

คู่มือวิศวกรรมการออกแบบและ การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูง ข้ามแม่น้ำหรือถนน



กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า
ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย

คำนำ

หนังสือคู่มือการออกแบบและการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนเล่มนี้ ได้จัดทำขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้วิศวกรของ กฟภ. มีความรู้ในเรื่องการออกแบบและการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนน และสามารถออกแบบและก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนได้อย่างถูกต้องตามมาตรฐาน เป็นแนวทางเดียวกันทั่วประเทศ

เนื้อหาในหนังสือเล่มนี้ประกอบด้วย บทนำ ข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบ, แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนน ทั้งการก่อสร้างแบบเหนือน้ำและแบบเคเบิลใต้ดิน รวมถึงกรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพาน เพื่อใช้เป็นแนวทางในการออกแบบต่อไป

ในการนี้กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องขอขอบคุณหน่วยงาน กรมทางหลวง และกรมทางหลวงชนบท ที่ให้ความอนุเคราะห์โดยได้มอบหนังสือ “Standard Drawings for Highway Construction” และหนังสือ “มาตรฐานสะพานในเขตชุมชนในภูมิภาค” เพื่อใช้ศึกษาและเป็นแนวทางในการประกอบการจัดทำแบบมาตรฐานการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพาน สำหรับแบบมาตรฐานต่างๆที่อ้างอิงในหนังสือนี้ สามารถค้นหาได้จาก <http://intra.pea.co.th/dpss/index.html>

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้าหวังว่าเนื้อหาในหนังสือเล่มนี้จะเป็นประโยชน์ต่อพนักงานที่ปฏิบัติงานเกี่ยวข้อง เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการออกแบบต่อไป หากมีข้อผิดพลาดหรือมีข้อเสนอแนะประการใดโปรดแจ้งให้กองมาตรฐานระบบไฟฟ้าทราบ (โทร.0-2590- 5585) เพื่อแก้ไขปรับปรุงในโอกาสต่อไป

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า
ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย
พฤศจิกายน พ.ศ. 2553

สารบัญ

	หน้า
บทที่ 1 บทนำ	1-1
บทที่ 2 ข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบ	
2.1 ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับสะพาน	2-1
2.2 ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับถนนและทางหลวง	2-20
2.3 หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำและข้ามถนน	2-30
บทที่ 3 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือทางหลวง	
3.1 เสาไฟฟ้าคอนกรีตและความสามารถในการรับโมเมนต์ดัด	3-1
3.2 สายไฟฟ้า	3-19
3.3 ระยะหย่อนยานและแรงดึงของสายไฟฟ้า	3-23
3.4 รูปแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือทางหลวง	3-31
3.5 ระยะห่างทางไฟฟ้า	3-40
3.6 การเลือกขนาดสายไฟ	3-49
บทที่ 4 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงแบบเคเบิลใต้ดินข้ามแม่น้ำหรือทางหลวง	
4.1 สายเคเบิลใต้ดิน	4-1
4.2 การต่อสายและการทำหัวสายเคเบิลใต้ดิน	4-2
4.3 แบบการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดิน	4-10
4.4 บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน	4-12
4.5 การเลือกขนาดท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน	4-13
4.6 ท่อสำรวจ	4-17
4.7 การต่อลงดิน	4-17
4.8 การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดิน	4-21
4.9 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน	4-22
4.10 ระยะห่างทางไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ	4-36

4.11 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน	4-36
4.12 การทดสอบสายเคเบิลใต้ดินที่สถานที่ติดตั้ง	4-39
4.13 การทดสอบต่อรอยสายเคเบิลใต้ดิน	4-42

บทที่ 5 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพาน

5.1 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสาย TAC	5-1
5.2 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายเคเบิลใต้ดิน	5-8

ภาคผนวก ก. PHYSICAL CHARACTERISTICS OF CONDUCTOR

ภาคผนวก ข. PHYSICAL CHARACTERISTICS OF CONCRETE POLE

ภาคผนวก ค. ตัวอย่างการคำนวณพิกัดกระแสสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลียว

ภาคผนวก ง. แบบมาตรฐานการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยโครงสร้างเสา H-Frame และแบบที่เกี่ยวข้อง

ภาคผนวก จ. แบบมาตรฐานสำหรับการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยสาย TAC เกาะสะพาน

ภาคผนวก ฉ. แบบมาตรฐาน การก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยเคเบิลใต้ดิน

บทที่ 1

บทนำ

การออกแบบและการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนในอดีตส่วนใหญ่จะมีการออกแบบและก่อสร้างเป็นสายเปลือย ด้วยโครงสร้าง H-Frame ซึ่งมีแบบมาตรฐานการก่อสร้างรองรับ แต่ปัจจุบันการก่อสร้างระบบจำหน่ายข้ามแม่น้ำ หรือ ทางหลวงเป็นสายเปลือย ด้วยโครงสร้าง H-Frame ตามตัวอย่างในรูปที่ 1-1 นั้น ในทางปฏิบัติมีปัญหาในการทำสายยึดโยง เนื่องจากการทำสายยึดโยงจำเป็นต้องใช้พื้นที่มาก ทำให้เจ้าของพื้นที่ไม่ยินยอมให้การไฟฟ้าดำเนินการ รวมทั้งบังคับทัศนียภาพในพื้นที่ดังกล่าวด้วย จึงจำเป็นต้องออกแบบและการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว(TWISTED AERIAL CABLE, TAC) หรือ เคเบิลใต้ดิน(UNDERGROUND CABLE, UG) ซึ่งการออกแบบดังกล่าวเป็นการออกแบบพิเศษ ยังไม่มีแบบมาตรฐานการก่อสร้างรองรับ



รูปที่ 1-1 ระบบจำหน่ายข้ามแม่น้ำ โดยการใช้สายเปลือย ด้วยโครงสร้าง H-Frame

ดังนั้นเพื่อให้ กฟผ. มีแนวทางในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำ หรือ ถนน เกาะสะพาน ด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว(TAC) หรือ เคเบิลใต้ดิน(UG) มีความปลอดภัยสูงสุดต่อผู้ใช้ไฟสามารถลดผลกระทบจากพระราชบัญญัติความรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นจากสินค้าไม่ปลอดภัย พ.ศ. 2551 ตามตัวอย่างการติดตั้งในรูปที่ 1-2 และ 1-3 กองมาตรฐานระบบไฟฟ้าจึงได้จัดทำคู่มือวิศวกรรมการออกแบบและก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำ หรือ ถนน เพื่อให้วิศวกรของการไฟฟ้าหน่วยงานสามารถออกแบบและก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำ หรือ ถนนได้เอง ซึ่งจะทำให้การก่อสร้างหรือการปรับปรุงจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำ หรือ ถนนมีความรวดเร็ว และเป็นแนวทางเดียวกันทั้งประเทศ เกิดความปลอดภัยต่อประชาชน รวมทั้ง ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้สูงขึ้น



รูปที่ 1-2 การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลิยว(TAC) ดันก่อนเกาะสะพาน



รูปที่ 1-3 การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลิยว(TAC) เกาะสะพาน

คู่มือเล่มนี้ประกอบด้วยบทที่ 2 ข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนโดยกล่าวถึง รายละเอียดของสะพานและถนนรูปแบบต่างๆ พร้อมทั้งรายละเอียดของหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำและข้ามถนน และ บทที่ 3 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน โดยกล่าวถึง เสาไฟฟ้าคอนกรีตและความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดของเสาไฟฟ้าคอนกรีต สายไฟฟ้า ระยะห้อยยานและแรงดึง (sag-tension) ของสายไฟฟ้า รูปแบบก่อสร้าง

ระบบจำหน่ายเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน ระยะห่างทางไฟฟ้า การเลือกขนาดสายไฟฟ้า และการทดสอบ ณ สถานที่ติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดทีเกลียว(TAC) และ บทที่ 4 แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงแบบเคเบิลใต้ดินข้ามแม่น้ำหรือถนน โดยกล่าวถึง สายเคเบิลใต้ดิน การต่อสายและการทำหัวสายเคเบิลใต้ดิน รูปแบบการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดิน บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน การเลือกขนาดท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ท่อสำรอง การต่อลงดิน การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดิน แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน ระยะห่างทางไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ การจัดวางเคเบิลใต้ดิน และ การทดสอบสายเคเบิลใต้ดินที่สถานที่ติดตั้ง รวมทั้งบทที่ 5 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพาน โดยกล่าวถึง กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสาย TAC และ กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายเคเบิลใต้ดิน

บทที่ 2

ข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบระบบ

ในบทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบระบบที่วิศวกรควรทราบ เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำหรือถนน ได้แก่ ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับสะพาน ซึ่งประกอบด้วย ลักษณะของสะพาน รูปแบบโครงสร้างของสะพาน ทางเดินเท้าและราวสะพาน ช่องสาธารณูปโภคใต้สะพาน, ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับถนนและทางหลวง ซึ่งประกอบด้วย ถนนตามเกณฑ์และมาตรฐานผังเมืองรวม ทางหลวงตามข้อกำหนดของกรมทางหลวงหรือทางหลวงชนบท และหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำและข้ามถนน โดยมีรายละเอียดตามหัวข้อถัดไป

2.1 ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับสะพาน

จากการรวบรวมข้อมูลรายละเอียดของสะพานจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กรมทางหลวง, กรมทางหลวงชนบท และจากการออกสำรวจสะพานที่มีอยู่ในส่วนภูมิภาค สามารถสรุปข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับสะพานได้ดังนี้

1. ลักษณะของสะพาน สะพานสามารถแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ ได้แก่

1) สะพานแบบยกกระดาน หมายถึงสะพานที่มีระดับผิวการจราจรช่วงที่อยู่บนสะพานยกสูงกว่าระดับถนนเดิมโดยที่จุดขึ้น-ลงสะพานมีพื้นที่สำหรับปักเสาระบบจำหน่ายที่มีระยะห่างความปลอดภัยเพียงพอเพื่อพาดสายก่อนที่จะเกาะกับสะพานดังรูปที่ 2-1



รูปที่ 2-1 แสดงสะพานยกกระดาน

2) สะพานแบบพื้นราบ หมายถึงสะพานที่มีระดับผิวการจราจรบนสะพานอยู่ในระดับใกล้เคียงหรือเท่ากับถนนเดิม โดยที่จุด ขึ้น-ลง สะพานไม่มีพื้นที่หรือระยะห่างความปลอดภัยไม่เพียงพอกับการปิดเสาเพื่อพาดสายก่อนที่จะเกาะกับสะพานดังรูปที่ 2-2

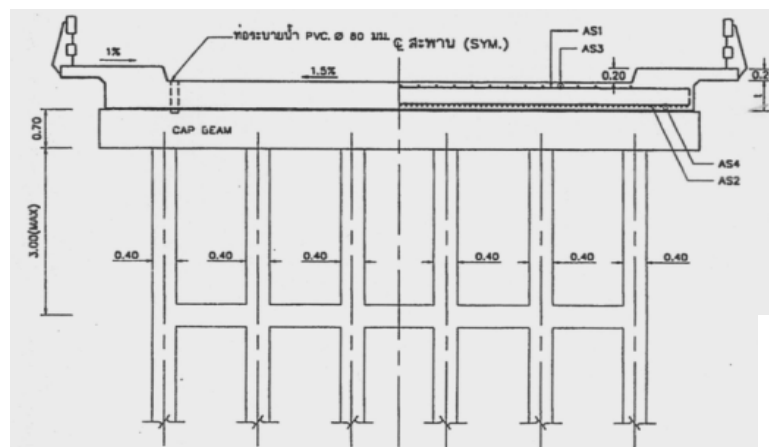


รูปที่ 2-2 แสดงสะพานพื้นราบ

2. รูปแบบโครงสร้างของสะพาน โครงสร้างของสะพานคอนกรีตมีหลายรูปแบบ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งาน และช่วงความยาวของสะพาน โดยอาจแบ่งรูปแบบโครงสร้างของสะพานตามช่วงความยาวได้ดังนี้

1) สะพานช่วงสั้น (ช่วงระยะ 5-10 ม.) มีโครงสร้าง 2 รูปแบบคือ

1.1) แบบ RC SLAB BRIDGE เป็นสะพานประเภทแผ่นพื้นคอนกรีตเสริมเหล็กแบบหล่อในที่ดังรูปที่ 2-3 และ 2-4

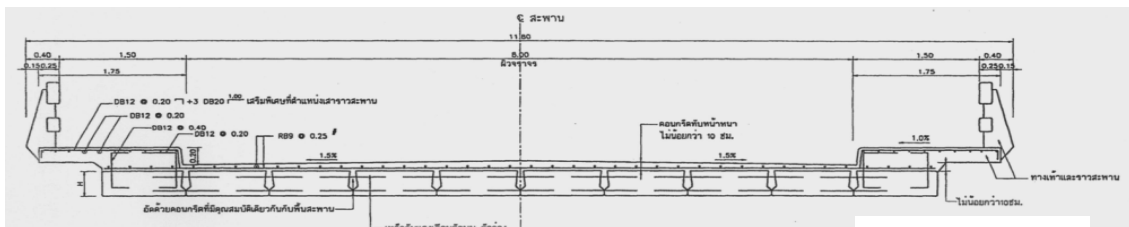


รูปที่ 2-3 แสดงรูปตัดของสะพานช่วงสั้นแบบ RC SLAB BRIDGE



รูปที่ 2-4 แสดงตัวอย่างสะพานช่วงสั้นแบบ RC SLAB BRIDGE

1.2) แบบ PC PLANK GIRDER BRIDGE เป็นสะพานประเภทรองรับพื้นสะพานด้วยแผ่นพื้นคอนกรีตอัดแรง โดยมีกาะหล่อพื้นและแผ่นพื้นคอนกรีตอัดแรงพร้อมกันทีเดียว ดังรูปที่ 2-5 และ 2-6



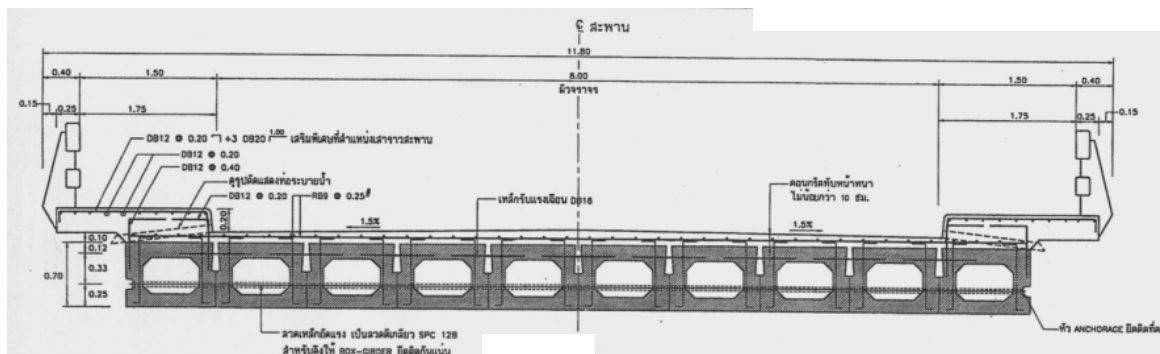
รูปที่ 2-5 แสดงรูปตัดของสะพานช่วงสั้นแบบ PC PLANK GIRDER BRIDGE



รูปที่ 2-6 แสดงตัวอย่างสะพานช่วงสั้นแบบ PC PLANK GIRDER BRIDGE

2) สะพานช่วงยาวปานกลาง (ช่วงระยะ 20 ม.) มีโครงสร้าง 2 รูปแบบคือ

2.1) แบบ PC BOX GIRDER BRIDGE เป็นสะพานประเภทระบบพื้นคอนกรีตอัดแรงหน้าตัดรูปกล่องวางเรียงชิดกัน ดังรูปที่ 2-7 และ 2-8

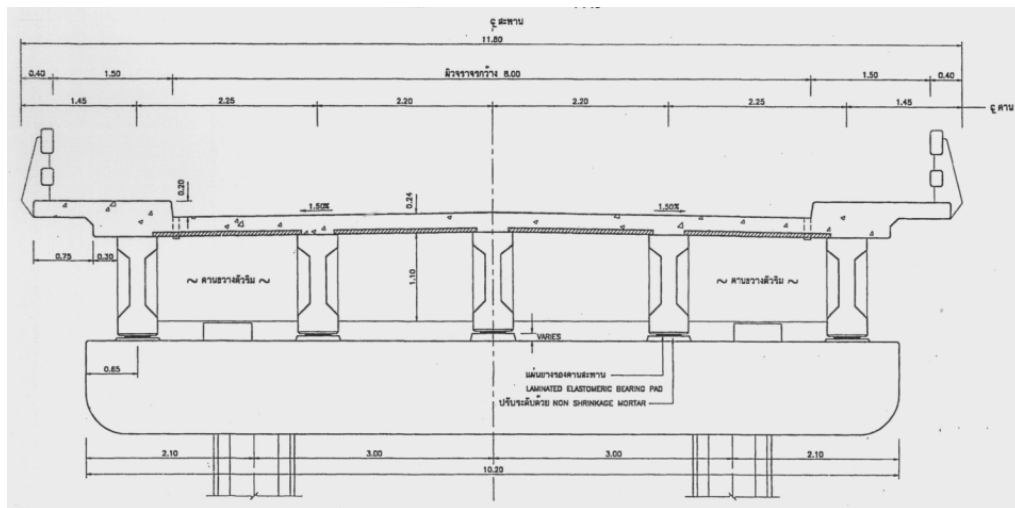


รูปที่ 2-7 แสดงรูปตัดสะพานช่วงยาวปานกลางแบบ PC BOX GIRDER BRIDGE



รูปที่ 2-8 แสดงตัวอย่าง สะพานช่วงยาวปานกลางแบบ PC BOX GIRDER BRIDGE

2.2) แบบ PC I GIRDER BRIDGE เป็นสะพานประเภทระบบคานคอนกรีตรูปตัวไอ ดังรูปที่ 2-9 และ 2-10



รูปที่ 2-9 แสดงรูปตัดสะพานช่วงยาวปานกลางแบบ PC I GIRDER BRIDGE

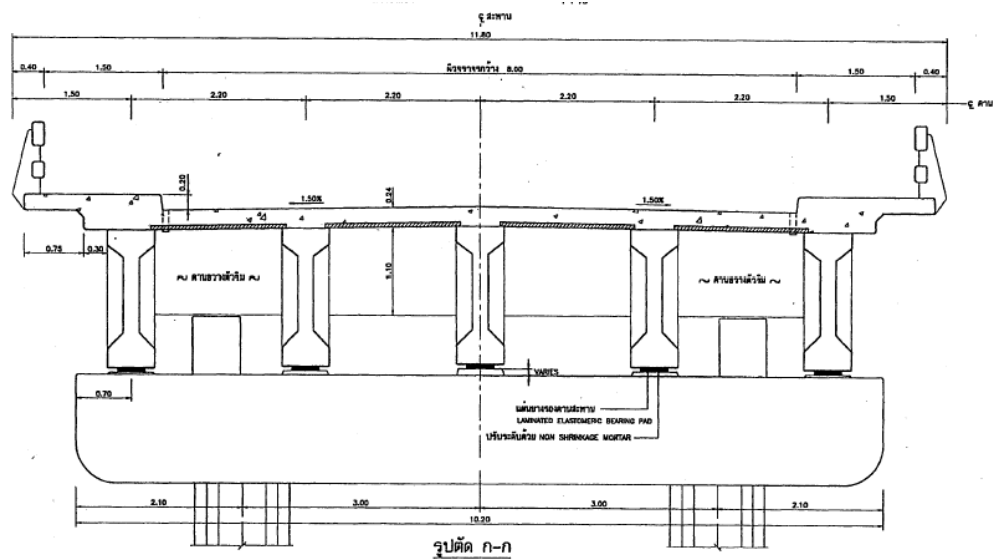


รูปที่ 2-10 แสดงตัวอย่าง สะพานช่วงยาวปานกลางแบบ PC I GIRDER BRIDGE

3) สะพานช่วงยาว (ช่วงระยะ 30 ม.) มีโครงสร้าง 1 รูปแบบคือ

แบบ PC I GIRDER BRIDGE เป็นสะพานประเภทระบบคานคอนกรีตรูปตัวไอ ดังรูปที่ 2-11

และ 2-12



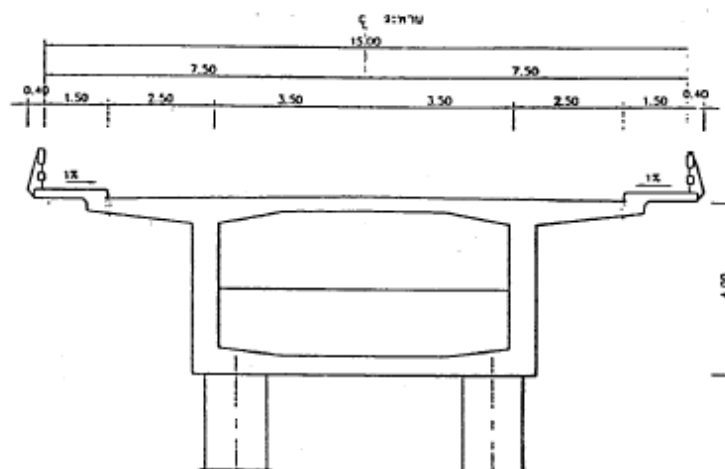
รูปที่ 2-11 แสดงรูปตัดสะพานแบบช่วงยาว PC I GIRDER BRIDGE



รูปที่ 2-12 แสดงตัวอย่างสะพานช่วงยาวแบบ PC I GIRDER BRIDGE

4) สะพานช่วงยาวมาก

สำหรับสะพานคอนกรีตอัดแรงช่วงยาวมาก ๆ การใช้ชิ้นส่วนคานสำเร็จรูปมักจะไม่ค่อยสะดวก เนื่องจากการขนส่ง การติดตั้ง และน้ำหนักของชิ้นส่วน ดังนั้นมักก่อสร้างโดยใช้ Segmental Box Girder เป็นโครงสร้างรูปกล่อง (Box Type) นำมาเชื่อมต่อกันเป็นส่วน ๆ ดังรูปที่ 2-13 ถึง 2-15



รูปที่ 2-13 แสดงรูปตัดโครงสร้างรูปกล่อง



รูปที่ 2-14 แสดงตัวอย่างสะพานแบบโครงสร้างรูปกล่อง



รูปที่ 2-15 แสดงตัวอย่างโครงสร้างรูปกล่องยาว 3 เมตร นำมาต่อกัน

3. ทางเดินเท้าและราวสะพาน

ทางเดินเท้าและราวสะพาน เป็นส่วนประกอบของสะพานที่เกี่ยวข้องกับการพิจารณาออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกาะกับสะพาน จากการศึกษาแบบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องพบว่า กรมทางหลวงมีแบบราวสะพานอยู่ 5 แบบ และ กรมทางหลวงชนบทมีแบบราวสะพานอยู่ 1 แบบ แต่จากการสำรวจพบว่ายังมีแบบราวสะพานอื่น ๆ อยู่อีก ซึ่งสามารถจำแนกรูปแบบทางเท้าและราวสะพานได้ดังนี้



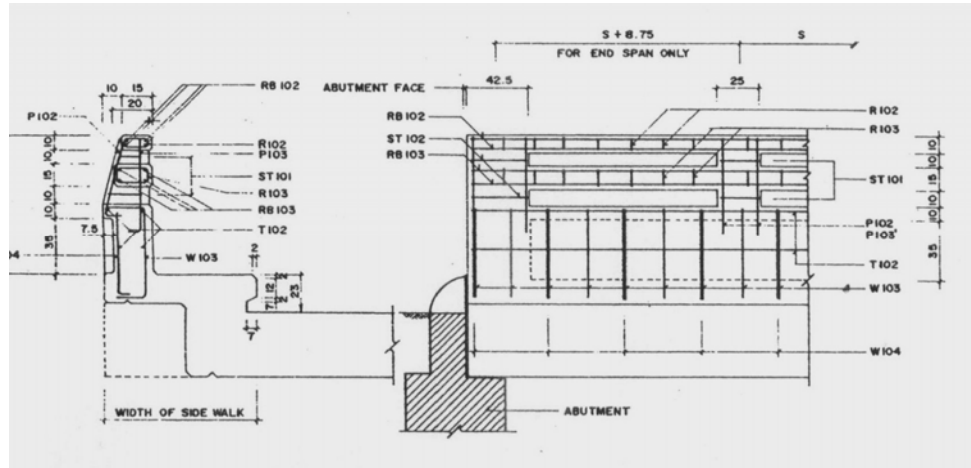
รูปที่ 2-18 แสดงตัวอย่างราวสะพานแบบที่ไม่มีทางเดินเท้า(ราวสะพานของกรมทางหลวง แบบที่ 1)



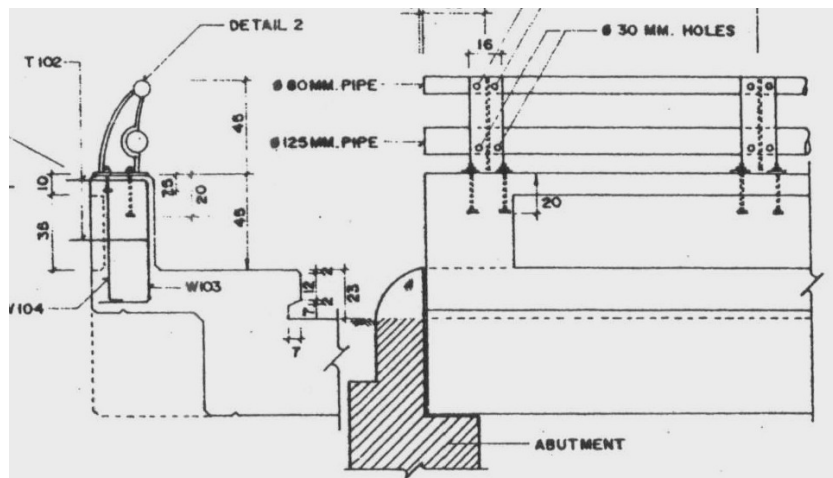
รูปที่ 2-19 แสดงด้านนอกของราวสะพานแบบที่ไม่มีทางเดินเท้า(ราวสะพานของกรมทางหลวง แบบที่ 1)

2) สะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดกับผิวการจราจร

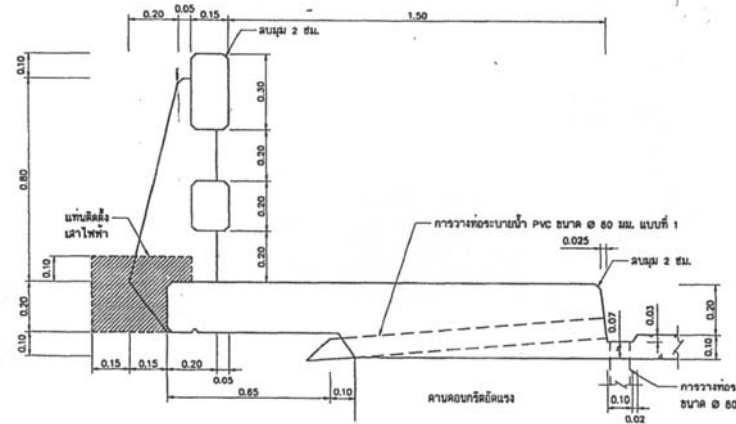
ราวสะพานที่มีลักษณะแบบที่มีทางเดินเท้าติดกับผิวการจราจรชนิดที่หล่อเป็นโครงสร้างเดียวกับตัวสะพาน ตามรายละเอียดดังรูป โดยทั่วไปจะสามารถเจาะยึดโครงเหล็กสำหรับติดตั้งสายระบบจำหน่ายที่ด้านใต้ทางเดินเท้าสะพานได้ ดังรูปที่ 2-20 ถึง 2-22



รูปที่ 2-20 แสดงรายละเอียดราวสะพานของกรมทางหลวง แบบที่ 3



รูปที่ 2-21 แสดงรายละเอียดราวสะพานของกรมทางหลวง แบบที่ 4



รูปที่ 2-22 แสดงรายละเอียดการวางสะพานของกรมทางหลวงชนบท

โดยลักษณะสะพานแบบนี้ส่วนใหญ่อยู่ในย่านชุมชนที่มีบุคคลใช้สัญจร โดยทางเดินเท้าทำเป็นทางยกระดับอยู่ด้านข้างผิวการจราจร มีความกว้างอยู่ระหว่าง 50-150 ซม. ดังรูปที่ 2-23 ถึง 2-27



รูปที่ 2-23 แสดงการวางสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดอยู่กับผิวการจราจร ของกรมทางหลวงแบบที่ 3



รูปที่ 2-24 แสดงด้านนอกราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดอยู่กับผิวการจราจรของกรมทางหลวงแบบที่ 3



รูปที่ 2-25 แสดงราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดอยู่กับผิวการจราจร ของกรมทางหลวงชนบท



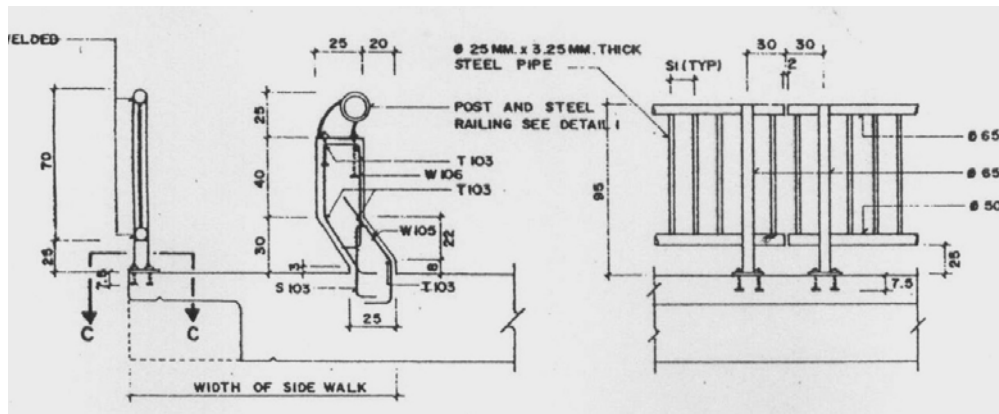
รูปที่ 2-26 แสดงด้านนอกราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดอยู่กับผิวการจราจรของกรมทางหลวงชนบท



รูปที่ 2-27 แสดงพื้นที่ใต้ทางเดินเท้าส่วนที่ยื่นออกมาจากคานรับพื้นสะพาน

3) สะพานแบบที่มีทางเดินเท้าแยกต่างหากจากผิวจราจร

ราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าแยกต่างหากจากผิวจราจร ตามรายละเอียดดังรูปที่ 2-28 โดยทั่วไปจะสามารถเจาะยึดโครงเหล็กสำหรับติดตั้งสายระบบจำหน่ายที่ด้านใต้ทางเดินเท้าสะพานได้



รูปที่ 2-28 แสดงรายละเอียดราวสะพาน ของกรมทางหลวงแบบที่ 5

โดยทั่วไปเป็นสะพานในเขตชุมชนที่มีการจราจรหนาแน่น ทางเดินเท้าสำหรับผู้คนสัญจรจะถูกแบ่งแยกจากผิวการจราจรด้วยแผงกั้นที่เป็นคอนกรีต และราวสะพานกันตกด้านนอกจะทำจากโลหะ ดังรูปที่ 2-29 ถึง 2-31



รูปที่ 2-29 แสดงราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าแยกต่างหากจากผิวการจราจร ของกรมทางหลวงแบบที่ 5



รูปที่ 2-30 แสดงด้านนอกราวสะพานแบบที่มีทางเดินเท้าติดอยู่กับผิวการจราจร ของกรมทางหลวงแบบที่ 5



รูปที่ 2-31 แสดงพื้นที่ใต้ทางเดินเท้าส่วนที่ยื่นออกมาจากคานรับพื้นสะพาน

- 4) ราวสะพานแบบหล่อเป็นชิ้นสำเร็จนำมาประกอบ
เป็นราวสะพานแบบหล่อสำเร็จรูปนำมาประกอบกับสะพานเป็นชิ้นต่อๆ กัน ดังรูปที่ 2-32 และ

2-33



รูปที่ 2-32 แสดงราวสะพานแบบหล่อเป็นชิ้นสำเร็จนำมาประกอบ



รูปที่ 2-33 แสดงราวสะพานแบบหล่อเป็นชิ้นสำเร็จเชื่อมต่อกัน

หมายเหตุ ห้ามออกแบบโครงสร้างเหล็กสำหรับติดตั้งสายระบบจำหน่ายแรงดันข้างราวสะพานแบบหล่อเป็นชิ้นสำเร็จเนื่องจากจะทำให้ราวสะพานดัดงอและหลุดออกจากโครงสร้างสะพาน

5) ราวสะพานแบบอื่น ๆ

จากการสำรวจพบว่ามีราวสะพานแบบอื่น ๆ ที่ไม่มีอยู่ในแบบมาตรฐานของ กรมทางหลวง และกรมทางหลวงชนบท ตัวอย่างดังรูปที่ 2-34 และ 2-35



รูปที่ 2-34 แสดงราวสะพาน ดินสุลนันท จ. สงขลา



รูปที่ 2-35 แสดงราวสะพานข้ามคลองกลาย จ. นครศรีธรรมราช

4. ช่องสาธารณูปโภคใต้สะพาน

จากการสำรวจพบว่าบางสะพานจะมีการออกแบบช่องสำหรับเดินระบบสาธารณูปโภคไว้ โดยเฉพาะ บางครั้งมีช่องว่างระหว่างคานที่สามารถเดินระบบสาธารณูปโภคได้ หรือ มีช่องว่างภายในโครงสร้าง สะพานตัวอย่างดังรูปที่ 2-36 ถึง 2-38



รูปที่ 2-36 แสดงตัวอย่างสะพานที่มีการทำช่องสำหรับเดินระบบสาธารณูปโภคไว้



รูปที่ 3-37 ตัวอย่างช่องว่างระหว่างคานที่สามารถเดินระบบสาธารณูปโภคได้



รูปที่ 2-38 แสดงตัวอย่างช่องว่างภายในโครงสร้างสะพานรูปกล่อง

2.2 ข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับถนนและทางหลวง

1. ถนนตามเกณฑ์และมาตรฐานผังเมืองรวม

ถนนตามเกณฑ์และมาตรฐานผังเมืองรวมของสำนักพัฒนามาตรฐาน กรมโยธาธิการและผังเมือง กำหนดรายละเอียดที่สำคัญไว้ดังนี้

1) ประเภทของถนน ถนนสามารถจำแนกเป็น 4 ประเภท ตามลำดับขนาดดังนี้

ถนนสายประธาน เป็นสายสำคัญสำหรับการเดินทางเข้าออกเมือง และการเดินทางระหว่างเมือง เพื่อการคมนาคมติดต่อระหว่างภาค ประกอบด้วยพาหนะหลากหลาย เช่น รถบรรทุก รถโดยสาร รถยนต์ที่แล่นระหว่างเมือง เป็นต้น สำหรับถนนสายประธานภายในพื้นที่เมือง อาจเป็นทางหลวงแผ่นดินที่แล่นผ่านเมืองหรืออ้อมรอบนอกเป็นถนนเลี้ยวเมือง ให้บริการการเดินทางระยะยาวสำหรับรถแล่นทางไกล ใช้ความเร็วสูง โดยเฉลี่ย 80 กิโลเมตรต่อชั่วโมง ขนาดถนนควรมีเขตทางกว้างไม่น้อยกว่า 60.00 เมตร มีเส้นทางคู่ขนานเพื่อแยกการจราจรเข้าตัวเมือง อาจจัดทำเป็นถนนทางด่วนพิเศษมีการควบคุมทางเชื่อมต่อมิให้เกิดทางร่วมทางแยกใกล้กันเกินกว่า 1,500 เมตร บริเวณทางแยกหรือถนนตัดผ่านจะทำเป็นทางแยกต่างระดับ ชนิดสะพานลอยข้ามธรรมดาหรือสะพานลอยข้ามแยกทิศทาง

ถนนสายหลัก เป็นถนนสายสำคัญภายในพื้นที่เมืองสำหรับการติดต่อระหว่างพื้นที่ส่วนต่าง ๆ เชื่อมโยงกับสายประธานและสายรอง ความเร็วเฉลี่ย 65 กิโลเมตรต่อชั่วโมง ควบคุมทางเชื่อมต่อนานกลาง

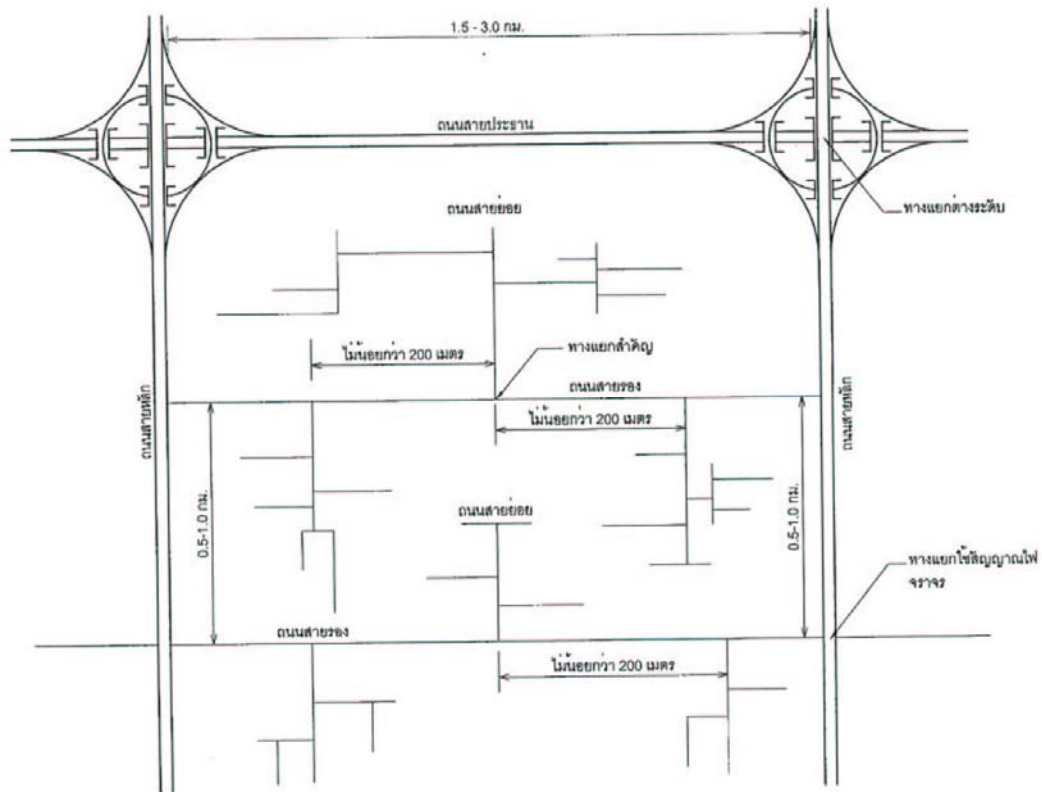
ถนนสายรอง ภายในพื้นที่เมือง เป็นสายรองรับการจราจรจากสายหลักสู่สายย่อยทำหน้าที่เป็นถนนหลักสำหรับการใช้ประโยชน์ที่ดินแต่ละย่าน ใช้ความเร็วค่อนข้างต่ำ เฉลี่ย 50 กิโลเมตรต่อชั่วโมง ควบคุมทางเชื่อมต่อน้อย

ถนนสายย่อย ภายในพื้นที่เมืองจะพบว่าเป็นถนนภายในเขตหรือย่าน ทำหน้าที่เป็นสายรองภายในย่าน สำหรับการเข้าออกอาคารสถานที่และแปลงที่ดินสู่ถนนสายรอง มีเขตทางเล็กน้อยประมาณ 8.00-12.00 เมตร ความเร็วเฉลี่ย 40 กิโลเมตรต่อชั่วโมง ไม่มีการควบคุมทางเชื่อมต่อ ในบริเวณที่อยู่อาศัยอาจทำเป็นถนนปลายตันหรือถนนวนกลับทางเดิม

สำหรับหน้าที่ของถนนแต่ละประเภทและความสัมพันธ์ระหว่างถนนแต่ละประเภทแสดงในตารางที่ 2-1 และรูปที่ 2-39 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-1 แสดงหน้าที่ของถนนแต่ละประเภทในพื้นที่เมือง

ประเภทถนน	หน้าที่ของถนน	การเชื่อมต่อถนน	ความเร็วออกแบบ (กม./ชม.)
ถนนสายประธาน	เชื่อมต่อระหว่าง ชุมชน-ชุมชน เมือง-ชุมชน-เมือง เมือง-เมือง	ควบคุม ควบคุมมาก ห้ามเชื่อมต่อ	80
ถนนสายหลัก	ผ่านเข้า-ออกเมืองหรือชุมชนและ กระจายการจราจรไปยังพื้นที่ ต่างๆ โดยเชื่อมต่อระหว่างถนนสาย ประธานและถนนสายรอง	ควบคุมบ้าง	65
ถนนสายรอง	กระจายการจราจร โดยเชื่อมต่อระหว่าง ถนนสายหลัก และถนนสายย่อย	ควบคุมเล็กน้อย	50
ถนนสายย่อย	เป็นถนนภายใน ในแต่ละย่าน โดยรับ การจราจรจากจุดต่างๆ ภายในย่าน โดยตรงแล้วเชื่อมต่อกับถนนสายรอง	ไม่ควบคุม	40



รูปที่ 2-39 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างถนนแต่ละประเภท

2) ขนาดเขตทาง และคุณลักษณะของถนนแต่ละประเภท

เขตทาง เป็นเขตถนนที่วัดจากฝั่งด้านหนึ่งไปยังฝั่งตรงข้ามในแนวตั้งฉาก ความกว้างของเขตทางในถนนแต่ละสาย ได้จากผลรวมของส่วนประกอบต่างๆ คือ ทางเท้า ช่องจราจร เกาะกลางถนน ซึ่งมีขนาดต่างกันตามปริมาณการจราจรและประเภทถนน

สำนักวิศวกรรมผังเมือง กรมโยธาธิการและผังเมือง กำหนดเขตทางมาตรฐานในผังเมืองรวมไว้ดังตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 แสดงขนาดเขตทางของถนนในเขตผังเมืองรวม

ความกว้างเขตทาง (เมตร)	หลักเกณฑ์การใช้
8.00	สายย่อยในชุมชนทั่วไปที่ไม่สามารถขยายเขตทางได้ ถนนปลายทาง
10.00, 12.00, 14.00, 16.00	ถนนสายรองในการใช้ประโยชน์ที่ดินแต่ละย่าน
18.00, 20.00	ถนนสายหลักปริมาณจราจรเฉลี่ย 1,000-2,000 คัน/วัน
30.00	ถนนสายหลักปริมาณจราจรไม่เกิน 8,000 คัน/วัน
40.00	ถนนสายหลักหรือสายประธาน ปริมาณจราจรมากกว่า 8,000 คัน/วัน

คุณลักษณะ ของถนนแต่ละประเภทเป็นไปตามตารางที่ 2-3 ถึง 2-6

ตารางที่ 2-3 แสดงเกณฑ์และมาตรฐานสำหรับถนนสายประธาน

คุณลักษณะ	เกณฑ์และมาตรฐาน
ประเภทการจราจร	ใช้สำหรับการเดินทางระยะไกลระหว่างเมือง
ความเร็ว	65-80 กม./ชม.
ขนาดเขตทาง	80.00 – 100.00 เมตร
ขนาดช่องทางจราจร	ช่องละ 3.50 เมตร
ทางเท้า	ไม่จัดให้มีแยกห่างโดยเด็ดขาด (ถ้ามี)
ระยะห่างของทางแยก	1.5-3.0 กม.
ประเภทของทางแยก	ทางแยกต่างระดับ
การเชื่อมโยงระบบ	ระหว่างทางด่วนและถนนสายหลักเท่านั้น
ประเภทขบวน	สำหรับรถบรรทุก รถโดยสาร รถเดินทางไกล
รถโดยสารสาธารณะ	สำหรับรถโดยสารระหว่างเมือง
ทางจักรยาน	ไม่จัดให้มีแยกโดยเด็ดขาด (ถ้ามี)
ที่จอดรถ	ไม่จัดให้มีใช้ไหล่ทางกรณีฉุกเฉิน
ถนนคู่ขนาน	จัดให้ห่างจากผิวจราจรไม่น้อยกว่า 50.00 เมตร (ถ้ามี)
ทางเข้าออก	จำกัดทางเข้าออกเฉพาะกับถนนสายหลักเท่านั้น
ด้านข้างทาง	โล่งตลอดไม่ให้มีสิ่งใดเลย ป้ายบอกทางอยู่เหนือศีรษะ
ป้องกันเสียงดัง	มีกำแพงกันเสียงตลอดถ้าอยู่ในเขตชุมชน

ตารางที่ 2-4 แสดงเกณฑ์และมาตรฐานสำหรับถนนสายหลัก

คุณลักษณะ	เกณฑ์และมาตรฐาน
ประเภทการจราจร	ใช้สำหรับการเดินทางต่อเนื่องกับถนนสายประธาน
ความเร็ว	50-70 กม./ชม. หรือ 65 กม./ชม. โดยเฉลี่ย
ขนาดเขตทาง	40.00 – 60.00 เมตร
ขนาดช่องทางจราจร	3.25-3.50 เมตร ต่อช่อง
ทางเท้า	จัดให้มีอย่างจำกัด ใช้สะพานข้ามหรือสัญญาณไฟ
ระยะห่างของทางแยก	กึ่งกลางระหว่างทางแยกถนนสายประธาน
ประเภทของทางแยก	ทางแยกต่างระดับกับถนนสายประธาน สัญญาณไฟกับถนนอื่น ๆ
การเชื่อมโยงระบบ	กับถนนสายประธานและกับถนนสายรองเท่านั้น
ประเภทขบวน	สำหรับรถบรรทุก รถโดยสาร และรถยนต์ทั่วไป
รถโดยสารสาธารณะ	สำหรับรถโดยสารระหว่างเมืองและชุมชน
ทางจักรยาน	แยกห่างจากผิวจราจร
ที่จอดรถ	จัดให้มีแต่ห้ามใช้ในเวลาคับคั่ง
ถนนคู่ขนาน	จัดให้มีห่างจากผิวจราจร 30.00 - 50.00 เมตร
ทางเข้าออก	จัดให้มีช่องแยกที่ทางแยก ไม่มีทางเข้าออกตรงจากแปลงที่ดิน
ด้านข้างทาง	ให้มีไฟฟ้าสาธารณะ ป้ายสัญญาณ และปลูกต้นไม้
ป้องกันเสียงดัง	ให้มีกำแพงกันเสียงบริเวณที่จำเป็น

ตารางที่ 2-5 แสดงเกณฑ์และมาตรฐานสำหรับถนนสายรอง

คุณลักษณะ	เกณฑ์และมาตรฐาน
ประเภทการจราจร	ใช้สำหรับรถวิ่งผ่านตลอดและบริการชุมชน
ความเร็ว	30-60 กม./ชม. หรือเฉลี่ย 50 กม./ชม.
ขนาดเขตทาง	20.00 – 30.00 เมตร
ขนาดช่องทางจราจร	ช่องละ 3.00-3.75 เมตร
ทางเท้า	จัดให้มีพร้อมทางข้ามถนนพิเศษบริเวณย่านพาณิชยกรรมและธุรกิจ
ระยะห่างของทางแยก	ทุกระยะ 1.00 กม. กับถนนสายหลัก
ประเภทของทางแยก	สัญญาณไฟกับถนนหลัก ป้ายสัญญาณกับถนนสายย่อย
การเชื่อมโยงระบบ	กับถนนสายหลัก ถนนสายรอง และถนนสายย่อย
ประเภทพวดยาน	รถยนต์ทั่วไป
รถโดยสารสาธารณะ	ให้บริการทั้งรถและผู้โดยสารอย่างสมบูรณ์
ทางจักรยาน	จัดให้มีบนทางเท้า หรือใช้ร่วมในผิวจราจร
ที่จอดรถ	อนุญาตให้จอดในบริเวณที่กำหนด
ถนนคู่ขนาน	ไม่จำเป็นต้องมีนอกจากย่านพาณิชยกรรมและธุรกิจ
ทางเข้าออก	ให้มีทางเข้าออกกับถนนสายย่อย ระยะห่างไม่น้อยกว่า 200.00 เมตร
ด้านข้างทาง	อนุญาตให้มีอุปกรณ์ของถนนอย่างสมบูรณ์
ป้องกันเสียงดัง	ไม่จำเป็นต้องมีกำแพงกันเสียง

ตารางที่ 2-6 แสดงเกณฑ์และมาตรฐานสำหรับถนนสายย่อย

คุณลักษณะ	เกณฑ์และมาตรฐาน
ประเภทการจราจร	ให้มีรถวิ่งผ่านตลอด ใช้สำหรับการเข้าถึงอาคารสถานที่
ความเร็ว	กำหนดให้ไม่เกิน 30 กม./ชม.
ขนาดเขตทาง	8.00 – 12.00 เมตร
ขนาดช่องทางจราจร	2.75 - 3.00 เมตร
ทางเท้า	จัดให้มีอย่างเพียงพอ อย่างน้อย 2.50 เมตร
ระยะห่างของทางแยก	ไม่น้อยกว่า 200.00 เมตร บนถนนสายรอง
ประเภทของทางแยก	ป้ายสัญญาณ
การเชื่อมโยงระบบ	เชื่อมกับถนนสายรอง และถนนสายย่อยเท่านั้น
ประเภทยานพาหนะ	ห้ามรถบรรทุก
รถโดยสารสาธารณะ	มีบริการเชื่อมโยงกับถนนสายรอง
ทางจักรยาน	จัดให้มีบนทางเท้า หรือใช้ร่วมในผิวจราจร
ที่จอดรถ	อนุญาตให้จอดบนผิวจราจรได้
ถนนคู่ขนาน	ไม่จำเป็นต้องมี
ทางเข้าออก	ใช้เป็นทางเข้าออกตรงต่ออาคารและแปลงที่ดิน
ด้านข้างทาง	ปลูกต้นไม้ ไฟฟ้าสาธารณะ อย่างทั่วถึง
ป้องกันเสียงดัง	ไม่จำเป็นต้องมี

2. ทางหลวงตามข้อกำหนดของกรมทางหลวง

1) ประเภทของทางหลวง ทางหลวงในประเทศไทย แบ่งออกเป็น 6 ประเภท ตามพระราชบัญญัติทางหลวง พ.ศ. 2535 ได้แก่

ทางหลวงพิเศษ คือ ทางหลวงที่ได้ออกแบบเพื่อให้การจราจรผ่านได้ตลอดรวดเร็วเป็นพิเศษ ซึ่งรัฐมนตรี ได้ประกาศกำหนดให้เป็นทางหลวงพิเศษ และกรมทางหลวงเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง ขยาย บูรณะ และบำรุงรักษา และได้ลงทะเบียนไว้เป็นทางหลวงพิเศษ

ทางหลวงแผ่นดิน คือ ทางหลวงสายหลักที่เป็นโครงข่ายเชื่อมระหว่างภาค จังหวัด อำเภอ ตลอดจนสถานที่สำคัญ ที่กรมทางหลวงเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง ขยาย บูรณะและบำรุงรักษา และได้ลงทะเบียนไว้เป็น ทางหลวงแผ่นดิน

ทางหลวงชนบท คือ ทางหลวงนอกเขตเทศบาล และเขตสุขาภิบาล ที่องค์การบริหารส่วนจังหวัด องค์การบริหารส่วนตำบล กรมทางหลวงชนบท และหน่วยงานอื่น ๆ เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง ขยายบำรุงและบำรุงรักษา และได้ลงทะเบียนไว้เป็นทางหลวงชนบท

ทางหลวงเทศบาล คือ ทางหลวงในเขตเทศบาล ที่เทศบาลเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง ขยายบำรุงและบำรุงรักษา และได้ลงทะเบียนไว้เป็นทางหลวงเทศบาล

ทางหลวงสุขาภิบาล คือ ทางหลวงในเขตสุขาภิบาลที่สุขาภิบาลเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง ขยายบำรุงและบำรุงรักษา และได้ลงทะเบียนไว้เป็นทางหลวงสุขาภิบาล

ทางหลวงสัมปทาน คือ ทางหลวงที่รัฐบาลได้ให้สัมปทานตามกฎหมายว่าด้วยทางหลวงที่ได้รับสัมปทาน และได้ลงทะเบียนไว้เป็นทางหลวงสัมปทาน

กรมทางหลวงรับผิดชอบดูแล 3 ประเภท คือ ทางหลวงพิเศษ ทางหลวงแผ่นดิน และทางหลวงสัมปทาน

นอกจากทางหลวง 6 ประเภท ดังกล่าวแล้วยังมีหน่วยงานอื่นที่รับผิดชอบในการก่อสร้าง และบำรุงทางด่วน ได้แก่ การทางพิเศษแห่งประเทศไทย และการดำเนินการก่อสร้างทางเฉพาะกิจของหน่วยงานต่างๆ

2) มาตรฐานชั้นทาง กรมทางหลวงกำหนดมาตรฐานชั้นทาง สำหรับทางหลวงทั่วประเทศไว้ตามตารางที่ 2-7

ตารางที่ 2-7 แสดงมาตรฐานชั้นทางสำหรับทางหลวงทั่วประเทศ

ชั้นทาง	ปริมาณการจราจรเฉลี่ยต่อวัน	อัตราความเร็วที่ใช้ในการออกแบบ			ความลาดชันสูงสุด			ประเภทผิวทางจราจรที่เสนอแนะให้ใช้ทาง
		ทางราบ	ทางเนิน	ทางเขา	ทางราบ	ทางเนิน	ทางเขา	
พิเศษ	มากกว่า 8,000				4	6	6	
1	4,000-8,000	90-100	80-100	70-90				ชั้นสูง
2	2,000-4,000				4	6	8	กลาง-สูง
3	1,000-2,000							
4	300-1,000	70-90	55-70	40-55	4	8	12	
5	น้อยกว่า 300	60-80	50-60	30-50	4	8	12	ตื้นถึง
เขตเมือง		60	60	60	ตามสภาพพื้นที่	ตามสภาพพื้นที่	ตามสภาพพื้นที่	ชั้นสูง
ทางขนาน		70-80	70-80	60-70	4	6	8	กลาง-สูง

ตารางที่ 2-7 แสดงมาตรฐานขั้นต่ำทางหลวงทั่วประเทศ(ต่อ)

ชั้นทาง	ความกว้างของผิวจราจร (เมตร)	ความกว้างของ ไหล่ทาง (เมตร)	ความกว้างของผิวจราจรบน สะพาน (เมตร)	ความกว้างของเขต ทาง (เมตร)	ยกได้ราบ สูงสุด
พิเศษ	อย่างน้อยข้างละ 7.00	ซ้าย 2.50 - 3.00 ขวาทาง 1.00 - 1.50	11.00	60-80	
1	7.00	2.50	12.00		
2	7.00	2.00	11.00	40-60	
3	7.00	1.50	11.00		10%
4	7.00	1.00	11.00	30-40	
5	8.00	-	11.00		
เขตเมือง	ช่องจราจรละ 3.00 - 3.50	2.50 หรือ เป็นทางเท้า	สะพานกว้างตามรูปแบบ Ultimate Design หรืออย่าง น้อย 11.00 ม.	ตามความเหมาะสม	6%
ทางขนาน	ช่องจราจรละ 3.00 - 3.50	อย่างน้อย 2.00 ม.หรือ เป็นทางเท้า		-	10%

2.3 หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำและข้ามถนน

กฟภ. มีแบบมาตรฐาน “หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายช่วงข้ามแม่น้ำ” แบบเลขที่ SA2-015/51022 (การประกอบเลขที่ 9508) และ “หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามถนน” แบบเลขที่ SA2-015/51023 (การประกอบเลขที่ 9509) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำ

การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำสามารถเลือกรูปแบบการก่อสร้างได้ 4 รูปแบบ โดยขึ้นอยู่กับสภาพพื้นที่และข้อกำหนดการใช้งานตามตารางที่ 2-8

ตารางที่ 2-8 แสดงหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำ

รูปแบบการก่อสร้าง	สภาพพื้นที่	ข้อกำหนดการใช้งาน
<u>แบบที่ 1</u> พาดสายเปลือยบน โครงสร้างเสาสูง หรือ เสาโครงสร้างเหล็ก	สามารถติดตั้งสายยึดโยงตาม มาตรฐานได้ และมีระยะห่างความ ปลอดภัยเพียงพอในการพาดด้วย สายเปลือย(ดูตารางที่ 1 ในแบบ เลขที่ SA2-015/51022 (การ ประกอบเลขที่ 9508))	สำหรับก่อสร้างในเขตชนบทหรือนอกเขต ชุมชน
		สำหรับก่อสร้างในเขตชุมชนหรือในเขต เมือง แต่ไม่มีสะพานข้ามแม่น้ำหรือ หน่วยงานราชการ อนุญาตให้นำให้เกาะ สะพาน
<u>แบบที่ 2</u> ติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็ม พิกัดดีเกลียวเกาะกับ สะพาน	มีระยะห่างความปลอดภัยเพียงพอ สำหรับสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัด ดีเกลียว(ดูตารางที่ 1 ในแบบเลขที่ SA2-015/51022 (การประกอบเลขที่ 9508)) และ จำนวน วงจรไม่เกิน 2 วงจร ต่อข้างสะพาน	สำหรับก่อสร้างในเขตชุมชนหรือในเขต เมือง
		สำหรับก่อสร้างในเขตชนบทหรือนอกเขต ชุมชน ที่ไม่สามารถก่อสร้างตามแบบที่ 1 ได้ หรือ ก่อสร้างได้แต่ต้องการความ สวยงาม
<u>แบบที่ 3</u> ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน เกาะกับสะพาน	สามารถติดตั้งท่อร้อยสายเคเบิล ใต้ดินเกาะกับสะพาน	สำหรับก่อสร้างในเขตชุมชนหรือในเขต เมือง ที่ไม่สามารถก่อสร้างตามแบบที่ 2 ได้ หรือ ก่อสร้างได้แต่ต้องการความ สวยงาม
		สำหรับก่อสร้างในเขตชนบทหรือนอกเขต ชุมชน ที่ไม่สามารถก่อสร้างตามแบบที่ 1 หรือ 2 ได้
<u>แบบที่ 4</u> ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน ลอดใต้แม่น้ำ	-	สำหรับก่อสร้างกรณีที่ไม่สามารถก่อสร้าง ตามแบบที่ 1, 2 หรือ 3 ได้

2. หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามถนน

การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามถนนสามารถเลือกรูปแบบการก่อสร้างได้ 3 รูปแบบ โดยขึ้นอยู่กับสภาพพื้นที่และข้อกำหนดการใช้งานตามตารางที่ 2-9

ตารางที่ 2-9 แสดงหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามถนน

รูปแบบการก่อสร้าง	สภาพพื้นที่	ข้อกำหนดการใช้งาน
<u>แบบที่ 1</u> พาดสายแบบเหนือ ศีรษะด้วยสายเปลือย หรือสายเคเบิลอากาศ	สามารถติดตั้งสายยึดโยงตาม มาตรฐานได้ และมีระยะห่างความ ปลอดภัยเพียงพอสำหรับสาย เปลือยหรือสายเคเบิลอากาศ	สำหรับก่อสร้างในถนนสายย่อยหรือถนน สายรองหรือถนนสายหลัก
<u>แบบที่ 2</u> ติดตั้งสายหุ้มฉนวน เต็มพิกัดดีเกิลียวเกาะกับ สะพานข้ามถนน	มีระยะห่างความปลอดภัยเพียงพอ สำหรับสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัด ดีเกิลียว และมีจำนวนวงจรไม่เกิน 2 วงจร ต่อข้างสะพาน	สำหรับก่อสร้างในถนนสายย่อยหรือถนน สายรองหรือถนนสายหลัก ที่ไม่สามารถ ก่อสร้างตามแบบที่ 1 ได้
		สำหรับก่อสร้างในถนนสายย่อยหรือถนน สายรองหรือถนนสายหลัก ที่หน่วยงาน ราชการไม่อนุญาตให้พาดข้ามถนน
<u>แบบที่ 3</u> ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน ลอดใต้ถนน	-	สำหรับก่อสร้างในถนนสายย่อยหรือถนน สายรองหรือถนนสายหลัก ที่ไม่สามารถ ก่อสร้างตามแบบที่ 1 หรือ 2 ได้
		สำหรับก่อสร้างในถนนสายหลัก ที่ สามารถก่อสร้างตามรูปแบบที่ 1 หรือ 2 ได้ แต่ต้องการความสวยงาม
		ถนนสายประธาน

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมทางหลวงชนบท, “แบบมาตรฐานสะพานในเขตชุมชนในภูมิภาค กรมโยธาธิการ
กระทรวงมหาดไทย”
- [2] กรมทางหลวง, “STANDARD DRAWINGS FOR HIGHWAY CONSTRUCTION ,
DEPARTMENT OF HIGHWAYS MINISTRY OF TRANSPORT AND COMMUNICATIONS,
1994”
- [3] www.doh.go.th, “มาตรฐานทางสำหรับทางหลวงทั่วประเทศ”
- [4] สำนักพัฒนามาตรฐาน กรมโยธาธิการและผังเมือง, “เกณฑ์และมาตรฐานผังเมืองรวม พ.ศ. 2549”
- [5] ดร. สมโพธิ์ วิวิธเกียรติวงศ์ ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์,
“การออกแบบสะพาน (BRIDGE DESIGN)”

บทที่ 3

แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน

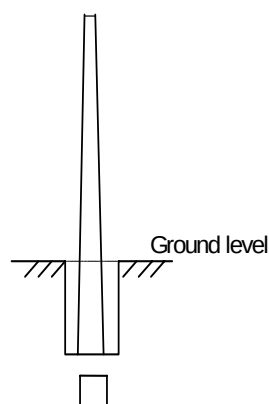
การออกแบบระบบจำหน่ายเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน ผู้ที่เกี่ยวข้องสามารถออกแบบระบบจำหน่ายด้วยสายเปลือยโครงสร้างเสา H-Frame หรือ ระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียวเกาะสะพาน ทั้งนี้การออกแบบระบบจำหน่ายทั้งสองลักษณะขึ้นอยู่กับข้อกำหนดการใช้งานที่กล่าวถึงในบทที่ 2

บทนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของเสาไฟฟ้าคอนกรีตและความสามารถในการรับโมเมนต์ดัด (Bending Moment หรือ BM) ของเสา สายไฟฟ้า ระยะห้อยยานและแรงดึงของสายไฟฟ้า รูปแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน ระยะห่างทางไฟฟ้า และการเลือกขนาดสายไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดในแต่ละหัวข้อดังต่อไปนี้

3.1. เสาไฟฟ้าคอนกรีตและความสามารถในการรับโมเมนต์ดัด (Bending Moment หรือ BM) ของเสา

ในระบบจำหน่ายเหนือดิน เสาไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญมากอย่างหนึ่งในระบบไฟฟ้า โดยทำหน้าที่รองรับการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น สายไฟฟ้า หม้อแปลง ลูกถ้วย ฯลฯ เสาไฟฟ้านอกจากต้องมีความสมบัติในด้านความแข็งแรงเป็นหลักแล้ว ความสูงของเสาไฟฟ้าเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ต้องคำนึงถึง โดยความสูงของเสาไฟฟ้าที่เหมาะสมจะพิจารณาจากค่าระยะห่างที่ปลอดภัยของการพาดสายที่ระดับแรงดันต่างๆตามที่กำหนดในมาตรฐาน ซึ่งค่าดังกล่าวจะเป็นตัวกำหนดว่าสายที่ใช้ควรสูงจากพื้นอย่างน้อยเท่าใด

เสาไฟฟ้าคอนกรีต (concrete pole) เป็นเสาไฟฟ้าที่ผลิตโดยใช้คอนกรีตอัดแรง (prestressed concrete) ซึ่งมีความสมบัติในการรับโมเมนต์ดัด (Bending Moment) ได้ดี เสาไฟฟ้าคอนกรีตโดยทั่วไปจะมีหน้าตัด (section) เป็นรูปสี่เหลี่ยม ด้านโคนเสาจะใหญ่และเรียวลงจนถึงปลายเสา (ดูรูปที่ 3-1)



รูปที่ 3-1

เสาไฟฟ้าคอนกรีตจะใช้กับระบบจำหน่ายแรงต่ำจนถึงระบบสายส่ง 115 กิโลโวลต์ ซึ่งโดยปกติความสูงของเสาไฟฟ้าคอนกรีตจะขึ้นกับขนาดแรงดันที่ใช้

ในการคำนวณเพื่อออกแบบหรือเลือกใช้งานเสาไฟฟ้าคอนกรีตให้เหมาะสมกับแต่ละงานนั้น จะต้องคำนึงถึงความแข็งแรงของเสาและปัจจัยอื่นๆ ซึ่งจะกล่าวถึงโดยลำดับดังนี้

ความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดของเสาไฟฟ้าคอนกรีต คือ ค่าที่กำหนดความแข็งแรงของเสาคอนกรีตในการรับโมเมนต์ดัด มีหน่วยเป็นตัน-เมตร หรือ กิโลกรัม-เมตร (1 ตัน-เมตร เท่ากับ 1,000 กิโลกรัม-เมตร) เสาไฟฟ้าแต่ละขนาดจะมีความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดต่างกัน เสาขนาดใหญ่(หน้าตัดของเสามีขนาดใหญ่)จะมีความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดมากกว่าเสาขนาดเล็ก ในการออกแบบติดตั้งใช้งานจะต้องคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ที่กำหนดไว้(Working Moment) โดยไม่ให้ค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่าโมเมนต์ดัดของเสาที่กำหนดไว้(Breaking Moment) มิฉะนั้นเสาไฟฟ้าที่ติดตั้งอาจร้าวหรือหักโค่นได้

คุณสมบัติและความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดของเสาไฟฟ้าคอนกรีต ที่มีใช้งานอยู่ได้ให้ไว้แล้วในภาคผนวก ข. สำหรับในการพิจารณาว่าเสามีความมั่นคงแข็งแรงปลอดภัยเพียงพอหรือไม่นั้น จะพิจารณาจากค่า Safety Factor(SF.) ซึ่งค่าดังกล่าวหาได้จาก

$$SF. = \text{ค่า Breaking Moment} / \text{ค่า Working Moment}$$

ในการคำนวณโมเมนต์เพื่อให้เสามีความมั่นคงแข็งแรงจึงได้กำหนดค่า SF. ไว้ดังนี้

เสาขนาด 8.0 ม., 9.0 ม., 12.0 ม., 14.0 ม., 16.0 ม. ค่า SF. $\geq$ 3.0

เสาขนาด 12.20 ม., 14.30 ม., 22.0 ม. ค่า SF. $\geq$ 2.0

การคำนวณค่าโมเมนต์ดัด

เมื่อมีแรงมากระทำกับเสาไฟฟ้าคอนกรีตที่ปักไว้กับที่อย่างมั่นคง แรงกระทำนั้นจะพยายามทำให้เสาเอนไปตามทิศทางของแรงที่มากระทำ(หรือหมุนไปรอบแกน) เนื่องจากเสาไฟฟ้าปักอยู่กับพื้น จึงถือว่าจุดหมุนของเสาอยู่ที่ระดับพื้นดิน ดังนั้นโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นจะมีค่าดังนี้

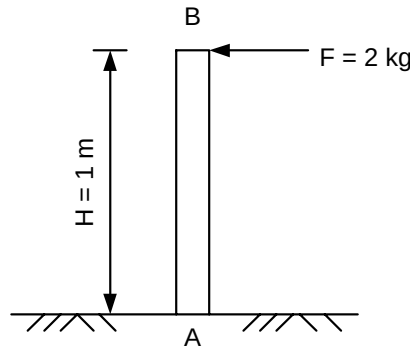
$$BM = F \times H \quad \text{กิโลกรัม-เมตร} \quad \dots(3-1)$$

โดยที่ BM = โมเมนต์ดัด มีหน่วยเป็น กิโลกรัม-เมตร

F = แรงที่กระทำต่อเสา มีหน่วยเป็น กิโลกรัม

H = ระยะห่างในแนวตั้งจากจุดที่แรงกระทำไปยังจุดหมุนหรือระยะความสูงของเสาจนถึงจุดที่แรงกระทำ มีหน่วยเป็น เมตร

ตัวอย่างที่ 1 เสาขนาดยาว 1 เมตร ยึดแน่นกับพื้นที่จุด A และมีแรงขนาด 2 กก. กระทำที่จุด B ซึ่งอยู่ปลายเสา ดังแสดงในรูปที่ 3-2 จะมีโมเมนต์ดัดเท่าไร



รูปที่ 3-2

$$\begin{aligned}\text{จากสูตร BM ที่เกิดขึ้นที่จุด A จะมีค่า} &= F \times H \\ &= 2 \times 1 \\ &= 2 \text{ กก.-ม.}\end{aligned}$$

โดยทั่วไปเสาแต่ละขนาดจะมีความสามารถในการรับโมเมนต์ดัดไม่เท่ากัน โดยจะมีค่าโมเมนต์ดัดสูงสุดที่วัตถุนั้นรับได้อยู่ค่าหนึ่ง ถ้าหากแรงที่มากระทำ ทำให้เกิดโมเมนต์ดัดมีค่าสูงเกินกว่าที่เสานั้นจะรับได้ เสาจะเกิดการหักหรือแตกร้าวขึ้นอยู่กว่าโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นมีค่ามากน้อยเพียงใด

ความหมายของแรงลม (Wind Force)

เมื่อลมพัดปะทะวัตถุหรือพื้นผิวใด ๆ จะเกิดแรงกระทำต่อพื้นผิวนั้น มีขนาดเป็นแรงต่อหน่วยของพื้นที่ ซึ่งมักใช้ค่าเป็น กิโลกรัมต่อตารางเมตร (kg/m^2) หรือ ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (lb/in^2) โดยขนาดของแรงลมกระทำต่อวัตถุที่ลมพัดมากระทบ จะมีค่าน้อยหรือมากขึ้นอยู่กับความเร็วของลมนั้น เช่น ลมพัดแรงคือลมที่มีความเร็วมากจะทำให้เกิดแรงกระทำที่พื้นผิวของวัตถุมากตาม

กรมอุตุนิยมวิทยาได้กำหนดปรากฏการณ์ต่างๆ ซึ่งเป็นผลของลมในระดับความเร็วต่างๆ เรียกว่าสัญลักษณ์ที่แสดงบนบก ดังแสดงไว้ในตารางที่ 3-1

ความเร็วลมมาตรฐานที่ใช้ในการคำนวณ

โดยทั่วไปการกำหนดค่าความเร็วลมจะอ้างอิงตามมาตรฐานของ National Electrical Safety Code (NESC) ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยใช้ค่าความเร็วลม 60 ไมล์ต่อชั่วโมง (96 กิโลเมตรต่อชั่วโมง) ในกรณีแรงลมปะทะในแนวราบ ไม่มีน้ำแข็งเกาะ ซึ่งเป็นค่าความเร็วลมที่ทำให้เกิดแรงกระทำต่อสายไฟฟ้า 9 ปอนด์ต่อตารางฟุต (43.941 กิโลกรัมต่อตารางเมตร)

ตารางที่ 3-1
การกำหนดขนาดความเร็วลมผิวพื้นของกรมอุตุนิยมวิทยา

ขนาดของลม		สัญลักษณ์ที่แสดงบนบก	ความเร็วลม (กม./ชม.)
ลมสงบ	Calm	ลมเงียบ คว้นลอยขึ้นตรงๆ	< 1
ลมเบา	Light air	คว้นลอยตามลมแต่สรลมไม่หันไปตามทิศลม	1-5
ลมอ่อน	Light breeze	รู้สึกลมพัดที่หน้า ใบไม้พัดกรอบแกรบ สรลมหันไปตามทิศลม	6-11
ลมโชย	Gentle breeze	ใบไม้และกิ่งไม้เล็กๆ กระดิก ชงปลิว	12-19
ลมปานกลาง	Moderate breeze	มีฝุ่นพัดตลบ กระดาศปลิว กิ่งไม้เล็กขยับเขยื้อน	20-28
ลมแรง	Fresh breeze	ต้นไม้เล็กๆ แกว่งไปมา มีระลอกน้ำ	29-38
ลมจัด	Strong breeze	กิ่งไม้ใหญ่ขยับเขยื้อน ได้ยินเสียงหวีดตามสายโทรเลขใช้ร่วม ลำบาก	39-49
พายุเกลอ่อน	Near gale	ต้นไม้ใหญ่ทั้งต้นแกว่งไกว เดินทวนลมไม่สะดวก	50-61
พายุเกล	Gale	กิ่งไม้หัก ด้านการเดิน	62-74
พายุเกลแรง	Strong gale	อาคารที่ไม่มั่นคงหักพัง หลังคาปลิว	75-88
พายุ	Storm	ต้นไม้ถอนรากถอนโคน เกิดความเสียหายมาก (ไม่ค่อยปรากฏบ่อยนัก)	89-102
พายุใหญ่	Violent storm	เกิดความเสียหายทั่วไป (ไม่ค่อยปรากฏ)	103-117
พายุไต้ฝุ่น หรือ เฮอริเคน	Typhoon or Hurricane		> 117

หมายเหตุ ความเร็วลมที่ระดับสูงมาตรฐาน 10 เมตร เหนือพื้นดินในบริเวณที่โล่งแจ้ง

โมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า

โมเมนต์ดัด ที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้าแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทคือ

(1) โมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลม จะเกิดเฉพาะเวลาที่ลมพัดปะทะกับเสา สายและอุปกรณ์ที่ติดตั้งบนเสาไฟฟ้า ถ้าวลมที่พัดมีความเร็วมากจะทำให้เกิดโมเมนต์ดัดมากขึ้นตามไปด้วย ในการคำนวณสำหรับสภาพภูมิประเทศในประเทศไทยทั่วไปจะใช้ความเร็วลม 96 กิโลเมตรต่อชั่วโมง โมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมแบ่งเป็น 3 ส่วนคือ

- โมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะเสา (BM_p)
- โมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย (BM_c)
- โมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะอุปกรณ์อื่นๆ ที่ติดตั้งอยู่บนเสา(โมเมนต์ดัดในลักษณะนี้มีค่าน้อยมากจึงไม่นำมาคำนวณ)

(2) โมเมนต์ดัดที่เกิดจากโหลดเยื้องศูนย์ (Eccentric load) โมเมนต์ดัดประเภทนี้จะเกิดเนื่องจากน้ำหนักของอุปกรณ์และสายไฟฟ้าที่ติดตั้งบนเสา สามารถคำนวณได้ 2 ส่วนคือ

- โมเมนต์ดัดที่เกิดจากน้ำหนักของสายไฟฟ้า (BM_{ec})
- โมเมนต์ดัดที่เกิดจากน้ำหนักของลูกถ้วย (BM_{ei})

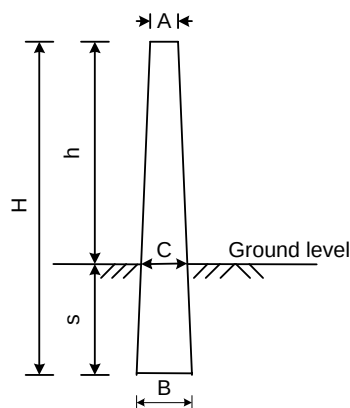
(3) โมเมนต์ดัดที่เกิดจากสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในแนวโค้ง (BM_{sa}) โมเมนต์ดัดประเภทนี้จะเกิดขึ้นเนื่องจากการปักเสาพาดสายไม่เป็นแนวตรง โดยมากจะมีการโค้งไปตามแนวดถนน

(1) การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลม

การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมจะคำนวณเฉพาะโมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะเสาและสาย (BM_p & BM_c) โดยมีวิธีการดังนี้

(1.1) การคำนวณค่า โมเมนต์ดัด ที่เกิดจากลมพัดปะทะเสา (BM_p)

(1.1.1) การคำนวณพื้นที่เสาที่รับแรงลม



รูปที่ 3-3

จากรูปที่ 3-3

- H = ความสูงของเสาไฟฟ้า (เมตร)
 h = ความสูงของเสาไฟฟ้าที่อยู่เหนือพื้นดิน (เมตร)
 s = ความลึกของเสาไฟฟ้าที่ปักลงในดิน (เมตร)
 A = ความกว้างของปลายเสา (เมตร)
 B = ความกว้างของฐานเสา (เมตร)
 C = ความกว้างของเสาที่ระดับพื้นดิน (เมตร)

ในการคำนวณพื้นที่เสาที่รับแรงลมนั้น จะคำนวณพื้นที่ของหน้าเสาด้านแคบ เนื่องจากในการปักเสาพาดสายนั้น หน้าเสาด้านกว้างจะเป็นด้านที่ติดคอนสาย ด้านที่รับแรงลมจะเป็นด้านที่หน้าเสาแคบ

จากรูปที่ 3-3 ความกว้างของเสาที่ระดับพื้นดิน(C) หาได้จาก

$$C = A + \frac{(B-A)h}{H} \quad \text{ม.} \quad \dots(3-2)$$

เมื่อได้ค่า C แล้วจะสามารถคำนวณพื้นที่เสาที่รับแรงลม (A_p) ได้จาก

$$A_p = (0.5) (A+C) h \quad \text{ตร.ม.} \quad \dots(3-3)$$

(1.1.2) การคำนวณหาจุดศูนย์กลางถ่วง(Center of Gravity หรือ CG) ของเสาไฟฟ้าจุดศูนย์กลางถ่วงของเสาไฟฟ้า หมายถึงจุดที่สมมุติให้แรงลมที่ปะทะเสาทั้งหมดกระทำต่อเสาที่จุดนี้เพียงจุดเดียว ในปรากฏการณ์จริงนั้น เมื่อมีลมปะทะเสาแรงลมจะกระทำทั่วพื้นผิวของเสาที่รับลม แต่การที่เรากำหนดให้แรงลมกระทำที่จุดศูนย์กลางจุดเดียวเพื่อสะดวกในการคำนวณ จุดศูนย์กลางที่คำนวณได้จะเป็นจุดศูนย์กลางของพื้นที่เสา ส่วนที่รับลมคือส่วนที่อยู่เหนือพื้นดินขึ้นไป การคำนวณหาตำแหน่งของจุดศูนย์กลางเหนือพื้นดินคำนวณได้จากสูตร

$$CG = h - \left(\frac{h}{3} \times \frac{2C+A}{C+A} \right) \quad \text{เมตร} \quad \dots(3-4)$$

(1.1.3) การคำนวณโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมกระทำต่อเสาไฟฟ้า

แรงลมที่กระทำต่อพื้นผิวราบจะมีค่ามากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความเร็วของลมที่กระทบพื้นผิวนั้น หาได้จากสมการอย่างง่ายคือ

$$P = 0.004 V^2 \text{ ปอนด์ / ตร.ฟุต} \quad \dots(3-5)$$

โดยที่ P = แรงลมที่กระทำต่อพื้นผิวราบ มีหน่วยเป็น ปอนด์ / ตร.ฟุต

V = ความเร็วลมที่พัดปะทะเสาไฟฟ้า มีหน่วยเป็น ไมล์ / ชม.

ตามมาตรฐาน กำหนดค่าความเร็วลมเป็น 60 ไมล์ / ชม.

$$P = 0.004 (60)^2 = 14.4 \text{ ปอนด์ / ตร.ฟุต}$$

เมื่อแปลงเป็นระบบเมตริกจะได้

$$P = 70.306 \text{ กก. / ตร.ม.}$$

จากนั้นจะหาค่าแรงลมที่กระทำต่อเสาไฟฟ้าได้จาก

$$W_p = 70.306 \times A_p \text{ กก.}$$

$$\text{ในทางปฏิบัติ กฟผ. ใช้งานที่ } W_p = 80 \times A_p \text{ กก.} \quad \dots(3-6)$$

โดยที่ W_p = แรงลมที่กระทำต่อเสาไฟฟ้า มีหน่วยเป็น กก.

A_p = พื้นที่ของเสาไฟฟ้าที่รับแรงลม มีหน่วยเป็น ตร.ม.

เมื่อรู้ขนาดแรงลมที่กระทำต่อเสาไฟฟ้าแล้ว จะคำนวณหาโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมกระทำต่อเสาไฟฟ้าได้จาก

$$BM_p = W_p \times CG \text{ กก.-ม.} \quad \dots(3-7)$$

โดยที่ BM_p = BM ที่เกิดจากแรงลมกระทำต่อเสาไฟฟ้า มีหน่วยเป็น กก.-ม.

W_p = แรงลมที่กระทำต่อเสาไฟฟ้า มีหน่วยเป็น กก.

CG = ตำแหน่งจุดศูนย์กลางของเสาไฟฟ้าส่วนที่รับลม มีหน่วยเป็นเมตร

(1.2) การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย (BM_s)

โมเมนต์ดัดที่เกิดจากลมพัดปะทะสายไฟฟ้าและสายโทรศัพท์ที่ติดตั้งอยู่ตามระดับความสูงต่างๆ ของเสาไฟฟ้า สามารถคำนวณได้ โดยคำนวณแรงลมที่กระทำต่อสายก่อน และถือว่าสายไฟฟ้าหรือสายโทรศัพท์มีรูปทรงเหมือนทรงกระบอกยาว เมื่อมีลมพัดปะทะสายจะเกิดแรงกระทำต่อพื้นผิวทรงกระบอกมีค่าดังนี้

$$P = 0.00256 \text{ V}^2 \text{ ปอนด์/ตร.ฟุต} \quad \dots(3-8)$$

โดยที่ P = แรงลมที่กระทำต่อสาย มีหน่วยเป็น ปอนด์/ตร.ฟุต

V = ความเร็วลมที่พัดปะทะสาย มีหน่วยเป็น ไมล์/ชม.

เมื่อแทนค่าแรงลม 60 ไมล์/ชม. จะได้

$$P = 0.00256 \times 60^2 = 9 \text{ ปอนด์/ตร.ฟุต}$$

เมื่อแปลงหน่วยเป็นระบบเมตริกจะได้

$$P = 43.941 \text{ กก./ตร.ม.}$$

การคำนวณโมเมนต์คดที่เสาไฟฟ้าเนื่องจากแรงลมกระทำต่อสายไฟฟ้าและสายโทรศัพท์ที่ค่าระยะห่างระหว่างเสาต่างๆ เมื่อทราบค่าแรงลมที่กระทำต่อสาย (P) มีค่า 43.941 กก. ต่อ ตร.ม. ซึ่งในทางปฏิบัติ กฟภ. ใช้ที่ 40 กก.ต่อ ตร.ม. ดังนั้นจะสามารถหาค่าแรงลมที่กระทำต่อสายซึ่งมีความยาวเท่ากับระยะห่างระหว่างเสาไฟฟ้าได้จาก

$$W_c = P \times d \times L \quad \text{กก.} \quad \dots(3-9)$$

$$W_c = 40 \times d \times L \quad \text{กก.}$$

โดยที่ W_c = แรงลมทั้งหมดที่กระทำต่อสายในหนึ่งช่วงระยะห่างระหว่างเสามีหน่วยเป็น กิโลกรัม

d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมตร

L = ระยะห่างระหว่างเสา ของเสาไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมตร

เมื่อได้ค่า W_c แล้ว สามารถคำนวณหาค่า BM_c เนื่องจากสายแต่ละเส้นที่พาดอยู่บนเสาที่ตำแหน่งความสูงต่างๆ ได้จาก

$$BM_{ci} = W_{ci} \times H_i \quad \text{กก.-ม.} \quad \dots(3-10)$$

โดยที่ BM_{ci} = BM ที่เกิดจากลมพัดปะทะสายแต่ละเส้น มีหน่วยเป็น กก.-ม.

W_{ci} = แรงลมที่กระทำต่อสายแต่ละเส้นในหนึ่งช่วงระยะห่างระหว่างเสา มี หน่วยเป็น กิโลกรัม

H_i = ความสูงจากพื้นถึงจุดที่แรงที่เกิดจากลมพัดปะทะสายแต่ละเส้นกระทำกับเสา มีหน่วยเป็นเมตร

เมื่อหาค่า BM_c ของสายแต่ละเส้นที่ติดตั้งบนเสาได้แล้ว จึงนำมารวมกันจะได้ค่า BM_c รวม

$$BM_c = \sum BM_{ci} \quad \text{กก.-ม} \quad \dots(3-11)$$

(2) การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากโหลดเยื้องศูนย์ (Eccentric load)

(2.1) การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากน้ำหนักของสายไฟฟ้าหรือสายโทรศัพท์ (BM_{ec})

โมเมนต์ดัดในลักษณะนี้จะเกิดขึ้นเมื่อสายติดตั้งอยู่ห่างจากเสาเท่านั้น (l ≠ 0) ส่วนสายที่ติดตั้งติดกับตัวเสาจะเกิดโมเมนต์ดัดประเภทนี้น้อยมาก (l ≈ 0) โดยคำนวณจากสูตร

$$BM_{ec} = w_c \times L \times l \times n \quad \dots(3-12)$$

โดยที่ BM_{ec} = BM ที่เกิดจาก Eccentric load ของสาย กก.-ม.
 w_c = น้ำหนักของสาย กก.
 L = ระยะห่างระหว่างเสาไฟฟ้า เมตร
 l = ระยะห่างของสายจากเสาไฟฟ้า เมตร
 n = จำนวนของสาย

(2.2) การคำนวณค่า โมเมนต์ดัด ที่เกิดจากน้ำหนักของลูกถ้วย (BM_{ei})

โมเมนต์ดัดในลักษณะนี้จะเกิดขึ้นเมื่อลูกถ้วยมีน้ำหนักมากและติดตั้งอยู่ห่างจากเสาไฟฟ้าค่อนข้างมาก ดังนั้นส่วนมากจะคิดเฉพาะลูกถ้วยในระบบ 69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป ส่วนลูกถ้วยในระบบ 11-33 กิโลโวลต์ จะมีค่า BM_{ei} น้อยมากจึงไม่นำมาคิด

$$BM_{ei} = w_i \times l \times n \quad \dots(3-13)$$

โดยที่ BM_{ei} = BM ที่เกิดจาก Eccentric load ของลูกถ้วย กก.-ม.
 w_i = น้ำหนักของลูกถ้วย กก.
 l = ระยะห่างของลูกถ้วยจากเสาไฟฟ้า เมตร
 n = จำนวนลูกถ้วย

(3) การคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในแนวโค้ง (BM_{sa})

โมเมนต์ดัดในลักษณะนี้เกิดจากการปักเสาพาดสายไม่เป็นแนวตรง เช่น โค้งไปตามแนวถนน ค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นคำนวณได้ดังนี้

$$BM_{sa} = 2 \times T \sin \alpha / 2 \times h \times n \quad \dots(3-14)$$

โดยที่ BM_{sa} = BM ที่เกิดจากสายที่ติดตั้งในแนวโค้ง กก.-ม.
 α = มุมเบี่ยงเบนจากแนวตรง องศา
 T = แรงดึงในสาย กก.
 h = ความสูงของสายจากพื้น เมตร
 n = จำนวนของสายไฟ

ในการก่อสร้างที่เป็นทางโค้งจะติดตั้งสายเป็นแบบลดแรงดึง(reduced tension) ดังนั้นจะใช้ค่า stringing tension โดยคำนวณจากค่า ระยะหย่อนยาน(sag) ที่กำหนดให้ใช้ในบริเวณทางโค้ง (หรือที่คำนวณได้)

$$\text{Tension} = WL^2/8S \quad \dots(3-15)$$

โดยที่ W	= น้ำหนักของสาย	กก./เมตร
L	= ระยะห่างของเสาไฟฟ้า	เมตร
S	= ระยะหย่อนยานของสายไฟฟ้า (sag)	เมตร

(4) การคำนวณผลรวมของค่าโมเมนต์ดัดทั้งหมดที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า(BM_T)

เมื่อคำนวณค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นเนื่องจากสาเหตุต่างๆ ตามข้อ (1) ถึง (3) ได้แล้ว ให้นำค่าโมเมนต์ดัดจากทั้ง 3 ข้อมารวมกัน จะได้ผลรวมของโมเมนต์ดัดทั้งหมดที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า(BM_T) จากนั้นจึงตรวจสอบค่า BM_T ที่คำนวณได้ว่ามีค่าเกินกว่าค่าโมเมนต์ดัดสูงสุดที่ยอมให้ใช้งานได้ของเสาไฟฟ้าหรือไม่ ซึ่งในการออกแบบนั้น ค่า BM_T ไม่ควรเกินค่าโมเมนต์ใช้งานของเสาไฟฟ้า(working moment)

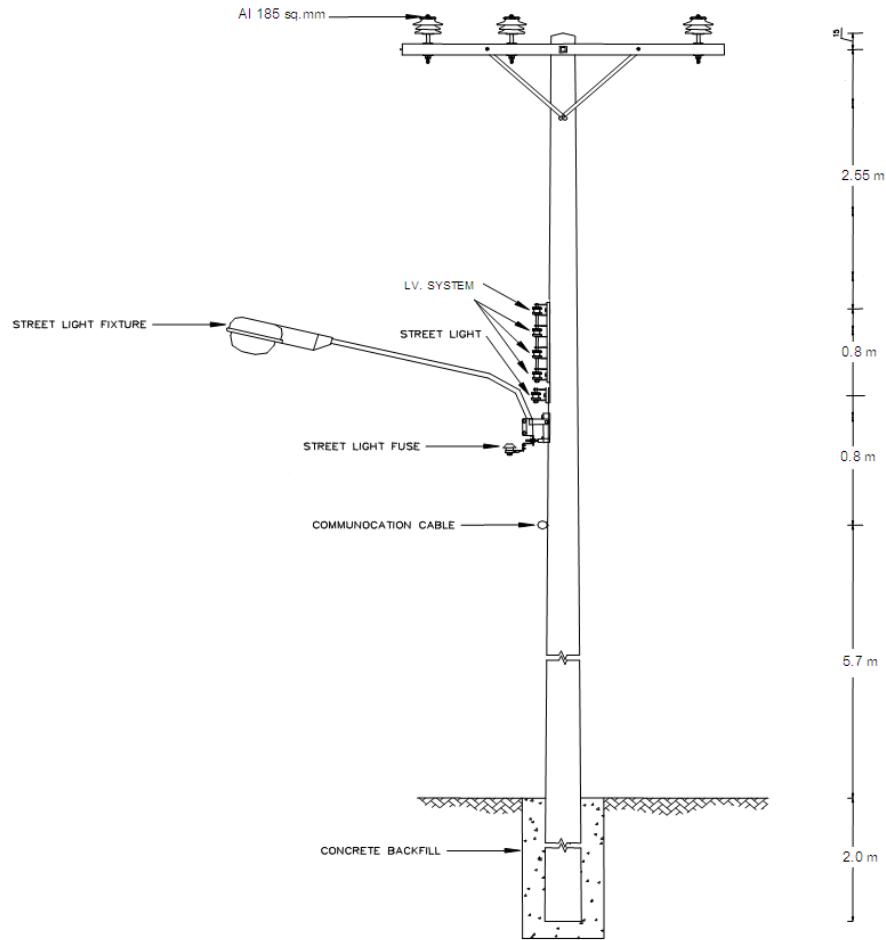
(5) ตัวอย่างการคำนวณโมเมนต์ดัด

ตัวอย่างที่ 2

เสาไฟฟ้าขนาด 12.0 เมตร ของ กฟภ. เดินสายป้อนชนิดอะลูมิเนียมเปลือยขนาด 185 ตร.มม. จำนวน 3 เส้น และมีสายไฟถนน สายแรงต่ำในระบบ 3 เฟส 4 สาย, สายโทรศัพท์ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 50 มม. ดังแสดงในรูปที่ 3-4 จงคำนวณหา โมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า กำหนดให้ระยะห่างระหว่างเสาเป็น 40 เมตร และความเร็วม 96 กม./ ชม.

ข้อมูลสายมีดังนี้

ชนิดของสาย	พื้นที่หน้าตัด (ตร.มม.)	เส้นผ่าน ศูนย์กลาง (ม.)	จำนวน สาย	น้ำหนัก (กก./ม.)
สาย 22 เควี อะลูมิเนียมเปลือย	185	0.01764	3	0.509
สายแรงต่ำอะลูมิเนียมเปลือย	50	0.01075	1	0.137
สายแรงต่ำ PVC	95	0.01485	3	0.390
สายไฟถนน PVC	25	0.0085	1	0.120
สายโทรศัพท์		0.050		3.26



รูปที่ 3-4

วิธีทำ

ตัวอย่างนี้เป็นการเดินสายในแนวตรง ดังนั้นจึงไม่คิด โมเมนต์ดัดที่เกิดจากโหลดเอียงศูนย์ และ โมเมนต์ดัดที่เกิดจากการติดตั้งในแนวโค้ง การคำนวณมีขั้นตอนโดยละเอียดดังนี้

- (1) หาความกว้างของเสาที่ระดับพื้นดิน (C)

$$C = A + \frac{(B - A)h}{H}$$

เสาขนาด 12.00 เมตร มีขนาดหน้าตัดของปลายเสา = 15.00 ซม.

ฐานเสา = 24.00 ซม.

ดังนั้น $A = 0.150$ ม., $B = 0.240$ ม.

$$\text{แทนค่า } C = 0.150 + \frac{(0.240 - 0.150)10.0}{12} = 0.225 \text{ ม.}$$

- (2) หาพื้นที่เสาที่รับแรงลม (
- A_p
-)

$$\begin{aligned}
 A_p &= 0.5 (A + C) h && \text{ตร.ม.} \\
 &= 0.5 (0.15 + 0.225) 10.0 && \text{ตร.ม.} \\
 &= 1.875 \text{ ตร.ม.}
 \end{aligned}$$

- (3) หาคำแหน่งของจุด CG ของเสาไฟฟ้าส่วนที่รับลม

$$\begin{aligned}
 CG &= h - \frac{h}{3} \left[\frac{2C + A}{C + A} \right] \\
 &= 10.0 - \frac{10.0}{3} \left[\frac{(2 \times 0.225) + 0.150}{0.225 + 0.150} \right] \\
 &= 4.67 \text{ ม.}
 \end{aligned}$$

- (4) หาค่าแรงลมที่กระทำต่อเสาไฟฟ้า (
- W_p
-)

$$\begin{aligned}
 W_p &= 80 \times A_p \\
 &= 80 \times 1.875 \\
 &= 150 \text{ กก.}
 \end{aligned}$$

- (5) หาค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมกระทำที่เสาไฟฟ้า ณ ระดับผิวดิน (
- BM_p
-)

$$\begin{aligned}
 BM_p &= W_p \times CG \quad \text{กก. - ม.} \\
 &= 150 \times 4.67 \\
 &= 700.5 \text{ กก. - ม.}
 \end{aligned}$$

- (6) หาค่าแรงลมที่กระทำต่อสายไฟฟ้าและสายโทรศัพท์ (
- W_c
-) ในแต่ละเส้น

$$W_c = 40 \times d \times L \quad \text{กก.}$$

- (6.1) สายป้อนอะลูมิเนียมเปลี่ยนขนาด 185 ตร.มม.

เส้นผ่านศูนย์กลางของสาย = $d = 17.64$ มม.

ระยะห่างระหว่างเสา = $L = 40$ เมตร

$$\begin{aligned}
 W_{c1} &= 40 \times 17.64 \times 10^{-3} \times 40 \text{ กก.} \\
 &= 28.224 \text{ กก.}
 \end{aligned}$$

- (6.2) สายแรงต่ำอะลูมิเนียมเปลี่ยนขนาด 50 ตร.มม.

เส้นผ่านศูนย์กลาง = $d = 10.75$ มม.

$$\begin{aligned}
 W_{c2} &= 40 \times 10.75 \times 10^{-3} \times 40 \text{ กก.} \\
 &= 17.2 \text{ กก.}
 \end{aligned}$$

- (6.3) สายแรงต่ำขนาด 95 ตร.มม. PVC

เส้นผ่านศูนย์กลาง = $d = 14.85$ มม.

$$W_{c3} = W_{c4} = W_{c5} = 40 \times 14.85 \times 10^{-3} \times 40 \text{ กก.}$$

$$= 23.76 \text{ กก.}$$

(6.4) สายไฟถนนขนาด 25 ตร.มม. PVC

เส้นผ่านศูนย์กลาง = $d = 8.5$ มม.

$$W_{c6} = 40 \times 8.5 \times 10^{-3} \times 40 \text{ กก.}$$

$$= 13.6 \text{ กก.}$$

(6.5) สายโทรศัพท์ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 50.0 มม.

$$W_{c7} = 40 \times 50 \times 10^{-3} \times 40 \text{ กก.}$$

$$= 80 \text{ กก.}$$

(7) ค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมกระทำต่อสายไฟฟ้าและสายโทรศัพท์ (BM_c)

$$BM_c = \sum BM_{ci}$$

$$BM_c = \sum (W_{ci} \times H_i) \text{ กก.-ม.}$$

$$= 3 (W_{c1} \times H_1) + (W_{c2} \times H_2) + (W_{c3} \times H_3) + (W_{c4} \times H_4) +$$

$$(W_{c5} \times H_5) + (W_{c6} \times H_6) + (W_{c7} \times H_7)$$

โดย $H_1 =$ ระดับความสูงของสายป้อน $= 9.85$ ม.

$H_2 =$ ระดับความสูงของสายแรงดําเส้นศูนย์ $= 7.30$ ม.

$H_3 =$ ระดับความสูงของสายแรงดําเส้น 1 $= 7.10$ ม.

$H_4 =$ ระดับความสูงของสายแรงดําเส้น 2 $= 6.90$ ม.

$H_5 =$ ระดับความสูงของสายแรงดําเส้น 3 $= 6.70$ ม.

$H_6 =$ ระดับความสูงของสายไฟถนน $= 6.50$ ม.

$H_7 =$ ระดับความสูงของสายโทรศัพท์ $= 5.70$ ม.

แทนค่า $BM_c = 3 (28.224 \times 9.85) + (17.2 \times 7.3) + (23.76 \times 7.1) +$

$$(23.76 \times 6.9) + (23.76 \times 6.7) + (13.6 \times 6.5) + (80 \times 5.7)$$

$$= 1,995.81 \text{ กก.-ม.}$$

(8) หาค่าโมเมนต์ดัดทั้งหมดที่เกิดจากแรงลมกระทำที่เสาและสายไฟฟ้า (BM_T)

$$BM_T = BM_p + BM_c$$

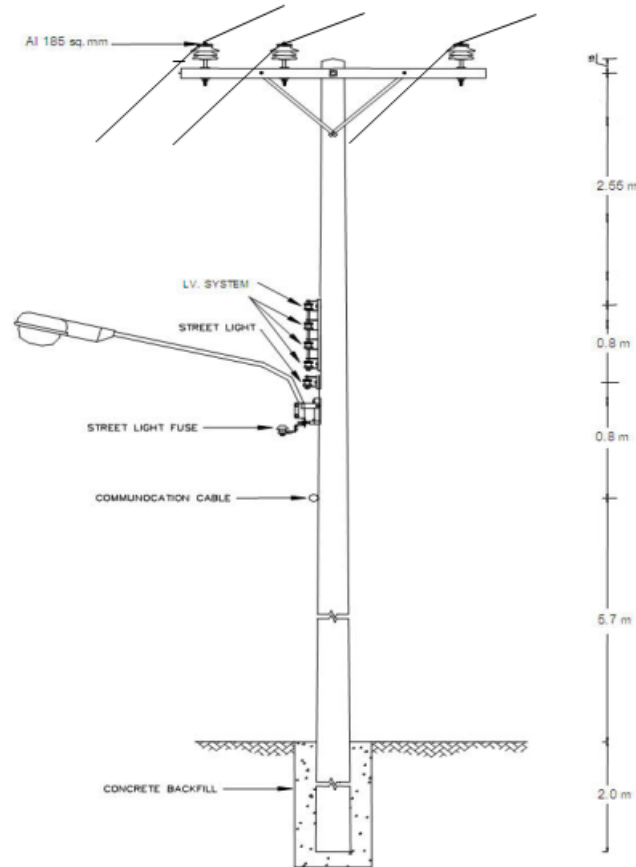
$$= 700.5 + 1,995.81$$

$$= \underline{2,696.31} \text{ กก.-ม.}$$

สรุปได้ว่า ช่วงทางตรง ค่า BM_T ที่คำนวณได้ เกินกว่า ค่าโมเมนต์ใช้งานของเสา 12.0 ม. (จาก
ภาคผนวก ข (หน้า ข-1) เสา 12.0 ม. มีค่าโมเมนต์ใช้งาน 2,550 กก.-ม.)

ตัวอย่างที่ 3

คำนวณหาขนาดโมเมนต์ค้ำยัน (BM_T) ของเสาไฟฟ้าขนาด 12 เมตร ซึ่งติดตั้ง ในแนวโค้งมุม 10 องศา ดังรูปที่ 3-5 โดยมีระยะห่างระหว่างเสา 20 เมตร และมีข้อมูลสายดังต่อไปนี้



รูปที่ 3-5

- ข้อมูลของสายที่อยู่บนเสามีดังนี้

ชนิดของสาย	พื้นที่หน้าตัด (ตร.มม.)	เส้นผ่าน ศูนย์กลาง (ม.)	จำนวน สาย(เส้น)	น้ำหนัก (กก./ม.)
สาย 22 เควี อะลูมิเนียมเปลือย	185	0.01764	3	0.509
สายแรงต่ำอะลูมิเนียมเปลือย	50	0.01075	1	0.137
สายแรงต่ำ PVC	95	0.01485	3	0.390
สายไฟถนน PVC	25	0.0085	1	0.120
สายโทรศัพท์		0.050		3.26

วิธีทำ

จากตัวอย่างที่ 2 โมเมนต์คัตที่เกิดจากแรงลมกระทำที่เสาไฟฟ้า ณ ระดับผิวดิน (BM_p)

$$(1) \quad BM_p = 700.5 \text{ กก.-ม.}$$

(2) BM_c ที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย

$$\text{จาก } BM_c = 40 \times d \times L \times H \times n$$

$$BM_{c1} \text{ ของสาย 185 ตร.มม. เปลือย} = 40 \times 0.01764 \times 20 \times 9.85 \times 3 = 417.01 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{c2} \text{ สายแรงต่ำอะลูมิเนียมเปลือย ขนาด 50 ตร.มม.} = 40 \times 0.01075 \times 20 \times 7.3 \times 1 = 62.78 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{c3} \text{ สายแรงต่ำขนาด 95 ตร.มม.} = 40 \times 0.01485 \times 20 \times 6.9 \times 3 = 245.92 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{c4} \text{ สายแรงต่ำไฟถนน ขนาด 25 ตร.มม.} = 40 \times 0.0085 \times 20 \times 6.5 \times 1 = 44.2 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{c5} \text{ สายโทรศัพท์} = 40 \times 0.05 \times 20 \times 5.7 \times 1 = 228 \text{ กก.-ม.}$$

$$\text{รวม } BM_c = 417.01 + 62.78 + 245.92 + 44.2 + 228 = 997.91 \text{ กก.-ม.}$$

(3) โมเมนต์คัต ที่เกิดจากโหลดเฉียงศูนย์

เนื่องจากโมเมนต์ที่เกิดขึ้นมีค่าน้อยจึงไม่นำมาคิด

(4) โมเมนต์คัต ที่เกิดจากสายไฟ กรณีติดตั้งทางโค้ง

มีการพาทางโค้งเป็นมุม 10° จากข้อกำหนดการคำนวณค่า Stringing Tension จะใช้ค่า Reduced Stringing Tension ที่ใช้ในบริเวณทางโค้ง โดยคำนวณจากสูตร

$$\text{Tension} = WL^2/8S$$

ดังนั้น Reduced Tension ของสายแต่ละเส้นที่มุม 10° จะเขียนเป็นตารางได้คือ

ชนิดของสาย	พื้นที่หน้าตัด (ตร.มม.)	จำนวน สาย	น้ำหนักสาย กก./ม.	Reduced Tension (กก.)
สายอะลูมิเนียมเปลือย 22 เควี 185 ตร.มม.	185	3	0.509	46.27
สายแรงต่ำ อะลูมิเนียมเปลือย	50	1	0.137	17.13
สายแรงต่ำ หุ้มฉนวนพีวีซี	95	3	0.256	32.0
สายแรงต่ำ (SL) หุ้มฉนวนพีวีซี	25	1	0.068	8.50
สายโทรศัพท์ -	-	1	3.26	326.00

ระยะหย่อนยาน (S) ที่ใช้ในการคำนวณหาค่า Reduced Tension ที่ใช้ในบริเวณทางโค้ง ได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. ซึ่งแสดงเป็นตัวอย่างการคำนวณเฉพาะสายอะลูมิเนียมเปลือยมีระยะหย่อนยาน = 0.55 เมตร มีดังนี้

$$\text{Reduced Tension ของสายอะลูมิเนียมเปลือย 185 ตร.มม.} = \frac{0.509 \times 20^2}{8 \times 0.55} = 46.27 \text{ กก.}$$

โมเมนต์ดัดที่เกิดจากสายไฟฟ้า กรณีทางโค้ง จะคำนวณได้จากสูตร

$$BM_{SA} = 2 \times T \times \sin \alpha / 2 \times h \times n$$

โดยที่ T = Reduced Tension

$$\sin \alpha / 2 = \sin 10^\circ / 2$$

$$= \sin 5^\circ = 0.087$$

ดังนั้น

$$BM_{SA} \text{ ของสาย 185 ตร.มม.} = 2 \times 46.27 \times 0.087 \times 9.85 \times 3 = 237.91 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{SA} \text{ ของสาย 50 ตร.มม.} = 2 \times 17.13 \times 0.087 \times 7.3 \times 1 = 21.76 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{SA} \text{ ของสาย 95 ตร.มม.} = 2 \times 32.0 \times 0.087 \times 6.9 \times 3 = 115.26 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{SA} \text{ ของสาย 25 ตร.มม.} = 2 \times 8.50 \times 0.087 \times 6.5 \times 1 = 9.61 \text{ กก.-ม.}$$

$$BM_{SA} \text{ ของสายโทรศัพท์} = 2 \times 326.0 \times 0.087 \times 4.75 \times 1 = 269.44 \text{ กก.-ม.}$$

$$\therefore BM_{SA} \text{ total} = 653.98 \text{ กก.-ม.}$$

ดังนั้นค่าโมเมนต์ดัดรวมมีค่า

$$BM_T = BM_p + BM_c + BM_e + BM_{SA}$$

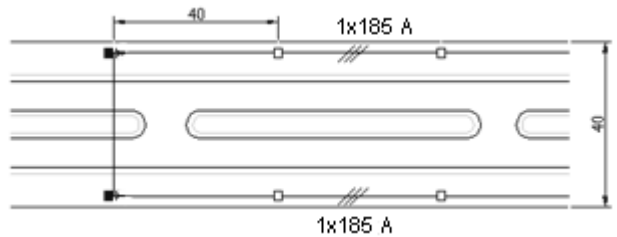
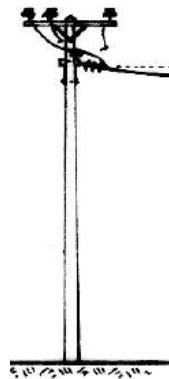
$$= 700.5 + 997.91 + 0 + 653.98$$

$$BM \text{ total} = \underline{2,352.39} \text{ กก.-ม.}$$

สรุปได้ว่า ช่วงทางโค้งมุม 10 องศา ระยะห่างระหว่างเสา 20 เมตร มีค่า BM_T ที่คำนวณได้ ไม่เกิน ค่าโมเมนต์ใช้งานของเสา 12.0 ม. (จากภาคผนวก ข-1 เสา 12.0 ม. มีค่าโมเมนต์ใช้งาน 2,550 กก.-ม.)

ตัวอย่างที่ 4

เสาไฟฟ้าขนาดความยาว 12.20 เมตร ของ กฟภ. ดังรูป สำหรับพาดสายอะลูมิเนียมเปลือย ขนาด 185 ตร.มม. ตั้้นหักมุม 90° คำนวณหาโมเมนต์ดัดที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า กำหนดให้มีระยะห่างระหว่างเสา เท่ากับ 40 เมตร มีแรงลมที่ปะทะสายไฟฟ้า 40 กิโลกรัมต่อตารางเมตร และแรงลมปะทะกับเสาไฟฟ้า 80 กิโลกรัมต่อตารางเมตร และสายไฟฟ้าแต่ละเส้นมีระยะหย่อนยานเท่ากับ 1.20 เมตร



วิธีทำ

(1) คำนวณหาโมเมนต์ที่เกิดขึ้นจากแรงลมที่กระทำกับเสาไฟฟ้า ขนาด 12.20 เมตร ได้ดังนี้

(1.1) หาความกว้างของเสาที่ระดับตอม่อ (C)

$$C = A + \frac{(B - A)h}{H}$$

เสาขนาด 12.20 เมตร มีขนาดความกว้างที่ปลายเสา (ยอดเสา) $A = 18$ ซม.

มีขนาดความกว้างที่ โคนเสา $B = 34$ ซม.

แทนค่าในสมการข้างต้น จะได้

$$C = 0.18 + \frac{(0.34 - 0.18)10}{12.2} = 0.311 \text{ ม.}$$

(1.2) หาพื้นที่รับแรงลม (A_p)

$$\begin{aligned} A_p &= 0.5 (A + C) h && \text{ตร.ม.} \\ &= 0.5 (0.18 + 0.311) 10 && \text{ตร.ม.} \\ &= 2.455 && \text{ตร.ม.} \end{aligned}$$

(1.3) หาคำแหน่งของจุดศูนย์กลางถ่วง (CG) ของเสาส่วนที่รับลม

$$\begin{aligned} CG &= h - \frac{h}{3} \times \frac{2C + A}{C + A} \\ &= 10 - \frac{10}{3} \times \frac{2 \times 0.311 + 0.18}{0.311 + 0.18} = 4.56 \text{ ม.} \end{aligned}$$

(1.4) หาค่าแรงลมที่กระทำกับเสาไฟฟ้า (W_p)

$$\begin{aligned} W_p &= 80 \times A_p \\ &= 80 \times 2.455 = 196.40 \text{ กก.} \end{aligned}$$

(1.5) หาค่าโมเมนต์คดที่เกิดจากแรงลมกระทำกับเสาไฟฟ้าในส่วนที่อยู่เหนือระดับ

ตอม่อ (BM_p)

$$\begin{aligned} BM_p &= W_p \times CG \\ &= 196.40 \times 4.56 \text{ กก.-ม.} \\ &= 895.6 \approx 896 \text{ กก.-ม.} \end{aligned}$$

(2) คำนวณหาโมเมนต์ที่เกิดจากแรงลมกระทำกับสายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า ได้ดังนี้

(2.1) หาค่าแรงลมที่กระทำกับสายไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{จากสูตร } W_c &= P \times d \times L \text{ กก.} \\ &= 40 \times d \times L \text{ กก.} \end{aligned}$$

สายอะลูมิเนียมขนาด 185 ตร.มม.

$$\begin{aligned} \therefore W_c &= 40 \times 0.01764 \times (40/2) \\ &= 14.112 \text{ กก.} \end{aligned}$$

หมายเหตุ ในที่นี้ระยะห่างระหว่างเสาจะคิดเพียงครึ่งเดียวของกรณีพาดสายในแนวทางตรง เนื่องจากแรงลมที่กระทำกับเสาจริงมีเพียงด้านเดียว ไม่เหมือนกับกรณีทางตรงซึ่งมี 2 ด้าน

(2.2) หาค่าโมเมนต์คดที่เกิดจากแรงลมกระทำกับสายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{จากสูตร } BM_c &= (W_c \times H) \text{ กก.-ม.} \\ BM_c &= 14.112 \times 9.85 \\ &= 139.0 \text{ กก.-ม.} \end{aligned}$$

(3) คำนวณหาค่าโมเมนต์ที่เกิดจากแรงดึงในสายที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า ได้ดังนี้

(3.1) หาค่าแรงดึงในสายไฟฟ้า

$$\text{จากสูตร Reduced Tension (RT)} = \frac{WL^2}{8S} \text{ กก.}$$

สายอะลูมิเนียม 185 ตร.มม.

$$\begin{aligned} RT &= \frac{0.509(40)^2}{8 \times 1.20} \text{ กก.} \\ &= 84.83 \text{ กก.} \end{aligned}$$

(3.2) หาค่าโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงดึงในสายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับเสาไฟฟ้า

$$BM_{RT} = RT \times H$$

$$\begin{aligned} \text{แทนค่า } BM_{RT} &= 3 \times 84.83 \times 8.85 \quad (\text{เนื่องจากมีสายไฟจำนวน 3 เส้น}) \\ &= 2,252.34 \quad \text{กก.-ม.} \end{aligned}$$

(4) หาค่า โมเมนต์ดัด ทั้งหมดที่กระทำกับเสา

$$\begin{aligned} BM_T &= BM_p + BM_c + BM_{RT} \\ &= 896 + 139.0 + 2,252.34 \quad \text{กก.-ม.} \\ &= \underline{3,287.34} \quad \text{กก.-ม.} \end{aligned}$$

สรุปได้ว่า ค่า BM_T ที่คำนวณได้ไม่เกิน ค่าโมเมนต์ใช้งานของเสา 12.20 ม. (จากภาคผนวก ข (หน้า ข-1) เสา 12.20 ม. มีค่าโมเมนต์ใช้งาน 5,900 กก.-ม.)

3.2.สายไฟฟ้า

สายไฟฟ้าที่ใช้ในการออกแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนน ของ กฟภ. ในปัจจุบันมีหลายชนิด แต่ละชนิดเหมาะสำหรับการใช้งานที่มีวัตถุประสงค์ต่างกัน สายไฟฟ้าที่นิยมใช้มีดังต่อไปนี้

1.สายอะลูมิเนียม (All Aluminum Conductor : A) เป็นสายไฟฟ้าชนิดตัวนำเปลือยที่ทำด้วยอะลูมิเนียมล้วน ตัวนำเป็นลักษณะตีเกลียว (strand) แต่เนื่องจากอะลูมิเนียมมีความสามารถในการรับแรงดึงได้จำกัด ดังนั้นจึงสามารถใช้งานในระบบสายอากาศที่มีระยะห่างระหว่างเสา (span) ไม่ห่างกันมากนัก โดยทั่วไประยะห่างระหว่างเสาเฉลี่ยไม่เกิน 80 เมตร

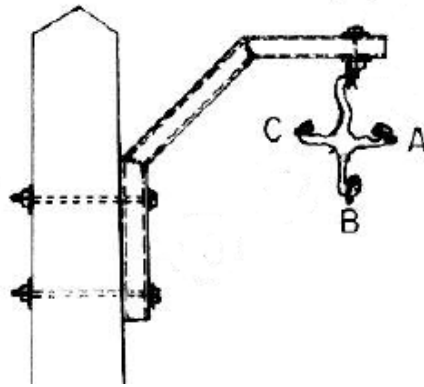
2.สายอะลูมิเนียมเจือ (All Aluminum Alloy Conductor : AA) เป็นสายไฟฟ้าชนิดตัวนำเปลือยทำด้วยอะลูมิเนียมเจือ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นอะลูมิเนียมผสมแมกนีเซียม (magnesium) สายชนิดนี้จะมีแข็งแรง รับแรงดึงและทนการกัดกร่อนของไอเกลือได้สูงกว่าสายอะลูมิเนียมล้วน จึงนำมาใช้งานในการติดตั้งที่มีระยะห่างระหว่างเสามาก และบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเล

3. สายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminum Conductor Steel Reinforced : ACSR) เป็นสายไฟฟ้าชนิดตัวนำเปลือยทำด้วยอะลูมิเนียมตีเกลียวแต่แกนกลางภายในเป็นลวดเหล็กตีเกลียว ซึ่งการใช้แกนกลางเป็นลวดเหล็กตีเกลียวนี้เพื่อเพิ่มคุณสมบัติในการรับแรงดึงของสายไฟฟ้าให้มากขึ้น สายไฟฟ้าชนิดนี้จึงเหมาะสำหรับการติดตั้งที่มีระยะห่างระหว่างเสามาก และไม่เหมาะที่จะใช้บริเวณใกล้ชายฝั่งทะเล

4. สายอะลูมิเนียมแกนเหล็กชนิดเคลือบอะลูมิเนียม (Aluminum Conductor , Aluminum Clad Steel Reinforced : ACSR/AW) เป็นสายไฟฟ้าชนิดตัวนำเปลือยที่มีลักษณะเดียวกับสาย ACSR แต่ลวด-

เหล็กดีเกิลียวที่ใช้เป็นแกนกลางของสายนั้นจะเคลือบด้วยอะลูมิเนียมเพื่อลดการกัดกร่อนของลวดเหล็กในกรณีที่ใช้งานในบริเวณที่มีมลภาวะสูง เช่น ชายฝั่งทะเล

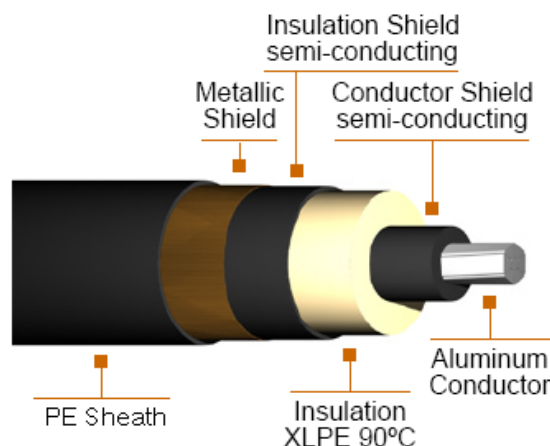
5. สายหุ้มฉนวนแรงสูงสองชั้นไม่เต็มพิกัด หรือ เคเบิลอากาศ (Spaced Aerial Cable : SAC) เป็นสายหุ้มฉนวนซึ่งใช้กับระบบแรงดัน 22 และ 33 กิโลโวลต์ ลักษณะสายเป็นตัวนำทำด้วยอะลูมิเนียมดีเกิลียวชนิดอัดแน่นและหุ้มด้วยฉนวนซึ่งทำจาก XLPE แต่ไม่มี shield หุ้ม ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมที่จะใช้ในบริเวณที่สายอาจสัมผัสกับโลหะหรือสิ่งที่ต่อลงดิน (เช่น ดันไม้) เป็นเวลานานๆ เพราะจะมีกระแสรั่วไหลผ่านจุดสัมผัสเมื่อเป็นระยะเวลานานและจะทำให้ฉนวนของสายตรงจุดสัมผัสเสียหายได้ การติดตั้งสาย SAC จะติดตั้งโดยใช้สเปเซอร์ (spacer) ซึ่งทำด้วยเซรามิก (ceramic) หรือ พลาสติก (plastic) เป็นตัวจับยึดสายทั้งสามเฟสเข้าด้วยกัน และตัว spacer จะแขวนเข้ากับสาย messenger ซึ่งเป็นสายชนิดลวดเหล็กดีเกิลียวชุบสังกะสี (galvanized steel wire หรือ guy wire) สามารถรับแรงดึงได้สูง ดังรูปที่ 3-6



รูปที่ 3-6 ลักษณะการติดตั้งสาย SAC โดยใช้ spacer

เนื่องจากสาย SAC นี้ใช้พื้นที่ในการติดตั้งไม่มากนัก ลักษณะของสายเมื่อติดตั้งเสร็จ มีความเรียบร้อย ดังนั้นจึงเป็นที่นิยมใช้ในปัจจุบัน โดยเฉพาะในเขตเมืองที่มีข้อจำกัดในเรื่องพื้นที่สำหรับปักเสาพาดสายทำให้สายกับอาคารอยู่ห่างกันไม่มากนัก การใช้สาย SAC จึงช่วยลดระยะห่างที่ปลอดภัยลงได้มาก ซึ่งในอดีต กฟภ.มีการออกแบบใช้งานมาก แต่พบว่ายังไม่มีความปลอดภัยเพียงพอ

6. สายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเกิลียว (Twisted Aerial Cable หรือ Fully-insulated Aerial Cable : TAC) เป็นสายอะลูมิเนียมหุ้มด้วยฉนวน XLPE และมี shield เช่นเดียวกับสายใต้ดิน สายชนิดนี้จัดอยู่ในประเภทหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดมีโครงสร้างตามรูปที่ 3-7 สายนี้จะผลิตเป็นลักษณะสำเร็จรูปพร้อมกับสาย messenger จากโรงงานผู้ผลิต โดยสายเส้นเฟสทั้งสามเส้นและสาย messenger จะพันควมเข้าด้วยกัน สาย TAC นี้ใช้ในบริเวณที่ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้ากับสิ่งก่อสร้างน้อยเกินกว่าที่จะใช้สายชนิดอื่น สาย TAC มีลักษณะการติดตั้งทางตรง ดังรูปที่ 3-8



รูปที่ 3-7

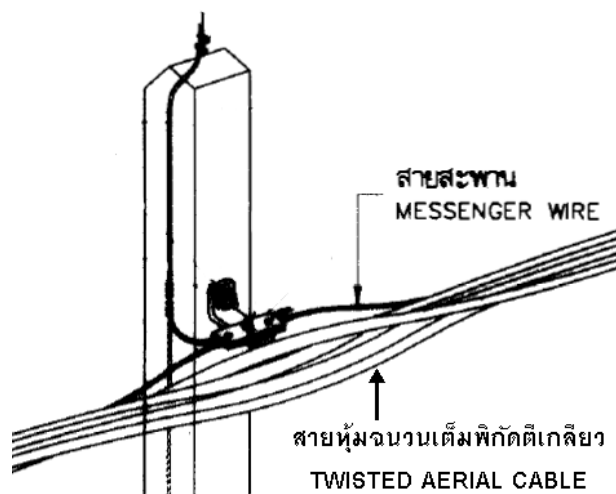
ปัจจุบัน กฟภ.มีการกำหนดสเปกสายชนิดนี้ ทั้งในระบบ 22 kV และ 33 kV ตามสเปกเลขที่ RCBL-028/2548 มีรายละเอียดโครงสร้างตามสเปก กฟภ.ดังนี้

- Conductor ทำด้วยอะลูมิเนียม มีหน้าที่นำกระแสไฟฟ้า
- Conductor Shield หรือ Conductor screen ทำด้วยวัสดุกึ่งตัวนำหรือสารสังเคราะห์จำพวกพลาสติกผสมตัวนำ มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของตัวนำกับฉนวนเรียบไม่มีช่องว่างที่ทำให้ศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อมซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิด Partial Discharge
- Insulation ทำด้วย Cross-linked Polyethylene(XLPE) มีหน้าที่เป็นฉนวนไม่ให้กระแสไฟฟ้าเกิดการรั่วไหลหรือลัดวงจรจนทำให้เกิดความสูญเสียต่อระบบไฟฟ้าและเกิดอันตรายต่อบุคคลที่ไปสัมผัส
- Insulation Shield หรือ Insulation screen ทำด้วยวัสดุเช่นเดียวกับ Conductor Shield มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของ Insulation กับ Metallic Shield เรียบเพื่อป้องกันไม่ให้ศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อม
- Metallic Shield หรือ Metallic screen หรือ Ground shield ทำด้วยทองแดง มีหน้าที่เพื่อเป็นกราวด์ (Ground)และทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลกลับเมื่อเกิดลัดวงจรและยังทำหน้าที่เป็นการป้องกันทางกล(Mechanical Protection)
- Non-Metallic Sheath หรือทั่วไปเรียกว่า Jacket ทำด้วยวัสดุ black PE ทำหน้าที่ป้องกันเคเบิลจากการกระแทก เสียคสีต่างๆและให้เคเบิลทนต่อแสงแดดได้ตามอุณหภูมิที่กำหนด

อุปกรณ์ต่อสายและเข้าหัวเคเบิล(Splice and Terminator)

สาย TAC ตามโครงสร้างที่ได้กล่าวข้างต้นจะพบว่ามีลักษณะโครงสร้างใกล้เคียงกับสายเคเบิลใต้ดินที่เป็นฉนวน XLPE ระดับแรงดันเดียวกัน แต่วางกันที่สาย TAC ไม่มีชั้นกันน้ำและตัวนำเป็นอะลูมิเนียม ฉะนั้นในการติดตั้งจะใช้อุปกรณ์ต่อสายและเข้าหัวเคเบิลในทำนองเดียวกัน เพียงแต่อุปกรณ์ดังกล่าวต้องไม่ทำด้วยทองแดงและจะต้องใช้ได้กับอะลูมิเนียมซึ่งเป็นตัวนำของสาย TAC ดังนั้นในการจัดหาปัจจุบันแม้ว่าสเปค กฟผ.ยังไม่ได้กำหนดไว้ชัดเจน แต่สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้โดยการพิจารณาว่าต้องสามารถใช้ได้กับตัวนำอะลูมิเนียม

โดยหลักการเข้าหัวและต่อสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียวจะมีหลักการเช่นเดียวกับสายเคเบิลใต้ดิน



รูปที่ 3-8 ลักษณะการติดตั้งสาย TAC เข้ากับเสาไฟฟ้า



รูปที่ 3-9 ลักษณะการติดตั้งเข้าหัวเคเบิล

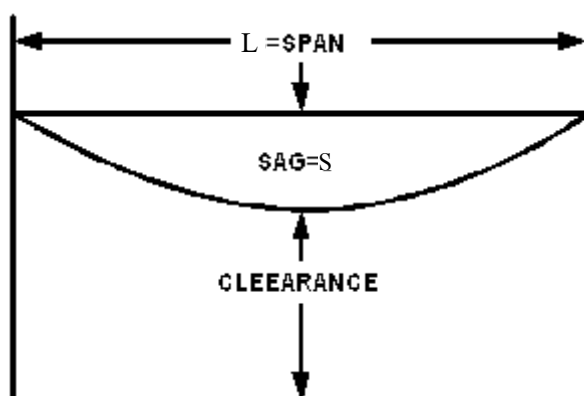
3.3 ระยะหย่อนยานและแรงดึง (sag-tension) ของสายไฟฟ้า

ในการออกแบบสายจำหน่าย นอกจากต้องพิจารณาคุณสมบัติทางด้านไฟฟ้าของสายตัวนำ เช่น ขนาดการนำกระแส ความต้านทาน เพื่อเลือกขนาดและชนิดตัวนำที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัย และประหยัดที่สุดแล้ว ยังมีปัจจัยอื่นที่ต้องคำนึงถึงอีก ได้แก่ ตำแหน่งปักเสา ความสูงของเสา ระยะห่างระหว่างเสา ระยะหย่อนยานและแรงดึงของสายตัวนำ ความสูงของสายจากพื้น ซึ่งทั้งหมดนี้เกี่ยวข้องกับระยะหย่อนยานและแรงดึงของสาย ดังนั้นผู้ออกแบบควรจะมีความรู้เกี่ยวกับลักษณะระยะหย่อนยานและแรงดึงของสายด้วย

การคำนวณหาแรงดึงในสายและระยะหย่อนยานของสายในที่นี้จะไม่กล่าวถึงที่มาของแต่ละสมการมากนักเนื่องจากสามารถหารายละเอียดอ่านเพิ่มเติมได้จากหนังสือ “คำแนะนำแบบมาตรฐานการก่อสร้างสายส่ง 115 kV ของ กฟภ.”

1. นิยาม

- (1) Sag = ระยะหย่อนยานของสาย แทนด้วยอักษร S (ดูรูปที่ 3-10)
- (2) Tension = แรงดึงในสาย แทนด้วยอักษร T
- (3) Span = ระยะห่างระหว่างเสา แทนด้วยอักษร L (ดูรูปที่ 3-10)
- (4) Initial unloaded tension (no wind) = แรงดึงในสายที่สภาวะเริ่มต้นตอนติดตั้งใช้งาน
- (5) Final unloaded tension = แรงดึงในสายที่ติดตั้งใช้งานอยู่ได้รับแรงภายนอกตามเงื่อนไขที่กำหนดในข้อ (4) เป็นระยะเวลาหนึ่ง โดยรวมผลของการยืดตัวของสายเนื่องจาก creep effect ด้วย
- (6) Ruling span = ค่าเฉลี่ยของ span ที่ใช้ในการคำนวณ sag-tension แทนที่จะคำนวณหา sag-tension ทุกๆ span และแรงดึงที่ได้ในแต่ละ span จะมีค่าไม่เท่ากัน ทำให้เกิดการไม่สมดุลของแรงในแนวนอน ผลคืออาจต้องมีการยึดโยงทุกๆ ระยะห่างระหว่างเสา



รูปที่ 3-10 ลักษณะของสายที่ขึงระหว่างเสาสองต้นซึ่งจะเกิดการหย่อนยานขึ้น

ดังนั้นในการคำนวณ sag-tension จะใช้ ruling span แทน span ในการคำนวณ โดยจะคำนวณที่ละช่วง deadend เพื่อให้แรงดึงมีค่าเท่ากันในช่วง deadend หนึ่งๆ

$$\text{Ruling span} = \left(\frac{\text{ผลบวกของกำลังสามของแต่ละ span ในช่วง deadend}}{\text{ผลบวกของ span ใน 1 ช่วง deadend}} \right)^{1/2} \quad \text{.....(3-16)}$$

สำหรับการคำนวณหาระยะหย่อนยานของสายที่มีจุดยึดสายระดับความสูงของเสาระดับเดียวกันและมีระยะห่างระหว่างเสา L ใดๆ จะใช้สมการ

$$S = \frac{WL^2}{8T_0} \quad \text{.....(3-17)}$$

- จากสมการ (3-17) แรงดึงในสายในแนวระนาบที่ระยะหย่อนยานต่ำสุด

$$T_0 = \frac{WL^2}{8S} \quad \text{.....(3-18)}$$

โดยที่ T_0 = แรงดึงในสายในแนวระนาบที่ระยะหย่อนยานต่ำสุด กิโลกรัม(kgf)

S = ระยะหย่อนยานต่ำสุด เมตร(m)

W = น้ำหนักสายต่อความยาว กิโลกรัมต่อเมตร(kg/m)

L = ระยะห่างระหว่างเสา เมตร(m)

จากสมการที่ (3-17) และ (3-18) ใช้ในการหาค่าแรงดึงของสายที่กระทำกับเสาในระดับพาดสายเดียวกันหรือในขณะพาดสายไฟฟ้าในสภาวะปกติไม่มีแรงลมและใช้พิจารณาตรวจสอบระยะห่างทางไฟฟ้าที่ปลอดภัยในแนวตั้งเหนือพื้นดิน โดยที่สายอยู่ในสภาวะปกติและนี้ไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของสายและแรงอื่นที่กระทำบนสายไฟฟ้า เช่น ลมพัด น้ำฝน น้ำค้างแข็ง หิมะ

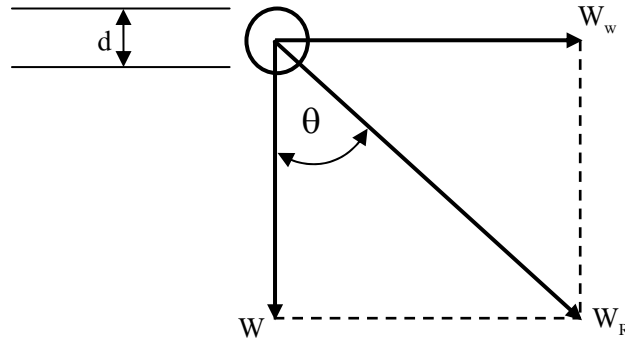
2. ปัจจัยที่มีผลต่อ sag ของสาย

สายตัวนำที่จึงไว้เมื่อปล่อยทิ้งไว้จะมีการเปลี่ยนแปลง sag-tension ได้ เนื่องจากสายยืดตัวออก ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อการยืดตัวของสาย ได้แก่

- อุณหภูมิ ทั้งอุณหภูมิโดยรอบและที่เกิดจากการที่สายตัวนำจ่ายกระแสไฟฟ้าสูงขึ้น ถ้าอุณหภูมิเพิ่ม สายจะยืดตัวออก ทำให้ sag มากขึ้น แต่ tension มีค่าลดลง
- แรงภายนอก เช่น แรงลมที่กระทำต่อสาย ทำให้สายยืดออก กรณีนี้ทั้ง sag และ tension มีค่ามากขึ้น
- Creep effect คือปรากฏการณ์ที่สายยืดตัวออกเอง(ความล้า) เมื่อได้รับแรงกระทำเป็นระยะเวลาหนึ่ง กรณีนี้ sag จะเพิ่มขึ้น แต่ tension จะลดลง
- การดึงสายมากจนเลยช่วง elastic limit จะทำให้สายยืดตัวออก และไม่กลับสู่สภาพเดิม

3. การคำนวณแรงลมปะทะสายไฟฟ้า

ในการออกแบบ แรงลมที่มาปะทะสายจำเป็นต้องนำมารวมกับน้ำหนักของสายเนื่องจากเมื่อมีลมปะทะสายไฟในแนวราบจะทำให้สายเบี่ยงเบนไปจากแนวดิ่งเป็นผลให้เกิดแรงดึงที่ห้วเสาเพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3-11



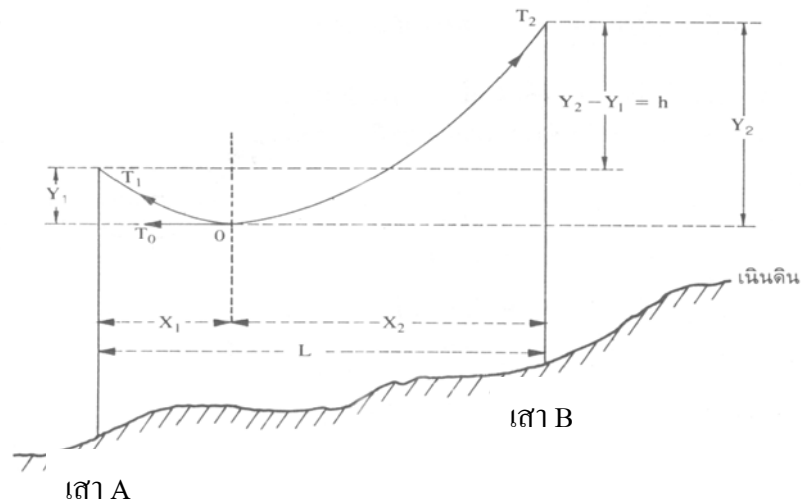
รูปที่ 3-11 แสดงน้ำหนักของสายเมื่อมีแรงลมมากระทำ

จากรูปจะเห็นว่าเมื่อเกิดแรงลมปะทะสาย(W_w)ขึ้น จะทำให้เกิดแรงลัพธ์ซึ่งในการคำนวณหาค่าต่างๆเมื่อคำนึงถึงแรงลมปะทะสายจึงต้องใช้ค่าแรงลัพธ์(W_R)ในการคำนวณหาแรงดึงที่กระทำบนโครงสร้างเสา ดังสมการต่อไปนี้

จาก	W_w	=	$P \times d$	
ดังนั้น	W_R	=	$\sqrt{W^2 + W_w^2}$	
และ	$\cos \theta$	=	W / W_R	
โดยที่	P	=	แรงดันลมปะทะสาย	กิโลกรัม/ตารางเมตร(kgf/m^2)
	d	=	เส้นผ่านศูนย์กลางของสายไฟฟ้า	เมตร(m)
	W	=	น้ำหนักสายต่อความยาว	กิโลกรัม/เมตร(kg/m)
	W_w	=	แรงลมปะทะสายต่อความยาว	กิโลกรัม/เมตร(kg/m)
	W_R	=	ผลรวมของแรงบนสายต่อความยาว	กิโลกรัม/เมตร(kg/m)
	θ	=	มุมที่สายเบี่ยงเบนไปจากแนวดิ่ง	

4. การหาค่า แรงดึงและระยะหย่อนยานของสาย เมื่อพาดสายที่ระดับความสูงต่างกัน

การึงสายระหว่างเสา A และเสา B ในบริเวณพื้นที่ที่ลาดเอียง ความสูงของเสาจะต่างระดับกัน กล่าวคือเสาดันหนึ่งสูงกว่าเสาดันหนึ่ง จุดต่ำสุดของสายจะเคลื่อนมาทางเสาดันที่เตี้ย ตามรูปที่ 3-12



รูปที่ 3-12 แสดงการหา sag เมื่อระดับเสาไม่เท่ากัน

มีสมการที่ใช้ในการหาค่าต่างๆดังนี้

$$X_1 = \frac{L}{2} - \frac{T_0 h}{WL} \quad \text{.....(3-19)}$$

$$X_2 = \frac{L}{2} + \frac{T_0 h}{WL} \quad \text{.....(3-20)}$$

การหาค่าระยะหย่อนยานต่ำสุด

$$Y_1 = \frac{W}{2T_0} \left(\frac{L}{2} - \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \quad \text{.....(3-21)}$$

$$Y_2 = \frac{W}{2T_0} \left(\frac{L}{2} + \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \quad \text{.....(3-22)}$$

การหาค่าแรงดึงในสายที่กระทำกับเสา

$$T_1 = T_0 \left[1 + \frac{1}{2} \left(\frac{W}{T_0} \right)^2 \left(\frac{L}{2} - \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right] \quad \text{.....(3-23)}$$

$$T_2 = T_0 \left[1 + \frac{1}{2} \left(\frac{W}{T_0} \right)^2 \left(\frac{L}{2} + \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right] \quad \text{.....(3-24)}$$

5. การกำหนดค่าแรงที่กระทำต่อสาย

สภาพภูมิอากาศในประเทศไทยมีลักษณะเป็นเมืองร้อน ดังนั้นแรงทางกลที่กระทำต่อสายจะคิดเฉพาะแรงที่เกิดจากน้ำหนักของสายและแรงลมที่พัดปะทะสาย โดยไม่ต้องคำนึงถึงน้ำหนักของหิมะที่อาจเกาะบนสายเช่นเดียวกับประเทศในเขตเมืองหนาว สำหรับการคำนวณหาค่าแรงดึงในสายและระยะหย่อนยานของสายที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของสายไฟฟ้าในที่นี้จะไม่กล่าวถึงเนื่องจากได้มีแบบมาตรฐาน กฟภ.กำหนดไว้แล้ว ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการออกแบบก่อสร้างได้

โดยมีหลักการคือต้องการให้สายไฟฟ้าที่ใช้งานมีค่าความปลอดภัย(Safety Factor) ไม่น้อยกว่า 2 หรือไม่เกิน 50%ของ Ultimate Tensile Strength(UTS) ที่แรงดึงขณะซึ่งสาย ณ อุณหภูมิต่ำสุดเมื่อมีลม(worst case)

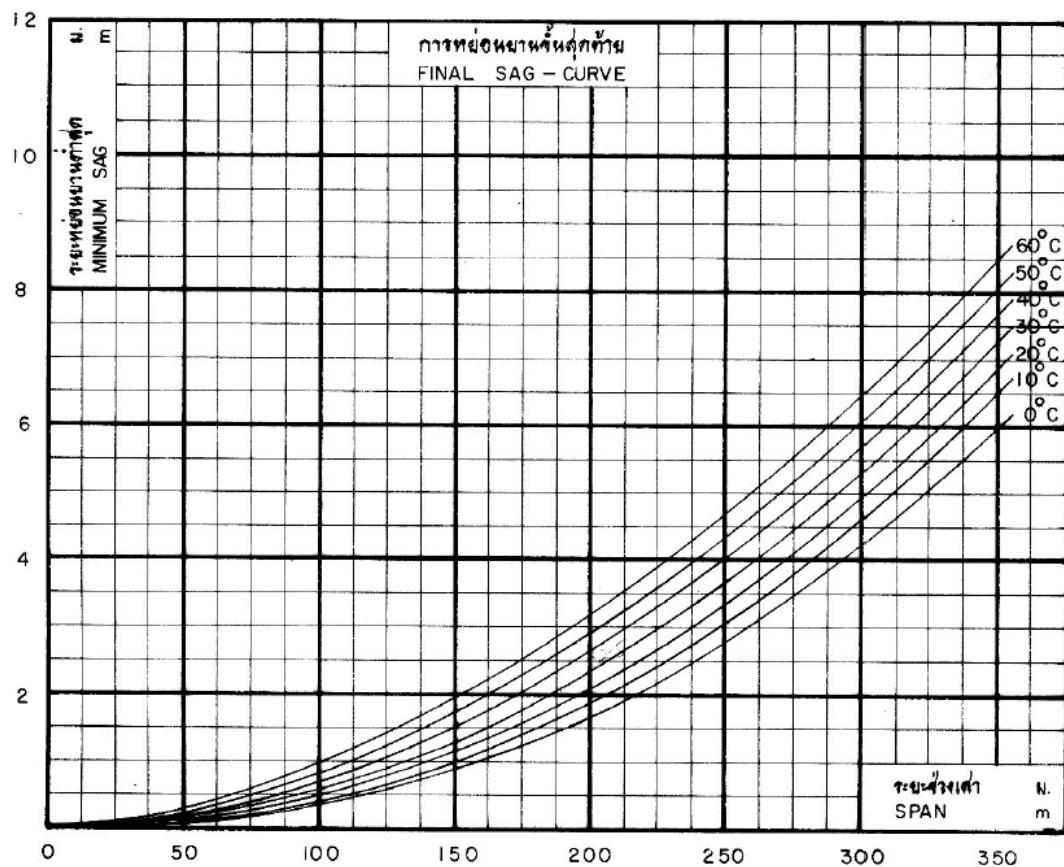
สรุปข้อกำหนดแรงดึงในสายไฟฟ้าที่สภาวะต่างๆสำหรับใช้งานของ กฟภ. มีรายละเอียดดังนี้

สภาวะ	% Ultimate Tensile Strength
1.แรงดึงซึ่งสายขึ้นต้นที่อุณหภูมิต่ำสุดเมื่อมีลม (initial tension at minimum temperature with wind)	≤ 50
2.แรงดึงซึ่งสายขึ้นต้นที่อุณหภูมิเฉลี่ย เมื่อไม่มีลม (initial tension at every-day temperature no wind)	≤ 33.33
3.แรงดึงซึ่งสายขึ้นสุดท้ายหลัง 10 ปี ที่อุณหภูมิต่ำสุด เมื่อมีลม (final tension at minimum temperature with wind after 10 years)	≤ 40
4.แรงดึงซึ่งสายขึ้นสุดท้ายหลัง 10 ปี ที่อุณหภูมิเฉลี่ย เมื่อไม่มีลม (final tension at every-day temperature no wind after 10 years)	≤ 20

สำหรับการหาแรงดึงในสายและระยะหย่อนยานของสายในทางปฏิบัตินั้น กฟภ.มีแบบมาตรฐานเพื่อช่วยในการหาแรงดึงและระยะหย่อนยานของสายไฟฟ้าในกรณีเสาไฟฟ้ามีจุดยึดสายในระดับเดียวกันที่อุณหภูมิใช้งานของสายต่างๆ ตามระยะห่างระหว่างเสา ตามตัวอย่างดังรูปที่ 3-13

ความเค้นที่ใช้งาน กก. / ตร.ซม.
ACTUAL WORKING STRESS kg / cm²

ระยะช่วงเสา SPAN m	ความเค้นสูงสุด ที่ใช้งาน MAX. WORKING STRESS	อุณหภูมิขณะ架设 ERECTION TEMPERATURE						
		0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C
40	1200	1192.13	1047.88	904.28	761.84	621.65	486.26	361.80
80	1200	1169.22	1028.96	891.20	757.61	631.08	516.23	418.83
120	1200	1133.37	1000.14	872.12	751.85	642.61	547.75	469.32
160	1200	1088.08	965.17	850.26	745.74	653.75	575.44	510.58
200	1200	1038.01	928.35	828.57	740.07	663.44	598.37	543.79
240	1200	988.11	893.42	809.04	735.20	671.47	616.96	570.49
280	1200	942.40	862.73	792.49	731.18	677.98	631.93	592.03
320	1200	903.12	837.08	778.94	727.93	683.23	644.01	609.50



รูปที่ 3-13 ตัวอย่างแสดงค่าความเค้นใช้งานและระยะห้อยยานของสายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก 185/30 ต.มม.

จากรูปเป็นตัวอย่างเพื่อหาแรงดึงและระยะห้อยยานของสายอะลูมิเนียมแกนเหล็กขนาด 185/30 ต.มม. หากต้องการทราบค่าแรงดึงใช้งาน ให้นำพื้นที่หน้าตัดจริงของสายคูณกับค่าความเค้นใช้งานที่อยู่ในตารางตามระยะห่างระหว่างเสาและอุณหภูมินั้นๆขณะใช้งานดังสมการ

$$T_0 = f \times A \quad \dots(3-25)$$

โดยที่ T_0 = แรงดึงที่สภาวะเดิม	กิโลกรัม (kgf)
f = ความเค้นที่ใช้งาน	กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร (kgf/cm ²)
A = พื้นที่หน้าตัดจริงของสาย	ตารางเซนติเมตร (cm ²)

ตามปกติค่าความเค้นใช้งานสูงสุดของสายที่กำหนดไว้ได้เพื่อค่าความปลอดภัย(safety factor)ไว้แล้ว (ค่าความเค้นประลัยมีค่าไม่น้อยกว่าสองเท่าของความเค้นใช้งาน) ทั้งนี้เพื่อป้องกันสายขาดเมื่อมีแรงอย่างใดอย่างหนึ่งมากระทำบนสาย เช่น แรงลม เป็นต้น โดยค่าแรงดึงที่ได้จากตารางความเค้นใช้งานเป็นแรงดึงที่จุดต่ำสุด(T_0) ซึ่งใช้ในการหึงสายที่อุณหภูมิขณะใช้งาน ในสภาวะที่ไม่มีลมและมีจุดยึดสายในระดับเดียวกัน

สำหรับการหาระยะหย่อนยานของสายจากกราฟ เริ่มจากให้ดูค่าในแกนอนที่กำหนดเป็นระยะช่วงเสา ว่ามีค่าเท่าใด เมื่อได้ระยะช่วงเสาแล้วให้ลากเส้นขึ้นไปสัมผัสกับเส้นกราฟการหย่อนยานของสาย ณ อุณหภูมิที่ต้องการ เมื่อได้จุดตัดแล้วให้ลากเส้นไปทางซ้ายมือขนานไปกับแกนอน ไปตัดแกนตั้งที่ระบุเป็นค่าระยะหย่อนยานของสายต่ำสุด ก็จะได้เป็นค่าระยะหย่อนยานของสายที่ต้องการ หรือคำนวณระยะหย่อนยานของสายได้จากสมการ (3-17)

ซึ่งตามที่กำหนดว่าเป็นระยะหย่อนยานของสายที่ต่ำสุดนั้น ก็เพราะว่าค่าที่อ่านได้จากกราฟจะเป็นระยะหย่อนยานของสายที่น้อยที่สุดที่ใช้ในการหึงสาย หากต้องการปล่อยระยะหย่อนยานของสายให้มากกว่าที่อ่านได้ก็สามารถทำได้ซึ่งจะให้แรงดึงในสายน้อยลงโดยจะไม่มีผลกระทบต่อความมั่นคงแข็งแรงของเสาไฟฟ้า แต่ทั้งนี้ต้องพิจารณาระยะห่างทางไฟฟ้าในแนวดิ่งด้วยว่ามีค่าเพียงพอหรือไม่กับการที่ต้องการปล่อยระยะหย่อนยานของสายมากขึ้น

ตัวอย่างที่ 5

จากรูปที่ 3-13 จงหาแรงดึงสูงสุดขณะหึงสายและระยะหย่อนยานของสายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก 185/30 ค.มม. ซึ่งมีพื้นที่หน้าตัดจริงเท่ากับ 213.6 ค.มม. และน้ำหนักของสายเท่ากับ 0.741 กิโลกรัมต่อเมตร เมื่อหึงสายที่มีระยะช่วงเสา 80 เมตร ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

วิธีทำ

$$\begin{aligned} \text{พื้นที่หน้าตัดจริงของสาย} &= 213.6 \quad \text{มม}^2 \\ &= \frac{213.6}{100} \\ &= 2.136 \quad \text{ซม}^2 \end{aligned}$$

จากรูป ค่าความเค้นใช้งานที่อุณหภูมิ 30 °C ระยะช่วงเสา 80 เมตร มีค่าเท่ากับ 757.61 กก./ซม²

$$\begin{aligned}\text{หาแรงดึงสูงสุดขณะึงสาย ; } T_0 &= 757.61 \times 2.136 \\ &= 1,618.255 \quad \text{กิโลกรัม}\end{aligned}$$

และจากกราฟในรูปที่ 3-13 ค่าระยะหย่อนยานของสาย (S) มีค่าประมาณ 0.40 เมตร เมื่อระยะช่วงเสา (L) เท่ากับ 80 เมตร ที่อุณหภูมิ 30 °C หรือคำนวณได้จากสมการ (3-17) จะได้ว่า

$$\begin{aligned}S &= \frac{WL^2}{8T_0} \\ &= \frac{0.741 \times 80^2}{8 \times 1,618.255} \\ &= 0.366 \quad \text{เมตร}\end{aligned}$$

จะเห็นว่าค่าที่ได้จากกราฟเป็นค่าประมาณมีค่ามากกว่าค่าที่ได้จากการคำนวณซึ่งสามารถนำไปใช้งานได้อย่างสะดวกและรวดเร็ว แต่หากต้องการทราบค่าที่แน่นอนควรใช้สมการ(3-17)คำนวณหาระยะหย่อนยานจะได้ค่าที่ถูกต้องใกล้เคียงกว่า

การึงสายไฟฟ้าโดยแรงดึงที่ใช้ไม่ว่าจะได้จากการคำนวณ หรือได้จากตารางความเค้นที่ใช้งานในแบบมาตรฐาน ควรที่จะต้องใช้ค่าที่สอดคล้องกับอุณหภูมิแวดล้อมที่วัดได้ในการก่อสร้างจริง ซึ่งจะทำให้ค่าแรงดึงในสายและระยะหย่อนยานของสายมีการเปลี่ยนแปลงค่าอยู่ในช่วงที่ออกแบบไว้ ผลจะทำให้โครงสร้างเสา รวมทั้งระยะห่างทางไฟฟ้าในแนวตั้งเหนือพื้นดินหรือทางลัดจรมีค่าเพียงพอเสมอ ซึ่งในการึงสายไฟฟ้าที่ถูกต้องตามมาตรฐาน กฟภ. ได้กำหนดไว้เป็นกฎและข้อบังคับทั่วไปสำหรับมาตรฐานการก่อสร้าง ข้อแนะนำในการึงสายไฟฟ้า ตามแบบมาตรฐานเลขที่ SO2-015/19101 (การประกอบเลขที่ 9401) ทั้งนี้เพื่อให้สายไฟฟ้าหลังจากึงแล้วอยู่ในสภาพที่สมบูรณ์ที่สุด ในด้านทางกายภาพ ไม่มีรอยถลอกหรือชำรุด ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดปรากฏการณ์ทางไฟฟ้าด้านต่างๆ ตามมา เช่น รอยขรุขระจะทำให้แรงดันไฟฟ้าวิกฤติลดลง (แรงดันไฟฟ้าที่ทนต่อการเกิดเบรกดาวน์ลดลง) การเกิดกำลังสูญเสียที่เกิดจากโคโรนาเพิ่มขึ้น และอื่นๆ

สำหรับวิธีึง(พาด)สายและการวัดระยะหย่อนยานของสาย กำหนดไว้เป็นแบบมาตรฐานเลขที่ Z00/13012 (การประกอบเลขที่ 9402) หรือใช้ไดนาโมมิเตอร์(dynamometer) เป็นตัววัดค่าแรงดึงขณะึงสาย ซึ่งจะต้องหาค่าแรงดึงจากความเค้นใช้งานตามตารางในแบบมาตรฐานคู่กับพื้นที่หน้าตัดจริงของสาย

3.4 รูปแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงเหนือดินข้ามแม่น้ำหรือถนน

ในการออกแบบ ผู้ออกแบบควรมีการสำรวจสภาพพื้นที่ให้ละเอียด เพื่อกำหนดรายละเอียดลงในผังให้ได้มากที่สุด ได้แก่ สภาพดิน(เช่น ลักษณะดินเป็นที่ลุ่มดินอ่อน โกล้แหล่งน้ำหรือดินแข็ง) เพื่อจะได้พิจารณาทำฐานรากเสา ให้เหมาะสมกับสภาพดิน เช่น การใช้เสาตอม่อต่อกับเสาไฟฟ้า หรือพิจารณาทำฐานราก เป็นต้น ระยะห่างต่างๆเพื่อกำหนดจุดปักเสา จุดขึ้น-ลง ของสายที่จะเกาะสะพานและตำแหน่งเสาเพื่อรองรับสายโดยหลีกเลี่ยงจุดปักเสาในบริเวณน้ำขัง ในหลุม หรือที่เป็นทางไหลของน้ำ รวมถึงการกีดขวางทางจราจร สถานที่ใกล้เคียง

การออกแบบสำหรับก่อสร้างระบบจำหน่ายข้ามแม่น้ำหรือถนน เพื่อให้ผู้ก่อสร้างและ ผู้เกี่ยวข้องสามารถอ่านและเข้าใจแบบได้อย่างครบถ้วนสมบูรณ์ ในแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายแต่ละแบบ ควรมีองค์ประกอบของแบบในเบื้องต้นดังนี้

1.แผนผังบริเวณที่จะก่อสร้าง แสดงทิศ สถานที่ใกล้เคียง จุดปักเสา เส้นแนวสายไฟแสดงจำนวนวงจร ชนิดสาย ตัวอย่างดังรูปที่ 3-14

2.ภาพขยายโครงสร้างระบบจำหน่ายช่วงที่จะดำเนินการ แสดงรูป Top view และ Side view ของโครงสร้างเสาระบบจำหน่ายและการติดตั้งสายเกาะสะพาน เพื่อจะได้ทราบตำแหน่งการยึดโครงเหล็กที่สอดคล้องกับตำแหน่งของสะพาน ตัวอย่างดังรูปที่ 3-15

3.ในกรณีระบบจำหน่ายเหนือดินควรแสดงรูปรายละเอียดการพาดสายแต่ละช่วงเสาในช่วงที่จะดำเนินการ เพื่อบอกตำแหน่งการพาดสาย ระยะห่างระหว่างเสา ระยะห่างทางไฟฟ้าต่ำสุด(clearance) ระยะหย่อนยานของสายไฟ ตัวอย่างดังรูปที่ 3-16

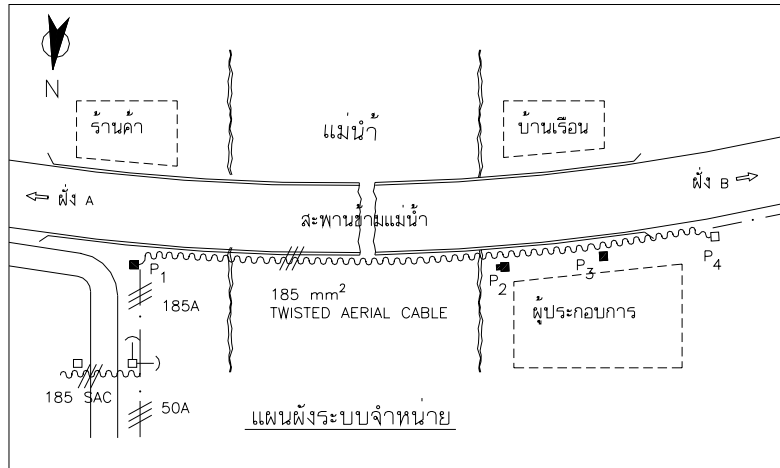
4.รายละเอียดเสาในแต่ละต้น แสดงฐานรากเสา อุปกรณ์ ชี้ออกลำดับวัสดุ และตารางบัญชีวัสดุ

5.รูปแสดงการยึดเกาะสะพานเพื่อบอกระยะการเจาะยึดและระยะห่างต่างๆที่เกี่ยวข้องกับสะพาน

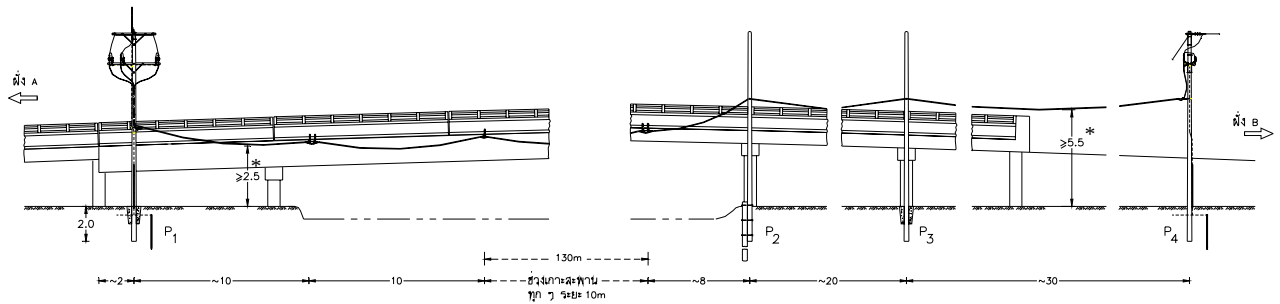
6.รายละเอียดอุปกรณ์หรือการจับยึดต่างๆที่เป็นการออกแบบเฉพาะ หรือการติดตั้งป้ายเตือนต่างๆ

7.ข้อมูลและข้อกำหนดต่างๆ ที่สำคัญ หรือที่ต้องการแจ้งแก่ผู้ที่จะดำเนินการก่อสร้าง

8.แบบมาตรฐานอ้างอิงที่สำคัญ (ถ้ามี)

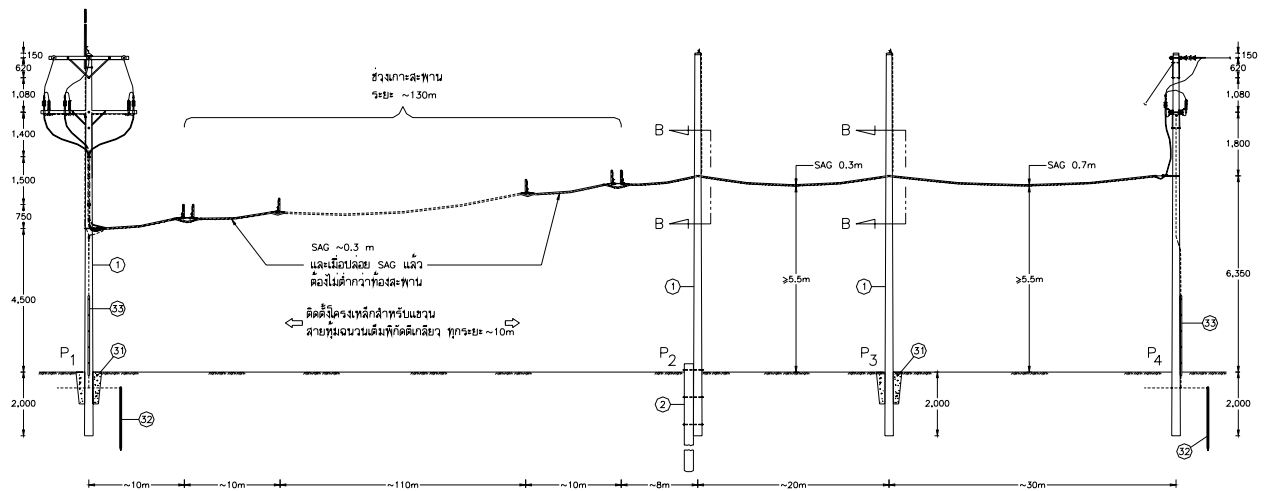


รูปที่ 3-14 ตัวอย่างผังการก่อสร้างระบบจำหน่าย



* ระยะความสูงของสายขึ้นอยู่กับโครงสร้างสะพานและจุดที่จะพาดผ่าน โดยต้องมีระยะห่างทางไฟฟ้าไม่น้อยกว่ามาตรฐาน

รูปที่ 3-15 ตัวอย่างตำแหน่งโครงสร้างระบบจำหน่ายกับสะพาน



รูปที่ 3-16 ตัวอย่างรายละเอียดโครงสร้างการพาดสายระบบจำหน่าย

สำหรับก่อนที่จะดำเนินการก่อสร้างควรทำการสำรวจตามผังโดยละเอียดอีกครั้ง เพื่อกำหนดจุดปักเสาที่แน่นอน โดยหลีกเลี่ยงการปักเสาในบริเวณน้ำขัง ในหลุม หรือที่เป็นทางไหลของน้ำ รวมถึงการกีดขวางทางจราจร เนื่องจากในบางกรณีหลังจากที่ได้ออกแบบไปแล้ว แต่การก่อสร้างจริงอาจจะล่าช้าไปมาก ทำให้สภาพพื้นที่ที่สำรวจในครั้งแรกมีการเปลี่ยนแปลง หากไม่สามารถหลีกเลี่ยงการปักเสาในบริเวณน้ำขังได้ให้พิจารณาจัดทำตามมาตรการป้องกันเสาดล้มและมาตรการเพิ่มเติมอื่นๆ เช่น แบบมาตรฐาน “ข้อแนะนำเกี่ยวกับการปักเสา” แบบเลขที่ SA1-015/25002 (การประกอบเลขที่ 8205) และคำนึงถึงระยะห่างช่วงเสาให้เป็นไปตามมาตรฐานมากที่สุดหรืออาจจะปรับเปลี่ยนได้บ้างตามสภาพพื้นที่โดยคำนึงถึงความมั่นคงแข็งแรงของเสาประกอบด้วย การออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเหนือดินมีรูปแบบการก่อสร้างได้ดังนี้

(1) การออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงด้วยโครงสร้างเสา H-Frame

การออกแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือที่มีระยะห่างระหว่างเสากว้างมาก ตามมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟผ. โดยทั่วไปเป็นโครงสร้างเสา H-Frame พาดด้วยสายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (ACSR) ซึ่งได้มีแบบมาตรฐานไว้เรียบร้อยแล้ว ซึ่งสามารถก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนได้สูงสุด 400 เมตร



รูปที่ 3-17 แสดงโครงสร้างเสา H-Frame ข้ามแม่น้ำ

ข้อพิจารณาในการเลือกวิธีการก่อสร้างเป็นเสา H-Frame คือ

1. มีพื้นที่เพียงพอในการปักเสา การจัดทำยึดโยง
2. มีระยะห่างทางไฟฟ้าเพียงพอ ในการพาดสายเมื่อปล่อย sag แล้ว
3. ทักษะช่างช่างเคียงโดยรอบพื้นที่
4. หน่วยงานที่เกี่ยวข้องอนุญาตให้ดำเนินการได้



รูปที่ 3-18 แสดงระบบจำหน่ายแรงสูงบนเสา H-Frame บดบังทัศนียภาพ



รูปที่ 3-19 แสดงระบบจำหน่ายแรงสูงบน เสา H-Frame ยึดโยงล้าเข้าพื้นที่ผู้ใช้ไฟ

ในปัจจุบันพบว่าการติดตั้งระบบจำหน่ายแรงสูงบนเสา H-Frame ในพื้นที่ชุมชนหรือเมือง มีปัญหาเรื่องพื้นที่ และการบดบังทัศนียภาพ อย่างไรก็ตามในบางพื้นที่เช่นในเขตชนบท นอกเมือง การออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงบนเสา H-Frame ยังคงมีความจำเป็น เนื่องจากมีราคาถูก ก่อสร้างได้ง่ายและรวดเร็ว ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 3-18 และ 3-19

การออกแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงบนเสา H-Frame สามารถนำแบบมาตรฐานการก่อสร้างมาใช้ได้ หากมีระยะห่างระหว่างเสามากกว่าที่กำหนดในแบบจะต้องคำนวณและออกแบบพิเศษ ซึ่งหากเสาคอนกรีตไม่สามารถใช้ได้จำเป็นต้องพิจารณาเป็นโครงสร้างเสาเหล็กหรือ Tower

(2) การออกแบบสายระบบจำหน่ายแรงสูงเกะสะพาน

การออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกะสะพานของ กฟภ. ในอดีตส่วนใหญ่ออกแบบเป็นสายเคเบิลอากาศ(SAC) ดังรูปที่ 3-20 โดยที่โครงเหล็กสำหรับแขวนเคเบิลสเปซอร์นั้น ไม่มีรูปแบบที่แน่นอน



รูปที่ 3-20 แสดงการติดตั้งเคเบิลอากาศเกะสะพาน 2 วงจร

แต่เนื่องจากคุณสมบัติของสายเคเบิลอากาศทำให้การติดตั้งต้องมีความระมัดระวังและระยะห่างทางไฟฟ้าทั้งในแนวดิ่งและในแนวระดับมีความจำเป็นต้องพิจารณา รวมถึงระดับมลภาวะของสภาวะแวดล้อมจากที่ผ่านมาการติดตั้งสายเคเบิลอากาศเกะสะพานหากมีระยะห่างทางไฟฟ้าไม่เพียงพอจะเป็นอันตรายต่อผู้คนที่เดินผ่านไปมา โดยเฉพาะจุดติดตั้งของเสาต้นก่อนเกะสะพานและระยะห่างของสายไฟฟ้าในแนวดิ่งและแนวระดับก่อนเกะสะพาน ซึ่งในบางพื้นที่มีข้อจำกัด



รูปที่ 3-21 แสดงเสาต้นติดตั้งเคเบิลอากาศ
ก่อนเกะสะพาน

ในปัจจุบัน กฟภ. มีการกำหนดแบบหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำ โดยการใช้สายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยวเกาะสะพาน เพื่อเพิ่มความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และการติดตั้งด้วยสายชนิดนี้จะทำให้ดูสวยงามมากกว่าการใช้สายเคเบิลอากาศ ดังแสดงการติดตั้งในรูปที่ 3-22 และ 3-23 วิธีนี้จะสามารถแก้ปัญหากรณีที่ไม่มีพื้นที่ในการปักเสาอยู่ ระยะห่างทางไฟฟ้าไม่เพียงพอ มีความปลอดภัยสูง นอกจากนี้ค่าก่อสร้างยังถูกกว่าการก่อสร้างเป็นเคเบิลใต้ดินด้วย



รูปที่ 3-22 การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยว(TAC) ต่อก่อนเกาะสะพาน

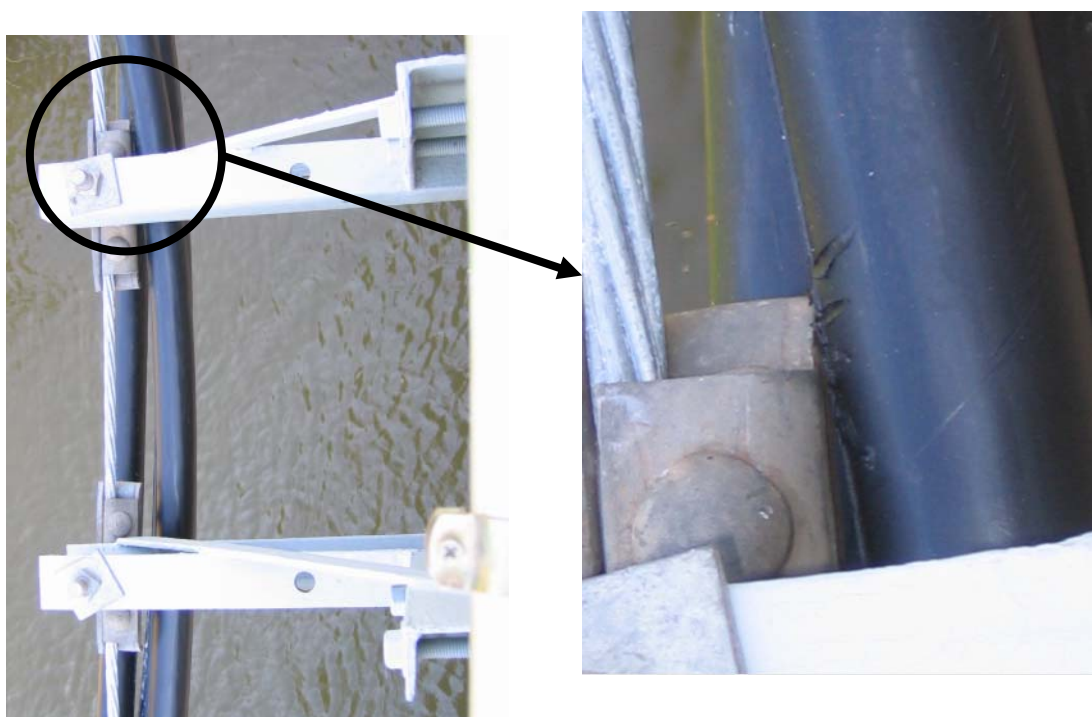


รูปที่ 3-23 การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยว(TAC) เกาะสะพาน

การพาดสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยว(TAC) `ตลอดช่วงที่ติดตั้งเกาะกับสะพานและตลอดช่วงที่พาดสายกับเสา ต้องระมัดระวังไม่ให้เกิดการเสียดสีหรือฉนวนของเคเบิลถูกบาด เช่น เมื่อนำสายสายสะพานเข้าแกล้มป์เพื่อจับยึด ต้องปล่อยให้เคเบิลหย่อนตัวไม่ถึงหรือแนบกับแกล้มป์ เพราะอาจจะทำให้

จนวนของเคเบิลถูกบิดได้เมื่อมีการแกว่งของสาย ดังรูปที่ 3-24 และต้องติดตั้งป้ายเตือนอันตรายตลอดระยะทางช่วงเกาะสะพานและตำแหน่งที่สำคัญ รวมถึงป้ายบอกระยะห่างในแนวดิ่งของสายสายเมื่อข้ามผ่านถนน ดังรูปที่ 3-25, 3-26

โดยทั่วไปการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลียวจะมีความยาวจำกัดเนื่องจากมีข้อจำกัดในเรื่องการจัดเก็บสาย(สายจะถูกดีเกิลียวควบเป็นวงจรพร้อมสายลวดเหล็กดีเกิลียว) เข้ารีดจากโรงงานซึ่งมีขนาดรีดจำกัดตามการบรรจุเพื่อขนส่ง และการสั่งซื้อสายเคเบิลผู้ผลิตจะทำการผลิตตามความยาวที่ผู้ซื้อต้องการ หากความยาวที่ต้องการใช้มากกว่าความยาวของสายในรีด จำเป็นต้องใช้หลายรีดทำให้การพาดสายต้องมีการต่อสายด้วย



รูปที่ 3-24 แสดงจุดติดตั้งที่ต้องระวัง(ไม่ควรให้เกิดการเสียดสีหรือบิดเคเบิลได้)



รูปที่ 3-25 แสดงตัวอย่างการติดตั้งป้ายเตือน



รูปที่ 3-26 แสดงตัวอย่างการติดตั้งป้ายบอกระยะห่างในแนวตั้งของสายไฟฟ้ากับพื้นถนน

เสาต้นเข้าหัวสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดทีเกลียว (Cable Terminator Pole)

เสาต้นเข้าหัวสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดทีเกลียว (Cable Terminator Pole) จะเป็นจุดที่สิ้นสุดของการก่อสร้างด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดทีเกลียว เพื่อที่จะต่อเชื่อมเข้ากับสายไฟฟ้าชนิดอื่น ที่เป็นสายเปลือยหรือสายหุ้มฉนวน ดังแสดงตัวอย่างการติดตั้งในรูปที่ 3-27 โดยมีรายละเอียดหน้าที่และอุปกรณ์ที่สำคัญ ที่ติดตั้งบน Cable Terminator Pole ดังนี้

1.1) กับดักเสิร์จ (Surge Arrester) ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้นวนของสายเคเบิล เสียหายเนื่องจากแรงดันเสิร์จ โดยจะรักษาระดับแรงดันไว้ไม่ให้เกินกว่าที่ฉนวนของสายเคเบิลหรืออุปกรณ์ทนได้ ปัจจุบันกับดักเสิร์จที่ กฟภ. ใช้งานอยู่ในระบบจำหน่าย 22 kV จะมีค่าพิกัดแรงดัน(Ur) 20 - 21 kV สำหรับระบบจำหน่าย 22 kV ที่ไม่มีการต่อลงดินผ่านความต้านทานที่สถานีไฟฟ้า และพิกัดแรงดัน(Ur) 24 kV สำหรับระบบจำหน่าย 22 kV ที่มีการต่อลงดินผ่านความต้านทานที่สถานีไฟฟ้า (NGR) และ ค่าพิกัดแรงดัน(Ur) 30 kV สำหรับระบบจำหน่าย 33 kV ส่วนค่าความทนได้กระแสฟ้าผ่าแบ่งการใช้งานได้ดังนี้

- กรณีติดตั้ง หน้าสถานีไฟฟ้า ใช้ขนาด 10 kA
- กรณีติดตั้ง ในไลน์ระบบจำหน่าย ใช้ขนาด 5 kA

1.2) สวิตช์ตัดตอนแรงสูงหนึ่งขา 22 kV หรือ 33 kV ขนาด 600 A ชนิดติดตั้งในไลน์ พร้อมอุปกรณ์ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนแรงสูง (Disconnecting Switch, Station class and Mounting Accessories) เป็นอุปกรณ์ใช้ตัดตอนวงจรไฟฟ้าในขณะที่ไม่มีการไหลของกระแสไฟฟ้า(โหลด) โดยวิธีใช้ไม้ชักฟิวส์ โดยยึดให้มั่นคงเข้ากับอุปกรณ์ติดตั้งสวิตช์ ทั้งนี้การจะติดตั้งหรือไม่ขึ้นอยู่กับความจำเป็นในการตัดจ่ายวงจรของสายป้อนแรงสูงนั้นๆหรือเพื่อการบำรุงรักษาสายป้อน

1.3) หัวเคเบิล (Terminator or Port head) สำหรับสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดทีเกลียว 22 kV หรือ 33 kV ทำหน้าที่กระจายสนามไฟฟ้าเนื่องจากผลของสนามไฟฟ้าเบี่ยงเบน ไม่ให้มีสนามไฟฟ้าหนาแน่นที่ปลายสายตัวนำต่อลงดิน (Metallic shield) ลด Stress ที่เกิดที่ปลายสาย shield



รูปที่ 3-27 การติดตั้งอุปกรณ์ที่เสาดันเข้าหัวสายเคเบิล(Cable Terminator Pole)

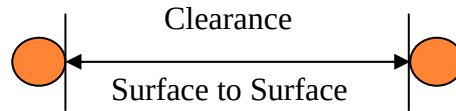
1.4) สายต่อลงดินและแท่งหลักดิน (Ground Wire and Ground rod) จะมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากสายต่อลงดินจะเป็นตัวนำกระแสฟ้าผ่าหรือกระแสลัดวงจรลงดิน และแท่งหลักดินจะช่วยกระจายประจุฟ้าผ่าหรือนำกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้น ซึ่งถ้าสายต่อลงดินขาดหรือหลุด จะทำให้ไม่มีจุดกราวด์อ้างอิง หากมีฟ้าผ่าหรือการเกิดลัดวงจรจะทำให้เกิดแรงดันสูงคร่อมอุปกรณ์บน Cable Terminator Pole เกินกว่าที่อุปกรณ์ทนได้ อาจจะทำให้ฉนวนของสายเกิดการ Breakdown

1.5) ท่อ PVC แข็ง พร้อมอุปกรณ์ยึด ใช้สำหรับสวมสายต่อลงดิน ให้มีความสูงของท่อจากพื้น 2.5 เมตร เพื่อปกปิดไม่ให้บุคคลสัมผัสสายโดยตรง ซึ่งเมื่อเกิดฟ้าผ่าหรือลัดวงจรขึ้น เมื่อบุคคลไปสัมผัสโดยตรงในเวลานั้น จะทำให้เกิดอันตรายเนื่องจากแรงดันสัมผัสขึ้นได้

รายละเอียดของอุปกรณ์อื่นที่ไม่ได้กล่าวถึงในที่นี้ ให้ดูตามที่ระบุไว้ในแบบมาตรฐาน กฟภ.

3.5 ระยะห่างทางไฟฟ้า

ระยะห่างทางไฟฟ้าถือเป็นเรื่องสำคัญประการหนึ่งที่ผู้ออกแบบต้องให้ความสำคัญและพิจารณาออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีระยะห่างที่ปลอดภัยเพียงพอ เพื่อความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนและเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า การวัดระยะห่างทางไฟฟ้าให้วัดระยะในแนวตรงจากผิวของส่วนที่มีแรงดันไฟฟ้า(สายไฟ ตัวนำไฟฟ้า และอุปกรณ์ไฟฟ้า)ไปยังผิวของส่วนที่มีหรือไม่มีแรงดันไฟฟ้า ดังรูปที่ 3-28



รูปที่ 3-28 แสดงวิธีการวัดระยะห่างทางไฟฟ้า

ทั้งนี้ กฟภ. ได้กำหนดมาตรฐานระยะห่างทางไฟฟ้าไว้ ตามแบบมาตรฐานเลขที่ SA2-015/45017 (การประกอบเลขที่ 9301)

สำหรับระยะห่างทางไฟฟ้าบางค่าที่ไม่มีกำหนดในแบบมาตรฐาน กฟภ. เช่น ระยะห่างในแนวระดับระหว่างสายไฟฟ้า จึงต้องมีการกำหนดระยะห่างความปลอดภัยโดยใช้มาตรฐานอื่นๆ ที่เชื่อถือได้ เป็นที่ยอมรับในระดับสากลเพื่อใช้อ้างอิง ได้แก่ National Electrical Safety Code (NESC) ได้กำหนดระยะห่างในแนวระดับระหว่างสายไฟฟ้าไว้ใน section 235 ดังนี้

3.5.1 ระยะห่างในแนวระดับ

1) ใน NESC ปี 2002 ข้อ 235B1a ได้กำหนดระยะห่างในแนวระดับระหว่างสายไฟฟ้าไว้ (ภายในวงจรเดียวกันหรือคนละวงจรก็ได้) ดังแสดงตามตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-2 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวระดับบนโครงสร้างเดียวกัน

Class of circuit	Clearance		Notes
	(mm)	(in)	
Open communication conductors	150	6	Does not apply at conductor transposition points
	75	3	Permitted where pin spacings less than 150 mm (6 in) have been in regular use. Does not apply at conductor transposition points.
Railway feeders:			
0 to 750 V, AWG No.4/0 or larger	150	6	Where 250 to 300 mm (10 to 12 in) clearance has already been established by practice, it may be continued, subject to the provisions of Rule 235B1b, for conductors having apparent sags not over 900 mm (3 ft) and for voltages no exceeding 8.7 kV.
0 to 750 V, smaller than AWG No.4/0	300	12	
Over 750 V to 8.7 kV	300	12	

ตารางที่ 3-2 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวระดับบนโครงสร้างเดียวกัน(ต่อ)

Class of circuit	Clearance		Notes
	(mm)	(in)	
Supply conductors of the same circuit : 0 to 8.7 kV Over 8.7 kV to 50 kV Above 50 kV	300 300 plus 10 per kV over 8.7 kV no value specified	12 12 plus 0.4 per kV over 8.7 kV no value specified	
Supply conductors of the different circuits : 0 to 8.7 kV Over 8.7 kV to 50 kV Over 50 kV to 814 kV	300 300 plus 10 per kV over 8.7 kV 725 plus 10 per kV over 50 kV	12 12 plus 0.4 per kV over 8.7 kV 28.5 plus 0.4 per kV over 50 kV	For all voltage above 50 kV, the additional clearance shall be increased 3 % for each 300 m (1000 ft) in excess of 1000 m (3300 ft) above mean sea level. All clearances for voltages above 50 kV shall be based on the maximum operating voltage.

หมายเหตุ อ้างอิงจากตาราง 235-1 ของ National Electrical Safety Code ปี 2002 edition

จากตารางที่ 3-2 เมื่อนำสูตรมาปรับใช้กับระดับแรงดันของ กฟภ. จะได้ผลลัพธ์ดังนี้
ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวระดับบนโครงสร้างเดียวกัน

Different circuit (คนละวงจร)

สำหรับระบบแรงดัน 22 kV จากสูตรในตารางที่ 3-2 จะได้

$$= 300 \text{ plus } 10 \text{ per kV over } 8.7 \text{ kV}$$

$$= 300 + 10 (24 - 8.7) = 453 \text{ mm}$$

สำหรับระบบแรงดัน 33 kV จากสูตรในตารางที่ 3-2 จะได้

$$= 300 \text{ plus } 10 \text{ per kV over } 8.7 \text{ kV}$$

$$= 300 + 10 (36 - 8.7) = 573 \text{ mm}$$

Same circuit (วงจรเดียวกัน)

สำหรับระบบแรงดัน 22 kV จากสูตรในตารางที่ 3-2 จะได้

$$= 300 \text{ plus } 10 \text{ per kV over } 8.7 \text{ kV}$$

$$= 300 + 10 (24 - 8.7) = 453 \text{ mm}$$

สำหรับระบบแรงดัน 33 kV จากสูตรในตารางที่ 3-2 จะได้

$$= 300 \text{ plus } 10 \text{ per kV over } 8.7 \text{ kV}$$

$$= 300 + 10 (36 - 8.7) = 573 \text{ mm}$$

2) NESC ข้อ 235B1b ได้กำหนดระยะห่างในแนวระดับระหว่างสายไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงระยะ sag ที่สภาวะอุณหภูมิตัวนำ 15 องศาเซลเซียส, final unloaded sag และไม่มีลม ดังแสดงตามตารางที่ 3-3

ตารางที่ 3-3 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวระดับบนโครงสร้างเดียวกันเมื่อพิจารณาถึง Sag สำหรับสายขนาด AWG No. 2 หรือใหญ่กว่า

Voltage Between Conductors (kV)	Sag (mm)							
	915	1220	1830	2240	3048	4572	6096	But not less than *
	Horizontal clearance(mm)							
2.4	370	425	515	590	660	805	925	300
4.16	385	440	530	605	675	820	940	300
12.47	445	500	600	670	735	880	1005	345
13.2	450	510	595	675	740	885	1010	350
13.8	455	510	600	680	745	890	1015	355
14.4	460	515	605	685	750	895	1020	365
24.94	540	595	685	760	835	975	1100	470
34.5	615	670	760	835	905	1050	1170	570
46	705	755	845	925	995	1140	1260	685

* Clearance determined by Table 235-1, Rule 235B1a

ระยะห่างที่ปรากฏในตาราง 3-3 หาจากสูตร $7.6 \text{ mm/kV} + 8 \sqrt{(2.12S)}$

เช่น ที่ระดับแรงดัน 2.4 kV จะได้ระยะห่าง = $7.6 \times 2.4 + 8 \times \sqrt{(2.12 \times 915)} = 370.58 \text{ mm}$

ในการหาระยะห่างสายไฟฟ้าจะคิดเปรียบเทียบกับกฎข้อ 235B1a และ 235B1b และนำค่าระยะห่างที่มากที่สุดไปใช้งาน

ตัวอย่างที่ 6

สายไฟฟ้า ACSR 185 ต.มม ระบบ 22 kV จำนวน 2 วงจร ติดตั้งบนโครงสร้างเดียวกันระยะ Span 200 m ค่า Sag ตามแบบมาตรฐานเลขที่ SO2-015/19074 เท่ากับ 2,700 มม ระยะห่างระหว่างวงจรในแนวระดับเป็นเท่าใด

จากกฎ 235B1a จะได้ระยะห่าง = $300 + 10 (24 - 8.7) = 453 \text{ mm}$

จากกฎ 235B1b จะได้ระยะห่าง = $7.6 \times 24 + 8 \times \sqrt{(2.12 \times 2,700)} = 788 \text{ mm}$

∴ ระยะห่างน้อยสุดระหว่างวงจรและระหว่างเฟส แนวนระดับ = 788 mm
(ในทางปฏิบัติจะกำหนดระยะห่างมากกว่าค่าที่คำนวณได้)

หมายเหตุ ระยะห่างที่คำนวณได้นี้ในทางปฏิบัติจะบวกเพิ่มระยะในการปฏิบัติงานและเผื่อระยะห่างความปลอดภัยเข้าไปอีกดังนั้นระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานจึงไม่ตรงกับที่คำนวณได้จากสูตรโดยตรง ทั้งนี้ให้ยึดถือระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานเป็นหลัก

3.5.2 ระยะห่างในแนวดิ่ง NESC section 235C ได้กำหนดระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวดิ่งไว้ รวมถึงพิจารณาเรื่อง 180° Out of phase ด้วย ดังแสดงในตัวอย่างที่ 7 (ยกตัวอย่างระดับแรงดัน 115 kV กับ 22 kV) และแสดงระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวดิ่งและสูตรตามตารางที่ 3-4 โดยใช้กับแรงดัน phase to ground ไม่เกิน 50 kV ถ้าแรงดัน phase to ground อยู่ในช่วง 50-814 kV ให้บวกเพิ่มอีก 10 mm/kV ในส่วนที่เกิน 50 kV

ตารางที่ 3-4 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้าในแนวดิ่ง(สำหรับแรงดัน phase to ground ไม่เกิน 50 kV)

Conductors and cables usually at lower levels	Conductors and cables usually at upper level			
	Supply cables Meeting Rule 230C1,2, or 3; neutral conductors meeting Rule 230E1; communications cables meeting Rule 224A2a (m)	Open supply conductors		
		0 to 8.7 kV (m)	Over 8.7 to 50 kV	
			Same Utilities (m)	Different Utilities (m)
1. Communication conductors and cables				
a. Located in the communication space	1.00	1.00	1.00	1.00 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
b. Located in the supply space	0.41	0.41	1.00	1.00 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
2. Supply conductors and cables				
a. open conductors 0 to 750 V; supply cables meeting Rules 230C1, 2, or 3; neutral conductors meeting Rules 230E1	0.41	0.41	0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV	1.00 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
b. Open conductors over 750 V to 8.7 kV		0.41	0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV	1.00 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
c. Open conductors over 8.7 kV to 22 kV				
(1) If worked on energized with live- line tools and adjacent circuits are neither de- energized nor covered with shields or protectors			0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV	1.00 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
(2) If not worked on energized except when adjacent circuits (either above or below) are de-energized or covered by shields or protectors, or by the use of live- line tools not requiring line workers to go between live wires			0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV	0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV
d. Open conductors exceeding 22 kV, but not exceeding 50 kV			0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV	0.41 plus 0.01 per kV over 8.7 kV

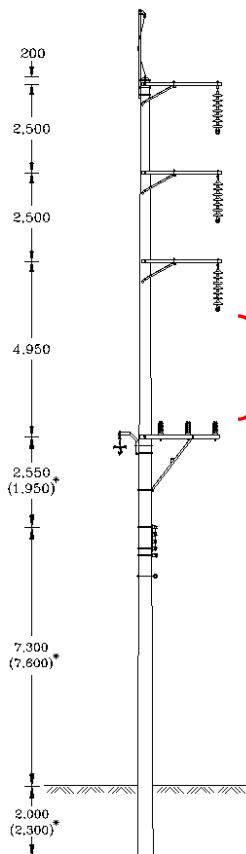
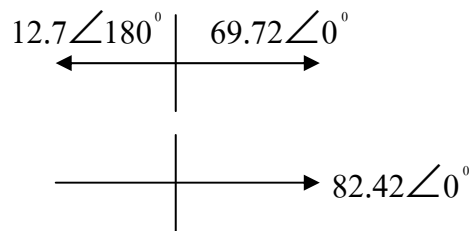
ตัวอย่างที่ 7

ระบบจำหน่าย 22 kV พาดอยู่ใต้สายส่ง 115 kV ระยะห่างระหว่างเฟส 115 kV กับ 22 kV ในแนวดิ่งเป็นเท่าใด

แรงดัน phase to ground สูงสุดของระบบ 115 kV = $115/1.732 \times 1.05$ (max. operating voltage) = 69.72 kV
(การคูณด้วย 1.05 จะคูณเฉพาะในวงจรที่มีแรงดันสูงที่สุดเพียงวงจรเดียว)

แรงดัน phase to ground ของระบบ 22 kV = $22/1.732 = 12.7$ kV

$$\begin{aligned} &69.72 \angle 0^\circ - 12.7 \angle 180^\circ \\ &(69.72 + j0) - (-12.7 + j0) \\ &82.42 + j0 \\ &82.42 \angle 0^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$



1) จากตารางที่ 3-4 ข้อ d

$$\text{Basic Clearance} = 0.41 \text{ m}$$

$$\text{ส่วนที่เกิน } 8.7 \text{ kV} = (50 - 8.7) \times 0.01 = 0.413 \text{ m}$$

$$\text{รวม} = 0.823 \text{ m}$$

2) addition clearance ในมาตรฐาน NESC ข้อ 235C2a สำหรับแรงดัน

ระหว่าง 50 kV และ 814 kV ให้บวกเพิ่มอีก 10 mm/kV

ระบบ 115 kV ค่า phase to ground (180° out of phase) = 82.42 kV

$$\text{ส่วนที่เกิน } 50 \text{ kV} = (82.42 - 50) \times 0.01 = 0.3242$$

$$1) + 2) = 0.823 + 0.3242 = 1.1472 \text{ m}$$

$$\text{หรือคิดง่ายๆ} = 0.41 + 0.01 \times (82.42 - 8.7) = 1.1472 \text{ m}$$

∴ ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้า 115 kV กับ 22 kV น้อยสุด = 1.1472 m

หมายเหตุ ระยะห่างที่คำนวณได้นี้ในทางปฏิบัติจะบวกเพิ่มระยะในการปฏิบัติงาน และเพื่อระยะห่างความปลอดภัยเข้าไปอีกดังนั้นระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานจึงไม่ตรงกับที่คำนวณได้จากสูตรโดยตรง ทั้งนี้ให้ยึดถือระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานเป็นหลัก

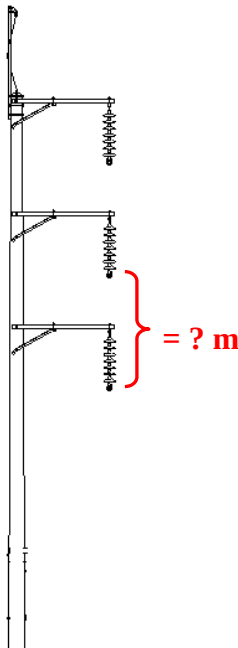
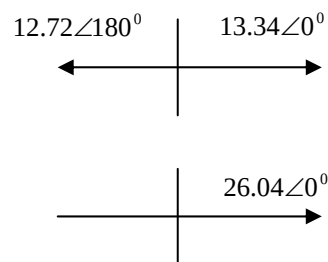
ตัวอย่างที่ 8

หากต้องการพาดสายระบบ 22 kV ในแนวดิ่ง ลักษณะแบบโครงสร้างเสาสูง 115 kV ระยะห่างระหว่างเฟสในแนวดิ่งของระบบ 22 kV ควรเป็นเท่าใด

แรงดัน phase to ground สูงสุดของระบบ 22 kV = $(22/1.732) \times 1.05$ (max. operating voltage) = 13.34 kV (การคูณด้วย 1.05 จะคูณเฉพาะในวงจรที่มีแรงดันสูงที่สุด แต่ในกรณีวงจรเดียวกันสามารถใช้ได้เช่นเดียวกัน)

แรงดัน phase to ground ของระบบ 22 kV = $22/1.732 = 12.70$ kV

$$\begin{aligned} &13.34 \angle 0^\circ - 12.7 \angle 180^\circ \\ &(13.34 + j0) - (-12.7 + j0) \\ &26.04 + j0 \\ &26.04 \angle 0^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$



จากตารางที่ 3-4 ข้อ c, same utilities

Basic Clearance = 0.41 m

ส่วนที่เกิน 8.7 kV = $(26.04 - 8.7) \times 0.01 = 0.1734$ m

รวม = $0.41 + 0.0464 = 0.5834$ m

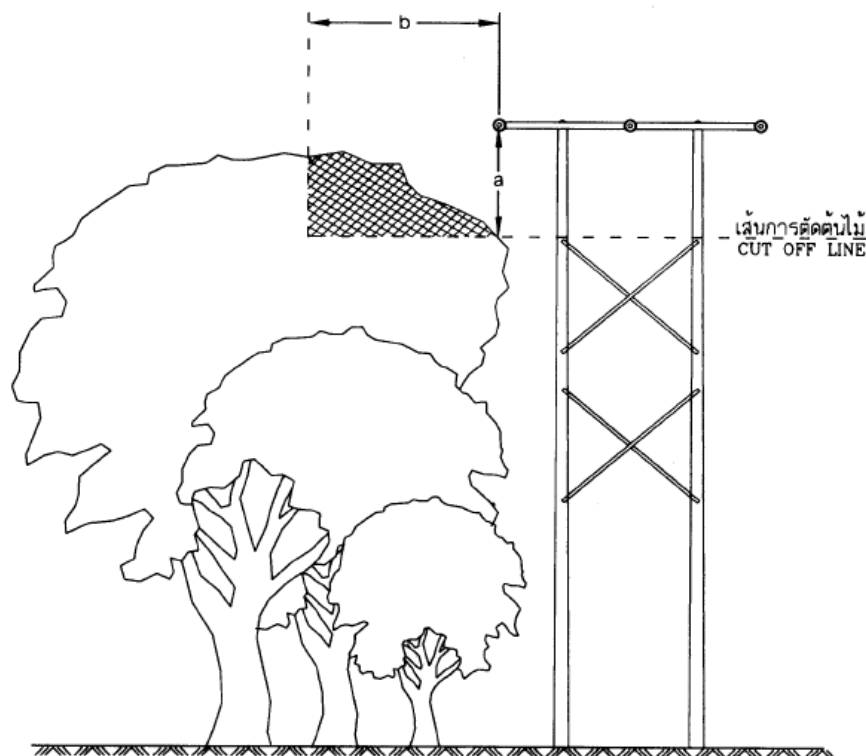
หรือคิดง่ายๆ = $0.41 + 0.01 \times (26.04 - 8.7) = 0.5834$ m

หมายเหตุ ระยะห่างที่คำนวณได้นี้ในทางปฏิบัติจะบวกเพิ่มระยะในการปฏิบัติงานและเพื่อระยะห่างความปลอดภัยเข้าไปอีกดังนั้นระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานจึงไม่ตรงกับที่คำนวณได้จากสูตรโดยตรง ทั้งนี้ให้ยึดถือระยะห่างที่กำหนดในแบบมาตรฐานเป็นหลัก

3.5.3 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้ากับต้นไม้ ในการออกแบบก่อสร้างระบบไฟฟ้าข้ามแม่น้ำ นอกเหนือจากระยะห่างทางไฟฟ้าที่ปลอดภัยแล้วสิ่งที่จะต้องพิจารณาประกอบด้วยคือระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้ากับกิ่งไม้ ต้นไม้ ซึ่งมาตรฐาน กฟผ. ได้มีกำหนดไว้ตามแบบเลขที่ SA2-015/52014 (การประกอบเลขที่ 8603) ทั้งนี้เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง เชื่อถือได้ โดยมีระยะห่างดังตารางที่ 3-5 และตัวอย่างรูปที่ 3-29

ตารางที่ 3-5 ระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้ากำลังกับพฤษชาติ

ระยะห่างจากสายไฟฟ้า CLEARANCE	ระยะห่าง เซนติเมตร RECOMMENDED CLEARANCE IN CM				
	แรงดันต่ำ LOW VOLTAGE (< 1000 V)	ระบบจำหน่ายแรงสูง (22 และ 33 kV) HIGH VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEM (22 AND 33 kV)			
		PIC, SAC OR TAC	A SPAN <100 m	A SPAN 100-200 m	A SPAN > 200 m
ถึงยอดของต้นไม้ TO TOP OF TREE (a)	90	150	200	250	250
ถึงด้านข้างของต้นไม้ TO SIDE OF TREE (b)	150	150	250	400	500
ถึงปลายกิ่งของต้นไม้ ซึ่งคร่อมสายไฟ TO OVERHANGING LIMBS (c)	150	300	ละเว้น AVOID	ละเว้น AVOID	ละเว้น AVOID
ถึงลำต้น TO MAIN TRUNK (d)	90	120	ละเว้น AVOID	ละเว้น AVOID	ละเว้น AVOID



รูปที่ 3-29 ตัวอย่างการตัดแต่งต้นไม้สำหรับสายเปลือยแรงสูงที่มีระยะห่างเสาตั้งแต่ 100 เมตรขึ้นไป

3.6 การเลือกขนาดสายไฟฟ้า

การเลือกขนาดสายไฟฟ้า ให้พิจารณาจากความต้องการโหลดของสายป้อนที่ออกแบบ โดยคำนึงถึงความสามารถในการรับกระแสไหลของสายไฟฟ้าแต่ละขนาด ได้จากตารางที่ 3-6 สำหรับสายอะลูมิเนียมเปลือย และ ตารางที่ 3-7 สำหรับสายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเกิลียว

ตารางที่ 3-6 ขนาดกระแสใช้งานของสายเปลือย

พื้นที่หน้าตัด NOMINAL CROSS - SECTIONAL AREA			กระแสใช้งาน CURRENT RATING		
ก.มม. mm ²			แอมป์ Amperes		
อะลูมิเนียม Al	อะลูมิเนียมแกนเหล็ก ACSR	อะลูมิเนียมเรโซ Al-Alloy	อะลูมิเนียม Al	อะลูมิเนียมแกนเหล็ก ACSR	อะลูมิเนียมเรโซ Al-Alloy
25	25/4	25	145	125	135
35	35/6	35	180	145	170
50	50/8	50	225	170	210
70	70/12	70	270	290	255
95	95/15	95	340	350	320
120	—	—	390	—	—
185	—	—	520	—	—
240	—	—	625	—	—
400	—	—	855	—	—

หมายเหตุ ตารางนี้อ้างอิงจากแบบมาตรฐานเลขที่ SO2-015/20019(การประกอบเลขที่ 9201)

จากตารางที่ 3-6 สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมเปลือยขนาด 50,120 และ 185 ตร.มม. รับโหลดสูงสุดเท่ากับ 6858, 11888 และ 15851 kVA สำหรับระบบ 22 kV ตามลำดับ และ รับโหลดสูงสุดเท่ากับ 10288, 17833 และ 23777 kVA สำหรับระบบ 33 kV ตามลำดับ ซึ่งโหลดสูงสุดดังกล่าวคิดที่ 80% ของกระแสใช้งาน

ตารางที่ 3-7 ตารางพิกัดกระแสใช้งานของสายหุ้มฉนวนแรงสูงเต็มพิกัดดีเกิลียว

พิกัดแรงดัน (kV)	กระแสใช้งาน (แอมแปร์)			
	พื้นที่หน้าตัดของลวดตัวนำ (ตร.มม.)			
	50	120	185	240
22	140	246	320	378
33	140	246	320	378

หมายเหตุ ค่ากระแสในตารางนี้เป็นค่ากระแสของสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลียวตามแบบมาตรฐาน กฟภ. แบบเลขที่ SA2-015/53008 (การประกอบเลขที่ 9211)

จากตารางที่ 3-7 เป็นสายไฟฟ้ามาตรฐานที่ กฟภ. มีสเปคเพื่อจัดซื้อมาใช้งานในระบบจำหน่ายสายไฟฟ้าขนาด 50,120, 185 และ 240 ตร.มม. รับโหลดสูงสุดเท่ากับ 4268, 7500, 9755 และ 11523 kVA สำหรับระบบ 22 kV ตามลำดับ และ รับโหลดสูงสุดเท่ากับ 6402, 11249, 14632 และ 17284 kVA สำหรับระบบ 33 kV ตามลำดับ ซึ่งโหลดสูงสุดดังกล่าวคิดที่ 80% ของกระแสใช้งาน

บทที่ 4

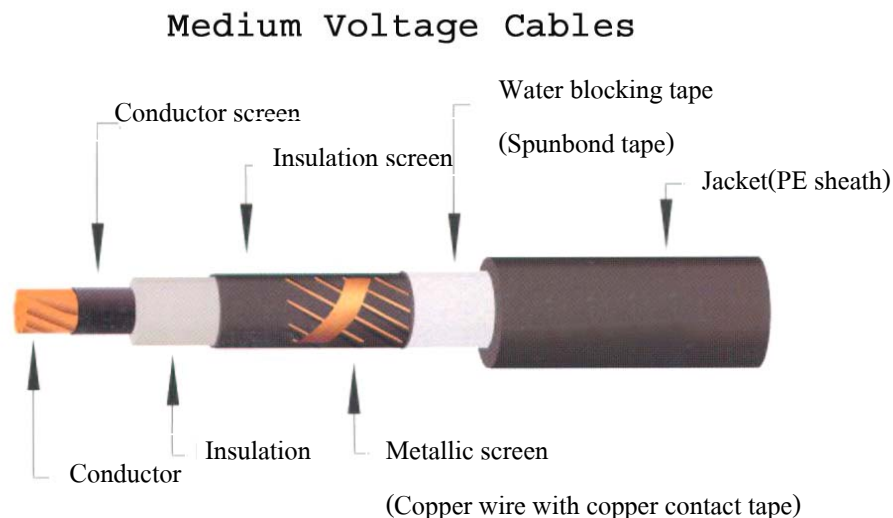
แนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงแบบเคเบิลใต้ดินข้ามแม่น้ำหรือถนน

ในการออกแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงแบบระบบเหนือดินเพื่อข้ามแม่น้ำหรือถนนนั้น ในบางพื้นที่ไม่สามารถดำเนินการได้ เนื่องจากปัญหาเรื่องระยะห่างที่ปลอดภัยทางไฟฟ้า ระหว่างสายไฟฟ้ากับสิ่งปลูกสร้างบริเวณรอบๆ ไม่เพียงพอ ไม่มีพื้นที่ในการปักเสา ไม่มีพื้นที่ทำการยึดโยง หรือบริเวณดังกล่าวต้องการความสวยงาม

ด้วยเหตุดังกล่าวข้างต้นทำให้ระบบเคเบิลใต้ดินเป็นทางเลือกทางหนึ่งในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเพื่อข้ามแม่น้ำหรือถนนทางหลวง ดังนั้นการออกแบบและการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดินที่ดีถูกต้องเป็นตามมาตรฐาน จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความปลอดภัย มีความมั่นคง และมีความเชื่อถือได้สูง

4.1 สายเคเบิลใต้ดิน (Underground Cable)

สายเคเบิลใต้ดินของระบบจำหน่ายแรงสูง ที่ กฟภ. ใช้งานอยู่เป็นสายตัวนำทองแดง single core ฉนวนเป็น cross-linked polyethylene (XLPE) เปลือกเป็น polyethylene (PE) 12/20(24) kV สำหรับระบบจำหน่าย 22 kV หรือ 18/30(36) สำหรับระบบจำหน่าย 33 kV ที่ผ่านการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 60502 ขนาด 240 ต.มม. และ 400 ต.มม. ดังแสดงตามรูปที่ 4-1



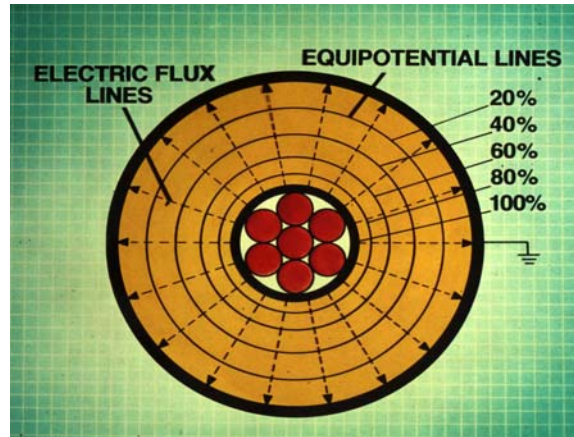
รูปที่ 4-1 สายเคเบิลใต้ดินแรงดันปานกลาง 22-33 kV

โครงสร้างของสายเคเบิลใต้ดิน

- 1) Conductor (ตัวนำ) ทำหน้าที่นำกระแสไฟฟ้า ทำจากทองแดง ลักษณะ Compact Strand Conductor (ตัวนำอัดแน่น) โดยการนำตัวนำตีเกลียวมาบีบอัดให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางเล็กลง เมื่อนำไปใช้ในสายหุ้มจะช่วยลดวัสดุที่นำมาหุ้ม
- 2) Conductor Screen ทำจาก Extrude Layer ของสารสังเคราะห์พอลิพลาสติกผสมตัวนำ เป็นสารกึ่งตัวนำ มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของตัวนำกับฉนวนเรียบไม่มีช่องว่างที่มีศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อมซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิด Partial Discharge
- 3) Insulation (ฉนวน) ทำจาก Cross-linked Polyethylene (XLPE) มีหน้าที่กันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้าเกิดการรั่วไหลหรือลัดวงจรจนเกิดการสูญเสียต่อระบบไฟฟ้า และอาจเกิดอันตรายต่อบุคคลที่ไปสัมผัสได้
- 4) Insulation Screen ทำหน้าที่เช่นเดียวกับ Conductor Screen คือลดแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมบริเวณผิวสัมผัสของ Insulation และ Metallic Screen วัสดุที่ใช้ทำ Insulation Screen จะเหมือนกับ Conductor Screen
- 5) Metallic Screen ทำหน้าที่เป็น Ground สำหรับสายไฟฟ้าแรงสูงและเป็นทางให้กระแสไฟฟ้าไหลกลับในกรณีที่เกิดการลัดวงจร ทำด้วยทองแดง
- 6) Water Blocking Tape โดยทั่วไปจะอยู่ระหว่างชั้น Insulation Screen กับ Jacket เป็นชั้นที่เสริมขึ้นมาในกรณีของสายเคเบิลใต้ดินแรงสูงที่ใช้ในบริเวณที่ชื้นและเพื่อป้องกันน้ำไหลเข้าไปตามแนวสายเคเบิลในกรณีที่ Jacket ของสายเคเบิลใต้ดินเกิดชำรุดจากการลากสายทำให้ส่วนที่เป็นฉนวนสัมผัสกับน้ำเป็นระยะทางยาว สายเคเบิลจึงมีโอกาสชำรุดสูง Water Blocking Tape ทำจากสารสังเคราะห์และมี Swellable Powder (สารที่ดูดซึมน้ำเข้าไปแล้วขยายตัว มีลักษณะเป็นผงคล้ายแป้ง)
- 7) Jacket ทำหน้าที่ป้องกันแรงกระแทก แรงเสียดสีต่างๆขณะติดตั้งสายเคเบิล ทำจาก polyethylene (PE)

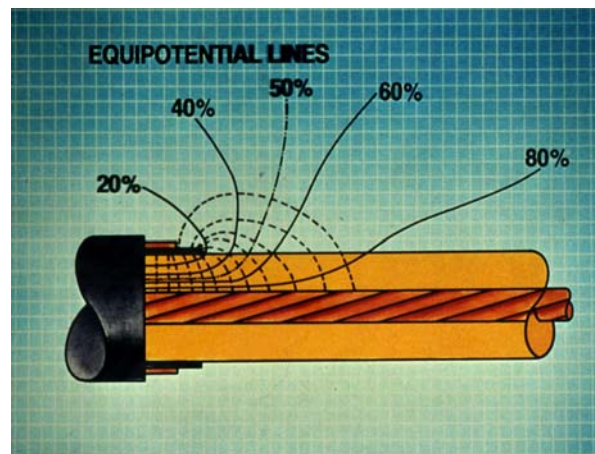
4.2 การต่อสายและการทำหัวสายเคเบิลใต้ดิน (Splice and Terminator)

สายเคเบิลใต้ดินที่ยังไม่มีการตัดต่อสาย เมื่อป้อนแรงดันให้สายไฟฟ้า จะเกิดความต่างศักย์ระหว่างสายตัวนำกับ Shield ทำให้มีเส้นแรงไฟฟ้ากระจายสม่ำเสมอตลอดความยาวของสายจากตัวนำไปยังสาย Shield และเกิดเส้นสมศักย์ (เส้นแสดงระดับแรงดันที่มีค่าเท่ากัน) คงที่ไปตลอดความยาวสาย ผลที่เกิดขึ้นจะทำให้สนามไฟฟ้ากระจายสม่ำเสมอซึ่งมีค่าไม่เท่ากันจากตัวนำไปยังสาย Shield ดังแสดงตามรูปที่ 4-2



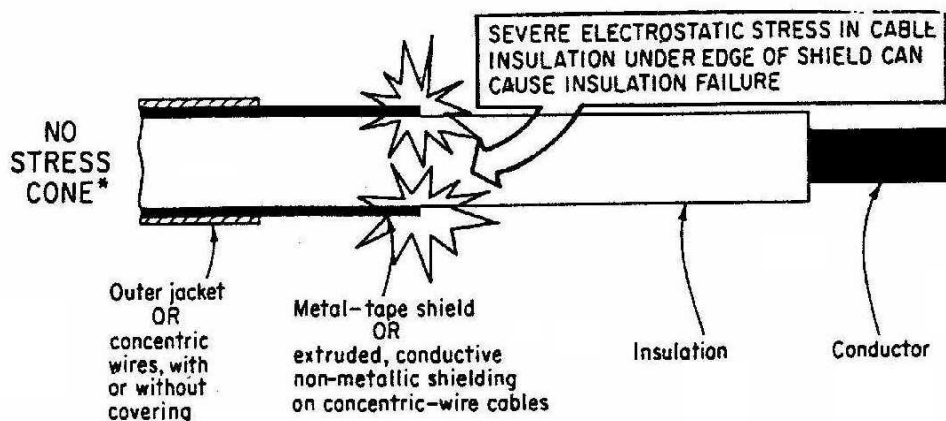
รูปที่ 4-2 แสดง Potential Field และ Electric Flux Lines

เมื่อสายเคเบิลใต้ดินมีการตัดต่อสาย สายตัวนำที่ถูกปกคลุมจนออกจากร่องจำเป็นต้องรักษาระยะระหว่างสายตัวนำไฟฟ้ากับ Shield ให้มีค่ามากพอ เพื่อไม่ให้เกิดกระแสไหลข้าม (Flashover) จากสายตัวนำไปยัง Shield ทำให้สนามไฟฟ้าจะเกิดการเบี่ยงเบนอย่างกะทันหันตามที่แสดงในรูปที่ 4-3



รูปที่ 4-3 แสดงผลของสนามไฟฟ้าเบี่ยงเบนกะทันหัน

ผลของสนามไฟฟ้าเบี่ยงเบนจะมีจุดซึ่งมีสนามไฟฟ้าหนาแน่น และตรงจุดนี้เองจะทำให้ค่าของ Dielectric Strength ลดลง เป็นผลทำให้ฉนวนไฟฟ้าตรงจุดนั้นชำรุดได้ง่าย ดังรูปที่ 4-4



รูปที่ 4-4 แสดงผลของสนามไฟฟ้าเบี่ยงเบน จะมีจุดซึ่งมีสนามไฟฟ้าหนาแน่นที่ปลายสาย Shield

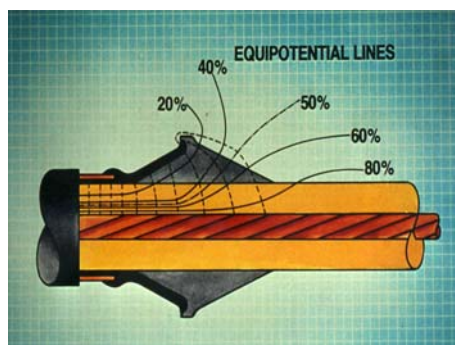
ผลของการที่สนามไฟฟ้าเบี่ยงเบนนี้ จึงต้องทำการลด Stress ที่เกิดขึ้นที่ปลายสาย Shield ก่อนการนำสายเคเบิลที่มี Shield ดังกล่าวไปใช้งาน โดยการทำ Stress Relief Cone ตามรูปที่ 4-5 หรือใช้ High Permittivity Material ตามรูปที่ 4.6 ที่ปลายสาย Shield ซึ่งนำไปสู่การทำ Terminator และ Splice

1) อุปกรณ์ควบคุมความเครียดสนามไฟฟ้า (Stress Relief Control)

ตามมาตรฐาน IEEE 48-1990 ได้แบ่งอุปกรณ์ควบคุมความเครียดเนื่องจากความเข้มสนามไฟฟ้า มี 2 หลักการคือ

1.1) การเพิ่มฉนวนด้วยทรงเรขาคณิต (Geometric Cone or Stress Cone)

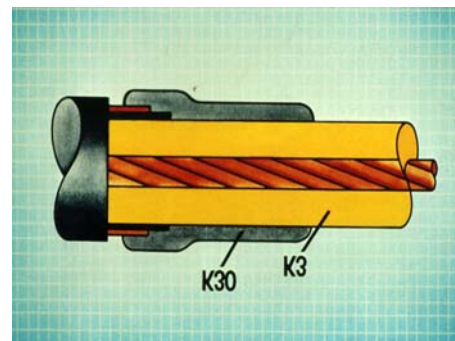
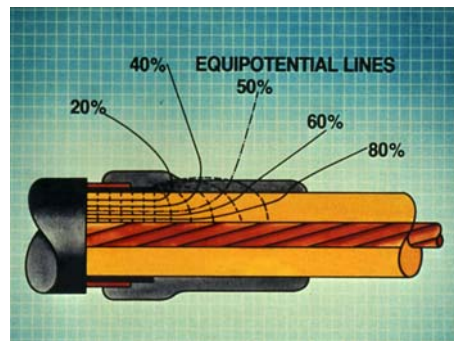
อุปกรณ์ควบคุมความเครียดโดยการเพิ่มความหนาของฉนวนในรูปทรงกรวยและมีผิวนอกเป็นสารกึ่งตัวนำแล้วนำมาควบคุมบริเวณปลายสาย Shield ของเคเบิล ทำให้ความเข้มสนามไฟฟ้าเกิดการกระจายลงบนสารกึ่งตัวนำของอุปกรณ์มากกว่าที่ปลายสาย Shield ของเคเบิล



รูปที่ 4-5 แสดงหัว Terminator ที่มีการกระจายสนามไฟฟ้าโดยวิธีใช้ Stress Cone

1.2) การหักเหด้วยวัสดุที่มีค่าคงที่ K สูง (High Permittivity Material)

อุปกรณ์ควบคุมความเครียดที่ทำจากวัสดุที่มีค่า K สูง (Dielectric Constant) โดยอาศัยหลักการหักเหของคลื่นสนามไฟฟ้าของวัสดุ 2 ชนิดที่มีค่าดัชนีแตกต่างกัน (Dielectric Constant K ของสายเคเบิล และ วัสดุ High K) ทำให้สนามไฟฟ้าเกิดการหักเห เกิดการกระจาย และ ไม่ให้เกิดความเครียดที่จุดใดจุดหนึ่ง ดังนั้นจึงสามารถลดความเครียดของสนามไฟฟ้าที่ปลายสาย Shield ลงได้



รูปที่ 4-6 แสดงหัว Terminator ที่มีการกระจายสนามไฟฟ้าโดย HI-K Material

2) Cable Terminator

ณ จุดที่สายเคเบิลไปสิ้นสุดลง ต้องมีการทำหัวสายเคเบิลเพราะการที่สาย Shield สิ้นสุดลงจะทำให้สนามไฟฟ้าหนาแน่นบริเวณนั้น ซึ่งหากไม่ทำให้สนามไฟฟ้ากระจายสม่ำเสมอ จนวนบริเวณนั้นจะเสียหายได้



รูปที่ 4-7 แสดงตัวอย่างหัวสายเคเบิลใต้ดิน

หัวต่อสายเคเบิลเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ประกอบเข้ากับสายเคเบิลที่มี Shield เพื่อให้สามารถนำไปใช้ในการเชื่อมต่อกับสายอากาศหรืออุปกรณ์แรงสูงอื่นๆ เพื่อให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าในสายเคเบิล ดังกล่าวผ่านอุปกรณ์ต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

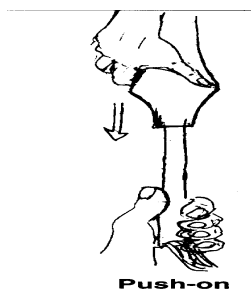
2.1) ชนิดของ Terminator

2.1.1) Porcelain Type เป็นหัวต่อสายเคเบิลสำเร็จรูปมาจากโรงงานในหนึ่งรุ่นใช้ได้กับสายหลายขนาดมีคุณสมบัติป้องกันความชื้นและน้ำด้วยคุณสมบัติของน้ำยาหล่อ (Compound) ที่บรรจุอยู่ภายในและทนต่อสภาพแวดล้อมที่รุนแรงได้ดีแต่มีข้อเสียก็คือมีขนาดใหญ่ น้ำหนักมากการติดตั้งหัวต่อสายเคเบิลต้องใช้ความระมัดระวังเพราะอาจแตกแตกได้



รูปที่ 4-8 แสดงตัวอย่างหัวสายเคเบิลใต้ดินแบบ Porcelain Type

2.1.2) Slip On Type เป็นหัวต่อสำเร็จรูปมาจากโรงงานหรือเป็นชิ้นส่วนมาจากโรงงานผลิตติดตั้งได้เร็วแต่มีข้อเสียคือใช้แรงในการดันหัวต่อสายเคเบิลใต้ดิน แต่ละรุ่นจะใช้ได้เฉพาะของขนาดสายเคเบิลนั้น ซึ่งต้องมีความหนาแน่นเหมาะสมพอดี มิฉะนั้นจะเกิดช่องอากาศภายใน ทำให้เกิดความเสียหายและมีชิ้นส่วนประกอบกันหลายชิ้นส่วน คือ อุปกรณ์ควมคุมความเครียด ผิวฉนวน ปีกฉนวน



รูปที่ 4-9 แสดงตัวอย่างหัวสายเคเบิลใต้ดินแบบ Slip On Type

2.1.3) Cold Shrink Type เป็นหัวต่อสำเร็จรูปมาจากโรงงานผลิต (อุปกรณ์ควบคุมความเครียด ผิวฉนวน และปีกฉนวน) ในหนึ่งรุ่นใช้กับสายเคเบิลได้หลายขนาด สามารถป้องกันความชื้น น้ำ ทางกล และ สารเคมี ด้วยแรงหดและคุณสมบัติซิลิโคนโพลิเมอร์ ขั้นตอนการติดตั้งน้อย ไม่ซับซ้อน ด้วยการหดอัดโน้มติและหัวต่อสำเร็จรูป ไม่ต้องใช้เครื่องเป่าไฟ ทำให้ปลอดภัยกับผู้ปฏิบัติงานและใช้เวลาน้อยในการปฏิบัติงาน



รูปที่ 4-10 แสดงตัวอย่างหัวสายเคเบิลใต้ดินแบบ Cold Shrink Type

2.1.4) Heat Shrink Type เป็นหัวต่อสายที่เป็นชิ้นส่วนมาจากโรงงานผู้ผลิตในหนึ่งรุ่นใช้กับสายเคเบิลได้หลายขนาด มีข้อเสีย คือต้องใช้เครื่องมือเป่าไฟและความร้อนซึ่งอาจเป็นอันตรายกับผู้ปฏิบัติงานได้ ต้องใช้ความเชี่ยวชาญมากในการเป่าไฟเพื่อให้การหดสม่ำเสมออีกทั้งมีชิ้นส่วนที่ต้องประกอบกันหลายชิ้นส่วน หลายขั้นตอน (อุปกรณ์ควบคุมความเครียด ผิวฉนวน ปีกฉนวน) เพื่อติดตั้งหัวต่อสายเคเบิล



รูปที่ 4-11 แสดงตัวอย่างหัวสายเคเบิลใต้ดินแบบ Heat Shrink Type

ปัจจุบันการติดตั้ง Terminator ไม่ยุ่งยาก เนื่องจากบริษัทผู้ผลิตได้จัดเตรียมอุปกรณ์ต่างๆ ให้พร้อม ปัญหาหลักของการติดตั้ง Terminator คือขั้นตอนการเตรียมสายเคเบิลใต้ดิน (Cable preparation) ซึ่งการลอก Jacket , Semi Conducting Layer และ Wire Screen ต้องอาศัยความละเอียด ประณีต ต้องไม่ทำให้ Insulation เกิดบาดแผลจากการลอกสายเพราะจะนำไปสู่การเกิด Partial Discharge ที่บริเวณบาดแผลนั้นจน

ลามไปถึงการเกิด Insulation Breakdown ได้ รวมถึงขณะทำความสะอาดผิว Insulation ก็จะต้องระมัดระวังไม่ให้มีเศษของ Semi Conducting และเศษผงอื่นๆติดอยู่เด็ดขาดเพราะจะทำให้เกิด Partial Discharge เช่นกัน ส่วนสายดินที่จะต่อลงดินให้ยึดตามขนาดของสาย Wire Screen เช่น สาย 240 และ 400 ต.มม. ใช้สายดินขนาด 25 ต.มม.

3) Cable Splicing

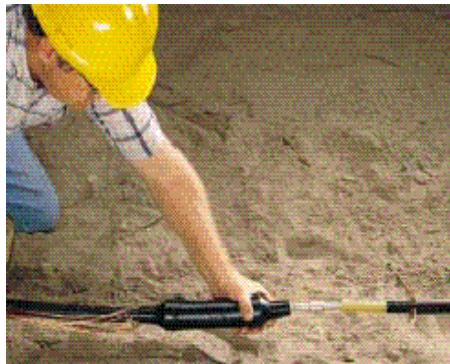
เหตุผลที่ต้องมีการต่อสายเคเบิลใต้ดิน

1. ต้องการสายเคเบิลที่มีความยาวมาก
2. สายเคเบิลเกิดความบกพร่องหลังการติดตั้ง
3. สายเคเบิลได้รับความเสียหายจากอุบัติเหตุ
4. การต่อสายเคเบิลแบบแยกสามทาง (T- Tap)

การต่อสายเคเบิลใต้ดินนอกจากจะต้องคำนึงถึงความต่อเนื่องของกระแสไฟฟ้าแล้วยังต้องคำนึงถึงความต่อเนื่องของส่วนประกอบต่างๆของสายไฟฟ้าอีกด้วยคืออาศัยหลักที่ว่าทำทุกส่วนของชุดต่อสายให้เหมือนกับสายเคเบิลนั่นเอง

3.1) ชนิดของ Splicing

3.1.1) Slip On Type เป็นชุดต่อสายสำเร็จรูปมาจากโรงงานผลิตมีการทดสอบก่อนนำมาจำหน่าย การต่อสายต้องเตรียมปอกสายเคเบิลยาวกว่าอีกข้างหนึ่งเพื่อให้ชุดต่อสายเคลื่อนตัวไปปักไว้ ก่อนการเชื่อมหลอดต่อสายไฟ แต่ละรุ่นจะใช้ได้เฉพาะของขนาดสายเคเบิลนั้นๆ ซึ่งต้องมีขนาดฉนวนเหมาะสมพอดี



รูปที่ 4-12 แสดงตัวอย่างการต่อสายเคเบิลใต้ดินแบบ Slip On Type

3.1.2) Cold Shrink Type เป็นชุดต่อสายสำเร็จรูปมาจากโรงงานผลิตมีการทดสอบก่อนนำมาจำหน่ายงานการต่อสายจะมีระยะเตรียมสาย 2 ข้างเท่ากัน ในหนึ่งรุ่นใช้กับสายเคเบิลได้หลายขนาดสามารถป้องกันความชื้น น้ำ ทางกล และ สารเคมี ขั้นตอนการติดตั้งน้อยไม่ซับซ้อน ไม่ต้องใช้เครื่องมือเป่าความร้อน ปลอดภัยกับผู้ปฏิบัติ ทำให้สามารถติดตั้งในบริเวณที่แคบได้



รูปที่ 4-13 แสดงตัวอย่างการต่อสายเคเบิลใต้ดินแบบ Cold Shrink Type

3.1.3) Heat Shrink Type เป็นชุดต่อสายที่เป็นชิ้นส่วนมาจากโรงงานผู้ผลิตในหนึ่งรุ่นใช้กับสายเคเบิลได้หลายขนาด มีข้อเสีย คือต้องใช้เครื่องมือเป่าไฟและความร้อนซึ่งอาจเป็นอันตรายกับผู้ปฏิบัติงานได้ ต้องใช้ความเชี่ยวชาญมากในการเป่าไฟเพื่อให้การหดสม่ำเสมอ อีกทั้งมีชิ้นส่วนที่ต้องประกอบกันหลายชิ้นส่วน หลายขั้นตอน



รูปที่ 4-14 แสดงตัวอย่างการต่อสายเคเบิลใต้ดินแบบ Heat Shrink Type

การทำ Terminator และ Splice ในปัจจุบันทันสมัยขึ้น ซึ่งการประกอบง่ายพอจะศึกษาจากคู่มือบริษัทผู้ผลิตได้ แต่ที่ยากคือ ขั้นตอนการเตรียมสายเคเบิลดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ซึ่งต้องใช้ประสบการณ์และความชำนาญเป็นอย่างมาก

4.3 แบบการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดิน

การก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินสามารถพิจารณารูปแบบการก่อสร้างได้หลายวิธี ขึ้นอยู่กับสภาพพื้นที่หน้างาน และค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง จึงจำเป็นต้องพิจารณาออกแบบให้เหมาะสมและคุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายที่ได้ลงทุนไป ดังนั้น ในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือถนนโดยใช้สายเคเบิลใต้ดิน ให้พิจารณาวิธีการก่อสร้างที่เกี่ยวข้องได้ดังนี้

1. กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank)

ลักษณะการก่อสร้างเป็นแบบใช้ท่อ HDPE (High Density Polyethylene) หรือท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit) แล้วหุ้มทับด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก ซึ่งเป็นการป้องกันจากผลกระทบทางกล (Mechanical Protection) ใช้กับสายเคเบิลใต้ดินได้ดี ดังรูปที่ 4-15 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/31016 การประกอบเลขที่ 7201



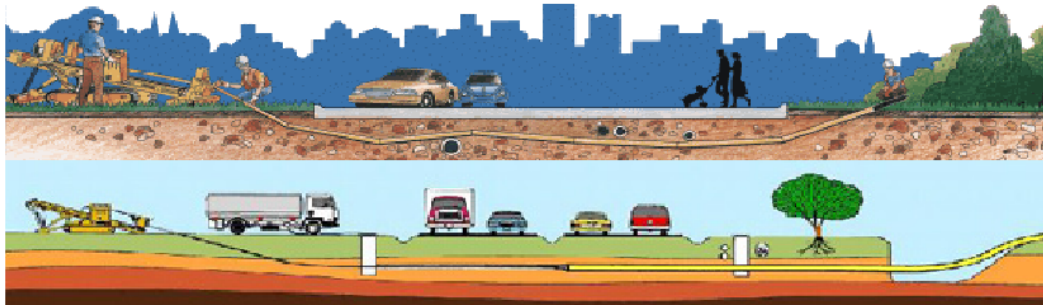
รูปที่ 4-15 กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank)

การก่อสร้าง Duct Bank ไม่นิยมใช้ท่อลูกฟูก (Corrugated) เนื่องจากท่อชนิดนี้ติดตั้งง่ายเมื่อเทคอนกรีตท่อจะลอยตัวในน้ำคอนกรีตทำให้ท่อไม่เป็นแนวตรงจะเกิดปัญหาในการร้อยสายเคเบิลใต้ดิน การก่อสร้าง Duct Bank นี้จะต้องมีบ่อพักสาย (Manhole หรือ Handhole) เป็นระยะๆ สำหรับใช้ในการลากสายต่อสาย ต่อแยกสาย หรือในกรณีที่แนวสายเคเบิลใต้ดินหักมุม ซึ่งควรมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนว Duct Bank ด้วย

2. Horizontal Directional Drilling (HDD)

เป็นวิธีการก่อสร้างท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินโดยที่ไม่ต้องขุดเปิดผิวดินตลอดความยาวของท่อ ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงเรื่องของความสะดวกคล่องตัวในการทำงานแล้ว ระบบ Directional Drills นี้จะมีขีดความสามารถที่กว้างขวางกว่าวิธีการอื่นๆมาก กลุ่มท่อที่ก่อสร้างมีขนาดไม่ใหญ่มากนัก ซึ่งความสามารถในการควบคุมความลึกและทิศทาง รวมถึงความสามารถเจาะลากท่อในแนวโค้งหลบหลีกอุปสรรคสิ่งกีดขวาง

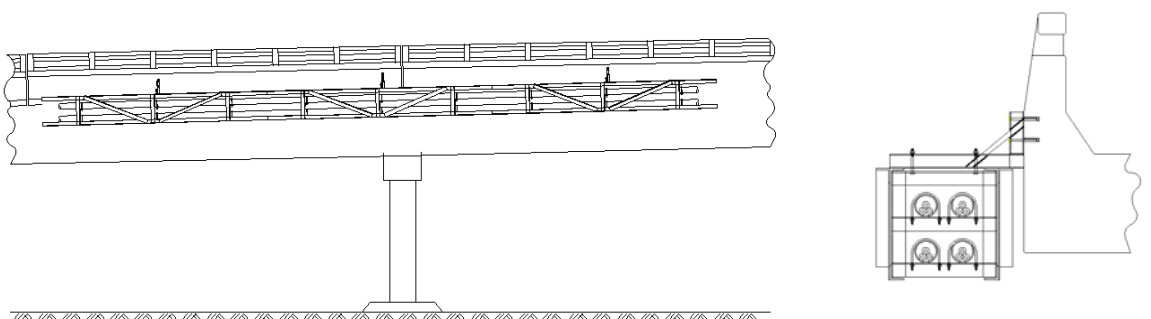
ได้ โดยใช้ท่อ High Density Polyethylene (HDPE) การก่อสร้างวิธีนี้ จะไม่มีการหุ้มท่อร้อยสายด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก และไม่มีแผ่นคอนกรีตเสริมเหล็ก (Concrete Slab) ไว้ป้องกันสายเคเบิลใต้ดิน การก่อสร้างแบบนี้ จำเป็นต้องมีบ่อพักสาย (Manhole and Handhole) เช่นเดียวกับการก่อสร้างประเภท Duct Bank และต้องมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนวท่อด้วยดังรูปที่ 4-16 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/37022 การประกอบเลขที่ 7504



รูปที่ 4-16 Horizontal Directional Drilling (HDD)

3. โครงเหล็กรับท่อร้อยสาย

ลักษณะการก่อสร้างเป็นแบบใช้โครงเหล็กจับยึดกับตัวสะพาน บริเวณใต้หรือด้านข้างทางเท้า โดยภายในโครงเหล็กจะมีท่อ HDPE (High Density Polyethylene) หรือท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit) วางอยู่ภายใน เพื่อใช้สำหรับร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ดังรูปที่ 4-17



รูปที่ 4-17 โครงเหล็กรับท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินเกาะกับสะพาน

4.4 บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน (Manhole)

หน้าที่ของบ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน

- 1) ใช้วางและจัดทำหัวต่อสาย (Cable Splice) เนื่องจากไม่สามารถลากสายที่มีระยะทางยาวๆ ได้
- 2) ใช้ในการทำระบบ Grounding
- 3) ใช้ในการเปลี่ยนหรือแยกทิศทางของ Duct Bank (เช่น กรณีแยกขึ้น Riser หรือแยกเข้าซอย หรือถนนสายอื่น)
- 4) เพื่อช่วยในการลากสายเคเบิล

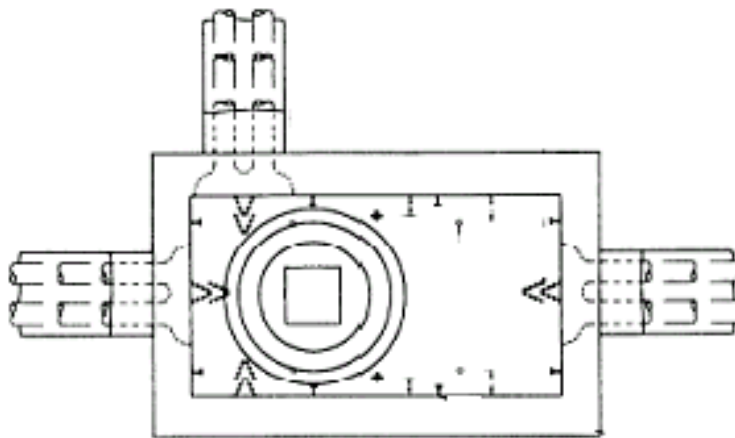
บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน (Manhole) ทำด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก ส่วนใหญ่จะอยู่ใต้ผิวถนนสามารถรับน้ำหนักได้สูงสุด 18 ตัน บ่อพักจะมีฝาปิด (Manhole Frame & Cover) ทำด้วยเหล็ก ส่วนการเลือกแบบ (Type) ของบ่อพักนั้นจะขึ้นกับองค์ประกอบต่าง ๆ ดังนี้

- 1) ทิศทางของแนวท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ว่าจะเป็นแนวตรง เลี้ยวซ้าย เลี้ยวขวา หรือแยกออกเป็น 2 ทาง เป็นต้น
- 2) จำนวนท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน หากมีจำนวนมากๆ ขนาดของบ่อพักก็จำเป็นต้องใหญ่ตามไปด้วย เพราะจะมีสายเคเบิลใต้ดินร้อยผ่าน หรือมีการต่อสายเคเบิลใต้ดิน ภายในบ่อพักสายเป็นจำนวนมาก ในลักษณะนี้จึงควรใช้แบบที่มีฝาบ่อ 2 ฝา เพื่อทำให้เกิดการถ่ายเทความร้อนได้ดี เมื่อผู้ปฏิบัติงานลงไปติดตั้ง หรือซ่อมแซม และยังมีที่ว่างพอที่จะทำงานได้ด้วยความสะดวก
- 3) โอกาสของโครงการที่จะดำเนินการต่อไปในอนาคตว่าจะต่อไปในทิศทางใด

บ่อพัก (Manhole) แต่ละแบบ (Type) ถูกออกแบบมาเพื่อประโยชน์ใช้งานที่แตกต่างกัน ดังนั้นผู้ออกแบบจะต้องพิจารณาเลือกแบบ (Type) ให้เหมาะสมกับการใช้งาน ซึ่งการออกแบบสำหรับเคเบิลใต้ดินระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือทางหลวงนั้นเราสามารถเลือกใช้บ่อพักแบบ 2T-8 มาใช้งานได้ คือ

บ่อพัก (Manhole) Type 2T-8

ใช้สำหรับเป็นจุดต่อสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณคอสะพาน สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 8 วงจร ดังรูปที่ 4-18 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/38011 การประกอบเลขที่ 7309 หรือแบบเลขที่ SA1-015/45045 การประกอบเลขที่ 7309A



รูปที่ 4-18 บ่อพัก (Manhole) Type 2T – 8

ในการออกแบบผู้ออกแบบต้องพิจารณาถึงตำแหน่งของบ่อพักที่เหมาะสม โดยพิจารณาดังนี้

- 1) ไม่กีดขวางการจราจร ในขณะที่ก่อสร้างและทำการลากสายเคเบิลใต้ดินหรือในการซ่อมบำรุง ในบริเวณที่เป็นเขตที่มีการจราจรหรือประชากรหนาแน่น
- 2) อยู่ใกล้ตำแหน่ง RISER POLE ให้มากที่สุด

4.5 การเลือกขนาดท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

ในการเลือกขนาดของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินนั้น ต้องให้มีความสัมพันธ์กันกับจำนวนสายเคเบิลใต้ดินที่จะร้อยในท่อร้อยสาย โดยคำนวณจากพื้นที่หน้าตัดรวมทั้งหมดและเปลือกของสายเคเบิลใต้ดินทุกเส้นในท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน รวมกันคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ต้องไม่เกินตามที่กำหนดในตารางที่ 4-1 โดยกำหนดขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน (Outside Diameter Of Cables) ตามสเปก กฟภ. ตามตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-1 เปอร์เซนต์พื้นที่หน้าตัดรวมสูงสุดของสายเคเบิลใต้ดินคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

ชนิดของสายไฟฟ้า	เปอร์เซนต์ของพื้นที่หน้าตัดของสายไฟฟ้าเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเมื่อมีสายไฟฟ้าในท่อจำนวน				
	1 เส้น	2 เส้น	3 เส้น	4 เส้น	มากกว่า 4 เส้น
สายไฟฟ้าทุกชนิด	53	31	40	40	40
สายไฟฟ้าชนิดมีปลอกตะกั่วหุ้ม	55	30	40	38	35

ตารางที่ 4-2 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน Outside Diameter Of Cables
ตามสเปค กฟผ.

System / Size (mm ²)	Outside Diameter Of Cables (mm.)							
	35	50	120	185	240	400	500	800
22 kV	28	30	34	38	42	48	52	-
33 kV	-	35	40	44	47	55	58	-

การพิจารณาเลือกขนาดท่อให้เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดินต้องพิจารณาจาก 3 วิธี ดังนี้

1) พิจารณาจาก Percent Area Fill

$$\text{สูตร } PAF = n \times \left(\frac{d}{D}\right)^2 \times 100 \quad \dots(4-1)$$

PAF ต้องไม่เกิน 40 % สำหรับสาย 3 เส้น/ท่อ และไม่เกิน 53 % สำหรับสาย 1 เส้น/ท่อ

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

n = จำนวนสายไฟฟ้า

2) พิจารณาจาก Jam Ratio

$$\text{สูตร Jam Ratio} = 1.05 \times \frac{D}{d} \quad \dots(4-2)$$

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

ค่า Jam Ratio หมายถึงเมื่อร้อยสาย 3 เส้นในท่อ ค่าที่เหมาะสม Jam Ratio ต้องมากกว่า 3 หากค่าอยู่ในช่วง 2.8 - 3.0 ในขณะที่ดึงลากสายช่วงทางโค้งสายมีโอกาสไขว้ขัดตัวกันได้

3) พิจารณาจาก Clearance

$$\text{สูตร Clearance} = \frac{D}{2} - 1.366d + \frac{1}{2} \times (D - d) \times \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2} \quad \dots(4-3)$$

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

ค่า Clearance หมายถึงระยะห่างระหว่างผิวบนสุดของเคเบิลกับท่อ ปกติจะกำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 0.5 นิ้ว

ตัวอย่างที่ 1 การพิจารณาเลือกขนาดท่อให้เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน

พิจารณาท่อขนาด ID = 97.4 mm

วิธีทำ คำนวณหาค่า Percent Area Fill (PAF)

กรณีร้อยสาย 1 เส้น / ท่อ (PAF ไม่เกิน 53 %)

$$\begin{aligned} d &= \sqrt{\frac{PAF}{100} \times (D^2 / n)} \\ &= \sqrt{\frac{53}{100} \times (97.4^2 / 1)} \\ &= 70.9 \text{ Say } 70 \text{ mm} \end{aligned}$$

กรณีร้อยสาย 3 เส้น / ท่อ (PAF ไม่เกิน 40 %)

$$\begin{aligned} d &= \sqrt{\frac{PAF}{100} \times (D^2 / n)} \\ &= \sqrt{\frac{40}{100} \times (97.4^2 / 3)} \\ &= 35.56 \text{ Say } 35 \text{ mm} \end{aligned}$$

คำนวณหาค่า Clearance

$$\begin{aligned} CL &= \left(\frac{D}{2} \right) - (1.366 \times d) + \frac{1}{2} (D - d) \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D - d} \right)^2} \\ &= \left(\frac{97.4}{2} \right) - (1.366 \times 35) + \frac{1}{2} (97.4 - 35) \sqrt{1 - \left(\frac{35}{97.4 - 35} \right)^2} \\ &= 26.72 \text{ mm} \end{aligned}$$

คำนวณหาค่า Jam Ratio

$$\begin{aligned} JR &= 1.05 \times \left(\frac{D}{d} \right) \\ &= 1.05 \times \left(\frac{97.4}{35} \right) \\ &= 2.922 \end{aligned}$$

จะเห็นว่าค่า Jam Ratio อยู่ในช่วง 2.8 - 3.0 ซึ่งค่านี้มีโอกาสที่สายจะไขว้ขัดตัวกันได้ ดังนั้นต้องเปลี่ยนค่า d ให้เล็กลงโดยที่สมมติว่าค่า Jam Ratio อยู่ที่ 3.2 ลักษณะการวางตัวของสายเคเบิลใต้ดินจะเป็น กระทะ (Cradled)

$$\begin{aligned} d &= \frac{1.05}{3.2} \times 97.4 \\ &= 31.9 \text{ Say } 32 \text{ mm} \end{aligned}$$

ย้อนกลับไปตรวจสอบค่า Clearance และ PAF อีกครั้ง

$$\begin{aligned}
 CL &= \left(\frac{D}{2}\right) - (1.366d) + \frac{1}{2}(D-d)\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2} \\
 &= \left(\frac{97.4}{2}\right) - (1.366 \times 32) + \frac{1}{2}(97.4 - 32)\sqrt{1 - \left(\frac{32}{97.4 - 32}\right)^2} \\
 &= 33.5 \text{ mm OK}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 PAF &= n \times \left(\frac{d}{D}\right)^2 \times 100 \\
 &= 3 \times \left(\frac{32}{97.4}\right)^2 \times 100 \\
 &= 32.38 < 40 \% \text{ OK}
 \end{aligned}$$

เพราะฉะนั้นจะเห็นว่าหากหาค่า d จาก PAF ก่อน โดยตั้งค่า PAF ที่ 40 % ค่า d ที่ได้บางครั้งเมื่อแทนค่าในสูตร Jam Ratio จะไม่ผ่าน จึงควรหาค่า d จาก Jam Ratio ก่อน จากนั้นเมื่อย้อนไปตรวจสอบค่า PAF และ Clearance อีกครั้งจะเห็นว่าผ่านเกณฑ์ที่ตั้งไว้

จากวิธีการคำนวณดังกล่าวข้างต้นสามารถหาขนาดท่อที่เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดินได้ดังตารางที่ 4-3 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/51001 การประกอบเลขที่ 7142

ตารางที่ 4-3 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินที่เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน

ประเภท ท่อร้อยสาย TYPE OF CONDUIT	ขนาดระบุท่อร้อยสาย (เส้นผ่านศูนย์กลาง ภายในต่ำสุด) (มม.) SIZE OF CONDUIT (MIN. INSIDE DIAMETER OF CONDUIT) (mm)	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลแต่ละเส้น OUTSIDE DIAMETER OF EACH CABLE			
		เคเบิล 1 เส้น (มม.) SINGLE CABLE (mm)	เคเบิล 2 เส้น (มม.) TWO CABLES (mm)	เคเบิล 3 เส้น (มม.) THREE CABLES (mm)	เคเบิล 4 เส้น (มม.) FOUR CABLES (mm)
ท่อ HDPE HDPE CONDUIT	40 (35.4)	UP TO 25.7	UP TO 12.3	UP TO 11.3	UP TO 8.8
	50 (44.4)	UP TO 32.3	UP TO 15.5	UP TO 15.5	UP TO 11.0
	63 (56.2)	UP TO 40.9	UP TO 19.6	UP TO 19.6	UP TO 14.0
	75 (66.8)	UP TO 48.6	UP TO 23.3	UP TO 23.3	UP TO 16.6
	90 (80.2)	UP TO 58.3	UP TO 28.0	UP TO 28.0	UP TO 20.0
	110 (98.0)	UP TO 71.3	UP TO 34.2	UP TO 34.2	UP TO 24.4
	125 (111.6)	UP TO 81.2	UP TO 38.9	UP TO 38.9	UP TO 27.8
	140 (125.0)	UP TO 91.0	UP TO 43.6	UP TO 43.6	UP TO 31.1
	160 (142.8)	UP TO 103.9	UP TO 49.8	UP TO 49.8	UP TO 35.6
	180 (160.8)	UP TO 117.0	UP TO 56.1	UP TO 56.1	UP TO 40.1
	200 (178.6)	UP TO 130.0	UP TO 62.4	UP TO 62.4	UP TO 44.5

4.6 ท่อสำรอง (Spare Duct)

ในการออกแบบระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าแบบใต้ดินนั้น ผู้ออกแบบควรที่จะออกแบบเผื่อใน อนาคตกรณีที่มีความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือ เพื่อการบำรุงรักษา ดังนั้นจึงควรที่จะมีท่อสำรองไว้ ดังตารางที่ 4-4

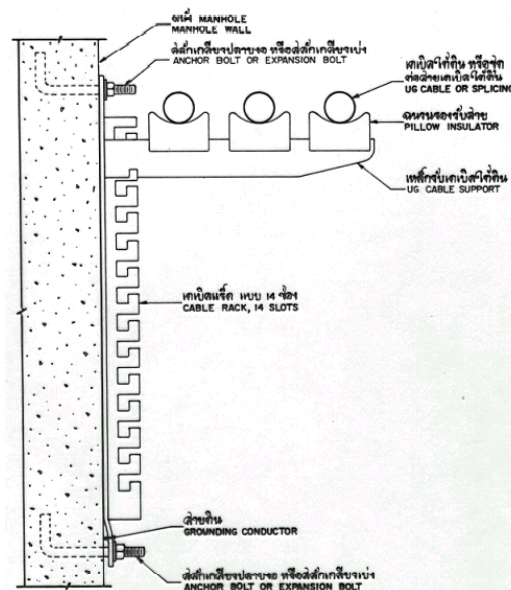
ตารางที่ 4-4 ตารางแนะนำจำนวนท่อสำรอง

จำนวนท่อที่ใช้งาน	2	2	3	3	4
จำนวนท่อที่สำรอง	1	2	1	3	2
จำนวนท่อที่ก่อสร้าง	3	4	4	6	6

4.7 การต่อลงดิน (Grounding)

1) การต่อลงดินภายในบ่อพักสาย

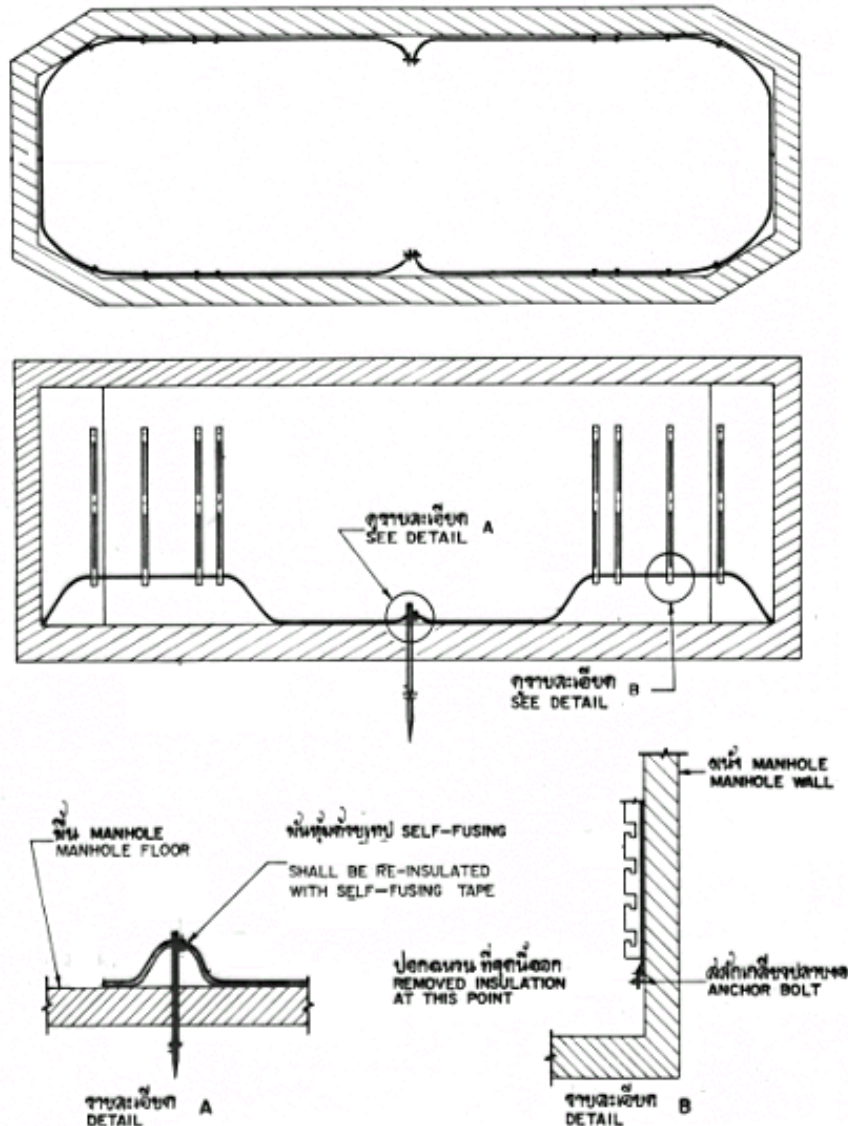
การต่อลงดินภายในบ่อพักสายตามรูปที่ 4-19 จะแสดงรูปแบบการต่อลงดินที่เคเบิลแร็ค (Cable Rack) และเสารับเคเบิลแรงสูง (H.T. Cable Racking pole) ที่อยู่ภายในบ่อพักสาย (Manhole)



รูปที่ 4-19 การต่อลงดินเพื่อป้องกันสำหรับเคเบิลแร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 kV

โดยค่าความต้านทานดินที่ต่ออยู่ในบ่อพัก Manhole ควรมีค่าไม่เกิน 5 โอห์ม และยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ยากแก่การทำค่าความต้านทานดิน

สำหรับรูปแบบการต่อลงดิน ภายในบ่อพัก Manhole จะแสดงได้ดังรูปที่ 4-20 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/31023 การประกอบเลขที่ 7341 ทั้งนี้ตำแหน่งในการติดตั้งเคเบิลเร็ค และเสารับเคเบิลแรงสูง จะระบุไว้ในแบบ Manhole แต่ละชนิดนั้นๆ



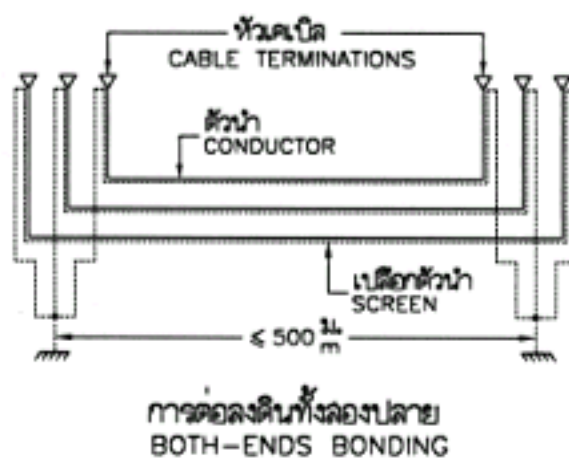
รูปที่ 4-20 การต่อลงดินในบ่อพัก Manhole สำหรับเคเบิลเร็ค สำหรับระบบ 22 และ 33 kV (กรณีมี Splice สำหรับต่อสายเคเบิลใต้ดิน ก็ให้ต่อลงดิน ณ จุดนี้)

2) การต่อลงดินของสายเคเบิล

ในระบบเคเบิลใต้ดิน สายต่อลงดิน (Shield Wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน จะต้องมีการต่อลงดินที่ปลายสายด้านใดด้านหนึ่งเสมอ เพื่อกระจายสนามไฟฟ้าให้สม่ำเสมอ ทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพในการทำงาน และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากแบบมาตรฐานการก่อสร้างของ กฟภ. แบบเลขที่ SA1-015/46005 การประกอบเลขที่ 7131 ซึ่งสามารถแยกรูปแบบการต่อลงดินในระบบ กฟภ. ตามระดับแรงดันได้ดังนี้

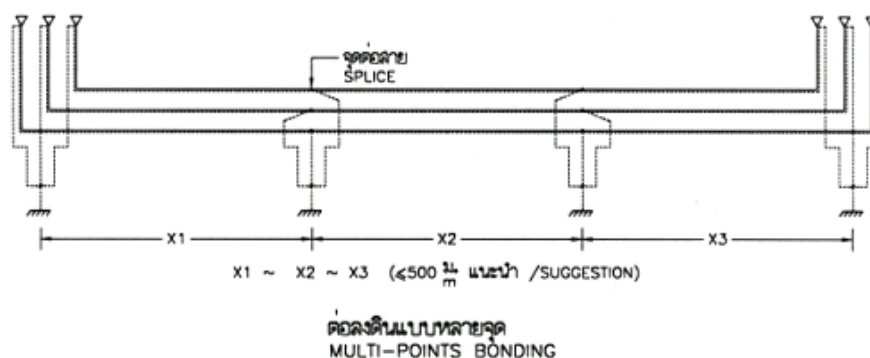
2.1) ข้อกำหนดการต่อลงดินสำหรับสายเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 -33 kV

- 1) การต่อลงดินทั้งสองปลาย (Both-Ends Bonding) สำหรับระยะทางไม่เกิน 500 ม.



รูปที่ 4-21 การต่อลงดินทั้งสองปลาย (Both-Ends Bonding)

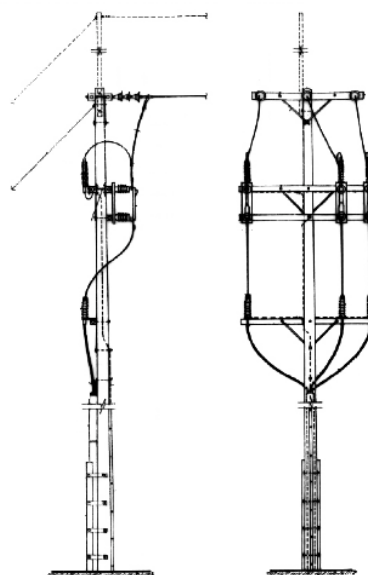
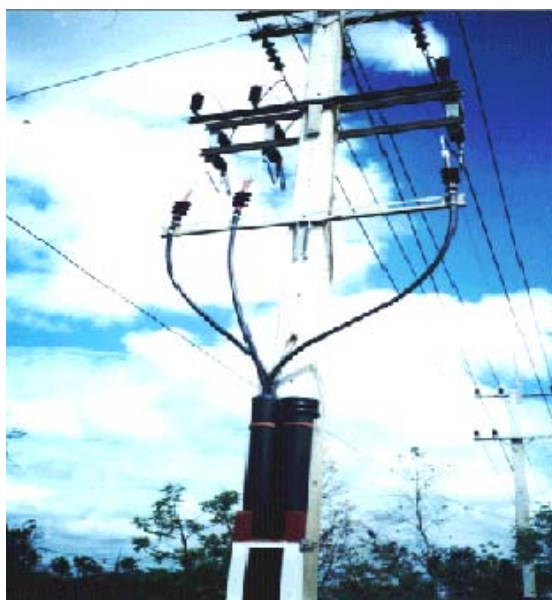
- 2) การต่อลงดินแบบหลายจุด (Multi-points Bonding) สำหรับระยะทางมากกว่า 500 ม.



รูปที่ 4-22 การต่อลงดินแบบหลายจุด (Multi-points Bonding)

โดยหลักการแล้ว การต่อลงดินของระบบ 22 – 33 kV กรณีระยะทางไม่เกิน 500 ม. จะสามารถต่อลงดินเป็นแบบข้างเดียว(Single-point Bonding)ได้ แต่เนื่องจากเมื่อต่อลงดินแบบข้างเดียวแล้ว ค่าความสามารถในการนำกระแสของสายเคเบิลใต้ดิน(Ampere) จะมีค่าสูงกว่าการต่อลงดินแบบทั้งสองปลาย (Both-Ends Bonding) เพียงเล็กน้อย แต่เพื่อความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องทำการบำรุงรักษาไม่ว่าจะเป็นที่ตู้สวิตช์ภายในสถานี หรือที่เสาต้น Riser Pole การต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน ของ กฟภ. ระบบแรงดัน 22 – 33 kV จึงกำหนดให้ต่อลงดินเป็นแบบทั้งสองปลาย (Both-Ends Bonding)

2.2) ข้อกำหนดการต่อลงดิน ที่เสาต้น Riser Pole



รูปที่ 4-23 การต่อลงดินที่เสาต้น Riser Pole สำหรับระบบ 22 - 33 kV

อุปกรณ์ที่ใช้ต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน จะเรียกว่าหัวเคเบิล (Termination) และเมื่อนำอุปกรณ์ไปติดตั้งอยู่บนเสาที่มีสายเคเบิลใต้ดินที่โผล่พ้นขึ้นมาเหนือดิน ก็จะเรียกว่า เสาต้น Riser Pole ตามทฤษฎีที่จุดต่อสายระหว่างสายเปลือยกับสายเคเบิลใต้ดิน หรือระหว่างสายที่มีฉนวนมีค่าไม่เท่ากัน จำเป็นจะต้องติดตั้งกับดักเสิร์จเพื่อป้องกันไม่ให้ฉนวนของสายเสียหายเนื่องจากแรงดันเสิร์จ (จากฟ้าผ่า หรือจากการสับสวิตช์ หรืออื่นๆ) โดยจะรักษาระดับแรงดันไว้ไม่ให้เกินกว่าที่อุปกรณ์ทนได้ ดังนั้นที่เสาต้น Riser Pole จะมีการติดตั้งกับดักเสิร์จอยู่ด้วย โดยด้านบนกับดักเสิร์จจะต่อเข้ากับสายตัวนำ และด้านล่างจะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน และทั้งคู่จะต่อเข้ากับสายต่อลงดินของระบบ เพื่อต่อเข้ากับหลักดินต่อไป

ตามที่ได้กล่าวไว้แล้วว่า ที่เสาดัน Riser Pole จะต้องมีความต้านทานดินที่ต่ำ ซึ่งตามมาตรฐานระบบจำหน่าย 22 & 33 kV กฟภ. จะกำหนดไว้ไม่เกิน 5 โอห์มสำหรับ (ยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ยากแก่การทำค่าความต้านทานดิน)

4.8 การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดิน

การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดินจะต้องคำนึงถึงความสามารถในการรับกระแสที่ไหลอย่างต่อเนื่อง ซึ่งการเลือกใช้สายเคเบิลใต้ดินแต่ละขนาดจะต้องหาค่าพิกัดกระแสที่เหมาะสมเพื่อการใช้งานที่ถูกต้องเหมาะสมกับโหลด ตัวแปรสำคัญที่มีผลต่อพิกัดกระแสของสายเคเบิลใต้ดิน มีอยู่ 3 อย่างคือ

1) อุณหภูมิสูงสุดที่ยอมรับได้ โดยที่ฉนวนของสายเคเบิลใต้ดินสามารถทำงานได้อย่างปลอดภัย ไม่เสียหาย สำหรับสายเคเบิลใต้ดินฉนวน XLPE ในสภาวะจ่ายกระแสต่อเนื่องปกติสามารถทนอุณหภูมิได้ถึง 90°C และในสภาวะฉุกเฉินสามารถทนอุณหภูมิได้ถึง 130°C

2) ความสามารถในการแพร่กระจายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน ถ้าสายเคเบิลใต้ดินยังมีองค์ประกอบมากขึ้นยิ่งทำให้การแพร่กระจายความร้อนไม่ดี

3) การติดตั้งและเงื่อนไขภายนอกอื่นๆ ได้แก่

3.1) ความลึกในการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน

3.2) จำนวนวงจรที่อยู่ใกล้เคียง

3.3) อุณหภูมิแวดล้อม

3.4) ค่าความต้านทานความร้อนของดิน (Soil Thermal Resistivity)

3.5) รูปแบบของการตอลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน

จากตัวแปรต่างๆที่กล่าวมาข้างต้น ทำให้สายเคเบิลใต้ดินขนาดเดียวกันแต่ถ้าการติดตั้งและเงื่อนไขภายนอกอื่นๆต่างกัน ก็มีพิกัดกระแสไม่เท่ากันดังตารางที่ 4-5

ตารางที่ 4-5 พิกัดกระแสใช้งานของสายเคเบิลใต้ดินระบบจำหน่าย 22 & 33 kV (ฉนวน XLPE)

กระแสที่กำหนดต่อวงจร(แอมป์)										
จำนวนวงจรทั้งหมด	ความลึกจากระดับดินถึงเคเบิล (เมตร)									
	ขนาดสาย 240 ต.มม.					ขนาดสาย 400 ต.มม.				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	402	384	374	367	362	510	485	470	462	456
2	342	320	310	302	296	430	402	387	378	370
3	302	280	270	262	257	378	350	336	327	320
4	281	258	246	240	234	350	320	307	297	290

ตารางที่ 4-5(ต่อ) พิกัดกระแสใช้งานของสายเคเบิลใต้ดินระบบจำหน่าย 22 & 33 kV (ฉนวน XLPE)

กระแสที่กำหนดต่อวงจร(แอมป์)										
จำนวนวงจร ทั้งหมด	ความลึกจากระดับดินถึงเคเบิล (เมตร)									
	ขนาดสาย 240 ตร.มม.					ขนาดสาย 400 ตร.มม.				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
5	260	237	226	220	214	323	295	280	272	265
6	245	223	212	205	200	305	277	263	254	248
7	233	210	200	193	188	290	262	248	240	233
8	221	200	190	183	178	275	248	235	227	220
9	212	190	180	175	170	263	237	224	216	210
10	204	184	174	168	163	253	228	215	207	201

ค่ากระแสใช้งานในตารางที่ 4-5 คำนวณจากมาตรฐาน IEC 60287 โดยมีเงื่อนไขที่กำหนดดังนี้

- 1) ค่าโหลดแฟกเตอร์ 100%
- 2) อุณหภูมิตัวนำสูงสุด 90°C
- 3) อุณหภูมิโดยรอบ 30°C
- 4) ค่าความต้านทานความร้อนของดิน 1.2 K.m/W
- 5) การต่อลงดินเป็นแบบต่อลงดินทั้งสองปลาย

4.9 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tensions)

การติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินในช่องเดินสายไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นท่อและรางเคเบิล จำเป็นจะต้องคำนึงถึงแรงดึง (Pulling Tensions) และแรงกดด้านข้าง (Sidewall Pressure) ทั้งนี้เพราะในการดึงสายเคเบิลใต้ดินไม่ว่าจะเป็นในแนวตรงหรือทางโค้ง หากแรงดึงหรือแรงกดมากเกินไปจะมีผลทำให้เคเบิลเสียหายได้ ดังนั้นการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน จำเป็นที่จะต้องรู้เทคนิคและวิธีการเป็นอย่างดี ถึงแม้ผู้ผลิตสายเคเบิลใต้ดิน จะทำการผลิตสายเคเบิลใต้ดินโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ใช้งานได้แล้ว ยังต้องคำนึงถึงการใช้งานที่ยาวนาน แต่ในบางครั้งช่างบางรายอาจติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินด้วยวิธีที่ไม่ถูกต้องทำให้เกิดความเสียหายดังกล่าวขึ้น ดังนั้นในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงหลักการในการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินให้ถูกต้อง

ข้อจำกัดของการออกแบบ และการติดตั้งเกี่ยวกับการดึงสายเคเบิลใต้ดิน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tension)

เมื่อทอร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ได้ผ่านการตรวจสอบว่าใช้งานได้แล้ว ขั้นตอนต่อไปก็คือ การลากสายเคเบิลใต้ดิน ซึ่งแรงดึงในการลากสายเคเบิลใต้ดินขึ้นอยู่กับ

- ขนาดของสายเคเบิลใต้ดิน สายขนาดใหญ่หรือสายที่มีน้ำหนักมากจะใช้แรงดึงมากกว่าสายขนาดเล็ก
- ขนาดของทอร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ท่อขนาดใหญ่จะลากสายได้ง่าย และใช้แรงดึงน้อยกว่าท่อขนาดเล็ก
- ความยาวของทอร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ความยาวมากจะใช้แรงดึงมากตามไปด้วย
- แนวของทอร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ทอร้อยสายที่คดเคี้ยว จะต้องใช้แรงดึงมากกว่าท่อตรง

2) การลากสายเคเบิลใต้ดิน ทำได้ 2 วิธี คือ

2.1) ใช้พูลลิ่งอาย (Pulling Eye)



รูปที่ 4-24 ตัวอย่างพูลลิ่งอาย

เหมาะสำหรับลากสายขนาดใหญ่ที่ต้องใช้แรงดึงมากๆ โดยจะบัดกรีพูลลิ่งอายติดกับสายตัวนำของสายเคเบิลใต้ดิน แรงดึงสูงสุดที่ใช้ขึ้นอยู่กับชนิดของตัวนำ ดังแสดงตัวอย่างของพูลลิ่งอายในรูปที่ 4-24 ในกรณีที่ตัวนำเป็นทองแดง จะมีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} T_m &= 0.008 \text{ NA}_{CM} && (\text{ปอนด์ : lb}) \\ &= 7.162 \text{ NA}_{mm}^2 && (\text{กิโลกรัม : kg}) \end{aligned} \quad \dots(4-4)$$

ในกรณีที่ตัวนำเป็นอะลูมิเนียม จะมีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} T_m &= 0.004 \text{ NA}_{CM} && (\text{ปอนด์ : lb}) \\ &= 3.581 \text{ NA}_{mm}^2 && (\text{กิโลกรัม : kg}) \end{aligned} \quad \dots(4-5)$$

โดยที่ T_m	หมายถึง แรงดึงสูงสุดที่สามารถยอมรับได้	(ปอนด์หรือกิโลกรัม)
A_{CM}	หมายถึง พื้นที่หน้าตัดของตัวนำ	(circular mils)
A_{mm^2}	หมายถึง พื้นที่หน้าตัดของตัวนำ	(mm ²)
N	หมายถึง จำนวนตัวนำ	

ในกรณีที่ดึงสายตัวนำเดี่ยวจำนวน 3 เส้น ค่า N จะมีค่าเท่ากับ 2

ในกรณีที่ดึงสายตัวนำเดี่ยวมากกว่า 3 เส้นขึ้นไป ที่มีขนาดเดียวกัน แรงดึงไม่ควรเกิน 60% ของแรงดึงสูงสุดในแต่ละตัวนำ ดังนั้นจะได้ว่า

ในกรณีที่ตัวนำเป็นทองแดง จะมีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} T_m &= 0.0048 N A_{CM} && \text{(ปอนด์ : lb)} && \dots(4-6) \\ &= 4.297 N A_{mm^2} && \text{(กิโลกรัม : kg)} \end{aligned}$$

ในกรณีที่ตัวนำเป็นอะลูมิเนียม จะมีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} T_m &= 0.0024 N A_{CM} && \text{(ปอนด์ : lb)} && \dots(4-7) \\ &= 2.148 N A_{mm^2} && \text{(กิโลกรัม : kg)} \end{aligned}$$

ทั้งนี้ค่าแรงดึงสูงสุดสำหรับสายตัวนำแกนเดี่ยวจำนวน 1 เส้นทุกกรณีดังกล่าวข้างต้น ไม่ควรมีค่าเกินกว่า 5,000 ปอนด์ (2,268 กิโลกรัม) และในกรณีที่มียาสายตัวนำมากกว่าสองเส้นขึ้นไป ค่าแรงดึงสูงสุดไม่ควรมีค่าเกิน 6,000 ปอนด์ (2,722 กิโลกรัม) แต่ถ้าจะใช้ค่าแรงดึงในสายที่มากกว่าค่าแรงดึงสูงสุดที่กำหนดไว้นี้ จะต้องได้รับการรับรองและยืนยันจากบริษัทผู้ผลิตก่อน

2.2) ใช้พูล์กริป (Pulling Grip)



รูปที่ 4-25 ตัวอย่างพูล์กริป

เหมาะสำหรับลากสายเคเบิลที่มีขนาดเล็ก ใช้แรงดึงไม่มาก แบ่งได้เป็น 2 กรณี คือ

2.2.1) สายเคเบิลได้ดิน ชนิดที่มีปลอกหุ้มตัวนำ (Lead – sheathed cable) โดยใช้ชนิด basket-weave เป็นตัวจับ แรงดึงไม่ควรเกิน 1,500 ปอนด์ (680 กิโลกรัม) ต่อเส้น โดยที่แรงดึงสูงสุดหาได้จากสูตร

$$T_m = K_m \pi t (D - t) \quad (\text{ปอนด์}) \quad \dots(4-8)$$

โดยที่ T_m หมายถึง แรงดึงสูงสุดที่สามารถยอมรับได้ (ปอนด์หรือกิโลกรัม)

t หมายถึง ความหนาของปลอกตะกั่ว (นิ้ว)

D หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน (นิ้ว)

π มีค่าคงที่เท่ากับ 3.14

K_m มีค่า 200 – 1,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ขึ้นอยู่กับ Lead alloy)

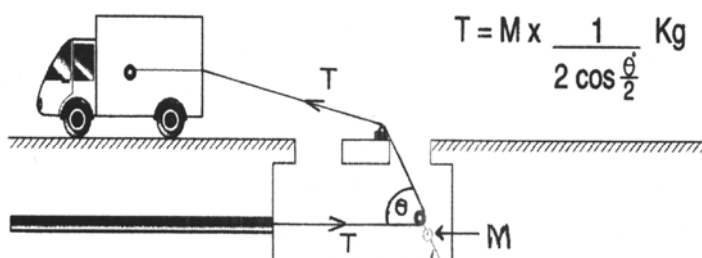
* สำหรับสายเคเบิลใต้ดิน มีเปลือกสายเป็น นิโอพรีน (Neoprene jackets) ค่าแรงดึงสูงสุด จะ มีค่าไม่เกิน 1,000 ปอนด์ (453 กิโลกรัม)

2.2.2) สายเคเบิลใต้ดิน ชนิดที่เปลือกสายไม่ใช่ตะกั่ว (Nonleaded jacketed cable) เช่น PVC และ PE เป็นต้น มีค่าแรงดึงสูงสุดเป็น

$$T_m = 1,000 \text{ ปอนด์ (453 กิโลกรัม) / เส้น} \quad \dots(4-9)$$

ตามข้อ 2.2.1 และ 2.2.2 เป็นแรงดึงสูงสุดที่สามารถยอมรับได้ ถือว่าเป็นค่าที่ปลอดภัยในการลาก สายเคเบิลใต้ดิน โดยที่สายเคเบิลใต้ดินไม่เกิดความเสียหายเนื่องจากการขีดตัวของสายตัวนำหรือเปลือกสาย ซึ่งจะมีผลทำให้อายุการใช้งานของสายเคเบิลใต้ดินสั้นลง

สำหรับสายเคเบิลใต้ดินชนิด โคแอกเชียล (Coaxial) ไตรแอกเชียล (Triaxial) และชนิดพิเศษอื่นๆ (Special cable) แรงดึงสายเคเบิลใต้ดิน ควรจะเป็นไปตามข้อแนะนำของบริษัทผู้ผลิต



รูปที่ 4-26

T = แรงดึงที่เกิดขึ้นจริง

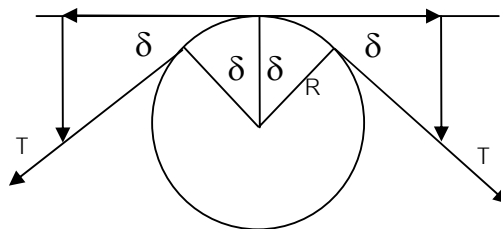
M = ค่าที่อ่านได้จากมิเตอร์

θ = มุมของสลิง

3) แรงกดด้านข้าง (Side Wall Pressure)

เมื่อทำการดึงสายเคเบิลใต้ดิน ผ่านส่วนที่เป็นโค้งของช่องเดินสายไฟฟ้า เช่น ท่อร้อยสาย หรือกรณีที่ต้องการม้วนสายในล้อ ในกรณีดังกล่าวจะทำให้เกิดแรงกดขึ้นที่สายเคเบิลใต้ดิน ซึ่งแรงกดดังกล่าวจะอธิบายในเทอมของแรงดึงหารด้วยรัศมีความโค้ง หรือ T/R ถ้ามีแรงกดมากๆ จะทำให้ดึงลากเคเบิลลำบากหรือฉีกเส้นลากเคเบิลโดยใช้แรงดึงที่มากเกินไปที่กำหนดไว้ จะทำให้เปลือกนอกและฉนวนของสายเคเบิลชำรุดได้

สำหรับตัวนำเดี่ยวแรงกดด้านข้างสูงสุดที่ยอมรับได้จะมีค่าไม่เกิน 300 ปอนด์/ฟุต (446.48 กิโลกรัม/เมตร) ในทางปฏิบัติ กฟภ. จะใช้ค่า 450 กิโลกรัม/เมตร ในการพิจารณาแรงกด นอกจากนี้ค่า T/R จะขึ้นอยู่กับแรงดึงออกจากช่องอและรัศมีของการโค้งงอ ซึ่งรัศมีดังกล่าวก็คือ รัศมีด้านในของท่อนั่นเองโดยจะพิจารณาได้จากรูปที่ 4-27



รูปที่ 4-27 แรงกดด้านข้าง

แรงกดด้านข้าง (T/R) : แรงต่อหนึ่งหน่วยความยาว = $2T \sin \delta / 2R\delta$

ในกรณีที่ δ มีค่าน้อย ทำให้ค่า $\sin \delta$ มีค่าเท่ากับ δ ดังนั้น $2T \sin \delta / 2R\delta = T / R$

และสามารถสรุปค่าแรงกดด้านข้างของสายเคเบิลใต้ดิน ที่ กฟภ. ใช้งาน ได้ดังนี้

- ดึงเคเบิล 1 เส้น/ท่อ

$$SWP = T_{out} / R \quad \dots(4-10)$$

- ดึงเคเบิล 3 เส้น/ท่อ (กรณีสายเคเบิลใต้ดิน วางแบบ Cradled)

$$SWP = (3C-2)T_{out} / (3R) \quad \dots(4-11)$$

- ดึงเคเบิล 3 เส้น/ท่อ (กรณีสายเคเบิลใต้ดิน วางแบบ Triangular)

$$SWP = CT_{out} / (2R) \quad \dots(4-12)$$

โดยที่	T_{out}	หมายถึง แรงดึงที่ออกจากท่อโค้ง	(ปอนด์หรือกิโลกรัม)
	R	หมายถึง รัศมีด้านในของท่อ	(ฟุตหรือเมตร)
	C	หมายถึง Weight-correction factor	

4) Jam ratio หรือเรียกว่า Jamming

เป็นค่าที่จะประเมินได้ว่าสายเคเบิลใต้ดิน ที่ร้อยอยู่ในท่อร้อยสาย เมื่อดึงลากสายแล้ว มีโอกาสที่จะเกิดการไขว้ตัวหรือพันกันจนไม่สามารถดึงสายต่อไปได้หรือไม่ และยังใช้เป็นค่าสำหรับพิจารณาความประหยัดและความสะดวกในการดึงสาย ซึ่งสามารถสรุปเป็นสูตรได้ดังนี้

- สายเคเบิลใต้ดิน จำนวนไม่เกิน 3 เส้น ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางเดียวกัน ร้อยอยู่ภายในท่อ เดียวกัน ตามสมการที่ 4-2
- สายเคเบิลใต้ดิน จำนวนมากกว่า 3 เส้น ร้อยอยู่ภายในท่อเดียวกัน

$$\text{Jam ratio} = 3D / (n_1d_1 + n_2d_2 + n_3d_3 + \dots + \dots) \quad \dots(4-13)$$

โดยที่ D หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า (มม.)

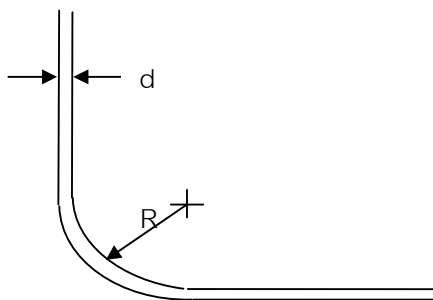
$n_1, n_2, n_3, \dots$ หมายถึง จำนวนสายเคเบิลใต้ดิน ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลาง 1, 2, 3, ..

$d_1, d_2, d_3, \dots$ หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน กลุ่มที่ 1, 2, 3, ..

ซึ่งค่า Jamming ratio จะลดลง เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของจำนวนสายเคเบิลใต้ดิน

5) การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Bending)

การดึงสายเคเบิลใต้ดิน ภายในท่อช่วงทางโค้ง เป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดความเสียหายต่อสายเคเบิลใต้ดิน โดยเฉพาะอย่างยิ่งติดตั้งในรางเคเบิลหรือแร็ค การดึงสายข้อมจะทำให้ฉนวนของสายเกิดความเสียหายมากขึ้นในกรณีที่รางเคเบิลหรือแร็คเป็นแผ่นโลหะ (Sheet metal) และมีสลักเกลียว เป็นผลให้สายเคเบิลใต้ดินเสื่อมสภาพอันเกิดจากแรงดึงหรือแรงกดที่กระทำต่อด้านข้าง (Side Wall Pressure) ดังนั้นสิ่งที่ช่วยแก้ปัญหาดังกล่าวได้ คือ รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน โดยยังมีค่ามาก ค่าแรงกดที่กระทำต่อด้านข้างยิ่งลดลง ดังนั้น กฟภ. ได้กำหนดเป็นค่ามาตรฐานใช้งาน โดยมีรายละเอียดดังนี้



รูปที่ 4-28 การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน

1) สำหรับสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำและคอนโทรลเคเบิล

R (รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน) อย่างน้อยเท่ากับ 12 d

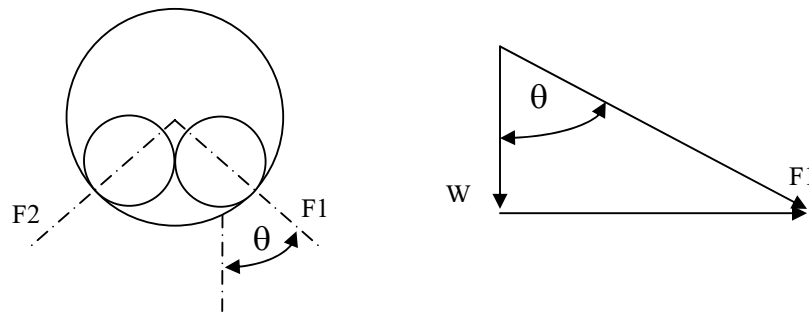
2) สำหรับสายเคเบิลใต้ดินแรงสูง

R (รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน) อย่างน้อยเท่ากับ 15 d

โดยที่ d หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกสายเคเบิลใต้ดิน (OD) (มม.)

6) Weight - Correction Factor (C)

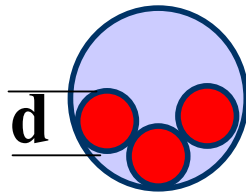
เมื่อมีการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินในช่องเดินสายไฟฟ้า และมีจำนวนของสายเคเบิลใต้ดินมากกว่าหนึ่งเส้น ในกรณีเช่นนี้จะมีแรงลัพท์เกิดขึ้น โดยแรงลัพท์ทั้งหมดจะเกิดขึ้นที่ระหว่างสายเคเบิลใต้ดิน กับท่อร้อยสาย ซึ่งจะมีค่ามากกว่าน้ำหนักรวมทั้งหมดของสายเคเบิลใต้ดิน ดังนั้น Weight - Correction Factor จะกำหนดได้จาก $\text{Sum}(F) / \text{Sum}(w)$ โดยที่ W หมายถึงน้ำหนักของสายเคเบิลใต้ดิน ในรูปที่ 4-28 เป็นการแสดงถึงการคำนวณ Weight - Correction Factor ของสายเคเบิลใต้ดิน สองเส้น ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางเดียวกัน



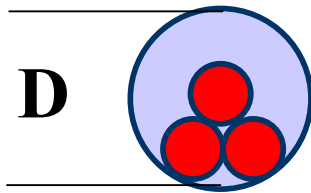
โดยที่ $F1 = W / \cos \theta = F2$ ดังนั้น $(F1 + F2) / 2W = C$

รูปที่ 4-29 แสดงการหาค่า Weight - Correction Factor (C) ของสายเคเบิลใต้ดิน 2 เส้น

สำหรับการคำนวณค่า Weight - Correction Factor กฟภ. จะสรุปค่าที่นำไปใช้งาน โดยจำนวนสายเคเบิลใต้ดินภายในท่อไม่เกิน 3 เส้นเท่านั้น ซึ่งสรุปได้ดังนี้



แบบ Cradled : $C = 1 + (4/3)[d/(D-d)]^2$... (4-14)



แบบ Triangular : $C = 1 / [1 - (d/(D-d))^2]^{1/2}$... (4-15)

โดยที่ d หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกสายเคเบิลใต้ดิน (OD) (มม.)

D หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสาย (ID) (มม.)

การจะเลือกใช้ค่า C แบบใดนั้นจะต้องหาอัตราส่วนระหว่าง D/d ก่อน นั่นคือ

หาก $D/d > 3.0$ ค่า C จะใช้เป็นกรณีแบบ Cradled

และ $D/d < 2.5$ ค่า C จะใช้เป็นกรณีแบบ Triangular

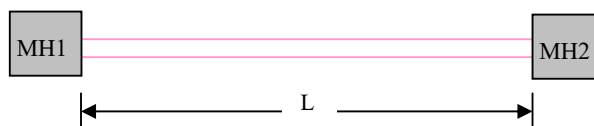
ค่าอัตราส่วนระหว่าง D/d ที่มีค่าอยู่ระหว่าง 2.5 - 3.0 จะทำให้เกิด Jamming ในการออกแบบ ควรหลีกเลี่ยงไม่ให้ค่าอัตราส่วนระหว่าง D/d อยู่ในช่วงค่าดังกล่าว

7) การคำนวณแรงดึงของสายเคเบิลใต้ดินในท่อร้อยสายไฟฟ้า

7.1) แรงดึงที่เกิดกับสายเคเบิลใต้ดินที่พบเสมอๆมี 3 ลักษณะคือ

1) แรงดึงสายทางตรง

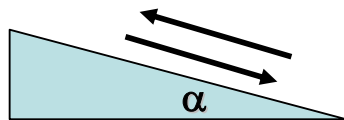
สูตร $T = WLCF$... (4-16)





รูปที่ 4-30 แสดงการตั้ง REEL สายเคเบิลใต้ดินที่ปากบ่อ MANHOLE เพื่อดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน

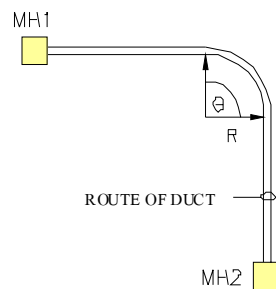
2) แรงดึงสายช่วงลาดเอียง



$$\text{กรณีดึงขึ้น : } T_{\text{up}} = WL(CF \cos \alpha + \sin \alpha) \dots(4-17)$$

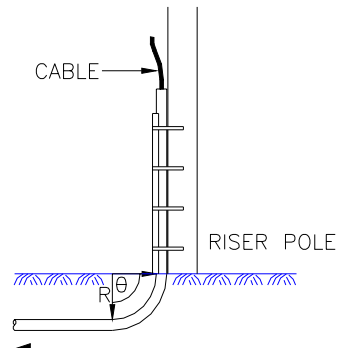
$$\text{กรณีดึงลง : } T_{\text{down}} = WL(CF \cos \alpha - \sin \alpha) \dots(4-18)$$

3) แรงดึงสายช่วงทางโค้งแนวราบ



$$\text{สูตร } T_{\text{OUT}} = T_{\text{IN}} \cosh(CF\theta) + \sinh(CF\theta) \sqrt{T_{\text{IN}}^2 + (WR)^2} \dots(4-19)$$

4) แรงดึงสายช่วงโค้งขึ้น-ลง



$$\text{สูตร } T_{OUT} = T_{IN} e^{CF\theta} \quad \dots(4-20)$$

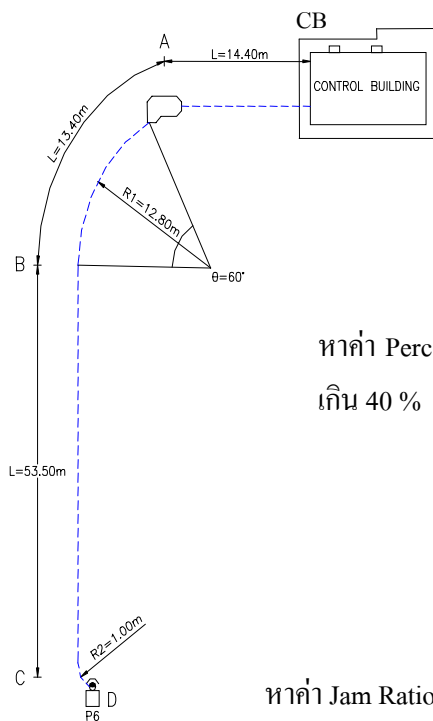
โดยจะแสดงค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณแรงดึงสายทั้งหมด ตามตารางที่ 4-6 ซึ่งโดยปกติแรงดึงสายเคเบิลใต้ดิน ที่คำนวณได้จากสมการช่วงทางโค้งแนวนราบ (ข้อ 3) และช่วงโค้งขึ้น-ลง (ข้อ 4) จะมีค่าใกล้เคียงกัน ดังนั้นเพื่อให้จดจำสูตรได้ง่ายและสะดวกต่อการคำนวณ ในทางปฏิบัติการคำนวณเรื่องแรงดึงสายเคเบิลใต้ดิน ส่วนมากจะใช้เพียง 3 สูตร คือสูตรในข้อ 1, 2 และ 4 เท่านั้น

ตารางที่ 4-6 ค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณแรงดึงสายทั้งหมด

Symbol	Unit	Description
$T, T_{in}, T_{out}, T_{max}$	กก.	แรงดึงเคเบิลในลักษณะต่างๆ
W	กก./ม.	น้ำหนักสายเคเบิลใต้ดิน
L	ม.	ความยาวสายเคเบิลใต้ดินช่วงที่พิจารณา
F	-	ค่าความเสียดทานของท่อ(ค่าที่ กฟภ. ใช้มีค่า = 0.25)
C	-	Weight – correction factor
E	-	Exponential
θ	Radian	มุมที่สายเคเบิลใต้ดินเลี้ยวโค้ง
D	มม.	เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อร้อยสาย
d	มม.	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน
R	ม.	รัศมีการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน
α	-	มุมของการลาดเอียงจากแนวนระดับ
Sin, Cos, Sinh, Cosh	-	ตรีโกณมิติ

ตัวอย่างที่ 2 การคำนวณแรงดึง

จากรูปให้ตรวจสอบว่าการดึงลากสายจะมีปัญหาหรือไม่



ข้อมูล

- ใช้สายเคเบิลใต้ดินขนาด 240 ต.มม มี OD. = 42 มม.
น้ำหนัก = 12.18 กก. / กม. / 3 เส้น
- ใช้ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาด ID = 144.6 มม.
Friction (F) = 0.4
- ใช้ Pulling Eye จับตัวนำ ในการดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน

หาค่า Percent Area Fill (PAF) โดยร้อยสายเคเบิล 3 เส้นต่อท่อ ค่า PAF ต้องไม่เกิน 40 %

$$PAF = n \times \left(\frac{d}{D} \right)^2 \times 100$$

$$PAF = 3 \times \left(\frac{42}{144.6} \right)^2 \times 100$$

$$PAF = 25.309 \% < 40 \% \quad \text{OK}$$

หาค่า Jam Ratio

$$\begin{aligned} \text{Jam Ratio} &= 1.05 \times \frac{D}{d} \\ &= 1.05 \times \frac{144.6}{42} \\ &= 3.615 > 3.0 \quad \text{OK} \end{aligned}$$

หาค่า Weight Correction Factor (C) โดยที่

$$D/d = 144.6/42$$

$$= 3.44 > 3.0 \text{ (สายวางตัวแบบ CRADLED)}$$

$$C = 1 + (4/3) \times [d/(D - d)]^2$$

$$\begin{aligned} C &= 1 + (4/3) \times [42/(144.6 - 42)]^2 \\ &= 1.223 \end{aligned}$$

การดึงลากสายเคเบิลใต้ดินจะพิจารณาวิธีการดึง 2 วิธีคือ

วิธีที่ 1 ตั้ง Reel สายเคเบิลใต้ดินที่ Control Building ดึงจาก Control Building (CB) ไป D

การพิจารณาแรงดึง

$$\begin{aligned}
 T_A &= T_{IN} + WLCF ; T_{IN} = \text{Reel Back Tension} = 50 \text{ Kg} \\
 &= 50 + (12.18 \times 14.4 \times 1.223 \times 0.4) \\
 &= 135.80 \text{ kg} \\
 T_B &= T_A e^{CF\theta} ; \theta = 60^\circ \times 3.1416 / 180^\circ = 1.0472 \\
 &= 135.80 \times e^{1.223 \times 0.4 \times 1.0472} \\
 &= 226.67 \text{ kg} \\
 T_C &= T_B + WLCF \\
 &= 226.67 + (12.18 \times 53.5 \times 1.223 \times 0.4) \\
 &= 545.45 \text{ kg} \\
 T_D &= T_C e^{CF\theta} ; \theta = 90^\circ \times 3.1416 / 180^\circ = 1.5708 \\
 &= 545.45 \times e^{1.223 \times 0.4 \times 1.5708} \\
 &= \mathbf{1,176.20 \text{ kg}}
 \end{aligned}$$

ตรวจสอบ

$$\begin{aligned}
 T_{MAX} &= 7.162 \text{ nA}_{mm}^2 \\
 &= 7.162 \times 2 \times 240 = 3,437.76 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

แต่จะใช้แรงในการดึงสายเคเบิลใต้ดิน ได้สูงสุดไม่เกิน 2,722 kg ดังนั้น 2,722 kg > 1,176.20 kg
 ..OK และถ้าใช้ Pulling Grip จับที่เปลือกสาย จะไม่ผ่าน (1,176.20 kg > 2 x 453 kg)

การพิจารณาแรงกดด้านข้าง

$$\begin{aligned}
 SWP (\text{ที่จุด A-B}) &= (3C-2)T_B / 3R \\
 &= (3 \times 1.223 - 2) \times 226.67 / (3 \times 12.8) \\
 &= 9.85 \text{ kg / m} < 450 \text{ kg / m OK} \\
 SWP (\text{ที่จุด C-D}) &= (3C-2)T_D / 3R \\
 &= (3 \times 1.223 - 2) \times 1,176.20 / (3 \times 1) \\
 &= \mathbf{654.36 \text{ kg / m} > 450 \text{ kg / m NO}}
 \end{aligned}$$

วิธีที่ 2 ตั้ง Reel สายเคเบิลใต้ดินที่จุด D ดึงจาก D ไป Control Building(CB)

$$\begin{aligned}
 T_C &= T_{IN} e^{CF\theta} ; T_{IN} = \text{Reel Back Tension} = 50 \text{ Kg} \\
 &= 50 \times e^{1.223 \times 0.4 \times 1.5708} ; \theta = 90^\circ \times 3.1416 / 180^\circ = 1.5708
 \end{aligned}$$

$$T_C = 107.8 \text{ kg}$$

$$\begin{aligned} T_B &= T_C + WLCF \\ &= 107.8 + (12.18 \times 53.5 \times 1.223 \times 0.4) \\ &= 426.57 \text{ kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_A &= T_B e^{CF\theta} ; \theta = 60^\circ \times 3.1416 / 180^\circ = 1.0472 \\ &= 426.57 \times e^{1.223 \times 0.4 \times 1.0472} \\ &= 711.99 \text{ kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{CB} &= T_A + WLCF \\ &= 711.99 + (12.18 \times 14.4 \times 1.223 \times 0.4) \\ &= 797.79 \text{ kg} \end{aligned}$$

ตรวจสอบ

$$\begin{aligned} T_{MAX} &= 7.162 \text{ nA}_{mm^2} \\ &= 7.162 \times 2 \times 240 \\ &= 3,437.76 \text{ kg} \end{aligned}$$

แต่จะใช้แรงในการดึงสายเคเบิลได้ดิน ได้สูงสุดไม่เกิน 2,722 kg ดังนั้น 2,722 kg > 797.79 kg OK
และถ้าใช้ Pulling Grip จับที่เปลือกสาย จะผ่านเช่นกัน (797.93 kg < 2 x 453 kg)

การพิจารณาแรงกดด้านข้าง

$$\begin{aligned} SWP (\text{ที่จุด D-C}) &= (3C-2)T_C / 3R \\ &= (3 \times 1.223 - 2) \times 107.8 / (3 \times 1) \\ &= 59.97 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \text{ OK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SWP (\text{ที่จุด B-A}) &= (3C-2)T_A / 3R \\ &= (3 \times 1.223 - 2) \times 711.99 / (3 \times 12.80) \\ &= 30.95 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \text{ OK} \end{aligned}$$

สรุปเป็นตารางการคำนวณแรงดึงสายเคเบิลใต้ดินที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่งต่างๆ ได้ดังนี้

ตารางที่ 4-7 การคำนวณแรงดึงสายเคเบิลใต้ดินที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่งต่างๆ

ที่จุด ตำแหน่ง	วิธีที่ 1 ดึงจาก CB ไป D	T_{MAX}	วิธีที่ 2 ดึงจาก D ไป CB	T_{MAX}	Side wall Pressure	
					CB ไป D	D ไป CB
CB	0.00	-	797.79	797.79		
A	135.80	-	711.99	-	9.85 (OK)	30.95 (OK)
B	226.67	-	426.57	-		
C	545.45	-	107.8	-	654.43 (NO)	59.97 (OK)
D	1,176.20	1,176.20	0.00	-		

สรุป

1.จากการตรวจสอบจะเห็นว่าทิศทางการดึงลากสายเคเบิลใต้ดินที่แตกต่างกันจะทำให้ได้ค่าแรงดึงใช้งานที่แตกต่างกันและมีผลทำให้สายอาจชำรุดได้หากใช้วิธีการดึงลากสายเคเบิลใต้ดินวิธีที่ 1 (ดึงจาก Control Building(CB) ไป D) อันเนื่องจากแรงกดด้านข้างที่จุด D

2.ส่วนใหญ่ค่าแรงดึงที่ใช้งานจะไม่เกินค่าแรงดึงสูงสุดของสายเคเบิลใต้ดิน แต่ปัญหาที่พบบ่อยๆ และเป็นจุดสำคัญ (แต่มีมุมมองข้าม) คือ ค่าแรงกดที่สายเคเบิลใต้ดินกระทำกับผนังภายในท่อ (Side wall Pressure) เพราะส่วนใหญ่ในช่วงเข้าโค้ง ถ้ารัศมีช่วงเข้าโค้งมีค่าน้อย จะมีปัญหานี้เกิดขึ้นทันทีกับอีกประเด็นหนึ่งก็คือ ทิศทางที่ป้อนสายควรจะป้อนในจุดที่ใกล้ช่วงทางโค้งหรือที่จุดโค้งจะทำให้ลดแรงกดที่ผนังท่อด้านในได้มาก



รูปที่ 4-31 แสดงการใช้สารหล่อลื่นช่วยในการดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน

4.10 ระยะห่างทางไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ

ในบางครั้งแนวการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ดินอาจอยู่แนวเดียวกันกับระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ ซึ่งระบบสาธารณูปโภคนั้นอาจได้รับผลกระทบทางไฟฟ้าจากสายเคเบิลใต้ดิน หรือจากการก่อสร้างได้ ดังนั้นผู้ออกแบบต้องกำหนดให้แนวสายเคเบิลใต้ดินอยู่ห่างจากแนวระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ ดังตารางที่ 4-8

ตารางที่ 4-8 ระยะห่างระหว่างแนวสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ

สาธารณูปโภค	ระยะห่างต่ำสุด(เมตร)	
	แนวนานกัน	แนวตัดกัน
ท่อระบายน้ำ	0.3	0.3
ท่อน้ำ	0.45	0.45
ท่อแก๊ส	0.3	0.3(1.5)
ท่อร้อยสายระบบไฟฟ้า	3	0.6
ท่อร้อยสายโทรศัพท์	0.3	0.3
ท่อไอน้ำ	3	1.2

อ้างอิงจาก Underground Transmission Systems Reference Book 1992 Edition

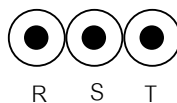
ค่าในวงเล็บ() เป็นค่าที่บริษัท ปตท. จำกัด(มหาชน) กำหนด

4.11 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน

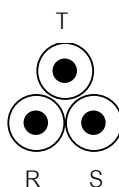
ในการจัดวางสายเคเบิลใต้ดินภายใน Cable Trench หรือภายใน Duct Bank สิ่งที่ต้องพิจารณาคือการจัดวางสายเคเบิลใต้ดินต้องให้มีการเรียงตาม Phase Relationship ทั้งนี้หากมีการจัดวางสายไม่เป็นไปตาม Phase Relationship จะทำให้ค่า Inductance ของเคเบิลแต่ละเส้นมีค่าไม่เท่ากันทำให้การรับกระแสของสายเคเบิลใต้ดินไม่เท่ากันยิ่งโหลดมีค่าสูงมากๆ กระแสที่ไหลในเคเบิลแต่ละเส้นยิ่งแตกต่างกันมาก

การจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินในระบบ 3 เฟสจัดเรียงได้ 2 วิธีคือ

1) แบบ Flat Formation



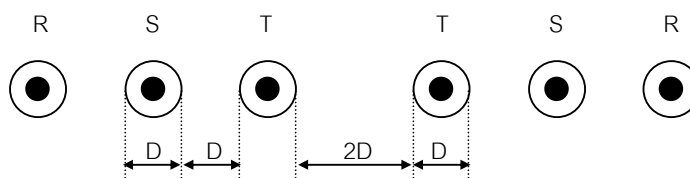
2) แบบ Trefoil Formation



ในหนังสือ Power Cables and Their Application หัวข้อ Arrangement of Cables ได้กล่าวถึงวิธีการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินไว้ดังนี้

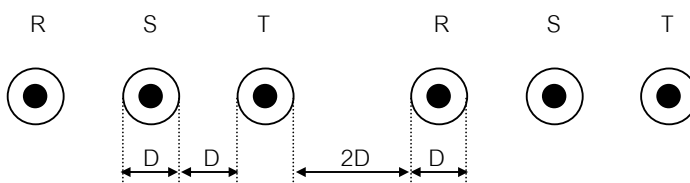
1) การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat (Flat Formation)

1.1) การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST TSR ดังแสดงในรูปที่ 4-32 การจัดวางแบบนี้ระยะห่างระหว่างเฟสเท่ากับเส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน(D) ระยะห่างระหว่างวงจรเป็น 2 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน(2D) และระหว่างวงจรเฟสที่อยู่ติดกันควรเป็นเฟสเดียวกัน ในกรณีที่ เป็นสายแบบ Bundle(สายเคเบิลใต้ดิน 2 เส้นต่อหนึ่งเฟส) การจัดเรียงแบบนี้ค่า inductance ของเฟสเดียวกันจะเท่ากันแต่ค่า inductance ของเฟส R, S, T แต่ละเฟสจะไม่เท่ากัน กระแสไหลจะแบ่งไหลภายในเฟสเดียวกันใกล้เคียงกันแต่กระแสไหลต่างเฟสกันจะแตกต่างกันบ้างแต่เมื่อเปรียบเทียบกับ การจัดตามรูปที่ 4-33 แล้วการจัดแบบนี้ดีกว่ามาก



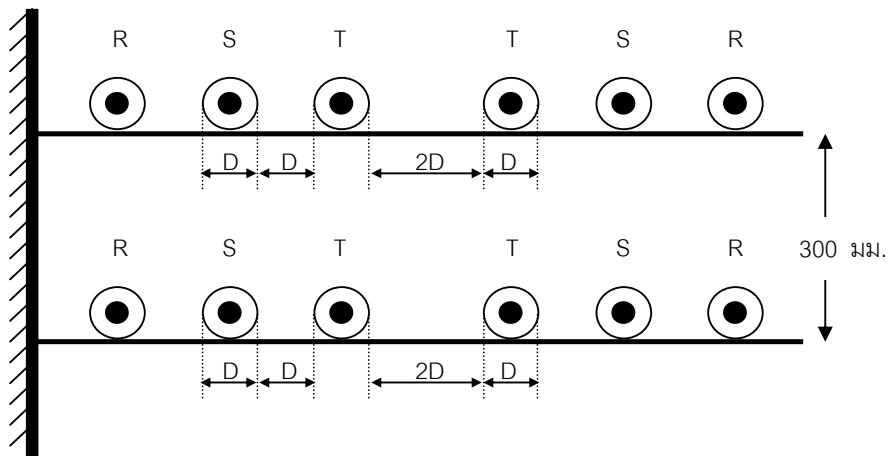
รูปที่ 4-32 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ถูกต้อง

1.2) การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST RST ดังแสดงในรูปที่ 4-33 การจัดเรียงแบบนี้(สายแบบ Bundle) นอกจากค่า inductance ของแต่ละเฟสภายในวงจรเดียวกันจะไม่เท่ากันแล้ว ค่า inductance ของเฟสเดียวกันยังไม่เท่ากันอีกด้วยผลที่เกิดขึ้นคือกระแสไหลจะไม่เท่ากันทั้งที่เป็นเฟสเดียวกันและต่างเฟสกัน



รูปที่ 4-33 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ไม่ถูกต้อง

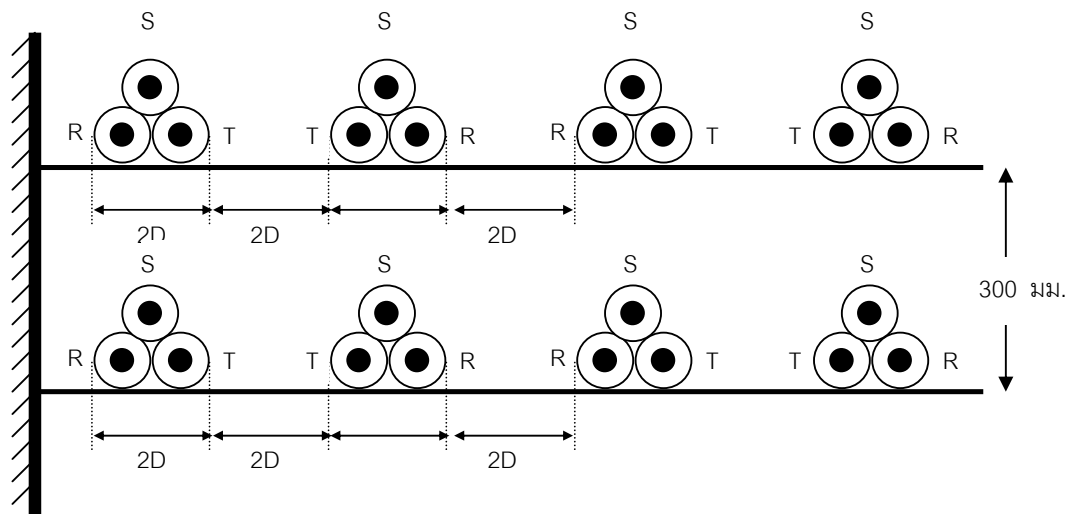
1.3) การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST RST บน RACK ดังแสดงในรูปที่ 4-34 กรณีจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Rack หลายๆชั้น ระยะห่างระหว่างชั้นไม่ควรน้อยกว่า 300 มม.



รูปที่ 4-34 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat Formation บน Rack ที่ถูกต้อง

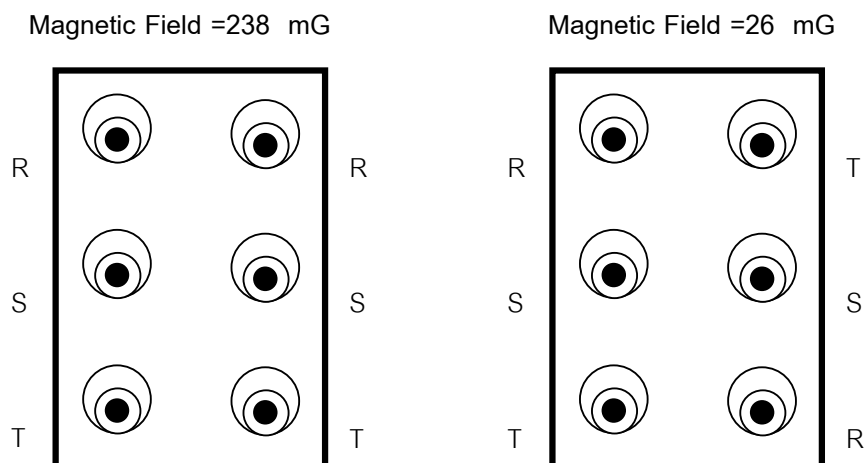
2) การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil

ดังแสดงในรูปที่ 4-35 การจัดเรียงแบบนี้ค่า inductance แต่ละเฟสในวงจรเดียวกันจะเท่ากัน



รูปที่ 4-35 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil Formation บน Rack ที่ถูกต้อง

นอกจากนี้การจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินตาม Phase Relationship ยังมีผลในเรื่องของ Magnetic Field ที่ออกมาจากสายเคเบิลใต้ดินอีกด้วยโดยในหนังสือ Underground Transmission System Reference Book 1992 Edition ได้กล่าวไว้ว่าวิธีที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดในการลดผลของ Magnetic Field จากสายส่งที่วางข้างๆคือการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินตาม Phase Relationship



รูปที่ 4-36 แสดงเปรียบเทียบการจัดเรียงสายภายใน Duct Bank 2 วิธี โดยจ่ายกระแส 700 A ทั้ง 2 วิธี

จากรูปที่ 4-36 จะแสดงให้เห็นการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินจำนวน 2 วงจรใน Duct Bank เดียวกัน 2 วิธี วิธีแรกเป็นการจัดเรียงแบบ RST RST ในแนวตั้งซึ่งมันมีข้อดีในแง่ของการปฏิบัติที่จะไม่สับสน ในการ จำแนกเฟสเมื่อลงไปปฏิบัติงานภายในบ่อพัก ส่วนวิธีที่สองเป็นการจัดเรียงแบบ RST TSR ซึ่งมีการจัดเรียง Phase Sequence ของสายเคเบิลใต้ดินทำให้ Magnetic Field ที่ออกมาต่ำกว่าการจัดเรียงแบบแรก

4.12 การทดสอบสายเคเบิลใต้ดินที่สถานที่ติดตั้ง (Field Test)

การทดสอบสายเคเบิลใต้ดินและอุปกรณ์ประกอบนั้น มีจุดประสงค์เพื่อ

1. สายเคเบิลใต้ดินมีการเสื่อมสภาพลงหรือไม่หลังจากติดตั้งใช้งานมาหลายปี
2. เป็นการทดสอบเพื่อความมั่นใจหลังการติดตั้งและหลังการต่อสาย

โดยปกติทั่วไปการทดสอบในกรณีบำรุงรักษาจะใช้แรงดันทดสอบที่ 60 % ของแรงดันที่ทดสอบที่ โรงงานผู้ผลิต การทดสอบสายเคเบิลใต้ดินด้วยแรงดันกระแสตรงจะทำการวัดความต้านทานฉนวนและตามด้วยการทดสอบ DC High Potential (DC Hi-Pot Test) การทดสอบ DC High Potential จะเป็นการทดสอบค่ากระแสรั่วไหล(Leakage Current) กับแรงดัน การทดสอบกระแสรั่วไหลกับเวลา วิธีการที่เหมาะสมในการทดสอบคือจะเริ่มด้วยการวัดค่าความต้านทานฉนวนตามด้วย DC High Potential และทดสอบวัดค่าความต้านทานฉนวนอีกครั้งเพื่อมั่นใจว่าสายเคเบิลใต้ดินจะไม่เกิดความเสียหายระหว่างการทดสอบ DC High Potential ดังแสดง ตัวอย่าง DC Hi-Pot Test Set และ Megohmmeter ในรูปที่ 4-37

DC. Hi-Pot Test



Megohmmeter

รูปที่ 4.37 แสดง DC Hi-Pot Test Set และ Megohmmeter

การวัดความต้านทานฉนวน (Insulation Resistance Measurement)

การวัดความต้านทานของฉนวนจะวัดโดยใช้เมกกะโอห์มมิเตอร์ (Megohmmeter) ค่าที่วัดได้จะอยู่ในหน่วย เมกกะโอห์ม (MΩ) เป็นวิธีการทดสอบที่ไม่ทำลาย เพื่อที่จะหา สภาพความเป็นฉนวนของสายเคเบิลใต้ดิน สำหรับตรวจสอบสิ่งปนเปื้อนที่มาจากความชื้น ฝุ่นหรือคาร์บอน ค่าแรงดันที่ใช้วัดสำหรับสายเคเบิลใต้ดินระดับแรงดันต่างๆดังแสดงในตารางที่ 4-9

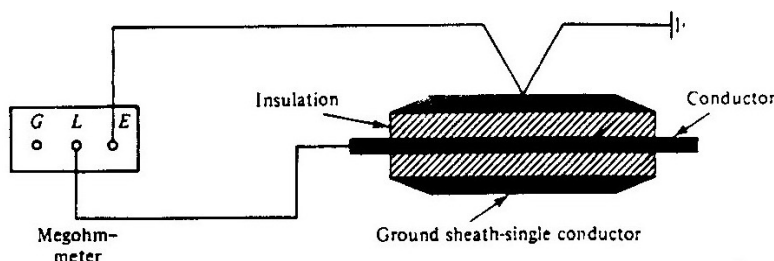
ตารางที่ 4-9 ค่าแรงดันที่ใช้วัดสำหรับสายเคเบิลใต้ดินระดับแรงดันต่างๆ

Voltage Rating of Cables (V)	Megohmmeter Voltage (V)
< 300	500
300-600	500-1,000
2,400-5,000	2,500-5,000
5,000-15,000	5,000-15,000
>15,000	10,000-15,000

อ้างอิงจาก Electrical Power Equipment Maintenance and Testing

ในการวัดความต้านทานฉนวนโดยใช้เมกกะโอห์มมิเตอร์ดังแสดงในรูปที่ 4-38 มีขั้นตอนดังนี้

1. ปลดสายเคเบิลใต้ดินจากอุปกรณ์อื่นๆเพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการจ่ายไฟอยู่ (de-energize)
2. ทำการดีสชาร์จสายเคเบิลใต้ดินโดยการต่อลงดินทั้งก่อนทดสอบและหลังทดสอบ
3. ต่อสายตัวนำที่จะทดสอบเข้ากับขั้ว L ของเครื่องวัด
4. ต่อสายชิลด์เข้ากับขั้ว E และต่อลงดิน



รูปที่ 4-38 แสดงการวัดความต้านทานฉนวนโดยใช้เมกกะโอห์มมิเตอร์

ปกติค่าความต้านทานฉนวนที่วัดระหว่างตัวนำกับกราวด์ต้องไม่ต่ำกว่า $0.5 \text{ M}\Omega$ สำหรับสายแรงต่ำ (600 V) และไม่ต่ำกว่า $2000 \text{ M}\Omega$ สำหรับสายแรงดันสูง (22 และ 33 kV)

การทดสอบ DC High Potential

เป็นการทดสอบ Dielectric Strength ของฉนวนของสายเคเบิลใต้ดิน ซึ่งสามารถแบ่งระดับขนาดของแรงดันที่ใช้ทดสอบสายเคเบิลใต้ดินได้ตามตารางที่ 4-10

ตารางที่ 4-10 ค่าระดับแรงดันที่ใช้ทดสอบ Dielectric Strength ของฉนวนของสายเคเบิลใต้ดิน

$U_o/U(U_m)$ (kV)	Installation Test ⁽¹⁾	Maintenance Test ⁽²⁾
	$4U_o$	75% of installation test
3.6/6(7.2)	14.4	10.8
6/10(12)	24	18
8.7/15(17.5)	34.8	26.1
12/20(24)	48	36
18/30(36)	72	54

⁽¹⁾ Installation Test Voltage หมายถึง แรงดันทดสอบหลังจากที่ได้ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินเสร็จเรียบร้อยแล้ว (ป้อนแรงดันที่กำหนดเป็นเวลา 15 นาที)

⁽²⁾ Maintenance Test Voltage หมายถึง แรงดันทดสอบสายเคเบิลใต้ดินหลังจากที่สายเคเบิลใต้ดินได้จ่ายไฟผ่านการใช้งานไปแล้วและต้องการทดสอบ (ป้อนแรงดันที่กำหนดเป็นเวลา 15 นาที)

ตารางค่าทดสอบดังกล่าวอ้างอิงมาจาก IEC60502-2 และ IEEE std 400-1980 ดังนี้

1. IEC60502-2 สำหรับสายเคเบิลใต้ดินระดับแรงดัน 1 kV-30 kV ระบุว่าทดสอบสายเคเบิลใต้ดินที่ติดตั้งใหม่ใช้ DC Test = $4U_0$

2. IEEE std 400-1980 กำหนดให้ Maintenance Test Voltage = 75 % of installation test voltage

4.13 การทดสอบท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

ก่อนที่จะทำการร้อยสายเคเบิลใต้ดินต้องตรวจสอบท่อร้อยสายก่อน เพื่อให้แน่ใจว่าท่อไม่ตันและไม่มีสิ่งกีดขวางซึ่งอาจจะทำให้สายเคเบิลใต้ดิน ชำรุดเสียหายเป็นอุปสรรคในการร้อยสาย โดยปกติแล้วท่อสำหรับร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ที่เป็นท่อโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) ตรงช่วงรอยต่อระหว่างท่อร้อยสายที่นำมาต่อกันเพื่อให้ได้ความยาวตามที่ต้องการนั้น หากต่อกันไม่สนิทหรือหลวมล้ากันอยู่จะทำให้มีน้ำปน หรือเศษทรายและดิน เข้าไปในท่อได้ ซึ่งทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือชำรุดเสียหายต่อสายเคเบิลใต้ดิน และการฝังท่อที่มีระยะทางยาวมากนั้นอาจจะทำให้ท่อเคลื่อนย้ายไปมาไม่ได้แนวตรง ก็เป็นอุปสรรคอีกอย่างหนึ่ง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีเครื่องมือและวิธีการสำหรับตรวจสอบเพื่อที่จะได้ทราบว่าท่อใช้งานได้หรือไม่ เพื่อที่จะได้ทำการร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ต่อไป

1.) ขั้นตอนการตรวจสอบคุณภาพท่อร้อยสายไฟฟ้าก่อนการก่อสร้าง

การทดสอบจากการสุ่มตรวจที่หน้างาน (Site Test)

- สุ่มตัวอย่างจากท่อที่นำส่งเข้ามาที่โครงการก่อสร้าง
- ทำการตรวจสอบสภาพทั่วไปด้วยสายตา เช่น สี ขนาด แถบแสดงการผลิตอยู่ในสภาพที่ดี
- วัดขนาด ความหนา เส้นผ่านศูนย์กลางของท่อ (ID , OD)
- ใช้ลูก Dummy เพื่อทดสอบสภาพของผนังท่อร้อยสายด้านใน

2.) ขั้นตอนการตรวจสอบท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

เมื่อได้ทำการก่อสร้างแนวท่อร้อยสายเสร็จเรียบร้อยแล้ว ก่อนซ่อมแซมผิวถนน จะต้องดำเนินการล้างทำความสะอาดและทดสอบท่อร้อยสายทุกท่อ ซึ่งมีขั้นตอนวิธีการดังนี้

2.1) ตรวจสอบและล้างทำความสะอาดท่อร้อยสาย ให้ดำเนินการดังนี้

2.1.1) ใช้ถุงพลาสติกผูกสี่มุมเป็นร่มใส่เข้าไปในท่อร้อยสาย ตามด้วยเชือกไนลอนขนาด ϕ 1/8 นิ้ว (ควรเป็นเชือกไนลอนที่เชื่อยุ่ยในน้ำนานๆ ได้) แล้วฉีดน้ำจากเครื่องสูบน้ำเพื่อดันร่มให้ไหลออกด้านหนึ่ง

2.1.2) ร้อยเชือกไนลอนขนาด ϕ 1/2 นิ้ว หรือโตกว่าเข้าไปในท่อร้อยสาย โดยผูกเข้ากับเชือกไนลอน ขนาด ϕ 1/8 นิ้ว ตามข้อ 2.1.1 แล้วดึงร้อยในท่อ



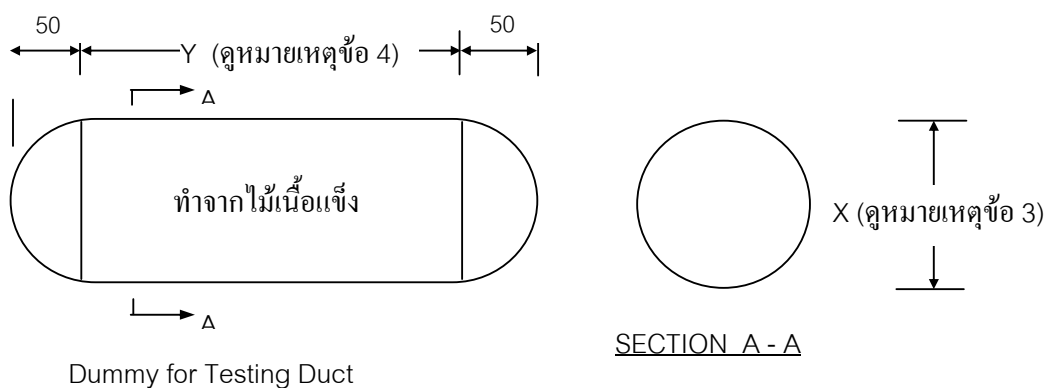
- ท่อร้อยสายดิบเกิดจากการดึงท่อลอดแบบ HDD ใช้แรงดึงมากอาจใช้ลูก dummy ตั้งแต่นขนาดที่ลากผ่านและเพิ่มขนาดไปจนขนาดใหญ่
- ท่อร้อยสายขาดมักเกิดตรงรอยต่อระหว่างบ่อพัก กับ duct bank หรือ duct กับ pipe jacking ต้องเปิดหน้าดินซ่อม
- รอยต่อท่อขุดด้วยบริเวณปากท่อที่ต่อกันและอาจมีน้ำปนไหลเข้าท่อต้องเปิดหน้าดินซ่อม
- ท่อตันจากการไม่ปิดอุดท่อในระหว่างรอกการร้อยสายมีเศษวัสดุเข้าท่อ

2.1.4) ถ้าไม่สามารถดำเนินการตามข้อ 2.1.1 ได้ สามารถใช้ Rod Duct (PVC) ตามที่แสดงในรูป 4-41 สอดเพื่อร้อยเชือกก็ได้ ทั้งนี้ในกรณีนี้ก่อนการก่อสร้างจะต้องตรวจสอบ พิจารณารั้วตอนวิธีการก่อสร้างวางท่อ เทคอนกรีต ไม่ให้มีเศษหินดินปูนทราย ฯลฯ เข้าในท่อร้อยสายโดยเด็ดขาด



รูปที่ 4-41 Rod Duct (PVC)

2.1.5) ให้ทดสอบท่อร้อยสายโดยใช้ Dummy ซึ่งมีขนาดเล็กกว่าเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ 12 มม. ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 4-42 ลากผ่านท่อร้อยสาย โดยผูกเข้ากับเชือกในลอนขนาด ϕ 1/2 นิ้ว ตามข้อ 2.1.2 และให้ใช้แรงงานคนหรือแรงดึงไม่เกิน 50 kg ถ้าไม่สามารถลาก Dummy ผ่านได้ตลอดหรือใช้แรงดึงสูงเกิน 50 kg จะต้องตรวจสอบและแก้ไขจนสามารถลาก Dummy ผ่านไปได้



รูปที่ 4-42 ลักษณะ Dummy ที่ใช้ในการทดสอบ

หมายเหตุ

1. Dummy ใช้สำหรับทดสอบท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินระบบ 22,33 & 115 kV
2. Dummy ทำจากไม้เนื้อแข็ง (มิติเป็นมิลลิเมตร)
3. เส้นผ่านศูนย์กลางของลูก Dummy หากนำขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อร้อยสายที่จะทดสอบลบด้วย 12 มม.
4. การทดสอบท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินให้ใช้ลูก Dummy ขนาดความยาว 400 มม. ส่วนการทดสอบท่อร้อยสายช่วงขึ้นเสา Riser Pole ให้ใช้ลูก Dummy ขนาดความยาว 200 มม.

2.1.6) ทดสอบท่อ Elbow 90° ขึ้นเสา Riser Pole ให้ใช้ Dummy ขนาดเล็กกว่าเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ 12 มม. ลากทดสอบเฉพาะท่อ Elbow ที่จุดขึ้นเสา Riser Pole เท่านั้น

2.1.7) กรณีทดสอบไม่ผ่านตามข้อ 2.1.5 และ 2.1.6 ให้ใช้สายเคเบิลใต้ดินขนาด 3-1/C, 400 mm² XLPE, 22 kV ความยาว 5 เมตร ลากเข้าไปในทุกท่อร้อยสายที่ทำการซ่อมเพื่อตรวจสอบสภาพผิวเปลือกสาย โดยเปลือกสายที่ทดสอบต้องไม่มีรอยถลอก รอยขีดหรือชำรุด

2.1.8) เมื่อดำเนินการเสร็จและผ่านการทดสอบแล้ว จะต้องทำการอุดท่อร้อยสายทุกท่อทันที โดยใช้ปลั๊กอุดตามแบบมาตรฐาน กฟภ. ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 4-43 และขนาดต้องให้เหมาะสมกับท่อร้อยสายชนิดนั้นๆ พร้อมทั้งร้อยเชือกไนลอนขนาด ϕ 1/8 นิ้ว ไว้ด้วยทุกท่อร้อยสาย



รูปที่ 4-43 Plastic Plug

2.2) ตรวจสอบการปิดปลายท่อร้อยสายใต้ดินส่วนที่โผล่จากพื้นดิน (ที่เสาดัน Riser Pole) จุดประสงค์เพื่อให้มีการปิดปลายท่อร้อยสายใต้ดินส่วนที่โผล่พ้นจากพื้นดิน(เสาดัน Riser Pole) ซึ่งยังไม่ได้ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน ดังแสดงในรูปที่ 4-44 ป้องกันไม่ให้เกิดการทิ้งสิ่งของลงไปในท่อ ซึ่งจะทำให้ท่ออุดตัน และลากสายเคเบิลใต้ดินในภายหลังได้ยาก ฝาปิดจะต้องทำจากพลาสติกโดยมีส่วนผสมของ Carbon Black เพื่อให้ทนต่อแสงแดด(รังสี ultra violet) ได้ดี หรือทำจาก Neoprene Rubber ซึ่งเป็นยางชนิดที่ทนต่อแสงแดดได้ดี สำหรับการติดตั้งให้ดำเนินการตามแบบมาตรฐานเลขที่ SA1-015/31022 (การประกอบเลขที่ 7232)



รูปที่ 4-44 แสดงการปิดปลายท่อ

บทที่ 5

กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำ

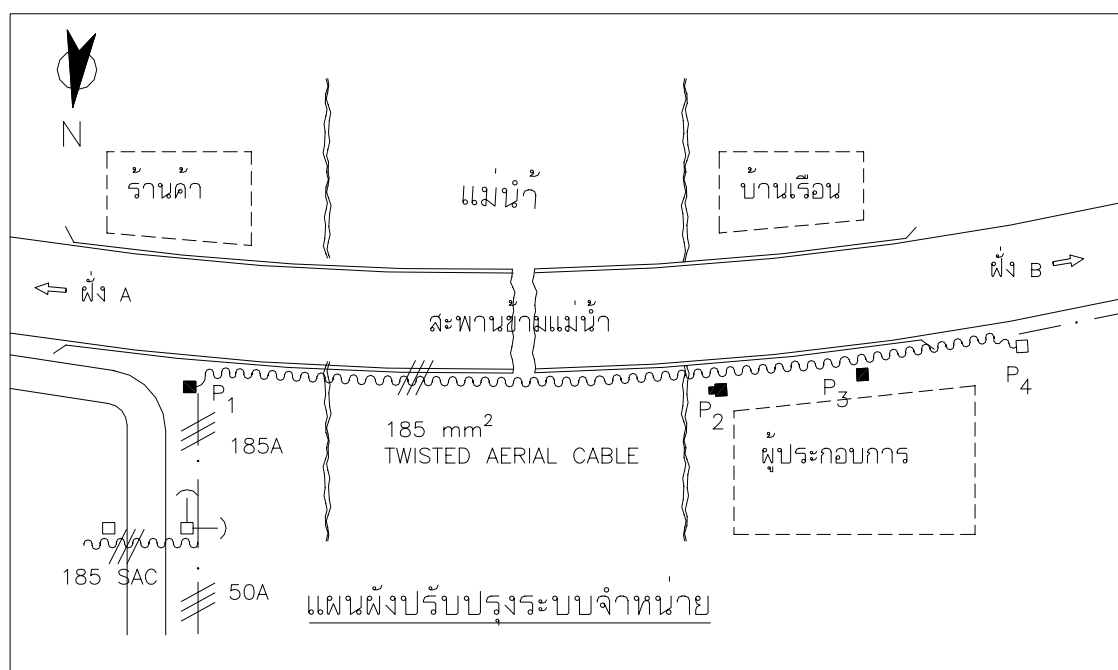
การออกแบบปรับปรุงระบบจำหน่ายข้ามแม่น้ำ ไม่ว่าจะก่อสร้างด้วยโครงสร้าง H-Frame หรือเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยว หรือก่อสร้างด้วยเคเบิลใต้ดิน จะต้องทำการสำรวจ กำหนดจุดปักเสาและจุดขึ้นลงในตำแหน่งต่างๆ และเมื่อได้ข้อมูลต่างๆแล้วต้องมีการคำนวณความมั่นคงแข็งแรงของเสาแรงดึงในสาย เป็นต้น โดยใช้หลักการที่ได้กล่าวมาในบทที่เกี่ยวข้องก่อนหน้านี้มาพิจารณา ในบทนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยวและสายเคเบิลใต้ดินเพื่อเป็นกรณีศึกษาให้ผู้เกี่ยวข้องใช้เป็นแนวทางในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำต่อไป

5.1 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยว(TAC)

การไฟฟ้าแห่งหนึ่งต้องการออกแบบก่อสร้างปรับปรุงระบบจำหน่าย 33 kV จำนวน 1 วงจร ข้ามแม่น้ำ โดยมีโหลดประมาณ 9 MVA

การพิจารณารูปแบบการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำได้ดังนี้

- 1) การเลือกรูปแบบการก่อสร้างให้พิจารณาจากแบบหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายช่วงข้ามแม่น้ำแบบเลขที่ SA2-015/51022(การประกอบเลขที่ 9508)
- 2) จากข้อ 1) เลือกการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกิลยวเนื่องจากมีพื้นที่ไม่เพียงพอที่จะก่อสร้างเป็นเสาคู่ H-Frame ได้



รูปที่ 5-1



รูปที่ 5-2 ภาพถ่าย ฝั่ง A



รูปที่ 5-3 ภาพถ่าย ฝั่ง B

การออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกียวกวสิ่งทีควรพิจารณาคือ

1) ขนาดของสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกียวกว ต้องสอดคล้องกับโหลดทีใช้งาน สำหรับโหลด 9 MVA เลือกใช้สายขนาด 185 ตร.มม.

2) ตัวสะพาน ว่ามีลักษณะอย่างไร เพื่อกวได้ออกแบบโครงเหล็กสำหรับเกาะสะพานและรองรับการพาดสาย TAC ซึ่งโครงเหล็กสำหรับเกาะสะพานขึ้นอยู่กับลักษณะของตัวสะพาน ในทีนี้สะพานไม่มีทางเดินเท้า และไม่มีพื้นที่ทวให้ยึดเกาะด้านใต้สะพานได้ จึงจำเป็นต้องออกแบบระบบจำหน่ายเกาะด้านข้างสะพาน

3) การกำหนดจุดปักเสาเพื่อรองรับสาย TAC ด้านก่อนเกาะสะพาน จะต้องหลีกเลี่ยงบริเวณแอ่งน้ำทางไหลของน้ำ ท้องล่ง หากมีความจำเป็นจะต้องพิจารณามาตรการป้องกันเสาล้มต่างๆเพิ่มเติม ตามทีแสดงในรูปที 5-1 ถึง 5-3

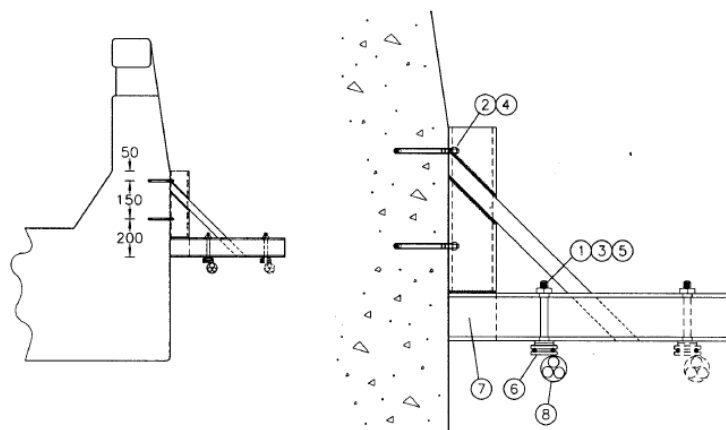
4) ระยะห่างทางไฟฟ้าทั้งในแนวตั้งและแนวระดับ โดยเฉพาะเสาดันเปลี่ยนชนิดสายทีจำเป็นต้องปักใกล้สะพานในส่วนทีบุคคลอาจจะเข้าถึงหรือสัมผัสได้จากบนสะพานจะต้องมีระยะห่างทีปลอดภัยอย่างเพียงพอจากส่วนทีมีไฟ(Live part)ในแนวระดับไม่น้อยกว่ำ 1.80 ม. และสำหรับสายทีเกาะสะพานเมื่อปล่อย sag แล้วจะต้องไม่ต่ำกว่ำท้องสะพานรวมถึงระยะห่างในแนวตั้งต่างๆต้องไม่น้อยกว่ำตามทีมาตรฐานกำหนดไว้

5) ความมั่นคงแข็งแรงของเสา โดยพิจารณาระยะห่างของเสา แรงดึงทีกระทำกัเสา

ในลำดับต่อไปจะกล่าวถึงการพิจารณาออกแบบและคำนวณในส่วนต่างๆ

1. การพิจารณาเพื่อเลือกรูปแบบการติดตั้งโครงเหล็กเกาะสะพาน

ในตัวอย่างนี้ได้พิจารณาโครงเหล็กเป็นลักษณะตัว L ดังรูปที 5-4 เพื่อเกาะสะพานด้านข้าง ตามแบบ “โครงเหล็กสำหรับแขวนสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกียวกว 1-2 วงจร เกาะกัสะพาน แบบ SBT-1” แบบเลขที SA2-015/52012 (การประกอบเลขที 2332, 3921)



รูปที 5-4 การยึดโครงเหล็กกัสะพาน

ในการติดตั้งโครงเหล็กกัสะพานและการพาดสาย TAC มีข้อพิจารณาดังนี้

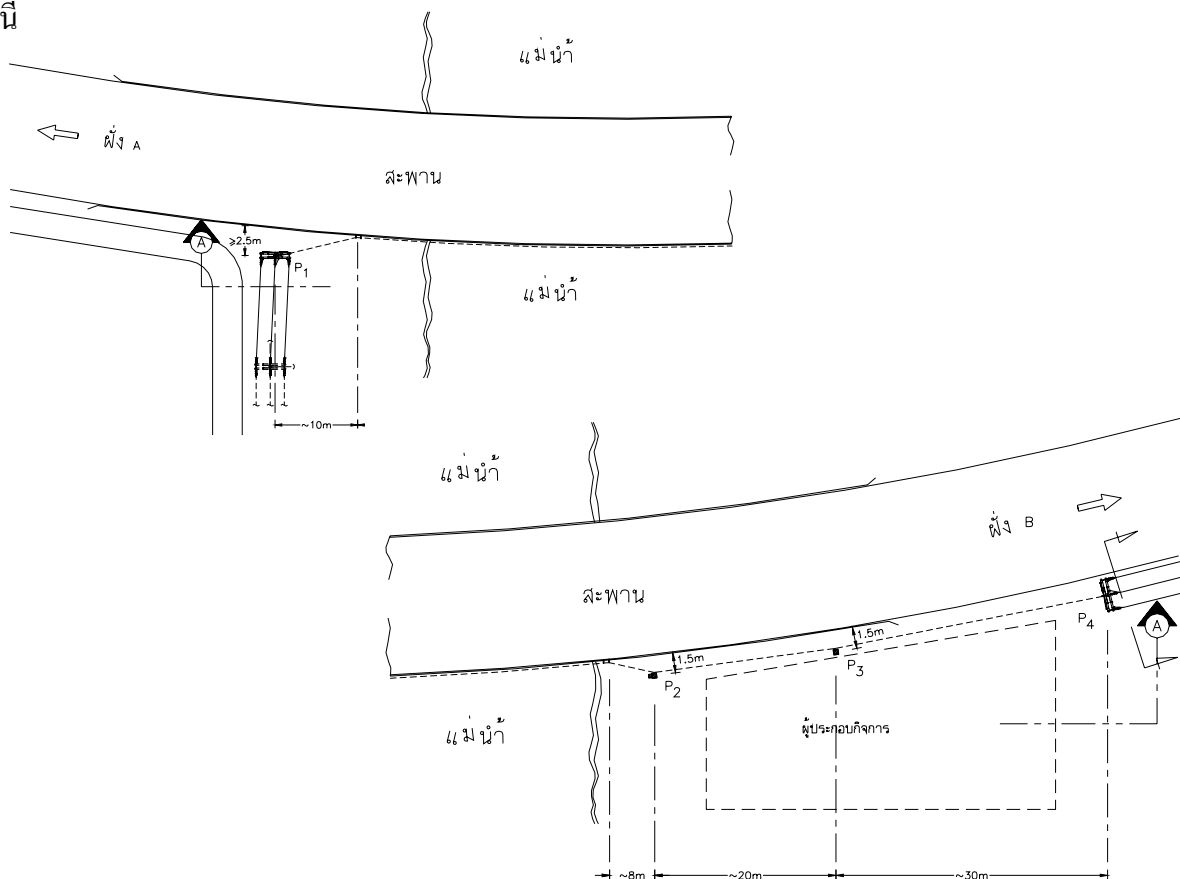
1. จุดติดตั้งโครงเหล็กเกาะสะพานจุดแรกให้ติดตั้งโครงเหล็กจำนวน 2 ชุด ตามแบบ “การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูง 22 และ 33 kV 1-2 วงจร เกาะสะพาน ด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกียวกว”

แบบเลขที่ SA2-015/52008 (การประกอบเลขที่ 2326, 3915) เพื่อความมั่นคงแข็งแรง และการจับยึดสาย TAC กับโครงเหล็กควรระมัดระวังไม่ให้เกิดการเสียดสีหรือทำให้สายเคเบิลถูกบาด เนื่องจากเป็นจุดแรกของการเกาะสะพานทุกระยะ 10 เมตร จะมีมุมเบี่ยงเบนเกิดขึ้นในการพาดสาย หลังจากนั้นใช้โครงเหล็กจับยึดเพียง 1 ชุด ตลอดความยาวของการเกาะสะพานและการก่อสร้างต้องระมัดระวังเรื่องสายอาจจะถูกบาดจากการติดตั้ง

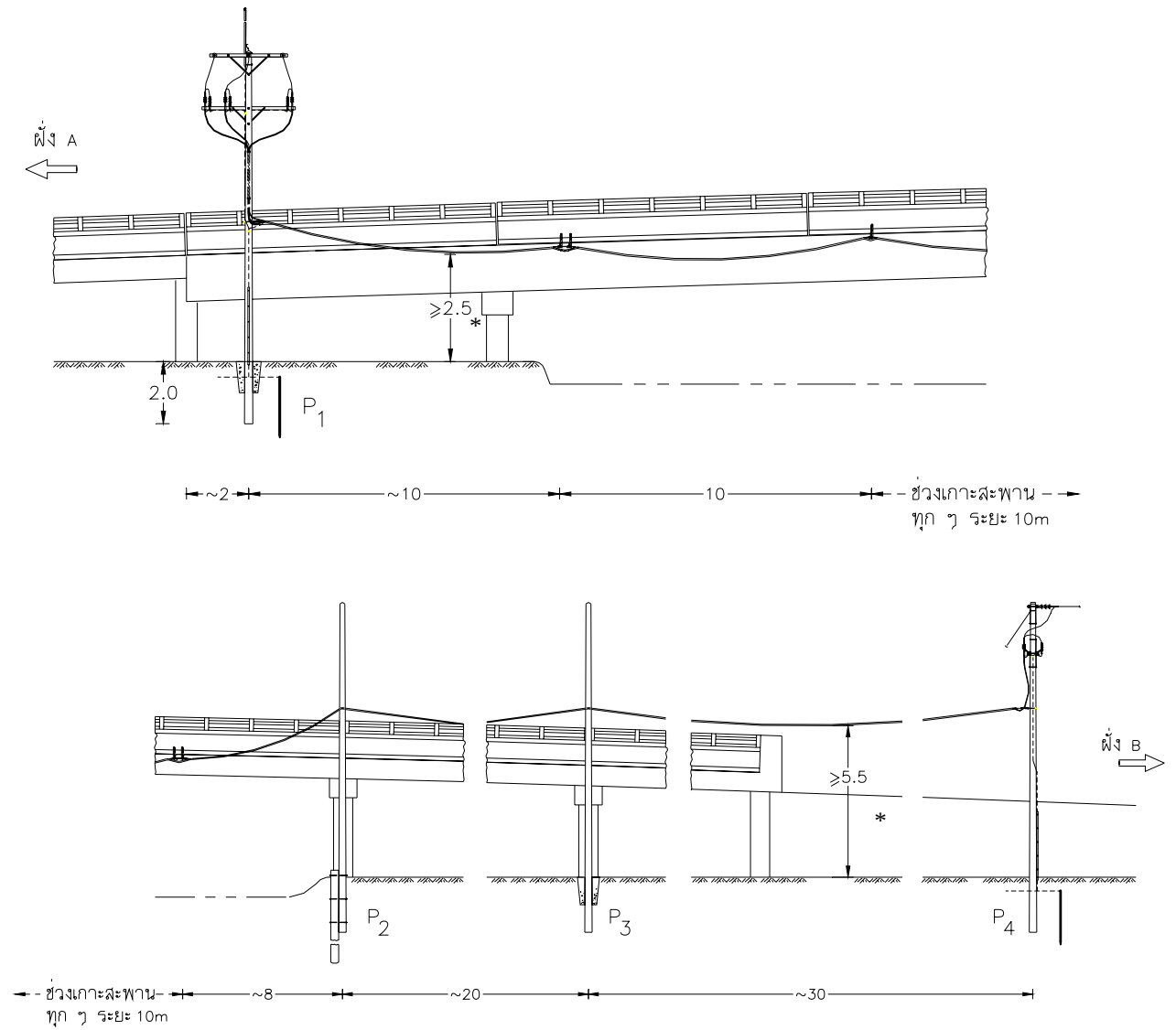
2. การเจาะรูสะพานสำหรับติดตั้งพุกเคมีต้องทำด้วยความประณีต ไม่ทำให้บริเวณที่เจาะและบริเวณใกล้เคียงเกิดความเสียหาย กรณีมีการเจาะรูแล้วไม่ได้ใช้งานต้องอุดด้วย EPOXY
3. การพาดสาย TAC ตลอดช่วงที่ติดตั้งเกาะกับสะพาน ต้องระมัดระวังไม่ให้เคเบิลถูกบาดหรือได้รับการเสียดสี เนื่องจากการแกว่งของสาย เช่น เมื่อนำสายสายสะพานเข้าแคลมป์เพื่อจับยึด ต้องปล่อยให้เคเบิลหย่อนตัวไม่ตึงหรือแนบกับแคลมป์
4. ระยะหย่อนยานของสายเมื่อปล่อย sag แล้วต้องไม่ต่ำเลยท้องสะพาน

2. การพิจารณาจุดปักเสาและความมั่นคงแข็งแรงของเสา

จากการพิจารณาตามผังได้กำหนดจุดปักเสา ให้ต้น P1 และ P4 เป็นต้นก่อนเกาะสะพานและเป็นต้นเปลี่ยนชนิดสาย ดังแสดงในรูปที่ 5-5 และ 5-6 โดยสายเมนที่เดินมาเป็นสายอะลูมิเนียมและกำหนดให้ระยะห่างระหว่างเสาที่จะเข้า P1 เป็นช่วงไม่รับแรงดึง(Slack span) ฉะนั้นพิจารณาความมั่นคงแข็งแรงของเสาต้น P1 ได้ดังนี้



รูปที่ 5-5



* ระยะความสูงของสายขึ้นอยู่กับโครงสร้างสะพานและจุดที่จะพาดผ่านโดยต้องมีระยะห่างทางไฟฟ้าไม่น้อยกว่ามาตรฐาน

รูปที่ 5-6 แสดงตำแหน่งเสาและ การยึดโครงเหล็กเกาะสะพาน

ข้อมูลของสาย มีดังนี้

ชนิดของสาย	พื้นที่หน้าตัด (ตร.มม.)	เส้นผ่าน ศูนย์กลาง (ม.)	จำนวนสาย (เส้น)	น้ำหนัก (กก./ม.)	น้ำหนัก (W_R) (กก./ม.)
สาย TAC 33 เควี	185	0.099	1 (3 core with messenger wire)	6.025	7.21
สายอะลูมิเนียมเปลือย 33 เควี	185	0.01764	3	0.509	0.87

2.1 พิจารณาความแข็งแรงของเสา P1 ซึ่งเป็นเสาดันเปลี่ยนสายและเป็นต้นก่อนเกาะสะพาน สามารถคำนวณโมเมนต์ดัดที่เกิดจากแรงลมกระทำที่เสาไฟฟ้า ตามบทที่ 3 ได้ดังนี้

1) BM_c ที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย (พาดสายบนเสา 12.0 ม.)

$$\text{จาก } BM_c = 40 \times d \times L \times H \times n$$

1.1) BM_{c1} ของสายอะลูมิเนียมเปลือย 185 ตร.มม. (คิดที่ slack span ≤ 20 ม.)

$$= 40 \times 0.01764 \times 10 \times 9.85 \times 3 = \underline{208.51} \text{ กก.-ม.}$$

1.2) BM_{c2} ของสาย TAC 185 ตร.มม. (คิดที่ slack span ≤ 10 ม. และความสูงของจุดเข้าสาย TAC ที่เสา P1 ≈ 6.0 ม.)

$$\text{มีโมเมนต์เกิดจากแรงลม } BM_{c2} = 40 \times 0.099 \times 5 \times 6.00 \times 3 = \underline{118.8} \text{ กก.-ม.}$$

1.3) แรงดึงของสาย TAC เมื่อ sag 0.5 ม. ช่วงต่อไปยังสะพาน (W_R ของสาย = 7.21 kg/m)

$$T = W_R L^2 / 8s = 7.21 (5^2) / (8 \times 0.5) = 45.1 \text{ กก.}$$

$$\text{มีโมเมนต์เกิดจากแรงดึง} = BM_{SA} = 2 \times T \times \sin \alpha / 2 \times h \times n$$

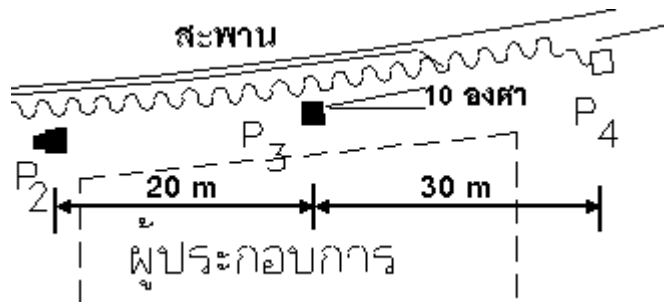
$$= 2 \times 45.1 \times \sin (45/2) \times 6 \times 1 = \underline{207.1} \text{ กก.-ม.}$$

2) โมเมนต์เกิดจากแรงลมปะทะเสา 12.0 ม. = 700 กก.-ม. (ดูข้อมูลเสาจากภาคผนวก)

$$\text{รวมโมเมนต์ทั้งหมด} = (1.1) + (1.2) + (1.3) + (2) = 1,234.41 \text{ กก.-ม.}$$

$$\therefore SF. = 7,650 / 1,234.41 = 6.19 \text{ OK (เสามีความแข็งแรงเพียงพอเนื่องจาก SF มากกว่า 3.0)}$$

2.2 พิจารณาความแข็งแรงของเสา P3 โดยใช้เสา 12.0 ม. ซึ่งเป็นต้นพาดสาย TAC 1 วงจร มุม 10 องศา span $L1 = 20$ ม, $L2 = 30$ ม ดังรูป



1) BM_c ที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย (ระดับพาดสายสูง 6.5 m)

$$\text{จาก } BM_c = 40 \times d \times L \times H \times n$$

$$= 40 \times 0.099 \times (20/2 + 30/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{643.5} \text{ กก.-ม.}$$

2) เนื่องจากการพาดสายมีมุมทางโค้ง ฉะนั้นจึงต้องพิจารณาแรงดึงของสาย TAC โดยด้าน $L1$ ปล่อย sag = 0.3 ม. และด้าน $L2$ ปล่อย sag = 0.7 ม.

$$(2.1) \text{ พิจารณาด้าน } L1: T_1 = W_R L^2 / 8s = 7.21 (10^2) / (8 \times 0.3) = 300.41 \text{ กก.}$$

มีโมเมนต์เกิดจากแรงดึง $BM_{SA} = 2 \times T \times \sin \alpha / 2 \times h \times n$

$$T_1 = 2 \times 300.41 \times \sin (10/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{340.37} \text{ กก.-ม.}$$

$$2.2) \text{ พิจารณาด้าน } L2: T_2 = W_R L^2/8s = 7.21 (15^2) / (8 \times 0.7) = 289.7 \text{ กก.}$$

$$\text{มีโมเมนต์เกิดจากแรงดึง } T_2 = 2 \times 289.7 \times \sin (10/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{328.24} \text{ กก.-ม.}$$

$$3) \text{ โมเมนต์เกิดจากแรงลมปะทะเสา } 12.0 \text{ ม.} = \underline{700} \text{ กก.-ม. (ดูข้อมูลเสาจากภาคผนวก)}$$

$$\text{รวมโมเมนต์ทั้งหมด} = (1) + (2.1) + (2.2) + (3) = 2,012.11 \text{ กก.-ม.}$$

$$\therefore SF. = 7,650 / 2,012.11 = 3.8 \text{ OK (เสามีความแข็งแรงเพียงพอเนื่องจาก SF มากกว่า 3.0)}$$

2.3 พิจารณาความแข็งแรงของเสา P2 ใช้เสา 12.0 ม. พาดสาย TAC ก่อนเกาะสะพาน

$$1) BM_c \text{ ที่เกิดจากลมพัดปะทะสาย (ระดับความสูงพาดสาย 6.5 m)}$$

$$= 40 \times 0.099 \times (20/2 + 8/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{360.36} \text{ กก.-ม.}$$

$$2) \text{ เนื่องจากการพาดสายมีมุมทางโค้ง ฉะนั้นจึงต้องพิจารณาแรงดึงของสาย TAC โดยด้าน span ระหว่างเสา P2 กับ P3 ปล่อย sag = 0.3 ม. และด้านเกาะสะพานปล่อย sag = 0.5 ม.}$$

$$2.1) \text{ พิจารณาด้าน 20 m: } T_1 = W_R L^2/8s = 7.21 (10^2) / (8 \times 0.3) = 300.41 \text{ กก.}$$

$$BM_{SA} = 2 \times T \times \sin \alpha / 2 \times h \times n$$

$$\text{มีโมเมนต์เกิดจากแรงดึง } T_1 = 2 \times 300.41 \times \sin (10/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{340.37} \text{ กก.-ม.}$$

$$2.2) \text{ พิจารณาด้านเกาะสะพาน มุม 45 องศา :}$$

$$T_2 = W_R L^2/8s = 7.21 (4^2) / (8 \times 0.5) = 28.84 \text{ กก.}$$

$$\text{มีโมเมนต์เกิดจากแรงดึง } T_2 = 2 \times 28.84 \times \sin (45/2) \times 6.5 \times 1 = \underline{143.47} \text{ กก.-ม.}$$

$$3) \text{ โมเมนต์เกิดจากแรงลมปะทะเสา } 12.0 \text{ ม.} = \underline{700} \text{ กก.-ม. (ดูข้อมูลเสาจากภาคผนวก)}$$

$$\text{รวมโมเมนต์ทั้งหมด} = (1) + (2.1) + (2.2) + (3) = 1,544.2 \text{ กก.-ม.}$$

$$\therefore SF. = 7,650 / 1,544.2 = 4.95 \text{ OK (เสามีความแข็งแรงเพียงพอเนื่องจาก SF มากกว่า 3.0)}$$

สำหรับเสาดัน P1 ซึ่งเป็นเสาดันเปลี่ยนสายและเสาดัน P2 เป็นต้นสุดท้ายก่อนเกาะสะพาน แม้ว่ามีความมั่นคงแข็งแรงเพียงพอแต่ก็ต้องเสริมความมั่นคงแข็งแรงด้วยเนื่องจากเป็นพื้นที่ดินอ่อน ใกล้แหล่งน้ำ และเป็นเสาดันสุดท้าย

2.4 พิจารณาความแข็งแรงของเสา P4 ซึ่งเป็นโครงสร้างต้นสุดท้ายและมีการเปลี่ยนชนิดของสาย ก่อนที่จะเดินต่อไปที่เสาดัน P3 และ P2 ตามลำดับนั้น เสาต้น P4 สามารถจัดทำกรยึดโยงต้นเข้าปลายสายได้ ทำให้มีความมั่นคงแข็งแรงเพียงพอและเป็นไปตามมาตรฐาน กฟภ.



5.2 กรณีศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายเคเบิลใต้ดิน

การพิจารณารูปแบบการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำได้ดังนี้

- 1) การเลือกรูปแบบการก่อสร้างให้พิจารณาจากแบบหลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายช่วงข้ามแม่น้ำแบบเลขที่ SA2-015/51022(การประกอบเลขที่ 9508)
- 2) จากข้อ 1) เลือกการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายเคเบิลใต้ดิน เนื่องจากไม่สามารถก่อสร้างระบบจำหน่ายข้ามแม่น้ำเป็นแบบเหนือดิน(แบบเสาสูง H-Frame หรือเกาะสะพานด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลือ)ได้

ในการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูงเกาะสะพานด้วยสายเคเบิลใต้ดินนั้นต้องสำรวจพื้นที่เพื่อหาข้อมูลประกอบการพิจารณาออกแบบดังนี้

1. สำรวจความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด

ในการที่จะพิจารณาเลือกขนาดสายเคเบิล ผู้ออกแบบต้องทราบความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด และควรพิจารณาเพื่อความต้องการในอนาคตด้วย เพื่อหาจำนวนวงจรและค่ากระแสใช้งานสูงสุดที่สายเคเบิลต้องสามารถรองรับได้โดยที่ไม่ทำให้สายเคเบิลเสียหาย พิกัดกระแสใช้งานของสายเคเบิลสามารถดูได้จากตารางที่ 4.5 ในบทที่ 4

2. สำรวจสะพาน และพื้นที่บริเวณรอบๆ

ในการออกแบบจำเป็นต้องรู้ความยาวของสะพาน ลักษณะของสะพานเพื่อพิจารณาเลือกรูปแบบการจับยึดกับตัวสะพาน สิ่งก่อสร้างต่างๆ รอบๆพื้นที่ว่าจะเป็นอุปสรรคในการก่อสร้างหรือไม่

3. สำรวจตำแหน่งที่จะก่อสร้างต้น Riser Pole

ในการพิจารณาหาตำแหน่งก่อสร้างต้น Riser Pole นั้น ควรอยู่ในแนวเดียวกับระบบจำหน่าย และในกรณีที่ไม่มีบ่อพักสายอยู่ใกล้ๆ ต้น Riser Pole ควรอยู่ห่างจากบริเวณสะพานไม่เกิน 80 เมตร เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาในการดึงลากสาย แต่ถ้าสะพานมีความยาวไม่มาก ต้น Riser Pole ก็สามารถอยู่ห่างจากบริเวณสะพานเกิน 80 เมตรได้

4. สำรวจตำแหน่งที่จะก่อสร้างบ่อพักสาย(Manhole)

ในการพิจารณาหาตำแหน่งก่อสร้างบ่อพักสายนั้น ควรหาตำแหน่งที่แนวของ Duct Bank ที่ออกจากบ่อพักไปยังตัวสะพานได้แนวตรงที่สุด และควรอยู่ใกล้ตัวสะพานให้มากที่สุดเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาในการดึงลากสาย

ตัวอย่างการพิจารณาออกแบบโดยใช้สายเคเบิลใต้ดินติดตั้งเกาะกับสะพาน

1. ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด

จากการสำรวจความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบจำหน่าย 22 kV อยู่ที่วงจรละ 4 MVA จำนวน 2 วงจร

$$S = \sqrt{3}VI$$

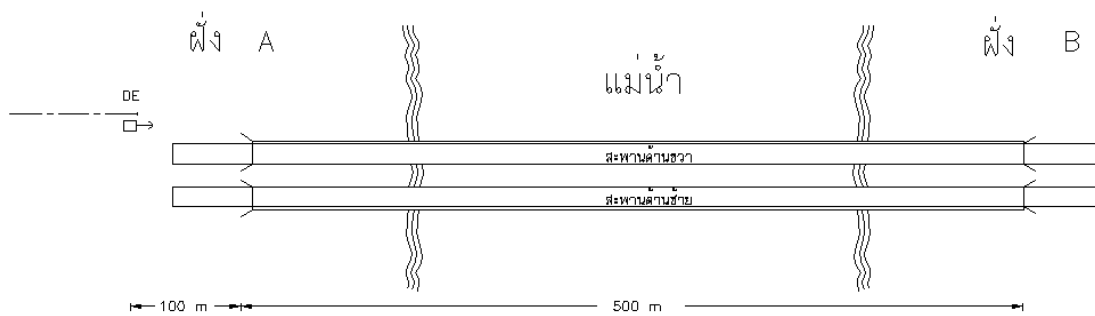
$$I = \frac{S}{\sqrt{3V}}$$

$$I = \frac{4 \times 10^6}{\sqrt{3 \times 22 \times 10^3}}$$

$$I = 104.97 \text{ แอมป์}$$

จากตารางที่ 4.5 ในบทที่ 4 สายเคเบิลขนาด 240 ต.มม. จำนวน 2 วงจร ที่ความลึก 4 เมตร สามารถจ่ายกระแสได้ 302 แอมป์ ดังนั้นจึงเลือกสายเคเบิลขนาด 240 ต.มม.

2. สะพาน และพื้นที่บริเวณรอบๆ



รูปที่ 5-7 บริเวณสะพานด้านฝั่ง A

ตัวสะพานยาว 500 เมตร ทางด้านฝั่ง A เป็นพื้นที่โล่งไม่มีสิ่งปลูกสร้าง บริเวณด้านซ้ายของตัวสะพานมีสายโทรศัพท์เกาะอยู่ ระบบจำหน่ายอยู่ทางฝั่งขวาของตัวสะพาน ระบบจำหน่ายต้นสุดท้ายอยู่ห่างจากคอสะพานประมาณ 100 เมตร



รูปที่ 5-8 บริเวณสะพานด้านฝั่ง B

ทางด้านฝั่ง B เป็นพื้นที่โล่งไม่มีสิ่งปลูกสร้าง สภาพดินเดิมต่ำกว่าผิวถนนมาก บริเวณด้านซ้ายของตัวสะพานมีสายโทรศัพท์เกาะอยู่ ระบบจำหน่ายมีแผนจะก่อสร้างอยู่ทางฝั่งขวาของตัวสะพาน

3. ตำแหน่งที่จะก่อสร้างต้น Riser Pole

พิจารณาเลือกบริเวณฝั่งด้านขวาของตัวสะพานซึ่งเป็นแนวเดียวกันกับระบบจำหน่าย และกำหนดให้ต้น Riser Pole อยู่ห่างจากคอสะพานฝั่ง A ประมาณ 60 เมตร และห่างจากคอสะพานฝั่ง B ประมาณ 40 เมตร

4. ตำแหน่งที่จะก่อสร้างบ่อพักสาย(Manhole)

พิจารณาเลือกบริเวณพื้นที่ทางฝั่ง A ด้านขวาของตัวสะพาน ห่างจากคอสะพานประมาณ 20 เมตร เนื่องจากพื้นที่บริเวณดังกล่าวมีระดับดินเดิมใกล้เคียงกับระดับผิวถนน และเป็นที่โล่ง

5. ตำแหน่งติดตั้งโครงเหล็กรับท่อร้อยสายเคเบิล

เนื่องจากสะพานมีทางเท้าขนาดเล็ก ทำให้ไม่สามารถติดตั้งโครงเหล็กที่บริเวณใต้ทางเท้าได้ จึงพิจารณาติดตั้งบริเวณด้านข้าง

6. การพิจารณาแรงดึงสายเคเบิล

จากความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดจึงพิจารณาเลือกใช้สายเคเบิล 22 kV ขนาด 240 ต.มม. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางกลางของสาย 42 มม. ร้อยสาย 3 เส้นต่อท่อ

5.1 พิจารณา Percent Area Fill

$$\text{สูตร } PAF = n \times \left(\frac{d}{D} \right)^2 \times 100$$

จากตารางที่ 4.1 ในบทที่ 4 ค่า Percent Area Fill ต้องไม่เกิน 40 %

$$40 \geq 3 \times \left(\frac{42}{D} \right)^2 \times 100$$

$$D \geq \frac{\sqrt{3 \times 42^2 \times 100}}{40}$$

$$D \geq 115 \quad \text{มม.}$$

ดังนั้นจากการคำนวณต้องใช้ท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในไม่น้อยกว่า 115 มม. หรือพิจารณาจากตารางที่ 4.3 ในบทที่ 4 สามารถเลือกใช้ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาดระบุ 140 มม. ได้ แต่ผู้ออกแบบพิจารณาเลือกใช้ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาดระบุ 160 มม. เพื่อเป็นการเผื่อในอนาคตหากจำเป็นต้องเพิ่มขนาดสายเคเบิล

5.2 พิจารณา Jam Ratio

เลือกใช้สายเคเบิล 22 kV ขนาด 240 ต.มม. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางกลางของสาย 42 มม. น้ำหนักของสาย 3.27 kg/m ร้อยสาย 3 เส้นต่อท่อ ใช้ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาดระบุ 160 มม. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 144.6 มม. ค่าความเสียดทานระหว่างเปลือกสาย PE กับท่อ HDPE = 0.25

$$\text{สูตร Jam Ratio} = 1.05 \times \frac{D}{d}$$

$$= 1.05 \times \frac{144.6}{42}$$

$$= 3.615 > 3 \text{ OK}$$

5.3 การคำนวณค่า Weight - Correction Factor

หาอัตราส่วนระหว่าง D/d เพื่อพิจารณาว่าสายเรียงตัวเป็นแบบ Cradled หรือ Triangular

$$\frac{D}{d} = \frac{144.6}{42} = 3.44 > 3$$

อัตราส่วนระหว่าง D/d มีค่ามากกว่า 3 ดังนั้นค่า C จะใช้เป็นกรณีแบบ Cradled

$$C = 1 + (4/3) \times [d/(D - d)]^2$$

$$C = 1 + (4/3) \times [42/(144.6 - 42)]^2$$

$$C = 1.223$$

5.4 หาค่าแรงดึงสูงสุดของสายเคเบิลขนาด 240 ต.มม.

ในการลากสายใช้ Pulling Eye แรงดึงสูงสุดของสายกรณีร้อยสาย 3 เส้น/ท่อ ไม่เกิน

2,722 kg

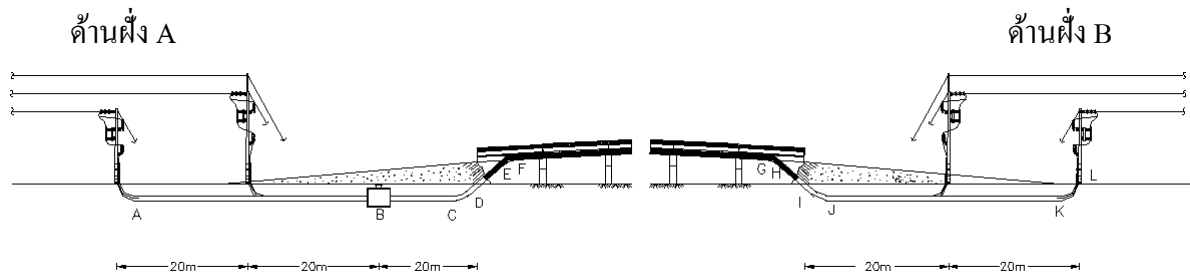
$$T_m = 7.162 \text{ NA (กิโลกรัม : kg)}$$

$$= 7.162 \times 2 \times 240$$

$$= 3,437.7 \text{ kg}$$

ดังนั้นแรงดึงสูงสุดในการลากสายเคเบิลต้องไม่เกิน 2,722 kg

5.5 หาค่าแรงดึงเมื่อลากสายเคเบิล จากแบบขกร่าง



แบบขกร่างแบบที่ 1

กรณีลากสายจากฝั่ง A ไปยังฝั่ง B

หาค่าแรงดึงเมื่อลากสายเคเบิลจากจุด A ไปจุด B

$$\begin{aligned}
 T_A &= T_{in} e^{CF\theta} ; \theta = 90 \times 3.1416 / 180 = 1.57 \\
 &= 50 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 1.57} \\
 &= 80 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_B &= T_A + WLCF \\
 &= 80 + (3 \times 3.27 \times 40 \times 1.223 \times 0.25) \\
 &= 200 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

หาค่าแรงดึงเมื่อลากสายเคเบิลจากจุด B ไปจุด L

$$\begin{aligned}
 T_C &= T_{in} + WLCF \\
 &= 50 + (3 \times 3.27 \times 20 \times 1.223 \times 0.25) \\
 &= 110 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

ช่วง C-D ลักษณะเป็นท่อโค้ง 40 องศา รัศมีประมาณ 2.5 เมตร

$$\begin{aligned}
 T_D &= T_C e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 110 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7} \\
 &= 137 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_E &= T_D + WL(CF \cos \alpha + \sin \alpha) \\
 &= 137 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.25 \times \cos 40 + \sin 40) \\
 &= 206 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

ช่วง E-F ลักษณะเป็นท่อโค้ง 40 องศา รัศมีประมาณ 2.5 เมตร

$$\begin{aligned}
 T_F &= T_E e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 206 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7} \\
 &= 255 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_G &= T_F + WLCF \\
 &= 255 + (3 \times 3.27 \times 500 \times 1.223 \times 0.25) \\
 &= 1,755 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

ช่วง G-H ลักษณะเป็นท่อนโค้ง 40 องศา รัศมีประมาณ 2.5 เมตร

$$\begin{aligned}
 T_H &= T_G e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 1,755 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7} \\
 &= 2,174 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_I &= T_H + WL(CF \cos \alpha - \sin \alpha) \\
 &= 2,174 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.25 \times \cos 40 - \sin 40) \\
 &= 2,142 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

ช่วง I-J ลักษณะเป็นท่อนโค้ง 40 องศา รัศมีประมาณ 2.5 เมตร

$$\begin{aligned}
 T_J &= T_I e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 2,142 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7} \\
 &= 2,653 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_K &= T_J + WLCF \\
 &= 2,653 + (3 \times 3.27 \times 40 \times 1.223 \times 0.25) \\
 &= 2,773 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_L &= T_K e^{CF\theta} ; \theta = 90 \times 3.1416 / 180 = 1.57 \\
 &= 2,773 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 1.57} \\
 &= 4,482 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

จากการคำนวณครั้งแรกค่า T_L มีค่ามากกว่า 2,722 kg และมากกว่าค่า T_m ซึ่งค่าแรงดึงดังกล่าวจะทำให้สายเคเบิลชำรุดเสียหาย

กรณีลากสายจากฝั่ง B ไปฝั่ง A

$$\begin{aligned}
 T_K &= T_m e^{CF\theta} ; \theta = 90 \times 3.1416 / 180 = 1.57 \\
 &= 50 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 1.57} \\
 &= 80 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_J &= T_K + WLCF \\
 &= 80 + (3 \times 3.27 \times 40 \times 1.223 \times 0.25) \\
 &= 200 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$T_I = T_J e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7$$

$$= 200 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7}$$

$$= 248 \text{ kg}$$

$$T_H = T_I + WL(CF \cos \alpha + \sin \alpha)$$

$$= 248 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.25 \times \cos 40 + \sin 40)$$

$$= 317 \text{ kg}$$

$$T_G = T_H e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7$$

$$= 317 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7}$$

$$= 393 \text{ kg}$$

$$T_F = T_G + WLCF$$

$$= 393 + (3 \times 3.27 \times 500 \times 1.223 \times 0.25)$$

$$= 1,893 \text{ kg}$$

$$T_E = T_F e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7$$

$$= 1,893 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7}$$

$$= 2,345 \text{ kg}$$

$$T_D = T_E + WL(CF \cos \alpha - \sin \alpha)$$

$$= 2,345 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.25 \times \cos 40 - \sin 40)$$

$$= 2,312 \text{ kg}$$

$$T_C = T_D e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7$$

$$= 2,312 \times e^{1.223 \times 0.25 \times 0.7}$$

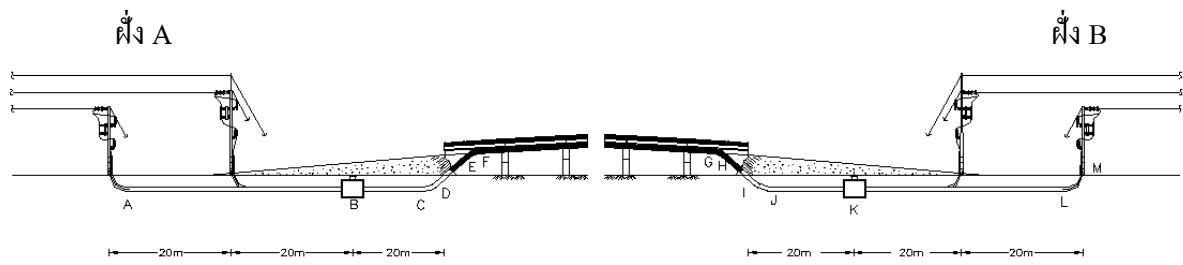
$$= 2,864 \text{ kg}$$

$$T_B = T_C + WLCF$$

$$= 2,864 + (3 \times 3.27 \times 20 \times 1.223 \times 0.25)$$

$$= 2,924 \text{ kg}$$

จากการคำนวณค่า T_B ยังคงมีค่ามากกว่า 2,722 kg ดังนั้นจึงต้องแก้ไขแบบขกร่างใหม่ โดยเพิ่ม บ่อพักสายอีกหนึ่งบ่อที่ฝั่ง B และใช้สารหล่อลื่นช่วยลดค่าความเสียดทานระหว่างสายกับท่อเหลือ 0.20



แบบขกร่างแบบที่ 2

กรณีลากสายจากฝั่ง B ไปฝั่ง A

$$\begin{aligned}
 T_J &= T_{in} + WLCF \\
 &= 50 + (3 \times 3.27 \times 20 \times 1.223 \times 0.2) \\
 &= 98 \text{ kg} \\
 T_I &= T_J e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 98 \times e^{1.223 \times 0.2 \times 0.7} \\
 &= 117 \text{ kg} \\
 T_H &= T_I + WL(CF \cos \alpha + \sin \alpha) \\
 &= 117 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.2 \times \cos 40 + \sin 40) \\
 &= 182 \text{ kg} \\
 T_G &= T_H e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 182 \times e^{1.223 \times 0.2 \times 0.7} \\
 &= 216 \text{ kg} \\
 T_F &= T_G + WLCF \\
 &= 216 + (3 \times 3.27 \times 500 \times 1.223 \times 0.2) \\
 &= 1,416 \text{ kg} \\
 T_E &= T_F e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 1,416 \times e^{1.223 \times 0.2 \times 0.7} \\
 &= 1,680 \text{ kg} \\
 T_D &= T_E + WL(CF \cos \alpha - \sin \alpha) \\
 &= 1,680 + 3 \times 3.27 \times 8 \times (1.223 \times 0.2 \times \cos 40 - \sin 40) \\
 &= 1,644 \text{ kg} \\
 T_C &= T_D e^{CF\theta} ; \theta = 40 \times 3.1416 / 180 = 0.7 \\
 &= 1,644 \times e^{1.223 \times 0.2 \times 0.7} = 1,951 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_B &= T_C + WLCF \\
 &= 1,951 + (3 \times 3.27 \times 20 \times 1.223 \times 0.2) \\
 &= 1,999 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

จากการคำนวณค่า T_B มีค่าน้อยกว่า 2,722 kg ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้ที่จะก่อสร้างตามแบบที่ยกร่างแบบที่ 2 แต่ต้องตรวจสอบแรงกดด้านข้างของสายเคเบิลใต้ดินช่วงที่เป็นท่อโค้ง ว่ามีช่วงไหนมีค่าเกิน 450 kg/m หรือไม่

ลักษณะการเรียงตัวของสายเคเบิลภายในท่อเป็นแบบ Cradled พิจารณาจากค่าอัตราส่วนระหว่าง D/d ดังนั้นสมการที่ใช้คือ

$$SWP = (3C-2)T_{out} / (3R)$$

ช่วงโค้ง J-I

$$\begin{aligned}
 SWP &= ((3 \times 1.223) - 2) \times 117 / (3 \times 2.5) \\
 &= 26 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \quad \text{ok}
 \end{aligned}$$

ช่วงโค้ง H-G

$$\begin{aligned}
 SWP &= ((3 \times 1.223) - 2) \times 216 / (3 \times 2.5) \\
 &= 48 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \quad \text{ok}
 \end{aligned}$$

ช่วงโค้ง F-E

$$\begin{aligned}
 SWP &= ((3 \times 1.223) - 2) \times 1,680 / (3 \times 2.5) \\
 &= 374 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \quad \text{ok}
 \end{aligned}$$

ช่วงโค้ง D-C

$$\begin{aligned}
 SWP &= ((3 \times 1.223) - 2) \times 1,951 / (3 \times 2.5) \\
 &= 434 \text{ kg/m} < 450 \text{ kg/m} \quad \text{ok}
 \end{aligned}$$

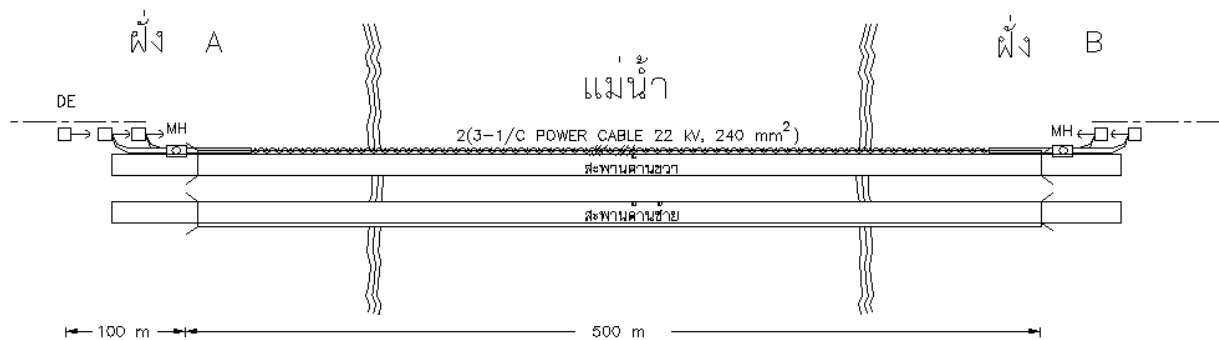
5. พิจารณาจำนวนท่อร้อยสายที่จะก่อสร้าง

ต้องการก่อสร้างระบบจำหน่ายจำนวน 2 วงจร จากตารางที่ 4.4 ในบทที่ 4 จำนวนท่อที่ก่อสร้างทั้งหมด 4 ท่อ ดังนั้น ท่อร้อยสายช่วงต้น Riser Pole ถึงบ่อพักสาย และช่วงขึ้นสะพานใช้ท่อร้อยสายขนาด 2x2

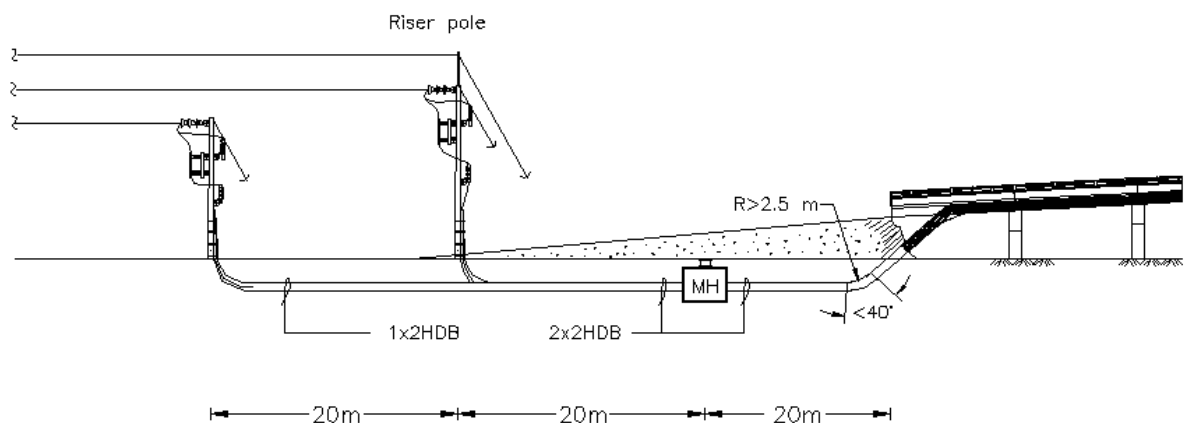
สรุป จากการคำนวณ และพิจารณาออกแบบดังกล่าวข้างต้นสรุปได้ว่า

1. ต้องใช้บ่อพักสายจำนวน 2 บ่อ เพื่อทำการตัดต่อสายเคเบิล โดยบ่อพักอยู่ห่างจากสะพานด้านละ 20 เมตร
2. ตำแหน่งปักเสา Riser Pole อยู่ห่างจากบ่อพักประมาณ 20 เมตร

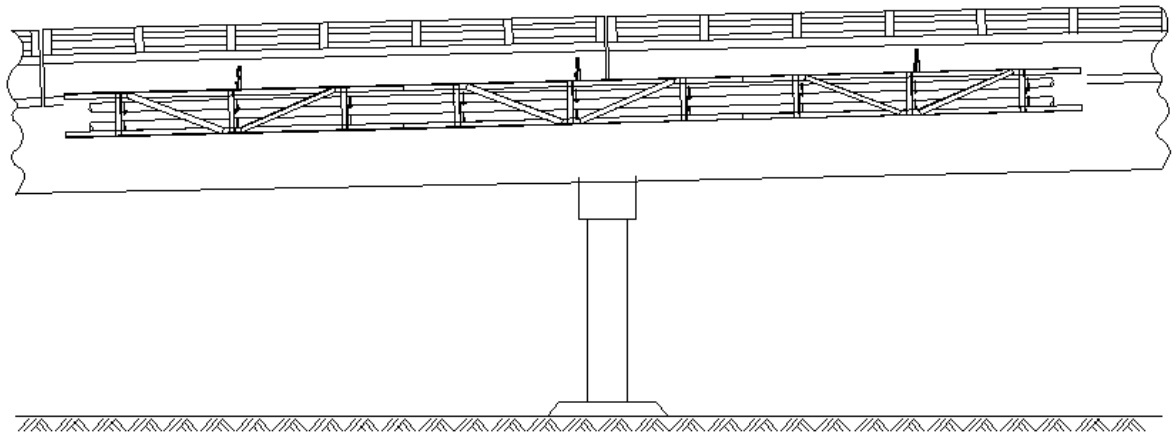
3. ท่อร้อยสายช่วงต้น Riser Pole ถึงคอสะพาน ก่อสร้างแบบ Duct Bank ขนาด 2x2 ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาด 160 มม.
4. ท่อร้อยสายช่วงตัวสะพาน ก่อสร้างแบบโครงเหล็กเกาะสะพาน ท่อ HDPE PN 6.3 ขนาด 160 มม. จำนวน 4 ท่อ
5. ในการดึงลากสายต้องใช้สารหล่อลื่น และสามารถทำการลากสายได้ทั้งสองทิศทางคือ ลากสายทิศทางจากบ่อพักสายฝั่ง A ไปยังบ่อพักสายฝั่ง B หรือลากสายทิศทางจากบ่อพักสายฝั่ง B ไปยังบ่อพักสายฝั่ง A และลากสายทิศทางจากบ่อพักสายไปยังต้น Riser
6. ในการออกแบบบริเวณช่วงโค้งบริเวณคอสะพานต้องมีรัศมีไม่น้อยกว่า 2.5 เมตร และมุมไม่เกิน 40°



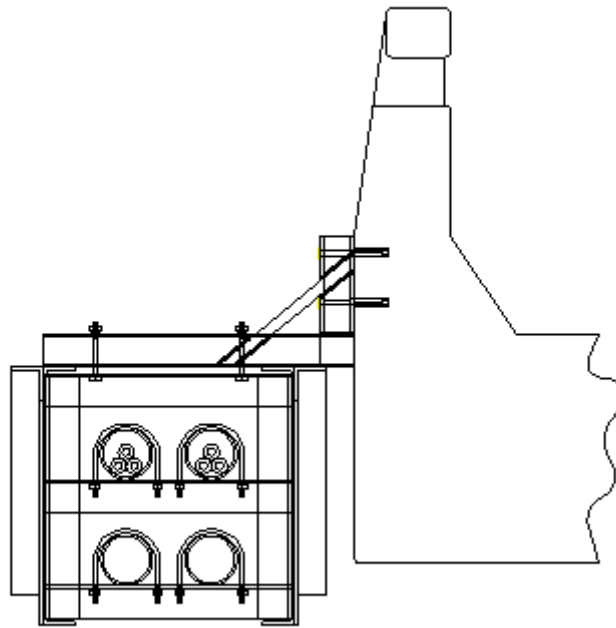
รูปที่ 5-9 แสดงผังก่อสร้าง



รูปที่ 5-10 แสดงตำแหน่งก่อสร้างบ่อพักสาย และ Riser Pole



รูปที่ 5-11 แสดงการติดตั้งโครงเหล็กรับท่อร้อยสาย



รูปที่ 5-12 แสดงการยึดโครงเหล็กรับท่อร้อยสาย



ภาคผนวก

PHYSICAL CHARACTERISTICS OF CONDUCTOR

CROSS -SECTION AREA OF CONDUCTOR mm ²		NUMBER OF WIRE AND DIAMETER OF WIRE		OVERALL DIAMETER mm	(ใช้งาน 50%) RATE ULTIMATE STRENGTH kg	DESIGN LOADING PER LINEAR METER		
						WEIGHT OF CONDUCTOR (VERTICAL) kg/m	WIND 40 KG PER sq.m (TRANSV) kg	RESULTANT LOAD kg/m
NOMINAL	ACTUAL	NO	DIAM(mm)	mm	kg	kg/m	kg	kg/m
STEEL STRANDED WIRE								
2.5	22.43	7	2.1	6.3	1,648	0.192	0.252	0.3168
35	31.67	7	2.5	7.5	2,332	0.272	0.300	0.4049
50	46.24	7	3	9	3,357	0.392	0.360	0.5322
95	85.95	19	2.5	12.5	6,327	0.74	0.500	0.893
ALLUMINIUM CONDUCTOR (A)								
25	25.18	7	2.14	6.42	440	0.069	0.2568	0.26590
35	34.91	7	2.52	7.56	606	0.096	0.3024	0.31730
50/7	50.14	7	3.02	9.06	844	0.137	0.3624	0.38740
70	68.98	19	2.15	10.75	1,205	0.19	0.4300	0.47010
95	94.76	19	2.52	12.6	1,644	0.261	0.5040	0.56750
120	121.21	19	2.85	14.25	2,103	0.333	0.5700	0.66010
185	184.54	37	2.52	17.64	3,201	0.509	0.7056	0.87000
240	242.54	61	2.25	20.25	4,455	0.67	0.8100	1.05120
400	389.14	61	2.85	25.65	6,750	1.075	1.0260	1.48600
625	626.2	91	2.96	32.56	9,894	1.735	1.3024	2.16940
150	147.12	37	8.25	15.75	2,570	0.406	0.6300	0.74850
ALLUMINIUM CONDUCTOR (A) STEEL REINFORCED (ACSR)								
35/6	40.0	6.00	2.70/2.70	8.10	1,262	0.139	0.3240	0.3526
50/8	56.3	6.00	3.20/3.20	9.60	1,715	0.195	0.3840	0.4307
95/15	109.7	26.00	2.15/1.67	13.60	3,564	0.381	0.5440	0.6641
120/20	141.4	26.00	2.40/1.9	15.50	4,540	0.491	0.6200	0.7909
185/30	213.6	26.00	3/2.33	19.00	6,660	0.741	0.7600	1.061
380/50	431.5	26.00	3/3.00	27.00	12,377	1.443	1.0800	1.802
ALLUMINIUM - ALLOY CONDUCTOR (AA)								
35	34.36	7	2.5	7.5	1140	0.094	0.30	0.3144
50/7	49.48	7	3	9.0	1,641	0.135	0.36	0.3845
95	93.27	19	2.5	12.5	3,093	0.256	0.50	0.5617
120	117.00	19	2.8	14.0	3,335	0.322	0.58	0.646
185	181.62	37	2.5±0.025	17.5	5,172	0.500	0.70	0.8602

PHYSICAL CHARACTERISTICS OF CONDUCTOR

CROSS -SECTION AREA OF CONDUCTOR mm ²		NUMBER OF WIRE AND DIAMETER OF WIRE		OVERALL DIAMETER mm	(ใช้งาน 50%) RATE ULTIMATE STRENGTH kg	DESIGN LOADING PER LINEAR METER		
						WEIGHT OF CONDUCTOR (VERTICAL) kg/m	WIND 40 KG PER (sq.m) (TRANSV) kg	RESULTANT LOAD kg/m
NOMINAL	ACTUAL	NO	DIAM(mm)	mm	kg	kg/m	kg	kg/m
22 kV SPACED AERIAL CABLE (SAC)								
50	50.14	7	3.02	22	805	0.4563	0.876	0.988
95	94.76	7	2.52	25.2	1,467	0.653	1.008	1.201
120	121.21	15	2.85	26.7	1,950	0.757	1.068	1.309
185	184.54	30	2.52	29.7	3,020	0.9975	1.188	1.551
240	242.54	30	2.25	32.2	4,014	1.2115	1.288	1.768
33 kV SPACED AERIAL CABLE (SAC)								
50	50.14	7	3.02	24.6	804	0.5445	0.98	1.121
95	94.76	7	2.52	27.7	1,467	0.7525	1.108	1.339
120	121.21	15	2.85	29.2	1,950	0.8624	1.168	1.452
185	184.54	30	2.52	32.2	3,020	1.1145	1.292	1.706
240	242.54	30	2.25	34.8	4,014	1.3375	1.392	1.930

Technical Data Table สาย Twisted Aerial Cable ของ กฟผ.

- 5 -

Table 1

Technical Data of Self-Supporting Aerial Cables

	22 kV				33 kV			
	50	120	185	240	50	120	185	240
Nominal cross-sectional area of conductor mm ²								
Min. number of wires in conductor	6	15	30	30	6	15	30	30
Diameter of conductor mm	7.7-8.6	12.5-13.5	15.5-16.8	17.8-19.2	7.7-8.6	12.5-13.5	15.5-16.8	17.8-19.2
Thickness of conductor screen, approx. mm	0.5				0.5			
Thickness of insulation mm	5.5				8.0			
Range of diameter over insulation mm	19.7-20.6	24.5-25.5	27.5-28.8	29.8-31.2	24.7-25.6	29.5-30.5	32.5-33.8	34.8-36.2
Thickness of insulation screen, approx. mm	0.5				0.5			
Total cross-sectional area of copper wire screen, minimum mm ²	10	10	16	16	10	10	16	16
Number of wire screen, minimum	20	20	30	30	20	20	30	30
Thickness of non-metallic sheath mm	1.8	2.0	2.1	2.1	2.0	2.2	2.3	2.3
Max. d.c. resistance of conductor at 20°C Ω/km	0.641	0.253	0.164	0.125	0.641	0.253	0.164	0.125
Messenger, size mm ²	50	95	95	95	50	95	95	95
diameter mm	9.0	12.5	12.5	12.5	9.0	12.5	12.5	12.5
breaking strength, minimum kN	32.9	62.0	62.0	62.0	32.9	62.0	62.0	62.0

ตัวอย่าง Technical Data of Twisted Aerial Cable ของผู้ผลิต

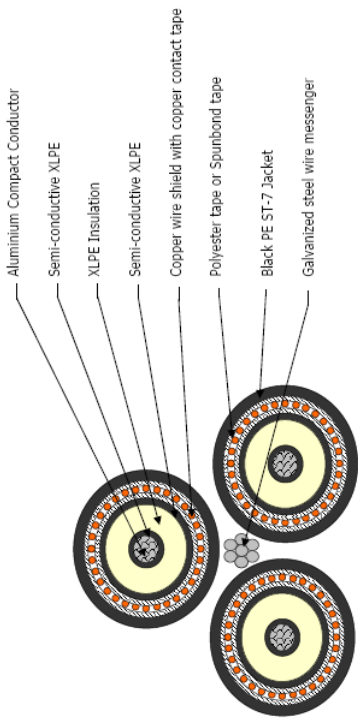


Table 1

		12/20 (24) KV			
Description	unit	50 sq.mm.	120 sq.mm.	185 sq.mm.	240 sq.mm.
Min. number of wires in conductor		6	15	30	30
Range of diameter of conductor (Approx.)	mm	7.7 - 8.6	12.5 - 13.5	15.5 - 16.8	17.8 - 19.2
Thickness of conductor screen (Approx.)	mm	0.5			
Thickness of insulation (Min.Avg.)	mm	5.5			
Diameter over Insulation (Approx.)	mm	20.5	25.5	28.5	31.0
Thickness of insulation screen (Approx.)	mm	0.5			
Total cross-sectional area of copper wire screen (Min.)	mm ²	10	10	16	16
Number of wire screen (Min.)		20	20	30	30
Thickness of non-metallic sheath (Min.Avg.)	mm	1.8	2.0	2.1	2.1
Overall Diameter of each phase cable (excluding rib) (Approx.)	mm	28	33	37	40
Total weight of each phase cable (Approx.)	kg/km	700	1060	1425	1675
Max. d.c. resistance of conductor at 20 °C	Ω/km	0.641	0.253	0.164	0.125
Messenger, diameter (Approx.)	mm	9.0	12.5		
number of wires		7			
breaking strength (Min.)	kN	32.9	62.0		
Overall diameter of cable (Approx.)	mm	68	79	87	93
Total weight of cable including messenger (Approx.)	kg/km	2800	3970	5080	5830

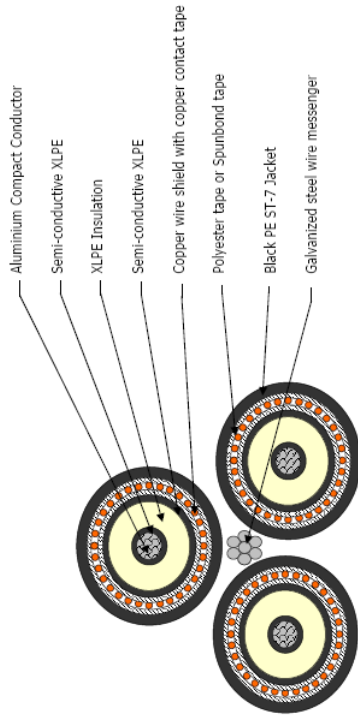


Table 2

Description	unit	18/30 (36) KV			
		50 sq.mm.	120 sq.mm.	185 sq.mm.	240 sq.mm.
Min. number of wires in conductor		6	15	30	30
Range of diameter of conductor	mm	7.7 - 8.6	12.5 - 13.5	15.5 - 16.8	17.8 - 19.2
Thickness of conductor screen	mm	0.5			
Thickness of insulation	mm	8.0			
Diameter over Insulation	mm	25.6	30.5	33.5	36.0
Thickness of insulation screen	mm	0.5			
Total cross-sectional area of copper wire screen	mm ²	10	10	16	16
Number of wire screen		20	20	30	30
Thickness of non-metallic sheath	mm	2.0	2.2	2.3	2.3
Overall Diameter of each phase cable (excluding rib)	mm	34	39	43	46
Total weight of each phase cable	kg/km	890	1370	1740	2010
Max. d.c. resistance of conductor at 20 °C	Ω/km	0.641	0.253	0.164	0.125
Messenger, diameter	mm	9.0	12.5		
number of wires		7			
breaking strength	kN	32.9	62.0		
Overall diameter of cable	mm	80	91	99	105
Total weight of cable including messenger	kg/km	3400	4920	6025	6850

PHYSICAL CHARACTERISTICS OF CONCRETE POLE

ITEM	POLE LENGTH (METER)							
	8	9	12	12.20	14	14.30	16	22
SIZE OF CROSS SECTION (mm x mm)								
TOP END	120 x120	120 x120	150x180	180x180	160x200	220x220	160x200	250x250
BUTT END	200 x200	210 x210	240x270	340x340	300x300	380x380	340x340	440x440
SECTION AREA OF POLE ON TRANSVERSE FACE (m ²)	0.099125	1.18125	1.875	2.455	2.64	3.444	3.2775	6.7272
WEIGHT (kg)	490	590	1265	1,490	1,950	2,015	2,590	6,400
DEPTH OF POLE SETTING (m)	1.50	1.50	2.00	2.20	2.00	2.30	2.20	2.00
NO. OF HOLE DRILLING								
- HOLE DRILLING SIZE 32 mm	6	6	6	6	6	6	6	6
- HOLE DRILLING SIZE 22 mm	-	-	3	3	4	4	-	22
- HOLE DRILLING SIZE 19 mm	44	48	66	66	81	81	92	66
- TOTAL	50	54	75	75	91	91	98	94
- ON TRANSVERSE FACE	25	27	37	37	44	44	48	48
- ON LONGDITUNAL FACE	25	27	38	38	47	47	50	46
MINIMUM RESISTING OF BENDING MOMENT AT GROUND LEVEL (kg-m)								
- WORKING MOMENT	760	1,070	2,550	5,900	3,590	9,000	5,300	18,000
- BREAKING MOMENT	2,280	3,210	7,650	11,800	10,770	18,000	15,900	36,000
BENDING MOMENT BY WIND LOAD 80 kg/m ² ON TRANSVERSE FACE OF POLE (kg-m)	256	354	700	895	1,150	1,524	1,613	5,382

ตัวอย่างการคำนวณพิกัดกระแส

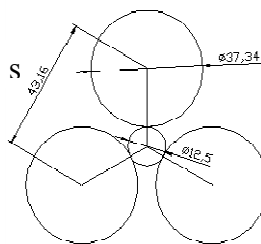
สายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกีย 22 kV ขนาด 240 ตร.มม.

รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ:

สเปคของการไฟฟ้าภูมิภาคเลขที่ RCBL-028/2548 (Pea specification no. RCBL-028/2548)

พื้นที่หน้าตัดของตัวนำ (Cross-section area)	240 sq.mm.
แรงดัน (Voltage)	22 kV
เส้นผ่านศูนย์กลางของตัวนำ (Diameter of conductor)	17.8-19.2 mm
ความหนาของชั้นควบคุมสนามไฟฟ้าของตัวนำ (Thickness of conductor screen)	0.5 mm
ความหนาของฉนวน (Thickness of insulation)	5.5 mm
ความหนาของชั้นควบคุมสนามไฟฟ้าของฉนวน (Thickness of insulation screen)	0.5 mm
พื้นที่หน้าตัดรวมของสายต่อลงดิน (Cross-section area of copper wire screen)	16 sq.mm.
จำนวนเส้นลวดของสายต่อลงดิน (Number of wire screen)	30
ความหนาของเปลือกนอกโลหะ (Thickness of non-metallic sheath)	2.1 mm
ความต้านทานกระแสตรงของตัวนำที่ 20 องศาเซลเซียส (D.C. resistance of conductor at 20 degree Celsius)	$R_0 = 0.125 \Omega/\text{km}$
ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของสายสะพาน (Diameter of messenger wire)	12.5 mm

ข้อมูลอื่น ๆ (Other data)

ระยะห่างระหว่างจุดศูนย์กลางของตัวนำแต่ละเฟส (Distance between conductor axes) $S = 0.04316 \text{ m}$ 

ค่าสัมประสิทธิ์ต่ออุณหภูมิของความต้านทาน (อะลูมิเนียม) ที่ 20 °C

 $\alpha_{20}(Al) = 0.00403$

(Temperature coefficient of electrical resistivity (Al) at 20 °C)

(From IEC 60287-1-1 Table 1)

อุณหภูมิสูงสุดของตัวนำ

 $\theta = 90 \text{ cellcious}$

(Maximum operating temperature of conductor)

(Insulation limit)

ค่าตัวประกอบที่ใช้ในการคำนวณ X_s (skin effect) $k_s = 1$ (Factor used in calculating X_s (skin effect))

(From IEC 60287-1-1 Table 2)

ความถี่ระบบไฟฟ้า (Power system frequency)

 $f = 50 \text{ Hz}$

ค่าตัวประกอบที่ใช้ในการคำนวณ X_p (proximity effect)	$k_p = 0.8$
(Factor used in calculating X_p (proximity effect))	(From IEC 60287-1-1 Table 2)
ค่าคงที่ความเป็นฉนวนสำหรับ XLPE	$\epsilon = 2.5$
(Dielectric constant of insulation for XLPE)	(From IEC 60287-1-1 Table 3)
ค่าตัวประกอบการสูญเสียของฉนวน XLPE	$\tan\delta = 0.004$
(Loss factor of insulation (XLPE))	(From IEC 60287-1-1 Table 3)
ค่าความต้านทานของสายต่อลงดิน(ทองแดง)ที่อุณหภูมิ 20°C , Ω/m	$R_{s20} = 0.00113857, \Omega/\text{m}$
(DC resistance of wire screen(Cu) at temperature 20°C , Ω/m)	(from bare copper 16 sq.mm. yazaki)
ค่าสัมประสิทธิ์ต่ออุณหภูมิของความต้านทาน(ทองแดง)ที่ 20°C	$\alpha_{20}(\text{Cu}) = 0.00393$
(Temperature coefficient of electrical resistivity(Cu) at 20°C)	(From IEC 60287-1-1 Table 1)
อุณหภูมิของสายต่อลงดินขณะใช้งาน $^\circ\text{C}$	$\theta_s = 80$ cellcious
(Operating temperature of wire screen $^\circ\text{C}$)	(Assume)
ความต้านทานความร้อนจำเพาะของฉนวน XLPE	$\rho_T = 3.5 \text{ K.m/W}$
(Thermal resistivity of XLPE)	(From IEC 287-2-1 Table 1)
ค่าสัมประสิทธิ์การดูดกลืนรังสีดวงอาทิตย์ของผิวเคเบิล	$\sigma = 0.4$
(Absorption coefficient of solar radiation for the cable surface)	(From IEC 287-2-1 Table 3)
ค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์	$H = 1,000 \text{ W/m}^2$
(Intensity of solar radiation)	(From IEC 287-2-1 Article 2.2.1.2.1)
อุณหภูมิแวดล้อม(Ambient temperature $^\circ\text{C}$)	$\theta_{\text{ambient}} = 40$ cellcious (Assume)

การคำนวณพิกัดกระแส :

สมการพิกัดกระแสของสายเคเบิล (Permissible current rating of cables)

กรณีสายเคเบิลถูกแสงอาทิตย์โดยตรง (Cable directly exposed to solar radiation)

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d[0.5 T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4^*)] - \sigma D_e^* H T_4^*}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4^*)} \right]^{0.5}$$

I: พิกัดกระแสของสายเคเบิล (Current rating of cable)

W_d : ค่าความสูญเสียของฉนวน (Dielectric losses)

T_1 : ค่าความต้านทานความร้อนระหว่างตัวนำกับชั้นสายต่อลงดิน (Thermal resistance between one conductor and sheath)

T_2 : ค่าความต้านทานความร้อนระหว่างชั้นสายต่อลงดินและ Armour (Thermal resistance between sheath and Armour)

T_3 : ค่าความต้านทานความร้อนของชั้นเปลือกนอก (Thermal resistance of outer covering (serving))

T_4 : ค่าความต้านทานความร้อนระหว่างผิวเคเบิลกับสภาพแวดล้อม (Thermal resistance between the cable surface and surrounding)

n = จำนวนตัวนำ (Number of conductor)

D_e^* : เส้นผ่าศูนย์กลางกลางของสาย (External diameter of cable)

σ : ค่าสัมประสิทธิ์ของการดูดกลืนรังสีดวงอาทิตย์สำหรับผิวเคเบิล (Absorption coefficient of solar radiation for the cable surface)

H : ค่าความเข้มของรังสีของดวงอาทิตย์ (Intensity of solar radiation)

λ_1 : ค่าตัวประกอบความสูญเสียของชั้นกราวด์และชั้นควบคุมสนามไฟฟ้า (Loss factor for sheath and screen)

λ_2 : ค่าตัวประกอบความสูญเสียปัจจุบันไม่นำมาคิด (Loss factor for armour)

R : ค่าความต้านทานกระแสลับของตัวนำ (Resistance of conductor)

$\Delta \theta$: ผลต่างระหว่างอุณหภูมิสูงสุดของตัวนำที่ยอมให้เกิดขึ้นได้กับอุณหภูมิแวดล้อม (Maximum temperature of conductor – ambient temperature)

ขั้นตอนการคำนวณ

1.คำนวณค่าความต้านทานกระแสลับของตัวนำ (A.C. resistance of conductor) (R)

ค่าความต้านทานกระแสตรงของตัวนำ (D.C. resistance of conductor) : (R')

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$$

$$R_0 = 0.000125 \, \Omega/\text{m}$$

$$\alpha_{20}(\text{Al}) = 0.00403$$

$$\theta = 90^\circ \text{C}$$

$$R' = 0.000125 \times [1 + 0.00403 \times (90 - 20)] = 0.000160 \, \Omega/\text{m}$$

Skin effect factor (Y_s)

$$Y_s = \frac{x_s^4}{198 + 0.8 x_s^4}$$

โดยที่

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} \text{ ks}$$

X_s : การพิสูจน์ค่าของเบสเซล(Bessel)ฟังก์ชันสำหรับการคำนวณ skin effect

(argument of a Bessel function used to calculate skin effect)

$$R' = 0.000160 \, \Omega/\text{m}$$

$$\pi = 3.141593$$

$$f: \text{ความถี่ (Frequency)} = 50 \, \text{Hz}$$

$$k_s = 1$$

$$x_s^2 = \frac{8 \times 3.141593 \times 50}{0.00016} \times 10^{-7} = 0.784112$$

$$y_s = \frac{0.784112^2}{192 + 0.8 \times 0.784112^2} = 0.003194$$

Proximity effect factor (Yp)

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0.8 x_p^4} \left(\frac{dc}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^4}{192 + 0.8 x_p^4} + 0.27} \right]$$

โดยที่

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p$$

Xp: การพิสูจน์ค่าของเบสเซล(Bessel)ฟังก์ชันสำหรับการคำนวณ proximity effect

(Argument of a Bessel function used to calculate proximity effect)

$$R' = 0.000160 \, \Omega/\text{m}$$

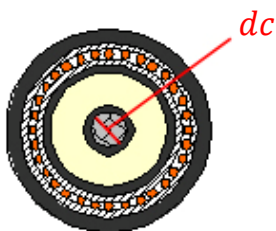
$$\pi = 3.141593$$

$$f = 50 \, \text{Hz}$$

$$k_p = 0.8$$

$$x_p^2 = \frac{(8 \times 3.141593 \times 50 \times 10^{-7} \times 0.8)}{0.000160} = 0.627289$$

dc: เส้นผ่าศูนย์กลางของตัวนำ (Diameter of conductor)



$$dc = \frac{17.8 + 19.2}{2} = 0.0185 \, \text{m}$$

คิดจากค่าเฉลี่ยตามสเปค กฟภ.

$$s = 0.04316 \, \text{m}$$

$$y_p = \frac{0.627289^2}{192 + 0.8 \times 0.627289^2} \times \left(\frac{0.0185}{0.04316}\right)^2 \times [0.312 \left(\frac{0.0185}{0.04316}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{0.627289^2}{192 + 0.8 \times 0.627289^2} + 0.27}]$$

$$y_p = 0.001652$$

R : ความต้านทานกระแสสลับของตัวนำ (A.C. resistance of conductor)

$$R = R' (1 + y_s + y_p)$$

$$R' = 0.000160 \, \Omega/\text{m}$$

Y_s : Skin effect factor = 0.003194

Y_p : Proximity effect factor = 0.001652

$$R = 0.000160 \times (1 + 0.003194 + 0.001652) = 0.000161 \, \Omega/\text{m}$$

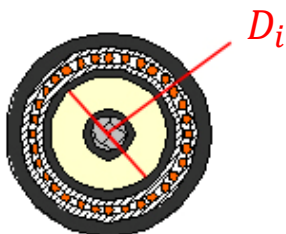
2. คำนวณค่าความสูญเสียในฉนวน (Dielectric losses) (Wd)

$$Wd = \omega C U_0^2 \tan \delta \, (\text{w/m})$$

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} 10^{-9} \, (\text{F/m})$$

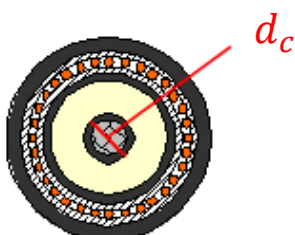
C : ค่าความเก็บประจุของสายเคเบิลต่อหนึ่งหน่วยความยาว (Shunt capacitance)

D_i : เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกของฉนวนรวมชั้นควบคุมสนามไฟฟ้า (Outer diameter of insulator include insulation screen)



$$D_i = 0.0185 + 2(0.0005) + (2 \times 0.0055) = 0.0305 \, \text{m}$$

d_c : เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกของตัวนำรวมชั้นควบคุมสนามไฟฟ้า (Outer diameter of conductor include insulation screen)



$$d_c = 0.0185 + 2(0.0005) = 0.0195 \text{ m}$$

$$\epsilon = 2.5$$

$$C = \frac{(2.5 \times 10^{-9})}{18 \ln \left(\frac{0.0305}{0.0195} \right)} = 3.10497 \times 10^{-10} \text{ (F/m)}$$

$$\omega = 2 \times 3.141593 \times 50 = 314.1593$$

U_0 : แรงดันเฟสเทียบกับกราวด์ (Phase to ground voltage)

$$U_0 = 22 \times \frac{1000}{1.732} = 12702.08 \text{ V}$$

$$\tan \delta = 0.004$$

$$Wd = 314.1593 \times 3.10497 \times 10^{-10} \times 12702.08^2 \times 0.004 \text{ (w/m)} = 0.062953 \text{ w/m}$$

3. คำนวณค่าตัวประกอบความสูญเสียของชั้นสายต่อลงดินและชั้นควบคุมสนามไฟฟ้า (Loss factor for sheath and screen) (λ_1)

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1$$

$$\lambda''_1 = 0 \text{ (ไม่คิดผลของ eddy current loss)}$$

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{x} \right)^2}$$

R_s : ความต้านทานของชั้นสายต่อลงดิน (Sheath resistance)

$$R_s = R_{s20} [1 + \alpha_{20} (\theta_s - 20)]$$

$$R_{s20} = 0.00113857$$

$$\alpha_{20}(\text{Cu}) = 0.00393$$

$$\theta_s = 80$$

$$R_s = 0.00113857 \times [1 + 0.00393 \times (80 - 20)] = 0.001407 \Omega/\text{m}$$

X : ค่ารีแอคแตนซ์ต่อหนึ่งหน่วยความยาวของชั้นกราวด์ (Reactance per unit length of sheath or screen per unit length of cable (Ω/m))

$$X = 2\omega 10^{-7} \ln \left(\frac{2s}{d} \right) \Omega/\text{m}$$

d : เส้นผ่านศูนย์กลางเฉลี่ยของชั้นสายต่อลงดิน (Sheath mean diameter) หาได้จาก

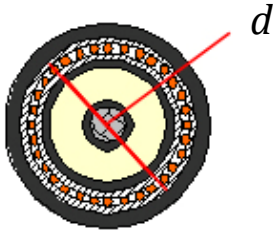
พื้นที่หน้าตัดรวมของสายต่อลงดิน = 16 sq.mm.

จำนวนของสายต่อลงดิน = 30 เส้น

$$A \text{ พื้นที่หน้าตัดของลวดทองแดง } \text{sq. mm.} = \frac{16}{30} \text{ sq. mm.}$$

D: ความหนาของชั้นสายต่อลงดิน (Sheath thickness)

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = 0.000824 \text{ m}$$



$$d = 0.0185 + 2(0.0005 + 0.0055 + 0.0005) + 0.000824 = 0.032324 \text{ m}$$

$$s = 0.04316 \text{ m}$$

$$X = 2 \times 314.1593 \times 0.0000001 \times \ln\left(\frac{2 \times 0.04316}{0.032324}\right) = 0.0000617 \Omega/\text{m}$$

$$R_s = 0.001407$$

$$R = 0.000161$$

$$\lambda'_1 = \frac{0.001407}{0.000161} \times \frac{1}{1 + \left(\frac{0.001470}{0.0000617}\right)^2} = 0.016778$$

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1$$

$$\lambda_1 = 0.016778 + 0 = 0.016778$$

4. คำนวณความต้านทานความร้อน (Thermal resistance)

T1: ความต้านทานความร้อนระหว่างตัวนำกับชั้นต่อลงดิน (Thermal resistance between one conductor and sheath)

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln\left[1 + \frac{2t_1}{d_c}\right]$$

t1: ความหนาของฉนวน+ชั้นควบคุมสนามไฟฟ้าของตัวนำ+ชั้นควบคุมสนามไฟฟ้าของฉนวน (Insulation thickness (including conductor screen and insulation screen))

$$t_1 = 0.0005 + 0.0055 + 0.0005 = 0.0065 \text{ mm}$$

$$d_c = 0.0185$$

$$\rho_T = 3.5 \text{ K.m/W}$$

$$T_1 = \frac{3.5}{2 \times 3.141593} \ln\left[1 + \frac{2 \times 0.0065}{0.0185}\right] = 0.296467 \text{ K. m/w}$$

T2 : ค่าความต้านทานความร้อนระหว่างชั้นสายต่อลงดินและArmour (Thermal resistance between sheath and Armour)

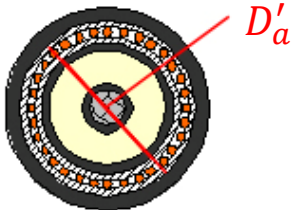
เนื่องจากสายไม่มี Armour $T_2 = 0$

T3 : ค่าความต้านทานความร้อนของชั้นเปลือกนอก (Thermal resistance of outer covering (serving))

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln\left[1 + \frac{2t_3}{D'_a}\right]$$

$$\rho_T = 3.5 \text{ K.m/W}$$

D'_a : เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกของชั้นสายต่อลงดิน (outer diameter of lead sheath)



$$D'_a = 0.0185 + 2(0.0005 + 0.0055 + 0.0005 + 0.000824) = 0.033148 \text{ m}$$

t_3 : ความหนาของชั้นเปลือกนอก (Thickness of non-metallic sheath) = 0.0021 m

$$T_3 = \left(\frac{3.5}{2 \times 3.141593}\right) \times \ln\left(1 + \frac{2 \times 0.0021}{0.033148}\right) = 0.066453 \text{ K. m/w}$$

T*4 : ค่าความต้านทานความร้อนภายนอก (External thermal resistance)

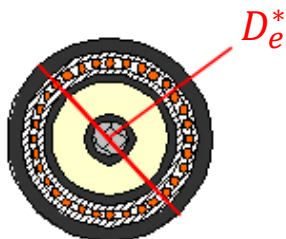
$$T_4^* = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}}$$

h : ค่าสัมประสิทธิ์การกระจายความร้อนหาได้จากค่าคงที่ Z, E และ g ของการวางสายแบบ trefoil

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E$$

$Z = 0.96$ $E = 1.25$ $g = 0.2$ (form IEC 287-2-1 Table 2)

D_e^* : เส้นผ่านศูนย์กลางกลางภายนอกของเคเบิล (External diameter of cable)



$$D_e^* = 0.0185 + 2(0.0005 + 0.0055 + 0.0005 + 0.000824 + 0.0021) = 0.037348 \text{ mm}$$

$$h = \frac{0.96}{(0.037348)^{0.2}} + 1.25 = 3.102753$$

หาค่า $(\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}$

$$(\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}_{(n+1)} = \left[\frac{\Delta\theta + \Delta\theta_d + \Delta\theta_{ds}}{1 + K_A(\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}_n} \right]^{0.25}$$

K_A : สัมประสิทธิ์ที่ใช้ในการคำนวณ $\Delta\theta_s$

$$K_A = \frac{\pi D_e^* h}{(1 + \lambda_1 + \lambda_2)} \left[\frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right]$$

$$\lambda_1 = 0.016778, \lambda_2 = 0, T_1 = 0.296467, T_2 = 0, T_3 = 0.066453, n = 1$$

$$K_A = \frac{3.141593 \times 0.037348 \times 3.102753}{(1 + 0.016778 + 0)} \left[\frac{0.296467}{1} + 0(1 + 0.016778) + 0.066453(1 + 0.016778 + 0) \right] = 0.130342$$

$\Delta\theta_d$: ตัวประกอบที่ต้องพิจารณา เนื่องจาก dielectric loss สำหรับใช้ในการคำนวณ T^*4 สำหรับการพาดสายเคเบิลแบบเหนื่อดิน

$$\Delta\theta_d = W_d \left[\left(\frac{1}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} - \frac{1}{2} \right) T_1 - \frac{n\lambda_2 T_2}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \right]$$

$$W_d = 0.062953, \lambda_1 = 0.016778, \lambda_2 = 0, T_1 = 0.296467, T_2 = 0, T_3 = 0.066453, n = 1$$

$$\Delta\theta_d = 0.062953 \left[\left(\frac{1}{1 + 0.016778 + 0} - \frac{1}{2} \right) 0.296467 - \frac{1 \times 0 \times 0}{1 + 0.016778 + 0} \right] = 0.009024$$

$\Delta\theta_{ds}$: ตัวประกอบที่ต้องพิจารณาเนื่องจาก dielectric loss และการแผ่รังสีความร้อนของดวงอาทิตย์สำหรับใช้ในการคำนวณ T^*4 สำหรับการพาดสายเคเบิลแบบเหนื่อดิน

$$\Delta\theta_{ds} = \frac{\sigma D_e^* H}{(1 + \lambda_1 + \lambda_2)} \left[\frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right]$$

$$D_e^* = 0.037348, \sigma = 0.4, H = 1000, \lambda_1 = 0.016778, \lambda_2 = 0, T_1 = 0.296467, T_2 = 0, T_3 = 0.066453, n = 1$$

$$\Delta\theta_{ds} = \frac{0.4 \times 0.037348 \times 1000}{(1 + 0.016778 + 0)} \left[\frac{0.296467}{1} + 0(1 + 0.016778) + 0.066453(1 + 0.016778 + 0) \right] = 5.348676$$

กำหนดให้ $(\Delta\theta_s)_0^{\frac{1}{4}} = 2$

$$\Delta\theta = 50$$

$$(\Delta\theta_s)_{(1)}^{\frac{1}{4}} = \left[\frac{\Delta\theta + \Delta\theta_d + \Delta\theta_{ds}}{1 + K_A(\Delta\theta_s)_{(0)}^{\frac{1}{4}}} \right]^{0.25}$$

$$(\Delta\theta_s)_{(1)}^{\frac{1}{4}} = \left[\frac{50 + 0.009024 + 5.348676}{1 + 0.130342 \times 2} \right]^{0.25} = 2.574204$$

$$(\Delta\theta_s)_{(2)}^{\frac{1}{4}} = \left[\frac{50 + 0.009024 + 5.348676}{1 + 0.130342 \times 2.574204} \right]^{0.25} = 2.537356$$

$$(\Delta\theta_s)_{(3)}^{\frac{1}{4}} = \left[\frac{50 + 0.009024 + 5.348676}{1 + 0.130342 \times 2.537356} \right]^{0.25} = 2.539642$$

$$(\Delta\theta_s)_{(4)}^{\frac{1}{4}} = \left[\frac{50 + 0.009024 + 5.348676}{1 + 0.130342 \times 2.539642} \right]^{0.25} = 2.539500$$

$$(\Delta\theta_s)_{(4)}^{\frac{1}{4}} - (\Delta\theta_s)_{(3)}^{\frac{1}{4}} = 2.539500 - 2.539642 = -0.000142 < 0.001$$

$$\therefore (\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}} = 2.539500$$

$$T_4^* = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}}$$

$$\pi = 3.141593$$

$$D_e^* = 0.037348$$

$$H = 3.102753$$

$$(\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}} = 2.539500$$

$$T_4^* = \frac{1}{(3.141593 \times 0.037348 \times 3.102753 \times 2.539500)} = 1.081648 \text{ K.m/w}$$

5.คำนวณพิกัดกระแส

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d [0.5 T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4^*)] - \sigma D_e^* H T_4^*}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4^*)} \right]^{0.5}$$

$$W_d = 0.062953$$

$$T_1 = 0.296467$$

$$T_2 = 0$$

$$T3 = 0.066453$$

$$T4 = 1.081648$$

$$n = 1$$

$$D_e^* = 0.037348$$

$$\sigma = 0.4$$

$$H = 1000$$

$$\lambda_1 = 0.016778$$

$$\lambda_2 = 0$$

$$R = 0.000161$$

$$\Delta\theta = 50$$

$$I = \frac{50 - 0.062953[0.5 \times 0.296467 + 1(0 + 0.066453 + 1.081648)] - 0.4 \times 0.037348 \times 1000 \times 1.081648}{[(0.000161 \times 0.296467) + (1 \times 0.000161) \times (1 + 0.016778) \times 0 + (1 \times 0.000161) \times (1 + 0.016778 + 0) \times (0.066453 + 1.081648)]^{0.5}}$$

$$I = 378.430379 \text{ A}$$

แบบมาตรฐาน การก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยโครงสร้างเสาคู่ H-Frame และแบบที่เกี่ยวข้อง

มีแบบมาตรฐานและแบบที่เกี่ยวข้องดังนี้

1. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 11-22 kV ช่วง 200-350 ม. แบบเลขที่ SO2-015/18009
(การประกอบเลขที่ 2221)
2. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 11-22 kV ช่วง 120-200 ม. แบบเลขที่ SA1-015/20034
(การประกอบเลขที่ 2222)
3. มาตรฐานการก่อสร้างระบบ 22 kV 2 วงจร ช่วง 200-400 ม.แบบเลขที่ IB1-015/25046
(การประกอบเลขที่ 2233)
4. มาตรฐานการก่อสร้างระบบ 22 kV และ 33 kV ระยะช่วงเสา 200-300 ม. แบบเลขที่ SA1-015/33015
(การประกอบเลขที่ 2234)
5. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 33 kV ช่วง 120-200 ม. แบบเลขที่ SA1-015/21020
(การประกอบเลขที่ 3221)
6. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 33 kV ช่วง 200-350 ม. แบบเลขที่ SA1-015/22022
(การประกอบเลขที่ 3222)
7. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 33 kV 2 วงจร ช่วง 120-200 ม. แบบเลขที่ SA1-015/30015
(การประกอบเลขที่ 3228)
8. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 22 kV และ 33 kV ระยะช่วงเสา 200-300 ม. แบบเลขที่ SA1-015/33015
(การประกอบเลขที่ 3229)
9. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 33 kV 2 วงจร ช่วง 120-200 ม. แบบเลขที่ SA1-015/33035
(การประกอบเลขที่ 3230)
10. มาตรฐานการก่อสร้าง ระบบ 33 kV 2 วงจร ช่วง 200-400 ม. แบบเลขที่ SA1-015/33036
(การประกอบเลขที่ 3231)
11. มาตรฐานระยะทางที่ปลอดภัยในการก่อสร้างทางไฟฟ้า แบบเลขที่ SA2-015/45017
(การประกอบเลขที่ 9301)
12. ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการปักเสา แบบเลขที่ SA1-015/25002 (การประกอบเลขที่ 8205)
13. การจัดการพฤษชาติที่อยู่ใกล้แนวสายจำหน่าย แบบเลขที่ SA2-015/52014 (การประกอบเลขที่ 8603)
14. หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามแม่น้ำ แบบเลขที่ SA2-015/51022
(การประกอบเลขที่ 9508)
15. หลักการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงช่วงข้ามถนน แบบเลขที่ SA2-015/51023
(การประกอบเลขที่ 9509)

-
16. การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลิยวระบบ 22 kV และ 33 kV จำนวน 1-2 วงจร แบบเลขที่ SA2-015/49001 (การประกอบเลขที่ 2313 A, 3313)
 17. การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลิยว ต่อกับสายเปลือยหรือสายเคเบิลอากาศ 1 วงจร ระบบ 22 kV แบบเลขที่ SA2-015/51003 (การประกอบเลขที่ 2314 A)

แบบมาตรฐานสำหรับ การก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยสาย TAC เกาะสะพาน

1. แบบ “การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูง 22 และ 33 kV 1-2 วงจร เกาะสะพาน ด้วยสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว” แบบเลขที่ SA2-015/52008 (การประกอบเลขที่ 2326 , 3915)
2. แบบ “การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 22 kV และ 33 kV เกาะกับสะพาน แบบ I (ด้านข้างราวสะพาน)” แบบเลขที่ SA2-015/52009 (การประกอบเลขที่ 2327 , 3916)
3. แบบ “การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 22 kV และ 33 kV เกาะกับสะพาน แบบ II (ใต้ทางเดินเท้าแคบ)” แบบเลขที่ SA2-015/52010 (การประกอบเลขที่ 2328 , 3917)
4. แบบ “การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 22 kV และ 33 kV เกาะกับสะพาน แบบ III (ใต้ทางเดินเท้ากว้าง)” แบบเลขที่ SA2-015/52015 (การประกอบเลขที่ 2329 , 3918)
5. แบบ “การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 22 kV และ 33 kV เกาะกับสะพาน แบบ IV (ด้านข้างแผ่นยึดคาน)”แบบเลขที่ SA2-015/52011 (การประกอบเลขที่ 2330 , 3919)
6. แบบ “การติดตั้งสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 22 kV และ 33 kV เกาะกับสะพาน แบบ V(ใต้แผ่นยึดคาน)” แบบเลขที่ SA2-015/52016 (การประกอบเลขที่ 2331 , 3920)
7. แบบ “โครงเหล็กสำหรับแขวนสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 1-2 วงจร เกาะกับสะพาน แบบ SBT-1” แบบเลขที่ SA2-015/52012 (การประกอบเลขที่ 2332 , 3921)
8. แบบ “โครงเหล็กสำหรับแขวนสายหุ้มฉนวนเต็มพิกัดดีเกลียว 1-2 วงจร เกาะกับสะพาน แบบ SBT-2” แบบเลขที่ SA2-015/52017 (การประกอบเลขที่ 2333 , 3922)

แบบมาตรฐาน การก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยเคเบิลใต้ดิน

1. แบบมาตรฐานการต่อลงดินสำหรับสายเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kV, 33 kV และ 115 kV การประกอบเลขที่ 7131
2. แบบมาตรฐานกระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kV และ 33 kV วางใน DUCT BANK การประกอบเลขที่ 7133
3. แบบมาตรฐานรูปหน้าตัดของ DUCT BANK ใต้ดิน สำหรับระบบแรงสูง การประกอบเลขที่ 7201
4. แบบมาตรฐาน MANDHOLE แบบ 2T-8 สำหรับการก่อสร้างเคเบิลใต้ดินแรงสูง(กรณีก่อสร้างในพื้นที่เขตทางหลวง) การประกอบเลขที่ 7309 A
5. แบบมาตรฐานการติดตั้งเคเบิลเร็ค สำหรับ MANDHOLE แบบ 2T-8 การประกอบเลขที่ 7327
6. แบบมาตรฐานการต่อลงดิน สำหรับ MANHOLE การประกอบเลขที่ 7341
7. แบบมาตรฐานการเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ระบบ 22 kV, 33 kV แบบไม่ต้องขุดเปิดหน้าดิน การประกอบเลขที่ 7504
8. แบบมาตรฐานการติดตั้งหัวเคเบิลที่เสาต้นสุดท้าย ระบบ 22 kV การประกอบเลขที่ 7603
9. แบบมาตรฐานการติดตั้งหัวเคเบิลใต้ดินที่เสาในไลน์ สำหรับระบบ 22 kV 3-4 วงจร การประกอบเลขที่ 7604
10. แบบมาตรฐานการติดตั้งหัวเคเบิลที่เสาต้นสุดท้าย ระบบ 33 kV การประกอบเลขที่ 7611
11. แบบมาตรฐานจำนวนสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายสำหรับงานก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดินการประกอบเลขที่ 7142

การก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงสูงข้ามแม่น้ำหรือทางหลวง
และระบบและ

