

PLAN TESTÓW

WYTYCZNE TESTOWANIA DLA OBIEKTÓW, NARZĘDZI I URZĄDZEŃ W ZAKRESIE WYMAGAŃ ZDOLNOŚCI DO UDZIAŁU W „PLANIE OBRONY SYSTEMU” LUB „PLANIE ODBUDOWY”

**Na podstawie:
Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego
kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów
elektroenergetycznych.**

Wersja z dnia 30 lipca 2019 r.

I. PODSTAWA PRAWNA I CEL DOKUMENTU.....	3
II. ZAKRES PODMIOTOWY OBOWIĄZYWANIA	3
III. DEFINICJE I SKRÓTY	3
IV. ZASADY WDROŻENIA ORAZ DOKONYWANIA ZMIAN	4
V. ZASADY OGÓLNE	5
VI. TESTOWANIE ZDOLNOŚCI MODUŁÓW WYTWARZANIA ENERGII W ZAKRESIE ŚRODKÓW UJĘTYCH W „PLANIE OBRONY SYSTEMU” I „PLANIE ODBUDOWY”	5
VI.1 WYMAGANIA OGÓLNE	5
VI.2 HARMONOGRAM TESTOWANIA ZDOLNOŚCI MODUŁÓW WYTWARZANIA ENERGII	7
VI.3 RAPORT Z TESTÓW SGU.....	7
VII. TESTOWANIE ZGODNOŚCI INSTALACJI ODBIORCZYCH ZAPEWNIAJĄCYCH REGULACJĘ ZAPOTRZEBOWANIA	7
VIII. TESTOWANIE ZDOLNOŚCI SYSTEMÓW WYSOKIEGO NAPIĘCIA PRĄDU STAŁEGO (HVDC) DO ODBUDOWY SYSTEMU	8
IX. TESTOWANIE ZGODNOŚCI PRZEKAŹNIKÓW ODŁĄCZENIA ODBIORU PRZY NISKIEJ CZĘSTOTLIWOŚCI	8
X. TESTOWANIE SYSTEMÓW KOMUNIKACJI	8
XI. TESTOWANIE NARZĘDZI I URZĄDZEŃ	8
XII. WEJŚCIE W ŻYCIE	9
XIII. DOKUMENTY ZWIĄZANE	9
XIV. ZAŁĄCZNIKI	10
ZAŁĄCZNIK NR 1	11
TABELA „PRZYPORZĄDKOWANIE TESTÓW DO TESTOWANYCH ZDOLNOŚCI”.....	11
ZAŁĄCZNIK NR 2	13
PROGRAMY RAMOWE TESTÓW SGU NA PODSTAWIE WYMAGAŃ NCER	13
ZAŁĄCZNIK NR 3	57
„HARMONOGRAM TESTÓW SGU”	57
ZAŁĄCZNIK NR 4	59
„RAPORT ROCZNY Z TESTÓW SGU”	59
ZAŁĄCZNIK NR 5	61
WZÓR PROTOKOŁU TESTOWANIA SGU.....	61
ZAŁĄCZNIK NR 6	63
WZÓR PROTOKOŁU TESTOWANIA SYSTEMÓW KOMUNIKACJI GŁOSOWEJ.....	63
ZAŁĄCZNIK NR 7	65
WZÓR PROTOKOŁU TESTOWANIA PRZEZ OSP KRYTYCZNYCH NARZĘDZI I URZĄDZEŃ WSKAZANYCH W „PLANIE OBRONY SYSTEMU”.....	65
ZAŁĄCZNIK NR 8	67
WZÓR PROTOKOŁU TESTOWANIA ROZDZIELNI ISTOTNYCH W PROCESIE ODBUDOWY	67
ZAŁĄCZNIK NR 9	69
WZÓR PROTOKOŁU TESTOWANIA PUNKTÓW DYSPOZYTORSKICH OSP/OSD	69

I. Podstawa prawna i cel dokumentu

1. *Plany testów* opracowany został przez Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”) na podstawie art. 4 ust. 2. lit. g) *Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych* (dalej „Rozporządzenie 2017/2196” lub „NC ER”).
2. Dokument określa plan testów w porozumieniu z OSD, SGU zidentyfikowanymi zgodnie z art. 11 ust. 4 i art. 23 ust. 4 NC ER, z dostawcami usług w zakresie ochrony i dostawcami usług w zakresie odbudowy. Dokument określa, które urządzenia i zdolności wytwórcze istotne z punktu widzenia planu obrony systemu i planu odbudowy wymagają objęcia testami, zgodnie z minimalnymi wymogami ustanowionymi w art. 44 – 49 NC ER.

II. Zakres podmiotowy obowiązywania

1. *Niniejszy dokument swym zakresem obejmuje podmioty i ich obiekty ujęte w Planie obrony systemu i Planie odbudowy, w szczególności należące do:*
 - a. Operatora Systemu Przesyłowego (OSP),
 - b. Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD),
 - c. Właścicieli SGU, zgodnie z art. 2 ust. 2 w zw. z art. 4 ust. 2 lit. c) NC ER
 - d. Dostawców usług w zakresie obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego.

III. Definicje i skróty

Definicje i skróty stosowane w niniejszym dokumencie są zgodne z definicjami zawartymi w rozporządzeniach NC ER, NC RfG, NC HVDC, SO GL, NC DC.

Układ SCO – zespół urządzeń realizujących pomiar wielkości pomiarowych, identyfikację wartości kryterialnych, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru.

IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

Moduł wytwarzania energii (PGM) - synchroniczny moduł wytwarzania energii albo moduł parku energii;.

NC DC - Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru

NC HVDC - Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

NC RfG - Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci

SO GL - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej

OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego

OSDn – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową.

OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego połączony bezpośrednio z siecią przesyłową.

Praca na potrzeby własne (PPW) - oznacza pracę zapewniającą zdolność zakładów wytwarzania energii do dalszego zasilania odbiorów własnych w przypadku awarii sieci skutkujących odłączeniem modułów wytwarzania energii od sieci i ich przełączeniem na zasilanie potrzeb własnych;

Plan obrony systemu – dokument opracowany na podstawie art. 11 NC ER

Plan odbudowy – dokument opracowany na podstawie art. 23 NC ER

SGU – w niniejszym dokumencie rozumiane jako obiekty zidentyfikowane przez OSP i określone w wykazie SGU przedkładanym przez OSP do właściwego urzędu regulacji do zatwierdzenia zgodnie z art. 4 ust. 2 lit. c) NC ER..

Rozdzielnie istotne w procesie odbudowy – rozdzielnie wskazane zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. e) NC ER

Właściwy operator systemu – OSP, OSDp lub OSDn, w którego sieci znajduje się miejsce przyłączenia obiektu, instalacji, lub modułu wytwarzania energii będącego SGU.

IV. Zasady wdrożenia oraz dokonywania zmian

1. Plan testów opracowany przez OSP na podstawie art. 4. ust. 2 lit. g) NC ER i podlega konsultacjom społecznym trwającym co najmniej jeden miesiąc, zgodnie z art. 7 NC ER.
2. OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji społecznych Planu testów wraz ze wzorem załączników, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
3. OSP, po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne oraz uwzględnieniu w należyty sposób opinii zainteresowanych stron, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) do zatwierdzenia Plan testów wraz z raportem z konsultacji społecznych uzasadniającym uwzględnienie lub nieuwzględnienie uwag zainteresowanych stron.
4. Przedłożony Prezesowi URE Plan testów wraz ze wzorami załączników po procesie konsultacji wraz z raportem z konsultacji społecznych, OSP publikuje na swojej stronie internetowej.
5. OSP publikuje obowiązujący Plan testów wraz ze wzorami załączników na swojej stronie internetowej.
6. Zmianę Planu testów dokonuje się poprzez opracowanie przez OSP nowego Planu testów. Art. IV ust. od 1 i 2 stosuje się odpowiednio.

V. Zasady ogólne

1. Test należy przeprowadzać w sposób minimalizujący wpływ jego wykonywania na użytkowników systemu.
2. Wynik testu uznaje się za pomyślny, jeżeli test został przeprowadzony w całości i wykazał spełnienie wymagań opisanych w niniejszym dokumencie oraz dokumentach przywołanych w rozdziale XIII i załącznikach rozdziału XIV.
3. Podmioty objęte wymogiem powtarzają testy dopóki nie spełnią wymaganych kryteriów. W przypadku nieudanego testu podmiot w ciągu 30 dni od zakończenia testu opracuje program naprawczy wraz z harmonogramem jego wdrożenia.
4. Każdy test powinien zakończyć się właściwym protokołem określonym w pkt. XIV.
5. Plany testów rozdzielni, wskazanych jako istotne w procesie odbudowy, opracowywane są przez właścicieli obiektów na okres 3 lat, do 30 listopada roku poprzedzającego. Informacja o planie testów przekazywana jest do OSP na jego wezwanie.
6. Plany testów SGU, podmiot będący właścicielem SGU przygotowuje i przesyła do właściwego operatora systemu do 30 listopada roku poprzedzającego.
7. Coroczną informację, podpisaną zgodnie z reprezentacją firmy, o przeprowadzonych testach rozdzielni, SGU i ich wynikach za rok ubiegły, podmiot będący właścicielem rozdzielni bądź SGU przekazuje do właściwego operatora systemu, nie później niż do 31 marca roku następującego po roku wykonania testów. Dla obiektów dla których protokoły mają wynik negatywny (na dzień przekazania informacji), należy obowiązkowo dołączyć program naprawczy wraz z harmonogramem jego wdrożenia, zgodnie z ust. 3.
8. Testy obiektowe, o których mowa w niniejszym dokumencie, przeprowadzane są na koszt właścicieli obiektu.
9. W czasie testu należy zapewnić udział specjalistów niezbędnych do poprawnego i bezpiecznego przeprowadzenia testu.
10. Testy dotyczące zdolności modułów wytwarzania energii SGU przeprowadzane są przez właściciela modułu wytwarzania energii, do którego sieci przyłączony jest moduł wytwarzania energii oraz niezależną firmę ekspercką. Wymaga się, aby co najmniej 14 dni przed planowanym terminem przeprowadzenia testu zgodności właściciel zakładu wytwarzania energii poinformował o zamiarze przeprowadzania danego testu właściwego operatora systemu i OSP, w celu umożliwienia uczestnictwa przedstawiciela właściwego operatora systemu i OSP.
11. OSDn przekazuje dokumenty, o których mowa w ust. 5 i 6 powyżej do OSDp, który następnie przekazuje informacje zbiorczą ze swego obszaru działania do OSP.
12. Dokumenty wymienione w ust. 6 i 7 dotyczące testów modułów wytwarzania energii przekazywane są, przez właściwego OSD w obszarze którego leży ich koordynacja, do OSP wraz z „*Raportem rocznym testów SGU*” sporządzonym przez OSD terminie do 30 kwietnia roku następującego po roku testów.

VI. Testowanie zdolności modułów wytwarzania energii w zakresie środków ujętych w „*Planie obrony systemu*” i „*Planie odbudowy*”

VI.1 Wymagania ogólne

1. Plan testów modułów wytwarzania energii będących SGU opracowuje się na podstawie art. 44 NC ER.
2. Testy modułów wytwarzanie energii powinny być przeprowadzane w oparciu o zasady i wymagania określone:
 - a. dla istniejących modułów wytwarzania energii – zgodnie z wymaganiami IRIESP i zatwierdzonymi przez prezesa URE „*Warunkami działania*”

- w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy” jeśli mają zastosowanie na podstawie zawartych umów oraz ramowymi procedurami testowania opracowanymi na podstawie zapisów przywołanych dokumentów,
- b. Dla istniejących modułów wytwarzania energii objętych stosowaniem wymogów NC RfG – zgodnie z wymaganiami NC RfG określonymi na podstawie art. 4 ust. 1 NC RfG i zatwierdzonymi przez prezesa URE „*Warunkami działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” jeśli mają zastosowanie na podstawie zawartych umów oraz procedurami testowania opracowanymi na podstawie NC RfG, w tym procedurą testowania oraz programami ramowymi opracowanymi na podstawie przywołanych dokumentów,
 - c. dla nowych modułów wytwarzania energii podlegających NC RfG – zgodnie z wymaganiami NC RfG i zatwierdzonymi przez prezesa URE „*Warunkami działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” jeśli mają zastosowanie na podstawie zawartych umów oraz procedurami testowania opracowanymi na podstawie NC RfG, w tym procedurą testowania oraz programami ramowymi opracowanymi na podstawie przywołanych dokumentów.
3. Testy modułów wytwarzania energii będących SGU obejmują:
- a. moduły wytwarzania energii (PGM) podlegające wymaganiom NC RfG oraz zatwierdzonym przez prezesa URE „*Warunkom działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” jeśli są wymagane zapisami warunków przyłączenia lub umowami z OSP,
 - b. moduły wytwarzania energii (PGM) podlegające wymaganiom IRiESP oraz zatwierdzonym przez prezesa URE „*Warunkom działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” jeśli są wymagane zapisami warunków przyłączenia lub umowami z OSP,
 - c. Dostawców usług w zakresie odbudowy świadczących usługi na podstawie zatwierdzonych przez prezesa URE „*Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” i umów zawartych z OSP.
4. W ramach testów potwierdzających zdolność modułów wytwarzania energii do spełnienia wymagań stawianych w „*Planie obrony systemu*” lub „*Planie odbudowy*” wyróżnia się następujące rodzaje testów:
- a. odbiorowe zdolności technicznych, określonych odpowiednio dla rodzaju i typu modułu wytwarzania energii, wykonywane w sposób zdarzeniowy, po wdrożeniu środków lub na etapie przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci albo po wdrożeniu działań naprawczych po przejściowym okresie utraty przez PGM wymaganych zdolności,
 - b. okresowe, zgodnie z „*Harmonogramem testów SGU*” stanowiącym załącznik nr 3,
 - c. próby systemowe.
5. Testy przeprowadzane są zgodnie z zasadami opisanymi w:
- a. NC RfG oraz dokumentach związanych, w tym procedurze testowania oraz programach ramowych testów dla modułów wytwarzania podlegającym wymaganiom NC RfG, oraz „*Programach ramowych testów SGU*”, jeśli wymagane zdolności nie są testowane lub zakres testów jest inny w ramach programów opracowanych na potrzeby NC RfG, niż zakres testów wymagany na potrzeby NC ER,
 - b. IRiESP dla pozostałych modułów wytwarzania energii,
 - c. „*Warunkach działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy*” oraz „*Programach ramowych testów SGU*”, jeśli wymagane zdolności nie są testowane lub zakres testów jest inny, w ramach „*Warunków działania*

w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy”, niż zakres testów wymagany na potrzeby NC ER.

6. Okresowe testy sprawdzające przeprowadzane są cyklicznie, w okresach opisanych w pkt. VI.2 i VI.3.
7. Testy sprawdzające dla moduły wytwarzania energii posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego należy przeprowadzać według programów ramowych opracowanych na podstawie wymagań NC ER, lub NC RfG i zatwierdzonych przez prezesa URE wytycznych [2] odpowiednio do poziomu zgodności wymaganego na podstawie zapisów NC ER i NC RfG lub IRiESP.
8. Tabele przyporządkowujące programy ramowe testów SGU do sprawdzanych poszczególnych zdolności technicznych, wymaganych w „*Planie obrony systemu*” i w „*Planie odbudowy*” stanowią załącznik 1 do niniejszego dokumentu.
9. „*Programy ramowe testów SGU*” stanowią załącznik nr 2 do niniejszego dokumentu.

VI.2 Harmonogram testowania zdolności modułów wytwarzania energii

1. Testy SGU przeprowadzane są po uruchomieniu nowego PGM, lub modernizacji, istniejącego PGM – jako testy odbiorowe.
2. Okresowe testy sprawdzające zdolności PGM przeprowadzane są według „*Harmonogramu testów SGU*” sporządzanego przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z podmiotami posiadającymi SGU. Wzór „*Harmonogramu testów SGU*” stanowi załącznik 3 do niniejszego dokumentu
3. Testy o których mowa w pkt 2. wykonuje się w okresach: półrocznych, 3-letnich lub 5-letnich zgodnie z opisem w dokumentach przywołanych w pkt. VI.1.
4. „*Harmonogram testów SGU*” o których mowa w pkt 2. sporządza się na okres 5-letni.
5. Aktualizacja „*Harmonogramu testów SGU*” przesyłana jest corocznie, przez podmiot będący właścicielem SGU do właściwego operatora systemu, w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego i uwzględnia plany remontów kapitalnych i modernizacji zgłoszone, przez podmioty posiadające SGU, do rocznego planu koordynacyjnego remontów prowadzonego przez OSP.

VI.3 Raport z testów SGU

1. Przeprowadzenie testu SGU kończy się sporządzeniem i podpisaniem protokołu, przez strony uczestniczące w teście. Wzór „*Protokołu z testów SGU*” stanowi załącznik 5 do niniejszego dokumentu.
2. „*Raport roczny z testów SGU*” sporządzany jest przez podmiot będący właścicielem SGU i przekazywany w do właściwego operatora systemu w terminie określonym w art. V. ust. 7. Wzór „*Raportu z testów SGU*” stanowi załącznik 4 do niniejszego dokumentu.
3. Właściwy operator systemu sporządza „*Roczny raport z testów SGU*” przyłączonych do jego sieci i przekazuje go OSP w terminie określonym w art. V. ust. 12.

VII. Testowanie zgodności instalacji odbiorczych zapewniających regulację zapotrzebowania

Testy zgodności instalacji odbiorczych o których mowa w art. 45 NC ER, zapewniających regulację zapotrzebowania zostaną opracowane w przypadku ich określenia przez OSP, na podstawie Tytułu III NC DC.

VIII. Testowanie zdolności systemów wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC) do odbudowy systemu

1. Testy potwierdzające gotowość systemów HVDC do odbudowy zasilania KSE obejmują systemy HVDC świadczące usługę odbudowy KSE.
2. Systemy HVDC świadczące usługę powinny spełniać wymogi opisane w art. 37 kodeksu HVDC oraz wymagania opisane dla tego typu usługi [2].

IX. Testowanie zgodności przełączników odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości

1. Testy przełączników przeprowadzane są przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz odbiorców końcowych zgodnie z metodą określoną w art. 37 ust. 6 i art. 39 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2016/1388 (NC DC) [4].
2. Urządzenia dopuszczone do stosowania powinny posiadać odpowiedni dokument potwierdzający jego zgodność z wymaganiami.

X. Testowanie systemów komunikacji

1. Co najmniej raz na rok OSP, OSD oraz dostawcy usług w zakresie odbudowy przeprowadzają test podstawowych systemów komunikacji głosowej.
2. Co najmniej raz na pięć lat OSP, OSD oraz dostawcy usług w zakresie odbudowy przeprowadzają test rezerwowego zasilania systemów komunikacji.
3. W terminie do 30 listopada każdego roku OSP w porozumieniu z sąsiednimi OSP przygotowuje plan testów dotyczący testowania komunikacji głosowej.
4. Testy systemów komunikacji głosowej obejmują pracę na zasilaniu awaryjnym, w czasie którego sprawdzany jest prawidłowy stan pracy urządzeń oraz wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi ośrodkami dyspozycji współpracujących ze sobą, zarówno OSP-OSD, OSD-OSD, oraz centrami dyspozycji właściwego operatora systemu a zakładami wytwarzania energii przyłączonymi do jego sieci, wskazanymi jako SGU.
5. Testy systemów komunikacji powinny zapewniać interoperacyjność i gwarantowanie wzajemne rozpoznanie podmiotów oraz uwzględniać priorytety połączeń.
6. Wzór protokołu stanowi załącznik nr 6.

XI. Testowanie narzędzi i urządzeń

1. Co najmniej raz na rok OSP przeprowadza test zdolności głównych oraz rezerwowych źródeł zasilania dla głównego i rezerwowego punktu dyspozytorskiego (załącznik nr 9). Analogiczny test przeprowadza OSD dla głównego punktu dyspozytorskiego.
2. OSP przeprowadza cyklicznie, raz na rok, testy funkcjonalności krytycznych narzędzi i urządzeń wskazanych w dokumencie opracowanym na podstawie art. 11 NC ER („Plan obrony systemu”). Wzór protokołu z testu stanowi załącznik nr 7.
3. Podmioty będące właścicielami rozdzielni uznanych za istotne dla realizacji procedur ujętych w Planie odbudowy dokonują ich testów co najmniej raz na pięć lat.
4. Testy rozdzielni obejmują potwierdzenie zdolności w zakresie:
 - (1) funkcjonowania obiektu przy braku podstawowych źródeł zasilania - obiekt zasilany z układu autonomicznego zasilanego agregatem prądotwórczym lub z baterii akumulatorów. Celem testu jest potwierdzenie zdolności do pracy autonomicznej rozdzielni przez 24 godziny przy zachowaniu jego podstawowych zdolności ruchowych,
 - (2) komunikacji (łączność głosowa z właściwym centrum dyspozytorskim),
 - (3) wykonywania łączeń:

- i. wyłącznikami w polach NN i WN,
 - ii. polach funkcyjnych SN (transformatorów, łączników szyn, potrzeb własnych, baterii kondensatorów),
 - iii. zdolności podania napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych,
- (4) telemetrycznym (możliwość przesłania danych pomiarowych z ww. pól do centrum dyspozytorskiego właściwego OSD (o ile posiada odwzorowanie)).
5. Testy opisane w pkt. od (2) do (4) odbywają się w warunkach opisanych w pkt. (1).
 6. Wzór protokołu stanowi załącznik nr 8.

XII. Wejście w życie

1. Stosowanie zapisów pkt. X ust. 3 rozpoczyna się w 2024 r.
2. Stosowanie zapisów pkt. X ust. 4 rozpoczyna się w 18 grudnia 2022 r.
3. Zapisy dotyczące testowania poszczególnych rozdzielni oraz środków w „Planie obrony systemu” i „Planie odbudowy”, dotyczą wyłącznie wdrożonych środków.
4. Dokument wchodzi w życie 30 dni po opublikowaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

XIII. Dokumenty związane

1. „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”.
2. „Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy”.
3. Wymogi wynikające z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci
 - (1) Program ramowy testu zgodności: Regulacji odbudowy częstotliwości.
 - (2) Program ramowy testu zgodności zdolności: Pracy na potrzeby własne.
 - (3) Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności: Możliwości regulacji mocy czynnej.
 - (4) Program ramowy testu zgodności w zakresie: Pracy w trybie regulacji napięcia.
 - (5) Program ramowy dodatkowego testu zgodności w zakresie zdolności: Do udziału w pracy wyspowej.
 - (6) Program ramowy dodatkowego testu zgodności w zakresie zdolności: Rozruchu autonomicznego.
4. Metody określone na podstawie art. 37 ust. 6 i art. 39 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2016/1388:
 - (1) Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu.
 - (2) Procedura testowania systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu innego niż przesyłowy wraz z podziałem obowiązków między OSDn a Właściwym operatorem systemu na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu.
 - (3) Procedura testowania instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między właścicielem instalacji odbiorczej a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu.

XIV. Załączniki

1. Tabele „Przyporządkowanie testów do testowanych zdolności”.
2. Programy ramowe testów SGU na podstawie wymagań NCER.
3. Wzór „Harmonogramu testów SGU”.
4. Wzór „Raportu rocznego z testów SGU”
5. Wzór protokołu z testowania SGU.
6. Wzór raportu weryfikacji zdolności mocy wyłączalnej przez układy SCO.
7. Wzór protokołu testowania systemów komunikacji.
8. Wzór protokołu testowania punktów dyspozytorskich OSP/OSD.
9. Wzór protokołu testowania przez OSP krytycznych narzędzi i urządzeń wskazanych w „Planie obrony systemu”.
10. Wzór protokołu testowania rozdzielni istotnych w procesie odbudowy.

Tabela 2. Przyporządkowanie testów dla "Planu odbudowy"

Wersja		16 lipca 2019										
Przyporządkowanie testów SGU, odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków z "Planu odbudowy" wynikających z zapisów NC RFG lub przepisów krajowych, do testowanych zdolności												
Opis środka z planu odbudowy		Rozruch autonomiczny	Ponowne podanie napięcia		Regulacja częstotliwości	Resynchronizacja (regulacja napięci i częstotliwości wysp)				Próby systemowe na bazie umów		
Wymaganie wg pkt IRiESP		2.2.3.3.2.2.6.	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po rozruchu autonomicznym (2.3.3.2.2.3.(1) i 2.2.3.3.2.2.6)	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po udanym PWE (2.2.3.3.2.2.3.(2) na bazie PPW (2.2.3.3.1.2.(4)	2.2.3.3.2.2.4. wraz z 2.2.3.3.2.2.5.	Regulacja napięcia na podstawie 2.2.3.3.2.2.7.	Regulacja napięcia poprzez zmianę wartości zadanej na polecenie dyspozytora wg. 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Regulacja częstotliwości na podstawie 2.2.3.3.2.2.4	Regulacja częstotliwości poprzez zmianę mocy zadanej polecenie dyspozytora 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Podanie napięcia na linie długą	Uruchomienie elektrowni	
Nr ramowego programu/ nr próby	Sprawdzenie na podstawie NC RfG	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 15 dla Rozruchu autonomicznego	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej /Próba nr 7	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 5 dla Pracy na potrzeby własne (PPW) oraz Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej ..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej ..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy
	Sprawdzenie na podstawie IRiESP	nie dotyczy	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 1.	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 2.	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy
	Okres sprawdzenia	Przy przyłączeniu, potem wg umowy	Przy przyłączeniu, potem wg umowy	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	brak	brak
Sprawdzenie na podstawie "Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy" opracowanych na podstawie art. 4 ust 4) NCER .	Test na podstawie zapisów pkt.	Test 4.1	Test 4.1	nie dotyczy	Test 4.2 lub Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Test 4.3	Test 4.4
	Okres sprawdzenia	2 x w roku	2 x w roku	nie dotyczy	2x w roku	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	3 lata lub wraz z Testem 4.4	5 lat

**Programy ramowe testów SGU na podstawie
wymagań NCER**

Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów
Rozporządzenia Komisji
(UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego
kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy
systemów elektroenergetycznych

**Program ramowy 2.1. testu zgodności
w zakresie zdolności do:
Ponownego podania napięcia w ramach
*„Planu odbudowy”***

31 lipca 2019

SPIS TREŚCI

1	CEL I ZAKRES	17
2	DEFINICJE	17
3	CEL TESTU	18
4	ZASADY PRZEPROWADZANIA TESTÓW	18
4.1	PODSTAWOWE INFORMACJE W ZAKRESIE RAMOWEGO PROGRAMU PRZEPROWADZANIA TESTÓW ZGODNOŚCI	18
4.2	RAMOWY PROGRAM PRZEPROWADZANIA TESTÓW W ZAKRESIE ZDOLNOŚCI PRACY WYSPOWEJ	18
4.2.1	<i>Parametry techniczne</i>	18
4.2.2	<i>Ogólne warunki przeprowadzenia testu</i>	19
5	SPOSÓB PRZEPROWADZENIA TESTU	19
5.1	WIELKOŚCI MIERZONE	19
5.2	WIELKOŚCI WEJŚCIOWE (WYMUSZAJĄCE)	20
5.3	WIELKOŚCI WYJŚCIOWE (ODPOWIEDŹ UKŁADU)	20
5.4	PUNKTY PRACY MODUŁU WYTWARZANIA ENERGII (POZIOMY GENEROWANEJ MOCY)	20
5.5	SPOSÓB SPRAWDZENIA ZDOLNOŚCI	21
5.5.1	<i>Próba 1 – sprawdzenie zdolności do ponownego podania napięcia przez PGM posiadającym zdolność do rozruchu autonomicznego</i>	21
5.5.2	<i>Próba 2 – Sprawdzenie zdolności do ponownego podania napięcia przez PGM ze zdolnością do PPW</i>	21
6	KRYTERIA OCENY TESTU ZGODNOŚCI	22

1 Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testowania zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania, o którym mowa w dokumencie opracowanym w ramach wdrażania wymogów wynikających z zapisów art. 44 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: **NC ER**).

2 Definicje

Definicje występujące w przedmiotowym dokumencie bazują na definicjach określonych w NC ER, NC RfG, oraz w „Procedurze testowania” i zostały doprecyzowane na potrzeby tego dokumentu:

- **DCS** – Distributed Control System;
- **IRiESP** – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
- **Metoda wykrywania przejścia do pracy wyspowej** – uzgodniona między właścicielem zakładu wytwarzania energii i PSE S.A. Uzgodniona metoda wykrywania nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu (np. może polegać na odchyłce częstotliwościowej Δf_w , gdzie ta odchyłka częstotliwości jest rozumiana jako odchyłka względem częstotliwości znamionowej powodująca załączenie trybu pracy wyspowej);
- **Minimalny poziom generacji (P_{min})** – zgodnie z def. NC RfG „minimalny poziom mocy do stabilnej pracy”;
- **Moc czynna netto** – moc czynna mierzona w punkcie przyłączenia ;
- **Moc maksymalna (P_{max})** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp})** – zgodna z profilami P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz})** – zgodnie profilem P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moduł parku energii (PPM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moduł wytwarzania energii (PGM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **NC ER** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **NC RfG** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;
- **Odchyłka częstotliwości** – Różnica pomiędzy mierzoną lub symulowaną wartością częstotliwości, a jej wartością zadaną;
- **Statyzm s** – Współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy osiągalnej;
- **Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej Δf_0** – celowo stosowany przedział częstotliwości w którym działanie regulacji częstotliwości jest dezaktywowane;
- **Synchroniczne PGM (SyPGM)** – zgodnie z def. NC RfG;

- **tryb LFSM-O** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb LFSM-U** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb FSM** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Tryb pracy wyspowej** – stan pracy danego PGM po zadziałaniu odpowiedniej metody wykrywania przejścia do pracy wyspowej w zakresie trybu LFSM-O i LFSM-U. Skutkuje wyzerowaniem strefy martwej Δf_0 , zmianą statyzmu s oraz zapewnieniem odpowiedniej koordynacją pomiędzy głównymi elementami PGM (w przypadku SyPGM w technologii węglowej – koordynacją pracy kotła z pracą turbiny);
- **Zdolność do PPW** – praca na potrzeby własne PGM;
- **Zdolność do rozruchu autonomicznego** – zgodnie z def. NC RfG;

3 Cel testu

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej modułu wytwarzania energii do ponownego podania napięcia według oddolnej strategii podania napięcia.

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami Art. 44 NC ER, przy czym zgodnie z zasadami określonymi w „Procedurze testowania”, w przypadku zdolności, dla których weryfikacji jest wymagane przeprowadzenie testów zgodności, nie dopuszcza się wykorzystania certyfikatów, jako potwierdzenia danej zdolności.

4 Zasady przeprowadzania testów

4.1 Podstawowe informacje w zakresie ramowego programu przeprowadzania testów zgodności

Test przeprowadza się dla PGM, wyznaczonych jako SGU zdolne do ponownego podania napięcia według strategii oddolnej, których zdolność do rozruchu autonomicznego została potwierdzona na bazie wymagań NC RfG dla nowych PGM lub dla istniejących PGM wynika z zapisów umowy świadczonej na podstawie warunków ogólnych zatwierdzonych przez Prezesa URE.

4.2 Ramowy program przeprowadzania testów w zakresie zdolności pracy wyspowej

4.2.1 Parametry techniczne

Określenie i poprawne zdefiniowanie niżej wymienionych parametrów PGM, musi odbyć się co najmniej na etapie określania programu szczegółowego:

- moc maksymalna (P_{max});
- moc minimalna (P_{min});
- moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- zdolność do pracy w trybie pracy wyspowej – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG;
- zdolność do rozruchu autonomicznego – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG, lub
- zdolność do PPW – na podstawie zapisów IRiESP.

4.2.2 Ogólne warunki przeprowadzenia testu

Test powinien być przeprowadzony po zakończeniu testów pracy wyspowej, testu rozruchu autonomicznego, lub testu pracy na potrzeby własne (PPW).

Wymagania w zakresie ponownego podania napięcia:

- zapewnienie odpowiedniej zdolności synchronizatora PGM do pracy w trybie podania napięcia na sieć bez napięcia (Dead Bus Mode);
- zapewnienie możliwości zadawania regulacji częstotliwości przy pracy wyspowej PGM,
- zapewnienie możliwości regulacji napięcia przy pracy wyspowej PGM;
- zapewnienie kontroli braku napięcia sieciowego przez synchronizator PGM z blokowaniem łączy asynchronicznych przy pojawieniu się napięcia od strony sieci lub przejście synchronizatora w tryb łączy z kontrolą synchronizmu.

Test przeprowadza się po uprzednich pozytywnie przeprowadzonych i zaliczonych testach lub/i certyfikatach:

- „tryb LFSM-O”;
- „tryb LFSM-U”;
- „tryb FSM”;
- „Regulacja odbudowy częstotliwości”;
- Regulacji napięcia;
- „Praca na potrzeby własne” – o ile takie wymaganie zostało określone dla danego PGM;
- Rozruchu autonomicznego;
- Pracy wyspowej PGM.

5 Sposób przeprowadzenia testu

Wymaga się przeprowadzenia testu obiektowego całego modułu wytwarzania energii określonego jako SGU istotny w „Planie odbudowy”.

5.1 Wielkości mierzone

Szczegółowy zakres podstawowych wielkości mierzonych powinien zostać określony na poziomie programu szczegółowego i obejmować co najmniej:

1. *Odpowiedź mocowa* ΔP brutto i netto.
2. *Moc czynna potrzeb własnych*.
3. Stan położenia łączników w odpowiedniej rozdzielni.

Dodatkowo powinien zostać określony szczegółowy zakres dodatkowych wielkości mierzonych, uwzględniający technologię wytwarzania modułu wytwarzania. Przykładowo:

- dla modułów wytwarzania energii z kotłami parowymi opalanymi węglem:
 - a) wartość zadana paliwa (zapotrzebowanie na paliwo do spalania),
 - b) całkowity strumień paliwa,
 - c) obciążenie kotła (jeżeli dostępne),
 - d) całkowity strumień pary świeżej z kotła,
 - e) temperatura pary świeżej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - f) temperatura pary wtórnej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - g) zadane ciśnienie pary świeżej przed turbiną,
 - h) zadane skorygowane (po modelu) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (jeżeli dostępne),
 - i) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (przed zaworami regulacyjnymi WP turbiny),

- j) ciśnienie pary za zaworami regulacyjnymi WP turbiny (w komorze wlotowej turbiny)
- k) sygnał sterujący zaworami regulacyjnymi WP i SP turbiny,
- l) położenia zaworów regulacyjnych WP i SP turbiny,
- m) poziom wody w zbiorniku wody zasilającej*,
- n) ciśnienie wody w zbiorniku wody zasilającej*,
- o) temperatura wody w zbiorniku wody zasilającej*,
- p) położenie głównego zaworu regulacyjnego kondensatu*,
- q) położenie zaworów upustowych pary turbiny*
- r) poziom skroplin w skraplaczu*,
- s) poziom wody w zbiorniku zimnego kondensatu*.
- t) ciśnienie w skraplaczu (próżnia)*,
- u) sygnały logiczne: aktywacja / dezaktywacja trybu forsowania mocy*,
- v) zadany udział mocy uzyskany w wyniku dławienia kondensatu*.

*tylko dla turbin parowych z trybem forsowania mocy przepływem kondensatu i pary upustowej

- dla wodnych modułów wytwarzania energii (hydrozespoły przepływowe lub szczytowo-pompowe):

- a) wartości zadane łopatek i aparatu kierowniczego wirnika turbozespołu,
- b) położenie łopatek i aparatu kierowniczego turbozespołu,
- c) wartość spadu/poziom wody w zbiorniku

- dla gazowo-parowych modułów wytwarzania energii:

- a) przepływ gazu do turbiny gazowej GT,
- b) położenie zaworu/zaworów regulacyjnych paliwa gazowego GT,
- c) położenie kierownicy wlotowej sprężarki GT,
- d) temperatura spalin na wylocie GT,
- e) status działania ogranicznika temperatur spalin wylotowych GT

- dla PPM:

- a) liczba pracujących jednostek wytwarzających energię elektryczną,
- b) wartości zadanej mocy czynnej dla trybu FSM dla całego PPM ,
- c) aktywny tryb regulacji mocy czynnej PPM.

Sygnały powinny być archiwizowane z rozdzielczością czasową co najmniej 1s. Nie przewiduje się zabudowy dodatkowego zewnętrznego urządzenia rejestrującego dane.

5.2 Wielkości wejściowe (wymuszające)

Dla zbadania zdolności do pracy wyspowej wymagane jest korzystanie z poniższej wielkości:

Zidentyfikowanie przez odpowiednią **metodę wykrywania przejścia do pracy wyspowej** warunków do przejścia do pracy wyspowej.

5.3 Wielkości wyjściowe (odpowieź układu)

Wielkością wyjściową jest napięcie zmierzone na szynach rozdzielni, do której jest przyłączony testowany PGM.

5.4 Punkty pracy modułu wytwarzania energii (poziomy generowanej mocy).

Zbadanie zdolności ponownego podania napięcia zostanie przeprowadzone w poniższych punktach pracy (poziomach mocy bazowej – PB/Q).

1. $P_{B1} = P_{PW}$ oraz $Q = Q_{PW}$ (wartość, która wynika z naturalnego zapotrzebowania sieci potrzeb własnych PGM w momencie przeprowadzania testu);

2. $P_{B2} = 0$ MW oraz $Q = 0$ Mvar.

5.5 Sposób sprawdzenia zdolności.

5.5.1 Próba 1 – sprawdzenie zdolności do ponownego podania napięcia przez PGM posiadającym zdolność do rozruchu autonomicznego

Warunki początkowe:

- poziom mocy bazowej oraz biernej: $P_{B1} = P_{PW}$ lub $P_{B1} = 0$ MW oraz $Q = Q_{PW}$ lub $Q_{B1} = 0$ Mvar, w zależności od warunków pracy urządzeń potrzeb własnych,
- praca PGM w układzie zbliżonym do normalnego po zakończeniu rozruchu autonomicznego,
- tryby LFSM-O i LFSM-U – aktywne,
- strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej $\Delta f_0 = 0$ mHz,
- statyzm $s = 6\%$.

Przebieg próby:

- Zakończenie z wynikiem pozytywnym, procedury rozruchu autonomicznego PGM,
- Uaktywnienie trybu podania napięcia na sieć bez napięcia w synchronizatorze lub DCS PGM.
- Zamknięcie wyłącznika, łączącego generator PGM z szynami rozdzielni sieciowej, do której jest przyłączony.

Kryteria oceny próby:

Wynik próby uznany zostanie za pozytywny jeśli:

- procedura rozruchu autonomicznego została wykonana z wynikiem pozytywnym w czasie nie dłuższym niż wymagany zapisami umowy,
- podano napięcie z PGM na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia (tryb DeadBus/DeadNet).

5.5.2 Próba 2 – Sprawdzenie zdolności do ponownego podania napięcia przez PGM ze zdolnością do PPW

Warunki początkowe:

- PGM pracuje samodzielnie po ustabilizowaniu się w pracy na PPW,
- tryby LFSM-O i LFSM-U – aktywne,
- strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej $\Delta f_0 = 0$ mHz,
- statyzm $s = 6\%$.

Przebieg próby:

- Zakończenie z wynikiem pozytywnym przejścia PGM do PPW i ustabilizowanie jego pracy,
- Uaktywnieni trybu podania napięcia na sieć bez napięcia w synchronizatorze lub DCS PGM.
- Zamknięcie wyłącznika, łączącego generator PGM z szynami rozdzielni sieciowej, do której jest przyłączony.

Kryteria oceny próby:

Wynik próby uznany zostanie za pozytywny jeśli:

- procedura przejścia do PPW i stabilizacji pracy PGM została wykonana z wynikiem pozytywnym,

- podano napięcie z PGM na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia (tryb DeadBus / DeadNet).

6 Kryteria oceny testu zgodności

Przedmiotowy test zgodności uznaje się za pozytywny, jeśli

1. PGM wykazał zdolność do rozruchu autonomicznego lub utrzymania się w PPW (test może być wykonany w terminie wcześniejszym lub może poprzedzać test ponownego podania napięcia).
2. Podano napięcie z PGM na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia (tryb DeadBus / DeadNet).
3. Szczegółowymi kryteriami określonymi przez PSE S.A. w ramach programu szczegółowego.
4. PGM pozytywnie przejdzie wszystkie próby realizowane zgodnie z programem szczegółowym, bez powtórzeń.

Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych

**Program ramowy 2.2. testu zgodności
w zakresie zdolności do:
Regulacji częstotliwości zgodnie
z wymaganiami dla „Planu obrony systemu”
i „Planu odbudowy”**

31 lipca 2019

SPIS TREŚCI

1	CEL I ZAKRES	25
2	DEFINICJE	25
3	CEL TESTU	26
4	ZASADY PRZEPROWADZANIA TESTÓW	26
4.1	PODSTAWOWE INFORMACJE W ZAKRESIE RAMOWEGO PROGRAMU PRZEPROWADZANIA TESTÓW ZGODNOŚCI	26
4.2	RAMOWY PROGRAM PRZEPROWADZANIA TESTÓW W ZAKRESIE ZDOLNOŚCI PRACY WYSPOWEJ	26
4.2.1	<i>Parametry techniczne</i>	26
4.2.2	OGÓLNE WARUNKI PRZEPROWADZENIA TESTU	26
5	SPOSÓB PRZEPROWADZENIA TESTU	27
5.1	WIELKOŚCI MIERZONE	27
5.2	WIELKOŚCI WEJŚCIOWE (WYMUSZAJĄCE)	28
5.3	WIELKOŚCI WYJŚCIOWE (ODPOWIEDŹ UKŁADU).....	28
5.4	PUNKTY PRACY MODUŁU WYTWARZANIA ENERGII (POZIOMY GENEROWANEJ MOCY).....	28
5.5	SPOSÓB SPRAWDZENIA ZDOLNOŚCI.	29
5.5.1	<i>Próba 1 – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako nowy (spełniający wymagania RfG)</i>	29
5.5.2	<i>Próby 2 – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP)</i>	29
5.5.2.1	Próba 2.1 – sprawdzenie rozszerzonego zakresu regulacji pierwotnej w zakresie odchyłek częstotliwości większych od +/- 300 mHz.....	29
5.5.2.2	Próba 2.2 – Sprawdzenie algorytmu wykrywania i przejścia do statycznej regulacji częstotliwości RO(P)	29
5.5.2.3	Próba 2.3 – sprawdzenie regulacji częstotliwości w trybie statycznej regulacji częstotliwości RO(P).	30
5.5.2.4	Próba 2.4 – Próba przy nieznamionowych warunkach zasilania	31
5.5.3	<i>Próba 3 – sprawdzenie redukcji mocy PPM w trybie statycznej regulacji częstotliwości.</i> .	31
6	KRYTERIA OCENY TESTU ZGODNOŚCI	32

1 Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testowania zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania, o którym mowa w dokumencie opracowanym w ramach wdrażania wymogów wynikających z zapisów art. 44 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: **NC ER**).

2 Definicje

Definicje występujące w przedmiotowym dokumencie bazują na definicjach określonych w NC ER, NC RfG, oraz w „Procedurze testowania” i zostały doprecyzowane na potrzeby tego dokumentu:

- **DCS** – Distributed Control System;
- **IRiESP** – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
- **Metoda wykrywania przejścia do pracy wyspowej** – uzgodniona między właścicielem zakładu wytwarzania energii i PSE S.A. Uzgodniona metoda wykrywania nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu (np. może polegać na odchyłce częstotliwościowej Δf_w , gdzie ta odchyłka częstotliwości jest rozumiana jako odchyłka względem częstotliwości znamionowej powodująca załączenie trybu pracy wyspowej);
- **Minimalny poziom generacji (P_{min})** – zgodnie z def. NC RfG „minimalny poziom mocy do stabilnej pracy”;
- **Moc czynna netto** – moc czynna mierzona w punkcie przyłączenia ;
- **Moc maksymalna (P_{max})** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp})** – zgodna z profilami P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz})** – zgodnie profilem P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moduł parku energii (PPM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moduł wytwarzania energii (PGM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **NC ER** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **NC RfG** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;
- **Odchyłka częstotliwości** – Różnica pomiędzy mierzoną lub symulowaną wartością częstotliwości, a jej wartością zadaną;
- **Statyzm s** – Współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy osiągalnej;
- **Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej Δf_0** – celowo stosowany przedział częstotliwości w którym działanie regulacji częstotliwości jest dezaktywowane;
- **Synchroniczne PGM (SyPGM)** – zgodnie z def. NC RfG;

- **tryb LFSM-O** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb LFSM-U** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb FSM** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Tryb pracy wyspowej** – stan pracy danego PGM po zadziałaniu odpowiedniej metody wykrywania przejścia do pracy wyspowej w zakresie trybu LFSM-O i LFSM-U. Skutkuje wyzerowaniem strefy martwej Δf_0 , zmianą statyzmu s oraz zapewnieniem odpowiedniej koordynacją pomiędzy głównymi elementami PGM (w przypadku SyPGM w technologii węglowej – koordynacją pracy kotła z pracą turbiny);
- **Zdolność do PPW** – praca na potrzeby własne PGM;
- **Zdolność do rozruchu autonomicznego** – zgodnie z def. NC RfG;

3 Cel testu

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej modułu wytwarzania energii do ponownego podania napięcia według oddolnej strategii podania napięcia.

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami Art. 44 NC ER, przy czym zgodnie z zasadami określonymi w „Procedurze testowania”, w przypadku zdolności, dla których weryfikacji jest wymagane przeprowadzenie testów zgodności, nie dopuszcza się wykorzystania certyfikatów, jako potwierdzenia danej zdolności.

4 Zasady przeprowadzania testów

4.1 Podstawowe informacje w zakresie ramowego programu przeprowadzania testów zgodności

Test przeprowadza się dla PGM wyznaczonych jako SGU zdolne do regulacji częstotliwości zgodnie z wymaganiami planu obrony, których zdolność do regulacji częstotliwości w trybie FSM, LFSM-O i LFSM-U została potwierdzona na bazie wymagań NC RfG dla nowych PGM lub dla istniejących PGM wynika z zapisów umowy, świadczonej na podstawie warunków ogólnych zatwierdzonych przez Prezesa URE.

4.2 Ramowy program przeprowadzania testów w zakresie zdolności pracy wyspowej

4.2.1 Parametry techniczne

Określenie i poprawne zdefiniowanie niżej wymienionych parametrów musi się odbyć co najmniej na etapie określania programu szczegółowego:

- moc maksymalna (P_{max});
- moc minimalna (P_{min});
- moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- zdolność do pracy w trybie pracy wyspowej – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG;
- zdolność do rozruchu autonomicznego – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG, lub
- zdolność do PPW – na podstawie zapisów IRiESP.

4.2.2 Ogólne warunki przeprowadzenia testu

Test powinien być przeprowadzony po zakończeniu testów pracy wyspowej, testu rozruchu autonomicznego, lub testu pracy na potrzeby własne (PPW).

Wymagania w zakresie regulacji częstotliwości:

- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM do pracy w trybie regulacji częstotliwości FSM w zakresie odchyień częstotliwości powyżej +/-300 mHz,
- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM do pracy w trybie regulacji częstotliwości LFSM-O w zakresie odchyień częstotliwości powyżej +1300 mHz,
- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM do pracy w trybie regulacji częstotliwości LFSM-U w zakresie odchyień częstotliwości powyżej -1300 mHz,
- zapewnienie zdolności do wprowadzania, przez służby dyżurne prowadzące ruch SGU, wartości zadanych częstotliwości,
- zapewnienie zdolności do wprowadzania, przez służby dyżurne prowadzące ruch SGU, wartości zadanych mocy czynnej,

Test przeprowadza się po uprzednich pozytywnie przeprowadzonych i zaliczonych testach lub/i certyfikatach:

- „tryb LFSM-O”;
- „tryb LFSM-U”;
- „tryb FSM”;
- „Regulacja odbudowy częstotliwości”;
- Regulacji napięcia;
- „Praca na potrzeby własne” – o ile takie wymaganie zostało określone dla danego PGM;
- Rozruchu autonomicznego;
- Pracy wyspowej PGM.

5 Sposób przeprowadzenia testu

Wymaga się przeprowadzenia testu obiektowego całego modułu PGM określonego jako SGU istotny w „Planie odbudowy”.

5.1 Wielkości mierzone

Szczegółowy zakres podstawowych wielkości mierzonych powinien zostać określony na poziomie programu szczegółowego i obejmować co najmniej:

1. *Odpowiedź mocową ΔP brutto i netto,*
2. *Moc czynna potrzeb własnych*
3. *Stan położenia łączników w odpowiedniej rozdzielni,*

Dodatkowo powinien zostać określony szczegółowy zakres dodatkowych wielkości mierzonych, uwzględniający technologię wytwarzania modułu wytwarzania. Przykładowo:

- dla modułów wytwarzania energii z kotłami parowymi opalanymi węglem:
 - a) wartość zadana paliwa (zapotrzebowanie na paliwo do spalania),
 - b) całkowity strumień paliwa,
 - c) obciążenie kotła (jeżeli dostępne),
 - d) całkowity strumień pary świeżej z kotła,
 - e) temperatura pary świeżej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - f) temperatura pary wtórnej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - g) zadane ciśnienie pary świeżej przed turbiną,
 - h) zadane skorygowane (po modelu) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (jeżeli dostępne),
 - i) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (przed zaworami regulacyjnymi WP turbiny),
 - j) ciśnienie pary za zaworami regulacyjnymi WP turbiny (w komorze wlotowej turbiny)
 - k) sygnał sterujący zaworami regulacyjnymi WP i SP turbiny,
 - l) położenia zaworów regulacyjnych WP i SP turbiny,

- m) poziom wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - n) ciśnienie wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - o) temperatura wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - p) położenie głównego zaworu regulacyjnego kondensatu*,
 - q) położenie zaworów upustowych pary turbiny*
 - r) poziom skroplin w skraplaczu*,
 - s) poziom wody w zbiorniku zimnego kondensatu*.
 - t) ciśnienie w skraplaczu (próżnia)*,
 - u) sygnały logiczne: aktywacja / dezaktywacja trybu forsowania mocy*,
 - v) zadany udział mocy uzyskany w wyniku dławienia kondensatu*,
*tylko dla turbin parowych z trybem forsowania mocy przepływem kondensatu i pary upustowej
- dla wodnych modułów wytwarzania energii (hydrozespoły przepływowe lub szczytowo-pompowe):
 - a) wartości zadane położenia aparatu kierowniczego i łopatek wirnika turbozespołu,
 - b) położenie łopatek wirnika i otwarcie aparatu kierowniczego turbozespołu,
 - c) wartość spadku/poziom wody w zbiorniku
 - dla gazowo-parowych modułów wytwarzania energii:
 - a) przepływ gazu do turbiny gazowej GT,
 - b) położenie zaworu/zaworów regulacyjnych paliwa gazowego GT,
 - c) położenie kierownicy wlotowej sprężarki GT,
 - d) temperatura spalin na wylocie GT,
 - e) status działania ogranicznika temperatur spalin wylotowych GT
 - dla PPM:
 - a) liczba pracujących jednostek wytwarzających energię elektryczną,
 - b) wartości zadanej mocy czynnej dla trybu FSM dla całego PPM
 - c) aktywny tryb regulacji mocy czynnej PPM

Sygnały powinny być archiwizowane z rozdzielczością czasową co najmniej 1s. Nie przewiduje się zabudowy dodatkowego zewnętrznego urządzenia rejestrującego dane.

5.2 Wielkości wejściowe (wymuszające)

Dla zbadania zdolności do regulacji częstotliwości w procesie odbudowy wymagane jest korzystanie z poniższych wielkości:

Ręczne przełączenia trybów pracy pomiędzy regulacją mocy PGM lub innym trybem regulacji a pracą wyspową PGM.

Zidentyfikowanie, przez odpowiednią **metodę wykrywania przejścia do pracy wyspowej**, warunków przejścia do pracy wyspowej.

Zadawanie odchyłeń częstotliwości dla regulatora częstotliwości w regulatorze lub systemie DCS nadzorującym pracę PGM.

5.3 Wielkości wyjściowe (odpowieź układu)

Wielkością wyjściową są zmiany mocy czynnej wygenerowane w odpowiedzi na zadawane zmiany częstotliwości, zmierzone na szynach rozdzielni do której PGM jest przyłączony.

5.4 Punkty pracy modułu wytwarzania energii (poziomy generowanej mocy).

Zbadanie zdolności regulacji częstotliwości zostanie przeprowadzone w poniższych punktach pracy (poziomach mocy bazowej – PB/Q).

3. $PB1 = P_s$ (lub $0MW$) ... P_{mitech} (P_s – wartość mocy po synchronizacji lub wartość, która wynika z naturalnego zapotrzebowania sieci potrzeb własnych PGM w momencie przeprowadzania testu)
4. $PB2 = P_{mitech}$... P_{os} .

5.5 Sposób sprawdzenia zdolności.

5.5.1 Próba 1 – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako nowy (spełniający wymagania RfG)

- Potwierdzenie zdolności do regulacji częstotliwości dla nowych PGM odbywa się zgodnie z procedurami sprawdzenia zdolności do, LFSM-O i LFSM-U, „Udziału w pracy wyspowej”, opracowanymi na podstawie zapisów NC RfG i opublikowanymi na stronach internetowych OSP.

5.5.2 Próby 2 – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP)

5.5.2.1 Próba 2.1 – sprawdzenie rozszerzonego zakresu regulacji pierwotnej w zakresie odchyłek częstotliwości większych od +/- 300 mHz.

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą $PB1$ lub $PB2$ – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb statycznej regulacji częstotliwości / obrotów załączony,
- c) Strefa nieczułości regulacji pierwotnej $RO(P)$ symetrycznie na $\Delta f_0 = 0$ mHz do +/-20 mHz
- d) Statyzm $s = 6\%$

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej $PB1$ lub $PB2$ i w czasie określonych w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie odchyłek częstotliwości w odstępach do $t = 15$ minut:
 - a) $\Delta f = 0$ mHz
 - b) $\Delta f = +300$ mHz
 - c) $\Delta f = +450$ mHz
 - d) $\Delta f = +500$ mHz
 - e) $\Delta f = +450$ mHz
 - f) $\Delta f = +300$ mHz
 - g) $\Delta f = 0$ mHz
 - h) $\Delta f = -300$ mHz
 - i) $\Delta f = -450$ mHz
 - j) $\Delta f = -500$ mHz
 - k) $\Delta f = -450$ mHz
 - l) $\Delta f = -300$ mHz
 - m) $\Delta f = 0$ mHz

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(\Delta f)$ na symulowane odchyłki częstotliwości były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy statyzmu, mocy osiągalnej PGM i wielkości symulowanej odchyłki.

5.5.2.2 Próba 2.2 – Sprawdzenie algorytmu wykrywania i przejścia do statycznej regulacji częstotliwości $RO(P)$

Warunki początkowe:

- a) PGM jest w stanie pracy synchronicznej z siecią,
- b) Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej $\Delta f_0 = \pm 300 \text{ mHz}$
- c) Próg aktywacji trybu statycznej regulacji częstotliwości ustawić na wartość $\Delta f_w = \pm 500 \text{ mHz}$ (czas zwłoki $t_0 = 1 \text{ s}$),
- d) Statyzm $s = 6\%$,

Przebieg próby:

1. Symulowanie kolejno odpowiedniej odchyłki częstotliwości w odstępach do $t = 15 \text{ minut}$:
 - a) $\Delta f = 0 \text{ mHz}$
 - b) $\Delta f = -290 \text{ mHz}$
 - c) $\Delta f = -330 \text{ mHz}$
 - d) $\Delta f = -450 \text{ mHz}$
 - e) $\Delta f = -480 \text{ mHz}$
 - f) $\Delta f = -510 \text{ mHz}$
 - g) $\Delta f = -400 \text{ mHz}$
 - h) $\Delta f = -300 \text{ mHz}$
 - i) $\Delta f = -200 \text{ mHz}$
 - j) $\Delta f = -100 \text{ mHz}$
 - k) $\Delta f = 0 \text{ mHz}$

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy nastąpiło załączenie: trybu statycznej regulacji prędkości obrotowej.
2. Odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(\Delta f)$ na symulowane odchyłki częstotliwości były zgodne wartością oczekiwaną wynikającą z nastawy statyzmu i strefy martwej oraz wielkości mocy osiągalnej PGM i symulowanej odchyłki częstotliwości.

5.5.2.3 Próba 2.3 – sprawdzenie regulacji częstotliwości w trybie statycznej regulacji częstotliwości RO(P).

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb regulacji pierwotnej wyłączony,
- c) Strefa nieczułości regulacji pierwotnej ustawiona symetrycznie na $\Delta f_0 = \pm 300 \text{ mHz}$
- d) Statyzm $s = 6\%$

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej PB1 i w czasie określonych w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie odchyłek częstotliwości w odstępach do $t = 15 \text{ minut}$:
 - a) $\Delta f = 0 \text{ mHz}$
 - b) $\Delta f = +300 \text{ mHz}$
 - c) $\Delta f = +450 \text{ mHz}$
 - d) $\Delta f = +600 \text{ mHz}$
 - e) $\Delta f = +300 \text{ mHz}$
 - f) $\Delta f = +150 \text{ mHz}$
 - g) $\Delta f = 0 \text{ mHz}$
 - h) $\Delta f = -300 \text{ mHz}$
 - i) $\Delta f = -450 \text{ mHz}$
 - j) $\Delta f = -600 \text{ mHz}$
 - k) $\Delta f = -300 \text{ mHz}$
 - l) $\Delta f = -150 \text{ mHz}$
 - m) $\Delta f = 0 \text{ mHz}$

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(\Delta f)$ na symulowane odchyłki częstotliwości były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy statyzmu, mocy osiągalnej PGM i wielkości symulowanej odchyłki.

5.5.2.4 Próba 2.4 – Próba przy nieznamionowych warunkach zasilania

Warunki początkowe:

- a) PGM jest w stanie pracy samodzielnej po rozruchu autonomicznym lub przejściu do PPW.
- b) Regulator częstotliwości PGM w trybie regulacji automatycznej
- c) Regulator napięcia PGM w trybie automatycznej regulacji napięcia

Przebieg próby:

PGM obniża częstotliwość pracy do wartości f z przedziału 47,5-47,8 Hz (np. poprzez zmianę zadanej wartości częstotliwości / obrotów w regulatorze turbiny), po ustabilizowaniu pracy PGM podwyższa częstotliwość napięcia do wartości f z przedziału 51,0-51,5 Hz, po ustabilizowaniu się częstotliwości powraca do znamionowej częstotliwości napięcia.

PGM zmienia wartość napięcia U do wartości z przedziału 0,8 pu – 0,82 pu (np. poprzez zmianę wartości zadanej napięcia w układzie wzbudzenia), po ustabilizowaniu pracy PGM zmienia wartość napięcia U do wartości z przedziału 1,118 pu – 1,15 pu, po ustabilizowaniu się pracy PGM wraca z wartością napięcia do wartości znamionowej.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy PGM nie wyłączy się przez cały czas próby, osiągnie wymagane wartości częstotliwości i napięcia.

5.5.3 Próba 3 – sprawdzenie redukcji mocy PPM w trybie statycznej regulacji częstotliwości.

Warunki początkowe:

- a) PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 – wynikająca z warunków środowiskowych.
- b) Strefa nieczułości regulacji pierwotnej ustawiona symetrycznie na $\Delta f_0 = \pm 500\text{mHz}$
- c) Statyzm $s = 2\%$

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PPM na poziomie mocy wynikającej z warunków środowiskowych.
2. Zadawanie odchyłek częstotliwości w odstępach do $t = 15\text{minut}$:
 - a) $\Delta f = 0\text{ mHz}$
 - b) $\Delta f = +150\text{ mHz}$
 - c) $\Delta f = +300\text{ mHz}$
 - d) $\Delta f = +450\text{ mHz}$
 - e) $\Delta f = +600\text{ mHz}$
 - f) $\Delta f = +750\text{ mHz}$
 - g) $\Delta f = +900\text{ mHz}$
 - h) $\Delta f = 1050\text{ mHz}$

- i) $\Delta f = +1200$ mHz
- j) $\Delta f = +1350$ mHz
- k) $\Delta f = +1500$ mHz
- l) $\Delta f = +1650$ mHz

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PPM $\Delta P(\Delta f)$ na symulowane odchyłki częstotliwości powyżej +500 mHz były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy statyzmu, mocy osiągalnej PPM i wielkości symulowanej odchyłki.
2. Nastąpiło odstawienie generacji PPM przy odchyłce częstotliwości powyżej +1500 mHz.

6 Kryteria oceny testu zgodności

Przedmiotowy test zgodności uznaje się za pozytywny, jeśli

1. PGM wykazał zdolność do poprawnej zmiany trybu pracy na statyczną regulację częstotliwości.
2. PGM wykazał zdolność do poprawnej pracy w trybie regulacji pierwotnej w zakresach odchyłek powyżej +/-300 mHz
3. PGM wykazał zdolność do poprawnej pracy w trybie statycznej regulacji częstotliwości.
4. PGM wykazał zdolność do poprawnej pracy w całym zakresie nie znamionowych wartości napięcia i częstotliwości.
5. Test przeprowadzono zgodnie ze szczegółowymi kryteriami określonymi przez PSE S.A. w ramach programu szczegółowego
6. PGM pozytywnie przejdzie wszystkie próby realizowane zgodnie z programem szczegółowym, bez powtórzeń.

Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych

**Program ramowy 2.3. testu zgodności
w zakresie zdolności do:**

**Regulacji napięcia i mocy biernej zgodnie
z wymaganiami „Planu obrony systemu”
i „Planu odbudowy”**

31 lipca 2019

SPIS TREŚCI

1	CEL I ZAKRES	35
2	DEFINICJE	35
3	CEL TESTU	36
4	ZASADY PRZEPROWADZANIA TESTÓW	36
4.1	PODSTAWOWE INFORMACJE W ZAKRESIE RAMOWEGO PROGRAMU PRZEPROWADZANIA TESTÓW ZGODNOŚCI	36
5	RAMOWY PROGRAM PRZEPROWADZANIA TESTÓW W ZAKRESIE ZDOLNOŚCI PRACY WYSPOWEJ	36
5.1	PARAMETRY TECHNICZNE	36
5.2	OGÓLNE WARUNKI PRZEPROWADZENIA TESTU	36
5.3	SPOSÓB PRZEPROWADZENIA TESTU.....	37
5.4	WIELKOŚCI MIERZONE	37
5.5	WIELKOŚCI WEJŚCIOWE (WYMUSZAJĄCE)	38
5.6	WIELKOŚCI WYJŚCIOWE (ODPOWIEDŹ UKŁADU).....	38
5.7	PUNKTY PRACY MODUŁU WYTWARZANIA ENERGII (POZIOMY GENEROWANEJ MOCY).....	39
5.8	SPOSÓB SPRAWDZENIA ZDOLNOŚCI.	39
5.8.1	<i>Próba 1 – Sprawdzenie zdolności do regulacji napięcia, PGM zakwalifikowanego jako nowy (spełniający wymagania RfG) do pracy w oparciu o wartości zadane napięcia otrzymywane z systemów dyspozytorskich OSP</i>	39
5.8.2	<i>Próby 2 – Sprawdzenie zdolności do regulacji napięcia i mocy biernej przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP) lub nowy w zakresie nie wymaganym „Planem obrony systemu” lub „Planem odbudowy” i nie pokrytym testami przywołanymi w pkt 5.8.1.</i>	39
5.8.2.1	<i>Próba 2.1 – Sprawdzenie zdolności do przyjmowania i realizacji poleceń OSP w zakresie zmiany napięcia</i>	39
5.8.2.2	<i>Próba 2.2 – Sprawdzenie zdolności do przyjmowania i realizacji poleceń OSP w zakresie zmiany mocy biernej</i>	40
5.8.2.3	<i>Próba 2.3 – Sprawdzenie zdolności modułu wytwarzania energii do przyjmowania i realizacji wartości zadanych napięcia poprzez systemy dyspozytorskie OSP</i>	40
5.8.2.4	<i>Próba 2.4 – Sprawdzenie zdolności PGM/PPM do przyjmowania i realizacji wartości zadanych mocy biernej poprzez systemy dyspozytorskie OSP lub właściwego operatora systemu</i>	41
5.8.2.5	<i>Próba 2.5 – Sprawdzenie zakresu działania regulacji napięcia transformatora blokowego i przełącznika zaczełów</i>	42
6	KRYTERIA OCENY TESTU ZGODNOŚCI	43

1 Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testowania zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania, o którym mowa w dokumencie opracowanym w ramach wdrażania wymogów wynikających z zapisów art. 44 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: **NC ER**).

2 Definicje

Definicje występujące w przedmiotowym dokumencie bazują na definicjach określonych w NC ER, NC RfG, oraz w „Procedurze testowania” i zostały doprecyzowane na potrzeby tego dokumentu:

- **DCS** – Distributed Control System;
- **IRiESP** – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
- **Metoda wykrywania przejścia do pracy wyspowej** – uzgodniona między właścicielem zakładu wytwarzania energii i PSE S.A. Uzgodniona metoda wykrywania nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu (np. może polegać na odchyłce częstotliwościowej Δf_w , gdzie ta odchyłka częstotliwości jest rozumiana jako odchyłka względem częstotliwości znamionowej powodująca załączenie trybu pracy wyspowej);
- **Minimalny poziom generacji (P_{min})** – zgodnie z def. NC RfG „minimalny poziom mocy do stabilnej pracy”;
- **Moc czynna netto** – moc czynna mierzona w punkcie przyłączenia ;
- **Moc maksymalna (P_{max})** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp})** – zgodna z profilami P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz})** – zgodnie profilem P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moduł parku energii (PPM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moduł wytwarzania energii (PGM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **NC ER** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **NC RfG** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;
- **Odchyłka częstotliwości** – Różnica pomiędzy mierzoną lub symulowaną wartością częstotliwości, a jej wartością zadaną;
- **Statyzm s** – Współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy osiągalnej;
- **Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej Δf_0** – celowo stosowany przedział częstotliwości w którym działanie regulacji częstotliwości jest dezaktywowane;
- **Synchroniczne PGM (SyPGM)** – zgodnie z def. NC RfG;

- **tryb LFSM-O** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb LFSM-U** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb FSM** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Tryb pracy wyspowej** – stan pracy danego PGM po zadziałaniu odpowiedniej metody wykrywania przejścia do pracy wyspowej w zakresie trybu LFSM-O i LFSM-U. Skutkuje wyzerowaniem strefy martwej Δf_0 , zmianą statyzmu s oraz zapewnieniem odpowiedniej koordynacją pomiędzy głównymi elementami PGM (w przypadku SyPGM w technologii węglowej – koordynacją pracy kotła z pracą turbiny);
- **Zdolność do PPW** – praca na potrzeby własne PGM;
- **Zdolność do rozruchu autonomicznego** – zgodnie z def. NC RfG;

3 Cel testu

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej modułu wytwarzania energii lub modułu parku energii do regulacji napięcia w w ramach procedur „Planu obrony systemu” lub „Planu odbudowy”.

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami Art. 44 NC ER, przy czym zgodnie z zasadami określonymi w „Procedurze testowania”, w przypadku zdolności, dla których weryfikacji jest wymagane przeprowadzenie testów zgodności, nie dopuszcza się wykorzystania certyfikatów, jako potwierdzenia danej zdolności.

4 Zasady przeprowadzania testów

4.1 Podstawowe informacje w zakresie ramowego programu przeprowadzania testów zgodności

Test przeprowadza się dla PGM i PPM wyznaczonych jako SGU zdolne do regulacji napięcia zgodnie z wymaganiami „Planu obrony systemu” lub „Planu odbudowy”, których zdolność do regulacji napięcia została potwierdzona na bazie wymagań NC RfG dla nowych PGM i PPM lub dla istniejących PGM i PPM wynika z zapisów ogólnych NC ER lub umowy świadczonej na podstawie warunków ogólnych zatwierdzonych przez Prezesa URE.

5 Ramowy program przeprowadzania testów w zakresie zdolności pracy wyspowej

5.1 Parametry techniczne

Określenie i poprawne zdefiniowanie niżej wymienionych parametrów musi się odbyć co najmniej na etapie określania programu szczegółowego:

- moc maksymalna (P_{max}) – potwierdzona zgodnie z wymaganiami NC RfG lub IRiESP;
- moc minimalna (P_{min}) – potwierdzona zgodnie z wymaganiami NC RfG lub IRiESP;
- moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG lub IRiESP;
- moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG lub IRiESP;

5.2 Ogólne warunki przeprowadzenia testu

Test powinien być przeprowadzony po zakończeniu testów regulatora napięcia, i testów mocy biernej PGM/PPM.

Wymagania w zakresie regulacji napięcia:

- zapewnienie zdolności PGM do pracy w trybie automatycznej regulacji napięcia w zakresie odchyłek 0,8 do 1,115 Un w miejscu przyłączenia,
- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM/PPM do zadawania napięcia w trybie automatycznej regulacji napięcia w zakresie 0,8 do 1,115 Un w miejscu przyłączenia,
- zapewnienie zdolności do wprowadzania, przez służby dyżurne prowadzące ruch PGM/PPM, wartości zadanych napięcia,
- zapewnienie zdolności do wprowadzania, przez służby dyżurne prowadzące ruch PGM/PPM, wartości zadanych mocy biernej,

Test przeprowadza się po uprzednich pozytywnie przeprowadzonych i zaliczonych testach lub/i certyfikatach:

- Pracy w trybie automatycznej regulacji napięcia.
- Regulacji automatycznej mocy biernej.
- Dostępnego zakresu regulacji mocy biernej.
- Działania podobciążeniowego przełącznika zaczeów transformatora blokowego.

5.3 Sposób przeprowadzenia testu

Wymaga się przeprowadzenia testu obiektowego całego PGM/PPM określonego jako SGU istotny w „*Planie obrony systemu*” lub w „*Planie odbudowy*”.

5.4 Wielkości mierzone

Szczegółowy zakres podstawowych wielkości mierzonych powinien zostać określony w programie szczegółowym i obejmować co najmniej:

1. *Moc czynna netto i brutto.*
2. *Napięcie generatora.*
3. *Napięcie w miejscu przyłączenia PGM/PPM.*
4. *Odpowiedź mocową ΔQ brutto i netto.*
5. *Moc bierną potrzeb własnych.*
6. *Położenie łączników w odpowiedniej rozdzielni.*
7. *Położenie przełącznika zaczeów transformatora blokowego.*

Dodatkowo powinien zostać określony szczegółowy zakres dodatkowych wielkości mierzonych, uwzględniający technologię wytwarzania modułu wytwarzania. Przykładowo:

- dla modułów wytwarzania energii z kotłami parowymi opalanymi węglem:
 - a) wartość zadana mocy czynnej
 - b) wartość zadana napięcia
 - c) wartość zadana mocy biernej
 - d) pomiar napięcia generatora
 - e) pomiar napięcia po górnej stronie transformatora blokowego
 - f) pomiar napięcia w stacji w polu linii blokowej lub na szynach rozdzielni do której PGM jest przyłączony,
 - g) wartość zadana paliwa (zapotrzebowanie na paliwo do spalania),
 - h) całkowity strumień paliwa,
 - i) obciążenie kotła (jeżeli dostępne),
 - j) całkowity strumień pary świeżej z kotła,
 - k) temperatura pary świeżej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - l) temperatura pary wtórnej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - m) zadane ciśnienie pary świeżej przed turbiną,
 - n) zadane skorygowane (po modelu) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (jeżeli dostępne),
 - o) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (przed zaworami regulacyjnymi WP turbiny),
 - p) ciśnienie pary za zaworami regulacyjnymi WP turbiny (w komorze wlotowej turbiny)

- q) sygnał sterujący zaworami regulacyjnymi WP i SP turbiny,
 - r) położenia zaworów regulacyjnych WP i SP turbiny,
 - s) poziom wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - t) ciśnienie wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - u) temperatura wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - v) położenie głównego zaworu regulacyjnego kondensatu*,
 - w) położenie zaworów upustowych pary turbiny*
 - x) poziom skroplin w skraplaczu*,
 - y) poziom wody w zbiorniku zimnego kondensatu*.
 - z) ciśnienie w skraplaczu (próżnia)*,
 - aa) sygnały logiczne: aktywacja / dezaktywacja trybu forsowania mocy*,
 - bb) zadany udział mocy uzyskany w wyniku dławienia kondensatu*,
*tylko dla turbin parowych z trybem forsowania mocy przepływem kondensatu i pary upustowej
- dla wodnych modułów wytwarzania energii (hydrozespoły przepływowe lub szczytowo-pompowe):
 - a) wartości zadane położenia aparatu kierowniczego i łopatek wirnika turbozespołu,
 - b) położenie łopatek wirnika i otwarcie aparatu kierowniczego turbozespołu,
 - c) wartość spadku/poziom wody w zbiorniku
 - dla gazowo-parowych modułów wytwarzania energii:
 - a) przepływ gazu do turbiny gazowej GT,
 - b) położenie zaworu/zaworów regulacyjnych paliwa gazowego GT,
 - c) położenie kierownicy wlotowej sprężarki GT,
 - d) temperatura spalin na wylocie GT,
 - e) status działania ogranicznika temperatur spalin wylotowych GT
 - dla PPM:
 - a) liczba pracujących jednostek wytwarzających energię elektryczną,
 - b) wartości zadanej napięcia i mocy biernej dla całego PPM
 - c) aktywny tryb regulacji napięcia i mocy biernej PPM

Sygnały powinny być archiwizowane z rozdzielczością czasową co najmniej 1s. Nie przewiduje się zabudowy dodatkowego zewnętrznego urządzenia rejestrującego dane.

5.5 Wielkości wejściowe (wymuszające)

Dla zbadania zdolności do regulacji napięcia w procesie obrony systemu lub procesie odbudowy wymagane jest korzystanie z poniższych wielkości:

Zadawanie wartości zadanych napięcia i mocy biernej, dla regulatora napięcia PGM/PPM, w systemach dyspozytorskich OSP współpracujących z regulatorem napięcia lub systemem DCS nadzorujący pracę PGM/PPM.

Zadawanie odchyłeń napięcia i mocy biernej dla regulatora napięcia w lub poprzez system DCS nadzorujący pracę PGM/PPM.

Zadawanie wartości napięcia po stronie górnej i po stronie dolnej transformatora łączącego PGM/PPM z siecią.

5.6 Wielkości wyjściowe (odpowieź układu)

Wielkością wyjściową są zmiany mocy biernej, napięcia, położenia zaczeptów transformatora wygenerowane w odpowiedzi na zadawane zmiany odchyłeń lub wartości zadanych napięcia i mocy biernej, zmierzone na szynach po dolnej stronie napięcia transformatora łączącego PGM/PPM z siecią oraz rozdzielni do której PGM/PPM jest przyłączony.

5.7 Punkty pracy modułu wytwarzania energii (poziomy generowanej mocy).

Zbadanie zdolności regulacji częstotliwości zostanie przeprowadzone w poniższych punktach pracy (poziomach mocy bazowej – PB/Q).

1. PB1 = Ps (lub 0MW) ... Pmitech (Ps – wartość mocy po synchronizacji lub wartość, która wynika z naturalnego zapotrzebowania sieci potrzeb własnych PGM w momencie przeprowadzania testu).
2. PB2 = Pmitech ... Pos.
3. Q1 – początkowy poziom mocy biernej modułu wytwarzania energii przed rozpoczęciem próby.
4. U1 - początkowy poziom napięcia w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii przed rozpoczęciem próby.

5.8 Sposób sprawdzenia zdolności.

5.8.1 Próba 1 – Sprawdzenie zdolności do regulacji napięcia, PGM zakwalifikowanego jako nowy (spełniający wymagania RfG) do pracy w oparciu o wartości zadane napięcia otrzymywane z systemów dyspozytorskich OSP

- Potwierdzenie zdolności do regulacji napięcia dla nowych PGM odbywa się zgodnie z procedurami sprawdzenia zdolności do regulacji napięcia opracowanymi na podstawie zapisów RfG i opublikowanymi na stronach internetowych OSP.

5.8.2 Próby 2 – Sprawdzenie zdolności do regulacji napięcia i mocy biernej przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP) lub nowy w zakresie nie wymaganym „Planem obrony systemu” lub „Planem odbudowy” i nie pokrytym testami przywołanymi w pkt 5.8.1.

5.8.2.1 Próba 2.1 – Sprawdzenie zdolności do przyjmowania i realizacji poleceń OSP w zakresie zmiany napięcia.

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 oraz U1 i Q1 – ustalonymi w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznej regulacji napięcia załączony,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM/PPM na poziomie mocy bazowej PB1, lub PB2 oraz U1 i Q1 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Przekazanie przez dyspozytora OSP, dostępnym kanałem komunikacji, polecenia zmiany wartości zadanej napięcia na w punkcie przyłączenia, w zakresie $U=0,8 \dots 1,115 U_n$.
3. Potwierdzenie przez dyżurnego, prowadzącego ruch PGM/PPM, przyjęcia polecenia od dyspozytora OSP.
4. Realizacja polecenia, przez dyżurnego prowadzącego ruch modułu wytwarzania energii.
5. Złożenie raportu, dyspozytorowi OSP przez dyżurnego prowadzącego ruch PGM/PPM, po zakończeniu realizacji polecenia.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy:

1. Dyspozytor OSP, używając kanału komunikacyjnego określonego w umowie o przesyłanie energii lub w umowie o świadczenie usługi, nawiąże kontakt z dyżurnym

przewodzącym ruch PGM/PPM, przekaże polecenie, a poprawność jego przyjęcia zostanie potwierdzona przez dyspozytora prowadzącego ruch PGM/PPM.

2. Wartość napięcia na szynach rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie zregulowana w trybie automatycznym, do wartości określonej w poleceniu dyspozytora OSP.
3. Raport z realizacji polecenia zostanie złożony dyspozytorowi OSP, przez dyżurnego prowadzącego ruch PGM/PPM.

5.8.2.2 Próba 2.2 – Sprawdzenie zdolności do przyjmowania i realizacji poleceń OSP w zakresie zmiany mocy biernej.

Warunki początkowe:

- a) PGM/PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 oraz U1 i Q1 – ustalonymi w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznej regulacji napięcia załączony,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM/PPM na poziomie mocy bazowej PB1, lub PB2 oraz U1 i Q1 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Przełączenie trybu pracy regulatora napięcia z automatycznej regulacji napięcia w tryb automatycznej regulacji mocy biernej.
3. Przekazanie przez dyspozytora OSP, dostępnym kanałem komunikacji, polecenia zmiany wartości zadanej mocy biernej w punkcie przyłączenia PGM/PPM, w zakresie $Q=Q_{min} \dots Q_{max}$.
4. Potwierdzenie przez dyżurnego, prowadzącego ruch PGM/PPM, przyjęcia do realizacji polecenia dyspozytora OSP.
5. Realizacja polecenia, przez dyżurnego prowadzącego ruch PGM/PPM.
6. Złożenie raportu, dyspozytorowi OSP przez dyżurnego prowadzącego ruch PGM/PPM, po zakończeniu realizacji polecenia.
7. Przełączenie powrotne regulatora napięcia z trybu automatycznej regulacji mocy biernej w tryb automatycznej regulacji napięcia, po otrzymaniu polecenia od dyspozytora OSP – powrót do pracy normalnej po zakończeniu próby.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy:

1. Dyspozytor OSP, używając kanału komunikacyjnego określonego w umowie o przesyłanie energii lub w umowie o świadczenie usługi, nawiąże kontakt z dyżurnym prowadzącym ruch PGM/PPM, przekaże polecenie, a poprawność jego przyjęcia zostanie każdorazowo potwierdzona przez dyspozytora prowadzącego ruch PGM/PPM.
2. Wartość mocy biernej na szynach rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie zregulowana w trybie automatycznym, do wartości określonych w poleceniu dyspozytora OSP.
3. Raport z realizacji polecenia zostanie każdorazowo złożony dyspozytorowi OSP, przez dyżurnego prowadzącego ruch PGM/PPM.

5.8.2.3 Próba 2.3 – Sprawdzenie zdolności modułu wytwarzania energii do przyjmowania i realizacji wartości zadanych napięcia poprzez systemy dyspozytorskie OSP.

Warunki początkowe:

- a) PGM/PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 oraz U1 i Q1 – ustalonymi w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznej regulacji napięcia załączony.
- c) Tryb zadawania wartości napięcia z systemów dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu załączony w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu i w regulatorze napięcia lub systemie DCS PGM/PPM.

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM/PPM na poziomie mocy bazowej PB1, lub PB2 oraz U1 i Q1 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Zmiana wartości zadanej regulacji napięcia w punkcie przyłączenia PGM/PPM w zakresie $U=0,8 \dots 1,115 U_n$, w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu.
3. Potwierdzenie przez dyżurnego, prowadzącego ruch PGM/PPM, poprawności przekazania otrzymanej wartości zadanej.
4. Realizacja nowej wartości zadanej napięcia, przez regulator napięcia pracujący w trybie automatycznej regulacji napięcia.
5. Potwierdzenie poprawności realizacji zmiany wartości napięcia w punkcie przyłączenia PGM/PPM w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy:

1. Zmiana wartości zadanej regulacji napięcia wprowadzona przez dyspozytora OSP lub właściwego operatora systemu, będzie tożsama z przyjętą do realizacji przez układ regulacji napięcia lub system DCS PGM/PPM.
2. Wartość napięcia na szynach rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie zregulowana w trybie automatycznym, do nowej wartości zadanej przez dyspozytora OSP lub właściwego operatora systemu.
3. Poprawność odczytu nowej wartości napięcia na szynach rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie potwierdzona przez dyspozytora, w systemach sterowania OSP lub właściwego operatora systemu.

5.8.2.4 Próba 2.4 – Sprawdzenie zdolności PGM/PPM do przyjmowania i realizacji wartości zadanych mocy biernej poprzez systemy dyspozytorskie OSP lub właściwego operatora systemu.

Warunki początkowe:

- a) PGM/PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 oraz U1 i Q1 – ustalonymi w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznej regulacji napięcia załączony,

Przebieg próby:

1. Przełączenie trybu pracy regulacji napięcia PGM/PPM w tryb automatycznej regulacji mocy biernej.
2. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej PB1, lub PB2 oraz U1 i Q1 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
3. Zmiana wartości zadanej mocy biernej w punkcie przyłączenia PGM/PPM w zakresie $Q=Q_{min} \dots Q_{max}$, w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu.

4. Potwierdzenie przez dyżurnego, prowadzącego ruch PGM/PPM, poprawności przekazania otrzymanej wartości zadanej.
5. Realizacja nowej wartości zadanej mocy biernej, przez regulator napięcia pracujący w trybie automatycznej regulacji mocy biernej.
6. Potwierdzenie poprawności realizacji zmian wartości mocy biernej w punkcie przyłączenia PGM/PPM, w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy:

1. Zmiana wartości zadanej regulacji mocy biernej wprowadzona przez dyspozytora OSP lub właściwego operatora systemu, będzie tożsama z przyjętą do realizacji przez układ regulacji napięcia PGM/PPM.
2. Wartość mocy biernej mierzona w polu linii blokowej w rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie zregulowana w trybie automatycznym, do nowej wartości zadanej wprowadzonej przez dyspozytora OSP lub właściwego operatora systemu.
3. Poprawność odczytu nowej wartości mocy biernej w polu linii blokowej w rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest PGM/PPM zostanie potwierdzona przez dyspozytora, w systemach sterowania OSP lub właściwego operatora systemu.

5.8.2.5 Próba 2.5 – Sprawdzenie zakresu działania regulacji napięcia transformatora blokowego i przełącznika zacze­pów

Warunki początkowe:

- a) PGM/PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 oraz U1 i Q1 – ustalonymi w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznej regulacji napięcia na generatorze załączony w kryterium regulacji napięcia górnego (w miejscu przyłączenia).
- c) Tryb automatycznej regulacji napięcia transformatora blokowego załączony w kryterium stabilizacji napięcia generatora. Położenie początkowe zacze­p 0 (neutralny).

Przebieg próby:

1. Przełączenie trybu pracy regulatora napięcia PGM/PPM w tryb automatycznej regulacji napięcia generatora z wartością zadaną $U_g = U_{gn}$.
2. Ustabilizowanie pracy PGM/PPM na poziomie mocy bazowej PB1, lub PB2 oraz U1 i Q1 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
3. Sprawdzenie zakresu sterowania przełącznikiem zacze­pów w trybie ręcznym poprzez zmianę wartości jego położenia 0 - Max – 0 – min – 0, przez operatora PGM/PPM, na polecenie dyspozytora OSP.
4. Przełączenie trybu sterowania przełącznikiem zacze­pów w tryb automatycznej regulacji napięcia w miejscu przyłączenia.
5. Sprawdzenie działania regulacji napięcia przełącznikiem zacze­pów w trybie automatycznym poprzez zmianę wartości napięcia na rozdzielni sieciowej do której PGM/PPM jest przyłączony, w zakresie $U_{min} - U_{Max}$.
6. Potwierdzenie przez dyżurnego, prowadzącego ruch PGM/PPM, poprawności zmian położenia zacze­pów i zakresu regulacji napięcia w miejscu przyłączenia PGM/PPM zgodnie z wymaganiami NC ER.

Kryteria oceny próby:

Próba jest zaliczona gdy:

1. Zakres regulacji zaczepowej transformatora łączącego PGM/PPM z siecią będzie odpowiadał wymaganiom NC RfG lub IRiESP..
2. Wartość mocy biernej na linii blokowej w rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest moduł wytwarzania energii zostanie zregulowana w trybie automatycznym, do nowej wartości zadanej przez dyspozytora OSP.
3. Poprawność odczytu nowej wartości mocy biernej w linii blokowej w rozdzielni sieciowej do której przyłączony jest moduł wytwarzania energii zostanie potwierdzona przez dyspozytora OSP, w systemach sterowania OSP.

6 Kryteria oceny testu zgodności

Przedmiotowy test zgodności uznaje się za pozytywny, jeśli:

1. PGM/PPM wykazał zdolność do poprawnej zmiany trybów pracy pomiędzy regulacją automatyczną napięcia, regulacją automatyczną mocy biernej i odwrotnie.
2. PGM/PPM wykazał zdolność do poprawnej pracy w trybie regulacji napięcia w zakresie wymaganym programem próby i zapisami szczegółowego programu i umów.
3. PGM/PPM wykazał zdolność do poprawnej pracy w trybie automatycznej i ręcznej regulacji napięcia transformatora blokowego w całym dostępnym zakresie regulacji.
4. PGM/PPM wykazał zdolność do poprawnej pracy w całym zakresie nie znamionowych wartości napięcia..
5. Test przeprowadzono zgodnie ze szczegółowymi kryteriami określonymi przez PSE S.A. w ramach programu szczegółowego
6. PGM pozytywnie przejdzie wszystkie próby realizowane zgodnie z programem szczegółowym, bez powtórzeń.

Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych

**Program ramowy testu zgodności
w zakresie zdolności do:
Regulacji mocy zgodnie z wymaganiami *Planu
obrony systemu i Planu odbudowy***

31 lipca 2019

SPIS TREŚCI

1	CEL I ZAKRES	47
2	DEFINICJE	47
3	CEL TESTU	48
4	ZASADY PRZEPROWADZANIA TESTÓW	48
4.1	PODSTAWOWE INFORMACJE W ZAKRESIE RAMOWEGO PROGRAMU PRZEPROWADZANIA TESTÓW ZGODNOŚCI	48
5	RAMOWY PROGRAM PRZEPROWADZANIA TESTÓW W ZAKRESIE ZDOLNOŚCI PRACY WYSPOWEJ	48
5.1	PARAMETRY TECHNICZNE	48
5.2	OGÓLNE WARUNKI PRZEPROWADZENIA TESTU	49
5.3	SPOSÓB PRZEPROWADZENIA TESTU.....	49
5.4	WIELKOŚCI MIERZONE	49
5.5	WIELKOŚCI WEJŚCIOWE (WYMUSZAJĄCE).....	50
5.6	WIELKOŚCI WYJŚCIOWE (ODPOWIEDŹ UKŁADU).....	51
5.7	PUNKTY PRACY MODUŁU WYTWARZANIA ENERGII (POZIOMY GENEROWANEJ MOCY).....	51
5.8	SPOSÓB SPRAWDZENIA ZDOLNOŚCI.	51
5.8.1	<i>Próba 1. – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako nowy (spełniający wymagania RfG).....</i>	<i>51</i>
5.8.2	<i>Próby 2. – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP) oraz nowych w zakresie wymaganym zapisami „Planu obrony systemu” lub „Planu odbudowy” i nie pokrytym planem testów wymienionym w pkt 5.8.1. 51</i>	
5.8.2.1	<i>Próba 2.1. – Sprawdzenie - zadawania mocy PGM poprzez system LFC.....</i>	<i>51</i>
5.8.2.2	<i>Próba 2.2. – Sprawdzenie zadawania mocy czynnej PGM poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.....</i>	<i>52</i>
5.8.2.3	<i>Próba 2.3. – sprawdzenie pracy PGM w zaniżeniu lub przeciążeniu.....</i>	<i>52</i>
5.8.3	<i>Próby 3. - Sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PPM.....</i>	<i>52</i>
5.8.3.1	<i>Próba 3.1. – Próba pracy PPM z ograniczeniem mocy zadawanym z systemów sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu.....</i>	<i>52</i>
5.8.3.2	<i>Próba 3.2. – Próba pracy PPM z ograniczeniem mocy zadawanym poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.....</i>	<i>53</i>
5.8.3.3	<i>Próba 3.3. – Próba wyłączenia PPM z pracy poprzez systemy sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu.</i>	<i>53</i>
5.8.3.4	<i>Próba 3.4. – Próba wyłączenia PPM z pracy na polecenie dyspozytora OSP lub dyspozytora właściwego operatora systemu wydane poprzez dyspozytorskie systemy komunikacji.</i>	<i>54</i>
6	KRYTERIA OCENY TESTU ZGODNOŚCI	54

1 Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testowania zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania, o którym mowa w dokumencie opracowanym w ramach wdrażania wymogów wynikających z zapisów art. 44 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: **NC ER**).

2 Definicje

Definicje występujące w przedmiotowym dokumencie bazują na definicjach określonych w NC ER, NC RfG, oraz w „Procedurze testowania” i zostały doprecyzowane na potrzeby tego dokumentu:

- **DCS** – Distributed Control System;
- **IRiESP** – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
- **Metoda wykrywania przejścia do pracy wyspowej** – uzgodniona między właścicielem zakładu wytwarzania energii i PSE S.A. Uzgodniona metoda wykrywania nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu (np. może polegać na odchyłce częstotliwościowej Δf_w , gdzie ta odchyłka częstotliwości jest rozumiana jako odchyłka względem częstotliwości znamionowej powodująca załączenie trybu pracy wyspowej);
- **Minimalny poziom generacji (P_{min})** – zgodnie z def. NC RfG „minimalny poziom mocy do stabilnej pracy”;
- **Moc czynna netto** – moc czynna mierzona w punkcie przyłączenia ;
- **Moc maksymalna (P_{max})** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp})** – zgodna z profilami P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz})** – zgodnie profilem P-Q/Pmax z Art. 18 NC RfG;
- **Moduł parku energii (PPM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Moduł wytwarzania energii (PGM)** – zgodnie z def. NC RfG;
- **NC ER** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **NC RfG** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;
- **Odchyłka częstotliwości** – Różnica pomiędzy mierzoną lub symulowaną wartością częstotliwości, a jej wartością zadaną;
- **Statyzm s** – Współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy osiągalnej;
- **Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej Δf_0** – celowo stosowany przedział częstotliwości w którym działanie regulacji częstotliwości jest dezaktywowane;
- **Synchroniczne PGM (SyPGM)** – zgodnie z def. NC RfG;

- **tryb LFSM-O** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb LFSM-U** – zgodnie z def. NC RfG;
- **tryb FSM** – zgodnie z def. NC RfG;
- **Tryb pracy wyspowej** – stan pracy danego PGM po zadziałaniu odpowiedniej metody wykrywania przejścia do pracy wyspowej w zakresie trybu LFSM-O i LFSM-U. Skutkuje wyzerowaniem strefy martwej Δf_0 , zmianą statyzmu s oraz zapewnieniem odpowiedniej koordynacją pomiędzy głównymi elementami PGM (w przypadku SyPGM w technologii węglowej – koordynacją pracy kotła z pracą turbiny);
- **Zdolność do PPW** – praca na potrzeby własne PGM;
- **Zdolność do rozruchu autonomicznego** – zgodnie z def. NC RfG;

3 Cel testu

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej modułu wytwarzania energii do regulacji mocy na potrzeby realizacji procedur *Planu obrony systemu* lub *Planu odbudowy*.

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami Art. 44 NC ER, przy czym zgodnie z zasadami określonymi w „Procedurze testowania”, w przypadku zdolności, dla których weryfikacji jest wymagane przeprowadzenie testów zgodności, nie dopuszcza się wykorzystania certyfikatów, jako potwierdzenia danej zdolności.

4 Zasady przeprowadzania testów

4.1 Podstawowe informacje w zakresie ramowego programu przeprowadzania testów zgodności

Test przeprowadza się dla PGM wyznaczonych jako SGU zdolne do regulacji mocy czynnej zgodnie z wymaganiami *Planu obrony systemu* lub *Planu odbudowy*, których zdolność do regulacji mocy została potwierdzona na bazie wymagań NC RfG dla nowych PGM lub dla istniejących PGM wynika z zapisów IRiESP lub umowy, świadczonej na podstawie warunków ogólnych zatwierdzonych przez Prezesa URE.

5 Ramowy program przeprowadzania testów w zakresie zdolności pracy wyspowej

5.1 Parametry techniczne

Określenie i poprawne zdefiniowanie niżej wymienionych parametrów musi się odbyć co najmniej na etapie określania programu szczegółowego:

- moc maksymalna (P_{max});
- moc minimalna (P_{min});
- moc maksymalna bierna w kierunku produkcji (Q_{maxp}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- moc maksymalna bierna w kierunku zużycia (Q_{maxz}) – zgodnie profilem P-Q/ P_{max} z Art. 18 i Art. 21 NC RfG;
- zdolność do pracy w trybie pracy wyspowej – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG;
- zdolność do rozruchu autonomicznego – potwierdzona zgodnie z programem opracowanym na podstawie wymagań NC RfG, lub
- zdolność do PPW – na podstawie zapisów IRiESP.

5.2 Ogólne warunki przeprowadzenia testu

Test powinien być przeprowadzony po zakończeniu testów odbiorowych mocy osiągalnej i minimum technicznego.

Wymagania w zakresie regulacji mocy czynnej:

- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM przyjmowania poleceń regulacyjnych z systemów teleinformatycznych prowadzonych przez OSP,
- zapewnienie zdolności do wyłączenia PPM z pracy, wydaniu rozkazu poprzez systemy sterowania właściwego operatora oraz na polecenie wydane przez dyspozytora OSP, poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP,
- zapewnienie odpowiedniej zdolności PGM do przyjmowania poleceń dyspozytorskich zmiany mocy czynnej modułu wytwarzania energii poprzez kanały łączności dyspozytorskiej OSP,
- zapewnienie odpowiedniej zdolności PPM do ograniczenia mocy czynnej wprowadzone w systemach dyspozytorskich właściwego operatora oraz na polecenie wydane przez dyspozytora OSP, poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP,

Test przeprowadza się po uprzednich pozytywnie przeprowadzonych i zaliczonych testach lub/i certyfikatach:

- mocy osiągalnej Pos
- mocy minimum technicznego Pmitech
- łączności dyspozytorskiej – potwierdzenie numerów DIRE PGM/PPM
- regulacji LFC – w zakresie sprawdzenia zadawania mocy czynnej poprzez systemy dyspozytorskie OSP;

5.3 Spół sposób przeprowadzenia testu

Wymaga się przeprowadzenia testu obiektowego całego modułu PGM określonego jako SGU istotny w „*Planie obrony systemu*” lub w „*Planie odbudowy*”.

5.4 Wielkości mierzone

Szczegółowy zakres podstawowych wielkości mierzonych powinien zostać określony na poziomie programu szczegółowego i obejmować co najmniej:

1. *Odpowiedź mocowa ΔP brutto i netto,*
2. *Moc czynna potrzeb własnych*
3. *Stan położenia łączników w odpowiedniej rozdzielni,*

Dodatkowo powinien zostać określony szczegółowy zakres dodatkowych wielkości mierzonych, uwzględniający technologię wytwarzania modułu wytwarzania. Przykładowo:

- dla modułów wytwarzania energii z kotłami parowymi opalanymi węglem:
 - a) wartość zadana paliwa (zapotrzebowanie na paliwo do spalania),
 - b) całkowity strumień paliwa,
 - c) obciążenie kotła (jeżeli dostępne),
 - d) całkowity strumień pary świeżej z kotła,
 - e) temperatura pary świeżej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - f) temperatura pary wtórnej na wylocie z kotła (wybrana nitka),
 - g) zadane ciśnienie pary świeżej przed turbiną,
 - h) zadane skorygowane (po modelu) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (jeżeli dostępne),
 - i) ciśnienie pary świeżej przed turbiną (przed zaworami regulacyjnymi WP turbiny),
 - j) ciśnienie pary za zaworami regulacyjnymi WP turbiny (w komorze wlotowej turbiny)
 - k) sygnał sterujący zaworami regulacyjnymi WP i SP turbiny,
 - l) położenia zaworów regulacyjnych WP i SP turbiny,

- m) poziom wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - n) ciśnienie wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - o) temperatura wody w zbiorniku wody zasilającej*,
 - p) położenie głównego zaworu regulacyjnego kondensatu*,
 - q) położenie zaworów upustowych pary turbiny*
 - r) poziom skroplin w skraplaczu*,
 - s) poziom wody w zbiorniku zimnego kondensatu*.
 - t) ciśnienie w skraplaczu (próżnia)*,
 - u) sygnały logiczne: aktywacja / dezaktywacja trybu forsowania mocy*,
 - v) zadany udział mocy uzyskany w wyniku dławienia kondensatu*,
*tylko dla turbin parowych z trybem forsowania mocy przepływem kondensatu i pary upustowej
- dla wodnych modułów wytwarzania energii (hydrozespoły przepływowe lub szczytowo-pompowe):
 - a) wartości zadane położenia aparatu kierowniczego i łopatek wirnika turbozespołu,
 - b) położenie łopatek wirnika i otwarcie aparatu kierowniczego turbozespołu,
 - c) wartość spadku/poziom wody w zbiorniku
 - dla gazowo-parowych modułów wytwarzania energii:
 - a) przepływ gazu do turbiny gazowej GT,
 - b) położenie zaworu/zaworów regulacyjnych paliwa gazowego GT,
 - c) położenie kierownicy wlotowej sprężarki GT,
 - d) temperatura spalin na wylocie GT,
 - e) status działania ogranicznika temperatur spalin wylotowych GT
 - dla PPM:
 - a) liczba pracujących jednostek wytwarzających energię elektryczną,
 - b) wartości zadanej mocy czynnej dla trybu FSM dla całego PPM
 - c) aktywny tryb regulacji mocy czynnej PPM

Sygnały powinny być archiwizowane z rozdzielczością czasową co najmniej 1s. Nie przewiduje się zabudowy dodatkowego zewnętrznego urządzenia rejestrującego dane.

5.5 Wielkości wejściowe (wymuszające)

Dla zbadania zdolności do regulacji mocy czynnej na potrzeby realizacji procedur „Planu obrony systemu” lub „Planu odbudowy” wymagane jest korzystanie z poniższych wielkości:

Zadawanie mocy czynnej poprzez systemy dyspozytorskie OSP (LFC)

Zadawanie mocy czynnej poprzez systemy dyspozytorskie właściwego operatora.

Zadawanie mocy czynnej poprzez kanały łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora (stosować zgodnie z hierarchią wynikającą z kompetencji prowadzenia ruchu).

Wydawanie polecenia pracy w zaniżeniu lub pracy w przeciążeniu poprzez systemy łączności dyspozytorskie OSP.

Zadawanie polecenia odstawienia PPM poprzez systemy dyspozytorskie właściwego operatora systemu.

Wydawanie polecenia odstawienia PPM poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP i właściwego operatora systemu.

Zadawanie mocy czynnej w regulatorze mocy lub systemie DCS nadzorującym pracę PGM/PPM.

Zadawanie polecenia odstawienia PPM systemie DCS nadzorującym pracę PPM.

Zadawanie pracy w przeciążeniu w regulatorze mocy PGM lub systemie DCS PGM.

5.6 Wielkości wyjściowe (odpowiedź układu)

Wielkością wyjściową są zmiany mocy czynnej wygenerowane w odpowiedzi na zadawane zmiany wartości zadanej mocy czynnej, zmierzone na szynach rozdzielni do której PGM/PPM jest przyłączony.

Wielkością wyjściową jest odstawienie PPM, w odpowiedzi na polecenie wydane poprzez systemy sterowania dyspozytorskiego lub kanały łączności dyspozytorskiej OSP i właściwego operatora systemu.

5.7 Punkty pracy modułu wytwarzania energii (poziomy generowanej mocy).

Zbadanie zdolności regulacji częstotliwości zostanie przeprowadzone w poniższych punktach pracy (poziomach mocy bazowej – PB/Q).

1. PB1 = Ps (lub 0MW) ... Pmitech (Ps – wartość mocy po synchronizacji lub wartość, która wynika z naturalnego zapotrzebowania sieci potrzeb własnych PGM w momencie przeprowadzania testu)
2. PB2 = Pmitech ... Pos.
3. PB3 = Pzaniżenia lub Pprzeciążenia – odpowiednio dla pracy w zaniżeniu lub pracy w przeciążeniu

5.8 Sposób sprawdzenia zdolności.

5.8.1 Próba 1. – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako nowy (spełniający wymagania RfG)

- Potwierdzenie zdolności do regulacji częstotliwości dla nowych PGM odbywa się zgodnie z procedurami sprawdzenia zdolności do regulacji mocy w ramach LFC oraz współpracy z systemami dyspozytorskimi OSP lub właściwego operatora systemu opracowanymi na podstawie zapisów RfG i opublikowanymi na stronach internetowych OSP.

5.8.2 Próby 2. – sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PGM zakwalifikowany jako istniejący (spełniający wymagania IRiESP) oraz nowych w zakresie wymaganym zapisami „Planu obrony systemu” lub „Planu odbudowy” i nie pokrytym planem testów wymienionym w pkt 5.8.1.

5.8.2.1 Próba 2.1. – Sprawdzenie - zadawania mocy PGM poprzez system LFC.

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Regulacja mocy poprzez system LFC (z OSP) załączona w systemie DCS PGM ,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej PB1 lub PB2 i w czasie określonych w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie mocy bazowej PBPKE przez system LFC w odstępach do $t = 15$ minut, i zakresie mocy zadanych $Pz = Pmitech \dots Pos$.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(Pz)$ na zmianę wartości zadanej mocy były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy wartości mocy zadawanych, a odchyłki jej regulacji mieściły się w zakresie $Pz \pm 1\% Pos$ PGM.

5.8.2.2 Próba 2.2. – Sprawdzenie zadawania mocy czynnej PGM poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Regulacja mocy załączona w systemie DCS PGM,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej PB1 lub PB2 i w czasie określonych w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie mocy bazowej P_z poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu, w odstępach do $t = 15$ minut i zakresie mocy zadanych $P_z = P_{mitech} \dots P_{os}$.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(P_z)$ na zmianę wartości zadanej mocy były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy wartości mocy zadawanych, a odchyłki jej regulacji mieściły się w zakresie $P_z \pm 1\% P_{os}$ PGM.

5.8.2.3 Próba 2.3. – sprawdzenie pracy PGM w zaniżeniu lub przeciążeniu.

Warunki początkowe:

- a) PGM pracuje przyłączony do sieci z mocą $PB2 = P_{mitech}$ – dla pracy w zaniżeniu lub $PB2 = P_{os}$ – dla pracy w przeciążeniu, ustalonymi w programie szczegółowym próby.

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PGM na poziomie mocy bazowej $PB2 = P_{mitech}$ w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie mocy bazowej $P_z = P_{zaniżenia}$ poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.
3. Obserwacja pracy PGM w zaniżeniu.
4. Zmiana mocy bazowej PGM na $PB2 = P_{os}$ i stabilizacja jego pracy.
5. Zadawanie mocy na wartość $P_z = P_{przeciążenia}$ poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.
6. Obserwacja pracy PGM w przeciążeniu.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PGM $\Delta P(P_z)$ na zmianę wartości zadanej mocy były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą odpowiednio ze zgłoszonych w umowie wartości mocy w zaniżeniu lub mocy w przeciążeniu, a odchyłki jej regulacji mieściły się w zakresie $P_z \pm 1\% P_{os}$ PGM.

5.8.3 Próby 3. - Sprawdzenie zdolności do regulacji częstotliwości przez PPM

5.8.3.1 Próba 3.1. – Próba pracy PPM z ograniczeniem mocy zadawanym z systemów sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu.

Warunki początkowe:

- a) PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Tryb automatycznego zadawania mocy z systemów dyspozytorskich i automatyczna regulacja mocy załączona w systemie DCS PPM,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PPM na poziomie mocy bazowej PB1 lub PB2 i w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Zadawanie poziomu ograniczenia mocy PPM w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu w odstępach czasu do $t = 15$ minut, i zakresie mocy zadanych $P_z = P_{min} \dots P_{max}$ – wynikających z bieżących warunków środowiskowych (wiatr, nasłonecznienie lub inne określone w programie szczegółowym, odpowiednio do stosowanej technologii wytwarzania energii).

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy odpowiedzi mocowe PPM $\Delta P(P_z)$ na zmianę wartości ograniczenia mocy były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastawy wartości mocy zadawanych ograniczeń, a odchyłki jej regulacji mieściły się w zakresie $P_z \pm 1\% P_{os}$ PPM.

5.8.3.2 Próba 3.2. – Próba pracy PPM z ograniczeniem mocy zadawanym poprzez systemy łączności dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu.

Warunki początkowe:

- a) PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą PB1 lub PB2 – ustaloną w programie szczegółowym próby.
- b) Automatyczna regulacja mocy załączona w systemie DCS PPM,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PPM na poziomie mocy bazowej PB1 lub PB2 w czasie określonym w szczegółowym programie próby.
2. Wydawanie, przez dyspozytora OSP lub dyspozytora OSP poprzez dyspozytora właściwego operatora systemu, dyżurnego prowadzącemu ruch PPM, polecenia ograniczenia mocy PPM w odstępach czasu do $t = 15$ minut, i zakresie mocy zadanych $P_z = P_{min} \dots P_{max}$ – wynikających z bieżących warunków środowiskowych (wiatr, nasłonecznienie lub inne określone w programie szczegółowym, odpowiednio do stosowanej technologii wytwarzania energii).
3. Obserwacja i raportowanie uzyskanych zmian mocy PPM, przez dyżurnego prowadzącego ruch PPM, dyspozytorowi OSP lub dyspozytorowi właściwego operatora systemu.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy w czasie określonym w szczegółowym programie próby, odpowiedzi mocowe PPM $\Delta P(P_z)$, na polecane zmiany wartości ograniczenia mocy były zgodne z wartością oczekiwaną, wynikającą z nastaw wartości mocy zadawanych ograniczeń, a odchyłki jej regulacji mieściły się w zakresie $P_z \pm 1\% P_{os}$ PPM.

5.8.3.3 Próba 3.3. – Próba wyłączenia PPM z pracy poprzez systemy sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu.

Warunki początkowe:

- a) PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą wynikającą z bieżących warunków środowiskowych.
- b) Tryb automatycznego zadawania mocy z systemów dyspozytorskich i automatyczna regulacja mocy załączona w systemie DCS PPM,

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PPM na poziomie mocy wynikającą z bieżących warunków środowiskowych rejestrowaną w czasie próby.

2. Wysłanie, poprzez systemy dyspozytorskie OSP lub właściwego operatora systemu polecenia odstawienia PPM z pracy lub otwarcia wyłącznika w stacji sieciowej do której PPM jest przyłączony.
3. Obserwacja odstawienia PPM w systemach dyspozytorskich OSP lub właściwego operatora systemu.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy nastąpi odstawienie PPM w odpowiedzi na sygnał sterujący wysłany z systemów sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu i nie nastąpi ponowne automatyczne załączenie PPM do pracy w czasie określonym w szczegółowym programie próby.

5.8.3.4 Próba 3.4. – Próba wyłączenia PPM z pracy na polecenie dyspozytora OSP lub dyspozytora właściwego operatora systemu wydane poprzez dyspozytorskie systemy komunikacji.

Warunki początkowe:

- a) PPM pracuje przyłączony do sieci z mocą wynikającą z bieżących warunków środowiskowych.
- b) Sprawne systemy łączności dyspozytorskiej określone w programie szczegółowym próby.

Przebieg próby:

1. Ustabilizowanie pracy PPM na poziomie mocy wynikającą z bieżących warunków środowiskowych rejestrowaną w czasie próby.
2. Wydanie, poprzez systemy komunikacji dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu polecenia odstawienia PPM z pracy lub otwarcia wyłącznika w stacji sieciowej do której PPM jest przyłączony, dyżurnemu prowadzącemu ruch PPM.
3. Realizacja przez dyżurnego prowadzącego ruch PPM polecenia odstawienia PPM z pracy.
4. Raport odstawienia PPM, przez dyżurnego prowadzącego ruch PPM, dyspozytorowi OSP lub właściwego operatora systemu.

Kryteria oceny próby:

1. Próba jest zaliczona gdy w wymaganym czasie określonym w szczegółowym programie próby, nastąpi odstawienie PPM, w odpowiedzi na polecenie wydane przez dyspozytora OSP lub dyspozytora właściwego operatora systemu, poprzez systemy komunikacji dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu i nie nastąpi ponowne automatyczne załączenie PPM do pracy w czasie określonym w szczegółowym programie próby.

6 Kryteria oceny testu zgodności

Przedmiotowy test zgodności uznaje się za pozytywny, jeśli

1. PGM/PPM wykazał zdolność do go przyjmowania i realizacji wartości zadanych mocy czynnej z systemów sterowania dyspozytorskiego OSP lub właściwego operatora systemu.
2. Testy wydawania poleceń poprzez systemy komunikacji dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu przebiegły z niezakłóconym nawiązaniem połączenia w sposób określony w szczegółowym programie próby, a polecenia dyspozytorskie zostały zrealizowane prawidłowo.
3. PPM wykazał zdolność odstawienia z pracy w odpowiedzi na polecenia przesyłane poprzez dyspozytorskie systemy sterowania OSP lub właściwego operatora systemu..

4. PPM wykazał zdolność odstawienia z pracy w odpowiedzi na polecenie dyspozytorskie wydane przez systemy komunikacji dyspozytorskiej OSP lub właściwego operatora systemu..
5. Test przeprowadzono zgodnie ze szczegółowymi kryteriami określonymi przez PSE S.A. w ramach programu szczegółowego
6. PGM/PPM pozytywnie przejdzie wszystkie próby realizowane zgodnie z programem szczegółowym, bez powtórzeń.

„Harmonogram testów SGU”

Tabela 3. Wzór harmonogram testów SGU - "Plan obrony systemu"

Wersja 16.07.2019																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Harmonogram testów SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z "Planu obrony systemu" na podstawie zapisów NC RfG lub przepisów krajowych, na okres planistyczny 2020-2024																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Opis środka z Planu obrony systemu				Automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości / spadku częstotliwości działająca w oparciu o korektę mocy od częstotliwości lub statyczną regulację prędkości obrotowej RO(P)			Zarządzanie odchyleniami częstotliwości 2.2.3.3.2.2.4. oraz 4.3.5.1, i 4.3.5.2. wraz z 4.3.5.15.i 4.4.5.16 IRIESP			Zarządzanie odchyleniami napięcia			Zarządzanie rozpyłkami mocy czynnej				Wsparcie systemu mocą czynną																																																																																																																																																																																																																																																																														
Nr pkt IRIESP				Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.2.1.1.(7).	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(1) i 2.2.3.3.2.2.4.(2)	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.3.1.(3)	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.2.2.4. wraz z 2.2.3.3.2.2.5.	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.3.3.	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(2) i 4.3.9.20 do 4.3.9.26	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(4) i 4.3.9.20 do 4.3.9.26	Na podstawie zapisów pkt 4.3.5.1, wykorzystując zdolności opisane w pkt 2.2.3.3.1.2.(3)	Na podstawie pkt 4.3.5.1 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.15.	Na podstawie pkt 4.3.5.2. wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.16.	Na podstawie art.. 9c.2.6) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystując zdolności opisane w 2.2.3.3.2.1.(1) i (3) lub 2.2.3.4.7.	Na podstawie pkt 4.3.5.1 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.15.	Na podstawie pkt 4.3.5.2. wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.16.	Na podstawie pkt 4.3.5.1 lub 4.3.5.2. wykorzystując zdolności opisane w 4.3.5.24.	Na podstawie art.. 9c.2.6) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystując zdolności opisane w 2.2.3.3.2.1.(1) i (3) lub 2.2.3.4.7.																																																																																																																																																																																																																																																																													
Wymagania dedykowane dla SGU będących				Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii																																																																																																																																																																																																																																																																														
Nr programu/ nr testu wg wymagań	NC RfG			Program ramowy RfG wg Załącznika 1 dla zdolności do LFSM-O oraz Załącznika 2 dla zdolności do LFSM-U	Program ramowy RfG wg Załącznika 14 dla zdolności do pracy wyspowej / Próby 1-6	Program ramowy NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. / Proba 2.3	Program ramowy RfG wg Załącznika 14 dla zdolności do pracy wyspowej / Próby 1-6	Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. / Proba 2.3 oraz Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby 3.	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 6.a dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 6.a dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próba 2.5	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 10 dla "Pracy w trybie regulacji mocy biernej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.5	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.1	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.3	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.																																																																																																																																																																																																																																																																												
	IRIESP			Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / proba 2.1.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby 2.2 - 2.4.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Proba 3.1.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby serii 2.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby serii 3.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próba 2.5	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.5	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.1	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.3	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.																																																																																																																																																																																																																																																																												
Okres potwierdzania zdolności				5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat																																																																																																																																																																																																																																																																														
L.p.	Elektrownia	Nr bloku	Testy na bazie	Planowany termin testów w latach 2020 - 2024																																																																																																																																																																																																																																																																																											
1	Elektrownia 1																		PGM1 1-01	1	IRIESP	2020	2020	-	2020	-	2020	-	-	2020	2020	-	-	2020	-	-		PGM1 1-02	2	IRIESP	2021	2021	-	2021	-	2021	-	-	2021	2021	-	-	2021	-	-		PGM1 1-03	3	IRIESP	2022	2022	-	2022	-	2022	-	-	2022	2022	-	-	2022	-	-		PGM1 1-04	4	IRIESP	2023	2023	-	2023	-	2023	-	-	2023	2023	-	-	2023	-	-	2	Elektrownia 2																		PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2020	-	-	2020	-	-		PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2021	-	-	2021	-	-		PGM2 1-03	3	NC RfG	-	2023	-	2023	-	2023	2023	-	2023	2023	-	-	2023	-	-		PGM2 1-04	4	NC RfG	-	2024	-	2024	-	2024	2024	-	2024	2024	-	-	2024	-	-	3	Elektrownia 3																		PPM3 4-01	1	NC RfG	-	-	2020	-	2020	-	-	2020	-	-	-	2020	-	-	-	2020		PPM3 4-02	2	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	2021	-	-	-	2021		PPM3 4-03	3	NC RfG	-	-	2023	-	2023	-	-	2023	-	-	-	2023	-	-	-	2023		PPM3 4-04	4	NC RfG	-	-	2024	-	2024	-	-	2024	-	-	-	2024	-	-	-	2024
	PGM1 1-01	1	IRIESP	2020	2020	-	2020	-	2020	-	-	2020	2020	-	-	2020	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
	PGM1 1-02	2	IRIESP	2021	2021	-	2021	-	2021	-	-	2021	2021	-	-	2021	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
	PGM1 1-03	3	IRIESP	2022	2022	-	2022	-	2022	-	-	2022	2022	-	-	2022	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
	PGM1 1-04	4	IRIESP	2023	2023	-	2023	-	2023	-	-	2023	2023	-	-	2023	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
2	Elektrownia 2																		PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2020	-	-	2020	-	-		PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2021	-	-	2021	-	-		PGM2 1-03	3	NC RfG	-	2023	-	2023	-	2023	2023	-	2023	2023	-	-	2023	-	-		PGM2 1-04	4	NC RfG	-	2024	-	2024	-	2024	2024	-	2024	2024	-	-	2024	-	-	3	Elektrownia 3																		PPM3 4-01	1	NC RfG	-	-	2020	-	2020	-	-	2020	-	-	-	2020	-	-	-	2020		PPM3 4-02	2	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	2021	-	-	-	2021		PPM3 4-03	3	NC RfG	-	-	2023	-	2023	-	-	2023	-	-	-	2023	-	-	-	2023		PPM3 4-04	4	NC RfG	-	-	2024	-	2024	-	-	2024	-	-	-	2024	-	-	-	2024																																																																																														
	PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2020	-	-	2020	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																												
	PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2021	-	-	2021	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																												
	PGM2 1-03	3	NC RfG	-	2023	-	2023	-	2023	2023	-	2023	2023	-	-	2023	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
	PGM2 1-04	4	NC RfG	-	2024	-	2024	-	2024	2024	-	2024	2024	-	-	2024	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																													
3	Elektrownia 3																		PPM3 4-01	1	NC RfG	-	-	2020	-	2020	-	-	2020	-	-	-	2020	-	-	-	2020		PPM3 4-02	2	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	2021	-	-	-	2021		PPM3 4-03	3	NC RfG	-	-	2023	-	2023	-	-	2023	-	-	-	2023	-	-	-	2023		PPM3 4-04	4	NC RfG	-	-	2024	-	2024	-	-	2024	-	-	-	2024	-	-	-	2024																																																																																																																																																																																														
	PPM3 4-01	1	NC RfG	-	-	2020	-	2020	-	-	2020	-	-	-	2020	-	-	-	2020																																																																																																																																																																																																																																																																												
	PPM3 4-02	2	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	2021	-	-	-	2021																																																																																																																																																																																																																																																																												
	PPM3 4-03	3	NC RfG	-	-	2023	-	2023	-	-	2023	-	-	-	2023	-	-	-	2023																																																																																																																																																																																																																																																																												
	PPM3 4-04	4	NC RfG	-	-	2024	-	2024	-	-	2024	-	-	-	2024	-	-	-	2024																																																																																																																																																																																																																																																																												

Legenda:
Termin testu (data) - Planowany termin przeprowadzenia testu uzgodniony z podmiotem będącym właścicielem SGU

Tabela 4. Wzór harmonogramu testów SGU - "Plan odbudowy"

Opis środka z Planu obrony systemu				Rozruch autonomiczny	Ponowne podanie napięcia		Regulacja częstotliwości	Resynchronizacja (regulacja napięci i częstotliwości wysp)				Testy na bazie umów i próby systemowe	
Nr pkt IRIESP				2.2.3.3.2.2.6.	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po rozruchu autonomicznym (2.3.3.2.2.3.(1) i 2.2.3.3.2.2.6)	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po udanym PWE (2.2.3.3.2.2.3.(2) na bazie PPW (2.2.3.3.1.2.(4)	2.2.3.3.2.2.4. wraz z 2.2.3.3.2.2.5.	Regulacja napięcia na podstawie 2.2.3.3.2.2.7.	Regulacja napięcia poprzez zmianę wartości zadanej na polecenie dyspozytora wg. 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Regulacja częstotliwości na podstawie 2.2.3.3.2.2.4	Regulacja częstotliwości poprzez zmianę mocy zadanej polecenie dyspozytora 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Podanie napięcia na linie długą	Uruchomienie elektrowni
Nr ramowego programu/ nr próby	Sprawdzenie na podstawie NC RfG			Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 15 dla Rozruchu autonomicznego	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej /Próba nr 7	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 5 dla Pracy na potrzeby własne (PPW) oraz Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej ..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej ..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy
	Sprawdzenie na podstawie IRIESP			nie dotyczy	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 1.	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 2.	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy
	Okres sprawdzenia			Przy przyłączeniu, potem wg umowy	Przy przyłączeniu, potem wg umowy	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	brak
Sprawdzenie na podstawie "Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy" opracowanych na podstawie art. 4 ust 4) NCER .	Test na podstawie zapisów pkt.			Test 4.1	Test 4.1	nie dotyczy	Test 4.2 lub Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy tetsu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Test 4.3	Test 4.4
	Okres sprawdzenia			2 x w roku	2 x w roku	nie dotyczy	2x w roku	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	3 lata lub wraz z Testem 4.4	5 lat
L.p.	Elektrownia	Nr bloku	Sprawdzenie na podstawie	Planowany termin testu w okresie 2020 - 2024									
1	Elektrownia 1												
	PGM1 1-01	1	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020		2024
	PGM1 1-02	2	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020		2024
	PGM1 1-03	3	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020		2024
	PGM1 1-04	4	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020		2024
2	Elektrownia 2												
	PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	-	-
	PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	2021	2021	2021	2021	2021	2021	-	-
	PGM2 1-03	3	RfG	-	-	2022	2022	2022	2022	2022	2022	-	-
	PGM2 1-04	4	Rfg	-	-	2023	2023	2023	2023	2023	2023	-	-
3	Elektrownia 3												
	PPM3 4-01	1	RfG	-	-	-	-	-	2021	-	2021	-	-
	PPM3 4-02	2	RfG	-	-	-	-	-	2022	-	2022	-	-
	PPM3 4-03	3	RfG	-	-	-	-	-	2023	-	2023	-	-
	PPM3 4-04	4	RfG	-	-	-	-	-	2024	-	2024	-	-

Legenda:

Termin testu (data) - Planowany termin przeprowadzenia testu uzgodniony z podmiotem będącym właścicielem SGU

„Raport roczny z testów SGU”

Tabela 5. Wzór raportu rocznego z testów SGU - "Plan obrony systemu"

Raport wykonania testów SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z "Planu obrony systemu" na podstawie zapisów NC RfG lub przepisów krajowych, na okres planistyczny 2020-2024																				
Opis środka z Planu obrony systemu			Automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości / spadku częstotliwości działająca w oparciu o korektę mocy od częstotliwości lub statyczną regulację prędkości obrotowej RO(P)			Zarządzanie odchyleniami częstotliwości 2.2.3.3.2.2.4. oraz 4.3.5.1, i 4.3.5.2. wraz z 4.3.5.15.i 4.4.5.16 IRIESP			Zarządzanie odchyleniami napięcia			Zarządzanie rozpiętymi mocy czynnej				Wsparcie systemu mocą czynną				
Nr pkt IRIESP			Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.2.1.1.(7).	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(1) i 2.2.3.3.2.2.4.(2)	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.3.1.(3)	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.2.2.4. wraz z 2.2.3.3.2.2.5.	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.3.	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(2) i 4.3.9.20 do 4.3.9.26	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.1.1.(4) i 4.3.9.20 do 4.3.9.26	Na podstawie wymagań zawartych w 2.2.3.3.3.6.	Na podstawie zapisów pkt 4.3.5.1, wykorzystując zdolności opisane w pkt 2.2.3.3.1.2.(3)	Na podstawie pkt 4.3.5.1 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.15.	Na podstawie pkt 4.3.5.2 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.16.	Na podstawie art.. 9c.2.6) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystując zdolności opisane w 2.2.3.3.3.2.1.(1) i (3) lub 2.2.3.4.7.	Na podstawie pkt 4.3.5.1 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.15.	Na podstawie pkt 4.3.5.2 wykorzystując uprawnienia opisane w 4.3.5.16.	Na podstawie pkt 4.3.5.1 lub 4.3.5.2 wykorzystując zdolności opisane w 4.3.5.24.	Na podstawie art.. 9c.2.6) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystując zdolności opisane w 2.2.3.3.3.2.1.(1) i (3) lub 2.2.3.4.7.		
Wymagania dedykowane dla SGU będących			Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii	Modułami parków energii			
Nr programu/ nr testu wg wymagań	NC RfG		Program ramowy RfG wg Załącznika 1 dla zdolności do LFSM-O oraz Załącznika 2 dla zdolności do LFSM-U	Program ramowy RfG wg Załącznika 14 dla zdolności do pracy wyspowej/ Próby 1-6	Program ramowy NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próba 2.3	Program ramowy RfG wg Załącznika 14 dla zdolności do pracy wyspowej/ Próby 1-6	Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próba 2.3 oraz Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby 3.	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 6.a dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 6.a dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próba 2.5	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załącznika nr 10 dla "Pracy w trybie regulacji mocy biernej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.5	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.1	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.3	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.		
	IRIESP		Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / próba 2.1.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby 2.2 - 2.4.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próba 3.1.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby serii 2.	Program ramowy NC ER wg Załącznika 2.2. dla zdolności do regulacji częstotliwości / Próby serii 3.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próba 2.5	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.5	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.1	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.3	Program ramowy testu NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 3.		
Okres potwierdzania zdolności			5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat		
Lp.	Elektrownia	Nr bloku	Testy na bazie	Termin wykonania testów SGU w latach 2020 - 2024																
1	Elektrownia 1																			
	PGM1 1-01	1	IRIESP	2020	2020	-	2020	-	2020	-	-	-	2020	2020	-	-	2020	-	-	
	PGM1 1-02	2	IRIESP	2021	2021	-	2021	-	2021	-	-	-	2021	2021	-	-	2021	-	-	
	PGM1 1-03	3	IRIESP	2022	2022	-	2022	-	2022	-	-	-	2022	2022	-	-	2022	-	-	
	PGM1 1-04	4	IRIESP	2023	2023	-	2023	-	2023	-	-	-	2023	2023	-	-	2023	-	-	
2	Elektrownia 2																			
	PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2020	-	-	2020	-	-	
	PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2021	-	-	2021	-	-	
	PGM2 1-03	3	NC RfG	-	2022	-	2022	-	2022	2022	-	-	2022	2022	-	-	2022	-	-	
	PGM2 1-04	4	NC RfG	-	2024	-	2024	-	2024	2024	-	-	2024	2024	-	-	2024	-	-	
3	Elektrownia 3																			
	PPM3 4-01	1	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	-	2021	-	-	2021	
	PPM3 4-02	2	NC RfG	-	-	2021	-	2021	-	-	2021	-	-	-	2021	-	-	-	2021	
	PPM3 4-03	3	NC RfG	-	-	2023	-	2023	-	-	2023	-	-	-	2023	-	-	-	2023	
	PPM3 4-04	4	NC RfG	-	-	2024	-	2024	-	-	2024	-	-	-	2024	-	-	-	2024	

Legenda:
Termin wykonania testu - (data) - data wykonania testu na SGU

Raport wykonania testów SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków z planu odbudowy wynikających z zapisów NC RfG lub przepisów krajowych, na okres planistyczny 2020 - 2024														
Opis środka z Planu obrony systemu				Rozruch autonomiczny	Ponowne podanie napięcia		Regulacja częstotliwości	Resynchronizacja (regulacja napięci i częstotliwości wysp)				Testy na bazie umów i próby systemowe		
Nr pkt IRIESP				2.2.3.3.2.2.6.	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po rozruchu autonomicznym (2.3.3.2.2.3.(1) i 2.2.3.3.2.2.6)	2.2.3.3.2.2.9. wraz z 2.2.3.3.2.2.7. po podanym PWE (2.2.3.3.2.2.3.(2) na bazie PPW (2.2.3.3.1.2.(4)	2.2.3.3.2.2.4. wraz z 2.2.3.3.2.2.5.	Regulacja napięcia na podstawie 2.2.3.3.2.2.7.	Regulacja napięcia poprzez zmianę wartości zadanej na polecenie dyspozytora wg. 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Regulacja częstotliwości na podstawie 2.2.3.3.2.2.4	Regulacja częstotliwości poprzez zmianę mocy zadanej polecenie dyspozytora 4.3.5.15 lub 4.3.5.16	Podanie napięcia na linie długą	Uruchomienie elektrowni	
Nr ramowego programu/ nr próby	Sprawdzenie na podstawie NC RfG			Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 15 dla Rozruchu autonomicznego	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej /Próba nr 7	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 5 dla Pracy na potrzeby własne (PPW) oraz Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 9 dla "Pracy w trybie regulacji napięcia", Załączników nr 6.a lub 6.b dla "Zdolności do generacji mocy biernej..." oraz Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 1 i Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NC RfG wg załącznika nr 14 dla Pracy wyspowej	Program ramowy testu RfG wg Załącznika 7 dla "Możliwości regulacji mocy czynnej" oraz Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próby serii 1 i Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy	
	Sprawdzenie na podstawie IRIESP			nie dotyczy	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 1.	Program ramowy NCER Ponownego podania napięcia w ramach "Planu odbudowy" wg załącznika 2.1/ Próba 2.	Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	nie dotyczy	nie dotyczy	
	Okres sprawdzenia			Przy przyłączeniu, potem wg umowy	Przy przyłączeniu, potem wg umowy	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	5 lat	brak	brak	
Sprawdzenie na podstawie "Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy" opracowanych na podstawie art. 4 ust 4) NCER .				Test na podstawie zapisów pkt.	Test 4.1	Test 4.1	nie dotyczy	Test 4.2 lub Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy NCER dla regulacji napięcia wg załącznika 2.3 / Próby serii 2.1-2.4	Program ramowy testu NCER dla regulacji częstotliwości wg Załącznika nr 2.2. /Próby 2.1 i 2.2.	Program ramowy NCER dla regulacji mocy wg załącznika 2.4 / Próba 2.2	Test 4.3	Test 4.4
Okres sprawdzenia				2 x w roku	2 x w roku	nie dotyczy	2x w roku	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	Wraz z testem 4.1	3 lata lub wraz z Testem 4.4	5 lat	
L.p.	Elektrownia	Nr bloku	Sprawdzenie na podstawie	Termin wykonania testu w okresie 2020 - 2024										
1	Elektrownia 1													
	PGM1 1-01	1	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2024	
	PGM1 1-02	2	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2024	
	PGM1 1-03	3	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2024	
	PGM1 1-04	4	Art. 4. ust. 4) NC ER	2020	2020	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2024	
2	Elektrownia 2													
	PGM2 1-01	1	IRIESP	-	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	-	
	PGM2 1-02	2	IRIESP	-	-	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	-	
	PGM2 1-03	3	RfG	-	-	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	-	
	PGM2 1-04	4	Rfg	-	-	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	-	
3	Elektrownia 3													
	PPM3 4-01	1	RfG	-	-	-	-	-	2021	-	2021	-	-	
	PPM3 4-02	2	RfG	-	-	-	-	-	2022	-	2022	-	-	
	PPM3 4-03	3	RfG	-	-	-	-	-	2023	-	2023	-	-	
	PPM3 4-04	4	RfG	-	-	-	-	-	2024	-	2024	-	-	

Legenda:
Termin wykonania testu - (data) - data wykonania testu na SGU

Wzór protokołu testowania SGU

Nazwa firmy			
Nazwa obiektu / kod			
Cel weryfikacji			
Data przeprowadzenia			
Ocena procesu			
Zakres i ocena weryfikacji	Wykaz przeprowadzonych sprawdzeń	Wynik testu (pozytywny/negatywny)	Sprawdził (podpis)
	Np. Test regulacji LFSM		
	Np. Test rozruchu autonomicznego		
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)		Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi			
Zatwierdził (data, podpis):			

Wzór protokołu testowania systemów komunikacji głosowej
1. Testy funkcjonalne, system komunikacji

Nazwa firmy				
Nazwa obiektu / kod				
Cel weryfikacji				
Data przeprowadzenia				
Ocena procesu	L.p.	Kryterium	Metodologia	Wynik [pozytywny - P] [negatywny - N] [nie dotyczy – ND]
	1	Test połączeń wewnętrznych pomiędzy System 1 i Systemem 2.		
	2	Test połączeń do węzła partnera poprzez łącze podstawowe.		
	3	Test połączeń do węzła partnera poprzez łącze zapasowe.		
	4	Test łącza miejskiego odrębnie dla systemu 1 i 2.		
	5	Testy prezentacji numeru		
	6	Test grup poszukiwań*		
	7	Test rejestracji rozmów		
	8	Test grupy jednoczesnego wywołania dla aparatów dyspozytorskich*		
	9	Test przenoszenia i przejmowania rozmów		
	10	Test sygnalizacji zajętości łącza		
	11	Test sygnalizacji uszkodzenia łącza		
	12	Sprawdzenie oddzwania		
	13	Sprawdzenie konfiguracji klawiszy wybierania / monitoringu linii w aparatach dyspozytorskich		
	14	Sprawdzenie kolejowania połączeń przychodzących na konsolach dyspozytorskich		
	15	Test możliwości włączenia się do trwającej rozmowy dla użytkowników z najwyższym priorytetem (jeżeli usługa została zaimplementowana)*		
	16	Test połączeń z terminalem satelitarnym		
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)			Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi				
Zatwierdził (data, podpis):				

*wykonać, jeżeli przewiduje to konfiguracja systemu

2. Testy redundancji potwierdzające odporność systemu komunikacji na pojedyncze awarie

Nazwa firmy				
Nazwa obiektu / kod				
Cel weryfikacji				
Data przeprowadzenia				
Ocena procesu	L.p.	Kryterium	Metodologia	Wynik [pozytywny - P] [negatywny - N]
	1.	Test komunikacji przy niedostępności łącza podstawowego		
	2.	Test komunikacji przy niedostępności łącza zapasowego		
	3.	Samoczynne uruchomienie Systemu 1 po zaniku zasilania		
	4.	Samoczynne uruchomienie Systemu 2 po zaniku zasilania		
	5.	Sprawdzenie redundancji zasilania dla Systemu 1, źródło zasilania B		
	6.	Sprawdzenie redundancji zasilania dla Systemu 2 źródło zasilania A		
	7.	Sprawdzenie redundancji zasilania dla Systemu 2 źródło zasilania B		
	8.	Sprawdzenie komunikacji, przy wyłączeniu zasilania terminala podstawowego		
	9.	Sprawdzenie komunikacji, przy wyłączeniu zasilania terminala zapasowego		
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)			Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi				
Zatwierdził (data, podpis):				

Wzór protokołu testowania przez OSP krytycznych narzędzi i urządzeń wskazanych w „Planie obrony systemu”.

Nazwa firmy			
Nazwa obiektu / kod			
Cel weryfikacji			
Data przeprowadzenia			
Zakres i ocena weryfikacji	Wykaz przeprowadzonych sprawdzeń (narzędzi, urządzeń, procedur/instrukcji/czynności)	Kryteria oceny (pozytywny/negatywny)	Wykonał (podpis)
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)		Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi			
Zatwierdził (data, podpis):			

Wzór protokołu testowania rozdzielni istotnych w procesie odbudowy

Nazwa firmy			
Nazwa obiektu / kod			
Cel weryfikacji			
Data przeprowadzenia			
Zakres i ocena weryfikacji	Wykaz przeprowadzonych testów (narzędzi, urządzeń, procedur/instrukcji/czynności)	Kryteria oceny (pozytywny/negatywny)	Sprawdził (podpis)
	Zdolność do pracy autonomicznej obiektu przez 24h		
	Łączność głosowa z nadrzędnym centrum dyspozytorskim		
	Zdolność przesyłu danych telemetrycznych do:		
	centrum dyspozytorskiego (o ile posiada odwzorowanie)		
	centrum dyspozytorskiego ODM (o ile posiada odwzorowanie)		
	Czynności łączeniowe:		
	wyłączniki w polach NN i WN		
	poła funkcyjne SN		
	zdolność do podania napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych		
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)		Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi			
Zatwierdził (data, podpis):			

Wzór protokołu testowania punktów dyspozytorskich OSP/OSD

Nazwa firmy			
Nazwa obiektu / kod			
Cel weryfikacji			
Data przeprowadzenia			
Zakres i ocena weryfikacji	Wykaz przeprowadzonych sprawdzeń (narzędzi, urządzeń, procedur/instrukcji/czynności)	Kryteria oceny (pozytywny/negatywny)	Wykonał (podpis)
	Wizualna ocena stanu		
	Stan paliwa / naładowania akumulatorów		
	Zdolność pracy autonomicznej obiektu przez 24h		
	Układ automatyki przełączającej		
Wynik końcowy (pozytywny/negatywny)		Sprawdził (data, podpis):	
Uwagi			
Zatwierdził (data, podpis):			