

Norbert STASIAK¹, Jan SUBOCZ²¹ ENEA OPERATOR Sp. z o.o., ODDZIAŁ SZCZECIN² ZACHODNIOPOMORSKI UNIWERSYTET TECHNOLOGICZNY, KATEDRA ELEKTROTECHNOLOGII I DIAGNOSTYKI, ul. Sikorskiego 37, 70-314 Szczecin

Analiza awaryjności oraz rangi stacji transformatorowych w sieci rozdzielczej SN

Mgr inż. Norbert STASIAK

Pracownik Pogotowia Energetycznego w Rejonowej Dyspozycji Ruchu Enea Operator Sp. z o.o.



e-mail: norbert.stasiak@wp.pl

Prof. dr hab. inż. Jan SUBOCZ

Autor ponad 170 prac z zakresu elektrotechnologii, fizyki procesów relaksacyjnych w dielektrykach oraz diagnostyki urządzeń elektrycznych. Członek Komisji Nauk Elektrycznych o/Poznań PAN, PKME, SEP, IEEE, PKWSE/CIGRE.



e-mail: jan.subocz@zut.edu.pl

Streszczenie

W pracy omówiono najważniejsze strategie obsługi stacji rozdzielczych SN/nn. Przedstawiono ogólne założenia metody oceny rangi stacji w systemie elektroenergetycznym. Wykonano analizę awaryjności i rangi w systemie 1351 stacji SN/nn. Stwierdzono, że awaryjność głównych elementów wyposażenia stacji nie przekracza 1,5%. Ponad 90% stacji zaliczono do rangi „mało ważna”, a tylko nieco ponad 1% sklasyfikowano jako „strategiczne”.

Słowa kluczowe: stacja transformatorowa SN/nn, awaryjność, ranga w systemie.

The analysis of failures and importance of transformer stations in MV distribution network

Abstract

The paper describes the most important strategies of MV/LV distribution station operation. There are given general ideas of the method for assessment of the importance of the station in a power system. The analysis of failures and importance was performed for 1351 stations. It was found that the failure ratio of main station elements was below 1.5%. The highest value of the failure ratio had MV switches, followed by transformers (approx. 0.7 %). The process of importance assessment was based on the following parameters: the number and power of transformers in a station, the load ratio, a type of the customer of the station, power supply configuration and a type of the station. On this basis over 90% stations were categorized as having “low importance”, while only 1% was found to be “strategic”. The above data suggests changes in the station operation procedures. The currently used TBM strategy should be replaced by the CM strategy. It would lead to lowering the operation costs without significant decrease in the energy supply quality.

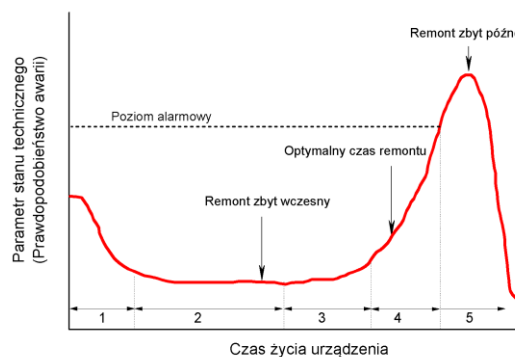
Keywords: transformer power station, reliability, importance in the distribution system.

1. Wstęp

Prawo energetyczne nakłada na Operatorów Systemów Dystrybucyjnych m.in. obowiązek prowadzenia ruchu sieciowego, zapewnienia bieżącego i długotrwałego funkcjonowania tego systemu oraz odpowiedniej eksploatacji, konserwacji, remontów i rozbudowy [1]. Z drugiej strony analiza działania Spółek Dystrybucyjnych wskazuje, że nakłady na bieżącą eksploatację stanowią ponad 80% ogółu kosztów [2]. Dodatkowo, uwolnienie rynku energii elektrycznej spowodowało, że obserwuje się coraz większą konkurencję, zwłaszcza w segmencie systemu rozdzielczego średniego i niskiego napięcia. Stąd w Spółkach Dystrybucyjnych zauważalna jest wyraźna tendencja do optymalizacji struktur organizacyjnych i obniżki kosztów eksploatacji. M.in. coraz częściej rozważane są koncepcje centralizacji systemu zarządzania rozdziału i sprzedaży energii oraz zlecenia podmiotom zewnętrznym wybranych czynności obsługowych i eksploatacyjno-remontowych.

Wszystkie te czynniki powodują, że narasta konieczność strukturalnego podejścia do problemów eksploatacyjnych sieci rozdzielczych i definiowania ich w postaci uogólnionych wskaźników. Z jednej strony powinny one charakteryzować stan techniczny i problemy eksploatacyjne, a z drugiej, powinny być zrozumiałe dla zarządów firm i służb ekonomicznych. W tym celu zwykle konieczne jest zebranie rozproszonych, wieloletnich danych eksploatacyjnych i przedstawienie ich w syntetycznej postaci z wyznaczeniem trendów zmian. W odniesieniu do rozdzielczych stacji transformatorowych SN oznacza to rozpoznanie i analizę podstawowych problemów eksploatacyjnych, w tym czynności serwisowych, awaryjności wyposażenia stacji oraz zdefiniowania polityki obsługi, remontów i modernizacji. Nieodzowne jest przy tym przyjęcie odpowiedniej strategii eksploatacji i zarządzania majątkiem.

Nowoczesne strategie obsługi urządzeń i instalacji przemysłowych z reguły uzależniają zakres czynności eksploatacyjnych od stanu technicznego oraz rangi urządzenia w procesie technologicznym. W przeciwieństwie do powszechnie stosowanej w Polsce strategii TBM (Time Based Maintenance), w której czynności obsługowe wykonywane są w ustalonych odstępach czasu, w powszechnej opinii, strategia RCM (Reliability Based Maintenance) stwarza możliwość lepszego wykorzystania urządzeń przy mniejszych nakładach finansowych. Polega ona na zapewnieniu akceptowalnego wskaźnika niezawodności urządzeń w określonym punkcie systemu technologicznego. Należy przy tym dodać, że wskaźnik ten jest różny i zależy od miejsca zainstalowania urządzenia w systemie. Stąd czynności obsługowe są funkcją zarówno stanu technicznego jak i rangi danego urządzenia dla niezawodnego działania. Zaletą strategii RCM jest przede wszystkim możliwość określenia optymalnego, z ekonomicznego punktu widzenia, czasu remontów lub modernizacji. Opiera się ona na naturalnej „krzywej życia” urządzenia, którą pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. „Krzywa życia” urządzenia elektrycznego
Fig. 1. „Life curve” of an electrical device

W pierwszym etapie eksploatacji (1) obserwuje się zwykle poprawę stanu technicznego i zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii urządzenia. Jest to tzw. okres rozruchu i wchodzenia do pracy. W drugim etapie następuje wolne zużywanie się urządzenia, a obsługa ogranicza się do prostych, rutynowych czynności serwisowych. Jego cechą charakterystyczną jest praktycznie niezmiennie niski poziom awaryjności. Po tym okresie występują objawy wczesnego etapu starzenia się urządzenia, w którym wzrasta prawdopodobieństwo awarii (3). Jednak parametry stanu technicznego urządzenia są znacznie mniejsze od założonych poziomów alarmowych. W rezultacie wskaźniki awaryjności są również niskie. W czwartym etapie następuje przyspieszony proces starzenia, w którym dynamicznie pogarsza się stan techniczny, a niektóre parametry urządzenia osiągają poziom alarmowy. W piątym, ostatnim etapie „życia”, prawdopodobieństwo awarii katastrofalnej jest już bardzo wysokie.

Z punktu widzenia efektywnego wykorzystania urządzeń istotnym czynnikiem jest określenie optymalnego czasu remontu lub modernizacji. Remont zbyt wczesny (np. na drugim lub trzecim etapie „życia”) jest zabiegiem ekonomicznie nieuzasadnionym, bowiem stosunek poprawy stanu technicznego do nakładów jest niski. Natomiast koszt remontów wykonywanych na piątym etapie „życia” jest zwykle bardzo wysoki i nie zawsze odtwarza pełną sprawność urządzenia. Ponadto urządzenie pracuje przez pewien czas ze zbyt wysokim wskaźnikiem awaryjności, co przy dużej ich liczbie w systemie skutkuje wyraźnym wzrostem ilości awarii katastrofalnych. Stąd remonty i modernizacje winny być wykonywane na etapie przyspieszonego rozwoju procesów starzeniowych, ale poniżej poziomów alarmowych. Warto przy tym dodać, że czas trwania poszczególnych etapów „życia” jest funkcją warunków eksploatacji oraz jakości bieżącej obsługi. Generalnie, w praktyce eksploatacyjnej poszczególne fazy stanu technicznego urządzenia (rys. 1) dają się wyraźnie określić.

Ważnym elementem strategii obsługi jest umiejętność doboru poziomów alarmowych. Postawienie zbyt rygorystycznych wymagań co do parametrów technicznych skutkuje zwykle zwiększeniem nakładów finansowych na bieżącą obsługę. Podobnego efektu należy spodziewać się przy nadmiernym skróceniu czasu okresu przeglądów eksploatacyjnych. Przedstawiona wyżej charakterystyka zmian stanu technicznego i eksploatacyjnych warunkowań pracy urządzeń prowadzi do wniosku, że wybór poziomów alarmowych oraz terminów badań i przeglądów eksploatacyjnych jest niezwykle ważny dla optymalizacji kosztów działania podmiotu gospodarczego i winien uwzględniać m.in. rangę, która posiada urządzenie w systemie technologicznym (np. dystrybucyjnym). Jeżeli jest to ranga strategiczna, to poziomy alarmowe z reguły ustawione są bardzo nisko, co powoduje że przeglądy i remonty wykonywane są często na trzecim lub nawet drugim etapie „życia”. Odwrotnie, dla urządzeń, których wpływ na proces technologiczny jest znikomy możliwa jest całkowita rezygnacja z jakichkolwiek poziomów alarmowych. Wtedy czynności obsługowe ograniczają się do bieżących oględzin i ewentualnie poawaryjnych napraw lub wymiany urządzenia.

Odmienną kategorią są wyeksploatowane urządzenia, które jednocześnie pełnią istotną rolę w systemie. W takim przypadku konieczne jest zwykle stosowanie rozległego monitoringu on-line wielu parametrów technicznych. Osobnym zagadnieniem jest przy tym dobór akceptowalnych poziomów alarmowych, które są indywidualnie określane dla każdego przypadku. Jest to system obsługi CBM (Condition Based Maintenance), którego zakres techniczny i rzeczowy zależy od kondycji urządzenia i możliwości przeprowadzenia remontu lub wymiany.

Przedstawione wyżej ogólne założenia optymalnego, z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia, sposobu eksploatacji i zarządzania infrastrukturą produkcyjną prowadzą do wniosku, że przy realizacji tego celu niezbędna jest znajomość dwóch podstawowych danych tj. awaryjności i rangi poszczególnych elementów systemu technologicznego.

Niniejszy artykuł przedstawia propozycję wykorzystania takiego właśnie podejścia do eksploatacji transformatorowych stacji rozdzielczych SN.

2. Obiekt i metodyka badań

Analizę awaryjności oraz rangi w sieci rozdzielczej SN przeprowadzono dla 1351 transformatorowych stacji SN/nn należących do wybranej spółki dystrybucyjnej. Analizę awaryjności stacji wykonano za okres lat 2002÷2011. Uwzględniono główne elementy wyposażenia stacji, tj.:

- transformatory SN/nn;
- rozłączniki SN;
- odłączniki SN.

Przy ocenie awaryjności uwzględniono przy tym również wymanę rozłączników SN, odłączników SN i transformatorów SN/nn spowodowaną planową modernizacją lub wynikającą z kradzieży. W sumie przeanalizowano populację 1467 transformatorów, 2212 rozłączników SN i 1542 odłączników SN.

Do wyznaczenia rangi stacji w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej SN posłużono się wstępnymi założeniami systemu TrafoGrade, który opracowano w firmie Energo-Complex [3, 4]. Uwzględniono w nim następujące elementy:

- typ i układ stacji;
- obciążenie stacji;
- typ dominującego odbiorcy;
- moc i ilość transformatorów w stacji.

Do akwizycji danych wykorzystano system nadzoru doradztwa i sterowania SYNDIS

3. Ogólna charakterystyka transformatorowych stacji SN/nn

Do analizy wybrano stacje pracujące w trzech możliwych układach: zasilanych promieniowo oraz zasilanych dwustronnie i wielostronnie. W stacjach było zainstalowanych do trzech transformatorów, a ich moc zawierała się w granicach 20÷630 kVA.

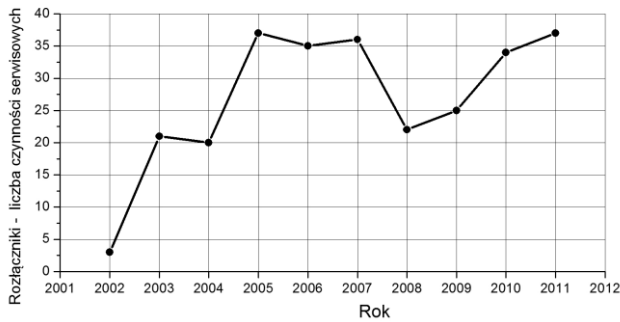
Ogółem wzięto pod uwagę 558 stacji SN/nn pracujących w promieniowym układzie zasilania, z których 98% miała moc zainstalowaną mniejszą od 630 kVA. Głównie zasilaty one odbiorców komunalnych. Odbiorcy użyteczności publicznej o łącznym poborze mocy > 630 kVA stanowili tylko 6,9%. Wśród analizowanych 669 stacji SN/nn, które pracują w układzie dwustronnie zasilanym 90,14% miało moc mniejszą od 630 kVA. Odbiorcy komunalni o łącznym poborze mocy <630 kVA stanowili 92,43%. Natomiast wśród odbiorców użyteczności publicznej 28% pobierało więcej niż 630 kVA.

W badanej populacji było również 124 stacje SN/nn zasilanych wielostronnie, z których 23,38% miało moc zainstalowaną większą od 630 kVA. Odbiorcy komunalni o łącznym poborze mocy mniejszym od 630 kVA stanowili 83,84%. Natomiast udział odbiorców użyteczności publicznej o łącznym poborze mocy > 630 kVA wynosił już 52%.

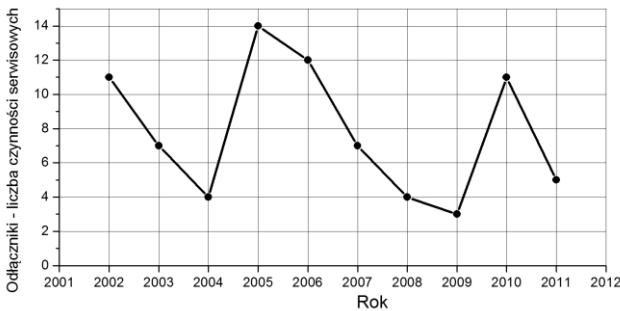
4. Analiza awaryjności stacji SN/nn

Na rysunku 2 przedstawiono zestawienie wykonanych w latach 2002-2011 czynności serwisowych dotyczących rozłączników SN. Były one spowodowane złym stanem technicznym. W sumie w tym okresie dokonano 270 napraw i wymian. Tak więc średnia awaryjność rozłączników wyniosła 1,22%.

Na rysunku 3 przedstawiono zestawienie wykonanych w latach 2002-2011 czynności serwisowych dotyczących odłączników SN ze względu na zły stan techniczny. W sumie w tym okresie dokonano 78 napraw i wymian, co średnio w roku stanowi 0,5% populacji.

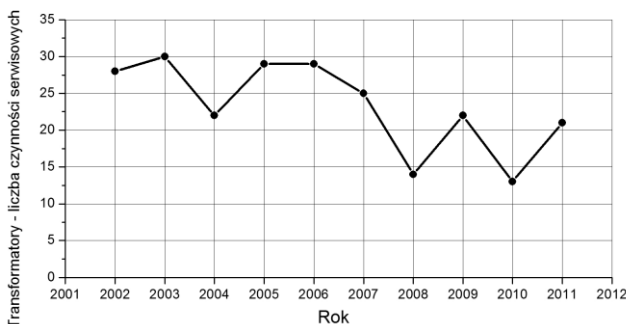


Rys. 2. Zestawienie ilości napraw i wymian rozłączników SN w latach 2002-2011
Fig. 2. The number of repairs and replacements of MV switches in 2002-2011



Rys. 3. Zestawienie ilości napraw i wymian odłączników SN w latach 2002-2011
Fig. 3. The number of repairs and replacements of MV circuit breakers in 2002-2011

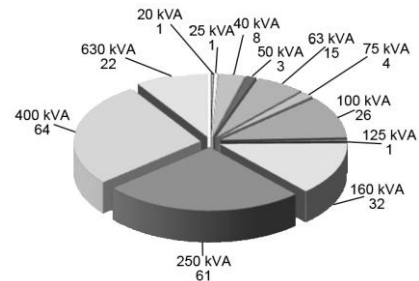
Natomiast na rysunku 4 przedstawiono zestawienie wymienionych w latach 2002-2011 transformatorów SN/nn. W sumie w tym okresie wymieniono 233 jednostki, co średnio w roku stanowi 1,59% populacji. Jednak w przeciwieństwie do aparatury łączeniowej przyczyną tych wymian był nie tylko zły stan techniczny, ale również ingerencja z zewnątrz (kradzieże) oraz konieczność dostosowania mocy transformatorów do aktualnego obciążenia stacji. Łącznie z powodu uszkodzenia lub ingerencji z zewnątrz człowieka w latach 2002-2011 wymieniono 134 transformatory, przy czym 28 jednostek było skradzionych. W sumie średnioroczna awaryjność transformatorów wynosiła 0,9%, a wymiany spowodowane warunkami ruchowymi dotyczyły średnio 0,67% populacji w roku.



Rys. 4. Zestawienie ilości wymienionych transformatorów SN/nn w latach 2002-2011
Fig. 4. The number of replacements of MV/LV transformers in 2002-2011

Interesujące dane można uzyskać analizując ilość wymienionych transformatorów z podziałem na ich moce znamionowe (rys. 5). Wynika z nich, że przeważająca ilość operacji montażowych dotyczyła transformatorów o mocy 250 kVA i 400 kVA, co niewątpliwie spowodowane było przyrostem mocy zapotrzebowanej (instalacja 22. nowych jednostek). Natomiast w analizowanej populacji największą awaryjność zanotowano wśród transformatorów 40 kVA (4,2%), 63 kVA (3,3%) oraz 75 kVA (3,1%). Jak się wydaje, jest to spowodowane pracą tych jednostek w niekorzystnych warunkach klimatycznych. Przeważająca ich ilość zainst-

lowana była bowiem na słupowych lub w wieżowych stacjach na terenach wiejskich. Ponadto duży udział w awariach tej grupy miały kradzieże.



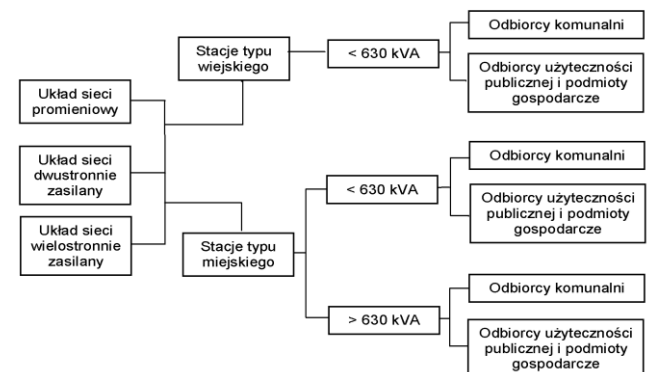
Rys. 5. Liczba wymienionych w latach 2002-2012 transformatorów 15/0,4 kV o różnej mocy
Fig. 5. The number of replaced 15/0.4 transformers in 2002-2012 by the power ratio

Z porównania przedstawionych wyżej danych wynika, że największą awaryjnością charakteryzowały się rozłączniki SN, a w drugiej kolejności były transformatory. Jednak, generalnie, należy stwierdzić, że awaryjność rzędu 1% dla najważniejszych elementów wyposażenia stacji wskazuje na dobry ich stan techniczny oraz zadowalającą ciągłość zasilania odbiorców w energię elektryczną. Z tego powodu można rozpatrzyć możliwość modyfikacji dotychczas stosowanej jednolitej strategii TBM obsługi stacji. Problem ten będzie analizowany w dalszej części artykułu.

5. Analiza rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym

Do określenia rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym SN wykorzystano doświadczenia ze stosowania metody TrafoGrade do podobnej analizy dotyczącej transformatorów średnich i dużych mocy [3]. W przypadku stacji rozdzielczych SN/nn wzięto pod uwagę następujące cechy stacji (rys. 6):

- moc zainstalowanych transformatorów;
- liczbę transformatorów w stacji;
- średnie obciążenie stacji;
- typ stacji;
- rodzaj odbiorcy;
- układ zasilania stacji.

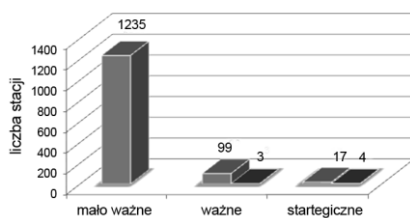


Rys. 6. Algorytm podziału stacji SN/nn ze względu na cechy
Fig. 6. The algorithm of classification of MV/LV stations by their features

Każdej cesze przypisano odpowiednią wartość punktową. Założono przy tym, że wraz ze wzrostem znaczenia parametru rośnie również liczba przyznanych punktów, a rangę stacji określa suma punktów przypisanych do poszczególnych cech. W rezultacie minimalna ilość punktów, które może otrzymać stacja o niewielkiej randze wynosi 7,2. Natomiast stacja o najwyższym znaczeniu strategicznym może być oceniona na maksymalnie 17,3 pkt. Przy-

jęto, że stacje, które otrzymały łącznie mniej niż 12 pkt będą klasyfikowane jako obiekty o „niewielkim znaczeniu”. Do obiektów „ważnych” przypisano te stacje, które otrzymały 12÷15 pkt. Do stacji o randze „strategicznej” zaliczono te, które oceniono powyżej 15 pkt. W systemie punktacji przewidziano również możliwość nadania odpowiedniej rangi stacji w trybie decyzji arbitralnej. W takim przypadku uwzględniane są uwarunkowania sieciowe oraz typ odbiorcy (np. pracująca w układzie promieniowym stacja małej mocy zasila odbiorcę, który stosuje zaawansowaną technologię produkcji).

Podział analizowanej populacji stacji według powyższej klasyfikacji przedstawiono na rysunku 7. Wynika z niego, że do stacji o randze „mało ważna” zaliczono 1235 obiektów, co stanowi 91,4% ogólnej populacji. Natomiast do stacji „ważnych” zaliczono 102 obiekty co stanowi 7,55% ogólnej populacji, a do stacji „bardzo ważnych” zaliczono 21 obiektów co stanowi jedynie 1,55% ogólnej populacji. W trybie decyzji arbitralnej zmieniono klasyfikację siedmiu stacji SN/nn, którym podniesiono rangę o jeden stopień. Trzy stacje otrzymały rangę „ważne”, natomiast cztery zaliczono do stacji „bardzo ważnych”.



Rys. 7. Klasyfikacja stacji transformatorowych SN/nn ze względu na rangę w sieci rozdzielczej

Fig. 7. Classification of MV/L transformer stations by the importance in a distribution power network

Przedstawiona klasyfikacja wskazuje, że dla ponad 90% analizowanej populacji rozdzielczych stacji transformatorowych wystarczająca się wydaje obsługa CM (Corrective Maintenance). Przyjmuje ona, że naprawę, remont lub zastąpienie urządzenia nowym następuje w trybie poawaryjnym. Ograniczona jest również bieżąca obsługa stacji tj. oględziny i przeglądy. Przyjęcie tego systemu uzasadnia ogólnie niską awaryjność głównych urządzeń stacyjnych. Ponadto ich typizacja powoduje, że są one łatwo dostępne lub składowane na magazynie. W takiej sytuacji, dla przeważającej populacji stacji istnieje możliwość zastosowania strategii obsługi poawaryjnej (CM) w miejsce przyjętej obecnie obsługi opartej o przeglądy okresowe (TBM). Natomiast strategię

TBM można utrzymać dla 102. stacji zaliczonych do rangi „ważnych”. Z kolei dla 21 stacji sklasyfikowanych jako „strategiczne” zakres obsługi można zdefiniować bądź na bazie strategii opierającej się na oczekiwanej niezawodności (RCM) lub też czynności serwisowe powinny być wykonywane dla utrzymania zadowalającego stanu technicznego.

Pokazana na rysunku 7 klasyfikacja wyraźnie wskazuje na możliwość rezygnacji ze stosowanej obecnie dla całej populacji strategii TBM i alokacji środków technicznych i finansowych na zwiększenie niezawodności stacji „ważnych” i „strategicznych”.

6. Podsumowanie

Analiza awaryjności 1351 stacji rozdzielczych SN/nn dla wybranego obszaru spółki dystrybucyjnej wskazała, że najbardziej zawodnym elementem są rozłączniki SN, a w drugiej kolejności transformatory. Jednak awaryjności te były rzędu 1% populacji, co świadczy o dobrym stanie technicznym stacji rozdzielczych.

Analiza rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym dowodzi, że ponad 90% ich populacji można sklasyfikować jako obiekty „mało ważne”, a tylko około 1,5 % należy do obiektów o znaczeniu „strategicznym”. Dane te skłaniają do modyfikacji stosowanej obecnie strategii obsługi TBM na rzecz obsługi poawaryjnej, która może być aplikowana dla przeważającej populacji stacji SN/nn. Takie działania powinny spowodować obniżkę kosztów eksploatacji bez wyraźnego spadku niezawodności dostawy energii.

7. Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” - Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348.
- [2] „Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTPiREE, Poznań, (2001, 2002).
- [3] Szrot M., Płowucha J., Borucki S., Cichoń A., Subocz J.: „Ocena stanu technicznego transformatorów energetycznych metodą TrafoGrade” *Przegląd Elektrotechniczny*, rok LXXXIV, 10, (2008), s.8-11.
- [4] Szrot M., Płowucha J., Subocz J., Borucki S., Cichoń A.: „Ekonomiczne aspekty eksploatacji transformatorów z wykorzystaniem systemu TrafoGrade”, *Pomiary Automatyka Kontrola*, vol.55, Nr 1, (2009) s.65-68.

otrzymano / received: 27.11.2012

przyjęto do druku / accepted: 02.01.2013

artykuł recenzowany / revised paper

INFORMACJE

Wersja elektroniczna miesięcznika PAK

Pomiary Automatyka Kontrola – Measurement Automation and Monitoring

Artykuły opublikowane w PAK po roku 1989 są dostępne w wersji elektronicznej m.in. w bazie artykułów PAK (www.pak.info.pl), w folderze „Archiwum numerów miesięcznika PAK”:

- pełne teksty artykułów starszych niż 3 lata oraz streszczenia artykułów najnowszych można pobrać bezpłatnie,
- pełne teksty artykułów najnowszych można otrzymać za opłatą (5 PLN +1,15 PLN VAT).