ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า	วิศกรรมไฟฟ้า
สาขา	**ภาควิชา**

เรื่อง การประเมินความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

Loss of Load Probability Evaluation in Central-1 Area, Lao PDR

นามผู้วิจัย นายอรุณยเดช บุริยผล

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม .....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา .....

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

.....

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ ..... **เดือน** ..... **พ.ศ.** .....

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การประเมินความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

Loss of Load Probability Evaluation in Central-1 Area, Lao PDR

โดย

นายอรุณยเดช บุริยผล

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
พ.ศ. 2555

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อรุณยเดช บุริยผล 2555: การประเมินความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม. 59 หน้า

การศึกษาความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ทำให้ทราบว่าในหนึ่งปีจะมีโอกาสที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟกี่วัน การศึกษานี้ทำเฉพาะในเขตภาคกลาง-1 เนื่องจากเป็นเขตที่มีความต้องการไฟฟ้าภายในประเทศสูงที่สุด โดยใช้ทฤษฎีความน่าจะเป็นร่วมกับข้อมูลการหยุดเครื่องจักรไฟฟ้าที่เกิดจากเหตุขัดข้องต่างๆในโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 3 แห่ง ข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟในเขตภาคกลาง-1 ในเวลาหนึ่งปี และใช้โปรแกรม MATLAB R2008a ในการคำนวณ นอกจากนี้ยังได้ทำการศึกษาความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดในกรณีต่างๆเช่น การเพิ่มเครื่องจักรไฟฟ้าเข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้า และการเชื่อมระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 กับระบบไฟฟ้าอื่น โดยใช้ระบบไฟฟ้าของ IEEE RTS 3405MW เป็นกรณีศึกษา ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวมีโอกาสที่จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟสูงถึง 43.8044วัน/ปี แต่เมื่อมีการเพิ่มเครื่องจักรไฟฟ้าหรือเชื่อมระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของ IEEE RTS 3405MW พบว่าโอกาสที่จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าลดลง

_____ _____ ___/___/___

ลายมือชื่อนิสิต ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Alounyadeth Bulyaphol 2012: Loss of Load Probability Evaluation in Central-1 Area, Lao PDR. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Associate Professor Vichai Surapatana, M.Eng. 59 pages.

A study of Loss of Load Probability Evaluation in Central-1 Area, Lao PDR is to find out how many days annually that load demand will probably exceed the available generator's installed capacity. The study focuses only the Central-1 Area because; it's the biggest domestic's load demand area in Laos. Using the probability theory; the Force Outage Rate (FOR), the Availability (p) of the generators in 3 hydropower plants and daily peak load demand data are used in calculation method, a MATLAB R2008a program is also used in this method. Two other cases are considered to find different result of LOLP, which are: adding new generator and interconnected with IEEE RTS 3405MW system.

The results show that the probability of the load demand exceeding the available generator's installed capacity is up to 43.8045day/year. However, the number of days decrease when adding new generator or the generation system is interconnected system.

_____ _____ ___/___/___

Student's signature Thesis Advisor's signature

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ รศ. วิชัย สุระพัฒน์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ผศ. ดร. ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วมที่ให้คำปรึกษาในการเรียน การค้นคว้าวิจัย ตลอดจนการตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ กราบขอบพระคุณ รศ. ดร. สมชาติ จิริวิภากรผู้ทรงคุณวุฒิจากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง และ กราบขอบพระคุณ ผศ. ดร. ปานจิต ดำรงกุลกำจร ประธานการสอบปากเปล่าขั้นสุดท้าย ที่กรุณาให้คำแนะนำและตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอกราบขอบพระคุณรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว รวมถึงผู้อำนวยการเขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม1 เขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก และเขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3 ที่เอื้อเฟื้อข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัยนี้

ขอกราบขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่านในภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า หมวดวิชาไฟฟ้ากำลังที่ได้ส่งต่อความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ใหม่ๆให้ผู้วิจัย

ขอขอบคุณ พี่ๆ เพื่อนๆ และน้องๆ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า หมวดวิชาไฟฟ้ากำลังทุกท่านที่ให้คำแนะนำ ให้ความช่วยเหลือด้านต่างๆ และเป็นกำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอกราบขอบพระคุณสำนักงานความร่วมมือเพื่อการพัฒนาระหว่างประเทศ กระทรวงการต่างประเทศ ผู้ให้ทุนการศึกษาและทุนสนับสนุนการดำเนินงานวิจัยในครั้งนี้

ด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอมอบแด่คุณพ่อ คุณแม่ ที่ได้อบรมและให้กำลังใจผู้วิจัยมาตลอดในทุกเรื่อง

อรุณยเดช บุริยผล

กันยายน 2555

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(4)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	2
การตรวจเอกสาร	3
อุปกรณ์และวิธีการ	7
อุปกรณ์	7
วิธีการ	7
ผลและวิจารณ์	39
สรุปและข้อเสนอแนะ	43
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	45
ภาคผนวก	48
ภาคผนวก ก ตารางการเก็บข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย	49
ภาคผนวก ข โปรแกรมคำนวณหา COP find_OCC และ LOLP	53
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	59

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	ข้อมูลสายส่งเชื่อมระหว่างเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวและปะเทศไทย	10
2	ข้อมูลโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำในเขตภาคกลาง-1	10
3	ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3	11
4	ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก	12
5	ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม 1	13
6	ค่า q และ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด	14
7	ค่า SH และ FOH ของสายส่งเชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 กับประเทศไทย	15
8	ค่า q และ p ของสายส่งเชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 กับประเทศไทย	15
9	ค่า Individual Probability และ ค่า Cumulative Probability ของระบบไฟฟ้าจำลอง	16
10	ค่า Capacity Outage Probability ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว	16
11	ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดและจำนวนครั้งที่ปรากฏ	22
12	ค่า COP ของระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW	26
13	ค่าแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยเทียบเท่าที่มีกำลังผลิตสูญเสียจาก 0MW-120MW	29
14	ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 40MW	29
15	ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 60MW	30
16	ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 80MW	30
17	ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 120MW	30
18	ค่า COP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อความจุสายส่งเชื่อมเท่ากับ 40MW ค่า FOR = 0 และ p = 1	31

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
19	ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 40MW เมื่อมีค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473	34
20	ค่า COP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อความจุสายส่งเชื่อมเท่ากับ 40MW ค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473	35
21	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวโดยวิธี เงื่อนไขความน่าจะเป็น	38
22	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ	40
23	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR = 0 และ p = 1 ณ ความจุสายขนาดต่างๆ	40
24	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473 ณ ความจุสายขนาดต่างๆ	41
25	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR และ p ที่แตกต่างกัน ณ ความจุสายขนาดเท่ากัน	41
26	ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR และ p ทีแตกต่างกัน ณ ความจุสายขนาดแตกต่างกัน	42

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	แผนผังการทำงานของโครงการ	8
2	แผนที่เขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว	9
3	แผนภาพเส้นเดี่ยวระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว	9
4	Load Curve ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในปี คศ. 2011	20
5	Load Duration Curve ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในปี คศ. 2011	21

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การประเมินความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

Loss of Load Probability Evaluation in Central-1 Area, Lao PDR

คำนำ

เนื่องจากจำนวนประชากร และอัตราการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจภายในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวมีการขยายตัวเพิ่มมากขึ้นทำให้ปริมาณของความต้องการด้านพลังงานเพิ่มตามไปด้วยโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเพิ่มจาก 680.70 MW ในปี ค.ศ 2006 (Statistics-Planning Office Electricité Du Laos [SPOEDL], 2010) เป็น 4,480.4 MW ในปี ค.ศ 2020 (System Planning Office Technical Development Committee Electricité Du Laos, 2008) ซึ่งปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวมทั้งประเทศเพียง 2,519.70 MW (SPOEDL, 2010) และที่สำคัญรัฐบาลของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวได้ตั้งเป้าให้ประชาชนมีไฟฟ้าใช้ครอบคลุม 90% ของจำนวนครัวเรือนทั้งหมด (Ministry of Energy and Mine, 2009) นั้นแสดงให้เห็นว่าจะต้องมีการสร้างโรงจักรไฟฟ้าหรือเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการ แต่เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบไฟฟ้านั้นแต่ละเครื่องจะมีค่าความน่าจะเป็นที่สามารถจ่ายไฟได้ (probability of being available) ค่าความน่าจะเป็นที่สามารถจ่ายไฟได้ด้วยกำลังการผลิตที่ลดลง (probability of being available with a reduce capacity) และค่าความน่าจะเป็นที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ (probability of being available) ค่าความน่าจะเป็นต่างๆเหล่านี้จะถูกนำมารวมกันในสถานะต่างๆแล้วนำมาเปรียบเทียบกับความต้องการของโหลดในหนึ่งปีเพื่อสร้างดัชนีชี้วัดค่าความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าในรูปของจำนวนวันที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟให้เพียงพอกับความต้องการของโหลด (Richard E, 2009) ดัชนีดังกล่าวนี้เรียกว่าค่าความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลด (Loss of Load Probability) หรือ LOLP

ดังนั้นการศึกษาเรื่อง LOLP ในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวจะทำให้ทราบจำนวนวันในหนึ่งปีที่ระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถจ่ายไฟให้เพียงพอกับความต้องการของโหลด ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนขยายกำลังการผลิตในอนาคต

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัยนี้ คือการนำเอาข้อมูลเกี่ยวการหยุดเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เกิดจากเหตุขัดข้องต่างๆในเขตภาคกลาง-1 ของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ข้อมูลการหยุดการทำงานของสายส่งเชื่อมระหว่างประเทศลาวและประเทศไทย รวมทั้งข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟในเขตดังกล่าวมาวิเคราะห์หาค่าพารามิเตอร์ทางด้านความน่าเชื่อถือของระบบการผลิตคือ LOLP รวมถึงการศึกษาค่า LOLP ในกรณีเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบไฟฟ้าและการเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

การตรวจเอกสาร

1. Loss of Load Probability (LOLP) และ Loss of Load Expectation (LOLE)

Robert Lee (1977) อธิบายถึง LOLP ว่า การขยายระบบผลิตไฟฟ้า ต้องคำนึงถึงกำลังการผลิตโดยรวมที่ต้องจ่ายให้ผู้ใช้ไฟอย่างเพียงพอ ในราคาที่เหมาะสม มีความน่าเชื่อถือและคุณภาพในระดับสูง ในการพิจารณาการขยายระบบผลิตกำลังไฟฟ้านั้น ระบบจะต้องสามารถตอบสนองความต้องการด้านความน่าเชื่อถือในระดับที่กำหนด โดยใช้ดัชนีทางด้านความน่าเชื่อถือ 2 ชนิดเป็นตัวกำหนดคือ LOLP และ Expected value of Demand Not Served (e(DNS))

LOLP คือความน่าจะเป็นที่ความต้องการของโหลดมากกว่ากำลังการผลิตรวมทั้งหมดของของระบบการผลิตไฟฟ้า LOLP สามารถหาได้จากสมการ

$$LOLP = F(L) = \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta)F(L/\theta)d\theta$$

เมื่อ $F(L/\theta)$ คือ ความน่าจะเป็นของฟังก์ชั่นความหนาแน่นร่วม

$f(\theta)$ คือ ฟังก์ชั่นความหนาแน่นของโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์

Roy *et al*. (1978) กล่าวไว้ว่า LOLP คือการคำนวณพื้นฐานของความน่าจะเป็น ที่ความล้มเหลวของระบบผลิตกำลัง ไฟฟ้า ที่สามารถรองรับกับความต้องการของผู้ใช้ไฟสูงสุดในช่วงเวลาที่แน่นอน

$$LOLP = \sum_{L} n_L A_G$$

เมื่อ n_L คือ จำนวนความต้องการของผู้ใช้ไฟ (L) ต่อปี

A_G คือ จำนวนกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สามารถตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟ (L)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Roy and Ronald N (1984: 37-38) อธิบายว่า LOLE คือจำนวนวันที่คาดว่าความต้องการของโหลดสูงสุดจะมากกว่ากำลังการผลิตรวมที่มีอยู่ต่อปี

$$LOLE = \sum_{i=1}^{n} P_i (C_i - L_i)$$

เมื่อ C_i คือ กำลังการผลิตรวมของวันที่ i

L_i คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการโหลดของวันที่ i

P_i คือ ค่าความน่าจะเป็นที่จะมีการสูญเสียโหลดของวันที่ i

Xifan (1994: 121) กล่าวไว้ว่า LOLP ถูกกำหนดเป็นค่าของความน่าจะที่ประสิทธิภาพของกำลังการผลิตไม่สามารถตอบสนองด้านพลังงานให้กับความต้องการของผู้ใช้ไฟได้

$$LOLP = P(X > R)$$

เมื่อ X คือ กำลังการผลิตที่ไม่สามารถส่งจ่ายได้

$R = C - L$ คือ กำลังการผลิตสำรองของระบบ

C คือ กำลังการผลิตที่สามารถจ่ายได้

L คือ ความต้องการของผู้ใช้ไฟสูงสุด

SUHARTONO *et al*. (2000) กล่าวไว้ว่า LOLP โดยทั่วไปหมายถึงจำนวนชั่วโมงคาดหวังในหนึ่งปีที่ระบบผลิตไฟฟ้าเกิดความบกพร่อง ในช่วงที่ระบบการผลิตไฟฟ้าเกิดการบกพร่องความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่สามารถตอบสนองให้เพียงพอได้เนื่องจากการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เกิดจากเหตุขัดข้องต่างๆ

$$LOLP = \sum_{i=1}^{h} P_i (C_i - L_i)$$

เมื่อ $P_i(C_i - L_i)$ คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียโหลดในวันที่ i

$C_i - L_i$ คือ กำลังไฟฟ้าสำรองในวันที่ i

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Pillai N (2008) อธิบายถึง LOLP ว่า ความไม่น่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า ณ ที่นี้หมายถึงระบบไฟฟ้าไม่สามารถตอบสนองความต้องการกำลังไฟฟ้าสุงสุดในแต่ละวันได้ การสูญเสียโหลดเกิดขึ้นเมื่อไรก็ตามที่ความต้องการกำลังฟ้าในระบบมีมากกว่ากำลังผลิต ความน่าจะเป็นทั้งหมดที่จะเกิดการสูญเสียโหลดเรียกว่าความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลด LOLP ซึ่งมักจะมีค่าเป็นจำนวนวัน/ปี ชั่วโมง/วัน หรือเปอร์เซ็นต์เวลา เมื่อมองในแง่ของค่าการคาดการณ์สะสม (expected accumulated) จำนวนเวลาในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารจ่ายกำลังไฟฟ้าได้นั้นคือค่าการคาดการณ์ในการสูญเสียโหลด LOLE

Richard E (2009) กล่าวไว้ว่า ระบบไฟฟ้าประกอบด้วย 3 ส่วนหลักคือ ระบบการผลิต ระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย โดยความน่าเชื่อถือของแต่ละระบบก็จะมีองค์ประกอบแตกต่างกันไป ในส่วนของระบบการผลิตประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหนึ่งหรือหลายเครื่องโดยมีหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการด้วย 3 เงื่อนไขคือ 1. กังลังผลิตรวมที่สามารถจ่ายให้ผู้ใช้ไฟได้ต้องมากกว่าความต้องการของผู้ใช้ไฟรวมกับการสูญเสียในระบบ 2. ระบบต้องมีความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าโดยที่ไม่มีอุปกรณ์ใดที่ทำงานเกินพิกัด 3. แรงดันที่ปลายทางต้องอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ในการศึกษาความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าในส่วนของการผลิตจะใช้ดัชนีของ LOLE และ Expected Energy Not Supply e(ENS) เป็นตัวกำหนด

2. การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ

S. X *et al*. (2008) กล่าวไว้ว่า การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยเฉพาะการกระจายระบบผลิตไฟฟ้า (Distributed Generator) หรือ DG โดยทั่วไปหมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดน้อยกว่า 10MW เข้ามาในระบบไฟฟ้ากำลังมีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าเพราะ DG มีความสามารถช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบไฟฟ้ากำลังได้ โดยที่ขนาดของ DG ก็มีผลต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าเช่นกัน

Irfan *et al*. (2009) กล่าวไว้ว่า ระบบไฟฟ้ากำลังมักประสบปัญหาการขัดข้องและการรบกวนจากอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง การที่มี DG เป็นตัวช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าทำให้มั่นใจได้ว่าความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากำลังจะมีความน่าเชื่อถือเพิ่มขึ้น

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

3. การเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้า

V. M *et al*. (1963) กล่าวไว้ว่า การเชื่อมระบบไฟฟ้ากำลัง 2 ระบบเข้าด้วยกันทำให้โอกาสที่จะเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าทั้งสองมีมากขึ้น มีกำลังไฟฟ้าสำรองที่มากขึ้น การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเหตุขัดข้องต่างๆมีการแปรผัน รวมถึงมีความคุ้มค่าในแง่ของเศรษฐศาสตร์

Roy and Ronald N (1984) กล่าวไว้ว่า ความเพียงพอของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปจะเพิ่มขึ้นเมื่อมีการเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน การเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันทำให้การสำรองกำลังไฟฟ้าในแต่ละระบบลดลง ประโยชน์ที่แท้จริงที่ได้จากการเชื่อมระบบขึ้นอยู่กับกำลังติดตั้งของแต่ละระบบ ความจุของสายส่งเชื่อมและความน่าเชื่อถือของสายส่งเชื่อม

Xifan and Jim (1994) กล่าวไว้ว่าการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากำลังจะถูกเชื่อมด้วยสายส่งเชื่อมกลายเป็นระบบเดียวเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าและผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในแง่ของความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า ความแตกต่างระหว่างระบบไฟฟ้าเดี่ยวกับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกันขึ้นอยู่กับเงื่อนไขของสายส่งเชื่อมและการขัดข้องของสายส่งเชื่อม

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. อุปกรณ์ในที่ใช้ในการบันทึกข้อมูล

ตารางบันทึกข้อมูล หรือ Log Sheet บนกระดาษ A4

คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค ระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows XP Version 2002

โปรแกรม Microsoft Office Excel 2007

2. อุปกรณ์ที่ใช้ในการคำนวณค่าพารามิเตอร์ทางด้านความน่าเชื่อถือ

โปรแกรม Microsoft Office Excel 2007

โปรแกรม MATLAB R2008a

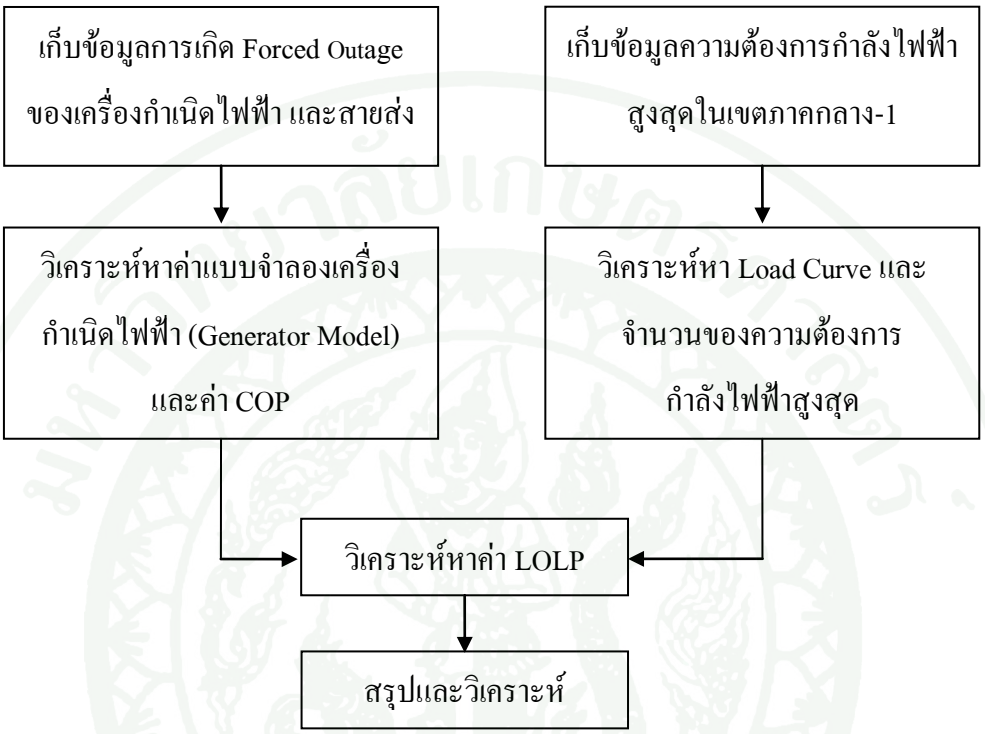
วิธีการ

1. แผนผังการทำงานของโครงการ

การศึกษาความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว เริ่มจากรวบรวมข้อมูลต่างๆ ได้แก่ ข้อมูลจำนวนชั่วโมงของการเดินเครื่องและการหยุดเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้า รวมถึงจำนวนชั่วโมงการทำงานและการเกิดการติดขัดของสายส่งที่เชื่อมระหว่างสถานีโพนต้อง-หนองคาย สถานีท่านาแล้ง-หนองคาย และสถานีปากซัน-บึงกาฬ เพื่อหาค่าอัตราการเสียเฉลี่ย (Forced Outage Rate, [FOR]) หรือ q ค่าพร้อมทำงาน (Availability) หรือ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งเชื่อม และค่าความน่าจะเป็นกำลังสูญเสีย (Capacity Outage Probability,[COP]) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เก็บข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน (Daily Peak Load) ในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในหนึ่งปี แล้วนำ

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ข้อมูลเหล่านั้นมาวิเคราะห์หาค่า LOLP ในกรณีต่างๆ แผนผังการทำงานของโครงการแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 แผนผังการทำงานของโครงการ

2. ระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 ของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

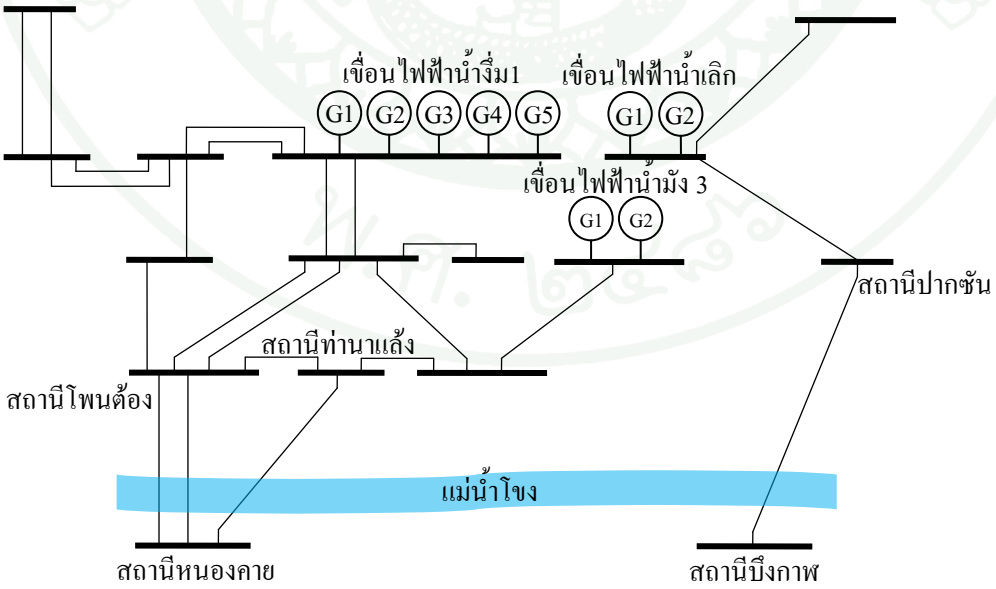
เขตภาคกลาง-1 ของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว เป็นพื้นที่ตอนกลางของประเทศประกอบ ด้วย 6 จังหวัดคือ หลวงพระบาง เชียงขวาง ไชยบุรี นครหลวงเวียงจันทน์ และ บริคำไชย ดังแสดงในภาพที่ 2 ซึ่งมีพื้นที่รวมทั้งหมด 91,409 Km^2

ระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 ของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว มีไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single line Diagram) แสดงในภาพที่ 3 เป็นระบบไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกัน (Interconnected System) โดยเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยด้วยสายส่งแรงสูง 115 KV ข้ามผ่านแม่น้ำโขงผ่าน 3 สถานีไฟฟ้าในประเทศลาว และ 2 สถานีในประเทศไทยดังแสดงในตารางที่ 1

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 ประกอบด้วยโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำ 3 แห่งมีกำลังผลิต (Installed Capacity) รวม 255 MW ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 9 เครื่องรายละเอียดแสดงในตารางที่ 2 มีความต้องการโหลดสูงสุด 268 MW (สถิติปี ค.ศ. 2011)

ภาพที่ 2 แผนที่เขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว



ภาพที่ 3 แผนภาพเส้นเดี่ยวระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 1 ข้อมูลสายส่งเชื่อมระหว่างเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวและประเทศไทย

สถานีไฟฟ้า	ขนาดหน้าตัดสายส่ง (mm^2)	ความยาวสายส่ง (km)	จำนวนวงจร
โพนต้อง-หนองคาย	240	25.7	2
ท่านาแล้ง-หนองคาย	240	9.2	1
ปากซัน-บึงกาฬ	240	11	1

ตารางที่ 2 ข้อมูลโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำในเขตภาคกลาง-1

ชื่อโรงจักรไฟฟ้า	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข	กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)
เขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม 1	1	17.5
	2	17.5
	3	40
	4	40
	5	40
เขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก	1	30
	2	30
เขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3	1	20
	2	20
รวม	9	255

3. การหาค่าแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Model)

แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไฟฟ้าที่ง่ายที่สุดสำหรับการทำงานแบบต่อเนื่องคือ วงจรเดินเครื่อง-หยุดเครื่อง-ซ่อมบำรุง-เดินเครื่อง (Run-Fail-Repair-Run cycle) หรือกล่าวคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวมีสภาวะการทำงานอยู่ 2 สภาวะคือ 1. q หรือ (FOR) หรือ Unit Unavailable หมายถึงค่าความน่าจะเป็นในระยะยาวที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะหยุดเดินเครื่อง 2. p หรือ Unit Available หมายถึงค่าความน่าจะเป็นในระยะยาวที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะเดินเครื่อง (Nahid *et al*., 2011)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \qquad (1)$$

$$p = \frac{SH}{FOH + SH} \qquad (2)$$

เมื่อ FOH คือ Forced Outage Hour หรือ ชั่วโมงการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเนื่องจากการขัดข้องต่างๆ

SH คือ Service Hour หรือ ชั่วโมงการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.1. การเก็บข้อมูลที่นำมาใช้ในการหาค่า q และ p คือข้อมูลเวลาของการเดินและหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าคิดเป็นชั่วโมง ซึ่งการบันทึกข้อมูลจะทำแบบต่อเนื่องจนครบระยะเวลาหนึ่งปี โดยบันทึกลงในตารางที่สร้างใน Microsoft Office Excel 2007 ดังภาพผนวกที่ 1 แล้วทำการกรองข้อมูลเอาเฉพาะข้อมูลการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีที่เกิด Forced Outage เท่านั้น

3.2. ค่า Uptime คือจำนวนเวลาการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ SH และ Downtime คือจำนวนเวลาการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากการเก็บข้อมูลจริงในโรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้ง 3 แห่ง ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ของเขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3 แสดงในตารางที่ 3 เขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก แสดงในตารางที่ 4 และ เขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม 1 แสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 3 ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3

	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 1		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 2	
ปี คศ.	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)
2007	4926.03	238.25	4872.63	824.88
2008	6059.28	622.13	5922.17	262.72
2009	3801.87	306.78	5853.88	485.42
2010	4444.28	717.90	5865.35	48.130

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 3 (ต่อ)

เฉลี่ย	4807.865	471.265	5628.508	405.287

3.3. เมื่อทราบค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดแล้วสามารถหาค่า q และ p ได้โดยใช้สมการ (1) และ (2) ตามลำดับจะได้ค่า q และ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดแสดงในตารางที่ 6 โดยค่า SH และ FOH ใช้ค่าเฉลี่ย

ตารางที่ 4 ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก

	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 1		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 2	
ปี คศ.	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)
2008	4478.48	212.82	4178.53	167.5
2009	2617.07	9.35	2335.85	10
2010	3520.73	611.65	3928.32	56.2
เฉลี่ย	3538.76	277.94	3480.9	77.9

4. การหาค่า q และ p ของสายส่งเชื่อม

4.1. การเก็บข้อมูล ข้อมูลที่นำมาใช้คือข้อมูลเวลาของสายส่งเชื่อมที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ปกติและช่วงเวลาการอยุดจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยคิดเป็นชั่วโมง ซึ่งการบันทึกข้อมูลจะทำแบบต่อเนื่องจนครบระยะเวลาหนึ่งปี โดยบันทึกลงในตารางที่สร้างใน Microsoft Office Excel 2007 ดังภาพผนวกที่ 2 แล้วทำการกรองข้อมูลเอาเฉพาะข้อมูลการหยุดจ่ายไฟฟ้าในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้อง (Forced Outage) เท่านั้น

4.2. จากการเก็บข้อมูลจริงในสถานีไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งคือ สถานีไฟฟ้าโพนต้อง สถานีไฟฟ้าท่านาแล้ง และสถานีไฟฟ้าปากซัน ค่า SH และ FOH ของสายส่งเชื่อมแสดงในตารางที่ 7

4.3. เมื่อทราบค่า SH และ FOH ของสายส่งเชื่อมทั้งหมดแล้วสามารถหาค่า q และ p ได้โดยใช้สมการ (1) และ (2) ตามลำดับจะได้ค่า q และ p แสดงในตารางที่ 8

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 5 ค่า SH และ FOH ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม 1

	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 1		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 2		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 3		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 4		เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข 5	
ปี คศ.	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)	SH (ชม)	FOH (ชม)
2007	5487.26	0.95	5899.85	0.87	5833.53	1.02	5729.98	0.65	6828.76	0.55
2008	7805	0.97	7823.17	1.22	7034.5	1.73	7156.38	1.48	7441.06	0.97
2009	6871.2	1.07	6884.64	1.12	7608.98	3.6	7612.09	13.87	4872.07	6.25
2010	4766.23	1.18	4968.42	0.28	5926.21	0.3	5096.92	1.15	6405.71	6.12
ค่าเฉลี่ย	6232.423	1.0425	6394.02	0.8725	6465.805	1.6625	6398.843	4.2875	6386.9	3.4725

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 6 ค่า q และ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด

	เขื่อนไฟฟ้าน้ำงึ่ม 1					เขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก		เขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3	
	ค/ฟ 1	ค/ฟ 2	ค/ฟ 3	ค/ฟ 4	ค/ฟ 5	ค/ฟ 1	ค/ฟ 2	ค/ฟ 1	ค/ฟ 2
SH (ชม)	6232.423	6394.02	6465.805	6398.843	6386.843	3538.76	3480.9	4807.865	5628.5075
FOH (ชม)	1.0425	0.8725	1.6625	4.2875	3.4725	277.94	77.9	471.265	405.2875
q	0.000167	0.000136	0.000257	0.00067	0.000543	0.072822	0.021889	0.089269	0.06717
p	0.999833	0.999864	0.999743	0.99933	0.999457	0.927178	0.978111	0.910731	0.932830

หมายเหตุ ค/ฟ = เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมายเลข

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 7 ค่า SH และ FOH ของสายส่งเชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 กับประเทศไทย

	สถานีไฟฟ้า			
	โพนต้อง (Line1)	โพนต้อง (Line2)	ท่านาแล้ง	ปากซัน
SH (ชม)	8759.537	8759.733	8759.57	8737.55
FOH (ชม)	0.233333	0.266667	0.43	0.5075

ตารางที่ 8 ค่า q และ p ของสายส่งเชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 กับประเทศไทย

	สถานีไฟฟ้า			
	โพนต้อง (Line1)	โพนต้อง (Line2)	ท่านาแล้ง	ปากซัน
q	0.000026	0.000030	0.000049	0.000058
p	0.999974	0.999970	0.999951	0.999942

5. ตารางความน่าจะเป็นกำลังสูญเสีย (COP)

5.1. ตาราง COP แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระดับต่างๆและความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น ถ้าระบบไฟฟ้าประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าและค่า q และ p เหมือนกันการหาค่า COP สามารถทำได้โดยง่ายโดยใช้วิธีการกระจายตัวคู่ (Binominal Distribution) อย่างไรก็ตาม ในความเป็นจริงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวมีค่า q และ p ไม่เหมือนกัน ฉะนั้นการหาค่า COP จึงต้องใช้วิธีการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามารวมกันโดยใช้แนวคิดความน่าจะเป็น (Roy and Ronald N, 1984)

5.2. ความน่าจะเป็นของ COP มี 2 แบบคือ 1. ความน่าจะเป็นเฉพาะ (Individual Probability) ซึ่งหมายถึงความน่าจะเป็นที่แท้จริงของจำนวนกำลังไฟฟ้าที่สามารถหรือไม่สามารถจ่ายได้ 2. ความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative Probability) คือความน่าจะเป็นในการหาปริมาณของกำลังไฟฟ้าที่สามารถหรือไม่สามารถจ่ายได้โดยมีจำนวนกำลังไฟฟ้าเท่ากับหรือมากกว่าจำนวนกำลังไฟฟ้าที่ระบุ แนวความคิดนี้สามารถแสดงด้วยตัวอย่างง่ายๆดังตัวอย่าง 1

ตัวอย่าง 1 ระบบไฟฟ้าจำลองมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสองเครื่องมีกำลังติดตั้ง 3MW มีค่า q=0.05 ค่า p=0.95 และ 5MW มีค่า q=0.04 ค่า p=0.96 ค่า COP แสดงในตารางที่ 9

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 9 ค่า Individual Probability และ ค่า Cumulative Probability ของระบบไฟฟ้าจำลอง

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
3+5=8	8-8=0	0.95*0.96=0.912	0.088+0.912=1
5+0=5	8-5=3	0.96*0.05=0.048	0.04+0.048=0.088
3+0=3	8-3=5	0.95*0.04=0.038	0.002+0.038=0.04
0+0=0	8-0=8	0.05*0.04=0.002	0.002

ภายใต้แนวความคิดเดียวกันนี้ สามารถหาค่า COP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวได้ แต่เนื่องจากจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีมากถึง 9 ตัวทำให้การคำนวณค่า COP ด้วยมือทำได้ลำบาก จึงต้องใช้โปรแกรม MATLAB เข้ามาช่วยคำนวณ โดยชุดคำสั่งโปรแกรมแสดงในภาคผนวก ข ในชื่อฟังก์ชัน (Function) Sys_Mod ผลการคำนวณค่า COP ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว แสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ค่า Capacity Outage Probability ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
255.00	0.00	0.76908386	1.00000000
237.50	17.50	0.00023307	0.23091614
235.00	20.00	0.13076406	0.23068308
225.00	30.00	0.07761625	0.09991901

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 10 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
220.00	35.00	0.00000002	0.02230276
217.50	37.50	0.00003963	0.02230274
215.00	40.00	0.00655939	0.02226312
207.50	47.50	0.00002352	0.01570372
205.00	50.00	0.01319676	0.01568020
200.00	55.00	0.00000000	0.00248344
197.50	57.50	0.00000199	0.00248344
195.00	60.00	0.00154412	0.00248145
190.00	65.00	0.00000000	0.00093732
187.50	67.50	0.00000400	0.00093732
185.00	70.00	0.00066198	0.00093332
180.00	75.00	0.00000000	0.00027135
177.50	77.50	0.00000047	0.00027135
175.00	80.00	0.00023834	0.00027088
170.00	85.00	0.00000000	0.00003254
167.50	87.50	0.00000020	0.00003253
165.00	90.00	0.00001941	0.00003233
160.00	95.00	0.00000000	0.00001292
157.50	97.50	0.00000007	0.00001292
155.00	100.00	0.00001162	0.00001285
150.00	105.00	0.00000000	0.00000123
147.50	107.50	0.00000001	0.00000123
145.00	110.00	0.00000086	0.00000123
140.00	115.00	0.00000000	0.00000037
137.50	117.50	0.00000000	0.00000037
135.00	120.00	0.00000034	0.00000037

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 10 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
130.00	125.00	0.00000000	0.00000002
127.50	127.50	0.00000000	0.00000002
125.00	130.00	0.00000001	0.00000002
120.00	135.00	0.00000000	0.00000002
117.50	137.50	0.00000000	0.00000002
115.00	140.00	0.00000001	0.00000002
110.00	145.00	0.00000000	0.00000000
107.50	147.50	0.00000000	0.00000000
105.00	150.00	0.00000000	0.00000000
100.00	155.00	0.00000000	0.00000000
97.50	157.50	0.00000000	0.00000000
95.00	160.00	0.00000000	0.00000000
90.00	165.00	0.00000000	0.00000000
87.50	167.50	0.00000000	0.00000000
85.00	170.00	0.00000000	0.00000000
80.00	175.00	0.00000000	0.00000000
77.50	177.50	0.00000000	0.00000000
75.00	180.00	0.00000000	0.00000000
70.00	185.00	0.00000000	0.00000000
67.50	187.50	0.00000000	0.00000000
65.00	190.00	0.00000000	0.00000000
60.00	195.00	0.00000000	0.00000000
57.50	197.50	0.00000000	0.00000000
55.00	200.00	0.00000000	0.00000000
50.00	205.00	0.00000000	0.00000000
47.50	207.50	0.00000000	0.00000000

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 10 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
40.00	215.00	0.00000000	0.00000000
37.50	217.50	0.00000000	0.00000000
35.00	220.00	0.00000000	0.00000000
30.00	225.00	0.00000000	0.00000000
20.00	235.00	0.00000000	0.00000000
17.50	237.50	0.00000000	0.00000000
0.00	255.00	0.00000000	0.00000000

6. Load Curve และ Load Duration Curve

6.1. Load Curve หมายถึงกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ใช้ (KW หรือ MW) และเวลา (วัน เดือน ปี) (ชำนาญ ห่อเกียรติ, 2548)

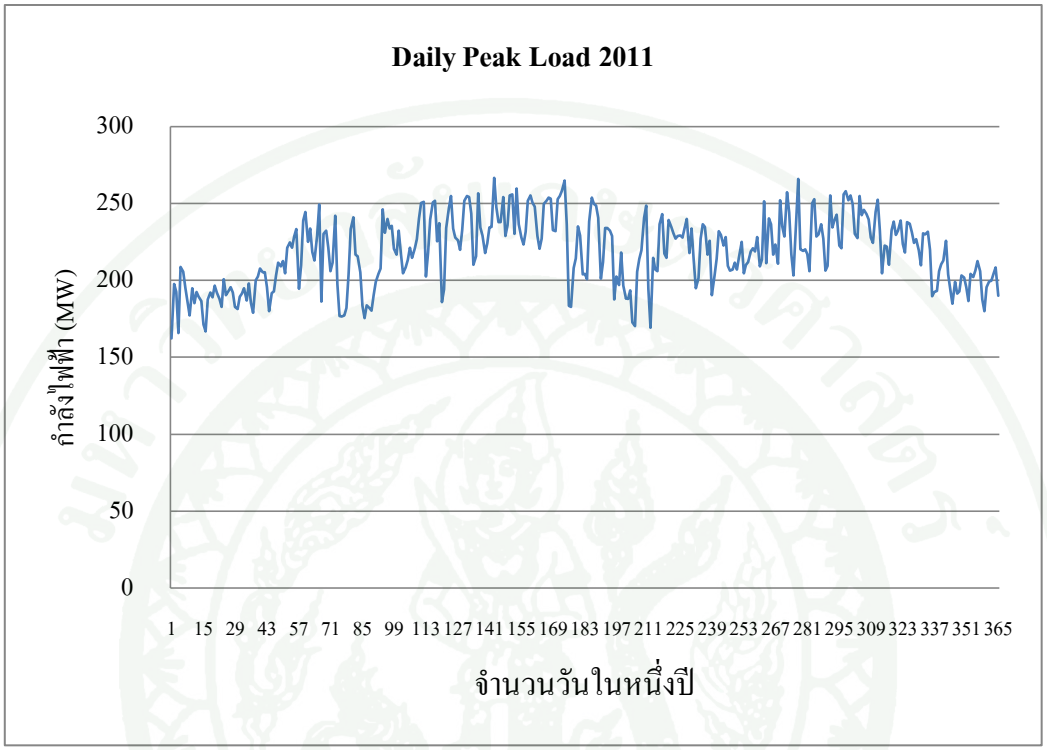
6.2. Load Duration Curve หมายถึงกราฟซึ่งได้มาจากการคำนวณหาช่วงเวลาทั้งหมดคิดเป็นเปอร์เซนต์ของเวลาทั้งปีที่ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าจะเป็นปริมาณสูงกว่าระดับกำลังไฟฟ้าหนึ่งๆ โดยช่วงเวลาทั้งหมดคิดเป็นเปอร์เซนต์อยู่บนแกน X และระดับกำลังไฟฟ้าต่างๆอยู่บนแกน Y (วิชัย สุระพัฒน์, 2530)

6.3. จากการเก็บข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน (Daily Peak Load) ในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในปี คศ. 2011 โดยบันทึกข้อมูลลงในตาราง Microsoft Excel ดังภาพผนวกที่ 3 จากนั้นนำข้อมูลมาสร้าง Load Curve และ Load Duration Curve ดังแสดงในภาพที่ 8 และ 9 ตามลำดับ

เนื่องจากข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันมีจำนวนมากและมีบางวันที่มีค่าเท่ากัน ฉะนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณหาค่า LOLP จึงนำข้อมูลความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันมาจัดเรียงค่าจากมากไปน้อยและพร้อมกับจำนวนครั้งที่ปรากฏ (Number of

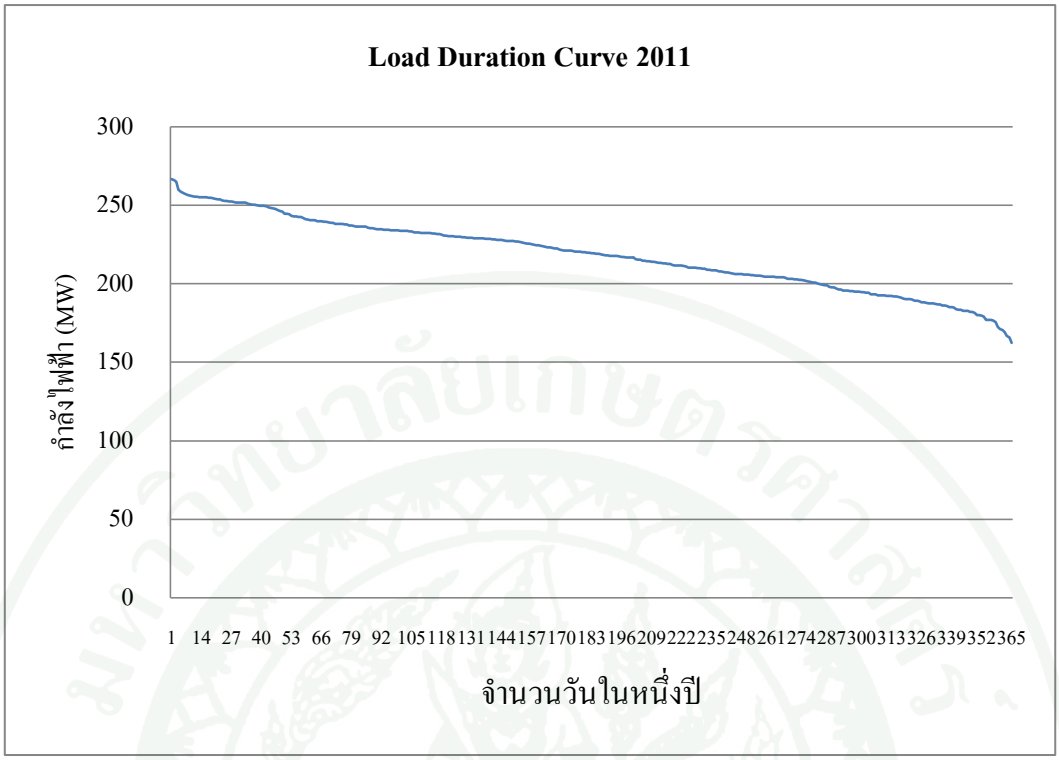
ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Occurrence) โดยใช้โปรแกรม MATLAB คำนวณ ชุดคำสั่งโปรแกรมแสดงในภาคผนวก ข ในชื่อฟังก์ชัน find_OCC



ภาพที่ 4 Load Curve ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในปี คศ. 2011

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



ภาพที่ 5 Load Duration Curve ของเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวในปี คศ. 2011

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 11 ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดและจำนวนครั้งที่ปรากฏ

Load (MW)	จำนวนครั้ง	Load (MW)	จำนวนครั้ง	Load (MW)	จำนวนครั้ง	Load (MW)	จำนวนครั้ง	Load (MW)	จำนวนครั้ง	Load (MW)	จำนวนครั้ง
266	2	245	1	229	9	213	7	197	1	181	1
265	1	244	2	228	8	212	3	196	5	180	3
260	1	243	4	227	7	211	4	195	7	179	1
258	2	242	2	226	3	210	6	194	2	177	4
257	1	241	3	225	4	209	5	193	6	175	1
256	3	240	5	224	3	208	5	192	6	173	1
255	8	239	5	223	6	207	3	191	2	171	1
254	4	238	6	222	1	206	9	190	5	170	1
253	3	237	4	221	8	205	7	189	3	169	1
252	7	236	6	220	6	204	8	188	5	167	1
251	2	235	5	219	4	203	6	187	4	166	1
250	6	234	10	218	7	202	3	186	3	162	1
249	3	233	6	217	7	201	4	185	3		
248	2	232	8	216	1	200	2	184	3		
247	2	231	3	215	4	199	3	183	3		
246	2	230	9	214	4	198	3	182	2		

7. LOLP

7.1. LOLP คือค่าความน่าจะเป็นที่คาดว่ากำลังผลิตไฟฟ้าจะไม่เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟในช่วงเวลาหนึ่งปีกี่วัน ค่า LOLP สามารหาได้จากสมการที่ (3) (SUHARTONO *et al.*, 2000)

$$LOLP = \sum_{i=1}^{h} P_i (C_i - L_i) \qquad (3)$$

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เมื่อ $P_i(C_i - L_i)$ คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียโหลดในวันที่ i

$C_i - L_i$ คือ กำลังไฟฟ้าสำรองในวันที่ i

เนื่องจากจำนวนข้อมูลที่ใช้คำนวณหาค่า LOLP มีมาก โปรแกรม MATLAB จึงถูกใช้ในการคำนวณหาค่า LOLP จากสมการที่ (3) สามารเขียนชุดคำสั่งโปรแกรม MATLAB แสดงในภาคผนวก ข ในชื่อฟังก์ชัน LOLE

8. การวิเคราะห์ค่า LOLP ในเงื่อนไขต่างๆ

8.1. ค่า LOLP เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

LOLP เกิดขึ้นได้เมื่อความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟมีมากกว่าหรือเท่ากับกำลังผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีในระบบ เพราะฉะนั้นการที่จะลดค่า LOLP ได้กำลังผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมากกว่าความต้องการของผู้ใช้ไฟแต่ถ้าหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวผลิตได้สูงสุดแล้วยังไม่เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟ การแก้ปัญหาก็คือสร้างโรงจักรไฟฟ้าใหม่หรือเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวใหม่เข้าไปในระบบ

สมมุติระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวสามารถเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวใหม่เข้าไปในระบบไฟฟ้าเดิมได้ เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบไฟฟ้าแล้ว จะทำให้กำลังผลิตรวมเพิ่มขึ้น และค่า COP ก็จะเปลี่ยน โดยมีค่า q และ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นตัวกำหนด ในกรณีศึกษาในการสูญเสียโหลดของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสมมติหนึ่งเครื่อง มีค่า FOR = 0.05 และ p=0.95 โดยมีกำลังผลิตเท่ากับ 40MW 60MW 80MW และ 120MW ตามลำดับ เมื่อใช้สมการ (3) เข้ามาคำนวณจะได้ค่า LOLP แสดงในตารางที่ 22

8.2. ค่า LOLP เมื่อมีการเชื่อมระบบแบบ Interconnected System

การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า นอกจากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบแล้ว ยังมีอีกวิธีที่พบเห็นบ่อยก็คือ การเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน ซึ่งการเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และสามารถตอบสนองกำลังไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟได้

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อย่างเพียงพอ (C. W, 1950) ซึ่งประโยชน์ที่ได้จากการเชื่อมระบบขึ้นอยู่กับกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของแต่ละระบบที่เชื่อมกัน ความจุของสายส่งเชื่อม ค่า q ของสายส่งเชื่อม ความต้องการโหลดสูงสุด ความไม่แน่นอน (Uncertainties) ของแต่ละระบบ และข้อตกลงร่วมกันระว่างผู้ประกอบการระบบไฟฟ้า (Roy *et al*., 1969) ในการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณาเพียง 3 กรณีคือ

8.2.1. ผลกระทบของความจุสายส่งเชื่อม (Effect of tie capacity)

Roy and Ronald (1984) อธิบายไว้ว่า การหาค่าดัชนี LOLE หรือ LOLP ในระบบไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกันมี 2 วิธีคือ 1. วิธี Probability Array Method (PAM) 2. วิธี Equivalent Assisting Unit Method (EAUM) (Roy *et al*., 1981) (P. R. S. *et al*., 1981)

ในการศึกษาครั้งนี้จะใช้วิธี EAUM ที่มีความซับซ้อนน้อยกว่าวิธี PAM โดยวิธี EAUM แสดงให้เห็นข้อดีของการเชื่อมระบบไฟฟ้า 2 ระบบเข้ากัน นั้นคือระบบไฟฟ้าหนึ่งส่งกำลังไฟฟ้าสำรองให้อีกระบบไฟฟ้าหนึ่งที่ขาดแคลนกำลังผลิตไฟฟ้า

วิธี EAUM มีขั้นตอนการคำนวณดังนี้ เริ่มจากกำหนดให้ระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเป็นระบบไฟฟ้าที่ถูกช่วย (Assisted System) และระบบไฟฟ้าประเทศไทยเป็นระบบไฟฟ้าช่วย (Assisting System) โดยใช้ระบบไฟฟ้าของ IEEE RTS 3405MW แทน (เนื่องจากไม่ทราบค่า COP ของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในเขตที่มีการเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกัน) ทั้งสองระบบเชื่อมกันแบบ Interconnected System ด้วยสายส่งเชื่อมจำนวน 1 วงจร โดยค่า COP ของระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW แสดงในตารางที่ 12 ส่วนค่า COP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวได้จากตารางที่ 10

กำลังไฟฟ้าช่วยที่รับจากระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW ขึ้นอยู่กับความจุของสายส่งเชื่อม ซึ่งกำลังไฟฟ้าช่วยที่รับเข้ามาจะมีค่า แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยเทียบเท่า (Equivalent Assisting Unit Model) ได้จากค่า Individual Probability ในตารางที่ 12 ค่าแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยเทียบเท่าที่มีกำลังผลิตสูญเสียจาก 0MW-120MW แสดงในตารางที่ 13 จากตารางที่ 13 สามารถหาค่า แบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า (Tie Line Constrain Equivalent Unit Model) ซึ่งคือผลรวมของค่า Individual Probability จากกำลังสูญเสีย 0MW ถึงค่าความจุของสายส่งเชื่อม เช่นกำหนดให้ความจุสายส่งเชื่อมมีค่าเท่ากับ 20MW ผลรวมของค่า Individual Probability จากกำลังสูญเสีย 0MW-20MW เท่ากับ 0.23639600 + 0.02412200 + 0.10506400 =

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

0.36558200 และค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ กำลังสูญเสียเท่า 0MW เท่ากับ 1-0.36558200 = 0.63441800 เมื่อกำหนดให้ค่าความจุสายส่งเชื่อมมีค่าเท่ากับ 40MW 60MW 80MW และ 120MW ตามลำดับจะได้ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่าแสดงในตารางที่ 14 15 16 17 ตามลำดับ

จากข้อมูลความต้องการโหลดสูงสุดในตารางที่ 11 มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 218MW เมื่อพิจารณากรณีความจุสายส่งเท่ากับ 40MW จะทำให้กำลังผลิตรวมของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเพิ่มเป็น 255MW + 40MW = 295MW การสูญเสียโหลดจะเกิดขึ้นเมื่อกำลังสูญเสีย (Capacity Outage) มีค่ามากกว่ากำลังไฟฟ้าสำรอง 295MW - 218MW = 77MW จากค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่าในตารางที่ 14 เมื่อนำไปรวมกับค่า COP ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเดิมจะได้ค่า COP ใหม่

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 12 ค่า COP ของระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability	Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
3405.00	0.00	0.23639600	1.00000000	2685.00	720.00	0.00113900	0.04008100
3393.00	12.00	0.02412200	0.76360400	2665.00	740.00	0.00800700	0.03894200
3385.00	20.00	0.10506400	0.73948200	2645.00	760.00	0.00449200	0.03093500
3381.00	24.00	0.00098500	0.63441800	2625.00	780.00	0.00172400	0.02644300
3373.00	32.00	0.01072100	0.63343300	2605.00	800.00	0.00600300	0.02471900
3369.00	36.00	0.00002000	0.62271200	2585.00	820.00	0.00324900	0.01871600
3365.00	40.00	0.01751000	0.62269200	2565.00	840.00	0.00205100	0.01546700
3361.00	44.00	0.00043800	0.60518200	2545.00	860.00	0.00128000	0.01341600
3357.00	48.00	0.00000000	0.60474400	2525.00	880.00	0.00052800	0.01213600
3355.00	50.00	0.01432700	0.60474400	2505.00	900.00	0.00198700	0.01160800
3353.00	52.00	0.00178700	0.59041700	2485.00	920.00	0.00096600	0.00962100
3349.00	56.00	0.00000900	0.58863000	2465.00	940.00	0.00216000	0.00865500
3345.00	60.00	0.02869100	0.58862100	2445.00	960.00	0.00106200	0.00649500
3325.00	80.00	0.01232900	0.55993000	2425.00	980.00	0.00109200	0.00543300
3305.00	100.00	0.03554200	0.54760100	2405.00	1000.00	0.00071700	0.00434100

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 12 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability	Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
3285.00	120.00	0.01636500	0.51205900	2385.00	1020.00	0.00036700	0.00362400
3265.00	140.00	0.04488200	0.49569400	2365.00	1040.00	0.00040000	0.00325700
3245.00	160.00	0.02574000	0.45081200	2345.00	1060.00	0.00029300	0.00285700
3225.00	180.00	0.04374400	0.42507200	2325.00	1080.00	0.00021100	0.00256400
3205.00	200.00	0.02533800	0.38132800	2305.00	1100.00	0.00031100	0.00235300
3185.00	220.00	0.00989700	0.35599000	2285.00	1120.00	0.00015300	0.00204200
3165.00	240.00	0.01034600	0.34609300	2265.00	1140.00	0.00061500	0.00188900
3145.00	260.00	0.00756200	0.33574700	2245.00	1160.00	0.00034900	0.00127400
3125.00	280.00	0.00753100	0.32818500	2225.00	1180.00	0.00013400	0.00092500
3105.00	300.00	0.00607300	0.32065400	2205.00	1200.00	0.00010100	0.00079100
3085.00	320.00	0.00282900	0.31458100	2185.00	1220.00	0.00008700	0.00069000
3065.00	340.00	0.02813300	0.31175200	2165.00	1240.00	0.00011300	0.00060300
3045.00	360.00	0.01571700	0.28361900	2145.00	1260.00	0.00006000	0.00049000
3025.00	380.00	0.00602900	0.26790200	2125.00	1280.00	0.00002900	0.00043000
3005.00	400.00	0.07490900	0.26187300	2105.00	1300.00	0.00009600	0.00040100

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 12 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability	Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
2985.00	420.00	0.03556100	0.18696400	2085.00	1320.00	0.00004800	0.00030500
2965.00	440.00	0.01418400	0.15140300	2065.00	1340.00	0.00009300	0.00025700
2945.00	460.00	0.01040000	0.13721900	2045.00	1360.00	0.00004200	0.00016400
2925.00	480.00	0.00430300	0.12681900	2025.00	1380.00	0.00002000	0.00012200
2905.00	500.00	0.01445900	0.12251600	2005.00	1400.00	0.00001800	0.00010200
2885.00	520.00	0.00684300	0.10805700	1985.00	1420.00	0.00001300	0.00008400
2865.00	540.00	0.01704800	0.10121400	1965.00	1440.00	0.00001500	0.00007100
2845.00	560.00	0.00912800	0.08416600	1945.00	1460.00	0.00001000	0.00005600
2825.00	580.00	0.01292500	0.07503800	1925.00	1480.00	0.00000600	0.00004600
2805.00	600.00	0.00779600	0.06211300	1905.00	1500.00	0.00001300	0.00004000
2785.00	620.00	0.00336200	0.05431700	1885.00	1520.00	0.00000700	0.00002700
2765.00	640.00	0.00357100	0.05095500	1865.00	1540.00	0.00000700	0.00002000
2745.00	660.00	0.00261500	0.04738400	1845.00	1560.00	0.00000300	0.00001300
2725.00	680.00	0.00230800	0.04476900	1825.00	1580.00	0.00000200	0.00001000
2705.00	700.00	0.00238000	0.04246100	1805.00	1600.00	0.00000800	0.00000800

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 13 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยเทียบเท่าที่มีกำลังผลิตสูญเสียจาก 0MW-120MW

Capacity out of service (MW)	Individual Probability
0.00	0.23639600
12.00	0.02412200
20.00	0.10506400
24.00	0.00098500
32.00	0.01072100
36.00	0.00002000
40.00	0.01751000
44.00	0.00043800
48.00	0.00000000
50.00	0.01432700
52.00	0.00178700
56.00	0.00000900
60.00	0.02869100
80.00	0.01232900
100.00	0.03554200
120.00	0.01636500

ตารางที่ 14 ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 40MW

กำลังสูญเสีย (MW)	Individual Probability
0	0.394818
40	0.605182

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 15 ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 60MW

กำลังสูญเสีย (MW)	Individual Probability
0	0.44007
60	0.55993

ตารางที่ 16 ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 80MW

กำลังสูญเสีย (MW)	Individual Probability
0	0.452399
80	0.547601

ตารางที่ 17 ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 120MW

กำลังสูญเสีย (MW)	Individual Probability
0	0.504306
120	0.495694

แสดงในตารางที่ 18 ค่า Cumulative Probability ณ กำลังสูญเสีย 77.5MW (ต้องให้ใหญ่กว่ากำลังไฟฟ้าสำรอง 77MW) คือค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว มีหน่วยเป็นวัน/วัน จากค่า LOLP ที่ได้ในตารางที่ 18 มีค่าเท่ากับ 0.01360435 วัน/วัน หรือ $0.01360435 \times 365 = 4.96558775$ วัน/ปี

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 18 ค่า COP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อความจุสายส่งเชื่อมเท่ากับ 40MW ค่า FOR = 0 และ p = 1

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
295.00	0.00	0.30364815	1.00000000
277.50	17.50	0.00009202	0.69635185
275.00	20.00	0.05162801	0.69625983
265.00	30.00	0.03064429	0.64463183
260.00	35.00	0.00000001	0.61398753
257.50	37.50	0.00001565	0.61398752
255.00	40.00	0.46802547	0.61397188
247.50	47.50	0.00000929	0.14594641
245.00	50.00	0.00521032	0.14593712
240.00	55.00	0.00000000	0.14072680
237.50	57.50	0.00014183	0.14072680
235.00	60.00	0.07974570	0.14058497
230.00	65.00	0.00000000	0.06083926
227.50	67.50	0.00000158	0.06083926
225.00	70.00	0.04723332	0.06083768
220.00	75.00	0.00000001	0.01360436
217.50	77.50	0.00002417	0.01360435
215.00	80.00	0.00406373	0.01358018
210.00	85.00	0.00000000	0.00951646
207.50	87.50	0.00001431	0.00951646
205.00	90.00	0.00799411	0.00950214
200.00	95.00	0.00000000	0.00150804
197.50	97.50	0.00000123	0.00150803
195.00	100.00	0.00093906	0.00150680
190.00	105.00	0.00000000	0.00056774

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 18 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
187.50	107.50	0.00000242	0.00056774
185.00	110.00	0.00040096	0.00056532
180.00	115.00	0.00000000	0.00016436
177.50	117.50	0.00000028	0.00016436
175.00	120.00	0.00014438	0.00016408
170.00	125.00	0.00000000	0.00001970
167.50	127.50	0.00000012	0.00001970
165.00	130.00	0.00001175	0.00001958
160.00	135.00	0.00000000	0.00000783
157.50	137.50	0.00000004	0.00000783
155.00	140.00	0.00000704	0.00000778
150.00	145.00	0.00000000	0.00000075
147.50	147.50	0.00000000	0.00000075
145.00	150.00	0.00000052	0.00000074
140.00	155.00	0.00000000	0.00000022
137.50	157.50	0.00000000	0.00000022
135.00	160.00	0.00000021	0.00000022
130.00	165.00	0.00000000	0.00000002
127.50	167.50	0.00000000	0.00000002
125.00	170.00	0.00000001	0.00000001
120.00	175.00	0.00000000	0.00000001
117.50	177.50	0.00000000	0.00000001
115.00	180.00	0.00000001	0.00000001
110.00	185.00	0.00000000	0.00000000
107.50	187.50	0.00000000	0.00000000
105.00	190.00	0.00000000	0.00000000

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 18 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
100.00	195.00	0.00000000	0.00000000
97.50	197.50	0.00000000	0.00000000
95.00	200.00	0.00000000	0.00000000
90.00	205.00	0.00000000	0.00000000
87.50	207.50	0.00000000	0.00000000
85.00	210.00	0.00000000	0.00000000
80.00	215.00	0.00000000	0.00000000
77.50	217.50	0.00000000	0.00000000
75.00	220.00	0.00000000	0.00000000
70.00	225.00	0.00000000	0.00000000
67.50	227.50	0.00000000	0.00000000
65.00	230.00	0.00000000	0.00000000
60.00	235.00	0.00000000	0.00000000
57.50	237.50	0.00000000	0.00000000
55.00	240.00	0.00000000	0.00000000
50.00	245.00	0.00000000	0.00000000
47.50	247.50	0.00000000	0.00000000
40.00	255.00	0.00000000	0.00000000
37.50	257.50	0.00000000	0.00000000
35.00	260.00	0.00000000	0.00000000
30.00	265.00	0.00000000	0.00000000
20.00	275.00	0.00000000	0.00000000
17.50	277.50	0.00000000	0.00000000
0.00	295.00	0.00000000	0.00000000

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

8.2.2. ผลกระทบของความน่าเชื่อถือของสายส่งเชื่อม (Effect of tie line reliability)

ระบบไฟฟ้าอาจเชื่อมกันต่อกันด้วยสายส่งเชื่อมหลายวงจรแต่ละวงจรมีความน่าเชื่อถือเฉพาะ ค่าความน่าเชื่อถือนี้มีผลต่อค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าที่เชื่อมกัน

สมมุติกำหนดให้สายส่งเชื่อมหนึ่งวงจรมีค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473 สายส่งเชื่อมมีความจุ 40MW จะได้ค่า แบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า เท่ากับแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่าเดิมในตารางที่ 14 คูนด้วยค่า p สมมุติดังแสดงในตารางที่ 19

ตารางที่ 19 ค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่า ณ ความจุ 40MW เมื่อมีค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473

กำลังสูญเสีย (MW)	Individual Probability
0	$0.394818 \times 0.9918473 = 0.3915991673$
40	$1 - 0.3915991 = 0.6084008327$

จากค่าแบบจำลองเงื่อนไขสายส่งเชื่อมเทียบเท่าในตารางที่ 19 เมื่อนำไปรวมกับค่า COP ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเดิมจะได้ค่า COP ใหม่ และค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อความจุสายส่งเชื่อมเท่ากับ 40MW ค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473 เท่ากับค่า Cumulative Probability ณ กำลังสูญเสีย 77.5MW นั้นคือ 0.01367527 วัน/วัน หรือ 4.99147355 วัน/ปี ดังแสดงในตารางที่ 20

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 20 ค่า COP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อความจุสายส่งเชื่อมเท่ากับ 40MW ค่า FOR = 0.0081527 และ p = 0.9918473

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
295.00	0.00	0.30117260	1.00000000
277.50	17.50	0.00009127	0.69882740
275.00	20.00	0.05120710	0.69873613
265.00	30.00	0.03039446	0.64752904
260.00	35.00	0.00000001	0.61713458
257.50	37.50	0.00001552	0.61713457
255.00	40.00	0.47047991	0.61711905
247.50	47.50	0.00000921	0.14663914
245.00	50.00	0.00516784	0.14662993
240.00	55.00	0.00000000	0.14146209
237.50	57.50	0.00014258	0.14146209
235.00	60.00	0.08016164	0.14131951
230.00	65.00	0.00000000	0.06115787
227.50	67.50	0.00000157	0.06115787
225.00	70.00	0.04748102	0.06115630
220.00	75.00	0.00000001	0.01367528
217.50	77.50	0.00002429	0.01367527
215.00	80.00	0.00408407	0.01365097
210.00	85.00	0.00000000	0.00956690
207.50	87.50	0.00001439	0.00956690
205.00	90.00	0.00803652	0.00955251
200.00	95.00	0.00000000	0.00151599
197.50	97.50	0.00000124	0.00151599
195.00	100.00	0.00094400	0.00151475
190.00	105.00	0.00000000	0.00057075

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 20 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
187.50	107.50	0.00000244	0.00057075
185.00	110.00	0.00040308	0.00056832
180.00	115.00	0.00000000	0.00016523
177.50	117.50	0.00000029	0.00016523
175.00	120.00	0.00014514	0.00016495
170.00	125.00	0.00000000	0.00001980
167.50	127.50	0.00000012	0.00001980
165.00	130.00	0.00001181	0.00001968
160.00	135.00	0.00000000	0.00000787
157.50	137.50	0.00000004	0.00000787
155.00	140.00	0.00000707	0.00000783
150.00	145.00	0.00000000	0.00000075
147.50	147.50	0.00000000	0.00000075
145.00	150.00	0.00000052	0.00000075
140.00	155.00	0.00000000	0.00000023
137.50	157.50	0.00000000	0.00000023
135.00	160.00	0.00000021	0.00000022
130.00	165.00	0.00000000	0.00000002
127.50	167.50	0.00000000	0.00000002
125.00	170.00	0.00000001	0.00000001
120.00	175.00	0.00000000	0.00000001
117.50	177.50	0.00000000	0.00000001
115.00	180.00	0.00000001	0.00000001
110.00	185.00	0.00000000	0.00000000
107.50	187.50	0.00000000	0.00000000
105.00	190.00	0.00000000	0.00000000

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 20 (ต่อ)

Capacity in service (MW)	Capacity out of service (MW)	Individual Probability	Cumulative Probability
100.00	195.00	0.00000000	0.00000000
97.50	197.50	0.00000000	0.00000000
95.00	200.00	0.00000000	0.00000000
90.00	205.00	0.00000000	0.00000000
87.50	207.50	0.00000000	0.00000000
85.00	210.00	0.00000000	0.00000000
80.00	215.00	0.00000000	0.00000000
77.50	217.50	0.00000000	0.00000000
75.00	220.00	0.00000000	0.00000000
70.00	225.00	0.00000000	0.00000000
67.50	227.50	0.00000000	0.00000000
65.00	230.00	0.00000000	0.00000000
60.00	235.00	0.00000000	0.00000000
57.50	237.50	0.00000000	0.00000000
55.00	240.00	0.00000000	0.00000000
50.00	245.00	0.00000000	0.00000000
47.50	247.50	0.00000000	0.00000000
40.00	255.00	0.00000000	0.00000000
37.50	257.50	0.00000000	0.00000000
35.00	260.00	0.00000000	0.00000000
30.00	265.00	0.00000000	0.00000000
20.00	275.00	0.00000000	0.00000000
17.50	277.50	0.00000000	0.00000000
0.00	295.00	0.00000000	0.00000000

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

8.2.3. ผลกระทบของจำนวนสายส่งเชื่อม (Effect of number of tie lines)

โดยใช้วิธีเงื่อนไขความน่าจะเป็น (Conditional Probability) พิจารณาสายส่งเชื่อม 4 วงจร จากตารางที่ 8 กำหนดให้ความจุสายส่งเชื่อมแต่ละวงจรมีค่าความจุสายเท่ากับ 20MW ค่า LOLP สามารถหาได้ดังแสดงในตารางที่ 21 เมื่อค่า (1) Individual Probability ได้จากค่า COP ของสายส่งเชื่อมทั้ง 4 วงจร และค่า (2) Conditional Probability ได้จากค่า LOLP ณ ความจุสายส่งเชื่อม คือ 80MW 60MW 40MW 20MW และ 0MW ดังที่ได้อธิบายในข้อ 8.2.1.

ตารางที่ 21 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว โดยวิธี เงื่อนไขความน่าจะเป็น

Tie Capacity in service (MW)	Tie Capacity out of service (MW)	(1) Individual Probability	(2) Conditional Probability	(1) x (2)
80	0	0.99983576	0.01221317	0.01221116
60	20	0.00015706	0.01249366	0.00000205
40	40	0.00000001	0.01360435	0.00000000
20	60	0.00000000	0.01505716	0.00000000
0	80	0.00000000	0.02230274	0.00000000
				LOLP = 0.01221321

หมายเหตุ ค่า LOLP หน่วยเป็นวัน/วัน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ผลและวิจารณ์

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลเกี่ยวกับความเสียหายในช่วงการทำงานของโรงจักรไฟฟ้าซึ่งเป็นสาเหตุที่ต้องหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้ค่ารีไลอะบิลิตี้พารามิเตอร์ (Reliability Parameter) ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ได้แก่ค่า q และ p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 9 เครื่อง ดังแสดงในตารางที่ 6 การศึกษานี้พบว่าพบว่าค่า p ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า เขื่อนน้ำงึ่ม 1 มีค่าสูงกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า เขื่อนน้ำเลิก และเขื่อนน้ำมัง 3 นั่นคือมีความน่าจะเป็นในการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทุกเวลาเมื่อต้องการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟ เนื่องจากเขื่อนน้ำงึ่ม 1 เป็นโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำที่เดินเครื่องต่อเนื่องเกือบทั้งปีและมีการหยุดเครื่องน้อยมาก ต่างจากับเขื่อนไฟฟ้าน้ำเลิก และเขื่อนไฟฟ้าน้ำมัง 3 ที่มีการหยุดเดินเครื่องเนื่องจากเหตขัดข้องบ่อย และหยุดเป็นเวลานาน

ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวที่มีเครื่องกำเนิด 9 เครื่อง โดยไม่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าอื่นมีค่าเท่ากับ 43.8044 วัน/ปี ซึ่งเป็นค่าที่สูงมากเนื่องจากเหตุผลดังนี้

1. กำลังผลิตรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 9 เครื่องมีเพียง 255MW ในขณะที่ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในบางวันมีสูงถึง 266MW และก็มีอีกหลายวันที่มีค่าเท่ากับ และมากกว่า 255MW

2. ในความเป็นจริงระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเชื่อมกับระบบไฟฟ้าฟ้าประเทศไทยและนำเข้ากำลังไฟฟ้าจากประเทศไทยตลอดเวลา แต่เมื่อพิจารณาเฉพาะระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเพียงอย่างเดียวทำให้กำลังผลิตรวมลดลง

เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ เชื่อมระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกับระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW ทำให้ค่า LOLP ดังนี้

1. เมื่อเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 40MW 60MW 80MW และ 120MW เข้าไปในระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวทำให้กำลังผลิตรวมเพิ่มขึ้น และค่า LOLP ก็ลดลงดังแสดงในตารางที่ 22

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 22 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบ

กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทีเพิ่มเข้ามาในระบบเดิม (MW)	กำลังผลิตรวมของระบบ (MW)	ค่า LOLP (วัน/ปี)
40	295	3.4426
60	315	2.3123
80	335	2.1983
120	375	2.1902

2. เมื่อมีการเชื่อมระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวกับระบบไฟฟ้า IEEE RTS 3405MW แล้วพิจารณา 3 กรณีคือ ความจุสายส่งเชื่อม ความน่าเชื่อถือของสายส่งเชื่อม และจำนวนสายส่งเชื่อม ได้ผลดังนี้

2.1. ความจุสายส่งเชื่อม คือความสามารถที่สาส่งเชื่อมจะส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้กี่ MW เมื่อค่าความจุสายส่งเชื่อมหนึ่งวงจรมีค่าเท่ากับ 40MW 60MW 80MW และ 120MW โดยที่ค่า q และ p ของสายส่งเชื่อมมีค่าเท่ากับ 0 และ 1 ตามลำดับ ค่า LOLP ที่ได้แสดงในตารางที่ 23

ตารางที่ 23 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว กรณีสายส่งเชื่อมมีค่า $q = 0$ และ $p = 1$ ณ ความจุสายขนาดต่าง

ความจุสายส่งเชื่อม (MW)	กำลังผลิตรวมของระบบ (MW)	ค่า LOLP (วัน/ปี)
40	295	4.9655
60	315	4.5601
80	335	4.4578
120	375	4.0351

2.2. ความน่าเชื่อถือของสายส่งเชื่อม มีผลต่อค่า LOLP เมื่อค่าความจุสายส่งเชื่อมหนึ่งวงจรมีค่าเท่ากับ 40MW 60MW 80MW และ 120MW กำหนดให้ค่า $q = 0.0081527$ และ $p = 0.9918473$ ค่า LOLP ที่ได้แสดงในตารางที่ 24

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 24 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว กรณีสายส่งเชื่อมมีค่า q = 0.0081527 และ p = 0.9918473 ณ ความจุสายขนาดต่าง

ความจุสายส่งเชื่อม (MW)	กำลังผลิตรวมของระบบ (MW)	ค่า LOLP (วัน/ปี)
40	295	4.9914
60	315	4.5893
80	335	4.4878
120	375	4.0686

2.3. จำนวนสายส่งเชื่อม กรณีนี้จะใช้ค่า q และ p ของสายส่งเชื่อมที่เชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้าต่างที่แสดงในตารางที่ 8 ซึ่งมีสายส่งเชื่อมทั้งหมด 4 วงจร เมื่อกำหนดให้แต่ละวงจรมีค่าความจุเท่ากับ 20MW จะได้ค่า LOLP แสดงในตารางที่ 25 และเมื่อกำหนดให้ความจุสายส่งเชื่อมมีค่าแตกต่างกันคือ สายส่งเชื่อมระหว่างสถานีโพนต้อง 1-หนองคายเท่ากับ 40MW ระหว่างสถานีโพนต้อง 2-หนองคายเท่ากับ 40MW ระหว่างสถานีท่านาแล้ง-หนองคายเท่ากับ 20MW ระหว่างสถานีปากซัน-บึงกาฬเท่ากับ 20MW ค่า LOLP ที่ได้แสดงในตารางที่ 26

ตารางที่ 25 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว กรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR และ p ที่แตกต่างกัน ณ ความจุสายขนาดเท่ากัน

ความจุสายส่งเชื่อม (MW)	กำลังผลิตรวมของระบบ (MW)	ค่า LOLP (วัน/ปี)
20 (โพนต้อง 1-หนองคาย)	335	4.457824
20 (โพนต้อง 2-หนองคาย)		
20 (ท่านาแล้ง-หนองคาย)		
20 (ปากซัน-บึงกาฬ)		

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตารางที่ 26 ค่า LOLP ของระบบไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว กรณีสายส่งเชื่อมมีค่า FOR และ p ทีแตกต่างกัน ณ ความจุสายขนาดแตกต่างกัน

ความจุสายส่งเชื่อม (MW)	กำลังผลิตรวมของระบบ (MW)	ค่า LOLP (วัน/ปี)
40 (โพนต้อง 1-หนองคาย)	375	4.035238
40 (โพนต้อง 2-หนองคาย)		
20 (ท่านาแล้ง-หนองคาย)		
20 (ปากซัน-บึงกาฬ)		

เมื่อเปรียบเทียบค่า LOLP ที่ได้จากการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กับการเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบอื่นเห็นว่า การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ค่า LOLP ลดลงได้เยอะกว่า เพราะการเชื่อมระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันจะทำให้ระบบทั้งสองที่เชื่อมกันใช้ค่า COP ร่วมกันเป็นผลทำให้ค่า LOLP มากกว่าการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

สรุปและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาค่าพารามิเตอร์ทางด้านความน่าเชื่อถือของระบบกำลังผลิตไฟฟ้าในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวด้วยวิธีการใช้เครื่องคอมพิวเตอร์ โดยใช้โปรแกรม MATLAB R2008a พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด 9 เครื่องมีกำลังผลิตรวม 255MW กรณีที่ไม่มีการเชื่อมกับระบบไฟฟ้าอื่น และไม่มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบเดิม มีโอกาสซึ่งไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟได้เป็นจำนวนเวลา 43.8044 วันใน 1 ปี แต่เมื่อมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบเพิ่ม หรือ มีการเชื่อมกับระบบไฟฟ้าของ IEEE RTS 3405MW ทำให้โอกาสซึ่งไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟลดลง และได้ข้อสรุปจากการศึกษาว่า ค่า p และ FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบและความต้องการโหลดสูงสุด รวมทั้งเงื่อนไขของสายส่งเชื่อมในกรณีที่มีการเชื่อมระบบไฟฟ้าแบบ Interconnected System มีผลต่อค่า LOLP

การศึกษาความน่าจะเป็นในการสูญเสียโหลดในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว สามารถนำไปใช้ให้เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการขยายระบบผลิตไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในด้านความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า และด้านเศรษฐศาสตร์

การศึกษานี้ยังมีข้อจำกัด คือ

ข้อมูลที่เก็บจากโรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวยังไม่สมบูรณ์ โดยเฉพาะข้อมูลการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากเหตุขัดข้องต่างยังไม่ได้มีการบันทึกอย่างระเอียด และข้อมูลบางช่วงเวลาก็ขาดหาย ดั่งนั้นผลการวิเคราะห์จึงดีไม่เท่าที่ควร

การศึกษานี้เป็นการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ไม่ได้พิจารณาถึงความเสียหายของสถานีส่งไฟฟ้าย่อย และการพิจารณาค่า COP ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็พิจารณาเพียง 2 กรณีคือ กำลังผลิตสูงสุด และ กำลังไฟฟ้าต่ำสุด (0MW) อีกทั้งยังไม่ได้รวมการวางแผนซ้อมบำรุงของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งลงไปวิเคราะห์ด้วยเพราะมีข้อจำกัดด้านข้อมูล

การเชื่อมกับระบบไฟฟ้าอื่นในความเป็นจริงระบบไฟฟ้าของประเทศไทยถูกเชื่อมกับระบบผลิตไฟฟ้าเขตภาคกลาง-1 สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว แต่เนื่องจากไม่ทราบค่า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

COP ของระบบผลิตไฟฟ้าประเทศไทย จึ่งต้องใช้ระบบไฟฟ้าของ IEEE RTS 3405MW เข้ามาทดสอบแทน

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

ชำนาน ห่อเกียรติ. 2548. **ระบบไฟฟ้ากำลัง Power System.** พิมพ์ครั้งที่ 4 บริษัทจรัลสนิวงศ์การพิมพ์, กรุงเทพฯ.

วิชัย สุระพัฒน์. 2530. **ความน่าจะเป็นของการสูญเสียโหลดของระบบการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย.** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

C. W. Watchorn. 1950. The determination and allocation of the capacity benefits resulting from interconnecting two or more generating systems. **IEEE**. Issue 2: 1180-1186.

Irfan Waseem and M. Pipattanasomporn. 2009**.** Reliability Benefits of Distributed Generation as a Backup Source. **IEEE**. 5275233: 1-8.

Ministry of Energy and Mine. 2009. **The Study on Power Network System Plan in Lao, PDR**. 28 pages.

Nahid-AL-Masood, M. N. Sahadat and S. R. Deeba. 2011. Reliability Evaluation of Bangladesh Power System Using Cumulant Method. **IEEE**. Volume 2 (5941669): 127-131.

P. R. S. Kuruganty, P. R. Thompson, R. Billinton and C. L. Wee. 1981. Interconnected system reliability evaluation-applications. **CEA Transaction**. Paper 81. p. 145. Roy Billinton and Ronald N. Allan. 1984. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Second Edition. Plenum Press, New York.

Pillai N Vijayamohanan. 2008. Loss of Load Probability of Power System. **MPRA**, 2008. 6953: 1-32.

Richard E. Brown. 2009. **Electric Power Distribution Reliability**. Second Edition. CRC Press Taylor & Francis Group Boca Raton London, New York.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

Robert Lee Sullivan. 1977. **Power System Planning**. McGraw-Hill International Book, Florida, USA.

Roy Billinton, C. L. Wee, P. R. S. Kuruganty and P. R. Thomson. 1981. Interconnected system reliability evaluation concept and philosophy. **CEA Transaction**. Paper 81. P. 145. Roy Billinton and Ronald N. Allan. 1984. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Second Edition. Plenum Press, New York.

Roy Billinton, M.P. Bhavaraju and M. P.Thomson. 1969. Power system interconnection benefits. **CEA Transaction**. Spring Meeting. Roy Billinton and Ronald N. Allan. 1984. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Second Edition. Plenum Press, New York.

Roy Billinton, Robert J. Ringlee and Allen J. Wood. 1978. **Power-system reliability calculations.** Second printing. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts, and London, England.

Roy Billinton and Ronald N. Allan. 1984. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Second Edition. Plenum Press, New York.

SHARTONO, Yoshifumi ZAKO and Hiroshi SASAKI. 2000. The evaluation of confidence limit on LOLP for Multi Area System. **IEEE**. 855732: 592-595.

Statistics-Planning Office Business-Finance Department Electricité Du Laos. 2010. **Electricity Statistics 2010**: p. 5.

Subcommittee, P. M. 1979. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions**. Volume PAS-98: 2047-2054.

S. X. Wang, Wei Zhao and Y. Y. Chen. 2008. Distribution System Reliability Evaluation Considering DG impacts. **IEEE**. 452380: 2603-2607.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

System Planning Office Technical Development Committee Electricité Du Laos. 2008. **POWER DEVELOPMENT PLAN (PDP 2007-16)**. 107 pages.

V. M. COOK, C. D. GALLOWAY, M. J. STEINBERG and A. J. WOOD. 1963. Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected System. **IEEE**. Volume 82: 18-33.

Xifan Wang and Jim McDonald. 1994. **Modern power system planning**. McGRAW-HILL BOOK COMPANY. London. ENGLAND.

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

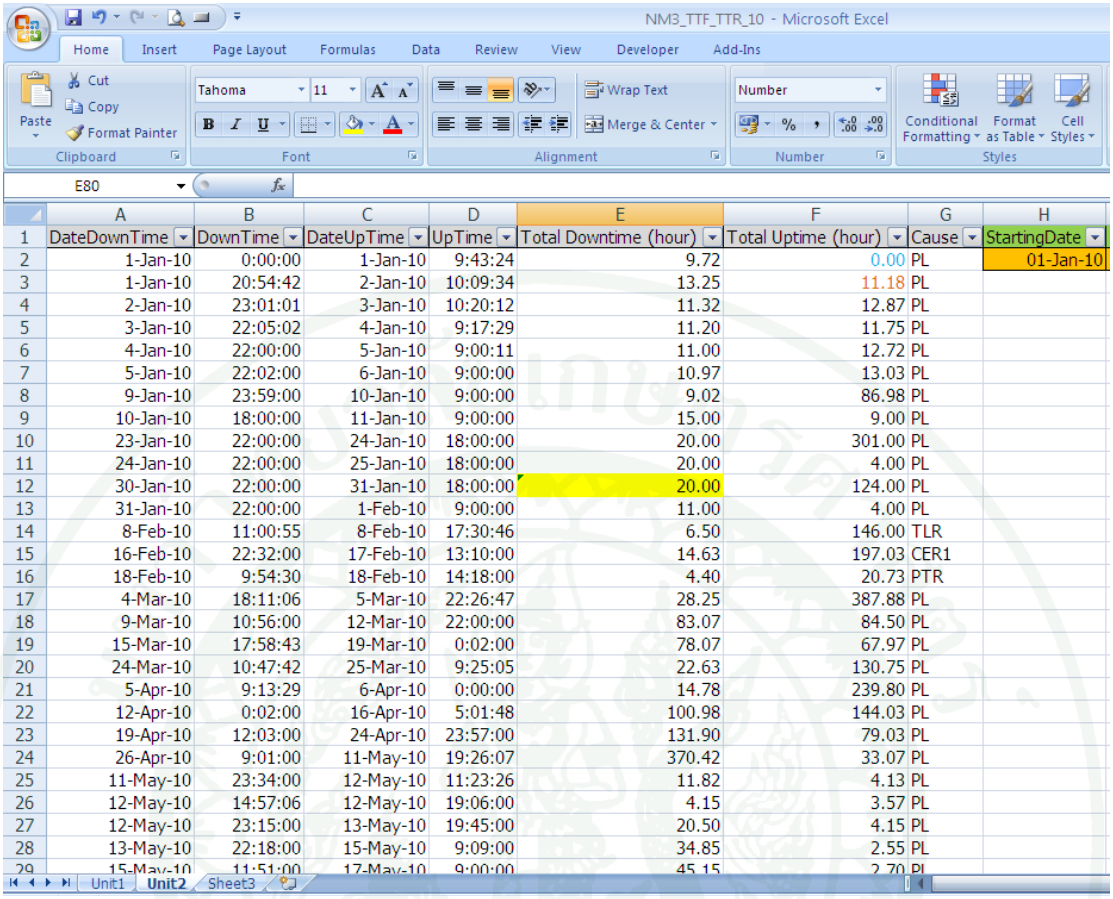
ภาคผนวก

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ก

ตารางการเก็บข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

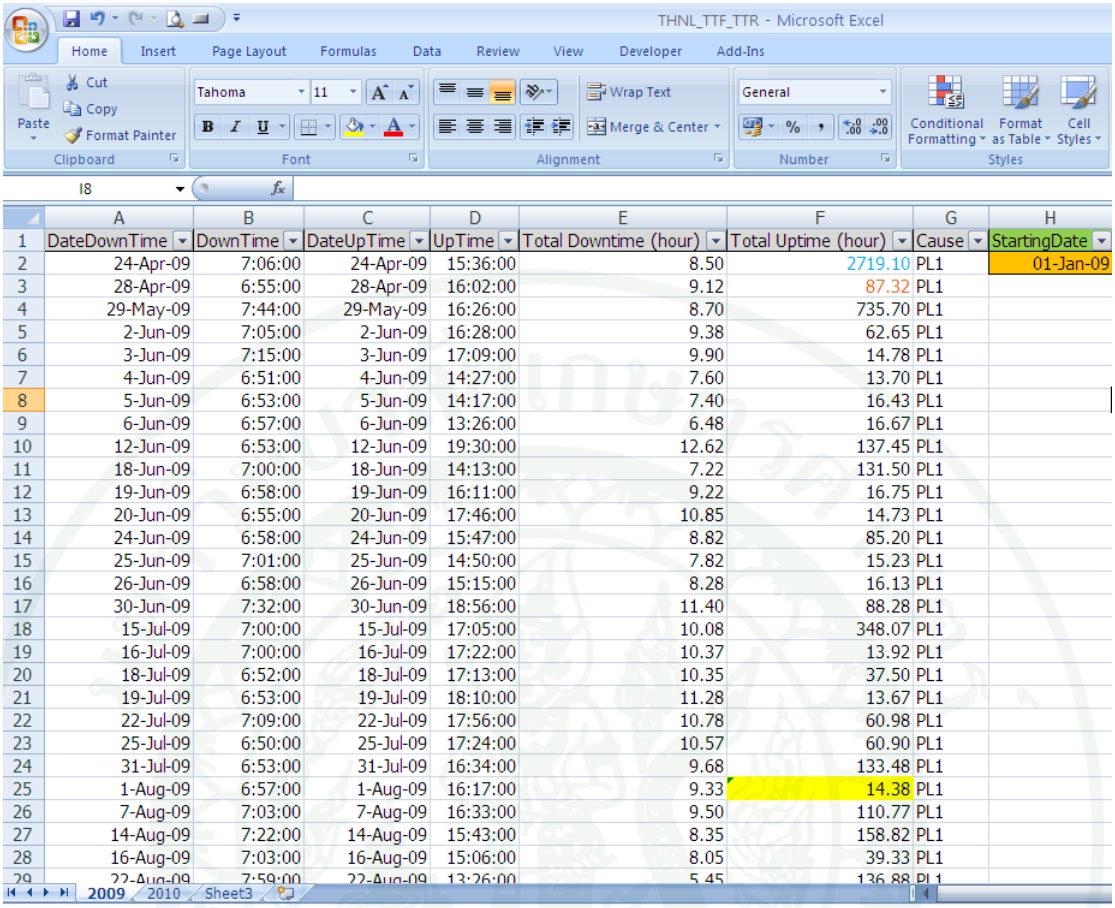


NM3_TTF_TTR_10 - Microsoft Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	DateDownTime	DownTime	DateUpTime	UpTime	Total Downtime (hour)	Total Uptime (hour)	Cause	StartingDate
2	1-Jan-10	0:00:00	1-Jan-10	9:43:24	9.72	0.00	PL	01-Jan-10
3	1-Jan-10	20:54:42	2-Jan-10	10:09:34	13.25	11.18	PL	
4	2-Jan-10	23:01:01	3-Jan-10	10:20:12	11.32	12.87	PL	
5	3-Jan-10	22:05:02	4-Jan-10	9:17:29	11.20	11.75	PL	
6	4-Jan-10	22:00:00	5-Jan-10	9:00:11	11.00	12.72	PL	
7	5-Jan-10	22:02:00	6-Jan-10	9:00:00	10.97	13.03	PL	
8	9-Jan-10	23:59:00	10-Jan-10	9:00:00	9.02	86.98	PL	
9	10-Jan-10	18:00:00	11-Jan-10	9:00:00	15.00	9.00	PL	
10	23-Jan-10	22:00:00	24-Jan-10	18:00:00	20.00	301.00	PL	
11	24-Jan-10	22:00:00	25-Jan-10	18:00:00	20.00	4.00	PL	
12	30-Jan-10	22:00:00	31-Jan-10	18:00:00	20.00	124.00	PL	
13	31-Jan-10	22:00:00	1-Feb-10	9:00:00	11.00	4.00	PL	
14	8-Feb-10	11:00:55	8-Feb-10	17:30:46	6.50	146.00	TLR	
15	16-Feb-10	22:32:00	17-Feb-10	13:10:00	14.63	197.03	CER1	
16	18-Feb-10	9:54:30	18-Feb-10	14:18:00	4.40	20.73	PTR	
17	4-Mar-10	18:11:06	5-Mar-10	22:26:47	28.25	387.88	PL	
18	9-Mar-10	10:56:00	12-Mar-10	22:00:00	83.07	84.50	PL	
19	15-Mar-10	17:58:43	19-Mar-10	0:02:00	78.07	67.97	PL	
20	24-Mar-10	10:47:42	25-Mar-10	9:25:05	22.63	130.75	PL	
21	5-Apr-10	9:13:29	6-Apr-10	0:00:00	14.78	239.80	PL	
22	12-Apr-10	0:02:00	16-Apr-10	5:01:48	100.98	144.03	PL	
23	19-Apr-10	12:03:00	24-Apr-10	23:57:00	131.90	79.03	PL	
24	26-Apr-10	9:01:00	11-May-10	19:26:07	370.42	33.07	PL	
25	11-May-10	23:34:00	12-May-10	11:23:26	11.82	4.13	PL	
26	12-May-10	14:57:06	12-May-10	19:06:00	4.15	3.57	PL	
27	12-May-10	23:15:00	13-May-10	19:45:00	20.50	4.15	PL	
28	13-May-10	22:18:00	15-May-10	9:09:00	34.85	2.55	PL	
29	15-May-10	11:51:00	17-May-10	9:00:00	45.15	2.70	PL	

ภาพผนวกที่ 1 ตารางเก็บข้อมูลเวลาการเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

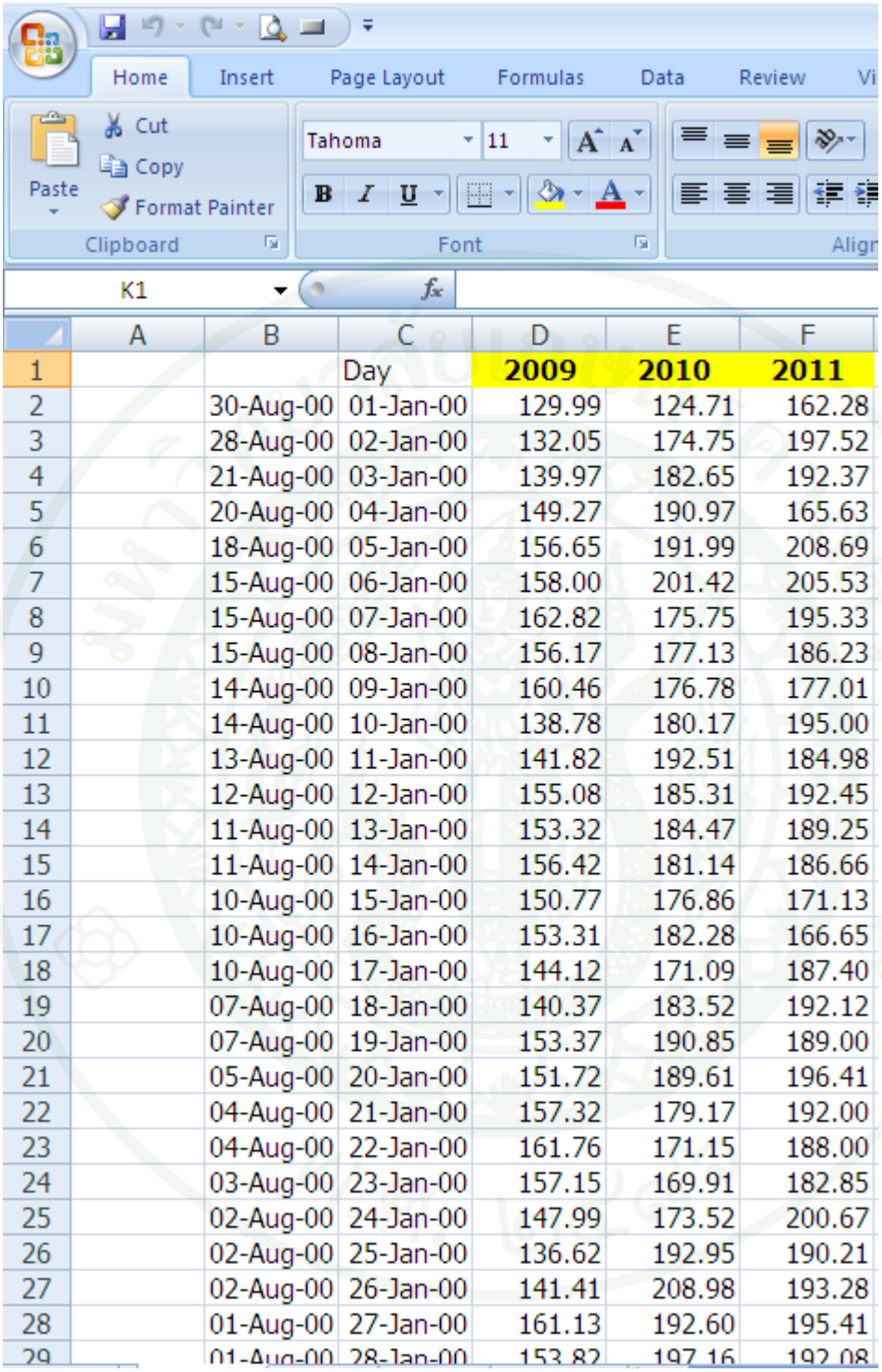


THNL_TTF_TTR - Microsoft Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	DateDownTime	DownTime	DateUpTime	UpTime	Total Downtime (hour)	Total Uptime (hour)	Cause	StartingDate
2	24-Apr-09	7:06:00	24-Apr-09	15:36:00	8.50	2719.10	PL1	01-Jan-09
3	28-Apr-09	6:55:00	28-Apr-09	16:02:00	9.12	87.32	PL1	
4	29-May-09	7:44:00	29-May-09	16:26:00	8.70	735.70	PL1	
5	2-Jun-09	7:05:00	2-Jun-09	16:28:00	9.38	62.65	PL1	
6	3-Jun-09	7:15:00	3-Jun-09	17:09:00	9.90	14.78	PL1	
7	4-Jun-09	6:51:00	4-Jun-09	14:27:00	7.60	13.70	PL1	
8	5-Jun-09	6:53:00	5-Jun-09	14:17:00	7.40	16.43	PL1	
9	6-Jun-09	6:57:00	6-Jun-09	13:26:00	6.48	16.67	PL1	
10	12-Jun-09	6:53:00	12-Jun-09	19:30:00	12.62	137.45	PL1	
11	18-Jun-09	7:00:00	18-Jun-09	14:13:00	7.22	131.50	PL1	
12	19-Jun-09	6:58:00	19-Jun-09	16:11:00	9.22	16.75	PL1	
13	20-Jun-09	6:55:00	20-Jun-09	17:46:00	10.85	14.73	PL1	
14	24-Jun-09	6:58:00	24-Jun-09	15:47:00	8.82	85.20	PL1	
15	25-Jun-09	7:01:00	25-Jun-09	14:50:00	7.82	15.23	PL1	
16	26-Jun-09	6:58:00	26-Jun-09	15:15:00	8.28	16.13	PL1	
17	30-Jun-09	7:32:00	30-Jun-09	18:56:00	11.40	88.28	PL1	
18	15-Jul-09	7:00:00	15-Jul-09	17:05:00	10.08	348.07	PL1	
19	16-Jul-09	7:00:00	16-Jul-09	17:22:00	10.37	13.92	PL1	
20	18-Jul-09	6:52:00	18-Jul-09	17:13:00	10.35	37.50	PL1	
21	19-Jul-09	6:53:00	19-Jul-09	18:10:00	11.28	13.67	PL1	
22	22-Jul-09	7:09:00	22-Jul-09	17:56:00	10.78	60.98	PL1	
23	25-Jul-09	6:50:00	25-Jul-09	17:24:00	10.57	60.90	PL1	
24	31-Jul-09	6:53:00	31-Jul-09	16:34:00	9.68	133.48	PL1	
25	1-Aug-09	6:57:00	1-Aug-09	16:17:00	9.33	14.38	PL1	
26	7-Aug-09	7:03:00	7-Aug-09	16:33:00	9.50	110.77	PL1	
27	14-Aug-09	7:22:00	14-Aug-09	15:43:00	8.35	158.82	PL1	
28	16-Aug-09	7:03:00	16-Aug-09	15:06:00	8.05	39.33	PL1	
29	22-Aug-09	7:59:00	22-Aug-09	13:26:00	5.45	136.88	PL1	

ภาพผนวกที่ 2 ตารางเก็บข้อมูลเวลาการทำงานและการติดขัดของสายส่งเชื่อม

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์



	A	B	C	D	E	F
1			Day	2009	2010	2011
2		30-Aug-00	01-Jan-00	129.99	124.71	162.28
3		28-Aug-00	02-Jan-00	132.05	174.75	197.52
4		21-Aug-00	03-Jan-00	139.97	182.65	192.37
5		20-Aug-00	04-Jan-00	149.27	190.97	165.63
6		18-Aug-00	05-Jan-00	156.65	191.99	208.69
7		15-Aug-00	06-Jan-00	158.00	201.42	205.53
8		15-Aug-00	07-Jan-00	162.82	175.75	195.33
9		15-Aug-00	08-Jan-00	156.17	177.13	186.23
10		14-Aug-00	09-Jan-00	160.46	176.78	177.01
11		14-Aug-00	10-Jan-00	138.78	180.17	195.00
12		13-Aug-00	11-Jan-00	141.82	192.51	184.98
13		12-Aug-00	12-Jan-00	155.08	185.31	192.45
14		11-Aug-00	13-Jan-00	153.32	184.47	189.25
15		11-Aug-00	14-Jan-00	156.42	181.14	186.66
16		10-Aug-00	15-Jan-00	150.77	176.86	171.13
17		10-Aug-00	16-Jan-00	153.31	182.28	166.65
18		10-Aug-00	17-Jan-00	144.12	171.09	187.40
19		07-Aug-00	18-Jan-00	140.37	183.52	192.12
20		07-Aug-00	19-Jan-00	153.37	190.85	189.00
21		05-Aug-00	20-Jan-00	151.72	189.61	196.41
22		04-Aug-00	21-Jan-00	157.32	179.17	192.00
23		04-Aug-00	22-Jan-00	161.76	171.15	188.00
24		03-Aug-00	23-Jan-00	157.15	169.91	182.85
25		02-Aug-00	24-Jan-00	147.99	173.52	200.67
26		02-Aug-00	25-Jan-00	136.62	192.95	190.21
27		02-Aug-00	26-Jan-00	141.41	208.98	193.28
28		01-Aug-00	27-Jan-00	161.13	192.60	195.41
29		01-Aug-00	28-Jan-00	153.82	197.16	192.08

ภาพผนวกที่ 3 ตารางเก็บข้อมูลความต้องการโหลดสูงสุด

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ภาคผนวก ข

โปรแกรมคำนวณหา COP find_OCC และ LOLP

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
function[ssm,nssm]=Sys_Mod
%call the data from HPP_datas
[n_gen,qp]=HPP_datas;
n=n_gen;
%nst is the number of generator state
nst=2^n;
%-------------------------------------------------------------------
------
app=zeros(nst,n);%app is the appearance of the generators
tic=zeros(nst,n);%total install capacity of all units
sic=zeros(nst,2);%sum of all install capacity
tqp=zeros(nst,n);%total q and p of all units
tpr=zeros(nst,1);%total probability of all units
%-------------------------------------------------------------------
------
m=1;
for i=1:n;
    n=1;
    gap=nst/(2^i);
    while m~=nst
        if gap<nst
        app(n:gap,i)=1;
        gap=gap+(nst/(2^i));
        n=gap+1;
        gap=gap+(nst/(2^i));
        end
        m=m+1;
    end
    m=1;
end
%-------------------------------------------------------------------
------
%calculate the sic
n=n_gen;
m=1;
for i=1:n
    while m<=nst
    if app(m,i)==1
        tic(m,i)=qp(i,4);
        tqp(m,i)=qp(i,6);
    else
        tic(m,i)=0;
        tqp(m,i)=qp(i,5);
    end
    m=m+1;
    end
    m=1;
end
sic(:,1)=sum(tic,2);
%-------------------------------------------------------------------
------
%calculate the outage capacity
for m=1:nst
    sic(m,2)=sum(qp(:,4))-sic(m,1);
end
%-------------------------------------------------------------------
------
%calculate the Probability of the system
for m=1:nst
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
    for i=1:n-1
        tpr(m,1)=tqp(m,i)*tqp(m,i+1);
        tqp(m,i+1)=tpr(m,1);
    end
end
%-------------------------------------------------------------------
------
%calculate the accumulative probability
sm=[sic tpr];
sm=sortrows(sm,-1);
tpr=sm(:,3);
acpr=zeros(nst,1);
for l=1:nst
    acpr(l,1)=sum(tpr(l:nst));
end
ssm=[sm acpr];
%system model
%-------------------------------------------------------------------
------
%disp('
')
%disp('Available IC(MW)    Outage(MW)     Exact Sys-Pro
Accummulative-Pro')
%disp('----------------    ----------    -------------    ----------
--------')
%fprintf(1,'%10.2f       %10.2f       %10.6f         %10.6f
\n',ssm.')
%-------------------------------------------------------------------
------
%sum of system probability
m=1;
i=1;
c=0;
nssm=[];
while i<nst
if ssm(i,1)==ssm(i+1,1)
    nssm(m,1)=ssm(i,1);
    while ssm(i,1)==ssm(i+1,1)
        i=i+1;
        c=c+1;
    end
    nssm(m,3)=sum(ssm(i-c:i,3));
    m=m+1;
else
    nssm(m,1)=ssm(i,1);
    nssm(m,3)=ssm(i,3);
    m=m+1;
end
i=i+1;
c=0;
end
nssm(m,1)=ssm(i,1);
nssm(m,3)=ssm(i,3);
%-------------------------------------------------------------------
------
[r,c]=size(nssm);
for m=1:r
    nssm(m,2)=sum(qp(:,4))-nssm(m,1);
end
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
%-------------------------------------------------------------------------
------
%calculate the accumulative probability
nacpr=zeros(r,1);
tpr=nssm(:,3);
for l=1:r
    nacpr(l,1)=sum(tpr(l:r));
end
nssm=[nssm nacpr];
%-------------------------------------------------------------------------
------
disp('
')
disp('Available IC(MW)    Outage(MW)     Exact Sys-Pro    Cumulative
Sys-Pro')
disp('----------------    ----------     -------------    -----------
--')
fprintf(1,'%10.2f       %10.2f       %10.8f        %10.8f \n',nssm.')
%-------------------------------------------------------------------------
------
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
function[PLOC]=find_OCC
%find_OCC is the functionthat find the peak load occurrence
PL=input('Input the peak load data: ');
PL=round(PL);%round(PL) change PL data to round number
PL=sortrows(PL);
no=length(PL);
m=1;
n=1;
PLOC=[];%PLOC is the peak load number and its occurrence
%-------------------------------------------------------------------------
------
for i=1:no-1
    if PL(i,1)==PL(i+1,1)
        PLOC(m,1)=PL(i,1);
        n=n+1;
        PLOC(m,2)=n;
    else
        m=m+1;
        n=1;
        PLOC(m,1)=PL(i+1,1);
        PLOC(m,2)=1;
    end
end
%-------------------------------------------------------------------------
------
if PLOC(1,1)==0
    PLOC(1,1)=PL(1,1);
    PLOC(1,2)=1;
end
PLOC=(-1)*(PLOC);
PLOC=sortrows(PLOC);
PLOC=(-1)*(PLOC);
sum(PLOC(:,2));
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

```
function[]=LOLE
SC=input('Input the system capacity: ');
[PLOC]=find_OCC;
[ssm,nssm]=Sys_Mod;
LP=zeros(length(PLOC),1);%LP is the number of MW
LPV=zeros(length(PLOC),1);%LPV is the probability value of the system
%-------------------------------------------------------------------
------
for i=1:length(LP)
    LP(i,1)=SC-PLOC(i,1);
end
%-------------------------------------------------------------------
------
for i=1:length(LP)
    if LP(i,1)<0
        LPV(i,1)=1;
    else
        m=1;
        while m~=0
            if LP(i,1)>nssm(m,2)
            m=m+1;
            else
            LPV(i,1)=nssm(m,4);
            m=0;
            end
        end
    end
end
%-------------------------------------------------------------------
------
fPL=PLOC(:,2);
lole=fPL.*LPV;
lole=sum(lole)
```

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ	นายอรุณยเดช บุริยผล
เกิดวันที่	1 เมษายน 2526
สถานที่เกิด	นครหลวงเวียงจันทน์ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว
ประวัติการศึกษา	วิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยแห่งชาติลาว
ตำแหน่งปัจจุบัน	-
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว
ผลงานดีเด่นและ/หรือรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	ได้รับทุนสำนักงานความร่วมมือเพื่อการพัฒนาระหว่างประเทศกระทรวงการต่างประเทศ (พ.ศ. 2553)

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์