

บทที่ 5

ตัวอย่างและผล

ในบทนี้จะแสดงตัวอย่างผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติและขอบเขตปลอดภัยในระบบทดสอบของ IEEE ขนาด 30 บัส [9] โดยจะแสดงผลจากการคำนวณแบ่งเป็นกรณีต่างๆ และผลขององค์ประกอบย่อยที่มีต่อการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยจำแนกได้ดังต่อไปนี้

5.1 ตัวอย่างระบบทดสอบซึ่งใช้ในการคำนวณ

5.1.1 ระบบทดสอบปกติ

เป็นระบบทดสอบขนาด 30 บัสที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังรีแอกทีฟใดๆ เพิ่มเติมลงไปในระบบโดยให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง

5.1.2 ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

เป็นระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมขนาดต่างๆ กันเข้าที่สายส่งระหว่างบัสคู่ใดคู่หนึ่งดังต่อไปนี้

- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ขนาด 0.01 เปรอ์ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 5
- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ขนาด 0.01 เปรอ์ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ขนาด 0.1 เปรอ์ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ขนาด 0.2 เปรอ์ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 29 กับบัส 30

5.1.3 ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

เป็นระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเพื่อชดเชยกำลังรีแอกทีฟเข้าที่ บัสต่างๆดังต่อไปนี้

- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 30 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 40 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 50 MVAR เข้าที่บัส 30

5.1.4 ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

ถึงแม้ว่าในระบบทดสอบเดิม (ระบบทดสอบของ IEEE ขนาด 30 บัส) จะมีหม้อแปลงปรับค่าได้ติดตั้งอยู่แล้วระหว่างบัสที่ 6 กับบัสที่ 9 บัสที่ 6 กับบัสที่ 10 บัสที่ 4 กับบัสที่ 12 บัสที่ 28 กับบัสที่ 27 แต่ในที่นี้จะแสดงผลของการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้เพิ่มในกรณีต่างๆดังนี้

- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิต่อแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.1 ระหว่างบัส 2 กับบัส 5
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิต่อแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.1 ระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิต่อแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.3 ระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิต่อแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.3 ระหว่างบัส 29 กับบัส 30

5.1.5 ระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยหลายๆชนิดเข้าด้วยกัน

คือระบบที่มีการติดตั้งทั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม ตัวเก็บประจุแบบขนาน และหม้อแปลงปรับค่าได้ พร้อมๆกัน โดยมีการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวต่อไปนี้

ระบบทดสอบที่ 1

- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปอรียูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 20 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 29 กับบัส 30

ระบบทดสอบที่ 2

- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปอรียูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 29 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 10 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 27 กับบัส 30

โดยผลการวิเคราะห์ที่ได้จะเปรียบเทียบกับวิธีโพลีโพลีแบบธรรมดาเป็นหลักทั้งในด้านความถูกต้องของคำตอบและเวลาที่ใช้ในการหาจุดวิกฤติของระบบของโปรแกรม

ผลลัพธ์ที่ต้องการ จากการวิเคราะห์ระบบทดสอบ โดยใช้วิธีโพลีโพลีแบบต่อเนื่องได้แก่ บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ ขนาดของแรงดัน มุมเฟสของแรงดัน กำลังจริง กำลังรีแอกทีฟที่จ่ายให้กับโพลี โณ จุดวิกฤติ เวลาที่ใช้ในการคำนวณหาจุดวิกฤติ และค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติที่คำนวณได้เทียบกับจุดวิกฤติจริง ซึ่งค่าผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยวิธีโพลีโพลีแบบต่อเนื่องดังกล่าว นอกจากจะขึ้นกับอุปกรณ์ชดเชยแรงดันชนิดต่างๆที่ติดตั้งเข้าไปในระบบแล้ว ยังขึ้นอยู่กับค่าตัวแปรซึ่งใช้เป็นเงื่อนไขในการหยุดการคำนวณของโปรแกรม ซึ่งตัวแปรทั้ง 2 ตัวจะมีผลต่อการคำนวณหาผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังต่างกันดังต่อไปนี้

- ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ (ϵ) หรือขอบเขตที่ใช้หยุดการคำนวณในแต่ละรอบ ซึ่งถ้าค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้มีค่าน้อยจะทำให้การคำนวณได้ผลที่ถูกต้องยิ่งขึ้น แต่ถ้ามีค่าผิดพลาดดังกล่าวมีค่ามากจะทำให้การคำนวณทำได้รวดเร็วแต่จะทำให้คำตอบมีค่าผิดพลาดมาก ทั้งนี้ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้จะมีบทบาทสำคัญต่อความถูกต้องของการวิเคราะห์หาบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบอีกด้วย

- ค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ เป็นค่าผิดพลาดระหว่างค่าของดีเทอร์มิแนนต์ของจาร์โคเบียนเมตริกซ์กับค่าของดีเทอร์มิแนนต์ของจุดวิกฤติ ดังนั้นจึงมีผลโดยตรงกับความแม่นยำของการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง

5.2 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

เนื่องจากค่าตัวแปร 2 ตัวคือ ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ และ ค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ ที่กล่าวมาในหัวข้อที่ 5.1 ล้วนมีผลต่อผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า โดยจะทำให้ผลของการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบแตกต่างกันออกไป ซึ่งจะพบว่าผลของค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ที่แตกต่างกันนอกจากจะมีผลต่อความแม่นยำของการคำนวณหาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังและเวลาที่ใช้ในการคำนวณหาจุดวิกฤติแล้วยังมีผลต่อการวิเคราะห์หาบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบด้วย ซึ่ง ณ จุดนี้มีความสำคัญมากต่อการคำนวณในขั้นตอนถัดไป เพราะถ้าการวิเคราะห์หาบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบผิดพลาดย่อมหมายถึง การเลือกบัสตัวแทนของระบบไฟฟ้ากำลังที่ผิดพลาดดังตัวอย่างผลการวิเคราะห์ที่ทดสอบกับระบบทดสอบโดยใช้ค่าผิดพลาดต่าง ๆ กันดังต่อไปนี้

- กรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน มีการตั้งค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.1 ค่าที่ผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.5 จะได้ผลลัพธ์ คือ บัสที่ 11 เป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ โดยใช้เวลาในการคำนวณหาจุดวิกฤติของระบบที่เครื่อง PC

Pentium 100 เท่ากับ 171 วินาที และได้ค่าที่มีความคลาดเคลื่อนไปจากจุดวิกฤติจริงไม่เกิน 1 %

- กรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน มีการตั้งค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.005 ค่าที่ผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.01 จะได้ผลลัพธ์ คือ บัสที่ 30 เป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ โดยใช้เวลาในการคำนวณหาจุดวิกฤติของระบบเท่ากับ 231 วินาที และได้ค่าที่มีความคลาดเคลื่อนไปจากจุดวิกฤติจริงไม่เกิน 0.1 %

- กรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน มีการตั้งค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.005 ค่าที่ผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.1 จะได้ผลลัพธ์ คือ บัสที่ 30 เป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ โดยใช้เวลาในการคำนวณ 182 วินาที และได้ค่าของจุดวิกฤติที่มีความคลาดเคลื่อนไปจากจุดวิกฤติจริงไม่เกิน 0.5 %

เมื่อเปรียบเทียบผลของการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ต่าง ๆ กันกับระบบทดสอบเดียวกัน พบว่ากรณีการเลือกใช้ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้มีค่าน้อยจะได้ผลลัพธ์ที่มีความคลาดเคลื่อนต่ำ แต่ใช้เวลาในการคำนวณมาก ในขณะที่การเลือก ใช้ค่าที่ผิดพลาดที่ยอมรับได้มีค่ามาก ๆ จะทำให้การคำนวณสามารถหาผลลัพธ์ได้อย่างรวดเร็ว แต่ก็อาจจะทำให้การวิเคราะห์หาบัสที่ อ่อนแอที่สุดในระบบผิดพลาดได้ดังแสดงตามตารางที่ 5.2

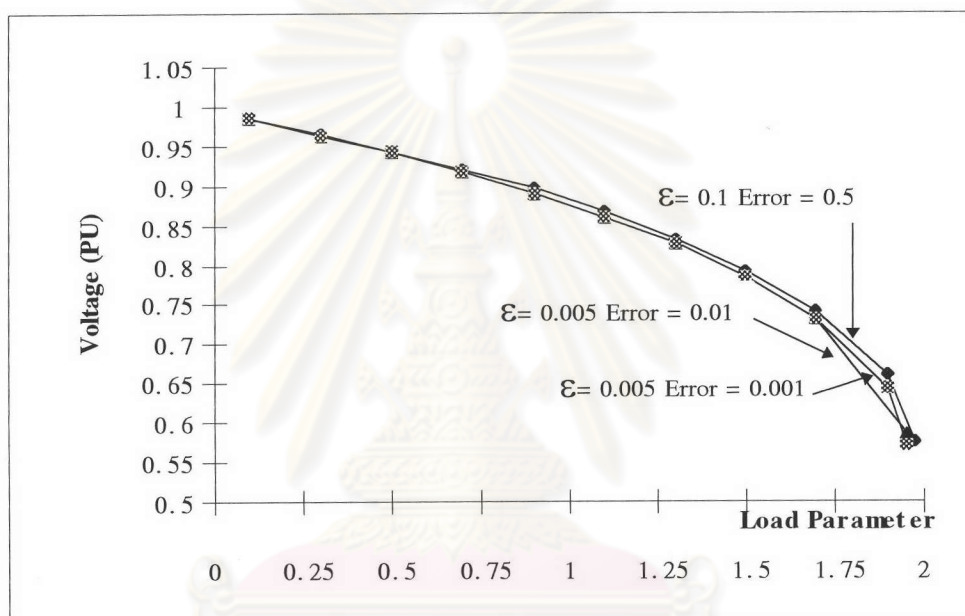
ส่วนค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติจะมีผลทำให้จุดวิกฤติที่คำนวณได้มีความคลาดเคลื่อนไปจากจุดวิกฤติจริงมากหรือน้อยตามที่เราได้ตั้งเงื่อนไขไว้ ดังแสดงผลของการใช้ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ กับค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติต่าง ๆ กัน ในระบบทดสอบขนาด 30 บัส ดังแสดงตามตารางที่ 5.1 และกราฟความสัมพันธ์ระหว่างโหลดกับแรงดัน ณ ค่าตัวแปรต่างๆ ดังกราฟที่ ต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 ผลของค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้กับค่าผิดพลาดของการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติ

| ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ | ค่าผิดพลาดจากจุดวิกฤติ | ขนาดของแรงดัน ณ. จุดวิกฤติ (PU) | มุมเฟสของแรงดัน (องศา) | ค่าผิดพลาดของแรงดันไม่เกิน (%) | เวลาที่ใช้ในการคำนวณ (วินาที) |
|------------------------|------------------------|---------------------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| 0.1 | 0.05 | 0.57 | -31.25 | 1 | 171 |
| 0.005 | 0.01 | 0.58 | -35.91 | 0.1 | 231 |
| 0.005 | 0.001 | 0.57 | -34.58 | 0.01 | 379 |

ตารางที่ 5.2 ผลของค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้กับการวิเคราะห์ห่าบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

| ค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ | ค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ | บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ |
|------------------------|------------------------|--------------------------|
| 0.1 | 0.5 | 11 |
| 0.005 | 0.01 | 30 |
| 0.005 | 0.1 | 30 |



รูปที่ 5.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่ไม่มีการชดเชยแรงดัน

5.3 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

จากบทที่ 2 และบทที่ 3 การติดตั้งตัวเก็บประจุหรืออุปกรณ์ชดเชยแรงดันต่างๆ เข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังล้วนมีจุดประสงค์เพื่อจะปรับปรุงเสถียรภาพทางด้านแรงดันของระบบไฟฟ้า ซึ่งการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้ากับระบบทดสอบ จะมีผลทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งเส้นที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้าไปลดลงและจะช่วยปรับปรุงเสถียรภาพทางด้านแรงดันของระบบให้ดีขึ้นได้ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดของตัวเก็บประจุที่ติดตั้งเข้าไปกับสายส่งและตำแหน่งของการติดตั้ง ดังแสดงผลการวิเคราะห์เข้ากับระบบทดสอบต่อไปนี้

5.3.1 ผลของการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้าที่ตำแหน่งต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลัง

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ขนาด 0.01 เพอร์ยูนิตอนุกรมเข้ากับสายส่งที่ต่ออยู่ระหว่างบัส 2 กับบัส 5 จะได้บัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบ คือบัสที่ 30 โดยมีจุดวิกฤติที่การจ่ายโหลดเท่ากับโหลดพารามิเตอร์ 1.954 ซึ่งเมื่อคำนวณกลับไปเป็นค่ากำลังจริง และกำลังรีแอกทีฟ ตามสมการที่ 3.6 และ 3.7 แล้วจะเท่ากับ กำลังจริง 11.56 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.07 MVAR ซึ่งความสามารถในการจ่ายโหลด ระดับนี้จะเท่ากับความสามารถในการจ่ายโหลดสูงสุดของระบบก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมหรือกล่าวได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมเข้าไปที่ตำแหน่งดังกล่าวไม่มีผลต่อเสถียรภาพของแรงดันระบบ ทั้งนี้เพราะการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมระหว่างบัส 2 กับบัส 5 นั้นอยู่ ห่างจาก บัสที่ 30 ซึ่งเป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบมาก การติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน ณ จุดนี้จึงไม่มีผลต่อจุดวิกฤติของบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์เท่ากับ 0.01 เพอร์ยูนิตอนุกรมเข้ากับสายส่งที่ต่ออยู่ระหว่างบัส 27 กับบัส 30 จะได้บัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบ คือบัสที่ 30 โดยมีจุดวิกฤติที่การจ่ายโหลดเท่ากับโหลดพารามิเตอร์ 1.9654 (กำลังจริง 11.566 MW พลังงานรีแอกทีฟ 2.0733 MVAR) ซึ่งสามารถจ่ายโหลดได้มากขึ้นกว่าเดิมเท่ากับ 0.58 % ทั้งนี้เพราะการติดตั้งตัวเก็บประจุดังกล่าวอยู่ในตำแหน่งที่ติดกับบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบซึ่งจะสามารถช่วยปรับปรุงความสามารถในการจ่ายพลังงานของระบบได้แต่เนื่องจากขนาดของตัวเก็บประจุที่ติดตั้งมีขนาดเล็กมากจึงมีผลต่อเสถียรภาพของแรงดันเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์เท่ากับ 0.1 เพอร์ยูนิตอนุกรมเข้ากับสายส่งที่ต่ออยู่ระหว่างบัส 27 กับบัส 30 จะได้บัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบ คือบัสที่ 30 โดยมีจุดวิกฤติที่การจ่ายโหลดเท่ากับโหลดพารามิเตอร์ 2.0515 (กำลังจริง 11.6097 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.0887 MVAR) ซึ่งสามารถจ่ายโหลดได้มากขึ้นกว่าเดิม 4.98% ทั้งนี้เพราะการติดตั้งตัวเก็บประจุดังกล่าวอยู่ในตำแหน่งที่ติดกับ บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบซึ่งจะสามารถช่วย ปรับปรุงความสามารถในการจ่ายพลังงาน ของระบบได้อย่างเห็นได้ชัด

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์เท่ากับ 0.2 เพอร์ยูนิตอนุกรมเข้ากับสายส่งที่ต่ออยู่ระหว่างบัส 29 กับบัส 30 จะได้บัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบ คือบัสที่ 30 โดยมีจุดวิกฤติที่การจ่ายโหลดเท่ากับโหลดพารามิเตอร์ 2.3103 (กำลังจริง 11.7371 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.1125 MVAR)ซึ่งสามารถจ่ายโหลดได้มากขึ้นกว่าเดิมเท่ากับ 18.23 %

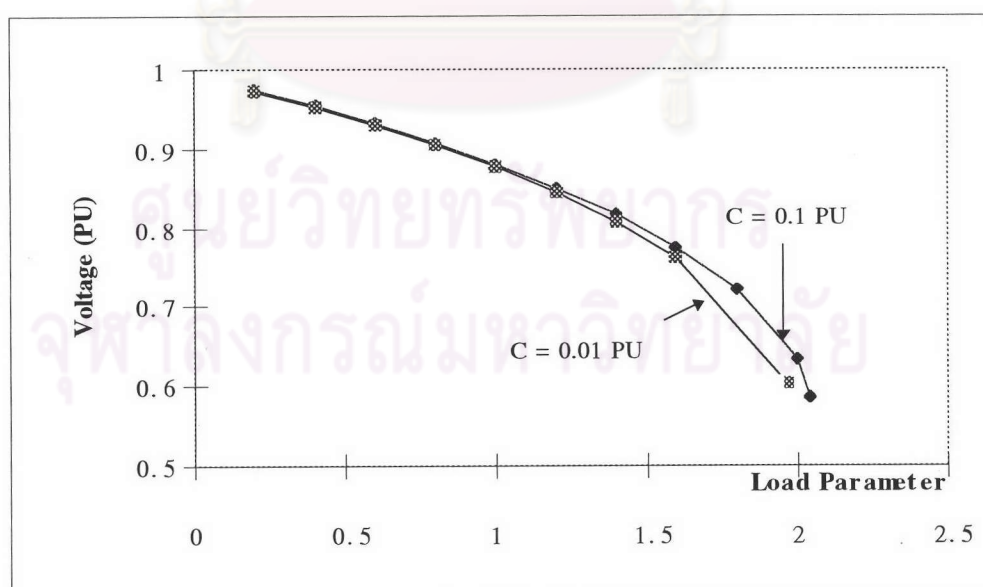
เนื่องจากตำแหน่งของการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม และขนาดของตัวเก็บประจุที่ติดตั้งล้วนมีผลต่อการวิเคราะห์เสถียรภาพของแรงดัน ดังนั้นผลของการวิเคราะห์เสถียรภาพของแรงดันจะสามารถแยกสรุปผลออกเป็น 2 กรณีดังต่อไปนี้

5.3.1.1 ผลของขนาดของตัวเก็บประจุแบบอนุกรมที่นำมาติดตั้งในระบบดังแสดงตามตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 แสดงผลของขนาดของตัวเก็บประจุแบบอนุกรมที่มีต่อจุดวิกฤติ

| ตำแหน่ง | | ขนาดตัวเก็บประจุ(PU) | โหลดที่จ่ายได้มากขึ้น(%) | จุดวิกฤติ | |
|---------|--------|----------------------|--------------------------|------------|--------------|
| จากบัส | สู่บัส | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส(องศา) |
| 27 | 30 | 0.01 | 0.58 | 0.7136 | -29.2043 |
| 27 | 30 | 0.1 | 4.98 | 0.5860 | -31.5388 |

จากผลการวิเคราะห์ที่ได้พบว่าในกรณีของการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมในตำแหน่งที่ใกล้เคียงกับบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ ขนาดของตัวเก็บประจุที่นำมาติดตั้งจะมีผลต่อเสถียรภาพของแรงดัน โดยความสามารถในการจ่ายโหลดจะเพิ่มขึ้นตามขนาดของตัวเก็บประจุที่นำมาติดตั้งดังแสดงตามรูปกราฟความสัมพันธ์ระหว่างโหลดกับแรงดันของระบบดังต่อไปนี้



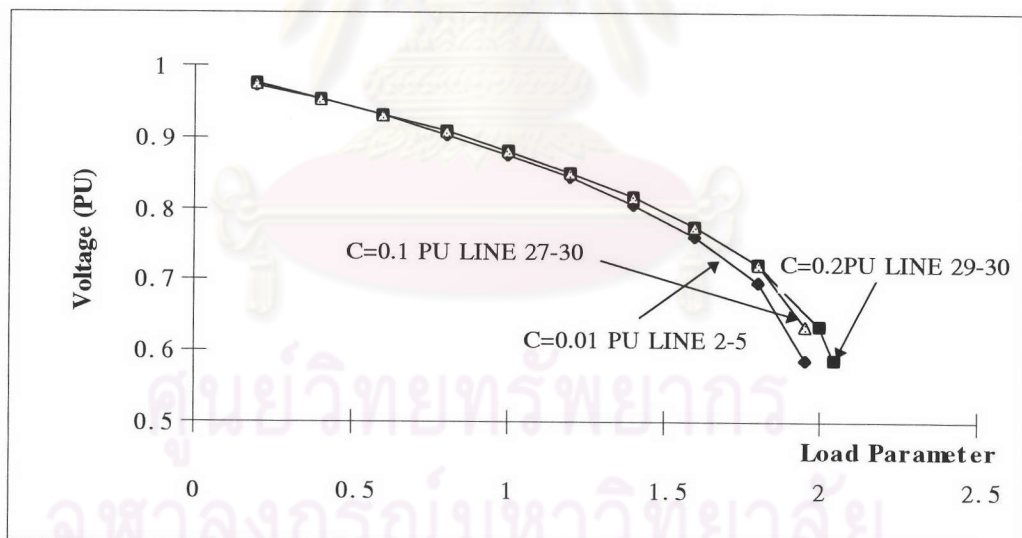
รูปที่ 5.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการชดเชยแรงดันด้วยตัวเก็บประจุแบบอนุกรมขนาดต่างๆ ที่ตำแหน่งเดียวกัน

5.3.1.2 ผลของเสถียรภาพของแรงดันของระบบหลังจากการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมในระบบที่ตำแหน่งต่างๆดังแสดงตามตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 แสดงผลของตำแหน่งของการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมที่มีต่อจุดวิกฤติ

| ตำแหน่ง | | ขนาดตัวเก็บประจุ(PU) | โวลต์ที่จ่ายได้มากขึ้น (%) | จุดวิกฤติ | |
|---------|--------|----------------------|----------------------------|------------|---------------|
| จากบัส | สู่บัส | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส (องศา) |
| 2 | 5 | 0.01 | 0 | 0.5855 | -35.9189 |
| 27 | 30 | 0.1 | 4.87 | 0.5860 | -34.6107 |
| 29 | 30 | 0.2 | 18.17 | 0.5636 | -31.2165 |

และจากข้อมูลดังกล่าวสามารถแสดงได้ในรูปของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานที่จ่ายให้กับโวลต์กับแรงดัน (PV Curve) ของแต่ละกรณีได้ดังนี้



รูปที่ 5.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโวลต์ของระบบที่มีการชดเชยแรงดันโดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมที่ตำแหน่งต่างๆกัน

5.4 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

เนื่องจากการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเป็นวิธีการปรับปรุงเสถียรภาพของแรงดันระบบ ดังนั้นตัวเก็บประจุชนิดนี้จึงมักจะถูกติดตั้งเข้าที่บัสที่มีปัญหาเสถียรภาพของแรงดัน นั่นคือที่อ่อนแอที่สุดในระบบ (บัสที่ 30 ในระบบทดสอบขนาด 30 บัส) โดยผลการวิเคราะห์จะแบ่งตามขนาดของตัวเก็บประจุแบบขนานที่นำมาติดตั้งกับระบบทดสอบดังต่อไปนี้

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 30 MVAR เข้าที่บัส 30 จะทำให้ระบบสามารถจะจ่ายพลังงานให้กับโหลดได้ถึงค่าโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 2.3051 (กำลังจริง 11.7345 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.1033 MVAR) หรือสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มขึ้น 17.97 % โดยบัสที่ 30 เป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

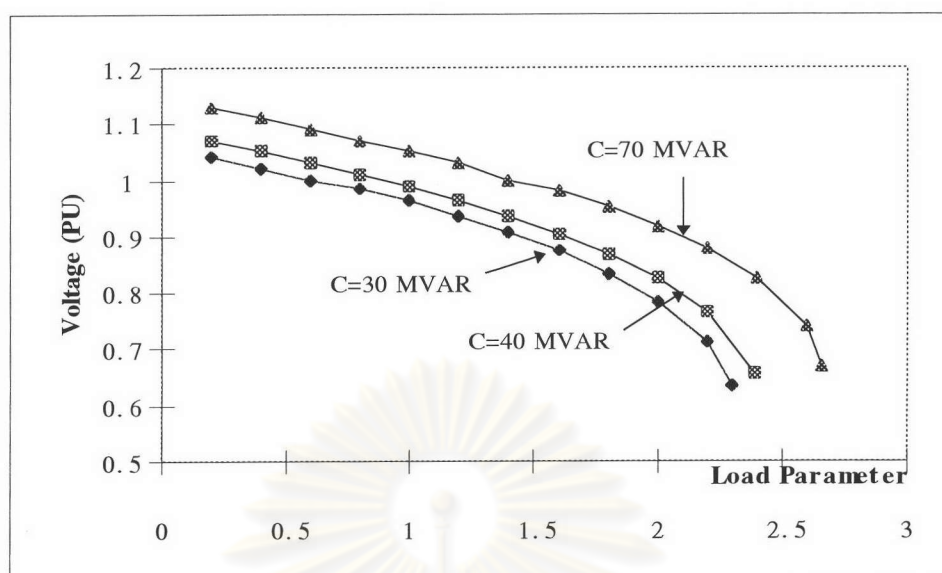
- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 40 MVAR เข้าที่บัส 30 จะทำให้ระบบสามารถจะจ่ายพลังงานให้กับโหลดได้ถึงค่าโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 2.4077 (กำลังจริง 11.7834 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.1124 MVAR) หรือสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มขึ้น 23.17 % โดยบัสที่ 30 เป็นที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

- กรณีติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 70 MVAR เข้าที่บัส 30 จะทำให้ระบบสามารถจะจ่ายพลังงานให้กับโหลดได้ถึงค่าโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 2.6685 (พลังงานจริง 11.9116 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.1354 MVAR) หรือสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มขึ้น 36.52 % โดยบัสที่ 30 ยังเป็นที่อ่อนแอที่สุดในระบบอยู่เช่นเดิม

ซึ่งข้อมูลจากการวิเคราะห์ดังกล่าวสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.5 และกราฟความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานที่จ่ายให้กับโหลดกับแรงดัน (PV Curve) ของแต่ละกรณีได้ ดังนี้

ตารางที่ 5.5 แสดงผลของการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานที่มีต่อจุดวิกฤติ

| บัสที่ติดตั้ง | ขนาดตัวเก็บประจุ(MVAR) | โหลดที่จ่ายได้มากขึ้น(%) | จุดวิกฤติ | |
|---------------|------------------------|--------------------------|------------|--------------|
| | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส(องศา) |
| 30 | 30 | 17.97 | 0.7005 | -37.9818 |
| 30 | 40 | 23.17 | 0.5855 | -35.9189 |
| 30 | 70 | 36.52 | 0.6712 | -49.9818 |



รูปที่ 5.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการชดเชยแรงดัน โดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาดต่างๆกันที่บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

จากผลการวิเคราะห์ พบว่าการปรับปรุงเสถียรภาพของระบบโดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไป ที่บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ จะทำให้บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มขึ้น แต่ขนาดของตัวเก็บประจุที่นำมาติดตั้งจะมีผลต่อระดับแรงดันของบัสดังกล่าวด้วย กล่าวคือถ้าขนาดของตัวเก็บประจุแบบขนานที่นำมาติดตั้งมีขนาดมากกว่า ค่ารีแอกทีฟโหลดของบัสนั้นแล้วจะทำให้เกิดสถานะแรงดันเกิน (Over Voltage) ที่บัสนั้นเมื่อโหลดมีค่าน้อยได้ ดังนั้นเพื่อให้ระดับแรงดันอยู่ในมาตรฐานที่กำหนดไว้ การติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานจะ ต้องทำให้ระดับแรงดันที่บัสนั้นมีขนาดไม่เกิน 5% จากระดับแรงดันปกติเมื่อจ่ายโหลดน้อยๆ

5.5 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

จากหลักการทำงานของหม้อแปลงปรับค่าได้ คือ การปรับระดับแรงดันทางด้านทุติยภูมิให้เป็นไปตามที่ได้ตั้งไว้ นั่นคือ จะสามารถทำให้ระดับแรงดันทางด้านทุติยภูมิเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้แต่ไม่มีการชดเชยกำลังรีแอกทีฟเข้าไปในระบบ ซึ่งผลกระทบของการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้เข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งของการติดตั้ง และอัตราส่วนของแรงดันทางด้านทุติยภูมิเทียบกับด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงที่ติดตั้งเข้าไป ในกรณีการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบ อัตราส่วนของแรงดันทางด้านทุติยภูมิเทียบกับด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงจะ

ปรับให้มีค่ามากกว่า 1 เพราะต้องการที่จะปรับระดับแรงดันของบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบให้ดีขึ้น โดยแยกผลการวิเคราะห์ห่อออกเป็นกรณีดังต่อไปนี้

- ระบบทดสอบขนาด 30 บัสทำการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัส 2 กับ บัส 5 โดยตั้งอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.1 พบว่าไม่เกิดผลกระทบใด ๆ ต่อระบบเนื่องจากบัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ คือ บัสที่ 30 อยู่ห่างจากตำแหน่งที่ได้ทำการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้มาก และไม่ได้ถึงต่อกันโดยตรง

- ระบบทดสอบขนาด 30 บัสทำการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัส 29 กับบัส 30 โดยตั้งอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.3 พบว่าโดยรวมระบบสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มเป็นโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 2.0609 (กำลังจริง 11.6129 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.0818 MVAR) หรือเพิ่มขึ้นเท่ากับ 5.47 % โดยใช้เวลาในการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติเท่ากับ 199 วินาที

- ระบบทดสอบขนาด 30 บัสทำการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัส 27 กับบัส 30 โดยตั้งอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.1 พบว่าโดยรวมระบบสามารถจ่ายโหลดได้ลดลงเหลือเพียงค่าโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 1.8723 (กำลังจริง 11.5202 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.0651 MVAR) หรือลดลง 4.18 % เนื่องจากการชดเชยแรงดันด้วยหม้อแปลงปรับค่าได้ เป็นการแก้ ปัญหาการพังทลายของแรงดัน โดยอาศัยการเพิ่มขนาดของแรงดัน ณ บัสที่เป็นปัญหา ในขณะที่ ปัญหาที่แท้จริงของการลดลงของแรงดันมักจะมาจากการขาดกำลังรีแอกทีฟที่จุดที่เกิดปัญหา ดังนั้นในกรณีการลดลงของระดับแรงดันไฟฟ้าเนื่องจากขาดกำลังรีแอกทีฟนั้น การใช้หม้อแปลงปรับค่าได้เพื่อปรับปรุงเสถียรภาพแรงดันของระบบนั้น จะไม่สามารถใช้ได้ในทุกกรณี โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบต้องจ่ายโหลดปริมาณมาก ทั้งนี้เพราะจะกลับกลายเป็นการทำให้ระดับแรงดันลดลงเข้าสู่จุดวิกฤติเร็วขึ้น จะเห็นได้จากในทางปฏิบัติเมื่อระดับแรงดันลดต่ำลงจนมีแนวโน้มว่าจะเกิดการพังทลายของแรงดัน ทางศูนย์ควบคุมมักจะทำการควบคุมอัตราส่วนแรงดันของหม้อแปลงปรับค่าได้แบบอัตโนมัติเอาไว้ให้คงที่ แล้วอาศัยการเพิ่มกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ หรือการตัดโหลดบางส่วนทิ้งเพื่อแก้ไขปัญหาแทน

- ระบบทดสอบขนาด 30 บัสทำการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัส 27 กับบัส 30 โดยตั้งอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.3 พบว่าโดยรวมระบบสามารถจ่ายโหลดได้ลดลงเหลือเพียงค่าโหลดพารามิเตอร์เท่ากับ 1.7359 (กำลังจริง 11.4532 MW กำลังรีแอกทีฟ 2.0531 MVAR) หรือลดลง 11.19 % เนื่องจากสาเหตุที่กล่าวมาแล้ว

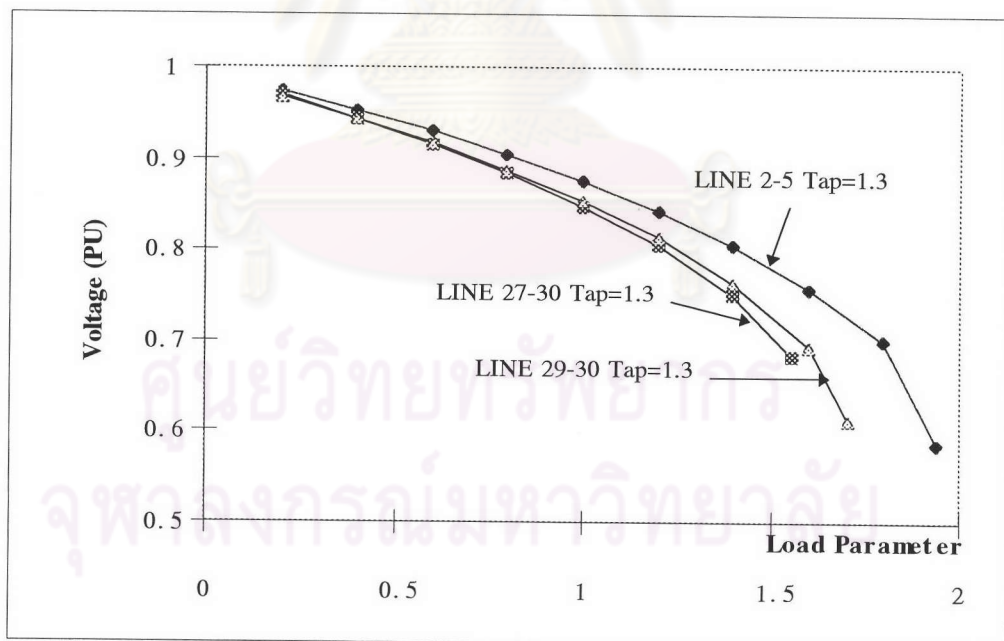
โดยผลจากการวิเคราะห์ดังกล่าวสามารถ แยกออกได้เป็นกรณี ผลของการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบ และผลของการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีอัตรา

ส่วนแรงดันต่างๆกัน ที่ตำแหน่งเดียวกัน ดังแสดงตามตารางและกราฟความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานที่จ่ายให้กับโหลดกับแรงดันของโหลดในแต่ละกรณีต่อไปนี้

5.5.1 ผลของการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบ

ตารางที่ 5.6 แสดงผลของตำแหน่งของการติดตั้งตัวหม้อแปลงปรับค่าได้ที่มีต่อจุดวิกฤติของระบบ

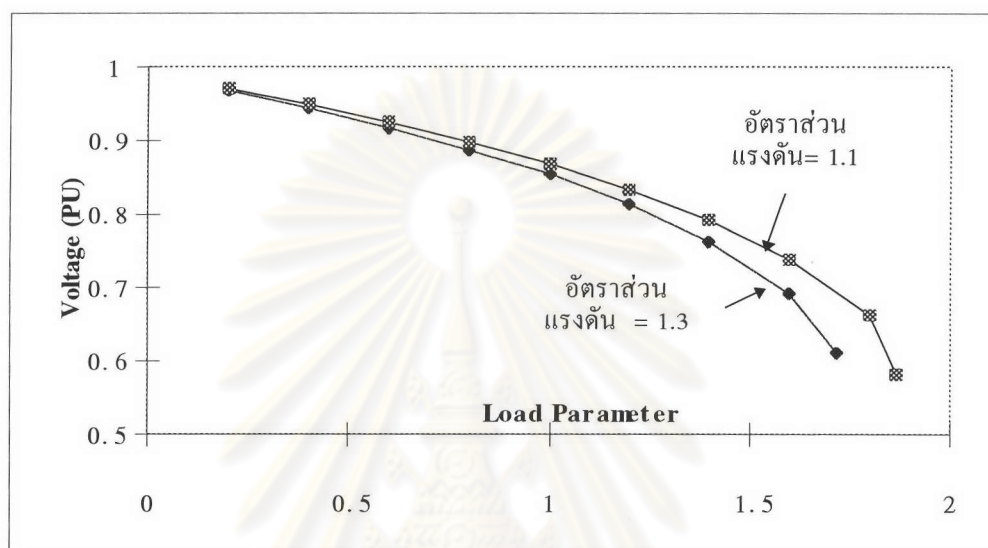
| ตำแหน่ง | | อัตราส่วนแรงดัน | โหลดที่จ่ายได้มากขึ้น (%) | จุดวิกฤติ | |
|---------|--------|-----------------|---------------------------|------------|---------------|
| จากบัส | สู่บัส | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส (องศา) |
| 2 | 5 | 1.1 | 0 | 0.5855 | -35.9189 |
| 27 | 30 | 1.3 | -11.19 | 0.6110 | -34.753 |
| 29 | 30 | 1.3 | 5.47 | 0.6591 | -32.1802 |



รูปที่ 5.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการชดเชยแรงดัน โดยติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบ

5.5.2 ผลของการเปลี่ยนขนาดอัตราส่วนแรงดันของหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ตำแหน่งเดียวกันในระบบ

-การติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัสที่ 27 กับบัสที่ 30 โดยใช้อัตราส่วนแรงดันต่าง ๆ กัน



รูปที่ 5.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการชดเชยแรงดันโดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาดต่างๆกันที่บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

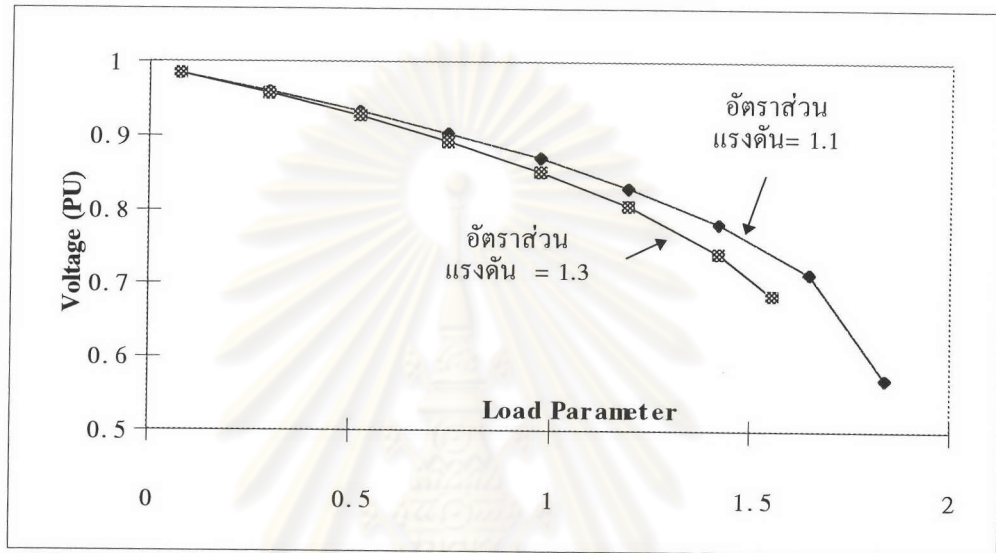
ตารางที่ 5.7 แสดงผลของขนาดของหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ทำการติดตั้งติดตั้งตัวต่อจุดวิกฤติ

| ตำแหน่ง | | อัตราส่วนแรงดัน | โหลดที่จ่ายได้มากขึ้น(%) | จุดวิกฤติ | |
|---------|--------|-----------------|--------------------------|------------|--------------|
| จากบัส | สู่บัส | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส(องศา) |
| 27 | 30 | 1.1 | -4.18 | 0.5804 | -36.1925 |
| 27 | 30 | 1.3 | -11.19 | 0.6110 | -34.7530 |

ซึ่งจากผลการวิเคราะห์จะพบว่าในการทดสอบหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ทำการติดตั้งที่ตำแหน่งระหว่างบัสที่ 27 กับบัสที่ 30 การตั้งค่าอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.1 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้มากกว่า การตั้งค่าอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.3 เนื่องจาก

ลักษณะสมบัติของตัวหม้อแปลงปรับค่าได้เองที่จะช่วยปรับระดับแรงดันทางด้านทุติยภูมิเท่านั้น แต่ไม่มีการฉีดกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบทำให้ส่งผลต่อระบบดังที่ปรากฏดังผลการวิเคราะห์

-การติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ระหว่างบัสที่ 29 กับบัสที่ 30 โดยใช้อัตราส่วนแรงดันต่าง ๆ กัน



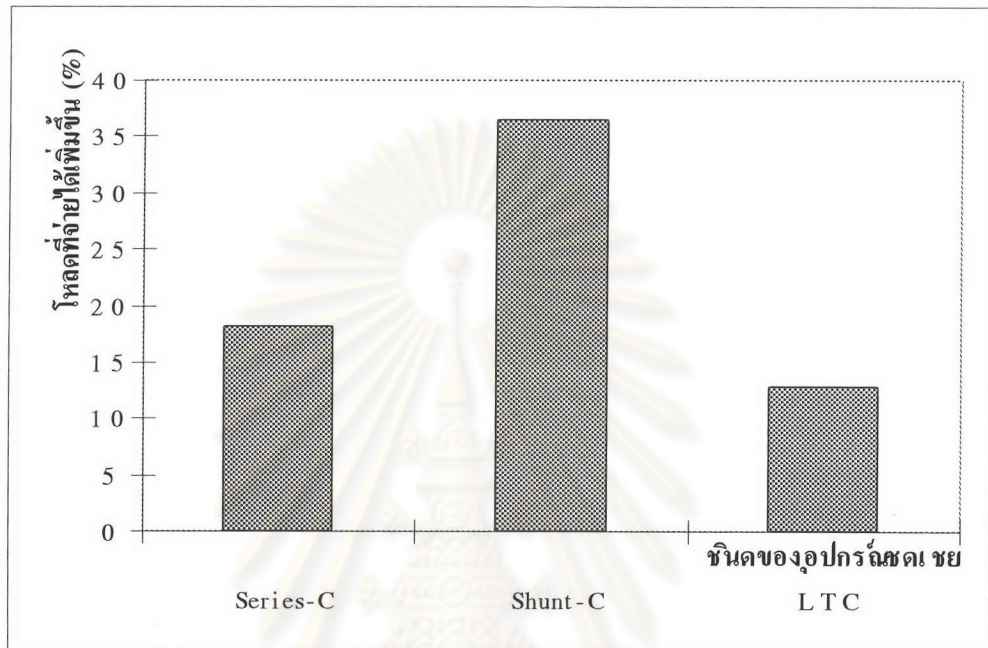
รูปที่ 5.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการชดเชยแรงดัน โดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาดต่างๆกันที่บัสที่อ่อนแอที่สุดในระบบ

ตารางที่ 5.8 แสดงผลของขนาดของหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ทำการติดตั้งต่อจุดวิกฤติ

| ตำแหน่ง | | อัตราส่วนแรงดัน | โหลดที่จ่ายได้มากขึ้น(%) | จุดวิกฤติ | |
|---------|--------|-----------------|--------------------------|------------|--------------|
| จากบัส | สู่บัส | | | แรงดัน(PU) | มุมเฟส(องศา) |
| 29 | 30 | 1.1 | 12.85 | 0.5715 | -36.6010 |
| 29 | 30 | 1.3 | 5.47 | 0.6591 | -32.1802 |

ซึ่งจากผลการวิเคราะห์จะพบว่าในการทดสอบหม้อแปลงปรับค่าได้ที่ทำการติดตั้งที่ตำแหน่งระหว่างบัสที่ 29 กับบัสที่ 30 การตั้งค่าอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.1 จะทำให้ระบบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้มากกว่า การตั้งค่าอัตราส่วนแรงดันเอาไว้ที่ 1.3 เนื่องจากลักษณะสมบัติของตัวหม้อแปลงปรับค่าได้เองดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น

จากผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบด้วยอุปกรณ์ชดเชยชนิดต่างๆที่ได้ทดสอบมาแล้ว เมื่อนำผลจากการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยชนิดต่างๆ ที่ตำแหน่งเดียวคือที่ บัสที่ 30 ซึ่งเป็นบัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบมาเปรียบเทียบกันจะได้ผลดังรูปที่ 5.8 ดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดที่ระบบสามารถจ่ายได้เพิ่มมากขึ้นเทียบกับชนิดของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

จากผลการวิเคราะห์พบว่า การชดเชยแรงดันโดยติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไปที่บัสที่อ่อนแอที่สุดของระบบจะทำให้ระบบสามารถจ่ายโหลดได้เพิ่มมากขึ้นที่สุดแต่ในทางปฏิบัติ การติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยชนิดใดเข้ากับระบบก็ตาม ล้วนแต่มีข้อกำหนดที่ต้องคำนึงถึงก่อนการติดตั้ง อุปกรณ์ชดเชยชนิดนั้นเข้ากับระบบเสมอ ตัวอย่างเช่นในกรณีของตัวเก็บประจุแบบขนาน ขนาดของตัวเก็บประจุที่ติดตั้งเข้ากับระบบจะต้องไม่ทำให้เกิดสถานะแรงดันเกินเมื่อระบบมีโหลดค่าน้อยๆ เป็นต้น ดังนั้นการที่จะเลือกใช้อุปกรณ์ชดเชยแรงดันชนิดใดเข้ากับระบบจะต้องพิจารณาถึงข้อกำหนดเหล่านี้และสถานะของระบบด้วยดังที่จะกล่าวต่อไปในตอนท้ายของบทนี้ แต่โดยภาพรวมแล้วสามารถจะกล่าวได้ว่าตัวเก็บประจุแบบขนานสามารถจะทำให้ระบบจ่ายโหลดเพิ่มขึ้นได้มากที่สุด

5.6 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลาย ๆ ชนิดในระบบทดสอบเดียวกัน

ผลการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลังในกรณีที่มีอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายๆตัวถูกติดตั้งพร้อมกันในระบบเป็นการจำลองการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจริงที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน เพราะในระบบไฟฟ้าจริงจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ชดเชยแรงดันจำนวนมากติดตั้งอยู่ที่ตำแหน่งต่างๆ ซึ่งผลการวิเคราะห์จะแสดงกับระบบตัวอย่างขนาด 30 บัสที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันชนิด ขนาด และตำแหน่ง แตกต่างกันไปเทียบกับผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยใดๆในระบบ (ระบบอ้างอิง) ดังต่อไปนี้

ระบบทดสอบที่ 1

- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปอรี่ยูนิตที่สายส่งระหว่างบัส 27 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 20 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 29 กับบัส 30

ระบบทดสอบที่ 2

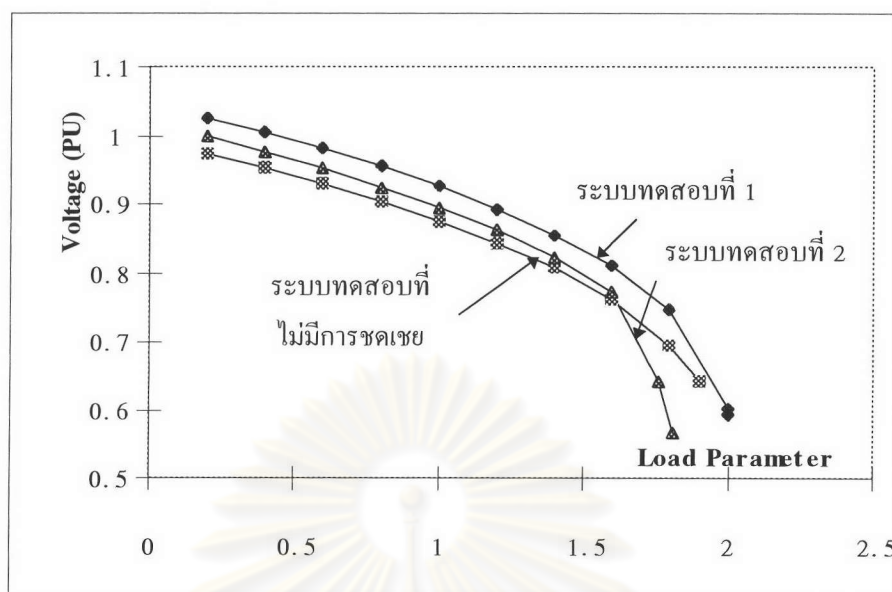
- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปอรี่ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 29 กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 10 MVAR เข้าที่บัส 30
- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 27 กับบัส 30

ดังแสดงผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ 1 และระบบทดสอบที่ 2 ตามตารางและกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังที่จ่ายให้กับโหลดกับแรงดันของบัสที่พิจารณาในแต่ละกรณีดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.9 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง
ที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายตัว

| วิธีที่ใช้คำนวณ | เวลา (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ผิดพลาด (%) |
|------------------|------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|----------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| ระบบทดสอบอ้างอิง | 317 | 0.5859 | -35.62 | 11.56 MW | 2.06 MVAR | 3.42 |
| ระบบทดสอบที่ 1 | 467 | 0.6040 | -41.35 | 11.58 MW | 2.06 MVAR | 1.60 |
| ระบบทดสอบที่ 2 | 373 | 0.5676 | -36.65 | 11.49 MW | 2.06 MVAR | 0.72 |

เมื่อพิจารณาผลการวิเคราะห์พบว่าเนื่องจากอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายชนิดได้ถูกติดตั้ง
พร้อมๆกัน ดังนั้นจุดวิกฤติของระบบและลักษณะการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเมื่อโหลดเพิ่มขึ้นจะ
ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบหลายอย่าง ไม่สามารถระบุเจาะจงได้ว่าอุปกรณ์ใดเป็นสาเหตุหลักที่ทำให้
เกิดปรากฏการณ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันดังกล่าว ทำได้เพียงการคาดเดาจากลักษณะผลการ
เปลี่ยนแปลงของแรงดันเมื่อโหลดมีค่าเพิ่มมากขึ้นของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันแต่ละชนิดที่ได้ทำการ
วิเคราะห์มาแล้วเท่านั้น ตัวอย่างเช่น ในกรณีของระบบทดสอบที่ 2 มีการลดลงของแรงดันอย่าง
รวดเร็ว ณ จุดใกล้ๆจุดวิกฤติของระบบ ซึ่งลักษณะการลดลงของแรงดันแบบนี้จะเป็นผลของการ
ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ หรือหม้อแปลงปรับค่าได้มีผลต่อระบบทดสอบที่ 2 มากกว่าอุปกรณ์
ชดเชยแรงดันอื่นๆนั่นเอง ในขณะที่การลดลงของแรงดันในระบบทดสอบที่ 1 จะมีการลดลงของ
แรงดัน ณ จุดวิกฤติน้อยกว่าระบบทดสอบที่ 2 และที่สถานะโหลดน้อยๆ ระดับแรงดันของระบบมี
ค่าสูงมาก (ที่ Load Parameter = 0.1 แรงดัน = 1.02 เปอรฺยูนิต) ซึ่งน่าจะเป็นผลมาจากการติดตั้ง
ตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าที่บัสดังกล่าว หรือการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานมีผลต่อระบบ
ทดสอบที่ 2 มากกว่าอุปกรณ์ชดเชยแรงดันอื่นๆ โดยกราฟความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลด
ของระบบทดสอบดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดของระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายๆชนิดพร้อมๆกันเทียบกับระบบทดสอบที่ไม่มีการชดเชยแรงดัน

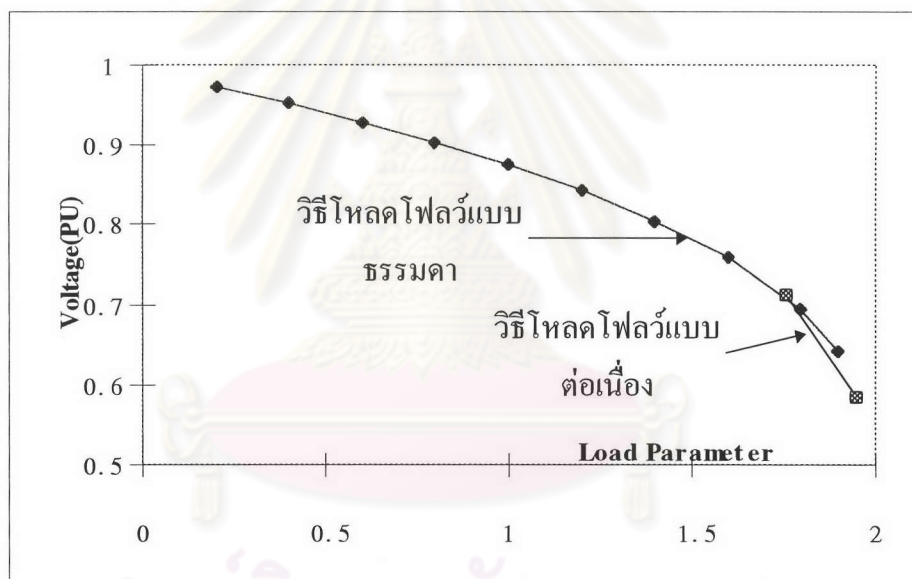
5.7 ผลการเปรียบเทียบการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติในระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างวิธีการไหลของโหลดแบบธรรมดา กับวิธีโหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง

เพื่อทำการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติระหว่าง 2 วิธีนี้ ผู้วิจัยจะทำการเลือกระบบทดสอบต่างๆกันที่นำมาใช้เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์เสถียรภาพของแรงดันโดยวิธีต่างๆซึ่งผลการเปรียบเทียบคำตอบที่ได้ระหว่าง 2 วิธีนี้ จะแสดงผลในรูปของเวลาที่ใช้ในการคำนวณหาจุดวิกฤติของระบบ และความแม่นยำในการหาค่าที่จุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้ค่าคิเทอร์มินันต์ของจาร์โกเบียนเมตริกซ์เป็นตัวตรวจสอบการถึงจุดวิกฤติของระบบ และแสดงผลการวิเคราะห์ในรูปของตาราง และกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับโหลดดังต่อไปนี้

- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.001 สำหรับระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

ตารางที่ 5.10 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์จุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยระหว่างวิธีโหลดโพลว์แบบธรรมดากับวิธีโหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหลดโพลว์แบบ ธรรมดา | 649 | 0.6427 | -33.24 | 11.53 MW | 2.06 MVAR | 12.13 |
| วิธีโหลดโพลว์แบบ ต่อเนื่อง | 366 | 0.5853 | -36.15 | 11.56 MW | 2.06 MVAR | 0.04 |

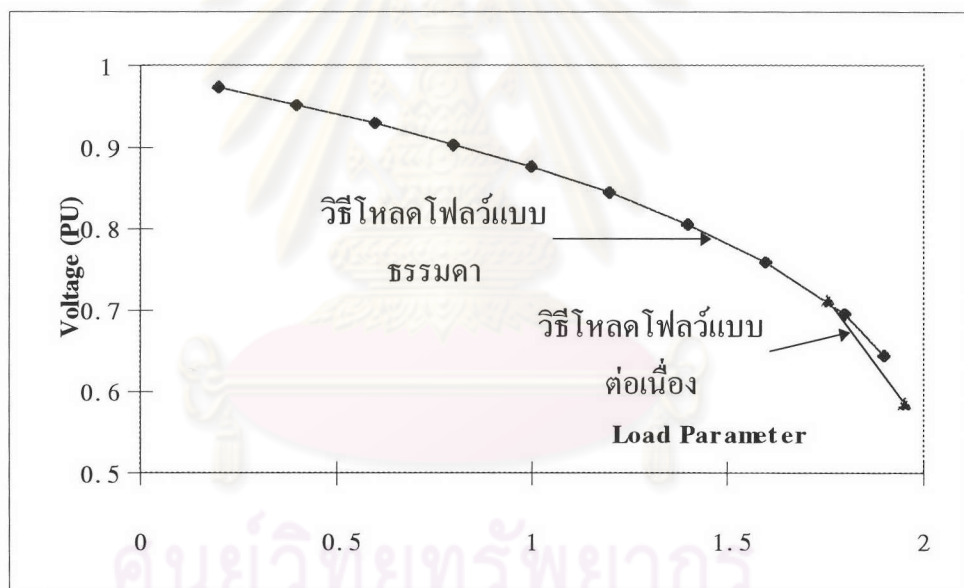


รูปที่ 5.10 กราฟแสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.01 สำหรับระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

ตารางที่ 5.11 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง
ที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหนดโพล์แบบ ธรรมดา | 439 | 0.6429 | -32.73 | 11.53 | 2.06 | 12.59 |
| วิธีโหนดโพล์แบบ ต่อเนื่อง | 317 | 0.5859 | -35.62 | 11.56 MW | 2.06 MVAR | 0.09 |

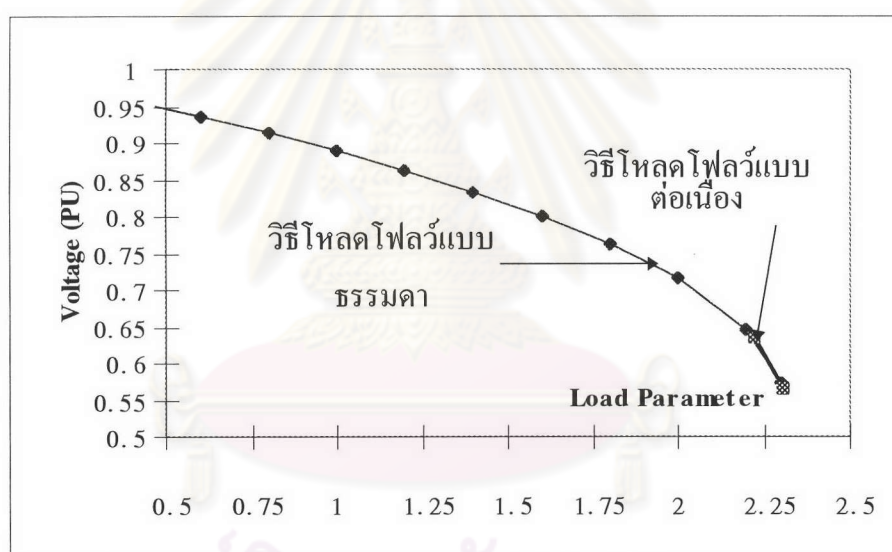


รูปที่ 5.11 กราฟแสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง
ที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.01 และค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.05
สำหรับระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมขนาด 0.2 เปอรี่ยูนิต ระหว่าง
บัส 29 กับบัส 30

ตารางที่ 5.12 ผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ธรรมดา | 852 | 0.5732 | -31.05 | 11.73 MW | 2.10 MVAR | 4.10 |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ต่อเนื่อง | 233 | 0.5636 | -31.21 | 11.74 MW | 2.10 MVAR | 0.08 |

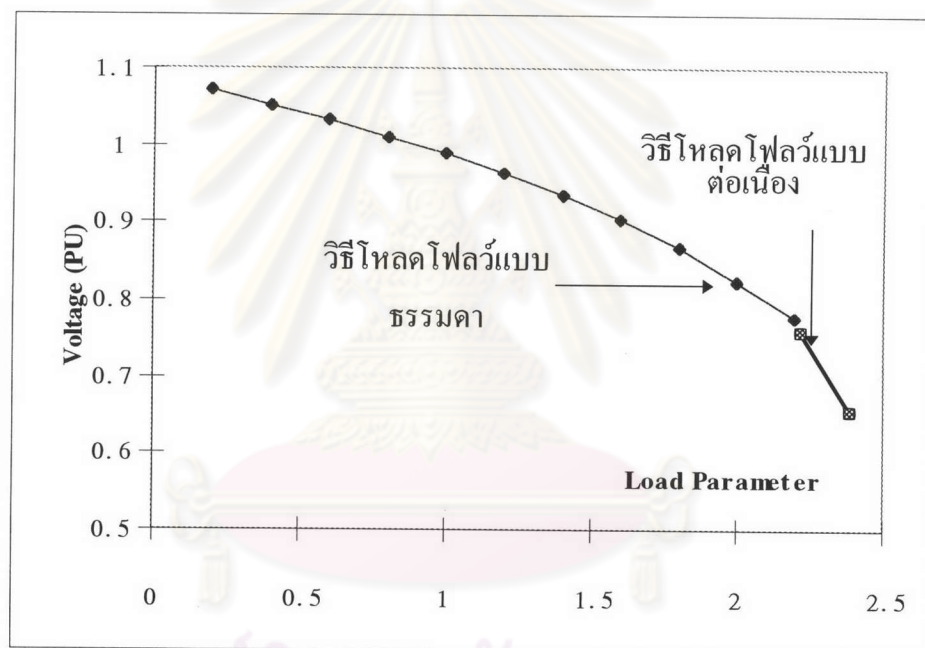


รูปที่ 5.12 แสดงผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.01 และค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.05
สำหรับระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 40 MVAR ที่บัส 30

ตารางที่ 5.13 ผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหลดโพลว์แบบ ธรรมดา | 640 | 0.6532 | -32.71 | 11.48 MW | 2.06 MVAR | 14.27 |
| วิธีโหลดโพลว์แบบ ต่อเนื่อง | 318 | 0.5804 | -36.19 | 11.52 MW | 2.06 MVAR | 0.05 |

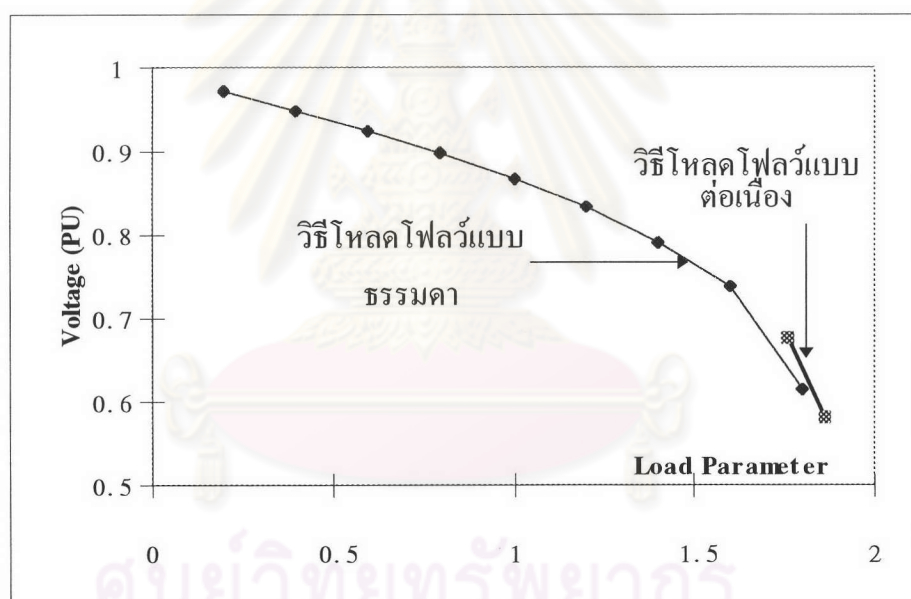


รูปที่ 5.13 แสดงผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.01 และค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.05 สำหรับระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งตั้งค่าอัตราส่วนแรงดันเอาไว้มันที่ 1.2 ระหว่าง บัส 27 กับบัส 30

ตารางที่ 5.14 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง
ที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ธรรมดา | 623 | 0.6713 | -31.78 | 11.43 | 2.04 | 17.77 |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ต่อเนื่อง | 318 | 0.5804 | -36.19 | 11.52 | 2.06 | 0.04 |



รูปที่ 5.14 แสดงผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

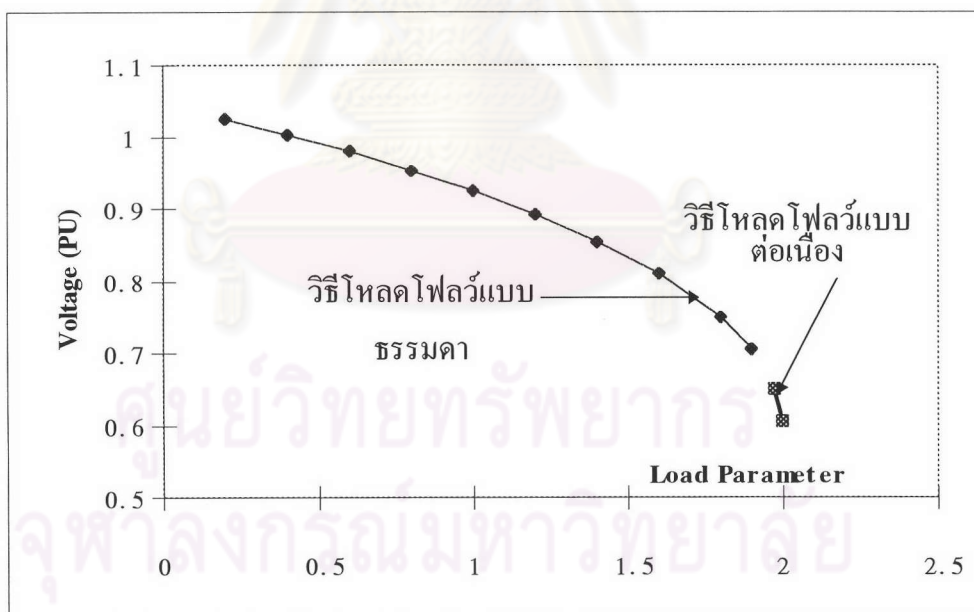
- กรณีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้ = 0.01 และค่าผิดพลาดของจุดวิกฤติ = 0.05 ของระบบ
ทดสอบที่มีการติดตั้งทั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม ตัวเก็บประจุแบบขนาน และหม้อแปลงปรับค่า
ได้พร้อมๆกัน โดยมีการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวต่อไปนี้

- ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปอรฺยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 27
กับบัส 30
- ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 20 MVAR เข้าที่บัส 30

- ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 29 กับบัส 30

ตารางที่ 5.15 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายๆชนิด

| วิธีที่ใช้ใน คำนวณ | เวลาใน คำนวณ (วินาที) | ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | | | | ค่าผิดพลาด (%) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------|-----------|-------------------|-------------------|
| | | แรง ดัน | มุม เฟส | กำลังจริง | กำลังรี แอกทีฟ | |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ธรรมดา | 810 | 0.6006 | -41.78 | 11.58 | 2.06 | 1.11 |
| วิธีโหนดโพลว์แบบ ต่อเนื่อง | 323 | 0.5804 | -36.19 | 11.52 | 2.06 | 0.04 |



รูปที่ 5.15 แสดงผลการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายๆชนิด

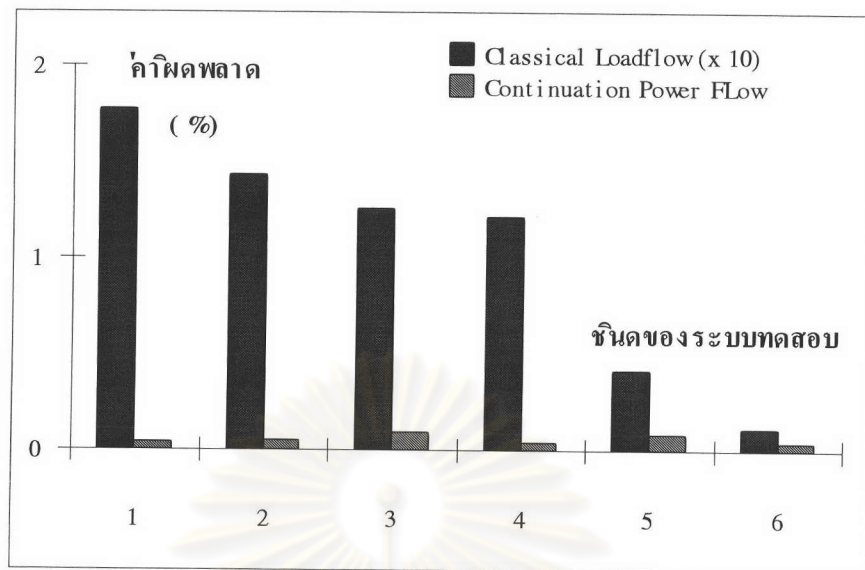
จากผลการเปรียบเทียบระหว่างผลการวิเคราะห์การหาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างวิธีโพลีโพลีแบบธรรมดา กับวิธีโพลีโพลีแบบต่อเนื่อง จะสามารถแยกผลการวิเคราะห์ห้ออกได้เป็น 2 กรณีดังต่อไปนี้

-การเปรียบเทียบความถูกต้องของจุดวิกฤติจากผลการวิเคราะห์การหาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากผลการวิเคราะห์ วิธีโพลีโพลีแบบต่อเนื่องจะให้ค่าของจุดวิกฤติที่มีค่าผิดพลาดจากจุดวิกฤติจริงน้อยมากเมื่อเทียบกับวิธีโพลีโพลีแบบธรรมดา สังเกตได้จาก ค่าเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของจุดวิกฤติที่คำนวณได้จากวิธีการไหลของโพลีโพลีแบบธรรมดา จะมีค่าอยู่ในระหว่าง 4%-20% แต่ในขณะที่ค่าเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของจุดวิกฤติที่คำนวณได้จากวิธีการไหลของโพลีโพลีแบบต่อเนื่อง จะมีค่าไม่เกิน 0.1% ทั้งนี้เนื่องจากหลักการของวิธีโพลีโพลีแบบธรรมดา จะใช้ช่วงในการคำนวณซึ่งมีขนาดคงที่ ดังนั้นคำตอบที่ได้จึงมีโอกาสที่จะเลย หรือยังไม่ถึงจุดวิกฤติจริง ทำให้ได้ผลลัพธ์ที่มีค่าผิดพลาดสูง แต่ในขณะที่วิธีโพลีโพลีแบบต่อเนื่อง จะใช้การปรับค่าความกว้างของช่วงซึ่งใช้ในการคำนวณอยู่เสมอ จึงทำให้สามารถปรับค่าของความกว้างของช่วงให้มีความยาวที่เหมาะสมต่อสถานะของการคำนวณได้ กล่าวคือ ในช่วงเริ่มต้นของการคำนวณ ค่าความกว้างของช่วงจะถูกตั้งให้มีค่ามาก เนื่องจาก ณ ตำแหน่ง ดังกล่าวยังห่างจากจุดวิกฤติ แต่เมื่อการคำนวณเข้าใกล้จุดวิกฤติแล้ว จึงปรับค่าความกว้างของช่วงให้มีค่าน้อยๆ เพื่อที่จะได้คำตอบที่ถูกต้องและแม่นยำดังแสดงการเปรียบเทียบค่าผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณหาจุดวิกฤติของทั้ง 2 วิธีได้ตามรูปที่ 5.16

นอกจากนี้จะสังเกตได้ว่า หลักการปรับค่าความกว้างของช่วงของวิธีการไหลของโพลีโพลีแบบต่อเนื่องนี้ยังสามารถลดจำนวนรอบของการคำนวณ ไม่ให้เกิน 4-5 รอบการคำนวณต่อการคำนวณหาจุดวิกฤติ 1 ครั้งได้ ซึ่ง ณ จุดนี้จะมีผลทำให้สามารถลดเวลาในการคำนวณหาจุดวิกฤติได้ โดยจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



โดยที่ 1 คือ ระบบทดสอบที่ไม่มีอุปกรณ์ชดเชย $\epsilon=0.001$

โดยที่ 2 คือ ระบบทดสอบที่ไม่มีอุปกรณ์ชดเชย $\epsilon=0.01$

โดยที่ 3 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

โดยที่ 4 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

โดยที่ 5 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

โดยที่ 6 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยหลายๆตัวเข้าด้วยกัน

รูปที่ 5.16 กราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าผิดพลาดในวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างวิธีโหลดโพล်แบบดั้งเดิมกับวิธีโหลดโพล်แบบต่อเนื่อง

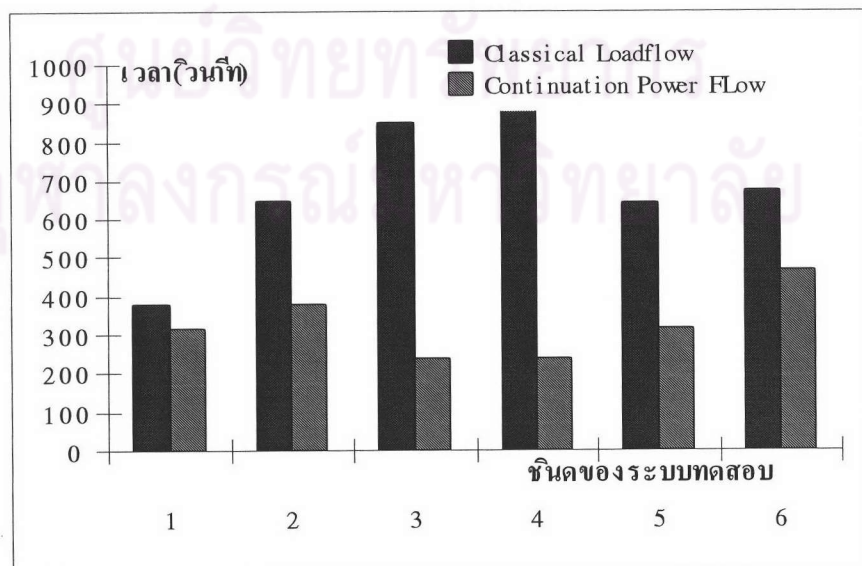
-การเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์การหาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากหลักการในการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติที่แตกต่างกันของทั้งสองวิธีดังที่กล่าวมาแล้วจากหัวข้อก่อนหน้า เวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังจากวิธีการโหลดของกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่องจะน้อยกว่าวิธีการโหลดของกำลังไฟฟ้าแบบธรรมดาทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจุดวิกฤติของระบบทดสอบ กล่าวคือ ถ้าจุดวิกฤติของระบบทดสอบอยู่ใกล้กับจุดเริ่มต้นของการคำนวณเวลาที่ในการคำนวณจากทั้ง 2 วิธีจะมีค่าที่ใกล้เคียงกันเนื่องจากรอบที่ใช้ในการคำนวณหาจุดวิกฤติ กฤตมีน้อยใกล้เคียงกัน แต่ในระบบทดสอบที่สามารถจ่ายโหลดได้มากหรือ มีจุดวิกฤติที่ห่างจากจุดเริ่มต้นมากๆแล้ว เวลาที่ใช้ในการคำนวณจากวิธีการโหลดของกำลังไฟฟ้าแบบต่อเนื่องจะน้อยกว่า เวลาที่วิธีการโหลดของกำลังไฟฟ้าแบบธรรมดาใช้มาก เนื่องจากรอบที่ใช้ในการคำนวณของวิธี

โหลดโพลว์แบบต่อเนื่องน้อยกว่าวิธีโหลดโพลว์แบบธรรมดาмаกนั่นเอง ดังแสดงการเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการคำนวณตามตารางที่ 5.16 และรูปที่ 5.17 ต่อไปนี้

ตารางที่ 5.16 แสดงการเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้า

| ระบบทดสอบ | วิธีคำนวณ | จำนวน รอบ | เวลา (วินาที) |
|---|-----------------------|--------------|---------------|
| ไม่มีติดตั้งอุปกรณ์ ชดเชยแรงดัน $\epsilon=0.01$ | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 1061 | 379 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 567 | 317 |
| ไม่มีติดตั้งอุปกรณ์ ชดเชยแรงดัน $\epsilon=0.001$ | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 3142 | 649 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 820 | 376 |
| ติดตั้งตัวเก็บประจุ แบบอนุกรม | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 3305 | 852 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 644 | 237 |
| ติดตั้งตัวเก็บประจุ แบบขนาน | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 4161 | 964 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 644 | 237 |
| ติดตั้งหม้อแปลง ปรับค่าได้ | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 3012 | 640 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 566 | 318 |
| ติดตั้งอุปกรณ์ชดเชย แรงดันหลายชนิด | โหลดโพลว์แบบธรรมดา | 2213 | 673 |
| | โหลดโพลว์แบบต่อเนื่อง | 608 | 467 |



- โดยที่ 1 คือ ระบบทดสอบที่ไม่มีอุปกรณ์ชดเชย $\epsilon=0.001$
 โดยที่ 2 คือ ระบบทดสอบที่ไม่มีอุปกรณ์ชดเชย $\epsilon=0.01$
 โดยที่ 3 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม
 โดยที่ 4 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน
 โดยที่ 5 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้
 โดยที่ 6 คือ ระบบทดสอบที่ติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยหลายๆตัวเข้าด้วยกัน

รูปที่ 5.17 กราฟแสดงการเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้า

5.8 ผลการวิเคราะห์หาขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้ากำลัง

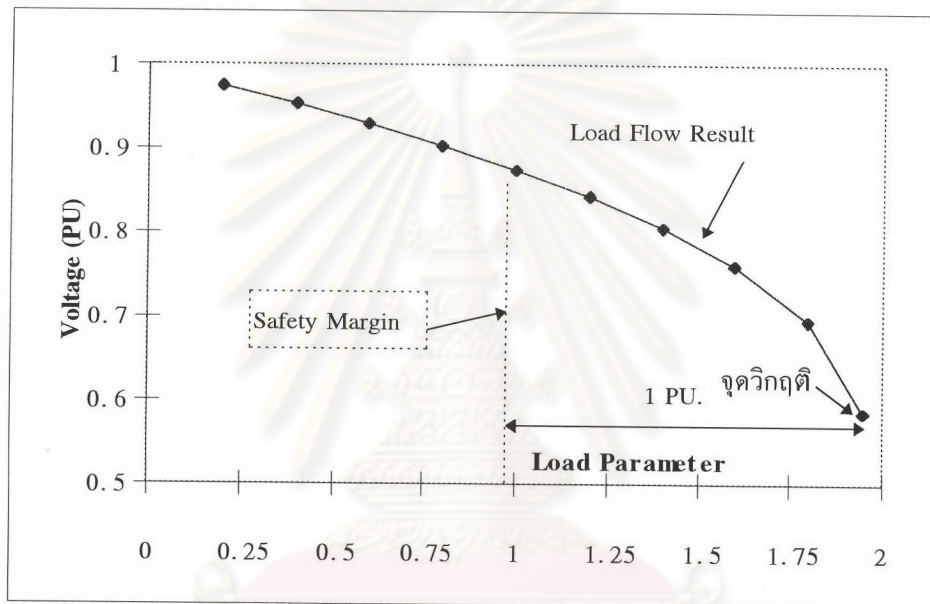
โดยปกติการเกิดการพังทลายของแรงดัน เป็นกระบวนการที่ขนาดของแรงดันของระบบลดลงอย่างช้าๆ ในช่วงแรก ต่อเมื่อใกล้จุดวิกฤติของระบบแล้วระดับของแรงดันระบบจึงจะลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้นวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาการพังทลายของแรงดันในขั้นแรกคือ การรับรู้ถึงการลดลงของแรงดันอย่างผิดปกติและแจ้งเตือนให้กับ ผู้ปฏิบัติงานให้ตัดสินใจกระทำอย่างใดอย่างหนึ่งเพื่อป้องกันการเกิดการพังทลายของแรงดัน

จากหลักการดังกล่าวจึงได้มีการกำหนดขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการขึ้นซึ่งขอบเขตปลอดภัยนี้ใช้เป็นเงื่อนไขในการแจ้งเตือนแก่ผู้ปฏิบัติการ ซึ่งมีค่าเท่ากับค่าตัวประกอบโหลด (Load Parameter) 1 เปรอ์ยูนิต [8] ก่อนถึงจุดวิกฤติของระบบ ดังแสดงผลการวิเคราะห์หาขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติงาน เทียบกับการวิเคราะห์หาจุดวิกฤติของระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งเป็นกรณีต่างๆ ในรูปของตารางและกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับพลังงานที่จ่ายได้ดังต่อไปนี้

- กรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันซึ่งมีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้เท่ากับ 0.001

ตารางที่ 5.17 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.5853 | -36.15 | 11.56 | 2.06 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.8790 | -20.10 | 11.08 | 1.98 |

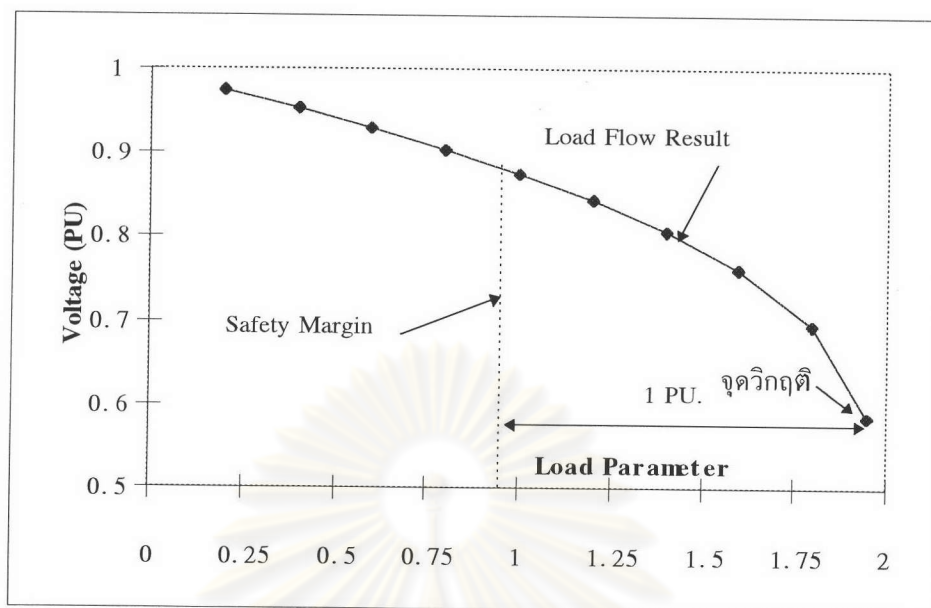


รูปที่ 5.18 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

- กรณีระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันซึ่งมีค่าผิดพลาดที่ยอมรับได้เท่ากับ 0.01

ตารางที่ 5.18 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.5859 | -35.62 | 11.56 | 2.06 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.8791 | -19.60 | 11.07 | 1.98 |

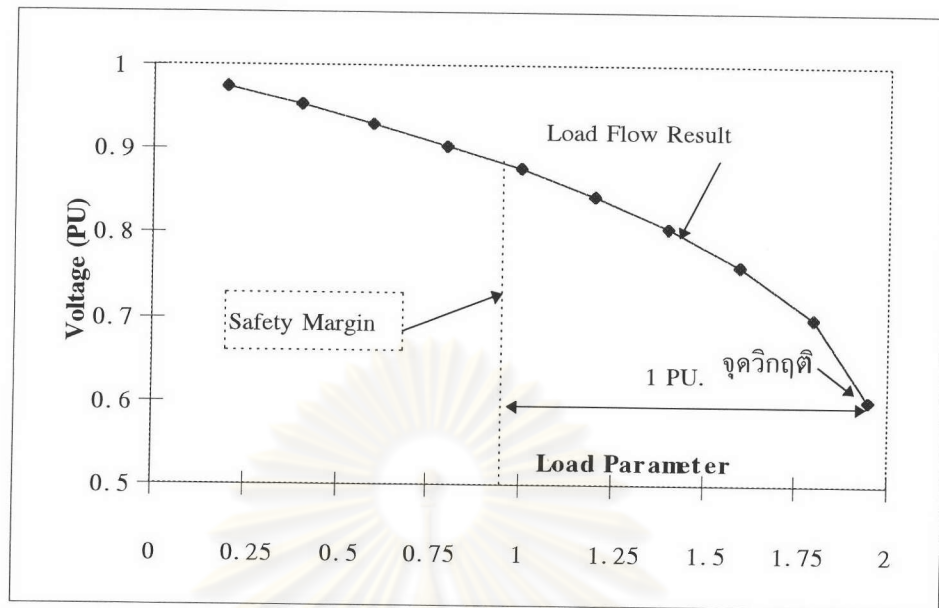


รูปที่ 5.19 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

- กรณีระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรมขนาด 0.01 เฟอร์ยูนิต
ระหว่างบัสที่ 27 กับบัสที่ 30

ตารางที่ 5.19 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.5855 | -35.92 | 11.55 | 2.07 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.8755 | -19.41 | 11.06 | 1.98 |

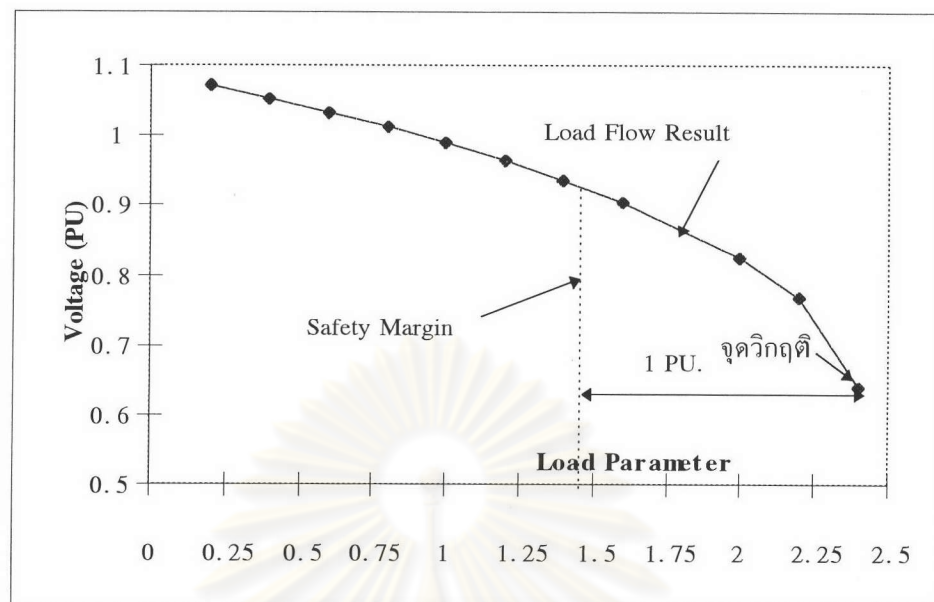


รูปที่ 5.20 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม

- กรณีระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด 40 MVAR ที่บัส 30

ตารางที่ 5.20 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.6562 | -46.31 | 11.77 | 2.11 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.9526 | -24.3 | 11.22 | 2.01 |

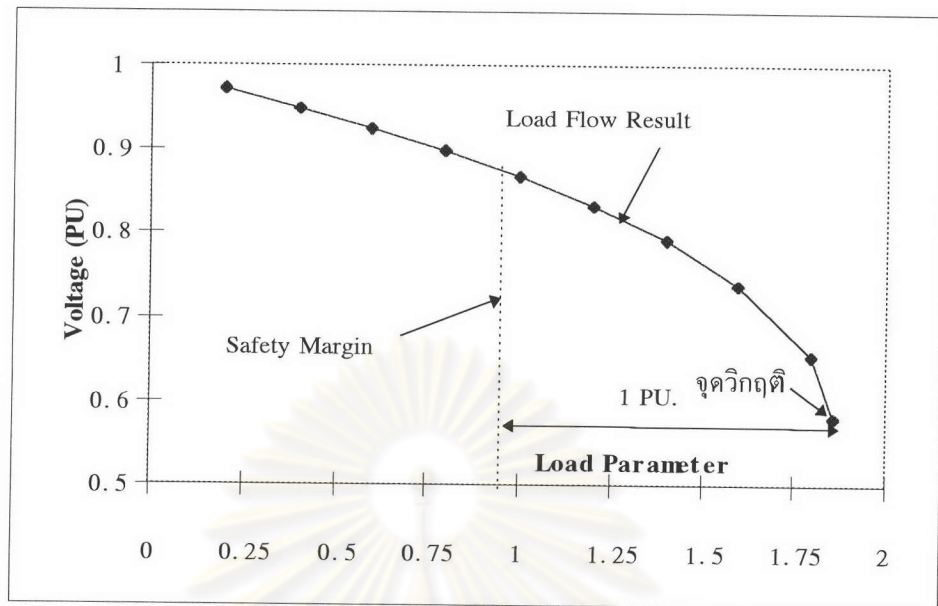


รูปที่ 5.21 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับจุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนาน

- กรณีระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ที่มีอัตราส่วนระหว่างระดับแรงดัน
ทางด้านปฐมภูมิด้านกับระดับแรงดันทางด้านทุติยภูมิเท่ากับ 1.1 ระหว่างบัสที่ 29 กับบัสที่ 30

ตารางที่ 5.21 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ
เทียบกับจุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.6924 | -30.68 | 11.38 | 2.04 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.9165 | -17.76 | 10.89 | 1.95 |

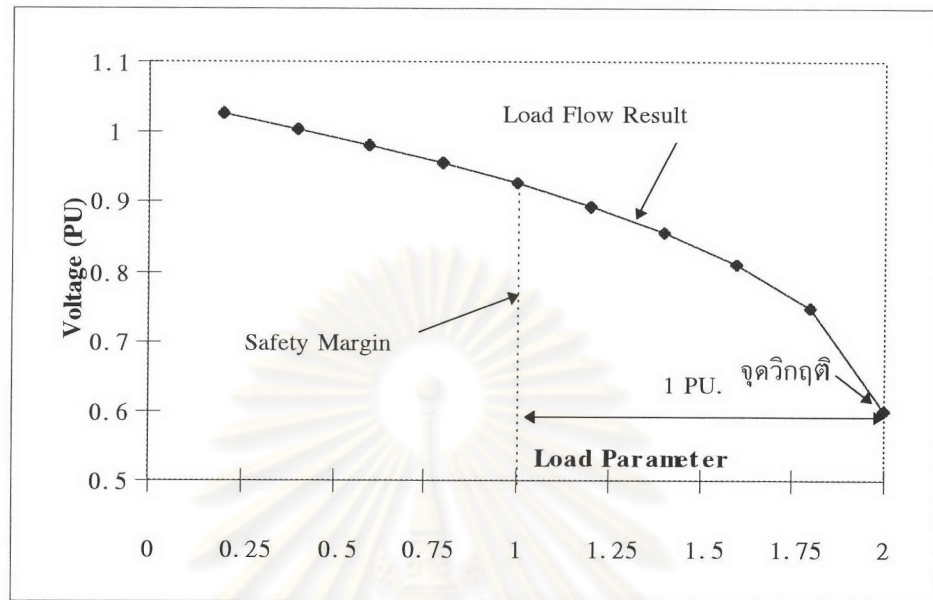


รูปที่ 5.22 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ เทียบกับจุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้

- กรณีระบบทดสอบที่มีการติดตั้งทั้งตัวเก็บประจุแบบอนุกรม ตัวเก็บประจุแบบขนาน และหม้อแปลงปรับค่าได้พร้อมๆกัน โดยมีการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวต่อไปนี้
 - ติดตั้งตัวเก็บประจุที่มีอิมพีแดนซ์ = 0.01 เปรอร์ยูนิตเข้าที่สายส่งระหว่างบัส 27 กับบัส 30
 - ติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานขนาด = 20 MVAR เข้าที่บัส 30
 - ติดตั้งหม้อแปลงปรับค่าได้ซึ่งมีการตั้งค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันทางด้านทุติยภูมิกับแรงดันทางด้านปฐมภูมิ = 1.2 ระหว่างบัส 29 กับบัส 30

ตารางที่ 5.22 แสดงการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการ เทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายชนิดพร้อมกัน

| ผลการวิเคราะห์ | แรงดัน | มุมเฟส | กำลังจริง | กำลังรีแอกทีฟ |
|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------|
| ค่า ณ จุดวิกฤติของระบบ | 0.6040 | -41.35 | 11.58 | 2.06 |
| ค่าขอบเขตปลอดภัยของระบบ | 0.9175 | -22.44 | 11.09 | 1.98 |



รูปที่ 5.23 กราฟแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าขอบเขตปลอดภัยในการปฏิบัติการเทียบกับ จุดวิกฤติของระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันหลายชนิดพร้อมกัน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย