บทที่ 7

ผลการทดสอบ

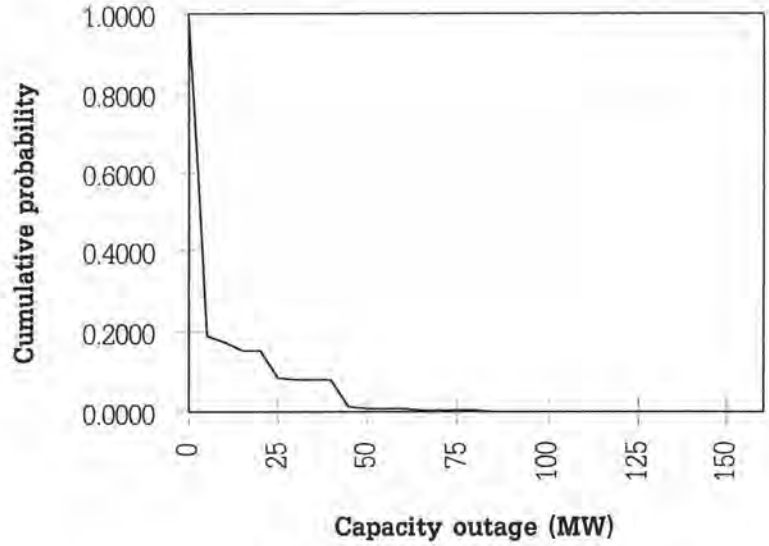
7.1 คำนำ

ในบทนี้จะนำเสนอผลการศึกษาการวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้า โดยอาศัยแบบจำลองและวิธีการต่างๆดังกล่าวไว้ในบทก่อนหน้า ผู้เขียนได้พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ขึ้นเพื่อใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้ากำลังซึ่งพัฒนาด้วยโปรแกรมภาษา C สามารถใช้ได้กับไมโครคอมพิวเตอร์ขนาด 16 บิตและ 32 บิตซึ่งทำงานภายใต้ระบบปฏิบัติการดอส(Dos System) โดยระบบตัวอย่างที่ใช้ในการทดสอบประกอบด้วย ระบบ RBTS[22-24] ระบบ IEEE-RTS[25] และระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย[26] โดยจะทดสอบบนเครื่องคอมพิวเตอร์รุ่น Pentium 120

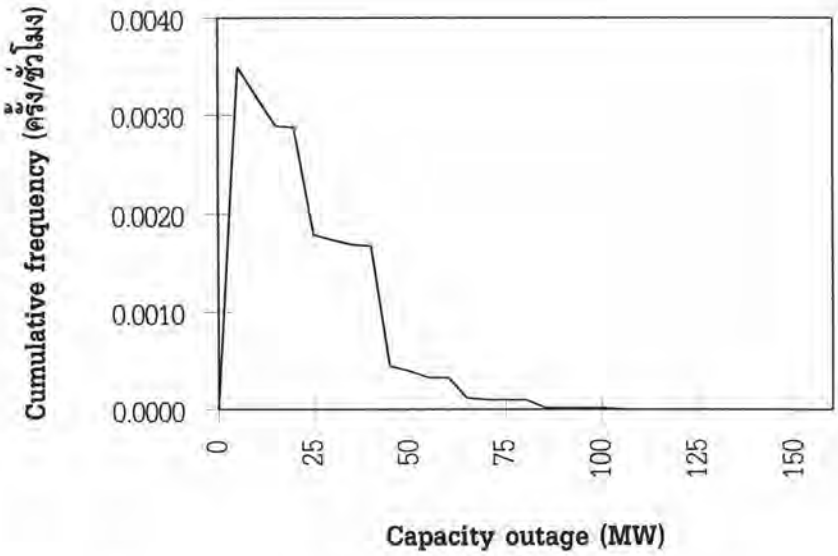
7.2 ผลการวิเคราะห์ระบบ RBTS(Roy Billinton Test System)

7.2.1 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ RBTS

ระบบ RBTS เป็นระบบขนาดเล็กมีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสิ้น 11 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 240 MW และมีโหลดสูงสุดเท่ากับ 185 MW ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลของโหลดแสดงได้ในหัวข้อ ก.1.1 ภาคผนวก ก ผลการคำนวณตารางการขาดกำลังผลิตสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข.1 ในภาคผนวก ข ซึ่งสามารถนำข้อมูลในส่วนของความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.1 และ 7.2 ตามลำดับ

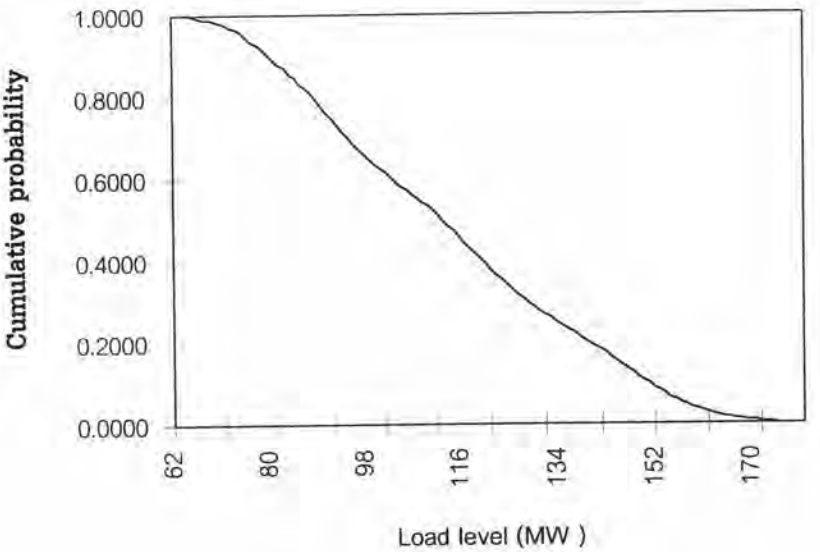


รูปที่ 7.1 กราฟความน่าจะเป็นสะสมของตารางการขาดกำลังผลิตในระบบ RBTS

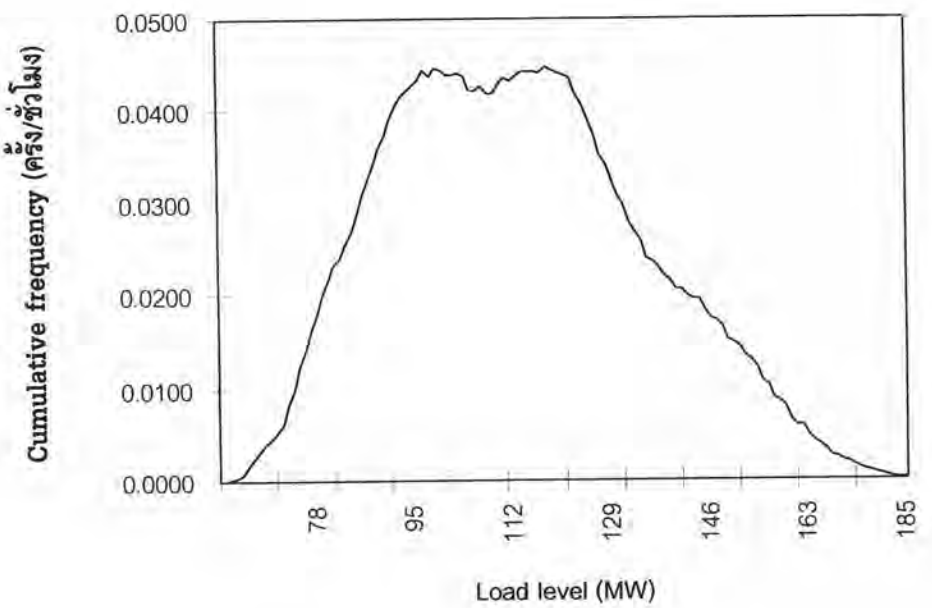


รูปที่ 7.2 กราฟความถี่สะสมของตารางการขาดกำลังผลิตในระบบ RBTS

ข้อมูลโหลดของระบบ RBTS ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อ ก.1.2 ในภาคผนวก ก โดยระบบ RBTS มีโหลดสูงสุดเท่ากับ 185 MW เมื่อนำข้อมูลโหลดดังกล่าวมาสร้างแบบจำลองโหลดจะได้ตามตารางที่ ข.2 ในภาคผนวก ข ซึ่งเราสามารถนำข้อมูลในส่วนของความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมในแบบจำลองโหลดจากตารางที่ ข.2 มาแสดงได้ดังรูปที่ 7.3 และ 7.4 ตามลำดับ



รูปที่ 7.3 กราฟความน่าจะเป็นสะสมของโหลดในระบบ RBTS



รูปที่ 7.4 กราฟความถี่สะสมของโหลดในระบบ RBTS

ตัวอย่าง Equivalent load หลังจากรวมแบบจำลองของโหลดเข้ากับแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงนำแสดงไว้ในตารางที่ 7.1 ซึ่งคัดเลือกบางส่วนมาจากจากตารางที่ ข.3 ในภาคผนวก ข

ตารางที่ 7.1 ตาราง Equivalent load ในระบบ RBTS

Equivalent load (MW)	Cumulative Probability	Cumulative Frequency
0	0.00012496	0.00002614
1	0.00011346	0.00002460
2	0.00010263	0.00002322
3	0.00009293	0.00002051
4	0.00008033	0.00001825
5	0.00007519	0.00001716
6	0.00006393	0.00001458
7	0.00005714	0.00001273
8	0.00005205	0.00001179
9	0.00004598	0.00001075
10	0.00004282	0.00000993
20	0.00001278	0.00000299
30	0.00000429	0.00000102
40	0.00000127	0.00000032
50	0.00000037	0.00000010
60	0.00000008	0.00000002
70	0.00000002	0.00000001

จากตารางที่ 7.1 ตำแหน่งที่มีค่า Equivalent load เป็นบวกค่าแรกคือสถานะที่ Equivalent load มีค่าเท่ากับ 1 MW จากการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RBTS มีค่าดังนี้

LOLP = 0.00011346 pu. หรือ 0.9911 ชั่วโมง/ปี

Frequency = 0.00002460 ครั้งต่อชั่วโมง หรือ 0.2149 ครั้ง/ปี

EUE = 9.33 MWh/ปี

Duration = 4.612 ชั่วโมง/ครั้ง

ผลของค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยอาศัยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทีละเครื่องโดยใช้วิธี Equivalent load แสดงได้ดังตารางที่ 7.2 และ 7.3 โดยตารางที่ 7.2 แสดงการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบที่ 1 (Order 1) และตารางที่ 7.3 แสดงการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบที่ 2 (Order 2) โดยแบบที่1 จะคำนึงถึงการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 20 MW จำนวน 2 เครื่องและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 5 MW จำนวน 2 เครื่องให้เข้าสู่ระบบก่อนทั้งนี้เพื่อความประหยัดในค่าใช้จ่ายในการผลิต แต่แบบที่ 2 จะพิจารณาการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำดังกล่าวเกี่ยวกับขีดจำกัดทางด้านการจ่ายพลังงาน โดยลำดับการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ RBTS แสดงได้ดังตารางที่ ก.2 ในภาคผนวก ก

ตารางที่ 7.2 พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยลำดับการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบที่1 คำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/year)
1	40	342451.31
2	20	172099.18
3	20	167211.93
4	20	133877.53
5	20	93145.57
6	5	16808.41
7	5	14303.42
8	40	45762.80
9	40	2878.63
10	20	125.50
11	10	17.22

ตารางที่ 7.3 พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยลำดับการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบที่ 2 คำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/year)
1	40	342451.31
2	20	172099.18
3	20	167211.93
4	40	222955.00
5	40	75728.77
6	20	6043.48
7	10	1219.66
8	20	818.51
9	20	135.91
10	5	11.08
11	5	6.65

หากใช้การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าดังนี้

LOLP = 0.00011346 pu. หรือ 0.9911 ชั่วโมง/ปี

Frequency = 0.00002460 ครั้งต่อชั่วโมง หรือ 0.2149 ครั้ง/ปี

EUE = 9.33 MWh/ปี

Duration = 4.612 ชั่วโมง/ครั้ง

จากผลการคำนวณจะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งสองวิธีต่างมีค่าเท่ากัน ส่วนการคำนวณพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสามารถแสดงได้ตารางที่ 7.4 และ 7.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 7.4 พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยลำดับการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบที่ 1 คำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/year)
1	40	342451.37
2	20	172098.90
3	20	167212.00
4	20	133877.71
5	20	93145.47
6	5	16808.44
7	5	14303.44
8	40	45762.81
9	40	2878.63
10	20	125.50
11	10	17.22

ตารางที่ 7.5 พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยลำดับการเพิ่มของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแบบที่ 2 คำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/year)
1	40	342451.37
2	20	172098.90
3	20	167212.00
4	40	222955.18
5	40	75728.74
6	20	6043.48
7	10	1219.66
8	20	818.51
9	20	135.91
10	5	11.08
11	5	6.65

จากตารางที่ 7.4 และ 7.5 จะเห็นว่าการคำนวณพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องโดยใช้วิธี Equivalent capacity table นั้นมีค่าใกล้เคียงกับการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load

ระบบ RBTS จะไม่แสดงการทำราว์ดออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือการราวด์ออฟแบบจำลองของโหลดเนื่องจากระบบดังกล่าวเป็นระบบขนาดเล็กเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะไม่นานนักซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 7.6

ตารางที่ 7.6 เวลาที่ใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ RBTS

วิธี	Equivalent load	Equivalent capacity table
เวลาในการสร้างแบบจำลองของโหลด (วินาที)	16	16
เวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ (วินาที)	2	1

7.2.2 การประเมินค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบ RBTS

การประเมินค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบนั้นต้องคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าในระบบและอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้าเสียก่อนซึ่งได้กล่าวไปแล้วในบทที่6 โดยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจะนำไปคำนวณหาค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ หลังจากนั้นจึงนำค่าใช้จ่ายในการผลิตรวมกับค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับจะได้ค่าใช้จ่ายรวมในระบบ ในการคำนวณค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบผลิตไฟฟ้านั้นจะพิจารณาจากแผนการเพิ่มกำลังการผลิตแล้วทำการตรวจสอบค่าใช้จ่ายรวมในระบบว่าแผนการใดให้ค่าใช้จ่ายรวมในระบบต่ำที่สุด การขยายกำลังการผลิตนั้นสามารถทำได้โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทีละเครื่องนอกเหนือจากจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดิมที่ระบบมีอยู่

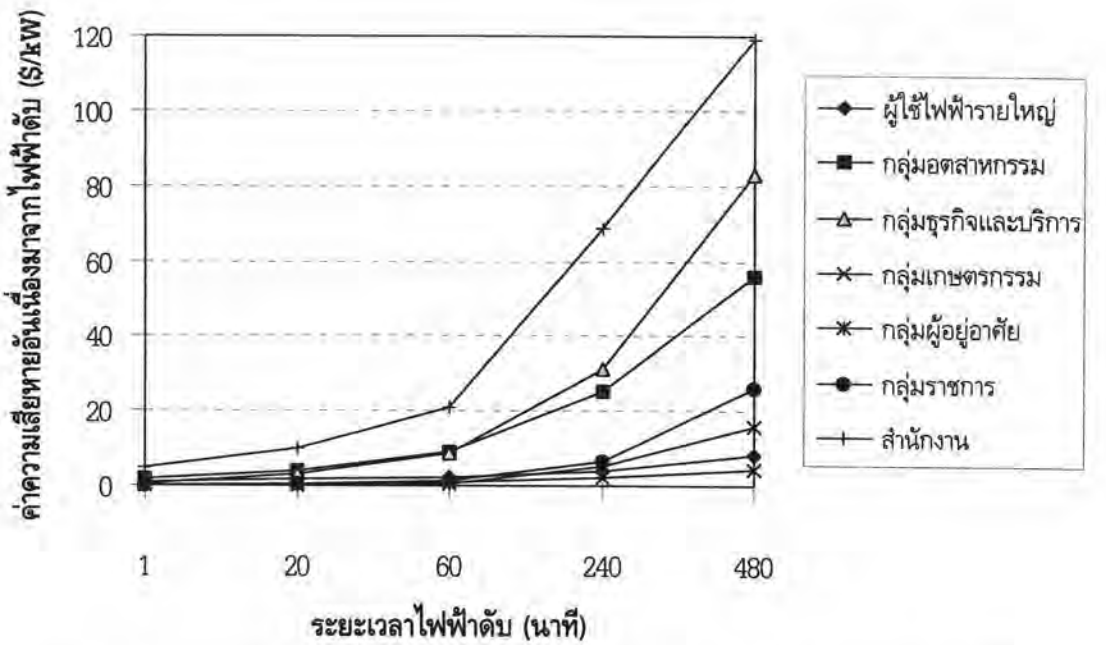
ระบบ RBTS นั้นมีค่าใช้จ่ายในการผลิตดังตารางที่ ก.2 ในภาคผนวก ก โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 20 MW 2 เครื่องออกจากระบบก่อนและให้พิจารณาเป็นการขยายการวางแผนการผลิตแทน[24] และเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซขนาด 10 MW เข้าไปในระบบหลังจากที่เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 20 MW 2 เครื่องเข้าไปในระบบซึ่งข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก๊าซเทอร์ไบน์แสดงในตารางที่ ก.3 ในภาคผนวก ก

แบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS แสดงได้ดังตารางที่ 7.7 [22,24]

ตารางที่ 7.7 แบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS ($/kW)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ				
	1 นาที	20 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	1.005	1.508	2.225	3.968	8.24
กลุ่มอตสาหกรรม	1.625	3.868	9.085	25.163	55.808
กลุ่มธุรกิจและบริการ	0.381	2.969	8.552	31.317	83.008
กลุ่มเกษตรกรรม	0.06	0.343	0.649	2.064	4.12
กลุ่มผู้อยู่อาศัย	0.001	0.093	0.482	4.914	15.69
กลุ่มราชการ	0.044	0.369	1.492	6.558	26.04
สำนักงาน	4.778	9.878	21.065	68.83	119.16

จากแบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS ในตารางที่ 7.7 สามารถนำมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.5



รูปที่ 7.5 แบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของระบบ RBTS ทั้งในส่วนของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าที่ใช้แสดงได้ดังตารางที่ 7.8 [22,24]

ตารางที่ 7.8 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของระบบ RBTS

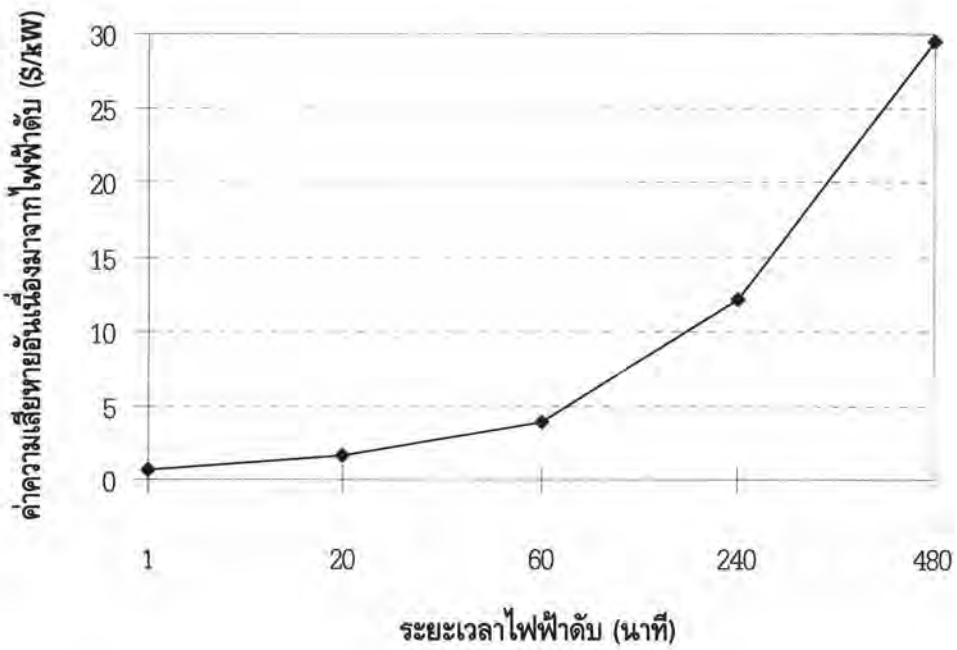
ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้า (MW)	% ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้า (MW)	% ค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้า (MW)
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	55.5	30.0	31.0
กลุ่มอตสาหกรรม	25.9	14.0	19.0
กลุ่มธุรกิจและบริการ	18.5	10.0	9.0
กลุ่มเกษตรกรรม	7.4	4.0	2.5
กลุ่มผู้อยู่อาศัย	62.9	34.0	31.0
กลุ่มราชการ	11.1	6.0	5.5
สำนักงาน	3.7	2.0	2.0
รวม	185.0	100.0	100.0

หลังจากทราบแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าและสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในแต่ละกลุ่มแล้ว เราสามารถคำนวณแบบจำลองความเสียหายโดยรวมในระบบ (Composite Customer Damage Function: CCDF)ได้โดยใช้การถ่วงน้ำหนักที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับด้วยค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดสำหรับกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลาต่ำกว่า 20 นาทีและให้ถ่วงน้ำหนักด้วยความต้องการพลังงานในแต่ละประเภทสำหรับกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลามากกว่า 20 นาที ทั้งนี้เนื่องจากที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับสั้นๆค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะมีผลต่อความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่าที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับนานๆ[20] เมื่อทำการถ่วงน้ำหนักเรียบร้อยแล้วผลลัพธ์ที่ได้แสดงดังตารางที่ 7.9

ตารางที่ 7.9 แบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS

ระบบ RBTS	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ				
	1 นาที	20 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ ($/kW)	0.67	1.56	3.85	12.14	29.41

เราสามารถนำค่าความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าตามตารางที่ 7.9 มาแสดงได้ดังรูปที่ 7.6



รูปที่ 7.6 กราฟแบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ RBTS

การคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสามารถคำนวณได้โดยใช้แบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model เพื่อคำนวณตาราง Margin table โดยใช้วิธี Equivalent load ที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4 และบทที่ 5 ตามลำดับ

แบบจำลองของโหลดที่ใช้ในการคำนวณค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับแสดงได้ดังตารางที่ 7.10 [23] โดยพิจารณาระยะเวลาในการเกิดโหลดเท่ากับ 364 วัน

ตารางที่ 7.10 แบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model ในระบบ RBTS

ระดับโหลดสูงสุด (MW)	จำนวนครั้งในการเกิดโหลด (วัน)
185.00	12.0
167.55	82.0
149.35	107.0
131.45	116.0
109.63	47.0
101.25	364.0

หมายเหตุ ในการคำนวณตาราง Margin table นั้นระดับโหลดสูงสุดในแต่ละวันจะใช้ค่าที่เป็นเลขจำนวนเต็ม

เมื่อคำนวณตาราง Margin table จะได้ค่าต่างๆตามตารางที่ 7.11 ซึ่งนำมาแสดงเพียงบางส่วนจากตารางที่ ข.4 ในภาคผนวก ข โดยการคำนวณจะใช้ค่า Exposure factor เท่ากับ 0.5

ตารางที่ 7.11 Margin table ของระบบ RBTS

Margin (MW)	Individual probability	Individual frequency	Cumulative probability	Cumulative frequency
0	0.00000051	0.00000188	0.00042599	0.00128757
1	0.00000125	0.00000502	0.00042548	0.00128577
3	0.00000027	0.00000113	0.00042423	0.00128378
4	0.00000013	0.00000052	0.00042396	0.00128269
5	0.00009534	0.00029061	0.00042383	0.00128219
6	0.00000002	0.00000012	0.00032849	0.00100682
8	0.00022495	0.00069899	0.00032847	0.00100676
9	0.00002325	0.00008208	0.00010352	0.00034130
10	0.00000205	0.00000738	0.00008027	0.00026229
11	0.00000338	0.00001233	0.00007822	0.00025521
13	0.00000463	0.00001680	0.00007484	0.00024335
14	0.00000047	0.00000194	0.00007021	0.00022719
15	0.00000197	0.00000704	0.00006974	0.00022531
16	0.00000007	0.00000029	0.00006777	0.00021853
18	0.00000465	0.00001688	0.00006770	0.00021825
19	0.00000048	0.00000195	0.00006305	0.00020197
20	0.00000004	0.00000017	0.00006257	0.00020007
30	0.00000067	0.00000247	0.00000848	0.00003031
40	0.00000002	0.00000006	0.00000603	0.00002121
50	0.00000006	0.00000022	0.00000080	0.00000302
60	0.00000000	0.00000001	0.00000057	0.00000212
70	0.00000000	0.00000003	0.00000005	0.00000022
80	0.00000000	0.00000000	0.00000003	0.00000013

จากตาราง Margin table เราสามารถคำนวณค่า IER ของระบบ RBTS โดยใช้สมการที่ 6.4 ได้ซึ่งมีค่าเท่ากับ 3.60 $/kWh เมื่อนำค่า IER ไปคูณกับดัชนี EUE หรือ LOEE ในระบบ RBTS ซึ่งได้แสดงไปแล้วข้างต้นก็จะได้ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ จากนั้นจึงนำไปใช้ในการคำนวณหาจุดที่มีค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบ RBTS ผลการคำนวณได้นำแสดงไว้ในตารางที่ 7.12

จากตารางที่ 7.12 จะเห็นว่าจุดที่มีค่าใช้จ่ายในระบบต่ำที่สุดคือมีค่าใช้จ่ารวมมีค่าเท่ากับ 6,397,721 ดอลลาร์ และมีค่ากำลังผลิตสำรองเท่ากับ 29.73 % ของโหลดสูงสุดหรือมีค่าเท่ากับ 55 MW โดยที่จุดนี้ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบมีค่าดังนี้

LOLP = 0.00011346 pu. หรือ 0.9911ชั่วโมง/ปี

Frequency = 0.00002460 ครั้ง/ชั่วโมง หรือ 0.2149 ครั้ง/ปี

EUE = 9.33 MWh/ปี

Duration = 4.612 ชั่วโมง/ครั้ง

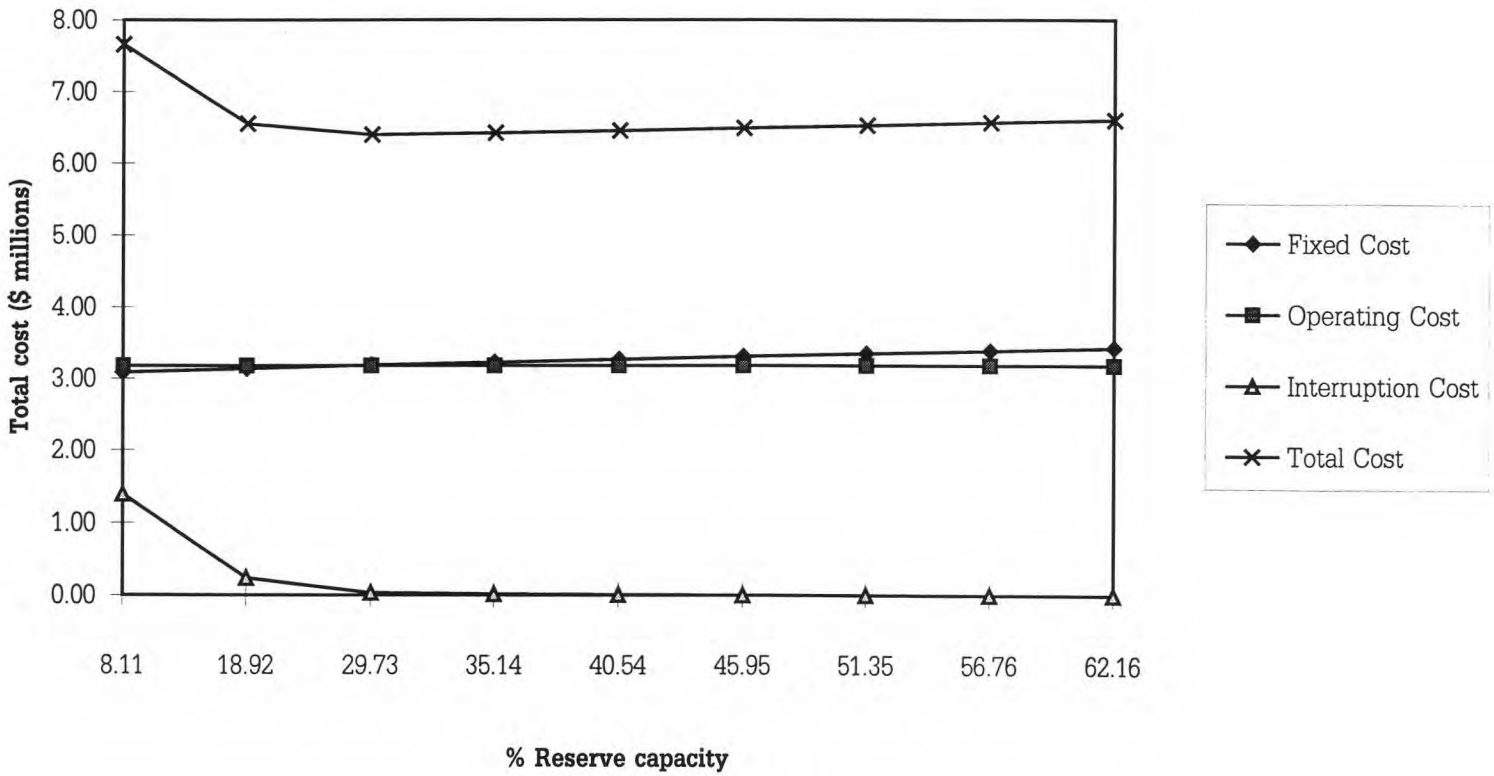
EIR = 0.99999056 pu.

จากผลการคำนวณจะเห็นได้ว่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีค่าเท่ากับดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนที่นำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำออกจากระบบและให้พิจารณาเป็นการวางแผนการผลิตแทน นั่นคือระบบ RBTS นั้นมีค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมอยู่แล้ว

จากข้อมูลค่าใช้จ่ายในระบบ RBTS ในตารางที่ 7.12 สามารถนำแสดงดังรูปที่ 7.7

ตารางที่ 7.12 ค่าใช้จ่ายในระบบ RBTS

Unit	MW	Total MW	%Reserve capacity	Type	Operating cost ($/MWh)	LOLP (p.u)	Frequency (occ/hr)	EUE (MWh/year)	EES (MWh/year)	Fixed cost ($/year)	Operating cost ($/year)	Production cost ($/year)	Cumulative production cost ($/year)	Interruption cost ($/year)	Total cost ($/year)
1	40	40	-	Hydro	0.5	1.00000000	0.00000000	646,239.50	342,451.38	100,000	171,226	271,226	271,226	-	-
2	20	60	-	Hydro	0.5	1.00000000	0.00000000	474,140.59	172,098.91	50,000	86,049	136,049	407,275	-	-
3	20	80	-	Hydro	0.5	0.89703804	0.02207758	306,928.59	167,212.00	50,000	83,606	133,606	540,881	-	-
4	5	85	-	Hydro	0.5	0.84088951	0.02951449	269,061.81	37,866.78	12,500	18,933	31,433	572,315	-	-
5	5	90	-	Hydro	0.5	0.77479571	0.03733040	233,753.28	35,308.53	12,500	17,654	30,154	602,469	-	-
6	40	130	-	Thermal	12	0.30616373	0.03130837	52,211.77	181,541.52	790,000	2,178,498	2,968,498	3,570,967	-	-
7	40	170	-	Thermal	12	0.03119841	0.00478208	4,177.99	48,033.78	790,000	576,405	1,366,405	4,937,372	-	-
8	20	190	-	Thermal	12.25	0.00974862	0.00158694	967.03	3,210.95	680,000	39,334	719,334	5,656,707	-	-
9	10	200	8.11	Thermal	12.5	0.00404697	0.00075682	388.07	578.97	600,000	7,237	607,237	6,263,944	1,397,035	7,660,979
10	20	220	18.92	Hydro	0.5	0.00066982	0.00012750	66.65	321.42	50,000	161	50,161	6,314,104	239,934	6,554,039
11	20	240	29.73	Hydro	0.5	0.00011346	0.00002460	9.33	57.32	50,000	29	50,029	6,364,133	33,588	6,397,721
12	10	250	35.14	Gas turbine	56.5	0.00004665	0.00001087	3.75	5.58	40,000	316	40,316	6,404,449	13,482	6,417,931
13	10	260	40.54	Gas turbine	56.5	0.00001863	0.00000452	1.49	2.26	40,000	128	40,128	6,444,576	5,347	6,449,923
14	10	270	45.95	Gas turbine	56.5	0.00000747	0.00000186	0.58	0.90	40,000	51	40,051	6,484,627	2,105	6,486,732
15	10	280	51.35	Gas turbine	56.5	0.00000297	0.00000076	0.22	0.36	40,000	20	40,020	6,524,647	809	6,525,456
16	10	290	56.76	Gas turbine	56.5	0.00000115	0.00000031	0.08	0.14	40,000	8	40,008	6,564,655	300	6,564,955
17	10	300	62.16	Gas turbine	56.5	0.00000043	0.00000012	0.03	0.05	40,000	3	40,003	6,604,658	107	6,604,765



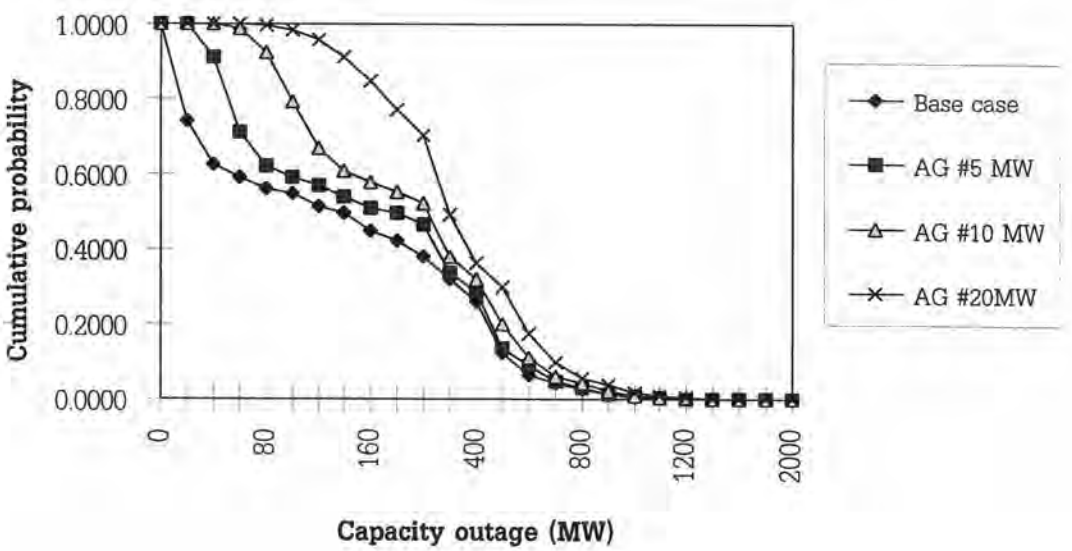
รูปที่ 7.7 ค่าใช้จ่ายในระบบ RBTS

7.3 ผลการวิเคราะห์ระบบ IEEE-RTS

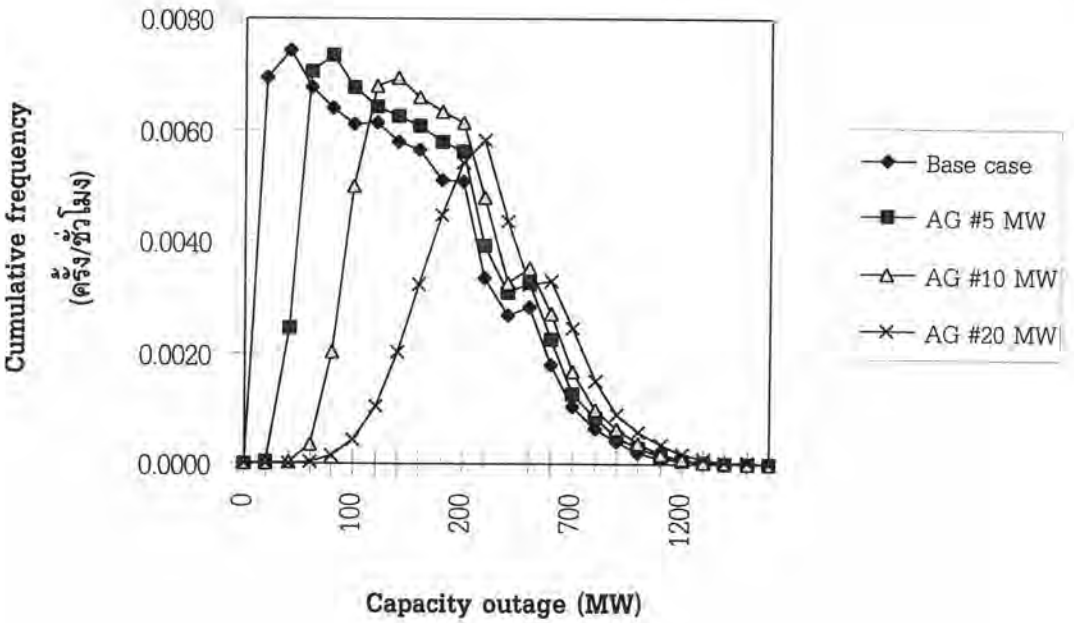
7.3.1 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ IEEE-RTS

ระบบ IEEE-RTS เป็นระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสิ้น 32 เครื่องมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,405 MW และมีโหลดสูงสุดในระบบเท่ากับ 2,850 MW ระบบมีโหลดแฟกเตอร์เท่ากับ 61.4 % ระบบ IEEE-RTS นั้นเป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.4 ถึง ก.6 และข้อมูลของโหลดแสดงดังตารางที่ ก.7 ถึง ก.9 ในภาคผนวก ก โดยผลการทดสอบแสดงได้ดังนี้

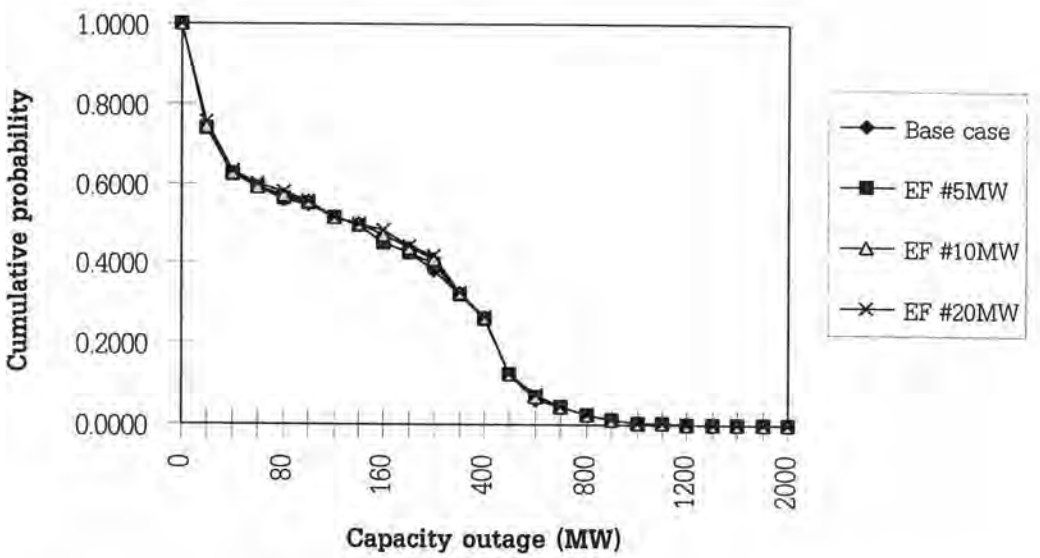
ตารางการขาดกำลังผลิตของระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ ข.5 ในภาคผนวก ข เมื่อพิจารณาผลของการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model และวิธี Efficient round-off model เพื่อที่จะดูผลของค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมของตารางการขาดกำลังผลิตเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน(Base case) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.8 ถึง รูปที่ 7.11



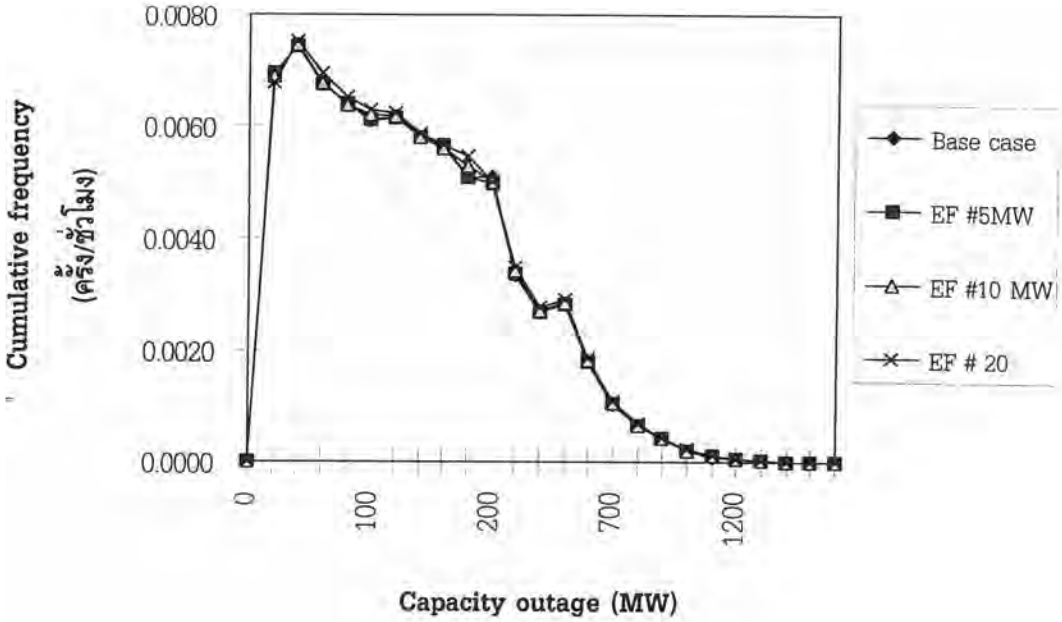
รูปที่ 7.8 กราฟความน่าจะเป็นสะสมในตารางการขาดกำลังผลิตโดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Augmented capacity model ที่ค่า MW increment 5,10 และ 20 MW



รูปที่ 7.9 กราฟความถี่สะสมในตารางการขาดกำลังผลิตโดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Augmented capacity model ที่ค่า MW increment 5,10 และ 20 MW



รูปที่ 7.10 กราฟความน่าจะเป็นสะสมในตารางการขาดกำลังผลิตโดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Efficient round-off model ที่ค่า MW increment 5,10 และ 20 MW



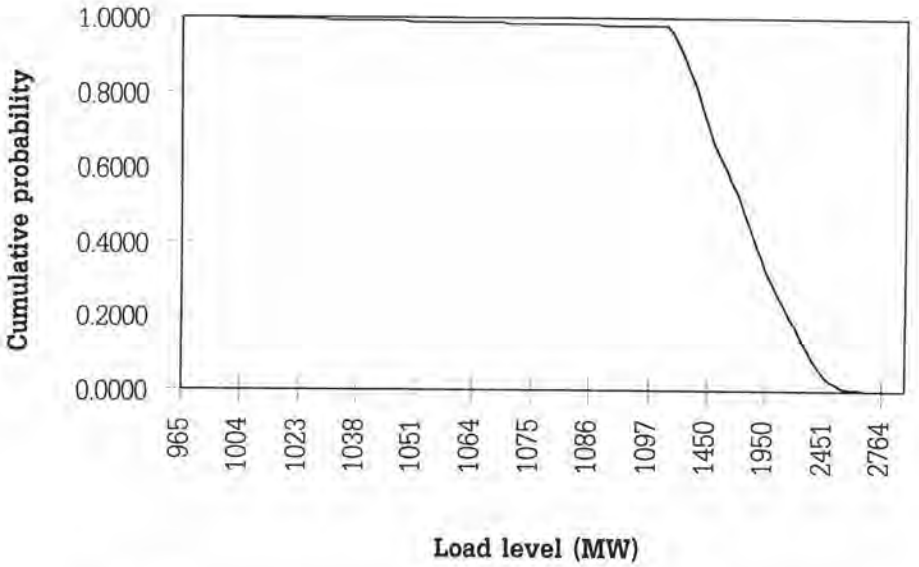
รูปที่ 7.11 กราฟความถี่สะสมในตารางการขาดกำลังผลิตโดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Efficient round-off model ที่ค่า MW increment 5,10 และ 20 MW

หมายเหตุ AG #5 MW หมายถึง การทำราวด์ออฟแบบจำลองโดยใช้วิธี Augmented capacity model โดยใช้ค่า MW increment เท่ากับ 5 MW

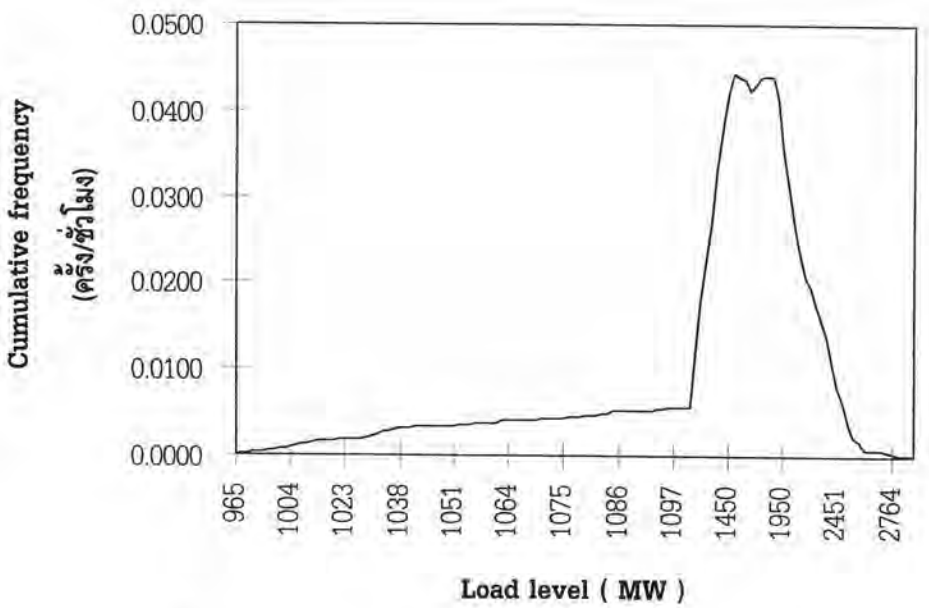
EF #5 MW หมายถึง การทำราวด์ออฟแบบจำลองโดยใช้วิธี Efficient round-off model โดยใช้ค่า MW increment เท่ากับ 5 MW

จากรูปที่ 7.8 ถึงรูปที่ 7.11 จะเห็นว่าการราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model นั้นให้ค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมใกล้เคียงกว่าวิธี Augmented capacity model โดยเฉพาะถ้าใช้ค่า MW increment มีค่ายิ่งมาก ค่าเบี่ยงเบนจากกรณีพื้นฐานก็จะมีค่ามากตามไปด้วยแต่ในกรณีของวิธี Efficient round-off model ซึ่งมีค่าค่อนข้างที่จะใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐานถึงแม้ว่าจะใช้ค่า MW increment มีค่ามากก็ตาม

แบบจำลองโหลดในระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ ข.6 ในภาคผนวก ข เราสามารถนำค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมของโหลดในแบบจำลองโหลดมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.12 และรูปที่ 7.13 ตามลำดับ



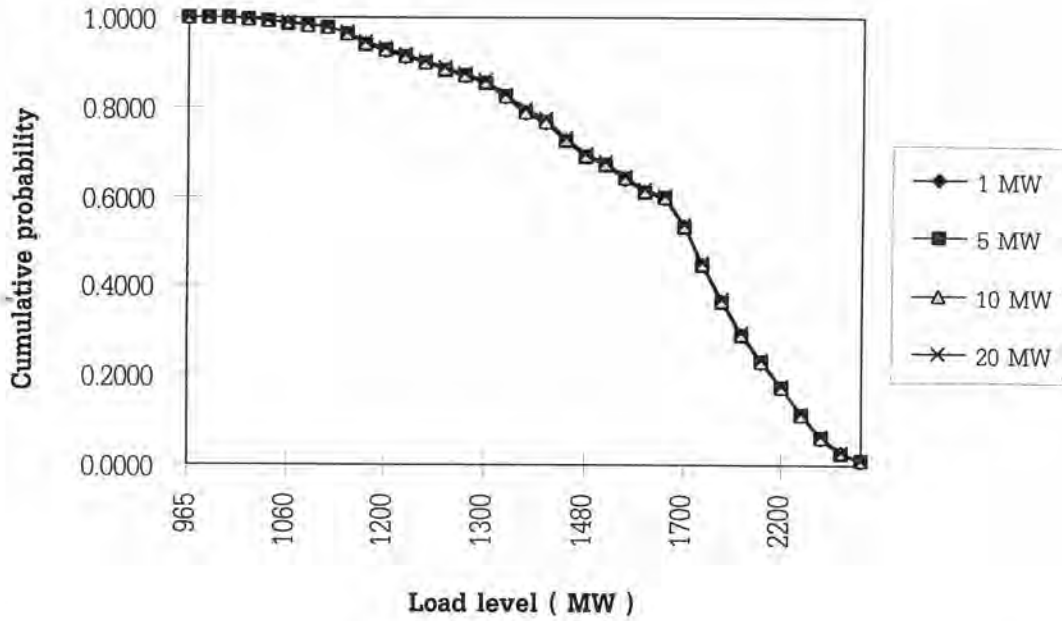
รูปที่ 7.12 กราฟแสดงความน่าจะเป็นสะสมของโหลดในระบบ IEEE-RTS



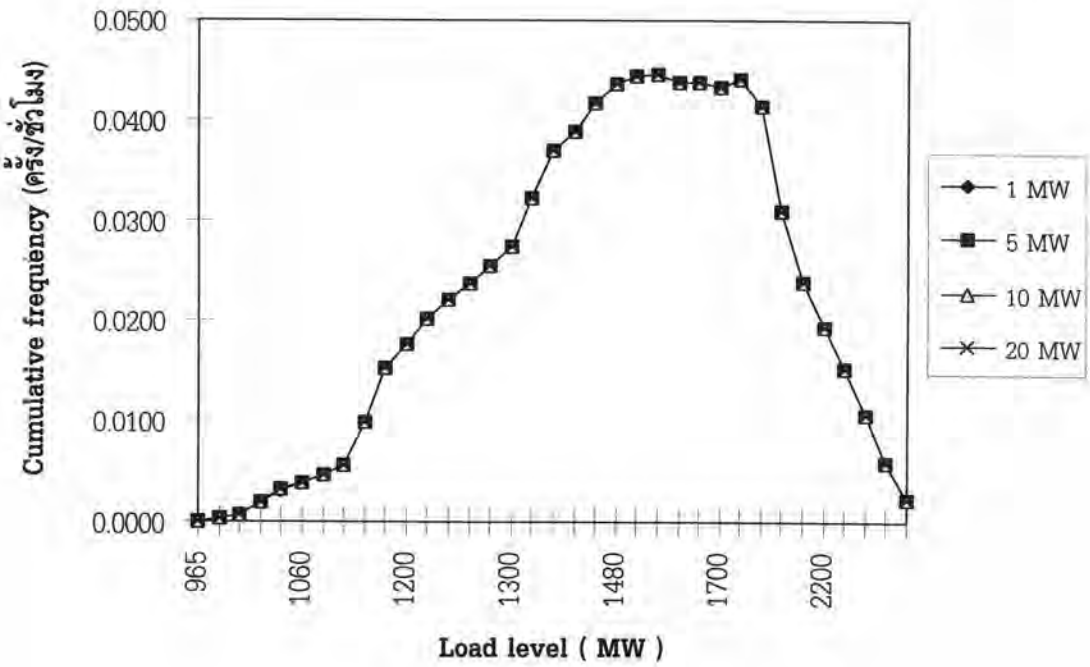
รูปที่ 7.13 กราฟแสดงความถี่สะสมของโหลดในระบบ IEEE-RTS

หากทำการราวด์ออฟแบบจำลองของโหลดโดยใช้วิธีที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่4 โดยใช้ค่า MW increment เท่ากับ 5 ,10 และ 20 MW แล้วนำมาเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน (1 MW) แสดงได้ดังรูปที่ 7.14 และ 7.15 ตามลำดับ ซึ่งจากรูปที่ 7.14 และ 7.15 จะเห็นได้ว่าการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดให้ผล

ของความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมที่ค่อนข้างใกล้เคียงกับกรณีที่ไม่ได้ทำราวด์ออฟแบบจำลองของโหลด



รูปที่ 7.14 กราฟความน่าจะเป็นสะสมของโหลดในระบบ IEEE-RTS ที่ค่า MW increment ต่างๆ



รูปที่ 7.15 กราฟความถี่สะสมของโหลดในระบบ IEEE-RTS ที่ค่า MW increment ต่างๆ

ตาราง Equivalent load ของระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ 7.13 ซึ่งนำมาแสดงเพียงบางส่วนจากตารางที่ ข.7

ตารางที่ 7.13 ตาราง Equivalent load ของระบบ IEEE-RTS

Equivalent load (MW)	Cumulative Probability	Cumulative Frequency
0	0.00107810	0.00023262
1	0.00106915	0.00022993
2	0.00106370	0.00022879
3	0.00105641	0.00022752
4	0.00104833	0.00022562
5	0.00104099	0.00022441
6	0.00103352	0.00022221
7	0.00102771	0.00022135
8	0.00102158	0.00021998
9	0.00101516	0.00021873
10	0.00100958	0.00021798
20	0.00093797	0.00020472
30	0.00086406	0.00018784
40	0.00081102	0.00017903
50	0.00074310	0.00016497
60	0.00068991	0.00015410
70	0.00064057	0.00014388
80	0.00058748	0.00013180
90	0.00054580	0.00012379
100	0.00050392	0.00011531

ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาในการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load แสดงได้ดังตารางที่ 7.14

ตารางที่ 7.14 ดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาในการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load ในระบบ IEEE-RTS

	วิธี			
	(1)	(2)	(3)	(4)
LOLP (pu.)	0.00106915	0.00106891	0.00106915	0.00106891
Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	0.00022993	0.00022992	0.00022993	0.00022992
Duration (ชั่วโมง/ครั้ง)	4.64989	4.64905	4.64989	4.64905
EUE (MWh/ปี)	1172.0010	1171.4965	1172.0010	1171.4965
เวลาในการคำนวณแบบจำลองของโหลด(วินาที)	30	30	30	30
เวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ (วินาที)	598	370	443	277
%ความคลาดเคลื่อนของ LOLP	-	0.0224	-	0.0224
%ความคลาดเคลื่อนของ Frequency	-	0.00435	-	0.00435
%ความคลาดเคลื่อนของ Duration	-	0.01806	-	0.01806
%ความคลาดเคลื่อนของ EUE	-	0.043	-	0.043

หมายเหตุ (1) หมายถึง กรณีพื้นฐาน

(2) หมายถึง กรณีที่ 1 และตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมที่มีค่าน้อยกว่า 10^{-8}

(3) หมายถึง กรณีที่ 1 และตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด

(4) หมายถึง กรณีที่ (2) และกรณีที่ (3) รวมกัน

% ความคลาดเคลื่อนในที่นี้จะเทียบกับกรณีที่ (1)

จากตารางที่ 7.14 จะเห็นได้ว่าวิธีการคำนวณโดยใช้วิธีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมและการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดจะใช้เวลาในการคำนวณเร็วที่สุดโดยความคลาดเคลื่อนยังคงมีค่าไม่มากนัก

หากคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table ดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาในการคำนวณแสดงดังตารางที่ 7.15 การคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table นั้นจะพิจารณากรณีพื้นฐานและกรณีที่ตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}

ตารางที่ 7.15 ดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาในการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table ในระบบ IEEE-RTS

	วิธี	
	(1)	(2)
LOLP (pu.)	0.00106915	0.00106912
Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	0.00022993	0.00022992
Duration (ชั่วโมง/ครั้ง)	4.64989	4.64996
EUE (MWh/ปี)	1171.7715	1171.6981
เวลาในการคำนวณแบบจำลองของโหลด(วินาที)	30	30
เวลาในการคำนวณ ดัชนีความเชื่อถือได้(วินาที)	81	22
%ความคลาดเคลื่อนของ LOLP	-	0.0028
%ความคลาดเคลื่อนของ Frequency	-	0.00435
%ความคลาดเคลื่อนของ Duration	-	0.00154
%ความคลาดเคลื่อนของ EUE	-	0.00626

หมายเหตุ (1) หมายถึง กรณีพื้นฐาน

(2) หมายถึง กรณีที่ 1 และตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมที่มีค่าน้อยกว่า 10^{-8}

% ความคลาดเคลื่อนในที่นี้จะเทียบกับกรณีที่ (1)

จากตารางที่ 7.15 จะเห็นได้ว่าการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table นั้นเร็วกว่าวิธี Equivalent load และผลการคำนวณจากทั้ง 2 วิธีมีค่าใกล้เคียงกัน

พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่คำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.16 และที่คำนวณโดยวิธี Equivalent capacity table แสดงได้ดังตารางที่ 7.17 ตามลำดับ ซึ่งจากตารางที่ 7.16 และ 7.17 จะเห็นได้ว่าผลการคำนวณค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจากทั้ง 2 วิธีมีค่าใกล้เคียงกัน

ตารางที่ 7.16 ค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง โดยใช้วิธี Equivalent load ในระบบ IEEE-RTS

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by unit (MWh/ปี)
1	50	432443.00
2	50	432445.00
3	50	432424.00
4	50	432440.00
5	50	432423.00
6	50	432427.00
7	400	3075076.00
8	400	3067606.00
9	350	2520908.50
10	197	1188627.75
11	197	972501.12
12	197	724690.87
13	155	429917.50
14	155	302581.06
15	155	190072.21
16	155	112429.78
17	100	44265.32
18	100	28403.13
19	100	17566.69
20	76	8669.20
21	76	5701.31
22	76	3628.15
23	76	2267.76
24	12	267.25
25	12	246.91
26	12	227.97
27	12	209.72
28	12	193.30
29	20	264.40
30	20	232.62
31	20	204.74
32	20	180.62

ตารางที่ 7.17 ค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ในระบบ IEEE-RTS

Unit	Capacity (MW)	Expected Energy Supplied by unit (MWh/ปี)
1	50	432453.00
2	50	432439.00
3	50	432415.00
4	50	432520.00
5	50	432438.00
6	50	432420.00
7	400	3075106.00
8	400	3067586.50
9	350	2520870.00
10	197	1188659.25
11	197	972467.62
12	197	724685.62
13	155	429920.93
14	155	302569.43
15	155	190055.96
16	155	112418.73
17	100	44261.24
18	100	28400.59
19	100	17564.47
20	76	8669.32
21	76	5699.84
22	76	3627.35
23	76	2267.18
24	12	267.47
25	12	246.89
26	12	227.87
27	12	209.62
28	12	193.23
29	20	264.27
30	20	232.52
31	20	204.66
32	20	180.57

หากทำการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model และวิธี Efficient round-off model และการราวด์ออฟแบบจำลองของโหลดเพื่อที่จะดูผลของความคลาดเคลื่อนและเวลาที่ใช้ในการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load และวิธี Equivalent capacity table โดยความคลาดเคลื่อนสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 7.1

$$\%error = \frac{|exact - approximate|}{exact} \times 100 \qquad (7.1)$$

เมื่อ ค่า exact คือ ผลดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีพื้นฐานโดยใช้ค่า MW increment เท่ากับ 1 MW

ค่า approximate คือ ผลดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้รับจากการทำราวด์ออฟแบบจำลองโดยใช้ค่า MW increment ที่ค่าต่างๆ

ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะแสดงในหัวข้อถัดไป

7.3.1.1 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load

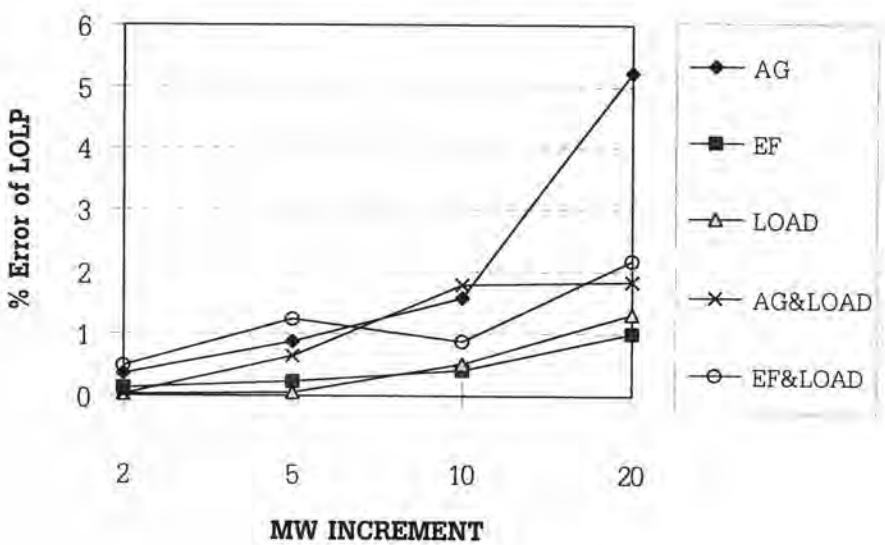
ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และเวลาในการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load ร่วมกับแบบจำลองที่ทำการราวด์ออฟสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.18 ถึง 7.25

ตารางที่ 7.18 ผลของดัชนี LOLP และ เปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนของดัชนี LOLP โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆโดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	0.00107858 (0.882)	0.00108604 (1.579)	0.00112499 (5.222)
Efficient round-off model	0.00107159 (0.228)	0.00107352 (0.408)	0.00107983 (0.998)
Round-off load model	0.00106849 (0.061)	0.00107457 (0.507)	0.00108314 (1.308)
Augmented capacity model and round-off load model	0.00106218 (0.652)	0.00105019 (1.773)	0.00104963 (1.825)
Efficient round-off model and round-off load model	0.00105601 (1.229)	0.00107855 (0.879)	0.00104598 (2.167)

หมายเหตุ ตัวเลขในวงเล็บคือค่าเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อน

จากข้อมูลในตารางที่ 7.18 ค่าเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.16



รูปที่ 7.16 กราฟแสดงความคลาดเคลื่อนของดัชนี LOLP โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองวิธีต่างๆ

จากรูปที่ 7.16 จะเห็นได้ว่าการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model นั้น ค่าดัชนี LOLP มีค่าความคลาดเคลื่อนมากที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีอื่นๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าใช้ค่า MW increment เท่ากับ 20 MW ซึ่งมีค่ามากกว่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่เล็กที่สุดในระบบ(12 MW) โดยการทำราวด์ออฟโดยใช้วิธี Augmented capacity model หรือวิธี Efficient round-off model ร่วมกับการทำราว์ดออฟแบบจำลองโหลดจะให้ค่าความเคลื่อนของดัชนี LOLP ใกล้เคียงกัน ส่วนการทำราวด์ออฟโดยใช้วิธี Efficient round-off model หรือการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดอย่างเดียวเท่านั้นจะให้ค่าความคลาดเคลื่อนของดัชนี LOLP น้อยที่สุด

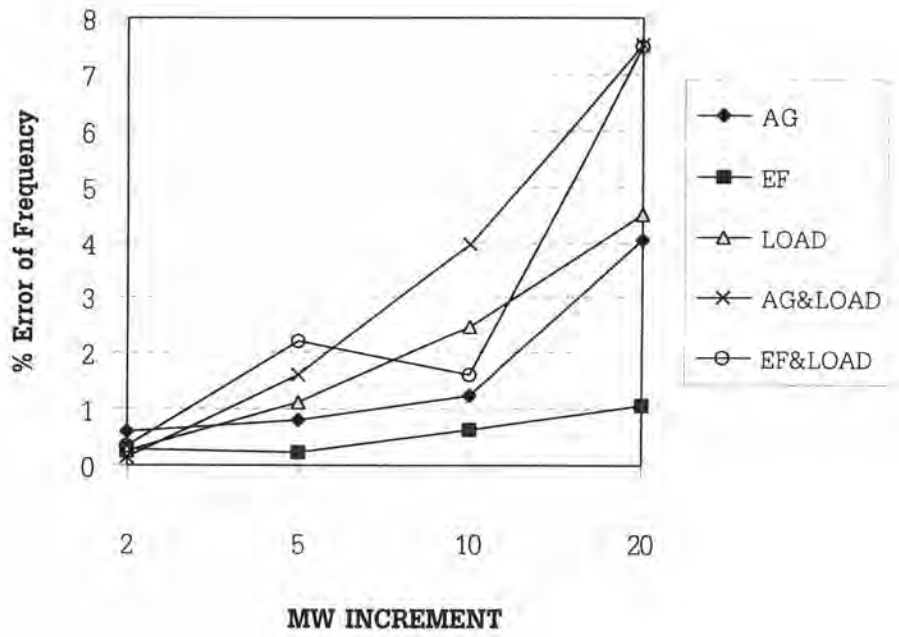
ตารางที่ 7.19 ผลของดัชนี Frequency และเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนของดัชนี Frequency โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆโดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	0.00023179 (0.808)	0.00023274 (1.222)	0.00023925 (4.053)
Efficient round-off model	0.00023045 (0.226)	0.00023135 (0.617)	0.00023234 (1.048)
Round-off load model	0.00022733 (1.13)	0.00022429 (2.453)	0.00021955 (4.514)
Augmented capacity model and round-off load model	0.00022625 (1.6)	0.00022084 (3.953)	0.00021267 (7.506)
Efficient round-off model and round-off load model	0.00022483 (2.218)	0.00022623 (1.609)	0.00021271 (7.489)

หมายเหตุ ตัวเลขในวงเล็บคือค่าเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อน

จากข้อมูลในตารางที่ 7.19 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.17

จากรูปที่7.17 จะเห็นได้ว่าดัชนี Frequency นั้นจะมีค่าความคลาดเคลื่อนมากหากใช้วิธี Augmented capacity model หรือ Efficient round-off model ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดรองลงมาก็เป็นการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลด และการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model ตามลำดับ และจะเห็นว่าการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model นั้น ให้ความคลาดเคลื่อนของดัชนี Frequency น้อยที่สุด



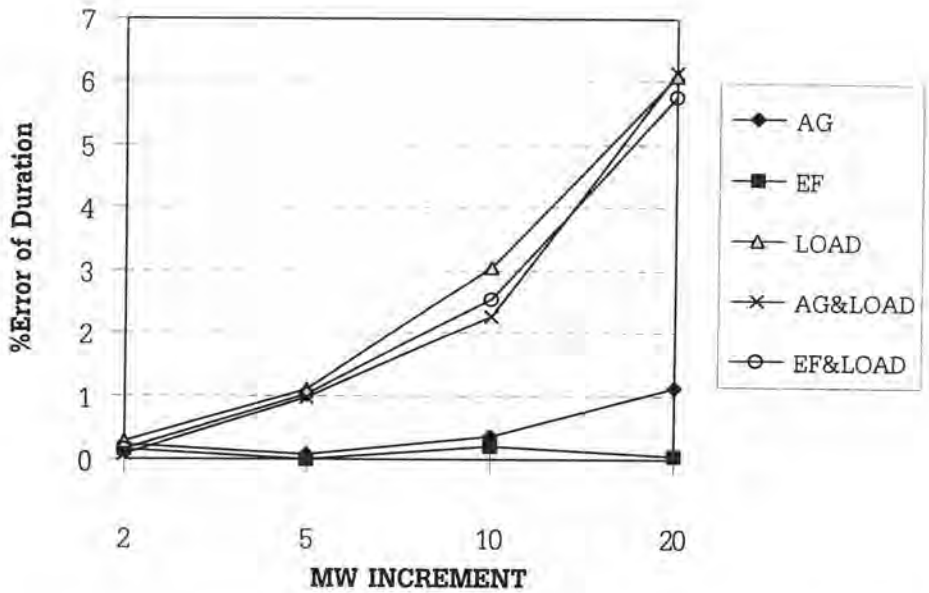
รูปที่ 7.17 กราฟแสดงความคลาดเคลื่อนของดัชนี Frequency โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองวิธีต่างๆ

ตารางที่ 7.20 ผลของดัชนี Duration และ เปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนของดัชนี Duration โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆโดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	4.65326 (0.072)	4.66632 (0.353)	4.70215 (1.124)
Efficient round-off model	4.64998 (0.002)	4.64024 (0.208)	4.64762 (0.049)
Round-off load model	4.70017 (1.081)	4.79098 (3.034)	4.93345 (6.098)
Augmented capacity model and round-off load model	4.69471 (0.964)	4.75543 (2.270)	4.93548 (6.142)
Efficient round-off model and round-off load model	4.69692 (1.011)	4.76749 (2.529)	4.91739 (5.753)

หมายเหตุ ตัวเลขในวงเล็บคือค่าเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อน

จากข้อมูลในตารางที่ 7.20 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.18



รูปที่ 7.18 กราฟแสดงความคลาดเคลื่อนของดัชนี Duration โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองวิธีต่างๆ

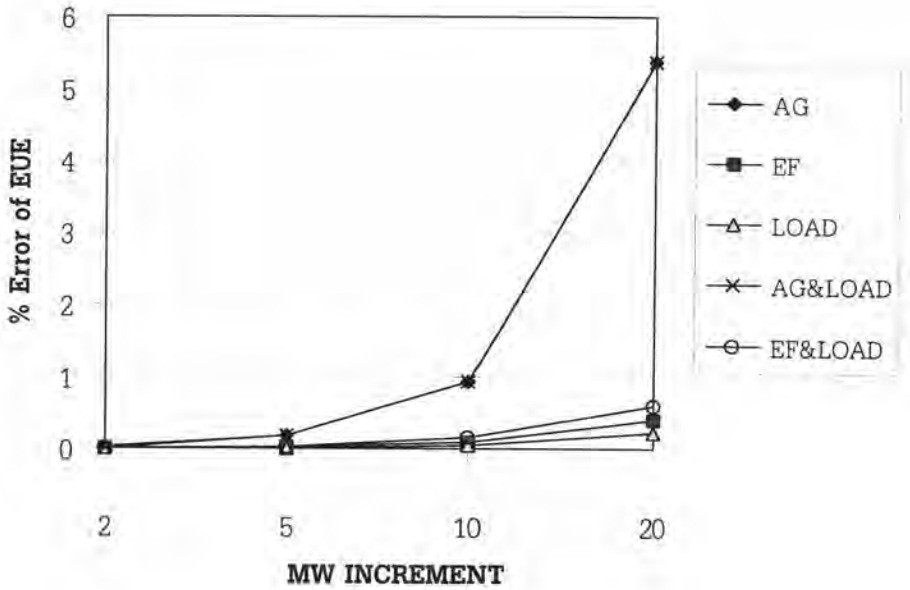
จากรูปที่ 7.18 จะเห็นได้ว่าการทำราวด์ออฟโดยใช้วิธี Efficient round-off model จะให้ผลของดัชนี Duration น้อยที่สุดและรองลงมาคือการทำราวด์ออฟโดยใช้วิธี Augmented capacity model โดยค่าความคลาดเคลื่อนของอีก 3 วิธีที่เหลือนั้นจะมีค่าใกล้เคียงกัน ค่าความคลาดเคลื่อนของดัชนี Duration นั้นทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับค่าดัชนี LOLP และดัชนี Frequency เป็นสำคัญ

ตารางที่ 7.21 ผลของดัชนี EUE และเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อนของดัชนี EUE
โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆโดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	1174.2041 (0.188)	1183.0657 (0.944)	1235.0281 (5.377)
Efficient round-off model	1172.1652 (0.014)	1172.9453 (0.08)	1176.6251 (0.394)
Round-off load model	1172.1281 (0.011)	1172.6473 (0.055)	1174.5477 (0.217)
Augmented capacity model and round-off load model	1174.2035 (0.188)	1183.0657 (0.944)	1235.0326 (5.37)
Efficient round-off model and round-off load model	1172.1676 (0.014)	1173.8295 (0.156)	1179.1354 (0.608)

หมายเหตุ ตัวเลขในวงเล็บคือค่าเปอร์เซนต์ความคลาดเคลื่อน

จากข้อมูลในตารางที่ 7.21 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.19



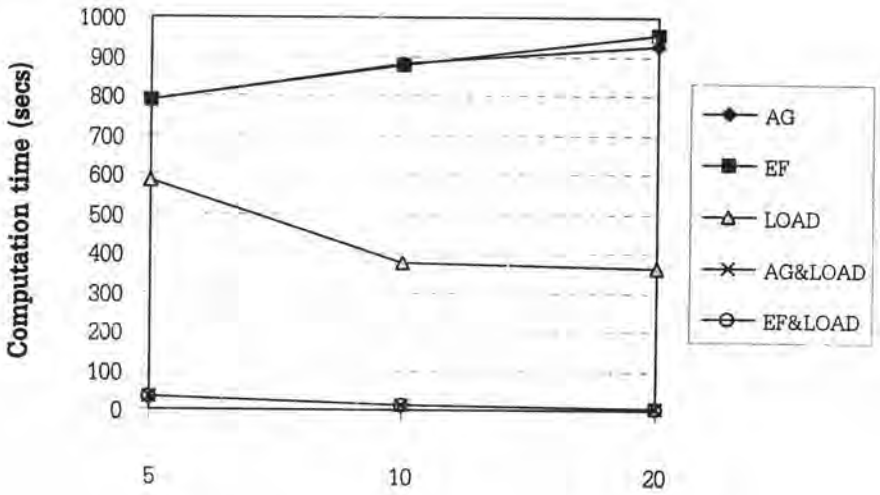
รูปที่ 7.19 กราฟแสดงความคลาดเคลื่อนของดัชนี EUE โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองวิธีต่างๆ

จากรูปที่ 7.19 จะเห็นว่าดัชนี EUE จะมีค่าความคลาดเคลื่อนสูงหากใช้การทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Augmented capacity model หรือวิธี Efficient round-off model ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลด ส่วนการทำราวด์ออฟโดยใช้วิธีอื่นๆ นั้นให้ผลความคลาดเคลื่อนของดัชนี EUE ค่อนข้างน้อย

ตารางที่ 7.22 เวลาในการคำนวณ (วินาที) โดยใช้วิธี Equivalent load ในกรณีที่ไม่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} และการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดร่วมกับการราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆ โดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW Increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	788	880	926
Efficient round-off model	787	876	954
Round-off load model	582	377	362
Augmented capacity model and round-off load model	33	11	5
Efficient round-off model and round-off load model	32	11	5

จากข้อมูลในตารางที่ 7.22 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.20

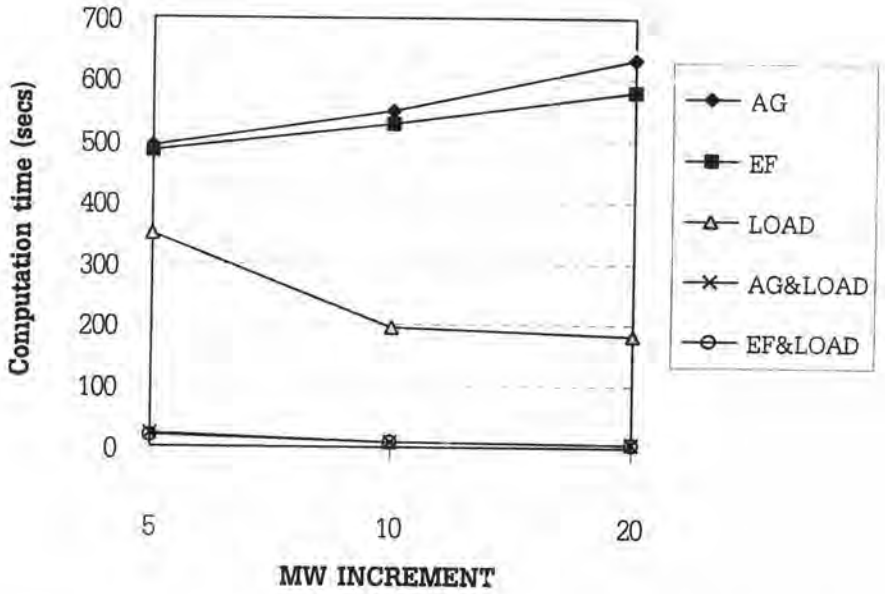


รูปที่ 7.20 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณเวลาในกรณีที่ไม่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} และการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดโดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆ

ตารางที่ 7.23 เวลาในการคำนวณ (วินาที) ในกรณีที่ตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} โดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	492	549	632
Efficient round-off model	483	528	579
Round-off load model	350	196	181
Augmented capacity model and round-off load model	20	8	4
Efficient round-off model and round-off load model	19	8	4

จากข้อมูลในตารางที่ 7.23 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.21

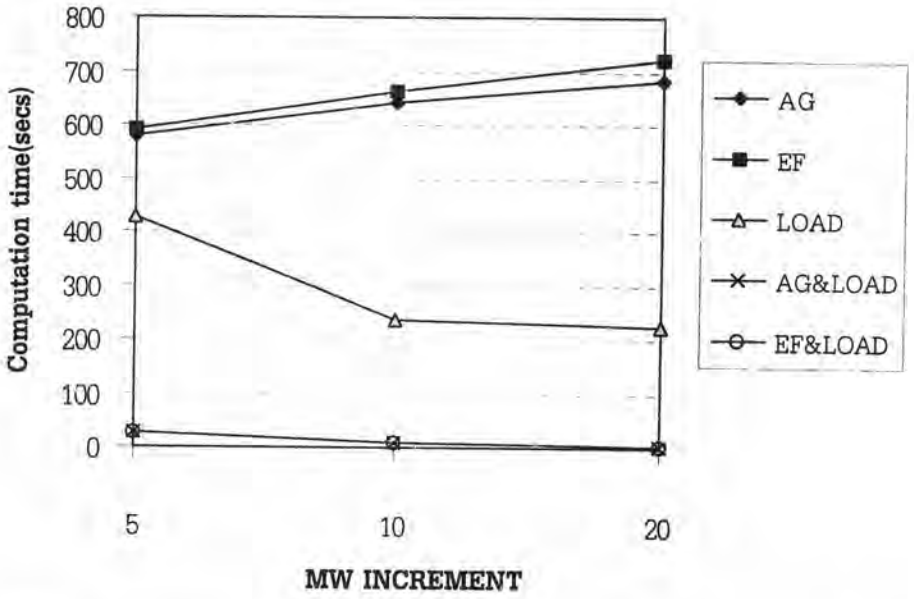


รูปที่ 7.21 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณในกรณีที่ตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆ

ตารางที่ 7.24 เวลาในการคำนวณ (วินาที) ในกรณีที่มีการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด โดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	580	642	684
Efficient round-off model	590	662	722
Round-off load model	427	237	224
Augmented capacity model and round-off load model	26	9	4
Efficient round-off model and round-off load model	27	9	4

จากข้อมูลในตารางที่ 7.24 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.22

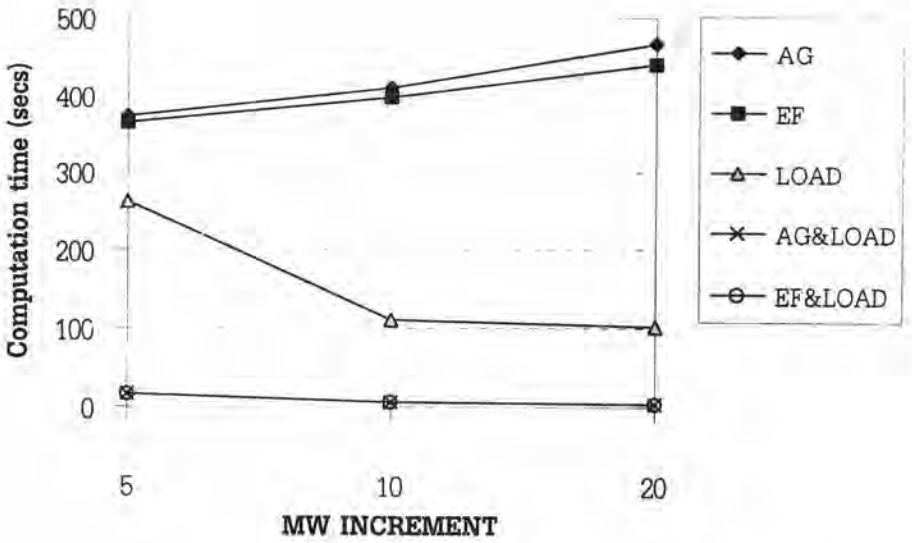


รูปที่ 7.22 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณในกรณีที่มีการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด โดยใช้การราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆ

ตารางที่ 7.25 เวลาในการคำนวณ (วินาที) ในกรณีที่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} และการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดโดยใช้วิธี Equivalent load

วิธีการราวด์ออฟแบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capacity model	372	410	468
Efficient round-off model	364	398	440
Round-off load model	262	112	102
Augmented capacity model and round-off load model	17	6	4
Efficient round-off model and round-off load model	17	6	4

จากข้อมูลในตารางที่ 7.25 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.23



รูปที่ 7.23 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณในกรณีที่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสม และความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} และการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด โดยใช้การทำราวด์ออฟแบบจำลองแบบต่างๆ

จากรูปที่7.20 จะเห็นว่าเวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้นั้นวิธีการทำราวด์ออฟแบบ Augmented capacity model หรือวิธี Efficient round-off model ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดนั้นเวลาที่ใช้ในการคำนวณรวดเร็วที่สุดรองลงมาคือวิธีการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลด โดยวิธีที่ใช้เวลาในการคำนวณนานที่สุดคือวิธี Augmented capacity model และวิธี Efficient round-off model ซึ่งจะใช้เวลานานกว่าการไม่ทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งนี้สามารถอธิบายได้ว่า การทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยไม่ได้ทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดด้วยนั้น หากคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load นั้นจะทำให้จำนวณสถานะของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าไปในแบบจำลองโหลดนั้นมีค่ามากขึ้นนั่นเอง ดังนั้นหากต้องการเวลาในคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้รวดเร็วมากยิ่งขึ้นก็ควรต้องทำการราวด์ออฟแบบจำลองโหลดด้วยทั้งนี้เพราะว่าสถานะในแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสถานะในแบบจำลองโหลดนั้นต่างมีค่าเป็นตัวประกอบร่วมของค่า MW increment ที่เลือก อย่างไรก็ตามดังที่ได้กล่าวไปแล้วหากทำการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าร่วมกับการทำราวด์ออฟโหลดนั้นค่าความคลาดเคลื่อนจะมีค่าค่อนข้างสูงซึ่งปัญหาในส่วนนี้สามารถแก้ไขได้โดยการใช้วิธี Equivalent capacity table ซึ่งจะแสดงในหัวข้อถัดไป และจากรูปที่ 7.21 ถึง 7.23 จะเห็นว่าการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการตัดความน่าจะเป็นและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} หรือการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด หรือใช้ทั้ง 2 วิธีร่วมกัน จะทำให้การคำนวณเป็นไปอย่างรวดเร็วมากยิ่งขึ้น

จากผลความเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ IEEE-RTS ที่ได้แสดงไปแล้วจะพบว่าการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model นั้นให้ค่าความคลาดเคลื่อนน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีอื่นๆ และดัชนีที่มีความคลาดเคลื่อนน้อยที่สุดคือ ดัชนี Duration และ ดัชนี EUE เมื่อเทียบกับดัชนี LOLP และดัชนี Frequency (วิธี Efficient round-off model)

7.3.1.2 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

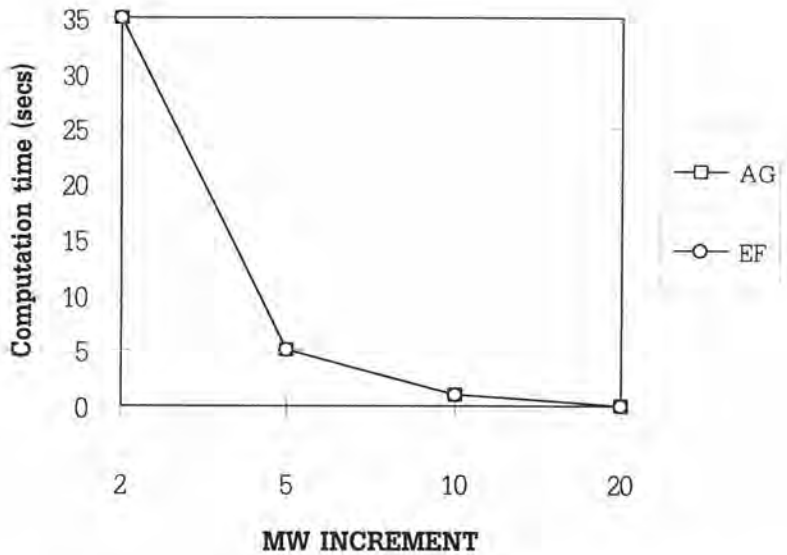
ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับแบบจำลองที่ทำการราวด์ออฟนั้น ผลของดัชนีความเชื่อถือได้จะใกล้เคียงกับการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent load เพียงแต่เวลาในการคำนวณเท่านั้นที่แตกต่างกัน ดังนั้นในที่นี้จะแสดงผลของเวลาในการคำนวณเท่านั้น โดยสามารถแสดงได้ตารางที่ 7.26 และ 7.27

จากตารางที่ 7.26 และ 7.27 แสดงเปรียบเทียบเวลาการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้การทำราวด์ออฟวิธี Augmented capacity model และ Efficient round-off model ซึ่งรวดเร็วกว่าวิธี Equivalent load ซึ่งนำแสดงผลไว้ในตารางที่ 7.15

ตารางที่ 7.26 เวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capcity model	5	1	<1
Efficient round-off model	5	1	<1

จากข้อมูลในตารางที่ 7.26 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.24

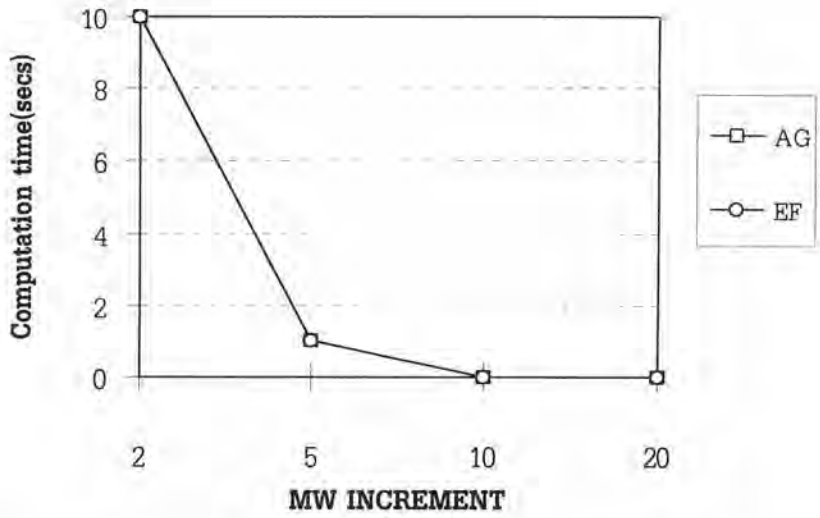


รูปที่ 7.24 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

ตารางที่ 7.27 เวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ในกรณีที่ตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}

วิธีการราวด์แบบจำลอง	MW increment		
	5	10	20
Augmented capcity model	1	<1	<1
Efficient round-off model	1	<1	<1

จากข้อมูลในตารางที่ 7.27 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.25



รูปที่ 7.25 กราฟแสดงเวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table และตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}

จากรูปที่ 7.24 และ 7.25 จะเห็นได้ว่าการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Augmented capacity model หรือ Efficient round-off model นั้นจะใช้เวลาในการคำนวณเท่ากัน อย่างไรก็ตามการทำราวด์ออฟวิธี Efficient round-off model นั้นจะให้ผลความคลาดเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้น้อยกว่าวิธี Augmented capacity model ดังนั้นเราสามารถสรุปได้ว่าวิธีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model นั้นจะให้ผลของความคลาดเคลื่อนน้อยที่สุดอีกทั้งเวลาที่ใช้ในการคำนวณยังรวดเร็วอีกด้วย

7.3.2 ผลของการ Deconvolution ต่อดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ IEEE-RTS

จากวิธีที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 5 ในหัวข้อที่ 5.9 เพื่อพิจารณาผลของการ Deconvolution ต่อดัชนีความเชื่อได้ว่ามีค่าใกล้เคียงกับตอนที่เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบหรือไม่ โดยผลของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทีละเครื่องแสดงได้ดังตารางที่ 7.28 และผลของการ Deconvolution ของระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ 7.29 ตามลำดับซึ่งจะเรียงลำดับการ Deconvolution จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องสุดท้ายมาจนถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องแรก

ตารางที่ 7.28 ดัชนีความเชื่อถือได้หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
โดยใช้วิธี Equivalent load ในระบบ IEEE-RTS

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
1	50	1.00000000	0.00000000	14860271.00	432443.00
2	50	1.00000000	0.00000000	14427826.00	432445.00
3	50	1.00000000	0.00000000	13995402.00	432424.00
4	50	1.00000000	0.00000000	13562962.00	432440.00
5	50	1.00000000	0.00000000	13130539.00	432423.00
6	50	1.00000000	0.00000000	12698112.00	432427.00
7	400	1.00000000	0.00000000	9623036.00	3075076.00
8	400	0.98307186	0.00429927	6555430.00	3067606.00
9	350	0.79459661	0.03155914	4034521.50	2520908.50
10	197	0.66802710	0.03715604	2845893.75	1188627.75
11	197	0.52036512	0.04299071	1873392.62	972501.12
12	197	0.38047743	0.03389711	1148701.75	724690.87
13	155	0.28287143	0.02896219	718784.25	429917.50
14	155	0.18778096	0.02269502	416203.18	302581.06
15	155	0.11393843	0.01497415	226130.96	190072.21
16	155	0.06473938	0.00925709	113701.17	112429.78

ตารางที่ 7.28 (ต่อ)

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
17	100	0.04245619	0.00645648	69435.85	44265.32
18	100	0.02682396	0.00428292	41032.71	28403.13
19	100	0.01629371	0.00275809	23466.02	17566.69
20	76	0.01080045	0.00188149	14796.82	8669.20
21	76	0.00691964	0.00126453	9095.50	5701.31
22	76	0.00438122	0.00083198	5467.35	3628.15
23	76	0.00269314	0.00052811	3199.58	2267.76
24	12	0.00248811	0.00049408	2932.32	267.25
25	12	0.00230439	0.00046223	2685.41	246.91
26	12	0.00212381	0.00043677	2457.43	227.97
27	12	0.00195336	0.00039556	2247.71	209.72
28	12	0.00179456	0.00036831	2054.40	193.30
29	20	0.00158662	0.00033090	1789.99	264.40
30	20	0.00139367	0.00029085	1557.37	232.62
31	20	0.00122480	0.00025879	1352.63	204.74
32	20	0.00106915	0.00022993	1172.00	180.62

ตารางที่ 7.29 ผลของการ Deconvolution ในระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธี Equivalent load

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
32	20	0.00122480	0.00025879	1352.63	-180.62
31	20	0.00139367	0.00029085	1557.37	-204.74
30	20	0.00158663	0.00033090	1789.99	-232.62
29	20	0.00179456	0.00036831	2054.40	-264.40
28	12	0.00195336	0.00039556	2247.71	-193.30
27	12	0.00212381	0.00043677	2457.43	-209.72
26	12	0.00230439	0.00046223	2685.41	-227.97
25	12	0.00248811	0.00049408	2932.32	-246.91
24	12	0.00269314	0.00052811	3199.58	-267.25
23	76	0.00438122	0.00083198	5467.35	-2267.76
22	76	0.00691964	0.00126453	9095.50	-3628.15
21	76	0.01080045	0.00188149	14796.82	-5701.31
20	76	0.01629371	0.00275809	23466.02	-8669.20
19	100	0.02682396	0.00428293	41032.71	-17566.69
18	100	0.04245619	0.00645647	69435.85	-28403.14
17	100	0.06473938	0.00925709	113701.15	-44265.29

ตารางที่ 7.29 (ต่อ)

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
16	155	0.11393843	0.01497415	226131.00	-112429.84
15	155	0.18778096	0.02269502	416203.21	-190072.21
14	155	0.28287143	0.02896220	718784.25	-302581.03
13	155	0.38047740	0.03389710	1148701.25	-429917.00
12	197	0.52036512	0.04299071	1873392.00	-724690.75
11	197	0.66802704	0.03715601	2845893.75	-972501.75
10	197	0.79459661	0.03155914	4034521.50	-1188627.75
9	350	0.98307174	0.00429927	6555429.50	-2520908.00
8	400	1.00000000	0.00000000	9623035.00	-3067605.50
7	400	1.00000000	0.00000000	12698116.00	-3075081.00
6	50	1.00000000	0.00000000	13130539.00	-432423.00
5	50	1.00000000	0.00000000	13562963.00	-432424.00
4	50	1.00000000	0.00000000	13995405.00	-432442.00
3	50	1.00000000	0.00000000	14427826.00	-432421.00
2	50	1.00000000	0.00000000	14860270.00	-432444.00
1	50	1.00000000	0.00000000	15292710.00	-432440.00

หมายเหตุ ค่า Expected Energy Supplied by Unit มีค่าติดลบเพราะเป็นค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นๆนั่นเอง

จากตารางที่ 7.29 หากเปรียบเทียบกับตารางที่ 7.28 จะพบว่า ดัชนีความเชื่อถือได้หลังจากการ Deconvolution มีค่าใกล้เคียงกับตอนที่เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่นหลังจาก Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 20 MW เครื่องที่ 32 ออกจากระบบ LOLP = 0.00122480 pu. Frequency = 0.00025879 ครั้ง/ชั่วโมง EUE = 1,352.63 MWh/ปี และ EES = -180.62 MWh/ปี ซึ่งมีค่าเท่ากับดัชนีความเชื่อถือได้ของการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 31 เข้าไปในระบบดังตารางที่ 7.28 หาก Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Equivalent capacity table ผลการคำนวณแสดงได้ดังตารางที่ 7.30

ตารางที่ 7.30 ผลของการ Deconvolution ในระบบ IEEE-RTS โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
32	20	0.00122480	0.00025879	1352.34	-180.57
31	20	0.00139367	0.00029085	1557.00	-204.66
30	20	0.00158662	0.00033090	1789.53	-232.52
29	20	0.00179456	0.00036831	2053.80	-264.27
28	12	0.00195336	0.00039556	2247.03	-193.23
27	12	0.00212381	0.00043677	2456.65	-209.62
26	12	0.00230439	0.00046223	2684.53	-227.87
25	12	0.00248810	0.00049408	2931.42	-246.89
24	12	0.00269314	0.00052811	3198.89	-267.47
23	76	0.00438122	0.00083198	5466.08	-2267.18
22	76	0.00691964	0.00126453	9093.43	-3627.35
21	76	0.01080046	0.00188149	14793.28	-5699.84
20	76	0.01629372	0.00275809	23462.60	-8669.32
19	100	0.02682398	0.00428292	41027.08	-17564.47
18	100	0.04245621	0.00645648	69427.67	-28400.59
17	100	0.06473947	0.00925709	113688.91	-44261.23

ตารางที่ 7.30 (ต่อ)

Unit	Capacity (MW)	LOLP (pu.)	Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	EUE (MWh/ปี)	Expected Energy Supplied by Unit (MWh/ปี)
16	155	0.11393864	0.01497414	226107.65	-112418.74
15	155	0.18778138	0.02269502	416163.62	-190055.96
14	155	0.28287223	0.02896219	718733.06	-302569.43
13	155	0.38047859	0.03389710	1148654.00	-429920.93
12	197	0.52036673	0.04299070	1873339.37	-724685.37
11	197	0.66802847	0.03715603	2845807.00	-972467.62
10	197	0.79459697	0.03155913	4034466.50	-1188659.50
9	350	0.98307139	0.00429927	6555337.00	-2520870.50
8	400	1.00000000	0.00000000	9622923.00	-3067586.00
7	400	1.00000000	0.00000000	12698029.00	-3075106.00
6	50	1.00000000	0.00000000	13130449.00	-432420.00
5	50	1.00000000	0.00000000	13562887.00	-432438.00
4	50	1.00000000	0.00000000	13995407.00	-432520.00
3	50	1.00000000	0.00000000	14427823.00	-432416.00
2	50	1.00000000	0.00000000	14860262.00	-432439.00
1	50	1.00000000	0.00000000	15292717.00	-432455.00

จากตารางที่ 7.30 เมื่อเปรียบเทียบกับตารางที่ 7.29 จะเห็นได้ว่ามีค่าใกล้เคียงกันมากและมีค่าใกล้เคียงกับผลของวิธี Equivalent load นอกจากนั้นยังแสดงให้เห็นว่าเสถียรภาพในเชิงเลข (Numerical stability) ของการทำ Deconvolution ดังกล่าวอยู่ในขั้นดี

7.3.3 การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับและค่ากำลังผลิตสำรองในระบบ IEEE-RTS

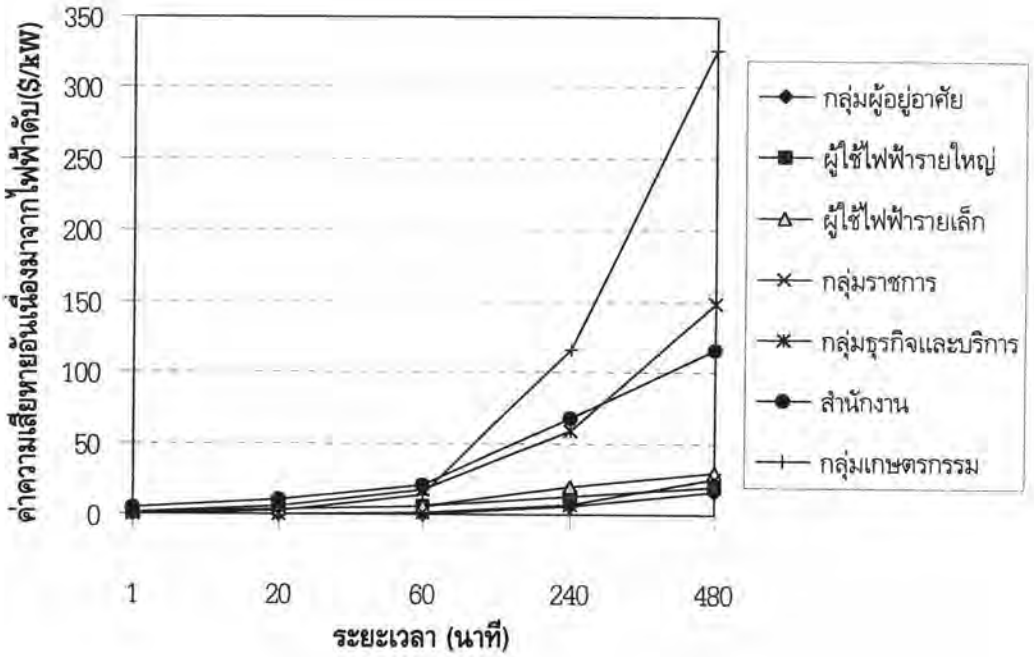
การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับและค่ากำลังผลิตสำรองในระบบ IEEE-RTS สามารถคำนวณได้ในทำนองเดียวกันกับระบบ RBTS โดยจะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซเทอร์ไบน์ขนาด 25 MW เข้าไปในระบบหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครบทั้ง 32 เครื่องเรียบร้อยแล้ว โดยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซเทอร์ไบน์ดังกล่าวแสดงได้ดังตารางที่ ก.6 ในภาคผนวก ก และข้อมูลค่าใช้จ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเครื่องแสดงได้ดังตารางที่ ก.5 ในภาคผนวก ก โดยกำหนดให้ค่าใช้จ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซเทอร์ไบน์ขนาด 25 MW เป็นแบบเดียวกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซเทอร์ไบน์ขนาด 20 MW

แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทในระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ 7.31 [20]

ตารางที่ 7.31 แบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS ($/kW)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาไฟดับ				
	1 นาที	20 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
กลุ่มผู้อยู่อาศัย	0.00	0.09	0.56	5.17	15.47
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	1.47	3.52	5.68	12.91	18.97
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็ก	0.72	3.38	5.27	19.66	29.37
กลุ่มราชการ	0.04	0.36	1.45	6.35	25.23
กลุ่มธุรกิจและบริการ	0.86	5.29	16.54	58.66	148.00
สำนักงาน	4.65	9.61	20.50	67.00	116.12
กลุ่มเกษตรกรรม	0.03	2.80	14.00	116.08	326.80

เราสามารถนำข้อมูลแบบจำลองความเสียหายในตารางที่ 7.31 มาแสดงได้ดังรูปที่ 7.26



รูปที่ 7.26 แบบจำลองความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของระบบ IEEE-RTS ทั้งในส่วนของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานไฟฟ้าที่ใช้แสดงได้ดังตารางที่ 7.32 [20]

ตารางที่ 7.32 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของระบบ IEEE-RTS

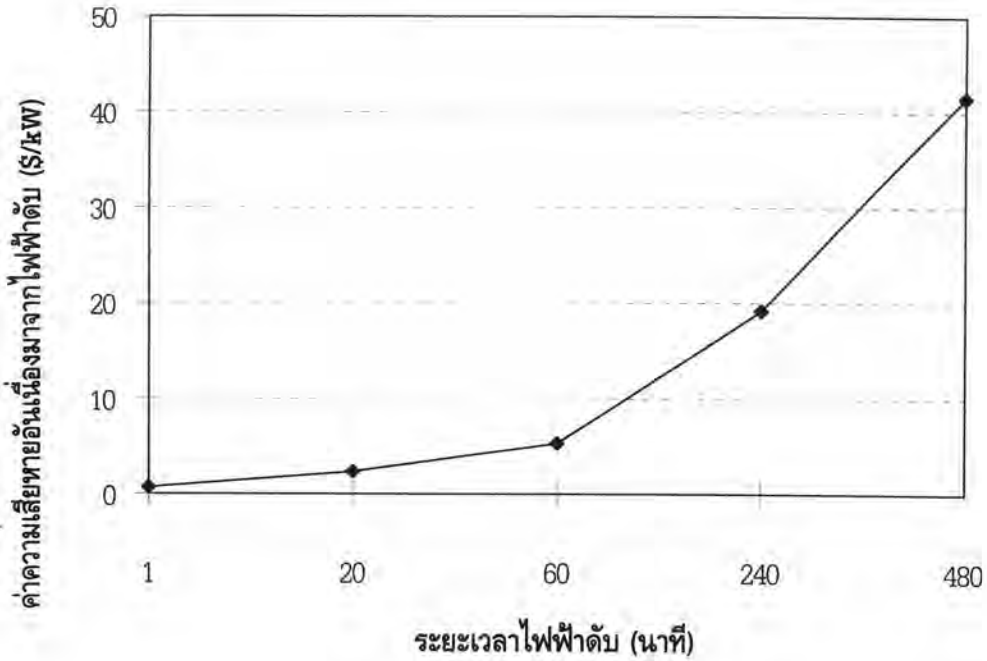
ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	% ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (MW)	% ค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (MW)
กลุ่มผู้อยู่อาศัย	31.0	34.0
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	31.0	30.0
ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็ก	19.0	14.0
กลุ่มราชการ	5.5	6.0
กลุ่มธุรกิจและบริการ	9.0	10.0
สำนักงาน	2.0	2.0
กลุ่มเกษตรกรรม	2.5	4.0
รวม	100.0	100.0

ทำการคำนวณหาแบบจำลองความเสียหายโดยรวม (CCDF) ของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS โดยคำนวณในทำนองเดียวกันกับระบบ RBTS ซึ่งเมื่อคำนวณเสร็จแล้วจะได้ค่าดังตารางที่ 7.33

ตารางที่ 7.33 แบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

ระบบ IEEE-RTS	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ				
	1 นาที	20 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ ($/kW)	0.73	2.42	5.27	19.22	41.45

ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 7.33 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.27



รูปที่ 7.27 แบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

แบบจำลองของโหลดที่ใช้ในการคำนวณค่าอัตราพลังงานไฟฟ้าดับแสดงได้ดังตารางที่ 7.34[21] โดยพิจารณาระยะเวลาในการเกิดโหลดเท่ากับ 364 วัน

ตารางที่ 7.34 แบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model ในระบบ IEEE-RTS

ระดับโหลดสูงสุด (MW)	จำนวนครั้งในการเกิดโหลด(วัน)
2714.00	12.0
2458.00	82.0
2191.00	107.0
1928.50	116.0
1608.30	47.0
1485.40	364.0

หมายเหตุ ในการคำนวณนั้นจะใช้ระดับโหลดสูงสุดในตารางที่ 7.34 เป็นเลขจำนวนเต็ม

จากแบบจำลองของโหลดดังกล่าวทำการคำนวณตาราง Margin table โดยแสดงได้ดังตารางที่ ข.8 ในภาคผนวก ข

จากการคำนวณค่า IER ของระบบ IEEE-RTS จากตารางที่ ข.8 โดยใช้สมการที่ 6.4 มีค่าเท่ากับ 5.04 $/kWh

7.3.3.1 ผลการทดสอบความมั่นคงของค่า IER ในระบบ IEEE-RTS

ดังที่กล่าวไปแล้วในบทที่ 6 ที่ว่าค่า IER นั้นมีค่าที่ค่อนข้างที่[21] ดังนั้นจึงได้ทำการทดสอบผลกระทบของค่า IER ต่อผลกระทบต่างๆดังนี้

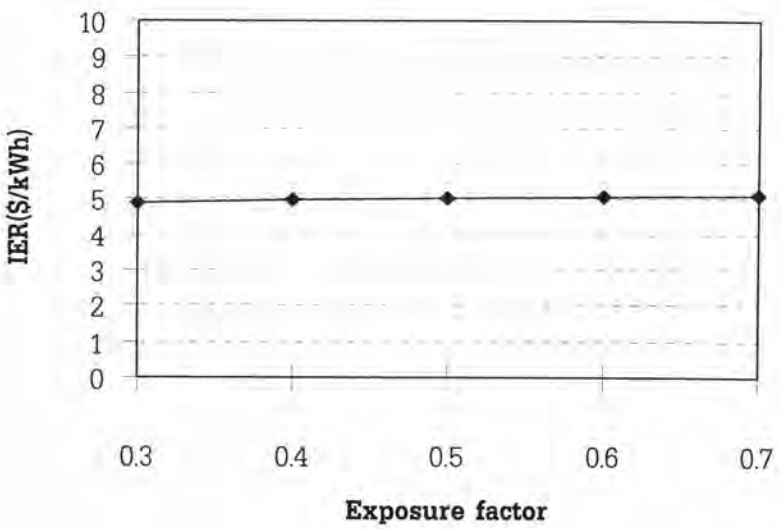
1) ค่า Exposure factor ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองของโหลด
2) ค่า โหลดสูงสุดในระบบ
3) ค่า MW increment ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองของโหลด

ผลการทดสอบสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.35 ถึง 7.37

ตารางที่ 7.35 ผลของค่า Exposure factor ต่อค่า IER

	ค่า Exposure factor				
	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
IER ($/kWh)	4.88	4.98	5.04	5.08	5.11

จากข้อมูลตาราง 7.35 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.28



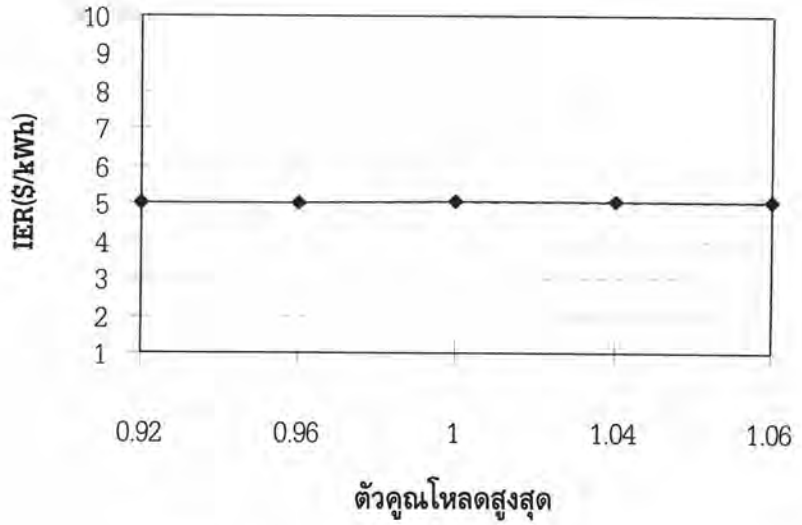
รูปที่ 7.28 ผลของค่า Exposure factor ต่อค่า IER

ตารางที่ 7.36 ผลของค่าโหลดสูงสุดต่อค่า IER

	ตัวคูณโหลดสูงสุด (pu.)				
	0.92	0.96	1	1.04	1.06
IER ($/kWh)	5.01	5.03	5.04	5.05	5.05

หมายเหตุ ที่ค่าตัวคูณโหลดสูงสุด 1 pu. มีค่าโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,850 MW

จากข้อมูลตาราง 7.36 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.29

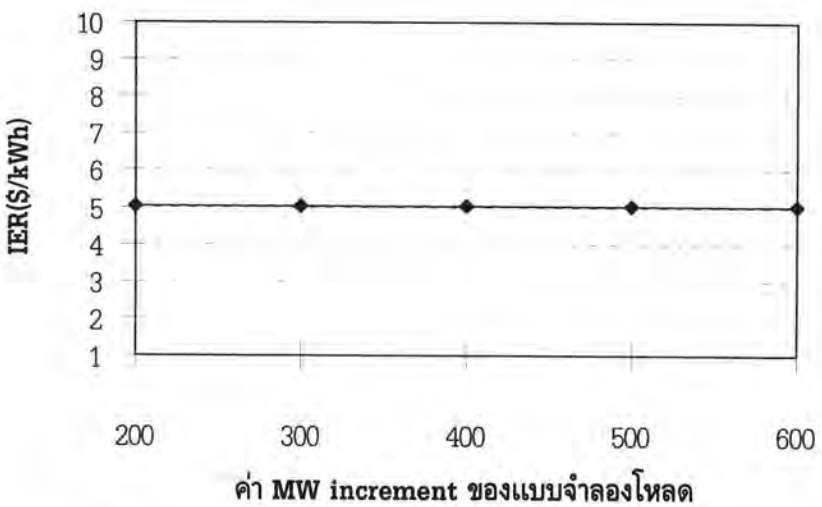


รูปที่ 7.29 ผลของค่าโหลดสูงสุดต่อค่า IER

ตารางที่ 7.37 ผลของค่า MW increment ในแบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model

	MW increment ในแบบจำลองโหลด				
	200	300	400	500	600
IER ($/kWh)	5.04	5.04	5.04	5.03	5.04

จากข้อมูลตาราง 7.37 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.30



รูปที่ 7.30 ผลของค่า MW increment ในแบบจำลองโหลดต่อค่า IER

จากรูปที่ 7.28 ถึง 7.30 จะเห็นได้ว่าค่า IER นั้นมีค่าค่อนข้างคงที่และไม่แปรผันตามค่า Exposure factor ระดับโหลดสูงสุด และค่า MW increment ในแบบจำลองโหลด ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าค่า IER ของระบบดังกล่าวมีค่าค่อนข้างคงที่อยู่ที่ประมาณ 5.04 $/kWh

การคำนวณหาจุดที่มีค่าความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบ IEEE-RTS แสดงได้ดังตารางที่ 7.38

จากตารางที่ 7.38 จะเห็นว่าจุดที่มีค่าใช้จ่ายในระบบต่ำที่สุดคือมีค่าใช้จ่ายรวมมีค่าประมาณ 27 ล้านดอลลาร์ และมีค่ากำลังผลิตสำรองประมาณเท่ากับ 32.63 % ของโหลดสูงสุด หรือ 930 MW โดยที่จุดนี้ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบมีค่าดังนี้

LOLP = 0.00007135 pu หรือ 0.6 ชั่วโมง /ปี

Frequency = 0.00001878 ครั้ง/ชั่วโมง หรือ 0.1640 ครั้ง/ปี

Duration = 3.799 ชั่วโมง/ครั้ง

EUE = 63.498 MWh/ปี

EIR = 0.999995847 pu.

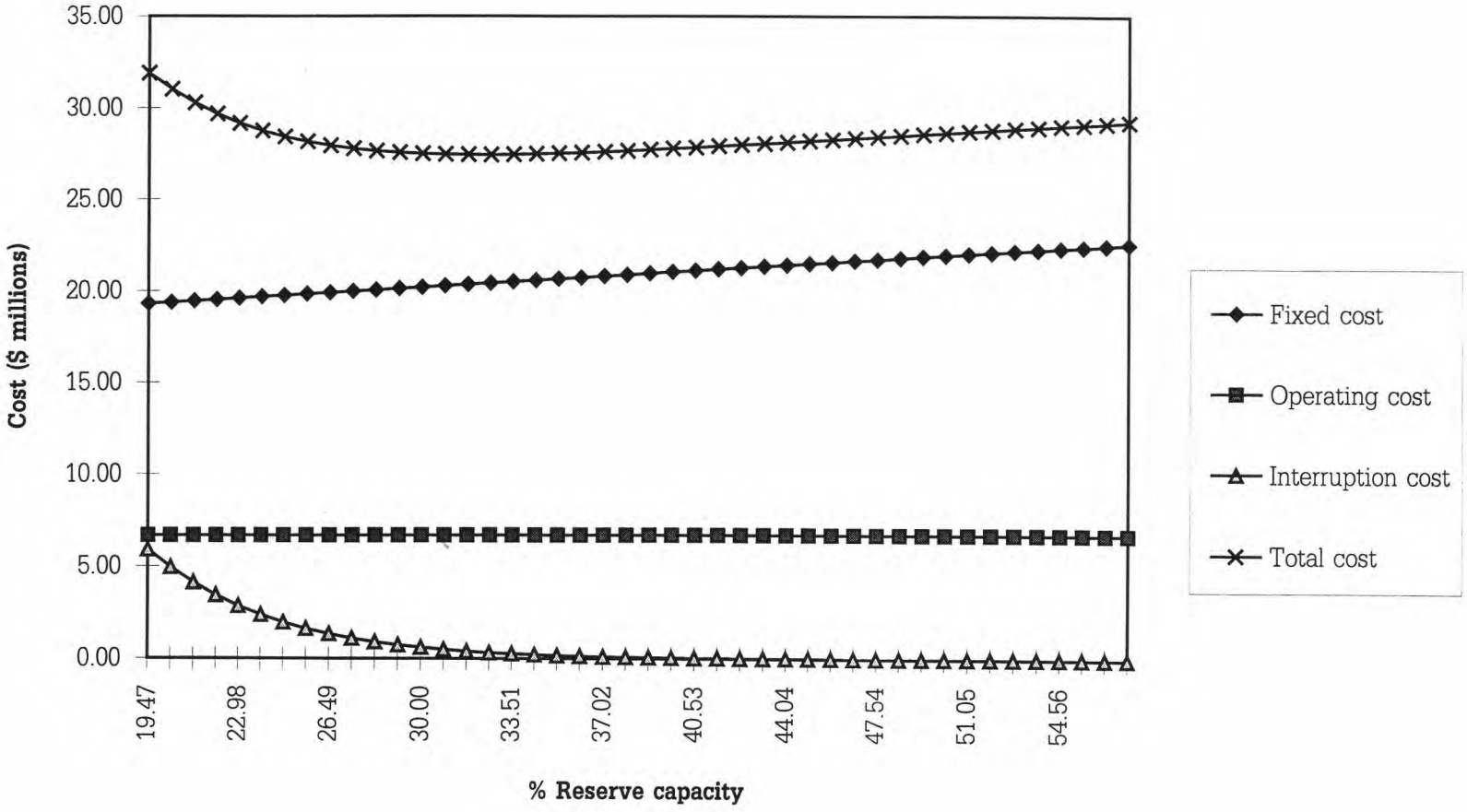
จากข้อมูลจากตารางที่ 7.38 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.31

ตารางที่ 7.38 ค่าใช้จ่ายในระบบ IEEE-RTS

Unit	MW	Total MW	%Reserve capacity	Type	Fixed cost ($/kW/Year)	Operating cost ($/MWh)	LOLP (p.u)	FREQUENCY (occ/hr)	EUE (MWh/year)	EES (MWh/year)	Fixed cost ($/year)	Operating cost ($/year)	Production cost ($/year)	Cumulative production cost ($/year)	Interruption cost ($/year)	Total cost ($/year)
1	50	50	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	14,860,271.0000	432,443.0000	0	21,622	21,622	21,622	-	-
2	50	100	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	14,427,826.0000	432,445.0000	0	21,622	21,622	43,244	-	-
3	50	150	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	13,995,402.0000	432,424.0000	0	21,621	21,621	64,866	-	-
4	50	200	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	13,562,962.0000	432,440.0000	0	21,622	21,622	86,488	-	-
5	50	250	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	13,130,539.0000	432,423.0000	0	21,621	21,621	108,109	-	-
6	50	300	-	Hydro	0	0.05	1.00000000	0.00000000	12,698,112.0000	432,427.0000	0	21,621	21,621	129,730	-	-
7	400	700	-	Nuclear	5	0.3	1.00000000	0.00000000	9,623,035.0000	3,075,077.0000	2,000,000	922,523	2,922,523	3,052,253	-	-
8	400	1,100	-	Nuclear	5	0.3	0.98307186	0.00429927	6,555,430.0000	3,067,605.0000	2,000,000	920,282	2,920,282	5,972,535	-	-
9	350	1,450	-	Coal	4.5	0.7	0.79459661	0.03155914	4,034,521.5000	2,520,908.5000	1,575,000	1,764,636	3,339,636	9,312,171	-	-
10	197	1,647	-	Oil	5	0.7	0.66802710	0.03715604	2,845,893.5000	1,188,628.0000	985,000	832,040	1,817,040	11,129,210	-	-
11	197	1,844	-	Oil	5	0.7	0.52036512	0.04299071	1,873,392.5000	972,501.0000	985,000	680,751	1,665,751	12,794,961	-	-
12	197	2,041	-	Oil	5	0.7	0.38047743	0.03389711	1,148,701.5000	724,691.0000	985,000	507,284	1,492,284	14,287,245	-	-
13	155	2,196	-	Coal	7	0.8	0.28287140	0.02896219	718,784.0000	429,917.5000	1,085,000	343,934	1,428,934	15,716,179	-	-
14	155	2,351	-	Coal	7	0.8	0.18778096	0.02269502	416,203.1562	302,580.8438	1,085,000	242,065	1,327,065	17,043,243	-	-
15	155	2,506	-	Coal	7	0.8	0.11393841	0.01497415	226,130.8594	190,072.2969	1,085,000	152,058	1,237,058	18,280,301	-	-
16	155	2,661	-	Coal	7	0.8	0.06473936	0.00925709	113,701.1016	112,429.7578	1,085,000	89,944	1,174,944	19,455,245	-	-
17	100	2,761	-	Oil	8.5	0.8	0.04245618	0.00645648	69,435.7734	44,265.3281	850,000	35,412	885,412	20,340,657	-	-
18	100	2,861	-	Oil	8.5	0.8	0.02682395	0.00428292	41,032.6367	28,403.1367	850,000	22,723	872,723	21,213,380	-	-
19	100	2,961	-	Oil	8.5	0.8	0.01629370	0.00275809	23,465.9609	17,566.6758	850,000	14,053	864,053	22,077,433	-	-
20	76	3,037	-	Coal	10	0.9	0.01080045	0.00188149	14,796.7578	8,669.2031	760,000	7,802	767,802	22,845,235	-	-
21	76	3,113	-	Coal	10	0.9	0.00691963	0.00126453	9,095.4531	5,701.3047	760,000	5,131	765,131	23,610,367	-	-
22	76	3,189	-	Coal	10	0.9	0.00438121	0.00083198	5,467.2998	3,628.1533	760,000	3,265	763,265	24,373,632	-	-
23	76	3,265	-	Coal	10	0.9	0.00269313	0.00052811	3,199.5369	2,267.7629	760,000	2,041	762,041	25,135,673	-	-
24	12	3,277	-	Oil	10	0.9	0.00248810	0.00049408	2,932.2788	267.2581	120,000	241	120,241	25,255,913	-	-
25	12	3,289	-	Oil	10	0.9	0.00230439	0.00046223	2,685.3655	246.9133	120,000	222	120,222	25,376,136	-	-
26	12	3,301	-	Oil	10	0.9	0.00212380	0.00043677	2,457.3918	227.9736	120,000	205	120,205	25,496,341	-	-
27	12	3,313	-	Oil	10	0.9	0.00195336	0.00039556	2,247.6663	209.7256	120,000	189	120,189	25,616,530	-	-
28	12	3,325	-	Oil	10	0.9	0.00179455	0.00036831	2,054.3599	193.3064	120,000	174	120,174	25,736,704	-	-
29	20	3,345	-	Gas turbine	3	5	0.00158662	0.00033090	1,789.9528	264.4071	60,000	1,322	61,322	25,798,026	-	-
30	20	3,365	-	Gas turbine	3	5	0.00139366	0.00029085	1,557.3293	232.6234	60,000	1,163	61,163	25,859,189	-	-

ตารางที่ 7.38 (ต่อ)

Unit	MW	Total MW	%Reserve capacity	Type	Fixed cost ($/kW/Year)	Operating cost ($/MWh)	LOLE (p.u)	FREQUENCY (occ/hr)	EUE (MWh/Year)	EES (MWh/year)	Fixed cost ($/year)	Operating cost ($/year)	Production cost ($/year)	Cumulative production cost ($/year)	Interruption cost ($/year)	Total cost ($/year)
31	20	3,385	-	Gas turbine	3	5	0.00122479	0.00025879	1,352.5878	204.7416	60,000	1,024	61,024	25,920,212	-	-
32	20	3,405	19.47	Gas turbine	3	5	0.00106914	0.00022993	1,171.9580	180.6298	60,000	903	60,903	25,981,116	5,906,668	31,887,784
33	25	3,430	20.35	Gas turbine	3	5	0.00091401	0.00019927	982.3314	189.6266	75,000	948	75,948	26,057,064	4,950,950	31,008,014
34	25	3,455	21.23	Gas turbine	3	5	0.00077523	0.00017155	820.9807	161.3507	75,000	807	75,807	26,132,870	4,137,743	30,270,613
35	25	3,480	22.11	Gas turbine	3	5	0.00065558	0.00014720	684.5237	136.4570	75,000	682	75,682	26,208,553	3,449,999	29,658,552
36	25	3,505	22.98	Gas turbine	3	5	0.00055307	0.00012597	569.4689	115.0547	75,000	575	75,575	26,284,128	2,870,123	29,154,251
37	25	3,530	23.86	Gas turbine	3	5	0.00046520	0.00010730	472.7171	96.7518	75,000	484	75,484	26,359,612	2,382,494	28,742,106
38	25	3,555	24.74	Gas turbine	3	5	0.00039040	0.00009131	391.4967	81.2204	75,000	406	75,406	26,435,018	1,973,143	28,408,161
39	25	3,580	25.61	Gas turbine	3	5	0.00032705	0.00007748	323.4675	68.0292	75,000	340	75,340	26,510,358	1,630,276	28,140,634
40	25	3,605	26.49	Gas turbine	3	5	0.00027325	0.00006556	266.5120	56.9555	75,000	285	75,285	26,585,643	1,343,220	27,928,863
41	25	3,630	27.37	Gas turbine	3	5	0.00022778	0.00005530	218.9555	47.5565	75,000	238	75,238	26,660,881	1,103,536	27,764,416
42	25	3,655	28.25	Gas turbine	3	5	0.00018922	0.00004659	179.3496	39.6059	75,000	198	75,198	26,736,079	903,922	27,640,001
43	25	3,680	29.12	Gas turbine	3	5	0.00015661	0.00003908	146.4895	32.8602	75,000	164	75,164	26,811,243	738,307	27,549,550
44	25	3,705	30.00	Gas turbine	3	5	0.00012916	0.00003266	119.3313	27.1582	75,000	136	75,136	26,886,379	601,430	27,487,808
45	25	3,730	30.88	Gas turbine	3	5	0.00010622	0.00002722	96.9597	22.3715	75,000	112	75,112	26,961,491	488,677	27,450,167
46	25	3,755	31.75	Gas turbine	3	5	0.00008713	0.00002263	78.5754	18.3843	75,000	92	75,092	27,036,582	396,020	27,432,602
47	25	3,780	32.63	Gas turbine	3	5	0.00007135	0.00001878	63.4983	15.0771	75,000	75	75,075	27,111,658	320,031	27,431,689
48	25	3,805	33.51	Gas turbine	3	5	0.00005833	0.00001557	51.1492	12.3492	75,000	62	75,062	27,186,720	257,792	27,444,512
49	25	3,830	34.39	Gas turbine	3	5	0.00004758	0.00001289	41.0529	10.0963	75,000	50	75,050	27,261,770	206,907	27,468,677
50	25	3,855	35.26	Gas turbine	3	5	0.00003870	0.00001064	32.8241	8.2288	75,000	41	75,041	27,336,811	165,433	27,502,245
51	25	3,880	36.14	Gas turbine	3	5	0.00003137	0.00000876	26.1455	6.6785	75,000	33	75,033	27,411,845	131,773	27,543,618
52	25	3,905	37.02	Gas turbine	3	5	0.00002531	0.00000718	20.7508	5.3947	75,000	27	75,027	27,486,872	104,584	27,591,456
53	25	3,930	37.89	Gas turbine	3	5	0.00002034	0.00000586	16.4133	4.3376	75,000	22	75,022	27,561,893	82,723	27,644,616
54	25	3,955	38.77	Gas turbine	3	5	0.00001629	0.00000477	12.9392	3.4741	75,000	17	75,017	27,636,911	65,214	27,702,124
55	25	3,980	39.65	Gas turbine	3	5	0.00001300	0.00000387	10.1648	2.7744	75,000	14	75,014	27,711,924	51,231	27,763,155
56	25	4,005	40.53	Gas turbine	3	5	0.00001035	0.00000313	7.9543	2.2105	75,000	11	75,011	27,786,936	40,090	27,827,025
57	25	4,030	41.40	Gas turbine	3	5	0.00000821	0.00000252	6.1976	1.7568	75,000	9	75,009	27,861,944	31,236	27,893,180
58	25	4,055	42.28	Gas turbine	3	5	0.00000648	0.00000202	4.8065	1.3911	75,000	7	75,007	27,936,951	24,225	27,961,176
59	25	4,080	43.16	Gas turbine	3	5	0.00000509	0.00000162	3.7103	1.0962	75,000	5	75,005	28,011,957	18,700	28,030,657
60	25	4,105	44.04	Gas turbine	3	5	0.00000398	0.00000129	2.8512	0.8591	75,000	4	75,004	28,086,961	14,370	28,101,331



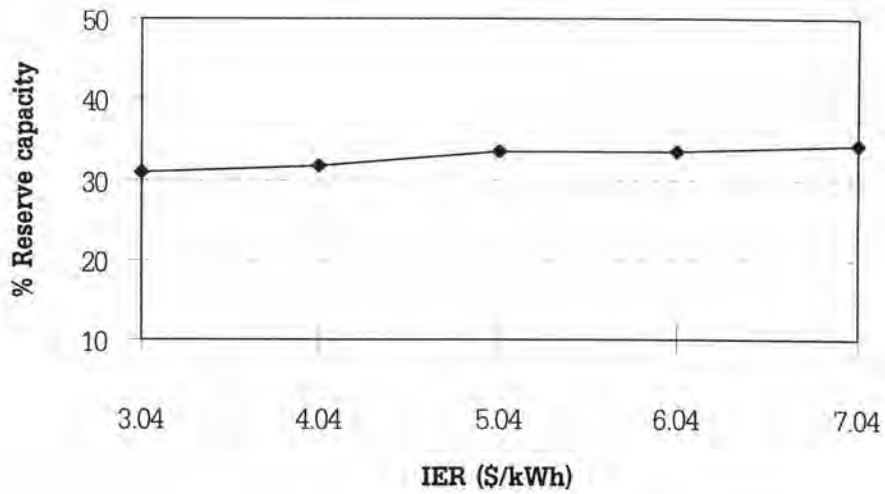
รูปที่ 7.31 ค่าใช้จ่ายในระบบ IEEE-RTS

หากพิจารณาความไม่แน่นอนของค่า IER ที่คำนวณได้ต่อค่ากำลังผลิตสำรองในระบบ IEEE-RTS สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.39

ตารางที่ 7.39 ผลของค่า IER ต่อค่ากำลังผลิตสำรองในระบบ IEEE-RTS

	IER($/kWh)				
	3.04	4.04	5.04	6.04	7.04
% กำลังผลิตสำรอง	30.88	31.75	33.51	33.51	34.31

จากตารางที่ 7.39 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.32



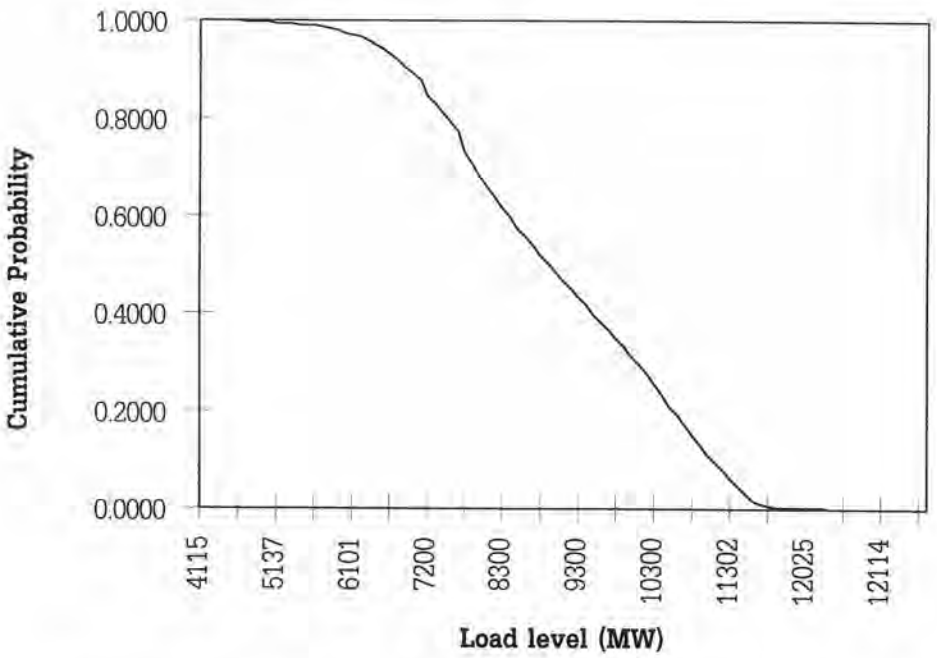
รูปที่ 7.32 ผลของค่า IER ต่อค่ากำลังผลิตสำรองในระบบ IEEE-RTS

จากตารางที่ 7.39 จะเห็นได้ว่าหากค่า IER มีค่าเปลี่ยนแปลงไปค่ากำลังผลิตสำรองก็มีค่าเปลี่ยนแปลงไปด้วย และหากค่า IER มีค่าสูงขึ้นจะทำให้ค่ากำลังผลิตสำรองในระบบมีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย

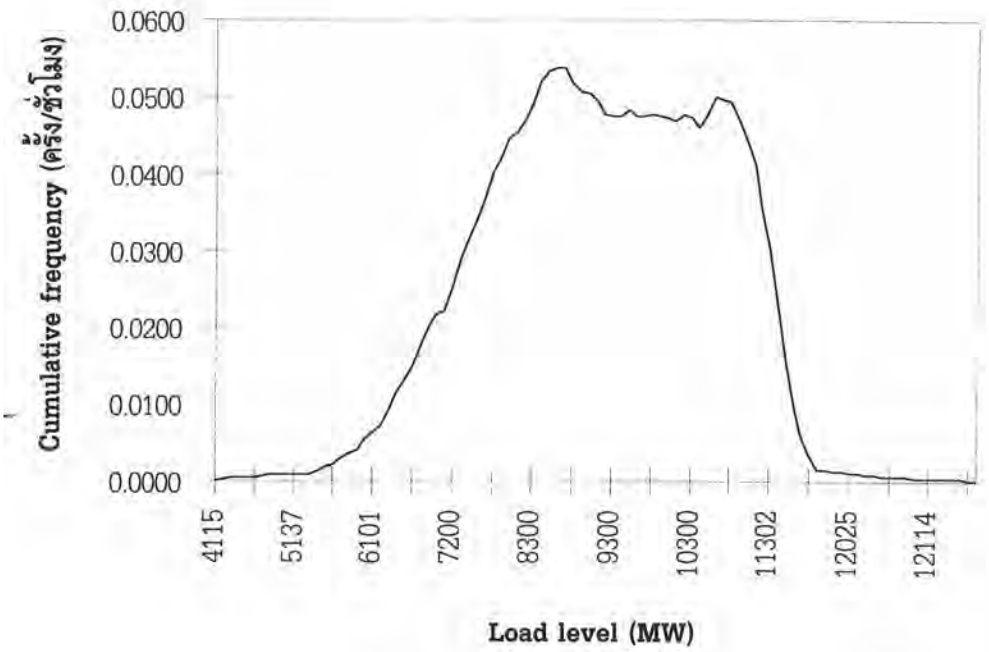
จากผลการคำนวณข้างต้นเราพอที่จะสรุปได้ว่าค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมของระบบ IEEE-RTS ควรมีค่าอยู่ในช่วง 30-35% ของโหลดสูงสุด

7.4 ผลการวิเคราะห์ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 13,560 MW โดยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.10 และ ก.11 ในหัวข้อ ก.3.1 ในภาคผนวก ก และโหลดสูงสุดในระบบมีค่าเท่ากับ 12,268 MW (โหลดประจำปีงบประมาณ 2538) ข้อมูลโหลดแสดงได้ดังตารางที่ ก.14 ในภาคผนวก ก โดยความน่าจะเป็นและความถี่ในการเกิดโหลดของระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแสดงได้ดังรูปที่ 7.33 และ 7.34 ตามลำดับ



รูปที่ 7.33 ความน่าจะเป็นสะสมของโหลดในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



รูปที่ 7.34 ความถี่สะสมของโหลดในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

7.4.1 ผลการทดสอบดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งไทยมีผลดังนี้

LOLP = 79.238 ชั่วโมง/ปี
Frequency = 47.5 ครั้ง/ปี
EUE = 22,927.58 MWh/ปี
Duration = 1.668 ชั่วโมง/ครั้ง
EIR = 0.99970724 pu.

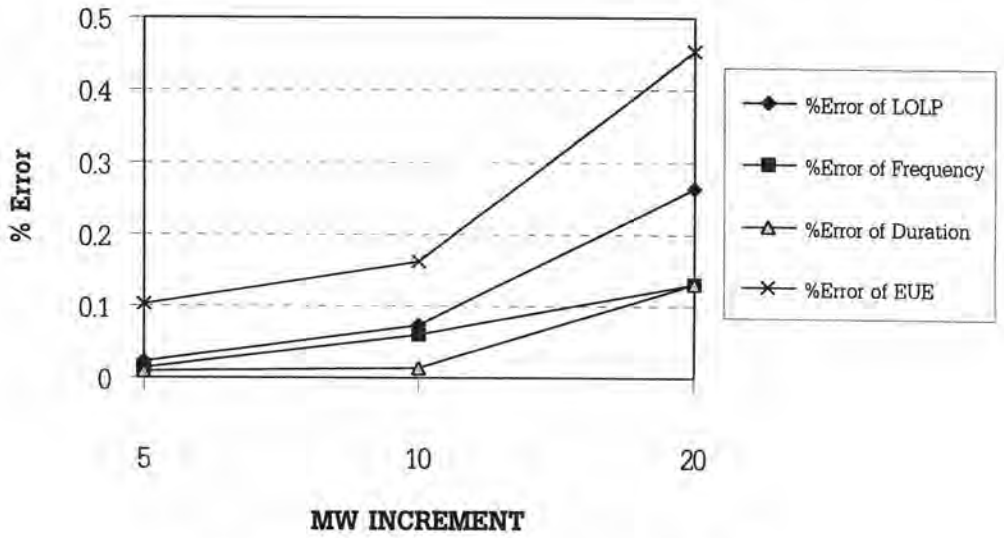
ผลการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้แสดงได้ดังตารางที่ 7.40 และตารางที่ 7.41 ตามลำดับ (โดยในที่นี้จะแสดงเฉพาะการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model ทั้งนี้เนื่องจากผลการทดสอบกับระบบ IEEE-RTS นั้น จะเห็นว่าเวลาในการคำนวณรวดเร็วที่สุดและค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีค่าใกล้เคียงกับค่าจริงมากที่สุด)

ตารางที่ 7.40 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

	MW increment			
	1	5	10	20
LOLP(pu.)	0.00904547	0.00904758	0.00905208	0.00906940
Frequency(ครั้ง/ชั่วโมง)	0.00542306	0.00542377	0.00542632	0.00543027
Duration (ชั่วโมง/ครั้ง)	1.66796	1.66813	1.66818	1.67015
EUE(MWh/ปี)	22,927.58	22,951.11	22,964.98	23,031.68
เวลาในการคำนวณ(วินาที)	27,800	1,659	457	126
%ความคลาดเคลื่อนของ LOLP	-	0.023	0.073	0.264
%ความคลาดเคลื่อนของ Frequency	-	0.013	0.060	0.132
%ความคลาดเคลื่อนของ Duration	-	0.010	0.013	0.1316
%ความคลาดเคลื่อนของ EUE	-	0.102	0.163	0.454

หมายเหตุ เวลาในการคำนวณจะไม่รวมเวลาในการสร้างแบบจำลองของโหลดซึ่งมีค่าประมาณ 56 วินาที

จากตารางที่ 7.40 สามารถนำมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.35

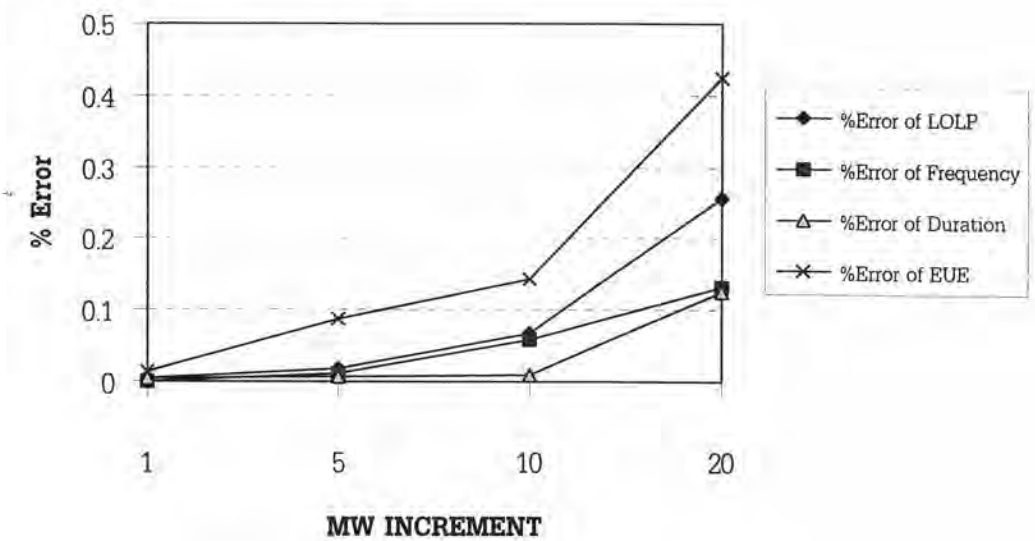


รูปที่ 7.35 ค่าความคลาดเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้
โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับวิธี Efficient round-off model

ตารางที่ 7.41 ผลการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table และตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}

	MW increment			
	1	5	10	20
LOLP (pu.)	0.00904506	0.00904713	0.00905155	0.00906869
Frequency (ครั้ง/ชั่วโมง)	0.00542302	0.00542371	0.00542625	0.00543018
Duration (ชั่วโมง/ครั้ง)	1.66790	1.66807	1.66810	1.67005
EUE (MWh/ปี)	22,924.75	22,947.42	22,960.35	23,024.67
เวลาในการคำนวณ (วินาที)	3.208	221	57	14
%ความคลาดเคลื่อน ของ LOLP	0.0045	0.018	0.067	0.256
%ความคลาดเคลื่อน ของ Frequency	0.0007	0.012	0.058	0.131
%ความคลาดเคลื่อน ของ Duration	0.0037	0.0063	0.0083	0.1252
%ความคลาดเคลื่อน ของ EUE	0.013	0.086	0.143	0.423

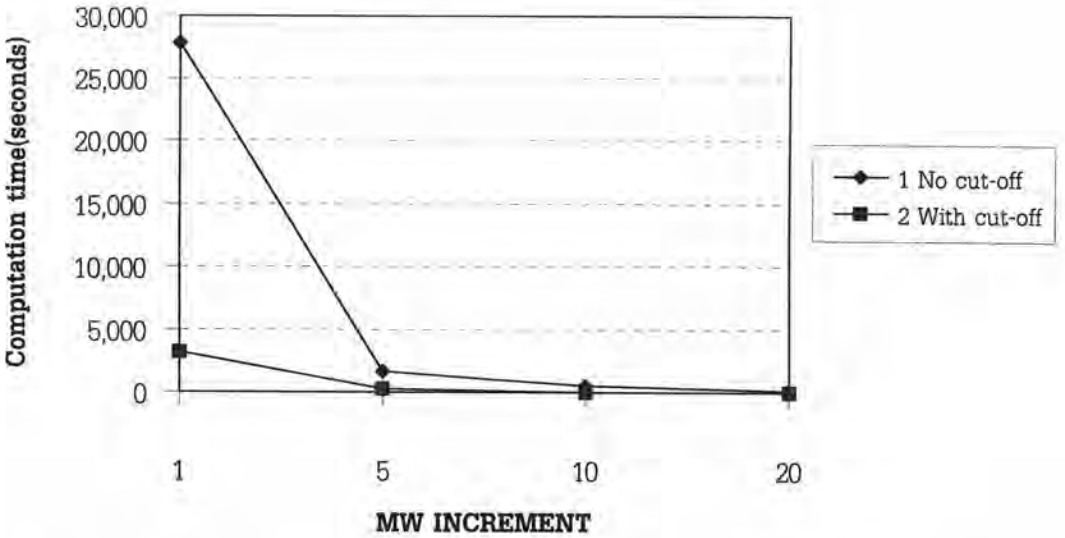
จากตารางที่ 7.41 สามารถนำมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.36



รูปที่ 7.36 ค่าความคลาดเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้ โดยวิธี Equivalent capacity table ร่วมกับวิธี Efficient round-off model และมีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}

จากรูปที่ 7.35 และ 7.36 จะเห็นได้ว่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีค่าความคลาดเคลื่อนน้อยที่สุดคือดัชนี Duration รองลงมาคือ ดัชนี Frequency ดัชนี LOLP และ ดัชนี EUE ตามลำดับ ซึ่งจะเหมือนกับระบบ IEEE-RTS คือ ดัชนี Duration จะมีความคลาดเคลื่อนน้อย แต่จะแตกต่างจากระบบ IEEE-RTS คือดัชนี EUE จะมีความคลาดเคลื่อนน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับดัชนี LOLP และ Frequency อย่างไรก็ตามจากผลความคลาดเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมถึงแม้ว่าจะใช้ค่า MW increment เท่ากับ 20 MW ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดพิกัดน้อยกว่า 20 MW ซึ่งมีอยู่จำนวน 18 %ของจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด (ในที่นี้รวมกำลังผลิตที่ใช้งานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งคิดค่ากำลังที่ใช้งานได้เพียง 80% ของกำลังผลิตติดตั้ง)

หากเปรียบเทียบเวลาในการคำนวณแล้วสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.37



รูปที่ 7.37 เวลาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

หมายเหตุ 1 กรณีพื้นฐาน (No cut-off)

2 กรณีที่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} (With cut-off)

จากรูปที่ 7.37 จะเห็นได้ว่าหากการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} แล้ว เวลาในการคำนวณจะรวดเร็วอย่างมากและความคลาดเคลื่อนของดัชนีความเชื่อถือได้จะมีค่าน้อยกว่าการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยไม่มีการตัดความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8}เล็กน้อย ทั้งนี้เพราะว่าในการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้จะมีค่ามากกว่าค่าจริงเล็กน้อย ดังนั้นหากใช้วิธีตัดความน่าจะเป็นสะสมและ

ความถี่สะสมน้อยกว่า 10^{-8} จึงเป็นการลดค่าดัชนีส่วนที่เกินดังกล่าวนั่นเอง ในส่วนของค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะแสดงในส่วนของผลการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ

7.4.2 ผลการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เพื่อพิจารณาผลของการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากของระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยซึ่งเป็นระบบที่ใหญ่กว่าระบบ IEEE-RTS ว่ามีความมั่นคงหรือไม่นั้น ในที่นี้จะแสดงผลของการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทีละเครื่องดังแสดงได้ดังตารางที่ ข.9 ในภาคผนวก ข ส่วนผลการ Deconvolution แสดงได้ดังตารางที่ ข.10 ในภาคผนวก ข

ซึ่งจากผลการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่แสดงได้ดังตารางที่ ข.10 ซึ่ง Deconvolution ด้วยวิธี Equivalent capacity table นั้นจะพบว่าผลของดัชนีความเชื่อถือได้หลังการ Deconvolution นั้นมีค่าใกล้เคียงกับตอนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบเช่นเดียวกับระบบ IEEE-RTS แม้ว่าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นระบบที่ขนาดใหญ่กว่าระบบ IEEE-RTS ก็ตาม ดังนั้นจากผลการทดสอบจะเห็นว่าการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโดยใช้วิธี Equivalent capacity table นั้นจะให้ค่าที่คำนวณได้มีเสถียรภาพในเชิงเลขที่ดี (Numerical stability)

7.4.3 การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับและค่ากำลังผลิตสำรองในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟของระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยนั้นจะใช้แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟแบบ (Baht/kWh) ที่จัดทำโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย [19] ซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 7.42

ตารางที่ 7.42 แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Baht/kWh)

ประเภทผู้ใช้ไฟ	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ(นาที)						
	1.00	5.00	10.00	30.00	60.00	120.00	240.00
บ้านอยู่อาศัย	9.12	10.59	12.43	19.76	35.30	55.73	81.84
เกษตรกรรม	100.21	99.07	97.65	96.20	97.24	99.72	102.87
ธุรกิจบริการ	382.04	305.81	210.52	204.89	153.78	133.63	119.23
31	153.88	114.82	65.99	74.57	54.72	40.19	30.72
32	118.47	103.69	85.21	59.65	47.03	40.31	34.12
33	292.36	223.70	137.88	87.13	76.87	53.63	36.18
34	197.82	149.19	88.40	58.92	93.96	78.57	69.07
35	543.62	412.67	248.98	171.17	107.47	72.47	54.58
36	153.62	120.38	78.83	116.08	79.38	62.68	42.12
37	379.72	284.08	164.53	138.87	97.54	73.74	61.75
38	273.55	220.05	153.18	92.24	69.76	51.13	40.61
39	114.74	88.46	55.61	41.42	39.83	41.61	34.05
อื่นๆ	604.20	451.04	259.60	136.89	100.52	87.12	75.50

หมายเหตุ 31 หมายถึง การผลิตอาหาร เครื่องดื่มและยาสูบ

32 หมายถึง การผลิตสิ่งทอสิ่งถักเครื่องแต่งกายหนังสัตว์

33 หมายถึง การผลิตไม้และผลิตภัณฑ์จากไม้รวมถึงเครื่องเรือน

34 หมายถึง การผลิตกระดาษและผลิตภัณฑ์กระดาษ การพิมพ์โฆษณา

35 หมายถึง การผลิตเคมีภัณฑ์และผลิตภัณฑ์เคมี น้ำมันปิโตรเลียม ถ่านหิน ยาง และพลาสติก

36 หมายถึง การผลิตภัณฑ์จากแร่อโลหะ ยกเว้น ผลิตภัณฑ์จากน้ำมันปิโตรเลียมและถ่านหิน

37 หมายถึง อุตสาหกรรมโลหะขั้นมูลฐาน

38 หมายถึง การผลิตภัณฑ์โลหะเครื่องจักรและอุปกรณ์

39 หมายถึง อุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ

สัดส่วนการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟทั้งประเทศแสดงได้ดังตารางที่ 7.43 [27]

ตารางที่ 7.43 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย

ประเภท	% การใช้ไฟฟ้า
ที่อยู่อาศัย	20.53
ธุรกิจบริการ	32.33
เกษตรกรรม	0.14
อุตสาหกรรม	46.14
อื่นๆ	0.86

โดยผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนของอุตสาหกรรมเมื่อแยกสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าตามรหัส TSIC (Thailand Standard Industrial Code) แสดงได้ดังตารางที่ 7.44

ตารางที่ 7.44 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของกลุ่มอุตสาหกรรมเมื่อแบ่งตามรหัส TSIC

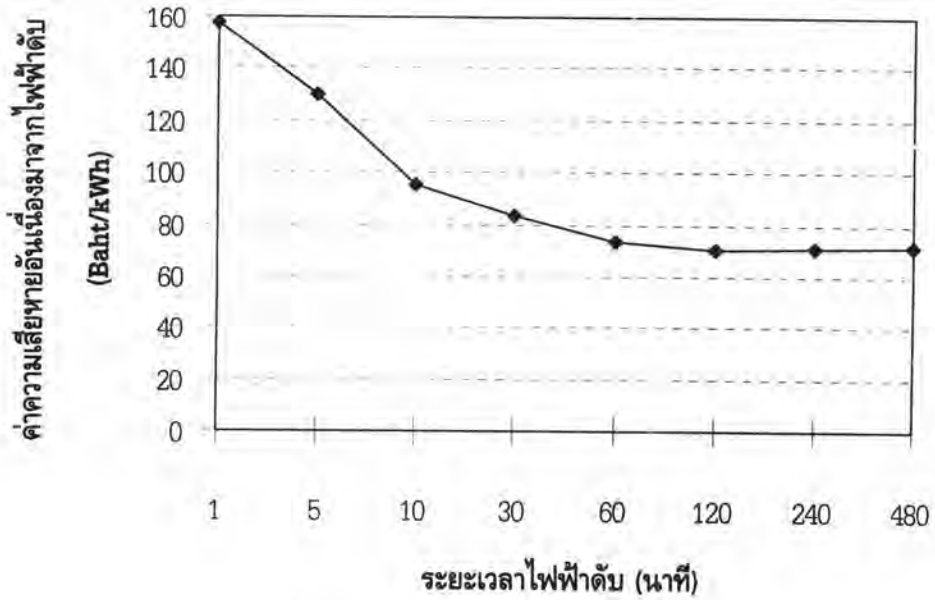
TSIC	% การใช้ไฟฟ้า
31	7.20
32	8.04
33	0.95
34	1.76
35	7.45
36	7.07
37	4.61
38	7.34
39	1.72

จากตารางที่ 7.42 เราสามารถคำนวณแบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยการถ่วงน้ำหนักด้วยปริมาณการใช้ไฟฟ้าในตารางที่ 7.43 และ 7.44 ซึ่งจะได้ค่าตามตารางที่ 7.45

ตารางที่ 7.45 แบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (นาที)							
	1	5	10	30	60	120	240	480
ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (Baht/kWh)	157.75	129.87	95.01	83.48	73.78	70.34	70.84	71.36

จากตารางที่ 7.45 สามารถนำมาแสดงได้ดังรูปที่ 7.38



รูปที่ 7.38 แบบจำลองความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการคำนวณ IER ของระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแสดงได้ดังตารางที่ 7.46 โดยใช้ MW increment ในแบบจำลองของโหลดเท่ากับ 500 MW

ตารางที่ 7.46 แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการคำนวณ IER ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ระดับโหลดสูงสุด (MW)	จำนวนครั้งในการเกิดโหลด
12,112	8
11,652	71
11,271	74
10,692	57
10,226	63
9,678	41
9,244	18
8,740	20
8,255	8
7,685	3
6,981	2
6,964	365

จากการคำนวณค่า IER ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยโดยใช้ค่า Exposure factor เท่ากับ 0.5 มีค่าเท่ากับ 75.56 บาท/kWh

7.4.3.1 ผลการทดสอบความมั่นคงของค่า IER ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เช่นเดียวกับระบบ IEEE-RTS เราจะทำการศึกษาความมั่นคงของค่า IER ต่อ

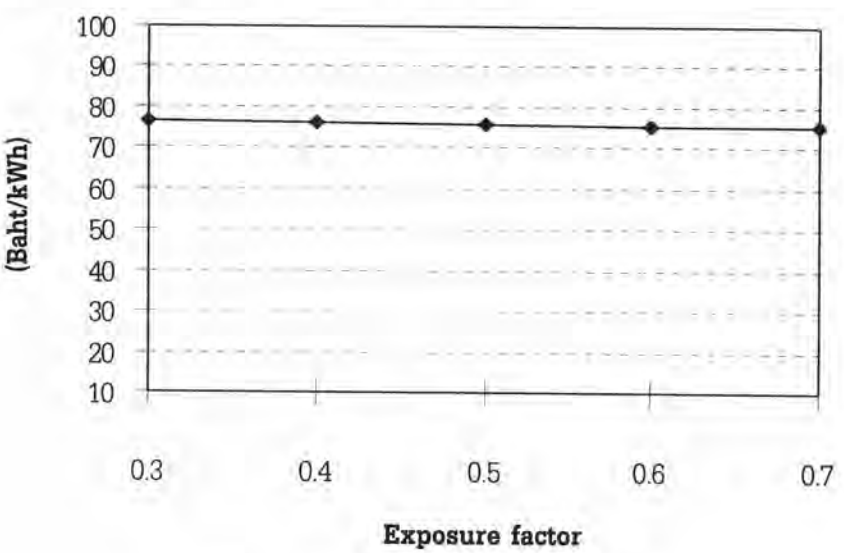
1) ค่า Exposure factor ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองของโหลด
2) ค่าโหลดสูงสุดในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3) ค่า MW increment ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองของโหลด

โดยผลการทดสอบแสดงได้ดังตารางที่ 7.47 ถึง 7.49

ตารางที่ 7.47 ผลของค่า Exposure factor ต่อค่า IER

	ค่า Exposure factor				
IER	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
($/kWh)	76.41	75.89	75.56	75.33	75.17

จากข้อมูลตาราง 7.47 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.39



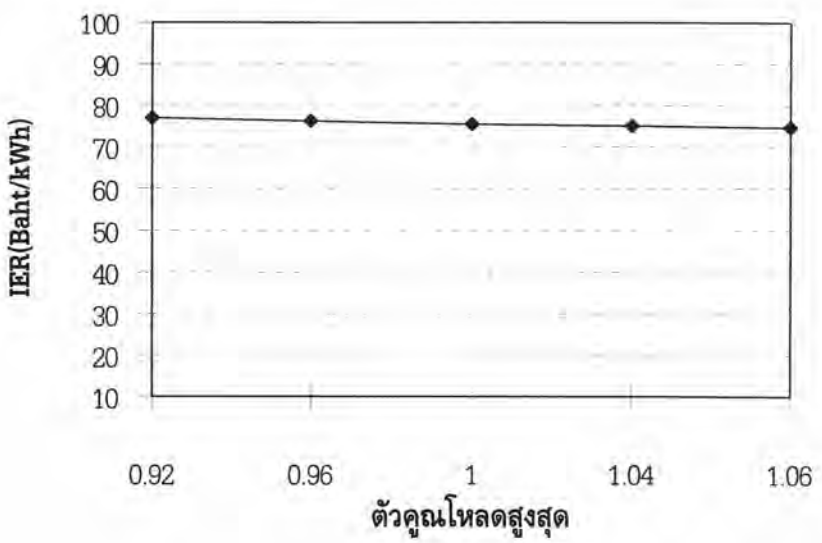
รูปที่ 7.39 ผลของค่า Exposure factor ต่อค่า IER

ตารางที่ 7.48 ผลของค่าโหลดสูงสุดต่อค่า IER

	ตัวคูณโหลดสูงสุด (pu.)				
IER	0.92	0.96	1	1.04	1.06
($/kWh)	76.78	76.16	75.56	74.98	74.69

หมายเหตุ ที่ค่าตัวคูณโหลดสูงสุด 1 pu. มีค่าโหลดสูงสุดเท่ากับ 12,268 MW

จากข้อมูลตาราง 7.48 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.40

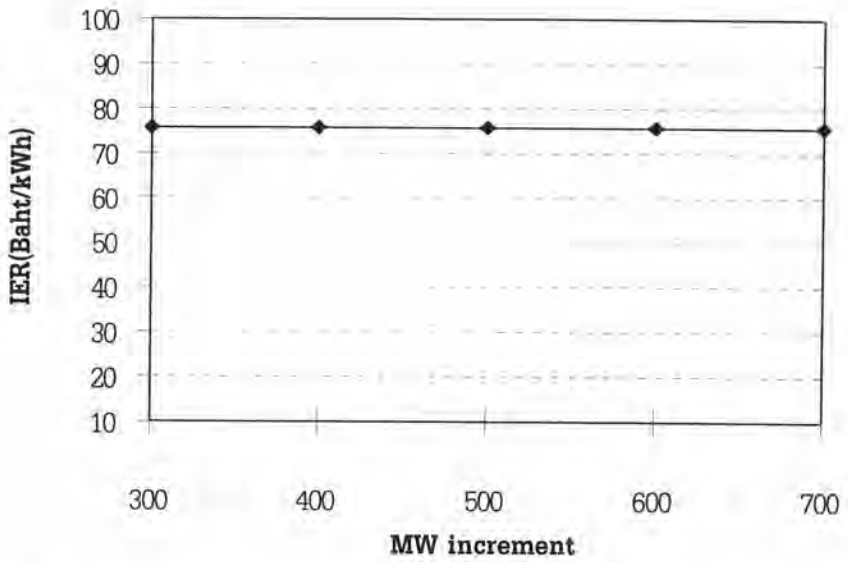


รูปที่ 7.40 ผลของโหลดสูงสุดในระบบต่อค่า IER

ตารางที่ 7.49 ผลของค่า MW increment ในแบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model

	MW increment				
IER	300	400	500	600	700
($/kWh)	75.54	75.55	75.56	75.60	75.60

จากข้อมูลตาราง 7.49 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.41



รูปที่ 7.41 ผลของค่า MW increment ในแบบจำลองโหลดต่อค่า IER

จากรูปที่ 7.39 ถึงรูปที่ 7.41 จะเห็นได้ว่าค่า IER มีค่าค่อนข้างคงที่เช่นเดียวกับระบบ IEEE-RTS

หลังจากคำนวณค่า IER ได้แล้วเราสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยโดยใช้แผนการขยายกำลังผลิตโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซเทอร์ไบน์ขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 150 MW ซึ่งผลการคำนวณค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยนั้นจะพิจารณาเป็น 2 กรณีคือ กรณีที่ไม่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกรณีที่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแผนการซ่อมบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.13 ในภาคผนวก ก โดยในกรณีที่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบสามารถคำนวณได้โดยการนำค่ากำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะทำการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเดือนบวกกับค่าโหลดในแต่ละระดับในเดือนนั้นๆ ซึ่งผลการคำนวณแสดงได้ดังตารางที่ 7.50 โดยตารางที่ 7.50 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในระบบก่อนมีการวางแผนขยายกำลังผลิต

ตารางที่ 7.50 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ก่อนมีการวางแผนขยายกำลังผลิต

	เมื่อไม่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษา		เมื่อคิดผลของการซ่อมบำรุงรักษา	
LOLP	3.3	วัน/ปี	26.2	วัน/ปี
Frequency	47.5	ครั้ง/ปี	280.79	ครั้ง/ปี
Duration	1.668	ชั่วโมง/ครั้ง	2.243	ชั่วโมง/ครั้ง
EUE	22,927.58	MWh/ปี	258,512	MWh/ปี
EIR	0.99970724	pu.	0.99669912	pu.
Interruption cost	1,732,407,952	บาท	19,533,195,055	บาท
Production cost	100,648,130,891	บาท	108,116,919,024	บาท
Total cost	102,380,538,844	บาท	127,650,114,079	บาท

จากตารางที่ 7.50 จะเห็นได้ว่ากรณีที่คิดผลของการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วค่าดัชนีความเชื่อได้และค่าใช้จ่ายในระบบมีค่าสูงกว่ากรณีที่ไม่คิดผลของการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และดัชนีความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในระบบหลังมีการขยายกำลังผลิตโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 150 MW ชนิดก๊าซเทอร์ไบน์สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.51

ตารางที่ 7.51 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หลังมีการวางแผนขยายกำลังผลิต

	เมื่อไม่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษา		เมื่อคิดผลของการซ่อมบำรุงรักษา	
LOLP	19.38	ชั่วโมง/ปี	18.32	ชั่วโมง/ปี
Frequency	13.12	ครั้ง/ปี	13.15	ครั้ง/ปี
Duration	1.476	ชั่วโมง/ครั้ง	1.393	ชั่วโมง/ครั้ง
EUE	4,895	MWh/ปี	4,586	MWh/ปี
EIR	0.99993749	pu.	0.99994144	pu.
Interruption cost	369,897,452	บาท	346,538,637	บาท
Production cost	101,357,085,461	บาท	110,620,061,878	บาท
Total cost	101,726,982,913	บาท	110,966,600,514	บาท
% Optimum Reserve capacity	14.20		21.54	

จากตารางที่ 7.51 จะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลังมีการขยายกำลังผลิตในกรณีที่ไม่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษากับกรณีที่คิดผลของการซ่อมบำรุงรักษามีค่าใกล้เคียงกันแต่จะมีค่าไม่เท่ากันทั้งนี้เพราะว่าการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 150 MW เข้าสู่ระบบนั้นเราอาจจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่ากำลังผลิตที่สูงเกินไปทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้จึงมีค่าแตกต่างกันเล็กน้อย และค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับในระบบนั้นจะมีค่าต่ำกว่าค่าที่แสดงในตารางที่ 7.50 แต่ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าสูงขึ้นทั้งนี้เพราะว่าในระบบมีกำลังผลิตสำรองเพิ่มมากขึ้นนั่นเอง

หากพิจารณาผลความไม่แน่นอนของค่า IER ต่อค่ากำลังผลิตสำรองสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.52 และ 7.53 ตามลำดับ

ตารางที่ 7.52 ผลของความไม่แน่นอนของค่า IER ต่อค่ากำลังผลิตสำรอง
ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

	IER (Baht/kWh)				
	55.56	65.56	75.56	85.56	95.56
% กำลังผลิตสำรอง	12.98	12.98	14.20	14.20	14.20

ตารางที่ 7.53 ผลของความไม่แน่นอนของค่า IER ต่อค่ากำลังผลิตสำรอง
ในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเมื่อพิจารณาผลของการซ่อมบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

	IER (Baht/kWh)				
	55.56	65.56	75.56	85.56	95.56
% กำลังผลิตสำรอง	20.31	20.31	21.54	21.54	21.54

จากตารางที่ 7.52 และ 7.53 จะเห็นได้ว่าเมื่อค่า IER จะส่งผลต่อค่ากำลังผลิตสำรองเล็กน้อยซึ่งโดยสรุปแล้วค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยคือ 15-20 % ของค่าโหลดสูงสุดในระบบ