

## WPLYW KOŁYSAŃ MOCY NA PRACĘ ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH BLOKU NA PRZYKŁADZIE ZAKŁÓCENIA W STACJI PRYZELEKTROWNIANEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Marcin LIZER<sup>1</sup>, Sylwia WRÓBLEWSKA<sup>2</sup>

Pracownia Automatyki Elektroenergetycznej Instytutu Energetyki (Instytut Badawczy)

1. tel: 22 3451 166, e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl
2. tel: 22 3451 165, e-mail: Sylwia.Wróblewska@ien.com.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono wyniki analizy zakłócenia jakie miało miejsce w jednej ze stacji przyelektrownianych, do której przyłączone były dwa bloki dużej elektrowni systemowej. Zdarzenie zostało wywołane zwarcie w polu autotransformatora łączącego szyny 110 kV i 400 kV tej stacji. W następstwie zwarcia doszło do zmiany konfiguracji sieci, co doprowadziło do utraty synchronizmu jednego z generatorów, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia jednego z bloków elektrowni po zbędnym działaniu zabezpieczeń w czasie kołysań mocy.

**Słowa kluczowe:** blok energetyczny, kołysania mocy, stabilność, zabezpieczenia bloku.

### 1. WSTĘP

Poniżej zostaną przedstawione wyniki analizy zakłócenia jakie miało miejsce w stacji przyelektrownianej, do której przyłączone były bloki nr 1 i 2 jednej z elektrowni.

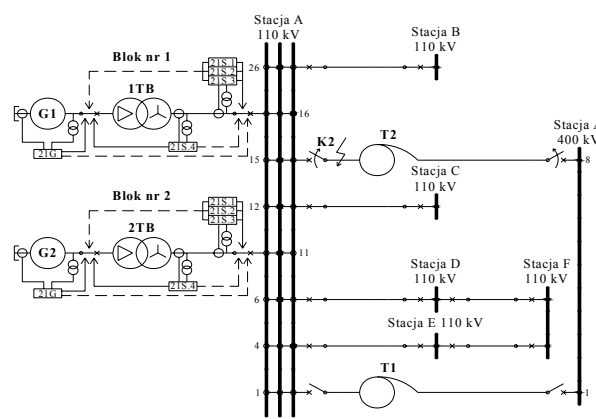
Analizowany ciąg zdarzeń został wywołany dwufazowym zwarcie powstałym w wyniku pomyłki łączeniowej w polu autotransformatora 110 kV/400 kV (T2) stacji przyelektrownianej. W następstwie wymienionego zwarcia działały zabezpieczenia doprowadzając do zmiany konfiguracji sieci 110 kV. W warunkach działania automatyki sieci 110 kV doszło do utraty synchronizmu generatora G2 i asynchronicznych kołysań mocy, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia bloku nr 2.

Referat zawiera skróconą analizę poprawności pracy funkcji zabezpieczeniowych bloku nr 2, które pobudzały się lub działały w czasie zakłócenia. Przedstawiono analizę jakościową dotyczącą stabilności współpracy bloku nr 2 z siecią w czasie poszczególnych etapów zakłócenia. Referat kończą wnioski dotyczące przyczyn powstania zakłócenia oraz sposobów unikania podobnych zdarzeń w przyszłości.

### 2. POCZĄTKOWA KONFIGURACJA STACJI PRYZELEKTROWNIANEJ I STAN BLOKÓW

Na rys. 1 pokazano w uproszczeniu konfigurację sieci przed wystąpieniem zakłócenia. Blok nr 2 przyłączony był do systemu II stacji A. System ten połączony był również

trzema liniami 110 kV ze stacjami: B, C, i D. Konfiguracja pozostałych pól stacji przyelektrownianej była nieistotna dla prowadzonej analizy. Przed zakłóceniem, stacja A sprzęgnięta była z siecią 400 kV poprzez transformator T2. Drugi transformator sprzęgający T1 był wyłączony.



Rys. 1. Uproszczony schemat analizowanej sieci przed wystąpieniem zakłócenia

Przed wystąpieniem zakłócenia, moc zwarciowa systemu II stacji A wynosiła 3967 MVA. Składały się na nią udziały od: transformatora T2 (1545 MVA), generatora G2 (1139 MVA) oraz linii przyłączonych do tego systemu (w sumie 1299 MVA). Blok nr 2 obciążony był mocą czynną równą 377 MW i bierną równą 70,8 MVar.

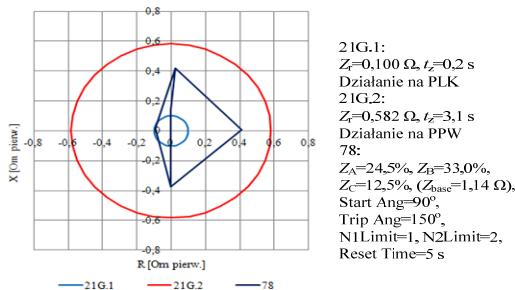
W systemie zabezpieczeń bloku nr 2 aktywne były między innymi następujące funkcje impedancyjne:

1. Funkcja impedancyjna bloku (21G) i funkcja reagująca na poślizg biegunów wirnika generatora (78), które mierzą napięcie na zaciskach generatora i prąd w jego punkcie neutralnym; aktywne w terminalach REG670 (rys. 2a) [1].
2. Funkcja odległościowa z aktywną blokadą kołysaniową (PSB), która mierzy napięcie i prąd w obwodach GN transformatora blokowego (21S.4); aktywna w przekązniku: RED670 (rys. 2b) [2].

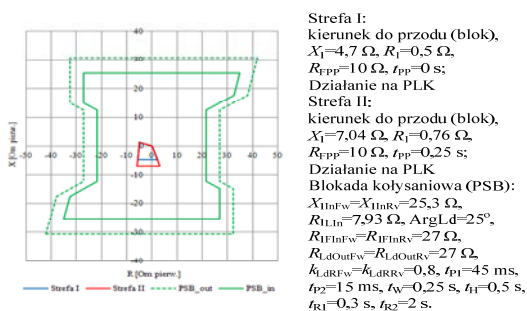
Strefy zabezpieczenia 21S.4 skierowane w stronę sieci oraz strefa 2 zabezpieczenia 21G, działaniem powodują

otwarcie wyłącznika blokowego danego bloku oraz ograniczenie dopływu pary do turbiny (praca na potrzeby własne PPW). Strefy 21S.4 skierowane w stronę bloku oraz strefa 1 zabezpieczenia 21G powodują otwarcie wyłączników: blokowego, generatorowego, wzbudzenia i potrzeb własnych (wyłączenie części elektrycznej) oraz odcięcie dopływu pary do turbiny (praca luzem kotła PLK).

a)



b)



Rys. 2. Charakterystyki rozruchowe i nastawienia funkcji impedancyjnych bloku nr 2: a) 21G i 78, b) 21S.4

### 3. CHRONOLOGICZNY PRZEBIEG ZDARZEŃ ANALIZOWANEGO ZAKŁÓCENIA

W dniu awarii około godziny 08:38:02:358 doszło do dwufazowego (L1-L2) zwarcia w polu 15 stacji A. Zwarcie zostało wyłączone przez zabezpieczenia tego pola. Zwarcie spowodowało pobudzenie (między innymi) blokady PSB zabezpieczenia 21S.4 w urządzeniu RED670 (półkomplet zainstalowany na zaciskach obwodów GN transformatora 2TB) oraz strefy 2 zabezpieczenia 21G.2 w urządzeniu REG670 bloku nr 2. Pobudzenie wymienionych funkcji było poprawne, ponieważ zwarcie miało miejsce blisko (pod względem impedancji) generatora.

Zwarcie zostało zlikwidowane w wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego typu REL511 po stronie 110 kV autotransformatora T2 (pole 15). Zabezpieczenie to spowodowało, o godz. 08:38:02:429, obustronne wyłączenie autotransformatora. Po wyłączeniu zwarcia, odzwbudziły się zabezpieczenia bloku nr 2.

Już po zlikwidowaniu zwarcia doszło do zbędnego zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35, w cyklu SPZ WZ (wyłącz-załącz), w stacjach C i B w polach linii biegnących do stacji A (patrz rys. 1). Wyłączenie autotransformatora T2 oraz linii łączących stację A ze stacjami B i C zainicjowało asynchroniczne kołysania mocy generatora G2, podczas których doszło do następującej sekwencji zdarzeń (podano je chronologicznie):

- załączenie wyłącznika w polu linii stacji B łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ;
- pobudzenie strefy 2 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G);

- pobudzenie zabezpieczenia odpoślizgu biegunów generatora G2 (REG670: 78);
- załączenie wyłącznika w stacji C w polu linii łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ;
- wyłączenie wyłącznika w stacji A w polu linii łączącej tę stację ze stacją B przez zabezpieczenie odległościowe bez funkcji blokady kołysaniowej;
- pobudzenie strefy 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G);
- zadziałanie 1 strefy zabezpieczenia odległościowego bloku 21S.4 (RED670).

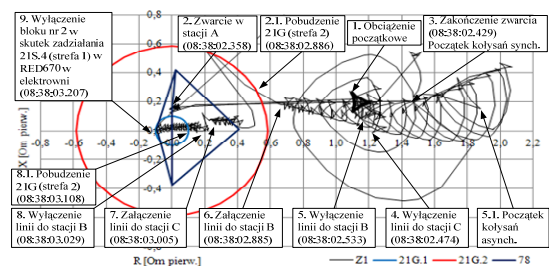
W wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4, blok nr 2 został całkowicie wyłączony. Ponadto, ze względu na zablokowaną automatykę SZR w rozdzielniach potrzeb własnych, został wyłączony kocioł tego bloku.

### 4. ANALIZA DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ IMPEDANCYJNYCH BLOKU NR 2

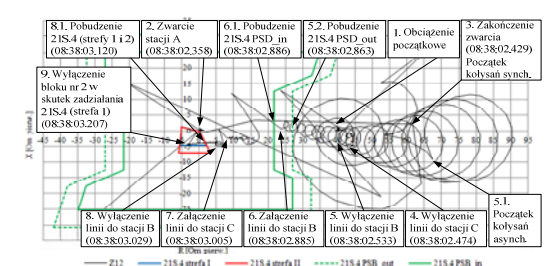
Na podstawie rejestracji wykonanych w czasie analizowanego zakłócenia przez przełączniki REG670 i RED670 (półkomplet zainstalowany w elektrowni po stronie GN transformatora 2TB) bloku nr 2 wyznaczono trajektorie impedancji widzianych przez wymienione przełączniki.

Na rys. 3a pokazano trajektorię impedancji widzianą przez przełącznik REG670 w fazie L1, naniesioną na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21G i 78 bloku nr 2. Na rys. 3b pokazano trajektorię impedancji widzianą przez przełącznik RED670 (półkomplet w elektrowni) w pętli zwarcia L1-L2 naniesioną na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21S.4.

a)



b)



Rys. 3. Trajektoria impedancji widziana przez zabezpieczenia: a) 21G i 78 (faza L1), b) 21S.4 (pętla zwarcia L1-L2)

Dzięki szybkiej likwidacji zwarcia w polu 15 stacji A, blok nr 2 utrzymał synchronizm pracy z siecią. Po zwarcu wystąpiły kołysania synchroniczne, a blok powrócił w pobliże punktu pracy przed zwarcem. Jak wskazują przedstawione trajektorie, blok nr 2 utracił synchronizm po zbędnym wyłączeniu linii łączących stację A ze stacjami C i B. Nastąpiło to z powodu zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35 wymienionych linii, zainstalowanych w stacjach C i B (punkty 4. i 5. na rys. 3).

Działanie wymienionych zabezpieczeń w stacjach C i B nie było współbieżne z działaniem zabezpieczeń w stacji A. Wydłużone szybkodziałające strefy zabezpieczeń w stacjach B i C objęły działaniem zwarcie w polu 15 stacji A powodując zbędne wyłączenie obu linii. Wyłączenie to nastąpiło już po likwidacji zwarcia z powodu dodania się czasów własnych wyłączników. Konfiguracja zabezpieczeń odległościowych linii w stacjach C i B przewidywała inicjowanie cyklu SPZ linii, z przerwami ok. 300 ms.

W czasie trwania kołysań asynchronicznych bloku nr 2 (pomiędzy punktami 5.1. i 6. na rys. 3) wektor impedancji znalazł się w strefie zewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. W analizowanym etapie, kołysania asynchroniczne odbywały się po stronie sieci (powyżej osi rezystancji). W czasie przebywania wektora impedancji w strefie zewnętrznej blokady PSB, doszło do ponownego załączenia linii w stacji B w cyklu SPZ (punkt 6. na rys. 3 i 4). Spowodowało to zmianę warunków kołysań objawiającą się nieznacznym zmniejszeniem się promienia i przesunięciem środka koła obrotu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji. W skutek tego wektor impedancji skokowo przemieścił się do strefy wewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. Czas przebywania pomiędzy strefą zewnętrzną i wewnętrzną PSB wyniósł ok. 23 ms i był krótszy od nastawionego czasu  $t_{p1}$  - blokada nie została aktywowana.

Chwilę później została ponownie załączona w cyklu SPZ linia w stacji C (punkt 6. na rys. 3) i praktycznie w tym samym czasie została definitywnie wyłączona linia do stacji stacji B (punkt 8. na rys. 3) na skutek zadziałania zabezpieczenia odległościowego w stacji A w warunkach kołysań mocy (zabezpieczenie to nie miało blokady PSB).

Po powyższych zmianach konfiguracji sieci, asynchroniczne kołysania mocy przeniosły się na stronę bloku nr 2. W tym stanie wektor impedancji przemieścił się do 1 strefy zabezpieczenia 21G oraz do stref 1 i 2 zabezpieczenia 21S.4. Konfiguracja funkcji 21S.4 przewidywała bezzwłoczne działanie strefy 1. Zatem po przemieszczeniu się wektora impedancji do obszaru działania tej strefy (punkt 8.1. na rys. 5) przy nieaktywnej blokadzie PSB nastąpiło jej zadziałanie, co spowodowało całkowite wyłączenie bloku nr 2 z czasem własnym wyłączników (punkt 9. na rys. 3).

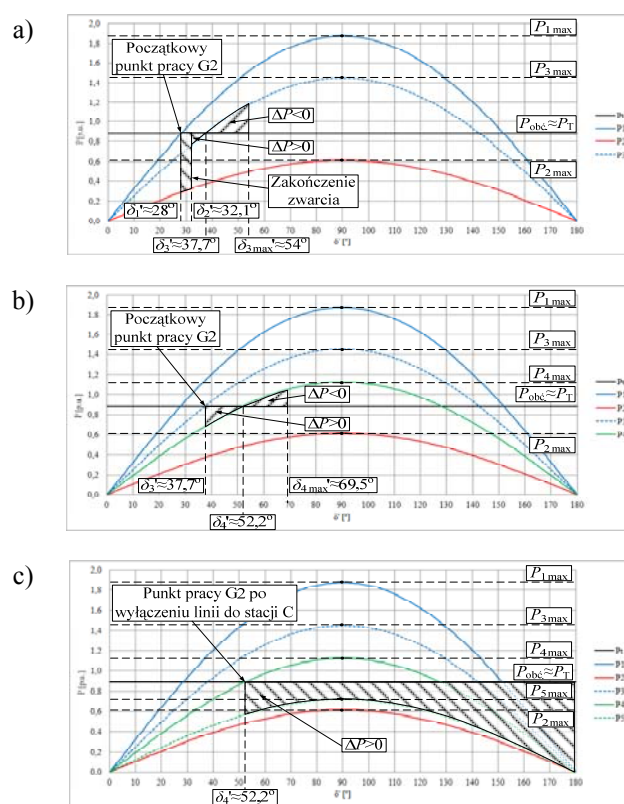
## 5. ANALIZA WARUNKÓW STABILNOŚCI WSPÓLPRACY BLOKU NR 2 Z SIECIĄ

Charakterystykę mocy  $P(\delta')$  generatora G2 dla stanu przed zwarcie w stacji A pokazano na rys. 4a [3]. W momencie powstania zwarcia charakterystyka mocy uległa obniżeniu (rys. 4a) [3]. Powstała tym samym różnica mocy  $\Delta P = P_T - P_{2max} \sin(\delta_1')$  była dodatnia i wirnik generatora zaczął przyspieszać względem częstotliwości sieci – kąt  $\delta'$  zaczął wzrastać. Zwarcie zostało wyłączone po ok. 70 ms. Przez ten czas kąt mocy generatora G2 wzrósł do wartości  $\delta_2'$ . Likwidacja zwarcia spowodowała wyłączenie transformatora T2. Wywołało to znaczące obniżenie mocy zwarciowej na szynach systemu II stacji A. Skutkowało to obniżeniem wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do  $P_{3max}$ .

Po zwarcie wartość mocy wynikająca z charakterystyki  $P_3$  przy kącie  $\delta_2'$  była mniejsza niż moc  $P_T$ , zatem,  $\Delta P$  pozostało dodatnie i wirnik generatora nie przestał przyspieszać. Kąt mocy wzrósł do wartości  $\delta_3'$ , przy której  $\Delta P = 0$ . Zdobyta w czasie przyspieszania wirnika energia kinetyczna (proporcjonalna do pola przyspieszeń z rys. 4a) musiała zostać wy-

tracona - po zrównaniu się mocy kąt  $\delta'$  nie przestał rosnąć. Doszło do sytuacji, w której  $\Delta P < 0$ , co doprowadziło do wyhamowania wirnika do prędkości synchronicznej przy  $\delta_{3max}'$ . W tym stanie pole hamowań ( $\Delta P < 0$ ) zrównało się z polem przyspieszeń ( $\Delta P > 0$ ). Stan równowagi zostałby osiągnięty poprzez kołysania synchroniczne wokół kąta  $\delta_3'$ .

W czasie trwania kołysań synchronicznych po likwidacji zwarcia, doszło do zbędnego wyłączenia linii łączącej stacje A i C. Spowodowało to dalsze obniżenie się mocy zwarciowej na szynach stacji A i wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do wartości  $P_{4max}$ . Powstały kołysania poprzez, które generator G2 osiągnąłby stabilny punkt pracy przy  $\delta_4'$  (rys. 4b). Niedługo po tym została zbędnie wyłączona linia odchodząca do stacji B, co ekstremalnie obniżyło moc zwarciową na szynach stacji A. W tym stanie charakterystyka  $P(\delta')$  generatora G2 przebiegała w całości pod prostą  $P_T$  (rys. 4c). Układ nie mógł osiągnąć stabilnego punktu pracy i kąt mocy zaczął się zwiększać, co wytrąciło generatora G2 z synchronizmu.



Rys. 4. Charakterystyki mocy  $P(\delta')$  generatora G2 w stanie przejściowym: a) w trakcie zwarcia w polu 15 stacji A i po jego wyłączeniu, b) po wyłączeniu linii łączącej stacje A i C, c) po wyłączeniu linii łączącej stacje A i B.

Dalsze zmiany konfiguracji sieci zmieniały warunki kołysań mocy, przez co kołysania asynchroniczne przeniosły się na stronę bloku nr 2, co ostatecznie doprowadziło do zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4.

## 6. WNIOSKI

Przyczyną wyłączenia bloku nr 2 jednej z elektrowni Krajowego Systemu Elektroenergetycznego było zbędne zadziałanie pierwszej, bezzwłocznej strefy zabezpieczenia odległościowego zainstalowanego po stronie GN tego bloku w czasie asynchronicznych kołysań mocy. Przyczyną utraty

synchronizmu generatora było obniżenie się mocy zwarciowej na szynach stacji, do której był on przyłączony.

Moc zwarciowa obniżyła się po wyłączeniu autotransformatora sprzęgającego szyny 110 i 400 kV stacji (w polu którego powstało zwarcie) oraz na skutek zbędnego wyłączenia dwóch linii odchodzących od stacji. Do zbędnego wyłączenia tych linii doszło na skutek działania wydłużonych stref ich zabezpieczeń odległościowych w czasie zwarcia mającego miejsce poza tymi liniami. Dla linii powiązanych z węzłem wytwórczym nie należy stosować konfiguracji zabezpieczeń odległościowych polegającej na wydłużaniu strefy bezzwłocznej, przy braku współbieżności z działaniem zabezpieczenia na drugim końcu tej linii.

Działanie zabezpieczeń wyzwalало cykl automatyki SPZ na tych liniach. Automatyka w czasie kołysań asynchronicznych generatora G2 powodowała ponowne załączenie i wyłączenie linii co wpłynęło na kształt trajektorii impedancji wdzianych przez przełączniki.

Asynchroniczne kołysania mocy, które wystąpiły w czasie zakłócenia powinny spowodować zablokowanie zabezpieczenia 21S.4 bloku nr 2 przez uaktywnienie blokady PSB. Niestety na skutek zmiany konfiguracji sieci kryterium blokady nie zostało spełnione. W celu zwiększenia szans detekcji kołysań mocy przez blokadę PSB przełącznika RED670, proponujemy zmniejszenie zasięgu jej stref, tak aby sprawdzanie kryterium blokady odbywało się bliżej stref rozruchowych funkcji odległościowej. Dzięki temu zmniejszy się też ryzyko zbędnego blokowania przełączników w czasie dalekich kołysań niezagrażających zbędnym działaniem przełączników. Czas przejścia przez strefy blokady należy ustawić tak, aby uzyskana została odpowiednio wysoka maksymalna szybkość zmian impedancji uznawana za kołysania mocy ( $\approx 120-160 \Omega/s$ ).

Strefa I zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21S.4) miała w omawianym przypadku zasięg równy reaktancji transformatora blokowego (2TB). Zwykle strefę I zabezpieczenia odległościowego bloku nastawia się tak, aby jej zasięg nie wykraczał poza transformator blokowy. Gdyby zasięg tej strefy wynosił 70% reaktancji transformatora 2TB prawdopodobnie nie doszłoby do jej zadziałania. Można zatem proponować skrócenie zasięgu strefy I omawianego zabezpieczenia 21S.4, co zmniejszy ryzyko jej działania w czasie asynchronicznych kołysań mocy, których środek znajduje się po stronie bloku.

W czasie omawianego zakłócenia pobudziła się zbędnie strefa 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21G),

której opóźnienie działania wynosiło 0,20 s. Do jej zadziałania nie doszło, ze względu na szybsze wyłączenie bloku przez zabezpieczenie 21S.4. Ze względu na ryzyko nieselektywnego wyłączenia bloku w czasie kołysań mocy przez strefę 1 wymienionego zabezpieczenia 21G, należy wydłużyć jej opóźnienie do 0,6 s. Takie nastawienie w znacznym stopniu ograniczy ryzyko nieselektywnego działania zabezpieczenia 21G w warunkach kołysań mocy.

W warunkach omówionego zakłócenia powinno działać zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu (78) generatora G2. Do działania tego zabezpieczenia jednak nie doszło, ponieważ w pierwszym etapie zakłócenia, w wyniku awaryjnych wyłączeń, moc sieci, z którą powiązany był blok nr 2 znacząco zmalała i trajektoria zmieniającej się impedancji przebiegała poza charakterystyką rozruchową przełącznika 78. Wymieniona charakterystyka dobrana była do normalnych warunków współpracy bloku zarówno z siecią 110 kV, jak i 400 kV. Co prawda, w dalszym przebiegu zakłócenia, po ponownym załączeniu dwóch linii w cyklu SPZ, wymienione zabezpieczenie mogłoby zadziałać, gdyby blok nie został wcześniej wyłączony, to jednak końcowe wnioski z analizy powinny uwzględniać potrzebę modyfikacji układu zabezpieczenia od skutków utraty synchronizmu. Powinna ona polegać na stosowaniu dodatkowej funkcji (78) reagującej na utratę synchronizmu w warunkach, kiedy blok traci powiązanie z siecią 400 kV (wyłączenie obu autotransformatorów 110 kV/400 kV) i pozostaje powiązany jedynie ze słabą siecią 110 kV. Charakterystyka rozruchowa dodatkowej funkcji, obejmując zasięgiem szerszy obszar na płaszczyźnie impedancji, stwarza możliwość działania zabezpieczenia w warunkach podobnych do tych, które wystąpiły w pierwszym etapie analizowanego zakłócenia.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. ABB: Generator protection REG670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
2. ABB: Line differential protection RED670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
3. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego; Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej; Warszawa, 2007 r., ISBN 8788-83-7207-689-2.

## POWER SWINGS IMPACT ON THE POWER UNIT DISTANCE PROTECTION RELAYS OPERATION ON THE EXAMPLE OF DISTURBANCE IN POWER PLANT SUBSTATION LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power unit, power swings, stability, unit impedance protection.

The paper presents the results of the analysis of the real disturbance that took place in one of the Polish power plant substations. The incident was caused by the short-circuit that occurred near the power plant bus-bars. As a consequence, change of the power grid configuration has occurred and one of two working in the power plant generators lost the synchronism. As a result of power swings, the unwanted operation of the unit distance protection has occurred. This caused unwanted tripping of that unit. The paper gives the short analysis of the impedance trajectories in time of the disturbance.