

ZARZĄDZENIE MINISTRA GÓRNICTWA I ENERGETYKI

z dnia 17 lipca 1987 r.

w sprawie szczegółowych zasad eksploatacji sieci elektroenergetycznych

Na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Zarządzenie określa szczegółowe zasady eksploatacji sieci elektroenergetycznych w jednostkach gospodarki uspołecznionej i nie uspołecznionej.

2. Ilekroć w zarządzeniu jest mowa o sieci elektroenergetycznej, rozumie się przez to:

- 1) elektroenergetyczne linie napowietrzne wraz z zainstalowanymi na nich łącznikami, zabezpieczeniami, ochroną przeciwporażeniową i przeciwprzepięciową, zwane dalej „liniami napowietrznymi”,
- 2) elektroenergetyczne linie kablowe wraz z zainstalowanymi na nich łącznikami, zabezpieczeniami, ochroną przeciwporażeniową i przeciwprzepięciową, zwane dalej „liniami kablowymi”,
- 3) elektroenergetyczne linie, w których zastosowano przewody gołe, izolowane lub szynowe, ułożone na stałe w pomieszczeniach lub na zewnątrz pomieszczeń, wraz z osprzętem, tablicami i ochroną przeciwporażeniową, zwane dalej „instalacjami”,
- 4) stacje elektroenergetyczne, stanowiące zespół urządzeń służących do przetwarzania lub rozdzielania albo przetwarzania i rozdzielania energii elektrycznej,

znajdujących się we wspólnym pomieszczeniu lub ogrodzeniu albo umieszczonych na wspólnych konstrukcjach wsporczych wraz z urządzeniami pomocniczymi, zwane dalej „stacjami”.

3. Szczegółowych zasad eksploatacji nie stosuje się do sieci elektroenergetycznej zainstalowanej w miejscu zakwalifikowanym na podstawie odrębnych przepisów do odpowiedniej kategorii zagrożenia wybuchem.

§ 2. Eksploatację sieci elektroenergetycznej należy prowadzić zgodnie z przepisami zarządzenia oraz ogólnymi zasadami eksploatacji określonymi w zarządzeniu Ministrów Górnictwa i Energetyki oraz Gospodarki Materialowej i Paliwowej z dnia 18 lipca 1986 r. w sprawie ogólnych zasad eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych (Monitor Polski Nr 25, poz. 174).

§ 3. Przyjęcie do eksploatacji sieci elektroenergetycznej nowej, przebudowanej lub po remoncie może nastąpić po przeprowadzeniu prób oraz po stwierdzeniu, że zostały spełnione wymagania określone w normach, warunkach technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, warunkach technicznych wykonywania i odbioru robót oraz w dokumentacji projektowej i fabrycznej.

§ 4. 1. Transformatory o mocy znamionowej 100 MV · A i większej z uzwojeniami o napięciu znamio-

nowym 110 kV i wyższym, transformatory blokowe, rozdzielnie szynowe wielopolowe o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz inne urządzenia określone przez kierownika jednostki organizacyjnej, wymienionej w § 1 ust. 1, przed przyjęciem do eksploatacji powinny być poddane ruchowi próbnemu.

2. Warunki ruchu próbnego powinny być uzgodnione między eksploatującym, producentem i wykonawcą, z tym że czas trwania ruchu próbnego nie może być krótszy niż 48 godzin.

§ 5. 1. Ruch sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV powinien być prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części sieci elektroenergetycznej mogą być opracowane odrębne programy pracy.

2. Program pracy sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV opracowuje się na polecenie kierownika jednostki organizacyjnej wymienionej w § 1 ust. 1.

3. W programie pracy sieci elektroenergetycznej powinny być określone w szczególności:

- 1) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i przy zakłóceniach,
- 2) wymagane poziomy napięć,
- 3) wartości mocy zwarciovych,
- 4) rozpięty mocy czynnej i biernej,
- 5) dopuszczalne obciążenia,
- 6) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
- 7) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- 8) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
- 9) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- 10) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- 11) charakterystyka odbiorników,
- 12) harmonogram pracy transformatorów.

4. Program pracy sieci elektroenergetycznej należy aktualizować nie rzadziej niż:

- 1) raz w roku — dla sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- 2) co 5 lat — dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.

§ 6. 1. Prowadzenie ruchu sieci elektroenergetycznej powinno być udokumentowane, a zdarzenia ruchowe bieżąco rejestrowane w dzienniku operacyjnym ruchu. Szczegółowy zakres i formy rejestracji określa instrukcja eksploatacji.

2. W sieci elektroenergetycznej należy prowadzić pomiary ruchowe. Wartości pomiarów powinny być odnotowywane w terminach i zakresach niezbędnych do prowadzenia ruchu oraz ustalenia programu pracy sieci lub jej części, nie rzadziej niż:

- 1) raz w czasie zmiany — w stacjach ze stałą obsługą,
- 2) raz w roku, w miarę możliwości w dniach i godzinach największego obciążenia — w stacjach bez sta-

łej obsługi o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,

3) co 5 lat — w innych punktach sieci.

§ 7. 1. Ruch sieci elektroenergetycznej może być prowadzony, jeżeli jej urządzenia są sprawne. W razie stwierdzenia niepełnej sprawności urządzeń sieci, należy niezwłocznie zbadać powstałe zagrożenie i wyłączyć urządzenie z ruchu lub dopuścić do jego dalszej pracy z zastosowaniem środków ograniczających skutki zagrożenia.

2. Zagrożenie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia oraz bezpieczeństwa pożarowego, powstałe wskutek uszkodzenia sieci elektroenergetycznej, należy usuwać w pierwszej kolejności.

3. Wyłączenie z ruchu urządzeń powodujące pogorszenie warunków pracy sieci elektroenergetycznej i zasilania odbiorników powinno trwać jak najkrócej.

§ 8. Utrzymanie sieci elektroenergetycznej w należytym stanie technicznym powinno być zapewnione przez poddawanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym w zakresie i terminach określonych w załączniku do zarządzenia.

§ 9. Oględziny sieci elektroenergetycznej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.

§ 10. 1. Oględziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przeprowadzać nie rzadziej niż raz w roku, a o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV — nie rzadziej niż co 5 lat.

2. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych należy sprawdzić w szczególności:

- 1) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
- 2) stan przewodów i ich osprzętu,
- 3) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
- 4) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
- 5) stan izolacji linii,
- 6) stan napisów informacyjnych, oznaczeń identyfikacyjnych i tablic ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
- 7) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
- 8) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
- 9) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
- 10) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu.

§ 11. 1. Oględziny linii kablowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przeprowadzać nie rzadziej niż raz w roku, a o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV — nie rzadziej niż co 5 lat.

2. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych należy sprawdzić w szczególności:

- 1) stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,

- 2) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
- 3) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
- 4) stan głowic kablowych,
- 5) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
- 6) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
- 7) stan łączników i zabezpieczeń w sieci o napięciu znamionowym 1 kV i niższym,
- 8) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. W ramach oględzin, o których mowa w ust. 2, należy także sprawdzić, czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

§ 12. 1. Oględziny stacji ze stałą obsługą należy przeprowadzać w niezbędnym zakresie — nie rzadziej niż raz w czasie zmiany roboczej i raz w miesiącu — w pełnym zakresie. Oględziny stacji bez stałej obsługi o górnym napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przeprowadzać nie rzadziej niż raz w miesiącu, a o górnym napięciu znamionowym niższym niż 110 kV — nie rzadziej niż raz w roku.

2. Podczas przeprowadzania oględzin stacji należy sprawdzić w szczególności:

- 1) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
- 2) zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w programie pracy,
- 3) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
- 4) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
- 5) stan transformatorów, przekładników, dławików gaszących i odgromników,
- 6) stan baterii kondensatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
- 7) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
- 8) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych i rejestrujących,
- 9) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- 10) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- 11) poziom gasiwa lub czynnika izolującego w urządzeniach,
- 12) stan i gotowość ruchową urządzeń potrzeb własnych prądu przemiennego,
- 13) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- 14) stan prostowników oraz stan i stopień naładowania baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
- 15) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- 16) działanie oświetlenia elektrycznego stacji,
- 17) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie odgromników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,

- 18) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- 19) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych i ich wyposażenia, instalacji wodno-kanalizacyjnych, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- 20) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokość temperatury w pomieszczeniach i warunki chłodzenia urządzeń,
- 21) działanie łączy teletechnicznych, lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- 22) stan i kompletność dokumentacji eksploatacyjnej znajdującej się w stacji,
- 23) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- 24) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

§ 13. 1. Oględziny instalacji należy przeprowadzać nie rzadziej niż co 5 lat.

2. Podczas przeprowadzania oględzin instalacji należy sprawdzić w szczególności:

- 1) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
- 2) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
- 3) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
- 4) stan ochrony przeciwporażeniowej,
- 5) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
- 6) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

§ 14. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń sieci elektroenergetycznej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznej sieci.

§ 15. 1. Przegląd linii napowietrznych powinien obejmować w szczególności:

- 1) oględziny w zakresie określonym w § 10 ust. 2,
- 2) pomiary i próby eksploatacyjne określone pod lp. 1 i 10 załącznika,
- 3) konserwacje i naprawy.

2. Przegląd linii kablowej powinien obejmować w szczególności:

- 1) oględziny w zakresie określonym w § 11 ust. 2,
- 2) pomiary i próby eksploatacyjne określone pod lp. 2 i 10 załącznika,
- 3) sprawdzenie stanu instalacji olejowej i sygnalizacyjnej linii, w której zainstalowano kable olejowe,
- 4) konserwacje i naprawy.

3. Przegląd urządzeń stacji powinien obejmować w szczególności:

- 1) oględziny w zakresie określonym w § 12 ust. 2,
- 2) pomiary i próby eksploatacyjne określone pod lp. 3—9 załącznika,
- 3) sprawdzenie stanu technicznego transformatorów, przekładników, dławików gaszących i odgromników,
- 4) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemekhaniki i sygnalizacji,
- 5) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
- 6) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- 7) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- 8) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- 9) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
- 10) konserwacje i naprawy.

4. Przegląd instalacji powinien obejmować w szczególności:

- 1) oględziny w zakresie określonym w § 13 ust. 2,
- 2) pomiary i próby eksploatacyjne określone pod p. 11 załącznika,
- 3) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
- 4) konserwacje i naprawy.

§ 16. 1. Oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy dokonywać nie rzadziej niż raz w roku, a o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV — nie rzadziej niż co 5 lat.

2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznej należy uwzględnić w szczególności:

- 1) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- 2) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
- 3) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- 4) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
- 5) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- 6) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonania zabiegów konserwacyjnych, napraw i remontów,
- 7) warunki wynikające z planowej rozbudowy sieci,
- 8) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- 9) zalecenia pokontrolne organów upoważnionych do kontroli gospodarki energetycznej.

§ 17. Remonty sieci elektroenergetycznej należy przeprowadzać w terminach i zakresach wynikających z oceny stanu technicznego.

§ 18. Tracą moc:

- 1) zarządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 25 października 1969 r. w sprawie eksploatacji transformatorów (Monitor Polski Nr 47, poz. 368),
- 2) zarządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 24 grudnia 1971 r. w sprawie eksploatacji sieci elektroenergetycznych (Monitor Polski z 1972 r. Nr 1, poz. 8),
- 3) zarządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 15 listopada 1973 r. w sprawie eksploatacji stacji elektroenergetycznych (Monitor Polski Nr 53, poz. 299).

§ 19. Zarządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

Minister Górnictwa i Energetyki: *J. Szlachta*

Załącznik do zarządzenia Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 17 lipca 1987 r. (poz. 200)

ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Termin wykonania
1	2	3	4	5
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.	Badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną lub równorzędną dla linii o napięciu znamionowym 220 kV i wyższym.	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30% obciążenia znamionowego. Temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa od temperatury określonej w instrukcji eksploatacji.	Nie rzadziej niż co 10 lat.
		Pomiar rezystancji uziemień przewodów odgromowych oraz odgromników i iskierników.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji.	Po wykonaniu naprawy uziemień.
		Pomiar rezystancji uziemień ochronnych słupów lub napięć rażenia.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji.	

1	2	3	4	5
2	<p>Linie kablowe</p> <p>1. Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym o izolacji papierowo-olejowej.</p>	<p>Pomiar rezystancji żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Sprawdzenie układu kontroli ciśnienia oleju.</p>	<p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od 1000 MΩ.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości równej 4,5-krotnemu napięciu znamionowemu fazowemu dla kabli 64/110 kV oraz 4,0-krotnemu napięciu znamionowemu fazowemu dla kabli 130/220 kV.</p> <p>Sprawność działania</p>	<p>Po wykonaniu naprawy.</p> <p>Nie rzadziej niż co 2 lata</p>
	<p>2. Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV o izolacji polietylenowej.</p>	<p>Pomiar rezystancji żył (roboczych i powrotnych).</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Próba napięciowa powłoki polwinitowej.</p>	<p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii nie mniejsza niż 1000 MΩ.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości 4 U₀, gdzie U₀ — napięcie pomiędzy żyłą a ziemią.</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 2 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy.</p> <p>Nie rzadziej niż co 5 lat oraz po wykonaniu naprawy.</p>
	<p>3. Linie kablowe o izolacji papierowej o napięciu znamionowym 6 do 60 kV.</p>	<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C większa od 50 MΩ.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy</p>
	<p>4. Linie kablowe o izolacji polietylenowej o napięciu znamionowym 10 do 20 kV.</p>	<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Próba napięciowa powłoki polwinitowej.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od 100 MΩ.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy.</p>
	<p>5. Linie kablowe o izolacji polwinitowej o napięciu znamionowym 6 kV.</p>	<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Próba napięciowa powłoki polwinitowej.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od $\frac{200}{\sqrt{S}}$ MΩ, gdzie: S — przekrój żyły kabla w mm².</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy.</p>
	<p>6. Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 6 kV.</p>	<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C nie mniejsza niż:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej, 2) 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej, 3) 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej, 4) $\frac{10}{\sqrt{S}}$ MΩ w kablu o izolacji polwinitowej, <p>gdzie: S — przekrój żyły kabla w mm².</p>	<p>Po wykonaniu naprawy.</p>

1	2	3	4	5
3	Połączenia prądowe w stacjach elektroenergetycznych o górnym napięciu znamionowym 220 kV i wyższym.	Badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną lub równorzędną.	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30% obciążenia znamionowego. Temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa od temperatury określonej w instrukcji eksploatacji.	Nie rzadziej niż co 5 lat.
4	Wylączniki i zwierniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji. Dla wyłączników małosilowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50% wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika, z tym że dla wyłączników o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym nie rzadziej niż co 5 lat.
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika.		
		Badanie olejów wyłączników olejowych.	Brak wody wydzielonej. Napięcie przebicia nie niższe od 20 kV.	
		Badanie gazów wyłączników z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca.	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	
		Próba szczelności wyłącznika powietrznego lub z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca.	Spadek ciśnienia powietrza w wyłączniku powietrznym lub ciśnienie gazu SF ₆ powinny odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	
		Pomiar zużycia powietrza wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego wytwórca.	Zużycie powietrza na przewietrzenie i na 1 cykl łączeniowy powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	
	Pomiar czasów łączenia układu zwiernik — odłącznik.	Czas zamykania zwiernika oraz czas otwarcia odłącznika na bezpieczną odległość powinny odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu układu do eksploatacji.	Nie rzadziej niż raz w roku.	
5	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji.	Przekładniki o napięciu znamionowym 220 kV i wyższym nie rzadziej niż co 5 lat. Pozostałe przekładniki nie rzadziej niż co 10 lat.
		Badanie oleju w przekładnikach olejowych nie hermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu, wykonywane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji.	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów pod lp. 7.3. Olej przekładnika o napięciu znamionowym 220 kV i wyższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów pod lp. 7.4.	
6	Odgromniki zaworowe w stacjach o napięciu 110 kV i wyższym.	Pomiar rezystancji uziemienia lub rezystancji przejścia do sprawdzonego układu uziomowego.	Rezystancja uziemienia nie większa niż 5 Ω. Rezystancja przejścia nie większa niż 0,1 Ω.	Nie rzadziej niż co 10 lat.
		Pomiar prądu sterującego.	Wartość prądu sterującego zmierzona przy znamionowym napięciu i przeliczona do temperatury 20°C nie powinna być większa od wartości podanej przez wytwórcę.	
		Pomiar statycznego napięcia zapłonu.	Wartość napięcia zapłonu powinna mieścić się w podanych przez wytwórcę przedziałach i odpowiadać wartościom określonym w normie PN-71/E-06101.	
		Sprawdzenie liczników zadziałań odgromników, których zadziałania są rejestrowane i analizowane.	Licznik powinien zadziałać przy impulsie prądowym z kondensatora.	

1	2	3	4	5
7	<p>Transformatory i dławiki.</p> <p>1. Transformatory suche.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji R_{60}.</p>	<p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p>
	<p>2. Transformatory olejowe o mocy 0,1 do 1,6 MV·A oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji oraz wskaźników R_{60}/R_{15}.</p> <p>Badanie oleju w zakresie:</p> <p>1) zawartości wody i ciał stałych</p> <p>2) rezystywności</p> <p>3) napięcia przebicia</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 35 MΩ przy temperaturze 30°C. Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,15.</p> <p>Brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych.</p> <p>Nie mniejsza niż $5 \cdot 10^8 \Omega m$ przy temperaturze 50°C</p> <p>Nie niższe niż 30 kV przy temperaturze 20°C.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p> <p>Transformatory hermetyzowane nie rzadziej niż co 10 lat.</p>
	<p>3. Transformatory olejowe o mocy do 100 MV·A i napięciu znamionowym niższym niż 220 kV.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji i wskaźników R_{60}/R_{15}.</p> <p>Pomiar rezystancji uzwojeń.</p> <p>Badanie podobciążeniowego przełącznika zacze- pów w transformatorach o mocy większej od 25 MV·A.</p> <p>Badanie oleju w zakresie:</p> <p>1) klarowności,</p> <p>2) zawartości stałych ciał obcych</p> <p>3) liczby kwasowej</p> <p>4) temperatury zapłonu</p> <p>5) napięcia przebicia</p> <p>6) rezystywności</p> <p>7) współczynnika stratności tgδ</p> <p>8) zawartości wody mierzanej metodą K. Fischera</p>	<p>Rezystancja izolacji przy temperaturze 30°C w układzie doziemnym uzwojeń: o napięciu znamionowym do 40 kV — nie mniejsza niż 75 MΩ, a o napięciu znamionowym wyższym niż 50 kV — nie mniejsza niż 100 MΩ. Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami powinna być 5-krotnie wyższa niż w układzie doziemnym.</p> <p>Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,2 w układzie doziemnym i 1,4 w układzie pomiędzy uzwojeniami.</p> <p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.</p> <p>Na podstawie analizy oscylogramów.</p> <p>klarowny</p> <p>nie zawiera stałych ciał obcych</p> <p>nie wyższa niż 0,6 mg KOH/g</p> <p>nie niższa niż 130°C</p> <p>nie mniejsze niż 40 kV przy temperaturze 20°C</p> <p>nie niższa niż $2 \cdot 10^8 \Omega m$ przy temperaturze 50°C</p> <p>nie wyższy niż 0,15 przy temperaturze 50°C i częstotliwości 50 Hz.</p> <p>niższa niż 40 g/t.</p>	<p>Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 5 lat.</p>
	<p>4. Transformatory olejowe o mocy większej od 100 MV·A i napięciu znamionowym 220 kV i wyższym.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji i wskaźników R_{60}/R_{15}.</p> <p>Pomiar pojemności i współczynnika stratności tgδ.</p> <p>Pomiar rezystancji uzwojeń.</p> <p>Badania podobciążeniowego przełącznika zacze- pów.</p> <p>Analiza chromatograficzna składu gazu rozpuszczonego w oleju.</p>	<p>Rezystancja izolacji przy temperaturze 30°C powinna być w układzie doziemnym nie mniejsza niż $\frac{1}{C} \cdot 1000 M\Omega$, a w układach między uzwojeniami — nie mniejsza niż $\frac{10}{C} \cdot 1000 M\Omega$, gdzie: C — pojemność układu (nF), w którym mierzono dany wskaźnik. Wskaźnik R_{60}/R_{15} powinien być większy niż 1,3 w układach doziemnych i 2,0 w układach pomiędzy uzwojeniami.</p> <p>Wartość współczynnika stratności nie wyższa niż 0,05 przy temperaturze 30°C.</p> <p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.</p> <p>Na podstawie analizy oscylogramów.</p> <p>Brak gazów rozpuszczonych w oleju, wskazujących uszkodzenie.</p>	<p>Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 5 lat.</p>

1	2	3	4	5
		<p>Badanie wyładowań niepełnych oraz analiza wibroakustyczna dla transformatorów o mocy 250 MV · A i większej.</p> <p>Badanie oleju w zakresie:</p> <p>1) klarowności</p> <p>2) zawartości stałych ciał obcych</p> <p>3) lepkości kinematycznej.</p> <p>4) gęstości</p> <p>5) liczby kwasowej</p> <p>6) temperatury zapłonu</p> <p>7) napięcia przebicia</p> <p>8) rezystywności</p> <p>9) współczynnika stratności tgδ</p> <p>10) zawartości wody mierzonej metodą K. Fischera</p>	<p>Poziom wyładowań nie wskazujący na zagrożenie. Brak drgań wskazujących na uszkodzenie.</p> <p>klarowny</p> <p>nie zawiera stałych ciał obcych</p> <p>nie wyższa niż 30 cSt przy temperaturze 20°C</p> <p>nie wyższa niż 0,905 g/cm³ przy temperaturze 20°C</p> <p>nie wyższa niż 0,3 mg KOH/g dla transformatorów o napięciu znamionowym 400 kV oraz nie wyższa niż 0,4 mg KOH/g dla pozostałych transformatorów</p> <p>nie niższa niż 130°C</p> <p>przy temperaturze 20°C nie niższe niż 50 kV — dla transformatorów o napięciu znamionowym 400 kV oraz nie niższe niż 45 kV — dla pozostałych transformatorów</p> <p>przy temperaturze 50°C nie niższa niż 1 · 10¹⁰ Ωm — dla transformatorów o napięciu znamionowym 400 kV oraz nie niższa niż 5 · 10⁹ Ωm — dla pozostałych transformatorów</p> <p>przy temperaturze 50°C i częstotliwości 50 Hz: nie wyższy niż 0,06 dla transformatorów o napięciu znamionowym 400 kV oraz nie wyższy niż 0,1 — dla pozostałych transformatorów</p> <p>nie wyższa niż 30 g/t dla transformatorów o napięciu znamionowym 400 kV oraz nie wyższa niż 35 g/t dla pozostałych transformatorów</p>	
8	<p>Obwody wtórne</p> <p>1. Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Sprawdzenie wartości nastawionych.</p> <p>Sprawdzenie funkcjonalne.</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ.</p> <p>Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8—1,1 U_{nom}.</p> <p>Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p> <p>Nie rzadziej niż raz w roku.</p>
	<p>2. Układy pomiaroworuchowe.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Sprawdzenie parametrów ruchowych.</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów — nie mniejsza niż 10 MΩ.</p> <p>Dokładność do 2,5%.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p>
	<p>3. Układy rejestrujące.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji.</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów — nie mniejsza niż 10 MΩ.</p> <p>Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p> <p>Nie rzadziej niż raz w roku.</p>
	<p>4. Układy telemechaniki.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Sprawdzenie wartości nastawionych.</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów — nie mniejsza niż 10 MΩ.</p> <p>Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8—1,1 U_{nom}.</p>	<p>Nie rzadziej niż co 5 lat.</p>

1	2	3	4	5
		Sprawdzenie funkcjonalne.	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki.	Nie rzadziej niż raz w roku.
	5. Układy sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji.	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ.	Nie rzadziej niż co 5 lat.
		Sprawdzenie funkcjonalne.	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji.	Nie rzadziej niż raz w roku.
9	Ochrona przeciwporażeniowa w rozdzielniach 1. Elektroenergetyczne rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym.	Pomiar rezystancji uziemienia. Pomiar napięcia rażenia dotykowego i krokowego. Sprawdzenie zagrożenia spowodowanego wynoszeniem z rozdzielni wysokiego potencjału ziemnozwarciowego.	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej. Przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia spowodowanego wynoszeniem potencjału dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych.	Nie rzadziej niż co 10 lat oraz po zmianie warunków powodujących wzrost prądów uziomowych rozdzielni.
	2. Elektroenergetyczne rozdzielnie o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV.	Pomiar rezystancji uziemienia. Pomiar napięcia rażenia dotykowego i krokowego.	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej.	Nie rzadziej niż co 10 lat.
10	Linie o napięciu znamionowym do 1 kV.	Pomiar napięć i obciążeń. Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej. Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych.	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli. Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej.	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia. Nie rzadziej niż co 10 lat.
11	Instalacje o napięciu znamionowym do 1 kV.	Pomiar napięć i obciążeń. Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej. Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych. Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej.	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli. Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej.	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w okresie największego obciążenia. 1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej około 100%, o temperaturze powietrza wyższej od +35°C lub o wyziewach żrących — nie rzadziej niż raz w roku. 2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100%, zapyłonych oraz zaliczonych do kategorii I, II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub kategorii I, II i III zagrożenia ludzi — nie rzadziej niż co 5 lat. 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach — nie rzadziej niż co 10 lat.

1	2	3	4	5
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji.	<ol style="list-style-type: none">1. Instalacje w pomieszczeniach o wyziewach żrących lub zaliczonych do kategorii I, II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub kategorii I, II i III zagrożenia ludzi — nie rzadziej niż raz w roku.2. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100%, o temperaturze powietrza wyższej od +35°C lub zapylonych — nie rzadziej niż co 5 lat.3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach — nie rzadziej niż co 10 lat.