

dr inż. Krzysztof WOLIŃSKI
Zakład Energetyczny Białystok S.A.

ANALIZA DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ I AUTOMATYKI W SIECI 15 KV UZIEMIONEJ PRZEZ REZYSTOR W WYBRANEJ SPÓŁCE DYSTRYBUCYJNEJ

W referacie przedstawiono krótką charakterystykę sieci średniego napięcia, która pracuje z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Omówiono działanie zabezpieczeń zainstalowanych w polach średniego napięcia i współpracujących z nimi automatyki w latach 1997 – 2005.

1 WSTĘP

Zakład Energetyczny Białystok S.A. (ZEB S.A.) w roku 2005 eksploatował ponad 700 pól linii średniego napięcia. Długość sieci średniego napięcia wyniosła ponad 18 333 km [17]. Podstawowym napięciem zasilającym odbiorców jest napięcie 15 kV (ok. 88%) i 20 kV (ok. 10%). W przeważającej większości sieć ta pracuje jako kompensowana. Siecią zanikającą jest sieć o napięciu 6 i 30 kV, która pracuje z izolowanym punktem neutralnym [1].

ZEB S.A. jest największą terytorialnie spółką dystrybucyjną w kraju. Jej powierzchnia wynosi 27 229 km² [17]. Eksploatuje na swoim terenie 50 stacji WN/SN, 18 stacji SN/SN oraz ponad 13 700 stacji transformatorowych SN/nn. Układy telemechaniki zainstalowane są w 27 obiektach energetycznych. W Wydziale Obszarowego Centrum Dyspozytorskiego oraz w Centrach Obszarowych zainstalowany jest system wspomaganie ruchu PRINS.

W roku 1997 w ZEB S.A. podjęto decyzję o zmianie sposobu pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia w wybranych stacjach 110/SN. Decyzja ta była poprzedzona opracowaniem koncepcji [3] oraz badaniami wstępnymi i eksploatacyjnymi parametrów technicznych stacji transformatorowych 15/0,4 kV [6,12]. Pierwszą stację 110/15 kV przystosowaną do pracy z siecią 15 kV uziemioną przez rezystor oddano do eksploatacji w 1997 roku. Była to sieć napowietrzna z małym udziałem sieci kablowej o łącznej długości 630 km. Sieć ta była obsługiwana przez 13 pól wyposażonych w zespoły ZAZ LR0 2 – 12 z czynną automatyką SPZ–u dwukrotnego [13].

W roku 2001 pięć stacji 110/15 kV zasilalo sieć napowietrzną i kablową o łącznej długości 1279 km (tj. 7,6 % ogólnej długości sieci średniego napięcia), która pracowała z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Sieć tą obsługiwało 45 pól liniowych wyposażonych w automatykę SPZ–u. W eksploatowanych rozdzielniach 15 kV zainstalowane były rezystory o prądzie znamionowym od 60 do 300 A.

W roku 2004 zakończono proces realizacji koncepcji opracowanej przez Politechnikę Wrocławską. W ZEB S.A. pracuje obecnie 10 stacji 110/15 kV i 2 rozdzielnie 15 kV, które zasilają sieć 15 kV napowietrzną i kablową uziemioną przez rezystor. Łączna długość tej sieci wynosi obecnie 1699 km (co stanowi 9,3 % ogólnej długości sieci SN) i obsługiwana jest przez 272 pola liniowe, w tym 117 pola wyposażone w automatykę SPZ.

W eksploatowanych rozdzielniach 15 kV zastosowano rezystory produkcji Energoprojektu Poznań (Zakład Doświadczalny Sp. z o.o.) o prądzie znamionowym od 60 do 500 A [7]. Moce transformatorów 110/15 kV zasilające sieć uziemioną przez rezystor wynoszą od 6,3 do 25 MVA. Długość linii średniego napięcia w tej sieci waha się od 1 do 107 km.

2 UKŁADY ZABEZPIECZEŃ I AUTOMATYKI

W roku 1991 zabezpieczenia analogowe były zainstalowane w 224 polach liniowych, co stanowiło 36,7 % ogólnej liczby pól liniowych. Były to głównie zespoły ZAZ [2]. Pozostałe pola liniowe wyposażone były w zabezpieczenia elektromechaniczne. Pierwsze zabezpieczenia cyfrowe w polach odpływowych linii średniego napięcia pojawiły się w roku 1997. Struktura zabezpieczeń linii odpływowych w roku 2001 przedstawiała się następująco: zabezpieczenia elektromechaniczne – 36 %, zabezpieczenia analogowe – 48 %, zabezpieczenia cyfrowe – 16 % [1]. Na koniec 2005 roku struktura zabezpieczeń rozdzielni średniego napięcia przedstawiała się następująco: zabezpieczenia analogowe – 47%, zabezpieczenia cyfrowe – 36%, zabezpieczenia elektromechaniczne – 17 %.

W budowanych pod koniec lat 90 – tych ubiegłego wieku stacjach energetycznych, w których instalowany był rezystor pierwotny, obwody wtórne były oparte o zabezpieczenia systemu ZAZ. Zespoły liniowe ZAZ LRO2 – 12 wyposażone są w dwustopniowe nadprądowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe. Pola transformatora potrzeb własnych wyposażone są w zespoły ZAZ TRU02 - 12, w których zainstalowana jest odpowiednia automatyka eliminująca pracę równoległą obu rezystorów pierwotnych. Pozostałe pola funkcyjne posiadają dodatkowe zabezpieczenia nadprądowe, które reagują na jednofazowe prądy zwarcia.

W rozdzielniach, w których modernizacja polegała na wymianie układu kompensacji na rezystor, zabezpieczenia pól odpływowych nie ulegały zmianie. Były to zazwyczaj zespoły ZAZ LR 1 – 12 oraz ZAZ LR 2- 12, w których zabezpieczenia ziemnozwarciowe posiadają charakterystykę czynnomocową. W zespołach ZAZ LR 1 – 12 obniżano próg prądowy i napięciowy zadziałania zabezpieczenia ziemnozwarciowego [12]. W przypadku pól liniowych wyposażonych w zabezpieczenia elektromechaniczne (RIT 213, RIT 216, RIT 20, AT 21) zainstalowane zostały zabezpieczenia ziemnozwarciowe analogowe typu RTEst – 50 z charakterystyką czynnomocową działania. Dodatkowo w polach baterii kondensatorów, sprzągła, strony 15 kV transformatora zasilającego doinstalowane są dodatkowe zabezpieczenia nadprądowe, które reagują na jednofazowe prądy zwarcia.

Rozdzielnie obecnie oddawane do eksploatacji wyposażone są w zabezpieczenia cyfrowe typu CZIP [11]. W polach linii odpływowych wykorzystywany jest układ zabezpieczenia ziemnozwarciowego z wykorzystaniem kryterium działania $G_0 + Y_0$ [4].

W sieci średniego napięcia zabezpieczenia współpracują głównie z automatyką SPZ dwukrotnego. Automatyka jednokrotnego SPZ stosowana jest w sieci kablowej lub na wyraźne życzenie odbiorcy (ze względu na proces technologiczny produkcji).

W nowych obiektach i modernizowanych rozdzielniach 15 kV instalowane są wyłączniki próżniowe, a w pozostałych rozdzielniach SN wyłączniki małoolejowe (JO, SCI – 1) są sukcesywnie wymieniane na wyłączniki próżniowe [14]. W pierwszej kolejności nowe wyłączniki próżniowe instalowane są w polach liniowych o najdłuższych ciągach sieciowych.

Struktura zabezpieczeń w rozdzielniach średniego napięcia eksploatowanych w sieci uziemionej przez rezystor jest następująca (stan na koniec 2005 roku):

- zabezpieczenia elektromechaniczne - 95 pól
- zabezpieczenia analogowe (zespoły ZAZ) - 155 pól
- zabezpieczenia cyfrowe - 108 pól

Łącznie sieć średniego uziemiona przez rezystor obsługiwana jest przez 358 pól.

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe linii odpływowych posiadają czas działania równy 100 ms i współpracują z układami automatyki SPZ dwukrotnego. W przypadku stosowania SPZ – u jednokrotnego przerwa w tej automatyce wynosi 4 sekundy. W przypadku stosowania zespołów ZAZ i przekaźników ziemnozwarciowych RTest - 50 obniżono wartość napięcia rozruchowego z 18 V do 5 V oraz wprowadzono podziałkę 50 ms w członie czasowym. W zabezpieczeniach ziemnozwarciowych pól funkcyjnych (w danej rozdzielni 15 kV) czas działania wynosi 300 ms. Wprowadzono korekty nastaw progów pobudzeń napięciowych w polach pomiaru napięcia danych sekcji [5]. Podczas uruchamiania układu rezystora w danej stacji proces oddania do eksploatacji nowych układów zabezpieczeń kończył się zawsze naturalnymi próbami ziemnozwarciowymi każdej linii odpływowej oraz ewentualną korektą nastawień wartości rozruchowych zabezpieczeń w danym polu.

Bardzo pomocnym narzędziem w obserwacji sieci uziemionej przez rezystor jest funkcja „kontrolera rezystora”, w którą wyposażony jest zespół CZIP – 1P [16].

Czas działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych przyjęty do stosowania w ZEB S.A. wynika z możliwości osiągnięcia odpowiednich rezystancji uziemień w sieci 15 kV. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe U_{Tp} obliczone dla różnych czasów doziemienia t_F według normy PN – E – 05115 – załącznik C (normatywny) przedstawia tabela 1 [7].

Tab. 1. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe

| Czas działania t_F (s) | Największe dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe U_{Tp} (V) |
|-----------------------------|--|
| 10 | 80 |
| 1,1 | 100 |
| 0,72 | 125 |
| 0,64 | 150 |
| 0,49 | 220 |
| 0,39 | 300 |
| 0,29 | 400 |
| 0,20 | 500 |
| 0,14 | 600 |
| 0,08 | 700 |
| 0,04 | 800 |

3 ANALIZA DZIAŁANIA AUTOMATYKI SPZ

Podstawowe dane dotyczące automatyki SPZ w poszczególnych latach przedstawia tabela 2.

Tab. 2. Liczba zadziałań układów automatyki SPZ w latach 1997 – 2005

| Rok | Łączna liczba pól z SPZ | Automatyka SPZ | | | | Łączna liczba działań |
|-------------|----------------------------------|----------------|-------------------|---------------|-------------------|-----------------------------|
| | | Jednokrotna | | Dwukrotna | | |
| | | Liczba pól | Liczba działań | Liczba pól | Liczba działań | |
| 1997 | 13 | - | - | 13 | 523 | 523 |
| 1998 | 24 | 3 | 1 | 21 | 712 | 713 |
| 1999 | 24 | 3 | 5 | 21 | 635 | 640 |
| 2000 | 44 | 4 | 9 | 40 | 1 233 | 1 242 |
| 2001 | 45 | 4 | 5 | 41 | 1 574 | 1 579 |
| 2002 | 45 | 4 | 7 | 41 | 1 619 | 1 626 |
| 2003 | 45 | 4 | 9 | 41 | 1 220 | 1 229 |
| 2004 | 83 | 21 | 132 | 62 | 1 597 | 1 729 |
| 2005 | 117 | 49 | 115 | 68 | 1 915 | 2 030 |

W ostatnim roku wzrosła liczba pól z automatyką SPZ – u jednokrotnego. Pod nadzorem tej automatyki jest sieć 15 kV o łącznej długości 147 km. Powodem wzrostu liczby pól wyposażonych w automatykę SPZ – u jednokrotnego są przede wszystkim względy ruchowe. Zamiast wprowadzania częstych korekt nastawień zabezpieczeń ziemnozwarciowych, zwłaszcza admitancyjnych, w przypadku zmian konfiguracji sieci służbom ruchu wygodniej jest zaakceptować dodatkowe działanie automatyki SPZ niż zbędne wyłączenie pola.

Dane statystyczne działania automatyki SPZ – u jednokrotnego przedstawia tabela 3.

Tab. 3. Analiza działania automatyki jednokrotnego SPZ w latach 1997 – 2005

| Rok | działań automatyki Ogólna liczba | Cykle automatyki SPZ | | | | skuteczności Współczynnik automatyki [%] | Przyczyny działania zabezpieczeń | | | |
|------|-------------------------------------|-------------------------|---------|---------|---|---|----------------------------------|-------|----------|----------------------|
| | | WZ | WZW | | W | | Wyladowania atmosferyczne | Wiatr | Izolacja | niewyjaśnione Różne, |
| | | | [P] | [N] | | | | | | |
| 1997 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 1998 | 1 | 1 | - | - | - | 100 | - | - | 1 | |
| 1999 | 5 | 1 | 2 | 2 | - | 20 | 2 | 1 | 2 | |
| 2000 | 9 | 6 | - | 2 | 1 | 67 | 2 | 4 | 3 | |
| 2001 | 5 | 3 | 1 | 1 | - | 60 | - | 3 | 1 | |
| 2002 | 7 | 4 | 4 | - | - | 57 | 1 | 3 | 1 | |
| 2003 | 9 | 5 | 4 | - | - | 56 | 4 | - | 2 | |
| 2004 | 132 | 116 | 11 | 5 | - | 88 | 20 | 13 | 3 | |
| 2005 | 115 | 102 | 2 | 11 | - | 89 | 4 | 3 | - | |

Uwaga:

[P] – próbne załączenie linii z wynikiem pozytywnym – linia napięcie przyjęła,

[N] – próbne załączenie linii z wynikiem negatywnym – linia napięcia nie przyjęła.

Średnia skuteczność działania tej automatyki w omawianym okresie wyniosła 60 %.

Podstawowe dane charakteryzujące działanie automatyki SPZ – u dwukrotnego w latach 1997 – 2005 przedstawia tabela 4.

Tab. 4. Analiza działania automatyki dwukrotnego SPZ w latach 1997 - 2005

| Rok | działań automatyki Ogólna liczba | Cykle automatyki SPZ | | | | | | | działań [%] skuteczności Współczynnik |
|------|-------------------------------------|----------------------|----------|----------|------|----------|----------|---|---------------------------------------|
| | | WZ | WZW | | WZWZ | WZWZW | | W | |
| | | | [P]] | [N]] | | [P]] | [N]] | | |
| 1997 | 523 | 363 | 9 | - | 43 | 64 | 44 | - | 78 |
| 1998 | 712 | 528 | 16 | 12 | 31 | 79 | 46 | - | 79 |
| 1999 | 635 | 450 | 14 | 17 | 31 | 56 | 61 | - | 76 |
| 2000 | 1 232 | 953 | 38 | 2 | 64 | 124 | 54 | 1 | 83 |
| 2001 | 1 574 | 1 136 | 33 | 4 | 117 | 185 | 100 | - | 80 |
| 2002 | 1 619 | 1 233 | 19 | - | 103 | 169 | 94 | - | 83 |
| 2003 | 1 220 | 919 | 25 | 11 | 86 | 127 | 50 | 2 | 82 |
| 2004 | 1 597 | 1 030 | 24 | 1 | 145 | 236 | 161 | - | 74 |
| 2005 | 1 915 | 1 458 | 28 | - | 136 | 222 | 71 | - | 83 |

Uwaga:

[P] – próbne załączenie linii z wynikiem pozytywnym – linia napięcie przyjęła

[N] – próbne załączenie linii z wynikiem negatywnym – linia napięcia nie przyjęła

Średnia skuteczność działania tej automatyki w omawianym okresie wyniosła 80 %. Wzrost liczby działań automatyki SPZ spowodowany jest nie tylko wzrostem długości sieci 15 kV, ale przede wszystkim małą skutecznością zabiegów eksploatacyjnych. Świadczy o tym znaczący udział pozycji „wiatr”, „izolacja”, „wyładowania atmosferyczne” oraz „ptaki” – wskazywanych jako przyczyna działania zabezpieczeń w tej sieci. Stosowanie we fragmentach tej sieci przewodów izolowanych w znacznym stopniu ograniczyłoby działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

Występowanie cyklu WZW w automatyce SPZ – u dwukrotnego wynika z błędnego załączenia przełącznika automatyki w danym polu przez obsługę lub uszkodzenia się drugiego stopnia automatyki SPZ.

Jak wynika z liczby cykli WZWZW [P] – tabela 4 uzasadnione jest twierdzenie, że w sieci tej ma racje bytu trzeci stopień automatyki SPZ – u.

Liczbę działań automatyki SPZ w przeliczeniu na 100 km sieci w poszczególnych latach przedstawia tabela 5.

Tab. 5. Liczba zadziałań automatyki SPZ w przeliczeniu na 100 km

| <i>Rok</i> | <i>Liczba działań</i> |
|------------|---------------------------|
| 1997 | 83,02 |
| 1998 | 103,48 |
| 1999 | 92,89 |
| 2000 | 87,71 |
| 2001 | 98,20 |
| 2002 | 144,49 |
| 2003 | 109,21 |
| 2004 | 125,38 |
| 2005 | 119,48 |

Powyższy współczynnik dla sieci skompensowanej w ZEB SA w roku 2001 wynosił 54,04 [2].

4 ANALIZA DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ

Analizę działania zabezpieczeń i automatyki w polach średnich napięć prowadzi na bieżąco dyżurny ruchu, któremu podlega dana stacja. Brak jest prowadzonej centralnej statystyki działania poszczególnych rodzajów zabezpieczeń w sieci średniego napięcia. Centralną statystyką objęte są działania i sygnalizacja pobudzeń zabezpieczeń sieci 110 kV, transformatorów 110/SN oraz automatów związanych z tymi urządzeniami. Do służb zabezpieczeniowych rejonu lub zakładu docierają jedynie informacje o przypadkach błędnego działania zabezpieczeń lub automatyki oraz przypadki brakujących działań. Interwencja personelu zabezpieczeniowego ogranicza się w takim przypadku do usunięcia usterki błędnie działającego zabezpieczenia lub sprawdzenia poprawności działania danego układu automatyki.

Progi rozruchowe zabezpieczeń nadprądowych w polach linii odpływowych są funkcją warunków zwarciovych, obciążenia danej linii oraz powiązań sieciowych, jakie występują w danej rozdzielni. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe czynnomocowe, admitancyjne i prądowe posiadają nastawione progi rozruchowe w taki sposób, aby nie powodowały wyłączeń w przypadku, gdy w danej linii nie wystąpiło doziemienie. Czas działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych wynosi 100 ms i po tym czasie następuje wysłanie impulsu wyłączającego oraz uruchomienie automatyki SPZ. Nastawienia progów działania zabezpieczeń w pozostałych polach funkcyjnych rozdzielni 15 kV wynikają z zastosowania zasady selektywności i rezerwowego działania [8,9,10,15].

W roku 2004 wystąpiły przypadki działań zbędnych zabezpieczeń ziemnozwarciowych linii odpływowych, które były spowodowane brakiem możliwości przeprowadzenia prób ziemnozwarciowych w warunkach rzeczywistych. Po przeprowadzeniu prób ziemnozwarciowych w danym węźle i wprowadzeniu korekty nastawień zabezpieczeń przypadki zbędnych wyłączeń nie wystąpiły. Wystąpiły przypadki wyłączeń pól transformatorów potrzeb własnych, jako działanie rezerwowe z pełną konsekwencją wyłączeń w danej stacji. Przyczyną tych wyłączeń były zacięte

napędy wyłączników w polach linii odpływowych (nie wszędzie są zainstalowane wyłączniki próżniowe).

Dużą wygodą w analizowaniu błędnych lub dyskusyjnych działań zabezpieczeń ziemnozwarciowych jest możliwość korzystania z rejestratorów zakłóceń w zabezpieczeniach cyfrowych. Rejestrowane przebiegi składowej zerowej prądu i napięcia w czasie zakłócenia umożliwiają dokładne określenie parametrów zwarcia w danym przypadku.

5 WNIOSKI

Podstawowym efektem zainstalowania rezystora w sieci miejskiej 15 kV jest zmniejszenie „rozległych awarii”. Uszkodzenia są lokalizowane selektywnie i wybiórczo pod warunkiem dotrzymania konfiguracji danego węzła sieciowego. Jak wynika z przytoczonych danych statystycznych, sieć 15 kV uziemiona przez rezystor jest bardziej „wymagająca” w eksploatacji niż sieć skompensowana. Dotyczy to zwłaszcza nowego spojrzenia na ochronę izolacji urządzeń przed ptactwem i drzewami. Zasadne jest wprowadzenie trzeciego stopnia automatyki SPZ w przypadku istniejących już zabezpieczeń cyfrowych. W długich ciągach liniowych 15 kV należy w szerszym stopniu wykorzystać układy automatycznej lokalizacji zwarć i radiowego sterowania odłącznikami. Dzięki staraniom służb zabezpieczeniowych zakładu utrzymywany jest na wysokim poziomie wskaźnik prawidłowości działania zabezpieczeń i automatyki SPZ w sieci 15 kV uziemionej przez rezystor.

6 LITERATURA

1. Babiński J., Woliński K. Ocena pracy zabezpieczeń cyfrowych w stacjach 110/SN Zakładu Energetycznego Białystok S.A. V Konferencja Naukowo – Techniczna. Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych. Płock, 31 marca – 2 kwietnia 2004, s.69 – 74.
2. Babiński J., Wnorowski C., Woliński K. Ocena działania zabezpieczeń i automatyki SPZ sieci średniego napięcia w latach 1991 – 2001 w ZE Białystok S.A. Automatyka Elektroenergetyczna. 2002, nr 4, s. 34 –38
3. Belka H., Koralewski B., Schier A., Synal B. Analiza wstępna i założenia projektowe do zmiany sposobu pracy punktu zerowego w sieciach ŚN Zakładu Energetycznego Białystok S.A. Politechnika Wroclawska 1995.
4. Hoppel W., Lorenc J. Dobór nastaw zabezpieczeń w polach linii średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna. 2003, nr 2, s. 35 – 39.
5. Klusek J. Nastawienia zabezpieczeń ziemnozwarciowych nadmiarowo – prądowych linii odpływowych w sieciach terenowych średniego napięcia uziemionych przez rezystor w aspekcie ochrony przeciwporażeniowej. Automatyka Elektroenergetyczna. 1998, nr 1, s. 18 – 20.
6. Skliński R., Sajczyk A. Ocena skuteczności dodatkowej ochrony przeciwporażeniowej w miejskich sieciach ŚN i nn podczas zwarć rzeczywistych w wybranych stacjach ŚN/nn. Politechnika Białostocka 1996.
7. Skliński R. z zespołem . Dobór parametrów technicznych rezystorów uziemiających i ocena zagrożenia porażeniowego podczas zwarć

jednofazowych przy zmianie sposobu pracy punktu neutralnego na uziemiony przez rezystor sieci 15 kV ZE Białystok S.A. zasilanej z RPZ – 9, ECB, GPZ- 1, RPZ – Fasty. Etap II. Politechnika Białostocka. 2003

8. Synal B. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2000.
9. Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
10. Winkler W., Wiszniewski A. Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT. Warszawa, 2004.
11. Wnorowski C., Woliński K. Zabezpieczenia cyfrowe w sieci średniego napięcia ZE Białystok S.A. Konferencja Naukowo – Techniczna. Współczesna problematyka sieci średnich napięć. Dychów, 9–11 kwietnia 2003, s.109 – 116.
12. Woliński K. Próby ziemnozwarciowe w sieci 15 kV uziemionej przez rezystor w stacji RPZ8 Białystok. Automatyka Elektroenergetyczna 2000, nr 4, s.24-28
13. Woliński K., Wyrzykowski W. Ocena działania zabezpieczeń i automatyki SPZ sieci średniego napięcia uziemionej przez rezystor w Zakładzie Energetycznym S.A. Automatyka Elektroenergetyczna. 2002, nr 2, s.31 – 33.
14. Woliński K. Wyłączniki próżniowe typu VL1 na napięcie od 12 do 24 kV. Wiadomości Elektrotechniczne. 2001, nr 12, s. 524 – 525.
15. Żydanowicz J. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Automatyka eliminacyjna. WNT. Warszawa, 1985.
16. RELPOL S.A. Zakład POLON. Instrukcja obsługi. System cyfrowych zabezpieczeń automatyki, pomiarów, sterowania, rejestracji i komunikacji CZIP.CZIP – 1P zespół dla pola potrzeb własnych sieci uziemionej przez rezystor. Zielona Góra, 2001.
17. Zakład Energetyczny Białystok S.A. Raport roczny 2004.