หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

นิยามของความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าและองค์ประกอบที่เกี่ยวข้อง

2.1 ความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าตามนิยามของ NERC

ความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบที่สำคัญหลายประการเช่น โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง ขีดจำกัดทางด้านความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า หรือขีดจำกัดที่เกี่ยวกับเวลาที่ใช้ในการคำนวณ เป็นต้น โดยทั่วไปความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า (Available Transfer Capability: ATC) คือผลต่างระหว่างความสามารถสูงสุดในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Total Transfer Capability: TTC) กับระดับกำลังไฟฟ้าที่ไหลเวียนอยู่ ณ สถานะปัจจุบันของระบบ (Existing Transmission Commitment: ETC)และกำลังส่งในระบบสายส่งที่กันสำรองเอาไว้เพื่อความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบ (Transmission Reliability Margin: TRM) หรือ กำลังส่งที่เผื่อสำรองไว้เพื่อผลทางด้านความเชื่อได้ในการผลิต (Capacity Benefit Margin: CBM) ดังที่เขียนเป็นสมการแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$ATC = TTC - ETC - TRM - CBM \tag{2.1}$$

โดยที่

TTC คือ ค่ากำลังส่งสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึง n-1 contingency

ETC คือ ค่าภาระโหลดปัจจุบันของระบบสายส่ง

TRM คือ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อเหตุผลทางด้านความปลอดภัยของระบบ

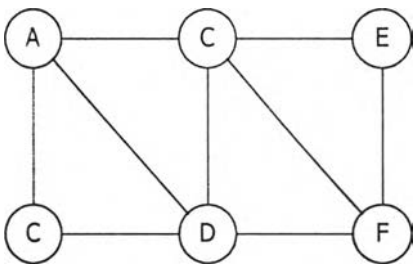
CBM คือ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่สำรองไว้ประโยชน์ในเชิงธุรกิจของบางบริเวณในระบบ

จากหลักการดังกล่าวเราจะสังเกตได้ว่า ค่ากำลังพร้อมมูลของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นค่าที่คำนึงถึงความสมดุลระหว่างผลประโยชน์เชิงธุรกิจ ซึ่งพยายามจะส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้กับแนวคิดทางด้านความปลอดภัยของระบบ ซึ่งมีแนวโน้มจะจัดเตรียมความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าเผื่อไว้ส่วนหนึ่งสำหรับใช้ในกรณีฉุกเฉินดังจะแสดงรายละเอียดไว้ในหัวข้อถัดไป

นอกจากนี้ สิ่งหนึ่งที่น่าสนใจคือความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้ามักมีค่าแตกต่างจากค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่เหลืออยู่ของอุปกรณ์ (Available Loading Capability - ALC) ที่อ้างอิงมาจากผลต่างระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานะปัจจุบันกับค่า

พิกัดของอุปกรณ์ ทั้งนี้เนื่องจากอุปกรณ์แต่ละตัวมีความไวในการตอบสนองต่อการส่งจ่ายไฟฟ้าระหว่างบัสคู่ใดคู่หนึ่ง (Network Response) [1] ไม่เท่ากันดังตัวอย่างในตารางที่ 2.1 ซึ่งเป็นผลจากการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าขนาด 500 MW ระหว่างศูนย์ควบคุม A และ F ซึ่งแสดงไว้ในรูปที่ 2.1

จากตารางที่ 2.1 จะเห็นได้ว่าสายส่งที่ต่อเชื่อมระหว่างศูนย์ควบคุม C และ D มีค่ากำลังส่งเหลืออยู่เพียง 18 MW แต่เนื่องจากการตอบสนองของสายส่งเส้นนี้ต่อการซื้อขายไฟดังกล่าวมีเพียง 1% ดังนั้นค่า ATC ของสายส่งเส้นนี้จึงเทียบกับการซื้อขายไฟฟ้าปริมาณถึง 1,800 MW ซึ่งต่างจากขีดจำกัดในศูนย์ควบคุม D ซึ่งมีกำลังส่งเหลือถึง 180 MW แต่ปริมาณดังกล่าวกลับเทียบเท่ากับ ATC เพียง 1,200 MW และเป็นตัวจำกัดการซื้อขายระหว่างบัสดังกล่าว



รูปที่ 2.1 ระบบทดสอบที่ใช้วิเคราะห์ค่า ATC และ ALC

ตารางที่2.1 เปรียบเทียบค่า ALC และ ATC ของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

System or Path	Network Response (%)	ALC on limiting Facility (MW)	System or Path ATC * (MW)	Area A to Area F ATC (MW)
Area A	2	35	1750	
Area B	4	92	2300	
Area C	12	454	3780	
Area D	***15***	***180***	***1200***	***1200***
Area E	8	200	2500	
Area F	5	250	5000	
A-C	77	1000	1300	
A-D	7	157	2240	
A-B	16	440	2750	
B-D	16	512	3200	
C-E	11	198	1800	
C-D	1	18**	1800	
C-F	67	1072***	1600	
D-F	22	385	1750	
E-F	11	214	1945	

*ATC = ALC/NR **Maximum ALC ***Minimum ALC

2.2 รายละเอียดขององค์ประกอบที่ใช้ในการกำหนดความสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า [1-2]

2.2.1 ค่ากำลังส่งรวมตามนิยามของ NERC

กำลังส่งรวม(Total Transfer Capability: TTC) คือ กำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งผ่านระบบส่งภายใต้สภาวะที่เชื่อถือได้ซึ่งคำนึงถึงเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. สำหรับโครงสร้างของระบบที่มีอยู่แล้วหรือวางแผนไว้แล้ว ในภาวะปกติจะต้องสามารถดำเนินการให้อุปกรณ์ทุกชนิดทำงานภายใต้ค่าพิกัด และ แรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งอยู่ในระดับปกติ
2. ระบบไฟฟ้าต้องสามารถจัดการกับการแกว่งของกำลังไฟฟ้าได้และยังคงมีเสถียรภาพอยู่ภายใต้ผลของการรบกวนอันเนื่องจากผลของการชำรุดของอุปกรณ์ไฟฟ้าหนึ่งอุปกรณ์ เช่น สายส่ง หม้อแปลง หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. หลังจากที่การแกว่งของกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงและหลังจากที่อุปกรณ์ดำเนินการอัตโนมัติทำงาน แต่ก่อนที่ระบบจะถูกปรับให้อยู่ในสภาวะหลังเกิดการขัดข้อง ในช่วงเวลานี้อุปกรณ์สายส่งต้องทำงานภายใต้ค่าพิกัดฉุกเฉินและระดับแรงดันไฟฟ้าต้องอยู่ใต้เกณฑ์ฉุกเฉินด้วย
4. หากระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีปกติ (กรณีข้อ 1) มีค่าต่ำกว่าระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ากรณีที่เกิดเหตุขัดข้องอันเนื่องจากเกิดอุปกรณ์ชำรุดหนึ่งอุปกรณ์ (N-1) ค่าระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้เป็นค่าในภาวะปกติ (ค่าที่ต่ำกว่า)
5. ในบางพื้นที่อาจต้องมีการพิจารณาการชำรุดของอุปกรณ์พร้อมกันมากกว่าหนึ่งอุปกรณ์ เช่น การชำรุดของสายส่งวงจรเดียวกันที่อยู่บนเสาต้นเดียวกันหรืออยู่ในแนวเดียวกัน ในการหาค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ถ้าการคิดผลของการขัดข้องของอุปกรณ์พร้อมกันมากกว่าหนึ่งอุปกรณ์ทำให้ค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงมากเงื่อนไขนี้ก็สมควรได้รับการพิจารณาด้วย

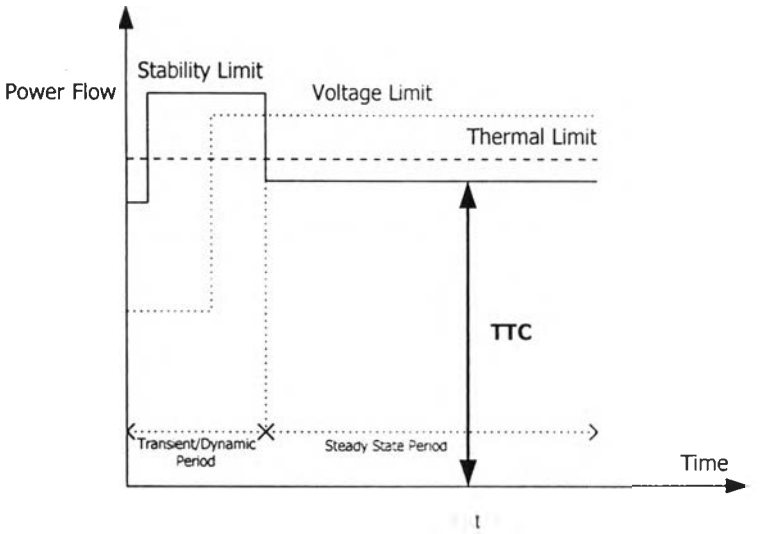
การคำนวณคำนวณค่ากำลังส่งรวม

ในการคำนวณค่ากำลังส่งรวมนั้นสภาวะของระบบจะถูกแทนด้วยแบบจำลองที่พิจารณาจากค่าในสภาวะพื้นฐานโดยมีการรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ การจัดสรรกำลังการผลิต โครงสร้างของระบบ และ การส่งผ่านกำลังที่ได้มีการกำหนดไว้แล้ว ดังนั้นเมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงจากสภาวะพื้นฐานแล้ว เราจึงจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนค่าในแบบจำลองดังกล่าวด้วย และเนื่องจากการชำรุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งสามารถเกิดขึ้นได้ตลอดระหว่างช่วงเวลา

ดังนั้นเหตุขัดข้องที่มีผลกระทบสูง (n-1 contingency) จึงควรได้รับการนำมาพิจารณาในการหาค่าความสามารถส่งกำลังไฟฟ้าด้วย อนึ่งการคำนวณค่ากำลังส่งรวมจะถูกคำนวณภายใต้เงื่อนไขทางกายภาพและลักษณะของระบบไฟฟ้าจากข้อใดข้อหนึ่งดังต่อไปนี้

- **เงื่อนไขอุณหภูมิ** กำหนดจากปริมาณของกระแสไฟฟ้ามากที่สุดที่สามารถไหลในสายส่งหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าภายใต้เวลาที่กำหนด ก่อนที่อุปกรณ์ดังกล่าวจะเสียหายอย่างถาวรด้วยความร้อนหรือก่อนที่จะเกิดการขัดแย้งขึ้นกับกฎความปลอดภัย โดยทั่วไปค่าเงื่อนไขอุณหภูมิจะกำหนดในรูป กระแสสูงสุด (A) หรือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MVA)
- **เงื่อนไขขนาดแรงดันไฟฟ้า** การเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจะต้องรักษาไว้ภายใต้ช่วงที่ยอมรับได้ เช่น แรงดันต่ำสุดสามารถกำหนดจากการส่งกำลังไฟฟ้ามากสุดที่ยังไม่เกิดอันตรายต่อระบบไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ของผู้ใช้โดยที่หากไม่สามาถรักษาระดับแรงดันได้ผลก็คือเกิดการพังทลายของแรงดันซึ่งสามารถส่งผลต่อการเกิดไฟดับบางส่วนหรือทั้งระบบไฟฟ้าเลยก็เป็นได้
- **เงื่อนไขทางด้านเสถียรภาพ** ระบบต้องสามารถทนต่อการรบกวนภายในช่วง transient และ dynamic ได้ (เวลาอาจอยู่ในหน่วย 1ใน1000วินาที หรือ อาจเป็นหลายๆ นาที) ในกรณีปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่ต่ออยู่กับระบบจะทำงานที่ค่าความถี่เดียวกัน แต่เมื่อเกิดการ รบกวนขึ้นในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเริ่มแกว่งเมื่อเทียบกับเครื่องอื่นๆ ซึ่งยังทำงานอยู่ในสภาวะปกติ สำหรับระบบที่มีเสถียรภาพนั้นการแกว่งดังกล่าวจะหายไปและจุดทำงานก็จะเคลื่อนตัวไปสู่จุดทำงานใหม่ที่มีเสถียรภาพ ในกรณีที่ระบบไม่สามารถเคลื่อนตัวไปสู่จุดที่มีเสถียรภาพจุดใหม่ได้ทันแล้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจสูญเสีย synchronism ได้ จากเหตุนี้อาจทำให้ระบบทั้งหมดหรือบางส่วนไม่มีเสถียรภาพได้ ผลอีกอย่างของการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีเสถียรภาพนั้นก็คือ อาจทำให้อุปกรณ์เสียหายและผลนี้อาจทำให้ต้องตัดไฟที่จ่ายให้กับผู้ใช้เป็นวงกว้างด้วย

จากเงื่อนไขที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ค่ากำลังส่งรวมจะคิดจากเงื่อนไขที่มีความเข้มงวดมากที่สุด คือ TTC = ค่าต่ำสุดของ {เงื่อนไขอุณหภูมิ, เงื่อนไขแรงดัน,เงื่อนไขเสถียรภาพ} อนึ่งเมื่อสภาวะของระบบมีการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขที่เข้มงวดที่สุดก็สามารถเปลี่ยนแปลงไปได้ตามตัวอย่างที่ได้แสดงไว้ในรูปที่ 2.2 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเราสนใจ ณ เวลา t เงื่อนไขที่ใช้กำหนดค่า TTC คือ เงื่อนไขทางด้านเสถียรภาพแทนที่จะเป็นค่าที่เกิดจากเงื่อนไขอุณหภูมิ หรือ แรงดันเป็นต้น



รูปที่ 2.2 ขีดจำกัดที่มีผลต่อค่ากำลังส่งรวม

2.2.2 Transmission Reliability Margin ตามนิยามของ NERC

Transmission Reliability Margin (TRM) คือ ปริมาณกำลังส่งพร้อมมูลที่เตรียมเผื่อไว้สำหรับความไม่แน่นอนที่มีอยู่ในระบบ ความไม่แน่นอนของค่า ATC และกำลังส่งพร้อมมูลที่จำเป็นเพื่อรักษาระดับความเชื่อถือได้ของการดำเนินการให้อยู่ในระดับที่มั่นใจได้ภายใต้สภาพระบบที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งจากการกำหนดค่า TRM นี้ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจะเป็นของผู้ใช้ระบบส่งทุกราย

โดยทั่วไปความไม่แน่นอนในการดำเนินการจะมีค่ามากขึ้นเมื่อช่วงเวลาที่คาดการณ์ล่วงหน้ามีระยะเวลายาว (lead time) นานขึ้น ซึ่งความไม่แน่นอนนี้เกิดจาก สภาพอากาศ การเอาท์เตจที่ถูกบังคับ (Forced outage) ของอุปกรณ์ เอาท์เตจเนื่องจากการบำรุงรักษา (Maintenance outage) และความไม่พร้อมของระบบผลิต นอกจากนี้สภาวการณ์ทางเศรษฐกิจอาจมีผลต่อระดับโหลดในระยะยาวได้ เนื่องจากเงื่อนไขเหล่านี้การคำนวณหาค่า TTC และ ATC จึงมีความไม่แน่นอนเกิดขึ้นซึ่งจะมีค่ามากขึ้นเมื่อระยะเวลาที่คาดการณ์ยาวนานขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากการค่า TTC/ATC ที่พิจารณาสำหรับในอนาคตนั้นอาจมาจากความต้องการของลูกค้าในอนาคตที่ไม่แน่นอน และ การจัดสรรกำลังการผลิตที่ไม่แน่นอน ซึ่งผลเหล่านี้จะกระทบต่อค่าการใช้สายในระบบส่งทำให้มีความจำเป็นในการกำหนดค่า TRM ที่สามารถครอบคลุมผลเหล่านี้ได้

องค์ประกอบที่ควรพิจารณาในการหาค่า TRM ประกอบด้วย

- ผลรวมของความคลาดเคลื่อนในการทำนายโหลด
- ความคลาดเคลื่อนของการกระจายโหลด
- การเปลี่ยนแปลงระดับการใช้อุปกรณ์เพื่อทำให้โหลดและการผลิตสมดุลภายในพื้นที่ควบคุม
- การทำนายความไม่แน่นอนของโครงสร้างระบบ

- ผลกระทบอันเนื่องจาก parallel path
- ผลกระทบจากการส่งกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นอื่น
- การเปลี่ยนแปลงในการจัดสรรกำลังการผลิต
- ค่าสำรองการผลิตขณะดำเนินการ

ผลจากองค์ประกอบต่างๆ เหล่านี้ได้นำไปสู่การหาค่า TRM ที่มีอยู่หลายวิธีตามที่กล่าวไว้ใน [2] ซึ่งประกอบด้วย

1. การหาค่า TTC โดยคิดว่าข้อมูลพื้นฐานมีการเปลี่ยนแปลง ซึ่งสามารถทำได้โดยใช้ Monte Carlo Simulation และกำหนดTRM เท่ากับผลต่างของ TTC ในกรณีพื้นฐานกับ TTC ที่ได้จากการพิจารณาว่าข้อมูลมีการเปลี่ยนแปลง
2. กำหนดTRM เท่ากับผลต่างของ TTC ในกรณีพื้นฐานกับ TTC ที่ได้จากการลดค่าความจุของสายส่งด้วยเปอร์เซ็นต์คงที่ เช่น 2%
3. กำหนดค่า TRM ด้วยค่า MW คงที่ เช่น 50 MW หรือ ด้วยค่าเปอร์เซ็นต์คงที่ เช่น 5%

2.2.3 Capability Benefit Margin ตามนิยามของNERC

Capability Benefit Margin (CBM) เป็นการสำรองความสามารถของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าอีกค่าหนึ่งนอกเหนือจากค่า TRM ที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 2.2.2 อย่างไรก็ดี วัตถุประสงค์ในการกำหนดค่า CBM นั้นแตกต่างกับของค่า TRM ในประเด็นที่ CBM กำหนดขึ้นเพื่อสำรองความสามารถของส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบของตนเพื่อให้สามารถใช้ค่ากำลังผลิตสำรองจากระบบอื่นที่ต่อเชื่อมอยู่เพื่อรักษาระดับความเชื่อถือได้ทางกำลังผลิตให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด การสำรองค่า CBM นี้จะมีประโยชน์ในแง่ที่เราสามารถลดค่ากำลังผลิตสำรองในระบบสามารถให้มีค่าต่ำลงได้เมื่อมีการต่อเชื่อมกับระบบอื่นๆ โดยที่ยังสามารถรักษาระดับความเชื่อถือได้ทางด้านกำลังการผลิตไว้ตามเกณฑ์ที่กำหนดได้ นอกจากนี้ค่า CBM มีแนวโน้มที่จะใช้เฉพาะในช่วงเวลาที่กำลังผลิตในระบบของตนไม่เพียงพอต่อความต้องการโหลดเท่านั้น

จากนิยามของค่า CBM ที่ได้อธิบายไว้ข้างต้น ขั้นตอนในการกำหนดค่า CBM สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ขั้นตอนคือ

1) กำหนดค่าปริมาณของค่าความจุของกำลังผลิตสำรองจากภายนอกที่จำเป็นในการทำให้สอดคล้องกับระดับความเชื่อถือได้ที่ต้องการ (เช่น LOLE= 0.1 วัน/ปี)
2) กำหนดค่าความสามารถในการส่งรวมที่จำเป็นต้องใช้เพื่อรับค่ากำลังผลิตสำรองจากภายนอกจากค่าความต้องการความจุของการผลิตจากภายนอก (จากข้อ 1)
3) กำหนดปริมาณความสามารถส่งผ่านกำลังรวมที่ต้องจัดสรรให้กับเส้นทางที่จะใช้รับกำลัง ไฟฟ้าจากภายนอก