

Grzegorz DĄBROWSKI<sup>1</sup>  
Krzysztof WOLIŃSKI<sup>2</sup>

## **OCENA PRACY SIECI 15 kV UZIEMIONEJ PRZEZ REZYSTOR W WYBRANEJ SPÓŁCE DYSTRYBUCYJNEJ W OKRESIE 1997 - 2007**

*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 współpracującej z nimi automatyki w latach 1997 – 2007 oraz przedstawiono charakterystyczne współczynniki w kontekście obowiązujących przepisów związanych z czasami przerw w dostawach energii elektrycznej.*

### **1. WSTĘP**

Spółka dystrybucyjna w roku 2007 eksploatowała ponad 750 pól linii średniego napięcia. Długość sieci średniego napięcia wyniosła ponad 18 400 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].

Spółka dystrybucyjna eksploatuje na swoim terenie 52 stacje WN/SN, 17 stacji SN/SN oraz ponad 13 800 stacji transformatorowych SN/nn. Układy telemechaniki zainstalowane są w 29 obiektach energetycznych. W Centrach Dyspozytorskich zainstalowany jest system nadzoru dyspozytorskiego PRINS.

W roku 1997 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 stacją 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].

---

<sup>1</sup>Politechnika Białostocka  
<sup>2</sup>Wyższa Szkoła Finansów i Zarządzania w Białymstoku

W roku 2004 zakończono proces realizacji koncepcji opracowanej przez Politechnikę Wrocławską. Obecnie pracuje 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 około 1750 km i zasilana jest z 272 pól liniowych, w tym 117 pól 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

Pierwsze zabezpieczenia cyfrowe w polach odpływowych linii średniego napięcia pojawiły się w roku 1997. Na koniec 2007 roku struktura zabezpieczeń rozdzielni średniego napięcia przedstawiała się następująco: zabezpieczenia analogowe – 42%, zabezpieczenia cyfrowe – 44%, zabezpieczenia elektromechaniczne – 14 %.

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 z dwustopniowym nadprądowym zabezpieczeniem ziemnozwarciowym. Pola transformatora potrzeb własnych wyposażone są w zespoły ZAZ TRU02 - 12, w których zainstalowana jest 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 zainstalowane zostały zabezpieczenia ziemnozwarciowe analogowe typu RTEst – 50 z charakterystyką czynnomocową działania. Dodatkowo w polach baterii kondensatorów, sprzęgła, 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] lub Ex-BEL. 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).

Struktura zabezpieczeń w rozdzielniach średniego napięcia eksploatowanych w sieci uziemionej przez rezystor jest następująca (stan na koniec 2007 roku):

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

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 przełączników 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 Spółce Dystrybucyjnej 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].

*Tabela 1. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe.*

<i>Czas działania <math>t_F</math> (s)</i>	<i>Największe dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe <math>U_{Tp}</math> (V)</i>
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.

Tabela 2. Liczba zadziałań układów automatyki SPZ w latach 1997 – 2007

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
2006	117	49	164	68	2174	2 338
2007	117	68	70	49	2131	2 201

W ostatnim roku wzrosła liczba pól z automatyką SPZ-u jednokrotnego. Pod nadzorem tej automatyki jest sieć 15 kV o łącznej długości 170 km. Powodem automatyki 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.

Tabela 3. Analiza działania automatyki jednokrotnego SPZ w latach 1997 – 2007

Rok	Ogólna Liczba działań automatyki	Cykle automatyki SPZ				Współczynnik skuteczności automatyki [%]
		WZ	WZW		W	
			[P]	[N]		
1997	-	-	-	-	-	-
1998	1	1	-	-	-	100
1999	5	1	2	2	-	20
2000	9	6	-	2	1	67
2001	5	3	1	1	-	60
2002	7	4	4	-	-	57
2003	9	5	4	-	-	56
2004	132	116	11	5	-	88
2005	115	102	2	11	-	89
2006	164	132	30	2	-	80
2007	70	49	21	-	-	70

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 68,7%.

Podstawowe dane charakteryzujące działanie automatyki SPZ – u dwukrotnego w latach 1997 – 2007 przedstawia tabela 4.

Tabela 4. Analiza działania automatyki dwukrotnego SPZ w latach 1997 - 2007

Rok	Ogólna liczba działań automatyki	Cykle automatyki SPZ						Współczynnik skuteczności i działania [%]	
		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
2006	2 174	1 652	35	3	173	203	108	-	84
2007	2 131	1 545	60	1	156	200	169	-	80

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 80,2 %. Wzrost liczby działań automatyki SPZ spowodowany jest nie tylko wzrostem długości sieci 15 kV, ale przede wszystkim małą skutecznością zabiegów eksploatacyjnych. Stosowanie we fragmentach tej sieci przewodów izolowanych w znacznym stopniu ograniczyłoby działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

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

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

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

*Tabela 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
2006	135,93
2007	126,49

#### **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 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. PRZERWY W DOSTAWACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ANALIZOWANEJ SIECI SN**

Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem [18] przerwy w dostawach energii elektrycznej podzielone zostały na dwie kategorie: przerwy planowane oraz nieplanowane. Przerwy planowane zostały zdefiniowane jako przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, zaś przerwy nieplanowane są to w zasadzie wszystkie pozostałe przerwy w dostawach energii elektrycznej (tj. przerwy spowodowane wystąpieniem awarii oraz przerwy planowane o których odbiorca nie został powiadomiony). Ze względu na czas trwania, przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej zostały podzielone na:

- mikroprzerwy – o czasie trwania poniżej 1 s,
- przerwy krótkie – o czasie trwania nie krótszym niż 1s i nie dłuższym niż 3 minuty,
- przerwy długie – o czasie trwania nie krótszym niż 3 minuty i nie dłuższym niż 12 godzin,
- przerwy bardzo długie – o czasie trwania nie krótszym niż 12 godzin i nie dłuższym niż 24 godziny,
- przerwy katastrofalne – trwające powyżej 24 godzin.

W celu analizy czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczane są następujące wskaźniki:

- SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej,
- SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich,
- MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich.

Wskaźnik SAIDI został zdefiniowany jako suma iloczynów czasu trwania przerwy długiej i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźnik SAIFI stanowi liczbę wszystkich przerw długich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. Wskaźnik ten jest wyznaczany oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych.

Wskaźnik MAIFI określono jako liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

W analizowanej sieci SN (kompensowanej i uziemionej przez rezystor) w roku 2007 odnotowano 2 034 przerwy planowane oraz 14 040 przerw nieplanowanych. Średni czas trwania wyłączenia planowanego wynosił 4,1 godziny. Zestawienie przerw nieplanowanych przedstawiono w tabeli 6.

*Tabela 6. Zestawienie nieplanowanych przerw w dostawach energii elektrycznej w roku 2007*

<i>Rodzaj przerwy</i>	<i>Liczba przerw w roku 2007</i>
Mikroprzerwy	Brak danych
Przerwy krótkie	10 490
Przerwy długie	3 271
Przerwy bardzo długie	220
Przerwy katastrofalne	59

Przerwy bardzo długie oraz katastrofalne związane były z poważnymi uszkodzeniami wymagającymi odtworzenia fragmentów sieci.

Wskaźniki dotyczące czasu trwania nieplanowanych przerw w dostawach energii elektrycznej dla sieci SN przedstawiono w tabeli 7.

*Tabela 7. Wskaźniki opisujące czasy trwania nieplanowanych przerw w dostawach energii elektrycznej w roku 2007*

<i>Wskaźnik</i>	<i>Wartość</i>
SAIDI	11,3
SAIFI	0,003
MAIFI	0,016

Uwzględniając przerwy planowane powyższe współczynniki przyjmą odpowiednio wartości (tabela 8):

*Tabela 8. Wskaźniki opisujące czasy trwania przerw w dostawach energii elektrycznej w roku 2007*

<i>Wskaźnik</i>	<i>Wartość</i>
SAIDI	13,2
SAIFI dla przerw nieplanowaych	0,003
SAIFI dla przerw planowanych	0,005
MAIFI	0,016



## 6. 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 wskaźnik prawidłowości działania zabezpieczeń i automatyki SPZ w sieci 15 kV uziemionej przez rezystor utrzymywany jest na wysokim poziomie.

Wprowadzenie wskaźników oceny czasów trwania i częstości przerw w dostawie energii elektrycznej umożliwi wiarygodną ocenę stanu technicznego sieci dystrybucyjnej na terenie działania danej spółki.

## 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.
- [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 Wrocławska 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 RPZ – 8 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.
- [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] ZEB Dystrybucja Sp. z o.o. Raport roczny 2007.
- [18] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93 z dn.29.05.2007 r. poz. 623)