บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง [1][4]

ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power Systems) หมายถึง โครงข่ายที่รวบรวมระบบและอุปกรณ์ต่างๆ เข้าด้วยกันเพื่อทำการเปลี่ยนรูปพลังงานที่ไม่ใช่ไฟฟ้าไปเป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบที่ต้องการ และส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าด้วยระดับแรงดันไฟฟ้าสูงๆ ไปยังแหล่งหรือระบบใช้งานในรูปโครงข่ายปิดขนาดใหญ่ ซึ่งจะแปลงพลังงานไฟฟ้าเหล่านี้ไปใช้งานในรูปของพลังงานที่ไม่ใช่ไฟฟ้า ระบบไฟฟ้ากำลังใช้งานที่ดีนั้นจะต้องคำนึงถึง ระบบความปลอดภัยความมั่นคงมีประสิทธิภาพเป็นที่น่าเชื่อถือ ราคาประหยัดเหมาะสมตามหลักเศรษฐศาสตร์และผลกระทบต่อสภาวะแวดล้อม โดยเป็นระบบที่เป็นที่ยอมรับของสังคมท้องถิ่นโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังไม่ว่าจะเป็นระบบเล็กหรือระบบใหญ่จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ระบบที่สำคัญ

2.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้า (Generating System) กระบวนการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งานต้องอาศัยโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง และระบบส่งไฟฟ้ามีส่วนประกอบอื่นๆ เช่นหม้อแปลงไฟฟ้า ลานไกไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เป็นต้น โรงไฟฟ้าจะทำหน้าที่ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้มีความเพียงพอกับความต้องการใช้งานไฟฟ้าตลอดเวลา โดยการทำงานจะอาศัยเครื่องต้นกำลังซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานต่าง ๆ ให้เป็นพลังงานกลเพื่อขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งพลังงานที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าได้แก่ พลังงานน้ำ พลังงานความร้อน พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น จากลานไกไฟฟ้ากระแสไฟฟ้าจะไหลตามสายส่งเพื่อเข้าสู่สถานีไฟฟ้าแรงสูง และจะทำการลดแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมก่อนจะส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และที่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ที่รับผิดชอบในการส่งจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า บ้านเรือนประชาชนทั่วไป และตามโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าสามารถแยกตามประเภท ลักษณะและวิธีการในการผลิตได้ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ โรงไฟฟ้าที่อาศัยหลักการของการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำการเปลี่ยน แปลงสภาพของน้ำจากสถานะพลังงานศักย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยความแตกต่างของระดับน้ำเหนือเขื่อนและท้ายเขื่อนมาใช้หมุนกังหันน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า องค์ประกอบหลักของโรงไฟฟ้าประกอบด้วย เขื่อนกักเก็บน้ำ ท่อส่งน้ำ กังหันน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีค่าบำรุงรักษาน้อย สามารถเดินเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าได้รวดเร็ว อายุการใช้งานนาน ผลพลอยได้จากอ่างเก็บน้ำในการชลประทาน การเกษตรกรรม เป็นต้น เหมาะกับการใช้ผลิตไฟฟ้าเสริมช่วงที่ต้องการไฟฟ้าสูงสุด หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังน้ำแสดงดังภาพที่ 2.1

ภาพที่ 2.1 หลักการทำงานและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

2. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ คือโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลัง ซึ่งจะได้พลังงานจากการเผาไหม้ของส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซล กับอากาศความดันสูงจากเครื่องอัดอากาศในห้องเผาไหม้ เกิดเป็นไอร้อนที่มีความดันและอุณหภูมิสูงไปขับดันใบกังหัน เพลากังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซมีประสิทธิภาพประมาณ 25 % สามารถเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็ว เหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและกรณีฉุกเฉินหลักการทำงานโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ แสดงดังภาพที่ 2.2

ภาพที่ 2.2 หลักการทำงานโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

3. โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกังหันไอน้ำ คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกังหันไอน้ำเป็นเครื่องต้นกำลัง โดยอาศัยเชื้อเพลิงหลายอย่าง เช่น น้ำมันเตา ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น หลักการทำงานเบื้องต้นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกังหันไอน้ำแสดงดังภาพที่ 2.3

ภาพที่ 2.3 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนกังหันไอน้ำ

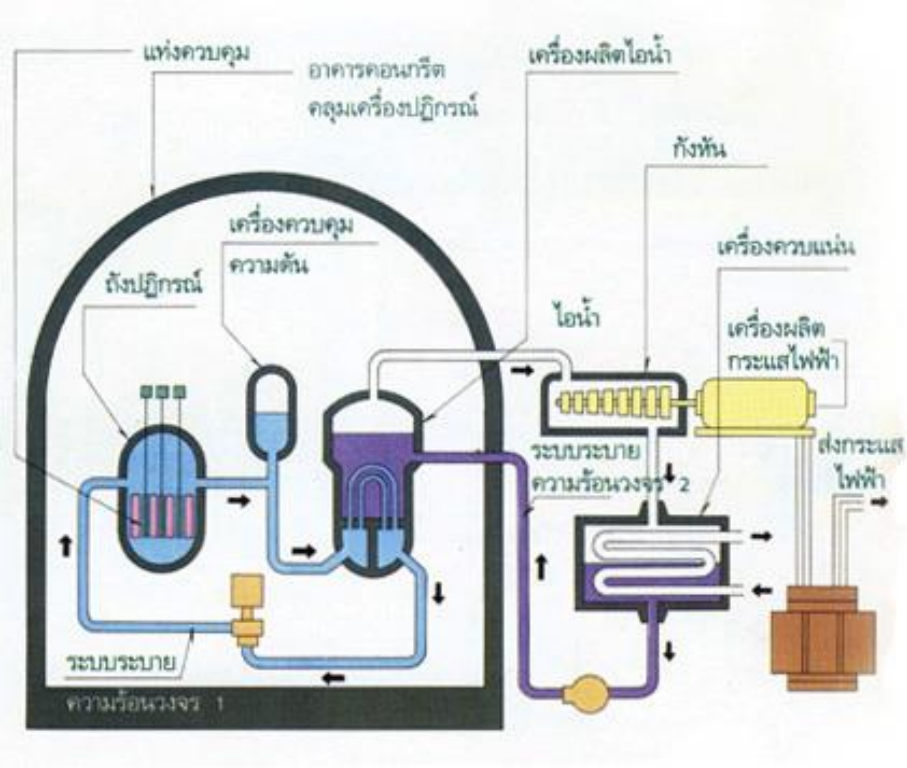
เครื่องกังหันไอน้ำเป็นเครื่องจักรกลความร้อนที่อาศัยหลักการเทอร์โมไดนามิกส์ (Thermodynamics) อาศัยหลักการวัฏจักรแรนคิน (Rankin Cycle) โดยใช้น้ำ เป็นตัวกลาง ซึ่งน้ำจะอยู่ในหม้อน้ำ (Steam Boiler) ได้รับความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจนทำให้กลายเป็นไอน้ำ ที่มีอุณหภูมิและความดันสูงไอน้ำ ที่มีอุณหภูมิ และความดันสูงจะเข้าเครื่องกังหันไอน้ำใช้ในการผลักใบกังหันให้หมุนขับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าออกมาได้

4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ประกอบด้วยโรงไฟฟ้า 2 ระบบร่วมกัน คือ โรงไฟฟ้ากังหัน-ก๊าซ และโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำนำความร้อนจากไอเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซซึ่งมีอุณหภูมิสูงถึง 550 องศาเซลเซียส มาต้มน้ำให้เป็นไอน้ำไปดันกังหันไอน้ำให้หมุนและจะต่ออยู่กับแกนเดียวกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องกังหันไอน้ำ จะขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าอีกเครื่องหนึ่งทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้น หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ดังภาพที่ 2.4

ภาพที่ 2.4 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

5. โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ คือโรงไฟฟ้าความร้อนชนิดหนึ่งซึ่งมีชื่อตามประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าทั้งนี้ ต้นกำเนิดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จะอาศัยพลังความร้อนที่เกิดขึ้นจากปฏิกิริยาฟิชชันของเชื้อเพลิงยูเรเนียม (Uranium) จะใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำ ที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ (Nuclear Reactor) เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์จะแบ่งออกตามชนิดของสารระบายความร้อน และสารหน่วงปฏิกิริยานิวตรอน แต่ที่นิยมใช้โดยทั่ว ๆ แบ่งออกเป็น 5 แบบ คือแบบน้ำ เดือด (Boiling Water Reactor) แบบอัดความดันน้ำ

(Pressurized Water Reactor) แบบอัดความดันน้ำ หนักมวล หรือแบบแคนดู (Pressurized Heavy - Water Reactor) แบบใช้ก๊าซฮีเลียมระบายความร้อน (High - Temperature Gas Cooled Reactor) และแบบแลกเปลี่ยนความร้อนโลหะเหลว (Liquid - Metal Fast Broader Reactor) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ แสดงดังภาพที่ 2.5

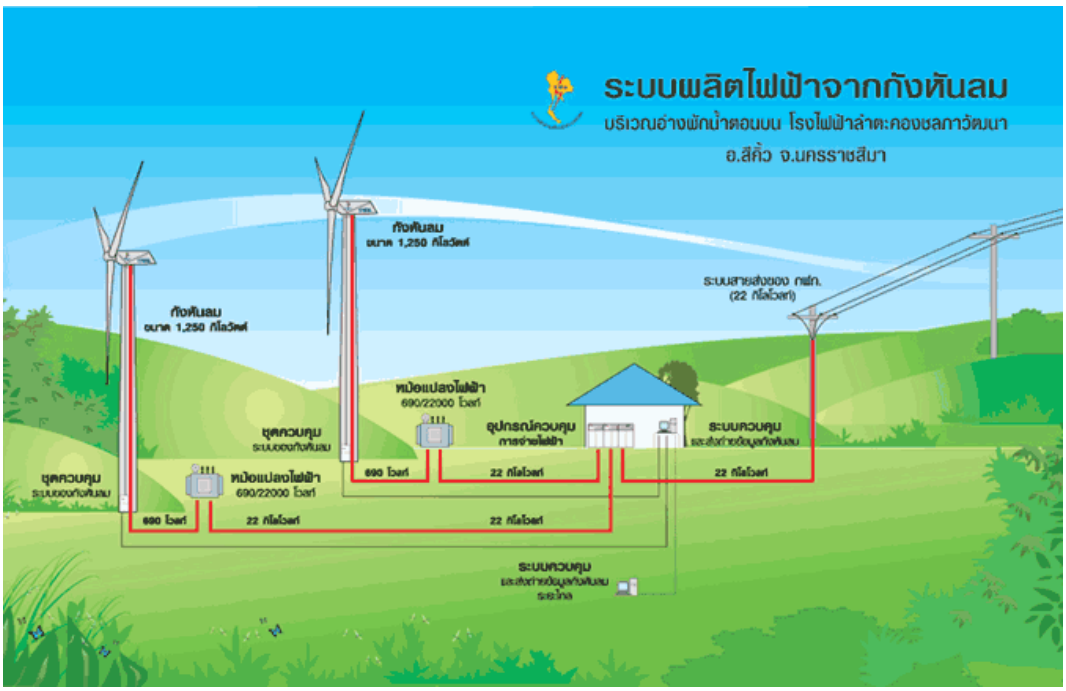


ภาพที่ 2.5 หลักการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

6. โรงไฟฟ้าดีเซล คือโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเหลวคือน้ำมัน โดยการเปลี่ยนพลังงานความร้อนที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงสันดาปภายในร่วมกับการอัดอากาศจะเกิดความร้อนให้เป็นพลังงานกล และนำไปขับหรือหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกทีหนึ่งโรงไฟฟ้าดีเซล แสดงดังภาพที่ 2.6 เครื่องดีเซลส่วนมากมักใช้กับเครื่องกำเนิดขนาดเล็กเหมาะสำหรับผู้ใช้ไฟที่ต้องมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับใช้ในกรณีฉุกเฉินหรือใช้จ่ายโหลดในช่วงระยะเวลาอันสั้น ๆ โรงไฟฟ้าดีเซลสามารถติดตั้งได้อย่างรวดเร็วและเคลื่อนย้ายสะดวก

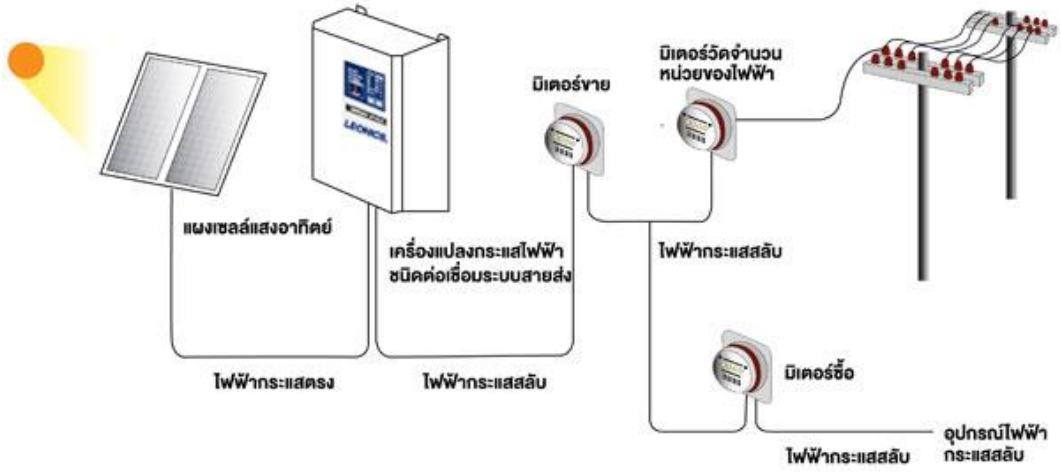
ภาพที่ 2.6 หลักการโรงไฟฟ้าดีเซล

7. โรงไฟฟ้าพลังงานลม จะใช้หลักการเหมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปแต่ตัวต้นกำลังขับคือแรงลมเมื่อลมพัดผ่านใบกังหัน (คล้ายใบพัดลมขนาดใหญ่) กังหันลมจะหมุน ซึ่งการหมุนนี้จะไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่กับเพลาความเร็วสูงหมุนไปตามความเร็วลมผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้กังหันลมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีส่วนประกอบที่สำคัญคือ ใบกังหัน ระบบควบคุม ระบบส่งกำลังและหอคอย การนำพลังงานลมมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมี 2 ลักษณะคือ แบบตั้งอิสระ (Standalone) และแบบต่อเข้ากับระบบสายส่ง การใช้พลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 2.7 โรงไฟฟ้าพลังงานลมปกติกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าจะทำงานที่ความเร็วลมตั้งแต่ 3 m/s ขึ้นไปจนถึง 12 m/s หากความเร็วลมสูงเกินไปจะมีระบบควบคุมการเบรกไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนเพื่อให้ระบบการทำงานมีความปลอดภัย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานลมลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น



ภาพที่ 2.7 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

8. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ที่เกิดขึ้นบนดวงอาทิตย์ ซึ่งพลังงานที่แผ่ออกมาจากดวงอาทิตย์จะอยู่ในรูปแบบคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ที่โลกได้รับมีค่าประมาณ 1.7x105 เทอราวัตต์ การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ามี 2 วิธี คือกระบวนการโฟโตวอลเทอิก (Photovoltaic Conversion) การเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าโดยตรงแสงที่ตกกระทบผ่านเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) และกระบวนการความร้อน (Solar Thermodynamics Conversion) จะเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นความร้อนแล้วเปลี่ยนต่อเป็นไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย 2 องค์ประกอบคือชุดเก็บสะสมความร้อนและอุปกรณ์เปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บริษัทโซลาร์ฟาร์มโคราช 1 อำเภอโนนสูง จังหวัดนครราชสีมา แสดงดังภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 การใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์จะทำจากสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน (Silicon) แกลเลียม อาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide)และอินเดียม ฟอสไฟด์ (Indium Phosphide) เป็นต้น เมื่อได้รับแสงอาทิตย์โดยตรงจะเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า และจะถูกแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและลบเพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อนำขั้วไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรงกระแสไฟฟ้าจะไหลเข้าสู่อุปกรณ์เหล่านั้นทำให้สามารถทำงานได้ แสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์แล้วจะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบและบวกขึ้นซึ่งได้แก่ อิเล็กตรอนและโฮส โครงสร้างรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์ เพื่อแยกพาหะนำไฟฟ้าชนิดอิเล็กตรอนไปที่ขั้วลบและพาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮสไปที่ขั้วบวกทำให้เกิดแรงดัน ไฟฟ้าแบบกระแสตรง ขั้วไฟฟ้าทั้งสองเมื่อต่อให้ครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไฟฟ้าแบบกระแสตรง ที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง เมื่อต่อครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไหลเข้าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนที่มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 4 นิ้ว กระแสไฟฟ้าได้ประมาณ 2-3 A และจะให้แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิดประมาณ 0.6 V กระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่มากนักดังนั้นเพื่อให้กำลังไฟฟ้ามากเพียงพอสำหรับใช้งาน จึงได้มีการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลาย ๆเซลล์มาต่อกันเรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules)

2.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Systems) หมายถึง ระบบที่รับแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตเพื่อส่งไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบผลิตกับระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเอง ระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นมีองค์ประกอบที่ซับซ้อนพอสมควร แต่พอจะสรุปเป็นส่วนประกอบหลักๆ ได้ดังนี้

1. สถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานไกไฟฟ้า (Step-up Substation or Switchyard) เป็นที่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและป้องกันความผิดปกติซึ่งอาจเกิดขึ้นระหว่างระบบผลิตกำลังไฟฟ้ากับระบบส่งกำลังไฟฟ้า มีหน้าที่หลักคือ แปลงแรงดันจากระบบผลิตให้สูงขึ้นในระดับต่าง ๆ เพื่อเข้าสู่ระบบส่งกำลังไฟฟ้าต่อไป

ภาพที่ 2.9 สถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานไกไฟฟ้า
(Step-up Substation or Switch Yard)

2. สายส่งกำลังไฟฟ้าหรือเรียกสั้น ๆ ว่าสายส่ง (Transmission Line) หมายถึง ระบบที่เชื่อมโยงระหว่างระบบผลิตกับระบบจำหน่ายเข้าด้วยกันหรือมีหน้าที่ขนส่งพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังศูนย์กลางการจำหน่ายที่เรียกว่าโหลดเซ็นเตอร์ (Load Center) โดย คำนึงถึงระยะทางและความประหยัด สายส่งไฟฟ้านั้นมี 2 ลักษณะ คือ สายส่งในลักษณะเหนือศีรษะ (Overhead Arial Line) ซึ่งจะมีสายเส้นเล็ก ๆ ขึงอยู่บนเสาส่งไฟฟ้าเรียกว่า “สายดินเหนือศีรษะ” (Over Head Ground Wire) ซึ่งถูกต่อตรงกับเสาโครงเหล็ก (Steel Tower) สายมีหน้าที่ป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่า

ภาพที่ 2.10 สายส่งไฟฟ้าในลักษณะเหนือศีรษะ

สายส่งไฟฟ้าอีกลักษณะหนึ่งนั้นคือใช้สายเคเบิลใต้ดิน (Under Ground Cable) หรือการติดตั้งสายเคเบิลในอุโมงค์เป็นที่นิยมใช้ในต่างประเทศ โดยเฉพาะในระบบโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ มักจะให้มีอุโมงค์สายเคเบิลอยู่ที่ชั้นใต้ดินของโรงงานซึ่งสายส่งในลักษณะนี้มีความซับซ้อนที่ต้องศึกษารายละเอียดโดยเฉพาะในเรื่องของ “Under Ground Cable” โดยตรง

ภาพที่ 2.11 สายเคเบิลในอุโมงค์ใต้ดิน

3. สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (Primary Substation or Bulk Power Substation) เป็นสถานีที่มีหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบสายส่งแรงสูงให้มีระดับแรงดันต่ำลงเพื่อส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) โดยใช้สายส่งไฟฟ้าย่อย (Sub Transmission Line) ต่อไป

ภาพที่ 2.12 สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง Primary Substation

สายส่งไฟฟ้าย่อย (Sub Transmission Line) เป็นสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่าง สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (Primary Substation) กับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation)

ภาพที่ 2.13 สายส่งไฟฟ้าย่อย (Sub Transmission Line)

ระดับแรงดันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ระดับแรงดันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่รับมาจากลานไกไฟฟ้าของระบบผลิตนั้นจะอยู่ในช่วง 115kV – 1,500kV โดยทั่ว ๆ ไปเรียกว่าไฟฟ้าแรงสูง (High Voltage) ซึ่งสามารถจำแนกชนิดของไฟฟ้าแรงสูงได้ตามระดับของแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

- แรงดันสูงมาตรฐาน (Standard-High Voltage) ใช้อักษรย่อ (H.V) จะมีระดับแรงดันในช่วง 115kV – 230kV

- แรงดันสูงเอ็กซ์ตรา (Extra-High Voltage) ใช้อักษรย่อ (E.H.V) จะมีระดับแรงดันอยู่ในช่วง 345kv – 765kV

- แรงดันสูงอัลตร้า (Ultra-High Voltage) ใช้อักษรย่อ (U.H.V) จะมีระดับแรงดันอยู่ในช่วง 1,000kV – 1,500kV

หมายเหตุ จากการศึกษาเกี่ยวกับระดับแรงดันของสายส่งไฟฟ้า (Transmission Line) และสายส่งไฟฟ้าย่อย (Sub Transmission Line) จะเห็นว่าการแยกประเภทของสายมิได้ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันใช้งานเป็นสำคัญ แต่ขึ้นอยู่กับการทำหน้าที่ของสายส่งและระยะทางที่ส่งมากกว่าดังนั้นจึงพบว่าสายที่ใช้กับแรงดันระดับเดียวกันอาจเป็นได้ทั้งสายส่งไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าย่อยแต่โดยทั่วไประดับแรงดันของสายส่งไฟฟ้าย่อยที่ถือเป็นมาตรฐานสากลจะอยู่ในช่วง 33kV–138kV ในขณะที่แรงดันของระบบสายส่งแรงสูงที่ใช้งานในประเทศไทยจะอยู่ในช่วง 69 – 500kV

การส่งกำลังไฟฟ้าในระดับแรงดันต่างๆนั้นสิ่งสำคัญที่สุดที่จะเป็นตัวกำหนดก็คือระยะทางในการส่งกำลังไฟฟ้าความเหมาะสมระหว่างแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับระยะทางแสดงไว้ในตาราง 2.1

ตารางที่ 2.1 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับระยะทางในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

แรงดันไฟฟ้า (kV)	ระยะทาง (km)
33 – 44	32 – 50
44 – 66	50 – 80
66 – 88	80 – 120
88 – 110	120 – 160
110 – 132	160 – 240
132 – 154	240 – 400
154 – 220	400 – 480

2.1.3 ระบบจ่ายหรือจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution Systems) หมายถึง ระบบที่ทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโหลด (Load) โดยรับแรงดันที่ถูกลดให้ต่ำ จนมีความเหมาะสมที่จะบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบจ่ายกำลังไฟฟ้ามีส่วนประกอบหลัก ๆ ดังนี้

1. สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) มีหน้าที่รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งย่อย (Sub Transmission Line) เพื่อแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลง แล้วส่งไปยัง สายจำหน่ายแรงสูง (Primary Distribution Line) ต่อไป สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายนี้จะมีความสำคัญรองลงมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (เพราะรับและส่งพลังงานน้อยกว่า) แต่ที่สำคัญคือต้องทำหน้าที่เป็นจุดเชื่อมโยงของสายส่งไฟฟ้าย่อย ที่ส่งมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางหลาย ๆ แห่ง จึงต้องมีการจัดวงจรตามความสำคัญของสถานีเพื่อส่งพลังงานต่อไปยังสายจำหน่ายแรงสูง

ภาพที่ 2.14 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation)

2. สายจำหน่ายแรงสูง (Primary Distribution Line) สายป้อนปฐมภูมิ (Primary Feeder) หรือสายป้อนแรงสูง (High Tension Feeder) มีหน้าที่รับแรงดันจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) เพื่อส่งเข้าหม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เพื่อแปลงให้เป็นแรงดันต่ำสู่ผู้ใช้หรือโหลดต่อไปโดยระดับแรงดันบนสายจำหน่ายแรงสูงนี้ที่รับมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายมีหลายระดับ สำหรับในประเทศไทยมีค่าอยู่ในช่วง 11kV – 33kV โดยจำแนกเป็น

- การไฟฟ้านครหลวง ใช้ระดับแรงดัน 12kV และ 24kV
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้ระดับแรงดัน 11kV, 22kV และ 33kV
- สายจำหน่ายแรงสูงนี้จะพบเห็นเดินอยู่รอบๆตัวเมืองและสามารถจำหน่ายให้กับระบบอุตสาหกรรมขนาดกลางได้

ภาพที่ 2.15 สายจำหน่ายแรงสูงหรือสายป้อน

2.2 ระบบไฟฟ้าในประเทศไทยและหน่วยงานที่รับผิดชอบในระบบไฟฟ้ากำลัง [4]

หน่วยงานที่ทำหน้าที่รับผิดชอบในการให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ประกอบไปด้วยหน่วยงานหลัก 3 หน่วยงาน อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งแต่ละหน่วยงานมีอำนาจหน้าที่ดังนี้

กฟผ. มีอำนาจหน้าที่ในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน โดยการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง , การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้พลังงานไฟฟ้ารายอื่นตามที่กฎหมายกำหนด รวมทั้งประเทศใกล้เคียง และดำเนินการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทางด้านพลังงานไฟฟ้า ตลอดจนงานอื่นๆ ที่ส่งเสริมกิจการของ กฟผ. อย่างไรก็ดีเพื่อให้สามารถดำเนินการตามวัตถุประสงค์ข้างต้น กฟผ. จึงมีหน้าที่รวมไปถึงการสร้างเขื่อน อ่างเก็บน้ำ โรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และสิ่งอื่นอันเป็นอุปกรณ์ประกอบต่างๆ รวมทั้งการวางแผนนโยบายควบคุมการผลิต การส่ง การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า และวัตถุเคมีจากลิกไนต์ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิตได้แก่ 500, 230, 115, 69, 33 และ 22 kV โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงเพื่อลดระดับแรงดันตามที่ผู้รับซื้อมีความต้องการ

กฟน. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟ โดยเป็นผู้รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer) มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟ ภายในเขตกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟระดับแรงดัน 69, 24 kV, 400 Volts และ 240 Volts

กฟภ. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟทั้งภายในและภายนอกประเทศ โดยเป็นผู้รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟ โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟระดับแรงดัน 115, 69, 33, 22 kV, 400 Volts และ230 Volts

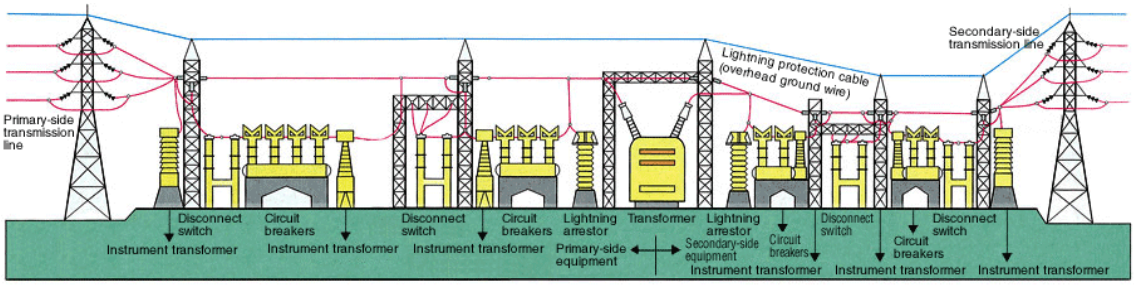
2.3 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) [4]

สถานีไฟฟ้าย่อย คือ สถานที่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมการไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบและอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นหรือต่ำลง มีสายส่งหรือโรงไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้าและมีอุปกรณ์ระบบควบคุมและป้องกันติดตั้งเพื่อตัดอุปกรณ์หลักออกขณะเกิดการลัดวงจรในสายส่ง หรือในระบบจำหน่าย หรืออุปกรณ์ภายในสถานีเกิดความเสียหาย เป็นต้น

ภาพที่ 2.16 สถานีไฟฟ้า

2.3.1 หน้าที่และวัตถุประสงค์ของสถานีไฟฟ้าย่อย

เป็นจุดเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นจุดปรับระดับแรงดันในระบบให้คงที่ก่อนส่งไปยังระบบอื่น เป็นจุดเชื่อมระหว่างระบบสายส่ง กับ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน และ นำพลังงานเข้าหรือ ออกจากระบบ เช่นระบบสายส่ง(ระบบ 115 kV) กับระบบจำหน่ายแรงสูง (ระบบ 230 kV) เป็นต้น เป็นจุดติดตั้งเครื่องมือวัด เพื่อวัดปริมาณทางไฟฟ้า เป็นจุดติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอน, อุปกรณ์ควบคุมและอุปกรณ์ป้องกัน เป็นจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร



ภาพที่ 2.17 อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

รูปแบบของสถานีไฟฟ้าแรงสูงสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งออกตามชนิดการฉนวนได้เป็น 2 แบบ คือ

1. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation: AIS) เป็นสถานีที่นิยมใช้มากเนื่องจากอุปกรณ์มีราคาถูก แต่จะต้องมีพื้นที่กว้างมากพอ ราคาที่ดินไม่แพง สภาพแวดล้อมเหมาะสม บางครั้งอาจเรียกว่า Conventional Substation หรือ Open Air Substation โดยออกแบบให้อุปกรณ์หลักต้องประกอบติดตั้งอยู่บนโครงเหล็ก ใช้อากาศเป็นฉนวนภายนอกระหว่างตัวนำแต่ละเฟส และระหว่างตัวนำกับดิน ซึ่งการออกแบบฉนวนขึ้นอยู่กับสภาวะบรรยากาศ คือ ความดัน อุณหภูมิ ความชื้น ความเปรอะเปื้อน ฝุ่นละออง ดังนั้นวิศวกรผู้ออกแบบ AIS จะต้องกำหนดการจัดวางอุปกรณ์ต่างๆ ให้ระยะห่างมีความปลอดภัยทางไฟฟ้า (Electrical Clearance) ทั่วไปมักเป็นชนิดอยู่กลางแจ้ง (Outdoor Substation) ซึ่งต้องคำนึงถึงมาตรการป้องกันฟ้าผ่าโดยตรง หรือผลสืบเนื่องอื่นๆ ทีเกิดจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่าอีกด้วย

ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ AIS คือ

- ออกแบบได้หลากหลายตามความต้องการของระบบ
- อุปกรณ์มีราคาถูก
- กรณีอุปกรณ์ใดเกิดเสียหาย เช่น เซอร์กิตเบรคเกอร์ (Circuit Breaker), ใบมีดตัด ตอน (Disconnecting Switch), หม้อแปลงวัดกระแส (Current Transformer), หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage Transformer), กับดักฟ้าผ่า (Surge Arrester), บัสบาร์ (Bus Bar) สามารถจัดหามาทดแทนได้ง่าย
- การขยายระบบหรือเปลี่ยนพิกัดอุปกรณ์ทำได้ง่าย
- การบำรุงรักษาง่าย สามารถทำได้เฉพาะตัวไม่กระทบกับอุปกรณ์ข้างเคียง
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF6 น้อยกว่า (ก๊าซ SF6 มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม)

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS คือ

- ต้องระมัดระวังเมื่อทำงานในพื้นที่สถานีไฟฟ้า
- ต้องเลือกฉนวนให้ถูกต้องตามสภาพแวดล้อม
- ต้องมีมาตรการป้องกันผลกระทบจากสัตว์
- ต้องออกแบบทั้งด้าน ไฟฟ้า และโยธา ทั้งหมด
- ต้องประกอบอุปกรณ์แต่ละตัว และติดตั้งบนฐานโครงเหล็กที่หน้างาน

2. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS) เป็นสถานีไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ต่างๆ ที่กล่าวมาข้างต้น ติดตั้งอยู่ภายในท่อโลหะ โดยการอัดก๊าซ SF6 เพื่อเป็นก๊าซฉนวนไว้ภายใน จึงสามารถลดระยะปลอดภัยทางไฟฟ้าลงได้ ทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS มีขนาดเล็กลงมาก สามารถออกแบบให้ติดตั้งแบบกลางแจ้ง ,ภายในอาคาร, ใต้พื้นดินหรือภายในอุโมงค์ก็ได้ โดยทั่วไปจะพิจารณาตามวัตถุประสงค์หลักของการติดตั้งใช้งาน เช่น ต้องการความเชื่อมั่นสูง , มีพื้นที่ว่างจำกัด ,ไม่ต้องการมีภาระการบำรุงรักษามาก เป็นต้น ดังนั้นปัจจุบันจึงมีความนิยมติดตั้งสถานีไฟฟ้าแบบ GIS กันมากขึ้น

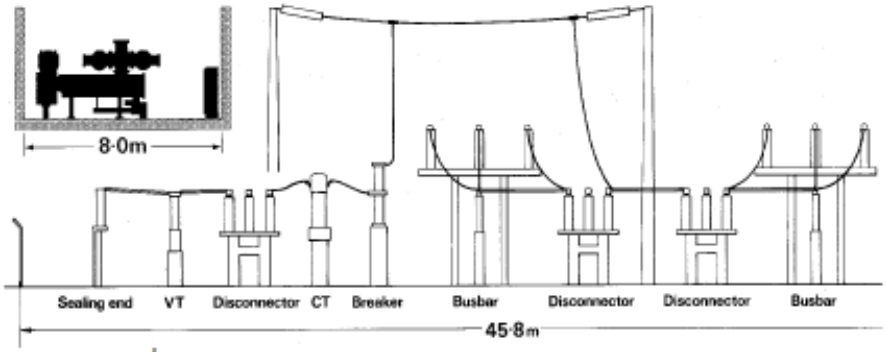
ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

- ใช้พื้นที่การก่อสร้างน้อยกว่า
- ติดตั้งได้รวดเร็วกว่า
- มีความปลอดภัยการใช้งานสูงกว่า
- ไม่มีผลกระทบจากมลภาวะภายนอก
- การบำรุงรักษาน้อยกว่า

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

- มีราคาอุปกรณ์แพงกว่ามาก
- การขยายหรือเพิ่มเติมต้องวางแผนล่วงหน้า และต้องใช้ผลิตภัณฑ์เดิม ซึ่งผู้ผลิตมักเสนอราคาสูงกว่าความเป็นจริง
- เมื่อมีความเสียหายระหว่างการใช้งาน เช่น หากเกิดฟอล์ท (Fault) ภายในจะหาตำแหน่ง ฟอล์ท ได้ยากกว่า และการซ่อมแซมมีความยุ่งยาก ทำให้เสียเวลาจ่ายไฟฟ้า (Outage Time) สูงกว่า
- หลังซ่อมหรือขยายเพิ่มเติม อาจต้องดับไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อทดสอบ Dielectric
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF6 มากกว่า ซึ่งมีราคาแพง และมีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม

ภาพที่ 2.18 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS แบบภายในอาคาร



ภาพที่ 2.19 เปรียบเทียบระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS และ AIS

2.4 การออกแบบการจัดวางระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า [2][3]

เนื่องจากรูปแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง (Type of Substation) สามารถจัดแบ่งรูปแบบได้ 2 แบบคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้อากาศเป็นฉนวนไฟฟ้า (AIS) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ก๊าซเป็นฉนวนไฟฟ้า (GIS) ซึ่งทั้งสองรูปแบบสามารถออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ไว้กลางแจ้งภายนอกอาคารหรือออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ภายในอาคาร การเลือกรูปแบบและการติดตั้งจึงขึ้นกับความต้องการของระบบ ความจำกัดของพื้นที่ สภาพแวดล้อม และมูลค่างาน แต่ทั้งนี้ก็ยังมีปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณาอีกประการหนึ่ง คือการพิจารณาเลือกการจัดวางระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า (Schematic Switching Diagram Arrangement) หรืออย่างเรียกว่า Single Line Diagram ของสถานีไฟฟ้ากำลังจะ ในส่วนงานวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลังจะต้องวิเคราะห์และจัดการ การวางแผนงานอย่างรอบครอบเพื่อให้ส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัยและเพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคต ปัจจัยหลักที่ต้องคำนึงถึงสำหรับงานออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง ควรมีดังนี้

1. ความปลอดภัย (Safety) ความปลอดภัยเป็นสิ่งที่สำคัญมากในงานด้านวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพราะเป็นงานเกี่ยวข้องกับไฟฟ้าแรงสูง ระยะปลอดภัยทางไฟฟ้าของงานติดตั้งอุปกรณ์จึงต้องเป็นไปตามกฎเกณฑ์มาตรฐานสากล ซึ่งจะต้องไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อบุคคล ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ ทั้งในช่วงงานก่อสร้าง (Construction) การใช้งาน (Operation) และการดูแลบำรุงรักษา (Maintenance)

2. ความเชื่อถือ (Reliability) ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง การวางแผน การจัดวางระบบ Switching (Schematic Switching Diagram Arrangement) มีความสำคัญอย่างยิ่ง โดยพิจารณาให้สามารถ ดำเนินการปลดและนำเข้าระบบกลับคืนสู่สภาวะปกติหรือสภาวะใช้งานชั่วคราวได้เร็วที่สุด หลังจากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติ

3. ความง่ายในการใช้งาน (Operational Flexibility) จะต้องไม่เกิดความยุ่งยากในการปฏิบัติงานแก่ Operator และจัดหาให้มีอย่างพอเพียงในการใช้งาน สามารถสับเปลี่ยนการใช้งานของอุปกรณ์ชดเชยกันได้ชั่วคราว แต่ก็ไม่ควรให้มีเกินความจำเป็น

4. การจัดเตรียมเผื่อการขยายระบบ (Future System Expansion) และการจัดเผื่อพื้นที่ไว้เพื่อความปลอดภัย (Service Clearance) ในการตรวจซ่อม ทดสอบหรือทดแทนอุปกรณ์ในระบบเสียหาย ในการออกแบบจะต้องคำนึงความต้องการของระบบที่ต้องเพิ่มขึ้นในอนาคต ความต้องการพื้นที่ในการนำเครื่องมือหรือเครื่องจักรเข้าออกสำหรับงานก่อสร้างตรวจสอบและบำรุงรักษา

5. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Economics Cost) ค่าใช้จ่ายในการลงทุนขึ้นอยู่กับระดับความต้องการความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบ ซึ่งเปรียบเทียบผลของจุดคุ้มค่าของระบบกับการลงทุนทั้งในส่วนค่าวัสดุและอุปกรณ์ พื้นที่ ฯลฯ ดังนั้นการพิจารณาเพื่อเลือกการจัดวางระบบ Switching จึงมีผลโดยตรงต่อการลงทุน อย่างน้อยที่สุดต้องเป็นการลงทุนที่ไม่เกิน ความจำเป็น ประหยัด และคงไว้ซึ่งความเชื่อถือของระบบ

หน้าที่และจุดประสงค์

ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง จะต้องรู้ถึงหน้าที่หลักของสถานีไฟฟ้าต่อระบบส่งไฟฟ้าดังนี้

1. เป็นจุดจัดเรียงระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า (Schematic Switching Diagram Arrangement) เพื่อป้องกันระบบไฟฟ้าและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้โดยปลอดภัยและมีเสถียรภาพในระบบและผู้ปฏิบัติงาน

2. เป็นจุดเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า (Transfer Voltage)

3. เป็นจุดปรับระดับแรงดันในระบบให้คงที่ (Voltage Regulator)

4. เป็นจุดวางระบบป้องกันและตัดระบบไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัยต่อสายส่งกำลังไฟฟ้า (Maximum Security of Supply)

5. เป็นจุดวัดปริมาณทางไฟฟ้า (Electrical Measurement)

6. เป็นจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร โทรมาตร ระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า

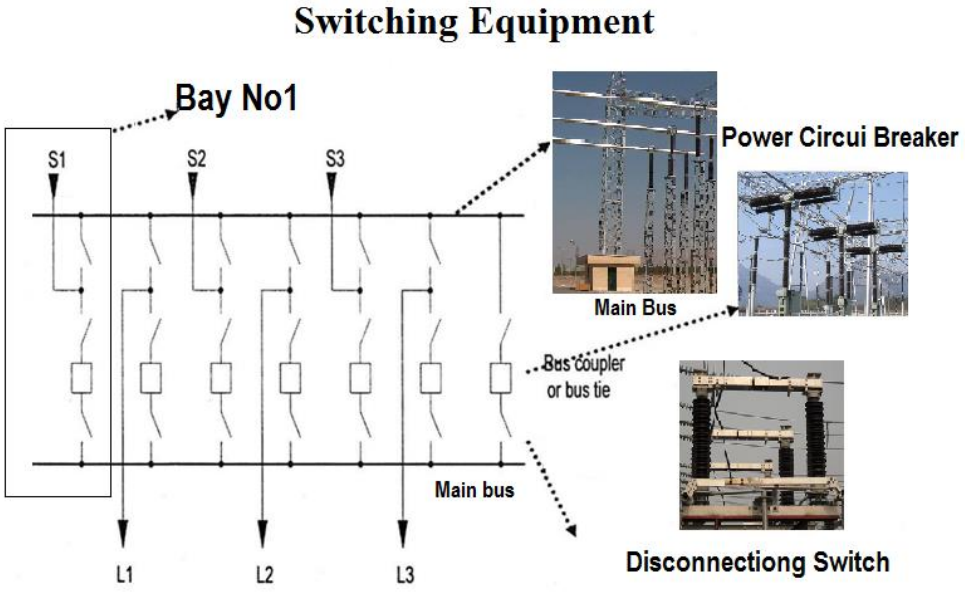
7. ทำให้สภาวะผิดปกติกลับสู่สภาวะปกติโดยใช้เวลาน้อยที่สุด

2.5 การจัดเรียงระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า (Switching Diagram Arrangement) [2][3]

ในสถานีไฟฟ้าแรงสูง การเลือกรูปแบบการจัดเรียงระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า หรือ Sing Line Diagram จะมีการจัดวางได้หลายระบบ แต่ที่นิยมใช้ในปัจจุบันจะมี 7 ระบบดังนี้

1. Single Bus Scheme
2. Double Bus Single Breaker Scheme
3. Main and Transfer Bus Scheme
4. Double Main and Transfer Bus Scheme
5. Double Bus Double Breaker Scheme
6. Breaker and a Half Scheme
7. Ring Bus Sectionalization Scheme

ในการศึกษาและเปรียบเทียบการจัดเรียงระบบตัดตอนกำลังไฟฟ้า การตั้งสมมติฐานถึงการใช้ งานจึงเป็นจุดที่เหมาะสมในการเปรียบเทียบในที่นี้จะประกอบด้วย 3 Incoming Line 3 Outing Line และ 1 Tie Bay จากตัวอย่าง Single Line Diagram ในรูปที่ 2.21 เป็นวงจรที่ประกอบด้วย 3 Bay



ภาพที่ 2.20 ตัวอย่าง Single Line Diagram ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

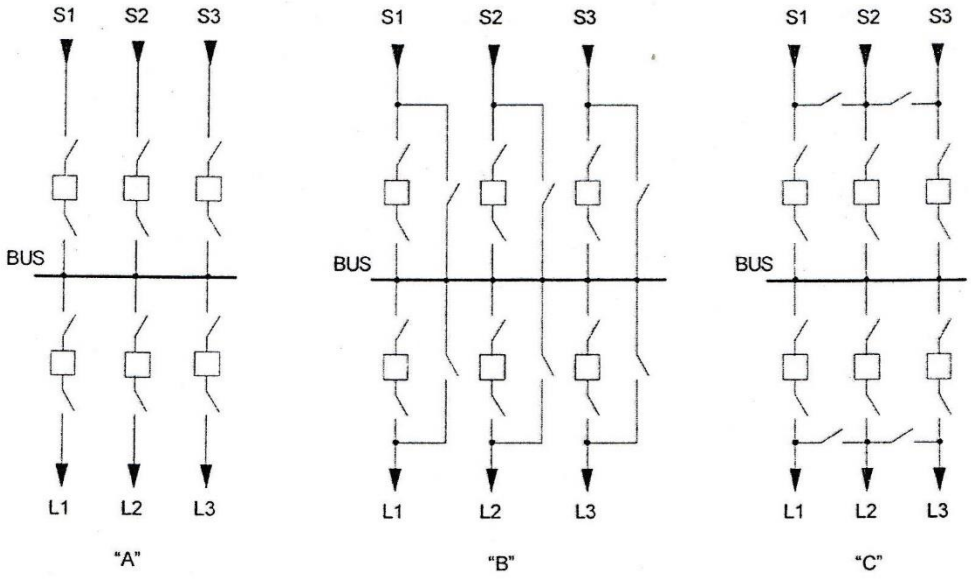
2.5.1 Single Bus

เป็นแบบที่มี Main Bus ชุดเดียวในการรับและจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถแบ่งได้เป็น 3 แบบ รายละเอียดตามรูปที่ 2.21

Type “A” ในแต่ละ Buy ประกอบด้วย 1 Power CB และ 2 DS Switches โดยที่ Switch ทั้ง 2 ชุดมีไว้เพื่อการซ่อมบำรุง Power CB เท่านั้น จะเห็นว่าถ้า Power CB เสียจะไม่สามารถรับหรือจ่ายกระแสในวงจรนั้นได้

Type “B” ในแต่ละ Buy ประกอบด้วย 1 Power CB และ 3 DS Switches ในกรณีที่ต้องการซ่อม Power CB ก็สามารถใช้ Switch by Pass ระหว่าง Buy เพื่อรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทางไปปลายทาง ต้องทำหน้าที่สั่งปลดใน Buy นั้นได้ในกรณีฉุกเฉิน

Type “C” ในแต่ละ Buy ประกอบด้วย 1 Power CB และ 3 DS Switches ในกรณีที่ต้องการซ่อม Power CB ก็สามารถใช้ Switch by Pass ระหว่าง Buy เพื่อรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทางไปปลายทางที่มีความสำคัญกว่า



ภาพที่ 2.21 Sing Bus Schematic Diagram

ข้อดี

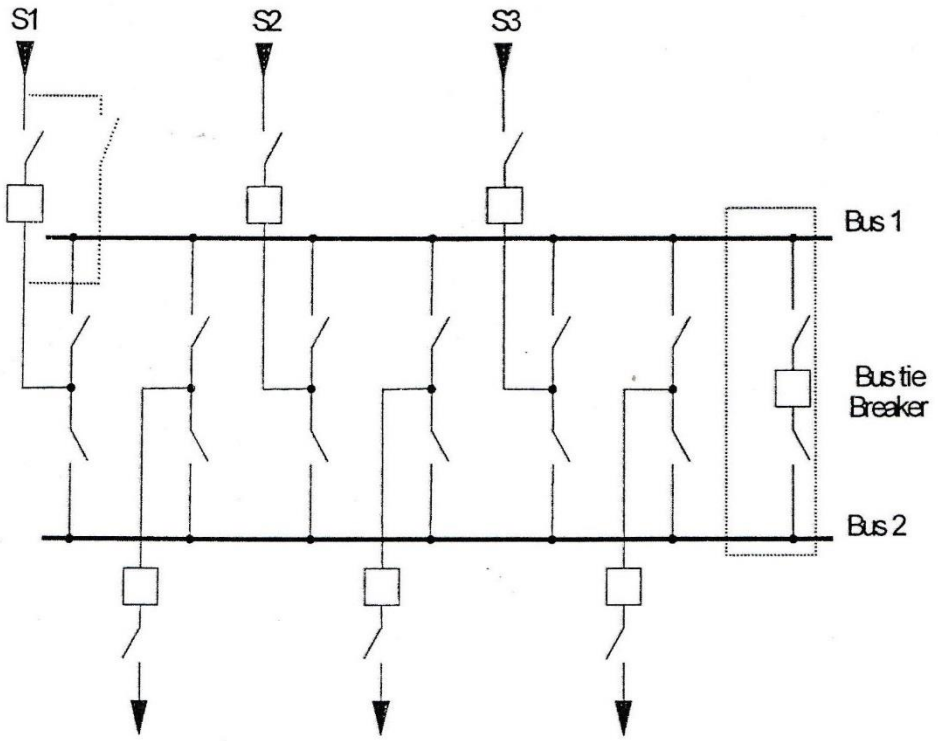
- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับการลงทุนต่ำ เป็นแบบที่ไม่สลับซับซ่อน ง่ายต่อการใช้งาน

ข้อเสีย

- เนื่องจากเป็น Single Bus ในกรณีที่เกิด Bus Fault การขยาย Bay จะต้องหยุดจ่ายไฟในสถานไฟฟ้าในกรณีที่ซ่อมบำรุง Power CB จะต้องหยุดรับหรือจ่าย กระแสใน Buy นั้น (Type “A”)

2.5.2 Double Bus Single Breaker Scheme

เป็นการพัฒนาแนวความคิดจากระบบที่เป็น Sing Bus ให้เป็น Double Bus เพื่อเป็นการป้องกันกรณีที่เกิด Bus เสียหาย โดยในแต่ละ Bay จะประกอบด้วย Power CB จำนวน 1 ชุดและ DS Switches จำนวน 3 ชุด จะเห็นว่าในแต่ละวงจรสามารถเลือกรับจาก Bus 1 หรือ Bus 2 ก็ได้ และสามารถเพิ่ม DS Switch อีก 1 ชุด คร่อม Power CB เพื่อไว้ By Pass Power CB และเพิ่ม Tie Bay กรณีที่ต้องการซ่อมบำรุง Power CB



ภาพที่ 2.22 Double Bus Single Breaker Scheme

ข้อดี

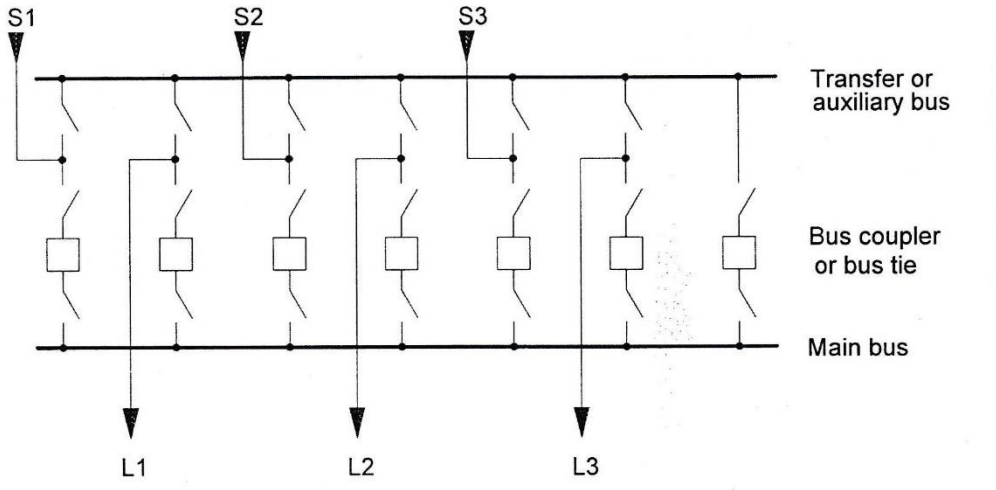
- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับการลงทุนปานกลางสามารถซ่อมบำรุง Bus ใด Bus หนึ่งได้ และซ่อมบำรุง Power CB ได้ทุก Bay โดยใช้ Tie Bay เป็นวงจรจ่ายแทน ง่ายต่อการใช้งาน และสามารถสร้างเสถียรภาพของระบบได้ดี และสามารถจ่ายเป็น Single Bus ในกรณีที่ต้องการลดขนาดกำลังไฟฟ้า ลัดวงจรในสถานีไฟฟ้า

2.5.3 Main and Transfer Bus Scheme

เป็นรูปแบบการจัดวาง Bus ที่นิยมใช้กันมาก ในการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในส่วนระบบ 115 kV ในปัจจุบันมีจำนวนสถานีที่ใช้รูปแบบนี้ในประเทศไทยไม่น้อยกว่า 400 สถานีไฟฟ้า ข้อดีที่การไฟฟ้าเลือกใช้เป็นเพราะการจัด Bus เป็น 2 Bus โดยเรียก Main Bus และ Transfer Bus ในแต่ละ Bay ประกอบด้วย Power CB จำนวน 1 ชุดและ DS Switch จำนวน 3 ชุด

การทำงาน ในสภาวะปกติ DS Switch ที่ติดกับ Transfer Bus จะเปิดและไม่มีกระแสไหลใน Transfer Bus ทางด้าน Source กระแสจะไหลผ่าน DS Switch 2 ชุด และ Power CB เข้าสู้ Main Bus ในส่วนของ Load กระแสจะไหลผ่านจาก Main Bus เข้า DS Switch 2 ชุด และ Power CB เข้าสู้ Main Bus ในส่วนของ Load

ในสภาวะที่ Power CB เสียหรือมีปัญหาใน Bay ก็สามารถจ่ายกระแสได้เหมือนปกติ โดยการปลด Power CB และ DS Switch 2 ชุดที่อยู่หัวและท้ายของ Power CB และสับ DS Switch ด้านที่ติดกับ Transfer Bus หลังจากนั้นก็สับ DS Switch หัวและท้ายของ Power CB ที่ Tie Bay และโอน Function Control Trip ที่มีปัญหาให้ไป Trip ที่ Tie Bay แทน ระบบ Protection ก็ยังสมบูรณ์เหมือนเดิม จะเห็นว่า Power CB ที่ Tie Bay พร้อมที่จะทำงานแทน Bay ที่มีปัญหาทุกประการ



ภาพที่ 2.23 Main and Transfer Bus Scheme

ข้อดี

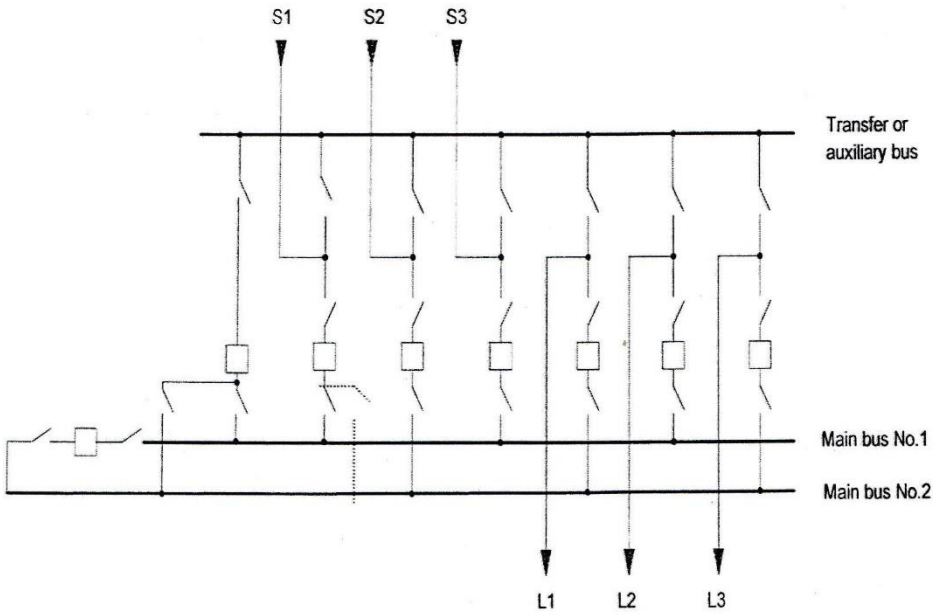
- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับการลงทุนปานกลาง สามารถซ่อมบำรุง CB ได้ทุก Bay โดยใช้ Tie Bay เป็นวงจรจ่ายแทนง่ายต่อการใช้งานและสามารถสร้างเสถียรภาพของระบบได้ดีมี Flexibility Reliability ดี การขยายหรือปรับปรุงสถานีสามารถทำได้ง่ายมีการดับไฟน้อย

ข้อเสีย

- มีการลงทุนสร้าง Tie Bay เพิ่มและกรณีที่ต้องการซ่อมบำรุง Main Bus ก็ต้องดับไฟในสถานีไฟฟ้า

2.5.4 Double Main and Transfer Bus Scheme

เป็นรูปแบบการจัดวาง Bus แบบ Main & Transfer Bus 2 ชุดซ้อนกันโดยใช้ Transfer Bus ร่วมกัน และมีการเพิ่ม Coupling Circuit Breaker ระหว่าง Main Bus 1 และ Main Bus 2 ซึ่งเรียกว่า Bus Sectionalized เพื่อไว้ใช้งานในกรณีที่มีความต้องการเชื่อม Main Bus 1 และ Main Bus 2 ให้เป็น Bus เดียวกัน ส่วนการทำงานอื่นๆ เหมือนกัน Main & Transfer Bus



ภาพที่ 2.24 Double Main and Transfer Bus Scheme

ข้อดี

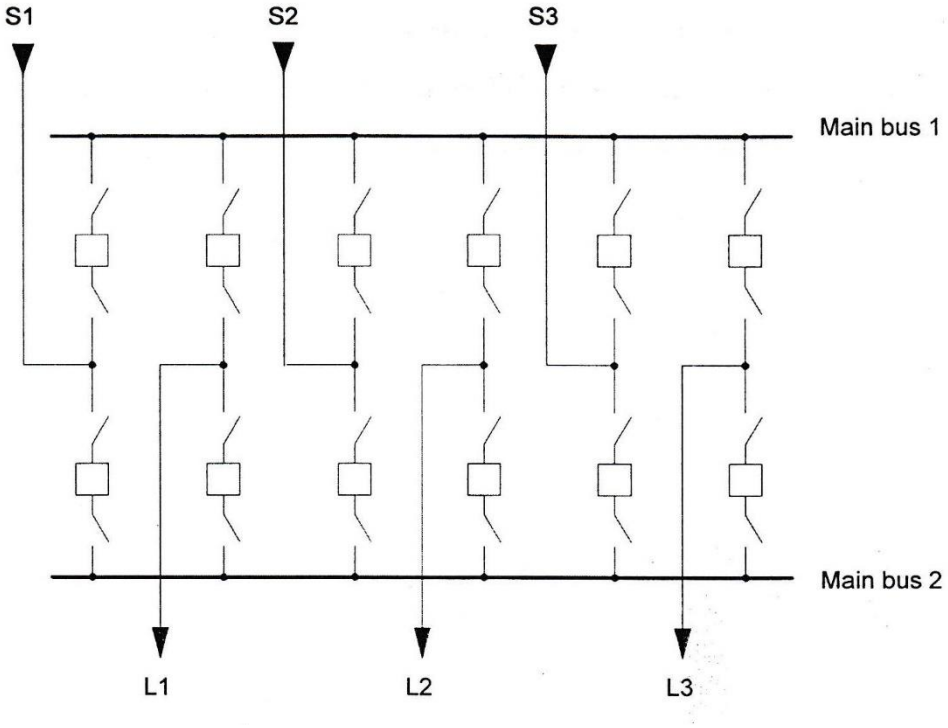
- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับการลงทุนค่อนข้างสูง สามารถซ่อมบำรุง Power CB ได้ทุก Bayโดยใช้ Tie Bay เป็นวงจรจ่ายแทนง่ายต่อการใช้งานและสามารถสร้างเสถียรภาพของระบบได้ดี มี Flexibility และ Reliability ดี การขยายหรือปรับปรุงสถานีสามารถทำได้ง่ายมีการดับไฟน้อย กรณีที่ต้องการซ่อมบำรุง Main Bus 1 หรือ 2 สามารถดับสถานีไฟฟ้าได้เป็นชุด

ข้อเสีย

- มีการลงทุนสร้าง Tie Bay และ Bus Sectionalized เพิ่มและกรณีที่ต้องซ่อมบำรุง Main Bus ก็ต้องดับสถานีไฟฟ้าเป็นชุด แต่ถ้ามีการเพิ่ม DS Switch ที่ต่อกับ Main Bus เป็น 2 ชุด ก็จะทำให้สามารถ เลือกการต่อวงจรในแต่ละ Bay ที่ Main Bus 1 หรือ 2

2.5.5 Double Bus Double Breaker Scheme

เป็นการจัดระบบตัดตอนที่รวมข้อดีของแบบ Single Bus Single Breaker และแบบ Main & Transfer Bus ในแต่ละ Bay จะประกอบด้วย Power CB จำนวน 2 ชุด จะเห็นว่ากระแสที่ไหลเข้า สามารถผ่าน Power CB ทั้ง 2 ชุดไปที่ Main Bus 1&2 ได้ ถ้า Power CB ชุดใดเสียก็ยังจ่ายผ่าน Bus ตรงข้ามได้



ภาพที่ 2.25 Double Bus Double Breaker Scheme

ข้อดี

- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับความน่าเชื่อสูง สามารถซ่อมบำรุง Power CB ได้ทุก Bay เพราะเหมือนมี Power CB สำรองใน Bay ง่ายต่อการใช้งานและสามารถสร้างเสถียรภาพของระบบได้ดี มี Flexibility และ Reliability ดี การขยายและปรับปรุงสถานีสามารถทำได้ง่ายมีการดับไฟน้อย กรณีที่ต้องการซ่อมบำรุง Main Bus 1 หรือ 2 สามารถดับสถานีไฟฟ้าได้เป็นชุด เหมาะกับสถานีที่ต้องการ Reliability สูง และเป็นสถานีที่มีความสำคัญต่อระบบมาก

ข้อเสีย

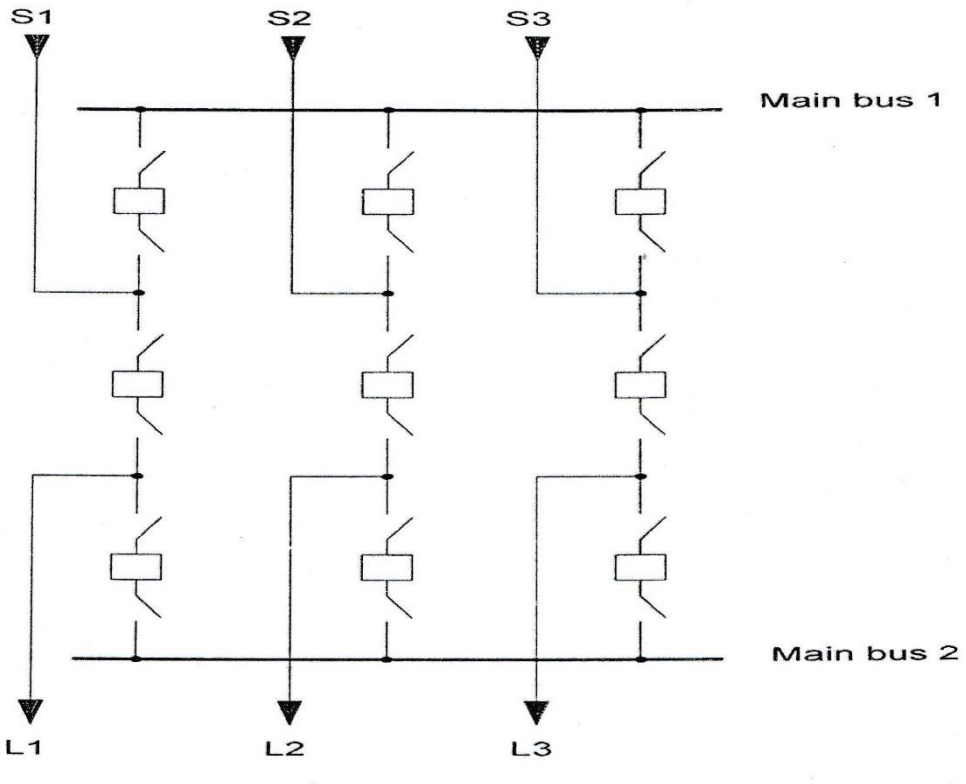
- มีการลุงทุนสูงมากเพราะหนึ่งวงจรจ่ายและรับต้องใช้ Power CB 2 ชุด

2.5.6 Breaker and a Half Scheme

เป็นการจัดที่คล้ายกับ Double Bus Single Breaker Scheme หากแต่ว่าใช้ Power CB 3 ชุด ในแต่ละ Bay ซึ่งสามารถจ่ายหรือรับกระแสไฟฟ้าได้ 2 วงจร จึงเรียกว่า Breaker and a Half Scheme เพราะใน 1 วงจรใช้ Power CB 1 ต่อ ชุดมีหลักการทำงานเหมือน Double Bus Single Breaker Scheme กล่าวคือสามารถซ่อมบำรุง Power CB ได้ทุกตัวโดยไม่ต้องตัดวงจรออกจากระบบ

การทำงาน ในสภาวะปกติ DS Switch 6 ชุดและ Power CB 3 ชุด ในแต่ละBay จะอยู่ในสภาวะต่อวงจร (Normal Close) ทำให้ทั้ง 2 วงจร สามารถต่อเข้ากับ Main Bus No.1 และ 2 เพื่อจ่ายหรือรับกระแสผ่าน Main Bus ทั้ง 2 ได้ ในกรณีที่ Power CB ตัวใดตัวหนึ่งใน Bay เสีย ก็เปิด DS Switch หัวและท้ายเพื่อซ่อมบำรุง Power CB ดังนั้น

การจัดวางแบบ Breaker and a Half Scheme เป็นการจัดวางระบบตัดตอนที่นิยมใช้ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มี ความสำคัญต่อระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดย นิยมใช้ในระดับแรงดัน 115 kV,230kV และ500kV

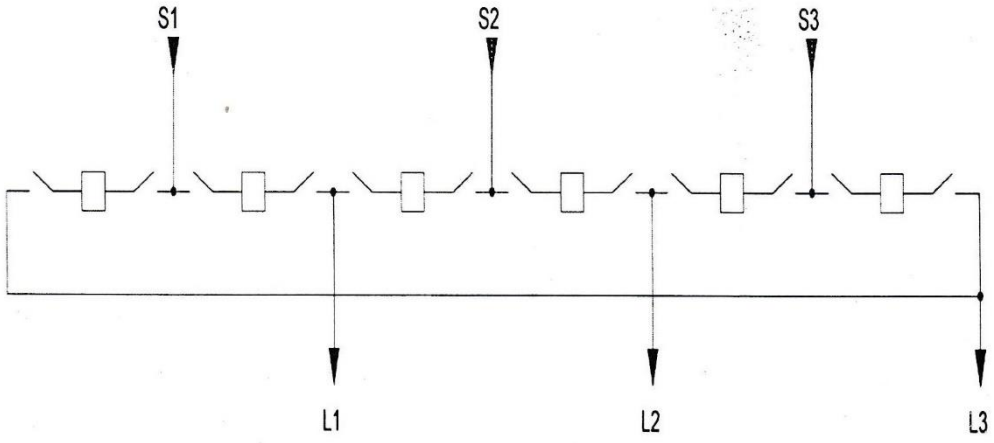


ภาพที่ 2.26 Breaker and a Half Scheme

ข้อดี

- เป็นการจัดวงจรที่มีระดับความน่าเชื่อสูงสามารถซ่อมบำรุง Power CB ได้ทุก Bay เพราะเหมือนมี Power CB สำรองใน Bay ง่ายต่อการใช้งานและสามารถสร้างเสถียรภาพของระบบได้ดีมี Flexlbility และ Reliability ดีการขยายหรือปรับปรุงสถานีสามารถทำได้ง่ายมีการดับไฟน้อยกรณีที่ต้องการซ่อมบำรุง Main Bus 1 และ 2 สามารถดับสถานีไฟฟ้าได้เป็นชุด เหมาะกับสถานีที่ต้องการ Reliability สูง และเป็นสถานีที่มีความสำคัญต่อระบบมาก

2.5.7 Ring Bus Sectionalization Scheme



ภาพที่ 2.27 Ring Bus Sectionalization Scheme

แบบนี้สามารถตัดตอนเอา Power CB หรือ DS Switch ตัวใดตัวหนึ่งออกจากวงจรเพื่อการตรวจ ซ่อมได้โดยที่การจ่ายไฟไม่ชะงัก และที่ระบบป้องกันของสถานีก็ยังสมบูรณ์ตามปกติ หรือถ้าหากเกิด ข้อขัดข้องขึ้นในส่วนใดส่วนหนึ่งของ Ring Bus แล้ว Power CB ก็จะตัดเฉพาะส่วนนั้นออกไป โดยที่ ส่วนอื่นๆที่เหลือยังคงทำงานปกติ

2.6 อุปกรณ์และวัสดุสถานีไฟฟ้าแรงสูง [4]

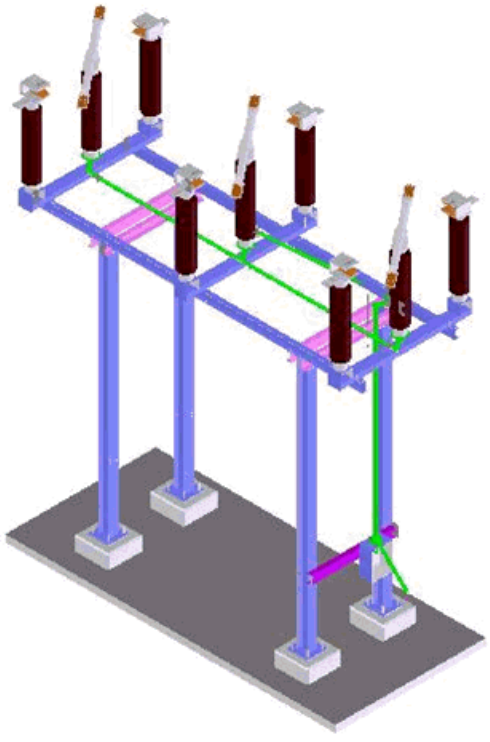
2.6.1 สวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูง

สวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูง คืออุปกรณ์ที่ใช้ตัดวงจรไฟฟ้าในสภาวะที่ไม่มีภาระไฟฟ้าหรือโหลดเพื่อวัตถุประสงค์ในการบำรุงรักษาโดยต้องปลดออกหลังจากปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออกแล้ว และต้องสับเข้าก่อนที่จะสับเซอร์กิตเบรกเกอร์จ่ายไฟ โครงสร้างสวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงดังแสดงในภาพที่ 2.28 แบ่งเป็น 3 ส่วนคือ

1. ฐานโครงสร้าง (Structure) เป็นโครงสร้างเหล็กรองรับและเป็นส่วนยึดคันส่งกำลัง (Operating Rod) และ กล่องควบคุมการทำงาน (Operating Box)

2. ลูกถ้วยฉนวน (Supporting Insulator) ทำหน้าที่เป็นฉนวนระหว่างส่วนที่มีไฟฟ้ากับกราวด์ (Ground)

3. ส่วนนำกระแสไฟฟ้า (Current Part) ทำหน้าที่นำกระแสไฟฟ้าและเป็นส่วนปลดสับวงจร



ภาพที่ 2.28 โครงสร้างของสวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูง

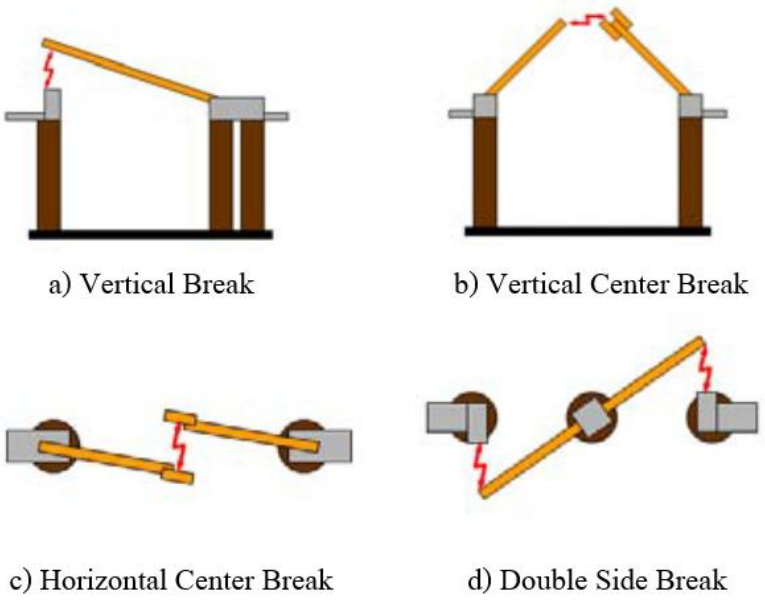
ชนิดของสวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงสวิตช์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงที่นิยมใช้งานทั่วไป สามารถแบ่งเป็น 4 ชนิด ตามลักษณะการปลด-สับได้ดังนี้

1. แบบปลด-สับแนวตั้ง (Vertical Break) ขณะปลดอยู่ใบมีดเคลื่อนที่ (Moving Blade) จะยกตั้งขึ้น โดยด้านแกนหมุนจะต่ออยู่ทางด้านเซอร์กิตเบรกเกอร์ เมื่อทำการสับหน้าสัมผัสเคลื่อนที่ (Moving Contact) จะสับเข้าไปยังจุดสัมผัสตรึง (Fixed Contact) โดยจะมีจุดอาร์คด้านเดียว ตามภาพที่ 2.29 a

2. แบบปลด-สับตรงกลางแนวตั้ง (Vertical Center Break) ขณะปลดอยู่ ใบมีดเคลื่อนที่จะยกตั้งขึ้น 2 ด้าน และมีหน้าสัมผัสอยู่ปลายโดยจะมีแกนหมุนทั้งสองด้าน เมื่อสับใบมีดเคลื่อนที่จะสับเข้าไปทำให้หน้าสัมผัสสวมเข้าด้วยกันตรงกลางสวิตซ์ โดยจะมีจุดอาร์คจุดเดียว ตามภาพที่ 2.29 b

3. แบบปลด-สับตรงกลางแนวนอน (Horizontal Center Break) ขณะปลดอยู่ ใบมีดเคลื่อนที่จะหมุนออกไปด้านข้าง 2 ด้าน และมี หน้าสัมผัสอยู่ปลายโดยจะมีแกนหมุนทั้งสองด้าน เมื่อสับใบมีดเคลื่อนที่จะหมุนสับเข้าไปทำให้หน้าสัมผัสสวมเข้าด้วยกันตรงกลางสวิตซ์ โดยจะมีจุดอาร์คจุดเดียว ตามภาพที่ 2.29 c

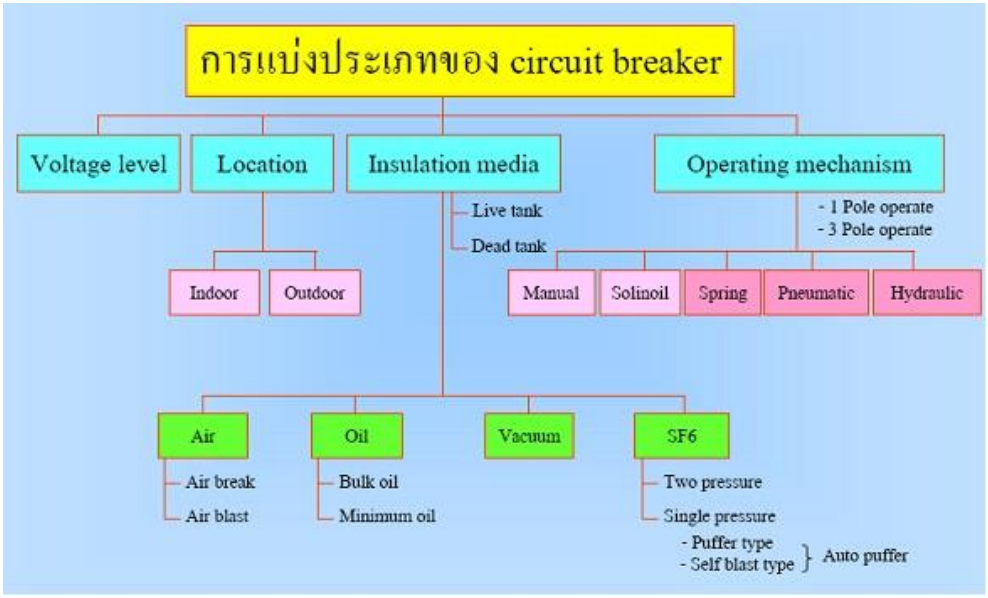
4. แบบปลด-สับแนวนอนสองด้าน (Double Side Break) ขณะปลดอยู่จะมีแกนกลางทำให้ใบมีดเคลื่อนที่หมุนออกไป 2 ด้าน และมีหน้าสัมผัสอยู่ที่ปลายทั้งสอง เมื่อทำการสับใบมีดเคลื่อนที่จะหมุนสับเข้าไปที่หน้าสัมผัสตรึงทั้งสองด้าน โดยจะมีจุดอาร์คสองด้าน ตามภาพที่ 2.29 d



ภาพที่ 2.29 ชนิดของสวิตซ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูง

2.6.2 เซอร์กิตเบรคเกอร์ (Circuit Breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ คือ อุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติซึ่งมีความสามารถในการติกระแสหรือปิดซ้ำได้ทุกสภาวะกล่าวคือ ทั้งในกรณีที่เกิดฟอลต์หรือในเหตุการณ์ปกติ สำหรับหน้าที่หลักของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ได้แก่ การดับอาร์ค ที่เกิดขึ้นเนื่องจากหน้าสัมผัสอยู่กับที่และหน้าสัมผัสเคลื่อนที่ของเซอร์กิตเบรกเกอร์แยกออกจากกันในขณะตัดกระแสฟอลต์ด้วยเหตุนี้ การจำแนกชนิดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ จึงใช้ประเภทของตัวกลางดับอาร์ค มาเป็นเกณฑ์ ในการแบ่งประเภทของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ตามรูปที่ 2.30



ภาพที่ 2.30 การแบ่งประเภทของเซอร์กิตเบรกเกอร์

เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงสูงสามารถแบ่งออกได้คือ

1. แบบถังน้ำมัน (Oil Tank CB) เป็นถังน้ำมันขนาดใหญ่ ใช้น้ำมันมากและเมื่อมีความดันมาก ๆ อาจเกิดอันตรายไฟลุกไหม้ได้ ปัจจุบันไม่นิยมใช้

2. แบบน้ำมันน้อย (Oil Minimum CB) ใช้แทนเบรกเกอร์แบบถังน้ำมันที่มีปัญหา ใช้น้ำมันน้อยมาก นิยมใช้

3. แบบลมเป่า (Air-Blast CB) ใช้ลมเป็นตัวดับอาร์กที่หน้าสัมผัสของเบรกเกอร์ ทำให้ดับอาร์กได้ง่าย

4. เบรกเกอร์สุญญากาศ (Vacuum CB) ใช้อากาศเป็นฉนวน ซึ่งมีคุณสมบัติดีกว่าอากาศ ทำให้อุปกรณ์มีขนาดเล็กลงได้ เมื่อเทียบกับการใช้อากาศเป็นฉนวน

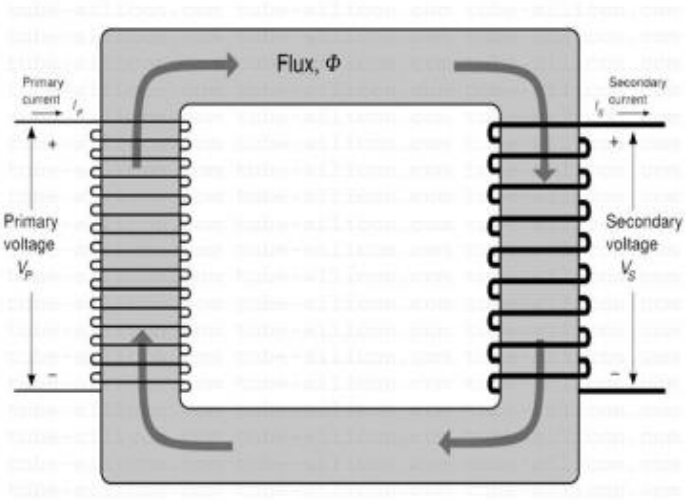
5. เบรกเกอร์ SF6 ใช้ SF6 (Sulphur Hexafluoride) เป็นฉนวนเพราะมีค่าไดอิเล็กตริกดีกว่าอากาศประมาณ 2.3 เท่าอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซแบบนี้มีขนาดเล็ก จึงเหมาะกับระบบที่ต้องติดตั้งในพื้นที่ที่มีราคาแพง เช่น ในตัวเมือง ก๊าซ SF6 ใช้ในอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต้องการให้มีขนาดเล็กและไม่ต้องมีการบำรุงรักษามีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดี คือ

- มีความแข็งแรงไดอิเล็คตริก (Dielectric Strength) สูงกว่าอากาศประมาณ 2.3 เท่า
- ความแข็งแรงไดอิเล็คตริกไม่ลดลงหรือไม่เปลี่ยน-แปลงมากเมื่อมีก๊าซอื่นเจือปน
- ไม่เป็นพิษ

2.6.3 หม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้า ที่มีแรงดันไฟฟ้าต่างกัน โดยจะทำหน้าที่เพิ่มหรือลดแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะกับการส่ง การจ่าย และการใช้พลังงานไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้าจึงนับเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญอย่างหนึ่งในบรรดาอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหลาย การขัดข้องหรือการชำรุดเสียหายของหม้อแปลงไฟฟ้า มักมีผลกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าหรือกระบวนการผลิตอย่างมากและเป็นเวลานาน ดังนั้นหม้อแปลงนอกจากจะต้องถูกออกแบบผลิตติดตั้งอย่างถูกต้องและมีคุณภาพแล้วการใช้งานและการดูแลรักษาก็เป็นปัจจัยสำคัญที่จะหลีกเลี่ยงการขัดข้องหรือการชำรุดเสียหายดังกล่าวได้

หลักการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้า การทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้านั้น อาศัยหลักการความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้ากับเส้นแรงแม่เหล็กในการสร้างแรงเคลื่อนเหนี่ยวนำให้กับตัวนำ คือ เมื่อมีกระแสไหลผ่านขดลวดตัวนำ ก็จะทำให้เกิดเส้นแรงแม่เหล็กรอบๆตัวนำนั้น และถ้ากระแสที่ป้อนมีขนาดและทิศทางที่เปลี่ยนแปลงไปมา ก็จะทำให้สนามแม่เหล็กที่เกิดขึ้นมีการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ถ้าสนามแม่เหล็กที่มีการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวตัดผ่านตัวนำ ก็จะเกิดแรงเคลื่อนเหนี่ยวนำขึ้นที่ตัวนำนั้น โดยขนาดของแรงเคลื่อนเหนี่ยวนำจะสัมพันธ์กับ ความเข้มของสนามแม่เหล็ก และความเร็วในการตัดผ่านตัวนำของสนามแม่เหล็ก



ภาพที่ 2.31 โครงสร้างของหม้อแปลงไฟฟ้า

จะเห็นว่าโครงสร้างของหม้อแปลงจะประกอบ ไปด้วย ขดลวด 2 ขดพันรอบแกนที่เป็นสื่อกลางของเส้นแรงแม่เหล็ก ซึ่งอาจเป็นแกนเหล็ก แกนเฟอไรท์ หรือแกนอากาศ ขดลวดที่เราจ่ายไฟเข้าไปเราเรียกว่า ขดปฐมภูมิ (Primary Winding) และ ขดลวดอีกขดที่ต่อเข้ากับโหลด เราเรียกว่า ขดทุติยภูมิ (Secondary Winding)

เมื่อเราจ่ายกระแสไฟฟ้าสลับให้กับขดปฐมภูมิ ก็จะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กที่เปลี่ยนแปลงไป-มา โดยเส้นแรงแม่เหล็กดังกล่าวก็จะวิ่งไป-มา ตามแกน และไปตัดกับขดทุติยภูมิ ทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำขึ้นที่ขดทุติยภูมิที่ต่อกับโหลด โดยแรงเคลื่อนเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้น จะมีความสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลงของสนามแม่เหล็กและจำนวนรอบของขดลวด

โครงสร้างของหม้อแปลงไฟฟ้า หม้อแปลงแบ่งออกตามการใช้งานของระบบไฟฟ้ากำลังได้ 2 แบบคือ หม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 1 เฟส และหม้อแปลงไฟฟ้าชนิด 3 เฟสแต่ละชนิดมีโครงสร้างสำคัญประกอบด้วย

1. ขดลวดตัวนำปฐมภูมิ (Primary Winding) ทำหน้าที่รับแรงเคลื่อนไฟฟ้า
2. ขดลวดทุติยภูมิ (Secondary Winding) ทำหน้าที่จ่ายแรงเคลื่อนไฟฟ้า
3. แกนเหล็ก (Core) ทำหน้าที่เป็นทางเดินสนามแม่เหล็กไฟฟ้าและให้ขดลวดพันรอบแกนเหล็กแผ่นเหล็กที่ใช้ทำหม้อแปลงจะมีส่วนผสมของสารกึ่งตัวนำ-ซิลิกอนเพื่อรักษาความหนาแน่นของเส้นแรงแม่เหล็กที่เกิดขึ้นรอบขดลวดไว้ แผ่นเหล็กแต่ละชั้นเป็นแผ่นเหล็กบางเรียงต่อกันหลายชิ้นทำให้มีความต้านทานสูงและช่วยลดการสูญเสียบนแกนเหล็กที่ส่งผลให้เกิดความร้อนหรือที่เรียกว่ากระแสไหลวนบนแกนเหล็กโดยทำแผ่นเหล็กให้เป็นแผ่นบางหลายแผ่นเรียง

ซ้อนประกอบขึ้นเป็นแกนเหล็กของหม้อแปลง ซึ่งมีด้วยกันหลายรูปแบบเช่น แผ่นเหล็กแบบ Core และแบบ Shell

4. ขั้วต่อสายไฟ (Terminal) ทำหน้าที่เป็นจุดต่อสายไฟกับขดลวด โดยทั่วไปหม้อแปลงขนาดเล็กจะใช้ขั้วต่อไฟฟ้าต่อเข้าระหว่างปลายขดลวดกับสายไฟฟ้าภายนอก และ ถ้าเป็นหม้อแปลงขนาดใหญ่จะใช้แผ่นทองแดง (Bus Bar) และบูชชิ่งกระเบื้องเคลือบ (Ceramic) ต่อเข้าระหว่างปลายขดลวดกับสายไฟฟ้าภายนอก

5. แผ่นป้าย (Name Plate) ทำหน้าที่บอกรายละเอียดประจำตัวหม้อแปลง แผ่นป้ายจะติดไว้ที่ตัวถังของหม้อแปลงเพื่อแสดงรายละเอียดประจำตัวหม้อแปลง อาจเริ่มจากชื่อบริษัทผู้ผลิต ชนิด รุ่นและขนาดของหม้อแปลง ขนาดกำลังไฟฟ้า แรงเคลื่อนไฟฟ้าด้านรับไฟฟ้าและด้านจ่ายไฟฟ้า ความถี่ใช้งาน วงจรขดลวด ลักษณะการต่อใช้งาน ข้อควรระวัง อุณหภูมิ มาตรฐานการทดสอบ และอื่น ๆ

6. อุปกรณ์ระบายความร้อน (Coolant) ทำหน้าที่ระบายความร้อนให้กับขดลวด เช่น อากาศ, พัดลม, น้ำมัน หรือใช้ทั้งพัดลมและน้ำมันช่วยระบายความร้อน เป็นต้น

7. โครง (Frame) หรือตัวถังของหม้อแปลง (Tank) ทำหน้าที่บรรจุขดลวด แกนเหล็ก รวมทั้งการติดตั้งระบบระบายความร้อนให้กับหม้อแปลงขนาดใหญ่

8. สวิตช์และอุปกรณ์ควบคุม (Switch Controller) ทำหน้าที่ควบคุมการเปลี่ยนขนาดของแรงเคลื่อนไฟฟ้า และมีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ รวมอยู่ด้วย

ลักษณะทั่วไปของหม้อแปลง หม้อแปลงไม่ว่าจะมีขนาดเท่าไร จะมีส่วนประกอบหลักต่างๆ ที่เหมือนกัน ส่วนหม้อแปลงขนาดใหญ่จะมีอุปกรณ์ช่วย (Accessories) มากขึ้นกว่าหม้อแปลงขนาดเล็ก ส่วนประกอบที่สำคัญมีดังนี้

1. Conservator คือ ที่เก็บน้ำมันหม้อแปลงสำรองสำหรับการขยายตัวและหดตัวของน้ำมันหม้อแปลง และจ่ายน้ำมันชดเชยเมื่อหม้อแปลงเกิดรั่วซึม เพื่อให้น้ำมันหม้อแปลงอยู่เต็มภายในหม้อแปลงตลอดเวลา โดยทั่วไปจะมีปริมาตร 10 % ของน้ำมันในหม้อแปลง ลักษณะ Conservator จะมีเป็นถังติดตั้งอยู่สูงกว่าถังหม้อแปลง ภายในบรรจุน้ำมันหม้อแปลงไว้ มี Oil Live Gauge อยู่ภายนอกสำหรับบอกระดับของน้ำมัน ใน Conservator มีท่อใหญ่ต่อระหว่างน้ำมันใน Conservator ผ่านบูชโฮลรีเลย์ (Buchholz Relay) ลงสู่ส่วนบนของหม้อแปลง ด้านที่เป็นอากาศของ Conservator จะมีท่อเล็ก ๆ ต่อลงมาด้านล่างและต่อเข้ากับ Air Dryer สำหรับดักความชื้นของอากาศก่อนที่จะเข้าสู่ Conservator

ภาพที่ 2.32 การติดตั้งของ Conservator และ Air Dryer

2. Air Dryer ภายในบรรจุสารดูดความชื้นไว้เพื่อดูดความชื้นในอากาศก่อนที่จะเข้าสู่ Conservator สารดูดความชื้นที่ใช้กันมากคือ Silica Gel ซึ่งทำมาจาก Silica Acid ผสมกับ Cobalt Salt มีลักษณะเป็นเม็ดสีน้ำเงิน สามารถดูดความชื้นได้ประมาณ 40% ของน้ำหนักตัวมันเอง จากนั้น Silica Gel จะเปลี่ยนเป็นสีแดง ส่วนล่างของ Air Dryer เป็นถ้วยสำหรับใส่น้ำมันหม้อแปลงซึ่งมีน้ำมันบรรจุอยู่เล็กน้อย มีหน้าที่ป้องกันไม่ให้ Silica Gel สัมผัสกับอากาศภายนอกตลอดเวลา และป้องกันฝุ่นเข้าไปในหม้อแปลงอีกด้วย

3. บูชโฮลรีเลย์ (Buchholz Relay) ต่ออยู่ระหว่างหม้อแปลงกับ Conservator ของหม้อแปลง มีหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง กล่าวคือ เมื่อมีความผิดปกติ ความร้อนจะทำให้เกิดก๊าซขึ้น กรณีที่ความผิดปกติไม่รุนแรงก๊าซจะเกิดขึ้นช้า ๆ ก๊าซที่เกิดขึ้นจะมาแทนที่น้ำมันที่ส่วนบนของบูชโฮลรีเลย์ ทำให้ลูกลอยลูกบนลดระดับลงจนถึงระดับหนึ่ง สัญญาณ Alarm ก็จะดังขึ้นเตือนให้ทราบ

4. Pressure-Relif Vent เป็นเครื่องมือสำหรับลดความดันภายในหม้อแปลง ติดตั้งบริเวณข้างตัวถัง ภายในมีแผ่น Diaphragm ปิดอยู่ ซึ่งถูกกดด้วยแรงสปริง ประมาณ 0.7 Bar เมื่อความดันภายในหม้อแปลงเกินกำหนด ซึ่งอาจจะเนื่องมาจากการเกิด Short Circuit ภายในหม้อแปลง ความดันที่เกิดขึ้นจะดันแผ่น Diaphragm ให้ชนะแรงสปริง ทำให้น้ำมันไหลออกมาสู่ภายนอกได้ เป็นการลดความดันภายในหม้อแปลง Contact ที่อยู่ข้าง Pressure-Relif Vent ก็จะทำงานตัดไฟเข้าออกหม้อแปลง เมื่อความดันลดลง สปริงจะกดแผ่น Diaphragm ให้กลับสู่สภาพเดิม

5. Tap Changer เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนจำนวนรอบของขดลวดหม้อแปลงเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าทางด้านโหลดตามต้องการ โดยทั่ว Tap Changer ของหม้อแปลงจะอยู่ทางด้านขดลวดแรงสูงเพราะมีจำนวนรอบมากและมีกระแสไหลน้อย Tap Changer ชนิด Off Load จะต้องดับไฟฟ้า

ก่อนที่จะเปลี่ยน Tap Changer ได้ ปกติ Tap Changer จะมี 5 Tap แต่ละ Tap จะทำให้แรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนไป ประมาณ 2.5 % โดยหมุนปรับตามเข็มนาฬิกา ซึ่งแต่ละตำแหน่งที่หมุนเพิ่มขึ้น จะเป็นการลดจำนวนรอบของขดลวด

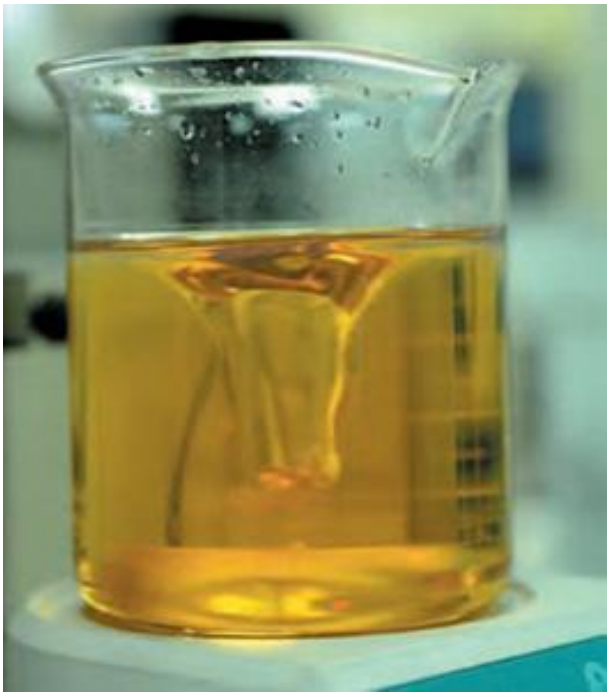
ภาพที่ 2.33 Tap Changer

6. Dual Voltage Switch เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เลือกรับแรงดันในระบบจำหน่ายว่าจะรับ 12 kV หรือ 24 kV (ระบบจำหน่าย กฟน.)ได้ เมื่อเราปรับสวิตช์ดังกล่าวไปที่ตำแหน่ง 12 kV ขดลวดแรงสูง 2 ชุด จะต่อขนานกัน เพื่อใช้กับระบบจำหน่าย 12 kV ในทำนองเดียวกัน ถ้าปรับไปที่ตำแหน่ง 24 kV ดังรูปที่ 6 ขดลวดแรงสูง 2 ชุด จะต่ออนุกรมกัน เพื่อใช้กับระบบจำหน่าย 24 kV และการปรับเปลี่ยนตำแหน่ง Dual Voltage Switch จะต้องทำในขณะหม้อแปลงไม่มีไฟฟ้าเท่านั้น

7. น้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากการสูญเสียทางไฟฟ้าจะทำให้เกิดความร้อน ซึ่งจะทำให้วัตถุมีอุณหภูมิสูง ขึ้นจนถึงจุดที่อาจชำรุดได้ ถ้าไม่มีการระบายความร้อนนั้นออกจากวัตถุอย่างมีประสิทธิภาพ ในหม้อแปลงขีดจำกัดของอุณหภูมิขึ้นอยู่กับกระดาษหรือฉนวนอื่น ๆ ซึ่งอาจร้อนเกินไปจนชำรุด ใช้งานไม่ได้เลย น้ำมันในหม้อแปลงเป็นตัวกลางที่มีประสิทธิภาพในการถ่ายเทความร้อน จากแกนเหล็ก และขดลวด สู่ภายนอก น้ำมันหม้อแปลงใช้เป็นฉนวนไฟฟ้าได้อย่างดีในหม้อแปลง ซึ่งมีศักย์ทางไฟฟ้าต่างกันระหว่างจุดต่าง ๆ ในหม้อแปลง ทำให้หม้อแปลงจ่ายโหลดได้เกิน Rated Capacity และสามารถทนต่อ Transients Voltage เนื่องจากฟ้าผ่าหรือ Switch Surge ได้ นอกจากนี้น้ำมันหม้อแปลงยังสามารถเพิ่มประสิทธิภาพของฉนวนที่เป็นของแข็ง ได้โดยการแทรกเข้าไปในช่องระหว่างขั้วของฉนวนที่พันกันไว้ หลังจากที่ทำให้แห้งและดูดเอาอากาศออกแล้ว จะได้กระดาษหรือผ้าที่เป็นฉนวนอย่างดี

เนื่องจากน้ำมันหม้อแปลงมีความสำคัญยิ่งสำหรับหม้อแปลง ดังนั้นการเลือกใช้คุณสมบัติที่สำคัญของน้ำมันหม้อแปลง เพื่อที่จะทำหน้าที่ได้อย่างสมบูรณ์เป็นเวลานาน ควรมีดังนี้

- มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าดี มีค่าความเป็นฉนวน (Dielectric Stengel) สูง
- ระบายความร้อนได้ดี มีความหนืด (Viscosity) ต่ำ
- มีจุดไหล (Pour Point) ต่ำ ไม่แข็งตัวในฤดูหนาว
- ระเหยได้น้อย มีจุดวาบไฟ (Flash Point) สูง
- คงทนต่อปฏิกิริยาทางเคมี ไม่มีสารไปกัดกร่อนส่วนที่เป็นโลหะ มีค่าความเป็นกรด (Acidity) ต่ำ
- สะอาดปราศจากความชื้น หรือสิ่งเจือปนต่าง ๆ



ภาพที่ 2.34 น้ำมันหม้อแปลงไฟฟ้า

8. บุชชิ่ง (Bushing) ทำมาจาก Porcelain หรือ China Stone ทำหน้าที่เป็นฉนวนกั้นระหว่างขั้วไฟฟ้าแรงสูง-แรงต่ำ กับตัวถัง ในหม้อแปลงแต่ละลูกจะมีบูชชิ่งอยู่ 2 ชุด คือ บูชชิ่งแรงสูง และบูชชิ่งแรงต่ำ

ภาพที่ 2.35 บุชชิ่งหม้อแปลงไฟฟ้า

9. ปะเก็น ทำหน้าที่รองรับบูชชิ่งกับตัวถังหรือฝาถังกับตัวถัง จุดประสงค์เพื่อกันความชื้นเข้าภายในหม้อแปลงและกันน้ำมันที่บรรจุภายในตัวถังหม้อแปลง รั่วออกมาภายนอก ปะเก็นที่ใช้มี 2 แบบ คือไม้ Cork ผสมยาง หรือยาง Nitrile คุณสมบัติของปะเก็นคือ จะต้องทนน้ำมัน ไม่บวม ทนความร้อน ไม่แข็ง

10. Oil Temperature เป็นเครื่องมือสำหรับวัดอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง โดยวัดจากส่วนบนของตัวถังหม้อแปลง ภายในจะมี Mercury Contact ซึ่งจะไปควบคุมการเปิดปิดพัดลม

11. ถังหม้อแปลงและฝาถัง (Transformer Tank and Cover) ถังหม้อแปลงเป็นส่วนที่อยู่ภายนอกสุด ใช้บรรจุชิ้นส่วนอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น ขดลวด แกนเหล็ก น้ำมันหม้อแปลง ตลอดจนใช้ติดตั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น บุชชิ่ง ล่อฟ้า ฯลฯ

2.6.4 ชนิดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer)

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) จะใช้สำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าและระบบสายส่ง (Transformer Line) หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดนี้จะมีค่ากำลังไฟฟ้าในการใช้งานสูงที่สุด และแรงดัน ไฟฟ้าใช้งานอย่างต่อเนื่อง ก็จะมีค่าสูงที่สุดด้วย การกำหนดพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าจะเหมือนกับเครื่องจักรไฟสลับ คือจะกำหนดเป็น โวลต์*แอมแปร์ (VA) โดยทั่วไปจะมีขนาดตั้งแต่ 1 MVA ขึ้นไปจนถึงหลายร้อย MVA

ภาพที่ 2.36 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง Power Transformer

1. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นหม้อแปลงที่ใช้ในระบบจำหน่ายของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวงสำหรับหม้อแปลงจำหน่ายที่ใช้งานทั่วไปของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบ่งออกเป็น 2 ระบบคือ 1. ระบบ 1 เฟส 3 สาย มีใช้งาน 4 ขนาดคือ 10 kVA , 20 kVA , 30 kVA , 50 kVA 2. ระบบ 3 เฟส 4 สาย มีหลายขนาดได้แก่ 30, 50, 100, 160, 250, 315, 400, 500, 1000, 1250, 1500, 2500 kVA.

2. หม้อแปลงที่ติดตั้งเพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าทั่วไปของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ใช้ได้ตั้งแต่ขนาด 10 kVA. 1 เฟส จนถึง 250 kVA. 3 เฟส (ยกเว้น 30 kVA. 3 เฟส) นอกเหนือจากนี้เป็นหม้อแปลงที่ติดตั้งให้ผู้ใช้ไฟเฉพาะราย

ภาพที่ 2.37 หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer)

3. หม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) Instrument Transformer คือ อุปกรณ์ที่ใช้แยกอุปกรณ์เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ควบคุมที่ต่ออยู่ด้าน Secondary ออกจากด้านไฟแรงสูงที่ต่อเข้าทาง Primary ของ Instrument Transformer

2.6.5 หม้อแปลงกระแส (Current Transformer)

หม้อแปลงกระแส (Current Transformer) CT ไม่เหมือน Power Transformer ทั้งหมดแต่ใช้หลักการ Electromagnetic Inductionเหมือนกัน ลักษณะการใช้งานต่างกัน ใน Power Transformer กระแสไหลผ่านขดลวด Primary จะมีความสัมพันธ์กับกระแสด้าน Secondary ซึ่งเป็นไปตาม Load แต่ CT มีขดลวด Primary ต่ออนุกรม (Series) กับ Line เพื่อวัดกระแสที่ไหลผ่าน หรือกล่าวได้ว่า กระแสในขดลวด Primary จะไม่ขึ้นกับ Load ที่ต่ออยู่อาจแบ่งประเภทของ CT ได้เป็นสองชนิดตามการใช้งาน

- CT ที่ใช้วัดกระแส โดยนำอุปกรณ์ Instrument เช่น Metering System ต่าง ๆ คือ Energy Meter, Current Indicating Meter มาต่อเข้าที่ด้าน Secondary เรียกว่า Metering Current Transformer

- CT ที่ใช้กับระบบป้องกัน (Protective Equipment) เช่น Trip Coil, Relay ซึ่งเรียกว่า Protective Current Transformer

ภาพที่ 2.38 หม้อแปลงกระแส Current Transformer

หน้าที่ของหม้อแปลงกระแส (Current Transformer) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer) มีหน้าที่คือ แปลงขนาดกระแสของระบบไฟฟ้าค่าสูงให้เป็นค่าต่ำเพื่อพระโยชน์ในการวัดและการป้องกัน แยกวงจร Secondary ออกจากวงจร Primary เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน ทำให้สามารถใช้กระแสมาตรฐานทางด้าน Secondary ได้ กรณีใช้งานกับไฟแรงสูงจำเป็นต้องมีฉนวนที่สามารถทนต่อแรงดันใช้งานและแรงดันผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นในระบบ แต่หากไม่คำนึงถึงฉนวน (Insulation) สิ่งสำคัญของ CT ที่ต้องมี คือ

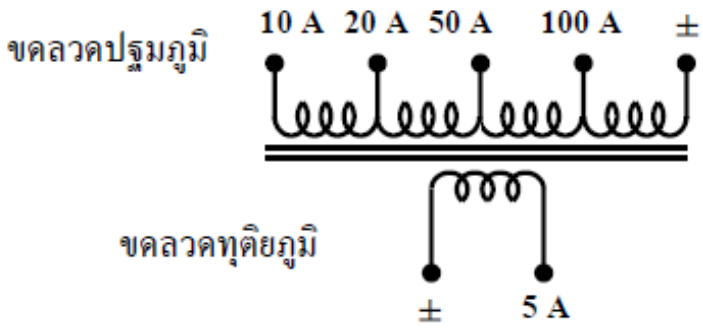
- Primary Winding
- Magnetic Core
- Secondary Winding
- Burden

Primary Winding เป็นขดลวดที่ต่ออนุกรม (Series) กับ Line หรือ Primary Circuit แบ่งเป็นชนิด มีรอบเดียว Single - Turn Primary Winding ได้แก่ Ring - Type หรือ Through - Type ใช้ Line Conductor / Cable , หรือ Busbar คล้องหรือสวมให้ผ่านช่อง (Window) ของ Core ที่มีขดลวดSecondary พันอยู่จึงถือเป็นรอบเดียว และ ชนิดที่มีหลายรอบ Multi - Turn Primary Winding หรือWound Primary Current Transformer ขดลวดของ Primary มีหนึ่งรอบจะดีกว่าหลายรอบ กล่าวคือผลต่อ แรงทางกลที่กระทำกับ Conductor ของ Primary ในขณะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่าน และความร้อน ที่เกิดขึ้นจากกระแสสูง (Dynamic and Thermal Stresses)

Magnetic Core เป็นแกนเหล็กที่ให้ Induced Flux ไหล คุณสมบัติของ CT ที่สำคัญคงเป็นเรื่องความละเอียดถูกต้องแม่นยำ และ ความเที่ยงตรง (Accuracy) ของ CT คุณสมบัตินี้ขึ้นอยู่กับชนิดของ Material ที่ใช้ทำ Core และโครงสร้างของ Core จึงมักใช้ Magnetic Alloys

Secondary Winding เป็นขดลวดชุดที่สองที่พันบนแกนเพื่อลดกระแสให้ต่ำลง สามารถนำอุปกรณ์ต่างๆ มาต่อเพื่อวัดค่าได้ คุณสมบัติของ CT ขึ้นอยู่กับ Flux Density ใน Core เป็นสำคัญ Flux ที่เกิดขึ้นจะขึ้นอยู่กับ Impedance ทั้งหมดใน Secondary Circuit ส่วนหนึ่งคือ Impedanceของขดลวด Secondary บางกรณีจะมีค่ามากกว่า Impedance ของอุปกรณ์ หรือ Burden ที่ต่อเข้า

Burden เป็น Impedance ของอุปกรณ์ที่ต่อทาง Secondary เช่น Relay, เครื่องมือวัดหรืออุปกรณ์อื่น ๆ รวมทั้งสายที่ต่อระหว่างอุปกรณ์กับ Secondary Terminal รวมทั้งหมด คือ Burden ของ CT อาจมีหน่วยเป็น VA หรือ Ohm ก็ได้ โครงสร้างของหม้อแปลงกระแส (Current Transformer) ประกอบด้วยขดลวด 2 ชุดคือ ขดปฐมภูมิ ซึ่งพันรวดเส้นใหญ่จำนวนรอบน้อย และขดทุติยภูมิพันด้วยลวดเส้นเล็กจำนวนรอบมาก



ภาพที่ 2.39 สัญลักษณ์ของหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า

หลักการทำงานของ หม้อแปลงกระแส (Current Transformer) คือ ขดลวดปฐมภูมิต่ออนุกรมกับโหลดของวงจร ทำให้เกิดสนามแม่เหล็กขึ้นทางด้านขดลวดปฐมภูมิ ไปเหนี่ยวนำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้าเหนี่ยวนำขึ้นทางด้านขดลวดทุติยภูมิ ทำให้เข็มชี้ของแอมมิเตอร์เกิดการบ่ายเบนค่าที่อ่านได้ทางด้านขดลวด ทุติยภูมิสามารถนำไปคำนวณหาค่ากระแสที่ไหลผ่านขดลวดปฐมภูมิได้ โดยอาศัยความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าในขวดลวดทั้งสอง การใช้งานหม้อแปลงกระแสมีเหตุผล 2 ประการคือ

- เพื่อป้องกันอันตรายจากการต่อแอมมิเตอร์หรือขดลวดกระแสของเครื่องวัดไฟฟ้าโดยตรงกับสายฟ้าแรงสูง

- แปลงกระแสไฟฟ้าในระบบให้ต่ำลง เพื่อให้เหมาะสมกับย่านการวัดของแอมมิเตอร์และวัตต์มิเตอร์

2.6.6 หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer)

หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer) คือหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ร่วมกับเครื่องวัด ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง เพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน และเหมาะสมกับย่านวัดของโวลต์มิเตอร์มักจะมีค่าแรงดันตามมาตรฐาน

ภาพที่ 2.40 หม้อแปลงแรงดัน Voltage Transformer

ข้อกำหนดลักษณะของ (Voltage Transformer)

- Rated Primary Voltage
- Rated Secondary Voltage
- Insulation Level
- Rated Burden
- Frequency
- จำนวน Phases
- Accuracy Class
- Voltage Transformer ที่มีใช้งาน
- Magnetic - Type Voltage Transformer (MVT)
- Capacitive Voltage Transformer (CVT)

Magnetic - Type MVT จะใช้งานที่แรงดันเดียว หรือ ที่ Flux Density เดียว ไม่มีลักษณะเป็น Wide Range เหมือน CT การออกแบบเพื่อแปลงแรงดัน ใช้หลักการเช่นเดียวกับ Power Transformer สิ่งที่แตกต่างกัน คือ ต้องคำนึงถึงค่าความผิดพลาดของแรงดันที่แปลงออกที่ด้าน Secondary

Capacitive Voltage Transformer มีลักษณะเป็น Capacitive Divider คือมี Capacitor สองชุดต่ออนุกรมกัน ส่วนล่างจะมีค่า Capacitance สูงกว่าส่วนบน แรงดันที่ Tap ออกจาก Capacitor ส่วนล่างจะนำไปต่อเข้ากับ Intermediate Voltage Transformer (IVT) ที่เป็น Inductive - Type เพื่อแปลงแรงดันให้ต่ำลงในระดับเหมาะสมกับอุปกรณ์

เนื่องจาก Capacitor Impedance และ Leakage Impedance ของ IVT ทำให้การใช้งานไม่สามารถควบคุม Ratio ที่ Burden ค่าต่าง ๆ ได้ จึงจำเป็นต้องมี Tuning Reactor ซึ่งจะต่อขั้นไว้ก่อนต่อเข้า Inductive Voltage Transformer เมื่อเลือกค่าที่เหมาะสมกับ Frequency ระบบ ก็จะทำให้ Impedance ของ Capacitor หมดไป

Accuracy Class ของ Instrument Transformer IEC Standard

- Class สาหรับ Metering: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, and 3.0
- Class สาหรับ Relaying: 3P, 6P ที่ Burden 25 - 100%

การใช้งานในช่วงแรงดัน 5 % ถึง แรงดันที่ออกแบบให้เหมาะกับการ Ground ของระบบแต่ละประเภท : มีค่าเท่ากับ V r . f % ระบบที่เป็น Solidly Ground f = 1.5 , ระบบที่ไม่เป็น Solidly Ground f = 1.9

ตารางที่ 2.2 ค่า Standard Accuracy Classes and Limits of TCF for Voltage Transformer

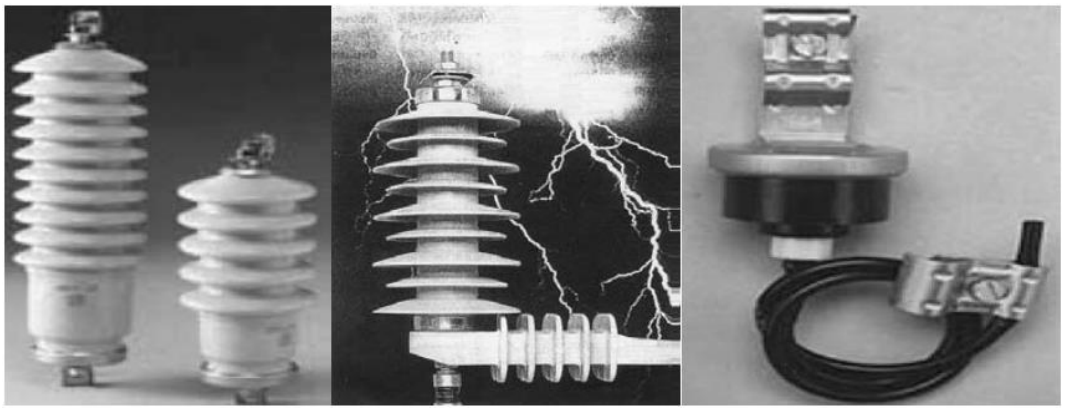
Accuracy Class	Limits of Transformer Correction Factor		Limits of Power Factor (Lagging)	
	Min	Max	Min	Max
1.2	0.988	1.012	0.6	1
0.6	0.944	1.006	1.6	2
0.3	0.997	1.003	2.6	3

ตารางที่ 2.3 ค่า Standard Burdens for Voltage Transformer

Designation of Burden	Secondary VA	Burden Power Factor
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	1.85
ZZ	400	2.85

2.6.7 กับดักฟ้าผ่า (Lightning Arrester)

กับดักฟ้าผ่าหรือกับดักเสิร์จเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ลดความรุนแรงของฟ้าผ่า ที่ผ่าลงสายไฟแรงสูงในระบบ โดยคุณสมบัติของกับดักฟ้าผ่าก็คือ จะยอมให้กระแสที่มีความถี่สูงไหลผ่านได้ แต่ไม่ยอมให้กระแสที่มีความถี่ปกติไหลผ่าน อย่างไรก็ตามหากอัตราการเพิ่มของแรงดันและกระแสของฟ้าผ่า มีค่าสูงเกินกว่าพิกัดของกับดักฟ้าผ่า กับดักฟ้าผ่าก็จะเกิดการชำรุดเสียหายได้ ซึ่งจะทำให้อุปกรณ์ที่กับดักฟ้าผ่าป้องกันได้รับความเสียหาย สำหรับระบบไฟฟ้าในต่างจัดหวัดหรือชนบท จะเกิดฟ้าผ่ามากกว่าในตัวเมือง เนื่องจากตามต่างจังหวัดระบบสายส่งจะอยู่ในที่โล่งแต่ในตัวเมืองจะมีสิ่งปลูกสร้างขนาดสูงช่วยรับฟ้าผ่าเนื่องจากธรรมชาติฟ้าผ่าจะผ่าลงสิ่งปลูกสร้างที่ใกล้สุด โดยกับดักฟ้าผ่าจะใช้ป้องกันสายส่งและอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบ

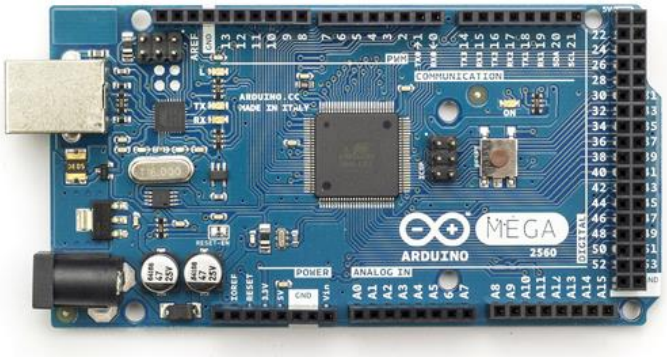


ภาพที่ 2.41 กับดักฟ้าผ่าหรือกับดักเสิร์จ

Overhead Grounded Wires ทำหน้าที่เสมือนร่มที่คอยป้องกันฟ้าผ่าลงบนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า มีลักษณะเป็นสายโลหะขึงอยู่บนส่วนสูงสุดของเสาโครงเหล็ก สายโลหะนี้จะจับกับตัวเสาโครงเหล็กซึ่งจะใช้เป็นทางไหลของไฟฟ้าผ่านสายที่ต่อลงดิน (Tower Grounding) ตรงโคนเสาไฟฟ้าลงสู่ระบบ Grounding System ที่อยู่ใต้ดิน

2.6 Arduino Mega 2560 [5]

Arduino Mega 2560 เป็นบอร์ดไมโครคอนโทรลเลอร์ที่ทำงานบนพื้นฐานของ AT Mega 2560 ซึ่งประกอบด้วย



ภาพที่ 2.42 Arduino Mega 2560

ตารางที่ 2.4 รายการแสดงข้อมูล Arduino Mrga 2560

Microcontroller	ATmega2560
Operating Voltage	5V
Input Voltage (recommended)	7-12V
Input Voltage (limit)	6-20V
Digital I/O Pins	54 (of Which 15 Provide PWM Output)
Analog Input Pins	16
DC Current per I/O Pin	20 mA
DC Current for 3.3V Pin	50 mA
Flash Memory	256 KB of Which 8 KB Used by Bootloader
SRAM	8 KB
EEPROM	4 KB
Clock Speed	16 MHz
Length	101.52 mm
Width	53.3 mm
Weight	37 g

โดยบอร์ด Arduino Leonardo นี้มีทุกสิ่งที่ไมโครคอนโทรลเลอร์จำเป็นต้องใช้อย่างการต่อไฟเลี้ยงสามารถทำได้ทั้งการเชื่อมต่อเข้ากับ USB Cable หรือ จ่ายไฟด้วย AC-DC Adapter หรือการใช้แบตเตอรี่ ซึ่ง Mega เป็นบอร์ดที่เข้ากันได้กับ Shield ที่ออกแบบมาเพื่อ Arduino Duemilanove หรือ Diecimila

Mega 2560 นี้มีความแตกต่างจากบอร์ดก่อนหน้าตรงที่ไม่ใช้ FTDI USB-to-Serial Driver Chip แต่จะมี ATmega16U2 เข้ามาเป็นโปรแกรมแปลง USB-to-Serial

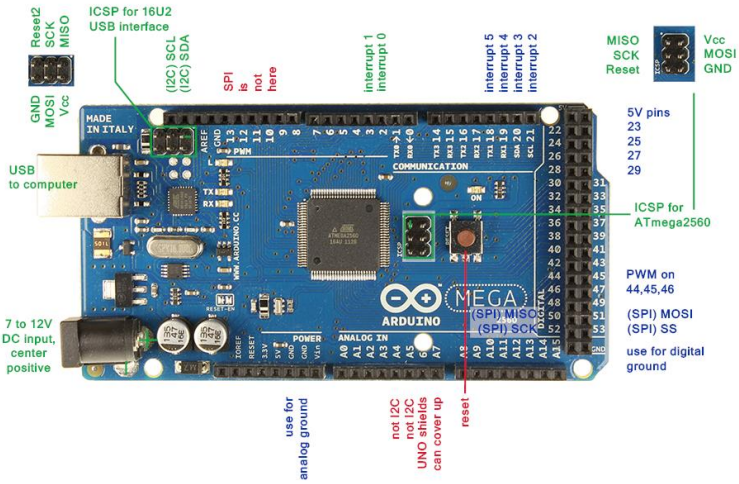
Arduino Mega2560 Revision 2 มี ATmega8U2 ทำให้อัพเดท Firmware ผ่าน USB Protocol ที่เรียกว่า DFU (Device Firmware Update) ได้ง่ายขึ้น

Arduino Mega Revision 3 มี Featureใหม่ๆเพิ่มขึ้นมาดังนี้

- 1.0 Pin out: เพิ่ม SDA และ SCL (อยู่ใกล้กับ AREF Pin) และอีกสอง Pins ใหม่คือ IOREF เป็น Pin ที่ใช้ในการเชื่อมต่อกับ Shields เพื่อแปลงเป็นแรงดันที่ได้จากบอร์ด ส่วนอีก 1 Pin ที่เหลือมีไว้สำหรับใช้ร่วมกับ AVR ในอนาคต

- วงจร Reset ที่ดีขึ้น

- ใช้ ATmega 16U2 แทน 8U2



ภาพที่ 2.43 จุดเชื่อมต่อ Arduino Mega 2560 Board Power

Arduino Mega สามารถเชื่อมรับพลังงานโดยการเชื่อมต่อ Micro USB Connector หรือจาก Power Supply จากภายนอกได้ โดยแหล่งพลังงานจะถูกเลือกโดยอัตโนมัติ แหล่งจ่ายจากภายนอกสามารถมาได้จาก AC-to-DC Adapter หรือจากแบตเตอรี่ โดยต่อเข้ากับ 2.1 mm Center-Positive Plug ไปยังช่องเสียบแหล่งจ่าย และการต่อเข้ากับแบตเตอรี่สามารถทำได้โดยการต่อเข้ากับ GND และ Vin Pin Header ของ Power Conecter บอร์ดสามารถทำงานได้ในช่วงแรงดัน 6 ถึง 20

Volts ถ้า แหล่งจ่ายมีค่าต่ำกว่า 7 V อาจส่งผลให้ 5 V Pin มีแรงดันที่ต่ำกว่า 5V และ บอร์ดอาจจะไม่เสถียร แต่ถ้าหากแรงดันมีค่าสูงกว่า 12 V อาจส่งผลให้บอร์ด Overheat และอาจทำให้บอร์ดเสียหายได้ ดังนั้นช่วงแรงดันที่เหมาะสมกับบอร์ดคือ 7 V ถึง 12 V

- VIN เป็น Input Voltage ของบอร์ด Arduinoโดยใช้แหล่งจ่ายจากภายนอก
- 5V เป็น Output Pin ที่ควบคุม 5 V จากบอร์ด
- 3V3 เป็น 3.3 Volt Supply ที่สร้างขึ้นจากบนบอร์ดและให้กระแสได้สูงสุด 50 mA
- GND เป็น Ground Pin

2.7.1 Memory

ATmega2560 มีหน่วยความจำ 256 KB (8 KB ใช้สำหรับ Boot Loader) นอกจากนี้ยังมีอีก 8 KB สำหรับ SRAM และ 4 KB สำหรับ EEPROM

2.7.2 Input and Output

ในแต่ละ Digital Pins ทั้ง 54 Pins บนบอร์ด Arduino Uno สามารถเป็นได้ทั้ง Input และ Output โดยจะทำงานที่แรงดัน 5 V และให้กระแสสูงสุด 40 mA ฟังก์ชันอื่นๆเพิ่มเติม

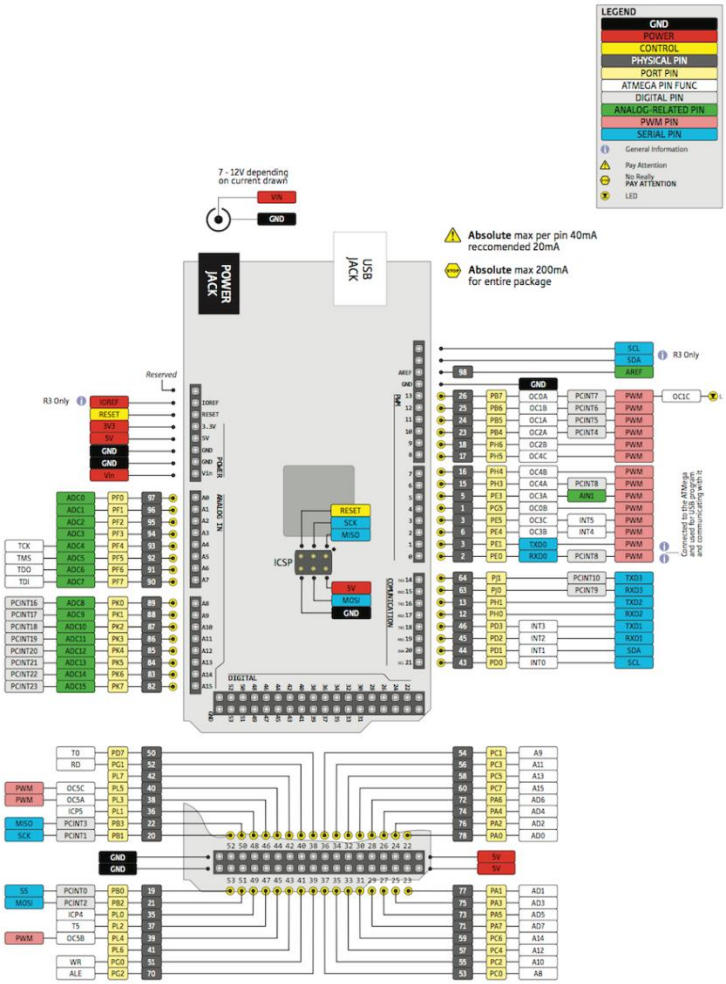
- Serial: 0 (Rx) และ 1(Tx); Serial 1: 19(Rx) และ 18 (Tx); Serial 2: 17 (Rx) และ 16(Tx); Serial 3:15 (Rx) และ 14 (Tx) ใช้สำหรับรับ (Rx) และส่ง (Tx) TTL Serial Data โดย Pin 0 และ 1 จะถูกเชื่อมต่อไปยัง Corresponding Pins ของ ATmega16U2 USB-to-TTL Serial Chip
- External Interrupts: 2 (Interrupt 0), 3 (Interrupt 1), 18 (Interrupt 5), 19 (Interrupt 4), 20 (Interrupt 3), 21 (Interrupt 2). Pins เหล่านี้สามารถที่จะกำหนดค่าที่เรียก Interrupt ในค่าต่ำๆ, ขอบขาขึ้นและลง หรือเปลี่ยนแปลงค่า
- PWM: 2 ถึง 13 และ 44 ถึง 46 ให้ Output PWM Output 8-Bits
- SPI: 50 (MISO), 51 (MOSI), 52 (SCK), 53 (SS) ใช้สำหรับรองรับการสื่อสารแบบ SPI โดยที่ไม่เกี่ยวข้องกันกับ ICSP Header ซึ่งจะมีลักษณะคล้ายกับ Uno, Duemilanove และ Diecimila
- LED 13: เป็น Build-in LED ที่เชื่อมต่อกับ Digital Pin 13 เมื่อ Pin มีค่าเป็น HIGH LED จะติด, แต่เมื่อ Pin เป็น LOW LED จะดับ
- TWI: 20 (SDA) and 21 (SCL). รองรับการเชื่อมต่อแบบ TWI(I2C) บอร์ด Mega2560 มี 16 Analog Inputs แต่ละ Pins ให้ความละเอียด 10 Bits
- AREF. แรงดันอ้างอิง สำหรับ Analog Input
- Reset ใช้ในการรีเซ็ตไมโครคอนโทรลเลอร์ โดยทั่วไปจะใช้โดยการเพิ่มปุ่มรีเซ็ตไว้บน Sheild เพื่อป้องกันปุ่มที่อยู่บนบอร์ด

2.7.3 Communication

Arduino Uno สามารถสื่อสารกับคอมพิวเตอร์, Arduino ตัวอื่นๆ หรือ Microcontroller ได้ โดยที่ไมโครคอนโทรลเลอร์บนบอร์ด คือ ATmega32U4 จะให้การสื่อสารแบบอนุกรม UART TTL (5 V) ซึ่งมีอยู่ใน Pins 0 (Rx) และ 1 (Tx) นอกจากนี้ 32U4 สามารถใช้การสื่อสารแบบอนุกรมผ่าน USB และจะปรากฏเป็น COM Port เสมือนไปยัง Software แต่อย่างไรก็ตามต้องใช้ ไฟล์ .inf บนระบบปฏิบัติการ Windows แต่ OSX และ Linux สามารถ Recognize ได้โดยอัตโนมัติ

2.7.4 Programming

Arduino Uno สามารถรองรับการโปรแกรมด้วย Arduino Software โดยสามารถใช้ได้ทั้งในระบบปฏิบัติการ Windows, Mac OS X และ Linux



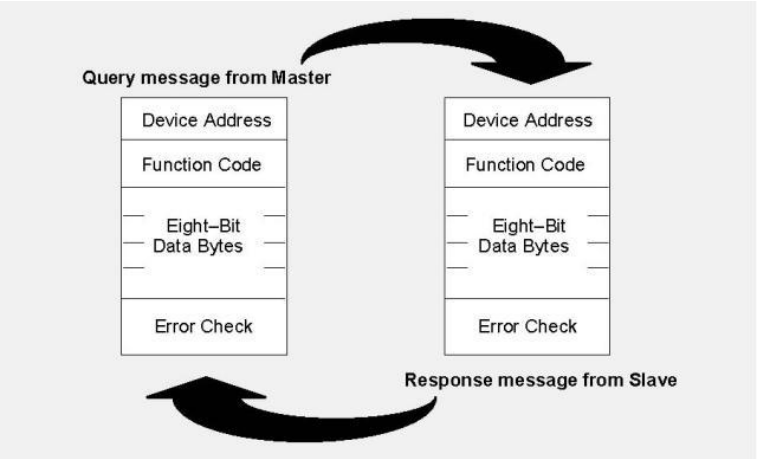
ภาพที่ 2.44 Arduino Mega 2560 Board

2.7 การสื่อสารแบบ Modbus Protocol [6]

โปรโตคอล Modbus เป็นโปรโตคอลเพื่อสื่อสารข้อมูลอินพุต/เอาต์พุตและรีจีสเตอร์ภายใน PLC ซึ่งถูกคิดค้นโดย Modicon (ปัจจุบันคือบริษัท Schneider Electric) โปรโตคอล Modbus ได้เป็นที่ยอมรับกันอย่างกว้างขวางในการติดต่อสื่อสารที่เป็นแบบ Network Protocol อันเนื่องมาจาก Modbus เป็นระบบเปิด, ไม่มีค่าใช้จ่าย, เชื่อมต่อและพัฒนาง่าย พร้อมทั้งยังสามารถนำโปรโตรคอลนี้ไปใช้งานในอุปกรณ์อื่นๆ เช่น Digital Power Meter, RTU (Remote Terminal Unit), Remote I/O, PLC เป็นต้น นอกจากนี้ Modbus ยังสามารถรองรับและใช้งานร่วมกับ Application จำพวก SCADA และ HMI Software ได้อีกด้วย

โปรโตคอล Modbus เป็นการสื่อสารข้อมูลในลักษณะ Master/Slave ซึ่งเป็นการสื่อสารจากอุปกรณ์แม่ (Master) เครื่องเดียว ส่วนใหญ่มักเป็นซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์หรืออุปกรณ์แสดงผล HMI ไปยังอุปกรณ์ลูก (Slave) ได้หลาย ๆ เครื่อง โดยสามารถกำหนดหมายเลขอุปกรณ์ได้สูงสุด 255 เครื่อง โดยมีลักษณะการส่งข้อมูล 2 แบบ คือ ข้อมูลแบบแอสกี (ASCII) และข้อมูลแบบเลขฐานสอง (Binary) ในโปรโตคอล Modbus ที่สื่อสารข้อมูลแบบ ASCII จะเรียก Modbus ASCII และโปรโตคอล Modbus ที่สื่อสารข้อมูลแบบเลขฐานสอง จะเรียก Modbus RTU ทำให้มีความแตกต่างในการกำหนดค่าพอร์ตสื่อสาร

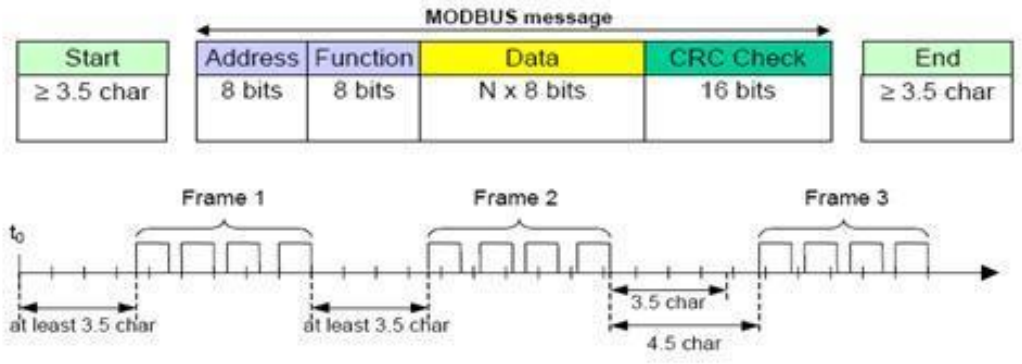
การรับส่งข้อมูลด้วยโปรโตคอล Modbus สามารถเลือกได้ 2 โหมด คือ โหมด ASCII และโหมด RTU ซึ่งทั้ง 2 โหมดนี้มีความแตกต่างกันที่การกำหนดรูปแบบของชุดข้อมูลภายในเฟรม จะเลือกโหมดใดก็ได้แต่มีเงื่อนไขว่า อุปกรณ์ทุกตัวที่ต่อร่วมกันอยู่ในบัสหรือเครือข่ายเดียวกันจะต้องตั้งให้เลือกใช้โหมดเดียวกันทั้งหมด



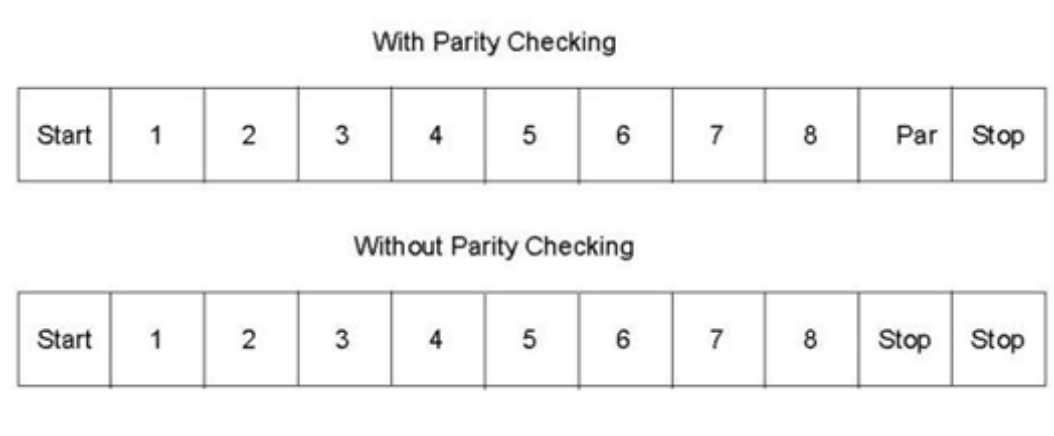
ภาพที่ 2.45 การติดต่อสื่อสารแบบ Master/Slave

2.8.1 Modbus RTU

เฟรมข้อมูลในโหมด RTU ประกอบด้วยข้อมูลแสดงตำแหน่งแอดเดรส 1 ไบต์, หมายเลขฟังก์ชัน 1 ไบต์, ข้อมูลที่ทำการรับส่งจำนวนมากสุดไม่เกิน 252 ไบต์ และรหัสตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลแบบ CRC (Cyclical Redundancy Checking) ขนาด 2 ไบต์ ค่า CRC นี้เป็นค่าที่คำนวณมาจากข้อมูลทุกไบต์ ไม่รวมบิต Start, Stop และ Parity Check โดยที่ตัว Slave ตัวที่ส่งข้อมูลออกมาจะสร้างรหัส CRC แล้วส่งตามท้ายไบต์ข้อมูลออกมา หลังจากนั้นเม่อ Master ได้รับเฟรมข้อมูลและถอดข้อมูลออกจากเฟรมแล้วจะทำการคำนวณค่า CRC ตามสูตรเดียวกับ Slave เพื่อทำการเปรียบเทียบค่า CRC ทั้ง 2 ค่าว่าตรงกันหรือไม่ หากไม่ตรงกันแสดงว่าเกิดความผิดพลาดในการรับส่งข้อมูลในโหมด RTU การรับส่งข้อมูล 1 ไบต์ ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลส่วนใดภายในเฟรมจะต้องทำการส่งบิตข้อมูลรวม 11 บิต คือ บิตเริ่มต้น (Start) 1 บิต, บิตข้อมูล 8 บิต, บิตตรวจสอบ Parity ของข้อมูล 1 บิตและบิตหยุด 1 บิต (Stop) 1 บิต หรือหากเลือกแบบไม่มีบิต Parity ก็จะเป็นแบบ Stop แทน 2 บิต สำหรับการกำหนดให้มีบิต Parity นั้น สามารถเลือกเป็นแบบคู่ (Even Parity) หรือคี่ (Odd Parity) ก็ได้ และหากต้องการออกแบบให้สอดคล้องกับอุปกรณ์ที่มีใช้กันทั่วไปมากที่สุด ควรเลือกแบบคู่โดยที่สามารถปรับเปลี่ยนเป็นแบบคี่หรือไม่มีการตรวจสอบ Parity (No Parity) ได้ด้วย



ภาพที่ 2.46 ลักษณะเฟรมข้อมูลของ Modbus RTU



ภาพที่ 2.47 ลักษณะข้อมูลแต่ละไบต์ของ Modbus RTU

2.8.2 Modbus ASCII

การรับส่งข้มูลในโหมด ASCII นั้นมีความแตกต่างจากโหมด RTU ตรงที่ในโหมด RTU ข้อมูลที่จะส่งขนาด 1 ไบต์ นำมารวมกับบิตประกอบต่างๆ ก็สามารถส่งออกไปได้เลย แต่สำหรับโหมด ASCII จะมองข้อมูล 1 ไบต์ นั้นออกมาเป็นตัวอักษร 2 ตัว เช่น ค่า 0x5B ซึ่งเป็นเลขฐานสิบหก ก็จะถูกมองเป็นตัวอักษร ‘5’ และตัวอักษร ‘B’ จากนั้นก็จะทำการค้นหารหัส ASCII ของตัวอักษรทั้ง 2 ตัวนั้น ซึ่งได้แก่ 0x35 สำหรับ ‘5’ และ 0x42 สำหรับ ‘B’ แล้วทำการส่งรหัส ASCII ทั้ง 2 ค่านี้ออกไป ซึ่งจะได้ผลเท่ากับการส่งค่า 0x5B ซึ่งเป็นข้อมูลขนาด 1 ไบต์ ในโหมด RTU จะเห็นได้ว่าการส่งข้อมูลในโหมด ASCII จะต้องทำงานมากกว่าการส่งข้อมูลในโหมด RTU ซึ่งทำให้อัตราเร็วในการสื่อสารมีค่าต่ำกว่า สาเหตุที่เป็นแบบนี้ก็เพราะว่า โหมด ASCII ได้ถูกออกแบบมาสำหรับอุปกรณ์ที่ไม่มีความสามารถในการกำหนดช่วงระยะห่างของเวลาในการส่งเฟรมข้อมูล อย่างเช่นในโหมด RTU ที่อุปกรณ์สามารถกำหนดได้ว่าจะส่งเฟรมข้อมูลแต่ละเฟรมออกมาด้วยเวลาห่างกันเท่าใด และอุปกรณ์ที่รอรับข้อมูลก็ต้องสามารถตรวจจับและแยกแยะได้ว่าเฟรมข้อมูลแต่ละเฟรมที่รับเข้ามานั้นมีระยะเวลาห่างกันภายในช่วงเวลาที่กำหนดหรือไม่ เพื่อทำให้สามารถตรวจสอบหาจุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดของเฟรมข้อมูลแต่ละเฟรมได้ แต่ในความเป็นจริงยังมีอุปกรณ์อีกหลายชนิดที่ไม่มีความสามารถพิเศษนี้ จึงต้องใช้วิธีอื่นที่จะช่วยให้สามารถรับรู้จุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดของเฟรมข้อมูลได้ นั่นได้แก่โหมด ASCII ซึ่งในโหมดนี้จะเริ่มต้นเฟรมข้อมูลด้วยการส่งรหัส ASCII ที่กำหนดให้หมายถึงจุดเริ่มต้น คือ 0x3A ซึ่งตรงกับตัวอักษร ‘:’ ตามด้วยแอดเดรสของ Slave, หมายเลขฟังก์ชัน, ข้อมูล, รหัสตรวจสอง RLC และรหัส ASCII 2 ตัว ที่กำหนดให้หมายถึงจุดสิ้นสุด คือ รหัส 0x0D และ 0x0A คือรหัส CR (Carriage Return) และ LF (Line Feed) ตามลำดับ

โดยในขณะที่บัสข้อมูลว่างจากการรับส่งข้อมูล อุปกรณ์ทุกตัวจะคอยตรวจสอบข้อมูลในบัสว่ามีการส่งรหัส ASCII ของ ':' ออกมาหรือไม่ ถ้ามีก็จะรับรู้ว่าขณะนี้ได้มีการเริ่มต้นส่งเฟรมข้อมูลออกมาแล้ว ก็จะเข้ากระบวนการรับข้อมูลต่อไป

Start	Address	Function	Data	LRC	End
1 char :	2 chars	2 chars	0 up to 2x252 char(s)	2 chars	2 chars CR LF

ภาพที่ 2.48 ลักษณะเฟรมข้อมูลของ Modbus ASCII

With Parity Checking

Start	1	2	3	4	5	6	7	Par	Stop

Without Parity Checking

Start	1	2	3	4	5	6	7	Stop	Stop

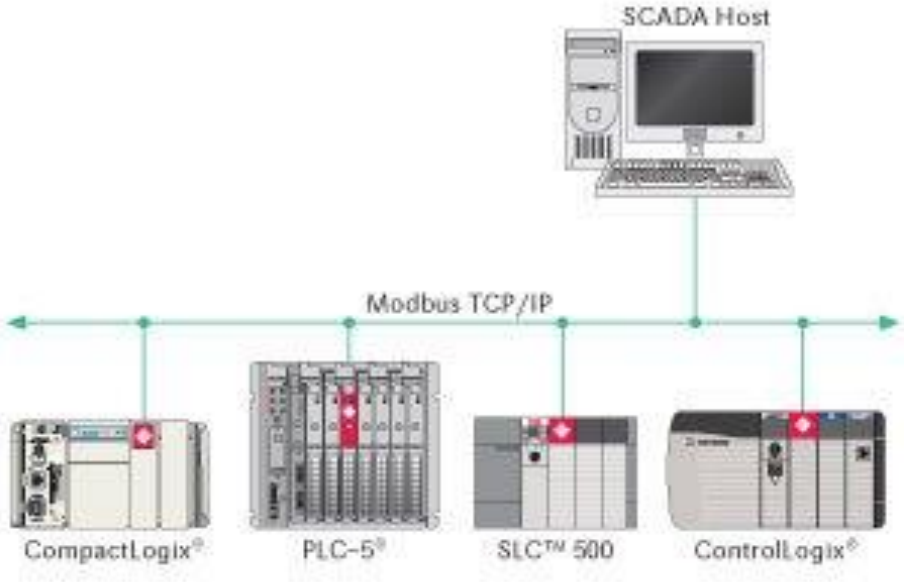
ภาพที่ 2.49 ลักษณะข้อมูลแต่ละไบต์ของ Modbus ASCII

Modbus จะบริการให้อุปกรณ์ติดต่อสื่อสารกันผ่าน Serial Port (RS-232/422/485) แต่ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาให้อุปกรณ์สามารถติดต่อสื่อสารกับอุปกรณ์ที่อยู่บนเครือข่าย Ethernet ซึ่งอุปกรณ์ที่ใช้การสื่อสารแบบ Modbus Protocol ส่วนใหญ่จะเป็น PLCs, DCSs, HMIs, Instruments อย่างไรก็ตาม Modbus จำเป็นต้องมีอุปกรณ์จำพวก Gateway และ Bridge ในการติดต่อสื่อสารระหว่าง Serial Line กับ Ethernet

2.8.3 Modbus TCP/IP

Modbus TCP/IP ถูกพัฒนาขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อจะนำการสื่อสารแบบ Internet มาใช้กับอุปกรณ์จำพวก Ethernet Device ระยะในการใช้งานสำหรับการเดินสาย (สาย LAN) คือ 100 เมตร โดยสามารถขยายระยะในการสื่อสารได้โดยการใช้อุปกรณ์ Repeater หรือในระบบ LAN จะเรียกอุปกรณ์นี้ว่า Hub หรือ Switch ก็จะสามารถลากสายได้อีก 100 เมตร และยังสามารถต่อ

Repeater ขยายระยะทางได้โดยไม่จำกัด ในการสื่อสารโดยทั่วไปมีความเร็ว 100,000,000 บิตต่อวินาที (100 Mbps) และเชื่อมต่ออุปกรณ์ได้ไม่จำกัดจำนวน



ภาพที่ 2.50 เชื่อมต่ออุปกรณ์ Modbus TCP/IP

2.8.4 Modbus ASCII/RTU

Modbus ASCII/RTU ที่จะติดต่อสื่อสารกับ Modbus TCP เพื่อให้ใช้งานในเครือข่าย Ethernet จะใช้ Gateway ติดต่อและแปลงรูปแบบการสื่อสารข้อมูล โดยการสื่อสารของ Modbus RTU/ASCII จะเป็นการสื่อสารผ่านทาง RS-232/422/485 นั้นจะถูก Gateway แปลงให้เป็น Modbus TCP เพื่อใช้ในการติดต่อสื่อสารในเครือข่าย Ethernet ต่อไป

ภาพที่ 2.51 การแปลง Modbus Serial เป็น Modbus Ethernet