

การออกแบบระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกัน
ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระในอนาคต

OPTIMUM DISTRIBUTION SYSTEM AND PROTECTIVE DEVICE
DESIGN FOR AN ISLANDING, SELF SUFFICIENCY FUTURE SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2556

KMITL-2013-EN-M-020-133

การออกแบบระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกัน
ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระในอนาคต

OPTIMUM DISTRIBUTION SYSTEM AND PROTECTIVE DEVICE DESIGN FOR
AN ISLANDING, SELF SUFFICIENCY FUTURE SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2556

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ภายในเท่านั้น มิอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

OPTIMUM DISTRIBUTION SYSTEM AND PROTECTIVE DEVICE
DESIGN FOR AN ISLANDING, SELF SUFFICIENCY FUTURE SYSTEM



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2013

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ KMITL-2013-EN-M-020-133 อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



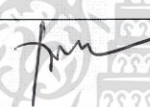
COPYRIGHT 2013

FACULTY OF ENGINEERING

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินทางปัญญาของสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การออกแบบระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระในอนาคต
Thesis Title Optimum Distribution System and Protective Device Design for an Islanding, Self Sufficiency Future System
นักศึกษา นายชัชชาย นวมโคกสูง
รหัสประจำตัว 51060209
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2013-EN-M-020-133

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินไหว	
รศ.ดร.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	
รศ.ดร.กิริติ	ชยะกุลศิริ	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันจันทร์ที่ 27 พฤษภาคม พ.ศ. 2556 เวลา 10.00-12.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 3 ห้องประชุม 5

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(ศาสตราจารย์ ดร.สุชวีร์ สุวรรณสวัสดิ์)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น มิใช่เพื่อเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงชื่อของสถาบันฯ นี้ทุกครั้งที่มีนำไปใช้
ณ วันที่ 27 พฤษภาคม พ.ศ. 2556

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การออกแบบระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระในอนาคต
นักศึกษา	นายชัชชาย นวมโคกสูง
รหัสประจำตัว	51060209
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2556
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้นำเสนอหัวข้อการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดินพร้อมด้วยอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระที่ผลิตกำลังไฟฟ้ามาจากพลังงานสะอาด ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลมและพลังงานน้ำโดยที่มีระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงเป็นระบบจำหน่ายสำรอง ในกรณีที่ ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้หรือผลิตกำลังไฟฟ้าได้ไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด การออกแบบได้คำนึงถึงความเจริญเติบโตของโหลดที่จะเกิดขึ้นในอนาคตด้วย โดยการออกแบบระบบไฟฟ้าที่กล่าวมานี้ จะออกแบบให้มีความมั่นคงและปลอดภัยในการจ่ายไฟฟ้าให้มากขึ้น โดยการออกแบบอุปกรณ์ป้องกันระบบจำหน่ายที่เหมาะสมกับ ลักษณะการผลิตกำลังไฟฟ้าแบบผสมผสาน การออกแบบนี้ได้ให้ความสำคัญกับความมั่นคงในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและความมั่นคงทางกายภาพด้วย

Thesis	OPTIMUM DISTRIBUTION SYSTEM AND PROTECTIVE DEVICE DESIGN FOR AN ISLANDING, SELF SUFFICIENCY FUTURE SYSTEM
Student	Mr.Chachchai Nuamkhoksung
Student ID.	51060209
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2013
Thesis Advisor	Asst .Prof. Dr. Chai Choompoo-inwai

ABSTRACT

This thesis proposes the optimum of distribution and protection system for a “Future Renewable System” which use a mixing clean energy resources: wind solar and hydro as a primary power source and use a power from MEA system as a secondary source in case of electricity from clean energy can not meet load demand.

In the proposes design, not only the security of system is concern, the author also take into account the future load growth in order to make this future center have a smart operation and control. The optimum selection of proper protective devices is also discussed.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้อย่างดีด้วยคำแนะนำและคำปรึกษาจาก ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินทิว ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ ผมขอเรียนนามล้าลองว่าสั้นๆว่า “อาจารย์ผู้ให้โอกาส” ขอขอบคุณ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินทิว ที่ได้ให้คำปรึกษาทั้งในเรื่องวิชาการและเรื่องอื่นๆ ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความอนุเคราะห์จากท่านอาจารย์ทั้งสอง และขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอกราบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุก ๆ ท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาให้กับข้าพเจ้า

ขอขอบคุณ คุณอนุรักษ์ ขำดี นักศึกษาปริญญาเอก เพื่อนที่คอยให้กำลังใจและคอยช่วยเหลือหลายๆเรื่อง, ขอขอบคุณ คุณศุภชัย ทศนะ วิศวกรระดับ 5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค น้องที่คอยอยู่ให้กำลังใจในการทำงานวิจัย และสมาชิกห้องวิจัย ESIRC ทุกๆท่าน ในภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยี พระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกคนที่ให้คำแนะนำต่างๆ และคอยให้กำลังใจเสมอมา

ขอขอบคุณ ผู้จัดการรินทร์ เหล่าสี่เกียรติ, คุณอำนาจ ถิ่นทัพไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัดสระบุรี ที่เปิดโอกาสให้ได้ศึกษาค้นคว้าในระดับปริญญาโท

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อพุฒิพงษ์ศูตร คุณแม่สาลี นวมโคกสูง และครอบครัวของข้าพเจ้ารวมถึงคุณยายแสวง ฐูปหอม ยายของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนในทุกเรื่องๆ ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมาจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอบแต่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

ชัชชาย นวมโคกสูง

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญรูป	XI
สารบัญตาราง.....	XIV
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	1
1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย	1
1.4 ขอบเขตการวิจัย	2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา.....	2
บทที่ 2 การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน	3
2.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	3
2.1.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ	3
2.1.1.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ (Stand-alone Solar System)	
.....	3
2.1.1.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบสายส่งหรือระบบจำหน่าย	
(Grid connected Solar System).....	4
2.1.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (PV-WT-DG-Inverter Hybrid).....	4
2.1.2 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์	5
2.1.3 ลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์	6
2.1.4 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์	6
2.1.5 สมบัติของกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	7

เอกสารนี้เป็นเอกสาร 2.2 พลังงานลม เริ่มการใช้ในงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้แก้ไขได้โดยนโยบายด้วยเอกสาร
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.1 ชนิดของกังหันลม.....	8
2.2.1.1 กังหันลมแนวแกนนอน (Horizontal Axis Wind Turbine).....	8
2.2.1.2 กังหันลมแนวแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine).....	9
2.2.2 ส่วนประกอบสำคัญของระบบกังหันลมต่างๆ ไปอาจแบ่งได้ดังนี้.....	9
2.2.3 การเลือกใช้งานขนาดของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า.....	10
2.2.3.1 กังหันลมขนาดจิ๋ว (micro wind turbine).....	10
2.2.3.2 กังหันลมขนาดเล็ก (small wind turbine).....	10
2.2.3.3 กังหันลมขนาดกลาง (medium wind turbine).....	10
2.2.3.4 กังหันลมขนาดใหญ่ (large wind turbine).....	11
2.2.3.5 กังหันลมขนาดใหญ่มาก (very large wind turbine).....	11
2.3 อินเวอร์เตอร์.....	11
2.3.1 วงจรต่างๆในภาคกำลังของอินเวอร์เตอร์.....	11
2.3.1.1 วงจรที่ไม่มีการแยกโดด.....	11
2.3.1.2 วงจรที่มีการแยกโดด.....	12
2.3.2 ลักษณะและหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	12
2.3.3 เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดผสมผสาน (Hybrid Inverter).....	13
2.3.4 การบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	13
2.4 แบตเตอรี่.....	13
2.4.1 การทำปฏิกิริยาหรือการเปลี่ยนแปลงทางเคมีในแบตเตอรี่.....	14
2.4.2 การคายประจุหรือการจ่ายกระแสไฟฟ้า.....	14
2.4.3 การอัดประจุไฟฟ้า.....	14
2.4.4 สมรรถนะของแบตเตอรี่และคำจำกัดความ.....	15
2.4.4.1 ประสิทธิภาพ ค่าความจุ และการประจุไฟฟ้ามากเกินไป.....	15
2.4.4.2 อัตราการคายประจุ และอัตราการอัดประจุ.....	15
2.4.4.3 ความลึกของการคายประจุและการอัดประจุ.....	16
2.4.4.4 อัตราการคายประจุด้วยตัวเอง.....	16
2.4.4.5 วงจรอายุ (Cycle Life).....	16

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้ ไม่อนุญาตให้แก้ไขได้โดยไม่ได้รับอนุญาต
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.5 เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า.....	17
2.4.5.1 เครื่องควบคุมการประจุแบบอนุกรม (Series controllers).....	17
2.4.5.2 เครื่องควบคุมการประจุแบบชั๊นท์ (Shunt controllers/parallel controllers).....	18
2.4.5.3 การประจุแบบป้องกันการคายประจุเกิน (Deep discharge protection)	18
2.4.5.4 เครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด (MPP charge controllers).....	19
2.4.6 สรุปหน้าที่ของเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าได้ดังนี้.....	19
บทที่ 3 Future Center	20
3.1 ระบบไฟฟ้าดั้งเดิม (Traditional Power System).....	20
3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า (Generating System).....	20
3.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System).....	20
3.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System).....	20
3.2 การเชื่อมต่อพลังงานทางเลือกกับระบบไฟฟ้าดั้งเดิม	21
3.3 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานทดแทนต่อเข้าระบบ	22
3.3.1 ผลกระทบการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่าย	23
3.3.2 ผลกระทบการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับระบบจำหน่าย	23
3.4 ระบบไมโครกริด.....	23
3.4.1 ลักษณะของระบบนิยามได้ดังนี้	23
3.4.2 ข้อดี ของระบบไมโครกริด	24
3.5 การผนวกเข้าเป็นระบบสมาร์ตกริด	25
3.5.1 ส่วนประกอบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	26
3.5.2 ประโยชน์ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีดังนี้	26
3.6 Future Center at KMITL	28

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4 ระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน	32
4.1 อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน	32
4.1.1 สายเคเบิลใต้ดิน	32
4.1.1.1 สายเคเบิลใต้ดินแรงสูง (high voltage underground cable).....	33
4.1.1.2. สายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำ (low voltage underground cable)	33
4.1.2 อุปกรณ์ต่อสาย (splice equipment)	34
4.1.2.1 ด้านแรงสูง.....	34
4.1.2.2 ด้านแรงต่ำ	34
4.1.3 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Conduit).....	34
4.1.3.1 ท่อ HDPE (High-Density Polyethylene).....	35
4.1.3.2 ท่อ Corrugate หรือเรียกว่าท่อลูกฟูก.....	35
4.1.3.3 ท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit).....	36
4.1.4. บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน.....	38
4.1.5 ตู้มิเตอร์.....	38
4.1.5.1 การติดตั้งมิเตอร์ระบบ 22 kV	38
4.1.5.2 การติดตั้งมิเตอร์ระบบแรงต่ำ	38
4.2 การออกแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน.....	39
4.2.1 แบบเปิดหน้าดิน.....	39
4.2.1.1 กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank).....	39
4.2.1.2 ร้อยท่อฝังดิน (Semi – Direct Burial)	40
4.2.1.3 ฝังดินโดยตรง (Direct Burial)	42
4.2.2 แบบไม่เปิดหน้าดิน	43
4.2.2.1 Horizontal Directional Drilling (HDD).....	43
4.2.2.2 Pipe Jacking	44
4.2.3 การออกแบบบ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน (Manhole and Handhole).....	45
4.2.3.1 บ่อพัก (Manhole) ประเภทที่ใช้กับระบบจำหน่าย 22&33 kV ได้แก่.....	46
4.2.3.2 บ่อพัก (Manhole) ประเภทที่ใช้กับระบบสายส่ง 115 kV ได้แก่.....	48

4.2.4 การเลือกขนาดท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน	50
4.2.4.1 รายละเอียดการพิจารณาเลือกขนาดท่อที่เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน .	50
4.2.4.2 ท่อสำรอง (Spare Duct)	51
4.2.5. การต่อลงดิน (Grounding)	52
4.2.5.1 การต่อลงดินเพื่อป้องกัน.....	52
4.2.5.2 การต่อลงดินเพื่อการทำงานของระบบ.....	52
4.2.6 การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดิน	53
4.2.7 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tensions)	54
4.2.7.1 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tension)	54
4.2.7.2 การลากสายเคเบิลใต้ดิน ทำได้ 2 วิธี คือ	54
4.2.7.3 แรงกดด้านข้าง (Side Wall Pressure)	56
4.2.7.4 Jam ratio หรือเรียกว่า Jamming	57
4.2.7.5 การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Bending)	58
4.2.7.6 การคำนวณในเรื่องของสายเคเบิลใต้ดินในท่อร้อยสายไฟฟ้า.....	59
4.2.8 ระยะห่างทางไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ	61
4.2.9 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน	61
4.2.9.1 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat (Flat Formation).....	62
4.2.9.2 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil.....	63
บทที่ 5 การออกแบบระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Distribution System Design)	65
5.1 ลักษณะรูปแบบการจ่ายไฟของระบบ	65
5.1.1 Inline Systems	65
5.1.2 DC Coupled System.....	65
5.1.3 AC Coupled Systems	66
5.2 ข้อมูลเบื้องต้นด้านกำลังไฟฟ้าเกี่ยวกับ Future System.....	67
5.2.1 แหล่งผลิตพลังงาน ในโครงการ Future System.....	67
5.2.1.1 ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าหลักต่อเนื่อง ได้แก่.....	67
5.2.1.2 ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าสำรอง ได้แก่.....	67

5.2.2 โหลดในโครงการ Future System.....	67
5.2.3 สถานที่ก่อสร้างโครงการ Future System.....	67
5.3 การออกแบบด้านไฟฟ้า.....	68
5.3.1 การคำนวณค่าต่างๆของกังหันลม.....	68
5.3.1.1 การคำนวณหาสายป้อน.....	68
5.3.1.2 การคำนวณแรงดันตก.....	68
5.3.1.3 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม.....	69
5.3.1.4 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์.....	69
5.3.2 โซลาร์เซลล์ทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW.....	70
5.3.2.1 การคำนวณหาสายป้อน.....	70
5.3.2.2 การคำนวณแรงดันตก.....	70
5.3.2.3 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์.....	70
5.3.3 การคำนวณค่าต่างๆของ Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW.....	70
5.3.3.1 การคำนวณหาสายป้อน.....	70
5.3.3.2 การคำนวณแรงดันตก.....	70
5.3.3.3 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม.....	71
5.3.3.4 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์.....	71
5.3.4 การคำนวณค่าต่างๆของกำลังไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้านครหลวง.....	72
5.3.4.1 การคำนวณหาสายป้อน.....	72
5.3.4.2 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม.....	72
5.3.4.3 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์.....	73
5.4 การออกแบบ ด้านโยธา.....	73
5.4.1 การออกแบบก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน.....	73
5.4.2 การออกแบบบ่อพักสาย.....	73
บทที่ 6 ระบบป้องกัน (Protection System)	77
6.1 ระบบการป้องกัน protective system	77
6.2 รีเลย์ที่นิยมใช้.....	78

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการเรียนการสอนเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษา
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.2.1 รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59).....	78
6.2.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51, 50N/51N)	78
6.2.3 Zero Sequence Over voltage relay (59N).....	78
6.2.4 รีเลย์กระแสสลับกระแสเกินแบบมีทิศทาง/ป้องกันกระแสเกินด้านกราวด์ (67/67N).....	78
6.2.5 รีเลย์ตรวจจับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (32).....	79
6.2.6 รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81).....	79
6.2.7 รีเลย์ตรวจสอบสถานะชิ่งโครไนซ์ (25).....	79
6.3 การออกแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า	80
6.3.1 กรณีที่ 1 การออกแบบระบบป้องกันของ Future center กรณีผลิตไฟฟ้าจาก อินเวอร์เตอร์อย่างเดียว.....	80
6.3.2 กรณีที่ 2 การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์และเครื่องกำเนิดชิ่งโครไนส์ หรือเครื่องกำเนิดเหนี่ยวนำเชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์	81
6.4 การออกแบบการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า.....	84
6.4.1 ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า.....	84
บทที่ 7 บทสรุป.....	86
7.1 บทสรุป	86
7.2 ความพิเศษของงานวิจัย	86
7.3 ข้อเสนอแนะ.....	86
เอกสารอ้างอิง.....	87
ภาคผนวก ก.....	89
ภาคผนวก ข.	102
ภาคผนวก ค.	132
ภาคผนวก ง.	155
ประวัติผู้เขียน	172

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 2.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ.....	3
รูปที่ 2.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบสายส่งหรือระบบจำหน่าย	4
รูปที่ 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน.....	4
รูปที่ 2.4 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน	5
รูปที่ 2.5 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน	5
รูปที่ 2.6 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร	6
รูปที่ 2.7 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน.....	7
รูปที่ 2.8 ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน	7
รูปที่ 2.9 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I - V Curve)	8
รูปที่ 2.10 กังหันลมแนวแกนนอน.....	8
รูปที่ 2.11 กังหันลมแนวแกนตั้ง	9
รูปที่ 2.12 ส่วนประกอบของกังหันลม	10
รูปที่ 2.13 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์.....	12
รูปที่ 2.14 เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดผสมผสาน	13
รูปที่ 2.15 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบอนุกรม.....	18
รูปที่ 2.16 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบขั้นที่	18
รูปที่ 2.17 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด.....	19
รูปที่ 3.1 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิม.....	21
รูปที่ 3.2 การเชื่อมต่อพลังงานทางเลือกกับระบบไฟฟ้าดั้งเดิม.....	21
รูปที่ 3.3 ระบบไฟฟ้ากำลังแบบรวมศูนย์และระบบไฟฟ้ากำลังแบบแยกศูนย์.....	25
รูปที่ 3.4 ส่วนประกอบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	28
รูปที่ 3.5 ตำแหน่งและทิศทางการติดตั้งกังหันลมในโครงการ Future Center	29
รูปที่ 3.6 สถานที่ติดตั้ง PV ในโครงการ Future Center.....	29
รูปที่ 3.7 วงจรการทำงานควบคุมระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งระบบ	30

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ที่ตีพิมพ์โดยสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทดแทนในจังหวัดภูเก็ตภายใต้โครงการวิจัยและพัฒนาระบบพลังงานทดแทน

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 4.2 อุปกรณ์ต่อหัวสายแรงสูง.....	34
รูปที่ 4.4 Submersible secondary connector.....	34
รูปที่ 4.4 ท่อ HDPE (High-Density Polyethylene).....	35
รูปที่ 4.5 ข้อต่อแบบสวม (Coupling) และการต่อแบบเชื่อมด้วยความร้อน (Welding)	35
รูปที่ 4.6 ท่อ Corrugate	36
รูปที่ 4.7 ท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit) และการต่อท่อ.....	36
รูปที่ 4.8 การเดินท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit)	37
รูปที่ 4.9 กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank)	39
รูปที่ 4.10 ร้อยท่อฝังดิน (Semi – Direct Burial).....	41
รูปที่ 4.11 ฝังดินโดยตรง (Direct Burial)	42
รูปที่ 4.12 Horizontal Directional Drilling (HDD).....	44
รูปที่ 4.13 Pipe Jacking.....	45
รูปที่ 4.14 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 1 และ 2T - 2.....	46
รูปที่ 4.15 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 3.....	46
รูปที่ 4.16 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 4.....	47
รูปที่ 4.17 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 8.....	47
รูปที่ 4.18 บ่อพัก (Manhole) Type 2S - 1.....	47
รูปที่ 4.19 บ่อพัก (Manhole) Type 2C - 1.....	48
รูปที่ 4.20 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 5 และ 2T-6.....	48
รูปที่ 4.21 บ่อพัก (Manhole) Type 2S - 2.....	48
รูปที่ 4.22 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 7.....	49
รูปที่ 4.23 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน ภายในท่อร้อยสาย.....	55
รูปที่ 4.24 การลากสายเคเบิลใต้ดิน.....	56
รูปที่ 4.25 แรกกดด้านข้าง.....	57
รูปที่ 4.26 การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน.....	58
รูปที่ 4.27 แสดงการตั้ง REEL สายเคเบิลใต้ดินที่ปากบ่อ MANHOLE เพื่อดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน	59

รูปที่ 4.28 แรงดึงสายช่วงลาดเอียงกรณีตั้งขึ้นและกรณีตั้งลง.....	59
รูปที่ 4.29 แรงดึงสายช่วงทางโค้งแนวราบ.....	60
รูปที่ 4.30 แรงดึงสายช่วงโค้งขึ้น-ลง.....	60
รูปที่ 4.31 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ถูกต้อง.....	62
รูปที่ 4.32 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ไม่ถูกต้อง.....	62
รูปที่ 4.33 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat Formation บน Rack ที่ถูกต้อง.....	63
รูปที่ 4.34 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil Formation บน Rack ที่ถูกต้อง....	63
รูปที่ 4.35 แสดงเปรียบเทียบการจัดเรียงสายภายใน Duct Bank 2 วิธี โดยจ่ายกระแส 700 A	64
รูปที่ 5.1 Inline System.....	65
รูปที่ 5.2 DC Coupled System.....	66
รูปที่ 5.3 AC Coupled System.....	66
รูปที่ 5.4 สถานที่ก่อสร้างโครงการ Future System.....	68
รูปที่ 5.5 HH-2 SIZE 2 x 1.....	74
รูปที่ 5.6 HH-2 SIZE 2 x 2.....	75
รูปที่ 6.1 การป้องกันกระแสดินในวงจร 3 เฟส 4 สาย.....	78
รูปที่ 6.2 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง.....	79
รูปที่ 6.3 รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์.....	80
รูปที่ 6.6 ออกแบบการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ Future center ที่เหมาะสม.....	83
รูปที่ 6.7 จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า ที่เหมาะสมสำหรับ Future System.....	85

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าดีโอติกับค่าเอสโอซี.....	16
ตารางที่ 4.1 คุณสมบัติของท่อทั้ง 3 ชนิด.....	37
ตารางที่ 4.2 เปอร์เซนต์พื้นที่หน้าตัดรวมสูงสุดของสายเคเบิลใต้ดินคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน	50
ตารางที่ 4.3 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน Outside Diameter Of Cables	50
ตารางที่ 4.4 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินที่เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน.....	51
ตารางที่ 4.5 ขนาดของท่อร้อยสายไฟฟ้าประเภทต่างๆ	51
ตารางที่ 4.6 ตารางแนะนำจำนวนท่อสำรอง.....	52
ตารางที่ 4.8 ค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณแรงดึงสายทั้งหมด.....	61
ตารางที่ 4.9 ระยะห่างระหว่างแนวสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ.....	61

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันนี้การใช้พลังงานทดแทนหรือพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากความต้องการพลังงานเพิ่มมากขึ้นในขณะที่น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ที่เราใช้กันมาในอดีตจนถึงทุกวันนี้มีปริมาณลดลงและราคาเพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อการเกิดมลภาวะและปัญหาโลกร้อนอีกด้วยซึ่งรัฐบาล องค์กร หน่วยงานของประเทศต่างๆ ทั่วโลก รวมถึงประเทศไทยต่างก็เล็งเห็นปัญหานี้และให้ความสำคัญในการแก้ปัญหาตั้งนั้นการสร้างนวัตกรรม การพัฒนาเทคโนโลยี ตลอดจนการศึกษาค้นคว้าวิจัย เพื่อให้ได้มาซึ่งพลังงานทดแทนจึงเป็นสิ่งจำเป็นและมีความสำคัญ

ด้วยการผลิตพลังงานทดแทนนั้นสามารถผลิตได้จากหลายๆแหล่ง เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ การศึกษาเทคโนโลยี การบริหารจัดการพลังงานทดแทนจากหลายๆแหล่ง ให้ทำงานอย่างผสมผสาน ลงตัว และชาญฉลาดเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องศึกษาค้นคว้า จึงทำให้เกิดโครงการ Future Renewable Center หรือ Future Center โครงการนี้ จะถูกออกแบบให้นำพลังงานที่ผลิตได้จากพลังงานทดแทนมาใช้เป็นหลัก ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตเทียบเท่ากับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 1 ชุมชน หรือ 30 – 40 หลังคาเรือน โดยที่ ระบบการผลิตกำลังงานไฟฟ้า, การใช้พลังงานไฟฟ้าและการควบคุมส่งกำลังไฟฟ้า จะถูกออกแบบมาอย่างชาญฉลาด

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์หลักคือ

1.2.1 ศึกษาหลักการทำงานของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ เพื่อมาออกแบบระบบจำหน่ายที่มีความเหมาะสมที่สุดสำหรับ Future Center

1.2.2 ศึกษาและออกแบบระบบป้องกัน (Protective) ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับ Future Center

1.2.3 ศึกษาการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่าง Future Center กับกริดไฟฟ้านครหลวง

1.2.4 ศึกษาวิธีการติดตั้งเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า ที่เหมาะสมที่สุด Future Center

1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

1.3.1 การออกแบบระบบไฟฟ้าใต้ดิน ของการไฟฟ้านครหลวง

1.3.2 การออกแบบระบบไฟฟ้าใต้ดิน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3.3 มาตรฐานทางไฟฟ้าสากล เช่น IEEE, IEC และ มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย พ.ศ. 2545 ของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์

1.3.4 ประสบการณ์การทำงานด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.4 ขอบเขตการวิจัย

ทำการศึกษาและออกแบบระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินที่เหมาะสม เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้า ในโครงการ Future System จาก

- 1.4.1 กังหันลมจำนวน 4 ต้น ต้นละ 10 KW รวมผลิตพลังงานสูงสุด 40 KW
 - 1.4.2 โซลาร์เซลล์ ทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW
 - 1.4.3 Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW
 - 1.4.4 การไฟฟ้านครหลวง ระบบรองรับได้ 575 KW
- กำหนดจุดติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันระบบและเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า

1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 7 บท ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึง ความเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา ทฤษฎีแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 จะกล่าวถึง การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนต่างๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ทฤษฎีการแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นการสลับและ การเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

บทที่ 3 Future center

บทที่ 4 จะกล่าวถึง ระบบก่อสร้างเคเบิลใต้ดิน ชนิดของท่อร้อยสาย ชนิดของสายไฟ รูปแบบการออกแบบระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

บทที่ 5 การออกแบบระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า บทนี้จะเป็นการออกแบบระบบจำหน่ายที่เหมาะสมสำหรับโครงการ Future Center

บทที่ 6 จะกล่าวถึง ระบบป้องกันต่างๆที่ออกแบบนำมาใช้ใน โครงการ Future System

บทที่ 7 บทสรุป

บทที่ 2

การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน

2.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

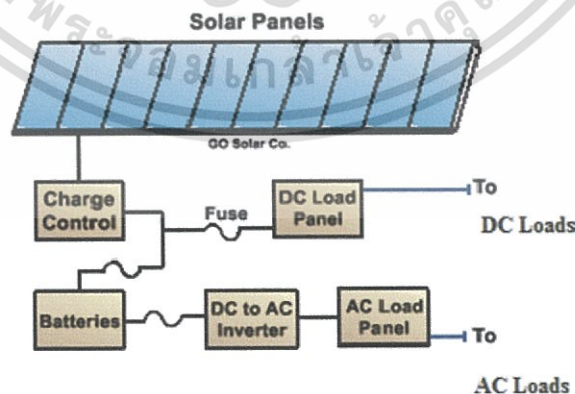
แสงอาทิตย์ เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นพลังงานสะอาดและมีอยู่ทั่วไป แต่การนำมาใช้ประโยชน์อาจยังมีข้อจำกัดอยู่บ้าง เนื่องจากแสงอาทิตย์มีเฉพาะในตอนกลางวัน ตลอดจนมีความเข้มของแสงที่ไม่แน่นอน เพราะขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลที่เปลี่ยนไป

ปริมาณแสงอาทิตย์ที่ได้รับบนพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง จะมีปริมาณสูงสุดเมื่อพื้นที่นั้นทำมุมตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ ดังนั้นหากต้องการให้พื้นที่ได้รับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดต่อวัน ก็จะต้องปรับพื้นที่รับแสงนั้นๆ ตามการเคลื่อนที่ของแสงอาทิตย์ ซึ่งจะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปสู่ทิศตะวันตกเสมอ นอกจากนั้น จากการศึกษาที่โลกเอียง ทำให้ซีกโลกเหนือหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูร้อน และเอียงซีกโลกใต้หันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูหนาว ดังนั้นเราจึงต้องปรับมุมพื้นที่รับแสงนั้นๆ ในแนวเหนือใต้ (มุมก้มและมุมเงย) ให้สอดคล้องตามฤดูกาลด้วย เพื่อให้พื้นที่นั้นๆ รับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดตลอดปี

2.1.1 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

2.1.1.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ (Stand-alone Solar System)

ออกแบบให้สามารถนำไปใช้งานแบบติดตั้งอิสระ เหมาะสำหรับทุกพื้นที่ซึ่งระบบสายส่งการไฟฟ้าเข้าไม่ถึง โดยมีเครื่องควบคุมการประจุกระแสไฟฟ้า (Charge Controller) ทำหน้าที่ประจุกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เก็บไว้ใน แบตเตอรี่ เพื่อนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรง หรือ ใช้เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อใช้งานกับเครื่องใช้ ไฟฟ้าที่เป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับได้



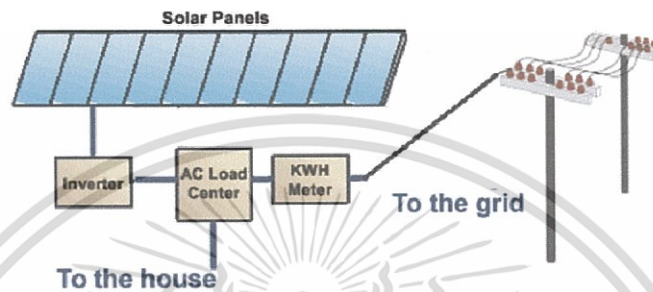
รูปที่ 2.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ

[ที่มา: <http://www.heconsolidated.com>]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.1.1.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบสายส่งหรือระบบจำหน่าย (Grid connected Solar System)

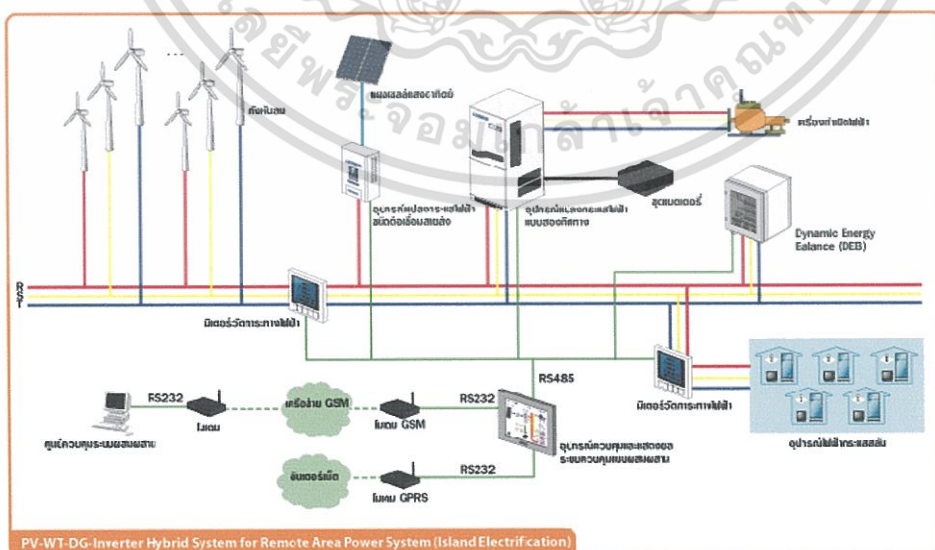
ออกแบบเพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แล้วผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสายส่ง (Grid connected Inverter) จากนั้นจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำการขายคืนกระแสไฟฟ้าที่เกินความต้องการให้กับกริดไฟฟ้า โดยต้องทำสัญญาการขายไฟฟ้าให้กับกริดไฟฟ้าได้



รูปที่ 2.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบสายส่งหรือระบบจำหน่าย [ที่มา: <http://www.heconsolidated.com>]

2.1.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (PV-WT-DG-Inverter Hybrid System)

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System) ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนดีเซล ไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น



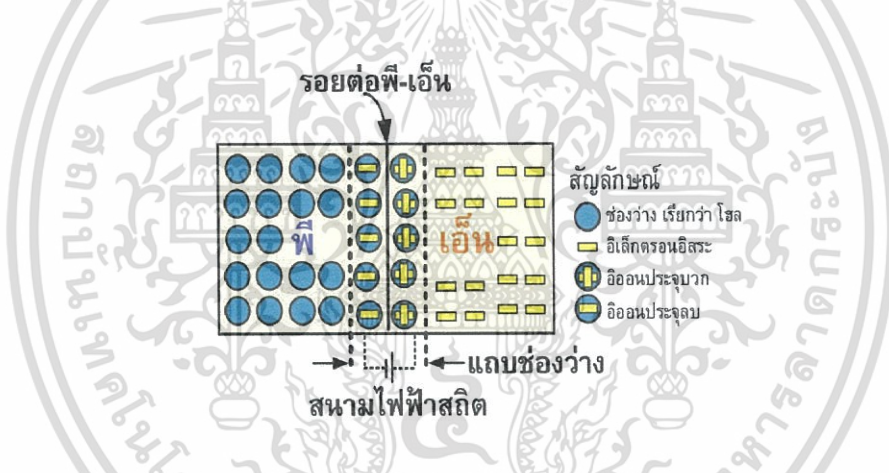
รูปที่ 2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

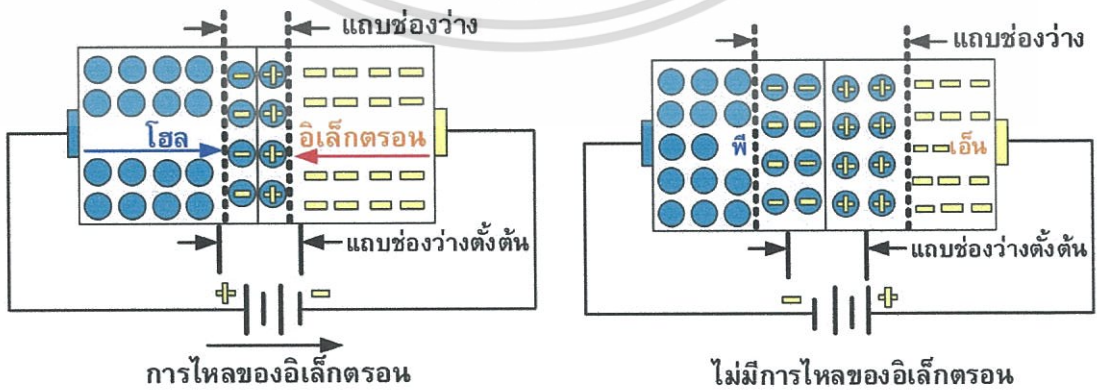
2.1.2 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นไฟฟ้าโดยตรง อาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะเหมือนกับไดโอดทั่วไป ประกอบด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้น ได้แก่ สารกึ่งตัวนำชนิดพีเป็นชั้นบวก และสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นเป็นชั้นลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากเป็นซิลิกอน และเพื่อให้เข้าใจได้ง่าย โดยส่วนใหญ่จะใช้การอธิบายสารกึ่งตัวนำที่ทำจากซิลิกอน แม้ว่าปัจจุบันจะมีสารกึ่งตัวนำที่ทำจากวัสดุชนิดอื่นก็ตาม

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอน ประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพีผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิกอนใช้สารเจือปน คือโบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล (Hole) และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุลบ ทำให้ส่วนนี้เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปน คือฟอสฟอรัส เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอยต่อพี-เอ็น ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [1]



รูปที่ 2.5 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน [1]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนไปยังบริเวณผลึกชนิดอื่นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าได้ดังในรูปที่ 2.5 เมื่อต่อเข้ากับวงจรภายนอกจะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดวงจร การเคลื่อนที่ไปยังวงจรภายนอกของอิเล็กตรอนในกรณีของสารกึ่งตัวนำโดยผ่านวัสดุตัวนำที่ติดอยู่กับผิวด้านหน้าของเซลล์ ในเวลาเดียวกันโฮลจะเคลื่อนที่ไปในทิศทางตรงข้ามผ่านเนื้อเซลล์จนไปถึงวัสดุตัวนำอีกส่วนหนึ่งที่ยึดติดอยู่กับด้านล่างของเซลล์ ทำให้ครบวงจรโดยร่วมกับอิเล็กตรอนที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรภายนอก แต่ในทางตรงข้าม การไหลของอิเล็กตรอนไม่เกิดขึ้นหากไม่สามารถทำให้ครบวงจร

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยที่กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอน และแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในบริเวณรอยต่อพี-เอ็น โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิกอนแบบผลึกเดี่ยวจะออกแบบให้มีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ ที่กระแสไฟฟ้าประมาณ 2.5 แอมแปร์ ดังนั้นจะเกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 1.25 วัตต์

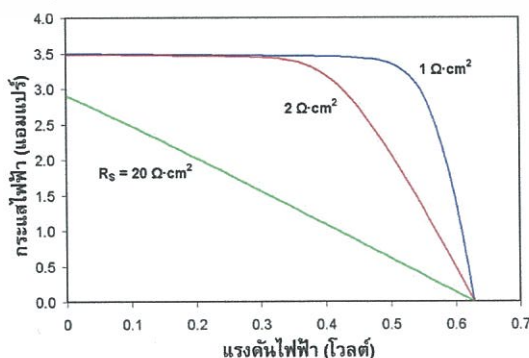
2.1.3 ลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์

โดยทั่วไปสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในรูปของความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า เริ่มต้นที่วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการต่อขนานระหว่างแหล่งกำเนิดแสง ไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) และความต้านทาน shunt และต่ออนุกรมกับความต้านทานอนุกรม ตามลำดับ

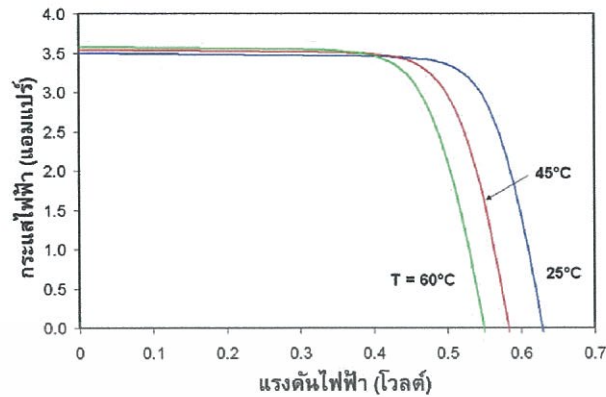
2.1.4 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นกับทั้งปัจจัยภายนอกและสมบัติของเซลล์ ได้แก่ อุณหภูมิ ความเข้มรังสีอาทิตย์ ความต้านทาน Shunt และความต้านทานอนุกรม เป็นต้น โดยที่ประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น นั่นคือ สภาวะที่อุณหภูมิสูงระยะห่างของแถบพลังงานจะลดลงเป็นผลให้แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยลงแต่ไม่ทำให้กระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงนัก ดังรูปที่ 2.6 ทั้งนี้ กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าน้อย เช่น ในวันที่ท้องฟ้ามีครึ้ม มีเมฆบดบัง การบังเงาเนื่องจากเงาต้นไม้ เป็นต้น

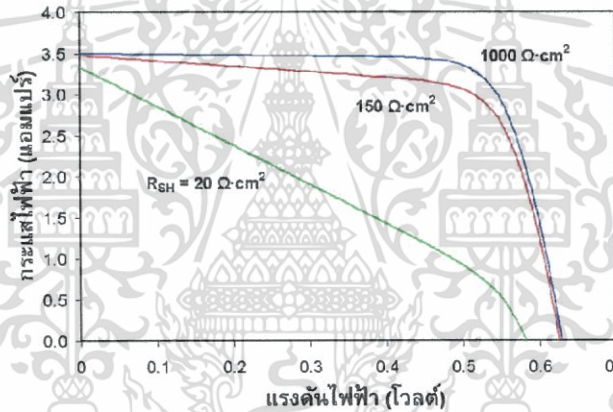
ความต้านทานอนุกรมเพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันขาออกมีค่าลดลงแต่ไม่มีต่อค่าแรงดันวงจรเปิดหรือกล่าวได้ว่า ความต้านทานอนุกรมทำให้ค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลง หากค่านี้มีมากๆ จะทำให้กระแสลัดวงจรลดลงและ IV-curve เป็นเส้นตรงดังรูปที่ 2.7 ค่าความต้านทาน Shunt ลดลงมากจะเป็นผลทำให้แรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจรมีค่าลดลงดังรูปที่ 2.8 และค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลงเช่นเดียวกับกรณีของความต้านทานอนุกรม



รูปที่ 2.6 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร [1]



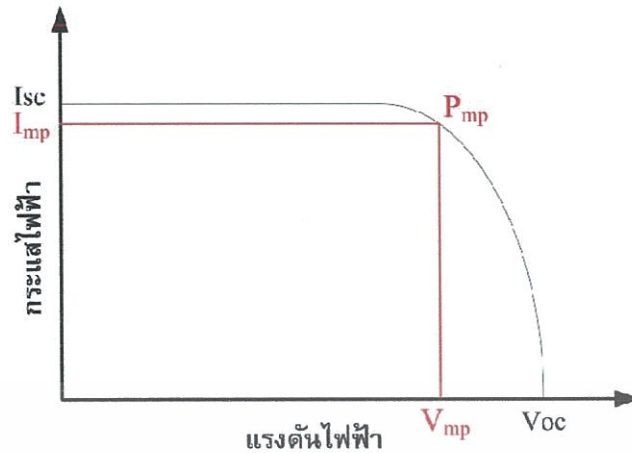
รูปที่ 2.7 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [1]



รูปที่ 2.8 ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [1]

2.1.5 สมบัติของกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเป็นกระแสตรง โดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิแผงเซลล์ รูปที่ 2.9 แสดงกราฟกระแสกับแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อต่อกับโหลดที่แปรค่าตั้งแต่สภาวะวงจรถัด (Short circuit) ถึงสภาวะวงจรมืด (Open circuit) โดยตัดแกนตั้งที่แรงดันเป็นศูนย์ จะได้ค่ากระแสที่สภาวะวงจรถัด (Short circuit current: ISC) ส่วนจุดตัดแกนนอนที่กระแสเท่ากับศูนย์จะได้ค่าแรงดันขณะวงจรมืด (Open circuit voltage: VOC) เมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันก็จะได้กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้องมีจุดเดียวเป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point: PMP) ส่วนกระแสกับแรงดันที่จุดนี้เรียกว่า กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point: IMP) กับแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point: VMP) ตามลำดับ



รูปที่ 2.9 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I - V Curve) [1]

2.2 พลังงานลม

ลมเป็นปรากฏการณ์ทางธรรมชาติ เกิดจากการที่พื้นพื้นบนโลกได้รับความร้อนจากดวงอาทิตย์ไม่เท่ากัน บริเวณที่มีอุณหภูมิสูงกว่าอากาศจะร้อน มีความหนาแน่นน้อย เกิดการขยายตัวและลอยตัวสูงขึ้น ขณะเดียวกันอากาศในบริเวณที่เย็นกว่า มีความหนาแน่นกว่า หนักกว่าจะเคลื่อนเข้ามาแทนที่ ทำให้เกิดการไหลของอากาศหรือที่เรียกกันทั่วไปว่า กระแสลมนั่นเอง มนุษย์เราได้ใช้ประโยชน์จากพลังงานลมมานานหลายพันปี ในการอำนวยความสะดวกสบายแก่ชีวิต เช่น การแล่นเรือใบขนส่งสินค้าไปได้ไกลๆ การหมุนกังหันวิดน้ำ การหมุนโม้หินบดเมล็ดพืชให้เป็นแป้ง ในปัจจุบันมนุษย์จึงได้ให้ความสำคัญและนำมาใช้ประโยชน์มากขึ้น โดยการนำมาใช้ผลิตเป็นพลังงานที่สะอาดไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสภาพแวดล้อมและสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้อย่างไม่รู้จำกัดสิ้น

2.2.1 ชนิดของกังหันลม

2.2.1.1 กังหันลมแนวแกนนอน (Horizontal Axis Wind Turbine)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากกับแรงลม มีอุปกรณ์ควบคุมกังหันให้หันไปตามทิศทางของกระแสลม เรียกว่า ทางเสือ และมีอุปกรณ์ป้องกันกังหันชำรุดเสียหายขณะเกิดลมพัดแรง เช่น ลมพายุและตั้งอยู่บนเสาที่แข็งแรง กังหันลมแบบแกนนอน ได้แก่ กังหันลมวินด์มิลล์ (Windmills) กังหันลมใบเสील้าแพน นิยมใช้กับเครื่องสูบน้ำ กังหันลมแบบกัล้อจักรยาน กังหันลมสำหรับผลิตไฟฟ้าแบบพรอบเพลลเลอร์ (Propeller)



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ร่วมเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
รูปที่ 2.10 กังหันลมแนวแกนนอน
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.1.2 กังหันลมแนวแกนตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนและใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ ซึ่งทำให้สามารถรับลมในแนวราบได้ทุกทิศทาง

กังหันลมแบบแนวแกนนอนเป็นแบบที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย ส่วนมากออกแบบให้เป็นชนิดที่ขับใบกังหันด้วยแรงยก แต่อย่างไรก็ตาม กังหันลมแบบแนวแกนตั้ง ซึ่งได้รับการพัฒนามากในระยหลังก็ได้รับความสนใจมากขึ้นเช่นกัน ทั้งนี้เนื่องจากข้อดีกว่าแบบแนวแกนนอนคือ ในแบบแนวแกนตั้งนั้นไม่ว่าลมจะเข้ามาทิศไหนก็ยังหมุนได้ โดยไม่ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมให้กังหันหันหน้าเข้าหาลม นอกจากนี้แล้วแบบแนวแกนตั้งนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบการส่งกำลังวางไว้ใกล้พื้นดินมากกว่าแบบแกนนอน เวลาเกิดปัญหาแก้ไขง่ายกว่าแบบแกนนอนที่ติดอยู่บนหอคอยสูง



รูปที่ 2.11 กังหันลมแนวแกนตั้ง

2.2.2 ส่วนประกอบสำคัญของระบบกังหันลมต่างๆ ไปอาจแบ่งได้ดังนี้

2.2.2.1 ใบพัด เป็นตัวรับพลังลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกลซึ่งยึดติดกับชุดแกนหมุน และส่งแรงจากแกนหมุนไปยังเพลาแกนหมุน

2.2.2.2 เพลาแกนหมุน ซึ่งรับแรงจากแกนหมุนใบพัด และส่งผ่านระบบกำลังเพื่อหมุนและปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.2.3 ห้องส่งกำลังซึ่งเป็นระบบปรับเปลี่ยนและควบคุมความเร็วในการหมุนระหว่างเพลาแกนหมุนกับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.2.4 ห้องเครื่องซึ่งมีขนาดใหญ่และมีความสำคัญต่อกังหันลมใช้บรรจุระบบต่างๆ ของกังหันลม เช่น ระบบเกียร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เบรก และระบบควบคุม

2.2.2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า

2.2.2.6 ระบบควบคุมไฟฟ้า ซึ่งใช้ระบบคอมพิวเตอร์เป็นตัวควบคุมการทำงาน และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

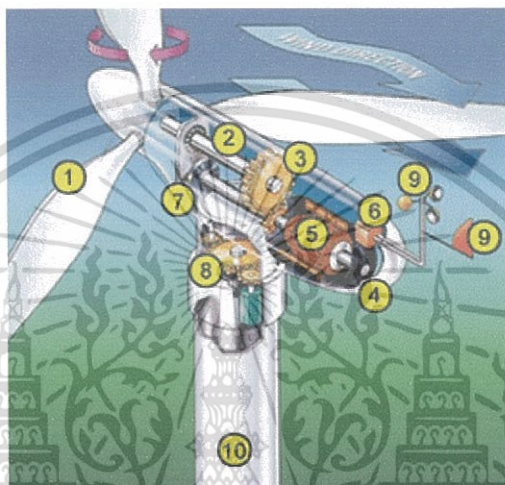
2.2.2.7 ระบบเบรก เป็นระบบกลไกเพื่อใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลา แกนหมุนของกังหัน เมื่อได้รับความเร็วลม เกินความสามารถของกังหันที่ จะรับได้ และใน

เอกสารนี้ระหว่างการศึกษาเพื่อการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.2.8 แกนคอกหมุนรับทิศทางลม เป็นตัวควบคุมการหมุนห้องเครื่อง เพื่อให้ใบพัดรับทิศทางลมโดยระบบอิเล็กทรอนิกส์ ที่เชื่อมต่อให้มีความสัมพันธ์กับทางเสื่อรับทิศทางลมที่อยู่ด้านบนของเครื่อง

2.2.2.9 เครื่องวัดความเร็วลมและทิศทางลม ซึ่งเชื่อมต่อสายสัญญาณเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นตัวชี้ขนาดของความเร็วและทิศทางของลมเพื่อที่คอมพิวเตอร์จะได้ควบคุมกลไกอื่นๆ ได้ถูกต้อง

2.2.2.10 เสากังหันลม เป็นตัวแบกรับส่วนที่เป็นตัวเครื่องที่อยู่ข้างบน



รูปที่ 2.12 ส่วนประกอบของกังหันลม

2.2.3 การเลือกใช้งานขนาดของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้า

การเลือกใช้งานขนาดของกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับกำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity) เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัด (rotor diameter) พื้นที่กวาดใบพัด (swept area) ประเภทของกังหันลม มีดังนี้

2.2.3.1 กังหันลมขนาดเล็ก (micro wind turbine)

มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าน้อยกว่า 1.5 kW. เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัดน้อยกว่า 3 เมตร พื้นที่กวาดใบพัดน้อยกว่า 7 ตร.ม. เหมาะสำหรับติดตั้งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลที่ต้องการภาระทางไฟฟ้าไม่มากนัก

2.2.3.2 กังหันลมขนาดเล็ก (small wind turbine)

มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 1.5-20 kW. เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัด 3-10 เมตร พื้นที่กวาดใบพัด 7-80 ตร.ม. เหมาะสำหรับติดตั้งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลเพื่อจัดเก็บกระแสไฟฟ้าลงในแบตเตอรี่ และมีภาระทางไฟฟ้าไม่มากนัก

2.2.3.3 กังหันลมขนาดกลาง (medium wind turbine)

มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 20-200 kW. เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัดระหว่าง 10-25 เมตร พื้นที่กวาดใบพัดระหว่าง 80-500 ตร.ม. เหมาะสำหรับติดตั้งผลิตไฟฟ้าในระบบผสมผสานกับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การผลิตไฟฟ้าชนิดอื่น เช่น ระบบผสมผสานดีเซล-เซลล์แสงอาทิตย์-กังหันลม ระบบผสมผสานพลังน้ำ-เซลล์แสงอาทิตย์-กังหันลม เพื่อใช้ในระบบมินิกริดตามชุมชนห่างไกล

2.2.3.4 กังหันลมขนาดใหญ่ (large wind turbine)

มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 200 - 1,500 kW. เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัดระหว่าง 25-70 เมตร พื้นที่กวาดใบพัดระหว่าง 500-3,850 ตร.ม. เหมาะสำหรับติดตั้งผลิตไฟฟ้าเป็นแบบทุ่งกันหันลมบนฝั่ง เพื่อเชื่อมต่อไฟฟ้าเข้ากับระบบสายส่ง(grid connection)

2.2.3.5 กังหันลมขนาดใหญ่มาก (very large wind turbine)

มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1,500 kW. เส้นผ่าศูนย์กลางใบพัดมากกว่า 70 เมตร พื้นที่กวาดใบพัดมากกว่า 3,850 ตร.ม. เหมาะสำหรับติดตั้งผลิตไฟฟ้าเป็นแบบทุ่งกันหันลมบนฝั่งและนอกชายฝั่ง เพื่อเชื่อมต่อไฟฟ้าเข้ากับระบบสายส่ง

2.3 อินเวอร์เตอร์

ทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานทดแทน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์และ กังหันลม ฯลฯ ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) เพื่อให้สามารถใช้ได้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสสลับ

2.3.1 วงจรต่างๆในภาคกำลังของอินเวอร์เตอร์

วงจรของพีวีอินเวอร์เตอร์ต่างๆ สามารถแบ่งโดยอาศัยวิธีการพิจารณาได้หลายวิธีเช่นมีการแยกโดดหรือไม่มีการแยกโดดทางไฟฟ้า (Isolated or non-isolated) มีหรือไม่มีการคลี่ (Unfolding stage) และการใช้หลักการมอดูเลทด้วยความกว้างของพัลส์ (PWM) หรือใช้หลักการเรโซแนนซ์อย่างไรก็ตามถ้ามีการเชื่อมต่อบริเวณความปลอดภัยเป็นสิ่งที่สำคัญอย่างยิ่ง ดังนั้นวงจรต่างๆที่จะนำมาเป็นภาคกำลังของพีวีอินเวอร์เตอร์จะแบ่งเป็น 2 ประเภท ตามการมีการแยกโดดและไม่มีการแยกโดด

2.3.1.1 วงจรที่ไม่มีการแยกโดด

วงจรที่ไม่มีการแยกโดดหมายถึง การมีการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างเมนส์และแผงเซลล์ซึ่งการแยกโดดจะต้องอาศัยการต่อผ่านหม้อแปลง ในแง่ความปลอดภัยทางไฟฟ้าวงจรที่ไม่มีการแยกโดดมีความปลอดภัยต่ำ ส่วนข้อดีคือการที่ไม่มีหม้อแปลง จะทำให้อินเวอร์เตอร์มีขนาดเล็ก และราคาถูกลง

1. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้แรงดันด้านเข้าสองขั้ว
2. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้การสังเคราะห์ทางดิจิทัล
3. วงจรบริดจ์ที่อาศัยหลักการมอดูเลทความกว้างของพัลส์
4. วงจรที่มีพื้นฐานจากวงจรทอนระดับ
5. อินเวอร์เตอร์ที่ดัดแปลงมาจากวงจรแปลงผันแบบ Zeta สองวงจร

2.3.1.2 วงจรที่มีการแยกโหนด

วงจรอินเวอร์เตอร์ที่มีการแยกโหนดจะกั้นทางไฟฟ้าระหว่างเมนส์และแผงเซลล์ ทำให้มีความปลอดภัยทางไฟฟ้าสูงขึ้น โดยทั่วไปการแยกโหนดโดยการใช้หม้อแปลงวงจรประเภทนี้หลายวงจร หม้อแปลงแยกโหนดทำหน้าที่แปลงแรงดันขึ้นด้วย วงจรแยกโหนดมีดังนี้

1. วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ Push-pull
2. วงจรที่ดัดแปลงมาจากวงจรคอนเวอร์เตอร์แบบฟลายแบ็ค (Fly back converter)
3. วงจรที่มีพื้นฐานจากคอนเวอร์เตอร์แบบฟอร์เวิร์ด (Forward converter)
4. วงจรที่มีพื้นฐานบนคอนเวอร์เตอร์แบบทอนสองวงจร (Topology based on double buck converter)
5. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบกึ่งบริดจ์ (Topology based on a half bridge circuit)
6. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบบริดจ์เต็ม (Topology based on a full bridge circuit)
7. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรถูกำทอนอนุกรมสองวงจร (Topology based on dual series resonant converter)

2.3.2 ลักษณะและหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบริเวณจำหน่ายในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่เชื่อมต่อโยงระหว่างระหว่างระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV array) ระบบจำหน่าย (Grid) และภาระทางไฟฟ้า (AC load) โดยรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความถี่และแรงดันเดียวกับระบบจำหน่าย โดยสัญลักษณ์ในไดอะแกรมวงจรสมมูลดังรูปที่ 2.13

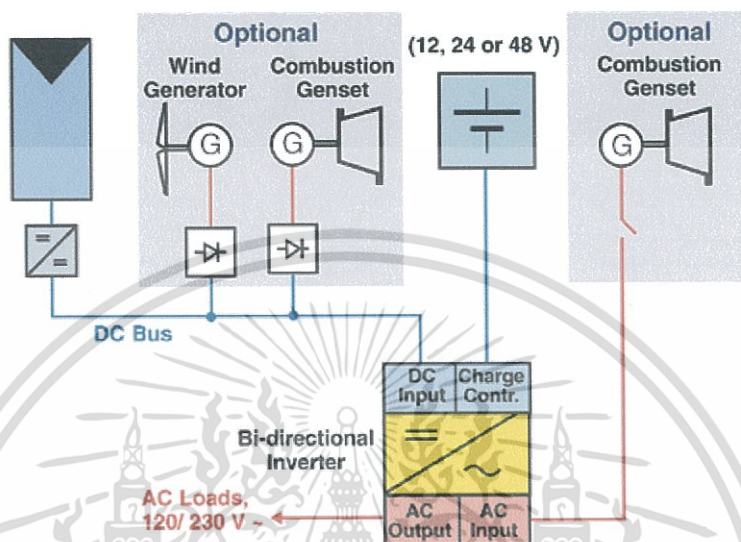


รูปที่ 2.13 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ [1]

การเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายหลักโดยตรงหรือระบบจำหน่ายของอาคารมีความแตกต่างคือ การเชื่อมต่อโดยตรงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยตรง แต่หากเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของอาคาร กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้กับภาระของอาคารก่อน ส่วนที่เหลือเกินจึงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายหลัก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบนี้ สามารถใช้ได้กับทั้งระบบ 1 เฟสและ 3 เฟส เพื่อให้ป้อนกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้สูงสุดเสมอ อินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จึงต้องทำงานที่จุดกำลังสูงสุด (MPP) ของพีวีอะเรย์ ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพอากาศ ดังนั้นตัวติดตามจุดกำลังสูงสุด (MPP Tracker) ภายในอินเวอร์เตอร์จึงต้องปรับจุดกำลังสูงสุดให้เหมาะสมกับค่าแรงดันและกระแสของพีวีอะเรย์ วงจรอิเล็กทรอนิกส์ซึ่งทำหน้าที่เป็น MPP Tracker จึงมีความจำเป็นต่ออินเวอร์เตอร์

2.3.3 เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดผสมผสาน (Hybrid Inverter)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกรอกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับกรอกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ



รูปที่ 2.14 เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดผสมผสาน [1]

2.3.4 การบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์

ผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์เกือบทุกรายจะผลิตอินเวอร์เตอร์ซึ่งมีฟังก์ชันบันทึกข้อมูลภายในตัวเครื่อง โดยตรงหรืออาจเป็นส่วนเพิ่มของอุปกรณ์ ข้อมูลเหล่านี้สามารถอ่านและแสดงผลบนหน้าจอของเครื่องหรือส่งต่อไปยังเครื่องคอมพิวเตอร์ ทำให้สามารถติดตามและประเมินการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งได้ ข้อมูลทั่วไปซึ่งจะถูกบันทึกคือ

1. ด้านอินพุต ได้แก่ แรงดัน กระแสและกำลังไฟฟ้า
2. ด้านเอาต์พุต ได้แก่ แรงดัน กระแสและกำลังไฟฟ้า
3. เวลาในการทำงานของอินเวอร์เตอร์
4. ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้
5. สถานะของอินเวอร์เตอร์และความผิดปกติที่เกิดขึ้น

โดยข้อมูลเหล่านี้อาจถูกระบุเป็นรายวัน รายสัปดาห์ รายเดือนและรายปี

2.4 แบตเตอรี่

แบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกรอกแบบเพื่อให้การจ่ายประจุมิค่าแรงดันไฟฟ้าคงที่อย่างต่อเนื่อง มีความแตกต่างจากแบตเตอรี่สำหรับการสตาร์ทเครื่องยนต์ซึ่งได้รับการกรอกแบบให้จ่ายกระแสไฟฟ้าได้มากๆ ในช่วงระยะเวลาหนึ่งๆ ส่วนการแบ่งแบตเตอรี่โดยทั่วไปแบ่งได้ 2 กลุ่ม คือ แบบปฐมภูมิ (Primary Battery) และแบบทุติยภูมิ (Secondary Battery) โดยแบตเตอรี่ปฐมภูมิ หมายถึง แบตเตอรี่ที่ใช้งานได้เพียงครั้งเดียวแล้วจะต้องทิ้งไป เนื่องจากไม่สามารถทำให้เกิดปฏิกิริยาไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทางเคมีแบบย้อนกลับใหม่ได้ ส่วนแบตเตอรี่ทุติยภูมิ คือแบตเตอรี่ที่สามารถทำการเก็บประจุไฟใหม่ และนำกลับมาใช้งานได้ อีก หรือกล่าวคือสามารถทำปฏิกิริยาทางเคมีแบบย้อนกลับได้ ตัวอย่างเช่น ตะกั่ว-กรด นิเกิล-แคดเมียม นิเกิล-เหล็ก นิเกิล-ไฮไดรด์และลิเทียมแบตเตอรี่ เป็นต้น

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์นิยมใช้แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด แบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียมใช้กับอุปกรณ์ขนาดเล็กและน้ำหนักเบา เช่น เครื่องคิดเลข นาฬิกาข้อมือ เป็นต้น สำหรับแบตเตอรี่นิเกิล-เหล็กไม่นำมาใช้ เนื่องจากการคายประจุโดยตัวเองมีค่าสูง ส่วนแบตเตอรี่นิเกิล-ไฮไดรด์ราคาค่อนข้างสูงเมื่อคิดราคาต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงเทียบกับแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด อย่างไรก็ตามค่าความจุของแบตเตอรี่นี้มีช่วงให้เลือกใช้งานได้ระดับหลายร้อยจนถึงพันแอมแปร์-ชั่วโมง และต้องการระบบป้องกันในวงจรการประจุจึงเหมาะสมกับการใช้งานในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

2.4.1 การทำปฏิกิริยาหรือการเปลี่ยนแปลงทางเคมีในแบตเตอรี่

ปฏิกิริยาเคมีในแบตเตอรี่เป็นการรับและให้อิเล็กตรอน หรือเรียกว่า “ปฏิกิริยารีดอกซ์” ซึ่งการเสียอิเล็กตรอนเกิดขึ้นที่ขั้วบวก ทำให้มีสภาพขาดแคลนอิเล็กตรอน แต่การรับอิเล็กตรอนเกิดขึ้นที่ขั้วลบ ทำให้มีสภาพอุดมด้วยอิเล็กตรอน ปฏิกิริยาเคมีที่เกิดขึ้นภายในอิเล็กโทรไลต์หรือน้ำกรดกำมะถัน (Sulfuric acid) กับแผ่นธาตุบวก (เป็นตะกั่วไดออกไซด์) และแผ่นธาตุลบ (เป็นตะกั่วฟรูน) และปฏิกิริยาเคมีที่เกิดแบ่งเป็น 2 ช่วง คือ การคายประจุ และการอัดประจุ

2.4.2 การคายประจุหรือการจ่ายกระแสไฟฟ้า

แบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้าได้ทันทีเมื่อขั้วบวกและขั้วลบต่อกับวงจรภายนอก (อุปกรณ์ไฟฟ้า) โดยที่ออกซิเจนจากแผ่นธาตุบวกจะรวมตัวกับไฮโดรเจนในกรดกำมะถันเกิดเป็นน้ำ ขณะเดียวกันจะเกิดสารประกอบเรียกว่า ตะกั่วซัลเฟตหรือซีเกลือ (คราบหรือผลึกสีขาว) เช่นเดียวกับตะกั่วฟรูนในแผ่นธาตุลบก็จะรวมตัวกับอนุมูลซัลเฟตจากกรดกำมะถันเกิดเป็นตะกั่วซัลเฟตเช่นกัน

2.4.3 การอัดประจุไฟฟ้า

เครื่องประจุไฟฟ้าถูกนำมาต่อกับแบตเตอรี่โดยการต่อขั้วบวกของเครื่องประจุไฟฟ้าเข้ากับขั้วบวกของแบตเตอรี่และต่อขั้วลบของเครื่องประจุไฟฟ้ากับขั้วลบของแบตเตอรี่ แล้วจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่แบตเตอรี่ กระแสไฟฟ้าจะไหลผ่านแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบทำให้สารประกอบตะกั่วซัลเฟตจากแผ่นธาตุทั้งสองออกมารวมตัวกับน้ำกลายเป็นน้ำกรดอีกครั้ง

แบตเตอรี่ขณะจ่ายกระแสไฟฟ้า (คายประจุ) จะเกิดตะกั่วซัลเฟต (ซีเกลือ) ขึ้นที่แผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ การที่อนุภาคซัลเฟตจากกรดกำมะถันถูกใช้ไปและเกิดเป็นน้ำมาแทนทำให้ความหนาแน่นของน้ำกรดลดลง ในทางกลับกันขณะอัดประจุไฟ กระแสไฟฟ้าจะแยกตะกั่วซัลเฟตจากแผ่นธาตุโดยน้ำจะแยกตัวเป็นไฮโดรเจน และออกซิเจน อนุมูลซัลเฟตจะรวมตัวกับไฮโดรเจนกลายเป็นกรดปฏิกิริยาจะเกิดเช่นนี้สลับไปมาจนกระทั่งแผ่นธาตุทั้งสองเสื่อมสภาพไม่สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้

แบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุการใช้งานยาวนานกว่า 3-4 เท่า ของแบตเตอรี่ทั่วไป การจ่ายไฟต่อเนื่องได้นานกว่าด้วยอัตราการกระแสเท่ากัน และการบำรุงรักษาต่ำกว่าโดยเติมน้ำกลั่นน้อยกว่า ทั้งนี้เนื่องจากโครงสร้างของแผ่นธาตุใหญ่และหนา ทำให้เนื้อของแผ่นธาตุหลุดร่วงได้ยากและมีความเหมาะสมสำหรับใช้งานในเขตเมืองร้อน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.4 สมรรถนะของแบตเตอรี่และคำจำกัดความ

การใช้งานแบตเตอรี่ต้องมีความเข้าใจเกี่ยวกับศัพท์ทางเทคนิคและความหมาย บอกให้ทราบคุณสมบัติของแบตเตอรี่นั้นๆ เพื่อประกอบการพิจารณาเลือกใช้งาน ดังนี้

2.4.4.1 ประสิทธิภาพ ค่าความจุ และการประจุไฟฟ้ามากเกินไป

พลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่สามารถวัดได้ในหน่วยวัตต์-ชั่วโมง หรือกิโลวัตต์-ชั่วโมง คำนวณหาประสิทธิภาพของพลังงาน หรือ energy efficiency โดยใช้สมการที่ 2.1 ซึ่งแบตเตอรี่ทั่วไปมีค่าในช่วง 70-80 %

$$\text{ประสิทธิภาพของพลังงาน \%} = \frac{\text{พลังงานที่คายประจุ (วัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{พลังงานที่ต้องใช้ในการอัดประจุจนเต็ม}} \times 100 \quad (2.1)$$

ส่วนค่าความจุของแบตเตอรี่ (Capacity) สามารถวัดได้ในหน่วยของแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah) และประสิทธิภาพของการอัดประจุ (charge efficiency) หรืออาจเรียกว่า ประสิทธิภาพของแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah efficiency) คำนวณได้จากสมการที่ 2.2 แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดจะมีค่าประมาณ 95 % แต่ในแบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียมจะมีค่าน้อยกว่านี้ โดยทั่วไปค่าประสิทธิภาพของพลังงานน้อยกว่าประสิทธิภาพของการอัดประจุหรือประสิทธิภาพของแอมแปร์-ชั่วโมง เนื่องจากการคายประจุของแบตเตอรี่ใช้แรงดันต่ำกว่าการอัดประจุ

$$\text{ประสิทธิภาพของแอมแปร์ - ชั่วโมง \%} = \frac{\text{แอมแปร์-ชั่วโมงของการคายประจุ}}{\text{แอมแปร์-ชั่วโมงที่ต้องใช้ในการอัดประจุจนเต็มพิกัด}} \times 100 \quad (2.2)$$

การอัดประจุหรือการอัดประจุเกิน ปฏิกริยาเคมีซึ่งเกิดขึ้นในแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด และแบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียม นั้นจะเกิดก๊าซออกซิเจนและก๊าซไฮโดรเจนจากการแตกตัวของน้ำที่ขั้วลบ

2.4.4.2 อัตราการคายประจุ และอัตราการอัดประจุ

อัตราการคายประจุ (Discharge rate) และอัตราการอัดประจุ (Charge rate) จะสัมพันธ์กับ Rated Capacity ซึ่งผู้ผลิตมักจะแสดงค่า specific rated capacity ในหน่วยของ Ah ที่อัตราการคายประจุจำเพาะค่าหนึ่งๆ อาทิ แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดความจุ 200 Ah (อัตรา 10 hour rate) แสดงว่า แบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้า 20 แอมแปร์ เป็นเวลา 10 ชั่วโมง ที่อุณหภูมิคงที่ 25 องศาเซลเซียส เป็นต้น กระแสที่ใช้งานนี้คำนวณโดยใช้สมการที่ 2.3 จากความจุของแบตเตอรี่หารด้วยจำนวนชั่วโมง

$$\frac{C}{\text{ชั่วโมง}} = \text{กระแสที่จ่าย (แอมแปร์)} = \frac{\text{ค่าความจุ (แอมแปร์-ชั่วโมง)}}{\text{เวลา (ชั่วโมง)}} \quad (2.3)$$

ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ 200 Ah มีอัตราการคายประจุ C/10 จากสมการที่ 2.3 ค่ากระแสที่จ่ายหรืออัตราการคายประจุ เท่ากับ 20 แอมแปร์ เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.4.3 ความลึกของการคายประจุและการอัดประจุ

ค่าดีโอดี (DOD, Depth of Discharge) เป็นสัดส่วนหรือ%ของความจุซึ่งถูกใช้งานจากการอัดประจุเต็มพิกัด ในทางส่วนกลับของค่าดีโอดีคือ ค่าเอสโอซี (SOC, State of Charge) เป็นสัดส่วนหรือ % ของความจุที่คงใช้งานได้ ค่าดีโอดีหรือเอสโอซีจะใช้เพื่ออ้างอิงความจุปกติ (Nominal Capacity) ตารางที่ 3.1 แสดงความสัมพันธ์อย่างง่ายของค่าดีโอดีและค่าเอสโอซี

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าดีโอดีกับค่าเอสโอซี

เอสโอซี (% SOC)	ดีโอดี (% DOD)
100	0
75	25
50	50
25	75
0	100

อย่างไรก็ตามอาจพิจารณาคล้ายแก๊วน้ำซึ่งมีน้ำอยู่ระดับหนึ่งซึ่งจะมีส่วนที่ว่างเปล่าหรือส่วนจะต้องเติมให้เต็ม ค่าดีโอดี และค่าเอสโอซี คือความสูงของส่วนที่ว่างเปล่าไม่มีน้ำในแก้วและความสูงของน้ำที่มีอยู่ในแก้ว ตามลำดับ ตัวอย่างเช่น ความจุที่อัตรา 10 ชั่วโมง (10 hour rate) การจ่ายกระแสต่ำจะให้ค่าดีโอดีมากกว่า 100 % ซึ่งมีความหมายอย่างง่ายคือ แบตเตอรี่มีความจุในการใช้งานได้มากกว่า 100 % เมื่ออัตราการคายประจุต่ำกว่าอัตราการคายประจุปกติ

2.4.4.4 อัตราการคายประจุด้วยตัวเอง

การคายประจุด้วยตัวเองเป็นการสูญเสียประจุของแบตเตอรี่ ถ้าหากปล่อยให้ทิ้งไว้ที่วงจรเปิดหรือไม่มีการจ่ายกระแสในระยะเวลาหนึ่ง เช่น แบตเตอรี่ปฐมภูมิที่ถูกวางบนชั้นจำหน่ายในร้านค้าเมื่อผ่านไปหลายๆ ปี จะพบว่าค่าความจุจะเหลืออยู่ไม่เท่ากับค่าความจุตั้งต้น แต่สำหรับแบตเตอรี่ทุติยภูมินั้น อัตราการคายประจุด้วยตัวเองจะอ้างอิงด้วยเปอร์เซ็นต์ความจุที่หายไปต่อเดือนโดยตั้งต้นที่ค่าความจุเต็มพิกัด แต่ต้องคำนึงถึงอุณหภูมิของแบตเตอรี่ควบคู่ไปด้วยกัน ในหลายๆ กรณีค่านี้อาจเป็นสองเท่าเมื่ออุณหภูมิแบตเตอรี่เพิ่มขึ้นทุกๆ 10 องศาเซลเซียส จากการคำนวณแบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าอัตราการคายประจุด้วยตัวเองจะมีค่าต่ำโดยอยู่ในช่วง 1-4 % ที่อุณหภูมิ 20-25 องศาเซลเซียส

2.4.4.5 วงจรอายุ (Cycle Life)

ความหมายของคำว่า ไซเคิล (Cycle) คือ การทำซ้ำๆ เพื่อการคายประจุและการอัดประจุซึ่งเป็นการทำงานปกติของแบตเตอรี่ ดังนั้นหนึ่งไซเคิล หรือ หนึ่งรอบเท่ากับการคายประจุหนึ่งครั้งตามด้วยการอัดประจุหนึ่งครั้ง ในวงจรอายุของแบตเตอรี่เป็นการวัดจำนวนไซเคิลของแบตเตอรี่ ซึ่งแบตเตอรี่สามารถทำงานเป็นปกติได้ตลอดชั่วอายุ โดยทั่วไปจะพิจารณาจากจำนวนไซเคิลของการคายประจุและค่าดีโอดี (DOD) รวมถึงสัดส่วนของค่าความจุก่อนที่จะลดลงไปต่อค่าความจุตั้งต้น (ปกติใช้ค่า 80 %)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

วงจรรายุขึ้นกับค่าความลึกของแต่ละไซเคิล หากทดสอบโดยวัตที่ค่าดีโอดีสูง และค่าดีโอดีต่ำลง แล้วให้นำผลของจำนวนไซเคิลคูณด้วยค่าดีโอดีแล้วพบว่ามีค่าค่อนข้างคงที่แสดงว่ามีการเปลี่ยนแปลงความจุมีค่าเช่นเดียวกับค่าดีโอดีที่ลดลง

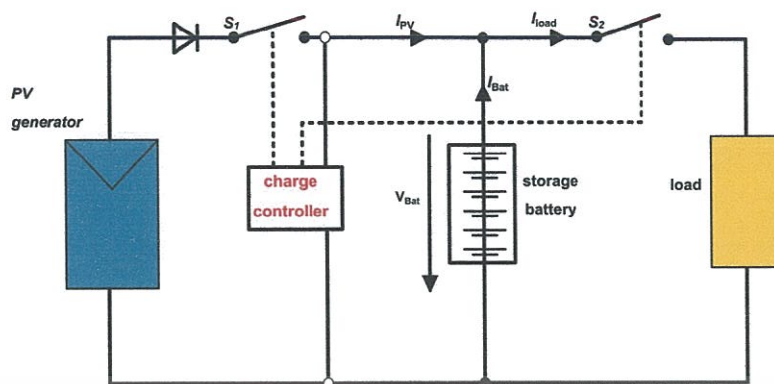
2.4.5 เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระโดยทั่วไปประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ และโพลดนั้น ซึ่งแรงดันไฟฟ้าของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรเหมาะสมกับแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ โดยทั่วไปมีค่าเท่ากับ 12 โวลต์, 24 โวลต์ และ 48 โวลต์ ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ 12 โวลต์ มีแรงดันไฟฟ้าสูงสุดได้ถึง 14.4 โวลต์ หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นชนิดผลึกซิลิกอนจำนวน 36 ถึง 40 เซลล์ มีแรงดันใช้งานได้ 15 ถึง 18 โวลต์ (ขึ้นกับอุณหภูมิของอากาศ) ข้อจำกัดทางเทคนิคที่กำหนดให้แรงดันใช้งานต้องมากกว่าแรงดันการประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ แม้ว่าอุณหภูมิจะสูงขึ้น ซึ่งในกรณีนี้จะเห็นว่าแรงดันใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงพอต่อการประจุไฟฟ้าให้แก่แบตเตอรี่ แม้เกิดการสูญเสียแรงดันไฟฟ้าในสายไฟฟ้าและไดโอด (โดยทั่วไปไม่เกิน 2 %) เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าทำหน้าที่ประจุไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงในแบตเตอรี่ และควบคุมไม่ให้ประจุไฟฟ้าเกิน (overcharging) หลักการทำงานของเครื่อง คือ ตรวจวัดแรงดันของแบตเตอรี่ เพื่อกำหนด สถานการณ์การประจุของแบตเตอรี่ เมื่อแบตเตอรี่มีประจุอยู่เต็มแรงดันไฟฟ้าจะสูงขึ้น เช่น แบตเตอรี่ 12 โวลต์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าจะตัดการประจุเมื่อแรงดันสูงถึง 14.4 โวลต์และจะประจุไฟฟ้าใหม่อีกครั้งเมื่อแรงดันไฟฟาลดลงเหลือ 13.4 โวลต์ และทำหน้าที่เบี่ยงเบนไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันไฟฟ้ามากเกินไป หรือต่ำกว่าแบตเตอรี่จะรับได้ ส่วนการป้องกันการจ่ายไฟฟ้าย้อนกลับจากแบตเตอรี่ไปยังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะมีไดโอดป้องกันกระแสไหลย้อน ซึ่งปกติจะรวมอยู่ในเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า

เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ามีอยู่ทั่วไปแบ่งได้ 4 แบบ หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบต่างๆ มีดังนี้

2.4.5.1 เครื่องควบคุมการประจุแบบอนุกรม (Series controllers)

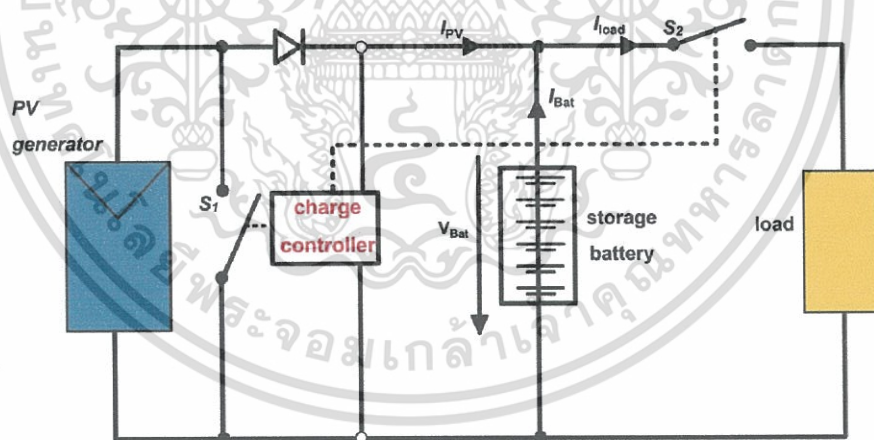
การต่อเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม โดยจะตัดการไหลของกระแสไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อเกินแรงดันไฟฟ้าที่แบตเตอรี่รับได้ และต่อวงจรเมื่อแรงดันไฟฟาลดลง อาศัยสวิทช์ควบคุมที่เป็นสวิทช์แม่เหล็ก เรียกว่า รีเลย์ (Relay) หรือตัวนำสัญญาณ S1 และหลักการทำงานดังแสดงในรูปที่ 2.15 ข้อดีของเครื่องแบบ คือ การสั้นของสวิทช์แม่เหล็กเนื่องจากการปิด-เปิดวงจรเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า และก่อให้เกิดการสูญเสียขึ้นในระบบ ด้วยเหตุนี้จึงพัฒนาเครื่องควบคุมการประจุที่มีการควบคุมการทำงานต่อเนื่อง



รูปที่ 2.15 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบอนุกรม

2.4.5.2 เครื่องควบคุมการประจุแบบขนาน (Shunt controllers/parallel controllers)

การต่อเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน เมื่อเกิดแรงดันไฟฟ้าเกิน ตัวควบคุมจะทำหน้าที่ลดกำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์อย่างต่อเนื่อง การต่อแบบนี้จะปลอดภัยกับแบตเตอรี่ แต่แผงเซลล์มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากกระแสลัดวงจรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์ไม่ได้จ่ายออกมา หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบขนานที่แสดงในรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบขนาน

2.4.5.3 การประจุแบบป้องกันการคายประจุเกิน (Deep discharge protection)

เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าโดยทั่วไป ป้องกันการคายประจุเกินด้วยรีเลย์ เพื่อแยกโหลดออกจากแบตเตอรี่ ดังสัญลักษณ์ S2 ในรูปที่ 2.15 และรูปที่ 2.16 และสัญลักษณ์ S1 ในรูปที่ 2.17 ตัวอย่างเช่น แรงดันของแบตเตอรี่ลดลงต่ำกว่าแรงดันจ่ายของแบตเตอรี่เนื่องจากโหลดต้องการจ่ายกระแสสูง (ตู้เย็น) เหตุการณ์เช่นนี้ตัวควบคุมจะแยกโหลดออก และนำแรงดันไฟฟ้ากลับมาโดยเร็วที่สุด ซึ่งโดยทั่วไป จะเพียงพอต่อการจ่ายให้โหลดขนาดเล็ก (หลอดไฟฟ้า)

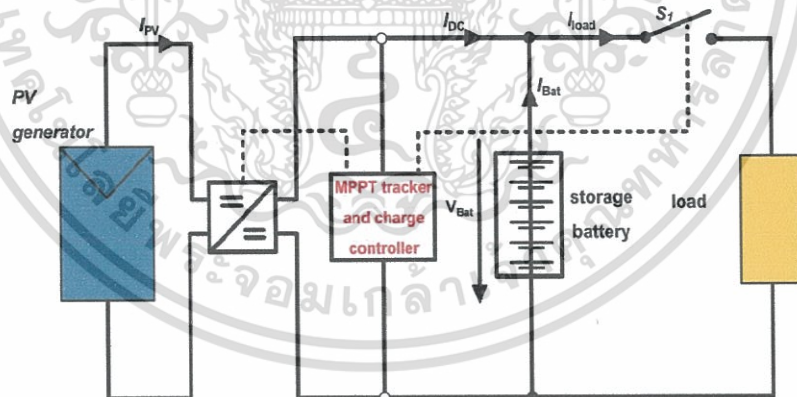
เอกสารนี้เป็นเอกสารของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ารุ่นใหม่จะมีตัววัดอุณหภูมิด้วย เพื่อวัดอุณหภูมิของสภาพแวดล้อม และปกติเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าจะต่อกับแบตเตอรี่โดยตรง ดังนั้นอุณหภูมิของทั้งสองจึงใกล้เคียงกัน ยกเว้นกรณีแบตเตอรี่รับภาระโหลดมากอาจจะเกิดความร้อนขึ้น ทำให้แบตเตอรี่มีอุณหภูมิสูงกว่าเครื่องควบคุมการประจุ ทั้งนี้แบตเตอรี่ที่ออกแบบไว้อย่างดีจะไม่น่าได้รับผลกระทบนี้

2.4.5.4 เครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด (MPP charge controllers)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้ ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิ ซึ่งการต่อเครื่องควบคุมการประจุและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมาะสมจะทำให้เกิดการสูญเสียกำลัง 10–40 % ทั้งนี้การหลีกเลี่ยงทำได้โดยใช้ตัวติดตามจุดกำลังสูงสุด (Maximum Power Point, MPP) หรือเรียกว่า Maximum Power Point Tracker (MPPT)

MPPT ประกอบด้วย ตัวควบคุมการแปลงกระแสไฟตรงเป็นไฟตรง และจะทำงานทุกๆ 5 นาที เพื่อวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้าของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นำมาคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด จากนั้นจะมิวจรที่ควบคุม เพื่อปรับให้เหมาะสมกับการประจุแบตเตอรี่ โดยทั่วไปเครื่องแปลงไฟฟ้าแบบนี้มีประสิทธิภาพ 90 -96 % ส่วนระบบที่เหมาะสมกับการใช้ MPPT ควรมีขนาดตั้งแต่ 200 วัตต์ ขึ้นไป หากระบบมีขนาดเล็กกว่านี้จะเกิดการสูญเสียในระหว่างการแปลงมากกว่าจะได้รับมาเนื่องจากวงจรมีความซับซ้อน ปัจจุบันพบว่าเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าแบบนี้จะใช้ในระบบขนาดตั้งแต่ 500 วัตต์ขึ้นไป นอกจากนี้เครื่องควบคุมแบบนี้มีราคาค่อนข้างสูง



รูปที่ 2.17 หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด

2.4.6 สรุปหน้าที่ของเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าได้ดังนี้

1. ควบคุมให้มีการประจุไฟฟ้าที่เหมาะสม
2. ป้องกันการประจุไฟฟ้าเกินกว่าแบตเตอรี่จะรับได้
3. ป้องกันการคายประจย้อนกลับ
4. ป้องกันการคายประจุเกิน
5. แสดงสถานะของแบตเตอรี่ (บางรุ่น)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

Future Center

3.1 ระบบไฟฟ้าดั้งเดิม (Traditional Power System)

ระบบไฟฟ้ากำลังคือระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยส่วนต่างๆที่สำคัญดังจะกล่าว

3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า (Generating System)

ซึ่งเป็นระบบที่มีกระบวนการเปลี่ยนแปลงพลังงานรูปแบบต่างๆ เช่น น้ำ ซึ่งเปลี่ยนพลังงานศักย์ของน้ำเป็นพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อนที่ได้จากน้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ หรือปฏิกิริยานิวเคลียร์ไปเป็นพลังงานไฟฟ้า

แรงดันที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดจะมีค่าไม่เกิน 20 KV ซึ่งโดยปรกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่มีใช้ในปัจจุบันมีแรงดันที่จ่ายได้หลายระดับแรงดัน เช่น 3.5 kV, 11 kV และ 13.8 kV ซึ่งถ้าหากแรงดันสูงขึ้นก็จะมีปัญหาเรื่องของฉนวนไฟฟ้าและผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ และเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตแรงดันไฟฟ้าออกมาแล้วก็จะแปลงให้มีระดับแรงดันที่สูงขึ้นที่สถานโกไฟฟ้า (Switch Yard) ซึ่งจะมีค่าระดับแรงดันมาตรฐานที่ใช้ส่ง คือ 69 kV, 115 kV, 230 kV, และ 500 kV

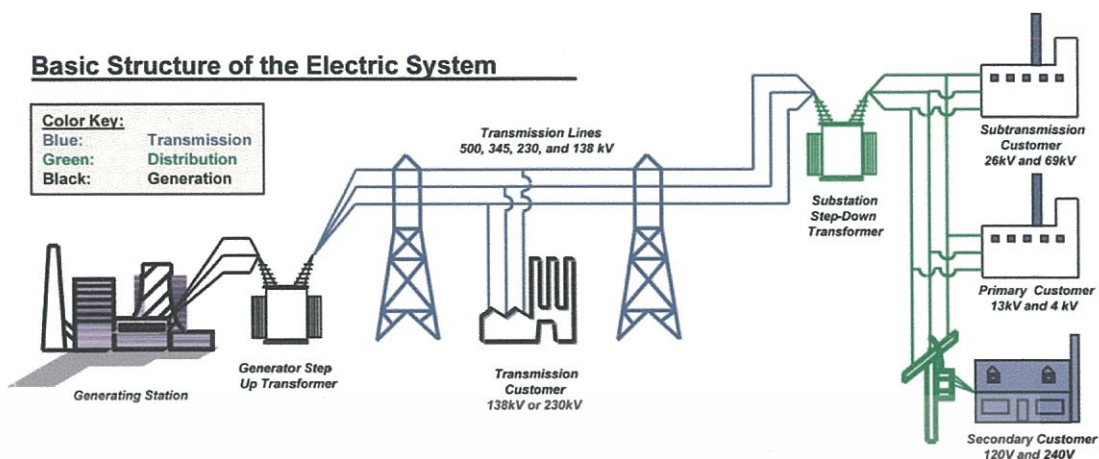
3.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System)

คือระบบที่ทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อส่งให้กับระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายซึ่งเป็นศูนย์กลางการจ่ายโหลด (Load Center) ซึ่งจะมีขั้นตอนคือเมื่อสถานีย่อยแปลงแรงดันให้สูงขึ้น (Step-up Substation) ซึ่งได้รับแรงดันที่มีค่าสูงระดับหนึ่ง (เช่น 3.5 kV, 11 kV และ 13.8 kV) จากระบบผลิตไฟฟ้าก็จะทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น เช่นแปลงให้อยู่ในระดับ เช่น 3.5 kV, 11 kV และ 13.8 kV แล้วส่งค่าแรงดันดังกล่าวผ่านทางสายส่งกำลังไฟฟ้ามายังสถานีย่อยต้นทาง (Primary Substation) เพื่อเปลี่ยนแปลงแรงดันให้มีระดับต่ำลง หลังจากนั้นจึงส่งไปยังสถานีย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) โดยมีสายส่ง (Sub transmission Line) เป็นตัวกลาง

3.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System)

คือระบบที่ถูกลดแรงดันให้มีค่าต่ำลงจนมีค่าที่เหมาะสมที่จะส่งให้แก่ผู้บริโภคแล้วแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายมีหลายระดับเช่น 11 kV, 22kV, 33kV ซึ่งนั่นคือแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วน 12 kV และ 24 kV เป็นแรงดันของการไฟฟ้านครหลวง สายจำหน่ายนี้เรียกว่าสายจำหน่ายแรงสูง หรือสายป้อนปฐมภูมิ (Primary Feeder) ซึ่งระดับแรงดันนี้สามารถจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมได้ สายจำหน่ายแรงสูงนี้จะเห็นว่างอยู่รอบๆตัวเมืองและจะแปลงแรงดันให้ต่ำลงอีกโดยใช้หม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งสายจำหน่ายนี้เรียกว่าสายจำหน่ายแรงต่ำหรือสายป้อนทุติยภูมิ (Secondary Feeder) ในประเทศไทยได้กำหนดระดับแรงดันใช้งานขนาด 220 V สำหรับ 1 เฟส และ 380 V สำหรับ 3 เฟส

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

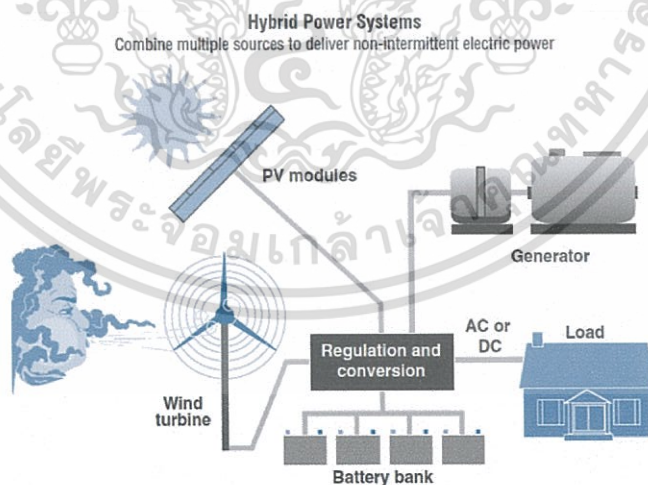


รูปที่ 3.1 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

3.2 การเชื่อมต่อพลังงานทางเลือกกับระบบไฟฟ้าดั้งเดิม

จากอดีต พลังงานหลักที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าล้วนมาจาก น้ำมันและแก๊สธรรมชาติ แต่เนื่องจาก น้ำมันถือว่าเป็นทรัพยากรที่จำกัด และมีแต่จะหมดไป ซึ่งมีการพยากรณ์ไว้ว่าประมาณ 50 ปี น้ำมันจะเป็นพลังงานราคาแพง จนไม่คุ้มที่จะเป็นพลังงานหลักในการผลิตสินค้าอีกต่อไป ทำให้เราต้องหาแหล่งพลังงานใหม่ที่มีราคาถูกกว่าน้ำมันมาทดแทนน้ำมัน

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์จึงเข้ามามีบทบาทเพราะเป็นพลังงานสะอาดและไม่สร้างมลภาวะให้กับสิ่งแวดล้อม ดังนั้นระบบการเชื่อมต่อพลังงานทดแทนที่มาจากธรรมชาติเข้าสู่กริด ของระบบจำหน่าย



รูปที่ 3.2 การเชื่อมต่อพลังงานทางเลือกกับระบบไฟฟ้าดั้งเดิม

ที่มา: [<http://www.solarchoice.net.au>]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานลม

ข้อดี

1. เป็นแหล่งพลังงานที่ได้จากธรรมชาติ ไม่มีค่าเชื้อเพลิง
2. เป็นแหล่งพลังงานสะอาด ใช้พื้นที่น้อย
3. มีแค่การลงทุนครั้งแรก
4. สามารถใช้ระบบไฮบริดจ์เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดคือ กลางคืนใช้พลังงานลม กลางวันใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์

ข้อจำกัด

1. ลมในประเทศไทยมีความเร็วค่อนข้างต่ำ
2. พื้นที่ที่เหมาะสมมีจำกัด
3. ขึ้นอยู่กับสภาวะอากาศ บางฤดูอาจไม่มีลม
4. ต้องใช้แบตเตอรี่ราคาแพงเป็นแหล่งเก็บพลังงาน
5. ขาดเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับศักยภาพลมในประเทศไทยและขาดบุคลากรผู้เชี่ยวชาญ

พลังงานแสงอาทิตย์

ข้อดี

1. เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติขนาดใหญ่ที่สุด และสามารถใช้เป็นพลังงานได้ไม่วันหมด
2. ไม่มีค่าใช้จ่ายในเรื่องเชื้อเพลิง
3. สามารถนำไปใช้ในแหล่งที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ และอยู่ห่างไกลจากระบบสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า
4. การใช้ประโยชน์ไม่ยุ่งยาก การดูแลรักษาง่าย
5. เป็นพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า

ข้อจำกัด

1. ยังไม่สามารถดำเนินการได้ในเชิงพาณิชย์ เนื่องจากแผงเซลล์และอุปกรณ์ส่วนควบยังมีราคาแพง
2. แบตเตอรี่ซึ่งเป็นตัวกักเก็บพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ในเวลากลางคืนมีอายุการใช้งานต่ำ
3. ความเข้มของแสงไม่คงที่และสม่ำเสมอ เนื่องจากสภาพอากาศและฤดูกาล

3.3 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานทดแทนต่อเข้าระบบ

เมื่อพลังงานทดแทนเข้ามาเป็นส่วนหนึ่งในการร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้า ผลกระทบที่มีต่อแรงดันไฟฟ้าย่อมจะเกิดขึ้น ดังนี้

1. DG เป็นแหล่งกำเนิดกำลังไฟฟ้าจริง (R) ที่มีตัวประกอบกำลัง (power factor) คงที่
2. ถ้า DG เป็น induction generator จะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (R) เข้าระบบแต่ดึงกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ออกจากระบบ
3. ถ้า DG เป็น synchronous generator จะสามารถปรับตัวประกอบกำลังให้จ่ายหรือดึงกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ก็ได้ จึงสามารถใช้เป็น voltage regulator ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (ที่ไม่มี DG) จะมีระดับแรงดันที่ลดลงเรื่อยๆจากสถานีไฟฟ้า ย่อยต้นทาง การควบคุมระดับแรงดัน ใช้คาปาซิเตอร์ หรือ Step-type voltage regulator (SVR) หรือการเปลี่ยนค่า tap ของหม้อแปลง

5. ระบบจำหน่ายที่มีขนาดใหญ่ โหลดของระบบมีค่ามาก สายส่งหรือสายป้อนมีระยะไกล การติดตั้ง DG ใกล้กับโหลดจะช่วยยกระดับแรงดันปลายทางที่โหลดให้สูงขึ้น

6. การมี DG ในระบบจำหน่ายทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในระบบทั้งขนาด กำลังไฟฟ้าในสายป้อน และทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า อาจส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ ชดเชยแรงดัน

7. กรณีที่มี DG ที่จ่ายแต่กำลังไฟฟ้าจริงอยู่ทางด้านท้ายของคาปาซิเตอร์ แรงดันที่ปลายทาง มีค่าสูงขึ้นกว่าเดิมอยู่แล้ว หากมีการสับคาปาซิเตอร์เข้าในระบบเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ อาจทำให้มีแรงดันที่ปลายทางสูงเกินไป

ดังนั้นจึงต้องมีการพิจารณาถึงผลกระทบต่อแรงดัน เมื่อมีการต่อพลังงานทดแทนต่อเข้า ระบบ

3.3.1 ผลกระทบการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่าย

จากงานวิจัย “การศึกษาผลกระทบต่อความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.” (ภาคผนวก ก.) ได้บทสรุปว่า ค่าความถี่ ไฟฟ้าและ %THDv จะเปลี่ยนแปลงเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลง แบบทันทีทันใด ทำให้ต้องมีการออกแบบอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า ดังจะกล่าวถึงในบทที่ 6

3.3.2 ผลกระทบการเชื่อมต่อกำลังไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับระบบจำหน่าย

จากงานวิจัย “การศึกษาออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับ ระบบไฟฟ้าและการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า” ได้บทสรุปว่า การต่อกังหันลมขนาดใหญ่ระบบ ไฟฟ้า จำทำให้ระดับแรงดันที่บัสนั้นเพิ่มขึ้นช่วยแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกได้ แต่การเพิ่มขึ้นของแรงดัน นั้นจะต้องมีการเฝ้าติดตามและประเมินผลอยู่ตลอดเวลา ทำให้ต้องมีการออกแบบอุปกรณ์ป้องกัน และการวัดคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ดังจะกล่าวถึงในบทที่ 6

3.4 ระบบไมโครกริด

ระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าที่มีโครงสร้าง ประกอบด้วย แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตัว เช่น แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) พลังลม ชีวมวล เป็นต้น อุปกรณ์สะสม พลังงานไฟฟ้าแบตเตอรี่ ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งควบคุมด้วยศูนย์ควบคุม ไมโครกริดนี้ต่อกับระบบจำหน่าย ไฟฟ้ากำลังภายนอกด้วยสวิตช์เปิดปิด

3.4.1 ลักษณะของระบบนิยามได้ดังนี้

1. ระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังที่ประกอบด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generations) อุปกรณ์สะสมพลังงานไฟฟ้า และโหลด

2. ระบบที่สร้างขึ้นสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดภายในได้เมื่อแยกตัวออกจากระบบไฟฟ้า กำลังภายนอก และสามารถต่อเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังหรือไมโครกริดอื่นๆ ได้

3. ระบบที่สร้างขึ้นถูกออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้

เอกสารนี้ไฟฟ้าเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไมโครกริดไม่ได้มุ่งหมายเพื่อการขายไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังหลัก หากแต่มุ่งเน้นการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ของตนเอง การเพิ่มขึ้นของไมโครกริด รวมถึง การเพิ่มของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน จะไม่ทำให้เกิดปัญหาที่ระบบไฟฟ้ากำลังหลัก ในขณะเดียวกันก็ช่วยเสริมความมั่นคงของการส่งจ่ายไฟฟ้า รวมทั้งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าในพื้นที่ของไมโครกริด ความต้องการเสริมความมั่นคงทางพลังงานของประเทศก็จะได้รับการตอบสนองขณะที่ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้าก็น้อยลงจากการใช้พลังงานหมุนเวียน และประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยรวมที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้เนื่องจาก การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน มีขนาดเล็กการวางแผนและติดตั้งจึงใช้เวลาและค่าใช้จ่ายน้อยกว่าระบบการผลิตขนาดใหญ่ จึงมีส่วนช่วยกระจายความเสี่ยงของการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าได้อีกทางหนึ่งจากที่กล่าวมาอาจสามารถสรุปความสำคัญของแนวคิดไมโครกริดได้ดังนี้

1. การรักษาคุณภาพกำลังไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
2. การลดระยะเวลาและค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง
3. การลดค่าใช้จ่ายทางพลังงานหรือค่าเชื้อเพลิงลง
4. การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
5. การรักษาความมั่นคงทางพลังงาน

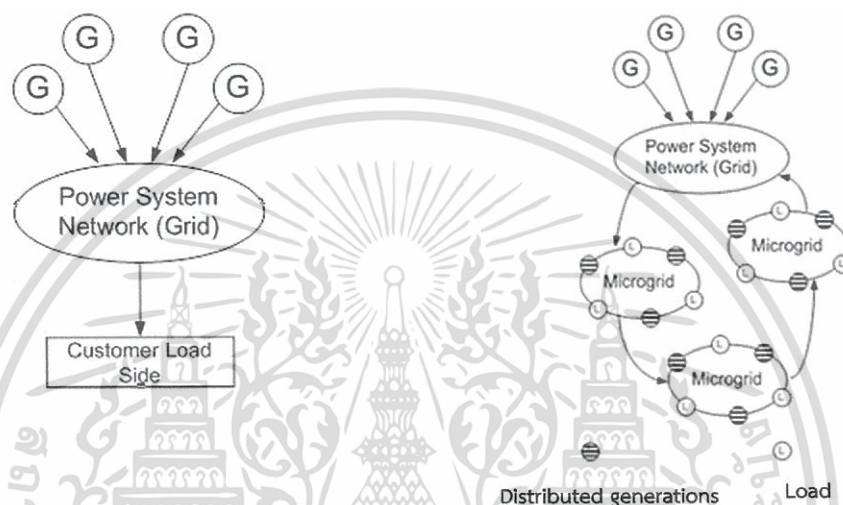
3.4.2 ข้อดี ของระบบไมโครกริด

ด้วยเทคโนโลยีอันชาญฉลาด ทำงานร่วมกับระบบจัดการพลังงานภายในบ้าน โปรแกรมประหยัดพลังงานสมัยใหม่ และเครื่องมือสื่อสารที่ก้าวหน้า เชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ติดตั้ง ณ บ้านอยู่อาศัย หรืออาคารของผู้ใช้ไฟ เช่น แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดบนหลังคา ช่วยให้เกิดประโยชน์ทั้งกับผู้บริโภค กับการไฟฟ้า และกับสิ่งแวดล้อม ดังนี้

1. ผู้บริโภคจะมีเครื่องมือช่วยตรวจสอบลักษณะการใช้ไฟฟ้าและช่วยบริหารจัดการค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนได้ประหยัดมากยิ่งขึ้น
2. ผู้บริโภคจะสามารถตัดสินใจเกี่ยวกับการใช้พลังงานได้อย่างชาญฉลาดขึ้น ช่วยประหยัดค่าใช้จ่าย อีกทั้งมีส่วนช่วยในการสร้างโลกใบใหม่ที่ใสสะอาดขึ้น จากการใช้พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงขึ้น และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ต่ำลงได้
3. อุปกรณ์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และรถยนต์ไฟฟ้าแบบเสียบปลั๊ก แห่งอนาคต จะถูกเชื่อมโยงเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อประโยชน์ทั้งกับผู้บริโภคในการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่าย หรือผลิตไฟฟ้าใช้เอง รวมทั้งขายคืนกลับเข้าสู่โครงข่าย และประโยชน์กับโครงข่ายไฟฟ้านั้นๆ ในการช่วยรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายได้ด้วย
4. การไฟฟ้าจะทราบข้อมูลเกี่ยวกับปัญหาและสาเหตุของไฟฟ้าดับได้ดีขึ้นกว่าในปัจจุบัน จึงช่วยทำให้สามารถแก้ไขปัญหา และนำระบบกลับสู่สภาวะปกติเพื่อให้บริการอย่างต่อเนื่องได้รวดเร็วยิ่งขึ้น

5. การไฟฟ้าจะสามารถเฝ้าสังเกตเพื่อตรวจจับเหตุขัดข้องและแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็ว ป้องกันและลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ เพิ่มคุณภาพการให้บริการ เพิ่มความเชื่อถือได้และส่งจ่ายไฟฟ้าที่มีคุณภาพให้กับลูกค้าผู้ใช้ไฟ

6. ระบบส่งจ่ายไฟฟ้าจะสื่อสารกันได้อย่างทั่วถึง เพื่อช่วยในการปรับการรักษาสมดุลระหว่างกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาหนึ่งๆ ได้อย่างทันท่วงทีและอย่างประหยัด ลดค่าใช้จ่ายในการจัดหาพลังงานในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามี่ค่าสูง



ก. ระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบันหรือระบบไฟฟ้ากำลังแบบรวมศูนย์

ข. ระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคตหรือระบบไฟฟ้ากำลังแบบแยกศูนย์ โดยยังคงมีระบบไฟฟ้ากำลังหลักเป็นแกนหลัก และมีไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้ากำลังย่อยในแต่ละพื้นที่ที่เชื่อมต่ออยู่

รูปที่ 3.3 ระบบไฟฟ้ากำลังแบบรวมศูนย์และระบบไฟฟ้ากำลังแบบแยกศูนย์

3.5 การผนวกเข้าเป็นระบบสมาร์ตกริด

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ หรือ Smart Grid เป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และการสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่ง และจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่ กระจายอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resource: DER) และระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้งให้บริการกับผู้เชื่อมต่อกับโครงข่ายผ่านมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคงปลอดภัย เชื่อถือได้ มีคุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐานสากล

การพัฒนา Smart Grid ตั้งอยู่บนพื้นฐานความจำเป็นหลัก 2 ด้าน คือ

1. สถานการณ์ทางด้านพลังงานและด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ การช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงจากทรัพยากรธรรมชาติการช่วยส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน และการช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

2. โครงสร้างพื้นฐานทางด้านพลังงาน ได้แก่ การเพิ่มความมั่นคงของระบบกำลังไฟฟ้า การเพิ่มคุณภาพในการให้บริการและการรองรับการพัฒนาเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าในอนาคต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น มิใช่สำหรับผู้ใดที่นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.5.1 ส่วนประกอบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะนี้ เกิดจากการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ระบบสารสนเทศ ระบบสื่อสาร เข้าไว้ด้วยกันเป็นโครงข่าย (Network) ซึ่งโครงข่ายดังกล่าวจะสนับสนุนการทำงานซึ่งกันและกันอย่าง เป็นระบบ โดยอาศัยความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีสำคัญ 3 ด้าน อันได้แก่

1. ระบบอิเล็กทรอนิกส์ฝังตัว (Electronics Embedded Systems) ระบบนี้จะใช้ ไมโครคอมพิวเตอร์ขนาดเล็กแบบฝังตัว ติดอยู่ตามจุดต่างๆในโครงข่ายไฟฟ้า อาทิ มิเตอร์ไฟฟ้าแบบ ดิจิตอล วัดแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ปริมาณการใช้ไฟฟ้า หรือวัดความผิดปกติ (Fault) ในระบบ ไฟฟ้า

2. ระบบควบคุมอัตโนมัติ (Automatic Control System) ระบบนี้คือการนำเอา คอมพิวเตอร์ที่มีความสามารถในการประมวลผลสูงหลายๆเครื่อง มาต่อเข้ารวมกันเป็นคอมพิวเตอร์ โครงข่าย (Cluster Computer) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อรวมเอาความสามารถในการประมวลผลของ คอมพิวเตอร์มาใช้ใน งานที่ต้องอาศัยความละเอียดในการคำนวณที่ซับซ้อนและความเร็วในการ ประมวลผลที่สูงมาก

3. ระบบสื่อสาร (Communication System) มีลักษณะคล้ายคลึงกับอินเทอร์เน็ต ซึ่งมี เราท์เตอร์ (Router) ทำหน้าที่ส่งต่อข้อมูล ตามภาระงาน ตามคุณภาพของบริการ และตามกำลัง จาก ระบบอิเล็กทรอนิกส์และระบบฝังตัว กลับไปสู่ระบบควบคุมอัตโนมัติ

3.5.2 ประโยชน์ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีดังนี้

1. ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทำให้ผู้ใช้บริการไฟฟ้ารู้ถึงสถานะการใช้ไฟฟ้าตามเวลาจริง ซึ่งจะทำให้สามารถตรวจสอบได้อย่างชัดเจนว่าตนเองใช้ไฟฟ้าไปมากน้อย เพียงใด ในช่วงเวลาใด และ จะต้องจ่ายค่าไฟเท่าใด จากการศึกษาแสดงให้เห็นว่า เมื่อผู้บริโภคสามารถ ตรวจสอบค่าไฟฟ้าได้ตาม เวลาจริงจะสามารถช่วยลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงได้ถึงร้อยละ 10-15 และยังมีแนวโน้มที่จะ ปรับเปลี่ยนนิสัยไปใช้ไฟฟ้า ไปเป็นช่วงที่มีการใช้ไฟรวม (Peak Load) น้อยกว่าปกติ ซึ่งจะมีการคิด ค่าไฟถูกกว่าช่วงเวลาดังกล่าว นอกจากนี้ผู้ใช้ไฟฟ้ายังสามารถรู้ค่าไฟฟ้าสะสมที่เกิดขึ้นจากตัวมิเตอร์ ได้โดยการเข้ามาดูทางอินเทอร์เน็ต

2. สำหรับผู้ให้บริการไฟฟ้า จะสามารถบริหารจัดการภาระกำลังไฟฟ้า ที่จ่ายให้โหลดได้อย่าง มีประสิทธิภาพ เนื่องจากสามารถทราบค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าตามเวลาจริง ทำให้มีความสูญเสีย น้อย สามารถลดต้นทุนในการสำรองไฟฟ้า และลดปัญหาไฟดับในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก

3. ผู้ให้บริการไฟฟ้ายังสามารถทำการซื้อ ขายไฟฟ้ากับคู่สัญญา ซึ่งอาจจะเป็นทั้งผู้ใช้ไฟและ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กได้โดยสามารถทราบค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และถูกต่อเข้ากับโครงข่าย (On-Grid) ได้ตามเวลาจริง

4. ผู้ให้บริการไฟฟ้าสามารถทราบตำแหน่งที่มีความผิดปกติทางไฟฟ้า (Fault) ได้ในทันทีที่ เกิดเหตุ และสามารถส่งพนักงานออกไปทำการซ่อมได้ในเวลาอันสั้น ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าค้างชำระค่า ไฟฟ้าเกินกำหนด ผู้ให้บริการไฟฟ้ายังสามารถสั่งระงับการจ่ายไฟฟ้าจากระยะไกลได้โดยไม่ต้อง เดินทางไปตรวจสอบ เป็นการลดค่าใช้จ่ายในการซ่อมโครงข่ายไฟฟ้า และลดการสูญเสียรายได้จาก การจ่ายไฟฟ้าอีกด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. สำหรับผู้ให้บริการไฟฟ้าในอนาคต ยังอาจปรับเปลี่ยนระบบการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้า จากเดิมซึ่งต้องให้พนักงานไปเดินจดค่ามิเตอร์ และส่งใบเรียกเก็บค่าไฟฟ้าเป็นรายเดือน ไปใช้ระบบตัดจ่ายจากบัญชี หรือใช้ระบบจ่ายล่วงหน้า (Pre-Paid) คล้ายการเติมเงินของโทรศัพท์ก็ได้ เนื่องจากค่าใช้จ่ายไฟฟ้าในแต่ละวันถูกป้อนกลับเข้าสู่คอมพิวเตอร์หลักของผู้ให้บริการไฟฟ้าตามเวลาจริง

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าหรือตัวแทนจำหน่ายไฟฟ้าก็สามารถใช้ประโยชน์จากระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอัจฉริยะนี้เช่นกัน คือ

1. สามารถลดต้นทุนในการสำรองกำลังไฟฟ้า โดยสามารถชะลอการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ๆ เนื่องจากระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถบริหารจัดการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้ทันต่อสภาวะความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถลดปัญหาไฟฟ้าง้อ หรือขาดหายบางช่วงเวลา นอกจากนี้ยังสามารถลดปัญหาทางสังคม จากการต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ๆ ได้อีกด้วย

2. สามารถผสมผสานแหล่งกำเนิดพลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิม เข้ากับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นพลังงานทดแทน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล ฯลฯ ได้ เนื่องจากระบบมีความชาญฉลาดในการติดต่อแหล่งพลังงานทดแทนต่างๆ เข้ากับระบบส่งกำลังไฟฟ้าเดิม ตามสภาวะการใช้งานจริง

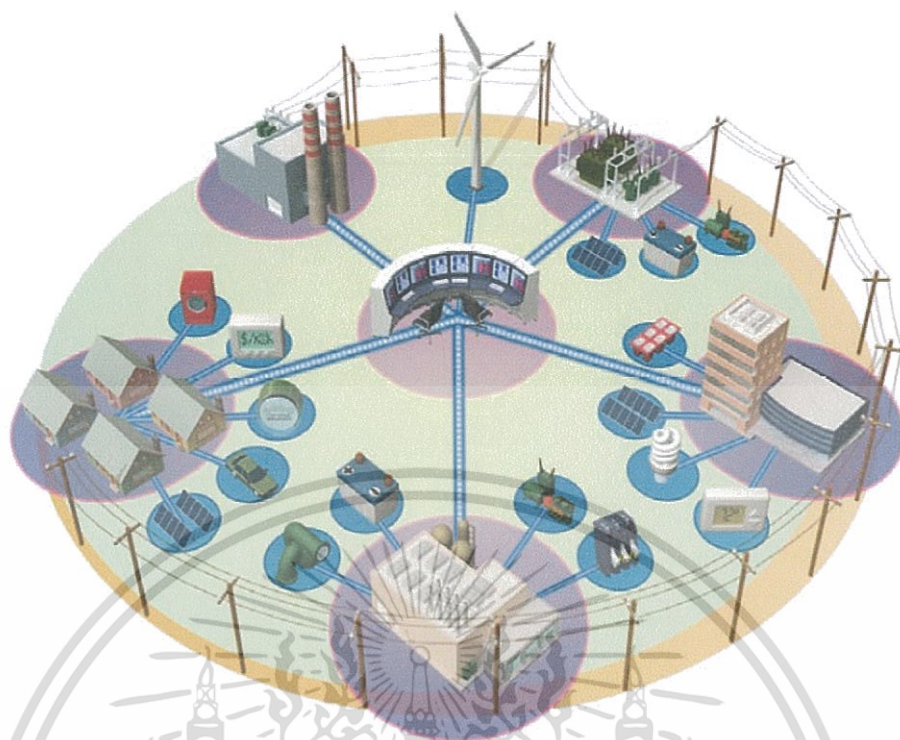
3. สามารถควบคุมคุณภาพทางไฟฟ้า เช่น ค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ ฮาร์มอนิกส์ ในระบบส่งจ่ายให้มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานและยอมรับได้

4. สามารถลดต้นทุนการว่าจ้าง พนักงานประจำที่ต้องออกไปบันทึกมิเตอร์ เนื่องจากสามารถอ่านค่าการใช้ไฟฟ้าผ่านระบบสื่อสารจากส่วนควบคุมกลาง

5. สามารถลดต้นทุนจากการส่งพนักงานซ่อมระบบ ไปสำรวจสถานะผิดปกติของไฟฟ้า เนื่องจากระบบสามารถรายงานตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจ่ายไฟได้อย่างแม่นยำ

6. สามารถวางแผนบริหารจัดการระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่าง รวดเร็ว ถูกต้อง แม่นยำ และสามารถจำกัดวงของพื้นที่ได้จึงลดความสูญเสียจากสภาวะความเสี่ยงต่างๆ ที่ไม่คาดหมายได้ เช่น เมื่อเกิดการก่อวินาศกรรม หรือแผ่นดินไหว ระบบจะทำการตัดกระแสไฟฟ้าเฉพาะในบริเวณที่เกิดปัญหาแคบๆ โดยไม่ต้องทำการตัดไฟฟ้าทั้งเขต หรือทั้งชุมชน เพื่อแก้ไขปัญหา ซึ่งระบบแบบเดิมทำได้อย่างล่าช้า ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดปริมาณการใช้น้ำมัน

ดังนั้น ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) จะเป็นเทคโนโลยีใหม่ ที่จะมาเปลี่ยนรูปแบบการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีความทันสมัยมากขึ้น รวมไปถึงการปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตามผลการวิเคราะห์และประมวลผลของซอฟต์แวร์ ทำให้ผู้ใช้บริการเห็นถึงประโยชน์ที่ได้รับและสามารถตระหนักในความสำคัญของการลดพลังงาน และใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น



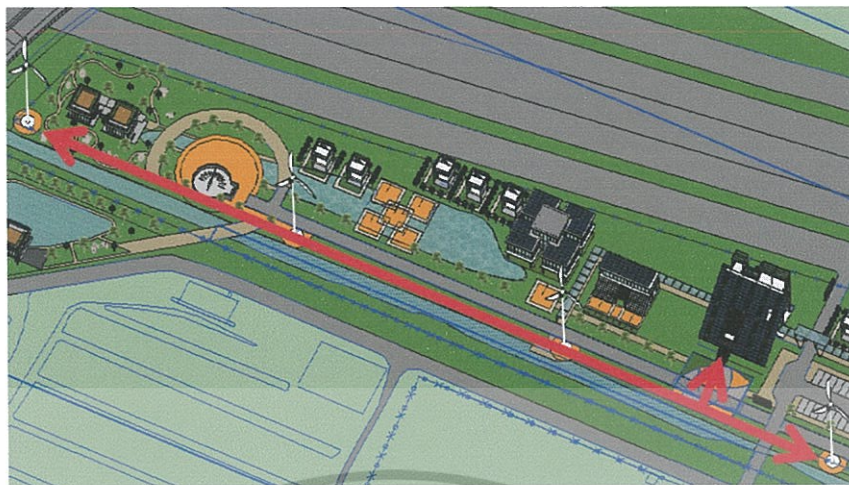
รูปที่ 3.4 ส่วนประกอบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

3.6 Future Center at KMITL

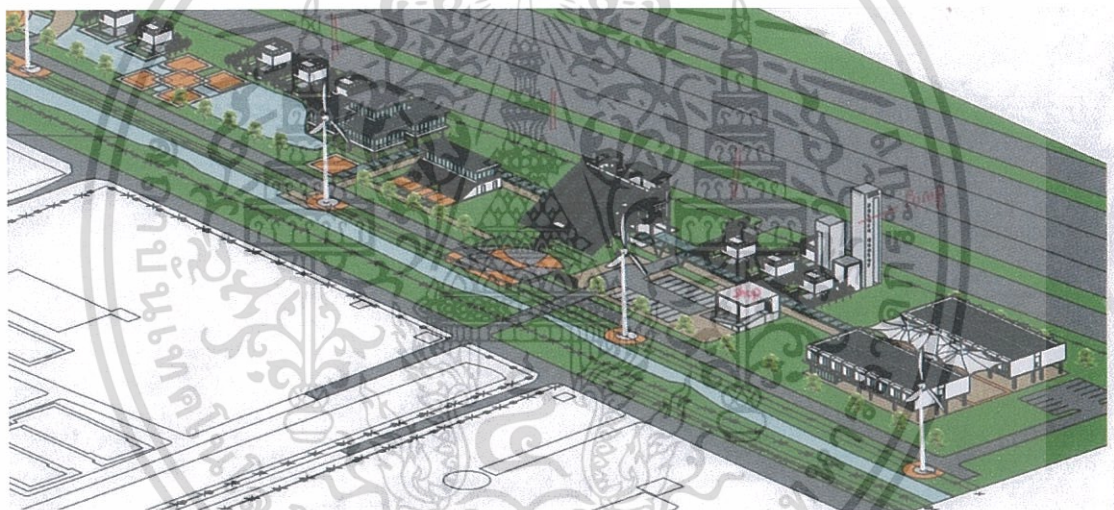
โครงการ Future Center เป็นโครงการที่ใช้พลังงานที่ได้จากพลังงานทดแทนมาใช้เป็นพลังงานหลักจึงต้องมีการออกแบบและวางแผนการติดตั้งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ภายในโครงการนี้ ซึ่งโครงการนี้ได้แบ่งออกเป็น 5 ส่วนหลักๆด้วยกัน ดังนี้

1. Solar Energy system management
2. Wind Energy system management
3. Distribution system design
4. Hybrid Energy system management
5. Control & Monitoring system

โดยที่มีพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง เป็นพลังงานสำรอง โหลดของโครงการนี้คือ ตัวอาคาร Future Center Workshop & Warehouse ทางเดิน และสวนสาธารณะ โดยระบบไฟที่ใช้ภายในโครงการ Future Center จะเป็นระบบไฟฟ้าแรงต่ำ ส่วนของการควบคุมคือ ตู้ Multicluster Box และระบบ SCADA และจะมีระบบที่จะพัฒนาต่อไปในอนาคต โดยรูปที่ 3.5 จะเป็นรูปแสดงส่วนประกอบต่างๆของโครงการรวมถึงการออกแบบระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นแผนภาพที่แสดงให้เห็นองค์ประกอบของโครงการได้ชัดเจนที่สุด เป็นแผนภาพหลักในการดำเนินการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงการ Future Center

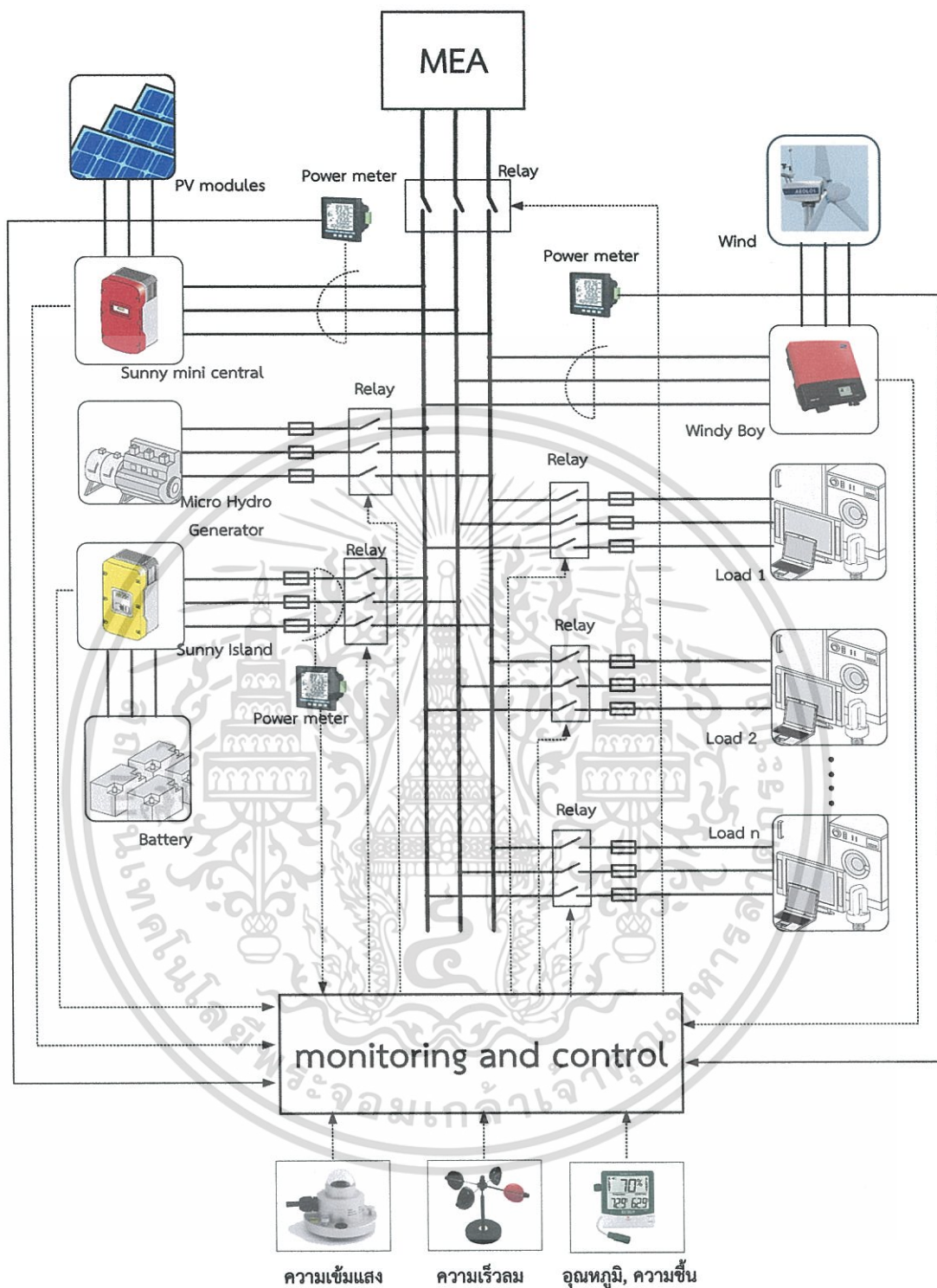


รูปที่ 3.5 ตำแหน่งและทิศทางการติดตั้งกังหันลมในโครงการ Future Center



รูปที่ 3.6 สถานที่ติดตั้ง PV ในโครงการ Future Center

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.7 วงจรการทำงานควบคุมระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 3.7 พบว่าแหล่งผลิตพลังงานในโครงการ Future System แบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าหลักต่อเนื่อง ได้แก่

1. โซลาร์เซลล์ ทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW
2. กังหันลมจำนวน 4 ต้น ต้นละ 10 KW รวมผลิตพลังงานสูงสุด 40 KW
3. Biogas (อนาคต) 30 KW

รวมผลิตกำลังไฟฟ้าหลักต่อเนื่องได้ (100 %) 190 KW

ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าสำรอง ได้แก่

1. Battery
2. Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW
3. การไฟฟ้านครหลวง ระบบรองรับได้ 575 KW

โหลดในโครงการ Future System

1. โหลดเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในอาคาร Future center รวมเป็น 75 KW
2. โหลดที่ออกแบบไว้สำหรับอนาคต จำนวน 10 จุด จุดละ 50 KW รวมเป็น 500 KW

รวมโหลดทั้งสิ้น 575 KW

จากการศึกษาพบว่าโหลดภายในโครงการทั้งในอาคารและโหลดที่ออกแบบไว้รองรับอนาคต มีค่าความต้องการใช้พลังงานมีค่าสูงกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในหลายช่วงเวลาของวัน โดยเฉพาะช่วงเวลากลางคืนพลังงานที่ผลิตได้นั้นจะมาจากกังหันลมซึ่งผลิตกำลังไฟฟ้าได้น้อยกว่าความต้องการของโหลดในช่วงกลางคืน ทำให้พลังงานที่ผลิตได้ไม่เพียงพอจึงจำเป็นต้องตัดโหลดบางส่วนออก และเมื่อถึงกรณีฉุกเฉิน Micro Hydro Generator จะถูกนำมาใช้เพื่อจ่ายโหลดยามฉุกเฉินในช่วงเวลาสั้นๆ

ซึ่งในการบริหารจัดการพลังงานทดแทนมีหลักการและวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ

1. Minimize Import คือ การจัดการพลังงานที่ผลิตได้จาก Solar Cell และ Wind Turbine รวมถึงพลังงานที่สะสมอยู่ในแบตเตอรี่ มาบริหารจัดการให้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในโครงการ Future Center โดยให้สอดคล้องกับเป้าหมายคือ การรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงเท่าที่จำเป็นหรือน้อยที่สุด

2. Maximize Profit คือ การจัดการพลังงานที่ผลิตได้จาก Solar Cell และ Wind Turbine ทั้งหมด นำมาขายคืนกลับให้การไฟฟ้า โดยให้สอดคล้องกับเป้าหมายคือ การขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดกลับคืนให้การไฟฟ้าเพื่อให้ได้ผลกำไรสูงสุดซึ่งในแต่ละวัตถุประสงค์จะแสดงได้ตามการเปรียบเทียบพลังงานที่ผลิตได้กับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

บทที่ 4

ระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าที่ถูกสร้างมาจากระบบผลิตไฟฟ้าผ่านมายังระบบส่งจ่ายไฟฟ้า เพื่อแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบหลัก คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดิน และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ค่าใช้จ่ายในการลงทุนความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และความสวยงาม เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดิน เนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำหรือภายในนิคมอุตสาหกรรม นิยมใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดินเพราะสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ยึดมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดินในอากาศซึ่งมักจะเป็นสายเปลือย

ข้อดี ข้อเสีย ของระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

ข้อดี

1. มีความเชื่อถือสูง โอกาสจะถูกต้นไม้ล้มทับหรือพายุเป็นไปได้น้อยมาก
2. ความปลอดภัยสูง เนื่องจากโอกาสสัมผัสมีน้อย
3. ลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา
4. สภาพแวดล้อมสวยงาม

ข้อเสีย

1. ค่าใช้จ่ายสูง เนื่องจากต้องวางระบบป้องกันทุกด้าน
2. มีความยุ่งยากในการก่อสร้าง
3. การระบายความร้อนไม่ดี
4. การบำรุงรักษาทำได้ยาก

ด้วยอาคาร Future Center เป็นอาคารต้นแบบการอนุรักษ์พลังงาน ต้องการทัศนียภาพที่สวยงาม อีกทั้งระบบต้องการความน่าเชื่อถือสูง เมื่อพิจารณาอย่างละเอียดแล้ว ระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินจึงถูกเลือกนำมาออกแบบสร้างเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าในโครงการ

4.1 อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

ก่อนที่เราจะศึกษาการออกแบบระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินนั้น จำเป็นอย่างยิ่งที่เราจะต้องศึกษาอุปกรณ์ต่างๆที่ใช้ในระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินและคุณลักษณะเด่นของแต่ละอุปกรณ์ เพื่อที่จะมาประกอบการพิจารณาเลือกนำมาใช้ในการออกแบบ ดังจะสรุปได้ดังนี้

4.1.1 สายเคเบิลใต้ดิน

สายเคเบิลใต้ดินถือว่าเป็นหัวใจหลักในการเลือกพิจารณาเพราะถ้าเลือกนำมาใช้ไม่ถูกต้องตามมาตรฐานอาจส่งผลให้ระบบจ่ายไฟฟ้าไม่มีความปลอดภัยและขาดเสถียรภาพในการจ่ายกระแสไฟฟ้า ในการศึกษาแบ่งสายเคเบิลออกเป็น 2 ประเภทดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.1.1 สายเคเบิลใต้ดินแรงสูง (high voltage underground cable)

โลหะตัวนำเป็นชนิดตัวนำทองแดง 12/20(24) kV สำหรับระบบจำหน่าย 22 kV หรือ 18/30(36) kV สำหรับระบบจำหน่าย 33 kV ทดสอบตามมาตรฐาน IEC60502 [2] โดยมีโครงสร้างสายเป็น single core, cross-linked polyethylene insulated (XLPE), copper wire screen and polyethylene jacketed cable ขนาดที่นิยมใช้ได้แก่ 50, 240, 400 ตารางมิลลิเมตร สำหรับสาย XLPE ระบบ 22 และ 33 kV ขนาด 240 และ 400 ตารางมิลลิเมตร สามารถเลือกพิกัดกระแสใช้งาน ได้จากภาคผนวก ค (การประกอบเลขที่ 7133) ทั้งนี้ขนาดของสายเคเบิล ให้พิจารณาจากกระแสใช้งานสูงสุดของโหลด

4.1.1.2. สายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำ (low voltage underground cable)

สายชนิดนี้จัดเป็นสายที่มีฉนวนแบบเต็มพิกัด มักใช้งานดินลอย เนื่องจากทนต่อสภาพดินฟ้าอากาศ สายชนิดนี้สามารถเดินลอยในอากาศหรือฝังดินก็ได้ แต่นิยมฝังใต้ดิน เนื่องจากมีความแข็งแรง ทนทานสามารถทนต่อความชื้นได้ดี ฉนวนที่นิยมใช้ในปัจจุบันคือ XLPE เนื่องจากการติดตั้ง ใช้งาน และการบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก ปัจจุบันสายเคเบิลใต้ดินที่ กฟน. และ กฟภ. ใช้งานเป็นชนิดฉนวน XLPE [3], [4] ในช่วงการติดตั้งและใช้งานจำเป็นต้องใช้พนักงานที่มีประสบการณ์สูงและมีระบบการควบคุมที่ยุ่งยาก เหตุที่ฉนวน XLPE เป็นที่นิยมใช้เนื่องจาก

1. ฉนวนทนอุณหภูมิได้สูงคือ 90 องศาเซลเซียส (XLPE ไม่ละลายเมื่อได้รับความร้อน)
2. มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ดีคือ มี Dielectric Loss ต่ำ และมี Dielectric Strength สูง
3. มีคุณสมบัติทางกลที่ดีทนต่อแรงกระทำภายนอก
4. ทนต่อสารเคมีดีกว่า PE/PVC
5. ไม่เป็นอันตรายต่อสภาวะแวดล้อม



รูปที่ 4.1 สายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำฉนวน XLPE

ที่มา http://www.bangkokcable.com/catalog/BCC_CATALOG/FRC-XLPE-LS1C.HTML

ขนาดสายเฟสที่ การไฟฟ้านครหลวงแนะนำให้ใช้คือ 70, 120, 185 และ 240 ตารางมิลลิเมตร โดยกำหนดสายเฟสและสายนิวทรัลดังนี้ [4]

- สายเฟส 3 x 1/C – 240 ตารางมิลลิเมตร สายนิวทรัล 1/C - 185 ตารางมิลลิเมตร
- สายเฟส 3 x 1/C – 185 ตารางมิลลิเมตร สายนิวทรัล 1/C - 120 ตารางมิลลิเมตร
- สายเฟส 3 x 1/C – 120 ตารางมิลลิเมตร สายนิวทรัล 1/C - 70 ตารางมิลลิเมตร
- สายเฟส 3 x 1/C – 70 ตารางมิลลิเมตร สายนิวทรัล 1/C - 70 ตารางมิลลิเมตร

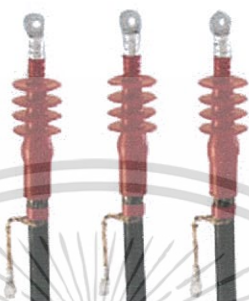
การเดินสายเมนของการไฟฟ้านครหลวงในท่อให้เดินได้ไม่เกิน 1 วงจร (4 เส้น) ต่อท่อ ในการออกแบบกำหนดให้แรงดันตกในสายไม่เกิน 3 % ค่า Power factor 0.85 และสามารถออกแบบลดขนาดสายดินได้ตามความเหมาะสม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.2 อุปกรณ์ต่อสาย (splice equipment)

4.1.2.1 ด้านแรงสูง

อุปกรณ์ต่อหัวสาย (Terminator) ใช้ชนิด slip-on, premolded cold shrinkable หรือ heat shrinkable ส่วนอุปกรณ์ต่อสาย (splice) ใช้ชนิด slip-on หรือ premolded cold shrinkable Connector ใช้ชนิด compression



รูปที่ 4.2 อุปกรณ์ต่อหัวสายแรงสูง [16]

4.1.2.2 ด้านแรงต่ำ

ภายในบ่อพักสายชนิด handhole ให้ใช้ชนิด resin และภายในฐานคอนกรีตของตู้มิเตอร์ ที่ต่อแยกสายเข้ามิเตอร์ ให้ใช้ชนิด submersible secondary connector



รูปที่ 4.3 Submersible secondary connector

ที่มา <http://www.cmclugs.com/>

4.1.3 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Conduit)

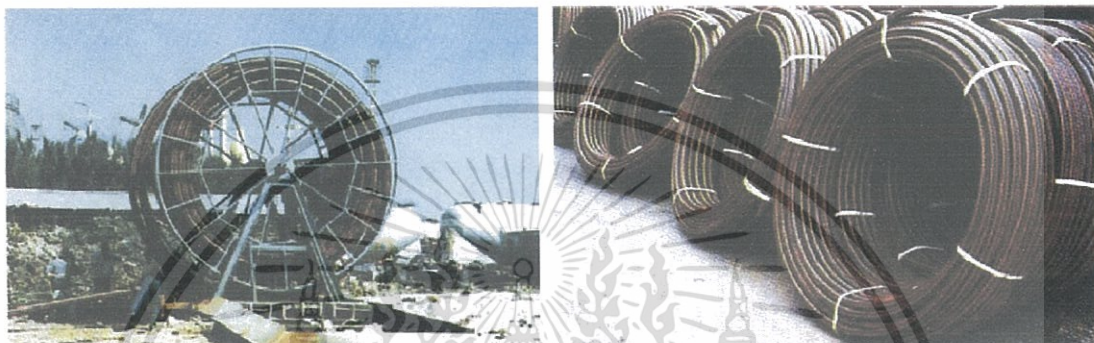
ท่อร้อยสายเคเบิลที่ใช้ในงานก่อสร้างเคเบิลใต้ดินมีด้วยกันหลายชนิดเช่น แบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักๆดังนี้

- 1 ท่อโลหะ (metal conduit) ใช้ท่อโลหะชนิด rigid steel conduit (RSC) ตาม มอก.770 [5]
- 2 ท่ออโลหะ (nonmetallic conduit) มี 3 ชนิด คือ Polyvinyl chloride conduit (PVC) ตาม มอก. 216 [6] (สำหรับสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำ), High density polyethylene (HDPE) ตาม มอก. 982 [7] และ Filament-wound reinforced thermosetting resin conduit (RTRC)

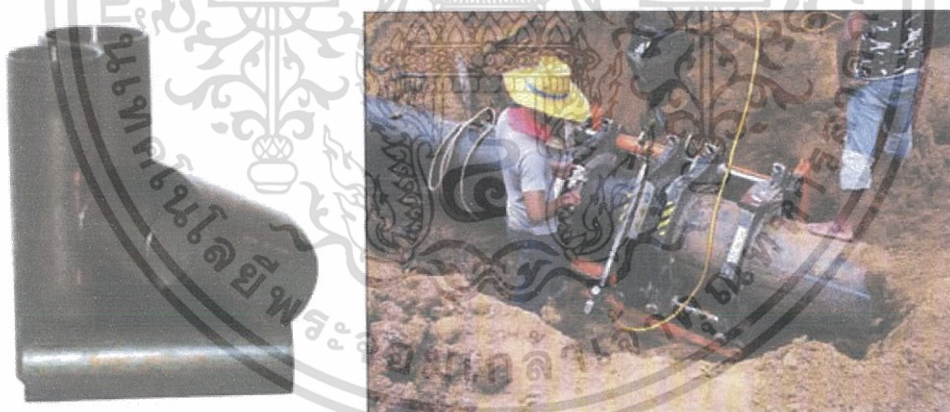
ในการศึกษาออกแบบจะเลือกใช้ท่อร้อยสายแบบท่อโลหะ ซึ่งมีคุณสมบัติต่างๆกันดังนี้ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.3.1 ท่อ HDPE (High-Density Polyethylene)

ท่อชนิดนี้ใช้ในงานร้อยสายเคเบิลใต้ดินกันมาก เนื่องจากมีคุณสมบัติที่ดีหลายอย่างเช่น ความสามารถรับแรงกดได้ดีมีผู้ผลิตหลายราย และราคาถูกกว่าท่อชนิดอื่นๆ ท่อชนิดนี้ผลิตขึ้นตาม มอก. 982 ซึ่งใช้เป็นท่อน้ำดื่ม แต่นำมาประยุกต์ใช้ในงานร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ขนาดของท่อกำหนดตามขนาดของ Outside Diameter แบ่งออกได้หลายชั้นคุณภาพ แต่การไฟฟ้าแนะนำให้ใช้คือชั้นคุณภาพ Nominal Pressure Rating (PN) 6.3 บาร์ ขนาด 160 มม. ดังรูปที่ 4.4 การต่อท่อ HDPE มีทั้งแบบใช้ข้อต่อสวม (Coupling) และแบบเชื่อมด้วยความร้อน (Welding) ดังรูปที่ 4.5



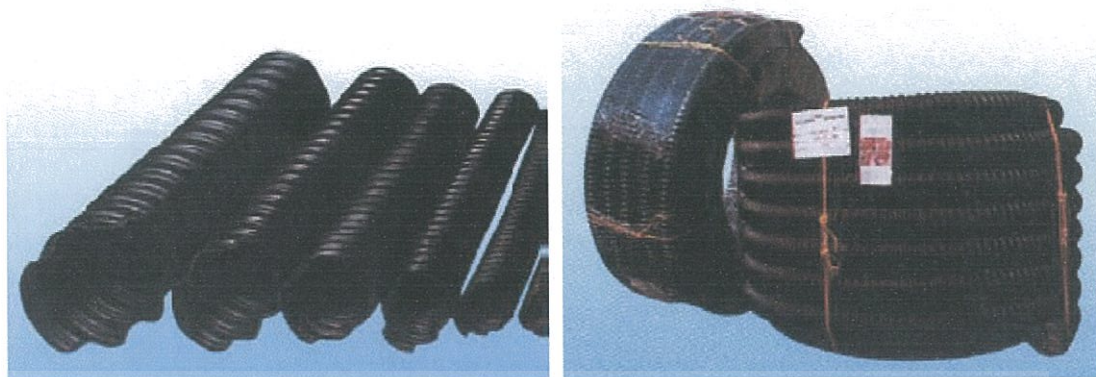
รูปที่ 4.4 ท่อ HDPE (High-Density Polyethylene)



รูปที่ 4.5 ข้อต่อแบบสวม (Coupling) และการต่อแบบเชื่อมด้วยความร้อน (Welding)

4.1.3.2 ท่อ Corrugate หรือเรียกว่าท่อลูกฟูก

ท่อชนิดนี้เป็นท่อที่ทำมาจาก High-Density Polyethylene มีลักษณะเป็นลูกฟูก โค้งงอได้ง่าย ในการขนส่งจะม้วนมาเป็นขดยาวประมาณ 50 –100 เมตร ดังรูปที่ 4.6 ข้อดีของท่อชนิดนี้ก็คือ น้ำหนักเบา สามารถวางท่อได้ยาวมากกว่าท่อชนิดอื่นโดยไม่ต้องมีข้อต่อ แรงเสียดทานน้อย หลบหลีกสิ่งกีดขวางได้ง่าย แต่ข้อเสียก็คือทำความสะอาดภายในท่อได้ยาก การต่อท่อจะใช้แบบ Screwing



รูปที่ 4.6 ท่อ Corrugate

4.1.3.3 ท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit)

ท่อชนิดนี้ทำจาก Fiberglass ที่ผ่านการอบส่วนผสมแล้ว (Resin, Epoxy) พันทับแกนเหล็ก ร้อนถักพันเป็นชั้นๆ (winding) บางบริษัทจะผลิตท่อเป็นสองประเภทคือ ท่อสีแดง และท่อสีดำ ถ้าเป็นท่อสีแดงจะพัน Fiberglass ทั้งหมด 4 ชั้น ใช้ในงานฝังดินโดยตรง ถ้าเป็นท่อสีดำจะพัน Fiberglass ทั้งหมด 6 ชั้น และใส่สาร Carbon Black เพื่อป้องกันรังสี UV ใช้ในการวางท่อบนพื้นดิน ขนาดของท่อกำหนดตามขนาดของ Inside Diameter การต่อท่อชนิดนี้จะมีอยู่ 2 วิธี คือวิธีสวมอัด (Gasket-type joint) และแบบเกลียว (Screw) โดยวิธีสวมอัด ท่อด้านหนึ่งจะเป็นท่อบานใส่ซีลยางไว้สองชั้นเมื่อต่อท่อตรงเข้าไปจนสุดจะติดแน่นมาก และซีลยางจะป้องกันการรั่วซึมของน้ำได้ดี ส่วนวิธีแบบเกลียวจะเหมือนกับการต่อท่อทั่วไป ดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 ท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit) และการต่อท่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.8 การเดินท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit)

ที่มา www.2011.grecomposites.com/Conduitandfitting.aspx

ตามมาตรฐาน National Electric Code Handbook 1999 (NEC) [8] ในหัวข้อ Article 347- Nonmetallic Conduit ได้เรียกชื่อท่อ Reinforced Thermosetting Resin Conduit ไว้หลายชื่อคือ Rigid Nonmetallic Fiberglass Conduit หรือ Fiberglass Reinforced Epoxy Conduit โดยได้แบ่งประเภทของท่อ RTRC ไว้ 2 ชนิดคือ

1. RTRC Type BG ใช้สำหรับงานฝังดินโดยตรงจะมีคอนกรีตหุ้มตัวท่อหรือไม่มีก็ได้ (BG = Below Ground)
2. RTRC Type AG ใช้สำหรับงานวางเหนือดินหรือฝังดิน ถ้าฝังดินจะมีคอนกรีตหุ้มตัวท่อหรือไม่มีก็ได้ ใช้ในสถานที่ที่มีขีดหรือเปิดโล่งก็ได้ (แต่ต้องไม่มีแรงใดมากระทำทำให้ท่อเสียหาย) (AG = Above Ground)

ตารางที่ 4.1 คุณสมบัติของท่อทั้ง 3 ชนิด

Property	HDPE	CORRUGATE	RTRC
Material	High Density Polyethylene	High Density Polyethylene	Fiberglass
Weight (ท่อ 6 นิ้ว)	~3.77 kg/m	~2.0 kg/m	~1.52 kg/m
Coefficient of Friction	~0.5 [9]	~0.3	~0.385
Inner Surface of Pipe	Smooth	Corrugate	Smooth
Corrosion Resistance	Good	Good	Good
Flame Resistance	No	No	Yes
Cable Fusion	Yes	Yes	No

ตารางที่ 4.1 คุณสมบัติของท่อทั้ง 3 ชนิด ต่อ

Property	HDPE	CORRUGATE	RTRC
Maximum Working Temp	⁰ ~80 C	⁰ ~80 C	⁰ 110 C
Connecting Method	Welding, Coupling	Screwing	Gasket and Screwing
การรับแรงกด	-	-	~ 1900 lbs/ft (ท่อ 5 นิ้ว)

4.1.4. บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน

บ่อพักสายใต้ดินเป็นจุดที่ใช้สำหรับดึงสาย ต่อแยกสาย (Tap) หรือเป็นจุดต่อสายใต้ดิน ใช้กับการเดินสายร้อยท่อ บ่อพักสายใต้ดินจะต้องเปิดออกเพื่อทำการตรวจสอบและบำรุงรักษาได้ บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน นี้หล่อขึ้นด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก ซึ่งส่วนใหญ่จะก่อสร้างอยู่ใต้ผิวถนนที่มีการจราจรของยานพาหนะต่างๆ และจะต้องรับน้ำหนักสูงสุดได้ 18 ตันโดยระยะห่างของบ่อพักสายใต้ดินในทางตรงไม่ควรเกิน 300 เมตร ผนังด้านนอกของบ่อพักส่วนบนจะต้องอยู่ใต้ระดับผิวถนนไม่น้อยกว่า 40 ซม. บ่อพักจะมีฝาปิด (Manhole Frame and Cover) ทำด้วยเหล็ก ที่ก้นของบ่อพักจะต้องทำเป็นอ่างน้ำ (Sump) ไว้สำหรับสูบน้ำออกเมื่อเวลาจะทำงานในบ่อพัก ลักษณะของการจัดหน้าต่างของบ่อพักขึ้นอยู่กับการวางท่อที่จะออกจากบ่อพักนั้น ๆ บ่อพักที่มีขนาดเล็ก ๆ เราสามารถจะหล่อสำเร็จรูป และยกลงมาวางในที่ที่จะติดตั้ง แต่ถ้าเป็นบ่อพักขนาดใหญ่จำเป็นต้องก่อสร้างในที่ที่จะใช้งานเพราะน้ำหนักมาก สำหรับการเลือกออกแบบบ่อพักสาย มีรายละเอียดดังภาคผนวก ค

4.1.5 ตู้มิเตอร์

ในการติดตั้งมิเตอร์ทั้งแรงสูงและแรงต่ำ ให้พิจารณาออกแบบตามแบบมาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

4.1.5.1 การติดตั้งมิเตอร์ระบบ 22 kV

1. บัสบาร์ทองแดงชนิดมีฉนวนหุ้มมีขนาดไม่น้อยกว่า 40 x 5 มิลลิเมตร
2. ตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กแผ่นชุบสังกะสีหนาไม่น้อยกว่า 25 มิลลิเมตรและทาด้วยสีเทาไม่น้อยกว่า 2 ชั้น
3. การป้องกันของตู้มิเตอร์เป็นไปตาม มอก. 513 ระดับการป้องกัน IP-31[10]
4. เคเบิลเข้าต้องผ่านอุปกรณ์ป้องกัน และตัดตอนด้านต้นกำลัง

มีรายละเอียดดังภาคผนวก ค (การประกอบเลขที่ 7702, 7703)

4.1.5.2 การติดตั้งมิเตอร์ระบบแรงต่ำ

การติดตั้งมิเตอร์แรงต่ำข้อกำหนดที่ออกโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังนี้

1. ตู้มิเตอร์แรงต่ำสามารถติดตั้งที่ผนังรั้วบ้านฝัในเสารั้วบ้านหรือเสาอาคารของผู้ใช้ไฟโดยมีความสูงส่วนฐานของตู้มิเตอร์คือถ้าติดตั้งที่ผนังรั้วบ้านของผู้ใช้ไฟฟ้าให้มีความสูงเท่ากับ 200 มม. หรือ ฝัในเสารั้วบ้านหรือเสาอาคารของผู้ใช้ไฟให้มีความสูงเท่ากับ 400 มม.
2. เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาน้ำท่วมความสูงของตู้มิเตอร์สามารถเพิ่มขึ้นได้อีกตามความเหมาะสม

ข้อต่อสายชนิดสายเคเบิลใต้ดินชนิดกันน้ำจะต้องมีพิภักดกระแสเท่ากับสายป้อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำและสามารถถอดปลดปลายสายได้เมื่อต้องการ

3. ให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สายที่เดินออกจากมิเตอร์ เพื่อป้องกันการลัดวงจรของสายประธานที่เข้าบ้านของผู้ใช้ไฟ

4. การต่อสายที่เซอร์กิตเบรกเกอร์อาจจะใช้หางปลาหรือเข้าที่อุปกรณ์โดยตรงทั้งนี้ขึ้นอยู่กับวิธีการที่เหมาะสมโดยจุดเข้าสายจะต้องแน่นไม่หลวม

5. ฝาปิดตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กหนาไม่น้อยกว่า 2.5 มม. ชูบสังกะสีและทาทับด้วยสีเทาอย่างน้อย 2 ชั้นสำหรับการป้องกันให้เป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 513 ระดับการป้องกัน IP44 [10]

6. กรณีเดินแนวท่อร้อยสายป้อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำอยู่ห่างจากแนวรั้วมากให้เดินท่อโค้ง 90 องศาเข้าฐานรากคอนกรีตฝังด้านหน้ามิเตอร์แทนโดยมีระยะห่างระหว่างจุดศูนย์กลางของรูเท่ากับ 150 มม. และมีขนาดรูเท่ากับ D+2 มม.

7. ค่าความต้านทานฉนวนของสายเคเบิลเมื่อวัดระหว่างตัวนำกับผิวตู้มิเตอร์โดยรอบต้องมีค่าไม่น้อยกว่า 0.5 เมกะโอห์ม

8. การเดินสายไฟฟ้าในตู้ต้องทำป้ายบอกเฟส วงจรและอื่นๆที่จำเป็นไว้อย่างถาวร เพื่อง่ายต่อการบำรุงรักษา

สามารถศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7406 7407 7408 7409

4.2 การออกแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

การก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินในปัจจุบันมีหลายประเภท ซึ่งแต่ละประเภทจะมีค่าใช้จ่ายมากน้อยแตกต่างกันออกไป จึงจำเป็นต้องพิจารณาออกแบบที่ใช้ในการก่อสร้างให้เหมาะสมและคุ้มค่างบค่าใช้จ่ายที่ได้ลงทุนไป ในปัจจุบันเราแบ่งแบบการก่อสร้างออกได้เป็น 2 รูปแบบ 5 วิธีคือ

4.2.1 แบบเปิดหน้าดิน

4.2.1.1 กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank)

การก่อสร้างวิธีนี้ใช้กับงานก่อสร้างในระบบจำหน่ายและระบบส่ง ลักษณะการก่อสร้างเป็นแบบใช้ท่อ HDPE (High Density Polyethylene) หรือท่อ RTRC (Reinforced Thermosetting Resin Conduit) แล้วหุ้มทับด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก ซึ่งเป็นการป้องกันจากผลกระทบทางกล (Mechanical Protection) ใช้กับสายเคเบิลใต้ดินได้อย่างดี ดังรูปที่ 4.9 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7201



รูปที่ 4.9 กลุ่มท่อหุ้มคอนกรีต (Concrete Encased Duct Bank)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานที่ <http://www.profoundit.com> ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อต่อสายชนิดสายเคเบิลใต้ดินชนิดกันน้ำจะต้องมีพิกัดกระแสเท่ากับสายป้อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำและสามารถถอดปลดปลายสายได้เมื่อต้องการ

3. ให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สายที่เดินออกจากมิเตอร์ เพื่อป้องกันการลัดวงจรของสายประธานที่เข้าบ้านของผู้ใช้ไฟ

4. การต่อสายที่เซอร์กิตเบรกเกอร์อาจจะใช้หางปลาหรือเข้าที่อุปกรณ์โดยตรงทั้งนี้ขึ้นอยู่กับวิธีการที่เหมาะสมโดยจุดเข้าสายจะต้องแน่นไม่หลวม

5. ฝาปิดตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กหนาไม่น้อยกว่า 2.5 มม. ชุบสังกะสีและทาห้ด้วยสีเทาอย่างน้อย 2 ชั้นสำหรับการป้องกันให้เป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 513 ระดับการป้องกัน IP44 [10]

6. กรณีเดินแนวท่อร้อยสายป้อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำอยู่หากจากแนวรั้วมากให้เดินท่อโค้ง 90 องศาเข้าฐานรากคอนกรีตฝังด้านหน้ามิเตอร์แทนโดยมีระยะห่างระหว่างจุดศูนย์กลางของรูเท่ากับ 150 มม. และมีขนาดรูเท่ากับ D+2 มม.

7. ค่าความต้านทานฉนวนของสายเคเบิลเมื่อวัดระหว่างตัวนำกับผิวตู้มิเตอร์โดยรอบต้องมีค่าไม่น้อยกว่า 0.5 เมกะโอห์ม

8. การเดินสายไฟฟ้าในตู้ต้องทำป้ายบอกเฟส วงจรและอื่นๆที่จำเป็นไว้อย่างถาวร เพื่อง่ายต่อการบำรุงรักษา

สามารถศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7406 7407 7408 7409

4.2 การออกแบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน

การก่อสร้าง Duct Bank ไม่นิยมใช้ท่อลูกฟูก (Corrugated) เนื่องจากท่อชนิดนี้ติดตั้งง่าย เมื่อเทคอนกรีตท่อจะลอยตัวในน้ำคอนกรีตทำให้ท่อไม่เป็นแนวตรงจะเกิดปัญหาในการร้อยสายเคเบิลใต้ดิน การก่อสร้าง Duct Bank นี้จะต้องมีบ่อพักสาย (Manhole หรือ Handhole) เป็นระยะๆ สำหรับใช้ในการลากสาย ต่อสาย ต่อแยกสาย หรือในกรณีที่แนวสายเคเบิลใต้ดินหักมุม ซึ่งควรมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนว Duct Bank ด้วย การก่อสร้างชนิดนี้มีข้อดี-ข้อเสียดังนี้

ข้อดี

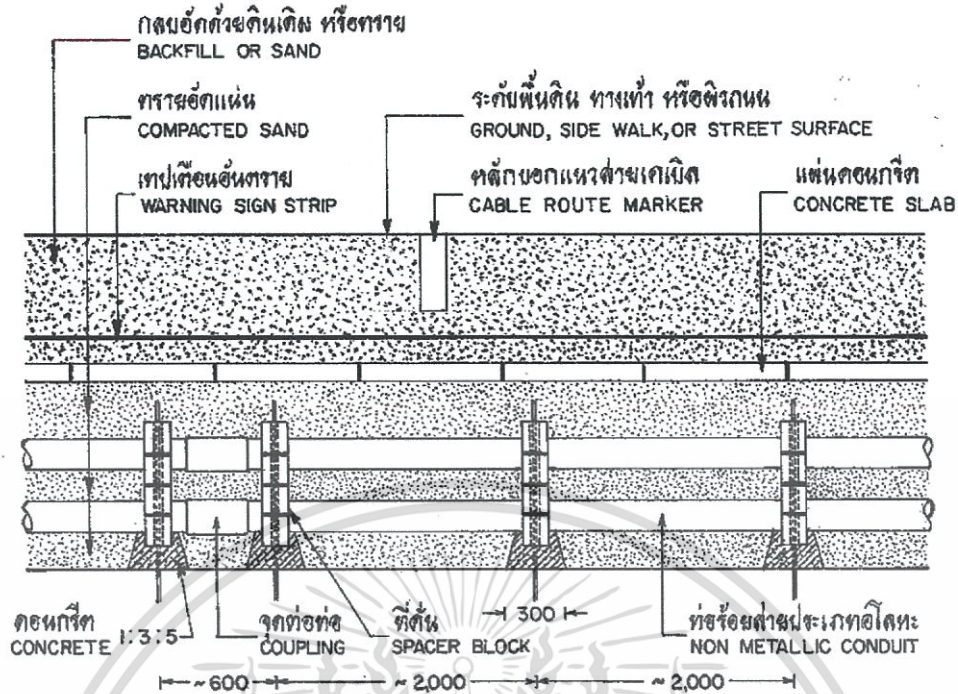
1. ความปลอดภัยของสายเคเบิลใต้ดินสูงมาก เนื่องจาก Duct Bank อาจได้รับความเสียหายจากการขุดเจาะ แต่คอนกรีตเสริมเหล็กที่หุ้มท่ออยู่จะช่วยป้องกันท่อร้อยสายรวมทั้งสายเคเบิลใต้ดินได้ ทำให้ระบบมีความมั่นคงสูง
2. จัดวางสายเคเบิลใต้ดินเป็นจำนวนมากๆ ได้ง่ายกว่า
3. การเปลี่ยนขนาดสายเคเบิลใต้ดิน การเปลี่ยนสายเคเบิลใต้ดินที่ชำรุดและการเพิ่มจำนวนวงจร สามารถทำได้สะดวกโดยการลากสายเคเบิลใต้ดินใหม่ ในท่อ Spare ที่ออกแบบเตรียมไว้
4. เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรขึ้น เนื่องจากท่อถูกหุ้มทับด้วยคอนกรีตเสริมเหล็กซึ่งมีความแข็งแรงทนทาน ทำให้สามารถป้องกันอันตรายที่อาจเกิดแก่สายเคเบิลใต้ดินได้ ไม่ทำให้สายเคเบิลใต้ดินอื่นๆ ที่วางใกล้กันเสียหาย

ข้อเสีย

1. มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง เนื่องจากท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินทั้งหมดหุ้มด้วยคอนกรีตเสริมเหล็กและจำเป็นต้องมีบ่อพักสายเพื่อให้ลากสายเคเบิลใต้ดินได้ นอกจากนี้ยังต้องขุดร่องขนาดกว้างเพราะโครงสร้างของท่อร้อยสายมีขนาดใหญ่
2. ความสามารถในการระบายความร้อนต่ำ จึงมีผลทำให้สายเคเบิลใต้ดินนำกระแสได้ต่ำ
3. ใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างนานมาก
4. การตัดโค้งเมื่อพบอุปสรรค ทำได้ลำบากมาก (ต้องใช้ระยะทางยาว)
5. ในกรณีที่ใช้ท่อ HDPE เป็นท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรในสายเคเบิลใต้ดินจะเกิดความร้อนสูง ทำให้ท่อหลอมละลายรวมกับสายเคเบิลใต้ดิน เกิดความเสียหายได้ ซึ่งมีผลทำให้เกิดความยากต่อการบำรุงรักษาเนื่องจากไม่สามารถลากสายเคเบิลใต้ดินออกมาได้

4.2.1.2 ร้อยท่อฝังดิน (Semi – Direct Burial)

การก่อสร้างวิธีนี้ใช้กับงานก่อสร้างระบบจำหน่ายและระบบส่ง โดยนำท่อที่สามารถติดตั้งได้ง่าย (Flexible) มาใช้คือ ท่อ Corrugated หรือท่อ HDPE หรือท่อ RTRC ซึ่งการก่อสร้างตามวิธีนี้จำเป็นต้องใช้ Concrete Spacer Block บังคับท่อดังกล่าวเป็นระยะ ๆ เพื่อช่วยรักษาระยะห่างระหว่างท่อให้มีระยะสม่ำเสมอกันเว้นการก่อสร้างวิธีนี้จะไม่มีการหุ้มท่อร้อยสายด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก แต่จะมีแผ่นคอนกรีตเสริมเหล็ก (Concrete Slab) ปิดด้านบน และแถบเตือนอันตราย (Warning Sign Strip) ดังรูปที่ 4.10 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7502



รูปที่ 4.10 ร้อยท่อฝังดิน (Semi - Direct Burial) [16]

การก่อสร้างวิธีนี้จำเป็นต้องมีบ่อพักสาย (Manhole and Handhole) เช่นเดียวกับการก่อสร้างประเภท Duct Bank และต้องมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนวท่อด้วย การก่อสร้างชนิดนี้มีข้อดี-ข้อเสียดังนี้

ข้อดี

1. มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างค่อนข้างสูงเนื่องจากท่อ High Density Polyethylene (HDPE) และอุปกรณ์ที่ใช้ค่อนข้างมีราคาแพง แต่ถูกกว่าการก่อสร้างประเภท Duct Bank
2. ระยะเวลาในการก่อสร้าง น้อยกว่าการก่อสร้างประเภท Duct Bank
3. ความสามารถในการระบายความร้อนดีกว่าการก่อสร้างประเภท Duct Bank
4. ในกรณีที่ใช้ท่อ Corrugated การตัดโค้งเมื่อพบอุปสรรคจะทำได้ง่ายกว่าการก่อสร้างประเภท Duct Bank
5. การเปลี่ยนขนาดสายเคเบิลใต้ดิน การเปลี่ยนสายเคเบิลใต้ดินที่ชำรุดและการเพิ่มจำนวนวงจร สามารถทำได้สะดวกโดยการลากสายเคเบิลใต้ดินใหม่ ในท่อ Spare ที่ออกแบบเตรียมไว้
6. เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรขึ้น ไม่ทำให้สายเคเบิลใต้ดินอื่นๆ ที่วางใกล้กันเสียหาย

ข้อเสีย

1. ท่อร้อยสายอาจได้รับความเสียหายจากการถูกขุดเจาะ รวมทั้งการเกิดการ Slide ของดิน ทำให้ท่อร้อยสายเสียหายได้ แต่ก็ยังสามารถช่วยป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับสายเคเบิลใต้ดินได้พอสมควร
2. ในกรณีที่ใช้ท่อ High Density Polyethylene (HDPE) เป็นท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรในสายเคเบิลใต้ดินจะเกิดความร้อนสูง สามารถทำให้ท่อหลอมละลาย เกิดความเสียหายและยากต่อการบำรุงรักษาเนื่องจากไม่สามารถลากสายเคเบิลใต้ดินออกมาได้

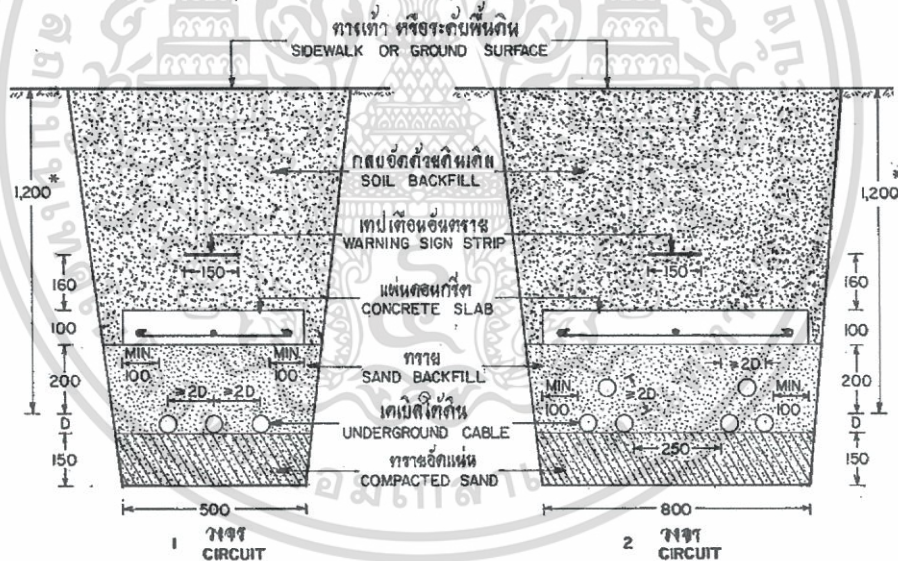
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.1.3 ฝังดินโดยตรง (Direct Burial)

การก่อสร้างวิธีนี้ใช้กับงานก่อสร้างระบบจำหน่าย โดยไม่ใช้ท่อร้อยสายและไม่มีกรงหุ้มด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก แต่ใช้วิธีฝังสายเคเบิลใต้ดิน ให้ได้ความลึกตามมาตรฐาน ซึ่งมีการวางแผ่นคอนกรีตเสริมเหล็ก (Concrete Slab) และเทปเตือนอันตราย (Warning Sign Strip) เหนือแนวสายเคเบิลใต้ดิน และบนพื้นดินจะมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงให้ทราบแนวสายเคเบิลใต้ดินเพื่อความสะดวกในการบำรุงรักษาภายหลัง นอกจากนี้ยังเป็นจุดสังเกตเพื่อไม่ให้หน่วยงานอื่นมาขุดเจาะบริเวณแนวสายเคเบิลใต้ดินอีกด้วย ดังรูปที่ 4.11 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7504 การก่อสร้างชนิดนี้มีข้อดี-ข้อเสียดังนี้

ข้อดี

1. มีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างต่ำที่สุดเนื่องจากไม่ต้องเสียค่าท่อร้อยสายและจำนวนบ่อพักและอุปกรณ์ต่อสายก็มีน้อยด้วย
2. ระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้างน้อยที่สุด สามารถดำเนินการก่อสร้างได้อย่างรวดเร็ว และทำให้ลดปัญหาเกี่ยวกับการจราจรได้ เนื่องจากใช้เวลาในการขุดถนนไม่นานนัก แต่ต้องขุดยาวเป็นช่วง ๆ
3. ความสามารถในการระบายความร้อนดีที่สุด ดังนั้นจึงนำกระแสได้ดีที่สุด
4. การตัดโค้งเมื่อพบอุปสรรคทำได้ง่ายที่สุด



หน่วยเป็น มิลลิเมตร D = ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง ของเคเบิล

รูปที่ 4.11 ฝังดินโดยตรง (Direct Burial) [16]

ข้อเสีย

1. ความปลอดภัยของสายเคเบิลใต้ดินต่ำที่สุด เนื่องจากมีเพียงแผ่นคอนกรีตเสริมเหล็ก (Concrete Slab) เท่านั้นที่ป้องกันสายเคเบิลใต้ดิน นอกจากนี้แนวสายเคเบิลใต้ดินอาจเบี่ยงเบนได้โดยอิสระ เพราะไม่มีอุปกรณ์จับยึดสายเคเบิลใต้ดินไว้ ทำให้มีความมั่นคง (Reliability) ของระบบต่ำ
2. การเปลี่ยนขนาดของสายเคเบิลใต้ดิน หรือการเปลี่ยนสายเคเบิลใต้ดินที่ชำรุด และการเพิ่มจำนวนวงจร ต้องดำเนินการขุดวางสายเคเบิลใต้ดินใหม่ ทำให้เสียค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูง เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. จะต้องดำเนินการวางสายเคเบิลใต้ดินให้เสร็จในคราวเดียว หากเกิดปัญหาในบริเวณที่ไม่สามารถวางสายเคเบิลใต้ดินในระยะทางยาวๆได้ อาจเนื่องจากสภาพภูมิศาสตร์ เช่นบนทางเท้าซึ่งทำให้เกิดปัญหาในการปฏิบัติงานเป็นผลให้ค่าใช้จ่ายสูงขึ้นได้
4. เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรขึ้น อาจจะทำให้เกิดสายเคเบิลใต้ดินที่อยู่ข้างเคียงเสียหายได้
5. เหมาะกับการก่อสร้างที่มีจำนวนวงจรน้อย เช่น 1 หรือ 2 วงจร เนื่องจากถ้ามีจำนวนวงจรมากๆ ร่องที่ขุดต้องมีความกว้างมาก และการบำรุงรักษายาก

ข้อพิจารณาในการเลือกใช้แบบการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินแบบฝังดินโดยตรง (Direct Burial)

1. สภาพภูมิศาสตร์ในสถานที่ที่ก่อสร้าง เนื่องจากการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินแบบฝังดินโดยตรง (Direct Burial) นั้นจำเป็นต้องฝังสายเคเบิลใต้ดินเป็นแนวยาวตลอด จึงจำเป็นต้องดำเนินการให้เสร็จอย่างรวดเร็ว โดยเลือกสถานที่ที่มีสภาพเนื้อดินแข็งพอควร เพื่อให้สามารถขุดร่องเป็นแนวยาวได้โดยไม่ต้องปัก Sheet Pile
2. จำนวนวงจร วิธีนี้เหมาะกับการก่อสร้างที่มีจำนวนวงจรน้อย เช่น 1 หรือ 2 วงจร ทั้งนี้เนื่องจากการก่อสร้างระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินแบบฝังดินโดยตรง (Direct Burial) ไม่มีอุปกรณ์สำหรับจับยึดเลย และนอกจากนี้ส่วนใหญ่ Right of Way ของการฝังสายเคเบิลใต้ดินจะแคบ หากมีการก่อสร้างหลายวงจรแล้ว เมื่อสายเคเบิลใต้ดินเกิดลัดวงจรขึ้นทำให้สายเคเบิลใต้ดินใกล้เคียงเสียหายได้
3. สถานที่ในการก่อสร้าง เนื่องจากข้อเสียของการฝังสายเคเบิลใต้ดินแบบฝังดินโดยตรง (Direct Burial) คือ ไม่มีการป้องกันอันตรายต่อสายเคเบิลใต้ดินอย่างเพียงพอ จึงควรเลือกใช้การก่อสร้างแบบนี้ในบริเวณของผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งสามารถลดอันตรายที่อาจถูกขุดเจาะโดยสายเคเบิลใต้ดิน นอกจากนี้ควรมี Cable Route Marker เพื่อให้สามารถทราบแนวของการฝังสายเคเบิลใต้ดินอีกด้วย
4. ระยะทางในการฝังสายเคเบิลใต้ดิน เนื่องจากการฝังสายเคเบิลใต้ดินแบบฝังดินโดยตรง (Direct Burial) จำเป็นต้องมีจุดต่อแยกสายให้น้อยที่สุด เพื่อให้สามารถดำเนินการให้เสร็จอย่างรวดเร็ว จึงต้องฝังสายเคเบิลใต้ดินให้เป็นแนวยาวต่อเนื่องกันโดยตลอด

4.2.2 แบบไม่เปิดหน้าดิน

4.2.2.1 Horizontal Directional Drilling (HDD)

การก่อสร้างวิธีนี้ใช้กับงานก่อสร้างระบบจำหน่ายโดยใช้ท่อ High Density Polyethylene (HDPE) ลักษณะการก่อสร้างจะเป็นแบบไม่ต้องเปิดหน้าดิน การก่อสร้างวิธีนี้ จะไม่มีการหุ้มท่อร้อยสายด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก และไม่มีแผ่นคอนกรีตเสริมเหล็ก (Concrete Slab) ไว้ป้องกันสายเคเบิลใต้ดิน การก่อสร้างแบบนี้จำเป็นต้องมีบ่อพักสาย (Manhole and Handhole) เช่นเดียวกับการก่อสร้างประเภท Duct Bank และต้องมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนวท่อด้วยดังรูปที่ 4.12 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7504 การก่อสร้างวิธีนี้มี ข้อดี-ข้อเสียดังนี้



รูปที่ 4.13 Pipe Jacking

[<http://www.sahandnasbgostar.com>]

การก่อสร้างด้วยวิธีนี้จำเป็นต้องมีบ่อพักสาย (Manhole and Handhole) เช่นเดียวกับการก่อสร้างประเภท Duct Bank และต้องมีหลักบอกแนวสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Route Marker) แสดงตามแนวท่อด้วย การก่อสร้างวิธีนี้มีข้อดี-ข้อเสียดังนี้

ข้อดี

1. เนื่องจากสามารถดำเนินการก่อสร้างเป็นช่วงๆได้ และไม่ต้องขุดร่อง จึงทำให้ลดปัญหาเกี่ยวกับการจราจรได้
2. ความปลอดภัยของสายเคเบิลใต้ดินสูงมาก เนื่องจากมีท่อเหล็กและซีเมนต์หุ้มท่ออยู่จะช่วยป้องกันท่อร้อยสายรวมทั้งสายเคเบิลใต้ดินได้ ทำให้ระบบมี Reliability ดี
3. ร้อยสายเคเบิลใต้ดินเป็นจำนวนมากๆ ได้ง่ายกว่า
4. การเปลี่ยนขนาดสายเคเบิลใต้ดิน การเปลี่ยนสายเคเบิลใต้ดินที่ชำรุดและการเพิ่มจำนวนวงจร สามารถทำได้สะดวกโดยการลากสายเคเบิลใต้ดินใหม่ร้อยในท่อ Spare ที่ออกแบบเตรียมไว้
5. เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรขึ้น เนื่องจากท่อถูกหุ้มทับด้วยคอนกรีตเสริมเหล็กซึ่งมีความแข็งแรงทนทาน ทำให้สามารถป้องกันอันตรายที่อาจเกิดแก่สายเคเบิลใต้ดินได้ ไม่ทำให้เคเบิลอื่นๆ ที่วางใกล้กันเสียหาย

ข้อเสีย

1. ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูง เนื่องจากต้องใช้เครื่องจักรเฉพาะ และอุปกรณ์ที่ใช้ค่อนข้างมีราคาแพง
2. ความสามารถในการระบายความร้อนต่ำ จึงมีผลทำให้สายเคเบิลใต้ดินนำกระแสได้ต่ำ
3. การตัดโค้งเมื่อพบอุปสรรค ทำได้ลำบากมาก (ต้องใช้ระยะทางยาว)
4. ในกรณีที่ใช้ท่อ HDPE เป็นท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรในสายเคเบิลใต้ดินจะเกิดความร้อนสูง สามารถทำให้ท่อหลอมละลาย เกิดความเสียหายและยากต่อการบำรุงรักษา เนื่องจากไม่สามารถลากสายเคเบิลใต้ดินออกมาได้

4.2.3 การออกแบบบ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน (Manhole and Handhole)

บ่อพักสายเคเบิลใต้ดิน (Manhole and Handhole) นี้หล่อขึ้นด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก ส่วนใหญ่จะอยู่ใต้ผิวดินสามารถรับน้ำหนักได้สูงสุด 18 ตัน บ่อพักจะมีฝาปิด (Manhole Frame & Cover) ทำด้วยเหล็ก ส่วนการเลือกแบบ (Type) ของบ่อพักที่ใช้ในระบบใดๆ นั้นจะขึ้นกับองค์ประกอบต่าง ๆ ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ทิศทางของแนวท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ว่าจะเป็นแนวตรง เลี้ยวซ้าย เลี้ยวขวา หรือแยกออกเป็น 2 ทาง เป็นต้น

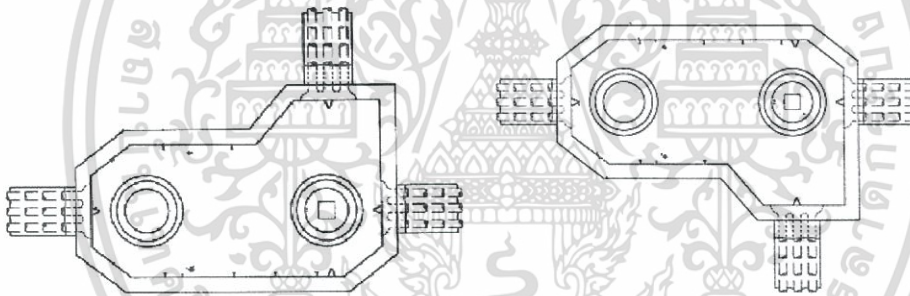
2. จำนวนท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน หากมีจำนวนมากๆ ขนาดของบ่อพักก็จำเป็นต้องใหญ่ตามไปด้วย เพราะจะมีสายเคเบิลใต้ดินร้อยผ่าน หรือมีการต่อสายเคเบิลใต้ดิน ภายในบ่อพักสายเป็นจำนวนมาก ในลักษณะนี้จึงควรใช้แบบที่มีฝาบ่อ 2 ฝา เพื่อทำให้เกิดการถ่ายเทความร้อนได้ดี เมื่อผู้ปฏิบัติงานลงไปติดตั้งหรือซ่อมแซม และยังมีที่ว่างพอจะทำงานได้ด้วยความสะดวก

3. โอกาสของโครงการที่จะดำเนินการต่อไปในอนาคตว่าจะต่อไปในทิศทางใด

บ่อพัก (Manhole) แต่ละแบบ (Type) ถูกออกแบบมาเพื่อประโยชน์ใช้งานที่แตกต่างกัน ดังนั้นผู้ออกแบบจะต้องพิจารณาเลือกแบบ (Type) ให้เหมาะสมกับการใช้งานเราสามารถแบ่งประเภทของ บ่อพักตามการใช้งานได้ 2 ประเภท คือ

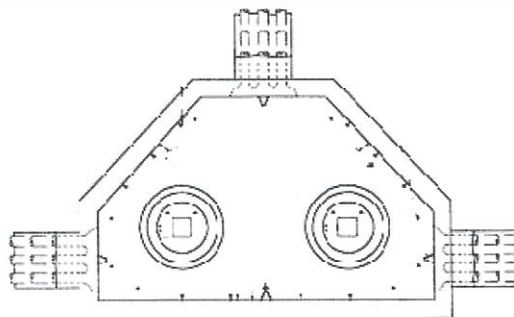
4.2.3.1 บ่อพัก (Manhole) ประเภทที่ใช้กับระบบจำหน่าย 22&33 kVได้แก่ [16]

1. Type 2T - 1 และ 2T - 2 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อแยกสายเคเบิลใต้ดิน และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณปากทาง หรือทางแยก โดยสามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 12 วงจร ดังรูปที่ 4.14 สามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7301 7301A 7402 7402A



รูปที่ 4.14 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 1 และ 2T - 2

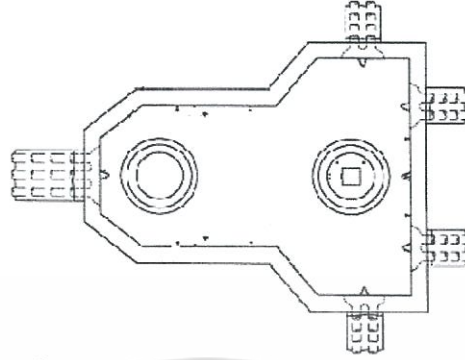
2. Type 2T - 3 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อสายเคเบิลใต้ดินทางตรง และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณหน้าสถานีไฟฟ้า หรือแยกถนน สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 12 วงจร ดังรูปที่ 4.15 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7303 7303A



รูปที่ 4.15 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 3

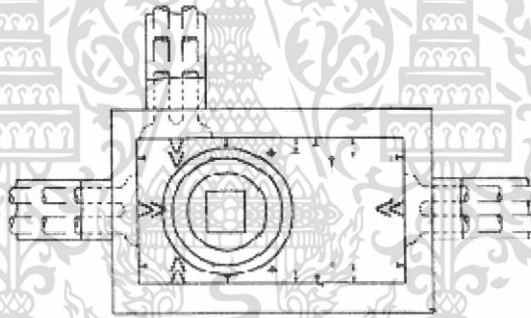
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. Type 2T – 4 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อแยกสายเคเบิลใต้ดิน และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณปากทาง หรือทางแยก สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 12 วงจร ดังรูปที่ 4.16 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7304 7304A



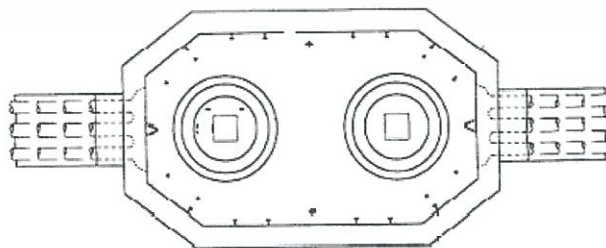
รูปที่ 4.16 บ่อพัก (Manhole) Type 2T – 4

4. Type 2T – 8 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อแยกสาย และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณปากทาง หรือทางแยก สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 8 วงจร ดังรูปที่ 4.17 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7309 7309A



รูปที่ 4.17 บ่อพัก (Manhole) Type 2T – 8

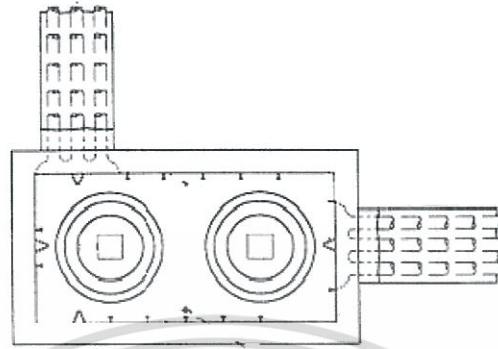
5. Type 2S-1 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อสายเคเบิลใต้ดินช่วงทางตรง สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 12 วงจร ดังรูปที่ 4.18 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7316 7316A



รูปที่ 4.18 บ่อพัก (Manhole) Type 2S – 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

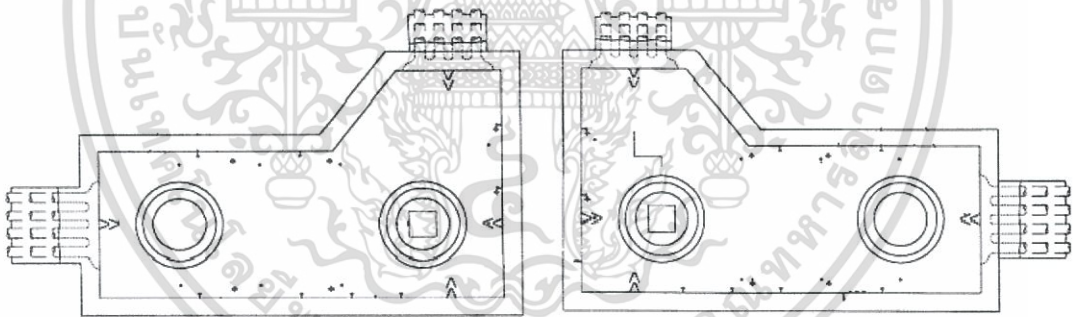
6. Type 2C-1 ใช้สำหรับจุดเป็นต่อแยกสายเคเบิลใต้ดิน และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน สามารถรับสายเคเบิลใต้ดินได้สูงสุด 12 วงจร ดังรูปที่ 4.19 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7311 7311A



รูปที่ 4.19 บ่อพัก (Manhole) Type 2C - 1

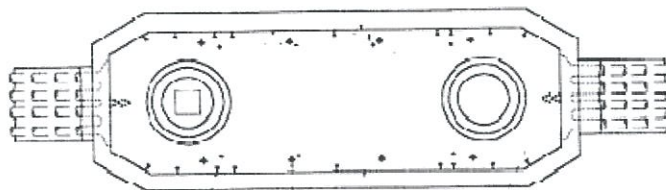
4.2.4.2 บ่อพัก (Manhole) ประเภทที่ใช้กับระบบสายส่ง 115 kV ได้แก่

1. Type 2T - 5 และ 2T - 6 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อแยกสายเคเบิลใต้ดิน และการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน บริเวณปากทาง หรือทางแยก ดังรูปที่ 4.20 สามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7305 7305A 7306 7306A



รูปที่ 4.20 บ่อพัก (Manhole) Type 2T - 5 และ 2T-6

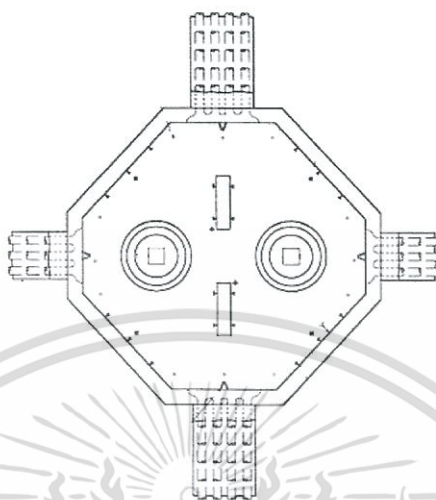
2. Type 2S-2 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อสายเคเบิลใต้ดิน ช่วงทางตรง ดังรูปที่ 4.21 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จากภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7317 7317A



รูปที่ 4.21 บ่อพัก (Manhole) Type 2S - 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. Type 2T – 7 ใช้สำหรับเป็นจุดต่อสายเคเบิลใต้ดิน การเลี้ยงโค้งและแยกสายเคเบิลใต้ดิน ใช้ช่วงทางแยกที่มีการแยกสายหลายทิศทาง ดังรูปที่ 4.22 และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7307 7307A



รูปที่ 4.22 บ่อพัก (Manhole) Type 2T – 7

ในการออกแบบผู้ออกแบบต้องพิจารณาถึงตำแหน่งของบ่อพักที่เหมาะสม โดยพิจารณาดังนี้

1. ไม่กีดขวางการจราจร ในขณะที่ก่อสร้างและทำการลากสายเคเบิลใต้ดินหรือในการซ่อมบำรุง ในบริเวณที่เป็นเขตที่มีการจราจรหรือประชากรหนาแน่น
2. อยู่ใกล้ตำแหน่ง RISER POLE ให้มากที่สุด
3. ไม่อยู่ใกล้กันมาก เพราะจะทำให้ค่าใช้จ่ายสูงเนื่องจากบ่อพักลูกหนึ่งจะมีราคาแพง
4. มีระยะห่างระหว่างบ่อพักไม่เกิน 250 เมตร ถ้ามากกว่านี้จะลากสายเคเบิลใต้ดินลำบาก และเปลืองสายเคเบิลใต้ดินหรือตัวนำอาเจียดตัว เนื่องจากแรงดึงที่ใช้ในการลากสายเคเบิลใต้ดินมากเกินไปจนทำให้เสียคุณสมบัติทางด้านกายภาพหรือทางด้านไฟฟ้า (กรณีลากสายด้วย Pulling Grip)
5. ไม่เปลี่ยนระดับหรือคดเคี้ยวมากเกินไป เพราะจะทำให้ลากสายเคเบิลใต้ดินลำบาก
6. ต้องกระทบกระเทือนต่อสิ่งปลูกสร้าง หรือสภาวะแวดล้อมให้น้อยที่สุด ที่บ่อพักคือ แผ่นคอนกรีตพื้นถนน คันทันของทางเท้าและต้นไม้ เวลาที่ก่อสร้างจำเป็นต้องปัก Sheet Pile กันดิน ฟังซึ่งจะมีความหนาประมาณ 20 ซม. เมื่อทำการตัด Section และกำหนดระยะห่างระหว่างผนังบ่อ กับขอบถนนก็ต้องเผื่อระยะไว้ด้วย และต้องไม่อยู่ใกล้รอยต่อของแผ่นคอนกรีตพื้นถนน เพื่อจะได้ไม่ต้องเสียเงินค่าซ่อมถนนเพิ่มขึ้น เพราะเวลาซ่อมต้องซ่อมหมดทั้งแผ่นที่มีการชำรุด
7. เลือกชนิดและรูปร่างของบ่อพักให้เหมาะสมกับการใช้งาน
8. ควรจัดระยะห่างระหว่างบ่อพักให้มีขนาดใกล้เคียงกัน ตลอดแนวเพื่อประโยชน์ในการออกแบบ Cross – Bonding สำหรับระบบสายส่ง

แต่ในทางปฏิบัติแล้วไม่สามารถที่จะออกแบบให้ครอบคลุมหัวข้อเหล่านี้ได้ทั้งหมด ผู้ออกแบบจึงต้องใช้วิจารณญาณของตัวเองที่จะประเมินประนีประนอมองค์ประกอบเหล่านี้เข้าด้วยกัน เพื่อที่จะสามารถออกแบบได้ดีที่สุด

4.2.4 การเลือกขนาดท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

ในการเลือกขนาดของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินนั้น ต้องให้มีความสัมพันธ์กันกับจำนวนสายเคเบิลใต้ดินที่จะร้อยในท่อร้อยสาย โดยคำนวณจากพื้นที่หน้าตัดรวมทั้งฉนวนและเปลือกของสายเคเบิลใต้ดินทุกเส้นในท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน รวมกันคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินต้องไม่เกินตามค่าที่กำหนดในตารางที่ 4.2 โดยกำหนดขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน (Outside Diameter Of Cables) ตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 เปอร์เซ็นต์พื้นที่หน้าตัดรวมสูงสุดของสายเคเบิลใต้ดินคิดเป็นร้อยละเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

ชนิดของสายไฟฟ้า	เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่หน้าตัดของสายไฟฟ้าเทียบกับพื้นที่หน้าตัดภายในของท่อร้อยสายเมื่อมีสายไฟฟ้าในท่อจำนวน				
	1 เส้น	2 เส้น	3 เส้น	4 เส้น	มากกว่า 4 เส้น
สายไฟฟ้าทุกชนิด	53	31	40	40	40
สายไฟฟ้าชนิดมีเปลือกตะกั่วหุ้ม	55	30	40	38	35

ตารางที่ 4.3 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน Outside Diameter Of Cables

System / Size (mm)	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	-
115 kV	-	-	-	-	-	-	-	98

4.2.4.1 รายละเอียดการพิจารณาเลือกขนาดท่อให้เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน

1. พิจารณาจาก Percent Area Fill (PAF) [11], [12]

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

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

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

n = จำนวนสายไฟฟ้า

2. พิจารณาจาก Jam Ratio [13]

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

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

ค่า Jam Ratio หมายถึงเมื่อร้อยสาย 3 เส้นในท่อ ในขณะที่ดึงลากสายช่วงทางโค้งสายมีเอกสารนี้โอกาสไขว้ขัดตัวกันได้ (ตัวเลขอยู่ระหว่าง 2.8-3.0) เท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. พิจารณาจาก Clearance [14]

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

เมื่อ d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

ค่า Clearance หมายถึงระยะห่างระหว่างผิวบนสุดของเคเบิลกับท่อ ปกติจะกำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 0.5 นิ้ว

ตารางที่ 4.4 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินที่เหมาะสมกับสายเคเบิลใต้ดิน

ขนาดท่อ	Outside Diameter Of Cables					
	1 Cable		3 Cables			
	OD (mm)	PAF (%)	OD (mm)	PAF (%)	Clearance	Jam Ratio
96.8 – 102.0	Up To 70	52.29	Up To 32	32.78	32.86	3.17
110.0 – 114.0	Up To 80	52.89	Up To 37	34.94	35.92	3.12
123.4 – 127.0	Up To 90	54.19	Up To 42	34.75	39.19	3.1
140.0 – 144.6	Up To 100	51.02	Up To 48	35.26	43.67	3.1
150.0 – 152.0	Up To 109	52.8	Up To 50	33.33	50	3.15
177.2 – 180.8	Up To 129	50.9	Up To 60	33.04	60.86	3.16

ตารางที่ 4.5 ขนาดของท่อร้อยสายไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ID. (mm)	ประเภทท่อ		
	HDPE PN6.3 ขนาด (mm)	RTRC ขนาด (Inch)	Corrugate ขนาด (mm)
96.8 - 102.0	110	4	100
110.0 – 114.0	125	-	-
123.4 – 127.0	140	5	125
140.0 – 144.6	160	-	-
150.0 – 152.0	-	6	150
177.2 – 180.8	200	-	-

4.2.4.2 ท่อสำรอง (Spare Duct)

ในการออกแบบระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าแบบใต้ดินนั้น ผู้ออกแบบควรที่จะออกแบบเผื่อในอนาคตกรณีที่มีความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือ เพื่อการบำรุงรักษา ดังนั้นจึงควรที่จะมีท่อสำรองไว้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ตารางแนะนำจำนวนท่อสำรวจ

จำนวนท่อที่ใช้งาน	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
จำนวนท่อที่สำรวจ	1	1	2	1	2	2	2	3	2	4	3	2	4	3
จำนวนท่อที่ก่อสร้าง	3	4	6	6	8	9	10	12	12	15	15	15	18	18

4.2.5. การต่อลงดิน (Grounding)

การต่อลงดินของระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง การฝังแท่งสายดินไว้ใต้ดินที่ตำแหน่งต่างๆ และต่อเชื่อมเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้าด้วยสายตัวนำที่เรียกว่า สายดิน หรือสายป้องกัน ในตำแหน่งที่เป็นส่วนหนึ่งของวงจรไฟฟ้า ซึ่งการต่อลงดินในระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดินของ กฟภ. สามารถแบ่งลักษณะของการต่อลงดินได้เป็น 2 ลักษณะด้วยกัน คือ

4.2.5.1 การต่อลงดินเพื่อป้องกัน

ส่วนต่างๆของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน โดยปกติจะไม่ใช่เป็นส่วนหนึ่งของวงจรกระแสไฟฟ้าแต่เนื่องจากเกิดการเสื่อมสภาพของฉนวนไฟฟ้าเนื่องจากเมื่อมีแรงดันไฟฟ้าสูงเกิน (Surge Voltage) และเกิดการเบรคดาวน์ผ่านหรือฉนวนไฟฟ้าทะลุ ทำให้ส่วนที่เป็นโลหะของอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นอยู่ภายใต้แรงดันไฟฟ้า ที่มีขนาดพอที่ทำให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานได้ เช่น เคเบิลแร็ค (Cable Rack) เสารับเคเบิลแรงสูง (H.T. Cable Racking pole) ที่อยู่ภายในบ่อพักสาย Manhole หรือ Handhole หรือ ที่สายต่อลงดิน (Shield Wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน เนื่องจากสายเคเบิลใต้ดินเมื่อมีกระแสไหลผ่าน จะทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำขึ้นที่สายต่อลงดิน (Shield Wire) ซึ่งในหลักการจะออกแบบกำหนดให้แรงดันไฟฟ้าสัมผัสเกิดที่สายต่อลงดิน มีค่าไม่เกิน 65 V ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับผู้ปฏิบัติงานจากแรงดันไฟฟ้าสัมผัสสูงเกินไป ด้วยการต่อสายดินให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ โดยเรียกการต่อลงดินนี้ว่า “การต่อลงดินเพื่อป้องกัน” และสามารถดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ค การประกอบเลขที่ 7341

4.2.5.2 การต่อลงดินเพื่อการทำงานของระบบ

เป็นการต่อลงดินของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ เพื่อวัตถุประสงค์ให้ระบบมีเสถียรภาพในการทำงานยิ่งขึ้น เช่น การต่อลงดินของหม้อแปลงไฟฟ้า และการต่อลงดินของหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า การต่อลงดินของสายกลางในระบบไฟฟ้า และการต่อลงดินของขั้วงานไฟฟ้าผ่านตัวความต้านทานไฟฟ้า เป็นต้น สำหรับระบบจำหน่ายเคเบิลใต้ดิน จะเป็นการต่อลงดินของสายต่อลงดิน (Shield Wire) ของสายเคเบิลใต้ดิน เช่นเดียวกับการต่อลงดินเพื่อป้องกัน เนื่องจากว่าสายเคเบิลใต้ดินจำเป็นต้องมีการต่อลงดินด้านใดด้านหนึ่งของสายเคเบิลใต้ดินเสมอ (สายต่อลงดิน (Shield Wire) ห้ามปล่อยลอยทั้งสองด้าน เพื่อให้สนามไฟฟ้าจากสายตัวนำกระจายไปยังสายต่อลงดิน (Shield Wire) อย่างสม่ำเสมอ ป้องกันการเกิดเบรคดาวน์ที่ฉนวน XLPE ของสายเคเบิลใต้ดิน และกรณีการต่อลงดินที่เสาต้น Riser Pole (มีการต่อลงดินของกับดักเสิร์จและปลายสายเคเบิลใต้ดิน) ซึ่งกำหนดให้ความต้านทานดินรวมมีค่าไม่เกิน 2 โอห์มสำหรับระบบ 115 kV และไม่เกิน 5 โอห์มสำหรับระบบจำหน่าย 22 & 33 kV (ยอมให้มีค่าไม่เกิน 25 โอห์ม สำหรับในพื้นที่ยากแก่การทำความต้านทานดิน) เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าต่อดิน (U_E) มีค่าไม่เกินกว่าที่อุปกรณ์ไฟฟ้าบนเสาต้น Riser Pole จะทนได้ โดยเรียกการต่อลงดินนี้ว่า “การต่อลงดินเพื่อการทำงานของระบบ”

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.6 การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดิน

การเลือกขนาดสายเคเบิลใต้ดินจะต้องคำนึงถึงความสามารถในการรับกระแสไหลผ่านตัวมันว่าเคเบิลนั้นสามารถรับกระแสได้เท่าไร สายเคเบิลใต้ดินแต่ละชนิดจะมีค่าที่แตกต่างกัน ซึ่งการเลือกใช้สายเคเบิลใต้ดินแต่ละชนิดจะต้องหาค่าพิกัดกระแสที่เหมาะสมเพื่อการใช้งานที่ถูกต้องเหมาะสมกับโหลด ตัวแปรสำคัญที่มีผลต่อพิกัดกระแสของสายเคเบิลใต้ดิน มีอยู่ 3 อย่างคือ

1. อุณหภูมิสูงสุดที่ยอมรับได้ โดยที่ฉนวนของสายเคเบิลใต้ดินสามารถทำงานได้อย่างปลอดภัย ไม่เสียหาย สำหรับสายเคเบิลใต้ดินฉนวน XLPE ในสภาวะจ่ายกระแสต่อเนื่องปกติสามารถทนอุณหภูมิได้ถึง 90 องศาเซลเซียสและในสภาวะฉุกเฉินสามารถทนอุณหภูมิได้ถึง 130 องศาเซลเซียส

2. ความสามารถในการแพร่กระจายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน ถ้าสายเคเบิลใต้ดินยังมีองค์ประกอบมากขึ้นยิ่งทำให้การแพร่กระจายความร้อนไม่ดี

3. การติดตั้งและเงื่อนไขภายนอกอื่นๆเช่น

1. ความลึกในการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน
2. จำนวนวงจรที่อยู่ใกล้เคียง
3. อุณหภูมิแวดล้อม
4. ค่าความต้านทานความร้อนของดิน (Soil Thermal Resistivity)
5. รูปแบบของการต่อลงดินของสายเคเบิลใต้ดิน

จากตัวแปรต่างๆที่กล่าวมาข้างต้น ทำให้สายเคเบิลใต้ดินขนาดเดียวกันแต่ถ้าการติดตั้งและเงื่อนไขภายนอกอื่นๆต่างกัน ก็มีพิกัดกระแสไม่เท่ากันดังตารางที่ 4.7 โดยการคำนวณหาค่ากระแสใช้งานในตารางที่ 4.7 เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 287 [15] โดยมีเงื่อนไขที่กำหนดดังนี้

1. ค่าโหลดแฟคเตอร์ 100%
2. อุณหภูมิตัวนำสูงสุด 90 องศาเซลเซียส
3. อุณหภูมิโดยรอบ 30 องศาเซลเซียส
4. ค่าความต้านทานความร้อนของดิน 1.2 Km./W
5. การต่อลงดินเป็นแบบต่อลงดินทั้งสองปลาย

ตารางที่ 4.7 พิกัดกระแสใช้งานของสายเคเบิลใต้ดินระบบจำหน่าย 22 & 33 kV (ฉนวน XLPE)

กระแสที่กำหนดต่อวงจร(แอมป์)										
จำนวน วงจร ทั้งหมด	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
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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้เพื่อประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

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

4.2.7 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tensions)

การติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินในช่องเดินสายไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นท่อและเคเบิลเทรย์ จำเป็นจะต้องคำนึงถึงแรงดึง (Pulling Tensions) และแรงกดด้านข้าง (Sidewall Pressure) ทั้งนี้เพราะในการดึงสายเคเบิลใต้ดินไม่ว่าจะเป็นในแนวตรงหรือทางโค้ง อาจจะมีผลต่อสายเคเบิลใต้ดินจนทำให้เคเบิลเสียหายซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อสายเคเบิลใต้ดินจนทำให้จำเป็นต้องรู้เทคนิคและวิธีการเป็นอย่างมาก ถึงแม้ว่าผู้ผลิตสายตัวนำที่มีฉนวนหุ้มจะได้ทำการผลิตสายตัวนำโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ใช้งานแล้ว ยังมีความต้องการที่จะให้อายุการใช้งานของสายมีอายุที่ยาวนาน และยังต้องการให้การทำงานในการนำไฟฟ้าเป็นไปอย่างสมบูรณ์แต่ในบางครั้งด้วยความรู้เท่าไม่ถึงการณ์ของผู้ใช้บางรายอาจทำให้การติดตั้งสายตัวนำดังกล่าวเกิดความเสียหายขึ้นดังนั้นในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงหลักการในการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินอย่างถูกต้อง

ข้อจำกัดของการออกแบบในการติดตั้ง มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2.7.1 แรงดึงในสายเคเบิลใต้ดิน (Pulling Tension) [16]

เมื่อท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดินได้ผ่านการตรวจสอบว่าใช้งานได้แล้ว ขั้นตอนต่อไปก็คือ การลากสายเคเบิลใต้ดิน ซึ่งแรงดึงในการลากสายเคเบิลใต้ดินขึ้นอยู่กับ

1. ขนาดของสายเคเบิลใต้ดิน สายขนาดใหญ่หรือสายที่มีน้ำหนักมากย่อมต้องใช้แรงดึงมากกว่าสายขนาดเล็ก
2. ขนาดของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ท่อขนาดใหญ่ย่อมลากสายได้ง่าย และใช้แรงดึงน้อยกว่าท่อขนาดเล็ก
3. ความยาวของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ความยาวมากย่อมใช้แรงดึงมากตามไปด้วย
4. แนวของท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน ท่อร้อยสายที่คดเคี้ยว จะต้องใช้แรงดึงมากกว่าท่อตรง

4.2.7.2 การลากสายเคเบิลใต้ดิน ทำได้ 2 วิธี คือ

1. ใช้พูลลิ่งอาย (Pulling Eye) เหมาะสำหรับการลากสายขนาดใหญ่ที่ต้องใช้แรงดึงมากๆ โดยจะบัดกรีพูลลิ่งอายติดกับสายตัวนำของสายเคเบิลใต้ดินหรือเป็นแบบอื่นๆก็ตาม แรงดึงที่มากที่สุดเมื่อลากโดยใช้พูลลิ่งอาย จะมุ่งประเด็นไปที่ต้องการให้สายตัวนำมีความปลอดภัยมากที่สุดเมื่อเกิดมีการดึงขึ้นโดยปกติแล้วค่าแรงดึงจะขึ้นอยู่กับขนาดและชนิดของตัวนำ ฉนวนของสายเคเบิลใต้ดิน และวิธีในการดึงสายเคเบิลใต้ดิน

ในกรณีที่ตัวนำเป็นทองแดง จะมีค่าดังนี้

$$T_m = 0.008 NA_{cm} \quad (\text{ปอนด์: lb})$$

$$= 7.162 NA_{mm^2} \quad (\text{กิโลกรัม: kg})$$

ในกรณีที่ตัวนำเป็นอะลูมิเนียม จะมีค่าดังนี้

$$T_m = 0.004 NA_{cm} \quad (\text{ปอนด์: lb})$$

$$= 3.581 NA_{mm^2} \quad (\text{กิโลกรัม: kg})$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

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

ในกรณีที่ดึงสายตัวนำเดี่ยวจำนวน 3 เส้น ค่า N จะมีค่าเท่ากับ 2 และในกรณีที่ดึงสายตัวนำเดี่ยวมากกว่า 3 เส้นขึ้นไป ที่มีขนาดเดียวกัน แรงดึงในสายไม่ควรเกิน 60% ของแรงดึงสูงสุดในแต่ละตัวนำ ดังนั้นจะได้ว่า

ในกรณีที่ตัวนำเป็นทองแดง จะมีค่าดังนี้

$$T_m = 0.0048 NA_{cm} \quad (\text{ปอนด์: lb})$$

$$= 4.297 NA_{mm^2} \quad (\text{กิโลกรัม: kg})$$

ในกรณีที่ตัวนำเป็นอะลูมิเนียม จะมีค่าดังนี้

$$T_m = 0.0024 NA_{cm} \quad (\text{ปอนด์: lb})$$

$$= 2.148 NA_{mm^2} \quad (\text{กิโลกรัม: kg})$$

ทั้งนี้ค่าแรงดึงสูงสุดสำหรับสายตัวนำแกนเดี่ยวจำนวน 1 เส้นทุกกรณีดังกล่าวข้างต้น ไม่ควรมีค่าเกินกว่า 5,000 ปอนด์ (2,268 กิโลกรัม) และในกรณีที่มียายตัวนำมากกว่าสองเส้นขึ้นไป ค่าแรงดึงสูงสุดไม่ควรเกินกว่า 6,000 ปอนด์ (2,722 กิโลกรัม) แต่ถ้าจะใช้ค่าแรงดึงในสายที่มากกว่าค่าลิมิตที่กำหนดไว้นี้ จะต้องได้รับการรับรองและยืนยันจากบริษัทผู้ผลิตก่อน



การจัดวางแบบกระตะหงาย

การจัดวางแบบรูปสามเหลี่ยม

รูปที่ 4.23 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน ภายในท่อร้อยสาย

2. ใช้พูลลิงกริป (Pulling Grip or Basket Grip) แบ่งได้เป็น 2 กรณี คือ

2.1 สายเคเบิลใต้ดิน ชนิดที่มีปลอกตะกั่วหุ้ม (Lead - sheathed cable) โดยใช้ชนิด basket-weave เป็นตัวจับ แรงดึงไม่ควรเกิน 1,500 ปอนด์ (680 กิโลกรัม) ต่อเส้น โดยที่ความหนาของเปลือกสายเคเบิลใต้ดิน จะหาได้จากสูตร

$$T_m = K_m \pi t (D - t) \quad (\text{ปอนด์}) \quad (4.1)$$

โดยที่ T_m หมายถึง แรงดึงสูงสุดที่สามารถยอมรับได้ (ปอนด์หรือกิโลกรัม)

t หมายถึง ความหนาของปลอกตะกั่ว (นิ้ว)

D หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน (นิ้ว)

π มีค่าคงที่เท่ากับ 3.142857143

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาดูเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

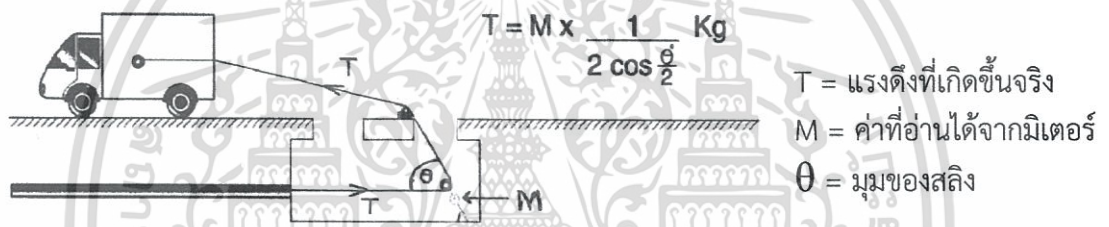
K_m มีค่า 200 – 1,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ขึ้นอยู่กับ Lead alloy)
สำหรับสายเคเบิลใต้ดิน มีเปลือกสายเป็น นีโอพรีน (Neoprene jackets) ค่าแรงดึงสูงสุด
จะมีค่าไม่เกิน 1,000 ปอนด์ (453 กิโลกรัม)

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

$$T_m = 1,000 \text{ ปอนด์} \quad (453 \text{ กิโลกรัม}) / \text{เส้น} \quad (4.2)$$

ตามข้อ 2.1 และ 2.2 เป็นแรงดึงสูงสุดที่สามารถยอมรับได้ ถือว่าเป็นค่าที่ปลอดภัยในการ
ลากสายเคเบิลใต้ดิน โดยที่สายเคเบิลใต้ดินไม่เป็นอันตรายเนื่องจากการยืดตัวของสายตัวนำหรือ
เปลือกสาย ซึ่งจะมีผลทำให้อายุการใช้งานของสายเคเบิลใต้ดิน สั้นลง

2.3 สำหรับสายเคเบิลใต้ดินชนิด โคแอกเซียล (Coaxial) ไทแร็กเซียล (Triaxial) และชนิด
พิเศษอื่นๆ (Special cable) แรงดึงสายเคเบิลใต้ดิน ควรจะเป็นไปตามข้อแนะนำของบริษัทผู้ผลิต

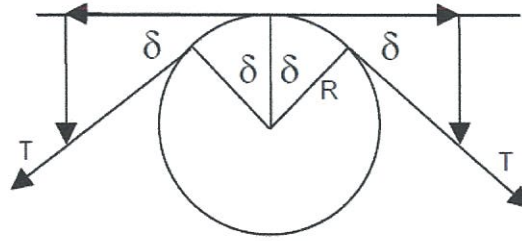


รูปที่ 4.24 การลากสายเคเบิลใต้ดิน [16]

4.2.7.3 แรงกดด้านข้าง (Side Wall Pressure)

เมื่อทำการดึงสายเคเบิลใต้ดิน ผ่านส่วนที่เป็นโค้งของช่องเดินสายไฟฟ้า เช่น ท่อร้อยสาย
หรือกรณีที่ต้องการม้วนสายในล้อ ในกรณีดังกล่าวจะทำให้เกิดความดันขึ้นระหว่างสายเคเบิลใต้ดินฯ
และท่อร้อยสายหรือล้อ ซึ่งแรงดันดังกล่าวจะอธิบายในเทอมของแรงดึงหารด้วยรัศมีความโค้ง หรือ
T/R ถ้ามีแรงกดมากๆ จะทำให้ดึงลากเคเบิลลำบากหรือถ้าฝืนลากเคเบิลโดยใช้แรงดึงที่มากเกินไปค่าที่
กำหนดไว้ จะทำให้เปลือกนอกของเคเบิลชำรุดได้

สำหรับตัวนำเดี่ยวแรงกดด้านข้างสูงสุดที่ยอมรับได้ จะมีค่า 300 ปอนด์/ฟุต (446.48
กิโลกรัม/เมตร กฟภ. จะใช้ค่าเป็น 450 กิโลกรัม/เมตร) นอกจากนี้ค่า $\frac{T}{R}$ จะไม่ขึ้นอยู่กับ การเปลี่ยน
มุมของทิศทาง เช่น การโค้งงอของตัวท่อร้อยสาย แต่จะขึ้นอยู่กับแรงดึงออกจากข้องอและรัศมีของการ
โค้งงอ ซึ่งรัศมีดังกล่าวก็คือ รัศมีด้านในของท่อนั้นเองโดยจะพิจารณาได้จากรูปที่ 4.25



รูปที่ 4.25 แรงกดด้านข้าง

แรงกดด้านข้าง $\frac{T}{R}$: แรงต่อหนึ่งหน่วยความยาว = $2T \sin \frac{\delta}{2R}$ ในกรณีที่ δ มีค่าน้อย ทำให้ค่า $\sin \delta$ มีค่าเท่ากับ δ ดังนั้น $2T \sin \frac{\delta}{2R} = \frac{T}{R}$ และสามารถสรุปค่าแรงกดด้านข้างของสายเคเบิลใต้ดิน ที่ใช้ภายใน กพท. ได้ดังนี้

1. ดึงเคเบิล 1 เส้น/ท่อ

$$SWP = \frac{T_{out}}{R} \quad (4.3)$$

2. ดึงเคเบิล 3 เส้น/ท่อ (กรณีสายเคเบิลใต้ดิน วางแบบ Cradled)

$$SWP = (3C - 2) \frac{T_{out}}{4R} \quad (4.4)$$

3. ดึงเคเบิล 3 เส้น/ท่อ (กรณีสายเคเบิลใต้ดิน วางแบบ Triangular)

$$SWP = C \frac{T_{out}}{2R} \quad (4.5)$$

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

4.2.7.4 Jam ratio หรือเรียกว่า Jamming

เป็นค่าที่จะประเมินได้ว่าสายเคเบิลใต้ดิน ที่ร้อยอยู่ในท่อร้อยสาย เมื่อดึงลากสายแล้ว มีโอกาสที่จะเกิดการไขว้ตัวหรือพันกันจนไม่สามารถดึงสายต่อไปได้หรือไม่ และยังใช้เป็นค่าสำหรับพิจารณาความประหยัดและความสะดวกในการดึงสาย ซึ่งสามารถสรุปเป็นสูตรได้ดังนี้

1. สายเคเบิลใต้ดิน จำนวนไม่เกิน 3 เส้น ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางเดียวกัน ร้อยอยู่ภายในท่อเดียวกัน

$$Jam\ ratio = 1.05 \frac{D}{d} \quad (4.6)$$

โดยที่ d หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน (มม.)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ภายในเท่านั้น ห้ามเผยแพร่โดยไม่ขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. สายเคเบิลใต้ดิน จำนวนมากกว่า 3 เส้น ร้อยอยู่ภายในท่อเดียวกัน

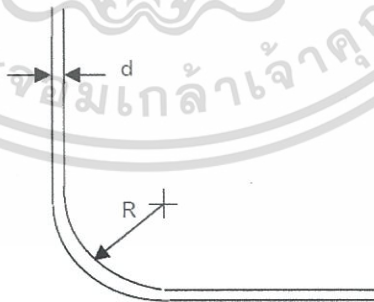
$$\text{Jam ratio} = \frac{3D}{n_1d_1+n_2d_2+n_3d_3+\dots+n_nd_n} \quad (4.7)$$

โดยที่ D หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อยร้อยสายไฟฟ้า (มม.)
 n_1, n_2, n_3, n_n หมายถึง จำนวนสายเคเบิลใต้ดิน ที่มีเส้นผ่านศูนย์กลาง 1, 2, 3
 d_1, d_2, d_3, d_n หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน กลุ่มที่ 1, 2, 3

ซึ่งค่า Jamming ratio จะลดลง เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของจำนวนสายเคเบิลใต้ดิน โดยปกติแล้ว Jam ratio ที่มีค่าอยู่ในช่วง 2.8 – 3.0 เป็นช่วงค่าที่ไม่เหมาะสมสำหรับการดึงลากสาย และถ้า Jam ratio มีค่าต่ำกว่านี้แล้ว เมื่อมีการดึงสายเคเบิลใต้ดิน ย่อมจะเกิดอันตรายต่อสายเคเบิลใต้ดิน ค่าที่ต่ำกว่า 2.8 จึงยังไม่สมควรให้ใช้งาน แต่จะมีความเหมาะสมใช้งานได้ที่ค่า jamming ratio มีค่ามากกว่า 3.0 เท่านั้น (ร้อยสายได้ง่าย) ซึ่งปัจจุบัน กฟผ. ได้กำหนดเป็นตารางการใช้งานท่อยร้อยสายกับสายเคเบิลใต้ดิน ที่เหมาะสมไว้แล้ว ซึ่งจะมีค่า Jam ratio มากกว่า 3.0

4.2.7.5 การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน (Cable Bending)

การดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน ภายในท่อช่วงทางโค้ง เป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดความเสียหายต่อสายเคเบิลใต้ดิน และยังติดตั้งในเคเบิลเทรย์หรือแร็ค การดึงลากสายย่อมจะก่อให้เกิดความเสียหายมากขึ้น ทั้งนี้เพราะเป็นแผ่นโลหะ (Sheet metal) และมีสกรูหรือโบลต์ที่เป็นตัวทำให้ฉนวนเสียหายได้ เป็นผลให้คุณสมบัติทางฟิสิกส์ของสายเคเบิลใต้ดิน เสื่อมสภาพอันเกิดจากแรงดึงหรือแรงกดที่กระทำต่อด้านข้าง (Side Wall Pressure) ดังนั้นสิ่งที่ช่วยแก้ปัญหาดังกล่าวได้ คือ รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน โดยยังมีค่ามาก ค่าแรงกดที่กระทำต่อด้านข้างยิ่งลดลง ซึ่งจะเพิ่มคุณสมบัติทางฟิสิกส์ของสายเคเบิลใต้ดิน ให้ดียิ่งขึ้น ตามที่ได้กล่าวมาแล้ว รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน จะมีความสำคัญอย่างยิ่งในการดึงลากสายเคเบิลใต้ดิน ซึ่ง กฟผ. ได้กำหนดเป็นค่ามาตรฐานใช้งาน โดยมีรายละเอียดดังนี้



รูปที่ 4.26 การโค้งงอของสายเคเบิลใต้ดิน

1. สำหรับสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำและคอนโทรลเคเบิล

R (รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน) อย่างน้อยเท่ากับ $12d$

2. สำหรับสายเคเบิลใต้ดินแรงสูง

R (รัศมีส่วนโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน) อย่างน้อยเท่ากับ $15d$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ภายใต้การดูแลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานโยชน์ด้านการค้า
 โดยที่ d หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกสายเคเบิลใต้ดิน (OD) (มม.)
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

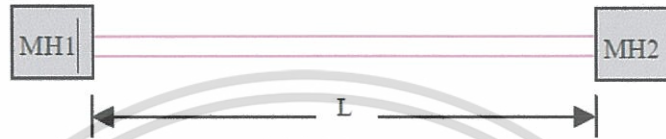
4.2.7.6 การคำนวณในเรื่องของสายเคเบิลใต้ดินในท่อร้อยสายไฟฟ้า

บทความนี้จะกล่าวถึงหัวข้อที่ควรระมัดระวังในการติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินและวิธีการคำนวณแรงดึงที่จำเป็นต้องทราบเพื่อเป็นแนวทางในการควบคุมตรวจสอบ

แรงดึงที่เกิดกับสายเคเบิลใต้ดินที่พบเสมอๆมี 3 ลักษณะคือ

1. แรงดึงสายทางตรง

$$\text{สูตร } T = WLCF \quad (4.8)$$

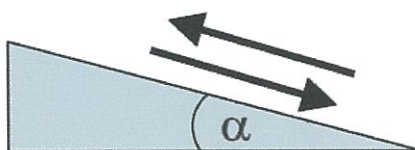


รูปที่ 4.27 แสดงการตั้ง REEL สายเคเบิลใต้ดินที่ปากบ่อ MANHOLE เพื่อติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน

2. แรงดึงสายช่วงลาดเอียง

$$\text{กรณีดึงขึ้น : } T_{up} = WL (CF \cos \alpha + \sin \alpha) \quad (4.9)$$

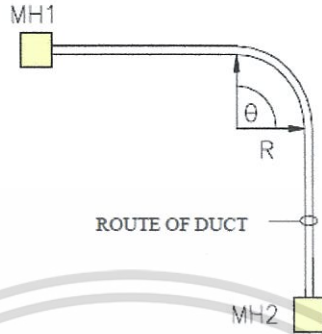
$$\text{กรณีดึงลง : } T_{down} = WL (CF \cos \alpha - \sin \alpha) \quad (4.10)$$



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนรูปที่ 4.28 แรงดึงสายช่วงลาดเอียงกรณีดึงขึ้นและกรณีดึงลง ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. แรงดึงสายช่วงทางโค้งแนวราบ

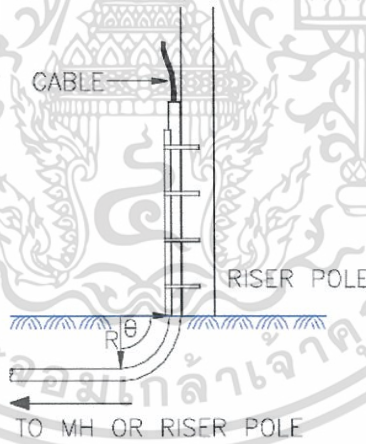
$$\text{สูตร } T_{out} = T_{in} \cosh CF\theta + \sinh CF\theta T_{in}^2 + (WR)^2 \quad (4.11)$$



รูปที่ 4.29 แรงดึงสายช่วงทางโค้งแนวราบ

4. แรงดึงสายช่วงโค้งขึ้น-ลง

$$\text{สูตร } T_{out} = T_{in} e^{CF\theta} \quad (4.12)$$



รูปที่ 4.30 แรงดึงสายช่วงโค้งขึ้น-ลง

โดยจะแสดงค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณแรงดึงทั้งหมด ตามตารางที่ 4.8 ซึ่งโดยปกติแรงดึงสายเคเบิลใต้ดินที่คำนวณได้จากสมการช่วงทางโค้งแนวราบ (ข้อ 3) และช่วงโค้งขึ้น-ลง (ข้อ 4) จะมีค่าใกล้เคียงกัน ดังนั้นเพื่อให้จดจำสูตรได้ง่ายและสะดวกต่อการคำนวณ ในทางปฏิบัติการคำนวณเรื่องแรงดึงสายเคเบิลใต้ดิน ส่วนมากจะใช้เพียง 3 สูตร คือสูตรในข้อ 1, 2 และ 4 เท่านั้น

ตารางที่ 4.8 ค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณแรงดึงสายทั้งหมด

Symbol	Unit	Description
$T, T_{in}, T_{out}, T_{max}$	กก.	แรงดึงเคเบิลในลักษณะต่างๆ
W	กก./ม.	น้ำหนักสายเคเบิลใต้ดิน
L	ม.	ความยาวสายเคเบิลใต้ดินช่วงที่พิจารณา
F	-	ความเสียดทานของท่อ
C	-	Weight – correction factor
e	-	Exponential
θ	Radian	มุมที่สายเคเบิลใต้ดินเลี้ยวโค้ง
d	มม.	เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อร้อยสาย
D	มม.	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของสายเคเบิลใต้ดิน
R	ม.	รัศมีการเลี้ยวโค้งของสายเคเบิลใต้ดิน
α	-	มุมของการลาดเอียงจากแนวระดับ
$Sin, Cos, Sinh, Cosh$	-	ตรีโกณมิติ

4.2.8 ระยะห่างทางไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ

ในบางครั้งแนวการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ดินอาจอยู่แนวเดียวกันกับระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ ซึ่งระบบสาธารณูปโภคนั้นอาจได้รับผลกระทบทางไฟฟ้าจากสายเคเบิลใต้ดิน หรือจากการก่อสร้างได้ ดังนั้นผู้ออกแบบต้องกำหนดให้แนวสายเคเบิลใต้ดินอยู่ห่างจากแนวระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ระยะห่างระหว่างแนวสายเคเบิลใต้ดินกับสาธารณูปโภคอื่นๆ

สาธารณูปโภค	ระยะห่างต่ำสุด(เมตร)	
	แนวขนานกัน	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

4.2.9 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดิน

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

แต่ละเส้นยิ่งแตกต่างกันมาก การใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

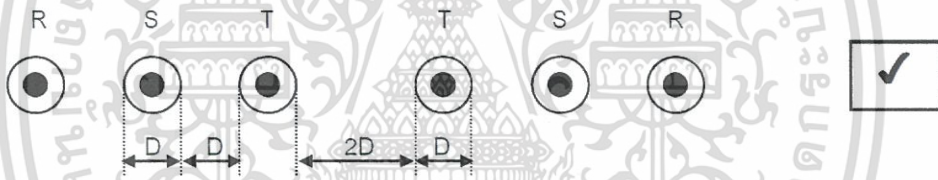
การจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินในระบบ 3 เฟส จัดเรียงได้ 2 วิธีคือ

1. แบบ Flat Formation
2. แบบ Trefoil Formation

ในหนังสือ Power Cables and Their Application [17] หัวข้อ Arrangement of Cables ได้กล่าวถึงวิธีการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินไว้ดังนี้

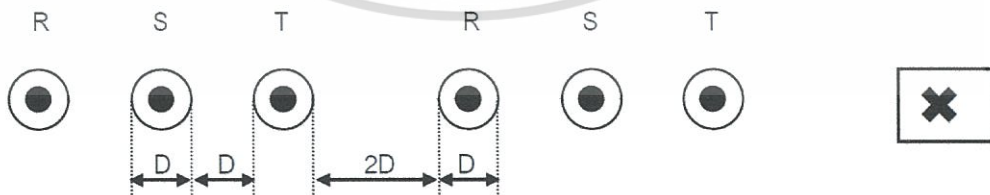
4.2.9.1 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat (Flat Formation)

1. การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST TSR ดังแสดงในรูปที่ 4.31 การจัดวางแบบนี้ระยะห่างระหว่างเฟสเท่ากับเส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน(D) ระยะห่างระหว่างวงจรถายเป็น 2 เท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางของสายเคเบิลใต้ดิน(2D) และระยะห่างวงจรถายที่อยู่ติดกันควรเป็นเฟสเดียวกัน ดังรูปที่ 4.31 ในกรณีที่ เป็นสายแบบ Bundle(สายเคเบิลใต้ดิน 2 เส้นต่อหนึ่งเฟส) การจัดเรียงแบบนี้ค่า inductance ของเฟสเดียวกันจะเท่ากันแต่ค่า inductance ของเฟส R, S ,T แต่ละเฟสจะไม่เท่ากัน กระแสไหลจะแบ่งไหลภายในเฟสเดียวกันใกล้เคียงกันแต่กระแสไหลต่างเฟสกันจะแตกต่างกันบ้างแต่เมื่อเปรียบเทียบกับ การจัดตามรูปที่ 4.32 แล้วการจัดแบบนี้ ดีกว่ามาก



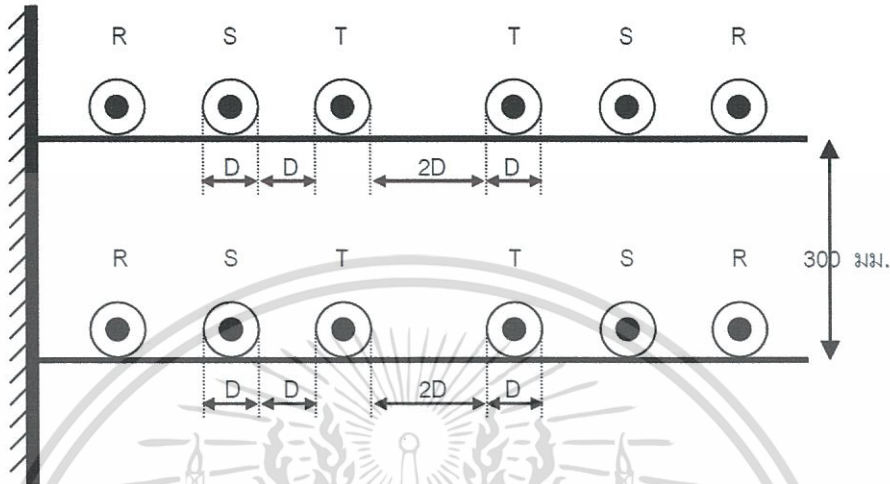
รูปที่ 4.31 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ถูกต้อง

2. การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST RST ดังแสดงในรูปที่ 4.32 การจัดเรียงแบบนี้ (สายแบบ Bundle) นอกจากค่า inductance ของแต่ละเฟสภายในวงจรถายเดียวกันจะไม่เท่ากันแล้วค่า inductance ของเฟสเดียวกันยังไม่เท่ากันอีกด้วยผลที่เกิดขึ้นคือกระแสไหลจะไม่เท่ากันทั้งที่เป็นเฟสเดียวกันและต่างเฟสกัน



รูปที่ 4.32 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Cable Tray ที่ไม่ถูกต้อง

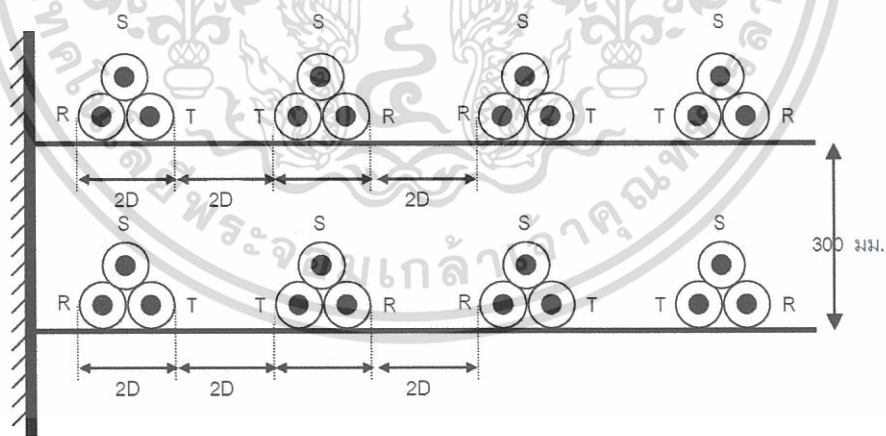
3. การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat โดยเรียงแบบ RST RST บน RACK ดังแสดงในรูปที่ 4.33 กรณีจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินบน Rack หลายๆชั้นระยะห่างระหว่างชั้นไม่ควรน้อยกว่า 300 มม.



รูปที่ 4.33 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Flat Formation บน Rack ที่ถูกต้อง

4.2.9.2 การจัดวางสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil

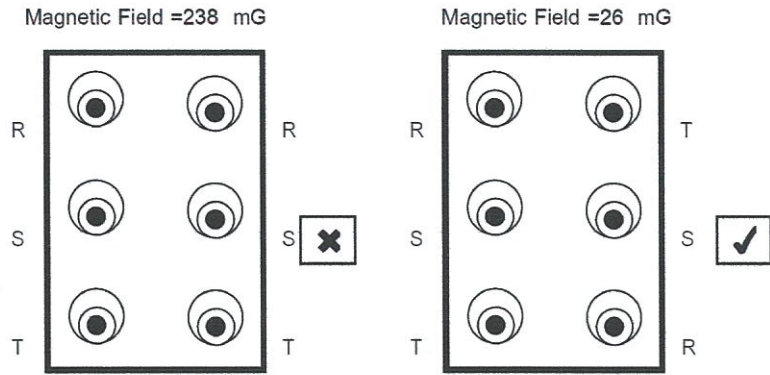
ดังแสดงในรูปที่ 4.34 การจัดเรียงแบบนี้ค่า inductance แต่ละเฟสในวงจรเดียวกันจะเท่ากัน



รูปที่ 4.34 แสดงการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินแบบ Trefoil Formation บน Rack ที่ถูกต้อง

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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.35 แสดงเปรียบเทียบการจัดเรียงสายภายใน Duct Bank 2 วิธี โดยจ่ายกระแส 700 A

จากรูปที่ 4.35 จะแสดงให้เห็นการจัดเรียงสายเคเบิลใต้ดินจำนวน 2 วงจรใน Duct Bank เดียวกัน 2 วิธี วิธีแรกเป็นการจัดเรียงแบบ RST RST ในแนวตั้งซึ่งมันมีข้อดีในแง่ของการปฏิบัติที่จะไม่สับสน ในการจำแนกเฟสเมื่อลงไปปฏิบัติงานภายในบ่อพัก ส่วนวิธีที่สองเป็นการจัดเรียงแบบ RST TSR ซึ่งมีการจัดเรียง Phase Sequence ของสายเคเบิลใต้ดินทำให้ Magnetic Field ที่ออกมา น้อยกว่าการจัดเรียงแบบแรก ในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเองปัญหาการจัดเรียง Phase Sequence ภายใน Duct Bank นี้จะเกิดเฉพาะกับสายเคเบิลใต้ดินระบบ 115 kV เท่านั้นส่วนระบบ 22-33 kV จะไม่มีปัญหานี้เกิดขึ้น

บทที่ 5

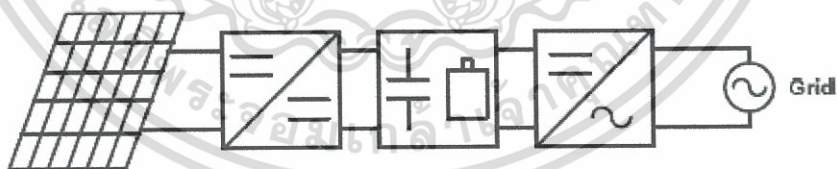
การออกแบบระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Distribution System Design)

5.1 ลักษณะรูปแบบการจ่ายไฟของระบบ

โครงการ Future System นี้ ผู้ศึกษาได้ศึกษาและเลือกรูปแบบที่เหมาะสมในการออกแบบลักษณะรูปแบบการจ่ายไฟของระบบ กล่าวคือ แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่ละชุด จะทำงานแยกอิสระต่อกันไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ร่วมกันซึ่งจะทำให้การออกแบบขนาดตัวเก็บพลังงานและอินเวอร์เตอร์ง่ายขึ้น เรียกรูปแบบนี้ว่า AC Coupled System โดยปกติแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนนี้มีทั้งระบบจุดเชื่อมต่อร่วมแบบ DC และ AC มีรูปแบบทั่วไป 3 วิธีด้วยกันคือ 1) inline systems 2) DC coupled systems 3) AC coupled system ซึ่งระบบแรกทั้งแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์ตัวเก็บพลังงานจะต่ออนุกรมกันไปยังระบบไฟฟ้าหลัก ส่วนระบบการเชื่อมต่อระบบที่ 2 และ 3 จะต่อกันแบบขนานแต่จะต่างกันตรงที่จุดเชื่อมต่อร่วมระบบที่ 2 เป็น DC และระบบที่ 3 เป็น AC ซึ่งมีรายละเอียดต่างๆ ดังต่อไปนี้

5.1.1 Inline Systems

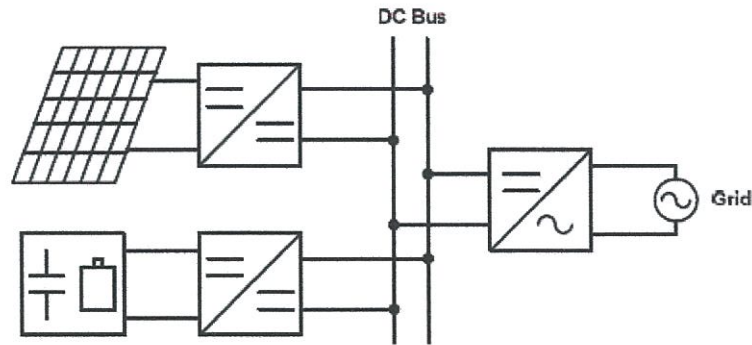
ในระบบเก็บพลังงานรูปแบบนี้ตัวเก็บพลังงานจะต่ออนุกรมอยู่กับแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งในระบบนี้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้จะป้อนจ่ายมาให้กับตัวเก็บพลังงาน โดยระบบนี้ตัวเก็บพลังงานไฟฟ้าจะเป็นตัวจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งถ้าเป็นแบตเตอรี่จะทำให้รอบการทำงานชาร์จและคายประจุของแบตเตอรี่มากทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลง และอีกทั้งระบบรูปแบบนี้จะขาดความยืดหยุ่นเนื่องจากขนาดของแบตเตอรี่จะต้องเท่ากับขนาดของแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 5.1 Inline System

5.1.2 DC Coupled System

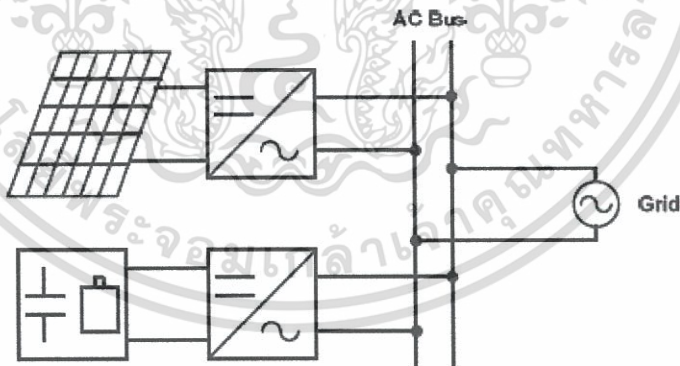
การเชื่อมต่อระบบโดยจุดต่อร่วมเป็น DC ดังแสดงในรูปที่ 5.2 นี้แหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบเก็บพลังงานจะต่อขนานมาเชื่อมต่อจุดร่วมเดียวกันที่บัส DC ข้อดีของการเชื่อมต่อแบบนี้คือการทำงานของแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์และตัวเก็บพลังงานจะแยกกันโดยอิสระซึ่งจะทำให้ระบบมีความมั่นคงขึ้น แต่อย่างไรก็ตามยังมีข้อเสียก็คือแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์และตัวเก็บพลังงานใช้อินเวอร์เตอร์ร่วมกันทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรหรือผิดพลาดที่จุดเอกสารนี้เดียวก็จะทำให้ระบบหยุดทั้งหมดและมีข้อจำกัดเรื่องของการออกแบบขนาดแบตเตอรี่ด้วยในด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.2 DC Coupled System

5.1.3 AC Coupled Systems

รูปที่ 5.3 แสดงการต่อแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์และชุดระบบเก็บพลังงานเข้ากับระบบไฟฟ้าโดยใช้จุดต่อร่วมเป็น AC ระบบนี้ทั้งแหล่งจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์และชุดระบบเก็บพลังงานจะทำงานแยกอิสระต่อกันไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ร่วมกันซึ่งจะทำให้การออกแบบขนาดตัวเก็บพลังงานและอินเวอร์เตอร์ง่ายกว่าระบบที่ผ่านมา โดยปกติแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนนี้มีทั้งระบบจุดเชื่อมต่อร่วมแบบ DC และ AC เมื่อเปรียบเทียบระบบกันแล้วระบบจุดเชื่อมต่อร่วมแบบ AC จะมีข้อดีกว่าในการสามารถปรับเพิ่มขนาดได้ง่ายเพราะระบบแยกอิสระต่อกันตามที่กล่าวมา และจุดต่อร่วมยังสามารถที่จะเชื่อมต่อแหล่งจ่ายจากพลังงานทดแทนอื่นเข้ามาในระบบได้สะดวกกว่าดังนั้นจึงสรุปได้ว่าระบบการเชื่อมต่อนี้มีข้อดีกว่าสองระบบที่ผ่านมา



รูปที่ 5.3 AC Coupled System

เมื่อเปรียบเทียบระบบกันแล้วระบบจุดเชื่อมต่อร่วมแบบ AC จะมีข้อดีกว่าในการสามารถปรับเพิ่มขนาดได้ง่ายเพราะระบบแยกอิสระต่อกันตามที่กล่าวมา และจุดต่อร่วมยังสามารถที่จะเชื่อมต่อแหล่งจ่ายจากพลังงานทดแทนอื่นเข้ามาในระบบได้สะดวกกว่า ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าระบบการเชื่อมต่อนี้มีความเหมาะสมสำหรับ Future System [18]

5.2 ข้อมูลเบื้องต้นด้านกำลังไฟฟ้าเกี่ยวกับ Future System

ก่อนที่จะออกแบบระบบจำหน่ายนั้น ต้องทราบถึงข้อมูลต่างๆด้านพลังงานไฟฟ้าเกี่ยวกับ Future System เพื่อที่จะได้เลือกอุปกรณ์ต่างๆได้อย่างเหมาะสม

5.2.1 แหล่งผลิตพลังงาน ในโครงการ Future System

แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าในโครงการแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

5.2.1.1 ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าหลักต่อเนื่อง ได้แก่

1. โซลาร์เซลล์ ทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW
2. กังหันลมจำนวน 4 ต้น ต้นละ 10 KW รวมผลิตพลังงานสูงสุด 40 KW
3. Biogas (อนาคต) 30 KW

รวมผลิตกำลังไฟฟ้าหลักต่อเนื่องได้ (100 %) คือ 190 KW

5.2.1.2 ส่วนผลิตกำลังไฟฟ้าสำรอง ได้แก่

1. Battery
2. Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW
3. การไฟฟ้านครหลวง ระบบรองรับได้ 575 KW

ทั้งนี้ความสำคัญในการใช้พลังงานสำรองจะเป็นไปตามรูปแบบเงื่อนไขที่ระบบได้ออกแบบไว้

5.2.2 โหลดในโครงการ Future System

โหลดเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในอาคาร Future center รวมเป็น 75 KW
โหลดที่ออกแบบไว้สำหรับอนาคต จำนวน 10 จุด จุดละ 50 KW รวมเป็น 500 KW
รวมโหลดทั้งสิ้น 575 KW

5.2.3 สถานที่ก่อสร้างโครงการ Future System

บริเวณข้างคณะเทคโนโลยีการเกษตร ของสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง พื้นที่ติดกับเส้นทางมอเตอร์เวย์ กรุงเทพฯ-ชลบุรี ครอบคลุมพื้นที่ 14 ไร่ และแบ่งบริเวณก่อสร้างออกเป็น 4 บริเวณ ได้แก่

1. พื้นที่ทดลองสวนเกษตรแห่งอนาคต ครอบคลุมพื้นที่ 4 ไร่
2. พื้นที่ทดสอบพลังงานจากกระแสลม ครอบคลุมพื้นที่ 1.5 ไร่
3. พื้นที่วิจัยหลักครอบคลุมพื้นที่ 8 ไร่ แบ่งออกเป็น

- ที่ตั้งของอาคาร Future Center ซึ่งเป็นอาคารนวัตกรรมแสงอาทิตย์

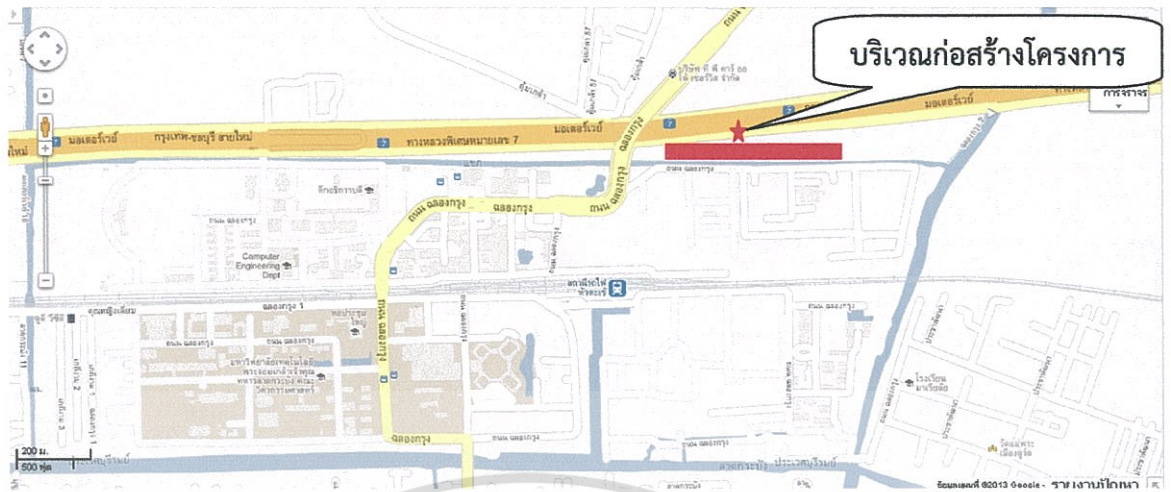
- ที่ตั้งของ Experimental Individual research lab ซึ่งเป็นอาคารที่ใช้ในศึกษาวิจัยโดยใช้

พลังงานทดแทนเป็นหลัก

4. พื้นที่ตั้ง Convention Hall ซึ่งเป็นพื้นที่รองรับการแสดงผลงานการวิจัยเพื่อเผยแพร่องค์ความรู้ที่ได้จากการวิจัยภายในพื้นที่นี้

5. พื้นที่พักอาศัย เป็นพื้นที่พักอาศัยในรูปแบบของอาคารชุดโดยใช้พลังงานทดแทนเป็นหลัก ซึ่งในระยะแรกจะก่อสร้างพื้นที่วิจัยหลัก ในส่วนของอาคาร Future Center และพื้นที่ทดลองพลังงานจากกระแสลมก่อน แล้วจึงจะเริ่มก่อสร้างพื้นที่วิจัยหลักในส่วนของ Experimental Individual research lab, Convention Hall และพื้นที่พักอาศัยต่อภายหลัง ตามลำดับ โดยพื้นที่ทดลองสวนเกษตรแห่งอนาคตนั้นมีอยู่แต่เดิมอยู่แล้วเพียงแต่จะมีการปรับเปรียบเทียบการรับพลังงานหลัก

เอกสารนี้แทนโดยจะเปลี่ยนจากรับพลังงานจากการไฟฟ้ามาเป็นพลังงานทดแทนเป็นหลัก ซึ่งประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.4 สถานที่ก่อสร้างโครงการ Future System

5.3 การออกแบบด้านไฟฟ้า

5.3.1 การคำนวณค่าต่างๆของกังหันลม

5.3.1.1 การคำนวณหาสายป้อน

กังหันลมจำนวน 4 ต้น ต้นละ 10 KW (รวมผลิตพลังงานสูงสุด 40 KW)

พิกัดกังหันลมต้นละ 10 KW ระบบ 380/230 V

ได้พิกัดกระแสสายป้อน 15.19 A

พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน = 1.25 % ของกระแสสายป้อน

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 18.99 A

เลือกขนาดสายป้อนจากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกสายทองแดงฉนวน XLPE 0.6 /1 KV ขนาด 16 ตร.มม (81A)

5.3.1.2 การคำนวณแรงดันตก

$$\text{สูตรการคำนวณ } Vd = 2I(R + jXL)L \quad (5.1)$$

เมื่อ

Vd คือ Voltage Drop ; V

I คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในวงจร ; A

R คือ ความต้านทานเส้นเดียวของสายไฟฟ้า ; โอห์ม/เมตร

XL คือ Reactance เส้นเดียวของสายไฟฟ้า; โอห์ม/เมตร

L คือ ความยาวของสายไฟฟ้า ; เมตร

หาค่า Sequence Impedance $R + jXL$ จากตาราง ภาคผนวก ง

$$R = 1.1500 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

$$XL = 0.1000 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

ความยาวของต้นกังหันลมถึงระบบจำหน่าย ประมาณ 10 เมตร

ได้ค่า แรงดันตก 0.877 % ไม่เกิน 5 % ผ่าน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3.1.3 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม

พิจารณาจาก Percent Area Fill (PAF)

$$\text{สูตร } PAF = n \times \left(\frac{d}{D}\right)^2 \times 100 \quad (5.2)$$

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

เมื่อ

d = เส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า

n = จำนวนสายไฟฟ้า

เลือกขนาดท่อจากตาราง ภาคผนวก ง

ขนาดท่อที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 42.22 มม.

หาค่าเส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน 16 ตร.มม ภาคผนวก ง

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

ได้ค่า PAF = 18 % ต่ำกว่า 40 % ผ่าน

พิจารณาจาก Jam Ratio

$$\text{สูตร Jam Ratio} = 1.05 \times \frac{D}{d} \quad (5.3)$$

ข้อมูลจากการคำนวณค่า PAF

ขนาดที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 44.2 มม.

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

จะได้ค่า Jam Ratio เป็น 4.89 ค่า Jam Ratio ไม่อยู่ระหว่าง 2.8 - 3.0 ผ่าน

พิจารณาจาก Clearance

$$\text{สูตร Clearance} = \frac{D}{2} - 1.366d + \frac{1}{2} \times (D - d) \times \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2} \quad (5.4)$$

ค่า Clearance หมายถึงระยะห่างระหว่างผิวบนสุดของเคเบิลกับท่อ ปกติจะกำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 0.5 นิ้ว (12.7 มม.)

ข้อมูลจากการคำนวณค่า PAF

ขนาดที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 44.2 มม.

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

จะได้ค่า Clearance เป็น 25.81 มม. มากกว่า 12.7 มม. ผ่าน

5.3.1.4 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์

จากการคำนวณสายป้อน ข้อ 5.3.1.1

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 81 A

เลือกขนาดมาตรฐานของเซอร์กิตเบรกเกอร์จากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกเซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาด 90 AT 100 AF 3P

5.3.2 โขลากล้าเซลทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW

5.3.2.1 การคำนวณหาสายป้อน

โขลากล้าเซล ทั้งโครงการ ผลิตพลังงานสูงสุด 150 KW ระบบ 380/230 V

ได้พิกัดกระแสสายป้อน 227.901 A

พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน = 1.25 % ของกระแสสายป้อน

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 284.876 A

เลือกขนาดสายป้อนจากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกสายทองแดงฉนวน XLPE 0.6 /1 KV ขนาด 150 ตร.มม. (318 A)

5.3.2.2 การคำนวณแรงดันตก

สูตรการคำนวณ จากสมการที่ 5.1

หาค่า Sequence Impedance $R + jXL$ จากตาราง ภาคผนวก ง

$$R = 0.160 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

$$XL = 0.0837 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

ความยาวของสายไฟฟ้า ถึงระบบจำหน่าย ประมาณ 100 เมตร

ได้ค่า แรงดันตก 1.729 % ไม่เกิน 5 % ผ่าน

5.3.2.3 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์

จากการคำนวณสายป้อน ข้อ 5.3.2.1

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 284.876 A

เลือกขนาดมาตรฐานของเซอร์กิตเบรกเกอร์จากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกเซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาด 300 AT 400 AF 3P

5.3.3 การคำนวณค่าต่างๆของ Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW

5.3.3.1 การคำนวณหาสายป้อน

Micro Hydro จำนวน 1 ตัว ขนาด 10 KW ระบบ 380/230 V

ได้พิกัดกระแสสายป้อน 15.19 A

พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน = 1.25 % ของกระแสสายป้อน

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 18.99 A

เลือกขนาดสายป้อนจากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกสายทองแดงฉนวน XLPE 0.6 /1 KV ขนาด 16 ตร.มม (81A)

5.3.3.2 การคำนวณแรงดันตก

สูตรการคำนวณ จากสมการที่ 5.1

หาค่า Sequence Impedance $R + jXL$ จากตาราง ภาคผนวก ง

$$R = 1.1500 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

$$XL = 0.1000 \text{ โอห์ม/กิโลเมตร}$$

ความยาวของ Micro Hydro ถึงระบบจำหน่าย ประมาณ 200 เมตร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้เพื่อการศึกษา **ได้ค่า แรงดันตก 0.877 % ไม่เกิน 5 % ผ่าน** ให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3.3.3 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม

พิจารณาจาก Percent Area Fill (PAF)

สูตร จากสมการที่ 5.2

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

ขนาดท่อที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 44.2 มม.

หาค่าเส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน 10 ตร.มม ภาคผนวก ง

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

ได้ค่า PAF = 18 % ต่ำกว่า 40 % ผ่าน

พิจารณาจาก Jam Ratio

สูตร จากสมการที่ 5.4

ข้อมูลจากการคำนวณค่า PAF

ขนาดท่อที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 44.2 มม.

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

จะได้ค่า Jam Ratio เป็น 4.89 ค่า Jam Ratio ไม่อยู่ระหว่าง 2.8 - 3.0 ผ่าน

พิจารณาจาก Clearance

สูตร จากสมการที่ 5.4

ค่า Clearance หมายถึงระยะห่างระหว่างผิวบนสุดของเคเบิลกับท่อ ปกติจะกำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 0.5 นิ้ว (12.7 มม.)

ข้อมูลจากการคำนวณค่า PAF

ขนาดท่อที่เลือกคือ 50 มม. มี เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 44.2 มม.

สายขนาด 16 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 9.5 มม.

จะได้ค่า Clearance เป็น 25.81 มม. มากกว่า 12.7 มม. ผ่าน

5.3.3.4 การคำนวณหาเซอร์กิตเบรกเกอร์

จากการคำนวณสายบ่อน ข้อ 5.3.3.1

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 81 A

เลือกขนาดมาตรฐานของเซอร์กิตเบรกเกอร์จากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกเซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาด 90 AT 100 AF 3P

5.3.4 การคำนวณค่าต่างๆของกำลังไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้านครหลวง

5.3.4.1 การคำนวณหาสายป้อน

กำลังไฟฟ้าสำรองสูงสุดที่ต้องการจาก กฟน. กรณีที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้ 0 % เท่ากับ 575 KW

ได้พิกัดกระแสสายป้อน 874.61 A

พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน = 1.25 % ของกระแสสายป้อน

ได้พิกัดของเครื่องป้องกันกระแสเกิน 1092.02 A

เลือกขนาดสายป้อนจากตาราง ภาคผนวก ง

เลือกสายทองแดงฉนวน XLPE 0.6 /1 KV ขนาด 400 ตร.มม จำนวน 2 ชุด

การคำนวณแรงดันตก

สูตรการคำนวณ จากสมการที่ 5.1

หาค่า Sequence Impedance $R + jXL$ จากตาราง ภาคผนวก ง

$R = 0.0470$ โอห์ม/กิโลเมตร

$XL = 0.0792$ โอห์ม/กิโลเมตร

ความยาวของการจ่ายไฟฟ้าสำรองของ กฟน. ประมาณ 150 เมตร

ได้ค่า แรงดันตก 4.107 % ไม่เกิน 5 % ผ่าน

5.3.4.2 การคำนวณหาท่อร้อยสายที่เหมาะสม

พิจารณาจาก Percent Area Fill (PAF)

สูตร จากสมการที่ 5.2

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

เลือกขนาดท่อจากตาราง ภาคผนวก ง

ขนาดท่อที่เลือกคือ 125 มม. มีเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 110.8 มม.

หาค่าเส้นผ่านศูนย์กลางสายเคเบิลใต้ดิน 400 ตร.มม ภาคผนวก ง

สายขนาด 400 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 32.5 มม.

ได้ค่า PAF = 34 % ต่ำกว่า 40 % ผ่าน

พิจารณาจาก Jam Ratio

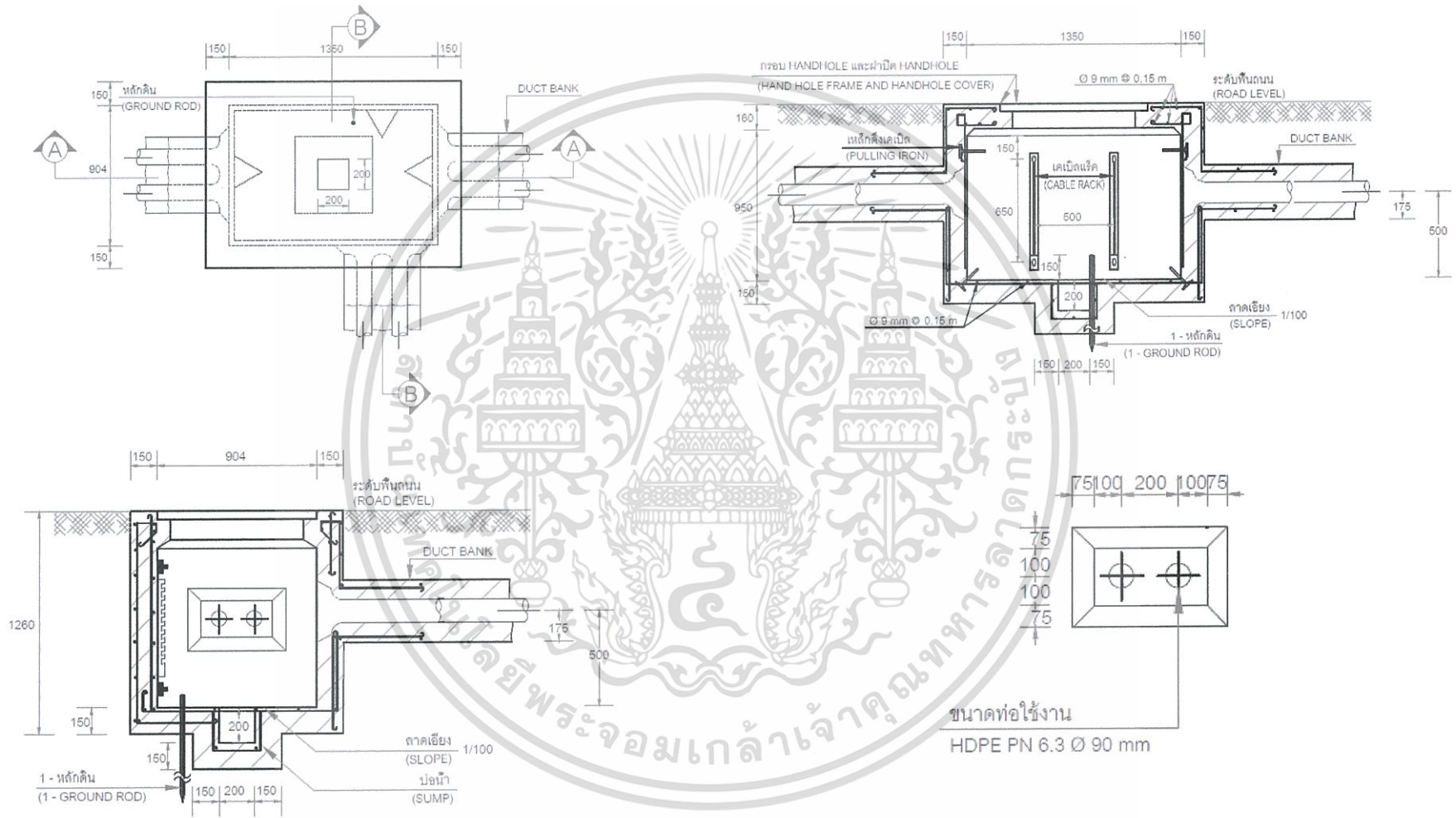
สูตร จากสมการที่ 5.3

ข้อมูลจากการคำนวณค่า PAF

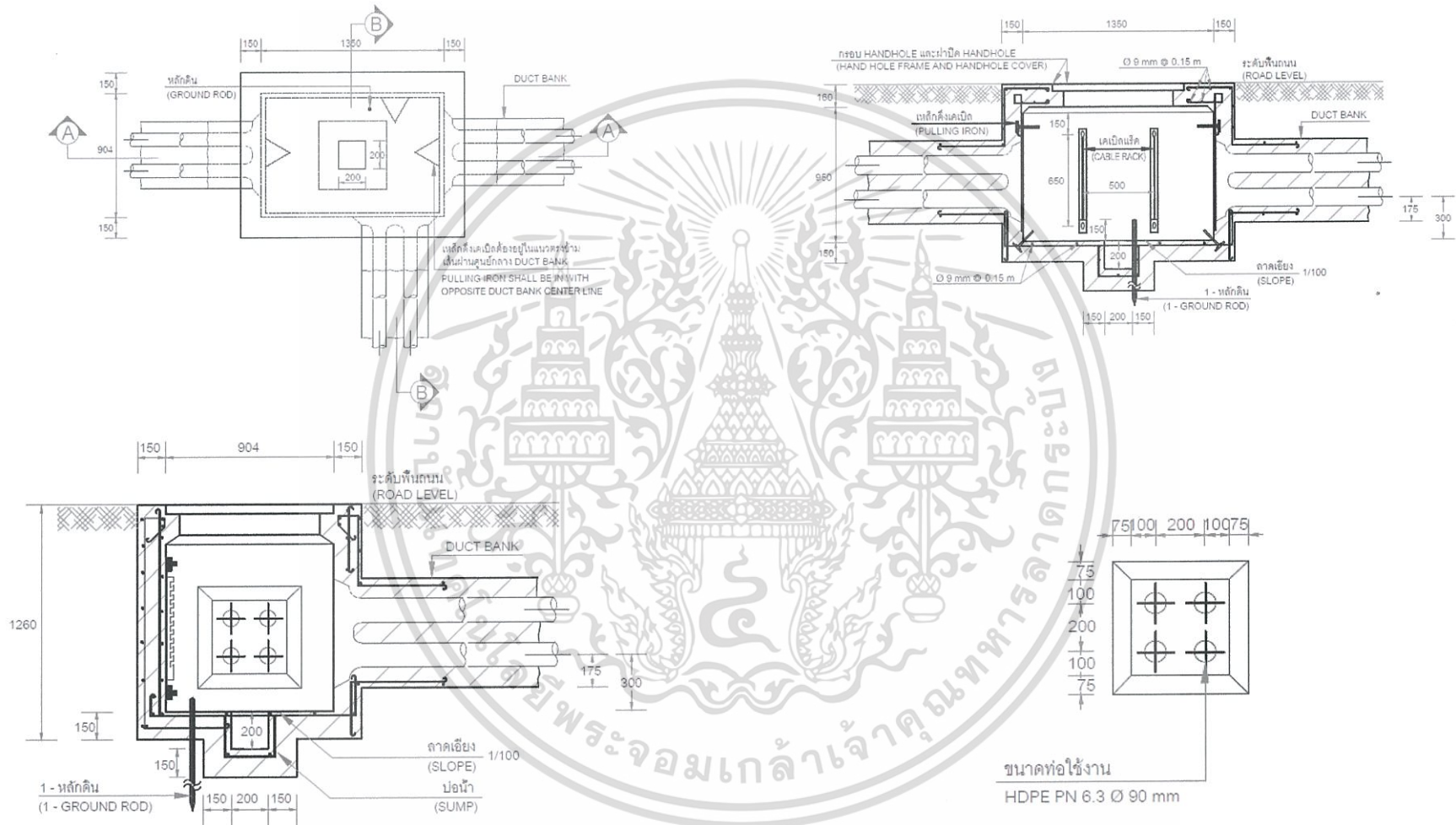
ขนาดท่อที่เลือกคือ 125 มม. มีเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (D) = 110.8 มม.

สายขนาด 400 ตร.มม มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด (d) = 32.5 มม.

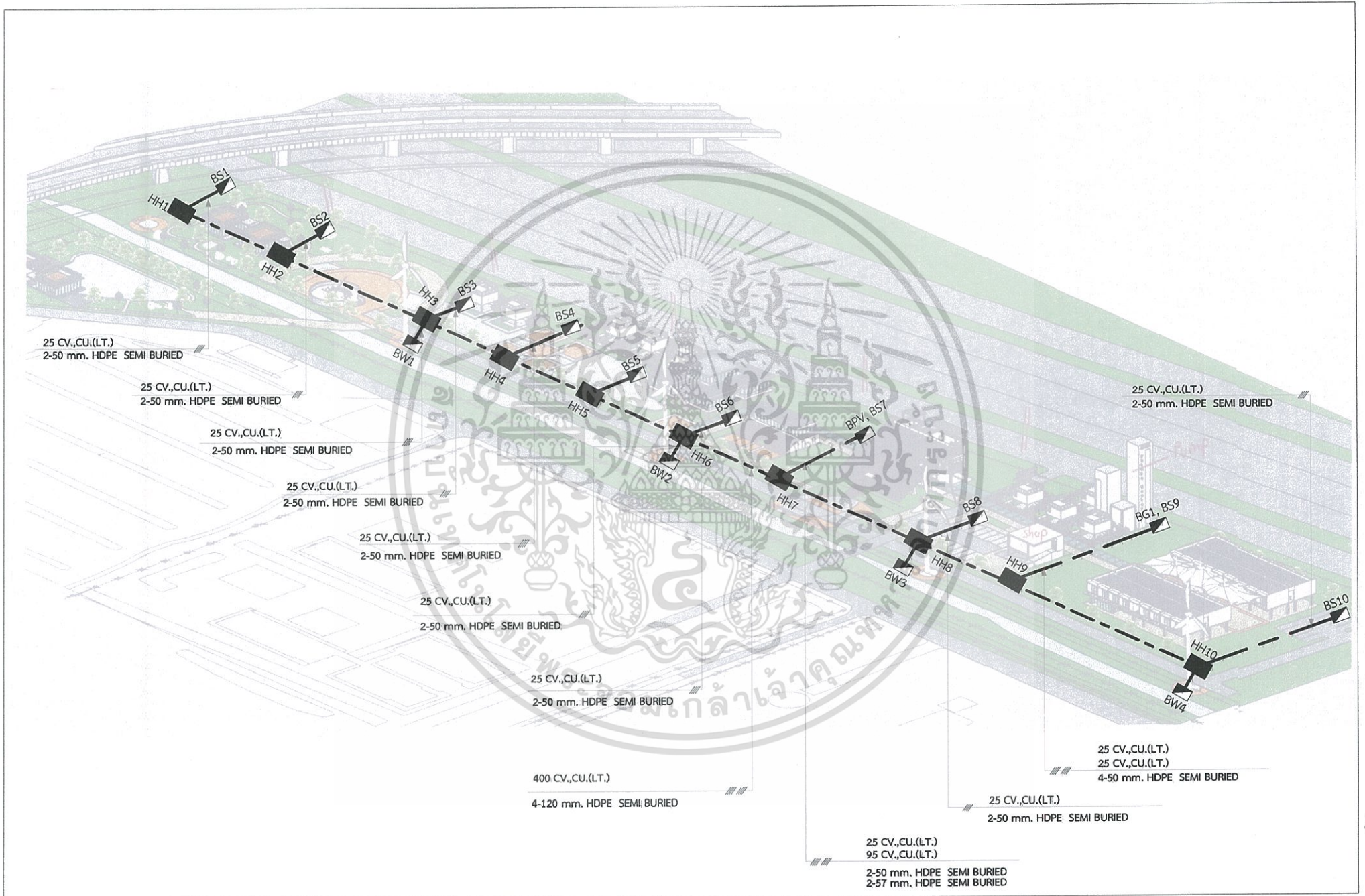
จะได้ค่า Jam Ratio เป็น 3.58 ค่า Jam Ratio ไม่อยู่ระหว่าง 2.8 - 3.0 ผ่าน



รูปที่ 5.5 HH-2 SIZE 2 x 1



รูปที่ 5.6 HH-2 SIZE 2 x 2



รูปที่ 6.7 ภาพรวมการออกแบบระบบจำหน่ายที่เหมาะสมสำหรับ Future Center

บทที่ 6

ระบบการป้องกัน Protective System

ในการเชื่อมต่อระบบ การผลิตไฟฟ้าแบบอิสระ (Islanding) เข้าร่วมกับระบบจ่ายไฟของการไฟฟ้านั้นมีข้อกำหนด ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตราที่ 81 [18] ดังนั้นการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีประกาศ เรื่อง ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ การใช้บริการ และการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า [19], [20] ในข้อกำหนดนั้นได้ระบุชัดเจนว่า ผู้ที่จะเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้ากับการไฟฟ้านครหลวงจะต้องมีเงื่อนไข และความรับผิดชอบอย่างไรบ้าง เงื่อนไขประการแรกที่สำคัญอย่างยิ่งก็คือ การป้องกันระบบไฟฟ้า

จากงานวิจัย การศึกษาผลกระทบความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ. และ การศึกษาออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้าและการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า (ภาคผนวก ก.)

พบว่า ค่าความถี่ไฟฟ้าและ %THDv จะเปลี่ยนแปลงเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใด และ การต่อกังหันลมขนาดใหญ่ระบบไฟฟ้า จำทำให้ระดับแรงดันที่บัสนั้นเพิ่มขึ้นช่วยแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกได้ แต่การเพิ่มขึ้นของแรงดันนั้นจะต้องมีการเฝ้าติดตามและประเมินผลอยู่ตลอดเวลา ทำให้ต้องมีการออกแบบอุปกรณ์ป้องกันและการวัดคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ดังจะมีรายละเอียดดังนี้

6.1 ระบบการป้องกัน protective system

รีเลย์ที่ใช้ป้องกันระบบไฟฟ้าแบ่งตามลำดับการทำงานได้ 2 ประเภท คือ

1. รีเลย์หลัก (Primary Relay) เป็นรีเลย์ที่ใช้ป้องกัน โดยปกติการป้องกันจะแบ่งเขตป้องกันไว้เฉพาะ เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นภายในเขตป้องกัน รีเลย์หลักจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวในเขตป้องกันนั้นเปิดวงจร (Trip) เขตป้องกันของรีเลย์หลักจะจัดแบ่งให้คาบเกี่ยวกัน (Overlap) เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอดขึ้นในระบบป้องกัน รีเลย์หลักที่ทำงานถูกต้องจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานน้อยที่สุดโดยจะสั่งให้ เปิดวงจรเฉพาะส่วนที่เกิดฟอลต์ขึ้นเท่านั้น

2. รีเลย์ทำงานสำรอง (Back-up Relay) จะใช้ป้องกันแทนรีเลย์หลัก กรณีที่รีเลย์หลักไม่ทำงาน ซึ่งอาจเกิดขึ้นเนื่องจากไม่ได้จ่ายแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้กับวงจรสั่งเปิดวงจรหรือกลไกของเซอร์กิตเบรกเกอร์ขัดข้อง เป็นต้น เวลาการทำงานของรีเลย์ทำงานสำรองจะช้ากว่ารีเลย์หลัก ส่วนตำแหน่งที่ติดตั้งของรีเลย์ทำงานสำรองนี้จะอยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อยต่างๆ หรืออยู่ไกลจากรีเลย์หลัก ถ้าเป็นไปได้มักจะให้รีเลย์สำรองนี้อยู่คนละตำแหน่งกับรีเลย์หลัก คืออยู่ต่างสถานีไฟฟ้าย่อยกัน และการสั่งเปิดวงจรเบรกเกอร์ด้วยรีเลย์ทำงานสำรองนี้ อาจจะทำให้ส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับจุดที่เกิดฟอลต์ถูกสั่งให้เปิดวงจรเบรกเกอร์ไปด้วย นอกจากนี้หน้าที่ของรีเลย์ทำงานสำรองอีกอย่างหนึ่งก็คือ ทำหน้าที่เป็นรีเลย์หลักในกรณีที่มีการซ่อมแซมหรือบำรุงรักษา รีเลย์หลัก

6.2 รีเลย์ที่นิยมใช้

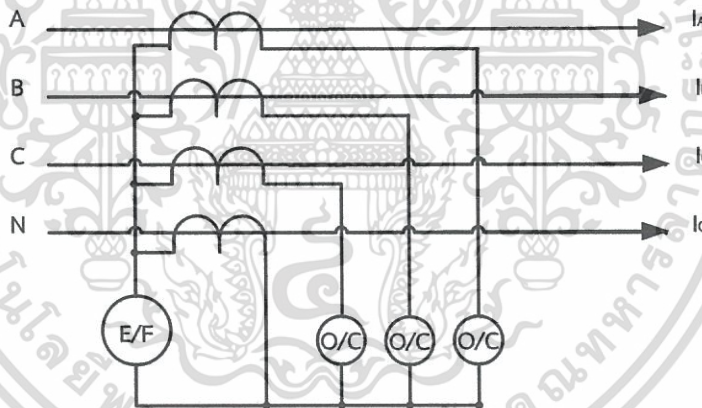
โครงสร้างการทำงานของรีเลย์ที่นิยมใช้กันโดยทั่วไปจะประกอบด้วย ชุดหน้าสัมผัสและชุดที่ทำให้รีเลย์ทำงาน โดยชุดที่ทำให้รีเลย์ทำงานจะได้รับสัญญาณจากชุดภาครับในระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจจะ เป็นหม้อแปลงกระแสหรือหม้อแปลงแรงดันหรือทั้งสองโดยในการทำงานจะออกแบบให้ เมื่อรีเลย์ ทำงานแล้วจะทำให้หน้าสัมผัสเปิดหรือปิดวงจรอย่างไรต่อไป การทำงานของ รีเลย์ดังกล่าวมานี้ อาจจะไม่สามารถตัดวงจรกำลังออกจากระบบได้เพียงลำพัง จะต้องนำไปติดตั้งกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ เพื่อให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจรกำลังที่มีปัญหาออกไป

6.2.1 รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)

เป็นรีเลย์ที่มีหน้าที่ตรวจสอบความผิดปกติของแรงดัน ไม่ว่าจะเป็น แรงดันตก แรงดันเกิน แรงดันไม่สมดุล โดยการทำงานคือจะปลดโหลดออกจากระบบทันทีเมื่อเกิดเหตุการณ์ใดเหตุการณ์ หนึ่งเข้าเงื่อนไข

6.2.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51, 50N/51N)

รีเลย์นี้จะต่อเข้ากับจุดร่วมของสายต้านทุติยภูมิที่ต่อแบบ Y ของหม้อแปลงกระแส ดังรูปที่ 6.1 กระแสที่ผ่านรีเลย์ป้องกันกระแสเกินก็คือ ผลรวมของกระแสทั้งสามเฟส นั่นก็คือ Zero Sequence Current หลักๆก็คือตรวจจับกระแส Zero Sequence Current นั่นเอง



รูปที่ 6.1 การป้องกันกระแสดินในวงจร 3 เฟส 4 สาย

6.2.3 Zero Sequence Over voltage relay (59N)

รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานเมื่อเกิดแรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ (Zero Sequence Voltage) เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งคำนวณได้จาก $U_0 = 1/3 [(U_1 + U_2 + U_3)]$

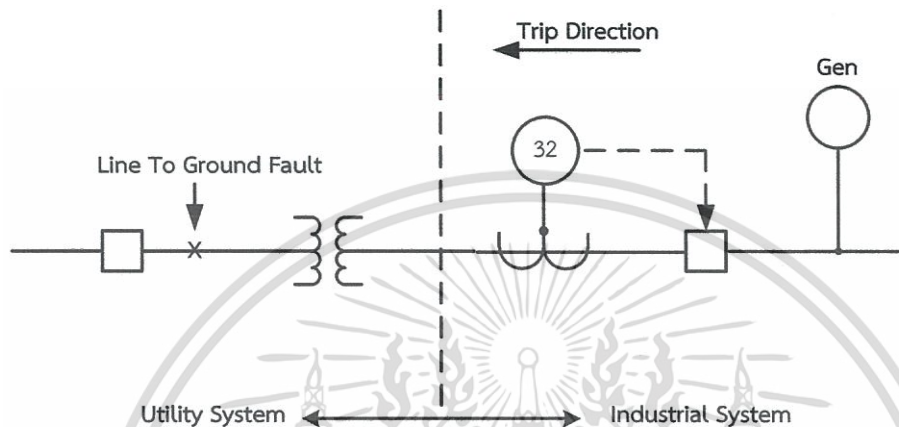
6.2.4 รีเลย์กระแสสลับกระแสเกินแบบมีทิศทาง/ป้องกันกระแสเกินด้านกราวด์ (67/67N)

ในระบบไฟฟ้าที่มีมากกว่าหนึ่งแหล่งจ่าย เมื่อมีกระแสผิดปกติมากกว่าหนึ่งทางการใช้รีเลย์ กระแสแบบธรรมดาไม่สามารถจัดการทำงานให้ประสานกันได้จำเป็นต้องใช้รีเลย์กระแสแบบมีทิศทาง รีเลย์ชนิดนี้ประกอบด้วยโหมดควบคุมกระแสเกินและโหมดควบคุมทิศทางการไหลของกระแส รีเลย์ จะทำงานเมื่อกระแสผิดปกติไหลไปในทิศทางที่ตั้งไว้ ส่วน รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านกราวด์ (67N) จะมีลักษณะคล้ายกับรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางส่วนที่เพิ่มขึ้นมาคือปริมาณการอ้างอิงจะนำ ค่ากระแสจากสายนิวทรัล (สายต่อลงดิน) ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ต่อแบบ Y มาร่วมพิจารณา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์ การนำเอกสารนี้ไปใช้โดยไม่ได้รับอนุญาตถือว่าผิดกฎหมายและต้องรับผิดชอบต่อเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.2.5 รีเลย์ตรวจจับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (32)

รีเลย์แบบนี้สามารถตรวจจับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ ประโยชน์คือใช้ป้องกันกำลังไฟฟ้าไหลออกมาจากระบบไฟฟ้าของสถานประกอบการซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อขนานกับระบบของการไฟฟ้า หรือบางครั้งอาจใช้ประโยชน์เป็นรีเลย์ป้องกันกำลังไฟฟ้าตก (Under power Relay) คือถ้ากำลังไฟฟ้าตกถึงค่าหนึ่งที่กำหนดไว้รีเลย์จะสั่งให้แยกสองระบบออกจากกัน ดังรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง

6.2.6 รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)

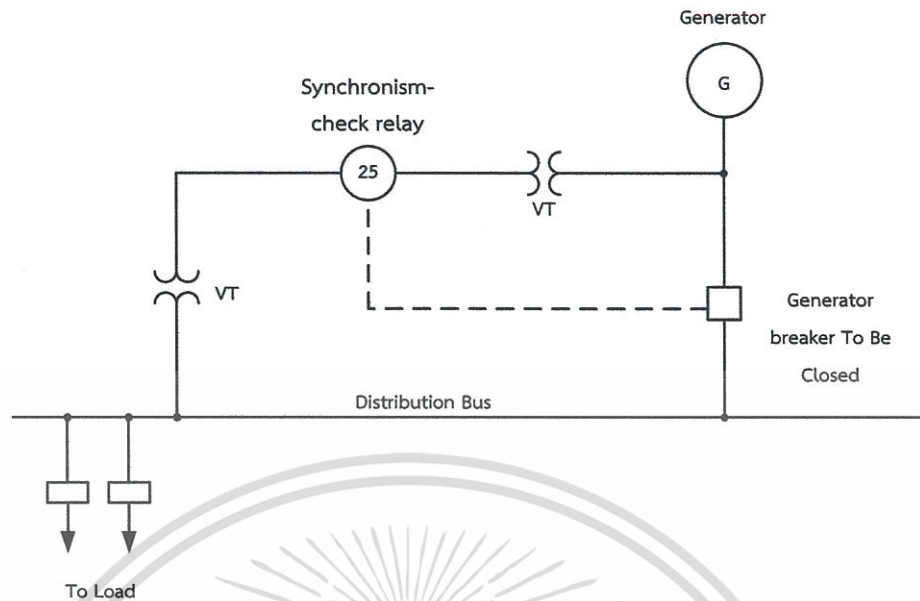
รีเลย์ชนิดนี้จะใช้ตรวจจับการเกิดความถี่สูงหรือความถี่ต่ำเกินไป ความเร็วในการทำงานของรีเลย์ขึ้นอยู่กับความแตกต่างของความถี่ที่ตั้งไว้ รีเลย์บางชนิดจะทำงานเมื่อความถี่แตกต่างจากค่าที่ตั้งไว้บางชนิดทำงานโดยอาศัยค่าอัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่ การใช้งานปกติของรีเลย์ประเภทนี้จะต้อง Load เมื่อความถี่ตกลง (Load Shedding) เพื่อให้ระบบเสถียรภาพอีกครั้ง ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection)

ผู้ให้บริการเชื่อมต่อจะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) คือไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เชื่อมต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันที

6.2.7 รีเลย์ตรวจสอบสภาวะซิงโครไนซ์ (25)

รีเลย์นี้จะตรวจสอบสองวงจรสองวงจรว่ามี ความถี่ มุมเฟส และแรงดันตามที่กำหนดหรือไม่ ก่อนที่จําหน่ายทั้งสองวงจรมาต่อขนานกันโดยจะคอยตรวจสอบว่าแหล่งจ่ายไฟทั้งสองมีความแตกต่างของความถี่ มุมเฟส และแรงดัน มากเกินไปจนยอมรับได้หรือไม่

รีเลย์ตรวจสอบสภาวะซิงโครไนซ์ที่ใช้ในสองระบบที่จะนำมาต่อกันอย่างอัตโนมัติ โดยจะเป็นตัวตรวจดูความต่างเฟส, ความต่างของความถี่, ความต่างของแรงดันไฟฟ้าว่าอยู่ในเงื่อนไขที่จะต่อกันได้หรือไม่



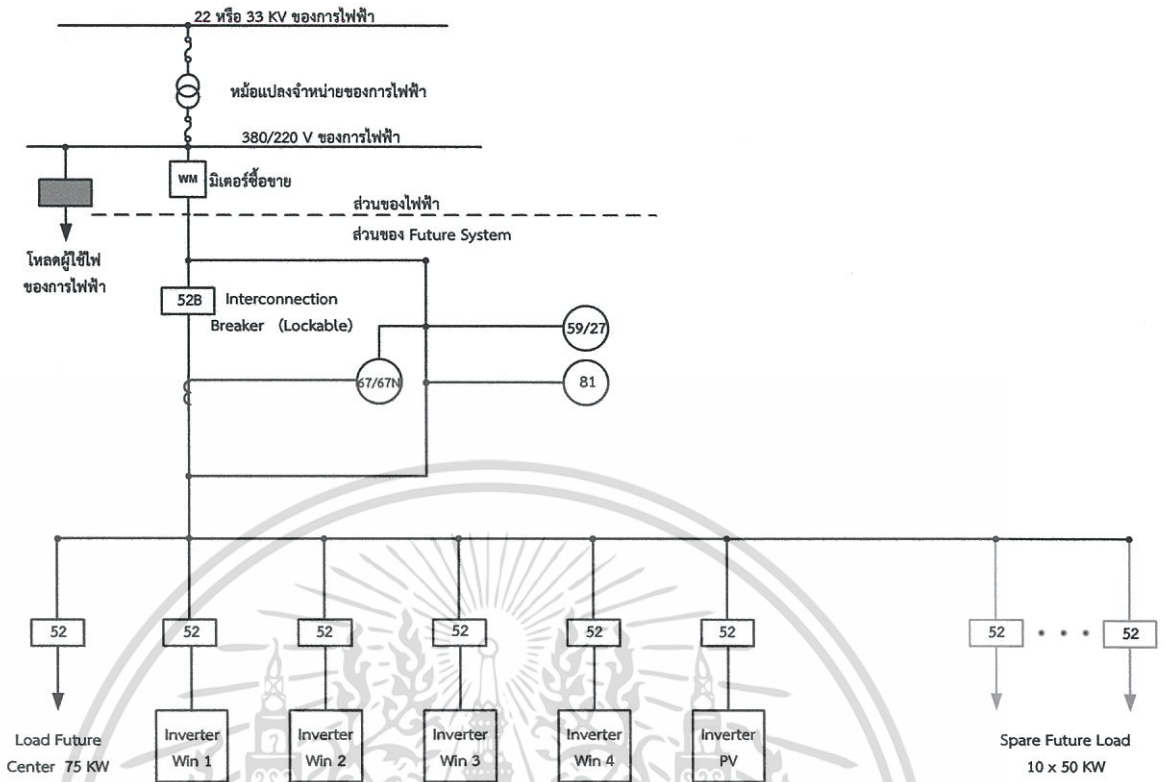
รูปที่ 6.3 รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์

6.3 การออกแบบการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของ Future center กับระบบของ MEA

6.3.1 กรณีที่ 1 การออกแบบระบบป้องกันของ Future center กรณีผลิตไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์อย่างเดียว

ตามระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2551 [20] ข้อที่ 7 ว่าด้วย รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีข้อกำหนดว่า อินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสจะต้องมีลักษณะการเชื่อมต่อ ดังรูปที่ 6.4 และมีรีเลย์ป้องกันดังนี้

1. รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
2. รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
3. รีเลย์กระแสสลับกระแสเกินแบบมีทิศทาง/ป้องกันกระแสเกินด้านกราวด์ (67/67N) หรือ รีเลย์ตรวจจับทิศทางไหลของกำลังไฟฟ้า (เฉพาะสามเฟส) (32)
4. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection)



รูปที่ 6.4 ออกแบบการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันของ Future center กรณีที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟส เชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์

6.3.2 กรณีที่ 2 การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์และเครื่องกำเนิดซิงโครนัส หรือเครื่องกำเนิดเหนี่ยวนำเชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์

ในสภาวะที่ระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าไม่สามารถเชื่อมต่อกับ Future System ได้ และเป็นสภาวะช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าของ Future System ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ เหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้นคือ Future System เกิดสภาวะ blackout ทั้งระบบ สถานการณ์นี้นำมาสู่การสร้างเสถียรภาพให้กับระบบ โดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ ขนาด 10 KW ขึ้นมา 1 ชุด ทำให้ต้องเพิ่มอุปกรณ์ป้องกันขึ้นเพื่อตรวจสอบความเข้ากันได้ก่อนที่จะเชื่อมต่อบระบบ

ระบบป้องกันของการเชื่อมต่อกรณีนี้ 2 นี้ จะมีรีเลย์ป้องกันคล้ายกับการเชื่อมต่อแบบกรณีที่ 1 เพียงแต่จะมีการเพิ่ม รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism-check relay) (25) ขึ้นมา เพื่อเป็นการตรวจสอบระบบไฟฟ้าทั้งสองระบบว่ามี ความถี่ มุมเฟส และแรงดันตามที่กำหนดหรือไม่ก่อนที่จะนำทั้งสองระบบมาต่อขนานกัน

6.4 การออกแบบการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

การตรวจวัดข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึงเป็นลำดับต่อมารองจากการป้องกันระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าที่ดีย่อมส่งผลให้ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ามีสูง การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจำแนกได้ 3 วัดดูประสงค์ดังนี้ [21]

วัตถุประสงค์ที่ 1 การเฝ้าตรวจคุณภาพไฟฟ้าอย่างถาวรและต่อเนื่อง เช่น การพิสูจน์ตามสัญญาการซื้อขาย

วัตถุประสงค์ที่ 2 การสำรวจชั่วคราว เช่นการตรวจสอบสมรรถนะของระบบจ่ายไฟ

วัตถุประสงค์ที่ 3 การตรวจเพื่อวัตถุประสงค์ทั่วไป

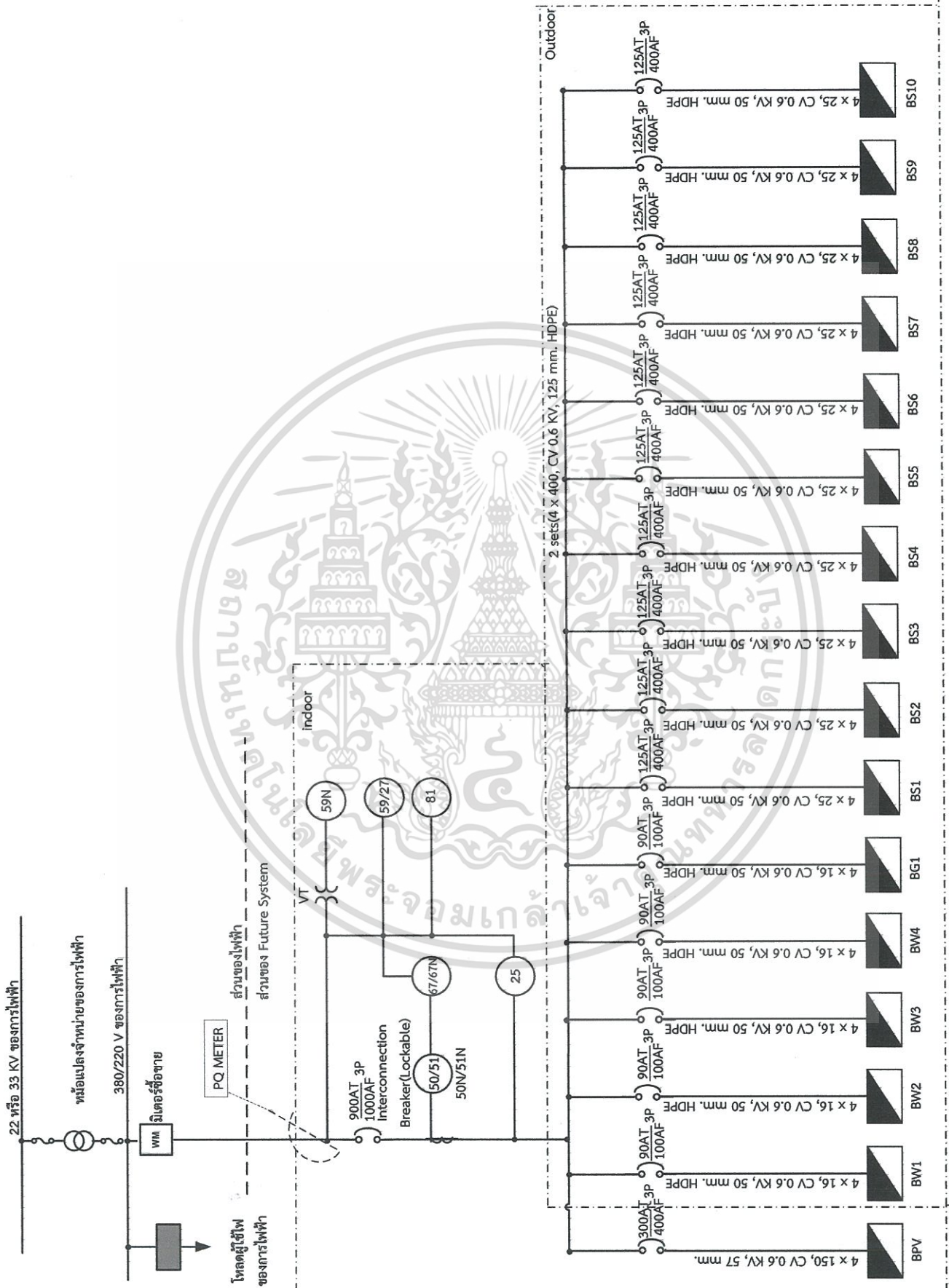
การตรวจวัดข้อมูลในประเภทต่างๆเหล่านี้อาจจะใช้เครื่องมือวัดที่มีความสามารถแตกต่างกันไป ช่วงเวลายาวนานในการวัดแตกต่างกัน ตลอดจนตำแหน่งหรือจำนวนจุดที่จะต้องตรวจวัดข้อมูลก็จะมีปริมาณที่แตกต่างกันด้วย

ใน Future System นี้ได้ ออกแบบตำแหน่งการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ข้อที่ 1 คือเป็นการเฝ้าตรวจคุณภาพไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และสามารถนำข้อมูลคุณภาพไฟฟ้านั้นมาวิเคราะห์ประเมินผลต่อไป

6.4.1 ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

ตามปกติการพิจารณาคุณภาพไฟฟ้าโดยรวมจะตั้งเครื่องวัดที่จุดรับไฟจากการไฟฟ้า หรือถ้าเป็นการแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ตัวเดียว จะตั้งเครื่องวัดใกล้ตำแหน่งโหลดมากที่สุด ส่วนการดูว่ามีปัญหาคุณภาพไฟฟ้าหรือไม่ ให้ทำการตรวจวัดแรงดัน ถ้าต้องการตรวจหาสาเหตุด้วยก็ต้องตรวจวัดรูปคลื่นแรงดันและกระแสเพื่อดูขนาดและรูปร่างคลื่น

ดังนั้น จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า ที่เหมาะสมสำหรับ Future System จะมีด้วยกัน 3 จุด คือ จุดต้นระบบจำหน่าย, จุดปลายระบบจำหน่าย, สองจุดนี้ เพื่อเฝ้าสังเกต แรงดันไฟฟ้าต้นทางและปลายทาง และอีกจุดคือจุดที่ PV เชื่อมเข้ากับระบบได้ดินดังรูปที่ 6.7



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่ต่อสาธารณะและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 6.7 ภาพรวมการออกแบบระบบจำหน่ายที่เหมาะสมสำหรับ Future Center

บทที่ 7

บทสรุป และข้อเสนอแนะ

7.1 บทสรุป

1. การเลือกออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นแบบใต้ดิน ชนิด (Semi – Direct Burial)
2. รูปแบบการจ่ายไฟ จะจ่ายรูปแบบ AC Coupled System คือมีแรงดัน AC เป็นจุดต่อร่วม
3. อุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า ออกแบบไว้ ให้มีดังนี้
 - รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
 - รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
 - รีเลย์กระแสสลับกระแสเกินแบบมีทิศทาง/ป้องกันกระแสเกินด้านกราวด์ (67/67N)
 - หรือรีเลย์ตรวจจับทิศทางไหลของกำลังไฟฟ้า (เฉพาะสามเฟส) (32)
 - รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51, 50N/51N)
 - Zero Sequence Over voltage relay (59N)
 - รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism-check relay) (25)
 - ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection)
4. ค่า Percent Area Fill (PAF) ออกแบบไว้ไม่เกิน 40 % สำหรับสาย 3 เส้น/ท่อ และไม่เกิน 53 % สำหรับสาย 1 เส้น/ท่อ
5. แรงดันตกที่ปลายสายออกแบบไว้มีค่าไม่เกิน 5 %
6. ค่า Jam Ratio ออกแบบไว้ไม่อยู่ระหว่าง 2.8 - 3.0
7. Clearance ออกแบบไว้ได้ค่า มากกว่า 12.7 มม.
8. ระบบใต้ดินออกแบบไว้รองรับโหลดในอนาคตได้สูงสุด 575 KW

7.2 ความพิเศษของงานวิจัย

1. ระบบจำหน่ายที่ออกแบบนั้น เป็นการรองรับการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด หลากชนิดเข้าด้วยกัน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และพลังงานชีวมวล
2. ระบบจำหน่ายที่ออกแบบมีความยาว ประมาณ 500 เมตร ถ้าระบบจำหน่ายยาวกว่านี้ อาจเกิดปัญหาเรื่องแรงดันตกที่ปลายสาย ต้องพิจารณาเพิ่มขนาดสายเพื่อแก้ปัญหา
3. ระบบอุปกรณ์ป้องกันได้ออกแบบไว้รองรับทั้งการขายไฟให้การไฟฟ้านครหลวงและซื้อ ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง อุปกรณ์ป้องกันสามารถทำงานได้ครอบคลุมถึง

7.3 ข้อเสนอแนะ

จากการออกแบบระบบเคเบิลสำหรับสำหรับโครงการ Future center นั้น เป็นการออกแบบ ในระบบจำหน่ายแรงต่ำ ความมั่นคงของระบบมีมากพอ แต่ยังไม่มากพอเท่ากับระบบจำหน่ายแรงสูง เหตุที่เลือกออกแบบเป็นแรงต่ำนั้นเนื่องจาก ระบบจะได้มีราคาถูกอีกทั้ง เน้นผลิตพลังงานใช้เอง ภายในไม่ได้ส่งขายให้การไฟฟ้า ถ้าอนาคต มีการผลิตพลังงานที่มากขึ้น เหลือมากพอจากการใช้ งานภายใน เสนอแนะให้ขายพลังงานที่ผลิตได้ขายให้การไฟฟ้า ทั้งนี้ต้องมีการศึกษาความ เหมาะสมต่อไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. “การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์” กระทรวงพลังงาน
- [2] IEC std. 60502-1, IEC recommended. “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).”, Second edition 2004-04.
- [3] กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย. “คำแนะนำการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดินสำหรับหมู่บ้านจัดสรร.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2549.
- [4] กองวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนและพัฒนาระบบไฟฟ้า. “คำแนะนำการติดตั้งระบบสายใต้ดินในพื้นที่จัดสรร.” การไฟฟ้านครหลวง 2544.
- [5] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม 2553. ฉบับที่ 1580 มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม, “ท่อเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีสำหรับใช้ร้อยสายไฟฟ้า.” มอก.770-2531
- [6] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม 2552. ฉบับที่ 4157 มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม, “ท่อพีวีซีแข็งสำหรับใช้ร้อยสายไฟฟ้าและสายโทรศัพท์.” มอก. 216-2524.
- [7] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม พ.ศ. 2551. ฉบับที่ 3345 มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม, “ยกเลิกมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมท่อโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูงสำหรับใช้เป็นท่อน้ำดื่มและกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมท่อพอลิเอทิลีนสำหรับน้ำดื่ม.” มอก. 982 – 2548.
- [8] National Electrical Code std. NEC recommended. “National Fire Protection Association.” 1999.
- [9] IEEE std. 525 IEEE recommended. “Draft Guide for the Design and Installation of Cable Systems in Substations.” 1992.
- [10] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม พ.ศ.2554 ฉบับที่ 4344 มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม, “ยกเลิกมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม.” ระดับชั้นการป้องกันของเปลือกหุ้มบริภัณฑ์ไฟฟ้า รหัส (IP) มอก.513-2553.
- [11] Robb Boros “Calculating Percent Cable Fill.” 3M Burning Issues Number 6. 1997 ..
- [12] AS std. 3000-1991 AS recommended “Electrical installations - Buildings, structures and premises (known as the SAA Wiring Rules)” 1991.
- [13] Ralph Fehr, Ph.D., P.E. “Conduit System Design.” 2012.
- [14] The Electric Power Research Institute (EPRI). EPRI recommended. “Underground Transmission Systems” Reference Book 2006.
- [15] IEC std. 60287-1-2., IEC recommended. “Electric cables Calculation of the current rating.” First edition1993-11.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [16] กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย. “ระบบเคเบิลใต้ดิน Underground Cable System.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ธันวาคม 2548.
- [17] Lothar Heinhold and Reimer Stubbe. “Power cables and their application.” Siemens Aktiengesellschaft,. 1990. 464 หน้า.
- [18] ราชกิจจานุเบกษา “พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550.” เล่ม 124 ตอนที่ 89 ก หน้า 12. 10 ธันวาคม 2550.
- [19] ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” พ.ศ.2551 .
- [20] ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง “ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง” 2551.
- [21] คู่มือคุณภาพไฟฟ้า, วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์, 2011.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ก.

บทความที่ได้รับการตีพิมพ์

- ก. 1 การศึกษาออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้าและการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า
- ก. 2 การศึกษาผลกระทบต่อความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



LADKRABANG ENGINEERING JOURNAL

Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

Volume 30 Number 1

March 2013

		ปีที่ 30	ฉบับที่ 1	มีนาคม 2556
Academic Papers				
1.	Edge-Based Active Contour for Image Segmentation <i>S. Phumeechanya</i>	1		
2.	The Economics Analysis of RFID Implementation in Logistic <i>P. Choeysuwan and S. Chaomachuy</i>	7		
3.	Green Supply Chain Management <i>M. Jongpaboon and T. Loosithongthong</i>	13		
Research Papers				
4.	The Design and Study of System Impact Study for a Large Scale Wind Generation Integration to Power System <i>C. Nuamkholsang, A. Khamdee, S. Bunlongit, C. Chongpoo-thival and C. Chongpoo-thival</i>	19		
5.	Design of Jig for Testing of HDD Component Joints <i>W. Fukluang and K. Sulaksana</i>	25		
6.	Feasibility Study of Wind Turbine Electric Generator for Household <i>S. Kamolmiter and S. Klangboonjit</i>	31		
7.	Feasibility Study of Solar Electric Power System - A Case Study of Automotive Wire Factory <i>P. Ratsuphawong and S. Klangboonjit</i>	37		
8.	Performance Improvement of Scheduling Systems by Using Simulation A Case Study: The Out Patient Department, Lamjuak Hospital <i>V. Chomya and U. Janyarassuk</i>	43		
9.	Castor Oil Biodiesel Synthesis Using Calcium Oxide Derived from Cockle Shell <i>C. Soakman</i>	49		
10.	Photodegradation of Methylene Blue Using CoO Derived from Cockle Shell <i>C. Soakman</i>	55		
11.	Development of Woven Fabric for Heat Ventilation and Water Repellent Properties <i>C. Chaiya</i>	61		
12.	Risk Assessment of the Ammonia Leakage from The Storage Tank in a Frozen Seafood Factory <i>T. Rakkaman, S. Thongyai, T. Na-songsriha and S. Maneelek</i>	67		
13.	The Effect of Payment Conditions on Cash Flows of Construction Projects <i>W. Tabyang and V. Benjaronan</i>	73		



วิศวกรรมสาร

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

ปีที่ 30

ฉบับที่ 1

มีนาคม 2556

บทความวิชาการ

1.	เทคนิคการปรับแก้ข้อผิดพลาดในการแบ่งส่วนภาพ <i>โสภณ ผู้มีสุรยา</i>	1
2.	การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีที่ใช้ช่วยตัดสินใจด้านชีวิตประจำวัน <i>การจักรกรังใจดิ้งคงคลัง</i>	7
3.	ทรัพยากรมนุษย์ การบริหาร การจัดการทรัพยากรมนุษย์ที่มีประสิทธิภาพ <i>เนกนิษฐ์ จงใจบุญเลิศ ศิริวิเศษ เมธวาทิวิกรมทอง</i>	13
บทความวิจัย		
4.	การศึกษาผลกระทบของสิ่งแวดล้อมทางน้ำในพื้นที่ชุมชนขนาดใหญ่ที่มีผลกระทบต่อคุณภาพน้ำและการศึกษาผลกระทบของระบบน้ำฟ้า <i>วิรัชชานันท์ นนทิกุลสูง อนุภรณ์ ช่างดี ศุภพรจักษุ เซวีย์ ธนบุญอินทร์ นายอินทร์</i>	19
5.	การออกแบบและใช้สอยพื้นที่สำหรับอาคารจอดรถยนต์บริเวณพื้นที่ส่วนกลางของห้างสรรพสินค้า <i>วราภรณ์ หัตถสิงห์ ธีรดี สุกกิมณี</i>	25
6.	การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ชุดอิเล็กทรอนิกส์แบบพกพาสำหรับรับข้อมูล <i>สัณัฐ โนนอินทร์ สอนย์ ศลออนบุญจิต</i>	31
7.	การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบน้ำฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อ : กรณีศึกษาโรงงานผลิตสายไฟรถยนต์ <i>นัภสร รัตสุภาวรงค์ สกนีย์ ศลออนบุญจิต</i>	37
8.	การปรับปรุงประสิทธิภาพของเครื่องใช้การจ่ายพลังงานความร้อน กรณีศึกษา : ระบบการให้ความร้อน <i>อดิสร โฉมสา อุดม จันทร์ภักษ์พิชญ์</i>	43
9.	การศึกษาระบบบำบัดน้ำเสียจากน้ำประปาที่ผลิตจากน้ำดื่มโดยใช้เทคโนโลยีจากเปลือกหอยแครง <i>ศุภรดาภา สุรมัน</i>	49
10.	การลดต้นทุนการผลิตของผลิตภัณฑ์พลาสติกชีวภาพจากเปลือกหอยแครง <i>ศุภรดาภา สุรมัน</i>	55
11.	การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบการระบายความร้อนและลดต้นทุน <i>ไชยวัฒน์ ไชยยะ</i>	61
12.	การประเมินความเสี่ยงของการรั่วไหลของสารเคมีจากถังเก็บน้ำประปาจากอาคารพาณิชย์ <i>ธนาวัฒน์ รักเกษม วิจิตร ทองใหญ่ อธิชา ณ สงขลา สุปรีย์ มณีเอกย์</i>	67
13.	ผลกระทบของเงื่อนไขการจ่ายเงินต่อกระแสเงินสดของโครงการก่อสร้าง <i>วิมลวิภากรทิพย์ ทวีชัย วรฤทธิย์ เมธวาทิวิกรม</i>	73

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ เข้ากับระบบไฟฟ้าและการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

The Design and Study of System Impact Study for a Large Scale Wind Generation Integration to Power System

ชัชชาย นวมโคกสูง^{1,2} อนุรักษ์ ขำดี¹ ศุภี บรรจงจิตร¹ เชาวน์ ชมภูอินไหว¹ ชาย ชมภูอินไหว¹

¹สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

E-mail: gornpower@hotmail.com

²แผนกก่อสร้าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดสระบุรี

E-mail: gornpower@hotmail.com

บทคัดย่อ

การพิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมนั้นสิ่งที่จะต้องให้ความสำคัญเป็นอันดับแรกก็คือศักยภาพพลังงานลมในพื้นที่เป้าหมายว่าพอเพียงที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตามที่คาดหวังไว้หรือไม่ สิ่งที่จะบ่งบอกว่าพื้นที่นั้นจะมีศักยภาพมากน้อยแค่ไหนก็คือข้อมูลความเร็วลมของพื้นที่นั้น นอกจากการศึกษาพิจารณาศักยภาพพลังงานลมแล้วสิ่งที่จะต้องพิจารณาที่สำคัญอีกอย่างก็คือผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้ากับระบบทั้งด้านคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า บทความนี้ได้เสนอการประเมินศักยภาพพลังงานลมโดยใช้แบบจำลองทางสถิติร่วมกับความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าของกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมที่ความเร็วลมต่างๆ และการศึกษาถึงผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้ากับระบบไฟฟ้าทั้งในสภาวะคงตัวและสภาวะไดนามิกส์

คำสำคัญ : ศักยภาพพลังงานลม, ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

Abstract

Typically, there are two important factors needed to take into consideration before installing any wind turbine: 1) wind potential in a promising area and 2) an impact to power system. Wind potential could be estimated via the wind-speed data accumulated year-round from the prospective area. These data indicates whether a generator could produce sufficient electric energy as expected. Additional to wind potential, an impact of wind generator takes place in the system which has an impact on both power quality and reliability issue of the system. This paper proposes the method to estimate wind potential by using statistic models for various wind speeds and to study an effect of a wind generator to the electrical system in steady and dynamic states.

Keywords: wind potential, impact to power system

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. บทนำ

ในปัจจุบันการใช้พลังงานทดแทน พลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นเนื่องจากความต้องการพลังงานเพิ่มมากขึ้นในขณะที่น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ที่เราใช้กันมาในอดีตจนถึงทุกวันนี้มีปริมาณลดลงและราคาเพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อการเกิดมลภาวะและปัญหาโลกร้อนอีกด้วยซึ่งรัฐบาล องค์กร หน่วยงานของประเทศต่างๆ ทั่วโลก รวมถึงประเทศไทยต่างเล็งเห็นปัญหานี้และให้ความสำคัญในการแก้ปัญหาด้วยการสร้างนวัตกรรม การพัฒนาเทคโนโลยี ตลอดจนการศึกษาค้นคว้าวิจัย เพื่อให้ได้มาซึ่งพลังงานทดแทนจึงเป็นสิ่งจำเป็นและมีความสำคัญ

พลังงานทดแทนที่มีปริมาณการผลิตมากทั่วโลกอย่างหนึ่งก็คือพลังงานลม ในประเทศไทยโดยองค์กรต่างๆ เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน เป็นต้น ก็ได้มีการมุ่งเน้นให้ความสำคัญกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมเช่นเดียวกัน โดยมีการศึกษาเก็บข้อมูลความเร็วลมในพื้นที่ต่างๆ ตลอดจนการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น บริเวณเขื่อนลำนางรอง จังหวัดนครราชสีมาและบริเวณอำเภอสะทิงพระ จังหวัดสงขลา เป็นต้น อีกทั้งยังมีโครงการที่จะสำรวจเก็บข้อมูลความเร็วลมในพื้นที่ต่างๆ เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมด้วย

ในบทความนี้ได้นำเสนอแนวทางสำหรับการพิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม ดังนั้นประเด็นแรกที่สำคัญในการเลือกพิจารณาก็คือ ศักยภาพพลังงานลมที่มีของพื้นที่เป้าหมายเพราะหากติดตั้งกังหันลมแล้ว แต่ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ตามที่คาดการณ์ไว้จะทำให้ไม่คุ้มค่าในการลงทุน ประเด็นที่จะต้องคำนึงถึงอีกอย่างที่สำคัญคือ ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังจากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้ากับระบบแล้วว่าจะส่งผลทำให้เสถียรภาพของระบบเปลี่ยนไปอย่างไรบ้าง และจะกระทบต่อคุณภาพของระบบไฟฟ้าอย่างไรบ้าง ซึ่งบทความนี้จะได้อธิบายรายละเอียดในหัวข้อต่อไป

2. พลังงานลม

กังหันลมสามารถเปลี่ยนพลังงานจลน์จากลมเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการให้ลมเป็นตัวขับใบพัดที่ต่อกับขดเคี้ยว (บางรุ่นไม่มีขดเคี้ยว) และส่งถ่ายกำลังงานกลไปยังโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าออกมา ซึ่งพลังงานจลน์ทั้งหมดที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัดของกังหันลม (Swept Area) ต่อหนึ่งหน่วยเวลา มีค่าเท่ากับ

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho_{air} S_{rotor} V_{wind}^3 \quad (1)$$

เมื่อ

P_{wind} คือ พลังงานจลน์ของลมทั้งหมด ที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัด
 ρ_{air} คือ ความหนาแน่นของอากาศ
 S_{rotor} คือ พื้นที่การหมุนของใบพัด
 V_{wind} คือ ความเร็วลม

สมการที่ (1) บอกถึงพลังงานจลน์ของลมทั้งหมดที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัด แต่อย่างไรก็ตามกังหันลมจะไม่สามารถดึงพลังงานจลน์มาได้ทั้งหมด โดยพลังงานจลน์ที่กังหันลมสามารถดึงมาใช้ได้ จะเป็นไปตามสมการดังนี้

$$P_{turb} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho_{air} S_{rotor} V_{wind}^3 \quad (2)$$

เมื่อ P_{turb} คือ พลังงานจลน์ที่กังหันลมสามารถดึงมาใช้ได้ $C_p(\lambda, \beta)$ คือ ประสิทธิภาพการผลิตพลังงาน (Coefficient of Performance) โดยทั่วไปเรียก C_p เป็นตัวแปรที่อยู่ในฟังก์ชันของ อัตราส่วนของ Tip-speed (λ) และมุมของใบพัด (β) โดยที่ค่าอัตราส่วน Tip-speed (λ) หาได้จากสมการต่อไปนี้

$$\lambda = \frac{R_{turb} \cdot \Omega_{turb}}{V_{wind}} \quad (3)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ R_{turb} คือ รัศมีของใบพัดกึ่งหันลม
 Ω_{turb} คือ ความเร็วการหมุนของใบพัด

จากทฤษฎีของเบทซ์ (Betz's law) กังหันลมสามารถดึงพลังงานจลน์จากลมที่ผ่านพื้นที่การหมุนของใบพัดได้ไม่เกิน 59% ดังนั้น C_p จึงมีค่าไม่เกิน 0.59 ทฤษฎี ที่กล่าวมาข้างต้นเพื่อที่จะแสดงให้เห็นว่าตัวแปรที่จะทำให้ดึงพลังงานจากกังหันลมให้ได้มากที่สุดคือความเร็วลมซึ่งในสมการพลังงานที่ได้จะแปรผันโดยตรงกับความเร็วลมยกกำลังสาม ดังนั้นการเก็บค่าความเร็วลมเพื่อที่จะวิเคราะห์หาค่าศักยภาพพลังงานลมจึงจำเป็นจะต้องได้ข้อมูลที่มีความถูกต้อง แม่นยำ และมีข้อมูลเพียงพอในการวิเคราะห์ซึ่งโดยปกติแล้วข้อมูลที่จะนำมาวิเคราะห์ในแต่ละพื้นที่นั้นจะต้องใช้ระยะเวลาในการเก็บต่อเนื่อง 1 ปีขึ้นไป

ในการพิจารณาศักยภาพพลังงานลมจะใช้การวิเคราะห์ความเร็วลมโดยใช้แบบจำลองทางสถิติโดยใช้ Weibull Distribution ซึ่งมีสมการคือ

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c} \right)^k} \quad (4)$$

เมื่อ k คือ Weibull shape factor
 c คือ Scale factor
 V คือ ค่าความเร็วลม

สมการที่ 4 เป็นตัวบ่งชี้แสดงความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลมที่ค่าความเร็วลมที่กำหนด ตัวแปรที่ต้องการหาในสมการที่ 4 คือ k และ c ซึ่งวิธีการหาสามารถศึกษาได้จาก [1]

ในการพิจารณาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม กราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลม (Power curve) เป็นตัวบ่งบอกลักษณะสมบัติการผลิตพลังงานไฟฟ้าของกังหันลมเมื่อมีความเร็วลมเปลี่ยนแปลง ซึ่งกังหันลมแต่ละรุ่นหรือแต่ละยี่ห้อจะมีกราฟการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันลมที่แตกต่างกัน

กันออกไป เมื่อนำเอาฟังก์ชันของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากกังหันลมมาคูณกับฟังก์ชันความน่าจะเป็นที่จะเกิดความเร็วลม (สมการที่ 4) และคูณกับจำนวนชั่วโมงทั้งหมดที่กังหันลมผลิตกำลังงานไฟฟ้า จะได้กำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นวัตต์-ชั่วโมง ดังสมการที่ 5 [2]

$$E = T \int_{V_0}^{V_1} P_V f(V) dV \quad (5)$$

เมื่อ E คือ พลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้
 T คือ จำนวนชั่วโมงที่กังหันลมผลิตไฟฟ้า
 P_V คือ ฟังก์ชันของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากกังหันลม (ฟังก์ชันของ Power curve)
 V_0 คือ ความเร็วลมที่กังหันลมเริ่มต้นทำงาน (Cut-in wind speed)
 V_1 คือ ความเร็วลมที่กังหันลมหยุดทำงาน (Cut-off wind speed)

3. ผลการคำนวณการหาค่าศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

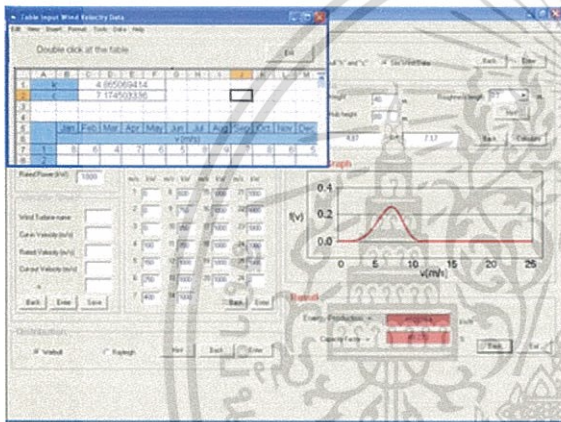
ในการศึกษานี้ได้ทำการเขียนโปรแกรมการคำนวณหาค่าศักยภาพขึ้นมา โดยมีข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยในแต่ละเดือน ดังตารางที่ 1 เป็นอินพุตให้กับโปรแกรมเพื่อหาค่า k และ c ซึ่งโปรแกรมจะคำนวณหาค่า k และ c ออกมาให้ นอกจากนี้โปรแกรมสามารถที่จะรับข้อมูลความเร็วลมเป็นรายนาที่ เช่นเก็บค่าทุกๆ 10 นาทีได้ หากการเก็บข้อมูลความเร็วลมมีความละเอียดมากเท่าใด ผลการคำนวณก็จะแม่นยำมากขึ้น

ตารางที่ 1 ตัวอย่างความเร็วลมเฉลี่ยในแต่ละเดือนใน 1 ปี

เดือน	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ความเร็วลมเฉลี่ย (m/s)	8	6	4	7	6	5	8	9	7	8	6	5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากนั้นระบุฟังก์ชันของการผลิตกำลังไฟฟ้าจากกังหันลม (Power Curve) ในที่นี้ระบุโดยการป้อนค่ากำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตออกมาได้ที่ความเร็วลมต่างๆลงในโปรแกรม ระบุค่าสัมประสิทธิ์ของสภาพภูมิประเทศ (Roughness length) ซึ่งแต่ละภูมิประเทศค่านี้ก็จะต่างกันออกไปเช่น พื้นที่เพาะปลูกมีค่าเท่ากับ 0.1 เมืองใหญ่ตึกสูงมีค่าเท่ากับ 0.8 [3] ระบุความสูงของกังหันลมและความสูงของเสาวัดความเร็วลมลงในโปรแกรมสุดท้ายโปรแกรมจะทำการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้และค่าคาปาซิตีแฟคเตอร์ออกมา ดังในรูปที่ 1



รูปที่ 1 ผลการประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

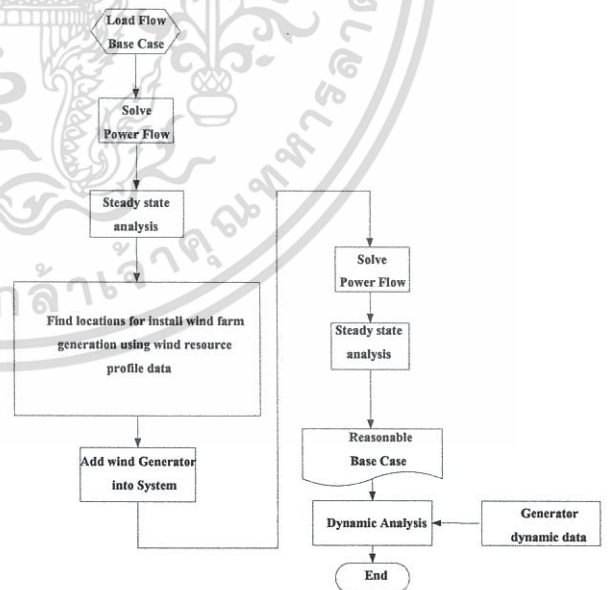
จากตัวอย่างผลการคำนวณก็จะได้ว่าด้วยความเร็วในตารางที่ 1 ในระยะเวลา 1 ปี กังหันลมขนาด 1 MW ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 4,228,764 kWh และมีคาปาซิตีแฟคเตอร์ 48.273 %

4. การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

หลังจากที่ได้ทำการประเมินศักยภาพพลังงานลมว่ามี ศักยภาพเพียงพอที่จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้และคุ้มค่าในการลงทุน แล้วการศึกษาในลำดับต่อมาคือการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังจากการติดตั้งกังหันลมเข้าไปในระบบ ซึ่งในปัจจุบันนี้สามารถจำแนกกังหันลมออกตามการทำงานและการควบคุมได้เป็น 4 ชนิด คือ

- A) ชนิดความเร็วคงที่
- B) ชนิดความเร็วไม่คงที่แบบออฟติสมัล
- C) ชนิดความเร็วไม่คงที่แบบดับเบิลเฟด
- D) ชนิดความเร็วไม่คงที่ที่ล้างไฟฟ้าทั้งหมดผ่านคอนเวอร์เตอร์

การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมเข้ากับระบบนั้นในที่นี้จะใช้โปรแกรม PSS/E (Power System Simulation for Engineering) ศึกษาอยู่สองส่วนหลักๆ คือ การศึกษาระบบในสภาวะคงตัว (Steady state) ได้แก่ ผลกระทบด้านแรงดัน กระแสไฟฟ้า กระแสลัดวงจร โดยการจำลอง Power Flow และการศึกษาในระบบในสภาวะพลวัต (Dynamic) ซึ่งจะมีการนำโมเดลทางคณิตศาสตร์ของชุดควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งของกังหันลมเอง และของเครื่องกำเนิดชนิดอื่นที่อยู่ในระบบเดียวกันมาคำนวณเสถียรภาพของระบบทั้งในสภาวะปกติและเมื่อเกิดสิ่งผิดปกติ (fault) ขึ้นกับระบบ โดยกระบวนการในการศึกษาเป็นไปตามรูปที่ 2

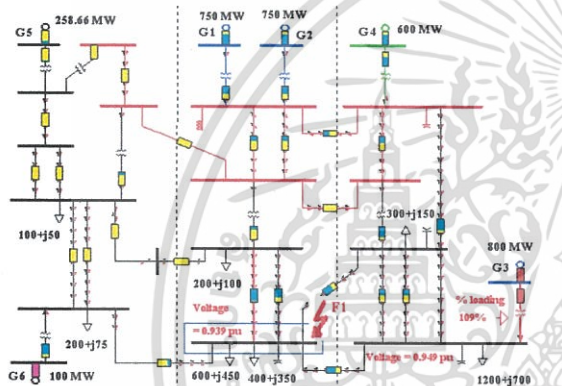


รูปที่ 2 Flow Chart การศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าจากการติดตั้งกังหันลมเข้ากับระบบไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. ผลการศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

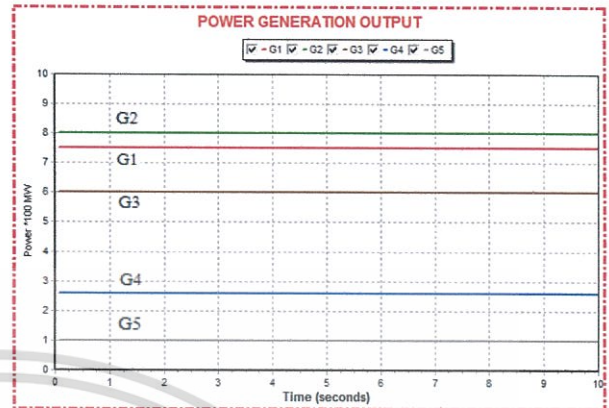
กั้นล้มที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบเป็นกั้นล้มชนิด DFIG รุ่น GE 1.5sle ซึ่งมีขนาด 1,500 kW โดยอัตราความเร็วลมที่พิกัดอยู่ที่ 14 m/s อัตราความเร็วลมต่ำสุดที่เริ่มผลิตแรงดันอยู่ที่ 3.5 m/s ส่วนอัตราความเร็วลมสูงสุดที่ Cut-out อยู่ที่ 25 m/s [4] และเป็นชนิดที่สามารถเลือกโหมดการทำงานได้ว่าจะให้ทำงานในโหมด Power Factor Control หรือ Voltage Control และระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบ ซึ่งประกอบของประกอบต่างๆ ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 3



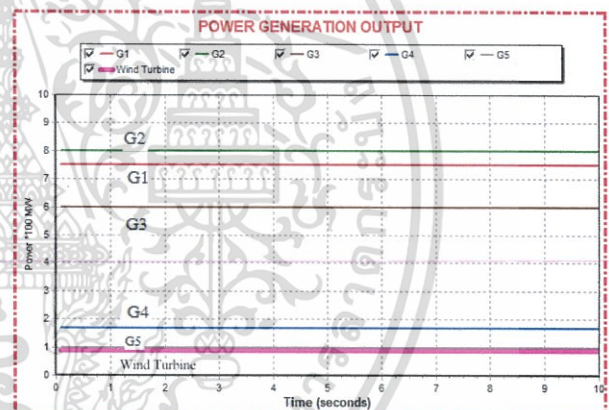
รูปที่ 3 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบ

จากการศึกษาจำลอง Power Flow ของระบบพบว่าเกิดปัญหากำลังไฟฟ้าไหลเกินที่สายส่งอยู่ 1 เส้น และเกิดปัญหาแรงดันต่ำที่บัสทั้งหมด 2 บัส ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 3 ดังนั้นในการศึกษานี้จะติดตั้งกั้นล้มเข้าไปที่บัสแรงดันต่ำ 0.939 pu. (บัสที่มีรอบสี่เหลี่ยมครอบ) ขนาดพิกัดติดตั้ง 90 MW (พิกัด SPP) และควบคุมกั้นล้มด้วยโหมด Voltage Control ที่ Collector bus = 1.0 pu เพื่อที่จะช่วยยกระดับแรงดันขึ้นส่วนกระแสลัดวงจรจากบทความ [5] เมื่อพิจารณากระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดต่างๆจะเห็นได้ว่าเครื่องกำเนิดชนิดเหนี่ยวนำ มีค่ากระแสลัดวงจร เป็น 93% ของเครื่องกำเนิดประเภทซิงโครนัส, DFIG (Doubly Fed Induction Generator) และ IGR (Induction Generator with Rotor resistances)

มีค่ากระแสลัดวงจร เป็น 61% ของเครื่องกำเนิดประเภทซิงโครนัส [6]



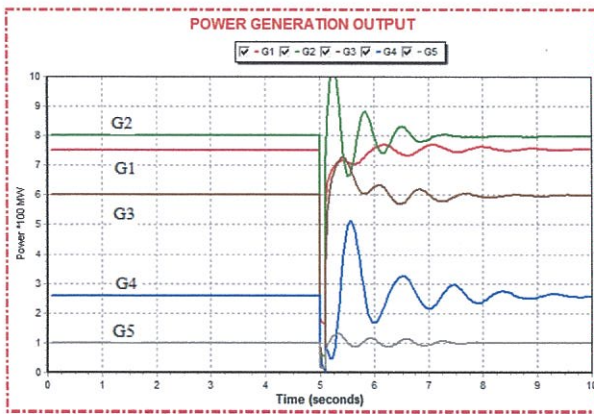
รูปที่ 4 ผลการจำลองระบบสภาวะปกติก่อนติดตั้งกั้นล้ม



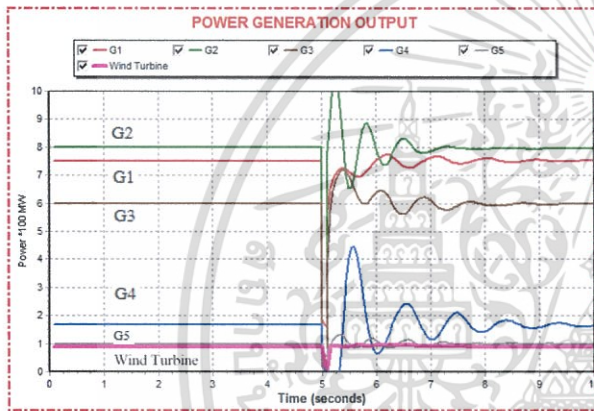
รูปที่ 5 ผลการจำลองระบบสภาวะปกติหลังติดตั้งกั้นล้ม

หลังจากติดตั้งกั้นล้มเข้ากับระบบแล้วทำการจำลอง Power Flow อีกครั้งผลปรากฏว่าแรงดันทั้งสองบัสสูงขึ้นกลับมาอยู่ในสภาวะปกติ ต่อจากนั้นได้ทำการจำลองระบบในสภาวะไดนามิกส์ทั้งในสภาวะปกติ และสภาวะเกิด fault ผลการจำลองดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 4, 5, 6 และรูปที่ 7 ซึ่งเห็นได้ว่าการติดตั้งและหลังติดตั้งกั้นล้มเมื่อระบบเกิด Fault กั้นล้มไม่ได้สร้างผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบแต่อย่างใด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6 ผลการจำลองระบบสถานะเมื่อเกิด temporary fault (F1) ก่อนติดตั้งกังหันลม



รูปที่ 7 ผลการจำลองระบบสถานะเมื่อเกิด temporary fault (F1) หลังติดตั้งกังหันลม

6. สรุปผล

จากการศึกษาที่ผ่านมาพบว่าในการเลือกหาสถานที่ที่จะทำการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงข้อมูลความเร็วลมที่มีความละเอียดแม่นยำเพื่อนำมาวิเคราะห์หาศักยภาพพลังงานลมซึ่งถ้าข้อมูลที่ได้มาไม่ถูกต้องก็จะส่งผลกระทบต่อการลงทุน และอีกอย่างที่สำคัญที่จะต้องคำนึงถึงคือผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งจากการจำลองศึกษาพบว่ากังหันลมชนิด DFIG ไม่ก่อให้เกิดปัญหาหรือส่งผลกระทบต่อระบบแต่อย่างใด

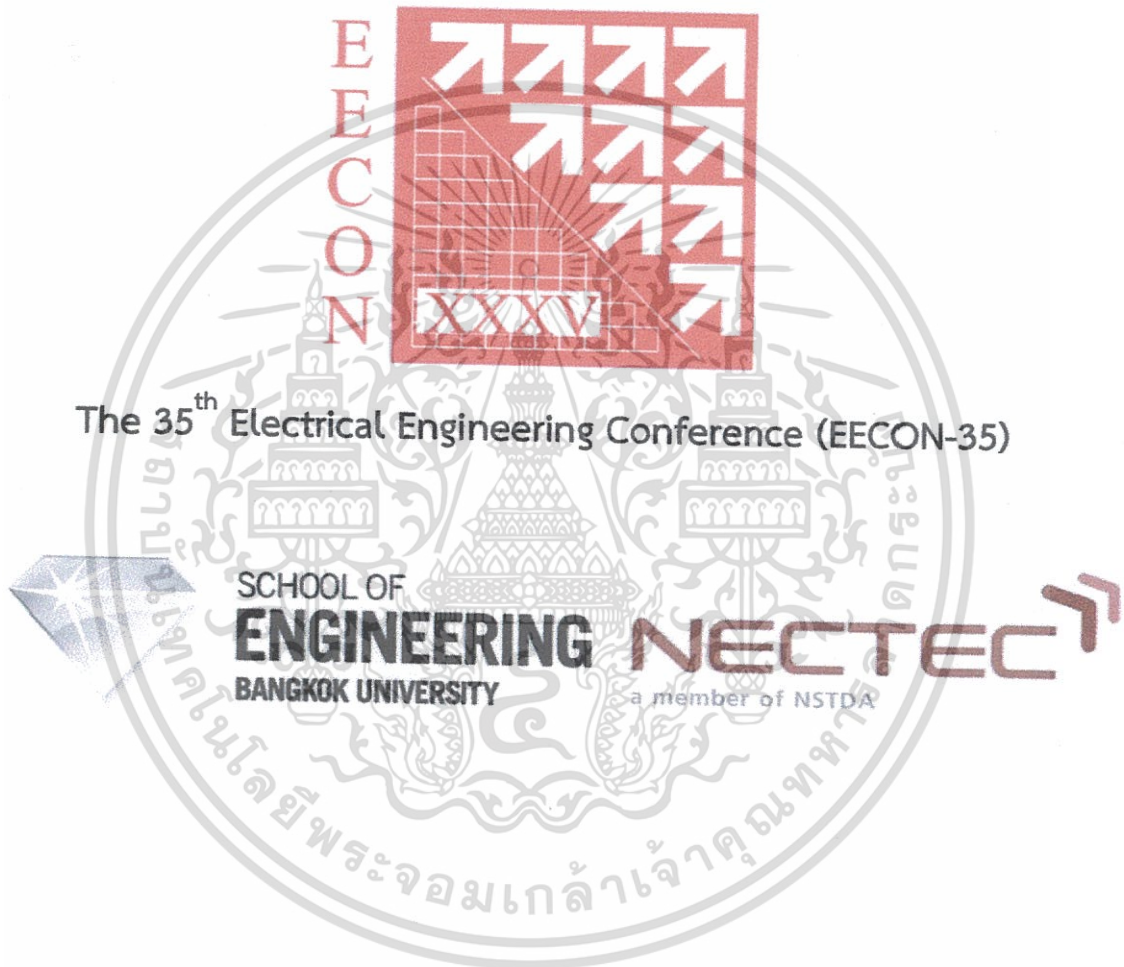
อีกทั้งยังช่วยแก้ปัญหาแรงดันตกได้ด้วยเนื่องจากกังหันลมชนิดนี้มีความสามารถที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนออกมาให้กับระบบได้ โดยจากผลการศึกษา บัสที่มีแรงดันตก 0.939 pu. หลังจากติดตั้งกังหันลมแรงดันเพิ่มขึ้นเป็น 0.951 pu. และบัสที่มีแรงดันตก 0.949 pu. หลังจากติดตั้งกังหันลมแรงดันเพิ่มขึ้นเป็น 0.960 pu.

ข้อเด่นอีกประการของการศึกษานี้คือได้ใช้แบบจำลองกังหันลมที่ใช้จำลองมีค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของกังหันลมที่ถูกต้องเนื่องมาจากเป็นค่าพารามิเตอร์ที่บริษัทผู้ผลิตกังหันลมโดยตรงและกังหันลมที่ใช้ในการจำลองก็มีขนาดพิกัดตรงตามที่ติดตั้งจริงที่มีจำหน่าย

7. เอกสารอ้างอิง

- [1] S. Mathew, "Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics," Springer, 2006.
- [2] E. Jane McArdle, "Dynamic Modeling of wind turbine generators and the impact on small lightly interconnected grids," Wind engineering, vol.28, No.1, pp 57-74, 2004.
- [3] N. Bao, Junping Xu, Weidou Ni, "Large-scale wind farms as the core of the multi-energy hybrid power systems," Research and Approach, Vol.28, No.8, pp.29-33, 2006.
- [4] GE Energy, "1.5MW Wind Turbine," General Electric Company.
- [5] J. Martinez, P.C. Kjaer, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Short Circuit Signatures from Different Wind Turbine Generator types," IEEE Power System Conference and Exposition, pp.1-7, 2011.
- [6] R. A. Walling, E. Gursoy, and B. English, "Current Contributions from Type 3 and Type 4 Wind Turbine Generators During Faults," IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp.1-6, 2012.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาผลกระทบความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.

The Effect of Light Intensity from PV Power Generation on Power Quality Issue in PEA System

ศุภชัย ทักษะ เปรมอนันต์ ฉายะศักดิ์ ชัชชาย นวมโคกสูง เชาว์ ชมภูอินโหว และ ชาย ชมภูอินโหว
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถนนคลองกรุง แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ 10520 โทรศัพท์: 0-2329-8330 E-mail: yod.k43@hotmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและพลังงานจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ขนาดกำลังการผลิตสูงสุด 8 MW เชื่อมโยงกับระบบ 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยตรวจวัดและเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่ 2 ระดับแรงดัน คือ ระบบ 22 kV บริเวณจุดซื้อ-ขายไฟ (PCC) และระบบ 220 V บริเวณ Inverter แบบ 3 เฟส ก่อนเข้าหม้อแปลงขนาด 1,000 kVA เครื่องที่ 1 ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นระยะเวลาทั้งสิ้น 14 วัน เพื่อประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าและพลังงานเปรียบเทียบกับปริมาณความเข้มแสง (Light Intensity) รวมทั้งพิจารณาความสัมพันธ์ของคุณภาพไฟฟ้าในระบบ 22 kV และ 220 V เมื่อผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าระบบ 400-230V/22 kV (Connection Dyn11) ซึ่งจากผลการตรวจวัดระดับคุณภาพไฟฟ้า พบว่าระดับคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ กฟภ. กำหนดทั้ง 2 ระดับแรงดัน ส่วนความสัมพันธ์ของคุณภาพไฟฟ้ากับค่าความเข้มแสงพบว่า ค่าแรงดันไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แปรผันตรงกับค่าความเข้มแสง ในขณะที่คุณภาพไฟฟ้าที่ระบบ 22kV และ 220V มีความสอดคล้องกันถึงแม้จะผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าก็ตาม

คำสำคัญ: ความเข้มแสง, กระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, คุณภาพไฟฟ้า

Abstract

This paper presents the analysis of power quality and power output from the solar electricity of the Very Small Power Producer (VSPP) which has a maximum capacity of 8 MW at 22 kV PEA's distribution system under the power purchase from small power producers. The power quality data was measured and collected on both medium side voltage 22kV (at the PCC) and low voltage side 220 volt in order to see the effect of transformer windings. In order to obtain the reasonable analysis result, the PQ data observing time was in 14 days. Then, the analysis of power quality and energy of electricity were

compared to the amount of light intensity, including the relationship of power quality on two different systems voltage level of 22 kV and 220 volt through Transformer 400-230V/22 kV (Connection Dyn11). The result was found that the power quality was qualified according the PEA standard on both voltage levels. In addition, the correlation between power quality and light intensity was observed that voltage and the amount of electricity produced was directly proportional to the light intensity while the power quality of the power system of 22 kV and 220 V were consistent, although they were through transformer.

Keywords: light intensity, PV power generation, power quality

1. คำนำ

จากสถานการณ์การใช้พลังงานภายในประเทศ พบว่ามีอัตราการบริโภคพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ทั้งในภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน และการตอบสนองความต้องการในการดำรงชีพของประชากร ซึ่งหากสถานการณ์ยังเป็นเช่นนี้ต่อไปในอนาคตอันใกล้ การผลิตพลังงานไฟฟ้าหลักจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil energy) จำพวกถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นพลังงานสิ้นเปลือง (Nonrenewable energy) ประเภทใช้แล้วหมดไป มีแนวโน้มไม่เพียงพอต่อความต้องการในการผลิตพลังงานไฟฟ้าภายในประเทศ จึงจำเป็นต้องหาพลังงานทดแทนชนิดอื่น เช่น พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานน้ำ, พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานจากชีวมวล เป็นต้น ซึ่งกลุ่มพลังงานดังกล่าวจัดอยู่ในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) เป็นแหล่งพลังงานที่ได้จากธรรมชาติ นำมาใช้ได้ไม่มีวันหมดและสามารถสร้างทดแทนได้ตลอดเวลา เพื่อทดแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ปัจจุบันมีแนวโน้มการขายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น

บทความนี้ต้องการแสดงให้เห็นถึงการนำพลังงานหมุนเวียนจากแสงอาทิตย์ มาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ. และวิเคราะห์ถึงคุณภาพไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

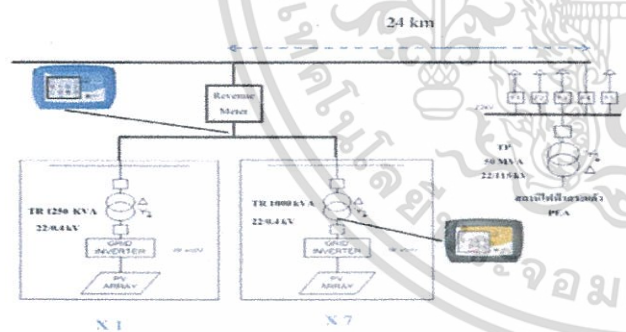
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON-35) 12 - 14 ธันวาคม 2555 มหาวิทยาลัยกรุงเทพและศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

ระบบจำหน่ายของ กฟภ. (Grid connected system) เป็นระบบที่ถูกออกแบบให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ผ่านอุปกรณ์แปลงไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ (Inverter) และจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ผ่านหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน โดยพบว่ามียังย้อยต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า อาทิเช่น ความเข้มแสง (Light Intensity), ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Load) และกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องคำนึงถึง ซึ่งสอดคล้องกับวัตถุประสงค์หลักของบทความนี้ที่ต้องการศึกษาผลกระทบความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.

2. ระบบที่ใช้ศึกษา

ระบบที่ใช้ในการศึกษาเป็นระบบจำหน่าย 22 kV สถานีไฟฟ้าสระแก้ว ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีกรเชื่อมโยระบบจำหน่ายกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ขนาด 8 MW โดยทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV Power Plant) แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ในเดือนพฤษภาคม พ.ศ.2555 ความต้องการไฟฟ้ารวมสูงสุดของสถานีไฟฟ้าสระแก้วมีค่าเท่ากับ 33.1 MW และความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 15.0 MW ส่วนโรงจรรยาที่ทำการศึกษามีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมีค่าเท่ากับ 9 MW และความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.6 MW



รูปที่ 1 ผังวงจรไฟฟ้าแสดงการเชื่อมโยงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับสถานีไฟฟ้าสระแก้ว และจุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

3. ขั้นตอนการศึกษา

ตามระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW [1] พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบไฟฟ้าต้องมีคุณภาพไฟฟ้าตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ตามระเบียบดังกล่าว ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ฮาร์มอนิก

(Harmonics), แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) และตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ดังนั้นขั้นตอนการศึกษาของบทความนี้จึงคำนึงถึงคุณภาพไฟฟ้าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW ทั้งด้านชื่อ-ขาย ระดับแรงดัน 22 kV และด้านแรงดันระดับแรงดัน 220 V เปรียบเทียบกับสภาวะแวดล้อม อาทิเช่น ความเข้มแสง,และกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งมีขั้นตอนการทดลองและเก็บข้อมูลดังต่อไปนี้

- ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Dranet BMI, Power Xproler PX5, U.S.A.) บริเวณจุดซื้อ-ขาย (PCC) ทางด้านระดับแรงดัน 22 kV จำนวน 1 เครื่อง ในระหว่างวันที่ 23 พ.ค. - 6 มิ.ย. 55 รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 14 วัน (มาตรฐาน EN50160 การประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง ต้องทำการตรวจวัดอย่างน้อย 1 สัปดาห์)
- ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Dranet BMI, Power VISA PV440D, U.S.A.) บริเวณ Grid connected inverter แบบ 3 เฟส ทางด้านระดับแรงดัน 220 V ของหม้อแปลงขนาด 1,000 kVA เครื่องที่ 1 ของผู้ผลิตไฟฟ้า ในระหว่างวันที่ 23 พ.ค. - 6 มิ.ย. 55 รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 14 วัน
- เก็บข้อมูลความเข้มแสงและอุณหภูมิ บริเวณแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดระยะเวลาการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า
- เก็บข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าสระแก้ว ซึ่งเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าเข้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตลอดระยะเวลาการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

4. ผลการศึกษา

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่จะทำการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องพิจารณาคุณภาพไฟฟ้าให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฯ ว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับโครงข่ายไฟฟ้า เช่นมาตรฐานแรงดันสูงสุดและต่ำสุด ของการไฟฟ้าฯ เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดังตารางที่ 1

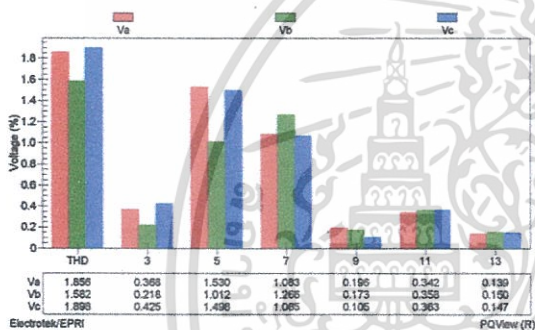
ตารางที่ 1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ. [2]

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	min	max	min	max
22 kV	20.9	23.1	19.8	24.2
380 V	342	418	342	418
220 V	200	240	200	240

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้ การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON-35) 12 - 14 ธันวาคม 2555 มหาวิทยาลัยกรุงเทพและศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

4.1 การประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า

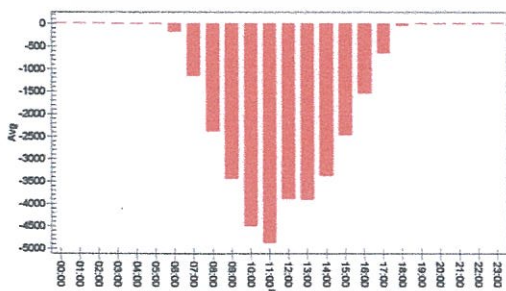
จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า, ความถี่ไฟฟ้า, ฮาร์โมนิก, แรงดันกระเพื่อม และตัวประกอบกำลังของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 MW เชื่อมโยงกับระบบแรงดัน 22 kV ในวงจรที่ทำการศึกษาศาสนาไฟฟ้าสระแก้ว ของ กฟภ. ที่จุดซื้อขายไฟ (PCC) ระบบ 22 kV และที่ด้านแรงดันต่ำ 220 V บริเวณ Grid Connected Inverter แบบ 3 เฟส ของหม้อแปลงขนาด 1,000 kVA จำนวน 14 วัน โดยพิจารณาข้อมูลเฉพาะช่วงเวลา 6:00–18:00 น. เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่มีแสงแดดในกระบวนการผลิตไฟฟ้า นำข้อมูลที่ตรวจวัดได้มาประเมินตามมาตรฐาน EN 50160 [3] ซึ่งเกณฑ์การประเมินจะใช้ค่าที่ 95% เป็นค่าตัวแทนของแรงดันไฟฟ้า เปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่ กฟภ. กำหนดไว้ พบว่าผ่านเกณฑ์มาตรฐานตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกะทัดรัดระบบไฟฟ้า ที่ กฟภ. กำหนด ทั้ง 2 ระดับแรงดันตัวอย่างดังรูปที่ 2 แสดงค่า %THDv ระบบแรงดัน 22 kV



รูปที่ 2 ค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวม (% THDv) และค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์โมนิกลำดับต่างๆ ที่ CP95 ระบบ 22 kV

4.2 การประเมินระดับพลังงาน

การตรวจวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 MW ผลการตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้าตลอดระยะเวลา 14 วัน ที่จุดซื้อขายไฟ มีค่าเฉลี่ยสูงสุดเท่ากับ 4.871 MW ที่เวลา 11:00 น. ตามรูปที่ 3 และค่าพลังงานไฟฟ้าที่จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าระดับแรงดัน 220 V เฉลี่ยสูงสุดเท่ากับ 633.5 kW ที่เวลา 11:00 น. ตามรูปที่ 4

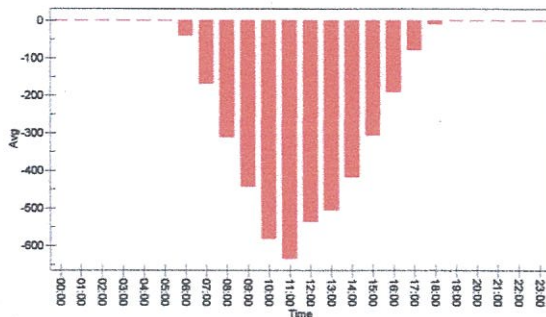


รูปที่ 3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยจากจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่จุดซื้อขาย (PCC) 22 kV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

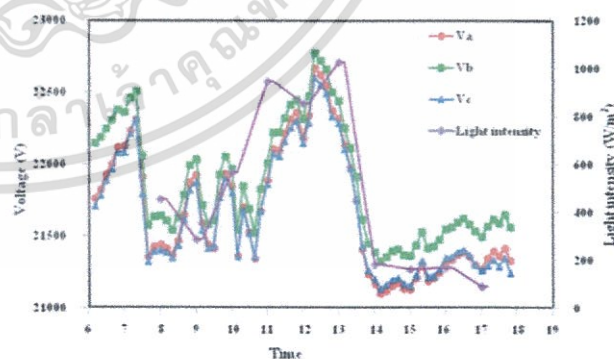
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON-35) 12 - 14 ธันวาคม 2555 มหาวิทยาลัยกรุงเทพและศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

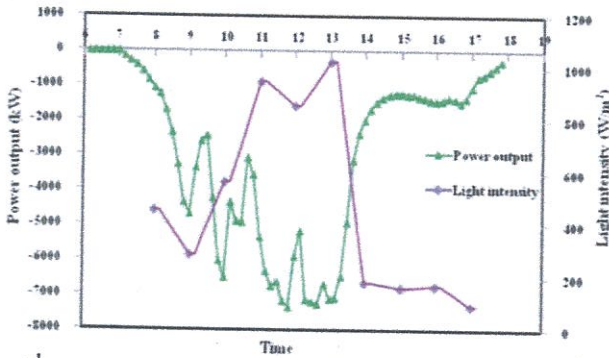


รูปที่ 4 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยจากจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ระดับแรงดัน 220 V

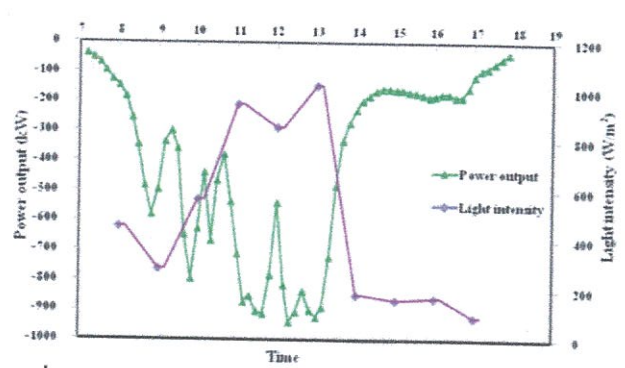
จากรูปที่ 5 และ 6 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างคุณภาพไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV (แรงดัน, ความถี่, กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และ %THDv) เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าความเข้มแสงในแต่ละช่วงเวลาของข้อมูลในวันที่ 1 มิ.ย.2555 พบแนวโน้มของความเข้มแสง (W/m²) มีปริมาณเพิ่มขึ้นในช่วงเช้า และมีค่าสูงสุดในเวลา 13:00 น. ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1,027 W/m² เมื่อมาพิจารณาแรงดันไฟฟ้าพบว่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าจะมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นตามค่าความเข้มแสง โดยแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงสุดในเฟส B ที่เวลา 12:20 น. ซึ่งมีค่าเท่ากับ 22,774 kV (1.035 pu) เมื่อพิจารณาขนาดของความถี่ไฟฟ้าและ %THDv ในระบบ 22 kV จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าทั้ง 14 วัน พบความถี่ไฟฟ้าและ %THDv จะเปลี่ยนแปลงเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใด และเมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้พบว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีแนวโน้มสูงขึ้นตามค่าความเข้มแสง ซึ่งมีค่าสูงสุดที่เวลา 12:00 น. มีค่าเท่ากับ 7.34 MW (คิดเป็น 91.75% ของกำลังการผลิตสูงสุด)



รูปที่ 5 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันระบบ 22 kV กับปริมาณความเข้มแสง

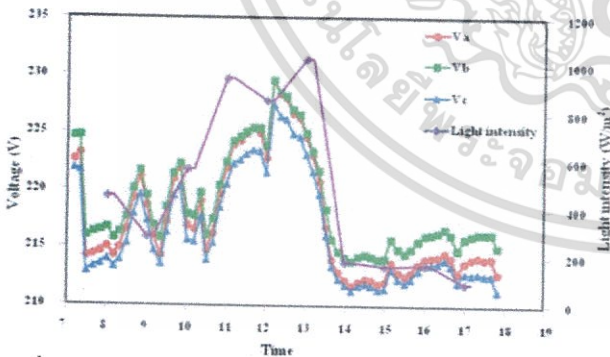


รูปที่ 6 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ณ จุดซื้อขายเทียบกับ ปริมาณความเข้มแสง



รูปที่ 8 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ที่บริเวณ Inverter 220 V เทียบกับปริมาณความเข้มแสง

จากรูปที่ 7 และ 8 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างคุณภาพไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 220 V (แรงดัน, ความถี่, กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และ %THDv) เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าความเข้มแสงในแต่ละช่วงเวลาของข้อมูลในวันที่ 1 มิ.ย. 2555 พบแนวโน้มของความเข้มแสง (W/m^2) มีปริมาณเพิ่มขึ้นในช่วงเช้าและมีค่าสูงสุดในเวลา 13:00 น. ซึ่งมีค่าเท่ากับ $1,027 W/m^2$ เมื่อมาพิจารณาแรงดันไฟฟ้าพบว่าขนาดของแรงดันไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นตามค่าความเข้มแสง โดยแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงสุดในเฟส B ที่เวลา 12:10 น. ซึ่งมีค่าเท่ากับ 229.538 V (1.04 pu) เมื่อพิจารณาขนาดของความถี่ไฟฟ้าและ %THDv ในระบบ 220 V จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าทั้ง 14 วัน พบว่าความถี่ไฟฟ้าและ %THDv จะเปลี่ยนแปลงเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใด และเมื่อพิจารณาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ พบว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีแนวโน้มสูงขึ้นตามค่าความเข้มแสง ซึ่งมีค่าสูงสุดที่เวลา 12:20 น. มีค่าเท่ากับ 939.356 W



รูปที่ 7 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันระบบ 220 V กับปริมาณความเข้มแสง

5. สรุป

จากผลการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งจุดซื้อขาย ระดับแรงดัน 22 kV และที่ด้านระดับแรงดัน 220 V ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด สำหรับในส่วนของพลังงานไฟฟ้าพบว่าผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะผลิตไฟฟ้าได้มีประสิทธิภาพสูงสุดในช่วงเวลา 10:00 – 13:00 น. เนื่องจากช่วงเวลาดังกล่าวมีค่าความเข้มของแสงแดดสูงที่สุด และเมื่อนำผลของคุณภาพไฟฟ้าและพลังงานที่ตรวจวัดได้จากเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 14 วัน มาเปรียบเทียบเพื่อหาความสัมพันธ์กับค่าความเข้มแสง พบว่าแนวโน้มของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้แปรผันตามกับค่าความเข้มแสง สำหรับค่าความถี่ไฟฟ้าและค่า %THDv จะเปลี่ยนแปลงเมื่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใด และเมื่อพิจารณาความสัมพันธ์ของคุณภาพไฟฟ้า และพลังงาน ของระดับแรงดัน 22 kV และ 220 V พบว่ามีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ถึงแม้จะผ่านการเพิ่มระดับแรงดันจากหม้อแปลงไฟฟ้า (Connection Dyn11) ก็ตาม

เอกสารอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW” กรุงเทพฯ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2549
- [2] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ข้อกำหนดเชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้า” กรุงเทพฯ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551
- [3] EN 50160-1994, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems
- [4] D.Chenvidhya, J. Thongpron, U. Sangpanich, N. Wongyao, K. kirtikara and C. jivacate “A Thai National Demonstration Project on PV Grid-Interactive Systems: Power Quality Observation” 3 rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, 2003 Osaka, Japan

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON-35) 12 - 14 ธันวาคม 2555 มหาวิทยาลัยกรุงเทพและศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

ภาคผนวก ข.

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

- ข.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ การให้บริการ และการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ข.2 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับพลังงานหมุนเวียน)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ประกาศการไฟฟ้านครหลวง

ที่ ๕๓/๒๕๕๑

เรื่อง ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ การใช้บริการ และการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ มาตรา ๘๑ บัญญัติให้ ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาต หรือผู้ประกอบกิจการ พลังงานรายอื่น ใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาต ที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด ข้อกำหนดต้องประกอบด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการ เชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงาน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายพลังงาน และ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายพลังงาน

การไฟฟ้านครหลวงซึ่งเป็นผู้ประกอบกิจการพลังงานที่มีระบบโครงข่ายพลังงานตาม พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ จึงได้จัดทำระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ ของพระราช- บัญญัตติดังกล่าว โดยมีสาระสำคัญสรุปได้ ดังนี้

๑. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำนด้านเทคนิคการออกแบบ รายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับผู้ขอใช้บริการที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ การไฟฟ้านครหลวง

๒. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วย ข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นการกำหนดขอบเขตและแนวทางในการดำเนินการขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวง สำหรับผู้ขอใช้บริการใช้ในการวางแผนและดำเนินการ เพื่อให้การให้บริการ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความเรียบร้อยและเป็นธรรม ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายอื่น

๓. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วย ข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่าย ไฟฟ้า เป็นการกำหนดเพื่อให้ผู้เชื่อมต่อหรือผู้ประกอบการไฟฟ้าได้ทราบและปฏิบัติตามข้อกำหนด ด้านปฏิบัติการที่สามารถรับรู้และเข้าถึงวิธีปฏิบัติระหว่างกันได้ โดยข้อกำหนดนี้ได้กำหนดหน้าที่ ความรับผิดชอบเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งกำหนดหลักเกณฑ์ และข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระบบโครงข่าย ไฟฟ้า เพื่อไม่ให้มีผลกระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัย และคุณภาพของระบบไฟฟ้าในระบบ โครงข่ายไฟฟ้า อันจะส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าผู้เชื่อมต่อรายอื่นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการที่ประสงค์จะขอใช้บริการโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง สามารถยื่นเอกสารได้ที่ ที่ทำการการไฟฟ้านครหลวงเขต หากผู้ขอใช้บริการรายใดต้องการ รายละเอียดเพิ่มเติม โปรดติดต่อสอบถามโดยตรงได้ที่ ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง เลขที่ ๑๒๑ ถนนจักรเพชร เขตพระนคร กรุงเทพมหานคร ๑๐๒๐๐ โทรศัพท์ ๐๒-๒๒๓-๑๖๒๔ ใน เวลาทำการ

จึงประกาศให้ทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ ๒๙ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๕๑

(ลงชื่อ)

พรเทพ ธัญญพงศ์ชัย

(นายพรเทพ ธัญญพงศ์ชัย)

ผู้ว่าการ

หมายเหตุ

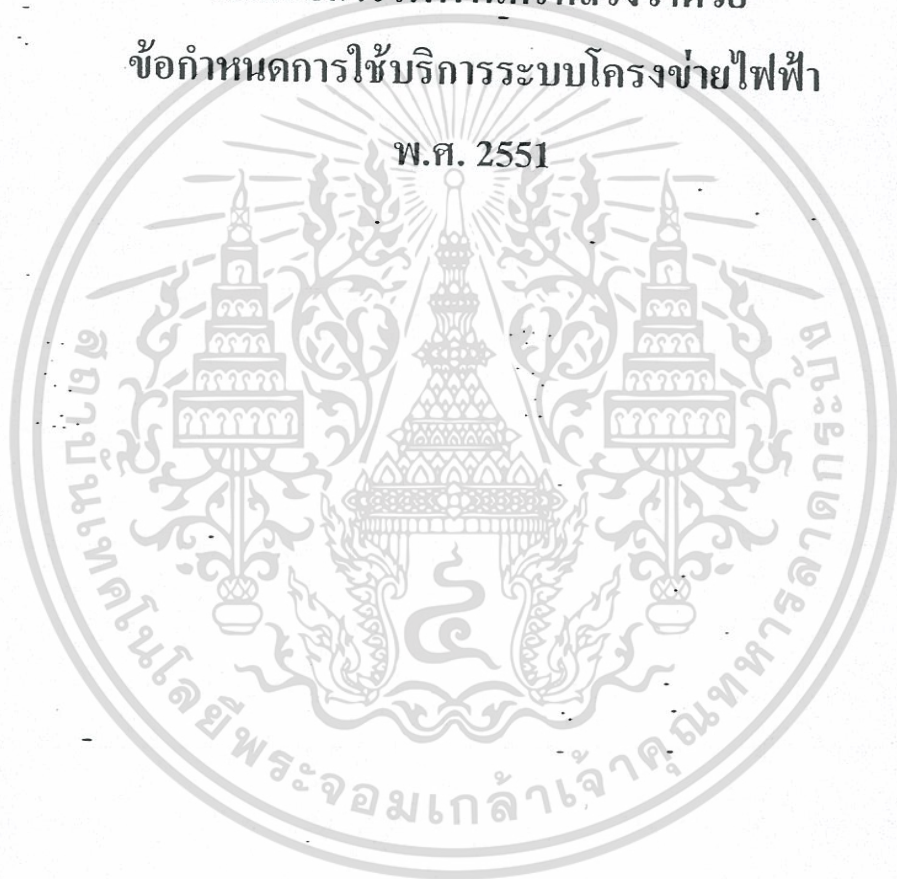
เหตุผลในการออกประกาศฉบับนี้ คือ เพื่อให้เป็นไปตาม มติของคณะกรรมการ การไฟฟ้านครหลวง ในคราวประชุมครั้งที่ ๕๖๗ เมื่อวันที่ ๒๒ ตุลาคม ๒๕๕๑ และ ครั้งที่ ๕๖๘ เมื่อวันที่ ๒๖ ธันวาคม ๒๕๕๑ เห็นชอบ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบ โครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดการ ปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องออกประกาศนี้





ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย
ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

พ.ศ. 2551



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้าที่
1. นิยามคำศัพท์	2
2. วัตถุประสงค์และขอบเขต	4
3. ลักษณะการให้บริการ	4
4. เอกสารในการขอใช้บริการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	5
5. ขั้นตอนการขอใช้บริการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	5
6. หลักเกณฑ์และเงื่อนไขการใช้บริการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	7
7. ค่าใช้จ่ายและเงื่อนไขในการชำระเงิน	7
8. กรรมสิทธิ์และทรัพย์สิน	8
9. ความรับผิดชอบต่อความเสียหายของระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	8
10. การร้องเรียนปัญหาจากการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	9
สังแนบ 1 แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า	10
สังแนบ 2 แบบคำขอเชื่อมต่อกับระบบ โครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง	14

ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

พ.ศ. 2551

1. นิยามคำศัพท์

“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้ประกอบการไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า หรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้า หรือ ควบคุมระบบไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ใช้ไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้ขอใช้บริการ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และ/หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้เชื่อมต่อ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้านครหลวงให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และ/หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดแล้ว

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
“ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก
“จุดรับซื้อไฟฟ้า”	หมายความว่า	จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวงหรือจุดที่ผู้ขอใช้บริการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550



2. วัตถุประสงค์และขอบเขต

2.1 วัตถุประสงค์

ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดขอบเขตและแนวทางในการดำเนินการขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง สำหรับผู้ใช้บริการใช้ในการวางแผนและดำเนินการ เพื่อให้การใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความเรียบร้อยและเป็นธรรม ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ารายอื่น

2.2 ขอบเขต

ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ใช้กับผู้ขอใช้บริการทุกรายดังนี้

- 2.2.1. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP)
- 2.2.2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP)
- 2.2.3. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2.2.4. ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

3. ลักษณะการให้บริการ

การไฟฟ้านครหลวงจะให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในลักษณะดังต่อไปนี้

3.1 รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนหรือระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power: CHP) ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

3.2 รับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความประสงค์จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังไฟฟ้าใช้เองและขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือรับเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

3.3 รับเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งทำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

4. เอกสารในการขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ผู้ขอใช้บริการยื่นเอกสารให้การไฟฟ้านครหลวงใช้ประเมินความเป็นไปได้ของการให้บริการและการวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงดังนี้

4.1 กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าตามสิ่งแนบที่ 1 ที่ผู้ขอใช้บริการได้มีการลงนามถูกต้องตามกฎหมายแล้ว ที่ลงนามโดยผู้มีอำนาจลงนามตามหนังสือรับรองจดทะเบียนบริษัทฯ หรือผู้รับมอบอำนาจตามหนังสือมอบอำนาจ

กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่นและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

แบบคำขอเชื่อมต่อบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามสิ่งแนบที่ 2 ที่ผู้ขอใช้บริการได้มีการลงนามถูกต้องตามกฎหมายแล้ว ที่ลงนามโดยผู้มีอำนาจลงนามตามหนังสือรับรองจดทะเบียนบริษัทฯ หรือผู้รับมอบอำนาจตามหนังสือมอบอำนาจ

4.2 ภาพถ่ายหลักฐานแสดงการมีตัวตนและแสดงสถานที่อยู่ของผู้ขอใช้บริการที่เป็นบุคคลธรรมดา หรือคณะหรือกลุ่มบุคคล หรือห้างหุ้นส่วนสามัญ ไม่จดทะเบียนเป็นความประมวลกฎหมายแพ่งและพาณิชย์

4.3 ภาพถ่ายหลักฐานแสดงการเป็นนิติบุคคลและวัตถุประสงค์ของนิติบุคคล (ถ้ามี)ของผู้ขอใช้บริการที่เป็นนิติบุคคล

ทั้งนี้ให้ผู้ขอใช้บริการหรือผู้รับมอบอำนาจเป็นผู้รับรองความถูกต้องของเอกสารที่ใช้ยื่นต่อการไฟฟ้านครหลวง

4.4 หนังสือมอบอำนาจให้ผู้อื่นกระทำการแทน (ถ้ามี)

5. ขั้นตอนการขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการที่ประสงค์จะขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงตามข้อ 3 สามารถยื่นเอกสารได้ที่ ที่ทำการการไฟฟ้านครหลวงเขตหากผู้ขอใช้บริการต้องการรายละเอียดเพิ่มเติมโปรดติดต่อสอบถามโดยตรงได้ที่ ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง เลขที่ 121 ถนนจักรเพชร เขตพระนคร กรุงเทพมหานคร 10200 โทรศัพท์ 02-223-1628 ในเวลาทำการ

5.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5.1.1 การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ขอใช้บริการเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้านครหลวงได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ ในกรณีที่ไม่มีกรก่อสร้าง ปรับปรุงระบบ โครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวงการไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณา

5.1.2 ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวงภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้านครหลวงแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ขอใช้บริการไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวงให้ถือว่าค่าของของผู้ขอใช้บริการรายนั้นเป็นอันยกเลิก

ในการนี้ผู้ขอใช้บริการต้องจัดส่งแผนงานการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวงเห็นชอบก่อนลงนามสัญญา ทั้งนี้หลังจากลงนามในสัญญาแล้ว การดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าไม่มีความคืบหน้าตามแผนงาน การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการยกเลิกสัญญา

5.1.3 ผู้ขอใช้บริการจะต้องส่งแบบการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า ทั้งนี้การออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามหลักวิศวกรรมที่กำหนดในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5.1.4 ผู้ขอใช้บริการที่ติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อการไฟฟ้านครหลวงได้ตรวจสอบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ตลอดจนแผนปฏิบัติการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยการไฟฟ้านครหลวงจะดำเนินการตรวจสอบให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ขอใช้บริการแจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้านครหลวงเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

5.1.5 ผู้ขอใช้บริการจะต้องนำหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ใบอนุญาตผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ใบอนุญาตทางสิ่งแวดล้อมและใบอนุญาตอื่นๆ ตามที่กฎหมายกำหนดมาแสดงกับการไฟฟ้านครหลวงล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วันทำการ ก่อนวันเริ่มต้นเชื่อมต่อและ/หรือวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

5.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่นและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

5.2.1 การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งผลการพิจารณารับเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไปยังผู้ขอใช้บริการเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น หรือภายใน 90 วัน กรณีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก นับจากวันที่การไฟฟ้านครหลวงได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน

5.2.2 ผู้ขอใช้บริการจะต้องส่งแบบการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า ทั้งนี้การออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5.2.3 ผู้ขอใช้บริการที่ติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อการไฟฟ้านครหลวงได้ตรวจสอบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ตลอดจนแผนปฏิบัติการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า โดยการไฟฟ้านครหลวงจะดำเนินการตรวจสอบให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ขอใช้บริการแจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้านครหลวงเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อเข้าระบบ

5.2.4 ผู้ขอใช้บริการจะต้องนำหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ใบอนุญาตผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ใบอนุญาตทางสิ่งแวดล้อมและใบอนุญาตอื่นๆ ตามที่กฎหมายกำหนดมาแสดงกับการไฟฟ้านครหลวงล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วันทำการ ก่อนวันเริ่มต้นเชื่อมต่อ

ทั้งนี้ การดำเนินการตามข้อ 5.2.2 ถึง ข้อ 5.2.4 ไม่ใช้กับผู้ขอใช้บริการที่เป็นผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น

6. หลักเกณฑ์และเงื่อนไขการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณารับเชื่อมต่อและ/หรือรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ขอใช้บริการที่ยอมรับและปฏิบัติตามข้อกำหนดการใช้บริการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบ โครงข่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงและความปลอดภัยของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ตรวจสอบอุปกรณ์ป้องกัน มาตรฐานไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าทุกปีหรือตามที่การไฟฟ้านครหลวงเห็นสมควร และกรณีที่มีการแก้ไข ปรับปรุง ขอให้ผู้ใช้บริการดำเนินการเมื่อ ได้รับแจ้งจากการไฟฟ้านครหลวงเป็นลายลักษณ์อักษร

7. ค่าใช้จ่ายและเงื่อนไขในการชำระเงิน

การไฟฟ้านครหลวงคิดค่าใช้จ่ายในการใช้บริการสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

สำหรับผู้ขอใช้บริการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวงจะคิดค่าใช้จ่ายเฉพาะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมในส่วนของโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลตามที่ระบุในข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในกรณีที่มีการขยายเขต ปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

หลังจากมีการเชื่อมต่อผู้ขอใช้บริการเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว หากมีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ประสงค์ทำการเปลี่ยนแปลงเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่าย

การไฟฟ้านครหลวงจะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบสำหรับผู้ขอใช้บริการที่เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ

สำหรับค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเป็นกรณีไป

ผู้ขอใช้บริการจะต้องชำระค่าใช้จ่ายภายใน 30 วัน หลังจากได้รับแจ้งจากการไฟฟ้านครหลวง

8. กรรมสิทธิ์และทรัพย์สิน

ระบบไฟฟ้า (ยกเว้นมาตรวัดไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้ผู้ขอใช้บริการเป็นทรัพย์สินของการไฟฟ้านครหลวง) ที่อยู่ในเขตรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการเป็นทรัพย์สินของผู้ขอใช้บริการ รวมถึงการดูแล รักษา เว้นแต่จะมีการตกลงเป็นอย่างอื่น

9. ความรับผิดชอบต่อความเสียหายของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อต้องบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพดีพร้อมทำงาน

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ป้องกัน การควบคุมคุณภาพไฟฟ้าที่ไม่ได้มาตรฐาน การปฏิบัติการที่บกพร่อง หรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ในกรณีที่เกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สินหรือชีวิตต่อบุคคลที่ 3 การไฟฟ้านครหลวงและผู้เชื่อมต่อจะต้องร่วมกันตรวจสอบความเสียหายว่าเกิดจากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องรับผิดชอบออกค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการซ่อมแซมหรือทำให้กลับคืนสู่สภาพเดิมและยินยอมชดใช้ค่าเสียหายทั้งหมด

10. การร้องเรียนปัญหาจากการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์จะยื่นคำร้องจากการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ยื่นต่อสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า
(สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก)

แบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง

ส่วนที่ 1 รายละเอียดของผู้ขอใช้บริการ

ข้าพเจ้า _____ อายุ _____ ปี สัญชาติ _____ เชื้อชาติ _____
 อยู่บ้านเลขที่ _____ ตรอก/ซอย _____ ถนน _____ หมู่ที่ _____
 ตำบล _____ อำเภอ _____ จังหวัด _____
 รหัสไปรษณีย์ _____ โทรศัพท์ _____
 ข้าพเจ้ายื่นคำร้องในฐานะเป็น _____ กิจการ หรือ บริษัท _____

ที่ตั้งสำนักงานใหญ่ _____

โทรศัพท์ _____ โทรสาร _____
 ที่ตั้งโรงไฟฟ้า _____

โทรศัพท์ _____ โทรสาร _____

ส่วนที่ 2 คุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้รับพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนใช่หรือไม่: ใช่ ไม่ใช่

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ
 พลังงานก๊าซชีวภาพ พลังงานความร้อนใต้พิภพ
 พลังงานจากเสวต์ อื่นๆ: _____

ชนิดของแหล่งพลังงานอื่นๆ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน
 ถ่านหิน อื่นๆ: _____

มีกำลังไฟฟ้าเหลือจ่ายให้กับการไฟฟ้านครหลวง
 มี ไม่มี

ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ระบบ _____ กิโลวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ใช้เอง _____ กิโลวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ _____ กิโลวัตต์

ส่วนที่ 3 ข้อมูลทางเทคนิคของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.1 ชนิดและจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า:

- ซิงโครนัส (synchronous) จำนวน _____ เครื่อง
- เหนี่ยวนำ (induction) จำนวน _____ เครื่อง
- กระแสตรง หรือ พลังงานแสงอาทิตย์ที่มี Inverter
 - inverter แบบ self-commutated จำนวน _____ เครื่อง
 - inverter แบบ line-commutated จำนวน _____ เครื่อง

3.2 รายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (กิโลวัตต์) : _____

ขนาดกำลังของ inverter (กิโลวัตต์) : _____

หากมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภทมากกว่า 1 เครื่อง ให้แนบรายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องมาพร้อมแบบคำขอนี้ด้วย

3.3 ลักษณะคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ ซิงโครนัส (synchronous) และแบบ เหนี่ยวนำ (induction))

direct axis synchronous reactance, X_d : _____ P.U. negative sequence reactance: _____ P.U.

direct axis transient reactance, X_d' : _____ P.U. zero sequence reactance: _____ P.U.

direct axis subtransient reactance, X_d'' : _____ P.U. กิโลวัตต์แอมป์ Base: _____

ส่วนที่ 4 ข้อมูลทางเทคนิค

ได้จัดส่งเอกสารดังต่อไปนี้มาด้วยแล้ว

1. แผนผังแสดงที่ตั้งของโรงงานหรือแผนที่ของระบบไฟฟ้า
2. แผนภูมิระบบไฟฟ้า (single line diagram) แสดงการจัดวางและการต่อเชื่อมของอุปกรณ์ พร้อมวิศวกรรับรองแบบ และสำเนาใบประจำตัวผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมที่ยังไม่หมดอายุ
3. ฟังก์ชันการทำงานของระบบป้องกัน
4. รายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พร้อมข้อกำหนดทางเทคนิค (specification) เช่น ค่า X_d , X_q , R_o , X_o , R_2 , X_2 , X_d'' , X_q'' , X_d' , X_q' , T_d'' , T_q'' , T_d' , T_q' , P-Q curve (เฉพาะผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า)
5. รายละเอียดทางเทคนิค (specification) ของระบบไฟฟ้าและ/หรืออุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เช่น หม้อแปลง (transformer), เซอร์กิตเบรกเกอร์ (circuit breaker), CT, PT, รีเลย์ (relays), เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (power quality meter) และแบบระบบ teleprotection สำหรับการเชื่อมต่อระบบ 115 กิโลวัตต์
6. เอกสารแสดงรายละเอียดการดำเนินการของแผนการป้องกันและควบคุม
7. รายละเอียดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในสถานประกอบการ
8. แบบแปลนแสดงการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานประกอบการ (กรณีมีราคา)

ส่วนที่ 5 รายละเอียดในการติดตั้ง

ระบบผลิตจะถูกติดตั้ง โดย: เจ้าของ ผู้ที่ได้รับใบอนุญาตตามกฎหมาย

ผู้ติดตั้ง: _____ บริษัท: _____

ที่อยู่: _____

โทรศัพท์: _____

วันที่ติดตั้ง: _____ วันขนานเครื่องกับระบบ: _____

การรับรองผลการออกแบบ

(พร้อมสำเนาใบอนุญาตเป็นผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม)

วิศวกรผู้ออกแบบ: _____

ประเภทใบอนุญาตเป็นผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม: _____

เลขทะเบียน: _____

วันที่ได้รับอนุญาต: ตั้งแต่วันที่ _____ ถึงวันที่ _____

ส่วนที่ 6 ใบรับรองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์

ระบบผลิตที่ใช้อินเวอร์เตอร์จะต้องปฏิบัติตาม

- 1) IEEE 1547 และ Underwriters Lab UL 1741 หรือ
- 2) IEC 61727 และ IEC62116 หรือ
- 3) มาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงยอมรับ

ระบบผลิตที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous และแบบ Induction จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ส่วนที่ 7 เอกสารประกอบแบบจำลองจำหน่ายไฟฟ้า

- 7.1 ข้อมูลเบื้องต้นของลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า, heat balance diagram พร้อมแสดงปริมาณอุณหภูมิ, แรงดันของไอน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิต และลักษณะการนำพลังงานความร้อนที่ได้จากระบบผลิตพลังงานร่วม มาใช้ประโยชน์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ไม่ต้องส่งเอกสารส่วนนี้)
- 7.2 ข้อมูลเบื้องต้นของขั้นตอนกระบวนการผลิตภายในโรงไฟฟ้า (flow diagram) พร้อมแสดงมาตรวัดเชื้อเพลิงที่ใช้
- 7.3 ปริมาณพลังงานความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วม (cogeneration) ที่นำมาใช้ในกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานร่วม (heat-to-power ratio) (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ ไม่ต้องส่งเอกสารส่วนนี้)
- 7.4 แผนการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิต ไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รายไตรมาสและรายปี ตลอดอายุสัญญา
- 7.5 ปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีและค่าความร้อนเฉลี่ย (average lower heating value) ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า หรือใช้ในระบบ cogeneration ทั้งเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริม

7.6 เอกสารแสดงความเป็นเจ้าของหรือสิทธิในการใช้ที่ดินในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ส่วนที่ 8 ผู้ขอใช้บริการรับรองข้อมูลและยอมรับข้อกำหนด

ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อมูลในการขอใช้บริการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นเป็นความจริงและยอมรับข้อกำหนด

ลงนาม _____ วันที่ _____
(.....)

ผู้ขอใช้บริการ



แบบคำขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ส่วนที่ 1 รายละเอียดของผู้ขอใช้บริการ

ชื่อบริษัท

ที่อยู่

โทรศัพท์

โทรสาร

ที่ตั้งโครงการ

โทรศัพท์

โทรสาร

ประเภทกิจการ

วัตถุประสงค์ในการเชื่อมต่อกับ
ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ส่วนที่ 2 รายละเอียดทางเทคนิค

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมโยงกับระบบของ กฟน.

กิโลโวลต์

ขนาด/แรงดัน/vector group ของหม้อแปลงไฟฟ้า

ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการ

เครื่อง

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม

กิโลวัตต์

ส่วนที่ 3 ข้อมูลโหลดของโครงการ

กำลังไฟฟ้าที่รับจาก กฟน.

สูงสุด

กิโลวัตต์

ต่ำสุด

กิโลวัตต์

กำลังไฟฟ้ารวมที่ติดตั้ง

สูงสุด

กิโลวัตต์แอมป์

ส่วนที่ 4 รายชื่อผู้ติดต่อประสานงาน

ชื่อ-นามสกุล _____ ตำแหน่ง _____
 โทรศัพท์ _____ โทรสาร _____
 e-mail address _____

ส่วนที่ 5 เอกสารประกอบการพิจารณาเพิ่มเติม จำนวน 3 ชุด

1. แผนผังแสดงที่ตั้งของโรงงานหรือแผนที่ของระบบไฟฟ้า
2. แบบระบบไฟฟ้า (single line diagram) และระบบป้องกัน (metering and relaying diagram) พร้อมวิศวกรรับรองแบบ และสำเนาใบประจำตัวผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรที่ยังไม่หมดอายุ
3. ฟังก์ชันการทำงานของระบบป้องกัน
4. รายละเอียดของเครื่องกั้นชนิดไฟฟ้า พร้อมข้อกำหนดทางเทคนิค (specification) เช่น ค่า $X_d, X_q, R_o, X_o, R_2, X_2, X_d', X_q', X_d'', X_q'', T_d'', T_q'', T_d', T_q', P-Q$ curve (เฉพาะผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกั้นชนิดไฟฟ้า)
5. รายละเอียดทางเทคนิค (specification) ของระบบไฟฟ้าและ/หรืออุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เช่น หม้อแปลง (transformer), เซอร์กิตเบรกเกอร์ (circuit breaker), CT, PT, รีเลย์ (relays), เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (power quality meter) และแบบระบบ teleprotection สำหรับการเชื่อมต่อระบบ 115 kV

ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อมูลในการขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ดังกล่าวข้างต้น เป็นความจริงและจะปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ลงชื่อ _____

ตำแหน่ง _____

วันที่ _____

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”

หมายถึง

ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“พลังงานหมุนเวียน” หมายถึง

พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หินน้ำมัน ทราชน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ เป็นต้น

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น
2. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังต่อไปนี้
 - 2.1 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร
 - 2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
 - 2.3 ขยะมูลฝอย
 - 2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเกินกว่าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาซื้อเป็นกรณีๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพิจารณาด้วย ทั้งนี้ หากไม่พิจารณาซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าค่าของจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.
3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและ อาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ช. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อยู่การผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามลิงก์แนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เท่ากับ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_x ขายปลีก) ในเดือนนั้น ๆ

ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้น ๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้น ๆ ในเดือนนั้น ๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_1 ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคาซื้อเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตโนมัติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_1 ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_1 ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตโนมัติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_1 ขายส่งเฉลี่ย)

3.2. กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

4. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2.1 และข้อ 2.2.2 และข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันที่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

ณ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่ากรณีวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฏ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000* (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

1. ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
2. * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับ
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณาปรับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามิเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่ผู้ผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

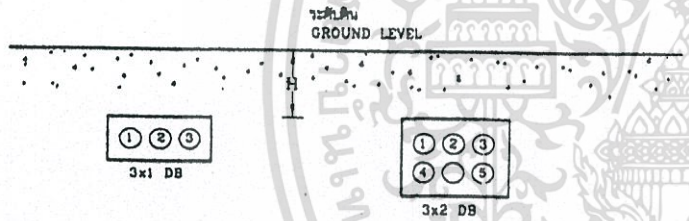




เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน วางใน 3x1 และ 3x2 DUCT BANK
RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE IN 3x1 AND 3x2 DUCT BANK

กระแสที่กำหนดของวงจร (แอมป์) RATED CURRENT PER CIRCUIT (AMP.)										
จำนวนวงจรรวม TOTAL CIRCUIT	ความลึกจากระดับดินถึงด้านบนของ DUCT BANK DEPTH, FROM GROUND LEVEL TO TOP OF DUCT BANK "H" m									
	ขนาดสายเคเบิล 240 มม. ²					ขนาดสายเคเบิล 400 มม. ²				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	400	380	370	364	360	504	480	467	460	452
2	337	317	308	300	293	424	397	383	373	367
3	298	277	266	260	254	372	346	332	323	318
4	272	251	240	234	228	339	312	300	290	284
5	251	231	221	214	210	313	287	274	268	260

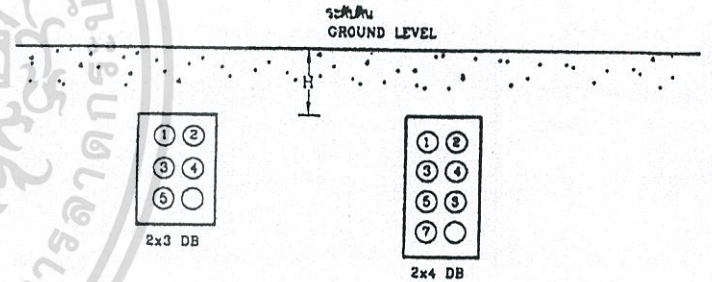


กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่อง แม่เหล็กควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ไม่ทบทวน..... ฐานทบทวน.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... วิศวกร..... หัวหน้าแผนก..... (กม.) ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าการ..... (กม.) B.S.A. 2542	เขียนเสร็จวันที่ 10 ต.ค. 2542 ผ่านบริษัท..... ฉบับ..... ภาคส่วน.....
กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่อง แม่เหล็กควบคุม	กรมส่งกำลังทางเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kv AND 33 kv วางใน DUCT BANK	บันทึกที่ SA1-016/42026 หน้าที่ 1 ของจำนวน 1 หน้า
RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE, 22 kv AND 33 kv SYSTEMS, IN DUCT BANK		

10 ต.ค. 2542

กระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน วางใน 2x3 และ 2x4 DUCT BANK
RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE IN 2x3 AND 2x4 DUCT BANK

กระแสที่กำหนดของวงจร (แอมป์) (A) RATED CURRENT PER CIRCUIT										
จำนวนวงจรรวม TOTAL CIRCUIT	ความลึกจากระดับดินถึงด้านบนของ DUCT BANK DEPTH, FROM GROUND LEVEL TO TOP OF DUCT BANK "H" m									
	ขนาดสายเคเบิล 240 มม. ²					ขนาดสายเคเบิล 400 มม. ²				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	400	382	372	365	360	508	482	470	460	454
2	339	318	307	300	295	428	400	385	375	368
3	300	280	270	262	257	374	350	336	327	320
4	270	251	240	234	230	336	312	300	290	284
5	246	230	220	213	208	308	284	272	264	258
6	230	213	204	198	193	285	264	253	245	240
7	217	201	192	187	182	270	250	238	231	225



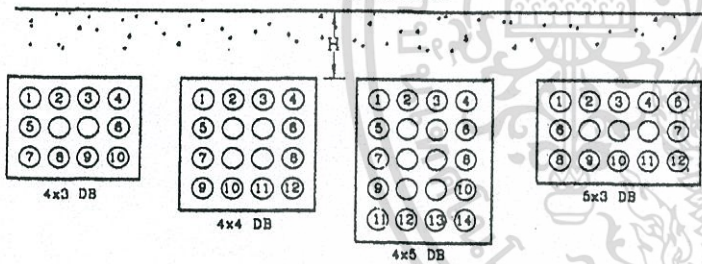
กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่อง แม่เหล็กควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ไม่ทบทวน..... ฐานทบทวน.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... วิศวกร..... หัวหน้าแผนก..... (กม.) ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าการ..... (กม.) B.S.A. 2542	เขียนเสร็จวันที่ 10 ต.ค. 2542 ผ่านบริษัท..... ฉบับ..... ภาคส่วน.....
กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่อง แม่เหล็กควบคุม	กรมส่งกำลังทางเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kv AND 33 kv วางใน DUCT BANK	บันทึกที่ SA1-016/42026 หน้าที่ 2 ของจำนวน 1 หน้า
RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE, 22 kv AND 33 kv SYSTEMS, IN DUCT BANK		

10 ต.ค. 2542

กระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน วางใน 4x3,4x4,4x5 AND 5x3 DUCT BANK
RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE IN 4x3,4x4,4x5 AND 5x3 DUCT BANK

จำนวนวงจร TOTAL CIRCUIT	กระแสที่กำหนดของวงจร (แอมป์) RATED CURRENT PER CIRCUIT (A)									
	ความลึกจากระดับดินถึงด้านบนของ DUCT BANK DEPTH, FROM GROUND LEVEL TO TOP OF DUCT BANK "H" m									
	ขนาดสาย CABLE SIZE 240 R.L.L. mm ²					ขนาดสาย CABLE SIZE 400 R.L.L. mm ²				
	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	248	240	234	350	320	307	297	290
5	260	237	228	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

ระดับดิน
GROUND LEVEL



กองวิศวกรรมไฟฟ้าและพลังงาน ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ไม่มีแบบ..... ฐานแบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการส่วน.....	ผู้วิศวกร.....	เขียนเสร็จวันที่ 10 ต.ค. 2542 ผ่านบริษัท..... ฉบับ..... มาตรา.....
ชื่อโครงการ.....	กระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kV AND 33 kV วางใน DUCT BANK	
ชื่อโครงการ.....	RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE, 22 kV AND 33 kV SYSTEMS, IN DUCT BANK	แบบเลขที่ SA1-015/42025 แผ่นที่ 3 ของจำนวน 4 แผ่น

28 ต.ค. 2542

หมายเหตุ

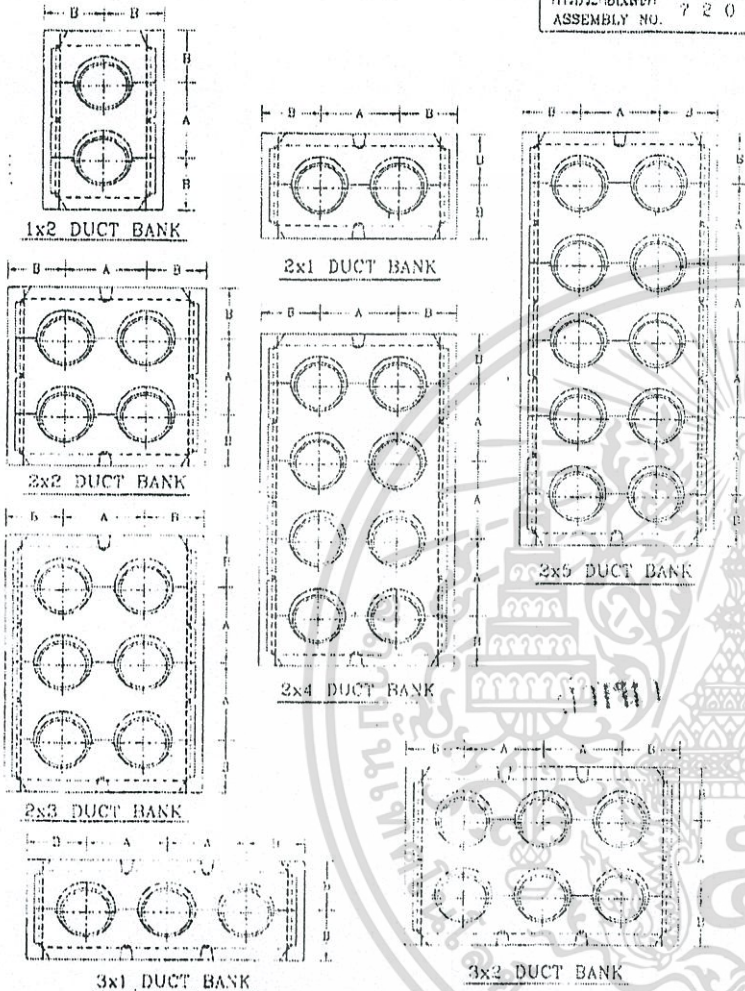
- การคำนวณหาค่ากระแสใช้งานเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 287 โดยมีเงื่อนไขที่กำหนดดังนี้ :
 - ค่าโหลดพจนอร์ : 100 %
 - อุณหภูมิตัวนำสูงสุด : 90 °C
 - อุณหภูมิโดยรอบ : 30 °C
 - ค่าความต้านทานความร้อนของดิน : 1.2 K.m/W
 - การต่อลงดินเป็นแบบต่อลงดินทั้งสองปลาย
- สูตรที่ใช้ในการคำนวณ $I = \left[\frac{\Delta\theta - Wd(0.5T_1 + n(T_1 + T_2))}{R_{T_1} + nR(1+z)T_1 + nR(1+z)(T_1 + T_2)} \right]^{1/4}$
- ระยะห่างระหว่างวงจรถูกขยับยัด ตามแบบเลขที่ SA1-015/31018
- การเรียงลำดับวงจรสอดคล้อง ตามแบบเลขที่ SA1-015/34013
- ค่าที่คำนวณแสดงค่าทางเป็นค่าโดยประมาณเท่านั้น อาจเปลี่ยนแปลงขึ้นหรือลงได้ เนื่องจากเงื่อนไขที่กำหนดไม่ตรงกับสภาพการติดตั้งใช้งานจริง

NOTES

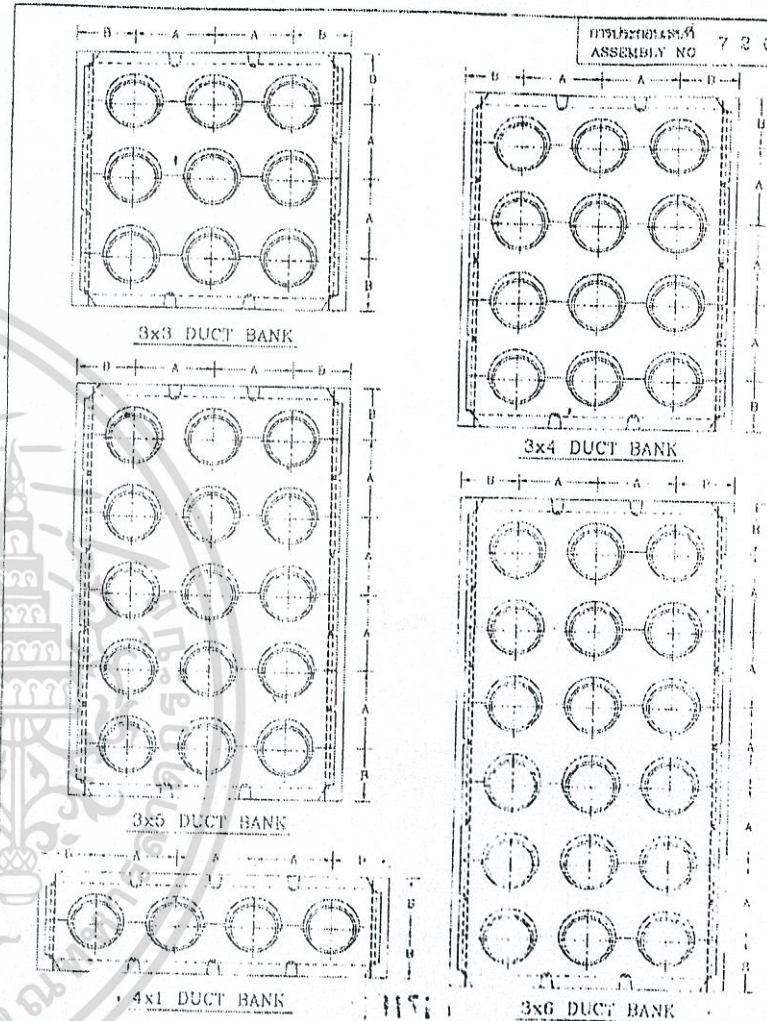
- AMPCACITY CALCULATION METHOD IS BASED ON IEC 287 UNDER THE FOLLOWING DESIGNED CONDITIONS :
 - LOAD FACTOR : 100 %
 - MAXIMUM CONDUCTOR TEMPERATURE : 90 °C
 - AMBIENT TEMPERATURE : 30 °C
 - SOIL THERMAL RESISTIVITY : 1.2 k.m/W
 - GROUNDING METHOD IS BOTH ENDS BONDING
- CALCULATION FORMULA : $I = \left[\frac{\Delta\theta - Wd(0.5T_1 + n(T_1 + T_2))}{R_{T_1} + nR(1+z)T_1 + nR(1+z)(T_1 + T_2)} \right]^{1/4}$
- THE DISTANCE BETWEEN CIRCUITS, SEE DETAILS IN DWG. NO. SA1-015/31018 .
- CIRCUIT SEQUENCE ACCORDING TO DWG. NO. SA1-015/34013 .
- THE AMPACITY VALUE IN TABLE IS ONLY APPROXIMATELY; MAY BE INCREASE OR DECREASE DUE TO THE REAL CONDITION BEING DIFFERENT FROM THE DESIGNED CONDITIONS .

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและพลังงาน ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ไม่มีแบบ..... ฐานแบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการส่วน.....	ผู้วิศวกร.....	เขียนเสร็จวันที่ 10 ต.ค. 2542 ผ่านบริษัท..... ฉบับ..... มาตรา.....
ชื่อโครงการ.....	กระแสที่กำหนดของเคเบิลใต้ดิน ระบบ 22 kV AND 33 kV วางใน DUCT BANK	
ชื่อโครงการ.....	RATED CURRENT OF UNDERGROUND POWER CABLE, 22 kV AND 33 kV SYSTEMS, IN DUCT BANK	แบบเลขที่ SA1-015/42025 แผ่นที่ 4 ของจำนวน 4 แผ่น

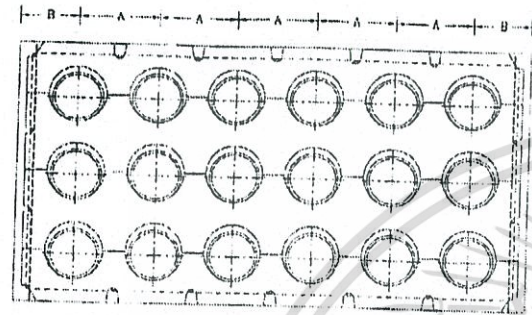
28 ต.ค. 2542



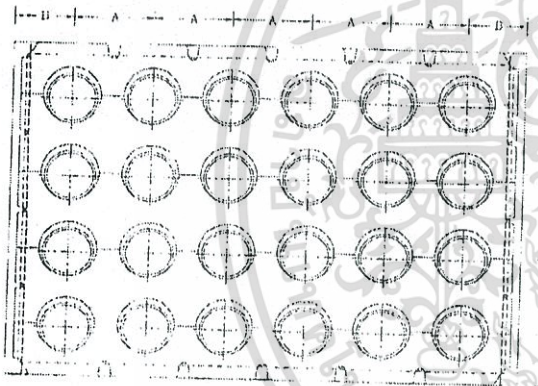
1. ชื่อโครงการ/แผนก/สาขาไฟฟ้า 2. ชื่อโครงการ/แผนก/สาขา 3. ชื่อผู้จัดทำ 4. ชื่อผู้ตรวจสอบ 5. ชื่อผู้อนุมัติ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้จัดทำ	1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115
6. ชื่อผู้ตรวจสอบ 7. ชื่อผู้อนุมัติ	ผู้ตรวจสอบ ผู้อนุมัติ	1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115
UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR LV & HV UNDERGROUND CABLE SYSTEMS		1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115



1. ชื่อโครงการ/แผนก/สาขาไฟฟ้า 2. ชื่อโครงการ/แผนก/สาขา 3. ชื่อผู้จัดทำ 4. ชื่อผู้ตรวจสอบ 5. ชื่อผู้อนุมัติ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้จัดทำ	1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115
6. ชื่อผู้ตรวจสอบ 7. ชื่อผู้อนุมัติ	ผู้ตรวจสอบ ผู้อนุมัติ	1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115
UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR LV & HV UNDERGROUND CABLE SYSTEMS		1. มาตรฐาน: SA1-019/2011 2. วัตถุประสงค์: กำหนดรูปแบบและขนาดของตู้ใส่สายเคเบิล 3. วัสดุ: วัสดุที่ทนไฟ 4. ขนาด: 115

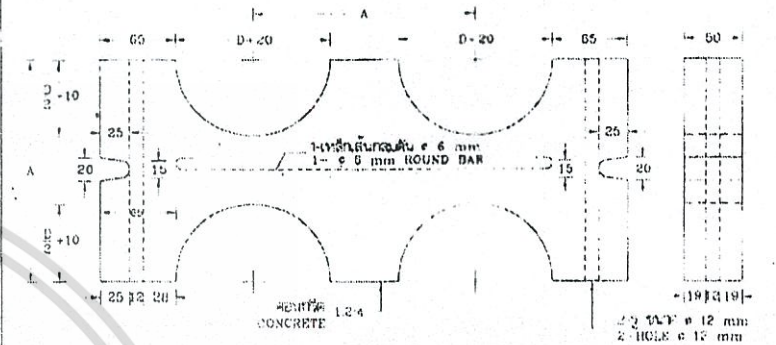


6x3 DUCT BANK

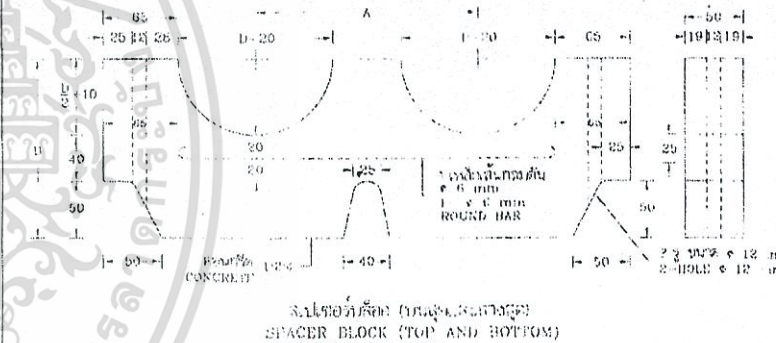


6x4 DUCT BANK

กองวิศวกรรมระบบไฟฟ้า ฝ่ายบริหารและควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบ SA1-019/5-010 จำนวน 1 ชุด
ผู้เขียน ผู้ตรวจ ผู้ควบคุม ผู้ดำเนินการ ผู้ดำเนินการ	ผู้ตรวจ	เขียนแบบวันที่ 11/11/56 แก้ไขวันที่
	ผู้จัดทำแบบ DUCT BANK ได้ ทั้งหมดโดยใช้แบบดังกล่าว	เขียนวันที่ 11/11/56 ตรวจวันที่ 1/1/57
กองวิศวกรรมระบบ ไฟฟ้า	UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR L.V. & H.V. UNDERGROUND CABLE SYSTEMS	แบบที่ SA1-019/5-010 แผ่นที่ 5 ของจำนวน 5 แผ่น



สเปซเซอร์บล็อก (กึ่งกลาง)
SPACER BLOCK (MIDDLE)

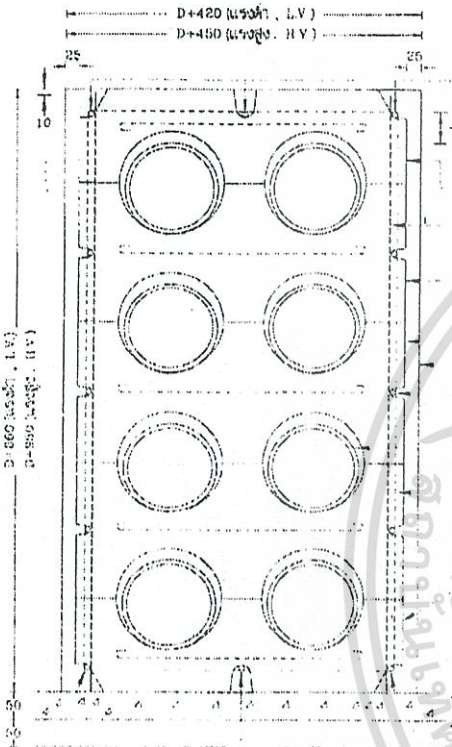


สเปซเซอร์บล็อก (บนและล่าง)
SPACER BLOCK (TOP AND BOTTOM)

ตัวอย่างแบบสเปซเซอร์บล็อก สำหรับ 2x DUCT BANK
TYPICAL OF SPACER BLOCK FOR 2x DUCT BANK

กองวิศวกรรมระบบไฟฟ้า ฝ่ายบริหารและควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบ SA1-019/5-010 จำนวน 1 ชุด
ผู้เขียน ผู้ตรวจ ผู้ควบคุม ผู้ดำเนินการ ผู้ดำเนินการ	ผู้ตรวจ	เขียนแบบวันที่ 11/11/56 แก้ไขวันที่
	ผู้จัดทำแบบ DUCT BANK ได้ ทั้งหมดโดยใช้แบบดังกล่าว	เขียนวันที่ 11/11/56 ตรวจวันที่ 1/1/57
กองวิศวกรรมระบบ ไฟฟ้า	UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR L.V. & H.V. UNDERGROUND CABLE SYSTEMS	แบบที่ SA1-019/5-010 แผ่นที่ 6 ของจำนวน 6 แผ่น

ตัวอย่าง หมายความว่า DUCT BANK ที่ใช้ท่อชนิดพลาสติกความหนาแน่นสูง ใช้แนว 2 หนึ่งแนวนอน และ 4 แนวตั้งตามแนวนอน
EXAMPLE MEANS USE HIGH DENSITY POLYETHYLENE CONDUITS IN DUCT BANK, 2 HORIZONTAL CONDUITS AND 4 VERTICAL CONDUITS



เหล็กเส้นด้านบนในแนวราบ ตามรูปถ่าย 2.
TOP HORIZONTAL BARS. SEE NOTE 3.
ระยะห่าง ตามรูปถ่าย 4.
SPACING. SEE NOTE 4.
บล็อกช่องว่าง (บนสุด) ตามรายละเอียดที่ 5 และรูปถ่าย 7.
SPACER BLOCK (TOP). SEE DETAIL IN SHEET NO.6 AND NOTE 7.
เหล็กเส้นขนาด ขนาด 6 มม.
ROUND BAR 6 mm.
บล็อกช่องว่าง (ตรงกลาง) ตามรายละเอียดที่ 6 และรูปถ่าย 7.
SPACER BLOCK (MIDDLE). SEE DETAIL IN SHEET NO.6 AND NOTE 7.
คอนกรีต 1:2:4
CONCRETE.
เหล็กเส้นด้านอื่นในแนวราบ ตามรูปถ่าย 3.
OTHER HORIZONTAL BARS. SEE NOTE 3.
ท่อขนาด 2 นิ้วขนาด 1 และขนาด 1 1/2 นิ้ว.
CONDUIT. SEE TABLE 1 AND NOTE 6.
เหล็กปลอก ตามรูปถ่าย 2.
STIRRUP. SEE NOTE 2.
บล็อกช่องว่าง (ด้านล่าง) ตามรูปถ่ายที่ 5 และรูปถ่าย 7.
SPACER BLOCK (BOTTOM). SEE DETAIL IN SHEET NO.6 AND NOTE 7.
คอนกรีตหนา 1:3:6 หรือ คอนกรีตเสริมเหล็กที่ 1:3:6 หรือ PRECAST REINFORCE CONCRETE SHEET.
พื้นอัดแน่น.
COMPACTED SAND.
เหล็กเส้นด้านล่างในแนวราบ ตามรูปถ่าย 3.
BOTTOM HORIZONTAL BARS. SEE NOTE 3.

ตัวอย่างการก่อสร้าง 2x4 DUCT BANK
TYPICAL CONSTRUCTION OF 2x4 DUCT BANK

กองช่างโยธาธิการและผังเมือง	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
ผู้ควบคุมงาน	ผู้ควบคุมงาน	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
ผู้ควบคุมงาน	ผู้ควบคุมงาน DUCT BANK ใต้ดิน ชนิด 2 แนวตั้ง และ 4 แนวตั้งตามแนวนอน	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
กองช่างโยธาธิการและผังเมือง	UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR L.V. & H.V. UNDERGROUND CABLE SYSTEMS	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ

หมายเหตุ

NOTES

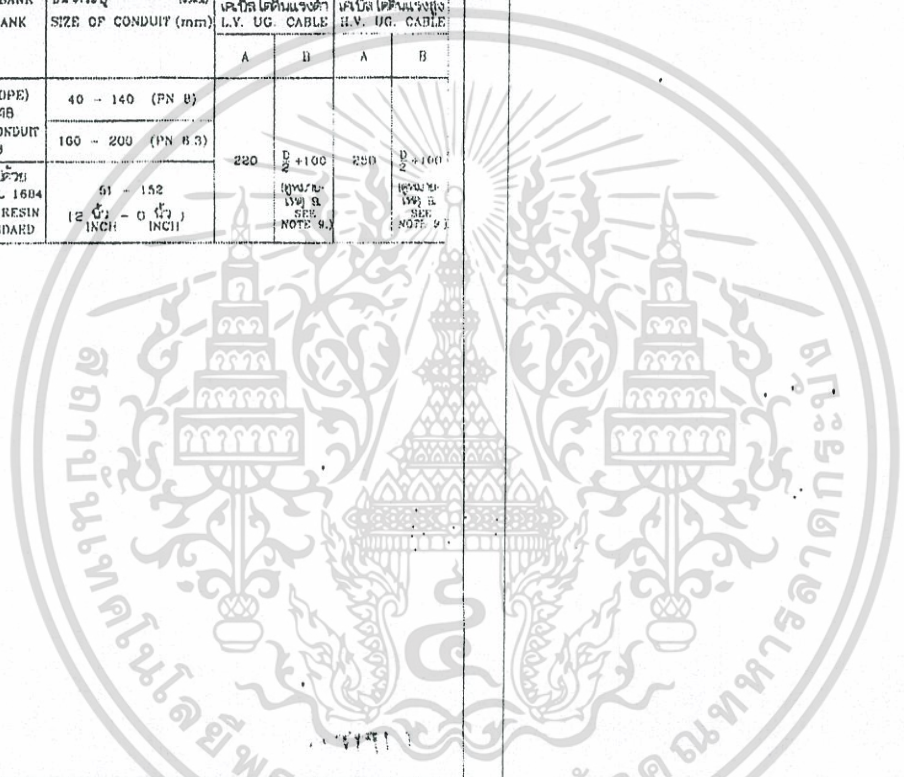
- รายละเอียดการก่อสร้าง DUCT BANK ใต้ดินตามแบบ SAI-015/2010 (กรมโยธาธิการและผังเมือง)
- เหล็กปลอกทั้งหมดเป็นเหล็กเส้นกลมขนาด 6 มม. โดยให้ใช้ระยะห่าง 10 มม. และผูกมัดยึดกับเหล็กเส้นข้างในในแนวราบ
- เหล็กเส้นในแนวราบทั้งด้านบนและด้านล่าง เป็นเหล็กเส้นกลมขนาด 6 มม. ส่วนแนวตั้งของด้านอื่นคือ เป็นเหล็กเส้นขนาด 6 มม.
- โครงสร้างต้องประชิดผนังที่อุณหภูมิต่ำกว่า 25 องศาเซลเซียส
- ห้ามใช้เหล็กเส้นเชื่อมระหว่างท่อ
- ขนาดและจำนวนสายไฟในท่อต้องเป็นไปตามแบบ SAI-015/2010 (กรมโยธาธิการและผังเมือง)
- ใช้ขนาดบล็อกช่องว่างตามแบบที่แสดงในรูปถ่ายของ DUCT BANK ที่ใช้งาน ถ้าทำเป็นบล็อกช่องว่าง (ตรงกลาง) ให้ใช้ตามข้อเท็จจริงตามรูปถ่ายที่ 7 ในแบบร่าง
- บล็อกช่องว่างตรงกลางให้วางห่างกัน 200 มม. (จากศูนย์กลางของท่อในแนวตั้ง) และห่างกัน 60 มม. (จากศูนย์กลางของท่อในแนวราบ) สำหรับสายไฟที่มีขนาดไม่เกิน 25 มม. (D) และ 100 มม. (D) ตามลำดับ
- "D" MEANS THE OUTSIDE DIAMETER OF CONDUIT

111914

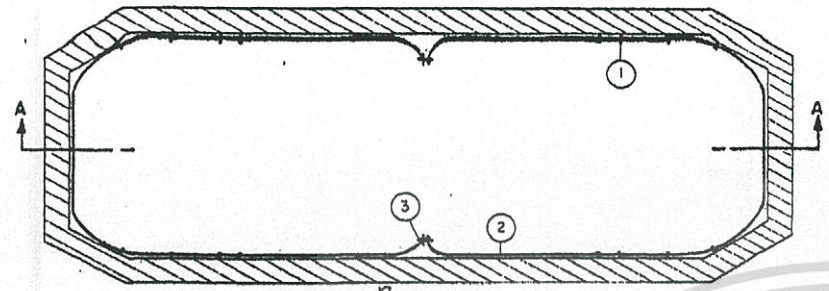
กองช่างโยธาธิการและผังเมือง	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
ผู้ควบคุมงาน	ผู้ควบคุมงาน	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
ผู้ควบคุมงาน	ผู้ควบคุมงาน DUCT BANK ใต้ดิน ชนิด 2 แนวตั้ง และ 4 แนวตั้งตามแนวนอน	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ
กองช่างโยธาธิการและผังเมือง	UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR L.V. & H.V. UNDERGROUND CABLE SYSTEMS	ใช้แบบร่าง SAI-015/2010 ประเภทใดแบบ

ตารางที่ 1 แสดงประเภท และขนาดท่อร้อยสายภายใน DUCT BANK
TABLE 1 TYPE AND SIZE OF CONDUIT IN DUCT BANK

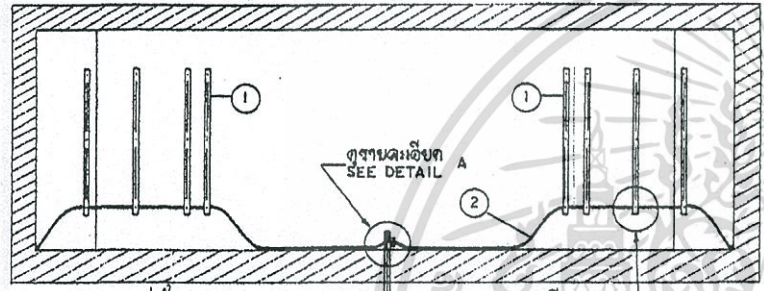
คำย่อ ABBREVIATION	ประเภทท่อร้อยสายภายใน DUCTBANK TYPE OF CONDUIT IN DUCTBANK	ขนาดท่อ (มม.) SIZE OF CONDUIT (mm)	ระยะห่างของท่อร้อยสาย (มม.) CONDUIT SPACING (mm)			
			แรงดันต่ำ L.V. UG. CABLE		แรงดันสูง H.V. UG. CABLE	
			A	B	A	B
HDB	ท่อพีอีความหนาแน่นสูง (HDPE) ที่อุณหภูมิ PE 80 หรือ 982-2548 HIGH DENSITY POLYETHYLENE CONDUIT (HDPE), PE 80; TIS 982-2548	40 - 140 (PN B)				
		160 - 200 (PN B.3)	200	D + 100	250	D + 100
RUH	ท่อทำด้วยเรซินแข็งที่เสริมใยแก้ว ความหนาแน่น (RTG) ตามมาตรฐาน UL 1684 REINFORCED THERMOSETTING RESIN CONDUIT (RTG), UL 1684 STANDARD	51 - 152 (2 นิ้ว - 6 นิ้ว) INCH				



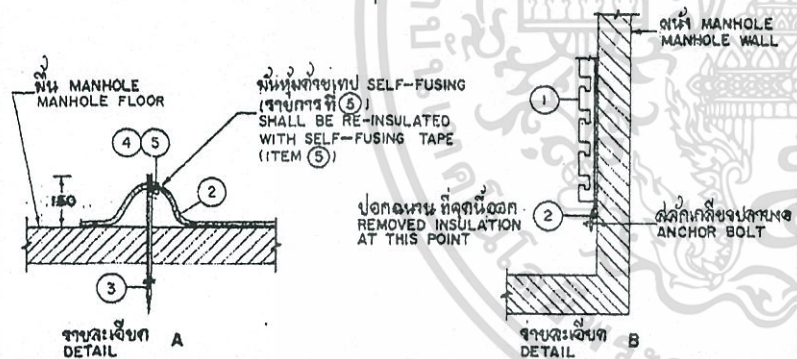
กรมการช่างไฟฟ้า กรมการช่างช่างไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ไฟเบอร์, ส.ก. 015, 022, 0 ตามข้อ 100.0.0.0
ผู้ควบคุมงาน ผู้ตรวจ ผู้ดำเนินการ ผู้ควบคุมงาน ผู้ควบคุมงาน	ผู้ควบคุมงาน ผู้ดำเนินการ ผู้ควบคุมงาน ผู้ควบคุมงาน	แผนผังบริเวณ พื้นที่ พื้นที่ พื้นที่
โครงการ ชื่อโครงการ	โครงการติดตั้ง DUCT BANK ภายใน สำหรับระบบที่ใช้แรงดันต่ำ	พื้นที่ พื้นที่
ชื่อผู้ควบคุมงาน ชื่อผู้ควบคุมงาน	UNDERGROUND DUCT BANK SECTIONS FOR L.V. & H.V. UNDERGROUND CABLE SYSTEMS	พื้นที่ พื้นที่



รูปในแนวราบ
PLAN



รูปตัด
SECTION A-A



จบบดละเอียด
DETAIL A

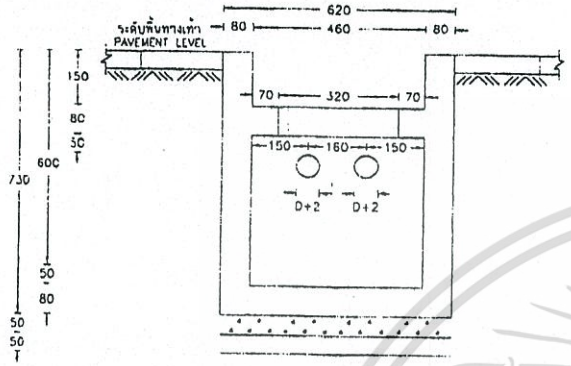
จบบดละเอียด
DETAIL B

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ผู้จัดทำแบบ..... ผู้ตรวจสอบแบบ..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง..... ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้จัดทำแบบ..... ผู้ตรวจสอบแบบ..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง..... ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....
ผู้เขียน.....	ผู้ตรวจ.....	ผู้เขียน.....	ผู้ตรวจ.....
ผู้ควบคุมงาน.....	ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....	ผู้ควบคุมงาน.....	ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....
ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....
กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล	TYPICAL GROUNDING FOR MANHOLE	แบบเลขที่ SAI-015/31023	แบบเลขที่ SAI-015/31023
		แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น	แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น

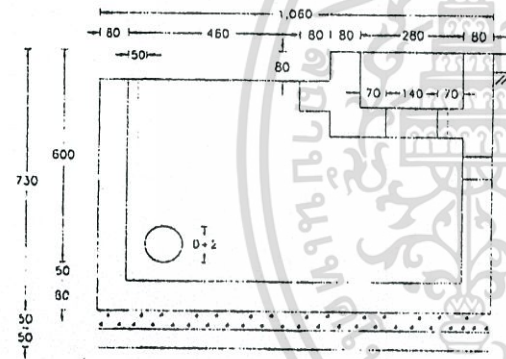
รายการ ITEM	รายละเอียด DESCRIPTION	ปริมาณ MAT. NO.
1	เหล็ก สำหรับทำบดใส่ที่พื้น 14 ช่อง RACK, UNDERGROUND CABLE, 14 SLOT	
2	ลวดนำไฟฟ้าทองแดง 1X50 ตร.มม. คุ้มครองด้วย PVC (มอก. II ตารางที่ II) CONDUCTORS, PVC INSULATED Cu 1X50 mm ² (TIS II TABLE II)	
3	ก๊วยงตีเหล็ก ขนาด 60X60X5 มม. ยาว 2 ม. GROUND ROD, 60X60X5 mm, 2 m LONG	1228
4	ขูเหล็กแบบ U-CLAMP M8 CLAMP, SINGLE U-BOLT, M8	0165
5*	เทปไฟฟ้า (ชนิดที่ 3 M NO. 23 หรือเทียบเท่า) ELECTRICAL SPLICING TAPE (REF: 3 M NO. 23)	5903

* ลวดนำไฟฟ้าทองแดง 5 จุด ต่อ 1 ม้วน
CAN BE WRAPPED 5 POINTS PER ROLL

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ผู้จัดทำแบบ..... ผู้ตรวจสอบแบบ..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง..... ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้จัดทำแบบ..... ผู้ตรวจสอบแบบ..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง..... ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....
ผู้เขียน.....	ผู้ตรวจ.....	ผู้เขียน.....	ผู้ตรวจ.....
ผู้ควบคุมงาน.....	ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....	ผู้ควบคุมงาน.....	ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....
ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....	ผู้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้า.....
กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล	TYPICAL GROUNDING FOR MANHOLE	แบบเลขที่ SAI-015/31023	แบบเลขที่ SAI-015/31023
		แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น	แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น

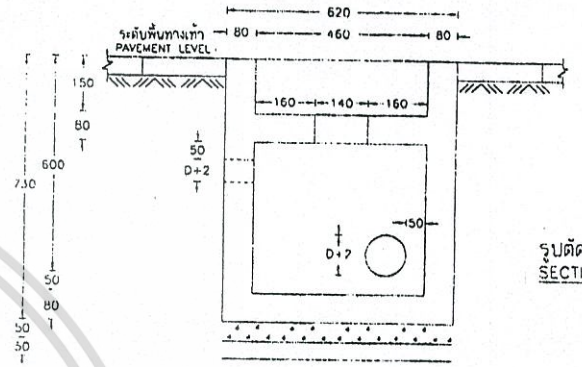


รูปตัด B-B
SECTION

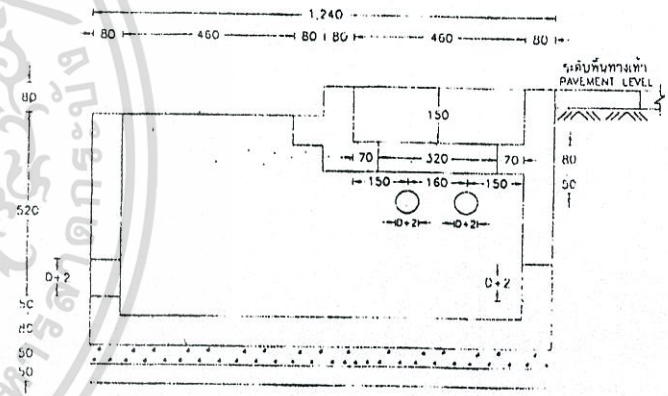


รูปตัด C-C
SECTION

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ผ่านมาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ ถูกแทนโดยแบบ
ผู้เขียน: สมชาย	ผู้ว่าการ: <i>สมชาย</i>	เขียนเสร็จวันที่: 1 มิ.ย. 2549
ผู้สำรวจ: <i>สมชาย</i>	การติดตั้งมีเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มีเตอร์สำหรับวางบนพื้น	แก้ไขครั้งที่:
ผู้ควบคุมการก่อสร้าง: <i>สมชาย</i>		มีดบันทึก: มิติเมตร
รองผู้จัดการวางแผนและ พัฒนาระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่ SA1-015/49017 แผ่นที่ 3 ของจำนวน 10 แผ่น

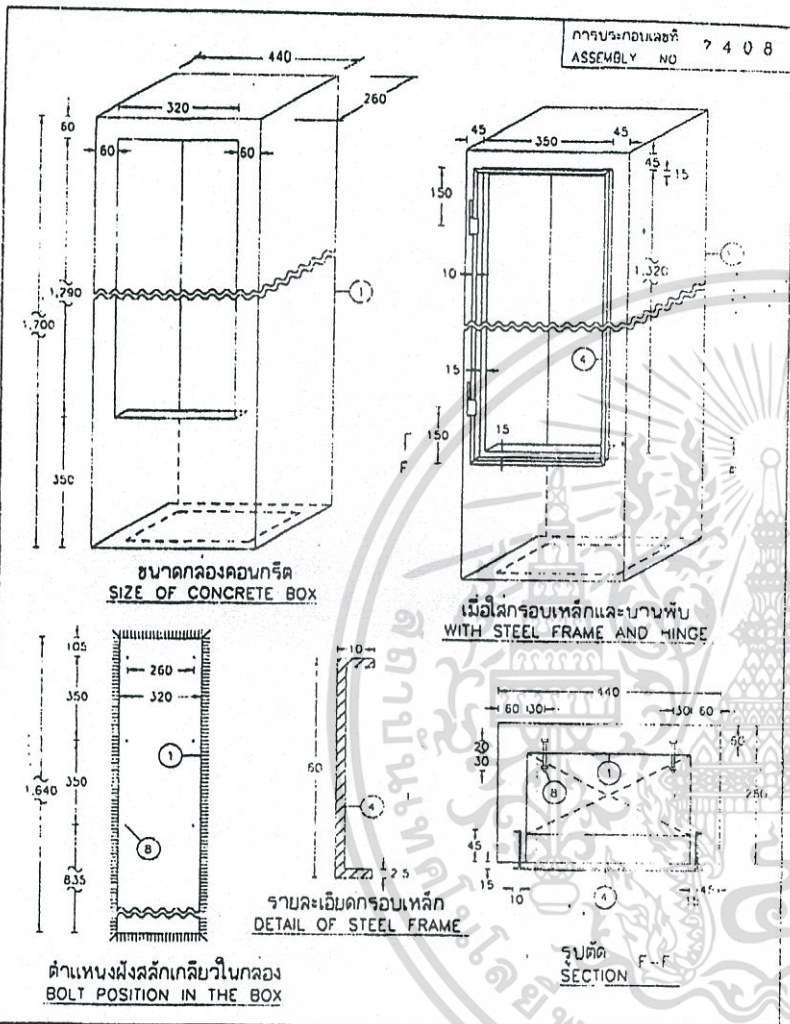


รูปตัด D-D
SECTION

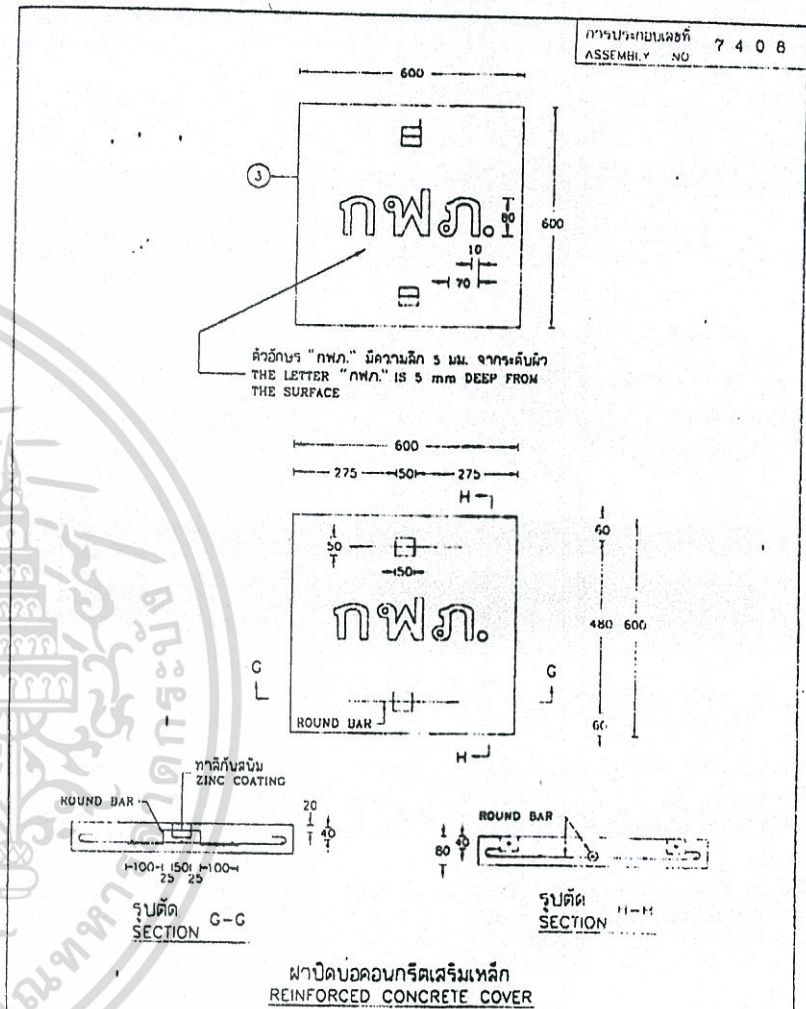


รูปตัด E-E
SECTION

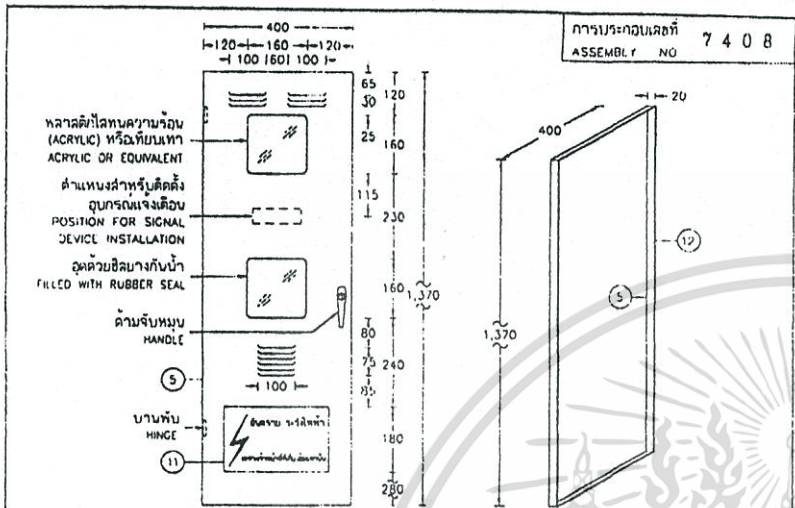
กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ผ่านมาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ ถูกแทนโดยแบบ
ผู้เขียน: สมชาย	ผู้ว่าการ: <i>สมชาย</i>	เขียนเสร็จวันที่: 1 มิ.ย. 2549
ผู้สำรวจ: <i>สมชาย</i>	การติดตั้งมีเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มีเตอร์สำหรับวางบนพื้น	แก้ไขครั้งที่:
ผู้ควบคุมการก่อสร้าง: <i>สมชาย</i>		มีดบันทึก: มิติเมตร
รองผู้จัดการวางแผนและ พัฒนาระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่ SA1-015/49017 แผ่นที่ 4 ของจำนวน 10 แผ่น



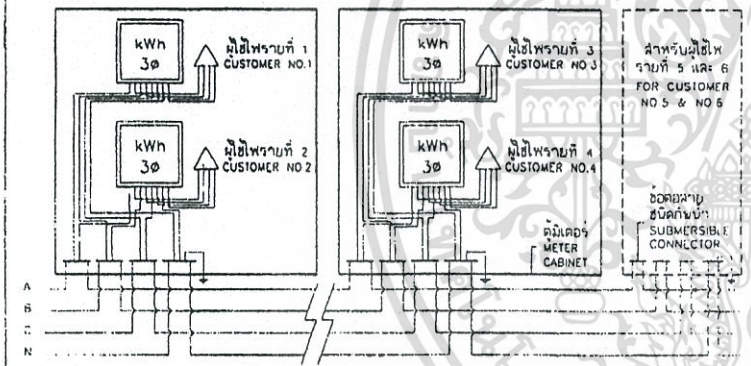
กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ขนาดความยาวและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ
ผู้เขียน .. สมชาย	ผู้ว่าราชการ .. (ท)	ถูกแทนโดยแบบ
ผู้สำรวจ ..	การติดตั้งมอเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มอเตอร์สำหรับวางบนพื้น	เขียนเสร็จวันที่ .. 1 ก.ย. 2549
ผู้ควบคุมงาน ..		แก้ไขครั้งที่ ..
ผู้ดำเนินการจ่าย ..		มีดัดแปลง .. มีดัดแปลง ..
50 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	มาตรฐาน .. SA1-015/49017
		แผ่นที่ 5 ของจำนวน 10 แผ่น



กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ขนาดความยาวและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ
ผู้เขียน .. สมชาย	ผู้ว่าราชการ .. (ท)	ถูกแทนโดยแบบ
ผู้สำรวจ ..	การติดตั้งมอเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มอเตอร์สำหรับวางบนพื้น	เขียนเสร็จวันที่ .. 1 ก.ย. 2549
ผู้ควบคุมงาน ..		แก้ไขครั้งที่ ..
ผู้ดำเนินการจ่าย ..		มีดัดแปลง .. มีดัดแปลง ..
50 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	มาตรฐาน .. SA1-015/49017
		แผ่นที่ 5 ของจำนวน 10 แผ่น



รายละเอียดฝาปิดคีมเตอร์
DETAIL OF METER CABINET COVER



ไดอะแกรมการเดินสายไฟ
WIRING DIAGRAM

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ... ถูกแทนโดยแบบ...
ผู้เขียน... สิมชัย	ผู้ว่าการ... <i>สมชัย</i>	เขียนเสร็จวันที่... 1 ก.ย. 2549
ผู้ตรวจ... วิศวกร... หัวหน้าแผนก... ผู้อำนวยการกอง... ผู้อำนวยการฝ่าย...	การติดตั้งมิเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในคีมเตอร์สำหรับวางบนพื้น	แก้แบบวันที่... มีต้นแบบ... มีต้นแบบ... มาตรฐานส่วน...
รองผู้อำนวยการแผนก พัฒนาระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่... SA1-015/1901/ แผ่นที่... 7 ของจำนวน 10 แผ่น

บัญชีวัสดุ BILL OF MATERIAL			
ลำดับที่ ITEM	รายละเอียด DESCRIPTION	จำนวน QTY	วัสดุเลขที่ MAT NO
1	กล่องคอนกรีตเสริมเหล็ก ขนาด 260x440x1,700 มม. BOX, REINFORCED CONCRETE, SIZE 260x440x1,700 mm	1	---
2	ฐานคอนกรีตเสริมเหล็ก ขนาด 620x1,060x730 มม. (แบบที่ 1) หรือ ขนาด 620x1,240x730 มม. (แบบที่ 2) FOUNDATION, REINFORCED CONCRETE, SIZE 620x1,060x730 mm (TYPE 1) OR SIZE 620x1,240x730 mm (TYPE 2)	1	---
3	ฝาปิดคอนกรีตเสริมเหล็ก ขนาด 600x600x80 มม. COVER, REINFORCED CONCRETE, SIZE 600x600x80 mm	1	---
4	กรอบเหล็กขนาด 10x60x2.5 มม. ยาว 3,350 มม. พร้อมชุดบานพับ สำหรับฝาปิดคีมเตอร์ FRAME, STEEL, SZL 10x60x2.5 mm, 3,350 mm LONG, COMP WITH HINGE FOR METER CABINET COVER	1	---
5	ฝาปิดคีมเตอร์ ขนาด 400x1,370x20 มม. พร้อมวงกบคีมเตอร์ทำด้วยพลาสติกโพลี ความร้อน ลวดควมยึดสายกับน้ำ (จำนวน 2 ชุด) และตามจับหมุน COVER, METER CABINET, SIZE 400x1,370x20 mm, COMP WITH ACRYLIC WINDOW FILLED WITH RUBBER SEAL (2 SET) AND HANDLE	1	---
6	วัดค่านำแรงดัน 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ พิกัดกระแสตามต้องการ METER, WATT/OUR, 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V, RATED CURRENT AS REQUIRED	2	10G0000001 1060000107-8
7	แผ่นไม้อัดจริงเนื้อดีผิวเรียบ ขนาด 30x85x2 ซม. METER PLAIC, HARD WOOD, SURFACE FINISHED, SIZE 30x85x2 cm	1	10G0100024
8	สลักเกลียว M5x50 มม. BOLT, MACHINL, M5x50 mm	6	---
9	สายเคเบิลลึงทองแดง ซีวี 0.6/1 เดวี 1 แทน หรือ สายเคเบิลทองแดงหมวยทองขาว และเปลือกนอกพีวีซี 750 โวลต์ (ขนาด ตารางที่ 6) ขนาดและความยาวตามต้องการ CABLE, UNDERGROUND CV, 0.6/1 KV SINGLE CORE OR CABLE, POWER PVC - INSULATED & JACKETED, 750 V, (TS 11 TABLE 6), SIZE AND LENGTH AS REQUIRED	ม. ม.	1020040301 1020040310 1020080006 1020080009
10	สายเคเบิลทองแดงหมวยทองขาวและเปลือกนอกพีวีซี 750 โวลต์ 1x35 ค.ม. (ขนาด ตารางที่ 6) ความยาวตามต้องการ CABLE, POWER PVC-INSULATED & JACKETED, 1x35 mm ² (TS 11 TABLE 6) LENGTH AS REQUIRED	ม. ม.	1020080008
11	ป้ายแจ้งเตือน "อันตราย แรงไฟฟ้า เฉพาะเจ้าหน้าที่ที่ขออนุญาตเท่านั้น" DANGEROUS, LOW VOLTAGE, WARNING SIGN	1	---
12	ยางรองกันน้ำ SEAL RUBBER	4.0 ม. ม.	---
13	หมายเลขผู้ใช้ไฟ CUSTOMER NUMBER	2	---
14	ตะปูหัวกลมแบบ ยาว 15-20 มม. ø 1.00 มม. มดป.113 NAIL, ROUND MILD STEEL WIRT, 15-20 mm LONG, ø 1.00 mm IS 113	1	---
15	เชิมนัดรัดสาย (ทำด้วยลวดอะลูมิเนียมแบบ 1x10 มม.) ช่วงระยะประประมาณ 10-20 ซม. CABLE SIRAP (MADE OF ARMOUR TAPE 1x10 mm), APPROX. 10-20 cm INTERVALS	1	1020200000
16	ข้อต่อสายสำหรับสายเคเบิลลึงขนาดไม่เกิน 185 ค.ม. ชนิดจับน้ำแบบ 4 ทาง SECONDARY CONNECTOR, SUBMERSIBLE, 4-WAY TYPE, FOR UG. CABLE 185 mm ² max	3	1020130001

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ... ถูกแทนโดยแบบ...
ผู้เขียน... สิมชัย	ผู้ว่าการ... <i>สมชัย</i>	เขียนเสร็จวันที่... 1 ก.ย. 2549
ผู้ตรวจ... วิศวกร... หัวหน้าแผนก... ผู้อำนวยการกอง... ผู้อำนวยการฝ่าย...	การติดตั้งมิเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในคีมเตอร์สำหรับวางบนพื้น	แก้แบบวันที่... มีต้นแบบ... มีต้นแบบ... มาตรฐานส่วน...
รองผู้อำนวยการแผนก พัฒนาระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่... SA1-015/1901/ แผ่นที่... 8 ของจำนวน 10 แผ่น

บัญชีวัสดุ BILL OF MATERIAL			
ลำดับที่ ITEM	รายละเอียด DESCRIPTION	จำนวน REQ'D	รหัสวัสดุ MAT. NO
17	ขั้วต่อสายสำหรับสายเคเบิลใต้ดินขนาดไม่เกิน 185 ตร.มม. ชนิดกันน้ำแบบ 5 ทาง SECONDARY CONNECTOR, SUBMERSIBLE, 5-WAY TYPE, FOR UG. CABLE 185 mm ² MAX	1	1020130002
18	การวางท่อที่หุ้มเคลือบทองแดง ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16 มม. ยาว 2.40-3.00 ม. GROUND ROD, COPPER COVERED STEEL, ø16 mm, 2.40-3.00 m LONG	1	1010220007
19	จุดเชื่อมสายกับท่อกาวเชื่อม แบบเชื่อมด้วยความร้อน EXOTHERMIC WELDING POINT BETWEEN GROUND WIRE AND GROUND ROD	1	1010220102

หมายเหตุ

- ตู้มิเตอร์วางตำแหน่งตามหลักตั้งที่ผนังรั้วบ้าน มีในเคาะรั้วบ้านหรือเสาอาคาร อนุมัติให้ โดยมีความสูงส่วนฐานของตู้มิเตอร์ ดังนี้
 - ที่ผนังรั้วบ้านของมิเตอร์ใต้ดิน ความสูงเท่ากับ 200 มม.
 - มีในเคาะรั้วบ้านหรือเสาอาคาร อนุมัติให้ โดยมิรูบนบนและระนาบภายในเป็นไปตามแบบบับ) ความสูงเท่ากับ 400 มม.
- เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาต่างๆ ความสูงของตู้มิเตอร์สามารถเพิ่มขึ้นได้ตามความเหมาะสม
- ขั้วต่อสายสำหรับสายเคเบิลใต้ดินชนิดกันน้ำ จะต้องมียกติดกระดกแทนที่สายบ่อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรกเข้า และสายจากถดขยปลดสายเคเบิลมีดองการ
- ให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สายที่เดินออกจากมิเตอร์ เพื่อป้องกันการลัดวงจรของสายประธานที่เข้าบ้านหรืออาคารของมิเตอร์ สำหรับมาตรฐานการทดสอบ ทดกิตทนกระแสลัดวงจร อนุภาคของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และขนาดของสายประธาน ให้เป็นไปตามแบบเลขที่ SA2-015/46015 (การประกอบเลขที่ 0540 A)
- การต่อสายที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ อาจใช้หางปลาหรือสายที่ผูกกระเบ็ดโดยตรง ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับวิธีการที่เหมาะสม โดยจุดเอารายจะติดตั้งบน โมทวอน
- ฝาตู้ตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กแผ่นหนาไม่น้อยกว่า 2.5 มม. สวมสีอะลูมิเนียมหรือทาสีทอานออง 2 ชั้น สำหรับป้องกันการบ่งกันให้เป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 513 ระดับการป้องกัน IP44

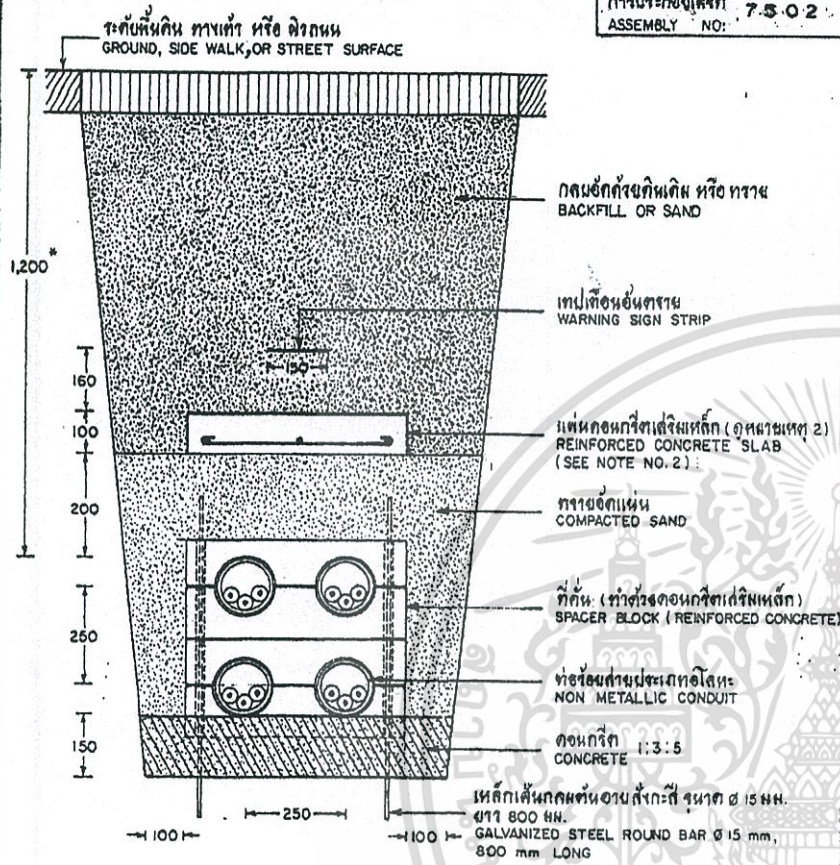
NOTES

- THE METER CABINET CAN BE INSTALLED AT THE FENCE WALL, THE FENCE POLE BUILD-IN OR THE BUILDING POLE BUILD-IN OF CUSTOMER RESIDENCE. THE HEIGHT OF METER CABINET FOUNDATION ARE
 - 1.1 AT THE FENCE OF CUSTOMER RESIDENCE AND THE HEIGHT IS 200 mm.
 - 1.2 THE FENCE POLE BUILT-IN OR THE BUILDING POLE BUILT-IN OF CUSTOMER RESIDENCE (TYPE AND INTERVAL DISTANCES SHALL BE KEEP AS SPECIFIED IN THE DRAWING) AND THE HEIGHT IS 400 mm.
- TO AVOID THE FLOOD PROBLEM, THE HEIGHT OF METER CABINET CAN BE APPROPRIATELY INCREASED.
- SUBMERSIBLE SECONDARY CONNECTORS SHALL HAVE CURRENT RATING EQUAL THE L.V. UNDERGROUND FEEDER CABLE OR SERVICE CABLE AND CABLES CAN BE REMOVED ALL THE TIME.
- EACH OUTGOING CABLE FROM THE METER MUST BE INSTALLED THE CIRCUIT BREAKER TO PROTECT THE L.V. MAIN CABLE OF CUSTOMER THE STANDARD FOR TESTING, SHORT CIRCUIT CURRENT RATING, SIZE OF CIRCUIT BREAKER AND MAIN CONDUCTORS ACCORDING TO DWG. NO. SA2-015/46015 (ASSEMBLY NO. 0540A)
- CONNECTION AT CIRCUIT BREAKER MAY BE USE A CABLE, LUG OR DIRECTLY CONNECTED TERMINAL ACCORDING TO THE APPROPRIATE USE AND TIGHT CONNECTION.
- THE METER CABINET COVER IS MADE FROM THE STEEL SHEET WHICH IS NOT LESS THAN 2.5 mm THICK GALVANIZED COATING AND 7 LAYERS PAINTED WITH GRAY COLOUR, FOR THE DEGREE OF PROTECTION ACCORDING TO TIS-513, CLASS IP 44.

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า มาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ ถูกแทนโดยแบบ.....
ผู้เขียน..... สิมชัย ผู้สำรวจ..... ผู้ควบคุม..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าการ..... การติดตั้งมีเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มิเตอร์สำหรับวางบนพื้น	เขียนเสร็จวันที่ 11.11.2549 แก้แบบวันที่..... มีต้นแบบ..... มาตรฐาน.....
รองผู้อำนวยการแผนก ระบบงานระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่ SA1-015/49011/ แผ่นที่ 9 ของจำนวน 10 แผ่น

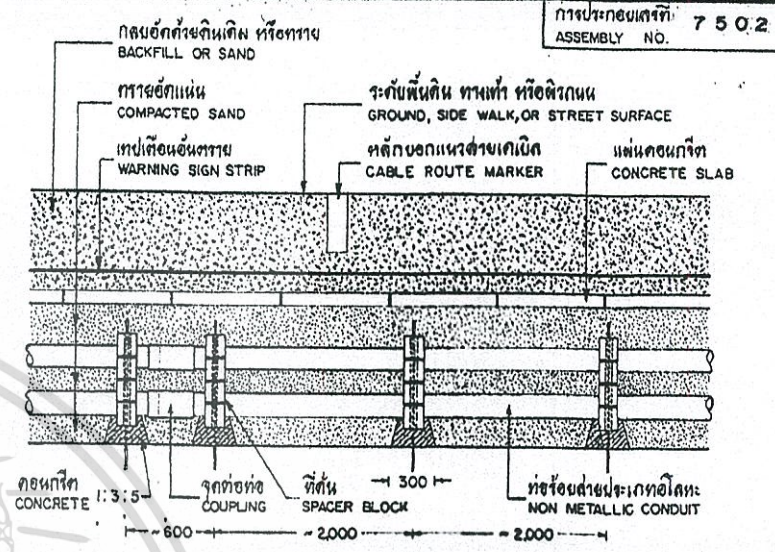
- บานพับที่ใช้เป็นแบบสลัก โดยสามารถถอดแยกออกจากกรอบเหล็กได้ โดยตามจับจะต้องมีกุญแจล็อกในตัวชนิดกันน้ำเข้าได้ พร้อมลูกกุญแจแบบ MASTER KEY
- กรอบเหล็ก (วัสดุลำดับที่ 4) และสลักเกลียว M5x50 มม. (วัสดุลำดับที่ 8) ให้ฝังลงในข้อต่อกริดที่บ่งชี้ที่กล่อง หลอดแดงของกริดเสริมเหล็ก (วัสดุลำดับที่ 1)
- ที่ปลายท่อของสายทุกท่อนภายในฐานคอนกรีตเสริมเหล็ก ให้ลบคมรอยโดยทำเป็นมุม 45 องศา เพื่อป้องกันท่อขาดสายในขณะดึงสายกลับ พร้อมทั้งถอดช่องว่างที่ปลายท่อรวมภายในฐานคอนกรีตฯ รวมทั้งที่ข้อบ่อนหน้าปิดสายวัสดุที่เหมาะสม เพื่อกันน้ำเข้าไปในฐานคอนกรีตฯ
- ตำแหน่งของสายของท่อรวมสายประธานแรงต่ำใต้ดินสามารถเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม (ไม่แนะนำให้ออกฝั่งด้วยหมวกครอบ) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระยะทางของท่อรวมสายแบบใดแบบที่จะระบุไว้ในแบบ
- กรณีเดินแนวท่อรวมสายประธานหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำอยู่ห่างจากบ่อรับน้ำ ให้เดินทำอง 90° (อาจคือด้วยท่อทางตรงเพิ่ม) เข้าฐานรากคอนกรีตซึ่งมีจำนวนหน้ามิเตอร์แทน โดยมีระยะห่างระหว่างจุดศูนย์กลางของรูเท่ากับ 250 มม. และมีขนาดรูเท่ากับ Ø+2 มม.
- เพื่อความกลมกลืนกับสภาพแวดล้อมสามารถทาสีตู้มิเตอร์ด้วยสีน้ำมันสำหรับภายนอกได้
- ลดความต้านทานของบ่อนของสายเคเบิล เมื่อวัดระหว่างคาน้ำกับตัวตู้มิเตอร์ที่ติดตั้ง ต้องมีค่าไม่น้อยกว่า 0.5 เมกโอห์ม
- การเดินสายไฟฟ้าภายในตู้ตั้งที่ภายในอาคาร วงจร และตู้ ที่จำเป็นไว้ยกยาดาว เพื่อให้ง่ายต่อการบำรุงรักษา
- หากมีอาการแยกที่ที่เกิดผิดปกติอย่างรวดเร็ว แนะนำให้ติดตั้ง FAULT INDICATOR เพิ่มที่สายบ่อนหรือสายบริการเคเบิลใต้ดินแรงต่ำจำนวน 3 ชุด โดยทำการตรวจสอบจับที่ตำแหน่งหน้าตู้มิเตอร์สำหรับสายพ่วง และให้ติดตั้งอุปกรณ์แจ้งเตือนที่หน้าตู้มิเตอร์ ตามที่ระบุไว้ในแผ่นที่ 9
- รายละเอียดการเสริมเหล็กและส่วนผสมคอนกรีต สำหรับกล่องของกริดเสริมเหล็ก ฐานของกริดเสริมเหล็ก และฝาปิดของกริดเสริมเหล็ก ให้ดูแบบเลขที่ IB4-011/49011 และ IB4-011/49012
- "Ø" หมายถึงเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อรวมสาย
- HINGES SHALL BE PIN TYPE WHICH CAN EXTRUDE FROM THE STEEL FRAME THE HANDLE WITH WATERPROOF KEY LOCK AND MASTER KEY SHALL BE USED .
- THE STEEL FRAME (ITEM 4) AND BOLTS, SIZE M5x50 mm (ITEM 8) SHALL BE IMMERSED IN CONCRETE WHILE THE REINFORCED CONCRETE BOX (ITEM 1) IS CASTING
- AT THE END OF ALL CONDUITS IN REINFORCED CONCRETE FOUNDATION SHALL BE SMOOTH 45 DEGREE SHAPE TO PROTECT THE CABLES WHILE ARC PULLER THE END OF ALL CONDUITS IN REINFORCED CONCRETE AND EDGES OF COVER SHALL BE FILLED WITH THE APPROPRIABLE MATERIAL TO PROTECT THE WATER
- THE SIDE OF HOLE POSITION OF CUSTOMER L.V. MAIN CABLE CONDUIT CAN BE CHANGED (NO PREFER FOR THE FRONT OF METER SIDE), ALL DISTANCES OF CUSTOMER L.V. MAIN CABLE CONDUIT SHALL BE USED AS SPECIFIED IN THE DRAWING .
- IN CASE OF THE ROUTE OF L.V. UNDERGROUND FEEDER CABLE OR SERVICE CABLE CONDUIT IS LAIED FAR FROM THE FENCE, 90° CONDUIT (STRAIGHT CONDUIT MAY BE ADDED) CAN BE SUBSTITUTED AT THE FRONT OF METER SIDE . THE DISTANCE OF HOLE CENTER POINTS SHALL BE 250 mm AND SIZE OF HOLES ARE Ø+2 mm
- FOR HARMONIZING WITH THE ENVIRONMENT, THE METER CABINET CAN BE PAINTED WITH THE OUTDOOR OIL COLOUR
- THE INSULATION RESISTANCE OF CABLES SHALL NOT BE LESS THAN 0.5 MEGOHMS WHEN MEASURE BETWEEN CONDUCTORS AND ALL SERVICES OF METER CABINET
- FAULT INDICATOR SHOULD BE ADDITIONALLY INSTALLED, 3 SETS QUANTITY AT THE L.V. UNDERGROUND FEEDER CABLE OR SERVICE CABLE TO ISOLATE THE FAULT AREA SWIFTLY . THE SENSOR SHALL BE INSTALLED IN FRONT OF THE CONNECTOR IN EACH PHASE AND THE SIGNAL DEVICE SHALL BE INSTALLED AT THE METER CABINET COVER AS SPLICED IN PAGE NO 9
- DETAILS OF REINFORCEMENT AND CONCRETE MIXLS FOR REINFORCED CONCRETE BOX, REINFORCED CONCRETE FOUNDATION AND REINFORCED CONCRETE COVER, SEE DWG NO. IB4-011/49011 AND IB4-011/49012 .
- "Ø" MEANS THE OUTSIDE DIAMETER OF CONDUIT

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า มาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ ถูกแทนโดยแบบ.....
ผู้เขียน..... สิมชัย ผู้สำรวจ..... ผู้ควบคุม..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าการ..... การติดตั้งมีเตอร์แรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย 220/380 โวลต์ 1-2 เครื่อง ในตู้มิเตอร์สำหรับวางบนพื้น	เขียนเสร็จวันที่ 11.11.2549 แก้แบบวันที่..... มีต้นแบบ..... มาตรฐาน.....
รองผู้อำนวยการแผนก ระบบงานระบบไฟฟ้า	1-2 METER 3-PHASE 4-WIRE 220/380 V kWh-METER INSTALLATION IN METER CABINET FOR ON GROUND	แบบเลขที่ SA1-015/49011/ แผ่นที่ 10 ของจำนวน 10 แผ่น



ภาคตัดขวาง การวางท่อร้อยสาย
CROSSSECTION OF CONDUIT LAYING

การประกอบโครง
ASSEMBLY NO. 7.5.0.2



รายละเอียดรูปด้าน
DETAIL OF SIDE VIEW

หมายเหตุ

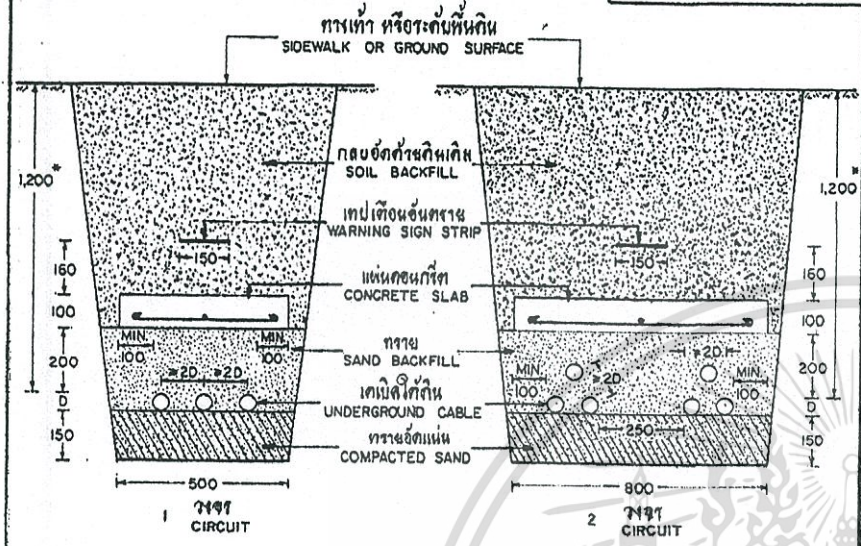
- * แนะนำให้ใช้ค่านี้ แต่ในบริเวณที่ยากต่อการก่อสร้าง ส่วนมากปรับระยะความลึกเป็นไม่น้อยกว่า 900 มม.
- ความกว้างของแผ่นคอนกรีตที่เท่ากับที่ค้ำโดยแต่ละแผ่นวางต่อกันตลอดความยาวการเดินสาย
- ท่อร้อยสายประเภทโพลีเอทิลีน ได้แก่
HOPE = ท่อไฮเดนพอลีเอทิลีน ความหนาแน่นสูงสำหรับร้อยสายไฟฟ้า
EFLEX = ท่อแบบขดทุกสำหรับร้อยสายไฟฟ้า

NOTES

- * SUGGESTED THIS VALUE, BUT IN THE DIFFICULT AREA FOR CONSTRUCTION, THE DEPTH MAY BE REDUCED TO NOT LESS THAN 900 mm .
- THE WIDTH OF CONCRETE SLAB IS THE SAME AS OF SPACER BLOCK. CONCRETE SLAB SHALL BE INSTALLED CONTINUOUS ALONG UNDERGROUND LAYING
- NONMETALLIC CONDUITS ARE :
HOPE = HIGH DENSITY POLYETHYLENE CONDUIT FOR ELECTRICAL WIRING .
EFLEX = FLEXIBLE CORRUGATED PIPE FOR ELECTRICAL WIRING .

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ..... ถูกแทนที่โดยแบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจสอบ..... วิศวกร..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าราชการ..... 2.4 ธ.ค. 2537 การเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ระบบ 22 kv, 33 kv แบบร้อยสายในท่อโพลีเอทิลีน	เดือนส่งงานวันที่..... 13.5.37 แก้ไขแบบครั้งที่..... ฉบับแก้ไข..... มาตรฐาน.....
รองหัวหน้าฝ่ายเทคนิค หม่อมหลวง.....	PRIMARY UNDERGROUND CONSTRUCTION 22 kv, 33 kv SYSTEM IN NONMETALLIC CONDUIT	แบบเลขที่ SAI-015/36017 แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น

กองวิศวกรรมไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ..... ถูกแทนที่โดยแบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจสอบ..... วิศวกร..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้ว่าราชการ..... 2.4 ธ.ค. 2537 การเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ระบบ 22 kv, 33 kv แบบร้อยสายในท่อโพลีเอทิลีน	เดือนส่งงานวันที่..... 13.5.36 แก้ไขแบบครั้งที่..... ฉบับแก้ไข..... มาตรฐาน.....
รองหัวหน้าฝ่ายเทคนิค หม่อมหลวง.....	PRIMARY UNDERGROUND CONSTRUCTION 22 kv, 33 kv SYSTEM IN NONMETALLIC CONDUIT	แบบเลขที่ SAI-015/36017 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น



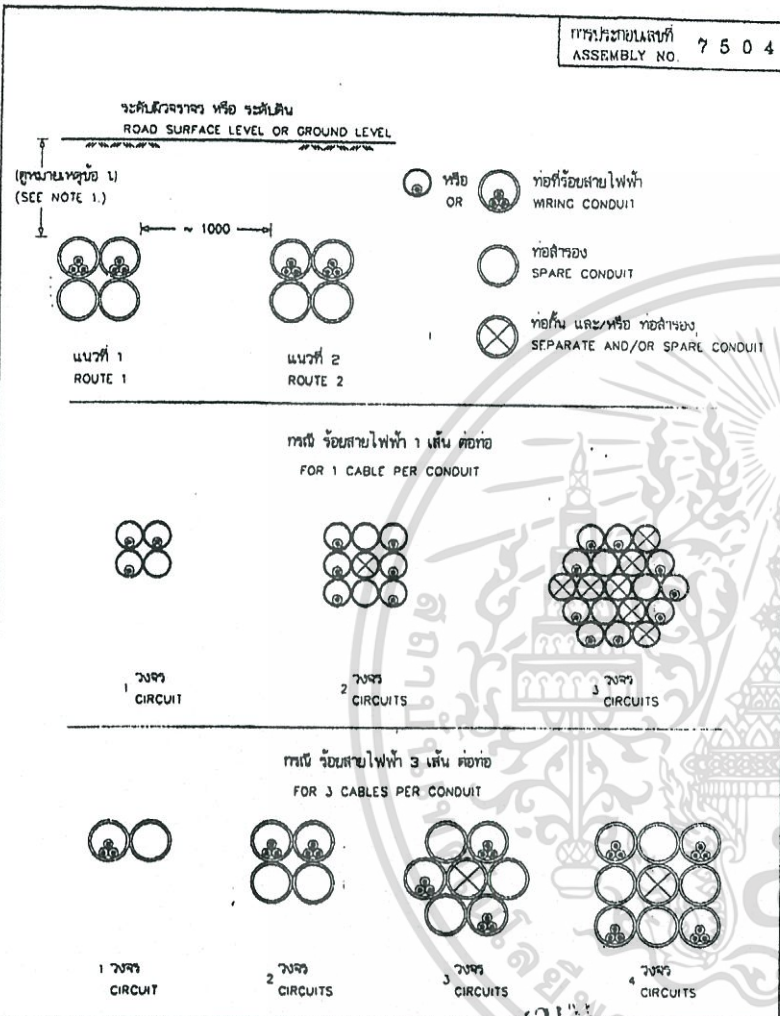
หมายเหตุ

- 1 การก่อสร้างตามแบบนี้ แนะนำให้ใช้กับพื้นที่ของผู้อยู่ใช้เท่านั้น
- 2 "D" หมายถึง เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก ของสายเคเบิลใต้ดิน
- 3 * แนะนำให้ใช้เท่านั้น แต่ในบริเวณที่ยากต่อการก่อสร้าง สามารถปรับระยะความลึกเป็นได้ไม่น้อยกว่า 900 มม.

NOTES

- 1 THIS CONSTRUCTION IS RECOMMENDED TO INSTALL IN CUSTOMER'S AREA ONLY .
- 2 "D" INDICATES OVERALL DIAMETER OF UNDERGROUND CABLE .
- 3 * SUGGESTED THIS VALUE, BUT IN THE DIFFICULT AREA FOR CONSTRUCTION, THE DEPTH MAY BE REDUCED TO NOT LESS THAN 900 mm .

องค์กรที่ดำเนินการติดตั้ง สำนักวิทยบริการฯ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	วิศวกร อนุมัติ วันที่ 13.5.2537
ผู้เขียน... ผู้ตรวจ... วิศวกร... อนุมัติ... ผู้ดำเนินการ... ผู้ดำเนินการฝ่าย...	ผู้ว่าฯ 7-4-81.ค.-2537 การเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ระบบ 22kV, 33 kV แบบฝังดินโดยตรง	อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ
ขงห้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ก.ค. ๒๕๓๖	PRIMARY UNDERGROUND CONSTRUCTION 22 kV, 33 kV SYSTEM DIRECT BURIED CABLE LAYING	อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ อนุมัติ



กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ SA1-015/37022 ตามทบทโดย...
ผู้เขียน..... ผู้สำรวจ..... ผู้ตรวจ..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้วิศวกร..... การเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินระบบ 22 kv, 33 kv แบบไม่ต้องขุดเปิดหน้าดิน	เขียนเสร็จวันที่ 3 พ.ย. 2549 แผ่นฉบับที่..... ฉบับ..... มาตราส่วน.....
รองผู้ว่าการแผนและพัฒนาระบบไฟฟ้า.....	PRIMARY UNDERGROUND CONSTRUCTION 22 kv, 33 kv SYSTEM DIRECTIONAL DRILLING METHOD	แบบเลขที่ SA1-015/49003 แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น

ของแบบ ระดับความลึกมากที่สุด ของการไข่อัดโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง สำหรับร้อยสายไฟฟ้า
TABLE MAXIMUM DEPTH LEVEL OF HIGH DENSITY POLYETHYLENE CONDUIT (HDPE) FOR WIRING CABLE

ขนาดท่อ (ม.ม.) SIZE (mm)	ระดับความลึกมากที่สุด (ม.) MAXIMUM DEPTH LEVEL (m)		
	ชั้นคุณภาพ PNB.3 CLASS PNB.3	ชั้นคุณภาพ PNB CLASS PNB	ชั้นคุณภาพ PNB10 CLASS PNB10
75	2.0	4.20	8.20
90	2.0	4.20	8.20
110	2.0	4.20	8.20
125	2.0	4.20	8.20
140	2.0	4.20	8.20
160	-	2.00	4.00
180	-	2.00	4.00
200	-	2.00	4.00

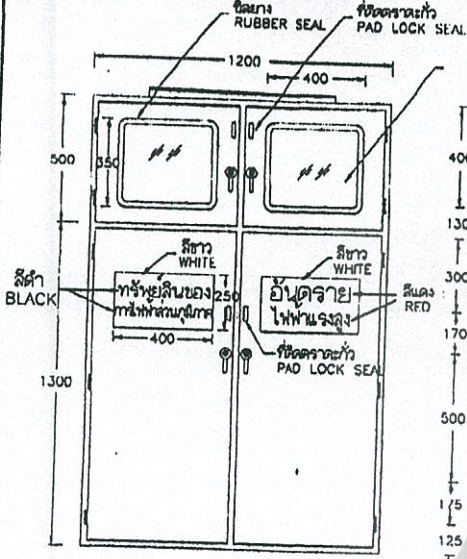
หมายเหตุ

- ระดับความลึกในการฝังท่อร้อยสาย ตามที่เจ้าของพื้นที่อนุญาต (กรมการหลวง , แขวงราชการ , เทศบาล หรือ ชิง) ซึ่งไม่น้อยกว่า 900 มม.
- 1 ท่อ หรือร้อยสายไฟฟ้า 1 เส้น หรือ 3 เส้น โดยพื้นที่หน้าตัดสายไฟต้องไม่เกิน 53 % หรือ 40 % ของพื้นที่หน้าตัดภายในท่อร้อยสาย ตามลำดับ
- ให้ติดตั้งปลั๊กบนแนวสายชนิด และ/หรือ เสียบบนแนวสายชนิด ตามแบบเลขที่ SA1-015/36026, SA1-015/36027 (การประกอบเลขที่ 7901 และ 7902)
- หลังจากติดตั้งท่อร้อยสายเรียบร้อยแล้ว ต้องปล่อยทิ้งไว้ไม่น้อยกว่า 24 ชม. เพื่อให้ย่นหินดิน
- ระยะห่างระหว่างกลุ่มท่อที่กลุ่มท่อ หรือกลุ่มท่อที่กลุ่มท่อที่ติดตั้งบนทิศทางประมาณ 1000 มม.

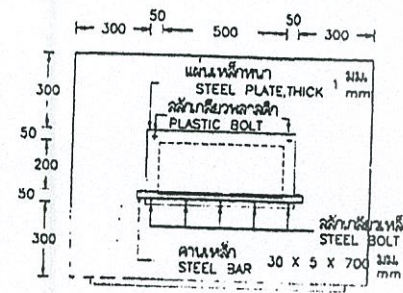
NOTES

- DEPTH LEVEL OF CONDUIT DRILLING IS DEPENDED ON AREA'S OWNER (DEPARTMENT OF HIGHWAYS OR LOCAL MUNICIPALITY OR etc.), NOT LESS THAN 900 mm.
- 1-CONDUIT FOR 1 CABLE OR 3 CABLES, AND CROSS SECTION AREA OF CABLE DO NOT MORE THAN 53 % OR 40 % OF INSIDE AREA OF CONDUIT RESPECTIVE.
- INSTALL CABLE ROUTE MARKER AND/OR CABLE ROUTE MARKER POST AS DWG NO SA1-015/36026 AND SA1-015/36027. (ASSEMBLY NO. 7901 AND 7902)
- AFTER TENSILE, CONDUIT MUST BE RELIEVED TO THE ORIGINAL, NOT LESS THAN 24 HOURS.
- THE CLEARANCE BETWEEN GROUPS OF DUCT OR BETWEEN GROUP OF DUCT AND DUCT BANK ARL 1,000 mm (APPROXIMATE)

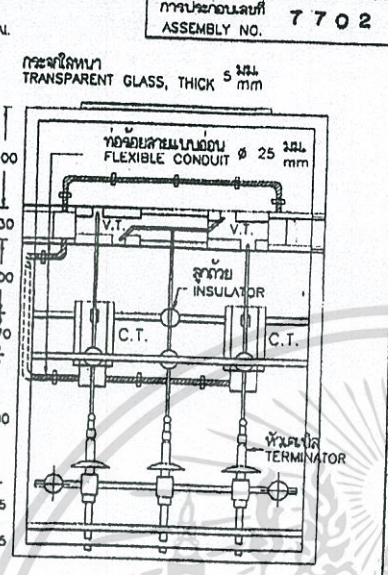
กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและควบคุม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ SA1-015/37022 ตามทบทโดย...
ผู้เขียน..... ผู้สำรวจ..... ผู้ตรวจ..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย.....	ผู้วิศวกร..... การเดินสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินระบบ 22 kv, 33 kv แบบไม่ต้องขุดเปิดหน้าดิน	เขียนเสร็จวันที่ 3 พ.ย. 2549 แผ่นฉบับที่..... ฉบับ..... มาตราส่วน.....
รองผู้ว่าการแผนและพัฒนาระบบไฟฟ้า.....	PRIMARY UNDERGROUND CONSTRUCTION 22 kv, 33 kv SYSTEM DIRECTIONAL DRILLING METHOD	แบบเลขที่ SA1-015/49003 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น



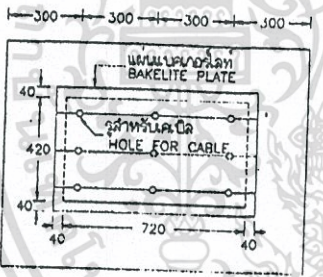
รูปด้านหน้าตู้ติดตั้งมิเตอร์
FRONT VIEW METERING CUBICLE



รูปด้านบน
TOP VIEW

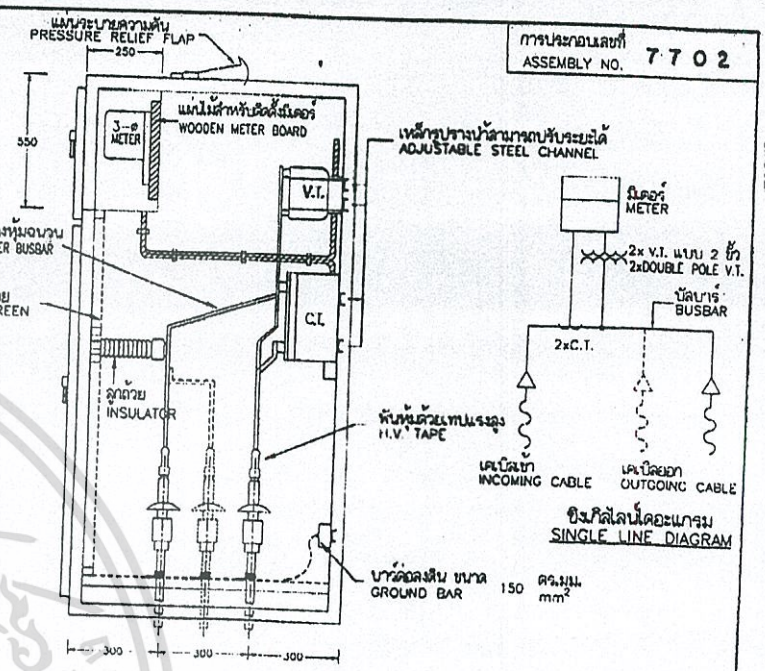


รูปติดตั้งอุปกรณ์ด้านหน้า
EQUIPMENT FRONT VIEW



รูปด้านล่าง
BOTTOM VIEW

การประกอบเลขที่
ASSEMBLY NO. 7702



รูปติดตั้งอุปกรณ์ด้านข้าง
EQUIPMENT SIDE VIEW

การประกอบเลขที่
ASSEMBLY NO. 7702

หมายเหตุ

1. บัสบาร์ทองแดงชนิดฉนวนหุ้ม มีขนาดไม่น้อยกว่า 40x5 มม.
2. ตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กแผ่นชุบสังกะสีหนาไม่น้อยกว่า 2.5 มม. และทาสีด้วยสีเทาไม่น้อยกว่าสองชั้นหลังจากทาสีเสร็จแล้ว
3. การป้องกันตู้มิเตอร์เป็นไปตาม มอก. 513 ระดับการป้องกัน IP-31
4. เคเบิลเข้าต้องทำอุปกรณ์ป้องกัน และตัดตอนด้านต้นข้าง
5. การเดินสายควบคุมให้ดูในแบบเลขที่ S02-015/16005 (การประกอบเลขที่ 0506)

NOTES

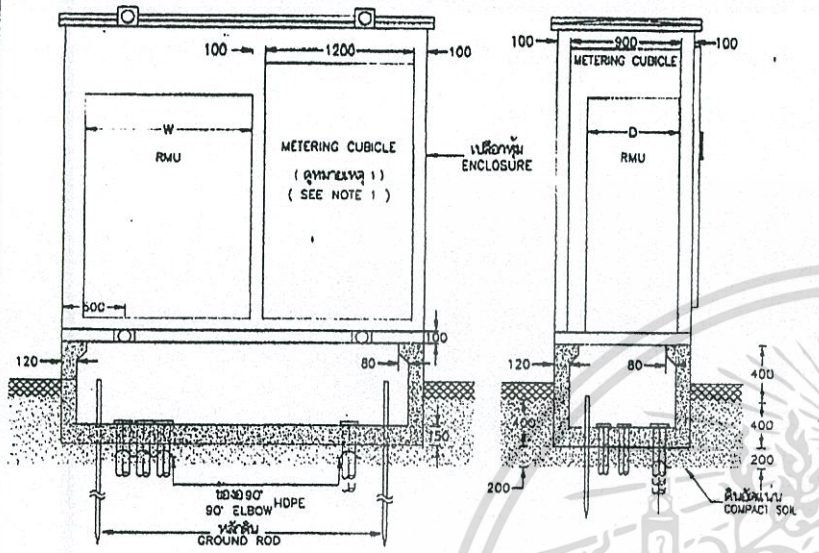
1. THE SIZE OF INSULATED COPPER BUSBAR SHALL NOT BE LESS THAN 40x5 mm.
2. METERING CUBICLE SHALL BE GALVANIZED STEEL SHEET OF NOT LESS THAN 2.5 mm THICK AND PAINTED WITH GREY OF AT LEAST TWO (2) LAYERS AFTER FABRICATION.
3. METERING CUBICLE PROTECTION ACCORDING TO TIS 513, CLASS IP-31.
4. INCOMING CABLE COMES FROM PROTECTION SWITCH AT SOURCE SIDE.
5. CONTROL CABLE WIRING, SEE DWG.NO.S02-015/16005 (ASSEMBLY NO. 0506).

กองวิศวกรไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ คุณภาพโดยแบบ เขียนเสร็จวันที่ 9 ต.ค. 2539 แก้ไขวันที่ มีสีเขียน มาตราส่วน 1:20 แบบเลขที่ SA1-015/39011 แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น
ผู้เขียน วิศวกร วิศวกร ผู้ตรวจสอบ วิศวกร วิศวกร หัวหน้าแผนก วิศวกร ผู้ควบคุมงาน วิศวกร	ผู้ว่าการ 14 ต.ค. 2539 การติดตั้งมิเตอร์ 22 kv S.P. 2539 แบบภายในอาคาร สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน	
ลงนามผู้ว่าการ 14 ต.ค. 2539	22 kv METERING INSTALLATION INDOOR TYPE FOR UNDERGROUND CABLE SYSTEM	

18 ส.ค. 2539

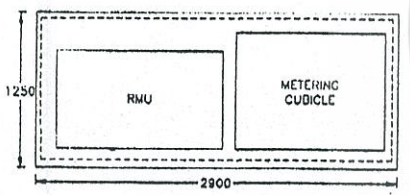
กองวิศวกรไฟฟ้าและเครื่องกล ฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ คุณภาพโดยแบบ เขียนเสร็จวันที่ 9 ต.ค. 2539 แก้ไขวันที่ มีสีเขียน มาตราส่วน 1:25 แบบเลขที่ SA1-015/39011 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น
ผู้เขียน วิศวกร วิศวกร ผู้ตรวจสอบ วิศวกร วิศวกร หัวหน้าแผนก วิศวกร ผู้ควบคุมงาน วิศวกร	ผู้ว่าการ 14 ต.ค. 2539 การติดตั้งมิเตอร์ 22 kv S.P. 2539 แบบภายในอาคาร สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน	
ลงนามผู้ว่าการ 14 ต.ค. 2539	22 kv METERING INSTALLATION INDOOR TYPE FOR UNDERGROUND CABLE SYSTEM	

18 ส.ค. 2539

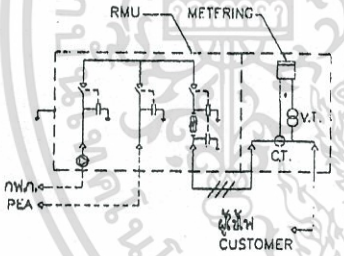


รูปด้านหน้า FRONT VIEW

รูปด้านข้าง SIDE VIEW



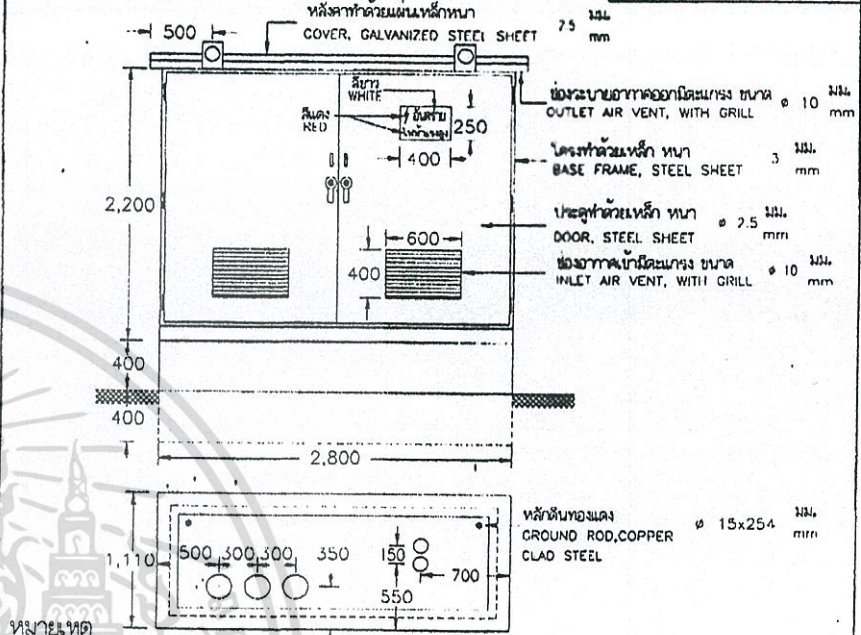
รูปด้านบน TOP VIEW



ขิงกิลไลน์ โดอะแกรม SINGLE LINE DIAGRAM

กองวิศวกรมีหน้าและบรื่องกลฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบตามวิธีแบบ
ผู้เขียน วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	ผู้ว่าการ 14 ไท่เติงฮั่น	เขียนเสร็จวันที่ 9 ต.ค. 2539
ผู้ตรวจ วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	การติดตั้งมิเตอร์ 22 KV S.P. 2539	แก้แบบวันที่
ผู้ควบคุม วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	แบบภายนอกอาคาร สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน	ฉบับ ผลิตเสร็จ
ผู้ดำเนินการ วิศวกร ชัยพรเชษฐ์		มาตรฐาน 1:40
อนุมัติการ 14 ไท่เติงฮั่น	22 KV METERING INSTALLATION OUTDOOR TYPE FOR UNDERGROUND CABLE SYSTEM	แบบเลขที่ SA1-015/38012
		แผ่นที่ 1 ของจำนวน 2 แผ่น

18 S.P. 2539



หมายเหตุ

- รายละเอียดตู้คือขึงกิลไลน์ ดูแบบเลขที่ SA1-015/38011 (การประกอบเลขที่ 7702)
- W และ D ขึ้นอยู่กับขนาดของ RMU
- ประตูของตู้ภายนอก เมื่อปิดจะสามารถล็อกกับโครงสร้างได้ทั้งด้านหน้าข้างหนึ่ง และมีการแจ้งสื่อจากด้านหน้า
- เปลือกตู้ทำด้วยเหล็กชุบสังกะสีแบบ ELECTROLYTE แล้วทาสีด้วยสีเทา อย่างน้อยสองชั้น
- หลังติดตั้งตู้ภายนอก สิ่งมางจากของตะกั่วสีฟ้าได้

NOTES

- DETAIL OF METERING CUBICLE, SEE DWG. NO. SA1-015/38011 (ASSEMBLY NO. 7702) .
- W AND D SHALL BE DEPEND ON RING MAIN UNIT (RMU) DIMENSIONS .
- THE DOORS OF ENCLOSURE SHALL BE STRONGLY LOCKED EVERY DIRECTION AT THE FRAME AND HAVE MASTER KEY AT THE FRONT .
- ENCLOSURE SHALL BE OF GALVANIZED STEEL SHEET (ELECTROLYTE) AND PAINTED WITH GREY OF AT LEAST TWO (2) LAYERS .
- THE COVER OF ENCLOSURE SHALL BE TAKEN OFF .

กองวิศวกรมีหน้าและบรื่องกลฝ่ายวิศวกรรม	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบตามวิธีแบบ
ผู้เขียน วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	ผู้ว่าการ 14 ไท่เติงฮั่น	เขียนเสร็จวันที่ 9 ต.ค. 2539
ผู้ตรวจ วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	การติดตั้งมิเตอร์ S.P. 2539	แก้แบบวันที่
ผู้ควบคุม วิศวกร ชัยพรเชษฐ์	แบบภายนอกอาคาร สำหรับระบบเคเบิลใต้ดิน	ฉบับ ผลิตเสร็จ
ผู้ดำเนินการ วิศวกร ชัยพรเชษฐ์		มาตรฐาน 1:40
อนุมัติการ 14 ไท่เติงฮั่น	22 KV METERING INSTALLATION OUTDOOR TYPE FOR UNDERGROUND CABLE SYSTEM	แบบเลขที่ SA1-015/38012
		แผ่นที่ 2 ของจำนวน 2 แผ่น

18 S.P. 2539

ตารางที่ 1 สวิตช์กระแสใช้งานของสายไฟฟ้าทองแดงที่อุณหภูมิ 70 องศาเซลเซียส ตารางที่ 8-188 11-2531 (NYI)

TABLE 1 CURRENT RATINGS OF COPPER CONDUCTOR, PVC INSULATED, 750 VOLT, 70°C TABLE 6, ACCORDING TO ITS 11-2531 (NYI)

ขนาด (มม.) SIZE (mm ²)	ความลึก H (ม) DEPTH H (m)	สวิตช์กระแสใช้งานของสาย (แอมแปร์) CURRENT RATINGS PER CIRCUIT (AMPERE)							
		จำนวนวงจร / NUMBER OF CIRCUIT							
		1	2	3	4	5	6	7	8
25	0.15	94	92	89	89	88	87	87	87
	0.30	91	87	83	81	79	78	77	77
	0.45	90	84	79	77	74	73	72	71
	0.60	88	82	77	74	71	70	68	67
	0.90	87	79	73	70	67	65	64	62
35	0.15	115	112	109	108	106	106	105	105
	0.30	111	105	100	98	95	94	93	92
	0.45	109	101	95	92	89	88	86	85
	0.60	107	99	92	88	85	83	82	80
	0.90	105	96	88	84	81	78	76	74
50	0.15	137	133	129	128	126	126	125	125
	0.30	132	124	118	115	113	111	110	109
	0.45	129	120	112	109	105	103	102	100
	0.60	127	117	109	105	101	98	96	95
	0.90	125	113	104	99	95	92	89	87
70	0.15	169	164	159	157	155	154	154	153
	0.30	162	153	145	141	138	136	134	133
	0.45	159	147	137	133	129	126	124	122
	0.60	156	143	133	127	123	120	117	115
	0.90	153	138	127	121	116	112	108	106

ขนาด (มม.) SIZE (mm ²)	ความลึก H (ม) DEPTH H (m)	สวิตช์กระแสใช้งานของสาย (แอมแปร์) CURRENT RATINGS PER CIRCUIT (AMPERE)							
		จำนวนวงจร / NUMBER OF CIRCUIT							
		1	2	3	4	5	6	7	8
95	0.15	207	200	193	191	189	188	187	186
	0.30	198	188	175	171	167	164	162	161
	0.45	193	178	166	160	155	152	149	147
	0.60	190	173	160	153	147	144	140	138
	0.90	186	167	153	146	138	134	130	127
120	0.15	240	231	223	220	218	216	215	214
	0.30	229	214	201	196	191	188	186	184
	0.45	223	205	190	183	177	173	170	167
	0.60	219	199	183	175	168	164	160	157
	0.90	214	191	174	165	157	152	147	144
185	0.15	314	301	289	285	282	280	278	277
	0.30	298	276	259	251	244	241	237	235
	0.45	289	263	243	234	225	220	216	213
	0.60	284	255	234	223	214	208	202	199
	0.90	277	245	222	210	199	192	186	182

คณะกรรมการควบคุมไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและควบคุมไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ..... ฐานแบบ โดยแบบ.....
ผู้รับ... ส.ค.พ. ผู้ตรวจ... วิศวกร... วิศวกรเทคนิค... ผู้อำนวยการ... ผู้อำนวยการ...	วิศวกร <i>[Signature]</i> 8 128 2548	เขียนเสร็จวันที่ 21.01.2548 ผ่านแบบวันที่..... มีเซ็น..... มีตราประทับ.....
ชื่อผู้ตรวจแบบ และพิมพ์ ชื่อผู้พิมพ์	สวิตช์กระแสใช้งานของสายชนิดใต้ดินแรงต่ำ	แบบเลขที่ SA1-015/48018 แผ่นที่ 1 ของจำนวน 3 แผ่น
	CURRENT RATINGS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLE	

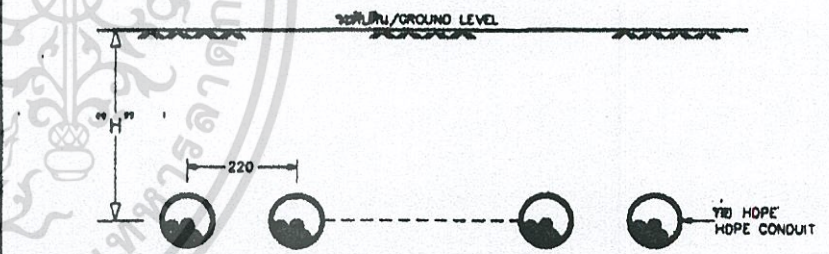
คณะกรรมการควบคุมไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและควบคุมไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ..... ฐานแบบ โดยแบบ.....
ผู้รับ... ส.ค.พ. ผู้ตรวจ... วิศวกร... วิศวกรเทคนิค... ผู้อำนวยการ... ผู้อำนวยการ...	วิศวกร <i>[Signature]</i> 8 128 2548	เขียนเสร็จวันที่ 21.01.2548 ผ่านแบบวันที่..... มีเซ็น..... มีตราประทับ.....
ชื่อผู้ตรวจแบบ และพิมพ์ ชื่อผู้พิมพ์	สวิตช์กระแสใช้งานของสายชนิดใต้ดินแรงต่ำ	แบบเลขที่ SA1-015/48018 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 3 แผ่น
	CURRENT RATINGS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLE	

ตารางที่ 2 ตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้าของสายนำดินชนิดโพลีเอทิลีน (XLPE) 600/1000 โวลต์ 90°C IEC 60502-1 (C.V.)

TABLE 2 CURRENT RATINGS OF COPPER CONDUCTOR, CROSS LINKED POLYETHYLENE (XLPE) INSULATED 600/1000 VOLT, 90°C, ACCORDING TO IEC 60502-1 (C.V.)

ขนาด (DALL) SIZE (mm ²)	ความลึก "H" (m) DEPTH "H" (m)	อัตรากระแสไฟฟ้าต่อวงจร (แอมแปร์) CURRENT RATINGS PER CIRCUIT (AMPARE)							
		จำนวนวงจร / NUMBER OF CIRCUIT							
		1	2	3	4	5	6	7	8
25	0.15	106	104	101	100	99	99	99	98
	0.30	103	98	94	92	90	89	89	88
	0.45	101	95	90	88	85	84	83	82
	0.60	100	93	88	85	82	80	79	78
	0.90	99	91	85	81	78	78	74	72
35	0.15	129	125	122	121	120	120	119	119
	0.30	125	119	113	111	109	108	108	106
	0.45	123	115	109	105	103	101	99	98
	0.60	121	113	106	102	98	98	94	93
	0.90	119	108	101	97	93	90	86	85
50	0.15	156	151	147	146	144	144	143	143
	0.30	151	143	136	133	130	129	127	126
	0.45	148	138	130	126	122	120	118	116
	0.60	146	135	126	121	117	114	112	110
	0.90	143	131	121	115	110	107	104	102
70	0.15	194	188	182	180	179	178	177	176
	0.30	187	176	168	164	160	158	156	155
	0.45	183	170	160	155	150	147	144	143
	0.60	181	166	155	149	143	140	137	135
	0.90	177	161	148	141	135	131	127	124

ขนาด (DALL) SIZE (mm ²)	ความลึก "H" (m) DEPTH "H" (m)	อัตรากระแสไฟฟ้าต่อวงจร (แอมแปร์) CURRENT RATINGS PER CIRCUIT (AMPARE)							
		จำนวนวงจร / NUMBER OF CIRCUIT							
		1	2	3	4	5	6	7	8
90	0.15	238	231	224	221	219	218	217	216
	0.30	230	216	204	199	195	192	190	188
	0.45	225	208	194	187	181	178	174	172
	0.60	222	202	188	180	173	169	165	162
	0.90	217	195	179	170	162	157	153	149
120	0.15	276	266	257	254	251	250	249	248
	0.30	264	246	234	228	222	219	216	214
	0.45	258	238	222	214	207	202	196	196
	0.60	254	231	214	208	197	192	187	184
	0.90	249	223	204	193	184	178	173	169
185	0.15	361	347	334	330	326	324	322	321
	0.30	344	321	301	293	286	281	277	275
	0.45	336	307	284	274	264	256	253	250
	0.60	330	298	274	261	251	244	238	234
	0.90	322	286	260	246	234	226	219	214



ค่าที่แสดงในตารางที่ 1 และ 2 ให้ใช้ตามการติดตั้งสายนำดินในรูปที่แสดง THE VALUE THAT SHOW IN TABLE 1 AND 2 IS USE ABOVE CONFIGURATION FOR CALCULATION.

กองช่างระบบไฟฟ้า ฝ่ายช่างระบบแรงดันต่ำ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบฉบับ..... ฐานแบบใช้แบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....	วิศวกร <i>วิเศษ งาม</i> ๙๓๓๖-๘ ๘๒๘. 2548	เขียนแบบวันที่ ๓๑.๐๙.๒๕๔๘ ผ่านแบบวันที่.....
กองช่างระบบไฟฟ้า ส่วนกลาง	ใช้ตามแบบใช้ของสายนำดินใต้ดิน	อนุมัติ..... มาตราส่วน.....
กองช่างระบบไฟฟ้า ส่วนกลาง	CURRENT RATINGS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLE	แบบฉบับที่ SA1-015/48018 วันที่ 3 ของจำนวน 5 แบบ

กองช่างระบบไฟฟ้า ฝ่ายช่างระบบแรงดันต่ำ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบฉบับ..... ฐานแบบใช้แบบ.....
ผู้เขียน..... ผู้ตรวจ..... ผู้ควบคุมงาน..... ผู้ดำเนินการก่อสร้าง.....	วิศวกร <i>วิเศษ งาม</i> ๙๓๓๖-๘ ๘๒๒. 2548	เขียนแบบวันที่ ๓๑.๐๙.๒๕๔๘ ผ่านแบบวันที่.....
กองช่างระบบไฟฟ้า ส่วนกลาง	ใช้ตามแบบใช้ของสายนำดินใต้ดิน	อนุมัติ..... มาตราส่วน.....
กองช่างระบบไฟฟ้า ส่วนกลาง	CURRENT RATINGS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLE	แบบฉบับที่ SA1-015/48018 วันที่ 4 ของจำนวน 5 แบบ

หมายเหตุ

- การคำนวณค่ากำลังกระแสใช้งานเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60287 โดยมีเงื่อนไขที่กำหนดคือ :
 - ค่าโหลดคงที่ : 100 %
 - อุณหภูมิที่ผิวขั้วสาย : 70°C สำหรับสายไฟฟ้าแรงดันที่ 1 และ 90°C สำหรับสายไฟฟ้าแรงดันที่ 2
 - อุณหภูมิโดยรอบ : 30°C
 - ค่าความต้านทานความร้อนของดิน : 1.2 K.m/W
- สูตรที่ใช้ในการคำนวณ $I = \left[\frac{\Delta\theta - Wd [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{T_1} + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{1/2}$
- ค่ากำลังกระแสตามตารางเป็นค่าโดยประมาณเท่านั้น หากเปลี่ยนแปลงสิ่งใดก็ตามจะต้องพิจารณาจากวิธีการติดตั้งใช้งานจริง และค่าจากเงื่อนไขที่กำหนด
- ขนาดท่อร้อยสายเคเบิลที่ใช้ในการคำนวณคือ HOPE PN 6.3 ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง TO 3.6
- รายละเอียดการติดตั้งเพิ่มเติม ตามแบบอยู่ที่ SA1-015/36023 และ SA1-015/36025

NOTES

- THE CURRENT RATINGS CALCULATION METHOD IS BASED ON IEC 60287 UNDER THE FOLLOWING DESIGNED CONDITIONS :
 - LOAD FACTOR : 100 %
 - MAXIMUM CONDUCTOR TEMPERATURE : 70°C FOR CABLE IN TABLE 1 AND 90°C FOR CABLE IN TABLE 2
 - AMBIENT TEMPERATURE : 30°C
 - SOIL THERMAL RESISTIVITY : 1.2 K.m/W
- CALCULATION FORMULA $I = \left[\frac{\Delta\theta - Wd [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{T_1} + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{1/2}$
- THE CURRENT RATINGS VALUE IN TABLE 1 AND TABLE 2 IS APPROXIMATELY; MAY BE INCREASE OR DECREASE DUE TO THE REAL CONDITION BEING DIFFERENT FROM THE DESIGNED CONDITIONS.
- THE HOPE CONDUIT, PN 6.3 Ø 110 mm IS USED FOR CALCULATION.
- FOR MORE DETAIL OF INSTALLATION, SEE DWG. NO. SA1-015/36023 AND SA1-015/36025.

กองช่างระบบไฟฟ้า ช่างเทคนิคและควบคุมงาน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แบบ..... ฐานแบบ.....
เขียน..... ตรวจสอบ..... หัวหน้าแผนก..... ช่างเทคนิค..... ช่างควบคุม.....	วันที่ 8 มิ.ย. 2548	เขียนครั้งที่ 21 มิ.ย. 2548 แบบวันที่..... ฉบับ..... มาตราส่วน.....
ช่างเทคนิคและควบคุมงาน ระบบไฟฟ้า	CURRENT RATINGS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLE	แบบอยู่ที่ SA1-015/36023 แผ่นที่ 3 ของจำนวน 3 แผ่น

- 
- The seal of Rajabhat Nakhon Phanom University is a circular emblem. It features a central five-tiered umbrella (parasol) with a sunburst above it. The emblem is surrounded by decorative floral and scrollwork patterns. The text "ภาคผนวก ง." is positioned above the central emblem. The outer ring of the seal contains the text "มหาวิทยาลัยราชภัฏนครพนม" in Thai script.
- ง. 1 ขนาดกระแสของสายไฟฟ้า ฉนวน XLPE ขนาดแรงดัน 600 โวลต์
ง.2 พิกัดของท่อ HDPE
ง.3 ขนาดมาตรฐานของเซอร์กิตเบรกเกอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5-13 XLPE

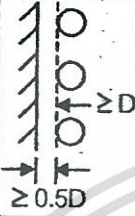


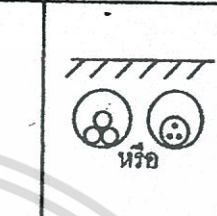

ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงก์โพลีเอทิลีน อุณหภูมิตัวนำ 90 องศาเซลเซียส ขนาดแรงดัน 800 โวลต์ อุณหภูมิโดยรอบ 40 องศาเซลเซียส (สำหรับการเดินสายในอากาศ) และ 30 องศาเซลเซียส สำหรับการเดินสายใต้ดิน

ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)				
	วิธีการเดินสาย				
	ก สายแกน เดี่ยวเดิน ในอากาศ	ข สายแกนเดี่ยว 3 เส้น หรือสายหลายแกน ไม่เกิน 3 แกน เดิน ในท่อโลหะในอากาศ	ค สายแกนเดี่ยว 3 เส้น เดินในท่อฝังดิน		ง สายแกนเดี่ยวไม่เกิน 3 เส้น หรือสายหลาย แกนไม่เกิน 3 แกน ฝังดินโดยตรง
			ท่อโลหะ	ท่อโลหะ	
2.5	36	25	31	28	44
4	47	33	41	36	57
6	60	42	52	46	71
10	82	56	70	61	94
16	110	76	93	81	122
25	148	100	123	107	156
35	184	123	151	130	187
50	224	153	184	156	221
70	286	191	230	197	270
95	356	239	285	241	325
120	417	275	329	277	368
150	481	322	380	318	413
185	559	368	436	363	466
240	672	440	518	430	539
300	782	510	615	501	607
400	921	604	734	586	687
500	1080	686	855	685	773

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5-11

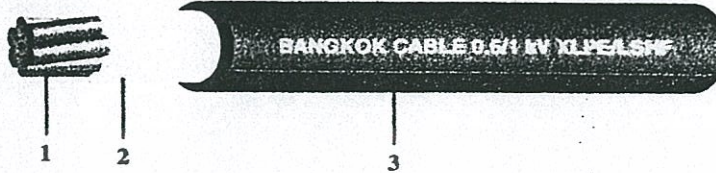
ขนาดกระแสของสายไฟฟ้าทองแดงหุ้มฉนวน ทวิวิธี ตาม มอก. 11-2531 อุณหภูมิตัวนำ 70 องศาเซลเซียส ขนาดแรงดัน 300 หรือ 750 โวลต์ อุณหภูมิโดยรอบ 40 องศาเซลเซียส (สำหรับวิธีการเดินสาย ก-ค) และ 30 องศาเซลเซียส (สำหรับวิธีการเดินสาย ง และ จ)

ขนาดสาย (ตร.มม.)	ขนาดกระแส (แอมแปร์)						
	วิธีการเดินสาย (หมายเหตุ 2)						
							
	ก	ข	ค		ง /		จ
		ท่อ โลหะ	ท่อ อลูมิเนียม	ท่อ โลหะ	ท่อ อลูมิเนียม		
0.5	9	8	8	7	10	9	-
1	14	11	11	10	15	13	21
1.5	17	15	14	13	18	16	26
2.5	23	20	18	17	24	21	34
4	31	27	24	23	32	28	45
6	42	35	31	30	42	36	56
10	60	50	43	42	58	50	75
16	81	66	56	54	77	65	97
25	111	89	77	74	103	87	125
35	137	110	95	91	126	105	150
50	169	-	119	114	156	129	177
70	217	-	148	141	195	160	216
95	271	-	187	180	242	200	259
120	316	-	214	205	279	228	294
150	364	-	251	236	322	259	330
185	424	-	287	269	370	296	372
240	509	-	344	329	440	352	431
300	592	-	400	373	508	400	487
400	696	-	474	416	599	455	552
500	818	-	541	469	684	516	623

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

0.6/1 kV XLPE/LSHF (1 CORE)

LOW SMOKE & HALOGEN FREE FLAME RETARDANT CABLES

**Standards Achieved :**

Construction	: IEC 60228, IEC 60502-1
Flame propagation	: IEC 60332-1-2
	: IEC 60332-3 Categories A, B, C
	: IEEE 1202
Acid gas emission	: IEC 60754-2
Smoke emission	: IEC 61034-2

Construction :

1. Conductor	: Concentric stranded or Compacted stranded copper wires
2. Insulation	: Cross-linked polyethylene (XLPE), Natural colour
3. Sheath	: Low smoke & halogen free compound (LSHF), Black colour, or requested colour

Classification :

Maximum conductor temperature	: 90°C
Maximum circuit voltage	: 1,000 V
AC test voltage	: 3,500 V

Application :

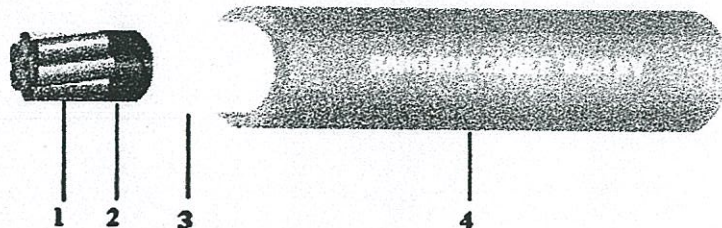
Preferably used for installation into conduit and surface wiring which provide flame retardant, low smoke & corrosive gases properties in case of fire.

No. of core	Conductor			Thickness of insulation mm (Nominal)	Thickness of sheath mm (Nominal)	Overall diameter mm (Approx.)	Conductor resistance at 20°C Ω/km (Max.)	Current rating in free air at 40°C ambient A	Cable weight kg/km (Approx.)	Standard length m
	Cross-sectional area mm ²	No. of wires (Min.)	Diameter mm (Approx.)							
1	1.5	7	1.56	0.7	1.4	6.5	12.1	27	50	500
1	2.5	7	2.01	0.7	1.4	7.0	7.41	36	60	500
1	4	7	2.55	0.7	1.4	7.5	4.61	48	80	500
1	6	7	3.12	0.7	1.4	8.0	3.08	61	100	500
1	10	6	3.72	0.7	1.4	8.5	1.83	82	150	500
1	16	6	4.69	0.7	1.4	9.5	1.15	110	210	500
1	25	6	5.90	0.9	1.4	11.5	0.727	145	320	500
1	35	6	6.95	0.9	1.4	12.5	0.524	180	420	500
1	50	6	8.33	1.0	1.4	14.0	0.387	220	560	500
1	70	12	9.73	1.1	1.4	15.5	0.268	280	770	500
1	95	15	11.43	1.1	1.5	17.5	0.193	345	1,050	500
1	120	18	12.95	1.2	1.5	19.5	0.153	400	1,300	500
1	150	18	14.27	1.4	1.6	21.5	0.124	460	1,600	500
1	185	30	15.98	1.6	1.6	23.5	0.0991	530	2,000	500
1	240	34	18.47	1.7	1.7	26.5	0.0754	630	2,600	500
1	300	34	20.68	1.8	1.8	29.0	0.0601	725	3,230	500
1	400	53	23.39	2.0	1.9	32.5	0.0470	840	4,100	500
1	500	53	26.67	2.2	2.0	36.5	0.0366	1,000	5,260	500
1	630	53	30.22	2.4	2.2	41.0	0.0283	1,170	6,780	300
1	800	53	34.00	2.6	2.3	45.5	0.0221	1,340	8,630	300

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

0.6/1 kV FRC/XLPE/LSHF

IEC 60502 (1 CORE)



Construction :

1. Conductor : Concentric stranded or compact stranded annealed copper wires
2. Fire Barrier tape : Mica tape
3. Insulation : Cross-linked polyethylene (XLPE) Natural color
4. Sheath : Low smoke halogen free thermoplastic compound (LSHF) Orange color

Application :

The cables are specially designed to maintain circuit integrity under stringent fire conditions for the following uses :

- Fire Fighting Pump Circuit
- Fire Alarm System
- Emergency Power Supply
- Exit Lighting Control

Nominal cross-sectional area sq.mm	Conductor Strands	Diameter (Approx.) mm	Thickness of Insulation (Nominal) mm	Thickness of Sheath (Nominal) mm	Overall diameter (Approx.) mm	Maximum conductor resistance (at 20°C) Ohm/km	Current rating in air A	Cable weight (Approx.) kg/km	Standard Length m
1.5	7/0.52	1.56	0.7	1.4	7.0	12.1	27	60	500/D
2.5	7/0.67	2.01	0.7	1.4	7.5	7.41	36	70	500/D
4	7/0.85	2.55	0.7	1.4	8.0	4.61	48	90	500/D
6	7/1.04	3.12	0.7	1.4	8.5	3.08	61	110	500/D
10	6	3.72	0.7	1.4	9.5	1.83	82	160	500/D
16	6	4.69	0.7	1.4	10.0	1.15	110	220	500/D
25	6	5.90	0.9	1.4	12.0	0.727	145	330	500/D
35	6	6.95	0.9	1.4	13.0	0.524	180	430	500/D
50	6	8.33	1.0	1.4	14.5	0.387	220	570	500/D
70	12	9.73	1.1	1.4	16.0	0.268	280	780	500/D
95	15	11.43	1.1	1.5	18.0	0.193	345	1060	500/D
120	18	12.95	1.2	1.5	20.0	0.153	400	1320	500/D
150	18	14.27	1.4	1.6	22.0	0.124	460	1620	500/D
185	30	15.98	1.6	1.6	24.0	0.0991	530	2010	500/D
240	34	18.47	1.7	1.7	27.0	0.0754	630	2620	500/D
300	34	20.68	1.8	1.8	29.5	0.0601	725	3250	500/D
400	53	23.39	2.0	1.9	33.0	0.0470	840	4130	500/D
500	53	26.67	2.2	2.0	37.0	0.0366	1000	5280	500/D
630	53	30.22	2.4	2.2	41.5	0.0283	1170	6800	400/D
800	53	34.00	2.6	2.3	46.0	0.0221	1340	8640	400/D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของ

**SINGLE CORE -- XLPE INSULATED UNARMoured PVC SHEATHED CABLE
XLPE / PVC CABLE**

0.6/1 (1.2) kV

Nominal cross-sectional area mm ²	Conductor Shape	Nominal thickness of insulation mm	Nominal thickness of sheath mm	Approx. overall diameter mm	Approx. cable weight	
					Copper Kg / Km	Aluminium Kg / Km
1.5	r.m.	0.7	1.4	5.8	50	-
2.5	r.m.	0.7	1.4	6.2	62	-
4	r.m.	0.7	1.4	6.8	81	-
6	r.m.	0.7	1.4	7.3	105	-
10	r.m.	0.7	1.4	8.3	151	-
16	c.c.	0.7	1.4	9.0	211	111
25	c.c.	0.9	1.4	10.6	315	156
35	c.c.	0.9	1.4	11.8	414	193
50	c.c.	1.0	1.4	13.2	542	243
70	c.c.	1.1	1.4	15.1	757	325
95	c.c.	1.1	1.5	17.0	1025	426
120	c.c.	1.2	1.5	18.8	1281	521
150	c.c.	1.4	1.6	20.8	1562	633
185	c.c.	1.6	1.6	23.0	1940	774
240	c.c.	1.7	1.7	25.8	2522	989
300	c.c.	1.8	1.8	28.5	3144	1217
400	c.c.	2.0	1.9	31.9	4006	1530
500	c.c.	2.2	2.0	35.5	5042	1906
630	c.c.	2.4	2.2	40.0	6460	2420
800	r.m.	2.6	2.3	46.9	8300	3107
1000	r.m.	2.8	2.4	52.0	10397	3850

**TWO CORES -- XLPE INSULATED UNARMoured PVC SHEATHED CABLE
XLPE / PVC CABLE**

0.6/1 (1.2) kV

Nominal cross-sectional area mm ²	Conductor Shape	Nominal thickness of insulation mm	Nominal thickness of sheath mm	Approx. overall diameter mm	Approx. cable weight	
					Copper Kg / Km	Aluminium Kg / Km
1.5	r.m.	0.7	1.8	9.7	119	-
2.5	r.m.	0.7	1.8	10.5	148	-
4	r.m.	0.7	1.8	11.6	192	-
6	r.m.	0.7	1.8	12.7	247	-
10	r.m.	0.7	1.8	14.6	354	-
16	c.c.	0.7	1.8	16.1	487	282
25	c.c.	0.9	1.8	19.4	727	403
35	c.c.	0.9	1.8	21.7	955	505
50	s.m.	1.0	1.8	20.9	1116	507
70	s.m.	1.1	1.8	23.9	1553	672
95	s.m.	1.1	1.9	26.8	2093	872
120	s.m.	1.2	2.0	29.7	2629	1078
150	s.m.	1.4	2.2	33.1	3220	1324
185	s.m.	1.6	2.3	36.8	4012	1634
240	s.m.	1.7	2.5	41.3	5216	2088
300	s.m.	1.8	2.6	45.3	6482	2551
400	s.m.	2.0	2.9	51.0	8318	3254

Note : r.m. - circular stranded conductor

c.c. - compacted circular stranded conductor

s.m. - shaped stranded conductor, circular conductors can be produced on request

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้กับ บริษัท ไทยนิคมอุตสาหกรรม จำกัด เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

FI-0.6/1KV-CV

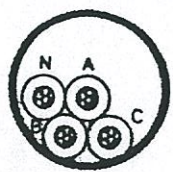
IEC 60502-1

Size	Conductor Strands	Conductor Diameter Approx.	Insulation Thickness Nominal	Jacket Thickness Nominal	Overall Diameter Approx.	Maximum Conductor Resistance at 20 °C	Maximum Conductor Resistance at 20 °C	Maximum Continuous Current Rating in Free air (Ampere)	Weight Of Cable (approx.) (kg/km)	Standard Packing Length (m)
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(Ω/km)	(MΩ·km)			
1.5	7/0.53	1.59	0.7	1.4	6.3	12.1	2,500	27	48	500/D
2.5	7/0.67	2.01	0.7	1.4	6.8	7.41	2,100	36	60	500/D
4	7/0.85	2.55	0.7	1.4	7.3	4.61	1,700	48	80	500/D
6	7/1.04	3.12	0.7	1.4	7.9	3.08	1,450	61	100	500/D
10	6	3.8	0.7	1.4	8.4	1.83	1,250	82	140	500/D
16	6	4.8	0.7	1.4	9.4	1.15	1,000	110	200	500/D
25	6	6	0.9	1.4	11.0	0.727	1,050	145	300	500/D
35	6	7.1	0.9	1.4	12.0	0.524	900	180	400	500/D
50	6	8.3	1.0	1.4	13.5	0.387	850	220	500	500/D
70	12	9.9	1.1	1.4	15.5	0.268	800	280	750	500/D
95	15	11.7	1.1	1.5	17.5	0.193	650	345	1,000	500/D
120	18	13.2	1.2	1.5	19.0	0.153	650	400	1,200	500/D
150	18	14.6	1.4	1.5	21	0.124	700	460	1,500	500/D
185	30	16.3	1.6	1.6	24	0.0991	700	530	1,900	500/D
240	34	18.7	1.7	1.7	26	0.0754	650	630	2,500	500/D
300	34	20.9	1.8	1.8	29	0.0601	600	725	3,100	500/D
400	53	23.5	2.0	1.9	32	0.0470	600	840	3,900	500/D
500	53	26.7	2.2	2.0	36	0.0366	600	975	5,000	500/D
630	53	30.3	2.4	2.2	40	0.0283	550	1,125	6,500	500/D
800	53	34.1	2.6	2.3	45	0.0221	550	1,320	8,000	500/D
1000	53	39.9	2.8	2.4	51	0.0176	500	1,510	10,500	500/D
1.5	7/0.53	1.59	0.7	1.8	11.0	12.1	2,500	25	120	500/D
2.5	7/0.67	2.01	0.7	1.8	12.0	7.41	2,100	34	140	500/D
4	7/0.85	2.55	0.7	1.8	13.0	4.61	1,700	44	180	500/D
6	7/1.04	3.12	0.7	1.8	14.0	3.08	1,450	57	240	500/D
10	6	3.8	0.7	1.8	15.0	1.83	1,250	77	320	500/D
16	6	4.8	0.7	1.8	17.0	1.15	1,000	100	450	500/D
25	6	6.0	0.9	1.8	21	0.727	1,050	135	650	500/D
35	6	7.1	0.9	1.8	23	0.524	900	165	850	500/D
50	6	8.3	1.0	1.8	26	0.387	850	205	1,100	500/D
70	12	9.9	1.1	1.8	29	0.268	800	288	1,600	500/D
95	15	11.7	1.1	2.0	33	0.193	650	315	2,200	500/D
120	18	13.2	1.2	2.1	37	0.153	650	365	2,700	500/D
150	18	14.6	1.4	2.2	41	0.124	700	415	3,300	500/D
185	30	16.3	1.6	2.3	45	0.0991	700	485	4,100	500/D
240	34	18.7	1.7	2.5	51	0.0754	650	580	5,500	500/D
300	34	20.9	1.8	2.7	56	0.0601	600	675	6,500	500/D
400	53	23.5	2.0	2.9	63	0.0470	600	790	8,500	500/D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งยังให้ **THAI-YAZAKI** TECHNICAL DATA สารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางซีควีนซ์อิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้าทองแดงหุ้มฉนวนครอสลิงก์โพลีเอททิลีน (XLPE) 600/1,000 โวลต์ 90°C IEC 60502-1(CV)

TABLE OF SEQUENCE IMPEDANCE FOR COPPER CONDUCTOR, CROSS LINKED POLYETHYLENE(XLPE) INSULATED, 600/1,000 VOLT, 90°C ACCORDING TO IEC 60502-1(CV)



ขนาดสาย CONDUCTOR SIZE		ความต้านทานกระแสตรง (R ₁ = R ₂) (โอห์ม/เฟส/กิโลเมตร) AC RESISTANCE (R ₁ = R ₂) (ohms/phase/km)			อิมพีแดนซ์ซีควีนซ์ (โอห์ม/เฟส/กิโลเมตร) IMPEDANCE (ohms/phase/km)		#
(ต.มม.) (mm ²)	จำนวนและเส้นผ่านศูนย์กลาง ของเส้นลวดในตัวนำ (เส้น/มม.) NO. OF STR./DIA. OF STR.(mm)	20°C	70°C	90°C	X ₁ = X ₂		
					ท่อฉนวน NON-METALLIC CONDUIT	ท่อโลหะ METALLIC CONDUIT	R ₀ + jX ₀
4	7/0.85	4.610030	5.493170	5.846426	0.127151	0.158938	6.294648 +j1.934193
6	7/1.04	3.080035	3.670070	3.906085	0.118810	0.148512	4.590323 +j1.641540
10	7/1.35	1.830053	2.180623	2.320851	0.107254	0.134067	3.112454 +j1.181073
16	7/1.70	1.150079	1.370366	1.458485	0.100084	0.125105	2.153288 +j0.822432
25	7/2.14	0.727118	0.866371	0.922076	0.097535	0.121919	1.440098 +j0.601743
35	7/2.52	0.524159	0.624524	0.664668	0.092655	0.115819	1.066173 +j0.502569
50	19/1.78	0.387221	0.461323	0.490963	0.087174	0.108967	0.801386 +j0.439412
70	19/2.14	0.266312	0.319608	0.340124	0.082221	0.102776	0.563058 +j0.392501
95	19/2.52	0.193432	0.230342	0.245106	0.081636	0.102045	0.407854 +j0.375944
120	37/2.03	0.153545	0.182773	0.194463	0.078404	0.098005	0.325504 +j0.359461
185	37/2.52	0.099942	0.118795	0.126339	0.076823	0.096029	0.212729 +j0.348164

R₀ = ความต้านทานลำดับศูนย์
ZERO SEQUENCE RESISTANCE

X₀ = รีแอกแตนซ์ลำดับศูนย์
ZERO SEQUENCE REACTANCE

X₁ = รีแอกแตนซ์ลำดับบวก
POSITIVE SEQUENCE REACTANCE

X₂ = รีแอกแตนซ์ลำดับลบ
NEGATIVE SEQUENCE REACTANCE

* คำนวณที่ค่าความต้านทานจำเพาะของดิน 100 โอห์ม-เมตร
CALCULATED BASE ON SOIL RESISTIVITY 100 ohms-m

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า หน่วยงานมาตรฐานและความปลอดภัย ผู้เขียน.....ไพฑูริย์..... ผู้สำรวจ..... วิศวกร..... หัวหน้าแผนก..... ผู้อำนวยการกอง..... ผู้อำนวยการฝ่าย..... รองผู้อำนวยการวางแผน และพัฒนาระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หัวการ ส.ร.๑ 2.9 ส.ก. 2548 ตารางซีควีนซ์อิมพีแดนซ์ของสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำเดินในท่อ TABLE OF SEQUENCE IMPEDANCE FOR LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLES IN CONDUIT	ใช้แทนแบบ ถูกแทนโดยแบบ เขียนเสร็จวันที่ 21 มี.ค. 2548 แกนแบบวันที่ มิติเป็น มาตรฐาน แบบเลขที่ SA1-015/48019 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 3 แผ่น
--	---	--

29 มี.ค. 2548

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หมายเหตุ

- สูตรที่ใช้ในการคำนวณ
- 1.1 ค่าความต้านทาน

$$\bar{R}_2 = R_1 \left(\frac{T+t_2}{T+t_1} \right)$$

โอห์ม
ohms

$$T = \text{ค่าคงที่สำหรับสายทองแดง (241)} \\ \text{CONSTANT FOR COPPER (241)}$$

- 1.2 ค่าอินดักทีฟรีแอกแตนซ์

1.2 INDUCTIVE REACTANCE

$$L = 0.2 \ln \frac{D}{D_0}$$

มิลลิเฮนรีต่อกิโลเมตร
mH/km

$$X_L = 2\pi f L$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

- 1.3 ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์คำนวณจาก CARSON'S FORMULAS โดยพิจารณากรณีมีกระแสลัดวงจรไหลกลับผ่านทั้งสายนิวตรอนและดิน

1.3 METHOD OF ZERO SEQUENCE IMPEDANCE

CALCULATION FROM CARSON'S FORMULAS. CONSIDER IN CASE OF SHORT CIRCUIT CURRENT RETURNED IN NEUTRAL AND EARTH.

$$Z_0 = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_n}$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

$$Z_c = r_c + j0.4340 \log_{10} \frac{D_0}{GMR_c}$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

$$Z_n = r_n + j0.4340 \log_{10} \frac{D_0}{GMR_n}$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

$$Z_m = r_m + j0.4340 \log_{10} \frac{D_0}{GMD_m}$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

$$D_0 = 0.3048 \times 2160 \sqrt{\frac{P}{f}}$$

เมตร
m

$$r_c = \frac{0.004764}{1.609} f$$

โอห์มต่อกิโลเมตร
ohms/km

2. ค่าความต้านทานกระแสตรงของตัวนำที่ 20°C อ้างอิงจาก มอก. 11-2531
3. ค่าอิมพีแดนซ์ตามตารางคำนวณแบบโพลสมวล ไม่ได้คิดผลจากฮาร์โมนิก

2. THE CONDUCTOR RESISTANCE AT 20°C REFER TO TIS 11-2531.

3. THE IMPEDANCE VALUE IN TABLE HAVE CALCULATED BASE ON BALANCE LOAD SYSTEM WITHOUT HARMONIC.

กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ
ผู้เขียน ไพฑูริย์	ผู้ว่าการ 29 ส.ค. 2548	ถูกแทนโดยแบบ
ผู้สำรวจ 29 ส.ค. 2548	เขียนเสร็จวันที่ 21 มี.ค. 2548
วิศวกร	แก้แบบวันที่
หัวหน้าแผนก	ตารางคำนวณอิมพีแดนซ์ของสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำระดับในท่อ	มีดีเป็น
ผู้อำนวยการกอง	มาตราส่วน
ผู้อำนวยการฝ่าย
รองผู้อำนวยการวางแผน และพัฒนาระบบไฟฟ้า	TABLE OF SEQUENCE IMPEDANCE FOR LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLES IN CONDUIT	แบบเลขที่ SA1-015/48019
.....	แผ่นที่ 3 ของจำนวน 3 แผ่น

29 ส.ค. 2548

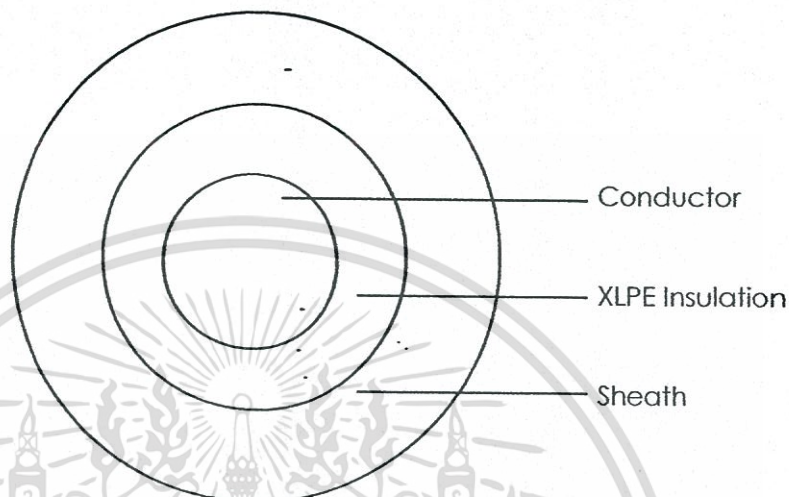
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

XLPE INSULATED CABLES

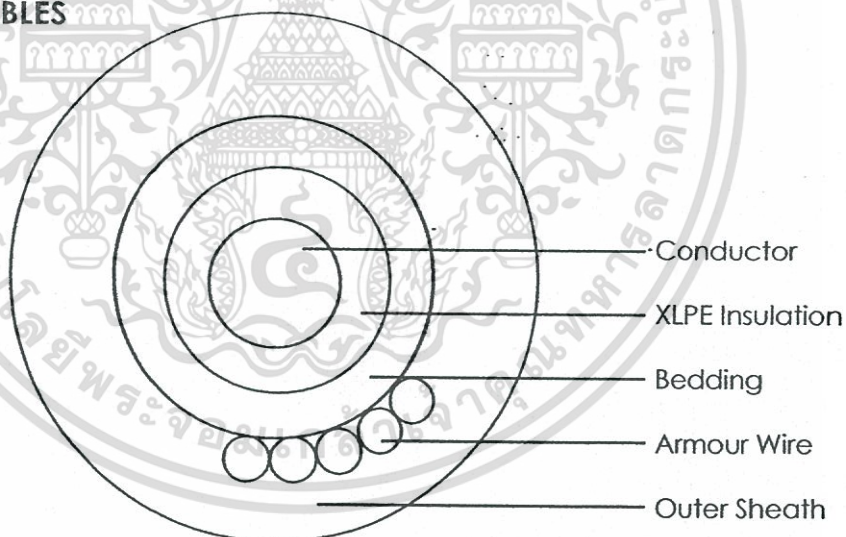
LOW VOLTAGE XLPE CABLES. MEDIUM VOLTAGE XLPE CABLES.

600/1000V SINGLE CORE XLPE INSULATED POWER CABLES

UNARMoured CABLES



ARMoured CABLES



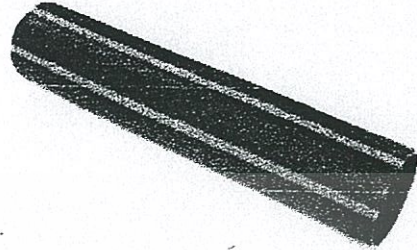
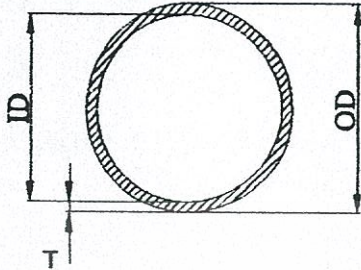
BASIC CONSTRUCTION

CONDUCTOR	- COPPER OR ALUMINIUM
CONDUCTOR SHAPE	- ROUND CIRCULAR STRANDED OR COMPACTED CIRCULAR STRANDED
INSULATION	- XLPE
BEDDING	- PVC OR POLYETHYLENE
ARMOUR WIRE	- ALUMINIUM WIRES
SHEATH MATERIAL	- PVC OR POLYETHYLENE

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



HDPE CONDUIT



OD (mm)	HDPE CONDUIT CLASS-I / PN 6			HDPE CONDUIT CLASS-II / PN 4		
	ID (mm)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	ID (mm)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
20	16.4	1.8	0.10	-	-	-
25	21.4	1.8	0.13	-	-	-
32	28.0	2.0	0.20	28.4	1.8	0.17
40	35.4	2.3	0.29	36.4	1.8	0.25
50	44.2	2.9	0.44	46.0	2.0	0.31
63	55.8	3.6	0.69	58.2	2.4	0.49
75	66.4	4.3	0.98	69.2	2.9	0.68
90	79.8	5.1	1.39	83.0	3.5	0.98
110	97.4	6.3	2.08	101.6	4.2	1.46
125	110.8	7.1	2.66	115.4	4.8	1.88
140	124.0	8.0	3.34	129.2	5.4	2.32
160	141.8	9.1	4.35	147.6	6.2	3.04
180	159.6	10.2	5.45	166	7.0	3.82
200	177.2	11.4	6.75	184.6	7.7	4.67

- Remarks :
1. We reserve the right to amend measures for improvements and adjustments to the level of technique.
 2. Produced conforming to Metropolitan Electricity Authority (MEA.) engineering drawing specification and above mentioned thickness based on DIN 8074/75.
 3. Other specification shall conform to the standard upon request.

OD = Outside Diameter

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)

ID = Inside Diameter

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

BS 5467
IEC 60502-1

REFERENCE
12A-1N

LOW VOLTAGE XLPE INSULATED POWER CABLES

TABLE 1A SINGLE-CORE 600/1000V UNARMoured CABLES (COPPER CONDUCTOR)

Conductor		Thickness of Insulation	Thickness of Sheath	Overall Diameter	Approx. Weight	Electrical Characteristics					
Nominal Area	Shape					Current Rating		Conductor Resistance		Reactance at 50Hz	Short Circuit Current for 1 sec
						In Air at 40°C	In Ground at 25°C	dc at 20°C	50Hz at 90°C		
sq. mm		mm	mm	mm	kg/km	amp	amp	Ω/km	Ω/km	Ω/km	kA
50	circular stranded	1.0	1.4	14.0	560	185	205	0.387	0.494	0.0905	7.15
70		1.1	1.4	15.8	770	235	250	0.268	0.342	0.0870	10.0
95		1.1	1.5	17.8	1020	290	295	0.193	0.247	0.0851	13.5
120		1.2	1.5	20.0	1310	340	340	0.153	0.196	0.0837	17.1
150		1.4	1.6	22.2	1600	390	380	0.124	0.160	0.0837	21.4
185	or	1.6	1.6	24.4	1980	455	430	0.0991	0.128	0.0826	26.4
240	circular compacted	1.7	1.7	27.5	2560	545	495	0.0754	0.0988	0.0812	34.3
300		1.8	1.8	30.3	3190	630	560	0.0601	0.0801	0.0801	42.9
400		2.0	1.9	33.9	4040	735	635	0.0470	0.0643	0.0792	57.2
500		2.2	2.0	37.7	5070	850	715	0.0366	0.0521	0.0785	71.5
630		2.4	2.2	42.6	6510	985	800	0.0283	0.0428	0.0776	90.0
800		2.6	2.3	47.5	8250	1150	895	0.0221	0.0363	0.0759	114.0
1000		2.8	2.4	52.6	10330	1280	970	0.0176	0.0317	0.0749	143.0

Black PVC sheath

BS 5467
IEC 60502-1

REFERENCE
12A-1A

LOW VOLTAGE XLPE INSULATED POWER CABLES

TABLE 1B SINGLE-CORE 600/1000V ARMoured CABLES (COPPER CONDUCTOR)

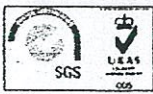
Conductor		Thickness of Insulation	Thickness of Extruded Bedding	Nominal Diameter of Armour	Thickness of Outer Sheath	Overall Diameter	Approx. Weight	Electrical Characteristics					
Nominal Area	Shape							Current Rating		Conductor Resistance		Reactance at 50Hz	Short Circuit Current for 1 sec
								In Air at 40°C	In Ground at 25°C	dc at 20°C	50Hz at 90°C		
sq. mm		mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	amp	amp	Ω/km	Ω/km	Ω/km	kA
50	circular stranded	1.0	0.8	0.9	1.5	17.3	740	200	205	0.387	0.494	0.113	7.15
70		1.1	0.8	1.25	1.5	19.8	1020	255	250	0.268	0.342	0.107	10.0
95		1.1	0.8	1.25	1.6	21.9	1330	310	300	0.193	0.247	0.102	13.5
120		1.2	0.8	1.25	1.6	24.0	1610	365	340	0.153	0.196	0.101	17.1
150		1.4	1.0	1.6	1.7	27.1	2030	415	385	0.124	0.159	0.0999	21.4
185	or	1.6	1.0	1.6	1.8	29.6	2460	480	435	0.0991	0.128	0.0975	26.4
240	circular compacted	1.7	1.0	1.6	1.8	32.4	3080	570	500	0.0754	0.0982	0.0946	34.3
300		1.8	1.0	1.6	1.9	35.2	3750	650	565	0.0601	0.0793	0.0920	42.9
400		2.0	1.2	2.0	2.0	40.0	4830	760	635	0.0470	0.0632	0.0923	57.2
500		2.2	1.2	2.0	2.1	44.1	6040	870	715	0.0366	0.0509	0.0903	71.5
630		2.4	1.2	2.0	2.2	48.3	7430	995	800	0.0283	0.0415	0.0878	90.0
800		2.6	1.4	2.5	2.4	54.8	9550	1150	890	0.0221	0.0347	0.0863	114.0
1000		2.8	1.4	2.5	2.5	60.0	11750	1250	940	0.0176	0.0300	0.0847	143.0

Black PVC sheath

Armouring : hard drawn Aluminium wire

** In case of TAPED BEDDING : The thickness of taped bedding (approximately 0.8mm) need not be checked by measurement

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

TIS 982-2548

90

SIZE		HDPE pipe is manufactured according to TIS 982-2548 PE 63									
		SDR 33		SDR 26		SDR 17.6		SDR 13.6		SDR 11	
		PN 3.2		PN 4		PN 6		PN 8		PN 10	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
16	3/8"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	1/2"	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	0.116
25	3/4"	-	-	-	-	-	-	2.0	0.148	2.3	0.170
32	1"	-	-	-	-	2.0	0.194	2.4	0.231	3.0	0.278
40	1 1/4"	-	-	-	-	2.3	0.283	3.0	0.360	3.7	0.430
50	1 1/2"	-	-	2.0	0.310	2.9	0.438	3.7	0.554	4.6	0.666
63	2"	-	-	2.5	0.490	3.6	0.686	4.7	0.873	5.8	1.053
75	2 1/2"	-	-	2.9	0.671	4.3	0.975	5.6	1.237	6.8	1.470
90	3"	-	-	3.5	0.974	5.1	1.387	6.7	1.772	8.2	2.130
110	4"	-	-	4.2	1.429	6.3	2.084	8.1	2.625	10.0	3.159
125		-	-	4.8	1.841	7.1	2.669	9.2	3.383	11.4	4.098
140	5"	-	-	5.4	2.324	8.0	3.365	10.3	4.237	12.7	5.108
160	6"	-	-	6.2	3.047	9.1	4.367	11.8	5.530	14.6	6.704
180		-	-	6.9	3.794	10.2	5.500	13.3	7.018	16.4	8.473
200		-	-	7.7	4.706	11.4	6.817	14.7	8.608	18.2	10.45
225	8"	-	-	8.6	5.914	12.8	8.595	16.6	10.93	20.5	13.23
250		-	-	9.6	7.327	14.2	10.61	18.4	13.47	22.7	16.27
280	10"	-	-	10.7	9.138	15.9	13.27	20.6	16.87	25.4	20.39
315	12"	9.7	9.401	12.1	11.64	17.9	16.80	23.2	21.38	28.6	25.81
355		10.9	11.89	13.6	14.71	20.1	21.30	26.1	27.11	32.2	32.77
400	16"	12.3	15.14	15.3	18.66	22.7	27.05	29.4	34.38	36.3	41.60
450	18"	13.8	19.07	17.2	23.59	25.5	34.37	33.1	43.55	40.9	52.68
500	20"	15.3	23.52	19.1	29.10	28.3	42.17	36.8	53.74	45.4	65.00
560	22"	17.2	29.60	21.4	36.48	31.7	52.87	41.2	67.42	50.8	81.44
630	24"	19.3	37.34	24.1	46.22	35.7	66.96	46.3	85.21	57.2	103.2
710	28"	21.8	47.53	27.2	58.84	40.2	85.14	52.2	108.4	-	-
800	32"	24.5	60.21	30.6	74.52	45.3	108.1	58.8	137.5	-	-
900	36"	27.6	76.26	34.4	94.63	51.0	136.8	-	-	-	-
1000	40"	30.6	93.51	38.2	116.3	56.6	168.7	-	-	-	-
1200	48"	36.7	135.1	45.9	167.5	-	-	-	-	-	-
1400		42.9	184.2	53.5	227.8	-	-	-	-	-	-
1,600		49.0	240.4	61.2	297.9	-	-	-	-	-	-

Remark : OD 16 to 1,600 mm based on hydrostatic design stress is 5.0 MPa

OD = Outside Diameter

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)

SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 100									
		SDR 51		SDR 41		SDR 33		SDR 26		SDR 21	
		PN 3.2		PN 4		PN 5		PN 6.3		PN 8	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
16	3/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	3/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	3/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	1"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	1 1/4"	-	-	-	-	-	-	1.8	0.23	1.9	0.24
50	1 1/2"	-	-	-	-	1.8	0.29	2.0	0.31	2.4	0.37
63	2"	-	-	1.8	0.36	2.0	0.40	2.5	0.49	3.0	0.58
75	2 1/2"	1.8	0.44	1.9	0.46	2.3	0.55	2.9	0.68	3.6	0.83
90	3"	1.8	0.53	2.2	0.64	2.8	0.79	3.5	0.98	4.3	1.18
110	4"	2.2	0.79	2.7	0.94	3.4	1.17	4.2	1.43	5.3	1.77
125		2.5	1.00	3.1	1.23	3.9	1.51	4.8	1.84	6.0	2.27
140	5"	2.8	1.25	3.5	1.54	4.3	1.88	5.4	2.32	6.7	2.83
160	6"	3.2	1.63	4.0	2.00	4.9	2.42	6.2	3.04	7.7	3.72
180		3.6	2.05	4.4	2.49	5.5	3.07	6.9	3.79	8.8	4.67
200		3.9	2.46	4.9	3.05	6.2	3.84	7.7	4.69	9.6	5.78
225	8"	4.4	3.12	5.5	3.86	6.9	4.77	8.6	5.89	10.8	7.30
250		4.9	3.83	6.2	4.83	7.7	5.92	9.6	7.30	11.9	8.93
280	10"	5.5	4.83	6.9	5.98	8.6	7.40	10.7	9.10	13.4	11.3
315	12"	6.2	6.12	7.7	7.52	9.7	9.37	12.1	11.6	15.0	14.2
355		7.0	7.73	8.7	9.55	10.9	11.8	13.6	14.6	16.9	18.0
400	16"	7.9	9.82	9.8	12.1	12.3	15.1	15.3	18.6	19.1	22.9
450	18"	8.8	12.3	11.0	15.3	13.8	19.0	17.2	23.5	21.5	28.9
500	20"	9.8	15.2	12.3	19.0	15.3	23.4	19.1	28.9	23.9	35.7
560	22"	11.0	19.1	13.7	23.6	17.2	29.4	21.4	36.2	26.7	44.7
630	24"	12.3	24.0	15.4	29.9	19.3	37.1	24.1	45.9	30.0	56.4
710	28"	13.9	30.5	17.4	38.0	21.8	47.2	27.2	58.4	33.9	71.8
800	32"	15.7	38.8	19.6	48.1	24.5	59.7	30.6	73.9	38.1	91.1
900	36"	17.6	48.9	22.0	60.9	27.6	75.6	34.4	93.4	42.9	115.0
1000	40"	19.6	60.5	24.5	75.2	30.6	93.1	38.2	115.0	47.7	142.0
1200	48"	23.5	87.0	29.4	108.0	36.7	134.0	45.9	166.0	57.2	205.0
1400		27.4	118	34.4	147	42.9	183.0	53.5	226	66.7	278
1,600		31.3	154	39.2	192	49.0	238.0	61.2	295		

Remark : OD 16 to 1,600 mm based on hydrostatic design stress is 8.0 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 100									
		SDR 17		SDR 13.6		SDR 11		SDR 9		SDR 7.4	
		PN 10		PN 12.5		PN 16		PN 20		PN 25	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
16	3/4"	-	-	-	-	-	-	1.8	0.08	2.2	0.10
20	3/4"	-	-	1.8	0.11	1.9	0.11	2.3	0.13	2.8	0.15
25	3/4"	1.8	0.14	1.9	0.14	2.3	0.17	2.8	0.20	3.5	0.24
32	1"	1.9	0.19	2.4	0.23	2.9	0.27	3.6	0.33	4.4	0.39
40	1 1/4"	2.4	0.30	3.0	0.36	3.7	0.43	4.5	0.51	5.5	0.60
50	1 1/2"	3.0	0.45	3.7	0.55	4.6	0.67	5.6	0.79	6.9	0.94
63	2"	3.6	0.72	4.7	0.87	5.8	1.05	7.1	1.26	8.6	1.47
75	2 1/2"	4.5	1.02	5.6	1.24	6.8	1.47	8.4	1.76	10.3	2.09
90	3"	5.4	1.46	6.7	1.77	8.2	2.12	10.1	2.54	12.3	3.00
110	4"	6.6	2.17	8.1	2.62	10.0	3.14	12.3	3.78	15.1	4.49
125		7.4	2.76	9.2	3.37	11.4	4.08	14.0	4.87	17.1	5.77
140	5"	8.3	3.46	10.3	4.22	12.7	5.08	15.7	6.11	19.2	7.25
160	6"	9.5	4.52	11.8	5.5	14.6	6.67	17.9	7.96	21.9	9.44
180		10.7	5.71	13.3	6.98	16.4	8.42	20.1	10.1	24.6	11.90
200		11.9	7.05	14.7	8.56	18.2	10.4	22.4	12.4	27.4	14.80
225	8"	13.4	8.93	16.6	10.9	20.5	13.1	25.2	15.8	30.8	18.60
250		14.8	11.0	18.4	13.4	22.7	16.2	27.9	19.4	34.2	23.00
280	10"	16.6	13.7	20.6	16.8	25.4	20.3	31.3	24.3	39.3	28.90
315	12"	18.7	17.4	23.2	21.2	28.6	25.6	35.2	30.8	43.1	36.50
355		21.1	22.1	26.1	26.9	32.2	32.5	39.7	39.1	48.5	46.30
400	16"	23.7	28.0	29.4	34.1	36.3	41.3	44.7	49.6	54.7	58.80
450	18"	26.7	35.4	33.1	43.2	40.9	52.3	50.3	62.7	61.5	74.40
500	20"	29.7	43.8	36.8	53.3	45.4	64.5	55.8	77.3	68.3	91.80
560	22"	33.2	54.8	41.2	66.9	50.8	80.8	62.5	97.0	-	-
630	24"	37.4	69.4	46.3	84.6	57.2	102.0	-	-	-	-
710	28"	42.1	88.1	52.2	107	64.5	130	-	-	-	-
800	32"	47.4	112.0	58.8	136	-	-	-	-	-	-
900	36"	53.3	141.0	66.1	172	-	-	-	-	-	-
1000	40"	59.3	175.0	-	-	-	-	-	-	-	-
1200	48"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1400		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,600		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Remark : OD 16 to 1,000 mm based on hydrostatic design stress is 8.0 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 80

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 80									
		SDR 41		SDR 33		SDR 22		SDR 21		SDR 17	
		PN 3.2		PN 4		PN 6		PN 6.3		PN 8	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
18	3/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	1/2"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	1"	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	0.14
32	1 1/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	0.19
40	1 1/2"	-	-	-	-	1.9	0.24	1.9	0.24	2.4	0.30
50	1 3/4"	-	-	1.8	0.29	2.3	0.36	2.4	0.37	3.0	0.45
63	2"	1.8	0.36	2.0	0.40	2.9	0.56	3.0	0.58	3.8	0.72
75	2 1/2"	1.9	0.46	2.3	0.55	3.5	0.81	3.6	0.83	4.5	1.02
90	3"	2.2	0.64	2.8	0.79	4.1	1.14	4.3	1.18	5.4	1.46
110	4"	2.7	0.94	3.4	1.17	5.0	1.67	5.3	1.77	6.6	2.17
125		3.1	1.23	3.9	1.51	5.7	2.16	6.0	2.27	7.4	2.76
140	5"	3.5	1.54	4.3	1.88	6.4	2.72	6.7	2.83	8.3	3.48
160	6"	4.0	2.00	4.9	2.42	7.3	3.54	7.7	3.72	9.5	4.52
180		4.4	2.49	5.5	3.07	8.2	4.47	8.6	4.67	10.7	5.71
200		4.9	3.05	6.2	3.84	9.1	5.51	9.6	5.76	11.9	7.05
225	8"	5.5	3.86	6.9	4.77	10.3	7.00	10.8	7.90	13.4	8.93
250		6.2	4.83	7.7	5.92	11.4	8.59	11.9	8.93	14.8	11.0
280	10"	6.9	5.98	8.6	7.40	12.8	10.8	13.4	11.3	16.6	13.7
315	12"	7.7	7.52	9.7	9.37	14.4	13.8	15.0	14.2	18.7	17.4
355		8.7	9.55	10.9	11.8	16.2	17.3	16.9	18.0	21.1	22.1
400	16"	9.8	12.1	12.3	15.1	18.2	21.9	19.1	22.9	23.7	28.0
450	18"	11.0	15.3	13.8	19.0	20.5	27.7	21.5	28.9	26.7	35.4
500	20"	12.3	19.0	15.3	23.4	22.8	34.2	23.9	35.7	29.7	43.8
560	22"	13.7	23.6	17.2	29.4	25.5	42.8	26.7	44.7	33.2	54.8
630	24"	15.4	29.9	19.3	37.1	28.7	54.1	30.0	56.4	37.4	69.4
710	28"	17.4	38.0	21.8	47.2	32.3	68.7	33.9	71.8	42.1	89.1
800	32"	19.6	48.1	24.5	59.7	36.4	87.2	38.1	91.1	47.4	112.0
900	36"	22.0	60.9	27.6	75.6	41.0	110.0	42.9	115.0	53.3	141.0
1000	40"	24.5	75.2	30.6	93.1	45.5	136.0	47.7	142.0	59.3	175.0
1200	48"	29.4	108.0	36.7	134.0	54.6	198.0	57.2	205.0	-	-
1400		34.4	147.0	42.9	183.0	63.7	267.0	66.7	278.0	-	-
1,600		39.2	192.0	49.0	238.0	-	-	-	-	-	-

Remark : OD 16 to 1,600 mm based on hydrostatic design stress is 6.3 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 80

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 80									
		SDR 13.6		SDR 11		SDR 9		SDR 7.4		SDR 6	
		PN 10		PN 12.5		PN 16		PN 20		PN 25	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
18	3/4"	-	-	-	-	1.8	0.08	2.2	0.10	2.7	0.115
20	1/2"	1.8	0.11	1.9	0.11	2.3	0.13	2.8	0.15	3.4	0.180
25	1"	1.9	0.14	2.3	0.17	2.8	0.20	3.5	0.24	4.2	0.278
32	1 1/4"	2.4	0.23	2.9	0.27	3.6	0.33	4.4	0.39	5.4	0.454
40	1 1/2"	3.0	0.36	3.7	0.43	4.5	0.51	5.5	0.60	6.7	0.701
50	1 3/4"	3.7	0.55	4.6	0.67	5.6	0.79	6.9	0.94	8.3	1.09
63	2"	4.7	0.87	5.8	1.05	7.1	1.26	8.6	1.47	10.5	1.73
75	2 1/2"	5.6	1.24	6.8	1.47	8.4	1.76	10.3	2.09	12.5	2.44
90	3"	6.7	1.77	8.2	2.12	10.1	2.54	12.3	3.00	15.0	3.51
110	4"	8.1	2.62	10.0	3.14	12.3	3.78	15.1	4.49	18.3	5.24
125		9.2	3.37	11.4	4.08	14.0	4.87	17.1	5.77	20.8	6.75
140	5"	10.3	4.22	12.7	5.08	15.7	6.11	19.2	7.25	23.3	8.47
160	6"	11.8	5.50	14.6	6.67	17.9	7.96	21.9	9.44	26.6	11.0
180		13.3	6.98	16.4	8.42	20.1	10.1	24.6	11.90	29.9	14.0
200		14.7	8.56	18.2	10.4	22.4	12.4	27.4	14.80	33.2	17.2
225	8"	16.6	10.9	20.5	13.1	25.2	15.8	30.8	18.60	37.4	21.8
250		18.4	13.4	22.7	16.2	27.9	19.4	34.2	23.00	41.6	27.0
280	10"	20.6	16.8	25.4	20.3	31.3	24.3	38.3	28.90	46.5	33.8
315	12"	23.2	21.2	28.6	25.6	35.2	30.8	43.1	36.50	52.3	42.7
355		26.1	26.9	32.2	32.5	39.7	39.1	48.5	46.30	59.0	54.3
400	16"	29.4	34.1	36.3	41.3	44.7	49.6	54.7	58.80	66.5	68.9
450	18"	33.1	43.2	40.9	52.3	50.3	62.7	61.5	74.40	-	-
500	20"	36.8	53.3	45.4	64.5	55.8	77.3	68.3	91.80	-	-
560	22"	41.2	66.9	50.8	80.8	62.5	97.0	-	-	-	-
630	24"	46.3	84.6	57.2	102	-	-	-	-	-	-
710	28"	52.2	107.0	64.5	130	-	-	-	-	-	-
800	32"	58.8	136.0	-	-	-	-	-	-	-	-
900	36"	66.1	172.0	-	-	-	-	-	-	-	-
1000	40"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1200	48"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1400		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,600		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Remark : OD 16 to 900 mm based on hydrostatic design stress is 6.3 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 63									
		SDR 33		SDR 28		SDR 21		SDR 17.6		SDR 13.8	
		PN 3.2		PN 4		PN 5		PN 6		PN 8	
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)
16	3/4"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	1/2"	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	0.107
25	1"	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	0.144
32	1 1/4"	-	-	-	-	-	-	1.8	0.18	2.4	0.232
40	1 1/2"	-	-	1.8	0.23	1.9	0.239	2.3	0.29	3.0	0.356
50	1 3/4"	1.8	0.29	2.0	0.31	2.4	0.374	2.9	0.44	3.7	0.549
63	2"	2.0	0.40	2.5	0.49	3.0	0.583	3.6	0.69	4.7	0.873
75	2 1/2"	2.3	0.55	2.9	0.68	3.6	0.828	4.3	0.88	5.8	1.24
90	3"	2.8	0.79	3.5	0.98	4.3	1.18	5.1	1.39	6.7	1.77
110	4"	3.4	1.17	4.2	1.43	5.3	1.77	6.3	2.08	8.1	2.62
125		3.9	1.51	4.8	1.84	6.0	2.27	7.1	2.66	9.2	3.37
140	5"	4.3	1.88	5.4	2.32	6.7	2.83	8.0	3.34	10.3	4.22
160	6"	4.9	2.42	6.2	3.04	7.7	3.72	9.1	4.35	11.8	5.50
180		5.5	3.07	6.9	3.79	8.6	4.67	10.2	5.48	13.3	6.98
200		6.2	3.84	7.7	4.89	9.6	5.78	11.4	6.79	14.7	8.56
225	8"	6.9	4.77	8.6	5.89	10.8	7.30	12.8	8.55	16.6	10.8
250		7.7	5.92	9.6	7.30	11.9	8.93	14.2	10.60	18.4	13.4
280	10"	8.6	7.40	10.7	9.10	13.4	11.3	15.9	13.20	20.6	16.8
315	12"	9.7	9.37	12.1	11.60	15.0	14.2	17.9	16.70	23.2	21.2
355		10.9	11.80	13.6	14.60	16.9	18.0	20.1	21.20	28.1	26.9
400	16"	12.3	15.10	15.3	18.80	19.1	22.9	22.7	26.90	29.4	34.1
450	18"	13.8	19.00	17.2	23.50	21.5	28.9	25.5	34.00	33.1	43.2
500	20"	15.3	23.40	19.1	28.90	23.9	35.7	28.4	42.00	38.8	53.3
560	22"	17.2	29.40	21.4	36.20	26.7	44.7	31.7	52.50	41.2	66.9
630	24"	19.3	37.10	24.1	45.90	30.0	56.4	35.7	66.50	46.3	84.6
710	28"	21.8	47.20	27.2	58.40	33.9	71.8	40.2	84.40	52.2	107.0
800	32"	24.5	59.70	30.6	73.90	38.1	91.1	45.3	107.0	58.8	136.0
900	36"	27.6	75.60	34.4	93.40	42.9	115.0	51.0	136.0	66.1	172.0
1000	40"	30.6	93.10	38.2	115.0	47.7	142.0	56.7	167.0	-	-
1200	48"	36.7	134.0	45.9	166.0	57.2	205.0	68.0	241.0	-	-
1400		42.9	183.0	53.5	228.0	66.7	278.0	-	-	-	-
1,600		49.0	238.0	61.2	295.0	-	-	-	-	-	-

Remark : OD 16 to 1,600 mm based on hydrostatic design stress is 5.0 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



HIGH-DENSITY POLYETHYLENE PIPES (HDPE)

SIZE		HDPE Pipe is manufactured according to DIN 8074/75-1999 PE 63											
		SDR 11		SDR 9		SDR 7.4		SDR 6		SDR 5			
		PN 10		PN 12.5		PN 16		PN 20		PN 25			
OD (mm)	Inch	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)	Thickness (mm)	Weight (kg/m)		
16	3/4"	-	-	-	-	1.8	0.08	2.2	0.10	2.7	0.115	3.3	0.133
20	1/2"	1.9	0.11	2.3	0.13	2.8	0.15	3.4	0.180	4.1	0.207		
25	1"	2.3	0.17	2.8	0.2	3.5	0.24	4.2	0.278	5.1	0.320		
32	1 1/4"	2.9	0.27	3.6	0.33	4.4	0.39	5.4	0.454	6.5	0.520		
40	1 1/2"	3.7	0.43	4.5	0.51	5.5	0.60	6.7	0.701	8.1	0.809		
50	1 3/4"	4.6	0.67	5.6	0.79	6.9	0.94	8.3	1.09	10.1	1.26		
63	2"	5.8	1.05	7.1	1.26	8.6	1.47	10.5	1.73	12.7	1.99		
75	2 1/2"	6.8	1.47	8.4	1.76	10.3	2.09	12.5	2.44	15.1	2.82		
90	3"	8.2	2.12	10.1	2.64	12.3	3.00	16.0	3.51	18.1	4.05		
110	4"	10.0	3.14	12.3	3.78	15.1	4.49	18.3	5.24	22.1	6.04		
125		11.4	4.08	14.0	4.87	17.1	5.77	20.8	6.75	25.1	7.79		
140	5"	12.7	5.08	15.7	6.11	19.2	7.25	23.3	8.47	28.1	9.76		
160	6"	14.6	6.67	17.9	7.96	21.9	9.44	26.6	11.0	32.1	12.7		
180		16.4	8.42	20.1	10.1	24.6	11.90	29.9	14.0	36.1	16.1		
200		18.2	10.40	22.4	12.4	27.4	14.80	33.2	17.2	40.1	19.9		
225	8"	20.5	13.10	25.2	15.8	30.8	18.60	37.4	21.8	45.1	25.2		
250		22.7	16.20	27.9	19.4	34.2	23.00	41.6	27.0	50.1	31.1		
280	10"	25.4	20.30	31.3	24.3	38.3	28.90	46.5	33.8	56.2	39.0		
315	12"	28.6	25.60	35.2	30.8	43.1	36.50	52.3	42.7	63.2	49.3		
355		32.2	32.50	39.7	39.1	48.5	46.30	59.0	54.3	-	-		
400	16"	36.3	41.30	44.7	49.6	54.7	58.80	66.5	68.9	-	-		
450	18"	40.9	52.30	50.3	62.7	61.5	74.40	-	-	-	-		
500	20"	45.4	64.50	55.8	77.3	68.3	91.80	-	-	-	-		
560	22"	50.8	80.80	62.5	97	-	-	-	-	-	-		
630	24"	57.2	102	-	-	-	-	-	-	-	-		
710	28"	64.5	130	-	-	-	-	-	-	-	-		
800	32"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
900	36"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1000	40"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1200	48"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1400		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1,600		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Remark : OD 16 to 710 mm based on hydrostatic design stress is 5.0 MPa

OD = Outside Diameter
SDR = Standard Diameter Ratio = OD/T

PN = Nominal Pressure Rating (Bar)



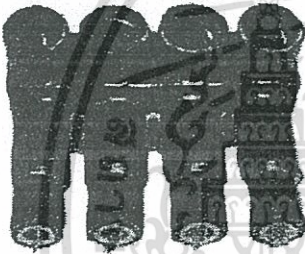
SUBMERSIBLE SECONDARY CONNECTORS

TYPE SSBC350-L (Wide-Port Spacing) Rubber Insulated Secondary Connectors

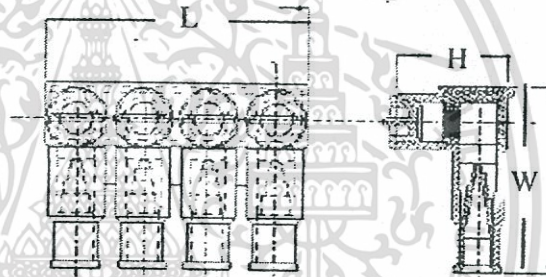
SURE-SEAL
RUS Approved
600V

DUAL-RATED CONNECTORS FOR ALUMINUM OR COPPER CONDUCTORS

- User friendly wide-port spacing (50% more room for cable training).
- Multiple seals incorporated into caps and rockets.
- High quality EPDM rubber.
- Clear plated for low-contact resistance.
- Meets the performance requirements of ANSI C119.1, ANSI C119.4 and Western Underground Committee Guide 2.5.
- Supplied with aluminum set-screws.
- Includes silicone grease and CO-OX oxide inhibitor.
- Connector fabricated from 6061-T6 aluminum alloy for conductivity and strength.
- Each unit individually wrapped and labeled for ease of identification and cleanliness.
- For installation, CMC® recommends the use of a 9" insulated hex wrench (no tee handles).



SSBC350-4LI



Catalog Number	No. of Cond.	Cond. Range	H	W	L
			Dimensions - Inches		
		AWG	Dimensions - MM		
		MM ²	Dimensions - MM		
SSBC350-3LI	3	350-12	2.75	4.21	4.02
		185-4	69.85	106.93	102.11
SSBC350-4LI	4	350-12	2.75	4.21	5.52
		185-4	69.85	106.93	140.21
SSBC350-5LI	5	350-12	2.75	4.21	7.02
		185-4	69.85	106.93	178.31
SSBC350-6LI	6	350-12	2.75	4.21	8.52
		185-4	69.85	106.93	216.41
SSBC350-8LI	8	350-12	2.75	4.21	11.52
		185-4	69.85	106.93	292.61

Note: For omission of CO-OX oxide inhibitor delete suffix "-I".

For orange screw plugs add suffix "-I".

B-Submersible Underground

-1-

7/12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



- ขนาดอุปกรณ์ป้องกัน (CB) ป้องกันที่ 80% ของขนาดพิกัดสูงสุดของพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าตามชนิดและลักษณะการติดตั้งของสายชนิดนั้น ขนาดของอุปกรณ์ป้องกันมาตรฐานสามารถใช้ค่าตามตารางนี้

ตาราง 7.4 ขนาดมาตรฐานของ Circuit Breaker

พิกัดกระแสตัดลัดวงจรของคัทคอนอักโนมตีเปลือกหุ้มมิกซิด(molded case circuit breaker) ที่พิกัด
 จนวน 600 V เป็นกิโลแอมป์(kA) SYM. r.m.s.

พิกัดกระแสโครง (ampere frame) (AF)	พิกัดกระแสตัด (ampere trip) (AT)	อัตราพิกัดกระแสตัดลัดวงจรที่แรงดันพิกัด		
		240 V	380/415 V	480 V
50	5, 6, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 50	2.5-10 (85)	2.5-7.5 (30)	2.5-5 (22)
100	15, 20, 25, 30, 35, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100,	7.5-35 (85)	5-30 (45)	5-25 (42)
225	125, 150, 175, 200, 225	15-42 (85)	10-30 (50)	10-25 (42)
400	125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400	30-50 (85)	17-36 (50)	15-30 (42)
600	450, 500, 600	30-50 (85)	22-45 (60)	20-30 (42)
800	600, 700, 800	50-85 (130)	30-60 (100)	30-42 (85)
1000	800, 900, 1000	60-85 (130)	30-65 (100)	30-50 (85)
1200	800, 1000, 1200	70-85 (130)	35-65 (100)	35-50 (85)
1600	1000, 1200, 1600	70-130	40-100	34-85
2000	1200, 1600, 2000	70-130	40-100	34-85

ในวงเล็บ () เป็นคัทคอนอักโนมตีชนิดพิกัดกระแสตัดลัดวงจรสูง

ประวัติผู้เขียน



ชื่อ-นามสกุล	นายชัชชาย นวมโคกสูง
วัน เดือน ปี เกิด	25 สิงหาคม 2524
ที่อยู่	151 ม.1 ต.ปากข้าวสาร อ.เมือง จ.สระบุรี 18000
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง ปีการศึกษา 2548
ตำแหน่ง/สถานที่ทำงาน	วิศวกรระดับ 5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดสระบุรี 609 ถนนพหลโยธิน ต.ปากเพรียว อ.เมือง จ.สระบุรี 18000
ผลงานวิจัย	1. ชัชชาย นวมโคกสูง, อนุรักษ์ ขำดี, ศุภี บรรจงจิตร, เชาว์ ชมภูอินทิว, ชาย ชมภูอินทิว “การศึกษา ออกแบบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมขนาด ใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้าและการศึกษาผลกระทบต่อ ระบบไฟฟ้า”, วิศวกรรมลาดกระบัง ปี20 ที่ 30 ฉบับที่ 1 มีนาคม 2556 2. ศุภชัย ทักษะ,เปรมอนันต์ จายะศักดิ์, ชัชชาย นวมโคกสูง เชาว์ ชมภูอินทิว, และ ชาย ชมภูอินทิว “การศึกษา ผลกระทบต่อความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ของ กฟภ.”การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON-35) 12 - 14 ธันวาคม 2555 มหาวิทยาลัยกรุงเทพและศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์ และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้