บทที่ ๕
การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเชื่อมโยงภายในประเทศ

๕.๑ การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ประโยชน์อย่างหนึ่งของการใช้โปรแกรมLFS คือการนำมาใช้ทำ Load Flow Study เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้ ได้นำเอาระบบไฟฟ้าในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มาเป็นตัวอย่างในการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าของระบบในอนาคต โดยถือว่าการเปลี่ยนแปลง และขยายระบบในเขตภาคนี้ เป็นไปตามโครงการที่วางไว้ ตามแผนหลักการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าของประเทศ(๗) กล่าวคือ

ในปี พ.ศ. ๒๕๑๔ จะมีการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าในเขตภาคตะวันออก-เฉียงเหนือ เข้ากับระบบไฟฟ้าในเขตการไฟฟ้ายันฮี(เดิม) โดยผ่านทางสายส่งเชื่อมโยง 115 KV จาก substation นครราชสีมาถึงอ่างทอง นอกจากนี้จะมีแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนลำโดมน้อย เข้ามารวมด้วยอีกแห่งหนึ่ง

ปี พ.ศ. ๒๕๑๕ ระบบนี้จะสามารถรับพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจ่ายมาจากเขื่อนน้ำงึมประเทศลาว ได้เพิ่มอีกแห่งหนึ่ง

ปี พ.ศ. ๒๕๑๖ จะมีแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำพรหม เพิ่มขึ้นอีกแห่งหนึ่ง

สำหรับการทำการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าของระบบนี้ จะทำการวิเคราะห์ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๑๔ ถึงปี พ.ศ. ๒๕๑๖ โดยทำการวิเคราะห์ทั้งในกรณีที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะ Peak Load และ Off Peak Load

จุดมุ่งหมายและขอบเขตในการวิเคราะห์ ก็เพื่อจะทำการศึกษาถึงปัญหาต่าง ๆ ดังต่อไปนี้คือ

๑. ความต้องการ Reactive Power ที่ Substation ต่าง ๆ

๒. ระบบแรงดันที่เหมาะสมสำหรับ bus ต่าง ๆ ใน Network

๓. ความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในสายส่งของระบบของแต่ละ area

ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จะแบ่งระบบออกเป็น ๓ area คือ area ของการไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ (เดิม) area ของการไฟฟ้ายันฮี (เดิม) และ area ของระบบไฟฟ้าจากเขื่อนน้ำงึมประเทศลาว แต่ใน

การทำ Load Flow นี้จะไม่มีการ control เกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าถ่ายเทในสายส่งเชื่อมโยง แต่จะมีการปรับหรือควบคุมแรงดันที่ substation โดยการเปลี่ยน tap ของ TCUL Transformer

๕.๒ ข้อมูลและค่าคงที่ต่าง ๆ ของระบบ

ข้อมูลเกี่ยวกับความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. ๒๕๑๔ ถึง ๒๕๑๖ นั้น จะถือตามที่ทางการไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (เดิม) ได้คาดคะเนไว้[๘] ส่วนค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า ในขณะที่อยู่ในช่วง Off-Peak นั้นจะถือว่าเป็น $\frac{2}{3}$ ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) สำหรับรายละเอียดเกี่ยวกับจำนวน Generation Capacity ของแหล่งผลิตแต่ละแห่ง ได้แสดงไว้ในตารางที่ ๕.๑ จำนวนความต้องการกำลังไฟฟ้าของ Substation ต่าง ๆ ได้แสดงไว้ในตารางที่ ๕.๒

ในกรณีของข้อมูลเกี่ยวกับ bus condition และ operating condition ที่จะใช้วิเคราะห์นั้น จะสมมติขึ้นเป็นหลาย ๆ กรณีในแต่ละ case ซึ่งผลของการวิเคราะห์ของกรณีต่าง ๆ ย่อมไม่เหมือนกัน บางกรณีอาจจะไม่สามารถใช้ operate ระบบได้ สำหรับในตัวอย่างการใช้ประโยชน์ในการวิเคราะห์ระบบนี้ จะนำผลจากการวิเคราะห์มาแสดงไว้ case ละหนึ่งกรณีเท่านั้น

ตารางที่ ๕.๑ จำนวน generation Capacity ของระบบ

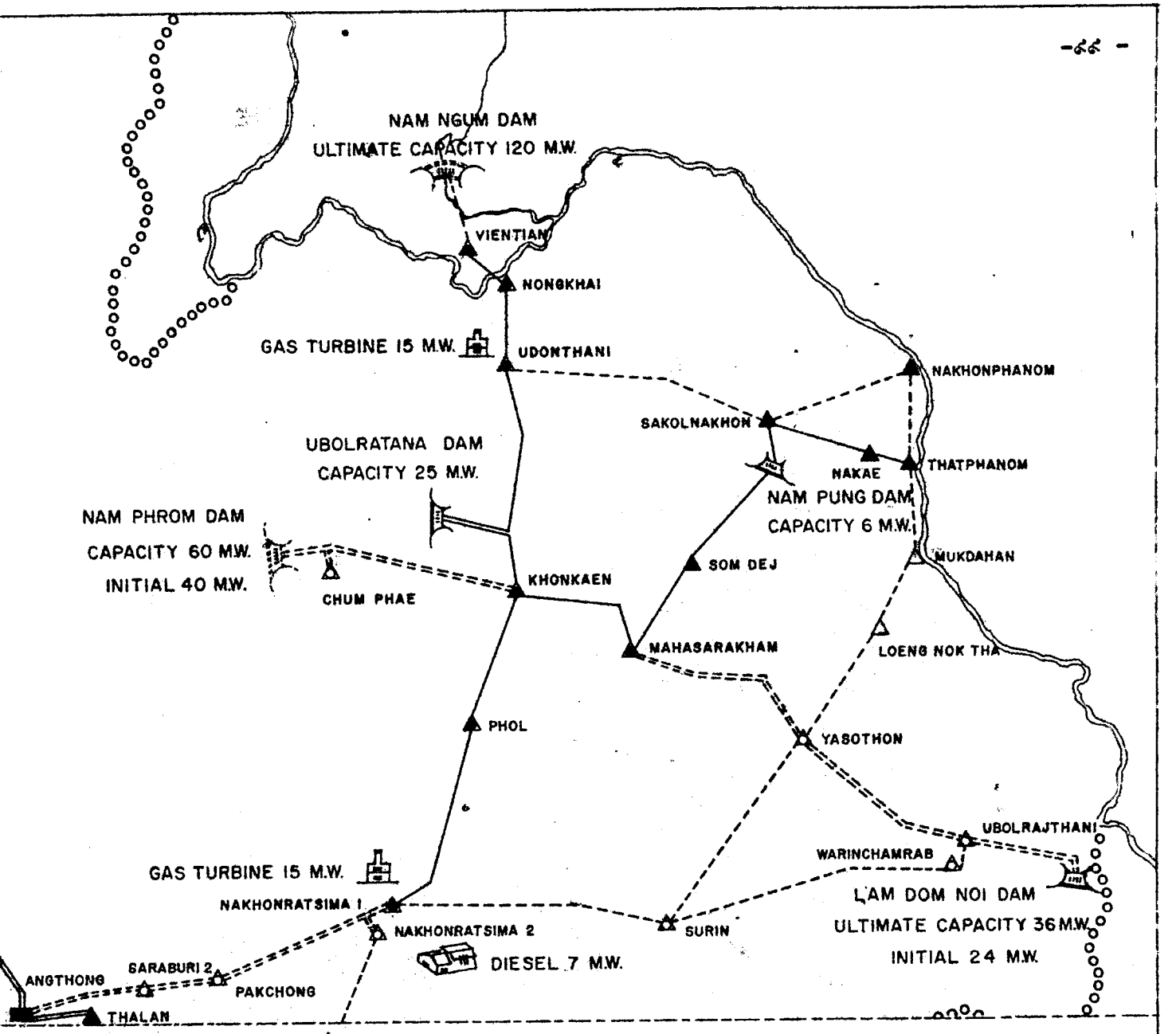
(UUNI: MW)

Name of Power Station / Year	2513	2514	2515	2516
Nam Pong (3 X 10.5 MVA)	25.00	25.00	25.00	25.00
Nam Pung (2 X 3.5 MVA)	6.00	6.00	6.00	6.00
Nakornrajasima Gas Turbine (1 X 20.0 MVA)	15.00	15.00	15.00	15.00
Udorn Gas Turbine (1 X 20.0 MVA)	15.00	15.00	15.00	15.00
Lam Dome Noi (3 X 14.0 MVA)	-	36.00	36.00	36.00
Nam Ngum (2 X 17.5 MVA)	-	-	30.00	30.00
Nam Phrom (2 X 22.5 MVA)	-	-	-	40.00
Total	61.00	97.00	127.00	167.00

ตารางที่๕.๒ความต้องการกำลังไฟฟ้าในปี พ.ศ. ๒๕๑๔-๒๕๑๖

(UNIT : MW)

Name of Substation	Year / Code	2514	2515	2516
Vientiane	VT	8.0	9.0	10.0
Nongkhai	NK	1.0	1.3	1.5
Udornthani	UD	12.8	15.4	18.2
Khonkaen	KK	8.5	10.2	12.0
Phol	PL	3.2	3.7	4.1
Nakornrajasima-1	NR1	22.1	26.1	31.3
Surin	SR	3.7	4.7	6.0
Warin Chamrap	WR	5.6	7.3	8.7
Ubolrajathani	UB	8.5	11.0	15.0
Yasothorn	YT	0.6	0.8	1.0
Mahasarakarm	MK	2.6	3.0	3.4
Sakolnakorn	SK	2.1	2.5	2.9
Nakae	NaK	0.1	0.1	0.1
Thatphanom	TP	1.0	1.0	1.0
Nakornphanom	NN	1.6	1.8	2.3
TOTAL		81.4	97.9	117.5
Talan	TL	10.0	12.0	15.0
North Saraburi	SB	1.6	2.0	2.6
Parkchong	PC	1.3	1.7	2.2
Nakornrajasima-2	NR2	2.6	3.4	4.4
TOTAL		15.5	19.1	24.2



EXISTING	UNDER CONSTRUCTION & FUTURE	
———	– – –	TRANSMISSION LINE
■	[ ]	230 KV. SUBSTATION
▲	△	115 KV. SUBSTATION
▲	△	69 KV. SUBSTATION
		THERMAL POWER PLANT
		HYDRO POWER PLANT

NATIONAL ENERGY AUTHORITY

BANGKOK THAILAND

TRANSMISSION LINE NETWORK IN

NORTH – EASTHERN REGION

DRAWN A. Trinarong	DATE 31 OCTOBER 1969
CHECKED	APPROVED
ENGINEER	TRACE
FIG. 5.1	SCALE 1 : 3,000,000

ตารางที่ ๕.๓ ก

สรุปผลเกี่ยวกับจำนวน Generation และ Operating Voltage ของ Power Station

Period		1971 P	1972 P	1973 P	1971 OP	1972 OP	1973 OP
No.	Name of Power Station / Load Flow Pattern	A1	A2	A3	A4	A5	A6
1	UBOLRAT BUS VOLTAGE	20.0 +j2.1 (104.1)	16.0+j0.5 (102.4)	23.0-j2.8 (103.7)	3.5-j0.4 (100.1)	3.5-j1.0 (101.0)	4.0-j2.2 (102.9)
2	[illegible]M PUNG BUS VOLTAGE	4.0+j0.6 (120.3)	4.0+j2.2 (102.4)	3.0+j1.6 (101.4)	1.5-j2.1 (100.8)	1.5-j1.9 (102.3)	1.0-j1.1 (102.4)
3	KORAT GAS TURBINE BUS VOLTAGE	14.0+j0.2 (100.7)	14.0-j1.3 (100.9)	14.0+j13.7 (100.1)	OFF (101.1)	OFF (103.5)	OFF (103.6)
4	UDORN GAS TURBINE BUS VOLTAGE	14.0+j5.8 (100.4)	14.0-j4.8 (100.7)	14.0+j4.3 (100.9)	OFF (97.3)	OFF (99.8)	OFF (99.8)
5	LAM DOM NOI BUS VOLTAGE	14.0-j6.0 (102.9)	20.0-j2.8 (102.9)	20.0+j6.8 (104.4)	4.0-j5.7 (100.9)	4.0-j4.0 (103.5)	5.0-j3.4 (103.8)
6	NAM NGUM BUS VOLTAGE	-	18.0-j1.9 (101.6)	18.0-j1.4 (102.2)	-	-	-
7	NAM PHROM BUS VOLTAGE	-	-	20.0-j3.2 (104.3)	-	-	12.0-j8.2 (102.4)
8	YEA TIE-LINE (NR.2) BUS VOLTAGE	17.0-j3.1 (100.8)	14.4-j4.9 (100.9)	10.6+j3.6 (100.1)	19.0-j6.9 (101.1)	25.3-j9.0 (103.6)	18.3-j4.0 (103.6)

ตารางที่ ๕.๓ ข

สรุปผลเกี่ยวกับ Operating Voltage ของ Power Substation

Period		1971 P	1972 P	1973 P	1971 OP	1972 OP	1973 OP
No.	Load Flow Pattern / Name of Substation	A1	A2	A3	A4	A5	A6
1	Vientiane	97.7	100.9	101.0	96.5	98.9	98.8
2	Nongkhai	98.6	100.8	100.9	96.8	99.1	99.1
3	Udornthani	100.4	100.7	100.9	97.3	99.8	99.8
4	Khonkaen	102.6	100.9	102.4	100.4	102.5	103.6
5	Phol	101.8	100.7	101.1	100.7	102.9	103.6
6	Nakornrajasima	100.7	100.9	100.1	101.1	103.5	103.6
7	Surin	101.8	100.2	100.5	101.3	103.6	103.6
8	Warin Chamrap	102.1	101.4	101.9	100.9	103.3	103.8
9	Ubolrajathani	101.8	100.6	100.8	100.9	103.1	103.3
10	Yasothorn	103.2	101.6	101.8	101.3	103.5	103.9
11	Mahasarakarm	103.1	101.4	101.7	100.8	103.0	103.8
12	Sakolnakorn	100.3	100.0	98.5	100.6	103.2	102.0
13	Nakae	99.2	98.9	97.4	100.5	103.1	101.9
14	Thatphanom	99.2	98.9	97.4	100.5	103.1	101.9
15	Nakornphanom	98.0	97.4	94.8	100.4	102.9	101.3

ตารางที่ ๕.๓ ช์ (ต่อ)

สรุปผลเกี่ยวกับค่า Operating Voltage ของ Power Substation

Period		1971 P	1972 P	1973 P	1971 OP	1972 OP	1973 OP
No.	Load Flow Pattern / Name of Substation	A1	A2	A3	A4	A5	A6
16	Talan	100.3	100.2	100.0	100.3	102.8	102.9
17	North Saraburi	100.9	101.0	100.5	101.0	103.6	103.6
18	Parkchong	101.2	101.3	100.5	101.5	104.1	104.0
	TOTAL GENERATION (MW)	98.0	119.8	147.1	33.6	41.4	48.8
	TOTAL LOAD (MW)	96.9	117.0	141.7	32.3	40.5	47.3
	LOSSES NEEA (MW)	1.5	2.1	4.9	0.8	1.4	1.1
	LOSSES YEA (MW)	0.3	0.3	0.2	0.4	0.6	0.4
	LOSSES NAM NGUM (MW)	-	0.3	0.3	-	-	-
	SHUNT REACTOR (MVAR)	-	-	-	28.2	27.6	27.7
	STATIC CAPACITOR (MVAR) SYNCHRONOUS COND	-	-	-	-	-	-

๕.๓ ผลของการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้า

ผลของการวิเคราะห์จะสามารถนำมาใช้เป็นแนวทางปฏิบัติ ในการ operate ระบบไฟฟ้าส่วนนี้ เพื่อให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด ตารางที่ ๕.๓ ก ได้แสดงถึงผลลัพธ์ที่ได้จากการทำ Load Flow ในตารางนี้ได้บอกถึงจำนวน generation ของแต่ละ Power Station พร้อมทั้ง operating Voltage สำหรับตารางที่ ๕.๓ ข ได้บอกถึง operating voltage ที่ substation จำนวน load และ generation ทั้งหมดของระบบค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าของแต่ละ area จำนวน MVAR ของ reactor ทั้งหมดที่ต้องใช้ปรับแรงดันตอน Off Peak สำหรับรายละเอียดของ Flow Condition และ Bus Condition ขนาดของ shunt reactor ที่ควรจะติดตั้งที่ substation ต่าง ๆ ตลอดจนค่า tap setting ของ transformer ได้แสดงไว้ในภาคผนวก ข ตามรูปที่ A1-A6

จากผลที่ได้แสดงให้เห็นว่าระบบไฟฟ้าในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือนั้น ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๑๔-๒๕๑๖ นั้น กำลังผลิตกำลังไฟฟ้ายังเพียงพอกับความต้องการอยู่ เพราะสามารถรับกำลังไฟฟ้าจากสายส่งเชื่อมโยงนครราชสีมา-อ่างทอง ได้โดยที่มีความสูญเสียของระบบไม่มากนัก นอกจากนี้ที่ substation อีกหลายแห่งควรจะติดตั้ง shunt reactor อย่างน้อยแห่งละ 2 MVAR ส่วน shunt capacitor ยังไม่มีความจำเป็นต้องใช้