

Krzysztof ŁOWCZOWSKI\*  
Bartosz OLEJNIK\*

## KOMPUTEROWE WSPOMAGANIE ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM SIECIOWYM W PRZEDSIĘBIORSTWACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

W artykule przedstawiono sposoby zarządzania majątkiem stosowane w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych oraz opisano korzyści i problemy związane z wprowadzaniem nowych metod zarządzania majątkiem. Szczególną uwagę zwrócono na nowoczesne systemy komputerowe wspomagające zarządzanie majątkiem. Omówiono architekturę oraz funkcjonalności systemów komputerowych, a także sposoby komunikacji z urządzeniami współpracującymi z systemem komputerowym. Opisano również wybrane komercyjne systemy służące do zarządzania majątkiem sieciowym. Przedstawiono wybrane zagadnienia z zakresu diagnostyki urządzeń elektroenergetycznych. Podano przykład systemu monitorowania wyłącznika oraz systemu rozdziału obciążeń, który uwzględnia stan eksploatowanych urządzeń.

SŁOWA KLUCZOWE: majątek sieciowy, systemy komputerowe wspomagające zarządzanie majątkiem sieciowym, CBM, TBM, RCM, RCM

### 1. ZARZĄDZANIE MAJĄTKIEM W PRZEDSIĘBIORSTWIE ENERGETYCZNYM

#### 1.1. Sposoby zarządzania majątkiem w przedsiębiorstwie energetycznym

Sposób zarządzania majątkiem w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych (PE) ma duży wpływ na niezawodność pracy linii oraz urządzeń elektroenergetycznych. Komputerowe systemy wykorzystujące wiedzę ekspercką do określania stanu urządzeń pozwalają na optymalizację procesu zarządzania majątkiem PE. W najbliższych latach znaczenie programów komputerowych do zarządzania majątkiem PE będzie prawdopodobnie rosnąć, za co odpowiedzialne są między innymi następujące czynniki:

- utrata ekspertów ze względu na osiągnięcie wieku emerytalnego,
- downsizing urządzeń,
- przedłużanie okresu eksploatacji niektórych urządzeń,

---

\* Politechnika Poznańska.

– integracja generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym.

Najpopularniejszym sposobem zarządzania majątkiem w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych jest TBM (ang. *time based maintenance*). Metoda ta polega na wykonywaniu przeglądów urządzeń w cyklicznych odstępach czasu, które wynikają z zaleceń producentów i zwykle wynoszą od 3 do 5 lat. Często praktyką w przedsiębiorstwach energetycznych jest wydłużanie okresu między przeglądami dzięki czemu koszty eksploatacji zostają zmniejszone. Zaletą strategii TBM jest łatwe planowanie, natomiast główną wadą jest nieuwzględnianie warunków w jakich pracują urządzenia co może doprowadzić do sytuacji, w której w urządzeniu wystąpi awaria w okresie między przeglądami.

Strategią, która obecnie zdobywa coraz większą popularność w przedsiębiorstwach energetycznych jest strategia CBM (ang. *condition based maintenance*). W strategii tej wykorzystuje się dane statystyczne na temat awarii urządzeń w celu wskazania urządzeń lub elementów urządzeń wymagających odpowiednich działań diagnostycznych oraz naprawczych. Diagnostyka może być realizowana na wiele sposobów np. poprzez czujniki temperatury lub pomiar wylądowań niezupełnych [1].

Strategia RCM polega na minimalizacji kosztów operacyjnych przy jednoczesnym zachowaniu odpowiednich wskaźników niezawodności, bezpieczeństwa oraz innych zdefiniowanych wskaźników [2].

RBM (ang. *risk based maintenance*) jest strategią polegającą na wykorzystaniu wszystkich wyżej wymienionych strategii w celu optymalizacji procesu zarządzania majątkiem.

## 1.2. Diagnostyka i monitoring

Ankieta przeprowadzona przez grupę roboczą CIGRE wskazuje, że transformatory, wyłączniki, przekładniki oraz urządzenia pomocnicze (np. baterie lub kompresory) są najczęściej monitorowanymi urządzeniami [3]. W Polsce monitorowane są między innymi autotransformatory używane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne [4] oraz transformatory będące w posiadaniu Operatora Sieci Dystrybucyjnej Tauron [5].

Diagnostyka i monitoring poszczególnych urządzeń lub linii elektroenergetycznych wymaga specjalistycznej wiedzy opartej o: doświadczenia eksploatacyjne, znajomość czynników odpowiedzialnych za defekty, znajomość procesów degradacji i ich objawów, a także wyniki badań diagnostycznych [6].

Znajomość stanu urządzeń pozwala na podejmowanie odpowiednich czynności eksploatacyjnych, dzięki czemu poprawia się niezawodność pracy całego systemu elektroenergetycznego. Należy jednak podkreślić, że niezawodności pracy urządzeń można zwiększyć również poprzez zmniejszenie częstotliwości występowania oraz czasu oddziaływania negatywnych czynników na urządzenia elektroenergetyczne oraz linie elektroenergetyczne. Awarie urządzeń są często

powodowane odkształceniami napięcia i prądu, uskokami napięcia oraz przepięciami. Do urządzeń najbardziej podatnych na złą jakość energii elektrycznej zalicza się urządzenia kontrolno-pomiarowo-sterujące, baterie kondensatorów, a także transformatory zasilające odbiorców zakłócających [7]. Jakość energii elektrycznej ma więc bezpośredni wpływ na niezawodność pracy urządzeń.

Awarie urządzeń lub linii mogą być również powodowane przez zwarcia. W sieciach rozdzielczych najczęściej występują zwarcia jednofazowe. Zwarciom tym towarzyszą przepięcia ziemnozwarciowe, które są niebezpieczne dla izolacji linii oraz urządzeń. Prawdopodobieństwo wystąpienia zwarć można zmniejszyć między innymi dzięki stosowaniu przewodów izolowanych w liniach napowietrznych [8]. Z kolei dzięki stosowaniu nowoczesnej automatyki zabezpieczeniowej np. systemu adaptacyjnego MPZ-NET można zwiększyć niezawodność, selektywność oraz czułość zabezpieczeń cyfrowych [9]. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe bazują na kryterium admitancyjnym [10].

## **2. KOMPUTEROWE WSPOMAGANIE ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM W PRZEDSIĘBIORSTWACH ELEKTROENERGETYCZNYCH**

### **2.1. Architektura systemu oraz sposoby komunikacji**

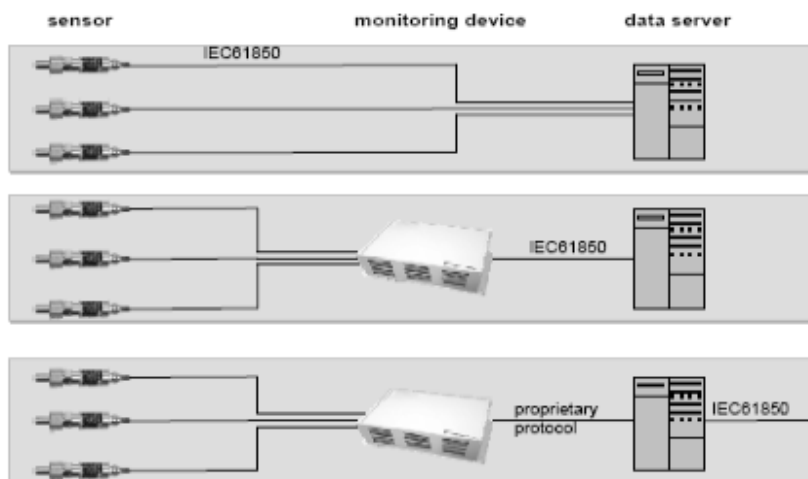
Komunikacja między urządzeniami jest podstawą działania każdego systemu. W przypadku systemów monitoringu, podobnie jak w przypadku innych systemów stosowanych w elektroenergetyce, komunikacja między urządzeniami odbywa się zgodnie ze standardem IEC 61850. Obowiązujący standard IEC 61850 zostanie niedługo zastąpiony przez nową wersję – od 08.2015 dostępny jest zatwierdzony projekt nowej wersji standardu [11].

- Istnieją trzy standardowe sposoby komunikacji między urządzeniami (rys. 1):
- Inteligentne sensory komunikują się bezpośrednio z serwerem, zgodnie ze standardem IEC 61850.
  - Sensory przesyłają dane do koncentratora danych, który następnie komunikuje się z serwerem zgodnie ze standardem IEC 61850.
  - Sensory przesyłają dane do koncentratora, który komunikuje się z serwerem przy pomocy własnego protokołu. Serwer komunikuje się z centralną bazą danych zgodnie ze standardem IEC 61850.

Przesyłanie danych odbywa się przy pomocy sieci LAN, połączenia bezprzewodowego lub przewodowego, poprzez system SCADA lub inne środki komunikacji [3].

Systemy służące do zarządzania majątkiem często wykorzystują Internet jako medium transmisyjne. Dostęp do systemu możliwy jest jednak tylko z urządzeń podłączonych do wewnętrznej sieci intranet danego przedsiębiorstwa. Takie

rozwiązanie zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa danych, a także intuicyjną obsługę oraz skalowalność systemu. Do monitorowania urządzeń mogą być wykorzystywane urządzenia typu IED (ang. *intelligent electronic devices*).



Rys. 1. Sposoby komunikacji zgodne ze standardem IEC 61850 [3]

Urządzenia te posiadają wejścia i wyjścia cyfrowe oraz analogowe, interfejsy szeregowy oraz możliwość synchronizacji z zegarem GPS. W przypadku wykrycia stanów awaryjnych urządzeń system może wysłać wiadomość email do odpowiednich osób, dzięki czemu szybko można reagować na sytuacje alarmowe. Dane rejestrowane w systemie można zapisać np. w formacie CSV co pozwala na łatwe przetwarzanie danych przez dowolne aplikacje [12]. Systemy mogą posiadać funkcje graficznego przetwarzania danych np. stosować wykresy słupkowe, czy też porównywanie różnych przebiegów na jednym wykresie. Dzięki zastosowaniu odpowiedniego oprogramowania możliwe jest wskazanie miejsca, w którym nastąpił nadmierny wzrost temperatury oraz określenie przyczyny wzrostu temperatury np. niedostateczne chłodzenie lub uszkodzenie mechaniczne [13].

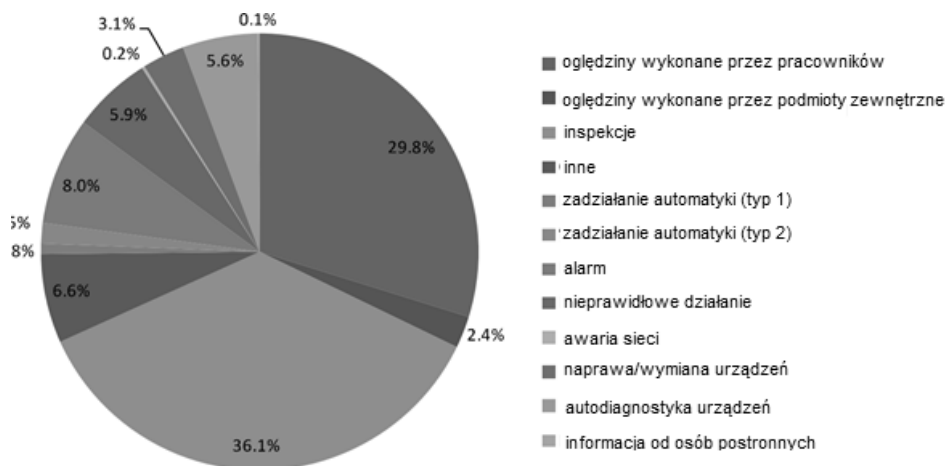
## 2.2. Bazy danych

Każdy system monitoringu musi być połączony z bazą danych, w której powinny być przechowywane dane takie jak [14, 15]:

- podstawowe informacje na temat monitorowanych urządzeń,
- opis wykonanych napraw oraz dane na temat awarii,
- dane rejestrowane przez sensory,
- dane na temat przeprowadzonych prób i badań.

Do podstawowych danych zalicza się przede wszystkim rok produkcji urządzenia, dane znamionowe, nazwę producenta i model. Większa liczba dostępnych informacji sprzyja podejmowaniu optymalnych decyzji, niestety praktyka eksploatacyjna pokazuje, że liczba dostępnych danych jest często bardzo ograniczona.

Do danych na temat awarii zalicza się czas i miejsce awarii, sposób wykrycia awarii, opis awarii, konsekwencje awarii oraz inne ważne informacje zapisane jako komentarze. Dobrze przygotowana baza danych pozwala na przeprowadzenie szczegółowych analiz np. wskazania najefektywniejszych sposobów wykrywania usterek (rys. 2).



Rys. 2. Klasyfikacja prac konserwacyjnych podczas których wykryto problemy w funkcjonowaniu urządzeń [15]

Dane z sensorów monitorujących stan urządzeń mogą być przetwarzane przez:

- urządzenie do którego podłączone są sensory,
- jednostkę centralną zainstalowaną w stacji elektroenergetycznej,
- niezależną jednostkę centralną systemu monitoringu zainstalowaną w stacji elektroenergetycznej,
- centralną bazę danych przedsiębiorstwa elektroenergetycznego,
- centralne bazy danych dla różnych systemów monitoringu.

Prawidłowe działanie systemu zależy od wielu czynników. Ważna jest prawidłowa konfiguracja poszczególnych elementów systemu, odpowiednie wartości sygnałów alarmowych, znajomość mechanizmu starzenia monitorowanych urządzeń oraz dokładność algorytmów służących do oceny stanu urządzeń.

### 2.3. Wybrane systemy komercyjne wspomagające zarządzanie majątkiem w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych

Na rynku oferowane są komercyjne rozwiązania jak np. System ISCM (ang. *Integrated Substation Condition Monitoring*) [16]. System ten służy do monitorowania stanu urządzeń takich jak:

- transformatory – monitorowanie: gorących punktów, starzenia, wilgoci, wydajności układu chłodzenia, zawartości gazów rozpuszczonych w oleju, stanu przełącznika zaczepów, wyładowań niezupełnych oraz izolatorów,
- rozdzielnie GIS – monitorowanie: wyładowań niezupełnych, działania wyłącznika, detekcja łuku elektrycznego,
- wyłączniki – monitorowanie: szybkości otwierania wyłącznika, powierzchni zestyków, gęstości gazu, starzenia,
- linie napowietrzne – monitorowanie: obciążalności linii, zwisu, sadzi, zdolności przesyłowych,
- linie kablowe – monitorowanie: temperatury i lokalizacja awarii,
- ograniczniki przepięć – monitorowanie prądu upływu, prądu szczytowego, temperatury, energii oraz trzeciej harmonicznej.

Głównymi zaletami wynikającymi ze stosowania oprogramowania jednego producenta jest wspólna platforma, dzięki czemu wszystkie systemy obsługują się w tym samym środowisku graficznym.

Innym przykładem komercyjnych systemów wspomagających zarządzanie majątkiem w PE jest SYNDIS ESB, który służy do monitorowania transformatorów, autotransformatorów oraz dławików kompensacyjnych. System monitoruje w trybie online parametry pracy urządzeń, a dzięki wbudowanej warstwie eksperckiej przekazuje do systemu dyspozytorskiego informacje na temat stanu urządzeń, ostrzeżenia i alarmy. Do podstawowych zadań systemu zalicza się korzyści finansowe wynikające z bezpiecznego wydłużenia eksploatacji monitorowanych urządzeń, zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci dzięki informowaniu o stanach alarmowych, a także wspomaganie bieżącej obsługi urządzeń [17].

### 2.4. Oprogramowanie GIS

Oprogramowanie typu GIS (ang. *geographic information system*) służy do inwentaryzacji sieci i urządzeń. Majątek przedsiębiorstwa jest zaznaczony na mapach cyfrowych, dzięki czemu ułatwiona jest lokalizacja urządzeń. System GIS umożliwia również monitorowanie wykonanych prac eksploatacyjnych, a także może zawierać dodatkowe narzędzia wspomagające optymalne rozmieszczanie nowych urządzeń [18].

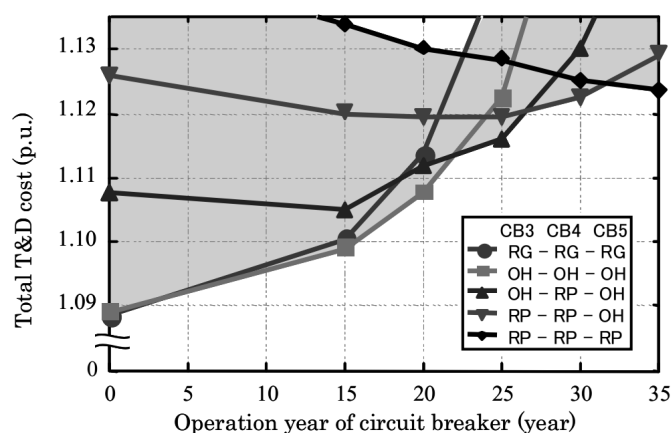
W systemach GIS można wykorzystywać urządzenia mobilne, np. tablety jako interfejsy do wprowadzania danych. Zastosowanie urządzeń mobilnych pozwala na znaczące przyspieszenie prac, ponieważ wyniki przeglądów i napraw

są natychmiast zapisywane w systemie. Pracownicy mają również możliwość łatwego dostępu do urządzeń mobilnych o dowolnej porze, dzięki czemu możliwe szybko można podejmować odpowiednie czynności eksploatacyjne [19].

## 2.5. Optymalizacja eksploatacji urządzeń

Oprócz systemów komercyjnych istnieje wiele systemów rozwijanych na potrzeby przedsiębiorstwa energetycznego, często we współpracy z lokalnymi uczelniami. Przykładem takiego systemu jest system IGMS (ang. *Intelligent Grid Management System*). System pomaga zdecydować jakie działania należy podjąć w celu poprawy stanu urządzeń – konserwacja, remont generalny lub wymiana urządzenia. Przykładowe rezultaty wygenerowane przez system dla 3 wyłączników przedstawiono na rys. 3.

Rys. 3 Optymalna strategia zapewniająca minimalizację kosztów eksploatacji systemu, polega na podjęciu różnych działań eksploatacyjnych w poszczególnych latach: RG – typowy przegląd, OH – remont generalny oraz RP – wymiana urządzenia. W początkowym okresie eksploatacji najkorzystniejsza jest metoda RG-RG-RG, następnie OH-OH-OH, potem OH-RP-OH, RP-RP-OH oraz RP-RP-RP.



Rys. 3. Wynik symulacji uzyskane w programie IGMS [20]

System wskazuje również optymalny rozptył mocy w systemie. Do działania system wykorzystuje następujące dane: dane dostarczane przez system monitoringu, dane historyczne z eksploatacji urządzeń i linii elektroenergetycznych oraz informacje na temat urządzeń i linii. Działanie systemu polega na oszacowaniu wskaźników niezawodności urządzeń metodą Markova oraz Bayesian'a na podstawie danych historycznych oraz danych z systemu monitoringu. Następnie wykonywana jest symulacja Monte Carlo. W wyniku symulacji wskaza-

ne są potencjale miejsca awarii oraz czas trwania przerwy w dostarczaniu energii. Informacje na temat potencjalnych awarii są następnie wykorzystywane do optymalizacji rozplływów mocy. W celu zapewnienia odpowiedniej dokładności obliczeń symulacje są wykonywane 50 000 razy [20].

## 2.6. System monitoringu wyłączników

Istnieje możliwość stworzenia uproszczonego systemu monitoringu wyłączników, który nie wymaga instalacji dodatkowych urządzeń, pod warunkiem, że zainstalowane są rejestratory zdarzeń i/lub cyfrowe zabezpieczenia z funkcją rejestratora zdarzeń np. urządzenie CZIP-Pro firmy Relpol. Urządzenia te zapisują przebiegi napięć i prądów w przypadku gdy spełniony jest warunek rejestracji sygnału np. wystąpienie zwarcia 3-fazowego. Dzięki odpowiednim zmianą w oprogramowaniu można zmodyfikować kryteria rejestracji przebiegów i zapisywać przebiegi, które mogą być wykorzystane do oceny stanu wyłącznika. Do określenia stanu izolacji można wykorzystać czas łukowy wyłączeniowy, z kolei czas otwierania wyłącznika jest związany ze stanem elementów mechanicznych wyłącznika. Monitorowanie stanu elementów mechanicznych oraz stanu izolacji jest efektywnym rozwiązaniem, ponieważ elementy te najczęściej ulegają awariom [21]. W niektórych przedsiębiorstwach energetycznych czas otwierania i zamykania wyłączników jest rejestrowany przez systemy SCADA. System SCADA rejestruje również dane dotyczące liczby operacji łączeniowych zrealizowanych przez wyłącznik lub też awarii wyłączników.

Dokładna znajomość stanu urządzeń oraz ich działania w stanach dynamicznych może być również pomocna w precyzyjnym określeniu granicznych warunków pracy urządzeń. Testy przeprowadzone przez autora pracy [13] wskazały, że przeciążenie wyłącznika o 30% przez 3 godziny nie spowodowało wzrostu temperatury zestyków ponad wartość dopuszczalną.

## 3. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Dzięki systemom komputerowym można optymalizować proces zarządzania majątkiem przedsiębiorstwa elektroenergetycznego i szybko dopasowywać strategię zarządzania przedsiębiorstwem do zmieniających się warunków rynkowych. Doświadczenia z eksploatacji systemów wspomagających zarządzanie majątkiem przedsiębiorstw elektroenergetycznych potwierdzają, że dzięki systemom można zredukować liczbę awarii oraz zmniejszyć liczbę wykonywanych przeglądów.

Technologia monitoringu linii i urządzeń elektroenergetycznych jest obecnie dynamicznie rozwijana. Newralgiczną kwestią systemu monitoringu jest czas życia urządzeń elektronicznych, który zazwyczaj wynosi 5 do 10 lat i jest znaczą-



nie krótszy niż okres życia monitorowanych urządzeń. System monitoringu należy zaprojektować w taki sposób, żeby wymiana urządzeń oraz oprogramowania nie powodowało utraty zgromadzonych danych.

### LITERATURA

- [1] H. Cunningham, R. Migne, A. Wilson, S. Noguchi i T. Nishioka, „Optimised Asset Management in Air Insulated Substations,” Nagoya, 2015.
- [2] B. Yssaad, M. Khat i A. Chaker, „Reliability centered maintenance optimization for power distribution,” 2013.
- [3] WG B3.12, Obtaining Value from On-Line Substation Condition Monitoring, CIGRE, 2011.
- [4] PSE, Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne: System Monitoringu Autotransformatorów, Konstancin-Jeziorna, 2012.
- [5] J. Frymus, W. Ziábka i A. Rzczkowski, Diagnostyka transformatorów WN – dotychczasowe doświadczenia i plany na przyszłość, Bielsko-Biała, 2014.
- [6] E. Gulski, A. Rakowska, K. Siodła, P. Chojnowski, J. Parciak, Rola badań eksploatacyjnych kabli transmisyjnych wysokiego napięcia z zastosowaniem czułych metod diagnostycznych, 2009.
- [7] Marszałkiewicz, K.: Jakość Energii Elektrycznej w Sieciach Elektroenergetycznych. Seminarium Kompensacja mocy biernej a jakość energii elektrycznej zorganizowane w ramach Europejskiego Programu Leonardo da Vinci, pp. 59-64, Olsztyn, 2003.
- [8] Lorenc J., Rakowska A., Staszak B., Limitation of Earth-Fault Disturbances and their Effects in Medium Voltage Overhead Lines, Przegląd Elektrotechniczny, nr 4, 2007.
- [9] W. Hoppel, J. Lorenc, „Wykorzystanie systemu MPZ-NET do realizacji funkcji adaptacyjnych zabezpieczeń i pomiaru kompensacji ziemnozwarciowej“, Kórnik 2007.
- [10] Lorenc J., Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 2007.
- [11] IEEE, Approved Draft Standard for Exchanging Information between networks Implementing IEC 61850 and IEEE Std 1815(TM), 2015.
- [12] S. Maruyama, M. Saito, K. Shimizu i K. Yoshii, „Condition Monitoring Systems for Power Equipment Using Internet-Based Technology,” *Transactions on Electrical and electronic Engineering*, tom 2, 2007.
- [13] A. Livshitz, B. H. Chudnovsky i B. Bukengolts, „On-Line Condition Monitoring and Diagnostics of Power Distribution Equipment,” 2004.
- [14] J. Hua, „Support System Design for High Voltage Electric Equipment Condition-based Maintenance of Transformer Substation,” 2010.
- [15] S. Noguchi, „Importance of database management for optimized maintenance strategy,” Nagoya, 2015.
- [16] N. Kaiser, M. Schuler i C. Charlson, „ISCM, INTEGRATED SUBSTATION CONDITION MONITORING,” Lyon, 2010.

- [17] Strona internetowa: <http://www.mikronika.pl/pl/produkty/aplikacje/system-monit-transf/>, dostęp 20.01.2016.
- [18] ESRI, „GIS for Electric Distribution,” 2010.
- [19] J. Seica, R. Pena, H. Ferreira i T. Santiago, „Asset management and process dematerialization in EDP, the contribution of the WFM integrated with the GIS mobility solution,” Lyon, 2015.
- [20] F. Endo, M.Kanamitsu, R. Shiomi, H.Kojima, N.Hayakawa i H. Okubo, „Optimization of Asset Management and Power System Operation Based on Equipment Performance,” Beijing, 2008.
- [21] Z. Tang i Y. Zou, „Condition Monitoring System for Circuit Breaker based on Substation Automation System”, Conference: Universities Power Engineering Conference, 2006.

#### **COMPUTER-AIDED ASSET MANAGEMENT IN ELECTRIC UTILITIES**

Paper describes different asset management strategies used in modern electric utilities. Advantages and disadvantages of different strategies are shortly described. Particular attention is paid on computer-aided asset management. Architecture of computer systems, communication between different system elements and a structure of asset management database are described. Selected commercially available systems are shortly presented and their basic functionalities are described. Furthermore selected issues concerning power electrical devices diagnostics are presented. An idea about cost effective circuit breaker monitoring system is presented. Moreover innovative system for load dispatch, which consider technical condition of devices is presented.

*(Received: 30. 01. 2016, revised: 4. 03. 2016)*