PORADNIK

elektro.info.pl

Rozdzielnice, transformatory, stacje transformatorowe



Partnerzy publikacji

Redakcja

Adres redakcji
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 65 61
faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

Reklama
Karolina Rosa
krosa@medium.media.pl

Grupa MEDIUM
Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K.
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24, faks 22 810 27 42
ISBN 978-83-64094-10-1

Spis treści

- Rozdział energii elektrycznej w stacjach i rozdzielnicach elektrycznych SN i nn 4
- Wnętrzowe rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych
  Rozdział pierwotny i wtórny energii elektrycznej – sprawdzone rozwiązania 7
- Elektrometal Energetyka SA – prezentacja 14
- Transformatory rozdzielcze SN/nn – możliwości ograniczenia strat 19
- Wymagania unijne dla transformatorów rozdzielczych SN/nn 22
- Rozdzielnice dla operatorów OSD – prezentacja 25
- Hiszpańskie transformatory na polskim rynku – prezentacja 26
- Systemy sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych 28
- Czy możemy zamontować przemysłową stację transformatorową na dachu? – prezentacja 34
- Optymalna lokalizacja stacji transformatorowych SN/nn w zurbanizowanych terenach miejskich 40
- Uproszczony projekt przyłącza kablowego SN do elektroenergetycznej linii napowietrznej SN
  zasilającego słupową stację transformatorową SN/nn 44
- Katalog firm 54

45 lat 1973 - 2018
www.imefy.com.pl
IMEFY POLSKA
TWÓJ DOSTAWCA TRANSFORMATORÓW

rozdział energii elektrycznej w stacjach i rozdzielnicach elektrycznych SN i nn

mgr inż. Karol Kuczyński

Rozważając kwestie rozdziału energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych należy uwzględnić kolejne elementy wchodzące w ich skład. Z tego względu zdefiniujmy kilka pojęć.

Mianem stacji elektroenergetycznej określa się zespół urządzeń elektroenergetycznych służących do rozdziału, przetwarzania lub transformacji energii elektrycznej. Ze względu na usytuowanie w systemie elektroenergetycznym stacje dzieli się na elektrowniane, sieciowe i odbiorcze. Zdecydowaną większość stanowią stacje sieciowe, które są punktami węzłowymi sieci elektroenergetycznej [1].

Głównym elementem każdej stacji rozdzielczej jest rozdzielnica, której zadaniem jest doprowadzenie energii obwodami zasilającymi i jej rozdział na obwody odbiorcze przy tym samym napięciu. W skład rozdzielnicy wchodzą następujące elementy podstawowe [1]:

- szyny zbiorcze, przewody, izolatory i konstrukcje wsporcze,
- aparatura łączeniowa,
- przekładniki i obwody wtórne.

rozdzielnice elektryczne

Rozdzielnicą określa się zespół urządzeń elektroenergetycznych wraz z szynami zbiorczymi, połączeniami elektrycznymi, elementami izolacyjnymi, konstrukcją mechaniczną i osłonami, służący do rozdziału energii elektrycznej, jak również łączenia i zabezpieczania obwodów zasilających i odbiorczych [1, 2].

Na rynku dostępne są prefabrykowane rozdzielnice średniego napięcia różnego typu, które stanowią wyposażenie rozdzielni i stacji transformatorowych. Poszczególne typy rozdzielnic średniego napięcia różnią się między sobą w zależności od przeznaczenia, parametrów znamionowych oraz właściwości technicznych wynikających z zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych. Umożliwia to inwestorom i projektantom dobranie odpowiedniego rozwiązania, biorąc pod uwagę określone parametry techniczne i warunki eksploatacyjne. Uwzględnia się przy tym również możliwości finansowe i wymagania inwestora [2, 3].

Natomiast rozdzielnice nn służą do rozdziału energii elektrycznej i łączenia oraz zabezpieczania linii lub obwodów nn. W zależności od ich przeznaczenia, parametrów znamionowych oraz właściwości technicznych wynikających z rozwiązania konstrukcyjnego, są urządzeniami bardzo zróżnicowanymi. Rozdzielnice niskonapięciowe są elementami złożonymi z jednego lub kilku łączników niskiego napięcia, które współpracują z urządzeniami sterowniczymi, sygnalizacyjnymi oraz pomiarowymi [2, 4]. Służą one również do łączenia oraz zabezpieczania linii lub obwodów elektrycznych.

rodzaje rozdzielnic średniego napięcia

W chwili obecnej najbardziej zaawansowane technologicznie są rozdzielnice średniego napięcia w izolacji gazowej z sześciofluorkiem siarki (SF_6). Te kompaktowe rozdzielnice są odporne na wpływ środowiska zewnętrznego i praktycznie nie wymagają zabiegów konserwacyjnych. Modułowa struktura elektronicznego systemu nadzoru i zwarta budowa stanowią o właściwym rozwiązaniu dla energetyki, budownictwa komercyjnego i przemysłu. Zakres pól rozdzielnicy stanowią pola wyłącznikowe, rozłącznikowe i pomiarowe. Kable do rozdzielnicy podłączane są przez typowe adaptery łączone na wcisk z izolatorem przepustowym. Każdy moduł takiej rozdzielnicy może się składać z kilku pól, a ich liczba jest różna w zależności od producenta. Połączenie między modułami realizowane jest za pomocą izolowanego łączenia szynowego typu wtykowego. Ten sposób umożliwia konfigurację dowolnej rozdzielnicy, system rozbudowy jest łatwy do przeprowadzenia i nie wymaga prac z gazem SF_6 [3].

Tańszą alternatywą są rozdzielnice SN w obudowie metalowej w izolacji powietrznej. Rozdzielnice te charakteryzują się wysoką uniwersalnością, co pozwala stosować je zarówno w tańszych – rozłącznikowych systemach rozdzielczych, jak i w systemach wymagających zastosowania wyłączników. Sąsiadujące ze sobą pola rozdzielnicy są oddzielane od siebie przegrodami metalowymi, za wyjątkiem przedziału szyn zbiorczych, gdzie mogą zostać zainstalowane ogniotrwałe przegrody izolacyjne. Dla zwiększenia bezpieczeństwa obsługi w powyższych rozdzielnicach stosowane są obecnie następujące rozwiązania techniczne [3]:

- wszystkie pola wyposażone są w uziemniki,
- wyłącznika lub rozłącznika nie da się zamknąć przy zamkniętym uziemniku,
- badanie obecności napięcia jest przeprowadzane przy zamkniętych drzwiach rozdzielnicy,
- okienka znajdujące się w drzwiach pozwalają sprawdzić pozycję łączników przy zamkniętych drzwiach.

Inną tendencją stosowaną w nowoczesnych rozdzielnicach SN jest stosowanie szyn zbiorczych wykonanych z rur miedzianych. Pozwala to osiągnąć optymalny rozkład pola elektrycznego, a co za tym idzie zmniejszyć wymiary pola rozdzielnicy. Stosowane wyłączniki w rozdzielnicach SN to obecnie wyłączniki próżniowe, montowane na wysuwnym wózku. Mogą one posiadać napęd ręczny lub silnikowy.

Biorąc pod uwagę miejsce zainstalowania, wyróżnia się rozdzielnice wnętrzowe i napowietrzne, przyścienne i wolno stojące, a ze względu na możliwość ich przemieszczania, dzieli się je na stacjonarne i przenośne. W zależności od możliwości dostępu do aparatów i osprzętu rozdzielnice można podzielić na rozdzielnice z dostępem jednostronnym i dwustronnym (od przodu i z tyłu). Innym kryterium podziału może być sposób montażu aparatów i łączników w polu rozdzielnicy. Z tego względu w rozdzielnicach jednoczłonowych wszystkie aparaty zamocowane są na stałe do konstrukcji rozdzielnicy. Jednak to rozwiązanie stwarza problemy z konserwacją i ewentualną naprawą związaną ze zwartą zabudową rozdzielnicy. Z tego względu powstały konstrukcje dwuczłonowe, w których część aparatów montowana jest na stałe do konstrukcji rozdzielnicy, a pozostałe wysuwane są w postaci wózka. Elementem wysuwanym jest najczęściej wyłącznik główny lub stycznik. W rozwiązaniu tego typu naprawa lub wymiana uszkodzonego elementu jest znacznie łatwiejsza i szybsza niż w konstrukcji jednoczłonowej. Obecnie dzięki zastosowaniu wyłączników próżniowych i typu SF_6 różnice w komforcie eksploatacji zaczynają się zacierać.

budowa pól rozdzielczych i ich wyposażenie

Rozdzielnica SN może być podzielona na następujące przedziały [5]:

- **przedział szyn zbiorczych** – przedział szyn zbiorczych izolowanych powietrzem jest usytuowany w górnej części pola i zazwyczaj przebiega wzdłuż całej rozdzielnicy. Pole pomiarowe lub sprzęgłowe usytuowane w części środkowej rozdzielnicy dzieli główny przedział szyn zbiorczych. Do otwarcia przedziału szynowego najczęściej niezbędne są narzędzia,
- **przedział rozłącznika** – trójpołożeniowy rozłącznik jest umieszczony pomiędzy przedziałem szyn zbiorczych i przedziałem kablowym. Jego osłona może być wykonana z żywicy epoksydowej i stali nierdzewnej, tworzących wypełnioną gazem SF_6 obudowę, w której są umieszczone elektryczne części obwodu głównego rozłącznika. Dolna część osłony rozłącznika wykonana jest ze stali nierdzewnej, może stanowić metalową przegrodę między przedziałem szyn zbiorczych i przedziałem kablowym. Takie rozwiązanie czyni produkt bezpieczniejszym poprzez skuteczność ochrony przed dotykiem bezpośrednim,
- **przedział kablowy** – około 75% objętości pola jest zarezerwowane dla przyłączy kabli zasilających/odpływowych, bezpieczników, uziemników lub przekładników. Stosuje się najczęściej wyłączniki z gazem SF_6 lub próżniowe. Pola wyposażone w rozłączniki zawierają blokady, zapewniające, aby wszystkie części będące wewnątrz pod napięciem były odłączone i uziemione przed otwarciem przedziału. Taki przedział jest oznakowany jako „dostępny przedział kontrolowany blokadą" („interlock-controlled accessible compartment"). Pola niewyposażone w rozłączniki zawierają elementy umożliwiające blokowanie dostępu do wewnątrz przedziału poprzez założenie kłódki. Taki przedział jest oznakowany jako „przedział dostępny na podstawie procedury" („procedure-controlled accessible compartment"),
- **przedział napędu** – przedział zawiera miejsce pod następujące wyposażenie: napęd rozłącznika i uziemnika, zespół blokady mechanicznej wraz ze wskaźnikami stanu położenia, wyzwalacze otwierające, wskaźniki obecności napięcia oraz styki pomocnicze,
- **przedział niskiego napięcia** – w zależności od użytej aplikacji przedział występuje w dwóch wykonaniach: podstawowej lub powiększonej. Przedział można wyposażać w obwody wtórne, listwy zaciskowe i aparaturę zabezpieczeniową,
- **otwory dekompresyjne** – otwory dekompresyjne w tylnej ścianie pól otwierają się i kierują nadmiar gazów pod ciśnieniem poza rozdzielnicę. Opcjonalnie można doposażyć pola w kanały wydmuchowe i filtry. W ten sposób ryzyko poranienia personelu obsługi w przypadku wystąpienia ewentualnego łuku wewnętrznego jest zminimalizowane. W tylnej ścianie każdego pola występują dwa otwory dekompresyjne zamknięte klapami wydmuchowymi:
  - górny otwór dekompresyjny przeznaczony jest dla przedziału szyn zbiorczych i rozłącznika,
  - dolny otwór dekompresyjny przeznaczony jest dla wyłącznika i przedziału kablowego.

Inny typ klap wydmuchowych może być umieszczony na górze rozdzielnicy powodując wydostawanie się gazów ponad głowami obsługi w kierunku sufitu. Z tego względu wskazane jest umieszczenie rozdzielnicy w pomieszczeniu o wysokości zalecanej przez producenta rozdzielnicy.



Fot. M. Pietrzyk

Fot. 1. Pola rozłącznikowe po wystąpieniu zwarcia łukowego

łuk elektryczny

Zwarciem łukowym nazywane jest zwarcie w przedziale rozdzielnicy, któremu towarzyszy palący się pomiędzy szynami, szynami a obudową rozdzielnicy lub pomiędzy torami prądowymi aparatów łuk elektryczny. Podawanych jest wiele przyczyn powstawania zwarć [6, 7]. Można wyróżnić podział na czynniki elektryczne i nieelektryczne. Do przyczyn elektrycznych można zaliczyć [6]: pomyłki łączeniowe, długotrwałe przeciążenia powodujące uszkodzenie izolacji, przepięcia atmosferyczne, przepięcia łączeniowe.

Do przyczyn nieelektrycznych zalicza się [6]:

- niewłaściwą eksploatację urządzeń elektrycznych, np. pozostawione narzędzia na szynach wewnątrz rozdzielni,
- działanie zwierząt (ptaki, gryzonie, zwierzęta domowe),
- zawilgocenie i (lub) uszkodzenie mechaniczne izolacji,
- wady fabryczne zastosowanych urządzeń.

W przypadku wystąpienia zwarcia łukowego [6, 7]:

- następuje wzrost prądów powodujących nagrzewanie się torów prądowych aparatów i urządzeń, a tym samym przyspieszone starzenie izolacji,
- prądy zwarciowe wywołują powstawanie dużych sił elektrodynamicznych pomiędzy torami prądowymi oraz torami prądowym i konstrukcjami ferromagnetycznymi. W wyniku tych sił powstają naprężenia mechaniczne izolatorów szyn, izolatorów aparatów i urządzeń oraz uszkodzenia mechaniczne aparatury pomiarowej,
- łuk elektryczny podlega działaniom sił elektrodynamicznych, w wyniku których zaczyna się przemieszczać wzdłuż szyn w rozdzielnicy,
- przemieszczający się łuk elektryczny nagrzewa powietrze, a tym samym przyczynia się do wzrostu temperatury i ciśnienia wewnątrz przedziałów rozdzielnicy,
- gwałtowne zmiany ciśnienia powietrza wewnątrz przedziałów rozdzielnicy powodują wzrost naprężeń mechanicznych konstrukcji wsporczych, drzwi i ścian rozdzielnicy,
- wysoka temperatura łuku wywołuje uszkodzenia termiczne przedziałów rozdzielnicy (wypalenie przedziałów) oraz uszkodzenia cieplne izolacji,
- produkty spalania elementów poddanych działaniu łuku w połączeniu z wysoką temperaturą powietrza przyczyniają się do powstania przewodzących warstw na powierzchni izolacji urządzeń, uniemożliwiając ich poprawną dalszą pracę.

W przypadku niewłaściwej konstrukcji rozdzielnicy, np. przy braku elementów dekompresyjnych, mogą wystąpić

odkształcenia osłon i drzwi, jak również elementów mocujących te osłony, umożliwiając wypływ gorących i zjonizowanych gazów w kierunku osób lub innych urządzeń. Cieplne działanie łuku elektrycznego może doprowadzić do ciężkich oparzeń ciała, nawet w znacznej odległości od rozdzielnicy. Powstające nadciśnienie w rozdzielnicy powoduje silne naprężenia mechaniczne elementów konstrukcji (wsporników, zawiasów drzwi itp.) mogące doprowadzić do ich rozerwania. W przypadku nieprawidłowego zaprojektowania może to stanowić poważne zagrożenie dla personelu lub osób postronnych. Straty materialne powstające w następstwie zwarć łukowych wynikają nie tylko z uszkodzeń samej rozdzielnicy, ale także powiązane są z przerwami w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Pomimo stosowania coraz to nowszych materiałów konstrukcyjnych i technologii budowy rozdzielnic nie można wykluczyć w procesie projektowania możliwości wystąpienia zwarcia łukowego.

Miarą szkód spowodowanych przez zwarcie łukowe jest energia, która wydzieli się w łuku elektrycznym. Energię zwarcia łukowego E_z można określić zależnością:

$$E_z = \int_0^t u_a \cdot i_a dt$$

gdzie:
u_a, i_a – napięcie i prąd łuku.

zabezpieczenia łukochronne

Wielu zwarciom występującym w rozdzielnicach elektroenergetycznych towarzyszy łuk elektryczny. Bardzo często pozostawia on po sobie znaczne zniszczenia, jak również stwarza zagrożenie dla życia. W ostatnich latach coraz częściej rozdzielnice wyposażane są w zabezpieczenia łukowe współpracujące z czujnikami optycznymi. Kryterium identyfikacji zwarcia, jakim jest światło emitowane przez łuk elektryczny, jest najszybszym z możliwych kryteriów, dzięki temu zabezpieczenia te są w stanie wytworzyć sygnał sterujący otwarcie wyłącznika w czasie nieprzekraczającym 10 ms. Zabezpieczenia te, oprócz szybkiego wykrycia zwarcia, pozwalają również na jego lokalizację, dzięki czemu możliwa jest szybka i selektywna reakcja w przypadku wystąpienia zwarcia łukowego, co znacząco ogranicza jego niszczące skutki. Powyższe zalety sprawiają, że zainteresowanie zabezpieczeniami łukowymi wciąż rośnie [8].

rozwiązania rozdzielnic nn

Ze względu na miejsce zainstalowania rozdzielnice niskiego napięcia dzielimy na wnętrzowe i napowietrzne. W zależności od przeznaczenia i zastosowania można wyróżnić między innymi rozdzielnice: energetyczno-dystrybucyjne, przemysłowe, słupowe, budowlane i mieszkaniowe.

Pod względem rozwiązań konstrukcji zewnętrznych wyróżnia się rozdzielnice otwarte, częściowo osłonięte oraz osłonięte. Natomiast ze względu na sposób zainstalowania rozdzielnice można podzielić na naścienne, przyścienne i wolno stojące. Rozdzielnice mogą być wykonane jako stacjonarne i przenośne. W zależności od sposobu wykonania części wsporczych i mocujących oraz osłony części będących pod napięciem rozdzielnice niskiego napięcia dzieli się na tablicowe, skrzynkowe, szafowe stosowane w budynkach mieszkalnych wielokondygnacyjnych i pulpity sterownicze [4]. Ze względu na funkcję rozdzielnicy spełnianą w sieci rozdzielczej można wyróżnić rozdzielnice główne, oddziałowe (stosowane w budownictwie przemysłowym), piętrowe, mieszkaniowe oraz specjalizowane stosowane do zasilania: komputerów, oświetlenia, zasilaczy UPS itp.

Rozdzielnice wnętrzowe możemy podzielić na dwie grupy. Do pierwszej należą rozdzielnice główne, będące podstawową jednostką kontrolno-zabezpieczająco-rozdzielającą w instalacji. Tego typu rozdzielnica posiada urządzenia zabezpieczające wewnętrzne linie zasilające. Najczęściej jest zlokalizowana na najniższej kondygnacji budynku lub w jego podpiwniczeniu, w bliskim otoczeniu wyjścia ewakuacyjnego. Do drugiej grupy zaliczamy rozdzielnice piętrowe, pełniące funkcje pomiarowe, rozdzielcze, zabezpieczeniowe oraz integracyjne. Umieszczane są one w pionach kablowych na poszczególnych piętrach obiektu mieszkalnego i stanowią granicę między obwodem instalacji budynku a obwodem odbiorczym [4].

rozłączniki niskiego napięcia

Pola z odpływami kablowymi w technice zabudowy stałej rozdzielnicy wyposażane są często w przełączalne bezpiecznikowe listwy rozłącznikowe. Dzięki swojej zwartej konstrukcji i modularnej budowie listwowe rozłączniki bezpiecznikowe dają możliwość łatwej zabudowy. Pola tego rodzaju znajdują zastosowanie w warunkach, gdzie nie występuje konieczność wymiany w czasie pracy rozdzielnicy. Rozłączniki listwowe dzięki zintegrowanemu bezpiecznikowi niskiego napięcia zapewniają niezawodne zabezpieczenie zwarciowe i przeciążeniowe. Ich zwarta konstrukcja i różnorodne opcjonalne sposoby podłączania sprawiają, że są one stosowane do okazjonalnego przełączania ręcznego oraz odłączania linii zasilających odbiorniki i linii rozdzielczych w budynkach użytkowych i przemysłowych [9].

Rozłączniki listwowe przeznaczone są najczęściej do bezpośredniego montażu na szyny zbiorcze w trójfazowym pionowym uporządkowaniu, mogą być jednak również montowane poziomo na pionowym systemie szynowym. Mogą być rozłączane 1-biegunowo lub 3-biegunowo w pełnym zakresie prądowym od 160 do 1250 A. Zapewnia jednocześnie stopień ochrony IP obudowy co najmniej IP2X. Rozłącznik bezpiecznikowy spełnia zatem następujące funkcje: zabezpieczenie, rozdzielanie, uziemianie i zwieranie, łączenie, ochrona przed dotykiem bezpośrednim [9].

Cechy aparatów, jak również wymagania normatywne dotyczące listwowych rozłączników bezpiecznikowych, podobnie jak i pozostałe komponenty systemu bezpiecznikowego poddawane są badaniom typu. Celem tych badań jest potwierdzenie, że wymagania są spełnione oraz zastosowano właściwe metody badań, w efekcie czego ich działanie jest bezpieczne i niezawodne. Dzięki dużej przerwie biegunowej w rozłączniku oraz zastosowaniu elementów gaszących łuk elektryczny możliwe stało się załączanie mocy przy dużej trwałości aparatu w warunkach roboczych. Wkładka topikowa umożliwia uzyskanie wysokiej zdolności załączania oraz dużej wytrzymałości zwarciowej. Ponieważ aparaty te obsługiwane są ręcznie, w przepisach normatywnych określono prędkość, z jaką winny być w czasie badań załączane (0,5 m/s). Ponieważ typowa prędkość załączania przez człowieka wynosi 1–2 m/s, daje to duży margines bezpieczeństwa [9].

literatura

1. I. Wasiak, Elektroenergetyka w zarysie – Przesył i rozdział energii elektrycznej, Politechnika Łódzka, Łódź 2010.
2. W. Dołęga, Wybrane aspekty modernizacji rozdzielnic SN i nn w podziemnych zakładach górniczych, „elektro.info" 10/2011.
3. K. Kuczyński, Rozdzielnice SN – właściwości użytkowe, „elektro.info" 9/2009.
4. K. Kuczyński, Rozdzielnice nn i ich wyposażenie – wprowadzenie do układów zestykowych, „elektro.info" 1–2/2013.
5. K. Kuczyński, Budowa rozdzielnic SN – wybrane zagadnienia, „elektro.info" 7–8/2011.
6. P. Kacejko, J. Machowski, Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT Warszawa 2002.
7. Materiały dydaktyczne Politechnika Gdańska.
8. Ł. Sapuła, K. Broda, J. Dumała, Wpływ układu optycznego na czułość zabezpieczenia łukowego, „Elektronika" 7/2010.
9. K. Kuczyński, Rozłączniki i bezpieczniki nn – zagadnienia wybrane, „elektro.info" 6/2012.

wnętrzowe rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych

mgr inż. Ireneusz Surówka, mgr inż. Michał Kula

Rozdzielnice średniego napięcia są podstawowymi urządzeniami instalowanymi w rozdzielniach oraz wnętrzowych i kontenerowych stacjach elektroenergetycznych. Służą do rozdziału i dystrybucji energii elektrycznej w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii, przemyśle, instalacjach morskich oraz systemach zasilania trakcji. Obecnie są to urządzenia prefabrykowane, wykonywane całkowicie u producentów, a następnie dostarczane do miejsca zainstalowania jako gotowe zestawy lub pola. Rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych są produkowane jako urządzenia o izolacji powietrznej, gazowej SF_6 lub wielomateriałowej złożonej z materiału izolacyjnego stałego i powietrza. Ich konstrukcje oraz wyposażenie są stale modernizowane pod kątem poprawy niezawodności działania, jak również pod względem bezpieczeństwa obsługi.

podstawowe parametry techniczne opisujące rozdzielnice średniego napięcia

Podstawowe parametry techniczne opisujące rozdzielnice średniego napięcia określane są głównie przez wartość napięcia znamionowego, prądy znamionowe ciągłe, cieplną i dynamiczną wytrzymałość zwarciową, częstotliwość, odporność na łuk elektryczny, rodzaj izolacji, stopień ochrony IP, wymiary zewnętrzne, masę oraz temperaturę pracy **(tab. 1.)**. Parametry techniczne podawane w kartach katalogowych rozdzielnic opisane są następująco:

1. napięcie znamionowe U_r [kV] – jest to najwyższa długotrwale dopuszczalna skuteczna wartość napięcia międzyprzewodowego sieci, przy którym rozdzielnica powinna poprawnie pracować,
2. napięcie robocze U [kV] – jest to wartość skuteczna napięcia międzyprzewodowego w miejscu zainstalowania rozdzielnicy (znamionowe napięcie robocze sieci),
3. napięcie znamionowe wytrzymywane o częstotliwości sieciowej U_d [kV] – określa wytrzymałość izolacji na przepięcia łączeniowe generowane w wyniku zmiany stanu lub układu połączeń sieci, otwierania lub zamykania łączników oraz przebicia izolacji. Próby przeprowadza się napięciem przemiennym o częstotliwości sieciowej 50 Hz przykładanym w ciągu 1 minuty,
4. napięcie znamionowe wytrzymywane udarowe piorunowe U_p [kV] – określa wytrzymałość izolacji na przepięcia spowodowane wyładowaniami atmosferycznymi, które mogą powstać np. podczas bezpośredniego wyładowania piorunowego w linię napowietrzną. Próby przeprowadza się udarem o czasie trwania czoła $T_1 = 1{,}2\,\mu s \pm 30\%$ i czasie do półszczytu $T_2 = 50\,\mu s \pm 20\%$.
5. prąd znamionowy ciągły I_r [A] – jest to skuteczna wartość prądu, która

Typ rozdzielnicy/Type of the switchgear		D-12P	D-17P	D-24P	D-40P
Napięcie znamionowe/*Nomina voltage*	kV	12	17,5	24	36; 40,5**
Prąd znamionowy/*Rated current*: ciągły/*continuous*	A	do/up to 4000	do/up to 3150	do/up to 2500	do/up to 1250
krótkotrwały wytrzymywany/*short-time withstand*	kA/s	do/up to 50/1; 31,5/3	31,5/1; 25/3	31,5/1	25/1
szczytowy/*peak withstand*	kA	do/up to 125	65; 80	80	63
Odporność łukowa/*Arc resistance*	kA/s	do/up to 40/1; 50/0,5	25/1:31,5/0,1	31,5/1	25/1
Napięcie wytrzymywane o częstotliwości sieciowej/*Power freqency withstand voltage*	kV	28/424*	38	50	70/95**
Napięcie udarowe piorunowe wytrzymywane/*Lighting impulse withstand voltage*	kV	75	95	125	170/190**
Stopień ochrony/*Degree of protection*	–	IP 4X / IP 41		IP 4X	
Wyłącznik/*Circuit-breaker*	–	VD4, HD4, HVX, LF. SION. SHELL BB/TEL. VL1. EVOLIS. TZN1-12E	VD4, HD4. HVX. SION. SHELL. VL1, EVOLIS	VD4, HD4. HVX. SION. BB/TEL	VD4, HD4
Wymiary pól/*Dimensions of cubicles*: szerokości/*widths* [A]	mm	600.750,750*900.1000,1000*	600.750.900.1000	750,950	1200,1800
wysokości/*heights* [B]	mm	2150.2220,2320	2150.2220.2320	2300	2500
głębokości/*depths* [C]	mm	1300. 1450(LF)	1300,1350(40°C)	1470	2050.2500.2970
Klasa odporności na łuk wewnętrzny/*IAC dassification*	AFLR				
Klasa rodzaju przegród/*PM-PI classification*	PM				
Klasa dostępności do przedziałów/*LSC classification*	LSC2B				
Zgodność z normami/*Compliance with standards*	PN-EN 62271-200:2007, PN-EN 62271-1:2009				

Tab. 1. Przykładowe parametry techniczne dwuczłonowej rozdzielnicy średniego napięcia o izolacji powietrznej serii D produkcji ELEKTROBUDOWA SA

przepływając dowolnie długo przez główne tory prądowe lub tor prądowy łącznika nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych przyrostów temperatury. W katalogach rozdzielnic średniego napięcia jest on określany dla głównego toru prądowego (szyn zbiorczych) oraz pól rozdzielnicy. Wartości prądów znamionowych ciągłych dla poszczególnych typów pól mogą być różne, dlatego podawane są z ich wyszczególnieniem,

6. prąd znamionowy krótkotrwały wytrzymywany I_k [kA] – określa skuteczną zastępczą wartość prądu sinusoidalnie zmiennego, którego przepływ wywoła taki sam skutek cieplny, jaki powstanie w następstwie przepływu rzeczywistego prądu zwarciowego. Wartość znamionowego prądu krótkotrwałego wytrzymywanego przepływającego w czasie t_k przez tor prądowy urządzenia definiuje wartość prądu, która nie spowoduje w tym urządzeniu niedopuszczalnego nagrzania się toru prądowego ani uszkodzenia izolacji lub zestyków. Czas trwania zwarcia t_k określono w normie [2] i może on wynosić standardowo 1 s lub przyjmować inną zalecaną wartość, np. 0,5 s, 2 s, oraz 3 s. W kartach katalogowych rozdzielnic średniego napięcia podawana jest wartość znamionowego prądu krótkotrwałego wytrzymywanego i wartości znamionowego czasu trwania zwarcia,
7. prąd znamionowy szczytowy wytrzymywany I_p [kA] – określa szczytową chwilową wartość prądu zwarciowego (przy której występują największe oddziaływania elektrodynamiczne), który przepływając przez urządzenie nie spowoduje uszkodzeń mechanicznych ani uszkodzenia izolacji. Dla łączników jest to prąd, który przepływając przy zamkniętych zestykach nie powinien spowodować trwałego szczepienia się styków,
8. częstotliwość znamionowa f_r [Hz],
9. rodzaj izolacji – określa materiał izolacyjny zastosowany w rozdzielnicy,

Warunki eksploatacyjne:			
Temperatura otoczenia		Wilgotność względna powietrza	
– szczytowa krótkotrwała	+ 40°C	– najwyższa średnia w ciągu doby	95%
– najwyższa średnia w ciągu doby	+ 35°C	– najwyższa średnia w ciągu miesiąca	90%
– najwyższa średnia roczna	+ 20°C	– najwyższe średnie ciśnienie pary w ciągu doby	2,2 kPa
– najniższa długotrwała	–25°C	– najwyższe średnie ciśnienie pary w ciągu miesiąca	1,8 kPa
Atmosfera w miejscu zainstalowania		Brak znaczących zanieczyszczeń solą, parami, pyłami, dymem, gazami palnymi lub powodującymi korozję oraz brak oblodzenia, oszronienia i zaroszenia	
Wysokość miejsca zainstalowania		do 1000 m n.p.m	
Drgania		Wibracje, spowodowane przyczynami zewnętrznymi lub trzęsieniami ziemi pomijalne	

Tab. 2. Przykładowy opis warunków eksploatacji podany dla dwuczłonowej rozdzielnicy o izolacji powietrznej typu RELF oferowanej przez firmę ZPUE SA

10. układ szyn zbiorczych – określa liczbę głównych torów prądowych (szyn zbiorczych) oraz sposób ich rozłożenia (poziomo, pionowo lub trójkątnie),
11. odporność na działanie łuku wewnętrznego [kA/s] – określa wartość probierczego prądu łukowego i czasu trwania zwarcia, dla jakich wykonano próby rozdzielnicy podczas badania odporności na łuk wewnętrzny. Wartości probiercze prądu łukowego i czasu trwania zwarcia są częścią oznaczenia rozdzielnicy według klasyfikacji IAC (ang. *Internal Arc Classified*), którą opisano w normie [1]. Zalecane czasy trwania próby to 1 s, 0,5 s, i 0,1 s,
12. stopień ochrony IPXX – jest podawany dla osłon, przegród i napędów,
13. wymiary zewnętrzne – szerokość/głębokość/wysokość [mm],
14. masa całkowita zestawu lub pojedynczego pola rozdzielnicy [kg].

Klasyfikacja odporności rozdzielnic w osłonach metalowych na łuk wewnętrzny (IAC) opisana w normie [1] ma na celu sprawdzenie poziomu bezpieczeństwa osób znajdujących się w sąsiedztwie urządzenia podczas jego normalnej pracy w przypadku wystąpienia wewnętrznego zwarcia łukowego. Metoda i warunki badania mają określić, czy konstrukcja rozdzielnicy spełnia określone w normie kryteria i nie powoduje zagrożenia dla osób znajdujących się w pobliżu urządzenia. Jeśli klasyfikacja IAC została sprawdzona za pomocą prób i rozdzielnica spełnia określone w normie kryteria, jest oznaczona kodem literowym, np. AFLR, oraz wartościami probierczymi: prądu zwarciowego, np. 31,5 kA, oraz czasu trwania zwarcia, np. 1 s.

Kod literowy w klasyfikacji IAC określa rodzaj dostępu do rozdzielnicy w zależności od jej strony, wskazując jednocześnie warunki jej instalowania. Określa również warunki badania odporności rozdzielnicy na łuk wewnętrzny. W normie [1] wyróżniono trzy rodzaje dostępu. Dwa z nich dotyczą rozdzielnic w osłonach metalowych i są zdefiniowane jako:

1) dostęp rodzaju A, który jest ograniczony tylko do upoważnionego personelu,
2) dostęp rodzaju B, który jest nieograniczony, w tym również dla osób postronnych.

Dostęp rodzaju C określono dla rozdzielnic słupowych w osłonie metalowej i zdefiniowano jako dostęp ograniczony przez zainstalowanie poza zasięgiem. Dla poszczególnych zdefiniowanych w [1] rodzajów dostępu przewidziano inne warunki badania. Aby bardziej sprecyzować rodzaj dostępu w zależności od strony rozdzielnicy oraz prawidłowo wykonać próby odporności na łuk wewnętrzny, wprowadzono następujący kod literowy: F – dla strony czołowej, L – dla strony bocznej oraz R – dla strony tylnej.

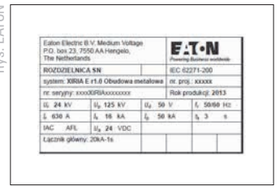
Zatem przykładowo podany kod literowy, np. AFLR, wraz z podanym prądem probierczym i czasem trwania zwarcia (31,5 kA/1 s) oznacza, że rozdzielnica w osłonie metalowej badana prądem probierczym o wartości skutecznej 31,5 kA w czasie 1 s, przewidziana do instalowania jako wolno stojąca z dostępem dla upoważnionego personelu od strony czołowej bocznej i tylnej, spełnia kryteria odporności na działanie łuku wewnętrznego i nie powoduje zagrożenia dla osób znajdujących się w sąsiedztwie urządzenia.

Dla rozdzielnic średniego napięcia w osłonach metalowych określa się również kategorię utraty ciągłości pracy LCS (ang. *Loss of Service Continuity*). Producenci w kartach katalogowych opisują ją jako klasę dostępności do przedziałów. Określa ona możliwość utrzymania zasilania innych przedziałów i/lub pól w razie otwarcia przedziału obwodu głównego. Rozdzielnica opisana kategorią LSC1 nie zapewnia ciągłości pracy w czasie konserwacji i może wymagać całkowitego odłączenia od sieci i uziemienia przed dostępem do wnętrza osłony. Rozdzielnice opisane kategorią LSC2 mają zapewnić ciągłość pracy podczas dostępu do przedziału wewnątrz rozdzielnicy. Kategoria LSC2 dzieli się na dwie podkategorie:

1) LSC2A – która informuje, że podczas dostępu do głównego aparatu łączeniowego jednego pola inne pola rozdzielnicy mogą zostać utrzymane w stanie pracy, przy czym kable zasilające wysokiego napięcia tego pola należy pozbawić napięcia i uziemić, a obwód odłączyć elektrycznie i oddzielić fizycznie (przegrodą izolacyjną) od szyn zbiorczych,
2) LSC2B – która informuje, że podczas dostępu do głównego aparatu łączeniowego jednego pola inne pola rozdzielnicy mogą zostać utrzymane w stanie pracy, przy czym czynności konserwacyjne łącznika głównego mogą być wykonywane bez konieczności odłączenia napięcia od strony kabli zasilających i szyn zbiorczych.

Aby spełnić warunki i oznaczyć rozdzielnicę kategorią LSC2B, jej pola muszą mieć co najmniej trzy przedziały: przedział szyn zbiorczych, przedział łącznika głównego oraz przedział kablowy.

Rys. EATON



Rys. 1. Przykład tabliczki znamionowej rozdzielnicy średniego napięcia w osłonie metalowej typu XIRIA E produkcji EATON

Rys. Elektromontaż Lublin



Rys. 2. Wielowariantowa wnętrzowa jednoczłonowa rozdzielnica SN w osłonie metalowej, o izolacji powietrznej z pojedynczym systemem szyn zbiorczych typu RSL produkcji Elektromontaż-Lublin Sp. z o.o., oferowana na napięcia znamionowe 12 kV, 17,5 kV, 24 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych 400 A, 600 A i 1250 A

W danych technicznych charakteryzujących rozdzielnice średniego napięcia można odnaleźć również informację na temat materiału użytego do przegrodzenia części będących pod napięciem pomiędzy sąsiednimi polami i przedziałami, zdefiniowaną w normie [1] jako klasa przegrody. Norma wyróżnia dwa rodzaje takich przegród:

1. przegroda klasy PM (ang. *metallic partitions*) – rozdzielnica jest wyposażona w ciągłe metalowe przegrody i/lub przesłony ruchome przeznaczone do uziemiania, między otwartymi przedziałami dostępnymi a częściami obwodu głównego znajdującego się pod napięciem,
2. przegroda klasy PI (ang. *insulating partitions*) – rozdzielnica zawiera co najmniej jedną niemetalową przegrodę lub ruchomą przesłonę, między dostępnymi otwartymi przedziałami a częściami obwodu głównego znajdującego się pod napięciem.

Karty katalogowe prefabrykowanych rozdzielnic średniego napięcia w osłonach metalowych opisują również warunki eksploatacji tych urządzeń **(tab. 2.)**, takie jak: temperatura otoczenia, w jakiej może pracować rozdzielnica, wilgotność względna, atmosfera w miejscu zainstalowania, wysokość bezwzględna oraz odporność na drgania w miejscu zainstalowania. Definiują one odporność urządzenia na narażenia klimatyczne, zabrudzeniowe oraz mechaniczne. Oprócz parametrów technicznych informacje o warunkach eksploatacji są niezbędne do prawidłowego doboru rozdzielnicy na etapie projektowym, jak również do jej późniejszej poprawnej pracy w określonym czasie użytkowania. Przykładowo, dobierając rozdzielnicę o izolacji powietrznej, która ma być zainstalowana na wysokości przekraczającej 1000 m n.p.m., należy uwzględnić zmniejszenie się wytrzymałości elektrycznej powietrza na skutek zmniejszenia jego gęstości, a zatem w konsekwencji pogorszenia się właściwości izolacyjnych urządzenia. W takim przypadku poziom izolacji rozdzielnicy powinien zostać skorygowany zgodnie z wytycznymi podanymi w normie [2].

Dla rozdzielnic o izolacji gazowej SF_6 podawany jest również znamionowy poziom napełniania zbiorników p_{re} [kPa], minimalny poziom działania (minimalne ciśnienie robocze) p_{me} [kPa] oraz poziom alarmowy p_{ae} [kPa]. Podawana jest również masa gazu izolacyjnego [kg].

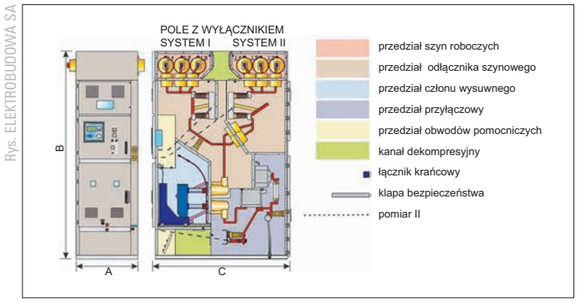
Rozdzielnice średniego napięcia są wyposażone w tabliczki znamionowe, na których umieszcza się opisane wyżej podstawowe dane techniczne. Niektóre z nich, takie jak np. nazwa producenta i typu rozdzielnicy, numer fabryczny, rok produkcji, zastosowana norma, napięcie znamionowe, częstotliwość znamionowa, napięcie znamionowe wytrzymywane o częstotliwości sieciowej i udarowe piorunowe, prąd znamionowy ciągły, prąd znamionowy krótkotrwały wytrzymywany i prąd znamionowy szczytowy wytrzymywany podawane są obligatoryjnie, inne, jak np. poziom znamionowy napełnienia dla izolacji, podawane są, jeśli mają zastosowanie lub warunkowo. Przykład tabliczki znamionowej rozdzielnicy typu XIRIA E produkcji EATON pokazano na **rysunku 1.**

Rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych przeznaczone dla pierwotnego i wtórnego rozdziału energii elektrycznej produkowane są na napięcia znamionowe 7,2; 12; 17,5; 24, 36 i 40,5 kV dla sieci o znamionowym napięciu roboczym wynoszącym kolejno 6, 10, 15, 20 i 30 kV. Prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych i pól zasilających wynoszą do 5000 A, prądy znamionowe krótkotrwałe 1-sekundowe do 50 kA, natomiast prądy znamionowe szczytowe do 125 kA. Ich wymiary zewnętrzne oraz masa zależą od parametrów technicznych, zastosowanego materiału izolacyjnego, konstrukcji, wyposażenia oraz liczby pól, a deklarowany przez producentów rozdzielnic okres eksploatacji wynosi nawet 40 lat dla rozdzielnic o izolacji SF_6.

Oferowane obecnie rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych produkowane są według wytycznych i wymagań zawartych w przedmiotowych normach, w tym między innymi:

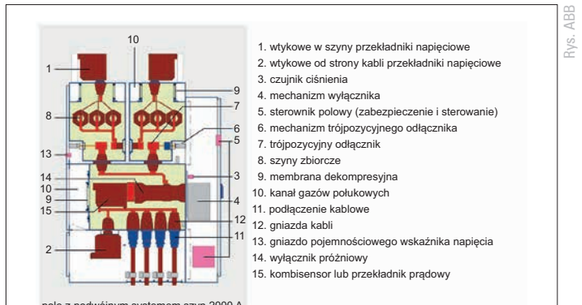
1. PN-EN 60071-1:2008 *Koordynacja izolacji. Część 1: Definicje, zasady i reguły*,
2. PN-EN 62271-1:2009 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 1: Postanowienia wspólne*,

Rys. ELEKTROBUDOWA SA



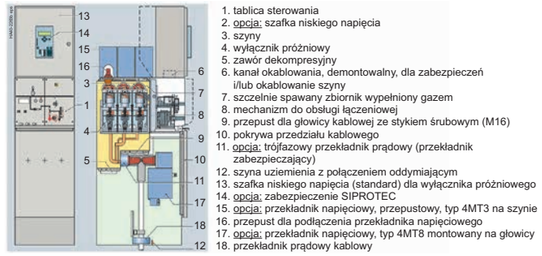
Rys. 3. Elewacja i przekrój pola wnętrzowej, dwuczłonowej, wieloprzedziałowej rozdzielnicy SN w osłonie metalowej, o izolacji powietrznej z podwójnym systemem szyn zbiorczych typu D-12-2S, D-17-2S produkcji ELEKTROBUDOWA SA, oferowanej na napięcia znamionowe 12 kV i 17,5 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych do 1250 A, 1600 A i 2500 A w zależności od napięcia znamionowego

Rys. ABB



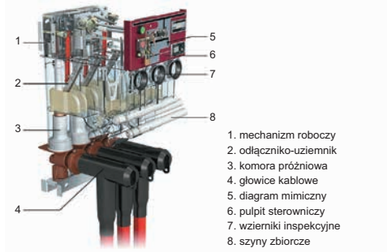
Rys. 4. Przekrój pola wnętrzowej rozdzielnicy SN o izolacji SF_6 z podwójnym systemem szyn zbiorczych i wyłącznikiem próżniowym VD4 typu ZX2 produkcji ABB, oferowanej na napięcia znamionowe 12 kV, 17,5 kV, 24 kV, 36 kV, 40,5 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych 2500 A

Rys. Siemens



Rys. 5. Przekrój pola wnętrzowej rozdzielnicy SN o izolacji SF_6 z pojedynczym systemem szyn zbiorczych i wyłącznikiem próżniowym typu 8DJH produkcji Siemens, oferowanej na napięcia znamionowe 7,2 kV, 12 kV, 17,5 kV, 24 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych 630 A, pól liniowych 400 A lub 630 A i pól transformatorowych 200 A

Rys. EATON



Rys. 6. Widok wewnętrzny pola z rozłącznikiem próżniowym wnętrzowej rozdzielnicy SN o izolacji stałopowietrznej typu XIRIA produkcji EATON, oferowanej na napięcia znamionowe 3,6 kV, 7,2 kV, 12 kV, 17,5 kV, 24 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych 630 A, pól z wyłącznikami próżniowymi 200/500 A lub pól z rozłącznikami próżniowymi 630 A

3. PN-EN 62271-200:2012 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 200: Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV do 52 kV włącznie,*
4. PN-EN 62271-100:2009 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 100: Wyłączniki wysokiego napięcia prądu przemiennego,*
5. PN-EN 62271-102:2005 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 102: Odłączniki i uziemniki wysokiego napięcia prądu przemiennego,*
6. PN-EN 62271-103:2011 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 103: Rozłączniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV do 52 kV włącznie,*
7. PN-EN 62271-105:2013 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 105: Zestawy rozłączników z bezpiecznikami prądu przemiennego.*

izolacja w rozdzielnicach średniego napięcia

Podstawowym materiałem izolacyjnym stosowanym w rozdzielnicach średniego napięcia jest powietrze o ciśnieniu atmosferycznym. Rozdzielnice o izolacji powietrznej wykonywano wcześniej jako otwarte oraz częściowo osłonięte i były przeznaczone do instalowania w pomieszczeniach ruchu elektrycznego (rozdzielniach), do których dostęp był ograniczony tylko dla uprawnionego personelu (operatorów). Rozdzielnice tego typu są obecnie zastępowane przez prefabrykowane rozdzielnice w osłonach metalowych lub poddawane modernizacji (ang. retrofit), polegającej na wymianie pracujących lub uszkodzonych aparatów w celu poprawy niezawodności i bezpieczeństwa lub zwiększenia prądów znamionowych ciągłych. Prefabrykowane, osłonięte rozdzielnice o izolacji powietrznej produkowane są zarówno jako wnętrzowe jednoczłonowe bezprzedziałowe konstrukcje z pojedynczym systemem szyn zbiorczych **(rys. 2.),** jak również jako rozbudowane technicznie dwuczłonowe, wieloprzedziałowe rozdzielnice przystosowane do pracy zdalnej w bezobsługowych stacjach elektroenergetycznych **(rys. 3.).**

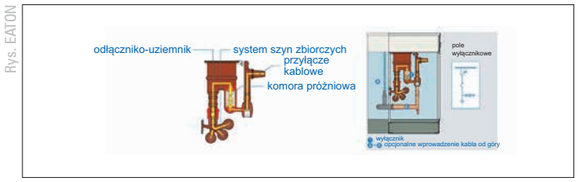
Zastosowanie sześciofluorku siarki SF_6 jako materiału izolacyjnego w rozdzielnicach i wyłącznikach wysokiego napięcia, związane z dużą wytrzymałością dielektryczną, która wielokrotnie przekracza wytrzymałość powietrza oraz przewodnością cieplną w wysokich temperaturach (powyżej 2000 K), skłoniły producentów rozdzielnic średniego napięcia do podjęcia prób jego zastosowania w tych urządzeniach. Próby te okazały się skuteczne i obecnie konstrukcje o izolacji SF_6 oferowane są zarówno dla pierwotnego, jak i wtórnego rozdziału energii. Rozdzielnice rozdziału pierwotnego stosowane są w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii, przemyśle, instalacjach morskich oraz systemach zasilania trakcji **(rys. 4.).** Natomiast rozdzielnice rozdziału wtórnego to konstrukcje małogabarytowe stosowane we wnętrzowych i kontenerowych stacjach transformatorowych w układzie pierścieniowym lub promieniowym i służą do rozdziału energii elektrycznej oraz zasilania budynków mieszkalno-usługowych, handlowych, użyteczności publicznej, farm wiatrowych oraz małych zakładów przemysłowych **(rys. 5.),**.

Rozdzielnice średniego napięcia o izolacji SF_6 znajdują zastosowanie tam, gdzie wymagania bezpieczeństwa i niezawodności działania są duże oraz gdy dąży się do zmniejszenia wymiarów rozdzielnicy na skutek braku miejsca na zainstalowanie rozdzielnicy o izolacji powietrznej. Rozdzielnice tego typu charakteryzuje duży komfort eksploatacji (bardzo rzadkie awarie, przeglądy lub rozszczelnienia), wysoki poziom bezpieczeństwa obsługi, wysoka niezawodność oraz małe gabaryty. Cechy te wynikają zarówno z umieszczenia szyn zbiorczych oraz niektórych aparatów w szczelnych zbiornikach wypełnionych SF_6, co zapewnia bardzo dobrą izolację doziemną i międzybiegunową, jak również z zastosowania wyłączników próżniowych, co poprawia trwałość łączeniową. Szczelna zabudowa aparatów pozwala także na uzyskanie wyższej odporności na wpływy środowiskowe (kurz, wilgoć, a nawet przejściowe zatopienie), co zmniejsza prawdopodobieństwo inicjacji łuku wewnętrznego.

Niektórzy wytwórcy rozdzielnic o izolacji z SF_6 gwarantują, że w czasie 30-letniego okresu użytkowania rozdzielnicy nie jest konieczne dokonywanie jakichkolwiek prac konserwacyjnych dotyczących części będących pod napięciem lub komór gaszeniowych łączników. Mimo to napędy wyłączników, podobnie jak w rozdzielnicach o izolacji powietrznej, wymagają planowej konserwacji. Problemem tych konstrukcji na etapie eksploatacji jest czas wymiany uszkodzonych pól w wyniku działania zwarć łukowych, choć występuje bardzo małe prawdopodobieństwo wystąpienia takiego zdarzenia. Mimo zalet, jakie posiadają rozdzielnice o izolacji z SF_6, są one jednak droższym rozwiązaniem technicznym niż rozdzielnice o izolacji powietrznej.

Przykładem rozdzielnicy o izolacji wielomateriałowej, w której naprężenia elektryczne przenoszone są przez układ izolacji stałej z izolacją powietrzną, jest małogabarytowa rozdzielnica typu XIRIA produkcji EATON. Przedział główny tej rozdzielnicy jest przedziałem szczelnie zamkniętym i wypełnionym suchym powietrzem o ciśnieniu atmosferycznym, w którym znajdują się elementy obwodów pierwotnych, takie jak łączniki próżniowe, szyny zbiorcze i mechanizmy robocze **(rys. 6.).** Przedział ten jest zamknięty przez cały okres eksploatacji urządzenia, dzięki czemu eliminowane są narażenia środowiskowe związane z zabrudzeniem i wilgocią. Operacje łączeniowe odłącznik-uziemnika wykonywane są w atmosferze powietrza, natomiast jego bieguny osłonięto izolacją stałą. Szyny zbiorcze są w pełni izolowane jednobiegunowo i nie mają możliwości rozbudowy. Uziemianie kabli SN jest realizowane poprzez wyłącznik lub rozłącznik próżniowy. Przedział kablowy znajduje się w dolnej części pola, a przedział wałów napędowych – w górnej. Rozdzielnica może być zdalnie sterowana i monitorowana. Rozdzielnica może być zestawiana z 2, 3, 4 lub 5 pól i jest przeznaczona do instalowania we wnętrzowych i kontenerowych stacjach elektroenergetycznych, złączach kablowych SN, farmach wiatrowych i innych aplikacjach. Przedstawioną rozdzielnicę opatrzono informacją „SF_6 free", mającą zwrócić uwagę użytkowników na możliwość wyboru innych dostępnych rozwiązań technicznych i stopniową eliminację sześciofluorku siarki z urządzeń, wszędzie tam, gdzie rynek branżowy oferuje rozwiązania alternatywne.

Rys. EATON



Rys. 7. Widok rozmieszczenia i izolowania elementów obwodu pierwotnego oraz przekrój pola wyłącznikowego w rozdzielnicy SVS produkcji EATON

Innym rozwiązaniem technicznym opartym na izolacji stałej (żywicznej) są rozdzielnice SVS, na napięcia znamionowe 12 kV i 24 kV oraz prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych 800 A i 1250 A, pól z wyłącznikami próżniowymi 630/1250 A lub pól z rozłącznikami próżniowymi 630 A. W systemie SVS zastosowano żywice epoksydowe jako materiał izolacyjny obwodów pierwotnych **(rys. 7.).**

Wszystkie pola rozdzielnicy wyposażone są w odłącznik-uziemnik składający się z trzech wzajemnie połączonych styków trzpieniowych posuwających się w płaszczyźnie pionowej. Odłączniko-uziemnik jest zabezpieczony blokadami mechanicznymi i można go przestawić jedynie wtedy, kiedy wyłącznik lub rozłącznik próżniowy jest otwarty. Połączenia między polami są realizowane poprzez trzy jednostki szynowe składające się z cylindrycznych przewodników izolowanych żywicą epoksydową. Przewodniki zawierają cięgno napinające mocujące razem elementy szyn zbiorczych w różnych polach. Dzięki elastyczności tych cięgien wymagany naciąg pozostaje stały przy dowolnych warunkach obciążenia. Silikonowe tuleje w punktach połączeń zapewniają uszczelnienie i izolację elektryczną. Przedział obwodów wtórnych umieszczono w wysuwnej kasecie w górnej części rozdzielnicy **(rys. 8.).**

Rys. EATON



Rys. 8. Widok pola oraz wysuwnej kasety obwodów wtórnych rozdzielnicy SVS produkcji EATON

Rozdzielnica typu SVS ma konstrukcję modułową, którą można zestawiać w dowolny układ pól i rozbudowywać. Występuje w dwóch wersjach SVS08 oraz SVS12 i jest przeznaczona do pracy w systemach dystrybucji energii, przemyśle, obiektach handlowych i użyteczności publicznej.

pola rozdzielnic SN i ich konstrukcje

Część rozdzielnicy średniego napięcia wydzielona funkcjonalnie i zawierająca tor prądowy, łączniki elektroenergetyczne, przekładniki, odgromniki, elementy izolacyjne i mechaniczne, konstrukcję oraz osłony nazywa się polem rozdzielnicy. W zależności od przeznaczenia, jakie spełnia pole, wyróżnia się głównie:

1. pole zasilające (dopływowe) – za pomocą którego energia elektryczna jest doprowadzana do szyn zbiorczych rozdzielnicy,
2. pole odbiorcze (odpływowe) – za pomocą którego energia elektryczna jest odprowadzana z szyn zbiorczych rozdzielnicy,
3. pole transformatorowe – za pomocą którego energia elektryczna jest odprowadzana z szyn zbiorczych rozdzielnicy do transformatora,
4. pole sprzęgłowe – za pomocą którego łączy się lub dzieli główny tor prądowy (szyny zbiorcze) rozdzielnicy,
5. pole pomiarowe – wyposażone w przekładniki, za pomocą którego mierzone są wielkości elektryczne,
6. pole odgromnikowe – zawierające odgromniki,
7. pole potrzeb własnych – przeznaczone do zasilania instalacji i urządzeń pomocniczych rozdzielnicy, rozdzielni lub stacji elektroenergetycznej.

Oprócz podstawowych rodzajów pól występuje również wiele konstrukcji o łączonych właściwościach, np. pole sprzęgłowo-pomiarowe, pole liniowe z odgromnikiem, pole liniowe z pomiarem, pole wzniosu szyn, pole uziemnika i inne. Przykładowe schematy pól pokazano na **rysunku 1**.

Pola rozdzielnic średniego napięcia budowane są jako jednoczłonowe lub dwuczłonowe. W polach jednoczłonowych tory prądowe oraz wszystkie aparaty elektryczne połączone są z konstrukcją w sposób uniemożliwiający ich oddzielenie bez użycia narzędzi. W polach dwuczłonowych część torów prądowych oraz aparatów elektrycznych połączona jest z konstrukcją w sposób stały, natomiast część stanowi człon ruchomy (wysuwny) w postaci wózka, który można oddzielić mechanicznie i elektrycznie od części stałej przy użyciu urządzeń napędowych. Elementem montowanym na członie ruchomym jest zazwyczaj łącznik główny (np. wyłącznik lub stycznik). Pola osłoniętych rozdzielnic średniego napięcia mogą być wykonane jako konstrukcje jednoprzedziałowe (nazywane również bezprzedziałowymi) oraz wieloprzedziałowe. W rozdzielnicach jednoprzedziałowych wszystkie aparaty i osprzęt zamontowane są w całej przestrzeni szafy bez rozdzielenia. W konstrukcjach wieloprzedziałowych **(rys. 2.)** szyny zbiorcze, łączniki, doprowadzenia i odprowadzenia, obwody pomocnicze, człon wysuwny i inne montowane są w oddzielnych przedziałach. Przedziały te mogą być dostępne całkowicie, częściowo lub nie być dostępne wcale dla obsługi. Wieloprzedziałowe konstrukcje rozdzielnic średniego napięcia pozwalają w znacznym stopniu ograniczyć skutki zwarć łukowych, które mogą powstać i występują w rozdzielnicach okapturzonych średnich i niskich napięć. Zgrupowanie i montaż aparatów i osprzętu w odpowiednich przedziałach pozwala na ograniczenie skutków tych zwarć do przedziału, w którym one wystąpiły, nie narażając pozostałych elementów rozdzielnicy na zniszczenie lub uszkodzenie. Ma to istotny wpływ i może znacznie poprawić pewność i niezawodność zasilania, jak również bezpieczeństwo obsługi rozdzielnicy. Konstrukcje wieloprzedziałowe są nieco droższe, jednak są chętnie stosowane tam, gdzie wymagana jest duża niezawodność i pewność zasilania oraz zapewnienie bezpieczeństwa dla osób i mienia znajdującego się w otoczeniu rozdzielnicy.

Poszczególne typy rozdzielnic średniego napięcia oferowane są z pojedynczym lub podwójnym systemem szyn zbiorczych i w zależności od możliwości od dostępu do pól mogą występować jako jednostronne (z dostępem od przodu) i dwustronne (z dostępem od przodu i tyłu).

wewnętrzne zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego napięcia

Zwarcia łukowe należą do zdarzeń, które w osłoniętych rozdzielnicach średniego napięcia występują stosunkowo rzadko. Przyczyny ich powstawania to najczęściej:

a) wady konstrukcyjne i materiałowe,
b) błędy ludzkie np. wadliwy montaż i instalacja, niedostateczna konserwacja lub nieumyślne pozostawienie narzędzi po zakończeniu prac remontowych,

c) ingerencja zwierząt, np. drobnych gryzoni, ptaków lub węży,
d) uszkodzenie, przebicie lub zły stan izolacji.

Zwarcie łukowe, czyli zwarcie podczas którego występuje otwarty łuk elektryczny, należy do grupy najpoważniejszych zakłóceń w pracy urządzeń elektrycznych. Stwarza ono zagrożenie dla życia i zdrowia ludzi oraz powoduje znaczne straty materialne związane wymianą uszkodzonych urządzeń lub pól rozdzielnicy. Wewnętrzny łuk elektryczny powstały w polu lub przedziale rozdzielnicy SN w bardzo krótkim czasie może wydzielić duże ilości energii rzędu 10 do 25 MJ dla czasów prób zwarciowych od 0,5 do 1 s. Powoduje to gwałtowny wzrost temperatury w zamkniętej przestrzeni pola lub przedziału na skutek szybkiego podgrzewania gazu w otoczeniu łuku oraz równie gwałtowny wzrost ciśnienia wewnętrznego. Działanie wysokiej temperatury prowadzi do powierzchniowego odparowania elementów metalowych i stopienia elementów izolacyjnych wykonanych z tworzyw sztucznych, co powoduje częściowe lub całkowite zniszczenie urządzeń zainstalowanych w przedziale lub polu, w którym wystąpiło zwarcie łukowe. Natomiast nadciśnienie panujące w polu lub przedziale dotkniętym zwarciem łukowym, może spowodować, że osłona lub obudowa rozdzielnicy straci szczelność, czego skutkiem może być niekontrolowany wyrzut gorących gazów, pyłów i płomieni na zewnątrz rozdzielnicy. Skutkiem tego jest zazwyczaj częściowe lub całkowite zniszczenie urządzeń zainstalowanych w przedziale lub polu, w którym wystąpiło zwarcie łukowe, a w konsekwencji przerwy w zasilaniu i straty materialne oraz zagrożenie pożarowe i narażenie bezpieczeństwa osób przebywających w pobliżu rozdzielnicy. Dlatego też zagadnienie łukoodporności rozdzielnic okapturzonych jest jednym z ważniejszych zagadnień, nad którym stale pracują konstruktorzy i producenci rozdzielnic, jak również wiele ośrodków naukowych. Współcześnie produkowane rozdzielnice średniego napięcia są tak konstruowane lub dodatkowo wyposażane, aby jak najbardziej ograniczać skutki tych zwarć, przy czym można tu wyróżnić dwa zasadnicze kierunki działań:

Rozwiązania konstrukcyjne – wzmocnienie konstrukcji obudowy, podział na przedziały, stosowanie membran, klap i zaworów bezpieczeństwa oraz kanałów i przedziałów dekompresyjnych (**rys. 3.**).

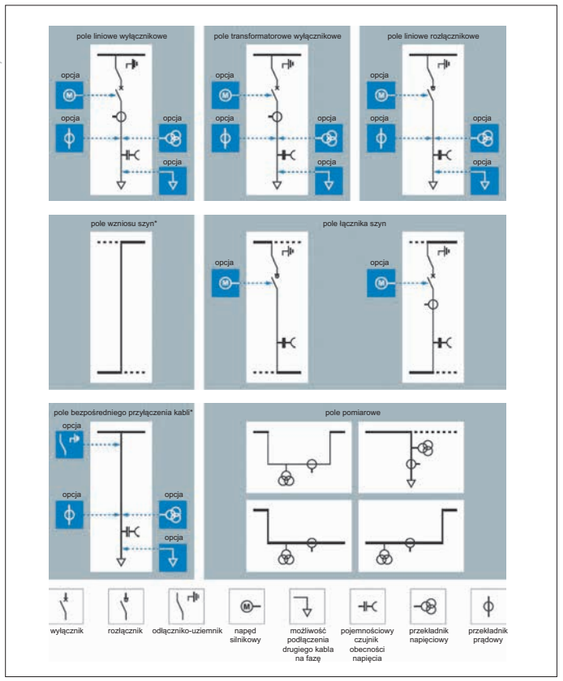
Zastosowanie systemów do szybkiej identyfikacji i ochrony urządzeń przed skutkami zwarć łukowych (**rys. 4.**), np. system ZŁ-4 produkcji Energotest przeznaczony dla rozdzielnic SN.

projektowanie i dobór rozdzielnic średniego napięcia

Podczas projektowania i doboru wnętrzowych rozdzielnic średniego napięcia w osłonach metalowych należy brać pod uwagę:

a) wymagania techniczne – opisane głównie przez wartość napięcia znamionowego i roboczego, znamionowy poziom izolacji, prąd znamionowy ciągły, cieplną i dynamiczną wytrzymałość zwarciową oraz częstotliwość w miejscu zainstalowania urządzenia,
b) warunki eksploatacji – których należy się spodziewać w miejscu instalacji, takie jak temperatura otoczenia, wilgotność, atmosfera, wysokość bezwzględna, narażenia zabrudzeniowe oraz narażenia mechniczne (drgania i wibracje),
c) miejsce zainstalowania – pozwoli określić maksymalne wymiary rozdzielnicy, sposób jej posadowienia oraz dostęp dla obsługi i nadzoru,
d) bezpieczeństwo obsługi – wybrane rozwiązanie konstrukcyjne wraz z ewentualnym doposażeniem (dodatkowe blokady lub systemy identyfikacji łuku wewnętrznego) powinno zapewniać warunki bezpiecznej obsługi i eksploatacji podczas wykonywania normalnych operacji łączeniowych, prac konserwacyjnych, jak również w sytuacjach awaryjnych, np. w przypadku wystąpienia wewnętrznego zwarcia łukowego,
e) niezawodność zasilania w miejscu instalacji – które pozwoli na wybór rozwiązania pod kątem sekcjonowania oraz układu szyn zbiorczych,
f) prostota obsługi – należy przewidzieć możliwie prosty i przejrzysty układ połączeń, umożliwiający wykonywanie operacji łączeniowych przy możliwie najmniejszej ilości czynności,

Rys. EATON



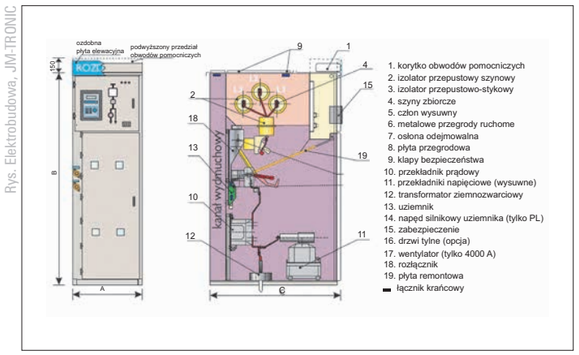
Rys. 1. Przykładowe schematy pól modułowej rozdzielnicy typu Xiria E na napięcie znamionowe do 24 kV prod. EATON

Rys. ZPUE SA

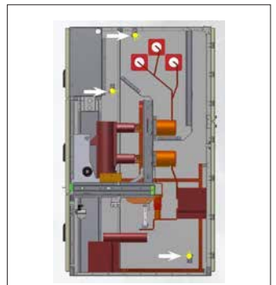


Rys. 2. Czteroprzedziałowa rozdzielnica o izolacji powietrznej typu RELF z pojedynczym układem szyn zbiorczych, na napięcie znamionowe do 40,5 kV prod. ZPUE SA

Rys. Elektrobudowa, JM-TRONIC



Rys. 3. Widok elewacji i przekrój pola rozłącznikowego rozdzielnicy D-12P lub D-17P prod. ELEKTROBUDOWA SA z rozmieszczeniem klap bezpieczeństwa i kanałem wydmuchowym



Rys. 4. Przekrój pola rozdzielnicy SN MultiCell prod. JM-TRONIC z rozmieszczeniem czujników błysku systemów szybkiej identyfikacji i ochrony przed skutkami zwarć łukowych

g) pewność działania urządzeń – łączniki główne powinny być dobrane pod kątem zapewnienia wymaganych parametrów technicznych i eksploatacyjnych,
h) warunki rozbudowy – należy przewidzieć i określić ewentualną dalszą rozbudowę przez pozostawienie pól rezerwowych lub miejsca na rozbudowę urządzenia,
i) wymagania w zakresie obsługi zdalnej – pozwolą na wybór rozdzielnicy, która jest przygotowana do współpracy z systemem sterowania i nadzoru, za pomocą którego można między innymi wykonywać niektóre czynności łączeniowe,
j) aspekty ekonomicze – sprowadzają się zawsze do odpowiedzi na pytanie, czy w danym przypadku zwiększenie nakładów na aparaty elektryczne lub zwiększenie wymagań technicznych znajduje uzasadnienie.

podsumowanie

Produkowane obecnie wnętrzowe prefabrykowane rozdzielnice średniego napięcia w osłonach metalowych to wysokiej jakości, małogabarytowe i zwarte konstrukcje, zapewniające niezawodny rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. Ciągły postęp w dziedzinie inżynierii materiałowej, budowy aparatów elektrycznych oraz transmisji i komunikacji sieciowej potrzebnej do sterowania i nadzoru tych urządzeń pozwoliły znacznie zwiększyć ich niezawodność. Różnorodność konstrukcji i właściwości technicznych oraz innych cech tych urządzeń pozwala na wybór rozwiązania, które spełni wymagania techniczno-eksploatacyjne ich przyszłych użytkowników.

literatura

1. PN-EN 62271-200:2012 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 200: Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV do 52 kV włącznie.*
2. PN-EN 62271-1:2009 *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 1: Postanowienia wspólne.*
3. PN-EN 60071-1:2008 *Koordynacja izolacji. Część 1: Definicje, zasady i reguły.*
4. H. Markiewicz, Urządzenia elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 2001.
5. I. Surówka, Projektowanie rozdzielnic średniego napięcia, „elektro.info" 9/2006.
6. I. Surówka, A. Klajn, H. Markiewicz, Ochrona rozdzielnic prądu przemiennego w osłonach metalowych przed skutkami zwarć łukowych, XV Konferencja Bezpieczeństwo Elektryczne ELSAF 2005, Wrocław 2005.
7. I. Surówka, Zwarcia łukowe – zagrożenia i sposoby ich eliminacji w rozdzielnicach okapturzonych SN i nn, „Elektroinstalator" 9/2006.
8. Katalogi rozdzielnic średniego napięcia firm ZPUE SA, ELEKTOBUDOWA SA, Elektromontaż-Lublin Sp. z o.o., EATON, Schneider Electric, ABB, Siemens, JM-TRONIC, uesa Polska.
9. Katalog zabezpieczeń do ochrony urządzeń elektrycznych przed skutkami zwarć, Energotest Sp. z o.o., 2016.

reklama



rozdział pierwotny i wtórny energii elektrycznej

– sprawdzone rozwiązania Elektrometal Energetyka SA

Mariusz Radziszewski, Monika Mińkowska

ELEKTROMETAL ENERGETYKA SA od kilku lat dostarcza na potrzeby odbiorców w całym kraju jak również za granicą rozwiązania z zakresu elektroenergetyki, wśród których dominują rozdzielnice średnich napięć typu e²ALPHA dedykowane do rozdziału pierwotnego lub wtórnego energii elektrycznej w strategicznych obiektach elektroenergetycznych takich jak GPZ, GSZ, RPZ, główne rozdzielnie kopalń i zakładów przemysłowych, elektrowni i elektrociepłowni, rozdzielni sieciowych i podstacji trakcyjnych. Odpowiedzią na stale rosnące potrzeby użytkowników oraz konieczność dostosowania się do specyficznych i ponadstandardowych wymagań jest opracowanie bogatej oferty rozwiązań konstrukcyjnych w ramach serii rozdzielnic e²ALPHA.

Zespół Elektrometal Energetyka SA, bazując na olbrzymiej wiedzy i doświadczeniu w projektowaniu, konstruowaniu, produkcji i wdrażaniu urządzeń średnich napięć, zrealizował szereg kontraktów i umów dla kilkudziesięciu strategicznych polskich i zagranicznych spółek branży elektroenergetycznej. Nieustannie wzbogacając swoją wiedzę nowymi doświadczeniami i tajnikami dotyczącymi m.in. norm i wymagań dla stosowanych urządzeń, będąc jednocześnie blisko pracujących pod napięciem urządzeń, prowadząc rozmowy ze służbami eksploatacyjnymi strategicznych obiektów elektroenergetycznych, a co najważniejsze - słuchając ich potrzeb – stworzył i wdrożył serię nowoczesnych rozdzielnic w izolacji powietrznej. Do tej grupy należą m.in. rozdzielnice jednosystemowe e²ALPHA, rozdzielnice dwusystemowe e²ALPHA-2S oraz rozdzielnice górnicze e²ALPHA-G. Realizacje oparte o serię e²ALPHA spotkały się z pełną akceptacją i uznaniem Inwestorów w zadaniach o różnych poziomach złożoności i skomplikowania, potwierdzając tym samym funkcjonalność i niezawodność urządzeń.

	Jednosystemowa rozdzielnica SN e²ALPHA			Dwusystemowa rozdzielnica SN e²ALPHA-2S		Górnicza rozdzielnica e²ALPHA-G
System szyn zbiorczych	1			2		1
Przedziały	4			8		5
Dekompresja wewnętrzna	-			•		•
Dekompresja zewnętrzna	•			•		•
Napięcie znamionowe rozdzielnicy	12 kV	17,5 kV	24 kV	12kV	17,5kV	12kV
Prąd znamionowy szyn zbiorczych, pól zasilających i sprzęgłowych	630-2000A	630-2000A	630-1250A	630-2500A	630-2500A	do 1250 A
Prąd znamionowy krótkotrwaływytrzymywany (3/(1s)[4])	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA
Odporność na działanie łuku wewnętrznego (1s)/(0,1s)[4])	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA
Wysokość pola	2100-2200[3] mm	2100-2200[3] mm	2300 mm	2680 mm	2680 mm	1800 mm
Głębokość pola	1250[1] / 1350[2] mm	1250[1] / 1350[2] mm	1440 mm	1750 mm	1750 mm	1480 mm
Dopuszczenie WUG	•			o		•

Objaśnienia: 1) prąd szyn zbiorczych do 1250 A (12 - 17,5 kV), 2) prąd szyn zbiorczych do 2000 A (12 - 17,5 kV), do 2500 A (12 kV), 3) 2200 mm dla prądu znamionowego powyżej 1600 A, 4) czas trwania zwarcia dla Rozdzielnicy e2ALPHA-G, •/o - standard/opcja

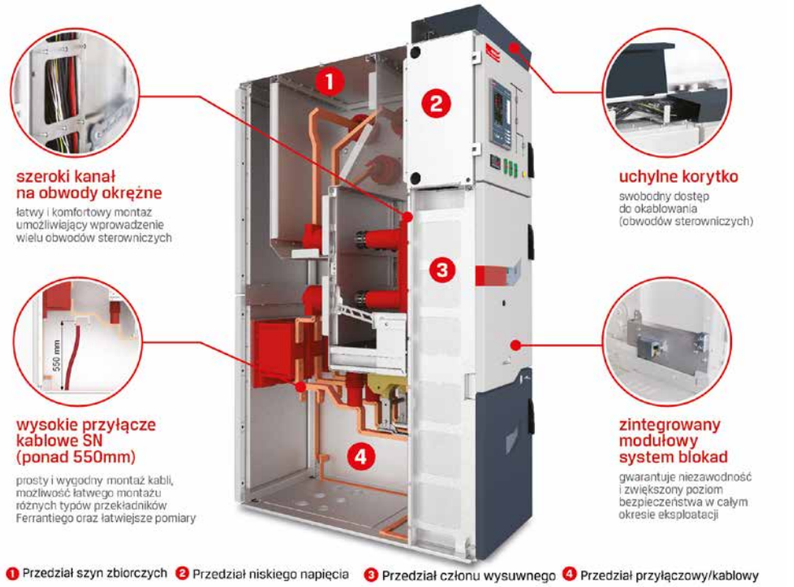
Tab. 1. Charakterystyka rozdzielnic serii e2ALPHA

unikatowa konstrukcja dostosowana do potrzeb użytkowników – seria rozdzielnic e²ALPHA

Konstruktorzy Elektrometal Energetyka SA wykorzystując dotychczasową wiedzę praktyczną oraz posługując się najnowocześniejszym oprogramowaniem wielowymiarowym, stworzyli unikatowe, najmniejsze na rynku konstrukcje w pełni przedziałowych pól rozdzielczych SN.

Stworzono konstrukcje odporne na szkodliwe czynniki atmosferyczne, przystosowane do pracy w wysokiej temperaturze i wilgotności. Ze względu na stale rosnące wymagania dotyczące wytrzymałości zwarciowej, obwody prądowe rozdzielnic zostały poddane szczegółowej analizie za pomocą metody elementów skończonych (MES). Na jej podstawie można było optymalnie rozmieścić podpory szyn oraz ich przekroje.

Kolejne typy rozdzielnic w ramach serii e²ALPHA (tj. rozdzielnice e²ALPHA-2S, e²ALPHA-G) bazują na wielu sprawdzonych rozwiązaniach konstrukcyjnych stosowanych w rozdzielnicy jednosystemowej e²ALPHA. Niewątpliwymi zaletami są np. pełne rezerwowanie szyn zbiorczych w rozdzielnicy e²ALPHA-2S wykorzystywane w strategicznych stacjach elektroenergetycznych, jak również dekompresja wewnętrzna gazów połukowych w rozdzielnicy górniczej e²ALPHA-G, stosowanej w podziemiach wyrobisk górniczych.



Rys. 1. Zalety konstrukcji rozdzielnicy e²ALPHA

bezpieczeństwo i wygoda użytkowania serii e²ALPHA

Elektrometal Energetyka SA dostarcza klientom tylko sprawdzone i przebadane rozwiązania. Każda nowo projektowana konstrukcja rozdzielnicy przed wprowadzeniem do seryjnej produkcji przechodzi szereg prób i badań dla potwierdzenia wysokiej jakości, funkcjonalności oraz zgodności z aktualnie obowiązującymi normami i przepisami. Badania wykonywane są przez wysokokwalifikowany personel w laboratoriach własnych, jak również w zewnętrznych akredytowanych laboratoriach badawczych.

Dzięki stosowaniu i przestrzeganiu rygorystycznych standardów jakościowych, użytkownik otrzymuje wysokiej klasy niezawodny produkt spełniający wymagania pod względem funkcjonalno -eksploatacyjnym.

Konstruktorzy Elektrometal Energetyka SA zdecydowanie postawili na bezpieczeństwo! W tym celu w serii rozdzielnic e²ALPHA zastosowano autorski system blokad, wykonany w postaci jednego zintegrowanego modułu, nie wymagającego regulacji każdej blokady z osobna oraz eliminujący konieczność regulacji rozdzielnicy przez producenta po zainstalowaniu na obiekcie. Rozdzielnice zostały również wyposażone w niezależny od typu wyłącznika system sterowania żaluzjami i blokadami.

W celu ułatwienia montażu i uruchomienia rozdzielnicy zaprojektowano, w zależności od typu konstrukcji, obszerne i łatwo dostępne przedziały obwodów okrężnych, połączone z pojemnym wewnętrznym kanałem obwodów sterowniczych, który biegnie pionowo wzdłuż całego pola rozdzielczego. Rozwiązanie takie umożliwia wprowadzenie bardzo dużej ilości przewodów sterowniczych przy jednoczesnej wygodzie ich instalowania.

Dla wygody eksploatacji pól e²ALPHA, przy zachowaniu pełnej przedziałowości, w rozdzielnicach zastosowane zostały wysokie przyłącza kablowe (550 mm dla e²ALPHA i 755 mm dla e²ALPHA-2S), pozwalając na prosty i wygodny montaż kabli SN czy przekładników różnego typu.

Konstrukcje serii e²ALPHA zostały przystosowane do współpracy z aparaturą łączeniową i pomiarową różnych producentów, pozwalając tym samym użytkownikowi na swobodę doboru urządzeń pracujących w rozdzielnicach.

Nowoczesne podejście do projektowania rozdzielnic, prowadzące do optymalizacji konstrukcji e²ALPHA, pozwoliły na uzyskanie niewielkich gabarytów urządzeń, ułatwiając tym samym użytkownikowi dostęp do przedziału nn oraz łatwiejszą obserwację wskazań. Kompaktowa i sztywna konstrukcja sprawia, że rozdzielnice z powodzeniem mogą pracować w obiektach o ograniczonej przestrzeni do ich posadowienia.

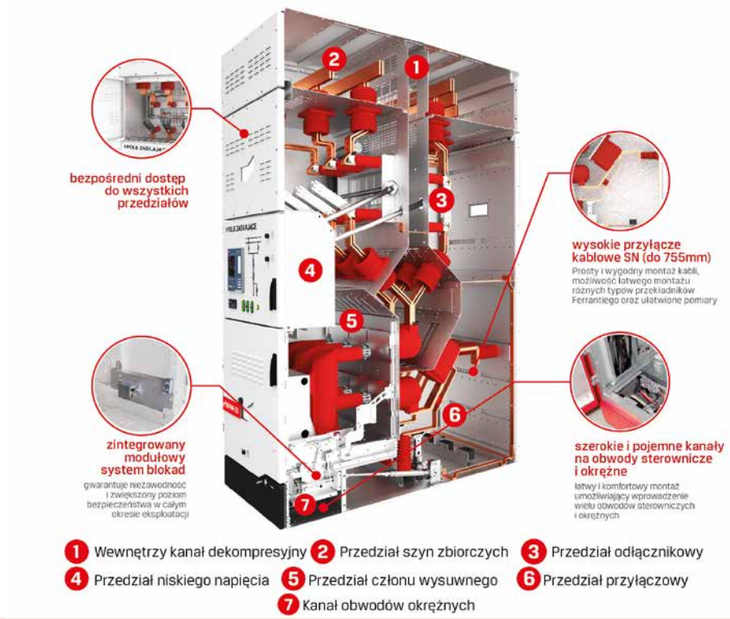
rozdzielnica jednosystemowa e²ALPHA

Rozdzielnica e²ALPHA jest doskonałym rozwiązaniem dla energetyki przemysłowej, dystrybucyjnej oraz kopalnianej. Zaawansowana konstrukcja wraz z niezawodnym systemem blokad predysponuje ją do zastosowań w szczególnie ważnych częściach systemu energetycznego, gdzie wymagana jest duża pewność zasilania (np. GPZ-ty, elektrownie, kopalnie).

Konstrukcja pola rozdzielczego e²ALPHA została wykonana z prefabrykowanych blach stalowych oraz Al-Zn o grubości od 1 do 3 mm. W miejscach szczególnie narażonych na oddziaływanie łuku wewnętrznego i ciśnienia gazów połukowych, wykorzystano wysokogatunkową blachę stalową o grubości 3 mm pokrytą farbą proszkową. Dodatkowo, w przypadku pól wykonywanych w łukoodporności 31,5 kA/1 s, drzwi przedziałów: przyłączowego oraz członu wysuwnego za-



Rys. 2. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA



Rys. 3 Zalety konstrukcji rozdzielnicy e²ALPHA-2S

opatrzono w dodatkowe wzmocnienia i ekrany.

rozdzielnica dwusystemowa e²ALPHA-2S

e²ALPHA-2S jest rodziną nowoczesnych w pełni przedziałowych rozdzielnic wnętrzowych średniego napięcia z podwójnym systemem szyn zbiorczych. Standardowy typoszereg e²ALPHA-2S składa się z celek rozdzielczych o szerokości 650, 800 i 1100 mm. Wysoki stopień bezpieczeństwa eksploatacji rozdzielnicy e²ALPHA-2S został osiągnięty dzięki zastosowaniu rozbudowanego systemu blokad mechanicznych i elektrycznych oraz wzmocnionej konstrukcji mechanicznej pola cechującej się znacznym poziomem łukoodporności. Rozdzielnica występuje w wykonaniu IP4X, IP54 oraz WUG. Rozdzielnica e²ALPHA-2S dedykowana jest do rozdziału pierwotnego lub wtórnego energii elektrycznej w strategicznych obiektach elektroenergetycznych, gdzie wymagana jest duża niezawodność zasilania oraz możliwość rezerwowania drugim systemem szyn zbiorczych.

Konstrukcja pola składa się z sześciu niezależnych i wygrodzonych metalowymi przegrodami przedziałów silnoprądowych (przedział szyn zbiorczych systemu I; przedział szyn zbiorczych systemu II, przedział odłącznika systemu I; przedział odłącznika systemu II; przedział wyłącznikowy, przedział przyłączowy/kablowy). Dodatkowo pole e²ALPHA-2S zostało wyposażone w jeden wewnętrzny kanał dekompresyjny, który w momencie wystąpienia w którymkolwiek z przedziałów zwarcia, zbiera i odprowadza powstałe ciśnienie oraz gazy połukowe w jedno miejsce.

Konstrukcja e²ALPHA-2S została zaprojektowana w sposób umożliwiający dostęp do każdego z przedziałów rozdzielnicy bez konieczności ingerencji w kolejny np. sąsiedni przedział. Rozwiązanie takie jest wygodne zarówno z perspektywy eksploatacji urządzenia jak również czynności serwisowych i przeglądowych. Podczas prac konserwacyjnych w obrębie jednego z przedziałów nie ingerujemy w inny.

Specjalnie na potrzeby rozdzielnicy e²ALPHA-2S powstała rodzina odłączników o obciążalności zwarciowej 31,5 kA/3 s, co zostało potwierdzone licznymi próbami w instytutach i laboratoriach.

rozdzielnica górnicza e²ALPHA-G

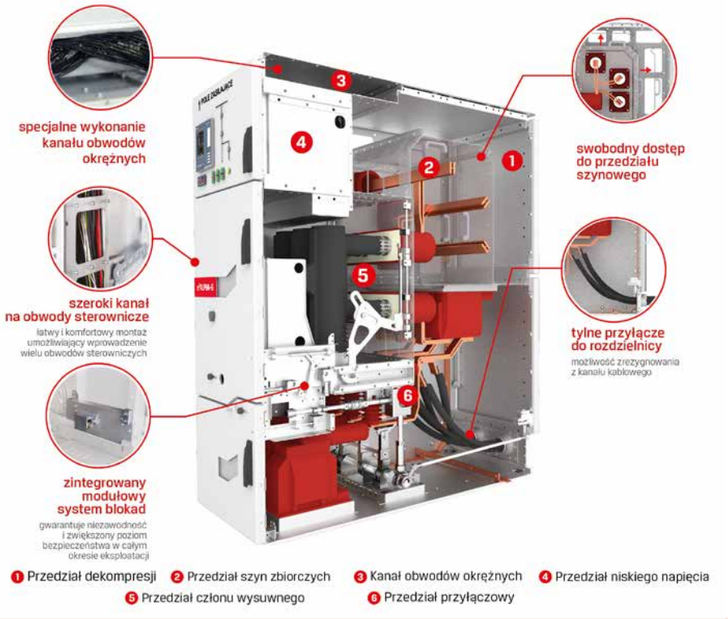
e²ALPHA-G jest rodziną nowoczesnych czteroprzedziałowych rozdzielnic wnętrzowych średniego napięcia, przystosowanych do zabudowy w wyrobiskach kopalń węgla kamiennego i miedzi. Wysoki stopień bezpieczeństwa obsługi rozdzielnicy e²ALPHA-G został osiągnięty dzięki zastosowaniu rozbudowanego systemu blokad mechanicznych i elektrycznych oraz wzmocnionej konstrukcji mechanicznej pola wyróżniającej się znacznym poziomem łukoodporności. Rozdzielnicę cechuje specjalna kontrukcja odporna na wysoką temperaturę oraz wilgotność, a także możliwość podłączenia kabli od tyłu bez konieczności budowy specjalnego kanału kablowego.

Rozdzielnica e²ALPHA-G jest doskonałym rozwiązaniem dla energetyki górniczej. Zaawansowana konstrukcja, niewielkie gabaryty (m. in. wysokość 1800 mm), predysponuje ją do zastosowań w niskich wyrobiskach kopalń węgla kamiennego i miedzi, ze szczególnym uwzględnieniem trudnych warunków środowiskowych (wysoka temperatura i wilgotność).

Konstrukcja pola rozdzielczego e²ALPHA-G została wykonana z prefabrykowanych blach stalowych oraz ocynkowanych o grubości od 1 do 3 mm. W miejscach szczególnie narażonych na oddzia-



Rys. 4. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA-2S



Rys. 5. Zalety konstrukcji rozdzielnicy e²ALPHA-G

ływanie łuku wewnętrznego oraz ciśnienia gazów połukowych wykorzystano wysokogatunkową blachę stalową o grubości 3 mm pokrytą farbą proszkową. Dodatkowo zastosowano szereg rozwiązań technicznych eliminujących niekorzystny wpływ wysokiej temperatury i wilgotności w miejscu zainstalowania. Ponadto konstrukcja rozdzielnicy e²ALPHA umożliwia dekompresję wewnętrzną gazów połukowych, co predysponuje ją do stosowania w podziemiach wyrobisk górniczych.

podsumowanie

W artykule przedstawiono tylko podstawowe i najbardziej namacalne korzyści ze stosowania serii rozdzielnic e²ALPHA. Dodatkowe funkcjonalności rozdzielnicy, osiągane są poprzez stosowanie nowoczesnej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej e²TANGO, która w połączeniu z unikatowym rozwiązaniem konstrukcyjnym rozdzielnicy - buduje niezawodny system, znacząco podnoszący poziom bezpieczeństwa. Dzisiejsza elektroenergetyka to nie tylko podstawowe rozdzielnice średnich napięć służące wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej. Od urządzeń średnich napięć wymaga się coraz większej cyfryzacji. Funkcjonalności takie jak zdalne sterowanie, monitoring czy zdalny dostęp, są już w zasadzie standardem. Firma ELEKTROMETAL ENERGETYKA SA dostrzega potrzeby rynku, jednocześnie wprowadzając na potrzeby elektroenergetyki nowe trendy, czego wynikiem są kolejne, znajdujące zastosowanie zarówno na rynku polskim jak i zagranicznym - funkcjonalne urządzenia.



Rys. 6. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA-G



Rys. 7. Sterownik polowy e²TANGO

Elektrometal Energetyka SA

Elektrometal Energetyka SA
02-830 Warszawa
ul. Mazura 18A
tel. 22 350 75 50
faks 22 350 75 51
eaz@elektrometal-energetyka.pl
www.elektrometal-energetyka.pl

transformatory rozdzielcze SN/nn – możliwości ograniczenia strat

mgr inż. Karol Kuczyński

Transformatory rozdzielcze odgrywają bardzo ważną rolę w procesie dostawy energii produkowanej w elektrowniach do odbiorcy finalnego. Są bardzo żywotnymi elementami systemu energetycznego, których eksploatacja najczęściej wynosi kilkadziesiąt lat. Niestety przesyłana energia wywołuje w nich określone straty, z którymi należy się liczyć przy wyznaczaniu kosztów wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Odpowiedni dobór transformatorów i ich ekonomiczna eksploatacja mogą prowadzić do uzyskania oszczędności w eksploatacji całego systemu elektroenergetycznego.

źródła strat

Wielkość strat energii w transformatorach zdeterminowana jest konstrukcją transformatora, a wynika z warunków eksploatacji, które powinny być określone przez kupującego. Niskie straty transformatora są związane zwykle z koniecznością zastosowania droższych materiałów, a zatem wyższą ceną transformatora, lecz w efekcie wpływają na obniżenie kosztów eksploatacji.

Straty energii w transformatorach energetycznych można podzielić na dwie grupy [1]:

- straty jałowe, zwane inaczej stratami w rdzeniu transformatora;
- straty obciążeniowe, nazywane również stratami w przewodach uzwojenia lub stratami w miedzi, które można klasyfikować według przyczyn ich powstania.

Podstawowe znaczenie dla transformatorów rozdzielczych, wobec na ogół występujących bardzo znacznych zmianach obciążeń, odgrywają straty jałowe. Zasadniczy wpływ na powstawanie strat jałowych w materiale rdzenia odgrywają dwa czynniki:

- właściwości materiałów magnetycznych,
- technologia składania rdzeni.

Aby wpłynąć na te straty, należy przeanalizować właściwości i cechy materiałów magnetycznych, z których wykonywane są rdzenie, oraz technologię ich wykonania, a w szczególności staranność ich składania. Dlatego w ostatnich latach zastosowano szereg nowych rozwiązań technologicznych i materiałowych. Prace w tej dziedzinie są wciąż kontynuowane i postępują bardzo szybko. Wyniki badań prowadzonych w dziedzinie materiałów magnetycznych wykorzystywane są również w innych urządzeniach elektrycznych, głównie w silnikach elektrycznych. W przyszłości badania te mogą mieć coraz bardziej znaczący wpływ na postęp techniczny w energetyce i ograniczenie strat [1].

W zakresie działań prowadzących do zmniejszenia stratności rdzeni i w efekcie do obniżania strat jałowych w transformatorach należy wymienić [1]:

- stosowanie stali amorficznej, która ma bardzo niską stratność, bardzo dużą trwałość i niestety kruchość mechaniczną oraz znikomą grubość. Proces technologiczny wytwarzania szkieł metalicznych opiera się na metodzie szybkiego chłodzenia roztopionego metalu na szybko obracającym się bębnie, w wyniku czego otrzymuje się bardzo cienką taśmę metaliczną mającą amorficzną strukturę;
- zastosowanie coraz cieńszych blach magnetycznych; oferowane stale magnetyczne o grubości 0,05 mm zastosowane w postaci wąskich taśm w rdzeniach małych transformatorów i cewek; przy większych transformatorach na rdzenie stosuje się stal o grubości 0,18 mm; niestety, przy zmniejszaniu grubości stali, bardzo szybko rosną koszty, zarówno samych surowców, jak i koszty wytworzenia rdzeni;
- wykorzystanie mechanicznych i termicznych procesów obróbki materiałów magnetycznych stosowanych na rdzenie, w celu zmniejszenia strat.

W ostatnich latach niestety nie wprowadzono aż tylu zmian w celu obniżenia strat obciążeniowych, jakie miały miejsce w zakresie ulepszania stali na rdzenie. Spośród najważniejszych z nich wyróżnić można:

- dostępność walcówki miedzi i aluminium, która produkowana jest w procesach odlewania ciągłego i walcowania, połączonych z metodami obróbki mechanicznej; dało to możliwość wytwórcom półfabrykatów zaoferowanie drutu oraz taśmy o wiele dłuższych niż poprzednio, co spowodowało zwiększenie niezawodności transformatorów; złącza spawane lub lutowane taśm, które były nieuniknione przy prętach produkowanych z drutu walcowniczego, stanowiły słabe punkty w gotowych cewkach;
- zarówno miedź, jak i aluminium są obecnie dostępne w wielu formach blachy i folii o dużych tolerancjach rozmiarowych; taśma w znacznym



Fot. K. Kuczyński

Fot. 1. Przykładowe wykonanie rdzenia transformatora trójfazowego

Parametr	Wielkość strat w latach					
	1957	1967	1977	2000	Od lipca 2015*	Od lipca 2021*
P_0 – straty stanu jałowego, w [W]	710	430	385	210	145	130
P_k – straty obciążeniowe, w [W]	2308	2284	1827	1750	1750	1250
Wartość stosunku strat $d=P_k/P_0$	2,25	5,31	4,75	8,33	12,07	9,62

Tab. 1. Zmiany strat w transformatorach olejowych o mocy 100 kVA [1, 4*]

stopniu została zastąpiona poprzez blachę w uzwojeniach niskonapięciowych w transformatorach rozdzielczych;
- obecnie wprowadzane są procesy walcowania ciągłego na zimno, wykorzystywane w produkcji taśmy do produkcji uzwojeń; teoretycznie oznacza to lepszą dostępność i bardziej stabilną jakość niż możliwa do uzyskania z taśmy ciągnionej. Nowe rozwiązania technologiczne umożliwiają formowanie uzwojeń w celu uzyskania lepszej wytrzymałości mechanicznej cewek uzwojeń [1].

Wskazać można jeszcze na inne metody zmniejszania strat mocy w transformatorach, do których należą:
- wykorzystanie zjawiska nadprzewodnictwa,
- nowe metody łączenia,
- stosowanie izolacji o wyższej klasie temperaturowej.

Efekty sukcesywnie wprowadzanych ulepszeń i zmian widać na przykładzie transformatorów o mocy znamionowej 100 kVA. Zmiany strat jałowych i obciążeniowych tych transformatorów na przestrzeni lat pokazano w **tabeli 1.** Wynika z niej, że w ciągu 58 lat stosunek strat obciążeniowych do jałowych tych transformatorów uległ podwyższeniu z 2,25 do 12,07. Natomiast same straty obciążeniowe (558/2308*100%) zmalały o 24%.

wymagania dla transformatorów

Norma PN-EN 50464-1:2007+A1:2012E *Trójfazowe olejowe transformatory rozdzielcze 50 Hz od 50 kVA do 2500 kVA o najwyższym napięciu urządzenia nieprzekraczającym 36 kV. Część 1: Wymagania ogólne* wyróżnia dla transformatorów o górnym napięciu znamionowym $U_{nG} \leq 36$ kV następujące poziomy strat: trzy poziomy znamionowych strat obciążeniowych oznaczonych odpowiednio C_k, B_k, A_k oraz cztery poziomy znamionowych strat jałowych oznaczonych odpowiednio D_0, C_0, B_0 i A_0.

Kombinacja napięć uzwojeń	Korekta strat obciążeniowych i strat stanu jałowego
Jedno uzwojenie o wartości $U_m \leq 24$ kV i drugie uzwojenie o wartości $U_m > 1{,}1$ kV	Maksymalne dopuszczalne straty podane w tabelach 1 i 2 [2] muszą zostać zwiększone o 10% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 10% w przypadku strat obciążeniowych.
Jedno uzwojenie o wartości $U_m = 36$ kV i drugie uzwojenie o wartości $U_m \leq 1{,}1$ kV	Maksymalne dopuszczalne straty podane w tabelach 1 i 2 [2] muszą zostać zwiększone o 15% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 10% w przypadku strat obciążeniowych.
Jedno uzwojenie o wartości $U_m = 36$ kV i drugie uzwojenie o wartości $U_m > 1{,}1$ kV	Maksymalne dopuszczalne straty podane w tabelach 1 i 2 [2] muszą zostać zwiększone o 20% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 15% w przypadku strat obciążeniowych.
Przypadek dwóch wartości napięcia na jednym uzwojeniu	W przypadku transformatorów z jednym uzwojeniem wysokiego napięcia i dwoma napięciami dostępnymi z uzwojenia niskiego napięcia z odczepami, straty należy obliczać na podstawie wyższego napięcia uzwojenia niskiego napięcia i muszą być zgodne z maksymalnymi dopuszczalnymi stratami podanymi w tabelach 1 i 2 [2]. Maksymalna dostępna moc na uzwojeniu dolnego napięcia nn takich transformatorów musi być ograniczona do 0,85 nominalnej mocy znamionowej przewidzianej dla wyższego napięcia uzwojenia dolnego napięcia.
	W przypadku transformatorów z jednym uzwojeniem niskiego napięcia i dwoma napięciami dostępnymi z uzwojenia wysokiego napięcia z odczepami, straty należy obliczać w oparciu o wyższe napięcie WN i muszą być one zgodne z maksymalnymi dopuszczalnym stratami podanymi w tabelach 1 i 2 [2]. Maksymalna dostępna moc na uzwojeniu dolnego napięcia WN takich transformatorów musi być ograniczona do 0,85 nominalnej mocy znamionowej przewidzianej dla wyższego napięcia uzwojenia wysokiego napięcia.
	Jeżeli pełna moc nominalna jest dostępna niezależnie od kombinacji napięć, poziomy strat podane w tabelach 1 i 2 [2] mogą zostać zwiększone o 15% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 10% w przypadku strat obciążeniowych.
Przypadek dwóch wartości napięcia na obu uzwojeniach	Maksymalne dopuszczalne straty podane w tabelach 1 i 2 [2] mogą zostać zwiększone o 20% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 20% w przypadku strat obciążeniowych. Poziom strat podaje się przy założeniu, że najwyższa możliwa wartość mocy znamionowej jest taka sama bez względu na kombinację napięć.

Tab. 2. Korekta strat obciążeniowych i strat stanu jałowego w przypadku innych kombinacji napięć uzwojeń lub dwóch wartości napięcia na jednym lub obu uzwojeniach (moc znamionowa ≤ 3150 kVA)

W kwietniu 2016 r. normę PN-EN 50464-1:2007+A1:2012E zastąpiono PN-EN 50588-1:2016-04 E *Transformatory średniej mocy 50 Hz o najwyższym napięciu urządzenia nieprzekraczającym 36 kV. Część 1: Wymagania ogólne*, która wprowadziła normę EN 50588-1:2015 oraz dyrektywę 548/2014.

Po wprowadzeniu dyrektyw efektywnościowych dotyczących silników elektrycznych oraz żarówek Unia Europejska wzięła na cel kolejne urządzenia energetyczne – transformatory dystrybucyjne. Unia Europejska wprowadziła nowe, zaostrzone maksymalne starty jałowe transformatorów jako dyrektywę, a nie normę. To kluczowa różnica, od wielu lat norma jest bowiem regulacją fakultatywną, natomiast dyrektywa – obligatoryjną dla wszystkich państw członkowskich [2, 3]. Od 1 lipca 2015 roku właściwie można kupić jedynie transformatory dystrybucyjne spełniające wymagania klasy A_0C_k, a od 1 lipca 2021 roku wymagania te zostaną zaostrzone i będzie można kupić jedynie transformatory dystrybucyjne spełniające wymagania klasy A_0A_k.

Z punktu widzenia technologicznego i materiałowego już dziś nie ma przeciwwskazań, by producenci transformatorów w całej Europie wytwarzali urządzenia spełniające poziom A_0A_k o wartościach obowiązujących od lipca 2021 r. Takie transformatory powstają i są odbiorcy, którzy za energooszczędność chcą zapłacić.

Transformator o niższych stratach jałowych jest niestety droższy niż jego tradycyjny odpowiednik. Poziom strat jałowych, których minimalny poziom wyznaczyła właśnie Unia Europejska, nie jest zaskoczeniem dla odbiorców, wielu z nich już od kilku lat stawia bowiem na ekologię i zamawia urządzenia energooszczędne.

Zainstalowanych i pracujących transformatorów dystrybucyjnych mamy w Polsce ponad ćwierć miliona, w Europie są ich dziesiątki milionów. Dziesiątki tysięcy nowych każdego roku unowocześnia sieci elektroenergetyczne wielu krajów i miejmy nadzieję, że zakłady energetyczne będą inwestować w energooszczędne rozwiązania.

Ekoprojekt

Branża spodziewała się, że po ustaleniu grup produktów zakwalifikowanych do Ekoprojektu (dyrektywa 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r.) nastąpi dość szybkie uzgodnienie nowych parametrów urządzeń i odpowiednie rozporządzenia spowodują szybkie zmiany parametrów technicznych oferowanych urządzeń.

Po długich pracach uzgodniono ostateczną wersję dokumentu, który został ogłoszony jako Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 548/2014. Rozporządzenie to odnosi się do transformatorów energetycznych wprowadzanych na rynek Unii Europejskiej po 30 czerwca 2015 r. i dotyczy energetycznych transformatorów olejowych oraz transformatorów suchych o minimalnej mocy znamionowej 1 kVA, wykorzystywanych w sieciach dystrybucji i przesyłu energii oraz w zastosowaniach przemysłowych. Poza aplikacjami wykluczonymi jako niepodlegające rozporządzeniu dotyczy ono właściwie wszystkich transformatorów energetycznych mających zastosowanie w europejskich sieciach elektroenergetycznych. W konsekwencji, po 1 lipca 2015 r. nie można wprowadzać do obrotu nowych transformatorów olejowych i suchych, których parametry będą gorsze od tych podanych w rozporządzeniu. Ograniczenie strat odbywa się w dwóch etapach. W 2015 r. wszedł w życie jego pierwszy etap, a za 5 lat, czyli 1 lipca 2021 roku, wejdzie w życie etap drugi, obniżający straty jeszcze bardziej. Dla transformatorów rozdzielczych o mocach poniżej ≤ 3150 kVA i napięciach $U_m \leq 24$ kV, transformujących z napięcia średniego na niskie, wykorzystano jako referencyjne normy CENELEC dla transformatorów olejowych EN 50464-1 i suchych EN 50541-1. Parametry transformatorów o mocy do 2500 kVA wprowadzone w załączniku nr I do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 są bardzo zbliżone do parametrów przedstawionych w normach i z nich też zostało zaczerpnięte nazewnictwo określające poziomy strat, odpowiednio dla strat jałowych A_0, a dla obciążeniowych A_k, B_k i C_k. Szerzej to zagadnienie zostało omówione w publikacjach [2, 3].

wymogi dotyczące informacji o produkcie

W załączniku nr I do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 wprowadzono od dnia 1 lipca 2015 r., następujące wymogi dotyczące informacji o produkcie dla transformatorów objętych zakresem rozporządzenia [4], które należy uwzględniać w dokumentacji dotyczącej produktów, w tym na ogólnie dostępnych stronach internetowych producentów [4]:

a) informacje o mocy znamionowej, stratach obciążeniowych i stratach stanu jałowego oraz mocy elektrycznej danego systemu chłodzenia wymaganego dla stanu jałowego,

b) dla transformatorów elektroenergetycznych średniej mocy (w stosownych przypadkach) i transformatorów elektroenergetycznych dużej mocy wartość wskaźnika maksymalnej sprawności i wartość mocy, przy której występuje,

c) dla transformatorów o dwóch wartościach napięcia maksymalna wartość mocy znamionowej napięcia dolnego zgodnie z **tabelą 2.**,

d) informacje dotyczące masy wszystkich głównych elementów transformatora elektroenergetycznego (w tym co najmniej przewód, rodzaj przewodu i materiał rdzenia) podaje się we wszystkich dokumentach związanych z produktem,

e) dla transformatorów średniej mocy przeznaczonych do eksploatacji na słupach elektroenergetycznych widoczne oznaczenie: „Przeznaczony wyłącznie do eksploatacji na słupach energetycznych".

Wymagania zawarte w punktach a), c) i d) należy również podać na tabliczce znamionowej transformatorów elektroenergetycznych.

literatura

1. K. Strzałka, Analiza możliwości zmniejszania strat w transformatorach rozdzielczych, „Elektrotechnika i elektronika", tom 25, zeszyt 1, 2006.
2. K. Kuczyński, Wymagania unijne dla transformatorów rozdzielczych SN/nn, „elektro.info" 11/2015.
3. M. Latosiński, EKOPROJEKT – obniżenie strat nowych transformatorów instalowanych po 1 lipca 2015 r. w sieciach elektroenergetycznych, „elektro.info" 5/2015.
4. Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 548/2014.

reklama



wymagania unijne dla transformatorów rozdzielczych SN/nn

mgr inż. Karol Kuczyński

Coraz bardziej atrakcyjne staje się stosowanie nowoczesnych technologii i energooszczędnych urządzeń. W tym zakresie istotną rolę dla infrastruktury energetycznej odgrywają transformatory rozdzielcze, stanowiące jeden z ważniejszych elementów systemu elektroenergetycznego. Nowoczesne transformatory energetyczne są urządzeniami o bardzo wysokiej sprawności, osiągającej wartość ponad 99% [1, 2].

transformatory a Unia Europejska

Norma PN-EN 50464-1:2007+A1:2012E *Trójfazowe olejowe transformatory rozdzielcze 50 Hz od 50 kVA do 2500 kVA o najwyższym napięciu urządzenia nieprzekraczającym 36 kV. Część 1: Wymagania ogólne* wyróżnia dla transformatorów o górnym napięciu znamionowym $U_{nG} \leq 36$ kV następujące poziomy strat: trzy poziomy znamionowych strat obciążeniowych oznaczonych odpowiednio C_k, B_k, A_k oraz cztery poziomy znamionowych strat jałowych oznaczonych odpowiednio D_0, C_0, B_0 i A_0.

Po wprowadzeniu dyrektyw efektywnościowych dotyczących silników elektrycznych oraz żarówek Unia Europejska wzięła na cel kolejne urządzenia energetyczne – transformatory dystrybucyjne. Unia Europejska wprowadziła nowe, zaostrzone maksymalne starty jałowe transformatorów jako dyrektywę, a nie normę. To kluczowa różnica, od wielu lat norma jest bowiem regulacją fakultatywną, natomiast dyrektywa – obligatoryjną dla wszystkich państw członkowskich [2, 3]. Od 1 lipca 2015 roku właściwie można kupić jedynie transformatory dystrybucyjne spełniające wymagania klasy A_0C_k, a od 1 lipca 2021 roku wymagania te zostaną zaostrzone i będzie można kupić jedynie transformatory dystrybucyjne spełniające wymagania klasy A_0A_k.

Z punktu widzenia technologicznego i materiałowego już dziś nie ma przeciwwskazań, by producenci transformatorów w całej Europie wytwarzali urządzenia spełniające poziom A_0A_k. Takie transformatory powstają i są odbiorcy, którzy za energooszczędność chcą zapłacić.

Transformator o niższych stratach jałowych jest niestety droższy niż jego tradycyjny odpowiednik. Poziom strat jałowych, których minimalny poziom wyznaczyła właśnie Unia Europejska, nie jest zaskoczeniem dla odbiorców, wielu z nich już od kilku lat stawia bowiem na ekologię i zamawia urządzenia energooszczędne. Mimo że urządzenia są z założenia droższe, to jeszcze niedawno dwie polskie grupy energetyczne w przetargach publicznych przyznawały dodatkowe punkty za niskie straty, choć dzisiaj liczą się niestety tylko oszczędności krótkoterminowe.

Zainstalowanych i pracujących transformatorów dystrybucyjnych mamy w Polsce ponad ćwierć miliona, w Europie są ich dziesiątki milionów. Dziesiątki tysięcy nowych każdego roku unowocześnia sieci elektroenergetyczne wielu krajów i miejmy nadzieję, że będą inwestycje w energooszczędne rozwiązania.

rozporządzenie UE

W 2009 Parlament Europejski uchwalił obowiązującą obecnie wersję dyrektywy 2009/125/WE (z dnia 21 października 2009 r.), zwanej Ekoprojektem, która nakazała wyznaczenie grup produktów związanych z energią mogących na etapie projektowania i produkcji spowodować zmniejszenie jej zużycia. W kolejnym etapie wdrażania Ekoprojektu wybrano produkty różnych branży poprzez wydanie kolejnych rozporządzeń wykonawczych do dyrektywy. Są to między innymi: urządzenia gospodarstwa domowego, oświetlenie, pompy elektryczne, wentylatory napędzane silnikiem elektrycznym, zasilacze. Transformatory uznaje się za produkty związane z energią w rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2009/125/WE.

Branża spodziewała się, że po ustaleniu grup produktów zakwalifikowanych do Ekoprojektu nastąpi dość szybkie uzgodnienie nowych parametrów urządzeń i odpowiednie rozporządzenia spowodują szybkie zmiany parametrów technicznych oferowanych urządzeń. Po długich pracach uzgodniono ostateczną wersję dokumentu, który został podpisany przez przewodniczącego Komisji Europejskiej Jose Manuela Barroso 21 maja 2014 roku i ogłoszony jako Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 548/2014. Rozporządzenie odnosi się do transformatorów energetycznych wprowadzanych na rynek Unii Europejskiej po 30 czerwca 2015 i dotyczy energetycznych transformatorów olejowych oraz transformatorów suchych o minimalnej mocy znamionowej 1 kVA, wykorzystywanych w sieciach dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej oraz w zastosowaniach przemysłowych. Poza aplikacjami wykluczonymi jako niepodlegające rozporządzeniu dotyczy ono właściwie wszystkich transformatorów energetycznych mających zastosowanie w europejskich sieciach elektroenergetycznych [3, 4]. W konsekwencji, po 1 lipca 2015 r. nie można wprowadzać do obrotu nowych transformatorów olejowych i żywicznych, których parametry będą gorsze od tych podanych w rozporządzeniu. Ograniczenie strat będzie odbywać się w dwóch etapach. Teraz wszedł w życie etap pierwszy, a za 5 lat, czyli 1 lipca 2021 roku, wejdzie w życie etap drugi, obniżający straty jeszcze bardziej. Dla transformatorów rozdzielczych o mocach poniżej ≤ 3150 kVA i napięciach $U_m \leq 24$ kV, transformujących z napięcia średniego na niskie, wykorzystano jako referencyjne normy CENELEC dla transformatorów olejowych EN 50464-1 i suchych EN 50541-1. Parametry transformatorów do mocy 2500 kVA wprowadzone w załączniku nr I do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 są bardzo zbliżone do parametrów przedstawionych w normach i z nich też zostało zaczerpnięte nazewnictwo określające poziomy strat, odpowiednio dla strat jałowych A_0, a dla obciążeniowych A_k, B_k i C_k [3].

Dla trójfazowych olejowych transformatorów elektroenergetycznych o mocy ≤ 3150 kVA z uzwojeniem średniego napięcia $U_m \leq 24$ kV i uzwojeniem nn $U_m \leq 1{,}1$ kV, straty obciążeniowe i straty stanu jałowego nie będą mogły przekraczać wartości podanych w **tabeli 1.**

Natomiast dla trójfazowych suchych transformatorów elektroenergetycznych o mocy ≤ 3150 kVA z uzwojeniem średniego napięcia $U_m \leq 24$ kV i uzwojeniem nn $U_m \leq 1{,}1$ kV, straty obciążeniowe i straty stanu jałowego nie będą mogły przekraczać wartości podanych w **tabeli 2.**

Moc znamionowa, w [kVA]	Etap 1 (od 1 lipca 2015 r.)		Etap 2 (od 1 lipca 2021 r.)	
	Maksymalne straty obciążeniowe P_k, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego P_0 , w [W]*	Maksymalne straty obciążeniowe P_k, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego P_0, w [W]*
< 25	C_k (900)	A_0 (70)	A_k (600)	A_0 – 10% (63)
50	C_k (1100)	A_0 (90)	A_k (750)	A_0 – 10% (81)
100	C_k (l750)	A_0 (145)	A_k (l250)	A_0 – 10% (130)
160	C_k (2350)	A_0 (210)	A_k (1750)	A_0 – 10% (189)
250	C_k (3250)	A_0 (300)	A_k (2350)	A_0 – 10% (270)
315	C_k (3900)	A_0 (360)	A_k (2800)	A_0 – 10% (324)
400	C_k (4600)	A_0 (430)	A_k (3250)	A_0 – 10% (387)
500	C_k (5500)	A_0 (510)	A_k (3900)	A_0 – 10% (459)
630	C_k (6500)	A_0 (600)	A_k (4600)	A_0 – 10% (540)
800	C_k (8400)	A_0 (650)	A_k (6000)	A_0 – 10% (585)
1000	C_k (10 500)	A_0 (770)	A_k (7600)	A_0 – 10% (693)
1250	B_k (11 000)	A_0 (950)	A_k (9500)	A_0 – 10% (855)
1600	B_k (14 000)	A_0 (1200)	A_k (12 000)	A_0 -10% (1080)
2000	B_k (18 000)	A_0 (1450)	A_k (15 000)	A_0 – 10% (1305)
2500	B_k (22 000)	A_0 (1750)	A_k (18 500)	A_0 – 10% (1575)
3150	B_k (27 500)	A_0 (2200)	A_k (23 000)	A_0 – 10% (1980)

Objaśnienia: *Maksymalne straty dla mocy znamionowej, które mieszczą się w zakresie wartości podanych w **tabeli 1.**, otrzymuje się przez interpolację liniową

Tab. 1. Maksymalne straty obciążeniowe i maksymalne straty stanu jałowego dla trójfazowych olejowych transformatorów elektroenergetycznych o mocy znamionowej ≤ 3150 kVA [4]

Moc znamionowa, w [kVA]	Etap 1 (od 1 lipca 201 5 r.)		Etap 2 (od 1 lipca 2021 r.)	
	Maksymalne straty obciążeniowe P_k, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego P_0, w [W]*	Maksymalne straty obciążeniowe P_k, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego P_0, w [W]*
< 50	B_k (1700)	A_0 (200)	A_k (1500)	A_0 – 10% (180)
100	B_k (2050)	A_0 (280)	A_k (1800)	A_0 – 10% (252)
160	B_k (2900)	A_0 (400)	A_k (2600)	A_0 – 10% (360)
250	B_k (3800)	A_0 (520)	A_k (3400)	A_0 – 10% (468)
400	B_k (5500)	A_0 (750)	A_k (4500)	A_0 – 10% (675)
630	B_k (7600)	A_0 (1100)	A_k (7100)	A_0 – 10% (990)
800	A_k (8000)	A_0 (1300)	A_k (8000)	A_0 – 10% (1170)
1 000	A_k (9000)	A_0 (1550)	A_k (9000)	A_0 – 10% (1395)
1 250	A_k (11 000)	A_0 (1800)	A_k (11 000)	A_0 – 10% (1620)
1 600	A_k (13 000)	A_0 (2200)	A_k (13 000)	A_0 – 10% (1980)
2 000	A_k (16 000)	A_0 (2600)	A_k (16 000)	A_0 – 10% (2340)
2 500	A_k (19 000)	A_0 (3100)	A_k (19 000)	A_0 – 10% (2790)
3 150	A_k (22 000)	A_0 (3800)	A_k (22 000)	A_0 – 10% (3420)

Objaśnienia: *Maksymalne straty dla mocy znamionowej, które mieszczą się w zakresie wartości podanych w **tabeli 2.**, otrzymuje się przez interpolację liniową

Tab. 2. Maksymalne straty obciążeniowe i maksymalne straty stanu jałowego dla trójfazowych suchych transformatorów elektroenergetycznych o mocy znamionowej ≤ 3150 kVA [4]

Dodatkowo należy podkreślić, że zgodnie z tabelą I.3 z załącznika nr I do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 gdy napięcie $U_m = 36$ kV dla jednego z uzwojeń, a drugie $U_m \leq 1{,}1$ kV, maksymalne dopuszczalne straty podane w **tabelach 1.** i **2.** muszą zostać zwiększone o 15% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 10% w przypadku strat obciążeniowych.

Zgodnie z punktem 1.3 z załącznika nr I do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 wymogi dotyczące transformatorów elektroenergetycznych o mocy znamionowej ≤ 3150 kVA wyposażonych w połączenia odczepowe, które są przystosowane do celów eksploatacji w stanie podłączenia do zasilania lub w stanie obciążenia do celów dostosowania napięcia (regulacja napięcia) dopuszczalne straty podane w **tabelach 1.** i **2.** muszą zostać zwiększone o 20% w przypadku strat stanu jałowego oraz o 5% w przypadku strat obciążeniowych w etapie 1 i o 10% w przypadku strat stanu jałowego w etapie 2.

obliczanie sprawności

Zgodnie z załącznikiem nr II Rozporządzenie Komisji (UE) nr 548/2014 przedstawia metody pomiarów i obliczeń. W celu oceny zgodności z wymogami rozporządzenia pomiary należy wykonywać stosując wiarygodne, dokładne i odtwarzalne procedury pomiarowe uwzględniające powszechnie uznane i najnowocześniejsze metody, w tym metody określone w dokumentach, których numery referencyjne zostały opublikowane w Dziennikach Urzędowych Unii Europejskiej. Metodyka dotycząca obliczania wskaźnika (1) maksymalnej sprawności (PEI) dla transformatorów elektroenergetycznych średniej i dużej mocy opiera się na stosunku przekazanej mocy pozornej transformatora pomniejszonej o straty energii elektrycznej w odniesieniu do przekazanej mocy pozornej transformatora [4]:

$$PEI = 1 - \frac{2 \cdot \left(P_0 + P_{c0}\right)}{S_r \cdot \sqrt{\frac{P_0 + P_{c0}}{P_k}}} \qquad (1)$$

gdzie:

P_0 – straty stanu jałowego zmierzone przy napięciu znamionowym i częstotliwości znamionowej na odczepie znamionowym,

P_{c0} – moc elektryczna niezbędna dla systemu chłodzenia w przypadku eksploatacji w stanie jałowym,

P_k – straty obciążeniowe zmierzone przy prądzie znamionowym i częstotliwości znamionowej na odczepie znamionowym, skorygowane o temperaturę odniesienia,

S_r – moc znamionowa transformatora lub autotransformatora, przy której określono wartość P_k.

Na podstawie zależności (1) w załączniku nr I Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 określono minimalne wartości wskaźnika maksymalnej sprawności (PEI) dla elektroenergetycznych transformatorów olejowych średniej mocy, które przedstawiono w **tabeli 3. (www.elektro.info.pl).**

Mierzony parametr	Dopuszczalne odchylenia na potrzeby weryfikacji
Straty obciążeniowe	Wartość zmierzona nie może przekraczać wartości deklarowanej o więcej niż 5%
Straty stanu jałowego	Wartość zmierzona nie może przekraczać wartości deklarowanej o więcej niż 5%
Moc elektryczna niezbędna dla systemu chłodzenia w przypadku eksploatacji w stanie jałowym	Wartość zmierzona nie może przekraczać wartości deklarowanej o więcej niż 5%

Tab. 5. Dopuszczalne odchylenia na potrzeby weryfikacji [4]

	Etap 1 (od 1 lipca 2015 r.)		Etap 2 (od 1 lipca 2021 r.)	
Moc znamionowa, w [kVA]	Maksymalne straty obciążeniowe, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego, w [W]*	Maksymalne straty obciążeniowe, w [W]*	Maksymalne straty stanu jałowego, w [W]*
25	C_k (900)	A_0 (70)	B_k (725)	A_0 (70)
50	C_k (1100)	A_0 (90)	B_k (875)	A_0 (90)
100	C_k (1750)	A_0 (145)	B_k (1475)	A_0 (145)
160	C_k + 32% (3102)	C_0 (300)	C_k + 32% (3102)	C_0 – 10 % (270)
200	C_k (2750)	C_0 (356)	B_k (2333)	B_0 (310)
250	C_k (3250)	C_0 (425)	B_k (2750)	B_0 (360)
315	C_k (3900)	C_0 (520)	B_k (3250)	B_0 (440)

Objaśnienia: * Maksymalne dopuszczalne straty dla wartości kVA, które mieszczą się w zakresie wartości podanych w **tabeli 6.**, otrzymuje się przez interpolację liniową.

Tab. 6. Maksymalne straty obciążeniowe i straty stanu jałowego dla nasłupowych transformatorów elektroenergetycznych średniej mocy [4]

Podobnie określono minimalne wartości współczynnika maksymalnej sprawności (PEI) dla **suchych** transformatorów elektroenergetycznych średniej mocy, które przedstawiono w **tabeli 4. (www.elektro.info.pl).**

weryfikacja pomiarów

Jak wynika z załącznika III do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 548/2014 podczas przeprowadzania kontroli w ramach nadzoru rynku, o których mowa w art. 3 ust. 2 dyrektywy 2009/125/WE, w odniesieniu do wymogów określonych w załączniku nr I, organy państw członkowskich stosują następującą procedurę weryfikacji:

1) organy państw członkowskich przeprowadzają badanie jednego egzemplarza urządzenia dla danego modelu,

2) model uznaje się za spełniający stosowne wymogi określone w załączniku nr I do rozporządzenia nr 548/2014, jeżeli wartości w dokumentacji technicznej są zgodne z wymogami określonymi w tym załączniku, a także jeżeli zmierzone parametry spełniają wymogi określone w tym załączniku w ramach tolerancji podanych w **tabeli 5.**,

3) jeżeli wyniki, o których mowa w pkt 2, nie zostaną osiągnięte, uznaje się, że model nie spełnia wymogów rozporządzenia nr 548/2014.

Organy państw członkowskich przekazują organom pozostałych państw członkowskich i Komisji wszystkie istotne informacje, w tym, w razie potrzeby, wyniki badań, w terminie jednego miesiąca od podjęcia decyzji w sprawie niezgodności danego modelu. Organy państw członkowskich stosują metody pomiarów i obliczeń określone w załączniku II. Ze względu na utrudnienia transportowe związane z masą i wielkością transformatorów elektroenergetycznych średniej i dużej mocy organy państw członkowskich mogą zdecydować się na przeprowadzenie procedury weryfikacji w zakładzie producenta przed oddaniem transformatora do eksploatacji w lokalizacji docelowej. Określone w niniejszym załączniku dopuszczalne odchylenia na potrzeby weryfikacji odnoszą się wyłącznie do weryfikacji mierzonych parametrów przez organy państw członkowskich i nie mogą być stosowane przez producenta lub importera jako dopuszczalne tolerancje przy podawaniu wartości w dokumentacji technicznej.

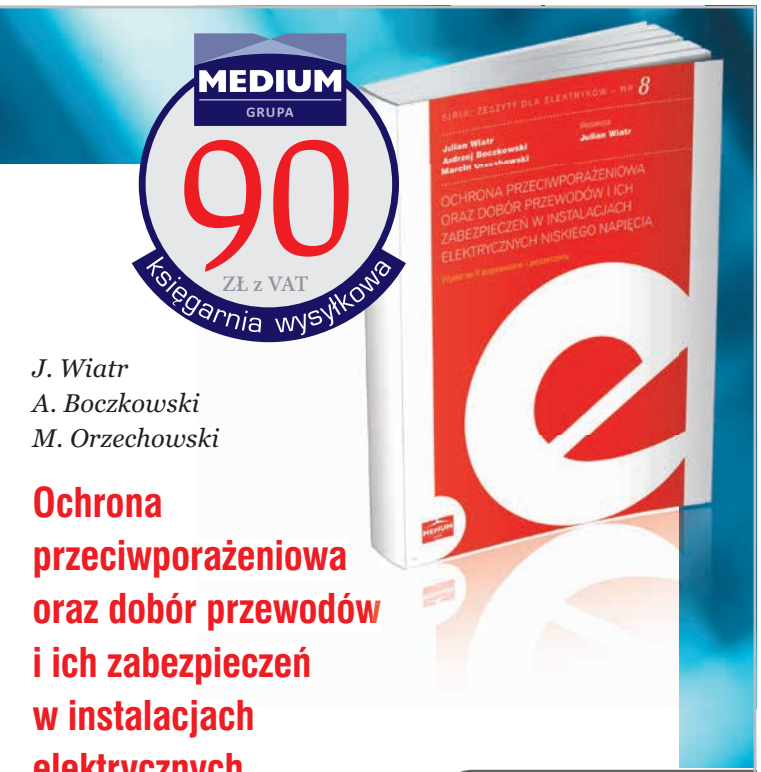
transformatory nasłupowe

Poziomy strat obciążeniowych i strat stanu jałowego podane w **tabelach 1.** i **2.** nie mają zastosowania do olejowych transformatorów nasłupowych o mocy od 25 kVA do 315 kVA. W odniesieniu do tych szczególnych modeli nasłupowych transformatorów elektroenergetycznych średniej mocy maksymalne poziomy dopuszczalnych strat określono w **tabeli 6.**

literatura

1. J. Szczygłowski, M. Najgebauer, K. Chwastek, Energooszczędne transformatory energetyczne, „Przegląd Elektrotechniczny" nr 6/2009.
2. K. Kuczyński, Energooszczędne rozwiązania transformatorów rozdzielczych SN/nn, „elektro.info" 7–8/2014.
3. M. Latosiński, EKOPROJEKT – obniżenie strat nowych transformatorów instalowanych po 1 lipca 2015 r. w sieciach elektroenergetycznych, „elektro.info" 5/2015.
4. Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 548/2014.

reklama



rozdzielnice nn dla operatorów OSD

INCOBEX-ELPLAST Sp. z o.o.

Firma INCOBEX-ELPLAST Sp. z o.o. z siedzibą w Bielsku-Białej działa na rynku energetyki oraz elektrotechniki nieprzerwanie od 2003 roku. Przez 14 lat, a zwłaszcza przez ostanie 3 lata, spółka bardzo dynamiczne rozwinęła się, z roku na rok powiększając ofertę produkowanych urządzeń i poszerzając rynek sprzedaży, stając się liderem w produkcji rozdzielnic nn dla operatorów OSD takich jak ENEA Operator i TAURON Dystrybucja.

W pierwszych latach swojej działalności firma zajmowała się głównie handlem, a w roku 2008 został utworzony dział przetwórstwa tworzyw sztucznych, który zajmuje się do dziś produkcją elementów z tworzyw sztucznych oraz akcesoriów takich jak tablice licznikowe, listwy zaciskowe, uchwyty kablowe, obudowy modułowe dla budownictwa mieszkaniowego oraz wiele innych elementów do wyposażenia rozdzielnic nn oraz sprzedaży bezpośredniej.



Obudowa modułowa typu „S"

Kolejnym krokiem rozwoju firmy było stworzenie linii produkcyjnej obudów metalowych, poczynając od produkcji narzędzi przez zakup pras krawędziowych, wykrawarek oraz lakierni proszkowej. Firma dzięki takiej inwestycji wprowadziła na rynek całą serię obudów metalowych uniwersalnych typu SMU oraz obudów ramowych dla rozdzielnic nn o wyższych parametrach typu SMR.

Spółka chcąc sprostać oczekiwaniom rynku przez ostatnie 3 lata wprowadziła pełną niezależną produkcję rozdzielnic nn na bazie własnych obudów metalowych oraz pełnej prefabrykacji rozdzielnic na podstawie rozwiązań światowych marek. Tak dynamiczny rozwój firmy oraz poczynione inwestycje pozwoliły na stopniowe zdobywanie rynku w zakresie rozdzielnic nn stacyjnych wnętrzowych typu RS-W oraz stacyjnych słupowych typu RS-S.



Rozdzielnica nn typu POWER-BLOK



Rozdzielnica stacyjna nn typu RS-S

Obecnie firma INCOBEX-ELPLAST Sp. z o.o. jest w trakcie realizacji największego kontraktu w historii polskiej elektroenergetyki dla spółki ENEA Operator Sp. z o.o. na dostawy rozdzielnic nn przeznaczonych dla modernizacji słupowych stacji transformatorowych SN/nn. Umowa przewiduje dostawę 6500 kompletów rozdzielnic nn typu RS-S oraz dostawę około dwudziestu tysięcy rozłączników bezpiecznikowych z modułem przepalenia wkładki o łącznej wartości ponad 30 mln zł. Modernizacje sieci SN oraz nn związane są bezpośrednio z poprawą wskaźników SAIDI. W okresie od lipca 2017 do końca stycznia 2018, trzymając się ściśle ustalonego harmonogramu, firma bez opóźnień w dostawach realizuje tak duże zadanie.

Przygotowania do realizacji tak dużego kontraktu dla operatora OSD wymusiły w naszej firmie wiele pozytywnych zmian organizacyjnych i systemowych. W trakcie realizacji zadania spółka przeszła pozytywnie audyt jakościowy ENEA Operator Sp. z o.o., co pozwoliło jeszcze bardziej udoskonalić proces produkcji, jak i całej obsługi logistycznej.

Firma INCOBEX-ELPLAST Sp. z o.o. mimo tak dużego kontraktu realizuje wszystkie pozostałe zamówienia i kontrakty. W tym samym czasie zostały zrealizowane umowy na dostawy rozdzielnic nn dla TAURON Dystrybucja S.A. oraz wiele kontraktów dla przemysłu, budownictwa oraz wytwarzania. Nasze urządzenia spełnią wysokie standardy techniczne i jakościowe. Charakteryzują się wysoką niezawodnością i bezpieczeństwem, co pozwala na długą i bezawaryjną pracę.

reklama

INCOBEX ELPLAST

INCOBEX ELPLAST Sp. z o.o.
43-300 Bielsko-Biała
ul. Grażyńskiego 71
tel. 33 811 97 95
office@incobex-elplast.com.pl
www.incobex-elplast.com.pl

hiszpańskie transformatory na polskim rynku

Imefy Group

Firma IMEFY, której nazwa stanowi skrót Industrial Mecano Electricas Fontecha Yebenes, od 1973 roku zaczęła produkować transformatory rozdzielcze olejowe oraz w izolacji silikonowej, a nieco później suche żywiczne. Firma stale się rozwija zwiększając zakres mocy do 160 MVA oraz napięcia do 245 kV. IMEFY POLSKA powstała w lutym 2010 r. jako spółka córka IMEFY S.L. i zajmuje się dystrybucją produkowanych w Hiszpanii transformatorów w ramach Grupy Imefy. Aby sprostać wymaganiom klientów firma stosuje najbardziej wyszukane rozwiązania inżynieryjne i produkcyjne. Dzięki temu rozwija się zarówno na rynku krajowym, jak i międzynarodowym. Instalacja transformatorów odbywa się na wszystkich pięciu kontynentach.

Grupa Imefy oferuje transformatory:

- suche żywiczne o mocy do 10000 kVA, napięcie do 36 kV, roczna sprzedaż – 3000 sztuk;
- olejowe hermetyczne o mocy do 2500 kVA, w wykonaniu z konserwatorem do 5000 kVA, napięcie do 52 kV, roczna sprzedaż – 7500 sztuk.
- wysokomocowe o mocy do 160 MVA, napięcie do 245 kV, roczna sprzedaż – 100 sztuk.

oferowane transformatory

W ofercie IMEFY znajdują się jednostki olejowe, suche żywiczne i dużych mocy. Transformatory olejowe TDO produkujemy od mocy 25 kVA do 2500 kVA w wykonaniu hermetycznym. Powyżej tej mocy produkowane są w wykonaniu z konserwatorem do mocy 5 MVA. Natomiast jednostki o mocy większej niż 5 MVA oferujemy jako transformatory dużych mocy. Zakres oferowanych napięć to od 6 do 52 kV. Pozostałe parametry techniczne: zakres regulacji napięcia, napięcie zwarcia, poziom strat jałowych i obciążeniowych czy głośność oferowane są zgodnie z wymaganiami norm i indywidualnymi potrzebami klienta. Co bardzo istotne, transformatory olejowe TDO produkowane są w standardzie z uzwojeniami miedzianymi. Wykonanie w aluminium jest dostępne na życzenie.

transformatory suche żywiczne

Transformatory suche żywiczne TDR produkujemy od mocy 100 kVA do 10 000 kVA. Zakres oferowanych napięć to od 6 do 36 kV. Podobnie jak przypadku jednostek olejowych, zakres regulacji napięcia, napięcie zwarcia, poziom strat jałowych i obciążeniowych czy głośność oferowane są zgodnie z wymaganiami norm i indywidualnymi potrzebami klienta. Transformatory suche żywiczne TDR produkowane są w standardzie z uzwojeniami aluminiowymi. Wykonanie miedziane również jest dostępne na życzenie. Z kolei transformatory dużych mocy TDP produkujemy do mocy 120 MVA. Zakres oferowanych napięć wynosi do 245 kV, z regulacją w stanie beznapięciowym i pod obciążeniem, z chłodzeniem powietrzem naturalnym lub wymuszonym. Transformatory wyposażone są w radiatory, konserwator i urządzenia zabezpieczające.





W chwili obecnej w naszym magazynie głównym w Świebodzicach znajdują się transformatory olejowe i suche żywiczne w zakresie mocy od 100 kVA do 1250 kVA dla typowych napięć 15,75/0,42 kV i 21/0,42 kV. Utrzymywane tam stany magazynowe pozwalają nam na realizację dostaw do klientów praktycznie w terminie kilku dni. Stany te są regularnie uzupełniane dostawami z fabryki.

laboratoria badawcze

Na powierzchni około 20000 m^2 znajdują się: laboratorium do badań transformatorów dużych mocy, laboratorium do badań transformatorów olejowych, laboratorium do badań transformatorów suchych żywicznych i laboratorium do badań surowców używanych do produkcji transformatorów. Nasze laboratoria są wyposażone między innymi w generator udarów, dzielnik do prób udarami, posiadają pełne wyposażenie konieczne do przeprowadzenia prób napięciem przemiennym czy prób wytrzymałości zwarciowej. W laboratorium badań materiałowych badana jest między innymi: blacha stalowa magnetyczna, przewody nawojowe, zabezpieczenia antykorozyjne czy materiały żywiczne. Wyposażenie naszych laboratoriów umożliwia przeprowadzenie różnych prób i sprawdzeń według wymagań aktualnych norm, co pozwala zagwarantować firmie IMEFY wysoką jakość oferowanych transformatorów. Firma posiada certyfikaty: ISO 9001, ISO 14001.









transformatory dla energetyki odnawialnej

IMEFY od lat ma w ofercie transformatory specjalne dla sektora energii odnawialnej. Cała oferta produkcyjna jest do tych zadań przygotowana. Tysiące transformatorów pracuje już na farmach wiatrowych w Europie i poza nią. W Polsce projektujemy w tej chwili transformatory dla kilku farm wiatrowych. Stawiamy również na energetykę zawodową – oznacza to dla nas udział w przetargach na dostawy dużej liczby jednostek niskostratnych. Przetargi te są elementem większego programu, którego celem jest wymiana starych jednostek pracujących w zakładach energetycznych i jednocześnie zapewnienie lepszych parametrów przesyłu dla sieci.

reklama

IMEFY

Imefy Group
58-160 Świebodzice
ul. Piłsudskiego 31c
tel. +48 746 64 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com.pl

systemy sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych

dr hab. inż. Waldemar Dołęga – Politechnika Wrocławska

Proces prowadzenia ruchu stacji elektroenergetycznej realizowany przez dyspozytora jest skomplikowany i złożony. Z jednej strony stale zwiększa się liczba i rodzaj zainstalowanych urządzeń i aparatów w stacjach, złożoność układów pracy, a z drugiej – następuje ciągły wzrost wymagań stawianych obsłudze w zakresie sterowania i nadzoru. Istotną pomoc dla dyspozytora stanowią obecnie systemy sterowania i nadzoru (SSiN) stacji elektroenergetycznych, które są rezultatem szybkiego postępu technicznego i informatycznego. Spowodowało to dynamiczny i intensywny rozwój technologii i technik automatyzacji i sterowania.

W stacjach powstały systemy umożliwiające m.in. ciągłe nadzorowanie pracy stacji i współdziałanie z układami automatyki zabezpieczeniowej, układami sterowania, blokad i sygnalizacji. Systemy te muszą uwzględniać specyfikę stacji elektroenergetycznych. Występuje w nich duża różnorodność układów ze względu na wiele wersji urządzeń i elementów systemu podlegających ochronie [1]. Ponadto stosowane są urządzenia wytwarzane przez różne firmy zarówno polskie, jak i zagraniczne. Dodatkowo w stacjach elektroenergetycznych występują obok nowych urządzeń i układów modernizacje już istniejących, przy jednoczesnym istnieniu sprawnie działających urządzeń i aparatów zainstalowanych w przeszłości [1].

architektura systemu SSIN

Architektura SSiN, której schemat ideowy przedstawiono na **rysunku 1.**, obejmuje trzy poziomy przepływu danych: procesu, pola i stacji. Spełniają one następujące funkcje:

- poziom procesu – urządzenia procesowe (np. łączniki, elementy elektryczne, czujniki),
- poziom pola – urządzenia elektroniczne współpracujące z urządzeniami procesu, zbierają z nich dane za pomocą wejść cyfrowych i analogowych, przetwarzają dane (automatyki) oraz sterują procesem za pomocą wyjść,
- poziom stacji – urządzenia elektroniczne i systemy komputerowe gromadzące dane z poziomu pola przez sieć komunikacyjną, wizualizujące przebieg procesu oraz udostępniające dane do systemów zewnętrznych.

W ramach architektury SSiN wyróżnia się jeszcze często poziom centrum nadzoru. Jest to poziom administracji systemu, gdzie są zainstalowane serwery i stacje operatorskie.

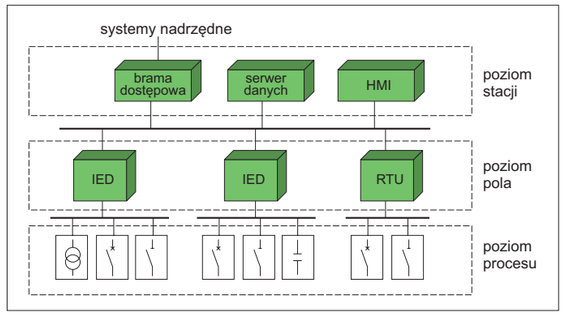
streszczenie

W artykule przedstawiono problematykę systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych. Omówiono architekturę tych systemów, komunikację sieciową oraz technologie i topologie sieciowe w nich stosowane. Przedstawiono urządzenia i funkcjonalności systemów sterowania i nadzoru oraz rodzaje realizacji. Zwrócono szczególną uwagę na trendy rozwiązań tych systemów oraz ich wykorzystanie w ramach Smart Grid.

komunikacja sieciowa

W systemach sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej podstawową formą wymiany danych między urządzeniami jest komunikacja cyfrowa. Kluczowymi jej elementami są standardy i protokoły komunikacji.

Dla większości komputerowych systemów komunikacyjnych wzorcowym modelem jest model OSI, który składa się z siedmiu warstw: fizycznej, łącza danych, sieciowej, transportowej, sesji, prezentacji i aplikacji [2].



Rys. W. Dołęga

Rys. 1. Bazowa architektura SSiN

Zainicjowanie komunikacji rozpoczyna się od warstwy aplikacji, a następnie poprzez kolejne warstwy następuje przygotowanie i nawiązanie tej komunikacji. Warstwy sesji, prezentacji i aplikacji są warstwami wyższego rzędu, w których są generowane i przygotowywane dane do przesłania (zapytania oraz odpowiedzi). Warstwy niższego rzędu zapewniają odnalezienie odpowiedniej drogi do celu, przekazanie konkretnej informacji oraz weryfikację bezbłędności przesyłania danych.

W systemach sterowania i nadzoru stacji są wykorzystywane różne rodzaje medium transmisyjnego. Stosuje się media przewodowe w postaci: skrętki, kabla koncentrycznego lub światłowodu lub media bezprzewodowe w postaci fal radiowych lub świetlnych.

W zależności od wykorzystanego medium oraz od specyfiki urządzeń komunikujących się rozróżnia się trzy rodzaje transmisji: simpleks (transmisja jednokierunkowa), półdupleks (transmisja dwukierunkowa, nierównoczesna) oraz dupleks (transmisja równoczesna w obu kierunkach) [3].

Skrętka (kabel symetryczny) z racji stosunkowo niskiej ceny i możliwości technicznych jest obecnie najpowszechniej wykorzystywanym medium transmisyjnym. Jest wykorzystywana głównie do transmisji bazującej na sieci Ethernet.

Światłowód z racji dużej przepustowości danych i możliwości przesyłania ich na duże odległości, odporności na zakłócenia elektromagnetyczne jest często stosowany w stacjach elektroenergetycznych. Stosuje się światłowody włókniste lub planarne, jednomodowe lub wielodomowe, skokowe lub gradientowe [3]. Wykorzystuje się je do komunikacji na duże odległości (centra dyspozytorskie, systemy nadrzędne).

Komunikacja szeregowa odgrywa istotną rolę w systemach automatyzacji stacji od wielu lat. Istnieje wiele różnych standardów, wiele z nich jest stosowanych do dzisiaj i będą używane jeszcze przez długi okres ze względu na prostotę implementacji i cenę.

Najczęściej w ramach SSiN stosuje się standardy: RS-232 (standard point-to-point komunikacji dwóch urządzeń elektronicznych), RS-485 (w wersji dwu- lub czteroprzewodowej), RS -422 i światłowód (złącza typu ST lub SC) [2].

W systemach sterowania i nadzoru stacji stosowane są m.in. protokoły: Modbus, DNP 3.0, Profibus, OPC, IEC 60870-5 i IEC 61850 [2].

Protokół Modbus to bardzo popularny, uniwersalny i otwarty protokół komunikacyjny wywodzący się z automatyki przemysłowej. Transmisja w nim polega na odczytywaniu i zapisywaniu danych w rejestrach urządzenia. Protokół ten jest łatwy w zastosowaniu i eksploatacji i jest realizowany w trzech trybach: Modbus RTU (transmisja szeregowa, ramki wysyłane binarnie jako znaki ośmiobitowe), Modbus ASCII (transmisja szeregowa, ramki wysyłane szesnastkowo jako znaki ASCII) i Modbus TCP/IP (transmisja bazująca na sieci Ethernet) [2].

Protokół DNP 3.0 oparty jest na trzech warstwach modelu OSI: fizycznej, łącza danych oraz aplikacji. DNP 3.0 jest standardem otwartym i uniwersalnym. W odróżnieniu od protokołu Modbus wspiera wiele typów danych oraz ma wbudowaną funkcjonalność przesyłania znacznika czasu i zdarzeniowego przesyłania sygnałów. Protokół ten jest wykorzystywany zarówno do komunikacji koncentratorów danych z urządzeniami na stacji, jak i do transmisji danych do systemów nadrzędnych. Oprócz standardowej implementacji szeregowej protokołu istnieje również modyfikacja bazująca na sieci Ethernet – DNP 3.0 TCP/IP.

Protokół Profibus wywodzi się z automatyki przemysłowej i jest wykorzystywany często do komunikacji z urządzeniami obsługującymi silniki, pompy itp. Protokół OPC wywodzi się z automatyki przemysłowej, bazuje na sieci Ethernet i jest stosowany do komunikacji z systemami nadrzędnymi.

Standard IEC 60870-5 definiuje grupę protokołów komunikacyjnych stosowanych w systemach sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych. Do najczęściej stosowanych należą: IEC 60870-5-103 (IEC103), IEC 60870-5-101 (IEC101), IEC 60870-5-104 (IEC104) [2]. Protokół IEC 60870-5-103 (IEC103) jest oparty na transmisji szeregowej i stosowany do komunikacji na poziomie procesu [4]. Wspiera typy danych ze znacznikiem czasu (w dwóch formatach) oraz ma funkcje zdarzeniowego przesyłania informacji. Jest często wykorzystywany do komunikacji z urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej.

Protokół IEC 60870-5-101 (IEC101) jest oparty na transmisji szeregowej i stosowany do komunikacji na poziomie zarządzania zdalnego (np. ze zdalnymi systemami nadrzędnymi) [4]. Protokół IEC 60870-5-104 (IEC104) odznacza się funkcjonalnością podobną do protokołu poprzedniego (IEC101), natomiast transmisja bazuje na sieci Ethernet [4].

Norma IEC 61850 jest obecnie podstawową normą dotyczącą systemów i sieci komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych [5]. Ma na celu zapewnienie kompatybilnej współpracy wszystkich urządzeń znajdujących się na stacjach. Definiuje standard projektowania systemów automatyzacji stacji elektroenergetycznych oraz protokół komunikacyjny, który bazuje na sieci Ethernet, ujednolica zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych [5]. Jej krajowym odpowiednikiem jest wieloczęściowa norma PN-EN 61850 [6].

Komunikacja i przesył w tym standardzie bazują na modelu danych, który opisuje zawartość każdego urządzenia w postaci węzłów logicznych, obiektów danych oraz ich atrybutów [5].

Standard komunikacyjny IEC 61850 definiuje dwie metody przesyłania informacji:

- w formie raportów między klientem i serwerem (MMS),
- w formie rozgłoszeniowej (GOOSE/SMV).

W obu tych metodach określa się zestawy danych i atrybutów z modelu danych, jakie mają być transmitowane raportem lub rozgłoszeniem. W ramach jednego urządzenia można stosować obie metody. Ważniejsze funkcje protokołu IEC 61850 obejmują:

- zdarzeniowe wysyłanie sygnałów,
- buforowanie sygnałów – zapamiętywanie zmian podczas braku komunikacji,
- sterowanie z potwierdzeniem – dwuetapowa sekwencja: 1) zaznacz, 2) wykonaj,
- przesyłanie znacznika czasu,
- synchronizacja czasu za pomocą protokołu NTP,
- transmisja plików zakłóceń [2].

technologie i topologie sieciowe

Standardowe systemy automatyzacji stacji elektroenergetycznych często bazują na podstawowych topologiach sieci komputerowej (gwiazda lub pierścień). Niemniej jednak spotyka się w nich następujące rozwiązania topologii fizycznych:

- liniową – urządzenia połączone są z dwoma sąsiadującymi (często stosowana w połączeniach RS-485),
- magistrali – urządzenia podłączone są do jednej magistrali,
- pierścienia – urządzenia połączone są z sąsiednimi, tworząc zamknięty pierścień,
- podwójnego pierścienia – urządzenia spięte są w dwa równoległe pierścienie,
- gwiazdy – urządzenia podłączone są do jednego punktu centralnego, np. przełącznika,
- gwiazdy rozszerzonej – gwiazda z dodatkowymi połączeniami pobocznymi,
- drzewa – kombinacja topologii gwiazdy i magistrali,
- siatki – dodatkowo zawiera połączenia nadmiarowe.

Zaawansowane systemy SSiN muszą odznaczać się bardzo dużą niezawodnością, zarządzają bowiem bardzo istotnymi danymi procesowymi. Konieczne jest podwyższenie poziomu bezawaryjności sieci komunikacyjnych poprzez zastosowanie ulepszonych topologii i technologii, takich jak: pierścień SHR, technologia HSR, technologia PRP czy drzewo rozpinające RSTP.

typy urządzeń SSiN

Na stacji elektroenergetycznej znajduje się wiele urządzeń zintegrowanych w ramach jednego systemu dzięki technologiom komunikacyjnym. Można je podzielić na grupy, począwszy od tych, które bezpośrednio współdziałają z systemem elektroenergetycznym, a skończywszy na tych, które realizują funkcje nadrzędnego systemu sterowania i nadzoru oraz telemechaniki.

Podział urządzeń SSiN według poziomów obejmuje:

- poziom pola:
  - inteligentne urządzenia elektroniczne (IED),
  - sterowniki PLC,
  - mierniki elektroniczne oraz analizatory parametrów sieci,
  - pozostałe urządzenia obiektowe,
- poziom stacji:
  - koncentratory danych/RTU,
  - bramy dostępowe,
  - urządzenia transmisji danych,
- poziom centrum nadzoru:
  - serwer systemu sterowania i nadzoru,
  - lokalne stanowiska operatorskie,
  - urządzenia użytkowe.

Inteligentne urządzenia elektroniczne IED (ang. *Intelligent Electronic Device*) są urządzeniami wyposażonymi w mikroprocesor umożliwiający wykonywanie zaawansowanych funkcjonalności, np. realizo-

wanie automatyki (zabezpieczeniowej, regulacyjnej itp.), monitorowanie i sterowanie procesami, komunikacja z systemami nadrzędnymi. Urządzenia te są wyposażone w wejścia/wyjścia cyfrowe i analogowe, mogą odczytywać dane i współdziałać bezpośrednio z systemem elektroenergetycznym. Najczęściej są to: sterowniki polowe, zabezpieczenia cyfrowe i regulatory.

Sterowniki PLC (ang. *Programmable Logic Controller*) są urządzeniami umożliwiającymi odczyt i zapis danych dzięki wejściom/wyjściom cyfrowym i analogowym oraz przetwarzanie tych danych za pomocą logiki.

Mierniki elektroniczne oraz analizatory parametrów sieci służą do wykonywania pomiarów i rejestracji najważniejszych parametrów sieci (prąd, napięcie, częstotliwość, moc czynna/bierna, współczynnik mocy, energia czynna/bierna) oraz do ich monitorowania.

Pozostałe urządzenia obiektowe są to często proste urządzenia wyposażone w interfejs komunikacyjny, stosowane w celach monitorowania określonych danych. Należą do nich m.in. czujniki temperatury, sygnalizacje centralne, systemy przeciwwłamaniowe i przeciwpożarowe, rejestratory i mierniki cyfrowe, urządzenia potrzeb własnych itp.

Koncentratory danych/RTU (ang. *Remote Terminal Unit*) są urządzeniami gromadzącymi różnorodne dane pochodzące z wielu źródeł oraz umożliwiającymi dalszą transmisję do systemów nadrzędnych. Często mają możliwość zarządzania i przetwarzania tych danych przy wykorzystaniu odpowiednich narzędzi obliczeniowych i logiki. Koncentratory danych mają interfejsy komunikacyjne umożliwiające odczyt i zapis danych, natomiast RTU w tym celu korzystają z modułów fizycznych wejść/wyjść cyfrowych i analogowych. Bardzo często stosowane są urządzenia łączące funkcje RTU i koncentratora danych, które dodatkowo mają m.in. różne zaawansowane funkcje, np. interfejs użytkownika (diody, wyświetlacz LCD), zaawansowane wbudowane automatyki, synchronizację czasu.

Bramy dostępowe są urządzeniami, które udostępniają dane ze stacji dla systemów nadrzędnych. Mają duży wybór dostępnych protokołów komunikacyjnych, co stwarza duże możliwości w konwersji między różnymi protokołami. Bramy dostępowe pozwalają również na podział informacji na oddzielne grupy, co umożliwia optymalizację przepływu danych w systemie.

Urządzenia transmisji danych są urządzeniami, które usprawniają transmisję danych. Należą do nich: przełączniki sieciowe, które spinają wiele urządzeń w jedną sieć oraz optymalizują przepływ danych; przełączniki sieciowe z zaawansowanymi funkcjami; konwertery medium, które umożliwiają konwersję między różnymi mediami i standardami komunikacyjnymi (np. konwertery: RS232 <–> FO (światłowód), RS485 <–> FO, RS232 <–> RS485, serwer portów szeregowych (Ethernet <–> RS232/485); modemy radiowe, które umożliwiają transmisję danych falami radiowymi; modemy GPRS, które umożliwiają transmisję danych siecią telefonii komórkowej.

Serwer systemu sterowania i nadzoru jest urządzeniem klasy PC, które realizuje funkcje systemu SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*). Podstawowe funkcje serwera obejmują: gromadzenie i archiwizowanie danych cyfrowych i analogowych, zarządzanie alarmami, rejestrowanie danych do dziennika zdarzeń, udostępnianie danych dla stanowisk operatorskich oraz drukarek zdarzeń, zarządzanie sterowaniami otrzymanymi ze stanowisk operatorskich oraz diagnostykę urządzeń systemu [8].

Lokalne stanowiska operatorskie są urządzeniami klasy PC, które realizują funkcje systemu SCADA/HMI (ang. *Human-Machine Interface*). Podstawowe funkcje stanowiska obejmują: przedstawienie danych otrzymanych z serwera; prezentację aktualnego stanu sieci elektroenergetycznej (np. topologii sieci, rozpływu mocy); wizualizację stanów, pozycji łączników, pomiarów; wyświetlanie dziennika zdarzeń; wyświetlanie trendów rzeczywistych i historycznych dla pomiarów; sygnalizację wzrokową i dźwiękową alarmów; udostępnienie scentralizowanego systemu sterowania oraz wyświetlanie dodatkowych informacji ułatwiających działanie operatora [8].

Urządzenia użytkowe są urządzeniami realizującymi dodatkowe funkcje w systemie. Należą do nich m.in. standardowe drukarki, drukarki zdarzeń, serwery czasu i zasilacze awaryjne UPS.

funkcjonalności SSIN

Intensywny rozwój systemów sterowania i nadzoru oraz wzrastające wymagania wobec ich funkcjonalności prowadzą do rozszerzenia katalogu ich podstawowych funkcjonalności i możliwości SSiN. Stanowi to ogromne ułatwienie w procesie nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej przez dyspozytora.

Standardowe funkcjonalności SSiN obejmują następujące obszary:

- SCADA/HMI,
- sygnalizacja i pomiary,
- sterowania i blokady,
- automatyki,
- łącze inżynierskie,
- synchronizacja czasu,
- redundancja,
- diagnostyka.

SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*) ogólnie stanowi system wspomagający zarządzanie procesami technologicznymi przebiegającymi na obiekcie, którym w analizowanym przypadku jest stacja elektroenergetyczna [1].

SCADA jest centralnym elementem systemu sterowania i nadzoru odpowiedzialnym za zbieranie i archiwizację danych oraz umożliwiającym wykonywanie zdalnych sterowań. Wszystkie te dane są udostępniane dla graficznego interfejsu użytkownika HMI (ang. *Human-Machine Interface*), gdzie są prezentowane w formie wizualizacji.

Podstawowe możliwości systemu **SCADA/HMI** obejmują: przybliżanie i oddalanie widoku; „odszczegółowienie" informacji przy oddalaniu widoku; obsługę wielu ekranów; zarządzanie alarmami (sygnalizację wizualną i dźwiękową oraz kwitowanie); zarządzanie kontami użytkowników; zarządzanie notatkami; eksport danych do plików oraz administrację i diagnostykę systemu [1].

Wizualizacje obejmują takie elementy, jak: menu główne, widoki elektryczne i diagnostyczne, dzienniki zdarzeń, listy alarmów, wykresy pomiarów rzeczywistych i historycznych, paski narzędzi oraz legendę i pomoc dla obsługi. Menu główne zawiera ogólne informacje, tj. datę, nazwę stacji, notatki itp. oraz ma przyciski do przechodzenia między poszczególnymi oknami [7].

Widoki elektryczne i diagnostyczne zawierają schematy elektryczne oraz komunikacyjne, na których prezentowane są: animacje zmiany stanów sygnałów oraz położeń łączników, wskazania aktualnych stanów dla wybranych sygnałów (np. załączenie/odstawienie automatyki), sterowania i blokady, pomiary oraz informacje diagnostyczne. Dzienniki zdarzeń zawierają listę zarchiwizowanych danych. Listy alarmów zawierają aktualne ostrzeżenia i alarmy.

Paski narzędzi umożliwiają uruchomienie narzędzi, np. okno logowania użytkownika, uruchamianie zewnętrznych aplikacji, analizatorów. Standardowo dla stacji elektroenergetycznej wizualizacja obejmuje następujące obszary:

- widok stacji – przedstawia najważniejsze pola funkcyjne,
- widok rozdzielni – przedstawia wszystkie pola rozdzielni i dodatkowe informacje,
- widok pola – przedstawia szczegółowe informacje dotyczące konkretnego pola [7.8].

Sygnalizacja i pomiary to bardzo ważna funkcja wymagana przez obsługę stacji. Umożliwia informowanie dyspozytora o aktualnym stanie stacji elektroenergetycznej, zachodzących zmianach oraz pojawiających się anomaliach w jej pracy. Informacje dostarczane dla obsługi obejmują: sygnalizację, pomiary i dodatkowe informacje. Mogą być prezentowane: analogowo w postaci lampek, odwzorowań oraz wskazań na tablicy synoptycznej; cyfrowo w postaci wyświetlaczy oraz paneli synoptycznych na urządzeniach elektronicznych lub zdalnie na ekranie stanowiska operatorskiego.

Sygnalizacja dotyczy: położenia łączników (załączony/wyłączony wyłącznik, zamknięty/otwarty odłącznik lub uziemnik), zakłócenia sieci i awarii (np. samoczynne wyłączenie wyłącznika), ostrzeżeń (np. nienormalny stan pracy lub uszkodzenie urządzeń) oraz pobudzenia i zadziałania zabezpieczeń i automatyki. Pomiary dotyczą takich wielkości, jak: prąd, napięcie, częstotliwość, moc czynna, moc bierna, współczynnik mocy, energia czynna i energia bierna [1]. Dodatkowe informacje mogą dotyczyć np. położenia przełącznika zaczepów, miejsca zwarcia, temperatury oleju transformatora, temperatury w pomieszczeniu.

Sterowania i blokady stanowią ważną funkcję w kontekście prawidłowej obsługi stacji. W stacjach elektroenergetycznych znajduje się wiele urządzeń i aparatów, którymi steruje się, wykonując np. operacje łączeniowe. Konieczne jest ponadto stosowanie odpowiednich blokad w celu uniknięcia niewłaściwych czynności łączeniowych. Ręczne przeprowadzanie takich czynności bezpośrednio na urządzeniach nie jest dostatecznie szybkie. W związku z tym stosuje się układy wspomagające sterowanie umożliwiające wykonywanie tych manipulacji szybko z oddalonego miejsca.

W stacjach elektroenergetycznych wyróżnia się następujące układy sterowania:

- lokalne układy sterowania – w pobliżu sterowanych łączników: bezpośrednio w polu: ręcznie lub z szafki aparatu; na elewacji rozdzielnicy np. z panelu sterownika polowego;
- zdalne układy sterowania – w pewnej odległości od łączników: z tablicy synoptycznej; ze stanowiska operatorskiego na stacji; z dyspozytorni [1].

W bardziej zaawansowanych systemach sterowania i nadzoru układy te są łączone, tworząc kilka poziomów sterowania. Wówczas sterowanie z dyspozytorni stanowi poziom najwyższy, a w polu – najniższy. Na każdym z poziomów istnieje możliwość zablokowania sterowań z wyższych poziomów, uniemożliwiając wykonywanie niepożądanych operacji.

Jak wspomniano, w celu uniknięcia niepożądanych lub błędnych czynności łączeniowych stosuje się blokady manipulacyjne. Takie blokady mogą zostać zaimplementowane na każdym poziomie sterowania w postaci:

- blokad/rygli mechanicznych, elektromagnetycznych itp. bezpośrednio w polu,
- blokad elektrycznych w obwodach cewki sterującej,
- logiki w sterowniku polowym,
- animacji w systemie wizualizacji (stanowisko operatorskie, dyspozytornia).

Automatyka stanowi jedną z kluczowych dla właściwej obsługi stacji funkcji. Automatyki na stacji elektroenergetycznej pozwalają na uniknięcie rozległych awarii i przerw w dostawie energii, a tym samym wpływają na jakość, niezawodność i pewność dostawy energii elektrycznej.

Dzięki dynamicznemu rozwojowi układów mikroprocesorowych w ostatnich latach automatyki mogą być realizowane przez zaawansowane urządzenia elektroniczne, co przynosi wiele korzyści, do których należą: możliwość realizacji wielu funkcji w jednym urządzeniu; możliwość zmiany parametrów (np. nastaw zabezpieczeniowych); duża szybkość działania; możliwość programowania logiki; długotrwała, ciągła gotowość do działania; możliwość podłączania dodatkowych modułów (np. komunikacji).

Przykładem takich urządzeń są cyfrowe zintegrowane systemy zabezpieczeń realizujące najważniejsze funkcje zabezpieczeniowe, takie jak np.: nadmiarowo-prądowe (tzw. nadprądowe), ziemnozwarciowe, przeciążeniowe i cieplne, pod- i nadnapięciowe, pod- i nadczęstotliwościowe, zerowo-mocowe, kierunkowo-mocowe, odległościowe linii, różnicowe linii/transformatorów lub zestawy dedykowanych funkcji, np.: zabezpieczenie generatorów, zabezpieczenie silników, zabezpieczenie pól SN [9]. Wbudowane algorytmy oraz programowalne logiki dostępne w obecnie stosowanych urządzeniach elektronicznych pozwalają również na implementację zaawansowanej automatyki, jak np.: samoczynne częstotliwościowe odciążenia (SCO), samoczynne ponowne załączenie (SPZ, SPZ po SCO), samoczynne załączenie rezerwy (SZR), z kontrolą synchronizmu, automatyczne wymuszenie składowej czynnej (AWSC), lokalne rezerwowanie wyłącznika (LRW), zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ), automatycznie regulowane baterie kondensatorów (BKR), automatyczna regulacja napięcia (ARN).

Większość z wymienionych funkcji w związku z koniecznością natychmiastowej reakcji musi być realizowana przez urządzenia obiektowe bezpośrednio połączone z układem pomiarowym i wykonawczym. Część automatyki jednak nie wymaga natychmiastowego zadziałania, np. niektóre automatyki prewencyjne lub optymalizacyjne, wtedy mogą być wykonywane przez urządzenia zdalne, odbierające i wysyłające dane poprzez komunikację cyfrową (np. koncentrator danych mający możliwość tworzenia logiki w postaci schematów blokowych, sekwencji instrukcji itp.).

Łącze inżynierskie stanowi funkcję bardzo pomocną dla prawidłowej eksploatacji stacji elektroenergetycznej. Stosuje się ją dla cyfrowych zintegrowanych systemów zabezpieczeń oraz innych istotnych urządzeń elektronicznych znajdujących się na stacji elektroenergetycznej w celu umożliwienia zdalnej konfiguracji zabezpieczeń i urządzeń, aktualizacji nastaw itp. W praktyce łącze inżynierskie jest realizowane najczęściej w postaci kilku magistrali połączenia szeregowego komunikujących grupy urządzeń i zbiegających się do centralnego serwera portów szeregowych, który umożliwia zdalny dostęp do magistrali poprzez sieć Ethernet. Łącze inżynierskie jest połączeniem równoległym i niezależnym w stosunku do połączenia z systemem sterowania i nadzoru stacji.

Synchronizacja czasu jest bardzo istotną funkcją systemu. Dzięki jednakowym znacznikom czasu sygnałów możliwa jest precyzyjna analiza sekwencji zdarzeń przebiegających na stacji elektroenergetycznej, pochodzących z wielu pracujących niezależnie urządzeń. Synchronizacja czasu odbywa się warstwami. Pierwszą warstwą jest zegar atomowy, drugą – urządzenie pobierające czas wzorcowy z zegara atomowego za pośrednictwem jednego lub wielu źródeł. Jest to główny serwer czasu. Trzecią warstwą są urządzenia-klienci pobierający czas z serwera głównego. Na kolejnych warstwach urządzenia-klienci wyższej warstwy mogą być serwerami czasu dla warstwy kolejnej, tworząc drzewo rozsyłające czas do wszystkich urządzeń.

Źródła informacji o aktualnym czasie stanowią:

- istniejące systemy pozycjonowania GPS, GLONASS,
- przyszłe systemy pozycjonowania Galileo, Compass,
- sygnał radiowy DCF77,
- wewnętrzne systemy synchronizacji.

W stacjach elektroenergetycznych stosuje się metody transmisji informacji o czasie: broadcast, unicast lub multicast. W systemach synchronizacji czasu używa się różnorodnych interfejsów i protokołów komunikacyjnych. Do tych pierwszych należą m.in. IRIG-B, RS232, do tych drugich należy podstawowy protokół syn-

chronizacji czasu, bazujący na sieci Ethernet NTP i protokoły transmisji szeregowej: Modbus, IEC60870 i DNP3.0.

Redundancja jest funkcjonalnością, którą stosuje się w celu podwyższenia poziomu bezawaryjności systemów sterowania i nadzoru stacji. Polega na wprowadzeniu dodatkowych tras przepływu informacji, tak aby w przypadku uszkodzenia jednej z nich funkcję przejmowała rezerwa. Redundancja służy zapewnieniu bezprzerwowego dostępu do danych czasu rzeczywistego i pełnego nadzoru nad stacją. Wiąże się ze stosowaniem nadmiarowości takich elementów, jak: przewody, urządzenia, przełączniki sieciowe, łącza itp. Przy czym stosowana nadmiarowość w ramach SSiN najczęściej dotyczy urządzeń sieciowych spinających urządzenia obiektowe oraz połączeń między nimi. Tworzone są wspomniane wcześniej topologie sieci komunikacyjnych o podwyższonym stopniu niezawodności: drzewa rozpinające (RSTP), podwójne pierścienie (SHP, HSR) lub równoległe sieci (PRP). Do urządzeń, dla których implementuje się rezerwy, najczęściej należą koncentratory danych oraz bramy dostępowe gromadzące duże ilości danych i udostępniające je do systemów dyspozytorskich.

Redundancja jest bardzo pożądana w systemach sterowania i nadzoru. Wiąże się jednak ze zwiększonymi kosztami projektu SSiN dla stacji elektroenergetycznej. Szczególnie dotyczy to bardzo zaawansowanych rozwiązań systemów, w których występuje znaczna liczba pojedynczych punktów krytycznej awarii.

Diagnostyka stanowi ważną funkcjonalność w kontekście prawidłowej obsługi stacji. Podczas awarii w komunikacji przesył danych może zostać utracony lub przesyłane dane mogą być nieprawidłowe. W celu uniknięcia pomyłek i niejasności stosuje się diagnostykę urządzeń SSiN. W pierwszej kolejności sprawdza się jakość wysyłanych sygnałów z urządzeń. Prawidłowa jakość oznacza pewność, że sygnał przychodzi od określonego źródła i jest wiarygodny. Nieprawidłowa, niepewna lub niezdefiniowana jakość sygnału stanowi ostrzeżenie o niskiej wiarygodności przesyłanej danej, np. na skutek przerwania komunikacji na drodze od źródła do celu.

Prawidłowe informowanie obsługi o stanie systemu wymaga odpowiedniej konfiguracji sygnałów diagnostycznych dla każdego elementu komunikacji (urządzeń i połączeń między nimi). Takie sygnały mogą być: przesyłane ze źródła tą samą drogą komunikacyjną jak pozostałe sygnały, uzyskiwane fizycznie poprzez styki odpowiedniego typu lub przesyłane drogą komunikacyjną protokołem SNMP. Przy czym bardzo często stosuje się kombinację tych metod.

realizacje SSIN

Rozwiązania systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych zasadniczo dzieli się na: standardowe, zaawansowane i kompleksowe. Standardowe SSiN mają jedynie podstawowe funkcje systemowe i opierają się na najprostszych architekturach sieciowych (głównie komunikacja szeregowa). Koszt takich rozwiązań jest całkowicie zminimalizowany.

Zaawansowane SSiN mają dodatkowe funkcjonalności, takie jak np. redundancja, zaawansowane technologie sieciowe, łącze inżynierskie itp. Ukierunkowane są na większą bezawaryjność i optymalizację przepływu danych.

Kompleksowe SSiN mają duży wybór funkcjonalności i obejmują kilka stacji. Stosuje się w nich najnowsze i najlepsze technologie i urządzenia. Systemy te umożliwiają również integrację z systemami obsługującymi inne procesy technologiczne w przedsiębiorstwie.

trendy

Analiza rozwiązań systemów sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych pozwala na zaobserwowanie i określenie pewnych trendów dla rozwiązań SSiN. Należą do nich:

- duża popularność standardu komunikacyjnego IEC 61850,
- zwiększanie bezpieczeństwa i niezawodności SSiN,
- znaczne zwiększenie liczby funkcji i zadań realizowanych przez urządzenia stacyjne,
- wykorzystanie zaawansowanych SSiN w ramach inteligentnej sieci Smart Grid.

Standard komunikacyjny IEC 61850 jest bardzo mocno rozwijany w ostatnich latach i staje się obecnie podstawowym standardem komunikacyjnym SSiN. Charakteryzuje się przejrzystością, niskimi kosztami wdrożenia i eksploatacji, możliwością rozbudowy oraz wysokim poziomem niezawodności. Umożliwia osiągnięcie pełnej kompatybilności urządzeń pochodzących od różnych producentów przy jednoczesnym zachowaniu dużej funkcjonalności. Daje to ogromne możliwości i korzyści, co przekłada się na powszechną akceptację dla tego rozwiązania i wzrost jego popularności.

Zwiększanie bezpieczeństwa i niezawodności systemów sterowania i nadzoru jest stałym trendem obserwowanym w rozwiązaniach SSiN od wielu lat. Polega głównie na eliminacji pojedynczych punktów podatności na awarię w sieci komunikacyjnej systemu. Realizowane jest to przez stosowanie redundancji oraz zaawansowanych technologii sieciowych, dzięki którym nawet mimo wystąpienia pojedynczego uszkodzenia – przepływ danych jest w dalszym ciągu zapewniony. Ponadto coraz częściej stosuje się strukturę rozproszoną systemu SSiN. W takim systemie awaria centralnego punktu sterowania i nadzoru nie burzy funkcjonalności całego systemu. Ma to zasadniczy wpływ na zwiększenie niezawodności.

Zwiększenie liczby funkcji i zadań realizowanych przez urządzenia stacyjne jest podobnie jak w poprzednim przypadku stałym trendem obserwowanym w rozwiązaniach SSiN od wielu lat. Dzięki rozwojowi elektroniki, mikroprocesorów, technik komunikacyjnych i komputerowych stosowanych na stacjach elektroenergetycznych następuje znaczne zwiększenie liczby funkcji i zadań realizowanych przez urządzenia stacyjne. Stanowią one bardzo istotną pomoc dla dyspozytora w procesie prowadzenia ruchu na stacji. Przy czym w celu ułatwienia pracy dyspozytora i podjęcia przez niego właściwej decyzji zaczyna się stosować aplikacje komputerowe analizujące, podpowiadające, a nawet automatycznie wykonujące za niego pewne czynności.

Zaawansowane systemy sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznej są powszechnie traktowane jako element rozwijającej się inteligentnej sieci Smart Grid. Jest to ważny kierunek ich rozwoju.

Smart Grid

System SCADA stanowi centralny element SSiN. Dysponuje szerokim zestawem różnorodnych informacji dotyczących przebiegu procesów zachodzących zarówno na stacji jak i w systemie elektroenergetycznym.

System SCADA służy głównie do zbierania i wizualizacji danych dla dyspozytora. Dzięki zastosowaniu techniki komputerowej istnieje możliwość interpretacji, przetwarzania tych danych i wykorzystywania ich do różnorodnych analiz, obliczeń oraz algorytmów.

W związku z wysokimi wymaganiami dotyczącymi jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej możliwości komputerowego przetwarzania danych procesowych zaczęły być silnie rozwijane w ostatnich latach. Powstały zaawansowane systemy sterowania i nadzoru, które są uznawane za element inteligentnych sieci Smart Grid – określany jako Smart Operations [10].

Zaawansowane systemy zarządzania dzieli się ze względu na obszar zastosowania na:

- EMS (ang. *Energy Management System*) – zaawansowany system zarządzania siecią przesyłową,
- DMS (ang. *Distribution Management System*) – zaawansowany system zarządzania siecią dystrybucyjną.

Funkcjonalności EMS obejmują m.in. estymację stanu sieci elektroenergetycznej, wybór potencjalnych zagrożeń i ich analizę, analizator zwarć, zarządzanie rozpływem mocy (metoda OPF), automatyczną regulację wytwarzanej mocy, symulator treningowy dyspozytora, dynamiczne kolorowanie sieci.

Funkcjonalności DMS obejmują m.in. analizę połączeń sieciowych, estymację stanu sieci elektroenergetycznej, analizę obciążeń sieci, lokalizację zwarć, bilans obciążeń, minimalizację strat przesyłowych, prognozę obciążeń, analizator zwarć, automatyczną regulację napięcia i mocy biernej, symulator treningowy dyspozytora.

Obok wspomnianych systemów stosuje się inne, które wspomagają pracę dyspozytora. Należą do nich m.in. system informacji geograficznej GIS (ang. *Geographical Information System*), system informacji klienta CIS (ang. *Customer Information System*) oraz system zarządzania przerwami dostawy energii elektrycznej OMS (ang. *Outage Management System*).

wnioski

Dynamiczny rozwój technologii informacyjnych i operacyjnych spowodował intensywny rozwój systemów sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych. Umożliwiają one uzyskanie ogromnych korzyści zarówno dla operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych), jak i odbiorców energii i mogą stanowić element inteligentnej sieci Smart Grid.

Stosowane w ramach SSiN technologie informacyjne pozwalają na zwiększenie szybkości przesyłu danych, podniesienie poziomu niezawodności oraz minimalizację kosztów instalacji sieci komunikacyjnych, natomiast technologie operacyjne dają możliwość realizacji znacznie większej liczby funkcji w urządzeniach stacyjnych oraz poprawiają szybkość i efektywność ich działania.

W stosowanych w stacjach elektroenergetycznych systemach sterowania i nadzoru podstawową formą wymiany danych między urządzeniami jest komunikacja cyfrowa. Kluczowymi jej elementami są standardy i protokoły komunikacji. Przy czym spośród wielu stosowanych podstawowe znaczenie ma standard związany z normą IEC 61850.

Komputerowe systemy sterowania i nadzoru są bardzo pomocne w procesie prowadzenia ruchu w stacji elektroenergetycznej. Umożliwiają bowiem w swojej pełnej wersji: prezentację sieci i stacji elektroenergetycznej, prezentację stanu urządzeń stacyjnych, selekcję obiektów, realizacje operacji makietowych, prowadzenie dziennika dyspozytorskiego i list informacyjnych, sterowanie (blokady i uprawnienia), przekazywanie kompetencji, analizę bilansów, prezentację układu normalnego, wykorzystanie symulatora treningowego, eksport danych, prowadzenie rejestrów i dzienników operacyjnych, sygnalizację świetlną i akustyczną alarmów, stosowanie profili użytkownika, administrację i diagnostykę systemu, realizację wykresów, analizę topologiczną i prezentację braku zasilania.

literatura

1. W. Dołęga, Stacje elektroenergetyczne, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.
2. W. Dołęga, Standardy i protokoły komunikacyjne systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych, „Napędy i Sterowanie", Rok XVII, nr 9, wrzesień 2015, s. 140–147.
3. R. Kowalik, C. Pawlicki, Podstawy teletechniki dla elektryków, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
4. IEC 60870- 5 *Telecontrol equipment and systems. Part 5: Transmission protocols* (wszystkie części).
5. IEC 61850 *Communication networks and systems in substations* (wszystkie części).
6. PN-EN 61850 *Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych* (wszystkie części).
7. http://www.elkomtech.com.pl
8. http://www.mikronika.pl
9. http://www.schneider-energy.pl
10. http://smartgridstandardsmap.com

abstract

Monitoring and control systems in substations

In this paper, subject matter of monitoring and control systems in substations are shown. Architecture of the systems, net communication, technologies and topologies used in them are discussed. Devices and functionalities of monitoring and control systems and kinds of their executions are shown. Attention is paid to the trends of solutions of the systems and their use in frames Smart Grid.

reklama



czy możemy zamontować przemysłową stację transformatorową na dachu?

ELEKTROBUD

Stacje transformatorowe większości z nas kojarzą się z betonowymi „klockami" lub z przydrożnymi słupami, na których umieszczone są brzydkie i stare relikty energetyki. Konieczność zaopatrzenia domów, firm, hal produkcyjnych, budynków użyteczności publicznej i innych obiektów w energię elektryczną jest bezdyskusyjna. Należy sobie jednak zadać pytanie – czy musi to tak wyglądać?

Filozofią przemysłowej, wnętrzowej stacji transformatorowej ICZ-E jest umieszczenie jej wewnątrz budynku, jak najbliżej urządzeń elektrycznych. Wówczas m.in. ograniczamy do minimum straty po stronie niskiego napięcia. Co jednak w sytuacji, gdy nie mamy już miejsca w budynku? Wszystkie pomieszczenia produkcyjne, a także garaże i piwnice, są już całkowicie zajęte? Z pomocą przychodzi nam najnowsza przemysłowa stacja transformatorowa ICZ-E. Jej specjalna obudowa, odporna na warunki atmosferyczne, umożliwia umieszczenie jej na dachu budynku. Należy jednak zadbać, aby instalacja odgromowa budynku chroniła także stację transformatorową – wystarczy zainstalować dodatkowe maszty z iglicami odgromowymi. Filozofia produktu jest wówczas zachowana, ponieważ zmniejszamy odległość stacji transformatorowej do urządzeń elektrycznych w firmie do minimum. Jednocześnie przemysłowa stacja transformatorowa ICZ-E umieszczona na na dachu nie zajmuje nam niezbędnego miejsca w obrębie działki, które możemy przeznaczyć np. na dodatkowe miejsca parkingowe.



Fot. 1. Przykładowa wizualizacja stacji ICZ-E zamontowanej na dachu

ograniczenie strat w przesyle energii

Naukowcy i inżynierowie cały czas szukają sposobu na zredukowanie zużycia bądź minimalizację strat w przesyle energii elektrycznej. Stara idea instalacji stacji transformatorowej polega na wybudowaniu jej w obrębie działki i podłączeniu kablami średniego napięcia do sieci energetycznej, skąd następnie kablami niskiego napięcia energia elektryczna jest dostarczana do końcowego odbiorcy. Jest to rozwiązanie obarczone dużymi kosztami wykonania oraz mierzalnymi stratami elektrycznej. Takie rozwiązania są stosowane w przypadku firm energetycznych dostarczających prąd. Dla nich nie liczy się opłacalność takiego typu rozwiązania i nie widzą potrzeby dostosowywania go do potrzeb konkretnego klienta. Do tej pory mało kto zastanawiał się także nad opłacalnością tego typu przyłącza.

Przy założeniu, że stacja transformatorowa znajduje się w odległości 190 m od budynku, do którego mamy doprowadzić energię elektryczną, koszt podłączenia kabli niskiego napięcia (wliczając w to cenę zakupu kabli oraz ich ułożenia) wyniesie ok. 184 480,60 zł. Załóżmy teraz, że zakład pracuje 24 godziny na dobę przez siedem dni w tygodniu. Na odcinku pomiędzy stacją transformatorową a zakładem produkcyjnym powstają straty w zużyciu energii elektrycznej w wysokości 7 471,17 zł miesięcznie, co w przeliczeniu na rok daje kwotę 89 654,08 zł. W ciągu 10 lat wyniosą aż 896 540,83 zł.



Fot. 2. List nominacyjny

Jednym ze skutecznych sposobów jest zredukowanie do minimum odległości pomiędzy stacją transformatorową a np. zakładem produkcyjnym. Możemy jednak pójść o krok dalej – przenieśmy stację transformatorową do siedziby firmy, możliwie jak najbliżej maszyn i urządzeń. Niestety nie wszystkie stacje transformatorowe mogą być przeniesione do wnętrza budynków. Muszą one spełniać przede wszystkim jedną funkcję – być stacjami wnętrzowymi. Funkcję taką spełniają specjalistyczne stacje transformatorowe ICZ-E. Zastosowanie ICZ-E eliminuje konieczność zakupu drogich kabli niskiego napięcia, które zastępujemy tanimi kablami średniego napięcia. Załóżmy, iż wnętrzowa stacja transformatorowa ICZ-E oddalona jest od sieci energetycznej o 190 m, wspomniany wyżej koszt podłączenia kabli średniego napięcia (czyli koszt zakupu oraz ułożenia) zmniejsza się do 41 675,10 zł. Dodatkowo bardzo ważną korzyścią jest redukcja strat w przesyle energii elektrycznej. Zakład pracujący 24 godziny na dobę przez siedem dni w tygodniu zmniejsza straty do kwoty 48,19 zł miesięcznie, co daje roczną kwotę strat w wysokości 578,27 zł. W okresie 10 lat da nam to kwotę 5782,70 zł. Różnica w zmniejszeniu strat w przesyle energii elektrycznej, jaką uzyskuje się przy wykorzystaniu wnętrzowej stacji transformatorowej ICZ-E w porównaniu do standardowej stacji transformatorowej, jest diametralna.

zalety stacji ICZ-E

Wśród dostępnych na rynku stacji transformatorowych jedynie opatentowana wnętrzowa stacja transformatorowa spełnia wymagania przemysłu w obniżaniu kosztów stałych. Wnętrzowe stacje transformatorowe ICZ-E (Inteligentne Centrum Zarządzania Energią) są produkowane przez polską firmę Elektrobud SA.

Dodatkowo w odniesieniu do wspomnianej wcześniej estetyki należy zaznaczyć fakt, iż zabudowa stacji transformatorowej na hali produkcyjnej zwiększa możliwości zagospodarowania terenu oraz wpływa korzystnie na wygląd otoczenia i bezpieczeństwo. Cena wnętrzowych stacji transformatorowych ICZ-E jest porównywalna z cenami tradycyjnych stacji transformatorowych. Jakość stacji potwierdzona jest Certyfikatem Instytutu Elektrotechniki w Warszawie nr DN/313/2014. Wnętrzowe stacje transformatorowe ICZ-E zostały opatentowane pod numerem 14690 w Unii Europejskiej. Wnętrzowe stacje transformatorowe ICZ-E realizują strategię Europa 2020 – gospodarka niskoemisyjna poprzez zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Zostały również wyróżnione godłem „Eko-Inspiracja 2013" w kategorii produkt.

Dla każdego klienta firma Elektrobud SA jest w stanie wyliczyć wymierną korzyść finansową, którą uzyska klient, wybierając wnętrzową stację transformatorową ICZ-E. Zajmujemy się również pomocą przy uzyskiwaniu wszystkich wymaganych formalności. Nasz zespół projektowy z chęcią pomoże naszym Klientom stworzyć plan zagospodarowania wnętrzowej stacji transformatorowej ICZ-E wewnątrz budynku czy też hali produkcyjnej lub na dachu.

parametry użytkowe ICZ-E

Wnętrzowa stacja transformatorowa ICZ-E jest produkowana w typoszeregu 100, 250, 400, 630, 800 kVA. Jest urządzeniem kompaktowym mogącym zawierać w sobie cztery zintegrowane elementy tworzące jedną całość:

- rozdzielnicę SN,
- transformator żywiczny zgodny z rozporządzeniem EU 548/2014 (dyrektywa Eco Design),
- rozdzielnicę nn,
- baterię kondensatorów.

Zgodnie z kwalifikacją odporności pożarowej według § 212, ustęp 4 Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 *w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie* wnętrzowa stację transformatorową ICZ-E kwalifikuje się do klasy odporności pożarowej E. Dla wnętrzowej stacji transformatorowej ICZ-E nie trzeba wyznaczać strefy pożarowej, stacja może być zlokalizowana w dowolnym miejscu na obiekcie. Zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. § 323 ust. 2 pkt 2 i § 327 ust. 2, poziom hałasu i drgań nie stanowi zagrożenia dla osób przebywających w sąsiedztwie wnętrzowej stacji transformatorowej ICZ-E. Stacja transformatorowa ICZ-E ma przygotowane miejsca do przyłączenia zewnętrznych kanałów wentylacji wymuszonej (nawiewnej/wywiewnej). Przewidziano możliwość zabudowy układu SZR w stacji transformatorowej ICZ-E dla potrzeb zasilania rezerwowego oraz przyłączenia zespołu prądotwórczego. Opcjonalnie można wbudować zdalny monitoring z wizualizacją pracy stacji transformatorowej tj. poboru mocy, zdalnego otwarcia/zamknięcia wyłącznika głównego, wyłączenie napięcia, czy „zrzutu mocy". Obudowa stacji transformatorowej ICZ-E jest wykonana w stopniu ochrony obudowy (kodzie IP) od IP41 do IP54. Metalowa obudowa stacji transformatorowej ICZ-E stanowi także ekran dla promieniowania elektromagnetycznego.

co daje innowacyjność?

Firma Elektrobud SA uzyskała nominację do tytułu: Polska nagroda Innowacyjności 2017 w kategorii: Innowacyjna Firma za przemysłową Stację transformatorową ICZ-E, dającą wymierne, wyliczalne korzyści finansowe w programie prowadzonym przez Polską Agencję Przedsiębiorczości oraz redakcję Biznes Plus w „Gazecie Wyborczej".

Wskazać należy, że nowelizacja ustawy Prawo zamówień publicznych z dnia 22.06.2016 r. (DzU z 2016 r., poz. 1020) w art. 91 wprowadziła nowe kryteria oceny najkorzystniejszej oferty. Oferta przetargowa ze stacją transformatorową ICZ-E najlepiej będzie spełniała kryteria dotyczące oceny oferty poprzez spełnienie znowelizowanych kryteriów wyboru:

- zastosowanie produktu innowacyjnego,
- jakość, w tym parametry techniczne, właściwości estetyczne i funkcjonalne zapewniające obniżenie kosztów eksploatacji,
- aspekty środowiskowe, w tym efektywność energetyczna.

nietypowe rozwiązania

Przemysłowe stacje transformatorowe ICZ-E za sprawą zastosowania nowoczesnych systemów sterowania mogą być zdalnie nadzorowane, dzięki czemu są praktycznie bezobsługowe. Ich obsługa sprowadza się do okresowych przeglądów i konserwacji, co obniża koszty eksploatacji. Producent zapewnia dostawę urządzeń, ich profesjonalny montaż, uruchomienie oraz serwis gwarancyjny i pogwarancyjny. Jako producent stacji transformatorowych mamy swoje własne biuro projektowe, dzięki czemu możemy się podjąć także nietypowych rozwiązań i instalacji. Jeżeli Państwa firma posiada stare stacje transformatorowe, możliwa jest również ich modernizacja, która pozwoli ograniczyć straty energii elektrycznej oraz przyniesie wymierne korzyści finansowe. Zapraszamy do współpracy.

reklama

ELEKTROBUD

ELEKTROBUD
67-400 Wschowa, ul. Nowopolna 10
tel. 65 547 66 00
faks 65 547 66 09
wschowa@elektrobud.pl
www.elektrobud.pl

optymalna lokalizacja stacji transformatorowych SN/nn w zurbanizowanych terenach miejskich

dr inż. Dariusz Sajewicz, mgr inż. Mariusz Klokowski – Politechnika Białostocka

streszczenie

W artykule przedstawiono aktualne wymagania prawne i techniczne związane z tematyką optymalnej lokalizacji stacji transformatorowych SN/nn w warunkach miejskiej zabudowy z uwzględnieniem rodzaju i odległości projektowanej stacji od istniejącej infrastruktury.

Rozwój obszarów zurbanizowanych jest związany ze stanem infrastruktury technicznej w zakresie energetyki, która jest istotnym elementem wpływającym na rozwój społeczno-gospodarczy danego regionu. Zapotrzebowanie na energię elektryczną na terenie miasta wynika z potrzeb gospodarstw domowych, obiektów użyteczności publicznej, potrzeb zakładów, a także oświetlenia terenu.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na terenach miejskich to konsekwencja zagospodarowania terenów rozwojowych oraz wzrostu zapotrzebowania na nią istniejących odbiorców z powodu zwiększonego wykorzystania sprzętu gospodarstwa domowego oraz zwiększenia zużycia energii elektrycznej na cele grzewcze oraz klimatyzacyjne.

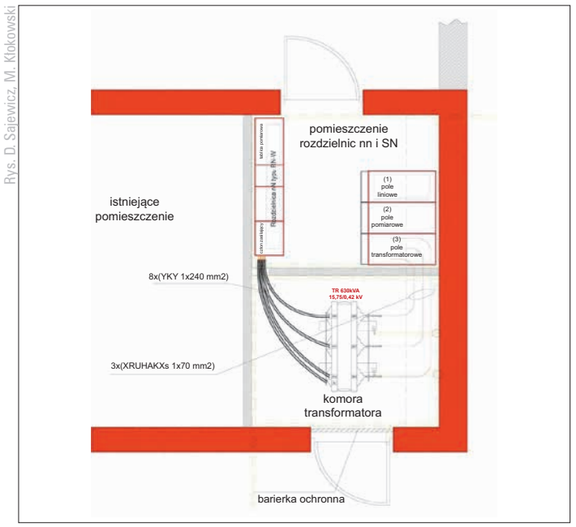
Zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną wymusza konieczność rozbudowy systemu elektroenergetycznego na terenie miasta, poprzez budowę nowych linii SN oraz stacji transformatorowych SN/nn Prace te wpływają na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców finalnych.

Stacje transformatorowe SN/nn kierują energię elektryczną do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, która to zasila w energię elektryczną największą liczbę odbiorców na terenie miasta. Usytuowanie nowych stacji w zabudowie miejskiej stanowi w chwili obecnej duży problem w pracy projektanta. Duże nasycenie sieciami uzbrojenia terenu, niezidentyfikowane obiekty budowlane umieszczone w ziemi (kanały, elementy betonowe) oraz przede wszystkim bliskość budynków bardzo często stanowią problem nie do pokonania.

W artykule przedstawiono trudności, z którymi projektant może spotkać się w pracy zawodowej przy ustalaniu optymalnej lokalizacji nowych stacji transformatorowych (przede wszystkim kontenerowych stacji małogabarytowych) w warunkach miejskiej zabudowy.



Fot. 1. Słupowa stacja transformatorowa zasilana linią kablową SN. Zdjęcie przedstawia (od góry): osprzęt napowietrzny SN, transformator, rozdzielnice nn [2]



Rys. D. Sajewicz, M. Klokowski

Rys. 1. Rozmieszczenie poszczególnych urządzeń w stacji wnętrzowej

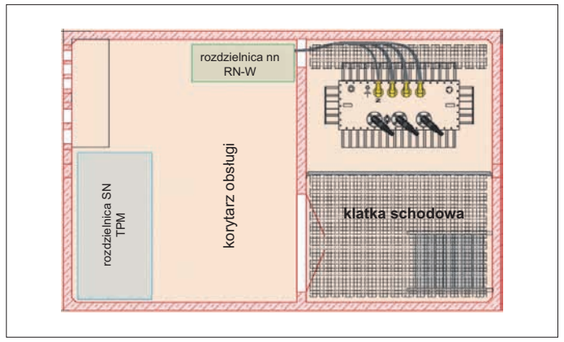
rodzaje stacji transformatorowych i ich sytuowanie w terenach miejskich

Stacja wnętrzowa (rys. 1.), projektowana jest zazwyczaj w przypadku braku miejsca lub terenu. Jest ona umiejscawiana najczęściej w otoczeniu pomieszczeń technicznych budynku, takich jak garaże, rozdzielnie, śmietniki itp. Podstawowe warunki, jakie muszą spełniać stacje wnętrzowe, są określone w § 182 Rozporządzenia [1], tj.:

- pomieszczenie stacji transformatorowej może być sytuowane w budynkach o innym przeznaczeniu, jeżeli są spełnione warunki zapewniające ochronę pomieszczeń przeznaczonych na pobyt stały ludzi przed hałasem i drganiami,
- zostanie zachowana odległość pozioma i pionowa od pomieszczeń przeznaczonych na stały pobyt ludzi co najmniej 2,8 m,
- ściany i stropy będą stanowiły oddzielenia przeciwpożarowe oraz będą miały zabezpieczenia przed przedostawaniem się cieczy i gazów.

Stacja słupowa napowietrzna (fot. 1.), przeznaczona pierwotnie do zasilania linii napowietrznych i zasilana linią napowietrzną. Ze względu na to, iż nie jest traktowana jako budynek i nie zachodzi potrzeba określania odległości stacji ze względu na przepisy przeciwpożarowe, zyskuje coraz większą popularność w miejskiej zabudowie.

Najczęściej spotykane rozwiązanie słupowej stacji napowietrznej w warunkach miejskich to zasilanie linią kablową, transformator usytuowany na słupie, rozdzielnica stacyjna wykonana jako złącze kablowe przy słupie.



Rys. 2. Rozmieszczenie poszczególnych urządzeń w podziemnej stacji transformatorowej typu PST-b [2]

Zasadniczym problemem jest jednak aspekt wizualny, większość właścicieli nie chce takiego „przemysłowego" rozwiązania w pobliżu pięknych elewacji budynku. Jest to jednak alternatywa dla sytuowania stacji słupowych w pobliżu budynków, gdyż nie jest ona traktowana jako budynek, a jako obiekt budowlany i nie musi spełniać wymagań ppoż. dla budynków stacji transformatorowych.

Stacja podziemna (rys. 2.) jest najlepszą alternatywą dla nadziemnych budynków stacji. Nie dotyczą jej wymagania ppoż., można ją sytuować blisko budynków. Nie znalazła do tej pory wielu zwolenników, głównie z uwagi problemy z posadowieniem jej na gruntach mokrych oraz ze względów czysto eksploatacyjnych. Jest to jednak dobry sposób na zmniejszenie odległości, uwzględniający przepisy ppoż.

aktualne wybrane wymagania prawne i techniczne związane z lokalizacją stacji transformatorowych

Wybrane wymagania przeciwpożarowe

Zgodnie z warunkami, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku – DzU z 2002 r., nr 75, poz. 690, z późn. zm.), stacje transformatorowe zostały zaliczone do budynków oraz części budynków produkcyjnych i magazynowych, oznaczone jako PM i charakteryzowane gęstością obciążenia ogniowego (trzeba tu zaznaczyć, że dotyczy to przede wszystkim budynków stacji transformatorowych, do których nie można zaliczyć stacji kontenerowych).

Gęstość pożarową zgodnie z normą [3] można obliczyć z następującej zależności:

$$Q_d = \frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_{ci} \cdot G_i)}{F} \quad (1)$$

gdzie:

n – liczba rodzajów materiałów palnych znajdujących się w pomieszczeniu,

G – masa poszczególnych materiałów, w [kg],

F – powierzchnia rzutu poziomego pomieszczenia, w [m^2],

Q_{ci} – ciepło spalania poszczególnych materiałów, w [MJ/kg].

W zależności od ilości oleju użytego w danym typie transformatora (w zależności od mocy transformatora) i powierzchni stacji można określić gęstość pożarową budynku stacji transformatorowej. Dla typowych stacji transformatorowych kontenerowych wartość ta waha się w przedziale od 1000 do 4000 MJ/m^2.

Dla gęstości obciążenia ogniowego (typowego dla stacji kontenerowych) z zakresu 1000 do 4000 MJ/m^2, po uwzględnieniu zapisów dotyczących odporności ogniowej ścian oddzielenia ppoż. (wynoszącej REI 120) można określić odległości kontenerowych stacji transformatorowych od budynków. Wynoszą one (z pominięciem wymagań szczególnych opisanych w rozporządzeniu [1], które łagodzą lub zaostrzają wynagania):

- od budynków zaliczanych do kategorii zagrożenia ludzi ZL – 15 m,
- od budynków produkcyjnych i magazynowych PM – 15 m,
- od budynków inwentarskich IN – 15 m,
- od budynków, dla których Q > 4000 MJ/m^2 – 20 m,
- od granicy z działką niezabudowaną – 7,5 m,
- od granicy z lasem (działką leśną) – 22,5 m.

Można wnioskować, że w miejskiej zabudowie sytuowanie stacji kontenerowych jest wręcz niemożliwe, ponieważ odległość (minimum 15 m) stacji transformatorowej od budynku w zabudowie miejskiej jest bardzo trudna do uzyskania.

Z uwagi na bardzo wysokie ceny gruntów oraz ograniczenia związane z zagospodarowaniem działek budowanych architekci starają się maksymalnie zagospodarowywać przestrzeń i dodatkową powierzchnię stacji. Jest to niejako marnowanie przestrzeni i może świadczyć o pewnej niegospodarności projektantów zagospodarowania terenu.

kwalifikacja stacji – budynek czy obiekt budowlany?

Wszystkie powyższe rozwiązania dotyczą sytuowania stacji, które w świetle rozporządzenia [1] są traktowane jako budynek. W związku z tym nastręczają wiele problemów przy uzyskiwaniu pozwolenia na budowę.

Od kilku lat trwają rozważania w różnych gremiach, na forach internetowych, czy też na łamach prasy branżowej. Najważniejszy dylemat brzmi: „dlaczego stacji kontenerowych nie można sytuować blisko działek sąsiednich, pasów drogowych, czy też budynków, skoro słupowa stacja transformatorowa o takim samym transformatorze może bez problemu stanąć nawet 0,5 m od granicy działki?".

Odpowiedzią na te i inne pytania jest wyrok, który zapadł w Wojewódzkim Sądzie Administracyjnym w Białymstoku 20 marca 2014 r. Spór dotyczył kwestii, czy kontenerowa stacja transformatorowa powinna być kwalifikowana jako budynek, zgodnie z art. 3 pkt 2 Prawa budowlanego, czy też jako budowla, zgodnie z art. 3 pkt 3 ustawy [4]?

Według Sądu kontenerowa stacja transformatorowa jest budowlą, a nie budynkiem w rozumieniu ustawy Prawo budowlane. „Stanowisko to jest tym bardziej uzasadnione, gdy się zważy, że jak wynika zarówno z opisu technicznego budowy przedmiotowej stacji, jak i dołączonych do niego rysunków tego obiektu, wnętrze stacji zostało technologicznie dopasowane do umieszczonych w nim urządzeń i właściwie w całości jest tymi urządzeniami wypełnione. Trafnym zatem wydaje się spostrzeżenie, że przedmiotowy kontener spełnia funkcję podrzędną względem umieszczonych w nim urządzeń i jest przez to częścią budowlaną tych urządzeń w rozumieniu art. 3 ust. 3 ustawy, co przesądza o tym, że jest budowlą, a nie budynkiem" [5].

Powyższe rozstrzygnięcie daje więc „zielone światło" do sytuowana stacji kontenerowych w gęstej zabudowie miejskiej bez uwzględnienia odległości wymaganych warunkami przeciwpożarowymi. Pozwoli to również na uniknięcie słupowych stacji w pobliżu placów zabaw, bloków mieszkalnych, czy centrach naszych miast.

odległości od istniejącej infrastruktury

Przy projektowaniu stacji transformatorowych i przy ich lokalizacji w terenie każdorazowo powinniśmy uwzględniać istnienie sieci uzbrojenia terenu w miejscu posadowienia stacji, takich jak:

- sieci wodociągowe/kanalizacyjne,
- sieci telekomunikacyjne,
- sieci elektroenergetyczne,
- sieci gazowe,
- sieci kablowe teleinformatyczne.

Aktualnie w rozporządzeniu [6] i znajdują się zapisy dotyczące sytu-

owania sieci gazowych, telekomunikacyjnych w określonych odległościach od elektroenergetycznych stacji transformatorowych.

Akt prawny [6] dotyczący sieci gazowych określa m.in. możliwość sytuowania sieci gazowych względem istniejących sieci, w tym stacji transformatorowej. Z punktu widzenia ochrony interesu obydwu właścicieli sieci przyjmuje się, iż przepisy te stosuje się również dla sytuowania stacji transformatorowej względem sieci gazowej.

Odległość gazociągu stalowego od obrysu zewnętrznego uziemienia elektroenergetycznej stacji transformatorów nie może być mniejsza niż:

- 5,0 m – od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu do 15,0 kV włącznie;
- 8,0 m – od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu powyżej 15,0 kV.

Wyjaśnienia wymaga pojęcie „strefa kontrolowana", którą definiuje się jako „obszar wyznaczony po obu stronach osi gazociągu, którego linia środkowa pokrywa się z osią gazociągu, w którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się transportem gazu ziemnego podejmuje czynności w celu zapobieżenia działalności mogącej mieć negatywny wpływ na trwałość i prawidłowe użytkowanie gazociągu".

Szerokość stref kontrolowanych, o których mowa w ust. 1, powinna wynosić dla gazociągów o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP):

- do 0,5 MPa włącznie – 1,0 m,
- powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie – 2,0 m,
- powyżej 1,6 MPa oraz o średnicy:
  - do DN 150 włącznie – 4,0 m,
  - powyżej DN 150 do DN 300 włącznie – 6,0 m,
  - powyżej DN 300 do DN 500 włącznie – 8,0 m,
  - powyżej DN 500 – 12,0 m.

Z powyższego zapisu wynika, iż dla stacji transformatorowej o napięciu znamionowym 15 kV odległość uziemienia stacji od istniejącej sieci gazowej stalowej wynosi minimum 6 m. Jest to zasadniczo duża odległość przy sytuowaniu stacji w warunkach gęstej, miejskiej zabudowy.

Odległość od istniejących sieci gazowych stalowych, których w naszych miastach jest duża liczba, powoduje, iż inżynierowie muszą poszukiwać nowych, niekonwencjonalnych rozwiązań, aby zmniejszyć tę odległość do minimum i aby była możliwość wybudowania stacji transformatorowej w bliskości do sieci gazowej stalowej.

Tym niekonwencjonalnym rozwiązaniem może być rekonfiguracja układu uziomowego, który w 99% przypadków stacji kontenerowych jest wykonywany jako otokowy lub mieszany (otokowy z dodatkowymi prętami pionowymi). Jeśli zależy nam na zmniejszeniu odległości uziemienia od sieci gazowej, to należy uziemienie przenieść w kierunku przeciwnym do lokalizacji sieci gazowej, pamiętając jednak o rozkładzie potencjałów w przypadku ewentualnego uszkodzenia w sieci SN.

podsumowanie

Projektując stacje elektroenergetyczne w gęstej, miejskiej zabudowie należy zwracać baczną uwagę na aktualne odległości od istniejących obiektów budowlanych. Odległości te nie zawsze muszą dyskwalifikować daną lokalizację. Można wtedy wykorzystać fakt, iż dla stacji kontenerowych możemy już nie uwzględniać przepisów ppoż. zawartych w rozporządzeniu [1].

Bliskość sieci gazowych w pobliżu lokalizacji stacji elektroenergetycznych wymusza stosowanie niekonwencjonalnych rozwiązań poprzez zastosowanie uziomów innych niż otokowe, co umożliwi ich odsunięcie od istniejących sieci gazowych.

literatura

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (DzU z 2002 r., nr 75, poz. 690, z późn. zm.).
2. Katalog do projektowania ZPUE Włoszczowa.
3. PN-B-02852:2001 *Ochrona przeciwpożarowa budynków. Obliczanie gęstości obciążenia ogniowego oraz wyznaczanie względnego czasu trwania pożaru.*
4. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 Prawo budowlane (DzU2013.1409 j.t.).
5. Wyrok WSA w Białymstoku, sygnatura II SA/Bk 955/13.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (DzU2013.640, z późn. zm.).

abstract

Optimal location of MV/LV transformer stations in urban areas

The article presents current legal and technical requirements to the topic of the optimal localization of MV/LV transformer stations in urban areas taking into account the type and distance of the designed station from the existing infrastructure.

reklama

Elektromontaż Lublin Sp. z o.o.

ul. Diamentowa 1, 20-447 Lublin
tel: 81 728 62 00 • fax: 81 728 62 02
www.elektromontaz-lublin.pl

- STACJE TRANSFORMATOROWE
- ROZDZIELNICE SN I NN
- FARMY FOTOWOLTAICZNE
- BIOGAZOWNIE
- FARMY WIATROWE
- INSTALACJE ELEKTROENERGETYCZNE DO 110 KV WŁĄCZNIE



GRUPA REVICO



PRZEMYSŁOWA
STACJA TRANSFORMATOROWA
ICZ-E

Patent Nr 14690

- Wyliczalne obniżanie kosztów budowy zakładowej sieci energetycznej
- Wyliczalne zmniejszenie kosztów stałych poprzez obniżenie strat w przesyle energii elektrycznej



ELEKTROBUD S.A.
ul. Nowopolna 10
67-400 Wschowa

tel. 65 547 66 00
fax 65 547 66 09

wschowa@elektrobud.pl
www.elektrobud.pl

ELEKTROBUD

uproszczony projekt przyłącza kablowego SN do elektroenergetycznej linii napowietrznej SN

zasilającego słupową stację transformatorową SN/nn

mgr inż. Julian Wiatr

Często w praktyce zachodzi konieczność minimalizacji powierzchni terenu zajętego przez stację transformatorową przeznaczoną do zasilania obiektu budowlanego, wznoszonego na terenie inwestycyjnym. Z pomocą przychodzi stacja transformatorowa słupowa zasilana kablem układanym w ziemi. Powierzchnia gruntu zajmowanego przez zabudowę stacji jest minimalna, a dodatkowe korzyści to zwolnienie z wymagań dotyczących odległości od innych budynków w zakresie ochrony ppoż., którym podlegają stacje kontenerowe. W artykule prezentujemy rozwiązanie zaczerpnięte z katalogu firmy STRUNOBET MIGACZ Sp. z o.o. z jednoczesnym wskazaniem sposobu postępowania projektanta korzystającego z „gotowych rozwiązań". Zgodnie z katalogiem stacja taka może być wyposażona w transformator o mocy do 630 kVA. W artykule prezentujemy stację o mocy 250 kVA, zasilaną kablem SN układanym w ziemi, przyłączonym do pobliskiej elektroenergetycznej linii napowietrznej SN.

podstawa opracowania

1. Zlecenie inwestora.
2. Wizja lokalna w terenie.
3. Badania geologiczne przeprowadzone na terenie inwestycji.
4. Projekt zagospodarowania terenu oraz projekt instalacji elektrycznych budynków planowanych do wzniesienia na terenie objętym projektem zagospodarowania terenu.
5. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity: DzU z 2015 roku, poz. 1422).
6. Warunki techniczne przyłączenia wydane przez zakład energetyczny.
7. Norma PN-EN 50322:2011 *Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.*
8. Norma N SEP-E 004 *Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.*
9. Wieloarkuszowa norma PN-90/E-06401 *Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Osprzęt do kabli o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 30 kV.*
10. Norma N SEP-E 001 *Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.*
11. PN-E 05100-1:2000 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.*
12. Norma PN-EN 60865-1:2002 *Obliczanie skutków prądów zwarciowych. Część 1. Definicje i metody obliczeń.*
13. Norma PN-HD 60364-4-41:2009 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
14. Katalogi producentów kabli oraz producentów osprzętu kablowego.
15. Album słupowych stacji transformatorowych na słupach pojedynczych z żerdzi wirowanych STSRS-20/630 tom V (www.strunobet.pl/do-pobrania: 14.02.2016).
16. Album linii napowietrznych średniego napięcia LSNS-og. 70(50), tom II, cz. 2 (www.strunobet.pl/do-pobrania: 14.02.2016).

wyciąg z technicznych warunków przyłączenia

1. Projektowany zakład przemysłowy należy zasilać z wybudowanej na terenie inwestycji stacji transformatorowej słupowej kablowej SN/nn o mocy 250 kVA.
2. Zasilanie projektowanej stacji wykonać kablem SN o przekroju dobranym na podstawie obliczeń (nie mniejszym niż 120 mm^2), przyłączanym do istniejącej linii napowietrznej SN.
3. Prąd zwarcia symetrycznego na szynach SN w GPZ – 10 kA.
4. Grupa przyłączeniowa III. Stacja pozostaje na majątku i w eksploatacji użytkownika.
5. Układ pomiarowy należy projektować w układzie pośrednim i zlokalizować w słupowej szafce pomiarowej.
6. Czas trwania zwarcia w linii SN – 1,5 s.
7. Niekompensowany prąd resztkowy przy zwarciach doziemnych – $I_{knc} = 20$ A.
8. Dopuszczalny współczynnik tg$\varphi = 0{,}4$.

opis stanu istniejącego

W odległości 170 m od terenu inwestycji przebiega linia napowietrzna SN 3×8,7/15 kV, wykonana przewodami AFl 6-70. Konstrukcję wsporczą linii stanowią słupy wirowane o długości 12 m. Słup, do którego projektowane jest przyłącze kablowe SN, zasilające projektowaną stację transformatorową, znajduje się w odległości 2,7 km od GPZ-tu. Grunt w miejscu posadowienia stacji należy zaliczyć do gruntów średnich. Rezystywność gruntu ρ=200 Ω·m.

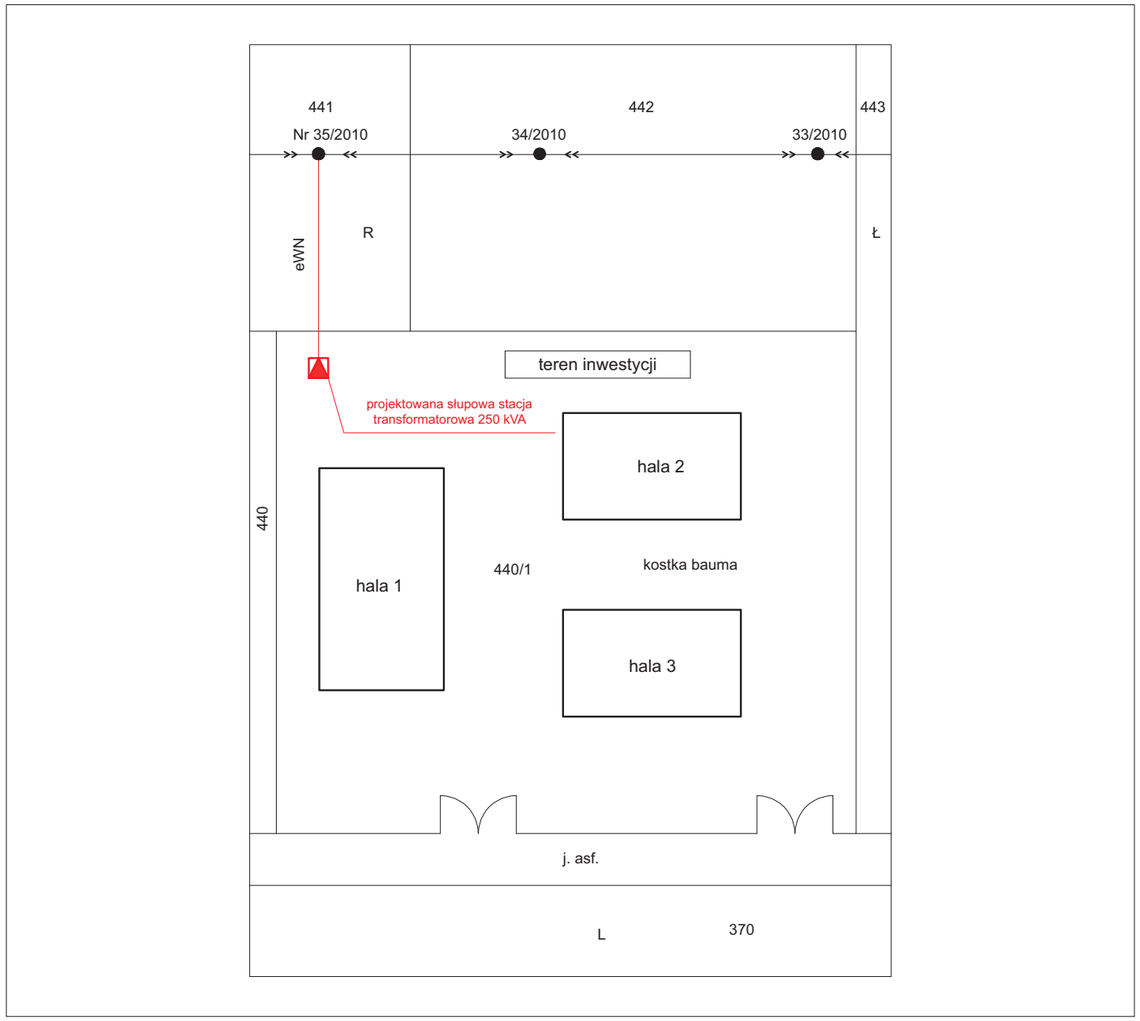
opis stanu projektowanego

W miejscu wskazanym na **rysunku 1.** należy posadowić słupową stację transformatorową STSRS-20/630-K-10,5/10, wyposażoną w transformator SN/nn o mocy 250 kVA. Żerdź wirowaną K-10,5/10 stanowiącą konstrukcję nośną stacji, po uzbrojeniu w ustój płytowy U2a, należy posadowić w wykopie. Przed zasypaniem wykopu żerdź należy ustawić pionowo do podłoża. Schemat ideowy zasilania projektowanej stacji transformatorowej SN/nn oraz jej wyposażenia przedstawia **rysunek 2**. Widok uzbrojonej stacji transformatorowej przedstawia **rysunek 3.** (pełny opis s. 50: „Albumu słupowych stacji transformatorowych na słupach pojedynczych z żerdzi wirowanych STSRS-20/630 tom TOM V", www.strunobet.pl/do-pobrania: 14.02.2016). **Rysunek 3a** przedstawia widok i zasady montażu ustoju płytowego U2a.

Uziom projektowanej stacji transformatorowej należy wykonać jako kombinowany, wspólny dla urządzeń SN oraz nn. Po wykonaniu uziomów pionowych należy je połączyć taśmą FeZn 30×4. Miejsca łączenia uziomu poziomego z uziomami pionowymi należy zabezpieczyć przed korozją. Rezystancja wspólnego uziemienia $R_B \leq 2{,}5\,\Omega$.

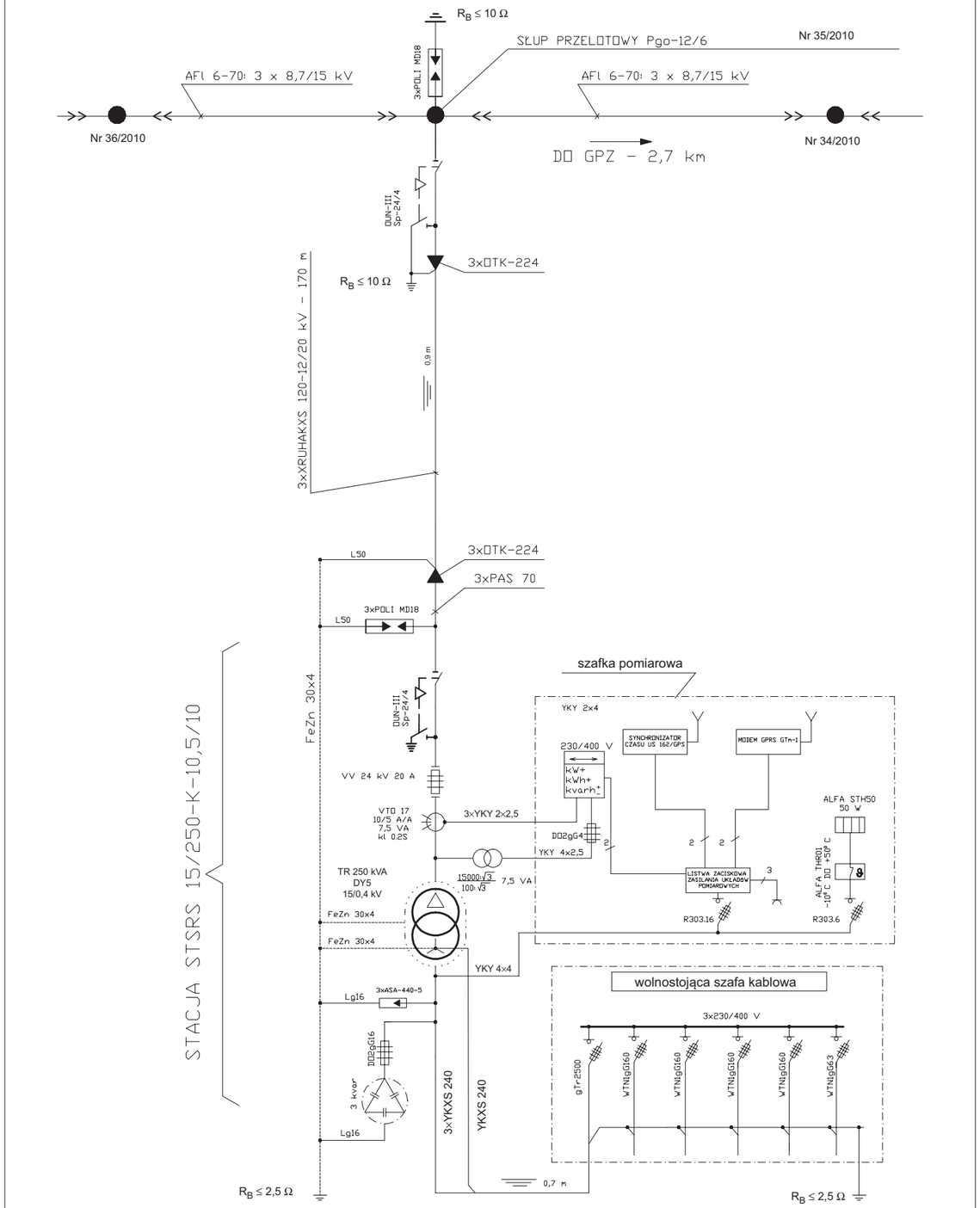
Układy pomiarowe zużytej energii elektrycznej należy wykonać w układzie pośrednim z wykorzystaniem przekładników prądowych SN napowietrznych CTSO 10/5 A/A, kl. 0.2S, $S_n = 7{,}5$ VA oraz przekładników napięciowych SN VTO 17 o mocy $S_n = 7{,}5$ VA i napięciach $U_{n1} = 15\,000 : \sqrt{3}$ V; $U_{n2} = 100 : \sqrt{3}$ V. Układy pomiarowe należy zainstalować w słupowej szafce pomiarowej. Schemat układu pomiarowego przedstawia **rysunek 4.** Projektowaną stację transformatorową należy zasilać kablem 3×XRUHAKXS 120 przyłączonym do istniejącej linii napowietrznej SN. Przyłączenie do istniejącej linii napowietrznej SN należy wykonać zgodnie z **rysunkiem 5.** (pełny opis s. 127: „Album linii napowietrznych średniego napięcia LSNS-og. 70(50) tom II cz. 2", www.strunobet.pl/do-pobrania: 12.02.2016).

Kabel 3×XRUHAKXS 120, zasilający projektowaną stację transformatorową SN/nn, należy układać w wykopie o głębokości 100 cm na podsypce z piasku o grubości 10 cm. Następnie kabel należy zasypać warstwą piasku o grubości 10 cm, warstwą rodzimego gruntu o grubości 35 cm, ułożyć taśmę kablową koloru czerwonego (taśma musi wystawać po 5 cm z każdej strony budowanej linii kablowej) i zasypać wykop doprowadzając grunt do stanu sprzed wykopu. Na kablu projektowanej linii SN przed zasypaniem



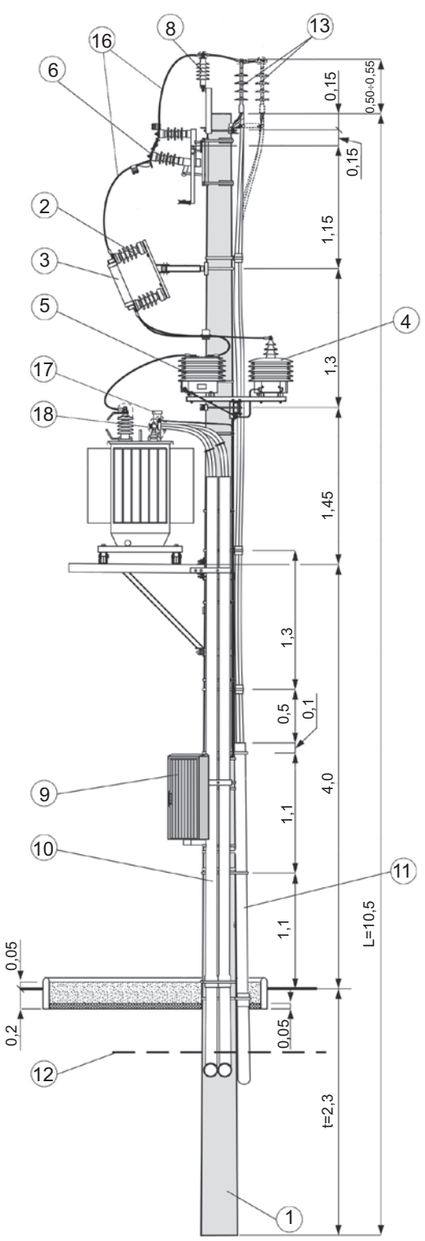
Rys. J. Wiatr

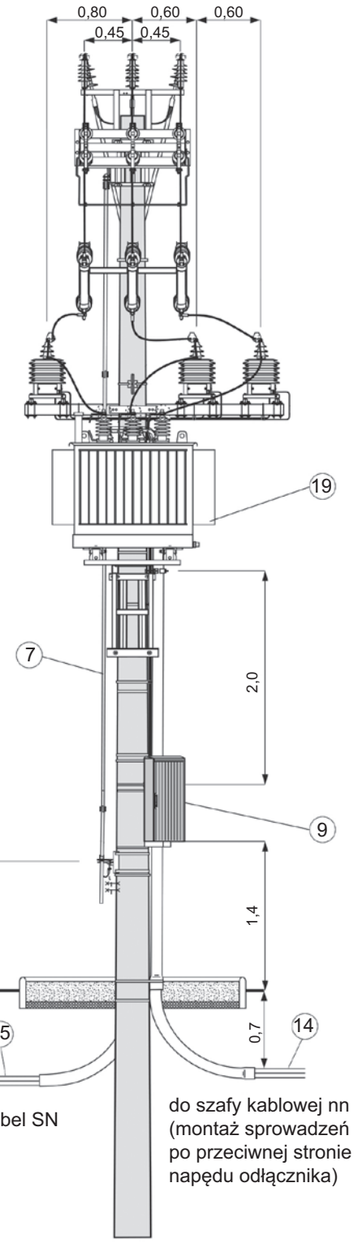
Rys. 1. Plan zagospodarowania terenu



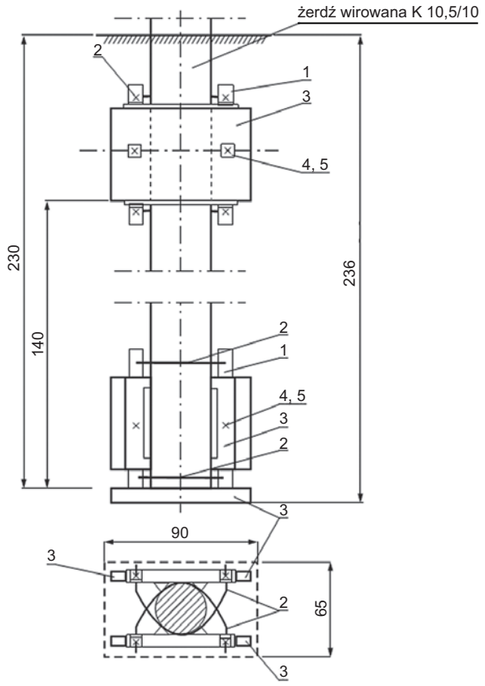
Rys. J. Wiatr

Rys. 2. Schemat ideowy stacji transformatorowej kablowej STSRS-15/250-K-10,5/10





Rys. 3. Uproszczony widok stacji STSRS-20/630-K-10,5/10 z transformatorem o mocy 250 kVA (pełny widok stacji zwierający wszystkie elementy konstrukcji znajduje się w „Albumie słupowych stacji transformatorowych na słupach pojedynczych z żerdzi wirowanych STSRS-20/630 tom TOM V", www.strunobet.pl/do-pobrania), gdzie: **1** – żerdź strunobetonowa wirowana E 10,5/10; **2** – podstawy bezpieczników SN; **3** – bezpieczniki VVC 24 kV 20 A; **4** – przekładnik napięciowy SN; **5** – przekładnik prądowy SN; **6** – odłącznik napowietrzny z uziemnikiem OUN-III Sp-24/4; **7** – napęd odłącznika z uziemnikiem; **8** – ogranicznik przepięć SN; **9** – szafka pomiarowa; **10** – rury osłonowe kabli nn; **11** – rury osłonowe kabli SN; **12** – uziom; **13** – kablowe głowice napowietrzne; **14** – kabel nn; **15** – kabel SN; **16** – przewód AFl 6-70; **17** – kondensator MKPg 3/440 – 3 kvar; **18** – ograniczniki przepięć nn; **19** – transformator S = 250 kVA



Rys. 3a Ustój płytowy typu U2a, gdzie: **1** – element mocowania płyty ustrojowej EUS-2p (2 szt.); **2** – obejma Ous-1a – 4 szt.; **3** – płyta ustrojowa U-85 – 3 szt.; **4** – śruba z nakrętką M 16×20 – 4 szt.; **5** – podkładka ϕ16 – 4 szt.

należy w odstępach co 10 m założyć opaski kablowe zawierające następujące informacje: typ kabla – rok ułożenia – długość – symbol użytkownika – symbol wykonawcy. Przekrój projektowanej linii kablowej i uziemienia przedstawia **rysunek 6**.

obliczenia

Obliczenia zwarciowe

– prądy zwarciowe dla zwarć symetrycznych, w GPZ na szynach 15 kV:

$$S''_{kQ} = \sqrt{3}\cdot I''_k \cdot U_n = \sqrt{3}\cdot 10000\cdot 15000 = 259500000\ \text{VA} \approx 260\,\text{MVA}$$

– parametry zwarciowe w GPZ:

$$Z_{kQ} = \frac{c_{max}\cdot U_n^2}{S''_{kQ}} = \frac{1{,}1\cdot 15000^2}{260\cdot 10^6} \approx 0{,}952\,\Omega$$
$$X_{kQ} = 0{,}995\cdot Z_{kQ} = 0{,}995\cdot 0{,}952 = 0{,}947\,\Omega$$
$$R_{kQ} = 0{,}1\cdot X_{kQ} = 0{,}1\cdot 0{,}947 = 0{,}0947\,\Omega$$

– parametry zwarciowe w miejscu przyłączenia kabla SN:

$$R_{LN} = \frac{l}{\gamma\cdot S} = \frac{2700}{35\cdot 70} \approx 1{,}1\,\Omega$$
$$X_{LN} = x'\cdot l = 0{,}4\cdot 2{,}7 = 1{,}08\,\Omega$$

$$Z_k = \sqrt{(R_{kQ}+R_{LN})^2+(X_{kQ}+X_{LN})^2} =$$
$$\sqrt{(0{,}0947+1{,}1)^2+(0{,}947+1{,}08)^2} \approx 2{,}35\,\Omega$$
$$I''_k = \frac{c_{max}\cdot U_n}{\sqrt{3}\cdot Z_k} = \frac{1{,}1\cdot 15000}{\sqrt{3}\cdot 2{,}35} = 5419{,}08\,\text{A} \approx 4{,}06\,\text{kA}$$
$$\kappa = 1{,}02+0{,}98\cdot e^{-\frac{R}{X}} = 1{,}02+0{,}98\cdot e^{-3\frac{1{,}195}{2{,}027}} \approx 1{,}19$$
$$i_p = \sqrt{2}\cdot\kappa\cdot I''_k = \sqrt{2}\cdot 1{,}19\cdot 4{,}06 \approx 6{,}82\,\text{kA}$$
$$T = \frac{X}{\omega\cdot R} = \frac{2{,}027}{2\cdot\pi\cdot 50\cdot 1{,}195} \approx 0{,}0054\,\text{s}$$
$$T_k < 0{,}1\text{s} > 10T = 0{,}054\text{s} \Rightarrow I_{th} \approx I''_k = 4{,}06\,\text{kA}$$

Wymagany przekrój kabla ze względu na zwarcia:

$$\tau_{śr} = \frac{\tau_{pz}+\tau_{dz}}{2} = \frac{90+250}{2} = 170°\text{C}$$
$$\gamma_{śr} = \frac{\gamma_{20}}{1+\alpha(\tau_{[r}-20)} = \frac{35}{1+0{,}004(170-20)} = 21{,}87\,\text{m}/(\Omega\cdot\text{mm}^2)$$
$$k = \sqrt{\gamma_{śr}\cdot c\cdot\frac{\tau_{dz}-\tau_{pz}}{T_k}} = \sqrt{21{,}87\cdot 2{,}45\cdot\frac{250-90}{1}} = 92{,}59\,\frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$
$$S \geq \frac{1}{k}\cdot\sqrt{\frac{I''^2_k\cdot T_k}{1}} = \frac{1}{92{,}59}\cdot\sqrt{\frac{4060^2\cdot 1{,}5}{1}} \approx 53{,}70\,\text{mm}^2 << 120\,\text{mm}^2$$

Należy przyjąć kabel 3×XRUHAKXS 120, zgodnie z warunkami technicznymi przyłączenia wydanymi przez zakład energetyczny.

Sprawdzenie żyły powrotnej na zwarcie dwufazowe:

$$S''_{kQ} = \sqrt{3}\cdot I''_k\cdot U_n = \sqrt{3}\cdot 4060\cdot 15000 = 93420000\,\text{VA} = 105{,}36\cdot\text{MVA}$$
$$I_{k2} = 0{,}033\cdot S_{kQ} = 0{,}033\cdot 105{,}36 \approx 3{,}48\,\text{kA} < I_{dop/T_k=3s} = 8{,}1\,\text{kA}$$

Sprawdzenie dobranego kabla z warunku spadku napięcia:

$$I_{BTr} = \frac{S_{nTr}}{\sqrt{3}\cdot U_{n1}} = \frac{250000}{\sqrt{3}\cdot 15000} \approx 9{,}64\,\text{A}$$

$$\text{arctg}\,0{,}4 = 21^0 48' \Rightarrow \cos\varphi = 0{,}93 \Rightarrow \sin\varphi = 0{,}37$$
$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}\cdot 100}{U_{n1}}\cdot I_{BTr}\cdot(R\cdot\cos\varphi + X\cdot\sin\varphi) =$$
$$= \frac{\sqrt{3}\cdot 100}{15000}\cdot 9{,}64\cdot(1{,}1\cdot 0{,}93+1{,}08\cdot 0{,}37) \approx 0{,}16\% < 1\%$$

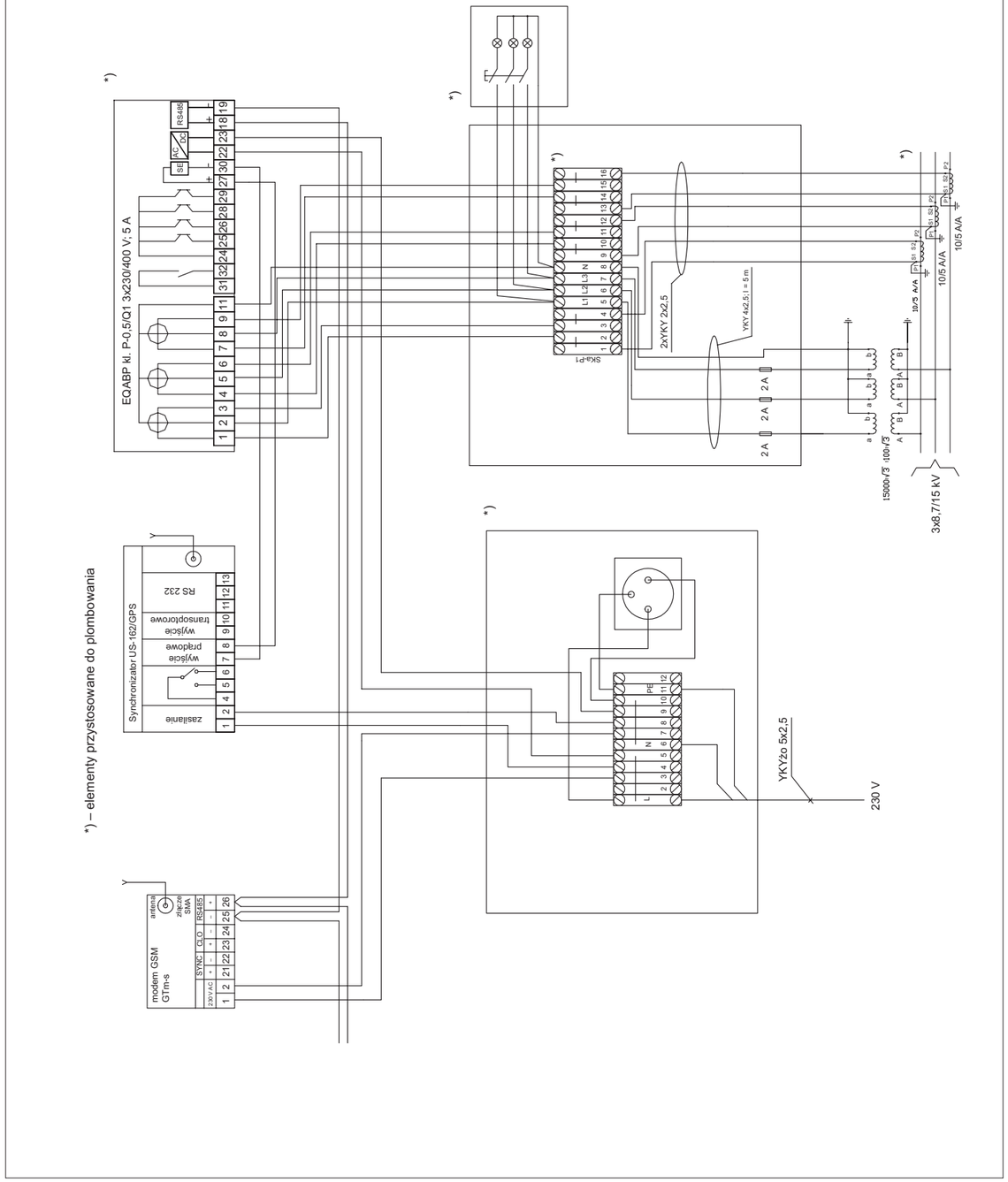
Dobór zabezpieczenia transformatorów po stronie SN:

$$I_n = 2\cdot I_{BTr} = 2\cdot 9{,}64 = 19{,}28\,\text{A}$$

Należy dobrać bezpieczniki SN VV 24 kV – 20 A o prądzie nominalnym 20 A.

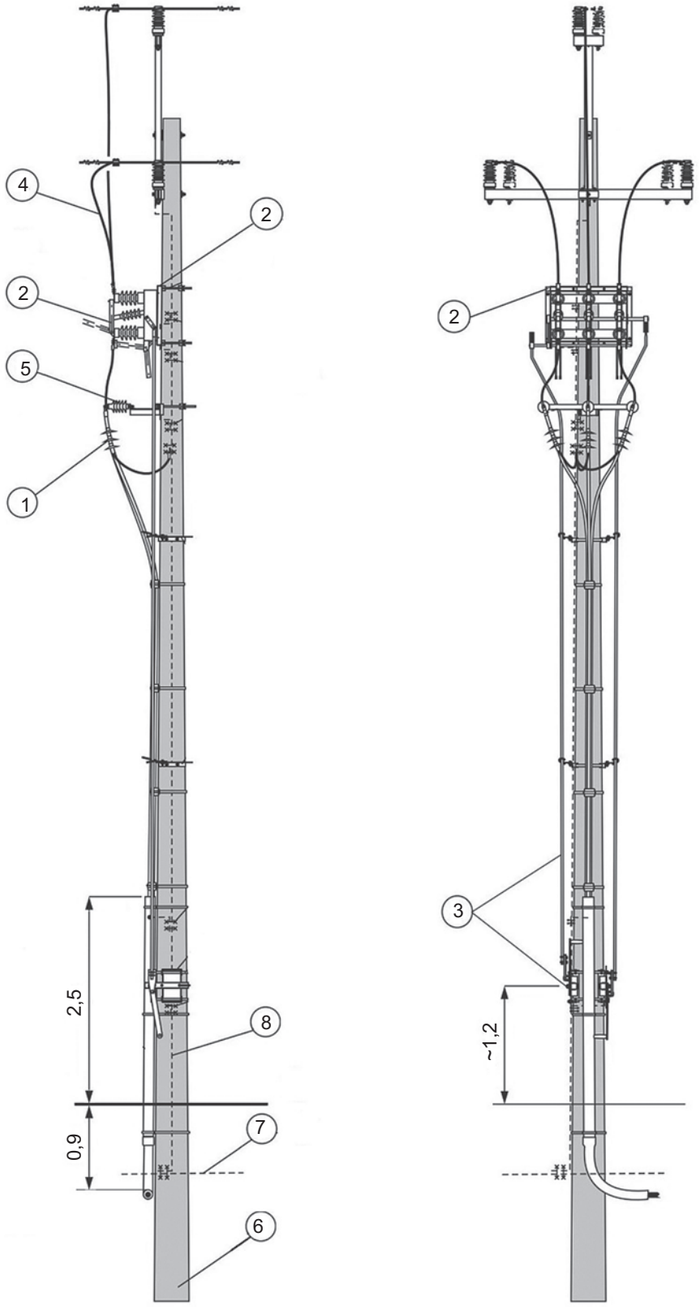
Zabezpieczenie po stronie dolnego napięcia bezpiecznik topikowy gTr 250 (zainstalowany w szafie rozdzielczej nn, zlokalizowanej obok projektowanej stacji transformatorowej), przy którym zostanie zachowana selektywność działania zabezpieczeń instalowanych w poszczególnych obwodowych.

Spodziewany prąd zwarcia po stronie dolnego uzwojenia transformatora gwarantuje selektywne zadziałanie w stosunku do zabezpieczenia instalowa-

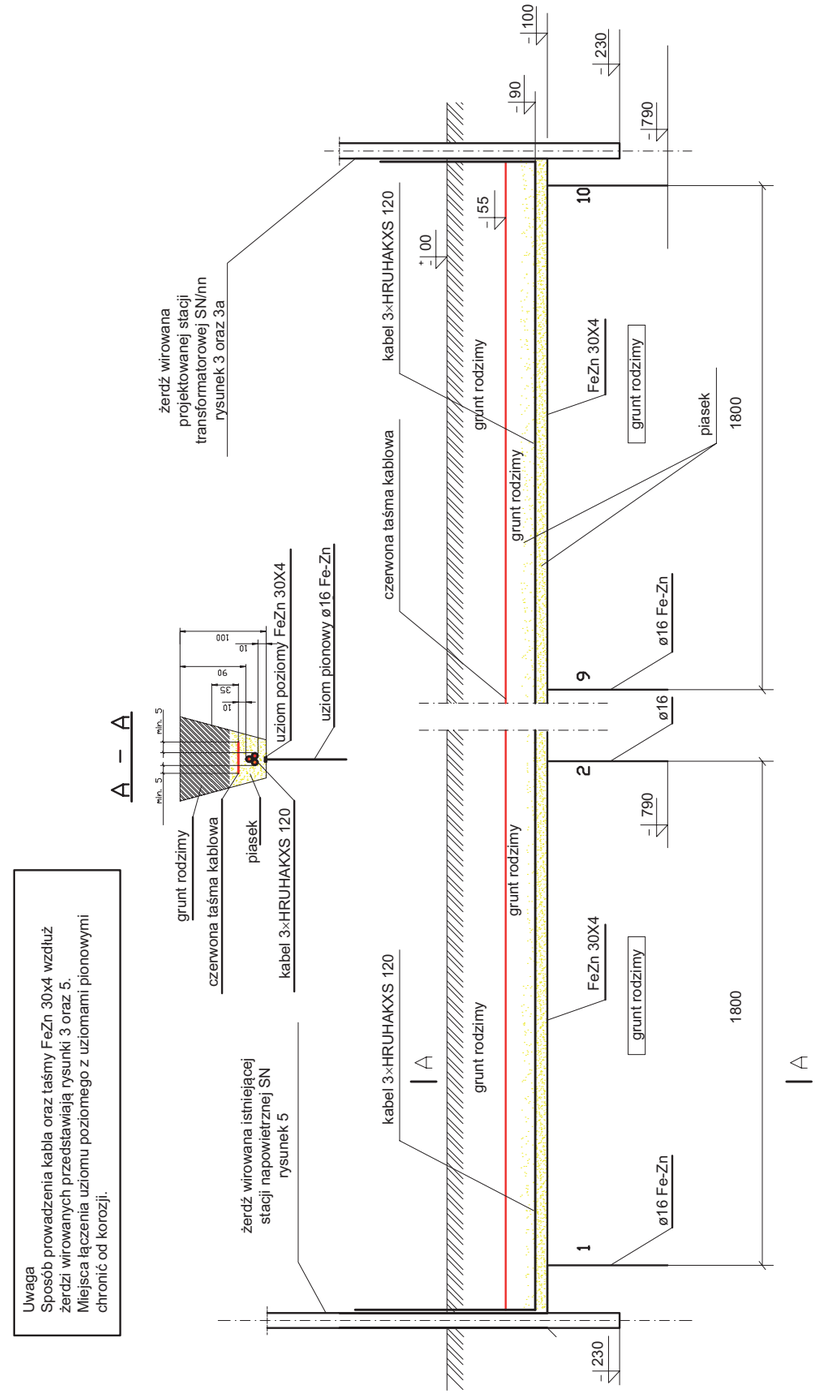


Rys. 4. Schemat ideowy układu pomiarowego zużytej energii elektrycznej

Rys. J. Wiatr



Rys. 5. Widok słupa przyłączeniowego linii napowietrznej SN 3×8,7/15 kV (pełny widok słupa z przyłączem kablowym SN znajduje się w „Albumie linii napowietrznych średniego napięcia LSNS-og. 70(50) tom II cz. 2", www.strunobet.pl/do-pobrania), gdzie: **1** – kablowe głowice napowietrzne; **2** – odłącznik napowietrzny z uziemnikiem; **3** – napęd odłącznika z uziemnikiem; **4** – przewód AFl 6-70; **5** – ogranicznik przepięć SN; **6** – żerdź Pgo – 12/15; **7** – uziom ; **8** – przewód uziemiający



Rys. 6. Przekrój projektowanej linii kablowej SN i uziemienia

Rys. J. Wiatr

nego w górnych uzwojeniach transformatorów. Czas zadziałania bezpiecznika gTr 250 przy spodziewanym prądzie zwarcia odczytany z jego charakterystyki prądowo-czasowej spełnia następujący warunek: 0,4 s < T < 1,5 s.

Wymagana rezystancja uziemienia transformatora:

Zgodnie z wymaganiami normy N SEP-E 001, w takim przypadku należy spełnić następujący warunek:

$$R_B \le \frac{U_F}{r \cdot I_{knc}} = \frac{50}{1 \cdot 20} = 2{,}5\,\Omega$$

Ponieważ uziom zostanie wykonany jako kombinowany, rezystancje poszczególnych jego elementów wyniosą:

– pojedynczy uziom pionowy Φ16, długości 6 m (dolny koniec 7 m poniżej poziomu gruntu, a górny 1 m poniżej poziomu gruntu):

$$R_1 = 0{,}37 \cdot \frac{\rho}{l_u} \cdot \lg\frac{4 \cdot l_u}{d_u} = 0{,}37 \cdot \frac{200}{6} \cdot \lg\frac{4 \cdot 6}{0{,}16} \approx 27\,\Omega$$

– uziom poziomy na głębokości 1 m:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot l_u} \cdot 2{,}3 \cdot \lg\frac{l_u^2}{d_u \cdot t_u} = \frac{200}{6{,}28 \cdot 170} \cdot 2{,}3 \cdot \lg\frac{170^2}{0{,}15 \cdot 1} \approx 2{,}3\,\Omega$$

– wartość wypadkowa uziemienia (10 uziomów pionowych oddalonych od siebie średnio o 18 m połączonych taśmą FeZn 30×4 stanowiącą uziom poziomy):

$$R_W = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 \cdot \eta_2 + n \cdot R_2 \cdot \eta_1} = \frac{27 \cdot 2{,}3}{27 \cdot 0{,}6 + 10 \cdot 2{,}3 \cdot 0{,}6} =$$

$$= 2{,}07\,\Omega < 2{,}5\,\Omega$$

Warunek będzie spełniony.

Dobór przekładnika prądowego:

$$I_{n1} \ge I_{BTr} = 9{,}64\,A \Rightarrow 10\,A$$
$$R_p = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{5}{55 \cdot 2{,}5} = 0037\,\Omega$$
$$Z_o = R_p + Z_{ap} + R_z = 0{,}037 + 0{,}1 + 0{,}1 =$$
$$= 0{,}237\,\Omega \approx 0{,}24\,\Omega$$
$$S_n \ge I_{2n}^2 \cdot Z_o = 5^2 \cdot 0{,}24 = 6\,VA$$
$$Z_n = \frac{S_n}{I_{2n}^2} = \frac{6}{5^2} = 0{,}24\,\Omega$$
$$0{,}25 \cdot Z_n = 0{,}25 \cdot 0{,}24 = 0{,}06 \le Z_n = 0{,}24\,\Omega \le 1{,}2 \cdot Z_n$$
$$= 1{,}2 \cdot 0{,}24 = 2{,}88\,\Omega$$

Wymagane parametry zwarciowe przekładnika:

– prądy zwarciowe na końcu projektowanej linii kablowej (l = 200 m – uwzględnia całkowitą długość kabla łącznie z zapasami):

$$R_{LK} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{200}{35 \cdot 120} = 0{,}048\,\Omega$$
$$X_{LK} = x' \cdot l = 0{,}1 \cdot 0{,}2 = 0{,}02\,\Omega$$

$$Z_k = \sqrt{(R_{kQ} + R_{LN} + R_{LK})^2 + (X_{kQ} + X_{LN} + X_{LK})^2} =$$
$$\sqrt{(0{,}0947 + 1{,}1 + 0{,}048)^2 + (0{,}947 + 1{,}08 + 0{,}02)^2} \approx 2{,}39\,\Omega$$
$$I_k'' = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1{,}1 \cdot 15000}{\sqrt{3} \cdot 2{,}39} = 3990{,}61\,A \approx 4\,kA$$
$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-\frac{R}{X}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3\frac{1.243}{2.047}} \approx 1{,}18$$
$$i_p = \sqrt{2} \cdot \kappa \cdot I_k'' = \sqrt{2} \cdot 1{,}18 \cdot 4 \approx 6{,}66\,kA$$

– znamionowy prąd dynamiczny:

$$I_{dyn} \ge i_p = 6{,}66\,kA$$

– znamionowy krótkotrwały prąd cieplny (1-sekundowy):

$$I_{thT1} \ge \sqrt{\frac{I_{th}^2 \cdot T_k}{1}} = \sqrt{\frac{4000^2 \cdot 1{,}5}{1}} \approx 4899\,A = 5\,kA$$

Zostanie przyjęty przekładnik prądowy napowietrzny SN typu CTSO 17 10/5 A/A kl. 0.2S o mocy S_n = 7,5 VA, I_{dyn} = 25 kA oraz I_{thT1} = 20 kA, produkcji KPB Intra Polska Sp. z o.o.

Dobór przekładników napięciowych:

$$U_{n1} = 15000 : \sqrt{3}$$
$$U_{n2} = 100 : \sqrt{3}$$
$$S_0 = 3 \cdot S_{ap} = 3 \cdot 2 = 6\ VA$$
$$S_g = 400\ VA$$
$$S_n = 7{,}5\ VA$$
$$0{,}25 \cdot S_0 = 0{,}25 \cdot 6 = 1{,}5\ VA < S_n = 7{,}5\ VA$$
$$\frac{S_0}{U_{n2}} = \frac{6}{\frac{100}{\sqrt{3}}} \approx 0{,}11\,A \le I_{nb2} \le \frac{S_{gr}}{k \cdot U_{2n}} = \frac{400}{1{,}5 \cdot \frac{100}{\sqrt{3}}} \approx 4{,}62\,A$$
$$R_d = R_b + R_z = 0{,}06 + 0{,}05 = 0{,}11\,\Omega$$
$$S_p \ge \frac{1 \cdot S_0}{(6{,}7 - R_d \cdot S_0) \cdot \gamma} = \frac{5 \cdot 6}{(6{,}7 - 0{,}11 \cdot 6) \cdot 55} \approx 0{,}091\,mm^2$$

gdzie:

U_{n1} – napięcie pierwotne przekładnika, w [V],
U_{n2} – napięcie wtórne przekładnika, w [V],
S_g – moc graniczna przekładnika, w [VA],
S_0 – moc obciążenia przekładnika, w [VA],
S_n – moc znamionowa przekładnika, w [VA],
S_{ap} – moc pobierana przez tor napięciowy licznika energii elektrycznej, w [VA],
I_{nb2} – prąd znamionowy zabezpieczenia instalowanego po stronie wtórnej przekładnika, w [A],
S_p – wymagany przekrój przewodu łączącego przekładniki z licznikiem zużytej energii, w [mm²],
R_b – rezystancja bezpiecznika, w [Ω],
R_z – rezystancja zestyków, w [Ω],
γ – konduktywność przewodu, w [m/(Ω·mm²)],
S – przekrój przewodu, w [mm²],
Z_n – znamionowa impedancja przekładnika, w [Ω],
l – długość przewodu lub kabla, w [m],
Z_{ap} – impedancja wejściowa licznika zużytej energii, w [Ω],
R_z – rezystancja łączeń, w [Ω],
R_p – rezystancja przewodu łączącego licznik z przekładnikiem, w [Ω],
I_{BTr} – spodziewany prąd obciążenia obwodu pierwotnego przekładnika prądowego, w [A],
I_{n1} – znamionowy prąd pierwotny przekładnika prądowego, w [A],
I_{n2} – znamionowy prąd wtórny przekładnika prądowego, w [A],
I_{thT1} – jednosekundowy prąd cieplny przekładnika prądowego, w [kA],
I_{dyn} – prąd dynamiczny przekładnika prądowego, w [kA],
I_{th} – prąd zwarciowy cieplny, w [kA],
I_{BTr} – spodziewany prąd obciążenia transformatora, w [A],
I_k'' – początkowy prąd zawarcia, w [kA],
T – elektromagnetyczna stała czasowa obwodu zwarciowego, w [s],
x' – jednostkowa reaktancja linii elektroenergetycznej, w [Ω/km] (dla linii kablowej SN: x' = 0,1 [Ω/km]; dla linii napowietrznej SN: x' = 0,4 [Ω/km]),
i_p – zwarciowy prąd udarowy, w [kA],
κ – współczynnik udaru, w [-],
S_{kQ}'' – moc zwarciowa, w [MV],
Z_{kQ} – impedancja zwarciowa zastępcza Systemu Elektroenergetycznego, w [Ω],
τ_{pz} – początkowa temperatura zawarcia, w [K],
τ_{dz} – dopuszczalna temperatura zawarcia, w [K],
T_k – czas trwania zwarcia, w [s],
c – ciepło właściwe żyły przewodzącej przewodu lub kabla, w [J/(cm³·K)],
k – jednosekundowa gęstość prądu zwarciowego, w [A/mm²],
α – temperaturowy współczynnik rezystancji, w [K⁻¹],
U_F – napięcie dotykowe dopuszczalne, w [V],
η_1; η_2 – współczynniki wykorzystania uziomów, w [-] (J. Strzałka, J. Strojny, Projektowanie urządzeń elektroenergetycznych, UWND, AGH 2008),
l_u – długość uziomu, w [m],
d_u – średnica uziomu, dla uziomu poziomego połowa szerokości, w [m],
t_u – głębokość ułożenia uziomu poziomego, w [m],
ρ – rezystywność gruntu, w [Ω·m],
C_{max} – współczynnik wzrostu napięcia, w [-].

Przyjęty został napowietrzny przekładnik napięciowy SN typu VTO 17 o mocy 7,5 VA produkcji KPB Intra Polska Sp. z o.o., bezpiecznik topikowy DO2gG2 oraz kabel YKY 4×1,5.

uwagi końcowe

1. Ochrona przeciwporażeniowa przy uszkodzeniu po stronie SN – uziemienie.
2. Ochrona przeciwporażeniowa po stronie nn – samoczynne wyłączenie zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-4-41:2009.
3. Rezystancja uziemienia stacji transformatorowej nie może przekraczać 2,5 Ω.
4. Przy pracach budowlanych związanych z budową linii kablowej w miejscach uzbrojenia terenu roboty należy wykonywać ręcznie w porozumieniu oraz pod nadzorem użytkowników poszczególnych elementów uzbrojenia terenu.
5. Po ułożeniu kabla, przed jego zasypaniem, należy rury osłonowe uszczelnić przed przedostawaniem się wody i poddać całość linii kablowych inwentaryzacji geodezyjnej.
6. Żyły powrotne poszczególnych kabli należy uziemić na obu końcach.
7. Po wykonaniu linii kablowych należy wykonać badania odbiorcze.

reklama

FORMULARZ ZAMÓWIENIA

Zamawiam prenumeratę:

Zaznacz wybraną opcję krzyżykiem i wpisz, od którego numeru chcesz zacząć prenumeratę

☐ dwuletnią – 185 zł od numeru ☐
☐ roczną – 105 zł od numeru ☐
☐ półroczną – 75 zł od numeru ☐
☐ edukacyjną – 75 zł od numeru ☐

☐ próbną (kolejne 3 numery) – bezpłatną od numeru ☐



Nazwa firmy

Ulica i numer

Kod pocztowy ☐☐ ☐☐☐ Miejscowość

Osoba zamawiająca

Rodzaj działalności

NIP Telefon kontaktowy

E-mail

Wysyłka będzie realizowana po dokonaniu wpłaty na konto: Volkswagen Bank Polska S.A., 09 2130 0004 2001 0616 6862 0001

Wyrażam zgodę na przetwarzanie moich danych osobowych w celach marketingowych przez GRUPĘ MEDIUM oraz inne podmioty współpracujące z Wydawnictwem z siedzibą w Warszawie przy ul. Karczewskiej 18. Wiem, że zgodnie z ustawą z dnia 29 sierpnia 1997 r. (DzU nr 101/2002, poz. 926 ze zm.) przysługuje mi prawo wglądu do swoich danych, aktualizowania i poprawiania ich, a także wniesienia umotywowanego sprzeciwu wobec i ch przetwarzania. Podanie danych ma charakter dobrowolny.

Data i podpis

Wiem, że składając zamówienie, wyrażam zgodę na przetwarzanie wyżej wpisanych danych osobowych w systemie zamówień GRUPY MEDIUM w zakresie niezbędnym do realizacji powyższego zamówienia. Zgodnie z Ustawą o ochronie danych osobowych z dnia 29 sierpnia 1997 r. (DzU nr 101/2002, poz. 926 ze zm.) przysługuje mi prawo wglądu do swoich danych, aktualizowania ich i poprawiania.
Upoważniam GRUPĘ MEDIUM do wystawienia faktury VAT bez podpisu odbiorcy.

Data i podpis

Katalog firm

ELEKTROBUD
67-400 Wschowa, ul. Nowopolna 10
tel. 65 547 66 00, faks 65 547 66 09
wschowa@elektrobud.pl
www.elektrobud.pl

Elektrometal Energetyka SA
02-830 Warszawa, ul. Mazura 18A
tel. 22 350 75 50, faks 22 350 75 51
eaz@elektrometal-energetyka.pl
www.elektrometal-energetyka.pl

Elektromontaż-Lublin Sp. z o.o.
20-447 Lublin, ul. Diamentowa 1
tel.: 81 728 62 00 ÷ 01, faks: 81 728 62 02
sekretariat@elektromontaz-lublin.pl
www.elektromontaz-lublin.pl

IMEFY GROUP
58-160 Świebodzice, ul. Piłsudskiego 31c
tel. +48 746 64 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com.pl

INCOBEX ELPLAST Sp. z o.o.
43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 71
tel. 33 811 97 95
office@incobex-elplast.com.pl
www.incobex-elplast.com.pl

Redakcja elektro.info
04-112 Warszawa, ul. Karczewska 18
tel. 22 810 65 61, faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

Tu może znaleźć się Twój wpis w Katalogu firm

ELEKTRO•INFO

Specjaliści dla specjalistów

Niewyczerpane źródło fachowej wiedzy na temat zagadnień związanych z elektrotechniką i elektroenergetyką

GROMADZIMY
TWORZYMY
DOSTARCZAMY

rzetelne informacje

elektro.info.pl



elektro
inf