บทที่ 3

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง

โดยปกตินั้นระบบไฟฟ้ากำลัง จะต้องมีกำลังการผลิตมากกว่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าอยู่จำนวนหนึ่ง เรียกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ถ้ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีมากทำให้ต้องลงทุนสูง ระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าก็สูง ในทางกลับกัน ถ้าระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีระดับต่ำ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเป็นผู้รับภาระในความเสียหายที่เกิดขึ้น เมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งอาจเกิดเมื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าต่ำ ขนาดของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจึงเป็นส่วนสำคัญต่อความเชื่อถือได้ของการทำงานของระบบ สำหรับกฎเกณฑ์การกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะแบ่งออกได้ดังนี้

- เกณฑ์การตัดสินใจ (Deterministic Criteria)
- กฎเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic Criteria)

3.1 กฎเกณฑ์ที่มาการตัดสินใจ [1,2,3]

เกณฑ์การตัดสินใจในการกำหนดขนาดของกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง ได้มาจากการตั้งสมมติฐานขึ้นก่อนโดยพิจารณาถึงสถานะการทำงานของระบบจำนวนหนึ่ง เช่น โหลดและสภาวะที่เกิดการขัดข้อง เพื่อที่จะดูผลการปฏิบัติงานของระบบผลิต หรือระบบส่งพลังงานไฟฟ้า สถานการณ์เหล่านี้จะถูกพิจารณาเมื่อส่งผลกระทบต่อการปฏิบัติงานของระบบเท่านั้น เช่นขณะที่มีโหลดสูงพร้อม ๆ กับที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดในระบบเกิดขัดข้อง โดยสมมติฐานที่ตั้งขึ้นจะถือว่าถ้าระบบสามารถทำงานได้เป็นปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์รุนแรงที่ถูกกำหนดขึ้นก่อนได้แล้ว ระบบก็สามารถทำงานได้เป็นปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์อื่น ๆ ขึ้นกับระบบได้เช่นกัน

ข้อได้เปรียบของเกณ์การตัดสินใจนี้คือ สถานะที่ต้องทำการพิจารณามีจำนวนน้อย ส่งผลให้การตรวจสอบในแต่ละสถานะสามารถทำได้อย่างละเอียด แต่วิธีการดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับประสบการณ์ของผู้วางแผนเป็นปัจจัยสำคัญ สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจที่ใช้กำหนดขนาดกำลังผลิต ไฟฟ้าสำรอง สามารถแบ่งได้เป็น 2 แบบคือ

3.1.1. การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองด้วยกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่สุดของระบบ

เป็นการกำหนดกำลังผลิตสำรอง ซึ่งจัดให้มีในระบบไว้เผื่อในกรณีที่ต้องหยุดซ่อมเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ใหญ่ที่สุดในระบบตามกำหนดเวลา 1 เครื่อง บวกด้วยกรณีที่อาจมีเครื่องกำเนิดไฟ้าอีกหนึ่งเครื่องเกิดเสียอย่างกระทันหัน

วิธีการกำหนดกำลังผลิตสำรองดังกล่าวข้างต้นนี้มีความง่ายต่อการเข้าใจของบุคคลทั่วไป แต่ไม่ได้ครอบคลุมถึง ความเป็นไปได้ในกรณีต่าง ๆ อีกมากที่จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับในระบบขึ้นได้บางส่วนเช่น โอกาสที่จะมีเครื่องเสียพร้อม ๆ กันหลายเครื่อง โอกาสที่จะต้องหยุดซ่อมเครื่องพร้อม ๆ กันหลายเครื่องเพราะมีจำนวนเครื่องมากขึ้น เป็นต้น

3.1.2 การกำหนดให้กำลังผลิตสำรองมีค่าเป็นร้อยละของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

เป็นการกำหนดระดับกำลังผลิตสำรองเป็นร้อยละของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในระบบ เช่น กำหนดเป็น 15,20,25 หรือ 30% เป็นต้น เช่นระบบไฟฟ้ามีความต้องการสูงสุด 4,000 MW ถ้าให้กำลังผลิตสำรองเป็น 20 % ก็จะต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง 800 MW

การกำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นร้อยละของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบนั้นส่วนมากขึ้นอยู่กับขนาดของระบบไฟฟ้า ถ้าระบบไฟฟ้ามีขนาดเล็ก อาจต้องใช้วิธีการกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองวิธีแรก คือคิดเป็นเครื่องที่ใหญ่ที่สุดหยุดได้ 1-2 เครื่องก่อนแล้วเทียบกลับมาหากำลังการผลิตสำรองเป็นร้อยละ ซึ่งจะเป็นเปอร์เซนต์ที่สูงมากอาจจะเป็น 30-50 % ก็ได้ แต่ถ้าหากระบบไฟฟ้ามีขนาดใหญ่มากขึ้น ขนาดร้อยละของกำลังผลิตสำรองก็จะลดลงได้ เช่น ระบบไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 10,000 MW ถ้ากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากับ 20 % ก็จะมีกำลังผลิตสำรอง 2,000 MW ซึ่งอาจจะเพียงพอแล้ว เพราะขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหญ่ที่สุดในระบบนั้นอาจจะมีขนาดเพียงเครื่องละ 900 MW การกำหนดกำลังผลิตสำรองเป็นร้อยละของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบนั้น เป็นวิธีคำนวณที่ง่าย อีกวิธีหนึ่งแต่ในการวิเคราะห์นั้นยังต้องคำนึงถึงผลของการกำหนดกำลังผลิตสำรองในวิธีที่ 1 อยู่เช่นกัน

ซึ่งจะเห็นได้ว่า การแก้ปัญหาจะทำได้ง่ายและรวดเร็ว เพราะเราจะทราบได้ทันทีว่าในช่วงเวลา ใด ๆ นั้น ระบบควรจะมีกำลังการผลิตรวมอย่างน้อยเป็นเท่าไร

3.2 กฎเกณฑ์ที่มาจากความน่าจะเป็น [1, 2, 3, 4, 6]

วิธีการกำหนดกำลังผลิตสำรองโดยใช้กฎเกณฑ์การตัดสินใจนั้น เป็นวิธีที่เข้าใจง่าย

แต่วิธีดังกล่าวไม่สามารถทราบได้ว่าระบบไฟฟ้านั้นมีความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับได้มากน้อยเพียงไร ซึ่งอาจจะมีความเชื่อถือได้ดีไม่เพียงพอ หรืออาจจะดีเกินไป ดังนั้นจึงได้มีการนำเกณฑ์ความน่าจะเป็นมาใช้คำนวณระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ผ่านค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ เช่น LOLE (Loss of Load Expectation), F&D (Frequency and Duration)

การกำหนดกำลังผลิตสำรองด้วยกฎเกณฑ์การตัดสินใจดังกล่าวข้างต้นนั้น ไม่สามารถบ่ง บอกถึงระดับความเพียงพอของระบบผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งอาจจะทำให้ได้แผนการที่มีระดับความเชื่อถือได้ไม่เพียงพอ หรืออาจดีเกินไป(ซึ่งหมายถึงมีการลงทุนมากเกินไป) ดังนั้นในปัจจุบันจึงนิยมใช้วิธีกำหนดกำลังผลิตสำรองด้วยวิธีความน่าจะเป็น เพื่อกำหนดระดับความเชื่อถือได้ที่ของระบบผลิตผ่านค่า LOLE ซึ่งชี้บอกถึงโอกาสที่กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบจะมีไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตนี้จะกำหนดจำนวนวัน (โดยเฉลี่ย) ใน 1 ปี ที่คาดว่ากำลังผลิตของระบบจะน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละวัน

ค่า LOLE กับปริมาณกำลังผลิตสำรอง มีความสัมพันธ์เกี่ยวเนื่องกันคือ ถ้าระดับกำลังผลิตสำรองของระบบสูง ค่า LOLE จะมีค่าต่ำ (หมายถึงระบบผลิตไฟฟ้ามีระดับความเชื่อถือได้สูง) แต่ถ้าระดับกำลังผลิตสำรองของระบบมีค่าต่ำ ค่า LOLE จะมีค่าสูง (หมายถึงระบบผลิตไฟฟ้ามีระดับความเชื่อถือได้ต่ำ) ซึ่งค่า LOLE ที่ใช้กันอยู่ในกลุ่มประเทศอาเซี่ยนคือ 1 วัน/ปี [2] ส่วนในประเทศสหรัฐอเมริกาจะใช้ 0.1 วัน/ปี [2] เป็นต้น

วิธีการคำนวณค่าความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง จะมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

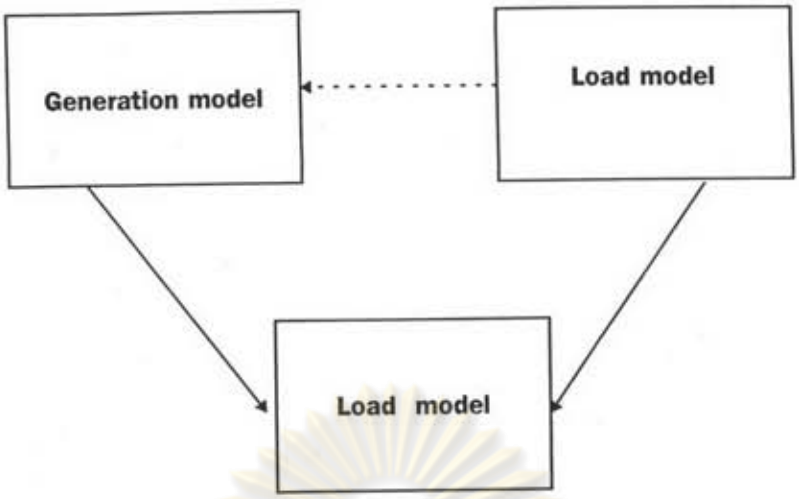
ขั้นที่ 1. สร้างแบบจำลองของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยอาศัยพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง เช่น ค่าอัตราการขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น

ขั้นที่ 2. สร้างแบบจำลองของโหลด

ขั้นที่ 3. นำแบบจำลองของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมเข้ากับแบบจำลองของโหลดเพื่อสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง

จากขั้นตอนทั้งสามสามารถแสดงหลักการคำนวณได้ดังรูปที่ 3.1

แบบจำลองของโหลด และระบบผลิตไฟฟ้าจะถูกรวมเข้าด้วยกัน เพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยง (Risk Model) ซึ่งแบบจำลองนี้จะไม่รวมถึงค่าต่าง ๆ ของระบบสายส่ง ดังนั้นแบบจำลองที่ใช้ศึกษาและ วิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง สามารถแสดง ได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.1 แผนภาพแสดงหลักการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง

รูปที่ 3.2 แบบจำลองสำหรับใช้คำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง

หลักการดังกล่าวจะใช้ในการคำนวณค่า LOLE [1,2,4] ซึ่งเป็นค่าที่ใช้บอกถึงการคาดคะเนการสูญเสียโหลด หรือกำลังผลิตมีไม่เพียงพอต่อความต้องการในช่วงเวลาที่ทำการศึกษา วิธีนี้มีความยืดหยุ่นและสะดวกต่อการนำไปใช้งานจึงได้รับความนิยมอย่างกว้างขวาง รวมทั้งถูกนำมาใช้ในงานวิทยานิพนธ์นี้ด้วย

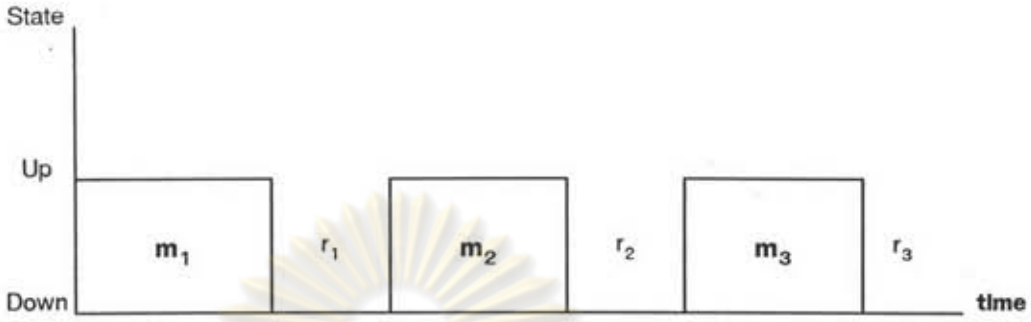
3.2.1 แบบจำลองกำลังผลิตไฟฟ้า

ดังที่ได้กล่าวไว้ในตอนต้นว่า การหาค่าความน่าจะเป็น จะเป็นการนำเอาค่าอัตราการขัดข้อง (failure rate) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อมูลทางด้านสถิติ ที่เกี่ยวกับการทำงานและชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ โดยจะมีการนำข้อมูลเหล่านี้ไปสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้า ข้อมูลพื้นฐานที่ใช้จะเกี่ยวข้องกับความพร้อมมูล (Availability) ของส่วนประกอบในระบบ ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อที่3.2.1.1

3.2.1.1 ความพร้อมมูล (Availability) ความถี่และช่วงเวลาเฉลี่ย [1, 2]

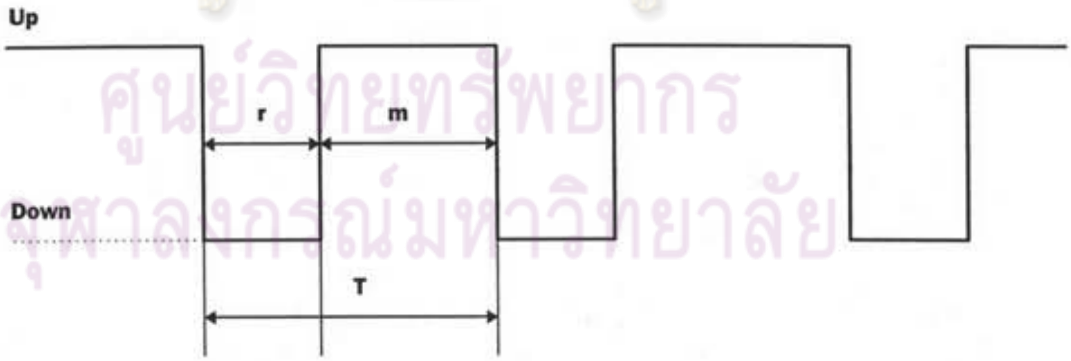
ความผิดพลาดในการทำงานหรือความเสียหายที่เกิดขึ้นกับส่วนประกอบใด ๆ ในระบบนั้นเป็นปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นอย่างไม่แน่นอน ซึ่งทฤษฎีความน่าจะเป็นเรียกว่าเป็น "เหตุการณ์

สุ่ม" เมื่อดูประวัติการทำงานของอุปกรณ์ตัวหนึ่งในระบบ จะพบว่ามีลักษณะเป็นอนุกรมของช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ "ดี" (Up) สลับกับสถานะเสีย (Down) ดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 สถานะการทำงานของอุปกรณ์ใด ๆ ในระบบ

เมื่อบันทึกช่วงเวลาที่อุปกรณ์ดังกล่าวอยู่ในสถานะ "ดี" เอาไว้ตลอดระยะเวลาการใช้งานที่นานพอ โดยนับจำนวนช่วงเวลาดังกล่าวไว้ด้วย จะพบว่าช่วงเวลาในสถานะ "ดี" โดยเฉลี่ย (m) จะมีค่าคงที่ตลอดระยะเวลาการใช้งานนั้น ช่วงเวลานี้เรียกอีกอย่างว่า "MEAN TIME BETWEEN FAILURES" (MTBF) ส่วนกลับของ m หรือ 1/m นี้เรียกว่า "อัตราการเสีย" (Failure Rate) ที่เกิดขึ้น แทนด้วย หากพิจารณาช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะ "เสีย" บ้าง ก็จะได้ค่าเฉลี่ยออกมาในทำนองเดียวกันคือ r ซึ่งหมายถึง "ช่วงเวลาในสถานะเสีย" โดยเฉลี่ย เราเรียกส่วนกลับของ r หรือ 1/r ว่า "อัตราการซ่อมแซม" (Repair Rate) ที่เกิดขึ้นแทนด้วย μ 3.4 แสดงพฤติกรรมโดยเฉลี่ยในระยะยาวของอุปกรณ์ดังกล่าว



รูปที่ 3.4 ช่วงเวลาการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ใด ๆ ในระบบ

ในการคำนวณจำเป็นต้องทำความรู้จักกับปริมาณพื้นฐานจำนวนหนึ่ง โดยถือว่าพฤติกรรม ของระบบไฟฟ้ากำลังจะมีอยู่ได้ 2 สถานะ คือ "ดี" กับ "เสีย" โดย "ดี" หมายถึงกำลังการ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผลิตมากกว่าหรือเท่ากับโหลด "เสีย" กำลังการผลิตน้อยกว่าโหลด สำหรับสัญญลักษณ์และความหมายจะประกอบขึ้นด้วยพารามิเตอร์ต่าง ๆ ดังนี้

$$m = (1/n) \sum_{i=1}^{n} m_i$$

m หมายถึง ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยในระยะยาวของสถานะ "ดี" ของระบบ หรือ MEAN TIME TO FAILURE (MTTF)

$$r = (1/n) \sum_{i=1}^{n} m_i$$

r หมายถึง ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยในระยะยาวของสถานะ "เสีย"ของระบบ หรือ AVERAGE REPAIR TIME (ART)

n หมายถึง จำนวนช่วงเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการคำนวณ

T = m+r หมายถึง คาบเวลาวงรอบโดยเฉลี่ย (Average Cycle Time)

f = 1/T หมายถึง ความถี่วงรอบโดยเฉลี่ย (Average Cycle Frequency)

λ = 1/m หมายถึง อัตราการเสีย (Failure Rate) หรือ อัตราการออก (Outage Rate) จากสถานะ 1 (ดี)

μ = 1/r หมายถึง อัตราการคืนตัว (Repair Time) หรือ อัตราการออกจากสถานะ 0 (เสีย)

A = m/T = $\frac{\mu}{\mu + \lambda}$ หมายถึง ความพร้อมมูลในระยะยาว (Long Term Availability) ของสถานะ "ดี"

U = FOR = r/T = $\frac{\lambda}{\mu + \lambda}$ หมายถึง ความไม่พร้อมมูลในระยะยาว (Long Term Unavailability) ของสถานะ "เสีย" หรือ อัตราการเกิดความขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบ (Force Outage Rate)

3.2.1.2 การสร้างแบบจำลองกำลังการผลิต [1,2,4]

แบบจำลองการผลิตจะถูกสร้างเป็น ตารางความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง (Capacity Outage Probability Table : COPT) ซึ่งประกอบด้วยสถานะของกำลังการผลิตที่อาจเกิดขึ้นเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการขัดข้อง และค่าโอกาสที่จะเกิดขึ้นของสถานะเหล่า

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นั้น การสร้าง COPT นั้นจะมีหลายวิธี

3.2.1.2.1 **วิธีรีเคอร์ซีพเทคนิค** (Recursive Technique)[1,2]

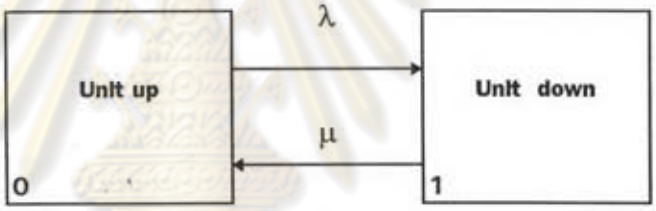
วิธีนี้จะนำค่าขนาดกำลังการผลิตและค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาสร้าง COPT โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบทีละเครื่อง เข้าไปใน COPT เดิมที่มีอยู่จนกระทั่งเครื่องสุดท้ายได้รับการคำนวณ สำหรับการสร้าง COPT นั้น จะพิจารณาเป็น 2 กรณี ตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือประเภทที่ไม่มีการลดกำลังการผลิต (No Derated State) และประเภทที่มีการลดกำลังการผลิต (Derated State) ซึ่งแสดงดังในรูปที่ 3.5 ก และ 3.5 ข ตามลำดับ

ประเภทที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบไม่มีการลดกำลังผลิต (No Derated States)

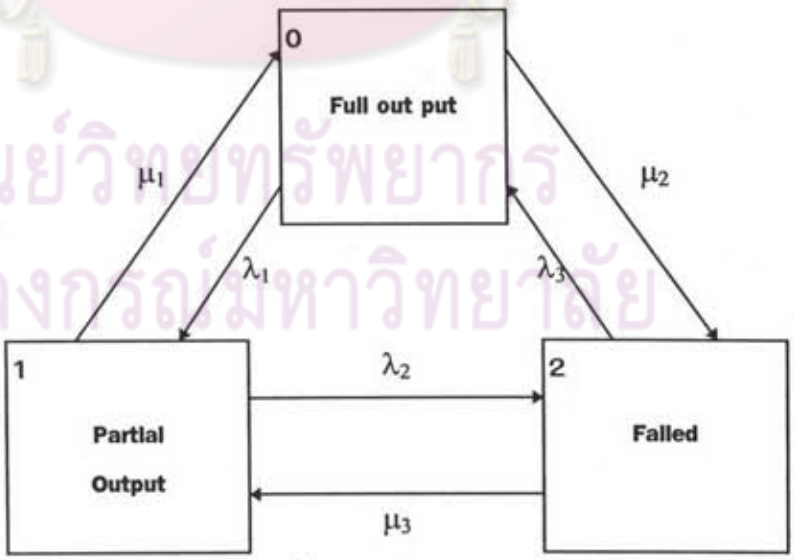
ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะของกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้องรวม ขนาด X MW หลังจากรวมขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW และค่า FOR = r เข้าไป จะสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.1[1]

$$P(X) = (1-r)P'(X) + rP'(X-C) \qquad (3.1)$$

ก.



ข.



รูปที่ 3.5 ก) แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟ้าชนิด 2 สถานะ

ข) แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟ้าชนิด 3 สถานะ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดย $P'(X)$ และ $P(X)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นสะสมของสถานะของกำลังการผลิตรวมที่เกิดขัดข้องขนาด X MW ก่อนและหลังรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW เข้าไปตามลำดับ ด้วยสมการ (3.1) โดยจะเริ่มสร้างตารางจากการค่าเริ่มต้น

$P(X) = 1.0$ เมื่อ $X <= 0$

และ $P(X) = 0$ เมื่อ $X > 0$

ประเภทที่ 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดมีการลดกำลังการผลิต เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกแทนด้วยแบบจำลองหลายสถานะ (Multi-State Model) สมการที่ 3.1 จะถูกเปลี่ยนไปตามสมการที่ 3.2 [1] โดย

$$P(X) = \sum_{i=1}^{n} r_i P(X-C_i) \qquad (3.2)$$

เมื่อ n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดที่เกิด derated + 2

C_i คือ กำลังผลิตขัดข้องสถานะที่ i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกคิดรวมเข้ากับตาราง เดิม

r_i คือ ความน่าจะเป็นของสถานะที่ i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกรวมเข้ากับตารางเดิม

การใช้สมการที่ 3.1 และ 3.2 จะแสดงได้ด้วยระบบง่าย ๆ ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำ เนิดไฟฟ้าขนาด 2 x 25 MW และ 1x 50 MW

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องหน่วยที่	ขนาด (MW)	อัตราการเสีย (ครั้ง/วัน)	อัตราการคืนตัว (ครั้ง/วัน)
1	25	0.01	0.49
2	25	0.01	0.49
3	50	0.01	0.49

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากพารามิเตอร์ในหัวข้อที่ 3.1.1 จะได้ค่า A และ U (FOR) ดังนี้

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = 0.49/(0.49+0.01) = 0.98$$

$$FOR = U = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = 0.01/(0.49+0.01) = 0.02$$

COPT จะถูกสร้างขึ้นตามลำดับโดยใช้สมการที่ 3.1 ดังนี้

ขั้นที่ 1 เพิ่มเครื่องหมายเลข 1

P(0) = (1-0.02)(1.0) +(0.02)(1.0) = 1.0

P(25) = (1-0.02)(0) +(0.02)(1.0) = 0.2

ขั้นที่ 2 เพิ่มเครื่องหมายเลข 2

P(0) = (1-0.02)(1.0) +(0.02)(1.0) = 1.0

P(25) = (1-0.02)(0.02) +(0.02)(1.0) = 0.2

P(50) = (1-0.02)(0) +(0.02)(0.02) = 0.2

ขั้นที่ 3 เพิ่มเครื่องหมายเลข 3

P(0) = (1-0.02)(1.0) +(0.02)(1.0) = 1.0

P(25) = (1-0.02)(0.0396) +(0.02)(1.0) = 0.058808

P(50) = (1-0.02)(0.0004) +(0.02)(0.02) = 0.020392

P(75) = (1-0.02)(0) +(0.02)(0.0396) = 0.058808

P(100) = (1-0.02)(0) +(0.02)(0.0004) = 0.020392

ในกรณีที่เครื่อง 50 MW มีการลดกำลังการผลิตโดยมีแบบจำลองเป็นแบบ 3 ระดับ (Three State Model) ดังข้อมูลในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 50 MW

สถานะ	กำลังผลิตลดลง (MW)	โอกาสที่จะเกิดขึ้น (r_i)
1	0	0.960
2	20	0.033
3	50	0.007

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

COPT จะถูกสร้างขึ้นด้วยการเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 50 MW ชนิด 2 ระดับ จากตัวอย่างในตอนต้นมาเป็นชนิด 3 ระดับ โดยใช้สมการที่ 3.2 ดังต่อไปนี้

P(0) = (0.096)(1.0) +(0.033)(1.0) +(0.007)(1.0) = 1.0

P(20) = (0.096)(0.0396) +(0.033)(1.0) +(0.007)(1.0) = 0.078016

P(25) = (0.096)(0.0396) +(0.033)(0.0396) +(0.007)(1.0) = 0.046322

P(45) = (0.096)(0.0004) +(0.033)(0.0396) +(0.007)(1.0) = 0.008690

P(50) = (0.096)(0.0004) +(0.033)(0.0004) +(0.007)(1.0) = 0.007397

P(70) = (0.096)(0) +(0.033)(0.0004) +(0.007)(0.0396) = 0.000290

P(75) = (0.096)(0) +(0.033)(0) +(0.007)(0.0396) = 0.000277

P(100) = (0.096)(0) +(0.033)(0) +(0.007)(0.0004) = 0.000002

3.2.1.2.2 วิธีระบุตำแหน่งขนาดกำลังการผลิต

ตามหัวข้อที่ผ่านมาจะเห็นว่าการคำนวณจะต้องเสียเวลามากในการจัดเรียงข้อมูล $P^{/}(x)$ และ $P(x)$ ตามสมการที่ (3.1) ดังนั้นหากสามารถระบุตำแหน่งข้อมูลขนาดกำลังการผลิตที่ภาวะต่าง ๆ ได้ทันที จะทำให้เวลาการคำนวณน้อยลงอย่างมาก เพราะจะไม่ต้องเสียเวลาในการจัดเรียงค่ากำลังผลิตที่สถานะต่าง ๆ แต่วิธีนี้จะต้องทำการจองเนื้อที่ในหน่วยความจำไว้ก่อน

ซึ่งสามารถแสดงได้โดยสมการที่ 3.3

$$p(X_j) = \sum_{j=1}^{ns} \sum_{i=1}^{n} r_i \, p^{/}(X_j - C_i) \qquad (3.3)$$

เมื่อ n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดที่เกิด derated + 2

C_i คือ กำลังผลิตขัดข้องสถานะที่ i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกคิดรวมเข้ากับตารางเดิม

r_i คือ ความน่าจะเป็นของสถานะที่ i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกรวมเข้ากับตารางเดิม

X_j คือ กำลังผลิตขัดข้องสถานะที่ j ของระบบผลิต

ns คือ จำนวนชุดข้อมูลทั้งหมดที่เกิดขึ้น

$p(X_j)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะที่ X_j ของระบบผลิตใหม่

$p^{/}(X_j)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะที่ X_j ของระบบผลิตเดิม

ตัวอย่างการการคำนวณแสดงได้ดังต่อไปนี้

ขั้นที่ 1 เพิ่มเครื่องหมายเลข 1

หากสนใจสถานะที่ 0,10 หรือ 25 MWจะสามารถคำนวณได้ดังนี้

$p(0) = (0.98)p^{/}(0-0) +(0.02)p^{/}(0-25) = 1.00$

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

$$p(10) = (0.98)p'(10-0) + (0.02)p'(10-25) = 0.02$$

$$p(25) = (0.98)p'(25-0) + (0.02)p'(25-25) = 0.02$$

ในขั้นที่ 2 เพิ่มเครื่องหมายเลข 2 ผลการคำนวณในสถานะที่ 0,10,25,50 MW สามารถแสดงได้ดังนี้

$$p(0) = (0.98)p'(0-0) + (0.02)p'(0-25) = 1.0000$$

$$p(10) = (0.98)p'(10-0) + (0.02)p'(10-25) = 0.0396$$

$$p(25) = (0.98)p'(25-0) + (0.02)p'(25-25) = 0.0396$$

$$p(50) = (0.98)p'(50-0) + (0.02)p'(50-25) = 0.0004$$

วิธีระบุตำแหน่งขนาดกำลังการผลิตจะสามารถคำนวณได้เร็ว เนื่องจากไม่ต้องเสียเวลาในการจัดเรียงข้อมูลก่อน สามารถทราบตำแหน่งของชุดข้อมูลที่คำนวณได้ทันที ทำให้ไม่ต้องมาจัดเรียงลำดับข้อมูลเหมือนกับวิธีรีเคอร์ซีพเทคนิคดังแสดงในหัวข้อที่ 3.2.1.2.1 แต่ผลที่ตามมาก็คือจะสิ้นเปลืองเนื้อที่ในหน่วยความจำมากขึ้น

3.2.1.2.3 วิธีราวออฟท์เทคนิค (Round Off Technique)

ด้วยเหตุผลข้างต้น ในหัวข้อต่อไปนี้จะใช้วิธีราวออฟท์เทคนิคในการแก้ปัญหา ซึ่งวิธีนี้จะมีข้อดีทั้งในเรื่องความเร็วในการคำนวณ และจำนวนหน่วยความจำที่ใช้ แต่ผลลัพธ์ที่ได้จะมีค่าใกล้เคียงกับทั้งสองวิธีมาก

การหา COPT โดยวิธีราวออฟท์เทคนิคนิคนั้น จะมีหลักการดังนี้

ก. ลดจำนวนชุดของข้อมูลในการคำนวณลง ซึ่งสามารถทำได้โดย เพิ่มช่วงระยะห่างของแต่ละชุดข้อมูล จากผลลัพธ์ในวิธีที่ 3.3.1.2.2 จะเห็นได้ว่า แต่ละชุดของข้อมูล จะห่างกันชุดละ 1 MW แต่ถ้าเพิ่มระยะห่างของชุดข้อมูล (STEP) เป็นชุดละ X MW จะทำให้จำนวนชุดของข้อมูลลดลง โดยต้องคำนวณชุดของข้อมูล 3 ชุด คือ จำนวนชุดข้อมูลของกำลังการผลิตรวมก่อนและหลัง การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และจำนวนชุดข้อมูลกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่เพิ่มเข้าไป

ข. ทำการปรับค่าของข้อมูลใหม่ เพราะว่า การเพิ่มระยะห่างของชุดข้อมูลนั้น อาจจะทำผลการคำนวณคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริงมากขึ้น เช่น ถ้าใช้ระยะห่างของชุดข้อมูลเป็น 10 MW ดังนั้นจำนวนข้อมูลที่ถูกจองไว้ จะเป็น 0,10,20,30,....

ซึ่งจะเห็นว่าถ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีค่าอยู่เพียง 2 ค่า คือที่ 0 MW และ 25 MW ซึ่งค่าที่ 25 MW จะไม่สอดคล้องกับค่าที่จองไว้ การปรับค่าทำได้โดยใช้หลักการของ INTERPOLATE ซึ่งสามารถแสดงได้ดังนี้

ที่ 0 MW ตรงกับช่วงที่ใช้ในการคำนวณ ดังนั้นจะมีค่าเท่าเดิมคือ 0.98

ที่ 25 MW นั้นไม่ตรงกับช่วงที่ใช้ในการคำนวณ ดังนั้นทำการปรับค่าใหม่ ซึ่งจะเห็นว่าค่าที่ 25 MW จะเป็นค่าที่อยู่ระหว่าง ช่วงที่ 20 MW และ 30 MW ดังนั้น

ที่ 20 MW

$$r_{20} = (25-20)/10*0.02 = 0.01$$

ที่ 30 MW

$$r_{30} = (30-25)/10*0.02 = 0.01$$

ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3

ค. จากวิธีการคำนวณทั้ง 2 วิธีข้างต้น จะเห็นได้ว่าในทุก ๆ ครั้งเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบเรียบร้อยแล้ว จะต้องมีการปรับข้อมูลใหม่ โดยนำเอาค่า COPT ของระบบผลิตหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า P(x) ไปใส่ไว้ใน COPT ของระบบผลิตก่อนที่จะเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ $P'(X)$ เมื่อต้องการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องอื่น ๆ เข้าสู่ระบบ ซึ่งจะเห็นได้ว่าในทุก ๆ ครั้งที่เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จะต้องเสียเวลาไปกับส่วนนี้มาก แทนที่จะเริ่มต้นจากสถานะการขาดกำลังการผลิตที่ 0 MW ให้ไปเริ่มที่สถานะการขาดกำลังการผลิต 100 % (เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องหยุดผลิต) จะทำให้ไม่ต้องเสียเวลาในการปรับข้อมูล

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังจากการปรับค่าโดยใช้ STEP เป็น 10 MW

สถานะ	กำลังผลิตลดลง (MW)	โอกาสที่จะเกิดขึ้น (r_j)
1	0	0.98
2	20	0.01
3	30	0.01

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ง. ทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เมื่อกำหนดให้

N : จำนวนสถานะทั้งหมดที่เกิดซึ่งจะมีค่าเท่ากับ derated + 2

r_i: ความน่าจะเป็นของสถานะที่ i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ

NSTD : จำนวนชุดข้อมูลหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

NSTD/: จำนวนชุดข้อมูลก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

CAP[A] : ขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ

IC : ผลรวมขนาดกำลังการผลิตหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว

STEP : Incremental Step Size

ดังนั้นเราสามารถเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ตามสมการที่ 3.4

$$P(FC) := r_1*P(FC)+r_2*P(FC\text{-}I1) +r_3*P(FC\text{-}I1+(N\text{-}2))*(N\text{-}2) \qquad (3.4)$$

เมื่อ I_1 = จำนวนเต็ม(CAP[A]/STEP)

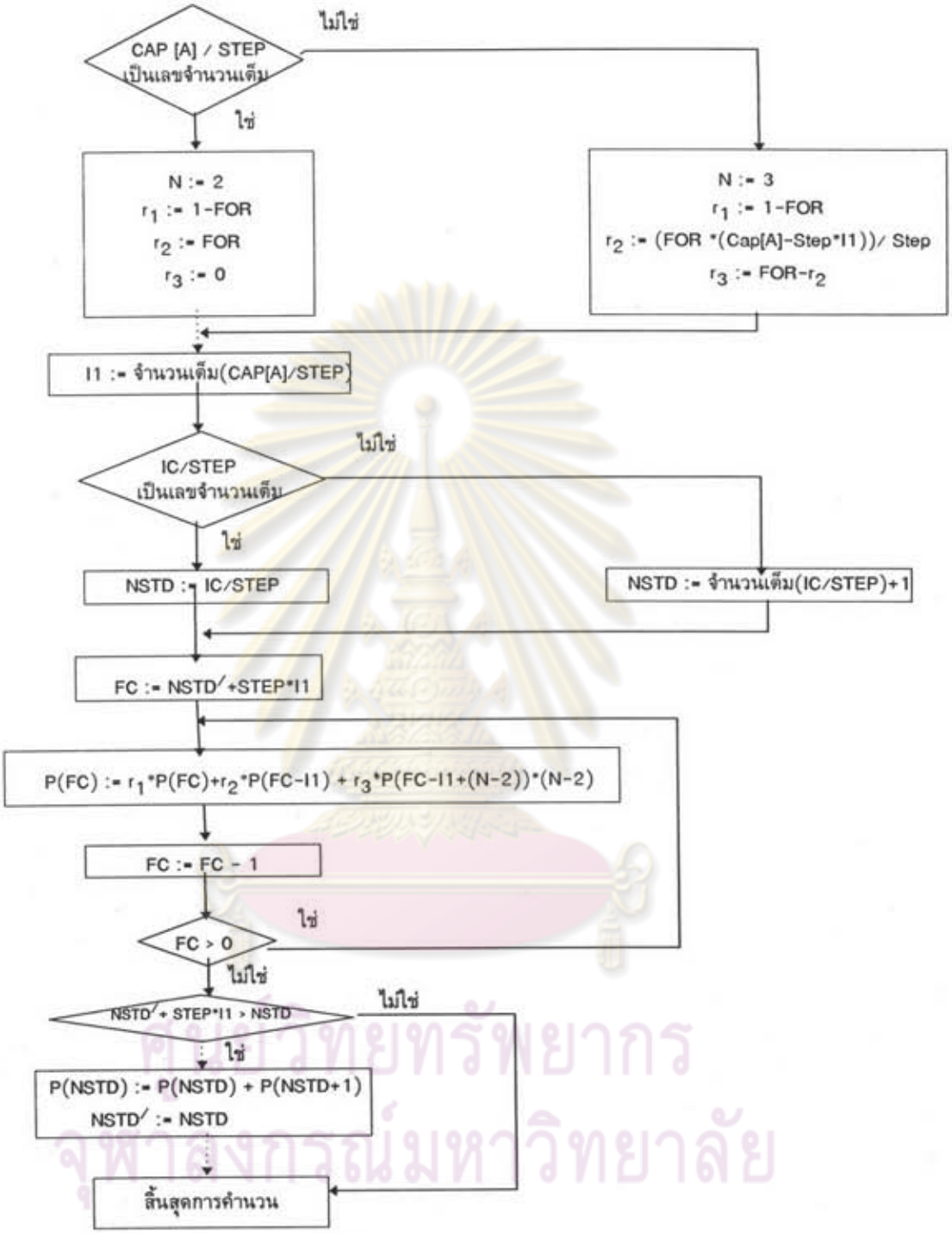
การหา COPT สามารถแสดงได้ดังไดอะแกรมในรูปที่ 3.6

จากตารางที่ 3.1 ทำการสร้างแบบจำลองใหม่โดยใช้ STEP เป็น 10 MW จะได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้ STEP เป็น 10 MW

เครื่องหน่วยที่	สถานะ	กำลังผลิตลดลง (MW)	โอกาสที่จะเกิดขึ้น (r_1)
1	1	0	0.98
	2	20	0.01
	3	30	0.01
2	1	0	0.98
	2	20	0.01
	3	30	0.01
3	1	0	0.98
	2	50	0.02

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.6 ไดอะแกรมในการคำนวนหา COPT

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ขั้นตอนการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

CAP[A]/STEP = 2.5 ซึ่งไม่ใช่เลขจำนวนเต็ม ดังนั้น N = 3

r_1 = 1-FOR = 1-0.2 = 0.98

$r_2 = \frac{FOR*(Cap[A]-Step*I1)}{Step} = \frac{0.2*(25-10*2)}{10} = 0.1$

r_3 = FOR-r_2 = 0.2-0.1 =0.1

I1 = จำนวนเต็ม(CAP[A]/STEP)+(N-2) = 2+1 = 3

FC := NSTD/ + STEP*I1 = 3

ดังนั้น IC = 25 และ STEP = 10

IC/STEP = 2.5 ซึ่งไม่ใช่เลขจำนวนเต็ม

ดังนั้น NSTD = จำนวนเต็ม(IC/STEP)+1 = 2+1 = 3

p(30) = (0.98)p(30-0) +(0.01)p(30-20) +(0.01)p(30-30) = 0.01

p(20) = (0.98)p(20-0) +(0.01)p(20-20) +(0.01)p(20-30) = 0.02

p(10) = (0.98)p(10-0) +(0.01)p(10-20) +(0.01)p(10-30) = 0.02

p(0) = (0.98)p(0-0) +(0.01)p(0-20) +(0.01)p(0-30) = 1.00

NSTD/ := 3

ขั้นที่ 2 เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2

CAP[A]/STEP = 2.5 ซึ่งไม่ใช่เลขจำนวนเต็ม ดังนั้น N = 3

r_1 = 1-FOR = 1-0.2 = 0.98

$r_2 = \frac{FOR*(Cap[A]-Step*I1)}{Step} = \frac{0.2*(25-10*2)}{10} = 0.1$

r_3 = FOR-r_2 = 0.2-0.1 =0.1

I1 = จำนวนเต็ม(CAP[A]/STEP)+(N-2) = 2+1 = 3

FC := NSTD/ + STEP*I1 = 3+3 = 6

ดังนั้น IC = 50 และ STEP = 10

IC/STEP = 5.0 ซึ่งไม่ใช่เลขจำนวนเต็ม

ดังนั้น NSTD = จำนวนเต็ม(IC/STEP)+1 = 5

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

p(60) = (0.98)p(60- 0) +(0.01)p(60-20) +(0.01)p(60-30)

= 0.98*0.0 +0.01*0.01 + 0.01*0.01 = 0.0001

p(50) = (0.98)p(50- 0) +(0.01)p(50-20) +(0.01)p(50-30)

= 0.98*0.0 +0.01*0.01 + 0.01*0.02 = 0.0003

p(40) = (0.98)p(40 -0) +(0.01)p(40-20) +(0.01)p(40-30)

= 0.98*0.0 +0.01*0.02 + 0.01*0.2 = 0.0004

p(30) = (0.98)p(30- 0) +(0.01)p(30-20) +(0.01)p(30-30)

= 0.98*0.01 +0.01*0.02 + 0.01*1.0 = 0.02

p(20) = (0.98)p(20- 0) +(0.01)p(20-20) +(0.01)p(20-30)

= 0.98*0.2 +0.01*1.0 + 0.01*1.0 = 0.0396

p(10) = (0.98)p(10- 0) +(0.01)p(10-20) +(0.01)p(10-30)

= 0.98*0.20 +0.01*1.0 + 0.01*1.0 = 0.0396

p(0) = (0.98)p(0- 0) +(0.01)p(0-20) +(0.01)p(0-30)

= 0.98*1.0 +0.01*1.0 + 0.01*1.0 = 1.00

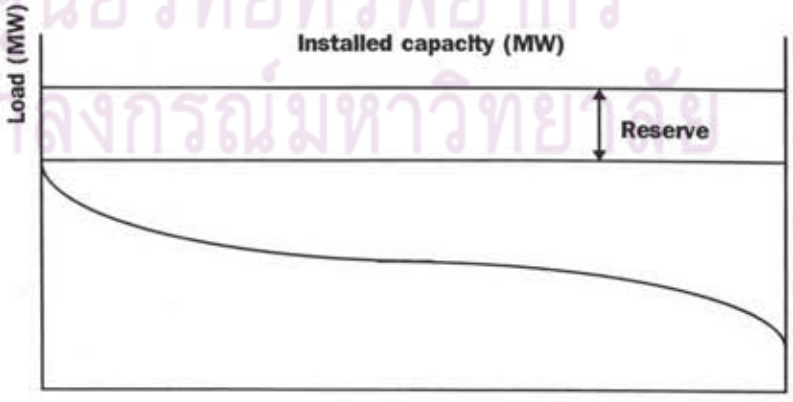
เนื่องจาก NSTD/+ STEP*I1 > NSTD [6 > 5] ดังนั้น

p(5) = p(5)+p(6) = 0.0004 และ NSTD/ := 5

3.2.2 แบบจำลองโหลด

ในการคำนวณค่าความเชื่อถือได้โดยใช้ทฤษฎีความน่าจะเป็น เพื่อหาค่า LOLP โดย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.7 แบบจำลองโหลดแบบ load duration curve

จะใช้แบบจำลองโหลดสูงสุดในช่วงเวลาที่ทำการศึกษา ซึ่งสามารถหาได้โดยตรง หรือนำมาสร้างเป็น load duration curve ดังแสดงในรูปที่ 3.7 ก่อน แล้วจึงนำมาคำนวณหาค่า LOLP

3.2.2.1 การคาดคะเนโหลด

การคาดคะเนโหลดเป็นส่วนสำคัญของการวางแผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับเทคนิคการคาดคะเนโหลดจะทำโดยการสร้างหรือหาสมการทางคณิตศาสตร์ที่แสดงความสัมพันธ์ตัวแปรสองตัวหรือมากกว่า โดยสังเกตุจากความสัมพันธ์ของข้อมูลที่ผ่านมาในอดีต เช่น กำหนด

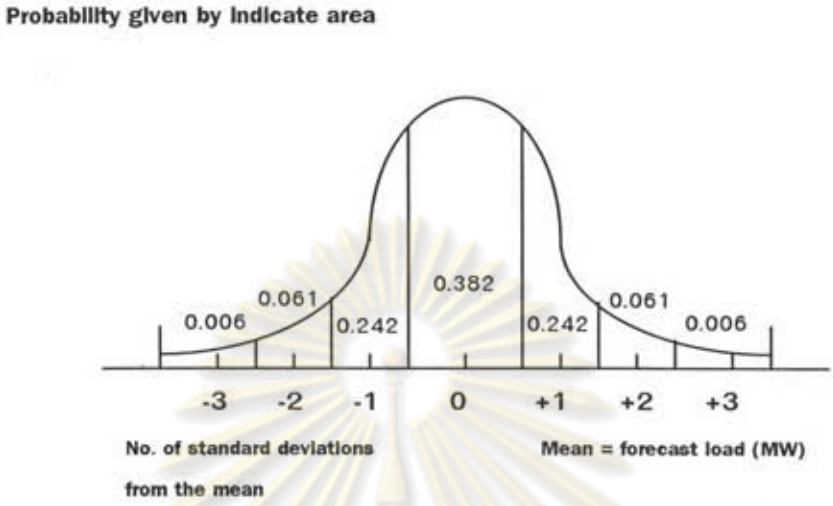
Y เป็นค่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า (โหลด)

X เป็นค่าตัวแปร เช่น เวลา หรือค่าของข้อมูลทางเศรษฐกิจ

ค่าปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปตามค่าของเวลา หรือ ค่าตัวแปรทาง เศรษฐกิจ ดังนั้นค่า Y มีความสัมพันธ์กับค่า X ซึ่งหมายความว่าหากกำหนดค่า X ในอนาคตได้ก็จะคำนวณหาค่า Y ในอนาคตได้

3.2.2.2 ความไม่แน่นอนของการคาดคะเนโหลด [1,2]

จากหัวข้อที่ 3.2.2.1 การคาดคะเนเป็นสิ่งที่ทำนายค่าโหลดในอนาคต ดังนั้นจึงมีความไม่แน่นอนอยู่ เพื่อจะให้การคาดคะเนถูกต้องยิ่งขึ้น ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานในทางสถิติจะถูกพิจารณารวมเข้ากับแบบจำลองของโหลดในอนาคตที่ถูกคาดคะเนขึ้นด้วย ความไม่แน่นอนจะถูกแทนด้วย การกระจายความน่าจะเป็น (Probability Distribution) ซึ่งพารามิเตอร์ของการกระจายสามารถพิจารณาได้จากข้อมูลในอดีตและสิ่งประกอบอื่น ๆ แต่ในทางปฏิบัติ ข้อมูลของความไม่แน่นอนเนื่องจากการคาดคะเนมักมีไม่เพียงพอ การกระจายความน่าจะเป็นจึงถูกแทนด้วยโค้งการกระจายแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งค่าที่ถูกคาดคะเนจะใช้เป็นค่าเฉลี่ย (Mean) ของเส้นโค้งปกตินั้น ค่าที่เกิดขึ้นจากความไม่แน่นอนจะถูกแบ่งออกเป็นหลายระดับ โดยการใช้เป็นค่ามาตรฐาน (Standard Score) จำนวนระดับจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความละเอียดและความถูกต้องที่ต้องการ ดังรูปที่ 3.8 โค้งการกระจายจะถูกแบ่งออกเป็น 7 ระดับ พื้นที่ใต้โค้งในแต่ละระดับจะแสดงถึงค่าโอกาสที่จะเกิดขึ้นของระดับนั้น ๆ



รูปที่ 3.8 การประมาณค่าของเส้นโค้งปกติโดยแบ่งเป็น 7 ระดับ

สำหรับโค้งการกระจายซึ่งถูกแบ่งออกเป็นจำนวนระดับที่แตกต่างกันนั้น ค่าของพื้นที่ใต้เส้นโค้งหรือโอกาสที่จะเกิดขึ้นของแต่ละระดับที่แตกต่างจากค่าเฉลี่ยจะแสดงไว้ในตารางที่ 3.5

3.2.3 ค่าชี้ความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง [1, 2]

ตามที่ได้กล่าวในตอนต้น การคำนวนค่าชี้ความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้ากำลังจะทำได้โดย นำแบบจำลองกำลังการผลิตรวมเข้ากับแบบจำลองโหลด โดยหัวข้อนี้จะแสดงถึงขั้นตอนการคำนวณ ค่าชี้ความเชื่อถือได้ของกำลังการผลิตไฟฟ้า ซึ่งกำหนดด้วยค่า LOLE (Loss of Load Expectation) และค่า (Expected Energy Not Supplied) ซึ่งมีรายละเอียดในการคำนวณดังนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.2.3.1 LOLE (Loss of Load Expectation)

ปกติค่า LOLE จะหมายถึงจำนวนวันที่ถูกคาดว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าไม่เพียงพอต่อค่าโหลดสูงสุดในช่วงเวลาที่ทำการศึกษา โดยค่าLOLE ในช่วงระยะเวลาจำนวน n วันที่ทำการศึกษาจะได้ด้วยสมการที่ 3.5

$$LOLE = \sum_{i=1}^{n} P_i(C_i - L_i) \quad \text{days/period} \qquad (3.5)$$

เมื่อ C_i คือ กำลังผลิตพร้อมมูล (Available Capacity) ณ วันที่ i

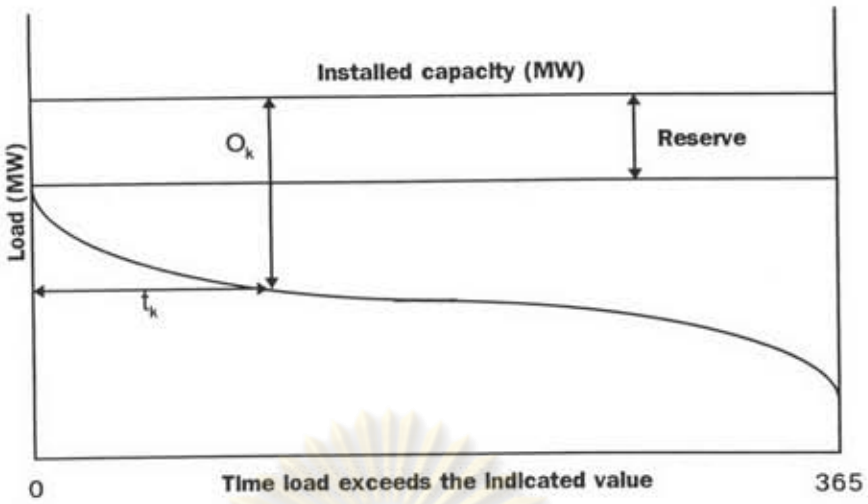
L_i คือ ค่าโหลดสูงสุดที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ณ วันที่ i

$P_i(C_i-L_i)$ คือ ค่าความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลด ณ วันที่ i ซึ่งได้มาจาก COT ในกรณีใช้แบบจำลองโหลดเป็น load duration curve ดังรูปที่ 3.9

ตารางที่ 3.5 ข้อมูลของพื้นที่ใต้โค้งปกติเมื่อแบ่งออกเป็น 5,7,9 และ 11 ระดับ

คะแนนมาตรฐาน	5	7	9	11
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0021
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0108
3	0.0000	0.0062	0.0034	0.043
2	0.0102	0.6060	0.0228	0.1141
1	0.1141	0.2417	0.2273	0.2053
0	0.7568	0.3830	0.3034	0.2494
-1	0.1114q	0.2417	0.2273	0.2053
-2	0.0102	0.6060	0.0228	0.1141
-3	0.0000	0.0062	0.0228	0.0430
-4	0.0000	0.0000	0.0034	0.0108
-5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0021

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.9 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลด และ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

O_kคือ ขนาดกำลังการผลิตขัดข้องค่าที่K ในตารางกำลังผลิตไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง

t_k คือ ระยะเวลาของการสูญเสียโหลดเนื่องจากกำลังผลิตขนาด O_k เกิดขัดข้อง

การเกิดค่า LOLE จะมีขึ้นต่อเมื่อมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจำนวนหนึ่ง ซึ่งมีขนาดมากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีอยู่ เกิดขัดข้องและทำให้ระยะเวลา (t_k) ที่เกิดการสูญเสียภาระไฟฟ้าแตกต่างกัน จากรูปที่ 3.8 แสดงถึงกรณีที่กำลังการผลิตขนาด O_k ในระบบเกิดขัดข้องโดยมีค่าโอกาสที่เกิดขึ้นเป็น p_k จะทำให้เกิดค่า LOLE ตามสมการที่ 3.6

$$LOLE = p_k t_k \qquad (3.6)$$

แต่จากตารางแบบจำลองกำลังการผลิตที่มีกำลังการผลิตขัดข้องทั้งหมด จำนวน n สถานะ จะทำให้ได้ค่า LOLE ดังสมการ (3.7)

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} P_k T_k \qquad (3.7)$$

เมื่อ n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของกำลังผลิตที่เกิดขัดข้องในตารางความน่าจะเป็นของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง

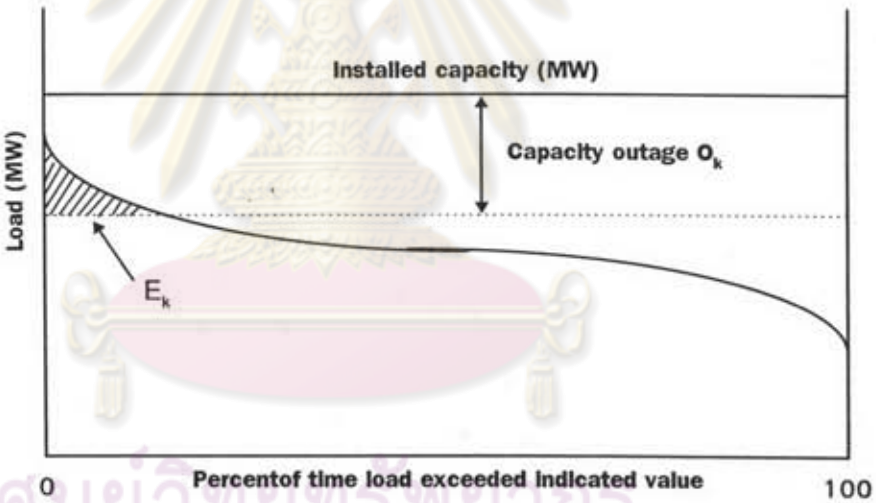
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

p_k คือ ค่าโอกาสที่จะเกิดขึ้นของสถานะ k ในตารางความน่าจะเป็นของกำลังผลิตไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง

t_k คือ ระยะเวลาการสูญเสียโหลดเนื่องจากกำลังการผลิตเกิดขัดข้องในสถานะที่ k

3.2.3.2 EENS (Expected Energy Not Supplied) [1, 2]

จาก load duration curve ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE รูปที่ 3.9 นั้น พื้นที่ใต้เส้นโค้งจะแสดงถึงความต้องการใช้พลังงานในช่วงเวลานั้นด้วย โดยพลังงานจำนวนนี้จะใช้ในการคำนวนหาค่า EENS ซึ่งจะเกิดต่อเมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าจำนวนหนึ่งซึ่งมีขนาดมากกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีอยู่เกิดขัดข้อง เช่นเดียวกับการเกิดค่า LOLE แล้ว ทำให้พลังงานจำนวนหนึ่งไม่เพียงพอจ่ายให้กับโหลด ซึ่งเป็นส่วนของพื้นที่แรเงาที่ถูกแสดงไว้ในรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าขัดข้อง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 3.10 พื้นที่แรเงา (E_k) ซึ่งจะแสดงถึงการเกิด EENS ก็ต่อเมื่อกำลังผลิตขัดข้อง O_k มีขนาดเกินกว่าที่มีสำรองไว้ ทำให้สามารถคำนวณหาค่า EENS ได้ดังสมการที่ 3.8

$$EENS = \sum_{k=1}^{n} E_k P_k \qquad (3.8)$$

เมื่อ n คือ จำนวนสถานะของกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้องในตารางแบบจำลองการผลิต

p_k คือ ค่าโอกาสที่จะเกิดขึ้นของสถานะ i ในตารางแบบจำลองการผลิต

E_k คือ พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขัดข้องของกำลังผลิตขนาด O_k

ซึ่งถ้าไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเลย พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโหลดไม่ได้จะมีค่าเท่ากับพื้นที่ทั้งหมดภายใต้เส้นแบบจำลองโหลด โดยเรียกค่านี้ว่า $EENS_0$ เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบหนึ่งเครื่อง ถ้ากำหนดให้ $EENS_1$ เป็นพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโหลดไม่ได้หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่หนึ่ง ดังนั้นพลังงานที่คาดว่าจะผลิตโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่หนึ่งจะมีค่าเท่ากับ $EENS_0 - EENS_1$

ถ้ากำหนดให้

E_k : พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ K

ดังนั้นพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ K สามารถหาดังสมการที่ 3.9

$$E_k = EENS_{(k-1)} - EENS_{(k)} \qquad (3.9)$$

หลังจากได้พลังงานที่คาดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายออกมา เราสามารถหาค่าใช้จ่ายในการผลิตได้โดย นำค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องคูณกับพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องนั้น ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.10

ถ้ากำหนดให้

C_k : ค่าใช้จ่ายต่อหนึ่งหน่วยพลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ K

PC_k : ค่าใช้จ่ายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ K

TPC : ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

$$PC_k = E_k C_k \qquad (3.10)$$

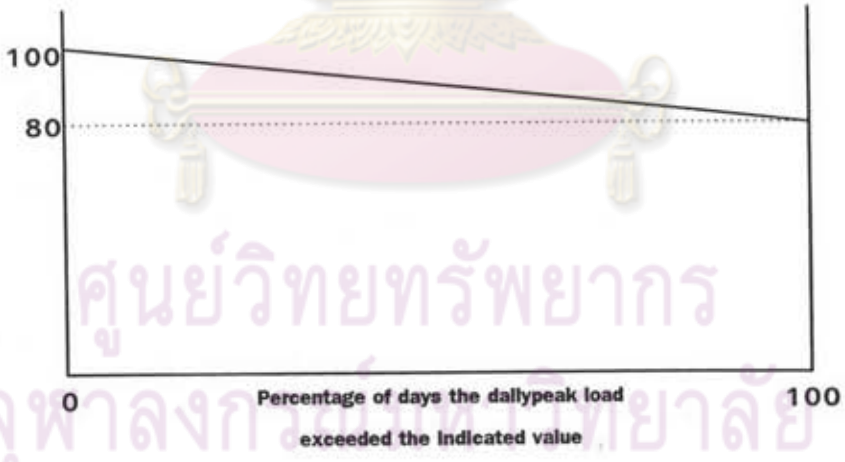
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ดังนั้นค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.11

$$TPC = \sum_{k=1}^{n} Pc_k \qquad (3.11)$$

ตัวอย่างการคำหาค่า LOLE , EENS และพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง จากระบบซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 3*30 MW และ 1*50 MW โดยเครื่องขนาด 30 MW มีค่า FOR = 0.05 และเครื่องขนาด 50 MW มีค่า FOR = 0.06 ในเรื่องค่าใช้จ่าย เครื่องขนาด 30 MW มีค่า C_k = 22.5 และเครื่องขนาด 50 MW มีค่า C_k = 20.0 ค่าโหลดสูงสุดพิจารณาในช่วง 100 วัน มีค่า 120 MW โดย Load duration curve ถูกแทนด้วยเส้นตรงจาก 100 % ถึง 80% ของโหลดสูงสุด ดังแสดงในรูปที่ 3.11

ในการแก้ปัญหาโดยจะใช้ค่า Incremental step size เป็น 20 MW ดังนั้นเมื่อทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จะสามารถแสดงได้ทีละขั้นดังนี้ ขั้นแรกทำการปรับข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.6



รูปที่ 3.11 เส้นกราฟแสดงการเปลี่ยนแปลงของค่าโหลดสูงสุดประจำวัน

จากทฤษฎีในหัวข้อต่าง ๆ ข้างต้น เราสามารถคำนวณค่า LOLE และพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ได้ดังต่อไปนี้

พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 มีค่าเท่ากับ 69,000 MWh

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 มีค่าเท่ากับ 67.836 MWh

พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 มีค่าเท่ากับ 68.126 MWh

พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 4 มีค่าเท่ากับ 49.265 MWh

ค่า EENS ของระบบผลิตนี้จะมีค่าเท่ากับ 4971.39 MWh

ส่วนค่า LOLE จะมีค่าเท่ากับ 11.527 วันต่อปี

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย