

**Załącznik z dnia 02.06.2026 z dodatkowymi informacjami
i doprecyzowaniem do szczegółowego zakresu zadania.**

**Załącznik nr 1
do Umowy nr 2026/02/01432**

Szczegółowy zakres rzeczowy wykonania rozbudowy głównej stacji transformatorowej (110/10 kV GST-KSG) przy szybie GG-1 w ramach inwestycji pn. „Obiekty i wyposażenie docelowe szybu GG-1”.

- I. Przedmiot Umowy obejmuje kompleksowe wykonanie zadania polegającego na zaprojektowaniu i rozbudowie głównej stacji transformatorowej GST-KSG przy szybie GG-1 zgodnie z Opracowaniem Wielobranżowym Programu funkcjonalno-Użytkowego nr projektu: B21/0061-V-1580-W-W1 wraz z aktualnymi warunkami przyłączenia.

Podwykonawca zobowiązany jest zapewnić projektanta, do którego podstawowych obowiązków należy m.in. sprawowanie nadzoru autorskiego na żądanie Wykonawcy / Zamawiającego/Inwestora lub organu administracji architektoniczno- budowlanej.

w zakresie:

Etapu IIB:

1. Dostosowanie stacji 110/10 kV Głogów Głęboki (110/10 kV GST-KSG) oraz sieci i instalacji na terenie szybu GG-1 do nowego układu zasilania 110kV zgodnie ze szczegółowym opisem wymagań Zamawiającego w stosunku do przedmiotu zamówienia. W zakresie dostosowania stacji jest również wykonanie części konstrukcyjno-budowlanej, części inżynieryjno-ładowej i obiektów ogólnostacyjnych. Z zakresu zadania wyłączony jest zakup i dostawa transformatorów potrzeb własnych. W przypadku potrzeby wymiany transformatorów na jednostki o większej mocy dodatkowy zakres zostanie wykonany na podstawie protokołu konieczności,
2. Demontaż istniejących zabudowanych w odrębnych pomieszczeniach dwustopniowych baterii kondensatorów sekcji A i sekcji B rozdzielni 10 kV GST-KSG o łącznej mocy 390 kVAr każda,

[Informacje w PFU na str. 26 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 6.](#)

Doprecyzowanie:

Demontaże wskazanych przez Użytkownika elementów/urządzeń należy wykonać tak, aby nie uległy zniszczeniu i nadawały się do ponownego wykorzystania.

3. Przystosowanie uwolnionych pomieszczeń po zdemontowanych układach kompensacji wymienionych w pkt.2 pod względem budowlanym (kanały kablowe, przepusty kablowe i wentylacyjne) oraz instalacyjnym (instalacja elektryczna oświetleniowa i gniazd, instalacja wentylacyjna, instalacja teletechniczna) do zabudowy kompensatorów typu SVG 10kV,

[Informacje w PFU na str. 26 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 7.](#)

Doprecyzowanie:

Jeśli nie ma możliwości przetransportowania projektowanych kompensatorów SVG 10kV do planowanych na ich zabudowę pomieszczeń poprzez korytarze i drzwi w budynku stacji GST-KSG należy zaprojektować i wykonać odpowiednie drzwi

w ścianach bocznych budynków umożliwiające transport kompensatorów do pomieszczenia w celu ich montażu, a także ewentualny transport z pomieszczenia po ich ewentualnym późniejszym demontażu. Nowe drzwi wyposażać w klamki antypaniczne od wewnątrz oraz ewentualne kratki wentylacyjne nawiewne w dolnej ich części.

4. Montaż instalacji wymuszonego przewietrzania mechanicznego z filtracją w pomieszczeniach kompensatorów SVG z regulacją wydajności od temperatury w tych pomieszczeniach,

Informacje w PFU na str. 26 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 7 i 8.

Doprecyzowanie:

Wydajność systemu przewietrzania pomieszczeń musi być dostosowana do prawidłowej pracy kompensatora SVG i zgodna z wytycznymi jego producenta. Regulacja wydajności od temperatury polegać ma na płynnym (liniowym)ysterowaniu wydajności wentylatora (-ów) w zależności od temperatury pomieszczenia w określonych (zaprojektowanych) progach temperatury dla min. i max. wydajności. Nastawy te powinny być dostępne dla Użytkownika w sterowniku/regulatorze/falowniku.

5. Zapewnienie pól odpływowych 10 kV na s.A, s.B rozdzielni 10kV GST-KSG odpowiednio wyposażonych dla zasilenia nowych kompensatorów SVG 10kV,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 9.

Doprecyzowanie:

Kompensatory SVG należy zasilić z istniejących pól baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej, tj. p.8 na s.A i p.28 na s.B rozdzielni 10kV GST-KSG. Pola te będą wymagały wykonania blokad międzypolowych pomiędzy polami zasilającymi kompensatory, wymiany przekładników prądowych na nowe dostosowane do nowych warunków pracy (prąd znamionowy i zwarciovowy) oraz wymiany sterowników polowych MICOM P139 na nowe z odpowiednią ilością wejść i wyjść dla realizacji ww. powiązań międzypolowych.

6. Wykonanie centralnego systemu kompensacji mocy biernej dla rejonu GG-1 obejmującego rozdzielnię 10 kV GST-KSG wraz z kompensatorami sekcji A i B, rozdzielnię 10kV R-11, układy generatorów 10 kV G-1 i G-2 oraz planowane źródła OZE (PV) w sieci nN. Minimalna moc zabudowanych na etapie IIB kompensatorów mocy biernej typu SVG 10kV w rozdzielni SN 10 kV dla każdej sekcji powinna wynosić po 6,25 MVar dla każdego kompensatora. Układ kompensacji mocy biernej powinien być wykonany z możliwością rozbudowy.

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 10,

- na str. 44 w punkcie 1.1.4.3.4.6,

- na str. 56 w punkcie 1.1.4.6.10.

Doprecyzowanie:

Podana moc 6,25MVar jest wartością szacowaną na podstawie aktualnie wiadomych i planowanych mocach, które mogą się zmienić, stąd potrzeba możliwości rozbudowy. Jeśli jednak nie ma możliwości łatwej rozbudowy kompensatora proszę założyć w ofercie moc kompensatorów na poziomie 6,5MVar każdy, a zakres ich ewentualnej przyszłej rozbudowy/przebudowy pozostanie w gestii Użytkownika. Do skomunikowania generatorów z głównym regulatorem/sterownikiem układu kompensacji mocy biernej można wykorzystać istniejące połączenia światłowodowe (ring) pomiędzy generatorami a szafą GPD w budynku PSK. Należy ułożyć nowy światłowód min. 12J, o typie uzgodnionym z Użytkownikiem, do skomunikowania budynku stacji GST-KSG z budynkiem PSK lub budynkiem stacji GST-KSG bezpośrednio z budynkami generatorów.

Użytkownik dopuszcza wykonani całkiem nowej, odrębnej aplikacji nadzoru i parametryzacji systemu rejonowej kompensacji mocy biernej, które spełnią poniższe kryteria:

- Aplikacja uwzględni wszystkie dostępne regulowane źródła mocy biernej na rejonie GG-1: nowe kompensatory SVG, istniejące generatory 10kV, planowane inwertery PV;
- Zabudowane zostaną nowe komputery (o parametrach uzgodnionych z Użytkownikiem): serwerowo-kliencki zabudowany w serwerowni dyspozytorów ruchu ds. energetycznych w rejonie RG oraz kliencki zabudowany w nastawni stacji GST-KSG (pracujące w wydzielonej sieci LAN);
- Algorytm sterowania uwzględni ustaloną z Użytkownikiem priorytetyzację regulacji poszczególnymi źródłami mocy biernej oraz stany łączników pól zasilających, sprzęgłowych rozdzielni SN i nN (ze źródłami mocy biernej), które można pozyskać z systemu telemechaniki.
- Aplikacja do wizualizacji i parametryzacji:
 - zawierać będzie schemat jednokreskowy z podłączonymi transformatorami WN/SN, stanem łączników pól zasilających, sprzęgłowych i pól odpływowych do źródeł mocy biernej na poziomie SN (SVG, generatory) i nN (inwertery PV),
 - wizualizacja układu połączeń (synoptyka stacji el-energetycznej) z zaznaczeniem kolorami współpracujących obiektów (kolor transformatora zasilającego będzie „przeniesiony” na obiekty z niego zasilane) i z wizualizacją trybu pracy urządzeń Układu Kompensacji Mocy Biernej UKMB (np. zdalny / lokalny / automatyczny z UKMB),
 - zawierać będzie wizualizację podstawowych parametrów transformatorów:
 - widok szczegółowy – $U / I / P / Q / \text{tg}\varphi$,
 - widok uproszczony – $P / Q / \text{tg}\varphi$,
 - zapewni prostą możliwość generowania wykresów (historycznych i bieżących) powyższych parametrów w zmiennych interwałach (np. 1s / 15s / 1m itp.) z możliwością generowania np. wartości średnia / linia trendu itp.,
 - zapewni prostą możliwość ustawiania zakresu i czułości pracy / parametrów regulacji UKMB, np:
tgφ zadany
tgφ min / max
czas zwłoki do załączenia / wyłączenia
pole wyboru – wyłącz natychmiast przy ujemnej mocy biernej (możliwość „zgody” na oddawanie mocy biernej),
 - zapewni sygnalizację oddawania mocy biernej z możliwością regulacji czułości (określenie progu i czasu), po przekroczeniu którego pojawi się sygnał – akustyczny i wizualny. Podświetlenie transformatora/okna pomiarów np. w formie migotania (flash), sygnał akustyczny powtarzany z określoną częstotliwością,
 - zapewni sygnalizację braku wykonania polecenia (np. brak załączenia członu baterii mimo wysłania polecenia jego załączenia przez UKMB lub w trybie wymuszonym),
 - zawierać będzie historię kroków regulacji / przełączeń (bateria zał / wył, wyłącznik filtra zał / wył itp.) – do późniejszego wykorzystania,
 - zawierać będzie możliwość generacji histogramów dla parametrów $U / I / P / Q / \text{tg}\varphi$ (dla transformatora WN/SN) i poszczególnych źródeł mocy biernej ze znacznikami stanu przynależnego łącznika do sieci,
 - umożliwi zdalne (z dyspozytorni dyspozytora ruchu ds. energetycznych) sterowanie wszystkimi źródłami mocy biernej w trybie ręcznym (zdalne zał/wył

stycznika baterii, zdalne zadanie stałego poziomu kompensacji przez SVG lub generator),

- umożliwi podgląd zadanych sygnałów wyjściowych do poszczególnych źródeł mocy biernej (sygnał zał/wył stycznika, zadana wartość poziomu kompensacji przez SVG lub generator) w każdym trybie sterowania (zdalny / lokalny / automatyczny z UKMB).

- Zapewni możliwość późniejszej rozbudowy o inne rozdzielnie i źródła mocy biernej, np. filtry wyższych harmoniczných, itp.
- Dostarczony zostanie jawny kod źródłowy sterownika głównego oraz aplikacji do wizualizacji w wersji edytowalnej.

7. Wymianę telemechaniki stacji.

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap IIB”, ppkt. 11,

- na str. 40 w punkcie 1.1.4.3.4.2,

- na str. 56 w punkcie 1.1.4.6.9.

Doprecyzowanie:

Zakres koniecznych do wykonania prac w układzie telemechaniki:

- wymiana istniejącego koncentratora na koncentratory stosowane u nas typ ABB RTU560 (osobny koncentrator dla rozdzielni 110kV oraz osobny dla rozdzielni 10kV),

- konfiguracja nowych koncentratorów dla skomunikowania z istniejącymi i nowymi urządzeniami (np. regulatory napięcia transformatorów) oraz istniejącym oprogramowaniem do wizualizacji WindEx (bez jego wymiany),

- pozyskanie wszystkich danych z istniejących i nowozabudowanych sterowników polowych i zabezpieczeń (stan we/wy, pomiary, wewnętrzne alarmy, sterowania) oraz mierników parametrów sieci (pomiary),

- udostępnienie wybranych danych (do uzgodnienia na etapie projektowania) danych z koncentratorów do WindEx,

- edycja map WindEx na komputerze w nastawni stacji GST-KSG i u Dyspozytora Ruchu ds. Energetycznych w rejonie Rudna Główna dla zwizualizowania nowych funkcjonalności (nowe pola 10kV, punkty zerowe transformatorów 110/10kV, nowe przekładniki prądowo-napięciowe w polach liniowych),

- wykonanie i uzgodnienie projektu zmian w telemechanice w ww zakresie zawierającego opis zmian, tabele z danymi i ich adresami, schematy podłączenia nowych koncentratorów i komunikacji, widoki nowych i zmienianych map WindEx,

- wykorzystanie istniejącej infrastruktury komunikacyjnej (okablowanie, urządzenia) dla protokołu IEC61850 (sterowniki polowe i zabezpieczenia) oraz ModBus (analizatory parametrów sieci), którą należy w razie konieczności rozbudować/uzupełnić,

- wykonanie łącza inżynierskiego dla rozdzielni 110kV i 10kV,

- wymiana komputera lokalnego stanowiska telemechaniki stacji wraz z monitorem (parametry uzgodnić z Użytkownikiem) oraz przeniesienie istniejącej aplikacji WindEx do nowego komputera,

- wykonanie pełnych testów sprawdzających telemechanikę całej stacji po modernizacji,

- dostarczenie plików konfiguracyjnych i kopii zapasowych wszystkich nowozabudowanych oraz rekonfigurowanych urządzeń systemie telemechaniki.

Nie ma konieczności wymiany szaf telemechaniki, chyba, że Wykonawca uzna za korzystniejsze dostawę nowych szaf telemechaniki (oznaczenie FT1 i FT2) zamiast wykonywania zmian na miejscu.

Etapu III:

8. Demontaż dwóch istniejących dwuuzwojeniowych transformatorów TR-1 i TR-2 o mocy 20 MVA każdy,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 1.

Doprecyzowanie:

Demontaż i transport transformatorów nie może spowodować żadnych uszkodzeń demontowanych transformatorów. Zdemontowane transformatory 110/6kV należy przetransportować na teren szybu R-VII i zdeponować na wyznaczonym przez Użytkownika placu.

9. Montaż dwóch transformatorów dwuuzwojeniowych o przekładni 115/10,5 kV i mocy 25 MVA na istniejących stanowiskach,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 2,

- na str. 44 ppkt. 1.1.4.4.

Doprecyzowanie podstawowych wymagania dla transformatorów mocy 25 MVA 110/10 kV

- Dwuuzwojeniowy transformator olejowy 110/10 kV, trójfazowy, z regulacją napięcia pod obciążeniem, z chłodzeniem ONAF/ONAN, w wykonaniu napowietrznym, o mocy 25 MVA.
- Transformator ma spełniać wymagania Polskich Norm w tym w szczególności normy PN-EN 60076.
- Napięcie znamionowe:
 - GN: 115 kV \pm 15% w \pm 12 st., DN: 10,5 kV.
 - Najwyższe napięcie (U_m) uzwojenia:
 - GN: 123 kV, DN: 12 kV.
 - Częstotliwość: 50 Hz.
 - Układ połączeń: YNd11.
- Moc zwarciova po stronie sieci 110 kV – minimum 5000 MVA. Obniżone straty jałowe i obciążeniowe.
- Skorygowany poziom ciśnienia akustycznego wg PN EN 60076 z pracującym układem chłodzenia - do 67 dB.
- Transformator ma umożliwiać trwałą pracę z trwale odziemionym punktem neutralnym GN. Sieć 110 kV pracuje ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym. Sieć DN (10 kV) przewidziana jest jako izolowana, z możliwością pracy z uziemieniem.
- Transformator o obniżonych stratach: jałowych i obciążeniowych zgodnie z rozporządzeniem Komisji Europejskiej nr 548/2014 w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE.
- Przystosowany do pracy równoległej obu transformatorów
- Przystosowany dla temperatury otoczenia od -35 do +45 ° C
- Do pracy napowietrznej na wysokościach do 1000 m n.p.m.
- Minimalny czas eksploatacji - 30 lat.
- Wszystkie materiały, podzespoły i elementy wyposażenia mają być fabrycznie nowe i pochodzić z bieżącej produkcji, tzn. po 01.01.2025r
- Transformator ma mieć uzwojenia wykonane z miedzi elektrolitycznej.
- Transformator ma być napełniony olejem elektroizolacyjnym, nie zawierającym PCB.
- Wyposażony w próżniowy podobciążeniowy przełącznik zaczeów wraz z napędem, produkcji Reinhausen, o dużej ilości przestawień.
- Napęd podobciążeniowego przełącznika zaczeów wbudowany w zamykaną szafę zabezpieczającą od wpływów atmosferycznych, o stopniu ochrony co najmniej IP55, wyposażony w silnik trójfazowy 3x400/230 V, 50 Hz, napięcie sterowania 230 V / 50 Hz, powinien umożliwiać dokonywania przełączeń: elektrycznie z możliwością sterowania miejscowego (przy napędzie) lub zdalnego (z nastawni oraz przez Dyspozytora Ruchu ds. Energetycznych poprzez system WindEX) i napędem ręcznym (korbą).
- Napęd podobciążeniowego przełącznika zaczeów powinien być wyposażony przynajmniej w: licznik ilości przełączeń, miejscowy optyczny wskaźnik położenia, zdalny wskaźnik położenia z odczytem w nastawni oraz z możliwością

przesyłania informacji do punktu dyspozytorskiego przez telemechanikę w systemie WindEX, kontakty elektryczne do sygnalizacji pracy napędu, położenia skrajnych zacze­pów, braku zasilania napędu elektrycznego, zabezpieczenie obwo­du zasilania silnika wyłącznikiem silnikowym, ogrzewanie sterowane termostatem, oświetlenie i gniazdo wtykowe, – ogrzewanie wnętrza napędu, oświetlenie i gniazdo wtykowe należy zasilić z innego obwo­du niż silnik i zabezpieczyć każdy z tych obwo­dów niezależnymi wyłącznikami samoczynnymi.

- Konserwator ma być dwukomorowy, osobne komory dla podobciążeniowego przełącznika zacze­pów i kadzi, z magnetycznymi wskaźnikami poziomu oleju, wyposażony w przyłącze zamykane zaworami, np. do dopełniania , podłączenie maszyny do filtrowania.
- Konstrukcja kadzi ma umożliwić podnoszenie transformatora za pomocą podnośników hydraulicznych oraz suwnic lub dźwigów oraz zacze­pienie lin pociągowych do przetaczania.
- Transformator ma być zabezpieczony antykorozyjnie i pokryty farbą odporną na olej transformatorowy i wpływy atmosferyczne, kolor (RAL 7001). Do wykonania zaprawek po transporcie i montażu do transformatora należy dostarczyć zapas farby, którą jest malowany (3 litry).
- Radiatory ocynkowane mają być nadbudowane na transformatorze w sposób umożliwiający ich demontaż poprzez zastawki pozwalające na odcięcie oleju w kadzi od radiatorów „pod olejem”. Radiatory powinny być wyposażone w korki do odpowietrzania i spustu oleju.
- Wszystkie zawory zamontowane na transformatorze, poza zastawkami radiatorowymi, mają być kulowe.
- Wyposażony w zawory probiercze do pobierania próbek oleju z kadzi (gó­ra i dół) oraz PPZ. Punkt poboru oleju z przełącznika zacze­pów sprowadzony na poziom obsługi.
- Wyposażony we włazy w kadzi, konserwatorze i PPZ do czyszczenia i przeglą­dów.
- Wyposażony w co najmniej dwa zaciski uziemiające na kadzi oraz połączenia wyrównawcze pomiędzy szafami napędu przełącznika zacze­pów, sterowania a kadzią.
- Podwozie z kołami z obrzeżem, przestawialne o 90 stopni oraz blokadą do kół. Podwozie powinno umożliwiać przetaczanie transformatora w dwóch kierunkach. Wyposażony w regulowany rozstaw kół (1505 lub 3010 mm).
- Zastosowane izolatory mają być dobrane wg PN do co najmniej III strefy zabrudzeniowej.
- W przewodzie olejowym łączącym konserwator z kadzią, w kolejności od konserwatora należy zamontować zawór kulowy, zawór szybko odcinający wy­pływ oleju, zabezpieczenie gazowo-przepływowe kadzi i zawór kulowy.
- Wyposażony w zabezpieczenie dwustopniowe gazowo-przepływowe kadzi, spełniające poniższe kryteria: pierwszy stopień powinien reagować na drobne uszkodzenia wewnątrz transformatora objawiające się powstawaniem małych ilości gazu. Drugi stopień powinien reagować w przypadku poważnych uszkodzeń charakteryzujących się wydzielaniem dużych ilości gazu i szybkim przepływem oleju w rurze prowadzącej do konserwatora. Każdy ze stopni powinien być wyposażony w niezależny łącznik elektryczny, uruchamiany magnetycznie, służący do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną. Zabezpieczenie powinno być wyposażone w zawór odpowietrzający, zawór do pobierania próbek gazu, przycisk do mechanicznego sprawdzenia działania łączników sygnalizacyjnych, wziernik ze skalą w cm^3 . Obudowa zabezpieczenia powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne. Zakres temperatury oleju: -35 , $+ 120$ °C.
- Zabezpieczenie przepływowe podobciążeniowego przełącznika zacze­pów jednostopniowe, z zaworem kulowym od strony konserwatora. Powinno ono reagować w przypadku uszkodzeń charakteryzujących się wydzielaniem dużych ilości gazu i szybkim przepływem oleju w rurze prowadzącej do konserwatora. Powinno być

wyposażone w łącznik elektryczny, uruchamiany magnetycznie, służący do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną. Zabezpieczenie powinno być wyposażone w zawór odpowietrzający, przycisk do mechanicznego sprawdzenia działania łączników sygnalizacyjnych, wziernik ze skalą w cm^3 . Obudowa zabezpieczenia powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne. Zakres temperatury oleju: -30 , $+120$ st.C.

- Wyposażony w zawór szybko odcinający wypływ oleju z konserwatora w przypadku rozszczelnienia kadzi. Minimalny przepływ powodujący zamknięcie zaworu nie większy niż $90 \text{ dcm}^3/\text{min}$. Zawór powinien być wyposażony w optyczny wskaźnik zadziałania, urządzenie do zewnętrznego mechanicznego sterowania i w łącznik elektryczny służący do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną. Obudowa zaworu odcinającego powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne. Zakres temperatury pracy: -35 , $+120$ °C.
- Wyposażony w magnetyczny wskaźnik poziomu oleju z zaznaczoną skalą temperaturową, każdy wskaźnik powinien być wyposażony w łącznik elektryczny, uruchamiany magnetycznie, służący do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną przy minimalnym poziomie oleju w konserwatorze. Obudowa wskaźnika powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne.
- Wyposażony w zawór bezpieczeństwa działający w przypadku przekroczenia dopuszczalnego ciśnienia wewnątrz kadzi transformatora, powinien być wyposażony w osłonę przeciwrozpryskową i w podwójny łącznik elektryczny służący do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną. Obudowa zaworu bezpieczeństwa powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne.
- Wyposażony w odwilżacze powietrza zamontowane na poziomie obsługi, z możliwością wymiany materiału pochłaniającego wilgoć w czasie pracy transformatora.
- Zabezpieczenie temperaturowe, zbudowane w oparciu o dwa manometryczne termometry kontaktowe z kapilarą, do pomiaru temperatury oleju, z możliwością nastawienia przynajmniej dwóch poziomów temperatury, z przynależnymi do nastawników temperatury niezależnymi, przełącznymi łącznikami elektrycznymi służącymi do sterowania zewnętrzną aparaturą sygnalizacyjną, sterowniczą i wentylatorami układu chłodzenia transformatora. Termometr powinien być wyposażony w optyczny wskaźnik mierzonej temperatury oraz wskaźnik maksymalny. Czujnik tego termometru umieszczony na pokrywie transformatora w kieszeni termometrowej, a nastawnik temperatury wraz ze wskaźnikiem temperatury należy umocować na transformatorze w miejscu i na wysokości umożliwiającej łatwą obsługę (w czasie pracy transformatora). Obudowa termometru powinna być odporna na wszelkie warunki atmosferyczne.
- Termometr do zdalnego pomiaru temperatury oleju transformatora. Czujnik tego termometru powinien być umieszczony w niezależnej kieszeni termometrowej transformatora, a wskaźnik temperatury w pomieszczeniu nastawni, w szafie FR pola. Zakres pomiarowy $0, 150$ °C. Zabudowany wskaźnik temperatury powinien umożliwić odczyt temperatury w systemie WindEx.
- Układ wymuszonego chłodzenia (ONAF). Układ ten powinien być wyposażony następująco:
 - przewietrzniki, w wykonaniu ocynkowanym; należy podzielić na dwie, niezależne grupy, przy czym uszkodzenie jednej z grup powinno umożliwiać obciążenie transformatora co najmniej w 60% mocy znamionowej,
 - sterowanie każdej grupy ma być możliwe ręcznie – z szafki sterowniczej zainstalowanej na transformatorze i zdalnie z nastawni oraz samoczynnie; wybór sposobu sterowania („ręcznie przy transformatorze – ręcznie z nastawni – samoczynnie”) odbywać się będzie przełącznikiem zabudowanym w nastawni; napięcie sterownicze 230 V, 50 Hz,
 - układ sterowania powinien umożliwiać zdalną sygnalizację załączenia poszczególnych grup przewietrzników,
 - przewietrzniki mają być zasilane z dwóch różnych źródeł wybieranych przełącznikiem (możliwość przełączenia zasilania układu chłodzenia przy wyłączeniu zasilania podstawowego, np. przy przeglądzie sekcji w rozdzielni potrzeb własnych);

przełączniki wyboru miejsca zasilania układu przewietrzania mają być zabudowane w nastawni w polu sterowniczym danego transformatora i powinny posiadać blokadę uniemożliwiającą ich przypadkowe przełączenie,

- zabezpieczenie główne i każdej z grup ma być wykonane odpowiednio stopniowanymi bezpiecznikami topikowymi lub wyłącznikami samoczynnymi,
 - zabezpieczenie każdego przewietrznika należy wykonać wyłącznikami silnikowymi,
 - szafkę sterowniczą należy wyposażyć w ogrzewanie sterowane termostatem i wymuszone przewietrzanie miniwentylatorem,
 - szafka ma być wyposażona w oświetlenie i jednofazowe gniazdo wtykowe 230 V / 50 Hz / 16 A,
 - zabezpieczenie obwodów ogrzewania, oświetlenia i gniazda wtykowego należy zrealizować niezależnymi trzema wyłącznikami samoczynnymi.
- Obwody aparatury zabezpieczającej i pomiarowej należy doprowadzić do skrzynki zaciskowej umieszczonej na transformatorze. Należy stosować kable sterownicze z żyłami miedzianymi o przekroju co najmniej 1,5 mm², w izolacji odpornej na działanie czynników środowiskowych. Konstrukcja, sposób prowadzenia i mocowanie kabli musi zapewniać ich wytrzymałość mechaniczną uwzględniającą narażenia podczas wykonywania czynności eksploatacyjnych na transformatorze.
 - Tabliczki znamionowe, pozostałe tabliczki oraz inne opisy umieszczone na transformatorze i jego wyposażeniu należy wykonać w języku polskim i trwale zamocować.
 - Transformator wyposażyć w system zabezpieczenia przed upadkiem z wysokości umożliwiający bezpieczne wejście oraz poruszanie się po transformatorze wraz z dedykowanym osprzętem (wózek, szelki) – zastosować typ używany na innych transformatorach oddziału E-2.
- System pomiaru online zawartości gazów i wody został wyłączony z zakresu zadania.

10. Demontaż dwóch mostów kablowych 10 kV od istniejącej rozdzielni 10 kV do dwóch nowych transformatorów TR-1 i TR-2 o przekładni 115/10,5 kV i mocy 25 MVA,
Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 3.

11. Montaż dwóch nowych mostów kablowych 10 kV od istniejącej rozdzielnicy 10 kV do dwóch nowych transformatorów TR-1 i TR-2, dostosowanych do nowych warunków pracy,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 4,
- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.1,
- na str. 59 w punkcie 1.1.6.

Doprecyzowanie:

Kable o odpowiedniej ilości żył na fazę i przekroju powinny być dobrane przez projektanta do nowych warunków pracy po wymianie transformatorów 110/10kV (dla nowych wartości prądów znamionowych i zwarciovych). Części kabli znajdujące się pod ziemią i w części nadziemnej w zakresie zasięgu ręki powinny być ułożone w rurach osłonowych typu DVK (PEHD), w części naziemnej odporne na UV, pod drogami wzmocnione, osobno dla każdej fazy, ułożone z nieprzekraczalnymi przez producenta kabla promieniami gięcia. Przejścia przez ścianę budynku stacji powinny być zabezpieczone pożarowo i przeciw wnikaniu wody.

12. Demontaż mostu kablowego pomiędzy sekcjami rozdzielnicy SN 10 kV,
Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 5.

13. Montaż nowego mostu kablowego pomiędzy sekcjami rozdzielnicy SN 10 kV, dostosowanego do nowych warunków pracy,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 6,

- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.1,

- na str. 59 w punkcie 1.1.6.

Doprecyzowanie:

Kable o odpowiedniej ilości żył na fazę i przekroju powinny być dobrane przez projektanta do nowych warunków pracy po wymianie transformatorów 110/10kV (dla nowych wartości prądów znamionowych i zwarciovych). Części kabli znajdujące się pod ziemią i w części nadziemnej w zakresie zasięgu ręki powinny być ułożone w rurach osłonowych typu SRS (PEHD), osobno dla każdej fazy, ułożone z nieprzekraczalnymi przez producenta kabla promieniami gięcia. Przejścia przez ścianę budynku stacji powinny być zabezpieczone pożarowo i przed wnikaniem wody.

- 14.** Demontaż dwóch odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2, z napędem ręcznym, wraz z konstrukcjami wsporczymi przy stanowiskach transformatorów,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 7.

Doprecyzowanie:

Demontaż odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2 i ich napędów należy przeprowadzić bez ich uszkodzenia. Zdemontowane elementy przekazać Użytkownikowi.

- 15.** Montaż dwóch odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2, z napędem silnikowym, wraz z konstrukcjami wsporczymi przy stanowiskach transformatorów,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 8.

Doprecyzowanie:

Napędy nowych odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2 powinny zapewniać możliwość awaryjnego manewrowania ręcznego odłącznikami i być umieszczone tak, aby manewrujący odłącznikami w trybie ręcznym elektromonter nie stał bezpośrednio pod nożami odłącznika. Szafki napędów elektrycznych powinny być umieszczone na wysokości gwarantującej ergonomiczną obsługę dźwigni ręcznych i układu sterowania napędem. Szafki powinny posiadać ogrzewanie sterowane termostatem. Wykonać sterowanie (uzależnione od znajdującego się na elewacji szafy przełącznika zdalnego sterowania).

- 16.** Demontaż istniejących ograniczników przepięć w punktach neutralnych transformatorów wraz z konstrukcjami wsporczymi,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 9.

Doprecyzowanie:

Demontaż istniejących ograniczników przepięć w punktach neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2 należy przeprowadzić bez ich uszkodzenia. Zdemontowane elementy przekazać Użytkownikowi.

- 17.** Montaż nowych ograniczników przepięć w punktach neutralnych transformatorów wraz z licznikami zadziałań i konstrukcjami wsporczymi,

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 10.

Doprecyzowanie:

Nowe ograniczniki przepięć o parametrach dobranych przez projektanta powinny mieć izolację silikonową dla III strefy zabrudzeniowej. Liczniki zadziałań ograniczników przepięć powinny być wyposażone w licznik ilości zadziałań oraz analogowy wskaźnik prądu upływu. Część połączenia pomiędzy ogranicznikiem przepięć a licznikiem znajdująca się w zasięgu ręki powinna być izolowana.

- 18.** Zabudowa nowych układów regulacji napięć transformatorów,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 11,

- na str. 40 w punkcie 1.1.4.3.4.3.

Doprecyzowanie:

Regulację napięcia na szynach SN realizować przez cyfrowy regulator napięcia sterujący napędem przełącznika zaczełów transformatora 110/10kV, współpracujący ze stosowanym systemem sterowania i nadzoru na drodze cyfrowej UTXvERNT serii 3. Zastosować układ kontrolujący prawidłowość utrzymywanych napięć w ramach dopuszczalnego zakresu (działający w przypadku mechanicznego zacięcia się układu sterowania przełącznika zaczełów). Urządzenia (napędy) wykonawcze układu regulacji napięcia muszą posiadać możliwość zasilania z dwóch różnych źródeł wybieranych przełącznikiem (możliwość przełączenia zasilania układu regulacji napięcia przy wyłączeniu zasilania podstawowego, np. przy przeglądzie sekcji w rozdzielni potrzeb własnych); przełączniki wyboru miejsca zasilania układu regulacji napięcia w transformatorach mają być zabudowane w nastawni w polu sterowniczym danego transformatora.

19. Zabudowa nowych układów sterowania chłodzeniem transformatorów,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 12,
- na str. 41 w punkcie 1.1.4.3.4.4.

Doprecyzowanie zawarte w punkcie 9 niniejszego dokumentu.

20. Modernizacja obwodów wtórnych rozdzielni 110 kV w celu dostosowania ich do nowych warunków pracy,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 13,
- na str. 35 w punkcie 1.1.4.2.1,
- na str. 36 w punkcie 1.1.4.2.2,
- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.1,
- na str. 39 w punkcie 1.1.4.3.3,
- na str. 40 w punkcie 1.1.4.3.4.1 i 1.1.4.3.4.2.

Doprecyzowanie:

Projektant i wykonawca powinien uwzględnić wszystkie sygnały istniejące w rozdzielni 110kV oraz nowe pochodzące z zabezpieczeń technologicznych nowych transformatorów 110/10kV oraz z nowych aparatów 110kV (przekładników prądowo-napięciowych).

21. Rozbudowa istniejącej rozdzielni SN 10kV o 4 pola tego samego typu (producenta) jak istniejące na każdą sekcję oraz doposażenie istniejących pól zasilających rozdzielnię 10kV R11 (pole 13, 33, 34) o możliwość wyłączenia przy zadziałaniu zabezpieczenia błyskowego w polu zasilającym R11 (pole 2, 22,42) oraz wykonać blokady sterownia wózkami wyłączników zabudowanych w polach rozdzielnicy GST (pola 13,33,34) i zasilających pola zasilające w rozdzielnicy R11. Rekonfigurować sterowniki polowe w istniejących polach GST, R11 s. A i B i system telemechaniki dla umożliwienia zdalnego sterowania uziemnikami. Dodatkowo należy wykonać sterowania wyłącznikami w polach istniejącej sekcji A i B rozdzielnicy R11 w zakresie rekonfiguracji zabezpieczeń pól wyłącznikowych z zaimplementowaniem funkcjonalności wyłączenia z dyspozytorni po załączeniu sterowania zdalnego/lokalnego w polu.

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 14,
- na str. 49 w punkcie 1.1.4.5.

Doprecyzowanie:

Każdy element wyposażenia toru 10kV nowych pól musi spełniać obliczone parametry zwarciove po zmianie mocy transformatorów 110/10kV. Przekładnie przekładników prądowych pól rezerwowych uzgodnić z Użytkownikiem. Dopuszcza się zastosowanie

wyłączników próżniowych typu VD4 zamiast istniejących wyłączników z izolacją SF₆ typu HD4. Zastosować uziemniki stałe z napędem elektrycznym sterowane lokalnie i zdalnie. Istniejące rozdzielnice SN są wykonane na prąd zwarcia I_{th1}=31,5kA. W PFU określono wymagania wytrzymałości zwarcia dla rozdzielni (str.50) jako I_{th3}=31,5kA, a więc wyższej.

Sterowniki polowe w nowych polach 10kV powinny być tego samego typu, co w istniejących (w ich najnowszej wersji). Obwody wtórne powinny mieć taki sam podział napięć sterowniczych oraz rozwiązania sterowań i sygnalizacji jak w polach istniejących z uwzględnieniem zmian w istniejących polach dla dostosowania do nowych warunków pracy rozdzielni 10kV (np. zabudowa dodatkowych urządzeń).

- 22.** Modernizacja obwodów wtórnych rozdzielni 10 kV w celu dostosowania ich do nowych warunków pracy,

Informacje w PFU:

- na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 15,
- na str. 52 w punkcie 1.1.4.5.2.

Doprecyzowanie:

Ponieważ sterowniki polowe MICOM P139 w istniejących polach odpływowych starszego typu (nr: 1-8,21-28) nie posiadają wystarczającej ilości wejść do obsługi 5-stopniowego SCO (potrzebne jest 6 wejść na odzwierciedlenie w telemekhanice i logice sterownika połączenia łącznika wyboru stopnia oraz jedno z szyny SCO wybranej ww. łącznikiem w polu) należy wymienić na nowe sterowniki polowe ww. zabezpieczenia starszego typu (pola nr 1-8,21-28). Dobudowa nowych pól rozdzielnic 10kV dla s.A i s.B rozdzielni 10kV GST-KSG spowoduje konieczność przeprojektowania obwodów blokad międzypolowych. Zabudowa kompensatora i zasilenie go z istniejących pól baterii kondensatorów spowoduje z kolei konieczność modyfikacji blokad w polach zasilających kompensatory SVG oraz dobudowanie odpowiednich szybko reagujących przetworników w polach zasilających rozdzielni 10kV GST-KSG w celu udostępnienia kompensatorom bieżącej wielkości mocy/prądu. Zabudowane zabezpieczenia łukochronne odwzorować w systemie telemekhaniki.

- 23.** Włączenie dodatkowych pól rozdzielnic SN 10 kV do układu sterowania, wizualizacji i pomiarów stacji 110/10 kV GST-KSG oraz wykonanie edycji danych do systemu telemekhaniki WindEx O/ZG Rudna na stanowisku lokalnym i zdalnym (dyspozytor ruchu ds. elektroenergetycznych na RG),

Informacje w PFU na str. 27 w punkcie „Etap III”, ppkt. 16.

Doprecyzowanie:

Stosować wymienione w punkcie 7 niniejszego dokumentu wytyczne dla wymiany systemu telemekhaniki. Elementy graficzne oraz sposób ich implementacji/obsługi muszą być zgodne z istniejącymi w systemie WindEx stosowanym w O/ZG Rudna.

- 24.** Włączenie dwóch odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2 do układu sterowania i wizualizacji stacji 110/10 kV GST-KSG oraz wykonanie edycji danych do systemu telemekhaniki WindEx O/ZG Rudna na stanowisku lokalnym i zdalnym (dyspozytor ruchu ds. elektroenergetycznych na RG).

Informacje w PFU na str. 28 w punkcie „Etap III”, ppkt. 17.

Doprecyzowanie:

Odzwierciedlenie położenia odłączników punktów neutralnych transformatorów TR-1 i TR-2 w systemie telemekhaniki powinno zostać wykonane dwubitowo, tzn. potwierdzone osobnymi sygnałami z osobnych styków łączników krańcowych. Sposób wizualizacji tych odłączników na mapach systemu telemekhaniki musi być zgodny z obecnie stosowanym dla innych łączników tego typu w systemie WindEx w O/ZG Rudna.

- 25.** Przesłać sygnały do systemu telemechaniki. Do systemu telemechaniki TD S.A. ze stacji 110/10kV Głogów Głęboki (110/10 kV GST-KSG) oraz rozdzielni generatorowej 10 kV PSK należy przesłać sygnały zgodne z obowiązującym standardem w TD S.A

Informacje w PFU:

- na str. 28 w punkcie „Etap III”, ppkt. 22,
- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.1.

Doprecyzowanie:

Transmisja sygnałów z GST-KSG do OSD (TD S.A.) jest zrealizowana za pośrednictwem serwera WindEx znajdującego się u dyspozytora ruchu ds. energetycznych na RG. Zapewnienie dwóch niezależnych łączy komunikacyjnych do OSD oraz przygotowanie danych do przesłania do OSD nie wchodzi w zakres prac Wykonawcy. Dane do przesłania zostaną przygotowane przez pracowników O/ZG Rudna.

- 26.** Zapewnić docelową transmisję danych. W nowym układzie zasilania 110 kV stacji Głogów Głęboki (110/10 kV GST-KSG), w oparciu o stację Grębocice, zapewnić docelową transmisję on-line (dwoma niezależnymi drogami) danych o stanie stacji Głogów Głęboki oraz generatorów G1 i G2 Powierzchniowej Stacji Klimatyzacji w zakresie zgodnym z IRIESP oraz IRIESD do systemów zdalnego sterowania i nadzoru TD S.A. protokołem DNP3.0, łączem szeregowym V.24 z przepływnością min. 9,6 kbit/s (łącznie realizowana za pomocą światłowodów). Dane o stanie stacji 110/10 kV Głogów Głęboki z generatorów G1 i G2 i rozdzielni generatorowej 10 kV, ze sterownika obiektowego powinny być dołączone do danych transmitowanych do systemu dyspozytorskiego Zakładów Górniczych Rudna do TD S.A. Oddział w Legnicy i Biura Dyspozycji Sieci WN w TD S.A.,

Informacje w PFU:

- na str. 28 w punkcie „Etap III”, ppkt. 23,
- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.1.

Doprecyzowanie jest zawarte w punkcie 25 niniejszego dokumentu.

- 27.** Zastosować w obiekcie automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) realizującą zdolność odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości,

Informacje w PFU:

- na str. 29 w punkcie „Etap III”, ppkt. 26,
- na str. 38 w punkcie 1.1.4.3.2.

Doprecyzowanie:

Projekt modernizacji stacji 110/10kV GST-KSG powinien być uzgodniony z OSD (TD S.A.) w zakresie realizacji funkcji SCO rozdzielni 10kV GST-KSG. Automatyka SCO powinna być zrealizowana jako 5-stopniowa. Dla realizacji tego celu należy:

- uruchomić kontrolę częstotliwości w sterownikach polowych pól pomiarowych obu sekcji rozdzielni 10kV GST-KSG,
 - rozbudować magistrali SCO o brakujące szyny przynależne stopniom SCO,
 - zabudować w polach pomiarowych przełączniki uprawniające/odstawiające automatykę SCO z potwierdzeniem ich położenia do telemechaniki,
 - zabudować we wszystkich polach odpiływowych i zasilająco-odpiływowych (sprzęgłach do rozdzielni 10kV R11) przełączniki wyboru stopnia i odstawienia automatyki SCO.
- Ponieważ sterowniki polowe MICOM P139 w istniejących polach odpiływowych starszego typu (nr: 1-8,21-28) nie posiadają wystarczającej ilości wejść do obsługi 5-stopniowego SCO (potrzebne jest 6 wejść na odzwierciedlenie w telemechanice i logice sterownika połączenia łącznika wyboru stopnia oraz jedno z szyny SCO wybranej ww. łącznikiem w polu) należy je wymienić na nowe z odpowiednią ilością wejść.

- 28.** Dostosować istniejącą stację 110/10 kV Głogów Głęboki oraz istniejące sieci i instalacji na terenie szybu GG-1 do nowego układu zasilania 110 kV zgodnie ze szczegółowym opisem wymagań zamawiającego w stosunku do przedmiotu zamówienia.
Informacje w PFU na str. 29 w punkcie „Etap III”, ppkt. 27.

Propozycja doprecyzowania:

Po stronie projektanta jest weryfikacja wyposażenia obwodów pierwotnych każdego istniejącego pola rozdzielni 10kV GST-KSG oraz rozdzielni 10kV R11 pod względem spełnienia wymagań parametrów zwarciowych po zmianie mocy transformatorów 110/10kV TR-1 i TR-2. Jeśli któryś z obecnie zabudowanych aparatów w ww rozdzielniach 10kV nie spełni nowych wymagań należy go wymienić na odpowiedni po uzgodnieniu jego parametrów z Użytkownikiem na etapie projektowym. Wyżej wymienioną weryfikację należy także przeprowadzić dla urządzeń rozdzielni 110kV GST-KSG.

- 29.** Rozbudowa przepustów kablowych budynku stacyjnego dla kabli energetycznych sekcji A i sekcji B rozdzielni 10 kV,

Informacje w PFU:

- na str. 29 w punkcie „Etap III”, ppkt. 28,
- na str. 60 w punkcie 1.1.16.

Doprecyzowanie:

Przepusty powinny być szczelne na wnikanie wody oraz zabezpieczone pożarowo po włożeniu kabli. Przepust rezerwowe zaślepić z zachowaniem szczelności na wnikającą wodę i ogień.

- 30.** Rozbudowa przepustów kablowych dla kabli teletechnicznych.

Informacje w PFU na str. 29 w punkcie „Etap III”, ppkt. 29.

Doprecyzowanie jak w punkcie 29 niniejszego dokumentu.

- 31.** Doprowadzić istniejący system oświetlenia awaryjnego i ewakuacyjnego (uwzględniający nowe funkcjonalności pomieszczeń) do zgodności z obecnie obowiązującymi przepisami.

Brak informacji w PHU. Zapis w zakresie rzeczowym wynika z potrzeb legalizacji wykonanych uzupełnień tej instalacji wykonanych siłami własnymi, które wynikały z zaleceń pokontrolnych WUG.

Doprecyzowanie:

Wykonać projekt oświetlenia awaryjnego i ewakuacyjnego łącznie z symulacją w programie DIALUX, uwzględniający istniejącą instalację oraz obecne wymogi prawne dla tego typu obiektów. Projekt powinien być uzgodniony z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych. Na jego podstawie wykonać uzupełnienia lub częściowej wymiany elementów instalacji oświetlenia awaryjnego i ewakuacyjnego. Zastosować urządzenia kompatybilne z istniejącymi, tego samego typu lub innego uzgodnionego z Użytkownikiem.

UWAGA: W zakresie znajduje się wykonanie wszystkich niezbędnych zadań oraz przeprowadzenie wymaganych uzgodnień do spełnienia powyższego oraz wykonanie w przedmiotowym zakresie prac projektowych.

II. Wymagania i warunki realizacji.

Po stronie Podwykonawcy jest:

1. Wykonanie przedmiotu Umowy na podstawie wielobranżowego programu funkcjonalno-użytkowego opracowanego przez KGHM Cuprum Sp. z o.o. projekt nr B/21/0061-V-1580-W-W1 Projekt dla obiektów kubaturowych i konstrukcji inżynierskich na okres docelowy Rozbudowa

GST (I) – opracowanie wielobranżowe programu funkcjonalno-użytkowego, inwentaryzacji własnej instalacji oraz zgodnie z obowiązującymi przepisami prawnymi oraz aktualnymi Polskimi Normami zatwierdzonymi przez Polski Komitet Normalizacyjny,

- dostarczone materiały powinny być wolne od wad prawnych i praw majątkowych osób trzecich i spełniać wymagania przepisów obowiązujących u Zamawiającego, posiadać świadectwa producentów, instrukcje obsługi, karty gwarancyjne oraz deklaracje zgodności w przypadku, gdy podlegają stosownym przepisom,
 - w rozdzielnicy aparatura, listwy zaciskowe itd. powinny być opisane w sposób trwały i widoczny (oznaczniki grawerowane), oznaczniki (z informacją zwrotną i docelową) powinny być umieszczone w relacji pomiędzy każdym aparatem, listwami zaciskowymi. Dokładną treść na oznacznikach należy uzgodnić przed realizacją. Rozdzielnice powinny być dostarczone z bezpiecznikami, zamkami oraz być wyposażone w dławnice dla kabli zasilających i odpływowych ujętych w projekcie, posiadać kieszeń na dokumentację i legendę z opisami zabezpieczeniami i odbiorami,
 - wszelkie rozdzielnice, szafy, skrzynki, łączniki, gniazda i inny osprzęt elektryczny oraz aparatura AKPIA, PPOŻ, SSWIN, CCTV i teletechniczna powinny być oznaczone w sposób trwały (oznaczniki grawerowane) nazwami technologicznymi zgodnie z projektem oraz wymaganiami Zamawiającego. Wszelkie kable i przewody zasilające, sterownicze, sygnałowe oraz światłowody powinny być oznaczone w sposób trwały na całej długości (co określony odcinek oraz przy przejściu przez ściany i przegrody) ich przebiegu z informacją o relacji kabla, przewodu itd. (oznaczniki z informacją zwrotną i docelową),
 - użyte materiały muszą spełniać wszystkie obowiązujące normy prawne Unii Europejskiej (certyfikaty CE), wyroby budowlane powinny spełniać wymogi art. 10 ustawy Prawo Budowlane i ustawy. Przed zastosowaniem materiałów należy przedstawić Zamawiającemu celem akceptacji, karty katalogowe, deklaracje zgodności, certyfikaty, zaświadczenia fabryczne w języku polskim lub przetłumaczone na język polski,
 - rozdzielnice kilku polowe powinny być dostarczone jako osobne szafy i zmontowane w pomieszczeniu rozdzielni elektrycznej na terenie budowy,
 - dotyczy SN: terminale należy dostarczyć z kodami źródłowymi programów konfiguracyjnych,
 - realizacja zadania w zakresie budowy systemów przemysłowych zawierających sieci teleinformatyczne i radiowe, sterowniki, stacje oraz serwery z oprogramowaniem systemowym musi być zgodna z obowiązującymi w tym zakresie wytycznymi zawartymi w aktualnie obowiązującym na dzień zawarcia niniejszej Umowy w KGHM Polska Miedź S.A. akcie normatywnym. W przypadku zmiany tego aktu, strony dokonają stosownych ustaleń.
2. Zakup, dostawa, montaż urządzeń technicznych, instalacji, oprogramowania, licencji, wyposażenia, wszystkich materiałów niezbędnych do wykonania zadania wraz z uruchomieniem.
 3. Wykonanie prac projektowych wykonawczych i przeprowadzenie wszelkich niezbędnych uzgodnień (m. in. z KGHM Polska Miedź S.A. Oddział Centralny Ośrodek Przetwarzania Informacji (dalej O/COPI), Tauron S.A, Użytkownikiem, Inwestorem) wraz z uzyskaniem wszystkich wymaganych prawem decyzji administracyjnych, pozwoleń, odbiorów, w szczególności regulowanych przepisami Prawa geologicznego i górniczego, Prawa budowlanego, Prawa ochrony środowiska, Prawa energetycznego a także sporządzenie dokumentacji projektowej wymaganej do uzyskania takich decyzji. Wykonanie wielobranżowych projektów wykonawczych budowy obiektów, sieci, przyłączy, układów zasilania, sterowania i wizualizacji. W projektach należy uwzględnić wymagania Prawa budowlanego, Prawa

Energetycznego, Prawa ochrony środowiska oraz Prawa geologicznego i górniczego oraz innych przepisów wydanych na ich podstawie, a także Polskich Norm.

W przypadku wykonywania dokumentacji projektowej wielobranżowej w projekcie każdej branży zostanie zawarte oświadczenie o przeprowadzonej koordynacji międzybranżowej. Dokumentacja powinna obejmować korelację z dokumentacją placu szybowego GG-1 na okres docelowy oraz zakresu PFU, który nie jest przedmiotem postępowania. Zakres projektów powinien obejmować przedmiary robót i kosztorysy Inwestorskie.

4. Rozbudowa obiektów z wyposażeniem w urządzenia, instalacje i układy na podstawie wykonanych projektów, a także przełożenie istniejących sieci i przebudowa infrastruktury kolidujących z nowoprojektowanymi elementami.
5. Wykonanie zadania zgodnie ze szczegółowym opisem wymagań zamawiającego w stosunku do przedmiotu zamówienia opisanego w części 2 opracowania PFU.

Wykonawca i Zamawiający zastrzega sobie prawo do zaakceptowania wyboru producenta transformatorów oraz wymaga prowadzenie nadzoru nad ich produkcją (na każdym etapie) oraz udział w badaniach odbiorczych przez specjalistyczną w tym zakresie firmę. Zakres badań powinien obejmować pomiary określone normami: Transformatory- Wymagania ogólne [PN-EN-60076-1] oraz Transformatory – Metody badań [PN-E-04070] Wykonanie badań pomontażowych transformatorów 25 MVA na stanowisku zgodnie z pkt 6.1.2 Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów opracowanej przez ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA z 2012 roku. Preferowani są polscy producenci.

Doprecyzowanie:

Zakres dla zewnętrznej (niezależnej) firmy do prowadzenia nadzory produkcyjnego transformatorów 110/10kV dostarczanych na stację transformatorowo-rozdzielczą 110/10kV GST-KSG:

- Kontrola projektu:
 - sprawdzenie zgodności projektu z zapisami Specyfikacji Technicznej,
 - przegląd dokumentacji konstrukcyjnej - przeprowadzony wspólnie z przedstawicielami producenta transformatora,
 - analiza podstawowych parametrów gwarantowanych i obliczeniowych,
 - analiza planowanego do zastosowania osprzętu.
 - Kontrola procesu produkcji transformatora:
 - kontrola wykonania kadzi,
 - kontrola wykonania rdzenia uzbrojonego,
 - sprawdzenie kart kontroli uzwojeń transformatora i sprawdzenie uzwojeń przed złożeniem na rdzeń,
 - kontrola części wymiowej,
 - kontrola parametrów fizykochemicznych oleju przed zalaniem,
 - kontrola transformatora przed próbami FAT.
 - Udział w próbach i pomiarach końcowych transformatora w zakładzie produkcyjnym.
 - Analiza wyników pomiarów chromatograficznych składu gazów w oleju (DGA) - wykonana w niezależnym od Wykonawcy transformatora laboratorium.
 - Analiza protokołów/raportu z prób FAT oraz sprawdzenie atestów elementów wyposażenia.
 - Sporządzenie raportu z przeprowadzonych czynności odbiorczych zawierającego:
 - sprawozdania z kontroli projektu,
 - notatki służbowe z kontroli procesu produkcji,
 - protokoły z nadzoru międzyoperacyjnego, udziału w próbach fabrycznych oraz odbioru technicznego transformatora.
6. Zrzeczenie wszelkich roszczeń związanych z prawami autorskimi projektantów jakie mogliby zgłosić z tytułu wykorzystania opracowanych przezeń projektów na terenie budowy w zakresie

objętym zadaniem lub z powodu zmian wprowadzonych do dokumentacji przez osoby trzecie bez ich zgody.

7. Przeprowadzenie uruchomień, ruchu próbnego stacji, testów, prób, nastaw wraz z uzgodnieniem i badań zabezpieczeń, pomiarów, sprawdzeń, wykonanie prac kontrolno-pomiarowych potwierdzonych protokołami przed oddaniem do ruchu oraz potwierdzających prawidłowość prac montażowych, przeprowadzenie prób funkcjonalnych, badań odbiorczych oraz spełnienie wymagań postawionych w DTR/instrukcjach obsługi, badań zabezpieczeń, testów, możliwość bezpiecznej eksploatacji, a także ich odpowiedniego udokumentowania zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie wymaganiami. Dodatkowo wymagane jest oświadczenie, że przedmiot zadania jest sporządzony:
 - a) zgodnie z Umową, obowiązującymi przepisami prawa, przepisami techniczno – budowlanymi (w szczególności z Ustawą Prawo Budowlane), normami, zasadami wiedzy technicznej;
 - b) kompletnie z punktu widzenia celu, któremu ma służyć,
 - c) nie narusza praw autorskich i praw własności przemysłowej i patentów osób trzecich,
 - d) zgodnie z dokumentacją projektową oraz odpowiednimi obowiązującymi przepisami i normami.
8. Dokonanie parametryzacji i konfiguracji urządzeń sieciowych zgodnie z wytycznymi Użytkownika, należy dokonać uruchomień i sprawdzeń komunikacji i wymiany sygnałów z urządzeniami.
9. Opracowanie instrukcji rozruchów oraz ruchu próbnego zgodnie z wytycznymi obowiązującymi w KGHM Polska Miedź S.A. Oddział Zakłady Górnicze „Rudna”.
10. Przeprowadzenie rozruchu i próbnego ruchu.
11. Udział w odbiorze końcowym przedmiotu Umowy.
12. Opracowanie aktualizacji instrukcji eksploatacji i obsługi istniejącej instalacji i urządzeń, opracowanie aktualizacji instrukcji ruchu i eksploatacji oraz współpracy ruchowej dla należących do Przyłączonego Podmiotu urządzeń, instalacji i sieci, zgodnie z obowiązującą IRiESP i IRiESD oraz opracowanie instrukcji eksploatacji i obsługi dla nowych urządzeń zgodnie z wymaganiami wynikającymi z aktualnie obowiązujących przepisów i aktualnym stanem prawnym. W instrukcji eksploatacji należy przedstawić harmonogram przeglądów i konserwacji instalacji wraz ze wskazaniem ich częstotliwości oraz wyspecyfikowanie materiałów eksploatacyjnych jako załącznika do instrukcji eksploatacji. Instrukcja współpracy ruchowej urządzeń, instalacji i sieci Przyłączonego Podmiotu powinna być uzgodniona z Tauron Dystrybucja S.A.
13. Przeprowadzenie szkoleń pracowników na trzech zmianach roboczych.
14. Opracowanie technologii wykonania robót wraz ze szczegółowym harmonogramem realizacyjnym uwzględniającym konieczne wyłączenia istniejącej instalacji.

15. Dostarczenie listy (wykazu) części zamiennych oraz materiałów eksploatacyjnych dla urządzeń i instalacji.
16. Wykonanie optymalizacji i regulacji instalacji.
17. Uwzględnienie konieczności korelacji prac z dostawami i usługami realizowanymi przez O/COPI, konieczność ustalenia adresacji systemów instalowanych w ramach zadania.
18. Wykonanie dokumentacji powykonawczej w tym dokumentacji producenta, dokumentacji jakościowej i dokumentacji powykonawczej.
19. Dokumentacja powykonawcza powinna zawierać dodatkowo kopie zainstalowanych programów i plików źródłowych, wykaz kodów i haseł, listę zmiennych wraz z przypisanymi rejestrami w wersji elektronicznej edytowalnej.
20. Wystawienie i przekazanie deklaracji zgodności dla nowych i modernizowanych rozdzielnic, urządzeń i podzespołów.
21. Dokumentacje jakościowe, powykonawcze oraz „red copy” należy przygotować i przekazać zgodnie z wytycznymi zamieszczonymi w Księdze Nadzoru Podwykonawcy.
22. Wszystkie przedłożone przez Podwykonawcę dokumenty sporządzone w obcym języku należy przedstawić wraz z tłumaczeniami na język polski.
23. Wszystkie opisy, schematy, oznaczenia, tabliczki informacyjne, DTR itp. muszą być opracowane (wykonane) w języku polskim.
24. Wszystkie zabudowane urządzenia i aparaty, muszą być trwale oznaczone numerem technologicznym w uzgodnieniu z Wykonawcą oraz Zamawiającym.
25. Powyższa dokumentacja zostanie uznana za kompletną po uzyskaniu jej zatwierdzenia przez Zamawiającego.
26. Udzielenie gwarancji i rękojmi na wykonane roboty, materiały, rozdzielnice, urządzenia, oprogramowanie - nowe i rozbudowywane.
27. Serwisowanie dostarczonych urządzeń/armatury oraz wykonanych instalacji w okresie gwarancji.
28. Wszystkie prace związane z pracującą instalacją należy wykonać na ruchu lub w czasie planowanych postojów stacji (m.in. w niedziele i święta). Planowane prace na postoju należy każdorazowo uzgodnić z Zamawiającym i Użytkownikiem.
29. Podwykonawca jest zobowiązany do utrzymania w należytym porządku dróg dojazdowych do rejonów prowadzonych prac, w szczególności dróg wewnętrznych, gminnych i powiatowych wraz z przynależną kanalizacją deszczową.
30. Roboty montażowe prowadzić należy zgodnie z wytycznymi producentów rur, armatury, urządzeń oraz warunkami technicznymi wykonania i odbioru robót.
31. Podwykonawca odpowiada za prawidłowe wyгородzenie i oznakowanie terenu robót zgodnie z obowiązującymi przepisami BHP. Podwykonawca odpowiada za wyгородzenia wykopów.
32. Podwykonawca, jako wytwórca odpadów na terenie budowy ma obowiązek we własnym zakresie zagospodarować opakowania, odpady opakowaniowe po zużytych środkach niebezpiecznych oraz inne odpady, o których mowa w ustawie o odpadach.
33. Wszelkie odstępstwa w wykonawstwie robót w stosunku do dokumentacji projektowej muszą być wcześniej uzgodnione w formie Zapytań Technicznych zgodnie z Księgą Nadzoru Podwykonawcy stanowiącą załącznik nr 2 do Umowy. Koszty poniesione w związku ze zmianami projektowymi poniesie Podwykonawca.
34. W zakresie Podwykonawcy jest opracowanie przed rozpoczęciem prac Technologii Robót zgodnie z obowiązującym wzorem, Planu Bezpieczeństwa i Ochrony Zdrowia (BIOZ) oraz Instrukcji Bezpiecznego Wykonywania Robót (IBWR).
35. Stosowanie zatwierdzonych przez Zamawiającego Planów Kontroli i Badań (PKiB) stanowiących załącznik do Księgi Nadzoru Podwykonawcy oraz opracowanie przez dostawcę PKiB, które byłyby zaakceptowane przez Inwestora dla urządzeń wysokiego i średniego napięcia, elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, urządzenia telemechaniki,

urządzeń napięcia gwarantowanego prądu stałego(m.in. transformatorów, rozdzielnic 110kV, SN, kompensatorów, które podlegałyby kontroli fabrycznej u producenta). Dla ww. urządzeń należy dokonać odbiorów technicznych (FAT) u producentów z udziałem przedstawicieli Inżyniera Kontraktu i Użytkownika.

36. W zakresie Podwykonawcy jest przygotowanie wniosków materiałowych do zatwierdzenia przez Zamawiającego (jeśli będą wymagane) oraz przygotowanie wniosków o zatwierdzeniu urządzeń zgodnie z zapisami Księgi Nadzoru Podwykonawcy.
37. Teren budowy po zakończeniu robót należy uporządkować.
38. Zapewnienie uruchomienia wszystkich dostarczonych urządzeń/armatury zgodnie z zaleceniami producentów, powierzając te prace uprawnionym serwisom, jeżeli producent dla zachowania gwarancji stawia takie wymagania.
39. Podwykonawca zapewni osoby dozoru ruchu specjalności elektrycznej zgodnie z ustawą Prawo Geologiczne i Górnicze, kierowników budowy/robót i projektantów z uprawnieniami budowlanymi do projektowania i kierowania robotami budowlanymi w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych oraz elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych oraz kierowników i projektantów w pozostałych specjalnościach niezbędnych do wykonania zadania z co najmniej 3 letnim doświadczeniem po uzyskaniu uprawnień w kierowaniu co najmniej 2 robotami budowlanymi, których przedmiotem była budowa i uruchomienie w zakresie elektroenergetycznym. Dodatkowo osoba dozoru powinna posiadać uprawnienia SEP E1,D1.
40. Podwykonawca zobowiązany jest realizować roboty w kolejności i terminach uzgodnionych z Zamawiającym. Zamawiający zastrzega sobie prawo do etapowania robót i ustalenia kolejności ich wykonania w trakcie realizacji. W przypadku wydłużenia terminu realizacji zadania koszty realizacji przedmiotu zadania pozostają bez zmian.
41. Podwykonawca każdorazowo powiadomi Wykonawcę o zakończeniu prac zanikowych i ulegających zakryciu z wyprzedzeniem umożliwiającym ich sprawdzenie przez inspektora nadzoru. Podwykonawca powiadomi Wykonawcę o zakończeniu każdego z poszczególnych etapów robót oraz swej gotowości do dokonania ich odbioru wraz z dostarczeniem kompletnej dokumentacji odbiorowej.
42. Podwykonawca jest odpowiedzialny za uszkodzenia urządzeń, uzbrojenia terenu, przewodów, instalacji, kabli, rurociągów, uszkodzeń konstrukcji oraz powłok malarskich itp. w obrębie prowadzonych prac. Koszty naprawy uszkodzeń są po stronie Podwykonawcy.
43. Podwykonawca na żądanie Wykonawcy/Inwestora ma obowiązek uczestniczenia w spotkaniach, naradach koordynacyjnych odbiorach robót zanikających, odbiorach częściowych i końcowym. Na spotkaniu Podwykonawca zobowiązany jest podać wszelkie niezbędne informacje dotyczące postępu prac objętych umową w formie raportu z postępu prac.
44. Podwykonawca zapewni we własnym zakresie zaplecze techniczne i socjalne budowy dla wykonywanego zadania.
45. Podwykonawca odpowiada za prawidłowe oznakowanie terenu robót zgodnie z obowiązującymi przepisami BHP.
46. Wszelkie odstępstwa w wykonawstwie robót w stosunku do dokumentacji projektowej muszą być wcześniej uzgodnione z Projektantem oraz zaakceptowane przez Wykonawcę, Użytkownika i Inwestora poprzez usankcjonowanie ich na piśmie, pod rygorem nieważności.
47. Podwykonawca w przypadku podzlecenia wykonania części robót lub elementów robót dalszemu Podwykonawcy, zobowiązany jest do uzyskania pisemnej zgody Wykonawcy i Inwestora na proponowanego dalszego Podwykonawcę. Podwykonawca ponosi pełną odpowiedzialność za skutki działania i za zaniechania swoich dalszych Podwykonawców.
48. Podwykonawca w zakresie objętym Umową zobowiązuje się do ścisłego przestrzegania obowiązujących w KGHM Polska Miedź S.A. Oddział ZG „Rudna” przepisów i zarządzeń wewnętrznych Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego (KRZG).

49. Przed rozpoczęciem realizacji przedmiotu umowy Podwykonawca dostarczy wykaz osób kierownictwa, dozoru i pracowników na stanowiskach wymagających kwalifikacji i uprawnień, którzy będą zatrudnieni przy realizacji Umowy. Wykaz powinien zawierać informacje na temat posiadanych kwalifikacji i uprawnień stosowanych do realizacji przedmiotu umowy.
50. Prace powinny być wykonywane przez pracowników posiadających zaświadczenia kwalifikacyjne w zakresie odpowiadającym wykonywanym pracom. Prace powinny być prowadzone pod nadzorem osób dozoru.
51. Wykonawca zastrzega sobie możliwość wyłączenia z realizacji zakresu robót, a tym samym zmniejszenia wynagrodzenia.
52. Podwykonawca zapewni we własnym zakresie i na swój koszt obsługę geodezyjną i geologiczną.
53. Podwykonawca zobowiązany jest do koordynacji, nadzoru i zapewnienia prawidłowości realizacji prac, robót, dostaw i świadczonych usług, które są niezbędne do tego, aby Przedmiot Umowy osiągnął wymagane charakterystyki ruchowe, gwarantowane parametry techniczne, zdolność ruchową i bezpieczeństwo, nawet jeżeli takie elementy robót budowlanych, dostaw i usług nie są wyszczególnione w Umowie, a dotyczą Przedmiotu Umowy.