

การศึกษาผลกระทบของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ต่อระดับกำลังการผลิตสำรองที่ใช้ในการวางแผน พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า

รฐนนท์ เต๋ยววิไล¹, รักษนัย นิธิฤทธิไกร² และ บัณฑิต เอื้ออาภรณ์³

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

^{2,3}สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

radhanon.diawvillai@gmail.com, raksanai.n@chula.ac.th, bundhit.e@chula.ac.th

บทคัดย่อ

ปัจจุบันการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand side management, DSM) นั้นมีความสำคัญกับการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเห็นได้ชัด การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมสามารถชะลอการเพิ่มของความต้องการใช้พลังงาน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าของประเทศ และช่วยลดระดับกำลังการผลิตติดตั้งที่ทำให้ระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ อีกทั้งยังส่งผลทางอ้อมในการลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย ซึ่งผลกระทบดังกล่าวอาจส่งผลต่อระดับเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan, PDP) เอกสารทางวิชาการฉบับนี้นำเสนอกระบวนการศึกษาผลกระทบของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อกำลังการผลิตสำรองของไทย และตัวอย่างการประยุกต์ใช้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นแนวทางในการจัดทำแผนการจกการด้านการใช้ไฟฟ้าสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าต่อไป

คำสืบค้น

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า, การวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า, แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า, การประเมินความเชื่อถือได้

Impacts of Demand Side Management on Reserve Margin for Generation System Planning

Radhanon Diewvilai¹, Raksanai Nidhiritdhikrai² and Bundhit Eua-arporn³

¹Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University

^{2,3}Energy Research Institute, Chulalongkorn University

radhanon.diewvilai@gmail.com , raksanai.n@chula.ac.th, bundhit.e@chula.ac.th

ABSTRACT

It is widely known that demand side management (DSM) relates to generation system planning, since appropriate DSM leads to reduction of energy consumption, increase of energy efficiency, and reduction of installed capacity requirement. Another impact of the DSM is also related to reduction of energy cost. Therefore, DSM could have impact on reserve margin in a power development plan. In this paper, demand side management impact on Thailand reserve margin is simulated and analyzed through a proposed methodology. In addition, DSM application for power development plan is illustrated. With the obtained results, the system planners can use as a guideline for the implementation of demand side management for power development plan (PDP).

KEYWORDS

Demand Side Management, Generation System Planning, Power Development Plan, Reliability Assessment

I. บทนำ

จุดประสงค์ของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาว คือ การสร้างระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปี [1] โดยการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจากนั้นวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ณ เวลาต่างๆ ทั้งนี้เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์และมีต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันงบประมาณที่จำเป็นต้องใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ค่อนข้างสูง เช่นเดียวกับราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ผู้คนที่พื้นที่ที่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ยังต่อต้านเนื่องจากเกรงว่าสิ่งแวดล้อมในบริเวณนั้นจะได้รับผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้า [2] การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายชนิดยังจำเป็นต้องพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศทำให้ราคาค่าต้นทุนค่าพลังงานสูง นอกจากนี้ยังมีปัญหาด้านความเชื่อถือได้ของแหล่งพลังงานที่ไม่แน่นอน ทำให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเพียงอย่างเดียวอาจไม่ใช่ทางเลือกที่ดีที่สุดอีกต่อไป ด้วยเหตุผลดังกล่าวนำไปสู่การนำแนวคิดเรื่องการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเข้ามามีบทบาทสำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management, DSM) คือ กิจกรรมหรือแนวทางที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าดำเนินการหรือสนับสนุนให้ผู้ที่ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าทั้งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมถึงช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้า เพื่อสร้างรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าต้องการและผู้ที่ใช้ไฟฟ้าพึงพอใจ [3-7] ทั้งนี้เพื่อให้สามารถใช้สาธารณูปโภคด้านไฟฟ้าที่มีอยู่ให้มีประสิทธิภาพ เกิดประโยชน์สูงสุดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม [4] แนวคิดเกี่ยวกับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเกิดขึ้นช่วงทศวรรษ 1970 เมื่อเชื้อเพลิงฟอสซิลมีราคาสูงขึ้นมาก การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้แม่นยำนั้นทำได้ยากขึ้น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมมีค่าใช้จ่ายสูงขึ้นและถูกต่อต้านจากคนในพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าเนื่องจากได้รับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าก็เป็นสิ่งที่ใช้แล้วหมดไป ไม่สามารถทดแทนได้ แนวคิดเรื่องการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงเกิดขึ้นเพื่อจำกัดการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า ลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า และส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน [6-8]

การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเป็นอีกวิธีการหนึ่งที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โดยการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานไฟฟ้าหรือการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ เอกสารทางวิชาการฉบับนี้นำเสนอกระบวนการศึกษาผลกระทบของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าต่อกำลังการผลิตสำรองของไทย และตัวอย่างการประยุกต์ใช้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นแนวทางในการจัดทำแผนการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยกระบวนการศึกษารวมถึงรายละเอียดการพิจารณาเป็นดังนี้

II. กระบวนการศึกษา

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงกระบวนการที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบของ DSM ต่อระดับกำลังการผลิตสำรอง โดยจะทำการประเมินระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีการดำเนินการ DSM ดังนี้

2.1 การประเมินระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม

การประเมินระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม คือ การสร้างระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้โดยใช้กระบวนการทางสถิติ จากนั้นคำนวณค่ากำลังการผลิตสำรองที่ผ่านเกณฑ์จากระบบไฟฟ้านั้นๆ ออกมา จากกระบวนการประเมินระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม [9] นำมาประยุกต์ใช้พิจารณาผลของ DSM ได้โดยการคำนวณหาระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้สำหรับ Peak Load ค่าต่างๆ ที่รวมผลของ DSM ที่พิจารณา จากนั้นจึงคำนวณค่ากำลัง

การผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าจากค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าในขณะนั้นกับค่า Peak Load กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดระบบไฟฟ้าเริ่มต้น และข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็น ได้แก่

- 1) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเริ่มต้น และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบ
- 2) เกณฑ์ LOLE หรือ จำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เช่น ไม่เกิน 1 วันต่อปี
- 3) ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
- 4) ช่วง Peak Load ที่ต้องการพิจารณา
- 5) การลดกำลังไฟฟ้าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ต้องการพิจารณา (ถ้ามี)

ขั้นที่ 2 ปรับปรุงแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ได้แก่

- 1) ปรับให้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นโดยให้ Peak Load มีค่าเท่ากับค่าที่กำหนด
- 2) หักลบด้วยผลของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ต้องการพิจารณา (ถ้ามี)

ขั้นที่ 3 คำนวณค่า LOLE ของระบบไฟฟ้า

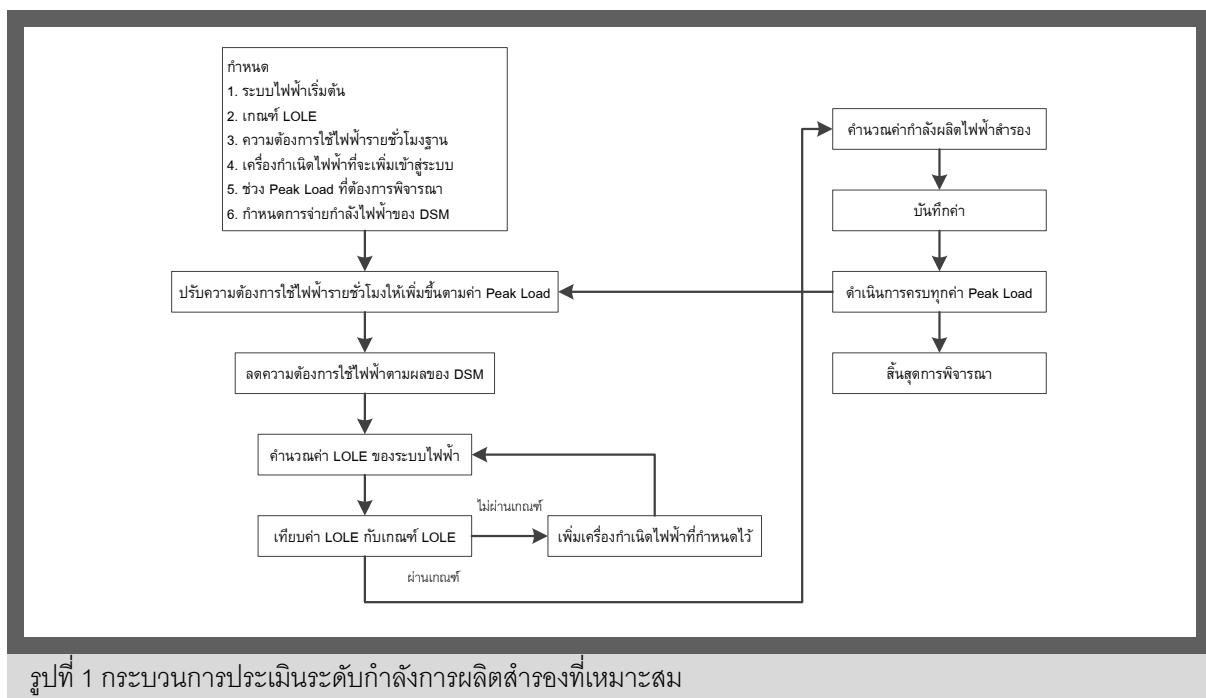
ขั้นที่ 4 เปรียบเทียบค่า LOLE ที่คำนวณได้กับเกณฑ์ LOLE ได้แก่

- 1) หากค่า LOLE ไม่ผ่านเกณฑ์ ให้เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่กำหนด แล้วกลับไปขั้นตอนที่ 3
- 2) หากค่า LOLE ผ่านเกณฑ์ ให้ดำเนินการในขั้นตอนที่ 5 ต่อไป

ขั้นที่ 5 คำนวณค่ากำลังการผลิตสำรองของระบบ

ขั้นที่ 6 บันทึกผล แล้วกลับไปดำเนินการในขั้นตอนที่ 2 จนครบช่วง Peak Load ที่ต้องการ

จากกระบวนการที่นำเสนอมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 1

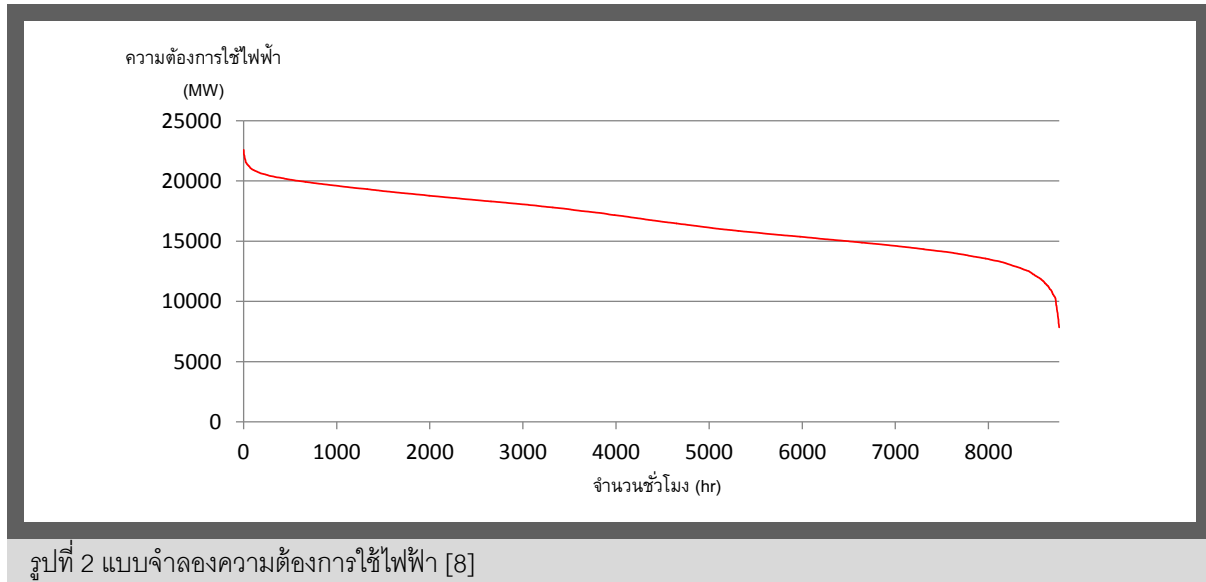


III แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการสร้างแบบจำลองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วย แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า และแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า โดยรายละเอียดของแบบจำลองดังกล่าวพร้อมทั้งดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาเป็นดังนี้

3.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้เป็น Load Duration Curve ซึ่งโดยปกติแล้ว จะมี 2 แบบ ได้แก่ Load Duration Curve ที่ระยะเวลาเป็นชั่วโมง และ Load Duration Curve ที่ระยะเวลาเป็นวัน โดยอาจจะเป็น 1 เดือน หรือ 1 ปี โดยตัวอย่างของ Load Duration Curve รายชั่วโมงของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2550 [10] เป็นดังแสดงในรูปที่ 2



3.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

สำหรับการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจะแยกพิจารณาประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามข้อมูลและผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขีดจำกัดพลังงาน (Energy Limited Unit) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีขีดจำกัดพลังงาน ดังนี้

3.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขีดจำกัดพลังงาน (Energy Limited Unit) [11]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขีดจำกัดพลังงาน (Energy Limited Unit) ส่วนใหญ่จะเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอ่างเก็บน้ำ เนื่องจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้นั้นขึ้นกับระดับน้ำและปริมาณน้ำในอ่างเก็บ พลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้ต่อปีจึงมีค่าจำกัด และมักจะถูกใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าเฉพาะช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง ดังนั้นแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานจำเป็นต้องใช้ข้อมูลความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง โดย แสดงตัวอย่างข้อมูลของเขื่อนที่มีกำลังผลิต 779.2 MW ใน 1 ปี เป็นดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความน่าจะเป็นในการจ่ายพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงาน

ลำดับที่	พลังงานไฟฟ้า (MWh)	ความน่าจะเป็นสะสม
1	6,825,792.00	0.00
2	1,183,989.24	0.20
3	647,954.72	0.56
4	0.00	1.00

แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจำกัดพลังงานเริ่มจากการนำข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าใน Load Duration Curve โดยการลดระยะเวลาที่จะเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงตามสมการที่ (1) [11]

$$D(L) = \sum_{i=1}^N d_i(L) \times P_i(C_i) \quad (1)$$

โดย $D(L)$ คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังจากหักลบกำลังผลิตแล้ว

$d_i(L)$ คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L จาก Load Duration Curve เมื่อหักลบกำลังผลิต C_i MW

N คือ จำนวนระดับกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

C_i คือ กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลำดับที่ i

$P_i(C_i)$ คือ ความน่าจะเป็นที่กำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่า C_i

เมื่อได้ Load Duration Curve ที่หักลบผลของกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากสมการที่ (1) แล้วจึงนำมาปรับด้วยค่าความน่าจะเป็นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าโดยใช้สมการที่ (2) [11]

$$D(L) = d_c(L) \times P[E(L)] + d_o(L) \times \{1 - P[E(L)]\} \quad (2)$$

โดย $D(L)$ คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังพิจารณาผลของความน่าจะเป็น

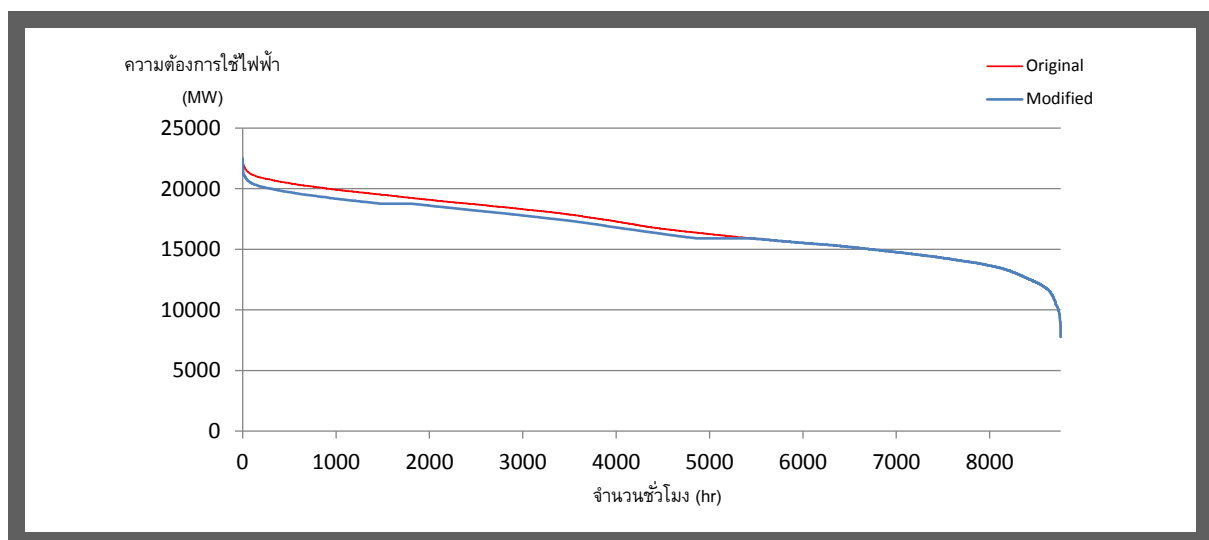
$d_c(L)$ คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L หลังจากหักลบกำลังผลิตแล้ว

$d_o(L)$ คือ ระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า L ก่อนหักลบกำลังผลิต

$E(L)$ คือ พลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับหรือสูงกว่า L MW

$P[E(L)]$ คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายพลังงานสูงกว่า $E(L)$

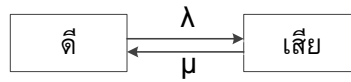
ตัวอย่างของ Load Duration Curve ก่อนและหลังถูกหักลบด้วยผลของตัวอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำที่มีกำลังผลิต 779.2 MW และมีค่า $FOR = 0.04$ แสดงดังรูปที่ 3 ซึ่งจะเห็นว่าส่วนที่โดนหักลบไปนั้นคือส่วนของ Load Duration Curve เฉพาะช่วงที่มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง



รูปที่ 3 ตัวอย่าง Load Duration Curve ก่อนและหลังหักลบผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขีดจำกัดพลังงาน

3.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีขีดจำกัดพลังงาน [7]

สำหรับการพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีขีดจำกัดพลังงานนั้น ค่าสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มนี้คำนวณจากความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะจาก “ดี” ไป “เสีย” (Failure Rate, λ) และจาก “เสีย” ไป “ดี” (Repair Rate, μ) ในแบบจำลองการทำงาน 2 สถานะ [12] ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 แบบจำลองการทำงาน 2 สถานะ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีขีดจำกัดพลังงาน [7]

จากนั้นจึงคำนวณโอกาสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้องในระยะยาว (Forced Outage Rate, FOR) จากสมการที่ (3) [7]

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3)$$

เมื่อได้ค่า **FOR** ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว เราจะนำข้อมูลดังกล่าวมาประกอบในการสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table, COPT) ซึ่งจะใช้เป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าโดยใช้สมการที่ (4) [12]

$$P(X) = (1 - FOR)P'(X) + (FOR)P'(X - C) \quad (4)$$

โดย C คือขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

FOR คือค่า **FOR** ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

$P(X)$ คือความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด X MW หลังเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

$P'(X)$ คือความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW กำหนดค่าเริ่มต้นของให้ $P'(X) = 1.0$ เมื่อ $X \leq 0$ และ $P'(X) = 0$ เมื่อ $X > 0$

เมื่อได้แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้ว ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงการสร้างแบบจำลองความเสี่ยงเพื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป

3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า คือ ดัชนีที่บ่งชี้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่นี้เพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้หรือไม่ โดยระบบไฟฟ้าที่เชื่อถือได้จะต้องมีดัชนีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ โดยดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณามีดังนี้

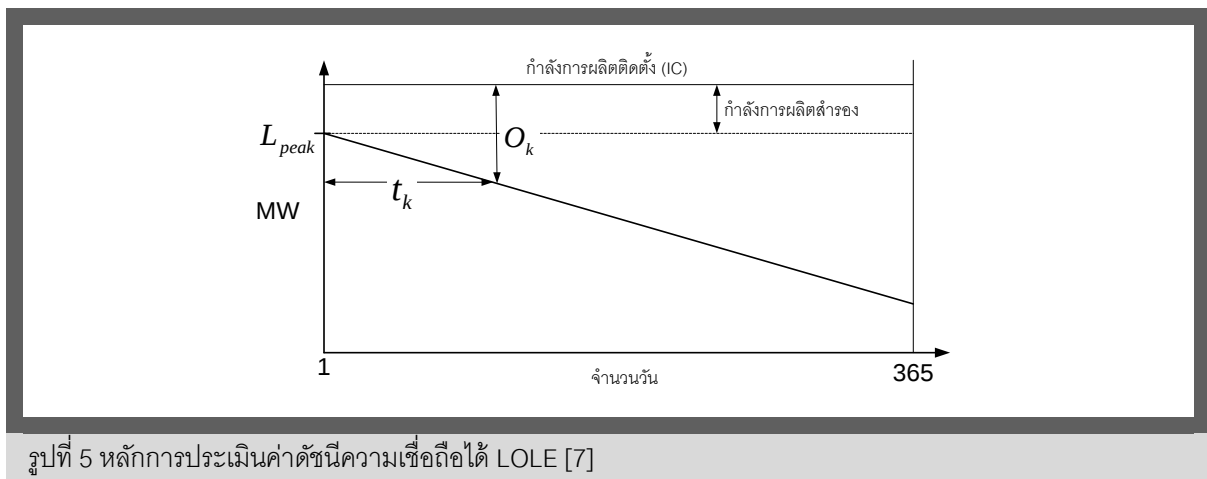
3.3.1 ระดับกำลังการผลิตสำรอง

กำลังการผลิตสำรองหมายถึงค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังติดตั้ง (Installed Capacity) กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งกำลังผลิตส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขัดข้องหรือต้องซ่อมบำรุง รวมถึงกำลังผลิตที่สำรองไว้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5)

$$\text{กำลังการผลิตสำรอง} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้ง} - \text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}}{\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}} \times 100 \quad (5)$$

3.3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE (Loss of Load Expectation)

ดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE (Loss of Load Expectation) แสดงถึงจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE นั้นจะอาศัย COPT แทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และอาศัย Daily Peak Load Duration Curve ดังแสดงในรูปที่ 5 แทนแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE จากสมการที่ (6) [12]



$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k t_k \quad (6)$$

โดย p_k คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW
 t_k คือ ระยะเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้า
 n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

IV. แบบจำลองการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

สำหรับแบบจำลองการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาในการศึกษานั้น กำหนดให้ DSM ที่พิจารณาทุกกรณีมีเป้าหมายแบบ Strategic Conservation โดยผลของ DSM สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (7) [13]

$$\overline{L(t)} = \begin{cases} L(t) + bB & t \in [t_3, t_4] \\ L(t) & t \in \text{others} \end{cases} \quad (7)$$

โดย $L(t)$ คือ แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าเริ่มต้น
 $\overline{L(t)}$ คือ แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ปรับปรุงแล้ว
 B คือ กำลังไฟฟ้าที่เพิ่มหรือลดรายชั่วโมงระหว่างชั่วโมงที่ t_3 ถึง t_4
 b คือ +1 ถ้าเป็นเป้าหมายแบบ Strategic Load Growth
 -1 ถ้าเป็นเป้าหมายแบบ Strategic Conservation

V. การวิเคราะห์ผลกระทบต่อกำลังการผลิตสำรอง

ในการศึกษาผลกระทบของ DSM ที่มีต่อกำลังการผลิตสำรองนั้นใช้ตัวอย่างข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้ามาดำเนินการตามกระบวนการที่ได้นำเสนอภายใต้เงื่อนไขหรือสมมติฐานที่กำหนดขึ้น โดยข้อมูลระบบทดสอบ สมมติฐานต่างๆ และผลการศึกษา เป็นดังนี้

5.1 ระบบทดสอบ

สำหรับการทดสอบเบื้องต้นนั้นใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าดัดแปลงอ้างอิงจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2553 [10] มาเป็นระบบทดสอบ โดยประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 109 เครื่อง กำลังผลิตติดตั้งรวม 31,348 MW และใช้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2550 [10] ที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า 146,268 GWh ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 22,568 MW เป็นค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน ทั้งนี้ใช้เกณฑ์ LOLE ไม่สูงกว่า 1 วันต่อปีเป็นเงื่อนไขในการวางแผน

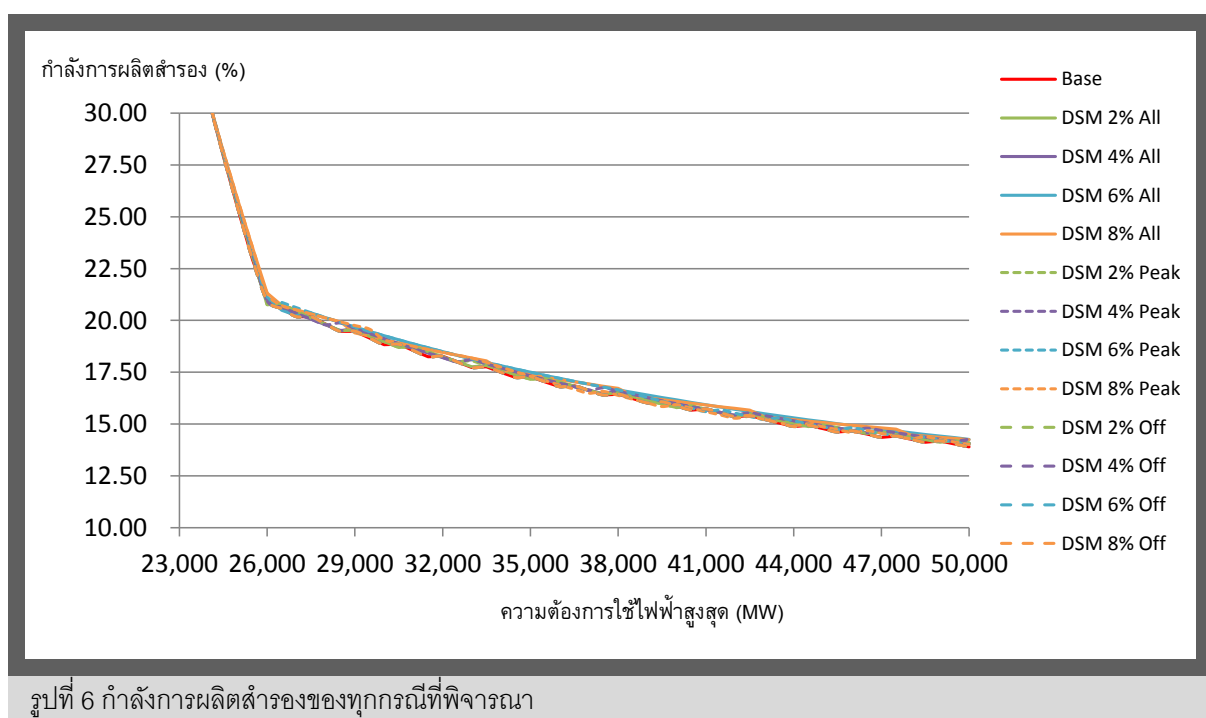
ในการทดสอบกำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีค่าตั้งแต่ 24,000 MW ถึง 50,000 MW โดยเพิ่มขึ้น 500 ทุกรอบการพิจารณา กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงเนื่องจากผลของ DSM ให้เป็นสัดส่วนกับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นในแต่ละรอบของการพิจารณา โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบในแต่ละกรณีศึกษา ดังตารางที่ 2 มีขนาดเครื่องละ 100 MW และ FOR = 0.07

ตารางที่ 2 กรณีศึกษาสำหรับการวิเคราะห์ผลกระทบต่อกำลังการผลิตสำรอง

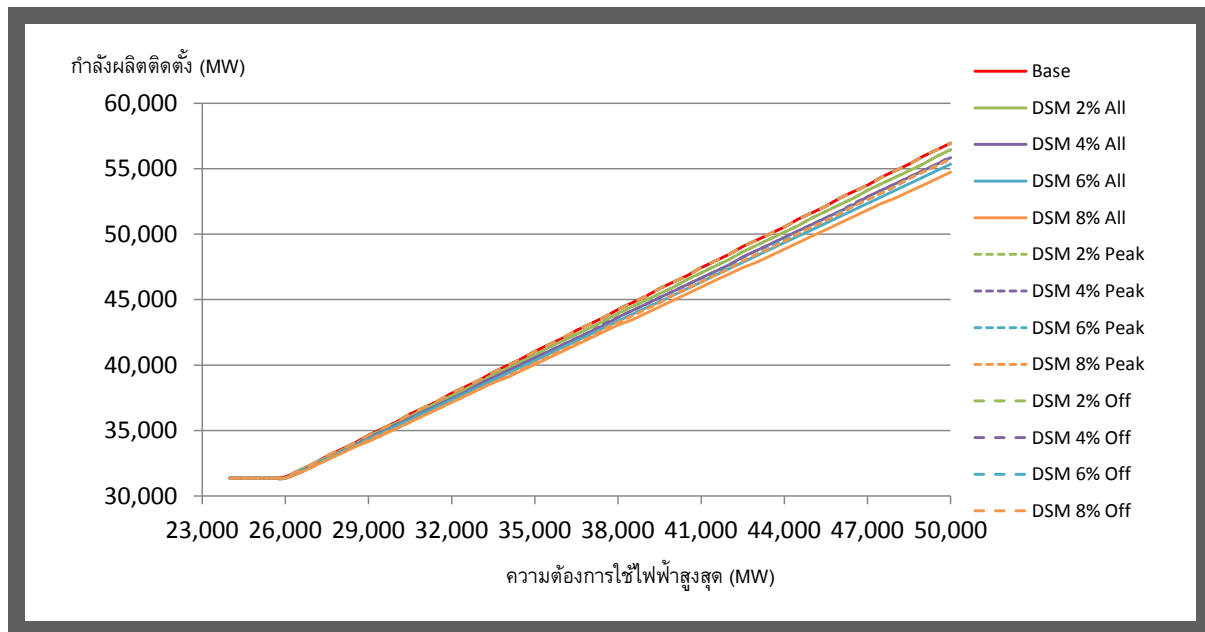
ชื่อกรณี	สัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ลดลงต่อรอบ (%)	ช่วงเวลาที่ลดกำลังไฟฟ้า
Base Case	0	-
DSM 2% All	2	ตลอดทั้งวัน ทุกวัน
DSM 4% All	4	ตลอดทั้งวัน ทุกวัน
DSM 6% All	6	ตลอดทั้งวัน ทุกวัน
DSM 8% All	8	ตลอดทั้งวัน ทุกวัน
DSM 2% Peak	2	13:01 – 17:00 ของวันทำงาน
DSM 4% Peak	4	13:01 – 17:00 ของวันทำงาน
DSM 6% Peak	6	13:01 – 17:00 ของวันทำงาน
DSM 8% Peak	8	13:01 – 17:00 ของวันทำงาน
DSM 2% Off	2	1:01 – 5:00 ของวันทำงาน
DSM 4% Off	4	1:01 – 5:00 ของวันทำงาน
DSM 6% Off	6	1:01 – 5:00 ของวันทำงาน
DSM 8% Off	8	1:01 – 5:00 ของวันทำงาน

5.2 ผลการวิเคราะห์

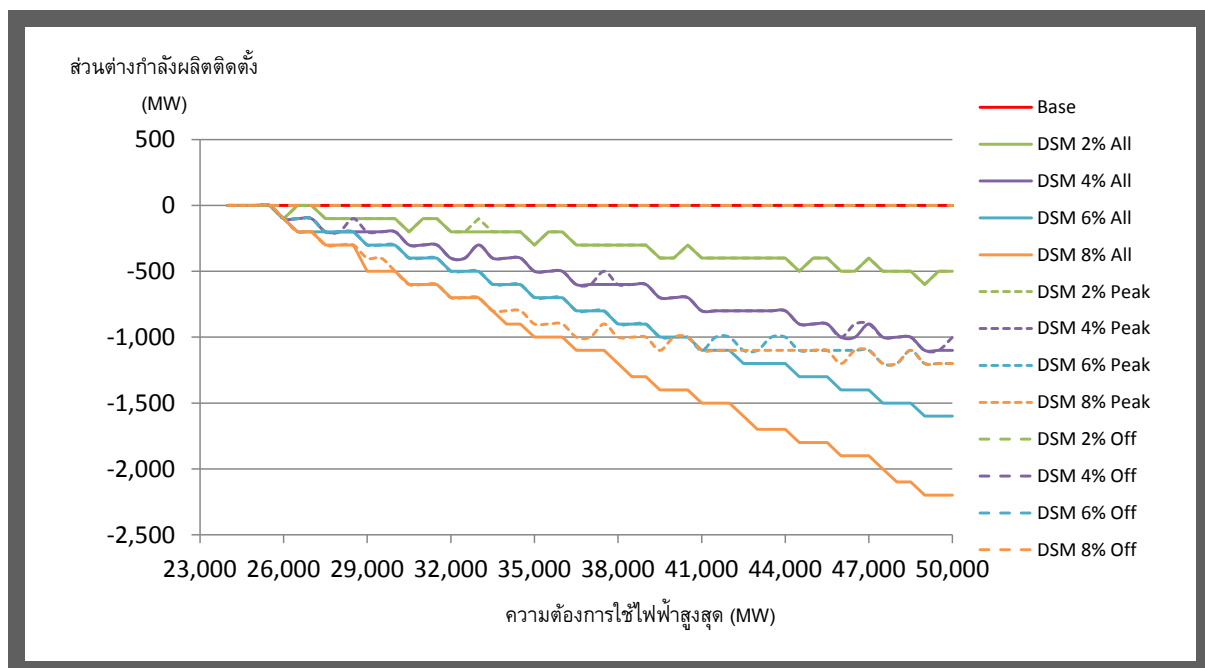
จากข้อมูลที่กล่าวถึงในหัวข้อที่ 5.2 ทำการทดสอบตามกระบวนการที่นำเสนอในหัวข้อที่ 2 ค่าระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมของแต่ละกรณีแสดงในรูปที่ 6



จากรูปที่ 6 จะเห็นว่า DSM ทำให้ค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ในขั้นต่อไปจะพิจารณาระดับกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์ LOLE ไม่สูงกว่า 1 ต่อปี โดยค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าที่ผ่านเกณฑ์และค่ากำลังผลิตติดตั้งที่ลดลงเนื่องจากของกรณีต่างๆ เป็นดังรูปที่ 7 และ 8 ตามลำดับ



รูปที่ 7 กำลังผลิตติดตั้งที่ผ่านเกณฑ์ของแต่ละกรณี



รูปที่ 8 กำลังผลิตติดตั้งที่ลดลงของแต่ละกรณีเมื่อเทียบกับกรณีฐาน

จากรูปที่ 7 และ 8 จะเห็นว่าระดับกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าที่มีการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงจะมีค่าต่ำกว่ากรณีฐาน และระดับกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าที่มีการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำจะมีค่าเท่ากับกรณีฐาน นั่นคือ DSM สามารถลดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องก่อสร้างเพิ่มในอนาคตได้หากสามารถลดระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงได้ ทั้งนี้หากพิจารณากรณี 6 All เทียบกับ 6 Peak และ 8 All เทียบกับ 8 Peak จะพบว่าหากลดความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉพาะช่วงเวลาที่เกิด

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากเกินไป ณ ระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดค่าหนึ่งเป็นต้นไปมาตรการนี้จะไม่มีผลเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลานี้จะมีค่าลดลงจนมีค่าต่ำกว่าช่วงเวลานั้นๆ ทำให้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นในช่วงเวลาอื่นและมาตรการที่ดำเนินการอยู่นี้จะไม่สามารถช่วยลด Peak Load ได้

VI. ผลกระทบของต่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงการประยุกต์ใช้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้ากับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 เพื่อพิจารณาผล DSM ที่มีต่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

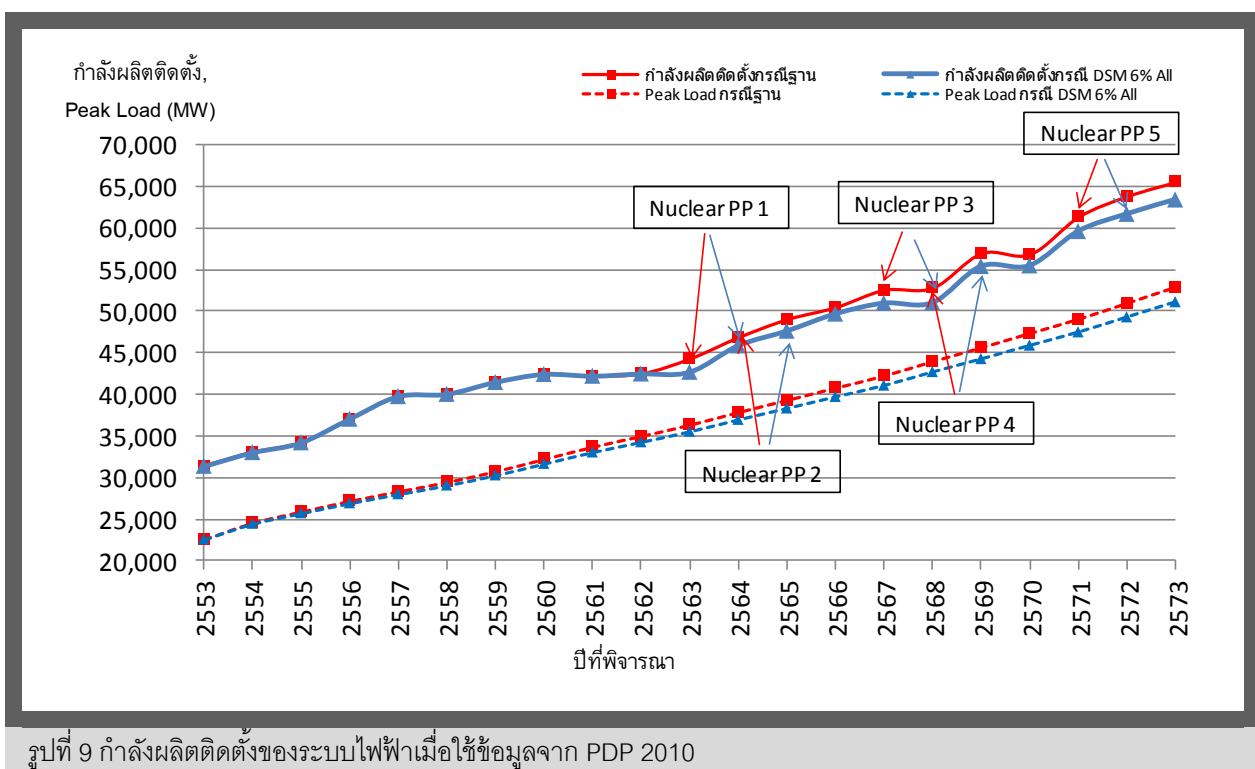
6.1 ระบบทดสอบ

ในการทดสอบจะใช้ระบบไฟฟ้าดัดแปลงอ้างอิง ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2549 [13] เป็นระบบเริ่มต้นในการพิจารณา และใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตาม PDP 2010 [13] สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ประกอบกับใช้รายชื่อโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทั้งนี้จะเลยลำดับการเพิ่มตามแผนเดิมหลังจากปี พ.ศ. 2562 เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะต้องก่อสร้างเพิ่มเติมเท่านั้น ยังไม่มีแผนการก่อสร้างที่แน่นอน ในจำลองผลจะเริ่มต้นพิจารณาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2573 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ในแต่ละปีและใช้เกณฑ์กำลังการผลิตสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า หากที่เวลาใดหลังจากปี พ.ศ. 2562 ระบบมีกำลังการผลิตสำรองต่ำกว่าเกณฑ์ให้เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลำดับในแผน PDP 2010 ทำการพิจารณาเช่นนี้จนถึงปี พ.ศ. 2573

ในการทดสอบนั้นจะพิจารณาเปรียบเทียบ 2 กรณีประกอบด้วย 1) กรณีที่ไม่มี DSM ให้เป็น กรณี Base และ 2) กรณีลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงร้อยละ 6 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นตลอดทั้งวัน ให้เป็นกรณี DSM 6% All

6.2 ผลการวิเคราะห์

จากการจำลองผลพบว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งและค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปีเป็นดังรูปที่ 9 โดยสัญลักษณ์ Nuke 1 ถึง Nuke 5 แสดงถึงโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดกำลังการผลิต 1,000 MW ที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 ทั้ง 5 โรง



จากรูปที่ 9 จะเห็นว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่ากำลังผลิตติดตั้งในแต่ละปีของกรณีที่มีการดำเนินการ DSM มีค่าต่ำกว่ากรณีที่ไม่มี DSM และจะเห็นว่ากรณี DSM สามารถชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดกำลังการผลิต 1,000 MW ทั้ง 5 โรงได้ 1 ปี โดยประมาณ จากตัวอย่างดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าการประยุกต์ใช้มาตรการ DSM ที่เหมาะสมนั้น สามารถชะลอการเพิ่มกำลังผลิตเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ

VI. สรุปผล

จากผลการวิเคราะห์ข้างต้นสามารถสรุปได้ว่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่ให้ผลแบบ Strategic Conservation นี้มีผลต่อระดับกำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมน้อยมาก แต่มีผลต่อกำลังผลิตที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในอนาคตสำหรับในกรณีที่มาตรการ DSM สามารถลดระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลงได้ ซึ่งผลการวิเคราะห์ต่างๆ เหล่านี้จะสามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลสำคัญในการจัดทำแผนการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้ต่อไป

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลและทุนสำหรับการวิจัยในครั้งนี้

บรรณานุกรม

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, EGAT Generation Data for Planning [Excel Worksheet]. 2554.
- [2] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573, 2553.
- [3] J.E. Runnels and M.D. Whyte, "Evaluation of Demand-Side Management," *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1489-1495, Oct. 1985.
- [4] M. Zhou and G. Li and P. Zhang, "Impact of Demand Side Management on Composite Generation and Transmission System Reliability," presented at Power Systems Conference and Exposition 2006, pp. 819-824. Proceeding of the IEEE, 2006.
- [5] R.M. DelGado, "Demand-Side Management Alternatives," *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1471-1488, Oct. 1985.
- [6] A. Mohsenian-Rad and V.W.S. Wong and J. Jatskevich and R. Schober and A. Leon-Garcia, "Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 320-331, Dec. 2010.
- [7] C.W. Gellings and W.M. Smith, "Integrating Demand-Side Management into Utility Planning," *Proceedings of the IEEE*, vol. 77, no. 6, pp. 908-918, Jun. 1989.
- [8] B.A. Smith and M.R. Mcrae and E.L. Tabakin. "Issues in Forecasting Demand-Side Management Program Impacts," *Proceedings of the IEEE*, Vol. 73 No. 10 (Oct 1985): 1496-1502.
- [9] D.S. Loughran and J. Kulick, "Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States," *The Energy Journal*, vol. 25, no. 1, pp. 19-24, 2004.
- [10] J.E. Runnels and M.D. Whyte, "Evaluation of Demand-Side Management," *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1489-1495, Oct. 1985.
- [11] R. Diewvilai and R. Nidhiritdhikrai and B. Eua-arporn, "Reserve Margin Evaluation for Generation System Using Probabilistic Based Method," *Electrical Engineering/Electronics, Computers, Telecommunication and Information Technology (ECTI)*, 2011 8th International Conference on, pp. 905-908, 2011.
- [12] R. Billinton and P.G. Harrington, "Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2076-2085, Nov. /Dec. 1978.
- [13] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*. London: Pitman Publishing Limited, 1984.