

บทที่ 3

การวิเคราะห์ความต้องการไฟฟ้าและปัจจัยที่เกี่ยวข้อง

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูลสภาพอากาศ

ปัจจัยที่มีอิทธิพล ต่อลักษณะสมบัติของโหลด (load characteristic) ในประเทศไทย ได้แก่ วันในสัปดาห์ และสภาพอากาศ ซึ่งจากการศึกษาใน [11] พบว่าอุณหภูมิเป็นตัวแปรของสภาพอากาศที่สำคัญที่สุดเนื่องจากมีความเกี่ยวพันอย่างมากกับค่าของโหลด และความเร็วลมมีผลต่อโหลดบ้าง ในขณะที่ปริมาณเมฆที่ปกคลุมไม่มีความสัมพันธ์กับโหลดแต่อย่างใด ในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะอุณหภูมิ เนื่องจากในทางปฏิบัติการ ไฟฟ้าได้รับข้อมูลเกี่ยวกับความเร็วลมค่อนข้างจำกัด [12] สำหรับปัจจัยที่เกี่ยวกับฤดูกาลนั้น ในฤดูหนาว และฤดูร้อนอุณหภูมิค่อนข้างจะเสถียร จวบจนเข้าสู่ฤดูฝน จะมีฝนตกชุก ซึ่งฝนทำให้อุณหภูมิลดลง อย่างไรก็ตาม เป็นการยากในการคาดคะเนว่าจะเกิดฝนตกในเวลาใดของวันถัดไป ปริมาณฝนจึงไม่ได้นำมาคิด ทำให้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในฤดูฝน ค่อนข้างยากที่จะแม่นยำ เพราะเหตุว่าอุณหภูมิไม่ค่อยเสถียร

ในกรณีของการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น พื้นที่การจ่ายไฟฟ้าจะมีขนาดเล็กถึง ข้อมูลสภาพอากาศที่จะใช้ประกอบ ในการพิจารณาความเกี่ยวพันกับความต้องการไฟฟ้าจะเกี่ยวข้องกัน โดยตรงในท้องถิ่นนั้น ในที่นี้จะได้จากการเก็บรวบรวมโดย ศูนย์อุตุนิยมวิทยาภาคเหนือ (เชียงใหม่) ได้แก่ อุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ ความเร็วลม และปริมาณฝน ประกอบด้วย ค่าสูงสุด ค่าเฉลี่ย และค่าต่ำสุด ของอุณหภูมิ และความชื้นสัมพัทธ์ ในขณะที่ความเร็วลม เป็น กิโลเมตรต่อชั่วโมง และ ปริมาณฝน เป็น มิลลิเมตร ซึ่งข้อมูลที่รวบรวมได้ ทั้งหมดแสดงเป็นค่ารายวันเท่านั้น

จากข้อมูลอุณหภูมิแต่ละเดือน ในปี พ.ศ. 2543 ดังแสดงในตารางที่ 3.1 พบว่า ในช่วงเดือนพฤศจิกายน ถึงเดือน กุมภาพันธ์ มีค่าอุณหภูมิต่ำสุดและสูงสุดโดยเฉลี่ยอยู่ในย่าน 16.9 – 30.7 องศาเซลเซียส ในขณะที่ช่วง เดือนมีนาคม ถึงเดือนมิถุนายน มีค่าอุณหภูมิต่ำสุดและสูงสุด โดยเฉลี่ยในย่าน 22.4 – 32.8 องศาเซลเซียส ส่วนช่วงเดือนกรกฎาคม ถึงเดือนตุลาคม มีค่าอุณหภูมิต่ำสุด และสูงสุด โดยเฉลี่ยในย่าน 23.2 – 31.0 องศาเซลเซียส

พิจารณาความชื้นสัมพัทธ์โดยเฉลี่ยของแต่ละเดือน ที่แสดงในตารางที่ 3.2 จะเห็นว่า ในช่วงเดือนพฤศจิกายน ถึงเดือนกุมภาพันธ์ มีความชื้นสัมพัทธ์ โดยเฉลี่ยต่ำสุดเป็น 37.8 % ในขณะที่ ช่วงเดือนกรกฎาคม ถึงเดือนตุลาคม มีค่าความชื้นสัมพัทธ์โดยเฉลี่ยต่ำสุด เป็น 93.9 % และช่วงเดือนมีนาคม ถึงเดือนมิถุนายน มีค่าความชื้นสัมพัทธ์โดยเฉลี่ยต่ำสุด เป็น 48.5 %

จากข้อมูลอุณหภูมิ และความชื้นสัมพัทธ์ดังกล่าว ทำให้สามารถสรุปแยกสภาพอากาศของ จังหวัดเชียงใหม่ ออกเป็นสามฤดูกาล คือ ฤดูหนาว (winter) ในช่วงเดือนพฤศจิกายน ถึงเดือน กุมภาพันธ์ เนื่องจาก อุณหภูมิต่ำสุดโดยเฉลี่ย ต่ำกว่าช่วงอื่น ประกอบกับค่าความชื้นสัมพัทธ์โดยเฉลี่ยต่ำสุด มีค่าต่ำสุดด้วย สำหรับฤดูฝน (rainy) จะอยู่ในช่วงเดือนกรกฎาคม ถึงเดือนตุลาคม เนื่องจากค่าความชื้นสัมพัทธ์ สูงสุด คือ ระหว่าง 60.7 % ถึง 93.9 % ดังนั้น ช่วงเดือนมีนาคม ถึงเดือนมิถุนายน จึงจัดให้เป็นฤดูร้อน (summer) เนื่องจาก อุณหภูมิสูงสุดโดยเฉลี่ย มีค่าสูงกว่าช่วงเดือนอื่นๆ ทั้งหมด

ตารางที่ 3.1 อุณหภูมิสูงสุดเฉลี่ย และต่ำสุดเฉลี่ย ของแต่ละเดือนในปี พ.ศ.2543

เดือน	อุณหภูมิ (ซ)		เดือน	อุณหภูมิ (ซ)		เดือน	อุณหภูมิ (ซ)	
	สูงสุด	ต่ำสุด		สูงสุด	ต่ำสุด		สูงสุด	ต่ำสุด
พฤศจิกายน	30.2	18.0	มีนาคม	33.6	19.2	กรกฎาคม	31.0	23.5
ธันวาคม	29.7	17.3	เมษายน	34.5	23.4	สิงหาคม	31.5	23.7
มกราคม	31.0	15.2	พฤษภาคม	32.0	23.2	กันยายน	30.6	23.0
กุมภาพันธ์	31.7	17.2	มิถุนายน	31.0	23.9	ตุลาคม	31.0	22.6
เฉลี่ย	30.7	16.9		32.8	22.4		31.0	23.2

ตารางที่ 3.2 ความชื้นสัมพัทธ์สูงสุดเฉลี่ยและต่ำสุดเฉลี่ยของแต่ละเดือน ในปี พ.ศ. 2543

เดือน	ความชื้นสัมพัทธ์ (%)		เดือน	ความชื้นสัมพัทธ์ (%)		เดือน	ความชื้นสัมพัทธ์ (%)	
	สูงสุด	ต่ำสุด		สูงสุด	ต่ำสุด		สูงสุด	ต่ำสุด
พฤศจิกายน	93.5	46.6	มีนาคม	79.0	30.5	กรกฎาคม	95.1	63.2
ธันวาคม	93.3	42.5	เมษายน	83.3	42.1	สิงหาคม	94.5	62.5
มกราคม	87.9	31.9	พฤษภาคม	91.6	58.5	กันยายน	92.5	60.0
กุมภาพันธ์	81.9	30.3	มิถุนายน	93.6	62.9	ตุลาคม	93.6	56.7
เฉลี่ย	89.2	37.8		86.9	48.5		93.9	60.7

3.2 การเก็บรวบรวมข้อมูลความต้องการไฟฟ้า

เนื่องจากในงานวิจัยนี้ จะทำการศึกษาเพื่อสร้างแบบจำลองในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งจำเป็นต้องใช้ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าในอดีต (history load data) มาใช้ในเป็นข้อมูลอินพุตของเครือข่ายประสาท ดังนั้นจึงเลือกสถานีไฟฟ้าย่อยที่จะทำการศึกษา โดยจะใช้ข้อมูลจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าย่อยสังกัดแผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดเชียงใหม่ (กฟภ.) ตั้งอยู่ที่ ถนนคันคลองชลประทาน ต.สุเทพ อ.เมือง จ.เชียงใหม่ สถานีนี้รับไฟฟ้าระบบ 115 KV จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายจำนวน 10 สายป้อน ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า ขนาด 50 MVA 115/22 KV จำนวน 2 เครื่อง ปัจจุบันทำการจ่ายไฟฟ้าจำนวน 6 สายป้อน ดังแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 แสดงการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับสายป้อน ของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 กฟภ. จังหวัดเชียงใหม่

ที่มา : สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 จังหวัดเชียงใหม่

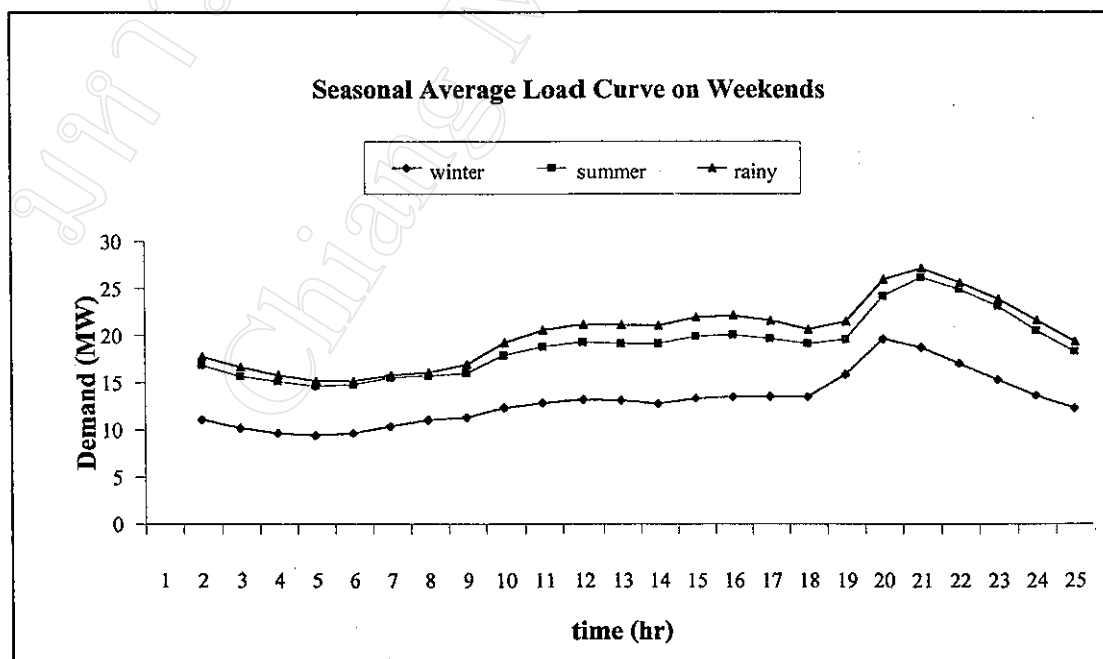
ลำดับ	รหัสอุปกรณ์	จ่ายไฟให้	โหลดสูงสุด (MW)	หมายเหตุ
1	CMD 1 VB - 01	ถ.คันคลองฝั่งซ้าย สนามกีฬา 700 ปี อ.แม่ริม อ.แม่แตง อ.ปาย	10.0	
2	CMD 2 VB - 01	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่	6.0	
3	CMD 3 VB - 01	ถ.คันคลอง ถ.สุเทพ รพ.มหาราชฯ TV. 7	6.5	
4	CMD 4VB - 01	วงจร Q พระตำหนักภูพิงศ์ฯ ถนนห้วยแก้ว ถ.นิมมานเหมินท์ หอประชุมมหาวิทยาลัย เชียงใหม่ กองบิน 41 ถ.บุญเรืองฤทธิ์	6.0	ยังไม่เสร็จ
5	CMD 5VB - 01	ถ.คันคลองฝั่งขวา บ้านเจ็ดยอด ศูนย์ รพช.	3.0	ยังไม่เสร็จ
6	CMD 6VB - 01	ถ.คันคลองฝั่งซ้าย ศูนย์ราชการเชียงใหม่	5.0	
7	CMD 7VB - 01	ถ.นิมมานเหมินท์ ศูนย์การค้ากาดสวนแก้ว	7.0	
8	CMD 8VB - 01	ถ.ห้วยแก้ว ถ.รูปเปอร์ไฮเวย์ เชื่อม โยง CMB. 7	6.0	จ่ายไฟให้พระ ตำหนักภูพิงศ์
9	CMD 9VB - 01	พระตำหนักภูพิงศ์ราชนิเวศน์	3.0	ยังไม่เสร็จ
10	CMD 10VB - 01	ถ.ห้วยแก้ว ถ.พระปกเกล้า	7.0	ยังไม่เสร็จ

โดยเริ่มจ่ายไฟฟ้าบางส่วน เมื่อวันที่ 10 พฤศจิกายน 2542 ซึ่งหากพิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้าโดยละเอียด จะพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ ของสายป้อน เป็นดังนี้

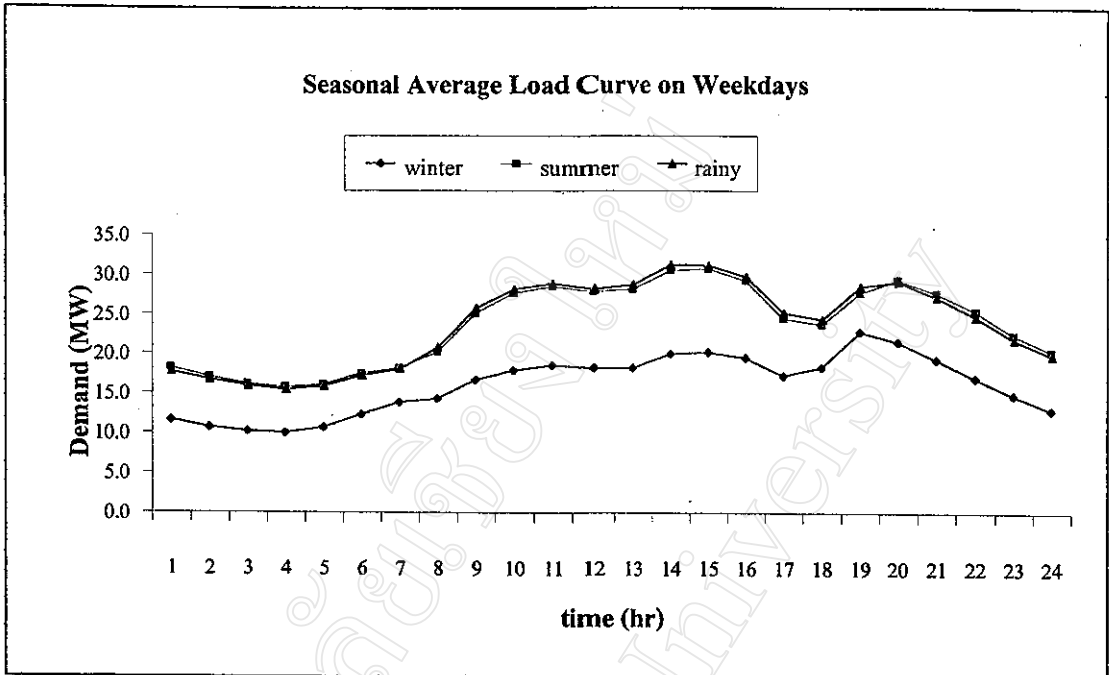
ก. สายป้อน CMD 1 VB-01 CMD 2 VB-01 และ CMD 3 VB-01 อาคารของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ เป็นสถานที่ราชการ บ้านพักข้าราชการ โรงพยาบาลของรัฐ หอพักนักศึกษาของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ รวมโหลดสูงสุดประมาณ 22.5 MW

ข. สายป้อน CMD 6 VB-01 CMD 7 VB-01 และ CMD 8 VB-01 อาคารของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ เป็นที่อยู่อาศัย ทั้งหมู่บ้านจัดสรร อาคารชุด อพาร์ทเมนต์ โรงแรม อาคารพาณิชย์ของเอกชน และพระตำหนักภูพิงศ์ราชนิเวศน์ รวมโหลดสูงสุดประมาณ 18.0 MW

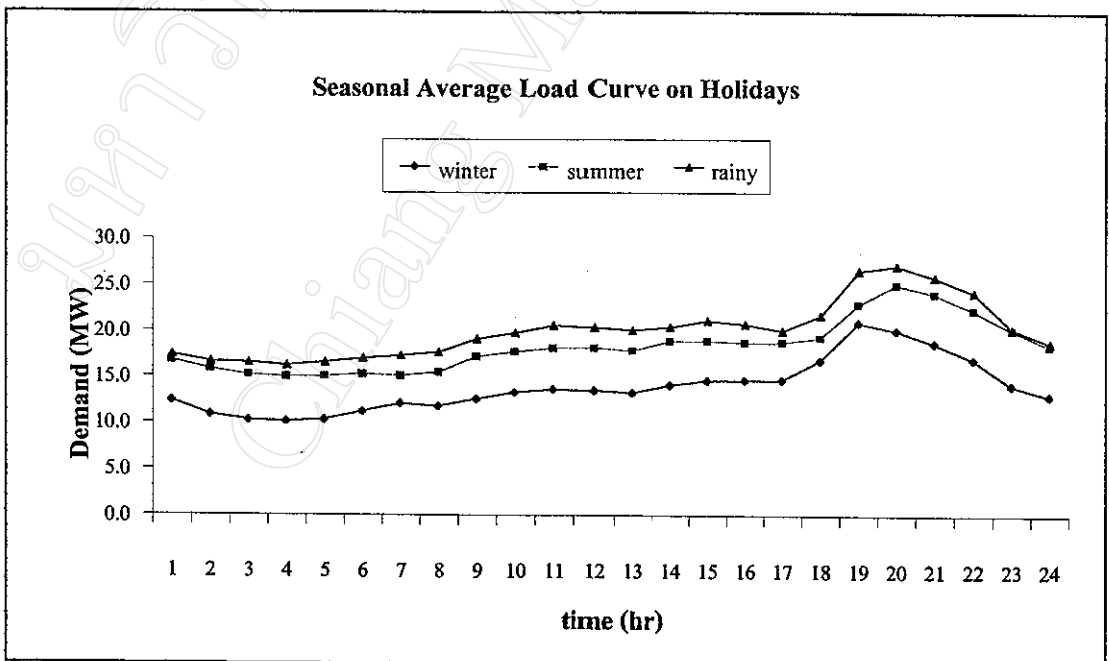
ดังนั้น สถานีไฟฟ้าแห่งนี้ จึงมีการจ่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่ ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าแบบผสม กัน ระหว่าง สถานที่ราชการ และที่พักอาศัย โดยในวันจันทร์ ถึง วันศุกร์ ที่เป็นวันทำงาน มีความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุดเกิดขึ้นสองช่วงเวลา คือ ในเวลากลางวันช่วงบ่าย ซึ่งมักจะเป็นโหลดประเภทเครื่องปรับอากาศ ของหน่วยงานราชการ และในเวลาค่ำ ซึ่งเป็น โหลดของที่อยู่อาศัย ในขณะที่วันหยุดประจำสัปดาห์ และวันหยุดพิเศษอื่นๆ จะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เกิดขึ้นที่เวลาเดียว คือ เวลาค่ำ อันเนื่องมาจาก การใช้ไฟฟ้าของที่พักอาศัย ขณะที่หน่วยงานราชการส่วนมาก ปิดทำการ จึงมีการใช้ไฟฟ้าน้อย ในเวลากลางวัน ดังแสดงในรูปที่ 3.1 รูปที่ 3.2 และรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.1 รูปแบบความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันหยุดประจำสัปดาห์ (weekends) ของฤดูร้อน ฤดูฝน และฤดูหนาวของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4



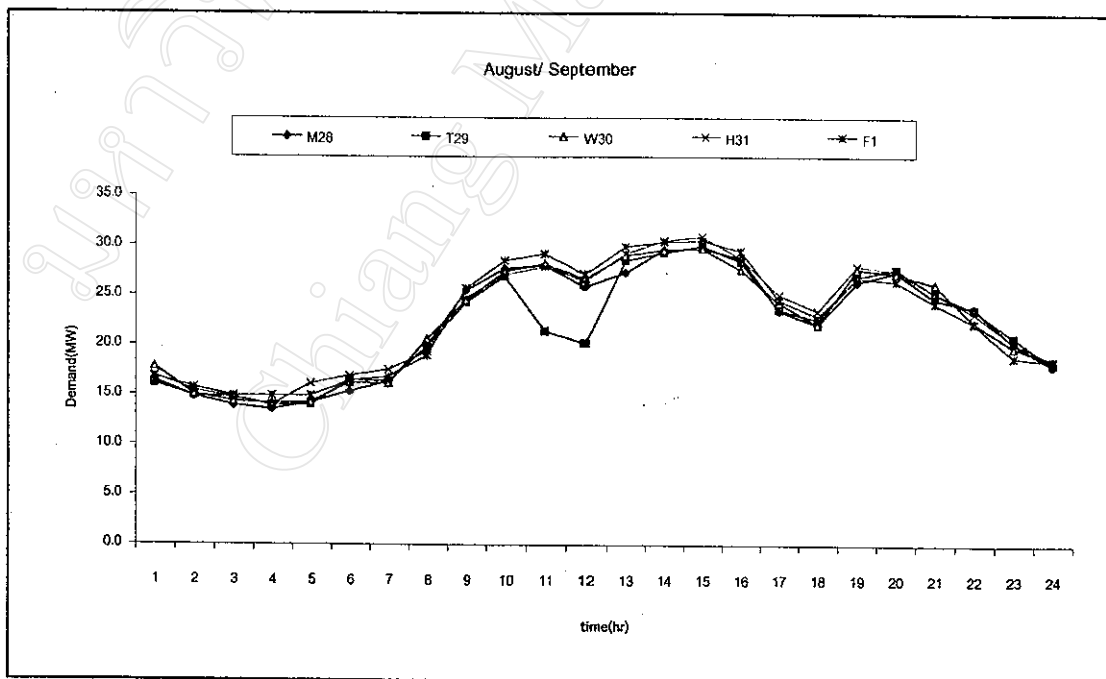
รูปที่ 3.2 รูปแบบความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันทำงาน (weekdays) ของฤดูร้อน ฤดูฝน และฤดูหนาว ของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4



รูปที่ 3.3 รูปแบบความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยรายชั่วโมงในวันหยุดพิเศษ (holidays) ของฤดูร้อน ฤดูฝน และฤดูหนาว ของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

นอกจากนี้ จะเห็นได้ว่า รูปแบบ (pattern) ของกราฟในแต่ละฤดูกาลจะมีลักษณะใกล้เคียงกัน ต่างกันที่ขนาดของความต้องการไฟฟ้า (MW) แต่มีรูปแบบของวันหยุดประจำสัปดาห์ วันหยุดพิเศษ และวันทำงาน แตกต่างกัน ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าที่เก็บรวบรวมจากสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 จะบันทึกค่าเป็นรายชั่วโมง รวมทั้งแสดงค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (peak load) และความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด (valley load) ของแต่ละวัน แต่เนื่องจาก การบันทึกกระทำด้วยผู้ปฏิบัติงาน ค่าที่แสดงจึงอาจมีความคลาดเคลื่อนจากการอ่านมิเตอร์วัด บางวัน ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าขาดหายไป อันเนื่องจากสูญหาย และบางชั่วโมงไม่มีข้อมูล ด้วยเหตุขัดข้องของการจ่ายไฟ เช่น การเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน การตัดกระแสไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ และการบำรุงรักษา เป็นต้น

ลักษณะสมบัติของโหลดรายชั่วโมง ในบางวัน อาจจะมีรูปแบบที่แตกต่างจากวันอื่นๆ ในประเภทวันเดียวกัน ดังตัวอย่างในรูปที่ 3.4 วันอังคารที่ 29 สิงหาคม เวลา 11.00 – 12.00 น มีค่าความต้องการไฟฟ้าลดลงมาก แตกต่างจากวันอื่น ในสัปดาห์เดียวกัน อันเนื่องจาก มีเหตุการณ์พิเศษที่ทำให้มีการจ่ายไฟน้อยลง มากกว่า ปกติ เฉพาะในชั่วโมง หรือคาบเวลานั้นๆ ข้อมูลความผิดปกติเหล่านี้ จึงจำเป็นต้องนำมาพิจารณาด้วย

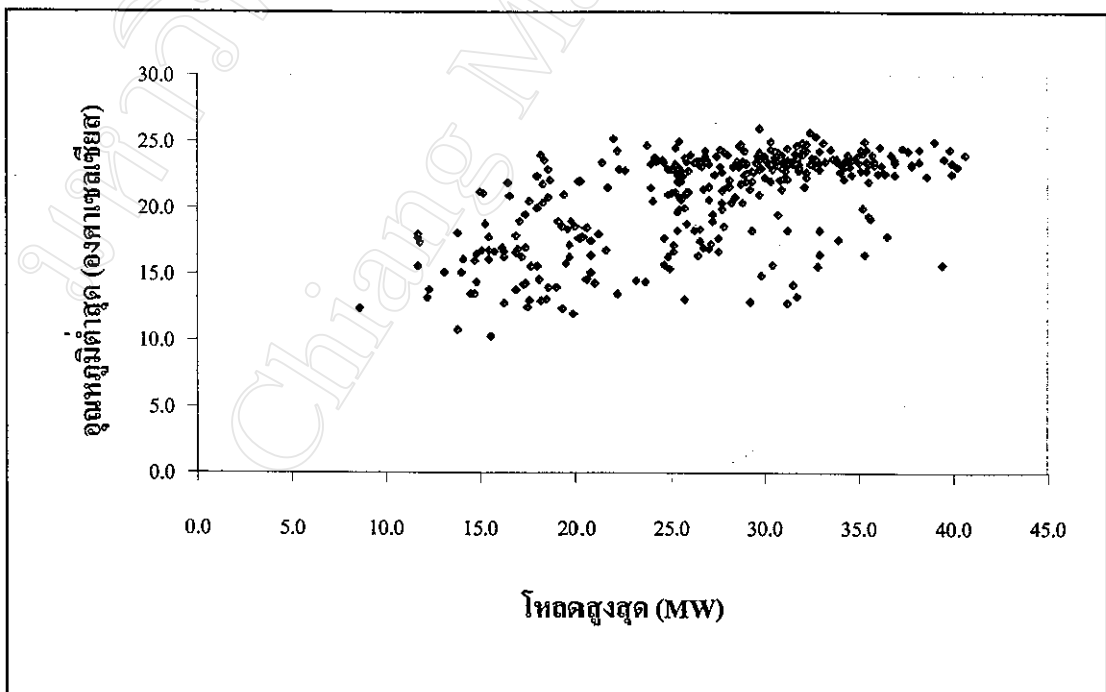


รูปที่ 3.4 รูปแบบความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันทำงาน ระหว่างวันที่ 28 สิงหาคม – วันที่ 1 กันยายน 2543 แสดงความผิดปกติของความต้องการไฟฟ้าในวันที่ 29 สิงหาคม

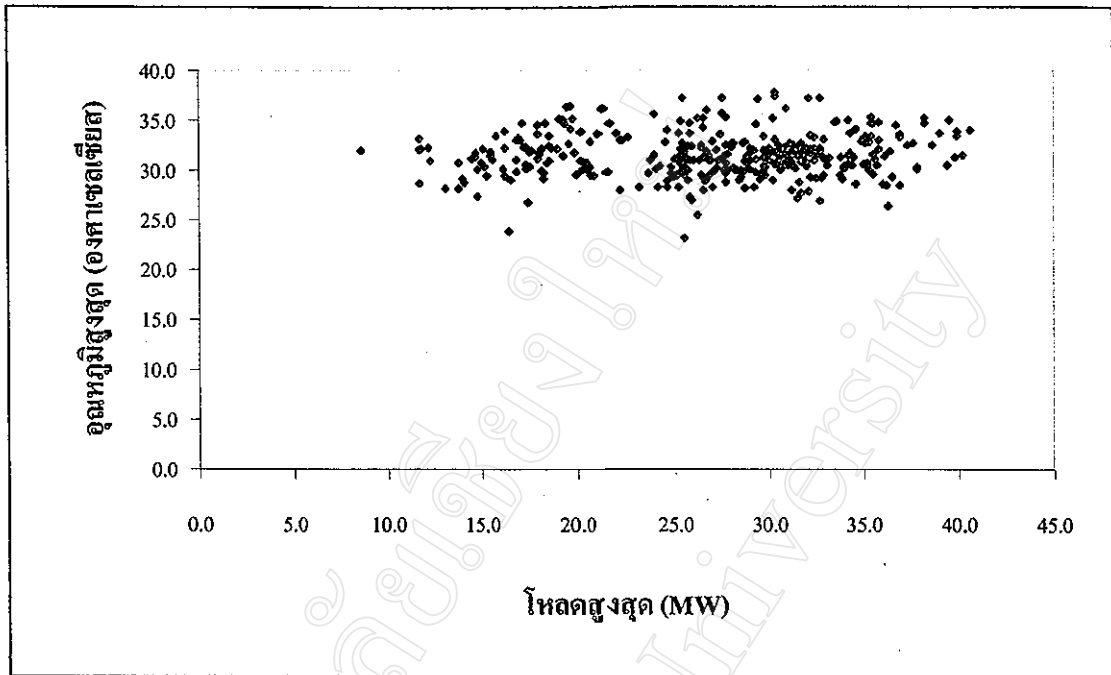
3.3 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการไฟฟ้าและสภาพอากาศ

ดังที่กล่าวมาแล้วว่า ปัจจัยที่มีผลต่อความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยขึ้นกับสภาพอากาศ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในระดับสถานีไฟฟ้าย่อยจะมีผลกระทบจากพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่มีความสัมพันธ์อย่างใกล้ชิดกับสภาพการเปลี่ยนแปลงของภูมิอากาศ ในแต่ละฤดูกาล ซึ่งในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต จำต้องทราบถึงความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย กับปัจจัยดังกล่าว ในการนี้จึงต้องนำข้อมูลความต้องการไฟฟ้าในอดีต กับข้อมูลสภาพอากาศมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างกัน (correlation) ด้วยการพิจารณาจากแผนภาพการกระจาย (scattering diagram) [9] ซึ่งข้อมูลสภาพอากาศที่จะนำมาวิเคราะห์ ได้แก่ ความชื้นสัมพัทธ์สูงสุด ความชื้นสัมพัทธ์ต่ำสุด อุณหภูมิสูงสุด อุณหภูมิต่ำสุด ความเร็วลม และปริมาณฝน

การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่าง ความต้องการไฟฟ้ากับ อุณหภูมิต่ำสุด และ อุณหภูมิสูงสุด แสดงด้วยแผนภาพการกระจาย ในรูปที่ 3.5 และ รูปที่ 3.6 ตามลำดับ ซึ่งจากการพิจารณาพบว่า ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกับอุณหภูมิต่ำสุดมีความสัมพันธ์กันเกือบเป็นเชิงเส้น ในขณะที่ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกับอุณหภูมิสูงสุดนั้นมีความสัมพันธ์กันพอสมควร

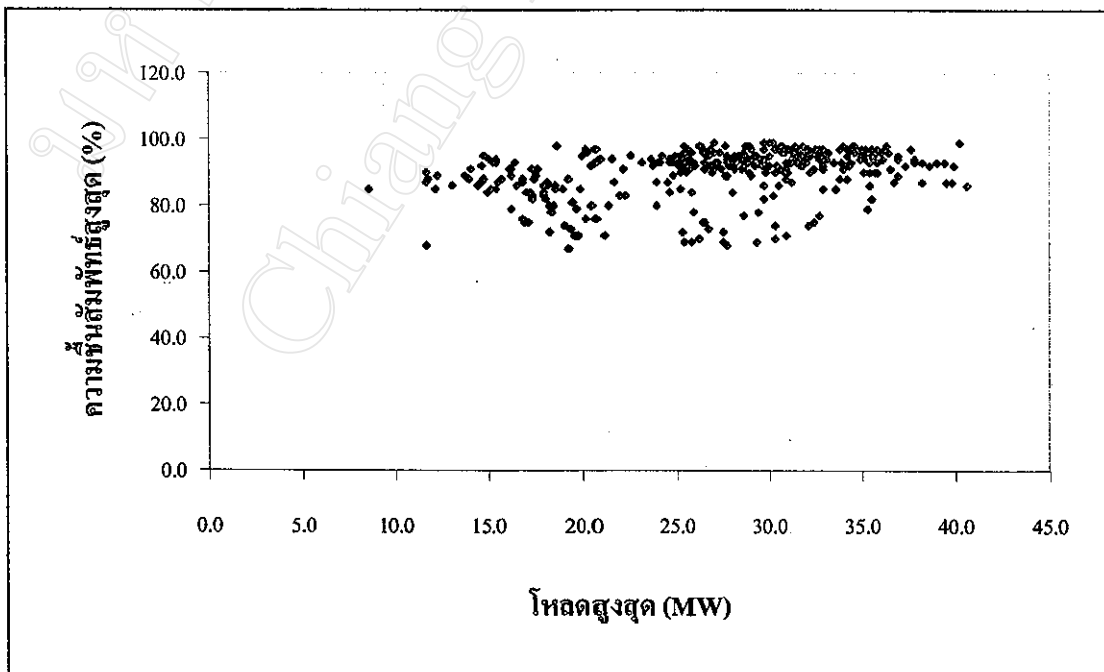


รูปที่ 3.5 แผนภาพการกระจายแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดสูงสุด กับอุณหภูมิต่ำสุด

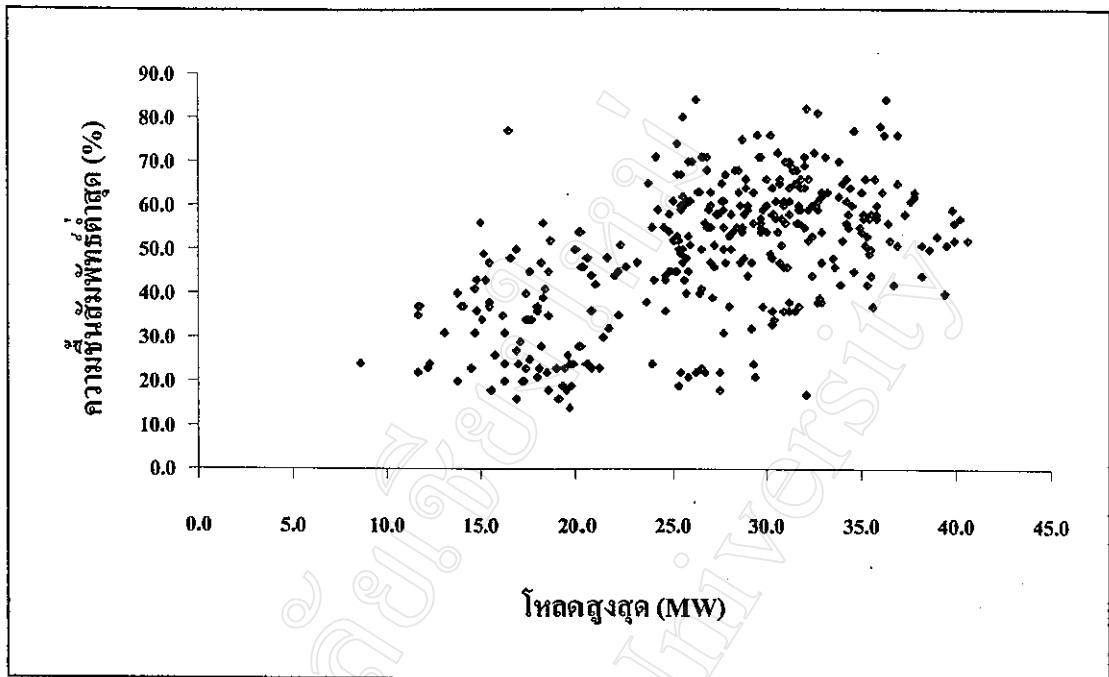


รูปที่ 3.6 แผนภาพการกระจายแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดสูงสุดกับอุณหภูมิสูงสุด

การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่าง ความต้องการไฟฟ้ากับ ความชื้นสัมพัทธ์สูงสุด และความชื้นสัมพัทธ์ต่ำสุด แสดงด้วยแผนภาพการกระจาย ในรูปที่ 3.7 และ รูปที่ 3.8 ตามลำดับ



รูปที่ 3.7 แผนภาพการกระจายแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดสูงสุด กับความชื้นสัมพัทธ์สูงสุด

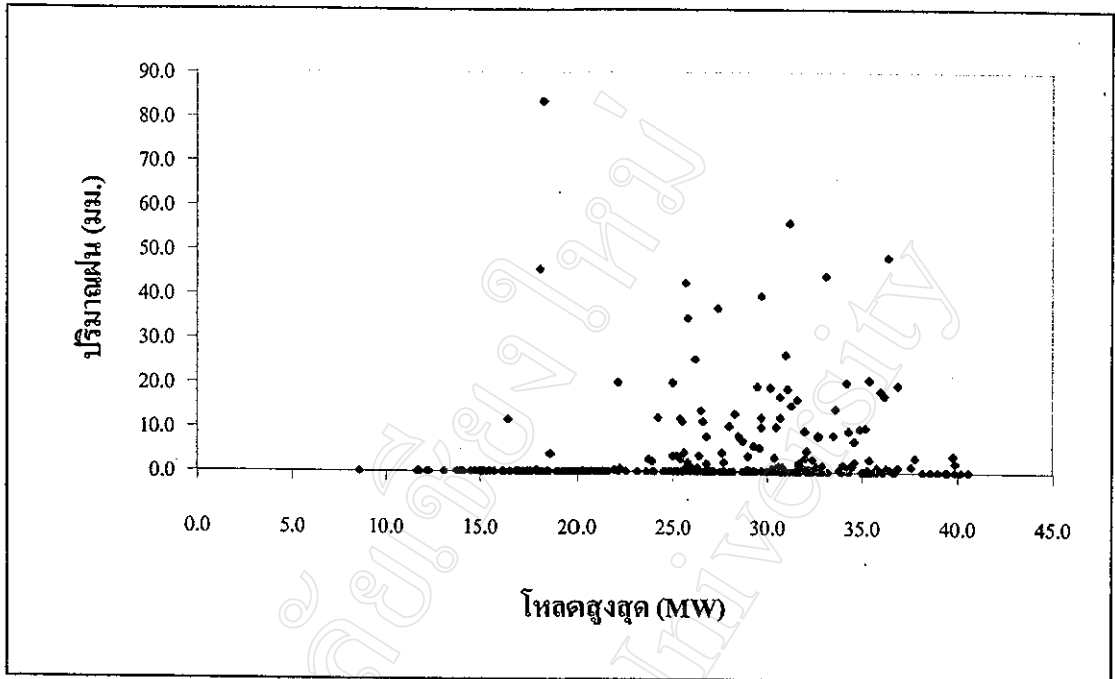


รูปที่ 3.8 แผนภาพการกระจายแสดงความเกี่ยวพันระหว่าง โหลดสูงสุดกับความขึ้นสัมพัทธ์ต่ำสุด

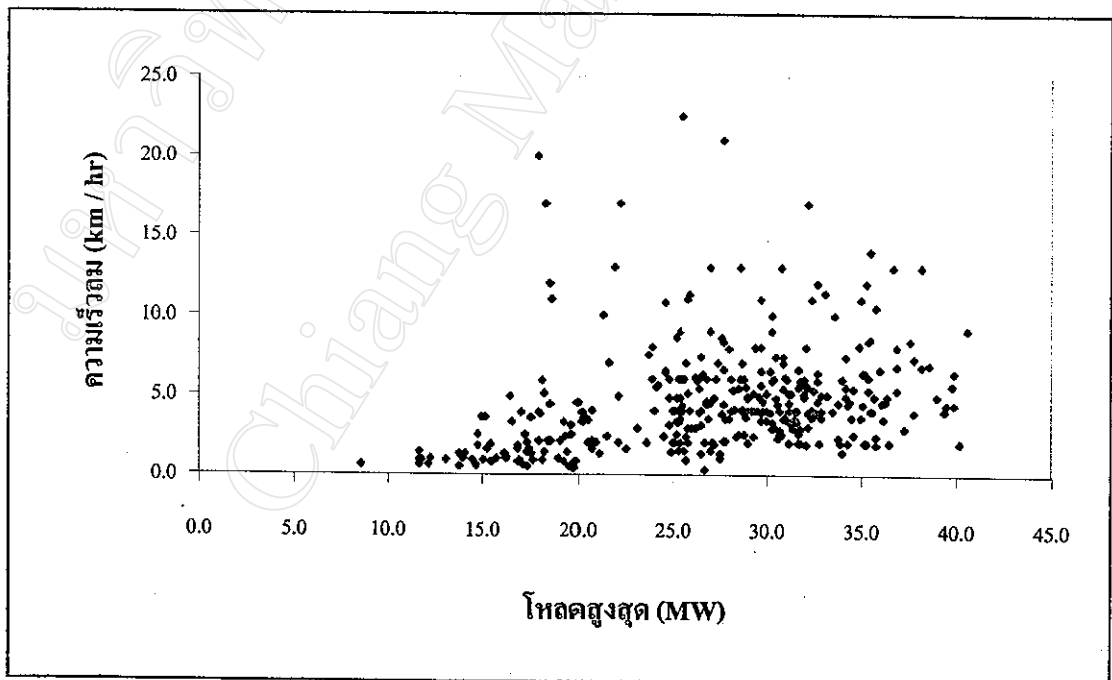
ซึ่งจากการพิจารณาพบว่า ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกับความขึ้นสัมพัทธ์สูงสุดมีความเกี่ยวพันกันเล็กน้อย ในขณะที่ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกับความขึ้นสัมพัทธ์ต่ำสุดนั้น มีความเกี่ยวพันกันอย่างไม่ชัดเจนว่าจะเป็นเชิงเส้นหรือไม่

ความเกี่ยวพันระหว่างความต้องการไฟฟ้าสูงสุด กับปริมาณฝน แสดงด้วยแผนภาพการกระจายในรูปที่ 3.9 ซึ่งจากการพิจารณาพบว่า ไม่มีความเกี่ยวพันต่อกัน ในขณะที่ ความเกี่ยวพันระหว่างความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกับ ความเร็วลม มีลักษณะไม่ชัดเจนเช่นเดียวกันกับความขึ้นสัมพัทธ์ต่ำสุด ดังแสดงในรูปที่ 3.10

ดังนั้น ในการเลือกใช้ข้อมูลสภาพอากาศมาเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อความต้องการไฟฟ้านี้ จะนำมาเฉพาะ ค่าของอุณหภูมิ เท่านั้น



รูปที่ 3.9 แผนภาพการกระจายแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง โหลดสูงสุดกับปริมาณฝน



รูปที่ 3.10 แผนภาพการกระจายแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง โหลดสูงสุดกับความเร็วลม

3.4 การวิเคราะห์รูปแบบของการเปลี่ยนแปลงความต้องการไฟฟ้า

ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าที่รวบรวมได้ หลังจากที่ได้พิจารณาตัดข้อมูล ของวันที่มีความผิดปกติ เช่น วันที่มีการหยุดจ่ายไฟเพื่อนำมาบำรุงรักษาอุปกรณ์ โดยจ่ายไฟบางสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น และวันที่มีข้อมูลไม่ครบถ้วน อันเนื่องจากส่งเอกสาร ไปหน่วยงานอื่นแล้วไม่ได้รับคืนหรือสูญหาย ออกไปแล้ว จะพบว่า การเปลี่ยนแปลงของความต้องการไฟฟ้า มีรูปแบบที่สามารถจำแนกออกเป็น 3 แบบ คือ รูปแบบของวันทำงาน รูปแบบของวันหยุดประจำสัปดาห์ และรูปแบบของวันหยุดพิเศษ โดยที่เราจะนำเอาข้อมูลอุณหภูมิ มาใช้เป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อความต้องการไฟฟ้าด้วย ดังนั้น จึงแยกรูปแบบของความต้องการไฟฟ้าออกไปตามฤดูกาลด้วย คือ ฤดูหนาว (เดือนพฤศจิกายน ถึง เดือนกุมภาพันธ์) ฤดูร้อน (เดือนมีนาคม ถึงเดือนมิถุนายน) และฤดูฝน (เดือนกรกฎาคม ถึงเดือนตุลาคม) ดังนั้น จะได้รูปแบบรวมทั้งหมด 9 รูปแบบ คือ ฤดูกาลละ 3 รูปแบบ

ลักษณะการเปลี่ยนแปลงความต้องการไฟฟ้าในรอบ 24 ชั่วโมงของวันต่างๆ สามารถแสดงด้วยกราฟของแฟคเตอร์รูปแบบ (pattern factor) โดยที่การหาค่าแฟคเตอร์รูปแบบที่แต่ละชั่วโมง สำหรับฤดูกาลต่างๆ จะใช้ค่าเฉลี่ยของความต้องการไฟฟ้าของแต่ละประเภทวัน มาทำการลดทอนขนาด เทียบกับความกว้างของแถบย่าน (bandwidth) ระหว่าง 0.75 เท่าของโหลดต่ำสุด ถึง 1.5 เท่าของโหลดสูงสุด โดยที่ ค่าแฟคเตอร์รูปแบบต่ำสุด มีสัดส่วนไม่น้อยกว่า 0.25 เท่าของค่าโหลดต่ำสุด ดังสมการที่ (3.1)

$$L_n(j) = [L(j) - 0.75 L_{\text{valley}}] / [1.5 L_{\text{peak}} - 0.75 L_{\text{valley}}] \dots\dots\dots (3.1)$$

โดยที่ $j = 1, 2, 3, 4, \dots, 24$ เป็นดัชนีแสดงลำดับชั่วโมง

L_{peak} และ L_{valley} เป็น ค่าโหลดสูงสุดและโหลดต่ำสุด ของวันใดๆ ตามลำดับ

$L(j)$ และ $L_n(j)$ เป็น ค่าโหลดจริงและค่าแฟคเตอร์รูปแบบของโหลดชั่วโมงที่ j ตามลำดับ

ผลจากการหาค่าแฟคเตอร์รูปแบบของความต้องการไฟฟ้ายาวชั่วโมง ทั้ง 9 รูปแบบ แสดงค่าในตารางที่ 3.4 ถึง ตารางที่ 3.6 โดยมีกราฟแต่ละรูปแบบแสดงในรูปที่ 3.11 ถึง รูปที่ 3.13

ตารางที่ 3.4 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของวันหยุดพิเศษ และค่าแฟคเตอร์รูปแบบ

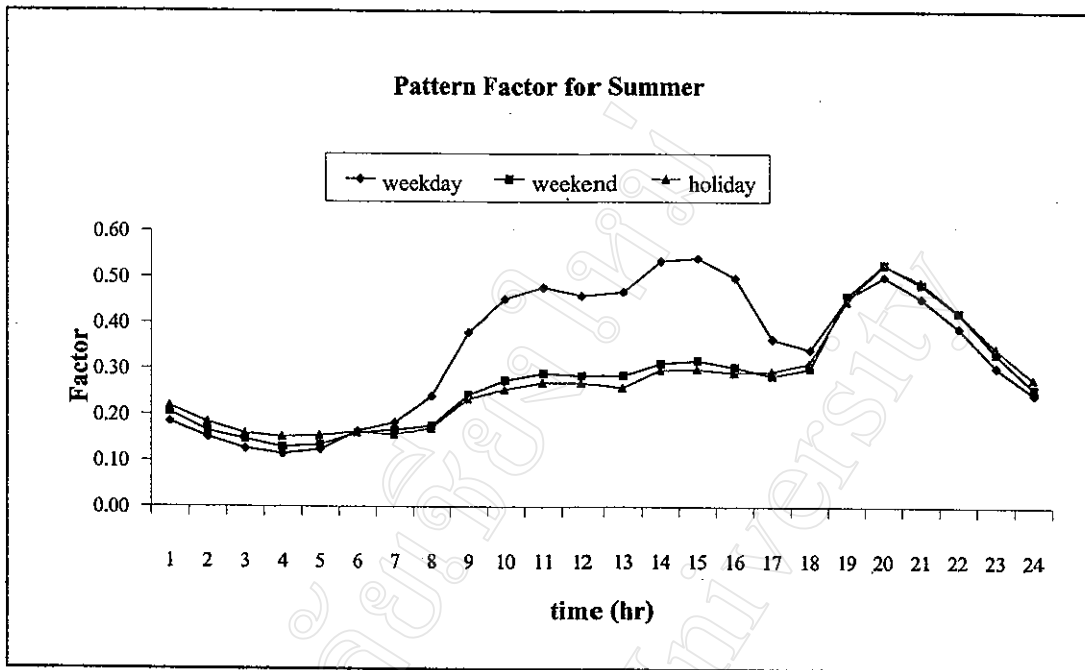
เวลา(น.)	ฤดูหนาว		ฤดูร้อน		ฤดูฝน	
	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์
1.00	12.4	0.20	16.7	0.22	17.3	0.18
2.00	10.9	0.14	15.8	0.18	16.6	0.16
3.00	10.3	0.12	15.2	0.16	16.5	0.15
4.00	10.1	0.11	15.0	0.15	16.2	0.14
5.00	10.3	0.12	15.0	0.15	16.5	0.15
6.00	11.2	0.15	15.2	0.16	17.0	0.17
7.00	12.1	0.19	15.1	0.16	17.3	0.18
8.00	11.8	0.18	15.4	0.17	17.6	0.19
9.00	12.6	0.21	17.2	0.23	19.1	0.24
10.00	13.3	0.24	17.7	0.25	19.8	0.26
11.00	13.6	0.25	18.1	0.27	20.6	0.29
12.00	13.5	0.25	18.1	0.27	20.4	0.28
13.00	13.2	0.24	17.8	0.26	20.1	0.27
14.00	14.1	0.27	18.9	0.30	20.4	0.29
15.00	14.6	0.30	18.9	0.30	21.1	0.31
16.00	14.6	0.30	18.7	0.29	20.7	0.30
17.00	14.7	0.30	18.8	0.29	20.0	0.27
18.00	16.8	0.39	19.3	0.31	21.7	0.33
19.00	20.9	0.56	22.9	0.45	26.6	0.49
20.00	20.1	0.52	25.1	0.53	27.1	0.51
21.00	18.7	0.47	24.1	0.49	25.9	0.47
22.00	16.9	0.39	22.3	0.42	24.2	0.41
23.00	14.1	0.28	20.2	0.35	20.3	0.28
24.00	13.0	0.23	18.4	0.28	18.8	0.23
โหลดสูงสุด	21.1		25.2		27.7	
โหลดต่ำสุด	9.9		14.5		16.0	

ตารางที่ 3.5 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของวันหยุดประจำสัปดาห์ และค่าแฟคเตอร์รูปแบบ

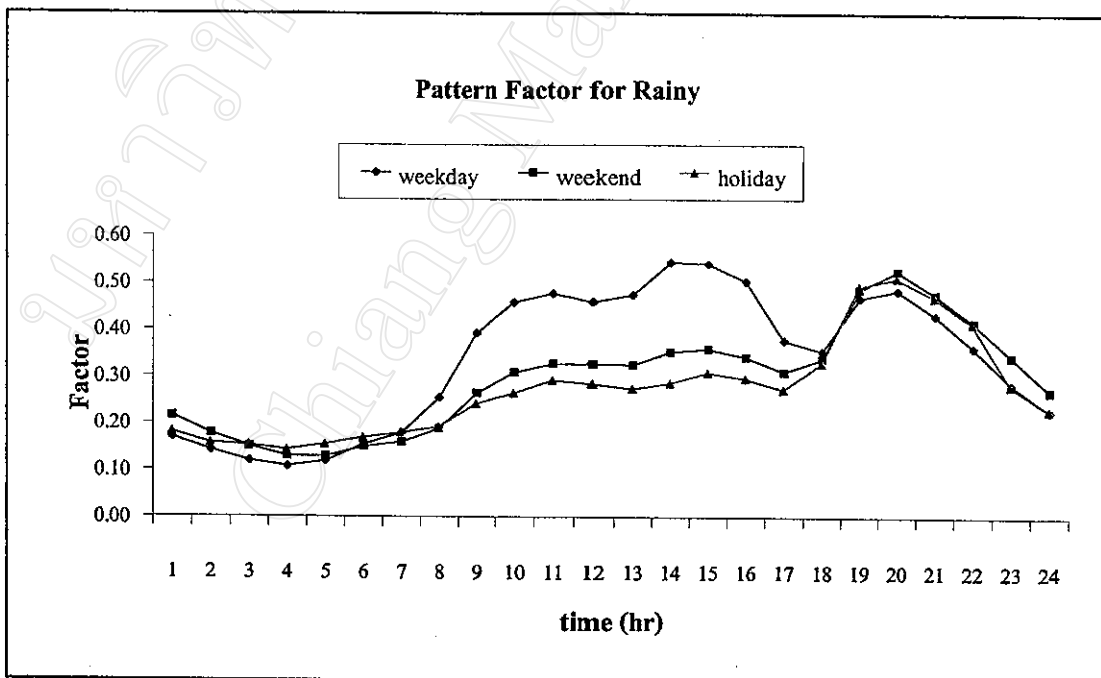
เวลา(น.)	ฤดูหนาว		ฤดูร้อน		ฤดูฝน	
	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์
1.00	11.1	0.18	16.8	0.20	17.7	0.21
2.00	10.2	0.14	15.6	0.16	16.6	0.18
3.00	9.6	0.12	15.1	0.15	15.8	0.15
4.00	9.4	0.11	14.6	0.13	15.1	0.13
5.00	9.6	0.12	14.8	0.13	15.1	0.13
6.00	10.4	0.15	15.5	0.16	15.8	0.15
7.00	11.0	0.18	15.7	0.17	16.1	0.16
8.00	11.3	0.19	16.0	0.18	16.9	0.19
9.00	12.3	0.24	17.9	0.24	19.2	0.26
10.00	12.8	0.26	18.8	0.27	20.6	0.31
11.00	13.2	0.28	19.3	0.29	21.2	0.33
12.00	13.1	0.27	19.1	0.28	21.1	0.33
13.00	12.7	0.26	19.1	0.28	21.1	0.32
14.00	13.3	0.28	19.9	0.31	22.0	0.35
15.00	13.5	0.29	20.1	0.32	22.1	0.36
16.00	13.5	0.29	19.7	0.30	21.6	0.34
17.00	13.5	0.29	19.1	0.28	20.6	0.31
18.00	15.8	0.39	19.6	0.30	21.5	0.34
19.00	19.6	0.56	24.2	0.46	26.0	0.49
20.00	18.7	0.52	26.2	0.53	27.2	0.53
21.00	17.0	0.44	24.9	0.48	25.7	0.48
22.00	15.3	0.37	23.2	0.42	23.9	0.42
23.00	13.7	0.30	20.6	0.33	21.6	0.34
24.00	12.3	0.24	18.4	0.26	19.4	0.27
โหลดสูงสุด	19.8		26.6		27.7	
โหลดต่ำสุด	9.2		14.5		15.0	

ตารางที่ 3.6 โหลดเฉลี่ยรายชั่วโมงของวันทำงาน และค่าแฟคเตอร์รูปแบบ

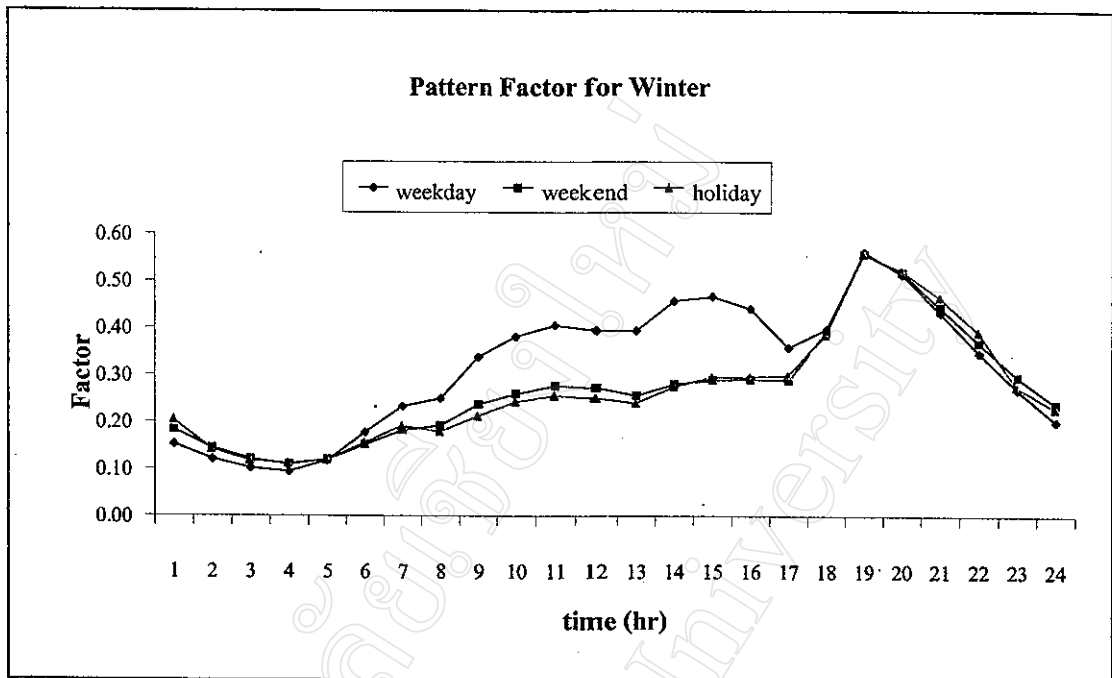
เวลา(น.)	ฤดูหนาว		ฤดูร้อน		ฤดูฝน	
	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์	โหลด(MW)	แฟคเตอร์
1.00	11.6	0.15	18.2	0.18	17.7	0.17
2.00	10.7	0.12	17.0	0.15	16.7	0.14
3.00	10.2	0.10	16.2	0.13	15.9	0.12
4.00	10.0	0.09	15.8	0.11	15.4	0.11
5.00	10.6	0.12	16.1	0.12	15.9	0.12
6.00	12.3	0.18	17.5	0.16	17.2	0.15
7.00	13.8	0.23	18.2	0.18	18.0	0.18
8.00	14.3	0.25	20.2	0.24	20.8	0.25
9.00	16.7	0.34	25.1	0.38	25.8	0.39
10.00	17.9	0.38	27.7	0.45	28.2	0.46
11.00	18.5	0.41	28.5	0.48	28.9	0.48
12.00	18.2	0.39	27.9	0.46	28.2	0.46
13.00	18.2	0.39	28.2	0.47	28.8	0.47
14.00	20.0	0.46	30.5	0.53	31.3	0.54
15.00	20.2	0.47	30.8	0.54	31.2	0.54
16.00	19.5	0.44	29.3	0.50	29.8	0.50
17.00	17.2	0.36	24.6	0.36	25.3	0.38
18.00	18.3	0.40	23.8	0.34	24.4	0.35
19.00	22.8	0.56	27.7	0.46	28.5	0.47
20.00	21.5	0.52	29.4	0.50	29.1	0.48
21.00	19.3	0.43	27.7	0.45	27.2	0.43
22.00	16.9	0.35	25.5	0.39	24.7	0.36
23.00	14.8	0.27	22.4	0.30	21.9	0.28
24.00	13.0	0.20	20.4	0.25	19.8	0.23
โหลดสูงสุด	23.2		31.3		31.9	
โหลดต่ำสุด	9.9		15.6		15.4	



รูปที่ 3.11 กราฟของแฟกเตอร์รูปแบบ สำหรับความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในฤดูร้อน



รูปที่ 3.12 กราฟของแฟกเตอร์รูปแบบ สำหรับความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในฤดูฝน



รูปที่ 3.13 กราฟของแฟคเตอร์รูปแบบ สำหรับความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในฤดูหนาว