

ENERGA-OPERATOR SA
Oddział w Koszalinie

UL. MORSKA 10, 75-950 KOSZALIN

WYTYCZNE PROGRAMOWE

**ROZBUDOWA STACJI TRANSFORMATOROWEJ 110/15 KV
GPZ ROWY O DODATKOWE POLE LINIOWE DLA
PRZYŁĄCZENIA FARMY FOTOWOLTAICZNEJ PV OBJAZDA
O MOCY 20MW**

NR WYT.:

26/011/SLU/WN/5MMPR

NR ZAD. INWEST.:

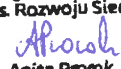
OPRACOWANO W:

WYDZIAŁ PRZYŁĄCZEŃ I ROZWOJU, 5MMPR

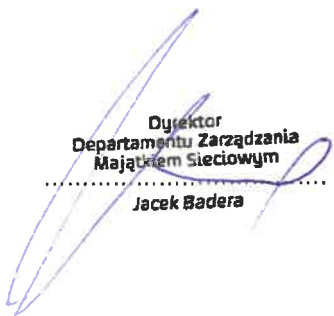
OPRACOWAŁ:

WOJCIECH WÓJCIK, 5MMPRInżynier ds.
Rozwoju Sieci
Wojciech Wójcik

SPRAWDZIŁ:

ANITA PROROK, 5MMPRInżynier Wiedzący
ds. Rozwoju Sieci
Anita Prorok

ZATWIERDZIŁ:


Dyrektor
Departamentu Zarządzania
Majątkiem Sieciowym
Jacek Badera

Data:

05.10.2026

SPIS TREŚCI

1.	Wymagania techniczne	2
2.	Przedmiot opracowania	2
3.	Lokalizacja przedmiotu wytycznych	2
4.	Stan istniejący i planowany	2
5.	Stan planowany / zakres prac	5
5.1	Wymagania techniczne	6
5.2	Wymagania w zakresie obwodów wtórnych:	7
5.3	Układy pomiarowe energii elektrycznej	9
5.4	Zagospodarowanie terenu stacji	11
5.5	Uziemienia	11
5.6	Potrzeby własne	11
6.	Rzeczowy zakres prac	11
7.	Wymagania dodatkowe	11
8.	Informacje dodatkowe	14
8.1.	Uzgodnienie dokumentacji	14
8.2.	Zmiany i odstępstwa	14
8.3.	Dane zwarciove	15
9.	Spis załączników	15

1. Wymagania techniczne

Realizacja zakresu inwestycyjnego objętego przedmiotowymi wytycznymi programowymi musi być zgodna z:

- 1) wymogami ustawy Prawo Budowlane, obowiązującymi Polskimi Normami, zasadami wiedzy technicznej oraz pozostałymi, obowiązującymi w tym zakresie przepisami,
- 2) wytycznymi oraz standardami technicznymi obowiązującymi u Zamawiającego, dostępnymi na stronie internetowej www.energa-operator.pl.

Wszystkie urządzenia:

- 1) muszą posiadać certyfikaty zgodności wystawione przez niezależne akredytowane jednostki certyfikujące i/lub protokoły badań typu wykonanych przez niezależne akredytowane laboratoria,
- 2) muszą spełniać wymagania Dyrektyw Europejskich Nowego Podejścia w zakresie podanym w Dyrektywach

2. Przedmiot opracowania

Przedmiotem zamówienia jest opracowanie dokumentacji projektowej dla zapewnienia możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Energa-Operator S.A. (dalej „EOP”), Farmy Fotowoltaicznej PV Objazda o mocy przyłączeniowej 20MW zgodnie z określonymi warunkami przyłączenia nr P/23/066062 z dn. 01.07.2024r i zawartą umową o przyłączenie. Na etapie opracowywania wytycznych programowych zmianie ulega lokalizacja pola liniowego względem wydanych warunków przyłączenia, zmiana ta wynika z zagospodarowania terenu GPZ Rowy.

W załączniku nr 3 przedstawiono Warunki przyłączenia nr P/23/066062 z dn. 01.07.2024r

3. Lokalizacja przedmiotu wytycznych

Rozbudowa stacji planowana jest na obszarze istniejącego GPZ Rowy zlokalizowanym w miejscowości Objazda 76-212 Rowy ul. Objazda, Dz. Nr 1/10 Obr. 0015 54°36'43.6"N 17°02'40.8"E.

4. Stan istniejący i planowany

Stacja 110/15kV GPZ Rowy nr G5048 wybudowana została w 2020 r jako nowy obiekt.

W załączniku nr 1 przedstawiono schemat rozdzielni 110kV (stan istniejący i projektowany).

Konfiguracja rozdzielni 110kV:

Rozdzielnia 110kV napowietrzna, tradycyjna, dwusekcyjna, pracująca w układzie H

Rozdzielnia 110kV:

Dwa pola liniowe – Ustka i Słupsk Wierzbęcino, (proj. PV Bukówka pole nr 6)
jedno pola transformatorowe 110/15kV – transformatory o mocy 16MVA, (pole nr 7 – przyszłościowe pole TR 2)
Pole łącznika szyn, bez wyłącznika,

Podstawowa aparatura rozdzielni 110kV:

- oszynowanie rozdzielni stanowią przewody rurowe AR80x6 oraz przewody AFL 6-240,
- wyłączniki typu LTB 145 123kV/40kA/100kA/3150A;
- odłącznik typu: ONIII-123-UL z napędem 2xNSO 80-2,
- przekładniki prądowe typu PA 123, 150/1/1/1/1A, - 1szt
- przekładniki kombinowane typu PVA 123a, 800/1/1/1/1/1A, - 2szt

Transformatory 110/15 kV

Transformator nr 1

- typ TORb 16000/110
- moc znamionowa 16 MVA
- napięcie znamionowe 115 +/- 10% / 16,5kV
- napięcie zwarcia $u_z=12\%$
- grupa połączeń YNd11

Transformator nr 2

brak

Obwody potrzeb własnych prądu przemiennego

- Transformator uzimający 15/0,4kV typ TUOd 1640/15 napięcie 15,75/0,4kV; Moc 1637kVA; Moc potrzeb własnych 100kVA – sekcji 1

Zabezpieczenia, automatyka i sygnalizacja

Linie 110kV

1. Zabezpieczenia pól linii 110 kV stan. istniejący

a) Pole linii 110 kV Ustka

- różnicowe linii typu MiCOM P543 produkcji Schneider Electric - zabezpieczenie podstawowe przystosowane do współpracy z drugim półkompletem, który zainstalowany jest na drugim końcu linii. Komunikacja pomiędzy półkompletami zrealizowana jest za pomocą wydzielonej pary włókien światłowodowych.
- odległościowe z funkcją sterownika pola typu MiCOM P439 produkcji Schneider Electric - zabezpieczenie podstawowe z pracą współbieżną. Nadawanie i odbiór rozkazów odbywa się poprzez konwerter 7XV5653 oraz repeater 7XV5461 firmy Siemens. Terminal pełni również funkcję automatyki SPZ

b) Pole linii 110 kV Słupsk Wierzbicino

- różnicowe linii typu MiCOM P543 produkcji Schneider Electric - zabezpieczenie podstawowe przystosowane do współpracy z drugim półkompletem, który zainstalowany jest na drugim końcu linii. Komunikacja pomiędzy półkompletami zrealizowana jest za pomocą wydzielonej pary włókien światłowodowych.
- odległościowe z funkcją sterownika pola typu MiCOM P439 produkcji Schneider Electric - zabezpieczenie podstawowe z pracą współbieżną. Nadawanie i odbiór rozkazów odbywa się poprzez konwerter 7XV5653 oraz repeater 7XV5461 firmy Siemens. Terminal również pełni funkcję automatyki SPZ

2. Automatyka samoczynnego ponownego załączenia (SPZ)

Pola linii 110kV wyposażone są w automatykę jednokrotnego, trójfazowego SPZ będącą funkcją przełącznika MiCOM P439.

Lokalna rezerwa wyłączników 110kV (LRW) i zabezpieczenie szyn

Rozdzielnica 110kV objęta jest zintegrowanym układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczenia szyn zbiorczych TSL-11 produkcji ZPrAE umieszczonym w szafie FR10.

Kryterium pobudzenia układu LRW jest jednoczesność wystąpienia:

- impulsu wyłączającego wyłącznik pochodzącego od zabezpieczeń pola,
- informacji o stanie załączenia wyłącznika.

Sygnalizacja ogólna stacji

Oprócz sygnalizacji indywidualnej w poszczególnych polach, w szafie sterowniczo- przełącznikowej FR3 umieszczony jest cyfrowy układ sygnalizacji ogólnej typu MSA-9 produkcji ZPrAE.

Do układu sygnalizacji ogólnej doprowadzone będą:

- sygnały Aw, Al, Up indywidualnie dla każdego pola R110 kV,
- sygnały zaniku napięcia sygnalizacyjnego, uszkodzenia P139, Up dla łącznika szyn 110kV,
- sygnały o stanie pracy i zadziałaniu układu ZS i LRW R110 kV,
- sygnały Aw, Al, Up zbiorczo dla każdej sekcji R15 kV,
- sygnały o obniżeniu temperatury w budynku stacji,
- sygnały stanu centralki alarmowej, uszkodzenia centralki alarmowej lub sabotażu/włamania,
- sygnały z rozdzielnic potrzeb własnych 400/230 V AC, 220 V DC oraz 230 V AC napięcia gwarantowanego,
- zanik napięcia 230 V AC sygnalizacji ogólnej stacji, odstawienie sygnalizacja akustycznej oraz kontrola napięcia zasilania modemu GSM/GPRS,
- zanik napięcia <+><-> telesygnalizacji i odstawienie telesterowania,
- sygnał o uszkodzeniu ogranicznika przepięć w urządzeniach łączności.

Rejestracja zakłóceń sieciowych

Rejestracja stanów zakłóceńowych pól 110kV i 15kV realizowana jest przez poszczególne przełączniki zabezpieczeniowe (MiCOM P, MiCOM P139)

Telemechanika

System telemechaniki zrealizowany jest w oparciu o sterownik telemechaniki SO-52v11 prod. Mikronika. Do koncentratora telemechaniki przyłączone są za pomocą światłowodów lub łączami RS wszystkie zabezpieczenia R 110 kV. Transmisja do systemów nadrzędnych w CDM Gdańsk i RDM w Koszalinie odbywa się światłowodem, którego zakończenie stanowi urządzenia łączności. Komunikację pomiędzy koncentratorem telemechaniki a urządzeniami łączności zainstalowanymi w pomieszczeniu łączności zrealizowano w oparciu o sieć Ethernet. System telemechaniki realizuje następujące funkcje telesterowań:

- wyłącznikami rozdzielni 110 kV,
- odłącznikami i uziemnikami rozdzielni 110 kV,
- wyłącznikami rozdzielni 15 kV,
- kasowaniem sygnalizacji zadziałania zabezpieczeń,
- blokowaniem i odblokowaniem automatów rozdzielni 110kV (SPZ, SZR, LRW/ZS) telepomiarów:

Wielkości pomiarowe z pól rozdzielni R110 kV i R15 kV przekazywane są do systemu drogą cyfrową poprzez sterownik pól i zabezpieczenia.

Z poszczególnych pól wykonywane są pomiary:

- prądów fazowych,
- napięć fazowych i międzyprzewodowych,

- mocy czynnej i biernej,
 - współczynnik mocy
 - odległości do miejsca zwarcia,
 - R-220V DC – napięcie na szynach,
- telesygnalizacja:
- stany położenia wyłączników rozdzielni 110 kV,
 - stany położenia wyłączników rozdzielni 15 kV,
 - stany położenia odłączników i uziemników rozdzielni 110 kV i 15 kV,
 - stany zablokowania i odblokowania ARN transformatorów 110/15 kV,
 - stany położenia przełączników zaczepek transformatorów,
 - stany odstawienia telesterowania,
- telesygnalizacji ostrzegawczej

Instalacja uziemiająca

Instalacja uziemiająca wykonana jest w postaci uziomu kratowego.

Instalacja odgromowa.

Od bezpośrednich wyładowań atmosferycznych urządzenia stacji chronione będą przez: zespół trzech zwodów pionowych w postaci masztów odgromowych wolnostojących o wysokości 17m, dwóch zwodów pionowych w postaci iglic odgromowych posadowionych na bramkach liniowych o wysokości 6m (łącznie wysokości bramki z iglicą wynosi 18m), przewodów odgromowych na liniach 110kV wprowadzonych na bramki.

Poziom ochrony odgromowej został przyjęty, dla rozdzielni napowietrznej 110kV na wysokości 7m npt.

5. Stan planowany / zakres prac

Wymagania ogólne

Niniejszą inwestycję należy zaprojektować i wykonać zgodnie z wymaganiami określonymi w dokumencie „Standardy techniczne w Energa – Operator S.A.” dostępnymi na stronie www.energa-operator.pl.

Prace budowlano-montażowe należy realizować etapowo. Wszystkie uzgodnienia w zakresie układów zastępczych sieci WN na czas prac należy uzgodnić z CDM Gdańsk.

Granicą stron będą zaciski prądowe głowicy kablowej 110 kV. Głowice kablowe wraz z urządzeniami ochrony przeciwprzepięciowej będą własnością Podmiotu Przyłączanego, zostaną przez niego wybudowane na podstawie odrębnej dokumentacji i będą przez niego eksploatowane (fundamenty i konstrukcje wsporcze będą zaprojektowane i wybudowane przez EOP). Układ pomiarowy (przekładniki kombinowane oraz licznik i modem w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym) będzie własnością EOP.

Niniejsze wytyczne programowe określają zakres przebudowy oraz wymagania szczegółowe.

Jeżeli będzie to możliwe, szczegóły dotyczące konstrukcji wsporczych pod głowice kablowe i ograniczniki przepięć oraz typów terminali i zasad komunikacji zabezpieczeń współpracujących z drugim końcem linii należy na etapie projektowania uzgodnić z podmiotem przyłączanym, przy udziale Wydziału Zarządzania Eksploatacją Energa-Operator Oddział w Koszalinie.

W zakres zadania wchodzi:

- Rozbudowa mostu szynowego 110kV,
- Budowa pola liniowego 110 kV z podejściem kablowym w sekcji II, rezerwowe pole nr 9 (obwody pierwotne i wtórne),
- W polu liniowym 110 kV wybudować fundamenty i konstrukcje wsporcze pod głowice kablowe i ograniczniki przepięć,
- Dostosowanie (uzupełnienie) w niezbędnym zakresie do przyłączenia „PV Objazda” elementy rozdzielni, nastawni, potrzeb własnych, automatyki i zabezpieczeń oraz telemechaniki w tym systemów nadrzędnych,
- Zainstalowanie i zasilenie z dedykowanego rdzenia pomiarowego przekładnika w polu liniowym 110 kV dla PV Objazda analizatora jakości energii elektrycznej oraz zapewnić transmisje do CMD. Szczegóły i typ analizatora uzgodnić na roboczo z CDM,
- Zainstalowanie i zasilenie z dedykowanych rdzeni/uzwojeń pomiarowych przekładników w polu liniowym 110 kV dla PV Objazda układu pomiarowo – rozliczeniowego oraz zapewnienie transmisji danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo – Rozliczeniowego (LSPR) OSD. Szczegóły uzgodnić w Wydziale Pomiarów Specjalistycznych w EOP w Oddziale w Koszalinie.
- Przebudowa wewnętrznej drogi.

5.1 Wymagania techniczne:

Most szynowy 110kV

W celu przyłączenia nowoprojektowanego pola 110kV należy rozbudować istniejący rurowy most szynowy w stronę sekcji nr II o jedną podziałkę od projektowanego mostu szynowego w ramach przyłączenia PV Bukówka.

Oszynowanie należy wykonać jako rurowe odpowiadające istniejącemu oszynowaniu tj. AR 80x6.

Pole liniowe 110kV PV Objazda

Pole liniowe należy zaprojektować i wybudować w sekcji II w rezerwowym polu nr 9.

Pole to należy wyposażać w aparaturę: wyłącznik, odłączniki i przekładnik kombinowany. Dodatkowo należy zaprojektować fundamenty i konstrukcje wsporcze pod głowice kablowe i ograniczniki przepięć oraz przygotować mostki i zaciski do tych urządzeń. Umieszczenie pola powinno zapewniać możliwość podejścia abonenckim kablem 110 kV.

Rozdzielnia 110 kV

Urządzenia i aparaturę dla nowo projektowanego pola liniowego należy zaprojektować w wykonaniu napowietrznym w układzie tradycyjnym. Urządzenia umieścić na konstrukcjach wysokich, stalowych, ocynkowanych ogniowo. Szafy kablowe na terenie rozdzielni 110kV dla w/w pola powinny być wykonane jako metalowe, ocynkowane pokryte farbą antykorozyjną, oraz wyposażone w układ wentylacji z grzałką antykondensacyjną.

Oszynowanie pola przyjąć jako linkowe np. typ. AFL-6 240 mm²,

Parametry urządzeń oraz rozdzielni (wraz z numeracją pól) uzgodnić należy na etapie projektowania z Wydziałem Zarządzania Eksploatacją Oddziału w Koszalinie.

Proponowany układ rozdzielni przedstawiono w załączniku nr 2.

Aparatura rozdzielni 110kV

Projektowana aparatura powinna charakteryzować się co najmniej następującymi parametrami znamionowymi: $U_n=123\text{kV}$, $f=50\text{Hz}$, $I_z=40\text{kA}$, $I_n=3150\text{A}$, napięcie sterownicze 220DC oraz dodatkowo:

- Wyłącznik w wykonaniu napowietrznym. Napęd wyłącznika elektryczny z zasobnikiem sprężynowym, wspólnym dla wszystkich biegunów. Wyposażony w co najmniej trzy cewki wyłączające oraz jedną cewkę załączającą.
„Na etapie projektowania należy uwzględnić wymagania wynikające z ROZPORZĄDZENIA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 u uchylającą rozporządzenie (UE) nr 517/2014 oraz ograniczenia w aparaturze pierwotnej wynikające z ww. regulacji (uwzględniając możliwą datę realizacji prac budowlanych – montażowych). Wyłącznik WN powinien charakteryzować się współczynnikiem $GWP<1$ ”
- Odłącznik liniowy z dwoma nożami uziemiającymi od strony linii oraz od strony pola, wyposażony w 3 niezależne napędy silnikowe),
- Odłącznik szynowy $I_n=1600\text{A}$ z uziemnikiem od strony pola, wyposażony w 2 niezależne napędy silnikowe.
- Przekładnik kombinowany (prądowo – napięciowy) w wykonaniu olejowym z izolacją zewnętrzną porcelanową z sześcioma rdzeniami prądowymi: trzy rdzenie pomiarowe o klasie dokładności 0,2S, pozostałe rdzenie zabezpieczeniowe (wartość prądu pierwotnego należy dobrać do mocy przyłączeniowej na etapie projektowania) z sześcioma uzwojeniami napięciowymi wtórnymi: pięć uzwojeń połączonych w gwiazdę (w tym trzy uzwojenia klasy 0,2, dwa uzwojenia klasy 0,5/3P) i jedno w otwarty trójkąt. Prąd wtórny 1A.

5.2 Wymagania w zakresie obwodów wtórnych:

Wymagania ogólne

W nastawni zainstalować szafę montażową dopasowaną do istniejących szaf, z drzwiami przeszkłonymi i ramą uchylną. Montaż przełączników w wersjach z tablicowych na ramie uchylnej.

Na elewacji szaf przedstawić schemat synoptyczny pola. Sterowanie odłącznikami, wyłącznikami, uziemnikami oraz optyczną sygnalizację położenia wyłączników, odłączników i uziemników zrealizować za pomocą klasycznych sterowników pokrętnych. Dodatkowo zaprojektować sterowanie łączników z panelu terminala sterowniczo-zabezpieczeniowego, z szafki kablowej oraz napędów. Załączanie i odstawianie automatów SPZ oraz rezerwy lokalnej za pomocą klasycznych przełączników. Zainstalować zintegrowany, cyfrowy miernik parametrów sieci 110 kV (prądy fazowe, napięcia fazowe i przewodowe, moc czynną, moc bierną) z możliwością przyłączenia do systemu telemechaniki i łącza inżynierskiego. W razie potrzeby zainstalować dodatkowe zintegrowane panele diod sygnalizacyjnych dla wizualizacji działania zabezpieczeń (blok sygnałowy) i zakłóceń w polach (specyfikację uzgodnić na etapie projektowania).

Budowane pole powiązać z istniejącym układem sygnalizacji centralnej. Konfiguracja terminali zabezpieczeniowych, w tym wykorzystanie wejść i wyjść binarnych, powinna nawiązywać do istniejących na stacji rozwiązań.

Wszystkie terminale połączyć światłowodowo z systemem telemechaniki oraz przyłączyć do łącza inżynierskiego. Łącza inżynierskie wykonać wykorzystując sieć Ethernet, zastosować niezbędne konwertery oraz co najmniej jeden serwer portów.

W polu należy zainstalować listwę kontrolno-pomiarową WAGO umożliwiającą odłączenie urządzeń i przeprowadzenie pełnych testów zabezpieczeń.

Zainstalować miernik parametrów jakości energii wraz z obwodami wtórnymi, z listwą pomiarową, zasilaniem i łącznością. Miernik powinien być kompatybilny z wykorzystywanym w EOP systemem PQ Secure (szczegóły ustalić z wydziałem CDM).

Przewidzieć obwody dla przyłączenia punktu pomiarowego dla automatyki farmy fotowoltaicznej.

Istniejące cyfrowe zabezpieczenie szyn 110 kV z lokalną rezerwą wyłącznikową rozbudować w zakresie niezbędnym dla podłączenia nowego pola.

Zasilanie urządzeń przewidzieć z istniejących potrzeb własnych stacji

Specyfikacja zabezpieczeń linii 110 kV

- a) zabezpieczenie podstawowe różnicowe, dostosowane do pozostałych zabezpieczeń w rozdzielni WN np. RED 670
 - funkcja lokalizacji miejsca zwarcia
 - wejścia i wyjścia cyfrowe według potrzeb, minimum jedna karta wyjść i jedna karta wejść binarnych
 - interfejsy do telemechaniki i łącza inżynierskiego
 - łącze z drugim półkompletem poprzez dedykowane włókna światłowodowe
- b) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe, dostosowane do pozostałych zabezpieczeń w rozdzielni WN np. REL 670
 - wejścia i wyjścia cyfrowe według potrzeb, minimum jedna karta wyjść i jedna karta wejść binarnych
 - funkcja rejestratora zakłóceń
 - funkcja lokalizacji miejsca zwarcia
 - interfejsy do telemechaniki i łącza inżynierskiego
 - uwspółbieżnienie zabezpieczenia odległościowego poprzez dedykowane włókna światłowodowe
- c) sterownik pola z dodatkowym zabezpieczeniem ziemnozwarciowym, dostosowane do pozostałych zabezpieczeń w rozdzielni WN np. REC 670
 - funkcja zabezpieczenia ziemnozwarciowego i nadprądowego
 - funkcja sterownika pola z pełną synoptyką i sterowaniem lokalnym
 - wejścia i wyjścia cyfrowe według potrzeb, minimum jedna karta wyjść i jedna karta wejść binarnych
 - interfejsy do telemechaniki i łącza inżynierskiego

Telekomunikacja

W pomieszczeniu łączności należy zainstalować nową szafę teleinformatyczną o podstawie 600x600 i wysokości dopasowanej do pozostałych istniejących szaf. Nową szafę przeznaczoną na urządzenia podmiotów obcych oznaczyć „SOO”. Szafę wyposażać w panel dystrybucji zasilania. (montaż urządzeń PV Objazda, MAG Objazda oraz PV Bukówka).

Główny węzeł sieci technologicznej TAN, należy doposażyć w dwa serwery portów szeregowych. Należy stosować serwery 16xRS232/422/485 serii G2 z podwójnymi wbudowanymi zasilaczami.

16-portowe serwery portów szeregowych zasilic napięciem gwarantowanym 230VAC i niegwarantowanym 230VAC. Dostosować istniejące panele dystrybucji zasilania 230VAC gw/ngw w szafie TAN dla potrzeb zasilania planowanych urządzeń łączności.

Dla potrzeb SCADY serwer oznaczyć jako N000, natomiast dla potrzeb pomiarów licznikowych N010.

Zakres telekomunikacji musi stanowić oddzielne opracowanie projektowe (oddzielny TOM). Należy zapewnić minimalizację przerw w transmisjach sygnałów wykorzystujących istniejące kable światłowodowe. Przed

przystąpieniem do prac wykonawca zobowiązany jest do przedłożenia harmonogramu prac do Wydziału Zarządzania Eksploatacją, w celu jego akceptacji.

Dokumentacja powinna być sporządzona w czytelnej technice graficznej oraz w wersji elektronicznej na płytach CD. Wymagana ilość egzemplarzy 3. W wersji elektronicznej wszelkie opisy, zestawienia, tabele powinny być wykonane w pliku, który można będzie odczytać za pomocą programów Word lub Excel oraz jako pliki w rozszerzeniu pdf. Rysunki należy wykonać w programie typu CAD (pliki z rozszerzeniem dwg lub dxf oraz jako pliki pdf, zapisane na płytach CD).

Szczegóły na etapie projektowania oraz dokumentację projektową (w wersji elektronicznej) należy przesłać do uzgodnienia do Wydziału Zarządzania Eksploatacją.

Dokumentacja projektowa podlega zatwierdzeniu w Departamencie Telekomunikacji, za pośrednictwem Wydziału Zarządzania Eksploatacją.

Telemechanika

Dostosować sterownik obiektowy w GPZ Rowy dla potrzeb przyłączenia nowego pola. Wszystkie terminale cyfrowe rozdzielni 110 kV należy podłączyć do istniejącego sterownika SI-52v11 za pomocą łączów światłowodowych, w razie potrzeby sterownik rozbudować o dodatkowe wejścia cyfrowe. W sterowniku należy wykonać konfigurację w zakresie telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania, zgodnie z obowiązującymi standardami Energa-Operator S.A.

Systemy dyspozytorskie

W zakresie odpowiadającym modernizacji obiektu należy opracować i uzgodnić listę sygnałów telemechaniki. Sygnalizację zrealizować zgodnie z opisem w dokumencie „Standardy opisu sygnałów telemechaniki w systemach SCADA EOP” wer. 1.1

5.3 Układy pomiarowe energii elektrycznej

Rozwiązania układów pomiarowo-rozliczeniowych zaprojektować zgodnie z wymaganiami stawianymi przez ROZPORZĄDZENIE MINISTRA Klimatu i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego oraz obowiązującą na obszarze Energa Operator SA i dostępną na stronie internetowej www.energa-operator.pl Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

Należy zaprojektować i wybudować w ramach prowadzonej inwestycji dwa nowe równoważne, pośrednie 3-systemowe układy pomiarowe (podstawowy i rezerwowy) w proj. polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Rowy w kierunku stacji GPO PV Objazda. Podstawowy i rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy będzie na majątku i w eksploatacji EOP. Układy pomiarowe należy zainstalować i zasilić z dedykowanego rdzenia/uzwojenia pomiarowego przekładnika w polu liniowym 110 kV. Elementy układu pomiarowego, w tym licznik energii elektrycznej wraz z modemem w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym, zabudować w nastawni 110kV w istniejącej szafie pomiaru energii z niezbędnym wyposażeniem. Elementy układów pomiarowo-rozliczeniowych będą dostarczone w ramach realizowanej inwestycji.

Projekt układu pomiarowo-rozliczeniowego powinien zawierać:

- obliczenia obciążeniowe, zwarciove i udarowe przekładników prądowych;
- obliczenia obciążalności rdzeni/uzwojeń pomiarowych;
- dobór przekładników napięciowych;
- dobór listew kontrolno-pomiarowych wraz z ewentualnymi modułami zabezpieczającymi;

- schematy wielokreskowe połączeń układów pomiarowych oraz aplikacji urządzeń łączności;
- widoki elewacyjne tablic pomiarowych;
- istotne informacje wpływające na eksploatację układów pomiarowych i teletransmisyjnych.

Informacje ogólne:

- urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację i/lub świadectwo wzorcowania oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. Konieczne jest zastosowanie dwóch układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego;
- pomiar powinien być realizowany poprzez jednofazowe przekładniki kombinowane w układzie pełnej gwiazdy „Y”;
- do uzwojenia wtórnego pomiarowego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i w przypadku konieczności zastosowania rezystorów dociażających;
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia,
- moc znamionowa rdzeni/uzwojeń wtórnych przekładników pomiarowych powinna zostać dobrana do przewidywanego obciążenia przez elementy układu pomiarowo-rozliczeniowego, aby zapewnić poprawną pracę przekładników pomiarowych tj. przekładniki prądowe i napięciowe winny być obciążone w granicach 25% do 100% znamionowej mocy rdzeni/uzwojeń wtórnych,
- przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej i przyłączeniowej mieścił się w granicach 1-120% prądu znamionowego;
- w układzie pomiarowym należy zainstalować przekładniki:
 - przekładniki prądowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S;
 - przekładniki napięciowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2;
- prąd wtórny przekładników prądowych: 1A;
- współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych powinien być ≤ 5 ;
- liczniki energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym powinny mieć klasę dokładności 0,2S dla pomiaru energii czynnej i 0,5S dla energii biernej;
- licznik energii elektrycznej powinien rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Licznik energii elektrycznej powinien automatycznie zamykać okresy obliczeniowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15’);
- wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania;
- zdalna transmisja danych pomiarowych realizowana powinna być z obiektu z licznika energii elektrycznej za pomocą światłowodu do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego Energa – Operator S.A.;
- liczniki powinny posiadać 3 niezależne interfejsy komunikacyjne, z których 2 będą wykorzystywane na potrzeby odczytu liczników przez Energa-Operator S.A. Zdalna transmisja danych pomiarowych realizowana powinna być z obiektu z licznika energii elektrycznej za pomocą światłowodu (podstawowa) i LTE (rezerwowa) do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego Energa – Operator S.A.;
- urządzenia służące do zdalnego odczytu danych pomiarowych zasilic z rozdzielnic napięcia gwarantowanego;
- liczniki energii oraz elementy zdalnej transmisji powinny być wyposażone w układy zasilania awaryjnego umożliwiające zdalny odczyt danych również w przypadku braku napięć pomiarowych,
- obwody liczników powiązać z przekładnikami prądowymi i napięciowymi odrębnymi kablami sterowniczymi;

Wszelkie prace, odbiór układów oraz parametryzację licznika należy uzgodnić z Wydziałem Pomiarów Specjalistycznych Oddział w Koszalinie.

Wstępnych uzgodnień można dokonać na podstawie projektu przesłanego w wersji elektronicznej (pliki *.pdf) do Wydziału Pomiarów Specjalistycznych Oddział w Koszalinie.

5.4 Zagospodarowanie terenu stacji

1. W celu wybudowania pola 110 kV dla farmy PV Objazda konieczna będzie przebudowa istniejącej drogi wewnętrznej. Jej docelowy przebieg uzgodniony będzie na etapie prac projektowych.
2. Niwelacja powierzchni terenu nie powinna zmieniać jej ukształtowania ponad niezbędną oraz nie może zmienić utrwalonego na i w gruncie stanu wód tj. kierunku i natężenia spływu wód powierzchniowych oraz poziomu wód gruntowych.
3. Zagospodarowanie terenu stacji, poza drogami wewnętrznymi oraz chodnikami - grysik, kamyki

5.5 Uziemienia

Nowoprojektowane pole liniowe 110 kV należy przyłączyć do istniejącej siatki uziemiającej stacji którą należy rozbudować. Należy tak zaprojektować uziemienie, aby nie była przekroczona dopuszczalna wartość napięcia dotykowego rażeniowego. W projekcie należy uwzględnić konieczność wykonania pomiaru napięcia rażenia po modernizacji.

5.6 Potrzeby własne

Zasilenie obwodów sterowniczych, sygnalizacyjnych, pomiarowych należy wykorzystać z istniejących potrzeb własnych prądu zmiennego, prądu stałego i napięcia gwarantowanego stacji. W razie potrzeby przewidzieć rozbudowę istniejących rozdzielnic.

Szczegółowe rozwiązania w zakresie zasilenia urządzeń z potrzeb własnych należy uzgodnić na etapie projektowania z Wydziałem Zarządzania Eksploatacją w Oddziale Koszalin.

6. Rzeczowy zakres prac

Lp	Nazwa	J.m.	Ilość
1.	Budowa pola liniowego 110 kV	szt	1
2.	Rozbudowa mostu szynowego 110kV	szt	1
3.	Przebudowa wewnętrznej drogi	km	0,05

7. Wymagania dodatkowe

Wymagania szczegółowe w zakresie dokumentacji projektowej, które nie są ujęte w dokumentacji przetargowej/umowie:

- Niniejsze wytyczne programowe powinny być integralną częścią dokumentacji projektowej.
- Dokumentacja projektowa

- 1) Projekty budowlano - wykonawcze należy wykonać zgodnie z aktualnie obowiązującymi „Standardami technicznymi w Energa– Operator S.A.” oraz obowiązującymi przepisami.
 - 2) Dokumentacja prawno-techniczna powinna być opracowana zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 2 września 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego (Dz.U. z 2004 r., Nr 202, poz. 2072, późn. Zm.) oraz Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 18 maja 2004r. w sprawie określenia metod i podstaw sporządzania kosztorysu inwestorskiego, obliczania planowanych kosztów prac projektowych oraz planowanych kosztów robót budowlanych określonych w programie funkcjonalno-użytkowym (Dz.U z 2004 r., Nr 130 poz. 1389).
 - 3) Dokumentację projektową należy opracować w języku polskim z uwzględnieniem wymagań technicznych zawartych w niniejszych Wytycznych i umowie oraz warunków zawartych w uzyskanych opiniach i uzgodnieniach,
 - 4) Przed przystąpieniem do prac projektowych Wykonawca uzgodni z Zamawiającym dane całej aparatury przewidzianej do zastosowania.
 - 5) Dokumentacja powinna być sporządzona w czytelnej technice graficznej w wersji papierowej oraz w wersji elektronicznej na płytach DVD. Rysunki w wersji papierowej powinny być złożone do formatu A4.
 - 6) Wymagana ilość egzemplarzy: 3 kompletów.
 - 7) W wersji elektronicznej wszelkie opisy, zestawienia, tabele powinny być wykonane w pliku, który będzie można odczytać za pomocą programu Word lub Excel oraz jako pliki z rozszerzeniem pdf.
 - 8) Rysunki należy wykonać w programie typu CAD (pliki z rozszerzeniem dwg lub dxf a Schematy obwodów wtórnych w SEE Electrical w wersji edytowalnej oraz w formacie pdf) i dostarczyć zapisane na płytach DVD,
 - 9) Dokumentacja powinna obejmować:
 - projekt budowlany wraz z pozwoleniem na budowę lub dokonania zgłoszenia (w zależności od tego jak w rozpatrywanym przypadku nakazuje Ustawa Prawo Budowlane bądź innych przepisów prawnych) uwzględniający specyfikę robót budowlanych,
 - projekt wykonawczy w zakresie i stopniu dokładności niezbędnym do realizacji robót budowlanych, tj. rysunki wykonawcze elementów elektrycznych z pokazaniem:
 - schematów zasadniczych rozdzielni WN,
 - schematów ideowych obwodów telemechaniki,
 - schematów montażowych obwodów telemechaniki,
 - w tym wykazu materiałów do montażu z podziałem na obwody pierwotne oraz wtórne,
 - w tym wykazu materiałów do demontażu z podziałem na obwody pierwotne oraz wtórne
- Na schematach zasadniczych rozdzielni WN powinny znajdować się co najmniej następujące informacje:
- dane techniczne zainstalowanych wyłączników, odłączników, uziemników (np. typ, typ/rodzaj napędu, napięcie),
 - dane techniczne zainstalowanych przekładników prądowych, napięciowych, kombinowanych: typ, przekładnia, ilość rdzeni, moc, klasa,
 - dane techniczne dane zainstalowanych transformatorów WN/SN typ, moc, napięcie górne, napięcie dolne, napięcie zwarcia, ilość stopni regulacji, % regulacji, układ połączeń,
 - dane techniczne zainstalowanych ograniczników przepięć/odgromników: typ, napięcie pracy, znamionowy prąd wyładowczy,
 - informacje o funkcjach i typie zainstalowanych zabezpieczeń w danym polu,
 - numery i nazwy pól.

W projekcie wykonawczym zmiany w obwodach powiązanych należy rysować kolorem czerwonym

- Wytyczne Realizacji Inwestycji – 3 egz,
- Specyfikację Techniczną Wykonania i Odbioru Robót Budowlanych – 3 egz,
- Informację dotyczącą bezpieczeństwa i ochrony zdrowia – 3 egz
- Dokumentację pomiarów oddziaływania pola elektromagnetycznego - powykonawczo,
- Kosztorys inwestorski – 1 egz
- Przedmiar robót – 1 egz

10) Wykonawca zobowiązany jest do prowadzenia nadzoru autorskiego nad zmianami w dokumentacji wykonawczej na obiekcie oraz do sporządzenia dokumentacji powykonawczej.

- **Wytyczne Realizacji Inwestycji**

Należy przygotować Wytyczne Realizacji Inwestycji (WRI) i przedstawić do uzgodnienia w Oddziale Koszalin oraz w Biurze Planowania Ruchu CDM Gdańsk. Przed przystąpieniem do opracowywania (WRI) Wykonawca dokumentacji projektowej przygotuje wstępny harmonogram z określeniem zakresu prac i czasokresów wyłączeń. Harmonogram prac należy uzgodnić z CDM.

- **Ochrona środowiska**

Uwagi do uwzględnienia w dokumentacji projektowej:

1. **Formy ochrony przyrody** – brak:
2. **Wpływ przedsięwzięcia:** na etapie wykonywania eksploatacji przedsięwzięcie nie wywrze znacząco negatywnego oddziaływania na obszary i podmioty chronione przyrodniczo, ani na stan pozostałych elementów środowiska. Wykonawca we własnym zakresie naprawi szkody w środowisku spowodowane swoimi pracami.
3. **Odpady** – w trakcie realizacji i eksploatacji powinny być usuwane z terenu w miarę możliwości na bieżąco, wstępne magazynowanie:
 - 3.1. powinno ograniczać się do przypadków uzasadnionych względami ekonomicznymi lub logistycznymi,
 - 3.2. nie może dotyczyć odpadów niebezpiecznych,
 - 3.3. może odbywać się wyłącznie w miejscach wyznaczonych i zabezpieczonych przed dostępem osób niepowołanych, rozprzestrzenianiem się odpadów poza te miejsca, pyleniem i odciekami.
- 3.4. Wykonawca robót budowlanych wytwarzający odpady jest zobowiązany do rejestracji i prowadzenia ewidencji odpadów w BDO, o ile nie podlega wyłączeniom określonym w ustawie o odpadach.
4. **Pola elektromagnetyczne:**
 - 4.1. wykonać badania poziomów natężenia PEM w zakresie wynikającym z planowanego przedsięwzięcia (przedmiot wytycznych) – rozporządzenie dot. dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku. Wyniki badań przekazać właściwym miejscowo: wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska oraz państwowemu wojewódzkiemu inspektorowi sanitarnemu. Kopię zgłoszenia i wyniki pomiarów dołączyć do dokumentacji powykonawczej wraz z potwierdzeniem złożenia ich właściwemu organowi a kopię w wersji elektronicznej – przekazać właściwemu pracownikowi ds. ochrony środowiska
 - 4.2. dokonać zgłoszenia instalacji elektroenergetycznych o napięciu nie niższym, niż 110 kV - zgodnie z art. 152 Ustawy Prawo Ochrony Środowiska”,
 - 4.3. rozpoznać i ocenić poziomy narażenia na PEM oraz wyznaczyć strefy ochronne zgodnie z rozporządzeniem Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach związanych z narażeniem na pole elektromagnetyczne; w projekcie należy zawrzeć informację o konieczności wykonania pomiarów i analizy dotyczącej rozpoznania oraz oceny poziomu narażenia na PEM i wyznaczenia stref ochronnych zgodnie z wymaganiami ww. rozporządzenia,

oraz dołączyć ww. wyniki badań lub lokalizacji do dokumentacji powykonawczej wraz z potwierdzeniem złożenia właściwym organom.

5. **Dokumentacja:** jeżeli wystąpi konieczność albo zostanie nałożony przez właściwy organ obowiązek wykonania któregoś z nw. Dokumentów, projektant uzgadnia z MZ Biurze Zarządzania Usługami o Koszalin:
- 5.1. projekt zagospodarowania terenu z uwzględnieniem inwentaryzacji istniejących drzew i krzewów: do usunięcia, pozostawienia, nasadzenia,
- 5.2. projekty opracowań środowiskowych (karta informacyjna przedsięwzięcia, raport oddziaływania na środowisko, zgłoszenie lub operat wodnoprawny m.in.),
- 5.3. projekty wniosków, odpowiedzi m.in. Pism w sprawach środowiskowych, kierowanych do organów administracji publicznej, wraz z załącznikami.

Uwagi ogólne:

1. jeżeli dla przedsięwzięcia wymagane jest wykonanie pomiarów wielkości emisji lub innych warunków korzystania ze środowiska, w tym pobieranie próbek, do ich wykonania uprawnione jest wyłącznie akredytowane laboratorium,
2. jeżeli będzie wymagana, organ właściwy dla wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach: Wójt Gminy Ustka.
3. na etapie opracowywania projekt należy przedstawić do uzgodnienia w Sekcji ds. ochrony środowiska w Centrali EOP, w celu weryfikacji uwzględnienia ww. uwag.

• **Inne**

- Wykonawca dokona niezbędnych badań (w tym m.in. pomiary pola elektromagnetycznego oraz hałasu) i zgłoszeń do organów administracji państwowej, w uzgodnieniu z Wydziałem Zarządzania Eksploatacją w EOP Oddział w Koszalinie.
- Prace budowlane będą prowadzone przy czynnych urządzeniach. Ewentualne wyłączenia sekcji tylko w trybie codziennym dla BHP (po dokonanych z wyprzedzeniem zgłoszeniu i uzgodnieniu w CDM Gdańsk).
- Wymagane dołączenie do dokumentacji powykonawczej obiektu Kart Charakterystyki (aktualnych, w języku polskim) substancji, które znajdują się w dostarczanych urządzeniach.
- Teren zajęty pod plac budowy, po jego likwidacji należy doprowadzić do stanu pierwotnego, tj. uporządkować i na nowo zazielenić.
- W trakcie realizacji inwestycji uwzględnić obowiązujące u Inwestora zasady Polityki środowiskowo-Energetycznej.

8. Informacje dodatkowe

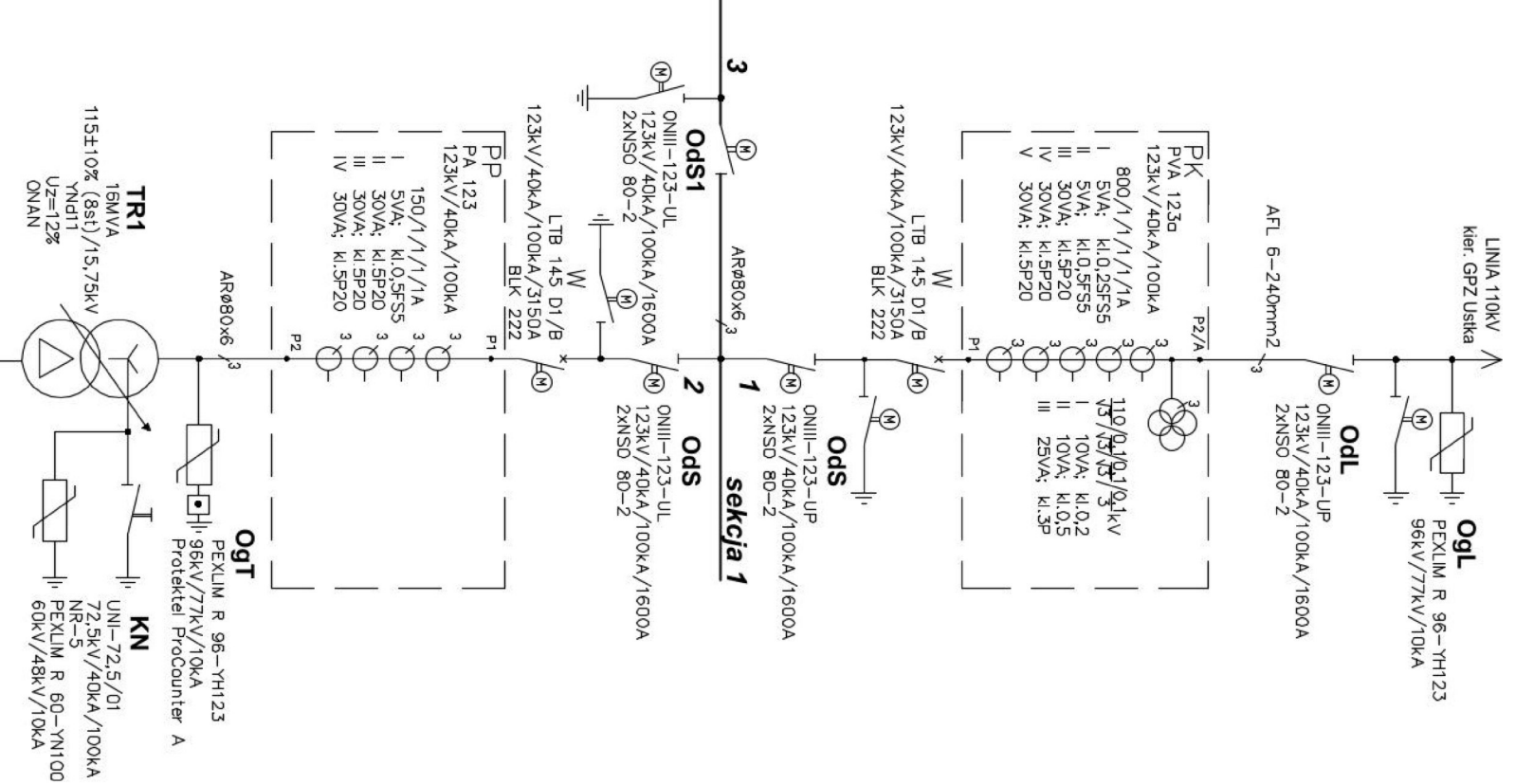
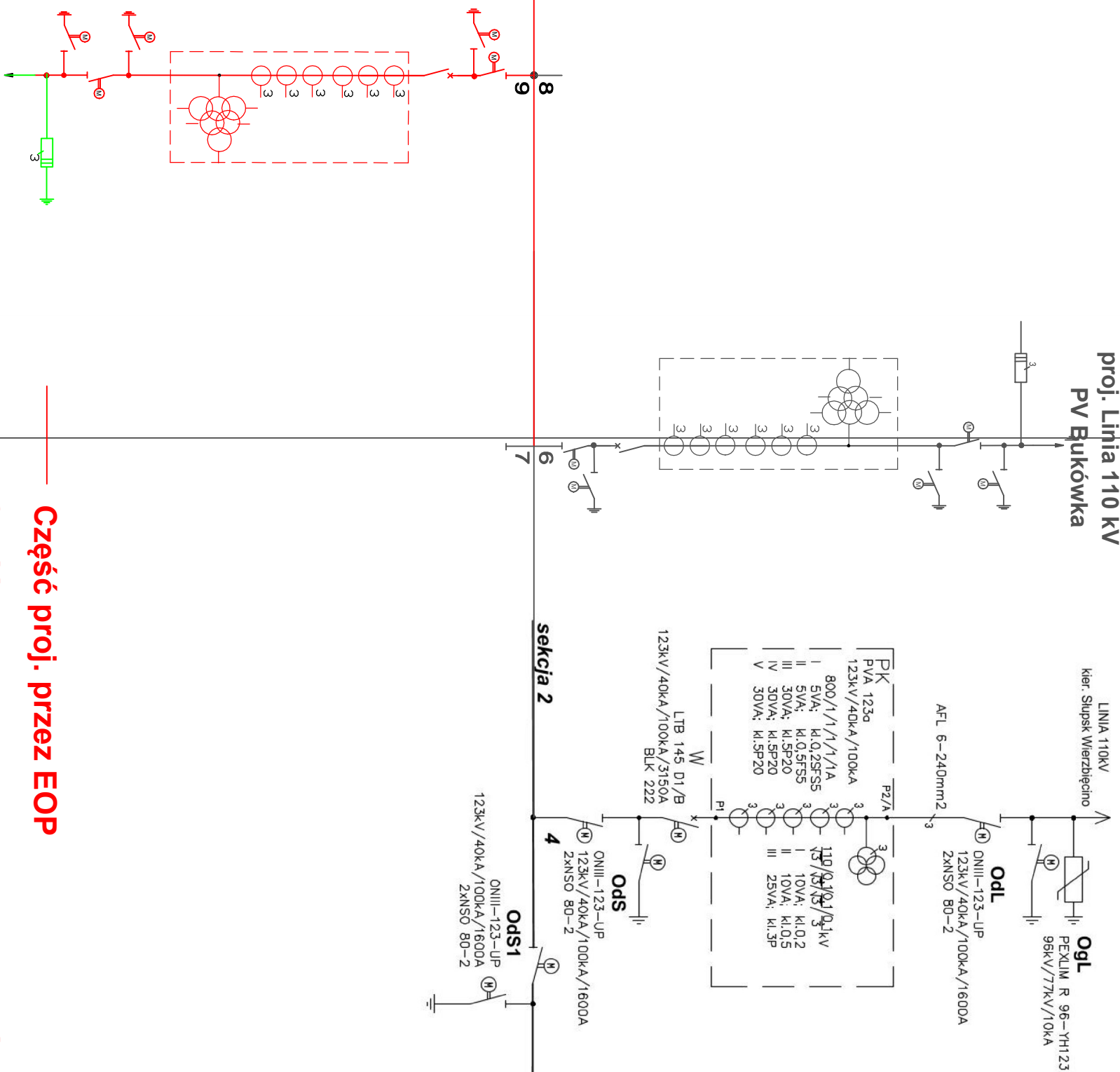
8.1. Uzgodnienie dokumentacji

W celu dokonania uzgodnień projektowych, wykonawca dokumentacji składa do kancelarii **EOP Oddział w Koszalinie ul. Morska 10, 75-950 Koszalin**, która następnie zostanie przekierowana do **Wydziału Dokumentacji Energetycznej**.

W/w komórka odpowiedzialna jest za prowadzenie procesu uzgadniania dokumentacji zależnie od zakresu wytycznych z poszczególnymi komórkami EOP w Centrali, Oddziałach lub Rejonach Dystrybucji. Uzgodnienie dokumentacji odbywa się zgodnie z „Procedurą uzgadniania dokumentacji projektowej (technicznej) w zakresie infrastruktury majątku sieciowego EOP”.

8.2. Zmiany i odstępstwa

W sytuacji, gdy na etapie projektowania lub realizacji zadania nastąpiła konieczność zastosowania rozwiązań technicznych specjalnych/nietypowych, odbiegających od Standardów Technicznych w Energa-Operator S.A.



**proj. Linia 110 kV
PV Objazda**

Część proj. przez EOP
Część proj. przez Inwestora PV Bukówka
Część istniejąca



Stacja 110/15kV GPZ Rowy	
--------------------------	--

P/23/066062
Numer

Gdańsk
Miejscowość

data złożenia kwalifikowanego podpisu elektronicznego przez ostatniego przedstawiciela ENERGA-OPERATOR S.A.] Data

WARUNKI PRZYŁĄCZENIA DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ENERGA – OPERATOR SA

Informacja: wykaz skrótów użytych w treści dokumentu opisano w punkcie 24

1. Przyłączany obiekt.: **Moduł wytwarzania energii typu D – Moduł parku energii**
Nazwa: **Farma Fotowoltaiczna Objazda (zwana dalej: PV Objazda lub zamiennie Moduł wytwarzania energii – MWE)**
Adres (Nr działki)¹: **gm. Ustka, obręb Objazda dz. nr 819;**
2. Grupa przyłączeniowa: **II**
3. Moc przyłączeniowa: **20 000 kW**
(wytwórcza)

Moc zainstalowana: **29 990,95 kW²**
Moc maksymalna: **28 260 kW³**

Moc potrzeb własnych: **600 kW**
(odbiorcza)
4. Miejsce przyłączenia: **most szynowy 110 kV w stacji GPZ Rowy**
5. Miejsce dostarczenia energii elektrycznej:
zaciski prądowe odłącznika liniowego od strony abonenckiej linii kablowej 110 kV w polu linii PV Objazda, na terenie stacji GPZ Rowy; głowice kablowe wraz z urządzeniami ochrony przeciwprzepięciowej będą własnością Podmiotu Przyłączanego i będą przez niego eksploatowane; podstawowy i rezerwowy układ pomiarowy będą własnością EOP (z wyłączeniem licznika i modułu komunikacyjnego w rezerwowym układzie pomiarowym)
6. Rodzaj połączenia z siecią: **napowietrzne poprzez aparaturę pola liniowego 110 kV**
7. Zakres prac niezbędnych do realizacji przyłączenia oraz wymagania w zakresie wyposażenia niezbędnego do współpracy z siecią:
7.1. Urządzenia i sieć WN:
Z uwagi na wyniki wykonanej ekspertyzy, która potwierdziła brak możliwości zagwarantowania przez EOP wprowadzania energii elektrycznej przez PV Objazda w terminie wskazanym we wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz mając na uwadze:
(i) **że, inwestycje sieciowe niezbędne dla pełnego wyprowadzenia mocy, planowane są do wykonania na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE Planu rozwoju systemu przesyłowego na lata 2023 – 2032 oraz Planu Rozwoju EOP na lata 2023 – 2028 po dacie przyłączenia Obiektu, wskazanej we wniosku o określenie warunków przyłączenia,**

¹ EOP nie wyrazi zgody na zmianę przez Podmiot Przyłączany lokalizacji źródła poza obszar objęty Miejscowym Planem Zagospodarowania Przestrzennego/odpowiednio Decyzją o warunkach zabudowy dołączonymi do wniosku – taka zmiana będzie wymagać nowego wniosku o określenie Warunków Przyłączenia.

² Rozumiana jako suma mocy znamionowych ogniw fotowoltaicznych zgodnie z Informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 44/2016 w sprawie stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej” z dnia 21.09.2016 r.

³ Moc Maksymalna („P_{max}”) - maksymalna wartość mocy czynnej, którą moduł wytwarzania energii jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszoną o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu wytwarzania energii i niewprowadzane do sieci (m.in. określa przynależność do danego typu: A, B, C lub D).

- (ii) że, uwarunkowania techniczne i prawne realizacji inwestycji sieciowych, zarówno w zakresie rzeczowym, jak i czasowym, mogą wpłynąć na wydłużenie realizacji danych inwestycji z przyczyn niezależnych od EOP i PSE S.A.,
- (iii) że plany o których mowa w (i) podlegają cyklicznej aktualizacji na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

Powyższe, po przyłączeniu w zakładanym przez Podmiot Przyłączany terminie, może skutkować brakiem warunków technicznych dla wprowadzania do sieci energii elektrycznej przez PV Objazda co najmniej do roku 2033 lub do momentu pełnej realizacji Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej 2023-2032 oraz Planu Rozwoju EOP 2023-2028, lub inwestycji równoważnych z punktu widzenia możliwości wprowadzenia mocy.

Powyższy stan wyczerpuje przesłankę braku warunków technicznych przyłączenia i uprawnia Operatora do odmowy określenia warunków przyłączenia, w tym odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

ENERGA-OPERATOR S.A. zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że decydując się na zawarcie umowy o przyłączenie na warunkach określonych w niniejszym dokumencie, akceptuje umowę o przyłączenie bez gwarancji niezawodnego odbioru energii elektrycznej z PV Objazda, dopuszczając równocześnie możliwość ograniczenia częściowego lub całkowitego w wyprowadzaniu do sieci energii elektrycznej z PV Objazda, co najmniej do roku 2033 lub do momentu pełnej realizacji Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej 2023-2032 oraz Planu Rozwoju EOP 2023-2028, bez możliwości dochodzenia przez Podmiot Przyłączany jakichkolwiek roszczeń z tego tytułu.

ENERGA-OPERATOR S.A. zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że ENERGA-OPERATOR S.A., po przyłączeniu MWE (farmy fotowoltaicznej PV Objazda) będzie uprawniona do wstrzymania lub ograniczenia wyprowadzenia z niego mocy w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego w tym niespełnienia kryterium n-1, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz Podmiotu Przyłączanego.

Po zawarciu umowy o przyłączenie w terminie w niej określonym Wnioskodawca przedstawi ENERGA-OPERATOR SA analizę potwierdzającą zdolność techniczną danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej (przy wyprowadzeniu energii elektrycznej do sieci) określonej w warunkach przyłączenia.

Wnioskodawca jest zobowiązany do zapewniania, aby łączna moc danego obiektu oddawana do sieci nie przekraczała mocy przyłączeniowej. W tym celu Wnioskodawca zrealizuje budowę automatyki ograniczającej łączną maksymalną moc oddawaną do sieci z danego obiektu, do poziomu łącznej mocy przyłączeniowej. Na etapie projektowania i uzgadniania szczegółów współpracy ruchowej danego obiektu, Wnioskodawca uzgodni z ENERGA-OPERATOR S.A. zasady pracy ww. automatyki.

Wnioskodawca, w ramach testów sprawdzających, przeprowadzi testy potwierdzające zdolność techniczną danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, w zakresie uzgodnionym przez ENERGA-OPERATOR SA.

Wnioskodawca akceptuje zastrzeżenie, że ENERGA OPERATOR SA przysługuje prawo do odmowy przyłączenia do sieci albo prawo do odłączenia od sieci danego obiektu, w przypadku braku zdolności technicznych danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej lub braku zapewnienia ich skutecznego wykorzystania.

PSE S.A. i ENERGA OPERATOR SA zastrzegają, a Wnioskodawca akceptuje zastrzeżenie, że w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, niezależnie od uprawnienia o którym mowa powyżej, PSE S.A. i ENERGA OPERATOR SA po przyłączeniu danego obiektu, będą uprawnieni do wydania polecenia ograniczenia mocy oddawanej do sieci przez dany obiekt, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz Wnioskodawcy. Podmiot Przyłączany jest zobowiązany do zapewnienia, aby łączna moc wprowadzana do sieci nie przekraczała mocy przyłączeniowej określonej w warunkach przyłączenia. W przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, EOP może ograniczyć wyprowadzanie mocy, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym rekompensat.

Odpowiednie postanowienia w tym zakresie będą ujęte w umowie o przyłączenie i umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

1. ENERGA-OPERATOR SA zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że PSE S.A. (za pośrednictwem ENERGA-OPERATOR SA) będzie uprawniony do wydawania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej wytwarzanej przez MWE Podmiotu Przyłączanego (PV Objazda), łącznie z całkowitym wyłączeniem PV Objazda, w poszczególnych okresach rozliczania niebilansowania (ORN), w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez PSE S.A. wytwarzania energii elektrycznej w ilości przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię. W takim przypadku PSE S.A. i ENERGA-OPERATOR SA nie ponoszą odpowiedzialności z tego tytułu, w tym nie wypłacają z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 („rekompensata”) na rzecz Podmiotu Przyłączanego, w zakresie mocy PV Objazda, dla której jednocześnie spełnione są następujące warunki: (i) moc nie jest

objęta ofertą na energię bilansującą w ramach rynku bilansującego (RB), oraz (ii) moc nie jest objęta umowami sprzedaży energii elektrycznej (USE).

Uznaje się, że moc PV Objazda której dotyczy polecenie PSE S.A. nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) PV Objazda w kierunku odbioru energii z RB. W przypadku gdy polecenie PSE S.A. dotyczy PV Objazda i innych obiektów bilansowanych przez POB PV Objazda i wielkość niezbilansowania POB nie pokrywa sumy mocy, których dotyczy polecenie PSE S.A., to moc nieobjęta USE dla PV Objazda i pozostałych obiektów jest wyznaczana do wielkości niezbilansowania POB, proporcjonalnie do mocy poleceń PSE S.A. dla poszczególnych obiektów, chyba że Wnioskodawca przekaże inny niż proporcjonalny współczynnik udziału, który wraz ze współczynnikami potwierdzonymi przez POB, przekazanymi przez Wnioskodawcę, dotyczącymi użytkowników pozostałych obiektów, o których mowa powyżej, będą sumować się do jedności.

2. ENERGA-OPERATOR SA zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że PSE S.A. (za pośrednictwem ENERGA-OPERATOR SA) po przyłączeniu PV Objazda, do czasu rozbudowy sieci przesyłowej w zakresie zgodnym z Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej lub do czasu rozbudowy sieci dystrybucyjnej w zakresie zgodnym z Planem Rozwoju Sieci Dystrybucyjnej, będzie uprawniony do wydawania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej wytwarzanej przez MWE, łącznie z całkowitym jego wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania (ORN), w celu uniknięcia prognozowanego przez PSE S.A. zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma wytwarzanie energii elektrycznej przez MWE w warunkach braku rozbudowy sieci zgodnie z ww. planami, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty z tego tytułu rekompensaty przez PSE S.A. i ENERGA-OPERATOR SA na rzecz Podmiotu Przyłączanego.
3. Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że w przypadku, o którym mowa w pkt 1 i 2, gdy nie dojdzie do zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE albo całkowitego wyłączenia PV Objazda, niezależnie od przyczyny, pomimo wydania polecenia przez PSE S.A. (za pośrednictwem ENERGA-OPERATOR SA), Podmiot Przyłączany zapłaci PSE S.A. w terminie 14 dni od daty wezwania:
 - a) w przypadku, o którym mowa w pkt 1 – koszty wyznaczone dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie PSE S.A., jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia PSE S.A., oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania w rozumieniu obowiązujących warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, s. 24), (dalej: WDB);
 - b) w przypadku, o którym mowa w pkt 2 – koszty wyznaczone dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie PSE S.A., jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia PSE S.A., oraz dodatniej wartości ceny wyznaczonej jako różnica:
 - wartości najwyższej ceny, wg której jest rozliczona energia bilansująca planowana dostarczona na RB w danym ORN,
 - wartości najniższej ceny, wg której jest rozliczona energia bilansująca planowana odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu obowiązujących WDB.

7.2. Stacja transformatorowa WN/SN (zakres EOP):

a. W zakresie Przyłącza:

Przebudować rozdzielnię 110 kV w stacji GPZ Rowy w zakresie niezbędnym do przyłączenia PV Objazda:

- wybudować pole liniowe 110 kV dla wprowadzenia abonenckiej linii kablowej PV Objazda,
- w polu liniowym 110 kV wybudować fundamenty i konstrukcje wsporcze pod głowice kablowe i ograniczniki przepięć,
- uzupełnić i dostosować w niezbędnym zakresie elementy nastawni, potrzeb własnych, automatyki i zabezpieczeń oraz telemechaniki,
- zainstalować, skonfigurować i zasilć z dedykowanego rdzenia pomiarowego przekładnika w polu liniowym 110 kV dla PV Objazda analizator jakości energii elektrycznej oraz zapewnić transmisję do CDM. Szczegóły i typ analizatora należy uzgodnić z CDM.

b. W zakresie Rozbudowy Sieci:

- w razie konieczności przystosować stacje GPZ Ustka oraz SE Słupsk Wierzbicino do zwiększonych przepływów mocy.

Szczegóły zostaną określone w wytycznych programowych rozbudowy rozdzielni 110 kV w celu przyłączenia PV Objazda opracowanych przez EOP Oddział w Koszalinie.

7.3. Urządzenia SN i nn (zakres EOP):

-

7.4. Automatyka EAZ (zakres EOP):

- a. Pole liniowe dla PV Objazda w stacji GPZ Rowy wyposażić w cyfrowe zabezpieczenia podstawowe – odcinkowe (różnicowe) oraz zabezpieczenia rezerwowe – odległościowe z pracą współbieżną oraz ziemnozwarciowe.
- b. Zrealizować pracę współbieżną zabezpieczeń w relacji GPZ Rowy – PV Objazda.
- c. Dostosować instalację zabezpieczenia szyn zbiorczych i lokalnej rezerwy wyłącznikowej 110 kV w stacji GPZ Rowy, w związku z budową nowego pola liniowego dla PV Objazda.

- d. Zbiornicze sygnały obwodów AI., zakłóceń Up, awaryjnych wyłączeń Aw wprowadzić do istniejącej sygnalizacji ogólnej GPZ Rowy.
- e. Automatyka zabezpieczeniowa powinna spełniać wymagania określone w IRIESD.
- f. Szczegóły w zakresie automatyki EAZ zostaną określone w wytycznych programowych rozbudowy rozdzielni 110 kV opracowanych przez EOP na etapie zawartej umowy o przyłączenie.
- g. Kwestie dotyczące nastaw oraz konfiguracji elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podlegającej koordynacji, należy uzgodnić z PSE S.A. w Bydgoszczy.

7.5. Telemechanika i Łączność (zakres EOP):

- a. Dostosować sterownik obiektowy w stacji GPZ Rowy w związku z budową dodatkowego sterownika polowego dla potrzeb przyłączenia PV Objazda.
- b. W stacji GPZ Rowy zainstalować urządzenia końcowe umożliwiające transmisję danych.
- c. Transmisję danych od stacji GPZ Rowy do siedziby EOP zrealizować drogą światłowodową.
- d. Przewidzieć możliwość awaryjnego wyłączenia i ograniczenia generacji PV Objazda przez CDM i RDM w Koszalinie oraz monitoring PV Objazda obejmujący: odwzorowanie stanu położenia łączników przed i za transformatorem 110 kV/SN, pomiar wymiany mocy czynnej, biernej, napięć, prądów, współczynnika mocy $\cos \varphi$ oraz poziom nasłonecznienia (zakres prac dotyczy obszaru znajdującego się poza terenem PV Objazda).
- e. Zrealizować wszystkie funkcje monitoringu w systemie telekomunikacyjnym kompatybilnym z systemem EOP (zakres prac dotyczy obszaru znajdującego się poza terenem PV Objazda),
- f. Węzeł TAN w stacji GPZ Rowy należy doposażyć o dwa serwery terminali 16-portowy w szafie SUT w celu odebrania łączy do SCADA i pomiarów licznikowych z PV Objazda.

Szczegóły w zakresie telemechaniki i łączności zostaną określone w wytycznych programowych dotyczących rozbudowy rozdzielni 110 kV opracowanych przez EOP na etapie zawartej umowy o przyłączenie.

7.6. Wyposażenie urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędne do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane. Podmiot Przyłączany własnym kosztem i staraniem:

- a. Zrealizuje GPO PV Objazda w układzie wg potrzeb. Przyłączoną sieć należy wykonać zgodnie z obowiązującymi przepisami. Szczegóły dotyczące schematu stacji, ilości pól i wyposażenia po stronie 110 kV zostaną uzgodnione na etapie założeń do projektu wykonawczego. Należy przewidzieć pracę transformatora 110 kV/SN z uziemionym lub izolowanym punktem gwiazdowym. Transformator 110 kV/SN powinien być wyposażony w podobciążeniowy przełącznik zaczepów współpracujący z automatyką regulacji napięcia MWE,
- b. Z pola liniowego 110 kV w stacji GPZ Rowy, przeznaczonego do przyłączenia PV Objazda, wybuduje linię kablową 110 kV do GPO PV Objazda o typie, długości i przekroju dostosowanym do potrzeb,
- c. Zrealizuje powiązania transformatora 110 kV/SN z poszczególnymi sekcjami paneli fotowoltaicznych, poprzez wybudowanie linii SN w ilości wg potrzeb,
- d. Wyposaży wyłącznik 110 kV w polu transformatora 110 kV/SN GPO PV Objazda w układ sterowania umożliwiający zdalne wyłączenie z systemu dyspozytorskiego EOP w CDM oraz w RDM w EOP Oddział w Koszalinie.
- e. Spełni wymagania określone w NC RfG, IRIESD oraz IRIESP w zakresie automatyki zabezpieczeniowej. Szczegółowe wymagania w tym zakresie należy uzgodnić w EOP Oddział w Koszalinie oraz, za pośrednictwem EOP, w Wydziale Eksploatacji Automatyki Zabezpieczeniowej PSE S.A. w Bydgoszczy na etapie opracowywania projektu wykonawczego. Komplet uzgodnionych nastawień należy przekazać do PSE S.A. w Bydgoszczy,
- f. W abonenckiej stacji transformatorowej 110 kV/SN (GPO) po stronie SN zainstaluje rezerwujące zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe inwerterów z odpowiednim stopniowaniem czasowym,
- g. Łączność (telekomunikacja):
 - Zrealizuje łączy światłowodowe od GPO PV Objazda do stacji GPZ Rowy, jako podstawową drogę transmisyjną (odpowiedzialność utrzymania łączy po stronie Podmiotu Przyłączanego).
 - Standardem sygnałów przyłączanych jest RS-232/485.
 - W przypadku koniecznej realizacji rezerwowej drogi transmisyjnej dla potrzeb telemechaniki należy wykorzystać pakietową transmisję danych poprzez APN generacja.energa.pl. Karty SIM przeznaczone do transmisji danych w systemie DATA są dostarczane przez EOP na osobny wniosek Inwestora.
 - Światłowód należy zakończyć w pom. łączności w szafie ODF. Należy zastosować szufladę zapasów patchcordów. Zapas kabla światłowodowego należy zlokalizować w naściennej szafce zapasów.
 - Dla konieczności realizacji transmisji sygnałów Inwestor stosuje urządzenie transmisyjne o max. wysokości 1U. Miejsce montażu urządzenia określa się szafę SUT w pomieszczeniu łączności w GPZ Rowy, bezpośrednio pod istniejącymi serwerami portów szeregowych.
 - Instalowana infrastruktura będąca własnością Inwestora, musi być opisana w sposób jednoznaczny i trwały, umożliwiającą identyfikację jej właściciela.
 - Należy określić zapotrzebowanie w moc elektryczną [kW] dla planowanego urządzenia teletransmisyjnego.
 - Zainstaluje urządzenia końcowe o max. wysokości 1U, umożliwiające transmisję danych on-line do systemu SCADA w RDM w Koszalinie oraz do CDM. Zakres przesyłanych danych powinien być zgodny z zapisami kodeksów sieciowych SOGL, NC RfG, IRIESD oraz IRIESP. Szczegóły należy uzgodnić z EOP Oddział w Koszalinie oraz z CDM.

- Zapewni przesył danych pomiarowych on-line do systemów dyspozytorskich SCADA zgodnie z zapisami zawartymi w IRIESP. Sposób transmisji, telegram danych pomiarowych i danych on-line o stanie obiektu należy uzgodnić EOP na etapie projektu wykonawczego GPO PV Objazda.
- Zrealizuje funkcje monitoringu w zakresie przewidzianym w NC RfG, IRIESD i IRIESP w systemie telekomunikacyjnym kompatybilnym z systemem EOP.
- Sposób transmisji, telegram danych pomiarowych i danych on-line o stanie obiektu należy uzgodnić z EOP na etapie projektu wykonawczego.
- Na powyższe należy opracować projekt wykonawczy i przedłożyć do uzgodnienia w Wydziale Zarządzania Eksploatacją – wstępne uzgodnienie można zrealizować drogą elektroniczną. Po pozytywnym zaopiniowaniu projektu przez Wydział Zarządzania Eksploatacją należy dokumentację wykonawczą w wersji papierowej (2 egz.) przekazać do Wydziału Dokumentacji Energetycznej w celu ostatecznego uzgodnienia. Do prac montażowych na Stacji 110 kV GPZ Rowy, Inwestor będzie mógł przystąpić po obustronnym podpisaniu umowy dzierżawy majątku EOP.
- Zapewni komunikację głosową pomiędzy ośrodkiem dyspozytorskim EOP a wskazanymi przez Podmiot przyłączany właściwymi służbami, sprawującymi bezpośredni, bieżący nadzór nad sterowaniem obiektem przyłączanym. Kanały łączności dyspozytorskiej zrealizować wedle wytycznych OSD.
- Wymiana danych on-line między Podmiotem Przyłączanym, a PSE S.A. może odbywać się na zasadzie retransmisji do PSE S.A. danych pozyskanych przez ENERGA-OPERATOR SA z wykorzystaniem powiązania międzyoperatorskiego (OSD-OSP) działającego w protokole ICCP, lub gdy jest taka możliwość bezpośrednio z wykorzystaniem urządzenia telemechaniki obiektowej właściwej dla Podmiotu Przyłączanego.

h. Telemechanika:

- Zrealizuje i umożliwi sterowanie aparaturą łączeniową PV Objazda przez OSD wraz z odwzorowaniem stanu położenia łączników 110 kV w systemie SCADA. Szczegóły zostaną uzgodnione na etapie projektu wykonawczego.
 - Zapewni możliwość awaryjnego wyłączenia PV Objazda przez CDM i RDM w Koszalinie oraz monitoring MWE obejmujący: odwzorowanie stanu położenia łączników przed i za transformatorem 110 kV/SN, pomiar wymiany mocy czynnej i biernej, napięć, prądów, $\cos \phi$ oraz poziom nasłonecznienia.
 - Zainstaluje urządzenia umożliwiające CDM sterowanie z systemu dyspozytorskiego pozwalające na ograniczanie mocy generowanej przez MWE (szczegóły zostaną ustalone na etapie wykonywania projektu), oraz na zadawanie innych parametrów regulacyjnych zgodnie z NC RfG, IRIESD oraz IRIESP.
- i. Dostosuje układ regulacji mocy czynnej do możliwości czasowego ograniczenia przez OSD mocy MWE. Ograniczenie mocy powinno być zadawane zdalnie z poziomu OSD poprzez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy MWE oraz możliwość regulacji współczynnikiem mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia.
- j. Umożliwi sterowanie współczynnikiem mocy $\cos \phi$, mocą bierną oraz napięciem w sposób zgodny z możliwościami technicznymi MWE w przedziale określonym w umowie oraz poza tym zakresem w przypadku potrzeb KSE na polecenie dyspozytora CDM lub ODM.
- k. Przewidzi miejsce na zainstalowanie odpowiednich filtrów w przypadku niespełniania wymagań dotyczących jakości energii elektrycznej (stwierdzonych w czasie wykonywania pomiarów po odbiorze technicznym).
- l. Zapewni ochronę przeciwprzepięciową abonenckiej linii kablowej WN-110kV (głowice kablowe wraz z ochroną przeciwprzepięciową w stacji GPZ Rowy będą własnością i w eksploatacji Podmiotu Przyłączanego).
- m. Umożliwi PV Objazda możliwie dużą produkcję w ramach ograniczeń technicznych, mocy czynnej i biernej podczas zakłóceń w systemie. Szczegóły realizacji wymagania zostaną uzgodnione na etapie realizacji projektu MWE.
- n. Usunie ewentualne kolizje istniejącej sieci elektroenergetycznej z projektowaną instalacją przyłączaną.
- o. W przypadku planowania instalacji paneli fotowoltaicznych w pobliżu istniejących i/lub projektowanych sieci/obiektów elektroenergetycznych stanowiących własność ENERGA-OPERATOR SA dopuszcza się pozostawienie tych sieci/obiektów elektroenergetycznych w istniejącym miejscu, jeżeli inwestor elektrowni fotowoltaicznej zapewni pas techniczny, umożliwiający prace eksploatacyjne i modernizacyjne (możliwość dojazdu samochodu, koparki, dźwigu, itp. do istniejących słupów/obiektów) bez konieczności ingerencji w zabudowane na działce panele fotowoltaiczne i konstrukcje, na których będą one posadowione. W przypadku zbliżenia instalacji PV do istniejącej i/lub projektowanej sieci/obiektów może wystąpić konieczność usunięcia kolizji poprzez skablowanie lub przesunięcie linii/obiektu poza obszar zabudowy paneli fotowoltaicznych. Projekt zagospodarowania terenu dla instalacji fotowoltaicznej, której elementy będą znajdować się w odległości poziomej liczonej od skrajnego przewodu/kabla mniejszej niż:
- 1) 3 m – dla linii o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 1 kV;
 - 2) 5 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, lecz nieprzekraczającym 15 kV;
 - 3) 10 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 15 kV, lecz nieprzekraczającym 30 kV;
 - 4) 15 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 30 kV, lecz nieprzekraczającym 110 kV;
 - 5) 3 m – dla linii kablowych;
- należy uzgodnić z EOP Oddział w Koszalinie w Wydziale Dokumentacji Energetycznej.
- p. W przypadku planowania instalacji paneli fotowoltaicznych w pobliżu istniejących lub planowanych do wybudowania linii najwyższych napięć (220 kV i 400 kV) ich lokalizacja powinna spełniać wytyczne co do

ich usytuowania publikowane przez PSE S.A. i być uzgodniona przez inwestora instalacji fotowoltaicznej z PSE S.A. w Bydgoszczy.

q. Wyposaży obiekt wg wymagań określonych w pozostałych punktach niniejszych warunków przyłączenia.

7.7. Zabezpieczenie sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci Podmiotu Przyłączanego:

- a. Przyłączana PV Objazda nie może wprowadzać do sieci EOP zakłóceń większych od dopuszczalnych.
- b. W razie konieczności przyłączaną PV Objazda należy wyposażyć w filtry wyższych harmonicznych i inne odpowiednie urządzenia ochronne.

8. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej oraz regulacyjność:

- 8.1. Współczynnik mocy biernej MWE mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy produkcji energii czynnej nie może przekroczyć $\text{tg } \varphi \leq \pm 0,35$ (kwadrant II i III).
- 8.2. Współczynnik mocy biernej MWE mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy poborze energii czynnej nie może przekroczyć $\text{tg } \varphi < 0,4$ dla charakteru indukcyjnego – niedokompensowanie (kwadrant I) i $\text{tg } \varphi = 0$ dla charakteru pojemnościowego – przekompensowanie (kwadrant IV) (zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru).
- 8.3. Oczekiwany poziom współczynnika mocy biernej MWE mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy produkcji/poborze energii czynnej $\text{tg } \varphi$ powinien dążyć do 0.
- 8.4. Rozliczanie energii biernej odbywać się będzie w oparciu o aktualnie obowiązującą taryfę oraz na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.
- 8.5. Wymagany zakres regulacyjności współczynnika mocy MWE $\cos \varphi$ w miejscu dostarczenia energii elektrycznej wynosi $\pm 0,95$ dla pełnego zakresu mocy czynnej MWE. Wymaga się zdalnej tj. z poziomu OSD dowolnej zmiany punktu pracy MWE w ramach określonego wyżej zakresu regulacyjności lub pracy z określonym, stałym współczynnikiem mocy. Powyższy zakres regulacji należy uwzględnić w IWR.

9. Wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego, systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz analizatora jakości energii elektrycznej:

9.1. Miejsce zainstalowania:

EOP zainstaluje dwa równoważne, pośrednie, 3-systemowe układy pomiarowe (podstawowy i rezerwowy) w polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Rowy w kierunku stacji GPO PV Objazda. Układy pomiarowe będą na majątku i w eksploatacji EOP (z wyłączeniem licznika i modułu komunikacyjnego w rezerwowym układzie pomiarowym). Układ pomiarowo-rozliczeniowy musi być zgodny z zapisami ROZPORZĄDZENIA MINISTRA Klimatu i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.

EOP zainstaluje analizator jakości energii elektrycznej w polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Rowy w kierunku stacji GPO PV Objazda. Analizator będzie na majątku i w eksploatacji EOP. Analizator musi spełniać wymagania techniczno-funkcjonalne zgodnie z zapisami ROZPORZĄDZENIA MINISTRA Klimatu i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.

9.2. Rodzaj i prąd znamionowy oraz miejsce usytuowania zabezpieczenia przedlicznikowego / głównego: nie dotyczy

9.3. Sposób pomiaru: pośredni

9.4. Liczniki:

a. klasa dokładności:

- liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej. Licznik energii elektrycznej i moduł komunikacyjny w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym dostarczy i zainstaluje EOP Oddział w Koszalinie. Licznik energii elektrycznej i moduł komunikacyjny w rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym dostarczy i zainstaluje Podmiot Przyłączany.

b. funkcjonalność liczników:

- liczniki energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym winny umożliwiać dwukierunkowy pomiar energii czynnej i czterokwadrantowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia,
- liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 1 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układów pomiarowych w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

c. lokalizacja liczników:

- miejsce zainstalowania liczników powinno umożliwiać swobodny dostęp zarówno dla służb EOP, jak i Podmiotu Przyłączanego.

9.5. Przystosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych:

- a. układy transmisji danych pomiarowych powinny zapewniać standard protokołu transmisji umożliwiającą zdalny odczyt danych pomiarowych do Lokalnego Sytemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSD,
- b. układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej powinien umożliwiać transmisję danych pomiarowych automatycznie – „on line” za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,

- c. liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych,
- d. liczniki energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych należy połączyć w sieć za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników, umożliwiającą transmisję danych przez dwie niezależne drogi transmisji (światłowod, 3G/4G). Moduł komunikacyjny 3G/4G dla podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego wraz z kartą SIM zostanie dostarczony i zainstalowany przez EOP Oddział w Koszalinie.

9.6. Wymagania dodatkowe:

- a. wzorcowane przekładniki napięciowe i prądowe w każdej z trzech faz winny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 dla przekładników napięciowych i klasie 0,2s dla przekładników prądowych,
- b. przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 1-120% prądu znamionowego,
- c. przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25% a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń /rdzeni przekładników.
- d. w przypadku wystąpienia konieczności dociążenia uzwojenia lub rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania,
- e. do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających,
- f. układy pomiarowe powinny umożliwiać pomiar napięcia i prądu w każdej z faz za pomocą liczników trójsystemowych. W układach pośrednich pomiar powinien być realizowany poprzez jednofazowe przekładniki prądowe i napięciowe w układzie „Y”,
- g. współczynnik bezpieczeństwa przekładników prądowych FS powinien być ≤ 5 ,
- h. wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układów pomiarowych energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania; plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- i. układy pomiarowe oraz elementy transmisji danych powinny posiadać podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- j. szczegóły w zakresie urządzeń układu pomiarowo-rozliczeniowego, jak i projekt układu pomiarowo-rozliczeniowego należy uzgodnić w Wydziale Pomiarów Specjalistycznych w EOP w Oddziale w Koszalinie.

10. Dane dotyczące sieci oraz parametry w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej:

10.1. Dotyczy sieci o napięciu 110 kV w stacji GPZ Rowy:

- a. Napięcie znamionowe sieci: 110 [kV]
- b. Prąd zwarcia doziemnego 1-faz: 7 700 [A]
- c. Prąd zwarcia 3-faz: 8 600 [A]
- d. Moc zwarcia na szynach 110 kV 1 640 [MVA] (układ maksymalny)
- e. Czas trwania zwarcia 0,6 [s]

Na etapie projektowania należy zaktualizować powyższe dane dotyczące sieci 110 kV. Rzeczywistą wartość mocy zwarcia w miejscu przyłączenia należy obliczyć na etapie projektowania GPO PV Objazda uwzględniając plany inwestycyjne EOP.

10.2. Inne wymagania:

- a. w układzie GPO PV Objazda, wybudowanej dla potrzeb MWE należy zainstalować niezależny od zabezpieczeń inwerterów układ automatyki zabezpieczeniowej wyposażonej w funkcje: nad/podnapięciowe, nad/podczęstotliwościowe, od utraty połączenia z siecią, np. df/dt, nadprądowe kierunkowe, nadprądowe ziemnozwarciowe. Zastosować zabezpieczenia nadnapięciowe zerowe ($U_{0>}$) po stronie 110 kV abonenckiego transformatora 110 kV/SN,
- b. ww. zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego MWE z siecią elektroenergetyczną,
- c. urządzenia automatyki zabezpieczeniowej należy zasilić z autonomicznego źródła napięcia (UPS lub bateria akumulatorów),
- d. MWE powinien mieć możliwość generacji mocy przy napięciu, w miejscu przyłączenia, zawartym w zakresie od 105 kV do 123 kV,

11. Dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy:

Rodzaj urządzenia/instalacji/sieci	Napięcie znam. [kV]	Moc znam. [kW]	Prąd rozruchowy [A]	Ilość sztuk
Panel fotowoltaiczny JAM72D30-550MB (JA SOLAR)	0,049	0,55	-	54 529
Falownik SUN2000-185KTL-H1 (HUAWEI)	0,8	185	-	156

PV Objazda musi posiadać automatykę ograniczającą maksymalną generację mocy z farmy fotowoltaicznej do poziomu mocy przyłączeniowej równej 20 MW.

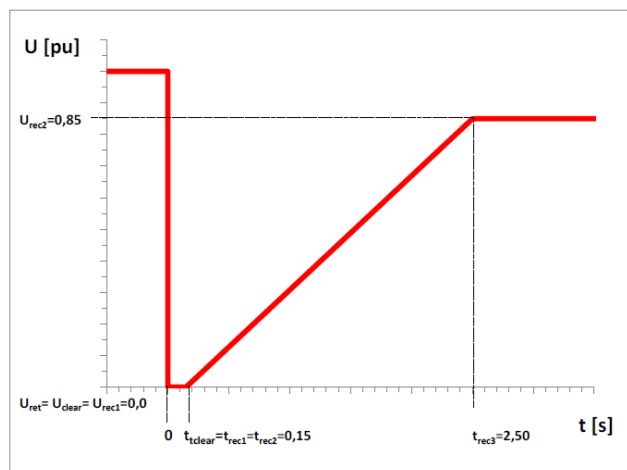
12. Regulacja mocy czynnej.
W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu OSD może polecić ograniczenie mocy generowanej lub całkowite wyłączenie MWE. Wyłączenie nastąpi poprzez zdalne, z systemu telemechaniki OSD otwarcie wyłącznika 110 kV w polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Rowy.
Wyłącznik 110 kV w polu transformatora 110 kV/SN w abonenckim GPO PV Objazda powinien być wyposażony w układ sterowania umożliwiający zdalne wyłączenie z systemu dyspozytorskiego EOP w CDM oraz z RDM w Oddziale w Koszalinie.
13. Zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia.
Praca MWE typu D przy zakłóceniach w sieci zamkniętej. MWE typu D powinien być przystosowany do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżką napięcia w punkcie przyłączenia do sieci, zgodnie z poniższą tabelą oraz przedstawioną na poniższym rysunku krzywą:

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U _{ret} :	0,00	t _{clear} :	0,15
U _{clear} :	0,00	t _{rec1} :	0,15
U _{rec1} :	0,00	t _{rec2} :	0,15
U _{rec2} :	0,85	t _{rec3} :	2,50

U_{ret} – napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia

t_{clear} – oznacza moment usunięcia zwarcia

U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2}, t_{rec3} – określają pewne punkty dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po ustaniu zwarcia



Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułów parku energii typu D

14. Inne ustalenia:
- 14.1. Dotyczy dokumentacji projektowej:
- EOP opracuje projekty budowlane i wykonawcze na zakres określony w punkcie 7.2, 7.4, 7.5.
 - Podmiot Przyłączany opracuje projekty budowlane i wykonawcze na zakres określony w punkcie 7.6 i uzgodni je z EOP Oddział w Koszalinie w Wydziale Dokumentacji Energetycznej.
 - Trasa linii należących do Podmiotu Przyłączanego podlega uzgodnieniu w EOP Oddział w Koszalinie pod względem kolizji z istniejącymi liniami.
 - Podmiot Przyłączany przeprowadzi analizę bilansu mocy biernej z uwzględnieniem sieci wewnętrznej SN i WN MWE.
 - Schematy funkcjonalne elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej Podmiot Przyłączany uzgodni z EOP Oddział w Koszalinie. Projekty automatyki zabezpieczeniowej przedstawić do wglądu w EOP Oddział w Koszalinie.
 - Podmiot Przyłączany ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących MWE przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 14.2. Dotyczy współpracy ruchowej:
- Nastawienia zabezpieczeń MWE powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
 - Nastawy zabezpieczeń MWE muszą zapewnić selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni.
 - Zwarcia wewnątrz MWE powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tego MWE.

- d. MWE przyłączony do sieci zamkniętej 110 kV powinien być wyposażony w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z KSE w różnych możliwych sytuacjach ruchowych. PV Objazda musi spełniać wymagania techniczne i warunki pracy MWE przyłączonych do sieci zamkniętej określone w IRIESP;
 - e. Podmiot Przyłączany ma obowiązek uzgodnić program podania napięcia na instalację abonencką oraz opracować IWR MWE i uzgodnić ją w CDM. Szczegółowy zakres wymagań zawartych w instrukcji należy uzgodnić w EOP. IWR należy opracować korzystając ze wzorca przygotowanego przez EOP. Aktualny wzorzec IWR zostanie udostępniony po wysłaniu zapytania na adres centrala@energa-operator.pl, podając w temacie wiadomości: Instrukcja Współpracy Ruchowej <nazwa obiektu>.
 - f. Zaktualizować Instrukcję Eksploatacji stacji GPZ Rowy. Aktualizacji dokona EOP.
- 14.3. Dotyczy umowy o przyłączenie:
 - a. Przebudowa (usunięcie kolizji) istniejących sieci elektroenergetycznych odbywa się na zasadach uzgodnionych odrębnie.
 - b. Wysokość opłaty za przyłączenie określona zostanie w umowie o przyłączenie.
 - c. Przyłączenie PV Objazda do sieci EOP uwarunkowane jest zrealizowaniem pełnego zakresu robót określonych w niniejszych warunkach przyłączenia.
 - d. Podmiot Przyłączany zobowiązany jest do zawarcia z EOP umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
 - e. EOP w oparciu o opracowaną dokumentację projektową zrealizuje inwestycje w zakresie rozbudowy sieci 110 kV oraz wybudowania pola liniowego 110 kV w stacji GPZ Rowy do miejsca dostarczenia energii elektrycznej.
 - f. Podmiot Przyłączany w oparciu o opracowaną dokumentację projektową zrealizuje inwestycje w zakresie części abonenckiej, łącznie z budową PV Objazda, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
 - g. Przewiduje się, że przyłączenie nastąpi według harmonogramu zawartego w załączniku do Umowy o Przyłączenie.
- 14.4. Uwagi dodatkowe:
 - a. Podmiot Przyłączany własnym kosztem i staraniem zapewni rozruch urządzeń oraz przedstawi EOP protokoły badań urządzeń, protokoły sprawdzenia układów zabezpieczeń, zaświadczenia kwalifikacyjne personelu dla obsługi elektrowni oraz dokumentację powykonawczą.
 - b. Dla zasilania potrzeb własnych PV Objazda z innego miejsca dostarczania energii elektrycznej niż określony w pkt 5 niniejszych warunków należy wystąpić z odrębnym wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do EOP Oddział w Koszalinie.
 - c. Przed złożeniem wniosku o wydanie pozwolenia EON dla MWE (instalacji fotowoltaicznej Objazda), właściciel zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) jest zobowiązany do uzgodnienia z ENERGA-OPERATOR SA oraz z PSE S.A. w Bydgoszczy (za pośrednictwem EOP), kompletu kart nastaw urządzeń EAZ w zakresie nastawiania stosownych zabezpieczeń wynikającym z IRIESD i IRIESP. Wprowadzenie uzgodnionych nastawień musi zostać potwierdzone poprzez przekazanie do PSE S.A. w Bydgoszczy zatwierdzonych kart nastaw. Każda kolejna zmiana nastaw koordynowanych wymaga ponownego uzgodnienia z PSE S.A. w Bydgoszczy, za pośrednictwem EOP oraz przesłania uzgodnionych, zatwierdzonych i aktualnych kart nastaw.
 - d. Właściciel zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) zobowiązany jest do przekazania do EOP, w terminie do 7 dni od awaryjnego wyłączenia spowodowanego działaniem zabezpieczeń na należącej do niego rozdzielni, jak również w terminie do 7 dni w przypadku otrzymania pisemnego żądania EOP, wszelkich informacji zarejestrowanych przy użyciu rejestratora zakłóceń i zdarzeń, rejestratorów wewnętrznych terminali urządzeń EAZ w formacie COMTRADE, oraz systemu pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii zainstalowanych w MWE (instalacji fotowoltaicznej Objazda).
15. Użytkowane urządzenia elektryczne powinny spełniać wymagania określone w obowiązujących przepisach dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.
16. Obiekt przyłączany do sieci elektroenergetycznej EOP – PV Objazda o mocy przyłączeniowej (wytwórczej) 20 MW jest MWE (modułem parku energii) typu D.
17. Przy realizacji niniejszych warunków przyłączenia MWE powinien spełniać warunki i wymogi:
 - a. określone w rozporządzeniach wydanych na podstawie art. 59 i 61 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 158/54), w tym wymogi określone w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27 kwietnia 2016 r.) „NC RfG”, Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z dnia 28 listopada 2017 r.) „NC ER” oraz w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej”) „SO GL”;
 - b. ustanowione na podstawie rozporządzeń opracowanych na podstawie art. 59 i 61 Rozporządzenia 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r.;
 - c. IRIESD i IRIESP w zakresie nieuregulowanym w dokumentach, o których mowa w pkt a) i b);
 - d. określone w Części II-giej Załącznika 1 do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r.;

- e. określone na podstawie art. 2 ust. 2 lit. a) NC ER oraz na podstawie art. 15 ust. 5 lit. b) NC RfG, zostaje sklasyfikowany jako Znaczący Użytkownik Sieci (SGU);
- f. w zakresie pełnienia roli SGU, w tym powinien posiadać zdolność do pracy wyspowej;
- g. w ramach pracy wyspowej, MWE pełniący rolę SGU, powinien posiadać zdolności wskazane w art. 15 ust 5 lit b NC RfG oraz w pkt. 5.2.1) Części II-giej Załącznika 1 do Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r.;
- h. określone na podstawie art. 15 ust. 5 lit. a) NC RfG, powinien uzgodnić z OSP za pośrednictwem OSD konieczność posiadania zdolności do rozruchu autonomicznego;

Szczegółowe rozwiązania techniczne w zakresie pkt f) i h) należy uzgodnić z Wydziałem Obrony i Odbudowy Systemu KSE w Departamencie Zarządzania Systemem w PSE S.A. na etapie projektowania MWE.

18. Właściciel zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) jest zobowiązany do spełnienia wszystkich warunków i wymogów wynikających z dokumentów powołanych w pkt 17. powyżej, w tym w szczególności do wypełnienia obowiązku (i) przeprowadzenia testów i symulacji, (ii) dostarczenia certyfikatów sprzętu, (iii) wystąpienia i pozyskania pozwoleń (EON, ION i FON), zgodnie z dokumentami, o których mowa w pkt 17. a) i c).
19. Standardy jakościowe energii elektrycznej określa Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2023 r. Poz. 819). EOP nie zapewnia bezprzerwowej dostawy energii do sieci elektroenergetycznej dla ww. obiektu. Należy liczyć się z możliwością przerw w dostawie energii elektrycznej. Warunkiem wprowadzenia do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej jest wytwarzanie tej energii o parametrach określonych w IRIESD i posiadanie przez Podmiot Przyłączany urządzeń nie powodujących zakłóceń w pracy sieci i innych odbiorców mogących powodować pogorszenie standardów jakościowych energii elektrycznej w sieci EOP.
20. Zawarcie umowy o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych, na zasadach określonych w tej umowie.
21. Sprawdzenie wykonania instalacji przyłączanej zgodnie z warunkami przyłączenia:
Zanim EOP dokona przyłączenia do sieci PV Objazda wymagane jest zgłoszenie przez Podmiot Przyłączany do EOP sprawdzenia wykonanej instalacji przyłączanej. Warunkiem bezwzględnym przystąpienia do sprawdzenia jest oprócz zgłoszenia obiektu do sprawdzenia o czym mowa powyżej, dostarczenie przez Podmiot Przyłączany co najmniej następujących dokumentów:
- kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia na podanie napięcia (EON) wraz z załącznikami;
 - protokołu odbioru GPO PV Objazda przez Podmiot Przyłączany od wykonawcy prac;
 - pozwolenia na budowę obiektu przyłączanego lub innego dokumentu uprawniającego do realizacji prac (np. zgłoszenie);
 - innych dokumentów wynikającymi z indywidualnych dla danego obiektu uwarunkowań;
 - oświadczenia kierownika budowy o zgodności wykonania obiektu/przyłączanych urządzeń i instalacji z Prawem budowlanym i uzgodnioną przez EOP dokumentacją;
 - techniczną dokumentację powykonawczą z naniesionymi i uzgodnionymi przez projektanta zmianami (jeśli takowe nastąpiły);
22. Miejsce dostarczania energii elektrycznej stanowi jednocześnie miejsce rozgraniczenia własności urządzeń i eksploatacji pomiędzy stronami zgodnie z pkt. 5 niniejszych warunków przyłączenia.
23. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia dostarczenia ich Podmiotowi Przyłączanemu.
24. Wykaz skrótów użytych w treści dokumentu warunków przyłączenia: CDM – Centralna Dyspozycja Mocy ENERGA-OPERATOR SA; EAZ – Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa; EOP – Operator Sieci Dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA; GPO – Główny Punkt Odbioru Energii Elektrycznej z Farmy; GPZ – Główny Punkt Zasilania; IRIESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA; IRIESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej; IWR – instrukcja współpracy ruchowej; KDM – Krajowa Dyspozycja Mocy; KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny; MWE – moduł wytwarzania energii; NC RfG – kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci; ODM – Obszarowa Dyspozycja Mocy; PSE SA – Operator Systemu Przesyłowego Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.; PV – Farma Fotowoltaiczna; RDM – Regionalna Dyspozycja Mocy ENERGA-OPERATOR SA.

OPRACOWAŁ:

Główny Inżynier
ds. Przyłączeń


Marcin Labuda

SPRAWDZIŁ:

Signed by /
Podpisano przez:

Kierownik
Biura Przyłączeń i Rozwoju


Sebastian Bucholz

Sebastian Bucholz

Date / Data:
2024-07-01 08:34

SIGNATURE:

Podpisano przez:


Prokurent
Michał Jan Roman

Michał Jan Roman

Date / Data:
2024-07-01 08:40



Signed by /
Podpisano przez:

Piotr Antoni
Dorawa

Date / Data:
2024-07-01 08:44

Załączniki:

- 1) Schemat GPZ Rowy z proj. przyłączem

Otrzymują:

- 1) Podmiot Przyłączany
- 2) PSE S.A. 05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Warszawska 165.
- 3) ENERGA-OPERATOR SA Oddział w Koszalinie.
- 4) MRP a/a.

Załącznik nr 1 Schemat rozdzielni 110 kV w GPZ Rowy z projektowanym przyłączem

