

บทที่ 5

การศึกษาผลจากการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC

ในบทนี้จะศึกษาถึง ผลที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC โดยระบบที่ใช้ศึกษาเป็นระบบไฟฟ้าภาคใต้ของประเทศ ซึ่งระบบมีรายละเอียดกล่าวในบทที่ 4 แบ่งกรณีศึกษา เป็น 3 กรณี ดังนี้

1. กรณีที่ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ไหลจากประเทศไทยไปประเทศมาเลเซีย
2. กรณีที่ระบบ HVDC เปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
3. การใช้ระบบ HVDC เพื่อช่วยแก้ปัญหาเสถียรภาพในระบบไฟฟ้า

และได้ศึกษาผลการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเสถียรภาพระบบไฟฟ้า ได้แก่

1. ตัวควบคุมเสถียรภาพระบบ (PSS) เพิ่มในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว
2. ตัวชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแบบสถิต (SVC) เพิ่มในระบบ

5.1 กรณีที่ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ไหลจากประเทศไทยไปประเทศมาเลเซีย

ในกรณีศึกษานี้ เป็นการศึกษาผลที่เกิดขึ้นในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 300 MW ซึ่งไหลจากด้านประเทศไทยไปประเทศมาเลเซีย โดยก่อนมีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น ระบบที่ใช้ทำการศึกษา มีลักษณะดังต่อไปนี้

1. กำหนดให้ระบบ AC ก่อนมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC มีกำลังการผลิตเท่ากับ 662 MW ซึ่งคิดเป็น 50 % ของค่ากำลังผลิตสูงสุดในระบบ (1324 MW) โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวจ่ายกำลังไฟฟ้า 50 % ของค่ากำลังการผลิตสูงสุด และค่าแรงดันที่จ่ายออกมามีค่าแสดงในตารางที่ 5.1

Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 5.1 การจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	กำลังผลิตสูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้าที่จ่าย (MW)	คิดเป็น (p.u.)	แรงดันที่จ่าย (p.u.)
SRT	2×122	2×61	0.5	1.03
RPB	3×80	3×40	0.5	1.04
KN_1	2×75	2×37.5	0.5	1.02
KN_2	4×115	2×57.5	0.5	1.02
KN_3	1×230	1×115	0.5	1.02
รวม	1324	662		

2. กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวมีการติดตั้งตัว AVR และตัวบังคับ ตามชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแสดงรายละเอียดในบทที่ 4

3. กำหนดให้โหลดแต่ละตำแหน่งในระบบ มีค่าแปรผันตามขนาดกำลังการผลิตของระบบ โดยใช้ค่าเปอร์เซ็นต์โหลดแต่ละตำแหน่งในตารางที่ 4.11 และกำหนดโหลดแต่ละตำแหน่งมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.98 จะได้ขนาดโหลดแต่ละบัส แสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลโหลดในแต่ละบัส

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้านอกทีฟ (MVar)
สุราษฎร์ธานี (SRT)	22.71	4.61
ราชประภา (RPB)	0.53	0.11
ขนอม (KN)	105.39	21.40
นครศรีธรรมราช (NT)	97.58	19.81
พัทลุง (PU)	39.92	8.11
หาดใหญ่ 2 (HY2)	241.17	48.97
ทุ่งสง (TS)	154.71	31.42
รวม	662.00	134.43

4. ไม่พิจารณาตัวชดเชยกำลังไฟฟ้านอกทีฟแบบสถิต (SVC) ที่ติดตั้งที่บัสสถานีบางสะพาน(BSP) เพราะถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของระบบภายนอก (External Grid) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบที่ใช้เป็นกรณีศึกษา และถือว่าบัสสถานีนางสะพาน (BSP) เป็นบัสอ้างอิงของระบบ

5. ระบบ HVDC กำหนดให้มีค่ากระแส, แรงดัน และค่ามุมต่างๆ ดังนี้

$$I_d = 0.1 \text{ kA}$$

$$V_{di} = 300 \text{ kV}$$

$$\alpha_r = 22.2^\circ$$

$$\gamma_i = 22.2^\circ$$

6. ตัวควบคุมกระแส ในระบบ HVDC มีค่าพารามิเตอร์ดังนี้

$$K_r = 0.1$$

$$T_r = 0.008$$

$$\alpha_{\max} = 90^\circ$$

$$\alpha_{\min} = 5^\circ$$

$$K_i = 0.1$$

$$T_i = 0.008$$

$$\gamma_{\max} = 90^\circ$$

$$\gamma_{\min} = 20^\circ$$

$$I_m = 0.0$$

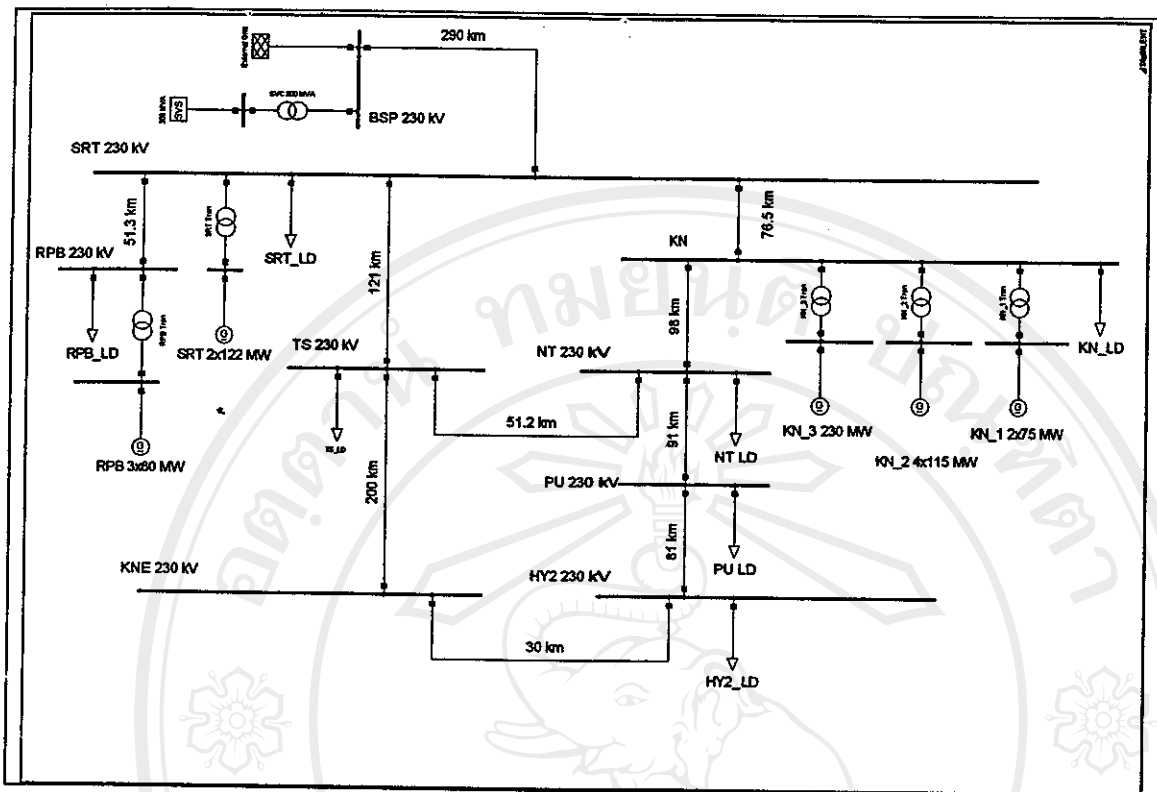
7. ติดตั้งวงจรกรองทั้ง 3 ชุด (1x84 MVar และ 2x42 Mvar) เข้าในระบบ เพื่อช่วยลดฮาร์มอนิกและเพิ่มแรงดันให้กับบัสสถานีดลองแอง (KNE)

ระบบที่ใช้ทำการศึกษานำมาเขียนเป็นแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) ในโปรแกรม DIGSILENT *Power Factory* เพื่อที่จะใช้ทำการวิเคราะห์ได้ดังรูปที่ 5.1

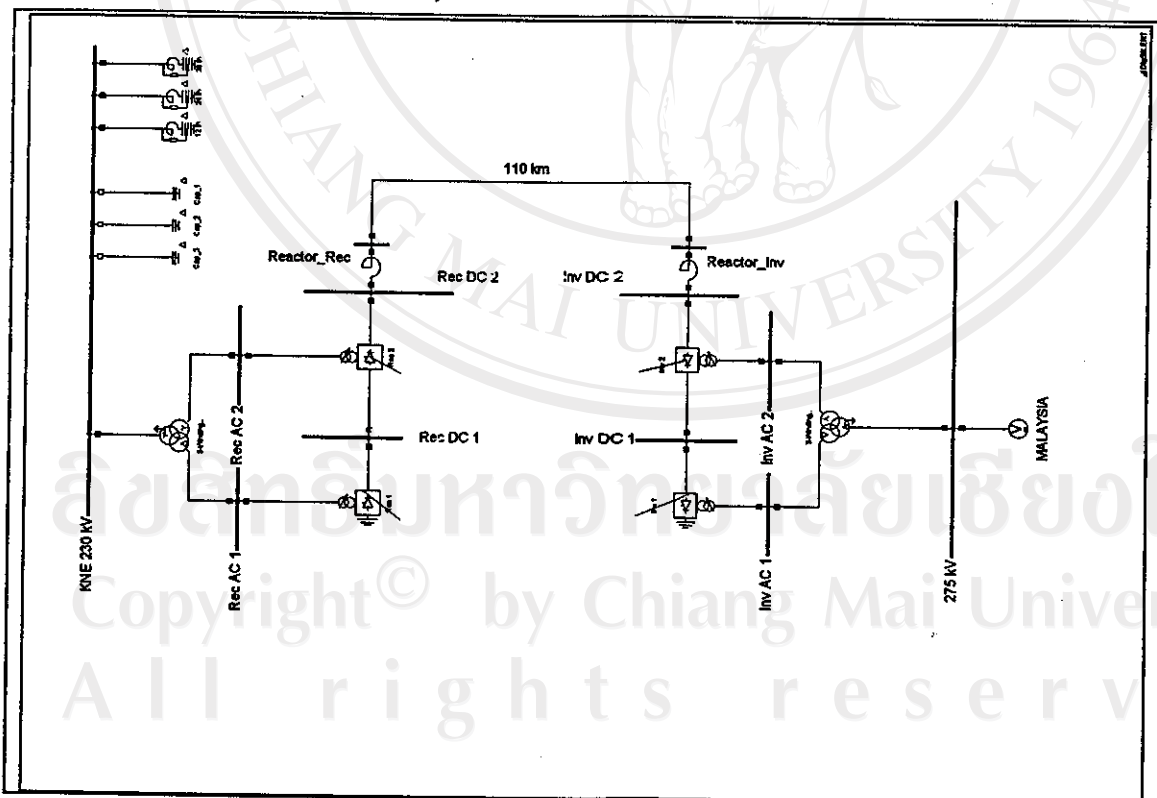
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University

All rights reserved



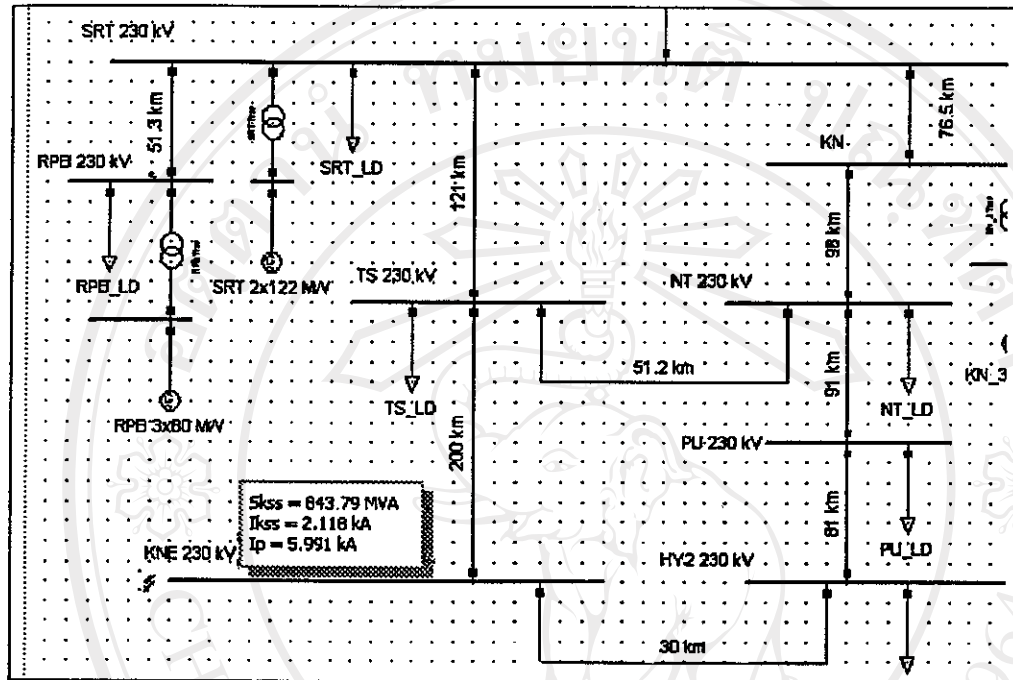
ก) ระบบ AC



ข) ระบบ HVDC

รูปที่ 5.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบเพื่อใช้วิเคราะห์ในโปรแกรม DIgSILENT Power Factory

สามารถหาค่าความแข็งแรงของระบบได้โดยการหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit MVA) ที่บัสสถานีดลองแจะ (KNE) ซึ่งเป็นบัสที่เชื่อมต่อกับระบบ HVDC ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่ได้จากการคำนวณโดยโปรแกรม DIGSILENT Power Factory มีค่าเท่ากับ 843.79 MVA แสดงในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 กำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่บัสสถานีดลองแจะ (KNE)

ระบบ HVDC มีพิกัดกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 300 MW และมีขนาดตัวกรอง (1x84 กับ 2x42 MVar) และตัวเก็บประจุ (3x84 MVar) ที่ต่อขนานกับระบบ รวมทั้งหมดเท่ากับ 420 MVar แทนค่าทั้งหมดในสมการที่ (2.20) พบว่าค่า ESCR เท่ากับ 1.413 ซึ่งถือว่าระบบมีความแข็งแรงน้อยมาก

คำนวณโหลดโฟลว์เพื่อหาค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในภาวะเริ่มต้นก่อนมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC โดยคำนวณด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน สามารถหาค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในระบบได้ดังนี้

ระบบ DC

- ด้านเรกติไฟเออร์

$$V_{dr} = 303.34 \text{ kV}$$

$$\alpha_r = 22.2^\circ$$

$$a_r = 0.96$$

$$P_r = 30.03 \text{ MW}$$

$$\mu_r = 0.87^\circ$$

$$V_{ac,rec} = 125.13 \text{ kV}$$

$$Q_r = 12.53 \text{ MW}$$

$$\gamma_r = 156.93^\circ$$

- ด้านอินเวอร์เตอร์

$$V_{di} = 300.00 \text{ kV}$$

$$P_i = -30.0 \text{ MW}$$

$$Q_i = 12.51 \text{ MW}$$

$$\alpha_i = 156.93^\circ$$

$$\mu_i = 0.87^\circ$$

$$\gamma_i = 22.2^\circ$$

$$\alpha_i = 0.98$$

$$V_{ac,inv} = 122.24 \text{ kV}$$

ระบบ AC

แรงดันที่บัสต่างๆ ที่ได้จากการคำนวณโหลดโฟลว์ แสดงในตารางที่ 5.3 และค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.3 แรงดันที่บัสต่างๆ ในระบบ

บัส	แรงดัน (p.u.)
บางสะพาน (BSP)	1.05
สุราษฎร์ธานี (SRT)	1.02
ราชบุรี (RBP)	1.03
ขอนแก่น (KN)	1.01
นครศรีธรรมราช (NT)	0.98
พัทลุง (PU)	0.99
หาดใหญ่ 2 (HY2)	1.01
ทุ่งสง (TS)	0.98
คลองแงะ (KNE)	1.02

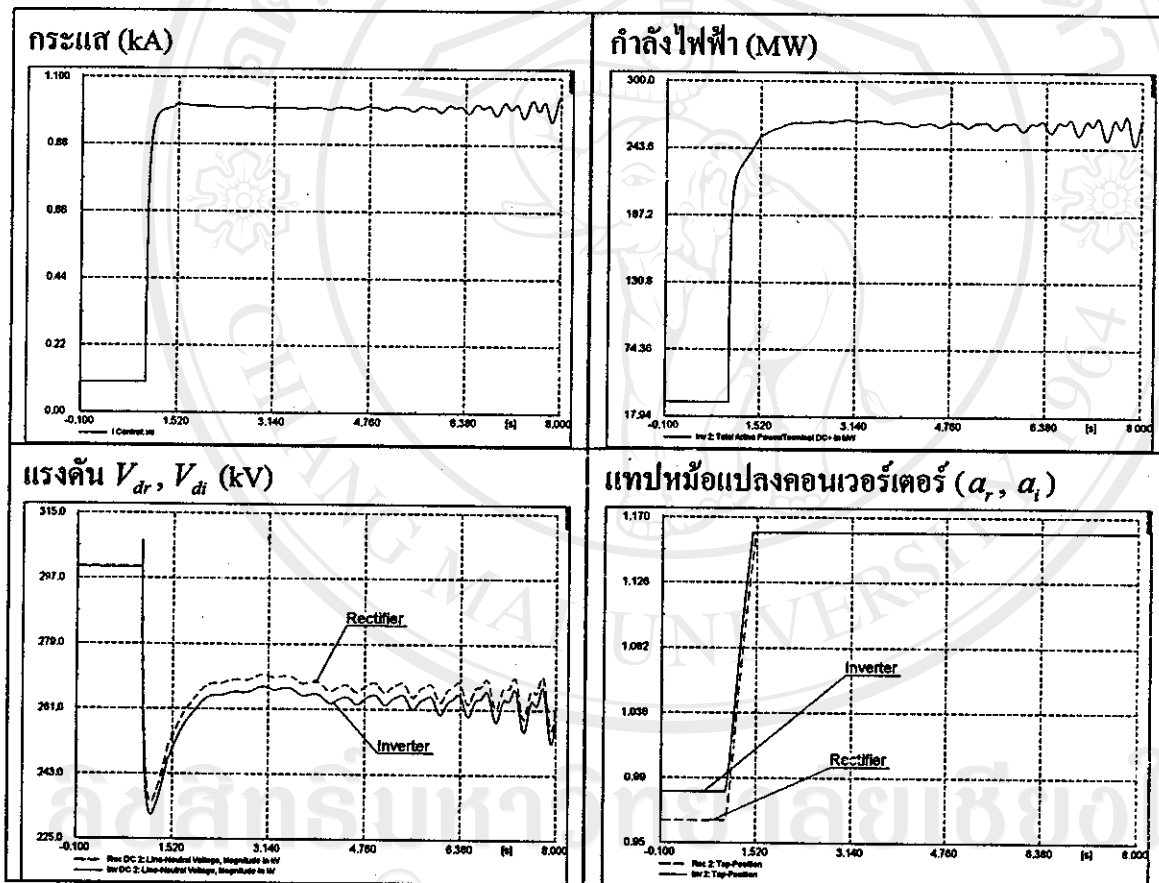
ตารางที่ 5.4 ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	กำลังไฟฟ้าที่จ่าย (p.u.)	แรงดันที่จ่าย (p.u.)	ความเร็ว (p.u.)	มุมโรเตอร์ (องศา)
SRT	0.5	1.03	1	18.68°
RBP	0.5	1.04	1	18.52°
KN_1	0.5	1.02	1	29.21°
KN_2	0.5	1.02	1	32.61°
KN_3	0.5	1.02	1	31.64°

เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 300 MW (เปลี่ยนค่า I_d จาก 0.1 kA เป็น 1 kA) โดยกำลังไฟฟ้าไหลจากด้านประเทศไทยไปประเทศมาเลเซีย จากการคำนวณด้วยโปรแกรม DIGSILENT Power Factory โดยกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นที่เวลา 1 วินาที คำนวณขั้นเวลาละ 0.001 วินาที โดยคำนวณเป็นเวลา 8 วินาที ซึ่งผลที่เกิดขึ้นในระบบ DC และ AC มีดังต่อไปนี้

ระบบ DC

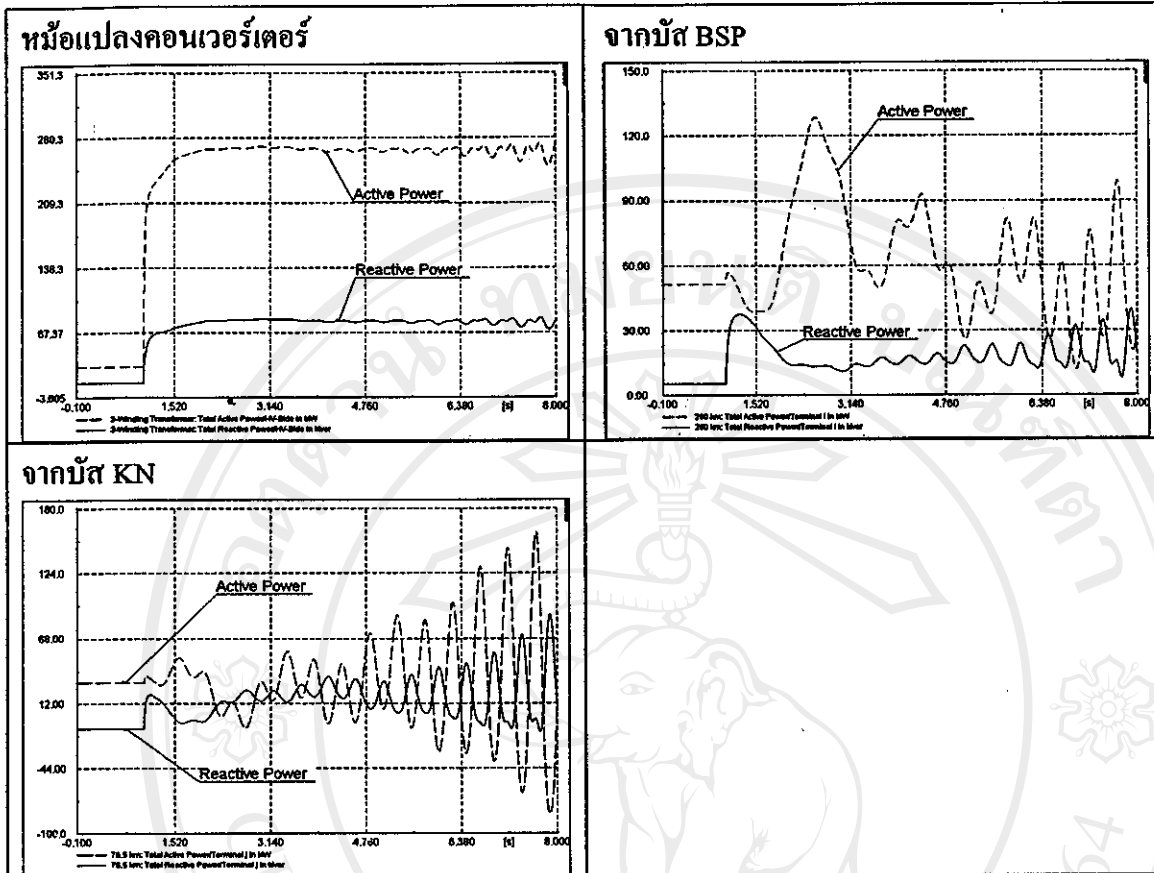
ผลกระทบต่อค่ากระแส, กำลังไฟฟ้า, แรงดัน และ ค่าเทปหม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC แสดงในรูปที่ 5.3



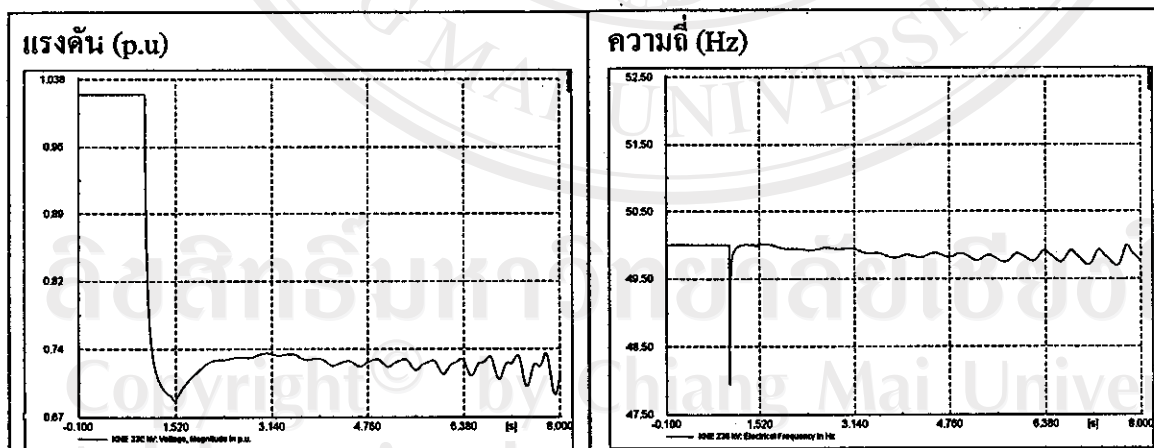
รูปที่ 5.3 ผลกระทบต่อระบบ HVDC เมื่อกำลังไฟฟ้า เปลี่ยนจาก 30 MW เป็น 300 MW

ระบบ AC

ผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผ่านในหม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์ จากบัสสถานีนางสะพาน (BSP) และจากบัสสถานีขนอม (KN) แสดงในรูปที่ 5.4 ค่าแรงดันและความถี่ที่เปลี่ยนแปลงที่บัสสถานีคลองแงะ (KNE) แสดงในรูปที่ 5.5



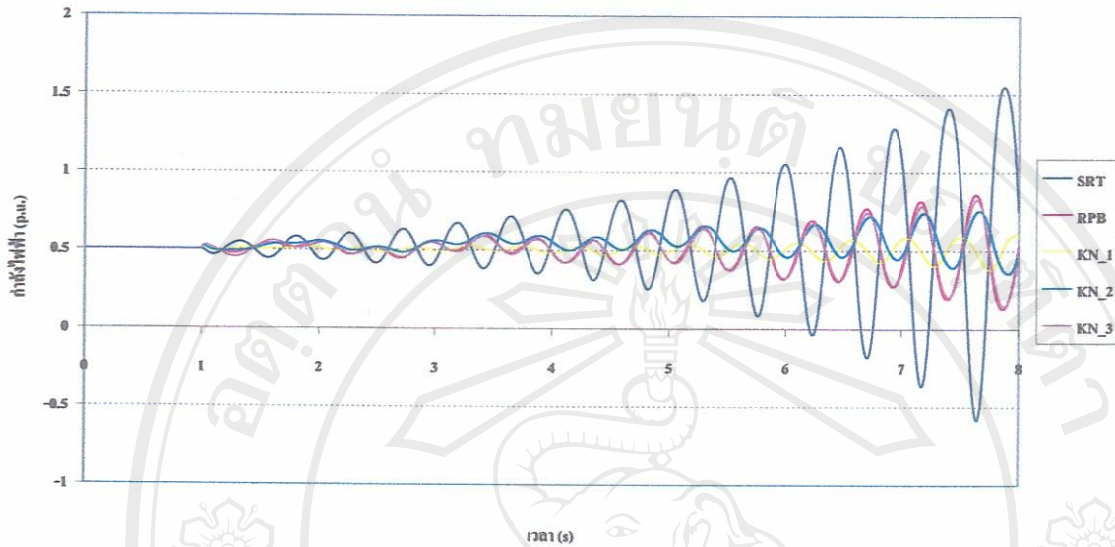
รูปที่ 5.4 ผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผ่านในหม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์, จากบัสสถานีบางสะพาน (BSP) และจากบัสสถานีขนอม (KN)



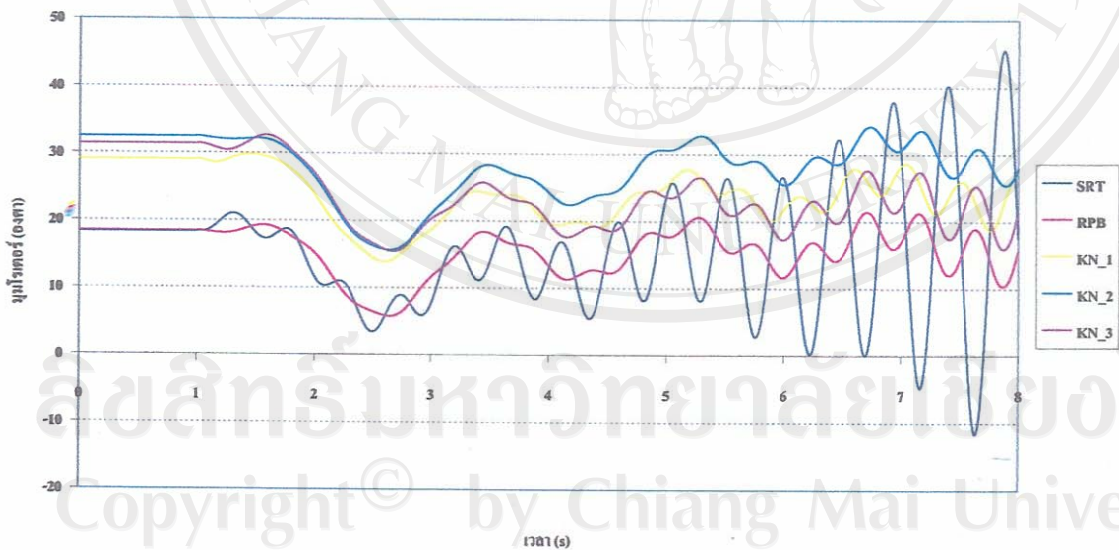
รูปที่ 5.5 ค่าแรงดันและความถี่ที่เปลี่ยนแปลงที่บัสสถานีคลองแระ (KNE)

การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้า, มุมโรเตอร์, ความเร็ว และ แรงดัน ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว แสดงในรูปที่ 5.6

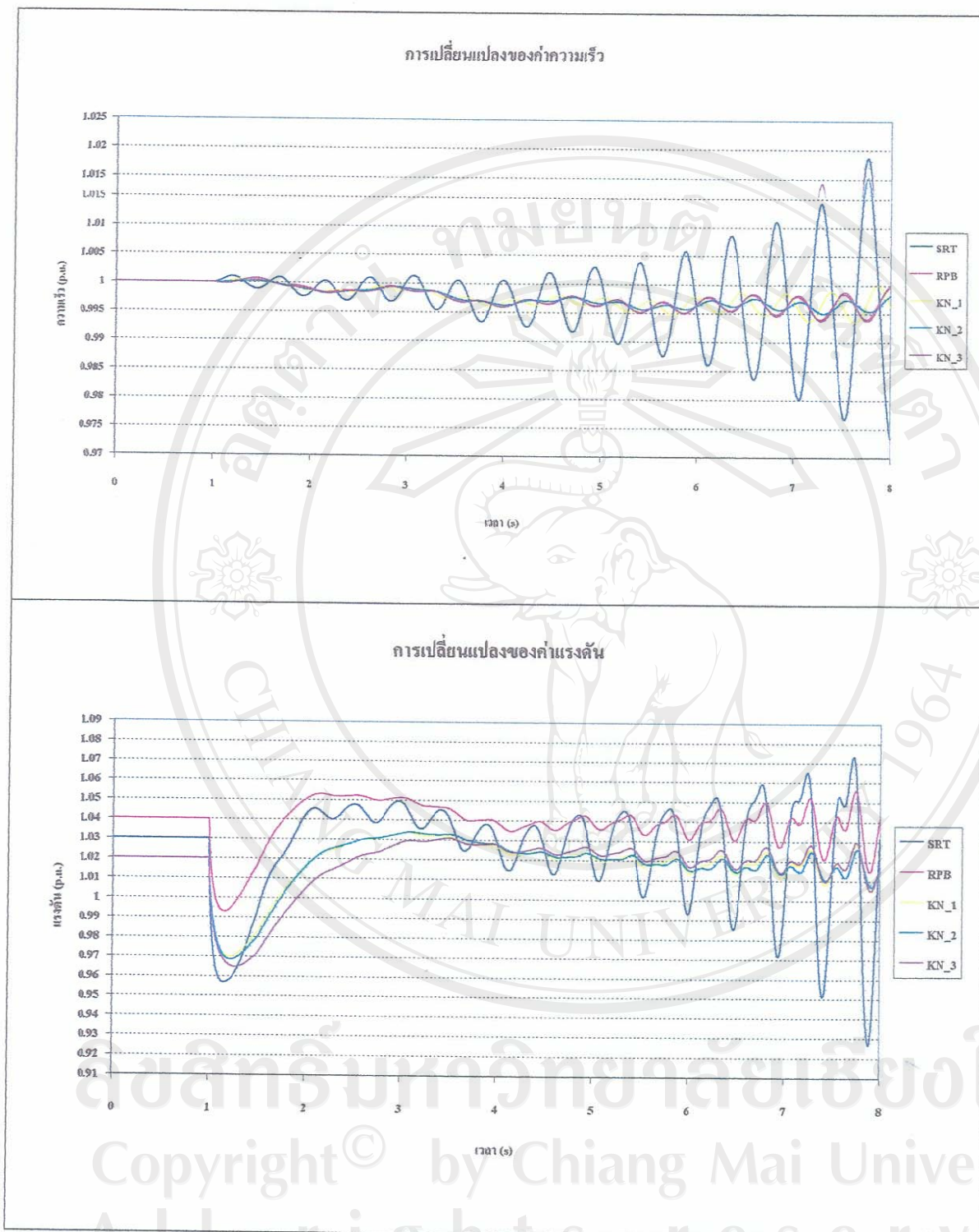
การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า



การเปลี่ยนแปลงของมุมโรเตอร์



รูปที่ 5.6 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ เมื่อกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC เปลี่ยนจาก 30 MW เป็น 300 MW



รูปที่ 5.6 (ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ เมื่อกำลังไฟฟ้าในระบบ

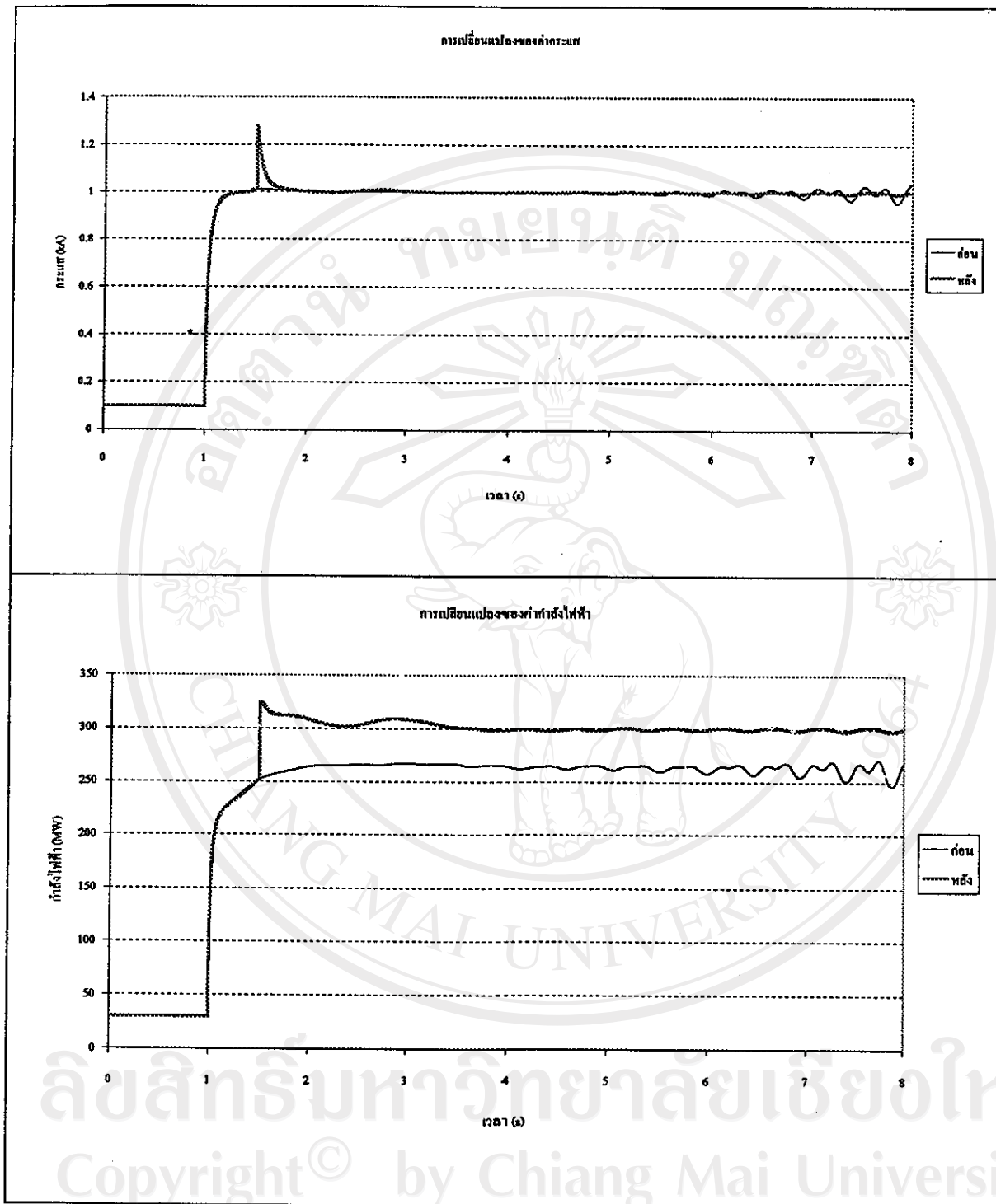
HVDC เปลี่ยนจาก 30 MW เป็น 300 MW

ผลกระทบต่อระบบ HVDC

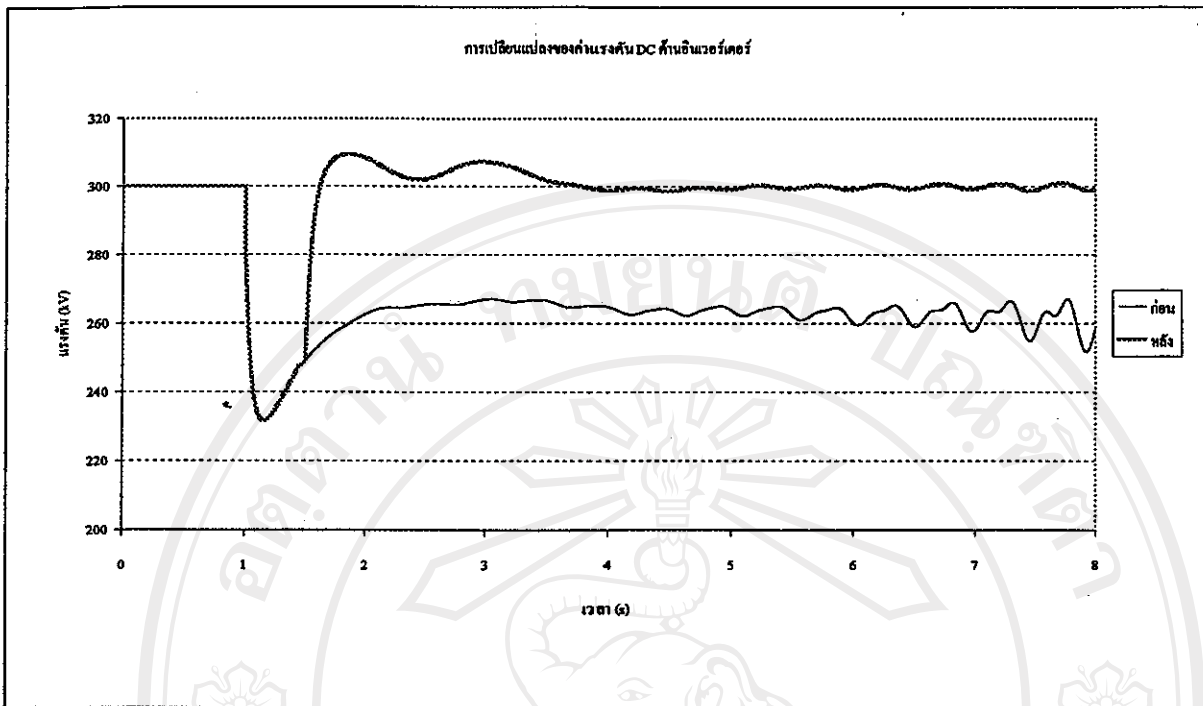
จากรูปที่ 5.3 พบว่ากระแส I_d จะใช้เวลาประมาณ 2.3 วินาทีในการปรับค่าจาก 0.1 เป็น 1.0 kA แต่ค่ากระแสจะคงที่ช่วงหนึ่งแล้วจะมีการแกว่งเล็กน้อย และมีแนวโน้มจะแกว่งเพิ่มมากขึ้นเรื่อยๆ การแกว่งที่เกิดขึ้นมาจากการที่ ความถี่ของระบบ AC มีค่าเปลี่ยนแปลง โดยดูได้จากการแกว่งของค่าความถี่ที่บัส KNE ในรูปที่ 5.5 ซึ่งเกิดจากการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้า (Power System Oscillations) ในระบบ AC ความถี่ที่เปลี่ยนแปลงมากเกินไปจะทำให้ตัวควบคุมความถี่ไม่สามารถควบคุมการจุดชนวนไทรสเตอร์ได้อย่างถูกต้อง ก็จะทำให้ตัวควบคุมกระแสไม่สามารถควบคุมค่ากระแสให้มีค่าคงที่ได้

ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านในระบบ HVDC พบว่ามีค่าไม่ถึง 300 MW เนื่องจากแรงดัน DC มีค่าไม่ถึง 300 kV การที่แรงดันมีค่าตกลงไปถึงแม้จะมีการปรับแทปของหม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์จนมีค่าสูงสุด (1.16 p.u.) ก็เพราะว่ามีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและมีค่ามาก โดยเฉพาะค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะทำให้เกิดแรงดันตกที่บัส KNE (รูปที่ 5.5) โดยพบว่าแรงดันตกลงไป 0.3 p.u. ซึ่งแรงดันที่ตกไปมากขนาดนั้น แม้จะเพิ่มค่าแทปจนมีค่าสูงสุด ก็ไม่เพียงพอที่จะเพิ่มแรงดัน DC จนถึงค่า 300 kV ได้ ซึ่งวิธีการแก้ปัญหาแรงดันตก คือต่อตัวเก็บประจุขนาด 3×84 MVar ขนานเข้ากับระบบ HVDC

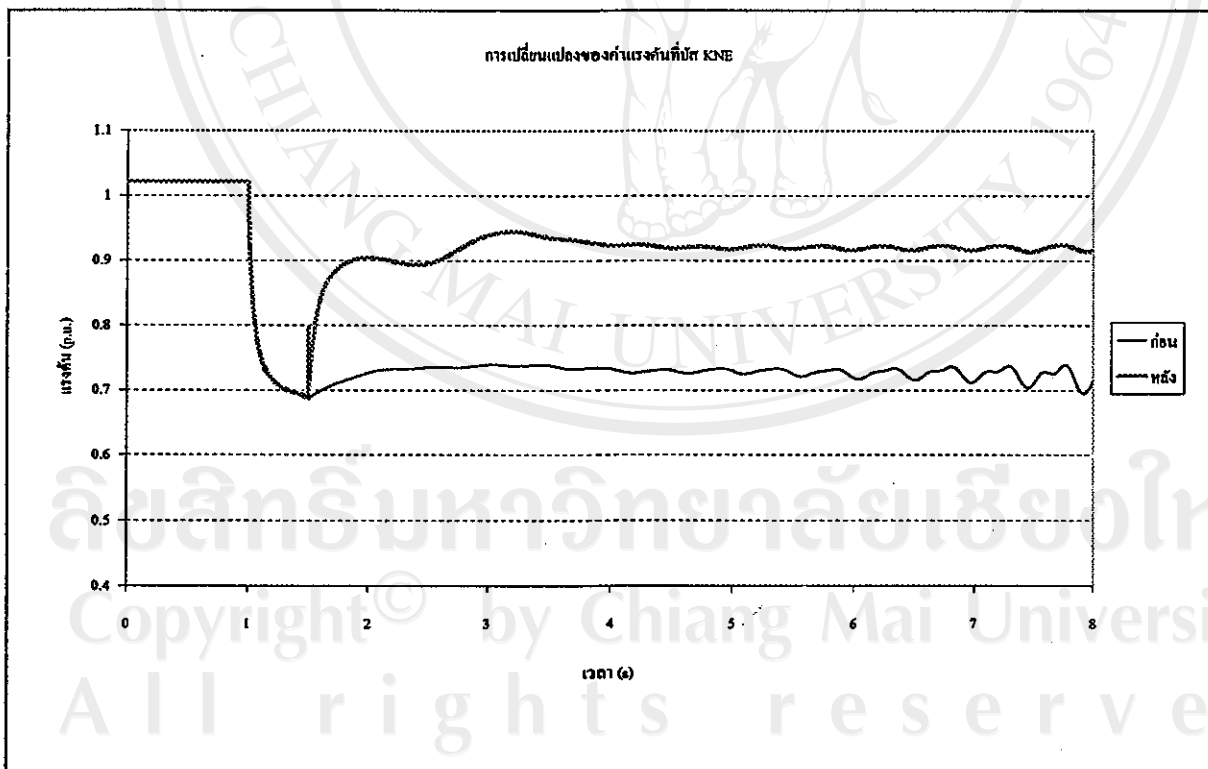
จากการทดสอบระบบโดยมีการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 3×84 MVar ขนานเข้ากับระบบที่บัส KNE โดยทำการติดตั้งที่เวลา 1.5 วินาที ได้ผลการศึกษาที่เกิดขึ้นในระบบ HVDC และบัส KNE แสดงในรูปที่ 5.7 และ 5.8



รูปที่ 5.7 ผลกระทบต่อระบบ HVDC กรณีก่อนและหลังมีการต่อชุดตัวเก็บประจุเข้ากับระบบ



รูปที่ 5.7 (ต่อ) ผลกระทบต่อระบบ HVDC กรณีก่อนและหลังมีการต่อชุดตัวเก็บประจุเข้ากับระบบ



รูปที่ 5.8 แรงดันบัส KNE กรณีก่อนและหลังมีการต่อชุดตัวเก็บประจุเข้ากับระบบ

จากรูปที่ 5.8 พบว่าเมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 3×84 MVar เข้าไปที่เวลา 1.5 วินาที แรงดันที่บัส KNE จะมีค่าเพิ่มขึ้น โดยแรงดันที่เพิ่มขึ้น จะส่งผลให้แรงดัน DC ในระบบ HVDC เพิ่มขึ้นตามไปด้วย ถึงแม้แรงดันที่บัส KNE จะเพิ่มไม่ถึง 230 kV แต่แรงดัน DC ก็สามารถเพิ่มมาถึง 300 kV ได้ (รูปที่ 5.7) โดยอาศัยการปรับค่าแทปของหม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์ช่วย ซึ่งการที่แรงดันสามารถเพิ่มได้ถึง 300 kV ก็จะทำให้ระบบสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้ 300 MW ตามค่าที่ต้องการ

ค่ากระแส I_d เมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไป จะส่งผลให้ค่ากระแสเพิ่มขึ้นอย่างชั่วคราวมาเป็นค่า 1.3 kA แต่เนื่องจากสายส่งสามารถทนค่ากระแสได้ 1.56 kA กระแสที่เพิ่มขึ้นจึงไม่ส่งผลกระทบต่อระบบ

ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

จากรูปที่ 5.6 เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC พบว่า ค่ากำลังไฟฟ้า, มุมโรเตอร์, ความเร็ว และแรงดัน ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวจะมีการแกว่งเกิดขึ้น ความถี่ของการแกว่งประมาณ 2 Hz และมีแนวโน้มที่การแกว่งจะมีขนาดมากขึ้นจนระบบสูญเสียเสถียรภาพ

การที่เกิดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าเนื่องมาจาก มีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 270 MW ตัวบังคับที่ติดตั้งในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะพยายามควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในระบบ แต่เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้ามีค่ามากเกินไปและเกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว (ประมาณ 2 วินาที) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงไม่สามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าให้ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นได้ ประกอบกับระบบไฟฟ้ามีความแข็งแกร่งน้อยมาก ทำให้สูญเสียเสถียรภาพได้ง่าย จึงทำให้เกิดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้า และการที่ระบบต้องส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามากขึ้น จะส่งผลให้ความเร็วและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลดลงและเกิดการแกว่งตามค่ากำลังไฟฟ้าด้วย

ถ้าต้องการลดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าและความถี่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องเพิ่มปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อค่ากำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และต้องเพิ่มการจ่ายให้ทันก่อนที่ระบบเกิดการสูญเสียเสถียรภาพ

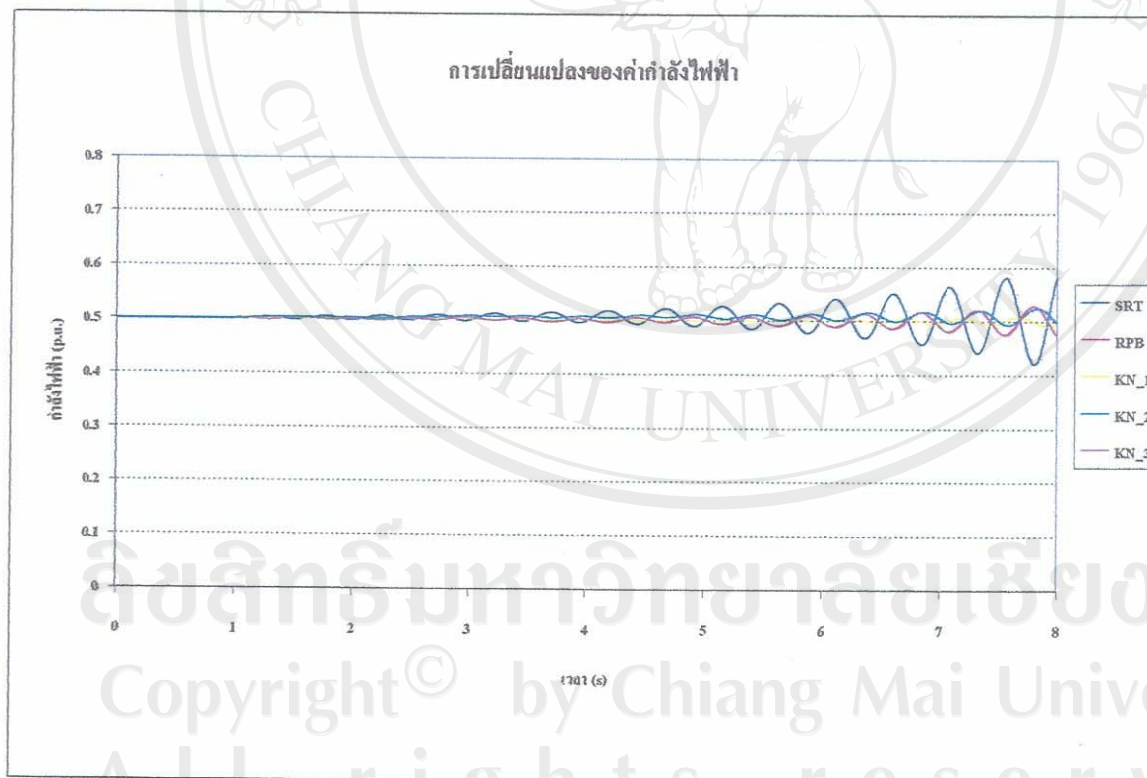
การเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่จ่ายจากเครื่องกำเนิด เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แรงดันจะตกลงไปชั่วขณะหนึ่ง แล้ว AVR ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะค่อยๆปรับค่าแรงดันให้เพิ่มขึ้น จนมีค่าใกล้เคียงกับค่าแรงดันที่จ่ายก่อนมีการเปลี่ยนแปลงในระบบ แต่จะมีการแกว่งเกิดขึ้น อันเนื่องมาจากการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากผลการทดสอบที่ได้ สาเหตุของการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบที่เกิดขึ้น น่าจะมาจากสาเหตุ 3 ประการดังนี้

1. มีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC มากเกินไป
2. ระบบที่ศึกษามีความแข็งแรงน้อยมาก
3. ค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ควบคุมในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ตัวบังคับ, AVR) ไม่เหมาะสม

5.1.1 การทดสอบขนาดของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC

จากสาเหตุข้อที่ 1 จึงทำการทดสอบระบบ โดยลดการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จากเดิมที่เปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจาก 30 MW เป็น 300 MW เหลือการเปลี่ยนแปลงจาก 30 MW เป็น 45 MW โดยค่ากำลังที่เปลี่ยนแปลงในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวแสดงในรูปที่ 5.9

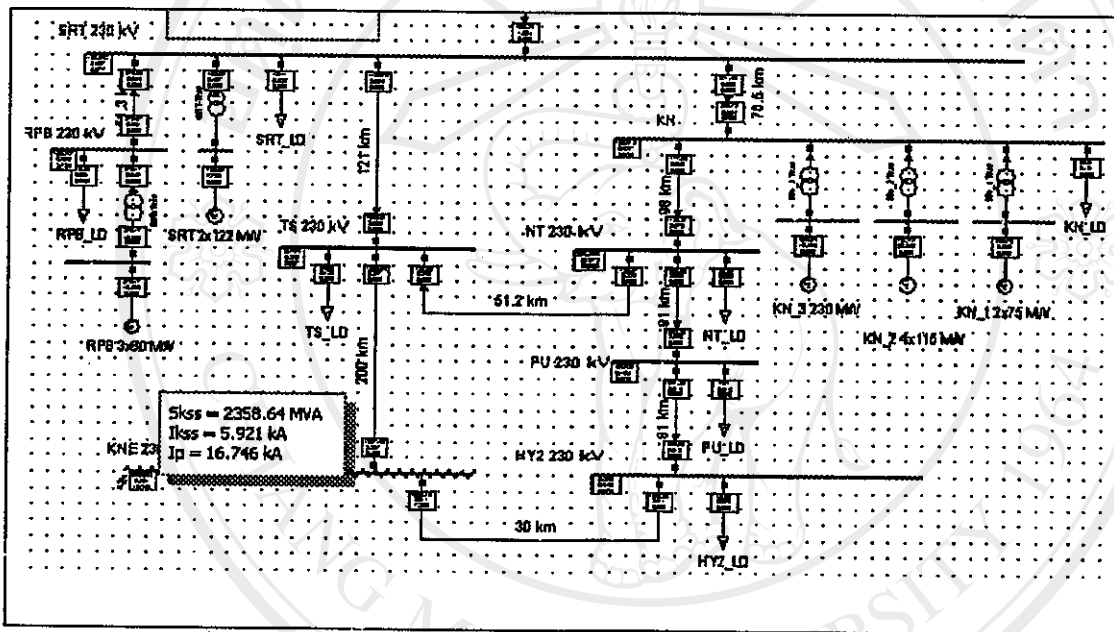


รูปที่ 5.9 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 45 MW

จากรูปที่ 5.9 ถึงแม้จะลดการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ลง ก็ยังเกิดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้า แสดงว่าการแกว่งที่เกิดขึ้นนี้ไม่เกี่ยวกับขนาดการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC

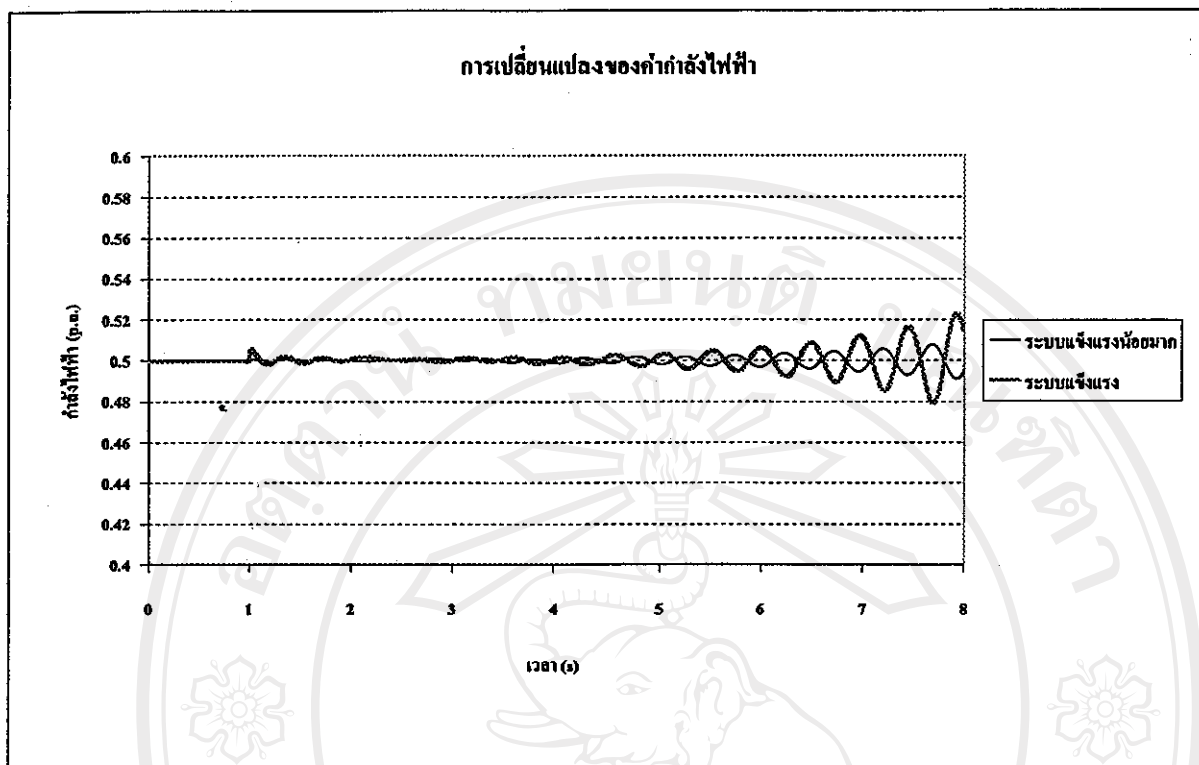
5.1.2 การทดสอบเพิ่มความแข็งแกร่งของระบบ

จากสาเหตุข้อที่ 2 จึงทำการทดสอบระบบ โดยเพิ่มความแข็งแกร่งของระบบ โดยการขนานสายส่งในระบบทั้งหมดเป็น 4 เส้น เมื่อทำการหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่บัส KNE ได้ค่าแสดงในรูปที่ 5.10



รูปที่ 5.10 กำลังไฟฟ้าลัดวงจรเมื่อทำการเพิ่มความแข็งแกร่งให้กับระบบ

จากรูปที่ 5.10 ค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรเท่ากับ 2358.64 MVA และจะมีค่า ESCR เท่ากับ 6.46 ซึ่งถือว่าระบบมีความแข็งแกร่ง จากนั้นนำระบบที่เพิ่มความแข็งแกร่งนี้ ไปทดสอบในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 45 MW โดยผลกระทบที่เกิดขึ้นที่เกิดขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า KN_1 (2×75 MW) เมื่อเปรียบเทียบกับระบบที่มีความแข็งแกร่งน้อยมากแสดงในรูปที่ 5.11



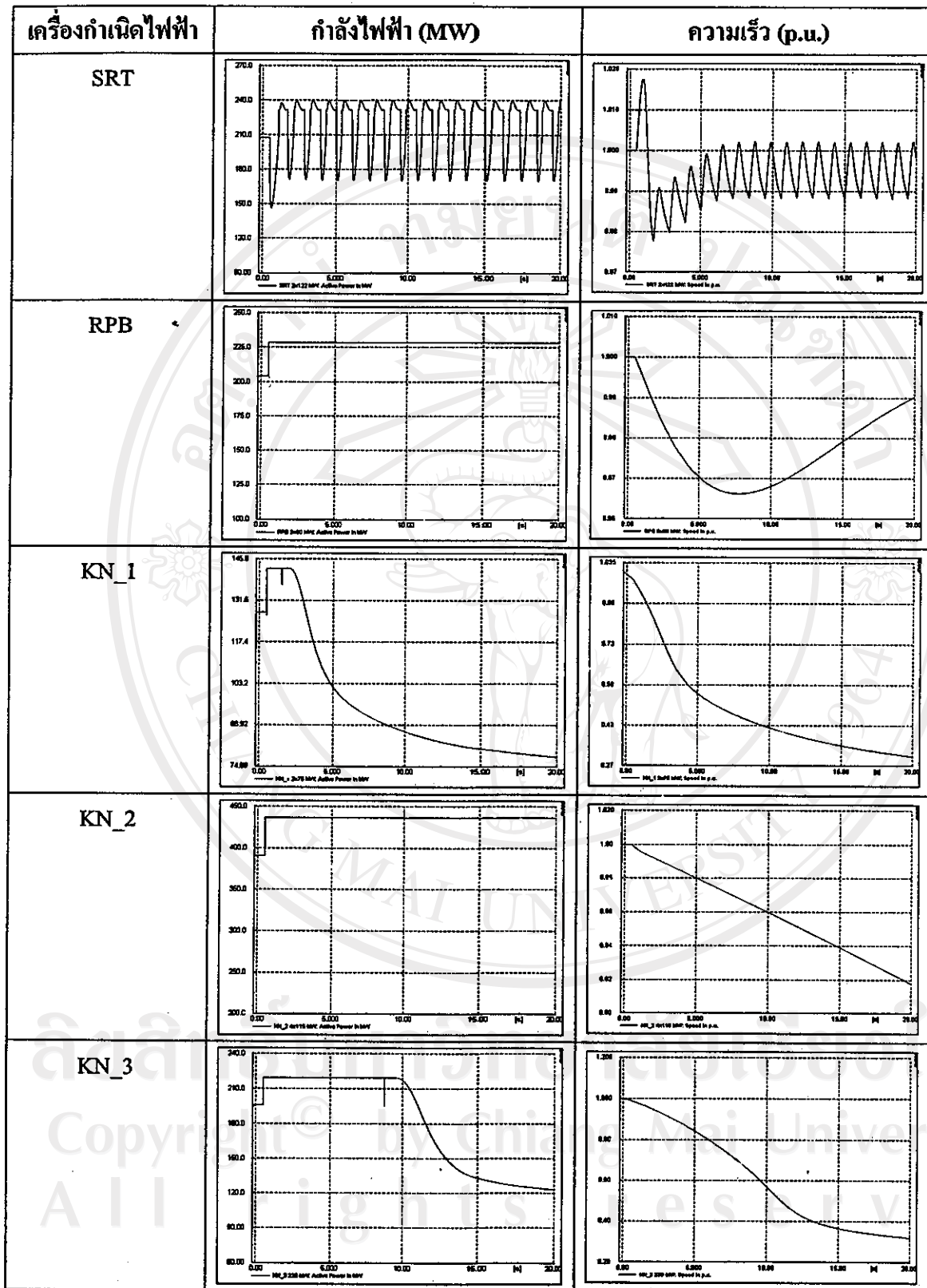
รูปที่ 5.11 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า KN_1 กรณีระบบมีความแข็งแรงกับกรณีระบบมีความแข็งแรงน้อยมาก

จากรูปที่ 5.11 พบว่ายังมีการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าเกิดขึ้น แม้ว่าระบบที่ใช้ศึกษาจะเป็นระบบที่มีความแข็งแรงแล้วก็ตาม แสดงว่าการแกว่งที่เกิดขึ้นนี้ไม่เกี่ยวกับความแข็งแรงของระบบ

5.1.3 การทดสอบผลตอบแทนของระบบควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากสาเหตุข้อที่ 3 จึงทำการทดสอบการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวว่าสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบได้ดีหรือไม่ โดยจะทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว เมื่อมีการเปลี่ยนขนาดการจ่ายโหลด จากเดิมจ่ายโหลด 80 % ของขนาดพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพิ่มขึ้น 95 % ของขนาดพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยโหลดที่เพิ่มขึ้นมีตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.8 โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวมีค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ควบคุมแสดงในหัวข้อ 4.2.3

จากการทดสอบ พบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวมีการตอบสนองของค่ากำลังไฟฟ้าและความเร็ว ต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น แสดงในรูปที่ 5.12



รูปที่ 5.12 ผลตอบสนองในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น

จากรูปที่ 5.12 พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวไม่สามารถตอบสนองต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นได้ แสดงว่าค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวไม่เหมาะสม ต้องทำการปรับค่าพารามิเตอร์ใหม่ เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงได้

จากการทดลองเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของตัวบังคับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว แล้วนำมาทดสอบการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลง จะได้ค่าพารามิเตอร์ตัวบังคับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวตามชนิดของกังหันที่ต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แสดงในตารางที่ 5.5 ถึง 5.7 และการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น ภายหลังจากปรับค่าพารามิเตอร์ใหม่ แสดงในรูปที่ 5.13

ตารางที่ 5.5 ค่าพารามิเตอร์ใหม่ของตัวบังคับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า KN_1 และ KN_3 (กังหันไอน้ำ)

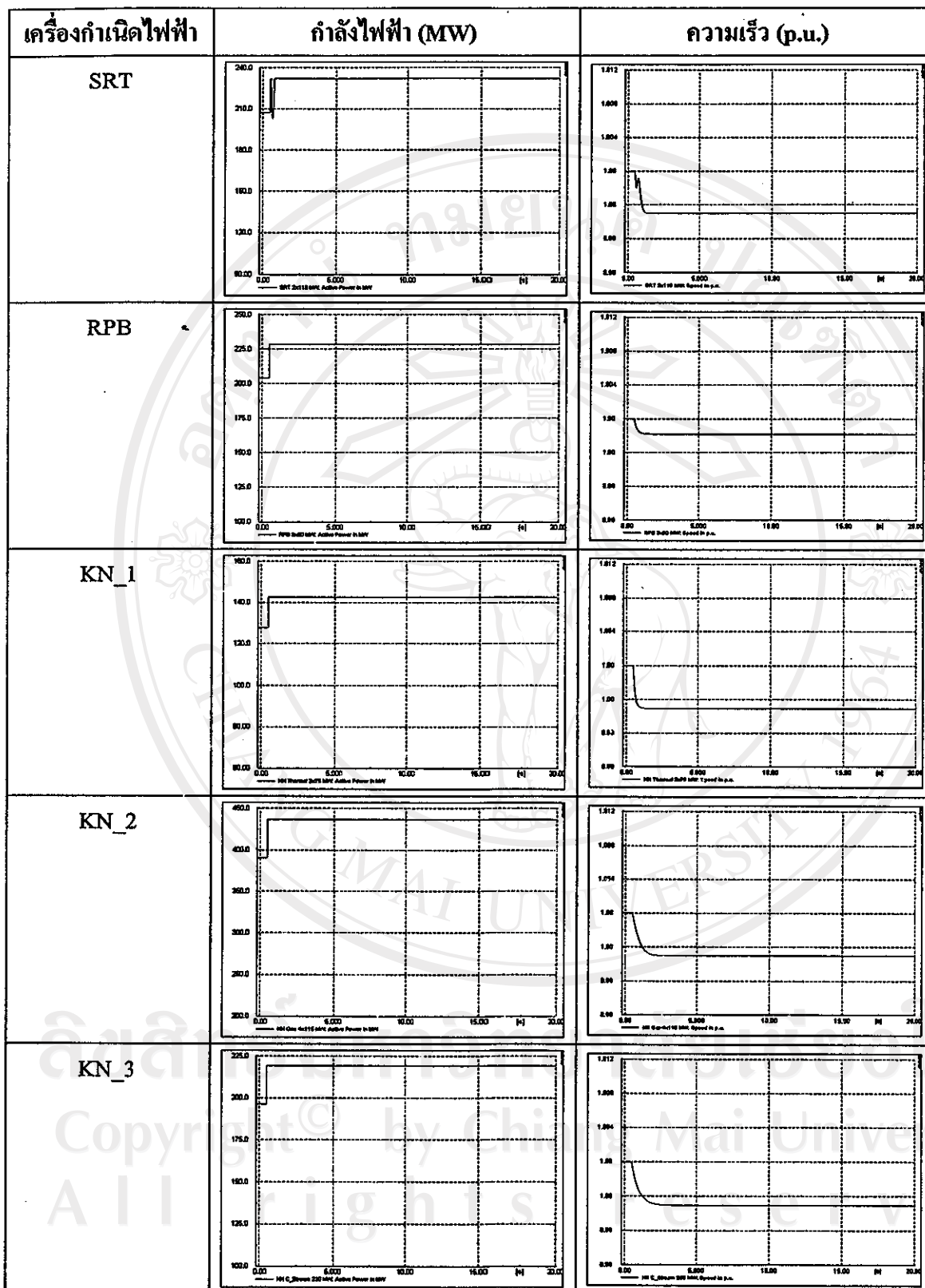
พารามิเตอร์	ค่าเดิม	ค่าใหม่	
		KN_1	KN_3
T_3 Turbine Delay Time Constant [p.u.]	7	1	1
T_2 Turbine Derivative Time Constant [p.u.]	2.1	1	1
A_t Turbine power coefficient [p.u.]	1	1	1
D_t Frictional Losses Factor [p.u.]	0	0.2	0.2
R Controller Droop [p.u.]	0.05	0.05	0.05
T_1 Governor Time Constant [s]	0.4	0.01	0.01
V_{min} Minimum Gate Limit [p.u.]	0.3	0	0
V_{max} Maximum Gate limit [p.u.]	0.9	1	1

ตารางที่ 5.6 ค่าพารามิเตอร์ใหม่ของตัวบังคับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า RPB (กังหันน้ำ)

พารามิเตอร์	ค่าเดิม	ค่าใหม่
R Permanent Droop [p.u.]	0.04	0.04
r Temporary Droop [p.u.]	0.05	0.5
T_r Governor time Constant [s]	8.408	8.408
T_f Filter time Constant [s]	0.05	0.01
T_g Servo Time constant [s]	0.5	0.01
T_w Water Starting time [s]	0.496	0.01
At Turbine gain [p.u.]	1.15	1.15
Dtrub Frictional losses factor [p.u.]	0	0
qnl No Load Flow [p.u.]	0.08	0.08
G_{min} Minimum Gate Limit [p.u.]	0	0
Qnl No Load Flow [p.u.]	0	0
V_{eln} Gate Velocity Limit [p.u.]	0.2	0
G_{max} Maximum Gate Limit [p.u.]	1	1

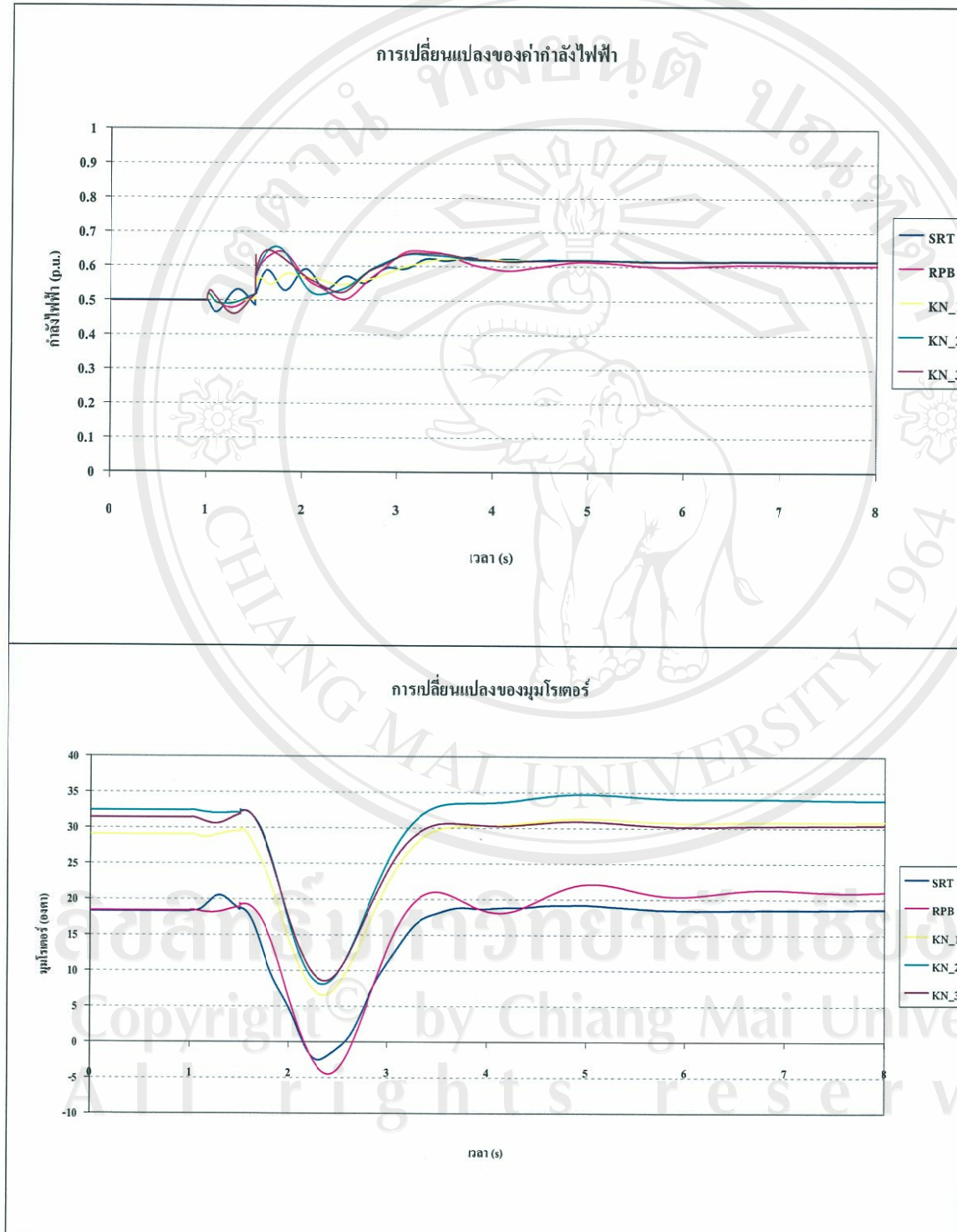
ตารางที่ 5.7 ค่าพารามิเตอร์ใหม่ของตัวบังคับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า KN_2 และ SRT (กังหันก๊าซ)

พารามิเตอร์	ค่าเดิม	ค่าใหม่	
		KN_2	SRT
R Speed Droop [p.u.]	0.05	0.05	0.05
T_1 Controller Time Costant [s]	0.4	0.1	0.05
T_2 Actuator Time Constant [s]	0.1	0.1	0.01
T_3 Compressor Time Constant [s]	3	0.1	5
K_T Turbine Factor [p.u.]	2	2	2
D_{turb} Frictional Losses Factor [p.u.]	0	0	0
V_{MIN} Controller Minimum Output [p.u.]	0	0	0
V_{MAX} Controller Maximum Output [p.u.]	0.9	1	1

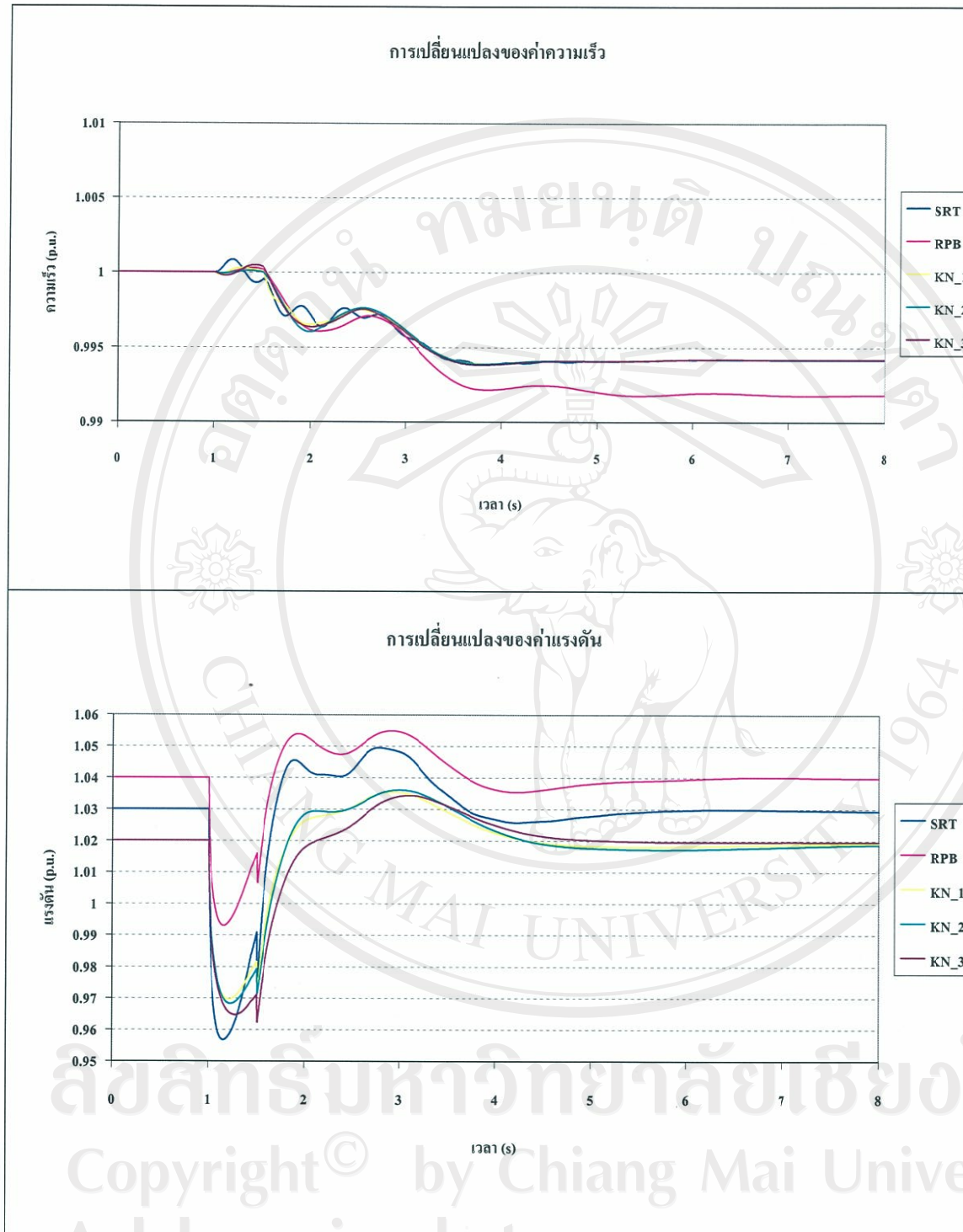


รูปที่ 5.13 ผลตอบสนองในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ต่อขนาดโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น เมื่อมีการปรับค่าพารามิเตอร์อุปกรณ์ควบคุมใหม่

นำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้ปรับค่าพารามิเตอร์ในตัวควบคุมใหม่ มาใช้ทดสอบกับระบบกรณีมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 300 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวจะได้รับผลกระทบในด้านต่างๆ แสดงในรูปที่ 5.14



รูปที่ 5.14 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ ภายหลังปรับค่าพารามิเตอร์
อุปกรณ์ควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว



รูปที่ 5.14 (ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ ภายหลังจากปรับค่าพารามิเตอร์
อุปกรณ์ควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

จากรูปที่ 5.14 เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC พบว่าไม่มีการแกว่งเกิดขึ้นในระบบ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะปรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบอย่างอัตโนมัติด้วยตัวบังคับในตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว โดยความไวในการปรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะขึ้นกับชนิดกังหันที่ต่อกับตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากการทดสอบทั้ง 3 กรณี ปัญหาการแกว่งที่เกิดขึ้นในระบบจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC พบว่าเมื่อปรับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ควบคุมในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวให้เหมาะสม จะไม่ทำให้เกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบ

ดังนั้นการทดสอบระบบหลังจากนี้ ซึ่งใช้ค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ควบคุมในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้ปรับค่าใหม่ มาใช้ในการทดสอบ จึงเชื่อได้ว่า การทดสอบเป็นไปอย่างถูกต้อง

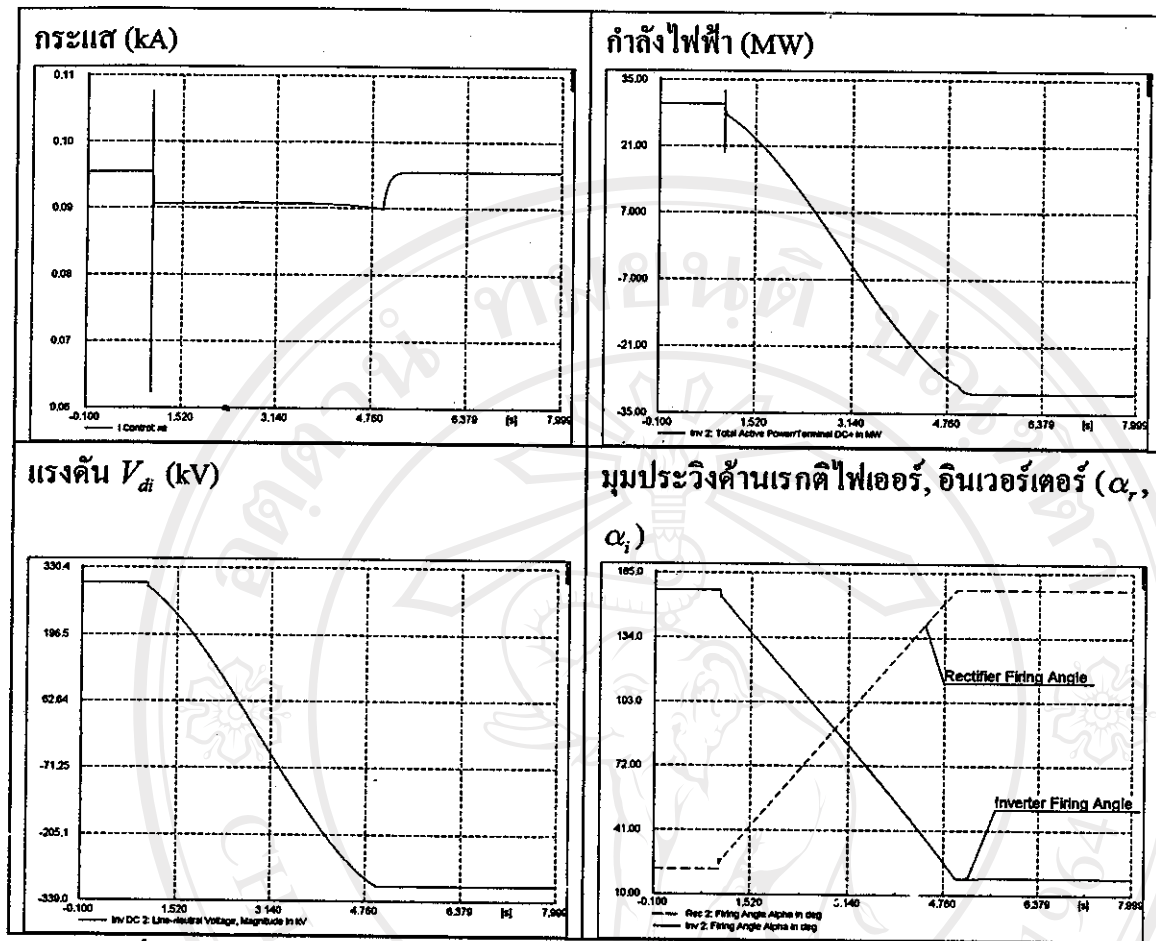
5.2 กรณีที่ระบบ HVDC เปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

กรณีศึกษาี้ เป็นการศึกษาผลที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านระบบ HVDC ขนาด 30 MW จากเดิมที่ไหลจากประเทศไทยไปประเทศมาเลเซีย เปลี่ยนมาเป็นไหลจากประเทศมาเลเซียมาประเทศไทยแทน

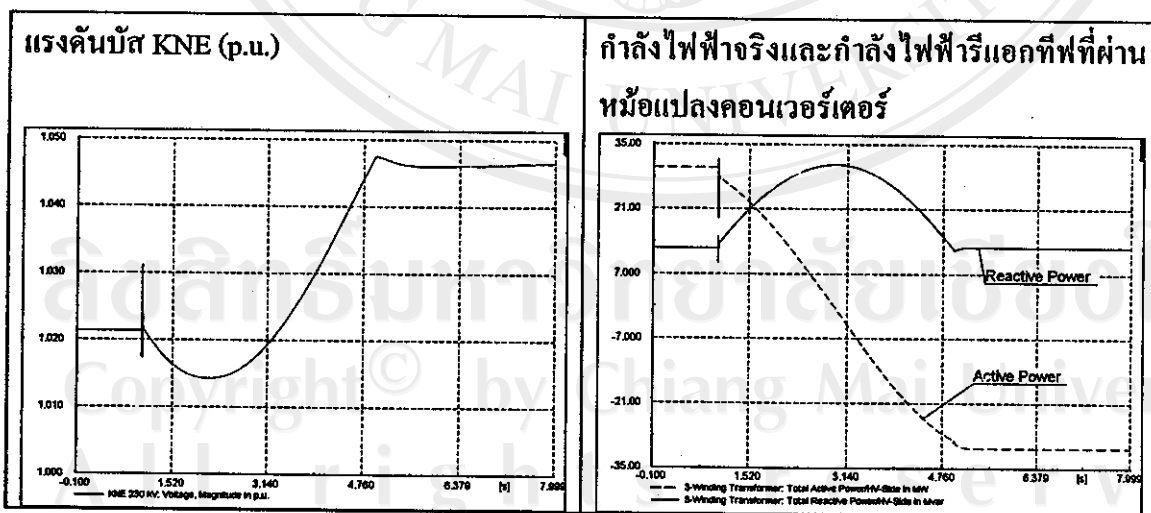
จากหัวข้อ 2.3.3.2 การเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้โดยเปลี่ยนค่ากระแส I_m ในตัวควบคุมกระแสด้านอินเวอร์เตอร์ ให้เป็นค่าลบ (-) ซึ่งจะส่งผลให้กระแส I_d ยังมีทิศทางเดิม แต่แรงดันจะเปลี่ยนเป็นค่าลบ และค่าพารามิเตอร์ต่างๆในตัวควบคุมกระแสจะเปลี่ยนไปด้วย เพื่อให้ระบบ HVDC ทำงานได้อย่างเหมาะสม ค่าพารามิเตอร์ต่างๆมีค่าดังนี้

$$\begin{array}{llll} K_r = 10 & T_r = 0.08 & \alpha_{\max} = 157^\circ & \alpha_{\min} = 5^\circ \\ K_i = 10 & T_i = 0.08 & \gamma_{\max} = 165^\circ & \gamma_{\min} = 20^\circ \\ I_m = -0.01 \end{array}$$

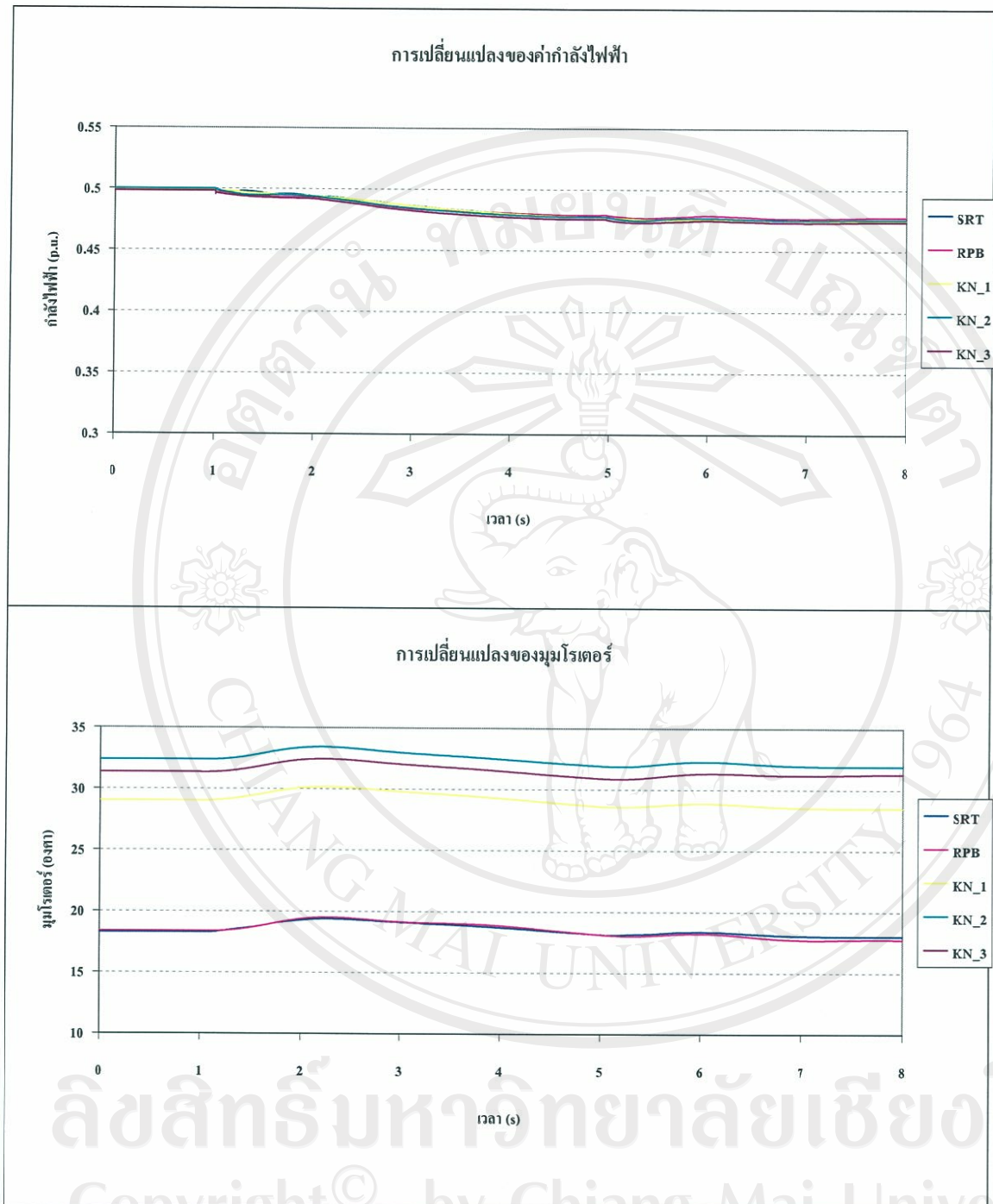
จากการทดสอบการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC กรณีที่ระบบเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้ากับระบบในหัวข้อ 5.1 กำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงที่เวลา 1 วินาที ผลกระทบที่เกิดขึ้นแสดงในรูปที่ 5.15 ถึง 5.17



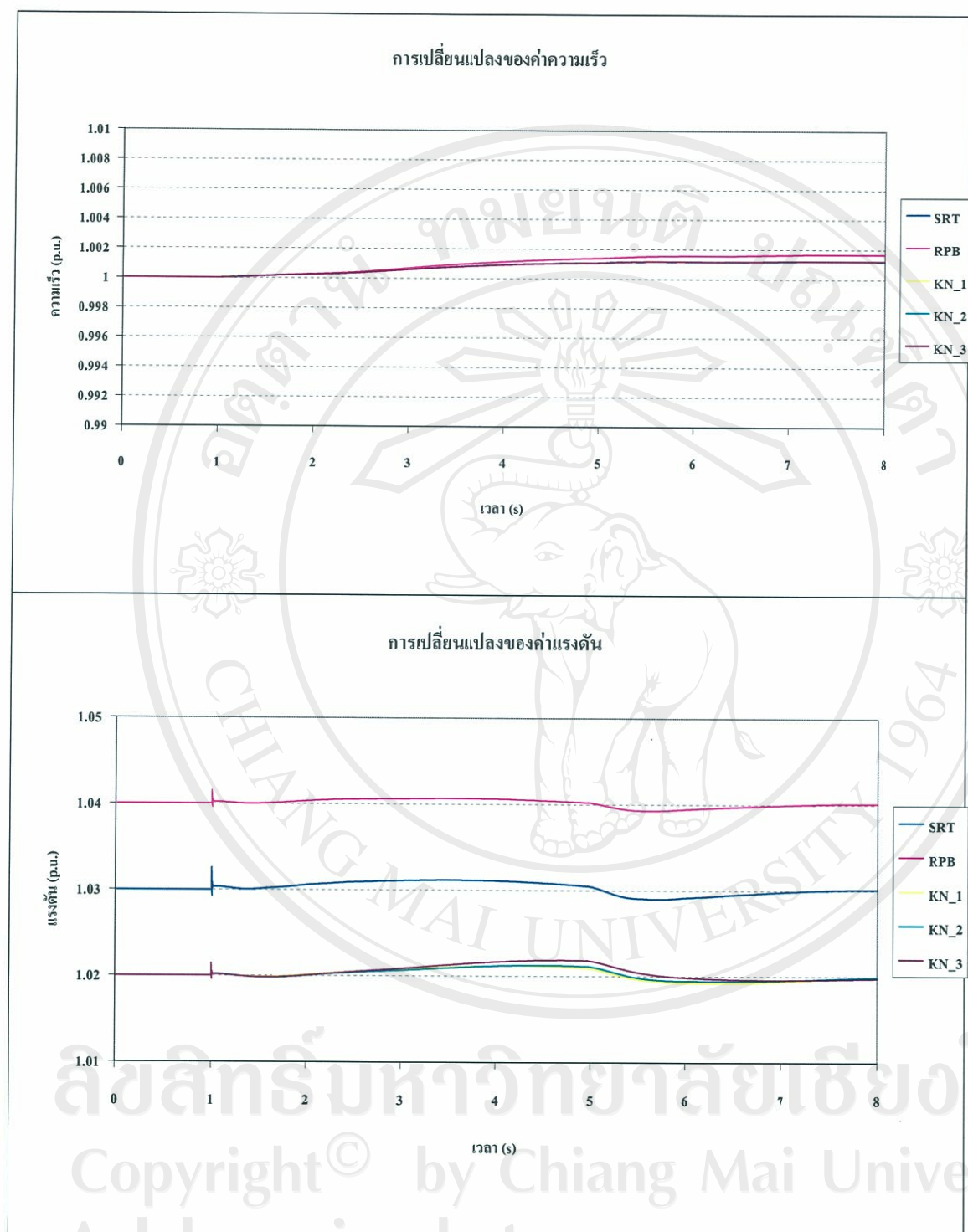
รูปที่ 5.15 ผลกระทบต่อระบบ HVDC เมื่อมีการเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 5.16 ผลกระทบที่บัส KNE และที่หม้อแปลงคอนเวอร์เตอร์



รูปที่ 5.17 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ เมื่อเปลี่ยนทิศทางการไหลของ
กําลังไฟฟ้าในระบบ HVDC



รูปที่ 5.17(ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ในกรณีต่างๆ เมื่อเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC

ผลกระทบต่อระบบ HVDC

จากสมการ (2.14) และ (2.15) การที่จะให้แรงดันเปลี่ยนเป็นค่าลบ แต่กระแสยังไหลในทิศทางเดิม เกิดจากการเปลี่ยนแปลงค่ามุมประวิง (α) ของคอนเวอร์เตอร์ทั้งสองด้าน ด้านที่จากเดิมทำงานเป็นเรกติไฟเออร์ค่ามุมประวิงก็จะเพิ่มขึ้นจนทำงานกลายเป็นอินเวอร์เตอร์ ส่วนด้านที่จากเดิมเป็นทำงานเป็นอินเวอร์เตอร์ค่ามุมประวิงก็จะลดลงจนทำงานกลายเป็นเรกติไฟเออร์ การเปลี่ยนแปลงค่ามุมประวิงแสดงในรูปที่ 5.15

ระบบ HVDC จะใช้เวลาประมาณ 3.69 วินาที ในการเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ขนาด 30 MW โดยกำลังไฟฟ้าจะเปลี่ยนจากค่า 30 MW เป็น -30 MW ด้วยอัตราเร็วประมาณ 16.26 MW / วินาที ระหว่างที่ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงในด้านเรกติไฟเออร์และอินเวอร์เตอร์ จะส่งผลให้ค่ากระแสลดลงเหลือ 0.09 kA โดยค่ากระแสจะมีลดลงชั่วคราวเหลือ 0.67 kA เนื่องมาจากแรงดันลดลงอย่างกะทันหันในทันทีที่มีการสั่งการให้เปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากตัวควบคุมกระแส

จากรูปที่ 5.16 ระหว่างที่ระบบ HVDC เปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า จะมีการดึงกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบ AC มากขึ้น เนื่องมาจากการที่แรงดัน DC ลดลงจะทำให้ตัวประกอบกำลังในตัวคอนเวอร์เตอร์ลดลงด้วย (จากสมการ (3.14)) ส่งผลให้แรงดันที่บัส KNE ลดลง โดยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะมีค่าสูงสุดเมื่อแรงดัน DC เท่ากับศูนย์ (ที่เวลา 2.912 วินาที) ทิศทางการไหลจะเริ่มเปลี่ยน จากเดิมที่ไหลจากประเทศไทยไปมาเลเซีย กลายเป็นไหลจากประเทศมาเลเซียมาไทยแทน เมื่อแรงดัน DC เป็นค่าลบมากขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ระบบ HVDC ดึงมาจะลดลง ส่งผลให้แรงดันที่บัส KNE ค่อยๆเพิ่มขึ้น และเมื่อการเปลี่ยนทิศของกำลังไฟฟ้าเสร็จสิ้น จะทำให้เกิดแรงดันเกินที่บัส KNE

เนื่องจากขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เปลี่ยนแปลง มีค่าขึ้นกับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบ HVDC การเปลี่ยนทิศการไหลช่วงที่ระบบ HVDC ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าขนาดมาก จะส่งผลให้ขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นมาก จนทำให้เกิดปัญหาแรงดันตกเกินที่บัส KNE ได้

ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

จากรูปที่ 5.17 ระหว่างที่มีการเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวจะพยายามปรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สอดคล้องกับกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง ในกรณีที่เป็นการรับกำลังไฟฟ้าเข้ามา เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมองว่าโหลดในระบบน้อยลง ก็จะลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าลงมา โดยไม่เกิดปัญหาการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบ

เนื่องจากการรับกำลังไฟฟ้าเข้ามาในระบบ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามองว่าโหลดในระบบน้อยลง จึงทำให้ความเร็วและแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ส่งผลให้ระบบโดยรวมมีความถี่และแรงดันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

การที่ค่ากำลังไฟฟ้าเปลี่ยนทิศทางการไหลจากเดิมไหลออกจากระบบ เป็นไหลเข้ามาในระบบ ส่งผลให้แรงดันที่บัสบริเวณระบบ HVDC จะมีขนาดแรงดันสูงขึ้น แสดงในตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 แรงดันที่บัสต่างๆ ภายหลังมีการเปลี่ยนทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC

บัส	แรงดัน (p.u.)	
	ก่อนเปลี่ยนทิศการไหล	หลังเปลี่ยนทิศการไหล
บางสะพาน (BSP)	1.05	1.05
สุราษฎร์ธานี (SRT)	1.02	1.02
ราชบุรี (RBP)	1.03	1.03
ขอนแก่น (KN)	1.01	1.02
นครราชสีมา (NT)	0.98	0.99
พิจิตร (PU)	0.99	1.00
หาดใหญ่ 2 (HY2)	1.01	1.03
ทุ่งสง (TS)	0.98	1.00
คลองแวง (KNE)	1.02	1.05

5.3 การใช้ระบบ HVDC เพื่อช่วยแก้ปัญหาเสถียรภาพในระบบไฟฟ้า

ในกรณีศึกษา นี้ เป็นการศึกษาผลที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC เพื่อช่วยแก้ปัญหาการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าในระบบ เนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบอย่างกะทันหัน

ระบบที่ใช้ศึกษามีลักษณะดังต่อไปนี้

1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้า 50 % ของค่ากำลังการผลิตสูงสุด และค่าแรงดันที่จ่ายออกมามีค่าแสดงเหมือนในตารางที่ 5.1
2. กำหนดขนาดโหลดในแต่ละบัส แสดงในตารางที่ 5.9

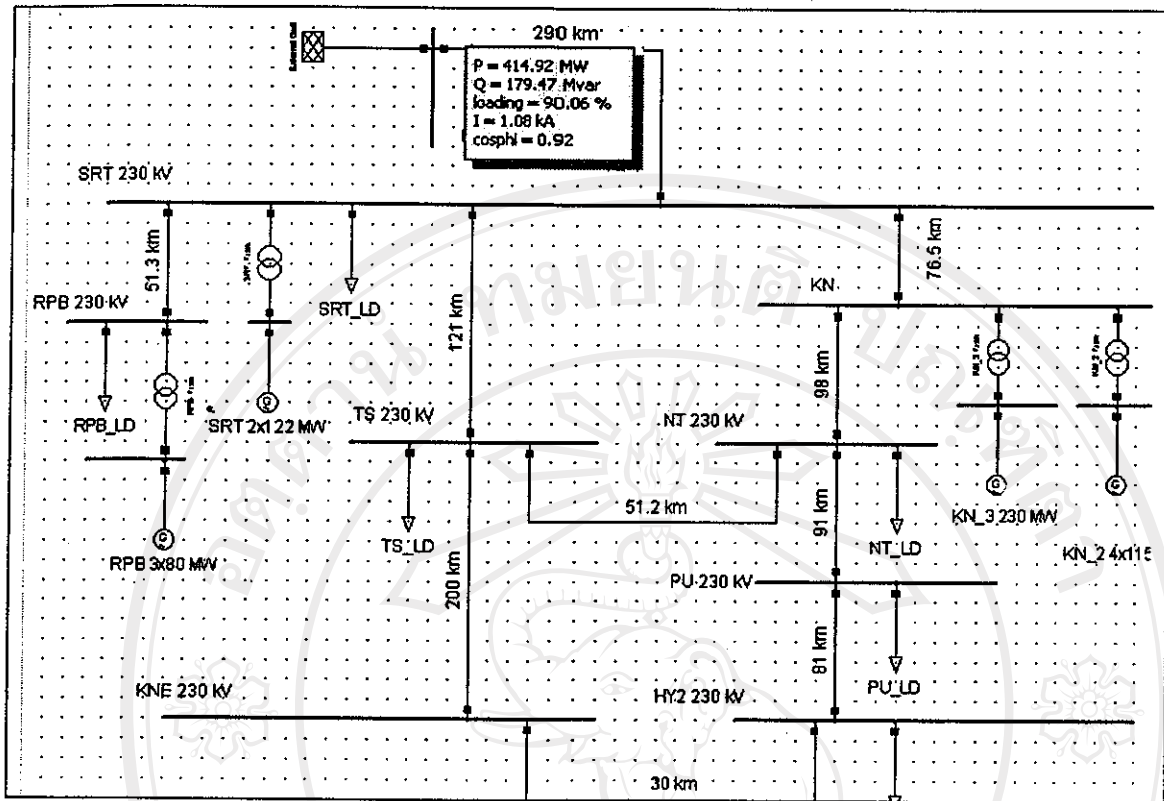
ตารางที่ 5.9 ข้อมูลโหลดในแต่ละบัส

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)
สุราษฎร์ธานี (SRT)	40.89	8.30
ราชบุรี (RBP)	0.95	0.19
ขอนแก่น (KN)	189.77	38.53
นครศรีธรรมราช (NT)	175.7	35.68
พัทลุง (PU)	71.88	14.60
หาดใหญ่ 2 (HY2)	260.00	57.80
ทุ่งสง (TS)	278.57	56.57
รวม	1017.75	206.67

3. กำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ไหลจากประเทศมาเลเซีย มา ประเทศไทย ขนาด 30 MW และตัวควบคุมในระบบ HVDC มีพารามิเตอร์เหมือนในหัวข้อ 5.1

4. ติดตั้งวงจรกรองทั้ง 3 ชุด (1×84 MVar และ 2×42 MVar) และ ตัวเก็บประจุขนาด 1×84 MVar

จากการคำนวณ โหลดโพล์ ด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน พบว่าระบบจะต้องรับกำลังไฟฟ้าจากระบบภายนอกเข้ามา ขนาด 416.63 MW เพื่อที่จะสามารถจ่ายโหลดในระบบได้อย่างเพียงพอ แสดงในรูปที่ 5.18 และแรงดันที่บัสต่างๆในระบบ แสดงในตารางที่ 5.10

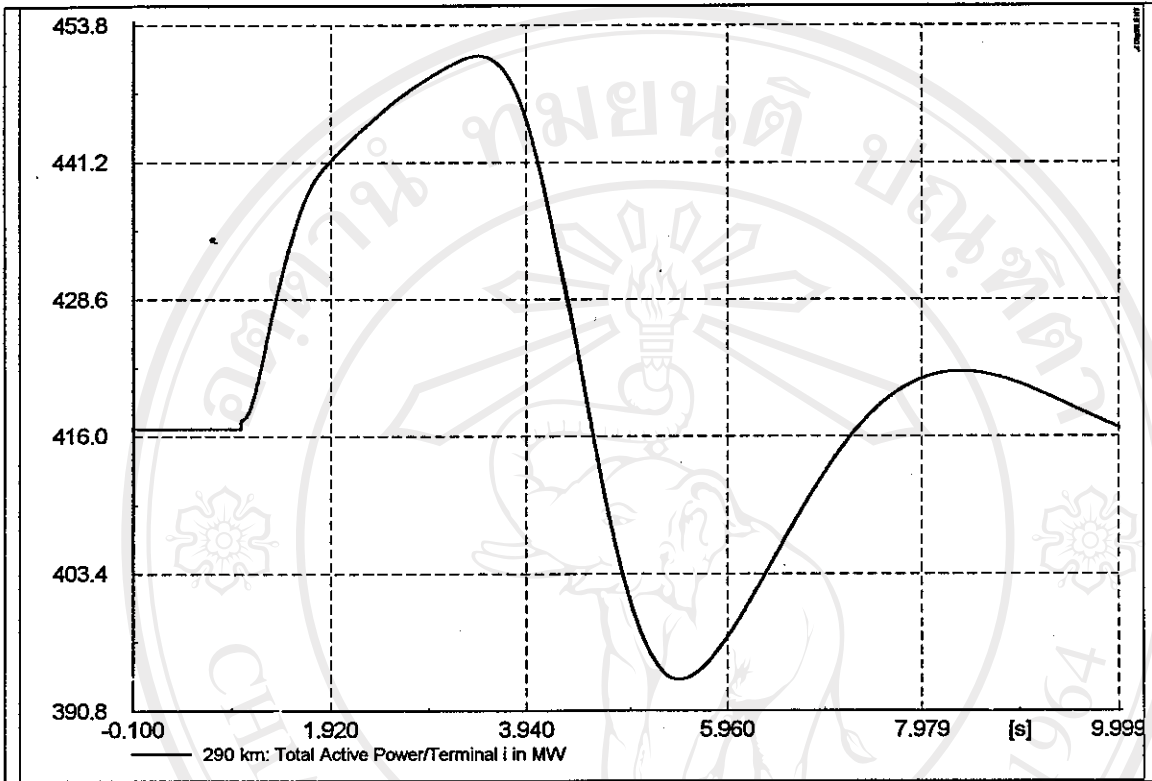


รูปที่ 5.18 ขนาดกำลังไฟฟ้าที่รับมาจากระบบภายนอก

ตารางที่ 5.10 แรงดันที่บัสต่างๆในระบบ

บัส	แรงดัน (p.u.)
บางสะพาน (BSP)	1.05
สุราษฎร์ธานี (SRT)	0.96
ราชประภา (RPB)	1.00
ขนอม (KN)	1.00
นครศรีธรรมราช (NT)	0.92
พัทลุง (PU)	0.94
หาดใหญ่ 2 (HY2)	0.98
ทุ่งสง (TS)	0.92
คลองแงะ (KNE)	1.01

กำหนดให้มีการเพิ่มโหลดขนาด 100 MW ที่บัส KN ที่เวลา 1 วินาที ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงขนาดโหลดในระบบ แสดงในรูปที่ 5.19



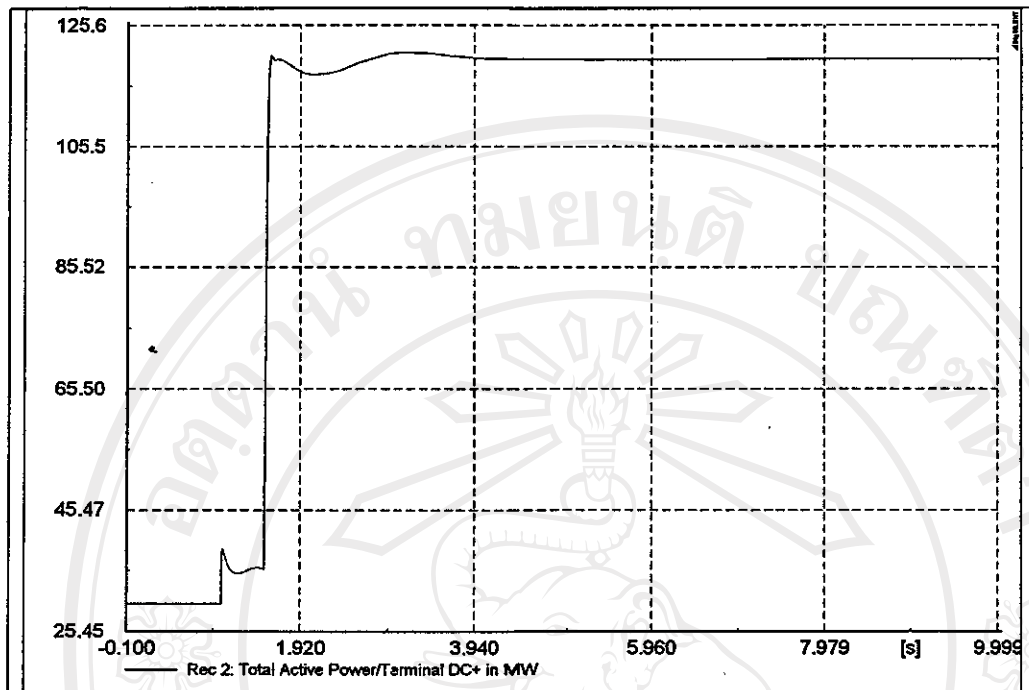
รูปที่ 5.19 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในสายส่งต่อเชื่อม (Tie – Line)

จากรูปที่ 5.19 พบว่า เกิดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าที่สายส่งต่อเชื่อมกับระบบภายนอก ขนาดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดคือ 100 MW (จุดสูงสุด ถึง จุดต่ำสุด) ซึ่งการแกว่งที่เกิดขึ้นที่สายส่งต่อเชื่อมนี้ จะส่งผลกระทบให้เกิดปัญหาการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าต่อระบบภายนอกได้

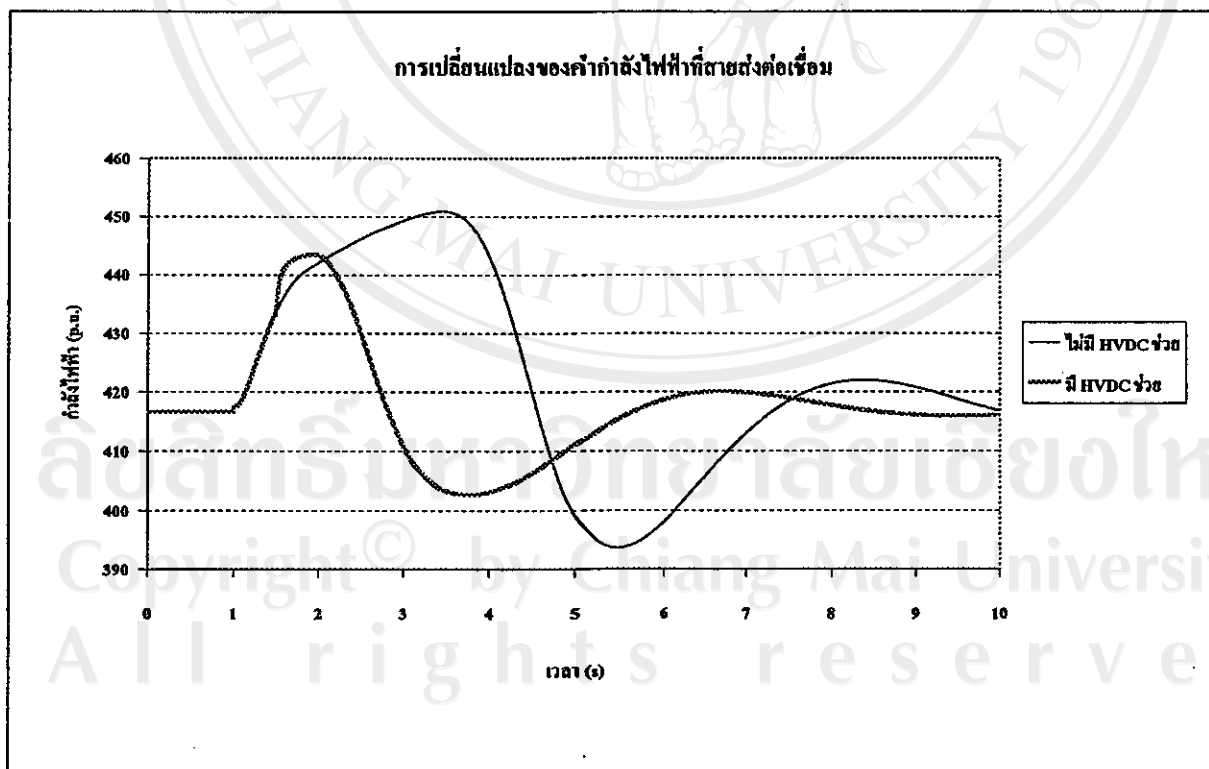
เพื่อแก้ปัญหาการแกว่งที่เกิดขึ้น จึงมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC เข้าไป เพื่อช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดที่เพิ่มขึ้นในระบบ โดยกำหนดให้ระบบ HVDC จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มจาก 30 MW เป็น 120 MW

กำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าในระบบ HVDC ภายหลังจากเพิ่มโหลดในระบบไปแล้ว 0.5 วินาที (ที่เวลา 1.5 วินาที) ผลที่เกิดขึ้นในระบบ HVDC และระบบ AC จากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มจากระบบ HVDC แสดงในรูปที่ 5.20 ถึง 5.22

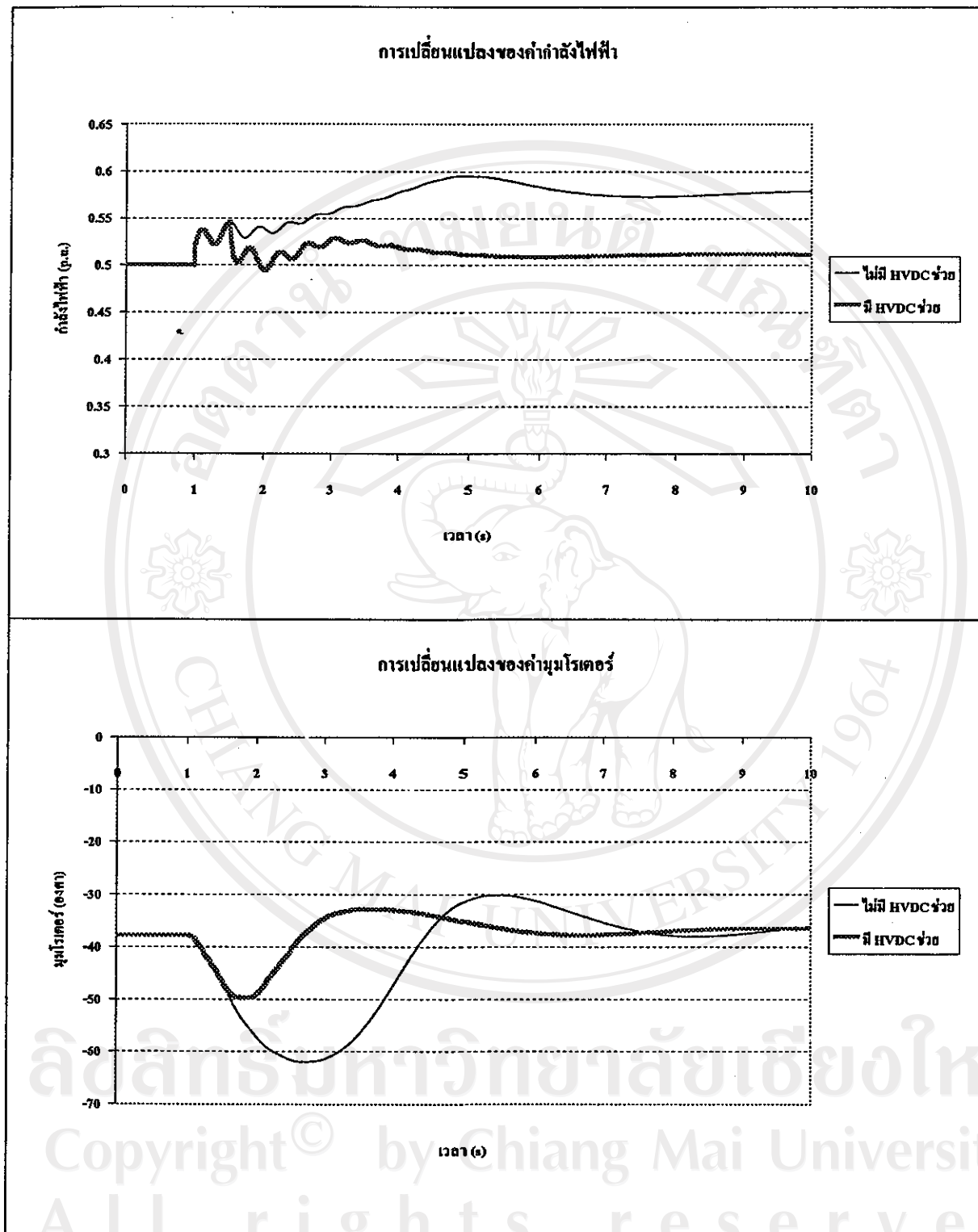
ตารางที่ 5.11 จะแสดงแรงดันแต่ละบัสในระบบ เปรียบเทียบกรณีไม่มี กับ มี ระบบ HVDC จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้ามาช่วย



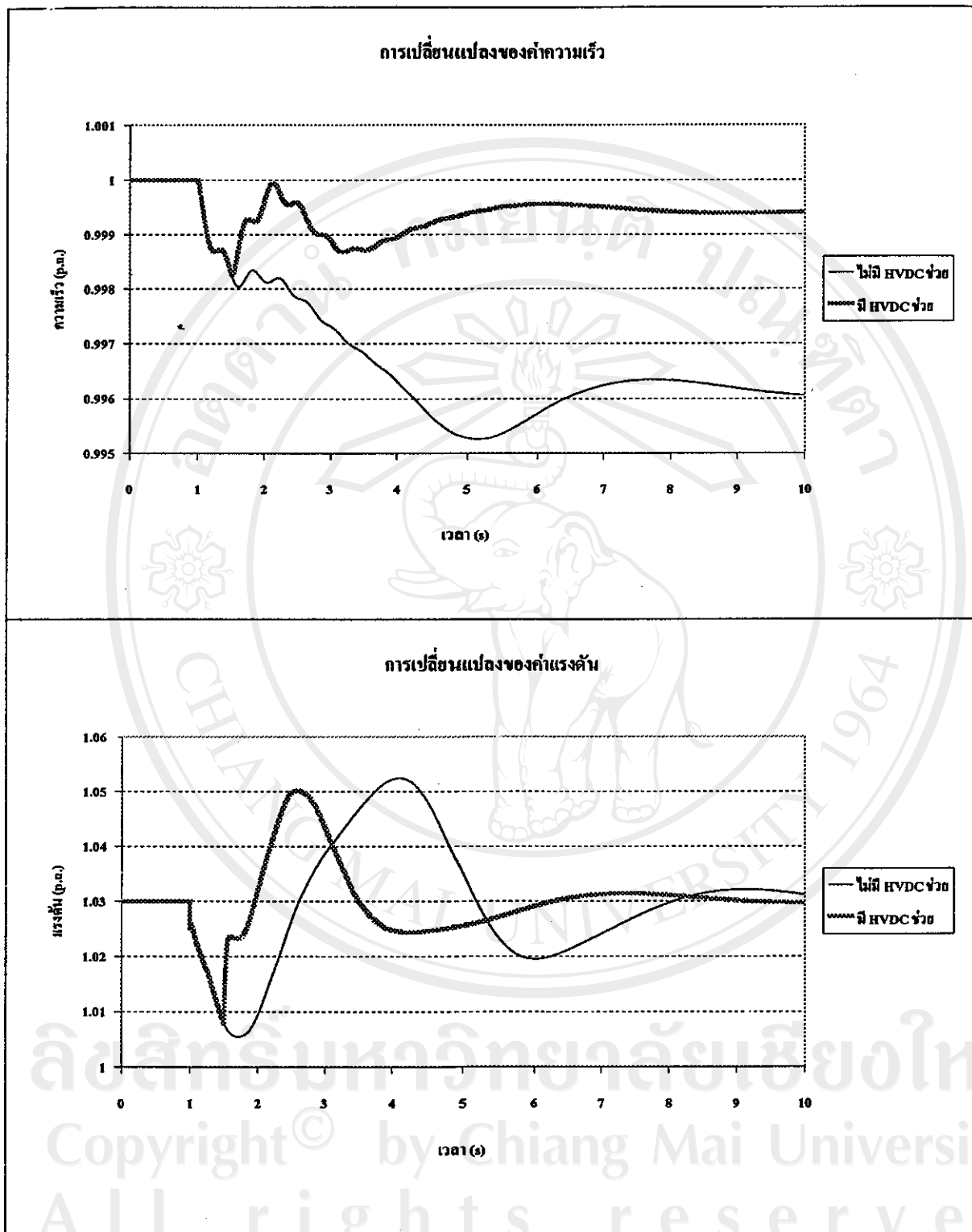
รูปที่ 5.20 กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในระบบ HVDC จาก 30 MW เป็น 120 MW



รูปที่ 5.21 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในสายส่งต่อเชื่อม กรณีไม่มี กับ มีการส่งกำลังไฟฟ้าจาก ระบบ HVDC



รูปที่ 5.22 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SRT กรณีไม่มี กับ มีการส่งกำลังไฟฟ้าจาก
ระบบ HVDC



รูปที่ 5.22 (ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SRT กรณีไม่มี กับ มีการส่งกำลังไฟฟ้าจาก
ระบบ HVDC

ตารางที่ 5.11 แรงดันที่บัสต่างๆในระบบ เปรียบเทียบกรณีไม่มี กับ มีระบบ HVDC จ่ายกำลังไฟฟ้า
เข้ามาช่วย

บัส	แรงดัน (p.u.)		
	ก่อนมีการเปลี่ยนแปลง	ไม่มี HVDC ช่วย	มี HVDC ช่วย
บางสะพาน (BSP)	1.05	1.04	1.05
สุราษฎร์ธานี (SRT)	0.96	0.96	0.97
ราชบุรี (RBP)	1.00	1.00	1.00
ขอนแก่น (KN)	1.00	1.00	1.00
นครศรีธรรมราช (NT)	0.92	0.92	0.93
พัทลุง (PU)	0.94	0.94	0.95
หาดใหญ่ 2 (HY2)	0.98	0.98	0.98
ทุ่งสง (TS)	0.92	0.91	0.93
คลองแงะ (KNE)	1.01	1.00	1.00

จากรูปที่ 5.20 และ 5.21 พบว่า ระบบ HVDC สามารถเปลี่ยนการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก 30 MW เป็น 120 MW ในเวลา 0.1 วินาที ซึ่งภายหลังจากที่ระบบ HVDC ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้ามา จะทำให้ขนาดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในสายส่งต่อเชื่อมลดลง และเข้าสู่สภาวะคงตัวได้ไวกว่ากรณีไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC มาช่วย

ผลกระทบที่เกิดขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากรูปที่ 5.22 พบว่า เมื่อมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC เข้ามาช่วย จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้า, มุมโรเตอร์, ความเร็ว และแรงดัน น้อยลง และสามารถกลับสู่สภาวะคงตัวได้ไวกว่า กรณีไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC มาช่วย

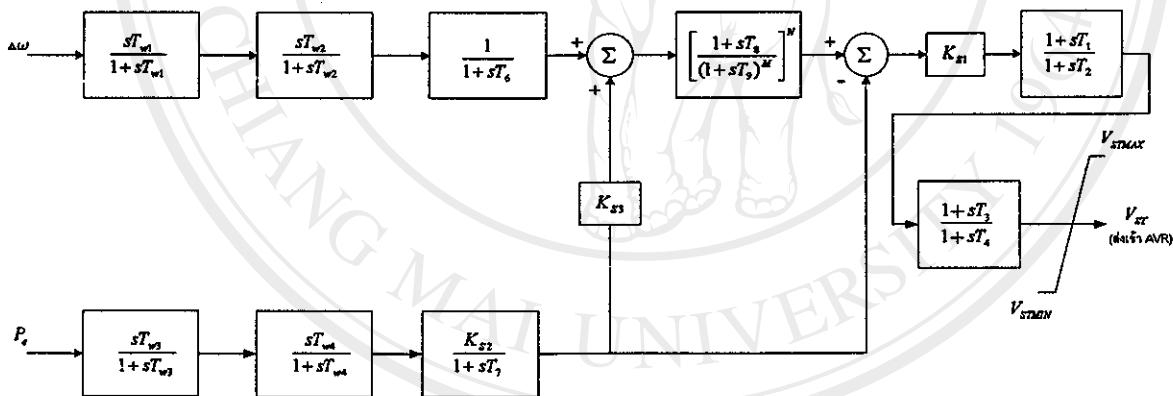
จากตารางที่ 5.11 พบว่า การที่มีกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC เข้ามาช่วย จะทำให้แรงดันในระบบดีขึ้นด้วย

5.4 ผลของการติดตั้งตัวควบคุมเสถียรภาพระบบและตัวชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแบบสถิต

ตัวควบคุมเสถียรภาพระบบ (Power System Stabilizer, PSS) มีคุณสมบัติช่วยลดการแกว่งที่เกิดขึ้นระบบไฟฟ้า (Power System Oscillations) โดยควบคุมผ่านตัวควบคุมการกระตุ้น (Excitation Control) ซึ่งได้แก่ ตัวคุมค่าแรงดันอัตโนมัติ (AVR) เป็นต้น

ตัวควบคุมเสถียรภาพระบบจะใช้ค่ากำลังไฟฟ้า (P_e) และความเร็วหรือความถี่ที่เปลี่ยนไป ($\Delta\omega$) มาเป็นอินพุต ส่วนเอาต์พุตจะเป็นสัญญาณที่ทำให้แรงบิดทางไฟฟ้าทำงานสัมพันธ์กับความถี่โรเตอร์ที่เปลี่ยนไป ซึ่งสัญญาณเอาต์พุตจะส่งต่อเข้ากับตัว AVR เพื่อใช้ในการควบคุมแรงดันขดลวดกระตุ้น (E_{fd}) ต่อไป

ในกรณีศึกษา นี้ เป็นการศึกษาลักษณะการติดตั้งตัวควบคุมเสถียรภาพระบบ โดยทดสอบกับระบบในหัวข้อ 5.3 โดยกำหนดให้ตัวควบคุมเสถียรภาพระบบที่ติดตั้งเพิ่มในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวเป็นชนิด PSS2A ซึ่งอธิบายการทำงานใน [18] มีรูปแบบการควบคุมแสดงในรูปที่ 5.21 และค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ใช้ตามค่าปริยาย (default) จากตัวโปรแกรม DIGSILENT Power Factory มีค่าแสดงในตารางที่ 5.12

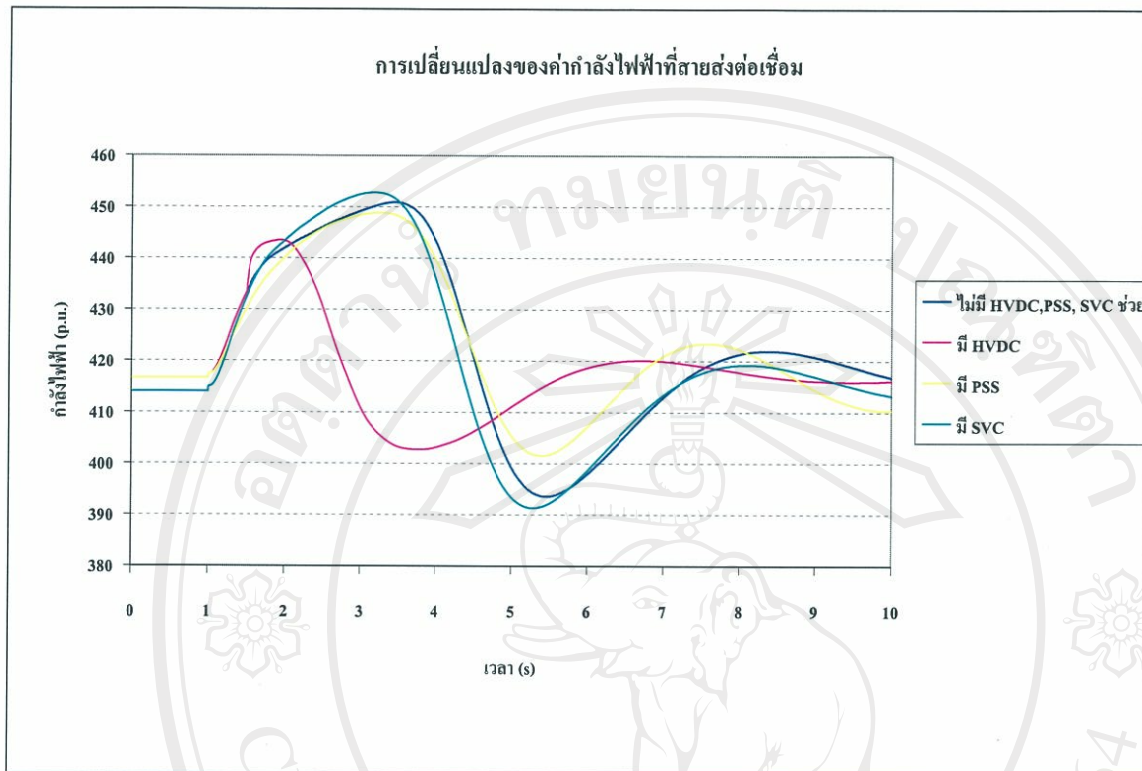


รูปที่ 5.23 ลักษณะการควบคุมของตัวควบคุมเสถียรภาพระบบชนิด PSS2A

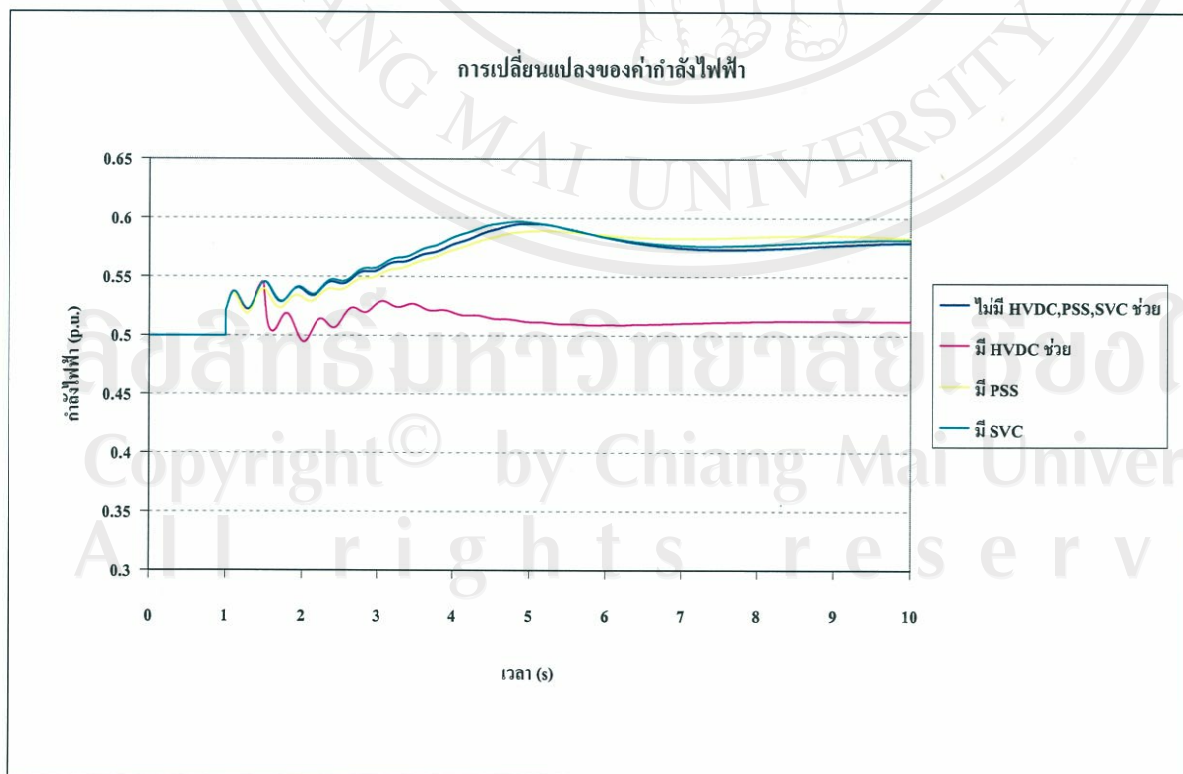
ตารางที่ 5.12 ค่าพารามิเตอร์ในตัวควบคุมเสถียรภาพชนิด PSS2A

พารามิเตอร์		ค่า
T_{w1}	Wash-out Time Constant-1 [s]	1.5
T_{w2}	Wash-out Time Constant-2 [s]	1.5
T_{w3}	Wash-out Time Constant-3 [s]	1.5
T_{w4}	Wash-out Time Constant-4 [s]	0
T_1	Lead Time Constant-1 [s]	0.18
T_2	Lag Time Constant-1 [s]	0.02
T_3	Lead Time Constant-2 [s]	2.5
T_4	Lag Time Constant-2 [s]	5
T_6	Lag Time Constant [s]	0
T_7	Integral Time Constant [s]	1.5
T_8	Ramp-tracking Time Constant [s]	0.4
T_9	Filter Time Constant [s]	0.1
K_{s1}	PSS Gain [p.u./p.u.]	8
K_{s2}	Gain [p.u./p.u.]	0.5
K_{s3}	Gain [p.u./p.u.]	1.5
M	Integral Time Constant	5
N	Integral Time Constant	1
V_{STMAX}	PSS Output Limiter "max" [p.u.]	0.01
V_{STMIN}	PSS Output Limiter "min" [p.u.]	-0.01

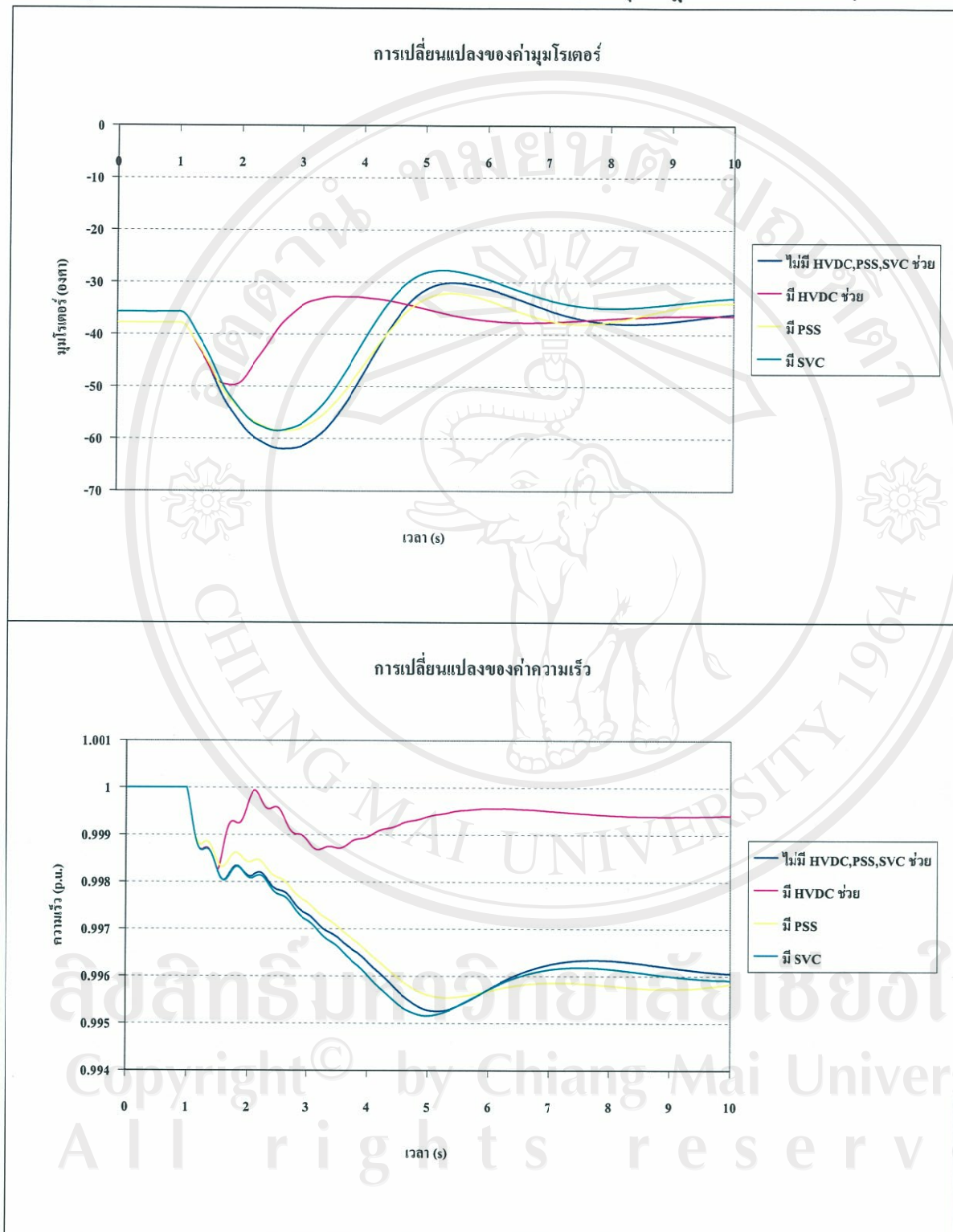
ตัวชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟแบบสถิต (Static Var Compensator, SVC) ที่ใช้ในกรณีศึกษาี้ จะติดตั้งที่บ้สสถานี่สุราษฎร์ธานี (SRT) เนื่องจากเป็นบ้สที่มีการเชื่อมต่อกับสายส่งต่อเชื่อมที่มีปัญหาการแกว่่งของค่ากำลังไฟฟ้าจากการที่โหลดในระบบเปลี่ยนแปลงกระทันหัน การติดตั้ง SVC ที่บ้สนี้ อาจช่วยลดการแกว่่งที่เกิดขึ้นได้ ตำแหน่งของ SVC แสดงในรูปที่ 5.24



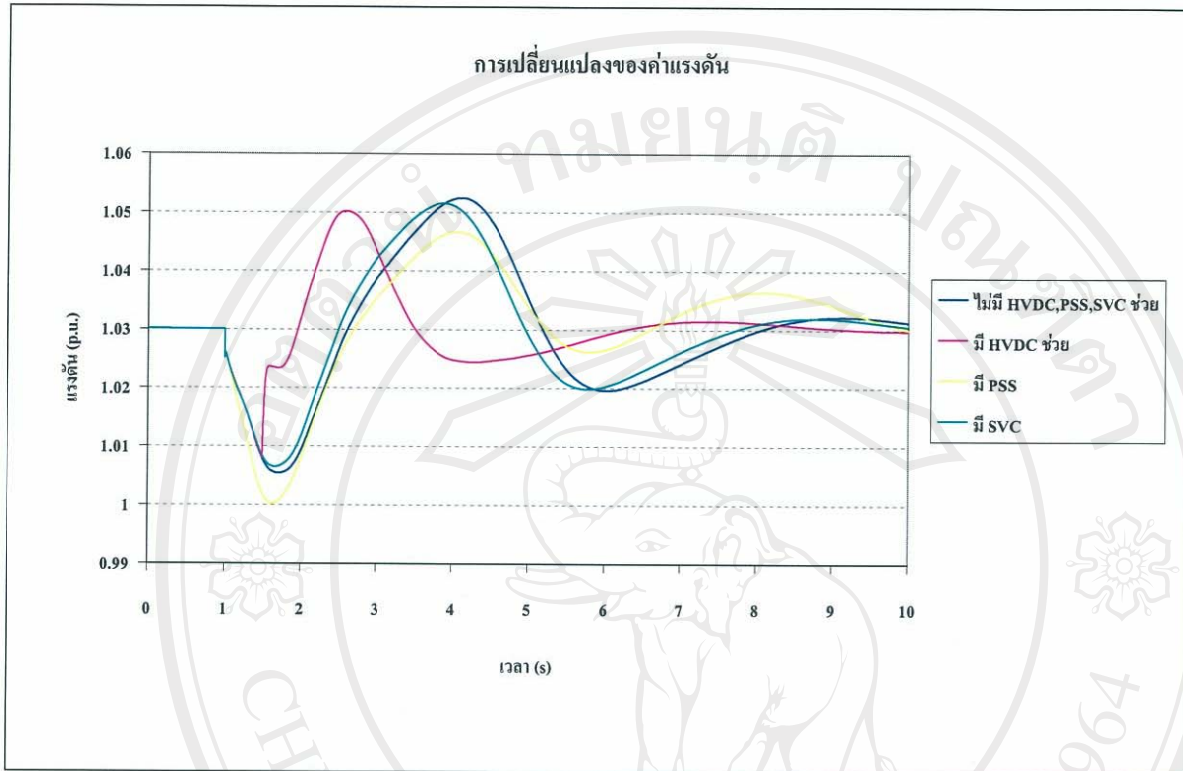
รูปที่ 5.25 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในสายส่งต่อเชื่อม ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 5.26 ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SRT ที่บัสสถานีสุราษฎร์ธานี ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 5.26 (ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SRT ที่บัสสถานีสุราษฎร์ธานี ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 5.26 (ต่อ) ผลกระทบต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า SRT ที่บัสสถานีสุราษฎร์ธานี ในกรณีต่างๆ

ตารางที่ 5.13 แรงดันที่บัสต่างๆในระบบ เปรียบเทียบในแต่ละกรณีศึกษา

บัส	แรงดัน (p.u.)			
	ไม่มี HVDC, PSS, SVC ช่วย	มี HVDC ช่วย	มี PSS	มี SVC
บางสะพาน (BSP)	1.04	1.05	1.05	1.05
สุราษฎร์ธานี (SRT)	0.96	0.97	0.96	0.98
รัชชประภา (RPB)	1.00	1.00	1.00	1.01
ขนอม (KN)	1.00	1.00	1.00	1.00
นครศรีธรรมราช (NT)	0.92	0.93	0.92	0.93
พัทลุง (PU)	0.94	0.95	0.94	0.95
หาดใหญ่ 2 (HY2)	0.98	0.98	0.98	1.00
ทุ่งสง (TS)	0.91	0.93	0.92	0.93
คลองแงะ (KNE)	1.00	1.00	1.00	1.02

จากผลการศึกษาทั้ง 4 กรณี พบว่า กรณีที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC มาช่วย จะลดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าในระบบได้ดีที่สุด และทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ภาวะคงตัวได้ไวที่สุด

การติดตั้งตัว PSS ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว สามารถช่วยลดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้าได้ และจะช่วยทำให้ระบบเข้าสู่ภาวะคงตัวไวขึ้น แต่ประสิทธิภาพในการลดการแกว่งยังน้อยกว่ากรณีที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบ HVDC มาช่วย

การติดตั้งตัว SVC เข้าในระบบ จะไม่ช่วยในเรื่องการลดการแกว่งของค่ากำลังไฟฟ้า แต่จะช่วยในการปรับปรุงแรงดันในระบบให้ดีขึ้น

เพราะฉะนั้น การมีระบบ HVDC ติดตั้งในระบบ จะช่วยทำให้ระบบมีเสถียรภาพมากขึ้น เพราะระบบ HVDC จะสามารถเปลี่ยนแปลงขนาดและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อช่วยแก้ปัญหาทางเสถียรภาพที่เกิดขึ้นได้ อย่างมีประสิทธิภาพ และใช้เวลารวดเร็ว