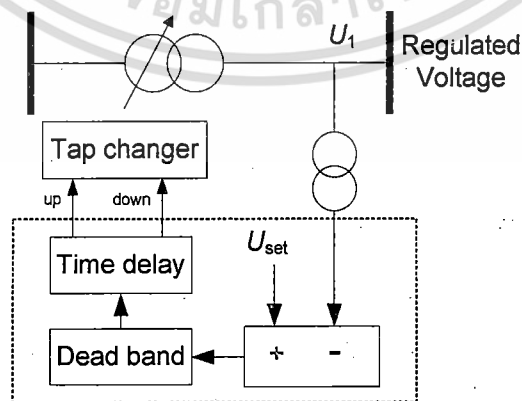
นอกเหนือปัจจัยทางเทคนิคดังกล่าวแล้ว ระบบจำหน่ายยังควรดำเนินการให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุดอีกด้วย การลดกำลังการสูญเสียบนสายส่งจึงมีความสำคัญ จากระบบในภาพที่ 2.1 กระแสที่ไหลสายส่งสามารถประมาณได้จาก

$$I = \frac{\sqrt{P_L^2 + (Q_L - Q_{DG})^2}}{U_2} \quad (2.2)$$

จะเห็นได้ว่าเมื่อสามารถควบคุม QDG กระแสที่ไหลผ่านสายส่งจะขนาดลดลง ทำให้กำลังสูญเสียทางเทคนิค (Technical หรือ I<sup>2</sup>R loss) ลดลงด้วย

### 2.1.2 การควบคุมแบบดั้งเดิม (Conventional control)

โดยทั่วไปสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายยังไม่มีโครงสร้างโทรคมนาคมพื้นฐานที่สามารถเชื่อมโยงและรับส่งข้อมูลถึงกันได้ การควบคุมอุปกรณ์ยังคงอาศัยข้อมูลที่วัดได้จากบริเวณท้องถิ่น (Local control) และโปรแกรมลอจิกการควบคุมอย่างง่าย หนึ่งในอุปกรณ์ที่สำคัญเพื่อควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายคือ หม้อแปลงที่สามารถปรับแทนได้ขณะต่อโหลด (On-load tap changer: OLTC) โดยจุดประสงค์ของ OLTC คือ การรักษาระดับแรงดันที่บัสด้านทุติยภูมิ (Secondary voltage) ให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้ โดยการควบคุมอาศัยการเปรียบเทียบแรงดันบัสที่ต้องการควบคุม (Regulated bus voltage) โดยทำการแปลงระดับแรงดันลงและนำมาเปรียบเทียบกับระดับแรงดันที่ตั้งค่าไว้  $U_{set}$  หากแรงดันมีค่าต่ำกว่าที่กำหนดไว้ (Deadband) เป็นระยะเวลามากกว่าระยะเวลาหน่วง (Time delay) ที่กำหนดไว้ คำสั่งจะถูกส่งไปที่ตัวปรับแทนหม้อแปลงเพื่อเพิ่มหรือลด turn ratio ของหม้อแปลง การทำงานตามขั้นตอนข้างต้นจะถูกทำซ้ำจนกว่าระดับแรงดันที่ต้องการควบคุมจะอยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ โครงสร้างพื้นฐานของหม้อแปลงที่มี OLTC สามารถแสดงได้ดัง ภาพที่ 2.2

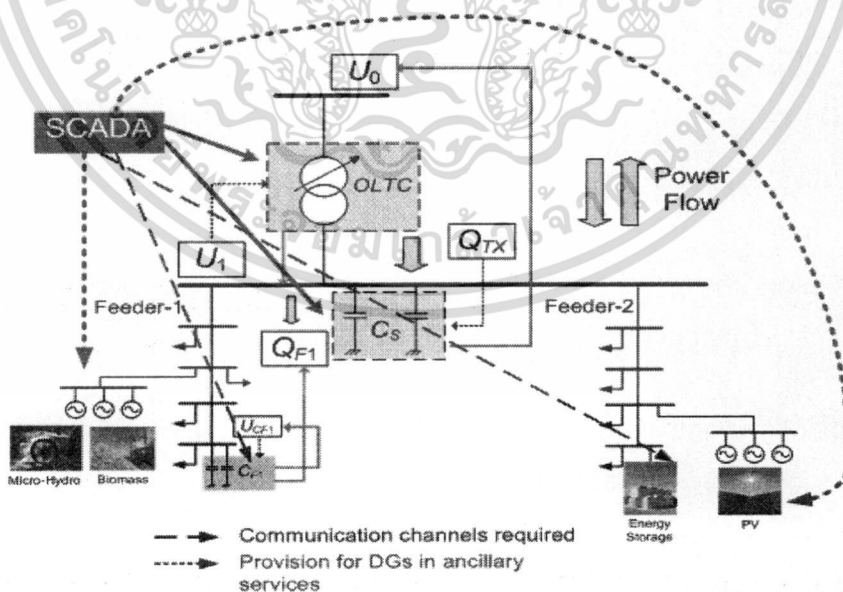


ภาพที่ 2.2 การทำงานของหม้อแปลงที่มี OLTC

นอกจากหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าย่อยแล้ว ระบบจำหน่ายยังมีตัวเก็บประจุที่ติดตั้งไว้ที่สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation capacitor: CS) โดยมีหน้าที่หลักเพื่อชดเชยกำลังรีแอกทีฟที่ไหลผ่านหม้อแปลง ซึ่งการชดเชยดังกล่าวจะช่วยควบคุมแรงดันที่บัสปฐมภูมิของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยปริยาย นอกจากนี้ อุปกรณ์ชดเชยกำลังรีแอกทีฟยังมีตัวเก็บประจุที่ฟีดเดอร์ (Feeder capacitor: CF) ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ควบคุมแรงดันที่ฟีดเดอร์ ถึงแม้ว่าอุปกรณ์ทั้งสามดังกล่าวข้างต้นมีหน้าที่การทำงานที่ชัดเจน แต่การทำงานอย่างสอดคล้องประสาน (Coordination) ก็มีความจำเป็นเพื่อให้ได้ระบบจำหน่ายดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด เช่น กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายรวมมีค่าต่ำที่สุด ไม่มีปัญหาการละเมิดข้อกำหนดความปลอดภัย เช่น แรงดันเกิน เป็นต้น

### 2.1.3 การควบคุมแบบสอดคล้องประสาน (Coordinated control)

ในระบบจำหน่ายโดยทั่วไป อุปกรณ์ควบคุมในทั้งสามชนิดที่ได้กล่าวมาข้างต้นจะทำงานเป็นอิสระแยกออกจากกัน โดยอาศัยข้อมูลที่ได้วัดจากบริเวณใกล้เคียง เช่น หม้อแปลงที่มี OLTC อาศัยข้อมูลแรงดันที่บัสทุติยภูมิ เป็นต้น การทำงานของแต่ละอุปกรณ์จึงไม่มีความสอดคล้องกัน ทำให้ในบางกรณีอาจสร้างปัญหาให้กับระบบได้ เช่น การปรับแทปหม้อแปลงซึ่งส่งผลทำให้ระดับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยมีระดับสูงขึ้น (หากแต่ยังอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ เช่น ไม่เกิน 5% และ ไม่ต่ำกว่า 10%) หากแต่โหลดในบางฟีดเดอร์มีความต้องการกำลังไฟฟ้าลดลง หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเข้ากับระบบ ซึ่งปัจจัยดังกล่าวอาจส่งผลให้เกิดแรงดันเกินได้ในบางบริเวณ



ภาพที่ 2.3 การควบคุมแรงดันแบบสอดคล้องประสาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

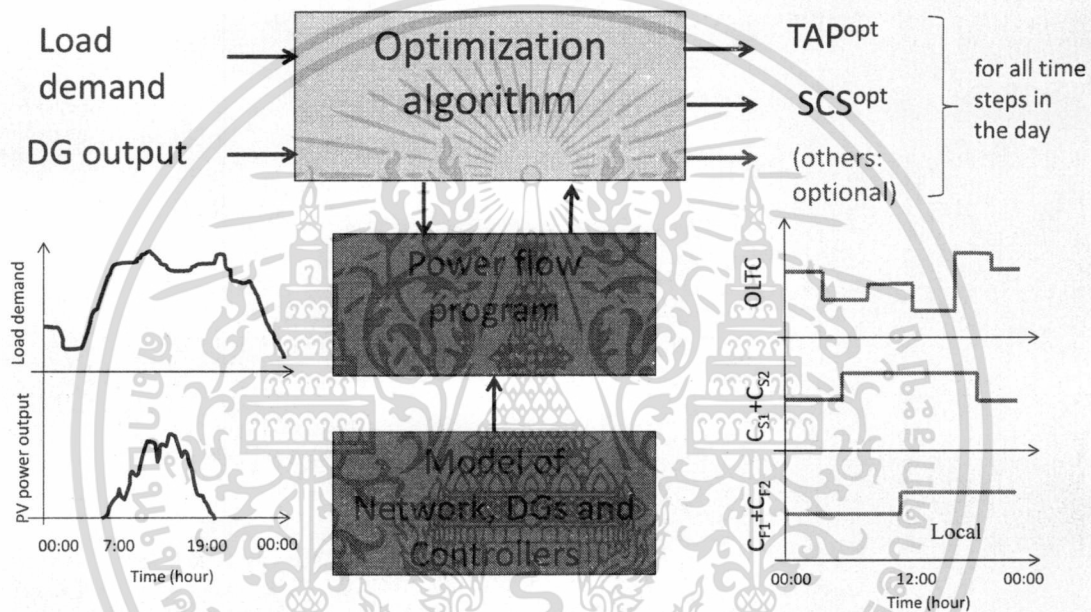
การควบคุมแบบสอดประสานจึงเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในระยะหลัง โดยอาศัยหลักการที่คล้ายคลึงกับระบบการควบคุมในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ในอนาคตหากโครงสร้างพื้นฐานการสื่อสารครอบคลุมในระบบจำหน่าย ระบบ SCADA อาจถูกนำมาใช้เพื่อสั่งการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมที่อยู่ภายในระบบ ภาพที่ 2.3 แสดงตัวอย่างการควบคุมแรงดันสอดประสานในระบบตัวอย่างหนึ่ง ระบบ SCADA จะทำการประมวลสถานะของระบบโดยอาศัยข้อมูลการพยากรณ์โหลดและกำลังการผลิตจากแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทน และข้อมูลสถานะของระบบจากโปรแกรม State estimation โปรแกรมการจัดการตัวควบคุมทำการส่งสัญญาณควบคุมไปยังอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งประกอบด้วยหม้อแปลงที่มี OLTC ตัวเก็บประจุที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย CS ตัวเก็บประจุที่ติดตั้งที่ฟีดเดอร์ CF และตัวควบคุมของเครื่องกำเนิดพลังงานทดแทน เช่น Automatic voltage regulator (AVR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (Biomass) หรือโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก (Micro-hydro) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด Photovoltaic (PV) การควบคุมแรงดันทำได้โดยการส่งสัญญาณควบคุมไปที่อินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้ยังสามารถใช้อุปกรณ์สำรองพลังงาน (Energy storage) เพื่อช่วยในการรักษาเสถียรภาพแรงดันในกรณีที่เกิดความผิดปกติ และเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิด การใช้อินเวอร์เตอร์มาช่วยควบคุมมีข้อดีอย่างมากคือผลตอบสนองที่รวดเร็ว หากแต่การใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อการควบคุมแรงดันนั้นอยู่นอกเหนือหน้าที่หลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเกิดจากกำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้น กลไกการรับซื้อหรือจ่ายผลตอบแทนจากการช่วยควบคุมแรงดัน (Ancillary service) จึงจำเป็นต้องถูกพัฒนาขึ้น

#### 2.1.4 การไหลของกำลังที่เหมาะสมที่สุด (Optimal power flow)

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) เป็นเครื่องมือในการหาสถานะของระบบไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady state) กล่าวคือ ขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ที่สอดคล้องกับสภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้าโดยไม่ได้พิจารณาเป้าหมายการดำเนินการอื่นๆ ปัญหาการไหลของกำลังที่เหมาะสมที่สุด (Optimal power flow) จึงเข้าถูกพัฒนาขึ้นเพื่อเป็นการสืบค้นหาจุดการดำเนินการ (Operating point) ของระบบไฟฟ้าโดยนิยามให้เป็นตัวแปรควบคุม (Control variables) เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ (Objective) ที่ตั้งไว้ เช่น ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ลดราคาค่าเชื้อเพลิง เพิ่มเสถียรภาพ โดยรักษาให้เงื่อนไขทางการดำเนินการและเทคนิค (Operating and technical constraints) อยู่ภายในขอบเขตที่ยอมรับได้ [34]

ตัวอย่างการประยุกต์ใช้ OPF เพื่อการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.4 อัลกอริทึมการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization algorithm) รับข้อมูลอินพุทของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งประกอบด้วยข้อมูลความต้องการกำลังโหลด และรูปแบบการจ่ายกำลัง (Dispatch) ในกรณีสำหรับเครื่องกำเนิดที่สามารถจัดสรรการผลิตได้ หรือการพยากรณ์กำลังไฟฟ้าสำหรับ

เครื่องกำเนิดพลังงานทดแทนซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เช่น ลม และแสงแดด โปรแกรมการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow program) โดยมีโมเดลของระบบไฟฟ้าและเครื่องกำเนิด DG เป็นอินพุตถูกใช้งานเป็น Subroutine เพื่อคำนวณหาสถานะของระบบไฟฟ้าที่สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงค่าตัวแปรควบคุม โปรแกรม OPF คำนวณหาจุดการทำงานที่เหมาะสมที่สุดที่จุดของเวลาที่พิจารณา เมื่อทำการเลื่อนจุดของเวลาที่พิจารณาจนครบรอบใน 1 วัน จะได้ผลลัพธ์คือ เวกเตอร์ของตำแหน่งแทปหม้อแปลงที่ดีที่สุด  $TAP^{opt}$  เวกเตอร์ของสถานะการเปิด/ปิดตัวเก็บประจุ  $SCS^{opt}$  รวมทั้งตัวแปรอื่นๆ (ถ้ามี) สำหรับทุกช่วงเวลาทีวิเคราะห์ในหนึ่งวัน



ภาพที่ 2.4 แนวคิดการประยุกต์ OPF เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

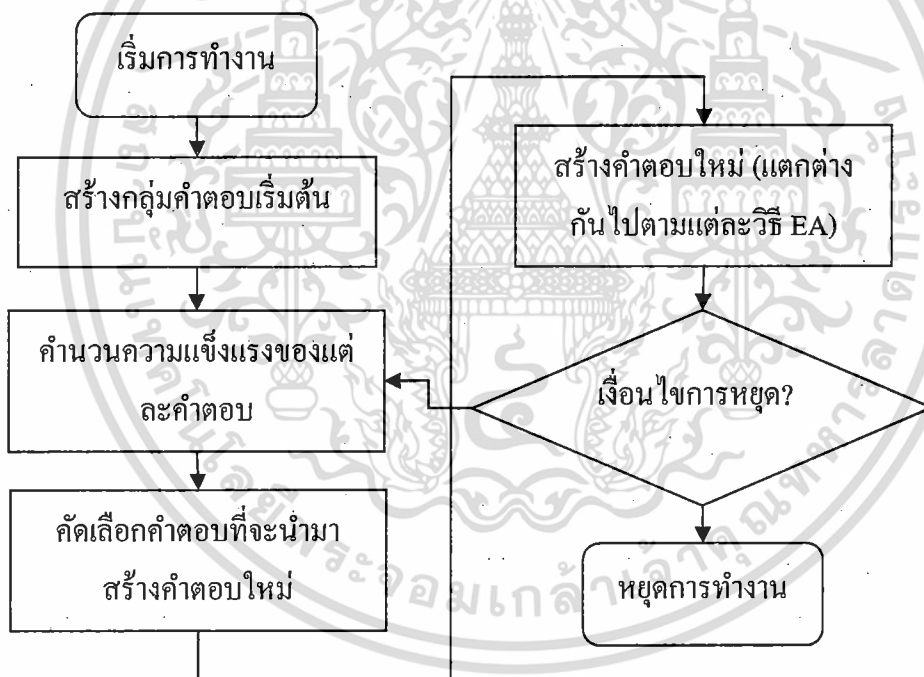
### 2.1.5 การหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization)

การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดเป็นกระบวนการของการปรับค่าตัวแปรควบคุมตามกระบวนการทางคณิตศาสตร์หรือการทดลอง เพื่อให้วัตถุประสงค์มีค่าสูงสุดหรือต่ำสุด ภายในระยะเวลาการทำงานและทรัพยากรให้คุ่มค่าที่สุด ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization problem) สามารถจำแนกออกตามเกณฑ์ต่างๆ เช่น จำนวนวัตถุประสงค์ (วัตถุประสงค์เดี่ยว Single objective หรือหลายวัตถุประสงค์ Multi-objective) ชนิดของตัวแปร (ต่อเนื่อง Continuous ไม่ต่อเนื่อง Discrete หรือมีทั้งสองชนิด Mixed integer) [30]

ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดบางปัญหามีความซับซ้อน มีจำนวนตัวแปรและข้อจำกัดมาก และที่สำคัญไม่มีข้อมูลเกรเดียนซึ่งเป็นข้อมูลที่สำคัญต่อการสืบค้นด้วยวิธีแคลคูลัส วิธีการเชิงวิวัฒนาการ (Evolutionary method) เช่น Genetic algorithm หรือ Particle swarm optimization จึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับปัญหาที่มีคุณลักษณะดังกล่าว [31] นอกจากนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แผนผังการทำงานโดยทั่วไปของวิธีการเชิงวิวัฒนาการสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.5 โดยการสืบค้นหาจุดเหมาะสมที่สุดเริ่มจากการสร้างกลุ่มคำตอบเริ่มต้น (Initial solution) โดยสามารถสร้างขึ้นด้วยการสุ่ม (Random generation) อย่างสมบูรณ์หรืออาจมีการสอดแทรกข้อมูลเพิ่มเติมหากมี คุณภาพของแต่ละคำตอบในเซตของกลุ่มคำตอบถูกชี้วัดด้วยดัชนีชี้วัดตัวหนึ่ง ซึ่งเรียกว่า ค่าความแข็งแรง (Fitness) โดยคำตอบที่มีคุณภาพดีจะมีค่าความแข็งแรงมาก ลำดับต่อไปกลุ่มคำตอบชุดใหม่จะถูกสร้างขึ้นด้วยตัวดำเนินการ (Operator) ที่แตกต่างกันไปในแต่ละอัลกอริทึม หากแต่แนวคิดพื้นฐานที่แต่ละอัลกอริทึมใช้ร่วมกันคือ การคัดเลือกคำตอบจากเซตกลุ่มคำตอบเพื่อนำมาใช้มาการปรับปรุงคำตอบด้วยวิธีการที่แตกต่างกันไป เมื่อได้เซตของกลุ่มคำตอบใหม่ ความแข็งแรงของแต่ละคำตอบจะถูกคำนวณเพื่อดูการปรับปรุงคุณภาพของคำตอบ การทำงานในวงรอบดังกล่าวนี้จะไปซ้ำไปจนกว่าเงื่อนไขการหยุดการทำงานจะเป็นจริง โดยเงื่อนไขดังกล่าวอาจตั้งค่าโดยใช้จำนวนรอบสูงสุดในการคำนวณ หรือการปรับปรุงคำตอบเป็นเกณฑ์



ภาพที่ 2.5 แผนผังการทำงาน โดยทั่วไปของวิธีการเชิงวิวัฒนาการ

## 2.2 การทบทวนวรรณกรรม

การควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิด DG เป็นหัวข้อวิจัยหนึ่งที่ได้รับ ความสนใจเป็นอย่างมาก การสนับสนุนกำลังรีแอกทีฟในฐานะเป็นรูปแบบหนึ่งของการบริการ เสริม (Ancillary service) ส่งผลให้การรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อเครื่องกำเนิด (Point of เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

common coupling: PCC) และที่บัสอื่นๆ ในระบบ นอกจากนั้นยังช่วยเพิ่มสัดส่วนการเชื่อมต่อ (Penetration) เพื่อรองรับ DG ได้มากขึ้น [1], [7]-[12] เทคนิคการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าถูกสรุปไว้ใน [6] งานวิจัย [7] นำเสนอวิธีการควบคุมแรงดันแบบกระจายตัวที่ฉลาด (Intelligent distributed voltage control) ที่สามารถให้ผลลัพธ์เช่นเดียวกับการควบคุมแรงดันแบบรวมศูนย์ (Centralized voltage control) โดยแสดงให้เห็นว่า วิธีการควบคุมทั้งสองให้ผลลัพธ์ที่ดีกว่า การควบคุมพาวเวอร์แฟกเตอร์ งานวิจัย [8] นำเสนอวิธีการประมาณแบบทันที (real-time) ของระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของพีเคอร์โดยอาศัยข้อมูลการวัดจาก RTU: Remote terminal unit ที่ติดตั้งที่ DG และตัวเก็บประจุ งานวิจัย [9] นำเสนอวิธีการเชิงหลายตัวแทน (Multi-agent based method) เพื่อการควบคุม DG สำหรับการรักษาแรงดันแรงดัน เมื่อมีการส่งผ่านข้อมูลอย่างจำกัด งานวิจัย [10] พัฒนาวิธีการควบคุมแรงดันผ่านการฉีดกำลังรีแอกทีฟจาก DG โดยอาศัยกรอบกระบวนการ OPF: Optimal power flow การแก้ปัญหาแบบไม่คอนเวกซ์ถูกทำให้ง่ายขึ้นด้วยการใช้แปลงให้เป็นปัญหาคอนเวกซ์ในช่วงๆ เพื่อทำให้ย่นระยะเวลาในการคำนวณ งานวิจัย [11] เสนอวิธีการประเมินระดับการเชื่อมต่อ DG ที่ยอมรับได้ โดยไม่เกิดปัญหาแรงดันสูงเกินพิกัด งานวิจัย [12] นำเสนอวิธีการควบคุมแบบประสาน (coordinated control) ระหว่างแหล่งเก็บสะสมพลังงานและหม้อแปลงแบบเปลี่ยนแทนได้ เพื่อป้องกันสถานะแรงดันเกิน (voltage rise) เมื่อมีแหล่งกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อเป็นจำนวนมาก งานวิจัยที่กล่าวมาข้างต้นให้ความสนใจเฉพาะการควบคุมแรงดันในสถานะคงตัว (Steady state) เท่านั้น

การควบคุมเชิงพลวัต DG ที่เชื่อมต่อผ่านเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์กำลัง เป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับรักษาระดับแรงดันเชิงพลวัตเนื่องจากความเร็วในการตอบสนองซึ่งเป็นผลดีต่อการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเมื่อพบกับสิ่งรบกวน (Disturbance) [13],[16]-[19] นอกจากนั้นการควบคุมแรงดันเชิงพลวัตในระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนมีความท้าทายมากขึ้น อันเนื่องมาจากธรรมชาติของแหล่งพลังงาน เช่น แสงอาทิตย์ หรือลม ที่ไม่แน่นอน (Intermittency) งานวิจัย [13] นำเสนอการใช้การฉีดกำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิดพลังงานลมแบบ Doubly fed induction generator เพื่อการควบคุมแรงดันที่บัสตำแหน่งไกล (remote location) งานวิจัย [14] เสนอวิธีการปรับค่าเกน PI อัตโนมัติสำหรับตัวควบคุมคอนเวอร์เตอร์ที่ต่ออยู่กับ DG ค่าเกนทั้งสองปรับเปลี่ยนไปตามการเปลี่ยนแปลงของระบบ ผลจากการใช้แบบจำลองถูกนำไปเปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากการทดลองภาคสนาม (Field experiment) ตัวควบคุมในงานวิจัยดังกล่าวมาข้างต้นนั้นเป็นแบบเชิงเส้น (Linear controller) ที่ใช้งานกันอย่างแพร่หลายในภาคอุตสาหกรรม โดยอาศัยพื้นฐานจากการประมวลผลสัญญาณอนาล็อก

หากพิจารณาวิธี OPF จะสามารถสรุปเป็นตารางได้ดังนี้

	วิธีวางแผน Offline	วิธีควบคุม Online
วัตถุประสงค์	เพื่อหาการตั้งค่าตัวควบคุมที่ดีที่สุด เพื่อให้ได้ค่าวัตถุประสงค์ที่มากหรือน้อยที่สุดในขณะเดียวกันจำกัดให้ข้อจำกัดต่างๆ ยังอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ โดยอาศัยวิธี Optimal power flow	โดยมากเพื่อหาการปรับการตั้งค่าตัวควบคุมเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้ เช่น เพื่อขจัดปัญหาแรงดันเกิน หรือ กระแสเกินพิกัด
ช่วงเวลา	หนึ่งวันล่วงหน้า	ออนไลน์และเป็นรูปปิด
ข้อมูลอินพุตที่จำเป็น	ข้อมูลเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าโดยสมบูรณ์ ข้อมูลการพยากรณ์โหลดและกำลังการผลิตจากแหล่งกำเนิดต่างๆ	<b>Offline:</b> ข้อมูลการดำเนินการในอดีตเกณฑ์ ระเบียบวิธีและความชำนาญในการดำเนินการระบบ <b>Online:</b> ค่าการวัดในเวลาจริง (real-time measurement)
ตัวอย่าง	อัลกอริทึมการหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization algorithm) <ul style="list-style-type: none"> <li>• การโปรแกรมทางคณิตศาสตร์ [28]</li> <li>• วิธีการเชิงวิวัฒนาการ [25] และ [26]</li> </ul>	ระบบอัจฉริยะ (Intelligent system) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Multi agent [9]</li> <li>• Artificial neural network [27]</li> <li>• Fuzzy logic [23]-[24]</li> </ul>

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### บทที่ 3

#### วิธีดำเนินการวิจัย

บทนี้จะนำเสนอวิธีการดำเนินการวิจัยที่ใช้ใน 2 บทความที่ได้ดำเนินการในโครงการนี้

#### 3.1 วิธีการดำเนินการที่ใช้ในงานวิจัยที่ 1

งานวิจัยที่ 1 พัฒนาโปรแกรมเพื่อการจัดการแหล่งจ่ายกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดแบบกระจายตัว (DG) ที่ประกอบด้วยพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ในระบบจำหน่ายทดสอบระบบหนึ่ง โดยมีพิจารณาการคาดการณ์ (Prediction) กำลังการผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทนทั้งสองชนิด และแรงดันที่ตอบสนองเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตและพารามิเตอร์ของระบบ การศึกษากระทำบนโปรแกรม PSAT ใน MATLAB วิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm: GA) ใน GA MATLAB toolbox ถูกนำมาใช้เป็นเครื่องมือเพื่อการค้นหาการตั้งค่าที่ตัวควบคุมที่ดีที่สุด

##### 3.1.1 การสร้างแบบจำลองของปัญหา (Problem formulation)

วัตถุประสงค์ของการควบคุม คือ เพื่อรักษาระดับแรงดันที่ทุกบัสให้ใกล้เคียงกับระดับแรงดันอ้างอิง (Reference voltage) โดยการใช้การปรับแท๊ปของ OLTC ให้น้อยที่สุดโดยสามารถเขียนได้ดัง

$$\text{Min } f = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sum_{t \in T} |V_{ref} - V_{i,t}| + \frac{1}{N_a} |\hat{a}_{h-1} - a_h| \quad (3.1)$$

เมื่อตัวแปร  $V_{i,t}$  เป็นระดับแรงดันที่บัส  $i$  ที่เวลา  $t$  สำหรับทุกช่วงเวลา 15 นาที ตัวแปร  $N$  เป็นจำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้ากเว้นบัสอ้างอิง ตัวแปร  $N_a$  เป็นจำนวนขั้นทั้งหมดของ OLTC ตัวแปร  $\hat{a}_{h-1}$  เป็นตำแหน่งแท๊ปที่เหมาะสมที่สุดที่ถูกตั้งไว้ที่ชั่วโมง  $h-1$  ตัวแปร  $a_h$  เป็นตำแหน่งแท๊ปที่เหมาะสมที่สุดที่ต้องการทราบค่าที่ชั่วโมง  $h$

ที่ชั่วโมง  $h$  ใดๆ วิธี GA จะถูกทำซ้ำเพื่อค้นหาเซตของตัวแปรควบคุมที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งสามารถแสดงได้ดัง

$$\mathbf{u}_h = [a_h, V_{W,m_0}, V_{S,m_0}, V_{W,m_5}, V_{S,m_5}, \dots, V_{W,m_{55}}, V_{S,m_{55}}] \quad (3.2)$$

สังเกตได้ว่าตำแหน่งแท๊ปของ OLTC จะอนุญาตให้เปลี่ยนได้ทุกๆ ชั่วโมง ส่วนแรงดันอ้างอิงของเครื่องกำเนิดพลังงานลมและแสงแดดจะถูกปรับได้ทุกๆ 5 นาที สัญลัษณ์  $V_{W,m_0}$  และ  $V_{S,m_0}$  แสดง

แรงดันอ้างอิงสำหรับเครื่องกำเนิดพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่นาที่ที่ 0 แทนด้วย  $m_0$  ตามลำดับ ตัวแปรแรงดันอ้างอิงถูกขยายต่อในช่วงทุก 5 นาทีจนครบ 1 ชั่วโมงที่นาที่ที่ 55 แทนด้วย  $m_{55}$  เซตของเวลาที่พิจารณาในช่วงชั่วโมงที่  $h$  สามารถเขียนได้

$$T = [m_0, m_5, m_{10}, \dots, m_{50}, m_{55}] \quad (3.3)$$

โดยการปรับตัวแปรควบคุมข้างต้น ระดับแรงดันที่บัสต่างๆจะกลายเป็นตัวตาม (Dependent variables) ซึ่งจะต้องรักษาให้อยู่ในช่วงการทำงานที่ยอมรับได้

$$V_{i,\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,\max} \quad i \in N_L \quad t \in T \quad (3.4)$$

เมื่อตัวแปร  $V_{i,\min}$  และ  $V_{i,\max}$  เป็นระดับแรงดันต่ำสุดและสูงสุดที่ยอมรับได้สำหรับบัส  $i$  ตัวแปร  $N_L$  เป็นเซตของโหนดบัส

ขอบเขตของตัวแปรควบคุมประกอบด้วย

$$a_{\min} \leq a_h \leq a_{\max} \quad (3.5)$$

$$V_{W,\min} \leq V_{W,t} \leq V_{W,\max} \quad t \in T \quad (3.6)$$

$$V_{S,\min} \leq V_{S,t} \leq V_{S,\max} \quad t \in T \quad (3.7)$$

เมื่อตัวแปร  $a_{\min}$  และ  $a_{\max}$  เป็นตำแหน่งแทปที่ต่ำที่สุดและสูงที่สุดของหม้อแปลงตามลำดับ ตัวแปร  $V_{W,\min}$  และ  $V_{W,\max}$  เป็นขอบเขตล่างและขอบเขตบนของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของพลังงานลมตามลำดับ ตัวแปร  $V_{S,\min}$  และ  $V_{S,\max}$  เป็นขอบเขตล่างและขอบเขตบนของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของพลังงานแสงอาทิตย์ตามลำดับ

### 3.1.2 วิธีเชิงพันธุกรรม

วิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm :GA) คือการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดและใช้เทคนิคการหาค่าตอบบนพื้นฐานของหลักทางพันธุกรรมและการคัดเลือกโดยธรรมชาติ ในการหาค่าตอบจะต้องพิจารณาลักษณะของแต่ละตัวที่เป็นตัวแทนของโครโมโซม (Chromosome) หรือจีโนม (Genome) โครโมโซมเป็นตัวแทนของจุดในพื้นที่ค้นหาซึ่งประกอบด้วยจำนวนของยีน (Genes) ที่ถ่ายทอดทางพันธุกรรม ซึ่งแต่ละยีนจะมีลักษณะเฉพาะตัว ค่าของยีนอยู่ในเทอมของอัลลีล (Allele)



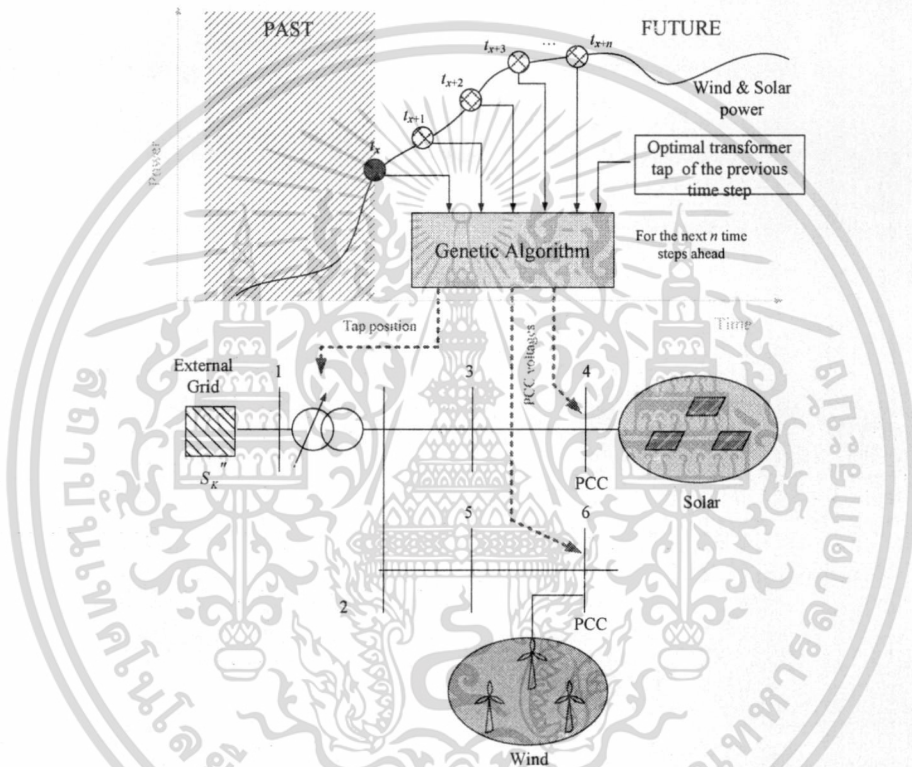
ภาพที่ 3.1 ผังการทำงานวิธี GA

โดยดั้งเดิมวิธี GA จะเป็นการใช้เลขจำนวนจริงฐานสอง ดังนั้นมิติของแต่ละตัวจะมีความต่างกันซึ่งอาจจะต่างจากมิติของสายโครโมโซม จำนวนบิตที่ใช้ในการแสดงของยีนขึ้นอยู่กับความละเอียดที่ต้องการ โดยการนำเสนอนั้นอาจมีความบกพร่อง เช่น การต้องการหน่วยความจำขนาดใหญ่เพื่อเพิ่มขอบเขตในการค้นหาคำตอบให้มากขึ้น ต่อมากิจวิจัยได้ปรับปรุงวิธี GA ที่ทำงานกับตัวแปรอย่างต่อเนื่อง โดยขั้นตอนหลักในการทำงานของวิธีเชิง GA สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.1 ในการหาค่าที่เหมาะสม มีตัวแปรที่มีการปรับให้เหมาะสมเพื่อที่จะใช้ในพื้นที่ฟีโนไทป์ (Phenotype Space) และการทำงานของระบบจะขึ้นอยู่กับค่าตัวแปรที่เรียกว่าฟีโนไทป์ (Phenotype) การดำเนินงานทางพันธุกรรม เช่น การไขว้เปลี่ยน (Crossover) และการการกลายพันธุ์ (Mutation) ในพื้นที่จีโนไทป์ (Genotype Space) ที่สายของมันจะถูกเรียกว่าจีโนไทป์ (Genotype)

3.1.3 ขั้นตอนการทำงาน

วิธีการที่ได้รับการพัฒนาในงานวิจัยนี้จะทำงานในลักษณะลูปปิดและมีการพยากรณ์กำลังการไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนล่วงหน้า ภาพที่ 3.2 แสดงแนวคิดการหาค่าสั่งควบคุมตำแหน่งแท็บหม้อแปลง และแรงดันอ้างอิงสำหรับแหล่งกำเนิดพลังงานลมและแสงอาทิตย์ กำลัง

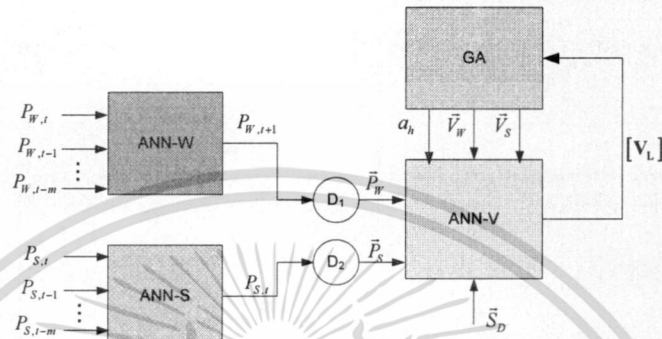
การผลิตจากพลังงานทดแทนเป็นปัจจัยที่สำคัญต่อการดำเนินการของระบบเนื่องพลังงานทดแทนมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา การใช้กำลังการผลิตของช่วงเวลาที่ผ่านมามาเพื่อใช้พยากรณ์ค่าในอนาคตจึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่มีความเป็นไปได้สูง หากพิจารณาที่เวลา  $t_x$  ใดๆ ตัวคาดการณ์ (Predictor) จะทำหน้าที่พยากรณ์ค่ากำลังการผลิต (จากลมหรือแสงแดด) ที่เวลา  $t_{x+1}$  จนถึง  $t_{x+n}$  โดย  $n$  เป็นจำนวนช่วงเวลาที่สนใจในอนาคต อัลกอริทึม GA รับค่าการทำนายดังกล่าวเป็นอินพุตพร้อมทั้งตำแหน่งแทปหม้อแปลงของชั่วโมงก่อนหน้า เพื่อทำการส่งการณไปยังอุปกรณ์หม้อแปลงและเครื่องกำเนิดพลังงานทดแทนต่อไป



ภาพที่ 3.2 แนวคิดการควบคุมแบบคาดการณ์

เพื่อพัฒนาแนวคิดการควบคุมแรงดันดังกล่าว โครงข่ายประสาทเทียม (Artificial neural network: ANN) จำนวน 3 โครงข่ายที่แตกต่างกัน (ANN-W, ANN-S และ ANN-V) ถูกนำมาใช้ โดยโครงข่าย ANN-W ทำหน้าที่พยากรณ์กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมที่เวลา  $t+1$  แสดงด้วย  $P_{W,t+1}$  โดยอาศัยข้อมูลกำลังลมที่เวลาปัจจุบันและที่เวลาก่อนหน้า  $m$  ช่วงเวลา โครงสร้างข้อมูลสำหรับโครงข่าย ANN-S จะเหมือนกับของโครงข่าย ANN-W ข้อมูลที่ได้จะถูกรวบรวมไว้โดย Data aggregator  $D_1$  และ  $D_2$  โดยเวกเตอร์  $\vec{P}_W$  และ  $\vec{P}_S$  รวมเอาค่าการพยากรณ์กำลังการผลิตสำหรับพลังงานลมและแสงแดดสำหรับทุกช่วงเวลาที่สนใจไว้เป็นข้อมูลอินพุตให้สำหรับโครงข่าย ANN-V ซึ่งทำหน้าที่พยากรณ์ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแสดงข้อมูล

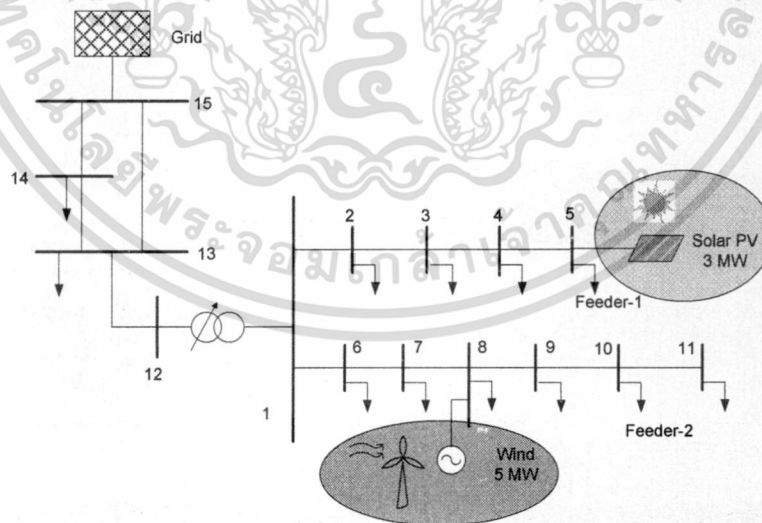
เอาที่พหุคูณโดยแมทริกซ์  $[V_L]$  ข้อมูลอินพุตอื่นที่ใช้ประกอบด้วยความต้องการกำลังไฟฟ้าปรากฏของโหลด  $\vec{S}_D$  และตัวแปรควบคุมที่ต้องการค้นหาด้วยวิธี GA ซึ่งประกอบด้วย  $[a_h, \vec{V}_W, \vec{V}_S]$  เมื่อ  $a_h$  เป็นตำแหน่งแท่งหม้อแปลงที่ชั่วโมง  $h$  และเวกเตอร์  $\vec{V}_W$  และ  $\vec{V}_S$  เป็นเวกเตอร์ของแรงดันที่บัสเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดพลังงานลมและแสงแดดที่ทุกเวลา 5 นาที ในชั่วโมง  $h$  ที่พิจารณา



ภาพที่ 3.3 แนวคิดการทำงานของวิธีที่พัฒนาขึ้น

### 3.1.4 ระบบทดสอบ

วิธีการควบคุมแรงดันที่พัฒนาในงานวิจัยนี้ได้รับการทดสอบบนระบบจำหน่ายทดสอบที่มีระดับแรงดัน 10 kV ที่ได้รับกำลังไฟฟ้าจากระบบ Sub-transmission 70 kV แหล่งกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3 MW ติดตั้งอยู่ที่บัสที่ 5 ของเฟดเดอร์ 1 และแหล่งกำเนิดพลังงานลมขนาด 5 MW ติดตั้งอยู่ที่บัส 8 ของเฟดเดอร์ 2 พารามิเตอร์ของระบบเป็นไปตามที่ให้ไว้ในตารางที่ 3.1



ภาพที่ 3.4 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ

ตารางที่ 3.1 พารามิเตอร์ของระบบทดสอบ

สายส่งใน ระบบส่ง จ่าย	$r = 0.15 \Omega/\text{km}$ , $x = 0.5 \Omega/\text{km}$ , $b = 60 \mu\text{S}/\text{km}$ , $I_{\text{rat}} = 500\text{A}$ ความยาวสาย สายส่ง 11-12: 10 กม. สายส่ง 12-13: 8 กม. สายส่ง 12-14: 16 กม. สายส่ง 13-14: 9 กม.
สายส่งใน ระบบ จำหน่าย	$r = 0.078 \Omega/\text{km}$ , $x = 0.16 \Omega/\text{km}$ , $b = 175.3 \mu\text{S}/\text{km}$ , $I_{\text{rat}} = 560\text{A}$ ความยาวสาย ระยะห่างระหว่างสองบัสใดๆ ในฟีดเดอร์ 1 และฟีดเดอร์ 2 เป็น 1.2 กม. และ 1 กม. ตามลำดับ
โหลด ไฟฟ้า	ระบบส่ง Bus 12: 22 MW and Bus 13: 28 MW (0.95 pf lagging) ระบบจำหน่าย Feeder-1: 1.8 MW Feeder-2: 1.4 MW at each bus (0.8 pf lagging)
หม้อแปลง	70/10 kV, 18 MVA, $x=12\%$ , $x/r = 10$ , OLTC at HV side, -10% to 10% voltage regulation with 13 steps

### 3.2 วิธีการดำเนินการที่ใช้ในงานวิจัยที่ 2

งานวิจัยที่ 2 พัฒนาโปรแกรมเพื่อควบคุมแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ที่มีเครื่องกำเนิดพลังงานลมและพลังงานแสงแดดในรูปแบบ DG ติดตั้งอยู่ คำสั่งควบคุมจุดทำงานของคอนเวอร์เตอร์ที่แต่ละ DG และตำแหน่งของ OLTC จะถูกส่งจากหน่วยประมวลผลกลางที่ติดตั้งอยู่ที่ SCADA ในทุกๆ ชั่วโมงการทำงาน หากตัวควบคุมทั้งสองชุดดังกล่าวไม่สามารถทำหน้าที่รักษาแรงดันให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดได้ วิธีที่นำเสนอจะสั่งการให้คอนเวอร์เตอร์ลดกำลังการผลิตลงเพื่อสร้างสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและกำลังโหลด

การศึกษาระบบโปรแกรม DigSilent PowerFactory ซึ่งเป็นโปรแกรมการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเชิงพาณิชย์ที่ใช้กันอย่างกว้างขวางทั่วโลก อัลกอริทึม Particle swarm optimization (PSO) ถูกนำมาใช้เป็นเครื่องมือเพื่อการค้นหาการตั้งค่าที่ตัวควบคุมที่ดีที่สุด

#### 3.2.1 การสร้างแบบจำลองของปัญหา (Problem formulation)

วัตถุประสงค์ของการควบคุม ประกอบด้วยสามเป้าหมาย คือ เพื่อรักษาระดับแรงดันที่ทุกๆ บัสให้ใกล้เคียงกับระดับอ้างอิง เพื่อลดกำลังสูญเสียโดยรวมทั้งหมดของระบบจำหน่าย และเมื่อจำเป็นเพื่อลด โดยสามารถเขียนเป็นฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์รวมแบบมีตัวถ่วงน้ำหนัก (Weighted sum multi-objective function) ได้ดัง

$$\min f = w_1 \frac{1}{N_b} \sum_{i=1}^{N_b} |V_{i,t} - V_{ref,t}| + w_2 P_{loss,t} + w_{curtail} \cdot \frac{1}{N_g} \cdot \sum_{j=1}^{N_g} u_{j,t} ; \forall t \in T \quad (3.8)$$

โดย  $w_1$  เป็นค่าถ่วงน้ำหนัก (Weight) ของผลรวมการเบี่ยงเบนของแรงดันที่บัส  $i$  ณ เวลา  $t$ .  $V_{i,t}$  ออกจากระดับอ้างอิงที่เวลานั้น  $V_{ref,t}$   $N_b$  เป็นจำนวนบัสที่มีการควบคุมแรงดันทั้งหมดในระบบจำหน่าย ค่า  $w_2$  เป็นตัวถ่วงน้ำหนักของกำลังสูญเสียที่เวลา  $t$   $P_{loss,t}$  พจน์สุดท้ายแสดงการลดทอนกำลังการผลิตจาก DG ณ เวลา  $t$  และ  $T$  เป็นเซตของช่วงเวลาทั้งหมดที่สนใจ

เมื่อตัวควบคุมคอนเวอร์เตอร์และ OLTC ไม่สามารถรักษาระดับแรงดันได้ โดยตัวถ่วงน้ำหนัก  $w_{curtail}$  จะถูกตั้งค่าเป็น 1 กำลังที่เครื่องกำเนิด  $j$  สามารถจ่ายได้เข้าสู่ระบบได้ ณ เวลา  $t$  หาได้จาก โดย

$$P_{j,t} = u_{j,t} P_{j,t}^{ava} \quad (3.9)$$

เมื่อ  $P_{j,t}^{ava}$  เป็นกำลังที่เครื่องกำเนิด  $j$  มีอยู่ (Available) และสามารถจ่ายได้ ณ เวลา  $t$  และตัวแปร  $u_{j,t} \in [0,1]$  เป็นร้อยละของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิด  $j$  ที่คงเหลืออยู่เพื่อจ่ายโหลดที่เวลา  $t$  ตัวแปรควบคุม (Control variable) ของปัญหาการควบคุมแรงดันนี้สามารถแทนด้วยเวกเตอร์

$$\mathbf{x}_t = [\mathbf{a}_{tap}, \mathbf{Q}_{DG}, \mathbf{u}] ; \forall t \in T \quad (3.10)$$

โดยเวกเตอร์  $\mathbf{a}_{tap}$  บรรจุตำแหน่งแทปของ OLTC ทุกตัวในระบบ เวกเตอร์  $\mathbf{Q}_{DG}$  มีสมาชิกเป็นจุดการสั่งการกำลังรีแอกทีฟของ DG ทุกเครื่องในระบบ และเวกเตอร์  $\mathbf{u}$  บรรจุกตัวแปรการลดทอนกำลังการผลิตสำหรับทุกๆ DG ในระบบ

เนื่องจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ย่อยทั้งสามถูกรวมกัน จึงจำเป็นต้องมีการเฉลี่ยค่าถ่วงน้ำหนักอย่างเหมาะสม โดยในที่นี้เราให้ความสำคัญการรักษาระดับแรงดันเท่ากับการลดกำลังสูญเสีย  $w_1 = w_2 = 0.5$

ข้อจำกัดการดำเนินการ (Operational constraints) ประกอบด้วย

- แรงดันบัส (Bus voltage)

เพื่อรักษาคุณภาพแรงดันและป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นที่โหลด ระดับแรงดันที่แต่ละบัสถูกจำกัดให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดไว้ตาม Grid code

$$V_{\min} \leq V_{i,t} \leq V_{\max}, \forall i \in N_B \quad \forall t \in T \quad (3.11)$$

เมื่อตัวแปร  $U_{i,t}$  เป็นแรงดันไฟฟ้าของบัส  $i$  ที่เวลา  $t$  ตัวแปร  $U_{\min}$  และ  $U_{\max}$  เป็นขนาดแรงดันต่ำสุดและสูงสุดที่อนุญาตได้ตามลำดับ และ  $N_B$  เป็นเวกเตอร์ของบัสที่ทำการควบคุม

- การไหลของกระแส (Current flow)

เพื่อป้องกันการเกิดการลัดวงจรเนื่องจากกระแสไหลเกิน ปริมาณของกระแสที่ไหลผ่านสายส่งแต่ละเส้นต้องถูกจำกัดให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดไว้

$$I_{L,j,t} \leq I_{L,j,\text{rat}}, \forall j \in N_L \quad \forall t \in T \quad (3.12)$$

เมื่อตัวแปร  $I_{L,j,t}$  เป็นกระแสที่ไหลผ่านสายส่ง  $j$  ที่เวลา  $t$  ตัวแปร  $I_{L,j,\text{rat}}$  เป็นขีดจำกัดความร้อนของสายส่ง  $j$  และเวกเตอร์  $N_L$  รวมเซตของสายส่งทั้งหมดไว้ด้วยกัน

- กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลผ่านสถานีไฟฟ้าย่อย

เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นแก่อุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent power) ที่ไหลผ่านหม้อแปลง (Substation transformer) ควรถูกจำกัดตาม

$$S_{\text{TX},t} \leq S_{\text{TX},\text{rat}}, \forall t \in T \quad (3.13)$$

เมื่อตัวแปร  $S_{\text{TX},t}$  เป็นกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลผ่านหม้อแปลงที่เวลา  $t$  และตัวแปร  $S_{\text{TX},\text{rat}}$  เป็นค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของหม้อแปลง

- กำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิด DG

กำลังการผลิตคอนเวอร์เตอร์ของแหล่งกำเนิดพลังงานทดแทนต้องถูกจำกัดไว้ในขอบเขตตามสมการ

$$Q_{\text{DG},\min} \leq Q_{\text{DG},j,t} \leq Q_{\text{DG},\max} \quad \forall j \in N_g \quad \forall t \in T \quad (3.14)$$

เมื่อตัวแปร  $Q_{\text{DG},j,t}$  เป็นกำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิด  $j$  ชั่วโมง  $t$  ซึ่งถูกจำกัดอยู่ในช่วงค่ากำลังรีแอกทีฟต่ำสุดและสูงสุด  $[Q_{\text{DG},\min}, Q_{\text{DG},\max}]$  และเวกเตอร์  $N_{\text{DG}}$  ประกอบด้วยบัสที่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่

### 3.2.2 วิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization)

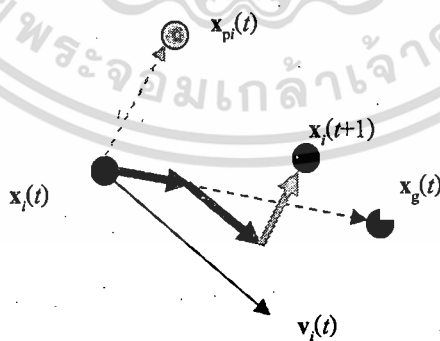
วิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization: PSO) เป็นอัลกอริทึมหนึ่งที่ใช้ในการหาค่าเหมาะสมที่สุดโดยได้รับแรงบันดาลใจจากพฤติกรรมกลุ่มของนกและปลา โดยตำแหน่งของอนุภาค (Particle) หนึ่งในกรอบอ้างอิงจะแทนคำตอบที่ต้องการค้นหา กลุ่มของอนุภาคถูกเรียกว่าเป็นฝูง (Swarm) ซึ่งรวบรวมเซตของหลายคำตอบที่เป็นไปได้ โดยแต่ละอนุภาคจะมีค่าความแข็งแรง (Fitness) ประจำตัว อนุภาคจะเคลื่อนที่ไปในบริเวณสืบค้น (Search space) โดยอาศัยสมการการเคลื่อนที่

$$\mathbf{x}_i(t+1) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i(t+1) \quad (3.15)$$

เมื่อ  $\mathbf{x}_i(t)$  และ  $\mathbf{x}_i(t+1)$  เป็นเวกเตอร์ที่แสดงตำแหน่งของอนุภาค  $i$  ที่เวลา  $t$  และ  $t+1$  ตามลำดับ และ  $\mathbf{v}_i(t+1)$  เป็นเวกเตอร์ที่แสดงความเร็วของอนุภาค  $i$  ที่เวลา  $t+1$  ซึ่งหาได้จาก

$$\mathbf{v}_i(t+1) = w\mathbf{v}_i(t) + c_1r_1(\mathbf{x}_{p_i}(t) - \mathbf{x}_i(t)) + c_2r_2(\mathbf{x}_g(t) - \mathbf{x}_i(t)) \quad (3.16)$$

เมื่อ  $\mathbf{v}_i(t)$  เป็นเวกเตอร์ที่แสดงความเร็วของอนุภาค  $i$  ที่เวลา  $t$  ค่าคงที่  $w$ ,  $c_1$  และ  $c_2$  เป็นค่าคงที่ซึ่งใช้ตามค่าที่กำหนดไว้ใน [] เวกเตอร์  $\mathbf{x}_{p_i}(t)$  แสดงตำแหน่งที่ดีที่สุดตั้งแต่เริ่มการค้นหาของอนุภาค  $i$  (Personal best) ที่เวลา  $t$  เวกเตอร์  $\mathbf{x}_g(t)$  แสดงตำแหน่งที่ดีที่สุดตั้งแต่เริ่มการค้นหาของทั้งฝูง (Global best) ที่เวลา  $t$  เวกเตอร์  $r_1$  และ  $r_2$  เป็นเวกเตอร์ของจำนวนที่ได้จากการสุ่มที่มีค่าระหว่าง 0 และ 1 การเคลื่อนที่ของอนุภาคของอนุภาค  $i$  จากตำแหน่งหนึ่งเป็นเวลา  $t$  ไปอีกตำแหน่งหนึ่งเป็นเวลา  $t+1$  สามารถแสดงได้ดัง



ภาพที่ 3.5 การเคลื่อนที่ของอนุภาค

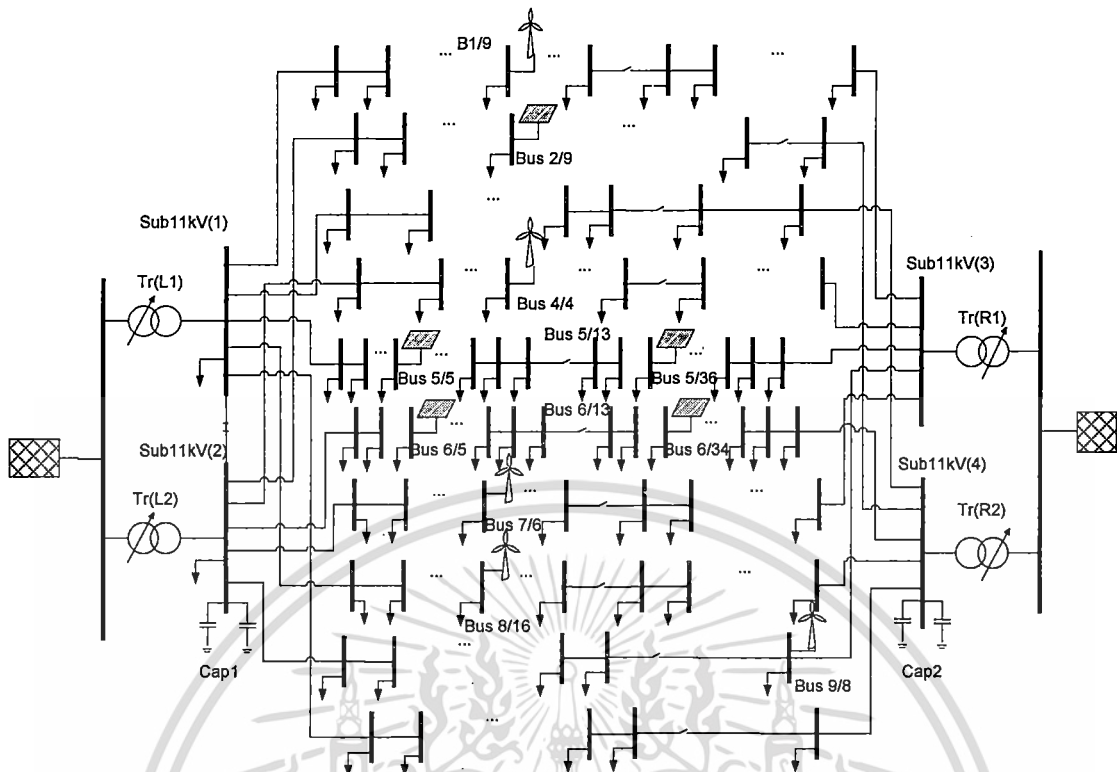
### 3.2.3 ขั้นตอนการทำงาน

ขั้นตอนการทำงานของวิธีการที่พัฒนาในงานวิจัยที่ 2 แสดงได้ดังนี้

- ขั้นที่ 1: สร้างกลุ่มคำตอบเริ่มต้น โดยให้แต่ละคำตอบเป็นตัวแปรควบคุมของปัญหา OPF ตาม (3.9) เมื่อเวลา  $t > 1$  ค่าของตัวแปรที่ไม่ต่อเนื่องของเวลา  $t-1$  ที่หาได้จาก PSO จะถูกคัดลอกไว้ที่อนุภาคตัวแรก จากนั้นทำการสุ่มเวกเตอร์ความเร็วเริ่มต้นภายในขอบเขตที่กำหนด ทำการคัดลอกกลุ่มประชากรเริ่มต้น  $X_t$  ไปที่กลุ่มประชากรที่ดีที่สุดส่วนตัว (Personal best)  $X_{p_i}$
- ขั้นที่ 2: สำหรับแต่ละอนุภาค ทำการคิดการไหลกำลังไฟฟ้า บันทึกค่ากำลังสูญเสียรวม และผลค่าสัมบูรณ์การเบี่ยงเบนของในชั่วโมงนั้น พร้อมทั้งตรวจสอบเงื่อนไขต่างๆ
- ขั้นที่ 3: กำหนดหาค่าความแข็งแรงสำหรับทุกอนุภาคในฝูง
- ขั้นที่ 4: ปรับปรุงตำแหน่งของ personal bests และ global best.
- ขั้นที่ 5: ปรับค่าความเร็วและตำแหน่งของแต่ละอนุภาค
- ขั้นที่ 6: ทำซ้ำขั้นที่ 2 ถึง 5 หากอัลกอริทึมยังไม่สามารถหาคำตอบที่อยู่ในขอบเขตได้ (Feasible solution) แม้แต่คำตอบเดียวได้ภายใน 40% ของจำนวนการทำซ้ำทั้งหมด ให้กำหนดค่า  $w_{curtail} = 1$  เพื่อพิจารณาการตัดโหลด หากยังไม่สามารถหาคำตอบที่อยู่ในขอบเขตได้ภายใน 40% ของจำนวนการทำซ้ำทั้งหมด ให้ทำการปลดเครื่องกำเนิด DG ออกทั้งหมด โดยกำหนดค่าให้  $u_{j,t} = 0$
- ขั้นที่ 7: ตรวจสอบว่าค่าความแข็งแรงของ global best ไม่มีการเปลี่ยนแปลงเป็นจำนวนมากกว่าค่าที่กำหนดไว้หรือไม่ ถ้าใช่ให้ข้ามไปขั้นที่ 9 หากไม่ใช่ดำเนินการขั้นที่ 7 ต่อไป
- ขั้นที่ 8: คัดลอกส่วนคำตอบที่ไม่ต่อเนื่องจาก global best ไปที่ทุกอนุภาคและทำการสร้างคำตอบส่วนที่เป็นตัวแปรต่อเนื่อง และกลับไปขั้นที่ 2
- ขั้นที่ 9: ตรวจสอบว่าจำนวนครั้งการทำซ้ำเกินค่าสูงสุด  $fe_{max}$  ที่ตั้งไว้หรือไม่ ถ้าใช่หยุดการคำนวณสำหรับช่วงเวลา  $t$  และกลับไปขั้นที่ 1 ไม่เช่นนั้นไปขั้นที่ 2.

### 3.2.4 ระบบทดสอบ

วิธีการที่นำเสนอข้างต้นได้รับการทดสอบกับระบบทดสอบดังแสดงในภาพที่ 3.6 ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายจริงในประเทศมาเลเซีย ระบบดังกล่าวมีระดับแรงดันแบบกลาง (Medium voltage) 11 kV โดยรับกำลังไฟฟ้าจากหม้อแปลง 33/11 kV โดยปกติระบบดังกล่าวเป็นแบบเรเดียล หากแต่มีทางเลือกให้รับกำลังไฟฟ้าได้จากทั้งสองทางหากมีเหตุการณ์ไม่ปกติเกิดขึ้น สมมุติฐานในการศึกษาคือ เมื่อระบบจำหน่ายดังกล่าวมีกำลังการผลิตจาก DG เป็นปริมาณมาก ซึ่งประกอบด้วยกำลังการผลิตจากเครื่องพลังงานลม 5x4 MW และจากพลังงานแสงอาทิตย์ 5x4 MW



ภาพที่ 3.6 ระบบทดสอบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

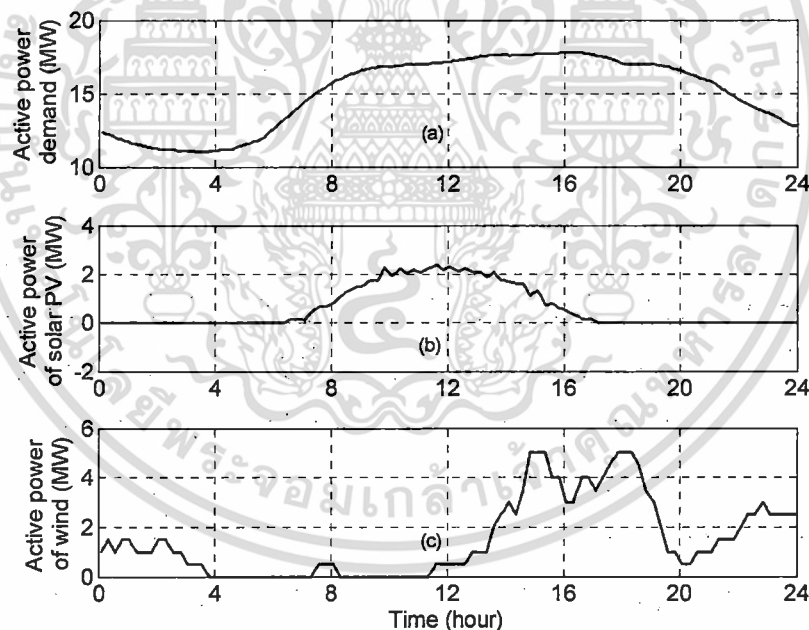
## บทที่ 4

### ผลการวิจัย

#### 4.1 ผลจากงานวิจัยที่ 1

##### 4.1.1 ข้อมูลอินพุท

การจำลองนี้สมมติให้โหลดที่ทุกบัสเป็นชนิดกำลังคงที่โดยมีค่าตัวประกอบกำลัง 0.9 inductive ระบบทดสอบที่ใช้ในงานวิจัยนี้แสดงได้ดังภาพที่ 3.4 ความต้องการกำลังไฟฟ้าแอกทีฟของโหลดแสดงได้ดังภาพที่ 4.1(a) กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV) ที่ติดตั้งที่บัสที่ 5 ของเฟดเดอร์ 1 แสดงได้ดังภาพที่ 4.1(b) และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมที่ติดตั้งที่บัสที่ 5 ของเฟดเดอร์ 2 แสดงได้ภาพที่ 4.1(c) โปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณทั้งหมดในงานวิจัยนี้ถูกเขียน MATLAB และการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า (Power flow) ใช้โปรแกรม PSAT



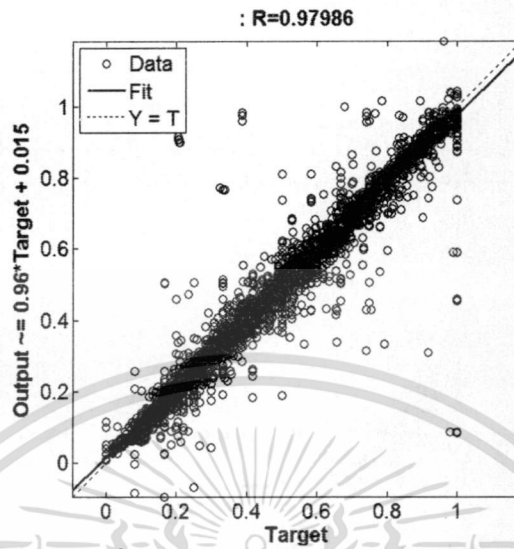
ภาพที่ 4.1 ข้อมูลอินพุท (a) กำลังไฟฟ้าแอกทีฟของโหลด (b) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแต่ละ Solar PV (c) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลม

##### 4.1.2 การฝึกสอนโครงข่ายประสาทเทียม

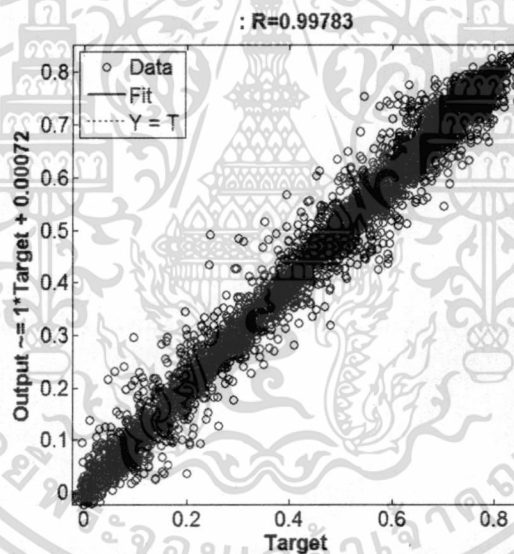
โครงข่ายประสาทเทียม (Artificial neural network: ANN) ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ได้รับการสอนด้วยข้อมูลจำนวน 2,000 ชุด และได้รับการทดสอบด้วยข้อมูลใหม่จำนวน 1,000 ชุด ซึ่งโครงข่ายประสาทเทียมไม่เคยพบมาก่อนระหว่างช่วงได้รับการสอน การถดถอย (Regression) ของโครงข่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่ควรเผยแพร่ไปโดยไม่ขออนุญาตจากเจ้าของลิขสิทธิ์  
ANN-W ANN-S และ ANN-V แสดงได้ดังภาพที่ 4.2 ถึงภาพที่ 4.4 ซึ่งจะเห็นได้ว่าโครงข่ายทั้งสามไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

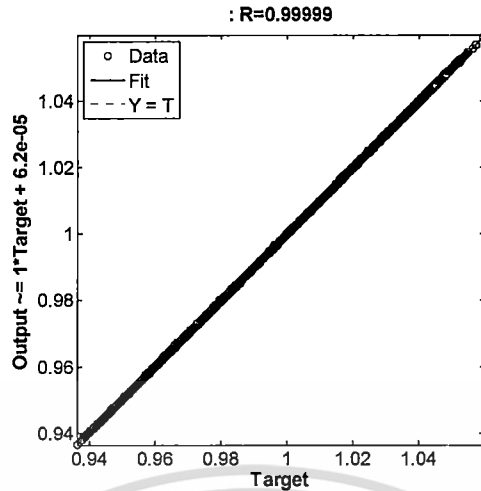
สามารถจับคู่ (map) ความสัมพันธ์ระหว่างอินพุตและเอาต์พุตได้เป็นอย่างดี ซึ่งทำให้สามารถทำนายค่าเป้าหมายได้อย่างแม่นยำ



ภาพที่ 4.2 การถดถอยของโครงข่าย ANN-W



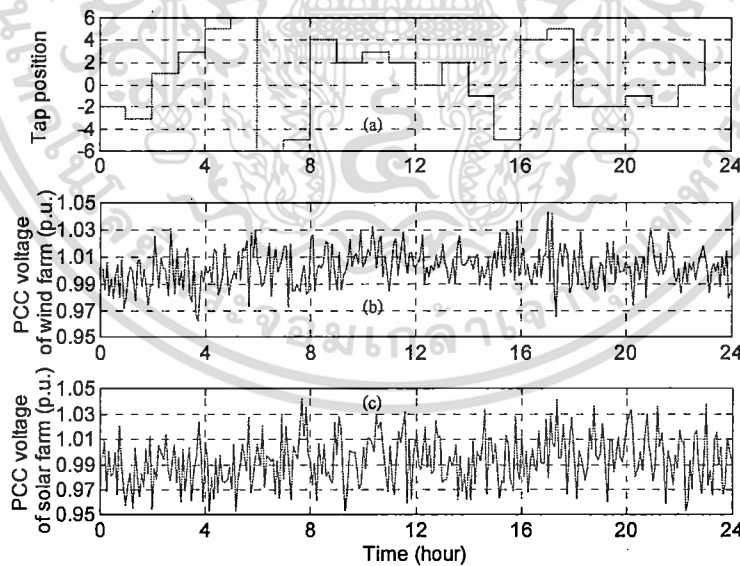
ภาพที่ 4.3 การถดถอยของโครงข่าย ANN-S



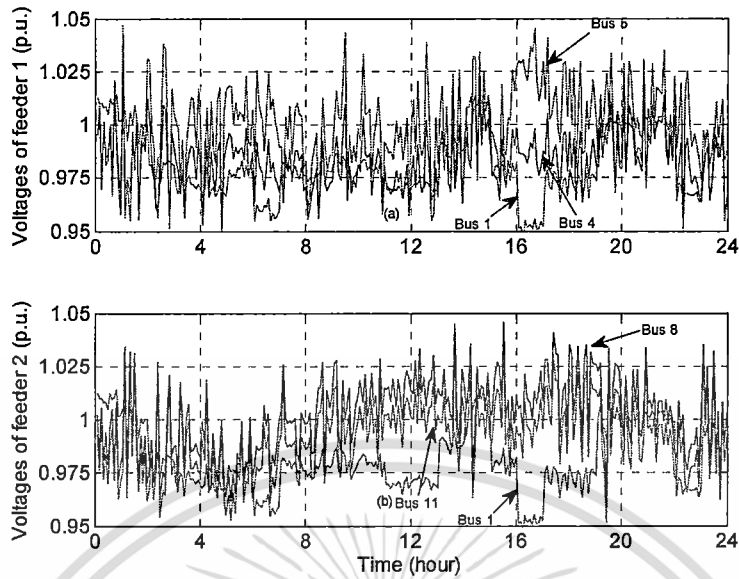
ภาพที่ 4.4 การถดถอยของโครงข่าย ANN-V

#### 4.1.3 ผลการจำลอง

ภาพที่ 4.5 แสดงตัวแปรควบคุมที่ดีที่สุดที่หาได้จาก GA โดยตำแหน่งแท็ปหม้อแปลงที่ดีที่สุดในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งวันแสดงได้ดังภาพที่ 4.5(a) แรงดันที่บัสเชื่อมต่อกังหันลมและ Solar PV แสดงได้ดังภาพที่ 4.5(b) และ (c) ตามลำดับ



ภาพที่ 4.5 ค่าตัวแปรควบคุมที่ดีที่สุด (a) ตำแหน่งแท็ปหม้อแปลง (b)แรงดันที่บัสเชื่อมต่อกังหันลม (c) แรงดันที่บัสเชื่อมต่อ Solar PV



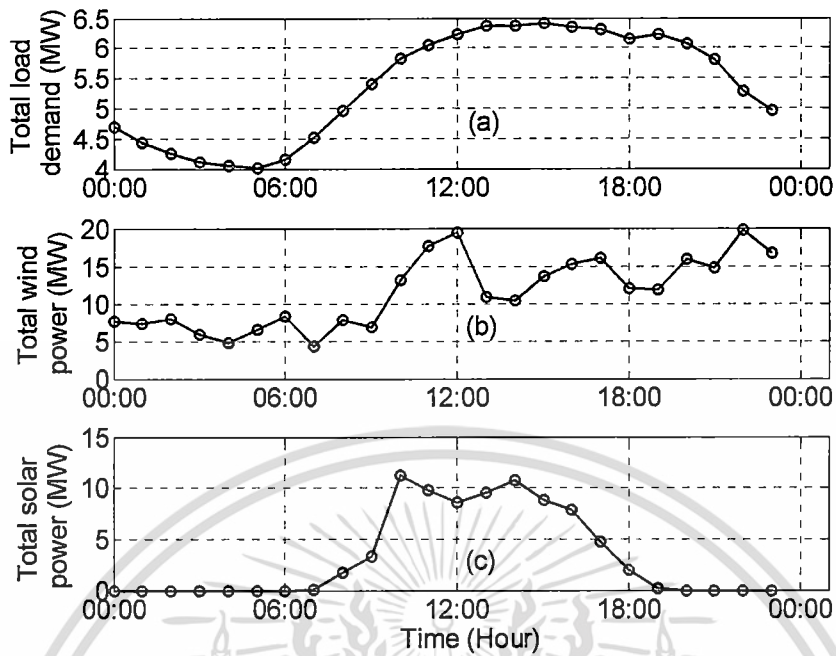
ภาพที่ 4.6 แรงดันที่บัสต่าง (a) บนฟีดเดอร์ 1 (b) บนฟีดเดอร์ 2

ภาพที่ 4.6(a) และ (b) แสดงระดับแรงดันที่บางบัสบนฟีดเดอร์ 1 และ 2 ตามลำดับ จากภาพดังกล่าวจะสังเกตเห็นได้ว่าเมื่อมีแหล่งกำเนิดติดตั้งที่บัสใดๆ บนฟีดเดอร์ แรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยจะไม่จำเป็นที่จะมีค่าสูงสุด เช่น แรงดันที่บัส 5 ซึ่งเป็นบัสที่ปลายสุดของฟีดเดอร์ 1 มีค่าโดยเฉลี่ยสูงกว่าแรงดันที่บัสที่ 1 ซึ่งเป็นบัสที่สถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยการทำงานอย่างสอดคล้องประสานของอุปกรณ์ในระบบจำหน่าย การปรับตำแหน่งแท่งที่หม้อแปลงจะช่วยรักษาระดับแรงดันที่ทุกๆ บัส

## 4.2 ผลจากงานวิจัยที่ 2

### 4.2.1 ข้อมูลอินพุท

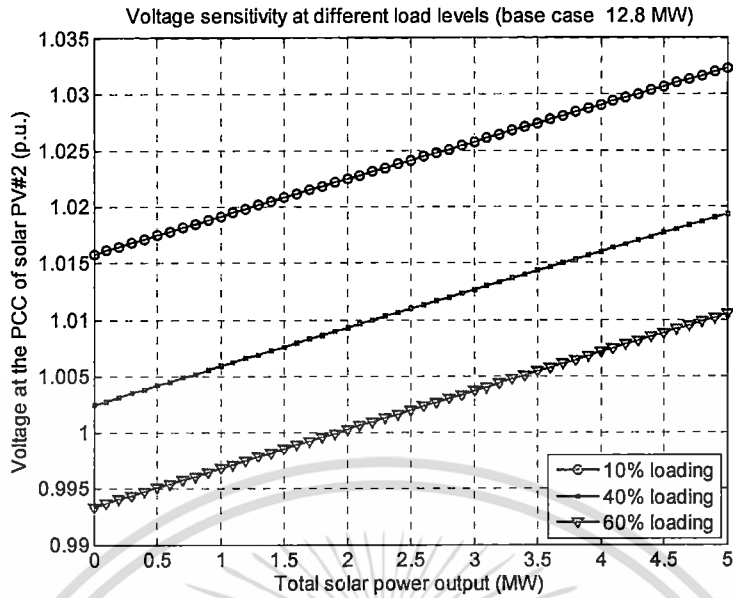
การจำลองนี้สมมุติให้โหลดที่ทุกบัสเป็นชนิดกำลังคงที่โดยมีค่าตัวประกอบกำลัง 0.9 inductive. กำลังโหลดสูงสุดคือ 12.8 MW ดังแสดงในภาพที่ 4.7(a) กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV) สำหรับทั้ง 5 ตำแหน่งติดตั้งแสดงได้ดังภาพที่ 4.7(b) และกำลังไฟฟ้าที่ถูกจ่ายมาจากแต่ละเครื่องกำเนิดเชิงโรนัสแสดงได้ภาพที่ 4.7(c) โปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณทั้งหมดในงานวิจัยนี้ถูกเขียนโดย DigSilent Programming Language (DPL)



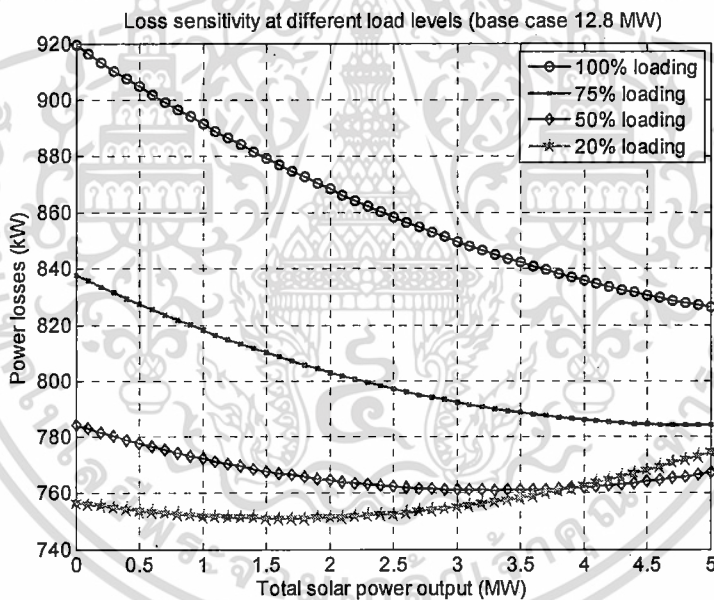
ภาพที่ 4.7 ข้อมูลอินพุต (a) กำลังไฟฟ้าโหลด (b) กำลังไฟฟ้ารวมเนื่องจากลม (c) กำลังไฟฟ้ารวมเนื่องจากแสงอาทิตย์

#### 4.2.2 การวิเคราะห์เบื้องต้น

ภาพที่ 4.8 แสดงระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อของ Solar PV ตัวที่ 2 ที่ติดตั้งอยู่ที่บัส 5/5 โดยภาพนี้แสดงความอ่อนไหวของแรงดัน (Voltage sensitivity) ที่กำลังการผลิตของ Solar PV และระดับโหลดที่แตกต่างกัน เส้นกราฟทั้งสามเส้นแสดงระดับความต้องการกำลังของโหลดที่ระดับต่างๆ (คิดเป็นร้อยละของกรณีฐานที่ 12.8 MW) จากภาพจะเห็นได้ว่าแม้จะว่า Solar PV จะไม่มีการจ่ายกำลังรีแอกทีฟแต่เมื่อกำลังแอกทีฟจาก Solar PV เพิ่มขึ้นจะเห็นว่าระดับแรงดันก็จะเพิ่มสูงขึ้นด้วย เมื่อความต้องการกำลังไฟฟ้าลดลง (จาก 60% ไป 10%) จะเห็นว่าระดับแรงดันมีค่าสูงขึ้นและมีแนวโน้มที่จะเกินกำหนดที่อนุญาต (โดยทั่วไป +5%) จึงเห็นได้ว่ากระบวนการควบคุมระดับแรงดันจึงมีความจำเป็นต่อระบบจำหน่ายในอนาคตที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานทดแทน เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของระบบที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็วได้



ภาพที่ 4.8 แรงดันที่บัสเชื่อมต่อ Solar PV ที่ 2



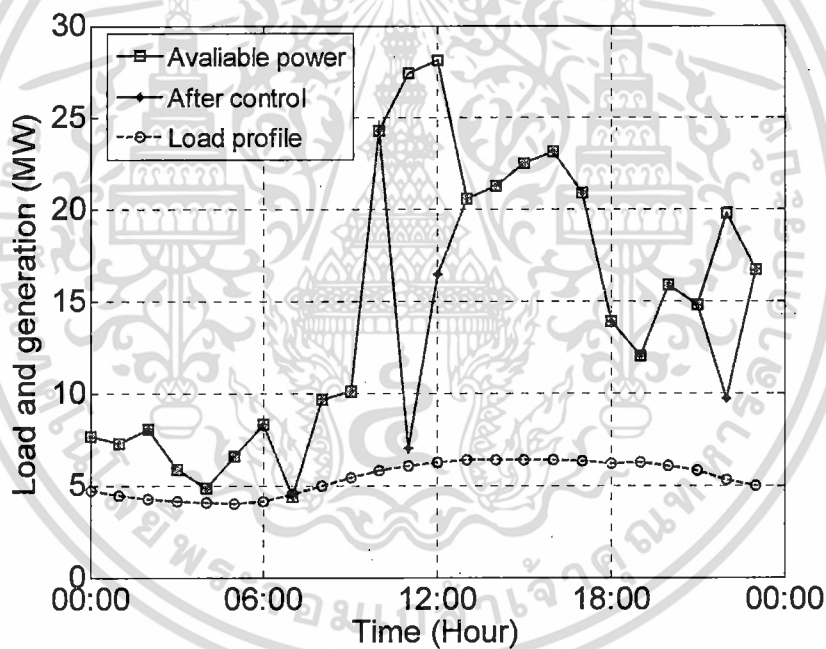
ภาพที่ 4.9 กำลังสูญเสียที่ระดับโหลดและระดับกำลังการผลิตต่างๆ

ภาพที่ 4.9 แสดงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเมื่อเป็นฟังก์ชันของกำลังการผลิตจาก Solar PV ที่ระดับโหลดต่างๆ จากภาพจะเห็นได้ชัดเจนว่าแหล่งกำเนิดที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายมีส่วนช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบเป็นอย่างมากเนื่องจากแหล่งกำเนิดนั้นติดตั้งใกล้กับตำแหน่งโหลด ทำให้ลดการส่งผ่านกำลังจากสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นระยะทางไกล ข้อสังเกตหนึ่งที่น่าสนใจคือที่ระดับความต้องการโหลด 20% ของกรณีฐาน (คิดเป็น 2.56 MW) เมื่อกำลังการผลิตจาก Solar PV เพิ่มขึ้นค่ากำลังสูญเสียจะลดลง จนถึงระดับหนึ่ง (ประมาณ 2.5 MW) ค่ากำลังสูญเสียจะเริ่มเพิ่มขึ้น การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุมาจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar PV ในกรณีนี้มีค่าเกินความเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ต้องการของโหลดในบริเวณนั้น ทำให้กำลังส่วนเกินไหลกลับไปทีสถานไฟฟ้าย่อยซึ่งทำให้กำลังสูญเสียมีค่าเพิ่มขึ้น ด้วยเหตุนี้การพัฒนาเครื่องมือที่ใช้เพื่อหาจุดการดำเนินการที่ดีที่สุด คือมีกำลังสูญเสียต่ำที่สุด และเงื่อนไขความปลอดภัยอื่นยังอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

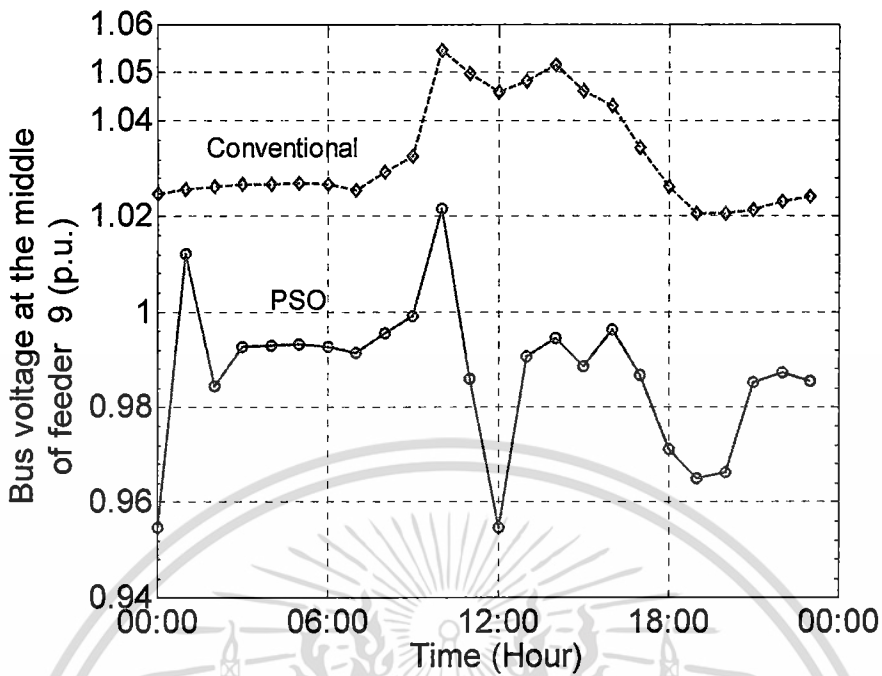
#### 4.2.3 ผลจากการควบคุมโดยวิธีที่พัฒนา

ในส่วนนี้จะนำเสนอผลจากการควบคุมด้วยวิธีพัฒนาโดยใช้ Optimal power flow (OPF) ซึ่งแก้หาค่าตอบด้วยวิธีกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization: PSO) ภาพที่ 4.10 แสดงศักยภาพกำลังการผลิตรวมจากเครื่องกำเนิด DG ทั้งพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบ (Available power) เมื่อเปรียบเทียบกับความต้องการโหลด (เส้นสีแดง) จะเห็นได้อย่างชัดเจนว่า กำลังการผลิตมีค่าสูงกว่ามาก โดยเฉพาะช่วงใกล้เที่ยงวัน เนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของกำลังลมและกำลังแสงอาทิตย์พร้อมๆ จากผลการทดลองจะเห็นได้ว่า วิธีการควบคุมแรงดันที่นำเสนอได้สั่งการให้มีการปรับลดกำลังการผลิตในช่วงระหว่าง 10-13 น. และ 21-23 น.

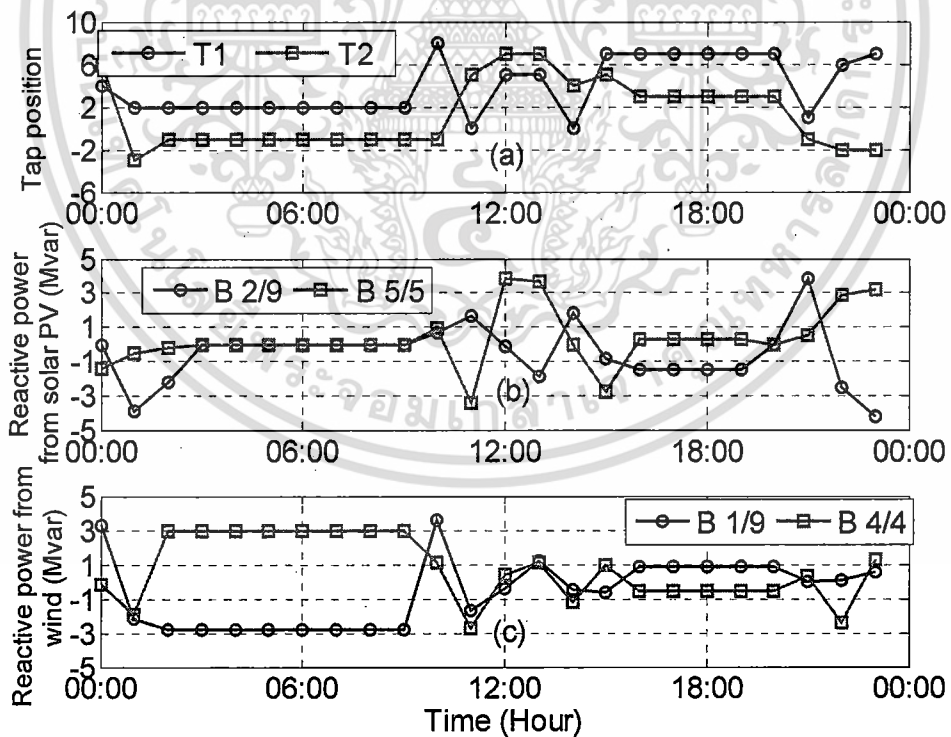


ภาพที่ 4.10 กำลังการผลิตก่อนและหลังการควบคุมแรงดัน เมื่อเทียบกับกำลังโหลด

ภาพที่ 4.11 แสดงการเปรียบเทียบแรงดันของบัสที่อยู่กึ่งกลางของฟีดเดอร์ 9 ซึ่งเป็นหนึ่งในฟีดเดอร์ที่มีเครื่องกำเนิด DG พลังงานลมติดตั้งอยู่ จากผลการจำลองพบว่าวิธีการควบคุมแบบดั้งเดิม (Conventional control) ทำให้แรงดันที่หลายบัสในฟีดเดอร์ 8 และ 9 มีค่าเกินกว่าขอบเขตบนที่ยอมรับได้ คือ +5% นอกจากนั้นจะเห็นได้ว่า ด้วยวิธีการที่นำเสนอแรงดันถูกรักษาไว้ใกล้กับระดับอ้างอิง ซึ่งในที่นี้ถูกตั้งไว้ที่ 1.0 p.u. ตัวอย่างตัวแปรควบคุมแสดงได้ดังภาพที่ 4.12 จะเห็นได้ว่า การเปลี่ยนแปลงตัวแปร โดยเฉพาะตำแหน่งแทปไม่บ่อยครั้งมากนัก



ภาพที่ 4.11 การเปรียบเทียบแรงดันที่บัสกึ่งกลางของฟีดเดอร์ที่ 9 ด้วยวิธีการควบคุมแบบดั้งเดิมและวิธีที่นำเสนอ



ภาพที่ 4.12 ตัวแปรควบคุมที่ดีที่สุด (a) ตำแหน่งแทปหม้อแปลง (b) กำลังรีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดพลังงานแสงอาทิตย์ (c) กำลังรีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดพลังงานลม

## บทที่ 5

### สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

โครงการวิจัยนี้ได้พัฒนาแนวทางการควบคุมกำลังรีแอกทีฟและแรงดันในระบบไฟฟ้าจำหน่ายที่มีการติดตั้งแหล่งกำเนิดแบบกระจายตัว (Distributed generator: DG) กระบวนการค้นหาจุดการดำเนินการของระบบที่เหมาะสมที่สุดด้วย Optimal power flow (OPF) ถูกนำมาใช้ โดยวิธี OPF สามารถพิจารณาวัตถุประสงค์ (Objective) และข้อจำกัด (Constraints) ต่างๆ ได้

งานวิจัยที่ 1 พัฒนาการควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟที่มีการคาดการณ์กำลังการผลิตจากแหล่งกำเนิดพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และการควบคุมเป็นแบบลูปปิด (Closed loop) โดยจุดการดำเนินการระบบคำนวณโดยอาศัยข้อมูลจริงของช่วงเวลาที่ผ่านมาเป็นอินพุท โครงข่ายประสาทเทียม (Artificial neural network) ถูกนำมาใช้เพื่อการพยากรณ์กำลังการผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทน รวมทั้งใช้เพื่อการทำนายแรงดันบัสที่สอดคล้องกับสถานะของระบบ วิธีการเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm) ถูกนำมาใช้เพื่อการค้นหาคำตอบที่ดีที่สุด ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถช่วยลดการเบี่ยงเบนของแรงดันในระบบ พร้อมกันนี้ยังสามารถควบคุมให้ระดับแรงดันอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

งานวิจัยที่ 2 นำเสนอวิธีการควบคุมแรงดันภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อลดกำลังสูญเสียของการดำเนินการระบบภายใน 1 วันล่วงหน้า โดยมีค่ากำลังการผลิตที่คาดการณ์จากเซลล์แสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดซิงโครนัส วิธีการกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization) ถูกนำมาใช้เพื่อการค้นหาคำตอบที่ดีที่สุด จากผลการจำลองพบว่าวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้นมาสามารถช่วยลดค่ากำลังสูญเสียได้ 3% โดยประมาณ ซึ่งถือว่าเป็นระดับที่ยอมรับได้

#### 5.2 ข้อเสนอแนะ

จากการทำโครงการวิจัยนี้ ผู้วิจัยมีข้อเสนอแนะดังนี้

1. วิธีการที่พัฒนา ควรได้รับการทดสอบกับระบบที่มีขนาดใหญ่มากขึ้น
2. การศึกษาเกี่ยวกับกลไกการจ่ายค่าตอบแทนเพื่อให้เครื่องกำเนิด DG มีส่วนร่วมในการช่วยควบคุมแรงดัน (Ancillary service)
3. ควรศึกษาระบบที่มีผลวัต
4. พัฒนาการควบคุมให้เป็นระบบที่สอดคล้องประสานระหว่างตัวควบคุมรวมศูนย์และตัว

#### ควบคุมเฉพาะถิ่น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## เอกสารอ้างอิง

- [1] F. Li, J.D. Kueck, D. T. Riyz and T. King, "A preliminary analysis of the economics of using distributed energy as a source of reactive power supply," Oak Ridge National Labortaory, Oak Ridge, TN, Tech. Rep, Apr. 2006
- [2] "Summary of Power Development Plan 2012-2030 (PDP 2010: Revision 3)", Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy, Thailand
- [3] C. -H. Lo and N. Ansari, "Decentralized controls and communications for autonomous distribution networks in smart grids", IEEE Trans Smart Grid, vol. 4, no.1, pp. 66-77, Mar. 2013
- [4] N.R. Ullah, K. Bhattacharya, and T. Thiringer, "Wind farms as reactive power ancillary service providers- technical and economic issues," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 24, no.3, pp. 661-672, Sep. 2009
- [5] D.T. Rizy, H. Li, F. Li, Y. Xu, S. Adhikari and P. Irminger, "Impacts of varying penetration of distributed resources with ad without Volt/Var control: case study of varying load types", in Proc. IEEE PES general meeting, 2011
- [6] T. Xu and P. C. Taylor, "Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks including Distributed Generation," in Proc. The 17<sup>th</sup> IFAC World Congress, Seoul, Korea pp. 11967-1197
- [7] P.N. Vovos, A.E. Kiprakis, A.R. Wallace and G. P. Harrison, "Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration," IEEE Trans on Power Syst, vol. 22, no.1, pp. 476-483, Feb. 2007
- [8] M.E. Elkhatib, R. El-Shatshat and M. M. A. Salama, "Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG", IEEE Trans on Smart Grid, vol. 2, no.4, pp. 598-605, Dec. 2011
- [9] M.E. Baran and I. M. El-Markabi, "A Multi agent based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders", IEEE Trans on Power Systems, vol. 22, no.1, Feb. 2007, pp. 52-59
- [10] S. Deshmukh, B. Natarajan, and A. Pahwa, "Volt/Var control in distribution networks via power injection through distributed generators," IEEE Trans on Smart Grid, vol. 3, no.3, pp. 1226-1234, Sep. 2012

- [11] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia and L. A. F. M. Ferreira, "Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks," *IEEE Trans on Power Syst*, vol. 23, no.2, pp. 766-772 May 2008
- [12] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu and H. Li, "Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration," *IEEE Trans on Smart Grid*, vol. 3, no.2, pp. 897-906, June 2012
- [13] H.-S. Ko, G.-G. Yoon and W-P Hong, "Active use of DFIG-based variable-speed wind-turbine for voltage regulation at a remote location," *IEEE Trans on Power Syst*, vol. 22, no. 4, Nov 2007
- [14] H. Li, F. Li, Y. Xu, D. T. Rzy and J. D. Kueck, "Adaptive voltage control with distributed energy resources: algorithm, theoretical analysis, simulation and field test verification", *IEEE Trans on Power Syst*, vol. 25, no. 3, Aug. 2010
- [15] A. Kechroud, J. F. C. Flores and W. L. Kling, "Voltage control in distribution networks using fast model predictive control," in *Proc IEEE PES General Meeting 2010*
- [16] F. A. Viawan, "Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation", PhD Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008
- [17] M. H. J. Bollen and A. Sannino, "Voltage control with inverter-based distributed generation", *IEEE Trans. Power Del.* Vol. 20, no.1, pp. 519-520, Jan. 2005
- [18] S. J. Qin, and T. A. Badgwell, "A survey of industrial model predictive control technology," *Control Engr. Pracice*, no. 11, pp. 733-764, 2003
- [19] M. Prodanovic, K. De Brabandere, J. Van Den Keybus, T. Green and J. Driesen, "Harmonic and reactive power compensation as ancillary services in inverter-based distributed generation," *IET Gen. Transm. Distrib.*, vol. 1, no.3, pp. 432-438, May 2007
- [20] M.Larsson D. J. Hill and G. Olsson, "Emergency voltage control using search and predictive control," *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 24, no.2, pp.121-130, 2002
- [21] M. Larsson, "Coordinated system protection scheme against voltage collapse using search and predictive control," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 18, no.3, pp. 1001-1006, 2003

- [22] J.Y. Wen, Q. H. Wu, D. R. Turner, S. J. Cheng and J. Fitch, "Optimal coordinated voltage control for power system voltage stability", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 19, no.2, pp. 1115-1122, 2004
- [23] R.-H. Liang and Y.-S. Wang, "Fuzzy-based Reactive Power and Voltage Control in a Distribution System," IEEE Trans on Power Delivery, vol. 18, no. 2, April 2003, pp. 610-618
- [24] D. H. Spatti, I. N. da Silva, W. F. Usida, R. A. Flauzino, "Real-Time Voltage Regulation in Power Distribution using Fuzzy Control", IEEE Trans on Power Delivery, vol. 25, no. 2, April 2010, pp. 1112-1123
- [25] Y.-Y. Hong, K.-L. Pen, "Optimal VAR Planning Considering Intermittent Wind Power using Markov Model and Quantum Evolutionary Algorithm," IEEE Trans on Power Delivery, vol. 25, no. 4, Oct 2010, pp. 2987-2996
- [26] Y.-Y. Hong and Y.-F. Luo, "Optimal VAR Control Considering Wind Farms using Probabilistic Load Flow and Gray-Based Genetic Algorithms", IEEE Trans on Power Delivery, vol. 24, no. 3, July 2009, pp. 1441-1449
- [27] G. W. Kim and K. Y. Lee, "Coordination Control of ULTC Transformer and STATCOM based on an Artificial Neural Network," IEEE Trans on Power Syst, vol. 20, no.2, May 2005, pp. 580-586
- [28] M. B. Liu, C. A. Canizares and W. Huang, "Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems with Limited Switching Operations", IEEE Trans on Power Syst, vol. 24, no. 2, May 2009, pp. 889-899
- [29] User Manual, DiGSilent Power Factory v. 14.1, DigSilent GmbH, Gomaringen, Germany, May 2011
- [30] R. L. Haupt and S. E. Haupt, "Practical Genetic Algorithms," Second Ed., Wiley
- [31] T. Weise, M. Zapf, R. Chiong and A. J. Nebro, "Why is optimization difficult," In Nature-Inspired Algorithms for Optimisation, R. Chiong (Ed.), Springer, Heidelberg 2009
- [32] F. Milano, L. Vanfretti, J. C. Morataya, An Open Source Power System Virtual Laboratory: The PSAT Case and Experience, IEEE Transactions on Education, Vol. 51, No. 1, pp. 17-23, February 2008.

- [33] Standard Particle Swarm Optimization Algorithm; available online at <http://www.particleswarm.info/Programs.html>
- [34] H. W. Dommel and W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866-1876, Oct. 1968



ภาคผนวก ก  
ผลงานวิจัยที่ได้มีการเผยแพร่

ผลงานวิจัยจากโครงการนี้ ได้มีการเผยแพร่ จำนวน 2 ชิ้นงาน ดังนี้

1. W. Nakawiro, "Predictive voltage control for a distribution network with renewable energy sources," International Electrical Engineering Congress (iEECON), March 2014, Pattaya, Thailand
2. W. Nakawiro, "A Coordinated Voltage Control Scheme for Distribution Network with Renewable Sources," International Electrical Engineering Congress (iEECON), March 2015, Phuket, Thailand (to be included in Advanced Materials Research, AMR indexed by SCOPUS)

## Predictive Voltage Control for a Distribution Network with Renewable Energy Sources

Worawat Nakawiro

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand  
E-mail: nworawat@gmail.com

**Abstract**—This paper presents a predictive voltage control strategy for power distribution systems with renewable energy sources. A mixed-integer nonlinear programming problem was formulated and solved by genetic algorithm (GA). The on-load tap changer transformer and reactive power set point of wind and solar farms are determined. The day-ahead control horizon is considered and optimization is carried out at every hour. The wind and solar power are predicted by artificial neural network. The proposed methodology is implemented on a test distribution network to verify its effectiveness. It is demonstrated that the proposed method is capable of maintaining the system voltage close to the nominal as compared to the case of fixed control set-points.

**Index Terms**—Predictive control, Renewable energy, Genetic algorithm

### I. INTRODUCTION

As electricity demand has grown up tremendously in the past few decades and fossil fuels become exhausted, renewable energies such as wind and solar has gain significant attention. A form of renewable energy presented to the distribution network is called distributed generation (DG). The presence of DG provides several benefits such as enhanced reliability and security and economics of operation. However due to the intermittency of wind and solar, the control and dispatch of these DGs become harder than before. New technical issues such as stability, protection and reverse power flow may arise.

Voltage and reactive power control will one of the operational challenges in the future. As the renewable DGs are now connected to the power network, the grid code of some countries such as Germany requires wind and farms to support reactive power [1]. This requirement is in a form of the power factor, the reactive power injection or the voltage level at the point of common coupling (PCC). In case of solar PV, the owner is responsible to respond to the commanded set point from the distribution system operator (DSO) either to reduce active power output or to adapt the power factor. The compensation scheme for reduced energy feed-in is also enacted [2].

From the viewpoint of DSO, an energy management tool for controlling all interconnected DGs and coordinating them with the existing control equipments such as on-load tap changing transformer (OLTC) at the distribution substation,

capacitor banks installed at the substation or feeders is now necessary. The voltage and reactive power control represents an optimal power flow (OPF) task whose objective is to minimize or maximize the objective and at the same time maintain constraints within the respective limits. Some examples of this approach are [3]-[4]. The OPF solves power flow equations in every iteration and thereby taking the full advantage for analyzing all security constraints. However the computing time might be so long that it cannot be applied in real-time. On the other hand, online methods such as fuzzy logic [5]-[6] multi-agent [7] and artificial neural network (ANN) [8] are normally used to adjust the existing control set-point in order to achieve the target objective.

This paper suggests a predictive control approach where the fast control actions consisting of voltage set-points of wind and solar DGs are taken on a 5 minutes forecast interval whereby the slow control action, OLTC transformer, is taken at every 1 hour. The idea of two control time frames is to avoid short term transformer stepping due to fluctuation of wind and solar power. To achieve this goal ANNs are developed to forecast the wind and solar scenarios for the considered time frame. Moreover the number of transformer stepping is minimized by considering the tap changes in the optimization objective. While the number of transformer stepping is limited, control actions not resulting in cost increase are allowed to adjust the reactive power generation more frequently. The other two ANNs are adopted to predict the change of bus voltages due to the change of control set-points during the optimization process performed using genetic algorithm (GA)

The rest of this paper is organized as follows. The test system used in this paper is presented in section II. The problem formulation is detailed in section III. The implementation concept is discussed in section IV. Simulation results are shown in section VI. Finally the paper is concluded in section V.

### II. TEST SYSTEM

The test system used in this paper is a 10 kV distribution network fed by a 70 kV transmission system as shown in Fig. 1. The 3-MW solar farm is connected to bus 5 of the feeder 1 while the 5-MW wind farm is connected to bus 8 of the feeder 2. All parameters are given in Table I. Note that the shunt susceptance of short distribution lines is also considered.

This work is sponsored by King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang's research fund

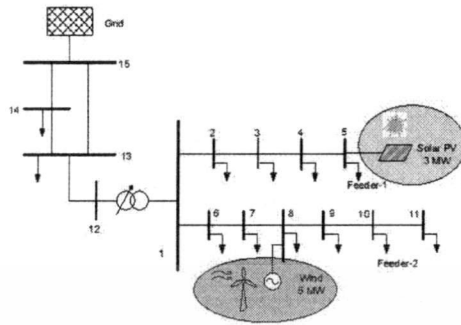


Fig. 1 Test distribution network

Table I Parameters of the test network

Transmission lines	$r = 0.15 \Omega/\text{km}$ , $x = 0.5 \Omega/\text{km}$ , $b = 60 \mu\text{S}/\text{km}$ , $I_a = 500 \text{ A}$ Line length: Line 11-12: 10 km, Line 12-13: 8 km Line 12-14: 16 km, Line 13-14: 9 km
Distribution lines	$r = 0.078 \Omega/\text{km}$ , $x = 0.16 \Omega/\text{km}$ , $b = 175.3 \mu\text{S}/\text{km}$ , $I_a = 560 \text{ A}$ Line length: the distance between two buses in Feeder-1 and Feeder-2 are 1.2 km and 1 km, respectively
Loads	Transmission Bus 12: 22 MW and Bus 13: 28 MW (0.95 pf lagging) Distribution Feeder-1: 1.8 MW Feeder-2: 1.4 MW at each bus (0.8 pf lagging)
Transformer	70/10 kV, 18 MVA, $x = 1.2\%$ , $x/r = 10$ , OLTC at HV side, -10% to 10% voltage regulation with 13 steps

### III. PROPOSED METHODOLOGY

OPF has been widely used in the transmission system to deliver optimal control signals to various reactive sources at a certain time step. As the time proceeds, OPF is repeated for the next time step. This scenario works well with transmission networks supplied by conventional power plants because the loading condition and generation pattern do not change abruptly. In contrast to that paradigm, distribution networks become more active with interconnection with renewable sources.

In this paper, optimization is carried out for a given scenario which includes a set of future operating points for a certain time horizon  $T$ . The control objective is to maintain all the bus voltages close to the reference voltage level  $V_{ref}$  with the minimum OLTC stepping. All these operating points are optimized simultaneously with the objective function as defined by:

$$\text{Min } f = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sum_{t \in T} |V_{i,t} - V_{ref}| + \frac{1}{N_s} |a_{h-1} - a_h| \quad (1)$$

where  $V_{i,t}$  is the voltage of bus  $i$  at time step  $t$  (for every 5 minutes);  $N$  is the total number of buses excluding the slack;  $N_s$

is the total number of OLTC step of the transformer;  $\hat{a}_{h-1}$  is the optimal transformer turn ratio of the previous hour  $h-1$  and  $a_h$  is the optimal turn ratio of the considered hour  $h$ . For each hour  $h$  the optimization by GA is repeated and the vector control variables can be represented by:

$$\mathbf{u}_h = [a_h, V_{W,m_0}, V_{S,m_0}, V_{W,m_5}, V_{S,m_5}, \dots, V_{W,m_h}, V_{S,m_h}] \quad (2)$$

Observe that the optimal turn ratio is valid for the entire hour while the voltage set-points of solar and wind farms are optimally adjust in every 5 minutes. The notations  $V_{W,m_0}$  and  $V_{S,m_0}$  represent the optimal PCC voltages of wind and solar farms at the 0<sup>th</sup> minute  $m_0$ . The set of PCC voltages is extended until the 55<sup>th</sup> minute  $m_{55}$ . The set of short control time steps for the hour  $h$  can be written as

$$T = [m_0, m_5, m_{10}, \dots, m_{50}, m_{55}] \quad (3)$$

By adjusting the mentioned controls, voltage of all buses is the dependent variable which should be constrained within its operational limits

$$V_{i,\text{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i,\text{max}} \quad i \in N_L, t \in T \quad (4)$$

where  $V_{i,\text{min}}$  and  $V_{i,\text{max}}$  are minimum and maximum allowable level of load bus voltages and  $N_L$  is the set of load buses.

The bounds on the decision variables include the transformer turn ratio, the PCC voltage of solar and wind farms as listed below.

$$a_{\text{min}} \leq a_t \leq a_{\text{max}} \quad (5)$$

$$V_{W,\text{min}} \leq V_{W,t} \leq V_{W,\text{max}} \quad t \in T \quad (6)$$

$$V_{S,\text{min}} \leq V_{S,t} \leq V_{S,\text{max}} \quad t \in T \quad (7)$$

where  $a_{\text{min}}$  and  $a_{\text{max}}$  are the lower and upper bounds of the transformer turn ratio, respectively;  $V_{W,\text{min}}$  and  $V_{W,\text{max}}$  are the lower and upper bounds of the wind farm PCC voltage, respectively;  $V_{S,\text{min}}$  and  $V_{S,\text{max}}$  are the lower and upper bounds of the solar farm PCC voltage, respectively.

### IV. IMPLEMENTATION

The method proposed in this paper operates in a close-loop and predictive manner. The optimization algorithm, in this case GA, solves for the optimal set of control variable for each time horizon. The tap position is adjustable at every hour whereby the PCC voltage of wind and solar farms can be changed at every 15 minutes. The wind and solar scenarios are predicted and fed using ANN in to GA as inputs. The optimal tap position of the last hour is also given into GA as a part of objective (1). Fig. 2 illustrates the concept as discussed above.

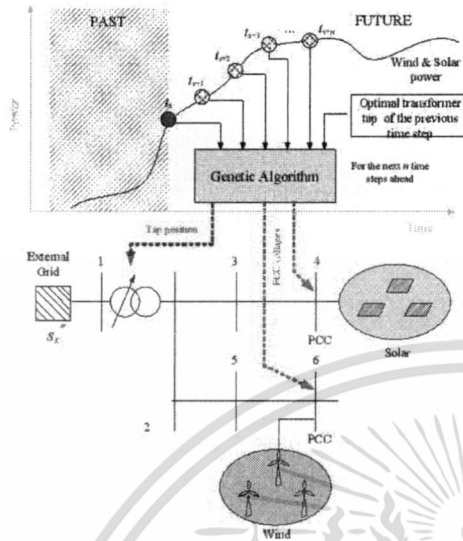


Fig. 2 Proposed predictive voltage control

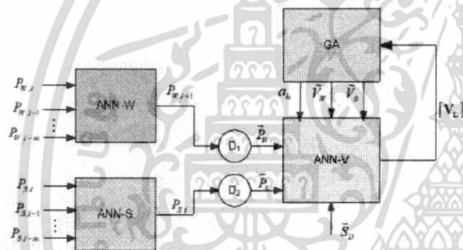


Fig. 3 Implementation concept

To develop the proposed predictive voltage control, three distinct ANNs are used as follows. The wind profile a future time step  $P_{w,t+1}$  is predicted by ANN-W based on the wind profile of the present and past  $m$  time steps. The similar data structure is adopted for the solar profile prediction by ANN-S. The predicted wind and solar profiles are collected by two data aggregator  $D_1$  and  $D_2$ . These data are incorporated with the total apparent power demand of the distribution network  $\bar{S}_D$ , the set of decision variables of GA consisting of  $[\alpha_h \ \bar{V}_w \ \bar{V}_s]$  where  $\bar{V}_w$  and  $\bar{V}_s$  are the vector of PCC voltages of wind and solar farms at all time steps (5 minute interval) of the considered hour  $h$ . The ANN-V is used to

predict voltage at all distribution buses at all considered time step. The output is collected in the matrix  $[V_L]$ . The GA is iterated until the stopping criterion is achieved. The concept and information flow can be depicted as shown in Fig. 3.

All the ANNs discussed earlier are implemented by MATLAB neural network toolbox and trained by supervised learning on 2000 samples. Testing for all ANNs was done by presenting unforeseen 1000 samples. Regression plots for all involving ANNs are shown in Fig. 4 and Fig. 5. It is obvious that all the predictions are very accurate.

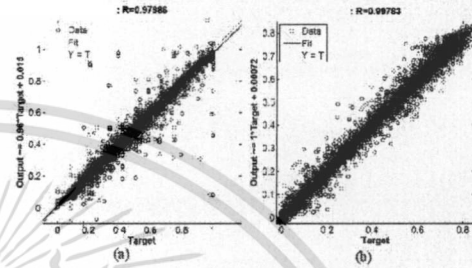


Fig. 4 Regression of (a) ANN-W (b) ANN-S

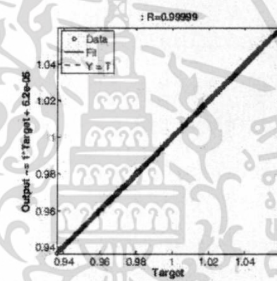


Fig. 5 Regression of ANN-V

### V. SIMULATION RESULTS

The daily load profile of the distribution system and power output of the solar PV and wind farms connected to bus 10 are shown in Fig. 6. In this study case, the DG penetration level in the distribution network (defined by the ratio between the peak power demand and the installed DG capacity) is 45%. For each planning hour, the GA suggests the optimal settings of all reactive sources for the current and the next 12 time steps (5 minute-interval) ahead. The algorithm is repeated 24 times for an entire day.

The optimal control settings of all control variables are shown in Fig. 7. The OLTC movement is allowed at every hour and shown in Fig. 7(a). It can be also seen that the PCC

voltages of wind and solar farms are maintained within their operating bounds as shown in Fig. 7(b) and (c).

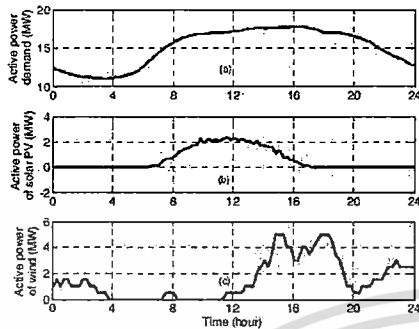


Fig. 6 input data (a) total active power demand of the distribution system (b) active power output of the solar farm (c) active power output of the wind farm

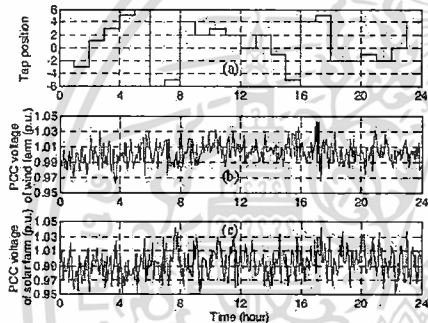


Fig. 7 Optimal control settings (a) tap setting (b) wind farm PCC voltage (c) solar farm PCC

Fig. 8 (a) and (b) show the voltage profile at selected buses on feeders 1 and 2, respectively. It can be observed that with the renewable sources, voltage level at the substation is not necessarily highest. For feeder 1, the voltage at bus 5 (at the end of the feeder) where the solar farm is connected is on average higher than the bus 1. However due to the tap movement OLTC adapts the turn ratio in order to maintain the voltage level at all buses. For the feeder 2, it can be seen that the voltage of bus 8 is on average higher than other buses. This is due to the voltage control requirement imposed to the wind farm owner according to the specified grid code.

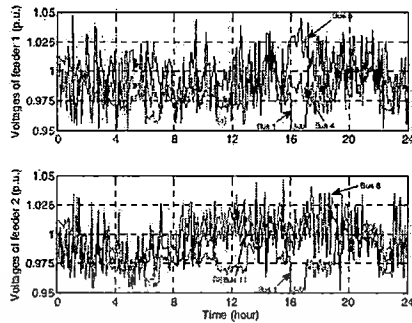


Fig. 8 Bus voltage of (a) feeder 1 and (b) feeder 2

#### CONCLUSION

This paper presents a predictive method for optimizing voltage and reactive power sources in a test distribution network having significant penetration of renewable energy sources. The optimization problem minimizes the voltage deviation and OLTC movement while maintaining the operating bound and bus voltage level within their limits. Prediction of wind and solar power in a short time frame (5 minute) is considered and the optimization is carried out for all time steps in the next hour horizon. Genetic algorithm is used as the optimization algorithm for this paper. However any state-of-the art algorithm can be applied for enhancing the search capability.

#### REFERENCES

- [1] I. Erlich, W. Winter, A. Dittich, "Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system," IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [2] T. Stetz, "German Guidelines and Laws for PV Grid Integration", IEA Task 14 Meeting, Beijing Oct 10
- [3] Y.-Y. Hong, K.-L. Pen, "Optimal VAR Planning Considering Intermittent Wind Power using Markov Model and Quantum Evolutionary Algorithm," IEEE Trans on Power Delivery, vol. 25, no. 4, Oct 2010, pp. 2987-2996
- [4] Y.-Y. Hong and Y.-F. Luo, "Optimal VAR Control Considering Wind Farms using Probabilistic Load Flow and Gray-Based Genetic Algorithms", IEEE Trans on Power Delivery, vol. 24, no. 3, July 2009, pp. 1441-1449
- [5] R.-H. Liang and Y.-S. Wang, "Fuzzy-based Reactive Power and Voltage Control in a Distribution System," IEEE Trans on Power Delivery, vol. 18, no. 2, April 2003, pp. 610-618
- [6] D. H. Spatti, I. N. da Silva, W. F. Usida, R. A. Flautzino, "Real-Time Voltage Regulation in Power Distribution using Fuzzy Control", IEEE Trans on Power Delivery, vol. 25, no. 2, April 2010, pp. 1112-1123
- [7] M.E. Baran and I. M. El-Markabi, "A Multi agent based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders", IEEE Trans on Power Systems, vol. 22, no.1, Feb. 2007, pp. 52-59
- [8] G. W. Kim and K. Y. Lee, "Coordination Control of ULTC Transformer and STATCOM based on an Artificial Neural Network," IEEE Trans on Power Syst, vol. 20, no.2, May 2005, pp. 580-586

## ผลงานวิจัยชิ้นที่ 2

### A Coordinated Voltage Control Scheme for Distribution Network with Renewable Sources

Worawat Nakawiro

Department of Electrical Engineering,

Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

Bangkok, Thailand (Email: nworwat@gmail.com)

**Keywords:** Coordinated voltage control, Renewable energy, Particle swarm optimization

**Abstract.** With significant penetration of renewable energy sources in distribution networks, the voltage control method may have to be revised especially during the light load condition. This paper presents a coordinated voltage control strategy to address this issue. A mixed-integer nonlinear optimal power flow was formulated and solved by particle swarm optimization (PSO). All system constraints and operating limits are considered. The code is written using DigSILENT programming language (DPL) and implemented inside DigSILENT power factory simulation software. The proposed method is capable of shedding the generation optimally to prevent overvoltage at any bus. A realistic distribution network is adopted to demonstrate its effectiveness. Simulation results show that all security constraints are maintained within operating limit. Power losses at the same time are minimized in comparison to the losses using the classical control method.

#### Introduction

With growing concerns on environmental problems and depletion of fossil fuels, renewable energy sources (RESs) have penetrated to distribution networks as distributed generators (DGs). This is possible due to advanced and cost effective technologies. However integration of RESs to existing distribution systems may pose technical problems such as unexpected voltage rises due to fluctuation of power infeed and misoperation of protective devices.

In response to these issues, smart grid technologies including system-wide communication infrastructure, smart inverters, and controllable distribution transformers play important roles in providing voltage control as ancillary services. This will become a very important exercise for RESs in the future to prevent the system from technical issues and potentially increase integration capacity.

Voltage regulation can be achieved by decentralized approaches in the past whereby there was no coordination with other units. These methods include sensitivity analysis [1], intelligent method [2], etc. Later, the control paradigm has changed to centralized approaches by the state-of-the-art information and communication technologies (ICT). This is because the centralized control (i.e.[3]) can analyze the system as a whole and thereby yielding better performance and robustness.

In this paper, we focus on the centralized approach. A multi-objective optimal power flow problem is formulated with full consideration of the network security constraints and the operating limit of DGs. Particle swarm optimization (PSO) is applied to determine optimal control set-points. Wind and solar farms are connected to a large scale medium voltage test system. The advantages of the proposed method are shown by simulation results compared to the conventional control method.

The rest of this paper is organized as follows. The voltage control structure and definition of inverter capability curve are reviewed. Then, the multi objective optimization problem is formulated. The simulation results are discussed. Finally the paper is concluded and remarks on future works are given.

## Voltage control

The proposed voltage control approach is based on a centralized regulation of voltage at all buses. This is a daily task of distribution system operator (DSO). In conventional control approach, local information at a device is used as input to a pre-programmed control logic. In case of a distribution transformer, on-load tap changer (OLTC) is responsible for adjusting the tap position such that the desired voltage level of the regulated bus is achieved. A basic arrangement of a transformer with OLTC is shown in Figure 1. It is obvious that in this approach OLTC moves based on the secondary bus voltage without considering any other part of the system.

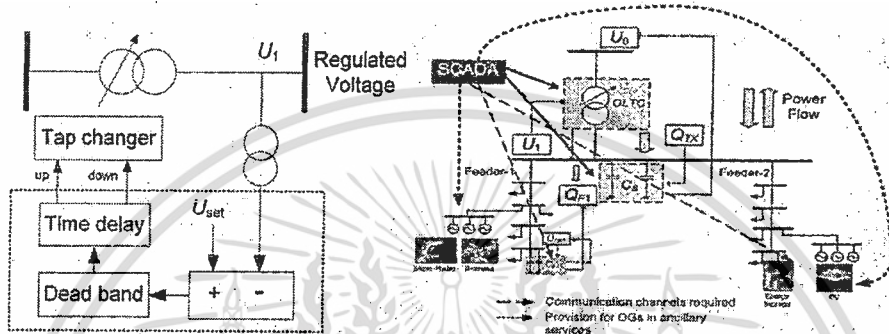


Figure 1 A transformer with OLTC

Figure 2 A centralized control scheme

This type of independent operation may pose unexpected and sometimes serious impact to the system. The centralized control can overcome these issues mentioned earlier. An example of this method is shown in Figure 2 SCADA is responsible for gathering system states, making decision, and sending control signals to all associated devices. Since the main duty of DGs is to supply active power to the loads, voltage regulation is ancillary services and required appropriate pricing scheme.

## Converter capability curve

Due to intermittency of renewable energy, it is more convenient to connect DGs through converter. Generally, active and reactive powers are decouple and controlled independently. For voltage control application, grid side converter is normally used. It is well known that the converter capability is limited by current and voltage limits. Based on the model in [4], the maximum reactive power available is computed by

$$Q_{env} = \min \{ Q_{DG,c}, Q_{DG,v} \} \quad (1)$$

The current and voltage constraints on DG reactive power ( $Q_{DG,c}$  and  $Q_{DG,v}$ , respectively) are

$$\begin{cases} Q_{DG,c} = \sqrt{(V_g I_{c,max})^2 - P_{DG}^2} \\ Q_{DG,v} = \sqrt{\left(\frac{V_g V_{c,max}}{X_c}\right)^2 - P_{DG}^2} - \frac{V_g^2}{X_c} \end{cases} \quad (2)$$

where  $I_{c,max}$  and  $V_{c,max}$  are maximum current and voltage output of the converter;  $X_c$  is the grid side reactance;  $V_g$  is the grid side voltage and  $P_{DG}$  is DG active power.

## Problem formulation

The coordinated voltage control takes place at every one hour. In normal operation, OLTC and reactive power output of DGs are adjust to maintain voltage at the predefined level and minimizing

power losses at the same time. In this proposed method, if the two sets of control are not sufficient, generators are forced to reduced power inject to the system. This is possible by controlling the DC link voltage of the converter or application of energy storage device such as battery. The last option is to disconnect generators if overvoltage sustains. The multi-objective function is the sum of normalized individual three functions:

$$\min f = w_1 \frac{1}{N_b} \sum_{i=1}^{N_b} |V_{i,t} - V_{ref,t}| + w_2 P_{loss,t} + w_{curtail} \frac{1}{N_g} \sum_{j=1}^{N_g} u_{j,t} ; \forall t \in T \quad (3)$$

where  $w_1$  and  $w_2$  are weights for the voltage deviation and power loss. These two terms are always optimized for every time instance  $t$  in the total set  $T$ . The method tries to bring the voltage at each bus  $i$  at time  $t$  denoted by  $V_{i,t}$  close to the voltage reference at the time  $V_{ref,t}$ . Moreover the total active power loss  $P_{loss,t}$  is minimized for each time. The last represents the total generation curtailment from  $N_g$  units where  $u_{j,t} \in [0,1]$  is the percentage of the generation level still supplied to the system from the unit  $j$  at time  $t$ . In summary, the set of control variables at time  $t$ ,  $x_t$ , is written as:

$$x_t = [a_{top}, Q_{DG}, \mathbf{u}] \quad (4)$$

where  $a_{top}$  is the set of position of all OLTCs,  $Q_{DG}$  is the set of reactive power setpoints and  $\mathbf{u}$  is the set containing variables  $u_{j,t}$ . The weight  $w_{curtail}$  becomes 1 when the generation curtailment is required and set to 0 otherwise.

The operational constraints are listed as follows:

a. Voltage limits

$$U_{min} \leq U_{i,t} \leq U_{max}, \forall i \in N_b, \forall t \in T \quad (5)$$

where  $U_{i,t}$  is the voltage of bus  $i$  at time  $t$ ;  $U_{min}$  and  $U_{max}$  are minimum and maximum allowable voltages, respectively and  $N_b$  is the set of controlled buses.

b. Line limits

$$I_{l,j,t} \leq I_{l,j,max}, \forall j \in N_l, \forall t \in T \quad (6)$$

where  $I_{l,j,t}$  is the current flow on line  $j$  at time  $t$ ;  $I_{l,j,max}$  is the thermal capacity of line  $j$  and  $N_l$  is the set of all lines.

### Test system and simulation settings

A real 11-kV medium voltage system in Malaysia as shown in Figure 3 is used to verify effectiveness of the proposed control method.

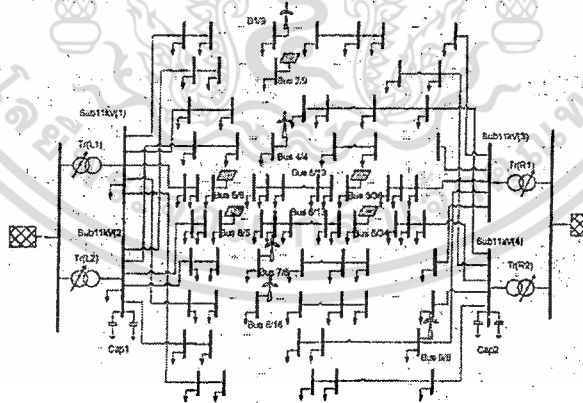


Figure 3 The test system

Five 4 MW wind turbines and five 4 MW solar PVs are installed in various locations throughout the system. All the loads are assumed to be of constant power type with the power factor of 0.9 inductive. In this simulation, the total power demand is about 6.5 MW whereby the peak power generation available is almost 28 MW as shown in Figure 4. The generation is curtailed at 11 am, 12 am and 23 pm due to excessive power injected to the system and the other controls fail to keep the system in normal operation. DigSilent power factory [5] is used for simulation.

The daily voltage profiles at the middle of the feeder 9 as a result of the conventional and proposed (PSO) methods are shown in Figure 5. If voltage is controlled by the conventional method, overvoltage is detected during 11-12 am due to high solar PV power output. On the other hand the proposed method can maintain the bus voltage within the allowable limits (-10% to 5% is assumed in this paper).

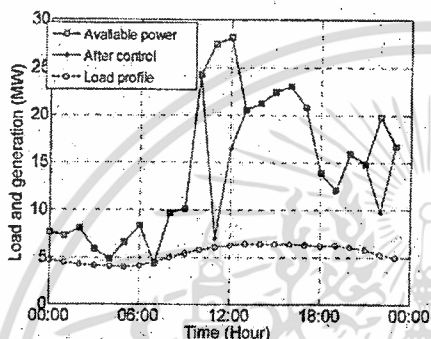


Figure 4 Load and generation patterns

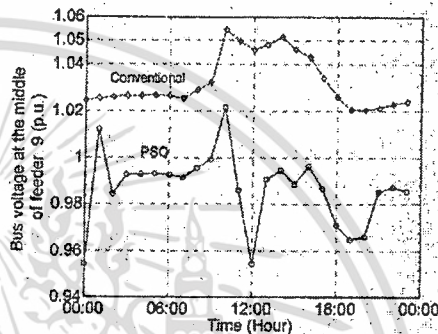


Figure 5 Voltage at a selected bus

## Conclusion

This paper presents a coordinated control approach to offer voltage control for distribution network with high penetration of renewable energy sources. The coordination between adjustment of OLTC, converter reactive power set-point and in extreme conditions generation curtailment is achieved by a multi-objective optimization problem solved by a PSO algorithm. Simulation results show that the proposed method is capable of keeping voltage level close to the reference point and minimizing power losses at the same time. In case of high power injection, the centralized control signal is sent to the selected RESs to curtail their power infeed to ensure security of the system.

## References

- [1] R. Agahatchranj and R. Kavasseri, "Reactive power management of a DIF wind system in microgrids based on voltage sensitivity analysis," *IEEE Trans on Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 451-458, Oct. 2011
- [2] D. H. Spatti, I. N. da Silva, W. F. Usida, R. A. Flauzino, "Real-Time Voltage Regulation in Power Distribution using Fuzzy Control", *IEEE Trans on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, April 2010, pp. 1112-1123
- [3] A. Bračlem R. Angelino, G. Carpinell, M. Mangonim, and D. Proto, "Dispersed generation units providing system ancillary service in distribution networks by a centralized control," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 5, no.4, pp. 311-321, Jul 2011
- [4] N.R. Ullah, K. Bhattacharya, and T. Thiringer, "Wind farms as reactive power ancillary service providers- technical and economic issues," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no.3, pp. 661-672, Sep. 2009
- [5] User Manual, DiGSilent Power Factory v. 14.1, DiGSilent GmbH, Gomaringen, Germany, May 2011

## ประวัตินักวิจัย

ชื่อ-สกุล นายวรวรรณ นาคะวิโร

ตำแหน่ง อาจารย์

### ประวัติการศึกษา

ชื่อย่อปริญญา	สาขา	สถาบันที่จบ	ปีที่จบ
วศ.บ.	วิศวกรรมไฟฟ้า	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์	2545
M.Eng.	Energy (Electric power system management)	Asian Institute of Technology	2547
Dr.-Ing. (Doctor of Engineering)	Electrical engineering and Information technology	University of Duisburg-Essen, Germany	2554

### ประสบการณ์วิจัยหรือสาขาที่ชำนาญ

การประยุกต์ใช้การคำนวณเชิงอัจฉริยะ (Computational intelligence) ในระบบไฟฟ้ากำลัง เสถียรภาพเชิงแรงดัน (Voltage stability) การควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดแบบกระจายตัว

### รางวัลด้านวิชาการ/ด้านวิจัย/งานสร้างสรรค์ (ด้านศิลปะ หรืออื่นๆ) ที่ได้รับ

ปี พ.ศ.	ชื่อรางวัล	สถาบันที่ให้
2555	บทความดีเด่น	IASTED Asian conferences on power and energy systems

### ทุนการศึกษาและทุนวิจัยที่เคยได้รับ

ปี พ.ศ.	ทุนการศึกษาและทุนวิจัย	สถาบันที่ให้
2546	ทุนการศึกษาจากรัฐบาลไทย เพื่อศึกษาปริญญาโท	สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย
2549	ทุนการศึกษาเพื่อศึกษาปริญญาเอก ณ ประเทศเยอรมันนี	German academic exchange services (DAAD)