

Tadeusz Glinka^{1,2}, Bronisław Drak², Jan Kapinos²
Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL¹, Katowice
Politechnika Śląska, Gliwice²

USZKODZENIA IZOLATORA PRZEPUSTOWEGO I AWARIA TRANSFORMATORA

DAMAGE OF THE BUSHING INSULATOR AND THE TRANSFORMER'S BREAKDOWN

Streszczenie: W artykule przedstawiono dwa przykłady pożaru transformatorów spowodowane awarią izolatorów przepustowych papierowo-olejowych 400 kV i 220 kV. Przyczyną uszkodzenia izolatorów przepustowych były wyładowania niepełne wewnątrz izolacji papierowej, które doprowadziły do eksplozji izolatora, zwarcia fazowego i pożaru transformatorów. Przedstawiono przykład transformatora z izolatorami przepustowymi suchymi, które wydają się być bardziej bezpieczne w eksploatacji.

Abstract: This article presents two examples of the fire in transformers, caused by the 400 kV and 220 kV paper-oil-type insulators breakdown. The bushing insulators' breakdown was caused by the partial discharges inside of the paper insulation, which led to insulator's explosion, phase short-circuit fault and also to fire of the transformers. An example is also shown in this article of the power transformer with dry-type bushing insulators, which seems to be safer in the exploitation.

Słowa kluczowe: izolatory przepustowe papierowo-olejowe, transformatory energetyczne, awaria izolatorów, pożar transformatorów

Keywords: paper-oil bushing insulators, power transformers, insulators breakdown, transformers fire

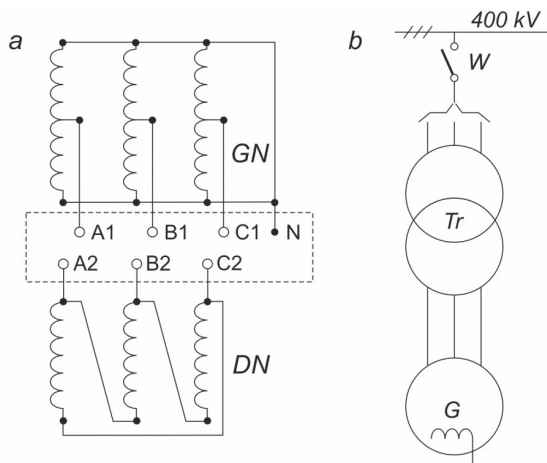
1. Wstęp

Izolatory przepustowe stanowią podstawowy element wyposażenia transformatorów, które w dużym stopniu determinują ich niezawodną pracę. Statystyka awarii transformatorów zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym pozwala stwierdzić, że w ostatnich latach uszkodzenia izolatorów przepustowych były przyczyną kilkunastu poważnych awarii transformatorów. Statystyki światowe potwierdzają, że uszkodzenia izolatorów przepustowych stanowią od 10 % do 40 % całkowitej liczby uszkodzeń transformatorów energetycznych. Większość uszkodzeń izolatorów przepustowych w transformatorach to uszkodzenia nagłe, których nie można wykryć metodami diagnostyki off-line. Eksploatowane w systemie elektroenergetycznym transformatorowe izolatory przepustowe na napięcia 110 kV, 220 kV i 400 kV są w większości z izolacją papierowo-olejową w osłonie porcelanowej (izolatory typu OIP). Ich czas pracy wynosi od kilkunastu do kilkudziesięciu lat. Uszkodzenia izolatorów przepustowych, według statystyki, występują najczęściej między 15 a 25 rokiem eksploatacji. W grupie izolatorów przepustowych 110 kV główną przyczyną uszkodzeń jest utrata

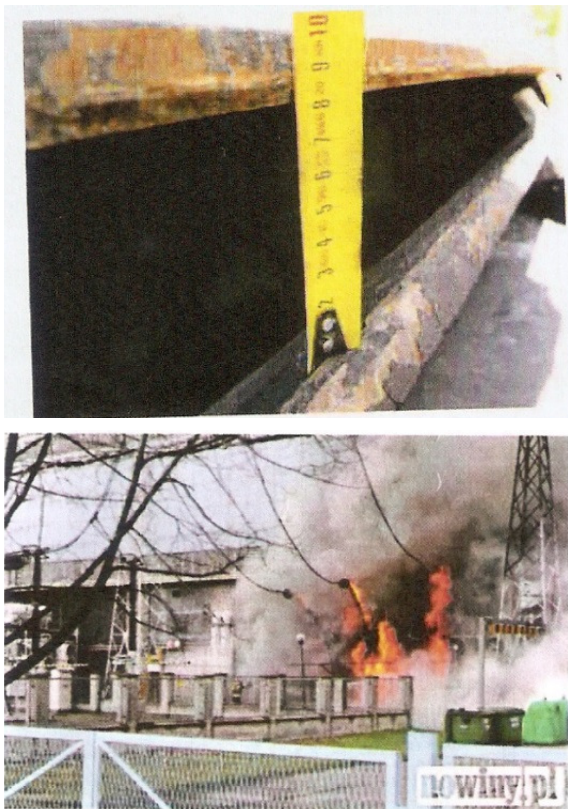
szczelności i wyciek oleju. W izolatorach przepustowych 220 kV i 400 kV dominują uszkodzenia typu dielektrycznego. Jest to uszkodzenie izolacji wewnętrznej pod wpływem wyładowań niepełnych, objawiające się zwiększoną wartością $\tan \delta$ %. Uszkodzenia dielektryczne prowadzą do eksplozji izolatora i niekiedy do powstania pożaru transformatora. Przykład takiej awarii jest omówiony w tym artykule.

2. Przykład awarii izolatora przepustowego i transformatora blokowego [2]

Transformator blokowy Tr o parametrach: 270 MVA, 15.75/420 kV, d/2YN pracował 12 lat. Transformator, od strony dolnego napięcia DN, jest połączony bezpośrednio z generatorem G, a od strony górnego napięcia GN z siecią elektroenergetyczną 400 kV, jak to pokazano na rysunku 1. Awaria izolatora przepustowego fazy B1 400 kV spowodowała eksplozję wewnątrz transformatora. Eksplozja spowodowała rozszczelnienie między pokrywą, a kadzią transformatora wielkości około 8 cm, wyrzucenie palącego się oleju, poprzez szczelinę, na zewnątrz i pożar transformatora Tr, co jest widoczne na rysunku 2.



Rys. 1. Schemat uzwojeń transformatora i jego połączenie z siecią elektroenergetyczną



Rys. 2. Rozszczelnienie między pokrywą a kadzią wielkości około 8 cm i pożar transformatora

Eksplozja wewnątrz transformatora i jego pożar mogą wystąpić tylko wówczas gdy:

- w przestrzeni kadzi nad olejem są zgromadzone gazy palne: wodór (H_2), tlenek węgla (CO), węglowodory (CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8), plus powietrze (O_2), w proporcjach wybuchowych,
- wewnątrz transformatora na wyprowadzeniu przy izolatorze przepustowym 400 kV po-

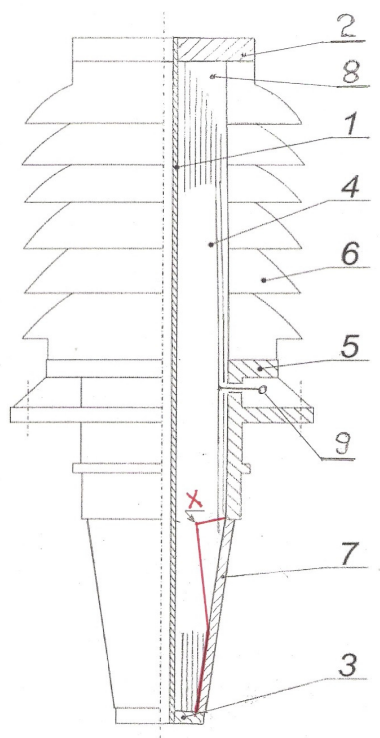
wstanie iskrzenie bądź łuk, które zainicjują eksplozję.

W tym przypadku obojga te warunki musiały być spełnione skoro eksplozja wystąpiła. Olej w transformatorze pracował 12 lat. W tym okresie pracy transformatora, wymienione wyżej, gazy palne wydzielały się z rozkładu układu izolacyjnego uzwojeń i izolatorów. Powietrze w kadzi transformatora pozostało częściowo w czasie wlewania oleju do kadzi i mogło dostawać się także z atmosfery, gdyż kadź nie była hermetyczna.

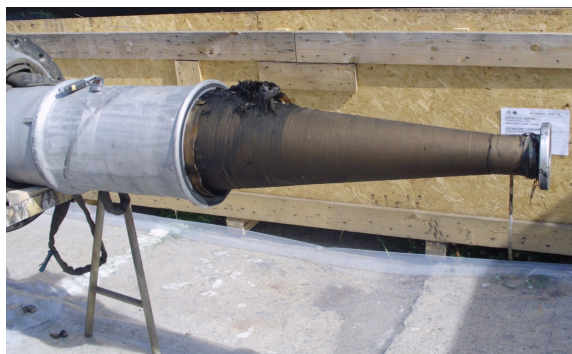
Awaria transformatora miała dwie fazy.

2.1. Faza pierwsza

Wyładowania niepełne i czas eksploatacji izolatorów przepustowych 400 kV spowodowały w rdzeniu (4) (rys. 3) izolatora fazy B1, kanałową degradację papieru izolacyjnego, umożliwiając przepływ prądu upływu o znacznej wartości. Prąd upływu płynął w obwodzie: od wyprowadzenia fazy B1, poprzez pierścień aluminiowy (3), kanał zdegradowanej izolacji do uziemionej kadzi transformatora (5) i bieguna zerowego N gwiazdy uzwojenia. Kanał przepływu prądu upływu pokazano na rysunku 3. W punkcie X, wewnątrz rdzenia izolacji papierowej (4) powstało „gniazdo” zwęglonej izolacji. W tym miejscu wysoka temperatura spowodowała wyparowanie oleju, a powstanie wysokiego ciśnienia par oleju rozzerwało zewnętrzną warstwę izolacji papierowej, i zniszczyło stożek izolacji porcelanowej (7). Na rysunku 4 jest widoczny „komin” powstały z rozzerwanej izolacji papierowej, który był skierowany w kierunku izolatora fazy A1. Kawałki porcelany z izolatora fazy B1 uderzyły z dużą energią w stożek porcelanowy fazy A1 i spowodowały także jego zniszczenie. Stożki porcelanowe (7) izolatorów fazy A1 i B1 zostały pokruszone na drobne kawałki i opadły na dno kadzi. Odłamki porcelany uszkodziły także, pod cylindrami (7), zewnętrzne warstwy papieru rdzenia (4). W fazie C1 stożek porcelanowy (7) został uszkodzony miejscowo, od uderzenia kawałkami porcelany stożka fazy B1, jednak nie został porozrywany.



Rys. 3. Izolator przepustowy z zaznaczoną ścieżką prądu upływu



Rys. 4. Widok części stożkowej rdzenia (4) izolatora fazy B1 po awarii

2.2. Faza druga

Płynący prąd upływu, przez zwęglony kanał izolacyjny, spowodował iskrzenie między wprowadzeniem fazy B1 (tzw. batem), a aluminiowym pierścieniem dolnym (3) izolatora przepustowego, które rozwinęło się w zwarcie łukowe między fazą B1 i kadzią transformatora. Wewnętrzny pierścień aluminiowy (3) izolatora fazy B1 ma na powierzchni zewnętrznej ślady opalenia, widoczne na rysunku 5. Ten sam pierścień izolatora fazy C1 ma powierzchnię gładką, nieopaloną. Dowodzi to, że w tym miejscu była największa temperatura. Było to ognisko eksplozji, która spowodowała powierzchniowe nadtopienia aluminium.



Rys. 5. Widok pierścieni aluminiowych (3) izolatora fazy B1 i izolatora fazy C1

Zwarcie łukowe na izolatorze fazy B1 i wysoka temperatura spowodowały rozkład oleju i eksplozję powstałych gazów palnych. W wyniku eksplozji pokrywa kadzi podniosła się tworząc szczelinę między kadzią wielkości około 8 cm, widoczną na rysunku 2. Ciśnienie w kadzi wyrzuciło palący się olej na zewnątrz. Transformator płonął. Pożar transformatora oblanego olejem spowodował zniszczenie zewnętrznych cylindrów porcelanowych talerzowych (6), w fazach A1 i B1, które popękały i rozsypały się. Zewnętrzne warstwy papieru rdzenia kondensatorowego (4) w fazach A1 i B1 zostały opalone. W fazie C1 cylinder zewnętrzny (6) został osmolony dymem, jednak nie został mechanicznie uszkodzony. Po demontażu rdzenia (4) izolatora fazy B1 potwierdzono przedstawiony wyżej przebieg awarii transformatora. Po usunięciu części tulei kołnierza (5), przylegającej do powierzchni stożkowej rdzenia kondensatorowego (4), odwijano kolejne warstwy papieru. Na rysunku 6 widać:

- zwęgloną izolację papierową pod zdemontowaną tuleją kołnierza (5),
- zwęglony kanał przepływu prądu upływu wzdłuż izolacji,
- wewnętrzną powierzchnię tulei kołnierza (5) z widocznymi ciemnymi plamami.



Rys. 6. Zdjęcia ilustrujące kanał przepływu prądu upływu wewnątrz izolacji papierowej rdzenia kondensatorowego (4)

Po odwinięciu kolejnych warstw papieru, co ilustrują zdjęcia na rysunku 6, zidentyfikowano drogę przepływu prądu upływu przez papierowy rdzeń (4) izolatora. Pozwala to odtworzyć przebieg zjawiska, które doprowadził do zniszczenia izolatora:

- zaczęło się od wyładowań niepełnych w środkowych warstwach izolacji papierowej (4) na skraju tulei kołnierza montażowego (5),
- zniszczenie ww. izolacji stworzyło warunki do przepływu prądu upływu,
- poprzez zdrowe warstwy izolacji papierowej płynął prąd pojemnościowy, który przepływał także przez zniszczone warstwy izolacji i miejsca te przegrzewał, z czasem w środku rdzenia papierowego powstało zwęglone gniazdo,
- prąd upływu przepływał poprzez półprzewodzące warstwy ekwipotencjalne (węglowe), wzdłuż izolacji papierowej, tworząc zwęglone kanały aż do powierzchni stożkowej rdzenia (4),
- na powierzchni stożkowej rdzenia (4), pod porcelanowym stożkiem (7), pod wpływem nieszczelności i lat pracy izolatora, osadziły się związki siarki wydzielone z rozkładu oleju i izolacji papierowej, tworząc warstwę półprzewodzącą.

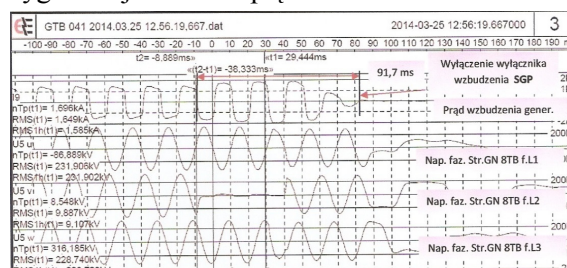
Prąd upływu zamykał się w obwodzie: wyprowadzenie fazy B1, pierścień aluminiowy (3),

stożkową powierzchnię rdzenia (4), następnie poprzez kanał na powierzchni ekwipotencjalnej izolacji papierowej i na wskroś do tulei kołnierza montażowego (5) i do kadzi. Kadź jest uziemiona. Uziemiony jest także punkt zero gwiazdy uzwojenia GN.

Na rysunku 3 pokazano kanał przepływu prądu upływu przez rdzeń izolacyjny (4).

Uzwojenia transformatora nie uległy uszkodzeniom mechanicznym i deformacjom pochodzącym od promieniowych i osiowych sił zwarciowych. Nie zaobserwowano na uzwojeniach perełek miedzi, które świadczyłyby o zwarciu zwojowym transformatora.

Przebieg awarii transformatora można odtworzyć z zapisów napięć fazowych sieci elektroenergetycznej i prądu wzbudzenia generatora, przedstawionych na rysunku 7. Początek awarii sygnalizuje zanik napięcia w fazie B1.



Rys. 7. Napięcia fazowe mierzone za wyłącznikiem W (rys. 1b) i prąd wzbudzenia generatora G

Sygnal napięcia fazy B1 zanika do zera w czasie (-9,4) ms i ponownie pojawia się w czasie 40 ms. Dowodzi to, że w czasie (-9,4) ms wystąpiło doziemienie fazy B1, a w czasie 40 ms wyłącznik blokowy W (rys. 1b) odłączył blok od linii przesyłowej 400 kV. Czas wystąpienia doziemienia i czas wyłączenia bloku potwierdza także sygnał prądu wzbudzenia generatora. Zabezpieczenie bloku działało sprawnie, a czas wyłączenia, wynoszący 2,5 okresu zmiany napięcia, jest krótki. Zwarcie fazy B1 do ziemi wystąpiło wewnątrz transformatora, przed wyłącznikiem blokowym. Zwarcie nie było zatem wyłączone, gdyż nie ma wyłącznika między generatorem i transformatorem. Zwarcie jednofazowe w transformatorze po stronie GN, z uzwojeniami połączonymi w układ YNd (rys. 1a), wymusza dwufazowy prąd zwarcia w generatorze G. Dwufazowy prąd zwarcia generatora G ma składową symetryczną przeciwną I_2 równą składowej symetrycznej zgodnej I_1 . Wyłączenie prądu wzbudzenia generatora G nastąpiło po 91,7 ms (rys. 7). Wyłączenie prądu wzbudzenia nie powoduje natychmiastowego

zaniku strumienia magnetycznego wzbudzenia, który zmniejsza się według funkcji wykładniczej. Tak więc dwufazowy prąd zwarcia płynie dalej, lecz jego amplituda zmniejsza się, wraz ze spadkiem strumienia magnetycznego wzbudzenia. W opisanym przypadku awarii transformatora, co należy podkreślić, zabezpieczenie bloku działało poprawnie. Pracownicy prowadzący eksploatację bloku wykonywali czynności zgodnie z instrukcją eksploatacji, co zminimalizowało szkodę, uchroniło generator i turbinę przed awarią. Zagrożenie takie istniało, gdyż generator pracował przy zwarcu dwufazowym. W takim stanie pracy składowa przeciwna prądu zwarcia I_2 wzbudza strumień magnetyczny, który wiruje względem wirnika generatora z prędkością 6 000 obr/min i bardzo szybko nagrzewa powierzchnię beczki wirnika. W czasie kilkudziesięciu sekund temperatura powierzchni wirnika może osiągnąć wartość kilkuset $^{\circ}\text{C}$, co najczęściej kończy się wielką awarią bloku.

3. Uszkodzenie izolatora przepustowego 220 kV w transformatorze o mocy znamionowej 160 MVA [1]

W czasie eksploatacji transformatora o mocy znamionowej 160 MVA doszło do eksplozji izolatora przepustowego 220 kV fazy A1 strony GN. Uszkodzenie izolatora przepustowego skutkowało wystąpieniem zwarcia jednofazowego i powstaniem pożaru w obszarze stanowiska transformatora. Akcja gaśnicza pożaru transformatora została zakończona stosunkowo szybko (rys.8).



Rys. 8. Uszkodzony w wyniku eksplozji izolator przepustowy 220 kV fazy A1 w transformatorze o mocy znamionowej 160 MVA

Porcelanowe elementy eksplodującego izolatora przepustowego 220 kV doprowadziły do uszkodzeń mechanicznych porcelany izolatorów przepustowych 220 kV pozostałych faz

oraz porcelany izolatorów przepustowych 110 kV strony DN i punktu neutralnego transformatora. Nastąpiło również uszkodzenie izolatorów porcelanowych aparatury elektroenergetycznej zainstalowanej w sąsiednim polu rozdzielczym stacji 110 kV. W wyniku powstania pożaru nastąpiło uszkodzenie osprzętu transformatora i lokalne opalenia powierzchni kadzi. Badania poawaryjne transformatora przeprowadzono po zabudowaniu nowego izolatora przepustowego 220 kV, w miejsce uszkodzonego w wyniku eksplozji. Pozytywne wyniki badań potwierdzające poprawny wewnętrzny stan techniczny transformatora zdecydowały o tym, że podjęto decyzję o naprawieniu powstałych uszkodzeń w transformatorze bezpośrednio na stanowisku pracy. Analiza wyników pomiarów współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg } \delta_f$ i pojemności C_f uszkodzonego izolatora przepustowego, z ostatnich lat eksploatacji transformatora, wykazała, że $\text{tg } \delta_f$ i pojemności C_f nie przekraczały wartości dopuszczalnych podawanych przez producenta izolatora.

4. Izolatory przepustowe suche

W ostatnim okresie, w nowych transformatorach, instalowane są izolatory przepustowe suche (typu ERIP) z izolacją papierową nasączoną żywicą epoksydową w osłonie kompozytowej tj. ze szkła epoksydowego pokrytego gumą silikonową (rys.9). W przypadku eksplozji izolatora typu ERIP praktycznie nie występuje zagrożenie pożarowe oraz nie ma niebezpieczeństwa związanego z rozrzutem porcelany. Kompozytowe izolatory przepustowe są zarazem kilkakrotnie lżejsze od izolatorów papierowo-olejowych w osłonie porcelanowej.



Rys. 9. Transformator o parametrach znamionowych 250 MVA, 400 kV z izolatorami suchymi typu ERIP

Zastosowanie suchych izolatorów przepustowych typu ERIP ogranicza ryzyko eksplozji izolatora i wystąpienia pożaru transformatora energetycznego. Z uwagi jednak na stosunkowo krótki okres eksploatacji tego typu izolatorów brakuje doświadczeń odnośnie ich trwałości i niezawodności.

5. Podsumowanie

Awarie transformatorów spowodowane wewnętrzną degradacją papieru w izolatorach przepustowych przez wyładowania niezupełne są znane z literatury. W artykule [4], autor podaje przykład identycznej awarii i pożar transformatora blokowego w innej elektrowni. Opisuje także stan techniczny izolatora po kilkudziesięciu latach pracy, który jeszcze nie uległ awarii, lecz zdecydowano się go wymienić, gdyż jego $tg\delta\%$ wyniósł 1,15. „Na zewnątrz zdemontowane izolatory nie wykazywały żadnych śladów uszkodzeń. Nawet po rozbiciu porcelany na papierze nie było śladów. Dopiero po rozcięciu i odwinięciu około połowy grubości warstw papieru zauważono przebarwiony punkt, a głębiej wypalone gniazdo. Obraz wypalonego gniazda był podobny, choć nieco mniejszy niż w izolatorze, który uległ awarii. Wewnętrzne warstwy papieru (przy aluminiowej tulei) nie były uszkodzone. Uszkodzenie powstało więc w środku izolacji papierowej. Charakterystyczne również jest to, że gęstość warstw papieru nie jest jednakowa na całej długości izolatora i uszkodzenia wystąpiły w miejscu tych niejednorodności. We wszystkich izolatorach rozebranych do tej pory, gdzie $tg\delta\%$ był większy od 1 znaleziono tego rodzaju kuliste wypalenia w izolacji o promieniu od kilku mm do kilku cm”.

Diagnostyka izolatorów przepustowych WN jest trudna. Polecaną w literaturze [3 i 5] metodą diagnostyczną jest pomiar $tg\delta\%$. Metodyka pomiaru $tg\delta\%$ jest podana w literaturze [2]. Metoda badania oleju DGA jest trudna w realizacji, gdyż w izolatorze jest niewiele oleju. Pobierając olej należy go uzupełniać w izolatorze. Pobieranie oleju i jego uzupełnianie wiąże się z zagrożeniem rozszczelnienia izolatora.

6. Literatura

[1]. Drak B., Glinka T., Kapinos J., Miksiewicz R., Zientek P.: *Awaryjność maszyn elektrycznych i transformatorów w energetyce*. ISBN 978-83-931909-4-2. Wydana przez Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL w Katowicach. 2013 r.

[2]. Glinka T.: *Maszyny elektryczne i transformatory. Podstawy teoretyczne, eksploatacja, diagnostyka*. ISBN 978-83-931909-4-2. Wydana przez Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL w Katowicach. 2015 r.

[3]. Kazimierski M., Olech W.: *Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów*. Wydawnictwo: Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o., Gliwice 2013r.

[4]. Łukaszewski J.: *Uszkodzenia izolatorów zagrożeniem dla transformatora i otoczenia*. BOT Elektrownia Bełchatów. www.igeos.pl/doc/2007/11/.../5

[5]. *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów*. ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice, 2012r. ISBN 83-916040-04.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka, Politechnika Śląska w Gliwicach oraz INiME KOMEL Katowice

e-mail: glinka.tadeusz@gmail.com

dr hab. inż. Bronisław Drak, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska Gliwice

e-mail: b.drak@upcpoczta.pl

dr inż. Jan Kapinos, Politechnika Śląska, Gliwice

e-mail: jan.kapinos@polsl.pl