



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การกำหนดแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เหมาะสม
เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย

โดย ดร. คณสันติ ดาวรุจน์ และคณะ

เดือนกรกฎาคม 2555



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การกำหนดแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เหมาะสม
เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย

Optimal Power Dispatch of Small Power Producers to Reduce Real Power Loss in
Distribution System

คณะผู้วิจัย

1. อ. ดร. คณสันต์ ค่าโรจน์
2. ดร. วัฒนະ ลิมปันธ์วงศ์
3. นายสมนึก เวียนวัฒนชัย
4. นายราชนทร์ บุญทัน

สังกัด

- คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
แผนกพัฒนาธุรกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

โครงการวิจัยนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงบประมาณ

ประจำปีงบประมาณ 2553

(ความเห็นในรายงานนี้เป็นของผู้วิจัย ม.อ. ไม่จำเป็นต้องเห็นด้วยเสมอไป)

กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้ทำวิจัยขอบคุณ คณะกรรมการสถาบันวิจัยแห่งชาติที่ได้ให้ทุนอุดหนุนงานวิจัยนี้ขึ้น สำเร็จลุล่วง นอกจากนั้นตัวกรรมการเองขอบคุณ ผู้ร่วมวิจัยทุกท่านรวมถึงเพื่อนร่วมงานทุกคนที่ช่วยทำให้บรรยายการทำงานมีความรื่นรมย์ ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ๒ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ที่ได้อนุเคราะห์ข้อมูลให้ดูเบื้องต้น รวมทั้งความร่วมมือและคำชี้แนะที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งจาก ดร. วัฒนา ลิมปันท์วงศ์ หัวหน้าแผนกพัฒนาธุรกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่

ขอขอบพระคุณครู อาจารย์ทุกท่านที่ประสิทธิ์ประศาสตร์วิชาความรู้ให้ประเมินจนกระทั้งสำเร็จการศึกษาอย่างทุกวันนี้ และขอให้พลังในการทำงานจะถูกต่อยอดกับตัวท่านทุกคน และสุดท้ายขอกราบขอบพระคุณ พ่อ และแม่ ที่เป็นกำลังใจให้ลูกสาวoma

คณสันติ ค่าโรจน์

สารบัญ

หน้า

บทที่ 1 โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชน	1
1.1 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน	1
1.2 นโยบายด้านพลังงานของกระทรวงพลังงาน	3
1.3 การดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์	8
1.4 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP	9
1.4.1 ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration	9
1.4.2 ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	10
1.5 มาตรฐานของระบบ SPP และการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า	11
1.5.1 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า	11
1.5.2 เงื่อนไขการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าและการหดเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษา	12
1.5.3 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	14
1.5.4 การไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	14
1.5.5 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้า	14
1.6 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP	16
1.6.1 ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration	16
1.4.2 ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	17
1.7 มาตรฐานของระบบ VSPP และการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า	18
1.7.1 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า	18
1.7.2 ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก	18
1.7.3 อัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก	19
1.7.4 ความเสียหายต่อระบบไฟฟ้า	20
1.8 การทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	20
1.9 เป้าหมายและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย	22
1.9.1 เป้าหมายและวัตถุประสงค์	22
1.9.2 ผลที่คาดว่าจะได้รับ	22
1.9.3 ขั้นตอนการวิจัยและแผนการดำเนินงาน	22
บทที่ 2 คุณสมบัติเชื้อเพลิงชีวนิรภัย	24
2.1 เชื้อเพลิงชีวนิรภัยในประเทศไทย	24

2.2 การใช้พลังงานชีวมวล	30
2.3 คุณสมบัติการเผาไหม้ชีวมวล	33
บทที่ 3 โรงไฟฟ้าชีวมวล	39
3.1 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน	39
3.2 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ	40
3.3 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ	44
3.3.1 หม้อต้มและเส้นทางการไหลก๊าซร้อน (Boiler and Flue Gas Flow Path)	44
3.3.2 ระบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine System)	56
3.3.3 หอกรั่นไอน้ำ (Steam Condenser)	62
3.3.4 อุปกรณ์รักษาสภาพสูญญากาศ (Vacuum Equipment)	63
3.3.5 หอผึ้งและระบบบัน้ำเย็น ไอลิเวียนบกัดับ (Cooling Tower and Circulating Water System)	63
3.3.6 ระบบนำน้ำจากหอกรั่นไปสู่หม้อต้มนำ (Condensate Feed-water System)	64
3.3.7 เครื่องไอลิเวียน (Deaerator)	64
3.3.8 ปั๊มอัดแรงดัน (Feed Pump)	66
3.4 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล	67
3.5 การควบคุมมลพิษ	68
บทที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซ	70
4.1 ประวัติเบื้องต้นของการใช้งานกังหันก๊าซ	70
4.2 หลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซ	73
4.3 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ	77
4.3.1 เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor)	79
4.3.2 ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)	81
4.3.3 เครื่องกังหัน (Turbines)	81
4.3.4 ใบกังหันก๊าซ (Gas Turbine Blade)	81
4.4 การบำรุงรักษาระบบกังหันก๊าซ	82
4.5 ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	82
4.6 เครื่องยนต์เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ	83
บทที่ 5 การให้ของกำลังไฟฟ้า ค่าดัชนีความไว และการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	86
5.1 การคำนวณการให้ของกำลังไฟฟ้า	86
5.2 ตัวประกอบความไวของกำลังสูญเสีย	89

5.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโกรนัส	94
5.4 การควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	94
5.5 พิกัดการจ่ายกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโกรนัส	96
บทที่ 6 การจัดการข้อมูลของระบบทดสอบ	98
6.1 ตัวແນ່ງການຕັດຕິມີເຕອຣົວດັບລັງຈາກໄຟຟ້າ	98
6.2 ກາຮບັນທຶກຂໍ້ອມູລໂຫລດໃນສາຍປ້ອນ	100
6.3 ພຸດທຽບຮູ້ໃຊ້ໄຟຟ້າທີ່ 7 ປະເທດ	101
6.4 ກາຮກະຈາຍໂຫລດຂອງໜ້ອແປລັງຈໍາຫານ່າຍ	104
6.5 ຮູບແບບການໃຊ້ພັດງານຂອງຮະບັບທົດສອບ	105
6.6 ຂໍ້ອມູລຂອງຮະບັບທົດສອບ	106
บทที่ 7 ຜົກຄາຮໍານວຍ	110
7.1 ຜົກຄາຮໍານວຍການໄຫລຂອງກຳລັງໄຟຟ້າໃນກຣລືໄໝ໌ມື ແລະ ນີ້ DG ຊາດ 7.5 MW	110
7.2 ກຳລັງການຜລິດໄຟຟ້າຂອງ DG ທີ່ມີຜົກຮະທບດ່ອພັດງານໄຟຟ້າສູງເສີຍຮວມ	112
7.2.1 ຜົກຮະທບດຂອງກຳລັງໄຟຟ້າຊື້ອ່າຍຕາມສັງຄູາດ່ອພັດງານໄຟຟ້າສູງເສີຍ	112
7.2.2 ກຳລັງໄຟຟ້າຊື້ອ່າຍຕາມສັງຄູາທີ່ເໝາະສົມ	113
7.2.3 ກາຮຄໍານວຍກຳລັງໄຟຟ້າຊື້ອ່າຍຕາມສັງຄູາທີ່ເໝາະສົມ	114
7.2.4 ອັດກອຣີການຄໍານວຍກຳລັງໄຟຟ້າຊື້ອ່າຍຕາມສັງຄູາທີ່ເໝາະສົມ	118
7.3 ກາຮຈ່າຍກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເໝາະສົມ	120
7.3.1 ປັບປຸງກາຮຈ່າຍກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເໝາະສົມ	120
7.3.2 ກາຮຄໍານວຍກາຮຈ່າຍກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເໝາະສົມ	121
บทที่ 8 ບົກສ୍ରູປແລະຂໍ້ອເສນອແນະ	132

ເອກສາຮ້າງອີງ

ກາຄົນວກ

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้เน้นศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัว ที่มีต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายอยู่สองประดิษฐ์หลัก ได้แก่ ผลกระทบของปริมาณไฟฟ้าที่ระบุในสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้า และผลกระทบจากปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ณ เวลาจริง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัวที่ใช้เชื้อเพลิงแบบชีวนิวต์ ที่มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยการอุบัติการวิจัยได้สร้างเป็นปัญหาการคำนวณหาค่าที่เหมาะสมและใช้วิธีการประมาณความสัมพันธ์ของกำลังการผลิตไฟฟ้ากับกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นฟังก์ชันควบครatic เพื่อแก้ปัญหาพบว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถแก้ปัญหาที่สร้างขึ้นได้อย่างดี โดยได้มีการทดสอบกับสายป้อนหมายเลข 8 ของสถานีไฟฟ้าย่อยอุบลราชธานี ซึ่งมีจำนวน 93 บัส และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ ณ บัสหมายเลข 42 และได้ใช้ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงที่มีการจัดการข้อมูลเบื้องต้นตามแนวทางการวิจัยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เคยทำไว้มาก่อน

จากการวิจัยพบว่า ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและแนวทางการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ณ เวลาจริง มีผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลงเหลือเพียง 18.734 เปอร์เซ็นต์ และ 14.296 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ เมื่อเทียบกับกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาด 7.5 MW

ถึงแม้ว่าในประเทศไทยยังไม่ได้มีกฎระเบียบรองรับเกี่ยวกับ ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่คำนึงถึงตำแหน่งที่ตั้งและกำลังไฟฟ้าที่จ่าย ณ เวลาจริง ที่ทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเปลี่ยนแปลงไป แต่ในระบบไฟฟ้าที่มีการแปรรูปไปแล้วผลกระทบจากตำแหน่งที่ตั้ง และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่มีการจ่าย ณ เวลาจริง จะต้องคิดรวมอยู่ในราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้า ณ เวลาหนึ่งซึ่งมีค่าตามกลไกตลาดซื้อขายไฟฟ้า อันเป็นการสะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริง ซึ่งในประเทศไทยจะต้องมีการวิจัยในเรื่องนี้กันอีกต่อไป

ABSTRACT

This research studies the impact of distributed generators to distribution power loss in two aspects i.e., the impact of firm contract capacity of distributed generators addressed in a power purchase agreement and the impact of the real time optimal power injected from biomass based distributed generator to distribution power loss. The research framework is formulated as optimization problems and solved by approximating relationship between distribution loss and the power supplied from distributed generator as a quadratic function with satisfied results. The data obtained from feeder No. 8 of Ubonratchathani substation, consisted of 93 buses with 7.5 MW distributed generator connected with bus No. 42, is adopted as a tested system. The daily load profile of this feeder is manipulated under suggestions stated in a load research project, which is a research studied in the Provincial Electricity Authority of Thailand.

The obtained results from the simulation revealed that the optimal firm contract capacity and the real time optimal dispatching power can reduce the distribution loss to 18.734 % and 14.296 % of the based case respectively.

Although there are no regulations to include incremental distribution loss impacted from distributed generator in electricity tariff. However in deregulated electric system, location and real time power dispatch of distributed generator is included in a spot pricing of electricity to reflect the truth cost of production of electricity under competitive environment. This requires for further research in Thailand.

บทที่ 1

โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชน

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงที่มาและรายละเอียดที่เกี่ยวข้อง ของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เนื้อหาสามารถแบ่งได้เป็นสามตอน โดยในตอนแรกจะได้กล่าวถึงโครงการรับซื้อไฟฟ้าและการดำเนินธุรกิจผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers; SPP) และรายเล็กมาก (Very Small Power Producers, VSPP) ในประเทศไทย ในส่วนที่สองจะได้กล่าวถึงผลกระทบจากผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งสองประเภท ในธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งในภาพรวมและในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการวิจัยเพื่อให้เข้าใจถึงความสำคัญและปัญหาที่เป็นประเด็นในการวิจัย ในส่วนสุดท้ายจะได้กล่าวถึงรายละเอียดเกี่ยวกับ เป้าหมาย วัตถุประสงค์ และผลที่คาดว่าจะได้รับ ในโครงการวิจัยนี้ โดยรายละเอียดในส่วนต่างๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

1.1 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

ในปัจจุบันเอกชนสามารถผลิตและขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าทั้งสามแห่งได้ ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 3 โครงการ ดังต่อไปนี้

○ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer; IPP) เป็นโครงการนำร่องที่เกิดขึ้นในยุครัฐบาลที่มีพลเอกชาติชาย ชูณะวงศ์ เป็นนายกรัฐมนตรี เพื่อเปรูปการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้เป็นรัฐวิสาหกิจ โดยเปิดโอกาสให้เอกชนสามารถผลิตไฟฟ้า และขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ การดำเนินการในระยะแรกระหว่างปี พ.ศ. 2539-2543 มีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งในโครงการ 1,750 เมกะวัตต์ ในระยะที่สองระหว่างปี พ.ศ. 2543-2546 มีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งในโครงการเพิ่มอีก 4,927.5 เมกะวัตต์ รวมเป็น 6,677.5 เมกะวัตต์ และในปี พ.ศ. 2550 ได้เปิดประมูลเพิ่มเติมโดยขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวมของผู้ได้รับการประมูลเป็น 4,400 เมกะวัตต์ ซึ่งขณะนี้กำลังอยู่ในระหว่างการดำเนินการก่อสร้างตามสัญญา กำลังไฟฟ้าที่สามารถเสนอขายในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระนี้จะมีขนาดตั้งแต่ 90 เมกะวัตต์เป็นต้นไป ทำให้มีความจำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ ได้แก่ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ในการผลิตไฟฟ้า

○ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers; SPP) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานเชื้อเพลิงอกรูปแบบ เช่น กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ต่าง ๆ รวมทั้งการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) โดยมีวัตถุประสงค์ เพื่อเป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า เกิดประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น และยังเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระการลงทุนของ

พลังงานหมุนเวียน โดย ณ เวลาเดียวกันได้กำหนดขนาดกำลังการผลิตและขายไฟฟ้า ไว้ไม่เกิน ๑ เมกะวัตต์ ในระยะแรกได้มอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นผู้รับผิดชอบโครงการ และต่อมา ในปี พ.ศ. ๒๕๔๙ ได้มีการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อใหม่ โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเมื่อวันที่ ๔ กันยายน พ.ศ. ๒๕๔๙ เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้าจาก จำกัดไม่เกิน ๑ เมกะวัตต์ เป็นไม่เกิน ๑๐ เมกะวัตต์ โดยแยกเป็นระเบียบสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และระเบียบสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานเชิงพาณิชย์ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน จังหวะทั้งถึงปัจจุบันยังคงมีการปรับปรุงระเบียบอย่างต่อเนื่องเพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ในปัจจุบัน ณ เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. ๒๕๕๓ การข้อเสนอรับซื้อไฟฟ้าภายใต้โครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากแสดงดังในตารางที่ ๑.๒

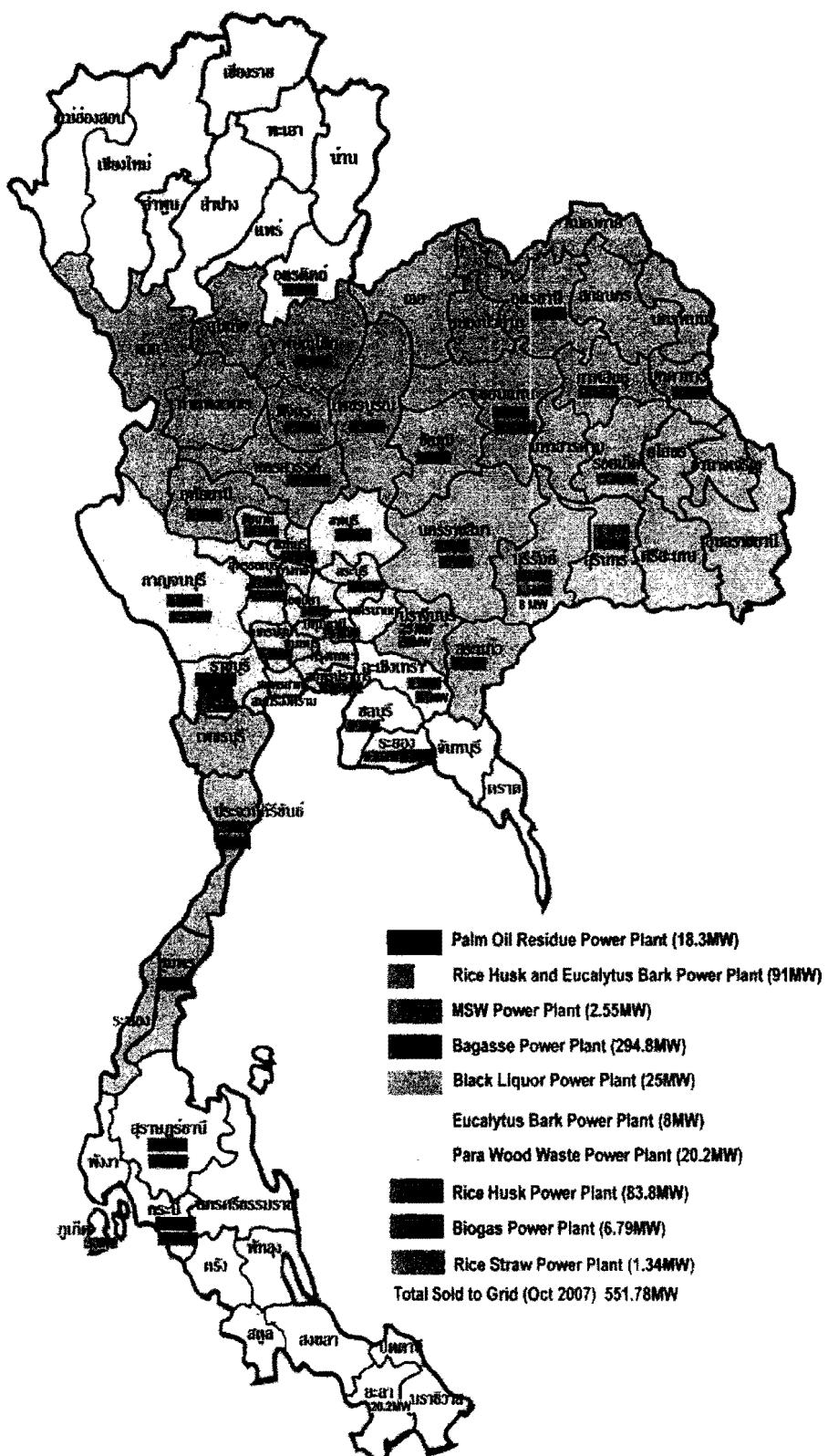
ดังจะเห็นได้ว่าทั้งโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและรายเล็กมาก เป็นโครงการที่ มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานภายในประเทศดีขึ้น โดยได้เปิดโอกาสให้เอกชนที่มีศักยภาพสามารถผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ อย่างไรก็ตามระเบียบข้อบังคับต่างๆ ก็จะต้องมีการปรับปรุงเพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ด้านพลังงานซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา โดยในปี พ.ศ. ๒๕๕๐ นายปิยสวัสดิ์ อัมรันนท์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ณ ขณะนี้ได้แจ้งสรุป การกิจของกระทรวงพลังงานที่จะต้องเร่งดำเนินการไว้ ๔ ด้านหลักด้วยกัน ดังนี้

๑.๒ นโยบายด้านพลังงานของกระทรวงพลังงาน

การดำเนินงานของกระทรวงพลังงานที่ผ่านมา มีลักษณะดำเนินงานควบคุมและกำกับดูแลนโยบายพลังงานหลักของรัฐบาลให้เกิดประสิทธิผล ดังจะเห็นได้จากมีการปรับปรุงระเบียบท่างๆ ที่เกี่ยวข้องอยู่เสมอ เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ด้านพลังงานซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา โดยในปี พ.ศ. ๒๕๕๐ นายปิยสวัสดิ์ อัมรันนท์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ณ ขณะนี้ได้แจ้งสรุป การกิจของกระทรวงพลังงานที่จะต้องเร่งดำเนินการไว้ ๔ ด้านหลักด้วยกัน ดังนี้

- นโยบายส่งเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน จะเร่งดำเนินการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan; PDP) จะจัดทำแนวทางเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ปัจจุบันได้ดำเนินการไปแล้ว) นอกจากนี้จะมีการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า เพื่อขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก รวม 4,000 เมกะวัตต์ และเตรียมออกสัมปทานปีต่อเรียบเพิ่มเติม อีก ๕ ราย ในบริเวณอ่าวไทย ๑ แปลง อันดามัน ๓ แปลง แหล่งน้ำ ๗ แปลง

- นโยบายส่งเสริมพัฒนาศักยภาพในรัฐน้ำ (NGV) ส่งเสริมก๊าซโซฮอล์ จัดทำโครงการสร้างราคาก๊าซโซฮอล์ ให้สอดคล้องกับมาตรฐานที่แท้จริงตามกลไกตลาด วางแผนระยะยาวกู้ภัยให้สามารถผลิตเอทานอลได้อย่างเสรี การส่งเสริมการผลิตไบโอดีเซลทั้งในระดับชุมชน และเชิงพาณิชย์ โดยปรับเปลี่ยนการผลิตไบโอดีเซล ให้สอดคล้องกับกำลังผลิตวัตถุดิบปาล์มในประเทศ และ การส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)



รูปที่ 1.1 ที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ในประเทศไทย (ภาพจาก <http://www.thailandindustrialtoday.com>)

○ นโยบายปรับปรุงโครงสร้างกิจการพลังงาน กระทรวงพลังงานจะเร่งดำเนินการปรับปรุงกฎหมายด้านพลังงานให้ทันสมัย โดยเน้นความเป็นธรรม มุ่งประโยชน์สาธารณะ โปร่งใส ประหยัดและมีประสิทธิภาพ โดยจะมีการออกกฎหมายใหม่ 1 ฉบับ ได้แก่ พ.ร.บ. ประกอบกิจการพลังงาน เพื่อใช้กำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และก้าวธรรมชาติ

○ นโยบายประหยัดและอนุรักษ์พลังงาน จะดำเนินการส่งเสริมการประหยัดงานอย่างเป็นรูปธรรม รวมทั้งสร้างจิตสำนึกรักษาพลังงานให้แก่ประชาชน ได้แก่ โครงการจัดทำแผนปฏิบัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในบ้านที่อยู่อาศัย ทบทวนและศึกษาสถานภาพการใช้พลังงานในภาคที่พักอาศัย ศึกษาและกำหนดมาตรฐานเพื่อแสดงประสิทธิภาพของการใช้พลังงานของอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า ชนิด จนวนและวัสดุก่อสร้าง 10 ชนิด

ในรัฐบาลยุคถัดมา พล.โทหภุช พุนภิรมย์ ลิปตพัลลภ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้มอบนโยบายในวาระที่เข้ารับตำแหน่งใหม่ เพื่อให้ข้าราชการกระทรวงพลังงานนำไปสู่การปฏิบัติไว้ 5 นโยบาย ได้แก่

○ การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ด้วยการจัดหาพลังงานให้พอเพียงต่อการพัฒนาของประเทศ โดยจะเร่งเพิ่มสัดส่วนการผลิตน้ำมันภายในประเทศ การจัดหาแหล่งพลังงานทดแทนทั้งในและต่างประเทศเพิ่มเติม เพื่อรักษาให้มีปริมาณสำรองก้าวอย่างน้อย 30 ปี โดยจะเดินหน้าเร่งรัดการเจรจาเพื่อนำไปสู่ข้อบุติเพื่อให้เกิดการพัฒนาในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา การจัดหาไฟฟ้า ให้มีการกระจายความเสี่ยงของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งจากก้าวธรรมชาติ ถ่านหินสะอาด พลังน้ำ และให้ความสำคัญกับ บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทน นอกจากนี้ยังได้มอบนโยบายให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รักษากำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ไม่น้อยกว่า 50% ของกำลังการผลิตรวมทั้งประเทศ และให้ยังคงนโยบายรักษาระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Capacity) ที่ 15% เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ สำหรับแนวทางการศึกษาโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์นั้น มีความจำเป็นต้องศึกษาต่อไปอย่างรอบคอบ และให้ความรู้แก่ประชาชนโดยละเอียดรอบด้าน และก่อนที่จะมีการตัดสินใจดำเนินการ ในเรื่องที่สำคัญและมีผลกระทบสูง ต้องมีการทำประชาพิจารณ์และยอมรับจากภาคประชาชน

○ ส่งเสริมให้มีการกำกับดูแลกิจการพลังงานให้มีราคาที่เป็นธรรม ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันรวมทั้งคุ้มครองด้านความปลอดภัยให้แก่ผู้บริโภค โดยได้ตั้งเป้าหมายที่จะทำให้ราคางานของไทยเหมาะสมกับสภาวะสังคม เศรษฐกิจ ทั้งค่าไฟฟ้า ราคาน้ำมัน และก้าวหุ้นต้ม โดยอยู่บนพื้นฐานที่ประชาชนได้รับประโยชน์สูงสุด และก่อให้เกิดการแข่งขันอย่างเป็นธรรม จะเน้นการคุ้มครองผู้บริโภค

โดยการให้ข้อมูลข่าวสารที่ถูกต้อง และผลักดันให้มีสำนักงานพัฒนาจังหวัดครบถ้วนทุกจังหวัด เพื่อเป็นหน่วยขับเคลื่อนนโยบายพัฒนาในระดับภูมิภาค นอกจากนี้ก็พร้อมให้การสนับสนุนการทำงานของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการ พัฒนา (Regulator) ให้เป็นไปตามเจตนารมณ์ของกฎหมายและกรอบนโยบายรัฐบาล

○ ส่งเสริมพัฒนาพัฒนาทดแทนทุกรูปแบบ เพื่อเป็นทางเลือกแก่ประชาชนตามแนวทางเศรษฐกิจพอเพียง โดยจะเน้นการพัฒนาและผลักดันให้มีการใช้ พัฒนาทางเลือกที่ใช้ทดแทนน้ำมันเพิ่มขึ้น ได้แก่ ก๊าซโซฮอลล์ 95/91 (E10) และ ก๊าซโซฮอลล์ E20 และมีเป้าหมายพัฒนาไปสู่ E85 สำหรับเรื่องใบโอดีเซล เร่งรัดให้มีการประชุมระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อเร่งแก้ไขปัญหาด้าน วัตถุดินอย่างบูรณาการ พร้อมทั้งร่วมการใช้ B5 ให้แพร่หลายยิ่งขึ้นจากการใช้ B2 ในปัจจุบัน และขยายไปสู่ B10 ในอนาคต สำหรับการใช้ก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas) จะได้เข้มงวดให้มีปริมาณจำหน่ายอย่างเพียงพอ ตลอดจนร่วมรับเปลี่ยนเครื่องยนต์รถแท็กซี่ให้สามารถใช้ CNG ได้ทั้งหมด 50,000 คันภายในปี 2552 และตั้งเป้าหมายจะเพิ่มสัดส่วนการใช้ CNG ในภาคชนล่างให้ได้ 20% ภายใน 4 ปี นอกจากนี้ ยังมีการส่งเสริมพัฒนาทดแทนอื่นๆ โดยมีการจัดทำแผนแม่บทการพัฒนาพัฒนาทดแทนรองรับในอีก 15 ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการพัฒนาพัฒนาทดแทนที่ครบวงจร ทั้งด้านการวิจัยพัฒนาด้านแบบ มาตรการสนับสนุนเพื่อนำไปสู่การยกระดับคุณภาพชีวิตและพัฒนาชุมชน พร้อมทั้งสนับสนุนให้เริ่มต้นโครงการหมู่บ้านพัฒนานำร่องในทุกจังหวัด จังหวัดละ 1 แห่ง

○ ส่งเสริมการประหยัดพลังงานอย่างจริงจังและต่อเนื่องโดยภาครัฐทั้งประเทศ และสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในภาคการผลิต ภาคบริการ และภาคประชาชน เช่นปรับปรุงให้มีการใช้พลังงานต่อผลผลิตในภาคอุตสาหกรรมลดลง ยกเลิกการใช้หลอดไส้ทั่วประเทศจำนวน 30 ล้านหลอด ภายในปี 2553 รวมทั้งเปลี่ยนหลอดคอมมิใหม่เบอร์ 5 แทนหลอดคอมมิเดิม 110 ล้านหลอด ภายในปี 2555 เร่งรัดกระบวนการติดฉลากเบอร์ 5 โดยเฉพาะในเครื่องปรับอากาศทุกเครื่อง และเพิ่มประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดฉลากแล้ว ให้สูงขึ้นอีก 5-10% ภายในปี 2555 และกำชับให้ออกกฎหมาย 4 ฉบับว่าด้วย Building Energy Code โดยเร็ว โดยจะได้มีการบูรณาการแนวปฏิบัติร่วมกับสำนักพระพุทธศาสนาและกรมการศาสนา ในการพัฒนาให้วัด โบสถ์ มัสยิด เป็นศูนย์กลางเรียนรู้ด้านพัฒนา ตลอดจนการเพิ่มมาตรการและสร้างแรงจูงใจมากขึ้น โดยการขยายสินเชื้อจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พัฒนาสู่ภาคครัว เรือน เพื่อให้ประชาชน ประหยัดพลังงานได้เพิ่มขึ้น 10% รวมทั้งขอความร่วมมือสถาบันการเงิน ธนาคารพาณิชย์ ในการจัดสินเชื่อพัฒนาให้กับผู้ประกอบการที่มีความประสงค์จะขอถือเงิน สำหรับโครงการที่จะทำให้มีการประหยัดพลังงานด้วย

○ ส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และการใช้พลังงานอยู่กับการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม และใช้พลังงานที่สะอาด โดยจะเร่งการลดอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ 20% ต่อ 1 หน่วยพลังงานที่ใช้ในทุกภาคส่วน เช่น ภาคขนส่ง ภาคการกลั่น และภาคการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น โดยตั้งเป้าหมายลดอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Reduction Target) ของกลุ่ม ปตท. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย บางจาก และบริษัทในเครือ ลงให้ได้ 20% ตลอดจนส่งเสริมโครงการด้านพลังงานของไทยเพื่อให้ได้รับการรับรองตามกลไกการพัฒนา พลังงานสะอาด หรือ (Clean Development Mechanism; CDM) โดยมีเป้าหมายที่จะลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซcarbon dioxide ให้ได้ 1 ล้านตันต่อปี และผลักดันให้ประเทศไทย ก้าวสู่การเป็นผู้นำในการส่งออกคาร์บอนเครดิตในเอเชีย อีกด้วย

จะเห็นว่านโยบายหลักทางด้านพลังงานในแต่ละยุคเป็นไปในทิศทางเดียวกัน เพียงแต่เพิ่มเติมรายละเอียดให้เหมาะสมกับสภาพเหตุการณ์ปัจจุบันมากขึ้น เช่น ปรับปรุงเป้าหมายใหม่ มีการเพิ่มนโยบาย CDM เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งโดยภาพรวมแล้วจะเน้นนโยบายสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทน และการประยุคพลังงานให้เพิ่มมากขึ้น

1.3 การดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์

การดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ (Distributed Generation; DG) “เป็นการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer’s Site) โดยอาจติดตั้งบน屋根ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Network) หรือติดตั้งแยกอิสระ (Stand Alone)” เพื่อให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การไฟฟ้านครหลวงได้เสนอคณะกรรมการรัฐมนตรีให้พิจารณาอนุมัติข้อเสนอการดำเนินธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ดังนี้

- ประเภทผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration or Combined Heat and Power; CHP) ตามความต้องการของลูกค้า
- ขอดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากยานมูลฝอย และพลังงานนอร์ภูรูปแบบ ตามความเหมาะสมของเทคโนโลยี และสภาพพื้นที่
- ขอดำเนินการจัดตั้งบริษัทจำกัด เพื่อดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวเนื่อง

หลังจากนั้นคณะกรรมการกลั่นกรองเรื่อง ได้มีมติอนุมายให้กระทรวงพลังงานพิจารณา แผนการดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตลอดจนประเด็นนโยบายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ โครงสร้างกิจการไฟฟ้า การส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการนำเสนอคณะกรรมการรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาต่อไป แต่ทั้งนี้การดำเนินธุรกิจผลิตและจำ

หน่วยไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ จะต้องดำเนินการเพื่อสนับสนุนนโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ตามยุทธศาสตร์ของกระทรวงพลังงานในประเด็นต่อไปนี้

- ส่งเสริมการใช้ทรัพยากรของประเทศให้เกิดประโยชน์และมีประสิทธิภาพสูงสุด
 - ช่วยเสริมความมั่นคงในการจัดหาพลังงาน
 - ช่วยลดต้นทุนการผลิตสินค้าและบริการ
 - ช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)
- การดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ สามารถดำเนินการได้ดังนี้
- เป็นระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามที่ระบุ ในระเบียบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ให้ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
 - เป็นระบบการผลิตไฟฟ้า ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ให้ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
 - เป็นระบบการผลิตไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้ขายเข้าระบบของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จะเห็นได้ว่าการดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะไม่รวมศูนย์ จะเน้นระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยที่ไม่ทำให้เกิดข้อจำกัด ต่อระบบไฟฟ้าเดิม ซึ่งธุรกิจดังกล่าวสามารถดำเนินการได้ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ทั้งหมด และบางส่วนภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

1.4 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP

สามารถแบ่งตามระบบผลิตไฟฟ้าออกได้เป็น 2 ส่วน คือ

1.4.1 ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในประชุมครั้งที่ 6/2549 (ครั้งที่ 109) เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 ได้มีการณาเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบ Cogeneration ควรมี การส่งเสริมในระยะยาวเพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเกิดการลงทุน โดยมีมติให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) เปิดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภท เชือเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยให้ขายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า จากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ และให้ดำเนินการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดยคำนึงถึงการผลิตไฟฟ้าอย่างมี ประสิทธิภาพ และกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า รวมทั้ง

กำหนดเงื่อนไขประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าในระบบ Cogeneration ให้เหมาะสมและชูง ใจให้เกิดการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพอย่างแท้จริง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้จัดทำระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ฉบับ พ.ศ. 2550 เพื่อบังคับใช้กับ SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้รับคำร้องตั้งแต่วันที่การไฟฟ้าออกประกาศ เรื่อง ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 เป็นต้นไป

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้กําชาร์รมชาติหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีข้อกำหนดในกระบวนการผลิตดังนี้

- เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการผลิตที่ต้องใช้ความร้อน (Thermal Processes) ซึ่งรวมเรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้าม โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการกระบวนการผลิตที่ต้องใช้ความร้อน ไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle
- มีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ที่ต้องใช้ความร้อนต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดไม่น้อยกว่าร้อยละ 5
- ใช้ดันนีชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิ ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving: PES) เป็นตัวกำหนดค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)

1.4.2 ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิต ดังต่อไปนี้

- การผลิตไฟฟ้าของ SPP ที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ (Non-Conventional Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydro) เป็นต้น ซึ่งต้องไม่ใช้การใช้น้ำมัน กําชาร์รมชาติ ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์
- การผลิตไฟฟ้าของ SPP โดยใช้เชื้อเพลิงดังต่อไปนี้
 - ภาคหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือ ภาคจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือ การเกษตร

- ผลิตภัณฑ์ที่ประยุกต์มาจากห้องน้ำส้วมหรือเสบียงส้วมหรือใช้จากการเกษตร หรือจาก การผลิต ภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
- ขยะมูลฝอย
- ไม่จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้ เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้นๆ

- การผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง
- ผลิตภัณฑ์ที่ประยุกต์พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากการกระบวนการผลิตจากผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
- พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไออกซิเจนที่
- พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความคันของก๊าซธรรมชาติ

1.5 มาตรฐานของระบบ SPP และการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

SPP ที่จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะต้องปฏิบัติตาม มาตรฐานในด้านความปลอดภัย และมาตรฐานในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์การเชื่อมโยง ของ SPP เข้ากับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า และระบบที่ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบนน้ำกับ ระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า รวมทั้งเงื่อนไขอื่นๆ ที่เกี่ยวกับคุณภาพและความสามารถที่จะจ่ายพลังไฟฟ้า เข้าสู่ระบบดังต่อไปนี้

1.5.1 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีดังนี้

- เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียว
- จะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามเงื่อนไขที่กำหนด
- ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ SPP เสนอขายทั้งหมดมากกว่าปริมาณที่การไฟฟ้า ต้องการรับซื้อในงวดนั้นๆ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สงวนสิทธิ์ที่จะไม่รับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน หรืออาจเลือกเฉพาะข้อเสนอของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่มีความเหมาะสม และสอดคล้องกับความต้องการของการไฟฟ้ามากที่สุด

- พลังไฟฟ้าของ SPP แต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโขงระบบไฟฟ้า โดยคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้
- SPP จะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทนสิ่งแวดล้อมมาแสดงกับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 5 วันทำการ ก่อนวันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และจะต้องนำหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้าง โรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในอนุญาตผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในอนุญาตทางสิ่งแวดล้อมและใบอนุญาตอื่นๆ ตามที่กฎหมายกำหนด มาแสดงกับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ ก่อนวันเริ่มนับต้นซื้อขายไฟฟ้า
- สงวนสิทธิเป็นผู้กำหนดค่าวันเริ่มนับต้นซื้อขายไฟฟ้าเข้าระบบจาก SPP
- การไฟฟ้าเป็นผู้ปฏิบัติต่ออุปกรณ์ตัดตอนที่เชื่อมต่อกับการไฟฟ้าของ SPP และสงวนสิทธิที่จะมอบหมายให้ผู้ผลิตไฟฟารายเดิมเป็นผู้ปฏิบัติเองได้ ซึ่งในการผีหลังผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดิมจะต้องปฏิบัติการต่ออุปกรณ์ตัดตอน ที่เชื่อมต่อกับการไฟฟ้าตามคำสั่งการ (Switching Order) ของการไฟฟ้าที่รับผิดชอบโดยเครื่องครด ทั้งนี้เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานของ SPP และการไฟฟ้า
- เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า มีสิทธิตรวจสอบ และ/หรือขอให้มีการตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของ SPP ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้าเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น
- SPP ต้องยื่นหลักค้าประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มนับต้นซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ ก่อนวันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในวงเงิน 5 % ของมูลค่าปัจจุบันของค่าพลังไฟฟ้าที่จะได้รับทั้งหมดตามสัญญา โดยใช้อัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำ 12 เดือน ของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) โดยหลักค้าประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มนับต้นซื้อขายไฟฟ้า ดังกล่าวจะมีผลตั้งแต่วันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นต้นไป

1.5.2 เงื่อนไขการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าและการหยุดเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษา

ผู้ผลิตไฟฟารายเดิมจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

- เงื่อนไขในการปฏิบัติการผลิตไฟฟ้า

- SPP จะต้องผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าในช่วงเดือนที่ระบบของการไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Month) คือ เดือนมีนาคม เมษายน พฤษภาคม

- SPP จะผลิตไฟฟ้าตามแผนสั่งการที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จัดสั่งให้ล่วงหน้าโดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะซื้อพลังไฟฟ้าตามสัญญาในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง หรือมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ถ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กยินยอมตามที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ร้องขอ ยกเว้นในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้ามีความต้องการต่ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถให้ SPP ลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้จัดสั่งแผนล่วงหน้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้เหลือไม่ต่ำกว่า 65 % ของพลังไฟฟ้าตามสัญญา หรือในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้ามีความจำเป็นทางเทคนิคที่ไม่สามารถรับไฟฟ้าได้ หรือ เหตุสุดวิสัย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้จัดสั่งแผนล่วงหน้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
- SPP จะต้องสามารถผลิตและจ่ายพลังไฟฟ้าเพิ่มให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามปริมาณ และระยะเวลาที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สั่งการ (ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา) เมื่อการไฟฟ้ามีความจำเป็น โดยที่การไฟฟ้าจะแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 นาที
- SPP จะต้องผลิตไฟฟ้าให้มีคุณภาพตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้านานกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า และเป็นไปตาม SPP Grid Code
- เงื่อนไขในการหยุดเพื่อทำการตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า
 - SPP ต้องไม่กำหนดการหยุดเพื่อทำการตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ในช่วงวันทำการของเดือน มีนาคม เมษายน และพฤษภาคม ยกเว้นในการซ่อมให้มีการหยุดซ่อมได้โดยมีระยะเวลาหยุดซ่อมในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ของแต่ละเดือนไม่เกิน 30 ชั่วโมง
 - การหยุดเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องแจ้งกำหนดการหยุดเพื่อทำการตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้การไฟฟ้าทราบล่วงหน้าตามที่กำหนดใน SPP Grid Code
 - การหยุดเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของ SPP ในกรณีที่ทำการซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ตามแผนที่ SPP แจ้งรายละเอียดตาม SPP Grid Code จะต้องหยุดรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) ใน 1 ปี

1.5.3 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

อัตรารับซื้อไฟฟ้า ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration กำหนดตามหลักการดังนี้

- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Capacity Payment)

กำหนดจากต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ รวมค่าระบบส่ง

- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Energy Cost) จากการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

- ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)

กำหนดจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประหยัดเชื้อเพลิงที่ SPP สามารถประหยัดได้จากการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ระบบ Cogeneration

ในกรณีที่ SPP มีความประสงค์ให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้านอกเหนือจากอัตราค่าไฟฟ้าที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ประกาศรับซื้อในแต่ละวัน ให้ SPP นั้นๆ แจ้งความประสงค์ต่อ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะพิจารณาอัตรารับซื้อไฟฟ้าเป็นรายๆ ไปตามความเหมาะสม แต่จะต้องไม่เกินกว่ามูลค่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในวันนั้นๆ

1.5.4 การไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ในกรณีที่คู่สัญญาไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จะต้องดำเนินการดังนี้

- กรณีที่การไฟฟ้าไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าสัญญา ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak ที่การไฟฟ้าไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้า มาหักออกจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ

- กรณีฉุกเฉินที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า และความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน การไฟฟ้าสามารถตัดการเชื่อมโยง โรงไฟฟ้าของ SPP จากระบบทองการไฟฟ้าได้

- หาก SPP ไม่สามารถจัดหน่ายไฟฟ้าให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาร่วม 18 เดือนในรอบ 24 เดือนที่ผ่านมา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่ง

ประเทศไทย จะปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่ ให้เท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าเฉียบ จริงที่ SPP ทำได้ในเดือนที่ 18 นั้น และ SPP จะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้า ในส่วนของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าว เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ SPP ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ SPP ควรจะได้รับ ซึ่งคิดตามสัดส่วนของจำนวนปีที่ SPP ได้จำหน่ายไฟฟ้าให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจนถึงวันที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญากับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมดอกเบี้ยในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรียกเก็บเงิน

○ ในกรณีที่ SPP ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาได้ เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดือนนำไฟฟ้าไปจำหน่ายให้แก่บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่ SPP จำหน่ายไฟฟ้าให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนนั้น และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดือนจะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้า ในส่วนของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าว เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ SPP ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ SPP ควรจะได้รับ ซึ่งคิดตามสัดส่วนของจำนวนปีที่ SPP ได้จำหน่ายไฟฟ้าให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจนถึงวันที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา กับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมดอกเบี้ยในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรียกเก็บเงิน

○ ในกรณีที่ SPP ต้องการลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ลงหลังจากที่ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นระยะเวลาหนานเกินกว่าครึ่งหนึ่งของระยะเวลาสัญญา แล้ว อันมิใช่สาเหตุจาก SPP นำไฟฟ้าไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น SPP สามารถ ขอลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลงได้ไม่เกิน 5 % โดยแจ้งให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 6 เดือน

1.5.5 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้า

การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริง สามารถแบ่งเป็นกรณีต่างๆ ได้ดังนี้

- กรณีไม่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา
- กรณีมีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา

ในกรณีที่ SPP ประสงค์ที่จะเสนอขายพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาและได้แจ้งความประสงค์เป็นหนังสือต่อ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ไทย มีแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา หรือในกรณีที่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาโดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นฝ่ายร้องขอผู้ผลิตไฟฟ้ารายเด็ก ให้จ่ายพลังไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

ปริมาณพลังไฟฟ้าจริง หมายถึง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้นสูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา 2% ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวก 2% มาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ที่ SPP ขอหยุดบำรุงรักษา โดยการกำหนดช่วงเวลา Peak และ Off Peak รายปีของ SPP แสดงได้ดังตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 ตารางเวลากำหนด Peak และ Off Peak รายปีของ SPP

ระยะเวลา	กำหนดเป็น
วันจันทร์ – วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ 08.00 – 24.00 น.	Peak
วันจันทร์ – วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ 24.00 – 08.00 น.	Off Peak
วันอาทิตย์ และ วันหยุดพิเศษ 00.00 – 24.00 น.	Off Peak

โดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะประกาศวันหยุดพิเศษให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเด็กทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนวันเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ โดยกำหนดให้จำนวนวันหยุดพิเศษในแต่ละปีไม่เกิน 20 วัน

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถปรับเปลี่ยนตารางเวลากำหนด Peak และ Off Peak รายปีของ SPP ได้ โดยต้องแจ้งล่วงหน้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเด็กทราบไม่น้อยกว่า 3 เดือน ก่อนวันเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ และจำนวนชั่วโมง Peak เมื่อร่วมกับชั่วโมง Off Peak ก่อนหักชั่วโมงบำรุงรักษาของแต่ละปี เป็นไปตามการรับประกันการซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำที่ 80 % ของความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเด็ก

1.6 ระบบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

ระบบผลิตไฟฟ้า VSPP แบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

1.6.1 ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งหมายถึงการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเด็กมากในระบบ Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีข้อกำหนดในการควบคุมการผลิตดังนี้

- เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการผลิตที่ต้องใช้ความร้อน (Thermal Processes) ซึ่งรวมเรียกว่า

Topping Cycle เช่น การผลิตพลังงานที่อุตสาหกรรมทางการเกษตร การทำความเย็นในอาคารสำนักงาน โรงแรม โรงงานอุตสาหกรรม หรือโรงพยาบาล หรือในทางตรงข้าม โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการผลิตที่ต้องใช้ความร้อน ไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle

- มีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ที่ต้องใช้ความร้อนต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยใช้ค่าดัชนีชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิ ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving: PES) เป็นตัวกำหนดค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)

1.6.2 ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การไฟฟ้าผ่านเข้าหน่วยจะรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิต ดังต่อไปนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก้าชีวภาพ เป็นต้น
- การผลิตไฟฟ้าของ VSPP โดยใช้เชื้อเพลิงดังต่อไปนี้
 - กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
 - ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากการกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
 - ขยะมูลฝอย
 - ไม้จากการปัจูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

VSPP ที่ใช้เชื้อเพลิงข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้ เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ

- การผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง
 - พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากการกระบวนการผลิต

- พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไออกซิเจนท์
- พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความคันของก๊าซธรรมชาติ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ่งแปรรูปที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

1.7 มาตรฐานของระบบ VSPP และการเชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้า

VSPP ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตาม มาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังนี้

1.7.1 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก มีดังนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ 1.6
- ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากแต่ละราย ที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ที่จะรับได้ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกับระบบ ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุง อุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายเมื่อได้ก็ได้ตามความจำเป็น

1.7.2 ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

- ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า เช่น ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ค่ามาตรฐานไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน เป็นต้น โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
- ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ เช่น ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้า ทั้ง

กรณีที่เป็นการตรวจสอบ ตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือการตรวจสอบตาม คำขอของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เพิ่มขึ้นจากปกติของ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

1.7.3 อัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1.7.3.1 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ประกอบด้วยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตาม ประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากรวมกับค่าไฟฟ้า ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก) ในแต่ละเดือน รวมกับค่าไฟฟ้าส่วนอื่นที่ นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า

1.7.3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย น้อยกว่า หรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก หรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มากกว่า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ในแต่ละเดือนด้วยราคากำไร ค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีกพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกิน กว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก กำหนดครารับซื้อเป็น 2 กรณี คือ กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าผลิตแห่งประเทศไทยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย และ กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ

ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

1.7.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย

1.7.3.4 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณ จะถูกหักออกอีก 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

1.7.3.5 ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

1.7.4 ความเสียหายต่อระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความไม่สงบทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นจากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

1.8 การทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปัญหาวิกฤติพลังงานที่เกิดขึ้นในโลก ทำให้นโยบายด้านการจัดการพลังงานของประเทศไทยต่างๆ เน้นไปในทิศทางการประหยัดและใช้พลังงานเพื่อให้เกิดความคุ้มค่ามากยิ่งขึ้น ในด้านการผลิตและใช้พลังงานจะมีการส่งเสริมระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) ควบคู่กับนโยบายการลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน มาเป็นการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น ลม แสงอาทิตย์ ความร้อนใต้พิภพ และ ชีว

มวล เพิ่มมากขึ้น ในประเทศไทยได้มีการสนับสนุนโดยนายด้านพลังงานดังกล่าว ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers; SPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers; VSPPs)

ในเบื้องต้นทั้งโครงการ SPPs และ VSPPs เป็นโครงการนำร่อง มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้เกิดการผลิตและใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า และสามารถดำเนินการได้ในสองลักษณะ ได้แก่ โครงการที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน ซึ่งต่อนามาได้มีการออกระเบียบเพิ่มเติมเกี่ยวกับสัดส่วนการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และโครงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยการใช้พลังงานหมุนเวียน แต่จากข้อจำกัดในทางปฏิบัติ เช่น คุณสมบัติการกระจายตัวของแหล่งพลังงานหมุนเวียน และด้านทุนการลงทุนส่วนเชื้อเพลิง ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้มีกำลังการผลิตไม่มาก และส่วนใหญ่จะมีการเชื่อมต่อ กับระบบสายจำหน่ายที่อยู่ใกล้ที่สุด ซึ่งมักจะเป็นระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority) ทำให้เกิดการดำเนินธุรกิจในลักษณะโรงไฟฟ้ากระจายตัว (Distributed Generations; DGs)

ในแทนทุกประเทศพลังงานเบื้องต้นในการผลิตไฟฟ้าของ DGs มาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น ลม แสงแดด ความร้อนใต้พิภพน้ำ เชื้อเพลิงชีวนิรภัย และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น เมื่อปัจจุบัน DGs มีมากขึ้นจะส่งผลกระทบต่อการวางแผนและปฏิบัติงานของระบบไฟฟ้าเดิม ด้วยเหตุนี้จึงมีการวิจัยเพื่อประเมินถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเหล่านี้ ที่มีต่อระบบทั้งในสภาวะคงตัวและในสภาวะพลวัต ซึ่งอาจแบ่งได้ดังนี้

- ผลกระทบเนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียและขนาดแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ที่อาจเพิ่มขึ้น หรือลดลงก็ได้ ซึ่งอยู่กับตำแหน่งและปริมาณพลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบ

- ผลกระทบที่ทำให้คุณภาพของแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป เนื่องมาจากเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปลงผู้ผลิตพลังงาน

- ผลกระทบอันอาจทำให้ความต่อเนื่องในการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าลดลง เช่นเกิดไฟฟ้า ดับ หรือตกน้อยขึ้น

- ผลกระทบที่อาจทำให้การไฟฟ้าต้องลงทุนด้านอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม หรือศึกษาแนวทางการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันเหล่านี้ใหม่

- ผลกระทบที่อาจมีต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง

ผลกระทบดังกล่าวสามารถแก้ไขหรือปรับปรุงระบบเพื่อลดผลกระทบได้ โดยการกำหนดนโยบาย ระเบียบ และการวางแผนที่ดี ในงานวิจัยนี้จะเน้นศึกษาแนวทางการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากโรงไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ใช้เชื้อเพลิงชีวนิรภัย เช่น ชานอ้อย แกลบ พื้นแห้ง และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ในอุดหนุนที่ผ่านมาการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายสามารถทำได้โดยการ

วางแผน เช่น การจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยวางแผนการติดตั้งคาป่าซิเตอร์ หรือ การวางแผนจัดรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าใหม่ (Network Reconfiguration) แต่แนวทางลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เสนอในงานวิจัยนี้จะใช้การจัดการกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถดำเนินการได้เนื่องจากกระแสเปลี่ยนใหม่ที่อนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟารายเล็กมากที่มีกำลังการผลิตน้อยกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องขายไฟฟ้าและเชื่อมต่อระบบเข้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยเริ่มพิจารณาตั้งแต่การทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Power Purchase Agreement; PPA) ไปจนถึงแนวทางการจัดการบริหารสัญญาที่เหมาะสม เนื่องจากในทางปฏิบัติปริมาณการจ่ายพลังงานไฟฟาร่วมในรอบปี ขึ้นอยู่กับศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงที่มีอยู่อย่างจำกัด ดังนั้นการศึกษาถึงแนวทางการบริหารจัดการ และการวางแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง เพื่อให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าน้อยที่สุด ซึ่งอาจขยายผลการศึกษาที่ได้ให้สามารถใช้สำหรับรอบรายคาน เช่น เดือน หรือ ปี ต่อไป เป็นแนวทางที่สามารถทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดต่อระบบ

1.9 เป้าหมายและวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

เป้าหมาย วัตถุประสงค์ และผลที่คาดว่าจะได้รับ จากงานวิจัย สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

1.9.1 เป้าหมายและวัตถุประสงค์

- เพื่อศึกษาความสำคัญและความเหมาะสมของสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ที่มีผลต่อนาดของ DGs และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยการจัดตารางการจ่ายพลังไฟฟ้าของ DGs ประเภทที่ใช้เชื้อเพลิงชีวนิวเคลียร์
- เพื่อศึกษาแนวทางการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยการจัดตารางการจ่ายพลังไฟฟ้าของ DGs ประเภทที่ใช้เชื้อเพลิงชีวนิวเคลียร์
- ศึกษารายละเอียดข้อเท็จจริงในทางปฏิบัติ ที่เป็นอุปสรรคทำให้ไม่สามารถใช้วิธีการที่นำเสนอไปสู่การปฏิบัติจริงได้ พร้อมแนวทางแก้ไข

1.9.2 ผลที่คาดว่าจะได้รับ

- ความสัมพันธ์ของสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ที่มีผลต่อนาดของ DGs และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
- แนวทางการการจัดตารางการจ่ายพลังไฟฟ้าของ DGs ประเภทที่ใช้เชื้อเพลิงชีวนิวเคลียร์ เพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
- รับทราบข้อเท็จจริงในทางปฏิบัติ ที่เป็นอุปสรรคของการนำวิธีการที่นำเสนอไปสู่การปฏิบัติจริงได้ พร้อมแนวทางแก้ไขปรับปรุง

1.9.3 ขั้นตอนการวิจัยและแผนการดำเนินงาน

- ศึกษาภูมิภาคที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ SPP และ VSPP
- เก็บรวบรวมข้อมูล荷载 และระบบไฟฟ้าที่จะใช้ศึกษาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- เก็บข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าคาดเด็กมากด้านกระบวนการผลิตและจ่ายไฟฟ้า
- เขียนโปรแกรมเพื่อคำนวณการไฟฟ้าของกำลังไฟฟ้าและค่าดัชนีความไว
- เขียนโปรแกรมเพื่อคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ตามแนวทางที่นำเสนอ
- ทำการทดสอบ เก็บข้อมูลผลการคำนวณ และวิเคราะห์ผล
- จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 2

คุณสมบัติเชื้อเพลิงชีวมวล

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวล ที่มีการใช้มากภายในประเทศ การใช้พลังงานจากชีวมวลเพื่อผลิตไฟฟ้า รวมทั้งคุณสมบัติในการเผาไหม้ชีวมวล โดยรายละเอียดในประเด็นต่างๆ สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

2.1 เชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศไทย

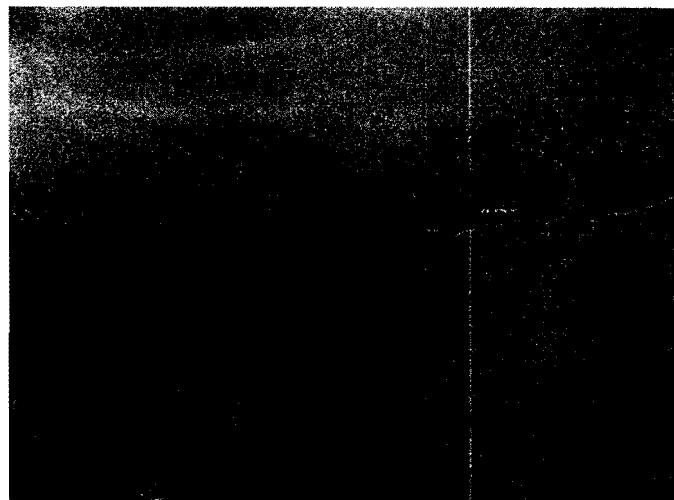
ชีวมวล (Biomass) คือ สารอินทรีย์ที่ได้จากพืชและสัตว์ หรือองค์ประกอบของสิ่งมีชีวิตที่สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานได้โดยธรรมชาติ เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือจากการกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการเกษตร เช่น แกลบ ชานอ้อย เศษไม้ที่ได้จากการแปรรูปไม้ ยางพาราหรือไม้ยูคาลิปตัส กาบปาล์ม กากมันสำปะหลัง ซังข้าวโพด กากและกะลามะพร้าว วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรอื่นๆ รวมถึง การนำมูลสัตว์ ของเสียจากโรงงานแปรรูปทางเกษตร มาใช้เพื่อให้เกิดพลังงานโดยการเผาไหม้โดยตรง หรือนำมาผ่านกระบวนการเปลี่ยนแปลงทางชีวเคมีโดยอาศัยจุลินทรีย์ เพื่อผลิตก๊าซชีวภาพแล้วจึงเผาไหม้ การนำพลังงานความร้อนไปใช้ประโยชน์สามารถดำเนินการได้ทั้งในรูปของพลังงานความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้โดยตรง หรือนำมาผลิตเป็นไอน้ำสำหรับให้ความร้อนในกระบวนการทางอุตสาหกรรมหรือนำไอน้ำมาผลิตไฟฟ้า เนื่องจากชีวมวลเป็นเศษวัสดุเหลือใช้ หรือเป็นผลผลิตได้ที่เกิดจากการแปรรูปผลิตภัณฑ์ทางการเกษตร จึงเป็นแหล่งเชื้อเพลิงที่มีราคากูก การนำพลังงานจากชีวมวลมาใช้งานเพิ่มขึ้น จึงเป็นการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์จากต่างประเทศ อีกทั้งสามารถสร้างรายได้ให้กับเกษตรกรท้องถิ่น การพัฒนาโครงการเกี่ยวกับชีวมวลจะสามารถเสริมสร้างความเข้มแข็งและ การมีส่วนร่วมของชุมชนได้อีกด้วย นอกจากนี้การใช้พลังงานชีวมวลด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม จะลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่บรรยากาศเนื่องจากทำให้ก๊าซการบ่อนไฮดรอกไซด์เกิดการหมุนเวียนและไม่มีการปลดปล่อยเพิ่มเติม

ชีวมวลในประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตสูง ถ้ามีนโยบายสนับสนุนที่เหมาะสมจะมีแนวโน้มการใช้งานเพิ่มขึ้นมากในอนาคต อย่างไรก็ตามการใช้พลังงานจากชีวมวลก็ยังมีอุปสรรค โดยภาพรวมข้อดีและอุปสรรคในการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

ข้อดีของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

- มีปริมาณกำมะถันต่ำ
- ราคากูกกว่าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์
- มีแหล่งผลิตอยู่ในประเทศไทยอย่างเหลือเพียง

- มาตรการจัดการการใช้พลังงานจากชีวมวลที่ดี จะสร้างผลกระทบต่อสภาวะเรือนกระจกน้อยมากเมื่อเทียบกับพลังงานเชิงพาณิชย์
 - อุปสรรคในการใช้พลังงานชีวมวลสำหรับผลิตไฟฟ้า เมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์
- ชีวมวลแต่ละชนิดมีปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละปีไม่แน่นอน ขึ้นอยู่กับฤดูกาล สภาพภูมิอากาศ และนโยบายการส่งเสริม โดยเกณฑ์ของอาจมีการเปลี่ยนชนิดการเพาะปลูกของพืชไปตามกลไกการตลาด
 - เนื่องจากปัจจุบันมีความต้องการใช้พลังงานจากชีวมวลมากขึ้น แต่พื้นที่ทำการเกษตรไม่เพิ่มขึ้นตาม ทำให้ชีวมวลบางชนิดมีต้นทุนเพิ่มขึ้นเนื่องจากการแบ่งขันสูง
 - แหล่งชีวมวลที่มีอยู่กระจัดกระจาย ทำให้มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการรวบรวมและขนส่งจากภาคเกษตรกรรมมาสู่ภาคการผลิตและใช้พลังงานในอุตสาหกรรม
 - การผลิตพลังงานจากชีวมวลแต่ละชนิดต้องมีการออกแบบ และใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม เช่นราย ทำให้มีต้นทุนทางด้านวิศวกรรมสูง
 - มีค่าใช้จ่ายที่ต้องลงทุนในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน รวมทั้งอุปกรณ์เรื่องต่อระบบไฟฟ้า ระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบสายจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งชาติ
 - ขาดการสนับสนุนการลงทุนจากสถาบันการเงิน เนื่องจากมีความเสี่ยงสูงจาก ความไม่แน่นอน ของปริมาณชีวมวล ขาดความมั่นใจด้านเทคโนโลยี ไม่มีผู้ให้คำปรึกษาทางเทคนิค ขาดบุคลากรที่เชี่ยวชาญที่จะเป็นผู้ดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า
- ดูสมบูรณ์ของพลังงานชีวมวลแต่ละชนิดมีลักษณะแตกต่างกันออกไป โดยในประเทศไทย ชนิดของพลังงานชีวมวลที่สำคัญ มีดังนี้
 - แกลบ เป็นผลผลิตได้ในขั้นตอนท้ายสุดของกระบวนการสีข้าว



รูปที่ 2.1 กองแกลบได้จากการกระบวนการสีข้าวข้าวเปลือก

- กาอ้อข เป็นผลผลิตได้ของกระบวนการหีบอ้อยเพื่อนำน้ำอ้อยไปผลิตน้ำตาล

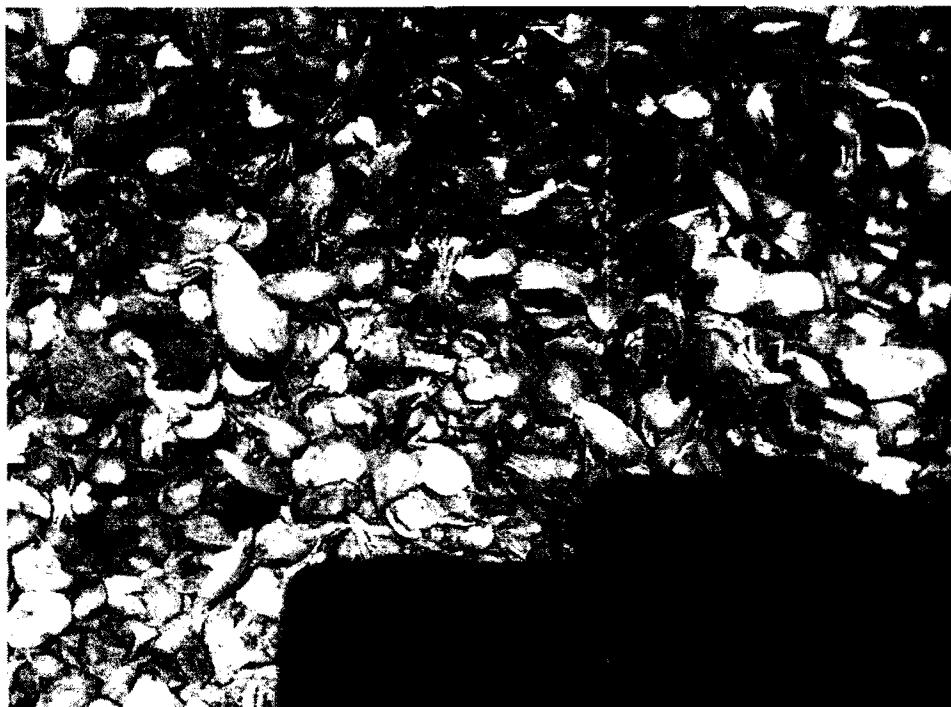


รูปที่ 2.2 ต้นอ้อยที่ปลูกในไร่เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาล



รูปที่ 2.3 ชานอ้อยที่ผ่านการหีบและสับเพื่อให้เป็นเชือเพลิงในโรงงานน้ำตาล

- กาบปาล์ม เป็นผลผลอยได้จากการกระบวนการผลิตน้ำมันปาล์ม



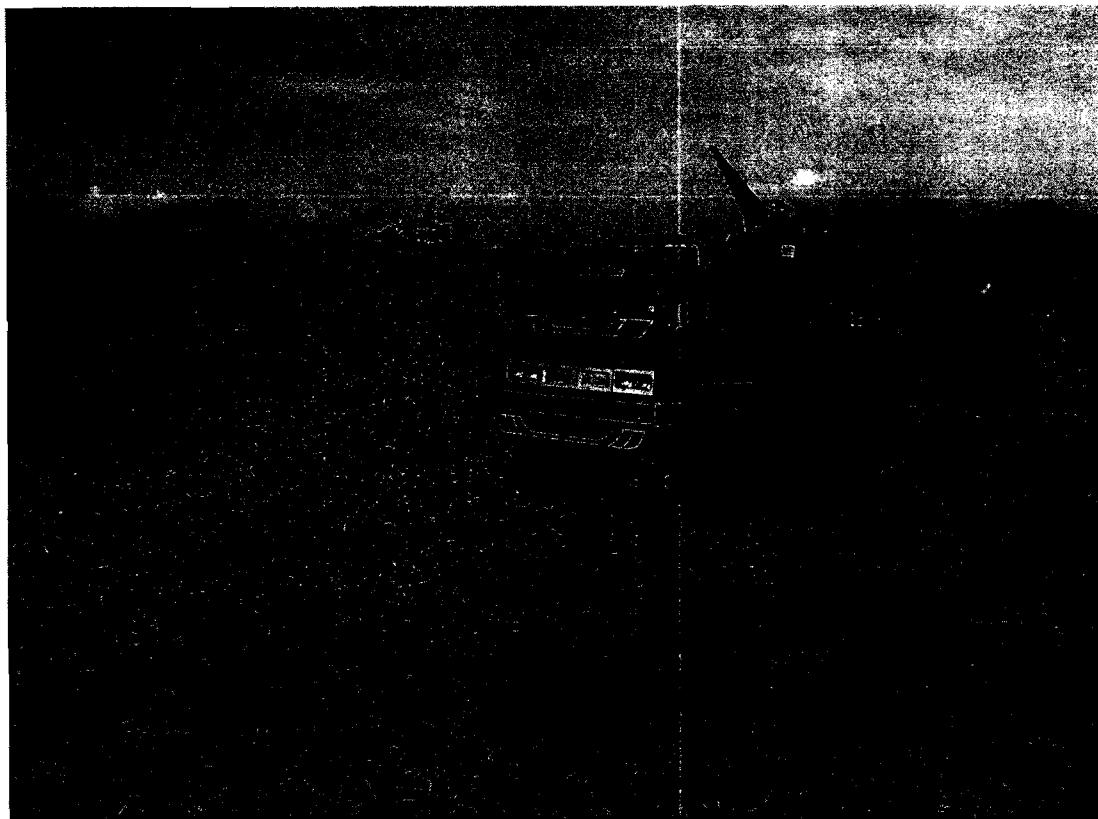
รูปที่ 2.4 กะลาปาล์มเป็นเศษวัสดุเหลือจากการผลิตน้ำมันปาล์ม

- เศษไม้ เป็นเศษวัสดุที่ได้จากการกระบวนการเลื่อยและไส้ไม้



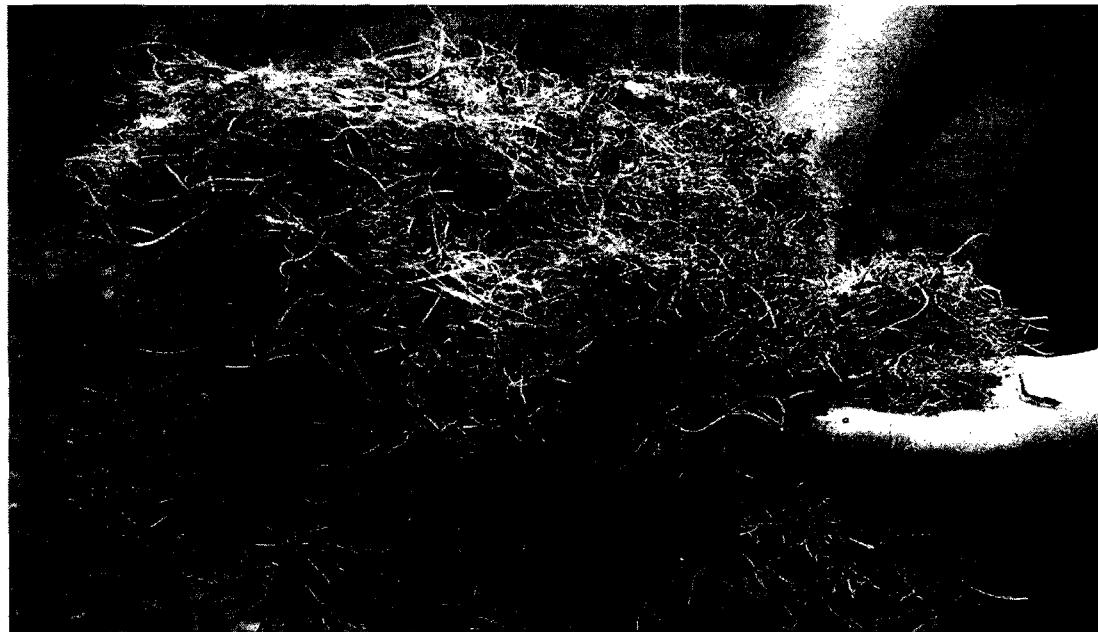
รูปที่ 2.5 เศษขี้เลือยที่เกิดจากการเลื่อยและไส้ไม้

- ชั้งข้าวโพด เป็นเศษวัสดุที่ได้จากการคัดแยกข้าวโพด



รูปที่ 2.6 ชั้งข้าวโพดที่เกิดจากการคัดแยกข้าวโพด

- กำมะพร้าว เป็นเศษวัสดุที่ได้จากการมะพร้าว

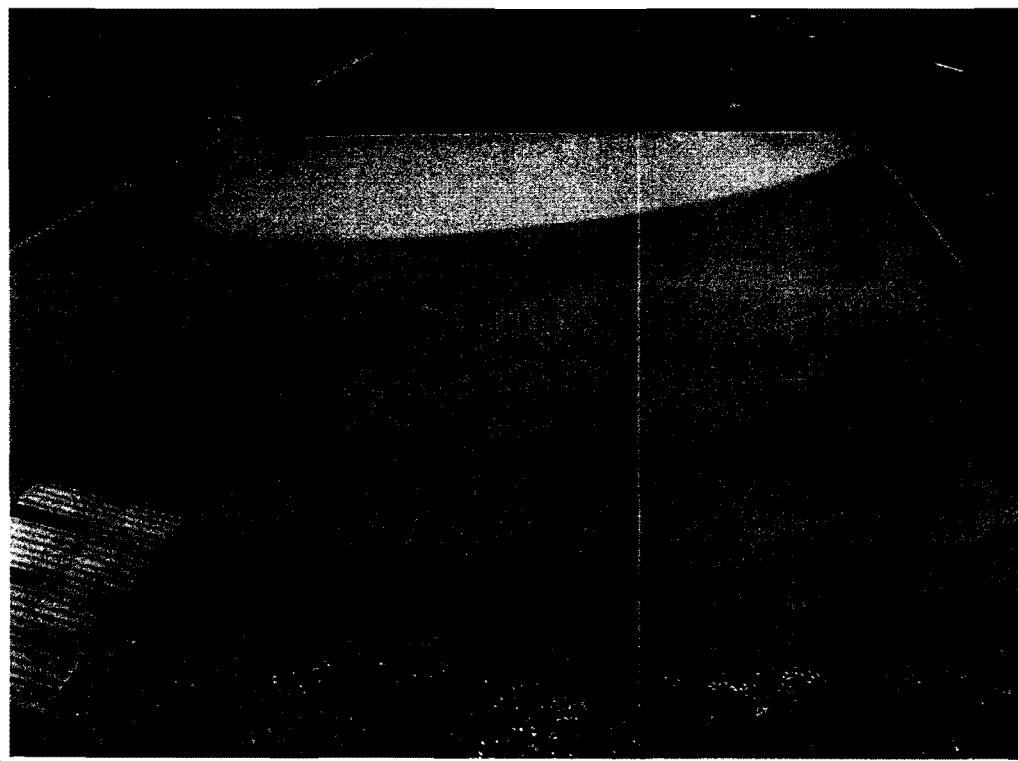


รูปที่ 2.7 กำมะพร้าว

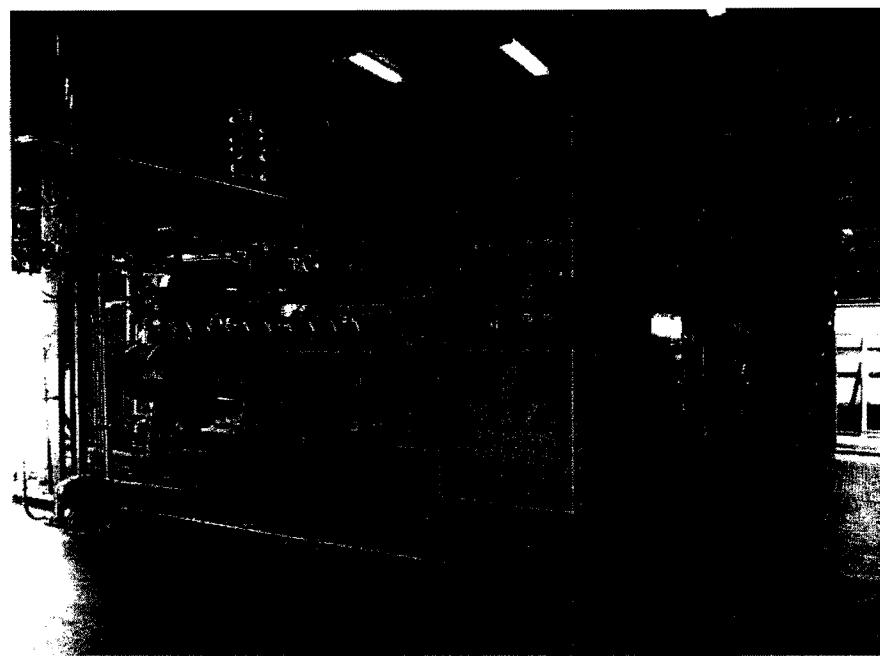
○ ภายนอกมันสำปะหลัง เป็นเศษวัสดุที่ได้จากการรื้อถอนเปลี่ยนแปลง



รูปที่ 2.8 กองมันสำปะหลังในโรงงานแปรรูปมันสำปะหลัง



รูปที่ 2.9 บ่อหมักก้าชซีวภาพในโรงงานแปรรูปมันสำปะหลัง



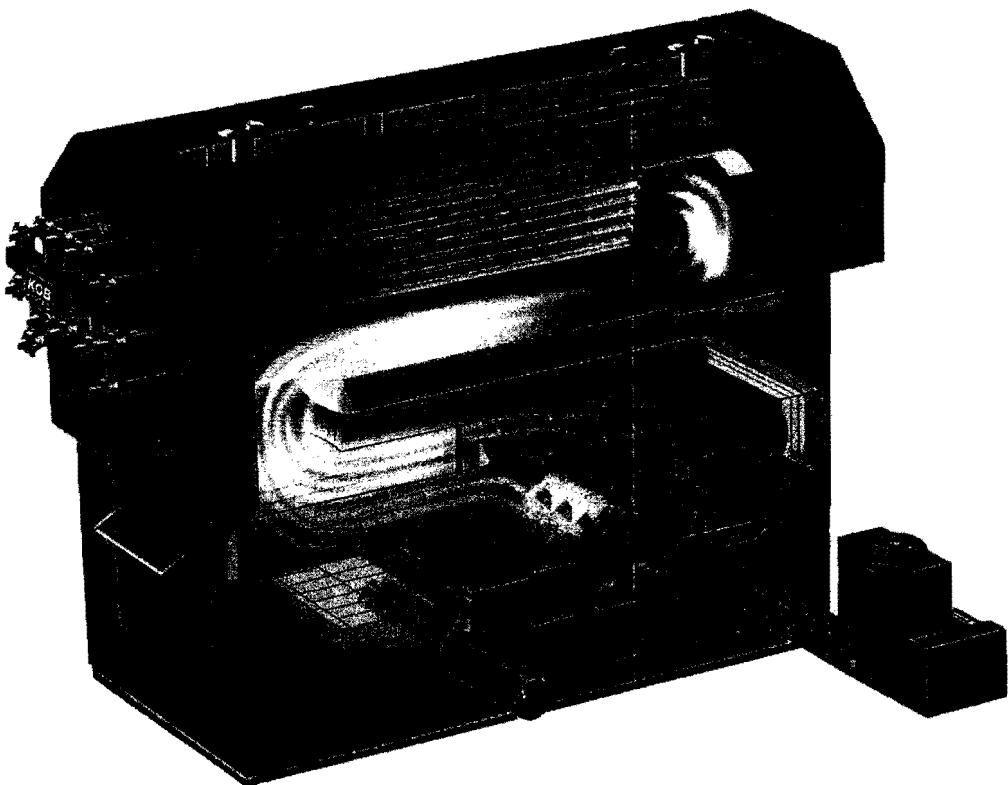
รูปที่ 2.10 เครื่องผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพของโรงแบ่งมันสำปะหลัง

2.2 การใช้พลังงานชีวมวล

ชีวมวลบางส่วนได้ถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงของกระบวนการผลิตหลักอยู่แล้ว เช่น แกลบ กาแฟ อ้อย จะถูกนำมาเผาเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับนำไปหมุนกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า ใช้ในโรงสีข้าว และโรงงานน้ำตาล ภาคปัลเมจถูกนำมาเผาในกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม เศษไม้ยางพารา จะถูกนำมาเผาเพื่อผลิตลมร้อนใช้ในการอบไม้ยางพารา เป็นต้น แต่ชีวมวลบางชนิดก็ไม่เหมาะสมที่จะนำมาเผาใหม่โดยตรง เช่น กา jm มันสำปะหลัง และส่าเหล้า เนื่องจากมีความชื้นสูงถึง และบางชนิดต้องนำมาย่อยก่อนนำไปเผาใหม่ เช่น เศษไม้ยางพารา เป็นต้น



รูปที่ 2.11 เตาเผาใหม่ที่ใช้พินเพื่อใช้ก๊าซร้อนในกระบวนการอบ



รูปที่ 2.12 เตาเผาไนเมสับขนาด 1250 kW รุ่น Pyrotect ของบริษัท Ventek Energy System Inc.

ข้อมูลภาพจาก <http://www.ventekenergy.com>

โดยทั่วไปชีวนมวลมีการกระจายตัวตามพื้นที่เกยตรกรรมและกสิกรรม ชีวนมวลบางส่วนต้องมี การขนส่งจากพื้นที่เดิมเพื่อนำไปแปรรูปผลิต ทำให้การนำเข้าเพลิงชีวนมวลไปใช้ด้านพลังงาน สามารถแบ่งได้ 2 รูปแบบ ตามลักษณะการรวม ดังนี้

○ แหล่งชีวนมวลที่มีลักษณะอยู่รวมเป็นกลุ่ม เกิดขึ้นเนื่องจากความจำเป็นที่ต้องมีกระบวนการ แปรรูปชีวนมวลเหล่านี้ ณ โรงงาน จึงต้องมีกระบวนการขนส่งชีวนมวลจากแหล่งเพาะปลูกมาซึ่งโรงงาน เช่น การนำข้าวเปลือกมาแปรรูปที่โรงสีข้าวทำให้ได้เกลน ชานอ้อยเกิดจากนำดันอ้อยมาแปรรูปที่ โรงงานผลิตน้ำตาลทราย การมันสำปะหลังเป็นเศษวัสดุเกิดจากการแปรรูปของโรงงานแห่งนั้น สำปะหลัง ภาคป่าล้มเป็นเศษเปลือกป่าล้มที่เกิดจากการสกัดน้ำมันป่าล้ม และขี้เลือยไม้ ยางพาราเกิดจากการแปรรูปไม้ที่โรงงานแปรรูปไม้ยางพารา เป็นต้น

○ แหล่งชีวนมวลแบบที่อยู่กระจัดกระจาย เกิดจากการนำเอาเครื่องจักรแปรรูปไปใช้งาน ณ ตำแหน่งใกล้กับแหล่งเพาะปลูกชีวนมวลโดยตรง เพื่อความสะดวก และเป็นการลดต้นทุนด้านการขนส่ง เช่น การสีข้าวโพด โดยอาศัยอุปกรณ์สีข้าวโพดที่เคลื่อนที่ได้ และการย่อขวดของ เศษไม้ จากสวนปา ยางพารา และyuca คลิปตั้ง โดยเครื่องตัดขนาดเล็ก เป็นต้น

องค์ประกอบของชีวมวล

องค์ประกอบของชีวมวลแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักคือ

- ความชื้น (Moisture) ซึ่งเกิดจากปริมาณน้ำที่มีอยู่ในรرمชาติ ส่วนมากเชือเพลิงชีวมวลจะมีความชื้นก่อนข้างสูง เพราะเป็นผลผลิตทางการเกษตร ในการนำชีวมวลมาเผาใหม่ จะต้องมีการลดความชื้นไม่ให้เกิน 50 %

- ส่วนที่เผาไหม้ได้ (Combustible Substance) ส่วนที่เผาไหม้ได้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ Volatiles Matter และ Fixed Carbon Volatiles Matter โดยชีวมวลใดที่มีค่า Volatiles Matter สูงจะติดไฟและเผาไหม้ได้ง่าย

- จี๊ด้า (Ash) ชีวมวลส่วนใหญ่จะมีจี๊ด้าประมาณ 1-3 % ยกเว้นแกลนและฟางข้าว จะมีสัดส่วนจี๊ด้าประมาณ 10-20 % ซึ่งทำให้เกิดปัญหาในการเผาไหม้และการกำจัด

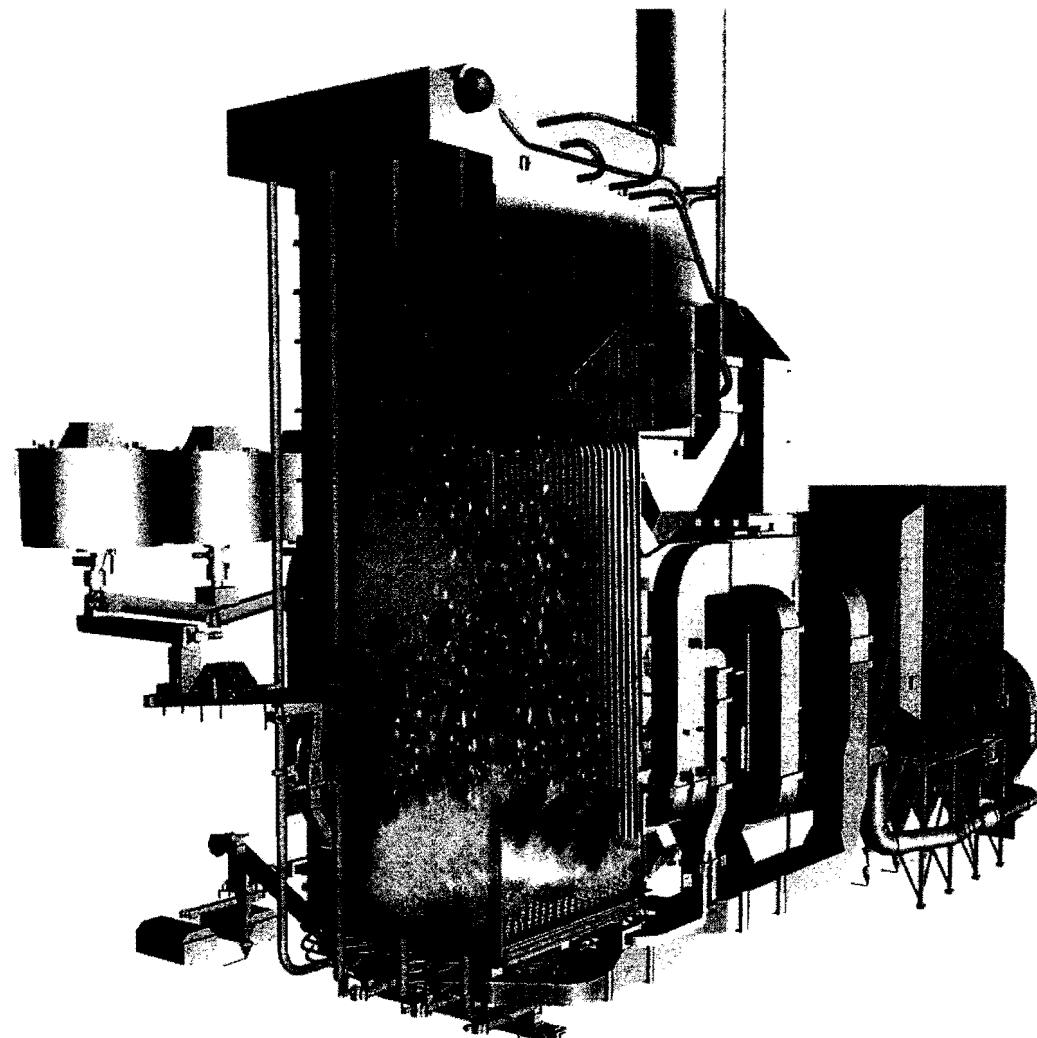
เปอร์เซ็นต์ของสารองค์ประกอบหลักของชีวมวลที่สำคัญในประเทศไทย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 เปอร์เซนต์ขององค์ประกอบหลักในชีวมวลที่สำคัญในประเทศไทย

ชนิดของชีวมวล	เปอร์เซนต์ขององค์ประกอบหลัก			
	แกลน	จี๊ด้า	Volatiles Matter	Fixed Carbon
แกลน	12	12.65	56.46	18.88
ฟางข้าว	10	10.39	60.7	18.9
ขันอ้อย	50.73	1.43	41.98	5.86
ใบอ้อย	9.2	6.1	67.8	16.9
ไม้ข้างพารา	45	1.59	45.7	7.71
ไขปาล์ม	38.5	4.42	42.68	14.39
กะลาปาล์ม	12	3.5	68.2	16.3
ทะลายปาล์ม	58.6	2.03	30.46	8.9
ลำต้นปาล์ม	48.4	1.2	38.7	11.7
ทางปาล์ม	78.4	0.7	16.3	4.6
ชั้งข้าวโพด	40	0.9	45.42	13.68
ลำต้นข้าวโพด	41.7	3.7	46.46	8.14
เหง้ามันสำปะหลัง	59.4	1.5	31	8.1
เปลือกไม้ชูกาลิปต์ส	60	2.44	28	9.56

2.3 คุณสมบัติการเผาไหม้ชีวมวล

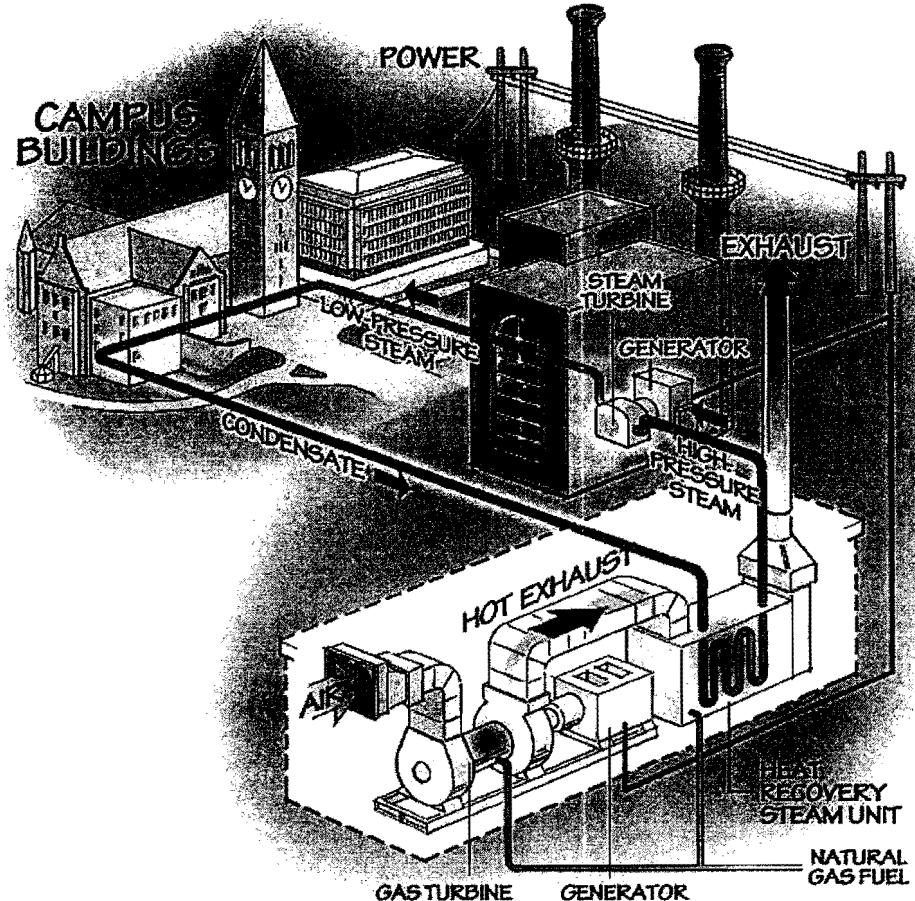
การใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า เป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการใช้พลังงานจากชีวมวล โดยมีระบบหลักๆ อยู่ทั้งหมด 5 ระบบ คือ การเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงสองชนิดเข้าไป (Cofiring) ก๊าซชีฟิเกชัน (Gasification) การย่อยสลายแบบไร้อากาศ (Anaerobic Digestion) และไฟโรไอลิซิส (Pyrolysis)



รูปที่ 2.13 หม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ข้อมูลภาพจาก <http://biomassmagazine.com>

โรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนมากในประเทศไทยและในโลกมักจะใช้ ระบบการเผาไหม้โดยตรง โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวล มาเผาไหม้โดยตรงในหม้อไอน้ำ (Boiler) และถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้แก่น้ำในหม้อไอน้ำจนกลายเป็นไอน้ำร้อนยิ่งขวดและมีความดันสูง เรียกว่า “ไออุ่น” (Superheat Steam) ซึ่งไอน้ำนี้จะขยายตัวเพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงานกลที่กังหันไอน้ำ โดยมีแกนเพลาของกังหันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ต่อร่วมกัน นอกเหนือจากการน้ำไอน้ำไปหมุนกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้าแล้ว ในโรงงานอุตสาหกรรมหลาย

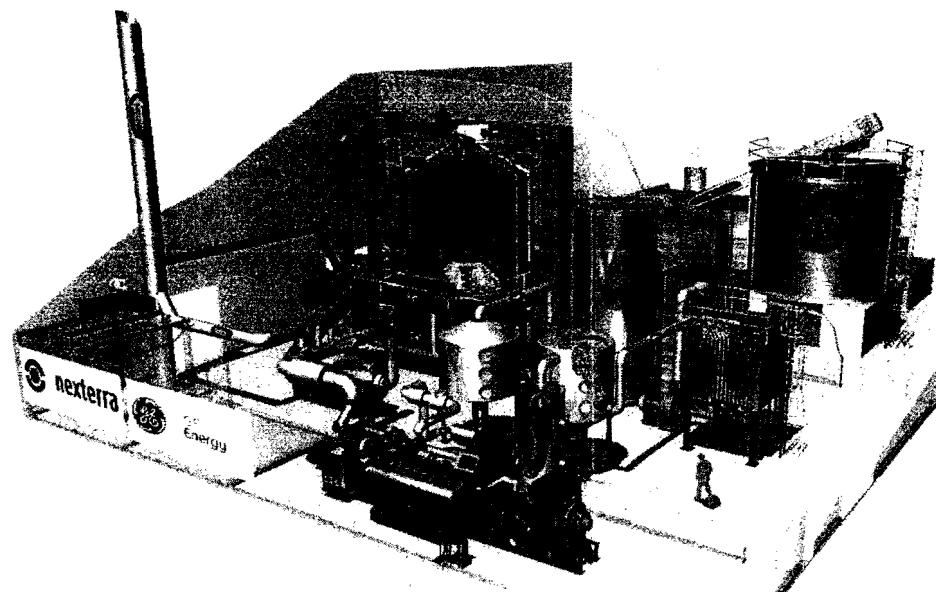
ประเภท เช่น โรงน้ำชา โรงกระดาษ จะมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานความร้อนที่สะสมในไอน้ำไปในขั้นตอนการผลิตภายในโรงงานด้วย ซึ่งระบบการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าร่วมกันแบบนี้เรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อน (Combined Heat and Power; CHP) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานสูง



รูปที่ 2.14 ระบบ CHP ที่มหาวิทยาลัย Cornell

ข้อมูลภาพจาก <http://www.news.cornell.edu/stories/Jan10/CHPopening.html>

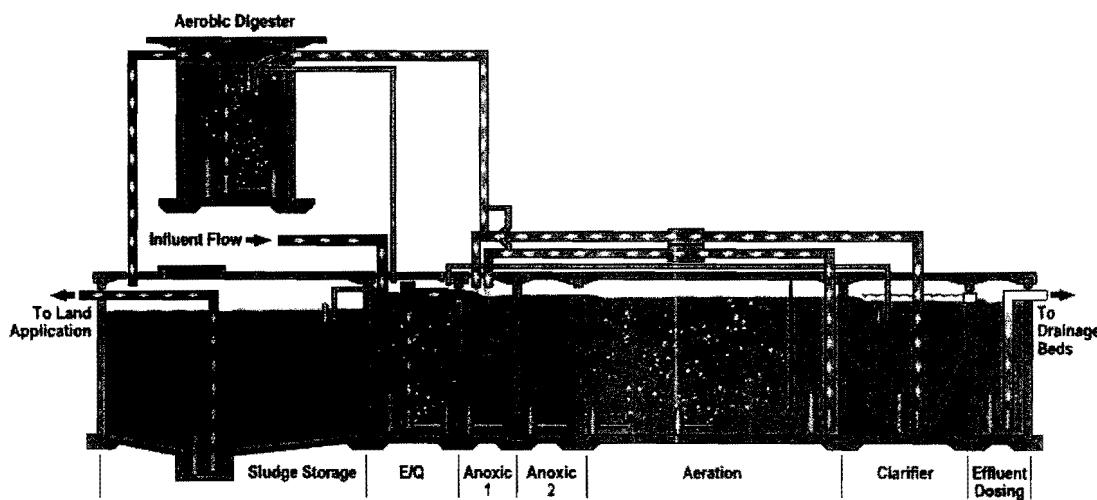
สำหรับระบบก๊าซชีฟิเกชัน (Gasification) นั้นเป็นกระบวนการที่เริ่มจากการเปลี่ยนชีวมวลให้กลายเป็นก๊าซที่เหมาะสมสำหรับการเผาไหม้ ในสภาวะที่มีอุณหภูมิสูงและมีปริมาณออกซิเจนต่ำ ซึ่งมีส่วนผสมหลักเป็นก๊าซไฮโดรเจน มีเทน และคาร์บอนมอนอกไซด์ ก๊าซที่ได้มานี้จะถูกส่งไปเผาไหม้ในเครื่องยนต์เบนซินหรือเครื่องยนต์ดีเซล ที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบก๊าซชีฟิเกชันนี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เหมาะสำหรับชุมชนหรืออุตสาหกรรมขนาดเล็ก แต่ปัญหาของระบบนี้คือน้ำมันดิน (Tar) ที่เกิดขึ้นและปลดปล่อยออกพรวนกับก๊าซในกระบวนการเผาไหม้ ซึ่งทำให้ห้องเผาไหม้ไม่สะอาดและประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง จึงต้องมีกระบวนการกำจัดที่เหมาะสม



รูปที่ 2.15 ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 2 MW แบบ Gasification โดยใช้ไม้สัก

ข้อมูลภาพจาก <http://www.energy-green.tk/wp-content/uploads/Biomass-10.jpg>

นอกจากการเผาไหม้แล้ววิธีการหนึ่งที่ทำให้เกิดก๊าซชีวภาพ (Biogas) เช่น ก๊าซมีเทน (Methane) ที่สามารถใช้เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานได้คือการย่อยสลายชีวมวล โดยกระบวนการที่นิยมกันมากในประเทศไทยคือการนำของเสียจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์มาหมักให้ เกิดก๊าซชีวภาพ โดยใช้ระบบการย่อยสลายแบบไร้อากาศ (Anaerobic Digestion) ซึ่งในกระบวนการนี้จะใช้แบคทีเรียเพื่อทำการย่อยสลายสารอินทรีย์ในสภาวะที่ไม่เชื่อมต่อออกซิเจน

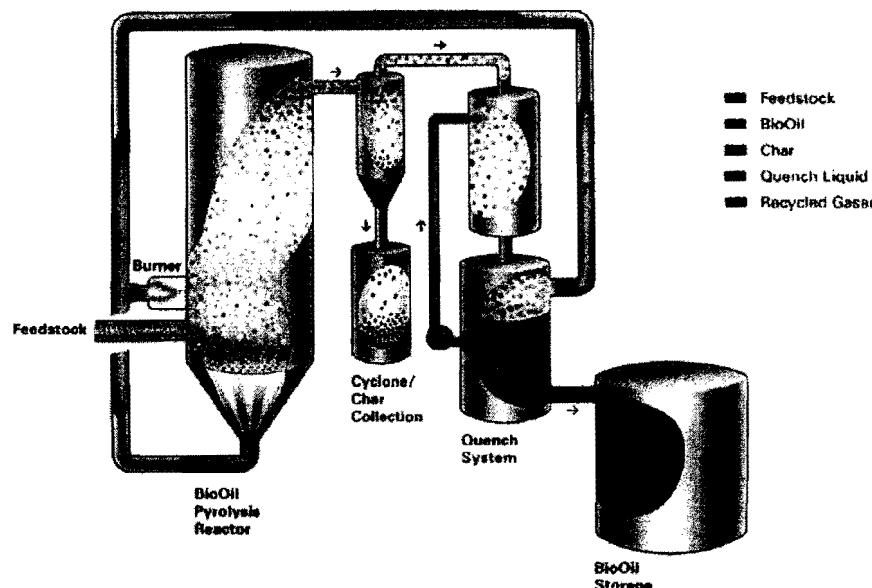


รูปที่ 2.16 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพด้วยกระบวนการย่อยสลายแบบไร้อากาศ

ข้อมูลภาพจาก <http://www.wedotanks.com/anaerobic-aerobic-wastewater-treatment-plant.asp>

บางกระบวนการจะใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไฟน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำใช้ในการหมุนกังหันก๊าซขนาดเล็กมาก (Micro-turbines) 25-500 กิโลวัตต์ นอกจากนั้นยังสามารถใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cells) โดยระบบเซลล์เชื้อเพลิงจะทำงานเหมือนกับแบตเตอรี่ แต่จะใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับอุดประจุแทนที่กระบวนการอุดประจุแบบดั้งเดิมที่ใช้ไฟฟ้า

ในกระบวนการไฟโรไอลซิส (Pyrolysis) สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล เป็นกระบวนการทางเคมีความร้อนเพื่อแยกองค์ประกอบของสารอินทรีย์ ณ อุณหภูมิต่างๆ ในสภาวะที่ไม่มีออกซิเจน มีผลทำให้ชีวมวลถูกลายสลายไปเป็นน้ำมันเหลวที่เรียกว่า น้ำมันไฟโรไอลซิส ซึ่งเป็นสารเชื้อเพลิงสามารถใช้เผาไฟน้ำในการกระบวนการให้ความร้อนและผลิตพลังงานไฟฟ้าได้



รูปที่ 2.14 ระบบผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงจากสารอินทรีย์ด้วยกระบวนการไฟโรไอลซิส

ข้อมูลภาพจาก <http://www.waste2energyworld.com/pyrolysis.htm>

ปัจจัยที่ต้องพิจารณาในการเตรียมเชื้อเพลิงชีวมวลให้พร้อมสำหรับการเผาไฟน้ำโดยตรง มีดังนี้

- ขนาดของเชื้อเพลิงชีวมวล เป็นองค์ประกอบที่ต้องพิจารณา เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไฟน้ำโดยเชื้อเพลิงชีวมวลมีขนาดใหญ่ เช่น เศษไม้หรือปีกไม้ที่ได้จากโรงเลื่อยไม้ย่างพารา จะต้องมีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการย่อยหรือสับให้เป็นชิ้นเล็กๆ ก่อนที่จะนำมาเผาไฟน้ำ ในอุตสาหกรรมบางประเภท เช่น ต้นอ้อยในที่ใช้ในโรงงานน้ำตาลนั้น ได้มีการสับเป็นชิ้นเล็กๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในกระบวนการหีบนำ้อ้อยอยู่แล้ว ทำให้กากขานอ้อยมีลักษณะเป็นกลุ่มเส้นไขซึ่งสามารถใช้ในการเผาไฟน้ำได้โดยตรงโดยไม่ต้องผ่านกระบวนการย่อยเพิ่มเติม เช่นเดียวกับแกลบ ซึ่งเป็นผลผลิตได้จากการสีข้าวเก็บไม่จำเป็นต้องมีการย่อยเพื่อลดขนาด ก่อนที่จะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง

○ ความชื้น ความชื้นของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นปัจจัยสำคัญที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพ และกระบวนการควบคุมการเผาไหม้ สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทความร้อน เช่น การมันสำปะหลังหรือส่าเหล้า ซึ่งมีความชื้นอยู่สูงประมาณ 80-90% จะต้องนำมาผ่านกระบวนการบีบอัด (Dewatering) เพื่อลดความชื้นก่อนนำไปเผาไหม้ หรือนำมาผ่านกระบวนการรับแบบไร์օอาคสเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ ในกรณีของเชียงใหม่ศักดิ์มีความชื้นประมาณ 50-60% อาจจะต้องมีการลดความชื้นโดยเก็บไว้ล่วงหน้าระหว่าง ก่อนที่จะใช้เผาไหม้ สำหรับแกลบันไม่มีปัญหามากเนื่องจากในกระบวนการสีขาว จะมีการอบไอล์ ความชื้นเพื่อลดปริมาณเมล็ดข้าวหัก และสำหรับชานอ้อยจะมีการควบคุมความชื้นโดยการตั้งค่า ระยะห่างของเครื่องหีบนำ้ออย ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในกระบวนการหีบนำ้ออย และทำให้ ความชื้นในชานอ้อยมีต่ำซึ่งสามารถใช้สำหรับการเผาไหม้ได้โดยตรง

○ สิ่งเจือปน สิ่งเจือปนในเชื้อเพลิงชีวมวลมีหลายอย่าง เช่น เศษดิน หิน กรวดทราย และคราบน้ำมันปาล์ม เป็นต้น สารอัลคาไลน์ในทะเลปาล์ม เมื่อถูกความร้อนที่อุณหภูมิสูงระดับหนึ่งจะ กลายเป็นยางเหนียวเกาะติดท่อนำ้ในห้องเผาไหม้ ทำให้ประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนในหม้อไอน้ำ ลดลง ในกรณีแกลบันและชานอ้อยมีการทำจัดสิ่งเจือปนเหล่านี้ในกระบวนการผลิตอยู่แล้วจึงไม่ประสบ ปัญหา

○ ปริมาณเชื้อ ปริมาณเชื้อถ้าของชีวมวล มีผลต่อการเผาไหม้ เช่นกัน โดยเชื้อที่เกิดขึ้นบางส่วนจะ ลอยไปกับอากาศร้อนไปทางบังพังเตาและในส่วนของ ท่อไอน้ำ ประเภทต่างๆ เช่น Superheater และ Reheater เป็นต้น ทำให้ประสิทธิภาพการรับและถ่ายเทความร้อนไม่ดี ในส่วนของเชื้อที่กันเตาจะต้อง มีกระบวนการกำจัดที่เหมาะสม เพื่อลดการฟุ้งกระจายและเพิ่มประสิทธิภาพในการเผาไหม้

โดยสรุป ชีวมวลบางชนิดสามารถเผาปฏิญาณได้บางอุดuct และเฉพาะบางภูมิภาคเท่านั้น ทำให้ การนำชีวมวลมาใช้ผลิตพลังงานมีข้อจำกัด บางชนิดยังไม่สามารถปล่อยให้ดำเนินการเชิงพาณิชย์ตาม กลไกการตลาดได้ เนื่องจากไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวล ที่เหมาะสม นักจดจำเป็นระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยใช้ เชื้อเพลิงชีวมวลแบบที่เหมาะสมและสามารถหาได้やすいในพื้นที่นั้น รัฐบาลจึงต้องมีการสนับสนุนเพื่อ เป็นการเตรียมความพร้อม สำหรับปัญหาวิกฤติพลังงานที่อาจเกิดขึ้นได้ในอนาคต ซึ่งถ้ามีการสนับสนุน อย่างเหมาะสมจากรัฐบาลและหน่วยงานด้านพลังงาน ในด้านการจัดการพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงาน อย่างเหมาะสมรวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีทางการเกษตรให้ดีขึ้น ที่มีความเป็นไปได้ที่การพัฒนา เทคโนโลยีสำหรับชีวมวลเหล่านี้จะมีศักดิ์ที่สุด จนจนกระทั่งมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

เบอร์เซ็นต์ของธาตุและองค์ประกอบหลักในชีวมวลที่สำคัญในประเทศไทย สามารถแสดงได้ ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 เปอร์เซ็นต์ของชาติและองค์ประกอบหลักในชีวมวลที่สำคัญในประเทศไทย

แยกตามชนิด	จำนวน	เปอร์เซ็นต์ (%)						
แยกตามชนิด	37.48	4.41	33.27	0.17	0.04	0.09	12	12.65
ฟางข้าว	38.17	5.02	35.28	0.58	0.09	na	10	10.39
ชานอ้อย	21.33	3.06	23.29	0.12	0.03	na	50.73	1.43
ใบอ้อย	41.6	5.08	37.42	0.4	0.17	0.01	9.2	6.1
ไม้ยางพารา	25.58	3.19	24.48	0.14	0.02	0.01	45	1.59
ไขป่าลั่น	30.82	3.74	21.61	0.84	0.08	0.11	38.5	4.42
กลาบป่าลั่น	44.44	5.01	34.7	0.28	0.02	0.02	12	3.5
หะลายป่าลั่น	21.15	2.56	15.34	0.27	0.04	0.16	58.6	2.03
ลำต้นป่าลั่น	23.9	3.04	22.91	0.56	0.06	na	48.4	1.2
ทางป่าลั่น	10.13	1.25	9.44	0.07	0.02	0.12	78.4	0.7
ซังข้าวโพด	28.19	3.36	27.42	0.12	0.03	0.05	40	0.9
ลำต้นข้าวโพด	27.83	4.06	22.47	0.13	na	na	41.7	3.7
เหงี้มันสำปะหลัง	18.76	2.48	17.5	0.32	0.04	0.05	59.4	1.5
เปลือกไม้คุกคาลิปตัส	18.6	2.12	16.68	0.15	0.02	0.1	60	2.44

บทที่ 3 โรงไฟฟ้าชีวมวล

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์ ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นหลัก ในโครงการผู้ผลิตไฟฟารายเล็กมาก โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่ใช้ไอน้ำ และก๊าซในการผลิตไฟฟ้า รายละเอียดในส่วนต่างๆ มีดังต่อไปนี้

3.1 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน หมายถึง โรงไฟฟ้าประเภทที่ใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแบ่งออกได้หลายประเภท เช่น ถ่านหิน น้ำมันดิบ น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ เชื้อเพลิงชีวภาพ รวมทั้งนิวเคลียร์ เป็นต้น

ในประเทศไทยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 90% ของกำลังการผลิตรวมทั่วประเทศ และสำหรับเทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในโครงการผู้ผลิตไฟฟารายเล็กมาก ที่มีในประเทศไทยส่วนใหญ่จะใช้เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแบบกังหันไอน้ำและกังหันก๊าซ ยกเว้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) โรงไฟฟ้ากังหันลมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำเท่านั้นที่เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าไม่เกี่ยวข้องกับพลังงานความร้อน

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูง โดยทั่วไปสามารถแบ่งได้หลายประเภทตามวัฏจักรอุณหพลศาสตร์ดังนี้

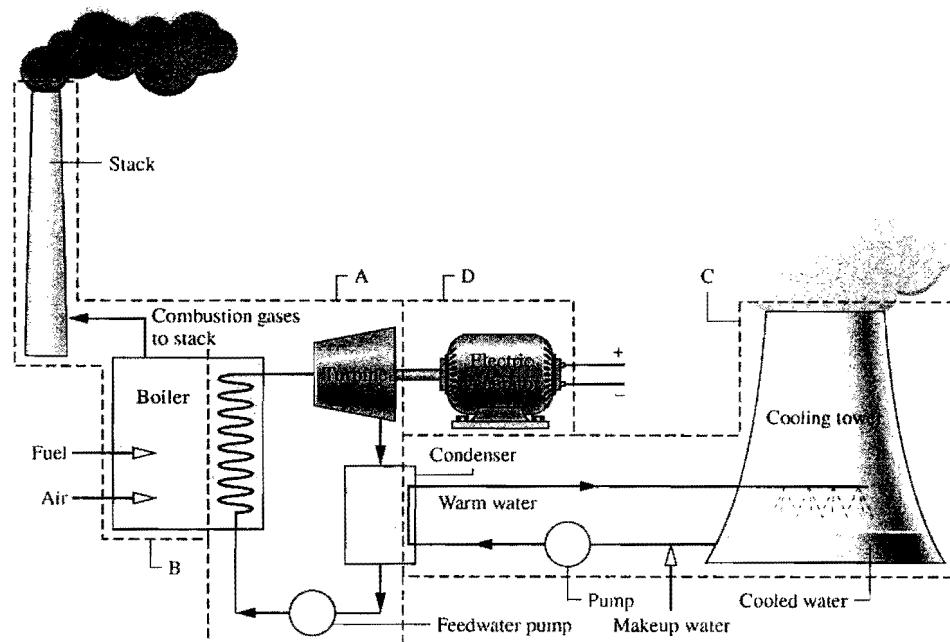
- โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อต้มน้ำให้เดือดกลายเป็นไอน้ำที่ความดันสูง แล้วนำไปขับกังหันไอน้ำซึ่งมีแกนเพลาต่อร่วมเป็นแกนเดียวกับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า วัฏจักรพื้นฐานของน้ำกับไอน้ำในโรงไฟฟ้าแบบนี้จะเป็นวัฏจักรแรงคิน (Rankin Cycle)
- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจากระบบเครื่องกังหันก๊าซในวัฏจักรแบบเบรย์ตัน (Brayton Cycle) โดยกระบวนการเริ่มจากการอัดอากาศให้มีความดันสูงประมาณ 8 – 10 เท่า ของบรรยากาศ แล้วส่งเข้าห้องเผาไหม้เพื่อผสมกับก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงในอัตราส่วนที่เหมาะสม แล้วจึงทำให้ก๊าซมีความดันและอุณหภูมิสูงโดยการจุดระเบิด ก่อนส่งไปทำให้เกิดการขยายตัวและสร้างแรงกลเพื่อบรรทุกษ์กังหันก๊าซที่มีเพลาต่อร่วมกับแกนโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) คือโรงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ทำงานร่วมกันทั้งสองระบบ โดยนำความร้อนที่

ด้านขาออกจากเครื่องกังหันก๊าซซึ่งบังคับมีอุณหภูมิสูงประมาณ 550°C มาใช้ต้มน้ำโดยกระบวนการแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อใช้ไอน้ำในการผลิตไฟฟ้าในวัสดุกรังหันไอน้ำแบบแรงดันเพิ่มเติมจากกังหันก๊าซ

- โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant) คือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอิกประเททหนึ่ง ที่ใช้น้ำมันดีเซล เป็นเชื้อเพลิงสันดาปภายในโดยผสมกับอากาศอัด แล้วมีการจุดระเบิดอย่างต่อเนื่องเพื่อนำพลังงานกลที่ได้ไปทำการหมุนโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant) โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิต พลังงานความร้อนจากปฏิกิริยานิวเคลียร์แบบพิสัยที่เตาปฏิกิริย์ และมีการส่งผ่านความร้อนนี้ไปยังสารระบายน้ำความร้อน (Coolant) เพื่อนำไปใช้ในกระบวนการต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำ สำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าในกระบวนการแบบเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ

3.2 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

องค์ประกอบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำแบบง่ายสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.1

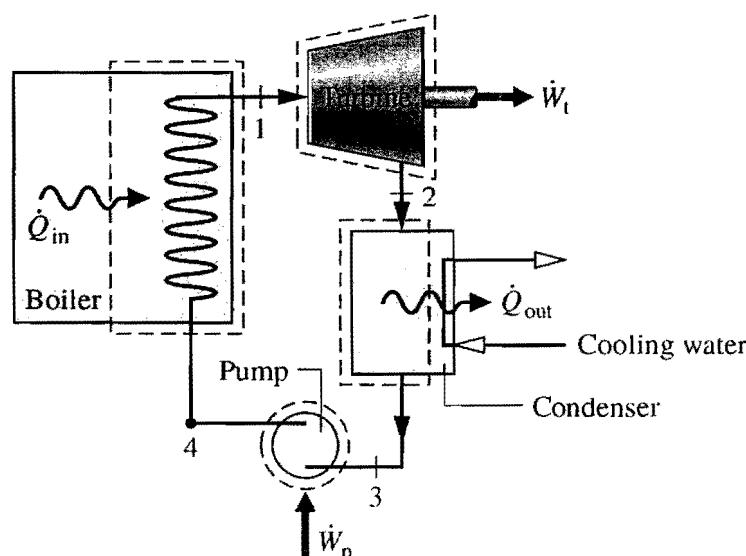


รูปที่ 3.1 ส่วนประกอบพื้นฐานของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

จากรูปที่ 3.1 ที่หม้อต้ม (Boiler) จะเกิดการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิง (Fuel) ผสมกับอากาศในปริมาณที่พอเหมาะ ก๊าซร้อนที่เกิดขึ้นจะใช้ในการต้มน้ำให้เดือดกลายเป็นไอน้ำก่อนปล่อยออกสู่บรรยาอากาศทางปล่องไฟ (Stack) เมื่อไอน้ำผ่านเข้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine) จะเกิดการขยายตัว พลังงานความร้อนที่สะสมในไอน้ำจะเปลี่ยนเป็นพลังงานกลเพื่อใช้ขับกังหันซึ่งมีแกนเพลาต่อร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตขึ้น ณ เวลาหนึ่งจะมีการควบคุมให้ได้ค่าตามที่

กำหนด การเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้าทำได้โดยการควบคุมอัตราการไหลดของไอน้ำที่ด้านทางเข้ากังหันไอน้ำ และเมื่อไอน้ำมีการขยายตัวเพื่อขับกังหันแล้วความดันและอุณหภูมิของไอน้ำด้านทางออกของ กังหันจะลดลง เมื่อไอน้ำนี้ไหลดเข้าห้องลับ (Condenser) ไอน้ำจะถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำเย็น (Cooled Water) ทำให้ไอน้ำเกิดการควบแน่นเป็นหยดน้ำ prima จึงมีการลดลงอย่างรวดเร็วทำให้เกิดสภาพ เกือบเป็นสุญญากาศซึ่งต้องนำไปยังห้องผึ้ง (Cooling Tower) เพื่อให้น้ำอุ่นนี้เย็นลงด้วยการระบายความร้อนของส่วนบรรยากาศก่อนนำกลับไปยังห้องลับอีกครั้ง สำหรับไอน้ำเมื่อมีการกลับตัวเป็นน้ำจะถูกนำไปที่หม้อต้มอีกครั้ง โดยใช้ปั๊ม (Feedwater Pump) วัฎจักรของน้ำและไอน้ำจะมีการดำเนินต่อเนื่อง เช่นนี้ตลอดไป

กระบวนการแลกเปลี่ยนพลังงานที่เกิดขึ้นในวัฎจักรของน้ำและไอน้ำดังในรูปที่ 3.1 อาจเขียนแสดงได้ในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 กระบวนการแลกเปลี่ยนพลังงานในวัฎจักรของน้ำกับไอน้ำ

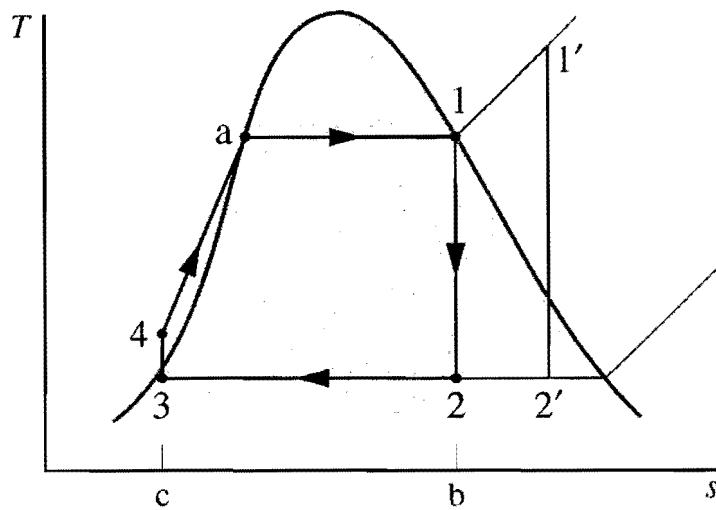
จากรูปที่ 3.2 พลังงานที่มีการแลกเปลี่ยนในวัฎจักรประกอบด้วยส่วนสำคัญ 4 ส่วน ดังต่อไปนี้

- พลังงานความร้อน \dot{Q}_{in} ที่ใช้ในการต้มน้ำให้เดือด โดยพลังงานความร้อนในส่วนนี้เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่เตาเผาซึ่งอยู่ในหม้อต้ม
- พลังงานกล \dot{W}_t ที่กังหันไอน้ำใช้ขับโทรศัพท์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพลังงานส่วนนี้ได้มาจากการขยายตัวของไอน้ำขณะระเหยกล่องผ่านกังหัน
- พลังงานความร้อน \dot{Q}_{out} ที่ไอน้ำถ่ายเทให้แก่น้ำเย็นเพื่อควบแน่นที่ห้องลับ
- พลังงานไฟฟ้า \dot{W}_p ที่จ่ายให้แก่ปั๊มน้ำเพื่อใช้เพิ่มความดันแก่น้ำก่อนเข้าหม้อต้ม

ในในวัฏจักรของน้ำกับไอน้ำดังกล่าวมีพลังงานไฟฟ้าที่เป็นผลลัพธ์รวมคือ $\dot{W}_i - \dot{W}_p$ โดยมีพลังงานที่ต้องจ่ายให้แก่ระบบและพลังงานสูญเสีย คือ \dot{Q}_{in} และ \dot{Q}_{out} ตามลำดับ ดังนั้นจะได้ประสิทธิภาพที่เกิดขึ้นในวัฏจักรคำนวนได้จากสมการที่ (3.1)

$$\eta = \frac{\dot{W}_i - \dot{W}_p}{\dot{Q}_{in}} \text{ หรือ } \eta = \frac{\dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{out}}{\dot{Q}_{in}} \quad (3.1)$$

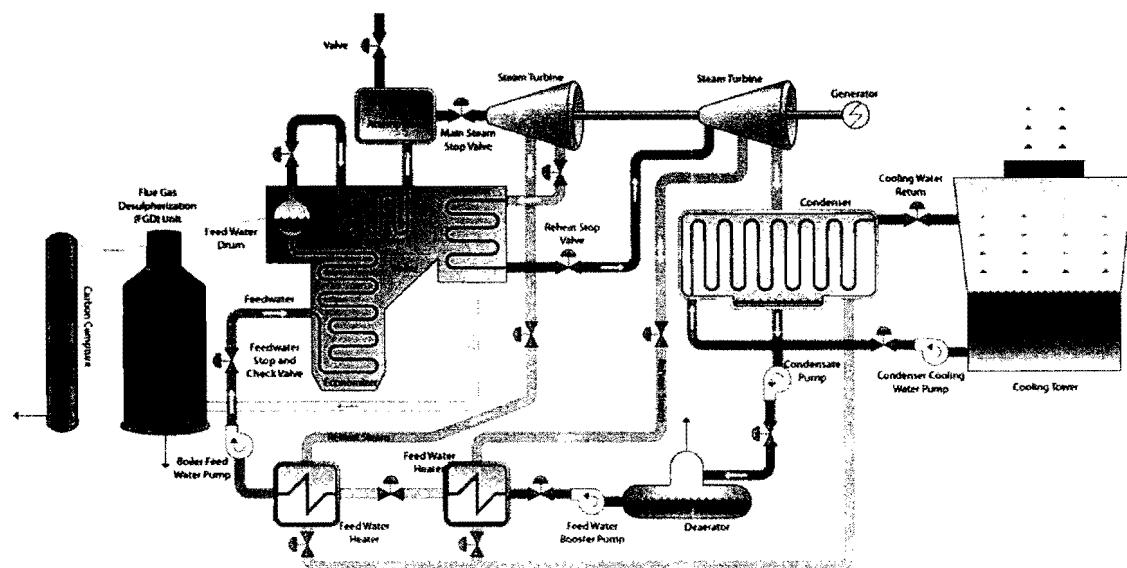
วัฏจักรแรงดันอุณหภูมิของรูปที่ 3.2 สามารถแสดงสถานะของระบบที่ต่างๆ ในแผนภาพเอนโทรปีและอุณหภูมิได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 สถานะของน้ำกับไอน้ำในแผนภาพ T – s ของวัฏจักรแรงดันอุณหภูมิ

จากรูปที่ 3.3 ไอน้ำร้อนยิ่งข้าม (Superheat Steam) ณ สถานะ 1' เมื่อเข้ากับหินจะมีการขยายตัวเพื่อเปล่งพลังงานที่สะสมในไอน้ำเป็นพลังงานกลในการหมุนกังหัน ถ้ากระบวนการดังกล่าวไม่มีการสูญเสียความร้อนที่ตัวกังหัน (Adiabatic Expansion) ไอน้ำที่ด้านทางออกของกังหัน ณ สถานะ 2' จะมีค่าเอนโทรปีของไอน้ำคงที่ เมื่อไอน้ำกลับตัวเป็นน้ำที่หอกลับพลังงานความร้อนสะสมจะลดลงเป็นน้ำเดือดที่สถานะ 3 และเมื่อมีการเพิ่มความดันด้วยปั๊มก่อนจ่ายเข้าหม้อต้ม น้ำเดือดจะมีพลังงานและอุณหภูมิสูงขึ้นเล็กน้อย ณ สถานะ 4 แต่จะกลับเป็นน้ำที่ยังไม่ถึงจุดเดือดเนื่องจากมีความดันสูงขึ้นกระบวนการดังกล่าวจะมีเอนโทรปีคงที่ เนื่องจากงานจากปั๊มจะนำไปใช้เพิ่มพลังงานสะสมในน้ำโดยที่ไม่มีพลังงานความร้อนสูญเสียเกิดขึ้นที่ตัวปั๊ม เมื่อน้ำ ณ สถานะ 4 ได้รับความร้อนที่ตัวหม้อต้มจะเดือดกลายเป็นไอดามเด่นทางจาก สถานะ 4 → a → 1 → 1' เป็นอันครบจบวัฏจักร

ในรายละเอียดระบบโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำจะประกอบด้วยระบบต่างๆ เพื่อช่วยให้การทำงานในวัฏจักรแรงดันเกิดขึ้น ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ระบบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

ระบบต่างๆ ในโรงไฟฟ้าจาก群ที่ 3.4 ประกอบด้วย

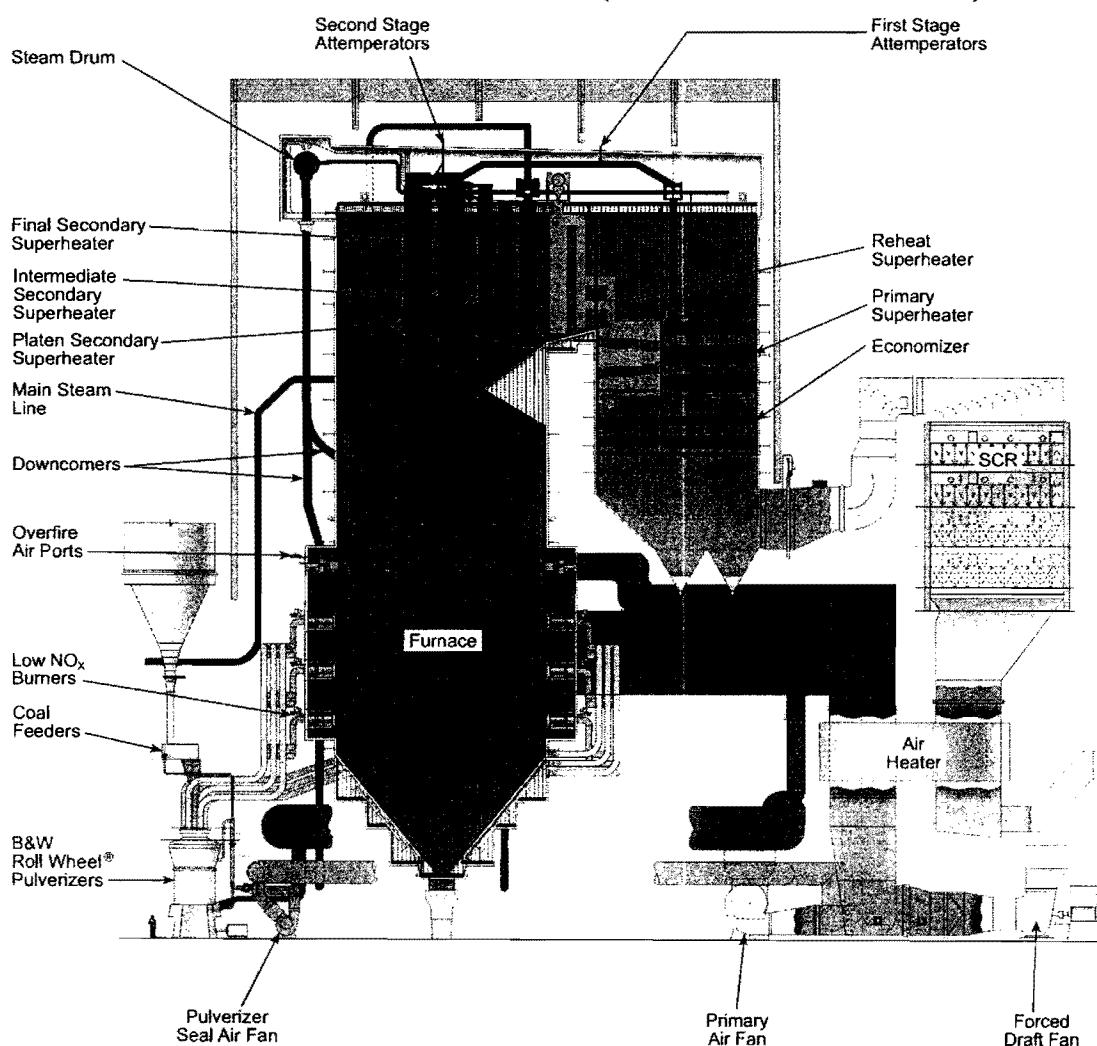
- 1) หม้อต้ม (Boiler)
- 2) ปั๊มน้ำสูบน้ำเข้าหม้อต้ม (Boiler Feed Water Pump)
- 3) ท่ออุ่นน้ำ (Economizer)
- 4) ครัมหม้อต้ม (Boiler Drum)
- 5) ท่อไอน้ำร้อนยิ่งวาว (Superheater)
- 6) เครื่องควบคุมอุณหภูมิไอน้ำ (Attemperator)
- 7) เครื่องดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture Element)
- 8) ปล่องควัน (Chimney Stack)
- 9) กังหันไอน้ำความดันสูง (High Pressure Turbine)
- 10) ท่ออุ่นไอน้ำป้อนกลับ (Reheater)
- 11) กังหันไอน้ำความดันต่ำ (Low Pressure Turbine)
- 12) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Electric Generator)
- 13) หอกรอง (Condenser)
- 14) หอผึ้ง (Cooling Tower)
- 15) ปั๊มน้ำเย็น (Cooling Water Pump)
- 16) วาล์วควบคุม (Control Valve)
- 17) ปั๊มน้ำความแห้ง (Condensate Pump)

- 18) ถังดูดอากาศ (Deaerator)
- 19) ปั๊มเพิ่มความดันน้ำ (Feed Water Booster Pump)
- 20) เครื่องอุ่นน้ำก่อนเข้าหม้อน้ำ (Feed Water Heater)

3.3 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล เช่น แกลบ หรือ ชานอ้อย จะมีลักษณะการป้อนเชื้อเพลิงแบบ ป้อนย่างไปในเตา ซึ่งจะแตกต่างกับโรงไฟฟ้าน้ำด้วยที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินซึ่งต้องมีการบดและฉีดเป็นฝุ่นถ่านหินเข้าไปในเตา ซึ่งอาจจะผสมกับน้ำมันเตาเพื่อช่วยให้เผาไหม้ได้สะดวกยิ่งขึ้น โดยทั่วไประบบโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำประกอบด้วยส่วนต่างๆ ที่สำคัญดังรายละเอียดต่อไปนี้

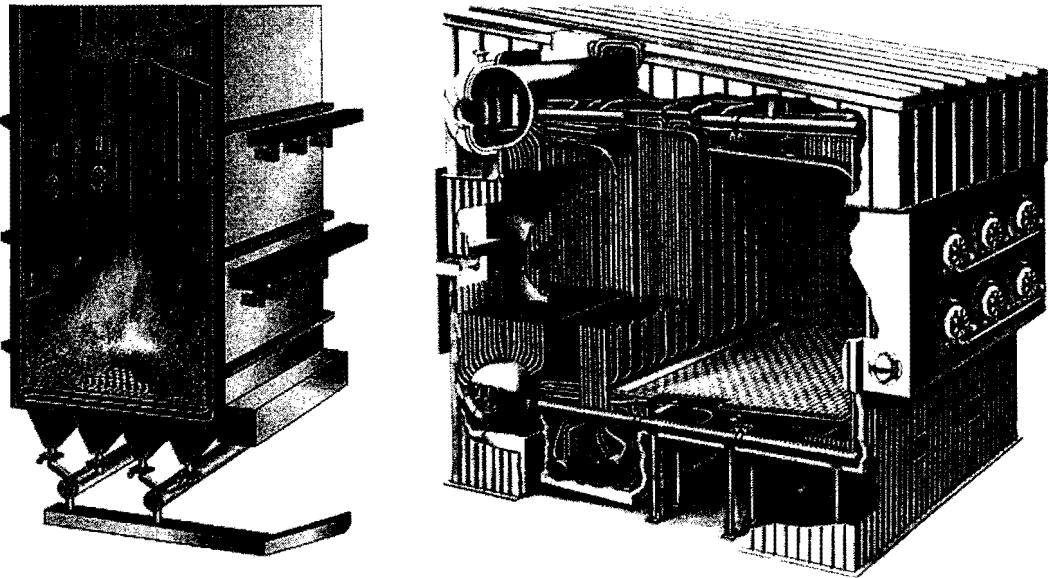
3.3.1 หม้อต้มและเส้นทางการไหลกําร้อน (Boiler and Flue Gas Flow Path)



รูปที่ 3.5 ระบบหม้อต้มของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำแบบหนึ่ง ของบริษัท B&W PGG

หมายถึงส่วนที่เกิดการเผาไหม้เพื่อเกิดความร้อนสำหรับใช้ในการผลิตไอน้ำ รวมถึงเส้นทางการไหลของก๊าซร้อนก่อนที่จะปล่อยออกสู่บรรยายการทางปล่องควัน การออกแบบระบบหม้อต้มรวมทั้งอุปกรณ์ ต่างๆ ในส่วนนี้ ขึ้นอยู่กับปัจจัยที่สำคัญหลายอย่าง เช่น ชนิดของเชื้อเพลิง ระบบเผาไหม้ ความดันของไอน้ำ และระบบกังหันไอน้ำ เป็นต้น เพื่อความสะดวกจะขอยกตัวอย่างการออกแบบหม้อต้มของบริษัท B&W PGG (Babcock & Wilcox Power Generation Group) ที่ทำงานณ แรงดัน 1800 – 2400 Psia ดังรูปที่ 3.5 เพื่อประกอบการอธิบาย ส่วนประกอบทั่วไปภายในหม้อต้ม ดังนี้

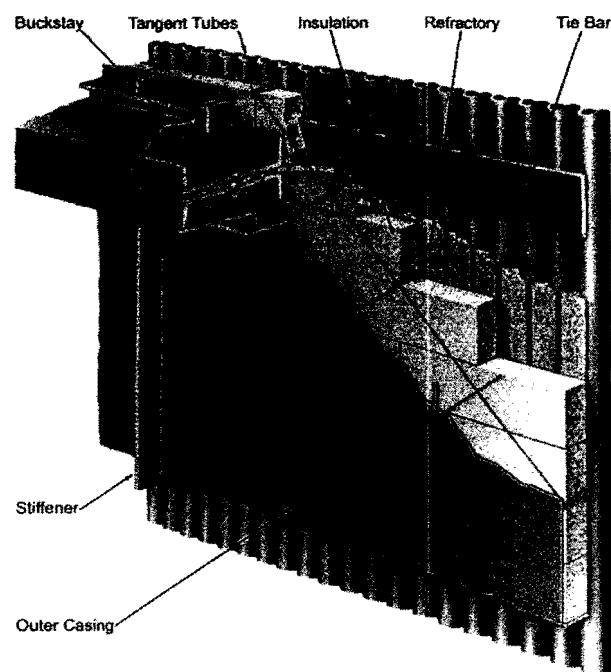
- เตาเผาเชื้อเพลิง (Furnace) มีลักษณะเป็นห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงสี่เหลี่ยมที่มีด้านทั้งสี่เป็นผนังห้อน้ำ (Water Wall) สร้างขึ้นจากการนำห้อน้ำ (Water Tube) แต่ละท่อมาเชื่อมติดกันเป็นแพ (Membrane Construction) ดังรูปที่ 3.6



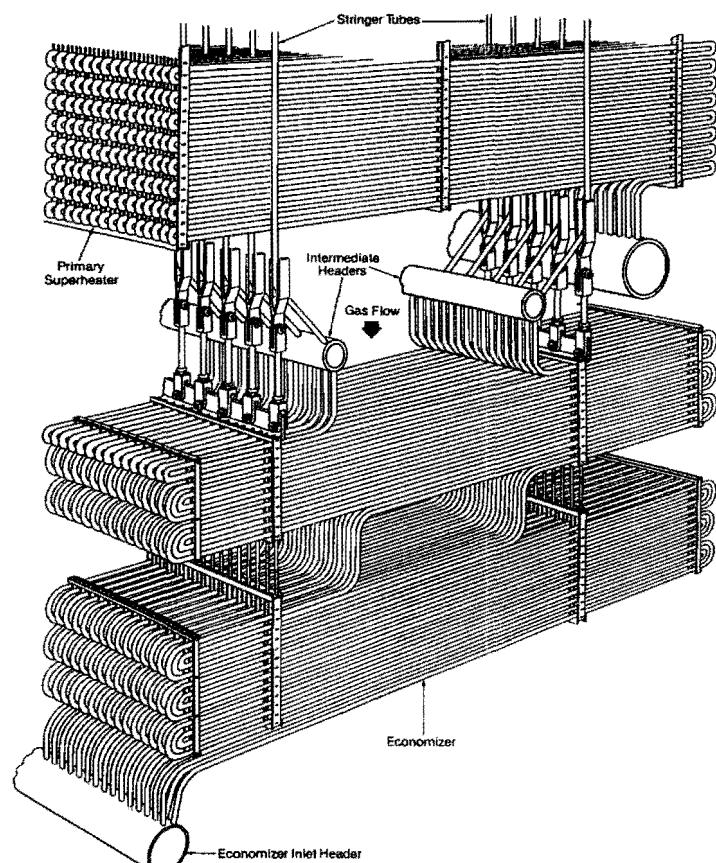
รูปที่ 3.6 ลักษณะทั่วไปของเตาเผาไหม้เชื้อเพลิงของหม้อต้ม

ความร้อนในเตาเผาไหม้ที่ถ่ายเทให้ผนังห้อน้ำที่ใช้เพื่อการต้มน้ำให้เดือดกลายเป็นไอน้ำ ส่วนใหญ่เกิดจากการแผ่รังสีความร้อน เพื่อลดพลังงานความร้อนที่สูญเสียจากการแผ่รังสีความร้อนภายในเตาออกสู่บรรยายการภายนอก ผนังห้อน้ำด้านนอกจะหุ้มด้วยฉนวนกันความร้อนดังรูปที่ 3.7

- ห้อน้ำและท่อไอน้ำชนิดต่างๆ หมายถึง ท่อไอน้ำร้อนยิ่งขวด (Superheater) ท่อไอน้ำเวียนกลับ (Reheater) และท่ออุ่นน้ำก่อนต้ม (Economizer) โดยท่อเหล่านี้จะมีหน้าที่ในการถ่ายเทความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ไปสู่น้ำและไอน้ำ โดยใช้การแผ่รังสี (Radiation) การนำความร้อน (Conduction) และการพาความร้อน (Convection) ในการออกแบบโดยทั่วไปจะจัดเรียงท่อไอน้ำร้อนยิ่งขวดไว้ชั้นในสุด ตามมาเป็นท่อไอน้ำเวียนกลับ และและท่ออุ่นน้ำก่อนต้มจะวางไว้หลังสุดก่อนที่ก๊าซร้อนจะปล่อยออกสู่บรรยายการแสดงได้ดังรูปที่ 3.8



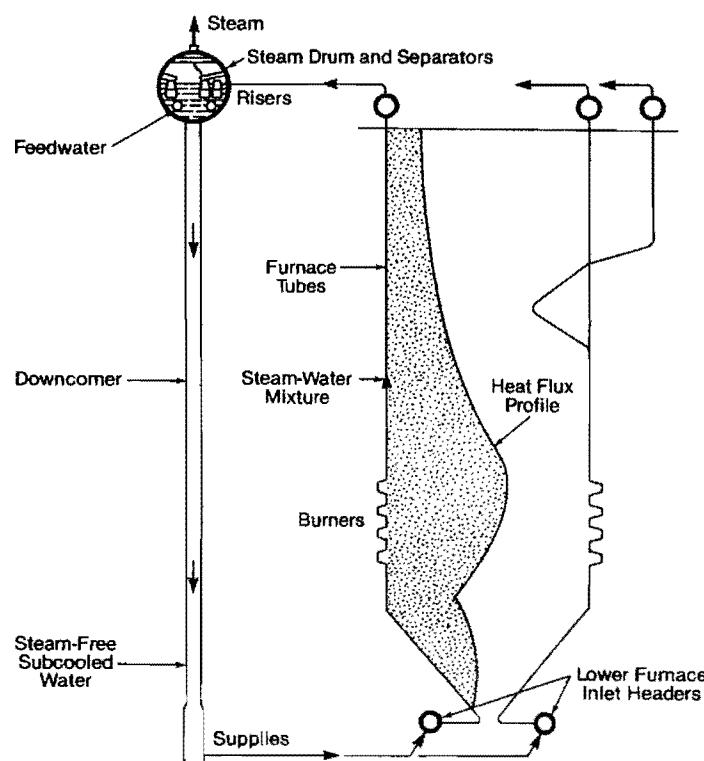
รูปที่ 3.7 ลักษณะทั่วไปของผนังเตา



รูปที่ 3.8 ลักษณะการจัดเรียงท่อนำและท่อไอน้ำแบบหนึ่ง

ท่อไอน้ำร้อนขึ้งขวดอาจมีหลายชุด เช่น ท่อไอน้ำร้อนขึ้งขวดแบบปฐมภูมิ (Primary Superheater) และท่อไอน้ำร้อนขึ้งขวดแบบทุติยภูมิ (Secondary Superheater) เป็นต้น โดยท่อไอน้ำร้อนขึ้งขวดชุดแรกจะได้รับความร้อนทั้งด้วยการนำ การทำ และการเพิ่มสีความร้อน แต่ชุดที่อยู่ในภายหลังจะได้รับความร้อนด้วยวิธีการนำและการพาความร้อน เป็นหลัก การนำความร้อนเกิดจากความร้อนเคลื่อนผ่านเนื้อโลหะของท่อที่แฝงในก้นถ่านอกมีอุณหภูมิต่างกัน ในขณะที่การพาความร้อนจะอาศัยการเคลื่อนที่ของก๊าซร้อนจากเตาเผาออกสู่บรรยายภายนอกทางปล่องควันเป็นตัวกลาง

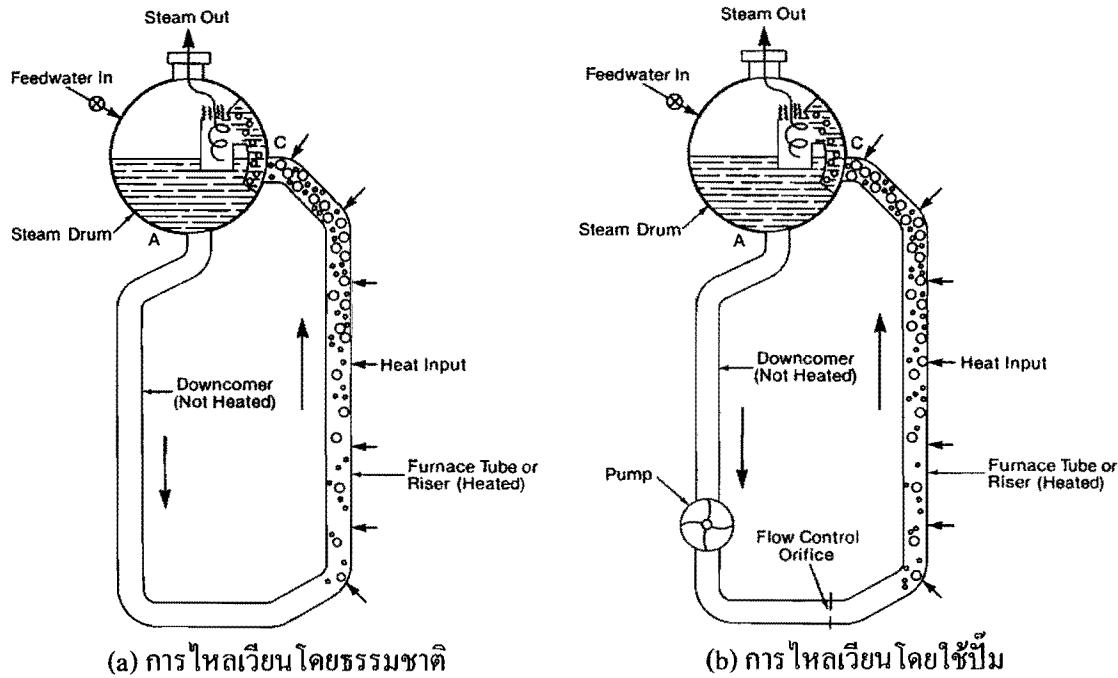
การไอลเวียนของส่วนผสมระหว่างไอน้ำกับน้ำ (Steam-Water Mixture Circulation) มีลักษณะเป็นวัฏจักรบ่ออย โดยน้ำร้อนที่ผ่านการอุ่นจากเครื่องอุ่นน้ำก่อนต้ม (Economizer) จะถูกปั๊มดูดเข้ามาที่ดรัมตอนบน (Top Drum) ส่วนที่เป็นน้ำจะไหลลงสู่ห้องน้ำด้านนอกของผนังเตา (Downcomer) แล้วเวียนกลับมารับความร้อนเพื่อให้เดือดลายเป็นไอน้ำที่ห้องน้ำด้านใน ส่วนผสมของน้ำกับไอน้ำจะไหลขึ้นสู่ครัมตอนบนและไอน้ำบางส่วนจะถูกแยกออกไป โดยการไอลเวียนดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 การไอลเวียนในวัฏจักรที่เป็นส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำ

จากรูปที่ 3.9 การไอลเวียนนี้โดยปกติสามารถเกิดขึ้นได้โดยธรรมชาติ (Natural Circulation) โดยอาศัยความหนาแน่นที่แตกต่างกันระหว่างส่วนผสมของน้ำเดือดและไอน้ำ เมื่อความดันมีค่าสูงขึ้นความหนาแน่นของน้ำและไอน้ำจะแตกต่างกันน้อยลง การไอลเวียนโดยธรรมชาติจะเกิดขึ้นได้ยากจึงต้องมี

การใช้ปั๊มเพื่อช่วยให้เกิดการไอลวีญ (Forced Circulation) โดยทั่วไปที่ความดันสูงกว่า 2,500 Psia จะมีการออกแบบให้มีการติดตั้งปั๊มที่หอน้ำด้านนอกของผนังเตาเพื่อช่วยให้เกิดการไอลวีญได้ง่ายขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 3.10



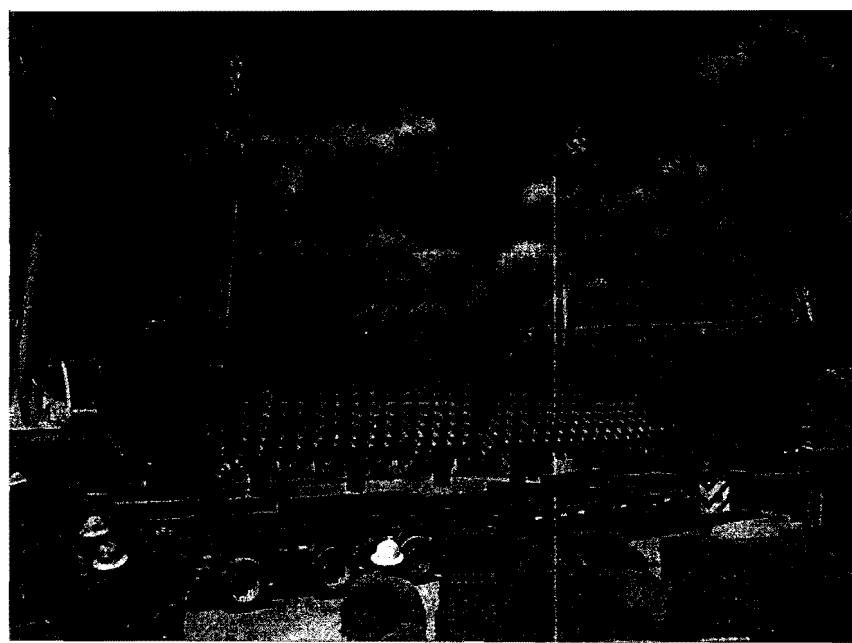
รูปที่ 3.10 (a) การไอลวีญในวัฏจักรที่เป็นส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำโดยธรรมชาติ

(b) การไอลวีญในวัฏจักรที่เป็นส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำโดยใช้ปั๊ม

ที่ค่าความดันวิกฤติ (Critical Pressure) 3,208.2 Psia ความหนาแน่นของน้ำกับไอน้ำมีค่าเท่ากัน การไอลวีญโดยธรรมชาติจะไม่สามารถเกิดขึ้นได้ หากต้องการทำงานที่ความดันสูงกว่าความดันวิกฤติ น้ำจะสามารถเดือดกลายเป็นไออกไซด์ไม่มีส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำในวัฏจักร จึงไม่จำเป็นต้องมีครั้น เราเรียกหน้าต้มแบบนี้ว่า Once-through Boiler หรือ Supercritical Boiler

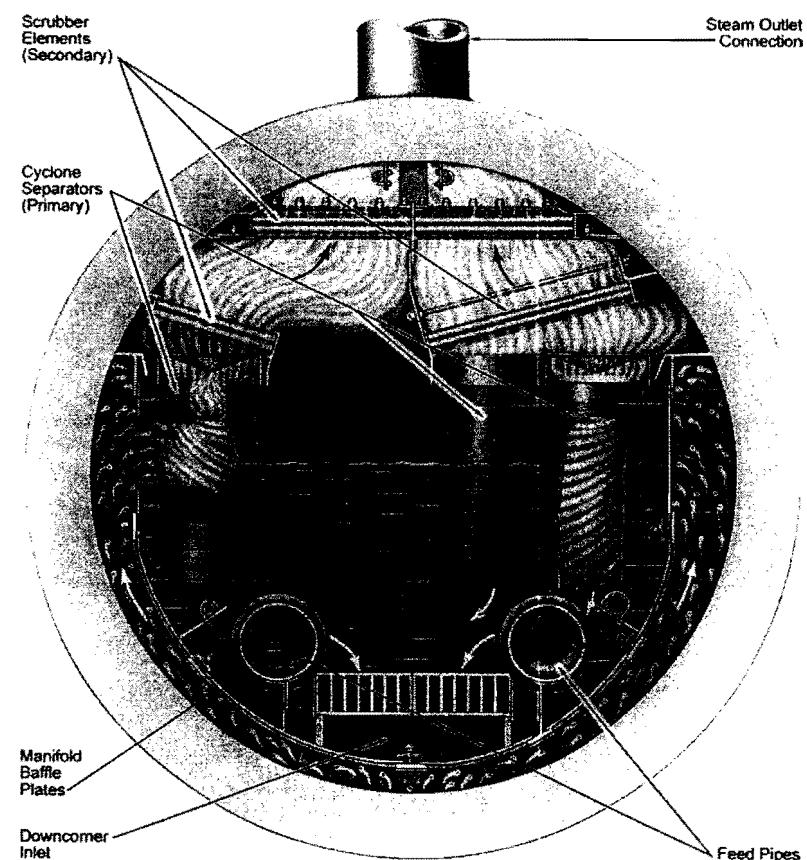
ระหว่างการเริ่มผลิตไอน้ำจะต้องมีการควบคุมให้เกิดการไอลวีญตลอดเวลา เพื่อรักษาระดับอุณหภูมิของหอน้ำให้อยู่ภายใต้จุดจำกัดอุณหภูมน้ำสูงสุดที่ทนได้

- ครั้ม (Steam Drum) ครั้มเป็นถังพกน้ำที่ผ่านการอุ่นจากหออุ่นน้ำก่อนที่จะทำการต้มให้เดือดภายใน มีลักษณะคล้ายกระสวยวางตัวอยู่ตอนบนของเตาฯ ดังรูปที่ 3.11 มีหน้าที่หลักในการแยกไอน้ำ (Steam Separation) ออกจากส่วนผสมของไอน้ำกับน้ำเดือด เติมน้ำยาเคมีเพื่อปรับปรุงคุณภาพของน้ำ (Chemical Water Treatment) คัดแยกสิ่งปนเปื้อนออกจากไอน้ำ (Steam Purification) และควบคุมปริมาณน้ำโดยการปล่อยน้ำออกจากระบบ (Blow Down)



รูปที่ 3.11 ลักษณะรัมของหม้อต้มขณะทำการติดตั้ง

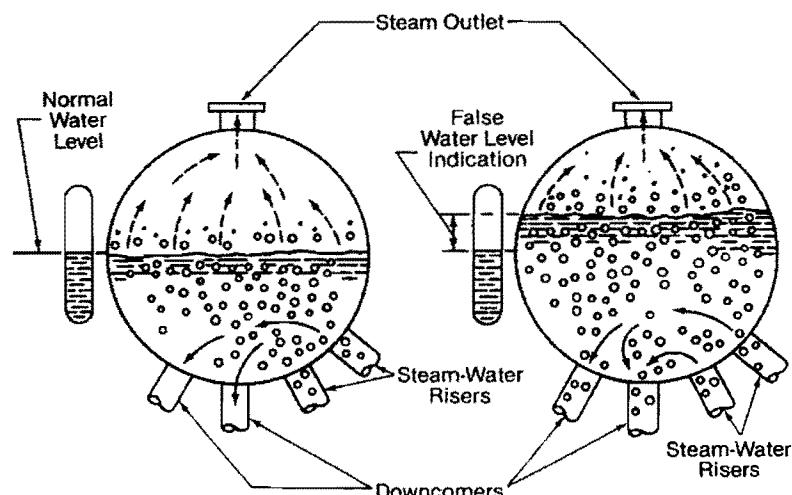
ภาพตัดขวางของครัมสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 ภาพตัดขวางของครัม

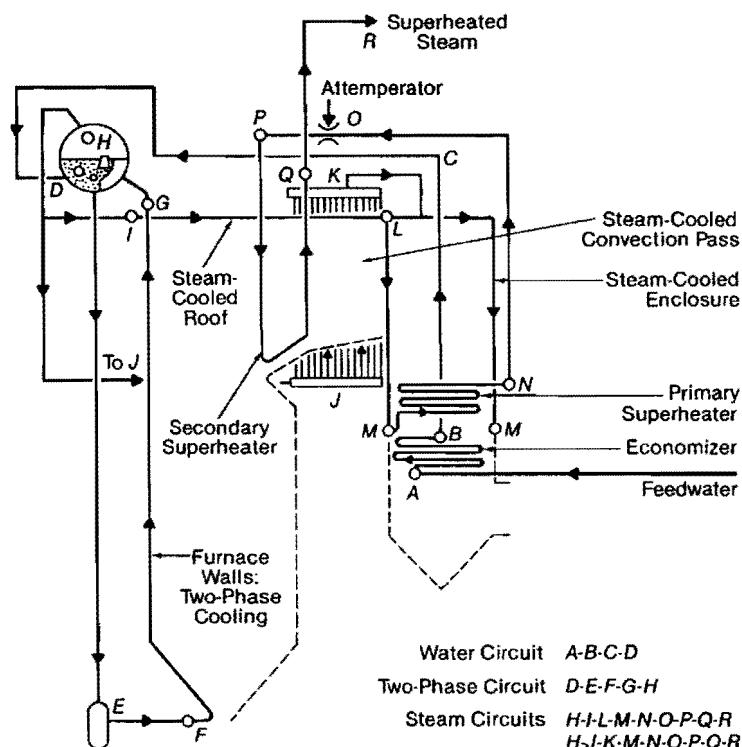
ภายในครัมจะมีอุปกรณ์คัดแยกสองชุด โดยชุดแรกมีลักษณะเป็นใบพัดหมุนเหวี่ยง (Cyclone Seperator) สำหรับเหวี่ยงแยกน้ำที่ปนอยู่ในส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำให้ออกไป (Centrifugal Action) ตามขอบผนังด้านในของครัม ส่วนที่เป็นไอน้ำจะสามารถถอยตัวขึ้นไปยังอุปกรณ์คัดแยกชุดที่สอง ซึ่งมีลักษณะเป็นแผ่นเหล็กถูกพูดกว้างซ้อนกันเป็นชั้นๆ ในแนวตั้ง (Scrubbers) เพื่อคัดแยกน้ำที่ยังหลงเหลือให้รวมตัวกันเป็นหยดน้ำและตกลงมาด้านล่าง และขึ้นทำหน้าที่กรองสิ่งเจือปนอื่นๆ อีกด้วย ไอน้ำที่ผ่านออกมายากอุปกรณ์คัดแยกในชุดนี้จะผ่านไปยังกระบังซึ่งอยู่ส่วนบนของครัม ซึ่งจะทำหน้าที่กรองให้เฉพาะไอน้ำเท่านั้นที่สามารถผ่านส่วนนี้ไปได้เพื่อเข้าสู่กังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

การควบคุมระดับน้ำภายในครัมมีความสำคัญดังนี้ ถ้าระดับน้ำสูงเกินไป น้ำจะท่วมไซโคลนที่ทำหน้าที่แยกน้ำออกจากไอน้ำ ทำให้มีน้ำปนออกไกกับไอน้ำได้ซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายในระบบห่อไอน้ำร้อนขึ้นบวคและใบพัดของกังหันไอน้ำ นอกจากนี้อาจทำให้การควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำทำได้ยาก แต่ถ้าระดับน้ำมีน้อยเกินไปอาจทำให้ครัมรวมห้องทั้งห้องน้ำผังเดาร้อนจนเกินขีดจำกัดอันเป็นสาเหตุทำให้ห้องน้ำแตกได้ การวัดระดับน้ำภายในครัมอาจมีข้อผิดพลาดหลักเกิดจากการกระเพื่อมของฟองอากาศที่เป็นส่วนผสมระหว่างไอน้ำกับน้ำ โดยปกติสักส่วนฟองอากาศนี้จะคงที่ซึ่งระดับน้ำที่วัดได้และควบคุมจะอ้างอิงจากอัตราส่วนนี้ ผลกระทบการเปลี่ยนแปลงโลหตที่เพิ่มขึ้นอย่างกะทันหันก็อาจทำให้สัดส่วนฟองอากาศลดลง (Shrink) ในทางตรงกันข้ามถ้าโลหตมีการเปลี่ยนแปลงลดลงอย่างกะทันหัน จะทำให้สัดส่วนฟองอากาศเพิ่มขึ้น (Swell) ผลกระทบล่ามทำให้เกิดข้อผิดพลาดในการวัดระดับน้ำด้วยเซ็นเซอร์ ดังนั้นจึงควรมีการติดตั้งกล้องวงจรปิดเพื่อให้สามารถสังเกตระดับน้ำจริงได้ด้วยสายตา



รูปที่ 3.13 ผลของฟองอากาศที่มีต่อการวัดระดับน้ำของครัม

วัสดุการให้ของน้ำกับไอน้ำที่ผ่านเข้าและออกในส่วนของหม้อต้ม และเส้นทางการไหลของก๊าซร้อน ประกอบด้วยน้ำในสภาพของเหลว (Subcooled Water) ไอน้ำ และที่เป็นส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.14

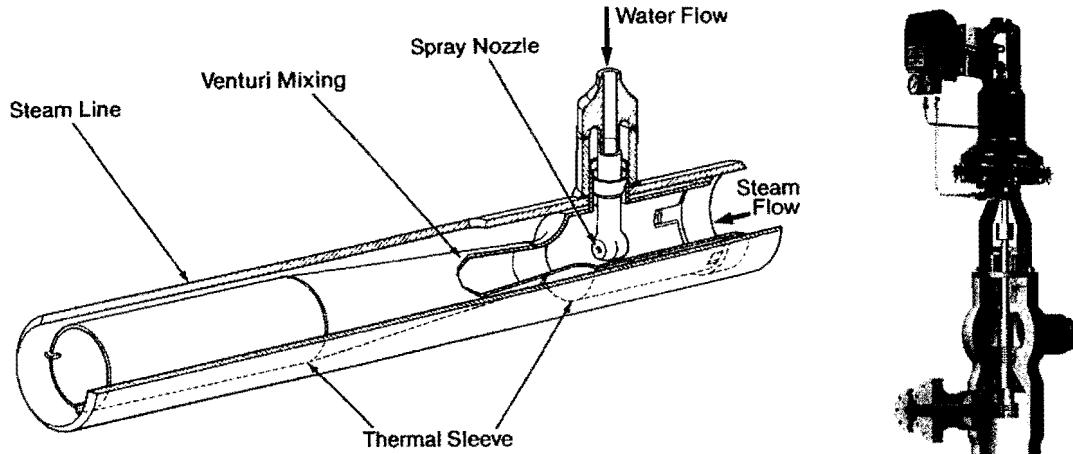


รูปที่ 3.14 น้ำและไอน้ำที่ผ่านเข้าและออกส่วนหม้อต้มและเส้นทางการไหลของก๊าซร้อน

จากรูปที่ 3.14 แบ่งวงจรการไหลตามสถานะของของไหหลัก 3 ส่วน ดังนี้

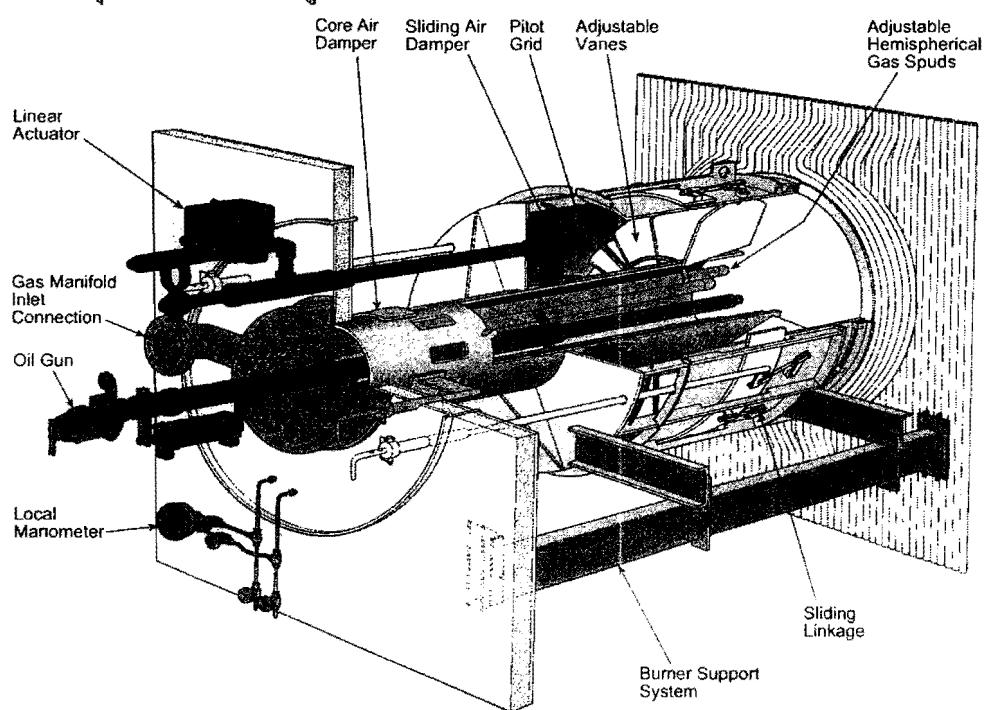
- วงจรการไหลของน้ำ เริ่มจากปั๊มน้ำสูบน้ำกลับตัว (Condensate Water Pump) ผ่านปั๊มอัดที่ความดันสูง (High Pressure Feed Water Pump) และเข้าสู่ท่ออุ่นไอน้ำก่อนต้ม (Economizer) ที่หัวรวมน้ำทางเข้า A และออกทางด้านหัวรวมน้ำ B ก่อนจะถูกปั๊มน้ำที่ถูกอุ่นแล้วผ่านระบบห่อ C เพื่อเข้าไปยังครั้งที่อยู่ตอนบน ณ ตำแหน่ง D
- วงจรการไหลของส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำ ในครั้งจะประกอบด้วยส่วนผสมระหว่างน้ำกับไอน้ำ ส่วนที่เป็นน้ำจะไหลลงตามท่อน้ำที่อยู่ด้านนอกผนังเตา น้ำยังถูกพักน้ำที่อยู่ตอนล่าง (Water Tank) E แล้วเข้าสู่หัวรวมน้ำที่อยู่ตอนล่าง F ก่อนจะเวียนกลับมารับความร้อนโดยผ่านท่อน้ำผนังเตา ด้านในแล้วไหลขึ้นสู่หัวรวมน้ำที่อยู่ตอนบน G สุดท้ายจะไหลไปยังครั้งตอนบนและส่วนที่เป็นไอน้ำ จะถูกแยกออกไป ณ จุด H ซึ่งเป็นทางออกของไอน้ำที่อยู่ด้านบนของครั้ง
- วงจรการไหลของไอน้ำ ไอน้ำที่ออกจากครั้งจะไหลไปตามห่อโดยแบ่งเป็นสองเส้น ได้แก่ เส้นทาง H→I→L และเส้นทาง H→J→K ก่อนจะกลับมาร่วมกันอีกรั้งที่หัวไอน้ำ M เพื่อเข้าสู่หัวไอน้ำร้อนชั่ง平衡ปฐมภูมิ (Primary Superheater) และออกมาสู่หัวไอน้ำ N ผ่านห่อไอน้ำที่มีการติดตั้งระบบควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำ (Attemperator) ณ ตำแหน่ง O ก่อนเข้าไปยังหัวไอน้ำ P ที่ทางเข้าห่อไอน้ำร้อนชั่ง平衡ทุติยภูมิ (Secondary Superheater) และออกมาร่วมด้วยหัวไอน้ำ Q ก่อนไหลตามห่อ R

เพื่อไปยังกังหันไอน้ำ โดยปกติระหว่างท่อไอน้ำร้อนยังขาดปูมภูมิและทุติยภูมิ จะมีการติดตั้งระบบควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำโดยการฉีดน้ำเป็นฝอยเข้าไปผสมกับไอน้ำร้อนยังขาด (Attemperator) เพื่อให้อุณหภูมิของไอน้ำลดลง ดังรูปที่ 3.15



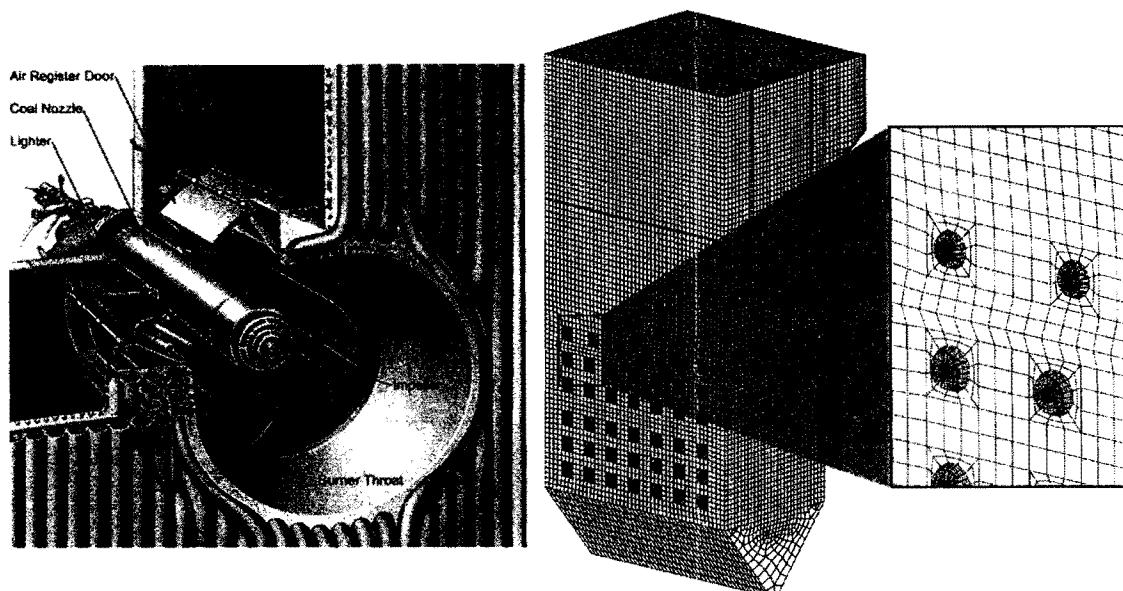
รูปที่ 3.15 ระบบควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำโดยการฉีดน้ำเป็นฝอย

○ หัวเผา (Burner) หัวเผาเชื้อเพลิงเป็นส่วนที่ใช้สำหรับให้ความร้อนในการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในขณะเริ่มน้ำจุดเตา มีลักษณะดังรูป 3.16



รูปที่ 3.16 ลักษณะหัวเผา น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติรุ่น XCL-S® ของบริษัท B&W PGG

ในขณะที่ต้องการความร้อนเพิ่มเติมในการเผาไหม้ไม่เพียงพอ หัวเผาจะติดตั้งแทรกรอยู่ระหว่างกถุ่มท่อน้ำที่ผ่านเตา ดังรูป 3.17



รูปที่ 3.17 ลักษณะการติดตั้งหัวเผาที่ผนังเตา

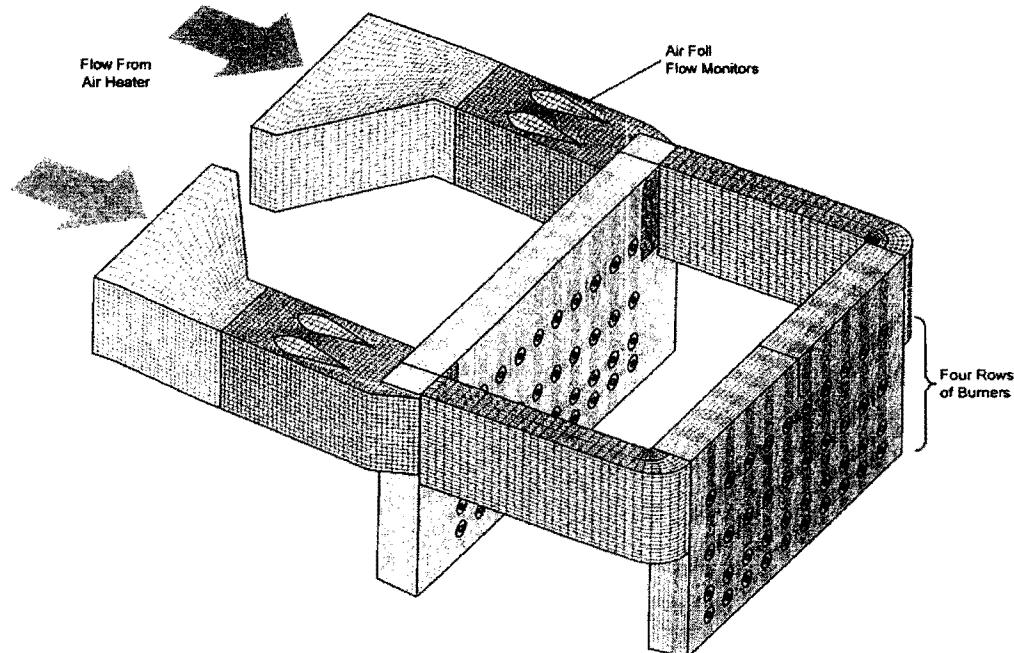
โดยปกติจะออกแบบหัวเผาจะให้มีจำนวนที่เหมาะสมกับชนิดของเชื้อเพลิง ลักษณะและความพอดีของความร้อนที่ต้องการใช้งาน เช่น เชื้อเพลิงที่เป็นประเภทถ่านหินจะมีจำนวนหัวเผามากกว่า เชื้อเพลิงประเภทหินน้ำมันหรือชีวนวลด เป็นต้น

สำหรับก๊าซธรรมชาติจะสามารถเผาไหม้ได้สะดวก โดยไม่จำเป็นต้องฉีดให้เป็นเป็นฝอย นอกจ้านั้นการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติจะไม่มีน้ำมันดิน (Tar) หรือ กำมะถัน (Sulfur) ซึ่งเป็นสาเหตุของปัญหาการผุกร่อน นอกจ้านั้นทราบสักประการที่เก่าอยู่ที่ผนังห้องน้ำและห้องนอนทำให้ประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนไม่ดี ข้อควรระวังสำหรับการเผาไม้โดยใช้ก๊าซธรรมชาติคือการระเบิดที่อาจเกิดจากส่วนผสมของอากาศกับก๊าซธรรมชาติ (Explosive Mixture) ดังนั้นก่อนจะมีกระบวนการเริ่มเผาไหม้จะมีกระบวนการไล่อากาศออก (Purge) ด้วยก๊าซในโทรศัพท์ระบบก่อน

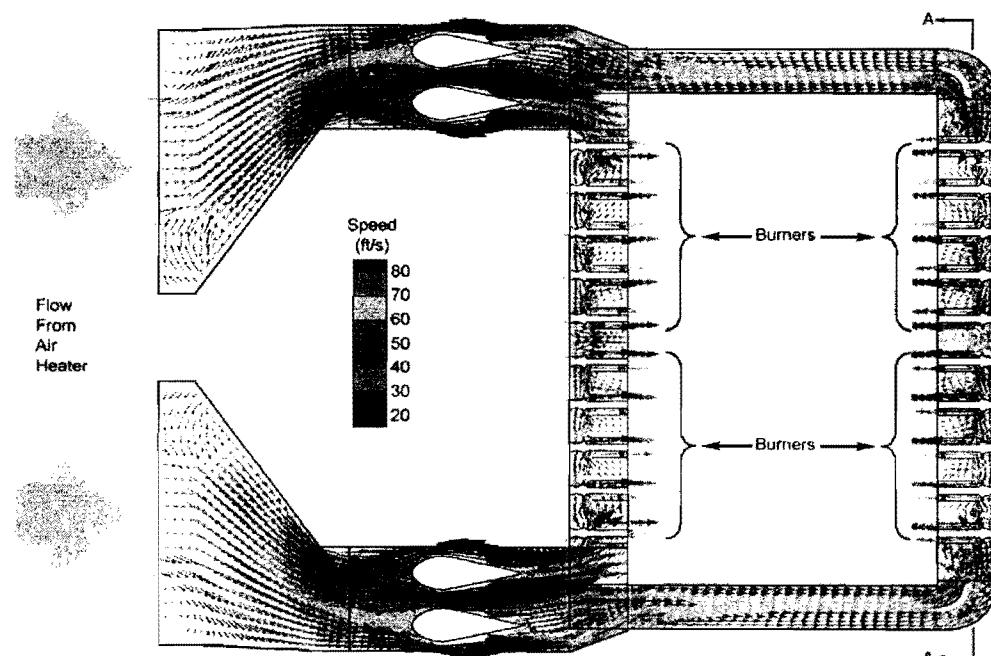
นอกจากนั้นในการออกแบบยังต้องคำนึงถึงอัตราส่วนของค่าอัตราการไหลของก๊าซร้อนสูงสุด ต่อค่าต่ำสุดที่หัวเผาแต่ละตัวยังคงนำเข้าใช้งานได้ (Turn-Down Ratio; TDR) เช่น TDR 5:1 หมายความว่า สามารถลดอัตราการไหลของก๊าซร้อนลงให้เหลือ 20% ของค่าสูงสุด โดยที่ไม่ต้องมีการดับหัวเผาออกเลย ซึ่งในการออกแบบจะควบคุมได้จำกัดกว่าหัวเผาที่มีค่า TDR ต่ำกว่า เช่น TDR 2:1 ซึ่งถ้าลดลงเหลือ 50% ก็ต้องมีการดับหัวเผาบางตัวออกไป

หัวเผาแบบที่ใช้ผงถ่านหิน (Pulverized Coal Burner) และน้ำมัน (Oil Burner) เป็นเชื้อเพลิงจะมีการฉีดพ่นเข้าเตาเพื่อช่วยให้การเผาไหม้ในเตาเกิดขึ้นได้ง่าย โดยน้ำมันจะต้องผ่านการอุ่นที่อุณหภูมิระหว่าง $180 - 300^{\circ}\text{F}$ ขึ้นอยู่กับเกรดของน้ำมันเพื่อลดความหนืด (Viscosity) ก่อนที่จะทำการฉีดให้เป็นฝอย (Atomization) สำหรับหัวเผาที่ใช้ผงถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ผงถ่านหินจากไม้บดจะถูกพ่นเข้าเตาเผา

ด้วยระบบจัดพื้นอากาศปฐมภูมิ (Primary Air) ซึ่งคิดเป็นปริมาณอากาศประมาณ 30% ของอากาศที่ต้องใช้เพื่อให้เกิดการเผาไหม้สมบูรณ์ อากาศที่เหลือ 70% จะได้มาจากระบบอากาศทุติยภูมิ (Secondary Air) โดยผ่านทางกล่องลม (Wind Box) และมีการควบคุมทิศทางการกระจายของลมเพื่อใช้สำหรับปรับแต่งรูปร่างของเปลวไฟได้ตามต้องการ ดังรูปที่ 3.18 และ 3.19

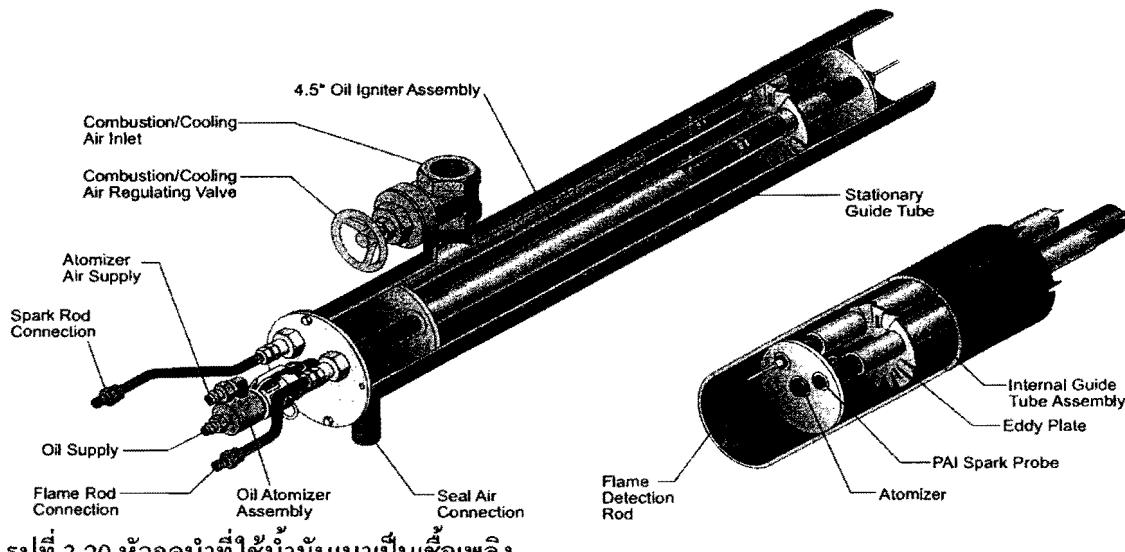


รูปที่ 3.18 ระบบอากาศทุติยภูมิที่ใช้สำหรับหัวเผา

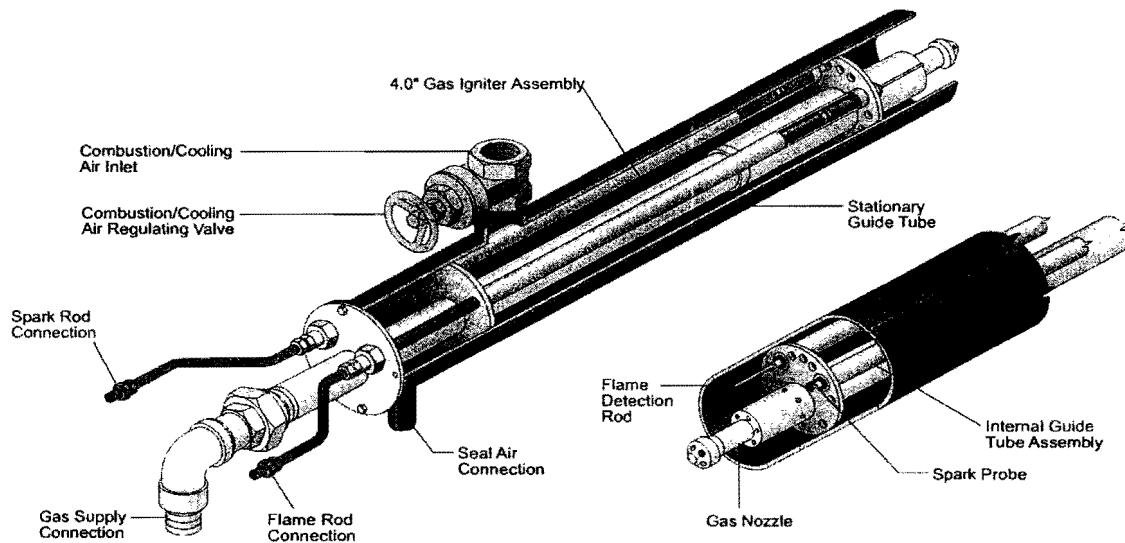


รูปที่ 3.19 อัตราการไหลของระบบอากาศทุติยภูมิภายในกล่องลม

หัวเผาแต่ละหัวจะต้องมีหัวจุดนำ (Ignition Burner) ซึ่งมีการออกแบบให้มีขั้นตอนการทำงานและหยุดทำงานเป็นแบบอัตโนมัติ โดยส่วนใหญ่จะใช้น้ำมันเบนซิน (Light Oil) หรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง หัวจุดนำที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเบนซินและก๊าซธรรมชาติมีลักษณะดังรูปที่ 3.20 และ 3.21 ตามลำดับ



รูปที่ 3.20 หัวจุดนำที่ใช้น้ำมันเบนซินเชื้อเพลิง



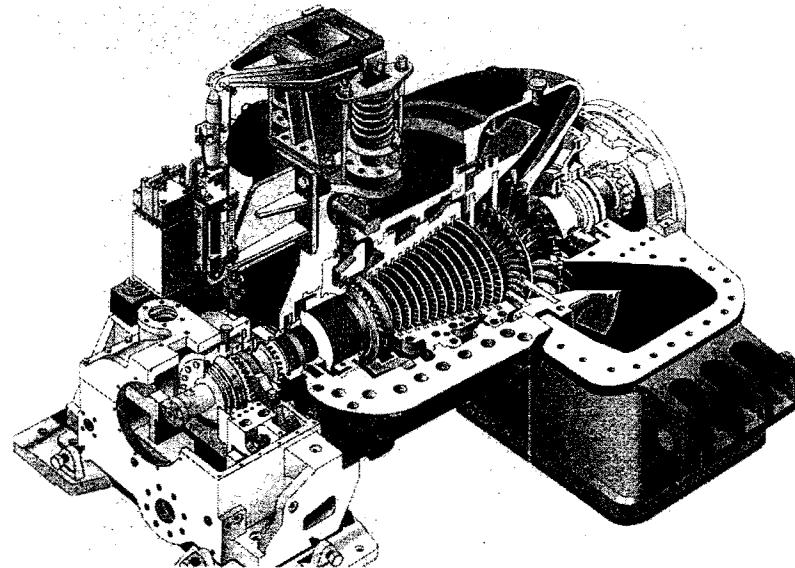
รูปที่ 3.21 หัวจุดนำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

การรักษาอุณหภูมิในห้องเผาใหม่เป็นหน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ควบคุม (Operator) ในสภาวะที่การเผาใหม่เชื้อเพลิงภายในเดาเกิดขึ้นอย่างมีเสถียรภาพ อุณหภูมิในห้องเผาใหม่มีค่าสูงเพียงพอที่จะทำให้กระบวนการเผาใหม่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยไม่จำเป็นต้องมีการจุดใช้งานหัวเผาและควบคุมเปลวไฟ แต่ในบางสถานการณ์ เช่น ค่าความร้อนจำเพาะ (Heating Value) ของเชื้อเพลิงมีค่าไม่น้ำมันเชื้อเพลิงชีวนะ เนื่องจากอ้อยมีความชื้นมากเกินไป อัตราการไหลของก๊าซไม่

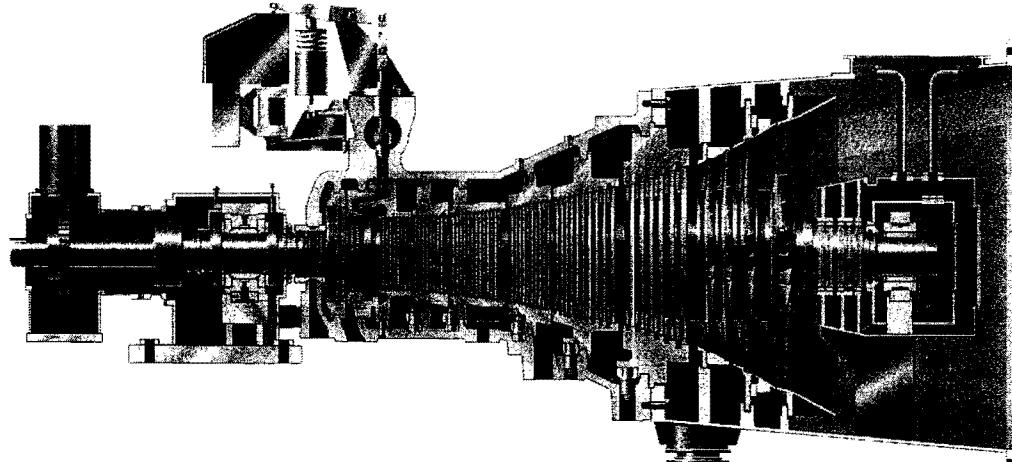
สมำเสນօ หรือ ສភາວະที่มีการเพิ่มໂຫດຄທນທີ່ທັນໄດ ອຸນຫກູມຂອງໄອນ້ຈະຄດລອບຢ່າງພັນພຳນັນ ຈຶ່ງຕ້ອນນີ ກາຣຄວນຄຸນອຸນຫກູມໃນຫ້ອັນເພາໄທມີໃຫ້ກັນເຂົ້າສູ່ສປາວະປົກຕິໂຄຍເຮົວ ໂດຍກາຣຈຸດໃຊ້ຈານຫັວເພາແລະ ຄວນຄຸນເປົລວໄພ

3.3.2 ຮະບນກັງຫັນໄອນ້ (Steam Turbine System)

ກັງຫັນໄອນ້ເປັນອຸປະກຣົດທີ່ທຳນັ້ນທີ່ແປ່ລືບນັ້ນພັນງານຄວາມຮັນທີ່ສະສົມໃນໄອນ້ ທີ່ຄວາມດັນແລະ ອຸນຫກູມສູງ ໄປເປັນພັນງານກລເພື່ອໝູນເພລາຂອງດ້ວກັງຫັນ ຈຶ່ງມີແກນຕ່ອງກັບພັນງານເຄື່ອງກຳນົດໄຟຟ້າ ໂຄງສ້າງຂອງກັງຫັນໄອນ້ແບບຕ່າງໆ ຈຶ່ງອູ້ງກັບໝາດຂອງກຳລັງກາຣຜລິຕິໄຟຟ້າ ອຸນຫກູມ ແລະ ຄວາມ ດັນຂອງໄອນ້ ໂດຍທ່າວໄປຈະອອກແບບໃຫ້ປະກອບດ້ວຍຫຼຸກກັງຫັນຍ່ອຍຫລາຍໜັ້ນຕິດຕັ້ງອູ້ກາຍໃນໂຄງສ້າງ ເໜີກຫລົດທີ່ຫ່ອທຸນອ່າງດີ ດັງຮຽບທີ່ 3.22 ແລະ 3.23

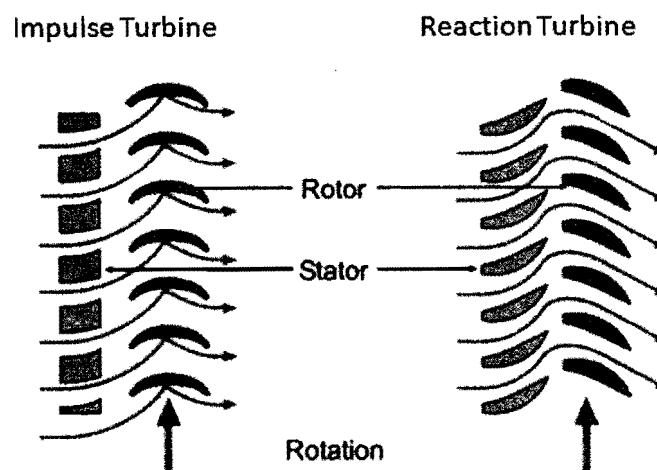


ຮູບທີ່ 3.22 ລັກນະໂຄງສ້າງຂອງກັງຫັນໄອນ້



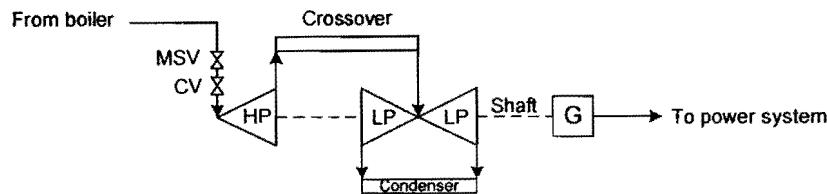
ຮູບທີ່ 3.22 ກາພຕັດຂວາງກັງຫັນໄອນ້ SC series ພາດ 2 – 100 MW ຂອງບຣິ່ນ General Electric (GE)

ส่วนเพลาของกังหันจะติดตั้งอยู่บนตัวลูกปืน (Bearing) เมื่อไอน้ำไหลเข้ากังหัน ความดันจะลดลงและเกิดการขยายตัวทำให้ปริมาตรของไอน้ำเพิ่มขึ้นความเร็วการไหลของไอน้ำสูงขึ้น และเมื่อประทับกับใบพัดชุดที่หมุนได้ (Moving Blade) จะเกิดแรงผลักดันส่งไปยังเพลาของกังหัน (Impulse Turbine) เมื่อไอน้ำผ่านออกจากใบพัดชุดแรก จะไหลผ่านใบพัดชุดที่อยู่ก้นที่ (Stationary Blade) เพื่อควบคุมทิศทางไอน้ำให้ไปประทับกับใบพัดชุดหลัง (Reaction Turbine) เช่นนี้ไปเรื่อยๆ ตามจำนวนชุดของกังหันที่ออกแบบไว้ ดังแสดงในรูปที่ 3.24

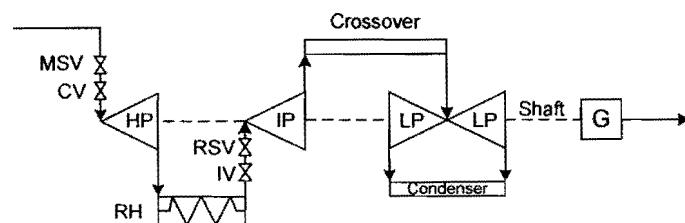


รูปที่ 3.24 การไหลของไอน้ำเมื่อผ่านกังหันขั้นต่างๆ

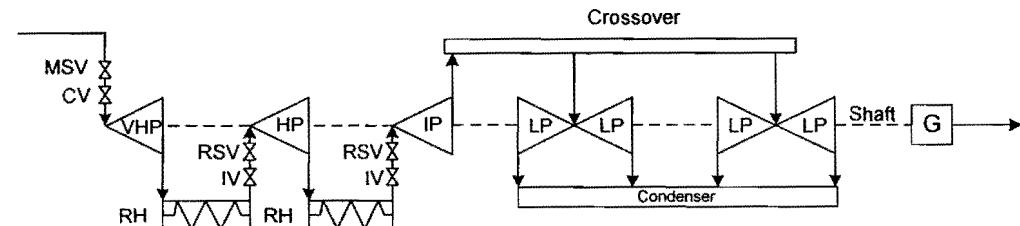
อัตราการไหลของไอน้ำที่เข้าสู่กังหันสามารถควบคุมได้โดยใช้วาล์วควบคุม เมื่อไอน้ำไหลผ่านใบพัดในแต่ละชุดความดันและอุณหภูมิของไอน้ำด้านข้างออกจะลดลง จึงอาจมีการออกแบบให้ไอน้ำไหลเวียนกลับไปที่หม้อต้มเพื่อเพิ่มพลังงานความร้อนก่อนที่จะไหลเข้าสู่กังหันไอน้ำ ลำดับถัดไปที่มีความดันต่ำกว่ากังหันตัวแรก โดยทั่วไประบบกังหันที่ใช้ขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงๆ จะมีการออกแบบให้มีชุดกังหันสามชุดประกอบด้วย กังหันความดันสูง (High Pressure Turbine; HPT) กังหันความดันปานกลาง (Intermediate Pressure Turbine; IPT) และกังหันความดันต่ำ (Low Pressure Turbine; LPT) ไอน้ำที่ออกจากห้องไอน้ำร้อนยังคงทุติกุมิจะไหลเข้าสู่กังหันความดันสูง ที่ด้านข้างออกของกังหันความดันสูงไอน้ำจะไหลเวียนกลับไปในหม้อต้ม เพื่อรับพลังงานความร้อนเพิ่ม ก่อนจะไหลกลับมาเข้าไอน้ำความดันปานกลาง และไอน้ำข้าอกจากห้องกังหันความดันปานกลางไอน้ำจะไหลเวียนกลับไปในหม้อต้มเพื่อรับความร้อนอีกครั้ง ก่อนจะมาเข้าชุดกังหันความดันต่ำซึ่งเป็นชุดสุดท้าย แต่ในระบบที่ไม่มีกังหันความดันปานกลางอาจจะออกแบบให้ไอน้ำที่ออกจากกังหันความดันสูงสามารถผ่านไปที่กังหันความดันต่ำได้โดยตรง ระบบกังหันไอน้ำที่หมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบ่งตามลักษณะการต่อของแกนเพลาออกได้สองระบบ คือระบบแกนเพลาต่อร่วมในแนวเดียวกัน (Tandem Compound) ดังรูปที่ 3.25



(a) Non-reheat



(b) Single-reheat

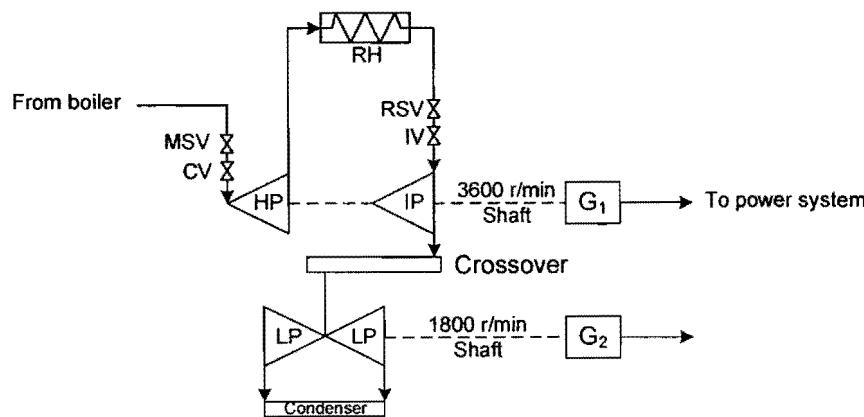


(c) double-reheat

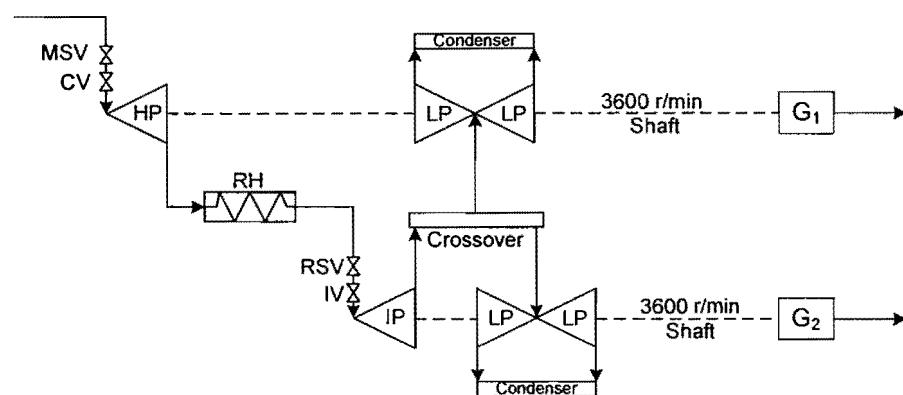
รูปที่ 3.25 โครงสร้างของระบบกังหันไอน้ำแบบที่มีเกนเพลาต่อร่วมกัน

ในระบบกังหันดังรูปที่ 3.25 กังหันทุกตัวจะต่อร่วมอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้เกนเพลาเดียวกัน ในขณะที่ทำงานปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจถูกขับด้วยกังหันชุดใดชุดหนึ่งหรือทั้งทุกชุดก็ได้ ในระบบเกนเพลาที่ไม่ต่อร่วมอยู่ในแนวเดียวกัน (Cross Compound) แสดงได้ดังรูปที่ 3.26

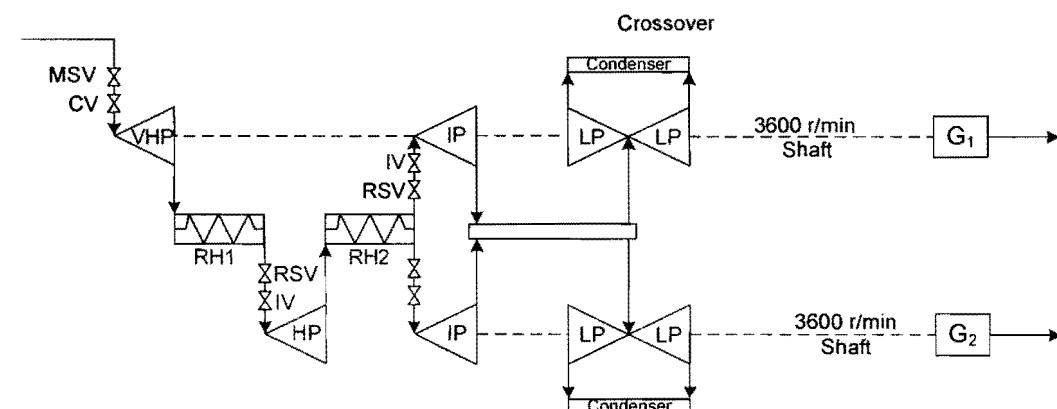
จากรูปที่ 3.25 และ 3.26 ระบบกังหันไอน้ำจะมีว่าล้ออยู่ 4 กลุ่ม ได้แก่ วาล์วหลัก (Main Stop Valve; MSV) โดยปกติจะเปิดเพื่อให้การไหลของไอน้ำผ่านเข้าไปในกังหันระหว่างการทำงานปกติ วาล์วควบคุม (Control Valve; CV) จะเป็นว่าล้อที่ทำหน้าที่ควบคุมปริมาณของไอน้ำที่ไหลเข้าไปในกังหันเพื่อปรับเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า วาล์วควบคุมไอน้ำกลับไปรับความร้อน (Reheater Stop Valve; RSV) และ วาล์วปิดไอน้ำ (Intercept Valve; IV) ซึ่งจะเป็นว่าล้อชุดเดินขึ้นต้นเพื่อควบคุมทิศทางการไหลของไอน้ำเข้ากังหันชนิดต่างๆ ในระบบ ซึ่งโดยปกติจะไม่ใช้สำหรับควบคุมความเร็ว



(a) Single reheat, 3600/1800 r/min shaft speeds

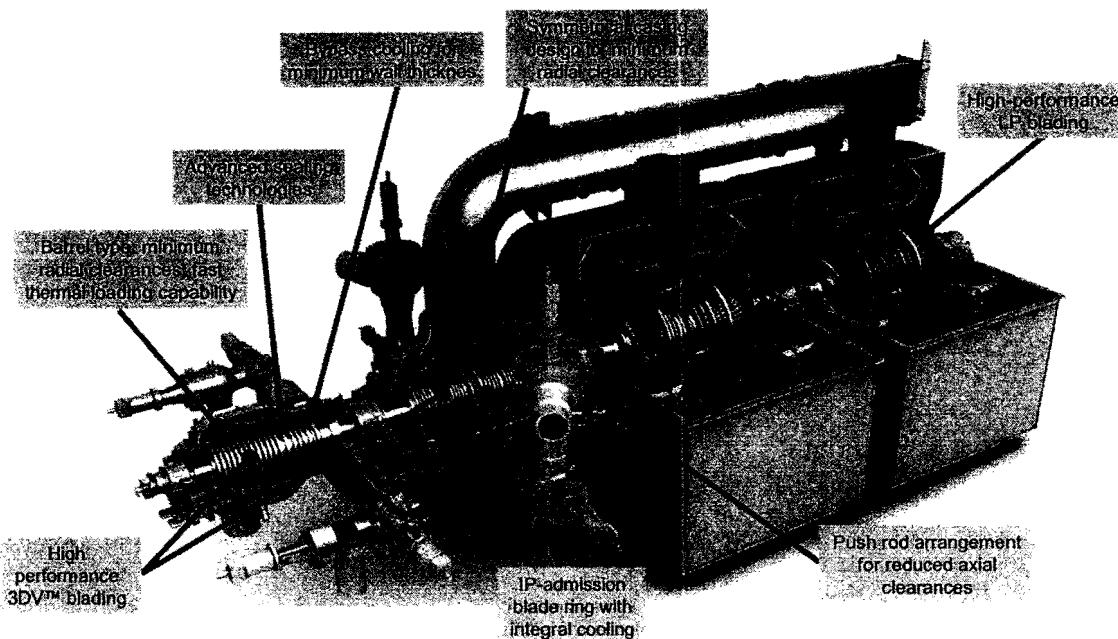


(b) Single reheat, 3600/3600 r/min shaft speeds



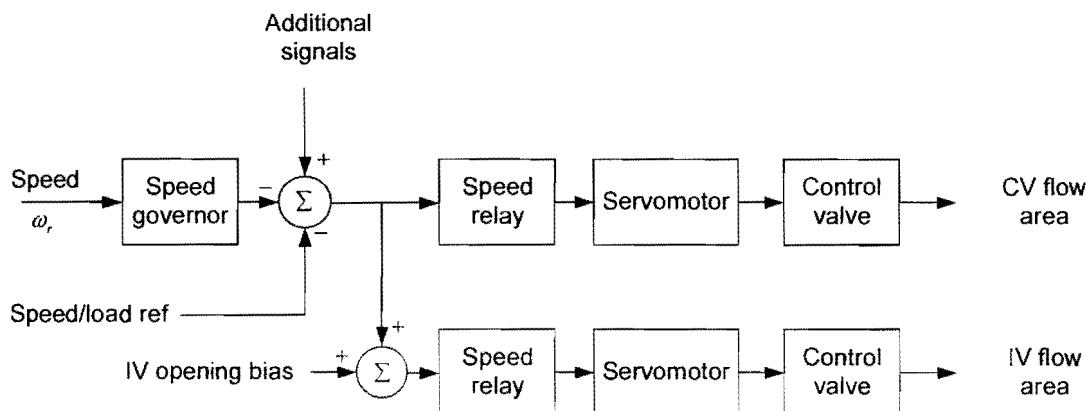
(c) double-reheat, 3600/3600 r/min shaft speeds

รูปที่ 3.26 โครงสร้างของระบบกังหันไอน้ำแบบที่แกนเพลาไม่ต่อร่วมอยู่ในแนวเดียวกัน



รูปที่ 3.27 ระบบกังหันไอน้ำแบบที่แกนเพลาร์วั่นอยู่ในแนวเดียวกันของบริษัท Siemens

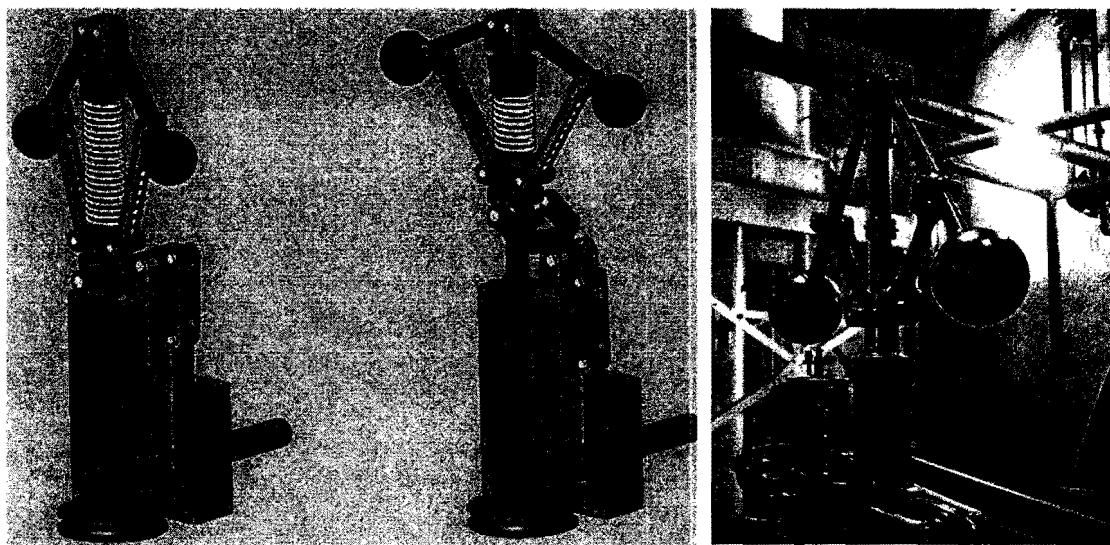
การควบคุมปริมาณการไหลของไอน้ำที่เข้าสู่กังหัน ทำได้โดยการปรับตำแหน่งของวาล์วควบคุม โดยทั่วไปจะแบ่งการควบคุม 3 เป็นระดับคือ การควบคุมอัตราการไหลในสภาพปกติ การควบคุมอัตราการไหลที่ค่าเกินพิกัด และทำการปิดเมื่ออัตราการไหลเกินพิกัด ส่วนประกอบพื้นฐานของระบบควบคุมอัตราการไหลของไอน้ำ ประกอบด้วย ส่วนควบคุมการปิดเปิดวาล์วนึ่งตัน (Speed Governor) รีเลЙควบคุมการทำงานของมอเตอร์ (Speed Relay) และ ระบบควบคุมกำลังของมอเตอร์ (Servomotor) ดังแสดงในรูปที่ 3.28



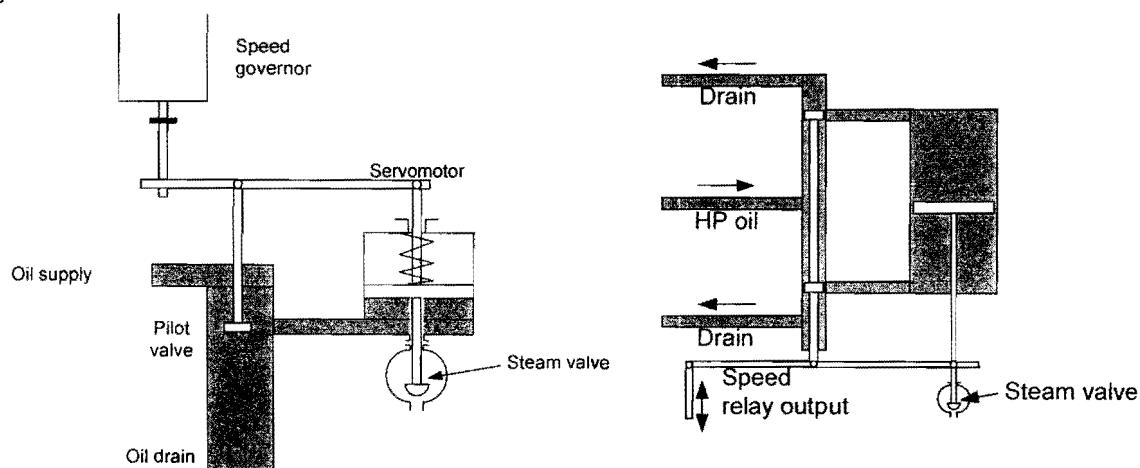
รูปที่ 3.28 ระบบควบคุมแรงการอัตราการไหลของไอน้ำเข้ากังหัน

จากรูปที่ 3.28 สัญญาณสำหรับควบคุมการปิดเปิดวาล์วควบคุมประกอบด้วยสัญญาณสามค่า ได้แก่ ส่วนที่มาจากการแปลงความเร็วรอบทางกล (Mechanical Transducer) จะใช้กัฟเวอร์เนอร์

(Governor) ซึ่งทำหน้าที่แปลงความเร็วรอบที่เพลาไปเป็นค่าของตำแหน่ง ตามความสัมพันธ์ที่มีลักษณะแบบเชิงเส้น ดังแสดงในรูปที่ 3.29 ส่วนสัญญาณความเร็วอ้างอิงของระบบซึ่งหมายถึงความถี่ทางไฟฟ้าของระบบ (Speed Load Reference) และส่วนสัญญาณอื่น (Additional Signal) สำหรับใช้เพื่อเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า จะนำไปเปรียบเทียบกันเพื่อให้ได้สัญญาณที่จะใช้ควบคุมวาล์วควบคุม (Control Valve) โดยตรง สัญญาณนี้จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับสัญญาณตำแหน่งของวาล์วปิดไอน้ำ (Intercept Valve) โดยทั่วไปจะใช้เพียงควบคุมท่าน้ำ เพื่อตอบสนองการควบคุมอัตราการไหลของไอน้ำที่สภาวะปกติ โดยจะเปิดวาล์วปิดไอน้ำไว้เดิมที่ ในระบบกังหันไอน้ำขนาดใหญ่จะใช้ระบบไฮดรอลิกในการปรับตำแหน่งของวาล์ว เพราะสามารถใช้งานได้ดีที่ความดันสูงและอุณหภูมิสูง โดยมีหลักการทำงานเป็นดังรูปที่ 3.30

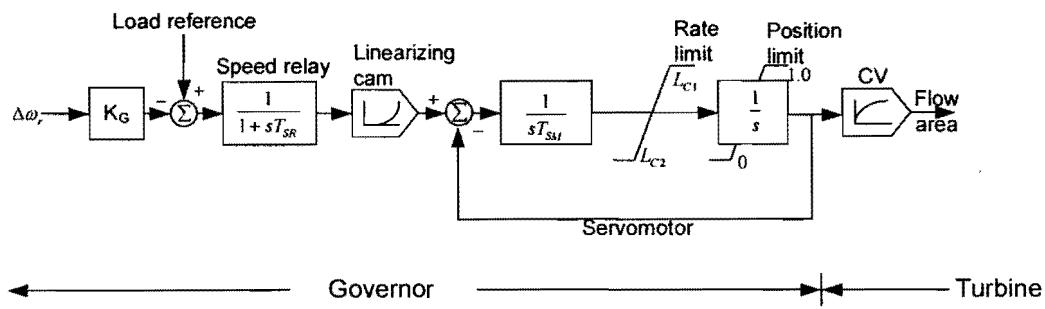


รูปที่ 3.29 ลักษณะการทำงานของก้าฟเวอเนอร์



รูปที่ 3.30 ลักษณะการทำงานของระบบควบคุมอัตราการไหลของไอน้ำ

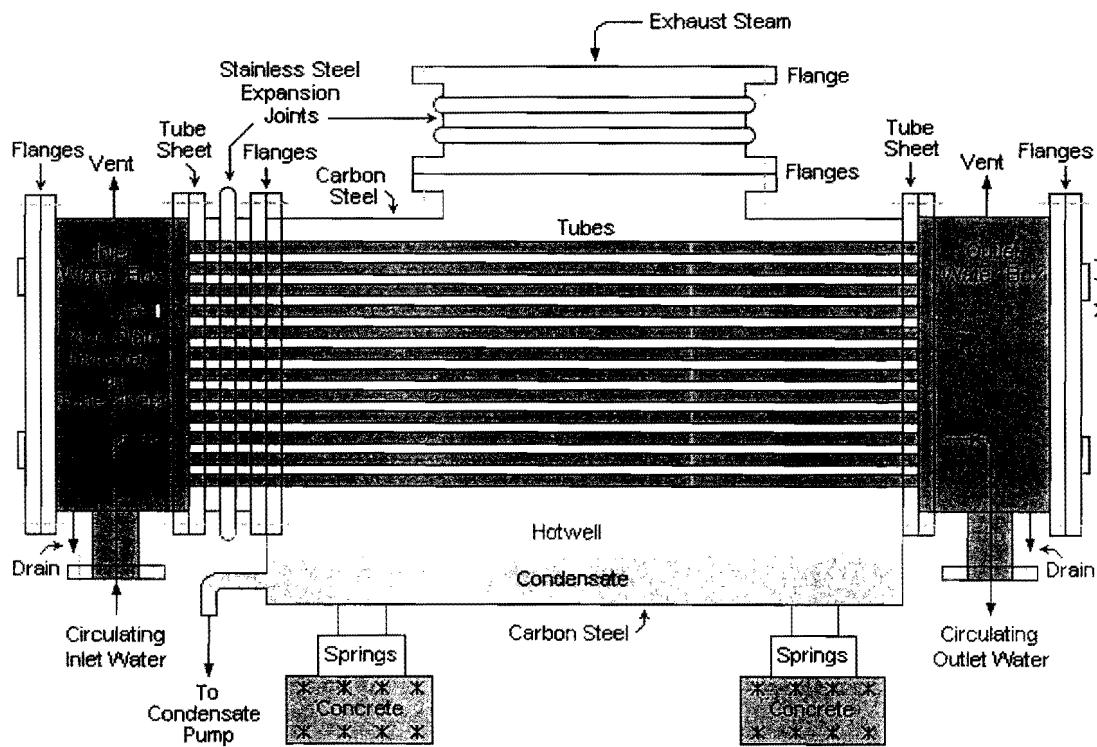
เมื่อรวมผลการปรับตำแหน่งวาล์ว จะได้ระบบไฮดรอลิกที่ใช้ความคุณภาพเวอเนอร์แสดงได้ดังรูปที่ 3.31



รูปที่ 3.31 ระบบความคุณภาพเวอเนอร์

3.3.3 ห้องกลั่นไอน้ำ (Steam Condenser)

เมื่อไอน้ำไหลดอกจากกังหันชุดสุดท้ายจะไหลงเข้าสู่ห้องกลั่น ซึ่งมีลักษณะเป็นห้องเหล็กสีเหล็กขึ้นรูปเป็นรูปกระบอกสูบ ภายในบรรจุด้วยท่อโลหะจำนวนมากที่มีระบบนำร่องน้ำของความร้อนไหลดอกตลอดเวลา เพื่อรับความร้อนจากไอน้ำทำให้ไอน้ำความแน่นเป็นน้ำ ปริมาตรของไอน้ำจะลดลงอย่างรวดเร็ว บางครั้งอาจเรียกสภาพนี้ว่าสภาวะสุญญากาศ โดยแท้ที่จริงแล้ว ความดันในเครื่องความแน่นจะต่ำกว่าบรรยากาศ (Back Pressure) แต่ไม่เป็นสุญญากาศ



รูปที่ 3.32 องค์ประกอบของห้องกลั่น

หอกลั่นมีหน้าที่ควบแน่นไอน้ำที่ไหลออกจากกังหันแรงดันต่ำให้กลายเป็นหydrona โดยการใช้ระบบน้ำเย็น (Cooling Water System) ให้ผลผ่านไปยังอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Inlet Water Box) เพื่อคงความร้อนออกจากไอน้ำทำให้ไอน้ำกลับตัวกลงไปยังถังพักน้ำ (Hotwell) น้ำเย็นที่รับความร้อนแล้วจะร้อนขึ้นก่อนไหลออกไปที่ด้านขาออก (Outlet Water Box) แล้วไปปั่นเทความร้อนที่หอผึ้ง (Cooling Tower) ก่อนนำน้ำเวียนกลับมาใช้งานอีกครั้ง (Circulating Water) กระบวนการควบแน่นจะมีการควบคุมเพื่อให้เกิดขึ้นได้ง่ายเพื่อทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าจะมีค่าสูง โดยใช้อุปกรณ์รักษาสภาพสุญญากาศที่หอกลั่น (Condenser Vacuum Equipment)

3.3.4 อุปกรณ์รักษาสภาพสุญญากาศ (Vacuum Equipment)

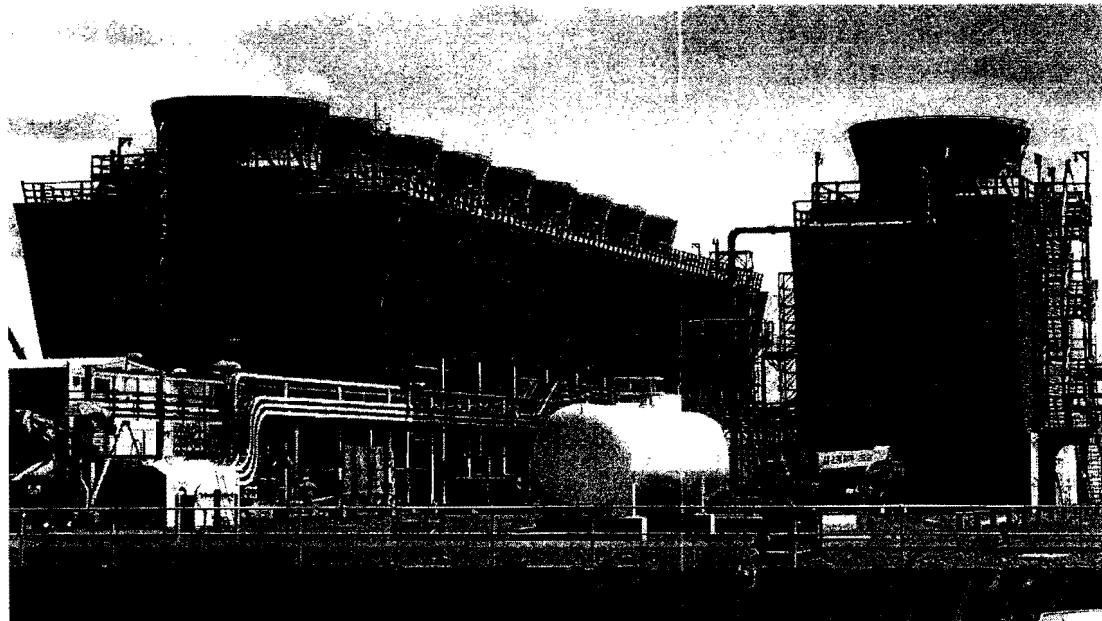
โดยปกติไอน้ำที่ตัวหอกลั่นจะมีอากาศปนอยู่ด้วย โดยอากาศเหล่านี้จะผ่านเข้าไปทางระบบปล่อยน้ำออก (Draining System) ซึ่งต้องมีการใช้เครื่องสูบอากาศออกเพื่อควบคุมไม่ให้หอกลั่นสูญเสียสภาพสุญญากาศ นอกจากนั้นยังเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดเป็นสนิมขึ้น เครื่องสูบอากาศออกจากหอกลั่นแบ่งได้สองประเภท คือ เครื่องดูดอากาศออกจากไอน้ำ (Steam Air Ejector) และปั๊มสูบอากาศออก (Air Pump) ดังรายละเอียดต่อไปนี้

- เครื่องดูดอากาศออกจากไอน้ำ มีหลักการทำงานโดยให้ไอน้ำความดันต่ำไหลเข้าไปทางด้านบนผ่านท่อขนาดเล็กด้วยความเร็วสูงทำให้ความดันลดลง จึงดูดอากาศที่ปนอยู่กับไอน้ำออกมาด้วย อากาศและไอน้ำที่ปนกันจะไหลผ่านตัวกรอง ซึ่งจะทำหน้าที่กั้นไอน้ำให้เป็นน้ำโดยถ่ายเทความร้อนให้น้ำที่กลับตัวแล้วในระบบ ส่วนอากาศที่เหลือจะไหลต่อไปเครื่องดูดอากาศส่วนที่อยู่ต่อไปซึ่งทำงานคล้ายกันส่วนแรก และในขั้นสุดท้ายอากาศจะถูกดูดออกไปภายนอก ส่วนไอน้ำที่กลับตัวแล้วจะไหลกลับไปยังระบบอีกครั้ง เครื่องดูดอากาศแบบนี้เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก
- ปั๊มสูบอากาศออก จะใช้ในระบบขนาดใหญ่ที่มีความดันและอุณหภูมิสูง ซึ่งมีข้อดีมากกว่าระบบเครื่องดูดอากาศออก โดยมีหลักการทำงานดังนี้ น้ำที่ปนกับอากาศเมื่อเข้าสู่ด้านทางเข้าจะไหลไปยังใบพัดซึ่งจะเหวี่ยงน้ำออกไปรอบๆ ตัวถัง อากาศจะถูกอัดให้ไหลผ่านถังปิดผนึก (Seal Tank) ออกไปสู่ภายนอก น้ำบางส่วนในถังปิดผนึกจะไหลหมุนเวียนกลับมาอยู่ในระบบอีกครั้ง ปั๊มสูบอากาศออกมีการซ้อมบำรุงน้อย และสามารถใช้ได้กับมอเตอร์ไฟฟ้าหรือกับระบบไฮดรอลิก

3.3.5 หอผึ้งและระบบน้ำเย็นไหลเวียนกลับ (Cooling Tower and Circulating Water System)

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ขึ้นกับประสิทธิภาพการแลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างไอน้ำกับระบบน้ำเย็นไหลเวียน ซึ่งหมายถึงน้ำอยู่กับอัตราการไหลเวียนและอุณหภูมิของน้ำเย็นที่มีการเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลาของวันและตามฤดูกาล โดยในช่วงที่อุณหภูมิสภาวะแวดล้อมต่ำ

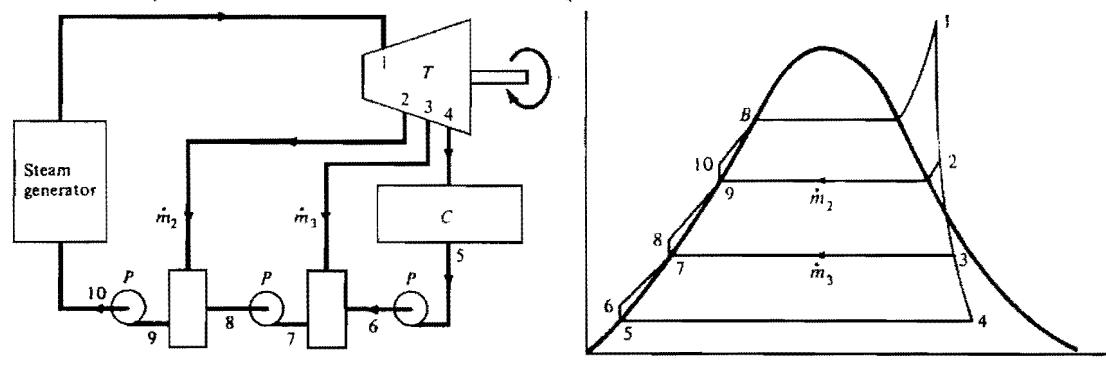
เช่นเวลากลางคืนหรือในฤดูหนาว น้ำไอล weiyan ที่ด้านข้างห้องลับจะมีอุณหภูมิต่ำทำให้การแลกเปลี่ยนความร้อนที่ห้องลับเกิดขึ้นได้ดี ช่วงเวลากลางวันหรือในฤดูร้อนน้ำเย็นจะมีอุณหภูมิสูงประสิทธิภาพการแลกเปลี่ยนความร้อนจะต่ำทำให้สภาพการเกิดสูญเสียศักยภาพจึงเกิดขึ้นได้มาก การบำรุงรักษาสภาพของระบบน้ำเย็นไอล weiyan การปนของอากาศ ความสกปรกของท่อน้ำ เป็นสิ่งที่จะต้องควบคุมเพื่อรักษาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าให้ดีอยู่เสมอ



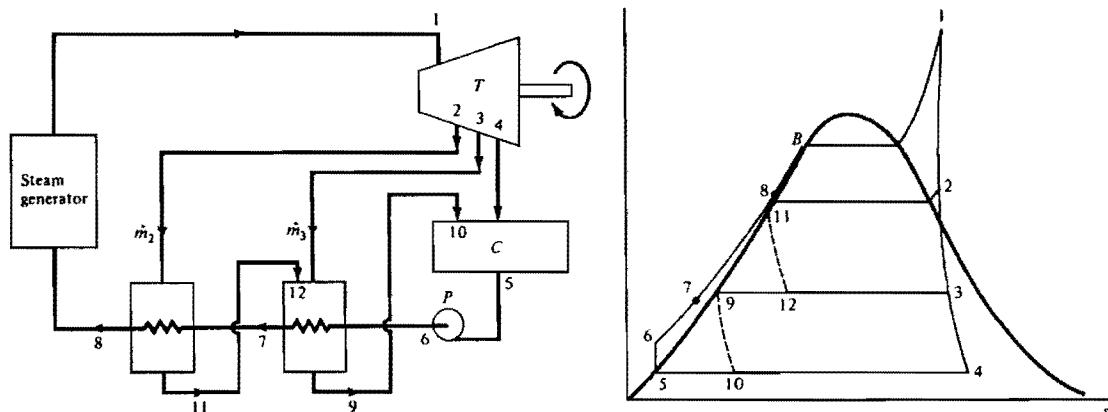
รูปที่ 3.33 หอผึ้งและระบบน้ำเย็นไอล weiyan กลับ

3.3.6 ระบบนำน้ำจากห้องลับไปสู่หม้อต้มน้ำ (Condensate Feed-water System)

น้ำจากห้องลับเข้าสู่หม้อต้มโดยปั๊ม (Condensate Pump) สูบน้ำจากถังพกน้ำ (Hotwell) ที่ความแห้งแล้วมีอุณหภูมิประมาณ 120°F เพื่อทำการอุ่นให้ร้อนขึ้นด้วยระบบอุ่นน้ำที่มีการออกแบบเช่นอยู่กับขนาดโรงไฟฟ้า และความชำนาญของบริษัทผู้ออกแบบ เป็นต้น ดังรูปที่ 3.3 และ 3.4 แสดงระบบอุ่นน้ำแบบเปิดสองขั้นตอนและระบบอุ่นน้ำแบบปิดโดยใช้อินไซด์กลับสองขั้นตอน



รูปที่ 3.34 ระบบอุ่นน้ำแบบเปิดสองขั้นตอน

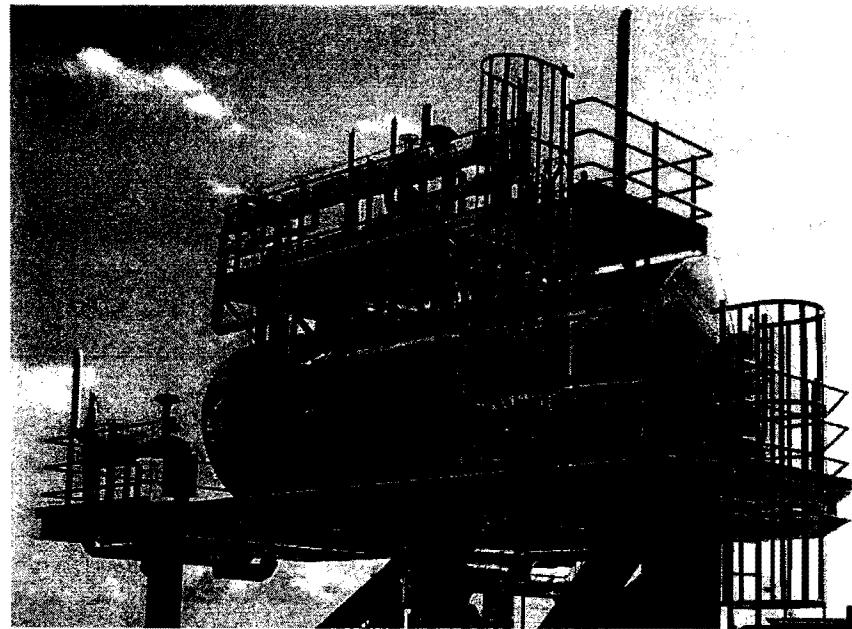


รูปที่ 3.35 ระบบอุ่นน้ำแบบปิด โดยใช้ไอน้ำข้อนกับส่องชั้นตอน

ระบบอุ่นน้ำอาจแยกเป็นระบบอุ่นน้ำปฐมภูมิ (Primary Heating System) โดยนำอุ่นที่ผ่านออกจะมีการเพิ่มความดันโดยใช้ปั๊มอัดแรงดัน (Booster Pumps) และส่งเข้าเครื่องไอล่อากาศออก (Deaerator) เพื่อไอล่อากาศและกําจัดออกซิเจนที่ปนอยู่ในน้ำออกໄไป แล้วจึงทำการอุ่นเพื่อให้อุณหภูมิสูงขึ้นอีกโดยใช้ระบบอุ่นน้ำทุติกภูมิ (Secondary Heating System) ก่อนทำการเพิ่มความดันอีกครั้งเพื่อให้สูงกว่าความดันของน้ำด้วยปั๊มเพิ่มความดัน (High Pressure Feed Water Pump)

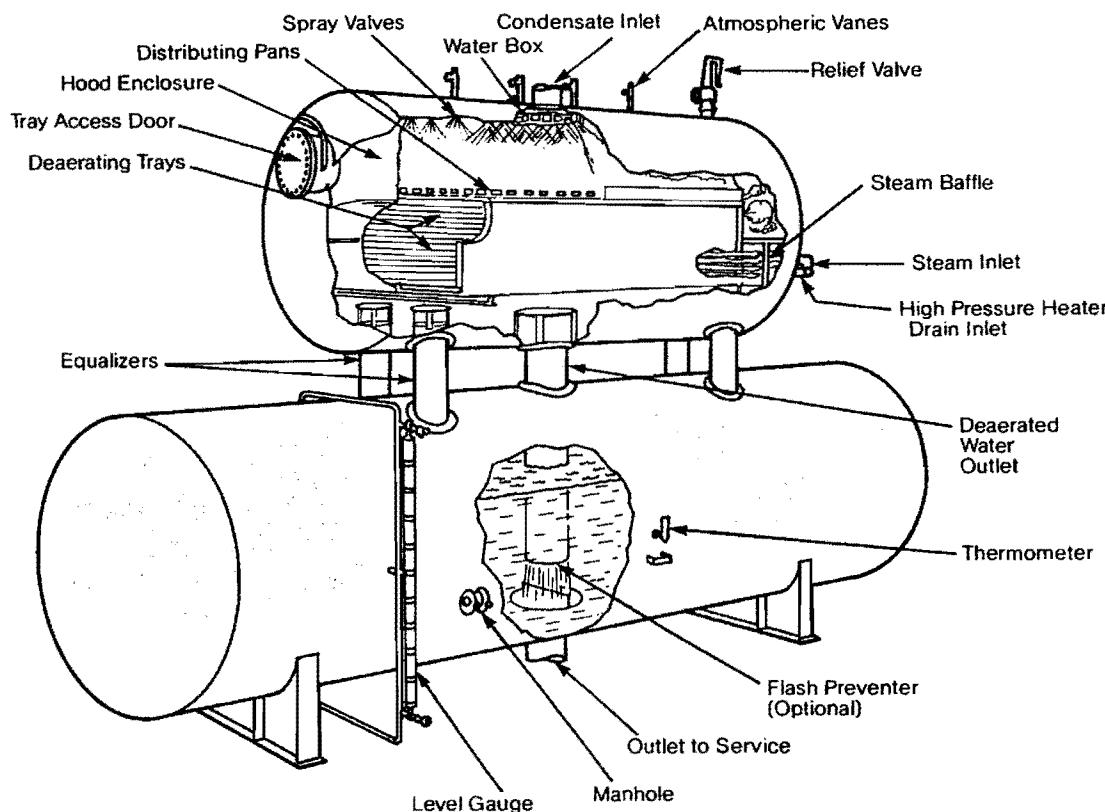
3.3.7 เครื่องไอล่อากาศออก (Deaerator)

โดยปกติที่หากลั่นจะมีการไอล่อากาศออกบางส่วนโดยใช้อุปกรณ์ดูดอากาศหรือปั๊ม เพื่อรักษาสภาพสุขภาพดี แต่เนื่องจากการเติมสารเคมีเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำทำให้มีอากาศปนเข้าสู่ระบบอีก จึงต้องมีการไอล่อากาศออกด้วยเครื่องไอล่อากาศซึ่งมีลักษณะเป็นถังกลมมีโคนอยู่ข้างบน ดังรูปที่ 3.36



รูปที่ 3.36 ลักษณะเครื่องไอล่อากาศออก

ลักษณะการทำงานของเครื่องไอล่าอากาศออกดังรูปที่ 3.37 จะเริ่มจากการดูดน้ำร้อนที่มีอากาศปนไปพัดยังถังตันค่างก่อนที่จะถูกดูดด้วยปั๊มและน้ำจะเป็นฟอยที่ตอนบนของโคน ลดอุณหภูมิที่เป็นฟอยจะตกลงมาซึ่งสามารถที่มีการบังคับทิศทางการไหลให้น้ำลงไปยังถังเก็บน้ำ ที่มีการไอล่าอากาศออกแล้ว (Degaerated Water) ทางตอนล่าง ในขณะที่อากาศที่ไม่สามารถถูกดันตัวได้จะถูกน้ำที่เป็นฟอย จะถูกดูดออกไปภายนอกระบบ

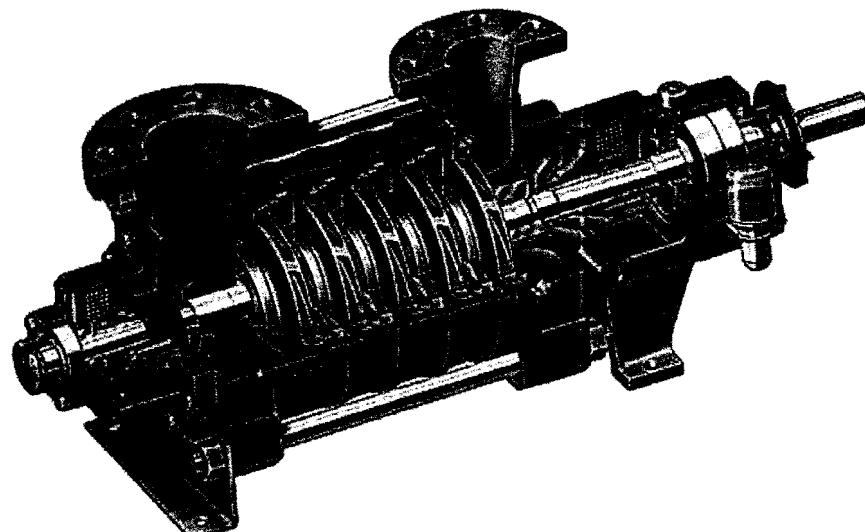


รูปที่ 3.37 ส่วนประกอบของเครื่องไอล่าอากาศออก

3.3.8 ปั๊มอัดแรงดัน (Feed Pump)

มีลักษณะเป็นปั๊มแรงเหวี่ยงทำงานหลายขั้นตอน (Multistage Centrifugal Pump) โดยน้ำที่ไหลเข้าปั๊มทางด้านขวาจะถูกเหวี่ยงให้หมุนเพื่อเพิ่มความดันไปเรื่อยๆ ในแต่ละขั้นตอน ทำให้เกิดความดันตามแนวแกนขึ้นที่ตัวปั๊ม จึงใช้คลับลูกปืน (Thrust Bearing) ร่วมกับระบบอุกสูบ (Balance Piston) ที่ปลายด้านหนึ่งของปั๊มเพื่อทำให้ดำเนินการของตัวปั๊มอยู่คงที่ตามแนวแกนตลอดเวลา

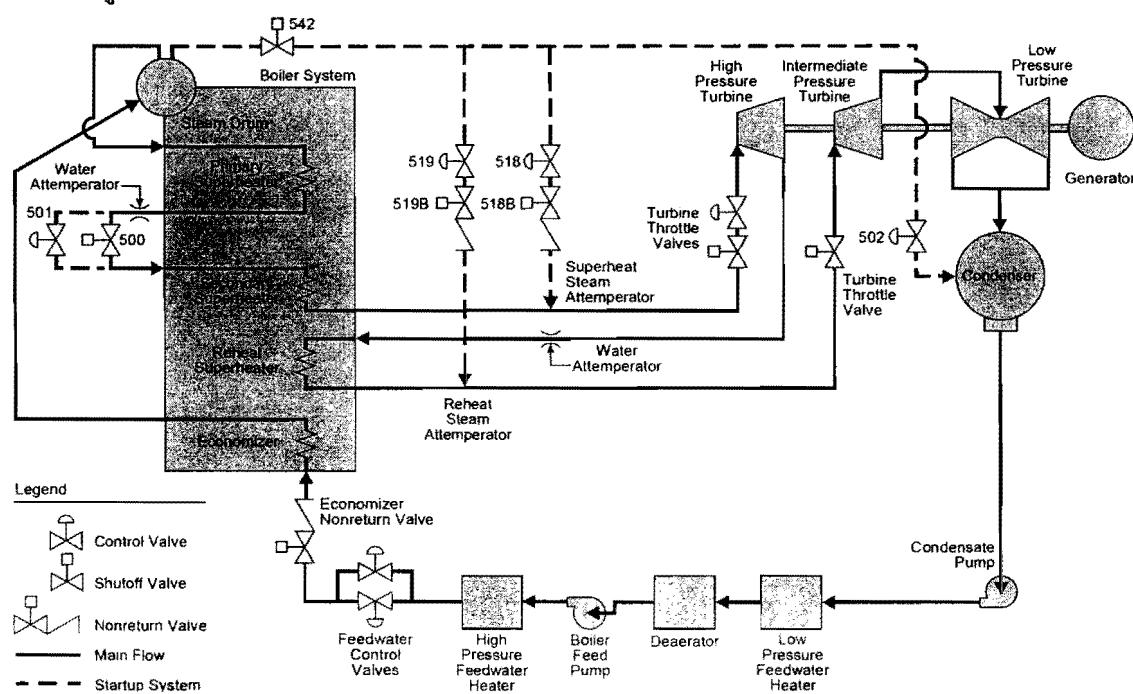
ในโรงงานไฟฟ้าบางแห่งจะมีการต่อแกนเพลาของปั๊มร่วมกับแกนของกังหัน ซึ่งในระหว่างการเริ่มทำงานไอน้ำยังไม่มีความดันพอที่จะหมุนปั๊ม จึงจำเป็นต้องใช้มอเตอร์ช่วยเริ่มทำงานแล้วจึงปลดออกภายหลังเมื่อความดันของไอน้ำสูงพอ



รูปที่ 3.38 ส่วนประกอบของปั๊มอัดแรงดัน

3.4 โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

โดยสรุปภาพรวมของส่วนประกอบของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล สามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 3.39

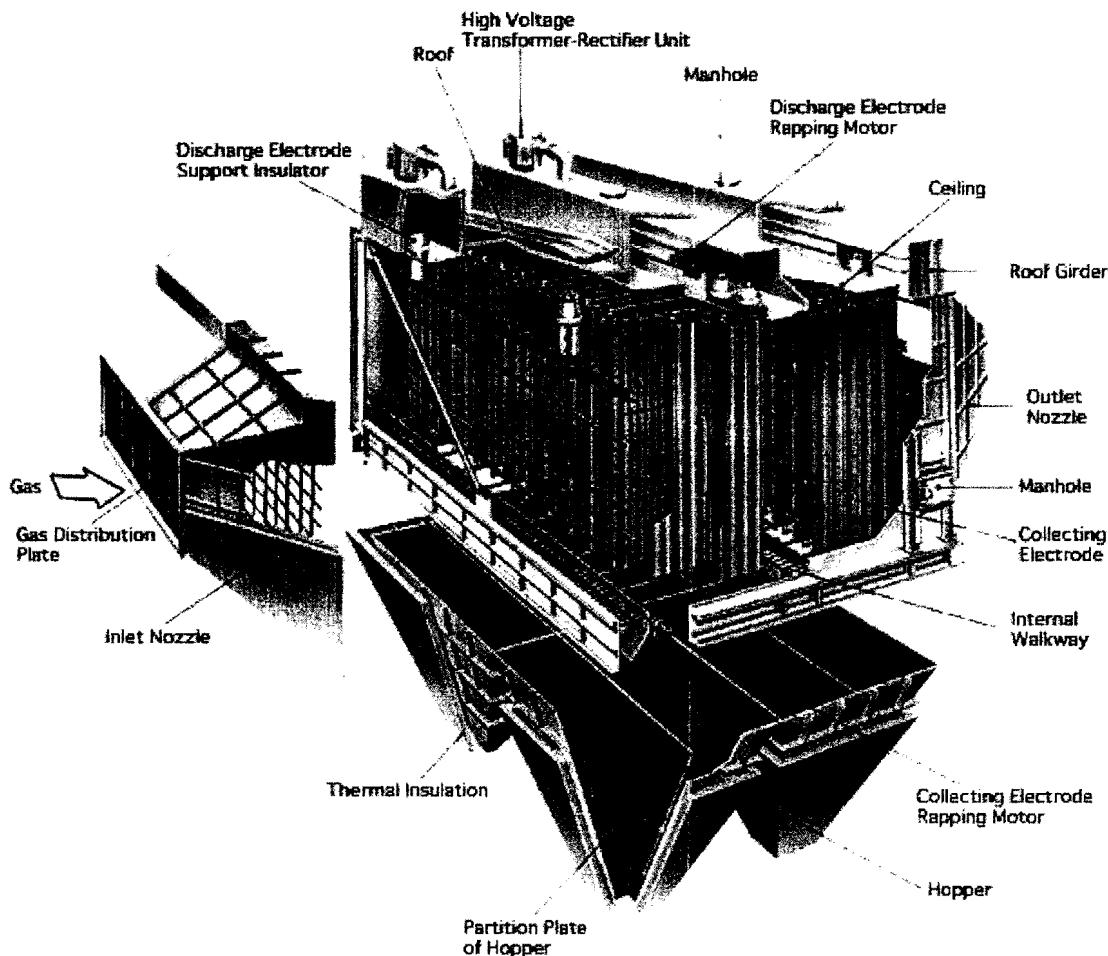


รูปที่ 3.39 แผนภาพโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิง

การออกแบบจริงอาจมีการปรับเปลี่ยนไปจากในรูปที่ 3.39 ขึ้นกับ ชนิดเชื้อเพลิง ขนาดพิกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ส่วนประกอบต่างๆ ก็จะมีลักษณะซับซ้อนเพิ่มขึ้นเพื่อให้การทำงานมีประสิทธิภาพ

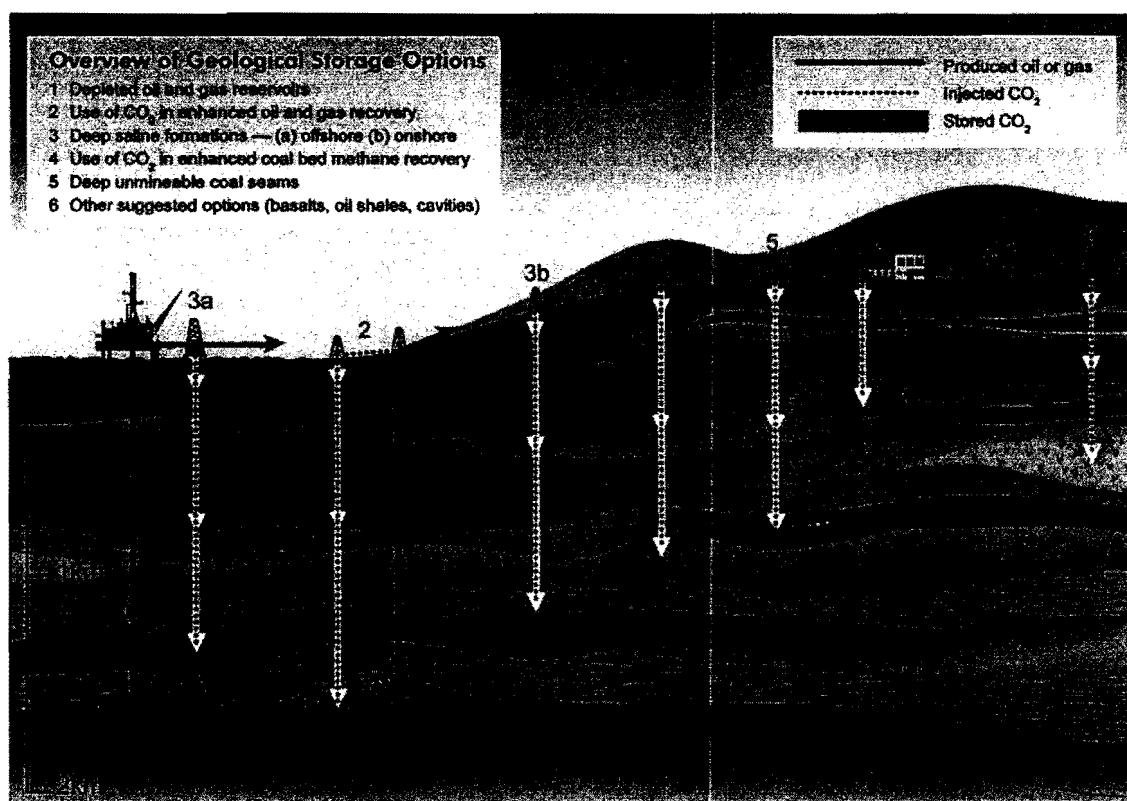
3.5 การควบคุมมลพิษ

อาคารครัวเรือนก่อนปล่อยออกปล่องจะมีการควบคุมมลพิษ โดยการติดตั้งอุปกรณ์ฟอกอากาศแบบใช้ไฟฟ้าสถิติ (Electrostatic Precipitator) ทำหน้าที่ดักจับอนุภาคที่มีส่วนผสมของออกไซด์ของก๊าซในโทรศัณในรูป NO_x และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ดังแสดงในรูปที่ 3.40



รูปที่ 3.40 อุปกรณ์ดักจับอนุภาคของอาคารครัวเรือนก่อนปล่อยออกปล่อง

นอกจากนี้ยังมีการวิจัยเพื่อลดภาวะโลกร้อนโดยลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงออกสู่บรรยากาศ โดยการดักจับแล้วทำการจัดเก็บไว้ด้วยทางเดือกต่างๆ ที่ยังคงต้องการศึกษาและวิจัยเพิ่มเติม โดยแนวทางจัดเก็บที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดคือการอัดฉีดเข้าไปในชั้นดินระดับลึกโดยมีการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้งานจริงแห่งแรกที่ Weyburn ในปี 2000 และในปี 2008 ได้มีโครงการนำร่องเริ่มทดลองใช้งานเพื่อศึกษาปัญหาที่เกิดขึ้น ในโรงไฟฟ้า Schwarze Pumpe ในประเทศเยอรมัน ดังแสดงในรูปที่ 3.41



รูปที่ 3.41 แนวทางการจัดเก็บก๊าซ CO₂ ในชั้นดินระดับลึก

บทที่ 4

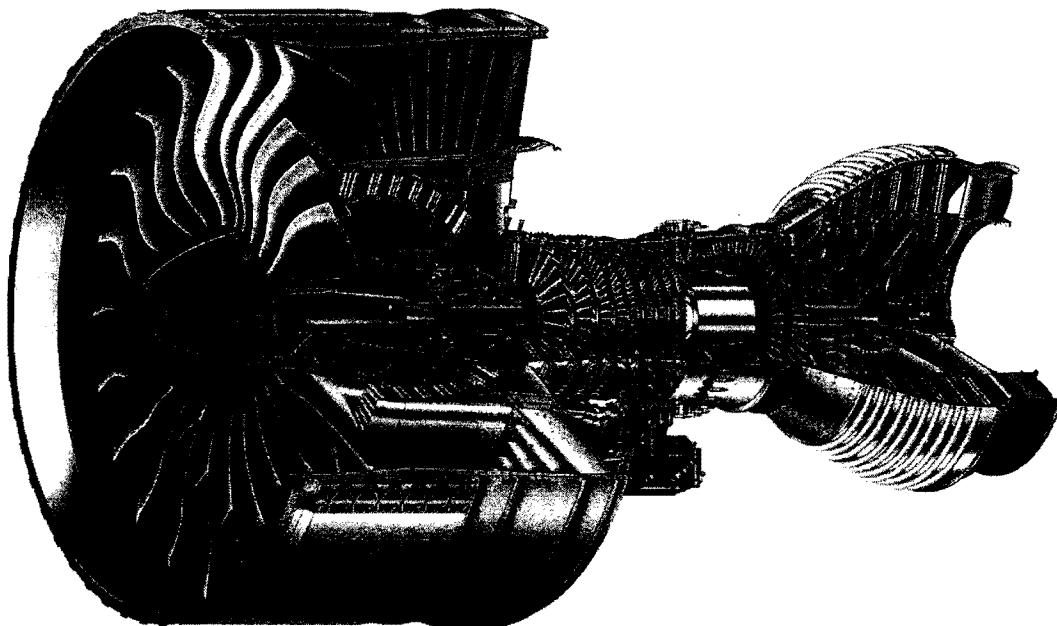
ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซ

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงระบบกังหันก๊าซในเบื้องต้น และการประยุกต์ใช้ระบบกังหันก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยจะเน้นกล่าวถึงวัสดุจัดรักษาของเบรย์ตัน ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

4.1 ประวัติเบื้องต้นของการใช้งานกังหันก๊าซ

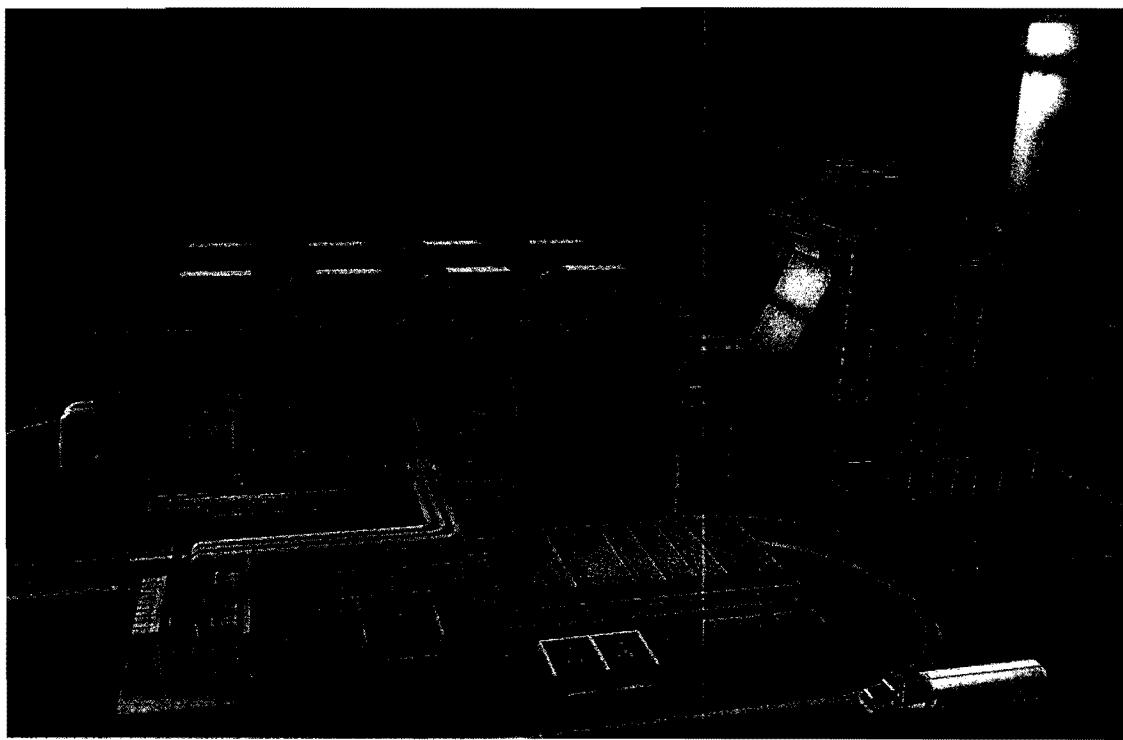
กังหันก๊าซได้มีการจดทะเบียนสิทธิบัตรในปี พ.ศ. 2334 โดย นายจอห์น บาร์เบอร์ (John Barber) ชาวอังกฤษ ต่อมาได้มีการนำกังหันก๊าซไปใช้เป็นระบบขับเคลื่อนที่ต้องการสมรรถนะสูง เช่น ในยานพาหนะและระบบผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

มีการใช้เครื่องยนต์กังหันก๊าซดังรูปที่ 4.1 อย่างแพร่หลาย เช่น ในยานพาหนะ เช่น รถยนต์ เครื่องบิน เฮลิคอปเตอร์ และเรือเดินทะเล

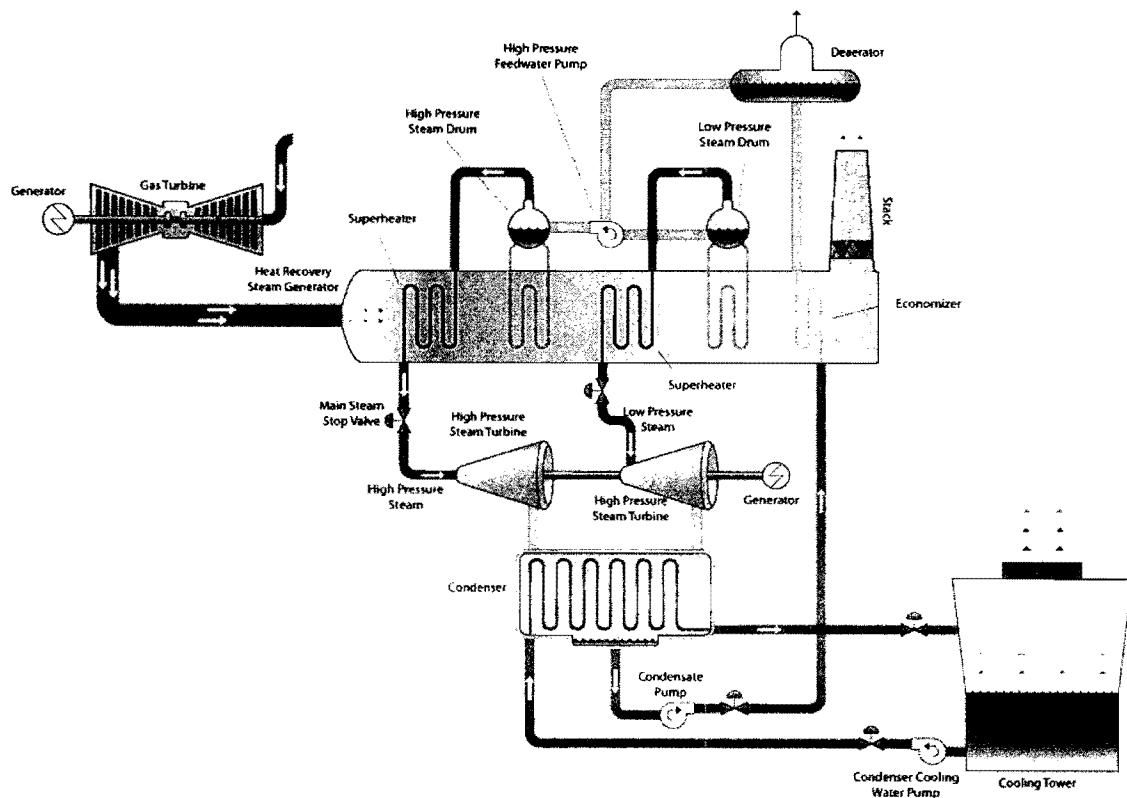


รูปที่ 4.1 เครื่องยนต์กังหันก๊าซที่ใช้สำหรับยานพาหนะ

วัสดุจัดรักษา (Gas Turbine Cycle) ที่นิยมใช้ในการผลิตไฟฟ้า เป็นวัสดุจัดรักษาความร้อนร่วม (Combined Cycle Plant) ซึ่งเป็นระบบโรงไฟฟ้าที่มีการใช้ระบบกังหันก๊าซร่วมกับกังหันไอน้ำ แสดงได้ดังรูปที่ 4.2 และ 4.3 โดยนำพลังงานด้านขาออกของกังหันก๊าซกลับมาใช้ใหม่ในเครื่องเปลกเปลี่ยนความร้อนแบบวีญากลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Steam Generator) และยังคงได้มีการออกแบบและพัฒนาปรับปรุงจากวัสดุจัดรักษาเบรย์ตันเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้ดีขึ้นกว่าเดิมอย่างต่อเนื่องอีกด้วย



รูปที่ 4.2 ภาพจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม



รูปที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานความร้อนร่วม

ในอุตสาหกรรมหลายประเภท จะพิจารณาออกแบบให้ระบบสามารถใช้ได้ทั้งพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าร่วมกันเนื่องจากมีข้อดีดังต่อไปนี้

- สามารถนำความร้อนทึบกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ (Waste Heat Recovery) ทำให้ประหยัดพลังงาน และมีประสิทธิภาพสูงกว่าระบบผลิตความร้อนหรือไฟฟ้าในอุตสาหกรรมเพียงอย่างเดียว ซึ่งโดยทั่วไปการผลิตความร้อนจะมีประสิทธิภาพประมาณ 75% ในขณะที่กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซอย่างเดียวจะมีประสิทธิภาพประมาณ 25% แต่ถ้าใช้ระบบการผลิตความร้อนร่วม โดยนำก๊าซร้อนด้านขาออกของกังหันก๊าซมาผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ จะสามารถประหยัดเชื้อเพลิงได้อีก 10 – 30% และระบบการผลิตแบบนี้ยังสามารถให้ประสิทธิภาพสูงประมาณ 65 – 85% อีกด้วยซึ่งอยู่กับสัดส่วนของการนำพลังงานความร้อนไปใช้ในกระบวนการอื่นๆ

- เงินลงทุนแรกเริ่มของระบบการผลิตพลังงานแบบความร้อนร่วม จะต่ำกว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หรือโรงงานไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเมื่อกำลังผลิตไฟฟ้าเท่ากัน

- เป็นเทคโนโลยีการผลิตและใช้พลังงานที่มีความเชื่อถือได้ (reliability) สูง

- ลดการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน ทำให้การเผาไหม้สะอาดซึ่งเป็นผลดีต่อสภาพแวดล้อม ระบบกังหันก๊าซมีข้อดีเหนือกว่าระบบกังหันไอน้ำในการผลิตไฟฟ้า เช่น ระบบมีมวลเบาและขนาดเล็ก ราคาลงทุนต่ำกว่าตัว สามารถจัดส่ง ประกอบและติดตั้งระบบได้สะดวกและรวดเร็ว สามารถเดินเครื่องทำงานได้รวดเร็วจึงนิยมใช้เป็นระบบผลิตกำลังไฟฟ้าสำรองที่สามารถเดินเครื่องได้เร็ว (Rapid Start Unit) การเผาไหม้สะอาดเกิดปัญหามลภาวะน้อย แต่การใช้ระบบกังหันก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยตรงมีประสิทธิภาพต่ำ ทำให้ต้องมีการปรับปรุงให้เป็นระบบพลังงานความร้อนร่วม

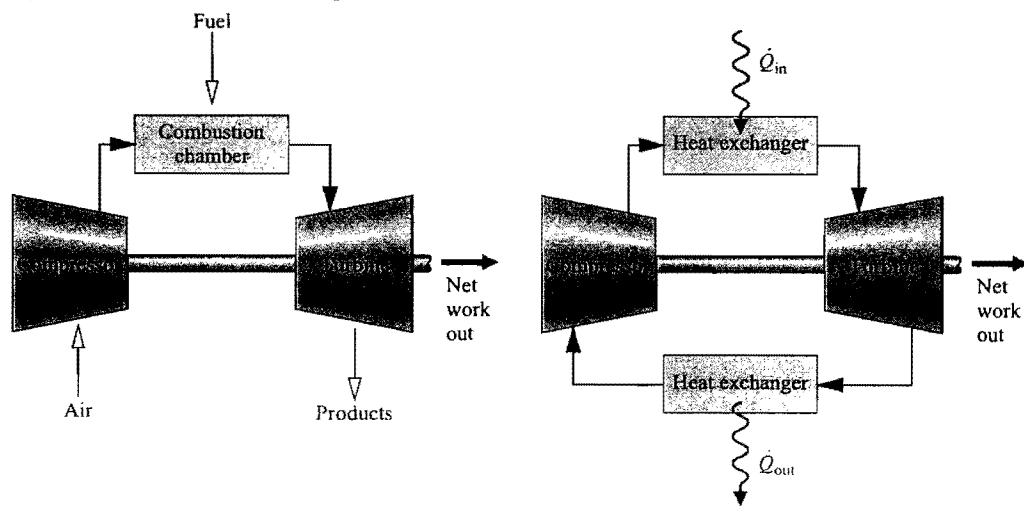
อย่างไรก็ตาม ระบบการผลิตพลังงานความร้อนร่วมเป็นระบบที่มีการออกแบบ ติดตั้ง และควบคุม ซับซ้อน ซึ่งต้องอาศัยความรู้และประสบการณ์ของบริษัทที่ชำนาญการ โดยเฉพาะในการให้คำที่ปรึกษาด้านการออกแบบและควบคุมงานก่อสร้าง ในด้านการควบคุมการผลิต ต้องควบคุมให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซค่อนข้างสูง จึงจะสามารถผลิตไอน้ำและไฟฟ้าในอัตราส่วนที่ค่อนข้างคงที่ และมีประสิทธิภาพ ในด้านเศรษฐศาสตร์และการลงทุน ราค เชื้อเพลิงของก๊าซมีความผันผวนสูงกว่าถ่านหิน ทำให้การลงทุนมีความเสี่ยงสูงกว่า แต่ถ้ามีนโยบายด้านพลังงานที่ดีจากรัฐบาลช่วยสนับสนุน การใช้พลังงานในระบบพลังงานความร้อนร่วมจะเป็นทางเลือกอันดับต้นๆ ในการพิจารณา

ในงานวิจัยนี้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซจะหมายถึง ระบบที่มีการใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะแตกต่างจากระบบโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่มีกำลังการผลิตสูงๆ ที่เน้นการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอยู่บ้างในด้านของคุณสมบัติของระบบและอุปกรณ์ร่วมใช้งาน อย่างไรก็ตามยังคงมีหลักการทำงานเบื้องต้นคล้ายกันดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

4.2 หลักการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซ

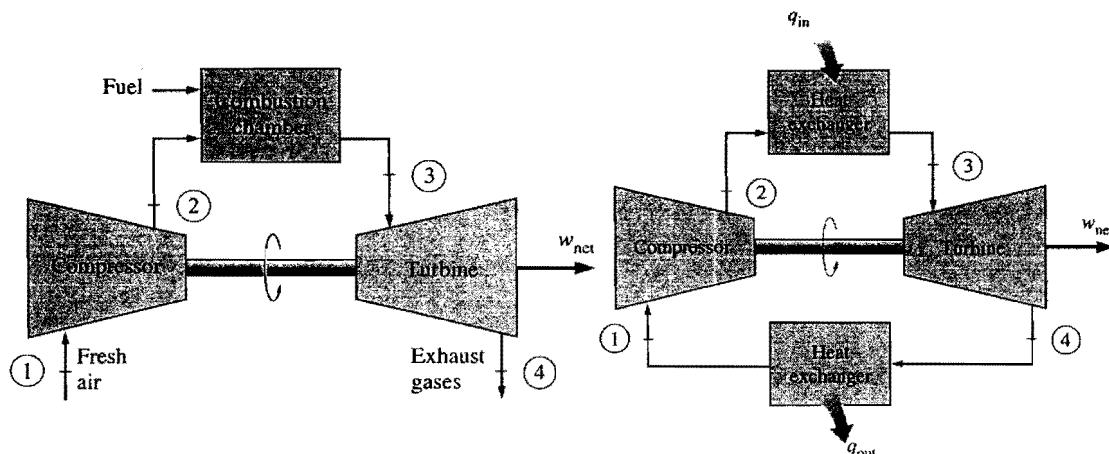
กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากกังหันก๊าซ จะเริ่มจากการดูดอากาศเข้าสู่เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) เพื่อทำการอัดอากาศจนกระทั่งมีความดัน ณ ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) ตามค่าที่ออกแบบไว้ งานที่ใช้ในเครื่องอัดจะมีผลให้อุณหภูมิของอากาศมีค่าสูงขึ้นด้วย อากาศอัดจะผสมกับก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงที่ห้องเผาไหม้ เมื่อเผาไหม้แล้วเสร็จความร้อนที่เกิดขึ้นจะปล่อยออกจาห้องเผาไหม้เพื่อเข้าสู่ตัวกังหัน ทำให้พลังงานความร้อนขยายตัวและเกิดแรงบิดเพื่อใช้สำหรับการหมุนเพลา ที่เกิดขึ้นที่เพลาจะนำไปใช้กับเครื่องอัดอากาศและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้ความดันและอุณหภูมิของก๊าซมีค่าลดลงเมื่อผ่านตัวกังหัน ห้องเผาไหม้จะสร้างด้วยโลหะที่สามารถทนความร้อนสูงได้ บางส่วนของอากาศจะใช้ในการเผาไหม้ ส่วนที่เหลือจะผสมกับก๊าซร้อนที่เข้าไปยังตัวกังหัน อุณหภูมิของเปลวไฟในห้องเผาไหม้มีค่าอยู่ระหว่าง $3,000 - 4,000^{\circ}\text{F}$ ในขณะที่ก๊าซร้อนก่อนเข้าสู่ตัวกังหันมีอุณหภูมิประมาณ $1,000 - 1,500^{\circ}\text{F}$ พลังงานที่ผลิตได้จากเครื่องกังหันก๊าซจะนำไปใช้กับเครื่องอัดอากาศและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

วัฏจักรของกังหันก๊าซสามารถแบ่งได้สองแบบตามลักษณะการใช้พลังงาน ได้แก่ วัฏจักรโดยตรง (Direct Cycle) โดยการนำก๊าซร้อนที่ออกจากห้องเผาไหม้มานำใช้ขับกังหันก๊าซโดยตรง หรือโดยทางอ้อม (Indirect Cycle) โดยการให้ความร้อนของไอลทำงานในขั้นเดียวกัน ในรายงานนี้จะเน้นกล่าวถึงเฉพาะวัฏจักรกังหันก๊าซแบบโดยตรง ซึ่งสามารถแบ่งย่อยออกได้เป็นวัฏจักรเปิด (Open Cycle) และวัฏจักรปิด (Closed Cycle) ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 วัฏจักรการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซเบื้องต้น (a) วัฏจักรเปิด (b) วัฏจักรปิด

วัฏจักรการทำงานของกังหันก๊าซอุดมคติคือวัฏจักรเบรย์ตัน (Brayton Cycle) ซึ่งทั้งในระบบเปิดและระบบปิดจะประกอบด้วยกระบวนการพื้นฐานดังรูปที่ 4.5

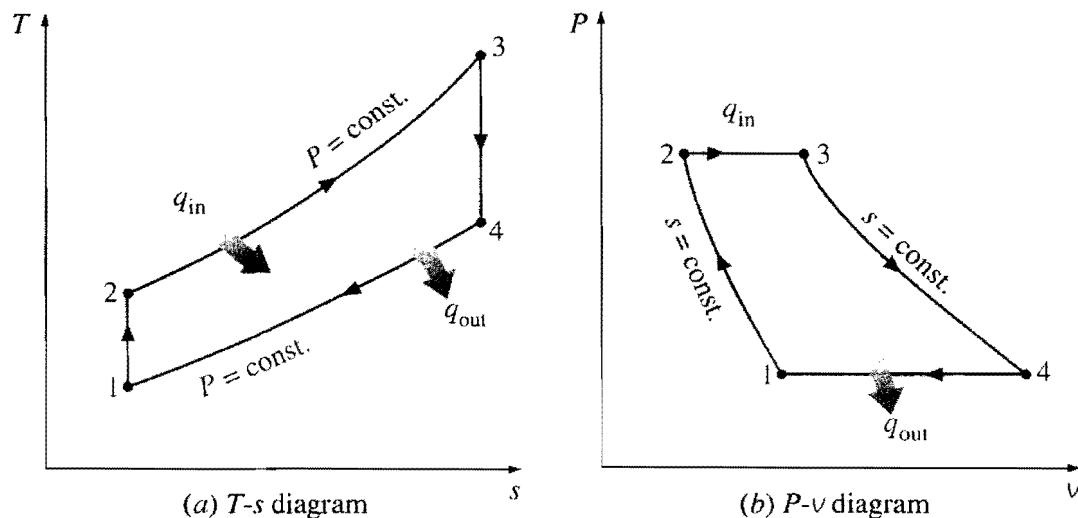


รูปที่ 4.5 กระบวนการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซในวัฏจักรเบรย์ตัน (a) วัฏจักรเปิด (b) วัฏจักรปิด

กระบวนการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซในวัฏจักรเบรย์ตันอย่างง่ายประกอบด้วยกระบวนการหลัก 4 กระบวนการด้วยกัน ได้แก่

- กระบวนการที่ก๊าซถูกอัดด้วยเครื่องอัดอากาศโดยมีค่าэнโทรปีคงที่ (Isentropic Process) จากจุด 1 ไปจุด 2
- กระบวนการเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนที่ความดันคงที่จากจุด 2 ไป 3
- กระบวนการที่ก๊าซร้อนขยายตัวผ่านกังหันแบบมีค่าэнโทรปีคงที่ จากจุด 3 ไปจุด 4
- กระบวนการระบายความร้อนจากจุด 4 สู่จุด 1 ซึ่งอาจเกิดขึ้นในระบบเปิดของสูบบรรยากาศหรือเกิดขึ้นในระบบปิดโดยเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนก็ได้

แผนภาพของกระบวนการรูปที่ 4.4 สามารถเขียนอยู่บนระบบ $T-s$ และ $P-v$ ได้ดังรูปที่ 4.6

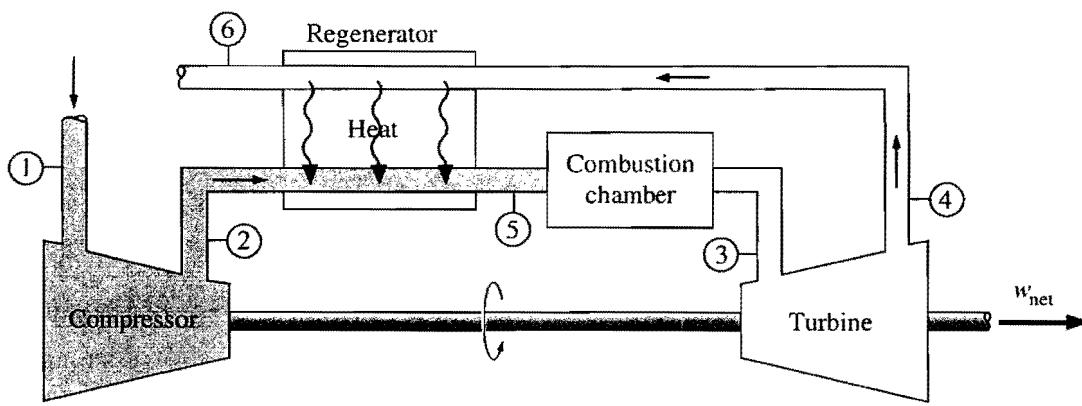


รูปที่ 4.6 แผนภาพ $T-s$ และ $P-v$ ของวัฏจักรเบรย์ตันเบื้องต้น

การเพิ่มประสิทธิภาพ ในวัฏจักรเบรย์ตันสามารถทำได้ดังนี้

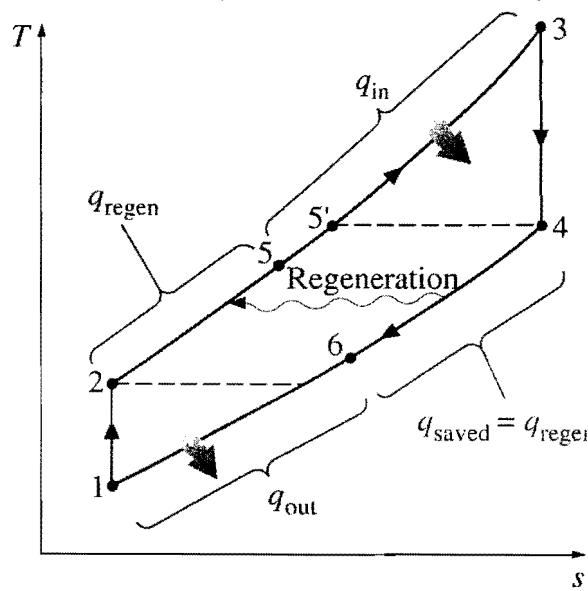
○ รีเจนเนอเรชัน (Regeneration)

เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพโดยการอุ่นอากาศที่ออกจากเครื่องอัดอากาศ ณ จุดที่ 2 โดยใช้ความร้อนจากก๊าซร้อนด้านข้างของกังหันก๊าซ ณ จุดที่ 4 โดยใช้เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบผิวสัมผัสที่เรียกว่า รีเจนเนอเรเตอร์ หรือบางครั้งเรียกว่า รีคิวปอร์เรเตอร์ (Recuperator) ดังรูปที่ 4.7 การเพิ่มกระบวนการรีเจนเนอเรชัน ทำให้อัตราส่วนความดันที่ทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดมีค่าลดลงผลต่างระหว่างอุณหภูมิ T_4 และ T_2 มีค่าเพิ่มขึ้น ความร้อนที่ใส่เข้าไปในวัสดุจัดรีจูล์ในทางปฏิบัติวัสดุจัดรีจูล์ที่ปรับปรุงประสิทธิภาพแบบรีเจนเนอเรชัน มีประสิทธิภาพมากกว่าวัสดุจัดรีจูล์แบบธรรมดากว่า 30 % แต่การที่อัตราส่วนการอัดมีค่าต่ำมากจะทำให้งานของวัสดุจัดรีจูล์ไปด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพด้วยระบบนี้เหมาะสมสำหรับการเดินเครื่องเบา



รูปที่ 4.7 กระบวนการทำงานของเครื่องกังหันก๊าซในวัสดุจัดรีจูล์ต้นแบบรีเจนเนอเรชัน

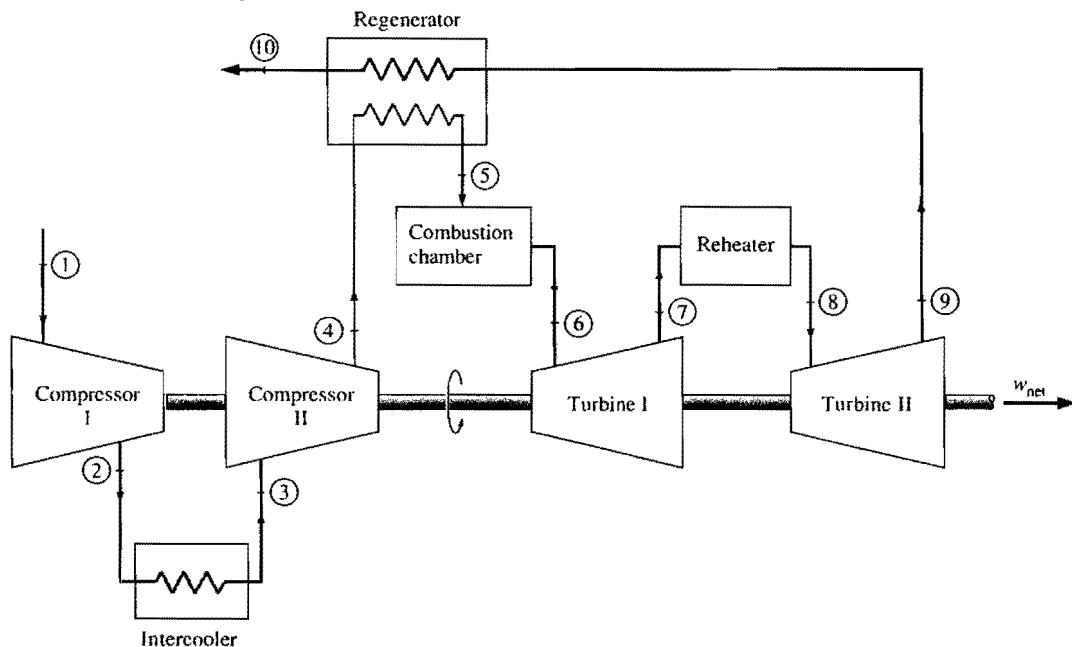
แผนภาพ $T - s$ ของกระบวนการในรูปที่ 4.7 สามารถเขียนได้ดังรูปที่ 4.8



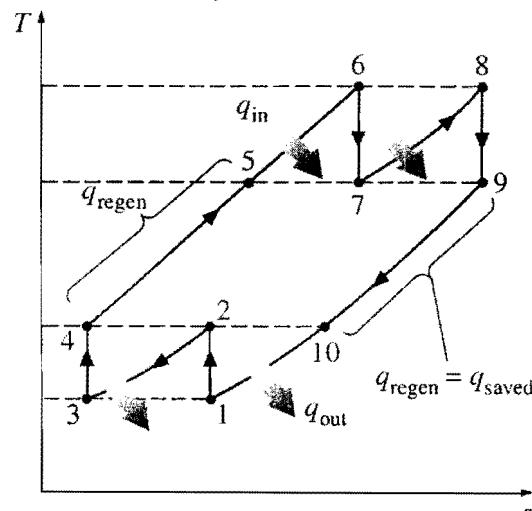
รูปที่ 4.8 แผนภาพ $T - s$ ของกระบวนการของเครื่องกังหันก๊าซในวัสดุจัดรีจูล์ต้นแบบรีเจนเนอเรชัน

○ การหล่อเย็นร่วมของเครื่องอัด (Compressor Intercooling)

ขณะที่เครื่องอัดอากาศทำการอัดอากาศระหว่างชุด 1 และ 2 งานที่ใช้จะเพิ่มขึ้นเนื่องจากงานของเครื่องอัดมีค่าเป็นลบทำให้งานสูทธิของวัฏจักรลดลงตามไปด้วย ในทางทฤษฎีหากสามารถทำให้อุณหภูมิของอากาศที่ถูกอัดมีค่าคงที่ประสิทธิภาพของระบบก็จะเพิ่มขึ้นด้วย ในทางปฏิบัติสามารถทำได้โดยการหล่อเย็นอย่างต่อเนื่องเป็นช่วงๆ ขณะที่ทำการอัดอากาศ เรียกกระบวนการนี้ว่า กระบวนการการหล่อเย็นร่วมของเครื่องอัด สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.9 แผนภาพ T – s ของกระบวนการในรูปที่ 4.9 สามารถเขียนได้ดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.9 การทำงานของเครื่องกังหันก๊าซในวัฏจักรเบรย์ตันแบบมีการหล่อเย็นร่วมของเครื่องอัด



รูปที่ 4.10 แผนภาพ T – s ของเครื่องกังหันก๊าซในวัฏจักรเบรย์ตันแบบมีการหล่อเย็นร่วมของเครื่องอัด

○ การให้ความร้อนซ้ำของกังหัน (Turbine Reheat)

พลังงานที่ได้จากกังหันสามารถเพิ่มขึ้น โดยการเพิ่มอุณหภูมิให้กังหัน ซึ่งในทางทฤษฎีสามารถทำได้โดยการให้ความร้อนกับก๊าซอย่างต่อเนื่องในขณะที่กังหันทำงาน ในทางปฏิบัติการเพิ่มความร้อนต้องกระทำการให้ความร้อนซ้ำเป็นขั้นๆ โดยรวมแล้วการเพิ่มจำนวนขั้นการให้ความร้อนรวมทั้งการหล่อเย็นร่วมจะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพให้สูงขึ้น แต่การเพิ่มขั้นตอนการทำงานทั้งสองกระบวนการจะเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น ระบบคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะเร็วกว่าโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตขนาดเล็ก การออกแบบขนาดและระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมจึงต้องพิจารณาทั้งค่าการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน เช่น เชื้อเพลิงและค่าตอบแทนพนักงาน

○ การฉีดน้ำผสม (Water injection)

การฉีดน้ำผสมกับอากาศก่อนที่จะถูกอัดด้วย เป็นวิธีที่ทำให้กำลังงานจากการของวัฏจักรกังหันก๊าซเพิ่มขึ้นได้อย่างชัดเจน เนื่องจากการระเหยของน้ำที่อุณหภูมิของอากาศสูงขึ้นจะผ่านกระบวนการอัด จะช่วยลดอุณหภูมิของอากาศที่ถูกอัด อันเป็นการลดการทำงานของเครื่องอัด ซึ่งมีผลคล้ายกับการหล่อเย็นร่วม ในวัฏจักรกังหันก๊าซที่มีรีเจนเนอเรชันทั้งเครื่องเพลาเดียวและสองเพลา การฉีดน้ำผสมจะกระทำระหว่างกระบวนการอัดอากาศและรีเจนเนอเรชัน ปริมาณของไอน้ำที่ฉีดเข้าไปสามารถคำนวณได้จากปริมาณที่ทำให้อากาศที่ถูกอัดอิ่มตัวที่อุณหภูมิหลังการเผาไหม้ก่อนเข้ากังหัน ปริมาณของน้ำที่มากเกินไปมีประสิทธิภาพโดยรวมลดลงและทำให้ใบพัดของเครื่องกังหันเสียหายได้

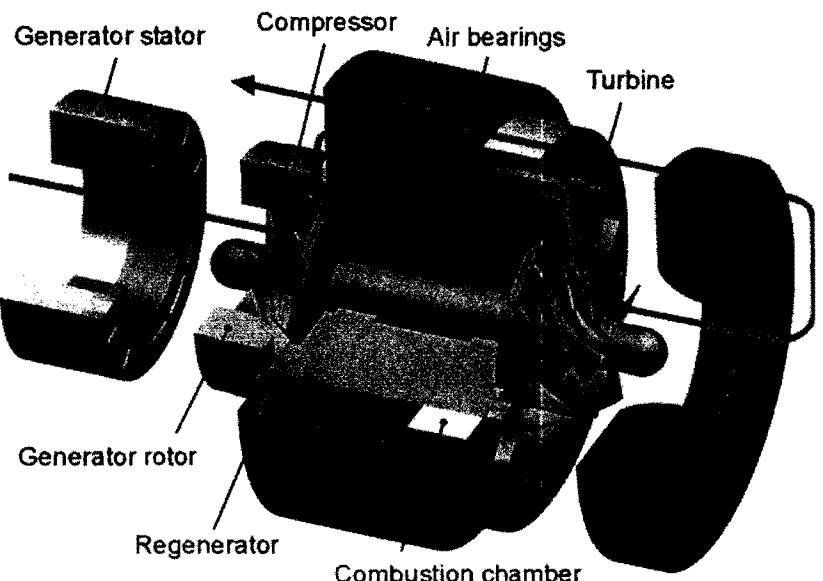
ประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นเนื่องมาจากการฉีดน้ำ

- งานของกังหันเพิ่มขึ้นเนื่องจากอัตราการไหลของอากาศ และไอน้ำที่เพิ่มขึ้น
- อัตราส่วนความดันที่เหมาะสมสำหรับงานเพิ่มขึ้น รวมทั้งประสิทธิภาพและอัตราส่วนความดันที่เหมาะสม ของประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นด้วย

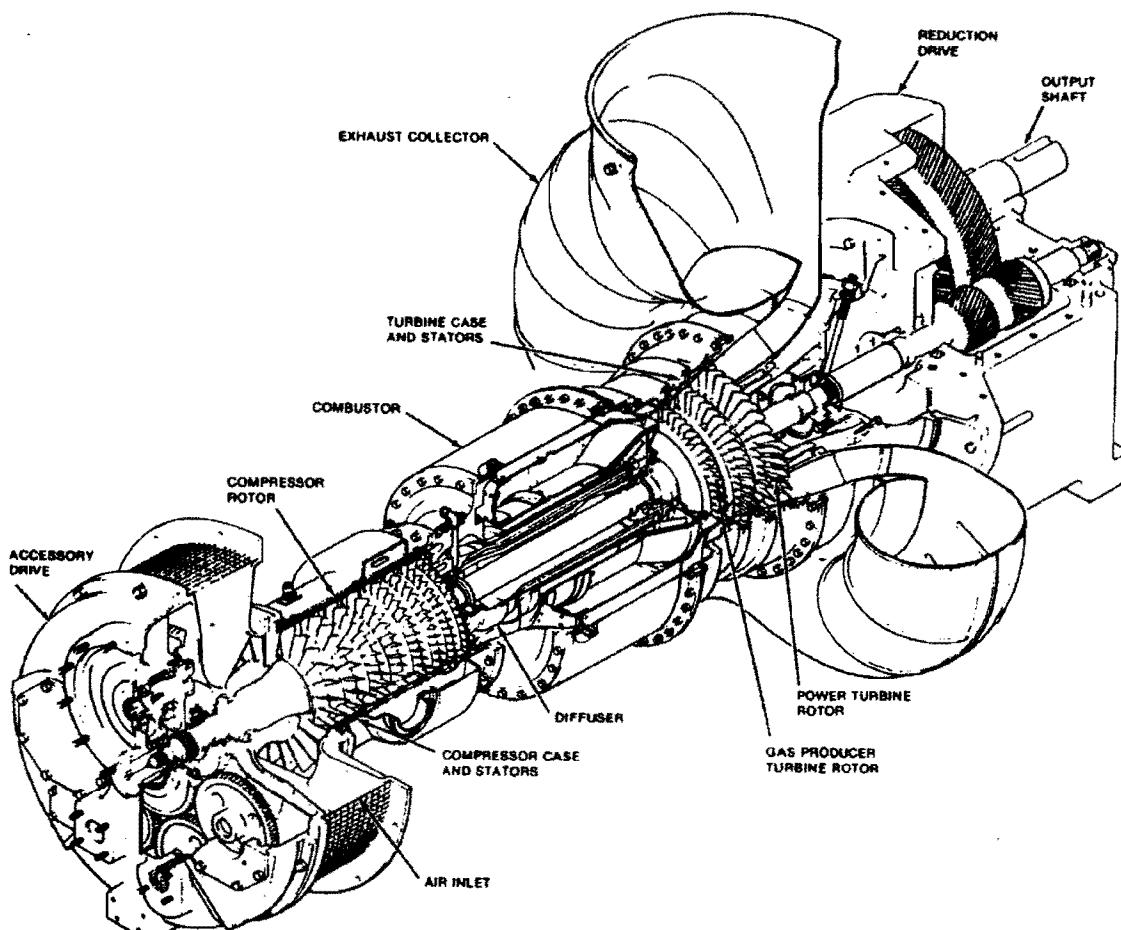
ข้อดีของระบบที่มีการฉีดน้ำ คือ ขณะที่กังหันทำงานไม่เต็มกำลังสามารถรักษาประสิทธิภาพให้สูงอยู่ได้ตลอดเวลา โดยการควบคุมอุณหภูมิของกังหันให้มีค่าคงที่ด้วยการปรับลดอัตราการฉีดน้ำออกจากน้ำที่มีความสามารถยังสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และก๊าซในโทรศัพท์ได้ออกไซด์ ในสภาวะที่ทำงานที่พิสดารกำลังสูงซึ่งอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงลดลง

4.3 ส่วนประกอบของกังหันก๊าซ

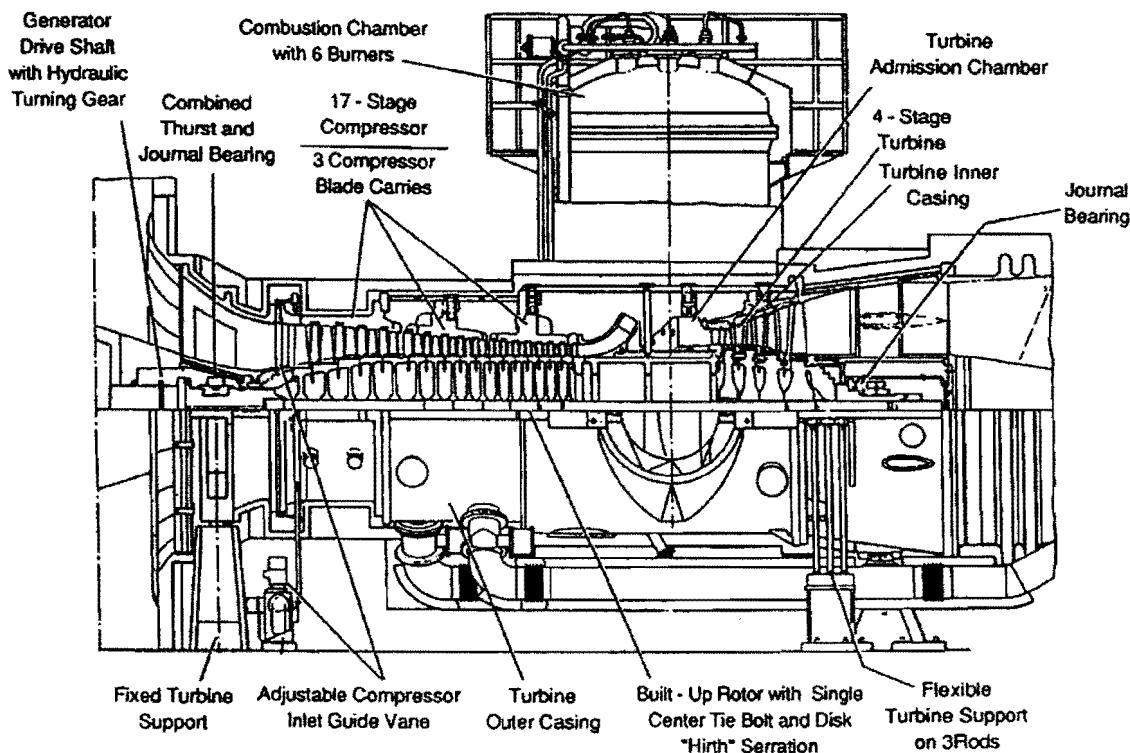
ระบบกังหันก๊าซโดยทั่วไป มีส่วนประกอบหลักทั้งหมดอยู่ 3 ส่วนด้วยกัน ได้แก่ เครื่องอัดอากาศ (Air compressor) ห้องเผาไหม้ (Combustion chamber) และเครื่องกังหัน (Turbine) ดังแสดงในรูปที่ 4.10 ส่วนประกอบย่อยของระบบกังหันก๊าซในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.11 (a) และ (b)



รูปที่ 4.10 ระบบหลักของเครื่องกังหันก๊าซ



(a) กังหันก๊าซของบริษัท Courtesy Solar Turbines Incorporated



(b) กังหันก๊าซของบริษัท Siemens Power Generation

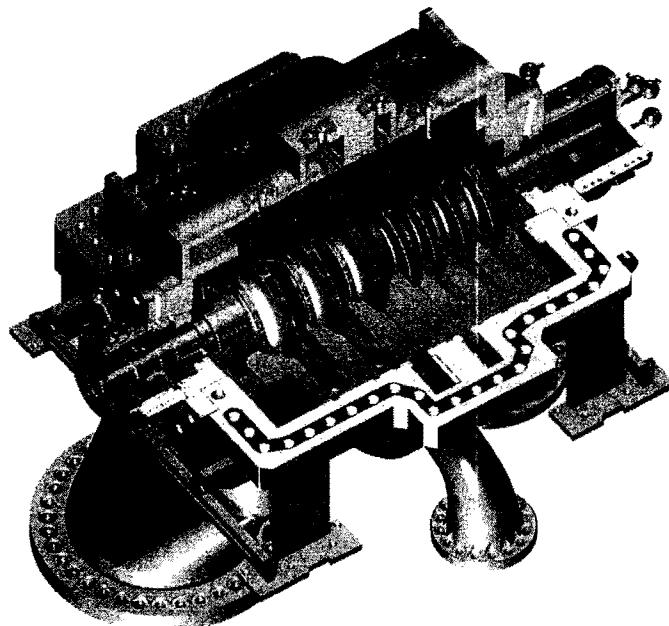
รูปที่ 4.11 ระบบเครื่องกังหันก๊าซทั่วไปในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

4.3.1 เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) มีหน้าที่อัดอากาศให้ได้ค่าประมาณ 6 – 8 เท่า ของบรรยากาศ ตามที่ออกแบบไว้ ก่อนนำไปผสมกับเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้ อากาศที่ถูกดูดเข้าไปอัดเพิ่มความดันจะต้องผ่านแผ่นกรองอากาศ เพื่อแยกฝุ่นละอองออกไปก่อนทำการ เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้ชั้นส่วนภายในเครื่องกังหันเกิดการสึกกร่อน โดยทั่วไปเครื่องอัดอากาศแบ่งตามลักษณะการไหลของอากาศได้สองชนิด คือ

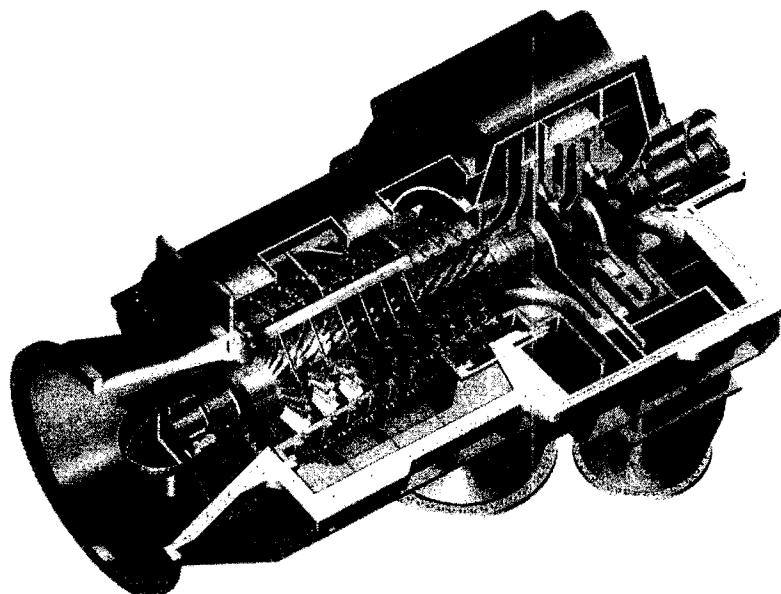
- เครื่องอัดอากาศแบบแรงเหวี่ยง (Centrifugal Compressor) ทำงานคล้ายกับบ้มแรงเหวี่ยง โดยใช้ใบพัดในการอัดเรียงจากขนาดเล็กไปใหญ่ หมายที่จะใช้กับเครื่องกังหันก๊าซขนาดเล็ก ดังรูป 4.12
- เครื่องอัดอากาศในแนวแกน (Axial Compressor) โครงสร้างประกอบด้วยระบบใบพัดสองแบบคล้ายกับกังหัน ได้แก่ ใบพัดที่หมุนได้ (Moving Blade) จะติดอยู่บนเพลาวงล้อลับกับใบพัดอีกชุดแบบที่ติดอยู่กับโครงของเครื่องอัดอากาศ (Fixed Blade) อากาศที่ดูดเข้ามาจะถูกอัดตามแนวแกนผ่านใบพัดที่อยู่กับที่ใบพัดหมุนและที่ติดอยู่บนเพลา ทำให้ปริมาณอากาศลดลงความดันจึงมีค่าเพิ่มขึ้น ดังรูปที่ 4.13 เครื่องอัดอากาศแบบตามแนวแกนยังแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ ได้แก่

ที่ความดันสูง จะต้องออกแบบให้มีโครงสร้างแข็งแรงมาก แรงบิดตอนเริ่ม starters ที่จะมีค่าสูงทำให้ข้อเหวี่ยงมีขนาดใหญ่รวมทั้งต้องแก้ปัญหาเรื่องการสั่นของระบบ ปัจจุบันได้มีการปรับปรุงให้มีการหยุดทำงานเป็นจังหวะโดยใช้การอัดอากาศหลายชั้น

- แบบโรตารี มีการออกแบบพื้นฐานอยู่ 3 แบบด้วยกัน คือ แบบเหวี่ยงออกแบบตามแนวรัศมี รอบตัวหรือแบบใช้แรงเหวี่ยง (Radial or Centrifugal Compressor) แบบไหลดตามแนวแกน และ แบบขับออกทางบวกหรือพัดลม



รูปที่ 4.12 เครื่องอัดอากาศแบบแรงเหวี่ยงแบบเพลาเดี่ยวของ บริษัท ABB รุ่น STC-SH



รูปที่ 4.13 เครื่องอัดอากาศแบบตามแนวแกนของ บริษัท ABB รุ่น SCT-SR

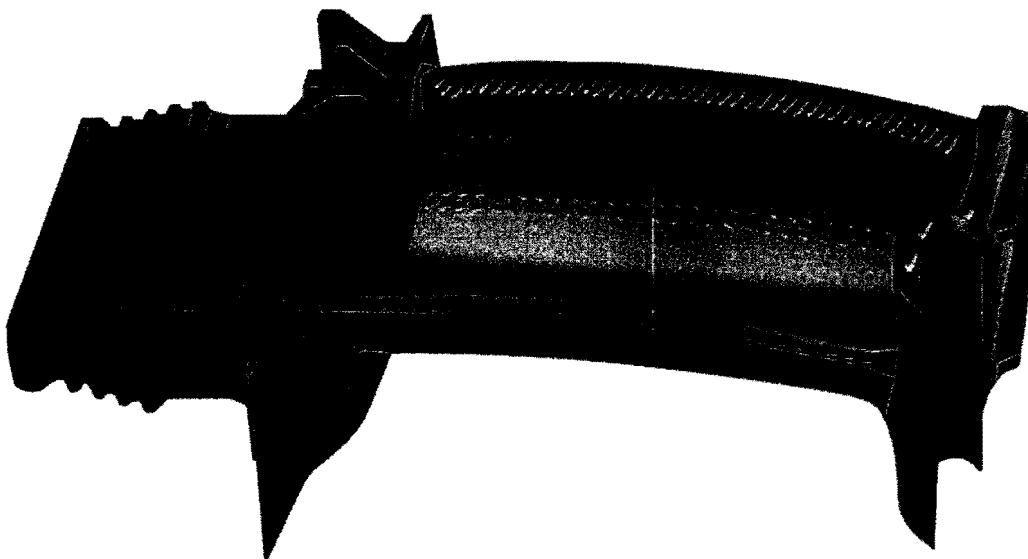
4.3.2 ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)

ห้องเผาไหม้มีลักษณะเป็นรูปทรงกระบอกสองชั้นซ้อนกันอยู่ ชั้นนอกจะทำหน้าที่เป็นทางเดินของอากาศอัดที่ส่งมาจากเครื่องอัดอากาศ ทรงกระบอกชั้นในจะประกอบด้วยห้องเผาไหม้ ห้องเผาไหม้จะมีช่องทางส่งอากาศร้อนจากห้องเผาไหม้เข้าไปที่ดัวกังหัน

4.3.3 เครื่องกังหัน (Turbines)

กังหันก๊าซแบ่งเป็น 2 ชนิดหลักตามลักษณะการไหลของก๊าซร้อน คือ แบบให้ก๊าซไหลตามแนว-radial (Radial Flow) มีลักษณะคล้ายคลึงกับเครื่องอัดแบบแรงเหวี่ยง การไหลของก๊าซจะเกิดตามแนว-radial กังหันก๊าซแบบนี้ไม่เหมาะสมที่จะใช้กับระบบที่มีการเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูง ประสิทธิภาพเชิงความร้อนจึงต่ำ ทำให้ใช้งานเฉพาะในระบบกังหันขนาดเล็กเท่านั้น และ แบบให้ก๊าซไหลตามแนว-axial (Axial Flow) มีลักษณะคล้ายกังหันไอน้ำยกเว้นแต่ของไหลที่ใช้ในการทำงานเป็นก๊าซประสิทธิภาพเชิงความร้อนจะดีกว่าแบบ ไหลตามแนว-radial

4.3.4 ใบกังหันก๊าซ (Gas Turbine Blade) เป็นองจากประสิทธิภาพของวัสดุกรกังหันก๊าซแบบเบรย์ตัน (Brayton Cycle) มีค่าต่ำกว่าประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำในวัสดุกรแรงคิน ทำให้มีการออกแบบกังหันก๊าซเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ ด้วยการใช้ใบกังหันที่บิดตลอดตามแนวใบพัดเพื่อให้เกิดการไหลวนของก๊าซขณะเคลื่อนที่ ซึ่งแตกต่างจากใบพัดของกังหันไอน้ำที่มีใบลักษณะค่อนข้างตรงดังแสดงได้ในรูปที่ 4.14 และ 4.15



รูปที่ 4.14 ลักษณะใบพัดของเครื่องกังหันก๊าซ

http://www.vanwestholland.com/turbo_blower_parts.html

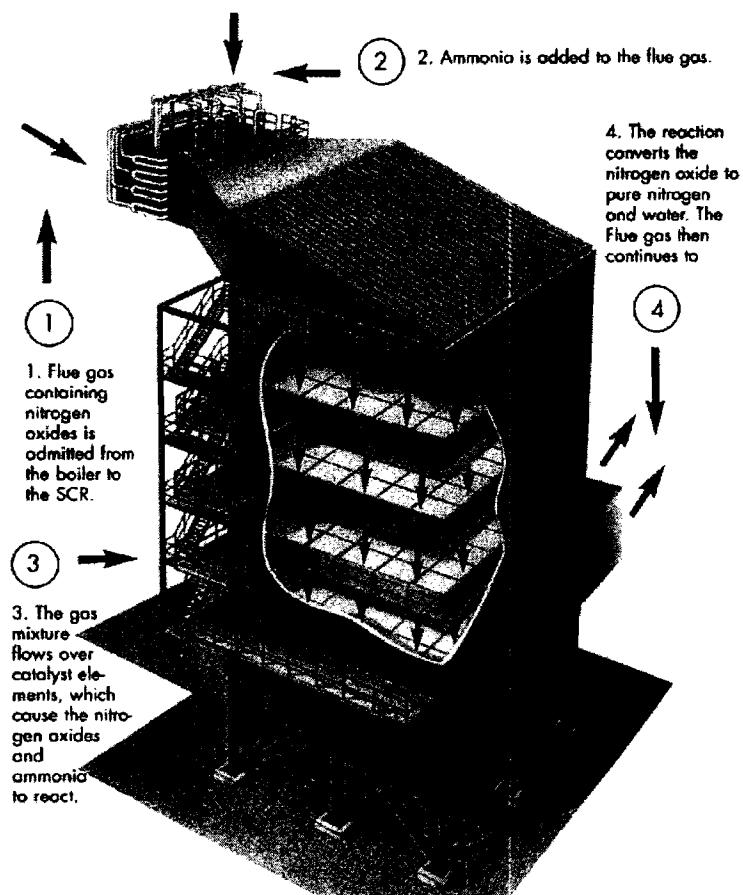
4.4 การบำรุงรักษาระบบกังหันก๊าซ

การบำรุงรักษาระบบกังหันก๊าซเป็นขั้นตอนได้ในลักษณะเดียวกันกับวิธีดัง

- การตรวจสอบระหว่างเดินเครื่อง เป็นขั้นตอนการตรวจสอบปกติเพื่อให้ทราบถึงประสิทธิภาพและข้อมูลของระบบ ทำให้สามารถที่จะดำเนินการแก้ไขได้อย่างถูกต้อง การตรวจสอบแบบนี้ส่วนใหญ่เป็นการสังเกตด้วยตา เช่น การสั่นสะเทือน ณ ตำแหน่งต่างๆ ของระบบ และสังเกตสภาพทั่วไป เป็นต้น รวมทั้งการบันทึกค่าพารามิเตอร์การทำงานของระบบที่สำคัญ เช่น อุณหภูมิ ก๊าซจากออกของกังหัน ณ ค่าโหลด ต่างๆกันอัตราการไหล และความดันของระบบเชื้อเพลิง อุณหภูมิ ณ จุดต่างๆ ของระบบ และระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่อง เป็นต้น
- การตรวจสอบระหว่างการหยุดเดินเครื่อง โดยไม่ถอดอุปกรณ์โดยไม่จำเป็นแต่จะใช้เครื่องมือพิเศษทำการตรวจสอบบริเวณที่มีความเสี่ยงต่อความเสียหายสูง เช่น ใบกังหัน และห้องเผาไหม้ เป็นต้น การตรวจสอบแบบนี้เป็นขั้นตอนที่สามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ
- การตรวจสอบระบบสันดาปและระบบที่มีอุณหภูมิสูง โดยทำการถอดส่วนประกอบที่สำคัญ เช่น ระบบสันดาป ซึ่งต้องทำการตรวจสอบหัวฉีดเชื้อเพลิง ห้องสันดาป และระบบท่อหรือการตรวจสอบกังหัน และใบกังหัน ซึ่งต้องใช้เวลาประมาณ 4 – 5 สัปดาห์
- การตรวจสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การตรวจสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะดำเนินการในช่วงเวลาเดียวกันกับการตรวจสอบกังหัน โดยทำการตรวจสอบระบบกรองอากาศ load gear , bearing seals , stator winding และส่วนประกอบอื่นๆ นอกจากนี้ในระหว่างการทำงานต้องทำการตรวจวัดอุณหภูมิและการสั่นสะเทือนด้วย
- การตรวจสอบระบบควบคุมบังคับ โดยปกติการตรวจสอบระบบนี้จะขึ้นกับเทคโนโลยีของอุปกรณ์ที่ใช้งาน เช่น ระบบ mark II จะต้องทำการ calibrate ระบบทุกปี แต่ในปัจจุบันส่วนใหญ่จะใช้ระบบ mark IV ซึ่งต้องการการบำรุงรักษาน้อยมาก
- การตรวจสอบอุปกรณ์เครื่องกล ประกอบด้วยการตรวจสอบระบบอุปกรณ์เครื่องกลต่างๆ เช่นระบบกรองอากาศ ปั๊ม ระบบปรับคุณภาพน้ำ และวาล์วต่างๆ เป็นต้น

4.5 ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซจะมีส่วนผสมของออกไซด์ของก๊าซในต่อเจนในรูป NO_x และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ก่อให้เกิดปัญหาต่อสิ่งแวดล้อม ก๊าซ NO_x สามารถควบคุมโดยการติดตั้งชุดควบคุมการเกิด NO_x (Selective Catalytic Reduction; SCR) เช้าที่ชุดผลิตไออน์ ดังแสดงในรูปที่ 4.16



รูปที่ 4.16 โครงสร้างของชุดควบคุมการเกิด NO_x

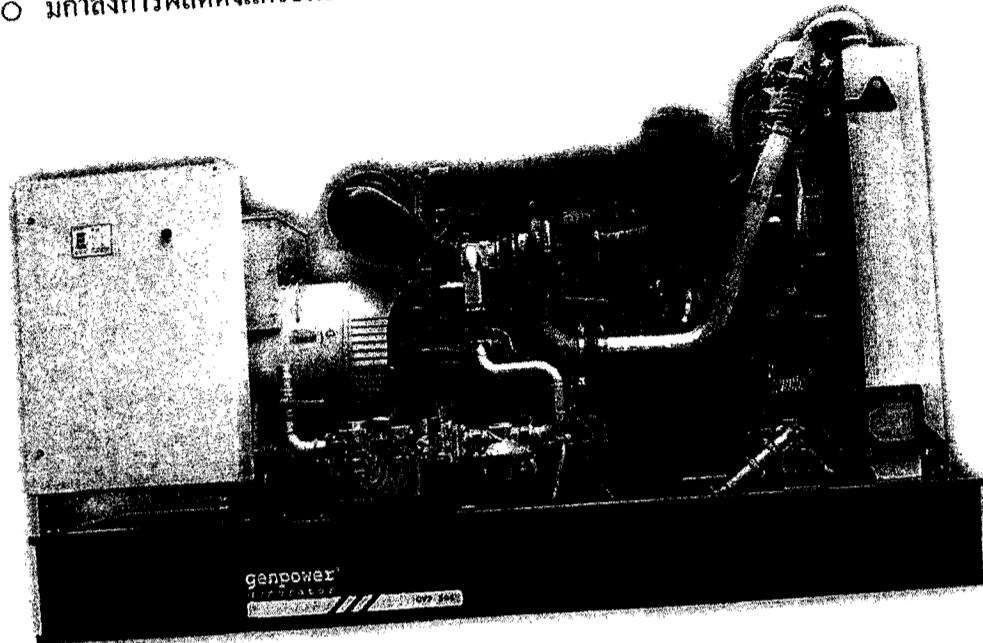
หลักการควบคุมการการเกิด NO_x ให้ได้ตามเกณฑ์มาตรฐาน 75 ppm ทำได้โดยการลดอุณหภูมิการเผาไหม้โดยการฉีดไอน้ำเข้าไปผสมกับออกซิเจนที่ทางด้านข้างออกของกังหัน เพื่อเปลี่ยน NO_x ให้เป็นก๊าซในโทรศัพท์และนำ ดังสมการ $\text{NO}_2 + 2\text{NH}_3 + 1/2\text{O}_2 = 3/2\text{N}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$ ส่วนการควบคุม SO_2 ทำได้โดยการควบคุมคุณภาพของเชื้อเพลิงให้มีส่วนประกอบของซัลเฟอร์ให้น้อยที่สุด นอกนั้นภายในโรงไฟฟ้าพัฒนาความร้อนร่วม จะติดตั้งระบบเก็บเสียงเพื่อให้ความดังรอบชุดกังหันก๊าซไม่เกิน 90 dBA

4.6 เครื่องยนต์เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ

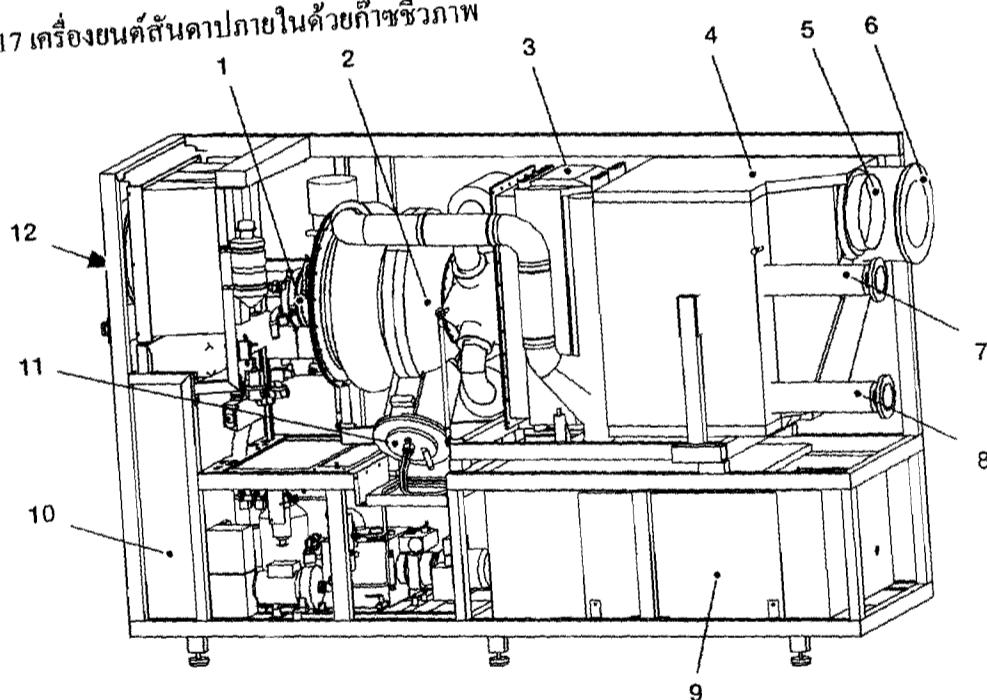
ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ สามารถใช้ได้ทั้งระบบเครื่องยนต์ก๊าซสันดาปภายใน และระบบกังหันก๊าซ โดยส่วนใหญ่แล้วในระบบที่มีกำลังการผลิตไม่มากการใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในด้วยก๊าซชีวภาพเป็นทางเลือกที่เหมาะสม เนื่องจากมีข้อดีหลายอย่าง เช่น

- คุณภาพของก๊าซไม่จำเป็นต้องสูงมาก และไม่ต้องเพิ่มความดันให้กับก๊าซที่นำมาใช้
- ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยพื้นฐานค่อนข้างสูงประมาณ 35 %
- พลังงานสูญเสียในระบบการผลิตมีน้อย และพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิตประมาณ 3 %

- ค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำ การติดตั้งง่าย สะดวก ใช้เวลาไม่น้อย
- เครื่องยนต์ก๊าซสันดาปภายในใช้เทคโนโลยีคัลเลอร์ฟลูอิเดชั่ล ทำให้การซ่อมง่าย
- บำรุงรักษาทำได้ง่าย การรื้อถอนและขนย้ายทำได้สะดวก
- มีกำลังการผลิตตั้งแต่ระดับ 500 kW จนถึง 10 MW



รูปที่ 4.17 เครื่องยนต์สันดาปภายในด้วยก๊าซเชื้อเพลิง



รูปที่ 4.18 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกังหันก๊าซ

จากรูปที่ 4.18 ส่วนประกอบที่สำคัญของระบบประกอบด้วย

- 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)
- 2) เครื่องยนต์กังหันก๊าซ (Gas Turbine Engine)
- 3) เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบผิวสัมผัส (Recuperator)
- 4) อุปกรณ์ช่วยระบายน้ำความร้อน (Heat Exchanger)
- 5) ทางระบายน้ำอากาศร้อนสู่ภายนอก (Ventilation Air Outlet)
- 6) ทางออกของก๊าซร้อนขาออก (Exhaust Outlet)
- 7) ทางเข้าของน้ำหล่อเย็น (Water Inlet)
- 8) ทางออกของน้ำหล่อเย็น (Hot-water Outlet)
- 9) ชุดอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Power Electronics)
- 10) ชุดอุปกรณ์ควบคุม (Control System)
- 11) ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)
- 12) ทางเข้าของอากาศที่ใช้เผาไหม้ (Air Inlet)

บทที่ 5

การไฟลของกำลังไฟฟ้า ค่าดัชนีความไว และการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

งานวิจัยนี้การแก้สมการการไฟลของกำลังไฟฟ้าของระบบ เพื่อหาจุดทำงานจะใช้การคำนวณการไฟลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตันและราฟสัน (Newton-Raphson Power Flow) นอกจากนี้ยังจะได้มีการคำนวณค่าดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) เพื่อใช้ในกระบวนการคำนวณค่าที่เหมาะสม (Optimization Process) และในตอนท้ายจะได้กล่าวถึงรายละเอียดของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนัส โดยขั้นตอนการคำนวณอธิบายได้ดังนี้

5.1 การคำนวณการไฟลของกำลังไฟฟ้า

ในการผู้ที่ต้องคำนวณ กำลังไฟฟ้า ณ บัสใดๆ สามารถประกอบด้วย

- กำลังไฟฟ้าไฟลเข้าบัสจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- กำลังไฟฟ้าไฟลออกบัสเนื่องจากโหลด
- กำลังไฟฟ้าที่ไฟระหว่างสายส่ง

กำลังไฟฟ้าผลต่างเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับโหลด ณ บัสที่ i สามารถเขียนได้เป็น

$$P_{sch,i} + jQ_{sch,i} = (P_{G,i} + jQ_{G,i}) - (P_{L,i} + jQ_{L,i}) \quad (5.1)$$

โดยที่ อักษรตัวห้อ sch , G และ L หมายถึง ผลต่างระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับโหลด เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และโหลด ตามลำดับ ซึ่งกำลังไฟฟ้าตามสมการ (5.1) จะไฟระหว่างสายส่งเส้นที่เชื่อมต่อ กับบัสนี้ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.2)

$$P_{sch,i} + jQ_{sch,i} = V_i I_i^* \quad (5.2)$$

โดยที่ค่า V หมายถึงค่าแรงดัน ณ บัส i และ I หมายถึงค่ากระแสรวมที่ไฟลออกบัสที่ i ผ่านทางสายส่งไปยังบัสอื่น โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.3)

$$\begin{aligned} I_i &= y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \\ &= (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n \end{aligned} \quad (5.3)$$

โดยค่า y แทนแผลมนิตรตนซ์ของสายส่ง เมื่อจัดรูปสมการ (5.3) ใหม่ จะได้สมการที่ (5.4) ซึ่งสามารถเขียนในรูปแบบเชิงชี้ว่าได้ดังสมการ (5.5)

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (5.4)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_j| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (5.5)$$

$|Y_j|$ ใน (5.5) คือขนาดของค่าแอดมิทเทนซ์ ที่acco i และหลัก j ของเมตริกซ์แอดมิทเทนซ์ เพื่อให้คูณง่ายเราอาจเขียนสมการที่ (5.2) ในรูปของค่าสังยุค (Conjugate) แล้วแทนค่า I_i จากสมการที่ (5.5) ลงไป จะได้สมการที่ (5.6) ดังนี้

$$P_{sch,i} - jQ_{sch,i} = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_j| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (5.6)$$

สมการที่ (5.6) สามารถแยกส่วนจริงและส่วนจินตภาพออกมาได้เป็นสมการที่ (5.7) และ (5.8) ตามลำดับ

$$P_{sch,i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.7)$$

$$Q_{sch,i} = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.8)$$

สมการที่ (5.7) และ (5.8) เป็นสมการไม่เชิงเส้น โดยมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่าคือขนาดแรงดันและมุมแรงดันที่ทุกบัส ยกเว้น บัสหมายเลขหนึ่งที่เป็นบัตตันทางของสถานีไฟฟ้าอย่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งกำหนดเป็นบัตตันอิงที่มุมแรงดันเป็นศูนย์องศา กรณีบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟารายเล็กมากติดตั้งอยู่ จะสมมติให้สามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ เมื่อกระจายสมการที่ (5.7) และ (5.8) โดยใช้อنุกรมเทย์เลอร์ (Taylor's series expansion) ที่คิดเฉพาะเทอมอนุพันธ์อันดับที่หนึ่งรอบจุดเริ่มต้น เราจะได้ความสัมพันธ์ในรูปเมตริกซ์ดังสมการที่ (5.9)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \hline \Delta |V_2| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

เพื่อให้คุณง่ายขึ้นสมการที่ (5.9) สามารถเขียนใหม่ในรูปสมการที่ (5.10)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

เราจะใช้สมการที่ (5.10) ในการคำนวณแบบวนรอบเพื่อปรับค่าขนาดแรงดันและมุมแรงดันทุกบัสจนกระทั่งเงื่อนไขของการลู่เข้าสู่ค่าตอบเป็นจริง เพื่อให้คุณง่ายสมการที่ใช้สำหรับการคำนวณแบบวนรอบเขียนได้ดังสมการที่ (5.11)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^{(k)} = \left(\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \right)^{(k-1)} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (5.11)$$

อักษรตัวยก (k) ในสมการที่ (5.11) หมายถึงรอบในการคำนวณ ในการคำนวณเริ่มต้นจะกำหนดให้ขนาดและมุมของแรงดันที่ทุกบัสมีค่า 1 หน่วยและศูนย์ตามลำดับ

เมตริกซ์อย่าง J , เป็นเมตริกซ์ ที่มีค่าในแนวทางแยงมุมหลักและค่านอกแนวทางแยงมุมหลัก ดังสมการที่ (5.12) และ (5.13) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.12)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (5.13)$$

J_2 เป็นเมตริกซ์ ที่มีค่าในแนวทางแยงมุมหลักและค่านอกแนวทางแยงมุมหลัก ดังสมการที่ (5.14) และ (5.15) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 |V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.14)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (5.15)$$

J_3 เป็นเมตริกซ์ ที่มีค่าในแนวทางแยงมุมหลักและค่านอกแนวทางแยงมุมหลัก ดังสมการที่ (5.16) และ (5.17) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.16)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (5.17)$$

J_i เป็นเมตริกซ์ ที่มีค่าในแนวนอนและแนวตั้ง ดังสมการที่ (5.18) และ (5.19) ตามลำดับ

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = 2 |V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (5.19)$$

โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสำหรับการคำนวณการไฟฟ้าคงเหลือของกำลังไฟฟ้า มีรายละเอียดในภาคผนวกผลการคำนวณการไฟฟ้าคงเหลือของกำลังไฟฟ้าที่ได้จะนำมาใช้ร่วมกับการคำนวณค่าดัชนีความไว ซึ่งสามารถอธิบายได้ในหัวข้อดังไป

5.2 ตัวประกอบความไวของกำลังสูญเสีย

ตัวประกอบความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss Sensitivity Factors) หมายถึง อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายนำเข้าเมื่อเทียบกับตัวแปรควบคุม ได้แก่ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเฉลี่อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ตัวประกอบความไวดังกล่าวจะใช้ในการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เหมาะสม ที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายนำเข้าลดลงมากที่สุดตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของกระบวนการหาค่าที่เหมาะสม (Optimization) ซึ่งจะกล่าวถึงในบทที่ 7 โดยในบทนี้จะได้กล่าวถึงเฉพาะขั้นตอนการคำนวณค่าตัวประกอบความไว ของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ดังต่อไปนี้

กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (5.19)

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.19)$$

ในการคำนวณหาค่าตัวประกอบความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีต่อกำลังไฟฟ้าจริง $\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_m}$ และ กำลังไฟฟ้าเฉลี่อน $\frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_k}$ จะต้องคำนวณค่า $\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m}$ และ $\frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|}$ ก่อนโดยใช้สมการที่ (5.20) และ

(5.21) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m} = \sum_{u \in m} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_u} \cdot \frac{\partial P_u}{\partial \delta_m} \right] + \sum_{w \in k} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_w} \cdot \frac{\partial Q_w}{\partial \delta_m} \right] \quad (5.20)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} = \sum_{u \in m} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_u} \cdot \frac{\partial P_u}{\partial |V_k|} \right] + \sum_{w \in k} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_w} \cdot \frac{\partial Q_w}{\partial |V_k|} \right]. \quad (5.21)$$

โดยที่ m เป็นดัชนีแทนทุกบัสในระบบยกเว้นบัสอ้างอิงและ k เป็นดัชนีที่แทนทุกโหลดบัส ความสัมพันธ์ในสมการที่ (5.20) และ (5.21) เขียนในรูปเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (5.22)

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} \end{bmatrix} = [J]^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_m} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

เทอม $\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m}$ และ $\frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|}$ สามารถหาได้จากสมการ (5.23) และ (5.24) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m} = \sum_{a=1, \neq m}^n |V_m| |V_a| |Y_{ma}| \sin(\theta_{ma} - \delta_m + \delta_a) \quad (5.23)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} = \sum_{a=1, \neq k}^n |V_a| |Y_{ka}| \sin(\theta_{ka} - \delta_k + \delta_a) + 2 |V_k| |Y_{kk}| \sin \theta_{kk} \quad (5.24)$$

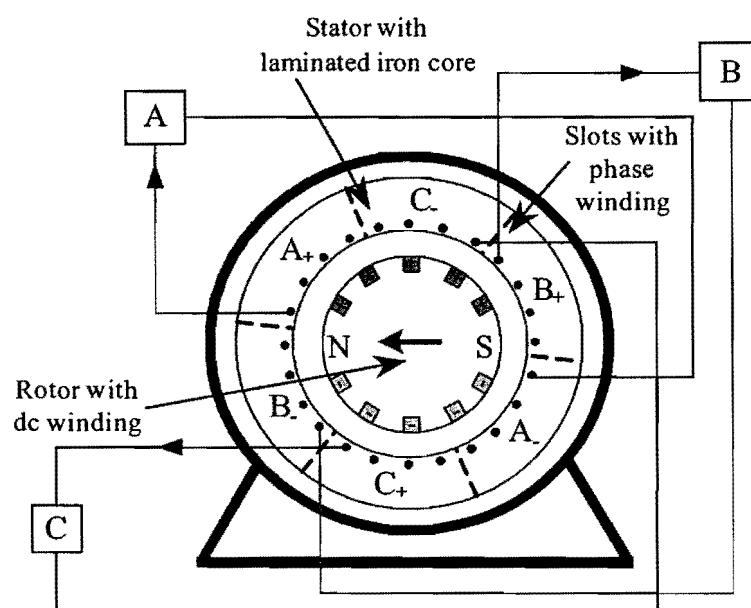
[J] ในสมการที่ (5.22) คือเมตริกซ์จากเบี้ยน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.12) – (5.19) ทำให้สมการ (5.22) สามารถเขียนใหม่ได้เป็นสมการ (5.25)

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_m} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

โดยเทอม $\frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_k}$ เป็นค่าตัวประกอบความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายที่มีต่อค่า กำลังไฟฟ้าเดิมที่จ่ายเข้าที่โหลดบัส k ซึ่งเป็นเทอมที่จะใช้ในการวางแผนหรือจัดสรรกำลังไฟฟ้า เดิมที่จ่ายเข้าที่ระบบ ส่วนเทอม $\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_m}$ เป็นค่าตัวประกอบความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายที่มีต่อค่า กำลังไฟฟ้าเดิมที่จ่ายเข้าที่ทุกบัสยกเว้นบัสอ้างอิง ซึ่งในงานวิจัยนี้จะใช้ดัชนีความไว ทั้งสองค่าในการคำนวณเพื่อหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

5.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโกรนัส

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโกรนัสเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นิยมใช้มากที่สุด ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า เนื่องจากประสิทธิภาพในการแปลงผันพลังงานที่สูง โครงสร้างพื้นฐานเหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ รวมทั้งความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเดิมที่ สำหรับประกอบหลักแสดงได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 โครงสร้างพื้นฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโตรนัสแบบสองขั้วแม่เหล็ก

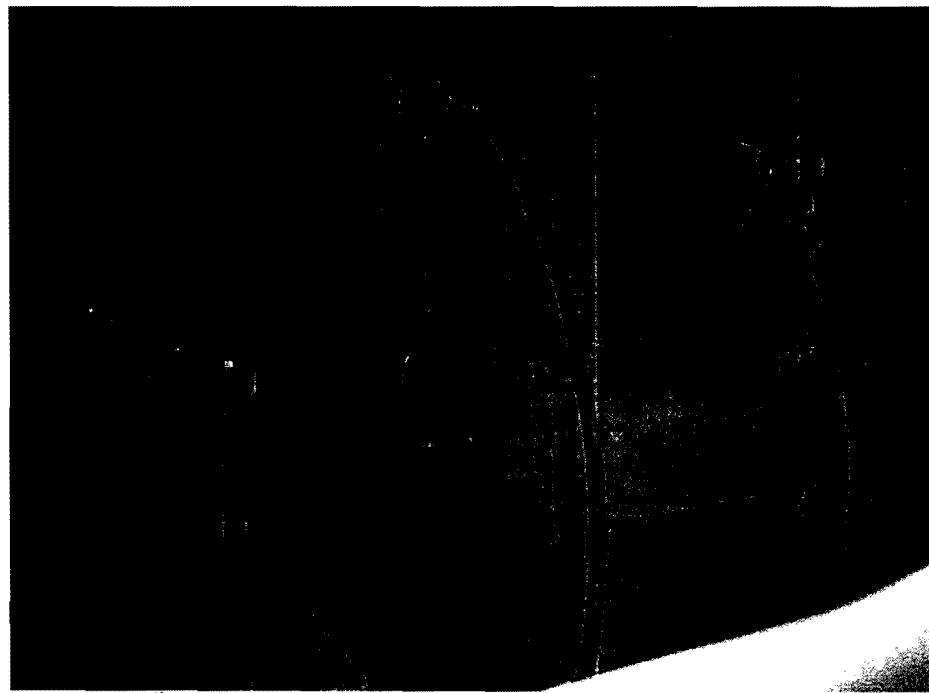
จากรูปที่ 5.1 ส่วนประกอบพื้นฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโตรนัส ประกอบด้วย ตัวโครงที่อยู่กับที่ (Stator) ทุ่นตัวหมุน (Rotor) ชุดลวดอาร์เมเจอร์ (Armature Winding) ชุดลวดสนาม (DC Field Winding) ระบบจ่ายกระแสสกัดศูนย์ (Excitation system) โดยรายละเอียดมีดังนี้

- โครงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ประกอบด้วยแกนเหล็กสำหรับพันชุดลวดอาร์เมเจอร์ รวมทั้งเป็นเส้นทางการไหลของฟลักซ์แม่เหล็ก แสดงได้ดังรูปที่ 5.2

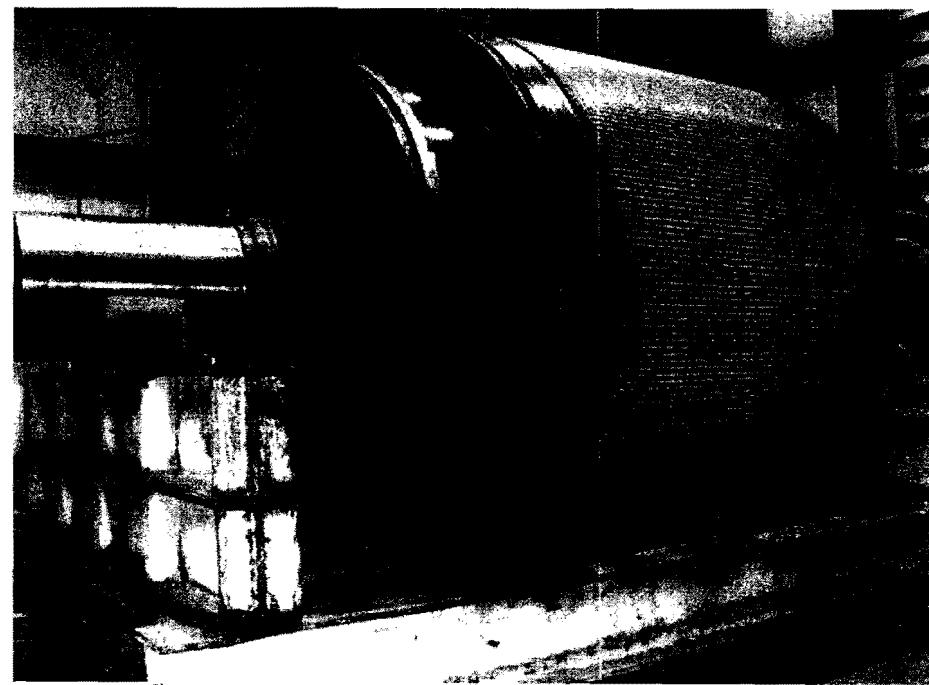


รูปที่ 5.2 โครงสร้างของตัวอยู่กับที่ที่มีชุดลวดอาร์เมเจอร์พันรอบ

- ทุ่นโรเตอร์ เป็นตัวหมุนเพื่อให้สานามแม่เหล็กของขดลวดสนามหมุนตัดผ่านขดลวดอาร์มเจอร์ ลักษณะของโรเตอร์มีสองแบบได้แก่ โรเตอร์แบบขั้วแม่เหล็กยื่น (Salient Pole Rotor) และโรเตอร์แบบ ขดลวดสนามแม่เหล็กพันรอบสม่ำเสมอ (Round Rotor) ดังแสดงในรูปที่ 5.3 และ 5.4 ตามลำดับ

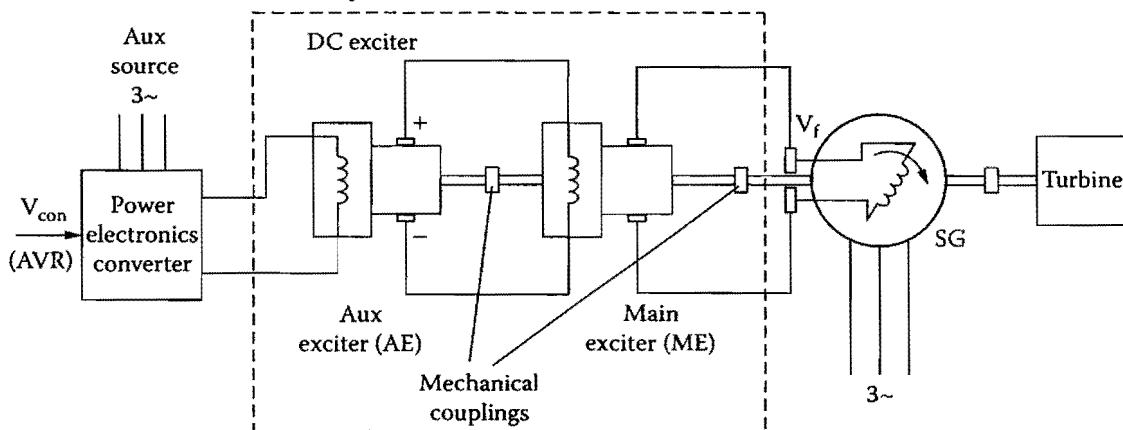


รูปที่ 5.3 โรเตอร์แบบขั้วแม่เหล็กยื่น

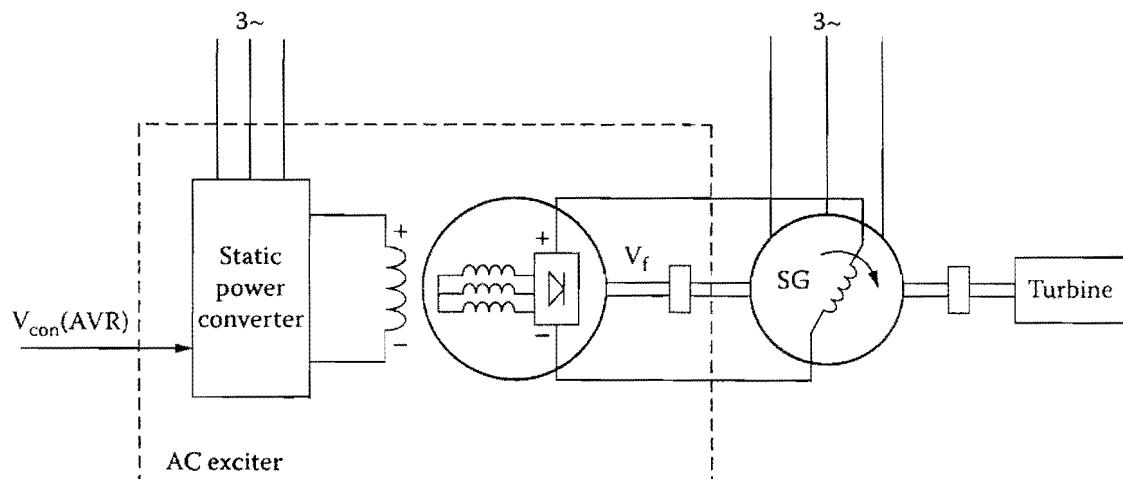


รูปที่ 5.3 โรเตอร์แบบขั้วแม่เหล็กสม่ำเสมอ

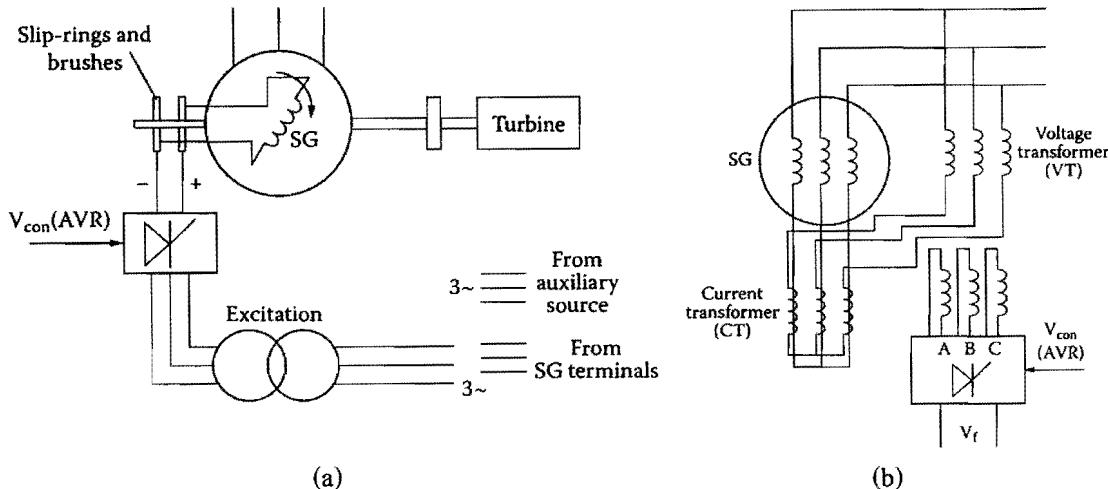
○ ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็ก เหมายถึงระบบไฟฟ้ากระแสตรงที่จ่ายให้แก่ขดลวดสนามที่ rotor เพื่อสร้างสนามแม่เหล็ก โดยวงจรกระตุ้นสนามแม่เหล็กเมื่อแบ่งตามประเภทการสร้างแรงดัน กระตุ้นนำร่อง (Pilot Excitation) สามารถแยกได้เป็น 3 รูปแบบ ได้แก่ ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กแบบใช้ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นแรงดันกระตุ้นนำร่อง (Direct Current Excitation System) และดันกระแสตรงจะสร้างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสขนาดเล็กที่มีการกระตุ้นด้วยตัวเอง ดังรูปที่ 5.4 ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กโดยใช้ไฟฟ้ากระแสสลับเป็นแรงดันกระตุ้นนำร่อง (Alternating Current Excitation System) โดยแรงดัน AC จากหม้อแปลงที่ต่อกับขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะจ่ายย้อนกลับมาเข้า อุปกรณ์แปลงผันไฟตรง (Converter) ดังแสดงในรูปที่ 5.5 สำหรับระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กแบบใช้ การแปลงผันผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเป็นแรงดันเริ่มต้น (Static Excitation System) มีข้อดีใน ด้านการควบคุมกระแสกระตุ้นในภาวะชั่วครู่ (Transient) มีทั้งแบบที่ควบคุมโดยแรงดัน และใช้ทั้ง กระแสและแรงดัน ดังแสดงในรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.4 ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กแบบใช้ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นแรงดันกระตุ้นนำร่อง



รูปที่ 5.5 ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กแบบใช้ไฟฟ้ากระแสสลับจากหม้อแปลงเป็นแรงดันนำร่อง



รูปที่ 5.5 ระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็กแบบใช้การแปลงผันผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง

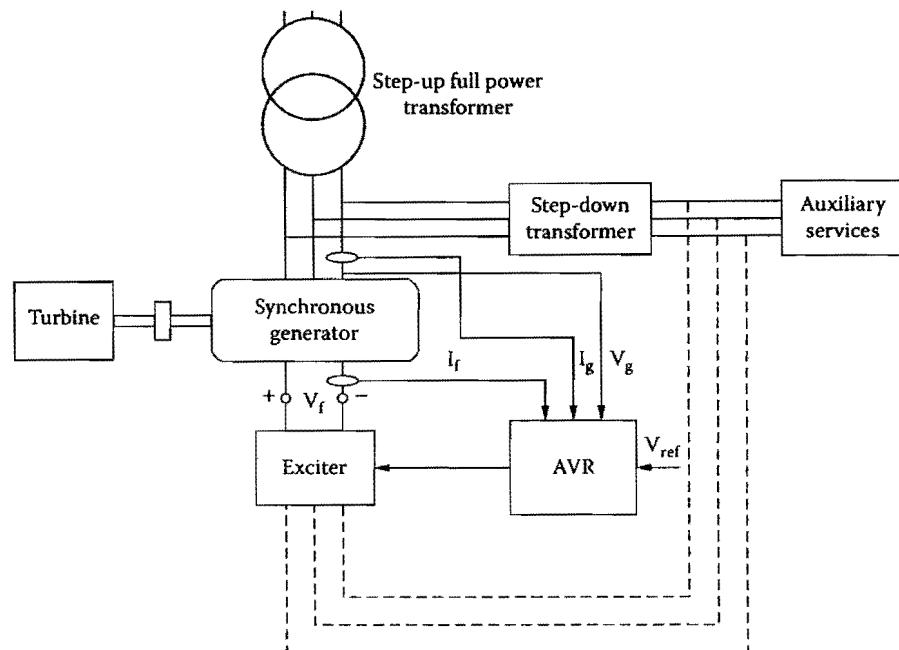
(a) แบบที่ควบคุมโดยแรงดัน

(b) แบบที่ควบคุมโดยกระแสและแรงดัน

5.4 การควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

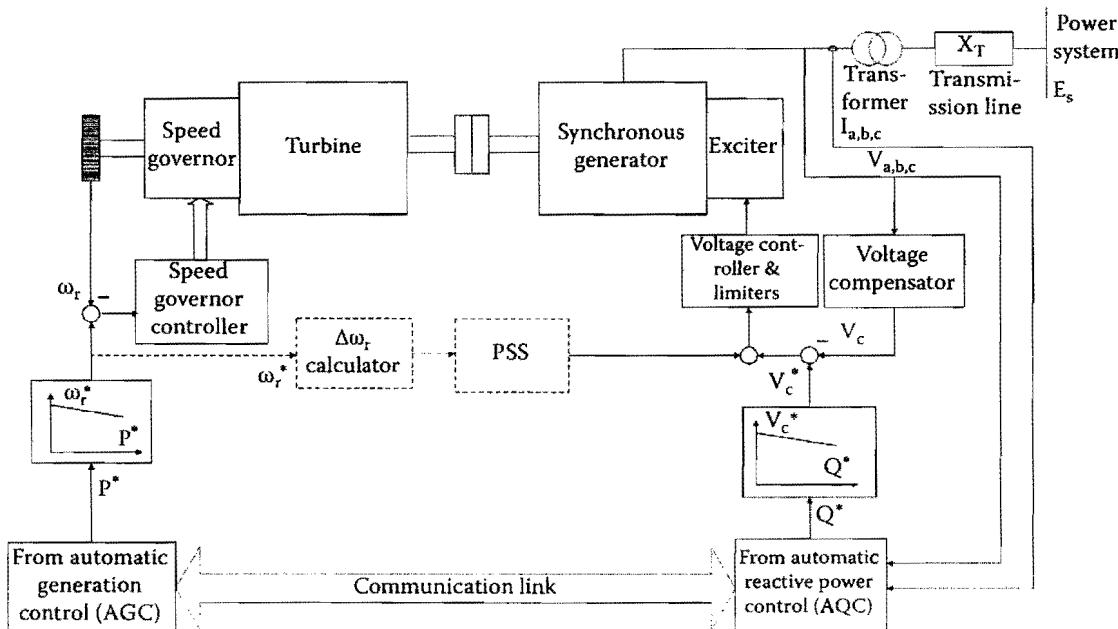
โดยทั่วไปการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสมมุติ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะแยกกัน โดยการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง ทำได้ด้วยการปรับตำแหน่งของวาล์วที่ควบคุมอัตราการไหลของสารทำงานที่เข้าสู่ตัวกังหัน ซึ่งเป็นการควบคุมกำลังขับที่เพลาของกังหันที่มีแกนต่อร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การควบคุมดังกล่าวเป็นระบบอัตโนมัติดังอธิบายในหัวข้อ 3.3.2 ซึ่งในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก การกำหนดค่ากำลังการผลิตขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น ข้อกำหนดตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า ข้อจำกัดของแหล่งพลังงานเชือเพลิงรวมทั้งความพร้อมของระบบผลิตไฟฟ้าเอง เป็นต้น เนื่องจากกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงหนึ่งตัวมีน้อยมากเมื่อเทียบกับกำลังการผลิตรวมของระบบ จึงอาจกล่าวได้ว่ากำลังไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะไม่มีผลต่อความถี่ของระบบ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนัสหมุนด้วยความเร็วคงที่ตลอดเวลา

สำหรับการควบคุมแรงดันขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนัส ทำได้โดยใช้ตัวควบคุมแรงดันแบบอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulator; AVR) ซึ่งจะทำหน้าที่ประมวลผลและสั่งงานให้ระบบจ่ายกระแสกระตุ้น (Excitation System) ทำงาน ดังแสดงในรูปที่ 5.6 สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนัสที่ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่าย การควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าสมมุติให้คงที่จะมีความหมายมากกว่าในทางปฏิบัติ เพื่อลดความเสี่ยงของการทริปเนื่องจากการจ่ายกระแสกระตุ้นที่ค่าพิกัดทั้งขั้งจะเป็นการรักษาสถิติรภาพของเครื่องให้สามารถนานกับระบบไว้ตลอดเวลา



รูปที่ 5.6 ระบบควบคุมแรงดันและการจ่ายกำลังไฟฟ้าสมมิនแบบอัตโนมัติ

การควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและส่วนประกอบที่เกี่ยวข้องสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.7 ไดอะแกรมการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

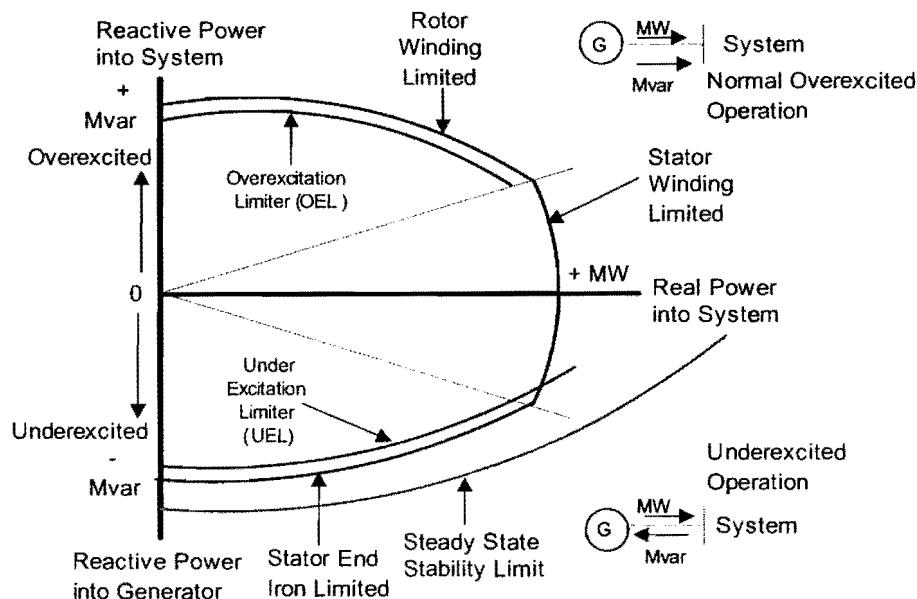
ส่วนประกอบหลักของการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในรูปที่ 5.1 มีดังนี้

- ส่วนควบคุมกำลังไฟฟ้าจิงอัตโนมัติ (Automatic Generation Control; AGC)
- ส่วนควบคุมกำลังไฟฟ้าสมมิនอัตโนมัติ (Automatic Reactive Power Control; AQC)
- ส่วนปรับค่าควบคุมความเร็ว robust การหมุนกับกำลังไฟฟ้าจิง (Speed/Power Droop Curve)

- ส่วนปรับค่าควบคุมแรงดันกับกำลังไฟฟ้าสมมูล (Voltage/Reactive Power Droop Curve)
- ส่วนว่าล็อคควบคุมสารทำงานเข้าสู่กังหัน (Speed Governor)
- ส่วนของระบบกระตุ้นสนามแม่เหล็ก (Excitation System)
- ตัวกังหัน (Turbine)
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator)
- เส้นเชื่อมความเร็วรอบ แรงดันและกระแสไฟฟ้า
- ระบบรักษาเสถียรภาพของเครื่อง (Power System Stabilizer; PSS)

5.5 พิกัดการจ่ายกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

ข้อจำกัดด้านการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากขึ้นกับพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเองแล้ว ยังขึ้นกับระบบอื่น เช่น ตัวขับ (Prime Mover) ระบบจ่ายกระแสไฟฟ้า ระบบหล่อเย็น รวมถึงระบบไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ เป็นต้น โดยทั่วไปผู้ควบคุมสามารถพิจารณาข้อจำกัดเหล่านี้ได้จากแผนภาพขีดจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่อง (Generator Capability Chart) ดังรูปที่ 5.8

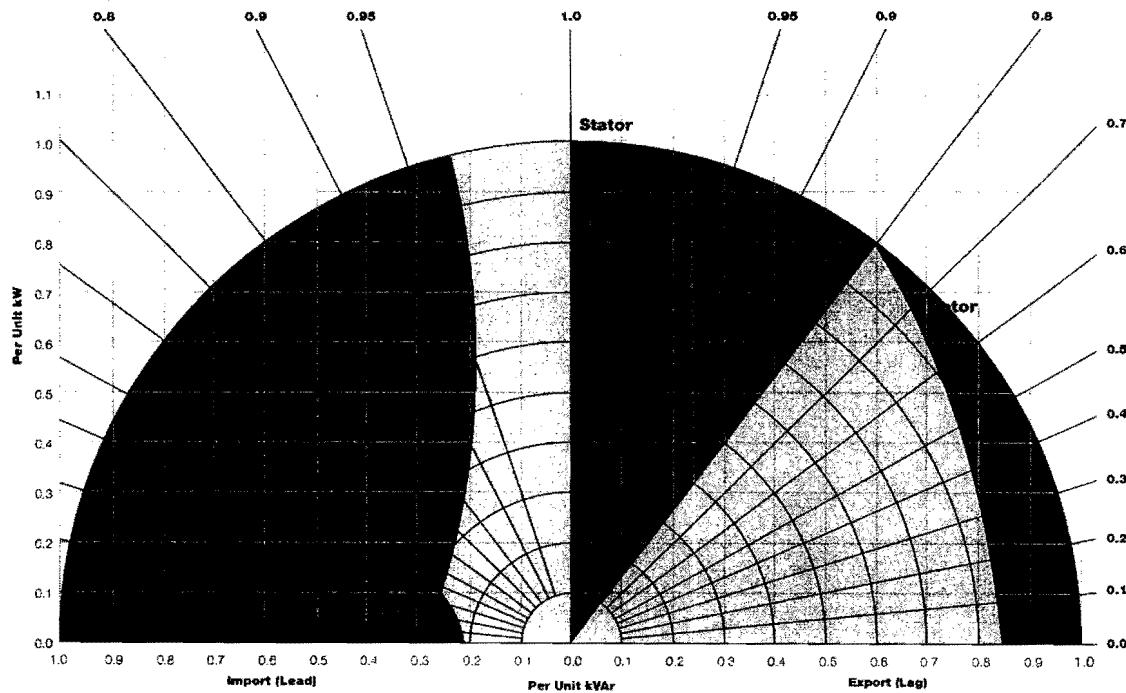


รูปที่ 5.8 แผนภาพขีดจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ในงานวิจัยนี้จะพิจารณาพิกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสมมูล ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำให้เกินขีดจำกัดด้านความร้อนของคลาดอาร์เมเจอร์และคลาดสนามแม่เหล็ก และปัญหาเสถียรภาพทางแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability) ในสภาวะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกกระตุ้นต่ำกว่าค่าตอนเริ่มขานระบบ (Under Excitation) ทำให้แรงบิดทางกล (Mechanical Torque) จากตัวขับไม่สามารถเปล่งเป็นแรงบิดด้านทางไฟฟ้า (Electrical Torque) เพื่อจ่ายโหลดโดยอันเนื่องจากสภาพความ

แข็งแรงทางแม่เหล็กที่จะดำเนินการเชื่อมต่อระบบ (Synchronizing Torque) มีค่าต่ำกว่าที่จะต้านแรงบิดทางกลได้ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้น้อยลง ซึ่งสภาพนี้เกิดขึ้นจากผลของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการจัดการกำลังไฟฟ้าสมมือนในระบบไม่เหมาะสม ซึ่งอยู่นอกเหนือขอบเขตงานวิจัยนี้

นอกจากนี้ในโหมดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าสมมือน อาจพิจารณาแผนภาพขีดจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องในรูปของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ที่สามารถจ่ายได้ดังแสดงในรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 แผนภาพขีดจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าในรูปของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

บทที่ 6

การจัดการข้อมูลของระบบทดสอบ

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงขั้นตอนการพัฒนาแบบจำลองทางไฟฟ้าของระบบทดสอบ โดยเริ่มจาก การนำข้อมูลจากการวัดมาสังเคราะห์ ตามแนวทางที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้อยู่ในปัจจุบัน เพื่อให้ได้ ໂ Holden รายชื่อโหนง ตลอดจนการใช้ฐานข้อมูลจากระบบเทคโนโลยีทางภูมิศาสตร์ (Geographic Information System; GIS) เพื่อสร้างระบบจำลอง 96 บัส โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.1 ตำแหน่งการติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้า

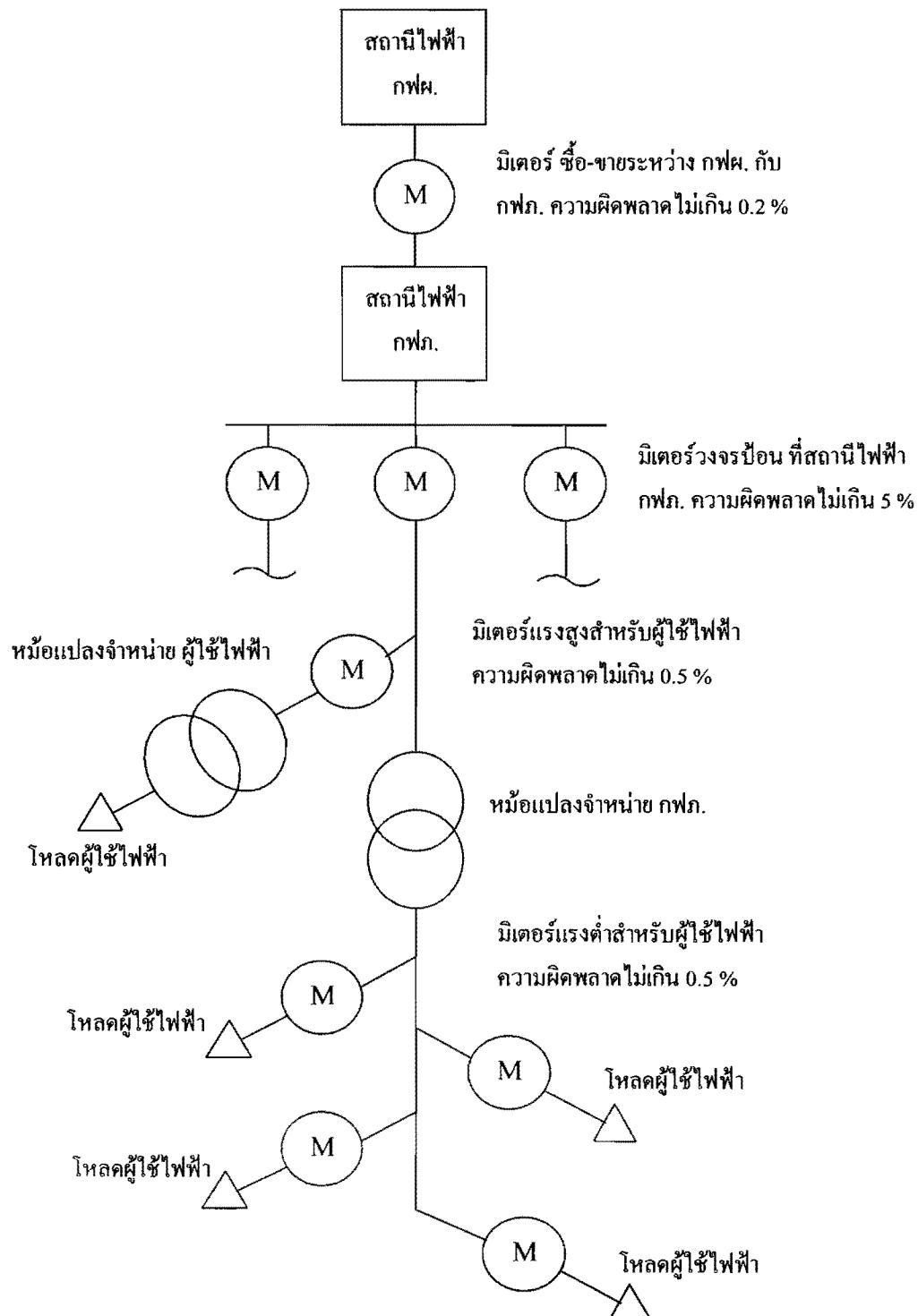
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต มาก็สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แล้วจึงส่งผ่าน พลังงานไฟฟ้าในแต่ละสายป้อนไปยังลูกค้าผู้ใช้ไฟ โครงการสร้างของระบบการซื้อขายไฟฟ้าดังที่กล่าวมาแล้วสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.1

จากรูปที่ 6.1 ได้มีการวัดและบันทึกค่าพลังงานไฟฟ้าโดยมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าอยู่สามระดับ ด้วยกันได้แก่

- จุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่ง ณ จุดนี้มิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะมีความผิดพลาดไม่เกิน 0.2 %
- ในแต่ละสายป้อนที่ออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้า ความผิดพลาดไม่เกิน 5 % ติดตั้งเพื่อทำการวัด
- มิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับคิดเงินค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน จะมีความผิดพลาดไม่เกิน 0.5 % โดยผู้ใช้ไฟฟ้าอาจรับพลังงานไฟฟ้าผ่านหน้าจอแปลงจำหน่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง หรือผ่านหน้าจอแปลงจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในสายป้อนที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ของโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ที่นำมาใช้ในโครงการวิจัยนี้จะมีการวัดและบันทึกข้อมูลจากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ โดยมีการบันทึกข้อมูลผ่านระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยแบบอัตโนมัติ (Computer-Based Substation Control System; CSCS) ร่วมกับวิธีการจัดการข้อมูลໂ Holden ตามผลการวิจัยในโครงการวิจัยกระแสไฟฟ้า (Load Research Project) เป็นแนวทางในการสร้างรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของໂ Holden โดยผลจากการศึกษาสามารถสร้างความสัมพันธ์ระหว่างพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท กับขนาดของหน้าจอแปลงที่ติดตั้งในแต่ละสายป้อน โดยใช้

ประสบการณ์ของผู้ประสานงานในการขัดการข้อมูลเบื้องต้น โดยรายละเอียดที่เกี่ยวกับข้อมูลของໂ Holden ในโครงการนี้จะได้กล่าวถึงในหัวข้อดังไป

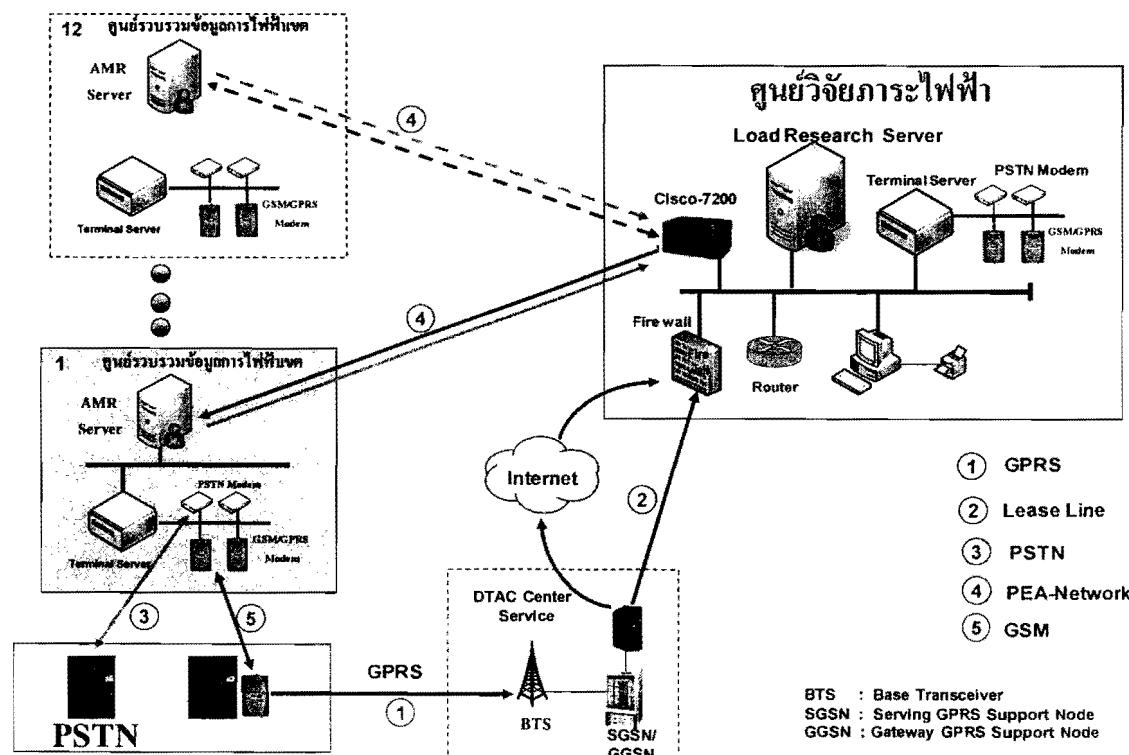


รูปที่ 6.1 ตำแหน่งการติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้า

6.2 การบันทึกข้อมูลโหลดในสายป้อน

ดังได้กล่าวแล้วว่าข้อมูลโหลดที่ได้ในโครงการนี้ มีการจัดการตามแนวทางของโครงการวิจัย ภาระไฟฟ้าของกรุงเทพมหานคร ซึ่งโครงการดังกล่าวมีวัตถุประสงค์หลักสองอย่าง ได้แก่ เพื่อ จัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการติดตาม ศึกษา และวิจัยรูปแบบภาระไฟฟ้า (Load Profile) ของผู้ใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าอยู่อย่างต่อเนื่องและเป็นรูปธรรม และเพื่อเป็นโครงการนำร่องในการนำระบบการวัดโดยใช้ มิเตอร์แบบอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading; AMR) มาใช้งานกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ

โดยโครงการวิจัยภาระไฟฟ้าดังกล่าว ได้ทำการติดตั้งมิเตอร์แบบดิจิตอล ณ ชุดที่การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค ได้ขยายพัฒนาไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายต่างๆ จำนวน 3,000 เครื่อง ทั้ง 12 เขตของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แล้วส่งผ่านข้อมูลทางไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ ได้แก่ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (kW) ค่าพลังงานไฟฟ้า (kWh) ค่ากำลังไฟฟ้าสมมติ (kVar) ค่าแรงดันไฟฟ้า (V) ค่ากระแสไฟฟ้า (A) ค่าคุณภาพอน กำลังไฟฟ้า (P.F.) ผ่านระบบเครือข่ายสื่อสารแบบ GPRS และ GSM มาที่คอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) ทุกๆ 15 นาที เพื่อนำข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามาใช้งานตามที่ต้องการ ดังรูปที่ 6.2

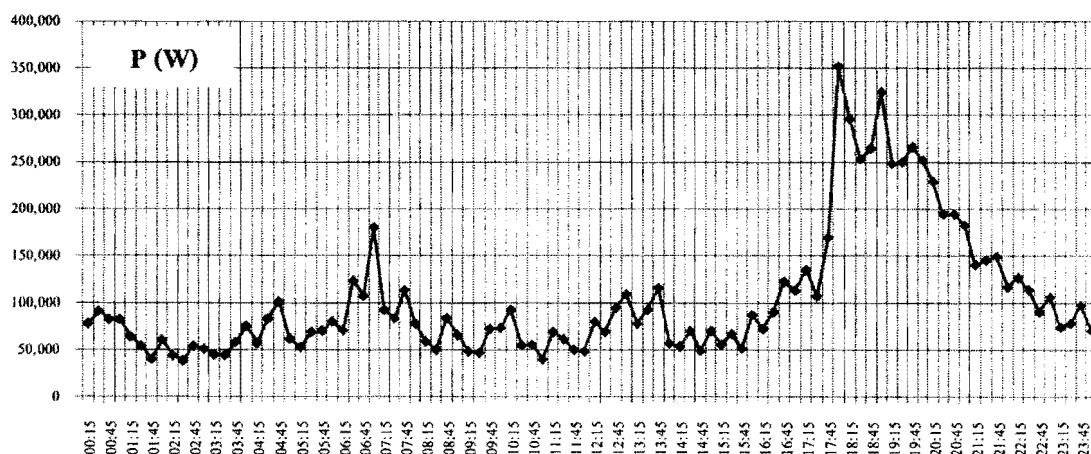


รูปที่ 6.2 การส่งผ่านและบันทึกข้อมูลในโครงการวิจัยภาระไฟฟ้า

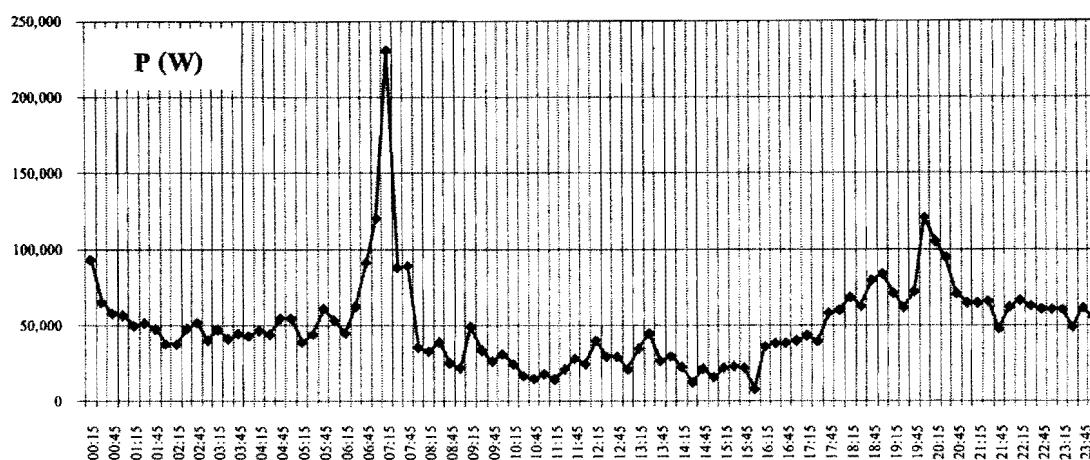
6.3 พฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 7 ประเภท

จากการรวบรวมและสังเคราะห์ข้อมูลพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 7 ประเภท ประจำไตรมาส แรกปี 2552 โดยแผนกเศรษฐกิจและวางแผนพลังไฟฟ้า กองเศรษฐกิจและสารสนเทศ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดอุบลราชธานี ได้ผลดังนี้

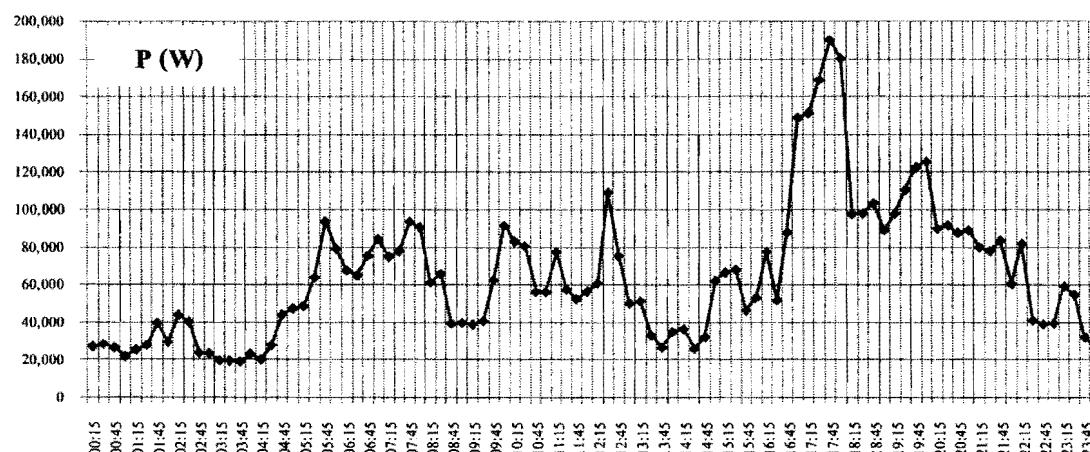
- 6.3.1 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย แบ่งออกเป็น 2 รูปแบบดังนี้
 - รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยกว่า 150 หน่วย ต่อเดือน แสดงได้ดังรูปที่ 6.3
 - รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วย ต่อเดือน แสดงได้ดังรูปที่ 6.4
- 6.3.2 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดเล็ก แสดงได้ดังรูปที่ 6.5
- 6.3.3 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดกลาง แสดงได้ดังรูปที่ 6.6
- 6.3.4 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดใหญ่ แสดงได้ดังรูปที่ 6.7
- 6.3.5 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมเฉพาะอย่าง แสดงได้ดังรูปที่ 6.8
- 6.3.6 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ แสดงได้ดังรูปที่ 6.9
- 6.3.7 รูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร แสดงได้ดังรูปที่ 6.10



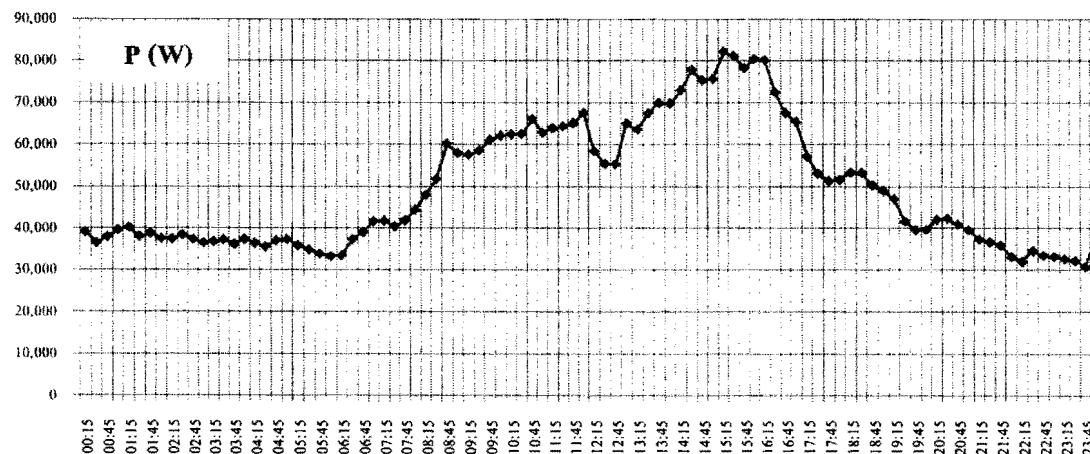
รูปที่ 6.3 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยกว่า 150 หน่วย ต่อเดือน



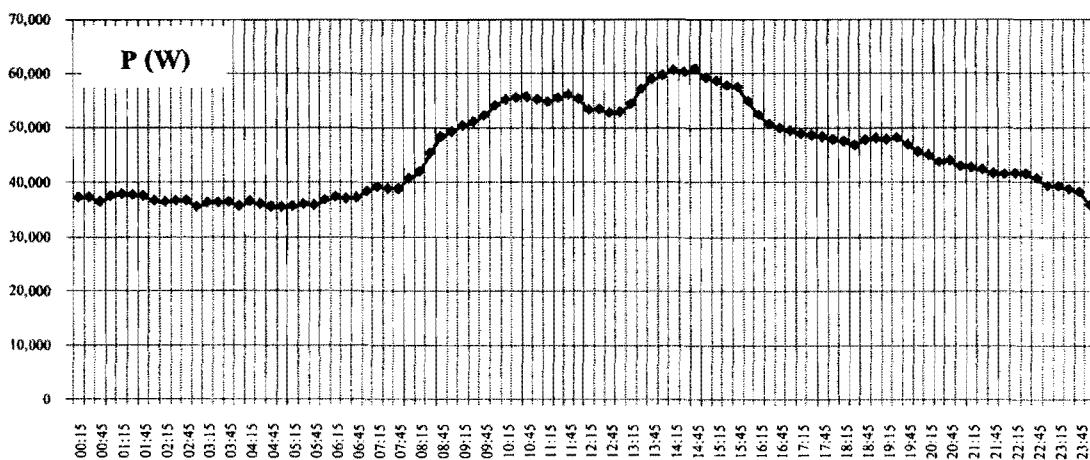
รูปที่ 6.4 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วย ต่อเดือน



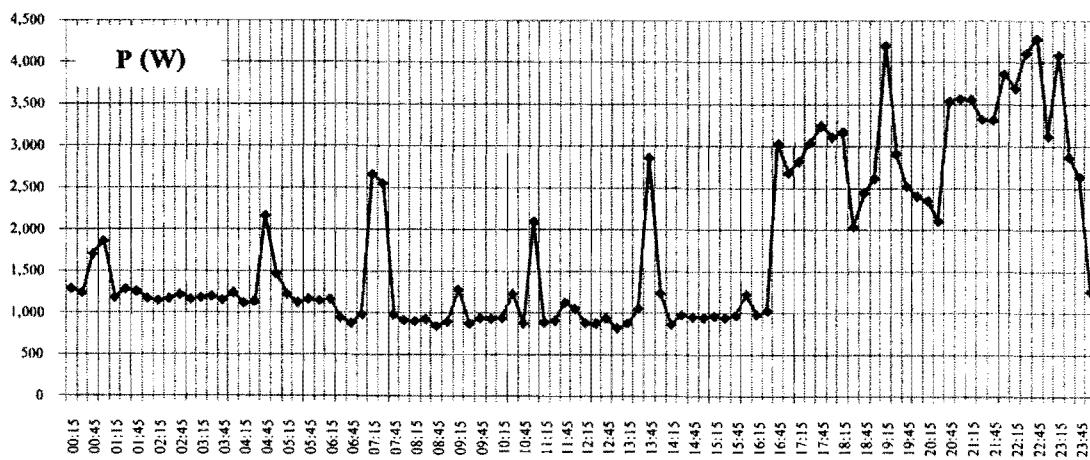
รูปที่ 6.5 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดเล็ก



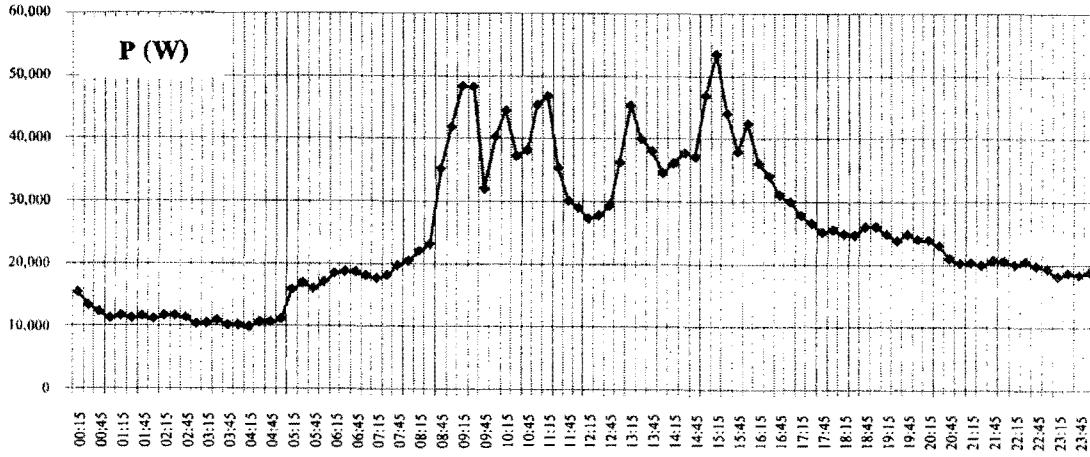
รูปที่ 6.6 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดกลาง



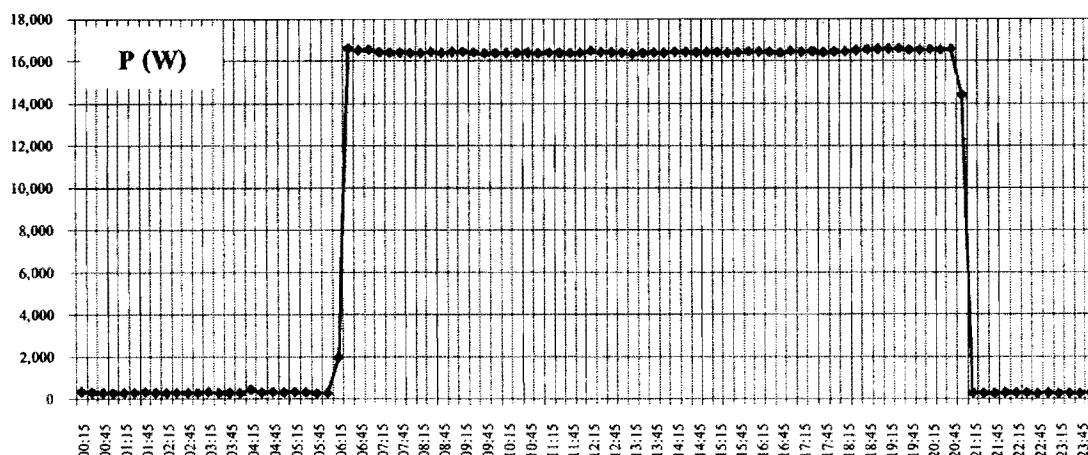
รูปที่ 6.7 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่



รูปที่ 6.8 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง



รูปที่ 6.9 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ



รูปที่ 6.10 รูปแบบการใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลางสูบน้ำเพื่อการเกษตร

6.4 การกระจายโหลดของหม้อแปลงจำหน่าย

หม้อแปลงจำหน่ายที่มีการติดตั้งใช้งานในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 จังหวัดอุบลราชธานี (กฟผ.2) ประจำเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2552 กฟผ.2 ประกอบด้วย

- หม้อแปลงจำหน่ายที่เป็นทรัพย์สินของ กฟก. ติดตั้งในระบบจำหน่าย จำนวน 20,516 เครื่อง โดยมีขนาดของหม้อแปลงตั้งแต่ 10 – 500 kVA และมีกำลังไฟฟ้าติดตั้งรวม 1,242,130 kVA
- หม้อแปลงจำหน่ายที่เป็นทรัพย์สินของ กฟก. จะทำการจ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทบ้านอุปอ่าศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าและมากกว่า 150 หน่วย ต่อเดือน ประมาณ 71 % และ 29 % ตามลำดับ โดยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น เช่น ผู้ประกอบกิจการขนาดเล็ก ผู้ประกอบกิจการขนาดกลาง จะใช้หม้อแปลงที่เป็นทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง หม้อแปลงจำหน่ายที่เป็นทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟฟ้า ติดตั้งในระบบจำหน่าย จำนวน 9,633 เครื่อง กำลังไฟฟ้าติดตั้งรวม 1,330,570 kVA ประกอบด้วย
 - หม้อแปลงจำหน่ายขนาดตั้งแต่ 10 – 50 kVA ประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทที่พกอ่าศัย เช่น อพาร์ทเม้นต์ ประมาณ 67 % และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ ประมาณ 33 %
 - หม้อแปลงจำหน่ายขนาด 100 kVA ประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง ประมาณ 59 % และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ ประมาณ 41 %
 - การจ่ายโหลดของหม้อแปลงจำหน่ายขนาด 160 kVA ประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง ประมาณ 41 % ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้

พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมขนาดใหญ่ ประมาณ 30 % และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ ประมาณ 29 %

- การจ่ายโหลดของหม้อแปลงจำนวนตั้งแต่ 250 – 1,000 kVA ประกอบด้วย ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทกิจกรรมเฉพาะอย่าง ประมาณ 47 % ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการเฉพาะอย่าง ประมาณ 8 % และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าประเภทส่วนราชการ ประมาณ 45 %

จากการวิเคราะห์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของหม้อแปลงตัวอย่างจำนวน 970 เครื่อง (ข้อมูลในปี 2545) ได้ผลดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของหม้อแปลงตัวอย่างจำนวน 970 เครื่อง

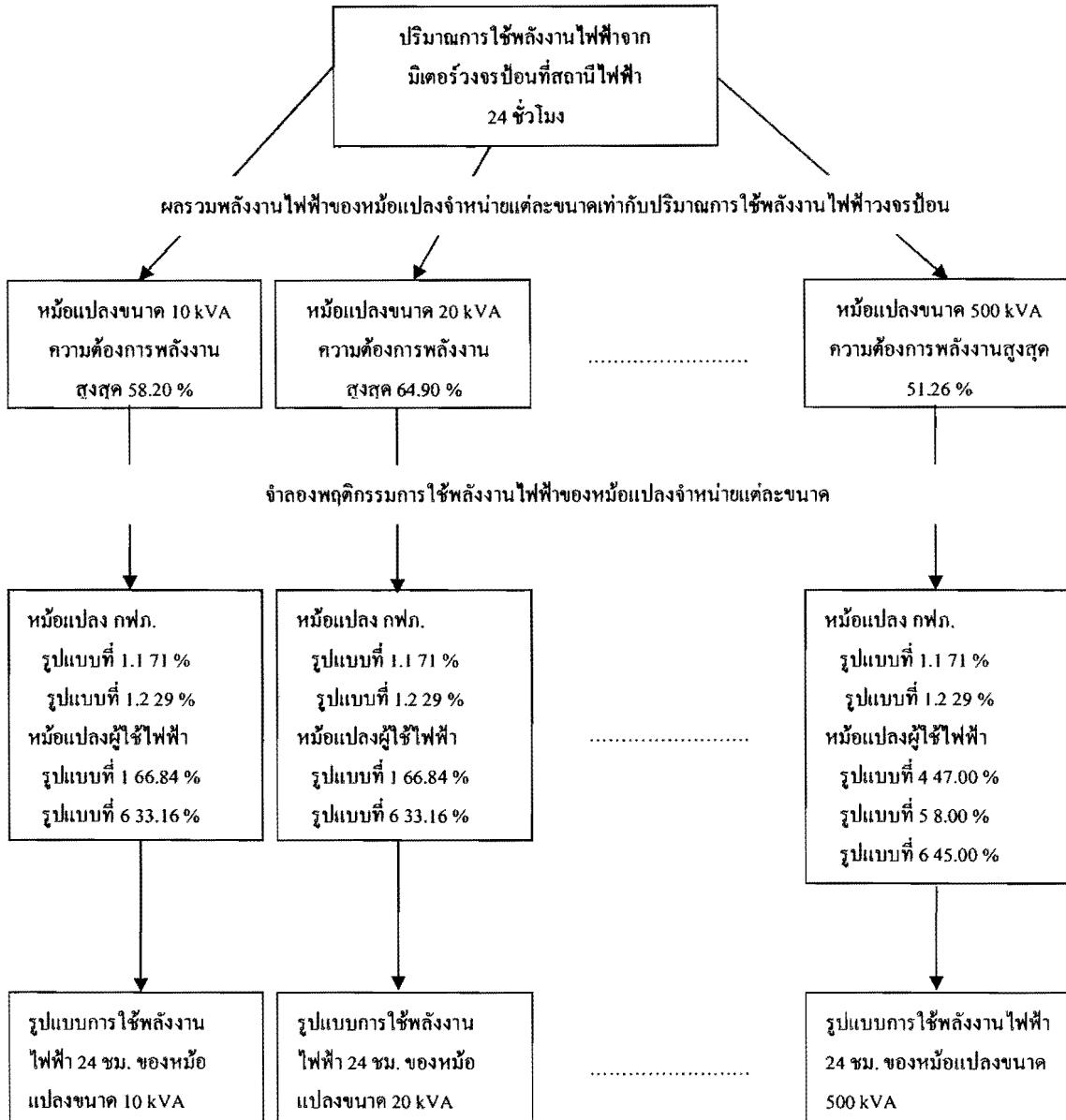
ขนาดของหม้อแปลง	จำนวน	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วย	ค่าใช้จ่ายรวม
10 kVA.	1 เฟส	43	58.2
20 kVA.	1 เฟส	135	64.9
30 kVA.	1 เฟส	252	65.31
50 kVA.	1 เฟส	13	63.74
50 kVA.	3 เฟส	149	70.7
100 kVA.	3 เฟส	200	63.93
160 kVA.	3 เฟส	89	54.67
250 kVA.	3 เฟส	60	48.78
500 kVA.	3 เฟส	29	51.26

6.5 รูปแบบการใช้พลังงานของระบบทดสอบ

ขั้นตอนการนำผลของรูปแบบโหลดกับการกระจายโหลดของหม้อแปลง ณ พิกัดต่างๆ มาทำการจำลองเพื่อหาความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบจำนวนที่ใช้ทดสอบ ทำได้ดังนี้

- นำข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าที่อ่านได้จากมิเตอร์ในวงจรป้อนที่สถานีไฟฟ้าย่อยที่เป็นกรณีศึกษา มากระจายให้หม้อแปลงจำนวนต่างๆ ตามน้ำหนักของເປົ້ອເຈັນ ตามข้อมูลการวิเคราะห์หน้าหม้อแปลงตัวอย่างจำนวน 970 เครื่อง ดังอธิบายในหัวข้อ 6.4
- นำข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กระจายมาบังหน้าหม้อแปลงแต่ละเครื่อง มาสร้างเป็นรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง ตามເປົ້ອເຈັນທີ່ມີແບບການໃຊ້ພລັງງານໄຟຟ້າຕາມขนาดพิกัดของหม้อแปลง

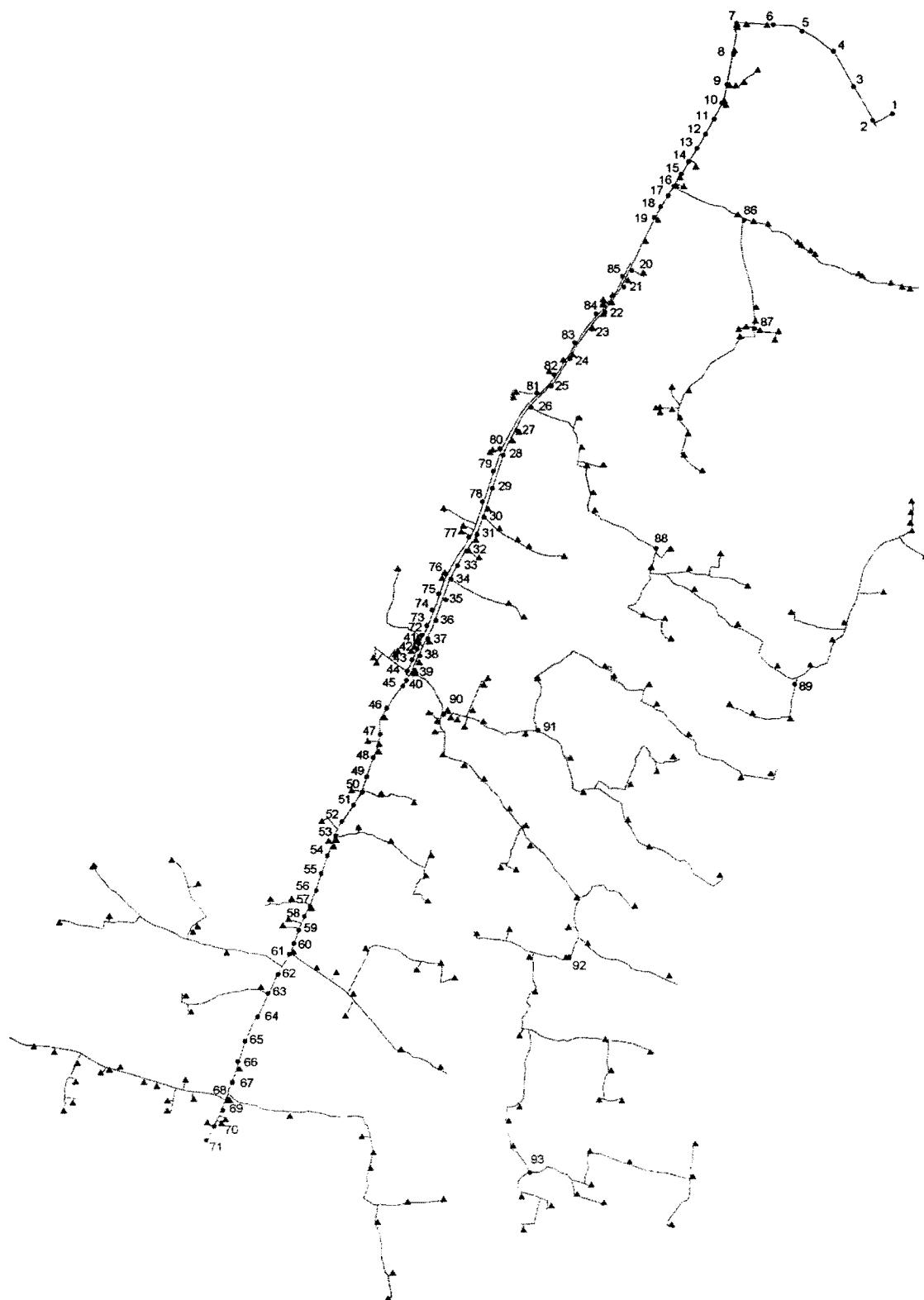
ขั้นตอนดังกล่าวสามารถเขียนได้ดังรูปที่ 6.11



รูปที่ 6.11 ขั้นตอนการกระจายโหลดของหม้อแปลงในระบบทดสอบ

6.6 ข้อมูลของระบบทดสอบ

งานวิจัยนี้ใช้ระบบทดสอบสายป้อนหมายเลข 8 ของสถานีไฟฟ้าย่อยอุบลราชธานี มีจำนวน 93 บัส ระบบนี้มีค่าโหลดสูงสุด 6.42 MW เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากมีกำลังการผลิตติดตั้ง 7.5 MW เชื่อมต่อกับระบบ ณ บัสหมายเลข 42 โดยบัสหมายเลข 1 เป็นบัสต้นทางที่เป็นสถานีไฟฟ้าย่อย ลักษณะของระบบแสดงได้ดังรูปที่ 6.12



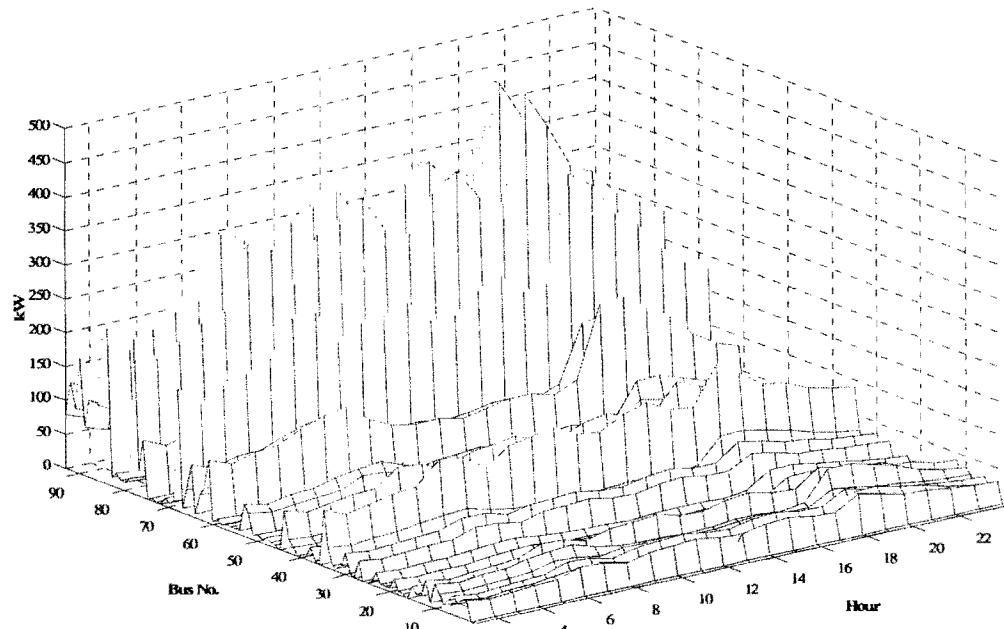
รูปที่ 6.12 โครงสร้างของระบบพคสอบ 93 บส

ค่าพารามิเตอร์ของสายนำEDA ได้แก่ ตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลของสายนำEDA ของระบบ 93 บัสที่ใช้ทดสอบ

Bus		R(p.u.)	X(p.u.)	Bus		R(p.u.)	X(p.u.)
From	To			From	To		
1	2	0.00052	0.01048	45	46	0.22723	0.4325
3	2	0.73436	1.39776	46	47	0.11852	0.22558
4	3	0.09451	0.1799	47	48	0.01341	0.02552
5	6	0.0072	0.01371	48	49	0.03444	0.06555
5	4	0.04969	0.09458	49	50	0.20237	0.38517
6	7	0.00958	0.01823	51	50	0.00583	0.0111
8	9	0.16622	0.31638	51	52	0.20709	0.39417
8	7	0.09058	0.1724	52	53	0.03396	0.06465
9	10	0.10758	0.1408	53	54	0.02147	0.04087
10	11	0.04042	0.0529	54	55	0.01116	0.02124
12	11	0.44273	0.57942	55	56	0.02124	0.04043
13	12	0.14345	0.18773	56	57	0.29906	0.56922
13	14	0.05225	0.06838	57	58	0.01313	0.02498
15	16	0.03236	0.03386	58	59	0.08471	0.16123
15	14	0.00352	0.0046	59	60	0.02416	0.04599
16	86	1.34383	0.75835	60	61	0.13379	0.25464
17	18	0.17145	0.22438	61	62	0.06582	0.12528
17	16	0.25327	0.33146	62	63	0.14196	0.27019
18	19	0.23438	0.30674	64	63	0.38686	0.73634
20	21	0.19441	0.25444	64	65	0.13149	0.17885
20	19	0.07718	0.10102	66	67	0.00564	0.01074
21	22	0.09413	0.12319	66	65	0.01214	0.02311
22	23	0.12197	0.15963	67	68	0.01212	0.02308
23	24	0.25031	0.32759	68	69	0.07893	0.15023
24	25	0.45091	0.59012	69	70	0.02562	0.04876
26	27	0.19343	0.25315	70	71	0.03302	0.06284
26	25	0.48927	0.64033	72	41	0.00587	0.01117
27	28	0.08001	0.10471	73	72	0.02117	0.0403
28	29	0.52044	0.68113	73	74	0.01116	0.02124
29	30	0.05997	0.07849	75	74	0.29461	0.56076
30	31	0.18035	0.23603	76	75	0.0294	0.05595
31	32	0.09091	0.11897	76	77	0.21159	0.40273
32	33	0.01215	0.0159	77	78	0.02945	0.05605
34	33	0.23632	0.30929	78	79	0.02985	0.05682
34	35	0.47491	0.62154	79	80	0.36632	0.69724
35	36	0.0406	0.05314	80	81	0.33171	0.63136
36	37	0.11979	0.15677	81	82	0.11632	0.2214
37	38	0.06554	0.08578	82	83	0.08295	0.15789
38	39	0.01769	0.02315	83	84	0.33251	0.63289
39	40	0.02412	0.04592	84	85	0.04758	0.09057
39	90	0.98002	0.55304	87	86	2.19338	1.23776
41	42	0.01729	0.03291	88	26	3.86674	2.18208
41	36	0.03008	0.03937	88	89	3.73341	2.10683
42	43	0.02435	0.04635	90	91	3.48007	1.96387
43	44	0.10005	0.19043	90	92	5.61345	3.16777
44	45	0.03145	0.05986	92	93	5.26677	2.97214

ข้อมูลโหลดโดยละเอียดสามารถหาได้ในภาคผนวก เพื่อความสะดวกรูปแบบกำลังไฟฟ้าจริง
ของโหลดตลอด 24 ชั่วโมงแสดงได้ดังรูปที่ 6.13



รูปที่ 6.13 ตัวอย่างโหลดของระบบทดสอบ 93 บัส

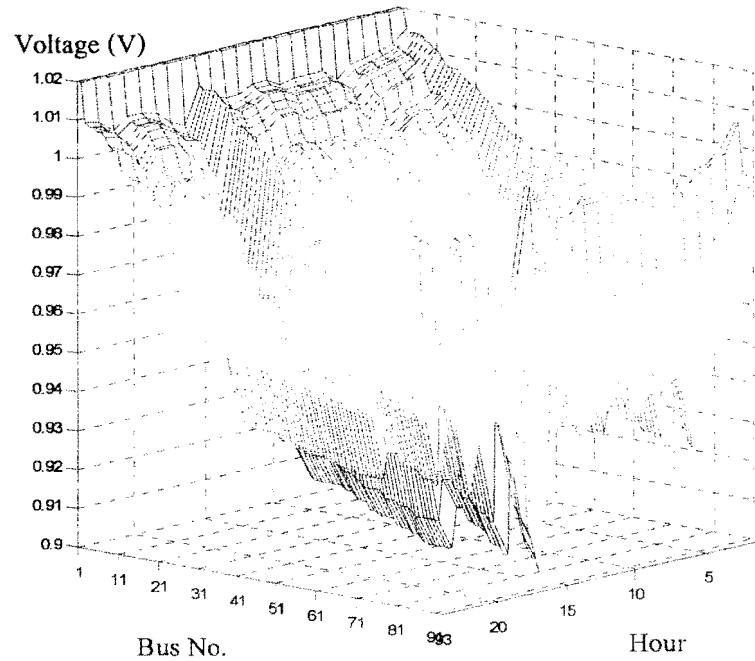
บทที่ 7

ผลการคำนวณ

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมง และพลังงานสูญเสียรวมในระบบ โดยใช้ระบบทดสอบตามที่นำเสนอในบทที่ 6 โดยผลการจำลองแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ผลการคำนวณการไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีและมี DG ขนาดคงที่ 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ในระบบ การนำเสนอผลและการคำนวณกำลังไฟฟ้าซึ่งข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม และการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงมากที่สุด โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.1 ผลการคำนวณการไฟฟ้าในกรณีไม่มี และมี DG ขนาด 7.5 MW

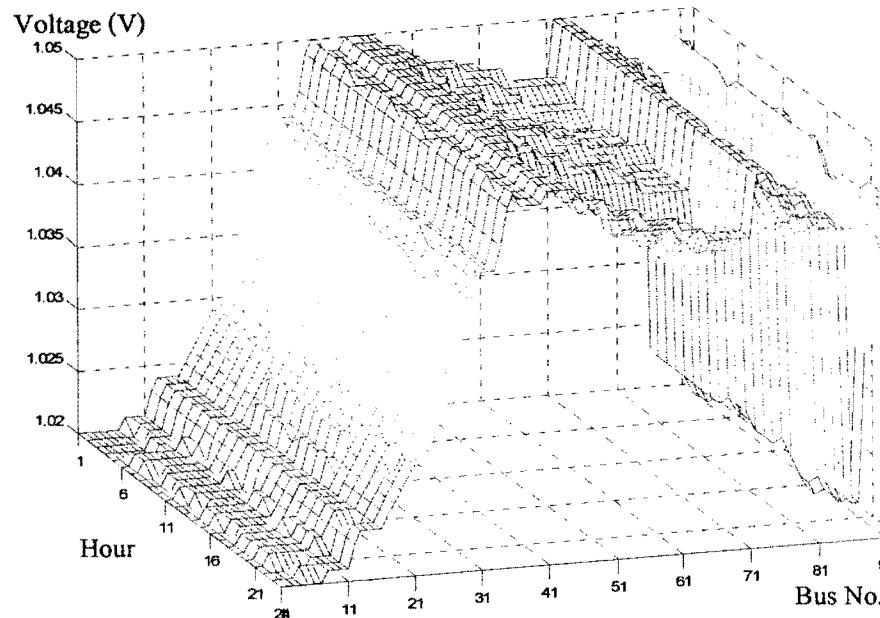
ผลการคำนวณการไฟฟ้าในส่วนนี้ถือเป็นสภาวะฐานสำหรับอ้างอิง และเพื่อทำการเปรียบเทียบกันระหว่าง กรณีก่อนที่จะมี DG ในโครงการ VSPP ก็ตั้งแต่ กับกรณีที่ระบบมี DG แบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชิงโคนัสที่มีกำลังการผลิตสูงสุด 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ ณ บัสที่ 42 โดยแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองกรณี แสดงได้ดังรูปที่ 7.1 และ 7.2 ตามลำดับ



รูปที่ 7.1 ขนาดแรงดันไฟฟ้าของระบบในกรณีที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่

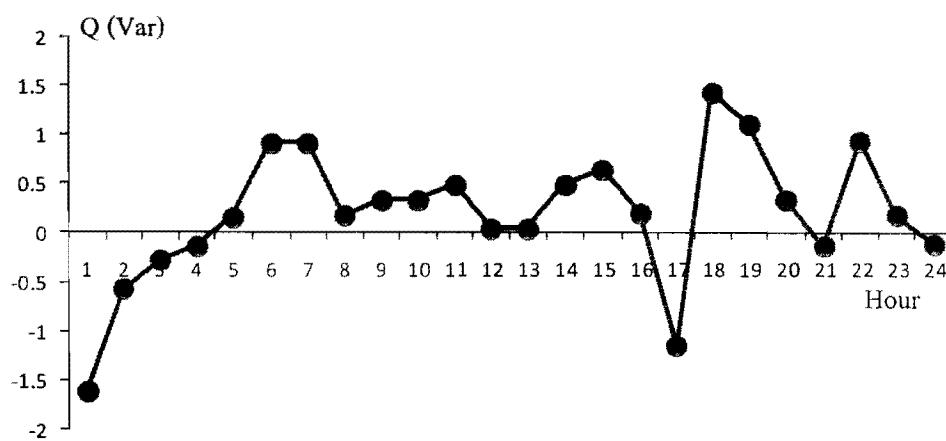
จากรูปที่ 7.1 พบร่วงดันไฟฟ้าของระบบมีแนวโน้มลดลงจากสถานีไฟฟ้าต้นทางที่มีการควบคุมอยู่ที่ 1.02 p.u. อย่างต่อเนื่อง เมื่อตำแหน่งโหลดอยู่ห่างออกไปจากสถานีไฟฟ้าอย่างเพิ่มขึ้น โดยแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำสุด 9.05 p.u. ในชั่วโมงที่ 17 ณ บัสที่ 93 ถึงแม้ว่าในบางช่วงเวลาจะมีการต่อ

ค่าปานิชเตอร์แบบที่สามารถสวิตซ์ได้ (Switch Type Capacitor) ขนาด 1.5 MVar เพิ่มเติม ณ บัสที่ 36 แต่ ก็พบว่าเพียงสามารถลดกระดับแรงดันของระบบขึ้นมาได้เล็กน้อย



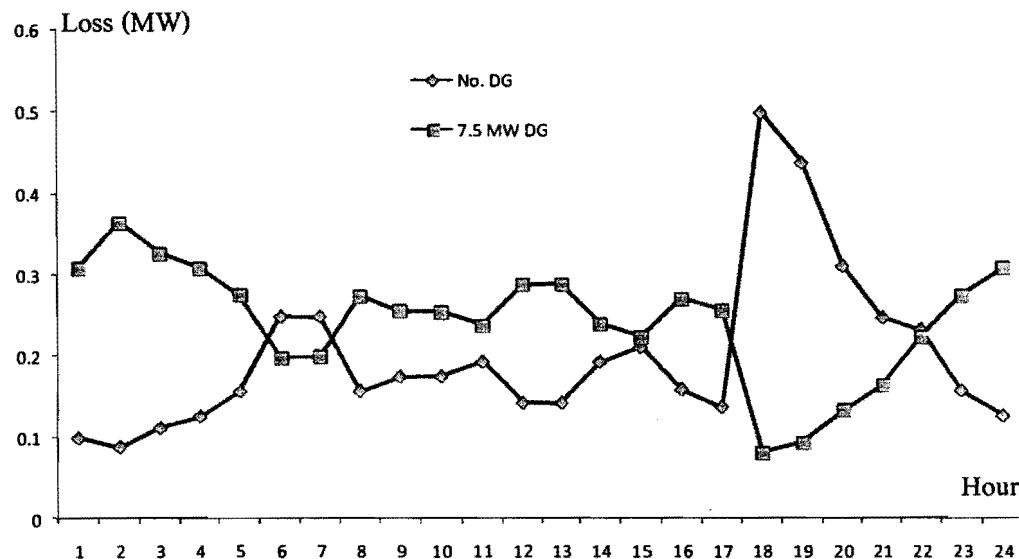
รูปที่ 7.2 ขนาดแรงดันไฟฟ้าของระบบในกรณีที่มี DG ขนาด 7.5 MW เข้ามต่ออยู่ ณ บัสที่ 42

จากรูปที่ 7.2 พบว่าแรงดันไฟฟ้าของระบบมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากสถานีไฟฟ้าต้นทางจนถึงบัสที่ 36 และ 42 ที่ระบบมีแรงดันไฟฟ้าสูงสุด 1.05 p.u. เนื่องมาจากผลของการติดตั้งค่าปานิชเตอร์และการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ข้าวของเครื่องกำนันต์ไฟฟ้า และจากการจำลองเมื่อปลดค่าปานิชเตอร์ขนาด 1.5 MVar ออกจากบัสที่ 36 มีผลต่อรูปแบบการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของระบบเพียงเล็กน้อยเท่านั้น นอกจักนั้นพบว่าในบางช่วงเวลาเครื่องกำนันต์ไฟฟ้าต้องรับกำลังไฟฟ้านมื่อนจากระบบดังรูปที่ 7.3 เพื่อเป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ข้าวของระบบให้ได้ที่ 1.05 p.u.



รูปที่ 7.3 กำลังไฟฟ้าสมมุติที่ DG จ่ายออก

โดยสรุป การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงออกส่วนทางกับกำลังไฟฟ้าของระบบ (Form Counterflow) ทำให้แรงคันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวมักเกิดขึ้นเสมอในระบบที่มี DG เมื่อวิเคราะห์ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.4



รูปที่ 7.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละชั่วโมง ในกรณีที่ไม่มีและมี DG ขนาด 7.5 MW ในระบบ

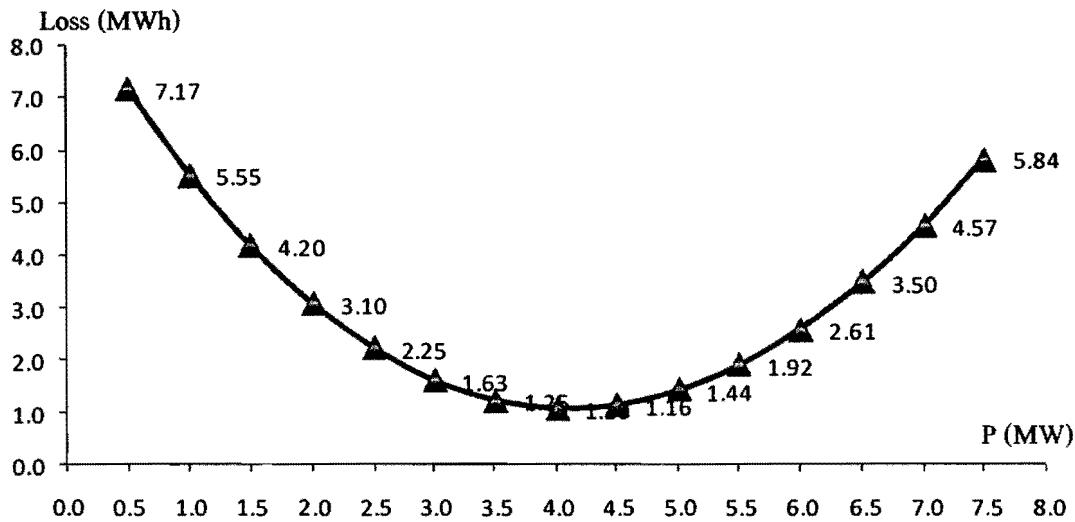
จากรูปที่ 7.4 พบว่าระบบที่ไม่มี DG จะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียนากในช่วงที่โหลดมีค่าสูง ถึงแม้ว่ากรณี DG ขนาด 7.5 MW จะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลงในช่วงเวลาที่ แต่กำลังไฟฟ้าสูญเสียในชั่วโมงอื่นๆ ที่โหลดมีค่าน้อยกว่าเพิ่มขึ้นมาก เช่นกัน เมื่อกำหนดเป็นค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมตลอด 24 ชั่วโมง จะได้ว่า กรณีที่ไม่มีและมี DG มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย 4.764 และ 5.841 MWh ตามลำดับ โดยคิดเป็น 5.127 และ 6.286 เปอร์เซ็นต์ ของพลังงานไฟฟ้ารวมของโหลด 92.927 MWh จึงเห็นได้ว่าระบบทดสอบนี้มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น 1.159 และ 22.618 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้ารวมของโหลดและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเดิม ก่อนที่จะมี DG เข้ามาร่วมต่ออุปกรณ์ตามลำดับ

7.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม

ในหัวข้อนี้จะได้นำเสนอความสัมพันธ์ของปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา ที่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมและแนวทางการจัดการพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย ดังสามารถอธิบายได้ดังนี้

7.2.1 ผลกระทบของกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย

กำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญามีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมตลอด 24 ชั่วโมง โดยเมื่อมีการจำลองให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาของ DG ลดลงขั้นละ 0.5 MW จาก 7.5 MW ลงมาจนถึง 0.5 MW จะแสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 7.5



รูปที่ 7.5 ความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมกับปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา

จากรูปที่ 7.5 จะเห็นได้ว่ามีปริมาณซื้อขายตามสัญญาค่าหนี้ที่มีผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าน้อยที่สุด โดยในงานวิจัยนี้จะได้นิยามปริมาณของกำลังซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาดังกล่าวเป็นค่า “กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม” ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังเชิงบัญชีในหัวข้อถัดไป

7.2.2 กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม

กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม หมายถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่ VSPP เสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Firm Power Purchase Agreement) ที่ทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบลดลงช่วงเวลาที่พิจารณาลดลงมากที่สุด โดยปัญหาดังกล่าวสามารถสร้างเป็นปัญหาราคาที่เหมาะสม (Optimization Problem) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้พลังงานไฟฟ้าจริงสูญเสียในระบบรวมในช่วงเวลาที่พิจารณา มีค่าน้อยที่สุด (Energy Loss Minimization) ดังเชิงบัญชีได้ในสมการที่ (7.1)

$$\text{Minimize } E_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T (P'_{\text{loss}} \Delta t) \quad (7.1)$$

โดยที่

$$P'_{\text{loss}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |V'_i| |V'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i' + \delta_j'), \quad \forall t \in T \quad (7.1a)$$

$$(P'_{\text{sch}_i} + jQ'_{\text{sch}_i}) = \sum_{j=1}^N (P'_{ij} + jQ'_{ij}), \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (7.1b)$$

$$P'_g = P_g^s, \quad \forall r \in T, \forall s \in T \quad (7.1c)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g^t \leq P_g^{\max}, \quad \forall t \in T \quad (7.1d)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_g^t \leq Q_g^{\max}, \quad \forall t \in T \quad (7.1e)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k^t \leq V_k^{\max}, \quad \forall k \in N, \forall t \in T \quad (7.1f)$$

สมการที่ (7.1) เป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัจจัยที่ต้องการให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมในช่วงเวลาที่พิจารณา มีค่าต่ำที่สุด โดยที่ตัวแปรควบคุม (Control Variable) คือกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจาก DG ตามปริมาณซึ่งข่ายไฟฟ้าตามสัญญา ซึ่งกำหนดให้มีค่าคงที่ตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา โดย กำลังไฟฟ้าจริงที่สูญเสียในแต่ละช่วงเวลาเป็นฟังก์ชันของตัวแปรสถานะ (State Variable) ของระบบ ได้แก่ ขนาดแรงดันและมุมแรงดันไฟฟ้าของทุกโหลดบัสคำนวน ได้ตามสมการที่ (7.1a) ดังที่นำเสนอ ในสมการที่ (5.20) ในบทที่ 5 เนื่องไปสมการการไฟลอกองกำลังไฟฟ้าแสดงได้ดังสมการที่ (7.1b) ตามที่นำเสนอในหัวข้อ 5.1 ของบทที่ 5 โดยคำตوبของปัจจัยนี้คือค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ DG จ่ายออกแบบคงที่ ตลอดช่วงเวลาที่พิจารณาดังสมการที่ (7.1c) ซึ่งทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องมีค่าอยู่ในพิกัดการจ่ายของ DG ตามสมการที่ (7.1d) และ (7.1e) ตามลำดับ นอกจากนั้นแรงดันไฟฟ้าทุกโหลดบัสต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่กำหนด ดังสมการที่ (7.1f)

เนื่องจากใช้แบบจำลองโหลดคงที่รายชั่วโมง ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมงมีค่าเท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในชั่วโมงนั้น ในการคำนวนสมมติให้บัสต้นทางที่สถานีไฟฟ้าย่อยและบัสที่มี DG เขื่อมต่ออยู่มีการควบคุมขนาดของแรงดันไฟฟ้าให้คงที่ที่ค่า 1.02 และ 1.05 p.u. ตามลำดับ งานวิจัยนี้ได้เสนอวิธีการหาคำตوب โดยการประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา ตามสมการที่ (7.1) เป็นฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้าที่ซึ่งข่ายตามสัญญา ขั้นตอนการคำนวนสามารถอธิบายได้ในหัวข้อต่อไป

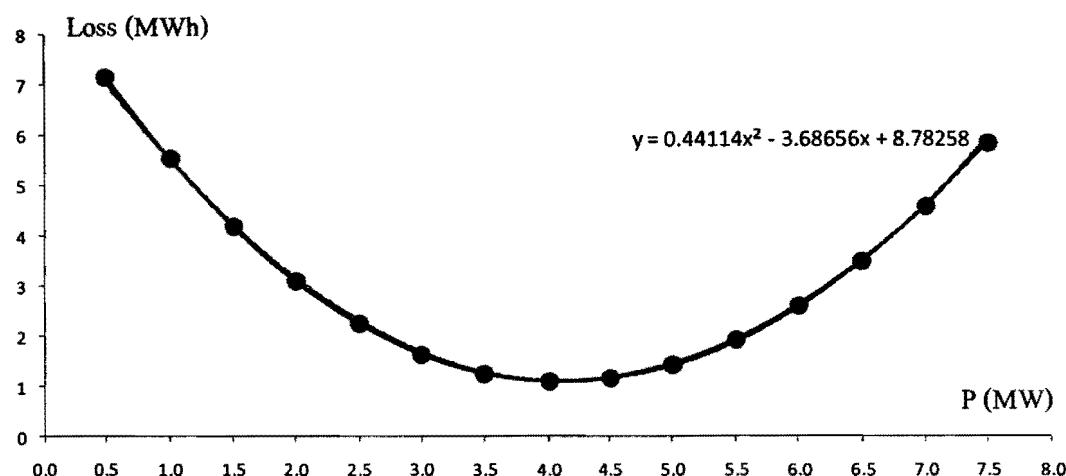
7.2.3 การคำนวนกำลังไฟฟ้าซึ่งข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม

จากรูปที่ 7.5 พบร่วมกันความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบสามารถประมาณเป็นฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้าที่ซึ่งข่ายตามสัญญา ได้ดังสมการที่ (7.2)

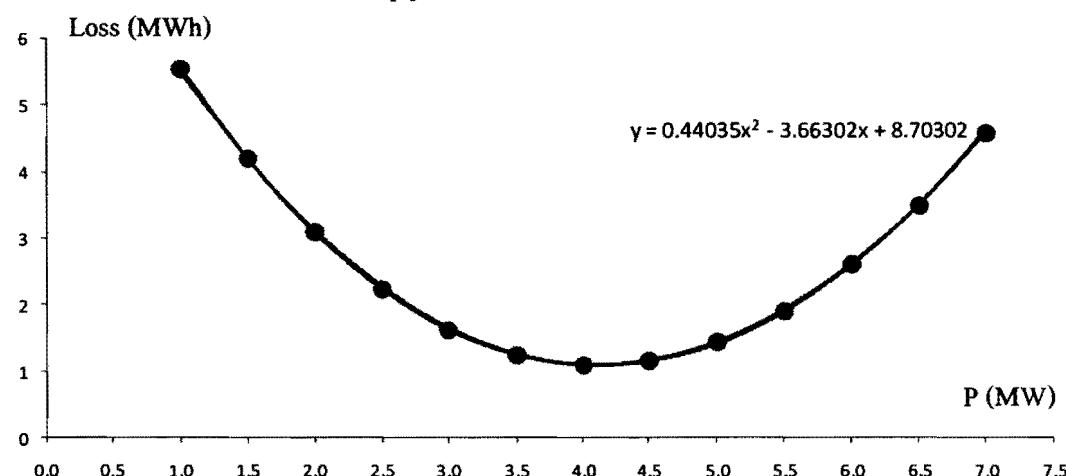
$$P_{loss} = A(P_g)^2 + B(P_g) + C \quad (7.2)$$

โดยค่าสัมประสิทธิ์ A, B และ C จากสมการที่ (7.2) คำนวนได้จากการปรับค่าตามกราฟให้เหมาะสม (Curve Fitting) โดยที่ผลรวมกำลังสองของค่าผิดพลาดมีค่าน้อยที่สุด (Least Square Error; LSE) ซึ่งการประมาณด้วยวิธีการนี้สามารถทำได้โดยใช้ฟังก์ชันด้านคอมพิวเตอร์ ที่มีใช้งานทั่วไปในโปรแกรมด้านการคำนวน โดยในงานวิจัยนี้จะใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการปรับค่าตามกราฟ

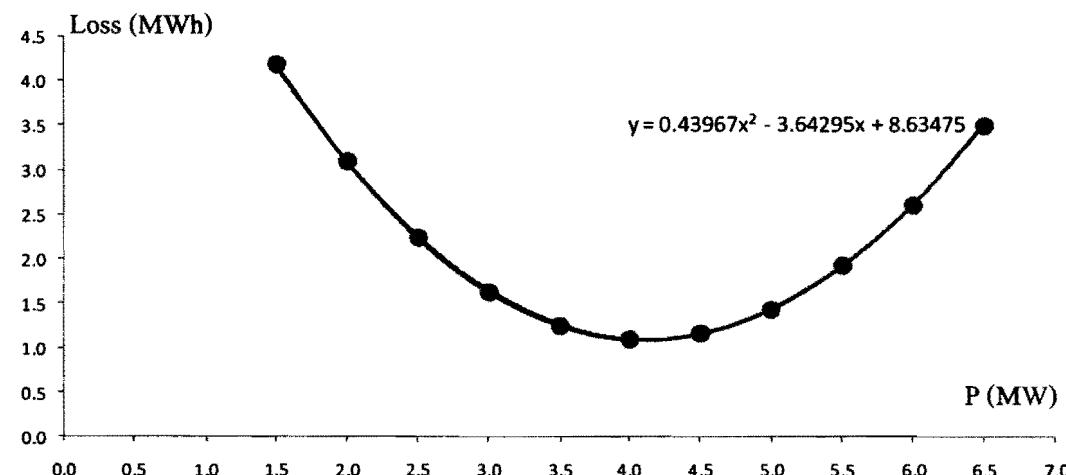
จากสมการที่ (7.2) ค่า กำลังไฟฟ้าซึ่งข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม คือ P_g ซึ่งมีค่าเท่ากับ $-B/2A$ ความถูกต้องของคำตوبจากการประมาณด้วยวิธีนี้ ขึ้นอยู่กับจำนวนค่าและตำแหน่งของจุดจากการที่ใช้ในการประมาณ เพื่อความสะดวกจะนำเสนอบรรยากาศการคำนวนและวิเคราะห์จากการของรูปที่ 7.5 โดยมีค่ากำลังไฟฟ้าของ DG ที่ 4 MW เป็นจุดกึ่งกลางกราฟ พบร่วมกันแนวโน้มรวมทั้งสมการประมาณค่าในแต่ละกรณีแสดงได้ดังรูปที่ 7.6 – 7.12



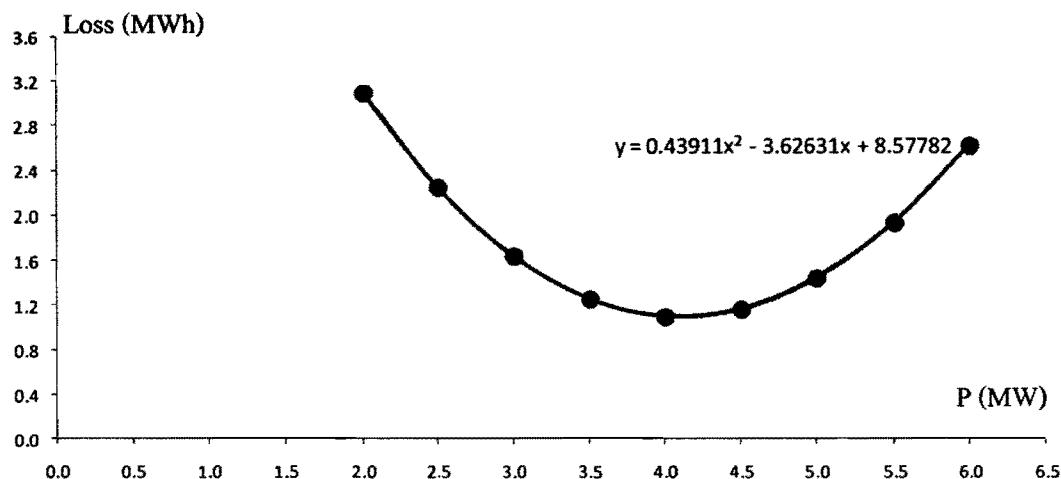
รูปที่ 7.6 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 0.5 – 7.5 MW



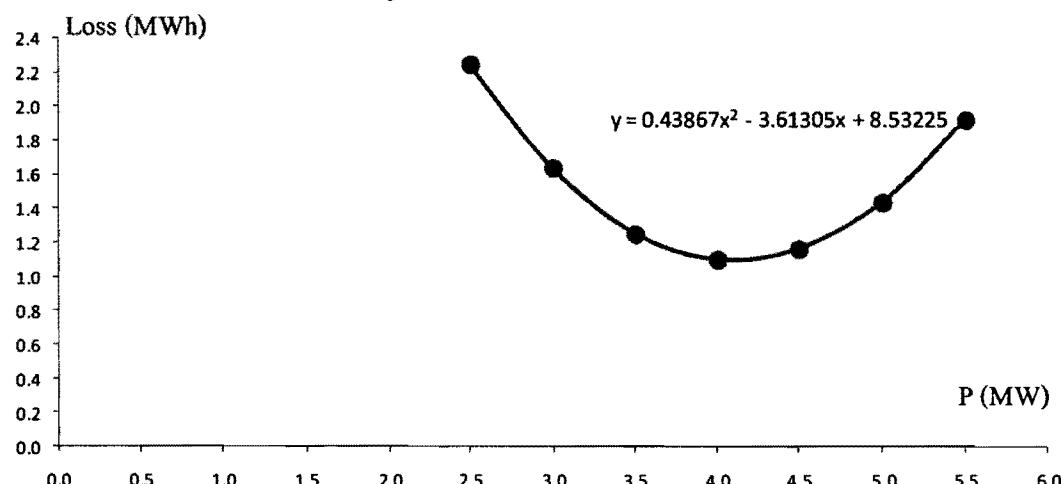
รูปที่ 7.7 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 1.0 – 7.0 MW



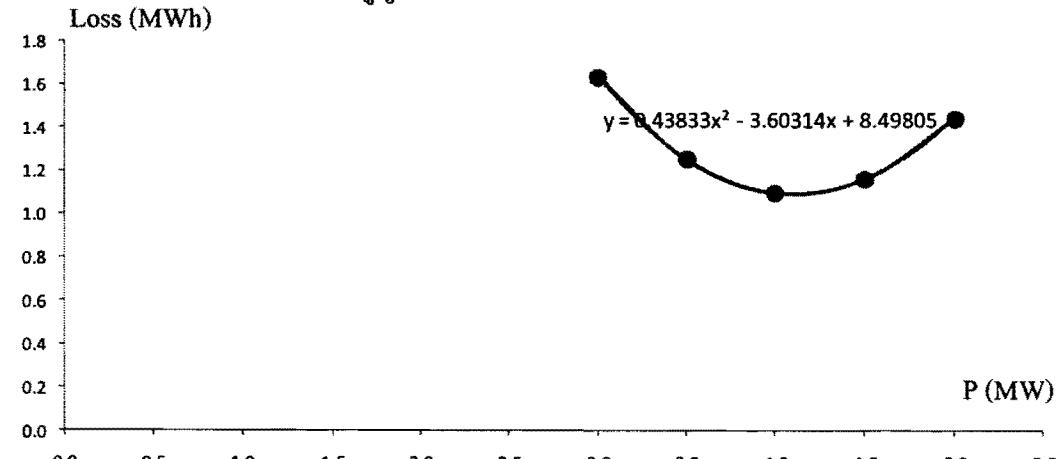
รูปที่ 7.8 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 1.5 – 6.5 MW



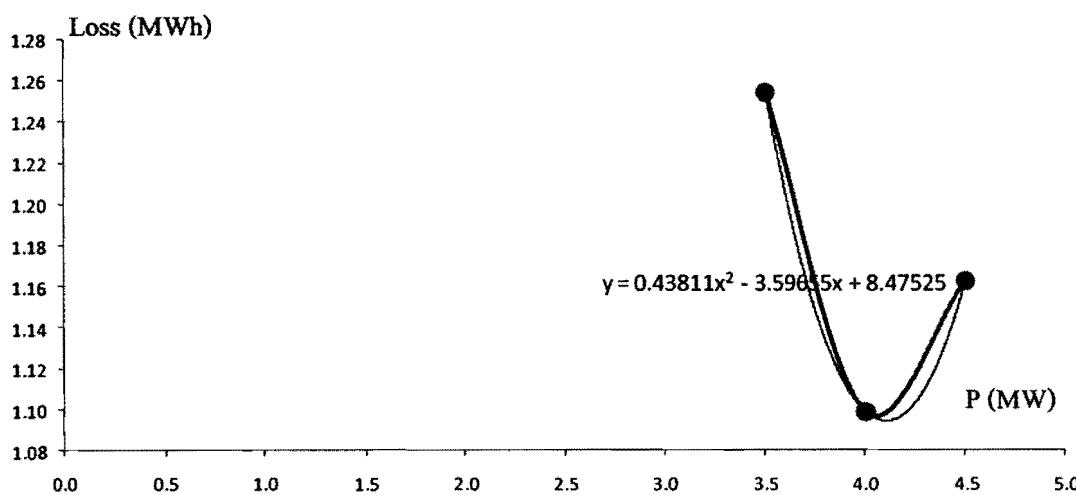
รูปที่ 7.9 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 2.0 – 6.0 MW



รูปที่ 7.10 เส้นแนวโน้มกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 2.5 – 5.5 MW



รูปที่ 7.11 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 3.0 – 5.0 MW



รูปที่ 7.12 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 3.5 – 4.5 MW
จากสมการเส้นแนวโน้ม ตามรูปที่ 7.6 – 7.12 สามารถคำนวณหาค่า P_g ค่า LSE และค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมที่น้อยที่สุดของระบบได้ดังสรุปในตารางที่ 7.1
ตารางที่ 7.1 สรุปผลการคำนวณจากรูปที่ 7.6 – 7.12

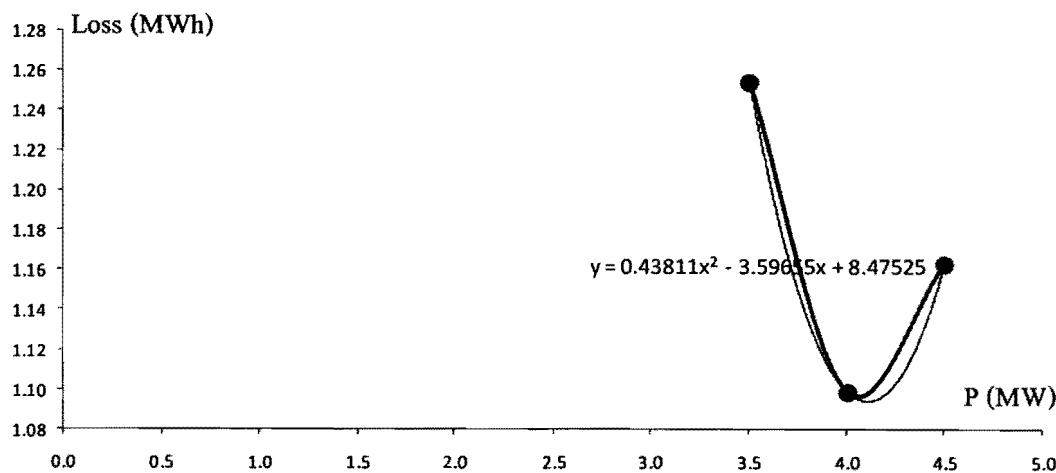
3	$0.43811P^2 - 3.59655P + 8.47525$	4.104620	8.92656E-10	1.09424554
5	$0.43833P^2 - 3.60314P + 8.49805$	4.110077	2.91237E-06	1.09426805
7	$0.43867P^2 - 3.61305P + 8.53225$	4.118187	3.13254E-05	1.09434938
9	$0.43911P^2 - 3.62631P + 8.57782$	4.129159	0.000161615	1.09455057
11	$0.43967P^2 - 3.64295P + 8.63475$	4.142823	0.000576916	1.09494755
13	$0.44035P^2 - 3.66302P + 8.70302$	4.159214	0.001640688	1.09563781
15	$0.44114P^2 - 3.68656P + 8.78258$	4.178447	0.003074483	1.09674528

จากตารางที่ 7.1 พบว่าเมื่อใช้จำนวนจุดน้อยกว่าในช่วงที่เป็นค่าตอบในการประมาณ จะได้ค่าที่มีความถูกต้องมากกว่า เมื่อ用จาก LSE มีค่าน้อยกว่า ดังจะเห็นได้จากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบกรณีที่ประมาณโดยใช้สามจุดของรูปที่ 7.12 มีค่าน้อยที่สุด และมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมมากที่สุดจากการประมาณโดยใช้สิบห้าจุดตามรูปที่ 7.6 ทั้งนี้เนื่องจากการที่ใช้จำนวนจุดมากและตำแหน่งของจุดห่างจากค่าตอบที่เป็นจุดที่เหมาะสม จะทำให้วิธีการคำนวณโดยประมาณจากการพิจารณาความคลาดเคลื่อนสูง ดังนั้นงานวิจัยนี้จะได้เสนออัลกอริทึมการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าซึ่งข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม โดยใช้จุดสามจุดที่ครอบคลุมบริเวณค่าตอบ ดังจะได้อธิบายรายละเอียดในหัวข้อต่อไป

7.2.4 อัลกอริทึมการคำนวณกำลังไฟฟ้าข้อข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม

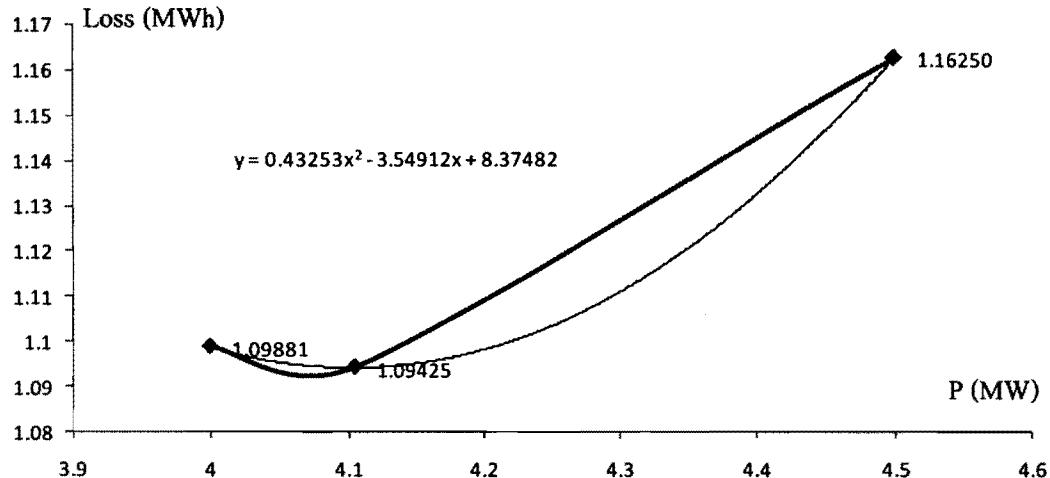
ปัญหาการคำนวณกำลังไฟฟ้าข้อข่ายตามสัญญาที่เหมาะสม เป็นรูปแบบของปัญหา การหาค่าที่เหมาะสมแบบ Convex Optimization เนื่องจากจุดเปลี่ยนเครื่องหมายของความชันกราฟเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียว ณ จุดที่มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุด ในงานวิจัยนี้ได้เสนออัลกอริทึมการหาคำตอบดังนี้

- กำหนดค่า P_g สามค่า โดยประมาณให้มีค่าทั้งน้อยกว่าและมากกว่าค่าที่เหมาะสม
- คำนวณการไฟลอกของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจากค่า P_g ที่กำหนดขึ้น
- ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ด้วยฟังก์ชันกำลังสองของ P_g
- คำนวณหาค่าประมาณของ P_g ที่เหมาะสม ซึ่งมีค่าเท่ากับ $-B/2A$ ตามสมการที่ (7.2)
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ จุดที่เหมาะสม ด้วยสมการการไฟลอกของกำลังไฟฟ้า
- ตัดค่า P_g ที่ทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่ามากที่สุดจากทั้งสี่จุดนี้ออกไป เพื่อให้เหลือค่า P_g สามค่า สำหรับคำนวณในรอบต่อไป
- เริ่มกระบวนการประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมอีกครั้ง และดำเนินการไปเรื่อยๆ จนกระทั่งคำตอบถูกล้ำเข้าสู่ขอบเขตที่ยอมรับได้ เพื่อความเข้าใจจะใช้ค่าการประมาณด้วยสามจุดจากตารางที่ 7.1 เป็นตัวอย่าง ดังนี้
- กำหนดค่า P_g สามค่า ได้แก่ 3.5 MW, 4 MW และ 4.5 MW
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมจากค่า P_g ที่กำหนดขึ้น จะได้ค่าพิกัด 3 จุด ได้แก่ (3.5, 1.25419), (4.0, 1.09881), และ (4.5, 1.16250)
- ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เป็น $y = 0.43811x^2 - 3.59655x + 8.47525$ ดังรูปที่ 7.13



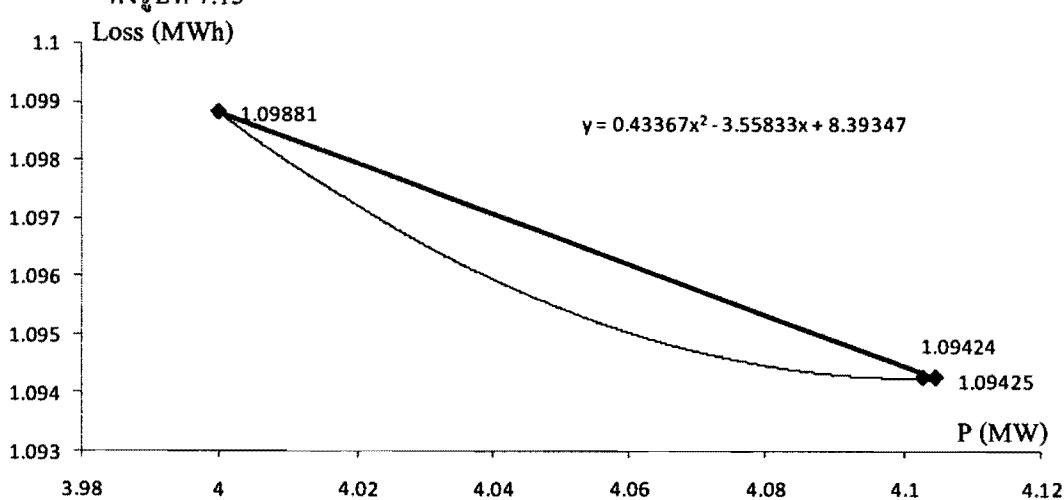
รูปที่ 7.13 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบแรก

- ค่านวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10462 MW
- ค่านวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ $P_g = 4.10462$ MW ได้ 1.09425 MW
- ตัดค่า $P_g = 3.5$ MW ออก เหลือจุด (4.0, 1.09881) จุด (4.10462, 1.09425) และ จุด (4.5, 1.16250) ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานสูญเสียรวม เป็น $0.43253P^2 - 3.54912P + 8.37482$ ดังรูปที่ 7.14



รูปที่ 7.14 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบที่สอง

- ค่านวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10274 MW
- ค่านวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ $P_g = 4.10274$ MW ได้ 1.09424 MW
- ตัด $P_g = 4.5$ MW ออก ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานสูญเสียจาก จุด (4.0, 1.09881) จุด (4.10274, 1.09424) และ จุด (4.10462, 1.09425) ได้เป็น $0.43367P^2 - 3.55833P + 8.39347$ ดังรูปที่ 7.15



รูปที่ 7.15 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบที่สาม

- คำนวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10258 MW
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ $P_g = 4.10258 \text{ MW}$ ได้ 1.09424 MW ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับค่าในรอบที่แล้วมาก ถือว่าถูกเข้าสู่ค่าตอบ

จากผลการคำนวณได้ค่ากำลังไฟฟ้าซึ่งขำตามสัญญาที่เหมาะสม คือ 4.10258 MW เนื่องจากทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุด คือ 1.09424 MWh

อัลกอริทึมการคำนวณที่นำเสนอในหัวข้อนี้ จะได้นำไปใช้ในหัวข้อถัดไป ที่มีการนำเสนอในแนวทางวางแผน “การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม”

7.3 การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

ค่ากำลังไฟฟ้าซึ่งขำตามสัญญาในหัวข้อที่แล้วเป็นการของระบบในภาพรวม ซึ่งสามารถนำไปกำหนดเป็นนโยบายได้ในขั้นตอนของการวางแผน แต่เมื่อระบบมี DG ติดตั้งแล้ว การให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย สามารถพิจารณาเป็นช่วงเวลาหรือระดับໂ Holt ณ เวลาจริงที่ย่อยลงมาได้ ซึ่งจะทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมมีค่าลดลงได้มากกว่า ดังนั้นหัวข้อนี้จะได้นำเสนอแนวทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Distributed Generation Dispatch; ODGD) เป็นรายชั่วโมง ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

7.3.1 ปัญหาการวางแผนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม จะได้คำตوبเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ในแต่ละชั่วโมง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในระบบมีค่าน้อยที่สุด ดังอธิบายในสมการที่ (7.3)

$$\text{Minimize } E_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T (P'_{\text{loss}} \Delta t) \quad (7.3)$$

โดยที่

$$P'_{\text{loss}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |V'_i| |V'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta'_i + \delta'_j), \quad \forall t \in T \quad (7.3a)$$

$$(P'_{\text{sch}_i} + jQ'_{\text{sch}_i}) = \sum_{j=1}^N (P'_{ij} + jQ'_{ij}), \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (7.3b)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g^t \leq P_g^{\max}, \quad \forall t \in T \quad (7.3c)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_g^t \leq Q_g^{\max}, \quad \forall t \in T \quad (7.3d)$$

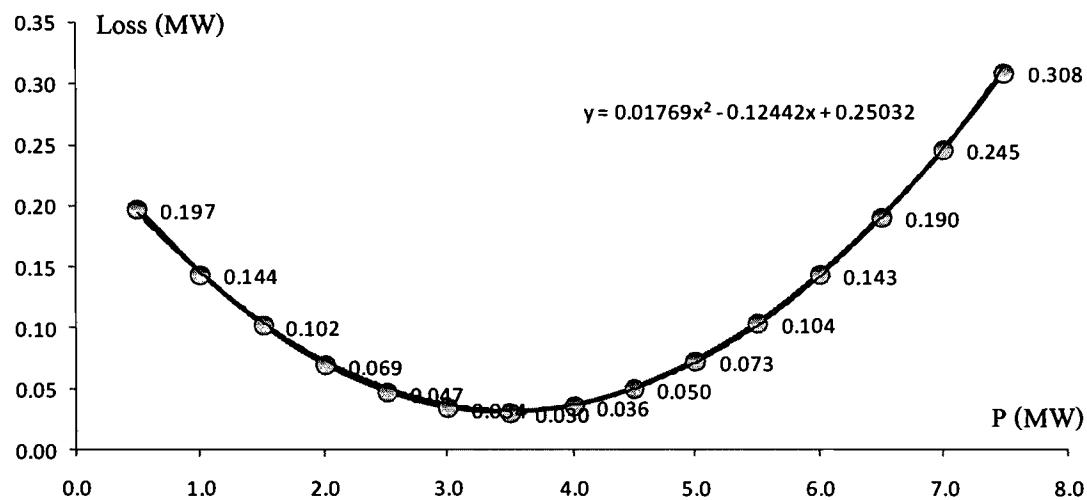
$$V_k^{\min} \leq V_k^t \leq V_k^{\max}, \quad \forall k \in N, \forall t \in T \quad (7.3e)$$

สมการที่ (7.3) เป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาที่ต้องการให้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียรวมในระบบตลอดช่วงเวลาที่พิจารณาได้ค้ำประกัน ซึ่งมีวัตถุประสงค์คล้ายกับปัญหาการคำนวณกำลังไฟฟ้าซึ่ง

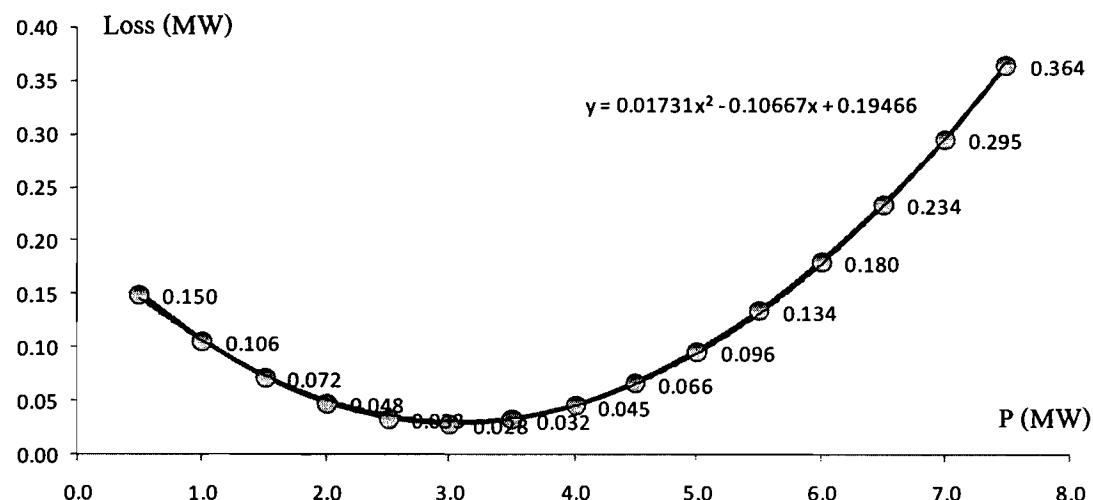
ขายตามสัญญาที่เหมาะสม ตามสมการที่ (7.1) ยกเว้นเงื่อนไขที่ DG ต้องมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าคงคลอดช่วงเวลาที่จะตัดออกไป โดยตัวแปรควบคุมของสมการ (7.3) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจาก DG ในแต่ละชั่วโมง ไม่จำเป็นต้องคงที่

7.3.2 การคำนวณการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

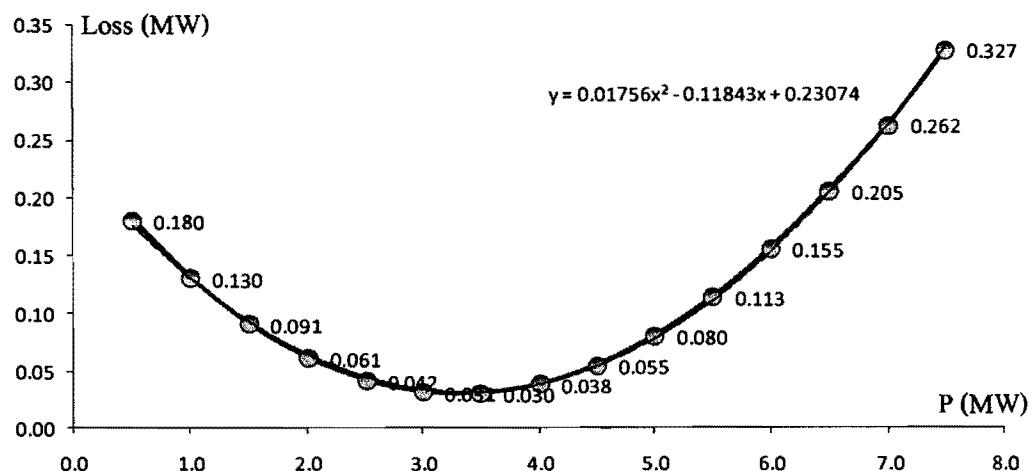
ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ในแต่ละชั่วโมง แสดงได้ดังรูปที่ 7.16 – 7.39



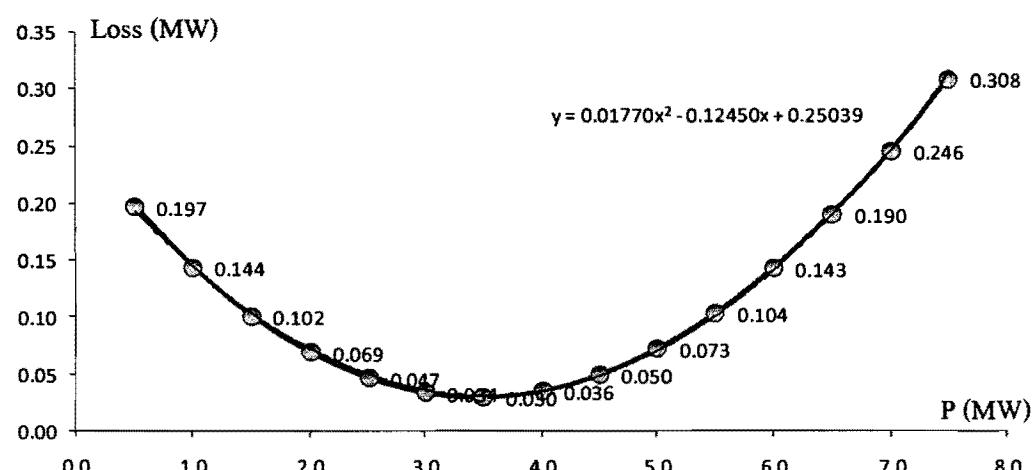
รูปที่ 7.16 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 1



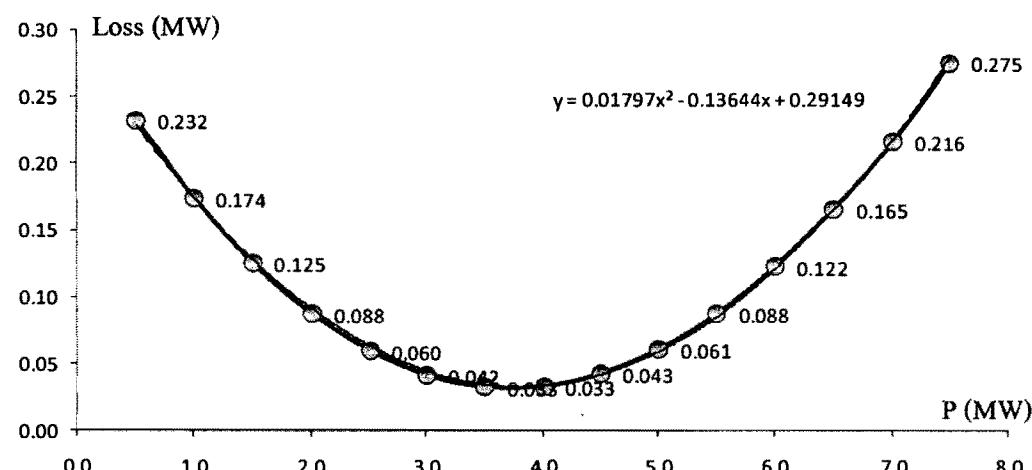
รูปที่ 7.17 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 2



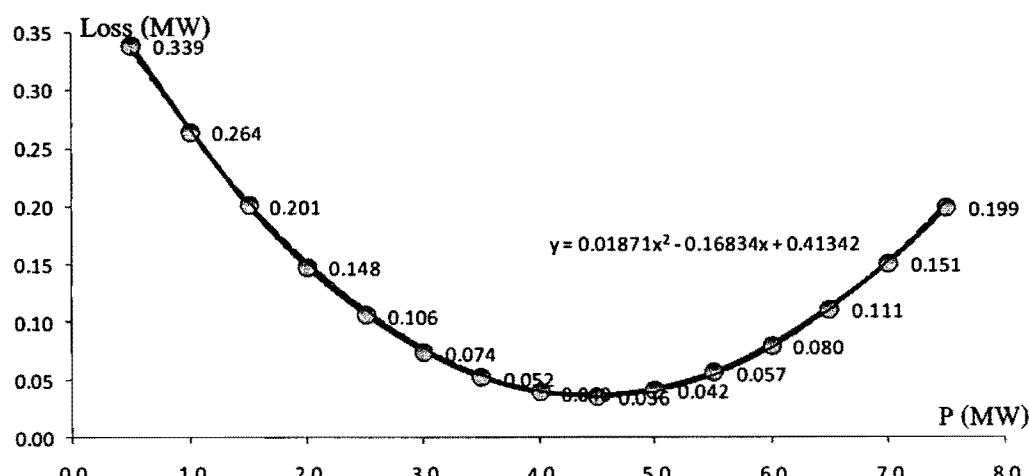
รูปที่ 7.18 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 3



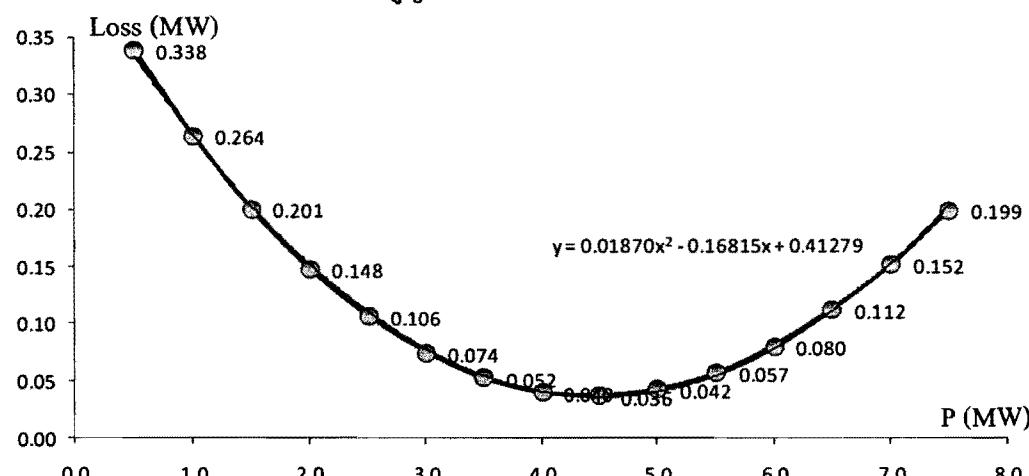
รูปที่ 7.19 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 4



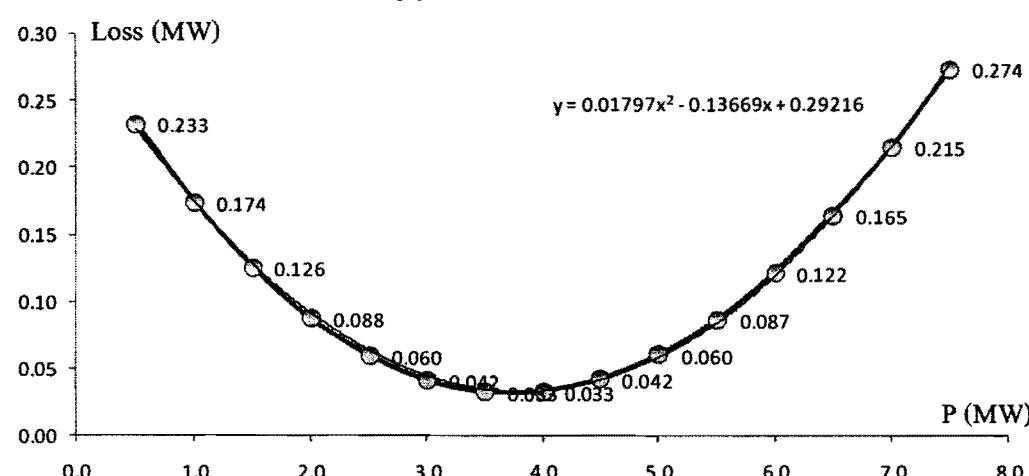
รูปที่ 7.20 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 5



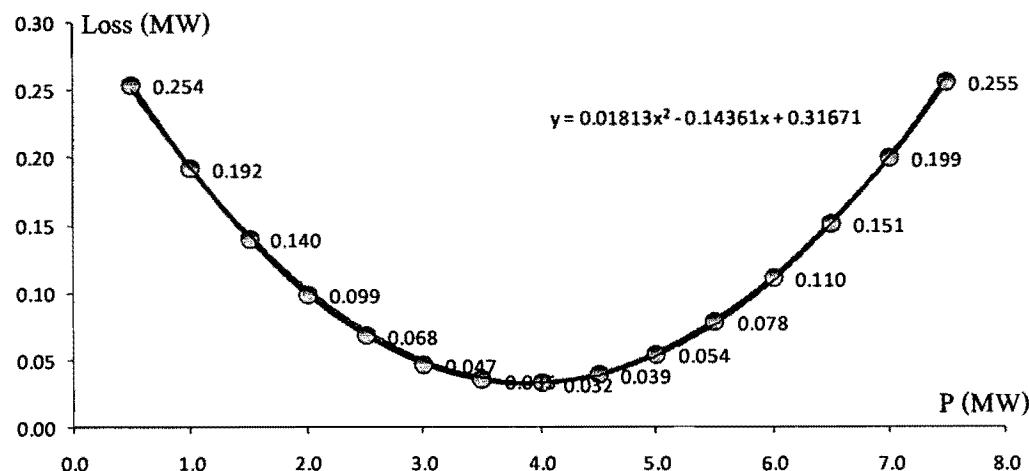
รูปที่ 7.21 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 6



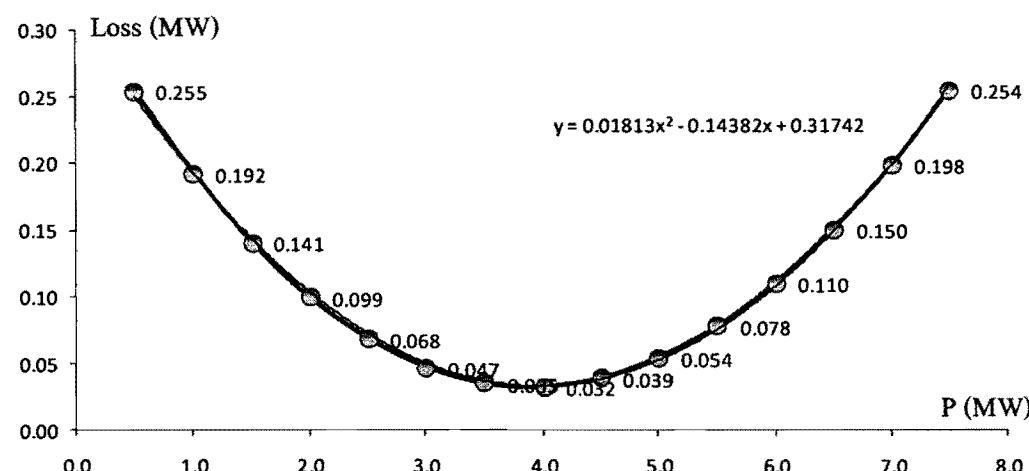
รูปที่ 7.22 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 7



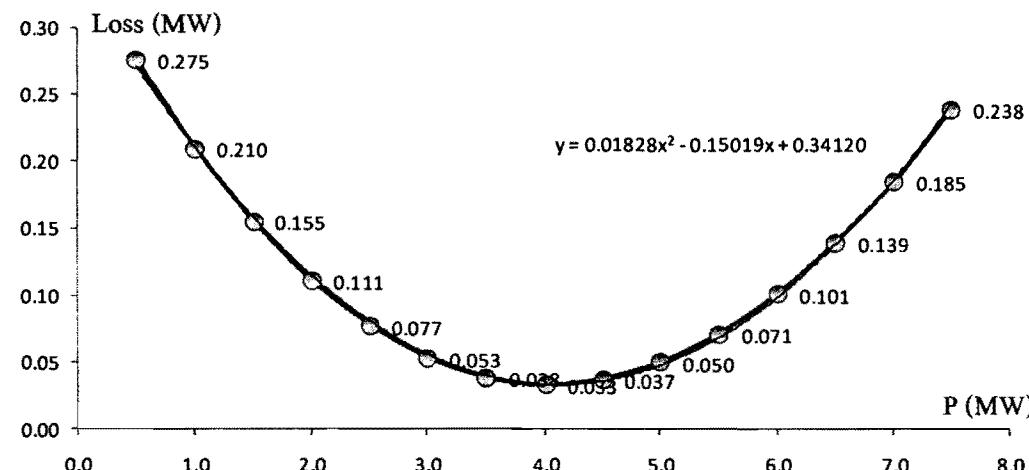
รูปที่ 7.23 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 8



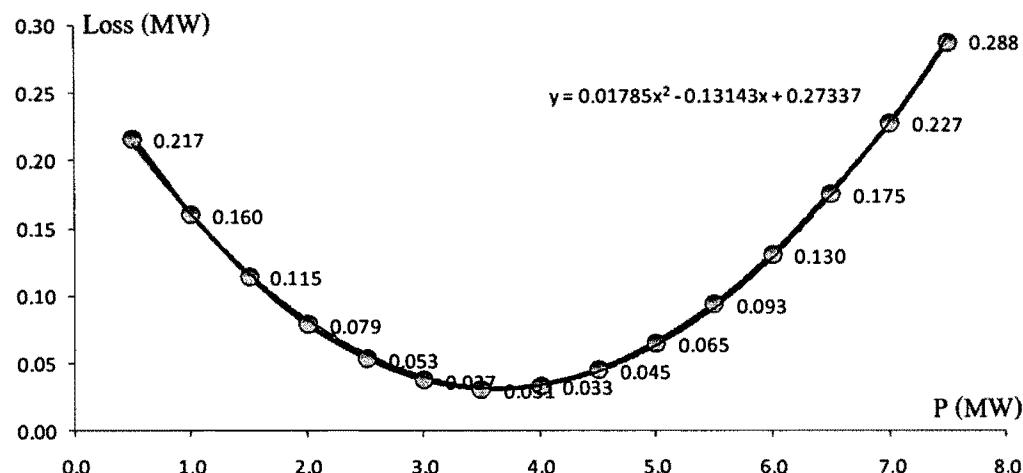
รูปที่ 7.24 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 9



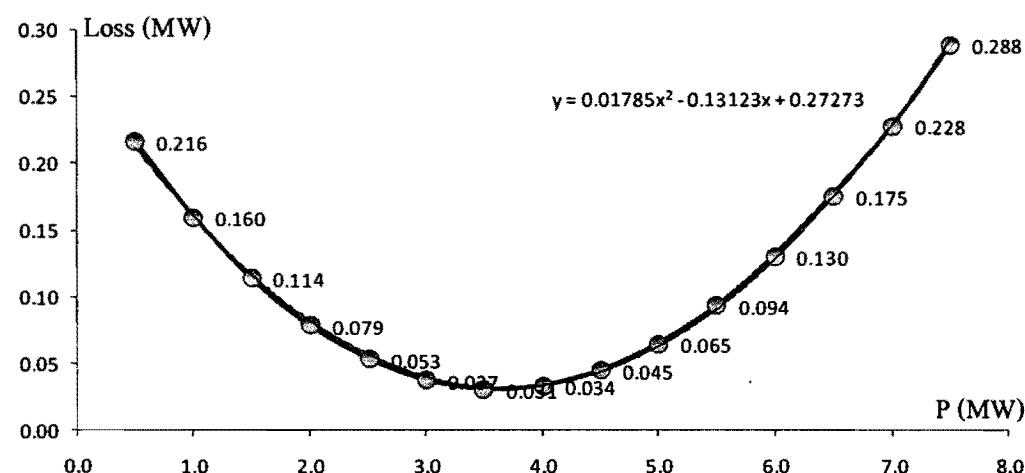
รูปที่ 7.25 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 10



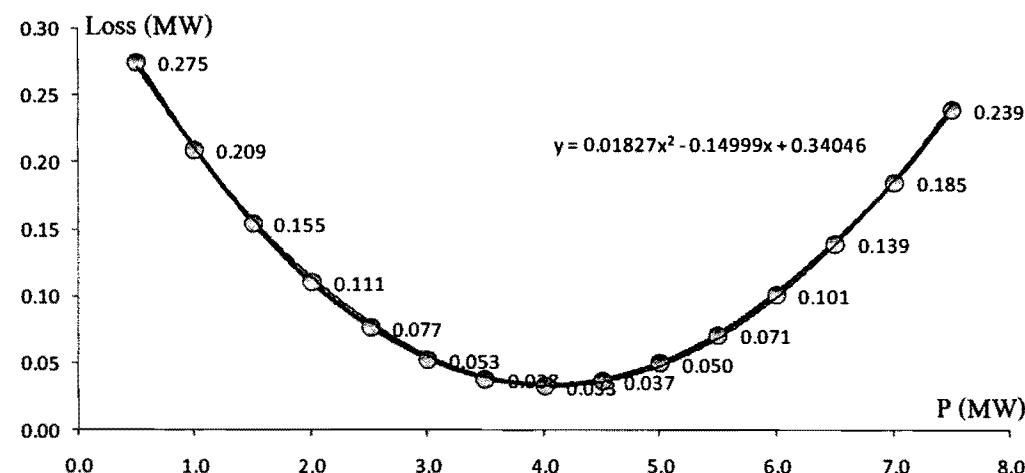
รูปที่ 7.26 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 11



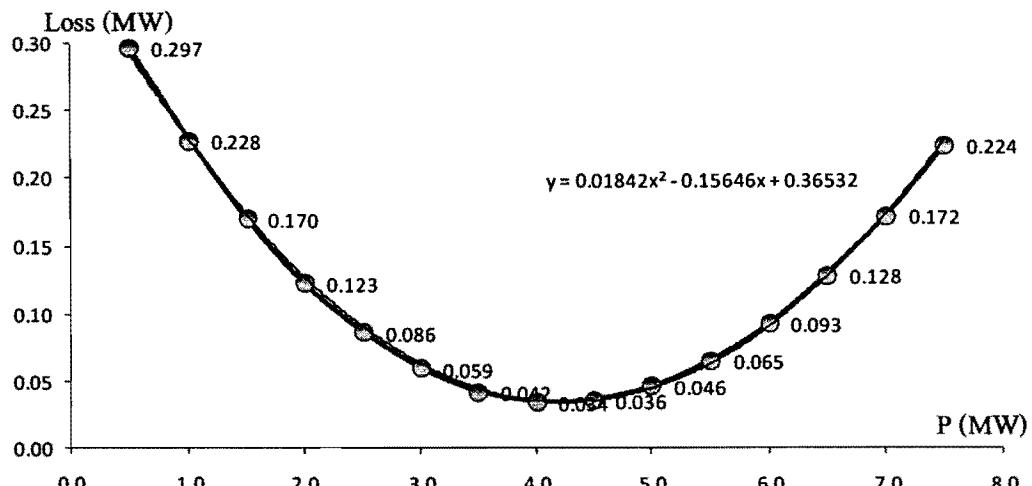
รูปที่ 7.27 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 12



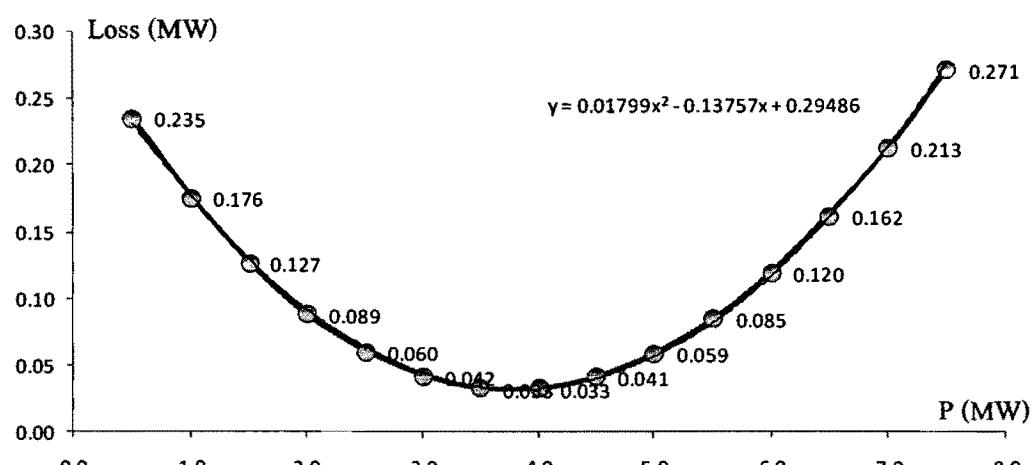
รูปที่ 7.28 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 13



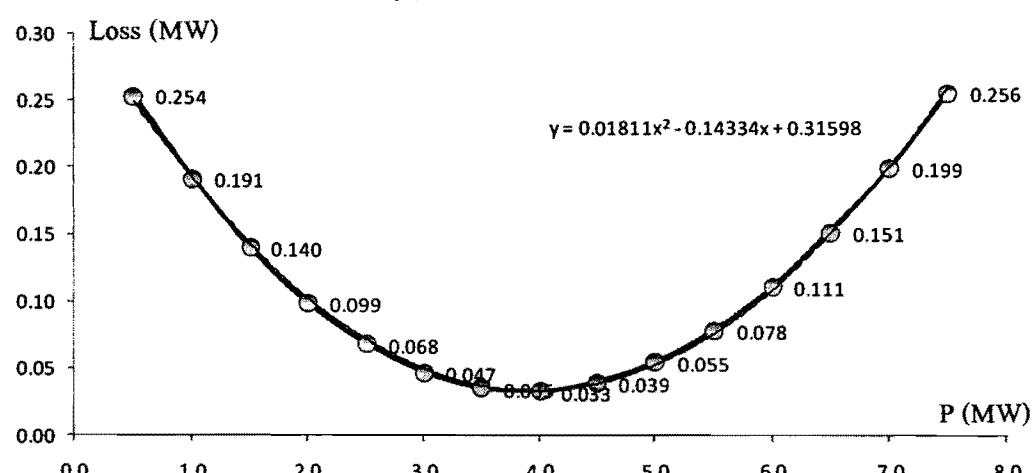
รูปที่ 7.29 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 14



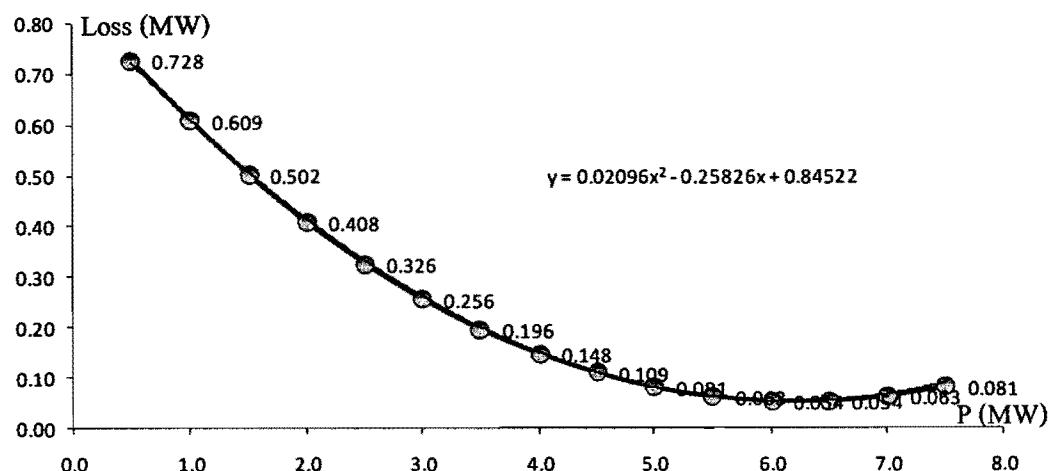
รูปที่ 7.30 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 15



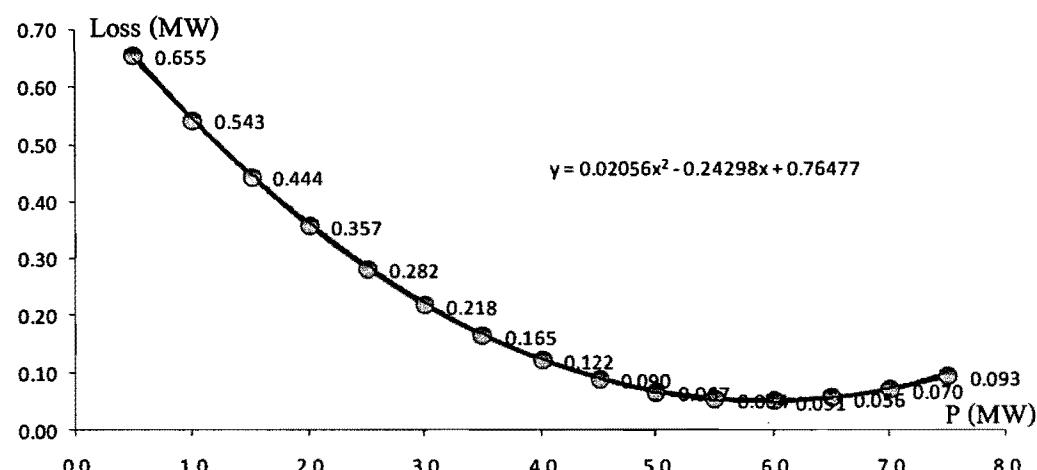
รูปที่ 7.31 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 16



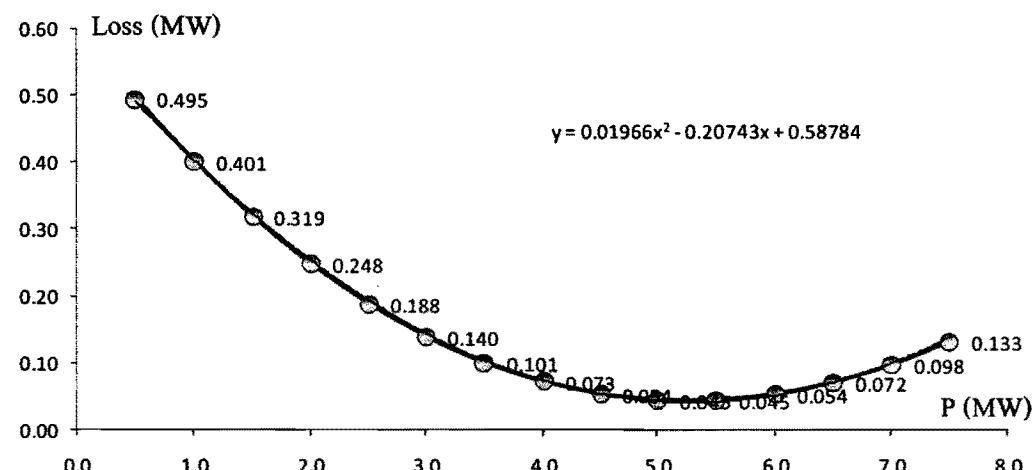
รูปที่ 7.32 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 17



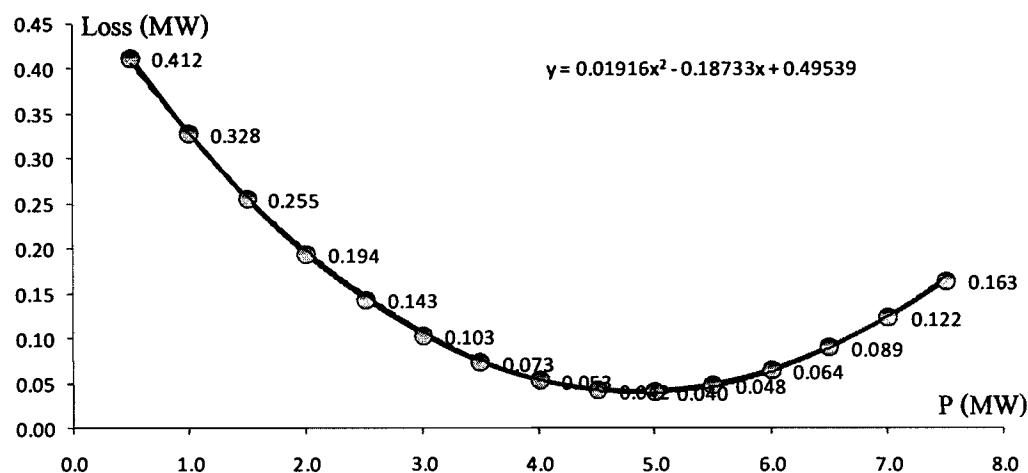
รูปที่ 7.33 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 18



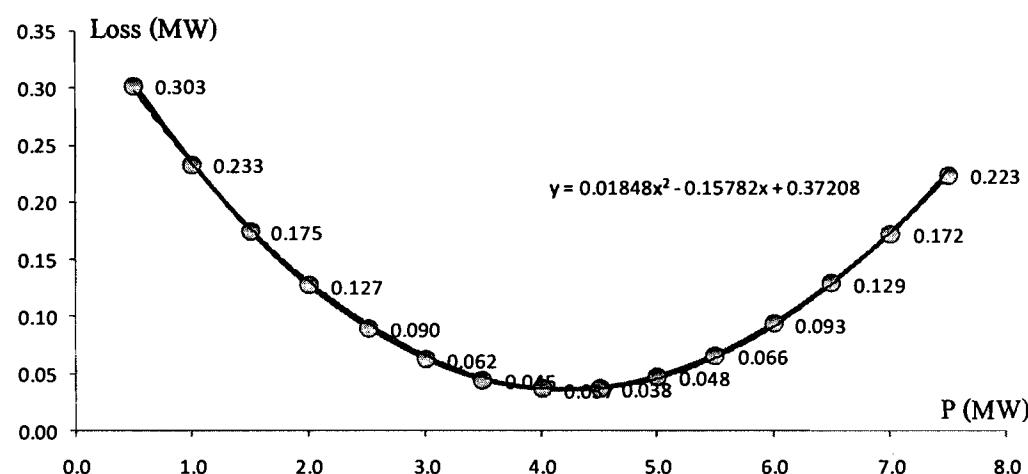
รูปที่ 7.34 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 19



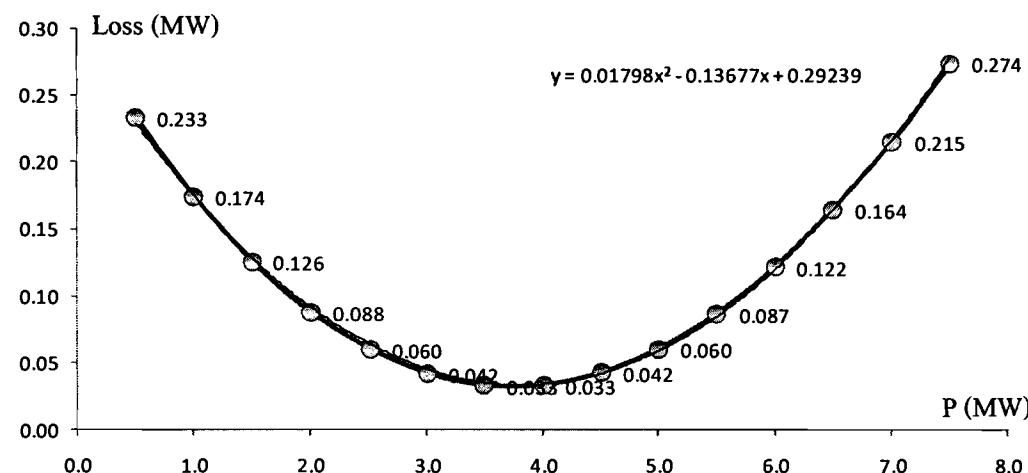
รูปที่ 7.35 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 20



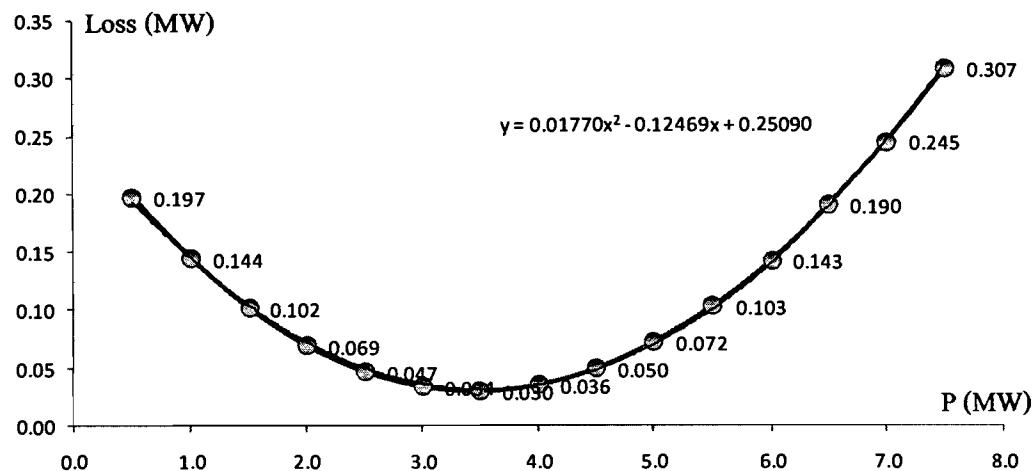
รูปที่ 7.36 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 21



รูปที่ 7.37 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 22



รูปที่ 7.38 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 23



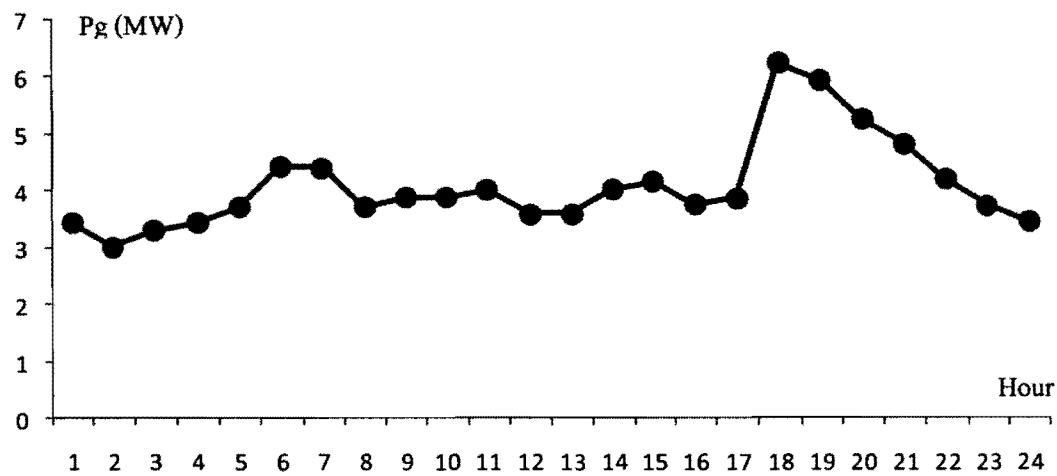
รูปที่ 7.39 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 24

เนื่องจากรูปแบบโหลดในแต่ละชั่วโมงมีค่าแตกต่างกัน ทำให้กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละชั่วโมงที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากที่สุดมีค่าไม่เท่ากัน ดังสังเกตได้จากรูปที่ 7.16 – 7.39 เมื่อใช้วิธีการคำนวณในหัวข้อที่ 7.2.3 หาค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมจะได้ค่าในตารางที่ 7.2

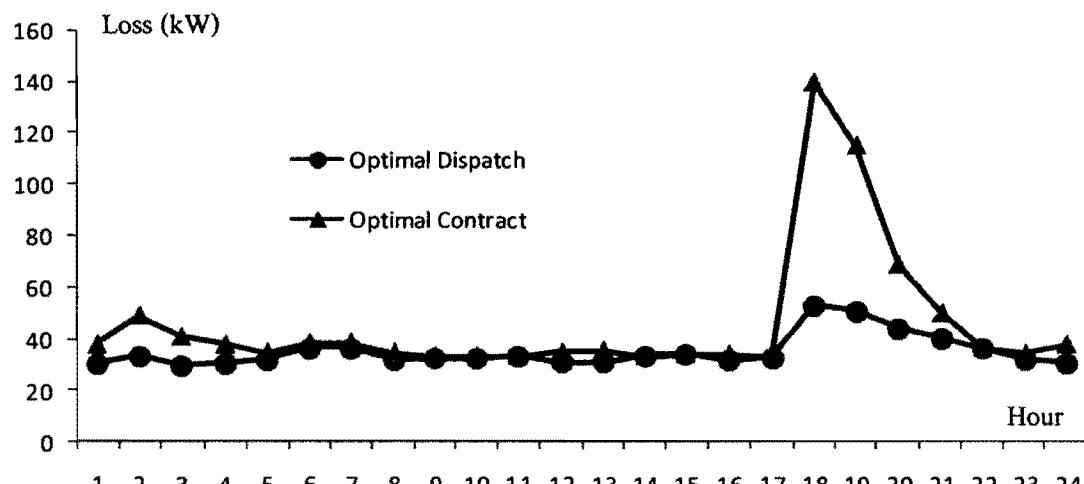
ตารางที่ 7.2 กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ต่ำที่สุดในแต่ละชั่วโมง

ชั่วโมงที่ 24	
3.448447894	0.03037605
3.029379157	0.03353884
3.306994329	0.02964108
3.448753463	0.03030224
3.722034514	0.03203911
4.428922909	0.03621914
4.423798918	0.03638553
3.727820372	0.03183009
3.886176632	0.03223905
3.89048826	0.03219227
4.032851986	0.03300935
3.609272373	0.03066528
3.604062326	0.03071081
4.028048049	0.03304474
4.171927048	0.03388669
3.749868871	0.03142512
3.881064433	0.0323444
6.236857017	0.05281567
5.946556849	0.05055346
5.247389494	0.04391596
4.833537757	0.03999513
4.195436295	0.03594322
3.729583958	0.03176989
3.45336241	0.03017833

จากตารางที่ 7.2 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมแสดงได้ดังรูปที่ 9.40 และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละชั่วโมงของกรณีที่เป็นทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม แสดงได้ดังรูปที่ 9.41



รูปที่ 7.40 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละชั่วโมง



รูปที่ 7.41 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ต่ำที่สุดในแต่ละชั่วโมง

จากรูปที่ 9.41 เห็นได้ว่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละชั่วโมงจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากกว่า การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยพัฒนาไฟฟ้าสูญเสียตลอดวันในกรณีแรกและหลังมีค่า 0.835 และ 1.09424 MWh ตามลำดับ ซึ่งจะเห็นว่าพัฒนาไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นลดลงไปจากการที่ไม่มี DG และ มี DG แต่จ่ายกำลังไฟฟ้าคงที่ที่ 7.5 MW อย่างที่แสดงในรูปที่ 7.4 ค่อนข้างมาก ในทางปฏิบัติเนื่องจากยังไม่มีการวางแผนข้อกำหนดและประเมินเกี่ยวกับเรื่องนี้ ทำให้การ

ดำเนินการเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจึงขึ้นไม่เกิดขึ้น อีกทั้งการไฟฟ้าผ่ายงานน้ำยังได้มีการเริ่มต้นพัฒนาระบบไฟฟ้าผ่ายงานน้ำย ให้เป็นไปในทิศทางระบบงานน้ำไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เช่น ในการลงทุนโครงสร้างมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading) เพื่อรับรู้ระบบเครือข่ายการวัดอัจฉริยะ (Smart Meter for Advanced Metering Infrastructure) รวมทั้งโครงการสถานีไฟฟ้าข่ายแบบอัตโนมัติ (Automation Substation) โดยการลงทุนระบบสื่อสารและสั่งการอุปกรณ์แบบอัตโนมัติ ทำให้ในอนาคตระบบงานน้ำไฟฟ้ามีโครงสร้างพื้นฐานรองรับที่จะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้า แม้ว่าสถานะที่ไม่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding Mode of Operation) โดยใช้ DG อันเป็นการใช้ประโยชน์สูงสุดจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าข่ายสำหรับอนาคต (Microgrid)

อย่างไรก็ตามข้อจำกัดที่สำคัญด้านเทคนิคของระบบ VSPP ยังมีอีกหลายด้านด้วยกันที่จะต้องมีการวิจัยปรับปรุง เช่น การวางแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้า ณ สถานะจริงของระบบที่ใช้ไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Combined Heat and Power; CHP) เช่นในโรงงานน้ำตาล การจัดการเชื้อเพลิงตลอดจนแผนการบำรุงรักษาระบบด้วยตัวเอง เนื่องจากเชื้อเพลิงประเภท ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ จัดเป็นเชื้อเพลิงจากชีวมวลซึ่งถือว่ามีปริมาณจำกัดในรอบฤดูกาลผลิตหนึ่ง ยกตัวอย่าง เช่น แกลบันและ chan อ้อย เป็นชีวมวลที่มีปริมาณทั้งปีจำกัดขึ้นอยู่กับปริมาณการปลูกข้าวและการปลูกอ้อย ตามฤดูกาล ซึ่งพบว่ามี VSPP ขนาดใหญ่เพียงบางรายเท่านั้น ที่มีศักยภาพในการจัดหาเชื้อเพลิงสำรองเพื่อผลิตไฟฟ้าขายได้ตลอดทั้งปีอย่างเพียงพอ ในส่วนก๊าซชีวภาพถึงแม้ว่าสำหรับ VSPP บางประเภท เช่น โรงไฟฟ้ากังหัน ก๊าซจากขยะ หรือมูลสัตว์ สามารถผลิตก๊าซได้อย่างต่อเนื่องแต่ต่อต่อการผลิตก๊าซก็มีค่าน้ำอย ด้วยเหตุนี้ จึงต้องมีการกักเก็บไว้ในถังกักเก็บเป็นปริมาณที่มากพอจึงจะเริ่มการผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งจะเห็นได้ว่าขั้นตอนอาจต้องอาศัยการวิจัยอีกมากเพื่อให้สามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจาก DG ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

บทที่ 8

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

การดำเนินธุรกิจด้านการผลิตไฟฟ้าแบบไม่รวมศูนย์ (Distributed Generation) ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นอีกมากในอนาคต ทั้งในโครงการที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Combined Heat and Power; CHP) และโครงการที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) จากผลการทดสอบแบบจำลองในงานวิจัยนี้ พบว่าทั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและที่จ่ายออกมานานาชาติ นิยมกระหนบอย่างสูงต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่เพิ่มขึ้นจากค่าไม่นำใจทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลงได้ จนกระทั่งกำลังการผลิตไฟฟ้า มากถึงค่าหนึ่งจะมีผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นมากกว่าตอนที่ไม่มี DG กระบวนการจัดการจัดการพลังงานไฟฟ้าสูญเสียดังกล่าว ในทางทฤษฎีสามารถดำเนินการได้ทั้งในขั้นตอนการวางแผนและดำเนินการ ณ เวลาจริง

ถึงแม้ว่าการจัดการเรื่องของตำแหน่งการเชื่อมต่อระบบ และขนาดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในขั้นตอนการวางแผนสามารถลดพลังงานสูญเสียลงได้มาก ดังที่เสนออยู่ในบทที่ 7 ของรายงานวิจัยฉบับนี้ ได้แสดงให้เห็นว่า เฉพาะการดำเนินการในส่วนของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสามารถทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงได้มาก แต่ยังไหร่ก็ตามปัจจุบันยังไม่มีการออกกฎหมายเกี่ยวกับการกำหนดราคากำลังงานโดยใช้ผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ทำให้ต้องมีการปรับระเบียบนำงส่วนเพื่อให้วิธีการที่นำเสนอสามารถใช้ได้จริง

สำหรับการจัดการในสถานะจริง ในปัจจุบันการไฟฟ้าได้เริ่มตระหนักรถึงปัญหาของการที่มี DG เชื่อมต่อ กับระบบจำหน่ายมากขึ้น และที่ผ่านมาได้เริ่มนิยมการดำเนินการบางเรื่อง เช่น ร้องขอให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลงในบางช่วงเวลา รวมทั้งการให้ DG ประเภทชิ้นโครนัสช่วยจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในบางช่วงเวลาเพิ่มขึ้น เป็นต้น แต่การดำเนินการร้องขอตั้งกล่าวมุ่งเน้นที่ผลของแรงดันในระบบ โดยยังไม่ได้ประเมินถึงพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย แต่การที่ไม่มีระเบียบรองรับทำให้การดำเนินการ ณ เวลาจริง เพื่อให้ DG สามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้ยังดำเนินการในลักษณะร่องข้อ และกระทำการได้เฉพาะโครงการที่ไม่ระบุขนาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าแน่นอน (Non-firm Contract) ซึ่งจากการทดสอบในบทที่ 7 พบว่าวิธีการจัดการ ณ เวลาจริง สามารถทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากกว่าในขั้นตอนการวางแผน อย่างไรก็ตามการนำไปสู่แนวทางการปฏิบัติจริงยังมีข้อจำกัดซึ่งต้องการการวิจัยเพิ่มเติมอีกมาก เช่น DG ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวนิว ชนิดอ้อย แกลน และก๊าซชีวภาพ เป็นเชื้อเพลิง จะต้องคำนึงถึงข้อจำกัดในทางปฏิบัติจริงที่สำคัญบางประการ

นอกเหนือจากข้อจำกัดปกติของการผลิตไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าประเภท CHP ของโรงงานน้ำตาล มีข้อจำกัดด้านสัดส่วนหรือปริมาณพลังงานทางความร้อนที่ต้องมีอย่างพอเพียง เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาล รวมถึงข้อจำกัดของปริมาณอ้อย ในแต่ละปีการผลิต สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้แก๊สเป็นเชื้อเพลิงมีข้อจำกัดด้านปริมาณเชื้อเพลิงเนื่องจากมีการแข่งด้านราคาแก๊ส และในกรณีโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวภาพมักพบข้อจำกัดด้านการจัดเก็บก๊าซ เพื่อให้มีปริมาณมากพอที่จะผลิตไฟฟ้าให้ได้อย่างต่อเนื่อง เป็นต้น

นอกจากที่กล่าวมาแล้วการดำเนินการและจัดการนโยบายอันเกี่ยวเนื่องกับการนำ DG มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อรับรับกับระบบไฟฟ้าย่อย (Microgrid) ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งมีความสามารถที่จะควบคุมการจ่าย荷ลด้วยตัวเองโดยที่ไม่ต้องเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding Operation) ซึ่งจำเป็นต้องวิจัยควบคู่ไปกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งปัจจุบันทั้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงได้มีการเริ่มวางแผนทาง (Road Map) ดำเนินการในเรื่องนี้ไว้บางส่วนแล้ว โดยการลงทุนเพิ่มเติมระบบในบางโครงการ เช่น โครงการมิเตอร์วัดไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading) โครงการสถานีไฟฟ้าย่อยแบบอัตโนมัติ (Substation Automation) เป็นต้น

เอกสารอ้างอิง

- [1] ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก, Available online; <http://www.eppo.go.th>
- [2] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากเฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration, Available; <http://www.pea.go.th>
- [3] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน, Available; <http://www.pea.go.th>
- [4] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration, Available; <http://www.pea.go.th>
- [5] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน, Available; <http://www.pea.go.th>
- [6] Federal Energy Manage. Program, U.S. Dept. Energy, "Using distributed energy resources," May 2002. [Online]. Available: <http://www.eren.doe.gov/femp/>
- [7] J. Eto, R. Lasseter, B. Schenkman, J. Stevens, H. Volkammer, D. Klapp, E. Linton, H. Hurtado, J. Roy, and N. J. Lewis, "CERTS Microgrid Laboratory Test Bed Report,"[Online]. Available: http://certs.lbl.gov/CERTS_P_DER.html
- [8] NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Available: <http://www.nist.gov/smartgrid>
- [9] IEEE P2030 Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation With the Electric Power System (EPS) and End-Use Applications and Loads, http://grouper.ieee.org/groups/scc21/2030/2030_index.html
- [10] <http://www.thailandindustrialtoday.com>
- [11] http://www.vanwestholland.com/turbo_blower_parts.html
- [12] <http://www.ventekenergy.com>
- [13] <http://biomassmagazine.com>
- [14] <http://www.news.cornell.edu/stories/Jan10/CHPopening.html>
- [15] <http://www.energy-green.tk/wp-content/uploads/Biomass-10.jpg>
- [16] <http://www.wedotanks.com/anaerobic-aerobic-wastewater-treatment-plant.asp>
- [17] <http://www.waste2energyworld.com/pyrolysis.htm>

- [18] H. L. Willis and W. G. Scott, *Distributed Power Generation Planning and Evaluation*. New York: Marcel Dekker, 2000.
- [19] A. M. Borbely, R. Brent, J. Brouwer, S. Cherian, and P. S. Curtiss, "Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium," Boca Raton, FL: CRC Press, 2001.
- [20] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, and K. Fröhlich, "Energy hubs for the future," *IEEE Power and Energy Magazine*, No. 1 vol. 5 Jan./Feb. 2007, pp. 24–30.
- [21] R. C. Dugan, T. E. McDermott, and G. J. Ball, "Planning for distributed generation," *IEEE Industry Application Magazine*, vol. 7, No. 2 Mar./Apr. 2001, pp. 80–88.
- [22] T. J. Hammons, "Integrating renewable energy sources into European grids," *International Journal of Electric Power Energy System*, vol. 30 Oct. 2008 No. 8, pp. 462–475.
- [23] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, "Integration of distributed generation in medium voltage grids and Protection issues," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 5, No. 3 Jul. 2009, pp. 167–186.
- [24] Thu Lan T. Nguyen, J. E. Hermansen and M. Sagisaka, "Fossil energy savings potential of sugar cane bio-energy systems," *Applied Energy*, Volume 86, Supplement 1, November 2009, pp. S132-S139.
- [25] T. Suramaythangkoor and S. H. Gheewala, "A Potential alternatives of heat and power technology application using rice straw in Thailand," *Applied Energy*, Volume 87, Issue 1, January 2010, pp. 128-133.
- [26] W. Amatayakul and C. Azar, "Determinants and land-use patterns of commercial cultivation of a fuel-wood crop in Thailand," *Energy for Sustainable Development*, Vol.12, Issue 1, Mar. 2008, pp. 22-32.
- [27] A. Evans, V. Strezov and T. J. Evans, "Sustainability considerations for electricity generation from biomass," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 14, Issue 5, June 2010, pp. 1419-1427.
- [28] R. M. Carlos and D. B. Khang, "A lifecycle-based success framework for grid-connected biomass energy projects," *Renewable Energy*, Volume 34, Issue 5, May 2009, pp. 1195-1203.

- [29] V. H. M. Mandez, J. R. Abbad and T. G. S. Roman, "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, No. 2, May 2006, pp. 533-539.
- [30] H. A. Gil and G. Joos, "Models for Quantifying the Economics Benefits of distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, No. 2, May 2008, pp. 327-335.
- [31] M. Thomson, D. Infield, M. Stokes, M. Rylatt, J. Mardaljevic, and K. Lomas, "Secondary distribution network power flow analysis," *Power and Energy Systems Conference*, Palm Springs, CA, 2003.
- [32] M. Thomson and D. G. Infield, "Network power- flow analysis for high penetration distributed micro-generation," presented at the CIRED 18th. International Conference of Electricity Distribution, Turin, Italy, 2005.
- [33] J. Teng, Y. Liu, C. Chen, and C.-F. Chen, "Value-based distributed generator placements for service quality improvements," *International Journal of Electric Power and Energy System*, vol. 29, no. 3, pp. 268–274, Mar. 2007.
- [34] J. Hong, "The Development, Implementation, and Application of Demand Side Management and Control (DSM+c) Algorithm for Integrating Micro-generation System within Built Environment," Doctoral thesis, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland, 2009.
- [35] Daroj K., "Enhance Benefits Use of Reactive Power from Small Power Producers (SPPs) to Reduce Real Power Loss in Distribution Systems", 31st Electrical Engineering Conference (EECON-31) 29-31 Oct. 2008, Royal Hills Golf Resort and Spa, Nakornnayok.
- [36] S. Horowitz, A. Phadke, and B. Renz, "The future of power transmission," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 34–40, Mar./Apr. 2010.
- [37] B. Maurhoff and G. Wood, "Dispersed generation reduce power costs and improve service reliability," *Proceedings of Rural Electric Power Conference*, May 2000, pp. C5/1–C5/7.
- [38] J. A. Greatbanks, D. H. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, and T. C. Green, "On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation," *IEEE Bologna Power Tech Conference*, Bologna, Italy, Jun. 23–26, 2003.

- [39] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks, Proceedings of 8th IEE Conference on Development of Power System Protection, 2004, pp. 315–318.
- [40] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with highpenetration of distributed generation," IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 19, No. 1 Jan. 2004, pp. 56–63.
- [41] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation," Proceedings IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, vol. 1, pp. 453–458.
- [42] P. M. Anderson, Power System Protection. New York: IEEE, 1998.
- [43] Kunder, P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill 1994.
- [44] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4 Jul./Aug. 2007., pp. 78–94.
- [45] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi,S. Papatlianassiou, and N. Hatziargyriou, "Making microgrids work," IEEE Power and Energy Magazine, May/Jun. 2008, pp. 40–53,
- [46] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids: An overview of ongoing research, development, and demonstration projects," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4 Jul./Aug. 2007, pp. 78–94.
- [47] [42] S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a smart grid," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 3, no. 5 Sep./Oct. 2005, pp. 34–41.
- [48] T. F. Garrity, "Getting smart," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 2 Apr.-Mar. 2008, pp. 38–45.
- [49] Engineering Thermodynamics 3rd edition, SI Units Version, R. K. Rajput.
- [50] Steam Its Generation and Use, The Babcock & Wilcox Company, 41st edition
- [51] The Jet Engine, Rolls-Royce 1996, 5th edition
- [52] Gas Turbine Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing 3rd edition

ភាគីនៃការងារ

ການພັນວາດ ກ 1

```
% This program obtains Bus Admittance Matrix for power flow calculation
% "Optimal Power Dispatch of Small Power Producers to Reduce Real Power
% Loss in Distribution System"

basemva = 100; accuracy = 0.0001; maxiter = 100; lamda=1;
j = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:,6);
nbr = length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));

Z = R + j*X; %branch impeance
y = ones(nbr,1)./Z; %branch admittance

Vm=0; delta=0; yload=0; deltad=0;
c=0;d=0;Nslackb=0;Nloadb=0;NPV=0;NQV=0;
% Defined column of Busdata
for k=1:nbus
    n=busdata(k,1);kb(n)=busdata(k,2); Vm(n)=busdata(k,3);
    delta(n)=busdata(k,4);Pd(n)=lamda*busdata(k,5);
    Qd(n)=lamda*busdata(k,6);
    Pg(n)=lamda*busdata(k,7); Qg(n) =
    busdata(k,8);Qmin(n)=busdata(k,9);
    Qmax(n)=busdata(k,10);Qsh(n)=busdata(k,11);

    if Vm(n) <= 0 Vm(n) = 1.0;
    else delta(n) = pi/180*delta(n);
        P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva; % Formulated P
        Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva; % Formulated Q
        S(n) = P(n) + j*Q(n); % Formulated S
    end
end
for k=1:nbus
    switch kb(k)
        case 0
            angleindex(k) = c + 1; % bus angle index
            c = angleindex(k);
            voltindex(k) = d + 1; % bus voltage index
            d = voltindex(k);
            Nloadb = Nloadb + 1;
        case 1
            Nslackb = Nslackb + 1;
        case 2
            angleindex(k) = c + 1; % bus angle index
            c = angleindex(k);
            NPV = NPV + 1;
    end
end
Nbangle = length(find(angleindex));
Nbvolt = length(find(voltindex)); % Matrix to convert
Matbangle = find(transpose([angleindex])); % Jacobian to real
Matbvolt = find(transpose([voltindex])); % bus index

Ybus = zeros(nbus,nbus); % initialize Ybus to zero
```

ການແນວດີ 2

```
% formation of the off diagonal elements
for k=1:nbr;
    Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end

% formation of the diagonal elements
% formation with tap a:1 in the reverse sides of tap 1:a
for n = 1:nbus
    for k = 1:nbr
        if nl(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
        elseif nr(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
        else, end
    end
end
Ym = abs(Ybus); teta = angle(Ybus);
```

ການພັດທະນາ 3

```
% Power flow calculation by Newton-Raphson method within PQ Limit
% "Optimal Power Dispatch of Small Power Producers to Reduce Real Power
% Loss in Distribution System"

maxerror = 1; converge = 1;
iter = 0;

%%%%%%%%%%%%% Start of iterations%%%%%%%%%%%%%

while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter % Test for max. power
mismatch

Jacobl = zeros(Nbangle);
Jacob2 = zeros(Nbangle,Nvolt);
Jacob3 = zeros(Nvolt,Nbangle);      %Initializing Jacobian matrix
Jacob4 = zeros(Nvolt);

iter = iter+1;

%Formulated elements of Jacobian matrix J1
for mm = 1:Nbangle
    for n = 1:nbus
        m = Matbangle(mm);
        if n~=m
            Jacobl(mm,mm)= Jacobl(mm,mm)+%
Vm(m)*Vm(n)*Ym(m,n)*sin(teta(m,n)- delta(m) + delta(n));
        else ,end
    end
end
for mm = 1:Nbangle
    for nn = 1:Nbangle
        m = Matbangle(mm);
        n = Matbangle(nn);
        if n~=m
            Jacobl(mm,nn)= -Vm(m)*Vm(n)*Ym(m,n)*sin(teta(m,n)- delta(m)%
+ delta(n));
        else ,end
    end
end
%Formulated elements of Jacobian matrix J2
for mm = 1:Nbangle
    for nn = 1:Nvolt
        m = Matbangle(mm);
        n = Matvolt(nn);
        if n == m
            Jacob2(mm,nn)= 2*Vm(m)*Ym(m,m)*cos(teta(m,m));
            for k = 1:nbus
                if k ~= m
                    Jacob2(mm,nn)= Jacob2(mm,nn)+%
Vm(k)*Ym(m,k)*cos(teta(m,k)- delta(m) + delta(k));
                end
            end
        else , end
    end
end
```

ການພັດທະນາຄ ອ 4

```

end
for mm = 1:Nbangle
    for nn = 1:Nbvolt
        m = Matbangle(mm);
        n = Matbvolt(nn);
        if n~=m
            Jacob2(mm,nn)= Vm(m)*Ym(m,n)*cos(teta(m,n))- delta(m) +
delta(n));
        else ,end
    end
end

%Formulated elements of Jacobian matrix J3

for mm = 1:Nbvolt
    for nn = 1:Nbangle
        m = Matbvolt(mm);
        n = Matbangle(nn);
        if n == m
            for k = 1:nbus
                if k ~= m
                    Jacob3(mm,nn)=
Jacob3(mm,nn)+Vm(m)*Vm(k)*Ym(m,k)*cos(teta(m,k)- delta(m)+delta(k));
                end
            end
        elseif n~=m
            Jacob3(mm,nn)= -Vm(m)*Vm(n)*Ym(m,n)*cos(teta(m,n)- delta(m) +
delta(n));
        else ,end
    end
end
%Formulated elements of Jacobian matrix J4
for mm = 1:Nbvolt
    m = Matbvolt(mm);
    Jacob4(mm,mm)= -2*Vm(m)*Ym(m,m)*sin(teta(m,m));
end
for mm = 1:Nbvolt
    for n = 1:nbus
        m = Matbvolt(mm);
        if n~=m
            Jacob4(mm,mm)= Jacob4(mm,mm)- Vm(n)*Ym(m,n)*sin(teta(m,n)-
delta(m) + delta(n));
        else ,end
    end
end
for mm = 1:Nbvolt
    for nn = 1:Nbvolt
        m = Matbvolt(mm);
        n = Matbvolt(nn);
        if n~=m
            Jacob4(mm,nn)= -Vm(m)*Ym(m,n)*sin(teta(m,n)- delta(m) +
delta(n));
        else ,end
    end
end
Jacob=[Jacob1 Jacob2;Jacob3 Jacob4];

```

ການພັນວົດ ກ 5

```
%-----Finished Jacobian Session-----%
-----%
```

```
    % Calculated P & Q at each Jacobian bus
Pcal = zeros(1,Nbangle);
for mm = 1:Nbangle
    m = Matbangle(mm);
    for k = 1:nbus
        Pcal(mm) = Pcal(mm) + Vm(m)*Vm(k)*Ym(m,k)*cos(teta(m,k)- delta(m)
+ delta(k));
    end
    Psched(mm)=P(m);
    DelP(mm) = Psched(mm) - Pcal(mm);
end
Qcal = zeros(1,Nbvolt);
for nn = 1:Nbvolt
    n = Matbvolt(nn);
    for k = 1:nbus
        Qcal(nn) = Qcal(nn) - Vm(n)*Vm(k)*Ym(n,k)*sin(teta(n,k)- delta(n)
+ delta(k));
    end
    Qsched(nn)=Q(n);
    DelQ(nn) = Qsched(nn) - Qcal(nn);
end
%-----Finished Calculatd P & Q-----
-----%
```

```
    % Updated angle and voltage each iteration
Delmat = inv(Jacob)*transpose([DelP DelQ]);
for mm = 1:Nbangle
    m = Matbangle(mm);
    ang(mm) = delta(m);
end
for nn = 1:Nbvolt
    n = Matbvolt(nn);
    volt(nn) = Vm(n);
end
angvolt = Delmat + transpose([ang volt]);
for m = 1:nbus
    for nn = 1:Nbangle
        n = Matbangle(nn);
        if n == m
            delta(m) = angvolt(nn);
        else , end
    end
end
for m = 1:nbus
    for nn = 1:Nbvolt
        n = Matbvolt(nn);
        if n == m
            Vm(m) = angvolt(nn+Nbangle);
        else , end
    end
end
for n = 1:nbus
```

ภาคผนวก ก 6

```

if busdata(n,2)==2
    Qcal(n) = 0;
    for k = 1:nbus
        Qcal(n)= Qcal(n)- Vm(n)*Vm(k)*Ym(n,k)*sin(teta(n,k))-delta(n)+delta(k));
    end
    Qg(n) = Qd(n)+Qcal(n)*basemva-Qsh(n);
    if Qg(n)< Qmin(n) | Qg(n)> Qmax(n)
        if Qg(n)< Qmin(n)
            Qg(n) = Qmin(n);
        elseif Qg(n)> Qmax(n)
            Qg(n) = Qmax(n);
        else end
        kb(n) = 0;
        Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
        c = 0;d = 0;
        for k=1:nbus
            switch kb(k)
            case 0
                angleindex(k) = c + 1; % bus angle index
                c = angleindex(k);
                voltindex(k) = d + 1; % bus voltage index
                d = voltindex(k);
            case 2
                angleindex(k) = c + 1; % bus angle index
                c = angleindex(k);
            end
        end
        Nbangle = length(find(angleindex));
        Nbvolt = length(find(voltindex)); % Matrix
    to convert
    Matbangle = find(transpose([angleindex])); % Jacobian
    to real
    Matbvolt = find(transpose([voltindex])); % bus
    index
    maxerror = 1;
    else , end
    else,end
end
maxerror = max(abs(Delmat));
end
%%%%%%%%%%%%...End While Loop.....%%%%%%%%%%%%

if iter == maxiter & maxerror > accuracy
    fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converged after ')
    fprintf('%g', iter), fprintf(' iterations.\n\n')
    fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the
results \n')
    converge = 0; pause, else, end

if converge ~= 1
    tech= ('ITERATIVE SOLUTION DID NOT CONVERGE'); else,
    tech= ('Power Flow Solution by Newton-Raphson Method');
end
V = Vm.*cos(delta)+j*Vm.*sin(delta);
deltad=180/pi*delta;

```

ການພັນວັດ 7

```
i=sqrt(-1);
k=0;
P = zeros(1,nbus);
for m = 1:nbus
    for k = 1:nbus
        P(m)= P(m)+Vm(m)*Vm(k)*Ym(m,k)*cos(teta(m,k))- delta(m) +
delta(k));
    end
end
Q = zeros(1,nbus);
for n = 1:nbus
    for k = 1:nbus
        Q(n)= Q(n)-Vm(n)*Vm(k)*Ym(n,k)*sin(teta(n,k))- delta(n) +
delta(k));
    end
end
for n = 1:nbus
    if kb(n) == 1
        k=k+1;
        S(n)= P(n)+j*Q(n);
        Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);      %june 97
    elseif kb(n) ==2
        k=k+1;
        S(n)=P(n)+j*Q(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);    % June 1997
    end
    yload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n))/(basemva*Vm(n)^2);
end
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad'; loss=sum(P);
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);
```

ການພັນວັດ 8

```
% Formulated Curl of Power loss by angle and voltage magnitude
% "Optimal Power Dispatch of Small Power Producers to Reduce Real Power
% Loss in Distribution System"

CurlPLa = zeros(Nbangle,1);

for m = 1:Nbangle
    k = Matbangle(m);
    for l = 1:nbus
        if k ~= l
            termkl = Vm(k)*Vm(l)*Ym(k,l)*sin(teta(k,l)-
delta(k)+delta(l));
            termlk = -Vm(k)*Vm(l)*Ym(k,l)*sin(teta(k,l)-
delta(l)+delta(k));
            CurlPLa(m,l)= CurlPLa(m,l) + termkl + termlk;
            PPP(m,l) = termkl + termlk;
        end
    end
end

CurlPLv = zeros(Nbvolt,1);

for m = 1:Nbvolt
    k = Matbvolt(m);
    for l = 1:nbus
        if k ~= l
            termkl = Vm(l)*Ym(k,l)*cos(teta(k,l)-delta(k)+delta(l));
            termlk = Vm(l)*Ym(k,l)*cos(teta(k,l)-delta(l)+delta(k));
            CurlPLv(m,l)= CurlPLv(m,l) + termkl + termlk;
            VVV(m,l) = termkl + termlk;
        end
    end
    CurlPLv(m,1)= CurlPLv(m,1)+2*Vm(k)*Vm(k,k)*cos(teta(k,k));
end

CurlPLav = [CurlPLa;CurlPLv];
CurlPloss = inv(transpose(Jacob))*CurlPLav;
```

ກາລົມວັດກ 9

```
% This program prints the power flow solution in a tabulated form
% on the screen.

*clc
disp(tech)
fprintf('Maximum Power Mismatch = %g \n', maxerror)
fprintf('No. of Iterations = %g \n\n', iter)
head =[ ' Bus Voltage Angle -----Load----- ---Generation---
Injected'
' No. Mag. Degree MW Mvar MW Mvar
Mvar '
'];
disp(head)
for n=1:nbus
    fprintf(' %5g', n), fprintf(' %7.3f', Vm(n)),
    fprintf(' %8.3f', deltag(n)), fprintf(' %9.3f', Pd(n)),
    fprintf(' %9.3f', Qd(n)), fprintf(' %9.3f', Pg(n)),
    fprintf(' %9.3f ', Qg(n)), fprintf(' %8.3f\n', Qsh(n))
end
fprintf(' \n'), fprintf(' Total ')
fprintf(' %9.3f', Pdt), fprintf(' %9.3f', Qdt),
fprintf(' %9.3f', Pgt), fprintf(' %9.3f', Qgt), fprintf(
%9.3f\n\n', Qsht)
```

ການພັນວິດ 10

```
% This program is used in conjunction with LFNNewton
% for the computation of line flow and line losses.

SLT = 0;
fprintf('\n')
fprintf('                                     Line Flow and Losses \n\n')
fprintf('      --Line-- Power at bus & line flow    --Line loss--\n')
Transformer\n')
fprintf('      from   to      MW       Mvar       MVA       MW       Mvar
tap\n')

for n = 1:nbus
busprt = 0;
for L = 1:nbr;
if busprt == 0
fprintf('      \n'), fprintf('%6g', n), fprintf('      %9.3f',
P(n)*basemva)
fprintf('%9.3f', Q(n)*basemva), fprintf('%9.3f\n',
abs(S(n)*basemva))

busprt = 1;
else, end
if nl(L)==n      k = nr(L);
In = (V(n) - a(L)*V(k))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(n);
Ik = (V(k) - V(n)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
elseif nr(L)==n  k = nl(L);
In = (V(n) - V(k)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(n);
Ik = (V(k) - a(L)*V(n))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
else, end
if nl(L)==n | nr(L)==n
fprintf('%12g', k),
fprintf('%9.3f', real(Snk)), fprintf('%9.3f', imag(Snk))
fprintf('%9.3f', abs(Snk)),
fprintf('%9.3f', real(SL)),
if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
fprintf('%9.3f', imag(SL)), fprintf('%9.3f\n', a(L))
else, fprintf('%9.3f\n', imag(SL))
end
else, end
end
end
SLT = SLT/2;
fprintf('      \n'), fprintf('      Total loss           ')
fprintf('%9.3f', real(SLT)), fprintf('%9.3f\n', imag(SLT))
%clear Ik In SL SLT Skn Snk
```

ภาคผนวก ข

Optimal Scheduling of Biomass-Based Distributed Generator to Reduce Real Power Loss; Considering Limitation of Energy Supply

Komson Daroj

Department of Electrical and Electronics Engineering, Faculty of Engineering,
Ubonratchathani University, Phone 045-353367, Fax 045-353333, E-mail: daroj@hotmail.com

Abstract

The framework of planning for scheduling biomass based Distributed Generator (DG) to reduce real power loss in a distribution system is proposed in this paper. The proposed methodology is formulated as an optimization problem with considering limitation of energy supply. A linear programming in accordance with sensitivity factors; real power loss to apparent power injected from synchronous DG, is adopted to solve for the optimal solution, which is the annual scheduled plan of DG. A 38-bus radial distribution system is examined to verify the potential of the proposed method for implementing in a real system.

Keywords: distributed generator, limit energy supply, real power loss, distribution system, sensitivity.

1. INTRODUCTION

Biomass energy has significant impact to energy policy and management of several agricultural countries including Thailand, which is recognized as one of the world leaders in agricultural production and export [1]–[3]. Biomass resources, especially agricultural residues e.g., bagasse, rice husk, palm oil wastes, and wood residues are abundant in the country. Traditionally, biomass has been burned for using as energy source in rural of Thailand for decades. Rice husk can be used as heat source in the brick-manufacturing industry and as bedding material for animals. Besides, rice straw and bagasse are already used as raw material in pulp and paper manufacturing process. It is also extensively used for various applications e.g., animal feed, compost, and soil conditioner on agricultural land [4].

In 2002, the Very Small Power Producers (VSPPs) program was established under Thailand's energy policies in supplement to the existing Small Power Producers (SPPs) program. The VSPPs program allows a generator of a private entity, state agency, state-owned enterprise or an individual with his own generating unit to sell no more than 10 MW of electrical power to the distribution utility. Connecting to the grid may be accessed through distribution or sub-transmission lines of the Provincial Electricity Authority (PEA) or Metropolitan Electricity Authority (MEA). Objectives of the additional program are to promote efficient use of domestic natural resources which will help decrease expenditure from imported fuel [5]. In addition, others key objectives are to promote optimum use of energy by using efficient electricity generation, and to alleviate the government's investment burden in the electricity generation and distribution systems. However, preliminary regulations trial by various government

agencies regarding energy related affairs have not been fully verified. This provides the opportunity for researcher to propose administered strategies and technologies to compatible with the new paradigm.

According to the main objectives of VSPPs program, production of electricity has to use renewable energy resources, e.g. biomass or biogas, photovoltaic, wind and micro-hydro. Although amount of these energy resources depends mainly on government policies and drought, however it can be forecasted after harvest season with high degree of accuracy [6]. Rice husk and bagasse are by products of the rice milling and sugar cane processes, which can be stored for a future use [3]. Since VSPPs program was launched, bio-energy has more valuable as a result it became a competitive energy source for electricity production industry. From [5], biomass-based power plants have the most impact to the system consisting of 53 projects with installed capacity of 720 MW. These are 42.1% of the total number of the existing SPPs's projects, which contributes to 82.6% in term of capacity signed under the Power Purchase Agreement (PPA).

According to the size and connected location, generators under VSPPs program can be classified into a broad definition of DG. This kind of generation has significance impacts to the system both in a normal operation and transient state. In a steady state view point, benefits of using DG to reduce loss and improve voltage profile are basically interested [7]–[9]. In literatures, this can be achieved through both the planning and real time operation procedures. From planning perspective, selecting the optimal type, size and location of the DG are interested in literatures. These schemes always have limitation for a real implementation in practice. For example, in Thailand, gaining benefits from DG under VSPPs program through planning stage cannot be implemented owing to type, size, and location of DG are normally proposed by private sectors without intervention from the government agencies. Thus, enhance benefits use from DG in real time operation is very interested scheme.

In this paper, the scheduling plan for dispatching biomass based Distributed Generator (DG) to reduce real power loss in a distribution system is proposed. This is a real power management scheme, which can be applied in real time operation. It is formulated as an optimization problem with considering limitation of energy supply. A linear programming together with sensitivity factors of real power loss to apparent power are adopted to solve for the optimal solution, which is the annual scheduled plan of DG. A 38-bus radial distribution system is examined to verify the potential of the proposed method for implementing in a real system.



2. PROBLEM FORMULATIONS

Consider a system comprised N buses. Subscripts G , P and Q are denoted for generation bus, real and reactive power respectively. The superscripts \min and \max represent minimum and maximum values. The calculation framework can be described as follow;

2.1 Real Power Loss Sensitivity Factors

Real power loss of a system can be expressed in (1).

$$P_{loss} = \sum_{a=1}^N \sum_{b=1}^N |V_a| |V_b| |Y_{ab}| \cos(\theta_{ab} - \delta_a + \delta_b) \quad (1)$$

where

$|V_a|$ and $|V_b|$ are the voltage magnitude at bus- a and b ,

$|Y_{ab}|$ is the magnitude of elements of bus-admittance matrix, at row- a and column- b ,

θ_{ab} is the angle of Y_{ab} , and

δ_a and δ_b are the angle of V_a and V_b respectively.

To obtain $\partial P_{loss} / \partial P_k$ and $\partial P_{loss} / \partial Q_k$, we first calculate $\partial P_{loss} / \partial \delta_k$ and $\partial P_{loss} / \partial |V_k|$ defined by (2) and (3).

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_k} = \sum_{u \in k} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_u} \cdot \frac{\partial P_u}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_u} \cdot \frac{\partial Q_u}{\partial \delta_k} \right] \quad (2)$$

and

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} = \sum_{u \in k} \left[\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_u} \cdot \frac{\partial P_u}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_u} \cdot \frac{\partial Q_u}{\partial |V_k|} \right]. \quad (3)$$

These relationships can be presented in (4).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_k} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} \end{bmatrix} = [J]^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{loss}}{\partial Q_k} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

where the terms $\partial P_{loss} / \partial \delta_k$ and $\partial P_{loss} / \partial |V_k|$ can be obtained from (5) and (6) respectively. The $[J]$ is a Jacobian matrix used in a traditional Newton-Raphson power flow.

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \delta_k} = \sum_{a=1, \neq k}^n |V_a| |V_{ka}| |Y_{ka}| \sin(\theta_{ka} - \delta_k + \delta_a) \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{loss}}{\partial |V_k|} &= \sum_{a=1, \neq k}^n |V_a| |Y_{ka}| \sin(\theta_{ka} - \delta_k + \delta_a) \\ &+ 2 |V_k| |Y_{kk}| \sin \theta_{kk} \end{aligned} \quad (6)$$

The term $\partial P_{loss} / \partial P_k$ and $\partial P_{loss} / \partial Q_k$ are real power loss sensitivity factors due to an incremental change of real and reactive power at bus- k , which can be solved from (4).

2.2 Loss Minimization of a Specified Period

Minimizing real power loss for a specified time period T with considering energy limit can be stated as below.

$$\text{Minimize } \sum_{h=1}^T \sum_{g \in G} \left(\frac{\partial P_{loss,h}}{\partial P_{g,h}} P_{g,h} + \frac{\partial P_{loss,h}}{\partial Q_{g,h}} Q_{g,h} \right) \quad (7)$$

subject to

$$S_{schi} = \sum_{j=1, \neq i}^N S_{ij} \quad (7a)$$

$$E_T = \sum_{h=1}^T (P_{g,h} \times h) \quad (7b)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (7c)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_g \leq Q_g^{\max} \quad (7d)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (7e)$$

The objective function of (7) is to minimize real power loss for a specified period T according to real and reactive power dispatching. Equality constrains (7a) are power flow balancing. Equality (7b) is an energy limited supply constraint amount of E_T for a specified duration T . The duration of T may be selected based on a cycle of a load profile e.g., daily, weekly monthly or seasonally. The inequality constraints (7c) and (7d) are to ensure that the injected real and reactive power are within specified limit, whereas constraint (7e) is to confirm that all bus voltage magnitude are within an acceptable range.

2.3 Global Loss Minimization

The objective function (7) presented in section 2.2 has to be applied under a long enough period to obtain a global solution. However, load profile in a real system is periodical by nature thereby the extended condition to solve for a global solution by using a load cycle is described in this section as below.

For the real power loss minimized using (7); denoted as ΔL_T ; the total real power loss L of an extended period can be calculated from (8).

$$L = \frac{E}{E_T} \times \Delta L_T \quad (8)$$

For an incremental change of power $\Delta P_{g,h} + j \Delta Q_{g,h}$ added to the solution of objective function (7), the adjusted total real power loss $L + \Delta L$ is change to (9).

$$L + \Delta L = \frac{E \times \left(\Delta L_T + \frac{\partial P_{loss,h}}{\partial P_{g,h}} \Delta P_{g,h} + \frac{\partial P_{loss,h}}{\partial Q_{g,h}} \Delta Q_{g,h} \right)}{(E_T + \Delta P_{g,h})} \quad (9)$$

Subtract (8) from (9), we obtain the changed real power loss ΔL as stated in (10).

$$\Delta L = \frac{E \times \left(\frac{\partial P_{loss,h}}{\partial P_{g,h}} \Delta P_{g,h} + \frac{\partial P_{loss,h}}{\partial Q_{g,h}} \Delta Q_{g,h} - \frac{\Delta L_T}{E_T} \right)}{(E_T + \Delta P_{g,h})} \quad (10)$$

The optimal solution of (10) must be satisfied the condition state in (11).

$$\frac{\partial P_{loss,h}}{\partial P_{g,h}} \Delta P_{g,h} + \frac{\partial P_{loss,h}}{\partial Q_{g,h}} \Delta Q_{g,h} - \frac{\Delta L_T}{E_T} = 0 \quad (11)$$

A linear programming is used to obtain the optimal solution. However, due to limit of the page, the algorithm and flowchart for solving cannot be presented in this paper.



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 33 (EECON-33) 1-3 ธันวาคม 2553 จังหวัดเชียงใหม่ จัดโดย คณ. มห. มหา.

The 33rd Electrical Engineering Conference, 1-3 December 2010, Organized by KMUTT, CMU, MUT

3. TEST SYSTEM

A 38-bus radial distribution system from [9] as shown in Fig. 1 is adopted as a tested system.

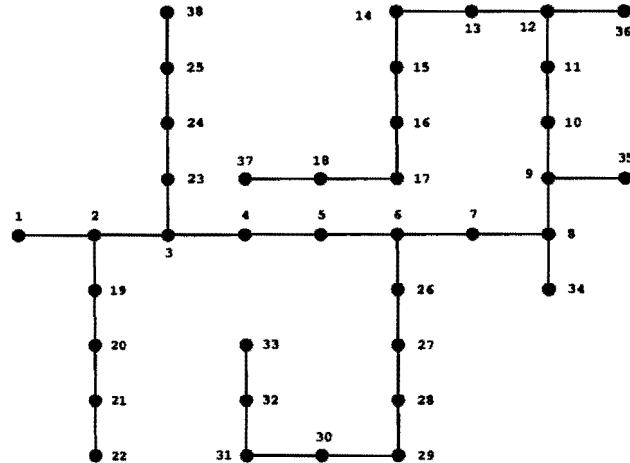


Figure 1 Network topology of a 38-bus radial distribution system

4. NUMERICAL RESULTS

In the simulation, we adopt some assumptions, which can be described as follow;

- cycle of a daily load profile as shown in the appendix is used in the study,
- DG is committed to a system all the time with capability of injecting power within its lower and upper limitations until its energy resource is empty.

Details of simulation with the obtained results can be described below.

4.1 Impact of DG Placement

To evaluate the broad-view impact of DG placement contribute to a system loss, the simulation is performed by connecting DG at each bus with power injection at its full capacity 10 MW. The obtained result of loss reduction in this case is shown in the appendix. For convenience, the daily loss reduction is illustrated in Fig. 2.

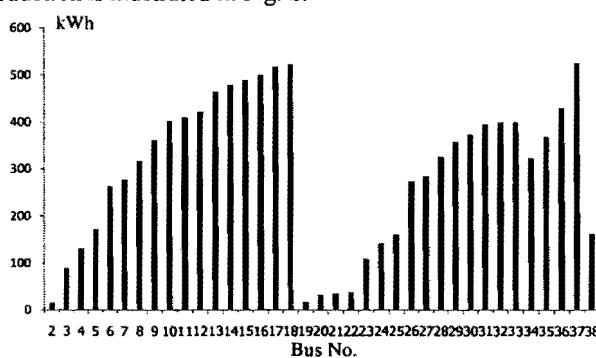


Figure 2 Daily loss reduction of connecting 10 MW DG at each bus

4.2 Optimal Daily Loss for a Specified Energy Reserve

In this case, we first calculate the minimal loss for an allocated energy-supply on a daily basis. The obtained result can be shown in Fig. 3.

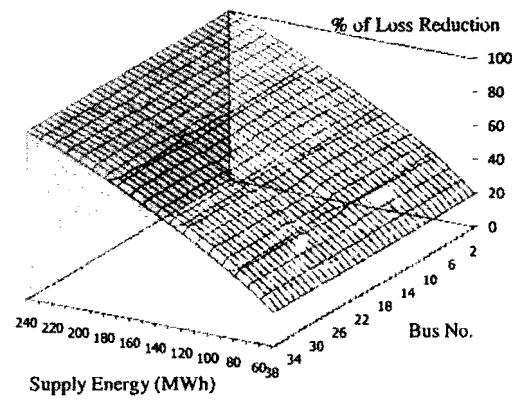


Figure 3 Percentage of Loss Reduction

From Fig. 3, it reveals that the trend of loss reduction in percent compare with its based-case is quite similar regardless from the location of DG. Moreover, the reduction of the system loss is depended on the limitation of energy supply.

4.3 Generation Scheduling

Scheduling plan for DG is varied according to the location of DG and its energy reserve. In the Simulation, DG at bus No. 37 has the most impact to reduce the system loss. Daily scheduling of this unit according to a specified amount of energy reserved can be shown in Fig 4.

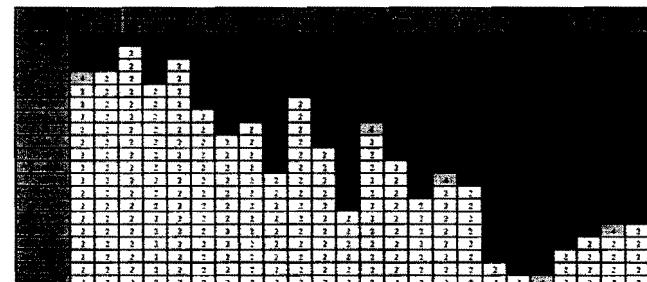


Figure 4 Optimal Dispatching of DG at Bus No. 37

4.4 Optimal Loss Reduction and Generation Scheduling

The optimal scheduling plan for DG can be calculated according to the proposed methodology as presented in section 2.3, which can be shown in Fig. 5.

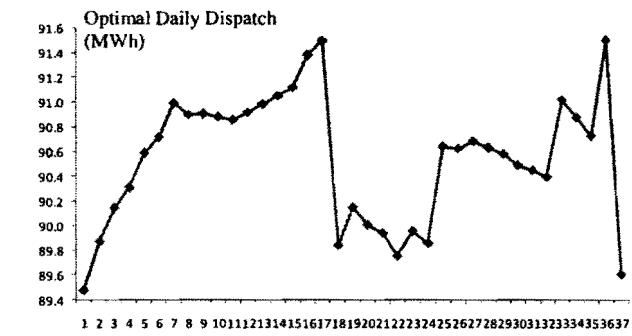


Figure 5 Optimal volume of energy dispatch

It should be noted that the optimal scheduled energy are quite the same regardless of the connected location of DG.



การประชุมวิชาการงานวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 33 (EECON-33) 1-3 ธันวาคม 2553 จังหวัดเชียงใหม่ จัดโดย จุฬาฯ นวม. นภ. นกม.

The 33rd Electrical Engineering Conference, 1-3 December 2010, Organized by KMUTT, CMU, MUT

