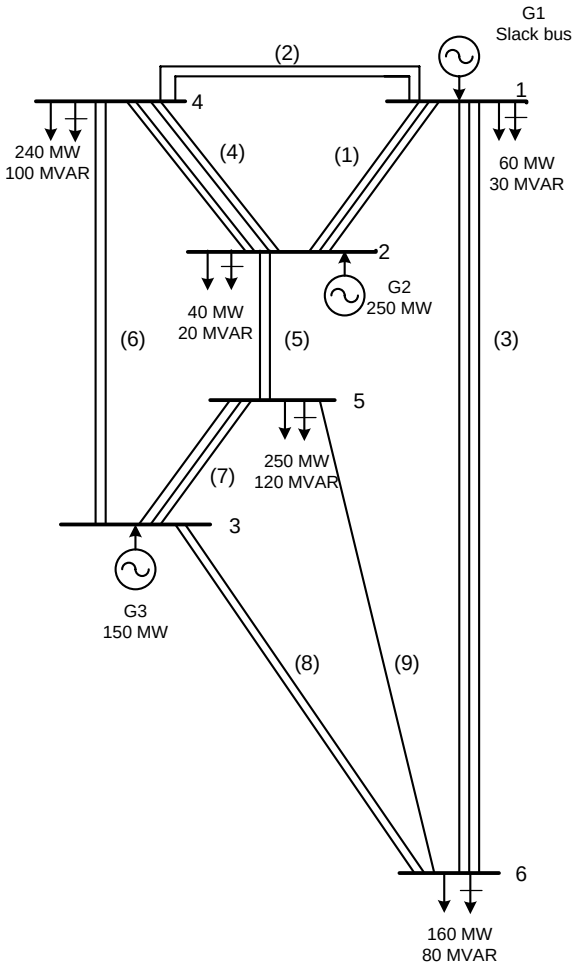
บทที่ 4

กรณีศึกษา และผลการทดสอบ

4.1 ระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

ระบบไฟฟ้ากำลัง 6 บัสเป็นระบบที่ปรับปรุงจากระบบ 6 บัสของ Chung, 2004 [14] โดยเพิ่มจำนวนวงจรในเส้นทางต่างๆ ดังรูปที่ 4.1 ระบบทดสอบนี้ประกอบด้วยระบบผู้ผลิตไฟฟ้า 3 ราย และโหลดไฟฟ้า 5 ราย ดังข้อมูลระบบไฟฟ้าในตารางที่ 4.1 และข้อมูลการเงินในตารางที่ 4.2 เมื่อกำหนดให้สายส่งแต่ละวงจร (สายส่ง 1 เส้น) มีคุณสมบัติทางกายภาพเหมือนกันทุกวงจร และมีพิกัด 100 MW และ 100 MVAR และมีต้นทุนแต่ละวงจรเป็น 10,000 บาทต่อกิโลเมตร



รูปที่ 4.1 ระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

ตารางที่ 4.1

ข้อมูลของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

Line No.	From Bus	To Bus	No. of Circuit	R (P.U.)	X (P.U.)	Bc (P.U.)	Distance (km)
1	1	2	3	0.0012	0.015	0	10
2	1	4	2	0.023	0.138	0.2710	200
3	1	6	3	0.015	0.092	0.181	195
4	2	4	4	0.001	0.012	0	18
5	2	5	2	0.017	0.166	0.326	150
6	3	4	2	0.015	0.092	0.181	130
7	3	5	3	0.002	0.024	0	27
8	3	6	2	0.012	0.015	0	100
9	5	6	1	0.023	0.138	0.271	100

ตารางที่ 4.2

ข้อมูลด้านการเงินของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

Line No.	Cost (Bath/Year)
1	300,000
2	4,000,000
3	5,850,000
4	720,000
5	3,000,000
6	5,200,000
7	810,000
8	2,000,000
9	1,000,000
Total	22,880,000

ตารางที่ 4.3
เวลาเฉลี่ยที่สายส่งไม่สามารถให้บริการได้ของระบบทดสอบ F^k

Line No.	**เวลาเฉลี่ยที่สายส่งไม่สามารถให้บริการได้ (ชั่วโมง/ปี)**, F^k
1	12
2	24
3	15
4	48
5	20
6	18
7	36
8	18
9	30

4.1.1 ผลการทดสอบระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

เมื่อนำระบบ 6 บัสและข้อมูลในตารางที่ 4.1, 4.2 และ 4.3 มาทดสอบด้วยเทคนิคที่ได้นำเสนอในขั้นตอนการวิจัยตามรายละเอียดในบทที่ 3 โดยมีขั้นตอนการทดสอบดังนี้

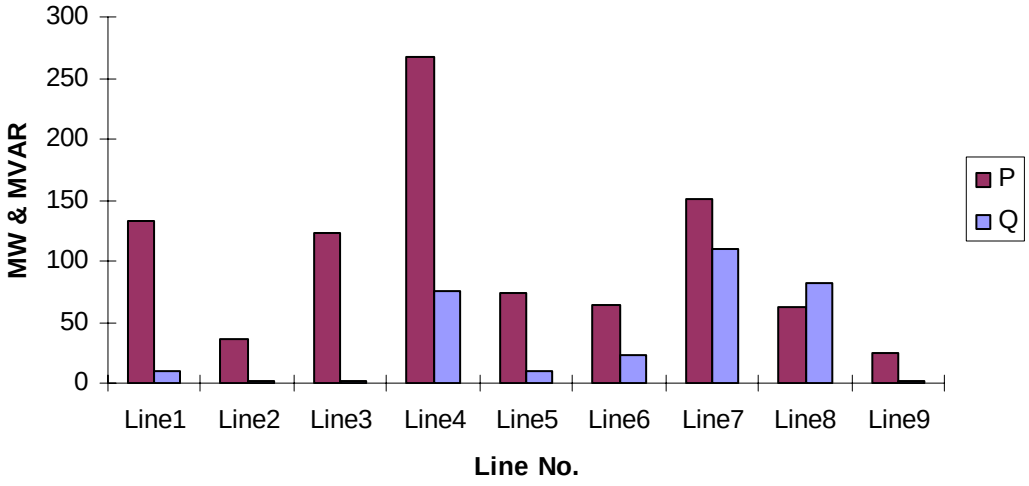
ขั้นตอนที่ 1 คำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าไหลผ่านสายส่งในสายส่งแต่ละเส้นทางด้วยวิธีนิวตันเพาว์เวอร์โฟลว์ (Newton Power Flow) ผลการทดสอบดังตารางที่ 4.4

ขั้นตอนที่ 2 แบ่งต้นทุนของสายส่งแต่ละเส้นทางออกเป็นต้นทุนสำหรับกำลังแอคทีฟและรีแอคทีฟโดยสมการที่ (30) และ (31) จากนั้นแบ่งองค์ประกอบความจุของสายส่งแต่ละเส้นทางออกเป็น 3 ส่วน คือ TUC, TIRM และ TERM ดังรายละเอียดในตารางที่ 4.6 และ 4.7 จากผลลัพธ์ในตารางดังกล่าว พบว่า สายส่งที่ถูกใช้ความจุในสภาวะปกติ (TUC) สำหรับกำลังแอคทีฟมากที่สุด คือ สายส่งเส้นทางที่ 4 ขณะที่สายส่งที่ถูกใช้ความจุในสภาวะปกติน้อยที่สุด คือ สายส่งเส้นทางที่ 9 สำหรับกำลังรีแอคทีฟ สายส่งที่ถูกใช้ความจุในสภาวะปกติมากที่สุด คือ สายส่งเส้นทางที่ 7 และสายส่งที่ถูกใช้ความจุในสภาวะปกติน้อยที่สุดสำหรับกำลังรีแอคทีฟส่วนสายส่งเส้นทางที่ 3

เมื่อพิจารณาความจุของสายส่งส่วนที่สำรองไว้สำหรับโหลดภายในเส้นทางนั้น (TIRM) จะพบว่าทุกเส้นทางได้สำรองสายส่งไว้ ยกเว้นเส้นทางที่ 9 ไม่มีสายส่งสำรองเนื่องจากเป็นสายส่งวงจรเดี่ยว (Single circuit) สำหรับความจุสำรองเพื่อรองรับการใช้งานของสายส่งเส้นทางอื่น (TERM) สำหรับกำลังแอคทีฟมากที่สุด คือเส้นทางที่ 3 และน้อยที่สุด คือเส้นทางที่ 5 ส่วนสำหรับกำลังรีแอคทีฟสายส่งที่มีความจุสำรองเพื่อรองรับการใช้งานของสายส่งเส้นทางอื่นมากที่สุด คือเส้นทางที่ 4 และน้อยที่สุด คือเส้นทางที่ 8

ตารางที่ 4.4
การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

Line No.	Active Power Flow (MW)	Reactive Power Flow (MVAR)	Power Factor (P.U.)
1	132.27	10.448	0.99689
2	36.194	2.034	0.99842
3	122.3	1.6548	0.99991
4	267.87	76.125	0.96191
5	74.37	9.197	0.99244
6	63.886	23.393	0.93903
7	151.29	110.26	0.80814
8	62.601	82.359	0.60513
9	24.521	2.3672	0.99537

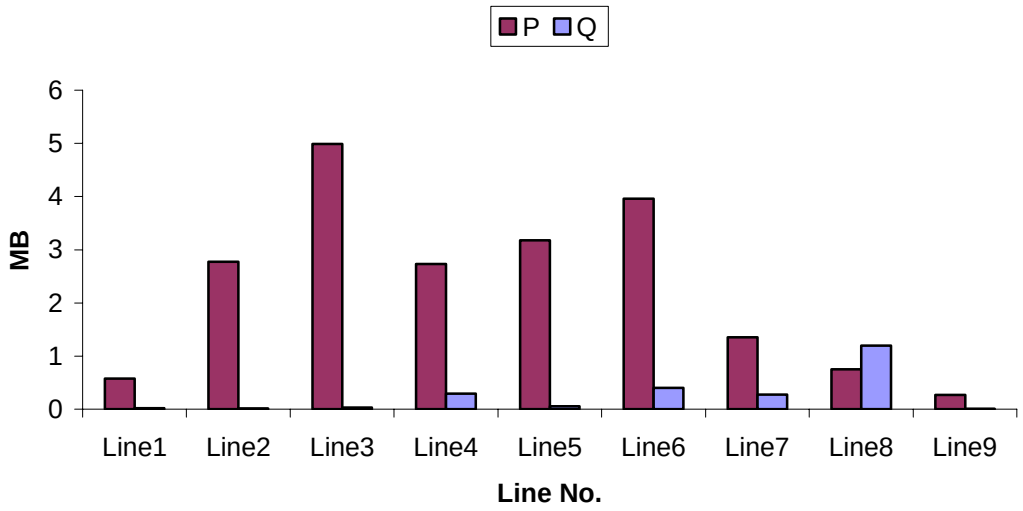


รูปที่ 4.2 ผลการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

ตารางที่ 4.5

สัดส่วนต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้าสำหรับสายส่ง

Line No.	Active Power Side (MB)	Reactive Power Side (MB)
1	0.2981	0.0019
2	3.9874	0.0126
3	5.8489	0.0011
4	0.6662	0.0538
5	2.9548	0.0452
6	4.5852	0.6148
7	0.529	0.281
8	0.7324	1.2676
9	0.9908	0.0092
Total	20.5928	2.2872

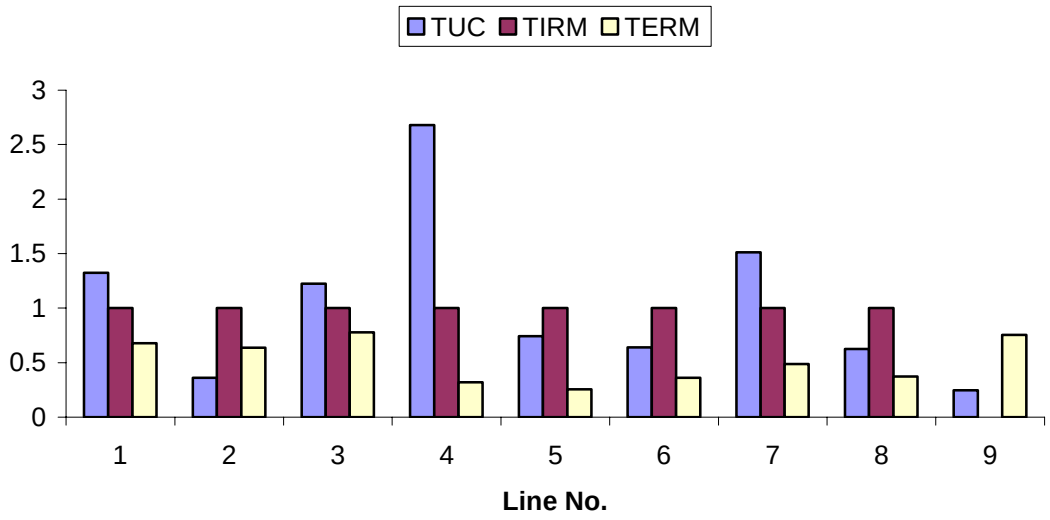


รูปที่ 4.3 สัดส่วนต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้าสำหรับสายส่งของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

ตารางที่ 4.6

การแบ่งความจุของสายส่งตามปริมาณกำลังที่ใช้และปริมาณสำรองสำหรับกำลังไฟฟ้า Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

Circuit No.	No. of Circuit	TUC (P.U.)	TIRM (P.U.)	TERM (P.U.)
1	3	1.3227	1.0	0.6773
2	2	0.3619	1.0	0.6381
3	3	1.2230	1.0	0.7770
4	4	2.6787	1.0	0.3213
5	2	0.7437	1.0	0.2563
6	2	0.6389	1.0	0.3611
7	3	1.5129	1.0	0.4871
8	2	0.6260	1.0	0.3740
9	1	0.2452	0	0.7548

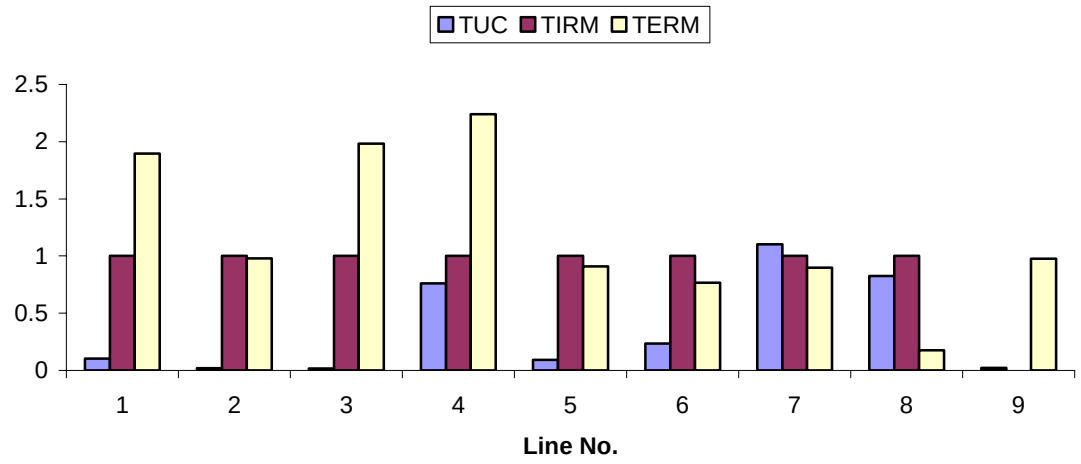


รูปที่ 4.4 สัดส่วนความจุทั้ง 3 ของกำลังไฟฟ้า Active Power ในสายส่งของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

ตารางที่ 4.7

การแบ่งความจุของสายส่งตามปริมาณกำลังที่ใช้และปริมาณสำรองสำหรับกำลังไฟฟ้า Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

Circuit No.	No. of Circuit	TUC (P.U.)	TIRM (P.U.)	TERM (P.U.)
1	3	0.1045	1.0	1.8955
2	2	0.0203	1.0	0.9797
3	3	0.0165	1.0	1.9835
4	4	0.7613	1.0	2.2387
5	2	0.0920	1.0	0.9080
6	2	0.2339	1.0	0.7661
7	3	1.1026	1.0	0.8974
8	2	0.8236	1.0	0.1764
9	1	0.0237	0	0.9763



รูปที่ 4.5 สัดส่วนความจุทั้ง 3 ของกำลังไฟฟ้า Reactive Power ในสายส่งของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

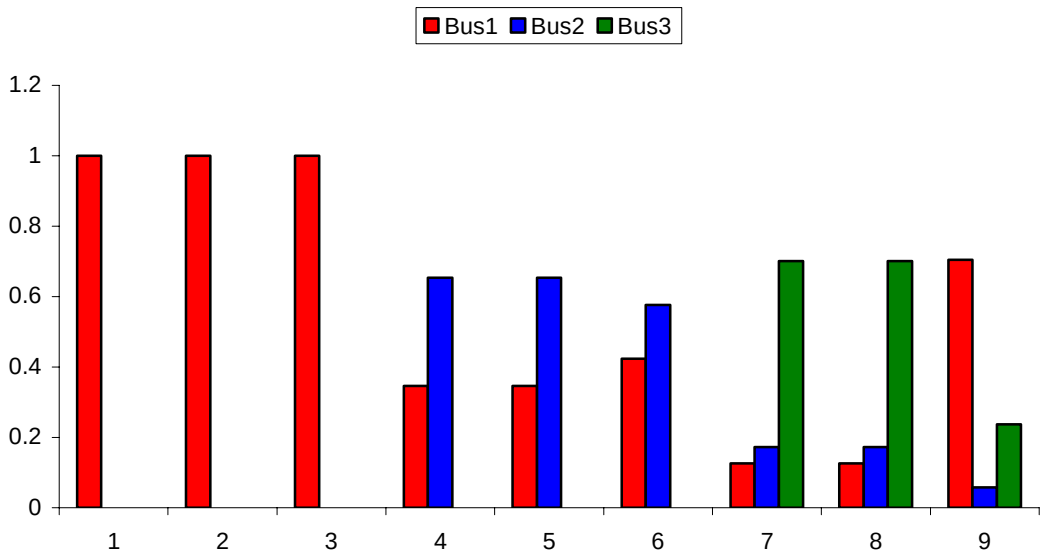
ขั้นตอนที่ 3 คำนวณหาสัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 รายในสภาวะปกติด้วยวิธีเทรสชิงแบบอัพสตรีมลุกกิงอัลกอริทึม (Upstream looking algorithm) ผลการประมวลผล ดังตารางที่ 4.8 สำหรับกำลังแอคทีฟ และ ตารางที่ 4.9 สำหรับกำลังรีแอคทีฟ หรือเขียนแบบจำลองปริมาณและสัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.5 และ 4.6 ตามลำดับ

จากสัดส่วนการใช้สายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้า ที่ได้รับคำตอบจากอัพสตรีมลุกกิงอัลกอริทึม ในตารางที่ 4.8 ค่าตัวเลขในแนวตั้ง คือสัดส่วนการใช้สายส่งของโรงไฟฟ้าที่บัส 1, 2, 3, 4, 5 และ 6 สำหรับค่าตัวเลขในแนวนอน หมายถึงสัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งวงจรที่ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 และ 9 ตามลำดับ อธิบายได้ว่า ความจุในสภาวะปกติของสายส่งไฟฟ้าเส้นทางที่ 1, 2, 3 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้า ที่บัส 1 ทั้งหมด ส่วนความจุของสายส่งไฟฟ้าวงจรที่ 4 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 1เท่ากับ 0.3460 P.U. และ ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 2 เท่ากับ 0.6540 P.U. สายส่งไฟฟ้าวงจรที่ 7 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 1 เท่ากับ 0.1267 P.U. และ ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 2 เท่ากับ 0.1723 P.U. และโรงไฟฟ้าที่บัส 3 เท่ากับ 0.7010 P.U. เป็นต้น นอกจากนั้นจะสังเกตพบว่าที่บัส 4, 5 และ 6 ไม่มีสัดส่วนการใช้สายส่ง เพราะเป็นโหลดบัส (ไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้า)

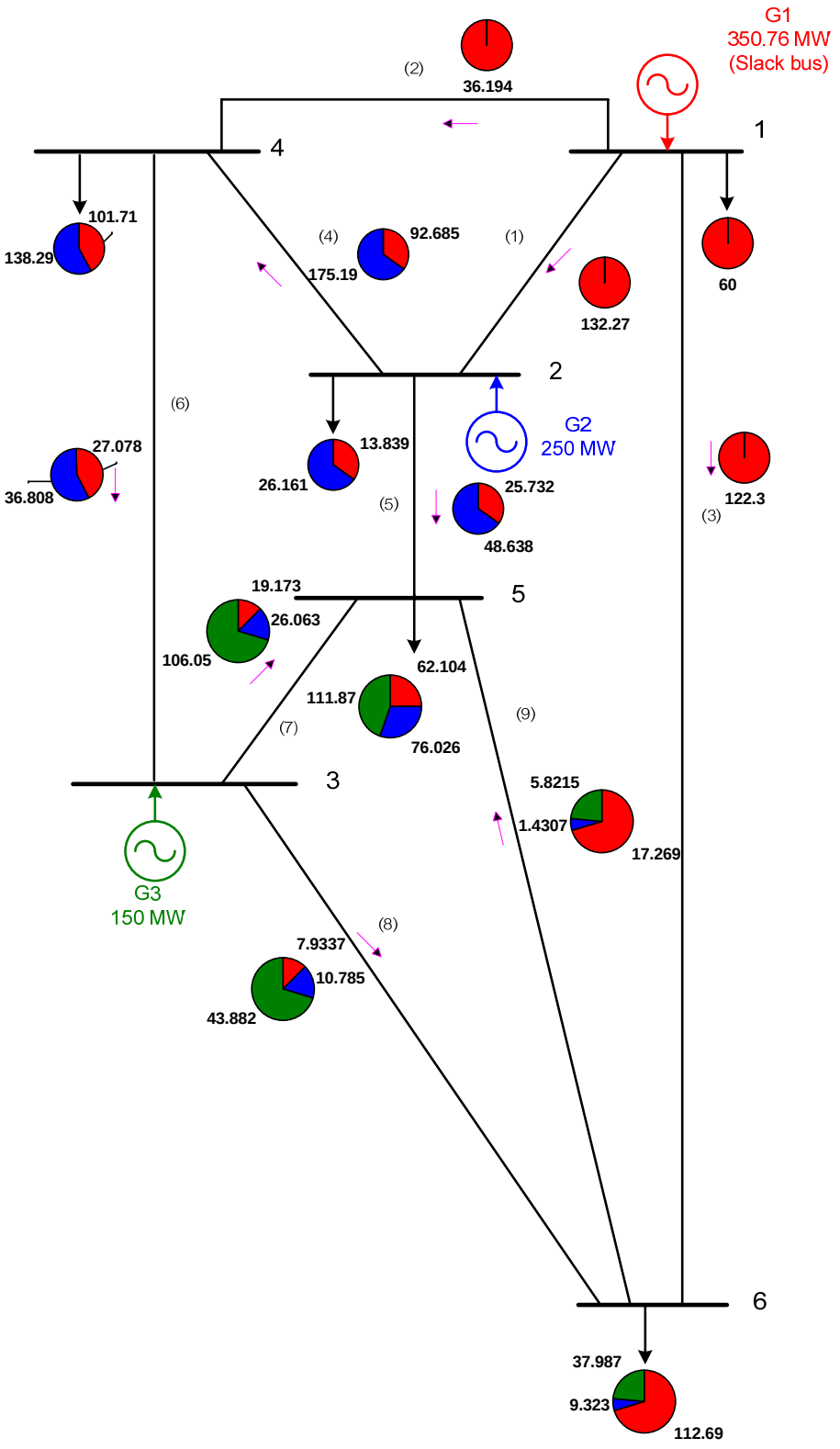
ตารางที่ 4.8

สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งโดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

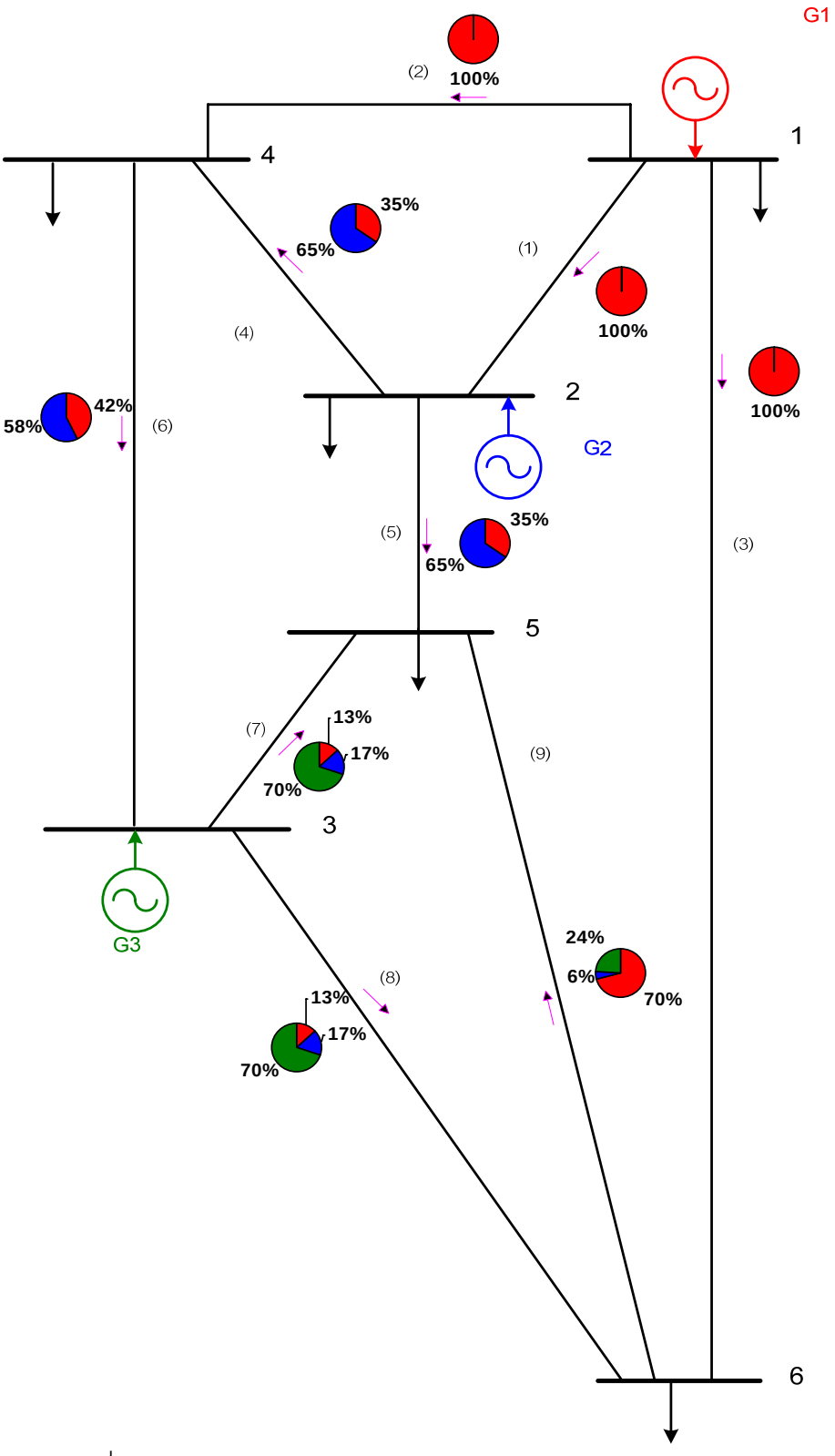
สายส่งไฟฟ้า	**สัดส่วนการใช้สายส่งของโรงไฟฟ้าที่บัส** (P.U.)						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**รวม**
1	1	0	0	0	0	0	1
2	1	0	0	0	0	0	1
3	1	0	0	0	0	0	1
4	0.3460	0.6540	0	0	0	0	1
5	0.3460	0.6540	0	0	0	0	1
6	0.4239	0.5762	0	0	0	0	1
7	0.1267	0.1723	0.7010	0	0	0	1
8	0.1267	0.1723	0.7010	0	0	0	1
9	0.7043	0.0583	0.2374	0	0	0	1



รูปที่ 4.6 สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งโดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส



รูปที่ 4.7 ปริมาณการใช้ความจุสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: MW)



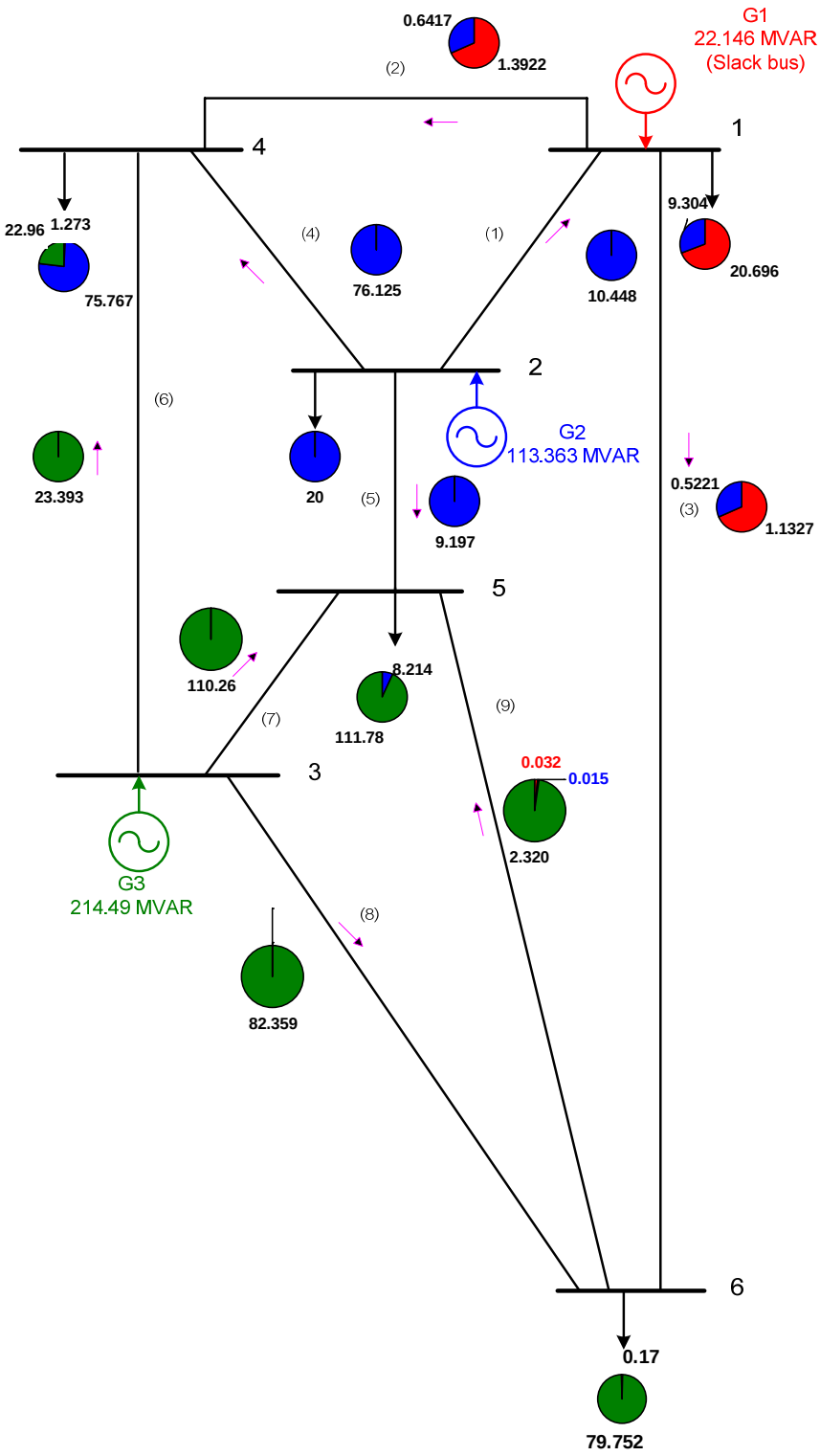
รูปที่ 4.8 สัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: P.U.)

ตารางที่ 4.9

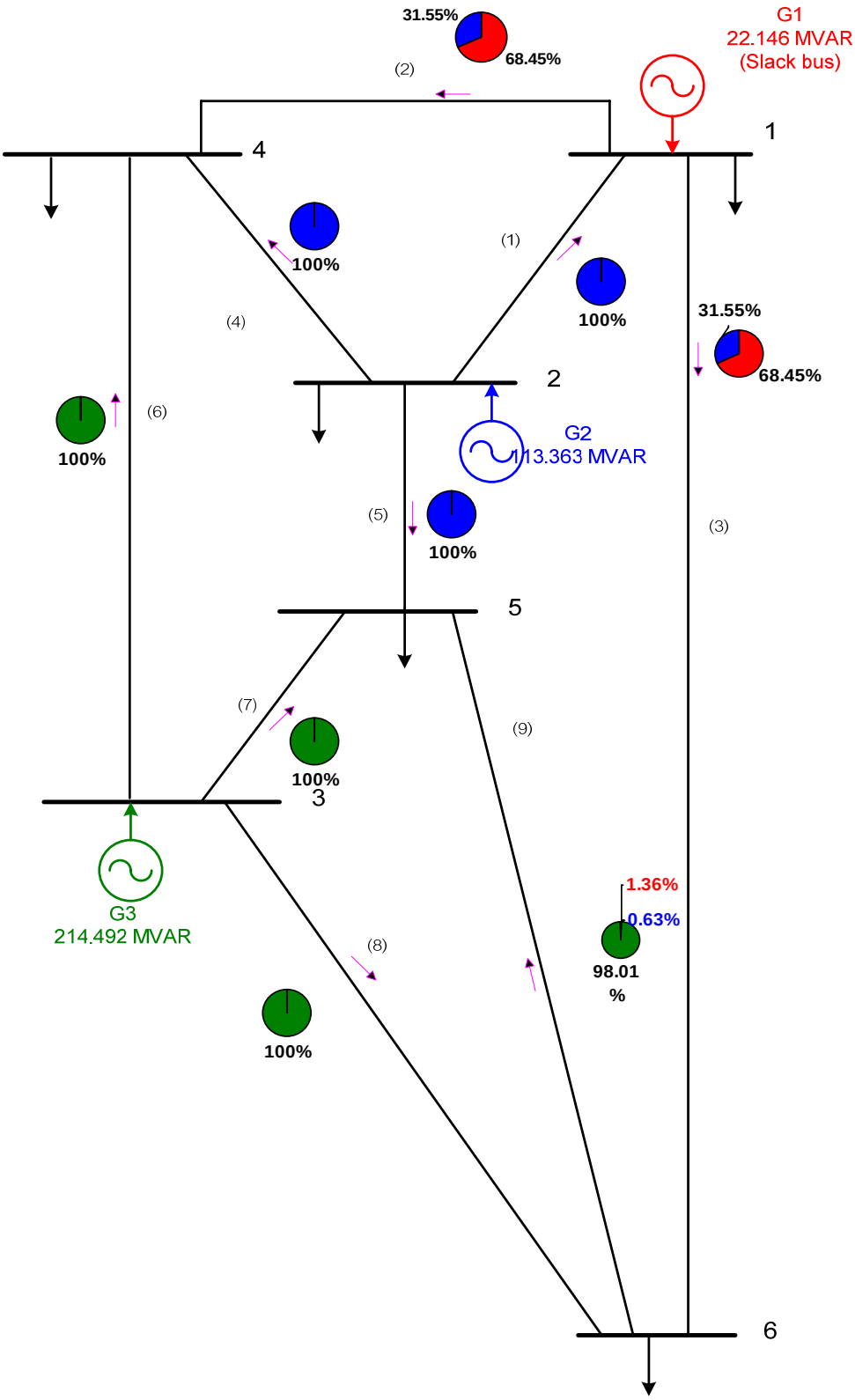
สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งโดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

สายส่งไฟฟ้า	**สัดส่วนการใช้สายส่งของโรงไฟฟ้าที่บัส** (P.U.)						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**รวม**
1	0	1	0	0	0	0	1
2	0.6845	0.3155	0	0	0	0	1
3	0.6845	0.3155	0	0	0	0	1
4	0	1	0	0	0	0	1
5	0	1	0	0	0	0	1
6	0	0	1	0	0	0	1
7	0	0	1	0	0	0	1
8	0	0	1	0	0	0	1
9	0.0136	0.0063	0.9802	0	0	0	1

รูปที่ 4.9 สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งโดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส



รูปที่ 4.10 ปริมาณการใช้ความจุสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: MVAR)



รูปที่ 4.11 สัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: P.U.)

ส่วนด้านกำลังรีแอคทีฟ จากสัดส่วนการใช้สายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้า ที่ได้รับคำตอบจากอัพสตรีมลุกกิงอัลกอริทึม ในตารางที่ 4.9 อธิบายได้ว่า ความจุในสภาวะปกติของสายส่งไฟฟ้าเส้นทางที่ 1, 4, 5 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 2 ทั้งหมด ขณะที่สายส่งไฟฟ้าเส้นทางที่ 6, 7, 8 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 3 ทั้งหมดเช่นกัน ส่วนความจุของสายส่งไฟฟ้าวงจรที่ 2 และ 3 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 1 เท่ากับ 0.6845 P.U. และ ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 2 เท่ากับ 0.3155 P.U. สายส่งไฟฟ้าเส้นทางที่ 9 ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 1 เท่ากับ 0.0136 P.U. และ ถูกใช้โดยโรงไฟฟ้าที่บัส 2 เท่ากับ 0.00632 P.U. และโรงไฟฟ้าที่บัส 3 เท่ากับ 0.98022 P.U. เป็นต้น นอกจากนั้นจะสังเกตพบว่าที่บัส 4, 5 และ 6 ไม่มีสัดส่วนการใช้สายส่ง เพราะเป็นโหลดบัส (ไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้า) เช่นกัน

สัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ด้วยวิธีเทรสซิงแบบดาวน์สตรีมลุกกิงอัลกอริทึม ดังตารางที่ 4.10 หรือเขียนแบบจำลองปริมาณและสัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดได้ดังรูปที่ 4.11 และ 4.12 ตามลำดับ

สัดส่วนการใช้สายส่งของผู้ใช้ไฟฟ้าที่หาได้จากเทคนิคดาวน์สตรีมลุกกิงอัลกอริทึม ค่าตัวเลขในแนวตั้ง คือ สัดส่วนการใช้ความจุของสายส่งเส้นต่างๆ ในสภาวะปกติของโหลดไฟฟ้าที่บัสใดๆ สำหรับค่าตัวเลขในแนวนอน หมายถึงสัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของโหลดไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ตัวอย่างเช่น ความจุของสายส่งไฟฟ้าที่ 1 ถูกใช้โดยโหลดที่บัส 2, 4, 5 และ 6 ปกติสัดส่วนการใช้ความจุของบัสโรงไฟฟ้าเมื่อหาด้วยวิธีนี้มีค่าเป็นศูนย์ แต่สังเกตที่บัส 2 ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าและโหลด จะพบว่าโหลดที่บัส 2 ไม่ได้รับกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่บัสนั้นทั้งหมด แต่จะรับกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากโรงไฟฟ้าอื่นโดยผ่านสายส่งเส้นที่ 1 ด้วย ส่วนโหลดที่บัส 1 รับกำลังไฟฟ้าทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 1 ทั้งหมด จึงไม่มีสัดส่วนการใช้สายส่งเส้นใดทั้งสิ้น หรือเมื่อพิจารณาสายส่งเส้นที่ 5, 7 และ 9 สายส่งทั้งหมดจะถูกใช้เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่บัส 5 เพียงบัสเดียวเท่านั้น เป็นต้น

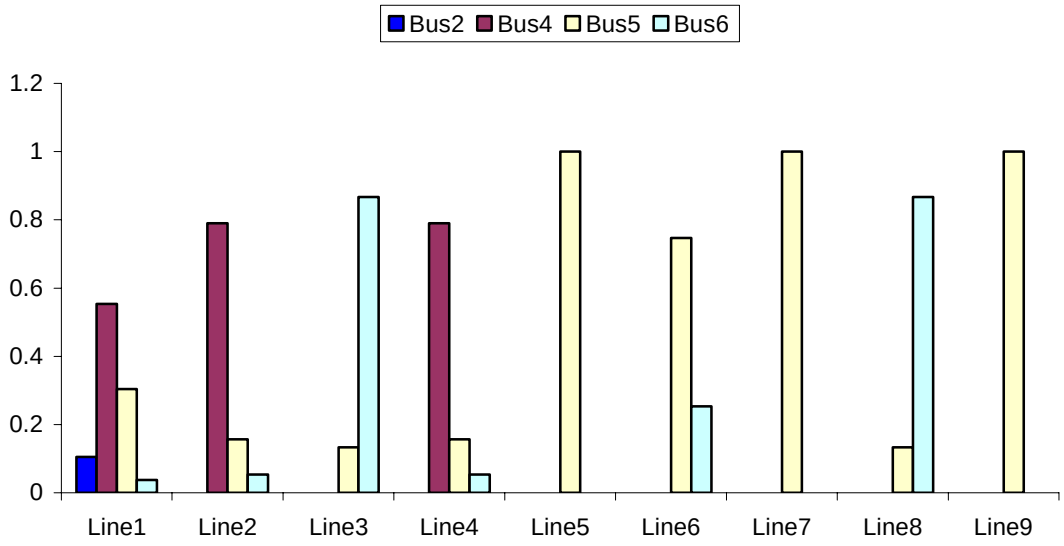
ในส่วนของกำลังรีแอคทีฟก็เช่นเดียวกัน เมื่อพิจารณาความจุของสายส่งไฟฟ้าที่ 1 ถูกใช้โดยโหลดที่บัส 1, 4, 5 และ 6 ปกติสัดส่วนการใช้ความจุของบัสโรงไฟฟ้าเมื่อหาด้วยวิธีนี้มีค่าเป็นศูนย์ แต่สังเกตที่บัส 1 ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าและโหลด จะพบว่าโหลดที่บัส 1 ก็ไม่ได้รับกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่บัสนั้นทั้งหมดเช่นกัน แต่พบว่าได้รับกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากโรงไฟฟ้าอื่นโดยผ่านสายส่งเส้นที่ 1 ด้วย ส่วนในกรณีกำลังรีแอคทีฟนี้ที่โหลดบัสที่ 2 รับกำลังรีแอคทีฟทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 2 ทั้งหมด จึงไม่มีสัดส่วนการใช้สายส่งเส้นใดทั้งสิ้น หรือเมื่อพิจารณาสายส่งเส้นที่ 2, 4 และ 6 สายส่งทั้งหมดจะถูกใช้เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่บัส 4 เพียงบัส

เดียวเท่านั้น ขณะที่สายส่งเส้นที่ 5, 7 และ 9 สายส่งทั้งหมดจะถูกใช้เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่บัส 4 เพียงบัสเดียวเช่นกัน

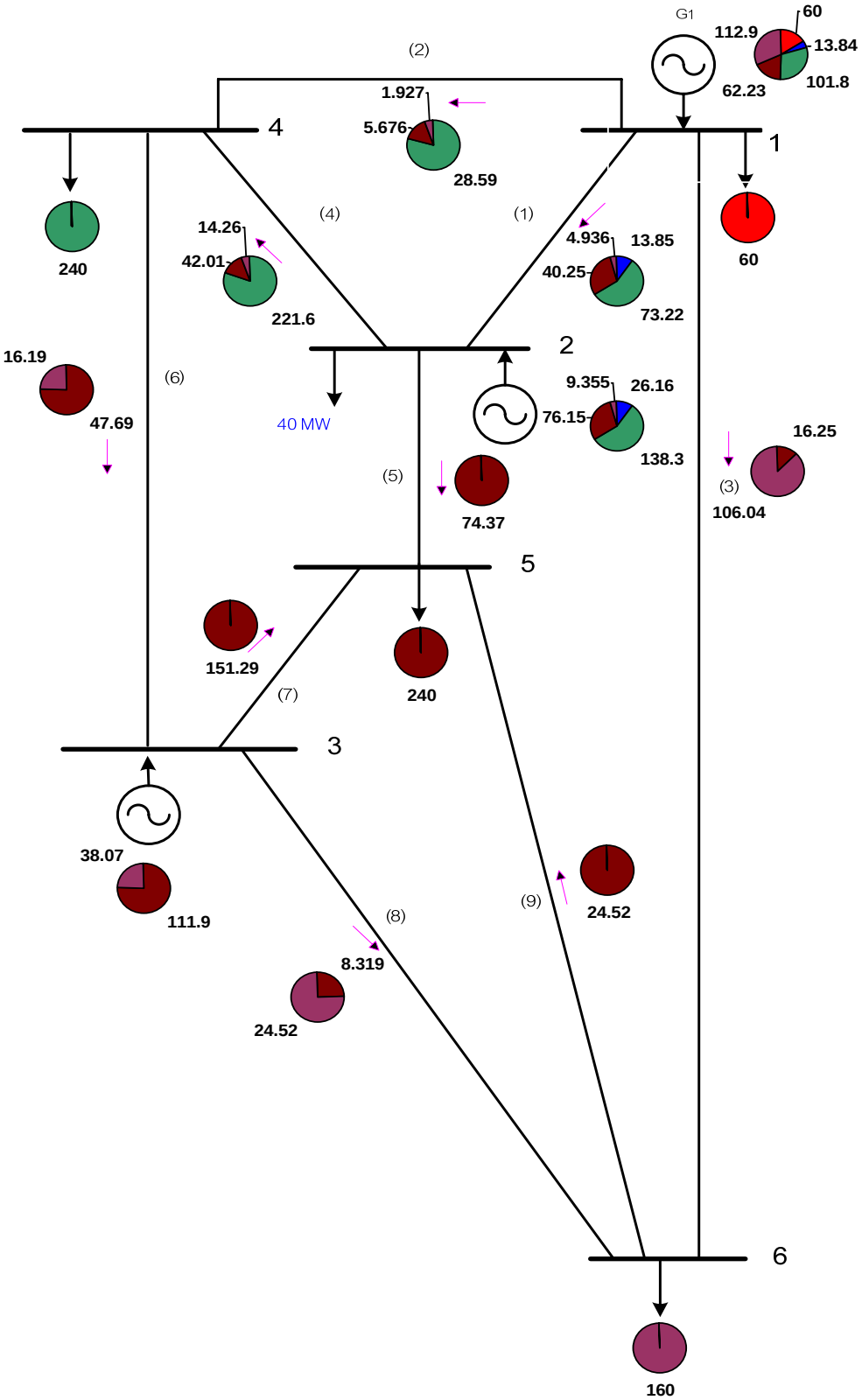
ตารางที่ 4.10

สัดส่วนการใช้สายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power

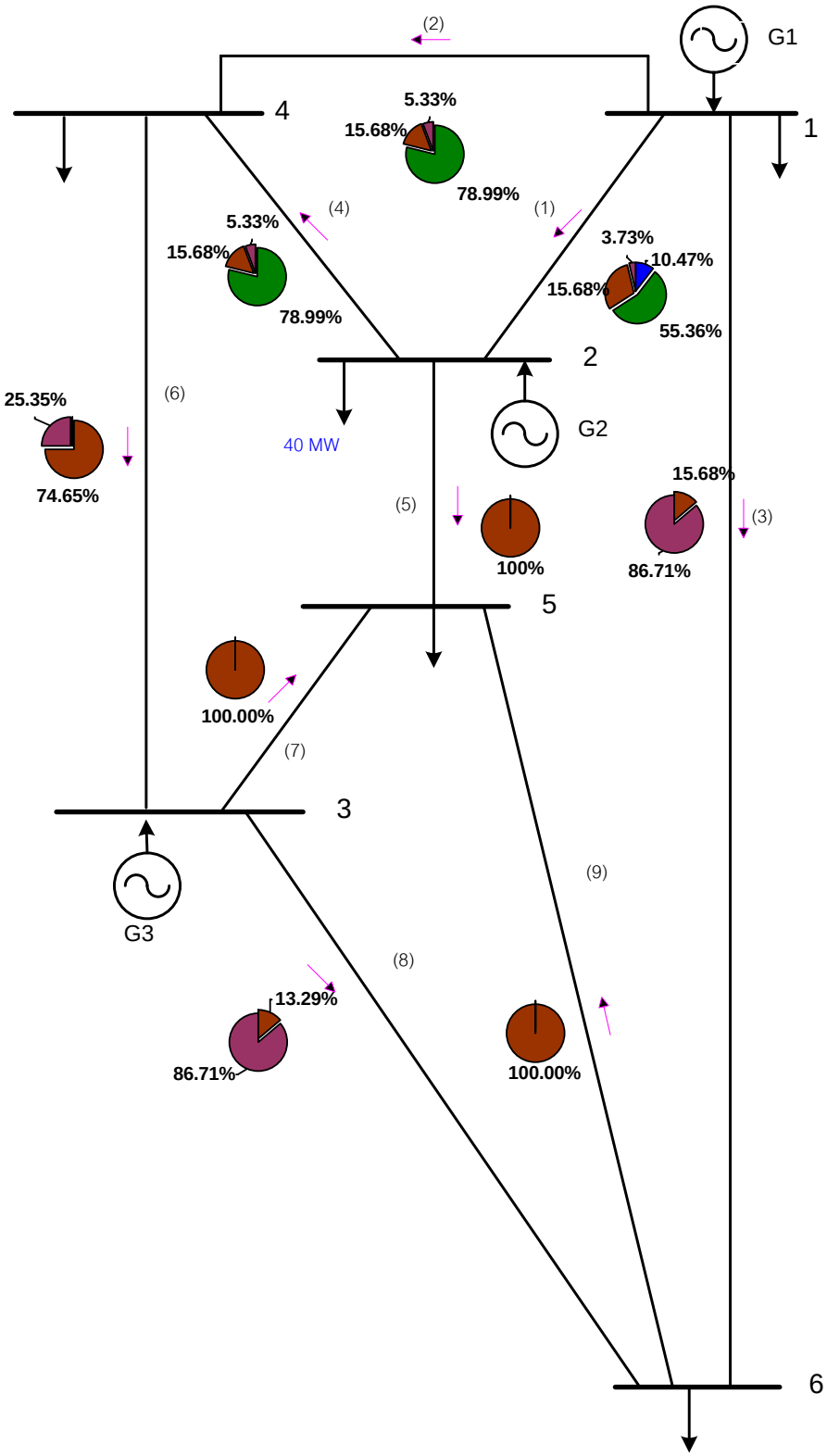
สายส่งไฟฟ้า	**สัดส่วนการใช้สายส่งของโหลดบัส**						
	1	2	3	4	5	6	**รวม**
1	0	0.1047	0	0.5536	0.3043	0.0373	1.0
2	0	0	0	0.7899	0.1568	0.0533	1.0
3	0	0	0	0	0.1329	0.8671	1.0
4	0	0	0	0.7899	0.1568	0.0533	1.0
5	0	0	0	0	1	0	1.0
6	0	0	0	0	0.7465	0.2535	1.0
7	0	0	0	0	1	0	1.0
8	0	0	0	0	0.1329	0.8671	1.0
9	0	0	0	0	1	0	1.0



รูปที่ 4.12 สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส



รูปที่ 4.13 ปริมาณการใช้ความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: MW)

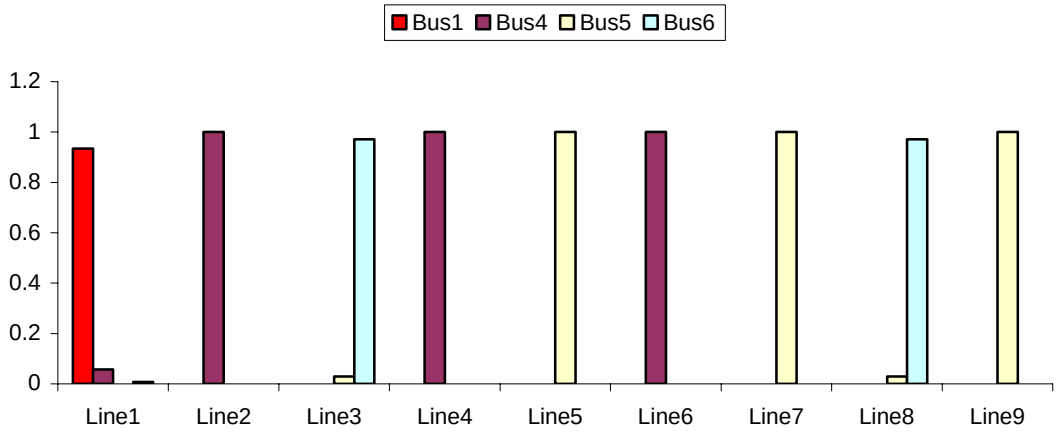


รูปที่ 4.14 สัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Active Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: P.U.)

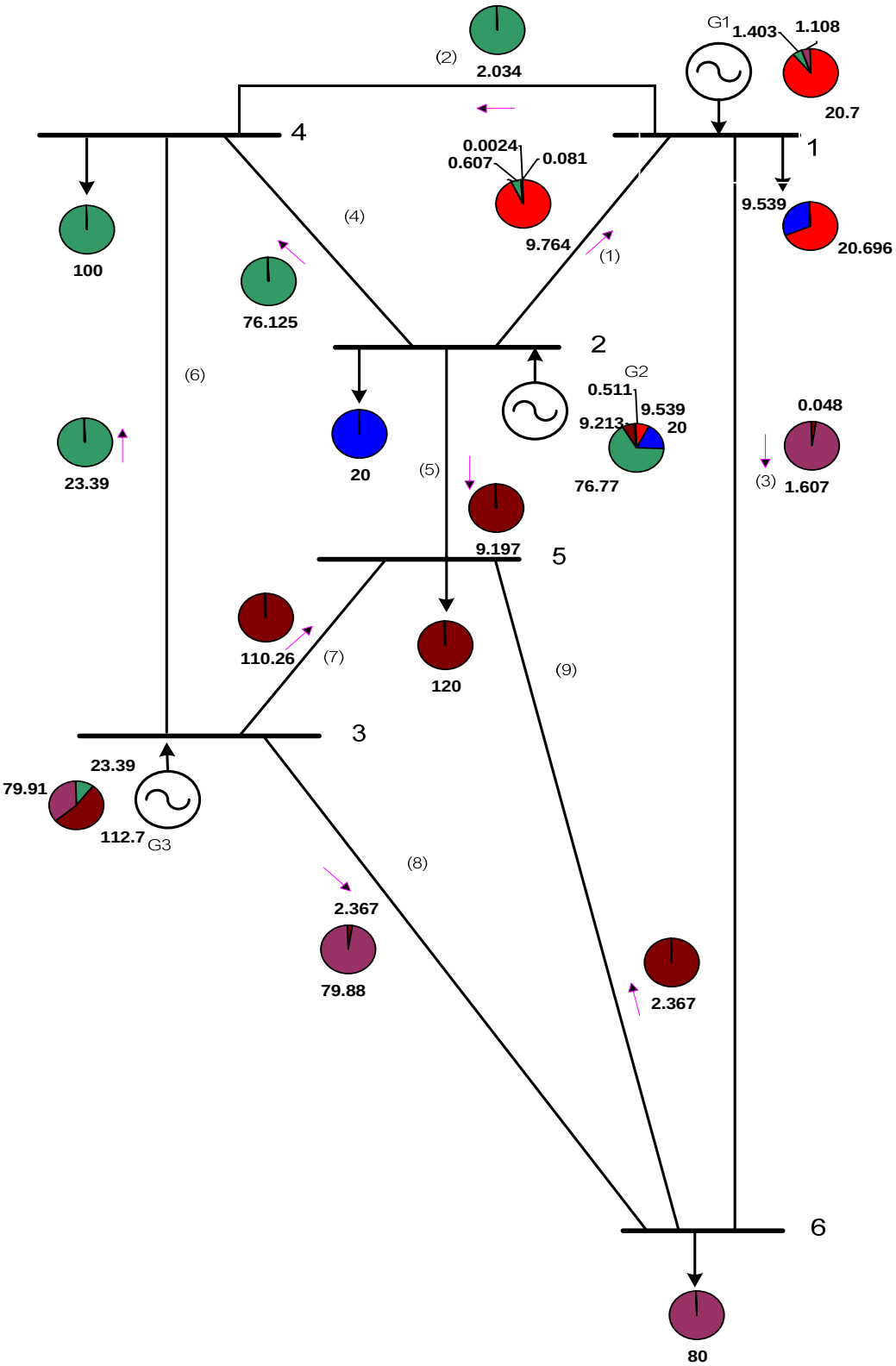
ตารางที่ 4.11

สัดส่วนการใช้สายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power

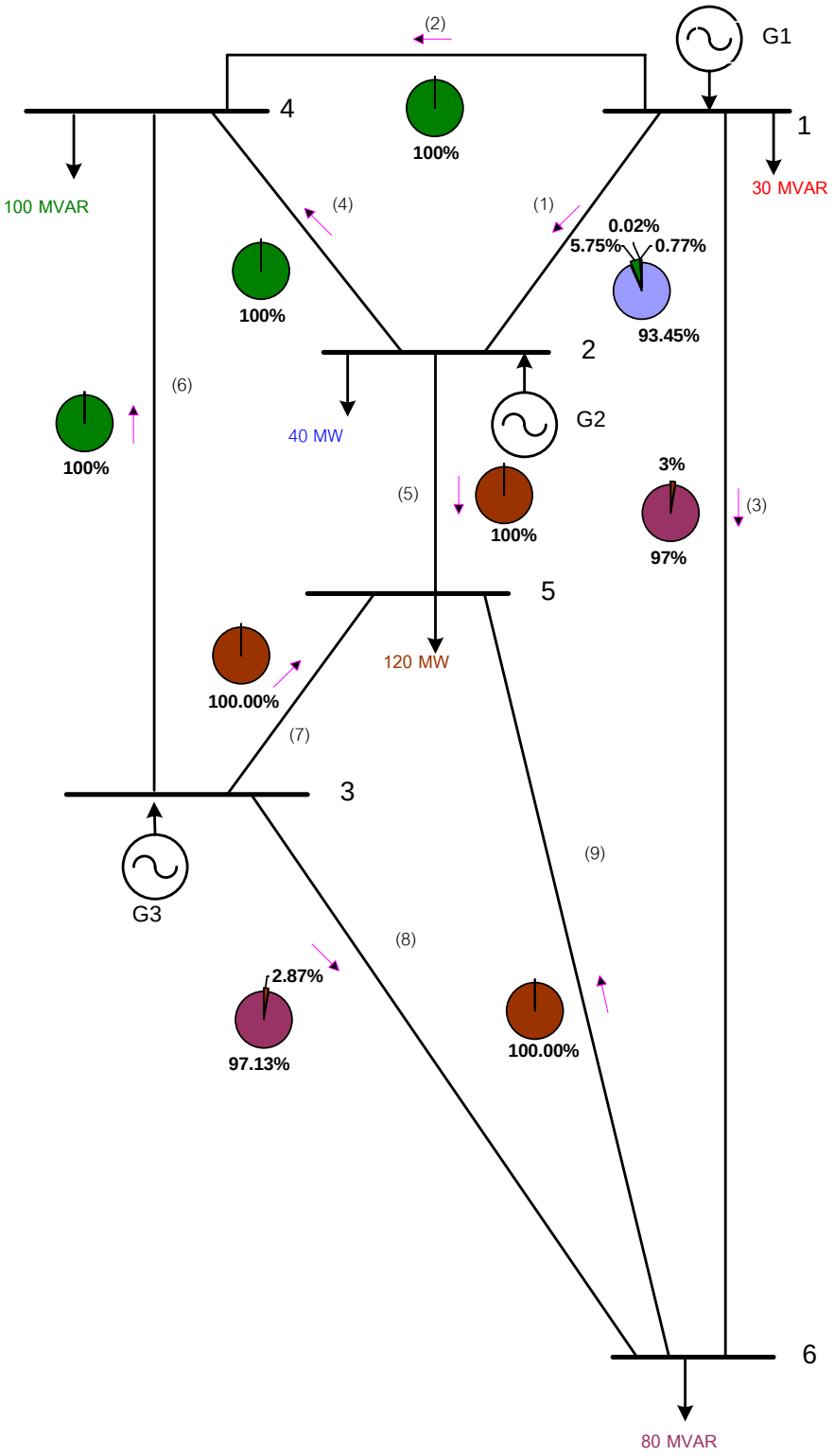
สายส่งไฟฟ้า	สัดส่วนการใช้สายส่งของโหลดบัส						
	1	2	3	4	5	6	รวม
1	0.9345	0	0	0.0575	0.0002	0.0077	1.0
2	0	0	0	1	0	0	1.0
3	0	0	0	0	0.0287	0.9713	1.0
4	0	0	0	1	0	0	1.0
5	0	0	0	0	1	0	1.0
6	0	0	0	1	0	0	1.0
7	0	0	0	0	1	0	1.0
8	0	0	0	0	0.0287	0.9713	1.0
9	0	0	0	0	1	0	1.0



รูปที่ 4.15 สัดส่วนการใช้ขนาดความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส



รูปที่ 4.16 ปริมาณการใช้ความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: MVAR)



รูปที่ 4.17 สัดส่วนการใช้ความจุสายส่งของโหลดที่บัสต่างๆ ทางด้าน Reactive Power ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (หน่วย: P.U.)

ขั้นตอนที่ 4 คำนวณหาดัชนีที่มีผลกระทบต่อสายส่ง กรณีสายส่งเส้นอื่นๆ ถูกปลดออกจากระบบ ตามเกณฑ์ N-1 สำหรับกำลังแอคทีฟได้ผลลัพธ์สรุปได้ดังตารางที่ 4.12 และสำหรับกำลังรีแอคทีฟได้ผลลัพธ์สรุปได้ดังตารางที่ 4.13

กรณีศึกษา เมื่อพิจารณาตารางที่ 4.12 สามารถวิเคราะห์หาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่งเส้นอื่นๆ เมื่อสายส่งที่กำลังพิจารณาถูกปลดออกจากระบบได้ เช่น ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสายส่งเส้นทางที่ 1 เนื่องจากสายส่งเส้นที่ 2, 3, 7, และ 9 ถูกปลดออกจากระบบมีสัดส่วนเท่ากับ 0.2344, 0.4890, 0.2504 และ 0.0262 ตามลำดับ แต่การปลดสายส่งเส้นที่ 4, 5, 6 และ 8 ไม่มีผลกระทบต่อสายส่ง เส้นที่ 1 (โหลดในสภาวะปกติของสายส่งที่ 4, 5, 6 และ 8 ไม่ได้ใช้ความจุของสายส่งเส้นที่ 1 ขณะที่สายส่งนั้นๆ ถูกปลด) ดังนั้น สายส่งที่มีผลกระทบต่อสายส่งเส้นที่ 1 ควรต้องเสียค่าบริการต้นทุนสายส่งตามความจุสำรองภายนอกสำหรับสายส่งเส้นทางอื่น (TERM) ตามสัดส่วนที่ใช้นี้ แต่เมื่อพิจารณาในแนวตั้งที่ 1 ของตาราง 4.12 จะพบว่า เมื่อปลดสายส่งเส้นที่ 1 จะมีผลกระทบต่อความจุสำรองของสายส่งเส้นที่ 2, 3, 7 และ 9 ในสัดส่วน 0.1089, 0.1183, 0.0665 และ 0.0305 ตามลำดับ ดังนั้นในสภาวะปกติ ผู้ใช้บริการทั้งหมดบนสายส่งเส้นที่ 1 จะต้องเสียค่าบริการต้นทุนสายส่งตามขนาดความจุสำรองภายนอกสำหรับสายส่งเส้นทางอื่น (TERM) ของสายส่งเส้นที่ 2, 3, 7 และ 9 ตามสัดส่วนดังกล่าวนี้ด้วย

ตารางที่ 4.12

ดัชนีชี้วัดสัดส่วนผลกระทบบนสายส่งทางด้าน Active Power

Active Power Line Outage Probability Impact Factor ($^{P}LOPIF_{l}^{k}$)										
Impacted line	Outage line									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
1		0.2344	0.4890	0	0	0	0.2504	0	0.0262	1.0
2	0.1089		0.0308	0.8592	0	0	0	0	0.0011	1.0
3	0.1183	0.0161		0.5534	0.1113	0.1133	0	0.0875	0	1.0
4	0	0.3054	0.3766		0.3181	0	0	0	0	1.0
5	0	0	0.1076	0.4518		0.0734	0.3523	0	0.0149	1.0
6	0	0	0.5857	0.0201	0.3923		0	0	0.0020	1.0
7	0.0665	0	0	0	0.4404	0		0.2603	0.2328	1.0
8	0	0	0.2783	0	0	0	0.7217		0	1.0
9	0.0305	0.0028	0	0.0038	0.0705	0.0046	0.8877	0		1.0

ตารางที่ 4.13

ดัชนีชี้วัดสัดส่วนผลกระทบบนสายส่งทางด้าน Reactive Power

Reactive Power Line Outage Probability Impact Factor ($^{Q}LOPIF_{l}^{k}$)										
Impacted line	Outage line									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
1		0.2352	0.4870	0	0	0	0.2515	0	0.0264	1.0
2	0.0570		0	0.8929	0	0.0327	0.0075	0.0100	0	1.0
3	0.0444	0		0.2314	0.0248	0.0376	0.3009	0.3609	0	1.0
4	0.2371	0.0604	0		0	0.4263	0.2214	0.0540	0.0009	1.0
5	0.0111	0	0	0		0	0.9504	0.0350	0.0035	1.0
6	0	0	0.0699	0.8843	0.0456		0	0	0.0003	1.0
7	0	0	0.1321	0.1722	0.1620	0.0237		0.4392	0.0710	1.0
8	0.0691	0.0099	0	0.3833	0.0610	0.0763	0.4004		0	1.0
9	0.0032	0.0009	0	0.0664	0.0058	0.0121	0.7396	0.1720		1.0

ขั้นตอนที่ 5 จัดสรรต้นทุนของสายส่ง การประมวลผลของโปรแกรม จะได้ต้นทุนที่ได้จัดสรรให้กับสายส่งแต่ละเส้นตามสัดส่วนการใช้งาน เพื่อใช้สำหรับเรียกเก็บค่าบริการ การเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนสายส่งกับต้นทุนต่างๆ ที่ใช้คำนวณราคาค่าบริการดังตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14

การเปรียบเทียบต้นทุนกับราคาค่าบริการของสายส่ง

สายส่งไฟฟ้า	ต้นทุน (ล้านบาท/ปี)	ราคาค่าบริการ(ล้านบาท/ปี)						รวม
		TUC		TIRMC		TERMP		
		P	Q	P	Q	P	Q	
1	0.3	0.1315	0.00006	0.0994	0.0006	0.3463	0.0155	0.5933
2	4	0.7216	0.0001	1.9937	0.0063	0.0587	0.0032	2.7836
3	5.85	2.3843	0.000005	1.9496	0.0004	0.6561	0.0281	5.0184
4	0.72	0.4461	0.0102	0.1666	0.0135	2.1219	0.2718	3.0301
5	3	1.0988	0.0021	1.4774	0.0226	0.6009	0.0313	3.2331
6	5.2	1.4647	0.0719	2.2926	0.3074	0.2030	0.0237	4.3633
7	0.81	0.2668	0.1033	0.1763	0.0937	0.9129	0.0782	1.6311
8	2	0.22923	0.5220	0.36618	0.6338	0.1549	0.4113	1.9473
9	1	0.2430	0.0002	0	0	0.0304	0.0062	0.27971
รวม		6.9859	0.7099	8.5217	1.0782	5.0851	0.4990	
	22.88	7.6958		9.5999		5.5841		22.88

ผลลัพธ์ในตารางที่ 4.14 สามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้ ในแถวสุดท้าย พบว่าต้นทุนรวมของระบบส่ง 22.88 ล้านบาทต่อปี ได้จัดสรรตามความจุที่ใช้งาน (TUC) เท่ากับ 7.6958 ล้านบาทต่อปี หรือ 0.3375 P.U. จัดสรรตามความจุเพื่อรักษาความเชื่อถือได้ในเส้นทาง (TIRM) เท่ากับ 9.5999 ล้านบาทต่อปี หรือ 0.4211 P.U. และ จัดสรรตามความจุเพื่อรองรับความเชื่อถือได้ ของเส้นทางอื่น (TERM) เท่ากับ 5.5841 ล้านบาทต่อปี หรือ 0.2449 P.U. หรือเมื่อเปรียบเทียบระหว่างตัวเลขในแนวตั้งของต้นทุนเดิม(ในหลักที่สอง)กับต้นทุนที่ได้หลังการจัดสรรแล้ว (หลักสุดท้าย) จะพบว่า ต้นทุนรวมหลังการจัดสรรของสายส่งเส้นที่ 1 สูงกว่าต้นทุนของสายส่ง ซึ่งหมายความว่า ความจุสำรองของสายส่งเส้นทางที่ 1 ถูกใช้โดยสายส่งเส้นทางอื่นมากกว่า กรณีที่สายส่งเส้นทางที่ 1 จะไปใช้ความจุสำรองของเส้นทางอื่น ในทางกลับกัน เมื่อเปรียบเทียบสายส่งเส้นทางที่ 2 พบว่าต้นทุนเดิมของสายส่งมีค่าสูงกว่าต้นทุนที่ได้หลังจากการจัดสรร ซึ่งหมายความ

ว่า สายส่งเส้นทางที่ 2 จะใช้ขนาดความจุสำรองของสายส่งเส้นทางอื่นมากกว่าที่สายส่งเส้นทางอื่นจะใช้ขนาดความจุสำรองของเส้นทางที่ 2

ขั้นตอนที่ 6 จัดสรรต้นทุนให้กับผู้ใช้บริการ ผลลัพธ์จากการประมวลผลของโปรแกรมเมื่อจัดสรรราคาค่าบริการของสายส่งให้กับโรงไฟฟ้า 100 เปอร์เซ็นต์ จัดสรรให้กับโหลด 100 เปอร์เซ็นต์ และจัดสรรให้กับทั้งโรงไฟฟ้าและโหลดในอัตราส่วน 1: 1 สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.15, 4.16 และ 4.17 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.15

ราคาค่าบริการระบบส่งจัดสรรให้กับโรงไฟฟ้า 100 เปอร์เซ็นต์

สายส่งไฟฟ้าที่	**ราคาค่าบริการระบบส่งที่บัสโรงไฟฟ้า (ล้านบาท/ปี)**						**รวม**
	G1		G2		G3		
	P	Q	P	Q	P	Q	
1	0.5771	0	0	0.016184	0	0	0.5933
2	2.7740	0.0066	0	0.00304	0	0	2.7836
3	4.9900	0.0195	0	0.00899	0	0	5.0185
4	0.9462	0	1.7884	0.2955	0	0	3.0301
5	1.0993	0	2.0778	0.05592	0	0	3.2330
6	1.6785	0	2.2817	0	0	0.4030	4.3632
7	0.1719	0	0.2336	0	0.9506	0.2751	1.6311
8	0.0951	0	0.1293	0	0.5260	1.1970	1.9474
9	0.1925	0.000086	0.15948	0.00004	0.0649	0.0063	0.2797
รวม	12.5245	0.0262	6.5267	0.3797	1.5414	1.8813	22.88

ตารางที่ 4.16

ราคาค่าบริการของระบบส่งจัดสรรให้กับโหลด 100 เปอร์เซ็นต์

สายส่งไฟฟ้า	ราคาค่าบริการระบบส่งที่บัสโหลด (ล้านบาท/ปี)										รวม
	1		2		4		5		6		
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	
1	0	0.0151	0.0604	0	0.3195	0.0009	0.1756	0	0.0215	0.0001	0.5933
2	0	0	0	0	2.1913	0.0096	0.4350	0	0.1477	0	2.7837
3	0	0	0	0	0	0	0.6631	0.0008	4.3269	0.0277	5.0185
4	0	0	0	0	2.1602	0.2955	0.4289	0	0.1456	0	3.0302
5	0	0	0	0	0	0	3.1771	0.0559	0	0	3.2330
6	0	0	0	0	0	0.4030	2.9564	0	1.0039	0	4.3633
7	0	0	0	0	0	0	1.3560	0.2751	0	0	1.6311
8	0	0	0	0	0	0	0.0997	0.0344	0.6506	1.1626	1.9474
9	0	0	0	0	0	0	0.2733	0.0064	0	0	0.2797
รวม	0	0.0151	0.0604	0	4.6710	0.7091	9.5652	0.37262	6.2963	1.1904	22.88

ตารางที่ 4.17 แสดงอัตราค่าบริการระบบส่งสำหรับผู้ใช้บริการต่อเมกกะวัตต์ต่อปี ซึ่งสามารถหาได้ โดยหารต้นทุนรวมของบัสด้วยกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่บัส ผลลัพธ์ของการจัดสรรต้นทุนโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าแอคทีฟและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟร่วมกับดัชนีชี้วัดผลกระทบ (LOPIF) ในสมการที่ (45) และ (46) แสดงดังตาราง 4.18

ตารางที่ 4.17

ราคาค่าบริการของระบบส่งจัดสรรให้กับโรงไฟฟ้าและโหลด 50:50

สายส่งไฟฟ้า	ราคาค่าบริการระบบส่งที่บัสโรงไฟฟ้า (ล้านบาท/ปี)			ราคาค่าบริการระบบส่งที่บัสโหลด (ล้านบาท/ปี)				
	1	2	3	2	4	5	6	**รวม**
1	0.5412	0	0	0.0577	0.3059	0.1586	0.0189	1.0824
2	1.3788	0	0	0	1.1047	0.2056	0.0684	2.7577
3	2.7314	0	0	0	0	0.2893	2.4421	5.4628
4	0.3673	0.7177	0	0	0.8693	0.1618	0.0538	2.1701
5	0.5513	1.077	0	0	0	1.6283	0	3.2566
6	0.9247	1.3001	0	0	0	1.6691	0.5557	4.4496
7	0.1005	0.1413	0.5982	0	0	0.84	0	1.6800
8	0.1079	0.1518	0.6426	0	0	0.0955	0.8068	1.8048
9	0.0771	0.0059	0.0249	0	0	0.1079	0	0.2158
รวม	6.7803	3.3938	1.2658	0.0577	2.2800	5.1562	3.9459	22.88

ตารางที่ 4.18

อัตราค่าบริการระบบส่งสำหรับผู้ใช้บริการโดยพิจารณาดัชนี LOPIF ร่วม

	โรงไฟฟ้า (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)			โหลด (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)				
	1	2	3	1	2	4	5	6
P	21538	13054	5138.1	0	755.47	9731.1	19130	19676
Q	794.21	1636.1	4354.6	252.08	0	3545.3	1552.6	7439.7
รวม	22332.2	14690.1	9492.7	252.08	755.47	13276.4	20682.6	27115.7

4.1.2 วิเคราะห์ผลการทดสอบระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

จากการเปรียบเทียบระหว่างอัตราค่าบริการของโรงไฟฟ้าจากตารางที่ 4.18 เมื่อพิจารณาแยกการพิจารณาลงในส่วนของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟพบว่าโรงไฟฟ้าที่ 1 ถูกจัดสรรต้นทุนค่าบริการระบบส่งสูงที่สุด รองมาคือโรงไฟฟ้าที่ 2 ขณะที่โรงไฟฟ้าที่ 3 ถูกจัดสรรในราคาต่ำที่สุด

ทั้งนี้เนื่องจาก โรงไฟฟ้าที่ 1 ได้ใช้ความจุของสายส่งในสภาวะปกติ เส้นทางที่ 1, 2 และ 3 ทั้งหมดเพียงรายเดียว นอกจากนั้นยังได้ใช้ความจุกำลังไฟฟ้าในทุกเส้นทาง จากผลของการใช้ปริมาณความจุในสภาวะปกติที่ปริมาณสูงและใช้สายส่งจำนวนมาก ทำให้ต้องเสียค่าบริการความเชื่อถือได้ในสัดส่วนที่สูงด้วย (พิจารณาจากรูปที่ 4.5) สำหรับโหลดไฟฟ้าที่ต้องจ่ายค่าบริการสำหรับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟสูงสุดคือ โหลดที่บัส 6 เนื่องจากได้ใช้ความจุของสายส่งเส้นที่ 3 ซึ่งมีต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟสูงที่สุดคือ 5.8489 ล้านบาทต่อปี ในสัดส่วนที่สูงถึง 0.8671 P.U. ส่วนโหลดผู้ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าที่เสียค่าบริการต่ำสุดคือ บัส 2 ทั้งนี้เพราะ ถึงแม้โหลดจะได้รับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟทั้งหมด จากโรงไฟฟ้าที่บัส 2 โดยตรง แต่โหลดผู้ใช้ที่บัส 2 รับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟผ่านสายส่งเส้นทางที่ 1 ด้วยแต่ด้วยสัดส่วนการใช้ความจุที่ต่ำ นอกจากนั้นสายส่งเส้นทางที่ 1 มีต้นทุนต่ำเพียง 0.2981 ล้านบาทต่อปี (พิจารณาจากรูปที่ 4.4) สำหรับโหลดที่บัส 2 ไม่ต้องเสียค่าบริการระบบส่งเพราะโหลดได้รับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 2 ทั้งหมด

แต่เมื่อพิจารณาในส่วนของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟพบว่าโรงไฟฟ้าที่ถูกจัดสรรค่าบริการระบบส่งสูงที่สุดคือโรงไฟฟ้าที่ 3 รองมาคือโรงไฟฟ้าที่ 2 ขณะที่โรงไฟฟ้าที่ 1 ถูกจัดสรรค่าบริการต่ำที่สุด เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ 3 ได้ใช้ความจุของสายส่งในสภาวะปกติ เส้นทางที่ 6, 7 และ8 ทั้งหมดเพียงรายเดียว ซึ่งมีต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุด 3 ลำดับแรก คือ 0.6148 0.281 และ 1.2676 ตามลำดับ รวมถึงมีสัดส่วนในสายส่งในเส้นทางที่ 9 สูงถึง 0.9802 P.U. สำหรับโหลดไฟฟ้าที่ต้องจ่ายค่าบริการสำหรับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟสูงสุดคือ โหลดที่บัส 6 เนื่องจากเนื่องจากได้ใช้ความจุของสายส่งเส้นที่ 8 ซึ่งมีต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงที่สุดคือ 1.2676 ล้านบาทต่อปีในสัดส่วนที่สูงถึง 0.9713 P.U. ส่วนโหลดผู้ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าที่เสียค่าบริการต่ำสุดคือ บัส 1 ถึงแม้ว่าจะเป็นบัสที่ต่อโดยตรงกับโรงไฟฟ้า แต่เนื่องจากบัสที่ 1 เป็นบัสคงที่ (Slack bus) จึงทำให้ต้องรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจากสายส่งเส้นทางที่ 1 เข้ามาเพื่อผลิตไฟฟ้า แต่เนื่องจากต้นทุนสำหรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของสายส่งเส้นทางที่ 1 มีราคาต่ำที่สุดเป็นอันดับที่ 2 คือ 0.0019 ล้านบาทต่อปีเท่านั้น

โดยสรุปเมื่อพิจารณาต้นทุนที่ได้หลังจากการจัดสรรรวมทั้งกำลังไฟฟ้าแอคทีฟและรีแอคทีฟแล้วพบว่าโรงไฟฟ้าที่ 1 ถูกจัดสรรต้นทุนสูงที่สุด รองมาคือโรงไฟฟ้าที่ 2 ขณะที่โรงไฟฟ้าที่ 3 เสียค่าบริการต่ำที่สุด ส่วนโหลดที่ถูกจัดสรรค่าบริการระบบส่งสูงที่สุดคือบัสที่ 6 และโหลดที่ถูกจัดสรรค่าบริการระบบส่งต่ำที่สุดคือบัสที่ 1

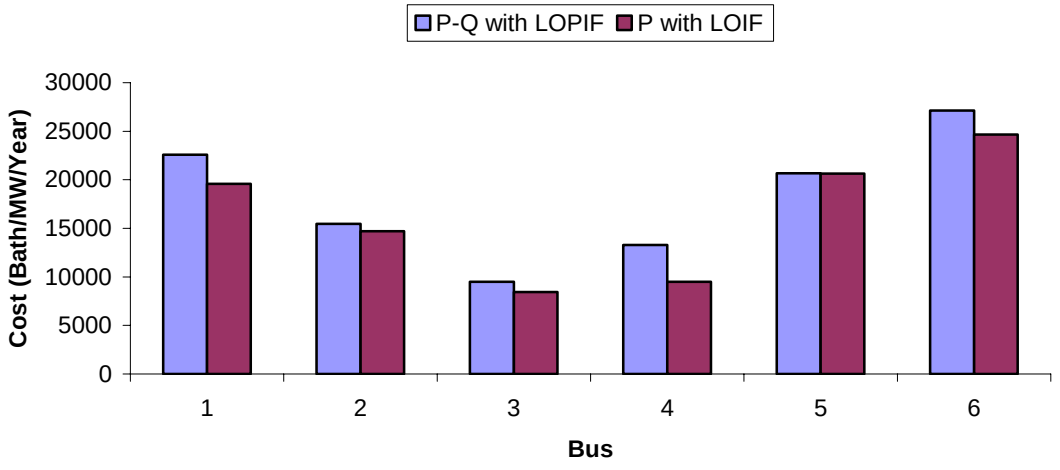
เมื่อเปรียบเทียบอัตราค่าบริการ จากวิธีจัดสรรต้นทุน 2 วิธีคือ วิธีที่เสนอในวิทยานิพนธ์คือการพิจารณาทั้งกำลังไฟฟ้าแอคทีฟและรีแอคทีฟร่วมกับดัชนีชี้วัดผลกระทบความ

น่าจะเป็น (LOPIF) กับวิธีการพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าแอคทีฟร่วมดัชนีชี้วัดผลกระทบ (LOIF) เปรียบเทียบกัน เมื่อพิจารณาเทียบตารางที่ 4.18 และ4.19 พบว่าเมื่อทำการจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟร่วมด้วยทำให้เกิดต้นทุนค่าใช้บริการในส่วนของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเกิดขึ้นที่บัสที่ 1จึงมีการจัดสรรต้นทุนให้กับบัสที่ 1 เพราะเนื่องจากบัสที่ 1 มีการดึงเฉพาะกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟผ่านทางสายส่งเส้นทางที่ 1 ต่างจากวิธีที่พิจารณากำลังไฟฟ้าแอคทีฟเพียงอย่างเดียวนั้นจะทำให้ไม่เห็นพฤติกรรมการใช้งานส่งกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และไม่สามารถจัดสรรต้นทุนในส่วนนี้ได้

ตารางที่ 4.19

อัตราค่าบริการระบบส่งสำหรับผู้ใช้บริการ กรณีพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ

	โรงไฟฟ้า (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)			**โหลด (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)**				
	1	2	3	1	2	4	5	6
ต้นทุนรวม	19589	13575.2	8438.67	0	1142.5	9500.2	20624.8	24661.8



รูปที่ 4.18 การเปรียบเทียบอัตราค่าบริการระบบส่ง 2 ทั้งวิธีของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส

จากการทดสอบพบว่าวิธีที่นำเสนอนี้ทำให้ผู้ใช้บริการบางรายมีอัตราค่าบริการเพิ่มขึ้น ถ้าได้มีการใช้ความจุสำรองของสายส่งภายในเส้นทางต่างๆ จำนวนมาก และได้รับอัตราค่าบริการลดลงเมื่อใช้ความจุสำรองภายในเส้นทางต่างๆ จำนวนน้อย ดังนั้นอัตราค่าบริการของ

วิธีที่เสนอนี้ยังคงสามารถสะท้อนให้ผู้ใช้บริการทราบถึงปริมาณการใช้ความจุของระบบส่งได้ และสะท้อนถึงพฤติกรรมการใช้บริการระบบส่งของผู้ใช้บริการแต่ละรายได้มากขึ้น นอกจากนั้นยังสามารถสะท้อนผลตอบแทนความเชื่อถือได้ให้มีความเป็นธรรมมากยิ่งขึ้นอีกด้วย

4.2 ระบบส่งไฟฟ้าภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผู้วิจัยได้นำวิธีการคิดราคาค่าบริการระบบส่งที่เสนอในงานวิจัยนี้ ทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้าภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีรายละเอียดการทดสอบดังต่อไปนี้

4.2.1 ข้อมูลระบบ

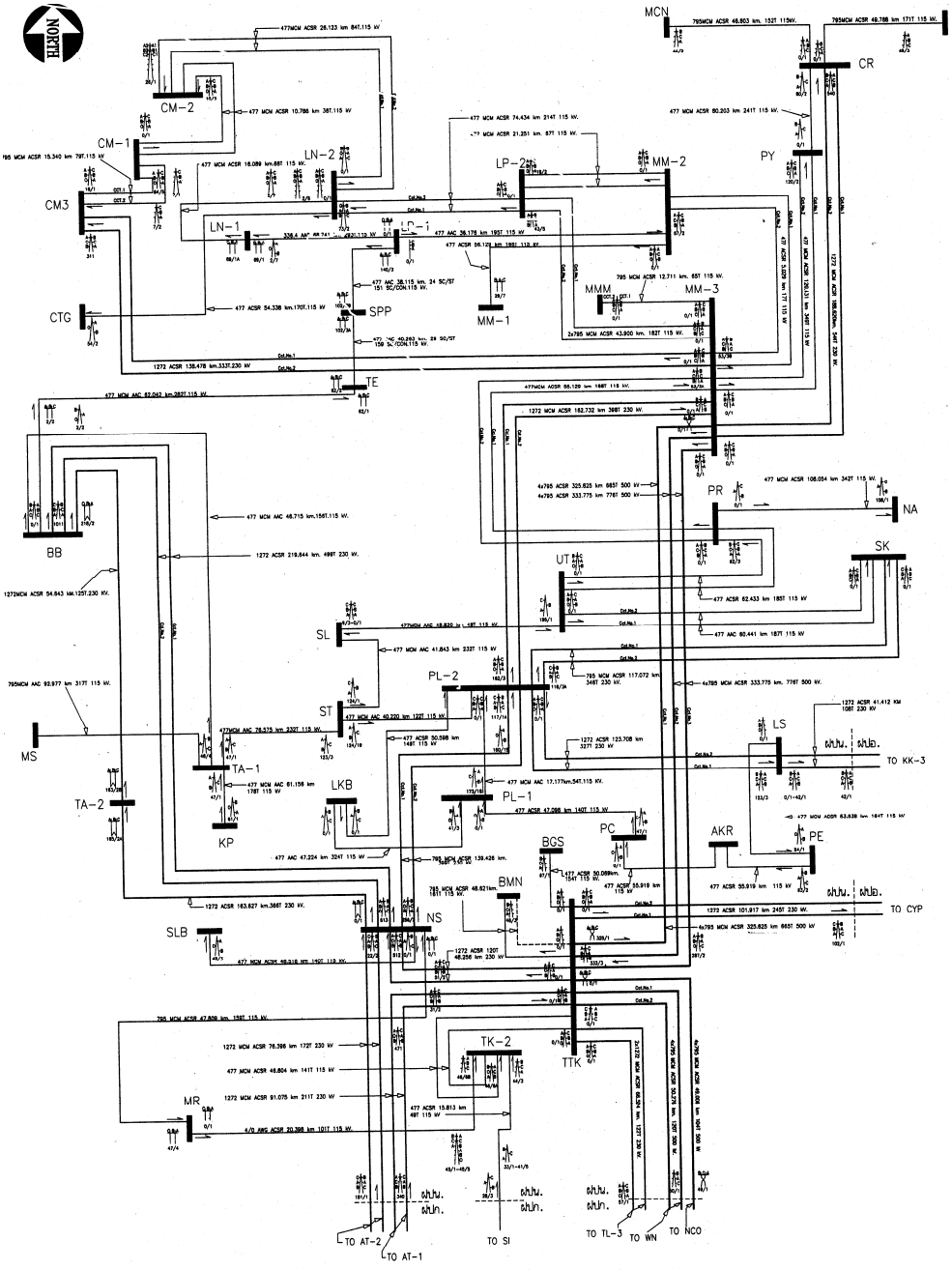
ข้อมูลด้านเทคนิค ได้แก่ ข้อมูลสายส่งภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ และ 500 กิโลโวลต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของทุกบัสจากฐานข้อมูลในวันที่ 28 มีนาคม 2547 ซึ่งเป็นวันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยในรอบปี 2547 ข้อมูลการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าทั้งประเทศ จำนวนวงจรของสายส่ง ความจุของสายส่ง ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เนื่องจากงานวิจัยทดสอบกับระบบในเขตปฏิบัติการภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทั้งประเทศ ดังนั้นระบบทดสอบนี้จึงได้จำลองกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างเขตปฏิบัติการภาคเหนือกับเขตปฏิบัติการภาคอื่น ถ้ากำลังไฟฟ้าจากบัสในภาคอื่นไหลเข้าบัสภาคเหนือ จะจำลองบัสในเขตนั้นว่าเป็นบัสโรงไฟฟ้า (Generation bus) แต่ถ้ากำลังไฟฟ้า จากบัสในภาคเหนือไหลเข้าบัสของภาคอื่น จะจำลองบัสในเขตนั้นว่าเป็นบัสโหลด (Load bus) แบบจำลองระบบไฟฟ้าเขตปฏิบัติการภาคเหนือดังรูปที่ 4.19 รายละเอียดพารามิเตอร์ต่างๆตามภาคผนวก

4.2.2 ข้อมูลด้านการเงิน

ต้นทุนระบบส่งแต่ละเส้นทางที่จะนำมาใช้ในงานวิจัยนี้ ได้ใช้ฐานข้อมูลจากรายงานผลการศึกษาโครงการวิจัยเรื่อง “การจัดทำระบบการคิดต้นทุนค่าบริการระบบส่ง” ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2547 โดยเลือกใช้ต้นทุนปีงบประมาณ 2547

4.2.3 ผลการจัดสรรราคาค่าบริการสายส่งในพื้นที่เขตภาคเหนือของประเทศไทย

จากการประมวลผลการจัดสรรต้นทุนราคาค่าบริการของระบบส่งไฟฟ้าภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำนวน 50 สถานีไฟฟ้าแรงสูง (บัส) 63 เส้นทาง ดังตารางที่ 4.21



รูปที่ 4.19 ระบบส่งไฟฟ้าเขตปฏิบัติการภาคเหนือ

ตารางที่ 4.20

ราคาค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นทางที่ได้จากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

ลำดับ	ชื่อสายส่ง	ต้นทุน	ราคาค่าบริการของบริการสายส่ง (ร้อยล้านบาทต่อปี)						รวม
			TUC		TIRMC		TERMP		
			P	Q	P	Q	P	Q	
1	แม่เมาะ 3 - แพร่	0.2055	0.0822	0.0315	0.067255	0.0355	0.09010	0.0653	0.37183
2	แม่เมาะ 3 - พะเยา	0.1273	0.0295	0.0007	0.058954	0.0047	0.03423	0.0127	0.14080
3	แม่เมาะ 3 - เชียงราย	0.0889	0.0155	0.0015	0.024493	0.00513	0.11012	0.0923	0.24899
4	แม่เมาะ 3 - ลำปาง 1	0.1477	0.1062	0.0108	0	0	0.10492	0.08031	0.30219
5	แม่เมาะ 3 - ลำปาง 2	1.4221	0.2944	0.0429	0.55692	0.15412	0.0831	0.0520	1.1834
6	แพร่ – น่าน	0.1243	0.0621	0.0621	0	0	0	0	0.12428
7	พะเยา – เชียงราย	0.0057	0.0004	0	0	0	0.00411	0.00014	0.0046
8	ลำปาง 1 – ลำพูน 1	0.1060	0.0362	0.00058	0	0	0.0242	0.0742	0.1353
9	ลำพูน 1 – ลำพูน 2	0.1046	0.0007	0.0058	0	0	0.00192	0.0048	0.0131
10	ลำปาง 2 – ลำพูน 2	0.2668	0.1081	0.0056	0.11717	0.01624	0.0466	0.0194	0.3132
11	ลำปาง 2 – แม่เมาะ 2	0.0591	0.0295	0.0295	0.014768	0.01477	0	0	0.0886
12	เชียงราย – แม่จัน	0.1190	0.0595	0.0595	0	0	0	0	0.1190
13	เชียงราย – เทิง	0.0889	0.0444	0.0444	0	0	0	0	0.08889
14	ลำพูน 2 – เชียงใหม่ 2	0.0445	0.0015	0.0014	0.011543	0.0107	0.0106	0.0071	0.0428
15	เชียงใหม่ 2 – เชียงใหม่	0.2691	0.0904	0.0167	0.10152	0.0330	0.0723	0.03462	0.3487
16	เชียงใหม่ 1 – เชียงใหม่	0.4469	0.0956	0.0160	0.17142	0.0520	0.12477	0.06914	0.5290
17	เชียงใหม่ 3 – แม่เมาะ 3	0.7070	0.1763	0.0276	0.27399	0.0795	0.19309	0.12104	0.8715

ตารางที่ 4.20 (ต่อ)

ราคาค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นทางที่ได้จากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

ลำดับ	ชื่อสายส่ง	ต้นทุน	ราคาค่าบริการของบริการสายส่ง (ร้อยล้านบาทต่อปี)						รวม
			TUC		TIRMC		TERMP		
			P	Q	P	Q	P	Q	
18	ลำพูน 2 – จอมทอง	0.1220	0.0610	0.0610	0	0	0	0	0.12199
19	ลำปาง 1 – สบปราบ	0.0640	0.0040	0.0045	0	0	0.0289	0.0225	0.0599
20	แพร่ – อุตรดิตถ์	0.0095	0.0010	0.0016	0.0019503	0.0028	0.0205	0.0090	0.0368
21	อุตรดิตถ์ – เขื่อนสิริกิติ์	0.1812	0.0019	0.0254	0.013666	0.0770	0.0042	0.0067	0.1288
22	อุตรดิตถ์ – สวรรคโลก	0.0623	0.0096	0.0035	0	0	0.0120	0.01512	0.0402
23	สวรรคโลก – สุโขทัย	0.0117	0.00002	0.0027	0	0	0.00335	0.02522	0.0313
24	สุโขทัย – พิษณุโลก 2	0.0049	0.0008	0.0003	0	0	0.0229	0.02515	0.0492
25	เขื่อนสิริกิติ์ – พิษณุโลก	0.7994	0.0003	0.3428	0.0040026	0.39572	0.00648	0.2318	0.9811
26	พิษณุโลก 2 – ล่มสัก	1.0349	0.2836	0.0010	0.50573	0.0117	0.22907	0.2188	1.2498
27	พิษณุโลก 2 – พิษณุโลก	0.1087	0.0294	0.0524	0	0	0.07205	0.2044	0.3582
28	พิษณุโลก 1 – ลาน	0.1423	0.00012	0.1224	0	0	0.0075	0.3777	0.5077
29	ลาน กระบือ-	0.0923	0.00023	0.1.006	0	0	0.0154	0.4490	0.5652
30	แม่เมาะ 3 – พิษณุโลก 2	0.5825	0.1492	0.0243	0.22437	0.0669	0.1108	0.0410	0.6166
31	พิษณุโลก 1 – พิจิตร	0.1440	0.0492	0.0026	0	0	0.11319	0.0424	0.2074
32	พิจิตร – อัคราไมนิ่ง	0.0263	0.0013	0.0011	0	0	0.02624	0.0175	0.0461
33	อัคราไมนิ่ง – เพชรบูรณ์	0.0263	0.0013	0.0011	0	0	0.02624	0.0175	0.0461
34	เพชรบูรณ์ – ล่มสัก	0.0272	0.0047	0.0001	0	0	0.01017	0.0055	0.0204

ตารางที่ 4.20 (ต่อ)

ราคาค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นทางที่ได้จากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

ลำดับ	ชื่อสายส่ง	ต้นทุน	ราคาค่าบริการของบริการสายส่ง (ร้อยล้านบาทต่อปี)						รวม
			TUC		TIRMC		TERMP		
			P	Q	P	Q	P		
35	ลานกระบือ-กำแพงเพชร	0.0842	0.0023	0.0158	0.0090756	0.0330	0.04645	0.05177	0.1584
36	กำแพงเพชร – ตาก 1	0.0337	0.00003	0.0179	0	0	0.0024	0.04956	0.0699
37	ตาก 1 – สุโขทัย	0.0720	0.00006	0.01025	0	0	0.0044	0.03656	0.0513
38	ตาก 1 – เขื่อนภูมิพล	0.2159	0.0683	0.0180	0	0	0.02044	0.1.820	0.2349
39	เขื่อนภูมิพล – เถิน	0.0946	0.00009	0.0034	0	0	0.002567	0.0003	0.006
40	เถิน – สบปราบ	0.0641	0.0051	0.0019	0	0	0.02677	0.0058	0.0395
41	แม่สอด - ตาก 1	0.1785	0.0892	0.0892	0	0	0	0	0.1785
42	เขื่อนภูมิพล – ตาก 2	0.4425	0.0013	0.0037	0	0	0.00427	0.1119	0.1212
43	เขื่อนภูมิพล –นครสวรรค์	0.7532	0.0239	0.0107	0.23782	0.13878	0.0769	0.0417	0.5297
44	ตาก 2 – นครสวรรค์	0.3293	0.0118	0.0080	0	0	0.0495	0.1173	0.1866
45	นครสวรรค์ - พิษณุโลก	0.1211	0.0248	0.00001	0.060177	0.0004	0.0628	0.5767	0.7249
46	นครสวรรค์ – สลกบาตร	0.0752	0.0376	0.0376	0	0	0	0	0.0752
47	แม่เมาะ 3 – ท่าตะโก	3.2934	0.0019	0.2306	0.042298	1.0555	0.0938	0.114	1.5380
48	นครสวรรค์ - ท่าตะโก	0.3241	0.1605	0.0016	0.15479	0.00725	0.21235	0.2.117	0.74822
49	ท่าตะโก – บางมูลนาก	0.0872	0.04358	0.0436	0	0	0	0	0.0872
50	ท่าตะโก – บึงสามพัน	0.0598	0.0299	0.0299	0	0	0	0	0.0598

ตารางที่ 4.20 (ต่อ)

ราคาค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นทางที่ได้จากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

ลำดับ	ชื่อสายส่ง	ต้นทุน	ราคาค่าบริการของบริการสายส่ง (ร้อยล้านบาทต่อปี)						รวม
			TUC		TIRMC		TERMP		
			P	Q	P	Q	P	Q	
51	นครสวรรค์ - มโนรมย์	0.1842	0.0921	0.0921	0.046045	0.04605	0	0	0.2763
52	มโนรมย์ - ตาคลี 2	0.0530	0.0409	0.0003	0	0	0.0183	0.03407	0.0935
53	ท่าตะโก – ตาคลี 2	0.2473	0.1177	0.0001	0.11882	0.00482	0.064	0.0438	0.3499
54	ตาคลี 2 - ตาคลี 1	0.0200	0.0100	0.0110	0	0	0	0	0.0200
55	หล่มสัก – ขอนแก่น 3	0.9103	0.4552	0.4552	0.22758	0.22758	0	0	1.3655
56	นครสวรรค์ – อ่างทอง 2	0.4414	0.0463	0.0004	0.21167	0.0090	0.0857	0.01010	0.3.632
57	อ่างทอง 2 – ท่าลาน 3	0.0018	0.0001	0	0.00081327	0.0001	0.0858	0.0193	0.1062
58	ท่าตะโก - อ่างทอง 1	0.0400	0.0200	0.0200	0.010000	0.0100	0	0	0.0600
59	ท่าตะโก - วังน้อย	0.2449	0.1225	0.1225	0.061230	0.0612	0	0	0.3674
60	ท่าตะโก - หนองจอก	0.1785	0.0892	0.0892	0	0	0	0	0.1.785
61	ท่าตะโก - ท่าลาน 3	1.3443	0.2984	0	0.66947	0.00267	0.1636	0.0921	1.2264
62	ท่าตะโก – ชัยภูมิ	1.3782	0.6891	0.6891	0.34456	0.34456	0	0	2.0674
63	ตาคลี 2 - สิงห์บุรี	0.0532	0.0266	0.0266	0	0	0	0	0.0053

จากการประมวลผล พบว่ามีสายส่งที่ราคาค่าบริการสูงกว่าต้นทุน ทั้งนี้เนื่องจาก สายส่งเหล่านี้ต้องชดเชยค่าความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่น มากกว่าผลตอบแทนความเชื่อถือได้ที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ ในทางตรงข้ามสายส่ง เส้นทางที่ราคาค่าบริการต่ำกว่าต้นทุน ทั้งนี้เนื่องจาก สายส่งเหล่านี้ชดเชยความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่นน้อยกว่าผลตอบแทนความ

เชื่อถือได้ที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ นอกจากนี้ ยังพบว่ามีสายส่ง 12 เส้นทางที่มีราคาค่าบริการเท่ากับต้นทุนสายส่ง เนื่องจากค่าความเชื่อถือได้ที่ต้องจ่ายให้กับสายส่งเส้นอื่นเท่ากับผลตอบแทนความเชื่อถือได้ของสายส่งที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ

เมื่อพิจารณาองค์ประกอบของราคา พบว่าสายส่งทุกเส้นต้องเสียค่าบริการตามปริมาณกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ (TUC) และพบว่ามีสายส่ง 29 เส้นทางต้องเสียค่าบริการตามระดับความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นภายในเส้นทางตัวเอง (TIRMC) แต่มีสายส่ง 33 เส้นทางที่ไม่ต้องเสียค่าความเชื่อถือได้นี้ เนื่องจากเป็นสายส่งวงจรเดี่ยว (หนึ่งเส้นทางมีสายส่งหนึ่งวงจร) นอกจากนั้นยังได้พบว่ามีสายส่ง 17 เส้นทางไม่ต้องเสียค่าบริการความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่น (TERMP) เพราะว่าสายส่งเหล่านี้เป็นแบบเรเดียล ซึ่งมีความเป็นอิสระจากสายส่งเส้นทางอื่น ดังนั้นเมื่อสายส่งถูกปลดออกจากวงจรจึงไม่สามารถรับกำลังไฟฟ้าจากเส้นทางอื่นๆ ได้

ตารางที่ 4.21

ผลการจัดสรรต้นทุนระบบสายส่งให้กับผู้ใช้บริการจากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

จุดบริการ	ต้นทุน (บาท/ปี)			ต้นทุน (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)		
	P	Q	รวม	P	Q	รวม
แม่เมาะ 3	295,070,000	242,260,000	537,330,000	259,190	221,390	480,580
เขื่อนสิริกิติ์	2,573,500	38,231,000	40,804,500	246,510	137,400	383,910
เขื่อนภูมิพล	1,021,500	402,940	1,424,440	282,960	7,083	290,043
ลานกระบือ	3,019,500	166,150,000	169,169,500	101,940	604,370	706,310
อ่างทอง 1	8,932,800	8,472,700	17,405,500	203,020	141,530	344,550
วังน้อย	151,290,000	32,576,000	183,866,000	187,900	153,350	341,250
หนองจอก	60,136,000	23,011,000	83,147,000	194,740	154,550	349,290
แพร่	3,968,100	1,312,700	5,280,800	94,817	73,539	168,356
น่าน	4,288,700	1,241,800	5,530,500	124,780	104,440	229,220
พะเยา	5,301,700	930,060	6,231,760	118,030	63,965	181,995
เชียงราย	4,234,400	2,142,600	6,377,000	68,329	94,220	162,549
ลำปาง 1	4,542,300	1,980,100	6,522,400	117,890	112,060	229,950
ลำพูน 1	6,789,300	5,936,000	12,725,300	198,000	361,950	559,950
ลำปาง 2	10,944,000	3,503,000	14,447,000	313,580	163,160	476,740
ลำพูน 2	33,324,000	3,819,000	37,143,000	456,690	162,300	618,990
แม่เมาะ 2	7,051,100	4,264,500	11,315,600	358,290	206,020	564,310
แม่จัน	3,218,000	2,390,100	5,608,100	89,389	115,460	204,849
เทิง	2,298,000	967,550	3,265,550	84,051	110,200	194,251
เชียงใหม่ 2	33,232,000	0	33,232,000	419,120	0	419,120
เชียงใหม่ 1	18,326,000	0	18,326,000	276,620	0	276,620
เชียงใหม่ 3	12,672,000	0	12,672,000	153,380	0	153,380
จอมทอง	18,630,000	3,141,200	21,771,200	486,040	192,000	678,040

ตารางที่ 4.21 (ต่อ)

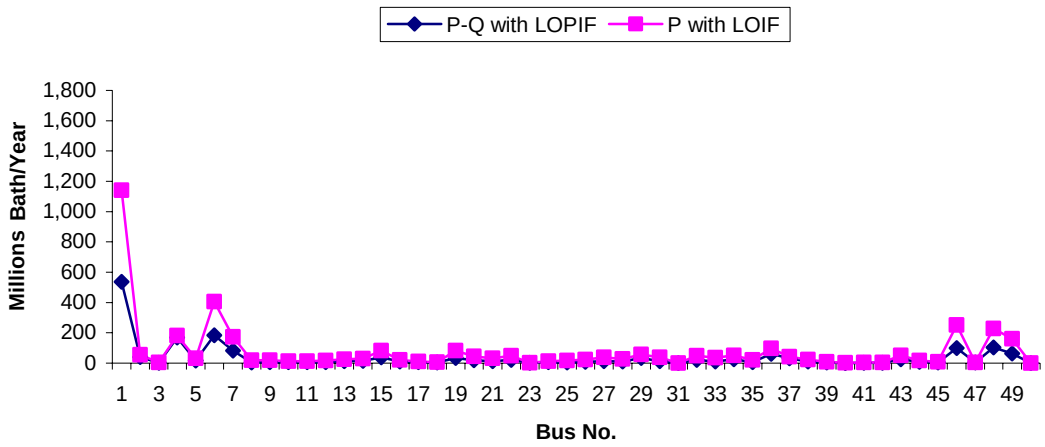
ผลการจัดสรรต้นทุนระบบสายส่งให้กับผู้ใช้บริการจากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

จุดบริการ	ต้นทุน (บาท/ปี)			ต้นทุน (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)		
	P	Q	รวม	P	Q	รวม
สบปราบ	234,840	1,011,200	1,246,040	242,110	210,670	452,780
อุตรดิตถ์	1,441,500	5,573,500	7,015,000	118,160	127,220	245,380
สวรรคโลก	3,056,700	2,203,700	5,260,400	162,850	275,470	438,320
สุโขทัย	5,024,600	2,470,900	7,495,500	169,350	275,470	444,820
พิษณุโลก 2	8,007,800	3,824,100	11,831,900	120,440	186,810	307,250
หล่มสัก	8,308,900	2,797,800	11,106,700	362,990	517,150	880,140
พิษณุโลก 1	6,952,500	27,380,000	34,332,500	183,740	2,813,900	2,997,640
พิจิตร	11,922,000	909,930	12,831,930	384,200	150,400	534,600
อัคราไมนิ่ง	0	0	0	0	0	0
เพชรบูรณ์	15,157,000	5,647,000	20,804,000	528,120	413,390	941,510
กำแพงเพชร	9,258,700	922,810	10,181,510	221,450	76,265	297,715
ตาก 1	13,357,000	12,040,000	25,397,000	647,770	2,518,800	3,166,570
เถิน	5,795,600	1,028,100	6,823,700	522,600	210,670	733,270
แม่สอด	18,130,000	43,719,000	61,849,000	859,220	8,311,600	9,170,820
ตาก 2	4,353,300	28,088,000	32,441,300	211,120	1,096,300	1,307,420
นครสวรรค์	6,416,300	4,430,100	10,846,400	82,631	166,550	249,181
สลกบาตร	2,368,100	1,516,000	3,884,100	101,030	185,110	286,140
ท่าตะโก	186,660	558,610	745,270	14,651	124,410	139,061
บางมูลนาก	812,820	873,240	1,686,060	29,949	139,940	169,889
บึงสามพัน	538,430	1,355,100	1,893,530	28,979	138,840	167,819
มโนรมย์	16,091,000	8,513,700	24,604,700	206,300	245,850	452,150

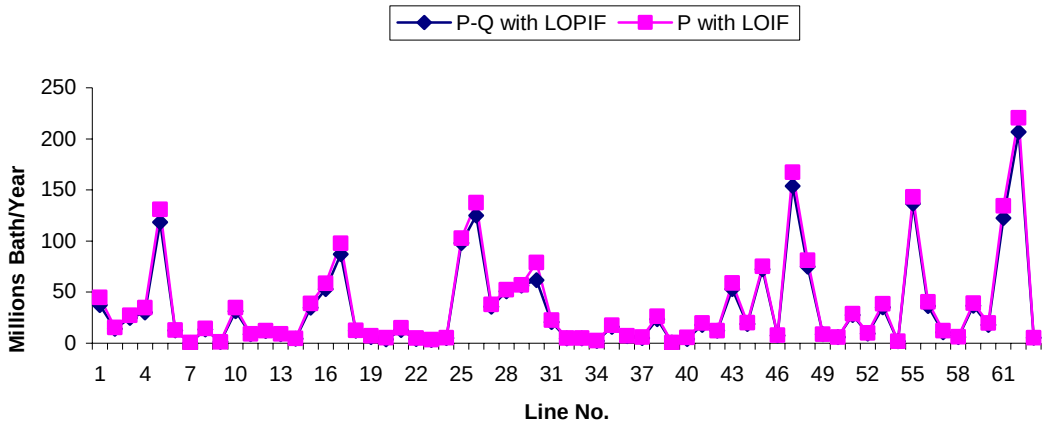
ตารางที่ 4.21 (ต่อ)

ผลการจัดสรรต้นทุนระบบสายส่งให้กับผู้ใช้บริการจากการทดสอบระบบบัสภาคเหนือ

จุดบริการ	ต้นทุน (บาท/ปี)			ต้นทุน (บาท/เมกกะวัตต์/ปี)		
	P	Q	รวม	P	Q	รวม
ตาคลี 2	5,775,700	2,125,800	7,901,500	160,750	170,060	330,810
ตาคลี 1	2,580,600	1,276,400	3,857,000	165,530	174,850	340,380
ขอนแก่น	77,383,000	22,563,000	99,946,000	461,160	1,253,500	1,714,660
อ่างทอง 2	116,700	4,904,500	5,021,200	291,740	408,710	700,450
ท่าลาน 3	89,676,000	14,172,000	103,848,000	215,360	1,161,600	1,376,960
ชัยภูมิ	40,142,000	23,842,000	63,984,000	106,310	453,260	559,570
สิงห์บุรี	138,870	651,350	790,220	173,590	70,038	243,628



รูปที่ 4.20 เปรียบเทียบอัตราค่าบริการของแต่ละบัสจากการคำนวณ 2 วิธีของระบบทดสอบบัสภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



รูปที่ 4.21 เปรียบเทียบอัตราค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นทางจากการคำนวณ 2 วิธีของระบบทดสอบบัสภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

4.2.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบระบบบัสในพื้นที่ภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากผลที่ได้พบว่ามีสายส่ง 36 เส้นทางที่ราคาค่าบริการสูงกว่าต้นทุน ทั้งนี้เนื่องจากสายส่งเหล่านี้ต้องชดเชยค่าความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่น มากกว่าผลตอบแทนความเชื่อถือได้ที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ ในทางตรงข้ามสายส่ง 16 เส้นทางที่ราคาค่าบริการต่ำกว่าต้นทุน ทั้งนี้เนื่องจาก สายส่งเหล่านี้ชดเชยความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่นน้อยกว่าผลตอบแทนความเชื่อถือได้ที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ นอกจากนี้ ยังพบว่ามีสายส่ง 11 เส้นทางที่มีราคาค่าบริการเท่ากับต้นทุนสายส่ง เนื่องจากค่าความเชื่อถือได้ที่ต้องจ่ายให้กับสายส่งเส้นอื่นเท่ากับผลตอบแทนความเชื่อถือได้ของสายส่งที่ได้รับจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ

เมื่อพิจารณาองค์ประกอบของราคา พบว่าสายส่งทุกเส้นต้องเสียค่าบริการตามปริมาณกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ (TUC) และพบว่ามีสายส่ง 29 เส้นทางต้องเสียค่าบริการตามระดับความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นภายในเส้นทางตัวเอง (TIRMC) แต่มีสายส่ง 34 เส้นทางที่ไม่ต้องเสียค่าความเชื่อถือได้นี้ เนื่องจากเป็นสายส่งวงจรเดี่ยว (หนึ่งเส้นทางมีสายส่งหนึ่งวงจร) นอกจากนั้นยังได้พบว่ามีสายส่ง 17 เส้นทางไม่ต้องเสียค่าบริการความเชื่อถือได้ให้กับสายส่งเส้นอื่น (TERMP) เพราะว่าสายส่งเหล่านี้เป็นแบบเรเดียล ซึ่งมีความเป็นอิสระจากสายส่งเส้นทางอื่น ดังนั้นเมื่อสายส่งถูกปลดออกจากวงจรจึงไม่สามารถรับกำลังไฟฟ้าจากเส้นทางอื่นๆ ได้

การจัดสรรค่าบริการการใช้สายส่งแต่ละเส้นทางให้กับผู้ใช้บริการทั้งสองส่วน คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้จำหน่ายไฟฟ้า ตามสัดส่วนร้อยละ 50 ต่อ 50 ดังตารางที่ 4.21 จุดบริการที่บัส แม่เมาะ 3 เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนภูมิพล ลานกระบือ อ่างทอง1 วังน้อย และหนองจอก เป็น

ผู้ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า สังเกตว่าที่บัส อัคราไมนิ่งไม่เสียค่าบริการ เพราะจากฐานข้อมูลที่ได้พบว่าโรงงานยังไม่ได้รับไฟฟ้าไปใช้ โรงไฟฟ้าที่เสียค่าบริการในอัตราสูงสุดสำหรับกรณีนี้คือ บัสโรงไฟฟ้าแม่เมาะ3 โรงไฟฟ้าที่เสียค่าบริการในอัตราต่ำที่สุดคือ โรงไฟฟ้าเขื่อนภูมิพล ผู้จำหน่ายไฟฟ้าที่เสียค่าบริการสูงสุดคือผู้ที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าลาน ส่วนผู้จำหน่ายไฟฟ้าที่เสียค่าบริการต่ำสุดคือผู้ที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าตะโก