

บทที่ 3

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและแผนการปรับปรุง ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

3.1 วิธีการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า [1]

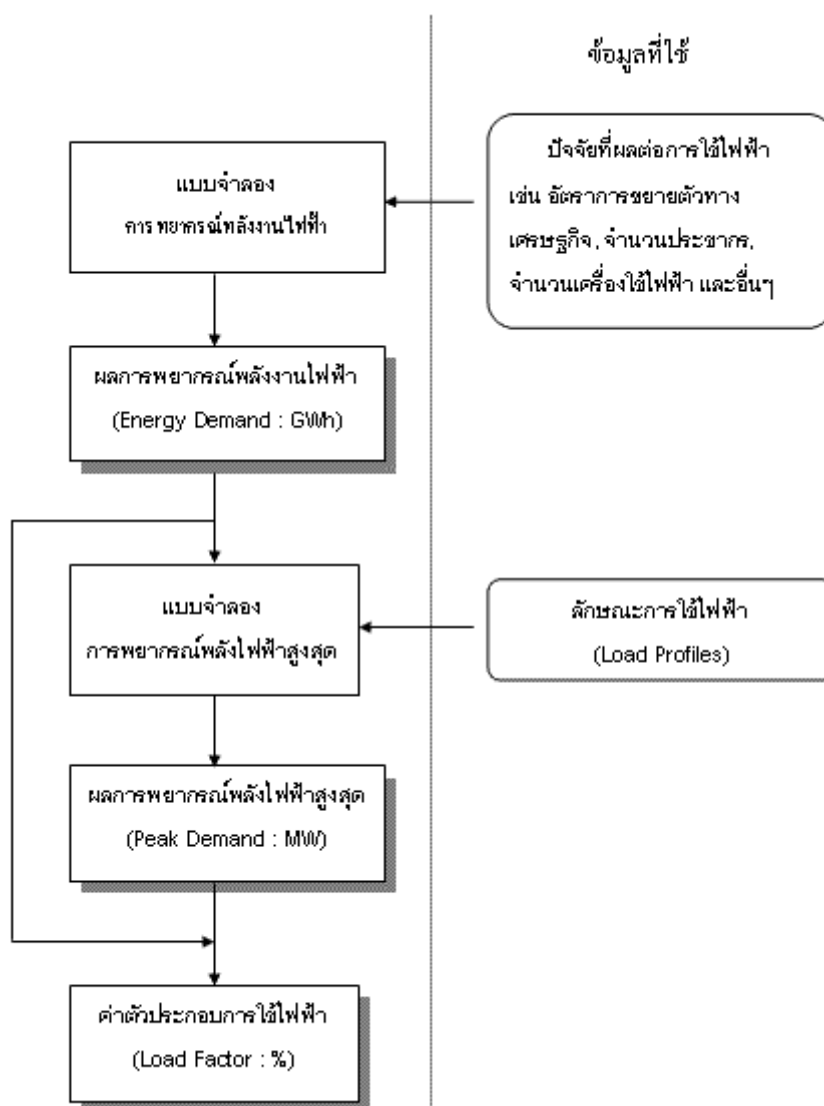
การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจะพยากรณ์ทั้งค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand) ซึ่งเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งปี มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง(kWh) หรือเรียกว่า Unit หรือหน่วย (1 ล้านหน่วย = 1,000,000 kWh = 1 GWh) และค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด(Peak Demand) ซึ่งเป็นค่าสูงสุดของค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปีมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) หรืออาจใช้เป็นเมกะวัตต์ (MW โดยที่ 1 MW = 1,000 kW)

เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่มีความแตกต่างกัน คณะอนุกรรมการฯ จึงได้จัดกลุ่มการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่มใหญ่ๆ คือ บ้านอยู่อาศัย ธุรกิจและอุตสาหกรรม และอื่นๆ ซึ่งแต่ละกลุ่มมีวิธีการพยากรณ์ค่า Energy Demand ที่แตกต่างกันออกไป และเมื่อได้ค่า Energy Demand แล้ว จึงทำการพยากรณ์ค่า Peak Demand โดยอาศัยลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) แล้วจึงคำนวณค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ซึ่งแสดงถึงความสม่ำเสมอในการใช้ไฟฟ้า โดยคำนวณได้จากสูตรต่อไปนี้

$$\text{Load Factor(\%)} = \frac{\text{Energy Demand ในช่วงเวลาที่สนใจ(kWh)} \times 100(\%)}{\text{Peak Demand ในช่วงเวลาที่สนใจ (kW)} \times \text{ช่วงเวลาที่สนใจ}} \quad (3.1)$$

3.1.1 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

การพยากรณ์ค่า Energy Demand จะแบ่งตามลักษณะทางภูมิภาค คือ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้วิธีการพยากรณ์เดียวกัน แต่จะแตกต่างในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีการพยากรณ์ฯ ในแต่ละประเภทสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 3.1 วิธีการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าและการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าสูงสุด

3.1.1.1 บ้านอยู่อาศัย

เป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า โดยใช้หลักการ End Use ซึ่งเป็นการจำลองสภาพการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยในชีวิตประจำวัน โดยที่การใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัย จะเริ่มจากการถือครองเครื่องใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท เช่น ตู้เย็น โทรทัศน์ หม้อหุงข้าว หลอดไฟฟ้า เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น จากนั้นจะศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทว่ามีขนาดการใช้ไฟฟ้าเท่าใด (กินไฟกี่วัตต์) เปิดบ่อยแค่ไหน นานเท่าใด รวมทั้งประสิทธิภาพของเครื่องใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างไร เป็นต้น โดยพิจารณาในแต่ละประเภทของที่อยู่อาศัย (บ้านเดี่ยว ห้องแถว ทาวน์เฮ้าส์ อพาร์ทเมนต์/คอนโดมิเนียม และอื่นๆ) เนื่องจากการถือครองเครื่องใช้ไฟฟ้าที่

แตกต่างกัน รวมทั้งมีอัตราเพิ่มของการถือครองเครื่องใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันใน แต่ละประเภทของ บ้านอีกด้วย ซึ่งข้อมูลเหล่านี้ได้จากการสำรวจ ที่คณะอนุกรรมการฯจัดทำขึ้นเองและได้จากการ สำรวจภาวะเศรษฐกิจและสังคม (SES) ของสำนักงานสถิติแห่งชาติ เมื่อทราบข้อมูลในส่วนนี้แล้วก็ สามารถนำมาใส่ในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ เพื่อคำนวณเป็นจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละ ประเภทของบ้านอยู่อาศัยต่อไป สามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 พยากรณ์จำนวนครัวเรือน (ผู้ใช้ไฟฟ้า) ในแต่ละปี จากจำนวนประชากร และ ผลิตภัณฑ์มวลรวม

ขั้นที่ 2 จำแนกผลการพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีตามประเภทที่อยู่อาศัย ได้แก่ บ้านเดี่ยว ห้องแถว ทาวน์เฮาส์ อพาร์ทเมนต์/คอนโดมิเนียม และอื่นๆ

ขั้นที่ 3 คำนวณหาอัตราเพิ่มเฉลี่ยของการถือครองเครื่องใช้ไฟฟ้า ได้แก่ เครื่องปรับอากาศ ตู้เย็น พัดลม หลอดไฟฟ้า หม้อหุงข้าว เครื่องซักผ้า โทรทัศน์ เตาหุงต้ม และอื่นๆ ในแต่ละประเภทที่อยู่ อาศัย เพื่อคำนวณหาจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ถือครองในแต่ละประเภทของที่อยู่อาศัย

$$A_{ijt} = S_{ijt} \times C_{ijt} \quad (3.2)$$

โดยที่ A = จำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าถือครอง

S = อัตราการถือครองเครื่องใช้ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ครัวเรือน

C = จำนวนครัวเรือน (ผู้ใช้ไฟฟ้า)

i = ประเภทที่อยู่อาศัย

j = ประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า

t = ปีที่พยากรณ์

ขั้นที่ 4 คำนวณพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภทของบ้านอยู่อาศัย จากสูตร

$$E_{it} = \sum_j A_{ijt} \times W_{ijt} \times H_{ijt} \times F_{ijt} \quad (3.3)$$

โดยที่ E = ค่าพลังงานไฟฟ้า

A = จำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าถือครอง

W = ขนาดกำลังวัตต์ของเครื่องใช้ไฟฟ้า

H = จำนวนชั่วโมงการใช้ในรอบปี

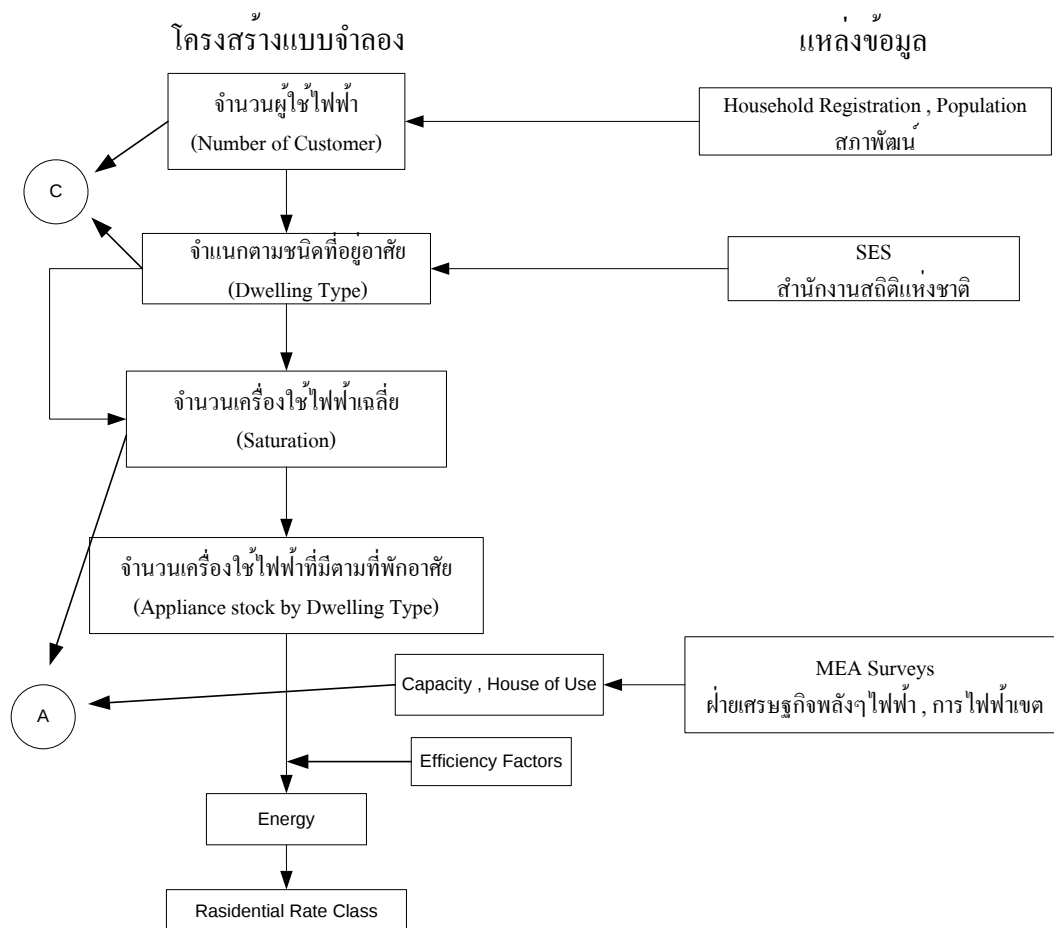
F = ประสิทธิภาพเครื่องใช้ไฟฟ้า

i = ประเภทที่อยู่อาศัย

j = ประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า

t = ปีที่พยากรณ์

เมื่อรวมค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละประเภทของที่อยู่อาศัยจะได้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยในภาพรวม ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 วิธีการพยากรณ์บ้านอยู่อาศัย [20]

3.1.1.2 ธุรกิจและอุตสาหกรรม

มีการใช้ไฟฟ้ามากถึงร้อยละ 70 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ส่วนใหญ่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในประเภทกิจการขนาดกลางและกิจการขนาดใหญ่ ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้แบ่งพิจารณาออกเป็นระยะยาวและระยะสั้น การพยากรณ์ฯ ในระยะยาวจะใช้หลักการของสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์มวลรวม (Energy Intensity Ratio : EIR) โดยได้จัดประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีกิจการธุรกิจและอุตสาหกรรมที่หลากหลายตามการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรม (ประเทศไทย) หรือที่เรียกว่า TSIC (Thailand Standard Industrial Classification) แล้ว

ทำการจัดกลุ่มของ TSIC ออกเป็น 24 กลุ่มใหญ่ซึ่งมีการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และมีความสัมพันธ์โดยตรงกับมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์มวลรวมซึ่งแบ่งออกเป็น 24 กลุ่มเช่นเดียวกัน

เนื่องจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ไม่ได้ทำการพยากรณ์มูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์มวลรวมในระยะยาวทั้ง 24 กลุ่ม ดังนั้น การไฟฟ้าทั้งสามแห่งจึงได้ร่วมกันจ้างมูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ (TDRI) เพื่อจัดทำการประมาณการภาวะเศรษฐกิจไทยในช่วงปี พ.ศ. 2546-2559 ทั้ง 24 กลุ่มและจำแนกตามเขตต่างๆ ของการไฟฟ้า

ในส่วนของการไฟฟ้านครหลวงได้แบ่งประเภทกลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรม คือ เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ และเป็นสถานประกอบการตามการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การแบ่งประเภทกลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรม

กลุ่มธุรกิจหลัก	กลุ่มอุตสาหกรรมหลัก
- การก่อสร้าง - การขายส่ง การขายปลีก - กักตุนและโรงแรม - การขนส่ง - บริการการเงิน การประกันภัย - อสังหาริมทรัพย์และธุรกิจ - บริการชุมชน บริการสังคม และบริการส่วนบุคคล	- อาหารแปรรูป - สิ่งทอ เครื่องแต่งกาย เครื่องหนัง - การผลิตกระดาษและสิ่งพิมพ์ - เคมีภัณฑ์ - อุตสาหกรรมโลหะและเหล็ก - อุตสาหกรรมพลาสติก

วิธีการพยากรณ์ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม สรุปได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 กำหนดหา Energy Intensity Ratio ในอดีตของแต่ละกลุ่ม จากสูตร

$$EIR_{it} = SAL_{it} / GDP_{it} \quad (3.4)$$

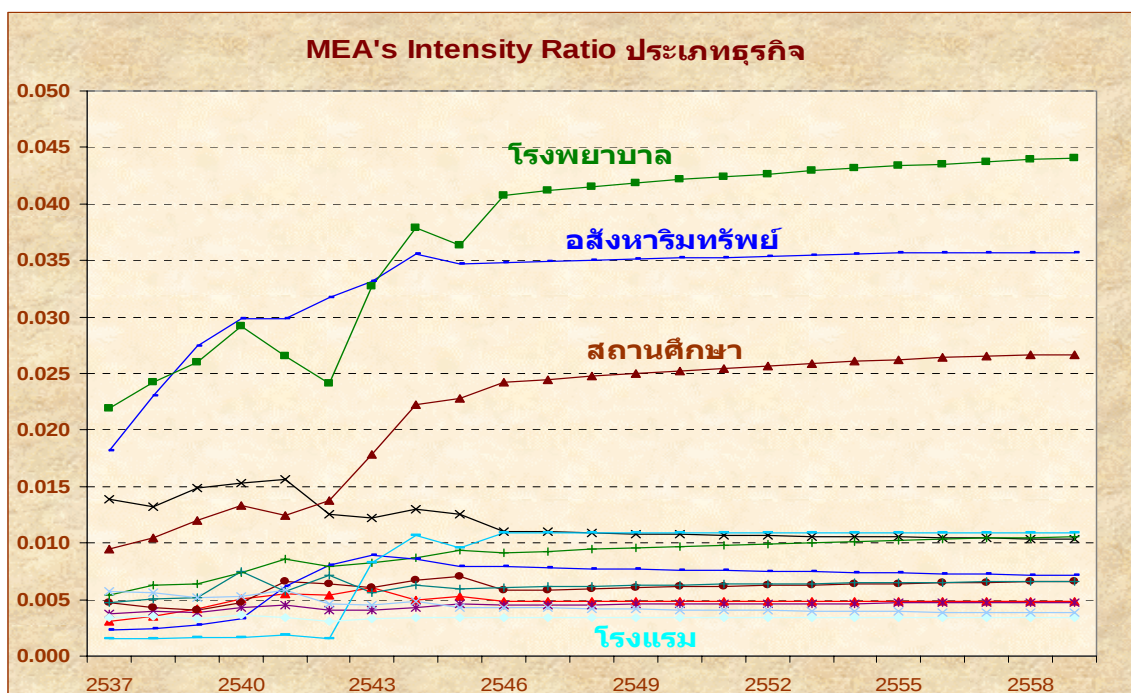
โดยที่ EIR = Energy Intensity Ratio สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผลิตภัณฑ์มวลรวม

SAL = Energy Sales หน่วยจำหน่ายที่ใช้ (kWh)

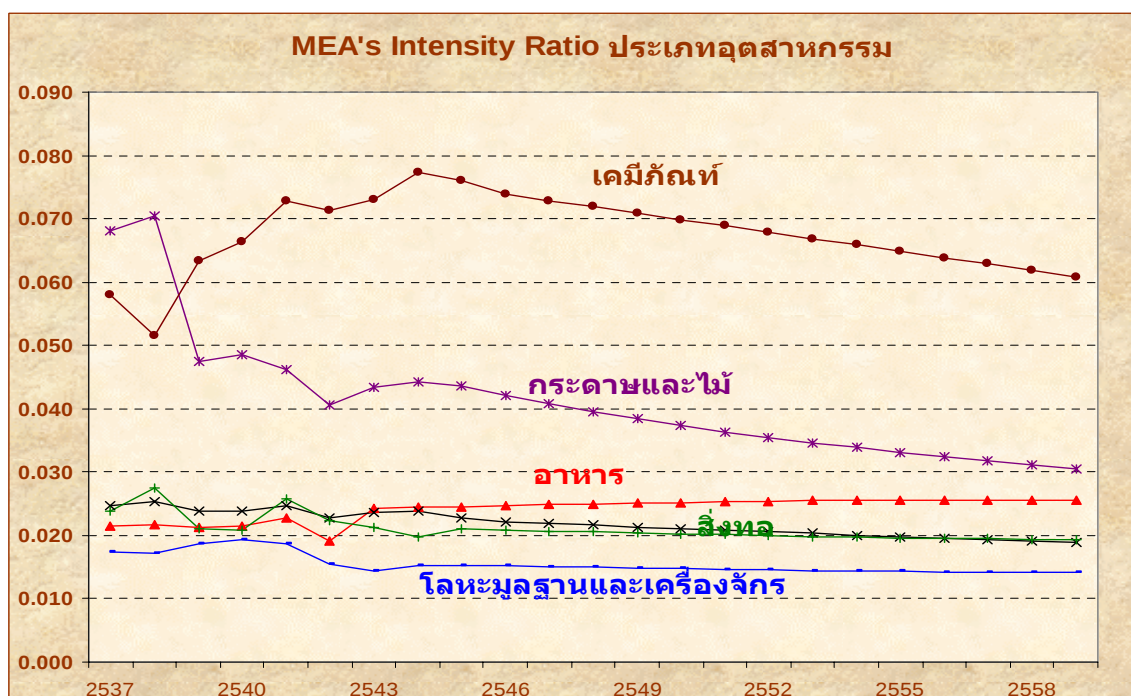
GDP = มูลค่าของผลิตภัณฑ์มวลรวม (บาท)

i = กลุ่มของ TSIC ที่คำนวณ

t = ปีในอดีต/ปีที่พยากรณ์



รูปที่ 3.3 EIR ประเภทธุรกิจของการไฟฟ้านครหลวง



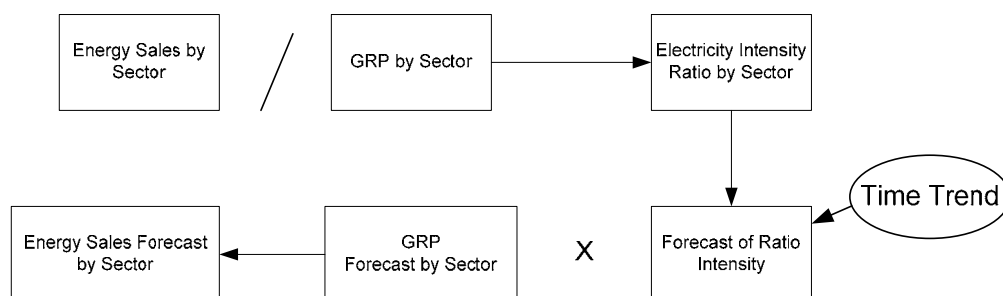
รูปที่ 3.4 EIR ประเภทอุตสาหกรรมของการไฟฟ้านครหลวง

ขั้นที่ 2 ทำการพยากรณ์ค่า EIR ในอนาคต โดยใช้ค่าที่คำนวณได้จากอดีต (Time Trend)

ขั้นที่ 3 พยากรณ์ค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละกลุ่มโดยนำค่าพยากรณ์มูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์
มาคูณรวมมากับค่า EIR

การพิจารณาค่า EIR ในอนาคตของแต่ละกลุ่ม จะต้องมีการสำรวจการใช้ไฟฟ้าร่วมด้วย
อย่างสม่ำเสมอ เพื่อติดตามเทคโนโลยีการผลิตในปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต ทั้งนี้จะนำมา
ปรับปรุงข้อมูล EIR ให้สอดคล้องกับความเป็นจริงมากที่สุด

ส่วนการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระยะสั้น (1-3 ปี) จะพิจารณาข้อมูลอื่นๆ ที่
เป็นตัวชี้้นำเพื่อประกอบการศึกษาวิเคราะห์ด้วย เช่น ข้อมูลการขอใช้ไฟฟ้า ข้อมูลการส่งเสริมการ
ลงทุน ข้อมูลการขออนุญาตก่อสร้างอาคาร เป็นต้น



รูปที่ 3.5 วิธีการพยากรณ์กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรม [20]

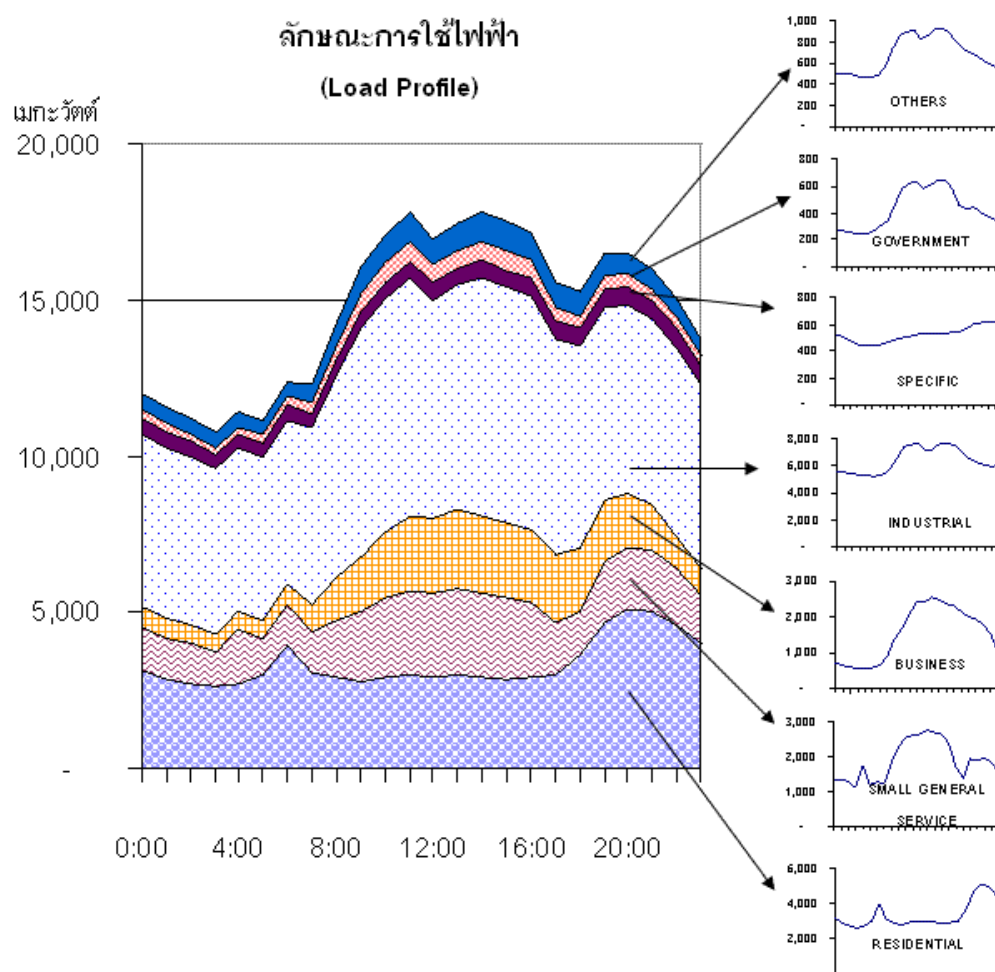
3.1.1.3 อื่นๆ

ได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในประเภทส่วนราชการฯ กิจการขนาดเล็ก การสูบน้ำเพื่อ
การเกษตร ไฟชั่วคราวและไฟฟ้าสาธารณะ ทำการพยากรณ์โดยวิธีการสมการถดถอย (Regression)

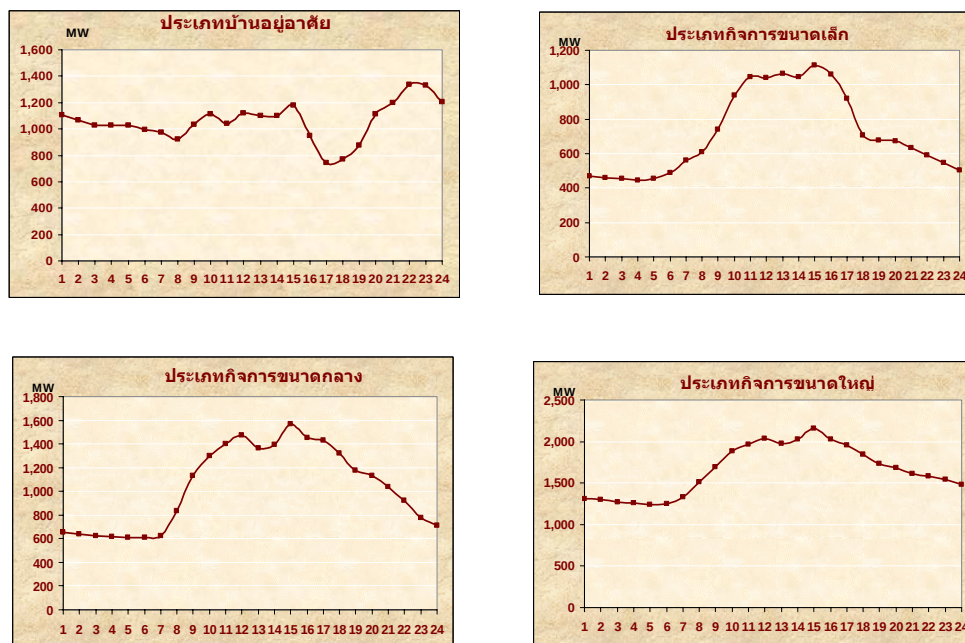
3.1.2 วิธีการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด

วิธีการพยากรณ์ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด ใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) เป็นตัว
กำหนดค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด กล่าวคือ หลังจากที่ได้ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแล้ว จะนำค่าพยากรณ์
พลังงานไฟฟ้าของแต่ละกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้ามาประมาณค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม
โดยใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามาประมาณการแล้วจึงนำลักษณะการใช้
ไฟฟ้าของทุกกลุ่มมารวมกันเพื่อหาความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม วิธีการนี้
จะให้ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้น ณ เวลาเดียวกัน (Coincident Peak Demand) และทำให้ทราบค่า
พลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงด้วย และค่าพลังไฟฟ้าต่ำสุดด้วย ข้อมูลเหล่านี้จะเป็นประโยชน์กับการ
ไฟฟ้าในการนำไปวิเคราะห์ใช้งานอย่างกว้างขวางต่อไป

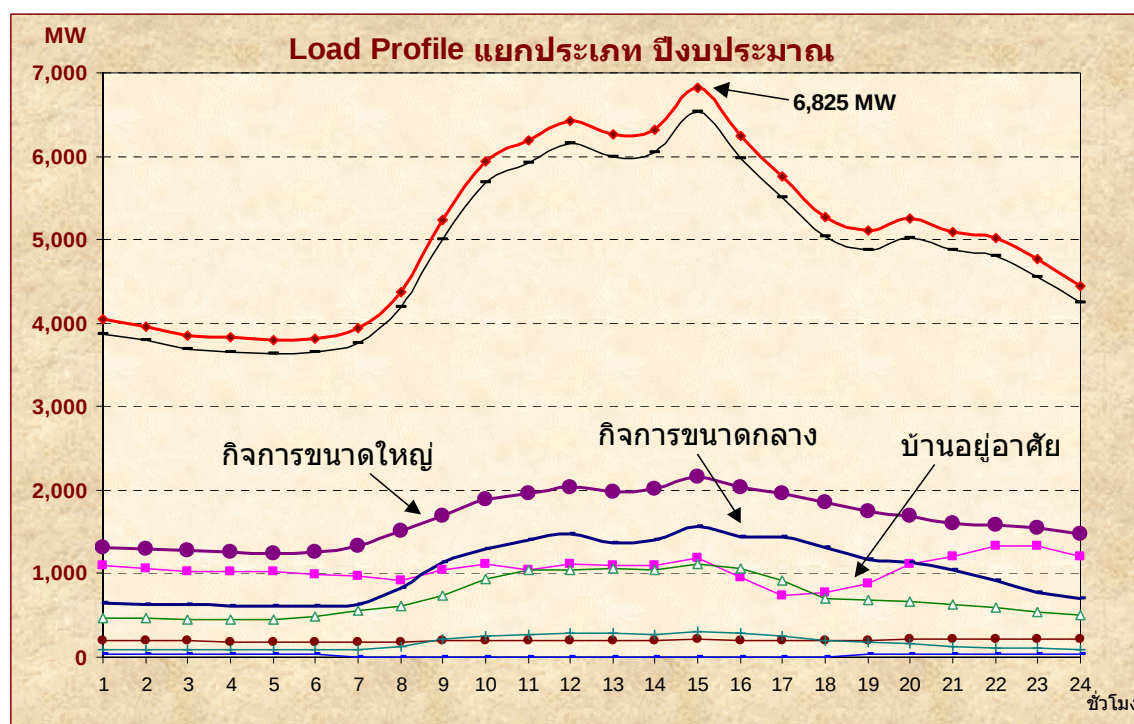
ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าครั้งนี้ ได้คำนึงถึงนโยบายของรัฐที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้า ทั้งยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ 1 : พลังงานเพื่อการแข่งขัน และแผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงาน ของประเทศ ในช่วงปี พ.ศ. 2547-2554 ซึ่งถูกพิจารณาในแบบจำลองเรียบร้อยแล้ว จึงไม่นำผลที่ คาดว่าจะลดลงได้จากนโยบายดังกล่าวมาหักออกโดยตรง



รูปที่ 3.6 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) โดยรวมของประเทศ



รูปที่ 3.7 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) แยกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน.



รูปที่ 3.8 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) โดยรวมของ กฟน.

การพยากรณ์จะจัดทำเป็น 3 กรณีคือ

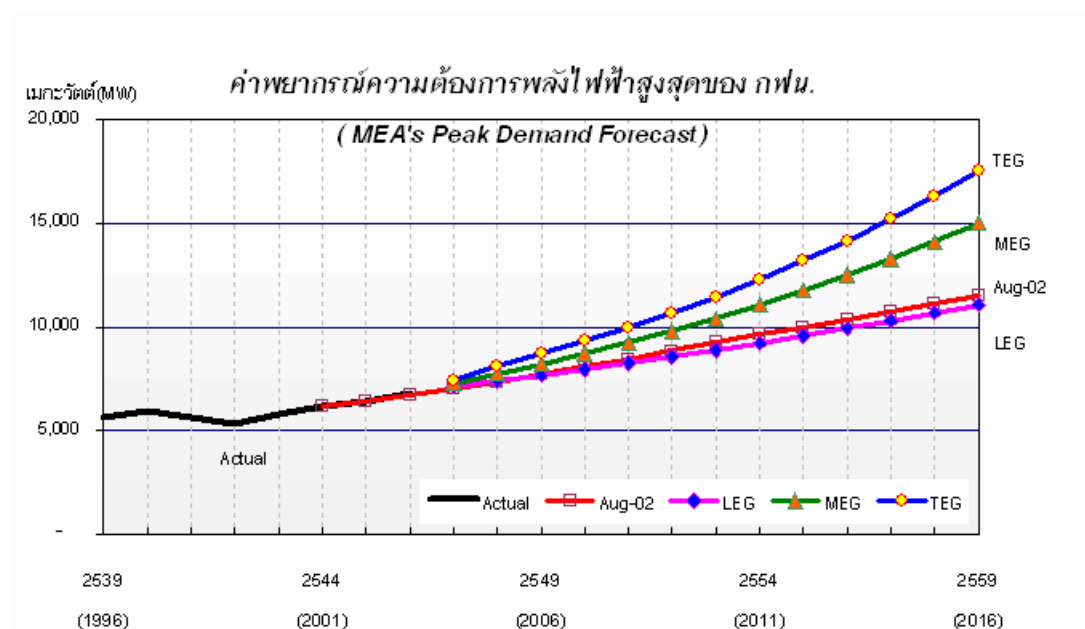
1. กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth: MEG)
2. กรณีเศรษฐกิจขยายตัวช้า (Low Economic Growth: LEG)
3. กรณีเศรษฐกิจขยายตัวตามเป้าหมาย (Target Economic Growth: TEG)

การกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานของประเทศด้วยการลดสัดส่วนอัตราเติบโตของการใช้พลังงานต่ออัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ (GDP) จาก 1.4 : 1 เป็น 1 : 1 ภายในปี พ.ศ. 2550 นั้น เมื่อนำเป้าหมายดังกล่าวมาใช้กับพลังงานด้านไฟฟ้าอาจเป็นไปได้ยาก เนื่องจากการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีในกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรม หรืออาจต้องมีการเปลี่ยนโครงสร้างอุตสาหกรรมจากการผลิตสินค้าที่ใช้ไฟฟ้ามาก เช่น เหล็ก ปูนซีเมนต์ เป็นต้น ไปเป็นการผลิตสินค้าที่ใช้ไฟฟ้าน้อยแต่ให้มูลค่าเพิ่มมากขึ้น เช่น การผลิตชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์ การให้บริการด้านต่างๆ ได้แก่ การท่องเที่ยว การบริการด้านความงาม การรักษาพยาบาล เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าครั้งนี้ได้ลดสัดส่วนอัตราเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้าให้เหลือ 1:1 ได้ภายในปี พ.ศ.2554 ส่วนแผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงานของประเทศ ซึ่งคาดว่าจะสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมและบ้านอยู่อาศัยในปี 2554 ได้ 10,604 ล้านหน่วย ได้รวมอยู่ในแบบจำลองแล้ว ดังนั้นค่าพยากรณ์ฯ ชุดนี้จึงมีความสอดคล้องกับนโยบายของรัฐที่มีผลต่อการใช้ไฟฟ้าด้วยแล้ว

ในอดีต คณะอนุกรรมการฯ ทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเป็นปีงบประมาณ เพื่อให้การจัดทำแผนการลงทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งซึ่งเป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจมีความสอดคล้องกับการจัดทำแผนงบประมาณของแผ่นดิน แต่เนื่องจากการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งได้จัดทำแผนการลงทุนและระบบบัญชีการรอบปีงบประมาณเป็นรอบปีปฏิทิน ดังนั้น คณะอนุกรรมการฯ จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้เป็นปีปฏิทินเพื่อให้สอดคล้องกัน และจากข้อมูลการประมาณการภาวะเศรษฐกิจซึ่งเป็นข้อมูลพื้นฐานหลักในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้จัดทำเป็น 3 กรณี ดังนั้น คณะอนุกรรมการฯ ได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามข้อมูลพื้นฐานหลักดังกล่าวเป็น 3 กรณี คือ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth: MEG) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวช้า (Low Economic Growth: LEG) และ กรณีเศรษฐกิจขยายตัวตามเป้าหมาย (Target Economic Growth: TEG) โดยแต่ละกรณีประกอบด้วยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand Forecast) และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand Forecast) ของการไฟฟ้านครหลวง สรุปได้ดังนี้

3.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ค่า Peak Demand เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9(2549) 10(2554) และ 11(2559) กรณี LEG เท่ากับ 7,693 9,248 และ 11,080 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (ตารางที่ 3.4) กรณี MEG เท่ากับ 8,240 11,085 และ 15,029 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (ตารางที่ 3.5) และกรณี TEG เท่ากับ 8,737 12,314 และ 17,567 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (ตารางที่ 3.6)

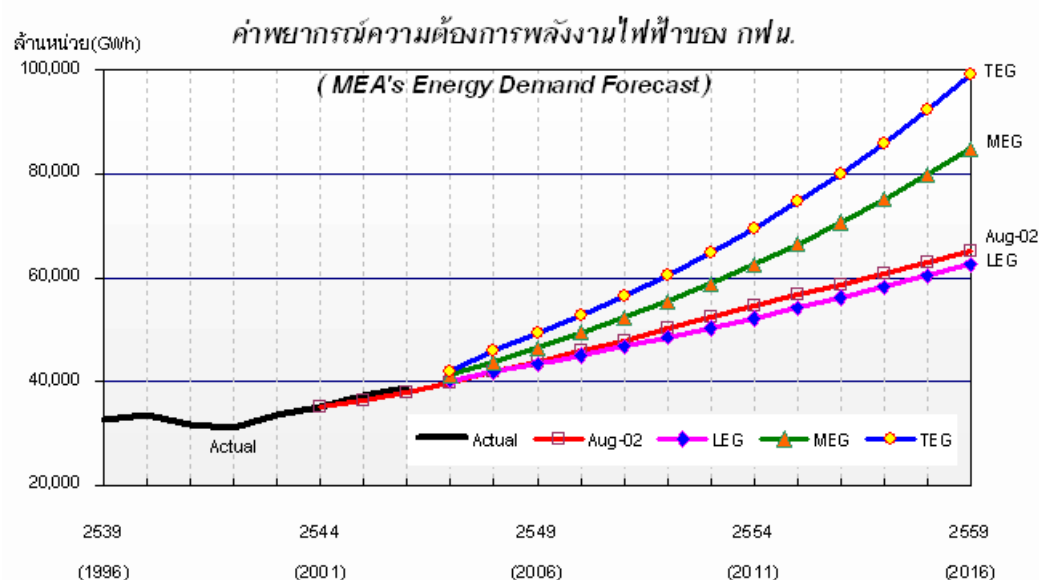


รูปที่ 3.9 กราฟแสดงความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟน.

ตารางที่ 3.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟน.เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9, 10 และ 11

Case	The 9 th Plan			The 10 th Plan			The 11 th Plan		
	MW	Average Annual Growth		MW	Average Annual Growth		MW	Average Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Aug-02	7,748	304	4.46	9,652	381	4.49	11,528	375	3.62
Jan-04(LEG)	7,693	293	4.31	9,248	311	3.75	11,080	366	3.68
Jan-04(MEG)	8,240	402	5.76	11,085	569	6.11	15,029	789	6.28
Jan-04(TEG)	8,737	502	7.00	12,314	715	7.10	17,567	1,051	7.36

ค่า Energy Demand เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 10 และ 11 กรณี LEG เท่ากับ 43,485 52,256 และ 62,582 ล้านหน่วย ตามลำดับ (ตารางที่ 3.4) กรณี MEG เท่ากับ 46,571 62,634 และ 84,882 ล้านหน่วย ตามลำดับ (ตารางที่ 3.5) และกรณี TEG เท่ากับ 49,382 69,580 และ 99,208 ล้านหน่วย ตามลำดับ (ตารางที่ 3.6)



รูปที่ 3.10 กราฟแสดงความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน.

ตารางที่ 3.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน.เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9, 10 และ 11

Case	The 9 th Plan			The 10 th Plan			The 11 th Plan		
	MW	Average Annual Growth		MW	Average Annual Growth		MW	Average Annual Growth	
		MW	%		MW	%		MW	%
Aug-02	43,904	1,715	4.44	54,682	2,156	4.49	65,287	2,121	3.61
Jan-04(LEG)	43,485	1,632	4.25	52,256	1,754	3.74	62,582	2,065	3.67
Jan-04(MEG)	46,571	2,250	5.68	62,634	3,213	6.11	84,882	4,450	6.27
Jan-04(TEG)	49,382	2,812	6.93	69,580	4,039	7.10	99,208	5,926	7.35

ตารางที่ 3.4 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟน.กรณีเศรษฐกิจขยายตัวช้า

(Low Economic Growth Case: LEG)

Year	Peak			Energy			Load
	MW	Increase		GWh	Increase		Factor
		GWh	%		GWh	%	%
Actual							
1997 (2540)	5,938.50	302	5.36	33,633.96	844.62	2.58	64.65
1998 (2541)	5,657.20	-281.3	-4.74	31,740.76	-1,893.20	-5.63	64.05
1999 (2542)	5,356.82	-300.38	-5.31	31,140.53	-600.23	-1.89	66.36
2000 (2543)	5,799.70	442.88	8.27	33,669.96	2,529.43	8.12	66.09
2001 (2544)	6,228.58	428.88	7.39	35,322.80	1,652.84	4.91	64.74
2002 (2545)	6,418.08	189.5	3.04	37,258.81	1,936.01	5.48	66.27
2003 (2546)	6,825.04	406.96	6.34	38,873.65	1,614.84	4.33	65.02
Forecast							
2004 (2547)	7,130.00	304.96	4.47	40,306.00	1,432.35	3.68	4.53
2005 (2548)	7,412.00	282	3.96	41,903.00	1,597.00	3.96	64.54
2006 (2549)	7,693.00	281	3.79	43,485.00	1,582.00	3.78	64.53
2007 (2550)	7,980.00	287	3.73	45,103.00	1,618.00	3.72	64.52
2008 (2551)	8,281.00	301	3.77	46,802.00	1,699.00	3.77	64.52
2009 (2552)	8,592.00	311	3.76	48,551.00	1,749.00	3.74	64.51
2010 (2553)	8,905.00	313	3.64	50,328.00	1,777.00	3.66	64.52
2011 (2554)	9,248.00	343	3.85	52,256.00	1,928.00	3.83	64.5
2012 (2555)	9,598.00	350	3.78	54,216.00	1,960.00	3.75	64.48
2013 (2556)	9,952.00	354	3.69	56,222.00	2,006.00	3.7	64.49
2014 (2557)	10,321.00	369	3.71	58,301.00	2,079.00	3.7	64.48
2015 (2558)	10,698.00	377	3.65	60,425.00	2,124.00	3.64	64.48
2016 (2559)	11,080.00	382	3.57	62,582.00	2,157.00	3.57	64.48
Average Growth							
The 9 th Plan	-	292.88	4.31	-	1,632.44	4.25	-
The 10 th Plan	-	311	3.75	-	1,754.20	3.74	-
The 11 th Plan	-	366.4	3.68	-	2,065.20	3.67	-

ตารางที่ 3.5 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟน.กรณีเศรษฐกิจ
ขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth Case: MEG)

Year	Peak			Energy			Load
	MW	Increase		GWh	Increase		Factor
		MW	%		GWh	%	%
Actual							
1997 (2540)	5,938.50	302	5.36	33,633.96	844.62	2.58	64.65
1998 (2541)	5,657.20	-281.3	-4.74	31,740.76	-1,893.20	-5.63	64.05
1999 (2542)	5,356.82	-300.38	-5.31	31,140.53	-600.23	-1.89	66.36
2000 (2543)	5,799.70	442.88	8.27	33,669.96	2,529.43	8.12	66.09
2001 (2544)	6,228.58	428.88	7.39	35,322.80	1,652.84	4.91	64.74
2002 (2545)	6,418.08	189.5	3.04	37,258.81	1,936.01	5.48	66.27
2003 (2546)	6,825.04	406.96	6.34	38,873.65	1,614.84	4.33	65.02
Forecast							
2004 (2547)	7,296.00	470.96	6.9	41,239.00	2,365.35	6.08	64.52
2005 (2548)	7,758.00	462	6.33	43,850.00	2,611.00	6.33	64.52
2006 (2549)	8,240.00	482	6.21	46,571.00	2,721.00	6.21	64.52
2007 (2550)	8,752.00	512	6.21	49,469.00	2,898.00	6.22	64.52
2008 (2551)	9,272.00	520	5.94	52,404.00	2,935.00	5.93	64.52
2009 (2552)	9,834.00	562	6.06	55,575.00	3,171.00	6.05	64.51
2010 (2553)	10,436.00	602	6.12	58,980.00	3,405.00	6.13	64.52
2011 (2554)	11,085.00	649	6.22	62,634.00	3,654.00	6.2	64.5
2012 (2555)	11,785.00	700	6.31	66,576.00	3,942.00	6.29	64.49
2013 (2556)	12,525.00	740	6.28	70,756.00	4,180.00	6.28	64.49
2014 (2557)	13,309.00	784	6.26	75,173.00	4,417.00	6.24	64.48
2015 (2558)	14,144.00	835	6.27	79,891.00	4,718.00	6.28	64.48
2016 (2559)	15,029.00	885	6.26	84,882.00	4,991.00	6.25	64.47
Average Growth							
The 9 th Plan	-	402.28	5.76	-	2,249.64	5.68	-
The 10 th Plan	-	569	6.11	-	3,212.60	6.11	-
The 11 th Plan	-	788.8	6.28	-	4,449.60	6.27	-

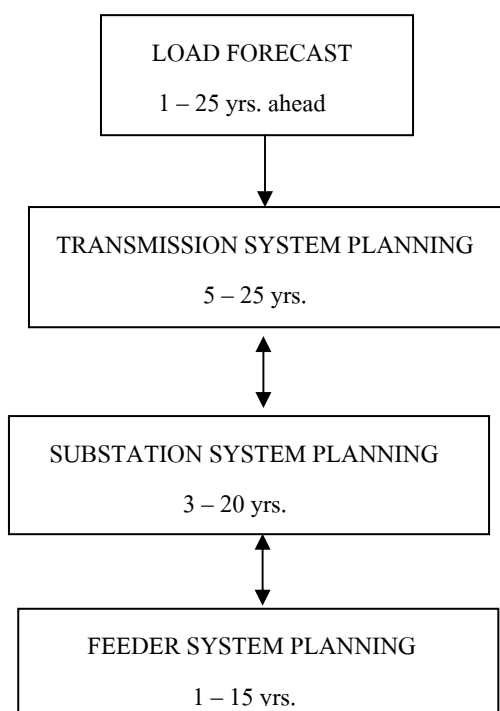
ตารางที่ 3.6 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของ กฟน.กรณีเศรษฐกิจขยายตัว
ตามเป้าหมาย (Target Economic Growth Case: TEG)

Year	Peak			Energy			Load
	MW	Increase		GWh	Increase		Factor
		MW	%		GWh	%	%
Actual							
1997 (2540)	5,938.50	302	5.36	33,633.96	844.62	2.58	64.65
1998 (2541)	5,657.20	-281.3	-4.74	31,740.76	-1,893.20	-5.63	64.05
1999 (2542)	5,356.82	-300.38	-5.31	31,140.53	-600.23	-1.89	66.36
2000 (2543)	5,799.70	442.88	8.27	33,669.96	2,529.43	8.12	66.09
2001 (2544)	6,228.58	428.88	7.39	35,322.80	1,652.84	4.91	64.74
2002 (2545)	6,418.08	189.5	3.04	37,258.81	1,936.01	5.48	66.27
2003 (2546)	6,825.04	406.96	6.34	38,873.65	1,614.84	4.33	65.02
Forecast							
2004 (2547)	7,417.00	591.96	8.67	41,931.00	3,057.35	7.86	64.54
2005 (2548)	8,125.00	708	9.55	45,930.00	3,999.00	9.54	64.53
2006 (2549)	8,737.00	612	7.53	49,382.00	3,452.00	7.52	64.52
2007 (2550)	9,362.00	625	7.15	52,914.00	3,532.00	7.15	64.52
2008 (2551)	10,011.00	649	6.93	56,581.00	3,667.00	6.93	64.52
2009 (2552)	10,714.00	703	7.02	60,550.00	3,969.00	7.01	64.51
2010 (2553)	11,482.00	768	7.17	64,888.00	4,338.00	7.16	64.51
2011 (2554)	12,314.00	832	7.25	69,580.00	4,692.00	7.23	64.5
2012 (2555)	13,217.00	903	7.33	74,667.00	5,087.00	7.31	64.49
2013 (2556)	14,189.00	972	7.35	80,155.00	5,488.00	7.35	64.49
2014 (2557)	15,232.00	1,043.00	7.35	86,036.00	5,881.00	7.34	64.48
2015 (2558)	16,358.00	1,126.00	7.39	92,390.00	6,354.00	7.39	64.47
2016 (2559)	17,567.00	1,209.00	7.39	99,208.00	6,818.00	7.38	64.47
Average Growth							
The 9 th Plan	-	501.68	7	-	2,811.84	6.93	-
The 10 th Plan	-	715.4	7.1	-	4,039.60	7.1	-
The 11 th Plan	-	1,050.60	7.36	-	5,925.60	7.35	-

3.3 การวางแผนส่งจ่ายพลังไฟฟ้า (Transmission & Distribution Planning)[4]

การวางแผนส่งจ่ายพลังไฟฟ้า จุดมุ่งหมายก็คือ เพื่อที่จะกำหนดการสร้างและการขยายระบบสาธารณูปโภคเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงทางด้านเศรษฐศาสตร์และความเชื่อถือได้ของระบบ การวางแผนในลักษณะนี้ เกี่ยวข้องกับการกำหนดขนาด ตำแหน่ง ความสัมพันธ์ร่วมกันของระบบ และเวลาในอนาคตที่จะมีการจัดการในเรื่องของสายส่ง สถานีไฟฟ้าย่อย และระบบส่งจ่ายไฟฟ้าอื่น ๆ

จากรูปที่ 3.11 เป็นกระบวนการของการวางแผนส่งจ่ายพลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยการพยากรณ์ความต้องการใช้พลังไฟฟ้า การวางแผนก่อสร้างระบบส่ง การวางแผนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย และการวางแผนระบบสายป้อน แต่ละกระบวนการจะมีผลเกี่ยวเนื่องกัน และองค์ประกอบที่สำคัญที่สุดก็คือ กระบวนการพยากรณ์ความต้องการใช้พลังไฟฟ้า (Load Forecast) ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต กล่าวคือ ถ้าการพยากรณ์ผิดพลาดย่อมส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในอนาคต และอาจทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดความเสียหายได้



รูปที่ 3.11 กระบวนการวางแผนส่งจ่ายพลังไฟฟ้า

3.3.1 ระยะเวลาของการวางแผน

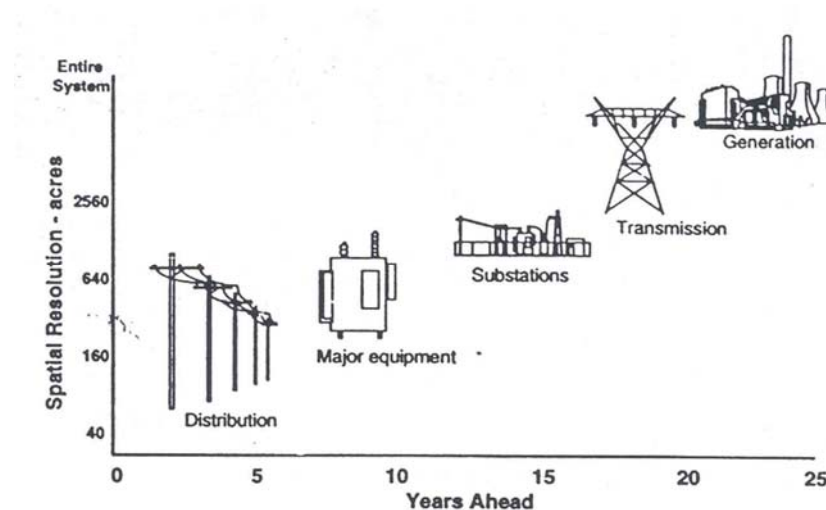
3.3.1.1 การพยากรณ์และการวางแผนในระยะสั้น

เป็นการวางแผนที่ครอบคลุมอย่างน้อยที่สุดในช่วงเวลารอคอยช่วงหนึ่ง คือระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้พลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลารอคอยนั้นได้ โดยไม่จำเป็นต้องมีการเพิ่ม หรือเปลี่ยนแปลงระบบจนกระทั่งเวลารอคอยนั้นมาถึง เช่น แผนการก่อสร้างสถานี

ไฟฟ้าย่อย โดยใช้เวลาในการสร้าง 5 ปี นั่นคือ ระบบไฟฟ้าจะต้องสามารถรองรับความต้องการใช้พลังไฟฟ้าอย่างน้อยที่สุดในระยะเวลา 5 ปี โดยไม่จำเป็นที่จะต้องมีการเพิ่มขึ้น หรือเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าแต่อย่างใด

3.3.1.2 การพยากรณ์และการวางแผนในระยะยาว

เป็นการวางแผนที่มองไปไกลกว่าเวลารอคอย โดยคำนึงถึงทางด้านเศรษฐศาสตร์ หรือการลงทุนที่คุ้มค่า ภายใต้เงื่อนไขนี้เองสถานีไฟฟ้าย่อยที่ผู้สร้างวางแผนการก่อสร้างภายในระยะเวลา 5 ปีข้างหน้า เมื่อการเจริญเติบโตยังคงดำเนินการไปเรื่อย ๆ อาจต้องมีการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในอีกไม่กี่ปีถัดไป ซึ่งก่อให้เกิดต้นทุนสูงมาก แผนการสร้างอาจกำหนดให้มีกำลังการผลิตเป็นปริมาณมากตั้งแต่แรกเริ่ม หรือสร้างเพื่อให้สามารถขยายกำลังการผลิตเป็นปริมาณมาก ตั้งแต่แรกเริ่มหรือสร้างเพื่อให้สามารถขยายกำลังการผลิต โดยต้นทุนที่ต่ำที่สุด นอกจากนี้การที่เราสามารถคาดการณ์ถึงพื้นที่ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้า ยังคงมีต่อไปเรื่อย ๆ ย่อมจะเป็นประโยชน์ในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ในพื้นที่ที่สามารถรองรับความต้องการในระยะยาว เพราะการสร้างในบริเวณดังกล่าวนี้ย่อมสามารถสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวได้ดีกว่า ทั้งยังเป็นการประหยัดต้นทุนในการก่อสร้างอีกด้วย



รูปที่ 3.12 ช่วงเวลาที่ต้องคำนึงถึงในการสร้างหรือติดตั้งอุปกรณ์ทางระบบไฟฟ้ากำลัง

แผนการระยะยาวนี้สามารถบ่งบอกประสิทธิผลของแผนการระยะสั้นได้ พิจารณาแผนการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในระยะเวลา 5 ปีข้างหน้า แผนการระยะยาวนี้จะเป็นตัวกำหนดในเรื่องของการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมในภายหลัง เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการไฟฟ้า หรือถ้าพิจารณาแล้วแผนการระยะสั้นสามารถรองรับความต้องการทั้งหมดได้ก็ไม่ต้องสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขนาดใหญ่เกินความจำเป็น ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าแผนการระยะยาวนี้เป็นการบ่งบอกถึง

ปริมาณความต้องการว่าต้องการมากน้อยเพียงใด แทนที่จะเป็นการบ่งบอกว่าต้องการเมื่อใด เช่นเดียวกับแผนการระยะสั้น

3.4 แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง [21]

จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ ฉบับเดือนมกราคม 2547 ซึ่งได้ปรับปรุงให้สอดคล้องกับสถานะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไป การไฟฟ้านครหลวงจึงได้นำค่าพยากรณ์ฯ ในเขตพื้นที่ให้บริการของการไฟฟ้านครหลวงซึ่งประกอบไปด้วย กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ มาจัดทำแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง เพื่อให้บริการความต้องการไฟฟ้าที่เพียงพอ และระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ แผนงานต่างๆ ที่ดำเนินงานตามแผนปรับปรุงฯ ดังกล่าว นอกจากจะต้องคำนึงถึงความสามารถในการให้บริการได้อย่างเพียงพอ มีคุณภาพ และความเชื่อถือได้ ตามมาตรฐานที่กำหนดแล้ว ยังได้เน้นถึงการลงทุนที่มีประสิทธิภาพด้วย โดยพิจารณาทางเลือกในการลงทุนของแต่ละแผนงานอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด กล่าวคือ ในแต่ละแผนงานจะต้องเลือกทางเลือกที่สามารถดำเนินการตามสภาพความเป็นจริงในพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวงให้มีคุณภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตามมาตรฐานที่กำหนดด้วยค่าใช้จ่ายที่ต่ำที่สุด (Least Cost)

หลักเกณฑ์ที่จะพิจารณาในการวางแผนมีหลายด้าน ประกอบด้วยหลายแผนงาน แต่แผนงานที่จะนำมาใช้ในการพิจารณาร่วมกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จะประกอบด้วยแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย ควบคู่ไปกับแผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า โดยมีการศึกษาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมศาสตร์และการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อพิจารณาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุด

ในปัจจุบัน กฟน. ได้จัดหาและจำหน่ายพลังไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ รวม 3,912 ตารางกิโลเมตร ระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของ กฟน. สามารถให้บริการครอบคลุมพื้นที่จำหน่ายร้อยละ 100 โดยมีขนาดก่อสร้าง / ติดตั้ง ณ สิ้นปี 2547 ดังนี้

- สถานีต้นทาง 17 แห่ง	14,450 MVA
- สถานีย่อย 132 แห่ง	14,005 MVA
- สายส่งพลังไฟฟ้า	1,317 วงจร – กม.
- สายป้อน	13,471 วงจร – กม.

ปัจจุบัน กฟน. ได้ดำเนินการตามแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 9 (ฉบับปรับปรุง) ปีงบประมาณ 2547 – 2550 โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนมกราคม 2547 ซึ่งคาดว่าความ

ต้องการพลังไฟฟ้าในเขตบริการของ กฟน. จะเพิ่มขึ้นประมาณ 1,927 เมกะวัตต์ หรือมีอัตราเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 6.42 ต่อปี

กฟน. จำเป็นต้องจัดหาแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าในอนาคตที่มากกว่า 5 ปีขึ้นไป ซึ่งเรียกว่า แผนฯ ระยะยาว เพื่อกำหนดกรอบ แผนงาน โครงการต่าง ๆ รวมทั้ง แนวโน้มและทิศทางระบบไฟฟ้าในอนาคต และจะเป็นแนวทางสำหรับการจัดหาแผนฯ ระยะสั้นต่อไป

ในการจัดทำแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าระยะยาว ฉบับที่ 10 (ปี 2551 – 2554) และฉบับที่ 11 (ปี 2555 – 2559) ได้ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนมกราคม 2547 เป็นข้อมูลในการจัดทำแผน โดย ณ สิ้นแผนฯ ฉบับที่ 9 มีขนาดก่อสร้าง / ติดตั้ง ดังนี้

- สถานีต้นทาง 19 แห่ง 16,850 MVA
- สถานีย่อย 148 แห่ง 17,405 MVA
- สายส่งพลังไฟฟ้า 1,576 วงจร – กม.
- สายป้อน 15,203 วงจร – กม.

โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการพลังไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในช่วงแผนฯ ฉบับที่ 10 (ปี 2551 – 2554) และแผนฯ ฉบับที่ 11 (ปี 2555 – 2559) อย่างเพียงพอทันตามความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าและมีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพียงพอ

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนมกราคม 2547 โดยแยกเป็น 3 กรณี คือ กรณีเศรษฐกิจเติบโตตามเป้าหมาย (TEG) กรณีเศรษฐกิจเติบโตปานกลาง (MEG) และกรณีเศรษฐกิจเติบโตช้า (LEG)

โดยในช่วงแผนฯ ฉบับที่ 10 (ปี 2551 – 2554) และแผนฯ ฉบับที่ 11 (ปี 2555 – 2559) ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า กรณี TEG, MEG และ LEG ของแผนฯ ฉบับที่ 10 เพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละเท่ากับ 7.10 , 6.11 และ 3.75 ตามลำดับ และกรณี TEG, MEG และ LEG ของแผนฯ ฉบับที่ 11 เพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละเท่ากับ 7.36 , 6.28 และ 3.68 ตามลำดับ

กฟน. ได้จัดทำแผนฯ โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนมกราคม 2547 กรณีเศรษฐกิจเติบโตปานกลาง (MEG) เป็นกรณีฐาน (Base Case) สรุปได้ดังตารางที่ 3.7 และรายละเอียดจากตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.7 สรุปค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณี MEG

ค่าความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นของแผนฯฉบับที่ 10		
ค่าพยากรณ์	ส่วนเพิ่ม	อัตราการเพิ่มร้อยละต่อปี
ความต้องการไฟฟ้า(MW)	2,845	6.11
หน่วยซื้อ (ล้านหน่วย)	16,063	6.11
หน่วยขาย (ล้านหน่วย)	15,372	6.11
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)	364,701	2.65
ค่าความสูญเสีย(ล้านหน่วย)	691	-
ค่าความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นของแผนฯฉบับที่ 11		
ค่าพยากรณ์	ส่วนเพิ่ม	อัตราการเพิ่มร้อยละต่อปี
ความต้องการไฟฟ้า(MW)	3,944	6.28
หน่วยซื้อ (ล้านหน่วย)	22,247	6.27
หน่วยขาย (ล้านหน่วย)	21,291	6.27
จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)	362,871	2.33
ค่าความสูญเสีย(ล้านหน่วย)	956	-

สรุปเป็นเป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อยในแผนฯ ฉบับที่ 10 และฉบับที่ 11 ได้ดังนี้

แผนฯ ฉบับที่ 10

- ก่อสร้างสถานีต้นทาง 2 แห่ง รวม 1,200 MVA
- เพิ่มขนาดสถานีต้นทาง 5 แห่ง รวม 1,500 MVA
- ก่อสร้างสถานีย่อย 32 แห่ง รวม 3,760 MVA
- เพิ่มขนาดสถานีย่อย 8 แห่ง รวม 380 MVA

แผนฯ ฉบับที่ 11

- ก่อสร้างสถานีต้นทาง 2 แห่ง รวม 1,500 MVA
- เพิ่มขนาดสถานีต้นทาง 6 แห่ง รวม 2,700 MVA
- ก่อสร้างสถานีย่อย 54 แห่ง รวม 6,480 MVA
- เพิ่มขนาดสถานีย่อย 6 แห่ง รวม 300 MVA

ดังแสดงในตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	<u>ก่อสร้างสถานีต้นทาง</u>			
	คลองนา	230-115	2x300	
	พัฒนาการ	230-115	2x300	
	นิมิตรใหม่	230-115		2x300
	ตลิ่งชัน	230-115		2x300
	รวมก่อสร้างใหม่		1200	1500
	<u>เพิ่มขนาดสถานีต้นทาง</u>			
	ไทรน้อย	230-115	1x300	
	แจ้งวัฒนะ	230-115	1x300	1x300
	รัชดาภิเษก	230-115	1x300	
	วิภาวดี	230-115	1x300	
	คลองด่าน	230-115	1x300	1x300
	ซิดลม	230-115		2x300
	บางพลี	230-115		1x300
	คลองนา	230-115		2x300
	พัฒนาการ	230-115		2x300
	รวมเพิ่มขนาด		1500	2700
	รวมทั้งหมด		2700	4200
	<u>ก่อสร้างสถานีย่อย</u>			
	หัวลำโพง	69-12	2x40	
	คลองกระเทียม	115-24	2x60	
	คลองบึงใหญ่	115-24	2x60	
	บึงกุ่ม	115-24	2x60	
	เตาปูน	115-12/24	2x60	
	เทเวศร์	115-24	2x60	
	คลองบางพรหม	115-24	2x60	

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	อรุณอัมรินทร์	69-24	2x40	
	ลานนาบุญ	115-24	2x60	
	คลองประปา	115-24	2x60	
	พลับพลา	115-24	2x60	
	วังหิน	115-24	2x60	
	คลองแขก	115-12/24	2x60	
	ทุ่งครุ	115-12	2x60	
	คลองท่าเกวียน	115-12	2x60	
	คลองร้อย	115-24	2x60	
	คลองขุดใหม่	115-24	2x60	
	หนามแดง	115-24	2x60	
	รัตนธิเบศร์	115-24	2x60	
	บางคูวัด	115-24	2x60	
	กล้วยน้ำไท	115-24	2x60	
	บางรัก	115-24	2x60	
	ลาซาล	115-24	2x60	
	บางนาใน	115-24	2x60	
	บางจาก	115-24	2x60	
	วัดตะกล้า	115-24	2x60	
	จระเข้ใหญ่	115-24	2x60	
	ประเวศ	115-24	2x60	
	บางขุนเทียน	115-12	2x60	
	คลองขวาง	69-24	2x60	
	ลำผักชี	115-24	2x60	
	สายไหม	115-24	2x60	
	ลาดบัวขาว	115-24		2x60
	ปากบึง	115-24		2x60

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	เลียบวาริ	115-24		2x60
	คลองลำเจียก	115-24		2x60
	นิมิตรใหม่	115-24		2x60
	พระราม 9	115-24		2x60
	วิภาวดี	115-24		2x60
	วัดโตนด	115-24		2x60
	บางระมาด	115-24		2x60
	บางตลาด	115-24		2x60
	พงษ์เพชร	115-24		2x60
	กลางเกร็ด	115-24		2x60
	ทุ่งสีกัน	115-24		2x60
	สุขุมวิท	115-24		2x60
	ทองหล่อ	115-24		2x60
	คลองตัน	115-24		2x60
	มหาดไทย	115-24		2x60
	เพชรบุรี	115-24		2x60
	ปรีดี	115-24		2x60
	ท่าข้าม	115-24		2x60
	พุทธบูชา	115-24		2x60
	บางปะกอก	115-24		2x60
	คลองนา	115-24		2x60
	สมุทรปราการ	115-24		2x60
	ป่านวลี	115-24		2x60
	คลองโพ	115-24		2x60
	ลำโรงเหนือ	115-24		2x60
	คลองอาเสี	115-24		2x60
	มิตรอุดม	115-24		2x60

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	บางหัวเสือ	115-24		2x60
	บางภูมิ	115-24		2x60
	พระราม 5	115-24		2x60
	พุทธมณฑล	115-24		2x60
	บางกรวย	115-24		2x60
	บางใหญ่	115-24		2x60
	ราชดำริ	115-24		2x60
	เตรียมทหาร	115-24		2x60
	ประจักษ์	115-24		2x60
	สาธิตประดิษฐ์	115-24		2x60
	แม่น้ำ	115-24		2x60
	ต้นไทร	115-24		2x60
	รัตนโกสินทร์	115-24		2x60
	หนองจุก	115-24		2x60
	ศาลาลอย	115-24		2x60
	บางแก้ว	115-24		2x60
	บางพลีน้อย	115-24		2x60
	จอมทอง	115-24		2x60
	บางเขิน	115-24		2x60
	หนองใหญ่	115-24		2x60
	บางแวก	115-24		2x60
	ออเงิน	115-24		2x60
	บางบัว	115-24		2x60
	โชคชัย	115-24		2x60
	บางเขน	115-24		2x60
	รวมก่อสร้างใหม่		3760	6480

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	<u>เพิ่มขนาดสถานีย่อย</u>			
	สุวินทวงศ์	115-24	2x60 เป็น 3x60	
	สวนใหญ่	115-24	2x40 เป็น 3x40	
	พัฒนาการ	115-24	2x40 เป็น 3x40	
	ไทรน้อย	115-24	2x40 เป็น 3x40	
	ธนบุรีรัมย์	115-24	2x60 เป็น 3x60	
	กิ่งแก้ว	115-24	2x60 เป็น 3x60	
	ประชาชื่น	69-24	1x40+1x60 เป็น 2x60	
	ร่วมเกล้า	115-24	2x60 เป็น 3x60	
	แจ้งร้อน	69-24		2x40 เป็น 2x60
	รามอินทรา	115-24		2x60 เป็น 3x60
	รัชดาภิเษก	69-24		2x60 เป็น 3x60
	เพชรเกษม	69-24		2x40 เป็น 2x60
	คลองสนามชัย	115-24		2x60 เป็น 3x60

ตารางที่ 3.8 เป้าหมายแผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย(ต่อ)

หมายเลข โครงการ	รายการ	หน่วย (kV)	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละแผน (MVA)	
			แผนฯ ที่ 10 2551 - 2554	แผนฯ ที่ 11 2555 – 2559
	บางโคล่	69-24		2x40 เป็น 2x60
	รวมเพิ่มขนาด		380	300