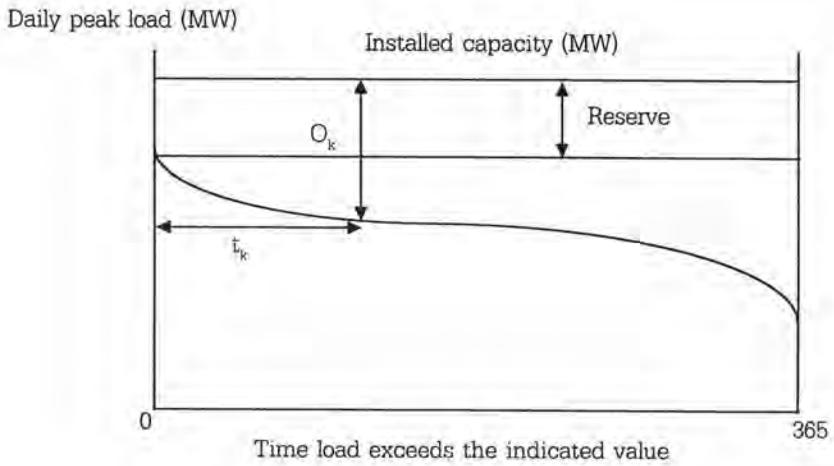
บทที่ 5

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง

5.1 แนวคิดในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้าตามที่ได้นำเสนอข้างต้นนั้นจะสังเกตเห็นได้ว่าจำเป็นต้องนำแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาพิจารณาร่วมกับแบบจำลองของโหลด ทั้งนี้ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบผลิตไฟฟ้าที่สำคัญคือ ดัชนี Loss of Load Probability (LOLP) ดัชนี Expected Unserved Energy (EUE) และ ดัชนี Frequency and Duration (F&D) แนวคิดในการคำนวณค่าดัชนีต่างๆดังกล่าวพอที่จะสรุปได้ดังต่อไปนี้

ดัชนี LOLP เป็นดัชนีที่บอกถึงความน่าจะเป็นของค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ในระบบไม่เพียงพอกับโหลด หากลองพิจารณารูปที่ 5.1 จะเห็นได้ว่าหากค่ากำลังผลิตที่เกิดขัดข้อง O_k มีค่ามากกว่าค่ากำลังผลิตสำรอง (คำนวณได้จากกำลังผลิตติดตั้งลบด้วยระดับโหลดสูงสุด) ก็จะทำให้เกิดการสูญเสียโหลด ดัชนี LOLP สามารถคำนวณได้จากผลคูณของค่าความน่าจะเป็นของสถานะที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage) กับระยะเวลาในการสูญเสียโหลดนั่นคือมีค่าเท่ากับ $p_k t_k$ เมื่อ p_k คือความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุขัดข้องด้วยกำลังผลิตขนาด O_k หากพิจารณาค่ากำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องทุกระดับจากตารางการขาดกำลังผลิตแล้ว ดัชนี LOLP สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.1

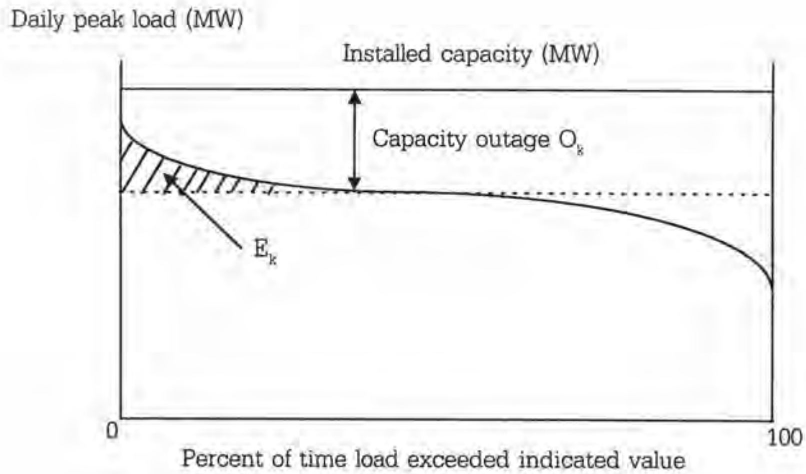


รูปที่ 5.1 ความสัมพันธ์ระหว่างโหลดและค่ากำลังผลิตและค่ากำลังผลิตสำรอง

$$LOLP = \sum_{k=1}^{n} p_k t_k \tag{5.1}$$

ดัชนี EUE หรือ LOEE เป็นดัชนีที่แสดงถึงการสูญเสียพลังงานซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.2 เมื่อพิจารณาค่ากำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้อง O_k แล้วนั้นจะพบว่าพื้นที่ E_k คือพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังผลิตในระบบไม่พอนั่นเอง ดังนั้นความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียพลังงานที่กำลังผลิตที่เกิดขัดข้องมีขนาด O_k คือ $E_k p_k$ นั่นเอง หากพิจารณาที่โหลดทุกๆระดับแล้ว ดัชนี EUE หรือ LOEE สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.2

$$LOEE = \sum_{k=1}^{n} E_k p_k \tag{5.2}$$



รูปที่ 5.2 พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องมาจากค่ากำลังผลิตไม่เพียงพอ

หากหารดัชนี LOEE ด้วยพลังงานที่ต้องการทั้งหมด (พื้นที่ใต้กราฟของโหลดทั้งหมด) แล้ว ในที่นี้ให้มีค่าเท่ากับ E เราจะได้ค่า LOEE ต่อหน่วย

$$LOEE_{pu.} = \sum_{k=1}^{n} \frac{E_k p_k}{E} \tag{5.3}$$

หากนำ 1 ลบออกจากสมการที่ 5.3 จะได้ดัชนี EIR (Energy index reliability) ดังสมการที่ 5.4

$$EIR = 1 - LOEE_{pu} \tag{5.4}$$

ถ้าระบบมีค่า EIR สูงย่อมหมายความว่าระบบมีความเชื่อถือได้สูง

ดัชนี F&D เป็นดัชนีที่บ่งชี้ถึงจำนวนครั้งที่จะเกิดการสูญเสียของโหลดในรอบเวลาที่พิจารณา โดยการคำนวณดัชนีความถี่และช่วงเวลาจะเกี่ยวข้องกับความน่าจะเป็นและความถี่ของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองของโหลด รายละเอียดของการคำนวณจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

5.2 รายละเอียดในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีดั้งเดิม (Conventional method)

กำหนดให้ตัวแปร Y คือค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ โดยตัวแปร Y ซึ่งมีฟังก์ชันการกระจายความน่าจะเป็นสะสม($Pr(Y \leq y)$) และความถี่สะสม($Fr(Y \leq y)$) โดย y คือค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ใดๆ

หากกำหนดให้ X เป็นค่ากำลังผลิตที่เกิดขัดข้อง ดังนั้น X สามารถนิยามได้ดังสมการที่ 5.5

$$X = Z - Y \tag{5.5}$$

เมื่อ Z คือค่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ดังนั้น ฟังก์ชันความน่าจะเป็นและความถี่สะสมของ X คือ ($Pr(X \geq x)$) และ ($Fr(X \geq x)$)
เมื่อนิยาม x ดังสมการที่ 5.6

$$x = Z - y \tag{5.6}$$

โดย x คือค่ากำลังผลิตที่เกิดขัดข้องใดๆ
ความสัมพันธ์ระหว่างความน่าจะเป็นและความถี่ของตัวแปร X และ Y แสดงได้ดังนี้

$$Pr(Y \leq y) = Pr(Z - X \leq Z - x) = Pr(X \geq x) \tag{5.7}$$

$$Fr(Y \leq y) = Fr(Z - X \leq Z - x) = Fr(X \geq x) \tag{5.8}$$

ความน่าจะเป็นสะสมของตัวแปรสุ่มแบบไม่ต่อเนื่องมีค่าดังสมการที่ 5.9

$$Pr(X \geq x_i) = Pr(Y \leq y_i) = \sum_{k \geq i} p(x_k) \tag{5.9}$$

เมื่อ $p(x_k) = P(x_k) - P(x_{k+1}) = p_k$

$$p(x_k) = Pr(X = x_k)$$

และ $P(x_k) = Pr(X \geq x_k)$ (5.10)

ตัวแปร $P(x_k)$ คือความน่าจะเป็นสะสม ขณะที่ p_k คือความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะ (Exact state-probability) ซึ่งตัวแปรนี้หมายถึง Individual probability ในตารางการขาดกำลังผลิตนั่นเอง ดังนั้นในการคำนวณความเชื่อถือได้จึงสามารถเขียนสมการอยู่ในเทอมของตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่อง (Discrete variable) x_i (เมื่อ i=0,1,2,3 ... N) โดย x_0 หมายถึงอุปกรณ์ทั้งหมดไม่เกิดเหตุขัดข้อง และ x_{N-1} หมายถึงอุปกรณ์ทั้งหมดเกิดเหตุขัดข้อง

ส่วนความถี่สะสมสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 5.11

$$F(x_i) = Fr(Y \leq y_i) = Fr(X \geq x_i) = \sum_{k \geq i} f(x_i) \tag{5.11}$$

โดยที่ $f(x_k) = F(x_k) - F(x_{k+1})$ (5.12)

เมื่อ $f(x_k)$ =ความถี่ที่เพิ่มขึ้น (Incremental frequency)

วิธี Conventional method หรือ Margin state array method ซึ่งเป็นวิธีดั้งเดิมโดยพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยพิจารณาจากค่า margin ที่เป็นลบค่าแรกโดยค่า margin นิยามดังสมการที่ 5.13

$$m = C_i - L_j \tag{5.13}$$

เมื่อ m คือ ค่าmargin

C_i คือ ค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ที่สถานะต่างๆในตารางการขาดกำลังผลิต

L_j คือ ค่าโหลดที่สถานะ j

ความน่าจะเป็นของสถานะ m มีค่าเท่ากับ

$$A_m = A_C A_L \tag{5.14}$$

เมื่อ A_m คือ ความน่าจะเป็นของสถานะ m

A_C คือ ความน่าจะเป็นของสถานะ C ในตารางการขาดกำลังผลิต

A_L คือ ความน่าจะเป็นในการเกิดโหลดระดับ L

เพราะฉะนั้นอัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะหนึ่งไปยังสถานะหนึ่ง (Transition rate) ของ m คือ

$$\lambda_{+m} = \lambda_{+C} + \lambda_{-L} \quad (5.15)$$

$$\lambda_{-m} = \lambda_{-C} + \lambda_{+L} \quad (5.16)$$

เมื่อ λ_{+m} คือ Transition rate ของสถานะ m ไปสู่ค่า margin ที่มีค่าสูงขึ้น

λ_{+C} คือ Transition rate ของสถานะ C ในตารางการขาดกำลังผลิตไปสู่ค่ากำลังผลิตที่มีค่าสูงขึ้น

λ_{+L} คือ Transition rate ของโหลดที่ระดับ L ไปสู่ระดับโหลดที่มีค่าสูงขึ้น

λ_{-m} คือ Transition rate ของสถานะ m ไปสู่ค่า margin ที่มีค่าต่ำกว่า

λ_{-C} คือ Transition rate ของสถานะ C ในตารางการขาดกำลังผลิตไปสู่ค่ากำลังผลิตที่มีค่าต่ำกว่า

λ_{-L} คือ Transition rate ของโหลดที่ระดับ L ไปสู่ระดับโหลดที่มีค่าต่ำกว่า

เหตุที่สมการ $\lambda_{+m} = \lambda_{+C} + \lambda_{-L}$ เนื่องมาจาก margin จะมีค่ามากขึ้นก็ต่อเมื่อค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ในระบบมีค่ามากขึ้นและค่าโหลดต้องมีค่าลดลง ส่วน λ_{-m} ก็หาได้จากทำนองเดียวกัน

สมมติว่าระบบไฟฟ้ามีส่วนประกอบ 3 ส่วน คือ A,B และ C ซึ่งส่วนประกอบของ C เกิดจากการต่อขนานกันของส่วนประกอบ A และ B (ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบค่า margin คือส่วนประกอบ C , A คือแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ B คือแบบจำลองโหลดนั่นเอง)

$$\therefore \quad p_C(X_k) = \sum_{X_i + X_j = X_k} p_a(X_i) p_b(X_j) \quad (5.17)$$

X_k คือ Outage capacity ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่อง (Discrete variable) ของ

X_i = (i=0,1,2,3...N-1) โดย X_0=0 , X_{N-1} = ค่ากำลังผลิตติดตั้ง

$p_a(X_i)$ คือความน่าจะเป็นของส่วนประกอบ A ที่ค่า X_i MW

$p_b(X_j)$ คือความน่าจะเป็นของส่วนประกอบ B ที่ค่า X_j MW

จากสมการที่ 5.17 ทำการเปลี่ยนขีดจำกัดของผลรวมได้

$$p_C(X_k) = \sum_{j=0}^{N_b - 1} p_a(X_k - X_j) p_b(X_j) \quad (5.18)$$

N_b = จำนวนสถานะของส่วนประกอบ b

ความน่าจะเป็นสะสมจะเป็นไปตามสมการที่ 5.19

$$P_C(X_k) = \sum_{X_m \geq X_k} p_C(X_m) \tag{5.19}$$

ขีดจำกัดของผลรวมเป็น $X_m \geq X_k$ เพราะว่าต้องรวมค่าความน่าจะเป็นของการเกิดขัดข้อง (Outage) ที่มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ X_k

นำสมการที่ 5.18 มาแทนลงในสมการที่ 5.19 จะได้ว่า

$$P_C(X_k) = \sum_{j=0}^{N_b-1} \sum_{X_m \geq X_k} p_a(X_m - X_j) p_b(X_j)$$

$$P_C(X_k) = \sum_{j=0}^{N_b-1} \{P_a(X_k - X_j)[P_b(X_j) - P_b(X_{j+1})]\} \tag{5.20}$$

ทำนองเดียวกันกับ (5.18) และ (5.20) เราสามารถเขียนในรูปของ N_a จะได้ว่า

$$p_C(X_k) = \sum_{i=0}^{N_a-1} p_a(X_i) p_b(X_k - X_i)$$

$$P_C(X_k) = \sum_{i=0}^{N_a-1} \{[P_a(X_i) - P_a(X_{i+1})] P_b(X_k - X_i)\} \tag{5.21}$$

ส่วนการคำนวนค่าความถี่คำนวณได้ดังสมการที่ 5.22

$$f_C(X_k) = \sum_{X_i + X_j = X_k} [p_a(X_i) f_b(X_j) + f_a(X_i) p_b(X_j)] \tag{5.22}$$

สมการ(5.22) นั้นสามารถพิสูจน์ได้ดังนี้ [14]

จากสมการ Individual frequency ในแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ Individual frequency ในแบบจำลองของโหลด

$$f_C = A_C(\lambda_{+C} + \lambda_{-C}) \tag{5.23}$$

$$f_L = A_L(\lambda_{+L} + \lambda_{-L}) \tag{5.24}$$

เมื่อ A_C คือ ความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆในแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

A_L คือ ความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆในแบบจำลองโหลด

ดังนั้น Individual frequency ของค่า margin m คือ

$$f_m = A_m(\lambda_{+m} + \lambda_{-m}) \tag{5.25}$$

A_m คือ ความน่าจะเป็นของ m

แทนค่า A_m λ_{+m} และ λ_{-m} ในสมการที่ 5.14 ถึง 5.16 ลงในสมการที่ 5.25

$$f_m = \sum_{L,C} A_L A_C(\lambda_{+C} + \lambda_{-C} + \lambda_{-L} + \lambda_{+L})$$

$$f_m = \sum_{L,C} A_L A_C(\lambda_{+C} + \lambda_{-C}) + A_L A_C(\lambda_{-L} + \lambda_{+L})$$

แต่ $f_C = A_C(\lambda_{+C} + \lambda_{-C})$

$$f_L = A_L(\lambda_{+L} + \lambda_{-L})$$

$$f_m = \sum_{L,C}(A_L f_C + A_C f_L) \tag{5.26}$$

จะสังเกตได้ว่าสมการที่ 5.22 และ 5.26 คือสมการเดียวกัน

จากสมการที่ 5.22 ทำการเปลี่ยนขีดจำกัดของผลรวมจะได้

$$f_c(X_k) = \sum_{j=0}^{N_b-1}\{[p_a(X_k - X_j)f_b(X_j) + f_a(X_k - X_j)p_b(X_j)\} \tag{5.27}$$

ค่า Cumulative frequency สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.28

$$F_C(X_k) = \sum_{X_m \ge X_k} f_C(X_m) \tag{5.28}$$

นำสมการที่ 5.27 มาแทนลงในสมการที่ 5.28 จะได้

$$= \sum_{j=0}^{N_b-1} \sum_{X_m \ge X_k} \{[p_a(X_m - X_j)f_b(X_j) + f_a(X_m - X_j)p_b(X_j)]\}$$

$$= \sum_{j=0}^{N_b-1}\{[P_a(X_k - X_j)f_b(X_j) + F_a(X_k - X_j)p_b(X_j)]\} \tag{5.29}$$

กระจายสมการที่ 5.29 จะได้ว่า

$$F_C(X_k)=\sum_{j=0}^{N_b-1}\{[P_a(X_k-X_j)(F_b(X_j)-F_b(X_{j+1}))+F_a(X_k-X_j)(P_b(X_j)-P_b(X_{j+1}))]\} \tag{5.30}$$

ทำนองเดียวกันถ้าเขียนในเทอม N_a จะได้ว่า

$$F_C(X_k)=\sum_{i=0}^{N_a-1}\{[F_b(X_k-X_i)(P_a(X_i)-P_a(X_{i+1}))+P_b(X_k-X_i)(F_a(X_i)-F_a(X_{i+1}))]\} \tag{5.31}$$

จากสมการที่ 5.17 เราสามารถเขียนในรูปความน่าจะเป็นของ margin ในรูปความสัมพันธ์ระหว่างค่าความน่าจะเป็นของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและค่าความน่าจะเป็นของโหลดได้ดังสมการที่ 5.32

$$p(M)=\sum_M p_g(X_i)p_l(L_j) \tag{5.32}$$

แต่ $M=C-X_i-L_j=C_m-L_j$ โดย C คือค่ากำลังผลิตติดตั้ง ดังนั้น $L_j=C-X_i-M$ แทนค่า M และ L_j ลงในสมการที่ 5.32 จะได้ว่า

$$\begin{aligned} p(M) &= \sum_{C-X_i-L_j} p_g(X_i)p_l(L_j) \\ &= \sum_{i=0}^{N-1} p_g(X_i)p_l(C-X_i-M) \end{aligned} \tag{5.33}$$

จากสมการที่ 5.33 ความน่าจะเป็นสะสมคำนวณได้ดังสมการที่ 5.34

และ $$P(M)=\sum_{m\le M}\sum_{i=0}^{N-1} p_g(X_i)p_l(C-X_i-m) \tag{5.34}$$

แต่ $$\sum_{m\le M} p_l(C-X_i-m)=P_l(C-X_i-M) \tag{5.35}$$

$$P(M)=\sum_{i=0}^{N-1}\{(P_g(X_i)-P_g(X_{i+1}))P_l(C-X_i-M)\} \tag{5.36}$$

และจากสมการที่ 5.22 จะได้ว่า

$$f(M)=\sum_{C-X_i-L_j=M}[\ p_g(X_i)f_l(L_j)+f_g(X_i)p_l(L_j)]$$

$$f(M)=\sum_{i=0}^{N-1}[p_g(X_i)f_l(C-X_i-M)+f_g(X_i)p_l(C-X_i-M)] \tag{5.37}$$

$$\begin{aligned}F(M)&=\sum_{m\le M}f(m)\\ F(M)&=\sum_{i=0}^{N-1}\sum_{m\le M}[p_g(X_i)f_l(C-X_i-M)+f_g(X_i)p_l(C-X_i-M)]\\ &=\sum_{i=0}^{N-1}\{[P_g(X_i)-P_g(X_{i+1})][F_l(C-X_i-M)]\\ &\qquad+[F_g(X_i)-F_g(X_{i+1})][P_l(C-X_i-M)]\}\\ &=F_l(M)+F_g(M)\end{aligned} \tag{5.38}$$

เมื่อ $p(M)$, $f(M)$ คือ ความน่าจะเป็นของ margin M และความถี่ที่เพิ่มขึ้นของ margin M

$P(M), F(M)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมของ margin M

$F_g(M), F_l(M)$ คือ ส่วนประกอบของ $F(M)$ ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดตามลำดับ

C คือ ค่ากำลังผลิตติดตั้งที่ใช้งานได้

X_i คือ ค่ากำลังผลิตขัดข้อง (X_0 =0 และ $X_{N-1}=C$)

5.3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load [15] นั้น แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกปรับเปลี่ยนโดยให้ค่าของสถานะต่างๆเหมือนกับแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดิมทุกประการ เพียงแต่ว่าให้มีค่าเป็นลบ จากนั้นจึงทำการรวมแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปกับแบบจำลองของโหลดเพื่อคำนวณค่าความน่าจะเป็นและความถี่ของการเกิดการสูญเสียโหลดที่สถานะต่างๆ วิธีนี้จะทำให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลังจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปทีละเครื่องซึ่งหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบจนครบทุกเครื่องแล้วผลลัพธ์สุดท้ายก็จะเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้

จากสมการที่ 5.36 ถ้าให้ -M ซึ่งนิยามใหม่โดยแทนด้วย L_k^e ซึ่งแสดงได้ดังสมการที่ 5.39

$$L_k^e = -M = L_j - C_i \tag{5.39}$$

เมื่อ $C_i = C - X_i =$ ค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้

แทนสมการที่ 5.39 ลงใน 5.33 จะได้ว่า

$$p(L_k^e) = \sum_{i=0}^{N-1} p_g(X_i) p_l(L_k^e + C_i) \tag{5.40}$$

แทนสมการที่ 5.39 ลงใน 5.36 จะได้ว่า

$$P(L_k^e) = \sum_{i=0}^{N-1} p_g(X_i) P_l(L_k^e + C_i) \tag{5.41}$$

และแทนสมการที่ 5.39 ลงในสมการที่ 5.38 จะได้ว่า

$$\begin{aligned} F(L_k^e) &= F_l(L_k^e) + F_g(L_k^e) \\ &= \sum_{i=0}^{N-1} [P_g(X_i) - P_g(X_{i+1})] F_l(L_k^e + C_i) \\ &+ \sum_{i=0}^{N-1} [F_g(X_i) - F_g(X_{i+1})] P_l(L_k^e + C_i) \end{aligned} \tag{5.42}$$

สมมติว่าเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า N สถานะเข้าไปในแบบจำลองของโหลดซึ่งหากแบบจำลองโหลดมีโหลด 1 ระดับในที่นี้กำหนดให้เป็น L_j ดังนั้นจำนวนสถานะของ Equivalent load ที่เกิดขึ้นจะมีจำนวนเท่ากับ N สถานะดังสมการที่ 5.43

$$\begin{aligned} S_0 &= (L_j - C_0) \\ S_1 &= (L_j - C_1) \\ &\vdots \\ S_j &= (L_j - C_i) \\ &\vdots \\ S_{N-1} &= (L_j - C_{N-1}) \end{aligned} \tag{5.43}$$

โดยที่ C_0 = พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปในระบบ

$C_{N-1} = 0$ (เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปในระบบเสีย)

C_i = ค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ที่สถานะ i

หากพิจารณาโหลดทุกๆระดับในแบบจำลองของโหลดแล้ว จำนวนสถานะทั้งหมดสามารถเขียนเป็นไดอะแกรมได้ดังรูปที่ 5.3

S_0	S_1	...	S_h	...	S_{N-1}
L_1	L_1-C_1	...	L_1-C_h	...	L_1-C_{N-1}
L_2	L_2-C_1	...	L_2-C_h	...	L_2-C_{N-1}
.					
.					
L_j					
.					
.					
L_k	L_k-C_1				
.	.				
L_l	L_l-C_1	...	L_l-C_h		
.	.		.		
.	.		.		
L_m	L_m-C_1	...	L_m-C_h	...	L_m-C_{N-1}

รูปที่ 5.3 State space diagram สำหรับการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มี N สถานะเข้าไปในระบบ

วิธี Equivalent load นั้นจะพิจารณาแต่สถานะที่เป็นบวกเท่านั้นทั้งนี้เพราะแทน L_k^e ด้วย -M จากรูปที่ 5.3 สถานะที่พิจารณาก็คือสถานะที่ล้อมด้วยเส้นทึบทางด้านล่างของรูปที่ 5.3

5.3.1 สถานะที่เป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบ

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load นั้นจะพิจารณาที่สถานะที่เป็นบวกค่าแรกดังนั้น

$$LOLP = P(L_k^e) \tag{5.44}$$

$$Frequency = F(L_k^e) \tag{5.45}$$

$$EUE = \sum_{i=k}^{N} (L_i^e) p(L_i^e) \tag{5.46}$$

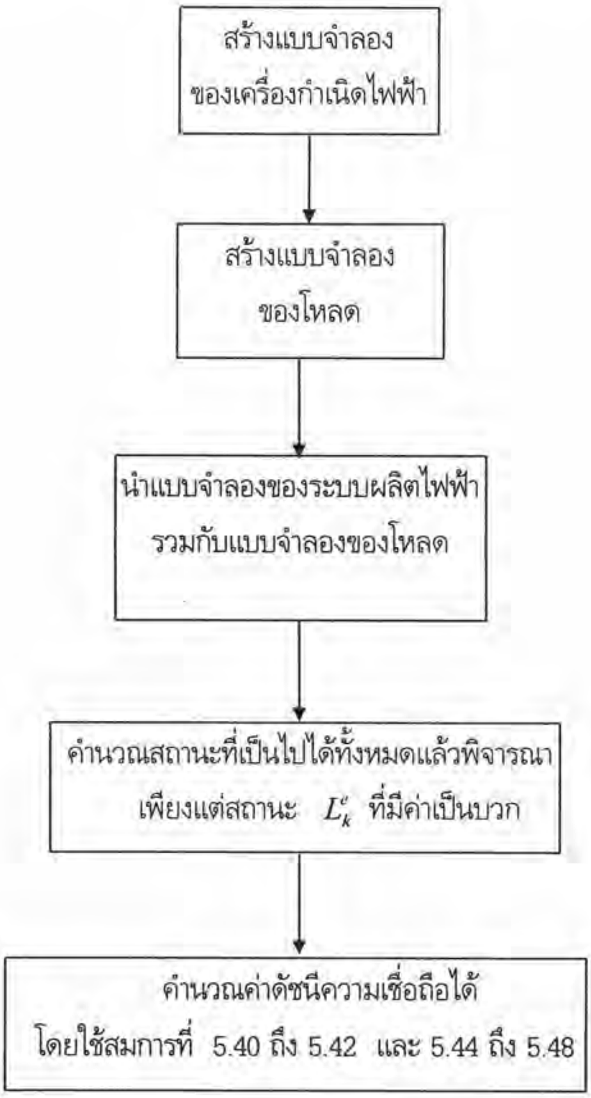
$$Duration = \frac{LOLP}{Frequency} \tag{5.47}$$

$$EES_{k+1} = EUE_k - EUE_{k+1} \tag{5.48}$$

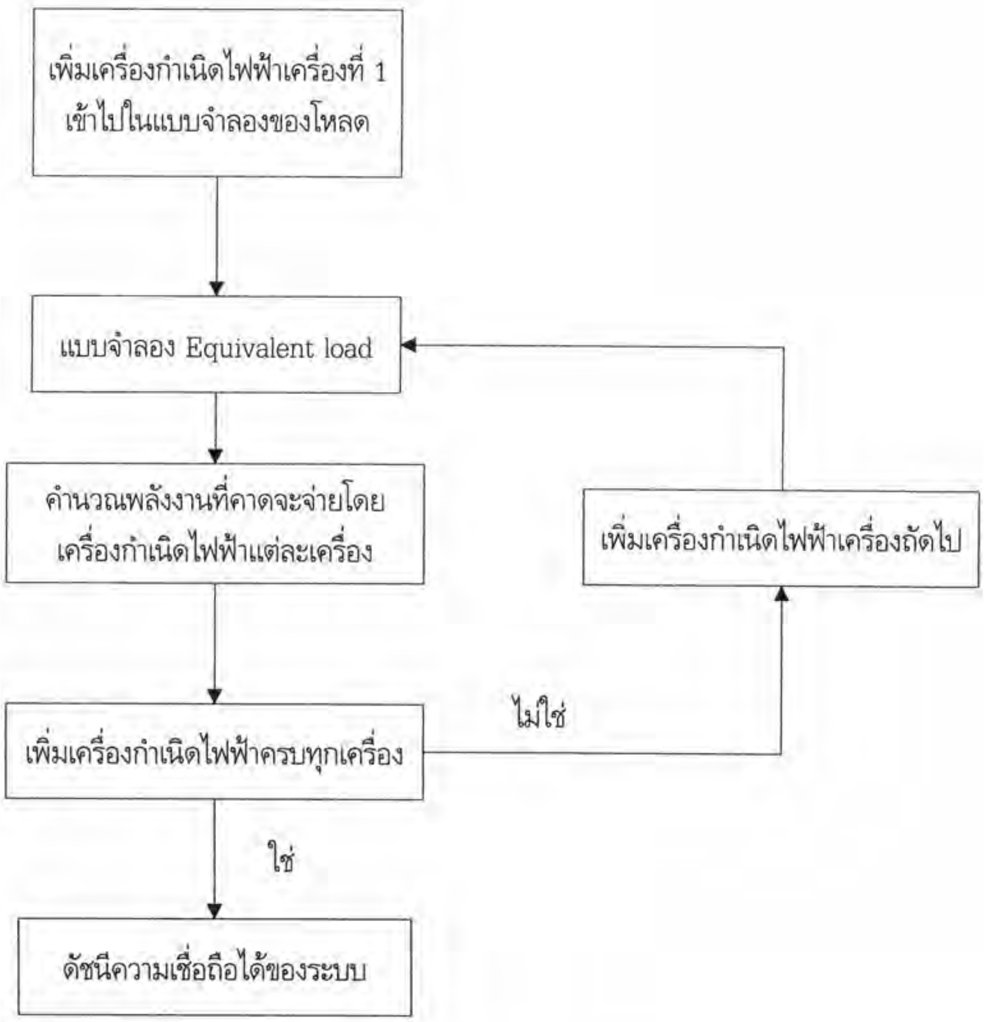
เมื่อ L_k^e คือ สถานะของ Equivalent load ที่สถานะที่ k ซึ่งเป็นสถานะแรกที่เป็นบวกค่าแรกในตาราง Equivalent load

EES_{k+1} คือ ค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ k+1 (Expected Energy Supplied by Unit k+1)

โฟล์ชาร์ต์แสดงการหลักการคำนวณโดยวิธี Equivalent load นั้นแสดงได้ดังรูปที่ 5.4 และ 5.5



รูปที่ 5.4 หลักการโดยรวมในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load



รูปที่ 5.5 โฟล์ชาร์ต์แสดงการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load

ตัวอย่างที่ 5.1 สมมุติว่าระบบหนึ่งมีโหลดรายชั่วโมงซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.4 และระบบมีข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Unit No	MW	Failure rate (ครั้ง/ชั่วโมง)	Repair rate (ครั้ง/ชั่วโมง)
1	50	0.1	0.9
2	50	0.1	0.9
3	50	0.1	0.9

ขั้นที่ 1 สร้างแบบจำลองของโหลดโดยใช้ MW increment เท่ากับ 1 MW จากบทที่ 3 เราสามารถสร้างแบบจำลองของโหลดได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 แบบจำลองโหลด

Load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
20	0.5	1.0	0.0
100	0.3	0.5	0.2
150	0.2	0.2	0.1

ขั้นที่ 2 สร้างแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ที่จะรวมเข้าไปในแบบจำลองของโหลดแล้วทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าไปในแบบจำลองของโหลดโดยใช้สมการที่ 5.40 , 5.41 และ 5.42 จะได้ว่า

ตารางที่ 5.3 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่1

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
20	0.050	0.550	0.225
50	0.270	0.500	0.200
100	0.210	0.230	0.137
150	0.020	0.020	0.028

ดังนั้นเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าไปในแบบจำลองโหลด ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าดังนี้

LOLP = 0.55 pu.

Frequency = 0.225 ครั้ง/ชั่วโมง

EUE_1= (20x0.05+50x0.27+100x0.21+150x0.02)x10 = 385 MWh/10 ชั่วโมง

EES_1 = EUE_0-EUE_1 = 700 - 385 = 315 MWh/10 ชั่วโมง (EUE_0 = พลังงานที่ต้องการทั้งหมดหรือพื้นที่ใต้กราฟของโหลดซึ่งมีค่าเท่ากับ 20+20+100+100+150+150+20+20+20+100 =700 MWh)

ขั้นที่ 3 ทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 เข้าไปในแบบจำลองของ Equivalent load ที่ได้จากขั้นที่ 2 ซึ่งเมื่อคำนวณเสร็จแล้วจะได้ตาราง Equivalent load ใหม่ตามตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.2430	0.505	0.2070
20	0.0050	0.262	0.1746
50	0.2160	0.257	0.1676
100	0.0390	0.041	0.0578
150	0.0200	0.002	0.0046

ค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 มีค่าดังนี้

LOLP = 0.262 pu.

Frequency = 0.1746 ครั้ง/ชั่วโมง

EUE_2 = 178 MWh/10 ชั่วโมง

EES_2 =EUE_2 -EUE_1=315-178 =137 MWh /10 ชั่วโมง

ขั้นที่ 4 ทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 เข้าไปในแบบจำลองของ Equivalent load ที่ได้จากขั้นที่ 3 ซึ่งเมื่อคำนวณเสร็จแล้วจะได้ Equivalent load ใหม่ตามตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.218700	0.281800	0.193860
20	0.000500	0.063100	0.089370
50	0.056700	0.062600	0.088220
100	0.005700	0.005900	0.013430
150	0.000200	0.000200	0.000640

จากตารางที่ 5.5 เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปทั้ง 3 เครื่องเรียบร้อยแล้วจะพบว่าค่าที่เป็นค่าแรกที่เป็นบวก ซึ่งอยู่ที่ตำแหน่ง 20 MW โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆมีค่าดังนี้

LOLP= 0.06310 pu. หรือ 0.6310 ชั่วโมง/10 ชั่วโมง

Frequency=0.089370 ครั้ง/ชั่วโมง หรือ 0.89370 ครั้ง/10 ชั่วโมง

Duration= 0.0631000/0.089370 = 0.70605 ชั่วโมง/ครั้ง

EUE = 34.45 MWh/10 ชั่วโมง

$EES_3 = EUE_3 - EUE_2$=178-34.45=143.55 MWh/10 ชั่วโมง

วิธี Equivalent load จะไม่นำสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดมาคิด ซึ่งหากเราคำนวณสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดเข้าไปด้วยแล้วจะได้ตามตารางที่ 5.6 ซึ่งจะพบว่าที่สถานะแรกของตารางที่ 5.6 จะมีค่าความน่าจะเป็นสะสมเท่ากับ 1 และความถี่สะสมเท่ากับ 0 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.6 ตาราง Equivalent load เมื่อพิจารณาสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลด

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
-130	0.364500	1.000000	0.000000
-80	0.121500	0.635500	0.255150
-50	0.218700	0.514000	0.218700
-30	0.013500	0.295300	0.211141
0	0.218700	0.281800	0.193860
20	0.000500	0.631000	0.089370
50	0.056700	0.062600	0.088220
100	0.005700	0.005900	0.013430
150	0.000200	0.000200	0.000640

5.4 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟ (Round-off) แบบจำลองโหลด

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลดนั้นก็จะยังคงใช้หลักการเดิม เพียงแต่แบบจำลองโหลดเท่านั้นที่มีค่าเปลี่ยนไปทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าเปลี่ยนไปด้วยอย่างไรก็ตาม ตำแหน่งดัชนีความเชื่อถือได้ยังคงเป็นค่าแรกที่เป็นบวก

ตัวอย่างที่ 5.2 จากตัวอย่างที่ 5.1 หากคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลด ด้วยค่า MW increment เท่ากับ 50 MW

สร้างแบบจำลองของโหลดโดยใช้วิธีที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4
เมื่อทำการคำนวณเสร็จแล้วจะได้แบบจำลองของโหลดดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 แบบจำลองโหลดเมื่อทำการราวด์ออฟโดยใช้ค่า MW increment เท่ากับ 50 MW

Load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.3	1.00	0.00
50	0.2	0.70	0.20
100	0.3	0.50	0.20
150	0.2	0.20	0.10

เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 จะได้ตาราง Equivalent load ดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.21	1.00	0.207
50	0.29	0.73	0.218
100	0.21	0.52	0.137
150	0.02	0.02	0.028

เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 จะได้ตาราง Equivalent load ดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.282	0.541	0.2358
50	0.218	0.259	0.1712
100	0.039	0.041	0.0578
150	0.002	0.002	0.0046

เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 จะได้ตาราง Equivalent load ดังตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.2244	0.28720	0.203040
50	0.0569	0.06280	0.088760
100	0.0057	0.00059	0.013430
150	0.0002	0.00020	0.000640

จากตารางที่ 5.10 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครบทุกเครื่องแล้วมีค่าดังนี้

LOLP= 0.06280 pu. หรือ 0.6280 ชั่วโมง/10 ชั่วโมง

Frequency=0.088760 ครั้ง/ ชั่วโมง หรือ 0.88760 ครั้ง/10 ชั่วโมง

Duration= 0.06280/0.088760 = 0.7075 ชั่วโมง/ครั้ง

EUE = 34.45 MWh/10 ชั่วโมง

5.5 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นก็จะใช้หลักการเดียวกันกับวิธีที่แสดงมาแล้วข้างต้น เพียงแต่มีการปรับเปลี่ยนแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 3 โดยแบบจำลองที่ทำการราวด์ออฟจะใช้วิธี Augmented capacity model และ Efficient round-off model [11,12]

5.5.1 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Augmented capacity model

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model นั้นให้ใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งที่ได้รับหลังทำการการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นสถานะที่เป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้ก็จะยังคงเป็นสถานะแรกที่มีค่าเป็นบวก

5.5.2 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าวิธี Efficient round-off model

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของวิธี Efficient round-off model นั้นจะแตกต่างจากวิธี Augmented capacity model คือ วิธี Augmented capacity model จะใช้ค่าแรกที่เป็นบวกเสมอ เพราะวิธี Augmented capacity model นั้น ให้ถือว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดในระบบที่เกิดขึ้นนั้นมีค่าเปลี่ยนไปจากเดิม แต่ในวิธี Efficient round-off model จะยังคงใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งเดิมอยู่ ดังนั้นสถานะที่จะใช้พิจารณาว่าเป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้นั้นจะไม่ใช่สถานะที่เป็นบวกค่าแรก แต่จะเป็นสถานะของ Equivalent load หลังจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วบวกด้วยค่าผลต่างระหว่างกำลังผลิตของอิมพัลส์ที่เกิดขัดข้องที่มีค่ามากที่สุดหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือกำลังผลิตติดตั้งหลังการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับกำลังผลิตติดตั้งก่อนการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$S_i + \sum_{j=1}^{n} DC_j > 0 \tag{5.49}$$

S_i = สถานะใดๆในตาราง Equivalent load โดยสถานะดังกล่าวเกิดจากการใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งใหม่หลังจากการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

DC = ผลต่างของกำลังผลิตติดตั้งระหว่างกำลังผลิตหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำลังผลิตก่อนการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

n = จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

ถ้าสถานะที่ i=k สอดคล้องกับสมการที่ 5.49

ดังนั้น S_k จะเป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้หรือเป็นสถานะแรกที่เริ่มเกิดการสูญเสียโหลดในระบบ

สมการที่ 5.49 สามารถพิสูจน์ได้ดังนี้

จากสถานะของ Equivalent load คือ

$$Load - (C_{in})_{new} = (L_k^e)_{new}$$

$$Load - [Capacity_{new} - (C_{out})_{new}] = (L_k^e)_{new}$$

$$Load - [Capacity_{old} + \sum_{j=1}^{n} DC_j - (C_{out})_{new}] = (L_k^e)_{new}$$

$$Load - [Capacity_{old} - (C_{out})_{new}] = (L_k^e)_{new} + \sum_{j=1}^{n} DC_j$$

$$- \quad (L_k^e)_{old} = (L_k^e)_{new} + \sum_{j=1}^{n} DC_j$$

หรือ $(S_i)_{old} = (S_i)_{new} + \sum_{j=1}^{n} DC_j$ ซึ่งตรงกับสมการที่ 5.49

เมื่อ $Capacity_{new}$ คือ กำลังผลิตติดตั้งหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$Capacity_{old}$ คือ กำลังผลิตติดตั้งก่อนการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เพราะฉะนั้นในการคำนวณสถานะแรกที่มีค่าเป็นบวกจากวิธี Equivalent load โดยคิดค่ากำลังผลิตติดตั้งเดิมก่อนการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงแต่บวกสถานะของ Equivalent load ที่คำนวณได้จากการใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งใหม่ด้วยผลต่างระหว่างค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบหลังจากการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบก่อนการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วพิจารณาดูว่าสถานะใดมีค่าเป็นบวกค่าแรก สถานะนั้นก็จะเป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้หรือเป็นสถานะแรกที่เริ่มเกิดการสูญเสียโหลดในระบบ

จากสมการที่ 5.49 ดัชนีความเชื่อถือได้สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$LOLP = P(S_k) \tag{5.50}$$

$$Frequency = F(S_k) \tag{5.51}$$

$$EUE = \sum_{i=k}^{m} p(i)[S_i + \sum_{j=1}^{n} DC_j] \tag{5.52}$$

เมื่อ $P(S_k)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมที่สถานะ S_k

$F(S_k)$ คือ ความถี่สะสมที่สถานะ S_k

$p(i)$ คือ ความน่าจะเป็นที่สถานะ i

DC คือ ผลต่างของกำลังผลิตติดตั้งก่อนและหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

m คือ จำนวนสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดในระบบ

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

ตัวอย่างที่ 5.3 กำหนดให้ระบบมีข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 5.11 และแบบจำลองโหลดของระบบเป็นไปตามตารางที่ 5.2 หากกำหนดให้ MW increment เท่ากับ 10 MW ให้คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยการทำราวด์ออฟแบบ Efficient round-off model

ตารางที่ 5.11 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Unit No	MW	Failure rate	Repair rate
1	50	0.1	0.9
2	50	0.1	0.9
3	45	0.1	0.9

จากตารางที่ 5.11 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 และ 2 ไม่ต้องทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพราะค่ากำลังผลิตเป็นตัวประกอบร่วมของ 10 MW ดังนั้นเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 และ 2 ก็จะได้ค่าตามตารางที่ 5.3 และ 5.4

สร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 โดยใช้วิธี Efficient round-off model จะได้ตามตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 แบบจำลองที่ทำการราวด์ออฟเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Out(MW)	p(X)	P(X)	$\lambda_+(X)$	$\lambda_-(X)$	F(X)
0	0.90	1.00	0	0.1	0
40	0.05	0.10	0.9	0	0.090
50	0.05	0.05	0.9	0	0.045

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 แสดงผลได้ตามตารางที่ 5.13

จากตารางที่ 5.13 ตำแหน่งที่เป็นตำแหน่งของดัชนีความเชื่อถือได้คือสถานะที่มีค่า Equivalent load เท่ากับ 0 MW ทั้งนี้เพราะว่าผลต่างระหว่างค่ากำลังผลิตติดตั้งก่อนและหลังการราวด์ออฟแบบจำลองมีค่าเท่ากับ 50-45 =5 MW ดังนั้นเมื่อนำ 5 MW ไปบวกกับทุกๆสถานะกับค่า Equivalent load จะพบว่าสถานะที่เป็นบวกค่าแรกคือสถานะ 0 MW ดังนั้น

ดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าดังนี้

LOLP= 0.26955 pu. หรือ 2.6955 ชั่วโมง/10 ชั่วโมง

Frequency= 0.181305 ครั้ง/ชั่วโมง หรือ 1.81305 ครั้ง/10ชั่วโมง

Duration= 1.4867 ชั่วโมง/ครั้ง

EUE = 46.6225 MWh/10 ชั่วโมง

ตารางที่ 5.13 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
-130	0.364500	1.00000	0.000000
-90	0.020250	0.63550	0.255150
-80	0.101250	0.61525	0.249075
-50	0.218700	0.51400	0.218700
-40	0.004500	0.29530	0.211410
-30	0.009000	0.29080	0.205560
-10	0.012150	0.28180	0.193860
0	0.206550	0.26965	0.181305
10	0.000250	0.06310	0.089370
20	0.000250	0.06285	0.088795
40	0.010800	0.06260	0.088220
50	0.045900	0.05180	0.073010
90	0.001950	0.00590	0.013430
100	0.003750	0.00395	0.009015
140	0.000100	0.00020	0.000640
150	0.000100	0.00010	0.000320

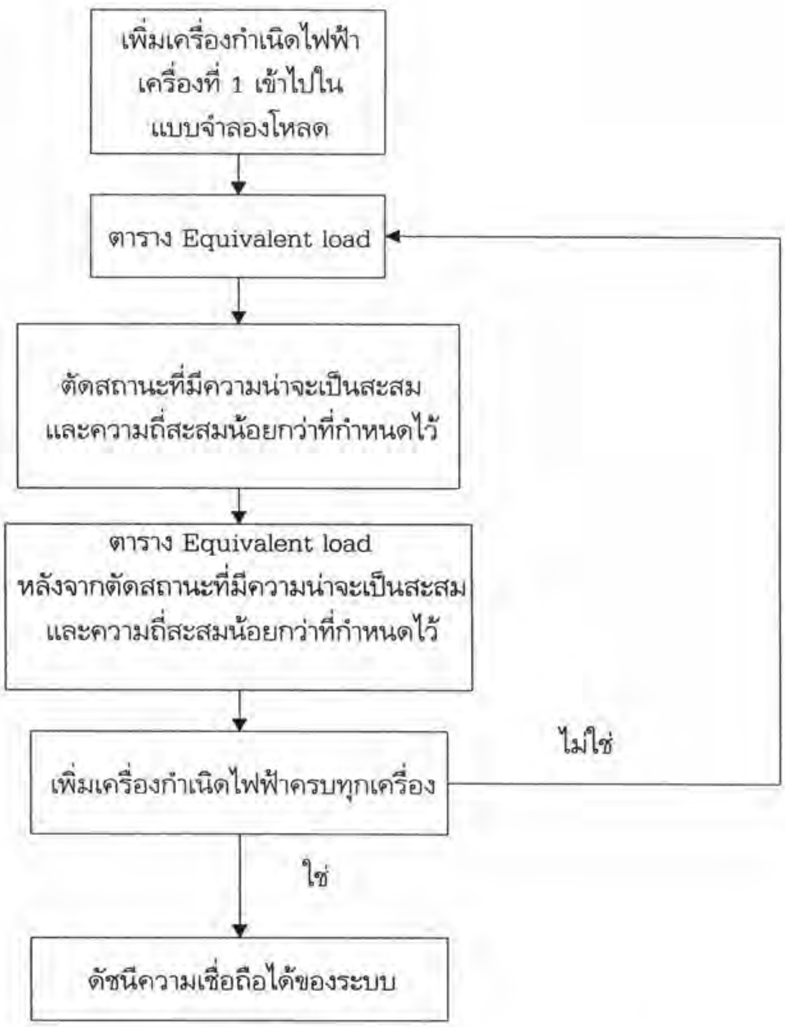
5.6 การเพิ่มความเร็วในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent load

จะเห็นได้ว่าการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบนั้น ถ้าเป็นระบบที่มีขนาดใหญ่ที่มีจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวนมากและมีขนาดที่แตกต่างกันไปจะทำให้การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้นั้นจะเสียเวลาและหน่วยความจำเป็นจำนวนมากดังนั้นเพื่อที่จะลดเวลาและหน่วยความจำในการคำนวณดังกล่าวในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอ 2 วิธีเพื่อการคำนวณกระทำได้อย่างรวดเร็วมากยิ่งขึ้น

5.6.1 การตัดสถานะในตาราง Equivalent load ที่มีค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้

การตัดสถานะในตาราง Equivalent load ที่มีค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้เช่น 10^{-6} หรือ 10^{-8}เป็นต้น การตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมที่มีค่าน้อย

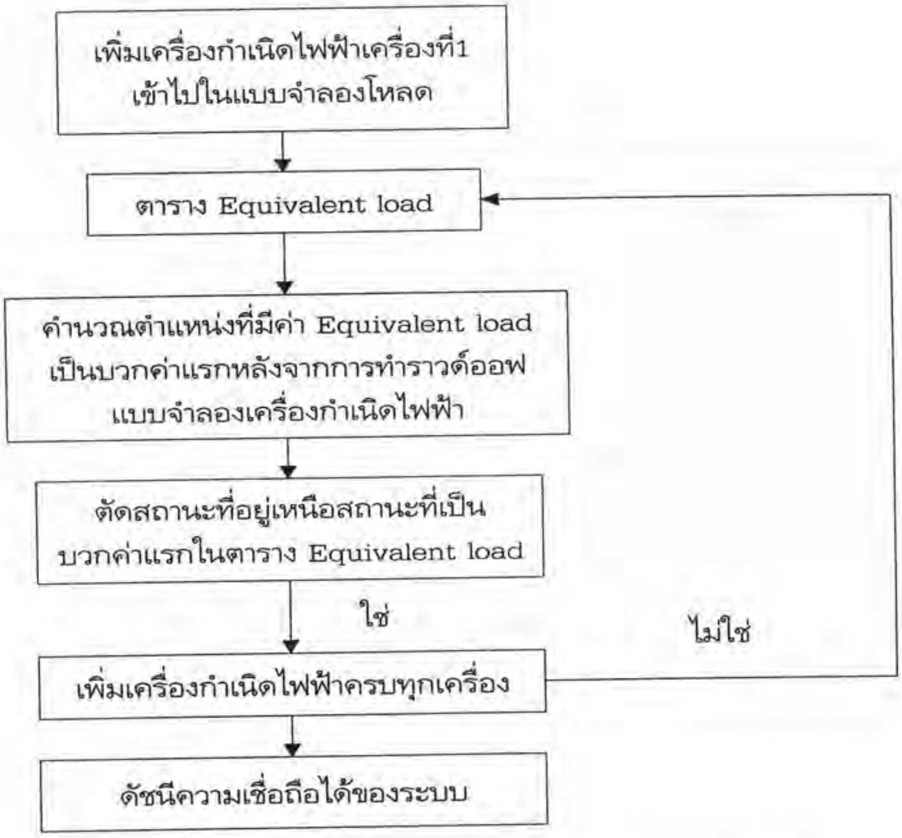
กว่าค่าที่กำหนดไว้นั้นจะทำให้การคำนวณรวดเร็วมากยิ่งขึ้นทั้งนี้เพราะว่าถ้าสถานะของ Equivalent load มีค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมมีค่าน้อยๆจำนวนมาก โดยการทำสถานะเหล่านี้ไปรวมกับแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้ามาใหม่ก็จะทำให้เกิดสถานะใหม่จำนวนมากซึ่งทำให้เสียเวลาในการคำนวณ อย่างไรก็ตามการตัดสถานะเหล่านี้ จะไม่มีผลต่อค่า LOLP ค่า F&D และค่า EUE มากนัก ทั้งนี้เพราะว่าสถานะที่มีค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมมีค่าน้อยๆย่อมหมายถึงสถานะนั้นๆ มีค่าความน่าจะเป็นของสถานะนั้นๆ (Individual probability) มีค่าน้อยๆนั่นเอง ดังนั้นถ้าสถานะใดมีค่า Individual probability น้อยๆก็เสมือนกับว่าสถานะนั้นแทบจะไม่มีโอกาสเกิดสถานะนั้นๆ โดยการตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมที่มีค่าน้อยๆทิ้งไปก็จะทำให้เกิดตาราง Equivalent load ใหม่ขึ้นมาแล้วจึงนำแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวใหม่เพิ่มเข้ามาทำให้ลดเวลาในการคำนวณในส่วนนี้อย่างมาก โดยหลักการนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.6 โฟล์ชาร์ต์แสดงการตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้

5.6.2 การตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดในตาราง Equivalent load

การตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดนั้น (สถานะที่มีค่าเป็นลบในตาราง Equivalent load) ทำให้ประหยัดเวลาในการคำนวณ โดยการตัดสถานะที่มีค่าความน่าจะเป็นสะสมและความถี่สะสมนั้นเป็นการตัดส่วนล่างของตาราง Equivalent load แต่การตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดนั้นเป็นการตัดส่วนบนของตาราง Equivalent load โดยปกติแล้ววิธี Equivalent load จะตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดออกอยู่แล้วดังการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Augmented capacity model จะไม่มีปัญหาในส่วนนี้ แต่วิธี Efficient round-off model นั้นสถานะที่เป็นค่าแรกที่เป็นบวกนั้นอาจมีค่าเป็นลบ อย่างไรก็ตามการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลดก็ยังคงใช้หลักการเหมือนเดิมคือตัดสถานะที่อยู่เหนือสถานะที่เป็นค่าแรกที่มีค่าเป็นบวกหลังจากบวกด้วยผลต่างของค่ากำลังผลิตก่อนและหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นไป ทั้งนี้เพราะว่าหากเราคิดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบก่อนการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สถานะที่อยู่เหนือสถานะที่เป็นค่าแรกที่มีค่าเป็นบวกจะมีค่าเป็นลบทั้งหมดนั่นเอง (สถานะที่มีค่าเท่ากับศูนย์ในตาราง Equivalent load เราอาจจะตัดหรือไม่ตัดออกไปก็ได้) โดยโฟล์ชาร์ต์แสดงการคำนวณแสดงได้ดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.7 โฟล์ชาร์ต์แสดงการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด

5.7 การใช้วิธี Equivalent load คำนวณตารางการขาดกำลังผลิต

เราสามารถใช้วิธี Equivalent load คำนวณตารางการขาดกำลังผลิตได้จากสมการที่ 5.40 ,5.41 และ 5.42 โดยกำหนดให้โหลดในระบบมีค่าระดับเดียวที่ทุกๆเวลาและมีค่าเท่ากับผลรวมของกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบ ซึ่งเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครบทุกเครื่องโดยใช้วิธี Equivalent load แล้ว ผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้คือตารางการขาดกำลังผลิตนั่นเอง ดังตัวอย่างต่อไปนี้

ตัวอย่าง5.4 ระบบมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 ตัว ซึ่งมีข้อมูลดังตารางที่ 5.14 สร้างตารางการขาดกำลังผลิตโดยใช้วิธี Equivent load method

ตารางที่ 5.14 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Unit No	MW	Failure rate	Repair rate
1	20	0.10	0.90
2	12	0.20	0.20
3	15	0.02	0.98

จากข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเราทราบแล้วว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งเท่ากับ 47 MW ดังนั้นจึงกำหนดให้โหลดในระบบมีค่า 1 ระดับ เท่ากับ 47 MW

เราสามารถสร้างแบบจำลองของโหลดได้ดังตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 แบบจำลองของโหลด

Load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
47	1.000	1.000	0.000000

เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 โดยใช้วิธี Equivalent load จะได้ค่าตามตารางที่ 5.16

ตารางที่ 5.16 ตารางการขาดกำลังผลิตเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 โดยใช้วิธี Equivalent load

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
27	0.90	1.000	0.00
47	0.10	0.100	0.90

จากตารางที่ 5.16 จะเห็นว่าสถานแรกมีค่าไม่เท่ากับศูนย์ ทั้งนี้เพราะว่าเรายังไม่ได้เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนครบทุกเครื่อง อย่างไรก็ตามเราสามารถทราบสถานะที่แท้จริงได้โดยนำค่า Equivalent load ที่สถานะแรกลบออกจากค่า Equivalent load ทุกๆสถานะก็จะได้ตารางการขาดกำลังผลิตหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องแรกเข้าไปโดยค่า Individual probability , Cumulative probability และ Cumulative frequency ยังคงเหมือนเดิมทุกประการซึ่งจะได้ค่าตามตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.17 ตารางการขาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.90	1.000	0.00
20	0.10	0.100	0.90

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 2 จะได้ตามตารางที่ 5.18

ตารางที่ 5.18 ตารางการขาดกำลังผลิตเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 โดยใช้วิธี Equivalent load

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
15	0.720	1.000	0.0000
27	0.180	0.280	0.2160
35	0.080	0.100	0.0900
47	0.020	0.020	0.0340

จากตารางที่ 5.18 หากต้องการทราบตารางการขาดกำลังผลิตหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่สองแล้วก็ให้นำ Equivalent load ที่สถานะแรกลบออกจากค่า Equivalent load ที่ทุกๆสถานะก็จะได้ตารางการขาดกำลังผลิตหลังจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 2 เข้าไปโดยผลแสดงดังตารางที่ 5.19

ตารางที่ 5.19 ตารางการขาดกำลังผลิตเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2

Equivalent load	Individual Probability	Cumulative Probability	Frequency
0	0.720	1.000	0.0000
13	0.180	0.280	0.2160
20	0.080	0.100	0.0900
32	0.020	0.020	0.0340

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 3 จะได้ตามตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.20 ตารางการขาดกำลังผลิตเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 โดยใช้วิธี Equivalent load

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
0	0.70560	1.0000	0.0000000
12	0.17640	0.2944	0.2257920
15	0.01440	0.1180	0.1058400
20	0.00784	0.1036	0.0960480
27	0.00360	0.0252	0.0427360
32	0.01960	0.0216	0.0036688
35	0.00160	0.0020	0.0030760
47	0.00040	0.0004	0.0010720

จากตารางที่ 5.20 จะเห็นว่าเมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนครบทุกเครื่องแล้ว สถานะแรกจะมีค่าเป็นศูนย์โดยอัตโนมัติและก็เป็นตารางการขาดกำลังผลิตหลังจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 3 เข้าไป

5.8 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธี Equivalent cacacity table [11] มาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ทั้งนี้จะทำให้ได้ผลลัพธ์รวดเร็วมากยิ่งขึ้น ดังที่กล่าวมาแล้ววิธี Equivalent load นั้นจะต้องคำนวณทุกสถานะออกมาเป็นตาราง Equivalent load เพื่อที่จะคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ LOLP Frequency และ EUE ดังนั้นการคำนวณทุกๆสถานะเช่นนี้ย่อมทำให้เสียเวลาในการคำนวณ ดังนั้นเพื่อที่จะลดเวลาในการคำนวณดังกล่าวจึงได้นำวิธี Equivalent capacity table มาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ซึ่งรายละเอียดมีดังต่อไปนี้

วิธี Equivalent capacity table นี้ จะแทนค่ากำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องหรือกำลังผลิตที่ใช้งานได้ด้วยอิมพัลส์ความน่าจะเป็น โดยวิธีนี้จะสร้างตารางการขาดกำลังผลิตก่อนแล้วนำค่าอิมพัลส์ของโหลดที่แต่ละระดับเหล่านี้มารวมกับตารางการขาดกำลังผลิตดังกล่าวก็จะได้ดัชนีความเชื่อถือได้ โดยดัชนี LOLP Frequency และ EUE สามารถคำนวณได้จากผลรวมจากการคอนโวลูชั่นของโหลดกับตารางการขาดกำลังผลิตที่โหลดทุกๆระดับ

ในการคอนโวลูชั่นนั้นจะคำนวณจากอิมพัลส์ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่เกิดขัดข้อง (Outage capacity probability distribution function) หรือ อิมพัลส์ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ใช้งานได้ (Available capacity probability distribution function) ก็ได้

กำหนดให้ $F_k(X)$ เป็นอิมพัลส์ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องที่สถานะต่างๆ ในตารางการขาดกำลังผลิตซึ่งคำนวณได้จากวิธีในบทที่ 3 หรือวิธีในหัวข้อที่ 5.7 และความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะที่เกิดเหตุขัดข้อง (Individual Probability) แทนด้วย $O_i(X_i)$ ดังนั้น $F_k(X)$ สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 5.53

$$F_k(X) = \left\{O_1(X_1), O_2(X_2), ..., O_n(X_n)\right\} \tag{5.53}$$

โดยในที่นี้สมมุติว่ามี n อิมพัลส์ใน F_k และ

$X_i < X_j$ สำหรับ i < j

กำหนดให้ $A_L(X)$ เป็นอิมพัลส์ความน่าจะเป็นของโหลดที่ทุกระดับที่ได้รับจากการสร้างแบบจำลองของโหลดตามวิธีในบทที่ 4

เพราะฉะนั้นเราสามารถเขียน $A_L(X)$ ดังสมการที่ 5.54

$$A_L(X) = \{p_L(X_{L1}), p_L(X_{L2}), ..., p_L(X_{Ln})\} \tag{5.54}$$

เมื่อ $p_L(X_{Li})$ คือ ความน่าจะเป็นของโหลดที่ระดับ X_{Li}

พิจารณาที่โหลดระดับ X_{Lj} ซึ่งมีอิมพัลส์ความน่าจะเป็นคือ $p_L(X_{Lj})$ ดังนั้นค่า EUE สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 5.55

$$EUE = \sum_{j=1}^{m} p_{Lj} U_i \tag{5.55}$$

เมื่อ U_i นิยามคือค่า Expected Unserved Energy เมื่อพิจารณาที่โหลดระดับ X_{Lj}
โดย

$$U_i = \sum_{i=k}^{n} [O_i(X_i) \times [X_{Lj} - [(TC_x) - X_i]] \tag{5.56}$$

เมื่อ TC_x คือ ค่ากำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดในระบบหลังจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ x เข้าไปในระบบเรียบร้อยแล้ว

เมื่อ k นิยามคือ ค่ากำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องที่น้อยที่สุดที่จะทำให้เกิดการสูญเสียโหลดที่ระดับ X_{Lj} ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 5.57 [16]

$$C - X_k < X_{Lj}$$
$$C - X_{k-1} \geq X_{Lj} \tag{5.57}$$

ดังนั้นค่า Expected Unserved Energy หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ k+1 เข้าไปแล้วก็สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.56 ดังนั้นค่าพลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ k+1 สามารถเขียนได้ดังสมการที่ 5.58

$$EES_{k+1} = EUE_k - EUE_{k+1} \tag{5.58}$$

เมื่อ EES_{k+1} คือ พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ k+1 (Expected Energy Supplied by Unit k+1)

หลังจากที่เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทุกเครื่องแล้วเราสามารถคำนวณค่า EUE ได้ดังสมการที่ 5.59

$$EUE = \sum_{j=1}^{m} \{p_{Lj} \sum_{i=k}^{n} O_i(X_i) \times [X_{Lj} - (TC_t - X_i)]\} \tag{5.59}$$

เมื่อ m คือ จำนวนระดับของโหลดทั้งหมด

n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดในตารางการขาดกำลังผลิต

TC_t คือ ค่ากำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดในระบบหลังจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องเพิ่มเข้าไปในระบบเรียบร้อยแล้ว

ข้อดี ของการหา EUE โดยวิธี Equivalent capacity table เมื่อเปรียบเทียบกับวิธี Equivalent load คือ วิธี Equivalent load ต้องสร้างตาราง Equivalent load ซึ่งประกอบด้วยสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดทั้งหมด แล้วนำค่า Individual probability ของสถานะต่างๆที่เกิดการสูญเสียโหลดมาคูณกับค่า Equivalent load ที่เกิดการสูญเสียโหลดนั้นๆ แล้วรวมกันทั้งหมดก็จะได้ค่า EUE ด้วยเหตุนี้ค่า EUE จะคำนวณได้ก็ต่อเมื่อต้องสร้างตาราง Equivalent load แต่วิธี Equivalent capacity table ไม่ต้องเพราะวิธี Equivalent capacity table จะสร้างตารางการขาดกำลังผลิตก่อนแล้วนำไปรวมกับแบบจำลองของโหลดโดยพิจารณาที่ค่ากำลังผลิตที่สถานะต่างๆในตารางการขาดกำลังผลิตว่าค่าใดบ้างที่เกิดการสูญเสียโหลดก็จะทำให้ได้ค่า EUE ด้วยเหตุนี้การทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นประโยชน์อย่างมากในการสร้างตารางการขาดกำลังผลิต อย่างไรก็ตามการคำนวณ LOLP และ F&D จะนำสมการที่ใช้คำนวณความน่าจะเป็นและความถี่ของวิธี Equivalent load มาประยุกต์ใช้ร่วมกับวิธี Equivalent capacity table โดยมีหลักการดังนี้

จากสมการที่ 5.41 หากเราให้ L_k^e =1 MW จะได้ว่า

$$P(1)=\sum_{i=0}^{N-1} p_g(X_i)P_l(1+C_i) \tag{5.60}$$

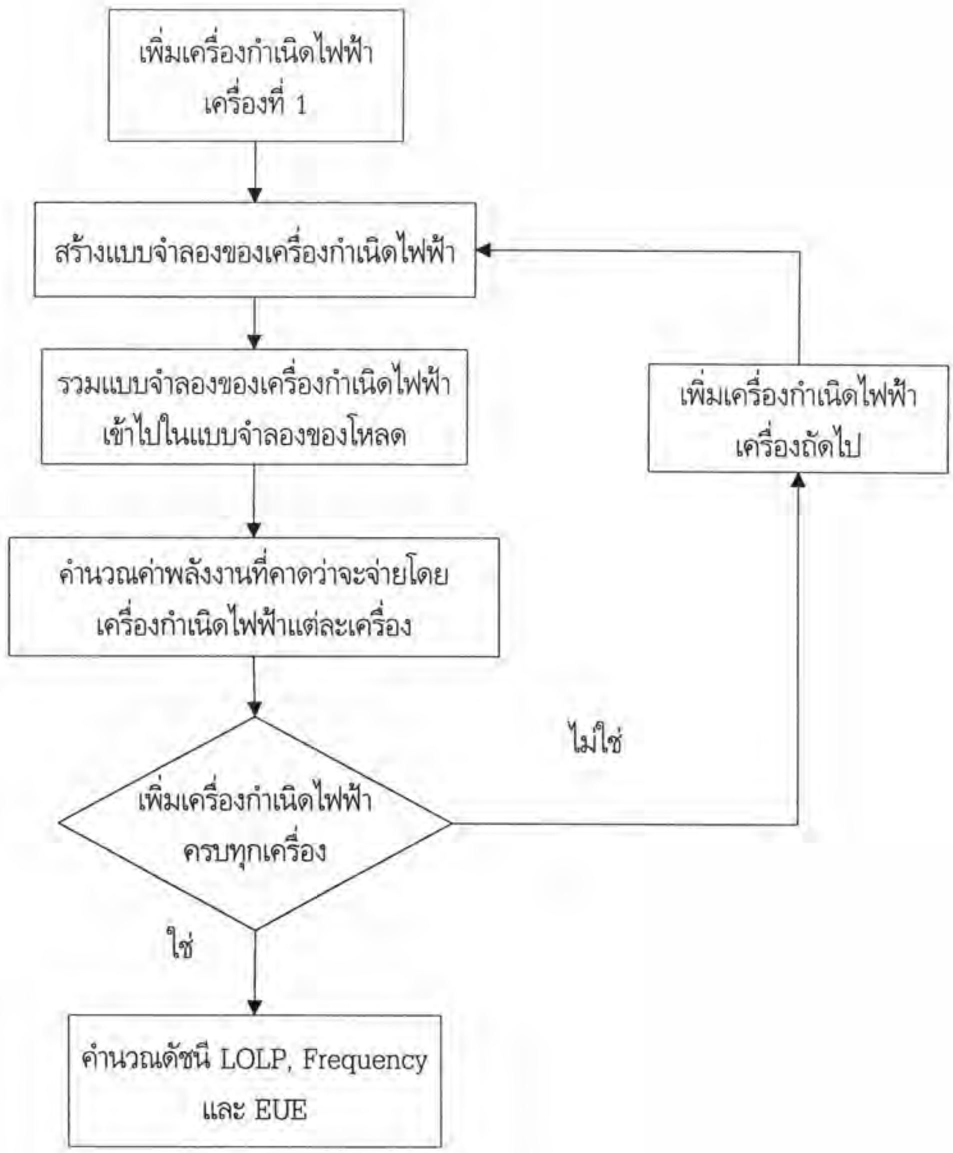
และจากสมการที่ 5.42 จะได้ว่า

$$\begin{aligned} F(1) &= F_l(1)+F_g(1) \\ &= \sum_{i=0}^{N-1}[P_g(X_i)-P_g(X_{i+1})]F_l(1+C_i) \\ &\quad +\sum_{i=0}^{N-1}[F_g(X_i)-F_g(X_{i+1})]P_l(1+C_i) \end{aligned} \tag{5.61}$$

เมื่อ N คือ จำนวนสถานะของตารางการขาดกำลังผลิตหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ k เข้าไปในระบบ

C_i คือ ค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้

เหตุผลที่แทน L_k^e = 1 MW เพราะว่า ค่า Equivalent load เท่ากับ 1 MW นั้นเสมือนเป็นค่าแรกที่กำลังผลิตเริ่มจะไม่เพียงพอจ่ายโหลด กรณีที่ผลการคำนวณไม่มีค่าสถานะ 1 MW ก็จะใช้ค่าถัดไปซึ่งแสดงถึงการที่กำลังผลิตไม่เพียงพอจ่ายโหลดนั่นเอง โดยโฟล์ชาร์ตแสดงการคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table แสดงได้ดังรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 โฟล์ชาร์ตแสดงการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table

ตัวอย่างที่ 5.5 จากตัวอย่างที่ 5.1 หากคำนวณโดยใช้วิธี Equivalent capacity table

เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

สร้างตารางการขาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ได้ดังตารางที่ 5.21

ตารางที่ 5.21 ตารางการขาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

Out(MW)	Cumulative probability	Cumulative frequency
0	1.00	0
50	0.10	0.09

เพิ่มตารางที่ 5.21 ลงในตารางที่ 5.2 (แบบจำลองโหลด)

คำนวนค่า $P(1)$ และ $F(1)$ ได้ดังนี้

$$
\begin{aligned}
P(1) &= \sum_{i=0}^{1} p_g(X_i)P_l(1+C_i) \\
&= p_g(X_0)P_l(1+C_0) + p_g(X_1)P_l(1+C_1) \\
&= 0.9P_l(1+50) + 0.1P_l(1+1) \\
&= 0.9(0.5) + 0.1(0.1) = 0.55 \text{ pu.}
\end{aligned}
$$

$$F(1) = [\sum_{i=0}^{1} p_g(X_i)F_l(1+C_i)] + [\sum_{i=0}^{1} (F_g(X_i) - F_g(X_{i+1}))(P_l(1+C_i))]$$

$$F(1) = 0.9F_l(1+50) + 0.1F_l(1+1) + \{-0.09P_l(51) + 0.09P_l(2)\}$$

$$F(1) = 0.9(0.2) + 0.1(0) - 0.09(0.5) + 0.09(1) = 0.225 \text{ ครั้ง/ชั่วโมง}$$

$$EUE = \sum_{j=1}^{3} \{p_{Lj} \sum_{i=k}^{1} p(X_i)(X_{Lj} - C_i)\}$$

ที่โหลดระดับ 20 MW j =1 k= 1 p_{Lj} =0.5

ที่โหลดระดับ 100 MW j =2 k= 2 p_{Lj} =0.3

ที่โหลดระดับ 150 MW j =3 k =2 p_{Lj} =0.2

$$
\begin{aligned}
EUE = {} & 0.5(0.1)(20) + 0.3\{0.9(100-50) + 0.1(100-0)\} \\
& + 0.2\{0.9(150-50) + 0.1(150-0)\}
\end{aligned}
$$

$$EUE = 38.5 \text{ pu.}$$

$$\therefore \; EUE = 385 \text{ MWh/10 ชั่วโมง}$$

จะเห็นว่ามีค่าความน่าจะเป็นสะสม ความถี่สะสมและค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายหลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 มีค่าเท่ากับที่คำนวณได้ตามตัวอย่างที่ 5.1 เมื่อทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนครบทุกเครื่องก็จะได้ดัชนีความเชื่อถือได้เช่นเดียวกับข้อ 5.1

5.8.1 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับแบบจำลองที่ทำราวด์ออฟ

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับแบบจำลองที่ทำราวด์ออฟนั้น ถ้าเป็นการทำราวด์ออฟแบบจำลองของโหลดหรือการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Augmented capacity model นั้นก็จะยังคงแทนค่า $L_k^e = 1\,\mathrm{MW}$ ทั้งนี้เพราะว่าการทำราวด์ออฟทั้ง 2 วิธีนี้จะใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้งที่ได้รับหลังการทำราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า(การทำราวด์ออฟแบบจำลองโหลด ค่ากำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีค่าเท่าเดิม) แต่ถ้าเป็นการทำราวด์ออฟแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้วิธี Efficient round-off model นั้นการแทนค่า L_k^e นั้นจะแทนค่าโดยใช้สมการที่ 5.62

$$L_k^e = 1 - \sum_{j=1}^{n} DC \tag{5.62}$$

สมการที่ 5.62 สามารถพิสูจน์ได้ดังนี้

จากสมการที่ 5.49 สามารถเขียนได้ใหม่ดังนี้

$$S_k + \sum_{j=1}^{n} DC = 1 \tag{5.63}$$

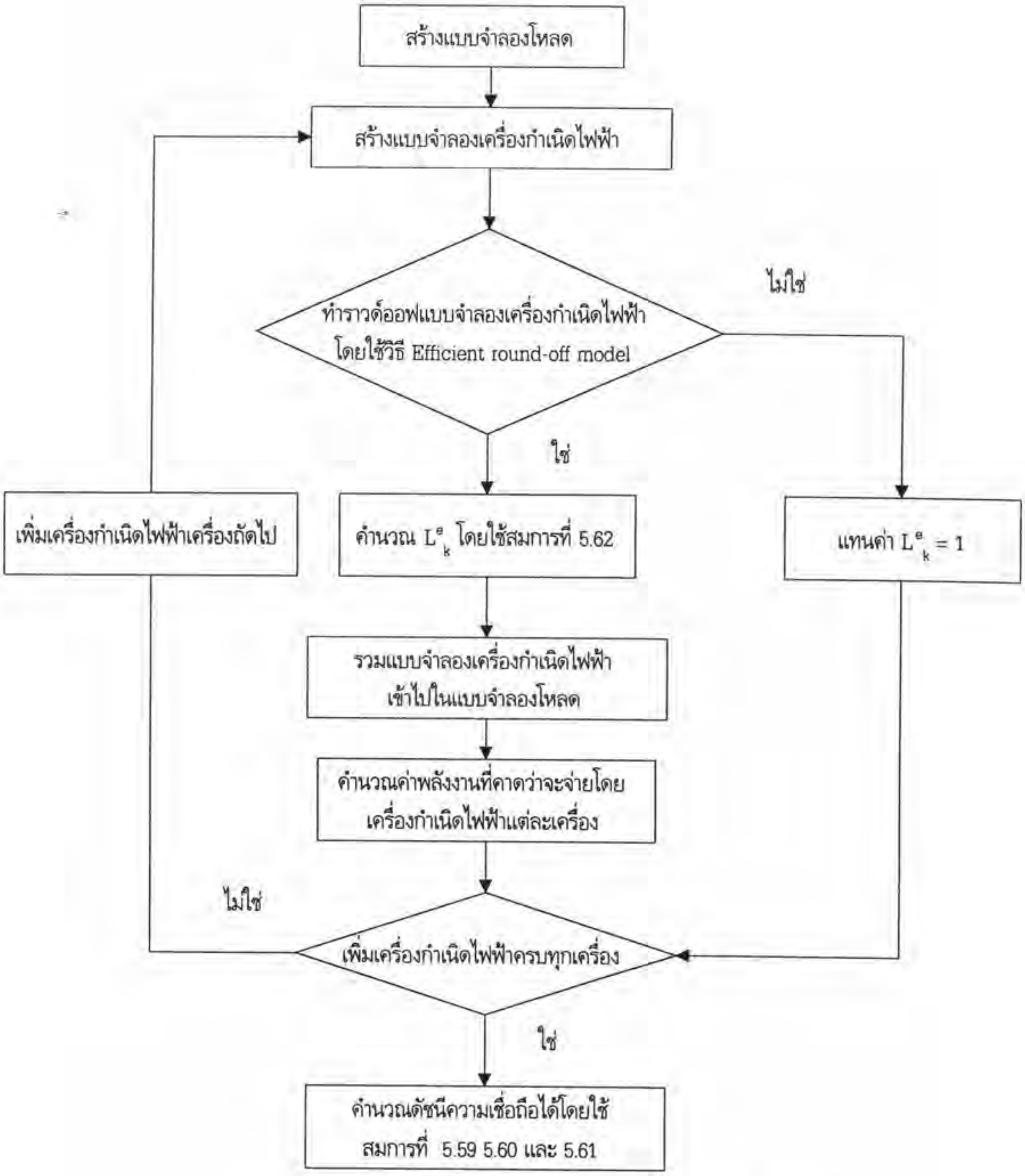
สมการที่ 5.63 สามารถอธิบายได้ว่าจากสมการที่ 5.49 ค่าที่มากกว่าค่าศูนย์ค่าแรกนั้นจะมีค่าเท่ากับ 1 MW นั่นเอง (ถ้าพิจารณาขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบเป็นจำนวนเต็ม) ดังนั้นจากสมการที่ 5.63 จะได้ว่า

$$S_k = 1 - \sum_{j=1}^{n} DC$$

แทน $S_k = L_k^e$ ก็จะได้ตามสมการที่ 5.62

เมื่อแทนค่า L_k^e ก็สามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นและความถี่ได้และค่า EUE นั้นให้แทนค่า TC_t ในสมการที่ 5.59 ด้วยค่ากำลังผลิตติดตั้งเดิมก่อนการราวด์ออฟแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โฟล์ชาร์ต์แสดงการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับแบบจำลองที่ทำราวด์ออฟแสดงได้ดังรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 โฟล์ชาร์ต์แสดงการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้วิธี Equivalent capacity table ร่วมกับแบบจำลองที่ทำราวด์ออฟ

5.9 การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ(Deconvolution)

การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบหรือการ Deconvolution [17] สามารถคำนวณได้ดังนี้ จากสมการที่ 5.40 เขียนในรูปของ Individual probability โดยกระจายเทอมที่ i=0 จะได้ตามสมการที่ 5.64

$$p(L_k^e) = p_g(X_0)p_l(L_k^e + C_{in0}) + \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)p_l(L_k^e + C_i) \tag{5.64}$$

$$p_g(X_0)p_l(L_k^e + C_{in0}) = p(L_k^e) - \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)p_l(L_k^e + C_i)$$

$$p_l(L_k^e + C_{in0}) = \frac{p(L_k^e) - \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)p_l(L_k^e + C_i)}{p_g(X_0)} \tag{5.65}$$

เขียนสมการที่ 5.65 ในรูปของสถานะก่อนและหลังการ Deconvolution ได้ดังสมการที่ 5.66

$$p'_l(L_k^e + C_{in0}) = \frac{p(L_k^e) - \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)p'_l(L_k^e + C_i)}{p_g(X_0)} \tag{5.66}$$

เมื่อ $p'_l(.)$ คือ ความน่าจะเป็นหลังการ Deconvolution

$p_l(.)$ คือ ความน่าจะเป็นก่อนการ Deconvolution

ถ้ากำหนดให้ $(L_k^e)_d = L_k^e + C_{in0}$ (5.67)

$$L_k^e = (L_k^e)_d - C_{in0} \tag{5.68}$$

นำสมการที่ 5.67 และ 5.68 ไปแทนในสมการที่ 5.66 ได้

$$p'_l((L_k^e)_d) = \frac{p((L_k^e)_d - C_{in0}) - \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)p'_l(L_k^e - C_{in0} + C_i)}{p_g(X_0)} \tag{5.69}$$

ทำนองเดียวกันเมื่อเขียนในรูปของ Cumulative probability

$$P'_l((L_k^e)_d) = \frac{P((L_k^e)_d - C_{in0}) - \sum_{i=1}^{N-1} p_g(X_i)P'_l(L_k^e - C_{in0} + C_i)}{p_g(X_0)} \tag{5.70}$$

จากสมการที่ 5.42 สามารถเขียนใหม่ได้ว่า

$$F_l'(L_k^e + C_{in0}) = \{F(L_k^e) - \sum_{i=0}^{N-1}[F_g(X_i) - F_g(X_{i+1})]P_l'(L_k^e + C_i) \qquad (5.71)$$

$$- \sum_{i=1}^{N-1}[p_g(X_i)][F_l'(L_k^e + C_i)\}$$

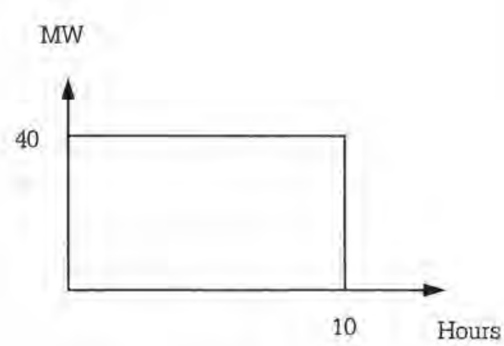
นำสมการที่ 5.67 และ 5.68 แทนลงในสมการที่ 5.71 จะได้ว่า

$$F_l'((L_k^e)_d) = \{F((L_k^e)_d - C_{in0}) - \sum_{i=0}^{N-1}[F_g(X_i) - F_g(X_{i+1})]P_l'(L_k^e - C_{in0} + C_i)$$

$$- \sum_{i=1}^{N-1}[p_g(X_i)][F_l'(L_k^e - C_{in0} + C_i)\} / p_g(X_0) \qquad (5.72)$$

จะเห็นว่าสถานะที่เกิดจากการดีคอนโวลูชั่นคือ $(L_k^e)_d$ ซึ่งเท่ากับ $L_k^e + C_{in0}$ นั้นหมายความว่าเพียงแต่นำสถานะปัจจุบันมาบวกด้วยค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ที่สถานะศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่จะนำออกจากระบบก็จะได้สถานะที่เกิดจากการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบและจะพบอีกว่า สถานะที่เกิดขึ้นจะมีจำนวนสถานะเท่ากับสถานะเดิมก่อนการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ(สมการที่ 5.67) ซึ่งในความเป็นจริงมันเป็นไปไม่ได้ อย่างไรก็ตามเราสามารถตรวจสอบได้ว่าสถานะใดที่เป็นสถานะที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริงหลังจากการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโดยพิจารณาจากสถานะที่มีค่าความน่าจะเป็น (Individual propability) เท่ากับศูนย์ ซึ่งสามารถแสดงให้เห็นดังตัวอย่างต่อไปนี้

ตัวอย่างที่ 5.6 ระบบหนึ่งมีโหลด 1 ระดับ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 40 MW ดังรูปที่ 5.10 และระบบมีข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 5.14



รูปที่ 5.10 รูปกราฟโหลด

เพื่อความเข้าใจขอแสดงตาราง Equivalent load จากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนดังตารางที่ 5.22 ถึง ตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.22 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
20	0.90	1.000	0.000
40	0.10	0.100	0.090

ตารางที่ 5.23 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
8	0.720	1.000	0.0000
20	0.180	0.280	0.2160
28	0.080	0.100	0.0090
40	0.020	0.020	0.0340

ตารางที่ 5.24 ตาราง Equivalent load เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
-7	0.7056	1.0000	0.000000
5	0.1764	0.2944	0.225792
8	0.0144	0.1180	0.105840
13	0.0784	0.1030	0.096048
20	0.0036	0.0252	0.042736
25	0.0196	0.0216	0.036688
28	0.0016	0.0020	0.003760
40	0.0004	0.0004	0.001072

จากตารางที่ 5.24 เราสามารถดีคอนโวลูชั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 3 ขนาด 15 MW ออกจากระบบได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 คำนวณสถานะใหม่ที่เกิดจากการดีคอนโวลูชั่นได้ดังสมการที่ 5.67 โดยผลการคำนวณแสดงได้ดังตารางที่ 5.25

ตารางที่ 5.25 สถานะที่เกิดหลังจากการ Deconvolution

สถานะก่อนการ deconvolution		กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะนำออกจากระบบ		สถานะหลังการ Deconvolution
-7		15		8
5		15		20
8		15		23
13	+	15	=	28
20		15		35
25		15		40
28		15		43
40		15		55

คำนวณความน่าจะเป็นที่แต่ละสถานะจากสมการที่ (5.69) จะได้ว่า

จากสมการที่ 5.69 จะได้ว่า

ที่ สถานะ Equivalent load = 8 MW

$$p'_l(8) = \frac{p(-7) - 0.02p'_l(-7)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(-7) = 0$

เหตุที่ $p'_l(-7) = 0$ เพราะว่าเราทราบแล้วว่าสถานะที่เกิดขึ้นมาใหม่จากตารางที่ 5.19 ซึ่งพบว่าไม่มีสถานะของ Equivalent load = -7 MW อยู่เลย สถานะแรกคือ 8 MW นั่นเอง

$$p'_l(8) = \frac{(0.7056) - 0.02(0)}{0.98} = 0.72$$

ที่สถานะ Equivalent load =20 MW

$$p'_l(20) = \frac{p(5) - 0.02p'_l(5)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(5) = 0$ (จากตาราง 5.19 เช่นเดียวกัน)

$$p'_l(20) = \frac{(0.1764) - 0.02(0)}{0.98} = 0.18$$

ที่สถานะ Equivalent load =23 MW

$$p'_l(23) = \frac{p(8) - 0.02p'_l(8)}{0.98}$$

เนื่องจาก $p'_l(8)$ เราทราบแล้วจากการคำนวณไปแล้วในครั้งแรก เพราะฉะนั้นนำค่า $p'_l(8)$ มาแทนลงในสมการข้างต้น โดยเราเรียกการแทนค่าแบบนี้ว่า Recursive recurrent คือเป็นการแทนค่าทันทีหลังจากที่คำนวณค่าได้โดยจะแตกต่างจากวิธี Recursive ธรรมดาคือวิธี Recursive ธรรมดาจะนำค่าจากสถานะที่แล้วมาแทนค่า

$$\therefore p'_l(8) = 0.72$$

$$p'_l(23) = \frac{(0.0144) - 0.02(0.72)}{0.98} = 0.00$$

ที่สถานะ Equivalent load =28 MW

$$p'_l(20) = \frac{p(13) - 0.02p'_l(13)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(13) = 0$

$$p'_l(28) = \frac{(0.0784) - 0.02(0)}{0.98} = 0.08$$

ที่สถานะ Equivalent load =35 MW

$$p'_l(35) = \frac{p(20) - 0.02p'_l(20)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(20) = 0.18$

$$p'_l(35) = \frac{(0.0036) - 0.02(0.18)}{0.98} = 0.00$$

ที่สถานะ Equivalent load = 40 MW

$$p'_l(40) = \frac{p(25) - 0.02p'_l(25)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(25) = 0$

$$p'_l(40) = \frac{(0.0196) - 0.02(0)}{0.98} = 0.02$$

ที่สถานะ Equivalent load =43 MW

$$p'_l(43) = \frac{p(28) - 0.02p'_l(28)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(28) = 0$

$$p'_l(20) = \frac{(0.0016) - 0.02(0.08)}{0.98} = 0.00$$

ที่สถานะ Equivalent load = 55 MW

$$p'_l(55) = \frac{p(40) - 0.02p'_l(40)}{0.98}$$

แทนค่า $p'_l(40) = 0$

$$p'_l(55) = \frac{(0.0004) - 0.02(0.02)}{0.98} = 0.00$$

นำค่าที่คำนวณได้มาสรุปดังตารางที่ 5.26

ตารางที่ 5.26 ความน่าจะเป็นหลังจากการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 ออกจากระบบ

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability
8	0.720	1.000
20	0.180	0.280
23	0.000	0.100
28	0.080	0.100
35	0.000	0.020
40	0.020	0.020
43	0.000	0.000
55	0.000	0.000

คำนวณค่าความถี่ของแต่ละสถานะหลังจาก Deconvolution โดยใช้สมการที่ 5.72 สร้างแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3ได้ดังตารางที่ 5.27

ตารางที่ 5.27 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3

Cap.out	Cap.in	p(X)	P(X)	λ_+(X)	λ_-(X)	f(X)	F(X)
0	15	0.98	1.00	0	0.02	0.0196	0
15	0	0.02	0.02	0.98	0	0.0196	0.0196

ที่สถานะ Equivalent load = 8 MW

$$F'_l(8) = \{F(8-15) - ([F_g(0) - F_g(1)]P'_l(8) + [F_g(1) - F_g(2)]P'_l(8-15))$$

$$- p_g(X_1)F'_l(8-15)\} / 0.98$$

แทนค่า $F(-7) = 0$ $F_g(0) = 0$ $F_g(1) = 0.0196$ $F_g(2) = 0$ $F'_l(-7) = 0$

$P_l'(8) = 1.00$ $P_l'(-7) = 1.00$

จะได้ว่า $F'_l(8) = 0.00$

ที่สถานะ Equivalent load = 20 MW

$$F'_{l}(20) = \{F(5) - ([-0.0196]P'_{l}(20) + [0.0196]P'_{l}(5)) - 0.02F'_{l}(5)\} / 0.98$$

$$F'_{l}(20) = \{0.225792 - [-0.0196(0.280) + 0.0196] - 0.02(0)\} / 0.98 = 0.216$$

ที่สถานะ Equivalent load = 23 MW

$$F'_{l}(23) = \{F(8) - ([-0.0196]P'_{l}(23) + [0.0196]P'_{l}(8)) - 0.02F'_{l}(8)\} / 0.98$$

$$F'_{l}(23) = \{0.105840 - [-0.0196(0.10) + 0.0196(1)] - 0.02(0)\} / 0.98 = 0.09$$

ที่สถานะ Equivalent load = 28 MW

$$F'_{l}(28) = \{F(13) - ([-0.0196]P'_{l}(28) + [0.0196]P'_{l}(13)) - 0.02F'_{l}(13)\} / 0.98$$

$$F'_{l}(28) = \{0.096048 - [-0.0196(0.10) + 0.0196(0.280)] - 0.02(0.216)\} / 0.98 = 0.09$$

ที่สถานะ Equivalent load = 35 MW

$$F'_{l}(35) = \{F(20) - ([-0.0196]P'_{l}(35) + [0.0196]P'_{l}(20)) - 0.02F'_{l}(20)\} / 0.98$$

$$F'_{l}(35) = \{0.042736 - [-0.0196(0.02) + 0.0196(0.28)] - 0.02(0.216)\} / 0.98 = 0.034$$

ที่สถานะ Equivalent load = 40 MW

$$F'_{l}(40) = \{F(25) - ([-0.0196]P'_{l}(40) + [0.0196]P'_{l}(25)) - 0.02F'_{l}(25)\} / 0.98$$

$$F'_{l}(40) = \{0.036688 - [-0.0196(0.02) + 0.0196(0.1)] - 0.02(0.09)\} / 0.98 = 0.034$$

ที่สถานะ Equivalent load = 43 MW

$$F'_{I}(43) = \{F(28) - ([-0.0196]P'_{I}(43) + [0.0196]P'_{I}(28)) - 0.02F'_{I}(28)\} / 0.98$$

$$F'_{I}(43) = \{0.003760 - [-0.0196(0) + 0.0196(0.1)] - 0.02(0.09)\} / 0.98 = 0.00$$

ที่สถานะ Equivalent load = 55 MW

$$F'_{I}(55) = \{F(40) - ([-0.0196]P'_{I}(55) + [0.0196]P'_{I}(40)) - 0.02F'_{I}(40)\} / 0.98$$

$$F'_{I}(55) = \{0.001072 - [-0.0196(0) + 0.0196(0.02)] - 0.02(0.034)\} / 0.98 = 0.216$$

ค่าต่างๆที่คำนวณได้สามารถนำมาสรุปได้ดังตารางที่ 5.28

ตารางที่ 5.28 ผลของการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 ออกจากระบบ

Equivalent load	Individual probability	Cumulative probability	Frequency
8	0.720	1.000	0.000000
20	0.180	0.280	0.21600
23	0.000	0.100	0.21600
28	0.080	0.100	0.09000
35	0.000	0.020	0.09000
40	0.020	0.020	0.03400
43	0.000	0.000	0.00000
55	0.000	0.000	0.00000

ผลจากการดีคอนโวลูชั่นดังตารางที่ 5.28 จะเห็นว่าสถานะที่ไม่ได้เกิดขึ้นหลังจากการดีคอนโวลูชั่นคือสถานะที่มีค่าความน่าจะเป็น(Individual probability) เท่ากับศูนย์นั่นเองในที่นี้คือสถานะ 23 ,35, 43 และ 55 MW และหลักการพิจารณาอีกอย่างหนึ่งเพื่อประหยัดเวลาในการคำนวณก็คือสถานะใดที่มีค่ามากกว่าโหลดสูงสุดจะเป็นสถานะที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริงเสมอ จากตัวอย่างนี้สถานะของ Equivalent load เท่ากับ 43 MW และ 55 MW ซึ่งมีค่ามากกว่าโหลดสูงสุดคือ 40 MW ดังนั้น 2 สถานะนี้คือสถานะที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริงหลังจากการดีคอนโวลูชั่นจึงทำให้ไม่ต้องเสียเวลาในการคำนวณค่าความน่าจะเป็นและความถี่ของสถานะต่างๆเหล่านี้ทั้ง

นี้เพราะว่าสถานะของ Equivalent load สถานะสุดท้ายจะมีค่าเท่ากับโหลดสูงสุดเสมอซึ่งสามารถพิสูจน์ได้ดังนี้

จากสมการที่ 5.39 สถานะของ Equivalent load คือ

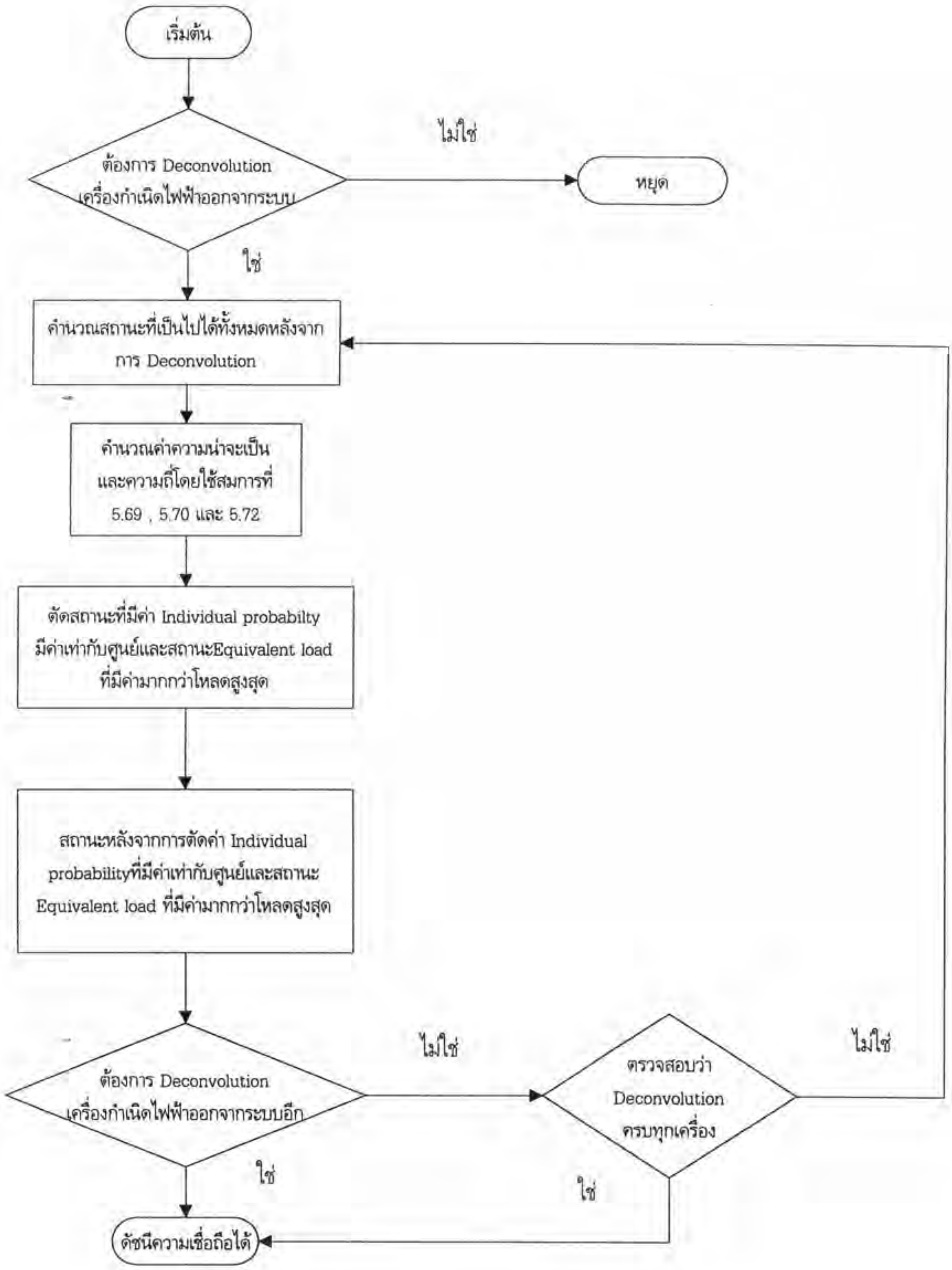
$$L_k^e = L_j - C_{in}$$

L_k^e จะมีค่ามากที่สุดก็ต่อเมื่อ L_j มากที่สุด

และ C_{in} น้อยที่สุดนั่นคือ $L = L_{MAX}$ และ C_{in}=0 นั่นเอง

หากตัดสถานะของ Equivalent load ที่มีค่า Individual probability ที่มีสถานะค่าเท่ากับศูนย์ออกแล้วจะพบว่าตารางที่ 5.28 จะมีค่าเท่ากับตารางที่ 5.23 นั่นเอง โดยการดีคอนโวลูชั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 ออกจากระบบก็คำนวณได้จากวิธีเดียวกัน (หากทำการดีคอนโวลูชั่นจนครบทุกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปในระบบแล้วผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้ก็คือแบบจำลองของโหลดนั่นเอง)

อย่างไรก็ตามในระบบที่มีขนาดใหญ่ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวนมากในการคำนวณในการคำนวณโดยการใช้เครื่องคอมพิวเตอร์นั้น ตัวเลขที่ได้จากการดีคอนโวลูชั่นนั้นซึ่งมาจากการหารอาจจะมีค่าไม่เท่ากับศูนย์พอดีเสมอไปหรือเกิดความเคลื่อนจากของตัวเลข(Numerical error) ทำให้เป็นการยากที่จะตรวจสอบว่าสถานะที่เกิดจากการดีคอนโวลูชั่นนั้นเป็นสถานะที่มีอยู่จริงหรือไม่ อย่างไรก็ตามค่าความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นนั้นจะไม่มีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้มากนักทั้งนี้เพราะว่าถึงแม้สถานะที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริงนั้นมีค่าไม่เท่ากับศูนย์พอดีแต่ก็มีค่าใกล้เคียงศูนย์ซึ่งดัชนีความเชื่อถือได้ LOLP และ Frequency จะคำนวณมาจากค่าสะสมซึ่งจะส่งผลต่อค่าดัชนีทั้งสองตัวนี้ไม่มากนักและดัชนีความเชื่อถือได้ EUE ซึ่งเกิดจากผลรวมของผลคูณระหว่างสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดกับความน่าจะเป็น (Individual probability) ซึ่งหากค่า Individual probability มีค่าใกล้เคียงศูนย์ย่อมส่งผลกระทบต่อค่า EUE ไม่มากนัก(ดูสมการที่ 5.46 และ 5.55 ประกอบ) โดยโฟล์ชาร์ต์แสดงการดีคอนโวลูชั่นแสดงได้ดังรูปที่ 5.11



รูปที่ 5.11 โฟล์ชาร์ตแสดงการ Deconvolution เครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ

5.10 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model นั้นต้องคำนวณเป็นตารางอาร์เรย์ 2 มิติหรือเรียกว่าตาราง Margin [8,9,13] คือ มิติแรกเป็นแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมิติที่สองเป็นแบบจำลองของโหลดโดยการสร้างอาร์เรย์ 2 มิตินี้ก็เพื่อนำไปคำนวณค่า Margin ซึ่งเกิดจากผลต่างระหว่างค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้และระดับของโหลดซึ่งแสดงดังสมการที่ 5.13 คือ

$$m_k = C_i - L_j$$

ถ้า m_k มีค่าติดลบนั่นหมายถึงค่าของโหลดมีค่ามากกว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียโหลดในระบบโดยอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะ (Transition rate) ของค่า Margin แสดงได้ดังนี้ (มาจากสมการที่ 5.15 และ 5.16)

$$\lambda_{+m} = \lambda_{+c} + \lambda_{-L}$$

$$\lambda_{-m} = \lambda_{-c} + \lambda_{+L}$$

ความน่าจะเป็นที่สถานะ Margin นั้นๆคือผลคูณของค่าความน่าจะเป็นของค่ากำลังผลิตและความน่าจะเป็นที่ทำให้เกิดค่า Margin นั้น ซึ่งแสดงดังสมการที่ 5.73

$$\text{Probability } p_k = p_C p_L \tag{5.73}$$

ความถี่ของค่า Margin แสดงได้ดังสมการที่ 5.74

$$f_k = p_k(\lambda_{+k} + \lambda_{-k}) \tag{5.74}$$

อย่างไรก็ตามในการคำนวณค่า Margin นั้นอาจจะเกิดสถานะที่ซ้ำกันเกิดขึ้น ดังนั้นต้องทำการรวมสถานะที่ซ้ำกันเกิดขึ้นโดยสมการที่ใช้สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 5.75 และ 5.76

$$p_k = \sum_{i=1}^{s} p_i \tag{5.75}$$

เมื่อ s คือสถานะที่ซ้ำกันทั้งหมด

$$\lambda_{\pm k} = \sum_{i=1}^{s} \frac{p_i \lambda_{\pm i}}{p_k} \tag{5.76}$$

ความถี่สะสมสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.77

$$F_k = F_{k-1} + p_k(\lambda_{+k} - \lambda_{-k}) \tag{5.77}$$

เมื่อคำนวณจนครบทุกสถานะแล้วสถานะที่เป็นลบค่าแรกคือสถานะที่เป็นตำแหน่งของความเชื่อถือได้ ดัชนีความเชื่อถือได้ (ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้จากแบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model นั้นในที่นี้จะไม่ได้มาพิจารณา แต่จะนำตาราง Margin ที่คำนวณได้นั้นไปใช้ในการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป)

ตัวอย่างที่ 5.6 จากข้อมูลของโหลดดังตัวอย่างที่ 4.4 และข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในตารางที่ 5.29 จงคำนวณตาราง Margin ของระบบโดยใช้แบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model

ตารางที่ 5.29 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องที่	กำลังผลิตติดตั้ง(MW)	อัตราการเสีย (ครั้ง/วัน)	อัตาการซ่อม(ครั้ง/วัน)
1	25	0.01	0.49
2	25	0.01	0.49
3	25	0.01	0.49

สร้างตาราง Margin array table ได้ดังตารางที่ 5.30

ตารางที่ 5.30 ตาราง Margin array

Load						
i		1	2	3	4	0
L_i(MW)		65	55	50	46	0
P_i		0.2	0.1	0.1	0.1	0.5
$\lambda_+(L_i)$		2	2	2	2	0
$\lambda_-(L_i)$		0	0	0	0	2
Generation						
n C_{in} λ_+ λ_-	m	35	45	50	54	100
1 100 0 0.03	p	0.1882384	0.0941192	0.0941192	0.0941192	0.470596
(p_1=0.941192)	λ_+	2	2	2	2	0
	λ_-	0.03	0.03	0.03	0.03	2.03
2 75 0.49 0.02	m	10	20	25	29	75
(p_2 = 0.038416)	p	0.0076832	0.0038416	0.0038416	0.0038416	0.019208
	λ_+	2.49	2.49	2.49	2.49	0.49
	λ_-	0.02	0.02	0.02	0.02	2.02
3 50 0.4998 0.0198	m	-15	-5	0	4	50
(p_3=0.019600)	p	0.00392	0.00196	0.00196	0.00196	0.0098
	λ_+	2.4998	2.4998	2.4998	2.4998	0.4998
	λ_-	0.0198	0.0198	0.0198	0.0198	2.0198
4 25 0.98 0.01	m	-40	-30	-25	-21	25
(p_4=0.000784)	p	0.0001568	0.0000784	0.0000784	0.0000784	0.000392
	λ_+	2.98	2.98	2.98	2.98	0.98
	λ_-	0.01	0.01	0.01	0.01	2.01
5 0 1.47 0	m	-65	-55	-50	-46	0
(p_5=0.000008)	p	0.0000016	0.0000008	0.0000008	0.0000008	0.000004
	λ_+	3.47	3.47	3.47	3.47	1.47
	λ_-	0	0	0	0	2

จากตารางที่ 5.30 จะเห็นว่าที่สถานะ 0 MW , 25 MW และ 50 MW มีค่าซ้ำกันดังนั้นจึงต้องรวมสถานะกันก่อน

ที่สถานะ 0 MW

$$p_0 = 0.00196 + 0.000004 = 0.001964$$

$$\lambda_{+0} = \frac{p_{0(1)}\lambda_{+0(1)} + p_{0(2)}\lambda_{+0(2)}}{p_{0(1)} + p_{0(2)}}$$

$$\lambda_{+0} = \frac{0.00196(2.4998) + 0.000004(1.47)}{0.001964} = 2.497702$$

$$\lambda_{-0} = \frac{p_{0(1)}\lambda_{-0(1)} + p_{0(2)}\lambda_{-0(2)}}{p_{0(1)} + p_{02)}}$$

$$\lambda_{-0} = \frac{0.00196(0.0198) + 0.000004(2.00)}{0.001964} = 0.023833$$

$$f_0 = p_0(\lambda_{+0} + \lambda_{-0}) = 0.001964(2.497702 + 0.023833) = 0.00495229$$

ที่สถานะ 25 MW

$$p_{25} = 0.0038416 + 0.000392 = 0.0042336$$

$$\lambda_{+25} = \frac{0.0038416(2.49) + 0.000392(0.98)}{0.0042236} = 2.355749$$

$$\lambda_{-25} = \frac{0.0038416(0.02) + 0.000392(2.01)}{0.0042236} = 0.204742$$

$$f_{25} = p_{25}(\lambda_{+25} + \lambda_{-25}) = 0.0042236(2.355749 + 0.204742) = 0.0108144$$

ที่สถานะ 50 MW

$$p_{50} = 0.0941192 + 0.0098 = 0.1039192$$

$$\lambda_{+50} = \frac{0.0941192(2) + 0.0098(0.4998)}{0.1039192} = 1.858525$$

$$\lambda_{+50} = \frac{0.0941192(0.03) + 0.0098(2.0198)}{0.1039192} = 0.217646$$

$$f_{50} = p_{50}(\lambda_{+50} + \lambda_{-50}) = 0.103912(1.858525 + 0.217646) = 0.215754$$

เมื่อคำนวณจนครบทุกสถานะแล้วจะได้ตามตารางที่ 5.31

ตารางที่ 5.31 ค่าความน่าจะเป็นและความถี่ที่สถานะ Margin ต่างๆ

Margin state (MW)	p(X) Individual probability	λ_{+}(X)	λ_{-}(X)	P(X) Cumulative probability	f(X) Individual frequency	F(X) Cumulative frequency
100	0.470596	0	2.03	1.000000	0.955310	0
75	0.019208	0.49	2.02	0.529404	0.0048212	0.955310
54	0.094119	2.00	0.03	0.511096	0.191062	0.984698
50	0.103919	1.8585	0.2176	0.416077	0.215754	0.799283
45	0.094119	2.00	0.03	0.312158	0.191062	0.628764
35	0.188238	2.00	0.03	0.218038	0.382124	0.443349
29	0.003842	2.49	0.02	0.029800	0.009642	0.072520
25	0.004234	2.49	0.02	0.025958	0.010814	0.063031
20	0.003842	2.49	0.02	0.021725	0.009642	0.053946
10	0.007683	2.49	0.02	0.017883	0.019285	0.044457
4	0.001960	2.4998	0.0198	0.010200	0.004938	0.025480
0	0.001964	2.4977	0.0238	0.008240	0.004952	0.020619
-5	0.001960	2.4998	0.0198	0.006276	0.004938	0.015761
-15	0.003920	2.4998	0.0198	0.004316	0.009877	0.010900
-21	0.000078	2.98	0.01	0.000396	0.000234	0.001178
-25	0.000078	2.98	0.01	0.000318	0.000234	0.000945
-30	0.000078	2.98	0.01	0.000239	0.000234	0.000712
-40	0.000157	2.98	0.01	0.000161	0.000469	0.000480
-46	0.000001	3.47	0	0.000004	0.000003	0.000014
-50	0.000001	3.47	0	0.000003	0.000003	0.000011
-55	0.000001	3.47	0	0.000002	0.000003	0.000008
-65	0.000002	3.47	0	0.000002	0.000006	0.000006

จากวิธี Margin array ดังกล่าวจะเห็นว่าถ้านำมาใช้กับระบบที่มีขนาดใหญ่จะใช้หน่วยความจำในการเก็บค่าต่างๆของเครื่องคอมพิวเตอร์อย่างมากดังนั้นจึงต้องนำวิธีของ Equivalent Load มาประยุกต์ใช้โดยการปรับเปลี่ยนสมการได้ดังนี้

จากสมการที่ 5.13 สมารถเขียนได้ดังนี้

$$m_e = L_j - C_i \tag{5.78}$$

เมื่อ m_e คือ ค่า Margin ของสถานะ Equivalent load

ค่าความน่าจะเป็นคำนวณในแต่ละสถานะของ m_e ได้ดังสมการที่ 5.79

$$p_m = p_j p_i \tag{5.79}$$

เมื่อ p_j คือความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆในแบบจำลองโหลด

p_i คือความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆในแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

และค่า λ_{+m} และค่า λ_{-m} ต้องกลับสมการที่ 5.15 และ 5.16 ซึ่งแสดงดังสมการที่ 5.80 และ 5.81

$$\lambda_{+m} = \lambda_{+L} + \lambda_{-C} \tag{5.80}$$

$$\lambda_{-m} = \lambda_{-L} + \lambda_{+C} \tag{5.81}$$

สถานะที่มีค่าซ้ำกันสามารถคำนวณได้ทำนองเดียวกันกับสมการที่ 5.75 และ 5.76

ดังนั้นสมการความถี่สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.82 และ 5.83

$$f_{ke} = p_{ke}(\lambda_{+ke} + \lambda_{-ke}) \tag{5.82}$$

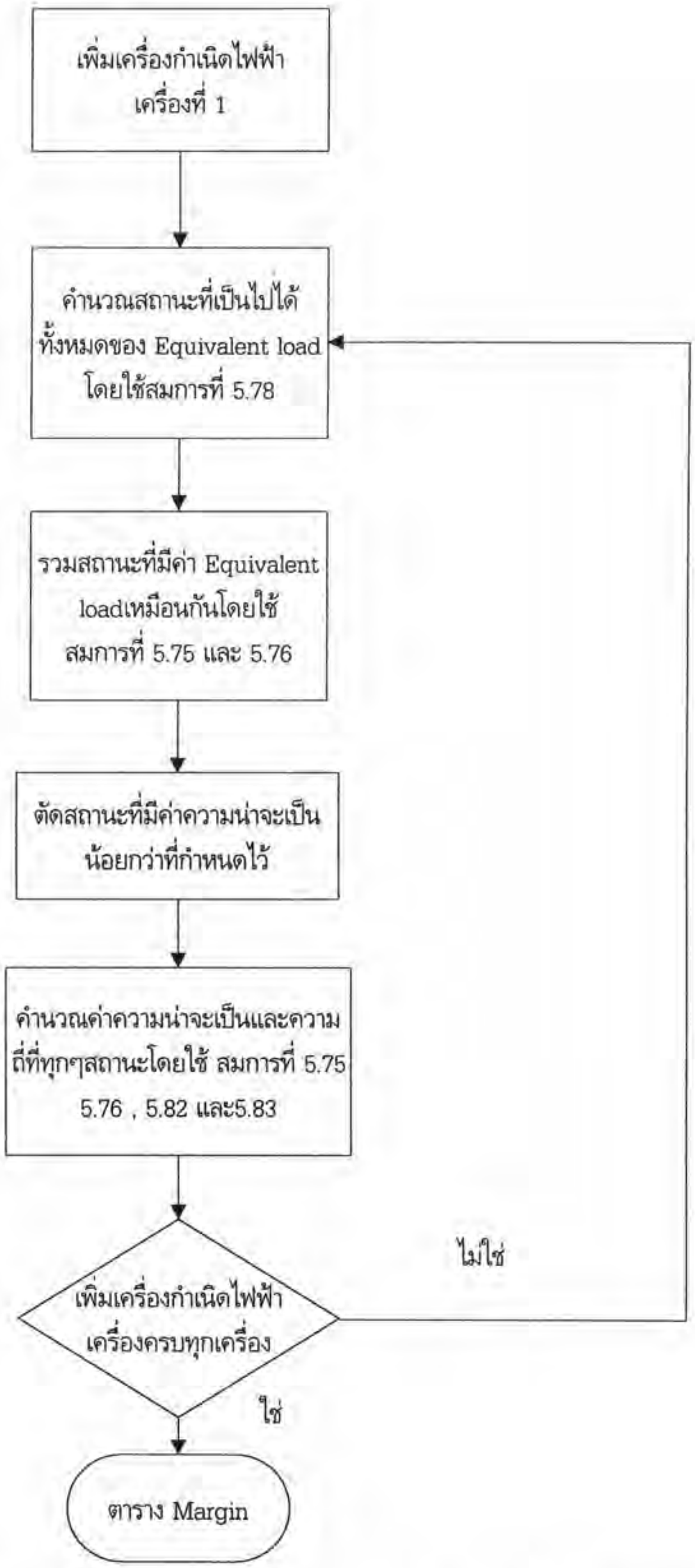
$$F_{ke} = F_{(k-1)e} + p_{ke}(\lambda_{-ke} - \lambda_{+ke}) \tag{5.83}$$

เมื่อ $p_{ke} = \sum_{i=1}^{s} p_i$

$\lambda_{\pm ke} = \sum_{i=1}^{s} \frac{p_i \lambda_{\pm i}}{p_{ke}}$ (s คือจำนวนสถานะที่มีค่าซ้ำกัน)

ข้อสังเกต จากสมการที่ 5.83 ค่าความถี่สะสมจะใช้ค่า $\lambda_{-ke} - \lambda_{+ke}$ (พิจารณาสมการที่ 5.78) แทนที่จะเป็นค่า $\lambda_{+ke} - \lambda_{-ke}$ ทั้งนี้เพราะว่าวิธี Equivalent load นั้นจะกลับสมการเป็นค่าของโหลดลบค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ในแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั่นเอง

การเพิ่มความเร็วในการคำนวณนั้นสามารถทำได้เช่นเดียวกับแบบจำลองโหลดแบบ Cumulative state load model คือการตัดสถานะที่มีความน่าจะเป็นน้อยกว่าที่กำหนดและการตัดสถานะที่ไม่ได้เกิดการสูญเสียโหลด (สถานะที่มีค่า Margin เป็นลบ) และข้อควรระวังในการคำนวณตาราง Margin โดยใช้แบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model คือในการคำนวณในระบบที่มีขนาดใหญ่ค่าความน่าจะเป็นในแต่ละสถานะจะมีค่าน้อยๆดังนั้นหากใช้สมการที่ 5.76 อาจทำให้ส่วนมีค่าเป็นศูนย์ได้ ดังนั้นควรจะตัดสถานะที่มีค่าน้อยมากๆออกเสียก่อน โดยโฟล์ชาร์ต์แสดงการคำนวณตาราง Margin โดยใช้วิธี Equivalent load แสดงได้ดังรูปที่ 5.12



รูปที่ 5.12 โฟล์ชาร์ตแสดงการคำนวณตาราง Margin โดยใช้วิธี Equivalent load

ร่วมกับแบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model

ตัวอย่างที่ 5.7 จากตัวอย่างที่ 5.6 หากคำนวณตาราง Margin โดยใช้วิธี Equivalent load สามารถคำนวณได้ดังนี้

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 เข้าไปในแบบจำลองโหลดแล้วสามารถแสดงตาราง Margin ได้ดังตารางที่ 5.32

ตารางที่ 5.32 ตาราง Margin เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 โดยใช้วิธี Equivalent load

Margin state (MW)	p(X) Individual probability	λ_{+ke}	λ_{-ke}	P(X) Cumulative probability	f(X) Individual frequency	F(X) Cumulative frequency
-25	0.490	2.01	0.00	1.000	0.98490	0
0	0.010	2.00	0.49	0.510	0.02490	0.98490
21	0.098	0.01	2.00	0.500	0.19698	1.00000
25	0.098	0.01	2.00	0.402	0.19698	0.80498
30	0.098	0.01	2.00	0.304	0.19698	0.60996
40	0.196	0.01	2.00	0.206	0.39396	0.41494
46	0.002	0.00	2.49	0.010	0.00498	0.02490
50	0.002	0.00	2.49	0.008	0.00498	0.01952
55	0.002	0.00	2.49	0.006	0.00498	0.01494
65	0.004	0.00	2.49	0.004	0.00996	0.00996

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2 เข้าไปในตารางที่ 5.32 จะได้ค่าตามตารางที่ 5.33

ตารางที่ 5.33 ตาราง Margin เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 2
โดยใช้วิธี Equivalent load

Margin state (MW)	p(X) Individual probability	λ_{+ke}	λ_{-ke}	P(X) Cumulative probability	f(X) Individual frequency	F(X) Cumulative frequency
-50	0.4802	2.02	0.00	1.00000	0.9700040	0
-25	0.0196	2.01	0.49	0.51980	0.0490000	0.9700040
-4	0.09604	0.02	2.00	0.50020	0.1940008	0.9997960
0	0.09624	1.99788	0.02411	0.40416	0.1945968	0.8096368
5	0.09604	0.02	2.00	0.30792	0.1940008	0.6196816
15	0.19208	0.02	2.00	0.21188	0.3880016	0.4295224
21	0.00392	0.01	2.49	0.01980	0.0098000	0.0492040
25	0.00392	0.01	2.49	0.01588	0.0098000	0.0394824
30	0.00392	0.01	2.49	0.01196	0.0098000	0.0297608
40	0.00784	0.01	2.49	0.00804	0.0196000	0.0200392
46	0.00004	0.00	2.98	0.00020	0.0001192	0.0005960
50	0.00004	0.00	2.98	0.00016	0.0001192	0.0004768
55	0.00004	0.00	2.98	0.00012	0.0001192	0.0003576
65	0.00008	0.00	2.98	0.00008	0.0002384	0.0002384

เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 เข้าไปในตารางที่ 5.33 จะได้ค่าตามตารางที่ 5.34

ตารางที่ 5.34 ตาราง Margin เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3
โดยใช้วิธี Equivalent load

Margin state (MW)	p(X) Individual probability	$\lambda_{+ke}(X)$	$\lambda_{-ke}(X)$	P(X) Cumulative probability	f(X) Individual frequency	F(X) Cumulative frequency
-100	0.470596	2.03	0	1.000000	0.955310	0
-75	0.019208	2.02	0.49	0.529404	0.0048212	0.955310
-54	0.094119	0.03	2.00	0.511096	0.191062	0.984698
-50	0.103919	0.2176	1.8585	0.416077	0.215754	0.799283
-45	0.094119	0.03	2.00	0.312158	0.191062	0.628764
-35	0.188238	0.03	2.00	0.218038	0.382124	0.443349
-29	0.003842	0.02	2.49	0.029800	0.009642	0.072520
-25	0.004234	0.02	2.49	0.025958	0.010814	0.063031
-20	0.003842	0.02	2.49	0.021725	0.009642	0.053946
-10	0.007683	0.02	2.49	0.017883	0.019285	0.044457
-4	0.001960	0.0198	2.4998	0.010200	0.004938	0.025480
0	0.001964	0.0238	2.4977	0.008240	0.004952	0.020619
5	0.001960	0.0198	2.4998	0.006276	0.004938	0.015761
15	0.003920	0.0198	2.4998	0.004316	0.009877	0.010900
21	0.000078	0.01	2.98	0.000396	0.000234	0.001178
25	0.000078	0.01	2.98	0.000318	0.000234	0.000945
30	0.000078	0.01	2.98	0.000239	0.000234	0.000712
40	0.000157	0.01	2.98	0.000161	0.000469	0.000480
46	0.000001	0	3.47	0.000004	0.000003	0.000014
50	0.000001	0	3.47	0.000003	0.000003	0.000011
55	0.000001	0	3.47	0.000002	0.000003	0.000008
65	0.000002	0	3.47	0.000002	0.000006	0.000006

จากตารางที่ 5.34 จะพบว่ามีค่าเท่ากับ 5.31 เพียงแต่ว่าค่า Margin state ในตารางที่ 5.34 จะกลับเครื่องหมายกับตารางที่ 5.31 และค่า $\lambda_{+ke}(X)$ และค่า $\lambda_{-ke}(X)$ ในตารางที่ 5.34 จะมีค่าเท่ากับ $\lambda_{-}(X)$ และ $\lambda_{+}(X)$ ในตารางที่ 5.31 ตามลำดับ