

QUI ĐỊNH VỀ CẤU HÌNH HỆ THỐNG BẢO VỆ, QUI CÁCH KỸ THUẬT CỦA RƠ LE BẢO VỆ CHO ĐƯỜNG DÂY VÀ TBA CỦA EVN, QUI ĐỊNH VỀ CÔNG TÁC THỬ NGHIỆM ĐỐI VỚI RƠ LE BẢO VỆ KỸ THUẬT SỐ

I- Các tiêu chuẩn chế tạo và thử nghiệm:

Yêu cầu rơ le bảo vệ phải được chế tạo và thử nghiệm theo tiêu chuẩn IEC 60255 (phiên bản cập nhật mới nhất). Các hạng mục thử nghiệm bao gồm:

- Thử nghiệm ô nhiễm điện từ trường: IEC 60255-25 (2000)
- Thử nghiệm khả năng chịu tác động của điện từ trường:
 - + *Electrostatic Discharge*: IEC 60255-22-2 levels 1,2,3,4
IEC 61000-4-2 levels 1,2,3,4
 - + *Fast transient disturbance*: IEC 61000-4-4
IEC 60255-22-4
 - + *Magnetic field immunity*: IEC 61000-4-8
IEC 61000-4-9
 - + *Power supply immunity*: IEC 61000-4-11
IEC 60255-11
 - + *Radiated Radio Frequency*: IEC 60255-22-3
IEC 61000-4-3
 - + *Surge withstand*: IEC 60255-22-1
- Thử nghiệm khả năng chịu đựng các điều kiện môi trường:
 - + *Môi trường lạnh*: IEC 60068-2-1
 - + *Môi trường nóng khô*: IEC 60068-2-2
 - + *Môi trường nóng ẩm*: IEC 60028-2-30
 - + *Sự xâm nhập của các vật thể*: IEC 60529
 - + *Rung động*: IEC 60255-21-1
IEC 60255-21-2
IEC 60255-21-3
- Thử nghiệm an toàn:
 - + *Mức chịu đựng của điện môi*: IEC 60255-5
 - + *Xung điện*: IEC 60255-5

+ Điện trở cách điện: IEC 60255-5

+ Mức an toàn của tia laser: IEC 60825-1

+ Mức an toàn của sản phẩm: IEC 60255-6

II- Cấu hình các hệ thống rơ le bảo vệ cho hệ thống lưới truyền tải và phân phối của EVN

1- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho đường dây trên không 500kV

a) Bảo vệ cho đường dây 500kV có hai sợi cáp quang độc lập liên kết hai trạm 500kV hai đầu đường dây, bao gồm ba bộ bảo vệ:

- Bảo vệ chính 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 67/67N, 50/51, 50/51N, 85, 74
- Bảo vệ chính 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 50BF, 85
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 50BF, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 được dự phòng đúp, được tích hợp trong bảo vệ dự phòng và trong một trong hai bộ bảo vệ chính.

Hai bộ bảo vệ so lệch truyền tín hiệu trên hai sợi cáp quang độc lập.

Bảo vệ khoảng cách được phối hợp hai đầu với nhau thông qua một trong hai sợi cáp quang nêu trên hoặc PLC.

Xem bản vẽ số 001.

b) Bảo vệ cho đường dây 500kV chỉ có một sợi cáp quang liên kết hai trạm 500kV hai đầu đường dây, bao gồm hai bộ bảo vệ:

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 50BF, 85, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 50BF, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 được dự phòng đúp, được tích hợp trong bảo vệ dự phòng và trong bảo vệ chính.

Bảo vệ so lệch truyền tín hiệu trên đường cáp quang.

Chức năng bảo vệ khoảng cách trong bảo vệ chính được phối hợp hai đầu với nhau thông qua sợi cáp quang nêu trên.

Bảo vệ khoảng cách dự phòng được phối hợp hai đầu với nhau thông qua kênh tải ba.

2- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho đường dây trên không hoặc cáp ngầm 220kV có truyền tin bằng cáp quang

Bảo vệ cho đường dây 220kV bao gồm hai bộ bảo vệ:

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 85, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 không cần phải dự phòng, có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên.

Bảo vệ so lệch và khoảng cách được phối hợp với đầu đối diện thông qua kênh truyền bằng cáp quang.

Xem bản vẽ số 002.

3- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho đường dây trên không 220kV không có truyền tin bằng cáp quang

Bảo vệ cho đường dây 220kV bao gồm hai bộ bảo vệ:

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 85, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 không cần phải dự phòng, có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên.

Bảo vệ khoảng cách hai đầu đường dây được phối hợp với nhau thông qua kênh truyền tải ba.

Xem bản vẽ số 003.

4- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho đường dây trên không hoặc cáp ngầm 110kV có truyền tin bằng cáp quang

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 85, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 không cần phải dự phòng, có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên.

Bảo vệ so lệch truyền tín hiệu phối hợp với đầu đối diện thông qua kênh truyền bằng cáp quang.

Xem bản vẽ số 004.

5- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho đường dây trên không 110kV không có truyền tin bằng cáp quang

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 85, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 79/25, 27/59, 85, 74

Chức năng 50BF, 79/25, 27/59 không cần phải dự phòng, có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên.

Bảo vệ khoảng cách hai đầu đường dây được phối hợp với nhau thông qua kênh truyền tải ba.

Xem bản vẽ số 005.

6- Cấu hình hệ thống bảo vệ so lệch thanh cái 500kV

Gồm 01 bộ bảo vệ so lệch thanh cái theo nguyên tắc tổng trở thấp, so sánh dòng kết hợp với so sánh hướng.

7- Cấu hình hệ thống bảo vệ so lệch thanh cái 220kV và 110kV

Sử dụng 01 bộ bảo vệ so lệch thanh cái theo nguyên tắc tổng trở thấp, so sánh dòng kết hợp với so sánh hướng.

8- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho MBA 500/220kV

- Bảo vệ chính 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 64, 50/51, 50/51N, tín hiệu dòng điện các phía được lấy từ máy biến dòng chân sứ MBA.
- Bảo vệ chính 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 50/51/50/51N, tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía MBA.
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 500kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 500kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 500kV
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 220kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 220kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 220kV

- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ 35kV của MBA

Chức năng rơ le bảo vệ nhiệt độ dầu /cuộn dây MBA (26), rơ le áp lực MBA (63), rơ le gaz cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96), rơ le báo mức dầu tăng cao (71) được trang bị đồng bộ với MBA, được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt hai phía thông qua rơ le chỉ huy cắt hoặc được gửi đi cắt đồng thời thông qua hai bộ bảo vệ chính và dự phòng của MBA (87T1, 87T2).

Xem bản vẽ số 006.

9- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho MBA 220/110kV

- Bảo vệ chính 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 64, 50/51, 50/51N tín hiệu dòng điện các phía được lấy từ máy biến dòng chân sứ MBA.
- Bảo vệ chính 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 50/51/50/51N, tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía MBA.
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 220kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 220kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 220kV
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 110kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp của MBA

Chức năng rơ le bảo vệ nhiệt độ dầu /cuộn dây MBA (26), rơ le áp lực MBA (63), rơ le gaz cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96), rơ le báo mức dầu tăng cao (71) được trang bị đồng bộ với MBA, được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt ba phía thông qua rơ le chỉ huy cắt hoặc được gửi đi cắt đồng thời thông qua hai bộ bảo vệ chính và dự phòng của MBA (87T1, 87T2).

Xem bản vẽ số 007.

10- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho MBA 110kV

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 64 (theo nguyên lý tổng trở thấp), 50/51, 50/51N, tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía MBA.
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ 110kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV.
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp 1 của MBA.
- Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N/51G, 50BF, 74 tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp 2 của MBA.

Chức năng rơ le bảo vệ nhiệt độ dầu /cuộn dây MBA (26), rơ le áp lực MBA (63), rơ le gaz cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96), rơ le báo mức dầu tăng cao (71) được trang bị đồng bộ với MBA, được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt ba phía thông qua rơ le chỉ huy cắt hoặc được gửi đi cắt đồng thời thông qua bảo vệ chính và dự phòng phía 110kV của MBA (87T, 67/67N).

Xem bản vẽ số 008.

11- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho ngăn máy cắt phân đoạn 500kV

- Bảo vệ chính: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74
- Bảo vệ dự phòng: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74

Chức năng 50BF, 27/59 không cần phải dự phòng, có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên.

12- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho ngăn máy cắt phân đoạn 220kV, 110kV

- Hợp bộ bảo vệ được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, 74

13- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho ngăn máy cắt trung áp lưới trung tính nối đất trực tiếp

- Hợp bộ bảo vệ được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 81, 79, 50BF, 74, 27/59

Nếu không có nguồn cấp ngược thì không cần phân tử quá dòng có hướng, chỉ cần các chức năng 50/51, 50/51N, 50BF, 81, 79, 50BF, 74 là đủ đáp ứng yêu cầu.

14- Cấu hình hệ thống rơ le bảo vệ cho ngăn máy cắt trung áp lưới trung tính cách ly hoặc qua tổng trở

- Hợp bộ bảo vệ được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 67Ns (bảo vệ chạm đất có hướng độ nhạy cao), 50/51, 50/51N, 50BF, 81, 79, 50BF, 74, 27/59

III- Đặc tính kỹ thuật các loại hợp bộ rơ le bảo vệ

A- General technical characteristics

- Rated frequency : 50Hz
- Rated input current : 1A or 5A
- Rated input voltage : 110V
- Auxiliary voltage : 220 V DC or 110V DC
- Mounting arrangement:
 - + Control & Protection equipment : Cubicle
- Type of main protection relay : numerical with microprocessor
- Manufacture of protection equipment : SIEMENS or ALSTOM or ABB or SEL
- Applied standard for protection equipment : IEC255
- Protection level:
 - + For indoor panel : IP41
 - + For outdoor panel : IP55
- Panels have inside lighting and heating resistor.
- Ambient Temperature : +5 to +45°C
- Related Humidity : 95%

B- Technical specification requirements of relays

1) Transformer Differential Relay (F87T):

- Microprocessor-based relays.
- Flush mounting construction, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall incorporate restrained differential protection for up to *four* windings with fixed or variable percentage, using one or two settable slopes with adjustable intersection point and minimum pickup values.
- The relay shall incorporate second-, fourth-, and fifth-harmonic and dc elements, with the choice of either harmonic blocking or harmonic restraint to prevent restrained differential element operation during inrush or overexcitation conditions; an independent fifth-harmonic alarm element shall be included to warn user of overexcitation condition.
- The relay shall include unrestrained differential protection to produce rapid tripping for severe internal faults.
- The relay shall incorporate *four* groups of three-phase current inputs that can be independently enabled for overcurrent protection. At least eight overcurrent elements per

- group shall be included to provide phase, negative-sequence, residual, and combined terminal protection.
- The relay shall incorporate full “round-the-clock” current compensation, in 30-degree increments, to accommodate virtually any type of transformer and CT winding connection.
 - The relay shall incorporate elements to provide inverse-time phase and residual overcurrent protection based on summation of currents from *Windings 1 and 2 and Windings 3 and 4*.
 - The relay shall include 16 status and trip target LEDs.
 - The relay shall incorporate restricted earth fault (REF) protection for the detection of ground faults in wye-connected windings based on zero sequence current filtering principle.
 - The relay shall include EIA-232 and EIA-485 serial ports to provide flexible communication to external computers and control systems. The relay shall operate at a speed of 300–19200 baud. Three-level password protection shall be included to provide remote security communication.
 - The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user-configurable protection, monitoring, and control schemes.
 - The relay shall include fully programmable optoisolated inputs and output contacts.
 - The relay shall include five trip variables and four close variables to permit separate control of up to four breakers and a separate lockout device.
 - The relay shall include six selectable setting groups to permit easier adaptation to changes in application.
 - The relay shall include metering capabilities for real-time phase and differential quantities, as well as phase demand and peak demand current values. Harmonic content from the fundamental to the 15th harmonic for all *12* phase currents shall also be included.
 - The relay shall include *four* breaker wear monitors with user-definable wear curves, operation counters, and accumulated interrupted currents per phase.
 - The relay shall measure and report the substation battery voltage presented to the relay power supply terminals. Four selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes.
 - The relay shall be capable of automatically recording disturbance events of 15, 30, or 60 cycles with settable prefault duration and user-defined triggering. Events shall be stored in nonvolatile memory. The relay shall include an SER that stores the latest 512 entries.
 - The relay shall include a real-time clock, with battery backup, synchronizable to demodulated IRIG-B input, to provide accurate time stamps for event records.

Setting ranges:

- Phase overcurrent: 0.05 to 20 In
- Restricted EF : 0.5 to 2.0 In
- Overload Protection: 0.1 to 4.0 In

- Differential protection:
 - + Unrestrained pickup range: 1 to 20 in per unit of tap.
 - + Restrained pickup range: 0.1 to 1.0 in per unit of tap.
- Restrained slope 1 percentage: 5 to 100%
- Unrestrained slope 2 percentage: 25 to 200%
- Second-, fourth-, fifth-harmonic blocking percentage: 5 to 100%

Note: The *Italic words* can be changed depend on the required number of winding of transformer.

2) **Line Differential Relay (F87L):**

- Numerical based relay.
- Flush mounting installation, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall compare local and remote phase and sequence currents to provide operation in less than one cycle. The relay shall operate for unbalanced faults with currents below line charging current. Mismatched CTs shall be accommodated by relay setting. Distortion caused by CT saturation of one or both ends shall not cause misoperation.
- The relay shall incorporate four zones of phase and ground mho distance and quadrilateral ground distance protection for use if potentials are available. Two zones shall be settable for either forward or reverse direction. Both positive-sequence memory polarized and compensator-distance phase distance elements shall be available. The relay shall detect CCVT transients and block the operation of underreaching Zone 1 distance elements during the transient period. The relay shall detect stable and unstable power swings.
- The relay shall incorporate phase, residual ground, and negative-sequence overcurrent elements. These shall have directional control available for use if potentials are available. A system to automatically select the most stable polarizing source for ground directional elements shall be included.
- Trip time < 20ms.
- The relay shall have options for a single or multimode fiber-optic interface, or G.703 operating at 56 kb or 64 kb. The relay shall accommodate up to 5 ms of channel asymmetry.
- The relay shall operate with one or two communications channels. When two channels are used as hot standby, the relay shall switch to the unfaulted channel with no protection interruption.
- The relay shall selectively coordinate with inverse-time overcurrent protection on a tapped load using total current from all line terminals.
- The relay shall incorporate a four-shot single/three pole trip/autorecloser with four independently set open time intervals. Independently set reset times from reclose cycle and from lockout shall be available. simultaneously support relay-to-relay eight bit direct logic communication.

- The relay shall include six steps of frequency protection. All elements shall be settable for under- or overfrequency.
- The relay shall incorporate phase and phase-to-phase under- and overvoltage combination elements as well as sequence overvoltage elements for protection and control.
- The relay shall include two synchronism check elements with separate maximum angle settings. The synchronism check function shall compensate for breaker close time and allow different sources of synchronizing voltage (VA, VB, VC, VAB, VBC, VCA).
- The relay shall be capable of automatically recording oscillographic records of 15, 30, or 60 cycles containing local and remote currents, local voltages, system frequency, and dc system voltage. Events shall be stored in nonvolatile memory. The relay shall also include a Sequential Events Recorder (SER) that stores the latest 512 entries.
- The relay shall include 16 status and trip target LEDs.
- The relay shall include a breaker wear monitor with user-definable wear curves, operation counter, and accumulated interrupted currents per phase.
- The relay shall measure and report the substation battery voltage presented to the relay power supply terminals. Two user-selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes. Voltage level at the time of tripping shall be monitored and recorded. Fully programmable optoisolated inputs and contact outputs.
- The relay shall include a fault locating algorithm to provide an accurate estimate of fault location without communications channels, special instrument transformers, or pre-fault information.
- The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user configurable protection, monitoring, and control schemes.
- The relay shall include an interface port for a demodulated IRIG-B time synchronization input signal. The line current differential protection shall not rely on this or any other external time synchronization. Battery backup real-time clock, synchronizable to demodulated IRIG-B input or to substation master clock.
- Front and serial communication ports with communication speed from 300 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
- Front key for display.
- Software for setting and data analysis, communication cable kit.

Setting ranges:

Line current differential elements:

Phase enable level: 1.00 to 10.00 A (0.01 A steps)

Negative sequence enable level: 0.50 to 5.00 A (0.01 A steps)

Zero sequence enable level: 0.50 to 5.00 A (0.01 A steps)

Mho phase distance elements:

Zone 1 to 4 impedance reach

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Zone 1 to 4 phase to phase current fault detectors

5A nominal: 0.50 to 170.00 A_{P-P} secondary, 0.01 A steps

1A nominal: 0.10 to 34.00 A_{P-P} secondary, 0.01 A steps

Mho and quadrilateral ground distance elements, Zone 1 to 4 impedance reach:

Mho element reach

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral reactance reach:

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral resistance reach:

5A nominal: 0.05 to 50.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 250.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Instantaneous/definite-time overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.25 to 100.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.05 to 20.00 A, 0.01 A steps

Time-overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.50 to 16.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.10 to 3.20 A, 0.01 A steps

3) Distance Relay for 220kV Bays (F21):

- Numerical based relay.
- Flush mounting installation, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall incorporate five zones of mho distance protection for detection of phase faults. Three zones shall be settable for either forward or reverse direction. Positive-sequence memory polarization shall be used to provide stable reach and reliable operation for zero voltage faults.
- The relay shall incorporate five zones of mho and quadrilateral distance protection for detection of faults involving ground. Three zones shall be settable for either forward or reverse direction. Ground elements shall not overreach on multiphase faults and shall not be affected by load flow.
- Trip time < 20ms.

- The relay shall detect CCVT transients and block the operation of Zone 1 distance elements during the transient time.
- The relay shall detect stable and unstable power swings. User settings shall determine whether the relay trips or blocks tripping.
- The relay shall time-tag event reports to an absolute accuracy of ± 5 μ s.
- The relay shall incorporate selectable input overcurrent elements. Torque control capability (internal and external) shall be provided.
- The relay shall incorporate breaker failure logic for single- and three-pole tripping and reclosing. Retrip and transfer trip initiate contacts shall be provided. Pole discordance logic shall be included. Dropout time of the current detection circuit shall be less than one cycle even in cases with residual dc current in the CT secondary.
- The relay shall incorporate both single- and three-pole reclosing with four independently set open time intervals for three-pole and two intervals for single-pole reclosing. Independently set reset times from reclose cycle and from lockout shall be available.
- The relay shall include two synchronism check elements with separate maximum angle settings. The synchronism check function shall incorporate slip frequency and close angle settings and allow different sources of synchronizing voltage (VA, VB, VC, VAB, VBC, VCA).
- One, two and three phase voltage failure check that will block distance protection.
- The relay shall automatically record disturbance events of up to 2 seconds at 8 kHz sampling rate and 5 seconds at 1 kHz sampling rate. Events shall be stored in nonvolatile memory. The relay shall also include a Sequential Events Recorder (SER) that stores the latest 1000 entries.
- The relay shall include a breaker wear monitor function with a user-programmable breaker monitor curve. Electrical and mechanical operating times, with comparison between last and average times, shall be monitored and reported.
- The relay shall measure and report the substation battery voltages both at steady-state conditions and during trip operations. Two user-selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes at each battery voltage.
- The relay shall include a fault locating algorithm to provide an accurate estimate of fault location without communications channels, or special instrument transformers. Single phase/ three phase tripping and reclosing function.
- The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user-configurable protection, monitoring, and control schemes. Logic shall have the ability to use relay elements, math functions,
- The relay shall include an interface port for a demodulated IRIG-B time synchronization input signal. For ultra-accurate (less than 10 μ s) time-keeping capability, 1k PPS input shall also be available.
- Front and serial communication ports with communication speed from 300 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
- Front key for display.
- Software for setting and data analysis, communication cable kit are included.

Setting ranges:

Mho phase distance elements:

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Mho and quadrilateral ground distance elements, Zone 1 to 5 impedance reach:

Mho element reach

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral reactance reach:

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral resistance reach:

5A nominal: 0.05 to 50.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 250.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Instantaneous/definite-time overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.25 to 100.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.05 to 20.00 A, 0.01 A steps

Time-overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.50 to 16.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.10 to 3.20 A, 0.01 A steps

4) Distance Relay for 110kV Bays (F21):

- Numerical based relay.
- Flush mounting installation, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall incorporate four zones of mho distance protection for detection of phase faults. Two zones shall be settable for either forward or reverse direction. Both positive-sequence memory polarized and compensator-distance phase distance elements shall be available.
- The relay shall detect CCVT transients and block the operation of overreaching Zone 1 distance elements.
- One, two and three phase voltage failure check that will block distance protection.
- The relay shall detect stable and unstable power swings. User settings shall determine whether the relay trips or blocks tripping.

- The relay shall include two zero-sequence compensation factors, one for underreaching ground distance and one for overreaching ground distance. Magnitude and phase angle of each zero-sequence compensation factor shall be independently adjustable.
- The relay shall incorporate phase, residual ground, and negative-sequence overcurrent elements. For added security, directional elements, load encroachment logic, and torque control capability (internal and external) shall be provided.
- The relay shall incorporate four zones of mho distance and four zones of quadrilateral distance protection for ground fault protection. Two zones of each type shall be selectable for either the forward or reverse direction.
- The relay shall incorporate under- and overvoltage elements for protection and control.
- The relay shall incorporate positive-, negative-, and zero-sequence overvoltage elements for protection
- and control.
- The relay shall incorporate a four shot recloser with four independently set open time intervals. Independently set reset times from reclose cycle and from lockout shall be available.
- The relay shall include two synchronism check elements with separate maximum angle settings. The synchronism check function shall compensate for breaker close time and allow different sources of synchronizing voltage (VA, VB, VC, VAB, VBC, VCA).
- The relay shall have reduced setting step-distance, POTT, and DCB schemes available in application settings templates.
- The relay shall be capable of auto-matically recording disturbance events of 15, 30, or 60 cycles. Events shall be stored in non-volatile memory. The relay shall also include a Sequential Events Recorder (SER) that stores the latest 512 entries.
- The relay shall include 16 status and trip target LEDs.
- The relay shall include a breaker wear monitor function with a user programmable breaker monitor curve per the breaker manufacturer's recommendations.
- The relay shall measure and report the substation battery voltage presented to the relay power supply terminals. Two user-selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes.
- The relay shall include a fault locating algorithm to provide an accurate estimate of fault location without communications channels, special instrument transformers, or pre-fault information.
- The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user configurable protection, monitoring, and control schemes.
- The relay shall include an interface port for a demodulated IRIG-B time synchronization input signal.
- Serial communication port with communication speed from 2400 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
- Front key for display.
- Software for settings and data analysis; communication cable kit.

Setting ranges:

Mho phase distance elements:

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Mho and quadrilateral ground distance elements, Zone 1 to 5 impedance reach:

Mho element reach

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral reactance reach:

5A nominal: 0.05 to 64.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 320.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral resistance reach:

5A nominal: 0.05 to 50.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

1A nominal: 0.25 to 250.00 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Instantaneous/definite-time overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.25 to 100.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.05 to 20.00 A, 0.01 A steps

Time-overcurrent elements:

Pickup range:

5A nominal: 0.50 to 16.00 A, 0.01 A steps

1A nominal: 0.10 to 3.20 A, 0.01 A steps

5) **Directional Overcurrent Relay (F67/67N) type 1:**

- Microprocessor-based relay.
- Flush mounting installation, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall incorporate phase and negative-sequence overcurrent elements for detection of phase faults. For added security, the relay shall provide directional elements, load encroachment logic, and torque-control capability (internal and external).
- The relay shall incorporate residual ground and neutral ground overcurrent elements for detection of ground faults. For added security, the relay shall provide directional elements and torque-control capability (internal and external).
- The relay shall incorporate undervoltage and over-voltage elements for creating protection and control schemes, including but not limited to the following: voltage checks (e.g., hot

- bus/dead line) for reclosing; blown transformer highside fuse detection logic; control schemes for capacitor banks.
- The relay shall incorporate positive-, negative-, and zero-sequence voltage elements that can be logically configured for either under- or overvoltage applications.
 - One, two and three phase voltage failure check that will block directional protection.
 - The relay shall incorporate six levels of under-/over-frequency elements for detection of power system frequency disturbances. Each setting level shall use an independently set timer for load shedding or generator tripping schemes.
 - The relay shall incorporate a four-shot recloser. It shall include four independently set open time intervals, an independently set reset time from reclose cycle, and an independently set reset time from lockout.
 - The relay shall include two synchronism check elements with separate maximum angle settings (e.g., one for autoreclosing and one for manual closing). The syn-chronism check function shall compensate for breaker close time and constant phase angle differences between the two voltage sources used for synchronism check (phase angle differences settable in 30-degree increments).
 - The relay shall be capable of automatically recording disturbance events of 15 or 30 cycles with settable pre-fault duration and user-defined triggering. Events shall be stored in nonvolatile memory. The relay shall include an SER that stores the latest 512 entries.
 - The relay shall include user-settable demand current thresholds for phase, negative-sequence, neutral, and residual demand measurements.
 - The relay shall include a breaker wear monitor with user-definable wear curves, operation counter, and accumulated interrupted currents by phase.
 - The relay shall measure and report the substation battery voltage presented to the relay power supply terminals. Two user-selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes.
 - The relay shall include a fault locating algorithm to provide an accurate estimate of fault location without communications channels, special instrument transformers, or pre-fault information.
 - The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user-configurable protection, monitoring, and control schemes.
 - The relay shall include an interface port for a demodulated IRIG-B time synchronization input signal.
 - Serial communication port with communication speed from 2400 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
 - Front key for display.
 - Software for settings and data analysis; communication cable kit.

Setting ranges:

Instantaneous/Definite-time overcurrent elements:

0.05 to 20.00 In, 0.01 A steps

0.20 to 34.00 In, 0.01 A steps for phase-to-phase elements

0.01 to 20.00 In, 0.002 A steps residual ground elements

Time-overcurrent elements:

0.1 to 3.2 In, 0.01 A steps

0.02 to 3.2 In, 0.01 A steps for residual

6) Directional Overcurrent Relay (F67/67N) type 2 :

- Microprocessor-based relay.
- Flush mounting installation, 19" rack or panel mounted support.
- The relay shall incorporate phase and negative-sequence overcurrent elements for detection of phase faults. For added security, the relay shall provide directional elements, load encroachment logic, and torque-control capability (internal and external).
- The relay shall incorporate residual ground and neutral ground overcurrent elements for detection of ground faults. For added security, the relay shall provide directional elements and torque-control capability (internal and external).
- The relay shall incorporate adaptive phase overcurrent elements that perform reliably in the presence of current transformer saturation, dc offset, and off-frequency harmonics.
- The relay shall incorporate directional ground elements for ungrounded, Petersen Coil-grounded, and impedance-grounded systems, using a neutral current channel that can withstand 500 A for one second (thermal rating).
- The relay shall incorporate undervoltage and over-voltage elements for creating protection and control schemes, including but not limited to the following: voltage checks (e.g., hot bus/dead line) for reclosing; blown transformer highside fuse detection logic; control schemes for capacitor banks.
- The relay shall incorporate positive-, negative-, and zero-sequence voltage elements that can be logically configured for either under- or overvoltage applications.
- One, two and three phase voltage failure check that will block directional protection.
- The relay shall incorporate six levels of under-/over-frequency elements for detection of power system frequency disturbances. Each setting level shall use an independently set timer for load shedding or generator tripping schemes.
- The relay shall incorporate a four-shot recloser. It shall include four independently set open time intervals, an independently set reset time from reclose cycle, and an independently set reset time from lockout.
- The relay shall include two synchronism check elements with separate maximum angle settings (e.g., one for autoreclosing and one for manual closing). The syn-chronism check function shall compensate for breaker close time and constant phase angle differences between the two voltage sources used for synchronism check (phase angle differences settable in 30-degree increments).
- The relay shall be capable of automatically recording disturbance events of 15 or 30 cycles with settable prefault duration and user-defined triggering. Events shall be stored in nonvolatile memory. The relay shall include an SER that stores the latest 512 entries.

- The relay shall include user-settable demand current thresholds for phase, negative-sequence, neutral, and residual demand measurements.
- The relay shall include a breaker wear monitor with user-definable wear curves, operation counter, and accumulated interrupted currents by phase.
- The relay shall measure and report the substation battery voltage presented to the relay power supply terminals. Two user-selectable threshold parameters shall be provided for alarm and control purposes.
- The relay shall include a fault locating algorithm to provide an accurate estimate of fault location without communications channels, special instrument transformers, or pre-fault information.
- The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user-configurable protection, monitoring, and control schemes.
- The relay shall include an interface port for a demodulated IRIG-B time synchronization input signal.
- Serial communication port with communication speed from 2400 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
- Front key for display.
- Software for settings and data analysis; communication cable kit.

Setting ranges:

Instantaneous/Definite-time overcurrent elements:

0.05 to 20.00 In, 0.01 A steps

0.20 to 34.00 In, 0.01 A steps for phase-to-phase elements

0.01 to 20.00 In, 0.002 A steps residual ground elements

Time-overcurrent elements:

0.1 to 3.2 In, 0.01 A steps

0.02 to 3.2 In, 0.01 A steps for residual

7) Overcurrent Relay (F50/51, 50/51N):

- Microprocessor-based relay.
- Flush mounting construction, rack or panel mounted support.
- Three phase, ground and negative-Sequence Overcurrent, definite-time and inverse time elements.
- The relay shall include programmable logic functions for a wide range of user-configurable protection, monitoring, and control schemes.
- The relay shall incorporate a four-shot recloser. It shall include four independently set open time intervals, an independently set reset time from reclose cycle, and an independently set reset time from lockout.

- Breaker failure protection.
- Breaker monitor, which uses breaker manufacturer's published data for maintenance scheduling.
- Metering capabilities allows user to see real-time phase operating values.
- Built-in fault recorder of 10sec and sequense event recorder displays at least 256 time-tagged events with 1ms time resolution.
- At least eight (08) LEDs for relay status display.
- Battery backed-up real-time clock, synchronizable to demodulated IRIG-B input.
- Serial communication port with communication speed from 2400 to 19200 baud. Password protection for securing remote communications.
- Front key for display.
- Software for settings and data analysis; commnication cable kit.

Setting ranges:

Instantaneous/Definite-time overcurrent elements:

0.10 to 16.00 In, 0.01 A steps

Time-overcurrent elements:

0.1 to 3.2 In, 0.01 A steps

8) Busbar Protection Relay for 220kV and 110kV Busbar(F87B):

- Microprocessor-based relay.
- Flush mounting construction.
- Low-impedance mesuring principle.
- The busbar system capacity shall be sufficient for 10 bays and a total of 2 busbar zones and shall have possibility to extend in the future.
- The relay shall evaluate two independent criteria: differential current with restraint feature and directional comparison
- The relay shall independently evaluate each phase.
- The relay shall have high through-fault stability even when c.t's saturate and require minimum c.t. performance.
- No switching of c.t. circuits.
- The relay shall accept both rated currents of 1A and 5A.
- Short operating time irrespective of station size and configuration.
- The busbar protection system can be configured as centralized scheme with hardware accomodated in one or serveral cubicles or as distributed scheme with bay units located close to the switchgear with short connections to c.t's, isolators, circuit breakers, etc.

- Signals transferred between bay units and central unit in both centralised and distributed schemes via optical fibre cables (max. distance approx. 1200 m)
- Phase and ground directional elements for sensitive, secure fault detection.
- Phase-by-phase measurement.
- Easily extensible.
- Remote and external user-friendly human machine interface.
- Full digital signal processing.
- Self-supervision.
- Intergrated event recording.
- Intergrated disturbance recording for power system currents.
- Breaker failure function.
- The flexibility of the system enables all configurations of busbars from single busbars to double busbars with transfer buses, ring busbars.
- Software for settings and data analysis; commnication cable kit.

Note: The *Italic words* can be changed depend on the required number of bay and busbar needs to be protected.

Bidder can offer the deviation for each relay but it must meet the requirement in the whole system with Bidder's configuration.

IV- Qui định về công tác thí nghiệm đối với rơ le kỹ thuật số

1) Mở đầu

Hàng năm Tổng công ty điện lực Việt nam phải bỏ ra một nguồn kinh phí lớn cho việc thử nghiệm, bảo dưỡng rơ le cũng như phân bổ nhân sự và thiết bị tương ứng. Khác với các rơ le kiểu điện từ và bán dẫn trước đây, rơ le kỹ thuật số ngày nay sử dụng công nghệ tích hợp cao rất ít gặp phải các vấn đề mà các rơ le kiểu điện từ trước đây gặp phải, ngược lại các rơ le kỹ thuật số lại gặp phải các vấn đề mà rơ le kiểu điện từ ít gặp.

Do sự thay đổi về công nghệ, các chính sách về thí nghiệm cũng phải được thay đổi theo cho phù hợp nhằm tiết kiệm công sức và các chi phí không cần thiết.

2) Cơ sở xem xét

Hai loại rơ le được đưa ra xem xét: các rơ le có chức năng tự kiểm tra (self-testing), cảnh báo, và bản ghi sự kiện được coi như thuộc loại rơ le số. Các rơ le khác không có những đặc điểm như trên được coi như rơ le kiểu truyền thống.

Mục đích của việc thử nghiệm rơ le bảo vệ là để tối ưu hoá độ sẵn sàng cho bảo vệ và tối thiểu hoá việc tách khỏi vận hành của rơ le. Chúng ta phải đề ra các phương pháp thử nghiệm và chu kỳ thử nghiệm phù hợp cho các loại thiết bị thí nghiệm rơ le bảo vệ khác nhau.

Khi một rơ le truyền thống gặp trục trặc sẽ dẫn đến rơ le ra lệnh cắt sai, hoặc làm biến đổi các đặc tính vận hành của rơ le. Các rơ le truyền thống không có khả năng tự giám sát, vì vậy việc thử nghiệm định kỳ là cần thiết để bảo đảm sự vận hành đúng cho rơ le. Nếu có vấn đề phát sinh đối với rơ le truyền thống, chúng sẽ không được phát hiện cho đến khi được thí nghiệm định kỳ, hoặc rơ le không vận hành đúng khi xuất hiện sự cố trong hệ thống điện. Do đó, độ tin cậy của các rơ le truyền thống hầu như phụ thuộc vào tần suất thực hiện bảo dưỡng định kỳ.

Các sự cố của rơ le số cũng có thể gây ra việc rơ le tách khỏi vận hành, và có thể không vận hành đúng khi có sự cố. Tuy nhiên, các đặc tính rơ le nói chung không bị ảnh hưởng bởi các hư hỏng. Các hư hỏng có thể dẫn đến việc chức năng tự giám sát đưa ra thông báo hư hỏng, hoặc làm cho người sử dụng nhận ra hỏng hóc trong quá trình sử dụng thông thường.

3) Qui định đối với chức năng tự giám sát của rơ le số

Chức năng tự giám sát của rơ le số phải có tối thiểu các chức năng sau: giám sát các chip bộ nhớ, bộ chuyển đổi A /D, nguồn cấp và bộ nhớ lưu giữ các thông số chỉnh định, các chức năng tự giám sát trạng thái và đóng tiếp điểm cảnh báo khi tìm thấy hư hỏng. Ngoài ra, rơ le số còn phải cách ly các chức năng cắt và điều

khẩn khi tìm thấy hư hỏng một cách chắc chắn. Do chức năng tự giám sát được thực hiện thường xuyên trong rơ le, hư hỏng ở các phần tử thường được phát hiện và phát hiện hiện sớm khi xảy ra.

4) Qui định về các loại thử nghiệm rơ le số

a) Thử nghiệm loại bảo vệ

Khi lựa chọn một thiết kế rơ le mới, việc quan trọng là phải thực hiện thử nghiệm cho loại rơ le đã lựa chọn để bảo đảm việc vận hành đúng đối với các ứng dụng như đã dự định trước. Các thử nghiệm này được coi như thử nghiệm loại bảo vệ và thường được thực hiện trên một rơ le đại diện riêng lẻ được cung cấp từ nhà sản xuất. Trong quá trình thử nghiệm loại bảo vệ, các nhân viên sẽ được giới thiệu các mô hình và các chức năng của rơ le mới. Nếu có các câu hỏi ứng dụng cụ thể, nhân viên sẽ thảo luận với nhà sản xuất cho đến khi hiểu rõ và thống nhất các chức năng bảo vệ.

Thử nghiệm loại bảo vệ phải bao gồm các thử nghiệm chi tiết các đặc tính role như đặc tính mho, đặc tính thời gian -dòng điện, và độ chính xác của các phần tử role. Mục đích chính của thử nghiệm loại bảo vệ là xác định thuật toán và các đặc tính role.

b) Thử nghiệm nghiệm thu

Trước khi đưa vào vận hành các rơ le phải trải qua các hạng mục thử nghiệm cần thiết. Các thử nghiệm này được gọi là thử nghiệm nghiệm thu hoặc thử nghiệm lắp đặt.

Khi kết quả thử nghiệm loại rơ le bảo vệ được thông qua, yêu cầu về thử nghiệm nghiệm thu có thể được giảm xuống. Các đặc tính vận hành của các rơ le dựa trên vi xử lý là nhất quán. Điều này cho phép chúng ta có thể tin tưởng vào các thử nghiệm loại rơ le đối với các thử nghiệm đặc tính chi tiết, các thử nghiệm nghiệm thu chỉ tập trung vào các thử nghiệm đơn giản cho phần cứng role.

Các thử nghiệm nghiệm thu role số được giới hạn, bao gồm các thử nghiệm cho việc kiểm chuẩn (calibration), các chức năng vào ra (input/output), các thử nghiệm về độ chính xác các phần tử,... Thử nghiệm nghiệm thu nhằm mục đích xác minh tính hiệu quả các thông số tính toán chỉnh định các phần tử role và logic.

Các thử nghiệm đặc tính chi tiết của role dựa trên thử nghiệm loại role, là sự điều chỉnh hợp lý bởi vì các đặc tính được thống nhất đối với các thuật giải của role.

c) Thử nghiệm bảo dưỡng định kỳ

Thử nghiệm bảo dưỡng định kỳ role bảo vệ là biện pháp đầu tiên để phát hiện các hư hỏng trong role kiểu truyền thống. Chỉ có một cách khác để xác định hư hỏng đó là role truyền thống đã bị sai lệch trong việc phát hiện sự cố. Thử nghiệm bảo dưỡng định kỳ dựa trên kinh nghiệm cùng với các thiết bị thử nghiệm. Tuy nhiên, ở đây cũng có thể xảy ra rủi ro đối với cả những role được thử nghiệm hay những role chưa được thử nghiệm.

Mục đích của việc bảo dưỡng định kỳ là để role làm việc đúng chức năng, không làm việc khi không cần thiết, và chỉ làm việc khi có yêu cầu.

Nói chung, việc bảo dưỡng định kỳ được thực hiện theo một chu kỳ xác định giữa các lần thử nghiệm. Thông thường nếu chu kỳ bảo dưỡng ngắn thì độ tin cậy của toàn hệ thống sẽ tăng lên, tuy nhiên cũng có những hạn chế nhất định. Đó là xác suất xảy ra sự cố hệ thống có thể xảy ra trong quá trình thực hiện bảo dưỡng định kỳ. Việc bảo dưỡng định kỳ sẽ gây ra rủi ro mà các role chức năng có thể bị xâm hại hoặc bị tách khỏi vận hành do việc thử nghiệm.

Thời gian giữa các lần thử nghiệm thường được tính theo năm. Nếu một role bị hư hỏng không được tách khỏi vận hành, các hư hỏng sẽ xảy ra không biết trước và đã không được sửa chữa khi thực hiện thử nghiệm. Vì vậy, rủi ro do các role không được thử nghiệm là chúng sẽ không vận hành đúng trong các trường hợp cần thiết.

Để vạch ra thời gian biểu cho bảo dưỡng định kỳ, cần phải cân bằng các rủi ro: rủi ro để tồn tại các role hư hỏng vào vận hành và rủi ro nhỏ hơn của việc hư hỏng các role bình thường.

Các thử nghiệm định kỳ sẽ xác định hư hỏng trong role bảo vệ như thế nào? Để tìm ra các hư hỏng có thể đang tồn tại, sẽ rất có ích khi xác định loại hư hỏng có thể xảy ra ở tất cả các phần của role. Sau đó, xác định loại thử nghiệm sẽ được thực hiện cho role bằng các phương pháp cần thiết.

5) Thử nghiệm định kỳ cho các role kiểu truyền thống

Các role theo kiểu truyền thống thường được hình thành dựa trên các đĩa và trục quay trên các đệm. Hệ thống các điện trở, trở kháng, và tụ điện tạo nên các đặc tính vận hành. Các lò xo và đòn bẩy sẽ xác định thời gian vận hành. Khi tiến hành các thử nghiệm cho role kiểu truyền thống cần chú ý kiểm tra các đặc tính vận hành mà bị ảnh hưởng bởi các phần tử riêng biệt: các chỉnh định cảm biến, thời gian vận hành, và các đặc tính.

Đối với việc thử nghiệm định kỳ, khi tìm thấy hư hỏng trong role kiểu truyền thống, ta chỉ có thể xác định lần gần đây nhất mà role đã vận hành đúng trong bản ghi sự cố hoặc biên bản thử nghiệm. Role có thể đã bị hư hỏng vào ngày kê

sau lần vận hành đúng, hoặc vào ngày trước khi tách khỏi vận hành, hoặc bất kỳ vào ngày nào giữa 2 thời điểm.

6) Thử nghiệm định kỳ cho các loại rơle số

Các rơle số được xây dựng trên cơ sở sử dụng vi xử lý, một hệ thống thu thập dữ liệu tín hiệu xoay chiều, các phần tử bộ nhớ chứa đựng các thuật giải cho rơle, các đầu vào tiếp điểm để điều khiển rơle, và các đầu ra tiếp điểm để điều khiển các thiết bị khác. Các đặc tính vận hành của rơle số được xác định bởi thuật giải và các chỉnh định chứa trong bộ nhớ rơle.

Các rơle số thường được trang bị các chức năng tự thử nghiệm. Việc tự thử nghiệm sẽ xác nhận việc vận hành đúng của các phần tử thiết yếu trong rơle. Khi việc tự thử nghiệm tìm thấy điều kiện bất thường, tiếp điểm đầu ra có thể được đóng lại, rồi gửi thông báo, hoặc cung cấp các chỉ số khác liên quan đến hư hỏng. Khi xuất hiện cảnh báo, kỹ thuật viên có thể được điều động để sửa chữa hoặc thay thế thiết bị một cách nhanh chóng.

Chúng sẽ có lợi cho việc xác định các yêu cầu cho việc bảo dưỡng định kỳ bằng việc phân chia các phần cứng theo 3 mục khác nhau và thực hiện bảo dưỡng chi tiết theo các thử nghiệm từng phần tương ứng. Để phục vụ cho các mục đích thử nghiệm, sẽ thuận tiện hơn khi chia rơle thành 3 phần như dưới đây:

1. Phần đầu vào tương tự (analog input)
2. Phần xử lý
3. Mạch tiếp điểm vào ra

Phần đầu vào tương tự thường được giám sát bằng chức năng tự động thử nghiệm. Tuy nhiên chúng có thể bị hạn chế phần nào bởi vì điều kiện xác lập không thể được xác định hoàn toàn. Với rơle bảo vệ, thường có nhiều điều kiện xác lập tương ứng với mỗi chế độ vận hành. Phần đầu vào tương tự của rơle số chỉ tự thử nghiệm cục bộ, hay cho các công việc hỗ trợ cho bảo dưỡng định kỳ để xác nhận các phần tử đo lường tương tự.

Nhiều rơle số có đưa vào các đặc tính đo đếm cho phép người sử dụng xác định mức độ chính xác của phần đầu vào nhị phân. Người sử dụng có thể xác minh các đại lượng đo và có thể được bảo đảm rằng rơle sử dụng dữ liệu đúng cho các tính toán của chúng.

Mạch tiếp điểm đầu vào /ra là một phần khác của rơle số cho phép riêng cho việc thử nghiệm tự động. Vì lý do này, chúng có thể phù hợp cho việc thực hiện kiểm tra định kỳ việc cắt. Nhiều rơle số cung cấp đặc tính cắt mà cho phép người sử dụng cắt rơle tại chỗ hoặc từ xa. Việc kiểm tra cắt sẽ kiểm chứng việc

đầu nối mạch cắt và khả năng tích hợp của cuộn cắt. Đặc tính của lệnh cắt cung cấp khả năng cắt máy cắt mà không cần mô phỏng sự cố cho rơle. Nếu rơle luôn tác động khi có sự cố, việc vận hành rơle trên thực tế sẽ là đánh giá thích hợp đối với các chức năng vào /ra của rơle.

Phần xử lý tín hiệu số, thông thường đối với bộ vi xử lý, là giao diện giữa đầu vào tương tự và tiếp điểm đầu ra /vào. Các tiếp điểm đầu vào /ra tương tự không thể hoạt động khi không có quá trình xử lý, việc kiểm tra sử dụng và bảo dưỡng một rơle thông thường sẽ hoạt động như là việc kiểm tra định kỳ bộ vi xử lý. Thêm nữa, các nhà sản xuất có thể cung cấp chức năng giám sát liên tục trạng thái máy tính thông qua việc tự thử nghiệm.

Người sử dụng nên cộng tác với các nhà cấp hàng để xác định các chức năng rơle chưa được kiểm tra bằng việc tự thử nghiệm, và các chức năng đó nên được kiểm tra như thế nào tại hiện trường. Đối với trường hợp của bộ phận xử lý thì thông thường không yêu cầu thử nghiệm đặc biệt nào.

Rất nhiều đặc tính bảo dưỡng có thể được thực hiện bởi lệnh từ xa và thường có thể thay thế cho việc bảo dưỡng định kỳ. Ngoài ra, cần quan tâm đến việc phân tích dữ liệu sự cố trong rơle số mà chúng có thể giúp ích cho việc kiểm tra bảo dưỡng định kỳ.

Do rơle số cung cấp một biểu hiện sao cho khi có vấn đề phát sinh, khả năng rơle bị hỏng hóc mà vẫn được vận hành trong khoảng thời gian đáng kể, sẽ được giảm xuống. Khi ta giám sát các tiếp điểm cảnh báo tự thử nghiệm, nói chung một rơle bị hư hỏng sẽ được sửa chữa hoặc thay thế trong vòng vài giờ hoặc vài ngày.

7) Phân tích dữ liệu rơle số

Khi sử dụng đúng, các đặc tính mà báo cáo sự kiện do rơle số cung cấp sẽ giúp ích cho việc bảo dưỡng định kỳ. Các báo cáo sự kiện nói chung sẽ cung cấp một bản ghi vận hành của mỗi rơle cùng với cách giải quyết như nhau đối với các rơle số ở cùng một cấp độ. Các nhân viên thí nghiệm có thể xác định các vấn đề rơle trong dữ liệu sự kiện bằng cách phân tích bản ghi sự cố, mà không mất nhiều thời gian. Việc phân tích các bản ghi sự kiện của rơle sẽ chỉ ra các vấn đề mà có thể không nhận thấy do một số hạn chế đối với chức năng tự thử nghiệm rơle số.

Các báo cáo sự kiện cũng có thể chỉ ra các vấn đề ngoại vi của rơle số. Các MBA, các mạch cắt, thiết bị giao tiếp, các thiết bị đầu vào /ra dự phòng là các ví dụ về thiết bị ngoại vi có thể được giám sát gián tiếp thông qua báo cáo sự kiện.

Vài hướng dẫn cơ bản có thể trợ giúp cho việc tìm kiếm hư hỏng thông qua báo cáo sự kiện:

1) Vị trí của điểm sự cố được chỉ ra có phù hợp với vị trí điểm sự cố thực hay không?

Nếu rơ le chỉ ra vị trí sự cố không phù hợp với vị trí thực, người sử dụng sẽ được cảnh báo về khả năng tồn tại các lỗi chỉnh định tổng trở, các vấn đề về tỷ số biến MBA.

2) Vị trí điểm sự cố có nằm trong vùng chỉnh định hay không?

Các phân tích phụ trợ về vị trí điểm sự cố sẽ giúp ta kiểm tra chỉnh định của rơ le. Vị trí của điểm sự cố phải phù hợp với vùng tổng trở đã định trước. Nếu vị trí điểm sự cố nằm ngoài vùng tổng trở, điện trở sự cố có thể ảnh hưởng đến việc tác động của phần tử rơ le khi có sự cố.

3) Các phần tử rơ le có hoạt động như mong đợi hay không?

Bản báo cáo sự kiện sẽ chỉ ra từng kênh tương tự và trạng thái của từng phần tử rơ le trong toàn bộ quá trình báo cáo. Nếu một phần tử được chỉnh định hoặc vận hành không đúng, lỗi này sẽ thể hiện ngay trong dữ liệu báo cáo sự kiện.

4) Thời gian vận hành của máy cắt có hợp lý không?

Thời gian tác động của máy cắt có thể được giám sát bằng cách so sánh lệnh cắt đầu ra và trạng thái đầu vào máy cắt. Thời gian tác động máy cắt bị chậm hay không phù hợp sẽ chỉ ra rằng máy cắt cần phải được bảo dưỡng kịp thời.

5) Các giá trị đo dòng điện và điện áp trước sự cố có hợp lý hay không?

Các báo cáo sự kiện thường chỉ ghi lại một phần nhỏ dữ liệu trước sự cố. Các thông tin trước sự cố cho phép người sử dụng phân tích khả năng tích hợp của hệ thống trước sự cố xảy ra.

6) Phân bố công suất có phù hợp với dữ liệu hệ thống hay không?

Phân bố công suất theo dữ liệu trước sự cố có thể được so sánh với các công cụ ghi sự cố khác, để xác nhận chiều công suất phù hợp với tất cả các công cụ ghi sự cố. Nếu chiều công suất không phù hợp, tức là đã xuất hiện lỗi trong việc kết nối của một trong số các công cụ.

Lựa chọn chu kỳ thời gian thử nghiệm tối ưu

Các đặc tính của rơ le số sẽ làm giảm việc thử nghiệm tới mức chỉ còn như sau: kiểm tra đo đếm và thử nghiệm đầu vào /ra. Đối với rơ le số, việc kiểm tra đặc tính định kỳ và thời gian là không cần thiết. Phân tích xác suất cho thấy rằng các rơ le có chức năng tự thử nghiệm thì không cần thiết phải thử nghiệm định

kỳ như là rơ le không có chức năng tự thử nghiệm. Nếu rơ le được kiểm tra đúng, và chức năng tự thử nghiệm không bị hư hỏng, thì không cần có thêm thử nghiệm rơ le nào khác.

Việc sử dụng các chức năng báo cáo của rơ le số tương đương như các công cụ bảo dưỡng. Việc phân tích báo cáo sự kiện cần được tiến hành bổ sung hoặc thay thế cho việc kiểm tra bảo dưỡng định kỳ đối với rơ le có chức năng tự thử nghiệm. Việc phân tích báo cáo sự kiện sẽ làm tăng mức độ sâu sắc trong hiểu biết cho người làm công tác thử nghiệm đối với rơ le số trong HTĐ.

Giảm sự phức tạp và tần suất thử nghiệm rơ le số sẽ tiết kiệm nhân công. Nguồn nhân lực được sử dụng nhiều hơn cho việc thử nghiệm các rơ le kiểu truyền thống. Kết quả là sẽ đem lại độ tin cậy và độ sẵn sàng cao hơn cho tất cả các rơ le, kể cả rơ le kiểu truyền thống và cả rơ le số.

Trên cơ sở phân tích trên đây, kết hợp với thực trạng công tác quản lý, vận hành hệ thống rơ le bảo vệ trên hệ thống lưới điện truyền tải và phân phối, thời gian cho công tác thí nghiệm định kỳ với rơ le kỹ thuật số được qui định như sau:

- **03 năm với rơ le số**
- **01 năm với rơ le kiểu truyền thống**