



- NOTES**

1. 115 kV. IVT RATIO $\frac{115,000}{\sqrt{3}} : \frac{115}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} // \frac{115}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} \text{ V}$

2. 115 kV. CT RATIO $\frac{1800/1500/1200/900/600/300}{\sqrt{3}} : \frac{1/1/1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR LINE BAY
 $\frac{1800/1500/1200/900/600/300}{\sqrt{3}} : \frac{1/1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR COUPLER BAY
 $\frac{1800/1500/1200/900/600/300}{\sqrt{3}} : 1 \text{ A}$ - FOR TRANSFORMER BAY (CORE1)
 $\frac{400/300/200}{\sqrt{3}} : \frac{1/1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR TRANSFORMER BAY (CORE2-4)

3. 22 kV. VT. RATIO $\frac{22000}{\sqrt{3}} : \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$

4. 22 kV. CT. RATIO $\frac{1800/1500/900}{\sqrt{3}} : \frac{1/1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR INCOMING BREAKER
 $\frac{1800/1500/900}{\sqrt{3}} : \frac{1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR TIE BREAKER
 $\frac{600/300}{\sqrt{3}} : \frac{1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR OUTGOING 22 kV.
 $\frac{1800/900}{\sqrt{3}} : \frac{1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR LOW SIDE TRANSFORMER BUSHING CT.
 $\frac{1800/900}{\sqrt{3}} : \frac{1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR NEUTRAL BUSHING CT.
 $\frac{600/300}{\sqrt{3}} : \frac{1/1}{\sqrt{3}} \text{ A}$ - FOR CAPACITOR BANK

5. THE NEUTRAL GROUND RESISTOR (NGR) ARE INDICATED FOR FUTURE INSTALLATION.

6. AUXILIARY CURRENT TRANSFORMERS SHOWN THUS, SHALL BE PROVIDED AS THE PART OF BUS DIFFERENTIAL RELAYS.

7. SYNCHRONIZING SCHEMATIC
7.1 -YP-0- SHOWN THUS, REFERS TO INCOMING IVT DESIGNATIONS.
7.2 0BYP-0- SHOWN THUS REFERS TO RUNNING BUS IVT FOR BUS No.1 OR No.2
7.3 #B ONLY - SHOWN THUS, REFERS TO THE SECONDARY WINDING OF IVT FOR PHASE "B" AND USING FULL TAP WINDING 115V FOR SYNCHRONIZING SYSTEM WITH ONE END OF THE WINDING CONNECTED WITH COMMON GROUND BUS.
7.4 AUTOMATIC SYNCHRONISM VERIFICATION OPERATES BY USING SYNCHROCHECK FUNCTION(25) IN MAIN1&2 PROTECTION OF 115kV LINE. THE FUNCTION USES SECONDARY VOLTAGE PHASE B OF 115kV IVT FROM 115kV BUS AND 115kV INCOMING LINE AS INPUT.

8. FOR 115KV SYSTEM, RELAYS SHALL BE DOUBLE MAIN PROTECTION RELAY(MAIN1&2) AND DIFFERENT PRODUCT/MANUFACTURER.

9. EACH DIGITAL POWER METER (DPM) SHALL BE COMMUNICATED WITH AUTOMATIC METER READING (AMR) APPLICATION SERVER VIA SWITCH NETWORK.

10. EACH DEDICATED PROTECTIVE RELAYS FOR 22kV SWITCHGEAR SHALL BE STANDARDIZED WHICH CAN BE USED FOR EITHER INCOMING FEEDERS, BUS COUPLER FEEDERS, OUTGOING FEEDERS OR CAPACITOR BANK FEEDER.

11. NETWORK TOPOLOGY OF SUBSTATION CONTROL AND PROTECTION SYSTEM IS TOPOLOGY 1

12. THE CONTRACTOR SHALL PROVIDE LINE CURRENT DIFFERENTIAL PROTECTION RELAY (87L) AS THE FOLLOWING LIST:
-115KV. INCOMING LINE TO KHLONG MAI 2, ABB RED670 ORDERING NUMBER 1MRK04810-AB THE CONTRACTOR HAVE TO ENSURE THAT THE NEW PROVIDED PROTECTION RELAYS SATISFY THEIR REMOTE RELAY COMMUNICATION REQUIREMENT
- 50VA/0.2/1.5VF, 50VA/3P/1.5VF (SIMULTANEOUS BURDEN 100VA)

20VA/5P20 , 20VA/0.5FS5 , 20VA/5P20 , 20VA/5P20

20VA/5P20, 20VA/5P20, 20VA/5P20

20VA/5P20

20VA/0.5FS5, 30VA/5P20, 30VA/5P20

***PARTICULAR REQUIREMENT FOR ALL 5P20 CLASS CT's
CURRENT RATIO ERROR AT 100% OF RATED CURRENT < 0.5%

50VA/0.5/1.9VF, 50VA/3P/1.9VF

20VA/5P20 , 20VA/0.5FS5 , 20VA/5P20 , 20VA/5P20

20VA/0.5FS5 , 20VA/5P20

20VA/5P20 , 20VA/0.5FS5

20VA/5P20 , 20VA/5P20

20VA/0.5FS5 , 20VA/5P20

***PARTICULAR REQUIREMENT FOR ALL 5P20 CLASS CT's
CURRENT RATIO ERROR AT 100% OF RATED CURRENT < 0.5%

		BSM-SM	
กองออกแบบสถานีไฟฟ้า ฝ่ายงานสถานีไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค		ใช้แทนแบบ _____ ถูกแทนโดยแบบ _____ เขียนเสร็จวันที่ 22 พ.ย. 64 แก้แบบวันที่ _____ มิติเป็น _____ มาตราส่วน _____
	ผู้เขียน สุภิกรม ผู้สำรวจ _____ วิศวกร สุภิกรม	ผู้ว่าการ _____ (แทน)	
	หัวหน้าแผนก วรเวช ผู้อำนวยการกอง _____ ผู้อำนวยการฝ่าย _____ (แทน)	สถานีไฟฟ้าบางสมัคร 1 จังหวัดฉะเชิงเทรา ซึ่งเกิดไลน์ - มิเตอร์และรีเลย์ไดอะแกรม	
	รองผู้ว่าการวิศวกรรม _____	BANG SAMAK 1 SUBSTATION CHACHOENGSAO PROVINCE SINGLE LINE - METERING AND RELAYING DIAGRAM	แบบเลขที่ FA4-011/640081 แผ่นที่ 2 ของจำนวน 3 แผ่น