

การจัดการทรัพยากรแบบกระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน



นายเพชร นันทิวิจิตชัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2566

OPTIMAL SCHEDULING OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES  
UNDER VIRTUAL POWER PLANT CONCEPT



PETCH NANTHIWICHITTHAI

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for  
the Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering  
Suranaree University of Technology  
Academic Year 2023

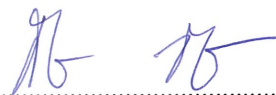
## การจัดการทรัพยากรแบบกระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นักวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา  
ตามหลักสูตรปริญญาโทบริหารธุรกิจบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์




.....  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพัฒนา นิรัคฆนาภรณ์)  
ประธานกรรมการ




.....  
(รองศาสตราจารย์ ดร.กิริติ ชยะกุลศิริ)  
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)




.....  
(ศาสตราจารย์ ดร.ฉันทชัย กุลวรรณิชพงษ์)  
กรรมการ




.....  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุเทน ลีตัน)  
กรรมการ



.....  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ทศพล รัตนนิมชัย)  
กรรมการ



.....  
(รองศาสตราจารย์ ดร.ยุพาพร รักสกุลพิวัฒน์)  
รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและประกันคุณภาพ



.....  
(รองศาสตราจารย์ ดร.พรศิริ จงกล)  
คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

เพชร นันทวิจิตรชัย : การจัดการทรัพยากรแบบกระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน (OPTIMAL SCHEDULING OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES UNDER VIRTUAL POWER PLANT CONCEPT)

อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.กิริติ ชยะกุลศิริ , 176 หน้า.

คำสำคัญ: โรงไฟฟ้าเสมือน/การส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า/ต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่/ทรัพยากรที่กระจายอยู่ในระบบ

วิทยานิพนธ์นี้เสนอการวิจัยเพื่อศึกษาแนวทางการกำหนดนโยบายด้านโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant, VPP) ให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยจะทำการจำลองเป็นปัญหาในการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบให้มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยคำนึงถึงการจัดสรรทรัพยากรที่กระจายในระบบของประเทศไทยคือ โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก และโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือนซึ่งจะทำให้ได้กระบวนการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีข้อจำกัดในด้านปริมาณกำลังการผลิตรายวันและได้เครื่องมือวิธีในการวิเคราะห์มูลค่าของกำลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนที่จะนำมาใช้ในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนรวมต่ำสุดได้

ในการดำเนินการวิจัยจะทำการพัฒนากระบวนการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการจัดสรรทรัพยากรที่กระจายอยู่ในระบบ (Distributed Energy Resources, DERs) ในรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน ทำการศึกษาวิเคราะห์โดยใช้ระบบทดสอบมาตรฐานมาปรับใช้และระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย และนำผลลัพธ์มาวิเคราะห์และสรุปเป็นข้อเสนอแนะแนวทางในการวิเคราะห์ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง (Real-time Locational Price, RLP) และการกำหนดนโยบายในด้านโรงไฟฟ้าเสมือนของประเทศไทย เพื่อให้ได้กระบวนการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีข้อจำกัดในด้านปริมาณกำลังการผลิตรายวัน และเครื่องมือวิธีในการวิเคราะห์มูลค่าของกำลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนที่จะนำมาใช้ในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนรวมต่ำสุดได้ รวมทั้งได้ทราบถึงต้นทุนเชื้อเพลิงของประเทศไทยที่ลดลงได้เมื่อมีกระบวนการที่ทำให้โรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่เป็น Non-Firm สามารถทำงานในลักษณะ Firm ได้นอกจากนี้ยังได้พัฒนาวิธีการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด

ผลการศึกษาการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามพื้นที่แบบรวมศูนย์ (Area-Based Optimal Power Dispatch) ที่พัฒนาในงานวิจัยนี้ทำให้สามารถวิเคราะห์ RLP ได้สะท้อนคุณลักษณะของการ



ใช้ไฟฟ้าได้โดย RLP สามารถใช้เป็นปัจจัยประกอบการพิจารณาส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้าเสมือนในพื้นที่ที่จะเกิดประสิทธิผลต่อระบบไฟฟ้ากำลังและสามารถใช้เป็นตัวแปรในการกำหนดราคาซื้อขายกับผู้ให้บริการในลักษณะโรงไฟฟ้าเสมือนในอนาคตได้ โดยการสนับสนุนโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่ละพื้นที่ยังมีปัจจัยอื่นประกอบ อาทิ ความสมดุลของพลังงาน การผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ พิกัดของสายเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ การลงทุน ความมั่นคงของระบบ แหล่งทรัพยากร สิ่งแวดล้อม และการเติมโตทางเศรษฐกิจของแต่ละพื้นที่ เป็นต้น

นอกจากนี้จากการจำลองให้โรงไฟฟ้าเสมือนมีลักษณะการทำงานเสมือนเป็นระบบกักเก็บพลังงานที่จัดสรรได้ในระบบ สามารถทำการจัดแผนการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนตามการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวันให้เกิดประโยชน์ในการลดต้นทุนการผลิตของระบบลงได้ ซึ่งในลักษณะนี้หากมีการใช้ต้นทุนการผลิตราคาตามช่วงเวลาจริง โรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถจัดสรรทรัพยากรจะสามารถซื้อไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำและขายในช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากและมีราคาสูง ก็จะทำให้เกิดประโยชน์ทั้งต่อระบบไฟฟ้ากำลังและเกิดผลประโยชน์ต่อโรงไฟฟ้าเสมือนได้ ซึ่งเป็นลักษณะของรูปแบบการซื้อขายที่จะเอื้อให้เกิดประโยชน์ต่อทุกฝ่ายจะเป็นรูปแบบที่มีการใช้ต้นทุนค่าไฟฟ้าตามเวลาจริง และจะสามารถผลักดันให้เกิดการลงทุนโรงไฟฟ้าเสมือน และทำให้ทรัพยากรไฟฟ้าที่เป็น Non-Firm ในระบบมีลักษณะที่ Firm ได้



สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

ปีการศึกษา 2566

ลายมือชื่อนักศึกษา .....

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา .....

PETCH NANTHIWICHITTHAI : OPTIMAL SCHEDULING OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES UNDER VIRTUAL POWER PLANT CONCEPT.

THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. KEERATI CHAYAKULKHEEREE, D.Eng., 176 PP.

Keyword: Virtual power plants/Optimal power dispatch/Real-time locational electricity price/Distributed energy resources

This thesis investigates the study guidelines for setting policy regarding virtual power plants (VPP) for maximum benefit. The simulation is formed into the problem in ordering the operation of power plants in the system to have the lowest cost, taking into account the allocation of distributed resources in the system in Thailand, namely small power producer and very small power producer in the form of a virtual power plant. This will result in a virtual power plant management process that has limitations in the amount of daily production capacity and a tool and method for analyzing the value of the electrical power of the virtual power plant that will be used in the management of the electrical system to produce electricity with the lowest total cost.

In carrying out the research, the process for ordering the start-up of power plants will be developed, considering the allocation of distributed energy resources (DER) in the system in the form of a VPP. An analytical study using a standard testing system and a comparable system for Thailand's electrical power systems was also conducted. The results are analyzed and summarized as recommendations for real-time locational electricity price (RLP) analysis and setting policies in the field of virtual power plants in Thailand, to have a VPP management process that has limitations in the amount of daily production capacity including tools and methods for analyzing the value of electrical power of VPP that can be used in managing the electrical power system to produce electricity with the lowest total cost. The study also includes the reduction in fuel costs in Thailand when there is a process that allows small, non-firm power plants to work in a firm manner. In addition, they developed the most appropriate method for managing distributed resources under the form VPP model using the optimal particle movement method.

The results of the area-based optimal power dispatch study developed in this research make it possible to analyze RLP, reflecting the characteristics of electricity use. RLP can be used as a factor in considering promoting VPP in areas that will be effective for the electric power system and can be used as a variable in determining trading prices with service providers in the form of VPP in the future. Supporting VPP in each area also involves other factors such as energy balance, Electricity production in each area, tie-lines between areas, investment, system stability, resources, environment, and economic growth of each area, etc.

In addition, from the research, the VPP behaves like an energy storage system that can be allocated in the system. The VPP work plan can be arranged according to changes in electrical energy use according to the time of day to benefit in reducing the system's production costs. In this way, if production costs are used according to actual time periods, VPP will be able to allocate resources, be able to buy electricity during periods of low electricity use and sell it during times of high electricity use and high prices. It will bring benefits to both the electrical power system and the VPP. This is the nature of the trading model that will benefit all parties. It will be a model that uses real-time electricity costs, and will be able to drive VPP investment and make non-firm electrical resources in the system have firm characteristics.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

School of Electrical Engineering

Academic Year 2023

Student's Signature .....

Advisor's Signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ได้มอบทุนการศึกษาแก่นักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาที่คณาจารย์ได้รับทุนวิจัยจากแหล่งทุนภายนอกจากกองทุนสนับสนุนการวิจัยและพัฒนา (ทุน OROG) ในการศึกษาวิศวกรรมศาสตร์ดุษฎีบัณฑิตของผู้วิจัย

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์ ดร.กীরติ ชยะกุลศิริ ผู้มีความรัก ความเมตตา ความกรุณาต่อศิษย์ ประสทธิประสาวิชาความรู้ให้แก่ผู้วิจัยตลอดมา หากขาดท่านแล้วความสำเร็จนี้มีอาจเป็นไปได้เลย

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพัฒนา นิรัคฆนาภรณ์ ศาสตราจารย์ ดร.ธนัตชัย กุลรวรานิชพงษ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุเทน ลีตน และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ทศพล รัตนนิยมชัย ที่ได้ให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์อย่างสูงในการดำเนินการศึกษาวิจัยนี้

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.นิตย์ เพ็ชรรักษ์ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพัฒนา นิรัคฆนาภรณ์ ในความช่วยเหลือด้านข้อมูลที่เกี่ยวข้องในงานวิจัย รวมทั้งคุณอนุสรรา ประกอบแก้ว ที่ช่วยประสานงานในส่วนของกับเอกสารที่เกี่ยวข้องกับการเรียนในทุกภาคการศึกษาที่ผ่านมา

นอกจากนี้ผู้วิจัยขอกราบคุณบิดา-มารดา ซึ่งเป็นผู้อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของผู้วิจัยในทุกๆ เรื่องเสมอมา นอกจากนี้ยังมีบุคคลผู้มีพระคุณอีกหลายท่านที่ให้ความเอื้อเฟื้อเกื้อกูลแก่ข้าพเจ้า อันมิอาจกล่าวได้หมดในเวลานี้ ผู้วิจัยจึงใคร่ขอขอบพระคุณทุกท่านไว้ ณ ที่นี้ด้วย

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า วิทยานิพนธ์เล่มนี้จะมีคุณค่าทางวิชาการและเกิดคุณประโยชน์ต่อประเทศไม่มากนักน้อย แต่หากวิทยานิพนธ์เล่มนี้พบข้อบกพร่องเช่นใด ผู้วิจัยขอน้อมรับความผิดพลาดไว้ ณ ที่นี้แต่เพียงผู้เดียว

เพชร นันทวิจิตรชัย

# สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ค
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ณ
สารบัญรูป.....	ญ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ .....	ณ
<b>บทที่</b>	
<b>1 บทนำ.....</b>	<b>1</b>
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	4
1.3 ข้อยกเว้นเบื้องต้น .....	5
1.4 ขอบเขตงานวิจัย.....	5
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	6
1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์.....	6
<b>2 บริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....</b>	<b>8</b>
2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	8
2.1.1 นิยามและรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน.....	8
2.1.2 ขั้นตอนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเสมือนมีดังนี้.....	10
2.1.3 ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนในต่างประเทศ .....	12
2.1.4 นโยบายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือน .....	30
2.1.5 การออกแบบตลาดและกลไกตลาด.....	33
2.1.6 บทบาทหน้าที่และผู้มีส่วนร่วมในตลาด .....	33
2.1.7 อัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการระบบจำหน่าย .....	33
2.2 งานวิจัยในด้านการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสม.....	35



## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3	การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย.....	43
3.1	การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Generation Dispatch, GD).....	43
3.2	ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง (Real-time Locational Price, RLP).....	46
3.3	กระบวนการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย.....	47
3.4	ผลลัพธ์กรณีฐาน (Base Case).....	48
3.5	ผลลัพธ์กรณีที่มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบ.....	53
4	การจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน.....	58
4.1	การหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน.....	58
4.2	การหาคำตอบการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด (PSO).....	59
4.3	ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส.....	62
4.4	ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส กรณีศึกษาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบ.....	70
4.4.1	กรณีที่ 1 กำหนดให้มี VPP 25% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่.....	70
4.4.2	กรณีที่ 2 กำหนดให้มี VPP 50% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่.....	74
4.4.3	กรณีที่ 3 กำหนดให้มี VPP 75% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่.....	78
4.4.4	กรณีที่ 4 กำหนดให้มี VPP 100% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่.....	81
4.4.5	กรณีที่ 5 กำหนดให้มี VPP 110% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่.....	85
5	การจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนกรณีศึกษาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเชิงพื้นที่.....	89
5.1	กระบวนการวิเคราะห์.....	92
5.2	ผลการทดสอบวิธีการ.....	93



## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.2.1	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน (Summer peak day) .....	94
5.2.2	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน (Summer light load day).....	98
5.2.3	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว (Winter peak day).....	102
5.2.4	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว (Winter light load day) .....	106
5.2.5	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน (Rainy peak day).....	110
5.2.6	ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน (Rainy light load day).....	114
<b>6</b>	<b>สรุปและข้อเสนอแนะ</b> .....	<b>118</b>
6.1	สรุปผลการวิจัย .....	118
6.2	ข้อเสนอแนะ .....	119
	รายการอ้างอิง .....	121
ภาคผนวก ก	การศึกษาการลดรูปโครงข่ายเพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าเชิงพื้นที่....	126
ภาคผนวก ข	ข้อมูลของระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย .....	130
ภาคผนวก ค	บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา.....	145
	ประวัติผู้เขียน.....	176

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1	ความก้าวหน้าของโครงการใช้ระบบของ Tesla และ SolarEdge / LC Chem.....20
2.2	สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน..... 36
3.1	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายวันของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนเมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนขนาด 5% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของวันในแต่ละพื้นที่.....56
4.1	ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส..... 62
4.2	ตำแหน่งที่กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน..... 62
4.3	ผลลัพธ์กรณีฐานของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส.....65
4.4	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง.....67
4.5	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส..... 69
4.6	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 1..... 71
4.7	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 1.....72
4.8	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 2..... 75
4.9	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 2.....76
4.10	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 3..... 78
4.11	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 3.....79
4.12	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 4..... 82
4.13	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 4.....83
4.14	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 5..... 86
4.15	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 5.....87
5.1	แบบจำลองของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ของประเทศไทย.....91

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.2	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน..... 95
5.3	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน ..... 96
5.4	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน ..... 99
5.5	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน ..... 100
5.6	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว ..... 103
5.7	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว ..... 104
5.8	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว ..... 107
5.9	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว ..... 108
5.10	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน ..... 111
5.11	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน ..... 112
5.12	ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน ..... 115
5.13	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน ..... 116
ข.1	ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูร้อน (เมกะวัตต์)..... 131
ข.2	ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูฝน (เมกะวัตต์)..... 132
ข.3	ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูหนาว (เมกะวัตต์) ..... 133
ข.4	โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคเหนือ ..... 134
ข.5	โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ..... 135
ข.6	โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง ..... 136
ข.7	โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคใต้..... 142
ข.8	โรงไฟฟ้าที่ตั้งต่างประเทศ ..... 143

## สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1.1	การเปลี่ยนแปลงรูปแบบของระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้น.....	2
1.2	แนวคิดในการสร้างรูปแบบปัญหาในการหาคำตอบการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เสมือน.....	3
1.3	โครงสร้างของวิทยานิพนธ์.....	5
2.1	องค์ประกอบของโรงไฟฟ้าเสมือน.....	9
2.2	การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	11
2.3	บทบาทของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	12
2.4	โครงสร้างการเชื่อมโยงและบริหารจัดการ DERs ในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน .....	14
2.5	Tesla Powerwall 2 .....	19
2.6	LG Chem's RESU10H ต่อพ่วงกับ SolarEdge .....	19
2.7	ตัวอย่างโหลดโหลดเฉลี่ยใน 1 ปี ของระบบที่มีโรงไฟฟ้าเสมือน .....	21
2.8	กำลังผลิตติดตั้ง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือน และรายได้จากตลาดของ โรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรป (ปี ค.ศ. 2019-2028) .....	23
2.9	กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเสมือนในฝั่งด้านอุปทาน (Supply-side) และมูลค่าในการดำเนินการ การในภูมิภาคต่างๆ .....	23
2.10	โครงการโรงไฟฟ้าเสมือนสาธิต Cell Controller ประเทศเดนมาร์ก .....	24
2.11	การดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนในโครงสร้างตลาดของยุโรป.....	26
2.12	ประเด็นพิจารณาในการกำกับดูแลโรงไฟฟ้าเสมือน.....	32
2.13	มีการจัดรูปแบบโครงสร้างที่ผนวกรวมโรงไฟฟ้าเสมือน.....	34
2.14	เทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าเสมือน .....	35
2.15	ภาพรวมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าเสมือน.....	36
3.1	ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Generation Dispatch, GD).....	44

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.2 การสร้างต้นทุนการผลิตรวม (Aggerated Supply Curve) เชิงพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย (Thai System Area Base Generator Aggregated Supply Cost).....	47
3.3 กระบวนการคำนวณกระบวนการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย.....	48
3.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน (Summer peak day).....	49
3.5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน (Summer light load day).....	50
3.6 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว (Winter peak day).....	50
3.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว (Winter light load day).....	51
3.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน (Rainy peak day).....	51
3.9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน (Rainy light load day).....	52
3.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของแต่ละวัน.....	52
3.11 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคเหนือด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน.....	54
3.12 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคอีสานด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน.....	54

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.13	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคกลางด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน..... 55
3.14	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคใต้ด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน..... 55
3.15	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวมของแต่ละกรณีที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าเสมือนเข้าไปในระบบในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อน ..... 56
4.1	การหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดในการส่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มีรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตแบบสมการยกกำลังสอง ..... 58
4.2	ระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส..... 63
4.3	ความต้องการไฟฟ้า Load Profile ที่นำมาใช้เป็นกรณีศึกษา..... 64
4.4	Non-firm Power Generation Profile ที่นำมาใช้เป็นกรณีศึกษา ..... 64
4.5	ผลลัพธ์กรณีฐานของระบบ IEEE 30 บัส..... 66
4.6	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ด้วยวิธีที่นำเสนอ..... 68
4.7	การลู่เข้าในการคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบ IEEE 30 บัส ..... 68
4.8	ผลลัพธ์ของการคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบ IEEE 30 บัส..... 69
4.9	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 1 ..... 72
4.10	การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีที่ 1 ..... 73
4.11	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 1 ..... 74
4.12	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 2 ..... 75
4.13	การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีที่ 2 ..... 77
4.14	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 2..... 77
4.15	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 3 ..... 79
4.16	การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีที่ 3 ..... 80
4.17	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 3..... 81
4.18	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 4 ..... 82



## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.19	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 4 ..... 84
4.20	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 4..... 84
4.21	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 5 ..... 85
4.22	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 5 ..... 88
4.23	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 5..... 88
5.1	ระบบไฟฟ้ากำลังจำลองของประเทศไทยที่ลดรูปแบ่งตามพื้นที่ ..... 90
5.2	การหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการส่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มี รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตแบบเชิงเส้น..... 92
5.3	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า สูงสุดในฤดูร้อน..... 94
5.4	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน..... 97
5.5	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน ..... 97
5.6	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า ต่ำสุดในฤดูร้อน ..... 98
5.7	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน .... 101
5.8	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน..... 101
5.9	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า สูงสุดในฤดูหนาว ..... 102
5.10	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว ..105
5.11	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว..... 105
5.12	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า ต่ำสุดในฤดูหนาว ..... 106
5.13	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว ..109
5.14	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว..... 109

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.15	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า สูงสุดในฤดูฝน..... 110
5.16	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน..... 113
5.17	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน ..... 113
5.18	ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้า ต่ำสุดในฤดูฝน ..... 114
5.19	การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน ..... 117
5.20	ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน..... 117
ก.1	การลดรูปโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อศึกษาเชิงพื้นที่..... 128

## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

AI	= Artificial Intelligence เทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์
AOPD	= Area-Based Optimal Power Dispatch การส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามพื้นที่
CHP	= Combined Heat and Power Plant ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม
DERs	= Distributed Energy Resources แหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายกระจาย
DG	= Distributed Generation การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
Disco	= Distribution Company ผู้ดูแลระบบจำหน่าย
DR	= Demand Response การตอบสนองทางด้านโหลด
DSO	= Distribution System Operator ผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้า
ESS	= Energy storage systems ระบบกักเก็บพลังงาน
EV	= Electric Vehicle ยานยนต์ไฟฟ้า
GD	= Generation Dispatch การส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า
HEMS	= Home Energy Management System ระบบบริหารจัดการพลังงานในบ้าน
ICT	= Information and Communication Technology เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
IoT	= internet of things อินเทอร์เน็ตประสานสรรพสิ่ง ไอโอที
IPS	= Independent Power Supply ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง
ISO	= Independent system operator ผู้บริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลัง
IT	= Information Technology เทคโนโลยีสารสนเทศ
PSO	= Particle Swarm Optimization การหาค่าเหมาะที่สุดด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาค

## คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

RLP	= Real-time Locational Price ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง
RTP	= Real-time Price ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง
SO	= System Operator ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่าย
SOC	= State of Charge ระดับการเก็บประจุหรือการชาร์จไฟของแบตเตอรี่
SPP	= Small Power Producer โรงไฟฟ้ารายเล็ก
TOU	= Time of Use อัตราค่าไฟฟ้าแบบตามเวลา
TSO	= Transmission system operator ผู้ดำเนินการระบบส่งกำลัง
VPP	= Virtual Power Plant โรงไฟฟ้าเสมือน
VSPP	= Very Small Power Plant โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
$FC$	= ต้นทุนการผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้า (บาทต่อชั่วโมง)
$F(P_{Gi})$	= ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส $i$ (บาทต่อชั่วโมง)
$P_{Gi}$	= กำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส $i$ (เมกะวัตต์)
$P_{Di}$	= ภาระกำลังงานไฟฟ้าจริงที่บัส $i$ (เมกะวัตต์)
$ V_i $	= ขนาดของแรงดันที่บัส $i$ (โวลต์)
$BG$	= เซตของบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่
$f_l^{\max}$	= พิกัดกำลังงานไฟฟ้าของสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้าที่ $l$ (เมกะวีเอ)
$NB$	= จำนวนบัสทั้งหมด
$P_{Gi}^{\max}$	= กำลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุด (พิกัด) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส $i$ (เมกะวัตต์)
$P_{Gi}^{\min}$	= กำลังงานไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส $i$ (เมกะวัตต์)
$Q_{Di}$	= ภาระกำลังงานไฟฟ้ารืแอกตีฟที่บัส $i$ (เมกะวาร์)
$ y_{ij} $	= ขนาดของ $y_{ij}$ ในเมตริก Ybus (mho)

### คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$\theta_{ij}$	= มุมของ $y_{ij}$ ในเมตริก Ybus (radian)
$f_l$	= กำลังงานไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้า $l$ (เมกะวีเอ)
$Q_{Gi}$	= ค่ากำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส $i$ (เมกะวาร์)
$\delta_{ij}$	= ผลต่างระหว่างมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส $i$ และบัส $j$ (radian)
$P_{Gi}^{l,j}, P_{Gi}^{u,j}$	= ขอบเขตในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถทำงานได้ (เมกะวัตต์)
$\rho_i$	= ค่าไฟฟ้าที่โหนด $i$ (บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)
$\lambda$	= ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายของประเทศ (บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)
$P_{loss}$	= ความสูญเสียในระบบส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
$P_i$	= กำลังงานไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่ระบบที่โหนด $i$ (เมกะวัตต์)
$\mu_l$	= ตัวแปรเงื่อนไขคูน-ทักเกอร์ (Kuhn-Tucker Condition) ซึ่งสะท้อน ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงขึ้นหากพิกัดกำลังงานของสายส่ง $l$ สามารถ รับภาระได้มากกว่าเดิมอีกหนึ่ง (เมกะวีเอ)
NC	= จำนวนสายส่งทั้งหมดที่ทำงานเต็มพิกัดกำลัง
$P_l$	= กำลังงานไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง $l$ (เมกะวัตต์)
TDC	= Total Daily Fuel Cost ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดวัน (ดอลลาร์ต่อวัน)
$F^h(PG^h, VPP^h)$	= ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่ $h$ (ดอลลาร์)
$P_{Gi}^h$	= กำลังการผลิตไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$VPP_i^h$	= กำลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าเสมือน $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{Li}^h$	= กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{Loss}$	= กำลังจริงสูญเสียของระบบไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
NG	= จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
NV	= จำนวนโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้า

### คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$NB$	= จำนวนบัสของระบบไฟฟ้า
$PNF$	= Penalty Function
$VPP^{(m)}$	= เมตริกแสดงค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนทั้งหมดในแต่ละชั่วโมงในรอบการคำนวณที่ $m$
$VPP_i^{(m)}$	= เมตริกแสดงค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือน $i$ ในแต่ละชั่วโมงในรอบการคำนวณที่ $m$
$VPP_i^{24(m)}$	= ค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือน $i$ ในชั่วโมงที่ 24 ในรอบการคำนวณที่ $m$
$VPPE_i$	= ค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดวันที่โรงไฟฟ้าเสมือน $i$ ผลิตได้ (เมกะวัตต์)
$C_1, C_2$	= ค่าคงที่เร่ง
$rand_1, rand_2$	= ค่าตัวแปรสุ่ม
$w$	= ค่าตัวแปรถ่วงน้ำหนัก



# บทที่ 1

## บทนำ

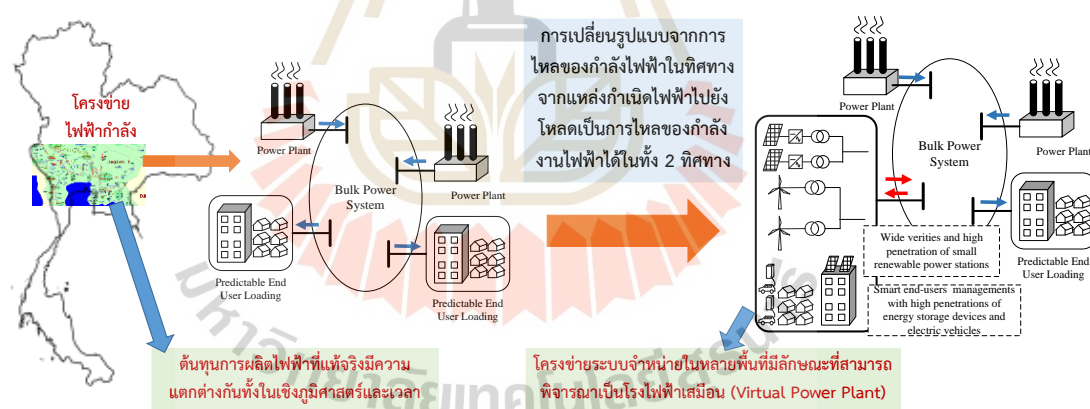
### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ระบบไฟฟ้ากำลังในหลายประเทศรวมทั้งประเทศไทยมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบไปจากอดีตเป็นอย่างมาก สิ่งที่แตกต่างกันอย่างชัดเจนคือมีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) ด้วยพลังงานทดแทนอยู่ในระบบมากขึ้น และยังมีผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ที่มีความชาญฉลาดขึ้น (Prosumer) ทำให้สามารถพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าในระยะสั้นได้ยาก ซึ่งหน่วยงานที่ดูแลการผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าในหลายประเทศได้มีความสนใจในการพัฒนาระบบโครงข่ายให้มีความชาญฉลาดที่เรียกว่าโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อให้เกิดการบริหารจัดการระบบผลิต ส่งจ่ายและจำหน่ายไฟฟ้า ที่มีประสิทธิภาพและสอดคล้องกับทรัพยากรที่มีของระบบ รวมทั้งตอบสนองต่อความต้องการของประเทศ ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงอย่างหนึ่งที่สำคัญในระบบไฟฟ้าคือจากเดิมที่กำลังงานไฟฟ้าไหลจากระบบผลิตไประบบส่งและไปยังระบบจำหน่ายมาเป็นการไหลของกำลังไฟฟ้าที่มีได้ในทั้งทิศทางจากระบบส่งเข้าสู่ระบบจำหน่ายและจากระบบจำหน่ายเข้าสู่ระบบส่ง ซึ่งระบบจำหน่ายที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าเกินกว่าความต้องการในลักษณะนี้จะสามารถบริหารจัดการเป็นโครงข่ายขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่อาจจะแยกตัวออกจากระบบ (Islanding) ในบางกรณีได้หรือมีสถานะเป็นแหล่งจ่ายพลังงานให้แก่ระบบได้ โดยในหลายประเทศได้นิยามระบบนี้ว่าโรงไฟฟ้าเสมือน (VPP)

ทั้งนี้ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยสามารถแบ่งได้เป็น 3 ส่วนหลักคือ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย โดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับผิดชอบดูแลระบบผลิตและระบบส่ง การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รับผิดชอบระบบจำหน่ายในเขตจังหวัดกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ และการไฟฟ้าภูมิภาค (กฟภ.) ดูแลระบบจำหน่ายในเขตจังหวัดที่เหลือครอบคลุมทุกภูมิภาคของประเทศไทย โดยการดำเนินงานกิจการไฟฟ้าของประเทศอยู่ภายใต้การกำกับดูแลโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

ในระยะเวลาที่ผ่านมา ประเทศไทยมีการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ 187,832 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี พ.ศ. 2561 โดยเพิ่มขึ้นจากปีก่อนคิดเป็นร้อยละ 1.5 โดยไม่คิดรวมการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า

ใช้เอง (Independent Power Supply, IPS) และมีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ 3 การไฟฟ้าที่ระดับ 29,968 เมกะวัตต์ (ไม่รวมความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของ IPS) โดยลดลงจากปี พ.ศ. 2560 ร้อยละ 1.1 และ ในปี 2561 มีการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.6 ที่ระดับ 204,306 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ที่สัดส่วนร้อยละ 57 รองลงมาคือถ่านหินนำเข้าและลิกไนต์ ร้อยละ 17 นำเข้าไฟฟ้า ร้อยละ 13 และพลังน้ำ ร้อยละ 4 และพลังงานหมุนเวียน ร้อยละ 9 ซึ่งจากการส่งเสริมโรงไฟฟ้าย่อยเล็ก (Small Power Producer, SPP) และโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) รวมทั้งการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนและการจัดการทางด้านโหลด (Demand Side Management DSM) ในหลากหลายรูปแบบในประเทศไทย อาทิ อัตราค่าไฟฟ้าแบบตามเวลา (Time of Use, TOU) และการตอบสนองทางด้านโหลด (Demand Response, DR) เป็นต้น ทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในบางพื้นที่ที่มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินกว่าความต้องการและไหลจากระบบจำหน่ายเข้าสู่ระบบส่งในบางช่วงเวลาและคาดว่าระบบจำหน่ายในลักษณะนี้จะมีอัตราที่เพิ่มสูงขึ้นทั้งปริมาณของกำลังไฟฟ้าและจำนวนพื้นที่ ดังแสดงในรูปที่ 1.1

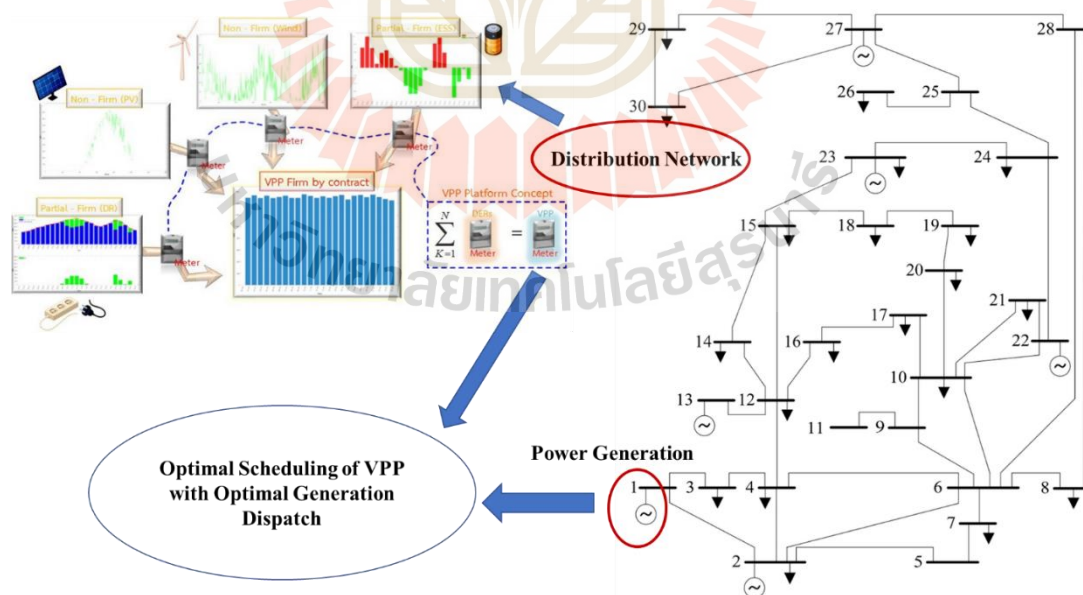


รูปที่ 1.1 การเปลี่ยนแปลงรูปแบบของระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้น

ยิ่งไปกว่านั้นการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าย่อยเล็กยังมีลักษณะที่มีความไม่แน่นอน (Non-Firm) ที่มีการจ่ายเข้าระบบตามความต้องการของผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งโดยมากจะเลือกช่วงเวลาที่มียาราคาไฟฟ้าสูง หรือจ่ายเข้าระบบตามเงื่อนไขที่ผลิตได้จากพลังงานที่มี โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตและจ่ายเข้าระบบในช่วงเวลาที่มีพลังงานแสงอาทิตย์ ส่วนโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะผลิตและจ่ายเข้าระบบตามลักษณะของพลังงานลมที่มีในแต่ละช่วงเวลา การเปลี่ยนแปลงที่ต้องเฝ้าระวังไว้คือ

ประเด็นคือการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการใช้ในอาคารหรือโรงงานซึ่งโดยมากจะติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) ทำให้เกิดลักษณะของโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังที่คาดการณ์ได้ยากกว่าในอดีตเป็นอย่างมาก พฤติกรรมที่เกิดขึ้นนี้เป็นอีกลักษณะหนึ่ง que เปรียบเสมือนมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กกระจายอยู่ในระบบที่พร้อมจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบด้วยตนเองโดยที่คาดการณ์ล่วงหน้าได้ยาก

การศึกษานโยบายและการวางข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับแนวทางการบริหารจัดการระบบที่มีโรงไฟฟ้าเสมือน จึงเป็นสิ่งสำคัญที่ควรดำเนินการเพื่อรองรับทิศทางของรูปแบบของระบบไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต โดยแนวทางที่ควรศึกษาควรครอบคลุมทั้งประเด็นในด้านของการสนับสนุนตำแหน่งที่ตั้ง นโยบายการรับซื้อ รวมทั้งข้อกำหนดให้สอดคล้องกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่มีอยู่ของประเทศ นอกจากนี้ในความเป็นจริงทางกายภาพแล้วต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับลักษณะของการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ซึ่งแตกต่างกันในเชิงภูมิศาสตร์ ดังนั้นทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงเป็นปัจจัยที่สำคัญในการกำหนดนโยบายหรือแนวทางสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าหรือการชดเชยที่เหมาะสมด้านโรงไฟฟ้าเสมือนให้เกิดความสอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศไทย



รูปที่ 1.2 แนวคิดในการสร้างรูปแบบปัญหาในการหาคำตอบการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเสมือน

ทั้งนี้รูปแบบการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถเป็นการบริหารจัดการทรัพยากรที่กระจายอยู่ในระบบในทางระบบมิเตอร์ (Metering) ที่ไม่จำเป็นต้องเห็นการไหลของกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจริงเมื่อมองจากระบบไฟฟ้ากำลัง (อยู่ในรูปแบบที่มีการลดการใช้กำลังไฟฟ้า) โดยไมโครกริดที่อยู่ในสถานะเชื่อมต่อกับระบบ (Grid connected mode) และมีกำลังการผลิตไหลเข้าสู่ระบบอาจได้รับการบริหารจัดการในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน ได้ดังแสดงในรูปที่ 1.2

วิทยานิพนธ์นี้จึงได้เสนอการวิจัยเพื่อศึกษาแนวทางการบริหารจัดการด้านโรงไฟฟ้าเสมือนให้เกิดประโยชน์สูงสุดสำหรับประเทศไทย โดยทำการจำลองเป็นปัญหาในการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบให้มีต้นทุนต่ำที่สุดโดยคำนึงถึงการจัดสรรทรัพยากรที่กระจายในระบบของประเทศไทยคือโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งจะทำให้ได้กระบวนการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีข้อจำกัดในด้านปริมาณกำลังการผลิตรายวันและได้เครื่องมือวิธีในการวิเคราะห์มูลค่าของกำลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนที่จะนำมาใช้ในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนรวมต่ำสุดได้ นอกจากนี้ผลการศึกษาจะช่วยให้ทราบถึงต้นทุนที่ลดลงได้เมื่อมีกระบวนการที่ทำให้โรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีความไม่แน่นอน (Non-Firm) สามารถทำงานในลักษณะแน่นอน (Firm) ได้

## 1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อพัฒนาวิธีการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

1.2.2 เพื่อศึกษากระบวนการการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน

1.2.3 สามารถวิเคราะห์และทราบถึงลักษณะของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยที่สามารถใช้ในการกำหนดนโยบายในด้านโรงไฟฟ้าเสมือนของประเทศไทยที่เหมาะสม รวมทั้งสอดคล้องกับทรัพยากรและลักษณะของผู้ใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย

1.2.4 สามารถระบุแนวทางในการบริหารจัดการและสนับสนุนให้เกิดโรงไฟฟ้าเสมือนที่สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

### 1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

1.3.1 การจัดการารงเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของประเทศไทยใช้ข้อมูลการจัดสรรของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.3.2 ข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าใช้ข้อมูลที่ได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.3.3 ข้อมูลการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมากทำโดยการกำหนดจากสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง

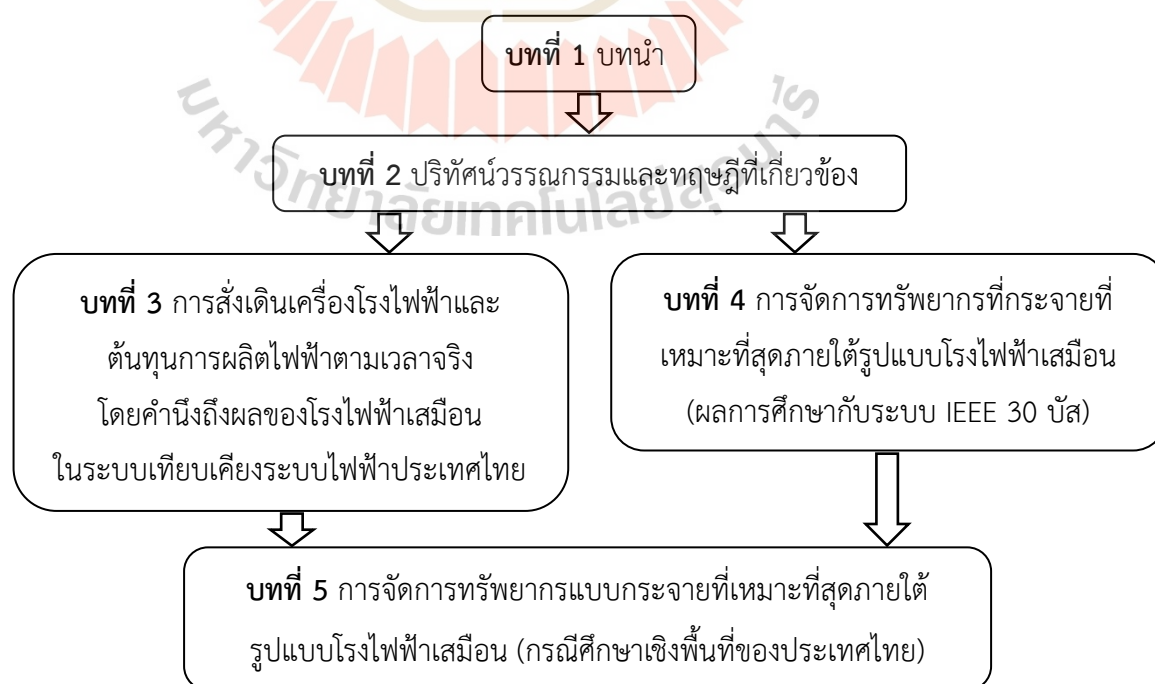
1.3.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าคำนึงถึงเฉพาะต้นทุนเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเท่านั้น ไม่รวมต้นทุนด้านการลงทุน การบริหารจัดการ และพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน

### 1.4 ขอบเขตงานวิจัย

1.4.1 พัฒนาระบบการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการจัดสรรทรัพยากรที่กระจายอยู่ในระบบ (Distributed Energy Resources, DERs) ในรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน

1.4.2 ศึกษาวิเคราะห์โดยใช้ระบบทดสอบมาตรฐานมาปรับใช้และระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

1.4.3 นำผลลัพธ์มาวิเคราะห์และสรุปเป็นข้อเสนอแนะแนวทางในการวิเคราะห์ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง และการกำหนดนโยบายในด้านโรงไฟฟ้าเสมือนของประเทศไทย



รูปที่ 1.3 โครงสร้างของวิทยานิพนธ์



## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 ได้กระบวนการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีข้อจำกัดในด้านปริมาณกำลังการผลิตรายวัน

1.5.2 ได้เครื่องมือวิธีในการวิเคราะห์มูลค่าของกำลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนที่จะนำมาใช้ในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนรวมต่ำสุดได้

1.5.3 ได้ทราบถึงต้นทุนเชื้อเพลิงของประเทศไทยที่ลดลงได้เมื่อมีกระบวนการที่ทำให้โรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีความไม่แน่นอน (Non-Firm) สามารถทำงานในลักษณะแน่นอน (Firm) ได้

## 1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้ประกอบด้วย 6 บท 3 ภาคผนวก ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บทที่ 1 เป็นบทนำ ซึ่งกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของ การวิจัย ขอบเขตงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของวิทยานิพนธ์เล่มนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เป็นการสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีตที่มีการศึกษามาแล้ว เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาและนำมาประยุกต์ใช้ในงานวิจัย ได้แก่ นิยามและรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนในต่างประเทศ นโยบายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือน การออกแบบตลาดและกลไกตลาด บทบาทหน้าที่และผู้มีส่วนร่วมในตลาด อัตราค่าไฟฟ้าและบริการระบบจำหน่าย และการสำรวจงานวิจัยในด้านการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสม

บทที่ 3 กล่าวถึงการสังเค็ดเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย ประกอบด้วย การสังเค็ดเครื่องโรงไฟฟ้า ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง กระบวนการสังเค็ดเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย และผลลัพธ์การศึกษาประกอบด้วย ผลลัพธ์กรณีฐาน (Base Case) และผลลัพธ์กรณีที่มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้าประเทศไทย

บทที่ 4 กล่าวถึงการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน ประกอบด้วย การหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดในการสังเค็ดเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน การหาค่าตอบการสังเค็ดเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด (Particle swarm optimization, PSO) และผลการ



ทดสอบกับระบบประกอบด้วย ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส กรณีศึกษาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบ

บทที่ 5 กล่าวถึงการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนกรณีศึกษาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเชิงพื้นที่ประกอบด้วยกระบวนการวิเคราะห์ และผลการทดสอบวิธีการนำเสนอ

บทที่ 6 เป็นบทสรุปและขอเสนอแนะของวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ภาคผนวก ก การศึกษาการลดรูปโครงข่ายเพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าเชิงพื้นที่

ภาคผนวก ข ข้อมูลของระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

ภาคผนวก ค บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา



## บทที่ 2

### ปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

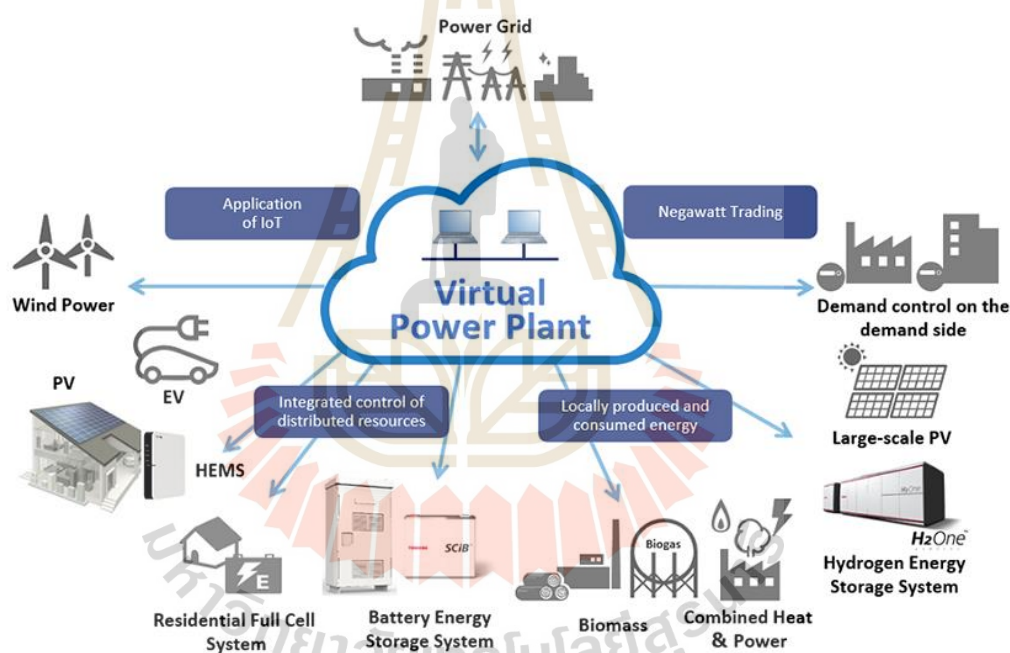
##### 2.1.1 นิยามและรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน

โรงไฟฟ้าเสมือนเป็นรูปแบบการจัดการทรัพยากรการผลิตไฟฟ้าแบบหนึ่งซึ่งช่วยในการรวบรวมทรัพยากรแบบกระจายในระบบไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่ายที่สูงขึ้นในปัจจุบัน ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าในรูปแบบกระจายในระบบจำหน่ายมักจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กและมีการกระจายอยู่ในจำนวนมาก ทำให้การบริหารจัดการมีความผันผวนที่สูงและเกิดผลกระทบต่อการวางแผนในระบบไฟฟ้าทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

รูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือนที่เกิดขึ้นในหลากหลายประเทศนั้นมีรูปแบบที่แตกต่างกันไป โดยเฉพาะในประเทศที่มีระบบไฟฟ้าที่เป็นตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าแบบเสรี (Power Pool) และยังพบว่าการบูรณาการระหว่างเทคนิค เศรษฐศาสตร์และการกำกับดูแลนั้นยังคงเป็นปัญหาในการที่จะทำให้การดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนทำได้อย่างสมบูรณ์ ซึ่งลักษณะรูปแบบทางธุรกิจ (Business Model, BM) ของกิจการไฟฟ้าแต่ละประเทศนั้นเป็นสิ่งสำคัญในการที่จะนำหลักการของโรงไฟฟ้าเสมือนมาใช้เพื่อให้เกิดเสถียรภาพและแก้ปัญหาความผันผวนของกำลังการผลิตแบบกระจายในระบบไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.1

โรงไฟฟ้าเสมือนคือการใช้เทคโนโลยีขั้นสูงเพื่อการจัดการแหล่งพลังงานที่มีอยู่กระจายให้รวมเข้ามาเป็นเครือข่ายเดียวกัน ซึ่งก็คือโรงไฟฟ้าเสมือนนั่นเอง และใช้เทคโนโลยีอินเทอร์เน็ตประสานสรรพสิ่ง (IoT) กับเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (AI) ในการรวบรวมผลผลิต รวมถึงควบคุมการเชื่อมต่อกับระบบ เมื่อได้รับการควบคุมและดำเนินการโดยโรงไฟฟ้าเสมือน แหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ก็ถูกนำมาจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งในการดูดซับอุปทานส่วนเกินจากการผลิต และส่งออกในช่วงที่ขาดแคลน โรงไฟฟ้าเสมือนจึงเป็นแนวทางแก้ปัญหาทั้งในส่วนของการผลิตและในด้านอุปสงค์ (Demand side) เพื่อที่จะดำเนินการจัดการได้อย่างราบรื่น โรงไฟฟ้าเสมือนจะต้องมีความสามารถในการควบคุมอุปกรณ์การผลิตและเครื่องมือควบคุมกระแสไฟฟ้าที่มีอยู่กระจายได้แบบเวลาจริง (Real-time) ผ่านเทคโนโลยีอินเทอร์เน็ตประสาน

สรรพสิ่ง ที่จะคอยช่วยสังเกตการณ์และควบคุมอุปกรณ์ต่างๆ แบบทางไกล พร้อมทั้งใช้องค์ความรู้จากเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ ในการคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานทดแทนและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภค ซึ่งทั้งหมดนี้คือ หน่วยการสร้างเพื่อการปรับเปลี่ยน-ลดปริมาณอย่างละเอียดและแม่นยำ ทำให้เกิดการผลิตที่ไม่มีของเสีย นอกจากนี้ ยังมีส่วนช่วยในการลดปัญหาด้านพลังงานที่หนักหน่วงที่สุดในปัจจุบัน คือ การลดปริมาณคาร์บอน (Decarbonization) เพื่อลดการเกิดก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้ ความสามารถของโรงไฟฟ้าเสมือนยังก้าวไกลไปมากกว่านั้น เมื่อทำงานร่วมกับระบบจัดการพลังงานตามไซตงานของผู้บริโภค โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถสร้างและสนับสนุนการทำงานของบริการนวัตกรรมต่างๆ ได้ด้วย ตัวอย่างเช่น พลังงานที่ไม่ได้ถูกใช้งานอันเป็นผลมาจากแรงจูงใจทางด้านอุปสงค์ จะถูกมองว่ามีมูลค่าเทียบเท่ากับพลังงานที่ผลิต



รูปที่ 2.1 องค์ประกอบของโรงไฟฟ้าเสมือน

นิยามของโรงไฟฟ้าเสมือนที่เป็นที่ยอมรับกันแพร่หลายก็คือ “โรงไฟฟ้าเสมือนเป็นการนำเสนอรูปแบบที่ยืดหยุ่นของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ที่ไม่ใช่เพียงการรวบรวมกำลังผลิตที่กระจายอยู่แต่ยังเป็นการสร้างโปรไฟล์การทำงานจากการรวมกันของพารามิเตอร์ที่บ่งบอกลักษณะของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายแต่ละตัวและรวมข้อจำกัด เชิงพื้นที่เข้าด้วยกัน (Pudjianto, D., Ramsay, C., & Strbac, G., 2007)

นอกจากนี้ยังมีนิยามที่เฉพาะเจาะจงไปที่การใช้ซอฟต์แวร์ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญของโรงไฟฟ้าเสมือนคือ “โรงไฟฟ้าเสมือนเป็นการใช้ระบบซอฟต์แวร์ในการสั่งการระยะไกลและอัตโนมัติ

ตามเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การจัดการด้านโหลด หรือระบบกักเก็บพลังงานในระบบเชื่อมต่อกับเว็บที่มีความปลอดภัยระบบเดียว (Asmus, P., 2010)

หรืออาจจะนิยามให้ครอบคลุมได้เป็น ข้อมูลการรวบรวมแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) (1) ที่เชื่อมต่อกันด้วยระบบควบคุม (2) ภายใต้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT) โดยโรงไฟฟ้าเสมือนทำหน้าที่เป็นนิติบุคคลหนึ่งที่มีมองเห็นได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง (3) ซึ่งจะเชื่อมอยู่กับระบบเสมอและสามารถเป็นได้ทั้งรูปแบบคงตัวและพลวัต (Plancke, G., De Vos, K., Belmans, R., & Delnooz, A., 2015)

ทั้งนี้โรงไฟฟ้าเสมือนอาจเป็นได้ทั้งด้านการรวบรวมกำลังการผลิตรายย่อยในระบบ (Generation Aggregation) หรืออาจจะเป็นการบริหารจัดการตอบสนองด้านโหลด (DR) ซึ่งมองได้ว่าเป็นการทำการรวบรวมโหลด (Load Aggregation) ในเชิงของโรงไฟฟ้าเสมือน หรืออาจมีทั้ง 2 ส่วนประกอบกันเป็นรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนเดียวกันก็ได้

### 2.1.2 ขั้นตอนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเสมือนมีดังนี้

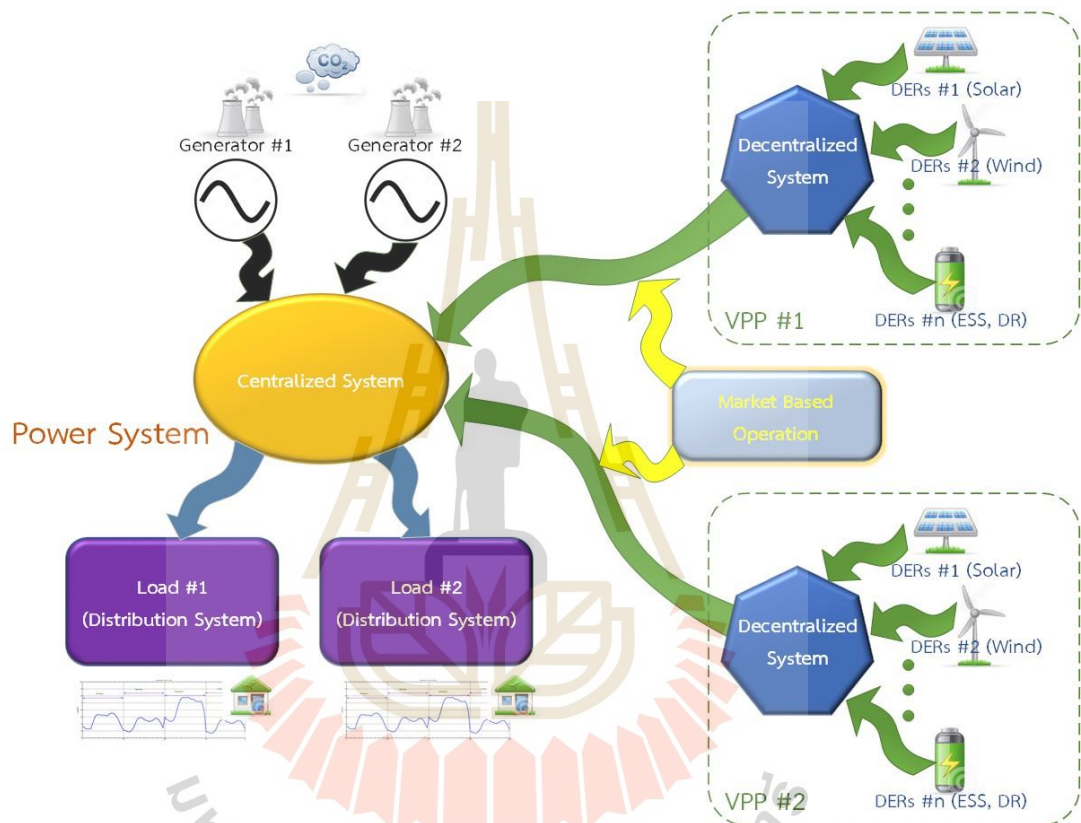
#### 1) การรวบรวมแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs)

ในขั้นตอนแรกของการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนจะเป็นการรวบรวมแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายที่มีอยู่ในระบบ ประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG), ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System, ESS) รวมทั้งโหลดแบบยืดหยุ่น หรือการตอบสนองด้านโหลด (DR) ข้อมูลที่สำคัญเมื่อทำการรวบรวมการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว แล้วประกอบด้วยตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการในลักษณะคล้ายกับการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น กำลังการผลิตที่จะจ่ายเข้าระบบ อัตราการเพิ่มลดกำลังไฟฟ้า (Ramp-rate) การควบคุมแรงดัน (Voltage Regulation) และกำลังผลิตสำรอง ทั้งนี้การรวบรวมการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว อาจมีได้ทั้งด้านอุปทาน (Supply side) คือ การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) และด้านอุปสงค์ (Demand side) คือการตอบสนองทางด้านโหลด (DR) โดยในสหรัฐอเมริกาโรงไฟฟ้าเสมือนจะประกอบไปด้วยทั้งการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) และการตอบสนองด้านโหลด (DR) ส่วนในยุโรปส่วนมากจะมีเฉพาะโรงไฟฟ้าเสมือนด้านอุปสงค์ที่เป็นการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG)

#### 2) ระบบควบคุม

ในระบบควบคุมที่ตอบสนองการดำเนินงานรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนจะต้องสามารถทำให้โรงไฟฟ้าเสมือนถูกมองเห็นว่าเป็นนิติบุคคลหนึ่งในระบบการซื้อขายไฟฟ้า โดยที่โรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถบริหารจัดการแต่ละแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs)

ที่มีอยู่ในระบบของโรงไฟฟ้าเสมือนได้เช่นกัน ทั้งนี้ระบบควบคุมสามารถแยกออกเป็นระบบควบคุมส่วนกลาง (Centralized System) ซึ่งเป็นการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังที่ผู้บริหารระบบไฟฟ้าใช้บริหารจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีอยู่ในระบบ และในส่วนของโรงไฟฟ้าเสมือนจะเป็นการควบคุมในพื้นที่หรือระบบแบบกระจายศูนย์ (Local control or Decentralized System) โดยระบบควบคุมจะมีการเชื่อมต่อกันด้วยระบบสื่อสาร ดังแสดงในรูปที่ 2.2

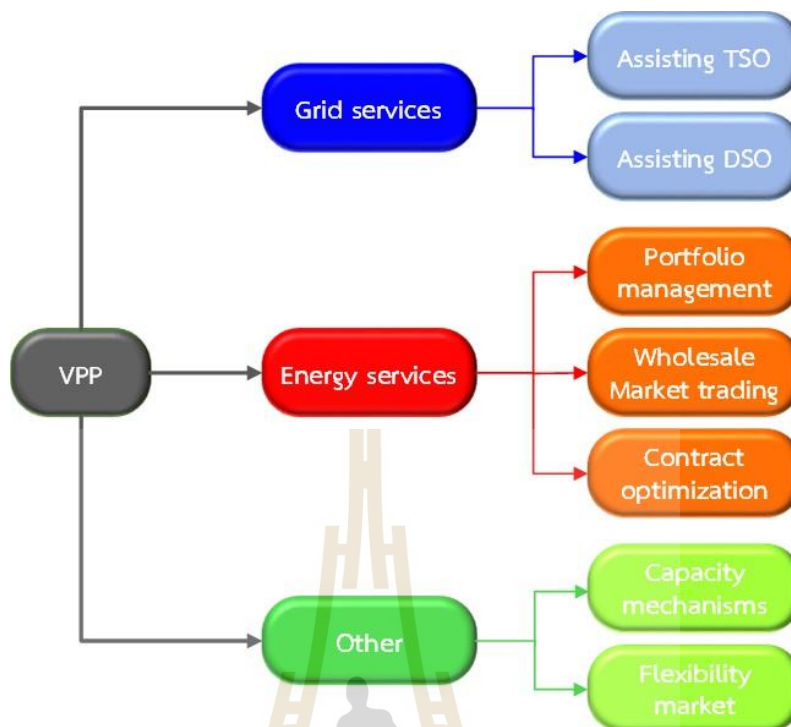


รูปที่ 2.2 การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลัง

### 3) บทบาทในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทบาทของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นสิ่งสำคัญมากในการที่จะให้บริการกิจการไฟฟ้า โดยรูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือนอาจแบ่งออกเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนเชิงเศรษฐกิจศาสตร์ (Commercial VPP, CVPP) และโรงไฟฟ้าเสมือนเชิงเทคนิค (Technical VPP, TVPP) (Pudjianto, D., Ramsay, C., & Strbac, G., 2007) ในภาพรวมโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถช่วยในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังได้หลากหลายบทบาท ดังแสดงในรูปที่ 2.3





รูปที่ 2.3 บทบาทของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลัง

### 2.1.3 ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนในต่างประเทศ

แหล่งพลังงานแบบกระจาย (DERs) เป็นแหล่งพลังงานขนาดเล็กถึงขนาดกลาง ซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบจำหน่าย ซึ่งประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่ขนาดเล็ก) และโหลดไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้ เช่น ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ปั๊มความร้อน (Heat pump) หรือ การตอบสนองด้านโหลด (DR) (IRENA., 2019)

เมื่อต้นทุนของแหล่งพลังงานแบบกระจาย (DERs) ซึ่งรวมถึงระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้มีการใช้เทคโนโลยีดังกล่าวมากขึ้น และส่งผลให้มีผู้มีส่วนร่วมรายใหม่ๆ ในตลาดพลังงานเข้ามาให้บริการด้วยเทคโนโลยีดังกล่าว นอกจากนั้น แหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายก็ยังมีโอกาสทางฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีส่วนเข้ามาช่วยในการบริหารจัดการการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้น แหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายจึงมีประโยชน์ในหลายส่วนในกิจการไฟฟ้าทั้งฝั่งผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะส่งผลให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการนำมาใช้งานเมื่อมีการควบคุมระบบอย่างมีประสิทธิภาพและเหมาะสมโดยพิจารณาทั้งระบบองค์รวมซึ่งครอบคลุมการทำงานแบบสอดคล้องประสานร่วมกันในทุกๆ ส่วน



การรวบรวมพลังงานไฟฟ้าที่สามารถส่งเข้าระบบได้จากแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจัดกระจายให้มีปริมาณและคุณภาพ เพื่อวัตถุประสงค์ในการให้บริการทางพลังงานไฟฟ้าที่หลากหลาย ได้มีการดำเนินการผ่านผู้รวบรวม (Aggregators) ซึ่งทำให้พลังงานไฟฟ้าที่รวบรวมมาสามารถส่งจ่ายเข้าระบบได้เสมือนเป็นโรงไฟฟ้า หรือที่เรียกว่าโรงไฟฟ้าเสมือน (VPP) ซึ่งสามารถสั่งเดินเครื่อง จ่ายโหลด ตามความต้องการไฟฟ้า หรือภายใต้สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าได้โรงไฟฟ้าเสมือนดำเนินการผ่านระบบควบคุมที่ใช้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศรวมศูนย์ ซึ่งมีข้อมูลพยากรณ์อากาศพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ราคาซื้อขายไฟฟ้า และแนวโน้มการผลิตและความต้องการไฟฟ้า เพื่อได้มาซึ่งการหาค่าที่เหมาะสมในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้าของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจัดกระจายทุกๆตัวที่อยู่ในระบบโรงไฟฟ้าเสมือนหนึ่งๆ

การดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนนี้มีมูลค่าทางการตลาดทั่วโลกเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ จาก 762 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ในปี ค.ศ.2016 คาดการณ์ว่าจะเติบโตขึ้นถึง 4,597 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ด้วยอัตราเติบโตประมาณร้อยละ 25.9 ต่อปี โดยได้มีการจัดตั้งกฎหมายและรูปแบบในการซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าเสมือนในหลายประเทศ อาทิเช่น ออสเตรเลีย ออสเตรีย เบลเยียม เยอรมนี ฝรั่งเศส เดนมาร์ก เนเธอร์แลนด์ สหราชอาณาจักร สหรัฐอเมริกา เป็นต้น โดยรูปแบบการให้บริการมีหลากหลาย ตั้งแต่การพยากรณ์และซื้อขายพลังงานจากแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจัดกระจาย การจ่ายพลังงานไฟฟ้าอย่างเหมาะสมระหว่างวันตามราคาของตลาดซื้อขายทันที (Spot market) รวมทั้งให้บริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary services) สำหรับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator, SO) ของระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่าย

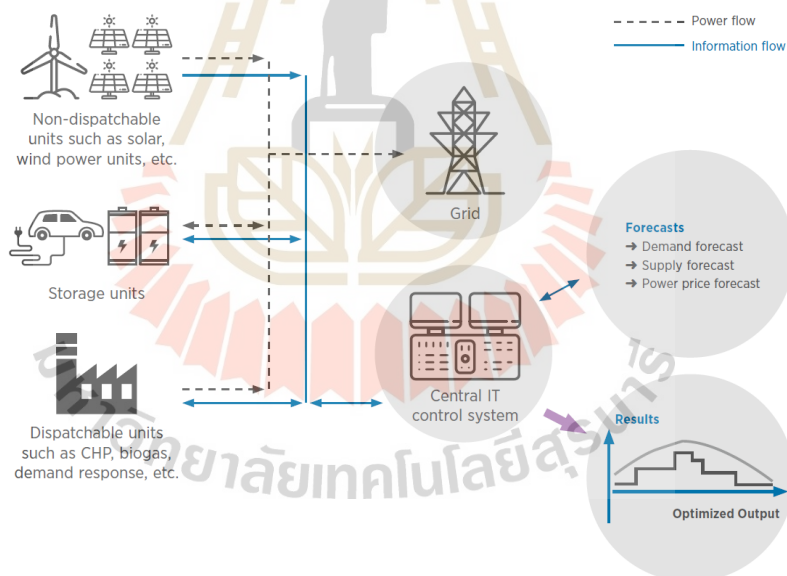
การดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนผ่านผู้รวบรวม (Aggregators) ซึ่งใช้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT) รวมศูนย์ในการควบคุมการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DERs) และจัดการการใช้งานการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DERs) อย่างเหมาะสมที่สุด ทำให้เกิดบริการต่างๆ ซึ่งช่วยสนับสนุนการดำเนินการของระบบไฟฟ้ากำลังดังนี้

1) การเลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load shifting) ซึ่งเป็นการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในบางช่วงเวลา โดยการปรับเลื่อนการใช้งานโหลดทางไฟฟ้าจากช่วงเวลาหนึ่งไปยังอีกช่วงเวลาหนึ่ง ซึ่งมักเลื่อนจากช่วง Peak ไปยังช่วง Off-peak หรือเป็นไปตามสัญญาณราคาตลาด ได้มีข้อมูลจากการทดสอบภาคสนามซึ่งดำเนินการที่ประเทศเนเธอร์แลนด์ พบว่าการดำเนินการของ ผู้รวบรวม (Aggregators) ในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถลดความต้องการสูงสุดลงไป 30-35%

ผ่านการบริหารจัดการการใช้พลังงานของระบบทำความร้อน ส่งผลให้สามารถชะลอเวลาของการลงทุนในระบบส่งและระบบจำหน่ายได้

2) บริการสร้างสมดุลทางไฟฟ้า (Balancing services) ให้แก่ผู้ดูแลระบบส่ง โดยโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถให้บริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานทดแทนมากมีความยืดหยุ่นมากขึ้น ในประเทศเยอรมนีซึ่งมีการใช้แหล่งพลังงานทดแทนมาก เกิดการแกว่งตัว (การเพิ่มและลด) ของพลังงานในแต่ละวัน วันละกว่า 20 รอบ การใช้โรงไฟฟ้าที่สามารถควบคุมเพิ่มกำลังไฟฟ้าภายใน 15 นาที หรือโรงไฟฟ้าเสมือนที่ประกอบด้วยระบบกักเก็บพลังงาน เข้ามาเสริมในระบบ ซึ่งดำเนินการภายใต้ราคาซื้อขายในตลาดซื้อขายทันที ส่งผลช่วยให้ผู้ควบคุมระบบส่งให้สามารถควบคุมการแกว่งตัวของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

3) เสริมความยืดหยุ่นในพื้นที่ (Increase flexibility) ให้บริการแก่ผู้ดูแลระบบจำหน่าย



รูปที่ 2.4 โครงสร้างการเชื่อมโยงและบริหารจัดการแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน

จากรูปที่ 2.4 แสดงการเชื่อมโยงของระบบการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนปัจจุบันที่สนับสนุนการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนประกอบด้วย ระบบมาตรอัจฉริยะ (Smart metering) โครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสาร กฎหมาย ข้อบังคับที่เปิดโอกาสให้ผู้เข้าร่วมตลาดรายใหม่ได้เข้ามา

ส่วนร่วม และข้อสำคัญคือข้อมูลที่ถูกต้องแม่นยำ ซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลพยากรณ์อากาศ การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และราคาซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น

ในหลายๆกรณี โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ถูกใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าในขณะที่มีความต้องการไฟฟ้าไม่สูงมากนัก ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น เช่น ในบางวันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ทำให้ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล จึงเกิดต้นทุนที่สูงในช่วงเวลานั้น แต่หากเปลี่ยนมาใช้การดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนแทน โดยผ่านการตอบสนองด้านโหลด (DR) ด้วยการลดความต้องการไฟฟ้าในช่วงนั้น ทำให้ไม่ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมา ก็จะส่งผลให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าลดลงได้ หรืออาจใช้แหล่งพลังงานจากโรงไฟฟ้าเสมือนจ่ายโหลดแทนโรงไฟฟ้าที่มีการเดินเครื่องเฉพาะช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peaking plant) อาจช่วยลดต้นทุนการให้บริการไฟฟ้าได้

โรงไฟฟ้าเสมือน เป็นการดำเนินการโดยการรวบรวม และควบคุมแหล่งพลังงานแบบกระจายเพื่อให้บริการกำลังผลิตสำรองในเวลาจริงซึ่งสามารถเข้าร่วมให้บริการด้านเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service) โดยการเข้าสู่ตลาดนี้จะช่วยทำให้เกิดรายได้แก่ผู้เป็นเจ้าของแหล่งพลังงานแบบกระจายอีกด้วย

### 2.1.3.1 ออสเตรเลีย (Australia)

ประเทศออสเตรเลียมองโรงไฟฟ้าเสมือนเป็นการเปิดโอกาสทางการแข่งขันในตลาดไฟฟ้า โดยใช้นวัตกรรมทางเทคโนโลยี และรูปแบบทางธุรกิจ เพื่อเข้ามาตอบโจทย์การบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าของผู้ให้บริการด้านพลังงานชนิดแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) รายย่อยหลายๆ ราย เพื่อให้ร่วมกันเข้าสู่ตลาดซื้อขายไฟฟ้า หรือให้บริการทางระบบส่งหรือระบบจำหน่ายได้

ในรัฐเซาท์ออสเตรเลีย (South Australia) โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถดูแลความต้องการไฟฟ้าได้ประมาณ 20% ในแต่ละวัน และช่วยประหยัดค่าไฟฟ้าได้ 30% ภายใต้การดำเนินงานของรัฐบาลและบริษัท Tesla ได้มีการพัฒนาโครงข่ายที่ประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 50,000 หลังคาเรือน และการเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าในระบบไฟฟ้ากำลังจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าถูกลง 3 เหรียญสหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นผลมาจากการนำโรงไฟฟ้าเสมือนเข้าดำเนินการในระบบ โครงการโรงไฟฟ้าเสมือน Tesla จะสามารถลดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ตลาดขายส่งไฟฟ้าได้ 8 เหรียญสหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นมูลค่า 90 เหรียญสหรัฐต่อปี สำหรับผู้ใช้ไฟในรัฐ หรือคิดเป็น 30% ของมูลค่าบิลไฟฟ้าทั้งหมด

ในประเทศออสเตรเลีย ที่รัฐเซาท์ออสเตรเลียมีการนำโรงไฟฟ้าเสมือนเพื่อช่วยด้านการรักษาเสถียรภาพของระบบรวมทั้งการใช้พลังงานทดแทน โดย Tesla ได้มีโครงการ

พัฒนาโรงไฟฟ้าเสมือนขนาด 250 เมกะวัตต์ เพื่อช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบส่งจ่าย โดยพัฒนาทำในเขตพื้นที่ที่มีการใช้ไฟฟ้าซึ่งมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเกินกว่าร้อยละ 50 ของพลังงานไฟฟ้าโดยรวมทั้งหมด ซึ่งการพัฒนานี้เริ่มทดลองใช้กับบ้านพักอาศัยที่รัฐให้การอุดหนุนจำนวน 1,100 หลังคาเรือน โดยใช้เทคโนโลยีต่างๆ ดังนี้

1) ติดตั้งระบบมาตรอัจฉริยะ (Smart meter) ที่บ้านพักอาศัยที่รัฐให้การอุดหนุนที่เข้าร่วมโครงการเพื่อช่วยในการวัดการไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วยในการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar rooftop) และแบตเตอรี่

2) ดำเนินการเชื่อมโยงระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar rooftop) ขนาด 5 กิโลวัตต์ ที่ติดตั้งไว้ที่บ้านพักอาศัยที่รัฐให้การอุดหนุนให้เป็นโครงข่าย

3) ติดตั้งแบตเตอรี่ Powerwall 2 5 กิโลวัตต์ / 13.6 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ของ Tesla

4) ใช้ระบบคอมพิวเตอร์ในการควบคุมการใช้พลังงานจากพลังงานทดแทนและแบตเตอรี่ระหว่างบ้านพักอาศัยและระบบส่งจ่าย เพื่อประโยชน์สูงสุดของผู้เข้าร่วมโครงการในขณะส่งจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังระบบส่งจ่ายเมื่อมีความต้องการไฟฟ้า

ผลการดำเนินการดังกล่าวทำให้มีการทำงานร่วมระหว่างพลังงานทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar rooftop) เข้าในระบบที่กำลังผลิตประมาณ 130 เมกะวัตต์ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่กระจายตัวติดตั้งอยู่ ซึ่งสามารถส่งจ่ายไฟฟ้าได้ขนาดรวม 130 เมกะวัตต์ / 330 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งหากมีการขยายโครงการไปยังบ้านพักอาศัยส่วนตัวในจำนวนหลังคาเรือนเท่ากัน ก็จะสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้เท่าตัว

โครงการนี้จะเพิ่มจำนวนบ้านอยู่อาศัยในการติดตั้งระบบถึง 50,000 หลังคาเรือน ทำให้สามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดได้เป็นปริมาณ 250 เมกะวัตต์ ให้แก่ระบบหรือสามารถลดความต้องการไฟฟ้าจากระบบส่งได้ในปริมาณ 250 เมกะวัตต์ ทำให้ปริมาณไฟฟ้างกล่าวสามารถนำไปใช้ประโยชน์ส่งจ่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นได้

หากพิจารณาผลที่เกิดขึ้นในเชิงต้นทุนการผลิตไฟฟ้า จากโครงการโรงไฟฟ้าเสมือนในรูปแบบดังกล่าว การมีโรงไฟฟ้าเสมือนเพิ่มขึ้น 50 เมกะวัตต์ ในระบบ จะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งลดลงประมาณ 3 เหรียญสหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง โดยคิดจากมูลค่าต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided cost) ที่ระบบส่วนกลางไม่ต้องจัดหา เดินเครื่อง จ่ายไฟฟ้าในปริมาณดังกล่าว และมี

ข้อเสนอแนะจากโครงการนี้ว่า Tesla ขยายการติดตั้งระบบให้ครอบคลุมบ้านพักอาศัยภายใต้การอุดหนุนของรัฐเซาท์ออสเตรเลียทั้งหมด จะสามารถลดราคาขายส่งไฟฟ้าลงประมาณ 6 เหรียญสหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง หรือ 65 ล้านเหรียญสหรัฐต่อปี และรัฐได้มีการประเมินตัวเลขผลประโยชน์ของผู้เข้าร่วมโครงการไว้ว่าจะสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าจากใบเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้ประมาณร้อยละ 30

โครงการโดย AGL โดยโรงไฟฟ้าเสมือนขนาด 5 เมกะวัตต์ เป็นการรวบรวมระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งหลังมิเตอร์ของที่อยู่อาศัยจำนวนพันหลังคาเรือน มีความสามารถในการจ่ายโหลดปริมาณ 12 เมกะวัตต์-ชั่วโมง จากพลังงานที่กักเก็บไว้โครงการโรงไฟฟ้าเสมือนนี้เป็นระบบสาธิตเพื่อศึกษาถึงบทบาทของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบที่มีจำนวนแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายตัว (DERs) ที่เป็นพลังงานทดแทนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) เพิ่มมากขึ้น และเพื่อเสริมความเข้าใจในบทบาทของแหล่งกักเก็บพลังงานแบบกระจายซึ่งถูกบริหารจัดการอย่าง “SMART” เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงและเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าในรัฐเซาท์ออสเตรเลีย

ในรัฐเซาท์ออสเตรเลียจึงได้มีการศึกษาบทบาทและประโยชน์ของโรงไฟฟ้าเสมือนในแง่ข้อมูลที่หลากหลายต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมประเด็นต่างๆ ดังนี้

1) เพิ่มการใช้พลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเอง โดยผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีโครงการสาธิต และติดตามผลการดำเนินงานของระบบ

2) ใช้เป็นกำลังไฟฟ้าสำรองในกรณีเกิดไฟฟ้าดับ ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นการใช้เทคโนโลยีใหม่ เพื่อเพิ่มฟังก์ชันด้านกำลังไฟฟ้าสำรองให้ทางฝั่งของผู้ใช้ไฟฟ้า

3) ใช้ช่วยเหลือระบบในการบริหารจัดการช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ให้บริการระบบ โดยมีโครงการสาธิต ทดสอบความสามารถในการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนภายใต้สภาวะต่างๆ

4) ใช้ช่วยเหลือระบบในการให้บริการด้านการควบคุมความถี่ของระบบ ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ให้บริการระบบ โดยมีโครงการสาธิต ทดสอบความสามารถในการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนภายใต้สภาวะต่างๆ

5) การประกันความเสี่ยง หรือโอกาสในการซื้อขายในตลาดไฟฟ้า ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ขายไฟในระบบจำหน่าย โดยมีโครงการสาธิต ทดสอบความสามารถในการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนภายใต้สภาวะต่างๆ

ในประเทศออสเตรเลียมีโรงไฟฟ้าเสมือนเข้ามาในระบบมากขึ้นเรื่อย ๆ โดยมีกรณีตัวอย่างในการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนในรัฐเซาท์ออสเตรเลียในการติดตั้งและใช้งาน



ระบบกักเก็บพลังงานจำนวน 312 โครงการ และทดลองใช้ในรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนในช่วงปี ค.ศ. 2017-2018 (ช่วงที่ 2) โดยมีรายละเอียดการทดสอบการใช้งานดังต่อไปนี้

1) มีการตั้งเป้าหมายที่จะใช้ระบบกักเก็บพลังงานจากผู้ผลิตหลากหลายร่วมกัน เพื่อทดสอบความเป็นไปได้ในเชิงเทคนิคและเชิงพาณิชย์ โดยได้มีการใช้ระบบของ Tesla และ SolarEdge / LC Chem เข้ามาทดสอบการใช้ร่วมกันในระบบ

2) เริ่มต้นการตั้งเป้าหมายของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน มีการใช้ระบบของ Tesla และ SolarEdge / LG Chem อย่างกว้างขวางขึ้น

3) เริ่มต้นการตั้งเป้าหมายของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในพื้นที่เครื่องข่ายเฉพาะ โดยได้มีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานในพื้นที่ขนาดเล็ก ในปริมาณที่จำเป็นต่อการให้บริการเครื่องข่าย ซึ่งพบว่ายังมีความท้าทายอยู่

4) ปรับช่องทางของเป้าหมายทางการตลาด ให้มีความชัดเจน และสัมฤทธิ์ผล

5) ให้ความสำคัญกับการลดต้นทุนการดำเนินงาน มากกว่าการมุ่งเน้นระบบปฏิบัติการ เนื่องจากการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ได้มีการพัฒนามาอย่างมา ส่งผลให้มีจำนวนการติดตั้งระบบเพิ่มขึ้นจากเดิมสัปดาห์ละ 5 ระบบ เป็น 20 ระบบใน 1 สัปดาห์ และพบว่าต้นทุนค่าติดตั้งระบบก็ลดลงเป็นอย่างมากเนื่องจากระบบมีค่าฟอร์มแฟกเตอร์ (Form factor) ที่ต่ำลง

6) ได้มีการทดสอบความสามารถของโรงไฟฟ้าเสมือนในรูปแบบการทำงานที่ซับซ้อนขึ้น

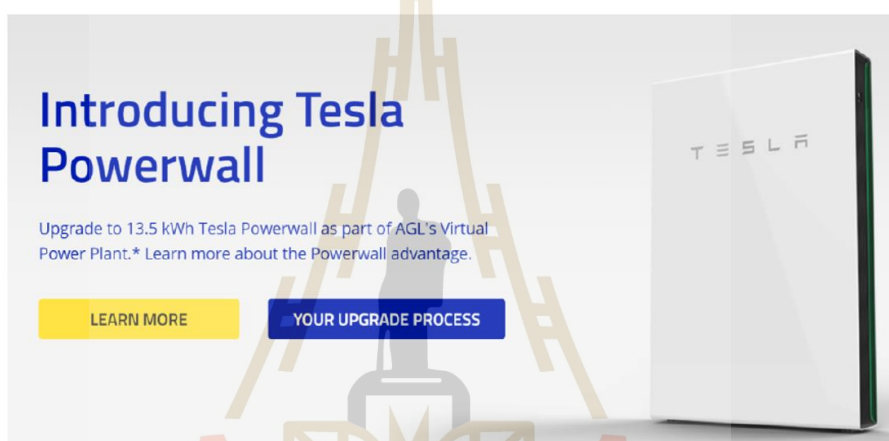
7) การพิจารณาและวางแผนทางเลือกเทคโนโลยี โดยคำนึงถึงความเป็นไปได้ทางเทคนิคและ เชิงพาณิชย์ ซึ่งจะต้องมีการเลือกซอฟต์แวร์เพื่อบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสมต่อไป

การดำเนินการของโครงการเพื่อไปสู่โรงไฟฟ้าเสมือนในรัฐเซาท์ออสเตรเลีย ตามรายงานของ AGL ในปี 2018 จึงเริ่มจากการส่งเสริมให้มีการติดตั้งและใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในจำนวนที่เพิ่มขึ้นในช่วงปี 2017 - 2018 โดยมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแล้วจำนวนกว่า 300 ระบบ และมียอดจำหน่ายระบบกักเก็บพลังงานอีกกว่า 400 ระบบที่กำลังรอการติดตั้งที่บ้านอยู่อาศัย โดยมีอัตราการติดตั้งจำนวน 15 - 20 หน่วยในหนึ่งสัปดาห์ ดังนั้นในโครงการนี้โครงการเดียว จึงมีการเพิ่มจำนวน ระบบกักเก็บพลังงานกว่า 700 ระบบเข้าในระบบ



นอกเหนือจากการเพิ่มจำนวนแล้ว ยังมีการนำเทคโนโลยีใหม่ คือระบบ แบตเตอรี่ ของ Tesla's Powerwall 2 และ LG Chem's RESU10H ต่อพ่วงกับ SolarEdge อินเวอร์เตอร์เข้ามาเป็นทางเลือกให้ลูกค้าในโครงการอีกด้วย โดยเทคโนโลยีดังกล่าวนี้สะท้อนให้เห็น ถึงความก้าวหน้าของตลาด ซึ่งสามารถเพิ่มกำลังไฟฟ้า (Capacity) ได้ถึง 35% และเพิ่มความสามารถ ในการสำรองไฟให้ดีขึ้นอีกด้วย

นอกจากนี้ยังมีการเปิดโอกาสให้ลูกค้าที่มีระบบกักเก็บพลังงานของ Sunverge ที่ได้ติดตั้งไว้ก่อนหน้านี้ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่เก่ากว่า สามารถปรับปรุง (Upgrade) ระบบมาใช้เทคโนโลยีใหม่นี้ด้วย โดยไม่เสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม



รูปที่ 2.5 Tesla Powerwall 2



รูปที่ 2.6 LG Chem's RESU10H ต่อพ่วงกับ SolarEdge

สำหรับลูกค้าที่ได้ชำระค่ามัดจำระบบ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีเก่า และอยู่ระหว่างการรอการติดตั้งระบบอยู่นั้น ก็สามารถติดต่อขอราคาระบบใหม่ และสามารถเปลี่ยนไปติดตั้งระบบใหม่ได้ โครงการนี้มีความก้าวหน้าดังแสดงในตารางที่ 2.1

หลังจากนั้นก็ได้มีการแนะนำเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐาน ของโรงไฟฟ้าเสมือนเข้ามาในระบบมากขึ้นเรื่อย ๆ ตัวอย่างเช่น มีการขายไฟฟ้ามากกว่า 700 ราย จากระบบกักเก็บพลังงาน และมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจำนวนกว่า 300 ราย ในปี 2561

ในช่วงฤดูร้อนปี 2560/2561 มีการใช้โปรแกรม Sunverge จำนวน 280 ระบบ ซึ่งระบบนี้จะดำเนินการเพื่อการลดค่าใช้จ่ายของลูกค้าด้วยการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งทำได้โดยการกำหนดเป้าหมายการสูญเสียพลังงานเป็นศูนย์ เมื่อมีการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์น้อยกว่าโหลดของครัวเรือนจะทำการปล่อยระบบกักเก็บพลังงานให้กับโหลด โดยมีจุดประสงค์เพื่อให้มีครัวเรือนโดยเฉลี่ยความต้องการสูงสุดลดลง

ตารางที่ 2.1 ความก้าวหน้าของโครงการใช้ระบบของ Tesla และ SolarEdge / LC Chem

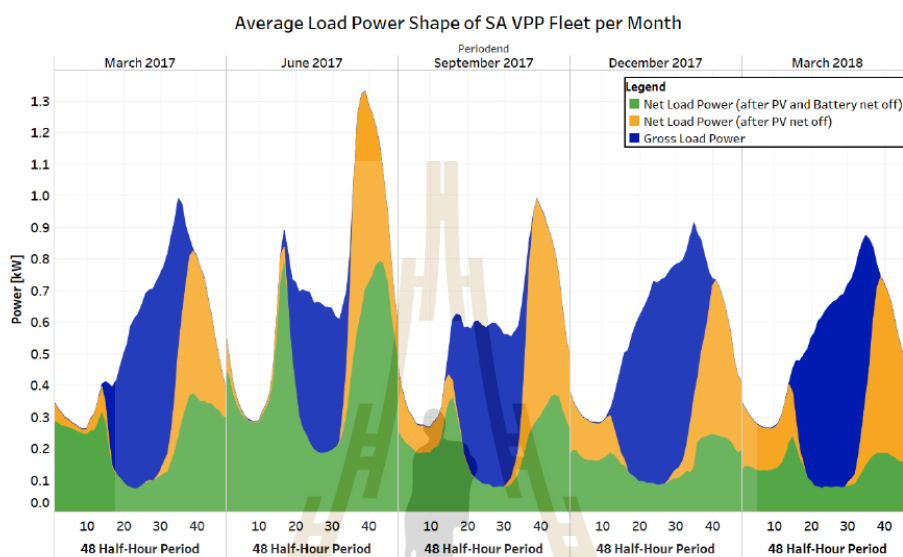
ความก้าวหน้า	เป้าหมายการติดตั้ง (เมกะวัตต์)	วันที่ลุล่วง
ขั้นที่ 1	65	28 ก.พ. 2560
ขั้นที่ 2	300	31 พ.ค. 2561
ขั้นที่ 3	1,000	31 ธ.ค. 2561

AGL ทำการทดสอบการทำงานร่วมของระบบ เป็นเวลาสิบวันระหว่างวันที่ 19 - 29 ธันวาคม 2560 ในระหว่างการทดสอบระบบกักเก็บพลังงานจะถูกคายประจุ เพื่อส่งออกพลังงานที่เป้าหมาย 3 กิโลวัตต์ ระหว่างเวลา 17.00 น. - 18.00 น. เพื่อมุ่งหวังการลดความต้องการสูงสุดของครัวเรือนที่ร่วมโครงการ

ความสามารถในการตอบสนองโหลดขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ ซึ่งรวมถึงสภาพอากาศและโปรไฟล์โหลดของผู้ใช้ไฟ ปัจจัยเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อการใช้ประจุ และคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน และโหลดไฟฟ้าของครัวเรือนในระหว่างการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

ในการทดสอบ เริ่มจากวันที่ 19 ธันวาคม 2560 AGL ได้หนึ่งชั่วโมงระหว่างเวลา 17.00 น. - 18.00 น. เป็นเวลา 10 วัน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่โหลดสูงสุด โดยมีเป้าหมายการส่งออกพลังงาน 3 กิโลวัตต์ ในวันที่มีแดดมากระบบกักเก็บพลังงานสามารถกักเก็บพลังงานได้เต็ม และยังมีพลังงานที่สามารถส่งจ่ายเข้าระบบได้จำนวน 1 – 2 กิโลวัตต์ ก่อนที่จะมีการคายประจุและส่งพลังงานไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงานเข้าระบบเพิ่มเติม นั้นหมายความว่าระบบกักเก็บพลังงาน เข้ามามีส่วนช่วยในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในปริมาณ 1 – 2 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

มีบทเรียนที่น่าสนใจหลายอย่างจากการทดสอบนี้ที่สำคัญอย่างหนึ่งคือ การรักษาเป้าหมายการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ 3 กิโลวัตต์ ให้คงที่ตลอดระยะเวลาการส่งจ่ายในหนึ่งชั่วโมงไม่สามารถเป็นไปได้ ซึ่งทั้งนี้เป็นเหตุมาจากแรงดันไฟฟ้ากริดที่สูง และค่าระดับการชาร์จไฟ (SOC) อยู่ในระดับที่ระบบกักเก็บพลังงานต้องหยุดการส่งออกพลังงาน



รูปที่ 2.7 ตัวอย่างโหลดเฉลี่ยใน 1 ปี ของระบบที่มีโรงไฟฟ้าเสมือน

โดยรวมแล้วโรงไฟฟ้าเสมือนจะช่วยลดการใช้พลังงานสูงสุดได้อย่างมีนัยสำคัญภายใต้การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละวัน กราฟในรูปที่ 2.7 แสดงโหลดที่เปลี่ยนแปลงไปสำหรับเดือนมีนาคม 2560, มิถุนายน 2560, กันยายน 2560, ธันวาคม 2560 และ มีนาคม 2561

- 1) เส้นโค้งสีน้ำเงินเป็นโหลดของครัวเรือน แสดงความต้องการไฟฟ้ารวมก่อนหักพลังงานแสงอาทิตย์ หรือกรณีที่ไม่มีแสงอาทิตย์หรือระบบกักเก็บพลังงานติดตั้งอยู่
- 2) สีส้มหมายถึงปริมาณสุทธิเมื่อหักปริมาณพลังงานจากแสงอาทิตย์ออกแล้ว และเส้นโค้งสีเขียวคือความต้องการไฟฟ้าสุทธิของระบบเมื่อหักพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน ออกแล้ว

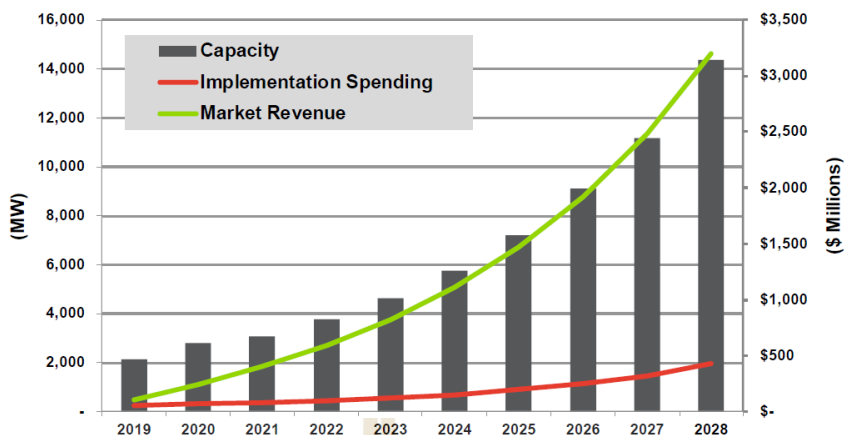
ตลอดทั้งวันโหลดจะลดลงอย่างมีนัยสำคัญจนเกือบเป็นศูนย์ เนื่องจากมีพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เข้ามาช่วยระบบ การใช้ระบบกักเก็บพลังงานจะทำให้เกิดการลดโหลดสูงสุดจากกริดอย่างมีนัยสำคัญภายใต้การใช้งานร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์

### 2.1.3.2 ทวีปยุโรป

ทวีปยุโรปมีโรงไฟฟ้าเสมือนเข้ามาดำเนินการเพื่อเป็นทางเลือกใหม่ที่มีความสามารถในการเสริมความยืดหยุ่นของระบบให้ได้มากที่สุด และในขณะเดียวกันก็เปิดโอกาสในการเชื่อมโยงสู่ตลาดบริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service) ตลาดซื้อขายไฟฟ้าตามเวลาจริง

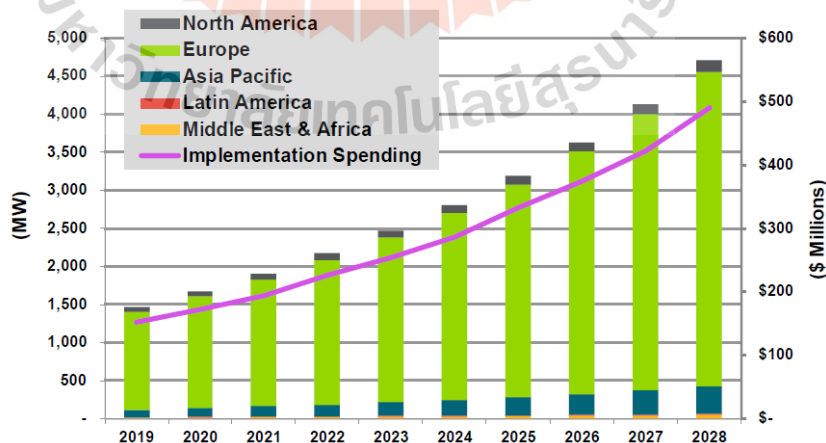
ในอดีตที่ผ่านมา ตลาดโรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรปจะแวดล้อมอยู่กับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน แต่ด้วยการเชื่อมโยงของตลาดซื้อขายไฟฟ้าในประเทศต่างๆ ในยุโรปและสหราชอาณาจักร ซึ่งมีกลไกตลาดที่พัฒนาก้าวไกลไปมากและมีความซับซ้อน ทำให้โรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรปนั้นดำเนินการบนโครงสร้างรูปแบบโปรแกรม (Software platform) ที่ล้ำหน้า ที่พัฒนามาเพื่อให้รองรับการซื้อขายพลังงานแบบอัจฉริยะ ดังนั้นในภูมิภาคนี้จึงมุ่งหวังจะพัฒนาโรงไฟฟ้าเสมือนให้สามารถสร้างสมดุลในระบบส่ง สร้างมูลค่าในการแลกเปลี่ยนพลังงานระหว่างผู้บริโภคและผลิตไฟฟ้า (Prosumer) ระบบส่ง และผู้ใช้ไฟฟ้า สร้างความเป็นไปได้ในเชิงธุรกิจของการแลกเปลี่ยนซื้อขายไฟฟ้า

ประเทศเยอรมนี ได้เริ่มดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าเสมือนเป็นโครงการแรกๆ ของโลก RTW ซึ่งเป็นผู้ให้บริการไฟฟ้า ตั้งแต่เดือนตุลาคม ค.ศ. 2008 โดยรวบรวมเอากำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จำนวน 9 แห่ง ซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้งตั้งแต่ 150 กิโลวัตต์ ถึง 1.1 เมกะวัตต์ ได้เป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีกำลังผลิตรวม 8.6 เมกะวัตต์ โดยการรวบรวมเอาแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจัดกระจาย (DERs) ซึ่งในโครงการนี้คือโรงไฟฟ้าพลังน้ำกลุ่มนี้เข้าด้วยกัน เป็นการเปิดตลาดในรูปแบบใหม่ที่ทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟเป็นไปได้ โดยผ่านระบบโปรแกรมรวมกำลังผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมตามสัญญาซื้อขาย การดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนในเยอรมนีได้ขยายไปเมื่อเวลาผ่านไป โดยรวมเอากำลังผลิตของ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Combined Heat and Power Plant, CHP) และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ มาดำเนินการเสมือนเป็นโรงไฟฟ้าโรงเดียว และจ่ายไฟให้กว่า 12,000 ครัวเรือน ดังในรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 กำลังผลิตติดตั้ง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนและรายได้จากตลาดของโรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรป (ปี ค.ศ. 2019-2028) ที่มา Navigant research

แนวคิดของโรงไฟฟ้าเสมือนได้ขยายออกไป ประเทศในฝั่งยุโรปยังคงตามหลังสหรัฐอเมริกาในมุมมองของการตอบสนองด้านโหลด (DR) เนื่องจากประเด็นประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคารของภาคอยู่อาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรม แต่ในมุมมองของการใช้พลังงานทดแทนซึ่งมีปริมาณมาก โดยเฉพาะพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความกว้างตัวของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในยุโรป ทำให้เกิดโอกาสแก่โรงไฟฟ้าเสมือนในการให้บริการด้านการสร้างสมดุลของระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าเสมือน ในยุโรปจึงเน้นในฝั่งการผลิตพลังงาน หรือ ด้านอุปทาน (Supply side) มากกว่าฝั่งความต้องการไฟฟ้า หรือ ด้านอุปสงค์ (Demand side) ในอเมริกาเหนือ



รูปที่ 2.9 กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเสมือนในฝั่งด้านอุปทาน (Supply-side) และมูลค่าในการดำเนินการในภูมิภาคต่างๆ ที่มา Navigant research

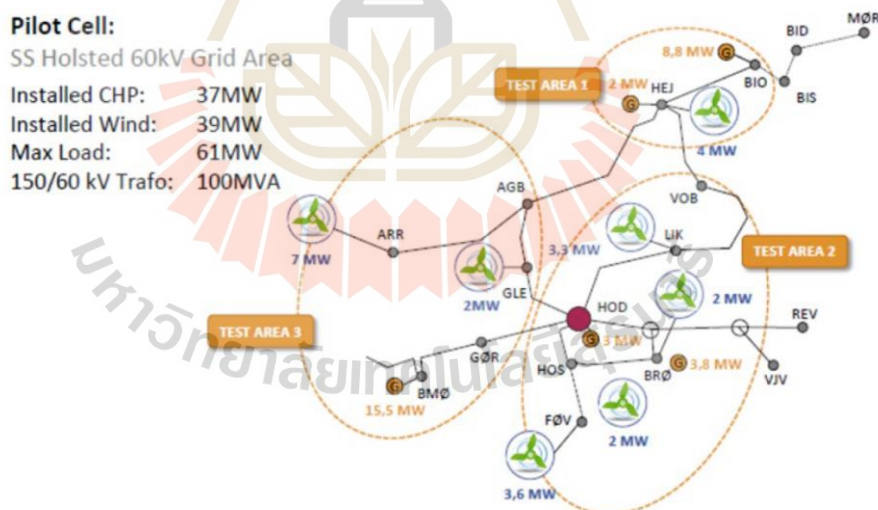


จากรูปที่ 2.9 จะเห็นได้ว่ากำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเป็นการดำเนินการด้านฝั่งของการผลิตไฟฟ้ามีการประมาณการณ่ว่าจะเติบโตขึ้นเรื่อย ๆ ในอีก 10 ปีข้างหน้า

ประเทศเดนมาร์กได้มีโครงการสำคัญ ซึ่งเน้นการใช้โรงไฟฟ้าเสมือนร่วมกับพลังงานทดแทนที่มีเพิ่มขึ้นในสัดส่วนที่สูงในระบบไฟฟ้ากำลังดังนี้

### 1) โครงการ Cell Controller

โครงการ Cell Controller ดำเนินการโดย Energinet.dk ซึ่งเป็นผู้ให้บริการระบบส่งจ่ายของประเทศเดนมาร์ก ซึ่งประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่กระจายตัว และระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งเป็นของชาวนาและระบบทำความร้อนส่วนกลางของหมู่บ้าน ในโครงการนี้มีเจ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายและจำนวนมากซึ่งเชื่อมโยงกันเป็นไมโครกริด ซึ่งสามารถดูแลตัวเองได้โดยแยกส่วนออกจากโครงข่ายไฟฟ้า หรือทำหน้าที่เป็นโรงไฟฟ้าเสมือน เมื่อต่อเข้าระบบได้อีกด้วย โครงการสาธิตนี้ถูกลงในปี ค.ศ. 2012 และเป็นพื้นฐานในแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศเดนมาร์กเพื่อใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตพลังงาน ทั้งไฟฟ้า ความร้อน และภาคขนส่งของทั้งประเทศเป็น 100% ในปี ค.ศ. 2050 ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 โครงการโรงไฟฟ้าเสมือนสาธิต Cell Controller ประเทศเดนมาร์ก ที่มา Navigant research

### 2) โครงการ Island of Bornholm

โรงไฟฟ้าเสมือนในเกาะ Bornholm เป็นโครงการไมโครกริดสาธิตขนาดใหญ่ซึ่งมีกำลังผลิตสูงสุด 112 เมกะวัตต์ ซึ่งสามารถดูแลตัวเองได้โดยไม่ต้องเชื่อมต่อกับระบบกริด



ของ Nordic ในสภาวะปกติที่เชื่อมต่อกับกริดหลัก ระบบนี้มีสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ในสัดส่วนสูง ส่วนเมื่อดำเนินการภายใต้สภาวะแยกตัวออกจากระบบ (Islanding) ซึ่งระบบแยกตัวอิสระจากกริด ไฟฟ้าส่วนใหญ่จะผลิตมาจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล โครงการนี้ ตั้งเป้าหมายมีสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าที่ 76% ในปี ค.ศ. 2025 ผลการทดสอบ ระบบในปี ค.ศ. 2019 ของโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งประกอบด้วยการตอบสนองของโหลด (DR) จากระบบ ทำความร้อนและปั๊มความร้อนในบ้านพักอาศัยจำนวน 2,000 หลังคาเรือนแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ในระบบประกอบด้วยไฟฟ้าจากพลังงานลม 29 เมกะวัตต์ ระบบผลิต ไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาด 16 เมกะวัตต์ พลังงานแสงอาทิตย์ 6.5 เมกะวัตต์ ก๊าซชีวภาพ 2 เมกะ วัตต์ ดีเซล 34 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้ากังหันความร้อนที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงขนาด 25 เมกะวัตต์ ซึ่งทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตสำรองของระบบ โดยในแผนพัฒนาระบบกำลังไฟฟ้าจะมีการเพิ่มโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เข้าอีก 2 โรง

ในโครงการสาธิตนี้ มีจุดประสงค์ต้องการทดสอบความยืดหยุ่น และการ ควบคุมการใช้พลังงานโดยใช้กลไกของราคาเพื่อส่งสัญญาณให้เกิดการเลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้าให้ อยู่ในเวลาที่เหมาะสม (Load shifting) นอกจากนี้ยังมีการทดสอบความสามารถของยานยนต์ ไฟฟ้า (EV) ที่เข้ามามีส่วนร่วมในการให้บริการด้วย มีการจำลองกรณีที่มีการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าใน ปริมาณที่มากขึ้นในระบบ และการนำยานยนต์ไฟฟ้ามาใช้งานร่วมกับกริด หรือที่เรียกว่า V2G (vehicle-to-grid) ซึ่งสามารถใช้แบตเตอรี่ของยานยนต์ไฟฟ้าประจุไฟฟ้าเก็บไว้ และคายประจุเพื่อ จ่ายพลังงานกลับเข้ามายังกริด ในโครงการสาธิตนี้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าจำนวน 22 คันเพื่อเป็นโครงการ นำร่อง ในกรณีที่มียานยนต์ไฟฟ้าจำนวนมากในระบบ จะสามารถเข้ามาช่วยตัดความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของระบบได้ และให้บริการด้านสมดุลไฟฟ้าในระบบอีกด้วย

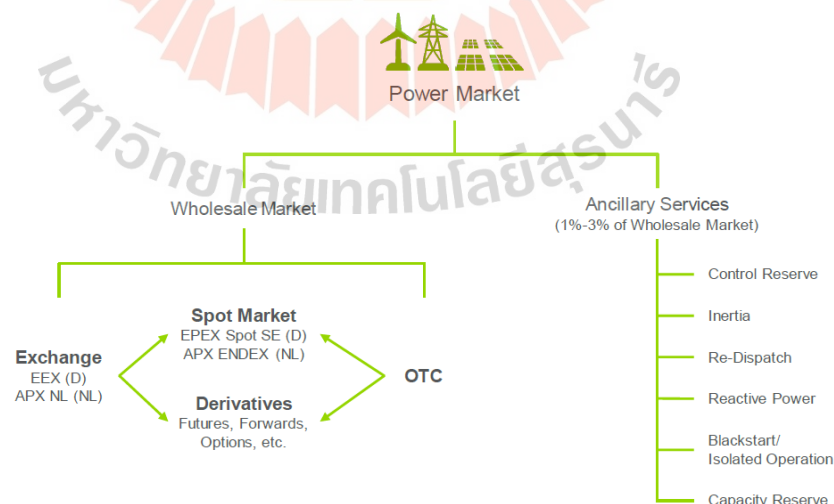
ในทวีปยุโรป ได้มีโครงการสาธิตโรงไฟฟ้าเสมือนขยายกระจายตัวไปยัง หลายประเทศ โดยประเทศเยอรมนีเป็นประเทศที่มีตลาดโรงไฟฟ้าเสมือนที่เติบโตมากที่สุดซึ่ง ประเมินการไว้ว่าจะมีสัดส่วนถึง 1 ใน 3 ของตลาดโรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรปในปี ค.ศ. 2028 โดยจะมี กำลังผลิตเพิ่มกว่า 4,000 เมกะวัตต์ ต่อปี

ในขณะที่ตลาดโรงไฟฟ้าเสมือนในเยอรมนีเติบโตขึ้น สหราชอาณาจักร (UK) ก็เป็นจุดศูนย์รวมของการลงทุนและโครงการต่างๆของตลาดสหราชอาณาจักรมีการแปรรูป กิจการไฟฟ้าและเปิดตลาดซื้อขายไฟในช่วงทศวรรษที่ 1990 ด้วยรูปแบบของตลาดไฟฟ้า จึงเอื้อให้ โรงไฟฟ้าเสมือนเข้าสู่ตลาดได้ง่าย มีโครงการตั้งแต่ขนาดใหญ่และเล็กโดยหลายบริษัท ตัวอย่างเช่น โครงการของ Statkraft ซึ่งเป็นผู้ให้บริการพลังงานของกลุ่มประเทศนอร์ดิก ขนาดตั้งแต่ 1 กิกะวัตต์

ขึ้นไป ซึ่งรวบรวมเอาระบบกักเก็บพลังงานและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และโครงการขนาด 4 เมกะวัตต์ ซึ่งใช้แหล่งพลังงานจากบ้านพักอาศัย 250 หลังคาเรือน โรงเรียน 100 แห่ง และอาคารต่างๆ

นอกจากนี้ UK Power Network ยังเริ่มโครงการโรงไฟฟ้าเสมือนหลายโครงการเพื่อทดแทนการปรับปรุงระบบส่งแบบที่เคยดำเนินการมา ได้มีการกำหนด 25 เขต ที่มีความยืดหยุ่นในโซนลอนดอน ฟังตะวันออกเฉียงใต้ และฝั่งตะวันออกของอังกฤษ มีการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาพร้อมกับแบตเตอรี่ ซึ่งสามารถคายประจุเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้ากริดในช่วงเวลาที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยได้รับค่าตอบแทนจากผู้บริหารจัดการระบบส่ง แม้จะเริ่มต้นที่บ้านจำนวน 40 หลังคาเรือนในลอนดอน แต่ก็เป็นสิ่งยืนยันว่าสหราชอาณาจักรจะมีการขยายแนวคิดของโรงไฟฟ้าเสมือน ทั้งในระดับขายส่งและระบบจำหน่าย ได้มีการจัดทำสัญญาระยะสั้นเพื่อให้ผู้ให้บริการสามารถเข้าร่วมประมูลเพื่อเข้าสู่สัญญาระยะยาวถึงระยะเวลา 4 ต่อไป

จากประเทศเยอรมนี ซึ่งเป็นผู้นำด้านโรงไฟฟ้าเสมือน การซื้อขายไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าเสมือนก็ขยายไปยังประเทศเนเธอร์แลนด์ เบลเยียม และกลุ่มประเทศนอร์ดิก ผู้ให้บริการไฟฟ้าในอิตาลี ซึ่งแต่ละประเทศก็มีเป้าประสงค์ในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนแตกต่างกันไป รูปที่ 2.11 แสดงถึงการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนในยุโรปซึ่งแม้สัดส่วนการให้บริการด้านเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service) จะมีปริมาณไม่มาก แต่คุณค่าของผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นต่อกริดมีมากมาย



รูปที่ 2.11 การดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนในโครงสร้างตลาดของยุโรป ที่มา Navigant research

Next Kraftwerke เป็นเครือข่ายของผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดต่างๆกันที่กระจายตัวอยู่ในทวีปยุโรป ดำเนินการพยากรณ์กำลังผลิตและความต้องการไฟฟ้า ณ เวลาจริง เพื่อให้บริการสร้างสมดุลทางไฟฟ้าระหว่างฝั่งผลิตและผู้ใช้งาน ดำเนินการส่งไฟฟ้าเข้าระบบตามตารางที่ได้รับจากผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้ากำลัง (TSO) ในแต่ละวัน รวมทั้งขายฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน (Day-ahead) และให้บริการพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างระหว่างปริมาณที่พยากรณ์และปริมาณ ณ เวลาจริงในตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างวัน Next Kraftwerke ดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเป็นการรวบรวมแหล่งผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำนวน 5,500 หน่วย ซึ่งมีกำลังไฟฟ้ารวม 4,500 เมกะวัตต์ ให้บริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary services) ด้านกำลังผลิตสำรองแก่ผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้ากำลังใน 7 เขตในทวีปยุโรป โดยมีประมวลผลหาตารางการดำเนินการที่เหมาะสมที่สุดแก่แหล่งผลิตไฟฟ้าในระบบโรงไฟฟ้าเสมือนเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดจากราคาขายในช่วงกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในตลาดขายส่งไฟฟ้า

ประเทศเนเธอร์แลนด์ได้มีการดำเนินงานโรงไฟฟ้าเสมือนโดย Eneco CrowdNett ซึ่งเป็นบริษัทสัญชาติดัตช์ ซึ่งก่อตั้งเมื่อปี ค.ศ. 2016 ซึ่งได้ดำเนินงานโรงไฟฟ้าเสมือนโดยการรวบรวมพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ที่ติดตั้งตามบ้านพักอาศัยที่ทำหน้าที่เป็นผู้บริโภคและผลิตไฟฟ้า (Prosumer) เพื่อให้บริการทางไฟฟ้าแก่ระบบส่งจ่าย โดยในการดำเนินงานนี้ Eneco CrowdNett ได้จัดหาแบตเตอรี่พร้อมส่วนลด และให้ค่าตอบแทน 450 ยูโรต่อปี แก่ผู้บริโภคและผลิตไฟฟ้า (Prosumer) สามารถให้บริษัทเข้าถึงและใช้พลังงานไฟฟ้าปริมาณ 30% ของความจุแบตเตอรี่ได้โดยไม่จำกัดช่วงเวลา

ประเทศเยอรมนี มีการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนเพื่อให้บริการในหลายรูปแบบ อาทิเช่น การต่อเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าด้วยกัน ผ่านระบบเชื่อมต่อ (Interface) ที่แตกต่างกัน การบริหารจัดการข้อมูล ณ เวลาจริง ระบบควบคุมระยะไกลสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม และแสงอาทิตย์ เพื่อไม่ให้เกิดราคาตลาดซื้อขายทันที (Spot market) เป็นศูนย์การพยากรณ์กำลังการผลิตที่เหมาะสม การจัดทำตารางจัดหา/ใช้พลังงาน ซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายทันที และตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างวัน ตลาดซื้อขายทันทีให้บริการพลังงานเพื่อสร้างสมดุลระบบโดยโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัว รวมไปถึงพลังงานลม และการจัดการการใช้พลังงาน

Energy & Meteo Systems หรือ Emsys เป็นตัวอย่างของผู้ให้บริการโรงไฟฟ้าเสมือนที่ให้บริการครอบคลุมลักษณะต่างๆที่กล่าวมาข้างต้น และเป็นบริษัทแรกๆที่ใช้การควบคุมแบตเตอรี่เพื่อให้บริการสร้างสมดุลไฟฟ้าในตลาดของเยอรมนี

ทวีปยุโรปถือเป็นผู้นำในด้านการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนของโลก มีความก้าวหน้าด้วยความตกลงร่วมมือของสมาชิกสหภาพยุโรป (EU) ภายใต้แนวปฏิบัติร่วมกันซึ่งจัดทำเป็นข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Network codes) ในหัวข้อต่างๆ เช่น การบริหารจัดการระบบส่ง การสร้างสมดุลทางไฟฟ้าของระบบ และการเชื่อมต่อขอความต้องการไฟฟ้า ซึ่งแนวปฏิบัตินี้จะเป็นแนวทางในการสร้างตลาดเพื่อให้บริการข้ามพรมแดนของแต่ละประเทศเชื่อมโยงถึงกันได้ จึงได้มีการเติบโตของโรงไฟฟ้าเสมือนมากขึ้น การให้บริการโรงไฟฟ้าเสมือน ในยุโรปได้เข้ามามีบทบาทในการบริการด้านการสร้างสมดุลของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการให้บริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service) เป็นกำลังผลิตสำรองในรูปแบบต่างๆ การดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าซึ่งเริ่มในประเทศเยอรมนี และสหราชอาณาจักร เป็นตัวอย่างให้ประเทศอื่นๆ ในยุโรปนำไปเป็นต้นแบบในการพัฒนาระบบตลาดและปรับใช้ต่อไป

โครงสร้างพื้นฐานในการดูแลบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน จำเป็นต้องได้รับการพัฒนาต่อไปเรื่อยๆ แนวคิดของโรงไฟฟ้าเสมือนยังได้ถูกประยุกต์ใช้ในการบริหารจัดการแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ที่เข้ามาต่ออยู่กับระบบจำหน่ายให้เกิดประโยชน์ ซึ่งดูแลโดยผู้ดูแลระบบจำหน่าย จากเดิมหน้าที่การดูแลระบบจำหน่าย ก็จะขยายปรับเปลี่ยนเป็นการควบคุมบริหารจัดการระบบจำหน่าย จำเป็นต้องดูแลจราจรหรือการจัดการพลังงานของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย และการซื้อขายไฟของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย ที่เข้ามาให้บริการในระดับระบบจำหน่าย ทำให้ต้องมีการใช้ระบบบริหารจัดการที่มีความสามารถมากขึ้น ต้องสามารถครอบคลุมการซื้อขายโดยคำนึงถึง ความถี่ของระบบและจุดเชื่อมต่อ กำลังไฟฟ้าจริง แก้ปัญหาแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ และเสถียรภาพของระบบอีกด้วย

### 2.1.3.3 สหรัฐอเมริกา

ในปี พ.ศ. 2562 ได้มีการนำเอาเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (AI) เข้ามาใช้ในการประมวลผลและควบคุมการใช้ระบบกักเก็บพลังงานและโรงไฟฟ้าเสมือนในส่วนของหลังมิเตอร์ เพื่อวัตถุประสงค์ในการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจ แบตเตอรี่จะถูกชาร์จเก็บประจุไว้ในช่วงอัตราค่าไฟฟ้าราคาถูก และคายประจุปล่อยพลังงานเพื่อใช้งานในช่วงที่ค่าไฟฟ้ามีราคาสูง หรือในระหว่างช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูง

ในรัฐแคลิฟอร์เนีย มีตัวอย่างการดำเนินงานโดย Stem ซึ่งเป็นบริษัทที่เริ่มให้บริการในรัฐแคลิฟอร์เนีย Stem โดยใช้โปรแกรมให้การบริหารจัดการการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้า

โดยลดความต้องการไฟฟ้า จึงทำให้เกิดการลดความต้องการไฟฟ้าในภาพรวมของพื้นที่นั้นๆ ในช่วงเวลาที่ระบบจัดหาไฟฟ้าที่มีอยู่ในพื้นที่ไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นั้นได้เพียงพอ ในรัฐนิวเม็กซิโก (New Mexico) โรงไฟฟ้าเสมือนที่ดำเนินการโดยบริษัท Enbala สามารถให้บริการทางไฟฟ้า ที่มีกำลังผลิต 20 - 25 เมกะวัตต์ เกิดประโยชน์ในการชะลอหรือเลี่ยงการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้ในสหรัฐอเมริกา ผู้ดำเนินการ โรงไฟฟ้าเสมือน ได้มอบผลประโยชน์ตอบแทนเจ้าของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายจ่าย เป็นเงิน 70 - 100 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์ จากการใช้ประโยชน์ของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายจ่ายในการให้บริการทางสมดุลไฟฟ้าระหว่างกำลังผลิตและความต้องการไฟฟ้า

การใช้แหล่งพลังงานแบบกระจายตัวยังทำให้สามารถช่วยชะลอการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อรองรับช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peaking plant) ซึ่งในสหรัฐอเมริกา มลรัฐนิวเม็กซิโก โรงไฟฟ้าเสมือนของบริษัท Enbala ขนาด 20 - 25 เมกะวัตต์ ได้เข้ามาทดแทนโรงไฟฟ้าชนิดเดิมที่อยู่ในระบบ ส่งผลให้เกิดการประหยัดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และเพิ่มรายรับแก่แหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายจ่ายที่ต่อเข้าระบบอยู่แล้ว

ในสหรัฐอเมริกา ต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินมีมูลค่าตั้งแต่ 2,934 ถึง 6,599 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์ติดตั้ง ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้า และต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซมีค่าระหว่าง 676 ถึง 2,095 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์ติดตั้ง โดยทางเลือกในการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในระบบล้วนมีความเสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อมและการลงทุน การใช้แหล่งกักเก็บพลังงานที่ต่อเข้าระบบที่มีอยู่แล้ว จึงสามารถลดการลงทุนในกำลังผลิตที่ต้องการขยาย ซึ่งผู้ดำเนินการเป็นผู้รวบรวม (Aggregators) หรือ ระบบจัดการของโรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถเอื้อประโยชน์ให้ทั้งเจ้าของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายจ่าย และช่วยรักษาสมดุลการผลิตและโหลดกำลังไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นต้นทุนที่ 70 ถึง 100 เหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์เท่านั้น และยังลดการลงทุนในระบบส่ง และระบบจำหน่ายอีกด้วย

#### 2.1.3.4 ลิงคโปร้

ประเทศลิงคโปร้มีการเริ่มพัฒนาโรงไฟฟ้าเสมือน ด้วยวัตถุประสงค์เพื่อช่วยให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าดำเนินการได้อย่างเหมาะสมและมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยหลักการของโรงไฟฟ้าเสมือน ในลิงคโปร้เป็นการรวบรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและกักเก็บอยู่ในระบบกักเก็บพลังงานแบบกระจายตัว (DERs) ที่ติดตั้งอยู่ที่ฝั่งของผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าด้วยกัน และมีการทำงานร่วมกันอย่างฉลาดและมีประสิทธิภาพ เสมือนเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่โรงหนึ่ง โดยประเทศลิงคโปร้ได้มีการ



จัดสรรทุนจาก Energy Market Authority (EMA) ร่วมกับกลุ่มอุตสาหกรรม Semcorp มอบให้มหาวิทยาลัย Nanyang Technological University ดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าเสมือนโครงการแรกของประเทศขึ้น โดยโรงไฟฟ้าเสมือนนี้ใช้ข้อมูล ณ เวลาจริงของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายกระจาย และมีระบบการจัดการพลังงานของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายกระจาย อย่างเหมาะสม ปริมาณไฟฟ้าที่แกว่งตัว มีค่าไม่คงที่ ที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ณ จุดต่างๆในระบบ จะได้รับการปรับให้สมดุลโดยอัตโนมัติ และระบบโรงไฟฟ้าเสมือน นี้ยังรวมเอาการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และมีกระบวนการวิเคราะห์จุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดซึ่งคำนวณถึงสถานะของระบบส่งจ่าย และสถานการณ์ตลาดไฟฟ้าของประเทศอีกด้วย

ประเทศสิงคโปร์มีความคาดหวังว่าโรงไฟฟ้าเสมือน จะช่วยปรับปรุงระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ในแง่มุมมองด้านความยืดหยุ่นของ ขอบเขตการให้บริการ และความต่อเนื่องของระบบได้ โดยการลดความเสี่ยงในการส่งไฟฟ้าเข้าระบบเพียงจุดเดียว แต่กระจายออกด้วยลักษณะทางสถาปัตยกรรมระบบของโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีการกระจายตัวของแหล่งพลังงาน มีการเคลียร์ความผิดปกติ (Fault) ได้รวดเร็วขึ้น และลดผลกระทบจากไฟฟ้าดับเนื่องจากแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจายกระจาย สามารถแยกออกจากระบบได้ง่ายและรวดเร็ว และปริมาณไฟฟ้าไม่สูงมาก และยังสามารถเห็นข้อมูล และควบคุมระบบได้จากสถานที่ต่างๆตามต้องการได้สะดวกยิ่งขึ้น รวมทั้งโรงไฟฟ้าเสมือน จะมีส่วนช่วยในด้านสิ่งแวดล้อม ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่ประเทศได้ทำพันธสัญญาไว้

#### 2.1.4 นโยบายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือน

จากการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่ สามารถสรุปประเด็นด้านนโยบายที่ต้องพิจารณาในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเสมือนจากประสบการณ์ของประเทศแถบยุโรปได้เป็น 3 ด้านคือ ด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านการกำกับดูแล (Plancke, G., De Vos, K., Belmans, R., & Delnooz, A., 2015) โดยแต่ละด้านมีรายละเอียดดังนี้

##### 2.1.4.1 ด้านเทคนิค (Technical)

เนื่องจากระบบโรงไฟฟ้าเสมือนมีองค์ประกอบของระบบหลายส่วนซึ่งจำเป็นต้องทำงานสอดคล้องกัน ดังนั้นระบบควบคุมซึ่งสามารถบริหารจัดการ และสื่อสารระหว่างแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (DERs) แต่ละแหล่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ (Jaffe, S., Torchia, M., Febowitz, J., & Nicholson, R., 2011) ความท้าทายด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร



(ICT) ประกอบด้วย มาตรฐานการสื่อสาร และรูปแบบ (Platform) ของวิธีการที่มีอยู่หลากหลายในโครงข่าย (Grid) จำนวนผู้มีส่วนร่วมที่มากขึ้น และความซับซ้อนในการปฏิสัมพันธ์ (Interaction) เพื่อได้มาซึ่งประสิทธิผลของการใช้วิธีการนั้นๆ ในปัจจุบันวิธีการที่ใช้สำหรับตลาดไฟฟ้ามีอยู่หลากหลาย และมีความสามารถในการบริหารจัดการระบบที่มีหลายองค์ประกอบให้ทำงานเกือบจะตามเวลาจริง (Real-time) เช่น Next Box ของบริษัท Kraftwerke ประเทศเยอรมนี ซึ่งประสิทธิภาพขึ้นกับอัลกอริทึมในการควบคุม

การขาดโครงสร้างโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart grid) ก็เป็นอุปสรรคต่อการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนเช่นกัน การใช้มิเตอร์ตามเวลาจริง (Real-time metering) ก็ช่วยให้การจัดการแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) มีความยืดหยุ่นและมีประสิทธิภาพมากขึ้น

#### 2.1.4.2 ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics)

ในมุมมองของผู้มีส่วนร่วมในระบบของโรงไฟฟ้าเสมือน ซึ่งส่วนหนึ่งคือ ผู้ที่ดำเนินการแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) มีความจำเป็นต้องมีผลตอบแทนที่มากกว่าการดำเนินแบบอิสระ (Stand-alone) ดังนั้นสิ่งที่มีผลต่อการตัดสินใจเข้าร่วมในระบบโรงไฟฟ้าเสมือนคือกลไกราคาซึ่งมี 2 ประเภท ดังนี้

1) กลไกตามราคา (Price-based mechanisms) ซึ่งใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นหลัก เป็นกลไกที่ใช้ในโครงการสนับสนุนพลังงานทดแทน เช่น Feed-in tariff ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้ามีความต้องการผลิตไฟฟ้าในปริมาณสูงสุดเพื่อได้รับผลตอบแทนมากที่สุด แต่ในหลายกรณีก็ได้คำนึงถึงสภาพจริงของระบบและตลาด ณ ขณะนั้น (Delnooz, A., Six, D., Kessels, K., & Hommelberg, M. P. F., 2012) ได้กล่าวไว้ว่า หากมีการตั้งราคาแบบยืดหยุ่น (Dynamic pricing) สำหรับพลังงานไฟฟ้าและระบบส่ง กลไกนี้จะมีผลต่อการดำเนินการของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ทำให้กำลังการผลิตตอบสนองกับกลไกราคา และกลไกราคาดังกล่าวควรอยู่ภายใต้การกำกับดูแล

2) แนวทางที่อิงสิ่งจูงใจ (Incentive-based approach) เป็นกลไกที่สามารถส่งเสริมโรงไฟฟ้าเสมือนเช่นกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถเข้ามามีบทบาททั้งในส่วนของการให้บริการด้านโครงข่าย (Grid service) การให้บริการด้านพลังงาน (Energy service) และการสนับสนุนความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในด้านกลไกกำลังผลิต (Capacity mechanism) และตลาดที่มีความยืดหยุ่น (Flexibility market) กลไกราคาแบบอิงสิ่งจูงใจ (Incentive-based) นี้จะมีความ

ยืดหยุ่นมากกว่า และไม่มีควมจำเป็นต้องอยู่ภายใต้การกำกับดูแล แต่อาจประสบปัญหาในประเด็นความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เนื่องจากอุปสรรคในการเข้าสู่ตลาด และยังต้องรอการพัฒนาตลาดต่างๆ เช่น ตลาดที่มีความยืดหยุ่นแม้จะมีตลาดค้าส่ง (Wholesale market) ในหลายประเทศแล้วก็ตาม

ในขณะเดียวกัน โครงสร้างการกำกับดูแลควรสนับสนุนและสะท้อนข้อดีด้านความยืดหยุ่นในการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือน เพื่อไม่ให้เกิดการเกิดผลลบในเชิงธุรกิจในการเข้าร่วมในกิจการไฟฟ้าอีกด้วย

#### 2.1.4.3 ด้านการกำกับดูแล (Regulatory)

ในเอกสารอ้างอิง (Delnooz, A., Six, D., Kessels, K., & Hommelberg, M. P. F., 2012) ได้เน้นถึงความสำคัญในของการกำกับดูแลเพื่อส่งเสริมโรงไฟฟ้าเสมือน โดยกล่าวว่าควรมีการคำนึงถึงตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ทั้งในประเด็นการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบจำหน่าย รวมทั้งประเด็นทางเทคนิค และความปลอดภัย โดยมีผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) เป็นผู้ดูแลการดำเนินการ และยังคงกล่าวถึงข้อพิจารณาในด้านการเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกรับบริการจากผู้ผลิตไฟฟ้าในตลาดได้อีกด้วย โดยสามารถมองโรงไฟฟ้าเสมือนหนึ่งระบบเป็นผู้ผลิตหนึ่งรายในตลาดได้

เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเสมือนจริง ประเด็นที่ต้องคำนึงถึงสามารถสรุปได้เป็น 3 ด้าน ดังแสดงในแผนภาพในรูปที่ 2.12

การออกแบบตลาดและกลไกตลาด	บทบาทหน้าที่และผู้มีส่วนร่วมในตลาด	อัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการระบบจำหน่าย
<ul style="list-style-type: none"> <li>• นิยามของรูปแบบการให้บริการและสินค้า</li> <li>• กลไกตลาด</li> <li>• มาตรฐาน</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• บทบาทหน้าที่ของ DSO</li> <li>• บทบาทหน้าที่ของ prosumers</li> <li>• บทบาทหน้าที่ของผู้มีส่วนร่วมในตลาดรายใหม่</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• โครงการสนับสนุนพลังงานทดแทน</li> <li>• โครงสร้างราคาของพลังงานไฟฟ้าในระดับจำหน่าย</li> <li>• ค่าบริการระบบส่งและบริหารจัดการระบบ</li> </ul>

รูปที่ 2.12 ประเด็นพิจารณาในการกำกับดูแลโรงไฟฟ้าเสมือน

### 2.1.5 การออกแบบตลาดและกลไกตลาด

ควรมีการออกแบบโครงสร้างและกลไกตลาดอย่างไม่เลือกปฏิบัติเพื่อให้โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถมีส่วนร่วมในตลาดได้ จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีการให้คำจำกัดความหรือนิยามสินค้าและบริการให้ชัดเจน โดยให้โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถเข้าไปให้บริการด้านจัดการสมดุล (Balancing service) ได้ ในขณะเดียวกันควรมีการปรับปรุงแก้ไขกลไกตลาด ตัวอย่างเช่น ในโครงการ MASSIG ในทวีปยุโรปได้มีการพิจารณาลดเวลาปิด (Gate closure time) ก่อนช่วงเวลาส่ง (Delivery period) ให้ลดลง (Delnooz, A., Six, D., Kessels, K., & Hommelberg, M. P. F., 2012) ซึ่งยังส่งผลให้เทคโนโลยีที่มีการตอบสนองอย่างรวดเร็วมีโอกาสเข้ามามีส่วนร่วมในตลาดเพิ่มขึ้นอีกด้วย

การกำกับดูแลยังเป็นส่วนสำคัญในการจัดทำมาตรฐานโดยคำนึงถึงเทคโนโลยีสื่อสารและโครงสร้างอีกด้วย ซึ่งจะส่งผลดีต่อระบบควบคุมที่ทำงานร่วมกันในระบบโรงไฟฟ้าเสมือนและการสนับสนุนการใช้มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart meter) อีกด้วย

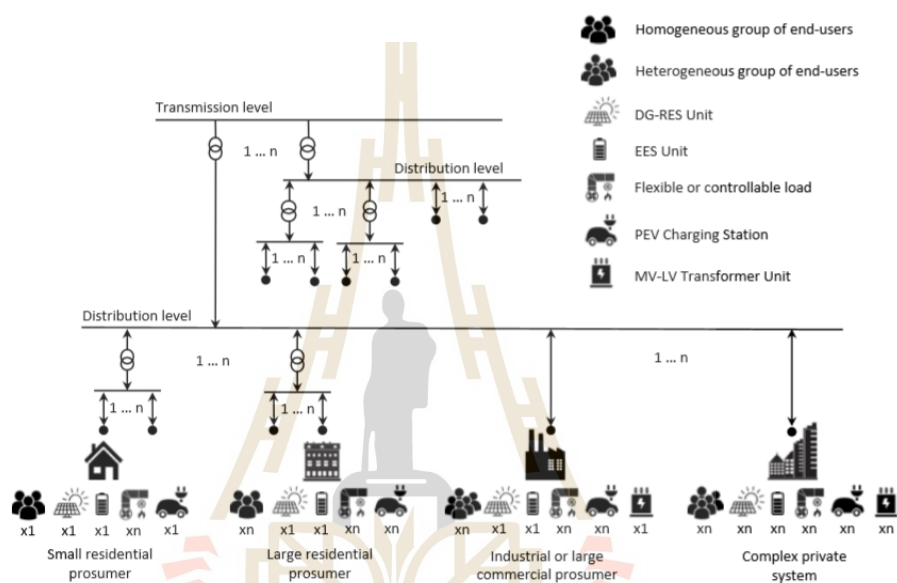
### 2.1.6 บทบาทหน้าที่และผู้มีส่วนร่วมในตลาด

การกำหนดบทบาทและหน้าที่ของผู้มีส่วนร่วมในตลาดให้ชัดเจนเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง โดยนอกจากจะต้องคำนึงถึงผู้มีส่วนร่วมในตลาดปัจจุบันแล้ว ยังต้องคำนึงถึงผู้ที่เข้ามาใหม่ด้วย เนื่องด้วยผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) จะมีบทบาทมากขึ้นในอนาคต จึงควรต้องมีการกำหนดบทบาทหน้าที่ของผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการบริหารจัดการระบบจำหน่ายและดูแลให้บริการด้านระบบ (Mashhour, E., & Moghaddas-Tafreshi, S. M., 2009) และควรมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการเพิ่มจำนวนของผู้บริโภคและผลิตไฟฟ้า (Prosumer) เพื่อจุดประสงค์การรักษาเสถียรภาพของระบบ รวมทั้งควรมีการกำหนดเรื่องความเท่าเทียมกันของผู้มีส่วนร่วมในระบบอีกด้วย

### 2.1.7 อัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการระบบจำหน่าย

การกำกับดูแลราคาจำหน่ายไฟฟ้าและค่าบริการโครงข่ายมีผลต่อการดำเนินการของระบบโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบจำหน่าย โครงการสนับสนุนพลังงานทดแทนและโครงสร้างราคาจำหน่ายไฟฟ้าต่างก็ส่งผลกระทบต่อความตั้งใจของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ในการเข้าร่วมระบบโรงไฟฟ้าเสมือน อัตราค่าไฟฟ้าในระบบจำหน่ายซึ่งในปัจจุบันมักเป็นอัตราคงที่ (Flat rate) และแปรผันตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า ซึ่งไม่สะท้อนต้นทุนจริงของพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ซึ่งในอนาคตอาจไม่เป็นการส่งเสริมผู้มีส่วนร่วมในตลาดเพื่อการดำเนินงานตามข้อจำกัดของโครงข่าย (Van Dievel, P., De Vos, K., & Belmans, R., 2014)

ในส่วนของการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ในปัจจุบันมีแนวคิดเรื่องโรงไฟฟ้าเสมือนที่รวมระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) การตอบสนองของโหลด (DR) โรงไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เสมือนหนึ่งโรงไฟฟ้ามีการนิยามคำว่าโรงไฟฟ้าเสมือนให้ชัดเจนมากขึ้น จึงทำให้การจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าปรับเปลี่ยนเพื่อคำนึงถึงโรงไฟฟ้าเสมือนในปี 2018 มีการจัดรูปแบบโครงสร้างที่ผนวกรวม (Pasetti, M., Rinaldi, S., & Manerba, D., 2018) โรงไฟฟ้าเสมือน ดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 มีการจัดรูปแบบโครงสร้างที่ผนวกรวมโรงไฟฟ้าเสมือน

ในปี 2010 มีการศึกษาการจัดการกับแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs), ระบบบริหารจัดการพลังงานในบ้าน (HEMS (Prosumer)) เพื่อประโยชน์ของส่วนรวมสูงสุดในตลาดซื้อขายไฟ (You, S., 2010) และมีการศึกษาเกี่ยวกับเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าเสมือน ดังรูปที่ 2.14

ในปี 2017 มีการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่คำนึงถึงโรงไฟฟ้าเสมือนภายใต้ระบบสมาร์ทกริด (Hua, W., Li, D., Sun, H., & Matthews, P., 2017) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ได้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวมต่ำสุดที่มีทั้งโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) การตอบสนองของโหลด (DR) โรงไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) โรงไฟฟ้าเสมือนนอกจากนี้ในปี 2018 มีการศึกษาระบบการจัดการพลังงาน (Energy Management System) ของระบบไมโครกริดแยกออกอิสระ (Isolated Microgrid) (Baringo, A., Baringo, L., & Arroyo, J.

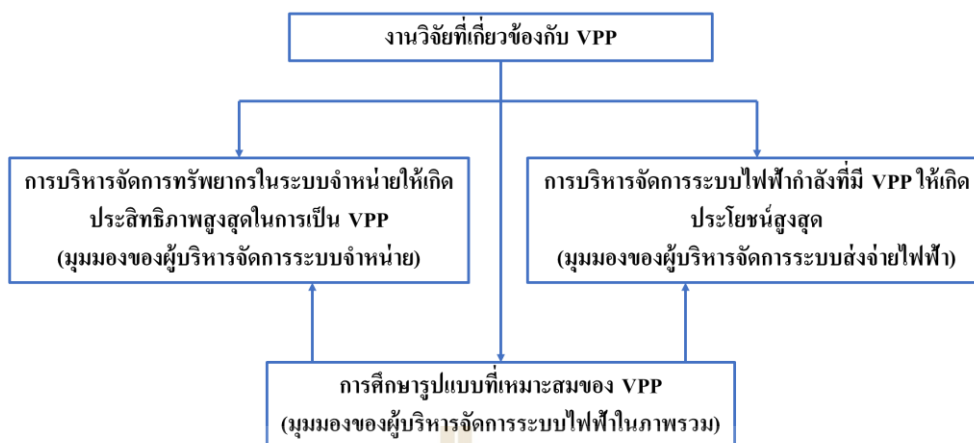
M., 2018) โดยใช้การจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และ OPF (Optimal Power Flow) คำนึงถึงการตอบสนองของโหลด, เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัว และระบบกักเก็บพลังงาน โดยมีการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน ในตลาดซื้อขายไฟฟ้าทั้งรูปแบบพลังงานและกำลังสำรองภายใต้ความไม่แน่นอนที่คำนึงถึงโรงไฟฟ้าเสมือน

VPP projects	Aggregation needs	Role of VPP	Control Methods	Communication
EUVPP [r8], a demonstration project of VPP concept in 2005, which aggregated 29 decentralized fuel cell based $\mu$ CHP units	Technical needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Peak load reduction</li> <li>To follow pre-defined load profiles</li> </ul>	Central controller	Centralized control	two-way communication: internet VPN tunnel one-way communication: RRC
VPPs based on the idea of Power Matcher[a16],[a22], which applies multi-agent based control on DER side	Technical needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Peak load reduction, etc.</li> </ul> Commercial needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Bid in electricity spot market</li> </ul>	Agent broadcasting electricity price  Market operator of internal market; Market player in external electricity market	Decentralized market-based control	Two way communication: Universal Mobile Telecommunication System (UMTS) wireless network
FENIX VPP [w6], a demonstration project of large scale VPP concept in Europe	Technical needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Provide Tertiary Reserve</li> <li>Provide Voltage control services</li> <li>Solve Network Contingencies</li> </ul> Commercial needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Participate in the day-ahead electricity market.</li> <li>Access ancillary service market</li> </ul>	Central controller  Market operator of internal market; Market player in external electricity market	Centralized control  Decentralized market-based control	Two way communication: GPRS and IEC-104 protocol.
Edison VPP[w7], a demonstration project of VPP concept specializing on Electric Vehicles(EV) integration	Technical needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Provide possible balancing services to Grid</li> <li>Provide cost-effective control over EV fleet</li> </ul>	Central controller	Centralized market-based control	Two way communication based on IEC61850
ProViPP [w8], a demonstration project based on Siemens' DEMS, which aggregates 9 hydroelectric plants 86 MW	Commercial needs: <ul style="list-style-type: none"> <li>Participate in the electricity market</li> <li>Participate in the reserve market</li> </ul>	Central controller	Centralized market-based control	Two way wireless communication

รูปที่ 2.14 เทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าเสมือน (You, S., 2010)

## 2.2 งานวิจัยในด้านการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสม

ทั้งนี้ในส่วนของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้ากำลังจะมุ่งเน้นไปที่การศึกษาแบบที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าเสมือน การบริหารจัดการทรัพยากรในระบบจำหน่ายให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน จากมุมมองของผู้บริหารจัดการระบบจำหน่าย การบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนให้เกิดประโยชน์สูงสุดจากมุมมองของผู้บริหารจัดการระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยในการศึกษาวิจัยมีความหลากหลายตามรูปแบบเฉพาะ นโยบาย และแนวทางในการบริหารจัดการ ดังแสดงในรูปที่ 2.15 ซึ่งพอจะสามารถสรุปประเด็นสำคัญของแต่ละงานวิจัยได้ดังตารางที่ 2.2



รูปที่ 2.15 ภาพรวมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าเสมือน

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2011	Elaheh Mashhour, and Seyed Masoud Moghaddas-Tafreshi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- เสนอปัญหาในการเสนอขายไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้าเสมือนในตลาดซื้อขายไฟฟ้า</li> <li>- โดยได้เสนอรูปแบบการเสนอขายในลักษณะของแบบจำลองที่ไม่สมดุล (Non-equilibrium model) บนฐานของการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามฐานราคา โดยคำนึงถึงการสมดุลของความต้องการซื้อและขายรวมทั้งข้อจำกัดของโรงไฟฟ้าเสมือน</li> <li>- แบบจำลองที่เสนอจะเป็นการสร้างรูปแบบจากการรวมคุณลักษณะของแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กที่กระจาย (DERs) ที่เป็นองค์ประกอบของโรงไฟฟ้าเสมือนรวมทั้งข้อจำกัดของโครงข่าย โดยมีรูปแบบเป็น Nonlinear mixed-integer programming และใช้วิธีการ Genetic algorithm (GA) ในการหาคำตอบ</li> </ul>



ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2013	Yang, H., Yi, D., Zhao, J., & Dong, Z.	- เสนอการใช้วิธี Distributed primal-dual sub-gradient algorithm ในการหาคำตอบการสั่งเดินเครื่องแบบกระจาย โดยใช้การพิจารณาการตัดสินใจของแต่ละแหล่งทรัพยากรแบบกระจาย (DERs) ในโรงไฟฟ้าเสมือน เพื่อให้เกิดผลประโยชน์สูงสุดต่อโรงไฟฟ้าเสมือน จากผลการศึกษาพบว่าวิธีคำนวณแบบกระจายนี้ให้ผลลัพธ์แบบเดียวกับการสั่งเดินเครื่องแบบศูนย์กลาง
2014	Tascikaraoglu, A., Erdinc, O., Uzunoglu, M., & Karakas, A.	- ศึกษาผลของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริดประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, ไฮโดรเจน และพลังงานความร้อน ในแนวคิดของโรงไฟฟ้าเสมือนการนำเสนอ Economic operation-based load dispatching strategy ซึ่งสามารถปรับการผลิตไฟฟ้าตามการวัดพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ The adaptation of the load dispatching algorithm โดยปรับกลไกการทำงาน Meteorological condition forecasting algorithms ด้วยการรวม Empirical Mode Decomposition, Cascade-Forward Neural Network และ Linear Model through a fusion strategy
2015	Rahimiyan, M., & Baringo, L.	- ได้พิจารณาระบบการจัดการพลังงานที่ควบคุมส่วนของการตอบสนองทางราคาทางด้านโหลด และมีการจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานลมและการกักเก็บพลังงาน - โดยความต้องการใช้พลังงาน โรงไฟฟ้าพลังงานลม และอุปกรณ์กักเก็บพลังงานได้มีการเชื่อมตอกในระบบพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กและทำงานร่วมกับเทคโนโลยีกริดอัจฉริยะในการทำงานเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน ที่สามารถขายและซื้อพลังงานได้ในทั้งตลาดซื้อขายล่วงหน้ารายวัน และตลาดตามเวลาจริง - ได้เสนอขบวนการแบบ 2 ขั้นตอนโดยใช้วิธีหาค่าเหมาะที่สุดแบบเข้มแข็ง (Robust optimization) ที่สามารถคำนึงถึงความไม่แน่นอนของพลังงานลมและราคาตลาดในการวิเคราะห์

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- ในขั้นตอนแรก ได้ตัดสินใจในการเสนอราคาในตลาดซื้อขายล่วงหน้ารายวัน</li> <li>- ในขั้นตอนที่ 2 หลังจากทำการจัดสรรตลาดซื้อขายล่วงหน้ารายวันแล้ว ได้ตัดสินใจในการเสนอราคาในตลาดตามเวลาจริงในแต่ละชั่วโมง</li> <li>- พิจารณาให้โรงไฟฟ้าเสมือน เป็นผู้ใช้ราคาตามตลาด (Price taker)</li> <li>- ผลการทดสอบวิธีการกับกรณีศึกษาจริงได้แสดงให้เห็นความเป็นไปได้ในการนำวิธีที่เสนอไปใช้งานจริง</li> </ul>
2015	Soares, J., Borges, N., Lobo, C., & Vale, Z.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- เสนอการนำโรงไฟฟ้าเสมือนมาใช้จัดการการผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาการปล่อยมลพิษ กรณีศึกษาตอนเหนือของประเทศโปรตุเกส 2020 ถึง 2050 จากการประมาณการเพิ่มขึ้นของ EV, DG ประเภทต่างๆ, DR และ ESS ซึ่งมีการคาดการณ์ว่าในปี 2030 จะมีการปล่อย CO<sub>2</sub> เฉลี่ย 50 kgCO<sub>2</sub> / เมกะวัตต์-ชั่วโมง ใช้ Multi-objective Particle Swarm Optimization (MOPSO) ในการใช้ประโยชน์จากการนำโรงไฟฟ้าเสมือนมาใช้ 3 Scenarios 2020, 2030 และ 2050</li> </ul>
2016	Krüger, E., Amicarelli, E., & Tran, Q. T., (2016)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ศึกษาผลกระทบของ European Market Frameworks ที่มีต่อการรวมการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเสมือนกฎระเบียบสำหรับตลาดพลังงานและกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใน ฝรั่งเศส อิตาลี และเยอรมันของโรงไฟฟ้าเสมือนขนาดเล็กพร้อมกับพลังงาน แสงอาทิตย์และ ESS โดยใช้ Mixed-integer linear programming model ผลลัพธ์ได้ข้อจำกัดที่ต่ำสุดที่มีผลกระทบในการรวม DG เข้าสู่ตลาดและลดระยะเวลาสัญญาสามารถเพิ่มความสามารถให้โรงไฟฟ้าเสมือนมีส่วนร่วมในการสำรองพลังงาน</li> </ul>

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2017	Bahramara, S., Yazdani-Damavandi, M., Contreras, J., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- จากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบในระบบไฟฟ้ากำลังที่ผู้ดูแลระบบจำหน่าย (Disco) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้และสามารถเป็นผู้กำหนดราคาไฟฟ้าในตลาดได้</li> <li>- ในบทความนี้จึงได้เสนอวิธีการสำหรับ Disco ในตลาดพลังงานและตลาดซื้อขายกำลังผลิตสำรองโดยใช้แบบจำลองแบบ 2 ชั้นในการหาค่าเหมาะที่สุด โดยแบ่งเป็นชั้นของ Disco และของผู้บริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลัง (ISO)</li> </ul>
2017	Banshwar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R., & Shrivastava, R.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- นำเสนอ RESs ในตลาดบริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service markets) เพื่อรักษาสมดุลตลาดซื้อขายไฟฟ้า ผลการศึกษาสรุปว่าต้องการการปรับแก้ไขการออกแบบตลาดและกฎระเบียบในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในปัจจุบัน เพื่อที่จะรวมบริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้าและแหล่งพลังงานแปรผัน</li> </ul>
2017	Guo, H., Chen, Q., Xia, Q., Zhang, J., Li, M., & Zou, P.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ศึกษาผลกระทบของโรงไฟฟ้าเสมือนการรวมพลังงานและสมดุลตลาดบริการเสริมความมั่นคงในโครงข่ายไฟฟ้า (Ancillary service) นำเสนอ Two-stage bi-level stochastic optimization based on Nash-Cournot equilibrium ผลการศึกษาพบว่าประสิทธิภาพของโมเดลที่นำเสนอโรงไฟฟ้าเสมือนมีผลดีมากกว่า Single wind farms ใน Joint market สำหรับ Energy market ESS ช่วยให้โรงไฟฟ้าเสมือนมีความยืดหยุ่นมากในการทำกำไร สำหรับ AS market โรงไฟฟ้าเสมือนจะมีราคา เนื่องด้วย ESS จะทำให้โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถที่จะสร้างการเบี่ยงเบนที่เวลาเหมาะสมเพื่อที่จะลดผลเสียการเบี่ยงเบน (Deviation penalties)</li> </ul>

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2017	Kasaei, M. J., Gandomkar, M., & Nikoukar, J.	- เสนอการจัดการแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมโดยโรงไฟฟ้าเสมือนเกิดจากการเพิ่มตัวของ RESs เช่น Wind Turbines (WT) และ Photovoltaic (PV) ทำให้เกิดความไม่แน่นอนในระบบไฟฟ้า การรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs), ระบบการจัดเก็บพลังงาน (ESS) และโหลดที่สามารถควบคุมได้ ซึ่งรวมกันจัดการโดยระบบการจัดการพลังงาน (EMS) ซึ่งเรียกว่าโรงไฟฟ้าเสมือนจริง วัตถุประสงค์ของโรงไฟฟ้าเสมือนในบทความคือ การลดต้นทุนการดำเนินงานทั้งหมด โดยพิจารณาต้นทุนการสูญเสียพลังงานในช่วงเวลา 24 ชั่วโมง เพื่อที่จะแก้ปัญหานี้ Imperialist Competitive Algorithm (ICA) ได้เสนอขั้นตอนวิธีการหาค่าเหมาะที่สุดเพื่อกำหนดการจัดการพลังงานที่ดีที่สุดของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วย RESs การเก็บพลังงาน แบตเตอรี่ (BSS) และการควบคุมโหลดในกรณีศึกษา
2019	Ullah, Z., Mokryani, G., Campean, F., and Hu, Y. F.	- ได้นำเสนอการทบทวนลักษณะของโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่รูปแบบ โดยเปรียบเทียบกันทั้งในด้านการวางแผน การดำเนินงาน และการบริหารจัดการระบบโรงไฟฟ้าเสมือน ข้อดีและข้อเสีย
2019	Tang, W., & Yang, H. T.	- เสนอวิธีการในการหารูปแบบที่เหมาะสมในการเสนอขายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือน โดยในการบริหารจัดการ ESS, DR และ RESs ที่เหมาะสม จะทำให้โรงไฟฟ้าเสมือน สามารถได้รับผลประโยชน์สูงสุดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ - ซึ่งจากความไม่แน่นอนของ RESs ทำให้มีการพิจารณาให้ DR เป็นรูปแบบที่สำคัญในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- นอกจากนั้น กระบวนการหาค่าเหมาะที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้าเสมือน นี้ยังทำให้โรงไฟฟ้าเสมือนสามารถมีความเชื่อมั่นในการบริหารจัดการพลังงานและกำลังสำรองใน Day-ahead market และ Balancing market</li> <li>- วิธีการที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไต้หวัน (Taipower) ภายใต้ความไม่แน่นอนหลากหลายระดับ รวมทั้งสัดส่วนของ RESs, ESS และ โหลดที่แตกต่างกัน</li> </ul>
2019	Oikononou, K., Parvania, M., & Khatami, R.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ได้เสนอแบบจำลองพื้นฐานสำหรับผู้บริหารจัดการระบบจำหน่าย (DSO) ในการระบุและบริหารจัดการพลังงานที่กระจายในระบบจำหน่ายที่ยืดหยุ่นให้เหมาะสมที่สุดรวมทั้งการรวบรวมให้สามารถเสนอขายพลังงานในตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้ารายวันได้</li> <li>- ความยืดหยุ่นของพลังงานแบบกระจายทำให้เกิดขึ้นโดยโหลดที่ยืดหยุ่นในบัสกระจาย ซึ่งจำลองโดยระบบการจัดคิวแบบคลัสเตอร์ที่แสดงถึงการรวมกลุ่มของโหลดแบบยืดหยุ่นจำนวนมากที่มีความต้องการด้านพลังงานและคุณภาพการบริการที่แตกต่างกัน</li> <li>- วิธีการที่เสนอได้ทดสอบกับระบบ IEEE 33-bus Distribution network</li> </ul>
2019	Babaei, S., Zhao, C., & Fan, L.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ได้พัฒนารูปแบบในการประเมินคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าเสมือน ในด้านกำลังผลิตสูงสุดและความสามารถในการตอบสนองของกำลังการผลิต โดยคำนึงถึงกำลังการผลิตจากพลังงานลมและโหลด</li> <li>- วิธีการที่นำเสนอได้ใช้วิธีการหาค่าเหมาะที่สุดแบบแข็งแกร่ง (Robust optimization) ที่ใช้ค่าทางสถิติของตัวแปรที่ไม่ทราบค่าในการคำนวณ</li> </ul>

ตารางที่ 2.2 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	คณะผู้ทำวิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2019	Yu, S., Fang, F., Liu, Y., & Liu, J.	- ศึกษาความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าเสมือนปัญหาและวิธีการรับมือ ความไม่แน่นอนเป็นประเด็นสำคัญในการวิจัยและการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนพลังงานทดแทน, ราคาตลาด และความต้องการโหลด เป็นปัจจัยสำคัญของความไม่แน่นอน Optimization objectives และ Constraints ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเสมือนสามารถช่วยเหลือนักวิจัยที่มุ่งเน้น โรงไฟฟ้าเสมือน
2019	Moreno, B., & Diaz, G.,	- ศึกษาผลกระทบขององค์ประกอบโรงไฟฟ้าเสมือนต่อราคาไฟฟ้าขายส่ง: การศึกษาเปรียบเทียบตลาดไฟฟ้าบางแห่งในสหภาพยุโรป ศึกษาผลกระทบของ องค์ประกอบเทคโนโลยีการผลิตแบบกระจายพลังงานที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาพลังงานไฟฟ้าของตลาดพลังงานในสหภาพยุโรปที่แตกต่างกันโดยใช้ขั้นตอนการประมาณค่าพลังงานสูงสุดของเอนโทรปี (Maximum Entropy Econometric estimation procedure) เพื่อต้องการทราบว่าไฟฟ้าแต่ละหน่วยที่ผลิตโดยแต่ละเทคโนโลยีสามารถปรับราคาไฟฟ้าได้เท่าใดจะมีประโยชน์มากในการพัฒนากลยุทธ์ที่ดีที่สุดในการตัดสินใจเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า



## บทที่ 3

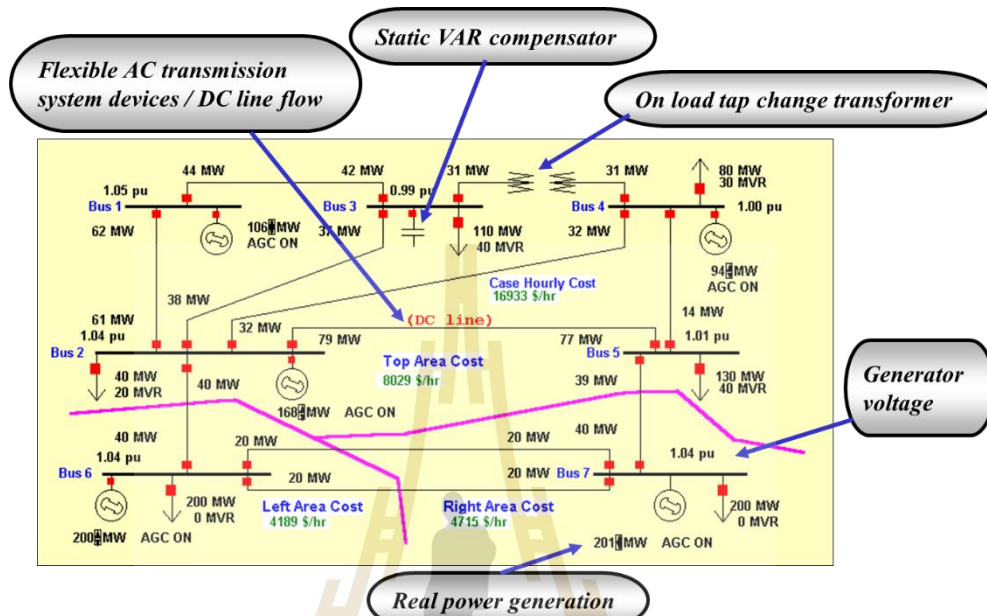
# การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

### 3.1 การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Generation Dispatch, GD)

การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (GD) เป็นการหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เอื้อให้เกิดประโยชน์สูงสุดที่ใช้กระบวนการวิเคราะห์ที่สำคัญในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด วัตถุประสงค์พื้นฐานของปัญหาการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าคือให้ได้รับความพอใจจากการที่มีต้นทุนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดโดยมีข้อจำกัดของสมดุลงำลังไฟฟ้า ในปัจจุบันการหาค่าตอบปัญหาการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ถูกพัฒนาให้สามารถคำนึงถึงข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าหลายอย่าง และโดยทั่วไปต้นทุนการผลิตในแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกแทนด้วยฟังก์ชันของกำลังงานไฟฟ้าที่เป็นสมการยกกำลังสองและแก้ปัญหาโดยโปรแกรมทางคณิตศาสตร์ เช่น Gradient method, Linear programming, Quadratic programming

โดยทั่วไปปัญหาการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะเป็นการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุด โดยมีข้อจำกัดทั้งแบบเท่ากัน (Equality Constraints) และไม่เท่ากัน (Inequality Constraints) อันประกอบด้วย สมการสมดุลของกำลังงานไฟฟ้าจริง (Real power balance) นั่นคือผลรวมของกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตทั้งหมดเท่ากับผลรวมของกำลังงานไฟฟ้าจริงภาระบวกกับกำลังงานไฟฟ้าจริงที่สูญเสียของระบบ นอกจากนี้เมื่อเราพิจารณาสมการการไหลของกำลังงานไฟฟ้าในระบบ จะทำให้สามารถหาค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยหรือที่บัส (Bus) และค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งไฟฟ้าได้ ซึ่งทำให้การหาค่าตอบการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสามารถรวมเอาข้อจำกัดขนาดของแรงดันที่บัส และกำลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่สายส่งไฟฟ้าเข้าไปในปัญหาได้ นอกจากนี้ การหาค่าตอบปัญหาการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้ายังสามารถพิจารณาพารามิเตอร์ หรืออุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบที่สามารถควบคุมได้ (Control variables) อื่น ๆ เช่น แรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Terminal Voltage), แท็ปของหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer Tap Setting) ดังแสดงในรูปที่ 3.1 เป็นต้น อย่างไรก็ตามตัวแปรของระบบไฟฟ้ากำลังในความเป็นจริงจะมีลักษณะของต้นทุนที่ไม่

ต่อเนื่องจากการเปิดปิดวาล์วและจากผลกระทบของเชื้อเพลิง ซึ่งหากละเอียดถี่ถ้วนขึ้นนี้จะทำให้ผลการวิเคราะห์คลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงได้ โดยมีแนวทางในการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.1 ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Generation Dispatch, GD)

การวิเคราะห์ในส่วนของการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (GD) จะใช้การวิเคราะห์หาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เอื้อให้เกิดประโยชน์สูงสุดจะใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือให้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด โดยมีข้อจำกัดของสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานรีแอกตีฟ พิกัดของสายส่งไฟฟ้า และจะนำวิธีการดังกล่าวมาพัฒนาแบบจำลองเพิ่มเติมให้สามารถวิเคราะห์โรงไฟฟ้าเสมือนในรูปแบบต่าง ๆ ของระบบได้ โดยวิธีการที่จะนำมาประยุกต์ใช้สามารถแสดงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ดังนี้

หาค่าต่ำสุดของ

$$FC = \sum_{i \in BG} F(P_{Gi}) \tag{3.1}$$

โดยที่เป็นไปตามข้อจำกัดของสมการสมดุลกำลังงานไฟฟ้า

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), \quad i = 1, \dots, NB, \tag{3.2}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), \quad i = 1, \dots, NB, \tag{3.3}$$

และข้อจำกัดพิกัดของสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบ

$$|f_l| \leq f_l^{\max} \text{ for } l = 1, \dots, NL \quad (3.4)$$

และข้อจำกัดขอบเขตการทำงานและช่วงการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{Gi}^{l,j} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{u,j}, i \in BG, j = 1, \dots, NZ_i \quad (3.5)$$

$$P_{Gi}^{l,1} = P_{Gi}^{\min}, \quad (3.6)$$

$$P_{Gi}^{u,NZ_i} = P_{Gi}^{\max}, \quad (3.7)$$

เมื่อ

- $FC$  : ต้นทุนการผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้า (บาทต่อชั่วโมง)
- $F(P_{Gi})$  : ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส  $i$  (บาทต่อชั่วโมง)
- $P_{Gi}$  : กำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส  $i$  (เมกะวัตต์)
- $P_{Di}$  : ภาระกำลังงานไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$  (เมกะวัตต์)
- $|V_i|$  : ขนาดของแรงดันที่บัส  $i$  (โวลต์)
- $BG$  : เซตของบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่
- $f_l^{\max}$  : พิกัดกำลังงานไฟฟ้าของสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้าที่  $l$  (เมกะวีเอ)
- $NB$  : จำนวนบัสทั้งหมด
- $P_{Gi}^{\max}$  : กำลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุด (พิกัด) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส  $i$  (เมกะวัตต์)
- $P_{Gi}^{\min}$  : กำลังงานไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่ที่บัส  $i$  (เมกะวัตต์)
- $Q_{Di}$  : ภาระกำลังงานไฟฟ้าวีแอกตีฟที่บัส  $i$  (เมกะวาร์)
- $|y_{ij}|$  : ขนาดของ  $y_{ij}$  ในเมตริก  $Y_{bus}$  (mho)
- $\theta_{ij}$  : มุมของ  $y_{ij}$  ในเมตริก  $Y_{bus}$  (radian)
- $f_l$  : กำลังงานไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้า  $l$  (เมกะวีเอ)
- $Q_{Gi}$  : ค่ากำลังงานไฟฟ้าวีแอกตีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส  $i$  (เมกะวาร์)
- $\delta_{ij}$  : ผลต่างระหว่างมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  และบัส  $j$  (radian)
- $P_{Gi}^{l,j}, P_{Gi}^{u,j}$  : ขอบเขตในช่วงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถทำงานได้

ทั้งนี้กำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละบัส ( $P_{Gi}, i \in BG$ ) จะเป็นคำตอบที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยกระบวนการที่นำเสนอ

### 3.2 ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง (Real-time Locational Price, RLP)

ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง (RLP) เป็นวิธีการกำหนดราคาในการซื้อขายไฟฟ้าที่มีหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งในความเป็นจริงแล้วต้นทุนหรือราคากำลังงานไฟฟ้าที่แต่ละจุดของระบบจะไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับลักษณะของโหลดในระบบในขณะนั้น และการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในขณะนั้น โดยราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงจะเป็นการวิเคราะห์ราคาของกำลังงานไฟฟ้าที่แต่ละตำแหน่งตามต้นทุนจริงในเวลาที่น่าสนใจและรวมกับต้นทุนเพิ่มอันเนื่องมาจากการสูญเสียของระบบส่ง (Marginal loss component) และต้นทุนเพิ่มอันเนื่องมาจากข้อจำกัดของระบบส่ง (Network quality of supply component) ดังแสดงในสมการที่ (3.8) (Ongsakul, W. and Chayakulkheeree, K.; 2006)

$$\rho_i = \lambda - \lambda \left( \frac{dP_{loss}}{dP_i} \right) - \sum_{l=1}^{NC} \mu_l \left( \frac{dP_l}{dP_i} \right) \quad (3.8)$$

โดยที่

- $\rho_i$  : ค่าไฟฟ้าที่โหนด  $i$  (เมกะวัตต์)
- $\lambda$  : ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายของประเทศ (บาทต่อเมกะวัตต์ ชั่วโมง)
- $P_{loss}$  : ความสูญเสียในระบบส่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
- $P_i$  : กำลังงานไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่ระบบที่โหนด  $i$  (เมกะวัตต์)
- $\mu_l$  : ตัวแปรเงื่อนไขคุน-ทักเกอร์ (Kuhn-Tucker Condition) ซึ่งสะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงขึ้นหากพิกัดกำลังงานของสายส่ง  $l$  สามารถรับภาระได้มากกว่าเดิมอีกหนึ่ง (เมกะวีเอ)
- $NC$  : จำนวนสายส่งทั้งหมดที่ทำงานเต็มพิกัดกำลัง
- $P_l$  : กำลังงานไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง  $l$  (เมกะวัตต์)

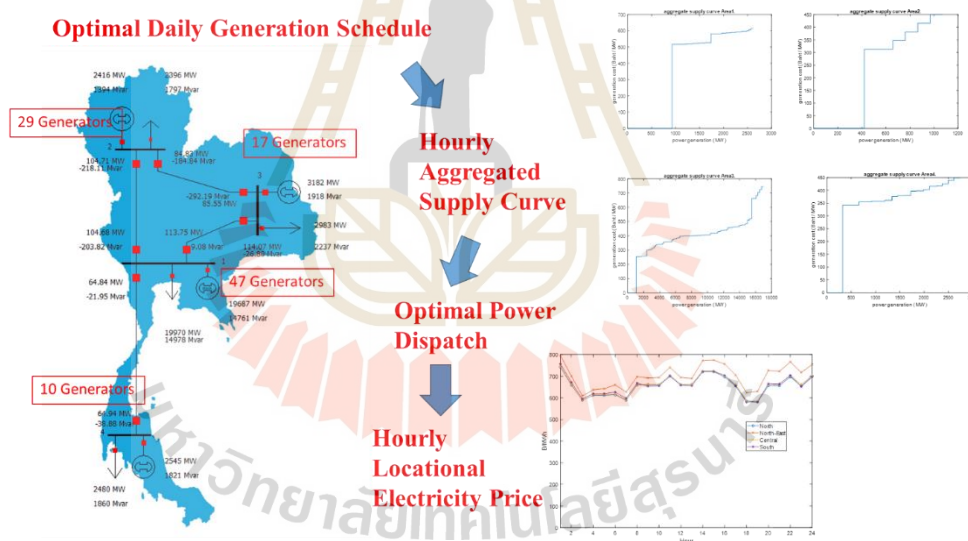
ดังนั้น  $\left( \frac{dP_{loss}}{dP_i} \right)$  จึงหมายถึงความสูญเสียในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเมื่อกำลังงานไฟฟ้า

ที่โหนด  $i$  เพิ่มขึ้นหนึ่งเมกะวัตต์ และ  $\left( \frac{dP_l}{dP_i} \right)$  จึงหมายถึงกำลังงานไฟฟ้าในสายส่งที่เพิ่มขึ้นเมื่อกำลัง

งานไฟฟ้าที่โหนด  $i$  เพิ่มขึ้นหนึ่งเมกะวัตต์ ซึ่งกระบวนการวิธีคำนวณให้ได้ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิง  
 ภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงจะมีความซับซ้อนและเป็นดัชนีที่สำคัญในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลัง  
 ในรูปแบบที่มีการซื้อขายไฟฟ้า

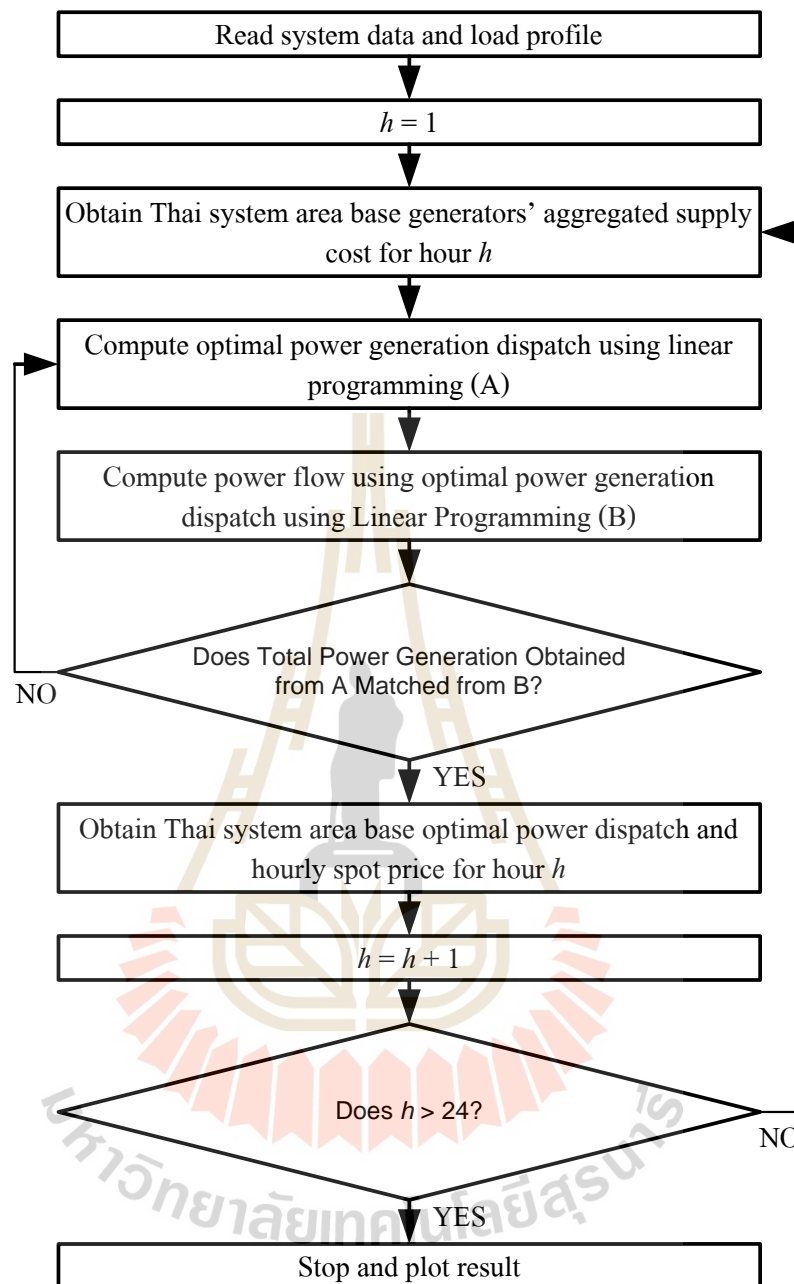
นอกจากนี้ วิธีในการในการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงยัง  
 สามารถนำมาใช้ประกอบในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังที่ทำให้เกิดการใช้ทรัพยากรผลิตไฟฟ้า  
 ที่มีในระบบทั้งโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โรงไฟฟ้าเอกชน รวมทั้งการตอบสนองด้านโหลดที่  
 เหมาะสมและสามารถใช้ผลลัพธ์ของงานวิจัยประกอบในการวางแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลังของ  
 ประเทศไทยได้

### 3.3 กระบวนการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดย คำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย



รูปที่ 3.2 การสร้างต้นทุนการผลิตรวม (Aggerated Supply Curve) เชิงพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลัง  
 ของประเทศไทย (Thai System Area Base Generator Aggerated Supply Cost)

ในการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของ  
 โรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย จะเป็นการนำต้นทุนการผลิตรวมของ  
 โรงไฟฟ้าแต่ละโรงในแต่ละพื้นที่ โดยแบ่งพื้นที่ตามเขตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)  
 มาทำการรวมเป็นต้นทุนการผลิตรวม (Aggerated Supply Curve) ดังแสดงในรูปที่ 3.2 และมี  
 กระบวนการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 กระบวนการคำนวณกระบวนการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

### 3.4 ผลลัพธ์กรณีฐาน (Base Case)

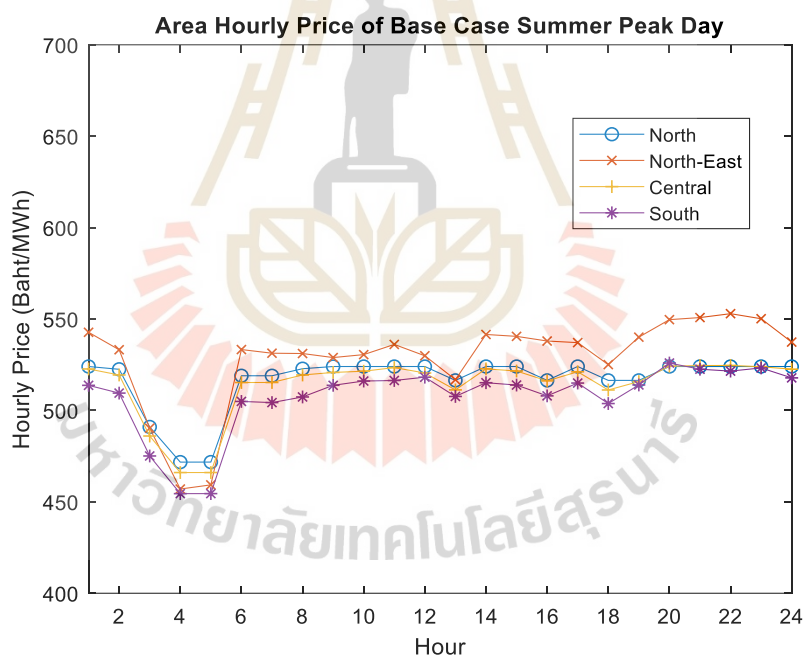
ในการศึกษาส่วนนี้จะใช้ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามาทำการรวมเป็นแบบจำลองต้นทุนรวมของแต่ละภาคตามเงื่อนไขการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามวิธีการในหัวข้อที่ 3.3 เป็นฟังก์ชันต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงของแต่ละภาค (Hourly aggregated



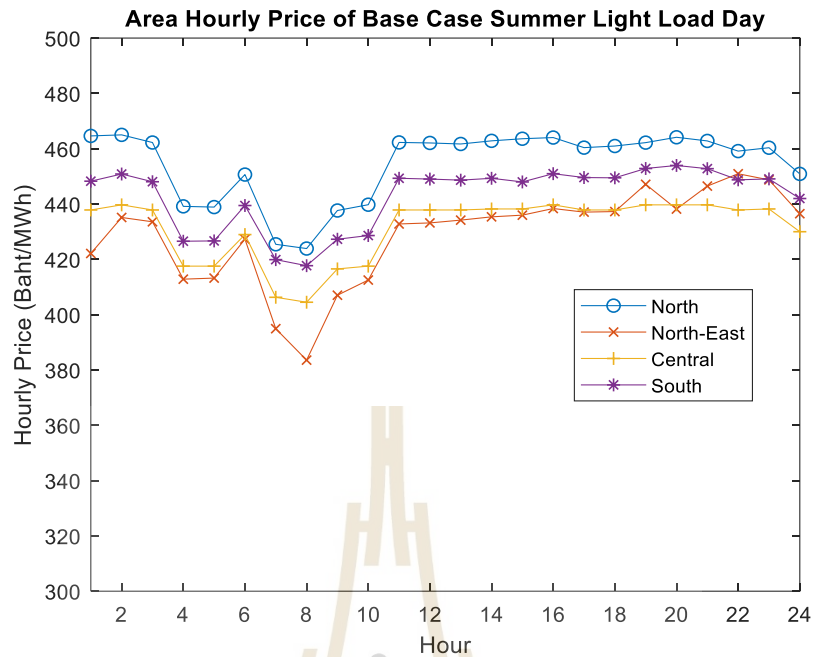
generation cost curve) และทำการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามพื้นที่ (Area-Based Optimal Power Dispatch, AOPD) เพื่อคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่โดยมีผลลัพธ์ดังแสดงดังรูปที่ 3.4 - 3.10

ทั้งนี้ได้ทำการศึกษาโดยใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแยกตามพื้นที่แบ่งออกเป็นภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคอีสาน และภาคใต้ โดยเลือกวันที่ทำการศึกษา 6 วันดังต่อไปนี้

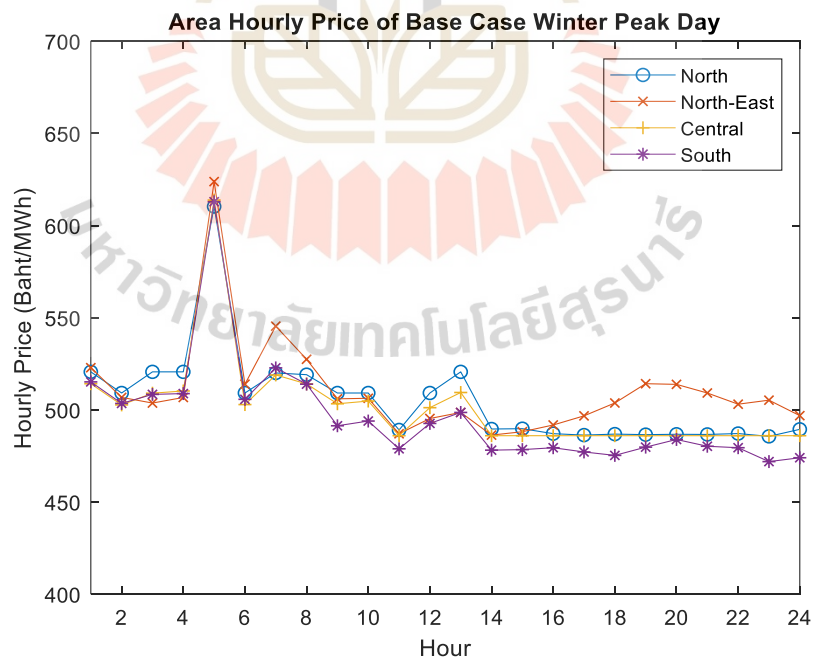
- 1) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน (Summer peak day)
- 2) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน (Summer light load day)
- 3) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว (Winter peak day)
- 4) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว (Winter light load day)
- 5) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน (Rainy peak day)
- 6) วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน (Rainy light load day)



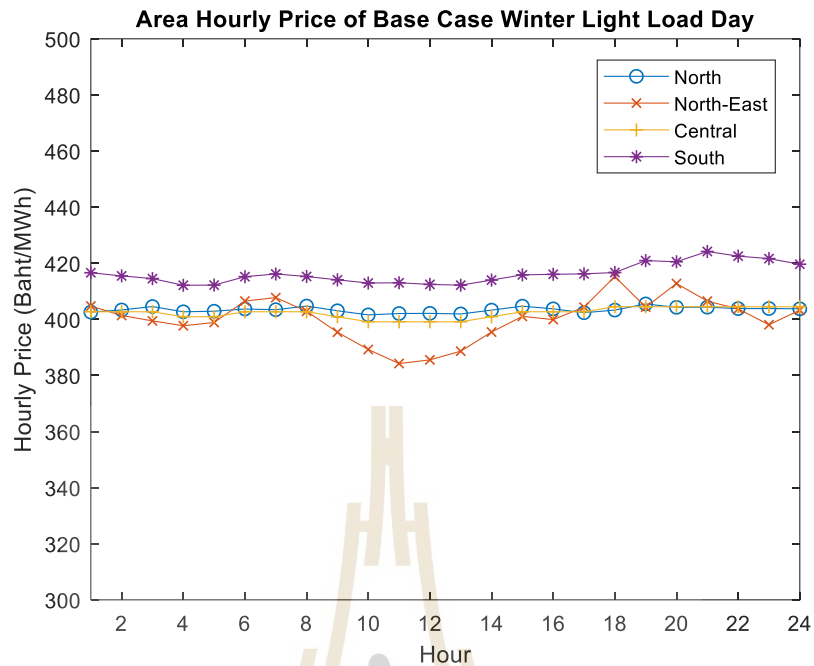
รูปที่ 3.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน (Summer peak day)



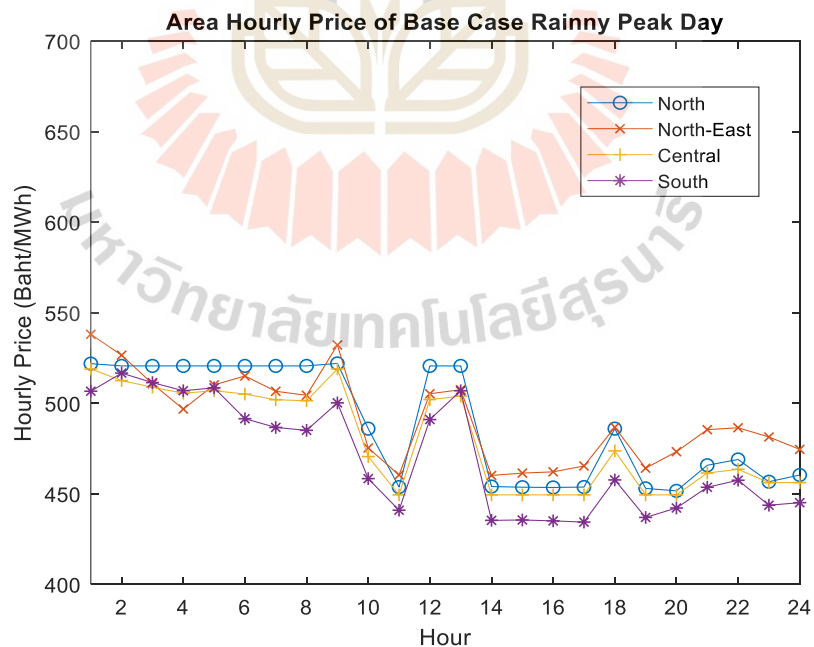
รูปที่ 3.5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน (Summer light load day)



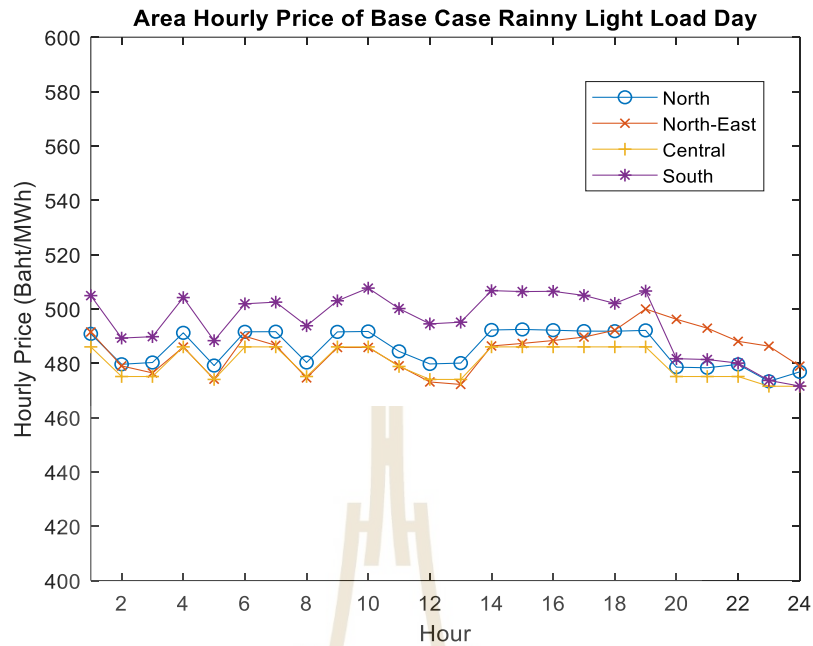
รูปที่ 3.6 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว (Winter peak day)



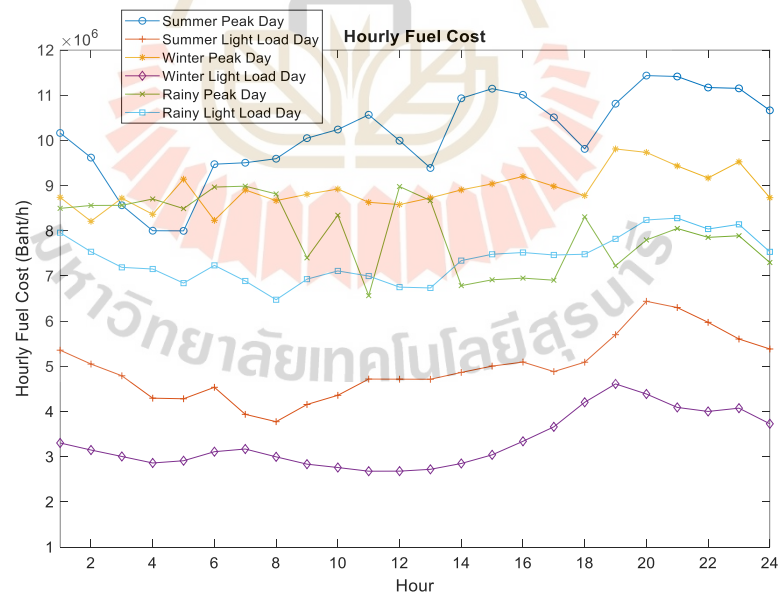
รูปที่ 3.7 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว (Winter light load day)



รูปที่ 3.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน (Rainny peak day)



รูปที่ 3.9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของแต่ละพื้นที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน (Rainy light load day)



รูปที่ 3.10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของแต่ละวัน

จากผลลัพธ์พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนมีค่าสูงกว่าวันอื่นและมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมงใน

ภาคอีสานสูงกว่าภาคอื่น ในขณะที่ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อนมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมงของภาคเหนือสูงกว่าภาคอื่น ส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมงของภาคใต้พบว่ามีค่าสูงในฤดูหนาวและฤดูฝนในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุด

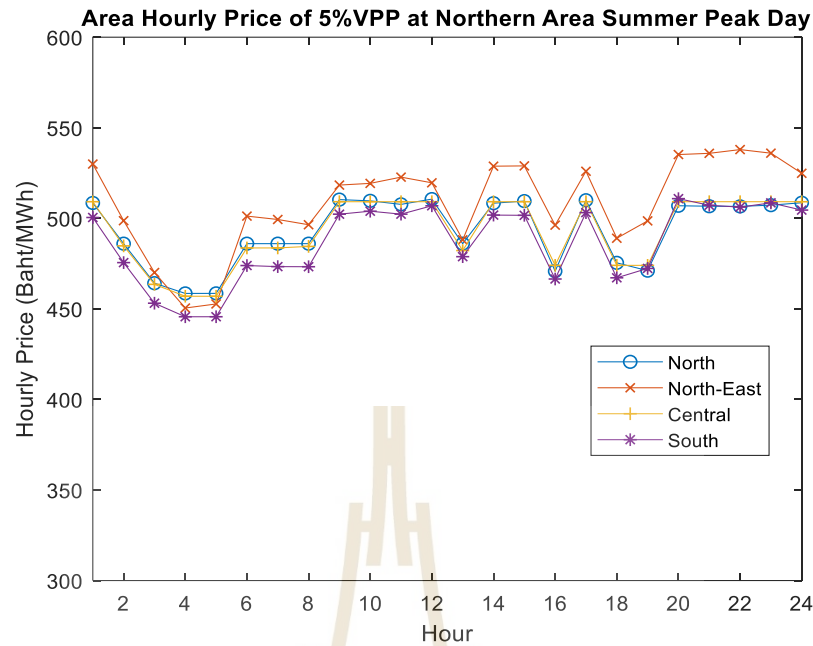
ในการศึกษานี้ยังได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตของระบบโดยแบ่งตามพื้นที่จากผลการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุดในแต่ละกรณีโดยมีต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงในแต่ละวันที่เลือกมาศึกษาแสดงดังรูปที่ 3.10 ทั้งนี้พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนมีค่าสูงที่สุดและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาวมีค่าต่ำที่สุด

### 3.5 ผลลัพธ์กรณีที่มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบ

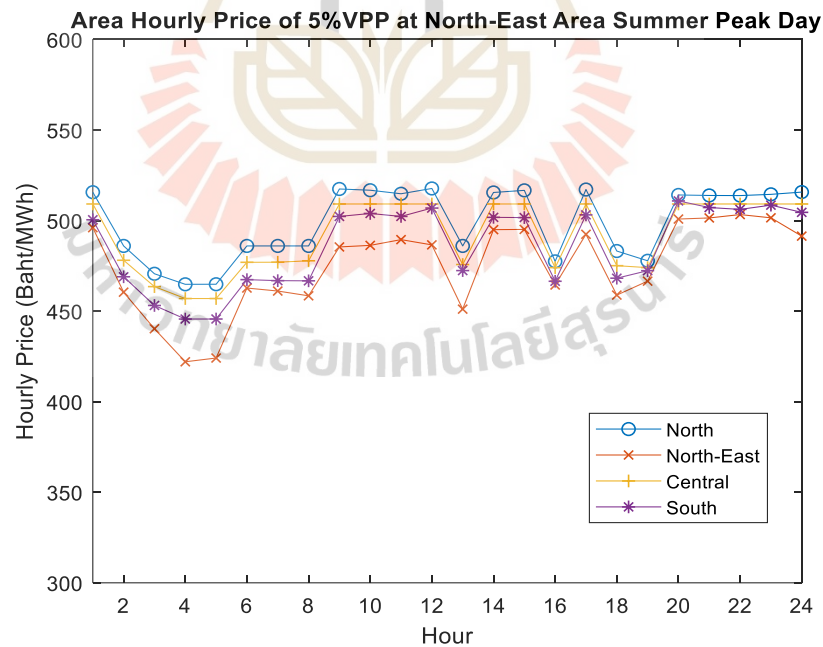
ในการศึกษาส่วนนี้เป็นการจำลองให้มีโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่ละพื้นที่เพื่อศึกษาผลที่มีต่อต้นทุนการผลิตรวมและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง (RTP) ซึ่งในส่วนนี้ได้เลือกวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนเนื่องจากเป็นวันที่มีต้นทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมงสูงสุด โดยการศึกษาแบ่งออกเป็น 4 กรณี ประกอบด้วย

- 1) กรณีที่ 1 : เพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคเหนือขนาด 5% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน
- 2) กรณีที่ 2 : เพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคอีสานขนาด 5% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน
- 3) กรณีที่ 3 : เพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคกลางขนาด 5% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน
- 4) กรณีที่ 4 : เพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคใต้ขนาด 5% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน

ผลลัพธ์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริงรายชั่วโมง จากสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนรวมต่ำสุดโดยมีการจำลองโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่ละพื้นที่ได้แสดงในรูปที่ 3.11 – 3.14 และผลลัพธ์ต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงเมื่อมีโรงไฟฟ้าเสมือนเพิ่มเข้าไปในระบบแสดงได้ดังรูปที่ 3.15

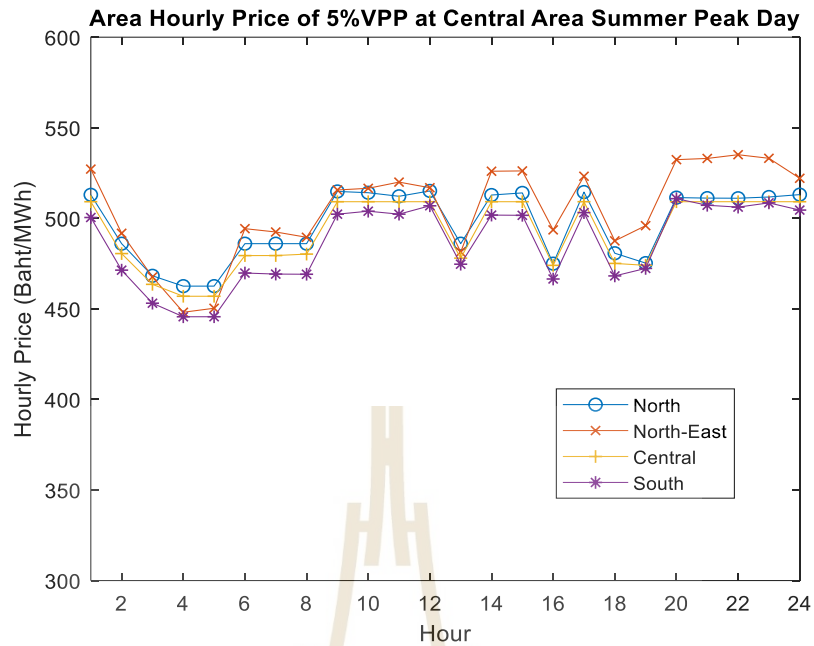


รูปที่ 3.11 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคเหนือด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน

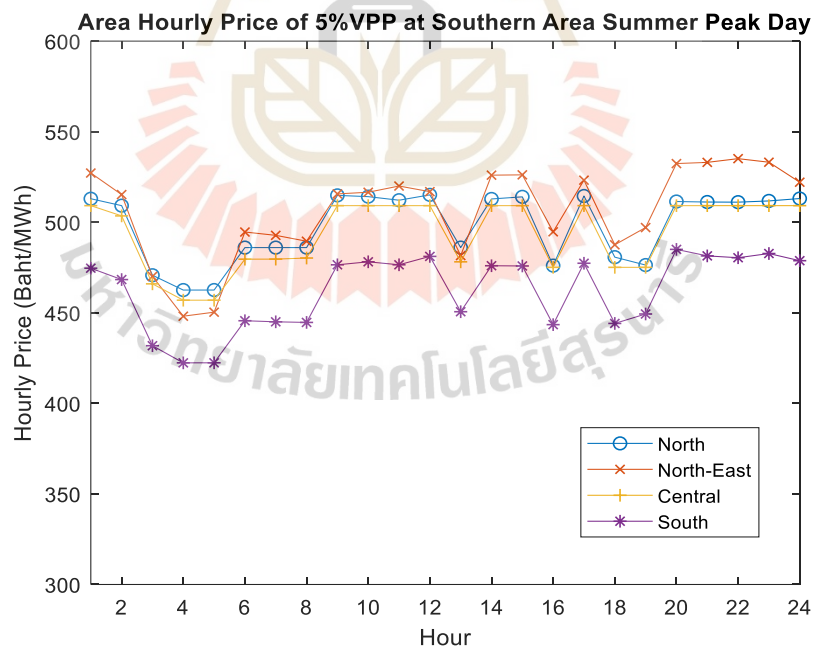


รูปที่ 3.12 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคอีสานด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน

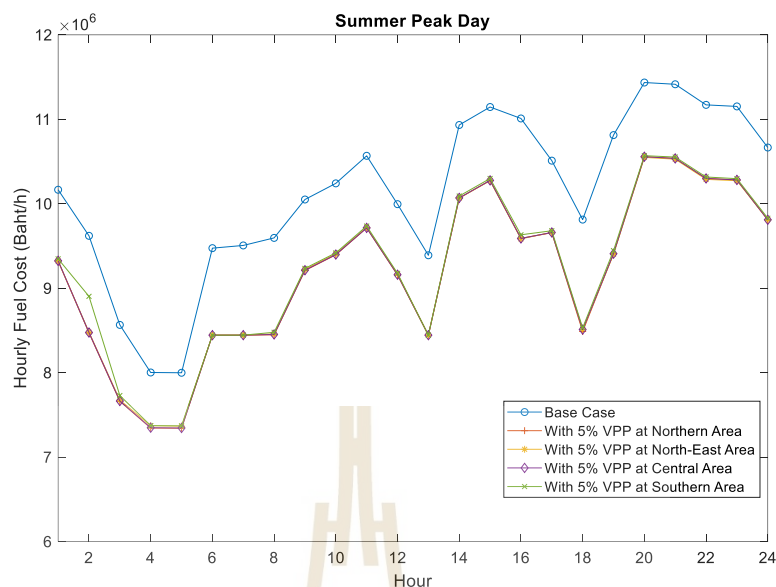




รูปที่ 3.13 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคกลางด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน



รูปที่ 3.14 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามเวลาจริง (RTP) ในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อนเมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคใต้ด้วยขนาด 5% ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวัน



รูปที่ 3.15 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวมของแต่ละกรณีที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าเสมือนเข้าไปในระบบในวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของฤดูร้อน

จากผลการจำลองศึกษานี้แสดงให้เห็นว่าเมื่อมีโรงไฟฟ้าเสมือนเพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละพื้นที่ลดลง ในขณะที่จะต้องมีการจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเสมือนจ่ายเข้าระบบแทน ทั้งนี้การซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเสมือนขึ้นอยู่กับนโยบายในการส่งเสริมซึ่งอาจจะเป็นค่าไฟฟ้าราคาเดียว (Flat Rate) หรือเป็นราคาอิงตามต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงของพื้นที่ (RTP) ที่โรงไฟฟ้าเสมือนติดตั้ง ทั้งนี้เมื่อคำนึงถึงค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องจ่ายให้แก่โรงไฟฟ้าเสมือนที่อิงตามต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงของพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าเสมือนติดตั้งจะสามารถคำนวณต้นทุนการผลิตรายวันได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายวันของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนเมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนขนาด 5% ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของวันในแต่ละพื้นที่

Cost	Base Case	5% VPP in (Mbaht)			
		Northern	North-East	Central	Southern
Total Daily Fuel	243.235	220.363	220.475	220.424	221.340
VPP	-	13.512	13.826	13.447	13.273
Total Daily	243.235	233.875	234.301	233.871	234.613

จากผลการศึกษาเห็นได้ว่าเมื่อมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนภาคเหนือจะทำให้สามารถลดต้นทุนการผลิตรวมของระบบลงได้มากที่สุดเนื่องจากในภาคเหนือมีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่ และการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนในภาคเหนือจะทำให้ลดการไหลของกำลังไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคเหนือ และแม้ว่าภาคอีสานจะมี ราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง (RLP) สูงแต่เมื่อทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนเข้าไปในภาคอีสานทำให้เกิดการไหลของกำลังไฟฟ้าออกจากพื้นที่ภาคอีสานทำให้ต้นทุนการผลิตลดลงน้อยกว่าการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนที่ภาคเหนือ นอกจากนี้สายส่งที่เชื่อมระหว่างภาคเหนือและภาคกลางจะเป็นสายส่งระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ และ 230 กิโลโวลต์ ในขณะที่สายส่งที่เชื่อมระหว่างภาคอีสานและภาคกลางจะเป็นสายส่งระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์ ดังนั้นสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่จึงเป็นปัจจัยที่สำคัญในการส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่ละพื้นที่ อย่างไรก็ตามการสนับสนุนโรงไฟฟ้าเสมือนตามพื้นที่จะต้องคำนึงถึงปัจจัยอื่นด้วย อาทิ ความสมดุลของพลังงาน การผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ พิกัดของสายเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ การลงทุน ความมั่นคงของระบบ แหล่งทรัพยากร สิ่งแวดล้อม และการเติมโตทางเศรษฐกิจของแต่ละพื้นที่ เป็นต้น

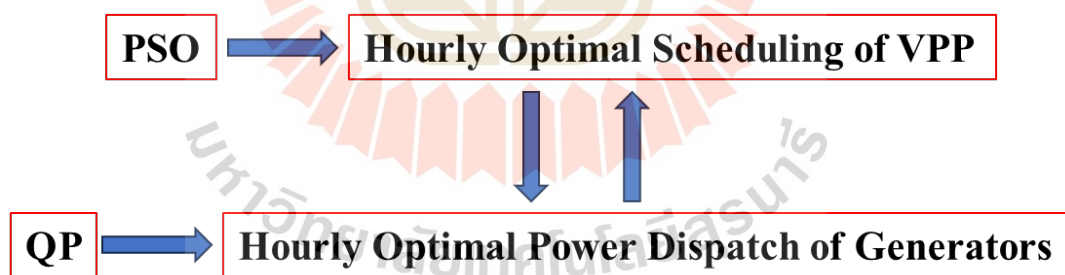
ทั้งนี้ผลการศึกษาเบื้องต้นทำให้เห็นว่าปริมาณของโรงไฟฟ้าเสมือนไม่ควรเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เกินจากการผลิตจากโรงไฟฟ้าหลักในพื้นที่นั้น ๆ อย่างไรก็ตามปริมาณการติดตั้งโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสมต้องมีการการศึกษาในเชิงลึกต่อไป ในส่วนของการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> (Emission) ได้มีการศึกษาปริมาณการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> ในกรณีที่ต้นทุนต่ำสุดแต่ไม่ได้ศึกษาในกรณีที่เดินบริหารจัดการให้เกินการปลดปล่อย CO<sub>2</sub> ต่ำสุด เนื่องจากโดยหลักการคำนวณค่าราคาการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริง จะต้องคำนวณบนพื้นฐานของการบริหารจัดการให้ต้นทุนต่ำสุด นอกจากนี้โรงไฟฟ้าเสมือนไม่จำเป็นทำให้ค่าไฟฟ้าถูกลง ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณของโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีในระบบ และราคาที่รับซื้อของระบบ โดยในบางกรณีอาจจะมีการส่งเสริมโรงไฟฟ้าเสมือน เพื่อวัตถุประสงค์อื่นมากกว่าการลดต้นทุน เช่น การสร้างความมั่นคง และความยืดหยุ่นให้แก่ระบบ

## บทที่ 4

### การจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน

#### 4.1 การหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน

ในการหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มีรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถแสดงได้รูปที่ 4.1 ซึ่งในบทนี้จะเป็นการทดสอบกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส ที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเป็นสมการยกกำลัง จึงใช้วิธีการหาค่าตอบร่วมระหว่างการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคในการหาค่าตอบการจัดสรรกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเสมือนและการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมควอดราติก (Quadratic Programming, QP) (Fortenbacher, P., & Demiray, T., 2019) ในการหาค่าตอบการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า



รูปที่ 4.1 การหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มีรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตแบบสมการยกกำลังสอง

โดยสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (4.1)-(4.4)

หาค่าต่ำสุดของ

$$TDC = \sum_{h=1}^{24} F^h(PG^h, VPP^h) + PNF \quad (4.1)$$

โดยที่

$$PG^h = [P_{G1}^h, \dots, P_{GNG}^h], \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (4.2)$$

$$VPP^h = [VPP_1^h, \dots, VPP_{NV}^h], \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (4.3)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}^h + \sum_{i=1}^{NV} VPP_i^h = \sum_{i=1}^{NB} P_{Li}^h + P_{Loss}, \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (4.4)$$

เมื่อ

$TDC$	: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดวัน (ดอลลาร์ต่อวัน)
$F^h(PG^h, VPP^h)$	: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่ $h$ (ดอลลาร์)
$P_{Gi}^h$	: กำลังการผลิตไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$VPP_i^h$	: กำลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าเสมือน $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{Li}^h$	: กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส $i$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{Loss}$	: กำลังจริงสูญเสียของระบบไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
$NG$	: จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
$NV$	: จำนวนโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้า
$NB$	: จำนวนบัสของระบบไฟฟ้า
$PNF$	: ค่า Penalty Function

#### 4.2 การหาคำตอบการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด (PSO)

ในการหาคำตอบการสั่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุด (PSO)

$$VPP^{(m)} = [VPP_1^{(m)}, VPP_2^{(m)}, \dots, VPP_{NV}^{(m)}] \quad (4.5)$$

$$VPP_i^{(m)} = [VPP_i^{1(m)} VPP_i^{2(m)} \dots VPP_i^{24(m)}] \quad (4.6)$$

$$VPP_i^{24(m)} = VPPE_i - \sum_{h=1}^{23} VPP_i^{h(m)} \quad (4.7)$$

$$PNF = \begin{cases} 0, & \text{if } VPP_i^{24(m)} \geq 0 \\ \text{large number,} & \text{if } VPP_i^{24(m)} < 0 \end{cases}, \text{ for } i = 1, \dots, NV \quad (4.8)$$

โดยที่

- $VPP^{(m)}$  : เมตริกแสดงค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือนทั้งหมดในแต่ละชั่วโมงในรอบการคำนวณที่  $m$
- $VPP_i^{(m)}$  : เมตริกแสดงค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือน  $i$  ในแต่ละชั่วโมงในรอบการคำนวณที่  $m$
- $VPP_i^{24(m)}$  : ค่ากำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเสมือน  $i$  ในชั่วโมงที่ 24 ในรอบการคำนวณที่  $m$
- $VPPE_i$  : ค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดวันที่โรงไฟฟ้าเสมือน  $i$  ผลิตได้ (เมกะวัตต์)

ทั้งนี้สมการที่ (4.8) เป็นสมการที่กำหนดให้การทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนถูกใช้พลังงานตลอดทั้งวันได้ไม่เกินกว่าพลังงานที่ผลิตได้ตลอดวัน โดยหากอนุภาคไหนมีการใช้พลังงานที่ผลิตได้มากกว่าพลังงานที่ผลิตตลอดทั้งวันก็จะสะท้อนไปที่ต้นทุนการผลิตตลอดวันที่สูงมากด้วยค่า Penalty Factor ( $PNF$ )

จากนั้นคำนวณค่าต้นทุนการผลิตต่ำสุดตลอดวันตามสมการที่ (4.1) โดยการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงในระบบด้วยวิธีโปรแกรมเชิงเส้นหรือโปรแกรมควอดราติก ด้วยค่าการทำงาน of โรงไฟฟ้าเสมือนตามสมการที่ (4.5) ในรอบการคำนวณที่  $m$

จากนั้นทำการเลือกค่าการทำงาน of โรงไฟฟ้าเสมือนที่ดีที่สุดในรอบการคำนวณ  $m$  เป็นค่า  $gbest^{(m)}$  และค่าการทำงาน of โรงไฟฟ้าเสมือนที่ดีที่สุดของการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเสมือนของอนุภาค  $k$  ในรอบการคำนวณ  $m$  เป็นค่า

เมื่อได้ค่า  $gbest^{(m)}$  และ  $pbest^{(m)k}$  แล้วทำการคำนวณค่าความเร็วของอนุภาคและทำการปรับตำแหน่งอนุภาคจากสมการ



$$v^{(m)k} = w \cdot v^{(m-1)k} + C_1 \cdot rand_1 \cdot (pbest^{(m)k} - VPP^{(m)k}) + C_2 \cdot rand_2 \cdot (gbest^{(m)} - VPP^{(m)k}); \quad (4.9)$$

$$VPP^{(m+1)k} = VPP^{(m)k} + v^{(m)k} \quad (4.10)$$

โดยที่

$C_1, C_2$  : ค่าคงที่เร่ง  
 $rand_1, rand_2$  : ค่าตัวแปรสุ่ม  
 $w$  : ค่าตัวแปรถ่วงน้ำหนัก

ซึ่งนี้กระบวนการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

- Step 1:** Read system data,  $VPPE_i$ , profile, and *aggregate hourly supply curve*  
 set  $m = 1$ , set  $ITM$  as maximum number of iterations.
- **Step 2:** set  $k = 1$ , set  $NP$  as total number of particles.
- **Step 3:** Initialize the VPP scheduling ( $VPP^{(m)}$ ) for particle  $k$ ,
- Step 4:** Set hour  $h = 1$ .
- **Step 5:** If  $VPP_i^{24(m)} \geq 0$ , for some  $i = 1, \dots, NV$ , set  $PNF = \text{large number}$ , else, set  $PNF = 0$ .
- Step 6:** Initialized power flow for hour  $h$  of particle  $k$ .
- Step 7:** Solve optimal power generation dispatch for hour  $h$  of particle  $k$ , using *quadratic programming*.
- Step 8:** Solve power flow using optimal power generation dispatch from **Step 5** for hour  $h$  of particle  $k$ .
- **Step 9:** If  $h \neq 24$ ,  $h = h+1$  and go to **Step 5**, else, go to **Step 10**.
- Step 10:** Compute total daily cost ( $TDC$ ) of particle  $k$ .
- **Step 11:** If  $k \neq NP$ ,  $k = k+1$  and go to **Step 3**, else, go to **Step 12**.
- Step 12:** Obtain  $gbest^{(m)}$ ,  $pbest^{(m)k}$ , velocity ( $v^{(m)k}$ ) and update all particles  $VPP^{(m)k}$ .
- **Step 13:** If  $m \neq ITM$ ,  $m = m+1$  and go to **Step 2**, else, go to **Step 14**.
- Step 14:** Obtain  $gbest^{(ITM)}$  as the optimal scheduling of VPP and  $TDC$ .
- Step 15:** Print result, Stop.

### 4.3 ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส

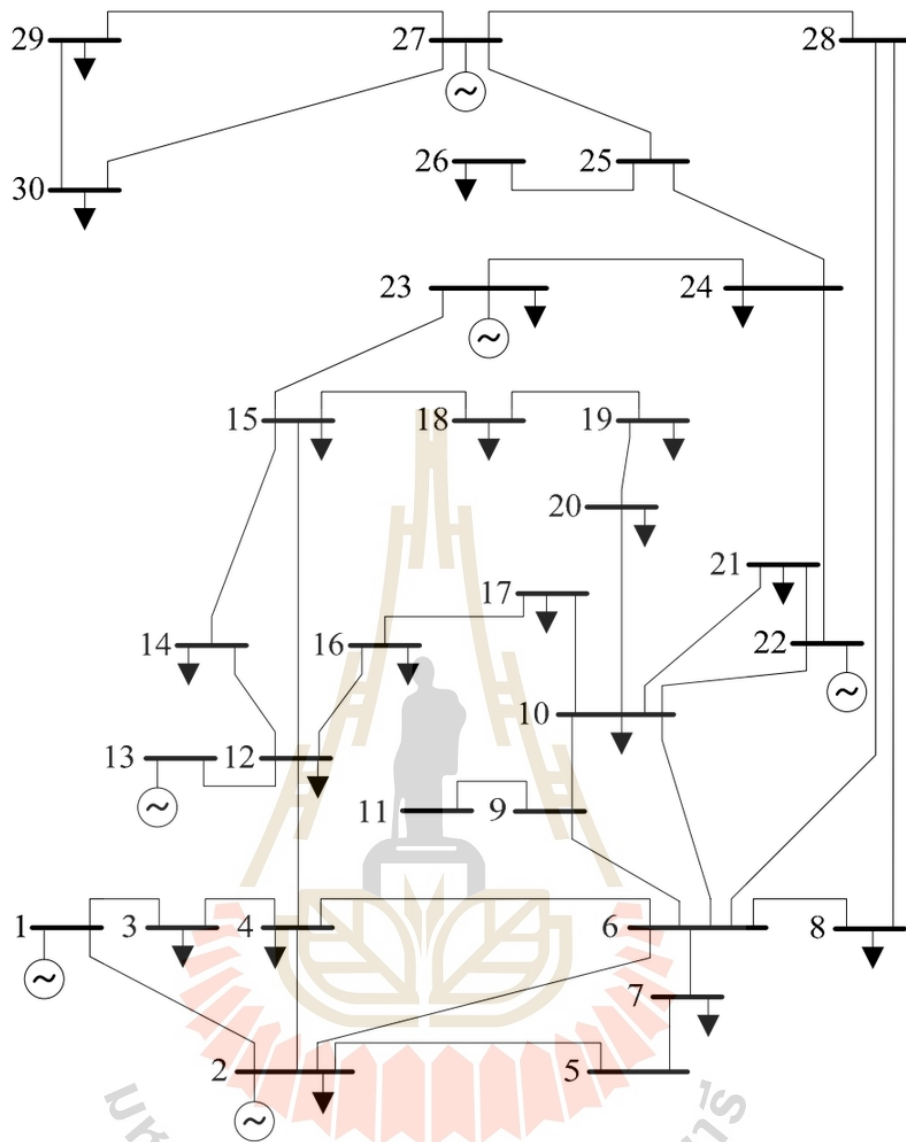
ในการทดสอบวิธีการที่พัฒนาขึ้นได้ใช้ระบบ IEEE 30 บัส โดยมีโครงข่ายแสดงดังรูปที่ 4.2 และใช้ Load Profile ของประเทศไทยดังรูปที่ 4.3 เป็นกรณีศึกษา และได้ใช้รูปแบบการทำงานของพลังงานแสงอาทิตย์จำลองเป็นการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนที่ไม่ได้รับการจัดสรร (Non-firm power generation profile) ดังรูปที่ 4.4 มาทำการหาคำตอบการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเสมือนตามวิธีการที่นำเสนอ ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส รวมทั้งค่ากำลังงานไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ โดยตารางที่ 4.2 จะแสดงตำแหน่งที่กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือนและพิกัดที่ติดตั้ง ที่ใช้เป็นกรณีศึกษาในหัวข้อนี้

ตารางที่ 4.1 ต้นทุนการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส

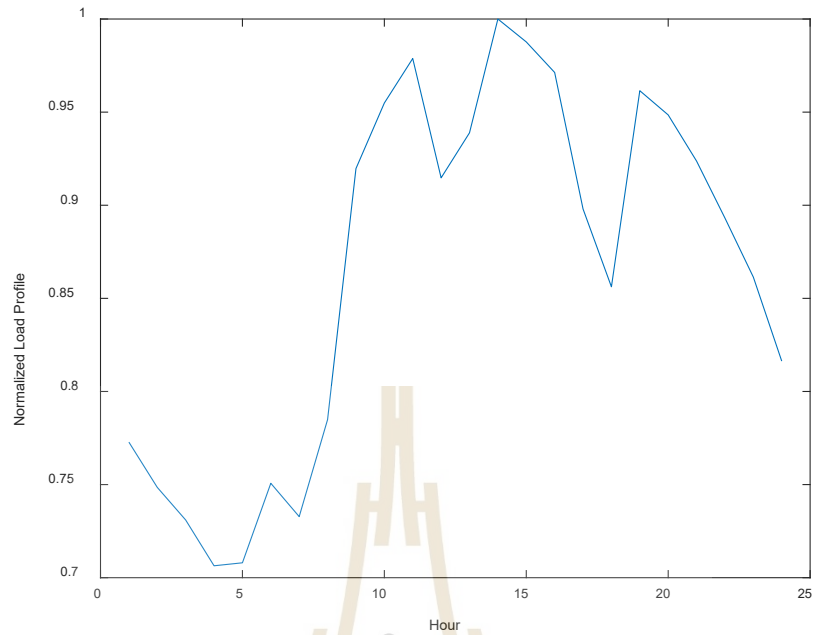
Generator Bus	$F(P_{Gi}) = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2$			$P_{Gi}^{\min}$	$P_{Gi}^{\max}$
	$a_i$	$b_i$	$c_i$		
1	0	2	0.00375	50	200
2	0	1.75	0.01750	20	80
5	0	1	0.06250	15	50
8	0	3.25	0.00834	10	35
11	0	3	0.02500	10	30
13	0	3	0.02500	12	40

ตารางที่ 4.2 ตำแหน่งที่กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน

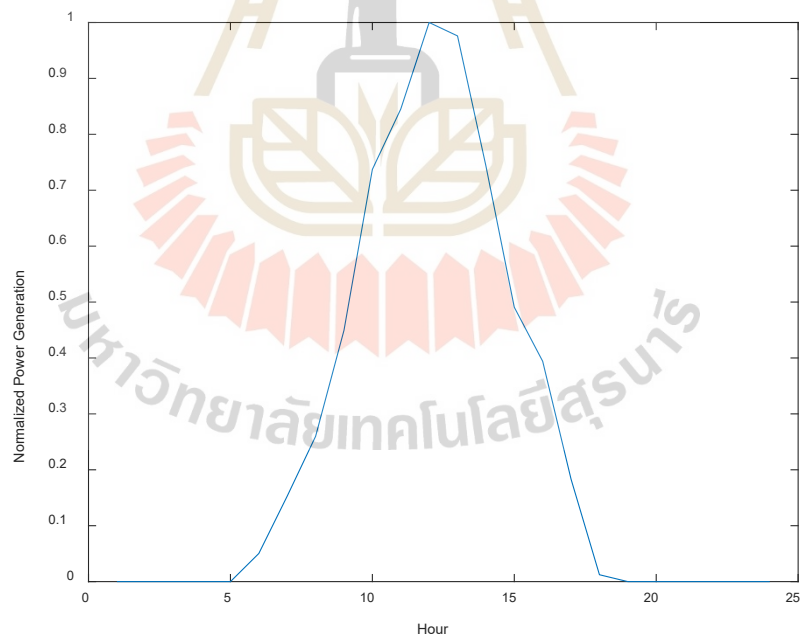
Bus	VPP Size (เมกะวัตต์)
2	20
5	20
7	20
8	20
21	20



รูปที่ 4.2 ระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส



รูปที่ 4.3 ความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ที่นำมาใช้เป็นกรณีศึกษา



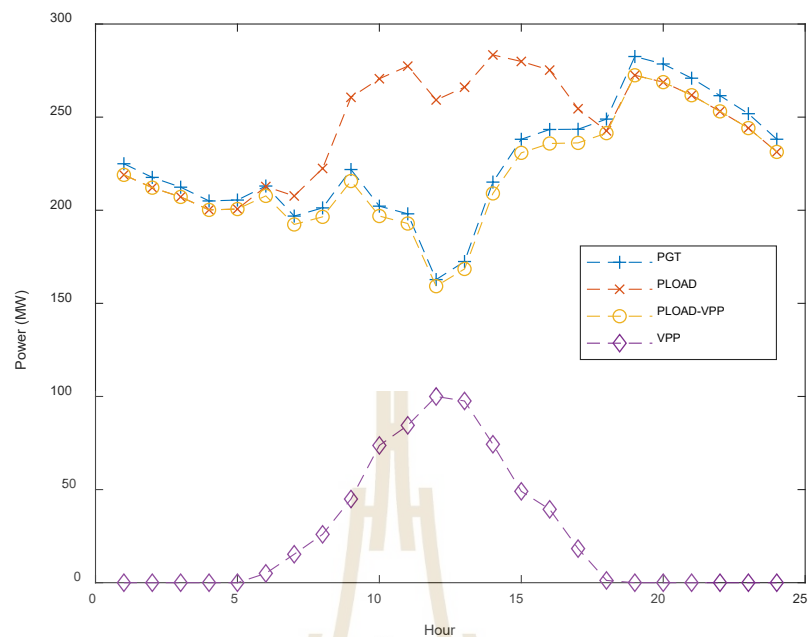
รูปที่ 4.4 Non-firm Power Generation Profile ที่นำมาใช้เป็นกรณีศึกษา

ผลการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอพบว่าในกรณีฐานเมื่อทำการคำนวณการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบทให้มีต้นทุนต่ำที่สุดในแต่ละชั่วโมง โดยพิจารณาโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น Non-Firm ดังแสดงในตารางที่ 4.3 พบว่ามีต้นทุนการผลิตตลอดวันเป็น 13,997.43 เหยียสหรัฐต่อวัน และ

สามารถแสดงค่ากำลังงานไฟฟ้าของระบบและโรงไฟฟ้าเสมือนรวมทั้งโหลดได้ดังรูปที่ 4.5 โดยกำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ บัสละ 20 เมกะวัตต์ โดยใช้ค่าตัวแปรในการหาคำตอบด้วย PSO ประกอบด้วย Population size = 500 และ Generation = 10

ตารางที่ 4.3 ผลลัพธ์กรณีฐานของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส

Hour	Optimal System	VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	224.97	0.00	219.01	219.01	579.54
2	217.65	0.00	212.12	212.12	557.38
3	212.38	0.00	207.17	207.17	541.66
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.48	0.00	200.65	200.65	521.28
6	213.01	5.03	212.75	207.72	543.51
7	196.87	15.29	207.68	192.39	496.26
8	201.26	25.98	222.44	196.46	508.96
9	221.87	44.94	260.64	215.70	570.12
10	202.20	73.72	270.62	196.90	511.70
11	198.08	84.51	277.39	192.88	499.73
12	162.77	100.00	259.23	159.23	401.60
13	172.46	97.60	266.08	168.48	427.76
14	215.12	74.35	283.40	209.05	549.81
15	238.11	49.07	279.91	230.84	620.07
16	243.38	39.41	275.27	235.86	636.61
17	243.49	18.32	254.49	236.17	636.97
18	248.95	1.23	242.65	241.42	654.30
19	282.55	0.00	272.49	272.49	764.74
20	278.55	0.00	268.80	268.80	751.22
21	270.92	0.00	261.78	261.78	725.74
22	261.53	0.00	253.10	253.10	694.87
23	251.85	0.00	244.12	244.12	663.56
24	238.13	0.00	231.34	231.34	620.15
<b>Total</b>	<b>5,406.58</b>	<b>629.45</b>	<b>5,883.33</b>	<b>5,253.88</b>	<b>13,997.43</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>225.27</b>		<b>Load Factor</b>	<b>79.73%</b>	



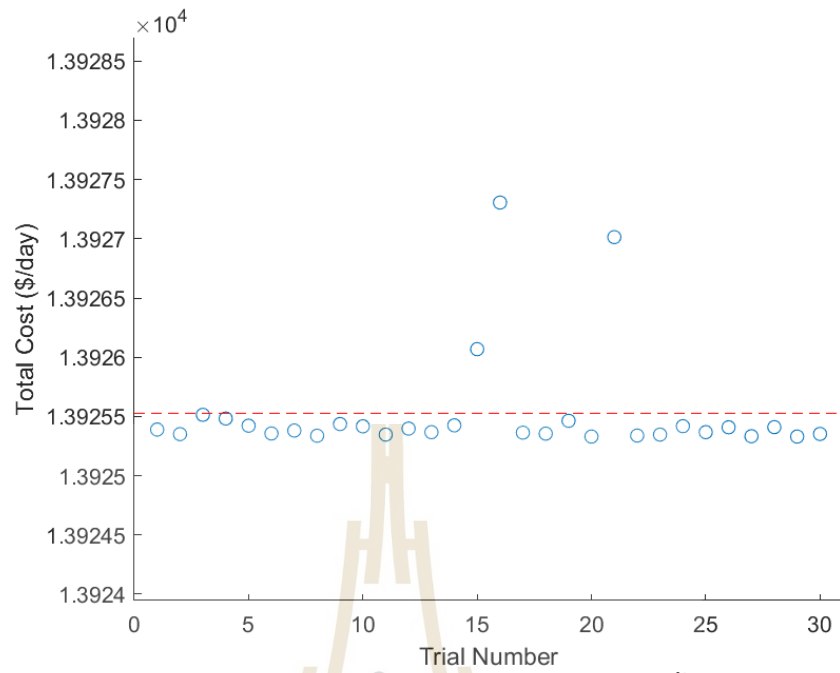
รูปที่ 4.5 ผลลัพธ์การดำเนินงานของระบบ IEEE 30 บัส

ตารางที่ 4.4 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือน ด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.6 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง มีการลู่เข้าหาค่าตอบ ดังรูปที่ 4.7 และมีผลลัพธ์ดังแสดงในตารางที่ 4.5 ซึ่งมีต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวันลดลง เหลือ 13,925.33 เหรียญสหรัฐต่อวัน โดยส่วนต่างของต้นทุนระบบที่ลดลงนี้สามารถนำไป ประกอบการวิเคราะห์เพื่อกำหนดราคาในการจูงใจผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยที่มีการทำงานแบบ Non-Firm หรือผู้ที่รวบรวมหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยมาเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีการทำงานแบบ Firm ทั้งนี้ สามารถแสดงค่ากำลังงานไฟฟ้าของระบบและโรงไฟฟ้าเสมือนรวมทั้งโหลดได้ดังรูปที่ 4.8 ซึ่งจะเห็นว่า โหลดรวมของระบบมีลักษณะที่เรียบและสามารถลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบลงได้ ทำให้ระบบมีตัวประกอบโหลด (Load Factor) ที่ดีขึ้น นอกจากนี้ยังสามารถช่วยชะลอการลงทุนในการ ระบบส่งจ่ายได้เนื่องจากการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่วนปลายของระบบส่ง

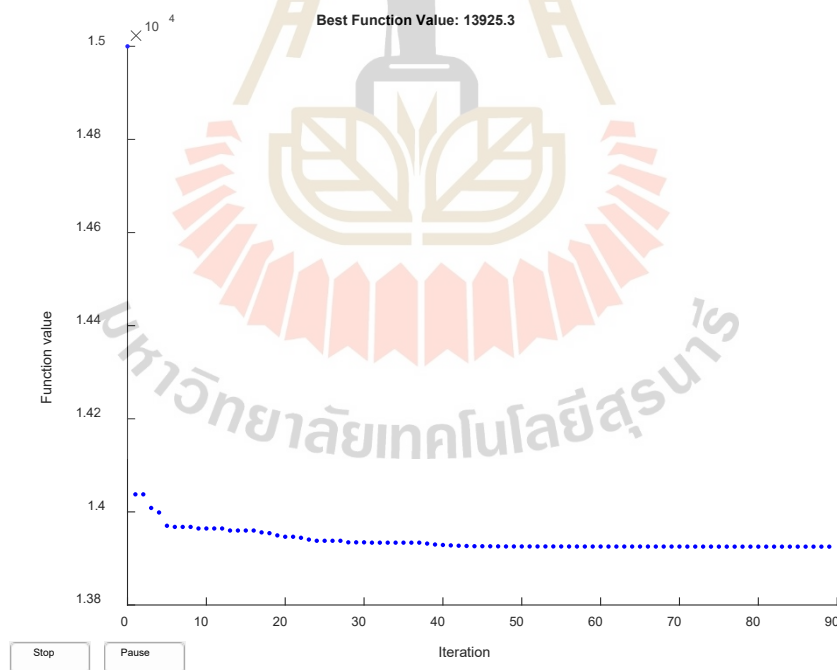


ตารางที่ 4.4 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง

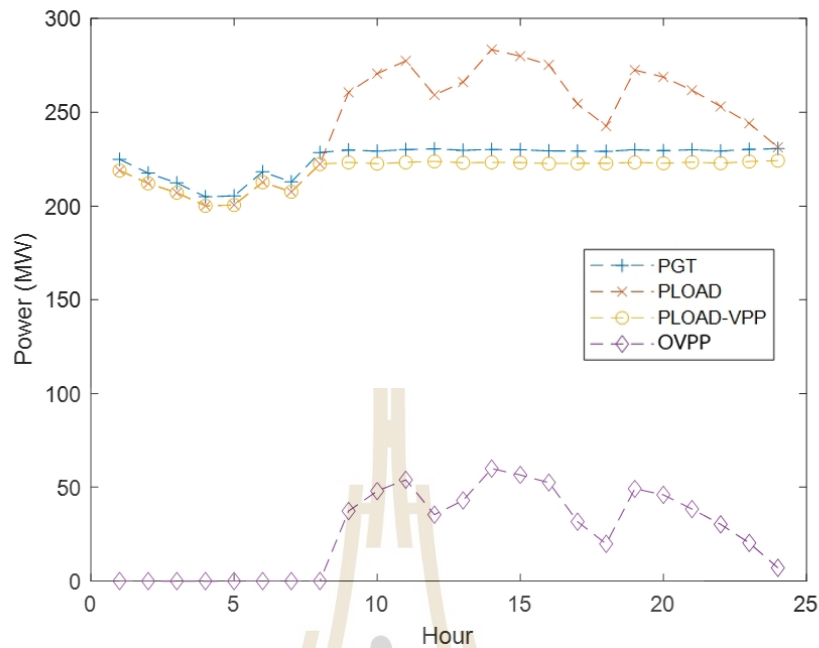
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	13,925.39	16	13,927.31
2	13,925.35	17	13,925.36
3	13,925.51	18	13,925.36
4	13,925.48	19	13,925.46
5	13,925.42	20	13,925.33
6	13,925.36	21	13,927.01
7	13,925.38	22	13,925.34
8	13,925.34	23	13,925.35
9	13,925.44	24	13,925.42
10	13,925.42	25	13,925.37
11	13,925.35	26	13,925.41
12	13,925.40	27	13,925.33
13	13,925.37	28	13,925.41
14	13,925.42	29	13,925.33
15	13,926.07	30	13,925.35
MAX : 13,927.31		AVG. : 13,925.53	
		MIN : 13,925.33	



รูปที่ 4.6 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ด้วยวิธีที่นำเสนอ



รูปที่ 4.7 การลู่เข้าในการคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบ IEEE 30 บัส



รูปที่ 4.8 ผลลัพธ์ของการคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบ IEEE 30 บัส

ตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส

Hour	Optimal System	VPP Power	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Gen. (เมกะวัตต์)			
1	224.97	0.00	219.01	219.01	579.54
2	217.65	0.00	212.12	212.12	557.38
3	212.38	0.00	207.17	207.17	541.66
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.48	0.00	200.65	200.65	521.28
6	218.31	0.00	212.75	212.75	559.37
7	212.92	0.00	207.68	207.68	543.27
8	228.62	0.00	222.44	222.44	590.71
9	229.87	37.37	260.64	223.27	594.54
10	229.90	47.42	270.62	223.20	594.63
11	229.95	54.22	277.39	223.17	594.78
12	229.83	35.97	259.23	223.25	594.43
13	229.89	42.85	266.08	223.23	594.59
14	229.94	60.30	283.40	223.10	594.77

ตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส (ต่อ)

Hour	Optimal System	VPP Power	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Gen. (เมกะวัตต์)			
15	229.94	56.78	279.91	223.14	594.76
16	229.92	52.10	275.27	223.17	594.70
17	229.81	31.22	254.49	223.28	594.35
18	229.76	19.30	242.65	223.35	594.21
19	229.89	49.32	272.49	223.17	594.61
20	229.91	45.58	268.80	223.23	594.66
21	229.83	38.55	261.78	223.23	594.43
22	229.84	29.78	253.10	223.32	594.45
23	229.76	20.80	244.12	223.33	594.19
24	229.74	7.91	231.34	223.43	594.15
<b>Total</b>	<b>5,403.12</b>	<b>629.45</b>	<b>5,883.33</b>	<b>5,253.88</b>	<b>13,925.33</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>225.13</b>		<b>Load Factor</b>	<b>97.90%</b>	

#### 4.4 ผลการทดสอบวิธีกับระบบมาตรฐาน IEEE 30 บัส กรณีศึกษาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบ

ในหัวข้อนี้ได้ทำการศึกษาผลของขนาดโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีต่อการหาคำตอบด้วยวิธีการที่นำเสนอรวมทั้งผลกระทบต่อต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยได้ทำการศึกษากรณีที่โรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ และทำการศึกษาในกรณีต่อไปนี้

- 1) กรณีที่ 1 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 25% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่
- 2) กรณีที่ 2 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 50% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่
- 3) กรณีที่ 3 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 75% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่
- 4) กรณีที่ 4 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 100% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่
- 5) กรณีที่ 5 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 110% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

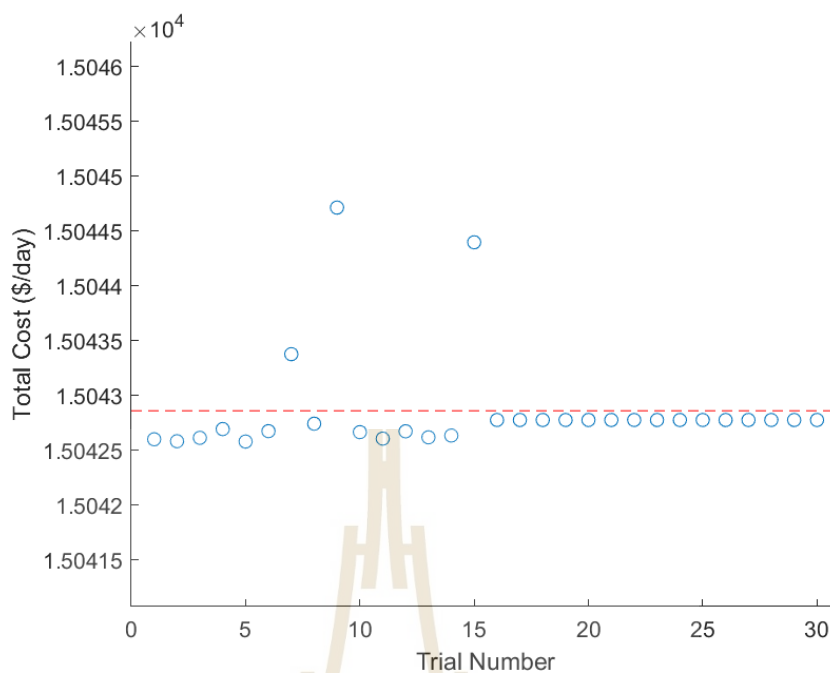
##### 4.4.1 กรณีที่ 1 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 25% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

ในกรณีที่เป็นกรณีศึกษากรณีที่โรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น 25% ของโหลดที่ต่ออยู่ ตารางที่ 4.6

แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัสตรุกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.9 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง โดยมีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 4.10 และผลลัพธ์ของคำตอบดังแสดงในรูปที่ 4.11 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟโหลดรวมจะมีความสม่ำเสมอและมีค่าตัวประกอบโหลดที่ดีขึ้น โดยตารางที่ 4.7 แสดงผลลัพธ์การจัสตรูการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนโรงไฟฟ้าเสมือนและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ

ตารางที่ 4.6 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง  
ในกรณีที่ 1

No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	15,042.60	16	15,042.78
2	15,042.58	17	15,042.78
3	15,042.62	18	15,042.78
4	15,042.70	19	15,042.78
5	15,042.58	20	15,042.78
6	15,042.68	21	15,042.78
7	15,043.38	22	15,042.78
8	15,042.74	23	15,042.78
9	15,044.71	24	15,042.78
10	15,042.67	25	15,042.78
11	15,042.61	26	15,042.78
12	15,042.67	27	15,042.78
13	15,042.62	28	15,042.78
14	15,042.64	29	15,042.78
15	15,044.40	30	15,042.78
MAX : 15,044.71		AVG. : 15,042.79	
		MIN : 15,042.58	



รูปที่ 4.9 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 1

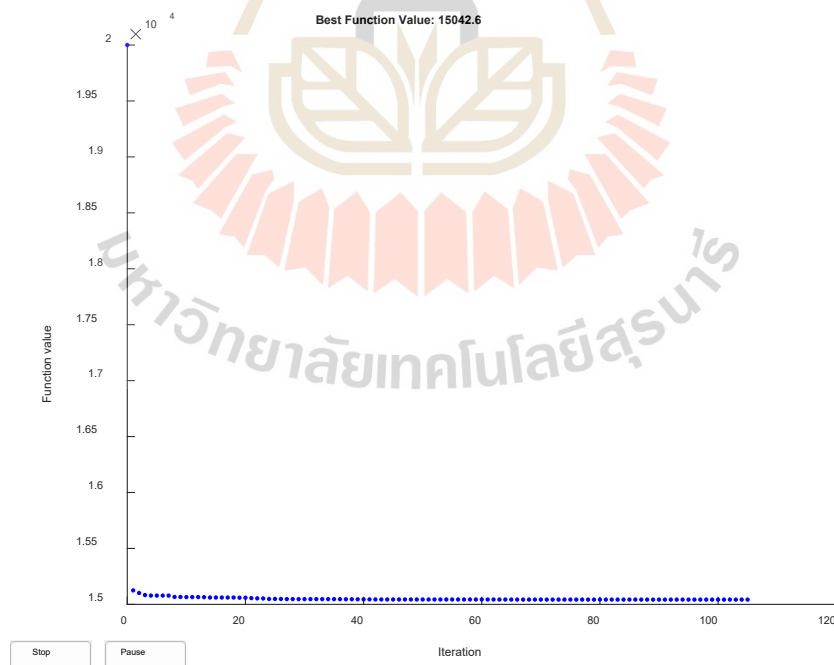
ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 1

Hour	Optimal System	Optimal VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	224.94	0.03	219.01	218.99	579.46
2	217.62	0.03	212.13	212.10	557.29
3	212.38	0.00	207.17	207.16	541.65
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.45	0.03	200.65	200.62	521.19
6	218.29	0.01	212.75	212.74	559.33
7	212.92	0.00	207.68	207.68	543.27
8	228.42	0.19	222.44	222.25	590.08
9	253.30	15.22	260.64	245.42	668.22
10	252.74	25.76	270.62	244.86	666.42
11	253.53	31.83	277.39	245.57	668.95
12	253.35	13.76	259.23	245.47	668.36
13	253.09	20.88	266.08	245.21	667.54
14	255.44	36.08	283.40	247.33	675.11
15	253.70	34.20	279.91	245.72	669.51

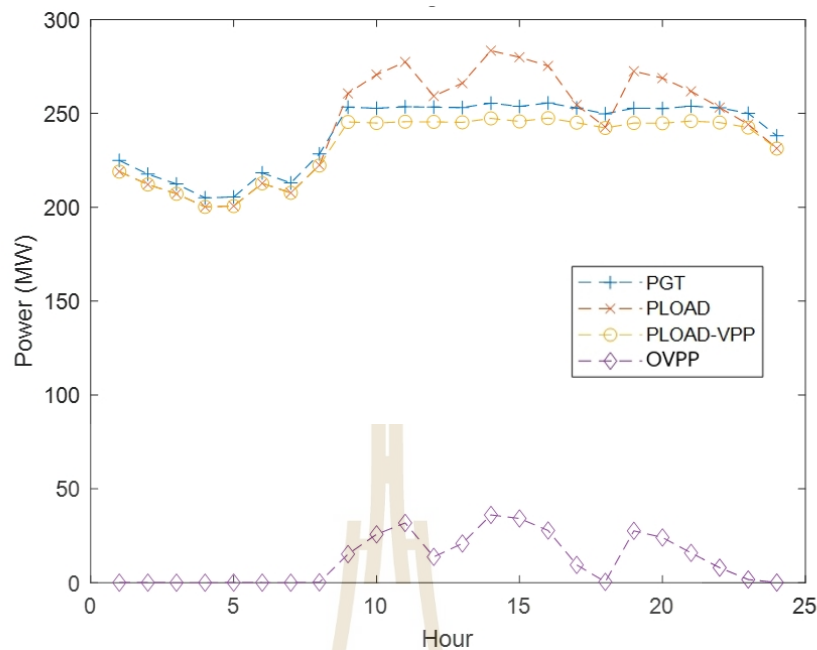


ตารางที่ 4.7 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 1 (ต่อ)

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
16	255.56	27.80	275.27	247.47	675.49
17	252.86	9.46	254.49	245.04	666.81
18	249.801	0.43	242.65	242.22	657.01
19	252.75	27.63	272.49	244.86	666.43
20	252.60	24.07	268.80	244.74	665.96
21	253.83	15.87	261.78	245.91	669.90
22	252.95	7.99	253.11	245.12	667.08
23	250.05	1.68	244.12	242.45	657.81
24	238.04	0.09	231.34	231.25	619.85
<b>Total</b>	<b>5,758.60</b>	<b>293.01</b>	<b>5,883.33</b>	<b>5,590.32</b>	<b>15,042.58</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>239.94</b>		<b>Load Factor</b>	<b>93.89%</b>	



รูปที่ 4.10 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 1



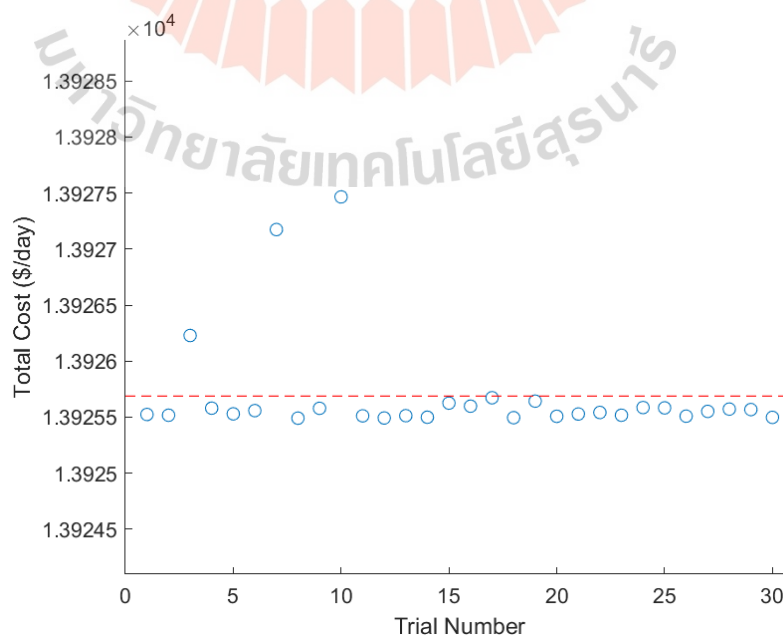
รูปที่ 4.11 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 1

#### 4.4.2 กรณีที่ 2 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 50% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

ในกรณีที่เป็นกรณีศึกษากรณีที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น 50% ของโหลดที่ต่ออยู่ ตารางที่ 4.8 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.12 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง โดยมีผลลัพธ์การหาคำตอบของการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 4.13 และผลลัพธ์ของคำตอบดังแสดงในรูปที่ 4.14 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟโหลดรวมจะมีความสม่ำเสมอและมีค่าตัวประกอบโหลดที่ดีขึ้น โดยตารางที่ 4.9 แสดงผลลัพธ์การจัดสรรการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ

ตารางที่ 4.8 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง  
ในกรณีที่ 2

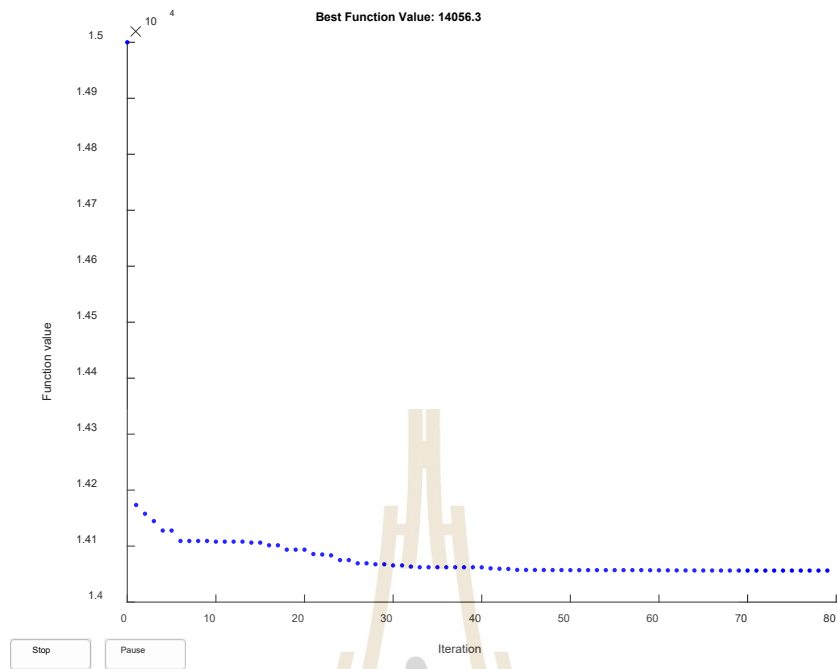
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	13,925.52	16	13,925.60
2	13,925.52	17	13,925.67
3	13,926.23	18	13,925.49
4	13,925.58	19	13,925.64
5	13,925.53	20	13,925.51
6	13,925.56	21	13,925.53
7	13,927.17	22	13,925.54
8	13,925.49	23	13,925.52
9	13,925.58	24	13,925.58
10	13,927.47	25	13,925.58
11	13,925.51	26	13,925.51
12	13,925.49	27	13,925.55
13	13,925.51	28	13,925.57
14	13,925.50	29	13,925.57
15	13,925.62	30	13,925.50
MAX : 13,927.47		AVG. : 13,925.69	
		MIN : 13,925.49	



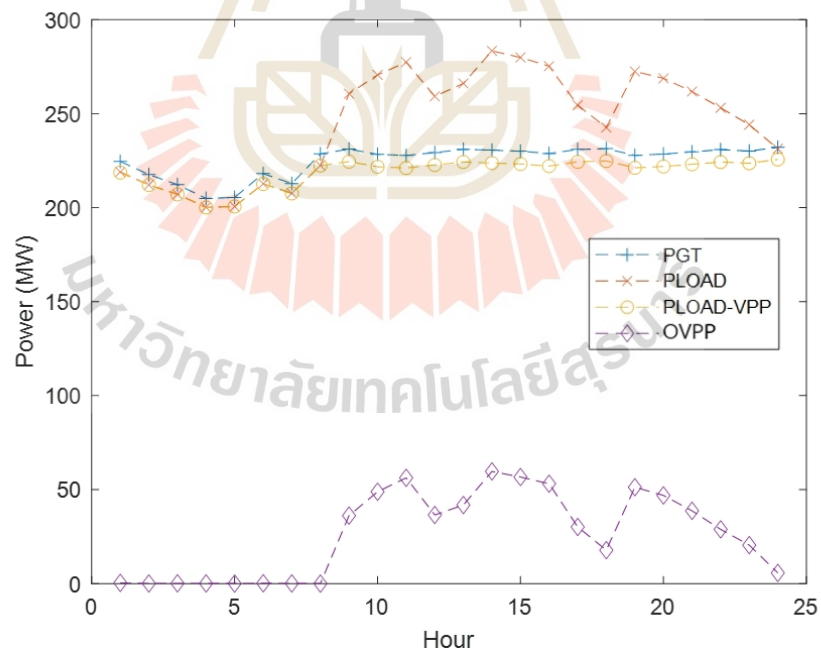
รูปที่ 4.12 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 2

ตารางที่ 4.9 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 2

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	224.60	0.35	219.01	218.661	578.41
2	217.60	0.04	212.13	212.08	557.24
3	212.25	0.12	207.17	207.04	541.27
4	204.94	0.06	200.19	200.14	519.71
5	205.48	0.00	200.65	200.64	521.28
6	218.15	0.15	212.75	212.60	558.89
7	212.85	0.07	207.68	207.61	543.05
8	228.62	0.00	222.44	222.44	590.71
9	231.18	36.13	260.64	224.51	598.56
10	228.39	48.85	270.62	221.77	589.99
11	227.78	56.27	277.39	221.13	588.14
12	229.29	36.48	259.23	222.75	592.77
13	231.03	41.77	266.08	224.32	598.11
14	230.60	59.68	283.40	223.72	596.78
15	230.05	56.68	279.91	223.24	595.80
16	228.82	53.14	275.27	222.13	591.31
17	230.98	30.11	254.49	224.39	597.96
18	231.38	17.77	242.65	224.88	599.20
19	227.83	51.26	272.49	221.23	588.29
20	228.53	46.88	268.81	221.93	590.43
21	229.69	38.68	261.78	223.09	593.98
22	230.85	28.83	253.11	224.27	597.55
23	230.12	20.45	244.12	223.67	595.30
24	232.12	5.67	231.34	225.67	601.48
<b>Total</b>	<b>5,403.13</b>	<b>629.45</b>	<b>5,883.33</b>	<b>5,253.88</b>	<b>13,925.49</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>225.13</b>		<b>Load Factor</b>	<b>96.99%</b>	



รูปที่ 4.13 การรู้เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 2



รูปที่ 4.14 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 2

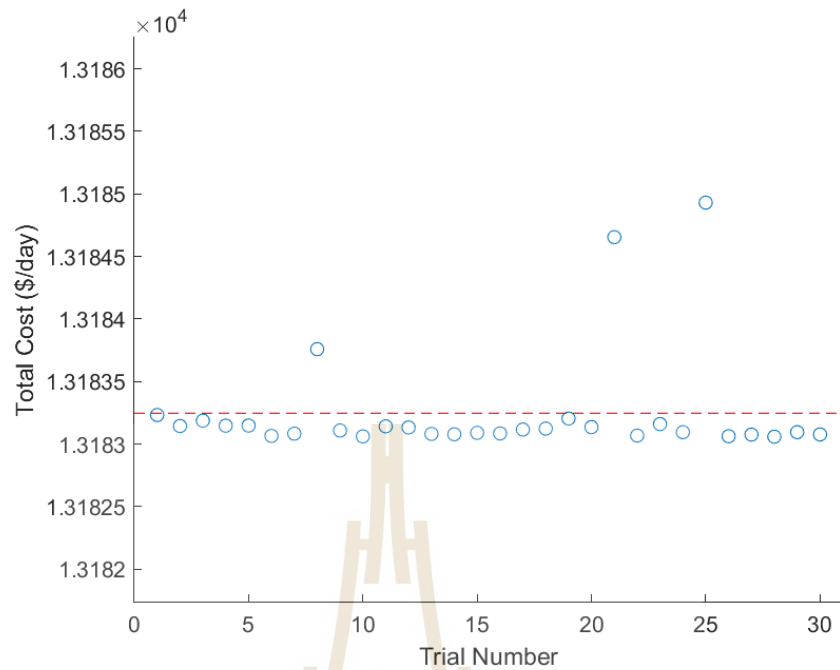
#### 4.4.3 กรณีที่ 3 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 75% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

ในกรณีที่เป็นกรณีศึกษากรณีที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น 75% ของโหลดที่ต่ออยู่ ตารางที่ 4.10 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.15 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้งโดยมีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 4.16 และผลลัพธ์ของคำตอบดังแสดงในรูปที่ 4.17 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟโหลดรวมจะมีความสม่ำเสมอและมีค่าตัวประกอบโหลดที่ดีขึ้น โดยตารางที่ 4.11 แสดงผลลัพธ์การจัดสรรการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือน และการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ

ตารางที่ 4.10 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง  
ในกรณีที่ 3

No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	13,183.23	16	13,183.09
2	13,183.14	17	13,183.12
3	13,183.19	18	13,183.12
4	13,183.15	19	13,183.20
5	13,183.15	20	13,183.14
6	13,183.07	21	13,184.65
7	13,183.08	22	13,183.07
8	13,183.76	23	13,183.16
9	13,183.11	24	13,183.10
10	13,183.06	25	13,184.93
11	13,183.14	26	13,183.06
12	13,183.13	27	13,183.08
13	13,183.08	28	13,183.06
14	13,183.08	29	13,183.10
15	13,183.09	30	13,183.08
MAX : 13,184.93		AVG. : 13,183.25	
		MIN : 13,183.06	





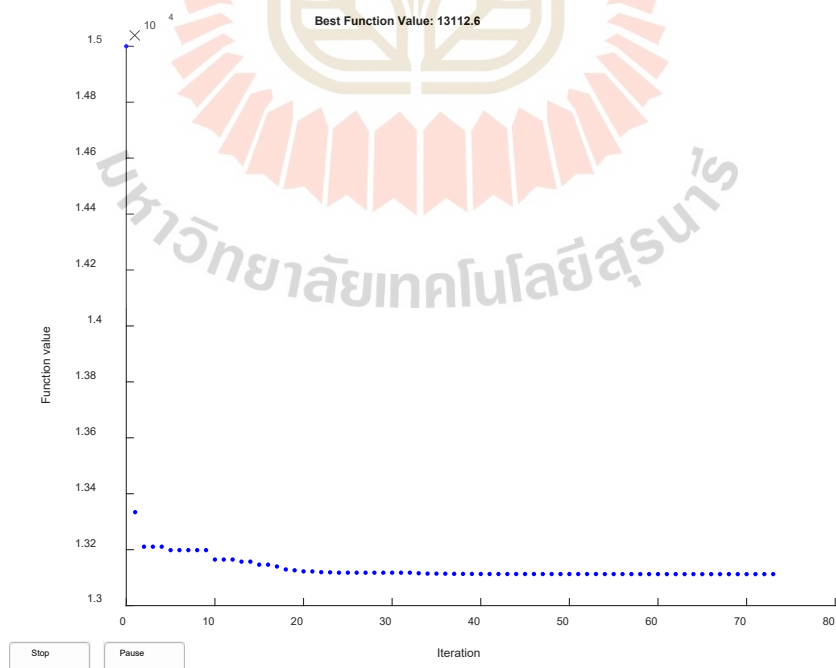
รูปที่ 4.15 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 3

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 3

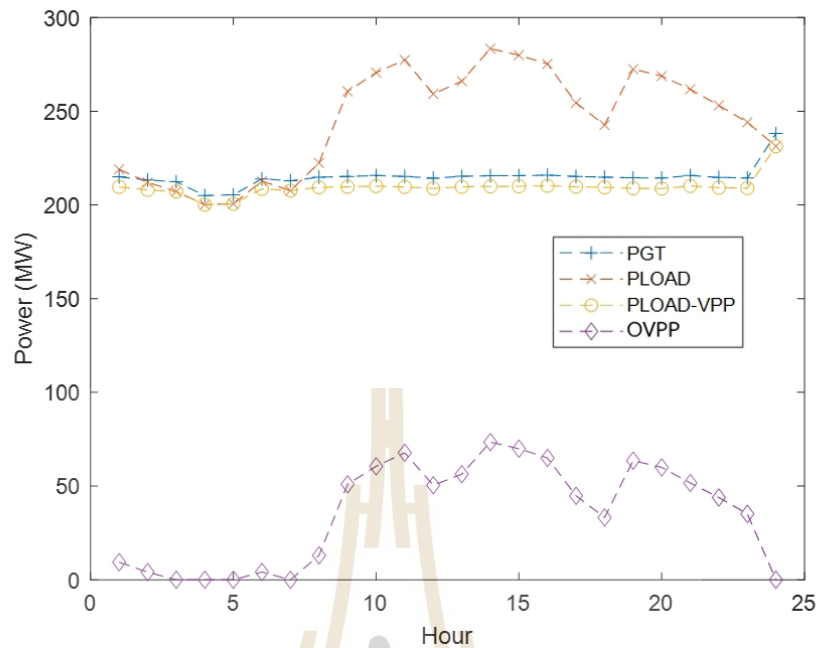
Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	215.01	9.39	219.01	209.63	549.50
2	213.36	4.05	212.13	208.08	544.55
3	212.37	0.01	207.17	207.15	541.61
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.47	0.01	200.65	200.63	521.24
6	213.93	4.13	212.75	208.62	546.26
7	212.92	0.00	207.68	207.68	543.27
8	214.84	12.99	222.44	209.45	548.98
9	215.24	50.96	260.64	209.69	550.19
10	215.72	60.55	270.62	210.07	551.57
11	215.26	67.79	277.39	209.61	550.25
12	214.33	50.41	259.23	208.81	547.41
13	215.31	56.37	266.08	209.72	550.40
14	215.63	73.48	283.40	209.92	551.35
15	215.66	69.95	279.91	209.96	551.43

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 3 (ต่อ)

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> _VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen.			
(เมกะวัตต์)					
16	215.91	65.04	275.27	210.23	552.18
17	215.27	44.76	254.49	209.74	550.25
18	214.87	33.24	242.65	209.41	549.06
19	214.48	63.60	272.49	208.89	547.90
20	214.37	59.99	268.81	208.81	547.58
21	215.74	51.63	261.78	210.15	551.67
22	214.74	43.86	253.11	209.24	548.67
23	214.42	35.14	244.12	208.99	547.73
24	238.13	0.00	231.34	231.34	620.15
<b>Total</b>	<b>5,157.95</b>	<b>857.34</b>	<b>5,883.33</b>	<b>5,025.99</b>	<b>13,183.06</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>214.91</b>		<b>Load Factor</b>	<b>90.25%</b>	



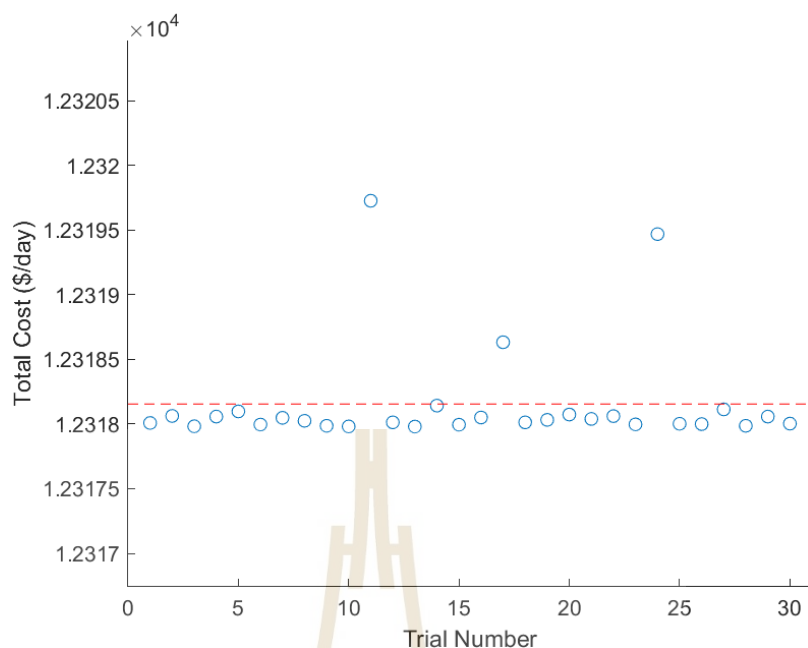
รูปที่ 4.16 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 3



รูปที่ 4.17 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีนี้ 3

#### 4.4.4 กรณีที่ 4 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 100% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

ในกรณีที่เป็นกรณีศึกษากรณีที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น 100% ของโหลดที่ต่ออยู่ ตารางที่ 4.12 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.18 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง โดยมีผลลัพธ์การหาค่าตอบของการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 4.19 และผลลัพธ์ของคำตอบดังแสดงในรูปที่ 4.20 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟโหลดรวมจะมีความสม่ำเสมอและมีค่าตัวประกอบโหลดที่ดีขึ้น โดยตารางที่ 4.13 แสดงผลลัพธ์การจัดสรรการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ



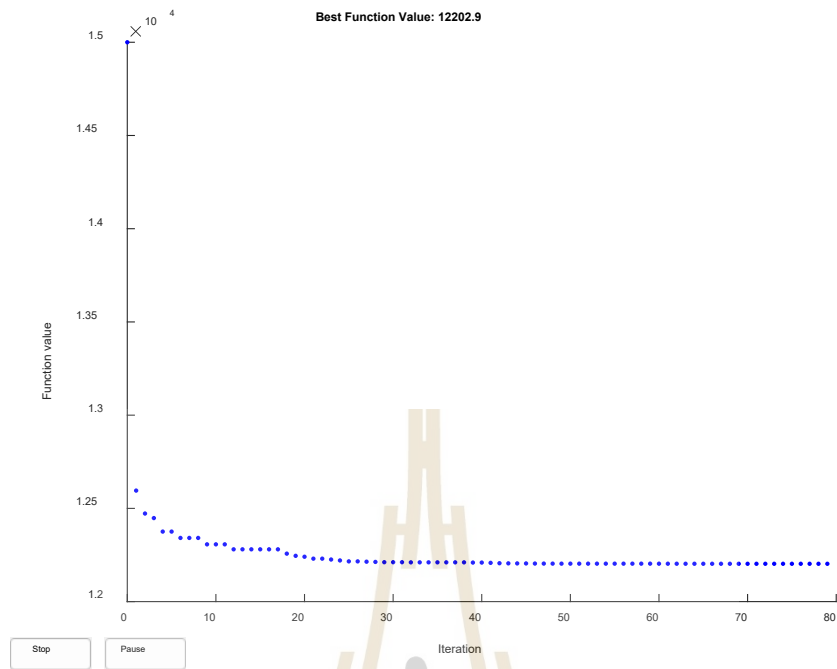
รูปที่ 4.18 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 4

ตารางที่ 4.12 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง ในกรณีที่ 4

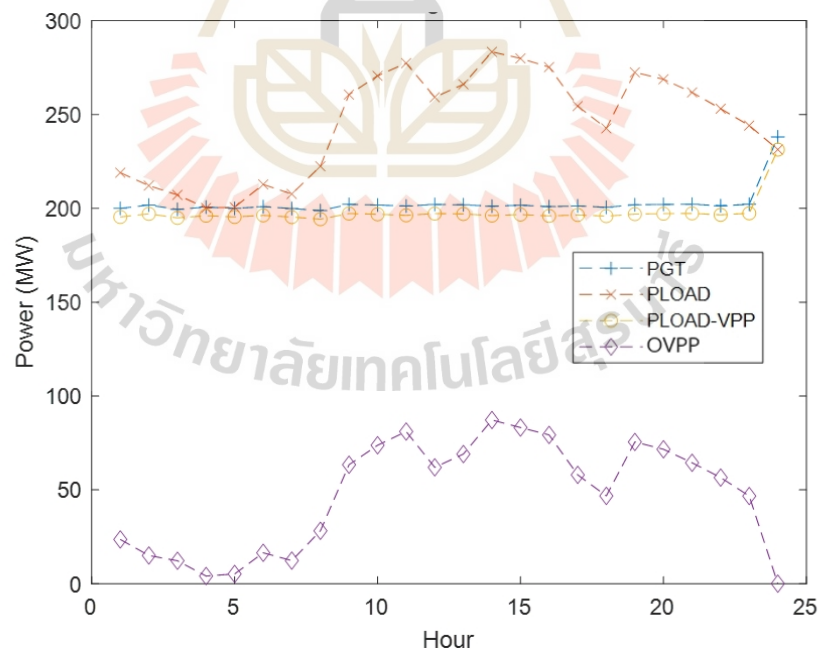
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	12,318.01	16	12,318.05
2	12,318.06	17	12,318.63
3	12,317.98	18	12,318.01
4	12,318.06	19	12,318.03
5	12,318.10	20	12,318.07
6	12,318.00	21	12,318.04
7	12,318.05	22	12,318.06
8	12,318.03	23	12,318.00
9	12,317.99	24	12,319.47
10	12,317.98	25	12,318.00
11	12,319.73	26	12,318.00
12	12,318.01	27	12,318.11
13	12,317.98	28	12,317.99
14	12,318.14	29	12,318.06
15	12,318.00	30	12,318.00
MAX : 12,319.73		AVG. : 12,318.15	
		MIN : 12,317.98	

ตารางที่ 4.13 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 4

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	200.02	23.59	219.01	195.42	505.36
2	201.75	15.05	212.13	197.08	510.37
3	199.47	12.23	207.17	194.93	503.77
4	200.68	4.10	200.19	196.10	507.28
5	199.99	5.21	200.65	195.43	505.26
6	200.90	16.48	212.75	196.27	507.90
7	199.93	12.31	207.68	195.37	505.10
8	198.80	28.19	222.44	194.25	501.83
9	202.13	63.40	260.64	197.24	511.50
10	201.78	73.77	270.62	196.85	510.47
11	201.26	81.09	277.39	196.30	508.95
12	202.10	62.01	259.23	197.22	511.41
13	201.92	69.08	266.08	197.00	510.87
14	201.16	87.24	283.40	196.17	508.67
15	201.70	83.21	279.91	196.70	510.23
16	200.91	79.28	275.27	195.98	507.93
17	201.31	58.00	254.49	196.49	509.10
18	200.58	46.79	242.65	195.86	506.97
19	201.90	75.54	272.49	196.95	510.82
20	202.11	71.63	268.81	197.17	511.44
21	202.23	64.44	261.78	197.33	511.79
22	201.37	56.55	253.11	196.56	509.27
23	202.19	46.74	244.12	197.39	511.67
24	238.09	0.04	231.34	231.30	620.03
<b>Total</b>	<b>4,864.26</b>	<b>1,135.97</b>	<b>5,883.33</b>	<b>4,747.36</b>	<b>12,317.98</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>202.68</b>		<b>Load Factor</b>	<b>85.13%</b>	



รูปที่ 4.19 การรู้เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีที่ 4

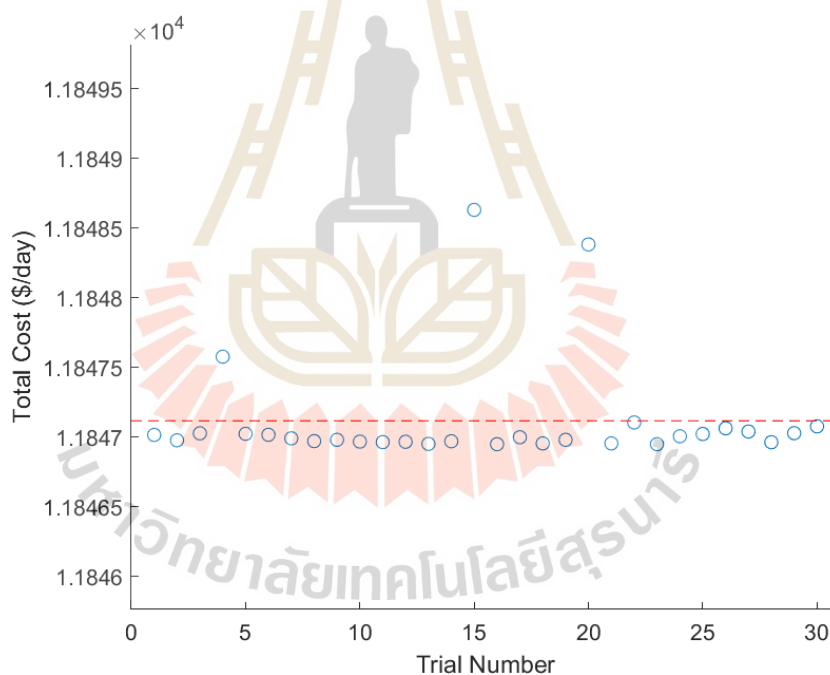


รูปที่ 4.20 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 4



#### 4.4.5 กรณีที่ 5 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าเสมือน 110% ของโหลดในบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่

ในกรณีที่เป็นกรณีศึกษากรณีที่มีโรงไฟฟ้าเสมือนที่บัส 2, 5, 7, 8 และ 21 ซึ่งเป็นบัสที่มีโหลดขนาดใหญ่ต่ออยู่ โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าเสมือนเป็น 110% ของโหลดที่ต่ออยู่ ตารางที่ 4.14 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัสตรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 4.21 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง โดยมีผลลัพธ์การรู้เข้าหาคำตอบของการคำนวณดังแสดงในรูปที่ 4.22 และผลลัพธ์ของคำตอบดังแสดงในรูปที่ 4.23 ซึ่งจะเห็นได้ว่ากราฟโหลดรวมจะมีความสม่ำเสมอและมีค่าตัวประกอบโหลดที่ดีขึ้น โดยตารางที่ 4.15 แสดงผลลัพธ์การจัสตรรการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ



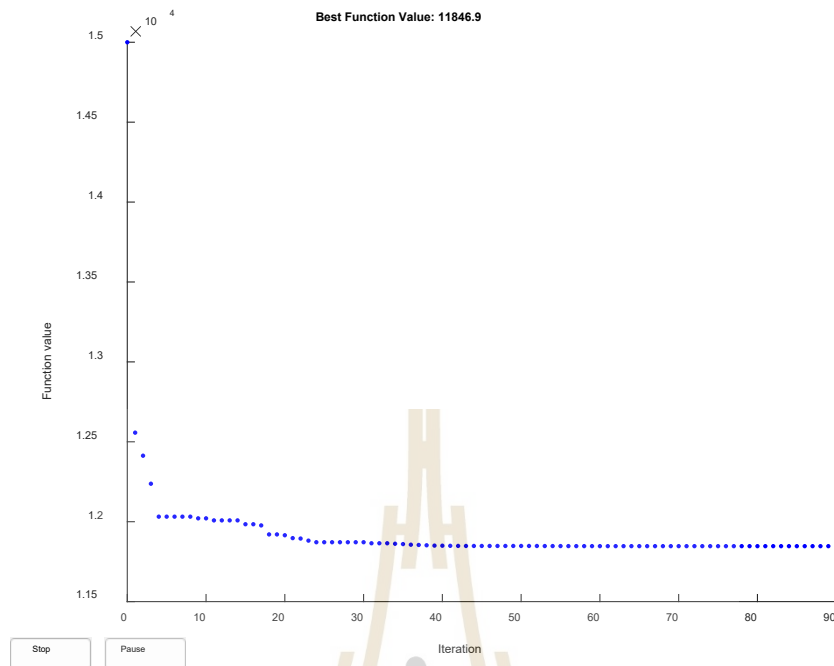
รูปที่ 4.21 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีที่ 5

ตารางที่ 4.14 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง  
ในกรณีที่ 5

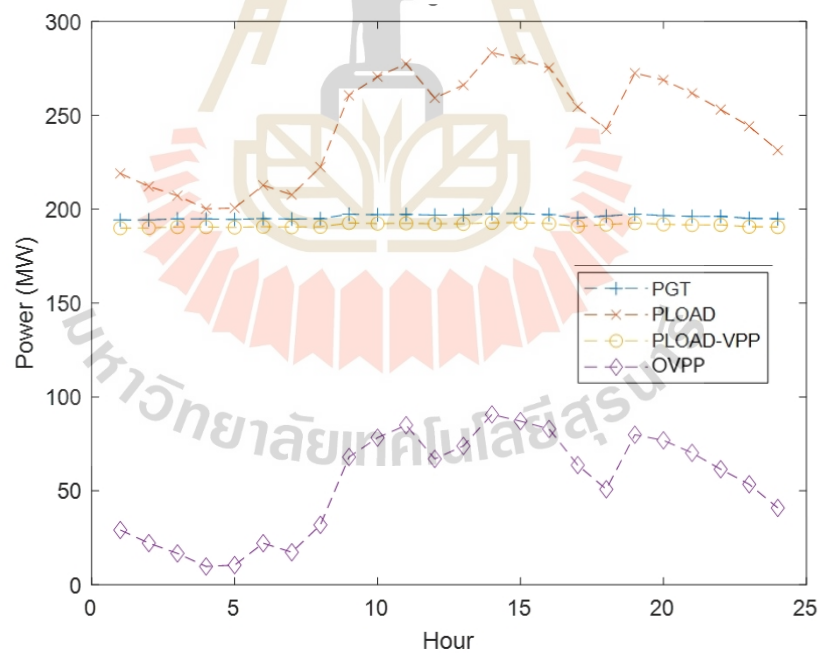
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	11,847.02	16	11,846.95
2	11,846.98	17	11,847.00
3	11,847.03	18	11,846.96
4	11,847.58	19	11,846.98
5	11,847.03	20	11,848.38
6	11,847.02	21	11,846.96
7	11,846.99	22	11,847.11
8	11,846.97	23	11,846.95
9	11,846.98	24	11,847.01
10	11,846.97	25	11,847.02
11	11,846.97	26	11,847.06
12	11,846.97	27	11,847.04
13	11,846.95	28	11,846.96
14	11,846.97	29	11,847.03
15	11,848.63	30	11,847.08
MAX : 11,848.63		AVG. : 11,847.12	
		MIN : 11,846.95	

ตารางที่ 4.15 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส ในกรณีที่ 5

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	194.21	29.11	219.01	189.90	488.62
2	194.31	22.12	212.13	190.01	488.89
3	194.82	16.65	207.17	190.51	490.36
4	194.79	9.69	200.19	190.50	490.28
5	194.52	10.41	200.65	190.24	489.49
6	195.00	22.08	212.75	190.67	490.88
7	194.73	17.25	207.68	190.42	490.10
8	194.96	31.85	222.44	190.60	490.76
9	197.31	68.00	260.64	192.65	497.52
10	197.03	78.30	270.62	192.32	496.73
11	197.21	84.95	277.39	192.45	497.24
12	196.86	67.00	259.23	192.23	496.23
13	196.88	73.88	266.08	192.20	496.27
14	197.56	90.67	283.40	192.73	498.24
15	197.63	87.09	279.91	192.82	498.44
16	197.09	82.92	275.27	192.35	496.89
17	195.33	63.70	254.49	190.80	491.82
18	196.35	50.81	242.65	191.84	494.77
19	197.36	79.87	272.49	192.62	497.66
20	196.62	76.87	268.81	191.94	495.52
21	196.19	70.20	261.78	191.57	494.29
22	196.18	61.49	253.11	191.62	494.28
23	195.12	53.47	244.12	190.66	491.22
24	194.86	40.88	231.34	190.47	490.47
<b>Total</b>	<b>4,702.91</b>	<b>1,289.24</b>	<b>5,883.33</b>	<b>4,594.09</b>	<b>11,846.95</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>195.95</b>		<b>Load Factor</b>	<b>99.15%</b>	



รูปที่ 4.22 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีที่ 5



รูปที่ 4.23 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีที่ 5

จากผลการทดสอบทั้ง 5 กรณี พบว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถจัดสรรการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน (VPP) ให้เกิดประโยชน์สูงสุดได้ และจากการทดสอบการคำนวณ 30 ครั้ง พบว่าวิธีที่นำเสนอให้คำตอบที่มีเสถียรภาพสูงในการคำนวณ

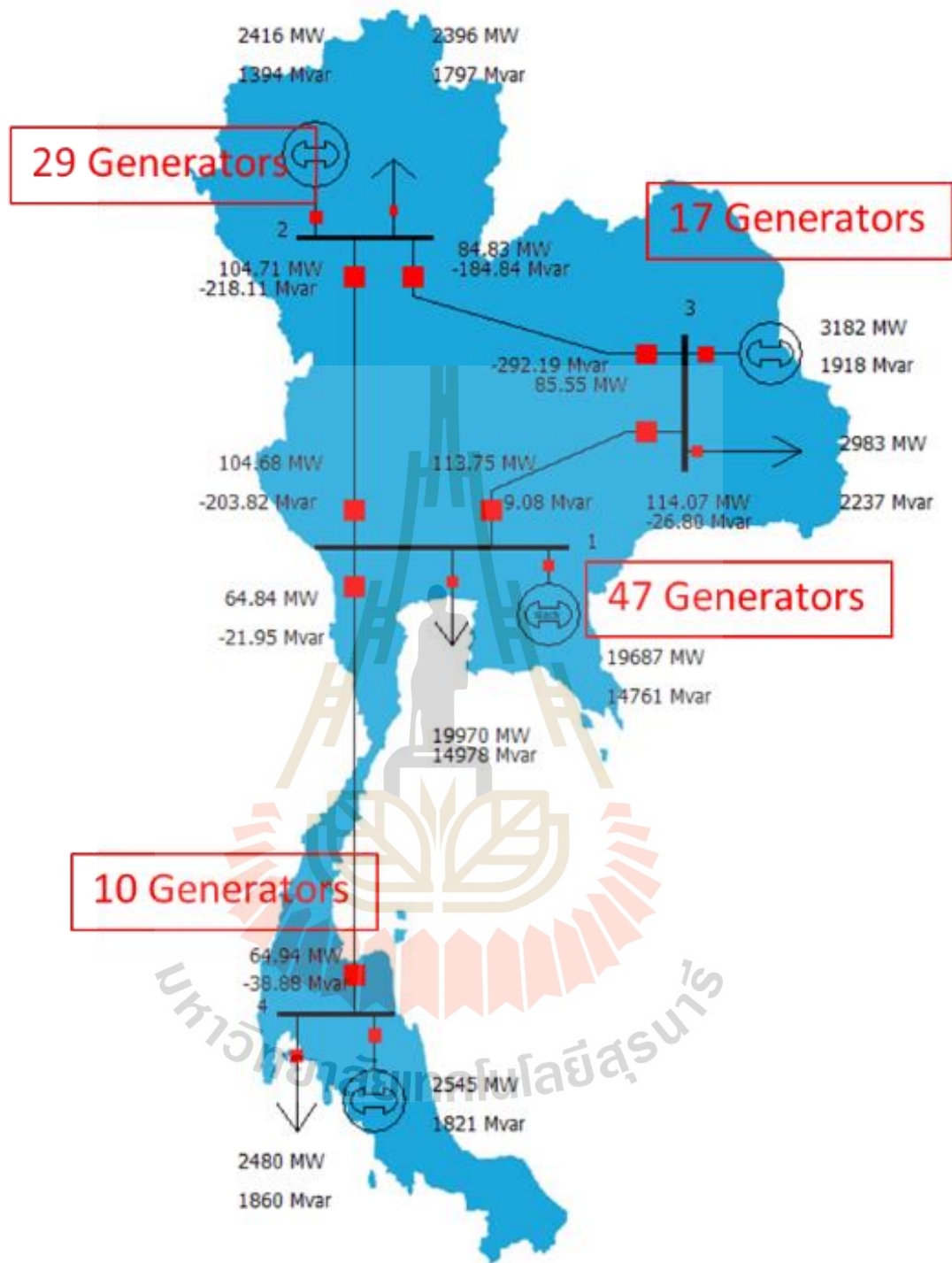
## บทที่ 5

### การจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน กรณีศึกษาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเชิงพื้นที่

ในบทนี้เป็นการนำเสนอแนวทางการดำเนินวิทยานิพนธ์โดยจะเป็นการนำวิธีการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่พัฒนาในบทที่ 4 มาใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเชิงพื้นที่ที่ได้พัฒนาขึ้นในบทที่ 3 เพื่อวิเคราะห์การจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่คำนึงถึงการจัดตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเชิงพื้นที่ในกรณีระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย โดยในกระบวนการคำนวณจะมีการปรับข้อมูลของโหลดเป็นค่าตามพื้นที่และคำนึงถึงการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในแต่ละพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลให้มีผลรวมของการผลิตไฟฟ้า (Aggregated Supply) ในแต่ละพื้นที่ที่มีต้นทุนการผลิตแตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลาดังรูปที่ 3.2

ทั้งนี้กระบวนการที่นำเสนอในการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังนี้

- 1) แบ่งพื้นที่ประเทศไทยเป็น 4 พื้นที่ประกอบด้วย ภาคเหนือ (N) ภาคอีสาน (NE) ภาคกลาง (C) และภาคใต้ (S) ดังแสดงในรูปที่ 5.1 ทั้งนี้สายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.1
- 2) รวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเชิงพื้นที่และการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก
- 3) รวบรวมข้อมูลการตารางเดินเครื่องโรงไฟฟ้านำมาจัดทำผลรวมต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (Aggregated Supply Curve) เชิงพื้นที่
- 4) พัฒนาระบบการในการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงโดยคำนึงถึงการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมากให้เป็นแบบ Firm ตามทรัพยากรที่มีอยู่ในแต่ละวัน
- 5) วิเคราะห์หาต้นทุนที่สามารถลดลงได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมากสามารถทำงานในลักษณะ Firm ภายใต้รูปแบบของโรงไฟฟ้าเสมือน



รูปที่ 5.1 ระบบไฟฟ้ากำลังจำลองของประเทศไทยที่ลดรูปแบ่งตามพื้นที่

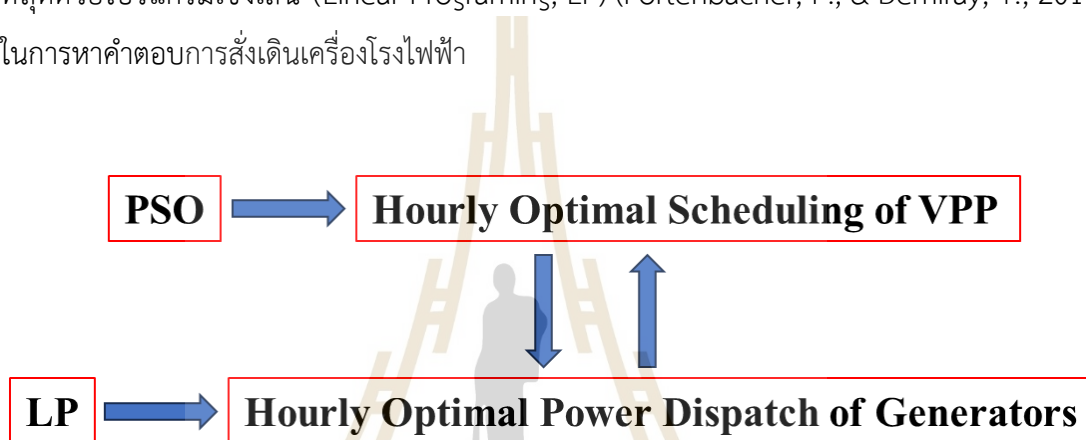


ตารางที่ 5.1 แบบจำลองของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-Line) ของประเทศไทย

Tie-Line	Substation		Nominal kV	Number of Circuits	Estimated Parameter (p.u.)			Total Tie-Line Model (p.u.)		
	From	To			R	X	B	R	X	B
North -- North-East 1	หล่มสัก	ขอนแก่น 3	230	2	0.00753683	0.057743298	0.471448829			
North -- North-East 2	ท่าตะโก	ชัยภูมิ 1	230	2	0.008786666	0.067318819	0.549628785	0.00717	0.01138	4.78179
North -- North-East 3	ท่าตะโก	ชัยภูมิ 2	500	2	0.0044446	0.017871299	3.760715050			
North -- Central 1	ท่าตะโก	พระพุทธบาท	500	3	0.0016185	0.006507756	3.081258129			
North -- Central 2	ท่าตะโก	ท่าลาน 3	230	2	0.00598402	0.045846437	0.374316155			
North -- Central 3	ท่าตะโก	อ่างทอง 2	230	2	0.00518867	0.039752924	0.324565274	0.0029	0.00421	4.21238
North -- Central 4	นครสวรรค์	อ่างทอง 2	230	2	0.00545379	0.041784095	0.341148901			
North -- Central 5	หัวหวาย	ชัยบาดาล	115	2	0.03483172	0.134789738	0.070564332			
North -- Central 6	ตาคลี 2	ท่าม่วง	115	1	0.04053146	0.15684624	0.020527806			
North-East -- Central 1	สระบุรี 2	รฟ.ลำตะคอง	230	2	0.00257540	0.019731378	0.161098092	0.00243	0.01543	0.19766
North-East -- Central 2	แก่งคอย	ปากช่อง	115	2	0.01804917	0.069845591	0.036565154			
Central -- South 1	บางสะพาน	หลังสวน	230	2	0.00605976	0.046426772	0.379054335	0.00233	0.01786	0.61596
Central -- South 2	บางสะพาน	ชุมพร	230	2	0.00378735	0.029016733	0.236908959			

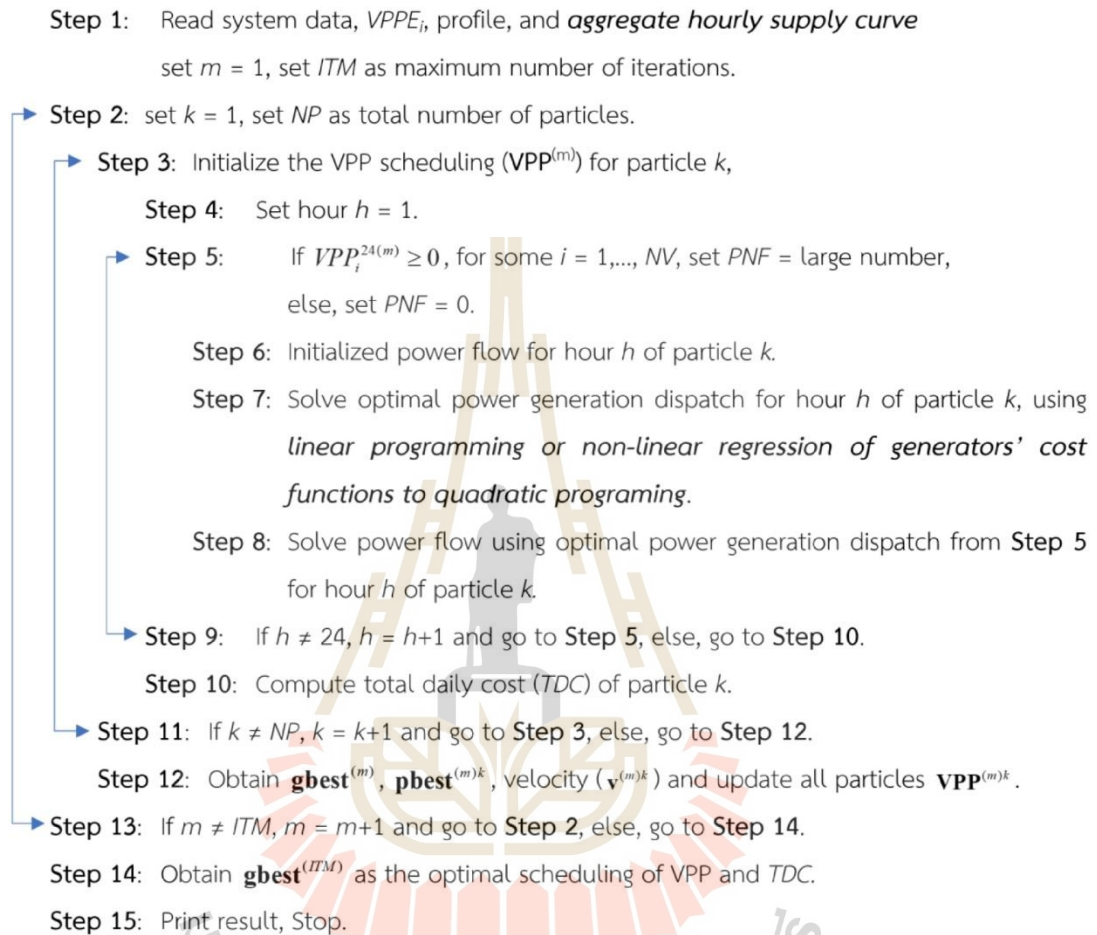
## 5.1 กระบวนการวิเคราะห์

ในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการส่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มีรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถแสดงได้รูปที่ 5.2 ซึ่งในบทนี้จะเป็นการทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเชิงพื้นที่ที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนที่ได้จากการรวมกำลังการผลิตในแต่ละพื้นที่ด้วยการทำให้เป็นเชิงเส้น (Piecewise Linear) จึงใช้วิธีการหาคำตอบร่วมระหว่างการหาคำที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคในการหาคำตอบการจัดสรรกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเสมือนและการหาคำที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming, LP) (Fortenbacher, P., & Demiray, T., 2019) ในการหาคำตอบการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า



รูปที่ 5.2 การหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการส่งเดินเครื่องทรัพยากรที่กระจายโดยพิจารณาให้มีรูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือนที่ใช้ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตแบบเชิงเส้น

ทั้งนี้กระบวนการคำนวณที่คาดว่าจะพัฒนาและทดสอบกับระบบระบบไฟฟ้ากำลังจำลองของประเทศไทยเชิงพื้นที่ที่สามารถแสดงได้ดังนี้



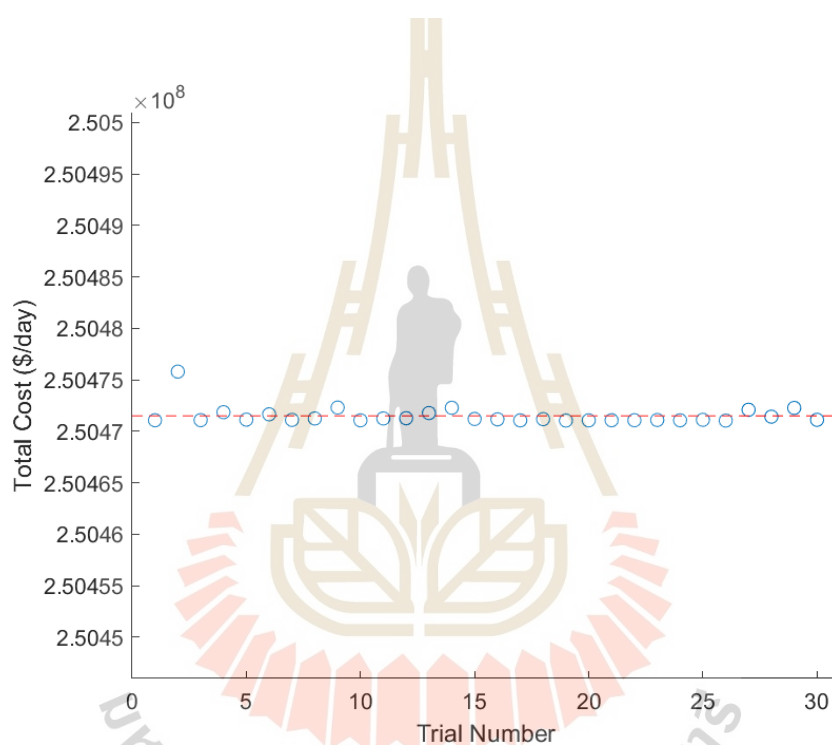
## 5.2 ผลการทดสอบวิธีการ

ในการทดสอบวิธีการที่นำเสนอใช้ค่าตัวแปรในการหาคำตอบด้วย PSO ประกอบด้วย Population size = 1,000 และ Generation = 10 โดยได้แบ่งเป็น 6 กรณีศึกษาดังต่อไปนี้

- 1) กรณีที่ 1 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน (Summer peak day)
- 2) กรณีที่ 2 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน (Summer light load day)
- 3) กรณีที่ 3 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว (Winter peak day)
- 4) กรณีที่ 4 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว (Winter light load day)
- 5) กรณีที่ 5 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน (Rainy peak day)
- 6) กรณีที่ 6 วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน (Rainy light load day)

### 5.2.1 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน

ตารางที่ 5.2 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.3 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบดังรูปที่ 5.4 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือน ที่ทำให้โหนดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.5 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.3



รูปที่ 5.3 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน

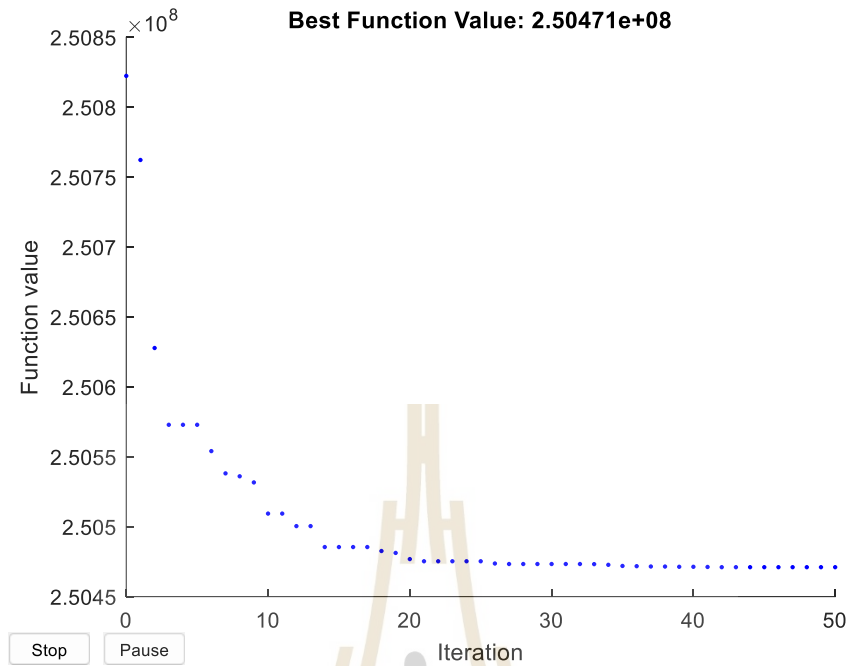
ตารางที่ 5.2 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน

No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	250,471,076.44	16	250,471,164.44
2	250,475,801.72	17	250,471,066.39
3	250,471,085.67	18	250,471,183.79
4	250,471,859.03	19	250,471,050.09
5	250,471,136.90	20	250,471,069.06
6	250,471,652.85	21	250,471,076.99
7	250,471,108.56	22	250,471,079.09
8	250,471,248.23	23	250,471,102.31
9	250,472,309.12	24	250,471,072.24
10	250,471,067.55	25	250,471,118.73
11	250,471,250.60	26	250,471,044.62
12	250,471,274.30	27	250,472,094.33
13	250,471,775.97	28	250,471,422.14
14	250,472,285.71	29	250,472,274.07
15	250,471,201.75	30	250,471,118.20
MAX : 250,475,801.72		AVG. : 250,471,502.36	
		MIN : 250,471,044.62	

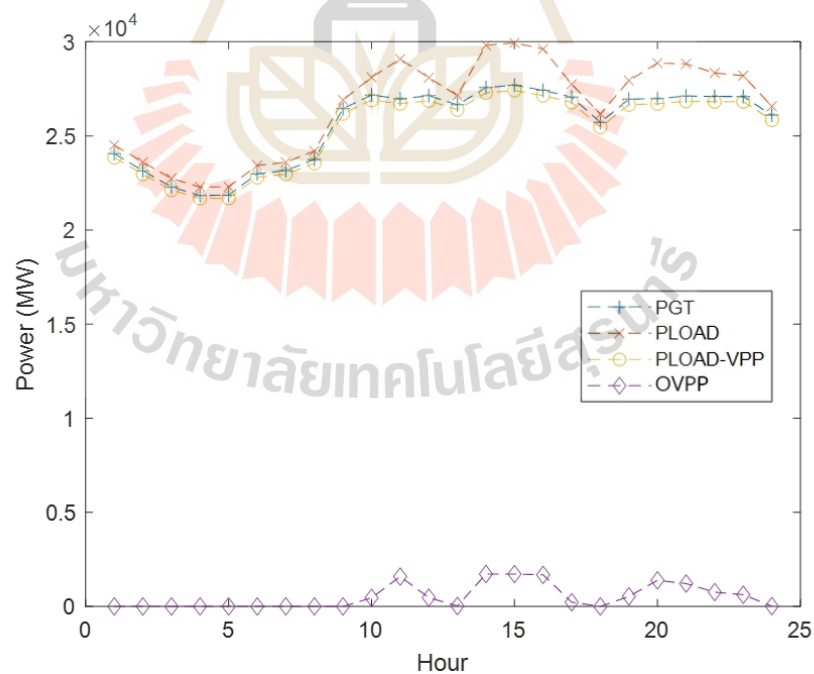
ตารางที่ 5.3 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน

Hour	Optimal System	<u>Optimal</u> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	24,053.70	0.00	24,510.10	23,851.70	9,565,234.90
2	23,149.38	0.09	23,602.21	22,968.11	9,075,959.97
3	22,287.95	0.00	22,737.49	22,126.70	8,617,446.05
4	21,833.68	0.00	22,279.74	21,681.25	8,378,627.41
5	21,851.25	0.41	22,293.82	21,694.54	8,387,824.98
6	22,990.15	0.00	23,427.95	22,798.62	8,990,650.16
7	23,158.54	1.51	23,598.64	22,963.21	9,080,873.70
8	23,753.30	0.053	24,193.92	23,543.96	9,401,805.68
9	26,446.05	0.00	26,903.55	26,180.86	10,898,821.00
10	27,170.32	458.66	28,111.00	26,897.21	11,313,777.302
11	26,964.45	1,586.72	29,081.10	26,713.19	11,195,293.965
12	27,133.88	469.55	28,089.74	26,865.63	11,292,775.76
13	26,649.24	22.20	27,142.09	26,390.78	11,014,706.82
14	27,559.76	1,719.32	29,810.78	27,290.67	11,539,054.45
15	27,692.72	1,718.62	29,939.12	27,416.26	11,616,314.25
16	27,414.83	1,677.36	29,614.12	27,141.25	11,455,041.65
17	27,062.24	224.23	27,747.09	26,777.50	11,251,522.50
18	25,717.56	1.01	26,162.74	25,458.93	10,486,705.61
19	26,945.41	534.54	27,936.82	26,651.83	11,184,359.39
20	26,981.82	1,385.85	28,867.66	26,706.35	11,205,274.29
21	27,111.80	1,214.55	28,825.37	26,836.50	11,280,053.85
22	27,092.00	759.29	28,338.44	26,817.91	11,268,651.49
23	27,088.80	624.33	28,200.38	26,818.52	11,266,808.31
24	26,101.88	14.98	26,574.05	25,845.23	10,703,461.15
<b>Total</b>	<b>614,210.71</b>	<b>124,13.27</b>	<b>637,987.902</b>	<b>608,436.69</b>	<b>250,471,044.62</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>25,592.11</b>		<b>Load Factor</b>	<b>92.41%</b>	





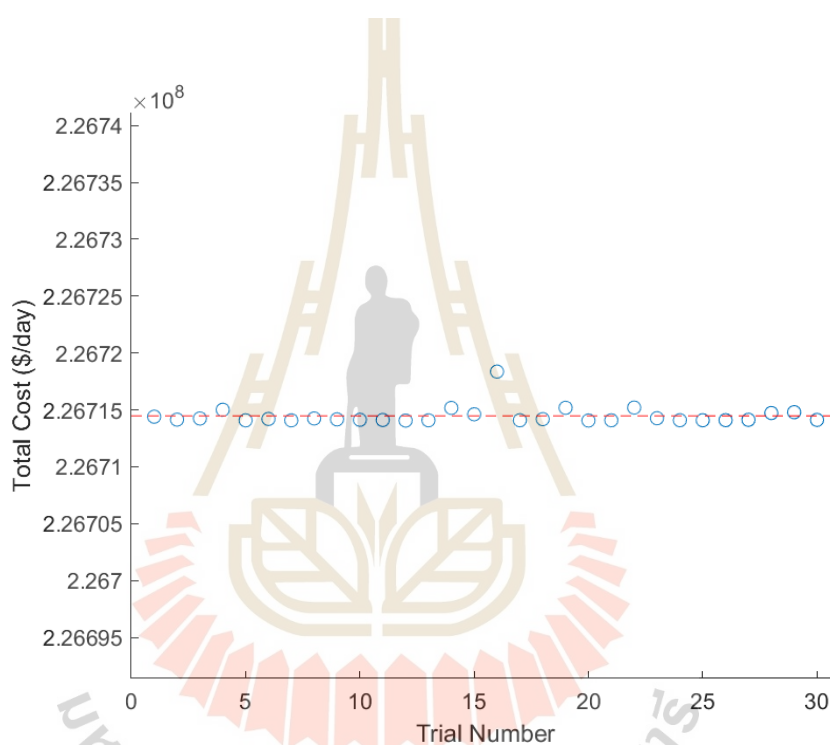
รูปที่ 5.4 การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน



รูปที่ 5.5 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อน

## 5.2.2 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน

ตารางที่ 5.4 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.6 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบดังรูปที่ 5.7 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือนที่ทำให้โหลดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.8 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.5



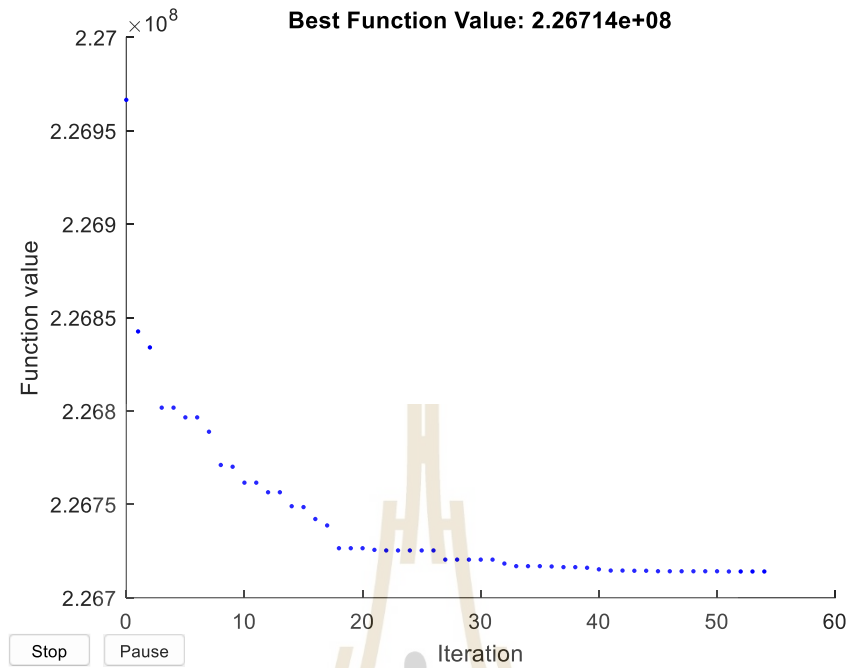
รูปที่ 5.6 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน

ตารางที่ 5.4 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน

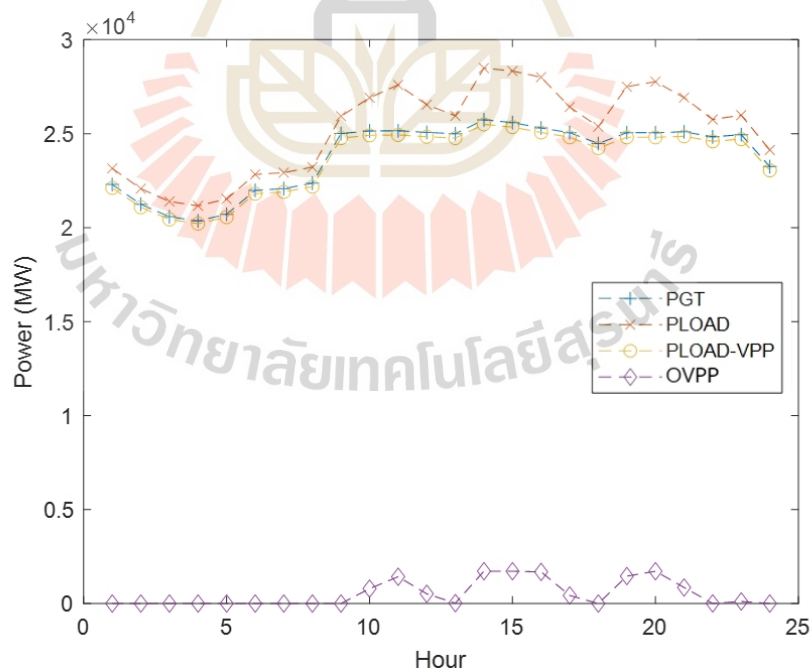
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	226,714,404.14	16	226,718,368.32
2	226,714,145.95	17	226,714,091.72
3	226,714,246.72	18	226,714,188.39
4	226,715,012.57	19	226,715,185.80
5	226,714,083.17	20	226,714,067.37
6	226,714,204.64	21	226,714,087.42
7	226,714,082.13	22	226,715,206.98
8	226,714,248.86	23	226,714,270.32
9	226,714,170.88	24	226,714,093.62
10	226,714,129.50	25	226,714,091.22
11	226,714,114.64	26	226,714,099.58
12	226,714,062.42	27	226,714,129.02
13	226,714,084.54	28	226,714,724.41
14	226,715,175.26	29	226,714,799.59
15	226,714,612.96	30	226,714,120.30
MAX : 226,718,368.32		AVG. : 226,714,476.75	
		MIN : 226,714,062.42	

ตารางที่ 5.5 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	22,294.42	0.19	23,151.76	22,114.26	8,620,861.95
2	21,241.43	0.00	22,073.61	21,084.60	8,070,347.70
3	20,580.37	0.05	21,394.58	20,435.95	7,730,373.10
4	20,357.82	0.04	21,163.95	20,215.66	7,616,896.56
5	20,713.68	0.01	21,525.76	20,561.29	7,798,581.65
6	21,986.09	0.14	22,830.47	21,807.41	8,458,525.07
7	22,078.41	0.24	22,929.95	21,902.34	8,507,034.26
8	22,363.33	0.22	23,221.35	22,180.71	8,657,274.23
9	25,007.73	0.00	25,925.60	24,764.01	10,090,224.91
10	25,144.46	793.65	26,909.58	24,910.25	10,166,206.22
11	25,154.52	1,425.06	27,591.12	24,929.87	10,171,805.18
12	25,065.82	517.79	26,542.24	24,835.22	10,122,484.73
13	24,997.19	21.51	25,946.40	24,762.37	10,084,375.14
14	25,735.43	1,719.56	28,489.09	25,493.08	10,496,753.54
15	25,587.95	1,716.91	28,330.89	25,344.62	10,413,936.74
16	25,301.05	1,682.29	28,001.28	25,064.39	10,253,449.87
17	25,050.68	428.67	26,417.78	24,805.45	10,114,068.84
18	24,472.35	0.00	25,370.91	24,234.17	9,794,495.71
19	25,052.76	1,459.14	27,496.73	24,805.60	10,115,226.48
20	25,051.39	1,717.72	27,765.38	24,803.63	10,114,466.06
21	25,098.80	855.18	26,920.79	24,859.42	10,140,813.99
22	24,829.83	5.52	25,752.23	24,592.88	9,991,642.12
23	24,946.02	110.58	25,982.18	24,707.46	10,055,992.35
24	23,246.71	2.06	24,131.51	23,048.24	9,128,226.05
<b>Total</b>	<b>571,358.24</b>	<b>12,456.53</b>	<b>605,865.18</b>	<b>566,262.88</b>	<b>22,671,4062.42</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>23,806.59</b>		<b>Load Factor</b>	<b>92.51%</b>	



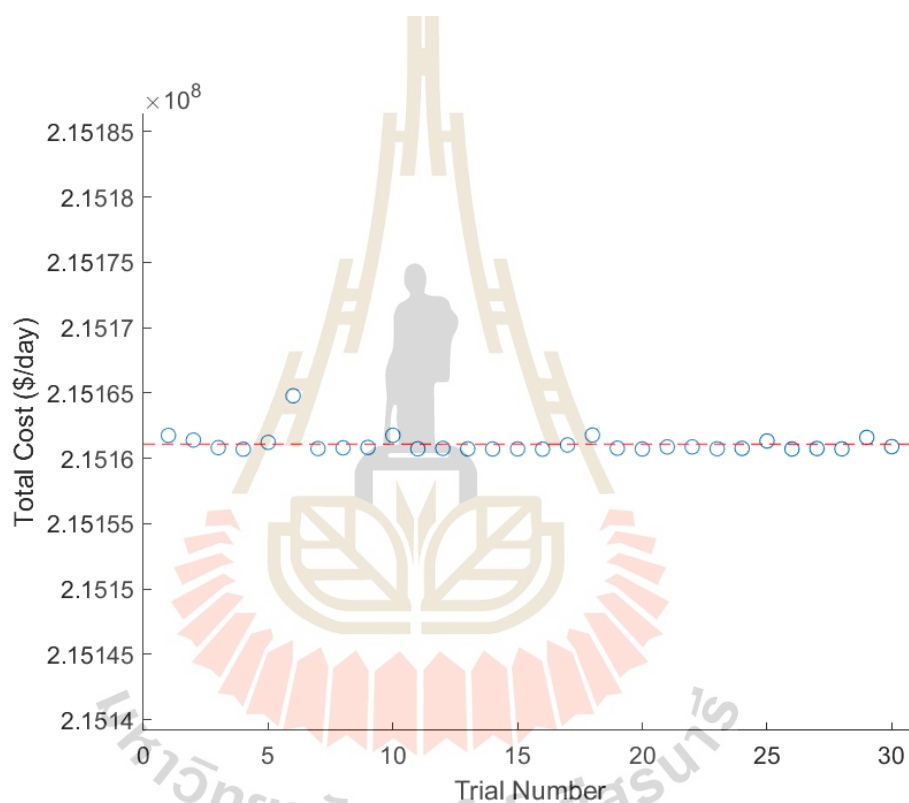
รูปที่ 5.7 การลู่เข้าหาค่าตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน



รูปที่ 5.8 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูร้อน

### 5.2.3 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว

ตารางที่ 5.6 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.9 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบดังรูปที่ 5.10 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือนที่ทำให้โหนดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.11 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.7



รูปที่ 5.9 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว

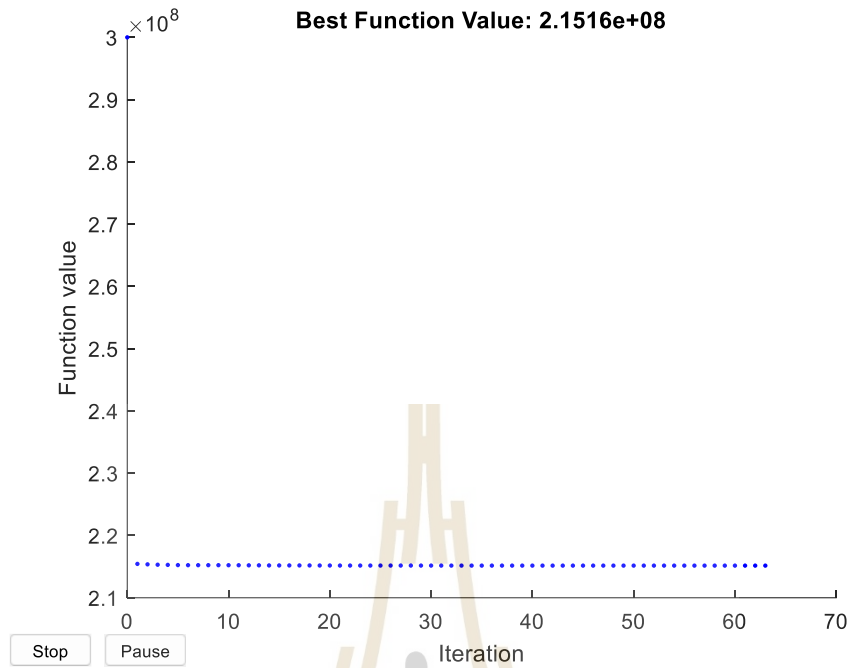


ตารางที่ 5.6 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มี  
การใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว

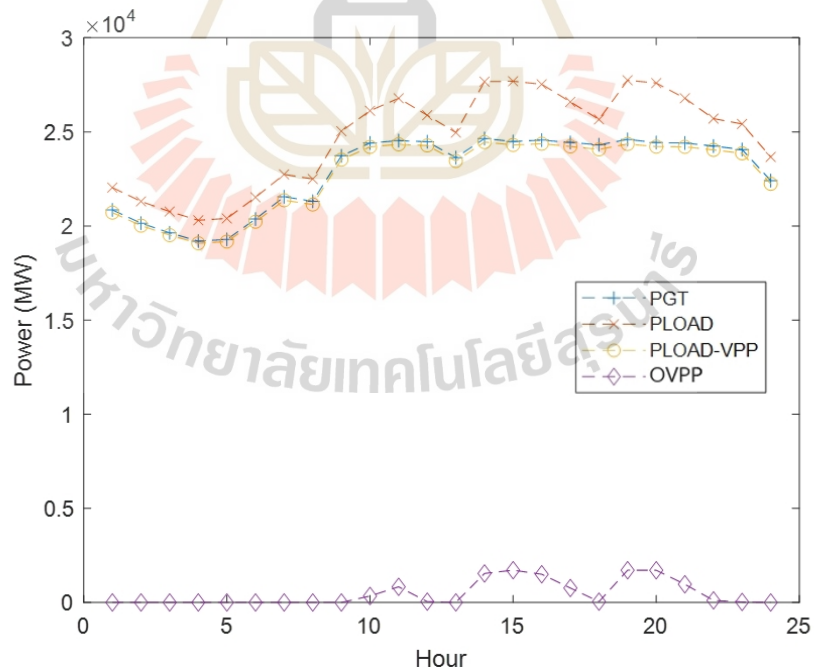
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	215,161,756.13	16	215,160,704.70
2	215,161,399.60	17	215,161,024.30
3	215,160,819.55	18	215,161,786.23
4	215,160,700.00	19	215,160,779.27
5	215,161,222.48	20	215,160,719.69
6	215,164,786.47	21	215,160,874.91
7	215,160,749.55	22	215,160,876.94
8	215,160,802.93	23	215,160,735.26
9	215,160,834.97	24	215,160,763.66
10	215,161,766.13	25	215,161,328.25
11	215,160,729.61	26	215,160,718.70
12	215,160,763.21	27	215,160,754.93
13	215,160,727.33	28	215,160,727.81
14	215,160,720.99	29	215,161,601.73
15	215,160,723.73	30	215,160,897.30
MAX : 215,164,786.47		AVG. : 215,161,093.21	
		MIN : 215,160,700.00	

ตารางที่ 5.7 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว

Hour	Optimal System	<u>Optimal</u> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen. (เมกะวัตต์)			
1	20,900.00	0.00	22,000.00	20,700.00	7,870,500.00
2	20,200.00	0.00	21,300.00	20,000.00	7,511,900.00
3	19,600.00	0.00	20,800.00	19,500.00	7,254,100.00
4	19,200.00	0.00	20,300.00	19,100.00	7,032,100.00
5	19,300.00	0.00	20,400.00	19,200.00	7,078,300.00
6	20,400.00	0.00	21,500.00	20,200.00	7,622,100.00
7	21,600.00	0.00	22,700.00	21,400.00	8,232,500.00
8	21,300.00	0.00	22,500.00	21,100.00	8,107,900.00
9	23,700.00	0.00	25,000.00	23,500.00	9,388,100.00
10	24,400.00	300.00	26,100.00	24,200.00	9,760,400.00
11	24,500.00	800.00	26,800.00	24,300.00	9,829,400.00
12	24,500.00	0.00	25,900.00	24,300.00	9,797,000.00
13	23,600.00	0.00	25,000.00	23,500.00	9,336,400.00
14	24,600.00	1,500.00	27,700.00	24,500.00	9,889,300.00
15	24,500.00	1,700.00	27,700.00	24,300.00	9,803,700.00
16	24,600.00	1,500.00	27,500.00	24,400.00	9,844,400.00
17	24,400.00	800.00	26,600.00	24,200.00	9,776,000.00
18	24,300.00	0.00	25,700.00	24,100.00	9,706,900.00
19	24,600.00	1,700.00	27,700.00	24,400.00	9,863,700.00
20	24,400.00	1,700.00	27,600.00	24,200.00	9,772,900.00
21	24,400.00	1,000.00	26,800.00	24,200.00	9,759,800.00
22	24,200.00	100.00	25,700.00	24,000.00	9,671,000.00
23	24,100.00	0.00	25,400.00	23,900.00	9,569,900.00
24	22,400.00	0.00	23,700.00	22,200.00	8,682,400.00
<b>Total</b>	<b>549,700.00</b>	<b>11,100.00</b>	<b>592,400.00</b>	<b>545,400.00</b>	<b>215,160,700.00</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>22,904.17</b>		<b>Load Factor</b>	<b>93.11%</b>	



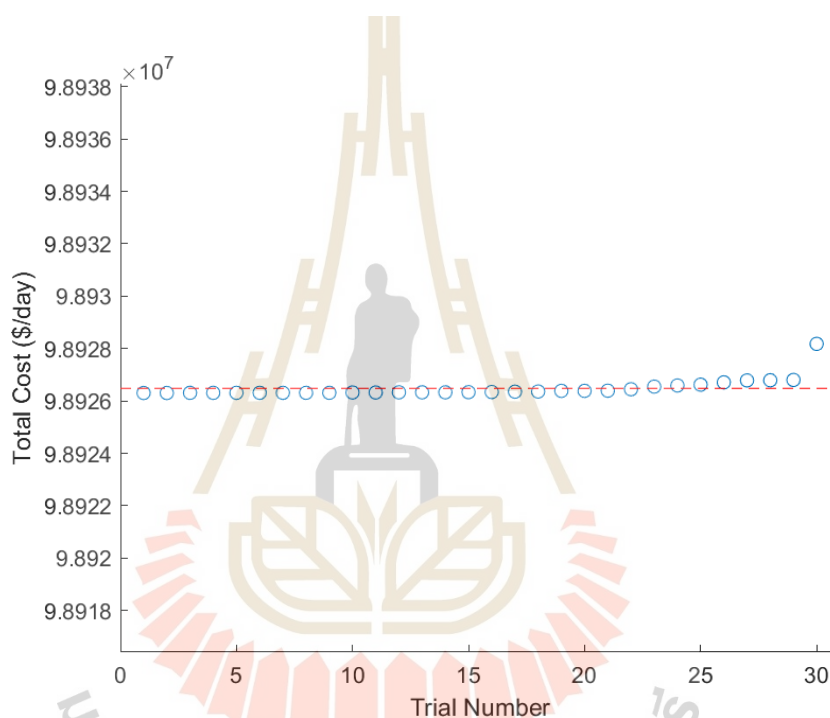
รูปที่ 5.10 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว



รูปที่ 5.11 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูหนาว

#### 5.2.4 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว

ตารางที่ 5.8 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.12 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบดังรูปที่ 5.13 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือน ที่ทำให้โหลดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.14 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.9



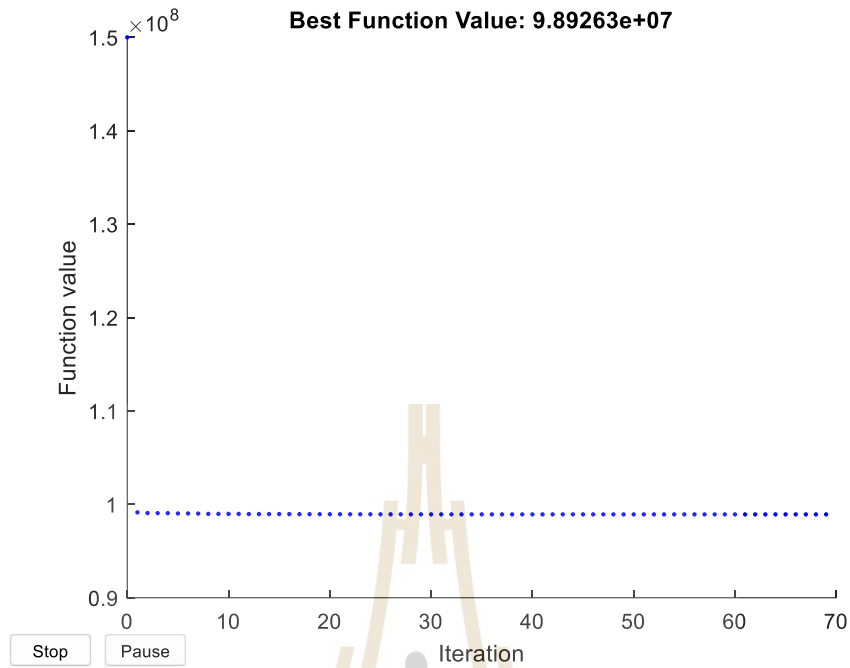
รูปที่ 5.12 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว

ตารางที่ 5.8 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มี  
การใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว

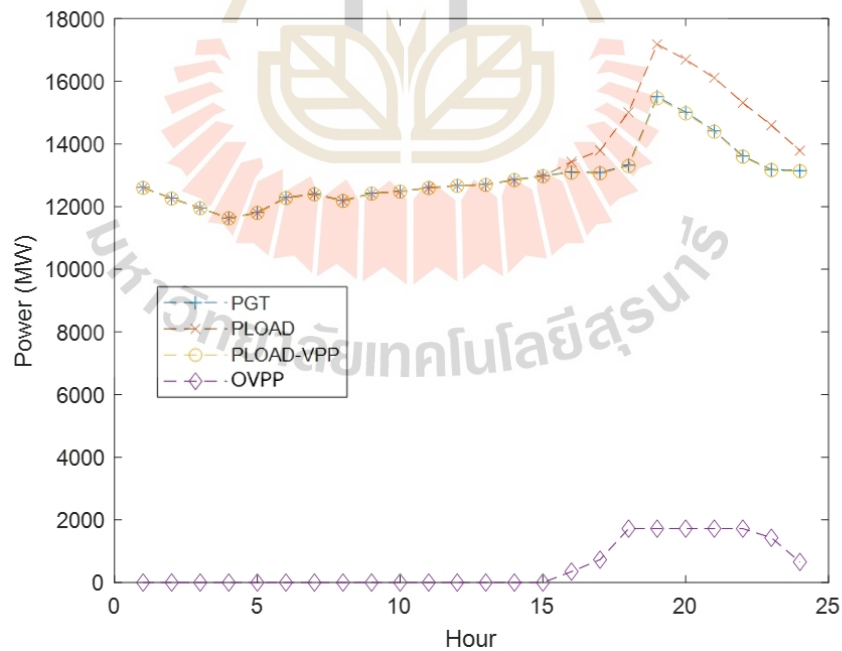
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	98,926,300.00	16	98,926,347.33
2	98,926,302.16	17	98,926,354.96
3	98,926,308.60	18	98,926,362.06
4	98,926,309.05	19	98,926,380.42
5	98,926,309.65	20	98,926,381.35
6	98,926,310.91	21	98,926,390.72
7	98,926,312.57	22	98,926,449.11
8	98,926,312.79	23	98,926,540.23
9	98,926,313.62	24	98,926,588.86
10	98,926,316.21	25	98,926,621.66
11	98,926,322.78	26	98,926,714.60
12	98,926,325.25	27	98,926,785.59
13	98,926,329.06	28	98,926,790.18
14	98,926,329.27	29	98,926,799.43
15	98,926,336.45	30	98,928,178.87
MAX : 98,928,178.87		AVG. : 98,926,480.79	
		MIN : 98,926,300.00	

ตารางที่ 5.9 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen.			
(เมกะวัตต์)					
1	12,600.00	0.00	12,600.00	12,600.00	3,980,000.00
2	12,300.00	0.00	12,300.00	12,300.00	3,833,800.00
3	12,000.00	0.00	11,900.00	11,900.00	3,703,100.00
4	11,600.00	0.00	11,600.00	11,600.00	3,568,000.00
5	11,800.00	0.00	11,800.00	11,800.00	3,641,500.00
6	12,300.00	0.00	12,300.00	12,300.00	3,843,700.00
7	12,400.00	0.00	12,400.00	12,400.00	3,894,100.00
8	12,200.00	0.00	12,200.00	12,200.00	3,803,000.00
9	12,400.00	0.00	12,400.00	12,400.00	3,901,800.00
10	12,500.00	0.00	12,500.00	12,500.00	3,928,000.00
11	12,600.00	0.00	12,600.00	12,600.00	3,977,400.00
12	12,700.00	0.00	12,700.00	12,700.00	4,007,400.00
13	12,700.00	0.00	12,700.00	12,700.00	4,021,200.00
14	12,900.00	0.00	12,800.00	12,800.00	4,087,200.00
15	13,000.00	0.00	13,000.00	13,000.00	4,141,400.00
16	13,100.00	300.00	13,400.00	13,100.00	4,192,300.00
17	13,100.00	700.00	13,800.00	13,100.00	4,184,200.00
18	13,300.00	1,700.00	15,000.00	13,300.00	4,288,100.00
19	15,500.00	1,700.00	17,200.00	15,500.00	5,266,900.00
20	15,000.00	1,700.00	16,700.00	15,000.00	5,040,800.00
21	14,400.00	1,700.00	16,100.00	14,400.00	4,771,800.00
22	13,600.00	1,700.00	15,300.00	13,600.00	4,414,000.00
23	13,200.00	1,400.00	14,600.00	13,200.00	4,225,700.00
24	13,100.00	700.00	13,800.00	13,100.00	4,210,900.00
<b>Total</b>	<b>310,300.00</b>	<b>11,600.00</b>	<b>321,700.00</b>	<b>310,100.00</b>	<b>98,926,300.00</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>12,929.17</b>		<b>Load Factor</b>	<b>83.41%</b>	



รูปที่ 5.13 การรู้เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว

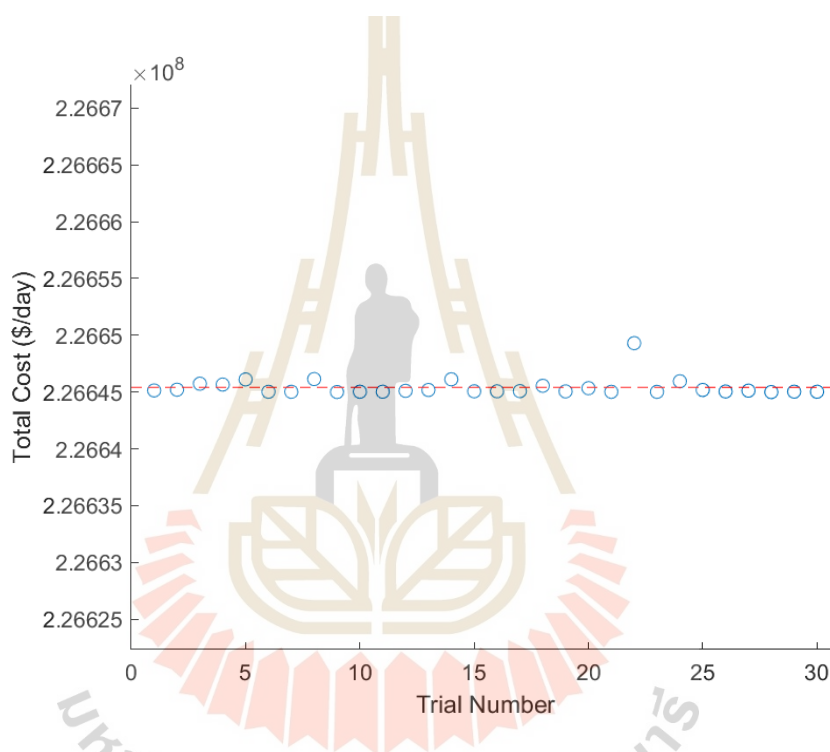


รูปที่ 5.14 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูหนาว



### 5.2.5 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน

ตารางที่ 5.10 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.15 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาคำตอบดังรูปที่ 5.16 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือนที่ทำให้โหลดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.17 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.11



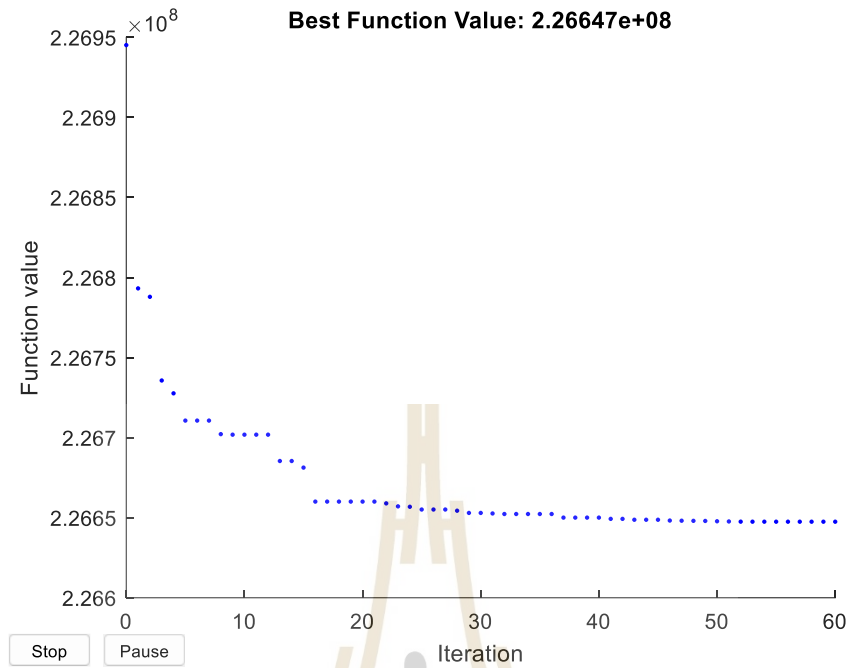
รูปที่ 5.15 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน

ตารางที่ 5.10 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน

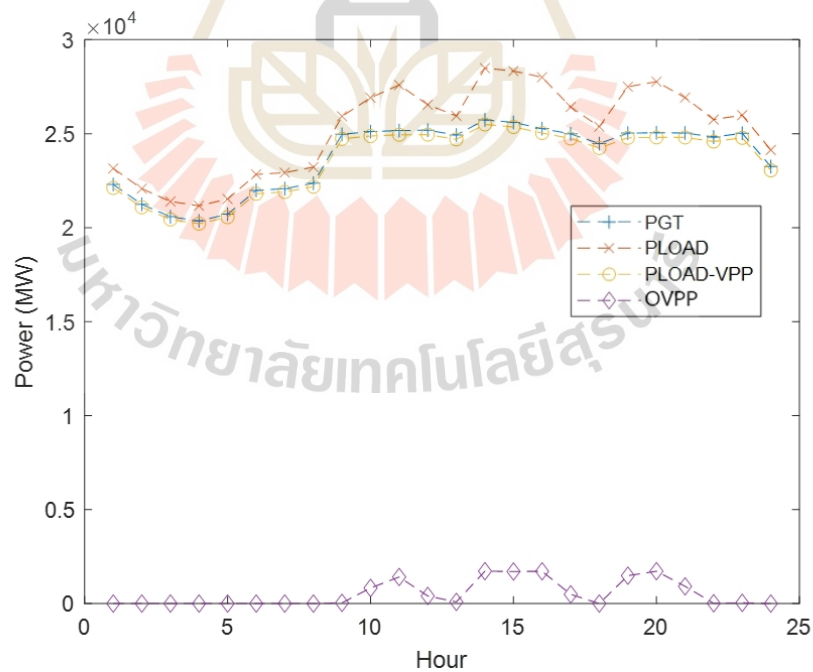
No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	226,645,142.18	16	226,645,066.58
2	226,645,207.83	17	226,645,083.50
3	226,645,736.94	18	226,645,550.37
4	226,645,661.78	19	226,645,057.86
5	226,646,112.50	20	226,645,341.61
6	226,645,024.99	21	226,645,020.75
7	226,645,022.11	22	226,649,304.58
8	226,646,144.21	23	226,645,019.70
9	226,645,004.95	24	226,645,949.86
10	226,645,029.29	25	226,645,186.38
11	226,645,031.19	26	226,645,052.20
12	226,645,108.42	27	226,645,125.93
13	226,645,184.24	28	226,645,000.00
14	226,646,123.04	29	226,645,037.15
15	226,645,067.06	30	226,645,028.79
MAX : 226,649,304.58		AVG. : 226,645,414.20	
		MIN : 226,645,000.00	

ตารางที่ 5.11 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน

Hour	Optimal System	<i>Optimal</i> VPP	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	Power Gen.	Power Gen.			
	(เมกะวัตต์)				
1	22,000.00	0.00	23,000.00	22,000.00	8,621,000.00
2	21,000.00	0.00	22,000.00	21,000.00	8,070,000.00
3	21,000.00	0.00	21,000.00	20,000.00	7,730,000.00
4	20,000.00	0.00	21,000.00	20,000.00	7,617,000.00
5	21,000.00	0.00	22,000.00	21,000.00	7,799,000.00
6	22,000.00	0.00	23,000.00	22,000.00	8,458,000.00
7	22,000.00	0.00	23,000.00	22,000.00	8,506,000.00
8	22,000.00	0.00	23,000.00	22,000.00	8,657,000.00
9	25,000.00	0.00	26,000.00	25,000.00	10,068,000.00
10	25,000.00	1,000.00	27,000.00	25,000.00	10,146,000.00
11	25,000.00	1,000.00	28,000.00	25,000.00	10,179,000.00
12	25,000.00	0.00	27,000.00	25,000.00	10,188,000.00
13	25,000.00	0.00	26,000.00	25,000.00	10,047,000.00
14	26,000.00	2,000.00	28,000.00	25,000.00	10,496,000.00
15	26,000.00	2,000.00	28,000.00	25,000.00	10,421,000.00
16	25,000.00	2,000.00	28,000.00	25,000.00	10,236,000.00
17	25,000.00	0.00	26,000.00	25,000.00	10,079,000.00
18	24,000.00	0.00	25,000.00	24,000.00	9,794,000.00
19	25,000.00	1,000.00	27,000.00	25,000.00	10,102,000.00
20	25,000.00	2,000.00	28,000.00	25,000.00	10,113,000.00
21	25,000.00	1,000.00	27,000.00	25,000.00	10,106,000.00
22	25,000.00	0.00	26,000.00	25,000.00	9,986,000.00
23	25,000.00	0.00	26,000.00	25,000.00	1,0097,000.00
24	23,000.00	0.00	24,000.00	23,000.00	9,129,000.00
<b>Total</b>	<b>570,000.00</b>	<b>12,000.00</b>	<b>605,000.00</b>	<b>567,000.00</b>	<b>226,645,000.00</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>23,750.00</b>		<b>Load Factor</b>	<b>91.35%</b>	



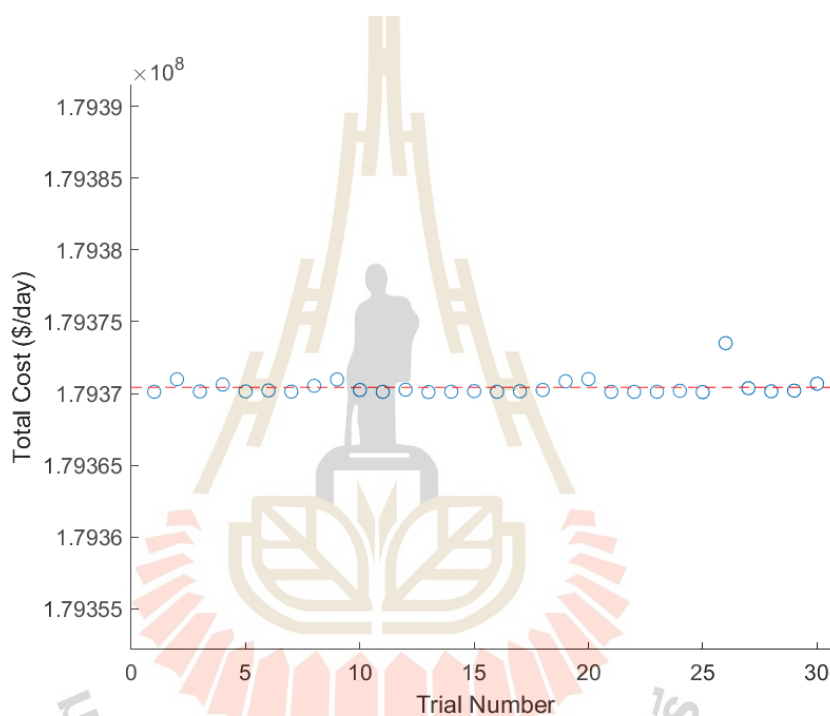
รูปที่ 5.16 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน



รูปที่ 5.17 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในฤดูฝน

### 5.2.6 ผลลัพธ์กรณีศึกษาวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน

ตารางที่ 5.12 แสดงผลลัพธ์การคำนวณการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีที่นำเสนอ จากการทดสอบการคำนวณรวม 30 ครั้ง รูปที่ 5.18 แสดงผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง ในกรณีนี้มีผลลัพธ์การลู่เข้าหาค่าตอบดังรูปที่ 5.19 และมีผลลัพธ์การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือน ที่ทำให้โหลดมีความสม่ำเสมอมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 5.20 โดยค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตแต่ละชั่วโมงและรวมตลอดวันแสดงดังตารางที่ 5.13



รูปที่ 5.18 ผลลัพธ์ค่าต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวัน 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน

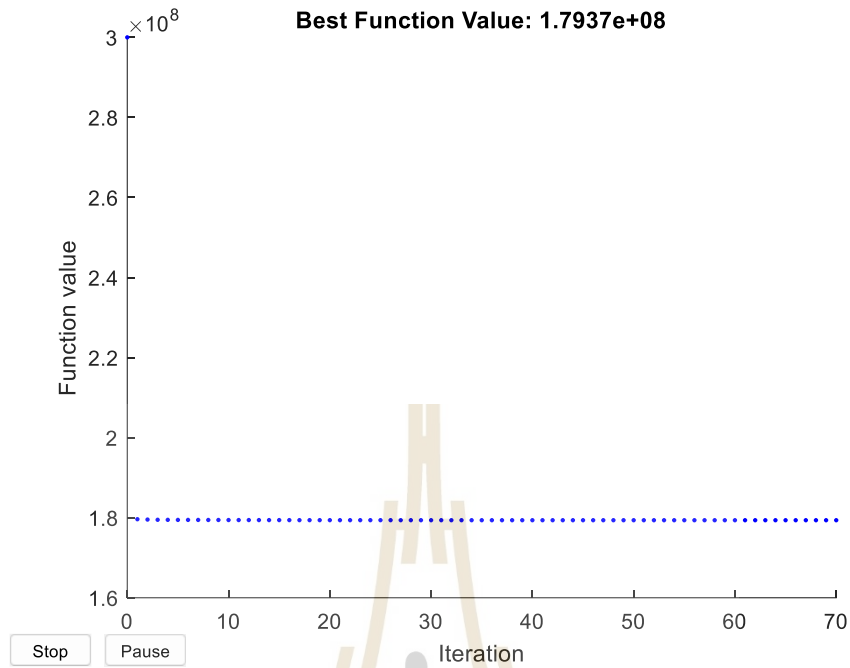
ตารางที่ 5.12 ผลลัพธ์การคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส 30 ครั้ง วันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน

No.	Total Cost (\$/day)	No.	Total Cost (\$/day)
1	179,370,123.18	16	179,370,119.78
2	179,370,988.79	17	179,370,153.07
3	179,370,141.31	18	179,370,245.81
4	179,370,623.75	19	179,370,851.73
5	179,370,145.79	20	179,371,005.54
6	179,370,212.52	21	179,370,116.42
7	179,370,129.40	22	179,370,115.59
8	179,370,535.57	23	179,370,122.79
9	179,370,980.45	24	179,370,185.81
10	179,370,247.51	25	179,370,100.00
11	179,370,117.50	26	179,373,506.71
12	179,370,264.48	27	179,370,370.36
13	179,370,103.92	28	179,370,152.69
14	179,370,124.69	29	179,370,199.66
15	179,370,166.08	30	179,370,683.23
MAX : 179,373,506.71		AVG. : 179,370,427.80	
		MIN : 179,370,100.00	

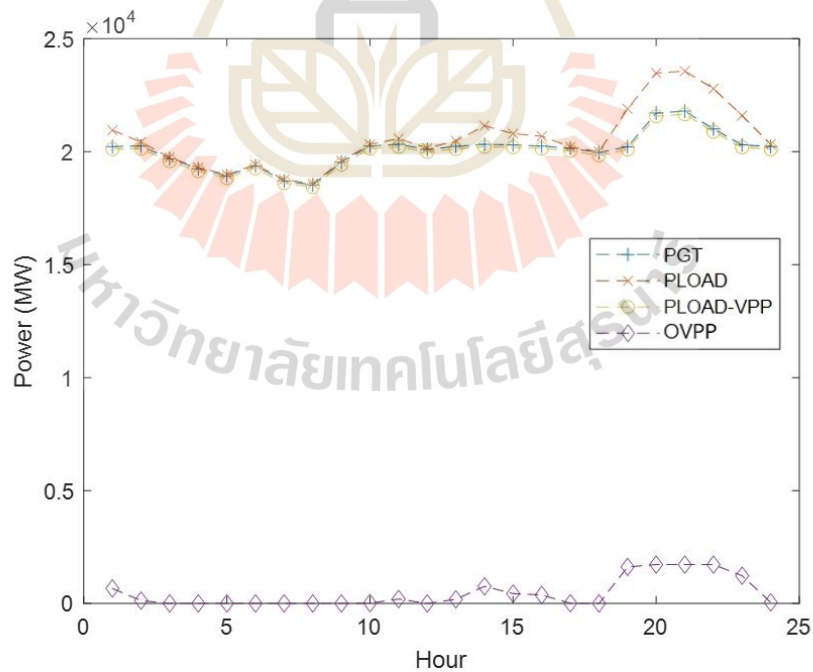
ตารางที่ 5.13 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน

Hour	Optimal	<i>Optimal</i>	Load	Load-VPP	Total Cost (\$/hr)
	System Power Gen.	VPP Power Gen.			
(เมกะวัตต์)					
1	20,200.00	700.00	20,900.00	20,100.00	7,550,300.00
2	20,300.00	100.00	20,400.00	20,100.00	7,563,700.00
3	19,700.00	0.00	19,700.00	19,600.00	7,280,700.00
4	19,200.00	0.00	19,300.00	19,100.00	7,057,900.00
5	18,900.00	0.00	19,000.00	18,800.00	6,903,500.00
6	19,400.00	0.00	19,400.00	19,300.00	7,122,600.00
7	18,700.00	0.00	18,800.00	18,600.00	6,791,500.00
8	18,500.00	0.00	18,600.00	18,400.00	6,705,000.00
9	19,500.00	0.00	19,600.00	19,400.00	7,202,700.00
10	20,300.00	0.00	20,300.00	20,100.00	7,563,300.00
11	20,300.00	200.00	20,600.00	20,200.00	7,599,900.00
12	20,100.00	0.00	20,200.00	20,000.00	7,487,500.00
13	20,200.00	200.00	20,500.00	20,100.00	7,555,200.00
14	20,300.00	800.00	21,100.00	20,200.00	7,600,700.00
15	20,300.00	400.00	20,800.00	20,200.00	7,587,400.00
16	20,200.00	400.00	20,700.00	20,100.00	7,561,600.00
17	20,200.00	0.00	20,200.00	20,000.00	7,512,600.00
18	20,000.00	0.00	20,000.00	19,800.00	7,416,800.00
19	20,200.00	1,600.00	21,900.00	20,100.00	7,545,700.00
20	21,700.00	1,700.00	23,500.00	21,600.00	8,315,400.00
21	21,800.00	1,700.00	23,600.00	21,700.00	8,358,200.00
22	21,000.00	1,700.00	22,800.00	20,900.00	7,947,800.00
23	20,300.00	1,200.00	21,600.00	20,200.00	7,588,200.00
24	20,200.00	0.00	20,300.00	20,100.00	7,551,900.00
<b>Total</b>	<b>481,500.00</b>	<b>10,700.00</b>	<b>493,800.00</b>	<b>478,700.00</b>	<b>179,370,100.00</b>
<b>P<sub>AVG</sub></b>	<b>20,062.50</b>		<b>Load Factor</b>	<b>92.03%</b>	





รูปที่ 5.19 การลู่เข้าหาคำตอบของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน



รูปที่ 5.20 ผลลัพธ์ของการคำนวณในกรณีวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในฤดูฝน

## บทที่ 6

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อพัฒนาวิธีการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยคำนึงถึงผลของโรงไฟฟ้าเสมือนในระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย และศึกษากระบวนการจัดการทรัพยากรที่กระจายที่เหมาะสมที่สุดภายใต้รูปแบบโรงไฟฟ้าเสมือน เพื่อให้สามารถวิเคราะห์และทราบถึงลักษณะของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเชิงภูมิศาสตร์ตามเวลาจริงในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยที่สามารถใช้ในการกำหนดนโยบายในด้านโรงไฟฟ้าเสมือนของประเทศไทยที่เหมาะสม รวมทั้งสอดคล้องกับทรัพยากรและลักษณะของผู้ใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย และระบุแนวทางในการบริหารจัดการและสนับสนุนให้เกิดโรงไฟฟ้าเสมือนที่สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

จากผลการศึกษาการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามพื้นที่แบบรวมศูนย์ (Area-Based Optimal Power Dispatch) ทำให้สามารถวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่ (RLP) ได้สะท้อนคุณลักษณะของแต่ละพื้นที่และลักษณะการใช้ไฟฟ้าได้ โดยต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่ (RLP) สามารถใช้เป็นปัจจัยประกอบการพิจารณาส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้าเสมือนในพื้นที่ที่จะเกิดประสิทธิภาพต่อระบบไฟฟ้ากำลังและสามารถใช้เป็นตัวแปรในการกำหนดราคาซื้อขายกับผู้ให้บริการในลักษณะโรงไฟฟ้าเสมือนในอนาคตได้ โดยการสนับสนุนโรงไฟฟ้าเสมือนในแต่ละพื้นที่ยังมีปัจจัยอื่นประกอบ อาทิ ความสมดุลของพลังงาน การผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ พิกัดของสายเชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ การลงทุน ความมั่นคงของระบบ แหล่งทรัพยากร สิ่งแวดล้อม และการเติมโตทางเศรษฐกิจของแต่ละพื้นที่ เป็นต้น จากผลการจำลองศึกษานี้แสดงให้เห็นว่าเมื่อมีโรงไฟฟ้าเสมือนเพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละพื้นที่ลดลง ในขณะที่จะต้องมีการจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเสมือนจ่ายเข้าระบบแทน ทั้งนี้การซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเสมือนขึ้นอยู่กับนโยบายในการส่งเสริมซึ่งอาจจะเป็นค่าไฟฟ้าราคาเดียว (Flat Rate) หรือเป็นราคาอิงตามต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงของพื้นที่ (RTP) ที่โรงไฟฟ้าเสมือนติดตั้ง ทั้งนี้เมื่อคำนึงถึงค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องจ่ายให้แก่โรงไฟฟ้าเสมือนที่อิงตามต้นทุนการผลิตรายชั่วโมงของพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าเสมือนติดตั้งจะสามารถคำนวณต้นทุนการผลิตรายวันได้

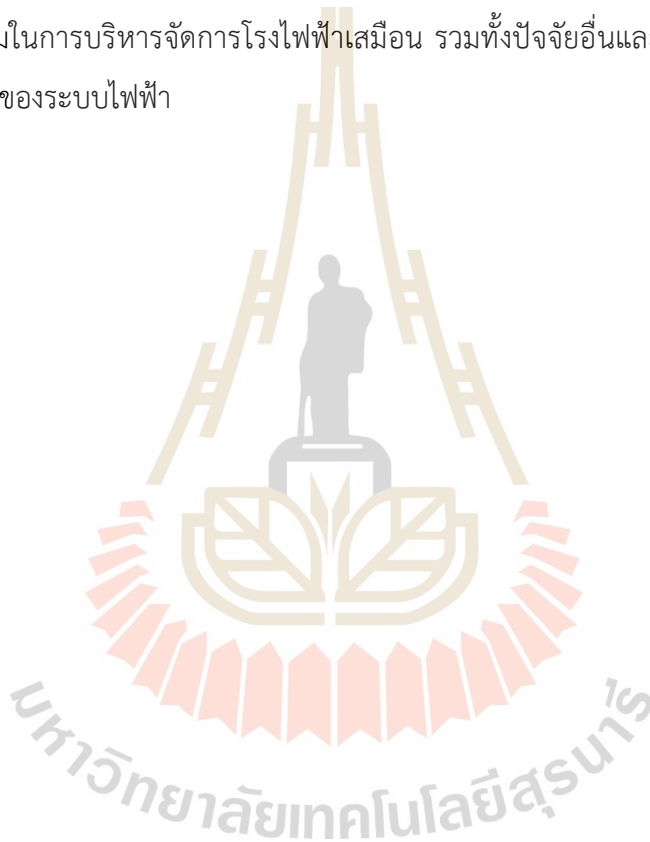
นอกจากนี้การศึกษาวิจัยในส่วนของการจำลองให้โรงไฟฟ้าเสมือนมีลักษณะการทำงานเสมือนเป็นระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ในระบบพบว่าสามารถทำการจัดแผนการทำงานของโรงไฟฟ้าเสมือนตามการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวันให้เกิดประโยชน์ในการลดต้นทุนการผลิตของระบบลงได้ ซึ่งในลักษณะนี้หากมีการใช้ต้นทุนการผลิตราคาตามช่วงเวลาจริงโรงไฟฟ้าเสมือนจะสามารถจัดสรรทรัพยากรจะสามารถซื้อไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำและขายในช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากและมีราคาสูง ก็จะทำให้เกิดประโยชน์ทั้งต่อระบบไฟฟ้ากำลังและเกิดผลประโยชน์ต่อโรงไฟฟ้าเสมือนได้ ซึ่งลักษณะของรูปแบบการซื้อขายที่จะเอื้อให้เกิดประโยชน์ต่อทุกฝ่ายจะเป็นรูปแบบที่มีการใช้ต้นทุนค่าไฟฟ้าตามเวลาจริง และจะสามารถผลักดันให้เกิดการลงทุนโรงไฟฟ้าเสมือนและทำให้ทรัพยากรไฟฟ้าที่เป็น Non-Firm ในระบบมีลักษณะที่ Firm ได้จากกลไกของรูปแบบทางธุรกิจของโรงไฟฟ้าเสมือน ทั้งนี้เมื่อทำการคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอพบว่าการวิเคราะห์การจัดสรรกำลังงานของโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดมีการลู่เข้าหาคำตอบและมีผลลัพธ์ต้นทุนการผลิตรวมของระบบตลอดวันลดลง โดยส่วนต่างของต้นทุนระบบที่ลดลงนี้สามารถนำไปประกอบการวิเคราะห์เพื่อกำหนดราคาในการจูงใจผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยที่มีการทำงานแบบ Non-Firm หรือผู้ที่รวบรวมหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยมาเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีการทำงานแบบ Firm ที่สามารถจัดสรรให้ได้โหลรวมของระบบมีลักษณะที่เรียบขึ้นและสามารถลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบลงได้ทำให้ระบบมีตัวประกอบโหลด (Load Factor) ที่ดีขึ้น นอกจากนี้ยังสามารถช่วยชะลอการลงทุนในการระบบส่งจ่ายได้เนื่องจากการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่วนปลายของระบบส่ง

## 6.2 ข้อเสนอแนะ

จากผลการศึกษาทำให้เห็นว่าปริมาณของโรงไฟฟ้าเสมือนไม่ควรเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เกินจากการผลิตจากโรงไฟฟ้าหลักในพื้นที่นั้น ๆ อย่างไรก็ตามปริมาณการติดตั้งโรงไฟฟ้าเสมือนที่เหมาะสมต้องมีการการศึกษาในเชิงลึกต่อไป เนื่องจากโดยหลักการคำนวณค่าต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่ (RLP) จะต้องคำนวณบนพื้นฐานของการบริหารจัดการให้ต้นทุนต่ำสุด นอกจากนี้โรงไฟฟ้าเสมือนไม่จำเป็นต้องทำให้ค่าไฟฟ้าถูกลง ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณของโรงไฟฟ้าเสมือนที่มีในระบบ และราคาที่รับซื้อของระบบ โดยในบางกรณีอาจจะมีการส่งเสริมโรงไฟฟ้าเสมือนเพื่อวัตถุประสงค์อื่นมากกว่าการลดต้นทุน เช่น การสร้างความมั่นคง และความยืดหยุ่นให้แก่ระบบ

การศึกษาด้วยต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่ (RLP) ในวิทยานิพนธ์นี้เป็น การศึกษาเพื่อการวิเคราะห์ให้เกิดการสะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริงในเชิงพื้นที่ ซึ่งในการปรับใช้ แนวทางต้นทุนการผลิตตามเวลาจริงแยกตามพื้นที่ (RLP) ในระบบไฟฟ้าจริงควรคำนึงถึงความเท่า เทียมกันของผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ด้วย

การจัดสรรโรงไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีการเคลื่อนตัวของอนุภาคที่เหมาะสมที่สุดที่เสนอใน วิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาวิเคราะห์ให้เห็นถึงแนวทางที่เป็นไปได้ในการใช้รูปแบบ โรงไฟฟ้าเสมือนให้เกิด ประสิทธิภาพสูงสุดต่อระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งในการประยุกต์ใช้กับระบบจริงจะขึ้นอยู่กับระบบมิเตอร์ และแพลตฟอร์มในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเสมือน รวมทั้งปัจจัยอื่นและเงื่อนไขในการสนับสนุน โรงไฟฟ้าเสมือนของระบบไฟฟ้า



## รายการอ้างอิง

- AGL, “Virtual Power Plant in South Australia: Stage 2 Public Report,” AGL, Adelaide, 2018.
- Asmus, P. (2010). Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future. *The Electricity Journal*, 23(10), 72-82.
- Attaviriyapap, P., et al. (2003). A Hybrid LR-EP for solving new profit-based unit commitment problem under competitive environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, 229 – 237.
- Babaei, S., Zhao, C., & Fan, L. (2019). A data-driven model of virtual power plants in day-ahead unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(6), 5125-5135.
- Bahramara, S., Yazdani-Damavandi, M., Contreras, J., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. (2017). Modeling the strategic behavior of a distribution company in wholesale energy and reserve markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), 3857-3870.
- Banswar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R., & Shrivastava, R. (2017). Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. *Energy strategy reviews*, 18, 106-120.
- Baringo, A., Baringo, L., & Arroyo, J. M. (2018). Day-ahead self-scheduling of a virtual power plant in energy and reserve electricity markets under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(3), 1881-1894.
- Delnooz, A., Six, D., Kessels, K., & Hommelberg, M. P. F. (2012, May). e-harbours: identification and analysis of barriers for Virtual Power Plants in harbour regions. In 2012 9th International Conference on the European Energy Market (pp. 1-6). IEEE.
- Energy Market Authority, “Singapore’s First Virtual Power Plant to Optimise Energy Distribution,” [https://www.ema.gov.sg/media\\_release.aspx?news\\_sid=201910086161atmTcaa3](https://www.ema.gov.sg/media_release.aspx?news_sid=201910086161atmTcaa3).

## รายการอ้างอิง (ต่อ)

- EnergyVille, “Research into sustainable energy and smart energy systems,” 2014. [Online]. Available: <http://homes.esat.kuleuven.be/~energyville/sites/default/files/EnergyVille%20industriedag%20Interoperability.pdf>.
- Etherden, N., Vyatkin, V., & Bollen, M. H. (2015). Virtual power plant for grid services using IEC 61850. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12(1), 437-447.
- FENIX, “FENIX Results,” 2009. [Online]. Available: [http://www.smartgrids.eu/documents/projects/2009\\_Fenix\\_Book\\_FINAL\\_for\\_selfprinting.pdf](http://www.smartgrids.eu/documents/projects/2009_Fenix_Book_FINAL_for_selfprinting.pdf).
- Fortenbacher, P., & Demiray, T. (2019). Linear/quadratic programming-based optimal power flow using linear power flow and absolute loss approximations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol.107, 680-689.
- Goya, T., et al. (2011, Dec). Thermal unit commitment considering voltage constraint based on controllable loads reactive control in smart grid. *IEEE PEDS 2011*, Singapore, 1 – 6.
- Guo, H., Chen, Q., Xia, Q., Zhang, J., Li, M., & Zou, P. (2017, July). Evaluating the impacts of VPPs on the joint energy and ancillary service markets equilibrium. In *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE.
- Hua, W., Li, D., Sun, H., & Matthews, P. (2017, September). Unit commitment in achieving low carbon smart grid environment with virtual power plant. In *2017 International Smart Cities Conference (ISC2)* (pp. 1-6). IEEE.
- International Renewable Energy Agency IRENA. (2019). *Aggregators Innovation Landscape Brief*.
- Jaffe, S., Torchia, M., Feblowitz, J., & Nicholson, R. (2011). *The virtual power plant: integrating operations technology and IT*. IDC Energy Insights.
- Kasaei, M. J., Gandomkar, M., & Nikoukar, J. (2017). Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant. *Renewable energy*, 114, 1180-1188.

## รายการอ้างอิง (ต่อ)

- Krüger, E., Amicarelli, E., & Tran, Q. T. (2016, June). Impact of European market frameworks on integration of photovoltaics in virtual power plants. In 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC) (pp. 1-6). IEEE.
- Mashhour, E., & Moghaddas-Tafreshi, S. M. (2009, January). A review on operation of micro grids and virtual power plants in the power markets. In 2009 2nd International Conference on Adaptive Science & Technology (ICAST) (pp. 273-277). IEEE.
- Mashhour, E., & Moghaddas-Tafreshi, S. M. (2010). Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 949-956.
- Momber, I., Wogrin, S., & San Román, T. G. (2015). Retail pricing: A bilevel program for PEV aggregator decisions using indirect load control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 464-473.
- Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., & Adapa, R. (1999). A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods. *IEEE Trans. Power Syst.*,14(1), 105-111.
- Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., & Adapa, R. (1999). A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches. *IEEE Trans. Power Syst.*, 14(1), 96-104.
- Moreno, B., & Díaz, G. (2019). The impact of virtual power plant technology composition on wholesale electricity prices: A comparative study of some European Union electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99, 100-108.
- Oikonomou, K., Parvania, M., & Khatami, R. (2019). Deliverable energy flexibility scheduling for active distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(1), 655-664.
- Ongsakul, W. & Chayakulkheeree, K. (2006). Coordinated Fuzzy Constrained Optimal Power Dispatch for Bilateral Contract, Balancing Electricity and Ancillary Services Markets. *IEEE Transaction on Power System*, vol. 21, no. 2, 593 – 604.



## รายการอ้างอิง (ต่อ)

- Ongsakul, W. & Petcharaks, N. (2004). Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation. *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 1, 620 - 628.
- Pasetti, M., Rinaldi, S., & Manerba, D. (2018). A virtual power plant architecture for the demand-side management of smart prosumers. *Applied Sciences*, 8(3), 432.
- Petcharaks, N. (2008). Multi-Objective Unit Commitment. *Electrical Engineering Conference 31*, Srinakharinwirot University and Sripatum University, Royal Hill Golf Resort and Spa, Nakorn Nayok, 29-31 October 2008, Best Paper Award.
- Plancke, G., De Vos, K., Belmans, R., & Delnooz, A. (2015, May). Virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system. In *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (pp. 1-5). IEEE.
- Pudjianto, D., Ramsay, C., & Strbac, G. (2007). Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable power generation*, 1(1), 10-16.
- Rahimiyan, M., & Baringo, L. (2015). Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: A price-taker robust optimization approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4), 2676-2687.
- Salani, M., et al. (2011, Dec). Lexicographic multi-objective optimization for unit commitment problem and economic dispatch in a microgrid. *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, Manchester, 1 - 8.
- Soares, J., Borges, N., Lobo, C., & Vale, Z. (2015, December). VPP energy resources management considering emissions: The case of Northern Portugal 2020 to 2050. In *2015 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence* (pp. 1259-1266). IEEE.
- Tang, W., & Yang, H. T. (2019). Optimal operation and bidding strategy of a virtual power plant integrated with energy storage systems and elasticity demand response. *IEEE Access*, 7, 79798-79809.

## รายการอ้างอิง (ต่อ)

- Tascikaraoglu, A., Erdinc, O., Uzunoglu, M., & Karakas, A. (2014). An adaptive load dispatching and forecasting strategy for a virtual power plant including renewable energy conversion units. *Applied energy*, 119, 445-453.
- Techzeeb-ul-Hassan, H. & Ahmad, A. (2013). Profit based unit commitment and economic dispatch of IPPs with new technique. *Electrical Power and Energy Systems*, 44, 880 - 888.
- Ullah, Z., Mokryani, G., Campean, F., & Hu, Y. F. (2019). Comprehensive review of VPPs planning, operation and scheduling considering the uncertainties related to renewable energy sources. *IET Energy Systems Integration*, 1(3), 147-157.
- Van Dievel, P., De Vos, K., & Belmans, R. (2014, May). Demand response in electricity distribution grids: Regulatory framework and barriers. In 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14) (pp. 1-5). IEEE.
- Vayá, M. G., & Andersson, G. (2015). Self-scheduling of plug-in electric vehicle aggregator to provide balancing services for wind power. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), 886-899.
- Yang, H., Yi, D., Zhao, J., & Dong, Z. (2013). Distributed optimal dispatch of virtual power plant via limited communication. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3511-3512.
- You, S. (2010). Developing virtual power plant for optimized distributed energy resources operation and integration. Technical University of Denmark.
- Yu, S., Fang, F., Liu, Y., & Liu, J. (2019). Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures. *Applied energy*, 239, 454-470.
- กำลังผลิตในระบบไฟฟ้า, <https://www.egat.co.th/home/statistics-all-latest/>
- กำลังผลิตโรงไฟฟ้าเอกชน, <https://www.egat.co.th/home/statistics-all-3rdparty/>
- ฐานข้อมูล SPP/VSP, <http://www.erc.or.th/ERCSP/Default.aspx?x=0&muid=23&prid=41>
- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018), <http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP2018.pdf>



ภาคผนวก ก

การศึกษาการลดรูปโครงข่ายเพื่อวิเคราะห์การไหล  
ของกำลังงานไฟฟ้าเชิงพื้นที่

## การศึกษาการลดรูปโครงข่ายเพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าเชิงพื้นที่

ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเชิงพื้นที่ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้แนวทางการสมดุลของกำลังงาน (Power balance method) ในการลดรูปโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นระบบ 4 พื้นที่ เพื่อให้การวิเคราะห์ทำได้สะดวกขึ้น ทั้งนี้การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเชิงพื้นที่ได้มีวิธีการอ้างอิงในงานวิจัยดังต่อไปนี้

1) R. Rajathy, R. Gnanadass, K. Manivannan and Harish Kumar, “Differential evolution based method for total transfer capability evaluation,” International Journal of Engineering, Science and Technology, Vol. 2, No. 5, 2010, pp. 81-91.

2) P.Deepika and PL.Somasundaram, “Computation of Congestion Cost in Deregulated Power Market,” 2017 International Conference on Electrical, Instrumentation and Communication Engineering (ICEICE2017).

3) Puneet Raj and Kirti Pal, “Green energy transaction assessment on individual customer based on power factor correction coefficient,” Int. J. Emerg. Electr. Power Syst. 2021.

4) Priti Kachore and M. V. Palandurkar, “TTC and CBM Calculation of IEEE-30 Bus System,” Second International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, ICETET-09.

ในภาคผนวก ก. นี้เป็นการศึกษาความคลาดเคลื่อนจากการลดรูปโครงข่ายด้วยวิธีสมดุลของกำลังงานไฟฟ้าโดยเปรียบเทียบวิธีการกับกรณีที่วิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าทั้งระบบ โดยใช้ระบบ IEEE 30 บัส ที่มีการปรับเปลี่ยนเป็นกรณีศึกษา โดยแบ่งออกเป็น

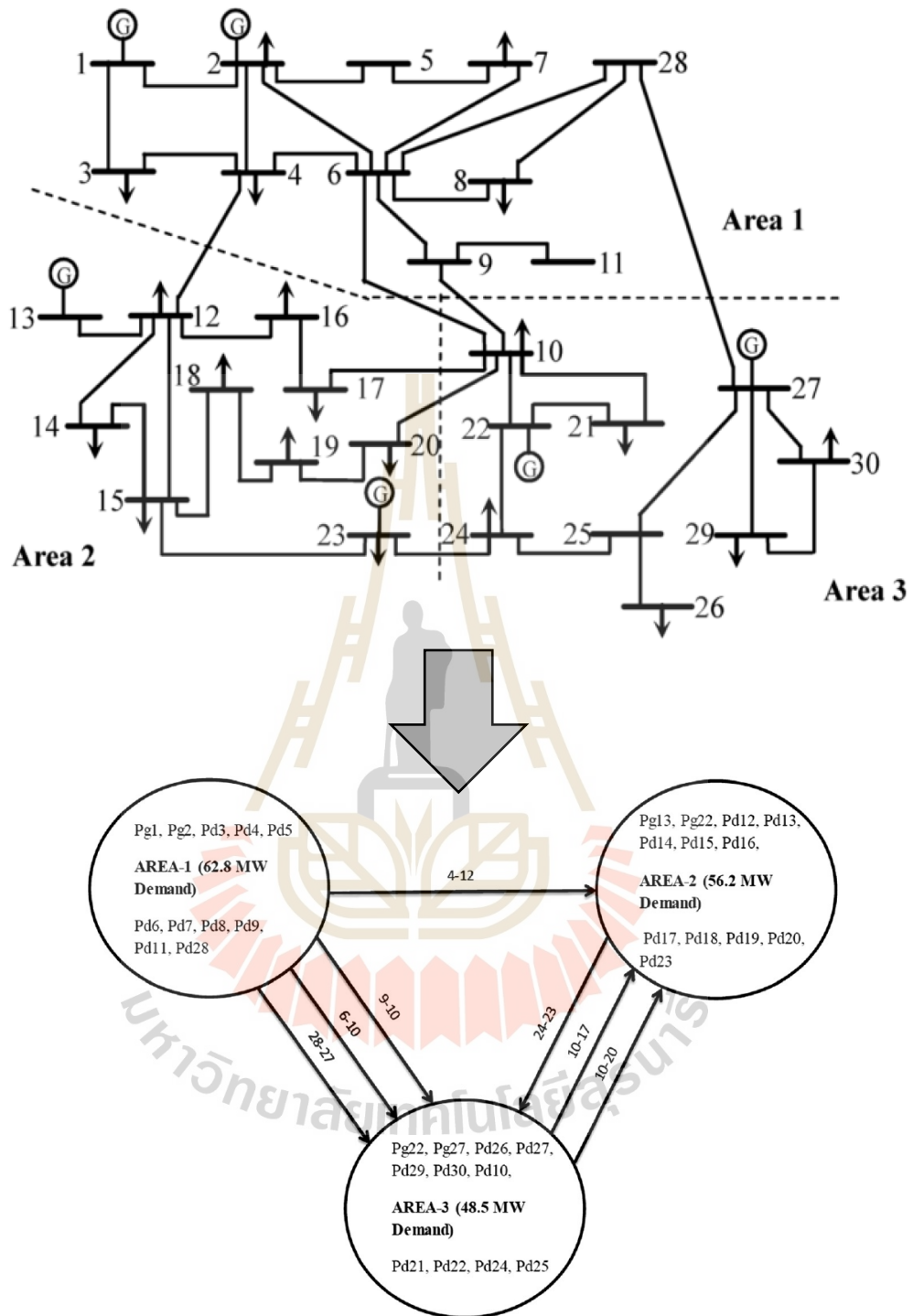
1) กรณีที่ 1 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าทั้งระบบ โดยเป็นระบบ IEEE 30 บัส ระบบเต็ม

2) กรณีที่ 2 ผลลัพธ์การวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีสมดุลของกำลังงานไฟฟ้า โดยมีการแบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 พื้นที่ ดังนี้

Area 1 Bus Numbers 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 28

Area 2 Bus Numbers 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23

Area 3 Bus Numbers 10, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 29, 30



รูปที่ ก.1 การลดรูปโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อศึกษาเชิงพื้นที่

[P.Deepika and PL.Somasundaram, 2017; Puneet Raj and Kirti Pal, 2021]

Full IEEE 30 buses system		Simplified Three Area IEEE 30 buses system	
Area	Total Power (เมกะวัตต์) Demand / Generation	Area	Total Power (เมกะวัตต์) Demand / Generation
Area 1 : Bus 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 28	62.8 / 87.11	Area 1 Total	87.11 / 87.11*
Area 2 : Bus 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23	56.20 / 56.20	Area 2 Total	56.20 / 56.20
Area 3 : Bus 10, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 29, 30	48.50 / 48.50	Area 3 Total	48.50 / 48.50

\* Loss adjustment into power demand for power balance

จากผลการทดสอบจำลอง พบว่าวิธีการสมดุลของกำลังงานไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ และเหมาะสมในการปรับใช้ในกรณีศึกษาภาพรวมของระบบขนาดใหญ่ให้ลดความซับซ้อนลงและทำให้สามารถศึกษาภาพรวมของระบบได้สะดวกขึ้นในกรณีศึกษาที่มุ่งเน้นที่ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริง



ภาคผนวก ข

ข้อมูลของระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



## ข้อมูลของระบบเทียบเคียงระบบไฟฟ้าประเทศไทย

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูร้อน (เมกะวัตต์)

	Thailand Requirement (Peak Load Day)				Thailand Requirement (Light Load Day)			
	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้
00:00	1969.25	2582.01	17125.81	2174.63	1593.62	1880.87	11278.98	1579.15
01:00	1861.56	2404.56	16627.46	2074.62	1507.27	1750.59	10831.72	1524.33
02:00	1787.28	2249.40	16087.74	2002.29	1424.87	1675.18	10532.93	1483.69
03:00	1737.42	2162.81	15828.37	1952.64	1359.70	1596.66	10078.84	1448.61
04:00	1798.41	2244.91	15697.81	1953.82	1371.89	1613.14	10001.64	1453.74
05:00	2013.00	2588.00	16143.26	2054.36	1488.18	1772.17	10026.40	1507.65
06:00	2029.67	2535.84	16370.63	2028.58	1350.97	1650.30	9437.14	1537.25
07:00	1909.46	2447.46	17192.05	1995.04	1268.04	1599.98	9614.33	1527.12
08:00	1991.76	2642.15	19315.6	2231.34	1334.43	1676.24	10692.60	1548.95
09:00	2067.23	2805.73	20112.91	2369.99	1390.78	1754.69	11462.77	1567.25
10:00	2173.84	2942.21	20720.37	2463.49	1431.16	1810.76	11997.70	1565.63
11:00	2171.24	2916.19	19803.64	2444.11	1446.45	1882.08	12068.65	1553.67
12:00	2129.82	2807.95	19084.65	2390.57	1481.35	1916.91	11987.59	1537.54
13:00	2371.83	3147.99	20940.43	2549.74	1532.20	1960.81	12100.56	1550.26
14:00	2416.08	3182.37	20991.79	2544.63	1567.88	1973.32	12147.19	1543.23
15:00	2419.68	3138.33	20771.43	2489.18	1574.57	1966.04	11928.99	1549.30
16:00	2320.38	2894.72	19459.44	2327.19	1553.51	1864.24	11099.67	1561.99
17:00	2219.16	2807.99	18227.29	2205.50	1561.20	1929.15	10901.13	1637.94
18:00	2538.88	3403.52	18721.17	2522.79	1889.15	2653.29	11973.98	1964.06
19:00	2764.97	3528.15	19144.88	2654.205	2254.55	2985.34	13084.23	2016.62
20:00	2709.05	3411.33	19315.60	2615.07	2269.22	2894.84	12937.24	1958.00
21:00	2563.14	3196.91	19292.08	2525.08	2156.07	2744.23	12641.72	1867.55
22:00	2399.25	3060.01	19500.38	2483.22	2009.34	2525.24	12040.17	1753.39
23:00	2156.94	2830.56	18566.52	2306.19	1820.74	2289.32	11285.25	1639.10

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูแล้ง (เมกะวัตต์)

	Thailand Requirement (Peak Load Day)				Thailand Requirement (Light Load Day)			
	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้
00:00	1995.66	2463.89	15707.63	1947.27	1933.78	2160.38	14664.72	2020.68
01:00	1836.85	2357.92	15001.45	1888.38	1861.56	2096.96	14364.83	1939.07
02:00	1783.09	2290.03	14523.64	1839.24	1809.93	2018.99	13876.79	1876.22
03:00	1778.26	2291.10	14327.92	1818.42	1748.46	1957.19	13609.82	1827.51
04:00	1916.43	2389.56	14408.01	1847.30	1768.71	1960.82	13271.60	1835.42
05:00	2208.81	2620.39	14983.34	1995.01	1935.97	2112.12	13317.12	1903.94
06:00	2145.37	2526.62	15252.63	1977.97	1874.91	1996.19	12913.12	1827.80
07:00	1982.05	2355.21	15955.31	1888.36	1771.61	2007.56	12851.05	1805.74
08:00	2080.82	2539.24	18103.44	2040.51	1851.85	2059.09	13579.82	1944.28
09:00	2167.59	2673.80	18716.83	2145.68	1901.78	2120.27	14091.64	2044.44
10:00	2210.20	2752.29	19179.48	2212.97	1907.23	2172.39	14231.43	2100.89
11:00	2180.74	2612.49	18414.73	2145.06	1943.14	2183.91	13775.67	2093.63
12:00	2139.21	2569.31	17963.81	2111.55	2011.74	2199.14	14026.57	2073.43
13:00	2331.98	2858.93	19787.33	2234.40	2063.38	2228.32	14560.26	2125.73
14:00	2300.68	2900.05	19645.18	2215.61	2135.97	2174.29	14184.05	2137.52
15:00	2424.07	2818.42	19330.35	2173.84	2083.78	2180.71	14146.21	2107.66
16:00	2313.33	2707.96	18124.30	2088.54	2012.85	2148.42	13845.24	2043.04
17:00	2310.09	2725.71	17136.29	2062.09	2050.29	2207.00	13663.93	1920.17
18:00	2702.81	3342.87	17860.13	2358.93	2341.99	2722.35	14447.23	2207.85
19:00	2853.77	3445.01	17819.59	2402.99	2698.54	2998.86	15185.15	2407.51
20:00	2739.84	3091.77	17563.00	2319.98	2655.23	2870.52	15463.69	2388.21
21:00	2455.484	2807.14	17149.97	2185.80	2440.53	2669.00	15189.12	2307.97
22:00	2298.47	2747.75	17616.77	2155.06	2184.39	2415.89	14632.31	2191.48
23:00	2080.50	2517.94	16439.29	2012.57	1994.56	2217.87	13909.41	2040.70

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Profile) ฤดูหนาว (เมกะวัตต์)

	Thailand Requirement (Peak Load Day)				Thailand Requirement (Light Load Day)			
	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้	เหนือ	อีสาน	กลาง	ใต้
00:00	1583.05	2263.48	14971.95	1894.73	874.60	1273.41	8892.85	1556.95
01:00	1500.17	2105.31	14614.85	1801.58	899.71	1143.61	8709.99	1502.85
02:00	1457.11	2050.54	14268.76	1740.11	865.94	1093.95	8531.20	1456.55
03:00	1430.26	1971.93	13970.31	1708.21	841.67	1094.84	8260.11	1429.90
04:00	1477.48	2052.69	13905.00	1736.65	941.62	1164.12	8261.01	1433.50
05:00	1762.03	2358.85	14221.61	1886.30	1035.45	1413.53	8334.40	1491.00
06:00	1957.01	2761.15	14712.94	1938.70	1110.07	1458.67	8286.06	1537.84
07:00	1676.58	2435.91	15229.14	1799.57	1028.03	1290.99	8364.77	1497.70
08:00	1722.05	2379.19	17424.87	1998.87	910.35	1091.16	8876.99	1537.79
09:00	1803.06	2441.67	18177.39	2124.79	896.15	1040.12	8962.42	1580.25
10:00	1867.47	2467.29	18625.54	2210.03	920.05	1035.66	9050.81	1587.18
11:00	1798.91	2363.71	17970.27	2189.23	980.07	1058.82	9062.64	1560.36
12:00	1744.00	2248.00	17337.28	2128.21	997.12	1080.99	9066.75	1548.54
13:00	1950.57	2487.05	19275.08	2286.61	999.18	1094.69	9209.31	1541.96
14:00	1969.14	2517.06	19256.05	2277.57	1002.74	1238.08	9189.55	1539.12
15:00	2018.54	2523.38	19091.82	2233.72	1123.73	1359.21	9405.33	1544.42
16:00	1996.16	2608.84	18258.48	2127.52	1314.16	1486.05	9448.50	1543.87
17:00	2036.21	2812.07	17227.92	2038.45	1565.13	1933.67	9885.11	1630.18
18:00	2447.57	3499.66	17716.67	2405.18	1906.81	2281.48	10965.55	2025.31
19:00	2492.58	3342.71	17618.42	2474.25	1829.91	2127.46	10730.70	2007.00
20:00	2362.87	2963.33	17472.41	2373.61	1663.43	1871.83	10635.05	1941.25
21:00	2181.55	2667.92	17065.25	2239.09	1414.44	1681.00	10364.48	1854.75
22:00	1995.44	2540.51	17191.21	2160.55	1248.48	1504.94	10087.38	1754.65
23:00	1768.42	2311.00	16180.70	1981.25	1109.74	1354.05	9705.36	1616.90

ตารางที่ ข.4 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคเหนือ

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
เชียงใหม่	เขื่อนแม่ขาน	MS-H1	Hydro	Hydro	16
ตาก	Bhumibol Dam	BB-H1	Hydro	Hydro	70
		BB-H2	Hydro	Hydro	70
		BB-H3	Hydro	Hydro	70
		BB-H4	Hydro	Hydro	70
		BB-H5	Hydro	Hydro	70
		BB-H6	Hydro	Hydro	70
		BB-H7	Hydro	Hydro	150
		BB-H8	Hydro	Hydro	180
นครสวรรค์	เขื่อนแม่วังค์	เมกะวัตต์-H1	Hydro	Hydro	12
พิษณุโลก	เขื่อนแควน้อย	KN-H1	Hydro	Hydro	15
		KN-H2	Hydro	Hydro	15
ลำปาง	Mae Moh Power Plant	MM3-T4	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T5	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T6	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T7	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T8	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T9	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T10	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T11	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T12	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T13	Thermal	LIGNITE	300
		MM3-T4	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T5	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T6	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T7	Thermal	LIGNITE	150
		MM3-T8	Thermal	LIGNITE	225
		MM3-T9	Thermal	LIGNITE	225

ตารางที่ ข.4 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคเหนือ (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ลำปาง	ถ่านหินเครื่องที่ 4	C4-T1	Thermal	Coal	1000
	ถ่านหินเครื่องที่ 5	C5-T1	Thermal	Coal	1000
	ถ่านหินเครื่องที่ 6	C6-T1	Thermal	Coal	1000
	เขื่อนก๊วกคองมา	KKM-H1	Hydro	Hydro	5.5
อุตรดิตถ์	Sirikit Dam	SK-H1	Hydro	Hydro	125
		SK-H2	Hydro	Hydro	125
		SK-H3	Hydro	Hydro	125
		SK-H4	Hydro	Hydro	125

ตารางที่ ข.5 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ขอนแก่น	Nam Phong power plant	NPO2-C11	Combined	NG	121
		NPO2-C12	Combined	NG	121
		NPO2-C10	Combined	NG	113
		NPO2-C21	Combined	NG	121
		NPO2-C22	Combined	NG	121
		NPO2-C20	Combined	NG	113
นครราชสีมา	Lam Ta Khong Hydropower Plant	LTK-H1	Hydro	Hydro	250
		LTK-H2	Hydro	Hydro	250
		LTK-H3	Hydro	Hydro	250
		LTK-H4	Hydro	Hydro	250
ชัยภูมิ	จุฬารามณ์(สูบกليب)	CP-H1	Hydro	Hydro	400
		CP-H2	Hydro	Hydro	400
อุบลราชธานี	Pak Mun Dam	PMN-H1	Hydro	Hydro	34
		PMN-H2	Hydro	Hydro	34
		PMN-H3	Hydro	Hydro	34
		PMN-H4	Hydro	Hydro	34

ตารางที่ ข.5 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
อุบลราชธานี	Sirindhorn Dam	SRD-H1	Hydro	Hydro	12
		SRD-H2	Hydro	Hydro	12
		SRD-H3	Hydro	Hydro	12

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
กรุงเทพ	North Bangkok Power Plant	NB-C11	Combined	NG	220
		NB-C12	Combined	NG	220
		NB-C10	Combined	NG	260
	พระนครเหนือ	NB-C21	Combined	NG	250
		NB-C22	Combined	NG	250
		NB-C20	Combined	NG	350
กาญจนบุรี	Srinagarind	SNR-H1	Hydro	Hydro	120
		SNR-H2	Hydro	Hydro	120
		SNR-H3	Hydro	Hydro	120
		SNR-H4	Hydro	Hydro	180
		SNR-H5	Hydro	Hydro	180
	Tha Thung Na Dam	TN-H1	Hydro	Hydro	19
		TN-H2	Hydro	Hydro	19
	Vajiralongkorn	VRK-H1	Hydro	Hydro	100
		VRK-H2	Hydro	Hydro	100
		VRK-H3	Hydro	Hydro	100
	เขื่อนแม่กลอง	MK-H1	Hydro	Hydro	6
		MK-H2	Hydro	Hydro	6
	ศรีนครินทร์(สุบกลับ)	SNRR-H1	Hydro	Hydro	267
		SNRR-H2	Hydro	Hydro	267
		SNRR-H3	Hydro	Hydro	267

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
สระบุรี	Gulf Power Generation Co., Ltd.	GPG#1-C11	Combined	NG	235
		GPG#1-C12	Combined	NG	235
		GPG#1-C10	Combined	NG	264
		GPG#2-C21	Combined	NG	235
		GPG#2-C22	Combined	NG	235
		GPG#2-C20	Combined	NG	264
	Gulf JP NS Company	GNS#1-C11	Combined	NG	250
		GNS#1-C12	Combined	NG	250
		GNS#1-C10	Combined	NG	300
		GNS#2-C21	Combined	NG	250
		GNS#2-C22	Combined	NG	250
		GNS#2-C20	Combined	NG	300
นครนายก	เขื่อนขุนด่านปราการชล	KD-H1	Hydro	Hydro	10
ลพบุรี	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	PS-H1	Hydro	Hydro	6.7
ราชบุรี	Ratchaburi Electricity Generating Co., Ltd	RB3-C11	Combined	NG	212
		RB3-C12	Combined	NG	212
		RB3-C10	Combined	NG	261
		RB3-C21	Combined	NG	209
		RB3-C22	Combined	NG	209
		RB3-C20	Combined	NG	257
		RB3-C31	Combined	NG	214
		RB3-C32	Combined	NG	214
		RB3-C30	Combined	NG	253
	Tri Energy Co., Ltd.	TECO-C11	Combined	NG	230
		TECO-C12	Combined	NG	230
		TECO-C10	Combined	NG	240
	Ratchaburi Power Co. Ltd.	RPCL#1-C11	Combined	NG	230
		RPCL#1-C12	Combined	NG	230



ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ราชบุรี		RPCL#1-C10	Combined	NG	240
		RPCL#2-C21	Combined	NG	230
		RPCL#2-C22	Combined	NG	230
		RPCL#2-C20	Combined	NG	240
	Ratchaburi Electricity Generating Co., Ltd	RB3-T1	Thermal	NG/Oil	720
		RB3-T2	Thermal	NG/Oil	720
ชลบุรี	Independent Power (Thailand) Co., Ltd.	IPT-C11	Combined	NG	230
		IPT-C12	Combined	NG	230
		IPT-C10	Combined	NG	240
	Glow IPP Co., Ltd.	GLOW-C1	Combined	NG	356
		GLOW-C2	Combined	NG	356
	กัลฟ์ เอสอาร์ซี	GS-C11	Combined	NG	400
		GS-C12	Combined	NG	400
		GS-C10	Combined	NG	450
		GS-C21	Combined	NG	400
		GS-C22	Combined	NG	400
		GS-C20	Combined	NG	450
	ปราจีนบุรี	เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย	NP-T1	Thermal	Coal
NP-T2			Thermal	Coal	135
NP-T3			Thermal	Coal	135
NP-T4			Thermal	Coal	135
สมุทรปราการ	South Bangkok Power Plant	SB-T4	Thermal	NG	300
		SB-T5	Thermal	NG	300
	South Bangkok Power Plant	SB-C11	Combined	NG	100
		SB-C12	Combined	NG	100
		SB-C10	Combined	NG	100
		SB-C21	Combined	NG	200

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
สมุทรปราการ		SB-C22	Combined	NG	200
		SB-C20	Combined	NG	200
		SB-C31	Combined	NG	246
		SB-C32	Combined	NG	246
		SB-C30	Combined	NG	275
	Eastern Power & Electric Co., Ltd.	EPEC-C1	Combined	NG	350
	South Bangkok Power Plant	SB-T1	Thermal	NG	200
		SB-T2	Thermal	NG	200
		SB-T3	Thermal	NG	300
		SB-T4	Thermal	NG	300
		SB-T5	Thermal	NG	300
		SB-C11	Combined	NG	150
		SB-C12	Combined	NG	150
		SB-C10	Combined	NG	200
		SB-C21	Combined	NG	250
		SB-C22	Combined	NG	250
	SB-C20	Combined	NG	300	
อยุธยา	Wang Noi power plant	WN-C11	Combined	NG	220
		WN-C12	Combined	NG	220
		WN-C10	Combined	NG	205
		WN-C21	Combined	NG	220
		WN-C22	Combined	NG	220
		WN-C20	Combined	NG	205
		WN-C31	Combined	NG	233
		WN-C32	Combined	NG	233
		WN-C30	Combined	NG	257
WN-C41	Combined	NG	250		

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
		WN-C42	Combined	NG	250
		WN-C40	Combined	NG	285
	กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1	T1-T1	Thermal	Oil	250
	กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2	T1-T2	Thermal	Oil	250
	กังหันแก๊ส เครื่องที่ 3	T1-T3	Thermal	Oil	250
	กังหันแก๊ส เครื่องที่ 4	T1-T4	Thermal	Oil	250
	กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5	T5-T1	Thermal	Oil	250
	Wang Noi power plant	WN-C11	Combined	NG	220
		WN-C12	Combined	NG	220
		WN-C10	Combined	NG	205
		WN-C21	Combined	NG	220
		WN-C22	Combined	NG	220
		WN-C20	Combined	NG	215
		WN-C31	Combined	NG	400
		WN-C32	Combined	NG	400
กัลป์ เจพี ยูที	GJU-T1	Thermal	NG	800	
	GJU-T2	Thermal	NG	800	
ฉะเชิงเทรา	Bang Pakong Power Plant	BPK-T1	Thermal	NG	550
		BPK-T2	Thermal	NG	550
		BPK-T3	Thermal	NG	600
		BPK-T4	Thermal	NG	600
ฉะเชิงเทรา	Bang Pakong Power Plant	BPK-C31	Combined	NG	104
		BPK-C32	Combined	NG	104
		BPK-C30	Combined	NG	99
		BPK-C41	Combined	NG	104
		BPK-C42	Combined	NG	104
		BPK-C40	Combined	NG	99

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ฉะเชิงเทรา	Bang Pakong Power Plant	BPK-C51	Combined	NG	230
		BPK-C52	Combined	NG	230
		BPK-C50	Combined	NG	250
		BPK-T1	Thermal	NG	650
		BPK-T2	Thermal	NG	650
		BPK-C31	Combined	NG	200
		BPK-C32	Combined	NG	200
		BPK-C30	Combined	NG	250
		BPK-C41	Combined	NG	200
		BPK-C42	Combined	NG	200
		BPK-C40	Combined	NG	250
		BPK-C31	Combined	NG	200
		BPK-C32	Combined	NG	200
		BPK-C30	Combined	NG	250
		BPK-C41	Combined	NG	200
		BPK-C42	Combined	NG	200
		BPK-C40	Combined	NG	250
ระยอง	Rayong Power Plant	RY2-C11	Combined	NG	100
		RY2-C12	Combined	NG	100
		RY2-C10	Combined	NG	108
		RY2-C21	Combined	NG	100
		RY2-C22	Combined	NG	100
		RY2-C20	Combined	NG	108
		RY2-C31	Combined	NG	100
		RY2-C32	Combined	NG	100
		RY2-C30	Combined	NG	108
		RY2-C41	Combined	NG	100
		RY2-C42	Combined	NG	100

ตารางที่ ข.6 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคกลาง (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ระยอง		RY2-C40	Combined	NG	108
	BLCP Power Limited	BLCP-T1	Thermal	Coal	673
	GHECO-one Co., Ltd.	BLCP-T2	Thermal	Coal	673
		GOC-T1	Thermal	Coal	660
	กัลฟ พิตี	GPD-C11	Combined	NG	400
		GPD-C12	Combined	NG	400
		GPD-C10	Combined	NG	450
		GPD-C21	Combined	NG	400
		GPD-C22	Combined	NG	400
		GPD-C20	Combined	NG	450

ตารางที่ ข.7 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคใต้

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
กระบี่	Krabi power plant	KA-T1	Thermal	NG/Oil	315
		KA-T1	Thermal	Coal	800
นครศรีธรรมราช	Khanom Electricity Generating Co., Ltd.	KN-C11	Combined	NG	115
		KN-C12	Combined	NG	115
		KN-C13	Combined	NG	115
		KN-C14	Combined	NG	115
		KN-C10	Combined	NG	215
		KN-T2	Thermal	NG/Oil	70
		KN-C11	Combined	NG	150
		KN-C12	Combined	NG	150
		KN-C13	Combined	NG	150
		KN-C14	Combined	NG	150

ตารางที่ ข.7 โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคใต้ (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
นครศรีธรรมราช		KN-C10	Combined	NG	250
ยะลา	Bang Lang Dam	BLG-H1	Hydro	Hydro	24
		BLG-H2	Hydro	Hydro	24
		BLG-H3	Hydro	Hydro	24
		BLG-H4	Hydro	Hydro	12
สงขลา	Chana Power Plant	CHN#1-C11	Combined	NG	242
		CHN#1-C12	Combined	NG	242
		CHN#1-C10	Combined	NG	248
		CHN#2-C21	Combined	NG	400
		CHN#2-C22	Combined	NG	400
	ถ่านหินเทพา	TP-T1	Thermal	Coal	1000
TP-T2		Thermal	Coal	1000	
สุราษฎร์	Rajjaprabha Dam	RPB-H1	Hydro	Hydro	80
		RPB-H2	Hydro	Hydro	80
		RPB-H3	Hydro	Hydro	80
สุราษฎร์	Suratthani	SRT-C1	Combined	Oil	100
		SRT-C2	Combined	Oil	100

ตารางที่ ข.8 โรงไฟฟ้าที่ตั้งต่างประเทศ

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ตปท.	ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	IMP-H1	Hydro	Hydro	700
		IMP-H2	Hydro	Hydro	700
		IMP-H3	Hydro	Hydro	700
		IMP-H4	Hydro	Hydro	700
		IMP-H5	Hydro	Hydro	700
		IMP-H6	Hydro	Hydro	700
		IMP-H7	Hydro	Hydro	700

ตารางที่ ข.8 โรงไฟฟ้าที่ตั้งต่างประเทศ (ต่อ)

จังหวัด	ชื่อโรงไฟฟ้า	เครื่องกำเนิด	ประเภทโรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
ลาว	หงสา	IMP-H8	Hydro	Hydro	700
		IMP-H9	Hydro	Hydro	700
		IMP-H10	Hydro	Hydro	700
		IMP-H11	Hydro	Hydro	700
		HS-T1	Thermal	Coal	491
		HS-T2	Thermal	Coal	491
		HS-T3	Thermal	Coal	491
	Nam Theun - Hinboun Hydropower	THB-H1	Hydro	Hydro	107
		THB-H2	Hydro	Hydro	107
		THB-H3	Hydro	Hydro	220
	Houay Ho Dam	HHO-H1	Hydro	Hydro	75
		HHO-H2	Hydro	Hydro	75
	Nam Ngum 2 Dam	TNT2-H1	Hydro	Hydro	250
		TNT2-H2	Hydro	Hydro	250
		TNT2-H3	Hydro	Hydro	250
		TNT2-H4	Hydro	Hydro	250
		NNG2-H1	Hydro	Hydro	200
		NNG2-H2	Hydro	Hydro	200
		NNG2-H3	Hydro	Hydro	200
	สปป.ลาว (เซเปียน)	SP-H1	Hydro	Hydro	354
	สปป.ลาว (น้ำเงี้ยว 1)	NK-H1	Hydro	Hydro	269
	สปป.ลาว (ไซยะบุรี)	SY-H1	Hydro	Hydro	1220





ภาคผนวก ค

บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

## บทความทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

### International Conference Papers

1. N. Petcharaks, P. Nantiwattana, K. Chayakulkheeree, and S. Nirukkanaporn, "Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part I: Problem Formulation," Proceeding of The 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020), October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND.
2. N. Petcharaks, P. Nantiwattana, K. Chayakulkheeree, and S. Nirukkanaporn, "Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part II: Results and Discussion," Proceeding of The 2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020), October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND.

### International Journal Papers (SCOPUS)

1. Petch Nantiwattana and Keerati Chayakulkheeree, "Coordinated Optimal Power Dispatch Incorporating Distributed Energy Resources Scheduling Under Virtual Power Plant Concept," ECTI Transactions, Vol. 21, No. 2 June 2023.
2. N. Petcharaks, P. Nantivatana, K. Chayakulkheeree and S. Nirukkanaporn "Area-based Pricing Investigation for Virtual Power Plant - A Case Study of the Equivalent Thai Power System" GMSARN International Journal, Vol. 19, Issue 3, 2025, accepted on 18 July 2022.

## Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part I: Problem Formulation

N. Petcharaks  
Dhurakij Pundit University  
Bangkok, Thailand  
e-mail: [nip@dpu.ac.th](mailto:nip@dpu.ac.th)

P. Nantiwattana and  
K. Chayakulkheeree  
School of Electrical Engineering  
Institute of Engineering  
Suranaree University of Technology  
Nakhon Ratchasima, Thailand  
e-mail: [petch.nnu@gmail.com](mailto:petch.nnu@gmail.com),  
[keerati.ch@sut.ac.th](mailto:keerati.ch@sut.ac.th)

S. Nirukkanaporn  
Department of Electrical Engineering  
College of Engineering  
Rangsit University  
Pathum Thani, Thailand  
e-mail: [supattana@rsu.ac.th](mailto:supattana@rsu.ac.th)

**Abstract**— The objective of this research work is to search for an appropriate generation schedule satisfying system constraints and unit operation constraints with effective spinning reserve. The work was presented in two papers, which are part I and part II. This part I paper deploys the problem formulation of generation scheduling with virtual load constraints to ensure that spinning reserve could be used effectively without line congestion problem by expecting higher load demand in next few minutes. The part II paper is the simulation result and discussion of the proposed method. In the proposed method, the hybrid mixed integer programming process includes mixed-integer linear programming and quadratic programming (MILP-QP) is used to find the feasible solutions with total cost minimization while satisfying all important constraints. MILP is used to find generation schedule whereas QP is used to perform economic dispatch.

**Keywords**— Generation scheduling (GS), MILP, QP, Marginal cost (MC), Virtual Load

### NOMENCLATURE

$CSST_i$  : cold startup cost of unit  $i$  (\$)   
 $F_i(P_i^t)$  : generator fuel cost function in a quadratic form (\$/h)   
 $f_i$  : line limit (MW)   
 $HST_i$  : hot startup cost of unit  $i$  (\$)   
 $NG$  : total number of thermal generator units   
 $P_{i,min}$  : minimum real power generation of thermal unit  $i$  (MW)   
 $P_{i,max}$  : maximum real power generation of thermal unit  $i$  (MW)   
 $P_i^t$  : generation output power of thermal unit  $i$  at hour  $t$  (MW)   
 $P_{i,v}^t$  : virtual generation output power of unit  $i$  at hour  $t$  (MW)   
 $P_{load}^t$  : load demand at hour  $t$  (MW)   
 $P_{load,j}^t$  : load demand of bus  $j$  at hour  $t$  (MW)   
 $P_{res,j}^t$  : generation output power from bus  $j$  at hour  $t$  (MW)   
 $R^t$  : spinning reserve at hour  $t$  (MW)   
 $r_j$  : % increasing load at bus  $j$    
 $s_{ij}$  : coefficient of line  $l$  from bus  $j$

$ST_i^t$  : startup cost of unit  $i$  at hour  $t$  (\$)   
 $T_{i,cold}$  : cold start hour unit  $i$  (h)   
 $T_{i,down}$  : minimum down time of thermal unit  $i$  (h)   
 $T_{i,off}$  : continuously off time of unit  $i$  (h)   
 $T_{i,on}$  : continuously on time of unit  $i$  (h)   
 $T_{i,up}$  : minimum up time of thermal unit  $i$  (h)   
 $U_i^t$  : status of thermal unit  $i$  at hour  $t$    
 (on = 1, off = 0)

### I. INTRODUCTION

Generation scheduling problem (GSP) plays important role in power system operation for supplying reliable power and sufficient spinning reserve with feasible, secure and cost effective solutions. Load demand varies with time and regions. In case of multi-area generation scheduling, different load demands occur in different area. This causes different marginal cost (MC) and various gas emissions (EM). Appropriate generation scheduling (GS) is needed to provide sufficient electricity supply and sufficient spinning reserve. Generation units will be determined to be turn on/off appropriately with objective of total production cost minimization while satisfying all important constraints such as minimum up and down time constraints, maximum and minimum limit, etc. During peak load, most of generation units are turning on to supply sufficient power and spinning reserve. Thus, the marginal unit in this hour will be the most expensive generation unit resulting high marginal cost.

Various research methods have been developed continuously [1]-[15]. GSP is a mixed integer problem since it includes both integer (unit status) and real variables (power output) with several important constraints. Thus, Mixed integer programming (MIP) has been used in [4] and [9]. Recently, modified dynamic programming (MDP) has been proposed in 2019 [11]-[12]. However, the algorithms, constraints and mathematic formulation are very important and key factors of the effective method.

The optimum location of renewable energy sources (RES) is one of key decision factors in smart grid to accomplish targets of better power supply and environments. Thus, an appropriate index reflecting power supply and demand is needed.

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020)  
October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND

If DGS (Decentralized Generation Scheduling) is used, resource sharing is not implemented, whereas, CGS (Centralized Generation Scheduling) would provide better solutions with cost effectiveness and better environment due to resource sharing. In some cases, line congestions may occur due to unforeseen higher load demand increasing in area with the condensed load demand.

This paper proposes MILP-QP with DC line flow constraints and virtual load constraints to ensure that power could supply from other areas without line congestion in case that load demand increases 10% without committing new units.

In this part I paper, the problem formulation is addressed in Section II. Section III presents the proposed methodology. The conclusion is given in Section IV. Then, the simulation results and discussion are illustrated in Part II paper.

## II. PROBLEM FORMULATION

The objective function is to minimize total production cost from generation units in all areas.

$$F(P_i^t, U_i^t) = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{k=1}^{NZ} [(F_k(P_k^t) + ST_k^t(1 - U_k^{t-1}))U_k^t] \quad (1)$$

Subject to:

1) power balance constraint

$$P_{load}^t - \sum_{k=1}^{NZ} P_k^t U_k^t = 0, t = 1, \dots, NT \quad (2)$$

2) spinning reserve constraint

$$P_{load}^t + R^t - \sum_{k=1}^{NZ} P_k^t U_k^t \leq 0, t = 1, \dots, NT \quad (3)$$

3) minimum up/down time constraint

$$U_i^t = \begin{cases} 1, & \text{if } T_{i,on}^{t-1} \leq T_{i,up} \\ 0, & \text{if } T_{i,on}^{t-1} > T_{i,up} \end{cases} \quad (4)$$

4) startup cost constraint

$$ST_i^t = \begin{cases} HST_i, & \text{if } T_{i,off} \leq T_{i,hold} + T_{i,down} \\ CST_i, & \text{if } T_{i,off} > T_{i,hold} + T_{i,down} \end{cases} \quad (5)$$

5) generation limit constraint

$$P_{i,min} U_i^t \leq P_i^t \leq P_{i,max} U_i^t, i \in A_k, k = 1, \dots, NZ \quad (6)$$

6) DC Power Flow Line Constraints

$$-f_i \leq \sum_{j=1}^{NL} S_{i,j} (P_{bus,j}^t - P_{load,j}^t) \leq f_i, i = 1, \dots, NL \quad (7)$$

7) Virtual Load Constraints

$$\sum_{j=1}^{NZ} r_j P_{load,j}^t - \sum_{k=1}^{NZ} P_k^t U_k^t = 0, t = 1, \dots, NT \quad (8)$$

$$-f_i \leq \sum_{j=1}^{NL} S_{i,j} (P_{bus,j}^t - r_j P_{load,j}^t) \leq f_i, t = 1, \dots, NL \quad (9)$$

$$P_{bus,j}^t = \sum_{k \in bus,j} P_k^t \quad (10)$$

Each area is represented by an aggregated bus containing 10 units each. Equation (8) and (9) are used to ensure that generators from other areas could supply power in case of increasing load in condensed area under line constraints. The cost from the additional power is not included in total production cost. Virtual load was original proposed in [1]. The key idea is the use of virtual load to represent the increasing load in an additional power balance constraint using virtual power ( $P_{i,v}^t$ ) which depends on  $U_i^t$ . Thus, units must be 'on' appropriately to satisfy spinning reserve. Virtual power  $P_{i,v}^t$  is constrained by  $U_i^t$ ,  $P_{i,min}$ ,  $P_{i,max}$ , virtual load and DC flow. Therefore MILP will search for optimum generation schedule to provide sufficient reserve and margin for  $P_{i,v}^t$  to be dispatched.

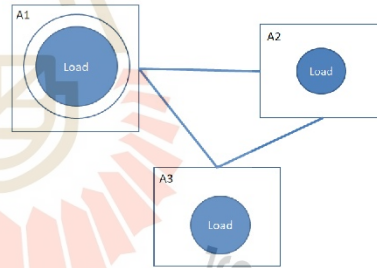


Fig. 1 Virtual load concepts

Virtual load constraints will prepare generation schedule for situation that load increasing 10% in condensed area A1 as shown in Fig.1, system can supply load without line congestion and new unit committing, and satisfying generation unit constraints (6). Otherwise, generators in area A2 and A3 will supply power via tie-line with full capacity so that they cannot supply power anymore in case of need from area A1.

### III. METHODOLOGY

The objective function contains decision variables and auxiliary variables both real and integers such as binary variables  $\{0,1\}$ . The objective function in (1) contains binary variables such as  $U_i^t$  and real continuous variables such as  $P_i^t$ ,  $P_{i,v}^t$ , etc. GSP is a mixed integer optimization problem. A searching systematic procedure is needed to obtain the optimum solution. MILP is used to search for the minimum objective function while satisfying all constraints by temporary relaxing integer and binary decision variables which would be initially set the values to be continuous real number within range 0-1 [9]. Thus, MILP is used by estimating quadratic cost fuel function to be an approximately equivalent linear cost function. Then, economic dispatch is performed by using QP. Production cost is estimated from quadratic function to linear cost function. Whereas, the linear programming (LP) method is performed to obtain an estimate solution by minimizing the production cost function with relaxation of integer and binary values subject to all constraints. In next step, each relaxed variable is determined one by one, starting with the decision variable with the value close to 0.5. Supposing  $x_1$  is the first decision variable to be considered. Beginning with separating a search route into two branches,  $x_1 = 0$  and  $x_1 = 1$ . The variable  $x_1$  is the first node in branch and bound tree. It will be branched to the integer value '0' and '1'. The corresponding objective functions, for  $x_1=0$  and for  $x_1=1$ , are calculated, they will be blank in case of infeasible solutions. MILP will select the branch to step forward with the lower objective function. Next, MILP will select the next integer decision variable in similar way. MILP determining process is repeated until all integer and binary variables are selected to be either '0' or '1'.

Generator unit status,  $U_i^t = 1$  means that generator is committed and running with production cost including no-load cost represented by parameter  $a_i$ , and variable cost ( $b_i$  and  $c_i$ ) subject to generation output constraint (6). The difference of the maximum limit and the generation output at each hour provides spinning reserve. Whereas, decommitting generator,  $U_i^t = 0$ , results in zero production cost, zero power output and no spinning reserve contribution from this unit. In addition, committing/decommitting a generator must satisfy the minimum up and down time constraints (4). MILP searches for an optimum solution with simultaneously considering all constraints mentioned above. Thus, MILP is a suitable tool for GSP. However, MILP is appropriate for GSP with generation units with linear cost function. Thus, units with quadratic function needs linearization. Quadratic

programming (QP) is employed to perform economic dispatch using schedule obtained from MILP as input. The algorithms and mathematic formulation is key mechanism in optimization to satisfy all constraints simultaneously even the utilization of spinning reserve in next few minute. The feasible solution must satisfy the constraint in (11).

$$1.1P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_{i,max} U_i^t \leq \text{Line Limit}, t=1, \dots, NT. \quad (11)$$

### IV. CONCLUSION

MILP-QP with DC flow constraints and virtual load constraints could provide the appropriate TGS solutions with total production cost minimization and effective spinning reserve. Without virtual load constraints, line congestions may occur due to unforeseen load demand increasing. Numerical results show that CGS with DC line flow and virtual load constraints could provide feasible solutions with effective total production cost due to resource sharing and effective spinning reserve. It is tested on a ten unit system in three cases with 1, 2 and 3 areas linking with tie lines under DGS (Decentralized Generation Scheduling) and CGS (Centralized Generation Scheduling) illustrated in Part II paper.

### ACKNOWLEDGMENT

This work is supported by the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the National Science and Technology Development Agency (NSTDA) under contract number MOU-CO-2563-I1005-TH.

### REFERENCES

- [1] N. Petcharak, "An enhanced Lagrangian relaxation program for constrained hydrothermal generation scheduling." Doctoral Dissertation, Electrical Power System Management, School of Environment, Resources and Development, Asian Institute of Technology, Sep. 2006.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power generation, operation & control." 2nd ed. New York: John Wiley&Sons, 1996, ISBN 0-471-58699-4, 1996.
- [3] W. Ongsakul and V. N. Dieu, "Artificial intelligence in power system optimization," CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.
- [4] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill and H. P. Chao, "The next generation of electric power unit commitment models." Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [5] G.B. Sheble and G. N. Fahd, "Unit commitment literature synopsis," IEEE Transactions Power Systems, vol. 9, no. 1, 1994, pp. 128 - 135.
- [6] W. Ongsakul and N. Petcharak, "Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, no. 1, Feb, 2004, pp. 620 - 628.
- [7] N. Petcharak and W. Ongsakul, "Hybrid enhanced Lagrangian relaxation and quadratic programming for hydrothermal scheduling," Electric Power Components & Systems, vol. 35, issue 1, 2007, pp. 19 - 42.
- [8] N. Petcharak, "Multi-Objective Unit Commitment", EECON31, Electrical Engineering Conference 31,



2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020)  
October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND

- Srinakharinwirot University and Sripatum University, Royal Hill Golf Resort and Spa, Nakorn Nayok, 29-31 October 2008, Best Paper Award.
- [9] A. Thongheet, T. Chimhat and N. Petcharaks, "Hydrothermal scheduling by Mixed Integer Programming", IECON33, Electrical Engineering Conference 33, Chiangmai, December 1-3, 2010.
- [10] N. Petcharaks, "Optimal Spinning Reserve under Load and Intermittent Generation Uncertainty using Monte Carlo Simulation", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – IEEE ISGAT-Asia 2015, November 3-6, 2015, Bangkok, Thailand.
- [11] S. Nirukkanaporn and N. Petcharaks, "A Modified Dynamic Programming for Generation Scheduling –Environmental Impact Analysis for EV Penetration", The 2019 International Electrical Engineering Congress (IEECON 2019), March 6-8, 2019, Hua Hin, Thailand.
- [12] S. Nirukkanaporn and N. Petcharaks, "Looking to the Future: Thailand's Electric Vehicles and the Environment", The IEEE-PES GTD Grand International Conference & Exposition Asia 2019 (IEEE-PES GTD Asia 2019), March 21-23, 2019, Bangkok, Thailand.
- [13] Cheng C. P., Liu C. W. and Liu C. C. (2000). Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 707-714
- [14] S. A. Kazafis, Kazartlis S. A., Barkirtzis A. G. and Petridis V. (1996). A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE Transactions Power Systems*, 11(1), 83-92.
- [15] N. Petcharaks, "Generation Scheduling in Electrical Power System: A Literature Review", IECON37, Electrical Engineering Conference 37, Khon kaen University, Pullman Khon Kaen Raja Orchid Hotel, Khonkan, 19-21 November 2014, Paper No. PW 106, pp.

#### BIOGRAPHY



**Nit Petcharaks** received her Bachelor degree and Master degree of Electrical Engineering from Chulalongkorn University in 1983 and 1993, respectively and Doctoral degree in Electric Power System Management from Asian Institute of Technology in 2006. She is currently an Associate Professor at Dhurakij Pundit University. Her research area includes generation scheduling, power system operation and power system simulation using PSCAD.



**Petch Nantivatana** received his bachelor's degree in Electrical Engineering from Sripatum University in 2001, and master's degree in Electronic Engineering from King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang in 2006. He is currently an Assistant Professor at Chitralada Technology Institute, and pursuing doctoral degree at Suranaree University of Technology. His research area includes Embedded System, AI in Renewable Energy and Smart energy management systems.



**Keerati Chayulkheeree** received his B. Eng. in Electrical Engineering from King Mongkut Institute of Technology Ladkrabang, Thailand, in 1995, M. Eng. and D. Eng. degrees in Electric Power System Management from Asian Institute of Technology, Thailand, in 1999 and 2004, respectively. He is currently an Associate Professor at School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand. His research interests include optimization and AI application to power system, smart grid, power system protection and distributed energy resources.



**Supattana Nirukkanaporn** received B.Eng. degree in Electrical Engineering from Kasetsart University, Thailand in 1996, M.Eng.Sc. degree in Electrical Engineering from the University of New South Wales, Australia, in 1999 and D.Eng. degree in Electric Power System Management, from Asian Institute of Technology (AIT) in 2010. She is currently an Assistant Professor at Rangsit University, Thailand. Her research area include power system planning, energy policy, deregulation, energy conservation, and renewable energy.

spinning reserve provides overall reserve for two areas but it is not foreseen supplying higher demand in area A1 under line limit. Thus, in case 2F, system can not supply power in case that load in area A1 increasing 10%.

In case 2A, MC1 and MC2 represent marginal cost in area A1 and A2 respectively. MC in area A1 is certainly higher than that in area A2 due to higher load demand as shown in Fig. 3. In case 2B, CGS is implemented as if they were one area without tie lines. Thus, total cost is the lowest since the cheaper generators are committed in area A2, instead. MC in case 2B for area A1 and A2 are similar due to equal marginal cost leading to optimum solution. In case 2B, MC is lower than those of area A1 in case 2A since cheaper resources are shared during peak hours resulting in avoid committing expensive units.

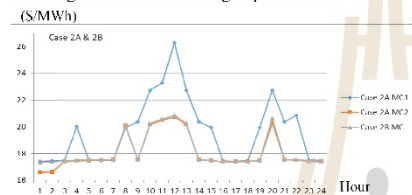


Fig. 3 Comparison the marginal cost in 20 unit system in Case 2A (DGS) and Case 2B (CGS, no tie-line limit).

In case 2C, CGS with line limit, without virtual load, would provide similar MC with that of case 2D, with virtual load. But they are different from that of

case 2B, CGS without line limit as shown in Fig. 4 since during peak hours addition expensive units are committed in area A1 in case 2C and case 2D to avoid line congestion.

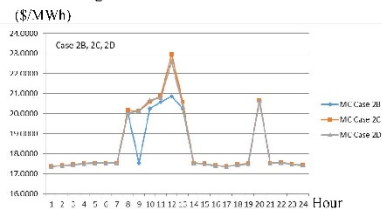


Fig. 4 Compare the hourly marginal cost in 20 unit system in Case 2B (CGS no line limit), Case 2C (CGS with line limit) and Case 2D (CGS under line constraints, with virtual load)

**Case 3 :** Three areas, ten units with quadratic cost function in each system

Total production cost in various cases in case 3 are shown in Table 3. They are quite similar to case 2. The highest total production cost is in case 3A, DGS without resources sharing and the lowest one is in case 3B, CGS without line constraints. Whereas, total production cost in case 3C is higher than that of case 3B but its solution satisfies line constraints. The appropriate solution is in case 3D since it satisfies line constraints and 10% spinning reserve in next few minutes without line congestion.

**Table 3** Comparison of total production cost in three areas with ten generators in each area

Case	Power Balance Constraints	Line Constraint DC Flow	Virtual Load	Spinning Reserve 10%	Total Cost (\$)	Cost in A1 (\$)	Cost in A2 (\$)	Cost in A3 (\$)
Case 3A	Individual Constraints	No	No	Individual Constraints	1,502,395.71	565,827.69	437,625.03	498,943.00
Case 3B	Overall Constraints	No	No	Overall Constraints	1,490,405.92	507,376.30	484,340.40	498,689.21
Case 3C		Yes	No		1,490,465.52	514,136.84	484,371.55	491,957.14
Case 3D		Yes	Yes		1,490,491.80	505,518.15	489,424.76	495,548.89

MC in case 3C and 3D are quite similar. The difference occurs at H#9, H#10 due to different unit committed to satisfy virtual load constraints as shown in Fig. 5.

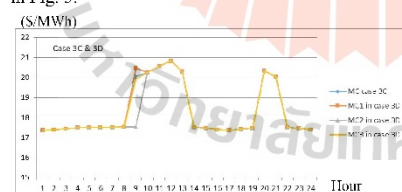


Fig. 5 The highest hourly marginal cost in 30 unit system in Case 3D, centralized GS under line constraints with virtual load constraints

The appropriate TGS solutions could be found by MILP-QP with additional constraints: DC Flow and virtual load constraints

MC in each area in case 2A and 3A are much different depending on load demand in that area. These reflect high MC in area with small margin between power supply and load demand in that area. These MC could be used as index to tell us the area that need new power plant and improvement of tie-lines.

MC in all areas in case 2B and 3B are similar since total production cost is optimized by using equal marginal cost in CGS. MC in case 2D and 3D are the appropriate ones since they reflects



## Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part II: Results and Discussion

N. Petcharak  
Dhurakij Pundit University  
Bangkok, Thailand  
e-mail: [nip@dpu.ac.th](mailto:nip@dpu.ac.th)

P. Nantiwattana and  
K. Chayakulkheeree  
School of Electrical Engineering  
Institute of Engineering  
Suranaree University of Technology  
Nakhon Ratchasima, Thailand  
e-mail: [petch.nam@gmail.com](mailto:petch.nam@gmail.com),  
[keerat.ch@sut.ac.th](mailto:keerat.ch@sut.ac.th)

S. Nirukkanaporn  
Department of Electrical Engineering  
College of Engineering  
Rangsit University  
Pathum Thani, Thailand  
e-mail: [supattana@rsu.ac.th](mailto:supattana@rsu.ac.th)

**Abstract**— This paper is the part II of the two parts research papers. The objective of this work is to obtain an appropriate generation schedule satisfying system constraints and unit operation constraints with effective spinning reserve without tie-line congestion problem. The hybrid mixed integer programming process includes mixed-integer linear programming and quadratic programming (MILP-QP) is used to find the feasible solutions with total cost minimization while satisfying all important constraints. MILP is used to find generation schedule whereas QP is used to perform economic dispatch. It is tested on a ten unit system in three cases with 1, 2 and 3 areas linking with tie lines under DGS (Decentralized Generation Scheduling) and CGS (Centralized Generation Scheduling). Numerical results show that MILP-QP with DC line flow and virtual load constraints could provide feasible solutions effectively. Without virtual load constraints, line congestions may occur due to unforeseen higher load demand in next few minutes.

**Keywords**— Generation scheduling (GS), Mixed-integer linear programming, quadratic programming, Marginal cost, Virtual Load

### I. INTRODUCTION

In testing of the unit commitment (UC) and generation scheduling (GS) methodologies, the ten-unit system has been widely used since 1999 [1-6]. Production cost function and CO<sub>2</sub> emissions from each thermal power plant could be obtained from [1] and [4]. Therefore, this part II paper verifies and investigates the results of the proposed tie-line constrained multi-area generation scheduling using

mixed integer programming, presented in Part I of this paper series.

### II. TEST SYSTEM

In this paper, three main cases are examined as shown in Table 1. In case 1, there is only one area containing 10 generation units with 24 hours forecasted load demand using as reference load demand,  $P_{load}$ . Spinning reserve is 10% of load demand in each hour. In case 2 and 3, there are two and three area, respectively, containing ten thermal power plants in each area. Load demand in area A1, A2 and A3 are 100%, 80% and 90% of  $P_{load}$ , respectively.

### III. NUMERICAL RESULTS

The solutions with their corresponding production cost, MC, and EM are analyzed for each case, Case 1, Case 2A-2F, and Case 3A-3D under DGS and CGS.

**Case 1:** Ten unit system with quadratic cost function. Most methods are based on Lagrangian relaxation method in which starting value and updating values of parameters such as Lagrangian multipliers are necessary. However, this paper uses MILP to handle mixed integer problem and to avoid setting values of Lagrangian multipliers. Total production cost provided by MILP-QP is \$565,827.69, average cost 20.88 \$/MWh, total emission 21,907.14 tons/day.

Table 1 The ten-unit system with various cases

Case	No. of Areas	Power Balance Constraints	Line Constraint DC Flow	Virtual Load DC Flow	Spinning Reserve 10%	Remark
Case 1	1	Locational ED	-	-	Locational GS	Load demand in area A1 = 100% Pload
Case 2A	2	Locational ED	No	No	Locational GS	Load demand in area A1 = 100% Pload area A2 = 80% Pload
Case 2B	2	Centralized ED	No	No	Centralized GS	
Case 2C	2	Centralized ED	100 MW	No	Centralized GS	
Case 2D	2	Centralized ED	100 MW	Yes	Centralized GS	To study the effectiveness of virtual load in case of load in A1 increase 10%: with virtual load
Case 2E	2	Centralized ED	300 MW	Yes	Centralized GS	
Case 2F	2	Centralized ED	300 MW	No	Centralized GS	
Case 3A	3	Locational ED	No	No	Locational GS	Load demand in area A1 = 100% Pload area A2 = 80% Pload area A3 = 90% Pload
Case 3B	3	Centralized ED	No	No	Centralized GS	
Case 3C	3	Centralized ED	100 MW	No	Centralized GS	
Case 3D	3	Centralized ED	100 MW	Yes	Centralized GS	

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020)  
October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND

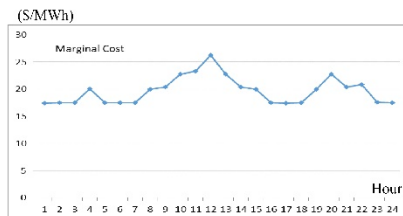


Fig. 2 The hourly marginal cost in ten unit system, case 1.

**Case 2.** Two areas, ten units with similar quadratic cost function in each system

There are two areas containing ten generators with same cost function in each area. Load demand for area A1 and A2 are 100% and 80% of  $P_{load}^t$ , respectively. Total production cost is shown in Table 2. In case 2A, using DGS, generation scheduling for two areas A1, A2 are performed separately and independently, as if they were two countries without resource sharing. It produces the most expensive total production cost to satisfy power balance and spinning reserve balance constraints in each area individually. Whereas, in case 2B, generation scheduling for two areas A1, A2 are centralized generation scheduling (CGS) as if they were one system without tie-line limit, it produces the lowest total production cost. However, the solution may not be feasible in some hours

due to tie-line limit. Since load demand in area A2 is lower than that of area A1, the excessive generation capacity in area A2 would supply power to area A1 via tie line with 100 MW limit. In case 2C, line constraints are enforced by implementing DC flow constraints. The total production cost of case 2C is a little bit higher than case 2B since lower cost power from area A2 is replaced with higher cost power generated in area A1 to satisfy line constraints. In case 2D, virtual load constraints are added to prepare 10 minutes spinning reserve for area A1 in advance. This causes total production cost a little higher but it is ensured that the increasing load demand in area A1 in next few minutes could be supplied by generators in area A2 via tie line.

In case 2C, CGS is implemented while satisfying line constraints. This results in a little higher production cost since power flowing in tie line is limited due to line capacity (100 MW). In case 2D, it is performed similar to case 2C but virtual load is implemented to ensure that in case that load demand in area with highest load such as area A1, increases 10% within next few minutes, the power system is still able to provide power without line limitation and new startup unit. The total production cost is a little higher than that of case 2C since line capacity is quite small and there is no big difference between load demand in area A1 and A2 as shown in Table 3.

**Table 2** Comparison of total production cost in two areas with ten generators in each area

Case	Power Balance Constraints	Line Constraint DC Flow	Virtual Load DC Flow	Spinning Reserve 10%	Total Cost (\$)	Cost in A1 (\$)	Cost in A2 (\$)
Case 2A	Individual Constraints	No	No	Individual Constraints	1,003,452.71	565,827.68	437,625.03
Case 2B	Overall Constraints	No	No	Overall Constraints	994,667.39	507,614.28	487,053.11
Case 2C		100 MW	No		994,789.72	514,172.40	480,617.32
Case 2D		100 MW	Yes		995,789.79	522,101.89	473,687.90
Case 2E <sup>***</sup>		300 MW	Yes		815,697.73	452,924.10	362,773.63
Case 2F <sup>***</sup>		300 MW	No		815,697.05	451,467.53	364,229.51

<sup>\*</sup> Feasible Solution in case of load in A1 increase 10%

<sup>\*\*\*</sup> Infeasible Solution in case of load in A1 increase 10%

However, in some extreme case, tie line may be used with fully capacity. If load demand in area A1 during peak hour increases 10% and the reserve capacity in area A1 is insufficient to supply the increment power while power from area A2 could not supply power to area A1 due to fully line capacity use, it could lead to insufficient power supply resulting in load shedding. Therefore, virtual load is employed to simulate in case of 10% load demand increasing within next few minutes, without new startup generator. The total addition cost due to virtual load in next few minutes is not included in total production cost, this would result in committing more units in area A1 in some hours leading to higher production cost.

To examine the effectiveness of virtual load, case 2E and 2F are simulated. Load demand in area A1 and A2 are 100% and 50% of  $P_{load}^t$ , respectively. Line limit is 300 MW which is two times of load

demand during peak hours. The total production costs of two cases are quite similar. But the production cost in area A1 in case 2E is higher than that of case 2F since more generators are committed in area A1 to ensure that it could provide sufficient power in its own area under considering line capacity and spinning reserve constraints.

If power shortage in A1 is larger than line limit, it means that adding power from other area via tie line is infeasible. Thus, power from area A2 could not supply incremental load due to line capacity even though there is overall sufficient spinning reserve. In case 2E, virtual load constraints are implemented so that it provides feasible solution in case of load demand in area A1 increasing 10%. In contrast, in case 2F, virtual load is not used, the capacity of committed generation units in area A1 is insufficient to supply incremental load whereas the power from area A2 could not supply power to area A1 due to line limit in hour H#10-12, and H#14. In case 2F,

2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI 2020)  
October 14-16, 2020, Chiangmai, THAILAND

line constraints and effective spinning reserve with foreseen load demand simultaneously.

Generation schedule from case 2D and 3D can be used as input data to perform OPF to obtain RLP which could be further used as information for consideration new investment planning in power plants and tie-line.

CGS solutions are better than those of DGS in terms of total cost and environments in all

cases as shown in Table 2-4. Thus, resource sharing by CGS with line constraints and virtual load provides the appropriate feasible solution. However, compensation may be considered since MC and EM in areas with lower demand such as area A2 and A3 increases when resources are shared.

**Table 4** Comparison of total gas emissions in multi areas with ten generators in each area

Case		Total EM (ton/day)	EM in A1 (ton/day)	EM in A2 (ton/day)	EM in A3 (ton/day)
Case 2A	DGS	40,668.98	21,907.14	18,761.84	-
Case 2D	CGS	40,584.26	20,721.54	19,862.72	-
Case 3A	DGS	60,839.29	21,907.14	18,761.84	20,170.31
Case 3D	CGS	60,801.64	20,355.64	20,169.88	20,276.12

#### IV. CONCLUSION

MILP-QP with DC flow constraints and virtual load constraints could provide the appropriate TGS solutions with total production cost minimization and effective spinning reserve. Without virtual load constraints, line congestions may occur due to unforeseen load demand increasing. Numerical results show that CGS with DC line flow and virtual load constraints could provide feasible solutions with effective total production cost due to resource sharing and effective spinning reserve. Numerical results show that MILP-QP could find the appropriate solutions for TGS problem. The solutions in case 2A and case 3A are based on DGS with individually GS and without resource sharing resulting in highest production cost and environments. The appropriate solutions are those of case 2D and 3D based on CGS with line congestion and virtual load constraints. These ensure that in case of increasing of 10% load demand, power could be supplied without line congestion and no need to commit new units. In addition, they provide the appropriate total production cost and environment.

MC in each area in case 2A and 3A are much different depending on load demand in that area. Whereas, MC in cases of CGS are lower. Generation schedule from case 2D and 3D can be used as input data to perform OPF to obtain RLP which can be further used as information for consideration location of new investment of power plants and tie-line in power development plan. In addition, CGS solutions are better than those of DGS in terms of total cost and environments. Thus, CGS should be implemented wherever possible.

#### ACKNOWLEDGMENT

This work is supported by the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the National Science and Technology Development Agency (NSTDA) under contract number MOU-CO-2563-I1005-TH.

#### REFERENCES

- [1] N. Petcharak, "An enhanced Lagrangian relaxation program for constrained hydrothermal generation scheduling," Doctoral Dissertation, Electrical Power System Management, School of Environment, Resources and Development, Asian Institute of Technology, Sep. 2006.
- [2] W. Ongsakul and V. N. Dicu, "Artificial intelligence in power system optimization," CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.
- [3] W. Ongsakul and N. Petcharak, "Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 1, Feb. 2004, pp. 620 - 628.
- [4] S. Nirukkanaporn and N. Petcharak, "A Modified Dynamic Programming for Generation Scheduling -Environmental Impact Analysis for EV Penetration", The 2019 International Electrical Engineering Congress (IEECON 2019), March 6-8, 2019, Hua Hin, Thailand.
- [5] Cheng C. P., Liu C. W. and Liu C. C. (2000). Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 707-714.
- [6] S. A. Kazafis, Kazarlis S. A., Barkinvis A. G. and Petridis V. (1996). A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE Transactions Power Systems*, 11(1), 83-92.



# Coordinated Optimal Power Dispatch Incorporating the Scheduling of Distributed Energy Resources Under the Virtual Power Plant Concept

Petch Nanthiwichitchai and Keerati Chayakulkheeree<sup>†</sup>, Non-members

## ABSTRACT

In this paper, a method is proposed for coordinated optimal power dispatch (OPD) incorporating the scheduling of distributed energy resources (DERs) (COPD-IDS). The proposed COPD-IDS aims to minimize the total daily operating cost of a power system by considering the optimal scheduling of DERs. In the problem formulation, the DERs are considered dispatchable limited energy units and treated as a virtual power plant (VPP). The OPD is solved for total hourly cost minimization, using quadratic programming (QP) as a subproblem in COPD-IDS. Meanwhile, the total daily operating cost minimization incorporating the scheduling of DERs is solved by particle swarm optimization (PSO) and compared to a genetic algorithm (GA). The proposed COPD-IDS is tested on the modified IEEE 30-bus system under a practical load and the daily profiles of DERs. The simulation results show that the proposed method can minimize the total daily operational cost of the electricity system with the dispatchable condition of DERs using the VPP concept.

**Keywords:** Distributed energy resources, Optimal power dispatch, Particle swarm optimization, Quadratic programming, Virtual power plant

## 1. INTRODUCTION

The electricity supply industry has been steadily transformed into a more complex structure with distributed energy resources (DERs), vehicle to grid (V2G), energy storage systems (ESSs), and demand responses (DRs). Many of the former electricity consumers have either shifted or planning to shift, their roles to prosumers, requiring the system operators (SOs) and distribution network operators (DNOs) to change their strategies and policies to achieve the best performance [1–2]. Among the many energy policy concepts, a virtual power plant

(VPP) is one of the most interesting business models for enhancing the efficiency and reliability of system operation [3–5].

The concept of VPP is illustrated in Fig. 1. By aggregating the DERs in the grid using information technology and advanced metering infrastructure, the non-firm DERs can be dispatched as the power plant but the power inputs are dispersed over the system.

As a result, many studies have proposed VPPs for optimal power system operation, over the past decade. For example, the authors in [6] proposed the optimal scheduling of VPPs using the robust optimization method in the day-ahead electricity markets, where electricity prices are highly uncertain. The proposed method aims to maximize social welfare in the day-ahead market with an offer and bid-based energy trading mechanism. Similarly, a model for evaluating the physical characteristics of the VPP with uncertainties was developed in [7] for day-ahead unit commitment. Meanwhile, day-ahead self-scheduling for a virtual power plant trading in both energy and reserve electricity markets has been proposed in [8]. The method for optimal management of renewable energy sources by VPP has been introduced by [9] to minimize the total operating cost, considering the cost of energy loss during a 24 h time interval. From the players' perspective, the optimal strategies for participating in the power market are interesting. The bidding strategy in the VPP day-ahead and real-time markets, as a price taker, was proposed in [10]. In [11], a VPP bidding strategy for participating in energy and spinning reserve markets was introduced.

However, there are several VPP business models, depending on national energy policies. In addition, VPPs are usually aggregated by renewable energy, which has daily limits, and DR, by shifting the loads. Hence, ESS is the key tool in the management of DERs. It can shift the power during high potential and light load to the high loading period, enabling the DERs to be partially dispatchable or schedulable, as limited distributed energy units (LDERs). The ESS investment is also a crucial issue for both utilities and VPP players. Therefore, the study of cost-effectiveness is essential for encouraging and regulating the players in the system to participate in VPP business under superlative conditions.

Manuscript received on September 7, 2022; revised on October 18, 2022; accepted on November 3, 2022. This paper was recommended by Associate Editor Yuttana Kumsuwan.

The author is with School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Thailand

<sup>†</sup>Corresponding author: keerati.ch@sut.ac.th

©2023 Author(s). This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivs 4.0 License. To view a copy of this license visit: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.  
Digital Object Identifier: 10.37936/ecti-ec.2023212.249822

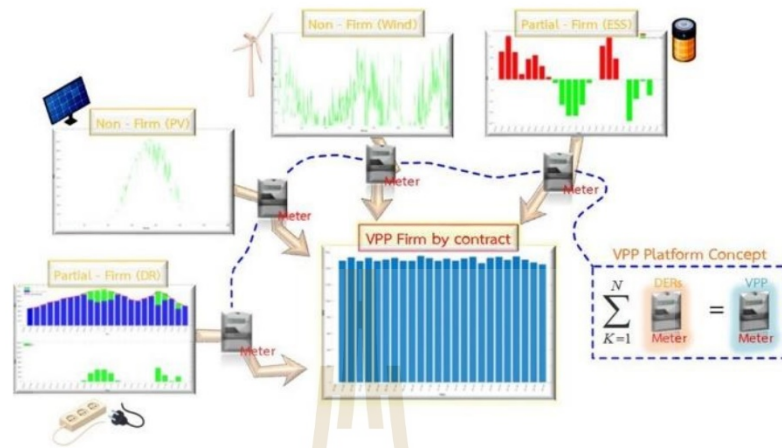


Fig. 1: VPP operating concept.

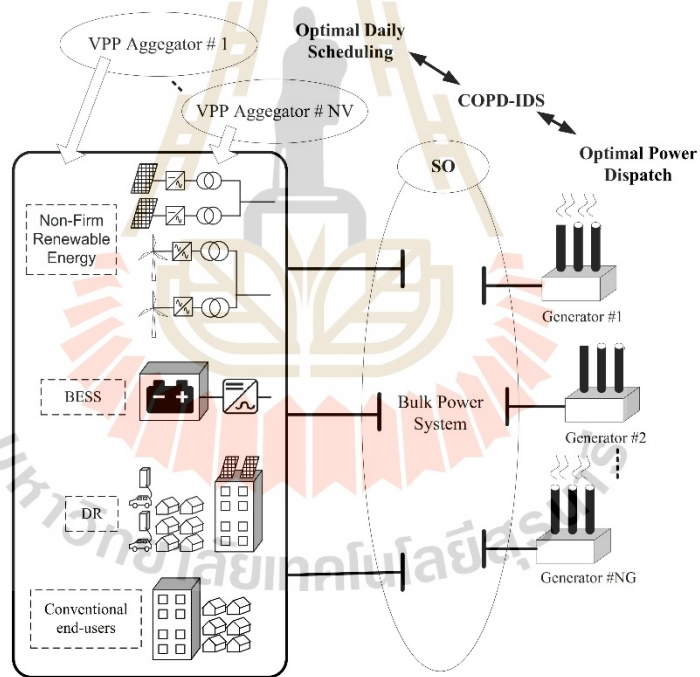


Fig. 2: Computational concept of COPD-IDS.

This paper proposes a method for coordinated optimal power dispatch incorporating the scheduling of DERs (COPD-IDS) when they are dispatchable by the system operator under the VPP concept. The proposed COPD-IDS has been tested with the modified IEEE 30-bus system using practical load and DER daily profiles. Quadratic programming (QP) is used to solve the problem of optimal power dispatch from generators, while particle swarm optimization (PSO) [12] is used for optimal scheduling of DERs and compared to the genetic algorithm (GA) [13]. The cost saving from the dispatchability of DERs is also discussed.

The remainder of this paper is organized as follows. Section 2 addresses the problem formulation of optimal power dispatch considering the DERs as limited energy units. The COPD-IDS under the VPP concept using PSO is illustrated in Section 3. The simulation results for the proposed method with the modified IEEE 30-bus system are presented and discussed in Section 4. Finally, Section 5 provides the conclusion.

## 2. PROBLEM FORMULATION

In the problem formulation for optimal day-ahead dispatch of distributed limited energy resources (DLERs), the objective function is to find the minimum daily operating cost by utilizing all the DLERs as,

$$\text{Minimize } TDC = \sum_{h=1}^{24} F^h(\mathbf{PG}^h, \mathbf{VPP}^h) + PNF \quad (1)$$

Subject to

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}^h - \sum_{i=1}^{NV} VPP_i^h = \sum_{i=1}^{NB} P_{Li}^h + P_{Loss}^h, \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (2)$$

$$\mathbf{PG}^h = [P_{G1}^h, \dots, P_{GNG}^h], \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (3)$$

$$\mathbf{VPP}^h = [VPP_1^h, \dots, VPP_{NV}^h], \text{ for } h = 1, \dots, 24 \quad (4)$$

By treating the VPP as DLERs, the constraint for total daily energy production is,

$$VPP E_i = \sum_{h=1}^{24} VPP_i^h, \text{ for } i = 1, \dots, NV \quad (5)$$

where

$TDC$	is the total system daily cost,
$F^h$	is the hourly system fuel cost at hour $h$ ,
$P_{Gi}^h$	is the real power generation of the generator at bus $i$ at hour $h$ ,
$VPP_i^h$	is the real power generation of the VPP at bus $i$ at hour $h$ ,
$P_{Li}^h$	is the real power load at bus $i$ at hour $h$ ,

$P_{Loss}$	is the real power loss in the system,
$NG$	is the number of generators,
$NV$	is the number of VPPs,
$NB$	is the number of buses,
$PNF$	is the penalty factor applied for constraint violation(s), and
$VPP E_i$	is the total daily energy production of the VPP at bus $i$ .

The hourly system fuel cost at each hour ( $F^h$ ) is obtained through the optimal power dispatch of the generators incorporating the specified amount of real power generation of the VPP at hour  $h$  ( $VPP_i^h$ ), which are co-ordinately solved by PSO, as illustrated in the following section, and compared to the GA.

## 3. COPD-IDS UNDER THE VPP CONCEPT USING PSO

In the proposed COPD-IDS, the real power generated for the VPPs in each hour are treated as particles of PSO according to Eqs. (6) and (7).

$$\mathbf{VPP}^{(m)} = [VPP_1^{(m)}, VPP_2^{(m)}, \dots, VPP_{NV}^{(m)}] \quad (6)$$

$$\mathbf{VPP}_i^{(m)} = [VPP_i^{1(m)}, VPP_i^{2(m)}, \dots, VPP_i^{24(m)}] \quad (7)$$

To treat the VPPs as DLERs, Eq. (5) is rearranged as,

$$VPP_i^{24(m)} = VPP E_i - \sum_{h=1}^{23} VPP_i^{h(m)}, \text{ for } i = 1, \dots, NV \quad (8)$$

$$PNF = \begin{cases} 0, & \text{if } VPP_i^{24(m)} \geq 0 \\ \text{large number,} & \text{if } VPP_i^{24(m)} < 0 \end{cases} \quad (9)$$

for  $i = 1, \dots, NV$ .

where

$\mathbf{VPP}^{(m)}$  is the matrix representing the set of hourly real power generation of the VPP in iteration  $m$ ,

$\mathbf{VPP}_i^{(m)}$  is the matrix representing the hourly real power generation of the VPP at bus  $i$  in iteration  $m$ ,

$VPP_i^{24(m)}$  is the matrix representing the real power generation of the VPP at bus  $i$  at hour 24 in iteration  $m$

Therefore, Eqs. (8) and (9) guarantee that the daily energy generation of each VPP will not exceed its total daily energy limit. The particle that violates the daily energy generation constraint results in the high PNF being added to the objective function in Eq. (1). The computational concept of the proposed COPD-IDS is shown in Fig. 2.

The optimal power dispatch of each hour incorporating VPP scheduling is performed by QP for iteration  $m$ . Consequently, the minimum daily operating cost solution among all particles, in iteration  $m$ , is selected as  $\mathbf{gbest}^{(m)}$  and the minimum daily operating cost solution for particle  $k$ , in iteration  $m$ , as  $\mathbf{pbest}^{(m)k}$ . Afterward, the velocities and particles are updated by,

$$\mathbf{v}^{(m)k} = w \cdot \mathbf{v}^{(m-1)k} + C_1 \cdot \mathbf{rand}_1 \cdot (\mathbf{pbest}^{(m)k} - \mathbf{VPP}^{(m)k}) + C_2 \cdot \mathbf{rand}_2 \cdot (\mathbf{gbest}^{(m)} - \mathbf{VPP}^{(m)k}), \quad (10)$$

$$\mathbf{VPP}^{(m+1)k} = \mathbf{VPP}^{(m)k} + \mathbf{v}^{(m)k} \quad (11)$$

where

$C_1, C_2$  are acceleration constants,  
 $\mathbf{rand}_1, \mathbf{rand}_2$  are random numbers between 0 and 1,  
 $w$  is the weight variable.

The computational procedure is illustrated as follows:

- Step 1:** Read system data,  $VPP E_i$  and load profile, set  $m = 1$ , set  $ITM$  as the maximum number of iterations.
- Step 2:** Set  $k = 1$ , set  $NP$  as the total number of particles.
- Step 3:** Initialize the VPP scheduling ( $\mathbf{VPP}^{(m)}$ ) for particle  $k$ .
- Step 4:** Set hour  $h = 1$
- Step 5:** If  $VPP_i^{24(m)} \geq 0$ , for some  $i = 1, \dots, NV$ , set  $PNF = \text{large number}$ , otherwise, set  $PNF = 0$ .
- Step 6:** Initialize power flow for hour  $h$  of particle  $k$ .
- Step 7:** Solve optimal power generation dispatch for hour  $h$  of particle  $k$ , using QP.
- Step 8:** Solve power flow using optimal power generation dispatch from Step 5 for hour  $h$  of particle  $k$ .
- Step 9:** If  $h \neq 24$ ,  $h = h + 1$  and go to Step 5, otherwise, go to Step 10.
- Step 10:** Compute total daily cost ( $TDC$ ) of particle  $k$ .
- Step 11:** If  $k \neq NP$ ,  $k = k + 1$  go to Step 3, otherwise, go to Step 12.
- Step 12:** Obtain  $\mathbf{gbest}^{(m)}$ ,  $\mathbf{pbest}^{(m)k}$ ,  $\mathbf{v}^{(m)k}$ , and update all particles  $\mathbf{VPP}^{(m)k}$ .
- Step 13:** If  $m \neq ITM$ ,  $m = m + 1$  go to Step 2, otherwise, go to Step 14.
- Step 14:** Obtain  $\mathbf{gbest}^{(ITM)}$  as the optimal scheduling of the VPP and  $TDC$ .
- Step 15:** Print result, Stop.

#### 4. SIMULATION RESULTS

The IEEE 30bus system [14] was used to test the proposed method, with the VPP modification added at buses 2, 5, 7, 8, and 21. The network diagram is shown in

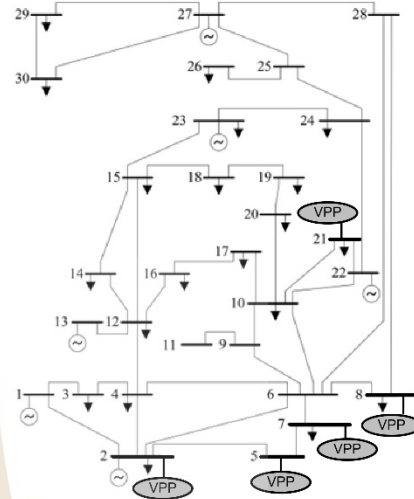


Fig. 3. Modified IEEE 30-bus system.

Fig. 3. The load profile of Thailand and the solar profile are used to represent the non-firm condition of VPPs, as shown in Figs. 4 and 5.

Assuming the cost of DERs is constant due to non-firm agreements, the SO will purchase this energy without any conditions. The computation for the base case of DERs with non-firm conditions, the OPD results for each hour, and the total daily operating cost are shown in Table 3. The total daily operating cost of this case is 13,997.43 \$/day. The net load profile (PLOAD-VPP) of the base case is shown in Fig. 6.

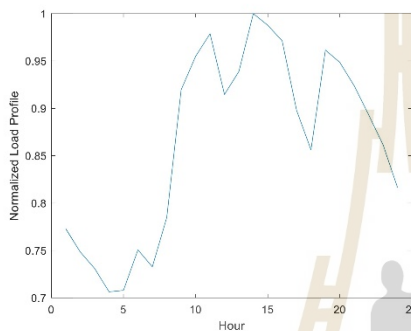
With the proposed COPD-IDS, the daily operating cost can be reduced as indicated by the convergence plot in Fig. 7. The COPD-IDS results addressed in Table 4 show that the total daily operating cost can be reduced to 13925.33 \$/day. The difference in operating cost between the base case and COPD-IDS can be used to encourage or subsidize the non-firm small power produced to change their behavior to firm conditions. Fig. 8 addresses the load profile with COPD-IDS. It is noticeable that the load shape is flatter than the base case and the peak load reduced. Therefore, the investment cost for both generation and transmission can be reduced by firming the small power generated using the VPP concept.

The GA is also used to solve the proposed COPD-IDS problem formulation for comparison with the PSO. The convergence plot of the problem formulation solved by the GA is shown in Fig. 9. The daily scheduling results from the GA are illustrated in Fig. 10. Table 5 addresses the COPD-IDS results of the modified IEEE 30-bus system solved by GA. The results indicate that both the GA

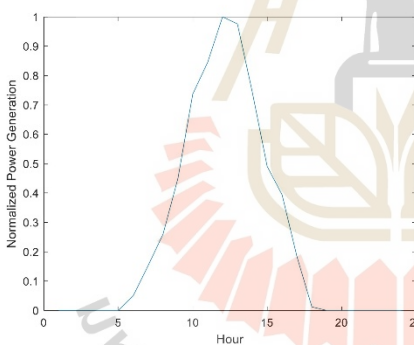


**Table 1:** Cost function and limit of IEEE-30-bus system.

Generator Bus	$F(P_{Gi}) = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2$			$P_{Gi}^{min}$ MW	$P_{Gi}^{max}$ MW
	$a_i$	$b_i$	$c_i$		
1	0	2	0.00375	50	200
2	0	1.75	0.01750	20	80
5	0	1	0.06250	15	50
8	0	3.25	0.00834	10	35
11	0	3	0.02500	10	30
13	0	3	0.02500	12	40



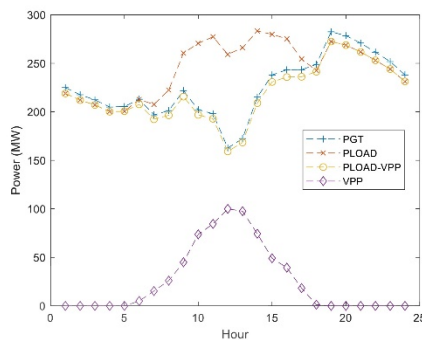
**Fig. 4:** Load profile used for the study.



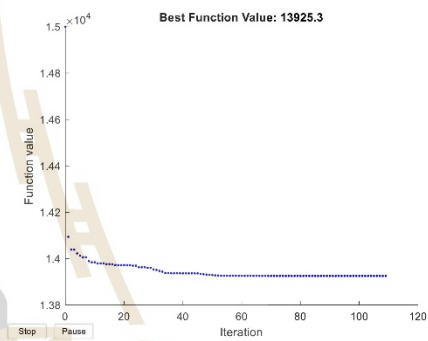
**Fig. 5:** Non-firm power generation profile for the study.

**Table 2:** Buses connected to the VPP.

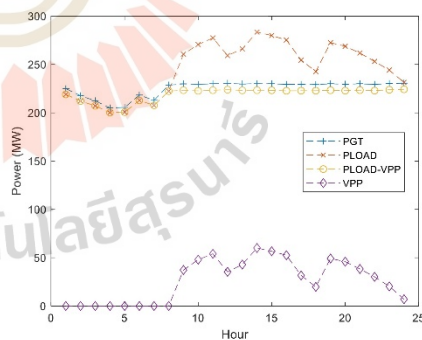
Bus	VPP Size (MW)
2	20
5	20
7	20
8	20
21	20



**Fig. 6:** Base case results for the modified IEEE 30-bus system



**Fig. 7:** Computational convergence of the modified IEEE 30-bus system solved by PSO.



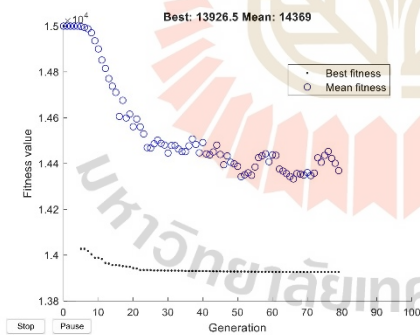
**Fig. 8:** Results for the COPD-IDS with the modified IEEE 30-bus system solved by PSO.

**Table 3:** Base case results for the modified IEEE 30-bus system.

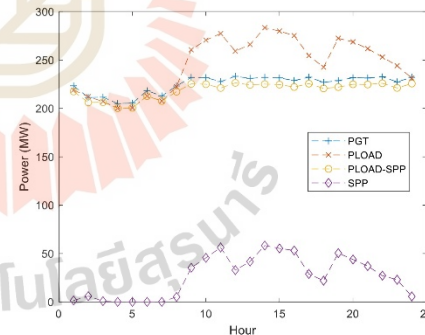
Hour	Optimal System Power Gen. (MW)	VPP Power Gen. (MW)	Load (MW)	Load VPP (MW)	Total Cost (\$/hr)
1	224.97	0.00	219.01	219.01	579.54
2	217.65	0.00	212.12	212.12	557.38
3	212.38	0.00	207.17	207.17	541.66
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.48	0.00	200.65	200.65	521.28
6	213.01	5.03	212.75	207.72	543.51
7	196.87	15.29	207.68	192.39	496.26
8	201.26	25.98	222.44	196.46	508.96
9	221.87	44.94	260.64	215.70	570.12
10	202.20	73.72	270.62	196.90	511.70
11	198.08	84.51	277.39	192.88	499.73
12	162.77	100.00	259.23	159.23	401.60
13	172.46	97.60	266.08	168.48	427.76
14	215.12	74.35	283.40	209.05	549.81
15	238.11	49.07	279.91	230.84	620.07
16	243.38	39.41	275.27	235.86	636.61
17	243.49	18.32	254.49	236.17	636.97
18	248.95	1.23	242.65	241.42	654.30
19	282.55	0.00	272.49	272.49	764.74
20	278.55	0.00	268.80	268.80	751.22
21	270.92	0.00	261.78	261.78	725.74
22	261.53	0.00	253.10	253.10	694.87
23	251.85	0.00	244.12	244.12	663.56
24	238.13	0.00	231.34	231.34	620.15
<b>Total of Day</b>	<b>5406.58</b>	<b>629.45</b>	<b>5883.33</b>	<b>5253.88</b>	<b>13997.43</b>

**Table 4:** Results of the proposed COPD-IDS with the modified IEEE 30-bus system solved by PSO.

Hour	Optimal System Power Gen. (MW)	VPP Power Gen. (MW)	Load (MW)	Load VPP (MW)	Total Cost (\$/hr)
1	224.97	0.00	219.01	219.01	579.54
2	217.64	0.00	212.12	212.12	557.38
3	212.38	0.00	207.17	207.17	541.66
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.48	0.00	200.65	200.65	521.28
6	218.90	0.00	212.75	212.75	559.37
7	212.92	0.00	207.68	207.68	543.27
8	228.62	0.00	222.44	222.44	590.71
9	229.97	37.27	260.64	223.37	594.85
10	229.93	47.39	270.62	223.23	594.72
11	229.83	54.33	277.39	223.06	594.41
12	229.77	36.03	259.23	223.20	594.24
13	229.84	42.89	266.08	223.19	594.45
14	230.00	60.25	283.40	223.15	594.94
15	229.97	56.75	279.91	223.17	594.86
16	229.76	52.25	275.27	223.02	594.20
17	229.79	31.23	254.49	223.26	594.31
18	229.82	19.25	242.65	223.40	594.39
19	229.92	49.29	272.49	223.20	594.70
20	230.06	45.43	268.80	223.37	595.13
21	229.78	38.60	261.78	223.18	594.27
22	230.06	29.57	253.10	223.53	595.13
23	229.66	20.89	244.12	223.23	593.89
24	229.61	8.04	231.34	223.30	593.75
<b>Total of Day</b>	<b>5403.12</b>	<b>629.45</b>	<b>5883.33</b>	<b>5253.88</b>	<b>13925.33</b>



**Fig. 9:** Computational convergence of the modified IEEE 30-bus system solved by the GA.



**Fig. 10:** The COPD-IDS results for the modified IEEE 30-bus system solved by the GA.

and PSO can reduce the total daily operating cost of the system by solving the proposed COPD-IDS. Moreover, the total daily cost solution obtained from PSO is 13925.33

\$/day, lower than the 13926.54 \$/day from the GA.

In the test case, the difference between the non-dispatching strategy of the DERs and the proposed

**Table 5:** Results for the proposed COPD-IDS with the modified IEEE 30-bus system solved by the GA.

Hour	Optimal System Power Gen. (MW)	VPP Power Gen. (MW)	Load (MW)	Load VPP (MW)	Total Cost (\$/hr)
1	223.39	1.50	219.01	217.51	574.72
2	211.37	5.96	212.12	206.17	538.61
3	211.56	0.78	207.17	206.39	539.23
4	205.00	0.00	200.19	200.19	519.88
5	205.48	0.00	200.65	200.65	521.28
6	218.31	0.00	212.75	212.75	559.37
7	212.92	0.00	207.68	207.68	543.27
8	223.21	5.12	222.44	217.32	574.18
9	232.06	35.30	260.64	225.35	601.30
10	231.85	45.58	270.62	225.04	600.63
11	227.79	56.26	277.39	221.13	588.15
12	233.18	32.81	259.23	226.41	604.74
13	231.08	41.72	266.08	224.36	598.26
14	232.11	58.25	283.40	225.15	601.46
15	231.52	55.28	279.91	224.63	599.63
16	228.84	53.12	275.27	222.15	591.39
17	232.29	28.88	254.49	225.62	601.99
18	226.98	21.93	242.65	220.72	585.68
19	228.71	50.43	272.49	222.06	590.99
20	231.75	43.84	268.80	224.97	600.33
21	231.45	37.02	261.78	224.76	599.42
22	232.66	27.12	253.10	225.98	603.13
23	227.50	22.93	244.12	221.19	587.25
24	232.16	5.63	231.34	225.71	601.61
<b>Total of Day</b>	<b>5403.18</b>	<b>629.45</b>	<b>5883.33</b>	<b>5253.88</b>	<b>13926.54</b>

**Table 6:** Summary results for the base case, COPD-IDS using the GA, and COPD-IDS with the PSO of the modified IEEE 30-bus system.

Results	Optimal Dispatch with Non-Firm DERs (Base Case)	COPD-IDS Using GA	COPD-IDS Using PSO
Total Daily Load (MWh)	5883.33		
DERs Daily Power Generation (MWh)	629.45		
Optimal Daily System Power Generation (MWh)	5406.58	5403.18	5403.12
Total Daily Loss (MWh)	152.70	149.30	149.24
Total Daily Cost (\$/Day)	13997.43	13926.54	13925.33

the proposed COPD-IDS can successfully minimize the total daily operational cost of an electricity system with dispatchable DERs using the VPP concept.

#### ACKNOWLEDGMENTS

This work, Research ID: 253697, was supported by (i) Suranaree University of Technology (SUT), (ii) Thailand Science, Research, and Innovation Fund (NSRF).

#### REFERENCES

- [1] K. Oikonomou, M. Parvania, and R. Khatami, "Coordinated deliverable energy flexibility and regulation capacity of distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, no. 106219, pp. 1-13, Dec. 2020.
- [2] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, "A Stochastic Framework for Short-Term Operation of a Distribution Company," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4712-4721, Nov. 2013.
- [3] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 10-16, Apr. 2007.
- [4] P. Asmus, "Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future," *The Electricity Journal*, vol. 23, pp. 72-82, Dec. 2010.
- [5] G. Plancke, K. De Vos, R. Belmans, and A. Delnooz, "Virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system," in *2015 12th International Conference on the*

COPD-IDS is approximately 72.10 \$/day. This information can be further investigated as dispatchability value of the DERs for the SO to set the policy for VPP encouragement and regulation.

Table 6 addresses the summary results of the base case, COPD-IDS using the GA, and COPD-IDS with the PSO. The results show that the proposed COPD-IDS can minimize the total daily cost by coordinating the optimal hourly dispatch to the optimal scheduling of DERs.

Moreover, the total daily loss of the system is reduced by the proposed method. Furthermore, the results indicate that the COPD-IDS solved by the PSO provides a superior solution compared to the GA.

#### 5. CONCLUSION

A method for coordinating optimal power dispatch (OPD) incorporating the scheduling of distributed energy resources (DERs) (COPD-IDS) is proposed in this paper. The objective of the proposed COPD-IDS is to minimize the total daily operating cost. The simulation results on the modified IEEE 30-bus system under practical load and DERs daily profile conditions indicate that

- European Energy Market (EEM)*, Lisbon, Portugal, 2015, pp. 1-5.
- [6] Z. Ullah, N. H. Mirjat, and M. Baseer, "Optimisation and Management of Virtual Power Plants Energy Mix Trading Model," *International Journal of Renewable Energy Development (IJRED)*, vol. 11, no. 1, pp. 83-94, Feb. 2022.
- [7] S. Babaei, C. Zhao, and L. Fan, "A Data-Driven Model of Virtual Power Plants in Day-Ahead Unit Commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 5125-5135, Nov. 2019.
- [8] A. Baringo, L. Baringo, and J. M. Arroyo, "Day-Ahead Self-Scheduling of a Virtual Power Plant in Energy and Reserve Electricity Markets Under Uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 1881-1894, May. 2019.
- [9] M. J. Kasaei, M. Gandomkar, and J. Nikoukar, "Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant," *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 1180-1188, Dec. 2017.
- [10] M. Rahimiyan and L. Baringo, "Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2676-2687, Jul. 2016.
- [11] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets—Part I: Problem Formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 949-956, May. 2011.
- [12] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," in *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, Perth, WA, Australia, 1995, vol. 4, pp. 1942-1948.
- [13] J. McCall, "Genetic algorithms for modelling and optimization," *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 184, no. 1, pp. 205-2221, Dec. 2005.
- [14] O. Alsac, and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady State Security," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745-751, May 1974.

## Greater Mekong Subregion Academic and Research Network (GMSARN)



Asian Institute  
of Technology



Hanoi  
University  
of Technology



Ho Chi Minh City  
University of  
Technology



Institute of  
Technology  
Cambodia



Khon Kaen  
University



Kunming  
University of  
Science and  
Technology



Chitralada  
Technology  
Institute

March 27, 2024

No. GMSARNJ 2024/05

S. Nirukkanaporn  
Department of Electrical Engineering, College of Engineering,  
Rangsit University, 52/347, Phahon Yothin Road,  
Lak Hok Subdistrict, Mueang District,  
Pathum Thani 12000, Thailand

Dear S. Nirukkanaporn,

**Subject: Acceptance Letter (Paper ID. GMSARN-21E-14)**

Title of the Journal: GMSARN International Journal  
Paper Title: Area-based Pricing Investigation for Virtual Power Plant –  
A Case Study of the Equivalent Thai Power System  
Authors: N. Petcharaks, P. Nantivatana, K. Chayakulkheeree and  
S. Nirukkanaporn  
Corresponding Author: S. Nirukkanaporn

Thank you very much for your submission to our journal. We are pleased to inform you that your paper has been reviewed and accepted with revision for publication in Volume 19 Issue 3, 2025. In case you have not submitted copyright form; please send scanned copy shortly through e-mail: [gmsarn@ait.ac.th](mailto:gmsarn@ait.ac.th). Thank you for making the journal a vehicle for your research interests.

Best wishes,

Prof. Weerakorn Ongsakul, PhD, CFA  
Editor-in-Chief  
GMSARN International Journal

GMSARN Office: Asian Institute of Technology

Postal Address:  
P.O. Box 4  
Klong Luang  
Pathumthani 12120  
Thailand

Street Address:  
Km. 42 Paholyothin Highway  
Klong Luang  
Pathumthani 12120  
Thailand

Tel: (66-2) 524-6537  
(for local calls, dial 02 before the tel no.)  
E-mail: [gmsarn@ait.ac.th](mailto:gmsarn@ait.ac.th)  
Internet: <http://www.gmsarn.com>



National  
University  
of Laos



Royal University  
of Phnom Penh



Thammasat  
University



Yanong  
Technological  
University



Yunnan  
University



Naresuan  
University



Suratthani  
Rajabhat  
University





## Area-based Pricing Investigation for Virtual Power Plant – A Case Study of the Equivalent Thai Power System

N. Petcharaks, P. Nantivatana, K. Chayakulkheeree and S. Nirukkanaporn\*

**Abstract**— This paper investigates and analyzes the Thai electric power supply in three dimensions: energy security, economy and ecology, based on the equivalent Thai Electric Supply Industry. Major supplying resources are conventional power plants such as thermal and hydro power plants, some importing power from Lao PDR, and small percentage from renewable energy sources (RES). In this paper, short term regional generation scheduling is performed to study how generators are committed to satisfy the power balance, spinning reserve and other constraints and how power flows among regions under tie line constraints. MILP-QP (Mixed Integer Linear Programming - Quadratic Programming) is used to find the feasible solutions with total fuel cost minimization while satisfying all important constraints. Tie-line constraints are implemented by DC flow. It is performed on an equivalent Thai System with 4 regions: Central (including Bangkok and Metropolitan area), North, Northeast and South regions linked via tie lines, comprising 99 generators. Then, area-based optimal power dispatch (AOPD) is performed to obtain hourly real time locational pricing (RLP) of each area in each case. Numerical results show daily total fuel operation cost, average fuel cost, gas emissions, and marginal costs in each region, each season: summer, rainy and winter, and each case: peak load day and light load day. Many characteristics of Thai power system are revealed, including hourly price of each area. Hourly RLP could be used to determine the location of VPP and be a guideline for the buying price from VPP.

**Keywords**— Coordinated generation scheduling (CGS), Tie-line constrained, Power flow, Energy security, Economy, Ecology.

### 1. INTRODUCTION

Electric power is a key driving factor in national development plan for Thailand. The Power Development Plan (PDP2018) of Thailand [1] has been formulated focusing on energy security, economy, and ecology to ensure appropriate electric power supply facilities for each region throughout the year 2018 – 2037. Electric energy security should ensure sufficient supply at appropriate cost, which sets up appropriate electricity tariff. This tariff, consequently, affects the production cost of goods, products and services of most industries in Thailand and the cost of living of the Thai people. In addition, the paradigm shift towards environmental concern, especially reducing greenhouse gas (GIIG) emission, has been motivating capacity development of renewable energy and energy efficiency promotion of the country.

The electric power supply in the power system of Thailand can be divided into four regions: Central, North, Northeast, and South regions, whereas Bangkok

and Metropolitan area is included in Central area. All areas are linked via tie-lines. Major supplying resources are thermal and hydro power plant, and importing power from Lao PDR. Main energy resources are natural gas, coal, and hydro. Renewable energy sources (RES) are continuously growing in the Thai electric supply sector. Generation capacity from RES including firm and non-firm power plants is 23.8% of total generation capacity in 2017, which is the base year for developing PDP2018. RES in the Thai system are mainly from solar and wind power plants, whereas floating PV power plant on reservoir at the domestic hydro power plant has been initiated and will be growing in terms of capacity. RES output is volatile and most of RES are distributed in the areas with high radiation and high wind velocity. The appropriate support policy to manage RES output, location, buying price, etc., could offer opportunities for RES to obtain appropriate incomes and provide many benefits such as load demand reduction, reserve capacity, energy fuel storage reduction and better environment. It could be started with studying and understanding the present status of the Thai electric supply system in each region and each season such as load demand, power generation, power network, power flow, average cost, marginal cost, gas emission, and power flow.

Generation scheduling problem (GSP) has been developed continuously since it plays important role in power operation system and power plan development plan [2]-[18]. Hydrothermal scheduling was performed using Mixed Integer Programming (MIP) in [10]. GSP for Thai system without line constraints was solved by modified dynamic programming (MDP) [13]. However,

N. Petcharaks is with Dhurakij Pandit University, 110/1-4, Praechacluen Road, Laksi, Bangkok 10210, Thailand. e-mail: nit.pes@dpu.ac.th

P. Nantivatana and K. Chayakulkheeree are with School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, 111, University Avenue, Muang Nakhon Ratchasima 30000, Thailand. e-mail: petch.nant@gmail.com, kecrati.ch@sut.ac.th

S. Nirukkanaporn is with Department of Electrical Engineering, College of Engineering, Rangsit University, 52/347, Pathon Yothin Road, Lak Hok Subdistrict, Moeang District, Pathom Thani 12000, Thailand. e-mail: supattana@rsu.ac.th

it is too complicated to implement line constraints in MDP whereas Mixed Integer Linear Programming-Quadratic Programming (MILP-QP) [17], [18] could solve generation scheduling problem (GSP) with line constraints using DC flow. The numerical results in [17]-[18] showed that MILP-QP could solve GSP with feasible, secure and cost-effective solutions. Area-based optimal power dispatch (AOPD), in which the generators in each area are aggregated and considered as one supply in the area, is performed to solve capacity dispatch among the 4 areas, connected by tie lines, in order to simplify the system complexity and examine the cost of the supply in different connected areas.

Load demand varies with time and regions. In case of multi-area generation scheduling, different load demands occur in different area. This causes different marginal cost (MC) and gas emissions (EM) in each region for each hour. Appropriate generation scheduling (GS) is needed to provide sufficient electricity supply and sufficient spinning reserve. Generation units will be determined to be turn on/off appropriately with objective of total production cost minimization while satisfying all important constraints such as minimum up and down time constraints, maximum and minimum limit, etc. During peak load, most of generation units are turning on to supply sufficient power and spinning reserve. Thus, the marginal unit in this hour will be the most expensive generation unit resulting high marginal cost.

This paper uses MILP-QP in [17]-[18] to solve short term coordinate generation scheduling (CGS) for Thai system determining generators to be turned on/off appropriately with the objective of total fuel operation cost minimization while satisfying all important constraints such as minimum up and down time constraints, maximum and minimum limit, transmission line constraints and availability of water resource for hydro power plants. This paper investigates generation capacity, load demand, reserve margin, marginal fuel cost, gas emissions in 2018 and in each region and each season: summer, rainy, and winter. AOPD is applied for hourly real time locational pricing (RLP) in each area. Thereafter, RLP prices are used to consider the effect of penetration of VPP in different regions. RLP is used to identify the buying price of electricity from VPP in each region, thus the effects on the total daily cost of power supply can be determined.

There are six parts in this paper: introduction, problem formulation, methodology, test cases, numerical results, and conclusion.

## 2. PROBLEM FORMULATION

### 2.1 Generation Schedule Problem Formulation

The objective function of generation schedule (GS) is to minimize total operation fuel cost from generation units in all regions.

$$F(P_i^t, U_i^t) = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{k=1}^{NZ} [F_i(P_i^t) + ST_i^t (1 - U_i^{t-1})] U_i^t \quad (1)$$

Subject to:

i. power balance constraint

$$P_{load}^t - \sum_{i \in A_k} P_i^t U_i^t = 0, \quad t = 1, \dots, NT \quad (2)$$

ii. spinning reserve constraint

$$P_{load}^t + R^t - \sum_{i \in A_k} P_i^t U_{i,max} \leq 0, \quad t = 1, \dots, NT \quad (3)$$

iii. minimum up/down time constraint

$$U_i^t = \begin{cases} 1, & \text{if } T_{i,on}^{t-1} \leq T_{i,on}, \\ 0, & \text{if } T_{i,off}^{t-1} < T_{i,down}, \end{cases} \quad (4)$$

iv. generation limit constraint

$$P_{i,min} U_i^t \leq P_i^t \leq P_{i,max} U_i^t, \quad i \in A_k, \quad k = 1, \dots, NZ, \quad (5)$$

v. DC Power Flow Line Constraints

$$-f_l \leq \sum_{j=1}^{NB} s_{l,j} (P_{bus,j}^t - P_{load,j}^t) \leq f_l, \quad j \neq \text{slack bus} \quad (6)$$

$$l = 1, \dots, NL,$$

Each region is represented by an aggregated bus containing generators in that region.

### 2.2 Generator Aggregation and Area-Based Optimal Power Dispatch

In the area-based optimal power dispatch (AOPD) problem formulation, the area aggregate generator model is obtained by aggregating the generator supply cost in each area into single generator, as shown in Fig. 1.



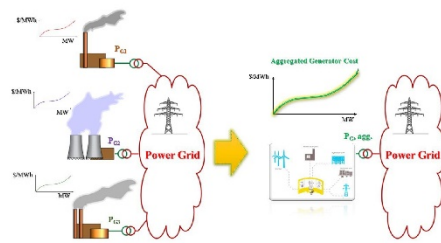


Fig.1. Generation aggregating for AOPD

The generators in each area are the generator those committed by the UC solution. Therefore, the aggregated generator of each hour is different from others.

The area based optimal power dispatch problem formulation can be illustrated as follow. At each dispatch hour,

$$\text{Minimize } FC = \sum_{i \in BG} F(P_{Gi}), \quad (7)$$

Subject to the power balance constraints

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i=1, \dots, NB, \quad (8)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| y_{ij} \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i=1, \dots, NB, \quad (9)$$

The tie-line flow constraint

$$|f_l| \leq f_l^{\max}, \text{ for } l=1, \dots, NL, \quad (10)$$

Generator limit constraint

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, i \in BG \quad (11)$$

### 2.3 Hourly Area Pricing

The hourly RLP can be obtained by the spot pricing concept as shown the Eq. (12) [19].

$$\rho_i = \lambda - \lambda \left( \frac{dP_{loss}}{dP_i} \right) - \sum_{l=1}^{NL} \mu_l \left( \frac{dP_l}{dP_i} \right) \quad (12)$$

Therefore,  $\left( \frac{dP_{loss}}{dP_i} \right)$  represents the increasing in system real power loss due to one MW increasing of real power injected to area  $i$ . Meanwhile,  $\left( \frac{dP_l}{dP_i} \right)$  is the increasing of real power flow in line  $l$  due to one MW increasing of real power injected to area  $i$ .

In this paper, the hourly RLP and the total hourly and daily system fuel cost are used to analyze the impact of virtual power plant penetration of each area.

### 3. METHODOLOGY

GS problem is a mixed integer optimization problem. MILP-QP (Mixed Integer Linear Programming - Quadratic Programming) is a searching systematic procedure to search for the minimum objective function while satisfying all constraints by temporary relaxing integer and binary decision variables which would be initially set the values to be continuous real number within range 0-1, [17]-[18]. Each relaxed variable is determined one by one, starting with the decision variable with the value close to 0.5. It will be branched to the integer value '0' and '1'. The corresponding objective functions, are calculated, they will be blank in case of infeasible solutions. MILP will select the branch to step forward with the lower objective function. Next, MILP will select the next integer decision variable in similar way. MILP determining process is repeated until all integer and binary variables are selected to be either '0' or '1'.

The output of the GS is used establish the aggregated generation model used for AOPD by Eqs. (7)-(11). Consequently, the hourly RLP of each area is obtained by Eq. (12).

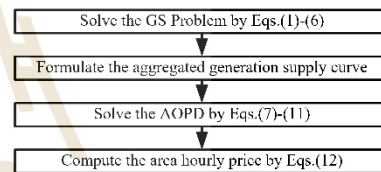


Fig.2. Computational procedure of the proposed methodology

### 4. TEST SYSTEM

The simulation is performed on the equivalent Thai Generation System, simplified from the generation facilities and system data of the year 2018, which is the starting year of the PDP2018. There are four regions: North, Northeast, Central (including Bangkok and Metropolitan area), and South regions with tie line linking among regions. Generating system comprises 99 generators (thermal power plants, hydro power plants), including electricity imported from Lao hydro power plants and thermal power plants (Ilongsa) with pricing 2 and 2.275 Baht/MWh, respectively. Total water available for generation from Thai hydro power plants are collected from data recorded in year 2018. The total generation capacity for generation scheduling in the equivalent Thai system, excluding importing power, SPP, VSPP, mini hydro power plants, shut down reserve capacity and RES are 30,886.40 MW contributed from North, Northeast, Central and South regions: 11.5%, 6.1%, 73.6% and 8.8%, respectively. Load demand after VSPP reduction varied between the highest demand at peak hour in summer peak load day (28,092.20 MW) and

the lowest demand in early morning in winter light load day (11,626.52 MW). Day ahead generation scheduling is performed in 6 six cases in different seasons with peak and light load demand.

## 5. NUMERICAL RESULTS

### 5.1 Generation Scheduling for Multi-Area System

Day ahead generation scheduling for Thai equivalent system is performed for six cases. The investigation on three items: energy security, economy and ecology are following. In Table 1, it is reflected that load demand varies depending on seasons. The highest total energy consumed is in summer, 470,691 MWh/day whereas the lowest one is in winter, 420,166 MWh/day, resulting in 10.73 % difference. The highest emission is in summer, 189,890 Tons/day whereas the lowest emission is in

winter, 166,569 Tons/day, resulting in 12.28 % difference.

The solutions with their corresponding operation fuel cost, marginal cost (MC), and gas emissions (EM) are analyzed for each case, Case 1- 6. Total operation fuel cost varies between 261-140 Million Baht/day and average fuel cost (AFS) varies between 554.70 -702.92 Baht/MWh depending on hydro energy in those days as shown in Table 1. AFS shown in Table 1 does not include other operation cost, maintenance cost, administration cost, service cost, distribution cost, and other cost for supporting VSPP and SPP, etc. The lowest AFS is in case 1 due to the water release on that day. Whereas, limited water was available in light load day resulting in high AFS during light load in summer and winter.

Table 1. Total operation fuel cost and average fuel cost of various cases

Case	Load Type	Total Fuel Operation Cost (Baht)	Average Fuel Cost (Baht/MWh)	Gas Emissions (Tons/day)	Total Load (Tload-SPP) (MWh)	Total Water from Dam Excl LTK (MWh)
Case 1	Summer Peak	261,090,152	554.70	189,890	470,691	19,088
Case 2	Summer Light	168,385,719	621.18	103,597	271,073	16,957
Case 3	Rainy Peak	241,159,737	558.20	171,655	432,028	22,158
Case 4	Rainy Light	207,091,862	562.20	142,556	368,361	25,010
Case 5	Winter Peak	235,297,403	560.01	166,569	420,166	21,860
Case 6	Winter Light	139,708,060	702.92	72,203	198,753	16,116

Table 2. Total operation fuel cost and average fuel cost of various cases

Case	Load Type	Region	Load (Tload-SPP) (MWh/day)	Generation (MWh/day)	Gas Emissions (Tons/day)
Case 1	Summer Peak	North	50,397	25,121	3,524
		Northeast	42,109	26,051	6,817
		Central	325,230	359,989	154,315
		South	52,959	59,529	25,234
		<b>Total</b>	<b>470,691</b>	<b>470,691</b>	<b>189,890</b>
Case 2	Summer Light	North	36,822	23,082	3,524
		Northeast	26,505	26,061	6,817
		Central	170,901	197,826	83,502
		South	36,845	24,105	9,754
		<b>Total</b>	<b>271,073</b>	<b>271,073</b>	<b>103,597</b>
Case 3	Rainy Peak	North	51,161	18,834	3,524
		Northeast	39,509	25,634	6,817
		Central	293,632	330,074	137,631
		South	47,726	57,486	23,683
		<b>Total</b>	<b>432,028</b>	<b>432,028</b>	<b>171,655</b>
Case 4	Rainy Light	North	47,233	18,811	3,524
		Northeast	33,078	25,704	6,817
		Central	240,847	293,544	121,323
		South	47,203	30,303	10,892
		<b>Total</b>	<b>368,361</b>	<b>368,361</b>	<b>142,556</b>
Case 5	Winter Peak	North	43,360	28,606	3,524
		Northeast	36,636	25,949	6,817
		Central	292,582	316,586	135,312
		South	47,587	49,025	20,916

		Total	420,166	420,166	166,569
Case 6	Winter Light	North	25,808	26,791	3,524
		Northeast	12,814	13,545	1,278
		Central	123,426	141,455	60,429
		South	36,705	16,962	6,972
		<b>Total</b>	<b>198,753</b>	<b>198,753</b>	<b>72,203</b>

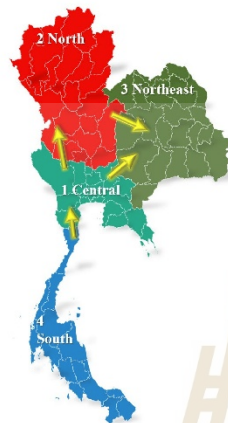


Fig.3. Power flowing among regions in Thai system during some hours in summer peak load day.

The highest FLAC of committed generators is 769.85 Baht/MWh at REG power plants in Ratchaburi. REG#1 and REG#2. Whereas, FLAC of Mae Moh (MM) power plants are 691.51 - 717.65 Baht/MWh, respectively which are much higher than other thermal power plants in system with 365 - 648 Baht/MWh. Thus, REG#1 and REG#2 and Mae Moh power plants are committed with minimum level limit. MM power plants are committed for security reason since they represent thermal power plants in North region. Marginal units, to produce the next MWh of load demand, are in Central Region such as REG#3- REG#4- REG#5, NB#1-NB#2, and RB#1-RB#2. The corresponding marginal cost is approximately 302 - 521 Baht/MWh. Calculating from electricity produced per day in summer peak load day, gas emission (EM) is approximately 70 Mton/year whereas Hlongsa power plants release 47 kton/year.

Power normally flows from Central regions to the others regions, whereas power could flow in both directions for South region. Power always flows into North and Northeast since their load demand are higher than their committed generation due to cheaper production cost in Central region in which new power plants with higher efficiency have been installed recently. Whereas, committed generators in North East region supply power at their maximum limit due to their low production cost. Power flows in some hours during summer peak load shown in Fig.3 where region 1, 2, 3 and 4 representing Central, North, Northeast and South regions, respectively.

In Table 2, the highest load, generation and emission of each region are in Case 1, summer peak load day. The most condensed load and the highest generation are in Central region since it includes West, East, and Upper North areas whereas the least load demand and generation are in Northeast region. The comparison of load, generation and emission among cases in Fig. 4, reflects that generation in central region is the biggest part in Thai system, whereas those of the other regions are much smaller. Generations in Central region are always more than its load demand resulting power flowing out of this region to supply load in other regions. Consequently, the highest emission is in Central region whereas the lowest emissions are in North and Northeast region. It is also reflected that load demand, generation and emission depend on seasons. The proportion patterns in each season are similar, whereas the highest load demand, generation, emission are in Central region, the least generation, emission are in North region, and the lowest demand is in Northeast region. In South region, generation could be higher than its load demand in some cases.

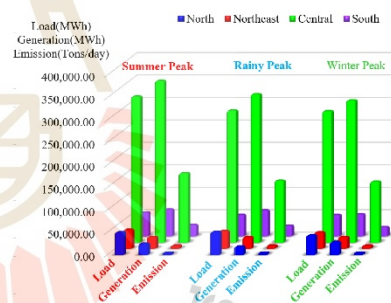


Fig.4. Comparison of load (MWh/day), power generation (MWh/day), emission (tons/day) among summer, rainy, and winter peak day.

In Table 3, the largest part of overall generations are from thermal power plants in Central region. The participations of generation from North, Northeast, Central and South regions for total generation for Thai system are 4.35% - 13.41%, 6.23% - 10.11%, 70.82%-79.69%, and 8.23% - 13.28%, respectively. Generation in Central takes part in generation more than 70% of total generation whereas generation in each area in other areas is 4.35% - 13.41% of total generation. In Fig. 5, the generation from Central region takes the largest contribution and almost seven times larger than that of other regions. These result in sequence order of highest

emissions in Central, South, Northeast and North regions as shown in Table 3.

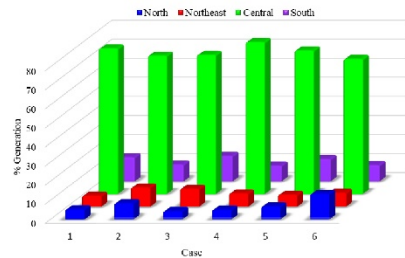


Fig.5. Comparison the power generations contributed from each region to overall generation in all cases.

Table 3. Generation contributed from each region for overall generation in Thai system in percentage

Case	Load Type	Region	Generation (%)				Gas Emissions (%)
			Thermal	Hydro	Import	Sum	
Case 1	Summer Peak	North	1.71	2.12	1.50	5.33	1.86
		Northeast	3.30	0.32	2.14	5.76	3.59
		Central	74.84	1.46	-	76.30	81.27
		South	12.24	0.38	-	12.62	13.29
		<b>Total</b>	<b>92.09</b>	<b>4.28</b>	<b>3.64</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Case 2	Summer Light	North	2.96	2.92	2.59	8.47	3.40
		Northeast	5.73	0.67	3.71	10.11	6.58
		Central	70.11	2.47	-	72.58	80.60
		South	8.19	0.66	-	8.85	9.42
		<b>Total</b>	<b>86.99</b>	<b>6.72</b>	<b>6.30</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Case 3	Rainy Peak	North	1.86	0.86	1.63	4.35	2.05
		Northeast	3.60	3.49	2.33	9.42	3.97
		Central	72.74	0.20	-	72.94	80.18
		South	12.32	0.76	-	13.28	13.80
		<b>Total</b>	<b>90.72</b>	<b>5.31</b>	<b>3.96</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Case 4	Rainy Light	North	2.19	1.00	1.92	5.11	2.47
		Northeast	4.23	0	2.74	6.97	4.78
		Central	75.37	4.32	0	79.69	85.11
		South	6.77	1.46	0	8.23	7.64
		<b>Total</b>	<b>88.56</b>	<b>6.78</b>	<b>4.66</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Case 5	Winter Peak	North	1.92	3.21	1.68	6.81	2.12
		Northeast	3.71	0.12	2.40	6.23	4.09
		Central	73.65	1.65	0	75.3	81.23
		South	11.38	0.28	0	11.66	12.56
		<b>Total</b>	<b>90.66</b>	<b>5.26</b>	<b>4.08</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Case 6	Winter Light	North	4.04	5.84	3.53	13.41	4.88
		Northeast	1.46	0.59	5.22	7.27	1.77
		Central	69.23	1.59	0	70.82	83.69
		South	7.99	0.50	0	8.49	9.66
		<b>Total</b>	<b>82.72</b>	<b>8.52</b>	<b>8.75</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

5.2 AOPD Solution

The hourly aggregated generation cost curve of each area can be obtained from the output of UC. Then, the AOPD of each hour is solved. The hourly prices of each selected days, obtained by the area based optimal power dispatch results are given in Figs. 6-11.

The results shown that the hourly prices of summer peak day are shown to be the highest and the high price area is North-eastern area. Meanwhile, in the summer light load day, the Northern area is shown to be the highest price area. The prices of Southern area are shown to be high in winter and rainy light load days.

The prices around on 05.00 time are different on Fig 6 and 8. In summer peak day, Thermal power plant unit#16 and unit#22 in Central area were 'turn on' due to high load demand whole day. Whereas, they were 'turn off' due to lighter load in winter peak day. This case can occur since GSP was solved by algorithms of total cost minimization. Thus, MILP-QP will search for the optimal solution in which some units would be 'turn off' to save cost (no-load cost and variable cost) resulting in lower total cost. However, the solution would be different if algorithms of price minimization or payment minimization are implemented.



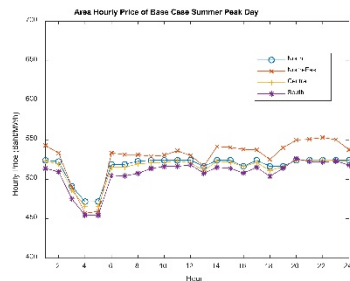


Fig.6. The hourly RLP of summer peak day

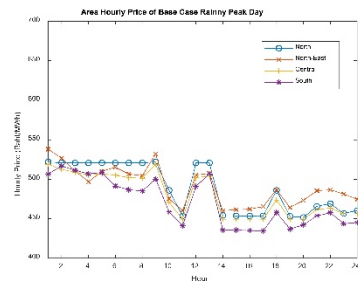


Fig.10. The hourly RLP of rainy peak day

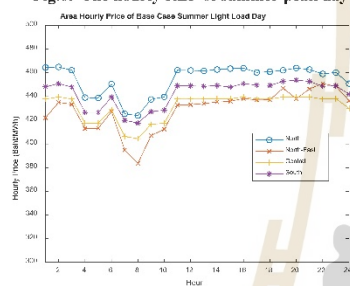


Fig.7. The hourly RLP of summer light load day

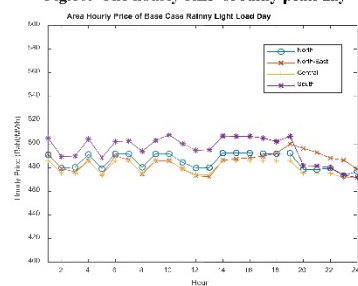


Fig.11. The hourly RLP of rainy light load day

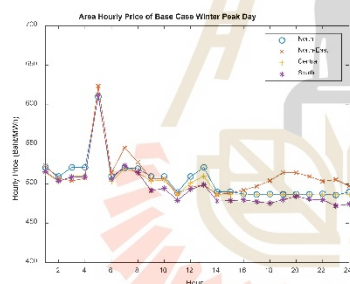


Fig.8. The hourly RLP of winter peak day

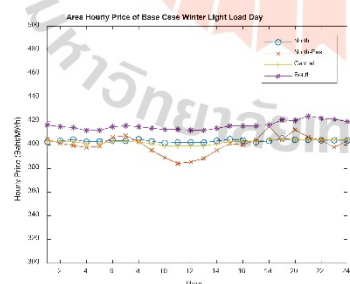


Fig.9. The hourly RLP of winter light load day

The area hourly fuel costs resulted from area based optimal power dispatch of the selected days are given in Fig. 12. The results shown that the total fuel cost of summer peak day is the highest and the lowest total fuel cost is on winter light load day.

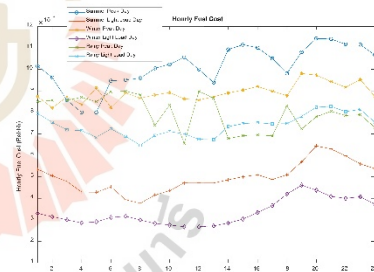


Fig.12. The hourly area fuel cost of different days

5.3 Investigation on VPP penetration

In this study the VPP is modeled as the addition power generation in each area, in summer peak day.

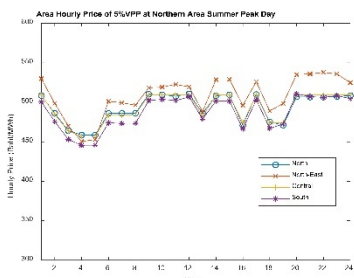


Fig.13. The hourly RLP of summer peak day with 5% VPP penetration in Northern area

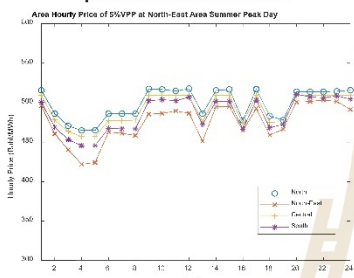


Fig.14. The hourly RLP of summer peak day with 5% VPP penetration in North-east area

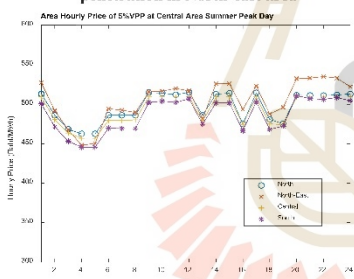


Fig.15. The hourly RLP of summer peak day with 5% VPP penetration in Central area

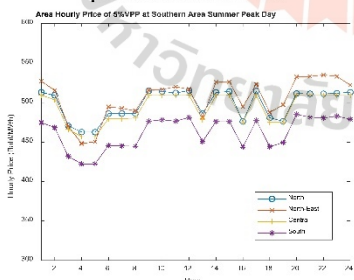


Fig.16. The hourly RLP of summer peak day with 5% VPP penetration in Southern area

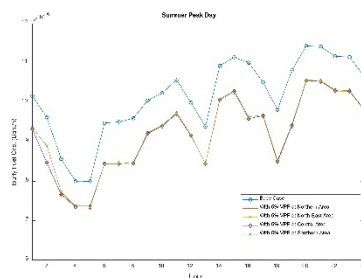


Fig.17. The hourly fuel cost of summer peak day with 5% VPP penetration in each area

There are four cases study including;

- Case VPP1: adding VPP at the capacity of 5% of daily peak load at Northern area,
- Case VPP2: adding VPP at the capacity of 5% of daily peak load at North-Eastern area,
- Case VPP3: adding VPP at the capacity of 5% of daily peak load at Central area, and
- Case VPP4: adding VPP at the capacity of 5% of daily peak load at Southern area.

In each case, VPP is assumed to supply or sell power at constant value of 5% of daily peak load for each hour throughout the entire day. With the study of VPP penetration in each area of summer peak day, the hourly RLP can be shown as Figs. 13-16. The total hourly fuel costs with VPP penetration in each area can be shown in Fig.17.

It is obviously that the hourly RLP is reduced due to avoiding of dispatching the high price generation, when adding VPP. Meanwhile, the payment to VPP will be the addition operating cost of the system. The payment to VPP could be based on flat rate with subsidiary scheme or by actual hourly RLP. By considering VPP price at hourly RLP, the total daily cost can be shown as in Table 4, with different VPP payment schemes.

Adding VPP at North region could result in the lowest total cost since load demand are higher than committed power in North region. Consequently, adding VPP in north region reduces power flow from Central region. Eventhough, the highest RLP is from North East region, adding VPP 5% of peak load in summer peak load day is approximately 1,090 MW which higher than power deficit in North East region resulting in power flow out of this region. Therefore, adding VPP in North East region could not reduce total cost as much as adding VPP in North region. In addition, tie lines linking North and Central region are mainly 500 kV and 230 kV whereas those linking North East and Central region are mainly 230 kV and 115 kV. Thus tie lines are one of factors that should be considered in adding VPP.

However, adding VPP should consider many factors such as power deficit, self power supplying, tie line capacity, infrastructure investment, security, energy resources, environments, economic growth in that region. The Belt and Road Initiative (BRI) from China- Lao

$P_i^t$	: generation output power of thermal unit $i$ at hour $t$ (MW);	tie-line $l$ limit by one MVA
$P_{load}^t$	: load demand at hour $t$ (MW);	$NC$
$P_{load,j}^t$	: load demand of bus $j$ at hour $t$ (MW);	: Number of tie-line in the system
$P_{bus,j}^t$	: generation output power from bus $j$ at hour $t$ (MW);	$P_l$
$R^t$	: spinning reserve at hour $t$ (MW);	: Real power flow in tie-line $l$ (MW)
$r_j$	: % increasing load at bus $j$ ;	
$S_{l,j}$	: coefficient of line $l$ from bus $j$ ;	
$ST_i^t$	: startup cost of unit $i$ at hour $t$ (Baht);	
$T_{i,down}^t$	: minimum down time of thermal unit $i$ (h);	
$T_{i,off}^t$	: continuously off time of unit $i$ (h);	
$T_{i,on}^t$	: continuously on time of unit $i$ (h);	
$T_{i,up}^t$	: minimum up time of thermal unit $i$ (h);	
$U_i^t$	: status of thermal unit $i$ at hour $t$ (on = 1, off = 0);	
$FC$	: Total system fuel cost (Baht/h)	
$F(P_{Gr})$	: Aggregated supply cost of area $i$ (Baht/h)	
$P_{Gi}$	: Real power generation of area $i$ (MW)	
$P_{Di}$	: Real power demand of area $i$ (MW)	
$ V_i $	: Equivalent voltage of area $i$ (V)	
$BG$	: Set of area connected with generator	
$f_l^{\max}$	: Maximum loading limit of tie-line $l$ (MVA)	
$NB$	: Total number of area	
$P_{Gi}^{\max}$	: Maximum total real power generation of area $i$ (MW)	
$P_{Gi}^{\min}$	: Minimum limit of real power generation of area $i$ (MW)	
$Q_{Di}$	: Reactive power demand of area $i$ (MW)	
$ y_{ij} $	: Magnitude of $y_{ij}$ element in $Y_{bus}$ (mho)	
$\theta_{ij}$	: Angle of $y_{ij}$ element in $Y_{bus}$ (radian)	
$f_l$	: Power flow of tie-line $l$ (MVA)	
$Q_{Gi}$	: Reactive power generation of area $i$ (MW)	
$\delta_j$	: Angle different between area $i$ and $j$ (radian)	
$\rho_i$	: The hourly price of area $i$ (Baht/MWh)	
$\lambda$	: System marginal cost (Baht/MWh)	
$P_{loss}$	: Total system transmission loss (MW)	
$P_i$	: Real power injected to area $i$ (MW)	
$\mu_i$	: Kuhn-Tucker condition variable represent the reduction on total system cost by increasing the	

#### ABBREVIATION

AOPD:	Area-based Optimal Power Dispatch
CGS:	Coordinate generation scheduling
EM:	Emissions
GHG:	Greenhouse Gas
GS:	Generation scheduling
GSP:	Generation scheduling problem
MC:	Marginal cost
MDP:	Modified dynamic programming
MIP:	Mixed Integer Programming
MILP:	Mixed Integer Linear Programming
PDP:	Power Development Plan
QP:	Quadratic Programming
RES:	Renewable Energy Sources
RLP:	Real Time Locational Pricing
SPP:	Small Power Producer
UC:	Unit Commitment
VPP:	Virtual Power Plant
VSPP:	Very Small Power Producer

#### REFERENCES

- [1] Energy Policy and Planning Office, Power Development Plan year 2018 – 2037, (PDP2018), <http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP2018.pdf>, Ministry of Energy, April 2019.
- [2] N. Petcharak, "An enhanced Lagrangian relaxation program for constrained hydrothermal generation scheduling," Doctoral Dissertation, Electrical Power System Management, School of Environment, Resources and Development, Asian Institute of Technology, Sep, 2006.
- [3] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power generation, operation & control," 2nd ed. New York: John Wiley&Sons, 1996, ISBN 0-471-58699-4 , 1996.
- [4] W. Ongsakul and V. N. Dieu, "Artificial intelligence in power system optimization," CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.
- [5] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill and H. P. Chao, "The next generation of electric power unit commitment models," Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [6] G.B. Sheble and G. N. Fahd, "Unit commitment literature synopsis," IEEE Transactions Power Systems, vol. 9, no. 1, 1994, pp. 128 - 135.
- [7] W. Ongsakul and N. Petcharak, "Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, no. 1, Feb, 2004, pp. 620 - 628.
- [8] N. Petcharak and W. Ongsakul, "Hybrid enhanced Lagrangian relaxation and quadratic programming for hydrothermal scheduling," Electric Power Components & Systems, vol. 35, issue 1, 2007, pp. 19 - 42.



PDR Thailand (North East region) could result in economic growth in North East region.

VPP could be implemented in appropriate area to provide benefit to small RES owners, consumer and utilities. VPP could reduce load demand in that area. In future, if VPPs are supported in many areas covering all regions, it will reduce long distance power flow and power loss in tie lines resulting in higher stability and

higher efficiency. Further simulation of the system considering in detail system parameters for each region could provide VPP development strategy for the Thai electric supply system.

In addition, the computation times of the proposed method are less than 2 hours for the application of the day-ahead scheduling.

**Table 4. Total daily cost of summer peak day base case and 5% VPP penetration in each areas with VPP payment by hourly RLP before adding VPP**

	Base Case	5% VPP in Northern Area	5% VPP in North-East Area	5% VPP in Central Area	5% VPP in Southern Area
Total Daily Fuel Cost (MBaht)	243.235	220.363	220.475	220.424	221.340
VPP cost (MBaht)	-	13.512	13.826	13.447	13.273
Total Daily Cost (MBaht)	243.235	233.875	234.301	233.871	234.613

## 6. CONCLUSION

Day ahead generation scheduling for Thai equivalent system provides the appropriate TGS solutions and reflects many interesting characteristics of Thai power system. Three items: energy security, economy and ecology are investigated.

For energy security, generation capacity is much more than load demand resulting in reserve margin 39.3 % in year 2018. The order of generation capacity from the highest to the lowest one are Central, North, South and NE regions. Power mainly flows from Central region to the other regions. For security concerns, more conventional thermal power plants in NE and S region should be considered since there are only two thermal power plants in NE region, deficit power flowing from C and N regions, and from Lao hydro power plants. NE region is far away from seaports resulting in difficulty to access natural gas from Thai gulf. Whereas, there is only one location at Bang Saphan for tie lines linking South region to the other regions.

For economy, average fuel cost in each season varies between 554.70 - 702.92 Baht/MWh depending on water available in dam. AFS is based on only operation fuel cost excluding other operation cost, maintenance cost, distribution cost, fixed cost, etc. Marginal units are committed generators in Central region such as REG and RB (Ratchaburi power plants).

For ecology, the regions with least EM are in N and NE regions since mainly electricity producing by hydro power plants and importing from Lao PDR. Whereas, the highest EM from electric generation is in Central region due to the highest generation capacity with seven folds of other regions. In addition, load demand is condensed in central region including high population and heavy industries which produced high EM. Thus, EM in

Central region should be carefully considered.

MILP-QP is suitable for GSP applying for the Thai power system, as it addresses mixed integer problems and eliminates the need for setting initial values or updating the values of Lagrangian multipliers. AOPD could provide RLP prices from each region which can be used to be the buying price from VPP. Adding VPP should consider many factors such as power deficit, self power supplying, tie line capacity, infrastructure investment, security, energy resources, environments, economic growth in that region.

## ACKNOWLEDGMENT

This work is supported by the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the National Science and Technology Development Agency (NSTDA) under contract number MOU-CO-2563-I1005-TH.

## NOMENCLATURE

$a_i$	: no load cost of unit $i$ ;
$b_i$	: variable cost of unit $i$ ; (Baht /MWh)
$c_i$	: parameter in cost function of unit $i$ ;
$F_i(P_i^t)$	: generator fuel cost function in a quadratic form, $F_i(P_i^t) = a_i + b_i P_i^t + c_i (P_i^t)^2$ (Baht /h),
$f_l$	: line limit (MW),
$NG$	: total number of thermal generator units;
$P_{i,\min}$	: minimum real power generation of thermal unit $i$ (MW);
$P_{i,\max}$	: maximum real power generation of thermal unit $i$ (MW);

- [9] N. Petcharaks, "Multi-Objective Unit Commitment", EECON31, Electrical Engineering Conference 31, Srinakharinwirot University and Sripatum University, Royal Hill Golf Resort and Spa, Nakorn Nayok, 29-31 October 2008, Best Paper Award.
- [10] A. Thonghact, T. Chimhat and N. Petcharaks, "Hydrothermal scheduling by Mixed Integer Programming", EECON33, Electrical Engineering Conference 33, Chiangmai, December 1-3, 2010.
- [11] N. Petcharaks, "Optimal Spinning Reserve under Load and Intermittent Generation Uncertainty using Monte Carlo Simulation", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference IEEE ISGAT-Asia 2015, November 3-6, 2015, Bangkok, Thailand.
- [12] S. Nirukkanaporn and N. Petcharaks, "A Modified Dynamic Programming for Generation Scheduling – Environmental Impact Analysis for EV Penetration", The 2019 International Electrical Engineering Congress (IEECON 2019), March 6-8, 2019, Hua Hin, Thailand.
- [13] S. Nirukkanaporn and N. Petcharaks, "Looking to the Future: Thailand's Electric Vehicles and the Environment", The IEEE-PES GTD Grand International Conference & Exposition Asia 2019 (IEEE-PES GTD Asia 2019), March 21-23, 2019, Bangkok, Thailand.
- [14] Cheng C. P., Liu C. W. and Liu C. C. (2000). Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, 15(2), 707-714
- [15] S. A. Kazalis, Kazarlis S. A., Barkirtzis A. G. and Petridis V. (1996). A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. IEEE Transactions Power Systems, 11(1), 83-92.
- [16] N. Petcharaks, "Generation Scheduling in Electrical Power System: A Literature Review", EECON37, Electrical Engineering Conference 37, Khon kaen University, Pullman Khon Kaen Raja Orchid Hotel, Khonkan, 19-21 November 2014, Paper No. PW 106, pp.
- [17] N. Petcharaks, K. Chayakulkeeree, P. Nantivatana, and S. Nirukkanaporn, "Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part I: Problem Formulation", International conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), October 16-18, 2020, Kantary Hills Hotel, Chiang Mai, Thailand.
- [18] N. Petcharaks, K. Chayakulkeeree, P. Nantivatana, and S. Nirukkanaporn "Tie-Line Constrained Multi-Area Generation Scheduling Using Mixed Integer Programming Part II: Results and Discussion", International conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), October 16-18, 2020, Kantary Hills Hotel, Chiang Mai, Thailand
- [19] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R.E. Bohn, Spot Pricing of Electricity, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1988.

## APPENDIX

Generating system comprises 99 generators (thermal power plants, hydro power plants), including electricity imported from Lao hydro power plants and thermal power plants (Hongsa) with pricing 2.0 and 2.275 Baht/MWh, respectively. Total water available for generation from Thai hydro power plants are collected from data recorded in year 2018. The total generation capacity in the equivalent Thai system excluding importing power, SPP, VSPP, mini hydro power plants, shut down reserve capacity and RES are 30,886.40 MW contributed from North, Northeast, Central and South regions: 11.5%, 6.1%, 73.6% and 8.8%, respectively. Load demand after VSPP reduction varied between the highest demand at peak hour in summer peak load day (28,092.20 MW) and the lowest demand in early morning in winter light load day (11,626.52 MW). Day ahead generation scheduling is performed in 6 six cases in different seasons with peak and light load demand.

Table A1. Power plants and import power in each area

Area	Thermal Power Plants	Hydro Power Plant	Import
North	9	16	Hongsa thermal units: 3 units (491 MW*3)
Northeast	2	Hydro power plant 10 units Pumped Storage 4 units	Lao hydro power plants 237.2 MW
Central	33	14	-
South	4	6	TNB Malaysia 300 MW (neglected)

Table A2: Load demand in each case

	Load Demand )MW(					
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
Hour 1	19,381.07	12,018.07	17,602.39	16,349.62	16,458.31	8,191.56
Hour 2	18,507.57	11,287.28	16,537.09	15,844.41	15,764.79	7,805.73
Hour 3	17,609.87	10,755.18	15,886.94	15,117.21	15,276.41	7,451.22
Hour 4	17,152.73	10,124.92	15,670.89	14,698.57	14,836.41	7,126.01
Hour 5	17,146.61	10,097.33	16,056.34	14,416.39	14,890.77	7,249.55
Hour 6	18,234.31	10,415.62	17,318.04	14,865.64	15,961.32	7,712.86
Hour 7	18,298.22	9,549.92	17,357.33	14,153.71	17,131.56	7,857.97
Hour 8	18,459.85	9,179.90	17,025.31	13,602.61	16,681.97	7,429.69
Hour 9	19,171.01	9,819.93	17,505.28	14,237.38	17,282.68	7,056.82
Hour 10	19,537.01	10,266.28	17,888.88	14,603.92	17,517.77	6,897.13
Hour 11	20,158.57	10,587.43	18,320.99	14,588.42	17,752.53	6,685.51
Hour 12	19,065.96	10,585.02	17,340.88	14,218.41	16,574.22	6,691.40
Hour 13	18,172.61	10,585.93	16,743.18	14,178.69	15,745.21	6,797.73
Hour 14	20,847.11	10,910.13	19,111.72	15,073.77	18,317.08	7,093.61
Hour 15	21,251.10	11,219.93	19,246.34	15,361.60	18,590.69	7,538.55
Hour 16	21,299.96	11,397.15	19,241.89	15,443.05	18,933.10	8,283.92
Hour 17	20,042.95	10,988.02	18,295.33	15,332.62	18,479.55	9,078.05
Hour 18	18,981.15	11,453.56	17,788.23	15,369.23	18,043.35	10,378.61
Hour 19	20,916.61	12,787.27	19,968.69	16,053.86	20,154.82	11,382.42
Hour 20	21,801.05	14,452.20	20,242.08	17,315.41	20,001.05	10,828.34
Hour 21	21,760.76	14,145.86	19,399.39	17,407.50	19,391.40	10,089.76
Hour 22	21,291.32	13,472.28	18,618.55	16,904.91	18,851.11	9,872.54
Hour 23	21,259.47	12,612.865	20,104.975	17,258.015	19,577.31	10,051.965
Hour 24	20,343.94	12,361.12	18,756.985	15,966.03	17,952.46	9,201.685

## ประวัติผู้เขียน

นายเพชร นันทิวิจิตรชัย เกิดเมื่อวันที่ 19 กรกฎาคม พ.ศ. 2520 เกิดที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จาก มหาวิทยาลัยศรีปทุม จังหวัดกรุงเทพมหานคร เมื่อ พ.ศ. 2543 สำเร็จการศึกษาปริญญาโทวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์) จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง จังหวัดกรุงเทพมหานคร เมื่อ พ.ศ. 2549 และได้เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาเอก สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี เมื่อ พ.ศ. 2562 ได้เข้าทำงานในตำแหน่ง อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม เมื่อ พ.ศ. 2544 ถึง 2562 อาจารย์ประจำคณะเทคโนโลยีดิจิทัล สถาบันเทคโนโลยีจิตรลดา เมื่อ พ.ศ. 2562 ถึง 2564 และอาจารย์ประจำคณะเทคโนโลยีอุตสาหกรรม สถาบันเทคโนโลยีจิตรลดา เมื่อ พ.ศ. 2564 ถึง ปัจจุบัน



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี