

Opis przedmiotu zamówienia

I. Przedmiot zamówienia.

Przedmiotem zamówienia są:

- a) przekaźnik realizujący funkcję automatyki SZR w rozdz. SN – 1 szt.
- b) przekaźnik dla pola odpływowego z funkcją synchrochecku dla RS 220VDC – 10 szt.
- c) przekaźnik dla pola odpływowego z funkcją synchrochecku dla RS 24VDC – 5 szt.

II. Wymagania dla automatyki SZR.

1. Zabezpieczenia zasilane napięciem $U_p=220VDC$. Zakres pracy urządzeń $0,8 \div 1,1U_p$.
2. Budowa modułowa – możliwość dołożenia dodatkowych wejść i wyjść bez konieczności ponownej konfiguracji zabezpieczenia. Obudowa natablicowa.
3. Zabezpieczenia wyposażone w duży kolorowy wyświetlacz – min. 6”.
4. Konfiguracja przekaźnika dostosowana do współpracy z polami generatorowymi. Przekaźnik musi spełniać wszystkie wymagania opisane w pkt. 24 i 25.
5. Przekaźnik wyposażony w:
 - a) minimum 8 wejść napięciowych,
 - b) minimum 44 wejścia binarne,
 - c) minimum 24 wyjścia binarne,
 - d) minimum 14 led sygnalizacyjnych,
 - e) port optyczny do komunikacji ze sterownikiem telemechaniki w protokole IEC103,
 - f) port Ethernet do realizacji łącza inżynierskiego,
 - g) cztery dowolnie konfigurowalne przyciski funkcyjne.
 - h) przekaźnik musi posiadać możliwość rozbudowy wejść i wyjść min 8 wejść oraz 8 wyjść
6. Poza funkcjami zabezpieczeniowymi nowe zabezpieczenia wyposażone w:
 - a) rejestrator zdarzeń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, o rozdzielczości 1ms, z rejestracją sygnałów logiki oraz sygnałów zdefiniowanych przez użytkownika,
 - b) rejestrator zakłóceń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, z możliwością pobudzenia rejestratora sygnałem zewnętrznym, częstotliwość min. 3,2kHz,
 - c) funkcję komunikacji ze zdalnym systemem nadzoru i sterowania oraz łączem inżynierskim umożliwiając pełny dostęp do nastaw, konfiguracji i rejestracji,
7. Zabezpieczenia z funkcją sterownika polowego spełniające funkcje:
 - a) pomiarową,
 - b) sterowania łącznikami pola lokalnie, sygnalizacji stanu położenia łączników na wyświetlaczu,

- c) blokad polowych i ewentualnie między polowych.
8. Zabezpieczenia posiadające logikę programowalną opartą na algebrze Bool'a pozwalającą na wykonywanie operacji logicznych na sygnałach binarnych i wewnętrznych funkcjach zabezpieczeniowych (logika graficzna). Logika dostępna na wyświetlaczu zabezpieczenia.
 9. Zabezpieczenia wyposażone w minimum dwa banki nastaw z możliwością zdalnej zmiany banków nastaw poprzez łącze inżynierskie i wejście binarne.
 10. Zabezpieczenia posiadające minimum 14 konfigurowalnych LED sygnalizacyjnych. Konfigurowalne LED-y sygnalizacyjne w kolorze czerwonym.
 11. Zabezpieczenia wyposażone w wydzielony przycisk do kasowania konfigurowalnych LED sygnalizacyjnych.
 12. Przy każdym nowym zakłóceniu sygnalizacja LED poprzedniego zakłócenia jest kasowana.
 13. Zabezpieczenie z możliwością wyświetlania komunikatów zakłóceń w polu na wyświetlaczu.
 14. Zabezpieczenia wyposażone w wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego o dokładności 1ms, odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z układem synchronizacji czasu przez system nadzoru.
 15. Zabezpieczenia wyposażone w kontrolę obwodów pomiarowych oraz w kontrolę ciągłości obwodów wyłączających i załączających.
 16. Zabezpieczenia wyposażone w dodatkowe, w pełni programowalne przyciski funkcyjne, służące np. do bezpośredniego odczytu pomiarów, rejestratora zdarzeń czy kasowania wyjścia pobudzającego szynę Up.
 17. Program do obsługi zabezpieczeń z możliwością odczytu aktualnego stanu urządzenia w trybie on-line – komunikatów wewnętrznych, stanu wejść, stanu wyjść, pomiarów.
 18. Program do obsługi zabezpieczeń wyposażony w symulator logiki.
 19. Wymagana jest pełna możliwość konfiguracji wszystkich funkcji przez użytkownika.
 20. Wszystkie parametry zabezpieczeń cyfrowych, nastawy i konfiguracja zapisane w pamięci nieulotnej.
 21. Zabezpieczenia wyposażone w układ samokontroli wskazujący uszkodzenia wewnętrzne programowe i sprzętowe łącznie z uszkodzeniem baterii wewnętrznej. Uszkodzenie lub rozładowanie baterii wewnętrznej nie może powodować utraty parametrów konfiguracyjnych i nastawieniowych. Wymiana wewnętrznej baterii możliwa do realizacji w łatwy sposób nie wymagający demontażu listew zaciskowych.
 22. Gwarancja: 36 miesięcy od daty protokołu odbioru.
 23. Niezależnie od powyższych wymagań przedmiot zamówienia powinien spełniać wymogi zawarte w Standardzie technicznym nr 3/DMN/2014 dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w TAURON Dystrybucja S.A.

24. Wymagania dla automatyki SZR.

Stacje w których ma pracować SZR to stacje dwusekcyjne ze sprzęgłem zasilane z dwóch transformatorów, na każdej sekcji występuje jedno pole współpracujące z generatorem. Automatykę SZR zrealizować na oddzielnym przekaźniku posiadającym synoptykę i dziennik zdarzeń. Przekaźnik ma realizować automatykę z rezerwą „jawną” i „ukrytą” wybierając odpowiedni algorytm działania w zależności od układu pracy rozdzielni (przy każdym możliwym układzie pracy rozdzielni SN z uwzględnieniem pól z generacją). Przekaźnik automatycznie dostosowuje się do układu pracy rozdzielni. Automatyka działa jednokierunkowo i po każdym zadziałaniu zostaje zablokowana. Wszystkie łączniki mające wpływ na działanie automatyki SZR wprowadzane do przekaźnika dwubitowo.

Automatyka SZR powinna mieć możliwość ręcznego odstawiania (lokalnie) i blokowania (lokalnie i zdalnie z telemechaniki). Automatyka powinna być wyposażona w licznik cykli SZR (udanych i nieudanych).

24.1. Automatyka jest trwale blokowana:

- a) po powrocie napięcia zasilającego sterownik SZR,
- b) po wykryciu niewłaściwego układu pracy rozdzielni,
- c) po czasie granicznym w przypadku niezrealizowania sterowania łącznikiem (po rozruchu),
- d) po czasie granicznym w przypadku braku napięcia rezerwowego (BR) po stronie 110kV (po rozruchu),
- e) po czasie granicznym w przypadku przekroczonego napięcia resztkowego (po rozruchu)
- f) po czasie w przypadku nieprawidłowego odwzorowania wyłącznika (jeżeli wcześniej SZR był odblokowany),
- g) po zadziałaniu SZR-u,
- h) przy niesprawności w obwodach pomiarowych SZR – zadziałanie automatu bezpiecznikowego w polu pomiaru napięcia, przy otwarciu odłączników w polach pomiaru napięcia,
- i) po zadziałaniu zabezpieczeń pól zasilających i sprzęgła, LRW, zabezpieczenia szyn,
- j) wejściem blokowania (wejście dwustanowe – impuls),
- k) rozkazem sterowania z Systemu Nadzoru (protokół).

24.2. Automatyki nie można odblokować w przypadku:

- a) niewłaściwego układu pracy rozdzielni,
- b) nieprawidłowych napięć pomiarowych (braku lub stanu pomiędzy współczynnikiem rezerwy, a współczynnikiem działania),
- c) nieprawidłowego odwzorowania łączników.

24.3. Pobudzenie sygnalizacji Up następuje po stwierdzeniu:

- a) nieprawidłowego napięcia pomiarowego (stan pomiędzy współczynnikiem rezerwy, a współczynnikiem działania),
- b) braku napięcia rezerwy BR,
- c) nieprawidłowego odwzorowania łączników,
- d) niezrealizowania przez wyłącznik sterowania.

24.4. Sygnalizacja do telemechaniki (poprzez protokół lub stykowo):

- a) uszkodzenie w obwodach napięciowych (nieprawidłowe napięcie),

- b) błąd odwzorowania wyłączników (lub łączników – wyk. niestandardowe),
- c) SZR zablokowany,
- d) SZR zadziałanie,
- e) BP,
- f) BR1,
- g) BR2,
- h) Blokada od uszkodzenia obwodów 100VAC PN1 (BP),
- i) Blokada od uszkodzenia obwodów 100VAC PN2 (BP),
- j) Blokada od położenia łącznika PN1 (BP),
- k) Blokada od położenia łącznika PN2 (BP),
- l) Blokada od zabezpieczeń.

Wymagane jest automatyczne rozpoznanie układu pracy (rezerwa jawna, ukryta), sygnalizacja optyczna stanów Up, rejestrator zdarzeń, rejestrator zakłóceń, możliwość podłączenia do łącza inżynierskiego poprzez ETH.

24.5. Opis działania SZR.

1. Układ rezerwy jawnej (załączony wyłącznik jednego z zasilaczy i wyłącznik sprzęgła).

W układzie rezerwy jawnej dla załączonego T1 i sprzęgła rezerwę stanowi T2. Brak napięcia T2 str. 110kV powinno być sygnalizowane jako BR1 – brak rezerwy transformatora T1. Analogicznie brak napięcia T1 str. 110kV powinno być sygnalizowane jako BR2 – brak rezerwy transformatora T1.

Zanik napięcia sekcji 1 do której przyłączony jest T1 (pod warunkiem istnienia napięcia rezerwy) powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola T1, wyłączenie pola z generacją przyłączonego do sekcji 1 i załączenie wyłącznika pola T2 stanowiącego rezerwę. Załączenie T2 jest wykonane dopiero:

- a) po potwierdzeniu wyłączenia T1,
- b) po potwierdzeniu wyłączenia pola z generacją przyłączonego do sekcji 1,
- c) po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji).

Brak potwierdzenia wyłączenia T1, wyłączenia pola z generacją, brak zaniku napięcia na sekcji lub brak potwierdzenia załączenia T2 po czasie granicznym blokuje automatykę.

Zanik napięcia sekcji 2 do której przyłączony jest T2 (pod warunkiem istnienia napięcia rezerwy) powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola T2, wyłączenie pola z generacją przyłączonego do sekcji 2 i załączenie wyłącznika pola T1 stanowiącego rezerwę. Załączenie T1 jest wykonane dopiero:

- a) po potwierdzeniu wyłączenia T2,
- b) po potwierdzeniu wyłączenia pola z generacją przyłączonego do sekcji 2,
- c) po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji).

Brak potwierdzenia wyłączenia T2, wyłączenia pola z generacją, brak zaniku napięcia na sekcji lub brak potwierdzenia załączenia T2 po czasie granicznym blokuje automatykę.

2. Układ rezerwy ukrytej (załączone wyłączniki dwóch zasilaczy i wyłącznik sprzęgła wyłączony).

Zanik napięcia sekcji 1 zasilanej przez T1 powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola T1, wyłączenie pola z generacją przyłączonego do sekcji 1 i załączenie wyłącznika pola sprzęgła.

Załączenie pola sprzęgła jest wykonane dopiero:

- a) po potwierdzeniu wyłączenia T1,
- b) po potwierdzeniu wyłączenia pola z generacją przyłączonego do sekcji zasilanej przez T1,
- c) po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji).

Brak potwierdzenia wyłączenia T1, wyłączenia pola z generacją, brak zaniku napięcia na sekcji lub brak potwierdzenia załączenia wyłącznika pola sprzęgła po czasie granicznym blokuje automatykę.

Zanik napięcia sekcji 2 zasilanej przez T2 powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola T2, wyłączenie pola z generacją przyłączonego do sekcji 2 i załączenie wyłącznika pola sprzęgła.

Załączenie pola sprzęgła jest wykonane dopiero

- a) po potwierdzeniu wyłączenia T2,
- b) po potwierdzeniu wyłączenia pola z generacją przyłączonego do sekcji zasilanej przez T2,
- c) po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji).

Brak potwierdzenia wyłączenia T2, wyłączenia pola z generacją, brak zaniku napięcia na sekcji lub brak potwierdzenia załączenia wyłącznika pola sprzęgła po czasie granicznym blokuje automatykę.

3. SZR szybki – dla wszystkich układów pracy rozruch napięciowy (zanik napięcia na sekcji) z jednoczesnym prawidłowym potwierdzeniem wyłączenia wyłącznika transformatora zasilającego i pola z generacją (wyłączenie ręczne, telemechaniką lub przez zabezpieczenia transformatora – oprócz zabezpieczeń powodujących blokadę SZR) powoduje skrócenie czasu t_{SZR} do minimum, a następnie załączenie właściwego wyłącznika (stosownie do układu pracy rozdzielni).

24.6. Sygnalizacja Up, AL (ogólne wymagania).

Sygnalizacja Up i AL pobudza stosowne przekaźniki sygnalizacyjne (Up i AL). Uszkodzenie zabezpieczenia (styk sprawności urządzenia LiveContact) – realizowany za pomocą styków NO lub NC (do wyboru) odseparowanych od przekaźników Up, AL (brak wspólnego potencjału).

Wymagane jest kasowanie sygnalizacji w polu – czyli kwitowanie przekaźników Up i AL w celu uwolnienia szyn Up i AL obwodów okrężnych rozdzielni (wydzielony przycisk na zabezpieczeniu). Przyczyna każdego pobudzenia sygnalizacji musi być prezentowana - do czasu jej ustąpienia - za pomocą LED, komunikatów ekranowych na ekranie synoptyki (w przypadku wykorzystania wszystkich LED). Także trwająca przyczyna pobudzenia sygnalizacji musi być wysyłana do telemechaniki na czas jej trwania - protokołem lub stykowo.

Zakłócenia powinny być rejestrowane w dzienniku zdarzeń (początek i koniec). Użytkownik powinien mieć możliwość grupowania sygnałów do Up i AL. Sygnalizacja Up i AL skwitowana powinna być na nowo pobudzona przez nowe zakłócenie, które pojawi się w danym polu. Suma trwających zakłóceń Up i AL powinna pobudzać dedykowany lub programowalny przekaźnik (optyczna sygnalizacja Zakłócenie w polu), który odpada dopiero po ustąpieniu wszystkich źródeł zakłóceń.

Przekaźnik SZR powinien posiadać przycisk kasowania sygnalizacji, mieć możliwość kasowania sygnalizacji za pomocą wejścia dwustanowego i telemechaniki.

Samoistne ustąpienie wszystkich przyczyn pobudzających sygnalizację Up, AL (w przypadku braku wcześniejszego skwitowania) automatycznie kasuje sygnalizację w polu (przełączniki Up, AL, sygnalizację Zakłócenie w polu oraz w teletechnikę).

25. Wymagania dla automatyki wyłączania pól z generacją od działania zabezpieczeń rozdzielni 110kV i SN.

Do rozdzielni SN przyłączone są pola mające możliwość współpracy z generatorem zainstalowanym po stronie odbiorcy (po jednym polu na każdej sekcji). Sterownik SZR nie dostaje informacji do którego pola aktualnie jest przyłączony generator, dlatego też automatyka SZR jak i automatyka wyłączania pól z generacją (od zadziałania zabezpieczeń rozdzielni SN i 110kV) wyłącza selektywnie pola generatorowe dla sekcji na której wystąpił zanik napięcia związany z działaniem zabezpieczeń. Automatyka wyłączania pól z generacją działa niezależnie od stanu pracy automatyki SZR. Na podstawie informacji o zadziałaniu zabezpieczeń z pól transformatorów strony 110kV i SN, pola sprzęgła SN oraz ZS i LRW R110kV automatyka wyłącza odpowiednie pole lub pola stosownie do układu pracy rozdzielni SN.

1. Działanie zabezpieczeń transformatora T1 strony 110kV i SN wyłącza pole z generacją przyłączone do sekcji zasilanej przez T1. Jeżeli sekcje 1 i 2 połączone są sprzęgłem, wyłączane są oba pola.
2. Działanie zabezpieczeń transformatora T2 strony 110kV i SN wyłącza pole z generacją przyłączone do sekcji zasilanej przez T2. Jeżeli sekcje 1 i 2 połączone są sprzęgłem, wyłączane są oba pola.
3. Działanie zabezpieczeń pola sprzęgła SN powoduje wyłączanie pola z generacją przyłączonego do sekcji za sprzęgłem patrząc od strony zasilania przez transformator. Dla pracy równoległej transformatorów działanie zabezpieczeń pola sprzęgła SN powoduje wyłączanie obu pól z generacją.
4. Dla pracy równoległej transformatorów działanie zabezpieczeń transformatorów strony 110kV i SN przy zablokowanych zabezpieczeniach pola sprzęgła SN skutkuje wyłączeniem obu pól z generacją.
5. Działanie zabezpieczeń ZS i LRW R110kV skutkuje zawsze wyłączeniem obu pól z generacją.

Warunkiem koniecznym do wyłączenia pól z generacją jest załączenie wyłączników w tych polach (w przypadku wyłączenia wyłączników SZR nie posyła rozkazu na wyłącz pola)

W przypadku uszkodzenia lub odstawienia sterownika automatyki SZR realizowane będzie wyłączenie pól z generacją w tzw. trybie awaryjnym. Zsumowana informacja o zadziałaniu zabezpieczeń z pól transformatorów strony 110kV i SN, pola sprzęgła SN oraz ZS i LRW 110kV poprzez styk sprawności sterownika SZR (zwarty przy uszkodzonym lub odstawionym sterowniku) pobudza obwód okrężny OWZS rozdzielni SN, który powoduje (nieselektywne) wyłączenie obu pól z generacją. W przypadku demontażu sterownika SZR realizacja wyłączenia pól z generacją będzie realizowana w trybie awaryjnym po przełączeniu przełącznika. Informacja o stanie przełącznika przesyłana do teletechniki.

III. Wymagania dla zabezpieczenia pola odpływowego.

1. Zabezpieczenie zasilane napięciem $U_p=220VDC$ lub $U_p=24VDC$. Zakres pracy urządzeń $0,8 \div 1,1U_p$.
2. Budowa modułowa – możliwość dołożenia dodatkowych wejść i wyjść bez konieczności ponownej konfiguracji zabezpieczenia. Obudowa natablicowa.
3. Zabezpieczenia wyposażone w duży kolorowy wyświetlacz – min. 6". Sterowniki zabezpieczeniowe wyposażone w wyświetlacz dotykowy, powinny być również wyposażone w fizyczne przyciski funkcyjne sterujące kursorem oraz przyciski do nawigacji po menu by można było obsługiwać sterownik bez konieczności używania dotykowego ekranu.
4. Konfiguracja przekaźnika dostosowana do współpracy z polem, które zasilą stację z przyłączonym generatorem.
5. Przekaźnik realizujący funkcje:
 - a) zabezpieczenia nadprądowo – zwłocznego o charakterystyce niezależnej, co najmniej trójstopniowe, działające na wyłączenie z funkcją blokady od drugiej harmonicznej,
 - b) zabezpieczenia nadprądowo – zwłocznego, kierunkowego o charakterystyce niezależnej, co najmniej dwustopniowe działające na wyłączenie z funkcją blokady od drugiej harmonicznej,
 - c) zabezpieczenia zwarciowo – prądowego bezzwłocznego,
 - d) zabezpieczenia ziemnozwarciowego dedykowanego do sieci SN kompensowanej, współpracujące z układem Holmgreena lub Ferrantiego, wyposażone m.in. w funkcję konduktancyjną,
 - e) automatyki SCO i SPZ/SCO realizowanej bezpośrednio w polu, poprzez wewnętrzną funkcję częstotliwościową,
 - f) synchrocheck,
 - g) układu współpracy z zabezpieczeniem szyn,
 - h) automatyki SPZ,
 - i) sterownika polowego wraz z synoptyką.
6. Wymagania dla układu synchronizacji.
 - 6.1. W polu odpływowym zrealizować automatykę synchronizacji wykorzystując synchrocheck w zabezpieczeniu. Do synchronizacji wykorzystać napięcie z pola pomiarowego oraz napięcie z przekładników napięciowych pola (możliwość wyboru dowolnego napięcia do synchronizacji – fazowe lub międzyfazowe identyczne dla obu pomiarów). Obwody napięciowe (napięcia synchronizacji i napięcie pola) zabezpieczone automatami bezpiecznikowymi. Informacje o zadziałaniu automatów wprowadzić do telemechaniki.
 - 6.2. Zabezpieczenie powinno mieć możliwość kontroli sprawności obwodu synchronizacji – zamknięty odłącznik w PPN i niezadziałany bezpiecznik obwodów napięciowych do synchronizacji, niezadziałany bezpiecznik zasilający obwód synchronizacji.
 - 6.3. Układ synchronizacji działający w następujący sposób: Przy nastawionym przełączniku kontroli synchronizmu oraz sprawnym obwodzie synchronizacji:
 - a) napięcie na szynach, brak napięcia na kablu – możliwe załączenie wyłącznika,

- b) napięcie na szynach, napięcie na kablu, warunki synchronizacji spełnione – możliwe załączenie wyłącznika,
 - c) napięcie na szynach, napięcie na kablu, warunki synchronizacji nie spełnione – blokada załączenia wyłącznika i sygnalizacja na sterowniku – o braku warunków synchronizacji,
 - d) brak napięcia na szynach, napięcie na kablu – blokada załączenia wyłącznika i sygnalizacja na sterowniku – o braku warunków synchronizacji.
- 6.4. Możliwość ustawienia warunków synchronizacji: różnica modułów napięć, różnica faz i różnica częstotliwości. Wymagana możliwość ustawienia minimalnego czasu trwania warunków synchronizacji.
- 6.5. Sterowanie na załączenie wyłącznika z synchronizacją powinno odbywać się w oknie czasowym (czas okna nastawiany) i przy sprawnych obwodach synchronizacji. Brak warunków synchronizacji w czasie trwania tego okna skutkuje brakiem załączenia i informacją na sterowniku o braku warunków synchronizacji.
- 6.6. Możliwość wyboru załączenia z synchronizacją dla: sterowania lokalnego lub zdalnego oraz dla automatyki SPZ.
- 6.7. Dostępna informacja o spełnieniu warunków synchronizacji (np. do wykorzystania na LED, telemechaniki, rejestratora itp.).
- 6.8. Sygnalizacja zdarzeniowa: obwody synchronizacji niesprawne, załączenie z synchronizacją lub bez, brak warunków synchronizacji – szczegółowa informacja o niespełnieniu warunków synchronizacji (przy braku załączenia).
7. Przekaznik wyposażony w:
- a) minimum 5 wejść napięciowych,
 - b) minimum 5 wejść prądowych,
 - c) minimum 44 wejścia binarne,
 - d) minimum 24 wyjścia binarne,
 - e) minimum 14 led sygnalizacyjnych,
 - f) port optyczny do komunikacji ze sterownikiem telemechaniki w protokole IEC103,
 - g) port Ethernet do realizacji łącza inżynierskiego,
 - h) cztery dowolnie konfigurowalne przyciski funkcyjne
 - i) przekaznik musi posiadać możliwość rozbudowy wejść i wyjść min 8 wejść oraz 8 wyjść.
8. Poza funkcjami zabezpieczeniowymi nowe zabezpieczenia wyposażone w:
- a) rejestrator zdarzeń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, o rozdzielczości 1ms, z rejestracją sygnałów logiki oraz sygnałów zdefiniowanych przez użytkownika,
 - b) rejestrator zakłóceń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, z możliwością pobudzenia rejestratora sygnałem zewnętrznym, częstotliwość min. 3,2kHz,
 - c) funkcję komunikacji ze zdalnym systemem nadzoru i sterowania oraz łączem inżynierskim umożliwiając pełny dostęp do nastaw, konfiguracji i rejestracji,

9. Zabezpieczenia z funkcją sterownika polowego spełniające funkcje:
 - a) pomiarową,
 - b) sterowania łącznikami pola lokalnie, sygnalizacji stanu położenia łączników na wyświetlaczu,
 - c) blokad polowych i ewentualnie między polowych.
10. Zabezpieczenia posiadające logikę programowalną opartą na algebrze Bool'a pozwalającą na wykonywanie operacji logicznych na sygnałach binarnych i wewnętrznych funkcjach zabezpieczeniowych (logika graficzna). Logika dostępna na wyświetlaczu zabezpieczenia z możliwością podglądu stanu logiki na wyświetlaczu.
11. Zabezpieczenia wyposażone w minimum dwa banki nastaw z możliwością zdalnej zmiany banków nastaw poprzez łącze inżynierskie i wejście binarne.
12. Zabezpieczenia posiadające minimum 14 konfigurowalnych LED sygnalizacyjnych. Konfigurowalne LED-y sygnalizacyjne w kolorze czerwonym.
13. Zabezpieczenia wyposażone w wydzielony przycisk do kasowania konfigurowalnych LED sygnalizacyjnych.
14. Przy każdym nowym zakłóceniu sygnalizacja LED poprzedniego zakłócenia jest kasowana.
15. Zabezpieczenie z możliwością wyświetlania komunikatów zakłóceń w polu na wyświetlaczu.
16. Zabezpieczenia wyposażone w wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego o dokładności 1ms, odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z układem synchronizacji czasu przez system nadzoru.
17. Zabezpieczenia wyposażone w kontrolę obwodów pomiarowych oraz w kontrolę ciągłości obwodów wyłączających i załączających.
18. Zabezpieczenia wyposażone w dodatkowe, w pełni programowalne przyciski funkcyjne, służące np. do bezpośredniego odczytu pomiarów, rejestratora zdarzeń czy kasowania wyjścia pobudzającego szynę Up.
19. Program do obsługi zabezpieczeń z możliwością odczytu aktualnego stanu urządzenia w trybie on-line – komunikatów wewnętrznych, stanu wejść, stanu wyjść, pomiarów.
20. Program do obsługi zabezpieczeń wyposażony w symulator logiki.
21. Wymagana jest pełna możliwość konfiguracji wszystkich funkcji przez użytkownika.
22. Wszystkie parametry zabezpieczeń cyfrowych, nastawy i konfiguracja zapisane w pamięci nieulotnej.
23. Zabezpieczenia wyposażone w układ samokontroli wskazujący uszkodzenia wewnętrzne programowe i sprzętowe łącznie z uszkodzeniem baterii wewnętrznej. Uszkodzenie lub rozładowanie baterii wewnętrznej nie może powodować utraty parametrów konfiguracyjnych i nastawieniowych. Wymiana wewnętrznej baterii możliwa do realizacji w łatwy sposób nie wymagający demontażu listew zaciskowych.

24. Dla zabezpieczenia wymagana jest instrukcja obsługi i uruchomienia w wersji elektronicznej w formacie PDF w języku polskim oraz w wersji drukowanej – 1 egzemplarz.
25. Gwarancja: 36 miesięcy od daty protokołu odbioru.
26. Niezależnie od powyższych wymagań przedmiot zamówienia powinien spełniać wymogi zawarte w Standardzie technicznym nr 3/DMN/2014 dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w TAURON Dystrybucja S.A.

IV. Wymagania dla sygnalizacji realizowanej przez przełączniki.

- a) Sygnalizacja ogólna Aw, Up i AL pobudza stosowne przełączniki sygnalizacyjne (Aw, Up i AL).
- b) Uszkodzenie zabezpieczenia (styk sprawności urządzenia) – realizowany za pomocą styków NO lub NC odseparowanych od przełączników Aw, Up, AL (brak wspólnego potencjału).
- c) Sygnalizacja Aw pobudzana przez zakłócenia związane z wyłączeniem pola za wyjątkiem udanych cykli SPZ.
- d) Wymagana możliwość konfiguracji Aw: działanie z podtrzymaniem lub działanie bez podtrzymania.
- e) Wymagane jest kasowanie sygnalizacji w polu – czyli kwitowanie przełączników Up i AL w celu uwolnienia szyn Up i AL obwodów okrężnych rozdzielni.
- f) Przyczyna każdego pobudzenia sygnalizacji musi być prezentowana - do czasu jej ustąpienia - za pomocą LED, komunikatów ekranowych na ekranie synoptyki (w przypadku wykorzystania wszystkich LED) lub zewnętrznej sygnalizacji (pobudzanej stykowo).
- g) Trwająca przyczyna pobudzenia sygnalizacji musi być wysyłana do telemechaniki na czas jej trwania - protokołem lub stykowo.
- h) Zakłócenia powinny być rejestrowane w dzienniku zdarzeń (początek i koniec). Opisy sygnałów w dzienniku zdarzeń muszą mieć możliwość edycji przez użytkownika.
- i) Użytkownik musi mieć możliwość wyboru w nastawach (tak lub nie) czy komunikat roboczy o zdarzeniu ma się pojawić na ekranie.
- j) Dopuszczalne jest sumowanie dwóch pobudzeń na jednej diodzie LED (zapis dziennika zdarzeń powinien umożliwić właściwą lokalizację zakłócenia).
- k) Użytkownik powinien mieć możliwość grupowania sygnałów do Up i AL.
- l) Skwitowana sygnalizacja Up i AL powinna być na nowo pobudzona przez nowe zakłócenie, które pojawi się w danym polu.
- m) Suma trwających zakłóceń Up i AL powinna pobudzać dedykowany lub programowalny przełącznik (optyczna sygnalizacja Zakłócenie w polu), który odpada dopiero po ustąpieniu wszystkich źródeł zakłóceń.
- n) Zabezpieczenie powinno posiadać przycisk kasowania sygnalizacji, mieć możliwość kasowania sygnalizacji za pomocą wejścia dwustanowego i telemechaniki.

- o) Samoistne ustąpienie wszystkich przyczyn pobudzających sygnalizację Up, AL (w przypadku braku wcześniejszego skwitowania) automatycznie kasuje sygnalizację w polu (przełączniki Up, AL , sygnalizację Zakłócenie w polu oraz w telemechanice).

V. Pozostałe wymagania.

1. Zaproponowane zabezpieczenia muszą znajdować się na liście kwalifikowanej zabezpieczeń obowiązującej w Tauron Dystrybucja. Lista dostępna jest na stronie internetowej Tauron Dystrybucja pod adresem:
<https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/standardy-techniczne-sieci/ksiega-preferencji>