บทที่ 4

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เมื่อมีการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีการวางแผนและพยายามพัฒนาวิธีการสำหรับระบบจำหน่ายเพื่อรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและเพิ่มความน่าเชื่อถือได้สำหรับลูกค้า โดยในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในการช่วยจ่ายโหลดที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า(Generating System) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้กำลังไฟฟ้าประเภทต่างๆต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบไปด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆคือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Devices)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบคือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ (Overhead Aerial System) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัดเป็นต้น แต่ที่พบเห็นกับบ่อยในประเทศไทยนั้นส่วนใหญ่เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ เนื่องจากมีต้นทุนในการก่อสร้างต่ำกว่าและมีความยุ่งยากทางด้านเทคนิคน้อยกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน อย่างไรก็ตามบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีที่ต้องมีการเดินสายไฟฟ้าข้ามแม่น้ำ แหล่งอุตสาหกรรม นั้นมักเป็นระบบจำหน่ายใต้ดินเพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงที่สูง รวมถึงบริเวณที่ต้องการให้เกิดความสวยงามของสถานที่ เช่น บริเวณพระบรมหาราชวังเป็นต้น

สำหรับรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลักๆคือ

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล(Redial Network)
2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน(Ring Network)
3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย(Mesh Network)

บทที่ 4

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เมื่อมีการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีการวางแผนและพยายามพัฒนาวิธีการสำหรับระบบจำหน่ายเพื่อรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและเพิ่มความน่าเชื่อถือได้สำหรับลูกค้า โดยในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในการช่วยจ่ายโหลดที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

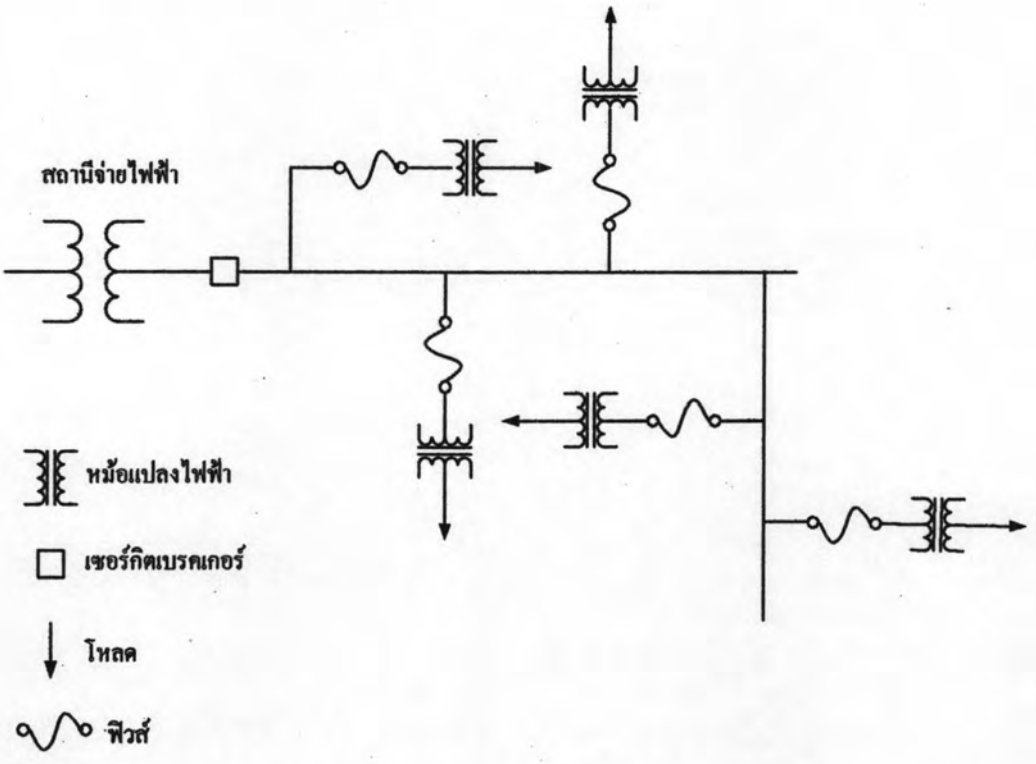
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า(Generating System) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้กำลังไฟฟ้าประเภทต่างๆต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบไปด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆคือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Devices)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบคือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ (Overhead Aerial System) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัดเป็นต้น แต่ที่พบเห็นกับบ่อยในประเทศไทยนั้นส่วนใหญ่เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ เนื่องจากมีต้นทุนในการก่อสร้างต่ำกว่าและมีความยุ่งยากทางด้านเทคนิคน้อยกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน อย่างไรก็ตามบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีที่ต้องมีการเดินสายไฟฟ้าข้ามแม่น้ำ แหล่งอุตสาหกรรม นั้นมักเป็นระบบจำหน่ายใต้ดินเพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงที่สูง รวมถึงบริเวณที่ต้องการให้เกิดความสวยงามของสถานที่ เช่น บริเวณพระบรมหาราชวังเป็นต้น

สำหรับรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลักๆคือ

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล(Redial Network)
2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน(Ring Network)
3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย(Mesh Network)

4.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล



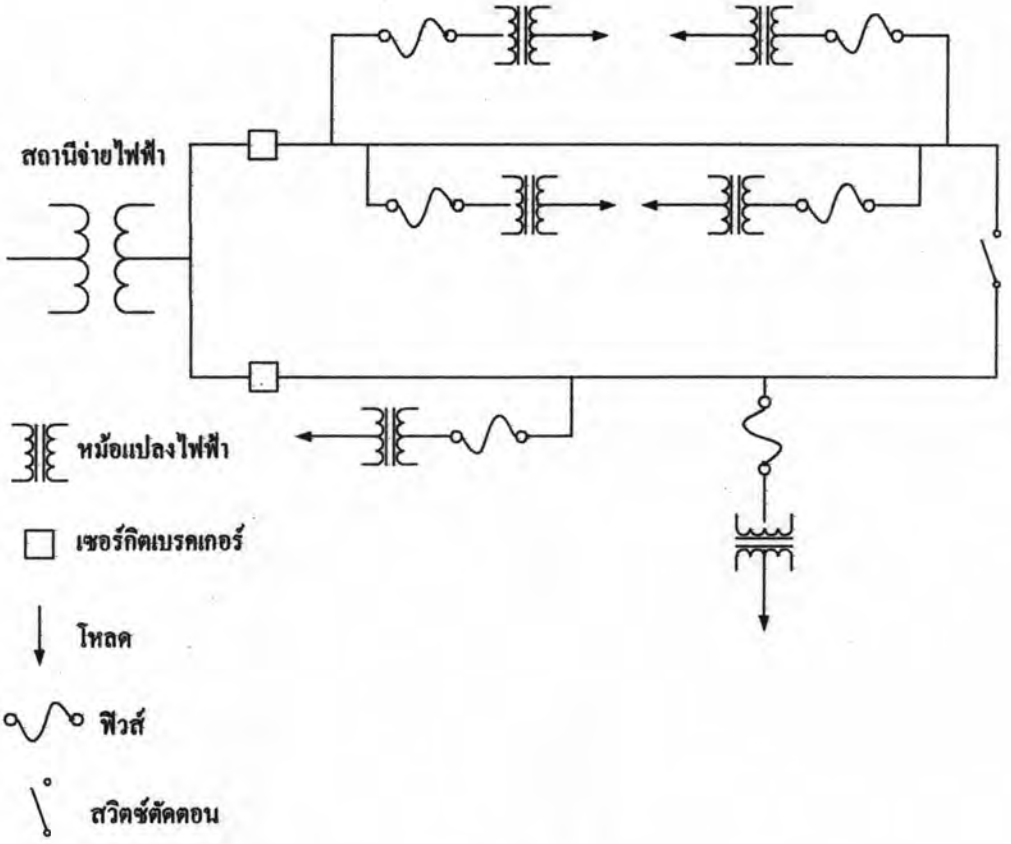
รูปที่ 4.1ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีการแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 4.1 การวางแผนในระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย ต่อไปได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่ายๆ และลักษณะการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

I23604931

4.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน



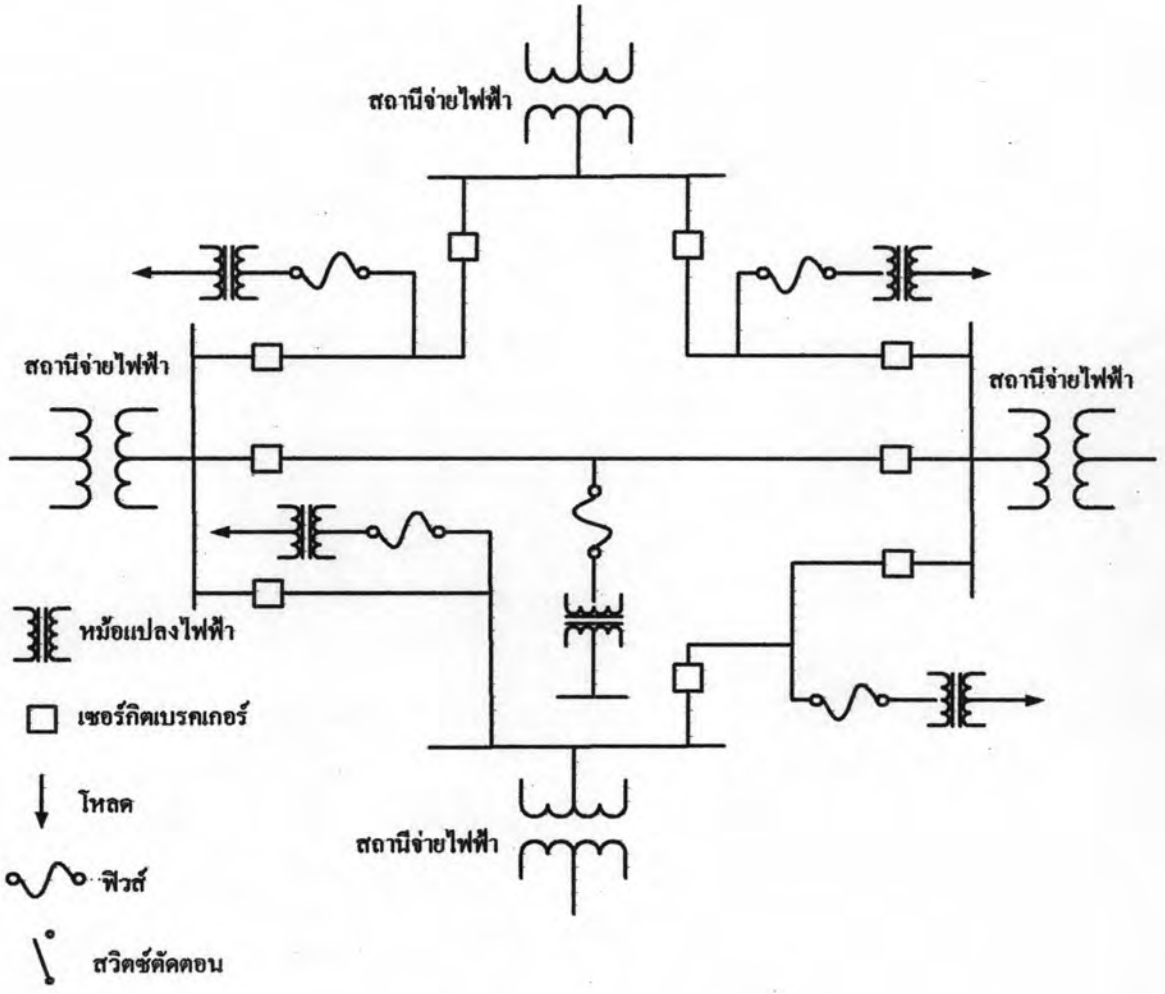
รูปที่ 4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวตามรูปที่ 4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การป้องกันระบบนั้นทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลือก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าอีกต่อไปได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังต้องมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบ

ป้องกันต้องตรวจสอบให้ทราบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

4.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย



รูปที่ 4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย

ตามรูปที่ 4.3 เป็นรูปของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปคลอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆและมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หลายจุด

ข้อดีของระบบนี้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าชนิดนี้มีความเชื่อถือได้สูงที่สุดในจำนวนที่กล่าวมาและสามารถสร้าสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการสร้างระบบสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกัน

จำนวนมาก และขณะทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าถ้าหากมีการลัดวงจรเกิดขึ้นจะทำให้กระแสลัดวงจรสูงมากได้

4.2 การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้า

เมื่อมีการพยากรณ์ค่าความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้า ผู้วางแผนจะต้องทำการเลือกวิธีในการดำเนินการวางแผน เพื่อสามารถรองรับปริมาณการใช้ไฟฟ้าได้เพียงพอ โดยทางเลือกในการดำเนินงานมีดังต่อไปนี้

ในการวางแผนระยะสั้น 1-2 ปี มีทางเลือกในการดำเนินงาน คือ

4.2.1 การย้ายโหลดไปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

การย้ายโหลดไปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงเป็นการพิจารณาความสามารถในการรับโหลดของสถานีไฟฟ้าในปัจจุบัน และสถานีไฟฟ้าข้างเคียงว่าสามารถถ่ายเทโหลดระหว่างสถานีได้มากน้อยเพียงใด หากสามารถดำเนินการได้ให้พิจารณาเป็นอันดับแรก

ในการวางแผนระยะยาว 5 ปีขึ้นไป มีทางเลือกในการดำเนินงาน คือ

4.2.2 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า

การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าเป็นการเพิ่มขนาดหม้อแปลงให้มีพิกัดใหญ่ขึ้น ทดแทนหม้อแปลงเก่าที่จ่ายโหลดเกิน โครงการประเภทนี้จะมีเงินลงทุนในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าเพิ่ม เนื่องจากต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีพิกัดสูงขึ้นกว่าเดิม

4.2.3 การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเดิม

การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเดิมเป็นการติดตั้งหม้อแปลงพิกัดเท่าเดิม หรือพิกัดใหญ่ขึ้นจำนวน 1 เครื่อง หรือมากกว่าเพิ่มเติมในสถานีไฟฟ้าเดิม เพื่อให้สถานีไฟฟ้ามีความสามารถจ่ายโหลดได้มากขึ้น โครงการประเภทนี้จะมีเงินลงทุนในส่วนของการขยายบัสเพิ่ม และอุปกรณ์ป้องกันในสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือบาง ครั้งจำเป็นต้องเพิ่มวงจรด้านสายส่งเพิ่มเติม ในการวิเคราะห์โครงการประเภทนี้ จะมีความละเอียดมากขึ้น เนื่องจากต้องมีการพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าเพิ่ม ในพื้นที่การจ่ายไฟเดิม

4.2.4 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ ซึ่งจำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก เพราะจะใช้เงินลงทุนในการจัดซื้อที่ดิน สายส่ง สายจำหน่าย หม้อแปลง อุปกรณ์ป้องกัน และอาคารควบคุม รวมทั้งค่าใช้จ่ายดำเนินงานด้านอื่นๆ จำนวนมาก ในการวิเคราะห์โครงการประเภทนี้ จะมีความละเอียดและยุ่งมากขึ้นข้อมูลการพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้า และการพยากรณ์ประโยชน์ที่จะได้รับจากโครงการต้องมีความแม่นยำค่อนข้างสูง

4.2.5 หลักเกณฑ์การวางแผนสถานีไฟฟ้า

4.2.5.1 นิยามของ N-1

ความหมายของ N-1 สำหรับงานวางแผนระบบไฟฟ้าคือการที่แหล่งพลังงานไฟฟ้ามีกำลังสำรองหรือมีเครือข่ายที่เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและสามารถจ่ายไฟได้แม้ว่าอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งหรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบเกิดชำรุดเสียหายจนไม่สามารถใช้งานได้ระบบ N-1 สามารถแบ่งระดับความเชื่อถือได้เป็น 3 ระดับคือ

ก.ระดับ 1 เป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟได้อย่างต่อเนื่องไม่เกิดเหตุขัดข้องที่กระทบผู้ใช้ไฟเลย ระบบไฟฟ้าในระดับ 1 นี้จึงต้องเป็นระบบขนาน (Parallel system) ที่สามารถจ่ายไฟทดแทนกันได้ตลอดเวลา

ข.ระดับ 2 เป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟกลับคืนให้ผู้ใช้ไฟได้ภายในเวลา 1 นาทีหลังจากที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบซึ่งเรียกว่า ไฟดับในช่วงสั้นๆ (A short duration power failure)

ค. ระดับ 3 เป็นระบบไฟฟ้าที่ต้องใช้เวลาในการจ่ายไฟกลับคืนให้ผู้ใช้ไฟมากกว่า 1 นาทีหลังจากที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบซึ่งเรียกว่า ไฟดับเป็นเวลานาน (A long duration power failure)

เป้าหมายของการใช้หลักเกณฑ์การวางแผนแบบ N-1 ก็เพื่อลดการเกิดไฟดับในระบบไฟฟ้าให้น้อยลงทั้งจำนวนครั้งและระยะเวลา จากเดิมที่เกิดไฟดับเป็นเวลานานในระดับ 3 จะดับในช่วงสั้นๆ ในระดับ 2 หรือไม่เกิดไฟดับเลย (No power failure) ในระดับ 1

4.2.5.2 การแบ่งพื้นที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้า

การแบ่งพื้นที่จะจำแนกตามความสำคัญของโหลด เพื่อกำหนดแนวทางการวางแผนและการลงทุนในแต่ละพื้นที่ที่มีความสำคัญแตกต่างกันดังนี้

1. เป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมและพื้นที่อุตสาหกรรม
2. เป็นพื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ พื้นที่เมืองสำคัญและพื้นที่พิเศษ

3.เป็นพื้นที่เมืองทั่วไป พื้นที่เทศบาลเมือง

4.เป็นพื้นที่เทศบาลตำบล

5.เป็นพื้นที่ชนบท

4.2.5.3 ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

เนื่องจากการวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงความหนาแน่นของโหลดและเงินลงทุนที่เหมาะสม ดังนั้นในการกำหนดหลักเกณฑ์สำหรับการวางแผนระบบสายส่ง สถานีไฟฟ้า และระบบจำหน่าย จึงต้องกำหนดแยกตามลำดับความสำคัญของพื้นที่ดังนี้

1 พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่อุตสาหกรรม, พื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ เมืองสำคัญ หรือพื้นที่พิเศษ (พื้นที่ 1, 2)

หม้อแปลงและบัสบาร์ (Bus bar) ในสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ 1 และ 2 มีรายละเอียดดังนี้

ก) หม้อแปลง

ในแต่ละสถานีจะประกอบด้วยหม้อแปลง 2 เครื่อง ในกรณีที่หม้อแปลงเครื่องใดเครื่องหนึ่งไม่สามารถใช้งานได้หม้อแปลงอีกเครื่องสามารถจ่ายโหลดทดแทนได้อย่างไม่มีปัญหาใดๆ โดยขนาดหม้อแปลงแต่ละเครื่องขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในพื้นที่นั้นๆ

ข) บัสบาร์

แรงดัน 115 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์นอกอาคารจะเป็นแบบ Main and transfer scheme type ในอาคาร อาจเป็นแบบ GIS, double bus scheme type หรือ Single bus H-type, ขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของโหลดและจำนวนจุดเชื่อมต่อ แรงดัน 22 เควี หรือ 33 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์เป็นแบบ ในอาคาร(Indoor), Single bus scheme

2 พื้นที่เมืองทั่วไป เทศบาลเมือง พื้นที่เทศบาลตำบล และพื้นที่ชนบท (พื้นที่ 3, 4 และ 5)

ก) หม้อแปลง

ติดตั้งหม้อแปลง 1 หรือ 2 เครื่องขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในพื้นที่ และต้องจัดเตรียมหม้อแปลงสำรองหรือหม้อแปลงโมบายล์ (Mobile) ไว้สำหรับกรณีฉุกเฉิน หรืองานพิธีสำคัญต่างๆ

ข) บัสบาร์

แรงดัน 115 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์มีดังนี้

1. Main and transfer bus scheme สำหรับพื้นที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงและต้องการความเชื่อถือได้สูง
2. Tail end (No bus) สำหรับพื้นที่มีโหลดน้อยและเป็นสถานีสุดท้ายไม่มีโอกาสเชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าใดๆ อีก

3. Single bus scheme สำหรับพื้นที่มีโหลดไม่มากนัก แต่มีโอกาสเชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าอื่นๆ ในระยะยาว

แรงดัน 22 หรือ 33 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์เป็นแบบ ในอาคาร, Single bus scheme

4.2.5.4 ขนาดของสถานีไฟฟ้า

โดยปกติสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะมีขนาดดังนี้

- 1 x 25 MVA (One 15/20/25 OA/FA/FA Transformer)
- 2 x 25 MVA (Two 15/20/25 OA/FA/FA Transformer)
- 1 x 50 MVA (One 30/40/50 OA/FA/FA Transformer)
- 2 x 50 MVA (Two 30/40/50 OA/FA/FA Transformer)

ยกเว้นกรณีพิเศษเช่นในนิคมอุตสาหกรรม สถานีไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมอาจมีขนาดที่แตกต่างจากที่กล่าวมาข้างต้น ทั้งนี้เพื่อให้สามารถจ่ายโหลดในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมได้เพียงพอ

4.2.5.5 ขนาดโหลด ขีดความสามารถของหม้อแปลงกำลัง

ขนาดโหลดและขีดความสามารถ (Capacity) ของหม้อแปลงกำลัง (Power Transformer) ขีดความสามารถตามหลักเกณฑ์ N-1, ภาระโหลดสูงสุดของหม้อแปลงกำลัง และโหลดสูงสุดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง แสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 ภาระโหลดสูงสุดของหม้อแปลงกำลัง และโหลดสูงสุดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง

ขนาดพิกัดหม้อแปลง (MVA)	ขีดความสามารถตามN-1 (MVA)	โหลดสูงสุด (MVA)	โหลดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียง (MVA)	จำนวนวงจรสูงสุด (วงจร)
1 x 25*	0	19	19	5
2 x 25	28	38	10	10
1 x 50*	0	38	38	5
2 x 50	56	75	19	10

หมายเหตุ * ในกรณีที่เป็นสถานีที่ติดตั้งหม้อแปลงเพียง 1 เครื่อง หากหม้อแปลงเครื่องนั้นไม่สามารถจ่ายไฟได้ก็จะเกิดไฟดับทุกวงจรยกเว้นสามารถ ถ่ายเทโหลดจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง

เพื่อลดผลกระทบเนื่องจากหม้อแปลงตัวหนึ่งชำรุดไม่สามารถจ่ายไฟได้ ควรวางแผนเพิ่มขีดความสามารถรองรับโหลดในแนวทางต่อไปนี้

1. ติดตั้งหม้อแปลง 2 เครื่อง
2. สร้างฟีดเดอร์ใหม่ที่มีขีดความสามารถสามารถรองรับการถ่ายเทโหลดในกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน โดยระหว่างถ่ายเทในช่วงจ่ายไฟฉุกเฉินนั้นยอมให้แรงดันตกไม่เกิน 10%
3. ในกรณีติดตั้งหม้อแปลงเครื่องเดียว โหลดของหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าไม่เกิน 75% ของพิกัด เพื่อให้สามารถรองรับโหลดของสถานีข้างเคียงได้ 25%

ใน[14] เมื่อมีการพยากรณ์จำนวนโหลดล่วงหน้าในแต่ละปีออกมา ฝ่ายวางแผนจะทำการวางแผนเพื่อจ่ายโหลดตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยสิ่งที่พิจารณาเป็นอันดับแรกในการวางแผนคือการย้ายโหลดในพื้นที่ที่มีปัญหาไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงที่มีกำลังไฟฟ้าพอที่จะช่วยจ่ายได้ แต่เมื่อเวลาผ่านไปจำนวนโหลดมากขึ้นการย้ายโหลดในพื้นที่ที่มีปัญหาไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงอาจทำไม่ได้เนื่องจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงไม่สามารถช่วยจ่ายไฟได้ จะแก้ปัญหาโดยการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าโดยการติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่ที่มีปัญหาการเพิ่มขึ้นของโหลด และเมื่อมีโหลดมากขึ้นจนไม่สามารถแก้ปัญหาด้วยการย้ายโหลดไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงหรือการเพิ่มหม้อแปลงกำลังในสถานีไฟฟ้าได้ ผู้วางแผนจะทำการพิจาณาการสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เพื่อรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้น

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อช่วยรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นร่วมกับวิธีต่างๆดังที่กล่าวมา

4.3 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์

เหตุผลหลักของการวางแผนเกือบจะทั้งหมดคือการลดต้นทุนค่าใช้จ่าย มาตรฐานคุณภาพบริการภายใต้ข้อจำกัดของผู้วางแผนคือต้องใช้ต้นทุนน้อยที่สุด ซึ่งต้นทุนค่าใช้จ่ายได้แก่ ค่าอุปกรณ์ ค่าแรงติดตั้ง ค่าดำเนินงาน การบำรุงรักษา ค่าสูญเสีย และอื่นๆ อีกมากมาย การเลือกโครงการไม่จำกัดเฉพาะเงินลงทุนครั้งแรกเท่านั้น แต่ต้องพิจารณาถึงค่าเงินลงทุนเริ่มต้นและเงินที่จะใช้ลงทุนต่อไปในอนาคตด้วย ซึ่งหน่วยงานจำหน่ายกระแสไฟฟ้าคาดหวังว่าผลตอบแทนจากการลงทุนต้องเหมาะสมและคุ้มค่าที่สุด

ด้วยเหตุนี้เป้าหมายการวางแผนขององค์กรจึงถูกกำหนดด้วยต้นทุนบนพื้นฐานของราคาตามสภาพแวดล้อม การให้บริการลูกค้าต้องเลือกวิธีที่ใช้เงินลงทุนต่ำ นอกจากนี้ต้องจัดหาแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับลูกค้าภายใต้ต้นทุนที่ต่ำที่สุด

ต้นทุน คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ถูกใช้ไป เพื่อให้ได้มาซึ่งผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่ต้องการ ซึ่งต้นทุนจะประกอบด้วยเงิน ค่าแรงงาน วัสดุ ทรัพยากร หลักทรัพย์ที่ดิน ค่าเสียโอกาส หรือสิ่งอื่นใดที่ใช้ไปเพื่อให้ได้มาซึ่งผลตอบแทน

4.3.1 ต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนต่อเนื่อง

ต้นทุนเริ่มต้นประกอบด้วยทุกสิ่งทุกอย่างที่จำเป็นต้องใช้ในการก่อสร้างสถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตอนเริ่มโครงการ เช่น ค่าศึกษาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ค่าขออนุญาตโครงการ ค่าสำรวจ ค่าที่ดิน ค่าธรรมเนียม ค่าจัดเตรียมพื้นที่ ค่าอุปกรณ์ ค่าโครงสร้าง ค่าทดสอบ ค่ารับรองคุณภาพ ค่าแรงและค่าใช้จ่ายประจำ และค่าประกันภัย

ต้นทุนต่อเนื่องประกอบด้วย ค่าตรวจสอบการปฏิบัติงานและค่าบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายประจำ ค่าอะไหล่อุปกรณ์ ภาษี ค่าประกันภัย หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าโสหุ้ยอื่นๆ ต้นทุนเริ่มต้นจะเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวในรอบเดือนหรือรอบปี คือช่วงที่มีการก่อสร้างสถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ปกติจะพิจารณาจัดสรรตามแผนงาน/โครงการ ขององค์กร

4.3.2 ต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร (Fixed versus Variable Costs)

ต้นทุนของสถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก วงจรจำหน่าย หรือส่วนประกอบอื่นๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะประกอบด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร

1) ต้นทุนคงที่ คือเงินทุนที่ใช้จ่ายในระหว่างการก่อสร้างและติดตั้งเครื่องจักรโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะมีการจ่ายโหลดหรือไม่ก็ตามซึ่งเรียกว่า "งบประมาณค่าใช้จ่ายครั้งเดียว(Single Budget Expense)" ซึ่งประกอบด้วยราคาการก่อสร้าง, ราคาการติดตั้ง,ราคาอุปกรณ์, ราคาที่ดิน, ราคาในการขออนุญาต, ราคาการพัฒนาและการเตรียมสถานที่ตั้ง, ภาษี, ราคาประกันภัย, ราคาแรงงานและราคาการทดสอบระบบ
2) ต้นทุนแปรผัน คือต้นทุนที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดช่วงเวลาในการดำเนินงานโดยจะขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการของลูกค้า เช่น ราคาเชื้อเพลิง, ราคาพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า, ราคาของการตรวจสอบและบำรุงรักษา, และราคาการแก้ไขและการเปลี่ยนอุปกรณ์ ตัวอย่างง่ายๆ ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับหน่วยสูญเสียในภาวะไม่มีโหลดของหม้อแปลง เป็นหน่วยสูญเสียในแกนเหล็กซึ่งถือว่าเป็นค่าที่คงที่ แต่เมื่อหม้อแปลงของสถานีฯ ยิ่งรับโหลดมาก ค่าต้นทุนหน่วยสูญเสียจากขดลวดก็จะยิ่งสูงขึ้นตามไปด้วย กรณีเดียวกันต้นทุนการบริการ

และต้นทุนค่าบำรุงรักษาบางทีอาจแปรผันได้ หากหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้ารับโหลดสูงๆ การตรวจสอบและซ่อมแซมต้องใช้ความถี่สูงกว่ากรณีหม้อแปลงจ่ายโหลดเบาๆ

4.3.3 ต้นทุนจม (Sunk Cost)

ต้นทุนจม คือ ค่าใช้จ่ายครั้งแรกที่ใช้ไปแล้ว เช่น ค่าใช้จ่ายการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ขนาด 100MVA. เมื่อเวลาผ่านไปแต่ละปี ต้นทุนทางบัญชีของสถานีไฟฟ้าจะเป็นต้นทุนที่ได้จากการคำนวณค่าเสื่อมราคา

4.3.4 ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost)

ต้นทุนค่าเสียโอกาส คือ ผลตอบแทนสูงสุดที่เสียไป เนื่องจากการตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการหนึ่ง ทำให้ต้องปฏิเสธอีกโครงการ และการประมาณกระแสเงินสดจะใช้ตัวเลขต้นทุนค่าเสียโอกาส เช่น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซื้อที่ดินในราคา 5 ล้านบาท เมื่อปีที่ผ่านมา แต่ราคาตลาดในปัจจุบัน 15 ล้านบาท สมมติว่าทางเลือกในการใช้ประโยชน์จากที่ดินนี้ ให้ผลตอบแทนสูงสุด คือขายในราคาตลาด เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตัดสินใจลงทุนในที่ดินดังกล่าว เงินจ่ายลงทุนจะคิดจาก 15 ล้านบาท ซึ่งเป็นต้นทุนค่าเสียโอกาส โดยจะไม่คำนึงถึงราคาซื้อที่ดิน

4.3.5 การตัดสินใจเลือกโครงการในการลงทุน[20]

การตัดสินใจในปัญหาวิศวกรรมบางชนิด ต้องอาศัยการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ การเปรียบเทียบที่มีขั้นตอนปฏิบัติแตกต่างกัน หรือเครื่องจักหลายชนิดที่มีคุณสมบัติแตกต่างกัน การตัดสินใจเลือกโครงการหรือเครื่องจักที่เหมาะสมที่สุด นับเป็นพื้นฐานที่ดีในการจะดำเนินการนั้นๆ ต่อไปอย่างราบรื่น วิธีหนึ่งในการเปรียบเทียบคือ การเทียบเท่าเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายที่ประเมินไว้ในแต่ละโครงการ หรือเครื่องจักร หรือวิธีการ หรือแนวปฏิบัติ เป็นค่าเงินต้นปัจจุบัน(Present Worth) แล้วนำค่าเงินต้นเหล่านี้มาเปรียบเทียบกัน ค่าที่น้อยที่สุดถือว่าโครงการนั้น เครื่องจักรนั้น หรือวิธีการนั้นเหมาะสมที่สุดที่ควรจะตัดสินใจเลือก

การคำนวณเงินต้นเทียบเท่านี้เรียกอีกอย่างหนึ่งว่า "discounting" และอัตราดอกเบี้ยเรียกว่า "discount rate" ในแง่ของการลงทุนดอกเบี้ยก็คืออัตราผลตอบแทน(rate of return) นั้นเอง โดยปกติแผนการลงทุนในกิจการใดก็ตามจะไม่ได้รับความสนใจ ถ้าหากอัตราผลตอบแทนที่คำนวณได้มีค่าน้อยกว่าค่าใดค่าหนึ่ง เช่น แต่เดิมเคยฝากเงินไว้กับธนาคารได้ดอกเบี้ย 8% ถ้าหากจะนำเงินนั้นมาลงทุนอย่างอื่น อย่างน้อยค่าอัตราผลตอบแทนของการลงทุนจะต้องเท่ากับ 8% ถึงจะน่าลงทุน หรือผู้ลงทุนกู้เงินจาก

ธนาคารในอัตราดอกเบี้ย 15% ผลตอบแทนของการลงทุนก็ควรจะเกิน 15% จึงสมควรที่จะลงทุน ดังนี้ เป็นต้น อัตราผลตอบแทน 8% หรือ 15% นี้เรียกว่า อัตราผลตอบแทนที่น้อยที่สุดที่น่าสนใจ(minimum attractive rate of return)

จากที่กล่าวมาเราจะนำวิธีการคิดค่าเงินต้นปัจจุบันมาใช้ในการพิจารณาเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นตัวช่วยพิจารณาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะทำให้ได้คำตอบที่เป็นตำแหน่งที่เหมาะสมออกมาหลายกลุ่มคำตอบ อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่พยากรณ์ได้ในแต่ละช่วงซึ่งมีผลให้ค่าของดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นเราจะมองว่าในแต่ละกลุ่มของคำตอบที่ได้การหาค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นโครงการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลายๆโครงการ ตามจำนวณกลุ่มคำตอบที่ได้จากการหาค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยเราจะพิจารณาถึงเงินลงทุนเริ่มต้นและค่าใช้จ่ายรายปีต่างๆที่เกิดขึ้นกับโครงการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโครงการต่าง แล้วพิจารณาเลือกโครงการที่มีค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดเป็นคำตอบ

การคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันมีดังนี้

$$PV = C_{F0} + \frac{C_{F1}}{(1+d)^1} + \frac{C_{F2}}{(1+d)^2} + \ldots\ldots + \frac{C_{FN}}{(1+d)^N}$$
$$= C_{F0} + \sum_{t=0}^{T} \frac{C_{Ft}}{(1+d)^t} \qquad (4.1)$$

เมื่อ C_{F0} เงินลงทุนครั้งแรก

C_{Ft} ค่าใช้จ่ายสุทธิปีที่ t

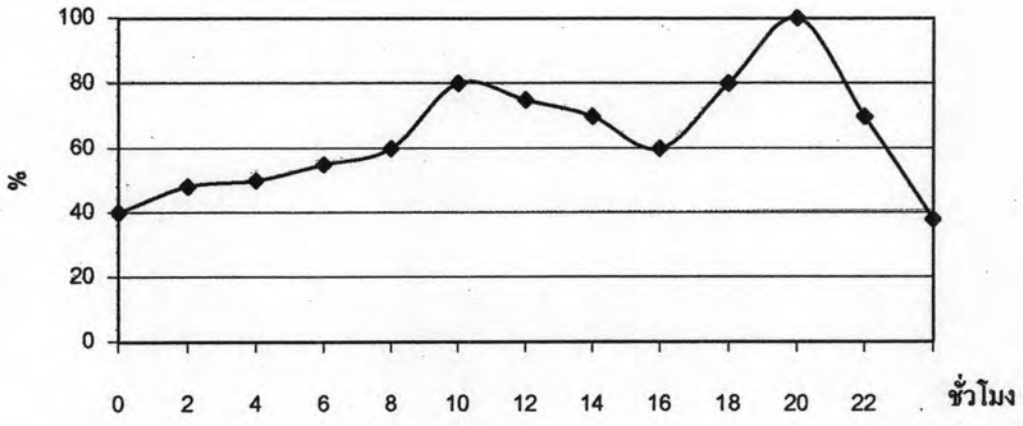
d อัตราดอกเบี้ย

4.4 แบบจำลองโหลด(Load Model)

แบบจำลองของโหลดมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งในการคำนวณ เนื่องจากแบบจำลองของโหลดจะต้องนำไปใช้ในการวิเคราะห์ค่าต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น กำลังสูญเสียในระบบ, ระดับแรงดัน, การไหลของกำลังในระบบ และโหลดยังมีผลต่อกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยต้องจ่ายรวมทั้งกำลังไฟฟ้าที่ต้องผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเกิดขึ้น

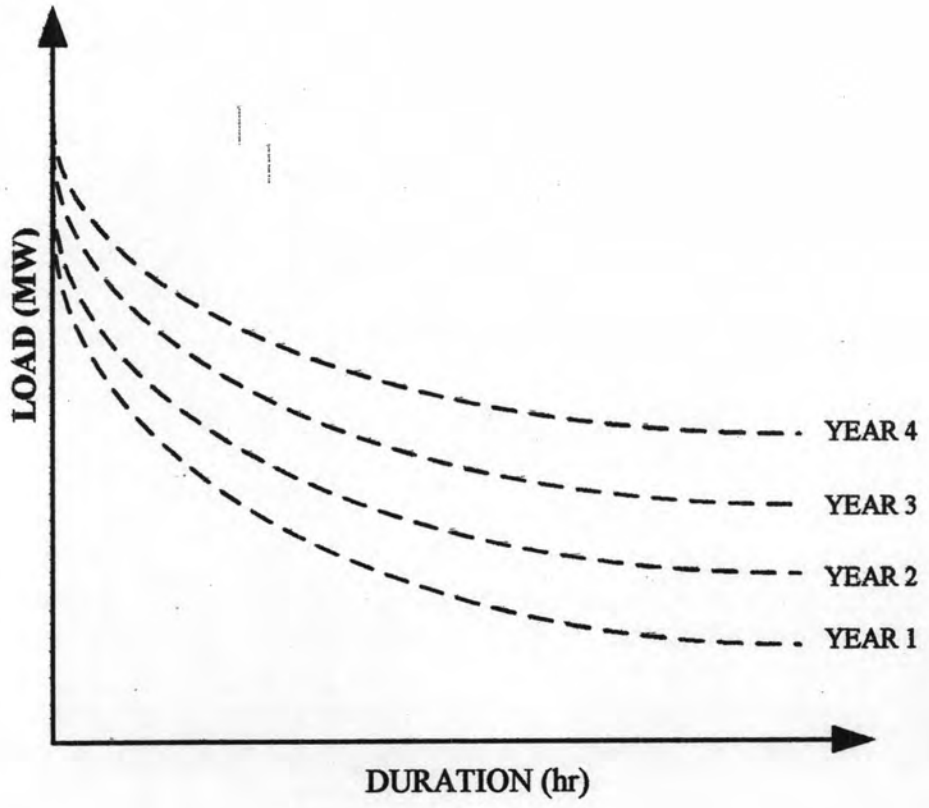
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาในระบบจำหน่ายโดยแบบจำลองโหลดนั้นจะได้จากการพยากรณ์เพื่อใช้ในการวางแผนต่อไป โดยปกติแล้วเราไม่ทราบค่าโหลดที่แน่นอน ณ จุดจ่ายโหลดของ

สายป้อนหลักได้แต่เราสามารถทราบค่าของโหลดรวมที่ถูกบันทึกไว้ที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้ซึ่งเป็นแบบเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ของในแต่ละวัน แล้วนำมากำหนดค่าโหลดในแต่ละตำแหน่งของระบบจำหน่ายโดยต้องทราบข้อมูลบางอย่างที่จุดจ่ายโหลดนั้นด้วยเช่น กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่าย หรือความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดนั้น โดยเราจะให้โหลดสูงสุดที่ได้จากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดที่สถานีไฟฟ้าย่อยเป็น 100% ของการจ่ายโหลดของแต่ละจุดจ่ายโหลด หรืออาจบอกได้ว่าเราให้โหลดแต่ละจุดเปลี่ยนแปลงเป็นเปอร์เซ็นต์ตามเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด



รูปที่ 4.4 โหลดรายชั่วโมง

จากรูปที่ 4.4 เป็นค่าของโหลดเฉลี่ยของในแต่ละวันแสดงเป็นรายชั่วโมง โดยให้ค่าสูงสุดของโหลดที่เกิดขึ้นเป็น 100% หลังจากนั้นเราจะนำโหลดรายชั่วโมงมาจัดเรียงลำดับจากมากไปหาน้อยจะได้เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ดังแสดงในรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve)

รูปที่ 4.5 เป็นการแสดงเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดเฉลี่ยในแต่ละวันของในปีต่างๆ ซึ่งขึ้นอยู่กับการพยากรณ์ของผู้วางแผนว่าต้องการวางแผนกี่ปี เมื่อได้แบบจำลองโหลดดังรูปที่ 4.5 แล้ว จะนำไปใช้ในการคำนวณต่อไป

4.5 แบบจำลองคณิตศาสตร์(Mathematical Model)

ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกใช้เครื่องกำเนิดขนาดเล็ก เพื่อช่วยในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการพยากรณ์ของผู้วางแผน สิ่งที่ผู้วางแผนต้องดำเนินการคือ หาขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายนั้นๆ โดยที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเทคนิคต่างๆ และมีการลงทุนต่ำที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ต้นทุนที่เกิดขึ้นในโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 อย่างคือ

1. ต้นทุนที่ใช้ในการลงทุนเริ่มต้น (Investment Cost) หรือต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) ซึ่งประกอบด้วยราคาการก่อสร้าง, ราคาการติดตั้ง,ราคาอุปกรณ์, ราคาที่ดิน, ราคาในการขออนุญาต, ราคาการพัฒนาและการเตรียมสถานที่ตั้ง, ภาษี, ราคาประกันภัย, ราคาแรงงานและราคาการทดสอบระบบ
2. ต้นทุนแปรผัน (Variable Cost) ซึ่งก็คือ ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M)

โดยจุดประสงค์หลักของการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก คือต้องการทำให้ราคาต้นทุนขององค์กรต่ำที่สุด โดยต้นทุนนั้นเกิดจากราคาการลงทุนสร้างและดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้า, ราคาไฟฟ้าที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า, ราคาพลังงานสูญเสีย โดยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก แสดงใน (4.2) และ (4.3) [3]

$$J_1 = \sum_{i=1}^{M} C_{fi} \cdot P_{DGi}^{CAP} \tag{4.2}$$

$$J_2 = \sum_{i=1}^{M} C_{ri} \cdot P_{DGi} + \rho \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} V_i V_j Y_{ij} \cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) \tag{4.3}$$

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งหม้อแปลง และต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งหม้อแปลง และมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อจ่ายไฟตลอดช่วงเวลาวางแผน แสดงใน (1), (2) และ (3) ตามลำดับ

$$J_1 = \sum_{i=1}^{SS} C_T \cdot NT_i \tag{1}$$

$$J_2 = \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{SS}^{new} + \rho \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} V_i V_j Y_{ij} \cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcu_{SS}^{new} + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcore_{SS}^{new} \tag{2}$$

$$J_3 = J_1 + \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^{L} h_k \cdot (J_2) \right) \tag{3}$$

หอสมุดกลาง ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยที่

J_1 คือ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(บาท)

J_2 คือ ต้นทุนดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและราคาพลังงานสูญเสียต่อชั่วโมง(บาท/ชั่วโมง)

C_f คือ สัมประสิทธิ์ของราคาต้นทุนคงที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(บาท/เมกะวัตต์)

C_r คือ สัมประสิทธิ์ของราคาต้นทุนดำเนินการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นรายชั่วโมง(บาท/เมกะวัตต์ชั่วโมง)

ρ คือ สัมประสิทธิ์ของราคาต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อมาจากผู้ผลิตไฟฟ้า(บาท/เมกะวัตต์ชั่วโมง)

P_{DG}^{CAP} คือ กำลังผลิตติดตั้งหรือกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(เมกะวัตต์)

P_{DG} คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(เมกะวัตต์)

M,N คือ จำนวนโหลดบัสและจำนวนบัสทั้งหมด

V คือ แรงดันไฟฟ้าประจำบัส

L คือ จำนวนระดับของโหลดทั้งหมดที่ได้จากแบบจำลองโหลดในหนึ่งวัน

h_L คือ ช่วงเวลาของระดับโหลด L (ชั่วโมง)

เนื่องจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นตัวช่วยพิจารณาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะทำให้ได้คำตอบที่เป็นตำแหน่งที่เหมาะสมออกมาหลายกลุ่มคำตอบ โดยจำนวนตำแหน่งที่ต้องการนั้นจะถูกระบุจากผู้วางแผนเอง ดังนั้นเราจะใช้การคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่าย ในการตัดสินใจเลือกโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุด

เราสามารถคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการตลอดช่วงเวลาที่ใช้ในการวางแผนดัง(4.4)

$$J_3 = J_1 + \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^{L} h_k \cdot J_2 \right) \tag{4.4}$$

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งหม้อแปลง และต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งหม้อแปลง และมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อจ่ายไฟตลอดช่วงเวลาวางแผน แสดงใน (4.5), (4.6) และ (4.7) ตามลำดับ

$$J_4 = \sum_{i=1}^{SS} C_T \cdot NT_i \tag{4.5}$$

$$J_5 = \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{SS}^{new} + \rho \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} V_i V_j Y_{ij} \cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcu_{SS}^{new} + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcore_{SS}^{new} \quad (4.6)$$

$$J_6 = J_4 + \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^{L} h_k \cdot (J_5) \right) \quad (4.7)$$

โดยที่

J_3 คือ ค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

J_4 คือ เงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งหม้อแปลงใหม่ในสถานีไฟฟ้า

J_5 คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า, ค่าพลังงานสูญเสียที่ผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่และค่าพลังงานสูญเสียของระบบ

J_6 คือ มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งหม้อแปลงใหม่ในสถานีไฟฟ้า, ค่าพลังงานไฟฟ้า, ค่าพลังงานสูญเสียที่ผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่และค่าพลังงานสูญเสียของระบบ

C_T คือ สัมประสิทธิ์ของราคาต้นทุนคงที่ของของหม้อแปลง(บาท/MVA)

NT_i คือ ขนาดของหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่ในสถานีไฟฟ้า(MVA)

P_{SS}^{new} คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่ในสถานีไฟฟ้า(เมกะวัตต์)

Pcu_{SS}^{new} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวดหม้อแปลง

$Pcore_{SS}^{new}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็กหม้อแปลง

จุดประสงค์ของเรานั้นต้องการจะทำให้ต้นทุนติดตั้งและดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (4.2) และ (4.3) น้อยที่สุดแต่จะต้องเป็นไปตามข้อจำกัดต่างๆ ดังต่อไปนี้เพื่อให้ระบบมีความมั่นคงและมีความน่าเชื่อถือได้

1. สมการกำลังไฟฟ้าสมดุล(Power balance equation)

$$P(\theta_i, V_i) - P_{gi} + P_{Di} = 0$$
$$Q(\theta_i, V_i) - Q_{gi} + Q_{Di} = 0$$

P_{gi}, Q_{gi} คือกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้กับบัส i อาจเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหรือกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยก็ได้

2. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายตัวนำ(Apparent Power Flow Limit of Lines)

$$S_{ij} \le S_{ij}^{Max}$$

3. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าจริงที่สถานีไฟฟ้าย่อยสามารถจ่ายได้(Distribution Substation Capacity Constraints)

$$\sum_{j=1}^{M} P_{SSij} \le P_{SSi}^{Max} \qquad i \quad \forall \quad SS$$

4. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG Power Constraints)

$$P_{DGi}^{Min} \le P_{DGi} \le P_{DGi}^{Max}$$
$$Q_{DGi}^{Min} \le Q_{DGi} \le Q_{DGi}^{Max}$$

5. ข้อจำกัดของแรงดันไฟฟ้า(Bus Voltage Constraints)

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max}$$

4.6 ขั้นตอนการคำนวณ

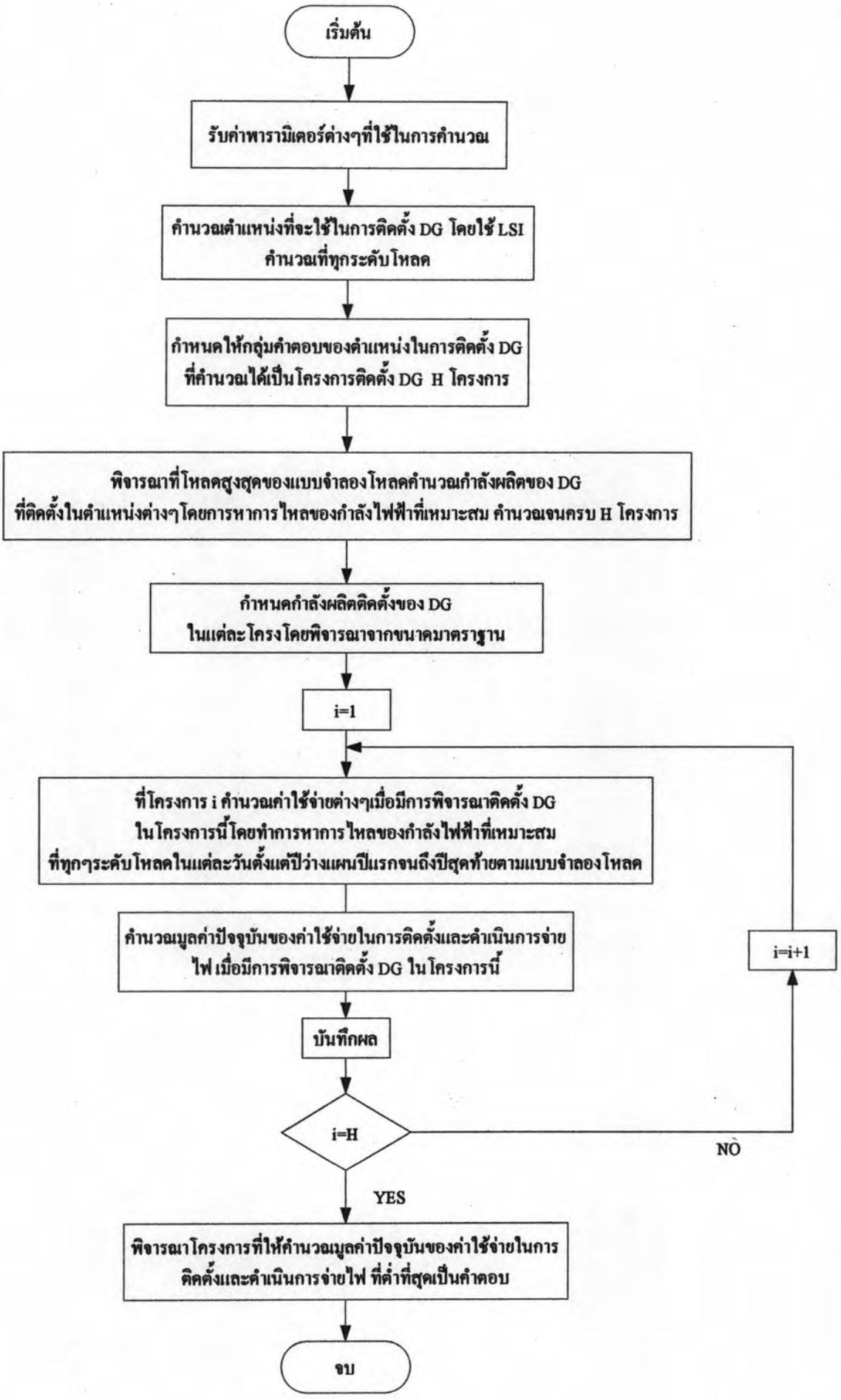
ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จุดประสงค์คือต้องการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการที่เกิดขึ้นภายใต้การพยากรณ์โหลดของผู้วางแผน โดยที่ระบบยังมีความมั่นคงและมีความน่าเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายต่างๆในโครงการที่เกิดขึ้นจะต้องต่ำที่สุด เพื่อให้เกิดความเหมาะสมทางด้านการเงิน ในการคำนวณนั้นเราจะทำการหาตำแหน่งที่เป็นไปได้ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยจำนวนตำแหน่งที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะถูกระบุโดยผู้วางแผน เนื่องจากโหลดมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาในช่วงเวลาที่ใช้ในการวางแผน ดังนั้นตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เกิดจากการคำนวณค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียที่ระดับโหลดต่างๆกัน จึงมีหลายคำตอบ จึงยังไม่สามารถสรุปได้ว่าคำตอบใดเป็นคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นเราจึงให้คำตอบแต่ละคำตอบเป็นโครงการในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีตำแหน่งในการติดตั้งที่แตกต่างกัน

หลังจากนั้นจะทำการคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการมาเปรียบเทียบกัน

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ถูกติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอเมื่อโหลดมีค่าสูงสุด ดังนั้นเมื่อเราทราบตำแหน่งที่จะติดตั้งเราสามารถคำนวณกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแต่ละตำแหน่งจะต้องจ่ายเมื่อโหลดมีค่าสูงสุด โดยการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3) รายละเอียดในการคำนวณจะแสดงเป็นขั้นตอนและ Flowchart ดังต่อไปนี้

1) กำหนดแบบจำลองโหลดที่จะใช้พิจารณา, จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้องการติดตั้งในระบบ, จำนวนปีที่ใช้ในการวางแผน และค่าต่างๆ
2) คำนวณกลุ่มคำตอบของตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยคำนวณที่ทุกระดับโหลดในแบบจำลองโหลด
3) กำหนดให้ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้จากดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในแต่ละระดับของโหลดเป็นโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่แตกต่างกันไป
4) พิจารณาที่โหลดสูงสุดของแบบจำลองโหลดคำนวณกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งในตำแหน่งต่างๆโดยการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3) คำนวณจนครบทุกโครงการในข้อ 3
5) กำหนดขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในตำแหน่งต่างๆที่คำนวณได้ในข้อ 4 โดยพิจารณาจากขนาดมาตรฐาน ทำจนครบทุกโครงการ
6) กำหนดให้กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้ในข้อ 4 ในทุกๆตำแหน่งของในแต่ละโครงการ จ่ายโหลดคงที่ตลอดเวลา
7) ให้ H แทนจำนวนโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมดที่คำนวณได้จากข้อ 3
8) กำหนดโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขึ้นมาหนึ่งโครงการคำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆโดยทำการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3)ที่ทุกๆระดับโหลดในแต่ละวันตั้งแต่ปีว่างแผนปีแรกจนถึงปีสุดท้ายตามแบบจำลองโหลด
9) คำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก(4.4) แล้วบันทึกค่า
10) กลับไปทำข้อ 8 อีกครั้ง โดยเปลี่ยนเป็นโครงการอื่นบ้าง
11) เมื่อคำนวนข้อ 8 และข้อ9 จนครบโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมด H โครงการแล้ว นำมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการมาเปรียบเทียบกัน

12) กำหนดตำแหน่งในการติดตั้ง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งและขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ให้ค่ามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่ำที่สุดเป็นคำตอบ



รูปที่ 4.6 Flowchart การคำนวณ