

## OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA G-10.5

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza obowiązującego za 2010 r.

Do sporządzania sprawozdania zobowiązane są podmioty zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1.

Informacje dotyczące sieci o napięciach 30 kV i poniżej należy podawać w podziale na sieci miejskie i wiejskie. Jako sieci miejskie należy rozumieć sieci zasilające odbiorców w miastach i miejscowościach posiadających prawa miejskie. Jako sieci wiejskie należy rozumieć sieci zasilające odbiorców na terenach wiejskich, które nie posiadają praw miejskich.

Przynależność sieci niskiego napięcia do sieci miejskich lub wiejskich należy określać zgodnie z przynależnością stacji SN/nN zasilającej tę sieć. Jeśli stacja zasilająca sieć nN znajduje się na terenie miasta a część linii przekracza jego granice, wówczas całą sieć należy zaliczać do sieci miejskich.

W przypadkach kiedy z jednego trzonu linii średniego napięcia są zasilane miasta i wsie, odgałęzienia od trzonu linii zasilające wsie należy zaliczać do linii wiejskich, a odgałęzienia, które zasilają miasta (miejscowości posiadające prawa miejskie), do linii miejskich. Trzony linii średniego napięcia wychodzące z GPZ w kierunku miasta i zasilające miasto, nawet jeżeli od linii tych są odgałęzienia zasilające wsie, ale linia ma charakter typowo miejski (np. jest elementem pierścienia), należy zaliczać do linii miejskich. Trzony linii średniego napięcia wychodzące z GPZ w kierunku wsi (w teren), cechujące się wyraźnym charakterem terenowym, nawet jeżeli od tego trzonu są odgałęzienia zasilające miasta, należy zaliczać do linii wiejskich.

### Dział 1. Linie elektroenergetyczne i stacje

**Kolumny 1 - 5** – długość linii elektroenergetycznych wysokich napięć należy podawać według napięć znamionowych, na które linia została zbudowana.

Długość linii średnich i niskich napięć należy wykazywać wg napięć roboczych.

Długość linii elektroenergetycznych napowietrznych na słupach stalowych, betonowych i drewnianych należy podawać wg długości trasy.

Długość linii kablowych należy podawać według długości kabla.

W przypadku sumowania długości linii napowietrznych i kablowych długość tych linii należy przeliczyć na 1 tor (także linie 4-torowe).

Jako linie wielotorowe kablowe należy rozumieć linie łączące te same obiekty.

Przez linie średniego napięcia (SN) rozumie się linie o napięciu od 1 do 60 kV.

Przez linie elektroenergetyczne niskiego napięcia (nN) rozumie się linie elektryczne o napięciu poniżej 1 kV.

Do linii elektroenergetycznych niskiego napięcia nie należy zaliczać przyłączy, które wykazywane są osobno.

Długość linii niskiego napięcia powinna obejmować również wydzielone linie oświetlenia ulicznego.

Linii elektroenergetycznych niskiego napięcia z podwieszonym oświetleniem ulicznym nie należy traktować jako dwutorowych.

## **Dział 2. Stacje elektroenergetyczne**

**Kolumny 1 - 3** – przez stację elektroenergetyczną rozumie się obiekt, którego cechą charakterystyczną jest wyposażenie w co najmniej jeden transformator lub aparaturę rozdzielczą lub w jedno i drugie.

Moc stacji określana jest przez moc transformatorów zainstalowanych na stacji.

O przynależności stacji do określonego napięcia decyduje najwyższe napięcie sieci, z jakim współpracuje stacja elektroenergetyczna.

Przy określaniu mocy stacji należy przyjmować moc pozorną transformatorów czynnych, do których zaliczamy transformatory:

- a) współpracujące z szynami stacji, siecią lub urządzeniami elektrowni względnie szynami elektrowni,
- b) pozostające w rezerwie, jeżeli mają własne stanowiska i połączone są z urządzeniami czynnymi,
- c) niezdemontowane ze stanowiska, jeśli stanowią majątek OSD.

Przez stacje napowietrzno-wnętrzowe należy rozumieć stacje, których część jest napowietrzna (np. rozdzielnia wysokiego napięcia) a część wnetrzowa (np. rozdzielnia średniego napięcia).

Przez wartość początkową linii lub stacji rozumie się wartość księgową zaktualizowaną według ogólnie przyjętych zasad przewartościowania majątku trwałego. Przez wartość stacji należy rozumieć wartość urządzeń, gruntu oraz budynków.

Wartość netto jest to wartość początkowa pomniejszona o umorzenie.

Kolumny dotyczące wartości początkowej i wartości netto należy wypełnić tylko dla elementów sieci, które są własnością OSD i OSP.

W wierszach 04, 06 i 20 należy podać liczbę i moc stacji będących własnością odbiorców zasilanych bezpośrednio z sieci operatora systemu elektroenergetycznego. W wierszach tych nie należy podawać wartości początkowych i wartości netto.

## **Dział 3. Transformatory sieciowe OSD**

Należy podać liczbę, moc pozorną oraz wartość początkową transformatorów sieciowych, tj. transformatorów na potrzeby przesyłu i rozdziału mocy, wraz z transformatorami potrzeb własnych w stacjach.

W dziale tym należy uwzględnić transformatory będące własnością OSP i OSD.

W każdej grupie napięciowej należy podać liczbę, moc i wartość transformatorów pracujących oraz liczbę, moc i wartość transformatorów będących w rezerwie magazynowej.

Transformatory należy uszeregować według napięcia znamionowego sieci, do której transformator jest przyłączony.

Transformatory stanowiące zespół należy podawać jako jeden transformator (np. trzy transformatory jednofazowe).

## **Dział 4. Środki trwałe według klasyfikacji rodzajowej oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

Należy podać wartość środków trwałych przedsiębiorstwa zaangażowanych do dystrybucji energii elektrycznej według klasyfikacji rodzajowej GUS.

W wierszu 16 należy wykazać wartość nakładów na budowę lub (i) wartość zakupu środków trwałych (w tym także niewymagających montażu lub instalacji) wraz z kosztami ponoszonymi przy ich nabyciu, wartość nakładów na wytworzenie środków trwałych we własnym zakresie, koszty

dostosowania środka trwałego do użytkowania, koszty montażu, wartość nakładów na ulepszenie istniejących środków trwałych, w tym również na ulepszenie obcych środków trwałych oraz pełną wartość nakładów na środki trwale nabyte na mocy umowy o leasing.

## **Dział 5 i 6. Ocena wykorzystania przepustowości linii SN i nN**

W Dziale 5 dotyczącym linii średniego napięcia wskaźniki dla każdej linii należy obliczyć, dzieląc maksymalne rzeczywiste obciążenie linii, uzyskane z pomiarów w trzeciej środy miesiąca, przez obciążalność dopuszczalną magistrali. Jako obciążalność dopuszczalną należy przyjmować wartość obciążalności dopuszczalnej elementu limitującego – czyli wynikającą albo z przekroju przewodów, albo z zabezpieczenia ze względu na skuteczność ochrony przeciwporażeniowej.

W Dziale 6 dotyczącym linii niskiego napięcia wskaźniki dla każdego obwodu należy obliczyć, dzieląc rzeczywiste maksymalne obciążenie uzyskane w czasie ostatnich wykonywanych pomiarów (pomiar obciążenia obwodów nN powinny być zgodnie z przepisami np. „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych”, wykonywane nie rzadziej niż raz na pięć lat lub na interwencję odbiorców) przez obciążalność długotrwałą linii.

Dla sieci pierścieniowych wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii należy obliczać przy normalnych podziałach linii.

W dziale tym należy uwzględnić wszystkie obwody nN (nawet te, na których ostatni pomiar wykonano 5 lat wcześniej).

Obliczenia należy wykonać według następującego wzoru:

$$W_{\max} = \frac{P_{rz\max}}{P_{dop}} \times 100\% \quad \text{lub} \quad W_{\max} = \frac{J_{rz\max}}{J_{dop}} \times 100\%$$

gdzie:

$W_{\max}$  - wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii,

$P_{rz\max}$  - maksymalna zanotowana moc przesyłana daną linią,

$P_{dop}$  - przepustowość linii wyrażona jako moc dopuszczalna, długotrwała,

$J_{rz\max}$  - maksymalne zanotowane obciążenie prądowe linii,

$J_{dop}$  - przepustowość linii wyrażona jako prąd dopuszczalny, długotrwały

## **Dział 7. Ciągi sieciowe SN**

Dla sieci pierścieniowych długość ciągów średniego napięcia należy wyznaczać przy normalnych podziałach w sieci SN.

## **Dział 8, 9 i 10. Przekroje przewodów linii nN- w km**

W długości linii niskiego napięcia o danych przekrojach nie należy uwzględniać długości przyłączy. Należy uwzględnić tylko długość trzonu linii z odgałęzieniami w przeliczeniu na jeden tor. W długościach linii średniego i wysokiego napięcia (110 kV) należy uwzględniać długość trzonu oraz odgałęzień linii w przeliczeniu na jeden tor.

## **Dział 11. Przyłącza**

Przez przyłącze rozumie się (zgodnie z przepisami budowy urządzeń elektrycznych) urządzenie elektryczne łączące urządzenia odbiorcze energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną niskich napięć, bezpośrednio lub za pośrednictwem wewnętrznej linii zasilającej.

Długość przyłącza liczy się w liniach napowietrznych od złącza do słupa, w liniach kablowych zaś do odgałęzienia.

Do długości przyłącza nie zalicza się wewnętrznej linii zasilającej, a także odcinków linii napowietrznych znajdujących się między słupami lub zastępczymi konstrukcjami wsporczymi.

Jako wydłużenie terminu przyłączenia do sieci należy uważać przesunięcie daty realizacji tego przyłączenia wynikające z powodów zależnych od operatora systemu dystrybucyjnego (wymagana jest rozbudowa lub modernizacja istniejących sieci).

## **Dział 12. Napięcia na końcach obwodów nN**

Napięcia na końcach obwodów nN należy ustalić podczas ostatnich pomiarów wykonywanych na danym obwodzie (tak jak w Dziale 5).

Należy podawać liczby obwodów niskiego napięcia, na końcach których podczas pomiarów stwierdzono:

Wiersz 01. napięcie fazowe powyżej normy

Wiersz 02. napięcie fazowe w granicach normy

Wiersz 03. napięcie fazowe z zakresu  $U_{zn} (-10\%, -20\%)$

Wiersz 04. napięcie fazowe poniżej  $U_{zn} - 20\%$ .

## **Dział 13. Ocena długości obwodów linii nN**

Jako długość obwodu należy rozumieć długość trzonu wraz z najdłuższym odgałęzieniem – czyli odcinek od stacji do końca najdłuższego odgałęzienia.

Do długości obwodów nN nie należy doliczać długości przyłączy.

## **Dział 14. Awaryjność sieci**

W przypadku kilku wyłączeń w celu usunięcia tego samego uszkodzenia jako czas likwidacji uszkodzenia, uwzględniany przy obliczaniu średniego czasu, przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń, należy przyjąć sumę czasu trwania wszystkich tych wyłączeń.

Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej należy liczyć zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz.623 z późn. zm).

W awaryjności sieci niskiego napięcia należy uwzględnić awarie przyłączy.

W wierszach 01, 02, 03 oraz 11 i 12 należy podać liczbę uszkodzeń obiektów z pominięciem krótkotrwałych wyłączeń wynikających z działania automatyki.

Ilość niedostarczonej energii ogółem oznacza energię niedostarczoną z powodu awarii, prac planowych oraz z powodu przerw w pracy sieci wyższych napięć.

Niedostarczoną energię należy obliczyć według wzoru:

$$NE = \sum S_{ni} \times t_i \times k_i / 100$$

gdzie:

$S_{ni}$  – moc transformatorów wyłączonych w i-tym wyłączeniu, w tym również u odbiorców,

$t_i$  – liczba godzin w i-tym wyłączeniu,

$k_i$  – stopień wykorzystania mocy transformatora w %.

Awarie elementów stacji transformatorowych SN/nN (bez transformatora i zacisków) należy traktować jak awarie linii odpowiedniego napięcia.

Przy wyliczaniu średniego czasu trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowych należy uwzględnić prace wykonywane w technologii PPN (pod napięciem) z zerowym czasem trwania wyłączenia.

## Dział 15. Wskaźniki przerw w zasilaniu

Przy klasyfikowaniu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na krótkie, długie, bardzo długie i katastrofalne oraz przy wyliczaniu wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI, ENS, AITI należy stosować rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Przeciętny czas przerwy w dostawie energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego odbiorcę należy obliczać w następujący sposób:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n T_{pi} \times L_{owi}}{L_o}$$

gdzie:

SAIDI – czas przerwy w zasilaniu w przeliczeniu na jednego odbiorcę – w minutach

$T_{pi}$  – czas przerwy w zasilaniu podczas i – tego wyłączenia w minutach

$L_{owi}$  – liczba odbiorców wyłączonych podczas i – tego wyłączenia.

$L_o$  – całkowita liczba odbiorców obsługiwanych przez jednostkę wypełniającą sprawozdanie.

Przeciętną systemową częstość przerw długich i bardzo długich (SAIFI) – dla  $T_{pi} > 3$  min (z uwzględnieniem i bez uwzględnienia przerw katastrofalnych) należy obliczać w następujący sposób:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n L_{owi}}{L_o}$$

gdzie n – całkowita liczba wyłączeń długich i bardzo długich.

Przeciętną systemową częstość przerw krótkich (MAIFI) – dla  $T_{pi} \leq 3$  min należy obliczać w następujący sposób:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^m L_{owj}}{L_o}$$

gdzie  $L_{owj}$  – liczba odbiorców wyłączonych podczas j-tego wyłączenia

m – całkowita liczba wyłączeń krótkich.

## **Dział 16. Liczba uszkodzeń elementów sieci średniego i niskiego napięcia [szt.]**

W dziale tym należy podać liczbę uszkodzeń elementów sieci w sztukach odpowiednio w liniach napowietrznych, kablowych lub stacjach elektroenergetycznych (np. izolatory mogą wystąpić w linii napowietrznej, w linii kablowej i w stacji elektroenergetycznej). W przypadku uszkodzeń kilku elementów podczas jednego uszkodzenia obiektu (np. linii) należy podać liczbę wszystkich uszkodzonych elementów.

W kolumnach 7 do 9 należy podawać uszkodzenia elementów stacji SN / nN po stronie średniego napięcia. W kolumnach 16 do 18 należy podawać uszkodzenia elementów rozdzielnic niskiego napięcia.

## **Dział 17. Zdolności przesyłowe wymiany międzynarodowej**

Dział ten wypełnia Operator Systemu Przesyłowego. W kolumnach od 1 do 6 należy podać maksymalne wartości odpowiednich wielkości jakie wystąpiły w dniu roboczym w ciągu roku, za który składane jest sprawozdanie.

W kolumnach 7 i 8 należy podać maksymalny stopień wykorzystania zdolności przesyłowych netto (NTC) jakie wystąpiły w dniu roboczym w ciągu roku, za który składane jest sprawozdanie.

Jako maksymalny stopień wykorzystania zdolności przesyłowych NTC należy rozumieć, wyrażony w procentach, stosunek maksymalnego w danym roku obciążenia połączenia międzynarodowego do maksymalnej w danym roku wartości NTC.