



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองหมุนที่เหมาะสมสำหรับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้า
พลังงานลม โดยใช้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคงร่วมกับดัชนีค่าคาดหวังของการ
สูญเสียพลังงาน

Optimal Spinning Reserve for Wind Power Uncertainty using Security – Constrained
Unit Commitment with EENS Index

นามผู้วิจัย นางสาวนันทิยา ชัยบุตร

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต คำรงกุลกิจกร, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา วีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ _____ เดือน _____ พ.ศ. _____

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองหมุนที่เหมาะสมสำหรับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าพลังงานลม
โดยใช้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคงร่วมกับดัชนีค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน

Optimal Spinning Reserve for Wind Power Uncertainty using Security – Constrained Unit
Commitment with EENS Index

โดย

นางสาวนันธิยา ชัยบุตร

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2557

นันทิยา ชัยบุตร 2557: การหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองหมุนที่เหมาะสมสำหรับความไม่
แน่นอนของกำลังไฟฟ้าพลังงานลม โดยใช้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคงร่วมกับดัชนี
ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน ปริญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
(วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษา
วิทยานิพนธ์หลัก: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปานจิต คำรงกุลกำจร, Ph.D. 109 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอกระบวนการในการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองหมุนอย่าง
เหมาะสมของระบบไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานลม โดยใช้การ
เดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคงร่วมกับดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิด
ค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุดภายใต้ความเชื่อถือได้ที่ยอมรับได้ กำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ
ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่
แน่นอนของลม ซึ่งในส่วนของกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมจะถูกพิจารณาโดย
คำนึงถึงระดับการยอมรับได้ของความเชื่อถือได้ที่เรียกว่า ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน
(EENS) ซึ่งกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมในแต่ละเวลาที่ได้จากการพยากรณ์จะถูกจำลองความ
ไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นในรูปแบบการกระจายแบบปกติ และถูกแบ่งเป็น 7 ส่วน เพื่อนำค่ากำลังไฟฟ้า
และค่าความน่าจะเป็นในแต่ละส่วนไปใช้ในการคำนวณค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานควบคู่
ไปกับกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลม การแก้ไขปัญหามันในรูปแบบไม่เชิงเส้นเชิง
ผสมในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งวิธีการคำนวณออกเป็น 2 ส่วนคือ การแก้ปัญหามันด้วยวิธีการการ
จัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขความมั่นคงแบบประมาณหรือแบบดิซี (DC-SCUC) และ
การตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งผ่านวิธีการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่
เหมาะสมในรูปแบบเอซี (ACOPF)

ผลที่ได้พบว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้ครอบคลุมความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้า
เนื่องจากลมภายใต้ระดับความเชื่อถือได้ที่ยอมรับได้ และการจัดสรรกำลังไฟฟ้าในระบบสามารถ
ทำงานได้อย่างมั่นคง สำหรับการศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของ
ลมควรเตรียมไว้อย่างน้อย 0.412 MW เมื่อกำลังไฟฟ้าจากการพยากรณ์ของลมเพิ่มขึ้น 1 MW เพื่อ
ไม่ให้เกิดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของลม

ลายมือชื่อนักศึกษา

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

Nuntiya Chaiyabut 2014: Optimal Spinning Reserve for Wind Power Uncertainty using Security – Constrained Unit Commitment with EENS Index. Doctor of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Assistant Professor Parnjit Damrongkulkamjorn, Ph.D. 109 pages.

This thesis presents the algorithm for computing the optimal spinning reserve for power system which consists of thermal generation and wind power generation, using security – constrained unit commitment with reliability index. The spinning reserve consists of two parts: the traditional spinning reserve; and the reserve due to wind power uncertainty. The spinning reserve for wind power uncertainty is considered with the acceptable reliability level, which is the expected energy not supplied (EENS). The uncertainty of forecasted wind power is modeled as normal distribution consisting of seven sections. The wind power and probability of each section are used to calculate the expected energy not supplied together with the spinning reserve due to wind power uncertainty. The mixed integer non-linear programming problem is solved by the method which is divided into two parts: the DC security-constrained unit commitment (DC-SCUC) and the AC optimal power flow (ACOPF).

The results show that the spinning reserve takes into account the uncertainty of wind power within the acceptable level of reliability and the power output of committed generators satisfy security operation. In this study, the spinning reserve for wind power uncertainty should not be less than 0.412 MW with an increasing of 1 MW of forecasted wind power.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผศ.ดร.ปานจิต คำรงกุลกำจร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำในการเรียน การค้นคว้าวิจัย ตลอดจนการตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์

ขอขอบคุณมหาวิทยาลัยกรุงเทพ ที่ให้ทุนสนับสนุนการศึกษา ตลอดจนการสนับสนุนกิจกรรมและการดำเนินการทุกอย่างที่เกี่ยวข้องกับการศึกษา

ด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดที่เกิดขึ้นจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบให้แก่คุณพ่อ คุณแม่ และญาติพี่น้อง ที่ได้อบรมสั่งสอน และเป็นกำลังใจให้ผู้วิจัยมาตลอดในทุกเรื่อง

นันทิยา ชัยบุตร

พฤษภาคม 2557

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(4)
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	(5)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	3
การตรวจเอกสาร	4
อุปกรณ์และวิธีการ	16
อุปกรณ์	16
วิธีการ	16
ผลและวิจารณ์	36
ผล	36
วิจารณ์	84
สรุปและข้อเสนอแนะ	87
สรุป	87
ข้อเสนอแนะ	88
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	89
ภาคผนวก	103
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	109

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	ค่าคงที่ของฟังก์ชันเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง	32
2	กำลังไฟฟ้าสูงสุด กำลังไฟฟ้าต่ำสุด และเวลาต่ำสุดในการเดินและหยุดโรงไฟฟ้า	32
3	กำลังไฟฟ้าจากการพยากรณ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมแต่ละชั่วโมง	33
4	โหลดจากการพยากรณ์ของแต่ละชั่วโมง	33
5	พิกัดของสายส่งของระบบทดสอบ	34
6	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 1	36
7	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 1	37
8	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.1	39
9	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.1	40
10	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.2	42
11	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.2	44
12	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.3	45
13	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.3	47
14	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.4	48
15	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.4	50
16	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.5	51
17	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.5	53
18	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.6	54
19	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.6	56
20	ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 3	57
21	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 3	59
22	ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 1	63
23	ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh	64
24	ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 240$ MWh	65
25	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 1	68
26	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh	69

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
27	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 240$ MWh	70
28	ค่าใช้จ่ายต่างๆ ในระบบ	71
29	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม สำหรับกรณีที่ 2	73
30	ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสำหรับกรณีที่ 2	74
31	ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 48$ MWh	79
32	ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 3	80
33	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 48$ MWh	82
34	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองกรณีที่ 3	83
35	ค่าใช้จ่ายกรณีที่ 2 และ 3 เมื่อ $EENS_{\max} = 48$ MWh	84

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	กำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจากการพยากรณ์และความคลาดเคลื่อน	17
2	แบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม	18
3	รูปแบบการพิจารณาค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง	20
4	ขั้นตอนการคำนวณ	25
5	ระบบทดสอบจากการปรับปรุง IEEE 30 บัส	31
6	การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 1	61
7	การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 0$ MWh	62
8	การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 240$ MWh	63
9	กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 1	66
10	กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 0$ MWh	67
11	กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 240$ MWh	67
12	ผลกระทบของค่าคาดหวังสูงสุดที่ยอมรับได้ต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง	72
13	แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลมเมื่อกำลังไฟฟ้า จากพลังงานลมเพิ่มขึ้นที่ $EENS_{max} = 0$ MWh	76
14	การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 48$ MWh	77
15	การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 3	78
16	กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 48$ MWh	81
17	กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 3	81

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

α_1	=	แฟกเตอร์ความเชื่อมั่นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ
α_2	=	แฟกเตอร์ความไม่แน่นอนของโหลดจากการพยากรณ์
β_k	=	ค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าที่ k
δ_i	=	มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i
δ_j	=	มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส j
γ	=	ปริมาณฟิเนลดี
μ	=	ค่าเฉลี่ยของการกระจายแบบปกติ
σ	=	ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของการกระจายแบบปกติ
a_k	=	สัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงหน่วย \$/MW ² h ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ k
b_{ij}	=	ค่าสัมประสิทธิ์ของสายส่งระหว่างบัส i และ j
b_k	=	สัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงหน่วย \$/MWh ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ k
c_k	=	สัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงหน่วย \$/h ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ k
C_k	=	ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ k
C_{SR}	=	ค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมด
C_{EENS}	=	ค่าใช้จ่ายเนื่องจากไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ
DT_k^0	=	จำนวนชั่วโมงในการหยุดเครื่องก่อนช่วงเวลาวางแผนของโรงไฟฟ้าที่ k
$EENS_w$	=	ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดเนื่องจากกำลังไฟฟ้าพลังงานลม
$EENS_{max}$	=	ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้
$F_{ll,ij}$	=	แฟกเตอร์สำหรับขีดจำกัดของสายส่งระหว่างบัส i และ j
$F_{loss,ij}$	=	แฟกเตอร์สำหรับความสูญเสียของสายส่งระหว่างบัส i และ j
$F_{tl,ij}$	=	แฟกเตอร์สำหรับสายส่งระหว่างบัส i และ j
GB	=	บัสที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
I_s	=	ขอบเขตล่างของส่วนแบ่ง s ในแบบจำลองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม
MDT_k	=	เวลาขั้นต่ำในการหยุดเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ k
MUT_k	=	เวลาขั้นต่ำในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ k
NB	=	จำนวนบัส
NG	=	จำนวนโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

NL	=	จำนวนสายส่ง
NS	=	จำนวนส่วนในการแบ่งกราฟการกระจายแบบปกติของแบบจำลองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม
$P_{G,k}^t$	=	กำลังไฟฟ้าจริงของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t
P_i^t	=	กำลังไฟฟ้าจริงของบัส i ณ เวลา t
P_{ij}^t	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j ณ เวลา t
P_{load}^t	=	โหลดกำลังไฟฟ้าจริงจากการพยากรณ์ที่เวลา t
$P_{load,i}^t$	=	โหลดกำลังไฟฟ้าจริงจากการพยากรณ์ของบัส i ณ เวลา t
$P_{max,k}$	=	ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของโรงไฟฟ้าที่ k
$P_{min,k}$	=	ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของโรงไฟฟ้าที่ k
P_{wf}^t	=	กำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ได้รับการพยากรณ์ ณ เวลา t
$P_{wf,i}^t$	=	กำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ได้จากการพยากรณ์ของบัส i ณ เวลา t
$P_{wf,s}^t$	=	กำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมของแต่ละส่วน s ณ เวลา t
Pb_s	=	ความน่าจะเป็นของแต่ละส่วนแบ่ง s ของกราฟการกระจายแบบปกติสำหรับกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม
Q_i^t	=	กำลังไฟฟ้าเสมือนของบัส i ณ เวลา t
$Q_{load,i}^t$	=	โหลดกำลังไฟฟ้าเสมือนของบัส i ณ เวลา t
$Q_{max,k}$	=	ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนสูงสุดของโรงไฟฟ้าที่ k
$Q_{min,k}$	=	ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าเสมือนต่ำสุดของโรงไฟฟ้าที่ k
$Q_{G,k}^t$	=	กำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t
r_{ij}	=	ความต้านทานของสายส่งระหว่างบัส i และ j
s	=	ลำดับของส่วนแบ่งในแบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม
SR_k^t	=	กำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t
S_{ij}^t	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j ณ เวลา t
$S_{ij\max}$	=	ขีดจำกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j
$S_{ij,loss}$	=	กำลังไฟฟ้าปรากฏสูญเสียของสายส่งระหว่างบัส i และ j
$SR_{sl,k}^t$	=	กำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$SR_{w,k}^t$	=	กำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t
St_s	=	สถานะความเหมาะสมของส่วนแบ่ง s
SU_k	=	ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ k
T	=	ช่วงเวลาในการวางแผนเพื่อหาค่าที่เหมาะสม
TC	=	ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบ
u_s	=	ขอบเขตบนของส่วนแบ่ง s ในแบบจำลองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม
U_K^1	=	สถานะการเดินเครื่องของ (0 or 1) ของโรงไฟฟ้าที่ k ณ เวลา t
UT_K^0	=	จำนวนชั่วโมงในการหยุดเดินเครื่องก่อนช่วงเวลาวางแผนของโรงไฟฟ้าที่ k
$V_{\max,i}$	=	ขีดจำกัดสูงสุดขนาดแรงดันไฟฟ้าของบัส i
$V_{\min,i}$	=	ขีดจำกัดต่ำสุดขนาดแรงดันไฟฟ้าของบัส i
$VOLL$	=	ค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด

**การหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้า
พลังงานลม โดยใช้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคง
ร่วมกับดัชนีค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน**

**Optimal Spinning Reserve for Wind Power Uncertainty using Security –
Constrained Unit Commitment with EENS Index**

คำนำ

การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้บริโภคนั้นมีปริมาณเพิ่มขึ้นทุกปี ควบคู่ไปกับการคำนึงถึงมลภาวะที่จะเกิดขึ้นเนื่องจากการผลิตและทำให้เกิดภาวะโลกร้อน ส่งผลให้การนำพลังงานทดแทนมาร่วมผลิตพลังงานไฟฟ้าได้รับการส่งเสริมอย่างกว้างขวางมากยิ่งขึ้น พลังงานลมเป็นอีกหนึ่งในพลังงานทดแทนที่ถูกนำมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มมากขึ้นในทุกปี โดยในการศึกษาของเดือนกุมภาพันธ์ปี พ.ศ. 2555 พบว่าทั่วโลกมีกำลังการผลิตติดตั้งของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานลมเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 จากปี พ.ศ. 2554 (Fried, 2012) สำหรับในประเทศไทยได้มีนโยบายสนับสนุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานทดแทนซึ่งได้มีการระบุไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (2555 – 2564) โดยในปี พ.ศ. 2564 มีเป้าหมายของการใช้พลังงานทดแทนร้อยละ 25 ของพลังงานทั้งหมดในปี พ.ศ. 2555 ซึ่งในส่วน of พลังงานลมนั้นมีค่าเป้าหมายในปี พ.ศ. 2564 อยู่ที่ 1,200 MW (กระทรวงพลังงาน, 2556)

เมื่อมีการผลิตกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมเข้าร่วมจ่ายในระบบไฟฟ้า ทำให้ผู้ดูแลระบบต้องคำนึงถึงความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมที่เกิดขึ้น ซึ่งความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นนี้อาจส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวมของระบบเกิดความไม่เพียงพอต่อความต้องการของผู้บริโภคได้ กำลังไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานลมนอกจากจะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของกังหันลม สถานที่ติดตั้งแล้ว ค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้ในแต่ละเวลาขึ้นอยู่กับทิศทางและความเร็วลม ณ ขณะนั้น กล่าวคือ เมื่อความเร็วลมมีค่ามากในทิศทางที่ขบกังหันลมได้ดีย่อมผลิตกำลังไฟฟ้าได้มาก ในขณะที่เดียวกันถ้าความเร็วลมมีค่าน้อยจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าน้อยเช่นกัน ดังนั้นเพื่อเป็น

การป้องกันไม่ให้เกิดความไม่เพียงพอของกำลังไฟฟ้าในการจ่ายโหลดเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมนี้ การจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองจึงเป็นส่วนหนึ่งที่สำคัญและต้องนำมาพิจารณาในการวางแผนการผลิตกำลังไฟฟ้า โดยการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองนี้ต้องมีปริมาณที่เหมาะสมไม่ทำให้เกิดความสูญเสียของระบบและค่าใช้จ่ายที่สูงเกินไป

งานวิจัยนี้นำเสนอวิธีการในการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าที่มีการผลิตกำลังไฟฟ้าร่วมกันระหว่างพลังงานความร้อนและพลังงานลม ซึ่งเป็นการแก้ปัญหาการจัดสรรโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคง (security – constrained unit commitment) หรือเรียกว่าการจัดสรรโรงไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขความปลอดภัยที่มีวัตถุประสงค์ในการทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด โดยมีการเพิ่มเงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมเข้าไป ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากลมนี้จะถูกพิจารณาผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ที่เรียกว่า ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน (Expected Energy not Supplied, EENS) โดยในแต่ละชั่วโมงความคาดเคลื่อนเนื่องจากการพยากรณ์ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจะถูกกำหนดให้มีแบบจำลองอยู่ในรูปแบบของการกระจายแบบปกติ (normal distribution) และแบ่งแบบจำลองความคาดเคลื่อนนั้นออกเป็น 7 ส่วนเพื่อนำค่าและโอกาสที่เป็นไปได้ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมไปพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองควบคู่กับค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ซึ่งวิธีการในการได้มาซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองคือ การแก้ปัญหาไม่เชิงเส้นเชิงผสม (mix – integer nonlinear programming) ได้ถูกนำเสนอในงานวิจัยนี้ โดยแบ่งวิธีการคำนวณออกเป็น 2 ส่วนคือ การแก้ปัญหาคู่ด้วยวิธีการการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบประมาณหรือแบบดิซี (DC-SCUC) และการตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งผ่านวิธีการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในรูปแบบเอซี (ACOPF) ดังนั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่จัดเตรียมได้จะครอบคลุมความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมในระดับความเชื่อถือได้ที่ยอมรับได้

วัตถุประสงค์

1. ศึกษาและนำเสนอวิธีการในการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม สำหรับระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานลม ภายใต้เงื่อนไขความปลอดภัยและความเชื่อถือได้
2. สามารถจัดสรรการตั้งเดินเครื่องและกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเหมาะสม เมื่อมีพลังงานลมร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ ภายใต้เงื่อนไขความปลอดภัยและความเชื่อถือได้
3. ศึกษาผลกระทบต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลมเมื่อระดับการยอมรับได้ของความเชื่อถือได้เปลี่ยนแปลง
4. สามารถหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม

การตรวจเอกสาร

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวิจัยในวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งได้แก่ คำจัดความของกำลังไฟฟ้าสำรอง การพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรอง เทคนิคและวิธีการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยในแต่ละหัวข้อจะมีรายละเอียดเพื่อให้สามารถนำไปตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัยต่อไป

คำจัดความของกำลังไฟฟ้าสำรอง

โดยทั่วไปกำลังไฟฟ้าสำรองมักจะถูกนิยามว่าเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าทั้งหมดที่สามารถสร้างกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อใช้ตลอดช่วงระยะเวลาพิจารณา และไม่ได้หมายความว่าต้องเชื่อมต่ออยู่ในระบบขณะนั้น แต่ในทางปฏิบัติกำลังไฟฟ้าสำรองจะถูกเรียกแตกต่างกันไปตามการตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นบนช่วงเวลาที่แตกต่างกัน (Rebours and Kirschen, 2005b)

กำลังไฟฟ้าสำรองสามารถแบ่งประเภทกันออกหลายหลายประเภทขึ้นอยู่กับหลักเกณฑ์ในการพิจารณาการแบ่งประเภท ถ้าอาศัยการพิจารณาในช่วงเวลาการวางแผนการทำงาน (operating planning) จะสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ กำลังไฟฟ้าสำรองสภาวะการทำงานปกติ (normal operating reserve) และกำลังไฟฟ้าสำรองสภาวะถูกรบกวน (disturbance reserve) ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองสภาวะการทำงานปกติ หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองที่จัดเตรียมไว้สำหรับกรณีที่เกิดความไม่แน่นอนหรือการเปลี่ยนแปลงของโหลดและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม (Soder, 1993)

1. กำลังไฟฟ้าสำรองสภาวะถูกรบกวน หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองเผื่อ (contingency reserve) (Holttinen *et al.*, 2008) หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองที่สามารถตอบสนองต่อระบบได้ในระยะเวลาที่กำหนดไว้ ซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองที่จัดเตรียมไว้ในกรณีเกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือสายส่งในระบบไฟฟ้า

2. กำลังไฟฟ้าสำรองสภาวะการทำงานปกติ สามารถแบ่งออกตามระยะเวลาในการพร้อมใช้งานเป็น 3 ประเภท คือ

2.1 กำลังไฟฟ้าสำรองแบบทันทีทันใด (instantaneous reserve) (Soder, 1993) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองปฐมภูมิ (primary reserve) (Frunst *et al.*, 2009; Rebours and Kirschen, 2005a) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองคุมค่า (regulating reserve) (Holtinen *et al.*, 2008) หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองที่ใช้ระยะเวลาในการเตรียมความพร้อมเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบภายใน 30 วินาที ซึ่งใช้สำหรับช่วยรักษาความถี่ของระบบให้มีเสถียรภาพ โดยให้ความคลาดเคลื่อนอยู่ในช่วง ± 0.1 เฮิร์ต (Soder, 1993) หรือ ± 0.2 เฮิร์ต (Lijie *et al.*, 2010)

2.2 กำลังไฟฟ้าสำรองแบบเร็ว (fast reserve) (Soder, 1993) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองทุติยภูมิ (secondary reserve) (Frunst *et al.*, 2009; Rebours and Kirschen, 2005a) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองตามโหลด (load-following reserve) (Holtinen *et al.*, 2008) หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองที่เตรียมไว้สำหรับช่วยให้ระบบกลับเข้าสู่การทำงานที่ความถี่เดิม (สำรองกำลังไฟฟ้าให้กับกำลังไฟฟ้าสำรองแบบปฐมภูมิ) และชดเชยกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความไม่แน่นอนของโหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม โดยใช้เวลาในการเตรียมความพร้อมไม่เกิน 15 นาที (Rebours and Kirschen, 2005a; Soder, 1993) หรือ 10 นาที (Holtinen *et al.*, 2008)

2.3 กำลังไฟฟ้าสำรองแบบช้า (slow reserve) (Soder, 1993) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองตติยภูมิ (tertiary reserve) (Rebours and Kirschen, 2005a) คือ กำลังไฟฟ้าสำรองที่ใช้สำหรับสำรองกำลังไฟฟ้าให้กับกำลังไฟฟ้าสำรองแบบทุติยภูมิ ซึ่งใช้เวลาในการเตรียมความพร้อมมากกว่า 15 นาที โดยมักใช้เวลาอยู่ในหน่วยของชั่วโมง

ในทางปฏิบัติ กำลังไฟฟ้าสำรองที่ถูกกล่าวถึงและนำมาใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ กำลังไฟฟ้าสำรองหมุน (spinning reserve) และกำลังไฟฟ้าสำรองขณะทำงาน (operating reserve) ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองทั้ง 2 มีความสัมพันธ์กัน คือ กำลังไฟฟ้าสำรองขณะทำงาน ประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสำรองหมุน และกำลังไฟฟ้าสำรองไม่หมุน (non-spinning reserve) (Lijie *et al.*, 2010; Matos *et al.*, 2009) โดยมีความหมายดังนี้

กำลังไฟฟ้าสำรองหมุน หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้ากำลังขณะนั้น (Lijie *et al.*, 2010; Morales *et al.*, 2009; Ortega-Vazquez and Kirschen, 2009) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองทุติยภูมิ (Matos *et al.*, 2009) หรือ ผลรวมของกำลังไฟฟ้าสำรองทุติยภูมิและกำลังไฟฟ้าสำรองตติยภูมิที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ (Rebours and Kirschen, 2005b)

กำลังไฟฟ้าสำรองไม่หมุน หมายถึง กำลังไฟฟ้าสำรองที่ไม่ได้เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้ากำลังขณะนั้น (Lijie *et al.*, 2010; Morales *et al.*, 2009) หรือ กำลังไฟฟ้าสำรองตติยภูมิที่สามารถเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบได้ภายในเวลา 1 ชั่วโมง (Matos *et al.*, 2009)

การพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองหมุนมีเทคนิคและวิธีการในการพิจารณาตามวิวัฒนาการของการผลิตไฟฟ้าและความต้องการของผู้บริโภค ในระยะเริ่มต้นการหาค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะใช้ค่าเพียงค่าเดียว (deterministic) ในการสำรองตลอดทุกช่วงเวลา โดยมีการกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าสำรองจากเกณฑ์ต่างกัน กล่าวคือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเท่ากับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในระบบที่ทำงานอยู่ขณะนั้น หรือ เท่ากับร้อยละของโหลดสูงสุดที่พยากรณ์ได้ (Wood and Wollenberg, 1996) จากหลักการข้างต้นเมื่อนำไปใช้อาจมีการปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมของแต่ละการไฟฟ้า อาทิเช่น เกณฑ์ที่ใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดเล็กของประเทศแคนาดา มีทั้งที่ยังคงค่าเดิมไว้ คือ ใช้กำลังไฟฟ้าสำรองเท่ากับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในระบบ หรือ เท่ากับผลรวมระหว่างร้อยละของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในระบบกับร้อยละของโหลดสูงสุด หรือ ผลรวมระหว่างร้อยละของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในระบบกับร้อยละของกำลังไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมด (Billinton and Karki, 1999)

การใช้กำลังไฟฟ้าสำรองเพียงค่าเดียวตลอดทุกช่วงเวลา ถูกมองว่าเป็นการสำรองพลังงานที่ไม่คุ้มค่านัก เนื่องจากโหลดมีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังนั้นจึงได้มีการศึกษาและนำเสนอการพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงโหลด โดยทำการคำนวณภายนอกก่อนนำเข้าสู่การพิจารณารวมกับตัวแปรอื่นในการจัดการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การพิจารณาจะเป็นรายชั่วโมง ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองในแต่ละชั่วโมงนั้นจะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (total cost) มีค่าต่ำที่สุด โดยค่าใช้จ่ายรวมที่พิจารณานี้เป็นผลรวมของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (operating cost) และค่าใช้จ่ายด้านความเชื่อถือได้ (reliability cost) เท่านั้น (Ortega-Vazquez and Kirschen, 2007)

เมื่อระบบไฟฟ้าเริ่มมีการนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานทดแทนเข้าร่วมจ่ายโหลด ทำให้การพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองต้องคำนึงถึงความไม่แน่นอนของพลังงานทดแทนดังกล่าวด้วย โดยจากการศึกษาได้มีการแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ 1 พิจารณา

กำลังไฟฟ้าสำรองของทั้งระบบอยู่ในเทอมเดียว และกรณีที่ 2 พิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองแบ่งออกเป็น 2 เทอม คือ กำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลม สำหรับกรณีที่ 1 กำลังไฟฟ้าสำรองของระบบจะมีค่าเท่ากับกำลังไฟฟ้าสำรองที่มีโอกาสจะเป็นไปได้ตามระดับความเชื่อถือได้ที่ยอมรับได้ในแต่ละช่วงเวลา (Hosseini and Abbasi, 2007b; Simopoulos *et al.*, 2006) ในบางงานวิจัยปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบนอกเหนือจากพิจารณาเงื่อนไขของความเชื่อถือได้แล้ว ได้มีการเพิ่มเงื่อนไขเกี่ยวกับการขัดจังหวะของโหลด (interruption load) เพื่อนำค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการขัดจังหวะของโหลดไปพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมของระบบ (Aminifar *et al.*, 2009) หรือ เท่ากับผลคูณระหว่างแฟกเตอร์ (factor) ของกำลังไฟฟ้าสำรองหมุนเพื่อรักษาสถานะของระบบกับค่ากำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมซึ่งมีค่าเท่ากับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดซึ่งทำงานอยู่ในระบบขณะนั้น (Choling *et al.*, 2009) หรือ เท่ากับผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่เผื่อไว้แต่ละหน่วยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานขณะนั้น โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวต้องเผื่อกำลังผลิตไว้สำหรับเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองรวมของระบบต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขความปลอดภัยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Restrepo and Galiana, 2011)

สำหรับกรณีที่ 2 ค่ากำลังไฟฟ้าสำรองประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองที่สามารถรองรับการดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารวมกับกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมที่สามารถจ่ายเพิ่มได้ (Pappala *et al.*, 2009) ในบางงานวิจัยกำลังไฟฟ้าสำรองเท่ากับผลรวมของร้อยละของโหลดกับสัมประสิทธิ์กำลังไฟฟ้าสำรองหมุนเนื่องจากความไม่แน่นอนของลม ซึ่งสัมประสิทธิ์ข้างต้นสามารถหาได้จากการเลือกค่าที่ทำให้เกิดค่าต่ำสุดของราคาดำเนินงานทั้งหมด (Kamalinia and Shahidehpour, 2010) หรือเท่ากับร้อยละของความต้องการทางไฟฟ้ารวมกับความแตกต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดจากพลังงานลม (Furusawa and Okada, 2012) ในบางงานวิจัยกำลังไฟฟ้าสำรองอาจอยู่ในรูปของผลรวมของกำลังไฟฟ้าสำรองฐาน (base reserve) และกำลังไฟฟ้าสำรองจากการทำงานของลม (Botterud *et al.*, 2013)

เมื่อพิจารณาถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งการพยากรณ์โหลดและพลังงานทดแทนที่นำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าทำให้แนวความคิดของการพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองได้เปลี่ยนแปลงไปในรูปแบบอิงกับกระบวนการทางสถิติมากขึ้น ทำให้ความคลาดเคลื่อนเนื่องจากการพยากรณ์ทั้งของลมและโหลดถูกจำลองอยู่ในแบบจำลองเดียวกันและพิจารณาความคลาดเคลื่อนให้เป็นการกระจาย

แบบปกติ (normal distribution) ซึ่งจะมีการแบ่งแบบจำลองนี้ออกเป็น 7 ส่วน และนำกำลังไฟฟ้าแต่ละส่วนพร้อมด้วยความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นไปคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ ซึ่งมีค่าเท่ากับผลรวมของกำลังไฟฟ้าสำรองในแต่ละส่วน (Ortega-Vazquez and Kirschen, 2009) ซึ่งการมีการนำกระบวนการทางสถิติมาใช้อยู่ในรูปแบบของการจำลองเหตุการณ์ (scenario) ของปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองออกเป็น 4 ค่า สอดคล้องกับค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมในแต่ละชั่วโมง ทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้ในแต่ละเวลามีจำนวนทั้งหมด 4 ค่า พร้อมค่าความน่าจะเป็นของการเกิดค่าดังกล่าว (Caixia *et al.*, 2013)

นอกเหนือไปจากการพิจารณาทางสถิติข้างต้นแล้ว กำลังไฟฟ้าสำรองสามารถถูกคำนวณได้จากปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้จริงในระบบกับปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ได้จากการจำลองตามลักษณะข้อมูลของโหลดและลม ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองนี้มีค่าเท่ากับ ผลต่างของกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยขณะนั้นในช่วงเวลาก่อนเวลาพิจารณา 15 นาที กับกำลังไฟฟ้าต่ำสุดในช่วงเวลาที่พิจารณา ในงานวิจัยนี้คือ 1 ชั่วโมง โดยกรอบเวลานี้ขึ้นอยู่กับขนาดของระบบไฟฟ้า พฤติกรรมของโหลดและเวลาในตอบสนองของกำลังไฟฟ้าสำรอง (Sorensen and Cutululis, 2010)

เทคนิคและวิธีการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

1. การจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรอง

การสำรองกำลังไฟฟ้าในกระบวนการวางแผนนี้จะถูกจัดเตรียมโดยกำหนดขึ้นเป็นเงื่อนไขหนึ่งในขั้นตอนของการวางแผน ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ การสร้างเงื่อนไขเพื่อให้ได้มาซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองโดยตรง และการอาศัยความเสี่ยงของระบบในการกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

1.1 การเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองโดยตรง (direct enforce)

กำลังไฟฟ้าสำรองจะถูกจัดเตรียมผ่านเงื่อนไขโดยได้มีการกำหนดค่าอย่างแน่นอนก่อนเข้าสู่กระบวนการวางแผน ซึ่งการกำหนดค่าดังกล่าวขึ้นอยู่กับรูปแบบร้อยละหรือแฟกเตอร์ของปริมาณที่เกี่ยวข้อง เช่น โหลด กำลังการผลิตติดตั้ง พิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสูงสุดในระบบ

(Billinton and Karki, 1999; Choling *et al.*, 2009) และกำลังไฟฟ้าพลังงานลมจากการพยากรณ์ (Kamalinia and Shahidehpour, 2010) เป็นต้น

1.2 การเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองผ่านระดับความเสี่ยง (risk level enforce)

วิธีการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองในแบบนี้ใช้ระดับความเสี่ยงของระบบที่ยอมรับได้เป็นเงื่อนไขในการวางแผน ซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้ต้องทำให้ระดับความเสี่ยงของระบบอยู่ในระดับที่น้อยกว่าหรือเท่ากับค่าที่ตั้งไว้ โดยระดับความเสี่ยงที่ใช้ในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ ระดับความเชื่อมั่น (confidence level) และระดับความเชื่อถือได้ (reliability level) กรณีใช้ระดับความเชื่อมั่นนั้น มีการพิจารณาความน่าจะเป็นหรือโอกาสที่กำลังไฟฟ้าที่เหลือจากการจ่ายโหลดมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับความต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบต้องมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับระดับความเชื่อมั่น โดยมีการศึกษาเปรียบเทียบค่าระดับความเชื่อมั่นเพื่อหาค่าที่เหมาะสม ซึ่งพบว่าระดับความเชื่อมั่นที่เหมาะสมมีความแตกต่างกันตามความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมในระบบ (Jie and Ming, 2012) นอกเหนือจากนี้ระดับความเชื่อมั่นได้ถูกนำมาพิจารณาร่วมกับโอกาสในการจ่ายโหลดได้ของระบบหรือเรียกว่า ความเสี่ยงของการจัดสรรกำลังไฟฟ้า (unit commitment risk) แทนเงื่อนไขการสำรองกำลังไฟฟ้า โดยโอกาสที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและลมมีค่ามากกว่าความต้องการของโหลดนั้นต้องมากกว่าระดับความเชื่อมั่นที่ยอมรับได้ (Ding *et al.*, 2010)

ในกรณีการนำระดับความเชื่อถือได้มาใช้ในการหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองของระบบนั้น สามารถทำได้โดยผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ซึ่งแตกต่างกันไปตามผู้วิจัยแต่ละท่าน ประกอบด้วยค่าความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลด (Loss of Load Probability, LOLP) โดยคำนวณจากความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟดับมากกว่ากำลังไฟฟ้าสำรองที่จัดเตรียมไว้ซึ่งต้องน้อยกว่าค่าความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลดมาตรฐานที่ตั้งไว้ (Guangyu and Pengfei, 2012; Simopoulos *et al.*, 2006) หรือพิจารณาจากความน่าจะเป็นที่ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดและกำลังไฟฟ้าจากลมมีค่ามากกว่ากำลังไฟฟ้าสำรองของระบบ (Lijie *et al.*, 2010) ดัชนีความเชื่อถือได้ดัชนีถัดไป คือ ค่าคาดหวังความต้องการไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (Expected Demand not Supplied, EDNS) สามารถคำนวณได้จากผลคูณของปริมาณของโหลดที่ไม่สามารถจ่ายได้กับความน่าจะเป็นของเหตุการณ์นั้น โดยสามารถพิจารณาได้จากผลรวมของทุกสถานะที่เป็นไปได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบขณะนั้น (Xuefei *et al.*, 2012) ในผู้เขียนบางท่านแสดงค่าดัชนีนี้อยู่ในรูปแบบของค่าความคาดหวังของ

การสูญเสียโหลด (Expected Load not Supplied, ELNS) (Alinezhad *et al.*, 2010; Yuan *et al.*, 2012) ดัชนีสุดท้าย คือ ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน (Expected Energy not Supplied, EENS) มีค่าขึ้นอยู่กับโอกาสการเกิดการสูญเสียโหลดซึ่งมีค่าเท่ากับผลคูณของความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลด กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไป และช่วงเวลาที่พิจารณา (Peng *et al.*, 2009) ในบางงานวิจัยได้ใช้ทั้งดัชนีค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานและความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลดโดยพิจารณาจากอัตราการเกิดไฟดับของพลังงานลม (Hosseini and Abbasi, 2007a) นอกจากนี้ค่านี้นถูกนำเสนอในส่วนของการคลาดเคลื่อนเนื่องจากการพยากรณ์ของโหลดและกำลังไฟฟ้าจากลม รวมถึงการเกิดความขัดข้องจนทำให้เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะพบว่าความคลาดเคลื่อนจากการพยากรณ์ส่งผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายรวมและความเชื่อถือได้ของระบบ (Toh and Gooi, 2011) ค่าความคาดหวังนี้ยังถูกนำมาพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม ซึ่งแบบจำลองของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมนี้ถูกพิจารณาให้เป็นการกระจายแบบปกติและนำค่าและความน่าจะเป็นในแบบจำลองมาพิจารณาหาค่ากำลังไฟฟ้าสำรองให้สอดคล้องกับค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (Chaiyabut and Damrongkulkamjorn, 2014)

2. วิธีการหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

การได้มาซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมในการวางแผนนั้นขึ้นอยู่กับขอบเขตในการแก้ไขปัญหาโดยรวมตามวัตถุประสงค์ของปัญหานั้น อาทิเช่น การสั่งการเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (unit commitment) เป็นวิธีการจัดการการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เพียงพอต่อการจ่ายโหลดของระบบ การจ่ายโหลดอย่างประหยัด (economic dispatch) เป็นวิธีการจัดการปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบเพื่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในการจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ำที่สุด การจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายโหลดอย่างประหยัด (unit commitment with economic dispatch) เป็นวิธีการในการจัดการการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปพร้อมกับการพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเพื่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่ำที่สุด ซึ่งไม่ว่าจะเป็นวิธีการใดในการหาคำตอบสำหรับการวางแผน กำลังไฟฟ้าสำรองเป็นหนึ่งในเงื่อนไขที่อยู่ร่วมด้วยในการพิจารณา และเพื่อให้การวางแผนครอบคลุมการดำเนินการจริงมากยิ่งขึ้นจึงได้มีการจัดการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยเพิ่มเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงเข้ามาในการพิจารณา (Choling *et al.*, 2009; Guodong and Tomsovic, 2012; Jalilzadeh *et al.*, 2009) สำหรับหัวข้อนี้จะได้กล่าวถึงวิธีการจัดสรรโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคง (security – constrained unit commitment) และวิธีการหาคำตอบของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal power flow method)

2.1 การจัดสรรโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคง

การจัดสรรโรงไฟฟ้าอย่างมั่นคงนี้ถูกดำเนินการ โดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้าซึ่งสามารถทำการวางแผนล่วงหน้าได้ตามเวลาที่พิจารณา เช่น 1 วันล่วงหน้า หรือ 1 สัปดาห์ล่วงหน้า เป็นต้น ซึ่งมีวัตถุประสงค์ของการจัดสรรเพื่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่ำที่สุดภายใต้เงื่อนไขโดยทั่วไป เช่น เงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้า เงื่อนไขการสำรองกำลังไฟฟ้า ข้อจำกัดในการเดินและหยุดเครื่อง เป็นต้น และเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีตัวอย่างวิธีการแก้ไขปัญหาดังนี้

วิธีลากรางจ์ (Lagrangian relaxation) คือ วิธีการนี้ทำงานอยู่บนพื้นฐานของการหาค่าเหมาะสมที่ประกอบด้วย 2 ส่วน (dual optimization) คือ ค่าคู่ออด (dual value) และค่าไพรมอล (primal value) โดยในส่วนแรกคือ การหาค่าตัวคูณลากรางจ์ (lagrange multiplier) ภายใต้เงื่อนไขการหาค่าสูงสุดของฟังก์ชันคู่ออด (dual function) ในรอบการคำนวณแรกจะทำการสุ่มตัวคูณในแต่ละช่วงเวลา จากนั้นเมื่อคำนวณส่วนที่สองเสร็จ ตัวคูณนี้จะได้รับการปรับตั้งใหม่ตามกระบวนการ สำหรับส่วนที่สองคือ การหาสถานะและค่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกมาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว โดยอยู่ภายใต้การหาค่าต่ำสุดของฟังก์ชันไพรมอล (primal function) หรือ ฟังก์ชันลากรางจ์ที่ประกอบด้วย ค่าการดำเนินการทั้งหมดและตัวคูณลากรางจ์กับเงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้าในระบบ ผลที่ได้จากการคำนวณส่วนที่สองนี้จะถูกนำไปคำนวณหาความแตกต่างสัมพัทธ์ระหว่างส่วนทั้ง 2 ส่วน (relative duality gap) และจะหยุดการคำนวณเมื่อความแตกต่างดังกล่าวอยู่ในค่าที่ยอมรับได้ (Wood and Wollenberg, 1996) วิธีลากรางจ์นี้ได้ถูกพัฒนามาใช้ร่วมกับวิธีกิ่งและขอบเขต (Branch and Bound) เพื่อให้เกิดการปรับปรุงการทำงานที่ดีขึ้น โดยถ้าอัลกอริทึมของวิธีกิ่งและขอบเขตหมดเวลาก่อนที่วิธีลากรางจ์จะหาคำตอบที่เหมาะสมได้ สถานะนั้นจะถูกตัดออกจากส่วนของไพรมอล (Streiffert *et al.*, 2005) ซึ่งการนำวิธีกิ่งและขอบเขตมาใช้นี้ช่วยให้หาคำตอบได้ดีขึ้นถึงแม้จะต้องใช้เวลาในการคำนวณเพิ่มมากขึ้นก็ตาม (Tao and Shahidehpour, 2005) นอกจากนี้วิธีการลากรางจ์ได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบที่มีขนาดใหญ่ กล่าวคือ มีการนำไปใช้แก้ปัญหการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับระบบที่ขนาดเท่ากับระบบเศรษฐกิจ (commercial scale) (Sioshansi *et al.*, 2008)

วิธีการเบนเดอร์ดีคอมโพสิชัน (Bender decomposition) คือ วิธีการที่เหมาะสมกับระบบขนาดใหญ่ที่อยู่ในรูปแบบของสมการเชิงเส้น (linear programming) ซึ่งวิธีการนี้สามารถแบ่งการพิจารณาปัญหาออกได้หลายส่วน ขึ้นกับรูปแบบของปัญหาที่มี สำหรับเรื่องของการจัดสรร

กำลังการผลิตนี้ปัญหาจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนตามลักษณะของคำตอบที่ต้องการ คือ ส่วนปัญหาหลัก (master problem) จะประกอบด้วยตัวแปรที่ต้องการคำตอบในรูปแบบจำนวนเต็ม ซึ่งเป็นการแก้ปัญหาเพื่อหาคำตอบการเดินหรือหยุดทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ สำหรับส่วนปัญหาย่อย (sub problem) จะประกอบด้วยตัวแปรที่ต้องการคำตอบในรูปแบบจำนวนจริงรวมถึงพิจารณาการจ่ายโหลดอย่างประหยัด ภายใต้เงื่อนไขของปัญหา ซึ่งมีตัวแปรในการส่งกลับไปยังส่วนปัญหาหลักเพื่อปรับปรุงคำตอบและได้มาซึ่งคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการแก้ปัญหา นั้น วิธีการนี้จะช่วยลดขนาดของปัญหา ส่งผลให้ประหยัดเวลาในการคำนวณ (Habibollahzadeh and Bubenko, 1986) วิธีการเบนเดอร์ดีคอมโพสิชันนี้ได้ถูกพัฒนาโดยการปรับปรุงส่วนปัญหาหลักให้ภายในส่วนนี้ใช้วิธีการลากรางจ์และการแก้ไขปัญหาแบบพลวัต (dynamic programming) เพื่อให้การหาสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น (Yong *et al.*, 2005) และวิธีการนี้ได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบที่มีขนาดใหญ่ในประเทศสเปน เพื่อจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขความปลอดภัยที่เหมาะสมกับประเทศสเปน (Martinez-Crespo *et al.*, 2006)

วิธีการเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm) คือ การนำวิธีการทางพันธุศาสตร์ที่เกิดขึ้นโดยธรรมชาติมาประยุกต์ใช้ ซึ่งมีทฤษฎีพื้นฐานในการบำรุงรักษาประชากรของคำตอบในรูปแบบของข้อมูลที่แยกอิสระและมีการพัฒนาขึ้นตามระยะเวลาที่เพิ่มขึ้น โดยกระบวนการพัฒนาให้คำตอบดีขึ้นนั้นจะตั้งอยู่บนกฎของการเลือกแบบธรรมชาติและการรวมกันอีกครั้งภายใต้ข้อมูลทางพันธุศาสตร์ สำหรับการนำมาใช้กับการจัดการการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า พร้อมค่าการผลิตนี้ในขั้นแรกประชากรที่ประกอบด้วย M คำตอบจะถูกกำหนดขึ้นมาโดยวิธีการสุ่มในรูปแบบของสัญลักษณ์ไบนารีสตริง (binary strings) แต่ละคำตอบที่เป็นไปได้จากการสุ่มขึ้นมาสามารถเรียกได้ว่าเป็นโครโมโซมตามธรรมชาติ (natural chromosomes) ซึ่งสมาชิกแต่ละตัวภายในนี้จะถูกเข้ารหัสจากคำตอบของปัญหาจริงๆ ในที่นี้ คือ การเดินหรือหยุดเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และจะถูกกำหนดค่าความเหมาะสม (fitness value) ให้โดยค่านี้จะเป็นไปตามฟังก์ชันความเหมาะสมของปัญหา ในที่นี้คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดจากการจัดการการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า พร้อมค่าการผลิต เมื่อการประเมินผลของประชากรจากการสุ่มเสร็จสิ้นลง โครโมโซมที่ดีที่สุดจะถูกเลือกขึ้นมาโดยวิธีการเลือกแบบ Roulette Wheel จำนวน 1 คู่ เพื่อเป็นตัวแทนสำหรับการสร้างประชากรในรุ่นถัดไป จากนั้นตัวแทนโครโมโซมที่ได้รับการเลือกจะถูกนำไปผ่านกระบวนการครอสโอเวอร์ (crossover) และ มิวเทชัน (mutation) เพื่อให้โครโมโซมที่สมบูรณ์ยิ่งขึ้น นั่นคือคำตอบที่ได้จะเข้าใกล้จุดเหมาะสมมากยิ่งขึ้นของแต่ละรอบการคำนวณ สำหรับวิธีการนี้ถ้าต้องการให้ได้คำตอบที่เหมาะสมหรือเข้าใกล้จุดเหมาะสมที่สุดต้องใช้รอบในการคำนวณค่อนข้างมาก ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาด

ของระบบที่ทำการวิเคราะห์ (Kazarlis *et al.*, 1996) ซึ่งวิธีการเชิงพันธุกรรมได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับระบบที่มีขนาดใหญ่เพื่อปรับปรุงเวลาในการคำนวณของการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ลดลง (Senjyu *et al.*, 2003) การนำวิธีการนี้มาใช้คำนวณยังสามารถแบ่งวิธีการคำนวณออกได้เป็น 2 เฟส โดยในเฟสแรกเป็นการคำนวณการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยไม่มีเงื่อนไขขอบเขตการไหลของสาย และในเฟสที่ 2 เป็นการนำวิธีการเชิงพันธุกรรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เพื่อให้คำตอบที่ได้อยู่ในขอบเขตการไหลของกำลังไฟฟ้า (Senthil and Mohan, 2010)

วิธีการจำลองการอบเหนียว (Simulated Annealing) คือ วิธีการที่อาศัยการให้ความร้อนแก่ของแข็งจนกระทั่งมีอุณหภูมิสูงขึ้น และทำให้เย็นลงอย่างช้าๆ โดยลดอุณหภูมิของสภาวะแวดล้อมอย่างเป็นขั้นตอน ซึ่งในแต่ละขั้นตอนของการลดอุณหภูมินี้ทำให้ของแข็งมีจำนวนอิเล็กตรอนและระดับพลังงานที่ต่างกัน เมื่อนำมาประยุกต์ใช้กับจัดสรรการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมค่าการผลิตกำลังไฟฟ้าจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นรูปแบบจำนวนเต็มและจำนวนจริง โดยเริ่มต้นการคำนวณจะทำการกำหนดค่าเริ่มต้นของตัวแปรทั้งหมดของปัญหาก่อน (สถานะและกำลังการผลิตของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) และอุณหภูมิตั้งต้นที่จะใช้ จากนั้นจึงคำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดจากตัวแปรที่กำหนดขึ้น สร้างคำตอบของตัวแปรใหม่แบบสุ่มโดยใกล้เคียงกับค่าปัจจุบัน และคำนวณค่าใช้จ่ายจากตัวแปรใหม่นี้ ซึ่งนำไปสู่การหาค่าความแตกต่างระหว่างค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากทั้ง 2 กรณี ถ้าความแตกต่างของค่าใช้จ่ายนี้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ ค่าตัวแปรที่สุ่มขึ้นมาใหม่จะเป็นตัวแทนในการคำนวณรอบถัดไป แต่ถ้ายอมรับไม่ได้จะมีการปรับความน่าจะเป็นในการสุ่มตัวแปรใหม่ และทำการคำนวณใหม่จนกระทั่งรอบการคำนวณมากกว่าความยาวของห่วงโซ่ของมาร์คอฟ (markov chain) จะได้จุดข้างเคียงที่เหมาะสมที่สุด จากนั้นทำการคำนวณใหม่อีกครั้งโดยลดอุณหภูมิลง ซึ่งกระบวนการคำนวณทั้งหมดจะหยุดการคำนวณได้เมื่อถึงเงื่อนไขที่กำหนด คือ อุณหภูมิเป้าหมายหรือจำนวนรอบของการคำนวณ (Mantawy *et al.*, 1998)

2.2 การหาคำตอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

การหาคำตอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม คือ การแก้ปัญหาเพื่อให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้ามีค่าต่ำที่สุดและทำให้ระบบสามารถทำงานได้อย่างปลอดภัยในสภาวะการทำงานปกติ ซึ่งวิธีการนี้ถูกนำเสนอครั้งแรกในปี ค.ศ. 1962 (Carpentier, 1962) หลังจากนั้นได้มีผู้นำวิธีการนี้มาศึกษาเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการหาคำตอบและสามารถแก้ปัญหาความซับซ้อนของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถสรุปได้พอสังเขปดังนี้

การแก้ปัญหาโปรแกรมไม่เชิงเส้น (Nonlinear programming, NLP) เป็นการแก้ปัญหาที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขอยู่ในรูปแบบของสมการไม่เชิงเส้น ซึ่งเงื่อนไขของปัญหาอาจจะประกอบด้วยสมการเท่ากับ (equality constraint equation) หรือสมการไม่เท่ากับ (inequality constraint equation) หรือมีทั้งสองรูปแบบ โดยสมการไม่เท่ากับสามารถกำหนดให้อยู่ในขอบเขตบนและขอบเขตล่างได้ โดยมีวิธีการที่นำมาใช้แก้ปัญหานี้คือ เทคนิคการหาค่าต่ำสุดตามลำดับแบบไม่มีเงื่อนไข (sequential unconstrained minimization technique) และวิธีการที่ใช้ตัวคูณลากรางจ์ (lagrange multiplier based) ซึ่งวิธีการในการแก้ปัญหานี้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับปัญหาที่เป็นทั้งการทำงานแบบออนไลน์ (on – line operation) และไม่ออนไลน์ (off – time operation) (Alsac and Stott, 1974; Barcelo *et al.*, 1977; Billinton and Sachdeva, 1972; Divi and Kesavan, 1982; Dommel and Tinney, 1968; El-Abiad and Jaimes, 1969; Habibollahzadeh *et al.*, 1989; Housos and Irisarri, 1982; Lin *et al.*, 1987; Momoh, 1989; Ponrajah and Galiana, 1989; Rehn *et al.*, 1989; Sasson, 1969, 1970; Sasson *et al.*, 1973; Shen and Laughton, 1969; Shoults and Sun, 1982; Talukdar *et al.*, 1983)

การแก้ปัญหาโปรแกรมเชิงกำลังสอง (Quadratic programming, QP) วิธีการนี้เป็นวิธีการที่ใช้เฉพาะกับการแก้ปัญหาไม่เชิงเส้นที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์อยู่ในรูปแบบสมการยกกำลังสองและมีเงื่อนไขของปัญหาอยู่ในรูปแบบสมการเชิงเส้น โดยทั่วไปวิธีการเชิงโปรแกรมกำลังสองนี้ได้ถูกนำไปใช้ในการหาค่าตอบการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (ความสูญเสียหรือ แรงดันไฟฟ้า) ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของปัญหาที่ต้องการศึกษา นอกจากนี้ได้การพัฒนาวิธีการเพื่อให้สามารถแก้ปัญหาขณะออนไลน์ได้โดยใช้วิธีการควาไซ – นิวตัน (Quasi – Newton method) และวิธีการบนพื้นฐานทางด้านความไว (sensitivity – based method) (Aoki *et al.*, 1987; Aoki and Satoh, 1982; Burchett *et al.*, 1984; Burchett *et al.*, 1982; Contaxis *et al.*, 1983; El-Kady *et al.*, 1986; Papalexopoulos *et al.*, 1989; Reid and Hasdorff, 1973; Talukdar *et al.*, 1983; Wollenberg and Stadlin, 1974)

การแก้ปัญหาแบบนิวตัน (Newton – based solution of optimality conditions) วิธีการนี้มีความจำเป็นที่ต้องใช้เงื่อนไขของความเหมาะสม นั่นคือ เงื่อนไขของ Kuhn – Tucker โดยทั่วไปจะถูกนำไปใช้กับสมการไม่เชิงเส้นซึ่งอาศัยการวนรอบคำนวณซ้ำเพื่อหาคำตอบ ซึ่งวิธีการนี้มีคุณสมบัติในการลู่เข้าหาคำตอบแบบเส้นโค้ง (Happ, 1974; Monticelli *et al.*, 1987; Pereira *et al.*, 1987; Rashed and Kelly, 1974; Sanders and Monroe, 1987; Sun *et al.*, 1984)

การแก้ปัญหาโปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming, LP) คือ วิธีการหาคำตอบของปัญหาที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขอยู่ในรูปแบบของสมการเชิงเส้นและไม่มีตัวแปรใดมีค่าเป็นลบ วิธีการซิมเพล็กซ์ (simplex method) เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาเชิงเส้นนี้ ซึ่งวิธีการที่ถูกพัฒนาโดยมากใช้เทคนิคที่ได้จากการปรับปรุงวิธีการซิมเพล็กซ์นี้ ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์ไม่ว่าจะเป็นความสูญเสีย แรงดัน กำลังไฟฟ้าเสมือน และการผลิตกำลังไฟฟ้า จะถูกทำให้เป็นเชิงเส้นก่อนนำเข้าสู่กระบวนการหาคำตอบแบบเชิงเส้น (Fargha *et al.*, 1984; Irisarri and Housos, 1983; Irving and Sterling, 1983; Mota-Palomino and Quintana, 1984, 1986; Santos-Neito and Quintana, 1987; Shen and Laughton, 1970; Stadlin and Fletcher, 1982; Stott and Hobson, 1978b, 1978a; Stott and Marinho, 1979)

การแก้ปัญหาโปรแกรมเชิงผสม (Mixed integer programming) วิธีการนี้เป็นการหาคำตอบของปัญหาของที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นสมการเชิงเส้นและเงื่อนไขมีทั้งที่เป็นแบบสมการเชิงเส้นและไม่เชิงเส้น โดยตัวแปรนั้นมีทั้งที่เป็นจำนวนเต็ม (ไม่ต่อเนื่อง) และจำนวนจริง (ต่อเนื่อง) ซึ่งถูกนำไปใช้แก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม อาทิเช่น การวางแผนการเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน (Contaxis *et al.*, 1986; Nabona and Freris, 1973)

การแก้ปัญหาด้วยวิธีจุดภายใน (Interior point methods) คือ วิธีการนี้ถูกนำมาใช้แก้ปัญหาโปรแกรมเชิงเส้นได้รวดเร็วยิ่งขึ้นและในบางครั้งสามารถหาคำตอบได้ดีกว่าวิธีการซิมเพล็กซ์ ซึ่งวิธีการนี้ได้ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับการแก้ปัญหาโปรแกรมไม่เชิงเส้นและเชิงกำลังสองซึ่งให้ผลลัพธ์ที่ดีและสามารถนำไปใช้ได้ (Castronuovo *et al.*, 2001; Granville, 1994; Jabr *et al.*, 2002; Lu and Unum, 1993; Momoh *et al.*, 1992; Momoh *et al.*, 1994; Ponnambalam *et al.*, 1992; Torres and Quintana, 2000, 2001; Vargas *et al.*, 1993; Wei *et al.*, 2005; Yu-Chi *et al.*, 1994)

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์
2. โปรแกรม MATLAB
3. เครื่องพิมพ์เอกสาร

วิธีการ

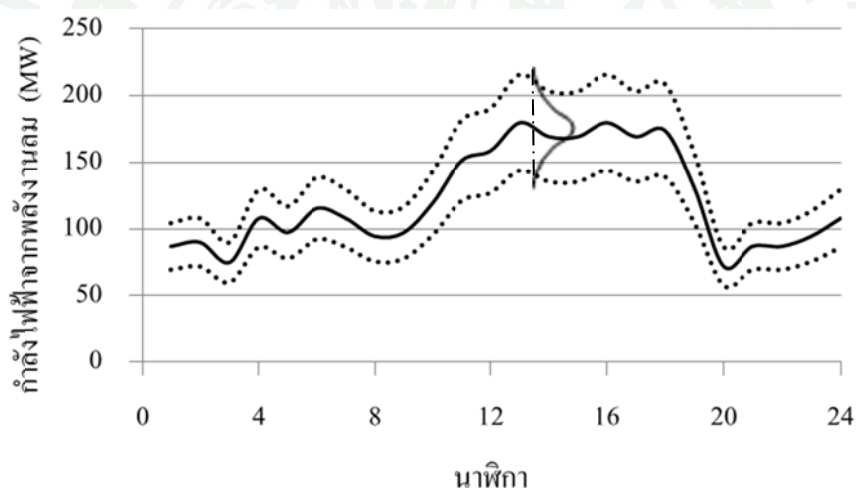
กระบวนการพิจารณาค่าปริมาณและตำแหน่งการสำรองกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งพิจารณา 24 ชั่วโมงโดยมีพลังงานลมมาร่วมผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบนั้นจะถูกแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสำรอง ขั้นตอนและวิธีการหาคำตอบ และกรณีศึกษา ในหัวข้อกำลังไฟฟ้าสำรองกล่าวถึงการพิจารณาประเภทและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดเตรียมของกำลังไฟฟ้า สำหรับในขั้นตอนและวิธีการหาคำตอบจะกล่าวถึงปัญหาที่สนใจ เงื่อนไข และขอบเขตของปัญหาทั้งหมด รวมถึงขั้นตอนและวิธีการที่จะได้ซึ่งคำตอบของปัญหาที่สนใจนั้น และเพื่อเป็นการแสดงผลการศึกษาที่ได้จากวิธีการที่นำเสนอนี้ จึงได้กำหนดข้อมูลเพื่อการศึกษาในหัวข้อกรณีศึกษา

กำลังไฟฟ้าสำรอง

กำลังไฟฟ้าสำรองประกอบด้วย 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากลม โดยการสำรองไฟฟ้าแบบดั้งเดิมพิจารณาจากความเชื่อมั่นในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดที่จ่ายโหลดอยู่ในขณะนั้นและความไม่แน่นอนของโหลด (load uncertainty) สำหรับกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมจะถูกพิจารณาผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม (wind power reliability index) ดังนั้นในหัวข้อนี้จะได้กล่าวถึงแบบจำลองที่นำมาใช้กับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม และการคิดค่าใช้จ่ายเนื่องจากการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรอง

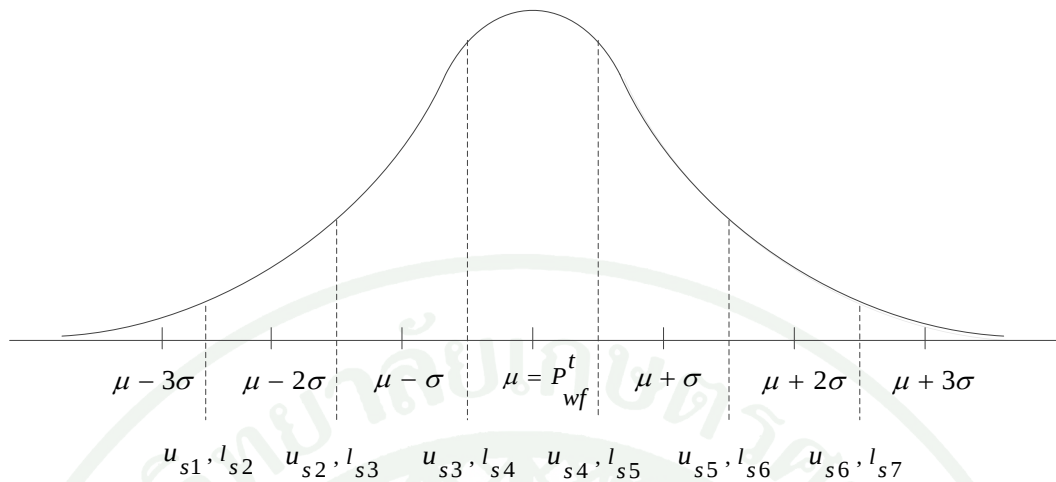
1. แบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม

พลังงานลมถือว่าเป็นพลังงานสะอาดอีกประเภทหนึ่งที่นิยมนำมาผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อร่วมจ่ายให้กับระบบ แต่เนื่องจากความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นจากลักษณะภูมิประเทศที่ติดตั้งกังหันลม ชนิดและการทำงานของกังหันลม รวมถึงสภาพอากาศ ณ ขณะนั้น จึงเป็นปัจจัยที่ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมที่เกิดขึ้นจริงอาจเกิดความคลาดเคลื่อนจากค่าที่ได้พยากรณ์ไว้ ซึ่งลักษณะของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจากการพยากรณ์และความคลาดเคลื่อนสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 1 โดยเส้นทึบแสดงค่ากำลังไฟฟ้าจากลมที่ได้จากการพยากรณ์ และเส้นปะแสดงความคลาดเคลื่อนที่อาจเกิดขึ้นทำให้กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงนั้นคลาดเคลื่อนไปจากค่าที่ได้พยากรณ์ไว้ โดยถ้าความคลาดเคลื่อนมีค่ามากกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมที่ผลิตได้จะแตกต่างจากค่าที่พยากรณ์ไว้มากเช่นกัน



ภาพที่ 1 กำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจากการพยากรณ์และความคลาดเคลื่อน

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอแบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมในแต่ละค่าของการพยากรณ์ของแต่ละเวลาให้มีลักษณะการกระจายกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในรูปแบบการกระจายแบบปกติ (normal distribution) โดยกำหนดให้ค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้จากการพยากรณ์มีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยของการกระจาย (mean value) และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation) ของการกระจายถูกพิจารณาจากค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง ณ ขณะนั้นเทียบกับค่าจากการพยากรณ์ ดังภาพที่ 2



ภาพที่ 2 แบบจำลองไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม

แบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจะถูกแบ่งออกเป็น 7 ส่วน โดยใช้ค่ากึ่งกลางในแต่ละส่วนเป็นตัวแทนของกำลังไฟฟ้าเพื่อนำไปพิจารณาเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ต่อไป ซึ่งความน่าจะเป็นของการเกิดตัวแทนกำลังไฟฟ้าในแต่ละส่วนสามารถคำนวณได้จากพื้นที่ใต้กราฟ ดังสมการที่ (1) ซึ่งขอบเขตบนและล่างของการหาพื้นที่ในสมการที่ (1) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2) และ (3)

$$Pb_s = \int_{l_s}^{u_s} \frac{1}{2\pi\sigma} \exp\left(-\frac{(P_{wf,s}^t - P_{wf}^t)^2}{2\sigma^2}\right) dx \quad (1)$$

$$u_s = \frac{1}{2}(2\mu + (2s - 7)\sigma); \quad s = 1, \dots, NS \quad (2)$$

$$l_s = \frac{1}{2}(2\mu + (2s - 9)\sigma); \quad s = 1, \dots, NS \quad (3)$$

2. ดัชนีความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม

ดัชนีความเชื่อถือได้ถูกนำมาใช้เป็นหนึ่งในการหาคำตอบ โดยเลือกใช้ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฟฟ้า คือ ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงาน (expected energy not supplied: EENS) หรือกล่าวได้ว่าเป็นค่าการสูญเสียของพลังงานไฟฟ้าที่อาจจะเกิดขึ้นเนื่องจาก

เหตุการณ์ที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ล่วงหน้าส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟหรือโหลด

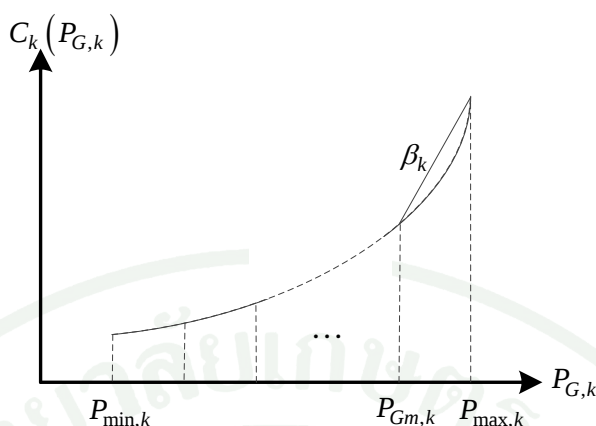
การนำหลักการพิจารณาค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานมาคำนวณตามแบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม สามารถทำได้โดยการนำกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม ($P_{wf,s}$) และความน่าจะเป็น (Pb_s) ในทุกส่วนจากแบบจำลองความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมมาพิจารณาในแต่ละชั่วโมง ซึ่งจะได้ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม หรือ คำนีความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังสมการที่ (4) โดยการนำความเชื่อถือได้มาสร้างความสัมพันธ์กับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลมจะส่งผลต่อการพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากลมโดยคำนึงถึงผลจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมที่จะเกิดขึ้นผ่านการประเมินค่านีความเชื่อถือได้

$$EENS_w = \sum_{s=1}^{NS} \left(P_{load} - \left(\sum_{k=1}^{NG} (P_{G,k} + SR_{w,k}) \cdot U_k \right) - P_{wf,s} \right) \cdot Pb_s \quad (4)$$

จากสมการจะพบว่า ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานนี้จะเกิดขึ้นเมื่อความต้องการกำลังไฟฟ้าของระบบมีค่ามากกว่าผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในระบบและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมที่ได้จัดเตรียมไว้

3. ค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรอง

องค์ประกอบหนึ่งที่สำคัญในการตัดสินใจจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองคือ ราคาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเนื่องจากการสำรองกำลังไฟฟ้า ดังนั้นสำหรับงานวิจัยนี้ค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองจะถูกพิจารณาจากค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแต่ละโรงภายหลังจากการผ่านกระบวนการทำให้เป็นเชิงเส้น (Wood and Wlooenberg, 1996) ดังภาพที่ 3 ซึ่งค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองจะถูกคำนวณจากช่วงสุดท้ายของฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงภายหลังจากการทำให้เป็นเชิงเส้น โดยสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5) ซึ่งราคาค่าใช้จ่ายที่คำนวณได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงนั้นนอกเหนือจากคุณลักษณะเฉพาะของค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงแล้วค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองนี้ยังขึ้นอยู่กับจำนวนช่วงในการแบ่งเพื่อทำให้เป็นเชิงเส้น



ภาพที่ 3 รูปแบบการพิจารณาค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรอง

$$\beta_k = \frac{C_k(P_{\max,k}) - C_k(P_{Gm,k})}{P_{\max,k} - P_{Gm,k}} \quad (5)$$

โดยที่ $C_k(P_{\max,k})$ และ $C_k(P_{Gm,k})$ คือ ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า k ที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของค่าเชื้อเพลิงในช่วงสุดท้าย หลังจากการทำให้เป็นเชิงเส้น

ขั้นตอนและวิธีการหาคำตอบ

ขั้นตอนและวิธีการหาคำตอบนี้แบ่งออกเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่ การกำหนดปัญหาของการศึกษา (problem formulation) เพื่อรวบรวมวัตถุประสงค์ เงื่อนไขและขอบเขตของปัญหาที่ต้องการศึกษาทั้งหมด และการหาคำตอบของปัญหาซึ่งแบ่งวิธีการหาคำตอบออกเป็น 5 ขั้นตอน โดยมีขั้นตอนการคำนวณหลัก คือ การแก้ปัญหาด้วยวิธีการการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบประมาณหรือแบบดัดชี (DC-SCUC) และการตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งผ่านวิธีการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในรูปแบบเอซี (ACOPF)

1. การกำหนดปัญหาของการศึกษา

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ สำหรับการพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม คือ การทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดมีค่าต่ำที่สุด (minimize total cost) ดังสมการที่ (5) ซึ่งค่าใช้จ่ายทั้งหมด

ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (operating cost) ค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมด (total spinning reserve cost) และค่าใช้จ่ายเนื่องจากการไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการได้ (EENS cost) โดยที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการนั้น ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (fuel cost) และค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (start-up cost)

$$\min TC = \min \left\{ \left(\sum_{t=1}^T \sum_{k \in GB} C_k(P_{G,k}^t) \cdot U_k^t + SU_k \cdot (1 - U_k^{1-t}) \cdot U_k^t \right) + C_{SR} + C_{EENS} \right\} \quad (5)$$

เมื่อ

$$C_k(P_{G,k}^t) = a_k \cdot (P_{G,k}^t)^2 + b_k \cdot (P_{G,k}^t) + c_k; \quad k \in GB \quad (5ก)$$

$$C_{SR} = \sum_{t=1}^T \sum_{k \in GB} (\beta_k \cdot SR_k^t) \quad (5ข)$$

$$C_{EENS} = VOLL \cdot EENS_w \quad (5ค)$$

$$SR_k^t = SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (5ง)$$

ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงอยู่ในรูปของฟังก์ชันกำลังสองซึ่งเป็นฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องแสดงในสมการที่ (5a) ในสมการที่ (5b) แสดงค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมดซึ่งมีค่าเท่ากับผลคูณระหว่างค่าใช้จ่ายของกำลังไฟฟ้าสำรองและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ถูกจัดเตรียมในแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา สำหรับค่าใช้จ่ายเนื่องจากการไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการมีค่าเท่ากับผลคูณระหว่างค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด (value of loss load) และค่าความคาดหวังที่ไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากพลังงานลม (expected energy not supplied: EENS_w) ซึ่งแสดงในสมการที่ (5c) และกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมแสดงในสมการ (5d)

เงื่อนไขภายใต้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์แสดงดังสมการที่ (6) – (20) โดยสมการที่ (6) แสดงเงื่อนไขของกำลังไฟฟ้าจริง (real power) ในแต่ละบัส ซึ่งมีค่าเท่ากับผลต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่บัสและออกจากบัส โดยกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่บัสประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานลม ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสคือกำลังไฟฟ้าที่โหลดต้องการ สำหรับกำลังไฟฟ้าเสมือน (reactive power) ของแต่ละบัส มีค่าเท่ากับผลต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าเสมือนจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่โหลดต้องการดังสมการที่ (7)

$$P_i^t(V, \delta) = P_{G,k}^t \cdot U_k^t - P_{load,i}^t + P_{wf,i}^t; \quad i = 1, \dots, NB; k = i \cap k \in GB; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

$$Q_i^t(V, \delta) = Q_{G,k}^t \cdot U_k^t - Q_{load,i}^t; \quad i = 1, \dots, NB; k = i \cap k \in GB; t = 1, \dots, T \quad (7)$$

สมการที่ (8) แสดงเงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิม ซึ่งมีค่าเท่ากับผลรวมของความเชื่อมั่นในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดที่จ่ายโหลดอยู่ในขณะนั้นและความไม่แน่นอนของโหลด โดยค่าความเชื่อมั่นในการจ่ายไฟฟ้าและความไม่แน่นอนของโหลดนี้ขึ้นอยู่กับการประเมินจากผู้ดูแลระบบซึ่งในที่นี้ใช้แฟกเตอร์ α_1 และ α_2 ในการสะท้อนค่าดังกล่าวตามลำดับ

$$\sum_{k \in GB} SR_{sl,k}^t = \alpha_1 \cdot \max(P_{\max} \cdot U_k^t) + \alpha_2 \cdot P_{load}^t; \quad t = 1, \dots, T \quad (8)$$

สมการที่ (9) และ (10) คือ เงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมภายใต้ดัชนีความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม ($EENS_w$) ในช่วงเวลา (T) 24 ชั่วโมง โดยการปรับปรุงจากสมการที่ (4) ดังแสดงในสมการที่ (9) ซึ่งในสมการที่ (10) คือ สถานะในการพิจารณาการเกิดความคาดหวังที่ไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากพลังงานลม

$$EENS_w = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NS} \left(P_{load}^t - \left(\sum_{k=1}^{NG} (P_{G,k}^t + SR_{w,k}^t) \cdot U_k^t \right) - P_{wf,s}^t \right) \cdot Pb_s \cdot St_s^t \quad (9)$$

$$St_s^t = \begin{cases} 1; & \left(\sum_{k=1}^{NG} (P_{G,k}^t + SR_{w,k}^t) \cdot U_k^t \right) + P_{wf,s}^t < P_{load}^t \\ 0; & \left(\sum_{k=1}^{NG} (P_{G,k}^t + SR_{w,k}^t) \cdot U_k^t \right) + P_{wf,s}^t \geq P_{load}^t \end{cases}; \quad s = 1, \dots, NS; \quad t = 1, \dots, T \quad (10)$$

สมการที่ (11) – (14) คือ เงื่อนไขจำนวนเวลา (ชั่วโมง) ขั้นต่ำของการเดินและหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (minimum up/down time) โดยที่สมการที่ (13) และ (14) คือ เงื่อนไขเริ่มต้นของวัน ซึ่งคำนึงถึงจำนวนชั่วโมงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องและไม่เดินเครื่องในแต่ละเครื่องก่อนหน้าช่วงเวลาที่พิจารณาดำเนินการวางแผนการผลิตไฟฟ้า เช่น ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 1 ซึ่งมีจำนวนเวลาขั้นต่ำในการเดินเครื่องเท่ากับ 3 ชั่วโมง ได้ถูกจัดสรรให้เดินเครื่องในชั่วโมงที่ 24 ของวันที่ 1 ในการพิจารณาการวางแผนในวันที่ 2 ที่ชั่วโมงที่ 1 และ 2 ของวันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 นี้ จะได้เดินเครื่องจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อไปตามเงื่อนไขของจำนวนเวลาขั้นต่ำในการเดินเครื่อง เป็นต้น

$$MUT_k \cdot (U_k^t - U_k^{t-1}) \leq \sum_{n=t}^{t+MUT_k-1} U_k^n; \quad k \in GB; t=1, \dots, T-MUT_k+1 \quad (11)$$

$$MDT_k \cdot (U_k^t - U_k^{t-1}) \leq \sum_{n=t}^{t+MDT_k-1} (1-U_k^n); \quad k \in GB; t=1, \dots, T-MDT_k+1 \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^{MUT_k-UT_k^0} U_k^t = MUT_k - UT_k^0; \quad \text{for } MUT_k - UT_k^0 > 0; \quad k \in GB \quad (13)$$

$$\sum_{t=1}^{MDT_k-DT_k^0} U_k^t = 0; \quad \text{for } MDT_k - DT_k^0 > 0; \quad k \in GB \quad (14)$$

สมการที่ (15) – (21) แสดงขอบเขตต่ำสุดและสูงสุดของดัชนีความเชื่อถือได้เนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากลม กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส กำลังไฟฟ้าไหลภายในของสายส่ง และกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งแบบดั้งเดิม และเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม ตามลำดับ ซึ่งในขอบเขตสูงสุดของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสมการที่ (16) ได้พิจารณาทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสำรอง

$$0 \leq EENS_w \leq EENS_{\max} \quad (15)$$

$$P_{G,k}^t + SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t \leq P_{\max,k} \cdot U_k^t; \quad k \in GB; t=1, \dots, T \quad (16)$$

$$P_{\min,k} \cdot U_k^t \leq P_{G,k}^t; \quad k \in GB; t=1, \dots, T \quad (17)$$

$$Q_{\min,k} \cdot U_k^t \leq Q_{G,k}^t \leq Q_{\max,k} \cdot U_k^t; \quad k \in GB; t=1, \dots, T \quad (18)$$

$$V_{\min,i} \leq V_i^t \leq V_{\max,i}; \quad i=1,...,NB; \quad t=1,...,T \quad (19)$$

$$|S_{ij}^t| \leq S_{ij\max}; \quad i, j = 1,...,NB; \quad t=1,...,T \quad (20)$$

$$\left. \begin{aligned} 0 \leq SR_{sl,k}^t &\leq P_{\max,k} \cdot U_k^t \\ 0 \leq SR_{w,k}^t &\leq P_{\max,k} \cdot U_k^t \end{aligned} \right\}; \quad k \in GB; \quad t=1,...,T \quad (21)$$

2. การหาคำตอบของปัญหา

ขั้นตอนการคำนวณเพื่อหาคำตอบของปัญหาแสดงได้ดังภาพที่ 4 โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

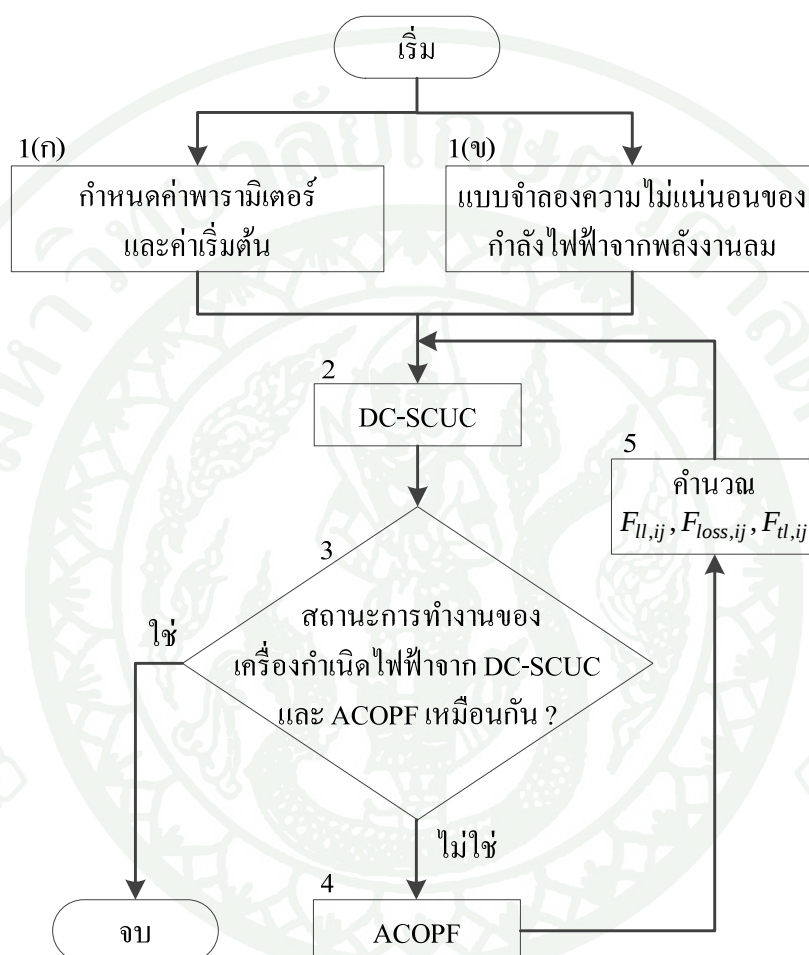
ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้นและพารามิเตอร์ในการคำนวณ (1ก) และสร้างแบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม (1ข)

ขั้นตอนที่ 2 ทำการแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยวิธีการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบดีซี (DC-SCUC) ซึ่งเป็นการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อสมมติกำลังไฟฟ้าเสมือนมีค่าเป็นศูนย์ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสมีค่าคงที่เท่ากับ 1 เสมอ และไม่มีควมสูญเสียเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบสถานะของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากวิธีการ DC-SUCU และ ACOPF ถ้าสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากวิธีการทั้งสองเหมือนกันให้จบการทำงานและผลที่ได้จากการคำนวณ ACOPF ถือเป็นคำตอบของการคำนวณ แต่ถ้าไม่เหมือนกันให้ไปยังขั้นตอนที่ 4 และ 5 โดยในรอบแรกของการคำนวณสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวจากวิธีการ ACOPF จะถูกตั้งค่าไม่ให้เดินเครื่อง

ขั้นตอนที่ 4 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในรูปแบบเอซี (ACOPF)

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณแฟกเตอร์ทั้ง 3 ได้แก่ แฟกเตอร์สำหรับขีดจำกัดของสายส่ง (line limit factor, $F_{ll,ij}$) แฟกเตอร์สำหรับความสูญเสียของสายส่ง (line loss factor, $F_{loss,ij}$) และแฟกเตอร์สำหรับสายส่ง (transmission line factor, $F_{tl,ij}$) จากนั้นคำนวณซ้ำในขั้นตอนที่ 2



ภาพที่ 4 ขั้นตอนการคำนวณ

จากขั้นตอนการคำนวณจะพบว่า การหาคำตอบแบ่งออกเป็น 4 ส่วนใหญ่ คือ การกำหนดค่าพารามิเตอร์และค่าเริ่มต้นในการคำนวณ ตลอดจนการสร้างแบบจำลองความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม การจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบดีชี การตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งผ่านวิธีการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในรูปแบบเอช และการคำนวณค่าแฟกเตอร์ ซึ่งจะได้อธิบายในรายละเอียดต่อไป ในหัวข้อ 2.1 2.2 2.3 และ 2.4

2.1 กำหนดค่าเริ่มต้นและพารามิเตอร์ในการคำนวณ

การกำหนดค่าเริ่มต้นและพารามิเตอร์ของระบบแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าที่ไม่เกี่ยวกับข้อและเกี่ยวข้องกับสร้างแบบจำลองความไม่แน่นอนกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม โดยในส่วนแรก คือ ค่าเริ่มต้นและพารามิเตอร์ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการสร้างแบบจำลองของลม (1ก) ประกอบด้วย

- ข้อมูลของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย ค่าคงที่ของฟังก์ชันเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง จีดีพีสูงสุดและต่ำสุดของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เวลาต่ำสุดในการเดินและหยุดโรงไฟฟ้า
- ข้อมูลโหลดจากการพยากรณ์ในแต่ละปีตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา
- โครงสร้างของระบบ ประกอบด้วย การเชื่อมต่อของสายส่งกับบัส อิมพีแดนซ์ของสายส่ง จีดีพีกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดของสายส่ง ขอบเขตขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส
- ช่วงเวลาในการวางแผนเพื่อหาค่าที่เหมาะสม
- แฟกเตอร์ความเชื่อมั่นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ
- แฟกเตอร์ความไม่แน่นอนของโหลดจากการพยากรณ์
- ค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด
- แฟกเตอร์สำหรับจีดีพีของสายส่ง ความสูญเสียของสายส่งและสายส่ง ในรอบการคำนวณที่ 1
- สถานะของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากการคำนวณการโหลดของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมในรอบการคำนวณที่ 1

ส่วนที่ 2 คือการกำหนดค่าเริ่มต้นและพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองความไม่แน่นอนของพลังงานลม (1ข) เพื่อนำค่าเริ่มต้นที่กำหนดนี้ไปสร้างแบบจำลองความไม่แน่นอนของพลังงานลมที่กล่าวถึงก่อนหน้านี้ และนำค่ากำลังไฟฟ้าและความน่าจะเป็นที่ได้จากแบบจำลองเข้าสู่การคำนวณในขั้นตอนต่อไป

- ข้อมูลกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมที่ได้จากการพยากรณ์ตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา
- ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน

2.2 การจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบดีซี (DC-SUCU)

การแก้ปัญหาด้วยวิธีนี้จะพิจารณาตลอดช่วงเวลา 24 ชั่วโมงพร้อมกัน โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ฟังก์ชันเดิมซึ่งแสดงไว้ในสมการที่ (5) โดยได้มีการปรับเปลี่ยนเงื่อนไขของปัญหาให้สอดคล้องกับรูปแบบการแก้ปัญหาแบบดีซี ซึ่งมีรายละเอียดการเปลี่ยนแปลงดังนี้ คือ เงื่อนไขที่ (6) และ (20) ถูกปรับเปลี่ยนเป็นสมการที่ (22) และ (23) ตามลำดับ สำหรับเงื่อนไขที่ (7) (18) และ (19) จะไม่ถูกนำมาพิจารณาเนื่องจากการแก้ปัญหาแบบดีซีไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าเสมือน และพิจารณาให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสมีค่าเป็น 1 เพอร์ยูนิตเสมอ ในขณะที่เงื่อนไขที่ (8) – (17) และ (21) จะยังคงถูกนำมาพิจารณาในการคำนวณในส่วนนี้

$$P_i^t(\delta_i, \delta_j) = \sum_{j=1}^{NB} F_{ij} \cdot b_{ij} (\delta_i - \delta_j) = P_{G,k,i}^t - P_{load}^t + P_{wf,i}^t; \quad (22)$$

$$t = 1, \dots, T; \quad i, j = 1, \dots, NB$$

$$|P_{ij}^t| \leq (F_{ll} - F_{loss}) \cdot S_{ijmax}; \quad l = 1, \dots, NL \quad (23)$$

จากสมการที่ (22) และ (23) จะพบว่านอกเหนือจากการปรับสมการของเงื่อนไขให้สอดคล้องกับการคำนวณแล้วได้มีแฟกเตอร์ 3 แฟกเตอร์เพิ่มเข้ามา ได้แก่ แฟกเตอร์สำหรับสายส่ง ซึ่งจะถูกเพิ่มเข้ามาในสมการที่ (22) แฟกเตอร์สำหรับขีดจำกัดของสายส่ง และแฟกเตอร์สำหรับความสูญเสียของสายส่ง ซึ่งจะถูกเพิ่มเข้ามาในสมการที่ (23) โดยในรอบการคำนวณแรกแฟกเตอร์ทั้ง 3 นี้ จะถูกตั้งค่าให้มีค่าเท่ากับ 1 สำหรับในรอบการคำนวณอื่นๆ แฟกเตอร์นี้จะได้จากการคำนวณภายหลังจากการคำนวณในส่วนของการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในรูปแบบเอซีซึ่งจะได้กล่าวถึงการคำนวณของแฟกเตอร์ทั้ง 3 นี้ในหัวข้อถัดไป

รูปแบบของปัญหาในส่วนดีซีนี้จะถูกแก้ปัญหาในแบบเชิงเส้นที่มีตัวแปรผสม (mixed – integer linear programming) โดยใช้คำสั่งของ CPLEX ของ IBM ในการแก้ปัญห โดยรูปแบบของสมการที่นำมาใช้กับคำสั่งดังกล่าวต้องอยู่ในรูปแบบของสมการเชิงเส้น ซึ่งได้อธิบายการแปลงสมการไม่เชิงเส้นให้เป็นสมการเชิงเส้นไว้ในภาคผนวก สำหรับผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณส่วนนี้ประกอบไปด้วยกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม สถานะและกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงภายใต้ค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด ซึ่งจากการคำนวณในส่วนนี้จะมั่นใจได้ว่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายออก

จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องนั้นสามารถผ่านเงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างปลอดภัยในแบบดีซีหรือโดยประมาณ

2.3 การหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในรูปแบบเอซี (ACOPF)

สำหรับการคำนวณในส่วนนี้ได้พิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เฉพาะค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงเท่านั้นเนื่องจากต้องการเพียงการตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของแต่ละชั่วโมงอีกครั้งหนึ่ง โดยสามารถเขียนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ใหม่ได้ดังสมการที่ (24)

$$\min \sum_{k \in GB} \tilde{C}_k(P_{G,k}^t); \quad t \in T \quad (24)$$

เพื่อให้การตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าสอดคล้องกับสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการคำนวณในส่วนของ DC-SUCU จึงทำการปรับสัมประสิทธิ์ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนแต่ละเครื่องโดยพิจารณาจากสถานะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ได้ผลลัพธ์จากส่วนของ DC-SCUC ซึ่งในกรณีที่ผลจากการคำนวณจาก DC-SUCU มีค่าสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 0 หรือกล่าวได้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นไม่ได้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ กรณีนี้ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจะถูกทำให้มีค่าเพิ่มขึ้นจากเดิมมากด้วยการคูณด้วยปริมาณพีเนลตี้ (penalty values: γ) สำหรับกรณีที่สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าเป็น 1 ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจะมีค่าคงเดิม ดังแสดงในสมการที่ (25) การพิจารณาปรับฟังก์ชันค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงในลักษณะนี้เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าการตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมนี้สามารถหาคำตอบได้เสมอ

$$\tilde{C}_k(P_{G,k}^t) = \begin{cases} C_k(P_{G,k}^t) & ; U_k^t = 1 \\ \gamma C_k(P_{G,k}^t) & ; U_k^t = 0 \end{cases} \quad (25)$$

$k \in GB; \quad t \in T$

เงื่อนไขและขอบเขตกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส และกำลังไฟฟ้าไหลภายในของสายส่งในแต่ละชั่วโมง สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (26) – (32) ตามลำดับ

$$P_i^t(V, \delta) = P_{G,k}^t - P_{load,i}^t + P_{wf,i}^t; \quad i = 1, \dots, NB; k = i \cap k \in GB; t \in T \quad (26)$$

$$Q_i^t(V, \delta) = Q_{G,k}^t - Q_{load,i}^t; \quad i = 1, \dots, NB; k = i \cap k \in GB; t \in T \quad (27)$$

$$P_{G,k}^t + SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t \leq P_{max,k}; \quad k \in GB; t \in T \quad (28)$$

$$P_{min,k} \leq P_{G,k}^t; \quad k \in GB; t \in T \quad (29)$$

$$Q_{min,k} \leq Q_{G,k}^t \leq Q_{max,k}; \quad k \in GB; t \in T \quad (30)$$

$$V_{min,i} \leq V_i^t \leq V_{max,i}; \quad i = 1, \dots, NB; t \in T \quad (31)$$

$$|S_{ij}^t| \leq S_{ijmax}; \quad i, j = 1, \dots, NB; t \in T \quad (32)$$

2.4 การคำนวณค่าแฟคเตอร์

เนื่องจากการคำนวณในส่วนของ DC-SCUC และ ACOPF มีการพิจารณาเงื่อนไขที่แตกต่างกัน อาทิเช่น ใน DC-SUCU พิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง แต่ใน ACOPF พิจารณาทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เป็นต้น ผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณ ACOPF จึงถูกนำมาคำนวณค่าแฟคเตอร์เพื่อส่งกลับไปยังส่วนของการคำนวณ DC-SCUC อีกครั้งหนึ่ง เพื่อให้ผลจากการคำนวณใน DC-SCUC คำนึงถึงผลของพารามิเตอร์และปริมาณทางไฟฟ้าที่ได้ถูกละทิ้งไป

2.4.1 แฟคเตอร์สำหรับขีดจำกัดของสายส่ง

แฟคเตอร์นี้ถูกพิจารณาขึ้นเนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการตรวจสอบเงื่อนไขขีดจำกัดของสายส่งของการคำนวณทั้ง 2 ส่วนข้างต้นแตกต่างกัน นั่นคือ การคำนวณใน DC-SCUC จะพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งในการตรวจสอบเงื่อนไข ในขณะที่การคำนวณใน ACOPF พิจารณากำลังไฟฟ้าเสมือน ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณใน DC-SUCU คำนึงถึงผลของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดขึ้นในระบบ แฟคเตอร์นี้จะมีค่าเท่ากับอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงจากการคำนวณ ACOPF และขีดจำกัดของสายส่ง เมื่อกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลใน

สายส่งจากการคำนวณ ACOF มีค่าเท่ากับขีดจำกัดของสายส่ง ดังแสดงในสมการที่ (33) ซึ่งค่าแฟคเตอร์นี้จะถูกส่งกลับไปคูณกับขีดจำกัดของสายส่งเพื่อใช้คำนวณใน DC-SCUC ต่อไป

$$F_{ll,ij} = \begin{cases} \frac{|\Re(S_{ij})|}{S_{ij\max}}; S_{ij} = S_{ij\max} ; & i, j = 1, \dots, NB \\ 1 & ; S_{ij} < S_{ij\max} \end{cases} \quad (33)$$

2.4.2 แฟคเตอร์สำหรับความสูญเสียของสายส่ง

เนื่องจากการคำนวณในส่วนของ DC-SCUC มีการพิจารณากำลังไฟฟ้าเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงและไม่มีการพิจารณาความสูญเสียของสายส่ง ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณของ DC-SCUC คำนึงถึงผลของความสูญเสียของสายส่ง จึงนำผลที่ได้จากการคำนวณ ACOF มาคำนวณค่าแฟคเตอร์ ซึ่งมีค่าเท่ากับอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่สูญเสียในสายส่งกับขีดจำกัดของสายส่ง เมื่อสายส่งนั้นมีความต้านทานและกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งมีค่าไม่เท่ากับศูนย์ ซึ่งแฟคเตอร์นี้จะถูกส่งกลับไปเพื่อปรับขีดจำกัดของสายส่ง เพื่อให้คำนึงถึงผลของความสูญเสียนี้

$$F_{loss,ij} = \begin{cases} \frac{|\Re(S_{ij,loss})|}{S_{ij\max}}; r_{ij} \neq 0 \text{ and } |\Re(S_{ij})| \neq 0 & ; i, j = 1, \dots, NB \\ 1 & ; r_{ij} = 0 \text{ and/or } |\Re(S_{ij})| = 0 \end{cases} \quad (34)$$

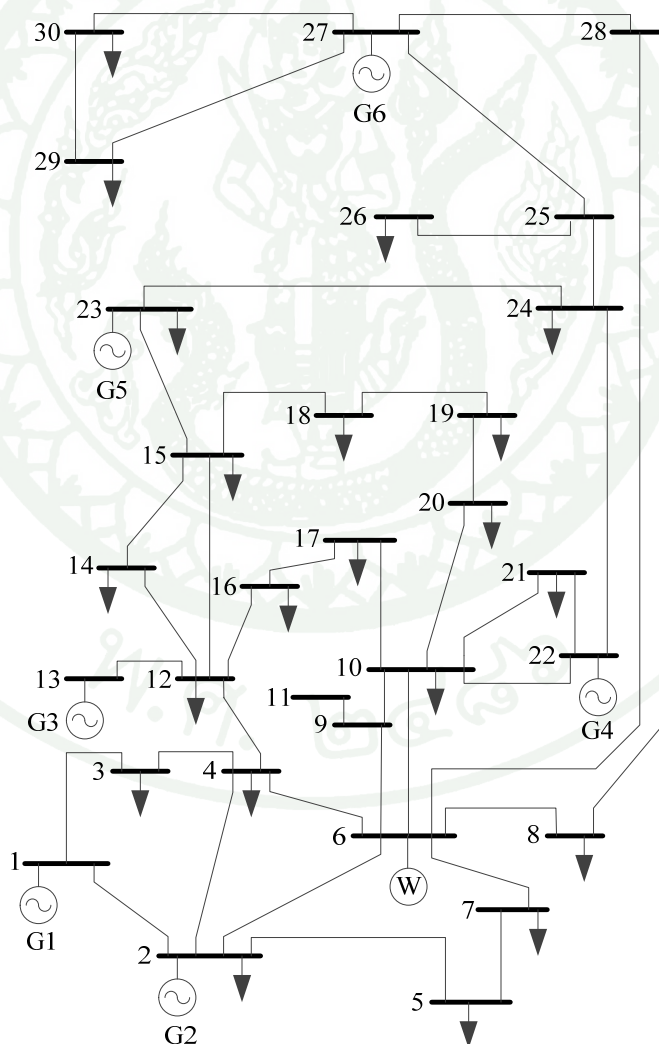
2.4.3 แฟคเตอร์สำหรับสายส่ง

ในการคำนวณ DC-SCUC นั้น กำหนดให้ขนาดแรงดันไฟฟ้าของทุกบัสในระบบมีค่าคงที่โดยมีค่าเท่ากับ 1 เปอรียูนิตทุกบัส ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณ ACOF นั้นถูกคำนวณจากการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในแต่ละบัส ดังนั้นเพื่อให้คำนึงถึงผลของขนาดแรงดันไฟฟ้าดังกล่าวในกรณีที่ความต้านทานของสายส่ง และความแตกต่างระหว่างมุมที่บัสของสายส่งมีค่าไม่เท่ากับศูนย์ ค่าแฟคเตอร์สำหรับสายส่งนี้จะมีค่าเท่ากับอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งกับผลคูณระหว่างซัสเซปแทนซ์ของสายส่งและความแตกต่างระหว่างมุมที่บัสของสายส่งที่ได้จากการคำนวณ ACOF ดังสมการที่ (35)

$$F_{ul,ij} = \begin{cases} \frac{|\Re(S_{ij})|}{b_{ij}|\Delta\delta_{ij}|}; r_{ij} \neq 0 \text{ and } |\Delta\delta_{ij}| \neq 0 & ; i, j = 1, \dots, NB \\ 1 & ; r_{ij} = 0 \text{ and/or } |\Delta\delta_{ij}| = 0 \end{cases} \quad (35)$$

กรณีศึกษา

การคำนวณเพื่อหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมผ่านวิธีการจัดสรรโรงไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขความมั่นคงที่ได้นำเสนอนี้ จะถูกนำไปทดสอบกับระบบไฟฟ้าขนาด 30 บัสของ IEEE โดยได้มีการปรับเปลี่ยนจำนวนและตำแหน่งการติดตั้งโรงไฟฟ้าจากระบบอ้างอิงเดิม (ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยวงษ์ชังตัน, 2008) ซึ่งในระบบทดสอบ 30 บัสนี้ ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน 6 โรง โดยติดตั้งที่บัส 1 2 13 22 23 และ 27 ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมได้ทำการติดตั้งที่บัส 6 และสายส่งของระบบทั้งหมดจำนวน 41 เส้น โดยสามารถแสดงตำแหน่งของโรงไฟฟ้าและการเชื่อมต่อกันของสายส่งได้ดังภาพที่ 5



ภาพที่ 5 ระบบทดสอบจากการปรับปรุง IEEE 30 บัส

ข้อมูลที่ใช้ประกอบในการทดสอบเบื้องต้นคือ ข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้าพลังงานลม โหลด และฟิวด์กำลังไฟฟ้าของสายส่งในระบบ ซึ่งคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า พลังงานความร้อนสำหรับใช้กับระบบทดสอบนี้ถูกแบ่งออกเป็น 2 ตาราง ประกอบด้วยค่าคงที่ของ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงแสดงดังตาราง ที่ 1 และสำหรับตารางที่ 2 แสดงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของโรงไฟฟ้า และข้อมูลจำนวนชั่วโมงต่ำสุดในการเดินและหยุดโรงไฟฟ้าเมื่อโรงไฟฟ้านั้นได้ถูกสั่งให้เริ่มเดิน หรือหยุดเครื่อง ตามลำดับ

ตารางที่ 1 ค่าคงที่ของฟังก์ชันเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง

โรงไฟฟ้า	a_k (\$/MWh ²)	b_k (\$/MWh)	c_k (\$/h)	ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง (\$)
G1	0.019	7.2	300	20
G2	0.085	6.8	100	30
G3	0.065	6.5	200	10
G4	0.082	6.4	200	10
G5	0.065	6.5	200	20
G6	0.070	7.2	150	10

ตารางที่ 2 กำลังไฟฟ้าสูงสุด กำลังไฟฟ้าต่ำสุด และเวลาต่ำสุดในการเดินและหยุดโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้าต่ำสุด (MW)	เวลาต่ำสุด	
			เดินโรงไฟฟ้า (hours)	หยุดโรงไฟฟ้า (hours)
G1	130	10	1	1
G2	150	30	1	1
G3	85	20	2	2
G4	55	10	1	1
G5	80	15	1	1
G6	100	20	1	2

ข้อมูลกำลังไฟฟ้าจากการพยากรณ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในแต่ละชั่วโมง แสดงได้ดังตารางที่ 3 ซึ่งมีกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ได้เท่ากับ 180 MW และมีค่าต่ำสุดเท่ากับ 72 MW สำหรับข้อมูลโหลดที่ได้จากการพยากรณ์ในแต่ละชั่วโมงแสดงในตารางที่ 4 โดยมีค่าโหลดสูงสุดอยู่ที่ 408 MW และมีค่าต่ำสุดที่ 100 MW และตารางที่ 5 แสดงข้อมูลพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งแต่ละเส้นในระบบทดสอบ

ตารางที่ 3 กำลังไฟฟ้าจากการพยากรณ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมแต่ละชั่วโมง

เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจากลม (MW)	เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจากลม (MW)	เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจากลม (MW)
1:00	87	9:00	97.5	17:00	169.5
2:00	90	10:00	120	18:00	174
3:00	75	11:00	151.5	19:00	130.5
4:00	108	12:00	159	20:00	72
5:00	97.5	13:00	180	21:00	87
6:00	115.5	14:00	169.5	22:00	87
7:00	108	15:00	169.5	23:00	94.5
8:00	94.5	16:00	180	24:00	108

ตารางที่ 4 โหลดจากการพยากรณ์ของแต่ละชั่วโมง

เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)
1:00	113	9:00	375	17:00	363
2:00	122	10:00	397	18:00	357
3:00	100	11:00	400	19:00	385
4:00	247	12:00	396	20:00	368
5:00	271	13:00	408	21:00	345
6:00	290	14:00	400	22:00	278
7:00	288	15:00	408	23:00	185
8:00	332	16:00	401	24:00	136

ตารางที่ 5 พิกัดของสายส่งของระบบทดสอบ

เส้นที่	บัส จาก – ถึง	พิกัด (MVA)	เส้นที่	บัส จาก – ถึง	พิกัด (MVA)	เส้นที่	บัส จาก – ถึง	พิกัด (MVA)
1	1 – 2	100	15	4 – 12	60	29	21 – 22	40
2	1 – 3	60	16	12 – 13	90	30	15 – 23	55
3	2 – 4	90	17	12 – 14	60	31	22 – 24	50
4	3 – 4	60	18	12 – 15	50	32	23 – 24	50
5	2 – 5	100	19	12 – 16	50	33	24 – 25	40
6	2 – 6	90	20	14 – 15	50	34	25 – 26	30
7	4 – 6	90	21	16 – 17	50	35	25 – 27	30
8	5 – 7	115	22	15 – 18	60	36	28 – 27	50
9	6 – 7	100	23	18 – 19	60	37	27 – 29	40
10	6 – 8	125	24	19 – 20	60	38	27 – 30	20
11	6 – 9	60	25	10 – 20	60	39	29 – 30	40
12	6 – 10	60	26	10 – 17	50	40	8 – 28	30
13	9 – 11	60	27	10 – 21	50	41	21 – 28	20
14	9 – 10	60	28	10 – 22	50			

สำหรับการกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการทดสอบและศึกษาในกรณีศึกษานั้น ประกอบด้วย

- ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของความไม่แน่นอนกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมมีค่าเท่ากับร้อยละ 33 ของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจากการพยากรณ์ เพื่อพิจารณาให้ครอบคลุมถึงโอกาสที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมจะไม่เข้าร่วมจ่ายในระบบหรือค่าเท่ากับศูนย์
- แฟกเตอร์ α_1 เท่ากับ 0.1 นั่นคือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความเชื่อมั่นในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าเท่ากับร้อยละ 10 ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดสูงสุดที่อยู่ในระบบขณะนั้น
- แฟกเตอร์ α_2 มีค่าเท่ากับ 0.1 หมายถึง การพิจารณาให้มีการจัดเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมไว้ที่ร้อยละ 10 ของค่าโหลดจากการพยากรณ์
- ค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด (VOLL) มีค่าเท่ากับ 52 \$/MWh

- ขอบเขตขนาดของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสอยู่ระหว่าง 0.95 ถึง 1.05 เปอรฺยูนิต
- จีดจำกัดของกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าอยู่ระหว่าง -40 ถึง 50 MVar
- รอบการคำนวณแรก แพลคเตอร์จีดจำกัด ความสูญเสีย และสายส่ง กำหนดให้มึค่า

เท่ากับ 1

- สถานะของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าทุกโรงจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (ACOPF) ในรอบการคำนวณแรกมีค่าเท่ากับ 0 ทุกโรงไฟฟ้า

เพื่อทำการศึกษปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง สถานะของการเดินเครื่องและปริมาณกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงของระบบที่มีพลังงานลมร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้า ตลอดจนราคาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น จึงแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ระบบไฟฟ้าที่มีเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนในระบบ

กรณีที่ 2 ระบบไฟฟ้ามีพลังงานลมร่วมจ่ายในระบบ และเปลี่ยนค่าคาดหวังของการสูญเสีย

พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ ($EENS_{max}$) ดังนี้

กรณีที่ 2.1 $EENS_{max}$ เท่ากับ 0 MWh

กรณีที่ 2.2 $EENS_{max}$ เท่ากับ 48 MWh

กรณีที่ 2.3 $EENS_{max}$ เท่ากับ 96 MWh

กรณีที่ 2.4 $EENS_{max}$ เท่ากับ 144 MWh

กรณีที่ 2.5 $EENS_{max}$ เท่ากับ 192 MWh

กรณีที่ 2.6 $EENS_{max}$ เท่ากับ 240 MWh

กรณีที่ 3 ระบบไฟฟ้ามีพลังงานลมร่วมจ่ายในระบบ และมีค่าคาดหวังของการสูญเสีย

พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ ($EENS_{max}$) เท่ากับ 48 MWh และมีพิกัด

กำลังไฟฟ้าจริงของสายส่ง 1 – 2 เท่ากับ 10 MW

ผลและวิจารณ์

ผล

ผลการทดสอบระบบปรับปรุง IEEE 30 บัสตามกรณีศึกษาข้างต้น สามารถแสดงอยู่ในรูปตารางปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส และตารางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง โดยในที่นี่แสดงเฉพาะเวลาที่ 13.00 นาฬิกาของแต่ละกรณีศึกษา

ตารางที่ 6 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 1

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	127.43	0.00	2.57	-
2	1.036	-2.807	66.94	46.37	-	-
3	1.022	-2.961	-	-	-	-
4	1.015	-3.560	-	-	-	-
5	0.962	-12.452	-	-	-	-
6	1.008	-4.899	-	-	-	-
7	0.982	-8.852	-	-	-	-
8	1.001	-5.586	-	-	-	-
9	1.037	-3.880	-	-	-	-
10	1.040	-3.346	-	-	-	-
11	1.037	-3.880	-	-	-	-
12	1.049	-0.161	-	-	-	-
13	1.046	4.851	68.43	0.67	16.57	-
14	1.035	-0.744	-	-	-	-
15	1.039	-0.150	-	-	-	-
16	1.037	-2.027	-	-	-	-
17	1.036	-3.317	-	-	-	-

ตารางที่ 6 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
18	1.026	-2.415	-	-	-	-
19	1.023	-3.461	-	-	-	-
20	1.026	-3.527	-	-	-	-
21	1.042	-2.697	-	-	-	-
22	1.047	-2.205	39.51	10.82	15.00	-
23	1.050	3.574	58.33	-14.97	21.67	-
24	1.042	-0.150	-	-	-	-
25	1.035	1.212	-	-	-	-
26	1.020	0.291	-	-	-	-
27	1.038	2.564	61.74	-1.42	-	-
28	1.010	-4.214	-	-	-	-
29	1.015	0.641	-	-	-	-
30	1.001	-0.681	-	-	-	-

ตารางที่ 7 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 1

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	91.49	-6.46	-90.03	5.08	1.460	4.37
2	1	3	35.94	6.46	-35.38	-8.79	0.561	2.05
3	2	4	11.02	7.33	-10.91	-10.87	0.110	0.34
4	3	4	31.68	8.39	-31.55	-8.87	0.137	0.39
5	2	5	90.09	22.25	-86.26	-10.34	3.830	16.09
6	2	6	24.66	7.20	-24.29	-9.97	0.375	1.14
7	4	6	58.20	1.26	-57.81	-0.81	0.392	1.36

ตารางที่ 7 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
8	5	7	-49.34	3.64	50.56	-2.49	1.220	3.08
9	6	7	85.28	5.53	-83.36	-1.31	1.923	5.91
10	6	8	31.03	7.38	-30.91	-7.87	0.121	0.42
11	6	9	-9.13	-3.14	9.13	3.32	-	0.18
12	6	10	-5.27	-0.02	5.27	0.17	-	0.14
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	-9.13	-3.32	9.13	3.42	-	0.10
15	4	12	-26.45	17.88	26.45	-15.68	-	2.20
16	12	13	-68.43	5.32	68.43	0.67	-	6.00
17	12	14	5.64	2.75	-5.59	-2.65	0.044	0.09
18	12	15	3.15	6.53	-3.12	-6.47	0.032	0.06
19	12	16	17.10	-1.52	-16.84	2.06	0.253	0.53
20	14	15	-3.31	2.05	3.34	-2.03	0.031	0.03
21	16	17	11.84	-2.66	-11.77	2.92	0.072	0.26
22	15	18	18.02	-2.57	-17.69	3.24	0.329	0.67
23	18	19	13.09	-3.54	-12.98	3.76	0.112	0.23
24	19	20	-0.72	-4.96	0.73	4.98	0.008	0.02
25	10	20	3.97	5.26	-3.93	-5.18	0.038	0.08
26	10	17	1.24	4.94	-1.23	-4.92	0.008	0.02
27	10	21	-14.55	3.98	14.63	-3.82	0.073	0.16
28	10	22	-13.46	2.10	13.58	-1.84	0.125	0.26
29	21	22	-39.83	-0.18	40.00	0.53	0.169	0.34
30	15	23	-30.04	10.16	30.97	-8.28	0.932	1.88
31	22	24	-14.06	12.13	14.42	-11.57	0.362	0.56
32	23	24	22.77	-7.29	-22.08	8.69	0.684	1.40
33	24	25	-4.84	5.15	4.93	-5.00	0.087	0.15

ตารางที่ 7 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.063	0.09
35	25	27	-9.99	4.10	10.11	-3.88	0.119	0.23
36	28	27	-32.27	3.42	32.27	0.41	-	3.83
37	27	29	9.03	0.98	-8.86	-0.66	0.168	0.32
38	27	30	10.33	1.07	-10.01	-0.47	0.320	0.60
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.067	0.13
40	8	28	-12.29	-2.73	12.38	-1.29	0.096	0.30
41	21	28	-19.82	1.04	19.89	-2.13	0.066	0.23

ตารางที่ 8 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.1

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลบ
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
1	1.050	0.000	54.74	-	55.8	19.46
2	1.044	-1.426	48.40	48.33	-	-
3	1.032	-0.536	-	-	-	-
4	1.027	-0.557	-	-	-	-
5	0.975	-9.289	-	-	-	-
6	1.027	-0.327	-	-	-	-
7	0.999	-4.804	-	-	-	-
8	1.020	-1.091	-	-	-	-
9	1.048	-2.378	-	-	-	-
10	1.047	-3.465	-	-	-	-
11	1.048	-2.378	-	-	-	-
12	1.049	-0.321	-	-	-	-

ตารางที่ 8 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
13	1.026	3.800	55.28	-15.08	-	11.38
14	1.038	-1.312	-	-	-	-
15	1.040	-1.164	-	-	-	-
16	1.040	-2.183	-	-	-	-
17	1.042	-3.440	-	-	-	-
18	1.030	-3.111	-	-	-	-
19	1.027	-3.965	-	-	-	-
20	1.032	-3.933	-	-	-	-
21	1.038	-3.739	-	-	-	-
22	1.039	-3.532	-	-	-	-
23	1.050	0.631	36.67	-5.57	-	43.33
24	1.040	-1.941	-	-	-	-
25	1.042	0.067	-	-	-	-
26	1.026	-0.841	-	-	-	-
27	1.050	1.807	43.69	-3.79	-	-
28	1.027	-0.249	-	-	-	-
29	1.028	-0.070	-	-	-	-
30	1.014	-1.359	-	-	-	-

ตารางที่ 9 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.1

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	46.07	-7.01	-45.70	2.33	0.373	1.12
2	1	3	8.67	7.01	-8.61	-11.18	0.066	0.24

ตารางที่ 9 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
3	2	4	-5.38	10.13	5.47	-13.80	0.092	0.28
4	3	4	4.91	10.78	-4.89	-11.62	0.019	0.05
5	2	5	75.74	20.68	-73.03	-13.56	2.712	11.39
6	2	6	-7.47	10.68	7.58	-14.34	0.116	0.35
7	4	6	-9.42	2.23	9.43	-3.14	0.011	0.04
8	5	7	-62.57	6.86	64.50	-4.00	1.922	4.85
9	6	7	99.83	5.84	-97.30	0.20	2.534	7.78
10	6	8	35.38	7.06	-35.23	-7.49	0.149	0.52
11	6	9	18.93	1.46	-18.93	-0.78	-	0.68
12	6	10	10.93	2.70	-10.93	-2.07	-	0.63
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	18.93	0.78	-18.93	-0.42	-	0.36
15	4	12	-1.86	22.59	1.86	-21.51	-	1.08
16	12	13	-55.28	19.45	55.28	-15.08	-	4.36
17	12	14	7.84	0.99	-7.77	-0.84	0.700	0.15
18	12	15	12.92	1.18	-12.81	-0.98	0.101	0.20
19	12	16	16.56	-2.70	-16.32	3.21	0.242	0.51
20	14	15	-1.13	0.24	1.13	-0.24	0.003	-
21	16	17	11.32	-3.81	-11.25	4.06	0.069	0.25
22	15	18	15.43	-2.48	-15.19	2.97	0.242	0.49
23	18	19	10.59	-3.27	-10.52	3.42	0.074	0.15
24	19	20	-3.18	-4.62	3.19	4.64	0.010	0.02
25	10	20	6.45	4.97	-6.39	-4.84	0.057	0.13
26	10	17	1.76	6.10	-1.75	-6.06	0.012	0.03
27	10	21	10.40	7.45	-10.35	-7.34	0.052	0.11
28	10	22	2.85	4.11	-2.83	-4.08	0.017	0.03

ตารางที่ 9 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
29	21	22	-14.85	3.34	14.88	-3.29	0.025	0.05
30	15	23	-15.55	2.80	15.78	-2.33	0.231	0.47
31	22	24	-12.04	7.37	12.26	-7.04	0.212	0.33
32	23	24	16.28	-3.84	-15.95	4.52	0.335	0.69
33	24	25	-8.81	4.77	8.98	-4.47	0.175	0.31
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	-14.05	3.57	14.26	-3.17	0.211	0.40
36	28	27	-10.09	3.03	10.09	-2.64	-	0.39
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.97	-3.11	8.01	-1.24	0.039	0.12
41	21	28	-2.08	0.42	2.08	-1.79	0.001	-

ตารางที่ 10 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.2

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
1	1.050	0.000	54.74	-	55.80	19.46
2	1.044	-1.425	48.40	48.30	-	-
3	1.032	-0.537	-	-	-	-
4	1.027	-0.557	-	-	-	-
5	0.975	-9.289	-	-	-	-
6	1.027	-0.328	-	-	-	-
7	0.999	-4.804	-	-	-	-

ตารางที่ 10 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
8	1.020	-1.091	-	-	-	-
9	1.048	-2.378	-	-	-	-
10	1.047	-3.465	-	-	-	-
11	1.048	-2.378	-	-	-	-
12	1.050	-0.322	-	-	-	-
13	1.026	3.798	55.28	-15.02	-	4.91
14	1.038	-1.313	-	-	-	-
15	1.040	-1.164	-	-	-	-
16	1.040	-2.183	-	-	-	-
17	1.042	-3.440	-	-	-	-
18	1.030	-3.111	-	-	-	-
19	1.028	-3.965	-	-	-	-
20	1.032	-3.933	-	-	-	-
21	1.039	-3.739	-	-	-	-
22	1.039	-3.532	-	-	-	-
23	1.050	0.632	36.67	-5.60	-	43.33
24	1.040	-1.941	-	-	-	-
25	1.042	0.067	-	-	-	-
26	1.026	-0.842	-	-	-	-
27	1.050	1.806	43.69	-3.79	-	-
28	1.027	-0.250	-	-	-	-
29	1.028	-0.071	-	-	-	-
30	1.014	-1.360	-	-	-	-

ตารางที่ 11 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.2

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	46.07	-7.00	-45.70	2.32	0.373	1.12
2	1	3	8.67	7.00	-8.61	-11.18	0.066	0.24
3	2	4	-5.38	10.12	5.47	-13.79	0.092	0.28
4	3	4	4.91	10.78	-4.89	-11.61	0.019	0.05
5	2	5	75.74	20.68	-73.03	-13.55	2.712	11.39
6	2	6	-7.47	10.67	7.58	-14.33	0.116	0.35
7	4	6	-9.42	2.24	9.44	-3.15	0.011	0.04
8	5	7	-62.57	6.85	64.49	-3.99	1.922	4.85
9	6	7	99.83	5.84	-97.29	0.19	2.543	7.78
10	6	8	35.38	7.06	-35.23	-7.49	0.149	0.52
11	6	9	18.93	1.45	-18.93	-0.77	-	0.68
12	6	10	10.93	2.70	-10.93	-2.07	-	0.63
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	18.93	0.77	-18.93	-0.41	-	0.36
15	4	12	-1.85	22.56	1.85	-21.48	-	1.08
16	12	13	-55.28	19.38	55.28	-15.02	-	4.36
17	12	14	7.84	0.99	-7.77	-0.85	0.070	0.15
18	12	15	12.92	1.20	-12.82	-1.00	0.101	0.20
19	12	16	16.57	-2.69	-16.32	3.20	0.242	0.51
20	14	15	-1.13	0.25	1.13	-0.24	0.003	-
21	16	17	11.32	-3.80	-11.25	4.05	0.069	0.25
22	15	18	15.43	-2.48	-15.19	2.97	0.242	0.49
23	18	19	10.59	-3.27	-10.52	3.42	0.074	0.15
24	19	20	-3.18	-4.62	3.19	4.64	0.010	0.02
25	10	20	6.45	4.97	-6.39	-4.84	0.057	0.13
26	10	17	1.76	6.08	-1.75	-6.05	0.012	0.03

ตารางที่ 11 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	10.40	7.45	-10.35	-7.34	0.052	0.11
28	10	22	2.85	4.12	-2.83	-4.08	0.017	0.03
29	21	22	-14.85	3.34	14.87	-3.29	0.025	0.05
30	15	23	-15.55	2.82	15.78	-2.36	0.231	0.47
31	22	24	-12.04	7.37	12.26	-7.04	0.212	0.33
32	23	24	16.29	-3.84	-15.95	4.53	0.335	0.69
33	24	25	-8.80	4.77	8.98	-4.47	0.175	0.30
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	14.04	3.57	14.25	-3.17	0.211	0.40
36	28	27	-10.09	3.04	10.09	-2.64	-	0.39
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.97	-3.11	8.01	-1.24	0.039	0.12
41	21	28	-2.08	0.42	2.08	-1.79	0.01	-

ตารางที่ 12 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.3

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	66.68	-	55.80	7.52
2	1.042	-1.700	40.42	47.37	-	-
3	1.031	-0.789	-	-	-	-
4	1.026	-0.869	-	-	-	-
5	0.974	-9.617	-	-	-	-

ตารางที่ 12 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
6	1.026	-0.665	-	-	-	-
7	0.997	-5.140	-	-	-	-
8	1.019	-1.435	-	-	-	-
9	1.047	-2.779	-	-	-	-
10	1.047	-3.899	-	-	-	-
11	1.047	-2.779	-	-	-	-
12	1.050	-0.877	-	-	-	-
13	1.028	3.037	52.64	-14.26	-	10.38
14	1.038	-1.855	-	-	-	-
15	1.040	-1.692	-	-	-	-
16	1.041	-2.685	-	-	-	-
17	1.042	-3.895	-	-	-	-
18	1.030	-3.605	-	-	-	-
19	1.028	-4.439	-	-	-	-
20	1.032	-4.397	-	-	-	-
21	1.039	-4.182	-	-	-	-
22	1.039	-3.978	-	-	-	-
23	1.050	0.127	36.67	-5.76	-	43.33
24	1.040	-2.428	-	-	-	-
25	1.042	-0.469	-	-	-	-
26	1.026	-1.378	-	-	-	-
27	1.050	1.241	42.47	-3.43	-	-
28	1.026	-0.616	-	-	-	-
29	1.028	-0.636	-	-	-	-
30	1.014	-1.925	-	-	-	-

ตารางที่ 13 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.3

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	55.20	-6.75	-54.67	2.57	0.533	1.60
2	1	3	11.48	6.75	-11.40	-10.85	0.087	0.32
3	2	4	-5.12	9.63	5.20	-13.31	0.085	0.26
4	3	4	7.70	10.45	-7.68	-11.28	0.022	0.06
5	2	5	75.95	20.53	-73.22	-13.31	2.731	11.48
6	2	6	-6.95	10.14	7.05	-13.82	0.105	0.32
7	4	6	-8.29	2.12	8.30	-3.03	0.009	0.03
8	5	7	-62.38	6.61	64.29	-3.76	1.915	4.83
9	6	7	99.62	6.07	-97.09	-0.04	2.530	7.77
10	6	8	35.57	7.00	-35.42	-7.42	0.151	0.53
11	6	9	19.49	1.12	-19.49	-0.04	-	0.72
12	6	10	11.25	2.50	-11.25	-1.84	-	0.66
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	19.49	0.40	-19.49	-0.02	-	0.38
15	4	12	0.06	21.87	-0.06	-20.86	-	1.01
16	12	13	-52.64	18.20	52.64	-14.26	-	3.94
17	12	14	7.79	1.07	-7.72	-0.93	0.069	0.14
18	12	15	12.65	1.46	-12.55	-1.27	0.097	0.19
19	12	16	16.17	-2.47	-15.94	2.95	0.229	0.48
20	14	15	-1.18	0.33	1.19	-0.32	0.003	-
21	16	17	10.94	-3.55	-10.88	3.79	0.064	0.23
22	15	18	15.22	-2.34	-14.99	2.82	0.235	0.48
23	18	19	10.39	-3.12	-10.32	3.27	0.071	0.14
24	19	20	-3.38	-4.47	3.39	4.49	0.010	0.02
25	10	20	6.65	4.81	-6.59	-4.69	0.058	0.13
26	10	17	2.13	5.82	-2.12	-5.79	0.011	0.03

ตารางที่ 13 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	10.58	7.33	-10.53	-7.22	0.053	0.11
28	10	22	2.97	4.04	-2.95	-4.00	0.017	0.03
29	21	22	-14.67	3.22	14.69	-3.17	0.024	0.05
30	15	23	-15.66	3.03	15.89	-2.56	0.235	0.47
31	22	24	-11.74	7.17	11.94	-6.86	0.202	0.31
32	23	24	16.18	-3.80	-15.85	4.47	0.331	0.68
33	24	25	-8.60	4.64	8.77	-4.35	0.166	0.29
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	13.83	3.46	14.03	-3.07	0.205	0.39
36	28	27	-9.10	2.70	9.10	-2.38	-	0.32
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.78	-3.18	7.82	-1.17	0.038	0.12
41	21	28	-1.28	0.16	1.28	-1.53	-	-

ตารางที่ 14 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 2.4

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	55.53	-	55.80	-
2	1.044	-1.444	47.82	48.05	-	-
3	1.032	-0.554	-	-	-	-
4	1.027	-0.578	-	-	-	-
5	0.975	-9.310	-	-	-	-

ตารางที่ 14 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
6	1.027	-0.350	-	-	-	-
7	0.999	-4.826	-	-	-	-
8	1.020	-1.113	-	-	-	-
9	1.048	-2.402	-	-	-	-
10	1.047	-3.490	-	-	-	-
11	1.048	-2.402	-	-	-	-
12	1.050	-0.360	-	-	-	-
13	1.027	3.743	55.13	-14.65	-	-
14	1.038	-1.348	-	-	-	-
15	1.040	-1.196	-	-	-	-
16	1.041	-2.214	-	-	-	-
17	1.042	-3.467	-	-	-	-
18	1.030	-3.140	-	-	-	-
19	1.028	-3.993	-	-	-	-
20	1.032	-3.960	-	-	-	-
21	1.039	-3.764	-	-	-	-
22	1.040	-3.558	-	-	-	-
23	1.050	0.608	36.67	-5.77	-	43.33
24	1.041	-1.966	-	-	-	-
25	1.042	0.039	-	-	-	-
26	1.026	-0.870	-	-	-	-
27	1.050	1.776	43.63	-3.80	-	-
28	1.027	-0.273	-	-	-	-
29	1.028	-0.101	-	-	-	-
30	1.014	-1.390	-	-	-	-

ตารางที่ 15 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.4

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	46.68	-6.94	-46.30	2.30	0.382	1.15
2	1	3	8.85	6.94	-8.79	-11.12	0.067	0.24
3	2	4	-5.37	10.03	5.46	-13.70	0.091	0.28
4	3	4	5.09	10.72	-5.07	-11.55	0.019	0.05
5	2	5	75.74	20.65	-73.03	-13.52	2.712	11.39
6	2	6	-7.45	10.59	7.56	-14.25	0.115	0.35
7	4	6	-9.37	2.28	9.38	-3.19	0.011	0.04
8	5	7	-62.57	6.82	64.49	-3.96	1.922	4.85
9	6	7	99.83	5.88	-97.29	0.16	2.534	7.78
10	6	8	35.39	7.06	-35.24	-7.48	0.149	0.52
11	6	9	18.95	1.40	-18.95	-0.72	-	0.68
12	6	10	10.94	2.67	-10.94	-2.04	-	0.63
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	18.95	0.72	-18.95	-0.36	-	0.36
15	4	12	-1.72	22.37	1.72	-21.31	-	1.06
16	12	13	-55.13	18.96	55.13	-14.65	-	4.32
17	12	14	7.85	1.03	-7.78	-0.88	-	0.15
18	12	15	12.91	1.34	-12.81	-1.14	0.101	0.20
19	12	16	16.55	-2.62	-16.31	3.13	0.241	0.51
20	14	15	-1.12	0.28	1.13	-0.28	0.003	-
21	16	17	11.31	-3.73	-11.24	3.98	0.069	0.25
22	15	18	15.43	-2.45	-15.19	2.95	0.242	0.49
23	18	19	10.59	-3.25	-10.51	3.40	0.074	0.15
24	19	20	-3.19	-4.60	3.20	4.62	0.010	0.02
25	10	20	6.45	4.94	-6.40	-4.82	0.056	0.13
26	10	17	1.77	6.01	-1.76	-5.98	0.012	0.03

ตารางที่ 15 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	10.41	7.47	-10.36	-7.36	0.052	0.11
28	10	22	2.86	4.13	-2.84	-4.09	0.017	0.03
29	21	22	-14.84	3.36	14.86	-3.31	0.025	0.05
30	15	23	-15.55	2.97	15.78	-2.51	0.232	0.47
31	22	24	-12.03	7.40	12.24	-7.07	0.212	0.33
32	23	24	16.28	-3.87	-15.95	4.55	0.335	0.69
33	24	25	-8.79	4.77	8.96	-4.47	0.174	0.30
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	-14.02	14.24	14.24	-3.18	0.211	0.40
36	28	27	-10.06	3.03	10.06	-2.64	-	0.39
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.96	-3.12	8.00	-1.24	0.039	0.12
41	21	28	-2.05	0.42	2.05	-1.79	0.001	-

ตารางที่ 16 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณี 2.5

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	66.57	-	55.80	7.63
2	1.042	-1.698	40.46	47.38	-	-
3	1.031	-0.786	-	-	-	-
4	1.026	-0.865	-	-	-	-
5	0.974	-9.613	-	-	-	-

ตารางที่ 16 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
6	1.026	-0.661	-	-	-	-
7	0.997	-5.135	-	-	-	-
8	1.019	-1.430	-	-	-	-
9	1.047	-2.773	-	-	-	-
10	1.047	-3.892	-	-	-	-
11	1.047	-2.773	-	-	-	-
12	1.050	-0.869	-	-	-	-
13	1.028	3.050	52.69	-14.26	-	-
14	1.038	-1.847	-	-	-	-
15	1.040	-1.684	-	-	-	-
16	1.041	-2.677	-	-	-	-
17	1.042	-3.888	-	-	-	-
18	1.030	-3.597	-	-	-	-
19	1.028	-4.432	-	-	-	-
20	1.032	-4.390	-	-	-	-
21	1.039	-4.175	-	-	-	-
22	1.039	-3.972	-	-	-	-
23	1.050	0.135	36.67	-5.76	-	43.33
24	1.040	-2.420	-	-	-	-
25	1.042	-0.459	-	-	-	-
26	1.026	-1.368	-	-	-	-
27	1.050	1.251	42.51	-3.44	-	-
28	1.026	-0.610	-	-	-	-
29	1.028	-0.626	-	-	-	-
30	1.014	-1.915	-	-	-	-

ตารางที่ 17 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.5

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	55.12	-6.76	-54.59	2.57	0.532	1.59
2	1	3	11.45	6.76	-11.36	-10.86	0.087	0.32
3	2	4	-5.13	9.64	5.22	-13.31	0.085	0.26
4	3	4	7.66	10.46	-7.64	-11.28	0.022	0.06
5	2	5	75.94	20.53	-73.21	-13.31	2.731	11.47
6	2	6	-6.97	10.15	7.07	-13.83	0.105	0.32
7	4	6	-8.31	2.12	8.32	-3.04	0.009	0.03
8	5	7	-62.39	6.61	64.30	-3.77	1.915	4.83
9	6	7	99.63	6.06	-97.10	-0.03	2.530	7.77
10	6	8	35.57	7.01	-35.42	-7.42	0.151	0.53
11	6	9	19.47	1.12	-19.47	-0.40	-	0.72
12	6	10	11.24	2.50	-11.24	-1.85	-	0.66
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	19.47	0.40	-19.47	-0.02	-	0.38
15	4	12	0.03	21.88	-0.03	-20.87	-	1.01
16	12	13	-52.69	18.21	52.69	-14.26	-	3.95
17	12	14	7.79	1.07	-7.72	-0.92	0.069	0.14
18	12	15	12.66	1.46	-12.56	-1.27	0.097	0.19
19	12	16	16.18	-2.47	-15.95	2.95	0.230	0.48
20	14	15	-1.18	0.32	1.18	-0.32	0.003	-
21	16	17	10.95	-3.55	-10.88	3.79	0.064	0.24
22	15	18	15.23	-2.34	-14.99	2.82	0.235	0.48
23	18	19	10.39	-3.12	-10.32	3.27	0.071	0.14
24	19	20	-3.38	-4.47	3.39	4.49	0.010	0.02
25	10	20	6.65	4.82	-6.59	-4.69	0.057	0.13
26	10	17	2.13	5.82	-2.12	-5.79	0.011	0.03

ตารางที่ 17 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	10.58	7.34	-10.53	-7.22	0.053	0.11
28	10	22	2.96	4.04	-2.95	-4.00	0.017	0.03
29	21	22	-14.67	3.22	14.70	-3.17	0.024	0.05
30	15	23	-15.65	3.03	15.89	-2.56	0.235	0.47
31	22	24	-11.75	7.18	11.95	-6.86	0.202	0.31
32	23	24	16.18	-3.80	-15.85	4.47	0.331	0.68
33	24	25	-8.61	4.65	8.77	-4.36	0.167	0.29
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	-13.83	3.46	14.04	-3.07	0.205	0.39
36	28	27	-9.13	2.71	9.13	-2.39	-	0.32
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.78	-3.18	7.82	-1.17	0.038	0.12
41	21	28	-1.31	0.17	1.31	-1.53	-	-

ตารางที่ 18 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณี 2.6

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	66.68	-	55.8	7.63
2	1.042	-1.700	40.42	47.37	-	-
3	1.031	-0.789	-	-	-	-
4	1.026	-0.869	-	-	-	-
5	0.974	-9.617	-	-	-	-

ตารางที่ 18 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
6	1.026	-0.665	-	-	-	-
7	0.997	-5.140	-	-	-	-
8	1.019	-1.435	-	-	-	-
9	1.047	-2.779	-	-	-	-
10	1.047	-3.899	-	-	-	-
11	1.047	-2.779	-	-	-	-
12	1.050	-0.877	-	-	-	-
13	1.028	3.038	52.65	-14.26	-	-
14	1.038	-1.855	-	-	-	-
15	1.040	-1.692	-	-	-	-
16	1.041	-2.684	-	-	-	-
17	1.042	-3.895	-	-	-	-
18	1.030	-3.605	-	-	-	-
19	1.028	-4.439	-	-	-	-
20	1.032	-4.397	-	-	-	-
21	1.039	-4.182	-	-	-	-
22	1.039	-3.979	-	-	-	-
23	1.050	0.127	36.67	-5.76	-	43.33
24	1.040	-2.428	-	-	-	-
25	1.042	-0.469	-	-	-	-
26	1.026	-1.378	-	-	-	-
27	1.050	1.240	42.47	-3.43	-	-
28	1.026	-0.616	-	-	-	-
29	1.028	-0.637	-	-	-	-
30	1.014	-1.926	-	-	-	-

ตารางที่ 19 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 2.6

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	55.20	-6.75	-54.67	2.57	0.533	1.60
2	1	3	11.48	6.75	-11.40	-10.87	0.087	0.32
3	2	4	-5.12	9.63	5.20	-13.31	0.085	0.26
4	3	4	7.70	10.45	-7.68	-11.28	0.022	0.06
5	2	5	75.95	20.53	-73.22	-13.31	2.731	11.48
6	2	6	-6.95	10.14	7.05	-13.82	0.105	0.32
7	4	6	-8.29	2.11	8.30	-3.03	0.009	0.03
8	5	7	-62.38	6.61	64.29	-3.76	1.915	4.83
9	6	7	99.62	6.07	-97.09	-0.04	2.530	7.77
10	6	8	35.57	7.00	-35.42	-7.42	0.151	0.53
11	6	9	19.49	1.12	-19.49	-0.40	-	0.72
12	6	10	11.25	2.50	-11.25	-1.84	-	0.66
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	19.49	0.40	-19.49	-0.02	-	0.38
15	4	12	0.06	21.87	-0.06	-20.86	-	1.01
16	12	13	-52.65	18.20	52.65	-14.26	-	3.94
17	12	14	7.79	1.07	-7.72	-0.92	0.069	0.14
18	12	15	12.65	1.46	-12.55	-1.27	0.097	0.19
19	12	16	16.17	-2.47	-15.94	2.95	0.229	00.48
20	14	15	-1.18	0.32	1.19	-0.32	0.003	-
21	16	17	10.94	-3.55	-10.88	3.79	0.064	0.23
22	15	18	15.22	-2.34	-14.99	2.82	0.235	0.48
23	18	19	10.39	-3.12	-10.32	3.27	0.071	0.14
24	19	20	-3.38	-4.47	3.39	4.49	0.010	0.02
25	10	20	6.65	4.81	-6.59	-4.69	0.058	0.13
26	10	17	2.13	5.82	-2.12	-5.79	0.011	0.03

ตารางที่ 19 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	10.58	7.33	-10.53	-7.22	0.053	0.11
28	10	22	2.97	4.04	-2.95	-4.00	0.017	0.03
29	21	22	-14.67	3.22	14.69	-3.17	0.024	0.05
30	15	23	-15.65	3.03	15.89	-2.56	0.235	0.47
31	22	24	-11.74	7.17	11.94	-6.86	0.202	0.31
32	23	24	16.18	-3.80	-15.89	4.47	0.331	0.68
33	24	25	-8.60	4.64	8.76	-4.35	0.166	0.29
34	25	26	5.06	0.89	-5.00	-0.80	0.062	0.09
35	25	27	-13.83	3.46	14.03	-3.07	0.204	0.39
36	28	27	-9.10	2.70	9.10	-2.38	-	0.32
37	27	29	9.02	0.97	-8.86	-0.66	0.164	0.31
38	27	30	10.32	1.06	-10.01	-0.47	0.312	0.59
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.066	0.12
40	8	28	-7.78	-3.18	7.82	-1.17	0.038	0.12
41	21	28	-1.28	0.16	1.28	-1.53	-	-

ตารางที่ 20 ปริมาณทางไฟฟ้าในแต่ละบัส สำหรับกรณีที่ 3

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด (pu)	มุม (องศา)	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	ดั้งเดิม (MW)	ลม (MW)
1	1.050	0.000	10.00	5.51	55.8	64.2
2	1.049	-0.261	89.23	50.00	-	-
3	1.031	0.139	-	-	-	-
4	1.026	0.281	-	-	-	-
5	0.978	-8.027	-	-	-	-

ตารางที่ 20 (ต่อ)

บัส	แรงดันไฟฟ้า		กำลังการผลิต		กำลังไฟฟ้าสำรอง	
	ขนาด	มุม	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟ้าเสมือน	ดั้งเดิม	ลม
	(pu)	(องศา)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MW)
6	1.027	0.970	-	-	-	-
7	1.000	-3.522	-	-	-	-
8	1.020	0.228	-	-	-	-
9	1.044	0.051	-	-	-	-
10	1.041	-0.439	-	-	-	-
11	1.044	0.051	-	-	-	-
12	1.048	-1.560	-	-	-	-
13	1.048	-1.560	-	-	-	-
14	1.034	-1.732	-	-	-	-
15	1.039	-0.708	-	-	-	-
16	1.040	-1.581	-	-	-	-
17	1.037	-1.179	-	-	-	-
18	1.028	-1.758	-	-	-	-
19	1.024	-2.074	-	-	-	-
20	1.028	-1.756	-	-	-	-
21	1.034	0.331	-	-	-	-
22	1.035	0.874	44.32	-17.29	-	9.97
23	1.050	3.543	53.23	-10.14	-	-
24	1.035	1.562	-	-	-	-
25	1.028	2.753	-	-	-	-
26	1.013	1.820	-	-	-	-
27	1.031	4.005	42.34	-8.15	-	-
28	1.025	1.176	-	-	-	-
29	1.009	2.057	-	-	-	-
30	0.995	0.718	-	-	-	-

ตารางที่ 21 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง กรณีที่ 3

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1	1	2	8.43	-3.79	-8.42	-1.99	0.013	0.04
2	1	3	1.57	9.30	-1.51	-13.52	0.056	0.20
3	2	4	-1.26	12.00	1.36	-15.65	0.103	0.31
4	3	4	-2.19	13.12	2.21	-13.94	0.023	0.07
5	2	5	75.67	21.87	-72.96	-14.79	2.707	11.37
6	2	6	-7.96	13.62	8.13	-17.15	0.163	0.50
7	4	6	-28.76	5.98	28.86	-6.59	0.098	0.34
8	5	7	-62.64	8.09	64.56	-5.23	1.926	4.86
9	6	7	99.89	4.60	-97.36	1.43	2.532	7.78
10	6	8	34.72	8.01	-34.57	-8.44	0.145	0.51
11	6	9	8.45	3.19	-8.45	-3.04	-	0.15
12	6	10	4.88	3.70	-4.88	-3.52	-	0.19
13	9	11	-	-	-	-	-	-
14	9	10	8.45	3.04	-8.45	-2.96	-	0.08
15	4	12	14.49	23.01	-14.49	-21.45	-	1.56
16	12	13	-	-	-	-	-	-
17	12	14	3.34	4.31	-3.31	-4.24	0.033	0.07
18	12	15	-6.80	11.07	6.91	-10.87	0.102	0.20
19	12	16	1.85	3.47	-1.84	-3.44	0.013	0.03
20	14	15	-5.59	3.64	5.68	-3.56	0.092	0.08
21	16	17	-3.16	2.84	3.17	-2.81	0.009	0.03
22	15	18	9.41	0.94	-9.32	-0.76	0.089	0.18
23	18	19	4.72	0.46	-4.71	-0.43	0.014	0.03
24	19	20	-8.99	-0.77	9.02	0.82	0.026	0.05
25	10	20	12.35	1.32	-12.22	-1.02	0.133	0.30
26	10	17	16.25	-0.60	-16.17	0.81	0.079	0.21

ตารางที่ 21 (ต่อ)

สาย	บัส		กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าถึงบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
	จาก	ถึง	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
27	10	21	-11.96	15.82	12.08	-15.55	0.126	0.27
28	10	22	-11.71	9.83	11.86	-9.50	0.157	0.32
29	21	22	-37.28	11.55	37.45	-11.21	0.165	0.34
30	15	23	-33.80	12.59	35.01	-10.15	1.205	2.43
31	22	24	-4.99	3.42	5.03	-3.36	0.039	0.06
32	23	24	13.62	-0.59	-13.40	1.05	0.223	0.46
33	24	25	-4.13	4.52	4.20	-4.41	0.066	0.12
34	25	26	5.06	0.90	-5.00	-0.80	0.064	0.10
35	25	27	-9.26	3.51	9.36	-3.32	0.101	0.19
36	28	27	-13.61	7.76	13.61	-6.89	-	0.87
37	27	29	9.03	0.98	-8.86	-0.66	0.171	0.32
38	27	30	10.33	1.08	-10.01	-0.47	0.325	0.61
39	29	30	5.36	0.36	-5.29	-0.23	0.068	0.13
40	8	28	-8.63	-2.16	8.67	-2.18	0.046	0.14
41	21	28	-4.93	4.24	4.94	-5.58	0.008	0.03

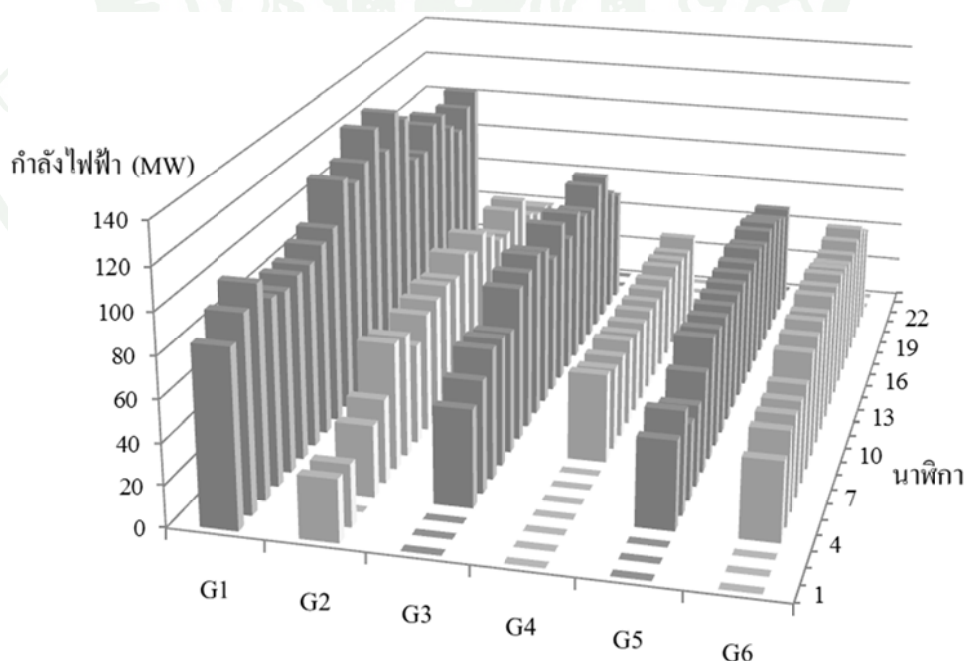
สำหรับเวลาที่เลือกนำมาแสดงผลการคำนวณการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง การเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งแบบดั้งเดิมและกรณีเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม ขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส การไหลของกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนในสายส่ง และ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น เป็นช่วงเวลาที่ระบบมีค่าโหลดสูงที่สุด คือ 408 MW และมีกำลังไฟฟ้า เนื่องจากพลังงานลมเข้ามาในระบบขนาด 180 MW ซึ่งจากผลของทุกกรณีศึกษาจะพบว่า ในเวลาที่ พิจารณาเดียวกันนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมทั้งหมดมีขนาดเท่ากันคือ 55.8 MW แต่จะ มีการสำรองไว้ที่โรงไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยในกรณีที่ 1 จะมีการสำรองกำลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่ โรงไฟฟ้าที่ G1 G3 G4 และ G5 ในขณะที่กรณีที่ 2 และ 3 สำรองไว้ที่โรงไฟฟ้าที่ 1 เพียงโรงเดียว สำหรับกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมนั้นมีปริมาณแตกต่างกันไปตาม ค่าคาดหวังการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจะได้เปรียบเทียบกับกรณีที่ 2 ให้ชัดเจนต่อไป

เพื่อให้การพิจารณาผลที่ได้จากการศึกษาตามกรณีศึกษาต่างๆ ผ่านระบบไฟฟ้า 30 บัส ในช่วงเวลาตลอด 24 ชั่วโมงชัดเจนยิ่งขึ้น จึงนำผลที่ได้จากทุกกรณีมาเปรียบเทียบเพื่อศึกษาผลที่เกิดขึ้นในเชิงลึกมากยิ่งขึ้น โดยได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 4 หัวข้อ คือ การวางแผนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ผลของค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ต่อกำลังไฟฟ้าสำรอง กำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลม และผลของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งต่อการจัดสรรโรงไฟฟ้า ซึ่งแต่ละหัวข้อจะได้อธิบายโดยละเอียดดังนี้

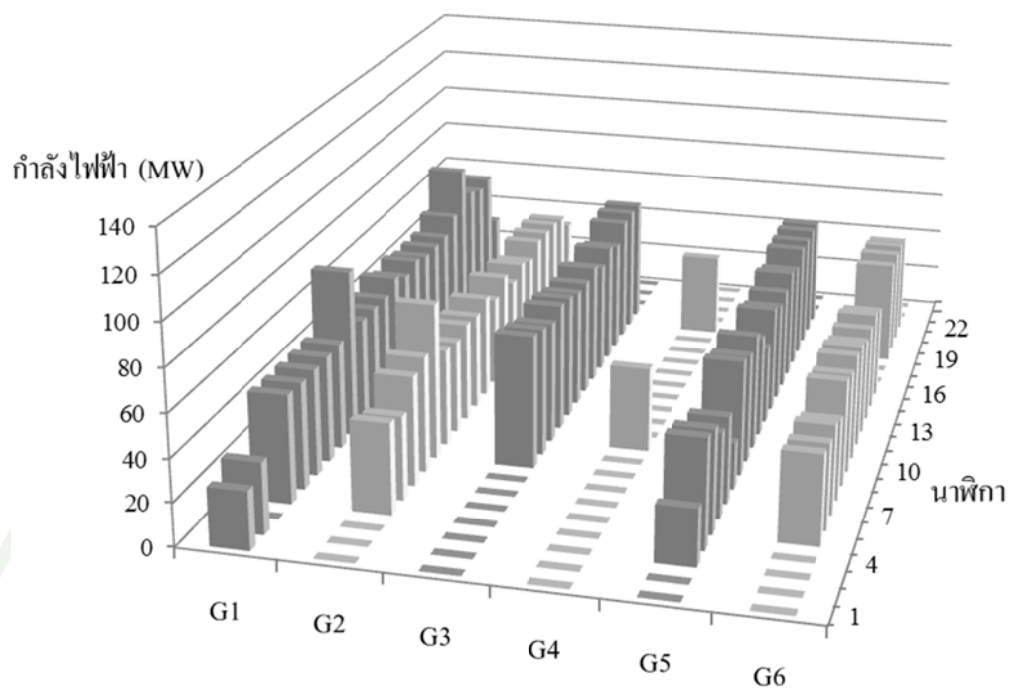
การวางแผนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

การวางแผนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าที่ได้จากผลการทดสอบระบบไฟฟ้า 30 บัส ในการนำเสนอสามารถแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อ คือ

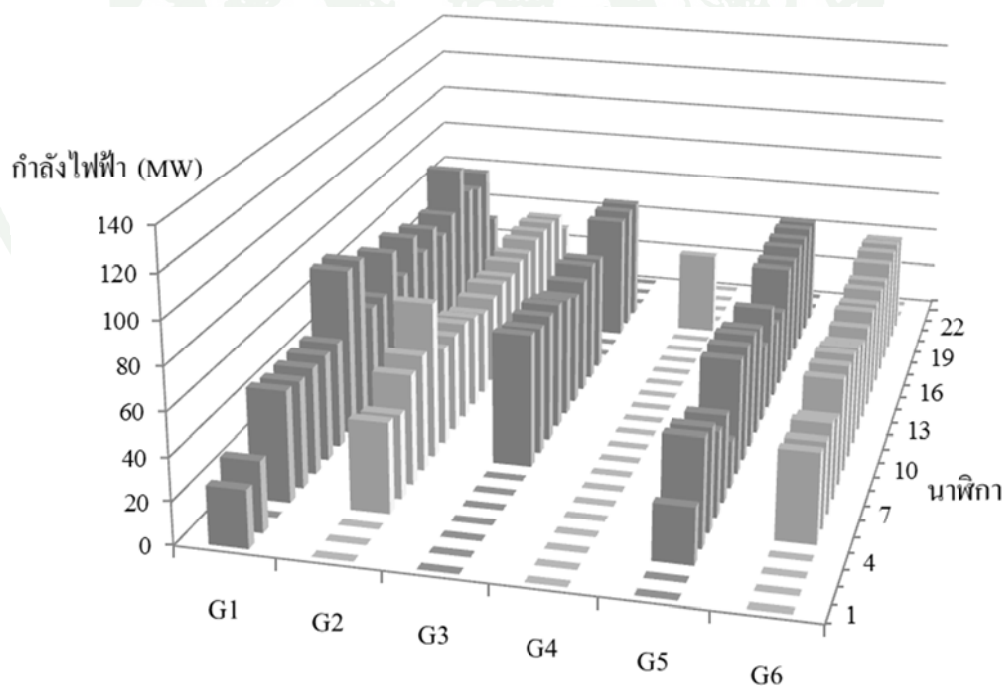
1. การจัดสรรการผลิตและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนในกรณีที่ 1 และ กรณีที่ 2 เมื่อมีค่า $EENS_{max}$ เท่ากับ 0 และ 240 MWh สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6 7 และ 8 ตามลำดับ และค่าการผลิตของแต่ละโรงไฟฟ้างดงามที่ 22 23 และ 24 ตามลำดับ



ภาพที่ 6 การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 1



ภาพที่ 7 การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh



ภาพที่ 8 การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 240$ MWh

ตารางที่ 22 ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ 1

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	85.51	30.00	-	-	-	-
2:00	94.97	30.00	-	-	-	-
3:00	102.70	-	-	-	-	-
4:00	90.30	34.67	47.17	-	42.78	38.40
5:00	87.90	40.45	54.38	-	49.72	45.64
6:00	90.00	61.55	63.31	-	37.43	46.12
7:00	89.67	59.00	62.29	-	39.29	46.14
8:00	93.67	48.55	59.44	43.13	49.04	47.85
9:00	96.67	58.03	75.31	40.00	59.83	57.07
10:00	115.59	59.76	77.66	40.00	58.33	59.10
11:00	109.53	61.74	80.74	42.14	58.33	60.66
12:00	114.81	59.75	77.61	40.00	58.33	58.88
13:00	127.43	66.94	68.43	39.51	58.33	61.74
14:00	111.67	61.57	80.63	40.00	58.33	61.03
15:00	127.43	66.94	68.43	39.51	58.33	61.74
16:00	119.99	60.47	76.57	39.92	58.33	59.52
17:00	93.70	53.53	70.46	40.00	60.25	56.37
18:00	92.69	51.86	68.42	41.61	57.42	55.80
19:00	103.68	59.57	77.08	40.00	59.55	57.73
20:00	104.57	60.43	77.19	38.59	58.86	59.37
21:00	93.76	47.51	63.40	41.74	55.71	53.00
22:00	87.20	42.74	57.26	-	51.26	47.41
23:00	96.50	42.32	-	-	51.73	-
24:00	101.40	38.18	-	-	-	-

ตารางที่ 23 ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนครั้งที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh

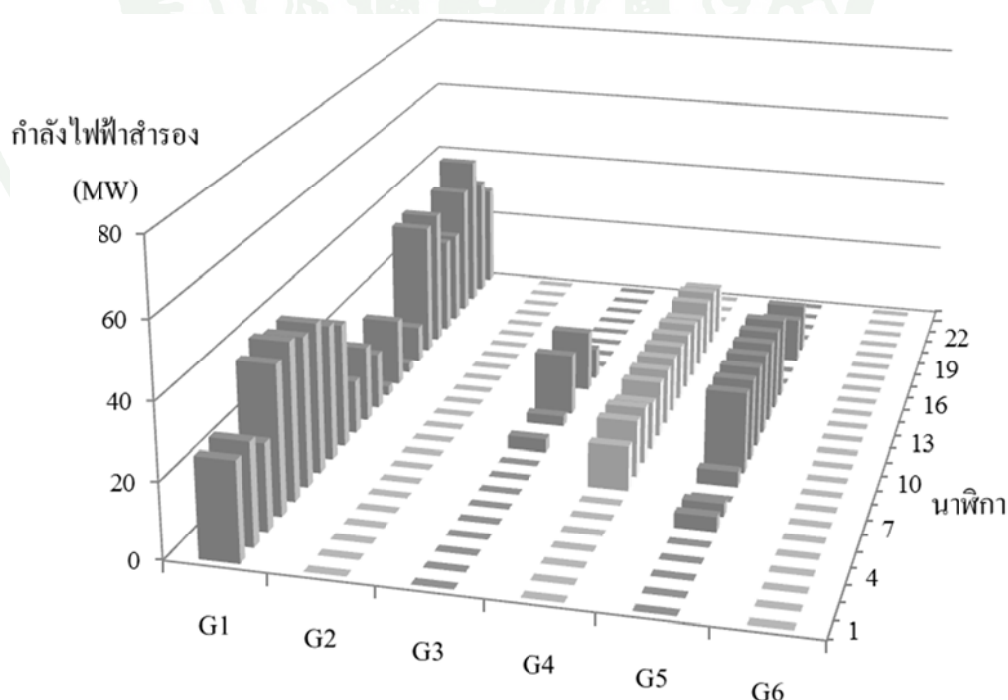
เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	26.97	-	-	-	-	-
2:00	33.09	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	26.24	-
4:00	50.67	42.59	-	-	50.78	-
5:00	50.00	39.17	-	-	47.96	41.91
6:00	50.00	51.41	-	-	39.67	40.06
7:00	50.00	54.35	-	-	40.58	41.74
8:00	50.00	73.34	62.59	-	21.99	37.39
9:00	79.17	45.75	59.98	-	53.94	49.42
10:00	50.00	43.67	56.89	40.00	50.51	46.50
11:00	50.17	46.47	60.04	-	53.96	49.11
12:00	50.00	45.10	58.29	-	47.00	47.44
13:00	54.74	48.40	55.28	-	36.67	43.69
14:00	50.00	42.38	54.83	-	49.74	44.44
15:00	52.84	48.35	57.14	-	45.66	45.73
16:00	50.00	40.30	52.11	-	47.59	41.97
17:00	50.00	44.41	56.84	-	51.69	-
18:00	50.00	41.03	52.69	-	48.20	-
19:00	56.17	46.25	59.96	-	53.84	49.15
20:00	75.67	45.93	60.39	40.00	53.24	49.81
21:00	59.67	45.60	59.62	-	53.41	49.02
22:00	56.00	43.58	-	-	51.94	46.15
23:00	57.56	35.44	-	-	-	-
24:00	29.36	-	-	-	-	-

ตารางที่ 24 ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 240 \text{ MWh}$

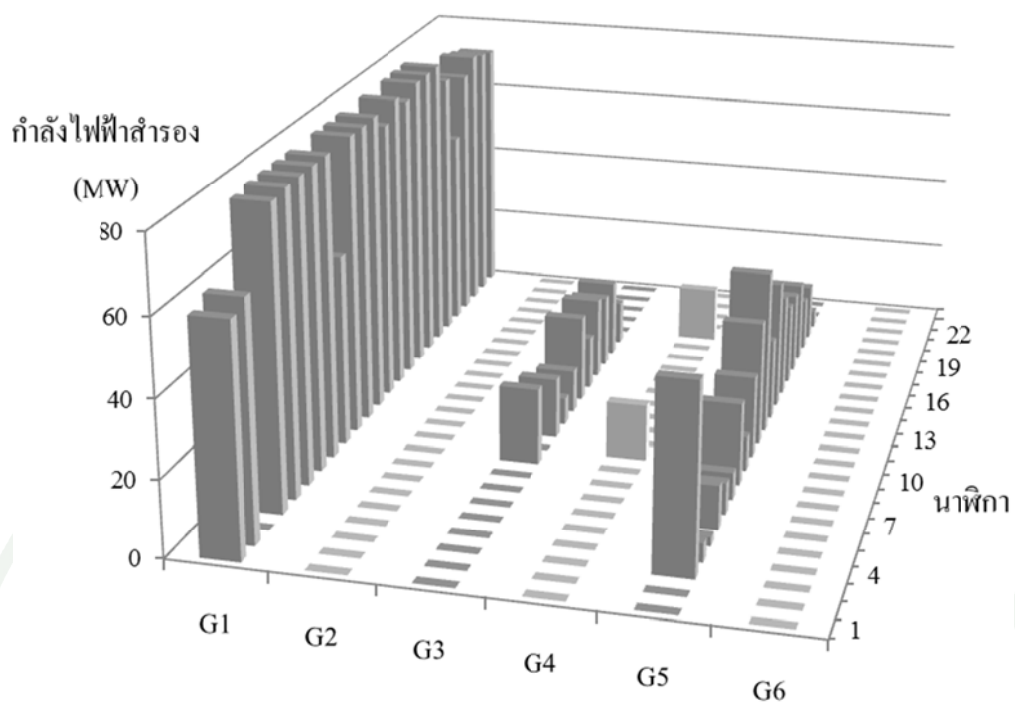
เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	26.97	-	-	-	-	-
2:00	33.09	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	26.24	-
4:00	51.83	42.01	-	-	50.17	-
5:00	50.00	39.17	-	-	47.96	41.91
6:00	50.00	51.41	-	-	39.67	40.06
7:00	50.00	54.35	-	-	40.58	41.74
8:00	50.00	73.34	62.59	-	21.99	37.39
9:00	79.17	45.75	59.98	-	53.94	49.42
10:00	78.67	46.09	60.19	-	54.22	49.51
11:00	50.17	46.48	60.04	-	53.98	49.09
12:00	50.00	43.91	56.73	-	51.27	46.14
13:00	66.68	40.42	52.65	-	36.67	42.47
14:00	50.00	42.38	54.83	-	49.74	44.44
15:00	64.02	44.35	57.64	-	36.67	46.81
16:00	51.43	42.93	55.58	-	36.67	44.94
17:00	58.50	44.96	-	-	53.08	46.68
18:00	50.00	44.33	-	-	52.21	45.82
19:00	56.17	46.25	59.96	-	53.83	49.15
20:00	75.67	45.93	60.39	40.00	53.24	49.81
21:00	59.67	45.60	59.62	-	53.41	49.02
22:00	56.00	43.58	-	-	51.94	46.15
23:00	60.50	32.54	-	-	-	-
24:00	29.36	-	-	-	-	-

จากภาพและตารางข้างต้นจะพบว่า เมื่อมีพลังงานลมมาร่วมผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จะส่งผลให้กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนลดลงจากกรณีที่ไม่มีกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมมาร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้า G1 มีกำลังการผลิตลดลงอย่างชัดเจนในทุกชั่วโมง ซึ่งปริมาณกำลังการผลิตที่ลดลงอยู่ระหว่าง 28.90 – 102.70 MW เป็นต้น นอกเหนือจากกำลังการผลิตที่ลดลงแล้วในบางเวลาเกิดการเปลี่ยนแปลงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้า G4 มีจำนวนชั่วโมงของการผลิตกำลังไฟฟ้าลดลงเมื่อมีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมเข้ามาร่วมจ่ายในระบบ กรณีค่าความหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ที่แตกต่างกันนั้น มีผลต่อการจัดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงซึ่งกำลังการผลิตรวมที่เกิดขึ้นไม่แตกต่างกันมากนัก เช่น โรงไฟฟ้า G3 ที่ค่าความคาดหวังเท่ากับ 240 MWh มีจำนวนชั่วโมงในการผลิตกำลังไฟฟ้าลดลงไป 2 ชั่วโมง คือ ในเวลา 17.00 และ 18.00 น. แต่ในช่วงเวลาดังกล่าวถูกชดเชยด้วยการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ G6 ขึ้นมาทดแทนพร้อมทั้งกระจายกำลังการผลิตบางส่วนไปยังโรงไฟฟ้าอื่นๆ เป็นต้น

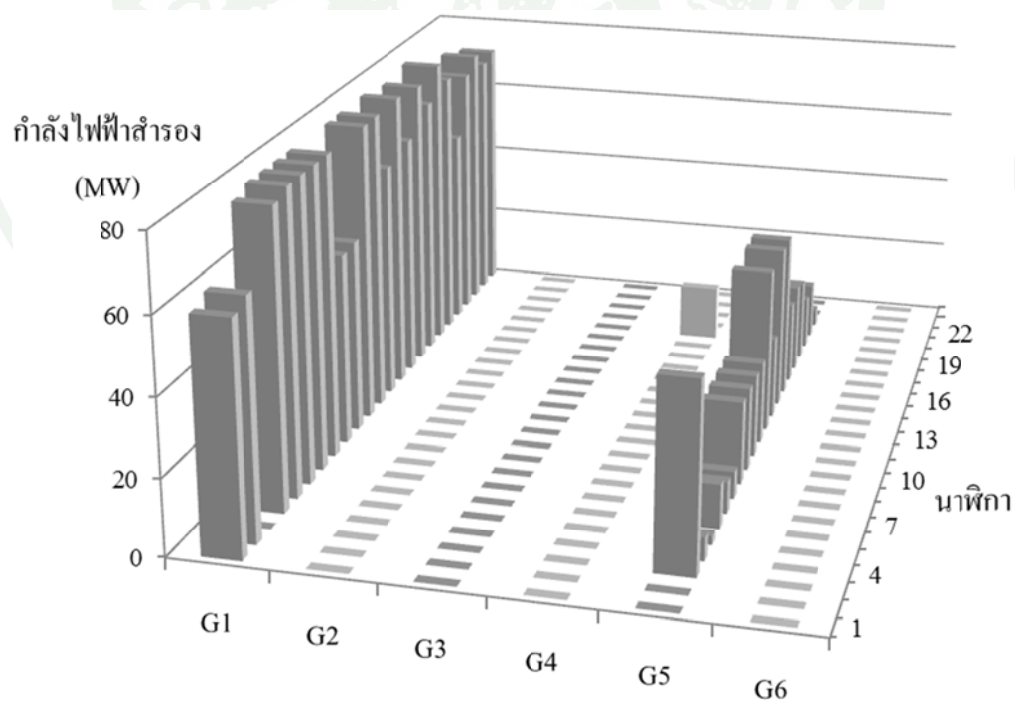
สำหรับการจัดสรรกำลังสำรองไฟฟ้าของกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ที่ค่า $EENS_{max}$ เท่ากับ 0 และ 240 MWh สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 9 10 และ 11 ตามลำดับ และค่าการสำรองกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ 25 26 และ 27 ตามลำดับ



ภาพที่ 9 กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 1



ภาพที่ 10 กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 0$ MWh



ภาพที่ 11 กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 240$ MWh

ตารางที่ 25 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 1

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	26.30	-	-	-	-	-
2:00	27.20	-	-	-	-	-
3:00	23.00	-	-	-	-	-
4:00	39.70	-	-	-	-	-
5:00	42.10	-	-	-	-	-
6:00	40.00	-	-	-	4.00	-
7:00	40.33	-	-	-	3.47	-
8:00	36.33	-	-	11.87	-	-
9:00	33.33	-	-	15.00	4.17	-
10:00	14.41	-	3.62	15.00	21.67	-
11:00	20.47	-	-	12.86	21.67	-
12:00	15.19	-	2.74	15.00	21.67	-
13:00	2.57	-	16.57	15.00	21.67	-
14:00	18.33	-	-	15.00	21.67	-
15:00	2.57	-	16.57	15.00	21.67	-
16:00	10.01	-	8.43	15.00	21.67	-
17:00	36.30	-	-	15.00	-	-
18:00	37.31	-	-	13.39	-	-
19:00	26.32	-	-	15.00	12.18	-
20:00	25.43	-	-	15.00	13.17	-
21:00	36.24	-	-	13.26	-	-
22:00	42.80	-	-	-	-	-
23:00	33.50	-	-	-	-	-
24:00	28.60	-	-	-	-	-

ตารางที่ 26 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	60.15	-	-	-	-	-
2:00	62.29	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	48.91	-
4:00	79.33	-	-	-	4.87	-
5:00	80.00	-	-	-	2.28	-
6:00	80.00	-	-	-	11.60	-
7:00	80.00	-	-	-	8.30	-
8:00	80.00	-	-	-	7.14	-
9:00	50.83	-	20.18	-	21.67	-
10:00	80.00	-	-	15.00	9.15	-
11:00	79.83	-	15.93	-	21.67	-
12:00	80.00	-	7.12	-	33.00	-
13:00	75.26	-	11.38	-	43.33	-
14:00	80.00	-	23.18	-	21.67	-
15:00	77.16	-	14.15	-	34.34	-
16:00	80.00	-	21.94	-	27.33	-
17:00	80.00	-	19.48	-	21.67	-
18:00	80.00	-	20.74	-	21.67	-
19:00	73.83	-	11.78	-	21.67	-
20:00	54.33	-	-	15.00	13.94	-
21:00	70.33	-	-	-	15.02	-
22:00	74.00	-	-	-	4.65	-
23:00	72.44	-	-	-	-	-
24:00	71.10	-	-	-	-	-

ตารางที่ 27 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 240 \text{ MWh}$

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	60.15	-	-	-	-	-
2:00	62.29	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	48.91	-
4:00	78.17	-	-	-	6.04	-
5:00	80.00	-	-	-	2.28	-
6:00	80.00	-	-	-	11.60	-
7:00	80.00	-	-	-	8.30	-
8:00	80.00	-	-	-	7.14	-
9:00	50.83	-	-	-	21.67	-
10:00	51.33	-	-	-	21.67	-
11:00	79.83	-	-	-	21.67	-
12:00	80.00	-	-	-	21.67	-
13:00	63.43	-	-	-	43.33	-
14:00	80.00	-	-	-	21.67	-
15:00	65.98	-	-	-	43.33	-
16:00	78.57	-	-	-	43.33	-
17:00	71.50	-	-	-	21.67	-
18:00	80.00	-	-	-	23.67	-
19:00	73.83	-	-	-	21.67	-
20:00	54.33	-	-	15.00	13.94	-
21:00	70.33	-	-	-	15.02	-
22:00	74.00	-	-	-	4.65	-
23:00	69.50	-	-	-	-	-
24:00	71.10	-	-	-	-	-

ในกรณีศึกษาที่ 1 นี้ไม่มีพลังงานลมเข้ามาร่วมจ่ายในระบบ จึงทำให้มีเพียงกำลังไฟฟ้าสำรองแบบดั้งเดิมเท่านั้น สำหรับกรณีที่ 2 จะพบว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองได้เพิ่มขึ้นจากกรณีที่ 1 เนื่องจากต้องสำรองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมเพิ่มขึ้น ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้า G1 มีปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้นทุกชั่วโมง เป็นต้น และจะมีการสำรองกำลังไฟฟ้าลดลงเมื่อค่าความหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเพิ่มขึ้น เช่น ช่วงเวลา 11.00 – 19.00 น. ที่ค่าคาดหวังฯ เท่ากับ 0 MWh โรงไฟฟ้า G3 มีการสำรองกำลังไฟฟ้า แต่ที่ค่าความหวังฯ เท่ากับ 240 MWh ไม่มีการสำรองกำลังไฟฟ้าที่ G3 ในช่วงเวลาดังกล่าว

2. ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นกรณีที่ 1 และ กรณีที่ 2 เมื่อมีค่า $EENS_{max}$ เท่ากับ 0 และ 240 MWh ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการจัดสรรโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรอง และค่าใช้จ่ายหรือค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นเนื่องจากค่าความหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ดังตารางที่ 28

ตารางที่ 28 ค่าใช้จ่ายต่างๆ ในระบบ

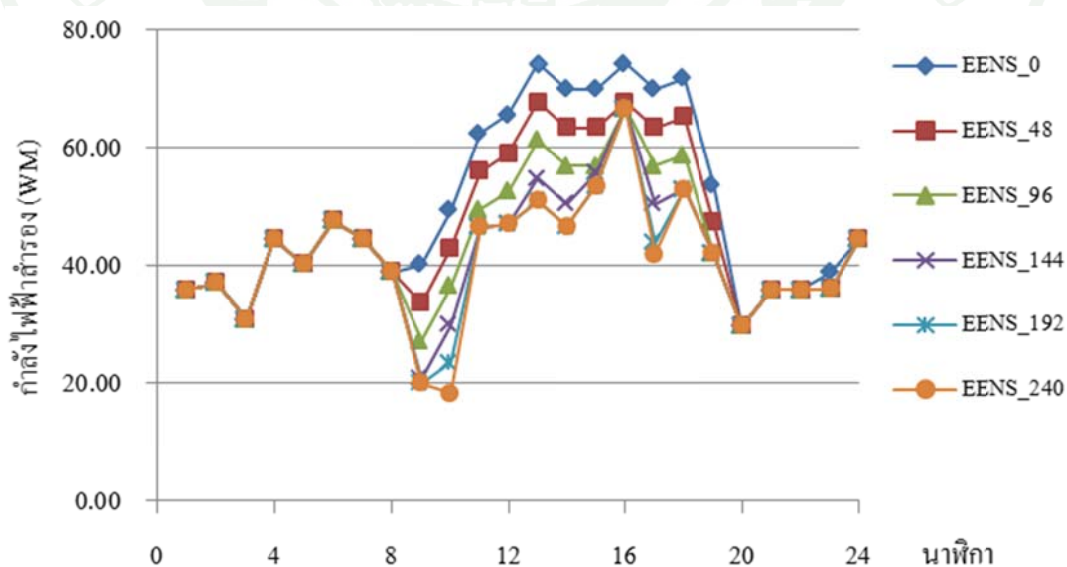
กรณีที่	ค่าใช้จ่าย (\$)			
	ทั้งหมด	ดำเนินการ	กำลังไฟฟ้าสำรอง	สูญเสียพลังงาน
1	115,306.00	101,260.00	14,046.00	0.00
2	92,373.00	63,812.00	28,561.00	0.00
$EENS_{max} = 0 \text{ MWh}$				
2	92,396.70	63,529.00	25,377.00	3,490.70
$EENS_{max} = 240 \text{ MWh}$				

จากตารางที่ 28 จะพบว่า ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการกรณีที่ 2 ที่ค่าคาดหวังการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ที่ค่า 0 และ 240 MWh จะมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งมีค่าลดลง 37,488 และ 37,677 ดอลลาร์ ตามลำดับ แต่ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเพิ่มมากขึ้นจากกรณีที่ 1 เท่ากับ 14,515 และ 11,331 ดอลลาร์ ตามลำดับ และจะพบว่าค่าใช้จ่ายในการสูญเสียพลังงานจะเกิดขึ้นเมื่อค่าคาดหวังการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่

ยอมรับได้มีค่า 240 MWh ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้เกิดขึ้น 3,490.70 ดอลลาร์ แต่ทั้งนี้การเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายเนื่องจากการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองและการสูญเสียพลังงานมีค่าน้อยกว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่ลดลง ดังนั้นค่าใช้จ่ายทั้งหมดของกรณีที่ 2 เมื่อค่าคาดหวังมีค่า 0 และ 240 MWh มีค่าลดลงจากกรณีที่ 1 เท่ากับ 22,933 และ 22,909.3 ดอลลาร์ ตามลำดับ

ผลของค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ต่อกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม

ในกรณีที่ 2 ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ของระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการจัดเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม ผลกระทบต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในแต่ละชั่วโมงเมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเปลี่ยนแปลงไปแสดงได้ดังภาพที่ 12 ในขณะที่ตารางที่ 29 แสดงปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมและตารางที่ 30 แสดงค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสำหรับกรณีที่ 2 เมื่อกำหนดให้สัญลักษณ์ EENS_0 EENS_48 EENS_96 EENS_144 EENS_192 และ EENS_240 หมายถึง ระบบไฟฟ้าที่กำหนดให้ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเท่ากับ 0 48 96 144 192 และ 240 MWh ตามลำดับ



ภาพที่ 12 ผลกระทบของค่าความคาดหวังสูงสุดที่ยอมรับได้ต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

ตารางที่ 29 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมสำหรับกรณีที่ 2

เวลา (นาฬิกา)	กำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม (MW)					
	EENS_0	EENS_48	EENS_96	EENS_144	EENS_192	EENS_240
1:00	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85
2:00	37.09	37.09	37.09	37.09	37.09	37.09
3:00	30.91	30.91	30.91	30.91	30.91	30.91
4:00	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50
5:00	40.18	40.18	40.18	40.18	40.18	40.18
6:00	47.60	47.60	47.60	47.60	47.60	47.60
7:00	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50
8:00	38.94	38.94	38.94	38.94	38.94	38.94
9:00	40.18	33.71	27.23	20.76	20.00	20.00
10:00	49.45	42.98	36.50	30.03	23.56	18.30
11:00	62.43	55.96	49.49	46.50	46.50	46.50
12:00	65.52	59.05	52.58	47.07	47.07	47.07
13:00	74.17	67.70	61.23	54.76	50.97	50.97
14:00	69.85	63.38	56.90	50.43	46.67	46.67
15:00	69.85	63.38	56.90	55.70	53.51	53.51
16:00	74.17	67.70	66.68	66.68	66.68	66.68
17:00	69.85	63.38	56.90	50.43	43.96	41.87
18:00	71.70	65.23	58.76	52.97	52.97	52.97
19:00	53.78	47.30	42.00	42.00	42.00	42.00
20:00	29.67	29.67	29.67	29.67	29.67	29.67
21:00	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85
22:00	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85	35.85
23:00	38.94	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
24:00	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50	44.50

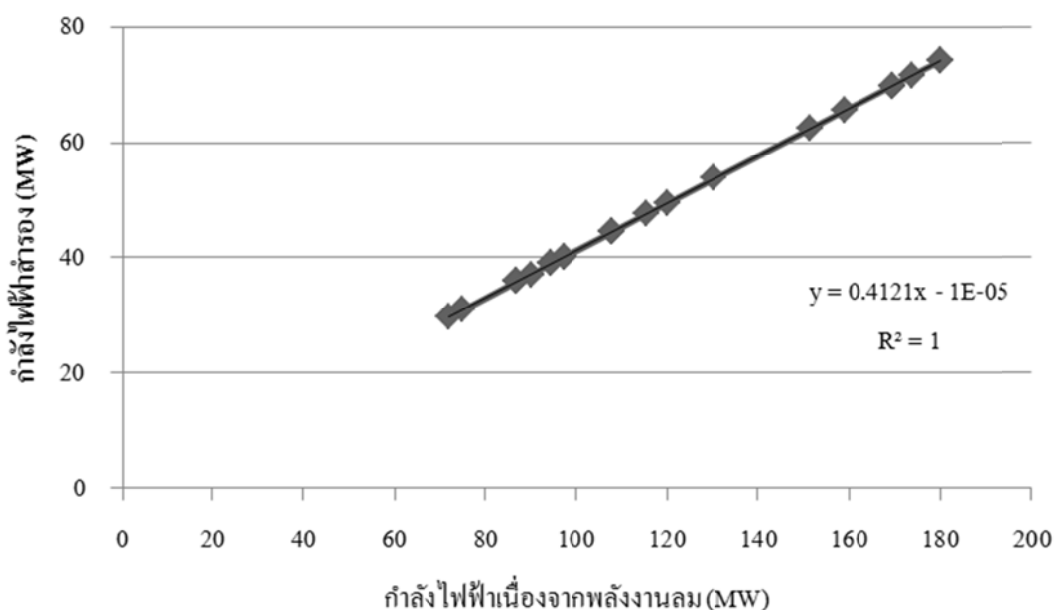
ตารางที่ 30 ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสำหรับกรณีที่ 2

เวลา (นาฬิกา)	ความคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า (MWh)					
	EENS_0	EENS_48	EENS_96	EENS_144	EENS_192	EENS_240
1:00	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0
9:00	0	2	4	6	6.235	6.235
10:00	0	2	4	6	8	9.6253
11:00	0	2	4	4.9225	4.9225	4.9225
12:00	0	2	4	5.7024	5.7024	5.7024
13:00	0	2	4	6	7.1711	7.1711
14:00	0	2	4	6	7.163	7.163
15:00	0	2	4	4.3717	5.0473	5.0473
16:00	0	2	2.3153	2.3153	2.3153	2.3153
17:00	0	2	4	6	8	8.6462
18:00	0	2	4	5.7893	5.7893	5.7893
19:00	0	2	3.639	3.639	3.639	3.639
20:00	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0.909	0.909	0.909	0.909	0.909
24:00	0	0	0	0	0	0

จากภาพที่ 12 และข้อมูลในตารางที่ 29 และ 30 พบว่า เมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต่อการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมใน 3 ลักษณะคือ ในลักษณะแรก ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะคงที่ไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ เช่น ที่เวลา 8.00 น. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะคงที่อยู่ที่ค่า 38.94 MW และมีค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานที่คำนวณได้เท่ากับ 0 MWh ลักษณะที่ 2 คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะมีค่าลดลง เมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเพิ่มขึ้น เช่น ที่เวลา 10.00 น. โดยกำลังไฟฟ้าสำรองที่ถูกจัดเตรียมไว้มีปริมาณลดลงอยู่ในช่วง 5.26 - 6.48 MW ต่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ที่เพิ่มขึ้น 48 MWh ซึ่งค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานที่คำนวณได้ในลักษณะที่ 2 นี้ จะมีค่าอยู่ที่ขอบบนสุดหรือค่าสูงสุดที่ยอมรับได้ ยกเว้นในกรณีที่ค่าสูงสุดยอมรับได้มีค่าเท่ากับ 240 MWh สำหรับในลักษณะที่ 3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะลดลงเช่นเดียวกับลักษณะที่ 2 แต่เมื่อถึงจุดๆ หนึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะคงที่ เช่น ที่เวลา 12.00 น. ที่ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ค่า 0 - 96 MWh ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองมีแนวโน้มลดลง จนกระทั่งที่ค่าความคาดหวังสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่า 144 - 240 MWh ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าคงที่ ซึ่งถ้าพิจารณาในลักษณะของค่าความคาดหวังที่คำนวณได้จะพบว่า ในช่วงที่กำลังไฟฟ้าสำรองมีแนวโน้มลดลงนั้นค่าความคาดหวังที่คำนวณได้มีค่าอยู่ที่ขอบบนหรือที่ค่าสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งในช่วงที่กำลังไฟฟ้าสำรองมีปริมาณที่คงที่ ค่าความคาดหวังที่คำนวณได้จะมีค่าคงที่และไม่เกินค่าที่ยอมรับได้

การสำรองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม

ผลจากการทดสอบตามกรณีที่ 2 เมื่อระบบไฟฟ้ามีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมเข้าร่วมจ่ายโหลดในระบบ ส่งผลให้เกิดการสำรองกำลังไฟฟ้าในปริมาณที่แตกต่างกันไป ทั้งนี้ถ้าพิจารณากรณีที่ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นมีค่าเท่ากับ 0 MWh หรือกล่าวได้ในอีกนัยหนึ่งว่าเป็นกรณีที่พิจารณาการหาค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อไม่ให้เกิดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าขึ้นเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลม ดังนั้นภาพที่ 13 ได้แสดงกราฟแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเทียบกับกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมที่เพิ่มขึ้น



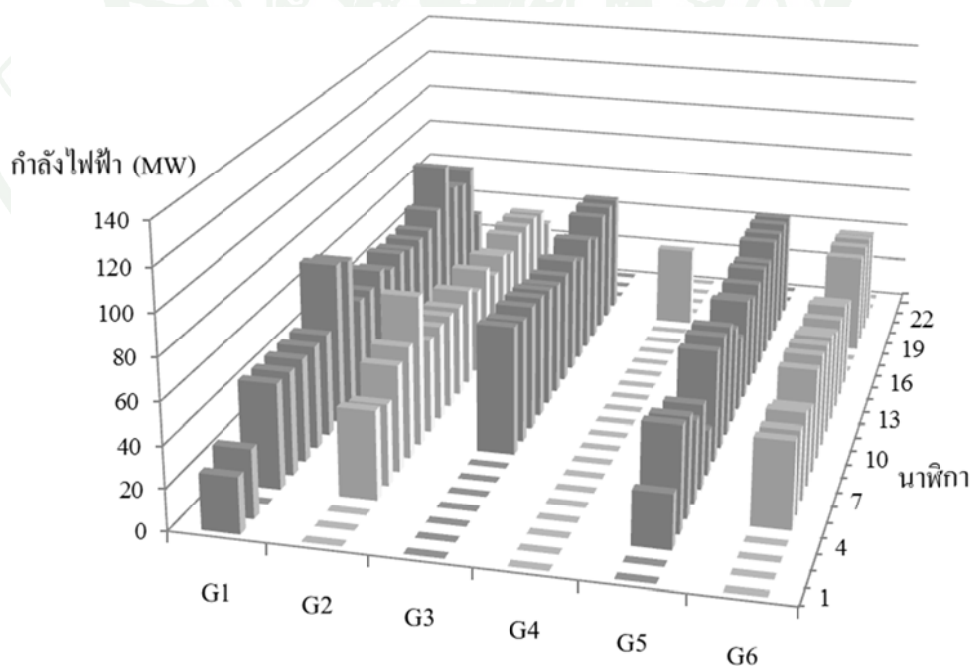
ภาพที่ 13 แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลมเมื่อกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมเพิ่มขึ้นที่ $EENS_{\max} = 0$ MWh

จากแนวโน้มที่ได้ในภาพที่ 13 จะพบว่า ความชันของกราฟที่ได้มีค่า 0.412 และมีจุดตัดแกนตั้งที่ค่าน้อยมากจนเกือบมีค่าเท่ากับศูนย์ เพราะฉะนั้นในกรณีที่ความต้องการให้เกิดการสูญเสียพลังงานงานไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม จึงควรเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองอย่างน้อยเท่ากับ 0.412 ของปริมาณกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม ทั้งนี้ค่าดังกล่าวอยู่ภายใต้วัตถุประสงค์ของการพิจารณา คือ การทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดมีค่าต่ำที่สุด เช่น ถ้ากำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมที่พยากรณ์ไว้มีค่า 108 MW จากข้อมูลการประมาณข้างต้นจะพบว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ควรจัดเตรียมไว้อย่างน้อยต้องมีค่าเท่ากับ 44.50 MW ซึ่งเมื่อนำไปเทียบกับผลที่คำนวณได้ในตารางที่ 13 จะพบว่าที่กำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมที่พยากรณ์ไว้ ณ เวลา 4.00 และ 24.00 น. มีค่า 108 MW นั้นได้มีการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองไว้ที่ 44.50 MW ซึ่งมีค่าเท่ากัน ในอีกกรณีหนึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้จะมีค่าที่ใกล้เคียงกันซึ่งแตกต่างกันเพียงเล็กน้อยในทศนิยมตำแหน่งที่สองเท่านั้น เช่น เมื่อกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมมีค่า 120 MW จากการประมาณข้างต้นจะต้องเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมนี้ไว้อย่างน้อย 49.44 MW ซึ่งเมื่อนำไปเทียบกับผลที่ได้ในตารางที่ 13 จะพบว่าที่กำลังไฟฟ้าเนื่องจาก

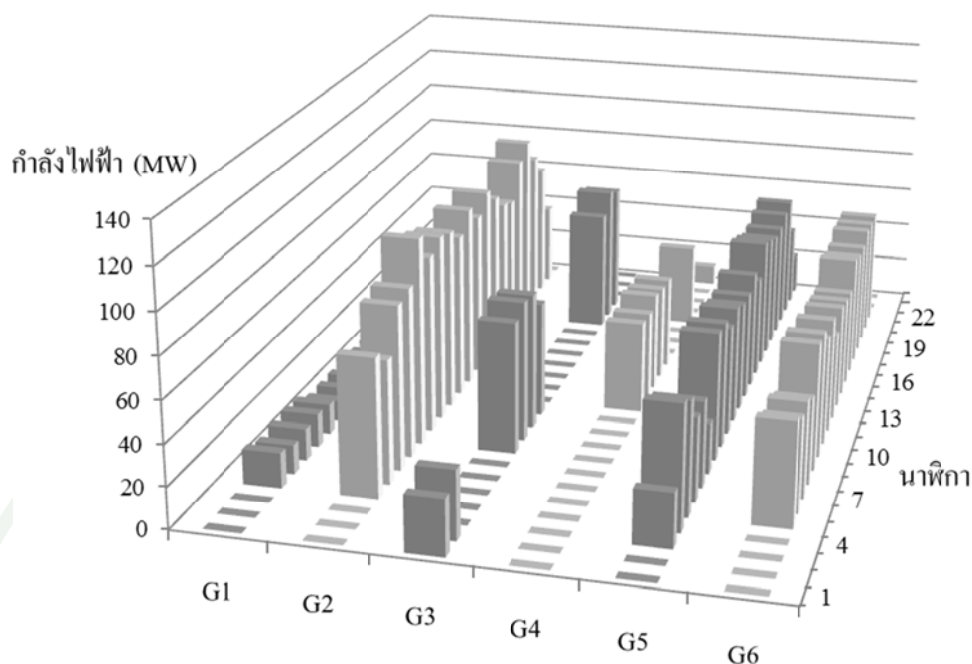
พลังงานลมที่พยากรณ์ไว้ที่เวลา 10.00 น. มีค่า 120 MW นั้นได้มีการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองไว้ที่ 49.45 MW

ผลของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งต่อการจัดสรรโรงไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้ได้นำเสนอผลกระทบที่เกิดขึ้นเนื่องจากพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งต่อการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ซึ่งทำการทดสอบที่ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ที่ค่า 48 MWh ต่อวัน โดยทำการลดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งระหว่างบัส 1 และ 2 จากเดิมที่มีค่าพิกัดอยู่ที่ 100 MVA (กรณีที่ 2) ให้เหลือเพียง 10 MVA (กรณีที่ 3) เท่านั้น ผลจากการจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ได้แสดงได้ดังภาพที่ 14 และ 15 ตามลำดับ โดยมีค่ากำลังการผลิตของทั้ง 2 กรณี แสดงไว้ในตารางที่ 31 และ 32 ตามลำดับ และการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองแสดงดังภาพที่ 16 และ 17 โดยปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองของทั้ง 2 กรณีแสดงดังตารางที่ 33 และ 34 ตามลำดับ



ภาพที่ 14 การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 48$ MWh



ภาพที่ 15 การจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 3

จากภาพที่ 14 และ 15 และตารางที่ 31 และ 32 จะพบว่าเมื่อมีการลดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 ลง ส่งผลให้การจัดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงเปลี่ยนแปลงไป โดยกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า G1 มีปริมาณลดลงอย่างเห็นได้ชัด เช่น เวลา 9.00 น. ในกรณีที่ 2 มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 79.17 MW ที่เวลาเดียวกันนี้ในกรณีที่ 3 มีกำลังการผลิตลดลงเหลือ 10 MW ในขณะเดียวกันกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า G2 มีปริมาณเพิ่มขึ้น โดยในกรณีที่ 2 มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 45.75 MW และในกรณีที่ 3 มีกำลังการผลิตเท่ากับ 86.43 MW เป็นต้น

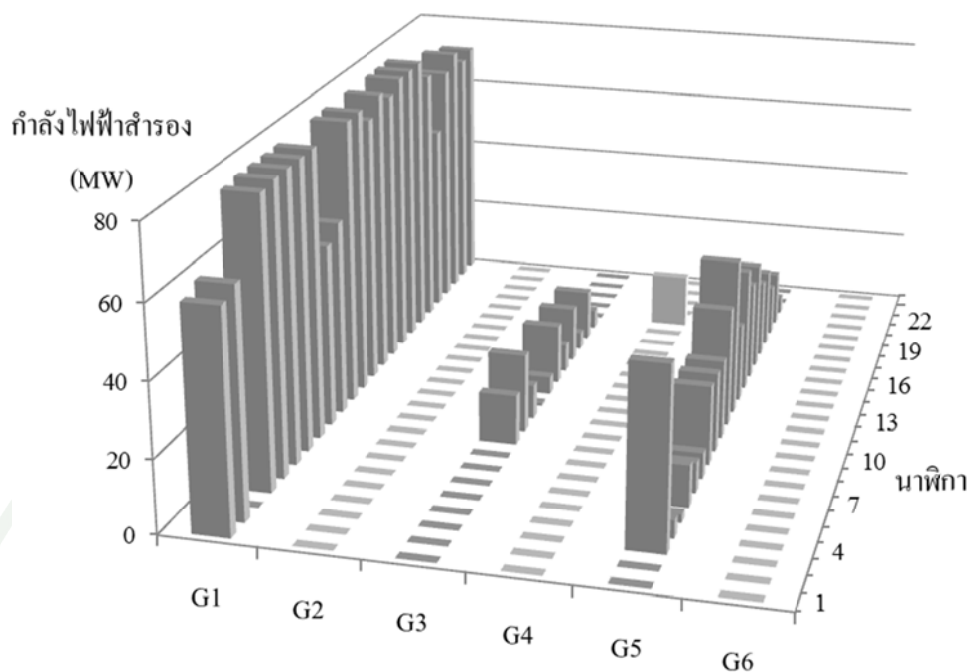
นอกจากนี้การลดขนาดของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายดังกล่าวยังส่งผลกระทบต่อต้นทุนและหยุดเดินเครื่องในโรงไฟฟ้าบางโรงไฟฟ้า เช่น เวลา 12.00 น. ในกรณีที่ 2 โรงไฟฟ้า G3 ถูกจัดสรรให้เดินเครื่อง โดยมีกำลังการผลิต 58.29 MW แต่ในกรณีที่ 3 โรงไฟฟ้า G3 ไม่ได้ถูกจัดสรรให้เดินเครื่อง ซึ่งโรงไฟฟ้า G4 ได้ถูกจัดสรรการเดินเครื่องขึ้นมาแทน โดยมีกำลังการผลิต 45.06 MW และได้กระจายกำลังการผลิตไปยังโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่เดินเครื่องอยู่ ณ เวลานั้น เป็นต้น

ตารางที่ 31 ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 48 \text{ MWh}$

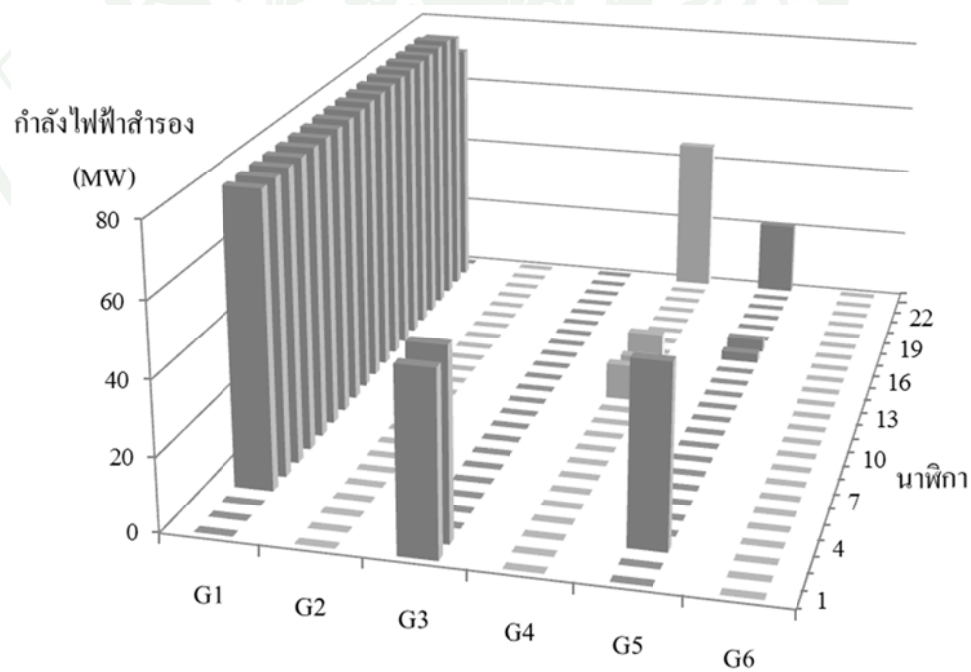
เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	26.97	-	-	-	-	-
2:00	33.09	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	26.24	-
4:00	50.67	42.59	-	-	50.78	-
5:00	50.00	39.17	-	-	47.96	41.91
6:00	50.00	51.41	-	-	39.67	40.06
7:00	50.00	54.35	-	-	40.58	41.74
8:00	50.00	73.34	62.59	-	21.99	37.39
9:00	79.17	45.75	59.98	-	53.94	49.42
10:00	75.66	46.83	61.06	-	54.91	50.25
11:00	50.17	46.49	60.00	-	53.99	49.12
12:00	50.00	45.10	58.29	-	47.00	47.45
13:00	54.74	48.40	55.28	-	36.67	43.69
14:00	50.00	42.38	54.82	-	49.74	44.44
15:00	52.84	48.35	57.13	-	45.66	45.74
16:00	50.00	40.32	52.11	-	47.51	42.03
17:00	50.00	45.04	57.64	-	50.17	-
18:00	50.00	41.03	52.69	-	48.20	-
19:00	56.17	46.25	59.96	-	53.83	49.15
20:00	75.67	45.93	60.39	40.00	53.24	49.81
21:00	59.67	45.60	59.62	-	53.41	49.02
22:00	56.00	43.58	-	-	51.94	46.15
23:00	60.50	32.54	-	-	-	-
24:00	29.36	-	-	-	-	-

ตารางที่ 32 ค่ากำลังการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ 3

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	-	-	27.09	-	-	-
2:00	-	-	33.34	-	-	-
3:00	-	-	-	-	26.24	-
4:00	17.08	67.12	-	-	60.24	-
5:00	14.06	59.82	-	-	55.09	50.47
6:00	15.38	79.99	-	-	40.71	45.01
7:00	16.15	82.40	-	-	41.67	46.41
8:00	14.56	100.53	64.27	-	24.60	41.18
9:00	10.00	86.43	68.60	-	62.32	61.42
10:00	10.00	90.96	66.56	-	61.09	60.40
11:00	10.00	87.79	56.39	-	53.17	52.11
12:00	10.00	80.65	-	45.06	57.10	55.49
13:00	10.00	89.23	-	44.32	53.23	42.34
14:00	10.00	80.57	-	48.13	52.48	50.27
15:00	10.00	88.51	-	45.89	57.47	48.22
16:00	10.00	80.62	-	45.18	49.26	46.61
17:00	10.54	72.30	-	-	62.97	58.38
18:00	10.00	68.65	-	-	59.60	54.85
19:00	10.00	85.74	59.67	-	55.51	54.40
20:00	10.00	92.05	68.07	41.05	55.49	58.13
21:00	10.00	78.50	63.92	-	58.35	56.84
22:00	14.59	67.42	-	-	60.21	56.12
23:00	13.64	40.65	-	-	39.16	-
24:00	-	-	-	-	19.65	-



ภาพที่ 16 กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{max} = 48 \text{ MWh}$



ภาพที่ 17 กำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 3

ตารางที่ 33 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองกรณีที่ 2 ที่ $EENS_{\max} = 48 \text{ MWh}$

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	60.15	-	-	-	-	-
2:00	62.29	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	48.91	-
4:00	79.33	-	-	-	4.87	-
5:00	80.00	-	-	-	2.28	-
6:00	80.00	-	-	-	11.60	-
7:00	80.00	-	-	-	8.30	-
8:00	80.00	-	-	-	7.14	-
9:00	50.83	-	13.71	-	21.67	-
10:00	54.34	-	21.67	-	21.67	-
11:00	79.83	-	9.46	-	21.67	-
12:00	80.00	-	0.65	-	33.00	-
13:00	75.26	-	4.91	-	43.33	-
14:00	80.00	-	16.71	-	21.67	-
15:00	77.16	-	7.68	-	34.34	-
16:00	80.00	-	15.47	-	27.33	-
17:00	80.00	-	4.84	-	29.83	-
18:00	80.00	-	14.26	-	21.67	-
19:00	73.83	-	5.30	-	21.67	-
20:00	54.33	-	-	15.00	13.94	-
21:00	70.33	-	-	-	15.02	-
22:00	74.00	-	-	-	4.65	-
23:00	69.50	-	-	-	-	-
24:00	71.10	-	-	-	-	-

ตารางที่ 34 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองกรณีที่ 3

เวลา (นาฬิกา)	กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1:00	-	-	49.18	-	-	-
2:00	-	-	51.31	-	-	-
3:00	-	-	-	-	48.91	-
4:00	84.20	-	-	-	-	-
5:00	82.28	-	-	-	-	-
6:00	91.60	-	-	-	-	-
7:00	88.30	-	-	-	-	-
8:00	87.14	-	-	-	-	-
9:00	92.68	-	-	-	-	-
10:00	104.15	-	-	-	-	-
11:00	117.43	-	-	-	-	-
12:00	120.00	-	-	0.12	-	-
13:00	120.00	-	-	9.97	-	-
14:00	120.00	-	-	4.85	-	-
15:00	120.00	-	-	5.65	-	-
16:00	120.00	-	-	9.27	-	-
17:00	118.52	-	-	-	2.63	-
18:00	118.85	-	-	-	3.55	-
19:00	107.28	-	-	-	-	-
20:00	83.27	-	-	-	-	-
21:00	85.35	-	-	-	-	-
22:00	78.65	-	-	-	-	-
23:00	72.44	-	-	-	-	-
24:00	-	-	-	45.00	21.10	-

การจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองของกรณีที่ 2 และ 3 แสดงได้ดังภาพที่ 16 และ 17 ตามลำดับ โดยตารางที่ 33 และ 34 แสดงปริมาณของกำลังไฟฟ้าสำรองของทั้ง 2 กรณี ซึ่งพบว่าในขณะที่การลดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 ส่งผลให้โรงไฟฟ้า G1 มีกำลังการผลิตที่ลดลง แต่ที่โรงไฟฟ้า G1 ได้รับการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองในปริมาณที่เพิ่มขึ้น โดยที่โรงไฟฟ้า G2 ไม่มีการสำรองปริมาณกำลังไฟฟ้าไว้ ซึ่งการจัดสรรปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในโรงไฟฟ้าที่เวลาต่างๆ กันนั้นขึ้นอยู่กับว่าโรงไฟฟ้าใดจะถูกจัดสรรให้เดินเครื่องและราคาของกำลังไฟฟ้าสำรองในแต่ละโรงไฟฟ้านั้น เช่น เวลา 16.00 น. ในกรณีที่ 2 โรงไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรเพื่อสำรองปริมาณกำลังไฟฟ้า คือ โรงไฟฟ้า G1 G3 และ G5 ส่วนในกรณีที่ 3 คือ โรงไฟฟ้า G1 และ G4 เป็นต้น

จากการเปลี่ยนแปลงการจัดสรรกำลังการผลิตและกำลังไฟฟ้าสำรองที่เกิดขึ้นทำให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นมีความแตกต่างกันระหว่างในกรณีที่ 2 และกรณีที่ 3 โดยมีค่าใช้จ่ายทั้งหมดเพิ่มขึ้นเท่ากับ 5,767.70 ดอลลาร์ เมื่อมีการลดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งระหว่างบัส 1 และบัส 2 ซึ่งค่าใช้จ่ายในส่วนอื่นๆ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 35

ตารางที่ 35 ค่าใช้จ่ายกรณีที่ 2 และ 3 เมื่อ $EENS_{\max} = 48$ MWh

กรณีที่	ค่าใช้จ่าย (\$)			
	ทั้งหมด	ดำเนินการ	กำลังไฟฟ้าสำรอง	สูญเสียพลังงาน
2	92,375.30	63,668.00	27,516.00	1,191.30
3	98,143.00	71,172.00	26,763.00	208.00

วิจารณ์

1. ผลกระทบต่อระบบเมื่อมีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ ระบบไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมเข้ามาร่วมจ่ายในระบบ จะทำให้ความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลดลดลง ส่งผลให้เกิดการจัดสรรกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความ

ร้อนให้สอดคล้องกับความต้องการของโหลด ในขณะที่ผลของค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้เป็นอีกหนึ่งสาเหตุที่ส่งผลต่อการจัดสรรกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ซึ่งค่าความคาดหวังฯ นี้ถ้ามีค่าสูงแสดงว่าเปิดโอกาสให้ระบบเตรียมการสำรองกำลังไฟฟ้าได้ในปริมาณต่ำกว่ากรณีที่ค่าความคาดหวังฯ มีค่าต่ำ トラบใดที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดมีค่าต่ำที่สุดและค่าความคาดหวังฯ ที่คำนวณได้นั้นอยู่ในขอบเขตที่กำหนด สำหรับการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองนั้นจะมีปริมาณเพิ่มมากขึ้นเมื่อระบบมีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมเข้ามาร่วมจ่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสำรองที่เพิ่มขึ้นนี้เกิดขึ้นเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลม

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นของระบบที่มีพลังงานลมเข้ามาช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบจะมีค่าลดลงจากกรณีไม่มีกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม แม้ว่าในระบบที่มีพลังงานลมจะมีค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายในกรณีเกิดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น แต่การเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายใน 2 ส่วนนี้ยังมีขนาดน้อยกว่าการลดลงของค่าดำเนินการจึงส่งผลให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นมีค่าลดลง

2. ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม เมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้กับค่ากำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม สามารถแบ่งออกเป็น 3 กรณีคือ กรณีที่ 1 กำลังไฟฟ้าสำรองมีปริมาณคงที่ไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ นั่นคือ ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานที่คำนวณได้มีค่าคงที่และต่ำกว่าค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งเกิดขึ้นเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าต่ำกว่าค่าใช้จ่ายในการสูญเสียโหลด ดังนั้นระบบจึงเลือกที่จะสำรองกำลังไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถซึ่งส่งผลให้ช่วงเวลาดังกล่าวค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าของระบบมีค่าเท่ากับและต่ำกว่าค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุด ในกรณีที่ 2 กำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าลดลงเมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งเหตุการณ์เช่นนี้เกิดขึ้นเมื่อค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการสูญเสียโหลด จึงทำให้ระบบต้องทำการจัดเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อทำให้เงื่อนไขการจัดสรรไม่เกินขอบเขตที่ได้กำหนดไว้ ในกรณีสุดท้าย ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าลดลงเมื่อค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานสูงสุดที่ยอมรับได้มีค่าเพิ่มขึ้น แต่กำลังไฟฟ้าสำรองนี้จะลดลง

จนกระทั่งถึงค่าหนึ่งที่ใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าต่ำกว่าค่าใช้จ่ายในการสูญเสียโหลด และค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานที่เกิดขึ้นอยู่ในขอบเขตที่กำหนด ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะคงที่ไม่ขึ้นกับค่าความหวังฯ ที่เพิ่มขึ้นอีกต่อไป

3. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากพลังงานลม

การสำรองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลม ในกรณีที่ไม่ต้องการให้เกิดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าขึ้นในระบบ สามารถประมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองได้โดยมีค่าเท่ากับ 0.412 เท่าของกำลังไฟฟ้าของพลังงานลมที่พยากรณ์ได้ ค่านี้สามารถพิจารณาได้จากการร่างกราฟแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมที่ต้องจัดเตรียมต่อกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมที่ได้รับจากการพยากรณ์ ซึ่งกราฟที่ได้มีลักษณะเป็นเส้นตรงและมีความชันเท่ากับ 0.412

4. ผลกระทบของขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่ง

จากการศึกษา พบว่า เมื่อมีการปรับลดขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่ง จะส่งผลให้ระบบต้องมีการจัดสรรกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใหม่ เนื่องจากข้อจำกัดในการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งได้ถูกปรับเปลี่ยนไปจากเดิม ซึ่งการจัดสรรกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้ขึ้นอยู่กับค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรให้จ่ายกำลังไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด ซึ่งโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบขณะนั้นมีค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองต่ำกว่าค่าใช้จ่ายของการสูญเสียโหลด ทำให้ระบบทำการจัดเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเต็มความสามารถที่จะทำได้ ส่งผลให้ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่ได้มีค่าลดลง

การปรับลดขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของสายส่งนั้นยังส่งผลให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดเพิ่มขึ้นจากเดิม ถึงแม้ว่าค่าใช้จ่ายในการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายเนื่องจากการคาดหวังการสูญเสียพลังงานจะมีค่าลดลงก็ตาม ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากมีข้อจำกัดของการจัดสรรกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น ทำให้โรงไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการถูก (G1) ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าออกมาได้ปริมาณสูงเท่าขณะสภาวะก่อนปรับลดขนาดพิกัดของสาย ทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายออกมาได้นี้ต้องถูกจัดสรรใหม่กับโรงไฟฟ้าอื่น ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในการผลิตที่สูงกว่า

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและลมสามารถคำนวณได้จากวิธีการตามอัลกอริทึมที่ได้นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมดจะถูกพิจารณาไปพร้อมกับการตั้งเดินเครื่องและจัดสรรกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า รวมถึงค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าภายใต้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดมีค่าต่ำสุด โดยเงื่อนไขของการหาคำตอบที่เหมาะสมนั้นนอกเหนือจากเงื่อนไขทางด้านความมั่นคงแล้วได้มีการพิจารณาเงื่อนไขทางด้านความเชื่อถือได้เพิ่มเติมเข้าไป โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้เลือกใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ ที่เรียกว่า ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า ซึ่งดัชนีนี้ถูกสร้างให้มีความสัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลมและกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลม โดยปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมจะขึ้นอยู่กับค่าความหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้ อย่างไรก็ตามปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมนี้เกิดขึ้นเนื่องจากการพิจารณาระหว่างค่าใช้จ่ายของการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายเนื่องจากการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน ซึ่งระบบจำทำการจัดเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองตราบเท่าที่ค่าใช้จ่ายของการเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าต่ำกว่าค่าใช้จ่ายเนื่องจากการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าและค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานที่คำนวณได้ต้องมีค่าไม่เกินกว่าค่าสูงสุดยอมรับได้ สำหรับกรณีที่ไม่ต้องการให้เกิดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าขึ้นในระบบเนื่องจากความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากลม ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมควรจะจัดเตรียมเพิ่มขึ้นอย่างน้อย 0.412 MW เมื่อค่าการพยากรณ์กำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมเพิ่มขึ้น 1 MW หรือกล่าวได้ว่าทุกๆ การเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลม 1 MW ควรสำรองกำลังไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของลมเพิ่มขึ้นไว้อย่างน้อย 0.412 MW

ดังนั้นการตั้งเดินเครื่องและจัดสรรกำลังไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า ความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลด การพยากรณ์กำลังไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานลม ค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่ยอมรับได้ การเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า พิกัดของสายส่ง ค่าใช้จ่ายเนื่องจากการจัดเตรียมกำลังไฟฟ้าสำรองและค่าใช้จ่ายเนื่องจากการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า

ข้อเสนอแนะ

1. การเตรียมปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังงานลมซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.142 เท่าของกำลังไฟฟ้าของพลังงานลมที่พยากรณ์ได้นี้ สามารถนำไปใช้ได้กับระบบที่มีการจำลองรูปแบบของความไม่แน่นอนของการพยากรณ์กำลังไฟฟ้าเนื่องจากลมในลักษณะการกระจายแบบปกติที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้
2. การพัฒนาการศึกษาต่อสามารถอยู่ในรูปแบบของการศึกษาผลกระทบต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมต่อการเปลี่ยนตำแหน่งการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลม หรือมีจำนวนของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมากกว่าหนึ่งจุดในระบบ
3. ในอนาคตสามารถขยายวิธีการจากงานวิจัยนี้เพื่อนำไปประยุกต์ใช้กับพลังงานทดแทนประเภทอื่น หรือนำไปพิจารณาพร้อมกับพลังงานทดแทนประเภทอื่น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

กระทรวงพลังงาน. 2556. แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก. กระทรวงพลังงาน.

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยวอชิงตัน. 2008. **Power Systems Test Case Archive**.

แหล่งที่มา: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, 6 มกราคม 2556.

Alinezhad, L., A.S. Yazdankhah and A. Zakariazadeh. 2010. Economic Evaluation of Security-Constrained Unit Commitment for System with High Penetration of Wind Power.

International Review of Electrical Engineering 5 (6): 2867 – 2872.

Alsac, O. and B. Stott. 1974. Optimal Load Flow with Steady-State Security. **IEEE**

Transactions on Power Apparatus and Systems 93 (3): 745-751.

Aminifar, F., M. Fotuhi-Firuzabad and M. Shahidehpour. 2009. Unit Commitment with Probabilistic Spinning Reserve and Interruptible Load Considerations. **IEEE**

Transactions on Power Systems 24 (1): 388-397.

Aoki, K. and T. Satoh. 1982. Economic Dispatch with Network Security Constraints Using Parametric Quadratic Programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and**

Systems 101 (12): 4548-4556.

Aoki, K., A. Nishikori and R. Yokoyama. 1987. Constrained Load Flow Using Recursive

Quadratic Programming. **IEEE Transactions on Power Systems** 2 (1): 8-16.

Barcelo, W.R., W.W. Lemmon and H.R. Koen. 1977. Optimization of the Real-Time Dispatch with Constraints for Secure Operation of Bulk Power Systems. **IEEE Transactions on**

Power Apparatus and Systems 96 (3): 741-757.

- Billinton, R. and S.S. Sachdeva. 1972. Optimal Real and Reactive Power Operation in a Hydrothermal System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** PAS-91 (4): 1405-1411.
- Billinton, R. and R. Karki. 1999. Capacity Reserve Assessment Using System Well-Being Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems** 14 (2): 433-438.
- Botterud, A., Z. Zhi, W. Jianhui, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R.J. Bessa and V. Miranda. 2013. Demand Dispatch and Probabilistic Wind Power Forecasting in Unit Commitment and Economic Dispatch: A Case Study of Illinois. **IEEE Transactions on Sustainable Energy** 4 (1): 250-261.
- Burchett, R.C., H.H. Happ and K.A. Wirgau. 1982. Large Scale Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 101 (10): 3722-3732.
- Burchett, R.C., H.H. Happ and D.R. Vierath. 1984. Quadratically Convergent Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 103 (11): 3267-3275.
- Caixia, W., L. Zongxiang and Q. Ying. 2013. A Consideration of the Wind Power Benefits in Day-Ahead Scheduling of Wind-Coal Intensive Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems** 28 (1): 236-245.
- Carpentier, J. 1962. Contribution a L'etude Du Dispatching Economique. **Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens** 3, 431-447.
- Castronuovo, E.D., J.M. Campagnolo and R. Salgado. 2001. On the Application of High Performance Computation Techniques to Nonlinear Interior Point Methods. **IEEE Transactions on Power Systems** 16 (3): 325-331.

- Chaiyabut, N. and P. Damrongkulkamjorn. 2014. Optimal Spinning Reserve for Wind Power Uncertainty by Unit Commitment with Eens Constraint, pp. 1 - 5. **In IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. 19 – 22 February 2014. Washington DC, USA.
- Choling, D., P. Yu and B. Venkatesh. 2009. Effects of Security Constraints on Unit Commitment with Wind Generators, pp. 1-6. **In PES '09 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. 26-30 July 2009. Calgary, Canada.
- Contaxis, G.C., B.C. Papadias and C. Delkis. 1983. Decoupled Power System Security Dispatch. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 102 (9): 3049-3056.
- Contaxis, G.C., C. Delkis and G. Korres. 1986. Decoupled Optimal Load Flow Using Linear or Quadratic Programming. **IEEE Transactions on Power Systems** 1 (2): 1-7.
- Ding, X., W.-J. Lee, W. Jianxue and L. Liu. 2010. Studies on Stochastic Unit Commitment Formulation with Flexible Generating Units. **Electric Power Systems Research** 80 (1): 130-141.
- Divi, R. and H. Kesavan. 1982. A Shifted Penalty Function Approach for Optimal Load-Flow. **IEEE Power Engineering Review** 2 (9): 67-68.
- Dommel, H.W. and W.F. Tinney. 1968. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** PAS-87 (10): 1866-1876.
- El-Abiad, A.H. and F.J. Jaimes. 1969. A Method for Optimum Scheduling of Power and Voltage Magnitude. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** PAS-88 (4): 413-422.

El-Kady, M.A., B.D. Bell, V.F. Carvalho, R.C. Burchett, H.H. Happ and D.R. Vierath. 1986.

Assessment of Real-Time Optimal Voltage Control. **IEEE Transactions on Power Systems** 1 (2): 98-105.

Farghal, S.A., M.A. Tantawy, M.S.A. Hussien, S.A. Hassan and A.A.A. Elela. 1984. Fast

Technique for Power System Security Assessment Using Sensitivity Parameters of Linear Programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 103 (5): 946-953.

Fried, L. February 2012. **Global Wind Statistics | 2012.** 4.

Frunt, J., W.L. Kling and J.M.A. Myrzik. 2009. Classification of Reserve Capacity in Future Power Systems, pp. 1-6. **In Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European.** 27-29 May 2009.

Furusawa, K. and K. Okada. 2012. Framework for Evaluating the Generation Cost and Wind Power Generation Capacity Constrained by Operating Reserve, pp. 1-6. **In 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON).** 30 Oct. 2012 - 2 Nov. 2012. Auckland, New Zealand.

Granville, S. 1994. Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods. **IEEE Transactions on Power Systems** 9 (1): 136-146.

Guangyu, L. and L. Pengfei. 2012. The Study of Determining Spinning Reserve Capacity with Wind Power, pp. 3643-3645. **In 2nd International Conference on Consumer Electronics, Communications and Networks (CECNet).** 21-23 April 2012. Yichang, China.

- Guodong, L. and K. Tomsovic. 2012. Quantifying Spinning Reserve in Systems with Significant Wind Power Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems** 27 (4): 2385-2393.
- Habibollahzadeh, H. and J.A. Bubenko. 1986. Application of Decomposition Techniques to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power System. **IEEE Transactions on Power Systems** 1 (1): 41-47.
- Habibollahzadeh, H., G.X. Luo and A. Semlyen. 1989. Hydrothermal Optimal Power Flow Based on a Combined Linear and Nonlinear Programming Methodology. **IEEE Transactions on Power Systems** 4 (2): 530-537.
- Happ, H.H. 1974. Optimal Power Dispatch. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 93 (3): 820-830.
- Holttinen, H., M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane and T. Molinski. 2008. Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power. **Wind Engineering** 32 (4): 355 - 377.
- Hosseini, S.H. and E. Abbasi. 2007a. Probabilistic Unit Commitment with Wind Farms Considerations, pp. 73-77. **In Large Engineering Systems Conference on Power Engineering**, . 10-12 Oct. 2007. Montreal Que, Canada.
- Hosseini, S.H. and E. Abbasi. 2007b. Probabilistic Unit Commitment with Wind Farms Considerations, pp. 73-77. ใน **Power Engineering, 2007 Large Engineering Systems Conference on**. 10-12 Oct. 2007.
- Housos, E.C. and G.D. Irisarri. 1982. A Sparse Variable Metric Optimization Method Applied to the Solution of Power System Problems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 101 (1): 195-202.

- Irisarri, G. and E. Housos. 1983. Real and Reactive Power-System Security Dispatch Using a Variable Weights Optimization Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 102 (5): 1260-1268.
- Irving, M.R. and M.J.H. Sterling. 1983. Economic Dispatch of Active Power with Constraint Relaxation. **IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution** 130 (4): 172-177.
- Jabr, R.A., A.H. Coonick and B.J. Cory. 2002. A Primal-Dual Interior Point Method for Optimal Power Flow Dispatching. **IEEE Transactions on Power Systems** 17 (3): 654-662.
- Jalilzadeh, S., H. Shayeghi and H. Hadadian. 2009. Integrating Generation and Transmission Networks Reliability for Unit Commitment Solution. **Energy Conversion and Management** 50 (3): 777-785.
- Jie, Y. and H. Ming. 2012. Multi-Objective Wind-Thermal Unit Commitment Considering Wind Power Forecasting Error, pp. 1-8. **In IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 22-26 July 2012. San Diego, USA.
- Kamalinia, S. and M. Shahidehpour. 2010. Generation Expansion Planning in Wind-Thermal Power Systems. **IET Generation, Transmission & Distribution** 4 (8): 940-951.
- Kazarlis, S.A., A.G. Bakirtzis and V. Petridis. 1996. A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem. 11 (1): 83-92.
- Lijie, W., A. Gerber, L. Jun, D. Lei and L. Xiaozhong. 2010. Wind Power Forecasting for Reduction of System Reserve, pp. 1-5. **In 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, 31 Aug. 2010 - 3 Sept. 2010. Cardiff, Wales.

Lin, C.E., Y.Y. Hong and C.C. Chuko. 1987. Real-Time Fast Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems** 2 (4): 968-972.

Lu, C.N. and M.R. Unum. 1993. Network Constrained Security Control Using an Interior Point Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems** 8 (3): 1068-1076.

Mantawy, A.H., Y.L. Abdel-Magid and S.Z. Selim. 1998. A Simulated Annealing Algorithm for Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems** 13 (1): 197-204.

Martinez-Crespo, J., J. Usaola and J.L. Fernandez. 2006. Security-Constrained Optimal Generation Scheduling in Large-Scale Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems** 21 (1): 321-332.

Matos, M., J.P. Lopes, M. Rosa, R. Ferreira, A. Leite da Silva, W. Sales, L. Resende, L. Manso, P. Cabral, M. Ferreira, N. Martins, C. Artaiz, F. Soto and R. López. 2009. Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Case. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems** 31 (9): 562 - 569.

Momoh, J.A. 1989. A Generalized Quadratic-Based Model for Optimal Power Flow, pp. 261-271 vol.261. **In Proceedings of IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics** 14-17 Nov 1989. Cambridge, MA, USA.

Momoh, J.A., R.F. Austin, R. Adapa and E.C. Ogbuobiri. 1992. Application of Interior Point Method to Economic Dispatch, pp. 1096-1101. **In IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics**. 18 - 21 Oct 1992. Chicago, IL, USA.

Momoh, J.A., S.X. Guo, E.C. Ogbuobiri and R. Adapa. 1994. The Quadratic Interior Point Method Solving Power System Optimization Problems. **IEEE Transactions on Power Systems** 9 (3): 1327-1336.

- Monticelli, A., M.V.F. Pereira and S. Granville. 1987. Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling. **IEEE Transactions on Power Systems** 2 (1): 175-180.
- Morales, J.M., A.J. Conejo and J. Perez-Ruiz. 2009. Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power, pp. 900-910. **In PES '09 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, 26-30 July 2009, Calgary, Canada.
- Mota-Palomino, R. and V.H. Quintana. 1984. A Penalty Function-Linear Programming Method for Solving Power System Constrained Economic Operation Problems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 103 (6): 1414-1422.
- Mota-Palomino, R. and V.H. Quintana. 1986. Sparse Reactive Power Scheduling by a Penalty Function - Linear Programming Technique. **IEEE Transactions on Power Systems** 1 (3): 31-39.
- Nabona, N. and L.L. Freris. 1973. Optimisation of Economic Dispatch through Quadratic and Linear Programming. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers** 120 (5): 574-580.
- Ortega-Vazquez, M.A. and D.S. Kirschen. 2007. Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems** 22 (1): 24-33.
- Ortega-Vazquez, M.A. and D.S. Kirschen. 2009. Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems with Significant Wind Power Generation Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems** 24 (1): 114-124.

- Papalexopoulos, A.D., C.F. Imparato and F.F. Wu. 1989. Large-Scale Optimal Power Flow: Effects of Initialization, Decoupling and Discretization. **IEEE Transactions on Power Systems** 4 (2): 748-759.
- Pappala, V.S., I. Erlich, K. Rohrig and J. Dobschinski. 2009. A Stochastic Model for the Optimal Operation of a Wind-Thermal Power System. **IEEE Transactions on Power Systems** 24 (2): 940-950.
- Peng, W., L. Goel, D. Yi, C. Loh Poh and A. Andrew. 2009. Reliability-Based Long Term Hydro/Thermal Reserve Allocation of Power Systems with High Wind Power Penetration, pp. 1-7. **In PES '09 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. 26-30 July 2009. Calgary, Canada.
- Pereira, M.V.F., L.M.V.G. Pinto, S. Granville and A. Monticelli. 1987. A Decomposition Approach to Security - Constrained Optimal Power Flow with Post Contingency Corrective Resheduling, pp. 585 - 591. **In The 9th PSCC conference**. 30 Aug. - 4 Sep. 1987. Cascais, Portugal.
- Ponnambalam, K., V.H. Quintana and A. Vannelli. 1992. A Fast Algorithm for Power System Optimization Problems Using an Interior Point Method. **IEEE Transactions on Power Systems** 7 (2): 892-899.
- Ponrajah, R.A. and F.D. Galiana. 1989. The Minimum Cost Optimal Power Flow Problem Solved Via the Restart Homotopy Continuation Method. **IEEE Transactions on Power Systems** 4 (1): 139-148.
- Rashed, A.M.H. and D.H. Kelly. 1974. Optimal Load Flow Solution Using Lagrangian Multipliers and the Hessian Matrix. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 93 (5): 1292-1297.

- Rebours, Y. and D. Kirschen. 2005a. **A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services.** 38.
- Rebours, Y. and D. Kirschen. 2005b. **What Is Spinning Reserve?.** 11.
- Rehn, C.J., J.A. Bubenko and D. Sjelvgren. 1989. Voltage Optimization Using Augmented Lagrangian Functions and Quasi-Newton Techniques. **IEEE Transactions on Power Systems** 4 (4): 1470-1483.
- Reid, G.F. and L. Hasdorff. 1973. Economic Dispatch Using Quadratic Programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 92 (6): 2015-2023.
- Restrepo, J.F. and F.D. Galiana. 2011. Assessing the Yearly Impact of Wind Power through a New Hybrid Deterministic/Stochastic Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems** 26 (1): 401-410.
- Sanders, C.W. and C.A. Monroe. 1987. An Algorithm for Real-Time Security Constrained Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems** 2 (4): 1068-1074.
- Santos-Neito, M. and V.H. Quintana. 1987. Linear Reactive Power Studies for Longitudinal Power Systems, pp. 783 - 787. ใน **The 9th PSCC Conference.** 30 Aug. - 4 Sep. 1987. Cascais, Portugal.
- Sasson, A.M. 1969. Combined Use of the Powell and Fletcher - Powell Nonlinear Programming Methods for Optimal Load Flows. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 88 (10): 1530-1537.
- Sasson, A.M. 1970. Decomposition Techniques Applied to the Nonlinear Programming Load-Flow Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** PAS-89 (1): 78-82.

- Sasson, A.M., F. Vilorio and F. Aboytes. 1973. Optimal Load Flow Solution Using the Hessian Matrix. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 92 (1): 31-41.
- Senjyu, T., H. Yamashiro, K. Shimabukuro, K. Uezato and T. Funabashi. 2003. Fast Solution Technique for Large-Scale Unit Commitment Problem Using Genetic Algorithm. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution** 150 (6): 753-760.
- Senthil Kumar, V. and M.R. Mohan. 2010. Solution to Security Constrained Unit Commitment Problem Using Genetic Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems** 32 (2): 117 - 125.
- Shen, C.M. and M.A. Laughton. 1969. Determination of Optimum Power-System Operating Conditions under Constraints. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers** 116 (2): 225-239.
- Shen, C.M. and M.A. Laughton. 1970. Power-System Load Scheduling with Security Constraints Using Dual Linear Programming. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers** 117 (11): 2117-2127.
- Shoults, R.R. and D.T. Sun. 1982. Optimal Power Flow Based Upon P-Q Decomposition. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 101 (2): 397-405.
- Simopoulos, D.N., S.D. Kavatza and C.D. Vournas. 2006. Reliability Constrained Unit Commitment Using Simulated Annealing. **IEEE Transactions on Power Systems** 21 (4): 1699-1706.
- Sioshansi, R., R. O'Neill and S.S. Oren. 2008. Economic Consequences of Alternative Solution Methods for Centralized Unit Commitment in Day-Ahead Electricity Markets. **IEEE Transactions on Power Systems** 23 (2): 344-352.

- Soder, L. 1993. Reserve Margin Planning in a Wind-Hydro-Thermal Power System. **IEEE Transactions on Power Systems** 8 (2): 564-571.
- Sorensen, P. and N.A. Cutululis. 2010. Wind Farms' Spatial Distribution Effect on Power System Reserves Requirements, pp. 2505-2510. **In Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on.** 4-7 July 2010.
- Stadlin, W.O. and D.L. Fletcher. 1982. Voltage Versus Reactive Current Model for Dispatch and Control. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 101 (10): 3751-3760.
- Stott, B. and E. Hobson. 1978a. Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part II. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 97 (5): 1721-1731.
- Stott, B. and E. Hobson. 1978b. Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part I. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 97 (5): 1713-1720.
- Stott, B. and J.L. Marinho. 1979. Linear Programming for Power-System Network Security Applications. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 98 (3): 837-848.
- Streiffert, D., R. Philbrick and A. Ott. 2005. A Mixed Integer Programming Solution for Market Clearing and Reliability Analysis. **IEEE Power Engineering Society General Meeting** 3: 2724-2731.
- Sun, D.I., B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes and W.F. Tinney. 1984. Optimal Power Flow by Newton Approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 103 (10): 2864-2880.

- Talukdar, S.N., T.C. Giras and V.K. Kalyan. 1983. Decompositions for Optimal Power Flows. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 102 (12): 3877-3884.
- Tao, L. and M. Shahidehpour. 2005. Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation Versus Mixed Integer Programming. **IEEE Transactions on Power Systems** 20 (4): 2015-2025.
- Toh, G.K. and H.B. Gooi. 2011. Incorporating Forecast Uncertainties into Eens for Wind Turbine Studies. **Electric Power Systems Research** 81 (2): 430-439.
- Torres, G.L. and V.H. Quintana. 2000. Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarity Method. **IEEE Transactions on Power Systems** 15 (3): 1028-1033.
- Torres, G.L. and V.H. Quintana. 2001. On a Nonlinear Multiple-Centrality-Corrections Interior-Point Method for Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems** 16 (2): 222-228.
- Vargas, L.S., V.H. Quintana and A. Vannelli. 1993. A Tutorial Description of an Interior Point Method and Its Applications to Security-Constrained Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems** 8 (3): 1315-1324.
- Wei, Q., A.J. Flueck and T. Feng. 2005. A New Parallel Algorithm for Security Constrained Optimal Power Flow with a Nonlinear Interior Point Method, pp. 447-453. **In IEEE Power Engineering Society General Meeting**. 12-16 June 2005.
- Wollenberg, B.F. and W.O. Stadlin. 1974. A Real Time Optimizer for Security Dispatch. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** 93 (5): 1640-1649.
- Wood, A.J. and B.F. Wollenberg. 1996. **Power System Genertation, Operation, and Control**. 2nd ed. John Wiley & Sons, Inc., New York.

- Xuefei, C., L. Xiangyu and L. Zuoming. 2012. Quantifying Spinning Reserve in Systems with Significant Wind Power Penetration, pp. 1 - 5. **In Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**. 27-29 March 2012. Shanghai, China.
- Yong, F., M. Shahidehpour and L. Zuyi. 2005. Security-Constrained Unit Commitment with Ac Constraints. **IEEE Transactions on Power Systems** 20 (3): 1538-1550.
- Yu-Chi, W., A.S. Debs and R.E. Marsten. 1994. A Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows. **IEEE Transactions on Power Systems** 9 (2): 876-883.
- Yuan, B., M. Zhou and J.Z.G. Li. 2012. Coordinated Dispatch of Power Generation and Spinning Reserve in Power Systems with High Wind Penetration. **International Review of Electrical Engineering** 7 (6): 6275 - 6284.



การหาค่าที่เหมาะสมของปัญหาการแก้ปัญหามixed-integer nonlinear programming) สำหรับการคำนวณในส่วน DC – SCUC

เนื่องจากปัญหาทางด้านเครื่องมือที่ใช้ในการหาคำตอบตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขในวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งอยู่ในรูปแบบของการตัดสินใจในแบบไม่เป็นเชิงเส้นเชิงผสม (mixed integer non-linear programming) ดังนั้นจึงได้นำค่านั่ง CPLEX ของ IBM เข้ามาช่วยในการแก้ปัญหามixed-integer แต่คำสั่งนี้ใช้สำหรับการแก้ปัญหามixed-integer linear programming) ดังนั้นจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขทั้งหมดจะถูกปรับเปลี่ยนให้อยู่ในรูปแบบเชิงเส้นเพื่อใช้ในการคำนวณในส่วนของการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบดีซี (DC-SUCU) ซึ่งจะทำการปรับเปลี่ยนสมการค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าสำรอง

ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงซึ่งเป็นพจน์หนึ่งของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในสมการที่ (5) และแสดงในรูปแบบสมการกำลังสองตามสมการที่ (5ก) ซึ่งเป็นสมการไม่เชิงเส้น ดังนั้นจึงได้ดำเนินการปรับเปลี่ยนให้เป็นสมการเชิงเส้น โดยแสดงได้ดังสมการที่ (ผ-1) ซึ่งเป็นมาจากการแบ่งเส้นโค้งกำลังสองออกเป็นช่วงย่อย ST ส่วน ซึ่งในแต่ละช่วงย่อย st ประกอบด้วย อัตราค่าใช้น้ำมันคือความชันของช่วงย่อยนั้น ($s_{k,st}$) และกำลังไฟฟ้าที่ผลิต ($P_{k,st}^t$) ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงย่อยนี้มีขอบเขตสูงสุดของแต่ละส่วน ($P_{max,k,st}^t$) แสดงดังสมการที่ (ผ-2)

$$\left[a_k \cdot (P_{min,k})^2 + b_k \cdot (P_{min,k}) + c_k \right] \cdot U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} S_{k,st} P_{k,st}^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (ผ-1)$$

$$0 \leq P_{k,st}^t \leq P_{max,k,st}^t; \quad k \in GB; \quad st = 1, \dots, ST; \quad t = 1, \dots, T \quad (ผ-2)$$

ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง ซึ่งเป็นพจน์หนึ่งของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในสมการที่ (5) ถูกปรับรูปแบบใหม่ โดยแทนค่าพจน์ของค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องด้วยตัวแปร SUC_k^t ในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเพิ่มเงื่อนไขในปัญหาดังสมการที่ (ผ-3) และ (ผ-4)

$$SU_k(U_k^t - U_k^{t-1}) - SUC_k^t \leq 0; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{ผ-3})$$

$$0 \leq SUC_k^t \leq SU_k; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{ผ-4})$$

ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ถูกรับเปลี่ยนไปตามการทำให้เป็นเชิงเส้นของค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (ผ-5)

$$\min TC = \min \left\{ \left(\sum_{t=1}^T \sum_{k \in GB} \left[a_k \cdot (P_{\min,k})^2 + b_k \cdot (P_{\min,k}) + c_k \right] \cdot U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} S_{k,st} P_{k,st}^t + SUC_k^t \right) + C_{SR} + C_{EENS} \right\} \quad (\text{ผ-5})$$

เพื่อให้สอดคล้องกับการปรับปรุงสมการค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงให้เป็นเชิงเส้น ในแต่ละเวลา กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า ($P_{G,k}^t$) ถูกแทนด้วยผลรวมตามสมการที่ (ผ-6) และส่งให้ผลทุกเงื่อนไขที่มีตัวแปรของกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าถูกรับเปลี่ยน นั่นคือ จากสมการที่ (16) (17) และ (22) จะถูกรับเปลี่ยนดังสมการที่ (ผ-7) (ผ-8) และ (ผ-9) ตามลำดับ

$$P_{G,k}^t = P_{\min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{ผ-6})$$

$$P_{\min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t + SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t \leq P_{\max,k} \cdot U_k^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{ผ-7})$$

$$-\sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t \leq 0; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{ผ-8})$$

$$\sum_{j=1}^{NB} F_{ij} \cdot b_{ij} (\delta_i - \delta_j) = P_{\min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t - P_{load}^t + P_{wf,i}^t; \quad t = 1, \dots, T; \quad i, j = 1, \dots, NB \quad (\text{ผ-9})$$

ซึ่งจากการปรับปรุงสมการกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ดังสมการที่ (ผ-6) และเงื่อนไขค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าจริงที่ได้รับการปรับเปลี่ยนดังสมการที่ (ผ-7) สามารถนำมาปรับเปลี่ยนสมการที่ (9) ซึ่งเป็นสมการค่าคาดหวังของการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าให้อยู่ในรูปแบบของสมการเชิงเส้นได้ดังสมการที่ (ผ-10)

$$EENS_w = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NS} \left(P_{load}^t - \left(\sum_{k=1}^{NG} P_{min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t + SR_{w,k}^t \right) - P_{wf,s}^t \right) \cdot Pb_s \cdot St_s^t \quad (\text{ผ-10})$$

ดังนั้นสมการสำหรับการแก้ปัญหอย่างเหมาะสมของปัญหาในรูปแบบไม่เชิงเส้นเชิงผสมสำหรับการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปแบบดีชี สามารถแสดงได้ดังนี้

$$\min TC = \min \left\{ \left(\sum_{t=1}^T \sum_{k \in GB} \left[a_k \cdot (P_{min,k})^2 + b_k \cdot (P_{min,k}) + c_k \right] \cdot U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} S_{k,st} P_{k,st}^t + SUC_k^t \right) \right. \\ \left. + C_{SR} + C_{EENS} \right\}$$

$$\sum_{j=1}^{NB} F_{ij} \cdot b_{ij} (\delta_i - \delta_j) = P_{min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t - P_{load}^t + P_{wf,i}^t; \quad t = 1, \dots, T; \quad i, j = 1, \dots, NB$$

$$\sum_{k \in GB} SR_{sl,k}^t = \alpha_1 \cdot \max(P_{max} \cdot U_k^t) + \alpha_2 \cdot P_{load}^t; \quad t = 1, \dots, T$$

$$EENS_w = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NS} \left(P_{load}^t - \left(\sum_{k=1}^{NG} P_{min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t + SR_{w,k}^t \right) - P_{wf,s}^t \right) \cdot Pb_s \cdot St_s^t$$

$$MUT_k \cdot (U_k^t - U_k^{t-1}) \leq \sum_{n=t}^{t+MUT_k-1} U_k^n; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T - MUT_k + 1$$

$$MDT_k \cdot (U_k^t - U_k^{t-1}) \leq \sum_{n=t}^{t+MDT_k-1} (1 - U_k^n); \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T - MDT_k + 1$$

$$\sum_{t=1}^{MUT_k - UT_k^0} U_k^t = MUT_k - UT_k^0; \quad \text{for } MUT_k - UT_k^0 > 0; \quad k \in GB$$

$$\sum_{t=1}^{MDT_k - DT_k^0} U_k^t = 0; \quad \text{for } MDT_k - DT_k^0 > 0; \quad k \in GB$$

$$P_{\min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t + SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t \leq P_{\max,k} \cdot U_k^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

$$-\sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t \leq 0; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

$$|P_{ij}^t| \leq F_{ll} \cdot F_{loss} \cdot S_{ij\max}; \quad l = 1, \dots, NL$$

$$SU_k (U_k^t - U_k^{t-1}) - SUC_k^t \leq 0; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq P_{k,st}^t \leq P_{\max,k,st}; \quad k \in GB; \quad st = 1, \dots, ST; \quad t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq SUC_k^t \leq SU_k; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq EENS_w \leq EENS_{\max}$$

$$\left. \begin{aligned} 0 \leq SR_{sl,k}^t &\leq P_{\max,k} \cdot U_k^t \\ 0 \leq SR_{w,k}^t &\leq P_{\max,k} \cdot U_k^t \end{aligned} \right\}; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

เมื่อ

$$P_{G,k}^t = P_{\min,k} U_k^t + \sum_{st=1}^{ST} P_{k,st}^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$

$$C_{SR} = \sum_{t=1}^T \sum_{k \in GB} (\beta_k \cdot SR_k^t)$$

$$C_{EENS} = VOLL \cdot EENS_w$$

$$SR_k^t = SR_{sl,k}^t + SR_{w,k}^t; \quad k \in GB; \quad t = 1, \dots, T$$



ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ	นางสาวนันทิยา ชัยบุตร
เกิดวันที่	31 มกราคม พ.ศ. 2519
สถานที่เกิด	อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา
ประวัติการศึกษา	วศ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ตำแหน่งปัจจุบัน	อาจารย์ประจำ
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยกรุงเทพ
ผลงานดีเด่นและ/หรือรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	ทุนสนับสนุนการพัฒนาบุคลากร มหาวิทยาลัยกรุงเทพ (พ.ศ. 2552)